



**2.4.5 Expert Article 23-9-2013 from Conference
Publication Sustainable Energy Ecosystems Leipzig
Saxony
(LP,PP2,PP12)**



Leipziger Beiträge zur Informatik | Volume 42

Energy EcoSystems Conference 2013
Leipzig, Germany, 23 - 24 September 2013
Proceedings

Andrej Werner
Stefan Kühne
Gerd Arnold
Johannes Schmidt
(Eds.)

EES 2013
Energy EcoSystems 2013

Energy EcoSystems Conference 2013
Leipzig, Germany, 23 - 24 September 2013
Proceedings

Editors

Dr. Andrej Werner
awerner@wifa.uni-leipzig.de
Universität Leipzig
Institut für Wirtschaftsinformatik
Lehrstuhl Informationsmanagement
Grimmaische Straße 12
04109 Leipzig

Dr. Stefan Kühne
kuehne@informatik.uni-leipzig.de
Universität Leipzig
Institut für Informatik
Lehrstuhl Betriebliche Informationssysteme
Augustusplatz 10
04109 Leipzig

Dr. Gerd Arnold
ga@evermind.de
evermind GmbH
Schorlemmerstraße 1
04155 Leipzig

Johannes Schmidt
schmidt@infai.org
Institut für Angewandte Informatik (InfAI) e. V. an der Universität Leipzig
Neumarkt 20
04109 Leipzig

Further information regarding Energy EcoSystems Conference 2013 as well as a download option of these proceedings including presentation slides can be found at <http://ees2013.infai.org>.

EES 2013 – Energy EcoSystems Conference 2013

Leipzig, Germany, 23 - 24 September 2013
Proceedings

Andrej Werner, Stefan Kühne, Gerd Arnold, Johannes Schmidt (Eds.) – Leipzig, 2013

ISBN 978-3-941608-29-0

Preface by the Series Editor

The book-series „Leipziger Beiträge zur Informatik“ (Leipziger Contributions to Computer Science) publishes reports from research projects, edited volumes from innovative and emerging research areas, dissertations and post-doctoral lecture qualifications as well as conference proceedings and outstanding students works. The value of the series that has been brought into life in the year 2003 is that it offers a prompt and comprehensive look at running or recently finished scientific work or current scientific discussions. The series brings an innovative variety of topics alongside a high scientific penetration. Also, scientifically relevant areas are enriched through practice-oriented technical papers and documentations.

The different contributions are presented from a background of an applied computer science and with an information systems view. Key aspects of activity are business information systems, content- and knowledge-management as well as cooperation in intra- and internet-settings. Also, with close relation to the location and network background, special attention is given to the service sector, especially with respect to IT-enabled services and solutions.

The “Institut für Angewandte Informatik e.V.“ (Institute for Applied Informatics, InfAI) publishes lectures and fosters the further development of the book series. The InfAI is an affiliated institute of the Universität Leipzig with the non-profit goal of boosting science and research in the area of computer science and information systems.

This present 42. volume of the series documents the “Energy EcoSystems Conference 2013“ that took place in Leipzig as part of the SABRE-multiconference/Leipzig Day of Applied Informatics from September 23 to 24, 2013. As series editor I would like to express my gratitude to the organizers of the conference and the different presenters and attendants for their participation.

Klaus-Peter Fähnrich

Series Editor
Chairman of the Board
InfAI

Leipzig, September 2013

Conference-Co-Chair

Dr. Andrej Werner (University of Leipzig, Information Systems Institute)

Dr. Stefan Kühne (University of Leipzig, Institute of Computer Science)

Dr. Gerd Arnold (evermind GmbH)

Johannes Schmidt (Institute for Applied Informatics (InfAI) e.V.)

Program Committee

Witold Abramowicz (Poznan University of Economics)

Boris Ansorge (FIR e. V. an der RWTH Aachen)

Jörn Altmann (Seoul National University)

Thomas Bruckner (University of Leipzig)

Matthias Deindl (FIR e. V. an der RWTH Aachen)

Christian Derksen (University of Duisburg-Essen)

Bogdan Franczyk (University of Leipzig)

Ryszard Kowalczyk (Swinburne University of Technology)

Aleksandr Nikolaevich Melnik (Kazan Federal University)

Martin Pero (University of Leipzig)

Sebastian Pfaffel (Fraunhofer IWES)

Elke Pulvermüller (University of Osnabrück)

Silva Robak (Uniwersytet Zielonogórski)

Andreas Speck (Kiel University)

Rainer Unland (University of Duisburg-Essen)

Antonius van Hoof (DHBW Stuttgart)

Organisation Committee

Axel Hummel (University of Leipzig, Institute of Computer Science)

Stefan Sprick (Institute for Applied Informatics (InfAI) e.V.)

Robert Wehlitz (University of Leipzig, Information Systems Institute)

Conference Organisation

University of Leipzig

UNIVERSITÄT LEIPZIG

Institute for Applied Informatics (InfAI) e.V.



InfAI®

Institut für Angewandte Informatik

Sponsors

We would like to thank our sponsors for their valued support.

GETEC net AG



perdata Gesellschaft für
Informationsverarbeitung mbH



Vorwort

Im Kontext der Energiewende durchlebt die Energiewirtschaft in Deutschland gegenwärtig einen tiefgreifenden Strukturwandel. Der Trend zur Fragmentierung und Dezentralisierung von Marktteilnehmern wird sich in den nächsten Jahren fortsetzen und weiter beschleunigen. Die Komplexität des Energiesystems wird weiter steigen. Gleichzeitig ergeben sich im Zuge dieser Entwicklung für energiewirtschaftliche Akteure (Erzeuger, Verbraucher, Netze, Energiemärkte und IuK-Technologien) vielfältige wirtschaftliche Herausforderungen und Entwicklungsperspektiven.

Das Konzept „Ecosystems“ eröffnet innovative Perspektiven auf die zu erwartenden energiewirtschaftlichen Entwicklungen. Es strukturiert das komplexe Zusammenspiel der einzelnen Akteure und Teilsysteme mit der Zielsetzung, das Gesamtsystem sicherer, effizienter und umweltverträglicher zu gestalten. Im Fokus der Energy EcoSystems Conference 2013 stehen hierbei vier Betrachtungsebenen – die physikalische Ebene, die IKT-Ebene, die ökonomische Ebene und die soziokulturelle Ebene – sowie deren ebenenübergreifenden Wechselwirkungen.

Mit den Sessions „Energy EcoSystems heute und morgen“, „Technische Informationsbedarfe im Energy EcoSystem“, „Vermarktung und Verbrauch im Energy EcoSystem“, „Erneuerbare Energien im Energy EcoSystem“, „Innovationen im Energy EcoSystem“ und „Quo vadis Energy EcoSystems?“ liegen die Schwerpunkte der Konferenz in der Systemintegration von Erneuerbare-Energie-Anlagen, der Flexibilisierung des Verbrauchs auf physikalischer und ökonomischer Ebene, der Standardisierung von Datenformaten und Kommunikationsprotokollen, der Umsetzung steigender informationstechnischer Anforderungen sowie in Ansätzen zur Optimierung des Gesamtsystems. Dieser Tagungsband beinhaltet die wissenschaftlichen Beiträge der Scientific Tracks sowie ausgewählte Präsentationen der Industrie Tracks der Konferenz.

Dr. Gerd Arnold, Dr. Stefan Kühne, Johannes Schmidt und Dr. Andrej Werner – das Konferenzkomitee – danken den Teilnehmern für die hochwertigen wissenschaftlichen sowie praxisrelevanten Beiträge und Diskussionen. Weiterhin möchte sich das Konferenzkomitee bei den Projektförderern Sächsische Aufbaubank (SAB), Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) sowie Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) bedanken, welche durch unterschiedliche Förderprogramme die anstehenden Herausforderungen in der Energiewirtschaft und die Entwicklung hin zu einer erfolgreichen und exportierbaren Energiewende unterstützen. Besonderer Dank gilt den Sponsoren perdata Gesellschaft für Informationsverarbeitung mbH und GETEC net AG, durch deren Unterstützung viele Teilnehmer ihre Ergebnisse und Erkenntnisse auf der EcoSystems Conference 2013 vorstellen konnten. Das Konferenzkomitee dankt auch den Mitgliedern des Organisationskomitees – Axel Hummel, Stefan Sprick, Robert Wehlitz – für ihr persönliches Engagement und ihre tatkräftige operative Unterstützung.

Weitere Informationen zur Energy EcoSystems Conference 2013 sowie die Folien der ReferentInnen finden Sie unter <http://ees2013.infai.org>. Alle Informationen zur nächsten Energy EcoSystems Conference werden unter <http://ees.infai.org> bekannt gegeben.

Programm

Montag, 23. September 2013

Energy EcoSystems heute und morgen

Heiko Mevert (GETEC net AG)

Smart-Metering, Theorie und Praxis

Hartmut Entrup (arvato Systems Technologies GmbH)

Anforderungen an IT-Systeme im Zuge der Einführung intelligenter Messsysteme

Technische Informationsbedarfe im Energy EcoSystem

Martin Winter (Siemens AG)

Dynamische Anbindung dezentraler Energieanlagen mit IEC 61850

Olaf Krietsch (HL komm Telekommunikations GmbH)

Verbindungen zwischen SRL-Anbieter und Übertragungsnetzbetreibern gemäß
'Mindestanforderungen an die Informationstechnik für die Erbringung von
Sekundärregelleistung'

Sabrina Schlammerl (ESG Elektroniksystem- und Logistik-GmbH)

Innovative Services in der Windenergie: Der Einsatz von RDS-PP und dessen
Bedeutung für das Life Cycle Management

Christian Schweitzer (bse Engineering Leipzig GmbH)

Lebenslaufakte: Ganzheitlicher Ansatz für einen gesicherten Anlagenbetrieb

Wissenschaftliche Session

Robert Wehlitz, Andrej Werner, Marcus Grieger, Jan Pfeifer, Bogdan Franczyk, Stefan Sprick und Tino Ryll (Universität Leipzig)

Smart Meter Installation Management – Prototypgestützte Digitalisierung von Smart Meter Montageprozessen

Hendrik Kondziella und Thomas Bruckner (Universität Leipzig)

Modellbasierte Investitionsentscheidungen in dezentralen Energiesystemen

Marcus Grieger, Andrej Werner, Robert Wehlitz, Jan Pfeifer, Stefan Sprick, Tino Ryll und Bogdan Franczyk (Universität Leipzig)

How ICT Could Overcome the Smart Meter Installation Delay – An Assessment of Rollout Experiences

Stefan Saatmann und Sandra Maeding (Universität Leipzig)

Energiewende und Regulierung – Wie werden Sonne und Wind im Stromnetz integriert und reguliert

Vermarktung und Verbrauch im Energy EcoSystem

René Baumann (Optimax Energy GmbH)

Vermarktungskonzepte für dezentrale Anlagen

Dr. Ralfdieter Füller (Meter1 GmbH & Co. KG)

Von der lästigen Kür zur notwendigen Pflicht: Produktentwicklung für Smart-Metering

Heike Diebler und Dr. Lutz Maicher (ccc software GmbH, Fraunhofer MOEZ)

Energiekosten sparen durch Energetische Transparenz in der verarbeitenden Industrie – ein Praxisbericht

Dr.-Ing. Philipp Guttenberg und Dr. Heinrich Hördegen (Ingenieurbüro Guttenberg & Hördegen)

Betriebsoptimierung für Energiespeicher durch Energieflussmodellierung

Dienstag, 24. September 2013

Erneuerbare Energien im Energy EcoSystem

Dr. Winfried Damm (Stadtwerke Leipzig)

Regenerative Energieversorgung einer Großstadt, Stadtwerke Leipzig

Uwe Härling (Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH)

Herausforderungen der Energiewende für das Verteilnetz der MITNETZ STROM

Dr. Matthias Müller-Mienack (GridLab GmbH)

Integration Erneuerbarer Energien – Notwendige Werkzeuge für den ÜNB

Innovationen im Energy EcoSystem)

Dr. Andreas Schnauß (Vattenfall Europe Wärme AG)

Systemintegration der Erneuerbaren Stromproduktion in die Energiemärkte Strom und Wärme KWK als natürlicher Energiepartner von Wind und PV

Martin Jarosch-Mitko (Siemens AG)

Eine Integrationsplattform für Erneuerbare-Energie-Anlagen

Lars Quiring (Get AG)

Strategien im Vertrieb innovativer Energieprodukte und -dienstleistungen

Wissenschaftliche Session

Diana Böttger, Philipp Hanemann und Thomas Bruckner (Universität Leipzig)
Wirtschaftlichkeitsanalyse eines virtuellen Kraftwerks in Delitzsch innerhalb des EU-Projektes VIS NOVA

Stefan Sprick, Tino Ryll, Kerstin Wurdinger, Andrej Werner, Bogdan Franczyk, Marcus Grieger, Jan Pfeifer und Robert Wehlitz
(Institut für Angewandte Informatik e. V.)
Regenerative Energien Management-Cockpit (REMC): Informationstransparenz in Energiewertschöpfungsnetzwerken

Sabine Wieland (Institut für Angewandte Informatik e. V.)
Informationsarchitektur im Smart Meter Umfeld unter Berücksichtigung der aktuellen Netzsituation

Marko Winkler (envia Mitteldeutsche Energie AG (enviaM))
sMobiliTy: Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen ein Beitrag zur Energiewende

Quo vadis Energy EcoSystems?

Stephan Witt (JSW Consulting GmbH)
Energiesysteme als Business Ecosystems - Bedeutung für die strategische Planung und das Innovationsmanagement am Beispiel dezentraler Netzsteuerungsparadigmen

Dr.-Ing. Peter Bretschneider (Fraunhofer IOSB-AST)
Betriebsführung dezentraler Erzeuger- und Speicheranlagen

Prof. Dr. Thomas Bruckner (Vattenfall Europe Professur Energiemanagement und Nachhaltigkeit)
Die Energiewende in Deutschland – Technologische Lösungen und energiewirtschaftliche Herausforderungen

Inhaltsverzeichnis

Wissenschaftliche Beiträge

Informationsarchitektur im Smart Meter Umfeld unter Berücksichtigung der aktuellen Netzsituation <i>Sabine Wieland</i>	1
Energiewende und Regulierung — Wie werden Sonne und Wind im Stromnetz integriert und reguliert <i>Stefan Saatmann und Sandra Maeding</i>	13
Regenerative Energien Management-Cockpit (REMC): Informationstransparenz in Energiewertschöpfungsnetzwerken <i>Stefan Sprick, Tino Ryll, Kerstin Wurdinger, Andrej Werner, Bogdan Franczyk, Marcus Grieger, Jan Pfeifer und Robert Wehlitz</i>	23
Modellbasierte Investitionsentscheidungen in dezentralen Energiesystemen <i>Hendrik Kondziella und Thomas Bruckner</i>	35
Wirtschaftlichkeitsanalyse eines virtuellen Kraftwerks in Delitzsch innerhalb des EU-Projektes VIS NOVA <i>Diana Böttger, Philipp Hanemann und Thomas Bruckner</i>	47
Smart Meter Installation Management — Prototypgestützte Digitalisierung von Smart Meter Montageprozessen <i>Robert Wehlitz, Andrej Werner, Marcus Grieger, Jan Pfeifer, Bogdan Franczyk, Stefan Sprick und Tino Ryll</i>	59
How ICT Could Accelerate the Smart Meter Installation Process — An Assessment of Rollout Experiences <i>Marcus Grieger, Andrej Werner, Robert Wehlitz, Jan Pfeifer, Stefan Sprick, Tino Ryll und Bogdan Franczyk</i>	71

Industriepräsentationen

Smart-Metering: Theorie und Praxis

Heiko Mevert 83

Anforderungen an IT-Systeme im Zuge der Einführung intelligenter Messsysteme

Hartmut Entrup 85

Dynamische Anbindung dezentraler Energieanlagen mit IEC 61850

Martin Winter 87

Verbindungen zwischen SRL-Anbieter und Übertragungsnetzbetreibern gemäß 'Mindestanforderungen an die Informationstechnik für die Erbringung von Sekundärregelleistung'

Olaf Krietsch 89

Innovative Services in der Windenergie: Der Einsatz von RDS-PP und dessen Bedeutung für das Life Cycle Management

Sabrina Schlammerl 91

Lebenslaufakte: Ganzheitlicher Ansatz für einen gesicherten Anlagenbetrieb

Christian Schweitzer 93

Vermarktungskonzepte für dezentrale Anlagen

René Baumann 95

Energiekosten sparen durch Energetische Transparenz in der verarbeitenden Industrie – ein Praxisbericht

Heike Diebler, Lutz Maicher 97

Betriebsoptimierung für Energiespeicher durch Energieflussmodellierung

Philipp Guttenberg, Heinrich Hördegen 99

Regenerative Energieversorgung einer Großstadt, Stadtwerke Leipzig

Winfried Damm 101

Herausforderungen der Energiewende für das Verteilnetz der MITNETZ STROM

Uwe Härling 103

Integration Erneuerbarer Energien — Notwendige Werkzeuge für den ÜNB

Matthias Müller-Mienack 105

Eine Integrationsplattform für Erneuerbare-Energie-Anlagen

Martin Jarosch-Mitko 107

Energiesysteme als Business Ecosystems – Bedeutung für die strategische Planung und das Innovationsmanagement am Beispiel dezentraler Netzsteuerungsparadigmen	
<i>Stephan Witt</i>	109
Die Energiewende in Deutschland – Technologische Lösungen und energiewirtschaftliche Herausforderungen	
<i>Thomas Bruckner</i>	111

Informationsarchitektur im Smart Meter Umfeld unter Berücksichtigung der aktuellen Netzsituation

Sabine Wieland

InfAI und
Institut für Telekommunikationsinformatik
Hochschule für Telekommunikation Leipzig
Gustav-Freytag-Str. 43-45
04277 Leipzig
wieland@hftl.de

Abstract: Die Netzinfrastruktur in Deutschland wird kontinuierlich erweitert (Bandbreitenausbau) und modernisiert (z.B. LTE, Vectoring, SDN). Verschiedene Nutzungsszenarien wie IPTV, Cloud Computing und VoIP stellen die Netzinfrastruktur mit verschiedenen Quality of Service (QoS) Anforderungen und steigenden Datenvolumen vor neue Herausforderungen.

Die Energiewende erfordert die Bereitstellung von Energienutzungsdaten für jeden Haushalt sowie die Bereitstellung von Betriebsdaten für die Steuerung von Energieanlagen. Die damit verbundenen Datenvolumen stellen die mit dem Begriff Big Data verbundenen Anforderungen an die IKT Infrastruktur bei der Übertragung, Erfassung, Speicherung und Verarbeitung.

Die damit verbundenen Herausforderungen und Lösungsvarianten werden in diesem Beitrag beschrieben.

1 Aktueller Bandbreitenausbau in Deutschland

Der Bandbreitenausbau wird den aktuellen Anforderungen in weiten Teilen Deutschlands gerecht. In den letzten Jahren hat die Nutzung von Datendiensten wie Internet, IPTV und VoIP kontinuierlich zugenommen, siehe Abbildung 1. Wobei in dieser Grafik 2011 die Summe des Datenvolumens 100% ergibt. Der Übergang von leitungsvermittelter zu paketvermittelter Datenübertragung ermöglichte es, die Gesprächspausen zu nutzen und währenddessen die Daten anderer Dienste zu übertragen. Dieser Bandbreitengewinn wird aber von der ständig steigenden Verkehrslast aufgebraucht. Tarife mit Datenflat und preiswerte Cloud Computing Angebote verleiten dazu, sorglos auf der Datenautobahn zu surfen.

Durch die zunehmende maschinelle Erzeugung von Daten in allen Bereichen (z.B. Industrie, Gesundheitswesen, Wissenschaft und Privathaushalte) fallen große Datenmengen an, die unter dem Begriff Big Data zusammen gefasst werden und über die IKT Infrastruktur übertragen werden. Auch dieser Trend verschärft die Bandbreitensituation in Deutschland in den nächsten Jahren.

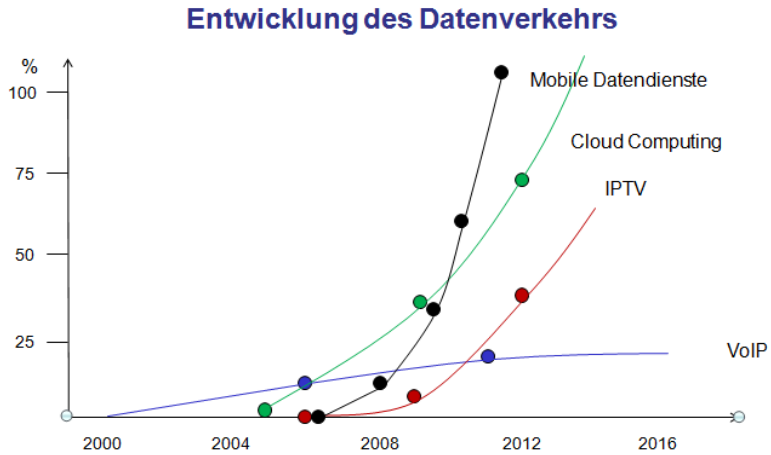
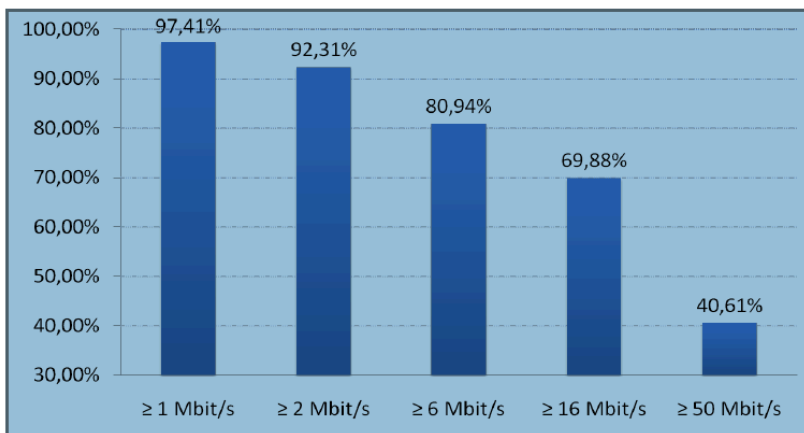


Abbildung 1: Datenverkehr 2011

Die zur Verfügung stehende Bandbreite differiert zwischen 1 MBit/s und 50 MBit/s, siehe Abbildung 2. Moderne Netzwerkmanagementmethoden wie Vectoring und SDN (Software Defined Networks) ermöglichen die effiziente Nutzung der zur Verfügung stehenden Netzinfrastruktur. Ein weiterer Ausbau der Netzwerkinfrastruktur ist gefordert, insbesondere unter Berücksichtigung der zu erwartenden Übertragungsraten durch die EnWG.



Quelle: Breitbandbüro des Bundes

Abbildung 2: Breitbandausbau 2011 [3]

2 Änderungen im Energiemarkt

Auf Grund der Gesetzesänderungen, die seit 1997 beschlossen wurden unterliegt der Energiemarkt einem fortlaufenden Wandel. Weitere Novellen folgten 2003, 2005, 2008, 2010, 2011 und 2012. Folgende Neuerungen im EnWG 2011 [2] folgen den europäischen Vorgaben:

- Die vollständige Entflechtung von Transportnetzbetreibern und bei Verteilnetz- und Speicheranlagenbetreibern,
- Die Einführung verbrauchsabhängiger Tarife und die Förderung moderner, "intelligenter" Messsysteme,
- Die Stärkung der Verbraucherrechte und des Verbraucherschutzes,
- Die Stärkung der Regulierungsbehörden auf europäischer und deutscher Ebene,
- Der Wegfall der Ausnahmen für geschlossene Verteilernetze (= Objektnetze),
- Die Umsetzung des 10-Punkte-Sofortprogramms der Bundesregierung.

Auf Grund der zeitlichen Abfolge der Novellen kann davon ausgegangen werden, dass weitere Regelungen und Maßnahmen zur Öffnung und Liberalisierung des Energiemarktes beschlossen werden, um den europäischen Richtlinien gerecht zu werden.

Unter diesen gesetzlichen Rahmenbedingungen werden die Endverbraucher oder Nutzer mit neuen Technologien und einer kontroversen Diskussion in den Medien konfrontiert. Er wird seine neuen Rechte und Möglichkeiten nur zögerlich wahrnehmen: Der Nutzer oder Endverbraucher kann den Lieferanten und den Messstellenbetreiber frei wählen. Er kann zwischen verschiedenen sehr unterschiedlichen Stromtarifen wählen, wobei nicht ersichtlich ist, welcher Tarif zu dem momentanen Nutzungsverhalten passt. Sobald die Endverbraucher selbst Stromlieferanten werden, sind intelligente Messsysteme zu empfehlen.

Anzahl der Windenergieanlagen in Deutschland

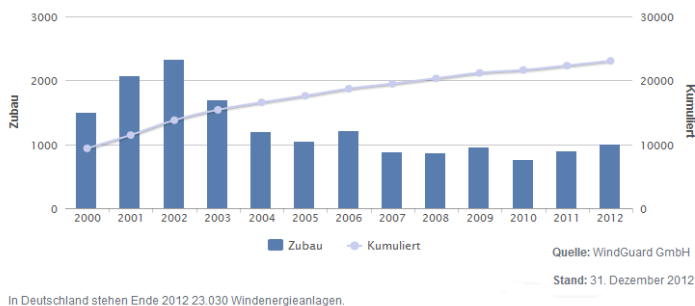


Abbildung 3: Anzahl Windkraftanlagen 2012 [WindGuard GmbH]

Für jeden der 41 Mio. Haushalte in Deutschland werden in naher Zukunft 35.000 Datensätze pro Jahr (bei einem Messintervall von 15 Minuten) erfasst, gespeichert und mehrmals übertragen. Diese Datensätze werden beim Energieverbraucher erfasst, zum Messstellenbetreiber übertragen, dem Energieerzeuger zur Verfügung gestellt sowie dem Verbraucher angezeigt. Es kann deshalb davon ausgegangen werden, dass jeder Datensatz mindestens drei Mal übertragen wird. Für eine intelligente Steuerung des Energienetzes ist ein Messintervall von mindestens einer Sekunde notwendig. Bei einem Messintervall von einer Sekunde sind das $1,3 * 10^{15}$ Datensätze pro Jahr, die erfasst, gespeichert und mehrmals übertragen werden. Zu dieser Datenmenge sind die Energieverbrauchsdaten der kommerziellen Verbraucher und die Betriebsdaten der Energieanlagen zu addieren. Es ist davon auszugehen, dass je nach Größe der Energieanlage bis zu 100 Datensätze pro Anlage und Sekunde übertragen werden. Eine genaue Abschätzung der für die Steuerung der Energieanlagen notwendigen Datenmengen wird zur Zeit in einer Abschlussarbeit im Rahmen des Forschungsprojektes EUMONIS ermittelt. 2012 waren ca. 23.000 Windkraftanlagen in Deutschland im Betrieb, siehe Abbildung 3. Bei nur einem Datensatz pro Sekunde pro Windkraftanlage müssen $713 * 10^9$ Datenpakete im Jahr erfasst, gespeichert und mehrmals übertragen werden.

3 QoS Anforderungen der Datendienste in der IKT Infrastruktur

Die Qualitätsanforderungen der Datendienste an die IKT Infrastruktur variieren, siehe Abbildung 4. Echtzeitdaten stellen hohe Anforderungen an die Antwortzeit bzw. Delay, Bilddaten erfordern eine fehlerfreie Übertragung, IPTV nutzt auf Grund der großen Datenvolumen eine große Bandbreite und VoIP verlangt eine kontinuierliche Paketübertragung. Diese kontinuierliche Paketübertragung wird durch den Parameter Jitter dargestellt und beschreibt die Abstände zwischen mehreren Paketen eines Datendienstes, siehe Abbildung 5. Somit stellt jeder Datendienst ganz eigene, besondere Anforderungen an die IKT Infrastruktur.

QoS Anforderungen der Datendienste

Dienst	QoS	Daten- volumen GB	Durch- satz [MBit/s]	max. delay [s]	Max. Jitter [ms]	accept .BER	accept. PER	virtuelle Verbin- dungsdauer [s]
Festbild		1	5	1		10^{-3}	10^{-7}	1
hochauflösendes Bild		1-25	1-25	1-10		10^{-5}	10^{-7}	1-5
Datagramm		1-100	1	0.001		0	0	verbindungslos
Filetransfer		0.1-100	0.1-100	1		0	10^{-8}	1
Echtzeitdaten		0.004	< 10	10^{-4} -1		0	0	> 10
Netzwerk-Filesystem- Zugriff		1-100	1	0.1		0	10^{-8}	verbindungslos
Zugriff auf Virtual shared Memory		0.004	1	0.005		0	10^{-8}	> 10
Sprache		0.042	0.064	0.25	10	$< 10^{-1}$	$< 10^{-1}$	60-3600
IPTV		182	0.73	0.25	10	10^{-2}	10^{-3}	120-10000

Abbildung 4: QoS Anforderungen der Datendienste

VoIP ist durch viele kleine IP Pakete gekennzeichnet. Um eine gute Sprachqualität zu erreichen, müssen diese Pakete in einem konstanten Anstand zueinander übertragen werden. Die IKT Netzinfrastruktur ist durch viele Server gekennzeichnet, die an der Übertragung von VoIP Paketen beteiligt sind. Jeder Server stellt ein System mit einer Warteschlange dar, bei dem die ankommenden Pakete gespeichert und je nach Reihenfolge und Priorität an das nächste Netzsegment übertragen werden. Da die Netzinfrastruktur außerdem inhomogen ist und sowohl Netzabschnitte mit analoger und digitaler Übertragung für die Übertragung genutzt werden, ist eine Transformation der Datenpakete erforderlich. Jede Warteschlange und jede Transformation erzeugt Jitter und verschlechtert die Übertragungsqualität der Sprachinformation. Bei einem Jitter von mehr als 150 ms ist die Sprachqualität nicht ausreichend. Diese Qualitätsanforderung wird meist unterschätzt, da VoIP insgesamt nur eine geringe Bandbreite nutzt. Die Datenübertragung im Smart Grid zur Steuerung der Energieanlagen weist eine ähnliche Charakteristik wie VoIP auf: kurze Pakete müssen in einem kurzen, gleichmäßigen Intervall übertragen werden. Zu großer Jitter führt zu Fehlern in der Steuerung des Energienetzes.

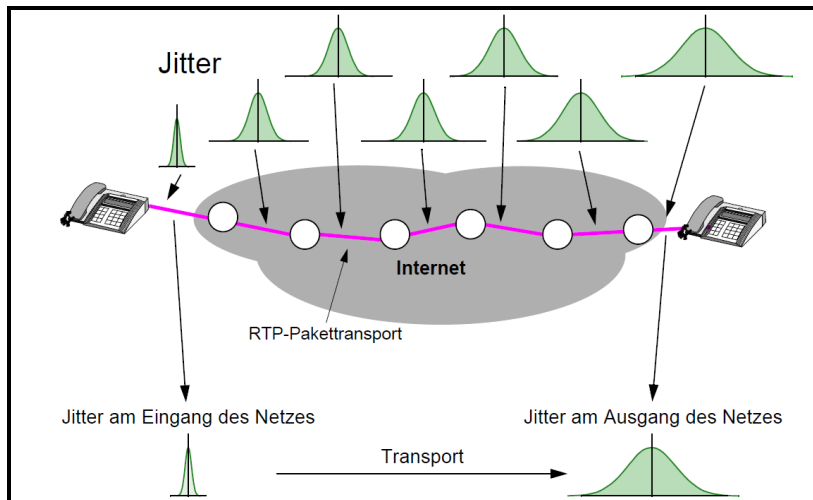


Abbildung 5: Jitter [1]

Vier Prioritätsklassen werden bei der Übertragung von IP Paketen genutzt: Priorität 1: Sprache und Echtzeitdaten, Priorität 2: IPTV und Video on demand, Priorität 3: Geschäftskundendaten und Priorität 4: Privatkundendaten. Diese Priorisierung wurde gewählt, um die besonderen Qualitätsanforderungen von VoIP zu berücksichtigen. Trotz der hohen Priorität kommt es zu signifikanten Verzögerungen und großem Jitter im Netz, siehe Abbildung 6. Das ist hauptsächlich in der unterschiedlichen Paketlänge der zu übertragenden Pakete begründet, siehe Abbildung 7. VoIP liefert eine hohe Anzahl von sehr kurzen Paketen. Dem gegenüber liefern andere Datendienste, insbesondere

IPTV viele lange Pakete. Trotz hoher Priorität kommt es dadurch bei ungünstigen Randbedingungen zu erhöhtem Jitter.

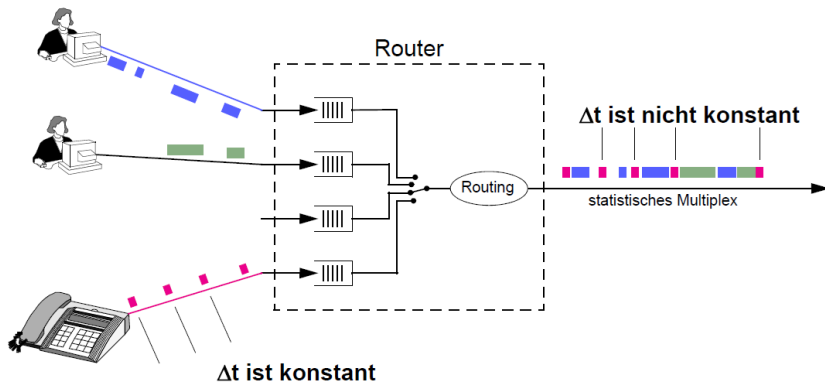
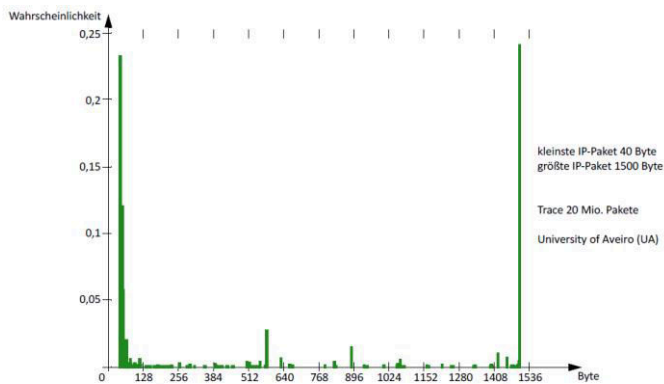


Abbildung 6: Entstehung von Jitter [1]

Diese Situation wird durch die zunehmende Nutzung von Cloud Computing Services weiter verschärft.



Modeling IP traffic: joint characterization of packet arrivals and packet sizes using BMAPs
Paulo Salvador a, Antonio Pacheco b,*, Rui Valadas 2003

Computer Networks 44 (2004) 335–352
Responsible Editor: H.L. Truong

Abbildung 7: Verteilung der Paketgrößen [5]

Die Aussage „Das Netz ist VoIP- Ready“ kann bedeuten, dass eine die möglichen Methoden für Performance Management wie Priorisierung, MPLS oder Überkapazitäten genutzt werden. Diese Maßnahmen sind weder gleichwertig, noch können sie das Auftreten von Jitter bei VoIP vollständig verhindern.

3.1 Auswirkungen bei gemischter Verkehrslast

Die erforderliche Kapazität der IKT Infrastruktur wird üblicher Weise nach Erlang berechnet. Bei klassischen Weitverkehrsnetzen wird von einer Gleichverteilung des Datenverkehrs ausgegangen. Eine Gleichverteilung des Datenverkehrs ist durch eine stochastische Poisson- Verteilung gekennzeichnet, bei der der Mittelwert der Gesprächsdauer von gleich der Varianz ist. Die Zwischenankunftszeiten sind unabhängig voneinander. Das klassische Kommunikationsnetz arbeitet nach dem Prinzip eines Verlustsystems: Sobald alle Kanäle belegt sind, kann der Verbindungswunsch nicht mehr erfüllt werden, die Leitung ist besetzt. Jeder Kommunikationswunsch ist vom Darauffolgenden unabhängig.

Bei den aktuellen Datendiensten wird durch einen Mausklick die Übertragung von vielen Paketen ausgelöst, z.B. beim Download einer Webseite oder Videos. Jeder Kommunikationswunsch verursacht eine unterschiedlich große Menge von Datenpaketen. Dieser Aspekt wird mit dem Hurst Parameter nahe 1 beschrieben und „Heavy-Tailed“ genannt, siehe Abbildung 8. Dadurch kommt es zu einem sogenannten „selbstähnlichen Prozess“. Die Pakete sind nicht mehr unabhängig voneinander und die Voraussetzungen für eine Berechnung nach Erlang sind nicht mehr gegeben. Die Nutzung der Erlang Formel wird den aktuellen Datendiensten nicht gerecht und führt zu einer Fehleinschätzung der Netzkapazität.

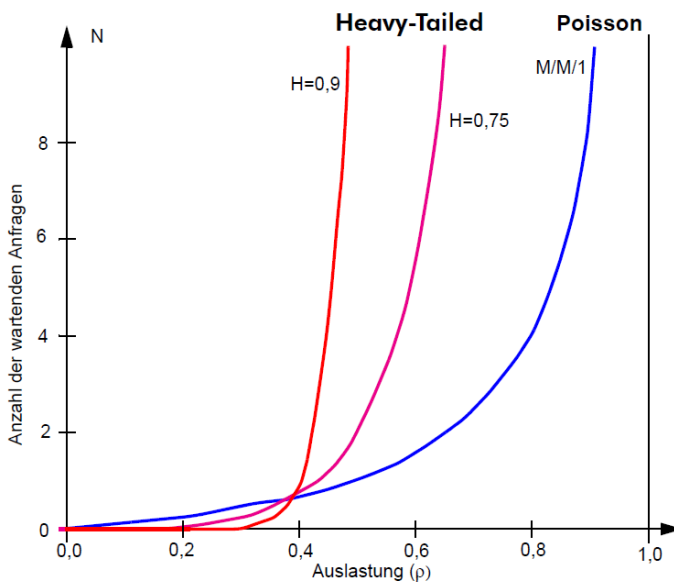


Abbildung 8: Auswirkungen des Hurst Parameters [1]

Eine Nichtberücksichtigung des Hurst Parameters führt zu einer gelegentlichen Überlast des Übertragungsnetzes, die schwer zu rekonstruieren ist, da für das Auftreten einer Überlast Situation mehrere Faktoren zusammen auftreten müssen.

Eine Überdimensionierung der Netzkapazität allein kann einen reibungslosen Betrieb nicht garantieren, siehe Abbildung 9.

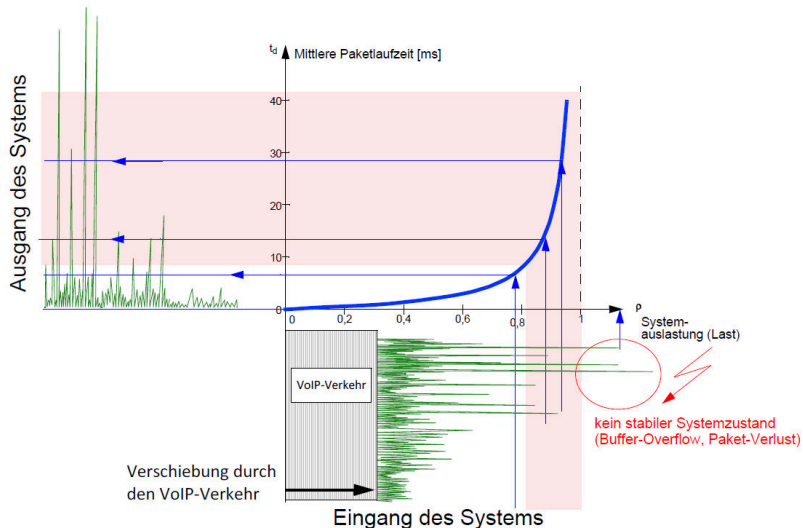


Abbildung 9: Auswirkungen bei gemischten IP Verkehr [1]

VoIP-Telefone gleichen einen Paketverlust durch einen eingebauten Mechanismus aus, indem zu großer Jitter durch „Gesprächspausen“ korrigiert wird.

3.2 Lösungsvarianten für eine Lastbalance in der IKT Infrastruktur

Wie bereits erwähnt stellt eine Überdimensionierung keine ausreichende Lösung zur Bereitstellung der erforderlichen QoS dar. Gute Ergebnisse werden mit einer Verkehrstrennung oder einer Kombination von Priorisierung und Protection erzielt:

Verkehrstrennung: Mit logischen Trennungen, wie MPLS, VLAN (hardwarebasiert) kann man eine Mischung zwischen Paketen der Echtzeitkommunikation und des klassischen Datenverkehrs vermeiden. Diese Leitungen zeigen eine viel größte Leistungsfähigkeit, sie transportieren bei vergleichbaren Werten am meisten Echtzeitverkehr mit geringen Wartezeiten. Diese strikte Trennung von Sprache und Echtzeitdaten ist in jedem Fall zu bevorzugen.

Priorisierung: DiffServ (Strict Priority Queueing) ermöglicht einen bevorzugten Transport der Echtzeitinformation. Für kleinere Netzwerkstrukturen und einen geringen Echtzeit-Anteil kann dies ein möglicher Weg sein.

Protection in MPLS-Netzen: Installation und Nutzung von Backup-Pfaden vor dem Auftreten von Störungen um QoS für Prioritätsklassen zu sichern.

Überdimensionierung: Das Argument, die Netze seien ja nur gering mit Daten ausgelastet, trägt nicht. Ohne QoS-Maßnahmen zeigen sich in diesen Systemen sehr

frühzeitig Probleme. Zudem kann man sich durch eine ungenügende Verkehrstrennung Sicherheitsprobleme einhandeln, weil alles im gleichen Netz stattfindet.

4 Moderne Informationsinfrastruktur im Smart Meter Umfeld unter Berücksichtigung aktueller Anforderungen

Große Netzinfrastrukturen wie sie infolge der Energiewende sowie im Kontext von Smart Meter / Smart Grid entstehen beziehungsweise genutzt werden erfordern und ermöglichen neue Technologien wie Cloud Computing, Big Data, Mesh Infrastrukturen Social Media aber auch eine neue Dimension der Cyber Kriminalität.

Um in einem Smart Grid Umfeld sinnvoll Energiebedarf und Energieverbrauch auf einander abstimmen zu können, ist ein Messintervall von 1 Sekunde für jeden Verbraucher und jede Energieanlage notwendig, siehe Kapitel 2. Zur Erinnerung: Pro Haushalt / Messstelle sind das 31,5 Millionen und pro Energieanlage ca. 3,15 Milliarden Datensätze im Jahr. Diese Datenmengen können mit den Technologien die mit den Begriffen Big Data und Cloud Computing verbunden werden, verarbeitet werden.

4.1 Big Data Technologien

Big Data sind durch drei Merkmale charakterisiert: **Volume**, **Velocity** und **Variety**.

- **Volume** – große Datenmengen entstehen durch die maschinelle Erzeugung von Informationen, z.B. im Supermarkt an der Kasse. Datenvolumen im mehrstelligen Terabyte- oder sogar Petabyte-Bereich werden Realität.
- **Velocity** - Geschwindigkeit beschreibt, dass die Daten fortlaufend mit hoher Geschwindigkeit produziert werden, z.B. von Smart Metern in einer Stadt werden in jeder Sekunde Datensätze an die Messstellenbetreiber geschickt.
- **Variety** kennzeichnet die Vielfalt der Datenströme. Die unkontrollierten und möglicherweise unstrukturierten Datenströme sind in dieser Form mit herkömmlichen Methoden nicht nutzbar.

Nur wenn aus dem riesigen Datenstrom im entstehenden Energieinformationsnetz mit modernen IT Technologien wie Business Intelligence wertvolle Informationen gewonnen werden, entsteht das vierte „V“, **Value** - ein Wert. In einem Data Warehouse können mit Data Mining Methoden aus unterschiedlichen Informationen schnelle Entscheidungsvorschläge für neue Produkte und Dienste erarbeitet werden.

Vor dieser Herausforderung steht der Energiesektor heute. Verschiedene Informationen aus den unterschiedlichsten Quellen (Wetterdaten, Verbrauchsdaten der Smart Meter, Leistungsparameter der Energieanlagen) müssen für ein globales ausgeglichenes Energienetz in Sekundenschnelle ausgewertet und verarbeitet werden, um große Black outs wie am Donnerstag, den 15.11.12 in München zu vermeiden. Durch die wetterabhängige Energieerzeugung wird das Energienetz durch Schwankungen belastet. „In den ersten sechs Monaten dieses Jahres musste der **Stromnetzbetreiber Tennet** an

177 von 181 Tagen das Stromnetz stabilisieren, wie eine Sprecherin des Unternehmens gegenüber FOCUS Online bestätigte. Wegen des steigenden Anteils der Erneuerbaren Energie am deutschen Strommix habe das Unternehmen 502 Mal eingegriffen, um das Netz vor Ausfällen und Überlastung zu schützen.“ [6] Diese Schwankungen müssen rechtzeitig erkannt und durch intelligente Steuerung der Energieeinspeisung ins Netz als auch der Energienutzung sowie Speicherung ausgeglichen werden.

Ähnlichkeitsanalysen und Ausreißermethoden im Data Mining sind geeignete Methoden, um aus den heterogenen Informationen im Energiesektor die für die Steuerung des Energienetzes notwendigen Entscheidungen zu entwickeln.

4.2 Nutzung einer Cloud Computing Infrastruktur

Die weite Verteilung der Informationsquellen und die Notwendigkeit, das Energienetz als Ganzes mit allen Energieerzeugern und Verbrauchern zu betrachten und zu steuern erfordert den Einsatz neuester IKT Technologien. Cloud Computing bündelt modernste IKT Technologien und ist deshalb geeignet, zur Bewältigung der Herausforderungen in der Energiewende beizutragen.

Cloud Computing ist gekennzeichnet durch:

- On demand self service,
- Internet basierter Zugriff,
- Skalierbares Ressourcenangebot,
- Abrechnung nach Nutzung (pay per use) und
- Ressourcenbündelung durch Virtualisierung.

Durch die Virtualisierung ist auch eine Mehrmandantenfähigkeit realisierbar. Cloud Computing bietet mit VPN (virtual private network) und VM (virtual machine) alle notwendigen Sicherheitsmaßnahmen, um das empfindliche Energienetz vor Sabotage und Manipulation zu schützen.

Mit einer verteilten Verarbeitung im Cloud Computing Umfeld kann die notwendige Verarbeitungskapazität und –Geschwindigkeit bereit gestellt werden. Eine Community Cloud der großen Energiekonzerne ermöglicht es, das sensible Energienetz zu überwachen und zu steuern.

4.3 Mesh Zugangsnetzinfrastruktur

Für die Anbindung der Windkraftanlagen in ein IKT Netz eignen sich Mesh Netzwerke, bestehend aus der Mesh Basisstation (Mesh Base Station – MBS) und Mesh Kundenstation (Mesh Subscriber Station – M-SS). Aufgrund der Anforderungen an ein Smart Grid zur Überwachung und Steuerung des Stromnetzes werden jedoch Netzzugangskontrollmechanismen in Wireless Mesh Networks (WMNs) benötigt. Grundsätzlich gibt es zwei Arten von Authentifizierung in WMNs, die Nutzer/MN Authentifizierung zur Autorisierung für den Netzzugang, sowie die inter Mesh Punkt Authentifizierung zur Autorisierung für den Aufbau eines sicheren Mesh Netzwerk Backbones. Beide Arten der Authentifizierung haben als Ziel die Vermeidung von

unautorisierten Netzzugriffen durch boshafte MNs oder M-SSs und tragen auf Grund dessen zur Sicherheit des WMNs bei.

Es existieren verschiedene Authentifizierungstechniken, wie z. B. der IEEE Standard 802.1X – portbasierte Netzwerkauthentifizierung auf Schicht 2, sowie das „Protocol for carrying authentication for Network access – PANA“, die eine Netzzugangssteuerung von Endgeräten und Routern grundsätzlich ermöglichen. Eine Herausforderung liegt aber in der multi-hop Authentifizierung über mehrere Zwischenstationen, wie diese in [8] und [9] dargestellt ist.

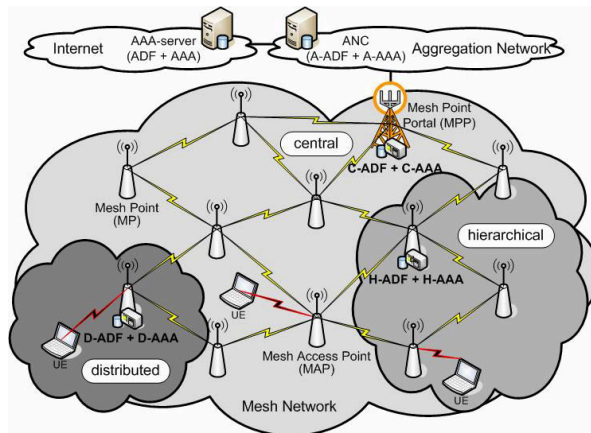


Abbildung 10: Mesh architecture and mesh AAA concepts [7]

Abbildung 10 zeigt eine Mesh Zugangsnetzinfrastruktur mit zentraler, hierarchischer und dezentraler Authentifizierungsarchitekturen. In dieser ist eine M-SS über die M-BS mit dem Internet verbunden. Die Anbindung eines MNs an das Internet erfolgt durch die Verbindung zu einer M-SS und somit zum Mesh Zugangsnetz. Die Abdeckung einer M-SS hängt von dem Radius r der Funkzelle ab. Nach erfolgreicher Authentifizierung durch den AAA-Server erhält der MN Zugang zum Internet. Verschiedene Zugangsszenarien, wie z. B. fester, mobiler oder nomadischer Netzzugang werden durch diese Mesh Zugangsinfrastruktur unterstützt und erfüllen die hohen Anforderungen an Zugangssicherheit und Übertragungsleistung wie sie im Energiesektor gestellt werden.

4.4 Kombination moderner IKT Technologien zum Aufbau einer leistungsfähigen Energieinformationsinfrastruktur

Mit der Energiewende entwickelt sich der Informationsbedarf zur Regelung des Energieverbundnetzes zu einer neuen Herausforderung, da große Datenmengen in hoher Geschwindigkeit in einem sensiblen Informationssystem mit hohen Sicherheitsanforderungen übertragen, gespeichert und verarbeitet werden müssen. Diese Herausforderung kann nur durch die intelligente Kombination der aktuellen modernen IKT Technologien, die mit den Begriffen Cloud Computing, Big Data und Mesh Zugangsinfrastruktur zusammengefasst werden gemeistert werden. Die hohe Anzahl der Akteure im Energieverbundnetz (Verbraucher und Erzeuger) und die Sensibilität des

Netzwerkes (Black out bei relativ geringen Schwankungen im Gesamtsystem) mit einer hohen wirtschaftlichen Bedeutung dürfen nicht unterschätzt werden. Die Anwendung der modernsten IKT Technologien bringen das sensible Energieverbundnetz nicht in Balance. Nur durch ein Zusammenwirken aller Player auf dem Energiemarkt kann ein stabiles Energienetz erreicht werden. Ein Alleingang von einem Energieanlagenbetreiber kann zu einer katastrophalen Instabilität des Energienetzes führen.

Trotzdem ist die Gestaltung der Energiewende und die Stabilität des Energienetzes eng mit der Leistungsfähigkeit der IKT verbunden. Die Stabilität des Energienetzes kann nicht mehr mittels Telefon und Fax realisiert werden, sondern muss unter Berücksichtigung unterschiedlichster Einflussfaktoren automatisch gesteuert werden. Sicherheitsmechanismen und Notfallszenarien müssen schon im Konzept berücksichtigt werden.

5 Literaturverzeichnis

- [1] Siegmund, Gert: Bandbreitenberechnungen in VoIP-Systemen: VAF Bundesverband Telekommunikation e.V., 2012
- [2] EnWG2011-BGBI: Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 26.Juli 2011. Bonn, 3.8.2011
- [3] BITKOM Branchenbarometer: Breitbandausbau. Alcatel-Lucent, 2011
- [4] WindGuard GmbH: Anzahl der Windenergieanlagen in Deutschland. <http://www.wind-energie.de/infocenter/statistiken/deutschland/windenergieanlagen-deutschland>, 2012
- [5] Salvador, P.; Pacheco, A.; Valadas, R.: Modeling IP traffic, Computer Networks 44, 2004, S. 335-352
- [6] Sps: Bedrohliche Energiewende, FOCUS Online 1996-2013 Dienstag, 03.09.2013, 17:15
- [7] A. Roos, S. Wieland, A. Th. Schwarzbacher and B. Xu, "Time behaviour and network encumbrance due to authentication in wireless mesh access networks", In Proceedings of the 65th IEEE Vehicular Technology Conference VTC2007-Spring, Dublin, Ireland, 22.-25. April 2007.
- [8] K. Khan and M. Akbar, "Authentication in Multi-Hop Wireless Mesh Networks," In TRANSACTIONS ON ENGINEERING, COMPUTING AND TECHNOLOGY, vol. 16, pp. 178–183, November 2006.
- [9] O. Cheikhrouhou, M. Laurent-Maknavicius, and H. Chaouchi, "Security architecture in a multi-hop mesh network," in Proceedings of 5th Conference on Security and Network Architectures (SAR 2006), June 2006.

Energiewende und Regulierung – Wie werden Sonne und Wind im Stromnetz integriert und reguliert?

Stefan Saatmann, Dr. Sandra Maeding

Stromnetz Hamburg GmbH
Bramfelder Chaussee 130
22177 Hamburg
stefan.saatmann@stromnetz-hamburg.de
sandra.maeding@stromnetz-berlin.de

Abstract: Die Energiewende in Deutschland ist beschlossene Sache. Auf der Erzeugungsseite gibt es einen dynamischen Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE). Gefördert durch das „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (EEG) verändert sich der Erzeugungsmix in einem rasanten Tempo. Insbesondere die Energieträger Solar und Wind haben bereits heute einen gewichtigen Anteil an der Stromerzeugung und werden zunehmend zu systembestimmenden Faktoren. Diese müssen jedoch in ein laufendes und historisch gewachsenes Energiesystem integriert werden, dessen Planungsgrundlage auf Großkraftwerken und einer vertikalen Verteilungstopologie im Stromnetz ausgerichtet war. Insbesondere im regulierten Bereich Stromnetz als natürliches Monopol entsteht Bedarf, Energie aus Sonne und Wind aufzunehmen und deren systemischen Auswirkungen regulatorisch abzubilden - das gilt sowohl für das Übertragungsnetz als auch für die Verteilnetze. Die Arbeit gibt einen Ausschnitt aus der derzeitigen Diskussion zur Integration der Erneuerbaren Energieträger in das Gesamtsystem wieder. Mit dem Netzausbau und dem Last- und Erzeugungsmanagement werden zwei Integrationsmaßnahmen kurz beschrieben. Den Abschluss bildet eine Einordnung der Betrachtungen in die regulatorische Diskussion um Förderelemente und das zukünftige Marktdesign.¹

1 Einleitung

Der politisch unterstützte Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) begann bereits 1990 mit dem „Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz“². Dieses wurde später im Jahr 2000 von dem EEG³ abgelöst. Diese Gesetze haben den politischen Willen zum Ausbau der EE mit einem Einspeisevorrang versehen und damit deren Ausbau massiv gesteigert. Unter den Erneuerbaren Energien ist in diesem Zusammenhang der Ausbau der Stromerzeugung durch Photovoltaik, Wind

¹ Der Inhalt der Arbeit entspricht ausschließlich der Meinung der Autoren und ist nicht mit Unternehmenspositionen gleichzusetzen.

² Weitere Hintergründe zur Entstehung des Gesetzes in *Berchem* Das unterschätzte Gesetz, 2006.

³ Das Gesetz regelt neben der vorrangigen Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen auch die bestandssichere Einspeisevergütung für die Erzeuger. Der Kurztitel lautet Erneuerbare-Energien-Gesetz und ergibt die gewählte Abkürzung EEG.

und Biomasse z. B. Deponie- oder Biogas zu verstehen. Andere erneuerbare Energieträger die Strom produzieren, wie z. B. Lauf- und Pumpspeicherkraftwerke sind ebenso in die Betrachtung eingeschlossen, wurden aber teilweise schon mehrheitlich vor 1990 errichtet. Mit dem „*Energiekonzept 2050*“ von 2010 und einem 10-Punkte Sofortprogramm hat die deutsche Bundesregierung diesen grundlegenden Systemwechsel in der Energieversorgung weiter beschleunigt. Durch das Kernreaktorunglück in Fukushima/ Japan im März 2011 wurde die Rolle der Kernenergie im deutschen Energiemix neu bewertet und am 06. Juni 2011 ein beschleunigter schrittweiser Ausstieg aus der Stromproduktion mit dieser Erzeugungsart bis 2022 beschlossen.⁴ [Pr11] Diese politische Handlungsentscheidung markiert in Deutschland den Kern der „*Energiewende*“⁵.

Die energiepolitischen Beschlüsse vom Sommer 2011 definieren holistische Energie- und Klimaziele bis 2050 und bauen auf den Zielen der Europäischen Union (EU) und Deutschlands bis 2020 auf. Diese Ziele verändern die Rahmenbedingungen in der Energiewirtschaft und lassen Handlungsbedarf bei den Marktakteuren entstehen. Die Leitplanken für die Entwicklung des Energiesystems im Energiekonzept sind:

- Gesetzlich festgeschriebener Ausstieg aus der energetischen Nutzung der Kernenergie bis 2022;
- Reduktionsziele für Primärenergie- und Stromverbrauch;
- Gesamtstrategie für das Jahr 2050 mit Reduktionszielen der Treibhausgasemissionen und mit Ausbauzielen der EE und des Kraft-Wärme-Kopplung-Anteils an der Stromerzeugung. [Bu10]

So stellt die wachsende Zahl der dezentralen Erzeugungskapazitäten die Übertragungsnetze und insbesondere die Verteilnetze vor immer größere Herausforderungen. Durch den Zubau von u. a. Photovoltaik- und Windkraftanlagen auf der Erzeugerseite wird Strom auf allen Netzebenen produziert und in das Netz eingespeist. Dadurch häufen sich die Lastschwankungen oder es entstehen Prozesse der Lastflussumkehr durch z. B. Rückspeisung der über der örtlichen Stromnachfrage eingespeisten Leistung aus EE. [De12] Die Verteilnetzbetreiber (VNB) agieren zunehmend als Systemdienstleister, um die durch volatile Erzeugung hervorgerufenen Spannungsschwankungen auszugleichen. Insgesamt entsteht ein Adaptionsbedarf der Verteilnetze an die veränderte Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur.

⁴ Diese Bewertung wurde von zwei von der Bundesregierung eingesetzten Kommissionen vorgenommen. Die Reaktorsicherheitskommission beschäftigte sich mit der technischen Sicherheit der Kernenergie. Zusätzlich wurden gesellschaftliche und soziale Fragen einer zukünftigen Entwicklung der Energieversorgung durch die Ethikkommission „*Sichere Energieversorgung*“ beraten.

⁵ Der Begriff der Energiewende wurde erstmals 1920 in Deutschland von *Micksch* verwendet. Der Titel des Beitrags war „*Energie und Wärme ohne Kohle*“ und befasste sich mit Ausführungen den Energieträger Kohle mit Kernenergie in der Energieversorgung zu ersetzen. Im Jahr 1980 wurde von *Bossel et al.* eine Studie unter dem Titel „*Energie-Wende: Wachstum und Wohlstand ohne Erdöl und Uran*“ herausgegeben. Letztlich handelt es sich im heutigen Kontext um einen politisch geprägten Begriff, der verkürzt einen kompletten Umbau der Energieversorgung bezeichnet.

Folglich verursacht im System der Stromversorgung die veränderte Erzeugungsstruktur erhöhte Investitionen vor allem in die Netzinfrastruktur⁶ und Veränderungen im Marktdesign, z. B. beim Design der Entgelte.⁷ [AG13] Im Gesamtsystem ergeben sich neue Herausforderungen und Anforderungen für die Energielogistik im Netz, um das fluktuierende Angebot und die fluktuierende Nachfrage regional und lokal auszubalancieren. [Wi13]

Diese Herausforderungen berühren die Regulierung, da sie durch gesetzte oder unterlassene Anreize zentralen Einfluss auf die Anpassungsgeschwindigkeit der Erzeugungs- und Verbrauchsseite in den Stromnetzen hat. Zwar sollen unterschiedliche Regulierungsinstrumente, wie z. B. das EEG oder die Anreizregulierungsverordnung (ARegV), auf den einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette der Stromversorgung Veränderungen unterstützen – sie unterliegen jedoch bisher keiner übergeordneten zielverschränkten Abstimmung.

1.1 Kraftwerksstruktur in Deutschland (Stand 31.12.2012)

In den letzten Jahren waren der Atomausstieg und die Förderung der EE die entscheidenden Veränderungstreiber in der Kraftwerksstruktur in Deutschland. Zum Stichtag 31.12.2012 betrug die absolute Anzahl der Erzeugungsanlagen in Deutschland insgesamt 1.338.959. Hervorzuheben sind hierbei die Anlagenzahlen der Energieträger Solar und Wind mit 1.300.000 bzw. 23.000 Anlagen. Ihre gemeinsame installierte Leistung erreichte Ende 2012 bereits 65 GW. Diese Zahl verdeutlicht das bisher erreichte Mengenvolumen und den Netzintegrationsbedarf. Durch die Faktoren Einspeisevorrang und Dargebotsabhängigkeit werden sie zu den bestimmenden Elementen der Stromherstellung in Deutschland. Die konventionellen Kraftwerke mit fossiler und nuklearer Erzeugung stellten jedoch in 2012 weiterhin den Hauptteil der Erzeugung mit 482 TWh von insgesamt 617 TWh bei 102 GW installierter Leistung. Folgende Tabelle fasst die Zahlen zusammen.

Erzeuger (Energieträger)	Anlagen (Anzahl)	Installierte Leistung (GW)	Erzeugung (TWh/a)
Solar	1.300.000	33	28
Wind	23.000	32	45
Biomasse (Biogas)	8.000	5	41

⁶ In der DENA Verteilnetzstudie von 2012 wird im konservativen Szenario NEP B 2012 bis 2030 das Investitionsvolumen auf 11,4 Mrd. EUR im Nieder- und Mittelspannungsnetz geschätzt.

⁷ Gemäß der *Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.* betrug der Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung im Jahr 2000 mit 205 PJ 3,8 % und im Jahr 2011 mit 836 PJ 16,1 % der Bruttostromerzeugung. Im gleichen Zeitraum betrug der Anteil der Kernenergie an der Bruttostromherstellung im Jahr 2000 mit 1851 PJ 34,7 % und im Jahr 2011 mit 1178 PJ 22,6 %. Diese Verschiebung dokumentiert die strukturellen Verschiebungen der Stromerzeugung, insbesondere wenn die Wetterabhängigkeit als Kriterium berücksichtigt wird.

Erzeuger (Energieträger)	Anlagen (Anzahl)	Installierte Leistung (GW)	Erzeugung (TWh/a)
Wasser	7.700	5	21
Fossil	250	90	382
Nuklear	9	12	100
Summe	1.338.959	177	617

Tabelle 1: Kraftwerke in Deutschland 2012 [DB12]

1.2 Charakteristika in der Einspeisung von Solar- und Windenergieanlagen

Im Grundsatz folgte im bisherigen System die Erzeugung der Last. Hervorgerufen war diese Verfahrensstrategie durch die Speicherfähigkeit fossiler Brennstoffe und ihrer darauf aufbauenden planbaren und steuerbaren Verstromung. Daraus entstand eine zentrale Erzeugungsstruktur mit einer nachgelagerten Verteilungstopologie im Stromnetz.

Die Charakteristika der Einspeisung von Solar- und Windenergieanlagen (WEA) stehen diesem System diametral entgegen. Sonne und Wind sind dargebotsabhängig und somit in Ihrer Stromherstellung weniger planbar. Strom aus diesen beiden Quellen kann jedoch zunächst in Zwischenprodukte, bspw. Wasserstoff, umgewandelt oder in Pumpspeicherkraftwerken oder Batterien zwischengespeichert werden, bevor erneut Strom hergestellt werden kann. Weiterhin komprimiert sich die Betriebszeit der Erzeugungsanlagen. So laufen PV-Anlagen ca. 970 und WEA-Onshore ca. 1.650 Volllaststunden Betriebszeit ($h = W/P_{Nenn}$), während konventionelle Anlagen zwischen 3.200 und 7.640 Volllaststunden Betriebszeit Strom erzeugen. [Hi12] Ferner bilden die Anlagen weitestgehend keine zentralen Kraftwerke, sondern verteilen sich auf die Fläche (Flächenkraftwerk). Dies wiederum kehrt die Verteilungstopologie der Netze um und erfordert veränderte Netzstrukturen bzw. -fahrweisen. [St11]

Die Integration von fluktuierenden Erzeugungsmustern stellt die Netzbetreiber vor große Herausforderungen. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen zu jeder Zeit die Stabilität des Netzes garantieren und dafür sowohl temporäre Überangebote an erneuerbarem Strom wie auch das kurzfristige Wegbrechen solcher Erzeugungskapazitäten ausgleichen. Während Verteilnetzbetreiber ihren topologischen Strukturen folgend, entweder überschüssigen EE-Strom einsammeln und abtransportieren oder aufnehmen und verteilen müssen. [Sc13]

2 Maßnahmen zur Integration Erneuerbarer Energien in das Stromnetz

Der veränderte Erzeugungsmix muss in ein bestehendes und laufendes Energiesystem integriert werden. Somit umfassen die Maßnahmen zur Integration Erneuerbarer Energien in das Stromnetz die komplette Wertschöpfungskette wie z. B. flexible Erzeugungsmöglichkeiten konventioneller Kraftwerke oder der Einsatz von Energiespeichern durch die Endverbraucher. Letztendlich dienen die Maßnahmen dazu, die Systemstabilität unter Aufnahme von großen Mengen Stroms aus erneuerbaren Energiequellen zu erhalten. In dieser Arbeit sollen folgend die beiden Gestaltungsoptionen Netzausbau und Last- und Erzeugungsmanagement erörtert werden. Weitere Integrationsmaßnahmen wie z.B. Speichertechnologien oder netztechnische Ertüchtigungen werden nicht betrachtet.

2.1 Netzausbau

Strom ist eine leitungsgebundene Energieform. Der Netzbetreiber übernimmt als natürliches Monopol die Funktion der Stromlogistik. In der fossilen Stromerzeugung mit vorwiegend zentralen Erzeugungsstrukturen etablierte sich die, vorher erwähnte, nachgelagerte Verteilungstopologie. Sie folgte, vereinfacht dargestellt, dem vertikalen Stromfluss vom Transport in der Höchstspannung über die weiteren Spannungsebenen bis hin zur Verteilung in der Niederspannung. Durch die Integration der EE in den Stromerzeugungsmix erfährt dieses System eine wesentliche Veränderung. Es erfolgt vermehrt Einspeisung auf der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene. Mit regionalen Unterschieden kommt es so zu Gebieten mit einem Überschuss an Strom aus EE. Um die neuen Anforderungen an die Netze und den neuen Transportbedarf zu erfüllen ist ein erhöhter Netzausbau und –umbau erforderlich. [Bun13] Die DENA-Verteilnetzstudie hat in verschiedenen Szenarien ein Investitionsbedarf allein für die Verteilnetze bis zum Jahr 2030 zwischen 27,5 bis 42,5 Mrd. EUR errechnet. [De12]

Der Netzausbau ist ein zeitsensitiver Prozess. Die einzelnen Netzausbauprozessschritte wie Netzentwicklungsplan, Bundesbedarfsplan, Bundesfachplanung, Planfeststellung bis hin zur praktischen Errichtung beanspruchen zeitliche Ressourcen von vier bis zehn Jahren. [Cr12] Hier ist eine gewisse Asymmetrie zum Ausbau auf der Erzeugungsebene erkennbar. Insbesondere die Errichtung von EE-Anlagen z. B. Windparks dauert nur drei Jahre im Vergleich zu 6-7 Jahren bei Kohlekraftwerken. [Sch13] Die aktuellen Reformdiskussionen um das EEG belasten den weiteren Ausbau der EE und erhöhen die Risiken beim Netzausbau z. B. durch irreversible Kosten. Für die Entscheidungs- und Kompetenzträger im Netzausbau und auf den anderen Wertschöpfungsstufen empfiehlt sich eine integrierte Sichtweise, die Systemkonsequenzen der eigenen Entscheidungen berücksichtigt.

2.2 Last- und Erzeugungsmanagement

Auf der Lastebene wird der Strom in der Industrie, im Gewerbe, im öffentlichen Sektor oder im Haushalt verwertet. Lastmanagement findet somit beim Endkunden statt. Im Gesamtsystem kommen zu den Lastschwankungen der Verbraucher die fluktuierenden Wind- und Solarstromerzeuger hinzu. Aufgrund der vorhergehend erläuterten Energieverdichtung sind somit Lastverlagerungen oder Speicher, Möglichkeiten für die Verbraucher auf die neuen Gegebenheiten zu reagieren. [Sch13]

Analog dem Berufsverkehr zeichnet sich der Lastverlauf im Netz durch Spitzenlastzeiten aus. Die Dimensionierung der elektrischen Netze orientiert sich an dieser Spitzenlast. Vergleichbar mit einer Brücke entstehen andernfalls Engpässe bzw. ein „Stau“ im Elektronenfluss (congestion) und die Versorgungssicherheit im elektrischen Energiesystem wäre gefährdet. Idee des Verbrauchermanagement ist es auf der einen Seite, durch eine Verschiebung der Last aus Spitzenlastzeiten heraus den erforderlichen Netzausbau zu reduzieren bzw. lokal Netzengpässen vorzubeugen (Lastverlagerungen). Auf der anderen Seite kann auf fluktuierende Erzeugung mit einem flexibilisierten Verbrauch reagiert werden (Teil des Smart Grid Gedankens).

Als Mittel dieser Smart Grid Gedanken dienen u. a. die beiden Instrumente „*Demand Side Management*“ (DSM) und „*Demand Response*“ (DR). DSM umfasst hierbei alle Maßnahmen zur Lastbeeinflussung auf der Verbraucherseite wie z. B. die direkte Steuerung unterbrechbarer / kontrollierbarer Lasten auf Grundlage von Verträgen (siehe z.B. § 14 a EnWG). DR hingegen bezeichnet die indirekte Steuerung der Nachfrage auf Basis der Anreizwirkung flexibler Tarife. [So10]

Hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung des Lastmanagements kennzeichnet die Diskussion, das konkurrierende Verhältnis einer markt- und einer netzgetriebenen Steuerung. Ein marktgetriebener Einsatz orientiert sich i.d.R. an Preissignalen der Strombörse bzw. des Stromvertriebs und kann sogar zu einem erhöhten Netzausbaubedarf führen [De12]. Deshalb ist für eine Konkretisierung des § 14 a EnWG (Unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung) aktuell eine Orientierung am so genannten Ampelkonzept im Gespräch. Das Ampelkonzept sieht eine rote, eine grüne und eine gelbe Phase vor. Eine marktgetriebene Steuerung findet in der grünen Phase („*Marktphase*“) statt. Hier liegen keine kritischen, systemischen Netzengpässe vor, während in der roten Phase („*Netzphase*“) eine unmittelbare Gefährdung der Netzstabilität und Versorgungssicherheit existiert und der Netzbetreiber eingreift. Für diese beiden Phasen sind bereits heute Instrumente im Energieregulierungsrahmen z. B. die Verordnung zu abschaltbaren Lasten oder die Systemstabilitätsverordnung verankert. Offen ist die Gestaltung in der gelben Phase, in der ein „*intelligentes Zusammenwirken von Netz und Markt*“ zu beschreiben ist [BD13] [Eu13].

Das Zusammenspiel von Markt und Netz ist auch bei der Gestaltung der Netzentgelte ein wichtiger Faktor. Hier kommt allerdings ein zusätzlicher Punkt zum Tragen: Die Frage, ob die aktuelle Netzentgeltsystematik einer wachsenden Anzahl so genannter „*Prosumer*“ (Konsumenten mit dezentraler Erzeugungsanlage) noch Stand halten kann.

So enthält das zu zahlende Netzentgelt für Kunden in der Niederspannung kein direktes Leistungselement (obwohl der erforderliche Netzausbau von der Leistung bestimmt wird), sondern allein ein Arbeitsentgelt. Der Anteil an der Spitzenlast soll mit der bezahlten Arbeit abgegolten sein. Kennzeichnend für Prosumer ist allerdings, dass ein gewisser Anteil der Erzeugung den Eigenbedarf deckt und damit die insgesamt nachgefragte Menge an Arbeit deutlich sinkt. Gleichzeitig bleibt der Beitrag zur Spitzenlast gleich oder kann sogar steigen.

In der Literatur wird diese netztechnische Besonderheit unter dem Begriff „11 Uhr Problem“ diskutiert (siehe Darstellung 1). So entsteht aus Netzbetreibersicht im Niederspannungsbereich durch vermehrte Solarstromerzeugung eine neue Problematik. Aufgrund einer Vielzahl an Solarstromerzeugern kann es in regionalen Netzgebieten in den Vormittagsstunden zu einer Lastflussumkehr kommen. Hintergrund dieser theoretischen Betrachtung ist, dass die Selbstversorger zu Anfang des Vormittages Ihren Eigenverbrauch decken und die Speicher füllen (load storage) und gegen 11 Uhr Ihren überschüssigen Solarstrom ins Netz einspeisen (To grid). Hierbei kann es für die Netzstruktur und die Residualkraftwerke zu herausfordernden Leistungsgradienten kommen. Eine ähnliche Situation wiederholt sich am Abend mit umgekehrtem Lastfluss, wenn Speicher entleert (unload storage) und gegen 20 Uhr wieder bis zum nächsten Morgen Strom aus dem Netz bezogen wird (From grid). Im Ergebnis reduziert sich bei Selbstversorgern die Dauer der Stromentnahme aus dem Netz, während die Anforderungen an die Auslegung des Netzes und die abgefragte Kapazität eher steigen.

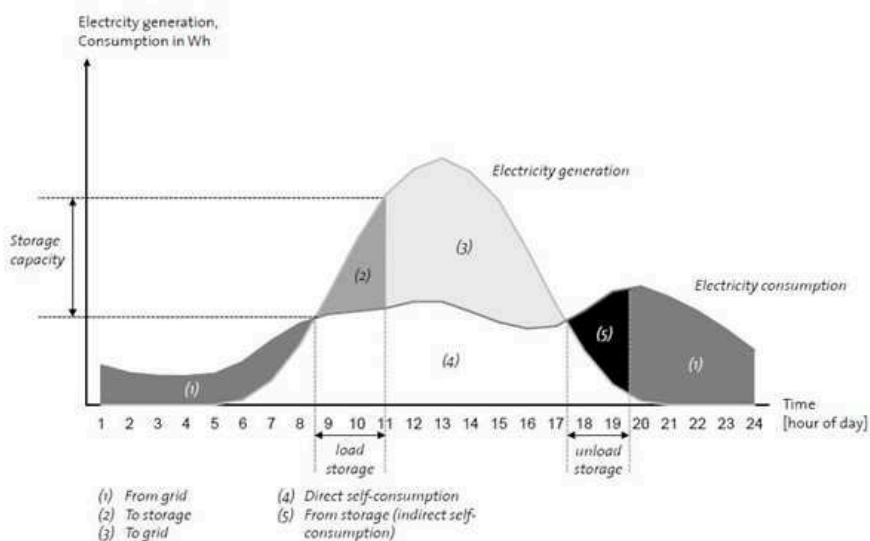


Abbildung 2: Illustrative Logik der Selbstversorger mit Solarstromanlage [Ho13]

Insofern die Netzkosten allerdings mindestens gleich bleiben, „übernehmen“ die übrigen Kunden einen Teil der von den „Prosumern“ verursachten Kosten („*Entsozialisierungseffekt*“). Im Ergebnis können Selbstversorger nach der Prämisse „*Produce and forget*“ Strom produzieren. Weniger privilegierte Verbraucherguppen haben jedoch keine Möglichkeit von dem System in der Art zu profitieren. Dies zeigt die soziale Dimension dieser Entwicklung auf.

3 Regulatorische Rahmenbedingungen der Energiewende

Regulierung ist im weiteren Sinne ein staatlicher Eingriff, der die Einkommens- und Ausgabenflüsse in Märkten mit entsprechenden Bonus- oder Malusanreizen umorganisiert. Im Zuge der Energiewende ist es Ziel auf Energiemärkten politisch gewünschte Effekte zu erreichen. Unterschiedliche Regulierungsinstrumente, wie z. B. das EEG oder die ARegV im Netzbereich, bilden diese Eingriffe ab und ergeben den regulatorischen Rahmen der Energiewende. Das wirtschaftliche Umfeld der EE wird daher in weiten Teilen von der Regulierung bestimmt. Eine bessere Zielabstimmung zwischen der Regulierung und den Zielen der Energiewende unter Beachtung energiewirtschaftlicher Zusammenhänge ist eine der zentralen Herausforderungen der Energiewende. Notwendig wird eine übergeordnete Betrachtung, die versucht die Wechselwirkungen der Förder- und Regulierungselemente auf den verschiedenen Stufen der Wertschöpfungskette abzubilden.⁸

3.1 Förder- und Regulierungselemente

Im Gesamtsystem zeigt sich auf den Ebenen der Verteilnetzbetreiber und der Verbraucher Handlungsbedarf. Während auf der Erzeugungseite bspw. mit dem EEG oder der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) vielerlei Förder- und Regulierungselemente existieren, sind im Verteilnetz und beim Verbraucher die wirtschaftlichen Anreize unsicher bzw. weniger im Fokus der politischen Diskussion. Die derzeitige Anreizregulierung agiert im Wesentlichen vor dem Ziel der Kosteneffizienz. Die für die Netzbetreiber festgelegte Erlösobergrenze setzt Anreize für Kostensenkungen, aber nicht primär für Investitionen. Hier wurde versucht mit Zusätzen, wie z. B. der Ausdehnung von § 23 Investitionsmaßnahmen ARegV auf die Hochspannungsebene, das Investitionsklima zu verbessern. Grundsätzliche Investitionshemmnisse wie der Zeitverzug sind bisher jedoch nicht ausgeräumt und die Anreize für Forschung und Entwicklung greifen nur sehr kurz. Am 05.07.2013 wurde im Entschließungsantrag 447-3-13 des Bundesrates „*Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts*“ neben weiteren Detailänderungen darauf reagiert und eine Anerkennung der Ausgaben für Forschung und Entwicklung in der Erlösobergrenze genehmigt (siehe § 25a ARegV der Anerkennung von Forschung und Entwicklung in der Erlösobergrenze). Die weitergehende grundsätzliche Entwicklung der Regulierung ist derzeit jedoch noch offen, vor allem das Problem des Zeitverzuges, das ebenso im Entschließungsantrag

⁸ Mehr zur Regulierungsdifferenzierung für Elektrizitätsverteilnetzbetreiber von Hoffrichter / Bieschke, 2012.

447-3-13 aufgegriffen wurde. So ist die Bundesregierung aufgefordert, baldmöglichst eine grundlegende Änderung des bestehenden Instrumentariums zur Berücksichtigung von Investitionskosten während der Regulierungsperiode vorzuschlagen. Des Weiteren wird für 2014 ein Evaluierungsbericht von der Bundesnetzagentur erwartet, der die Diskussion um die Ausgestaltung der dritten Regulierungsperiode ab 2019 in Gang setzen wird. [BR13]

3.2 Marktdesign

Ein weiteres Feld der regulatorischen Rahmenbedingungen der Energiewende sind die aktuellen Diskussionen um ein neues Marktdesign. Dies soll in Zukunft die notwendigen Investitionsanreize für den Umbau des Energiesystems gewährleisten. Elemente im Rahmen dieser Überlegungen sind u. a. die Netznutzungsentgelte und deren Ausgestaltung, Kapazitätsprämien für Residualkraftwerke, veränderte Verbraucherprofile, Speicherbonus oder die Neugestaltung des EEG.⁹ Somit ist auch weiterhin tendenziell mit einer zunehmend komplexeren Regulierung zu rechnen. Zielführend ist es, die bereits vorhandenen neuen Anreize wie z. B. die Stromsteuerbefreiung für neue Speicher (z. B. Elektrolyse) in vorhandene und zukünftige marktorientierte Geschäftsmodelle einzuarbeiten. Hierbei auf die komplexen Wechselwirkungen der einzelnen Marktsegmente zu achten, stellt eine hervorgehobene Herausforderung dar.

4. Fazit und Ausblick

Die regulatorischen Rahmenbedingungen prägen die deutsche Energiewende. Sie setzen die wirtschaftlichen Anreize für den Umbau des Energiesystems. Eine Herausforderung besteht darin, die veränderten Charakteristika der Stromerzeugung im Netz und im Gesamtsystem zu berücksichtigen. Es besehen strukturelle Asymmetrien zwischen Erzeugung, Netz und Verbrauchern, die regulatorisch abgestimmt werden müssen. Ein Beispiel hierfür ist die Erzeugungsveränderung durch das EEG und die Netzregulierung durch die ARegV. Ebenso sind durch die Energiewende hervorgerufene Lernprozesse z. B. beim Lastmanagement zu berücksichtigen. Eine Teillösung kann in einer angepassten Regulierung der Stromnetze liegen. Doch hier stellen sich weitere Fragen: Welche Antworten hat die Regulierung und mit welchem Ziel wird sie weiterentwickelt? Welche Gestaltungsoptionen stehen zur Verfügung? Wie sehen wirtschaftliche Anreize zur Anpassung der Netze aus? Werden durch Investitionen und Betrieb verursachte Ausgabenströme ausreichend Einkommensströme gegenübergestellt? Um Wind und Sonne im Netz erfolgreich zu integrieren und zu regulieren bedarf es eines regulatorischen Gesamtansatzes in der Stromversorgung und weiterer Forschungsaktivitäten.

⁹ Weitere Verordnungen die im Bundeswirtschaftsministerium vorbereitet werden, sind zu finden bei *Mühl* Lastmanagement und Marktdesign, 2013.

Literaturverzeichnis

- [AG13] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.: Auswertungstabellen zur Energiebilanz von 1990 bis 2011, Berlin, 2013.
- [BD13] Bundesverband der Deutschen Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: BDEW-Roadmap Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland, Berlin, 2013.
- [BR13] Bundesrat: Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts, Drucksache 447/13; Erläuterung, 912. Berlin, 2013.
- [Bu10] Bundesregierung: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin, 2010.
- [Bun13] Bundesnetzagentur: Warum brauchen wir den Netzausbau? Bonn, 2013.
- [Cr12] Cronau O.: Perspektiven des Netzausbaus im Planungsraum Düsseldorf, Düsseldorf, 2012.
- [DB12] Deutsche WindGuard GmbH, Bundesnetzagentur, Status am 31. Dezember 2012,
- [De12] Deutsche Energie-Agentur: dena-Verteilnetzstudie Ausbau- und Investitionsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, Berlin, 2012.
- [Eu13] Eurelectric Union of the Electricity Industry: Active Distribution System Management – A key tool for the Smooth Integration of Distributed Generation, Brüssel, 2013.
- [Hi12] Hille M.: Technische und wirtschaftliche Situation konventioneller Kraftwerke in Deutschland, Dialogforum dena, Berlin, 2012.
- [Ho13] Hoppmann J. et. al.: The Economic Viability of Battery Storage for Residential Solar Photovoltaic Systems – A Review and a Scenario-Based Optimization Model, Zurich, 2013.
- [Pr11] Presse- und Informationsdienst der Bundesregierung: Reaktorsicherheit und Ethik, Berlin, 2011.
- [Sc13] Schulz T.: Stabilität durch Flexibilität: Demand Response und Virtuelle Kraftwerke als Schlüssel zum neuen Energiesystem, Berlin, 2013.
- [Sch13] Schleicher-Tappeser R.: Die Verteilnetze im Elektrizitätssystem – Fokus offene Fragen der Energiewende?, Berlin, 2013.
- [So10] Sonnenschein M. et. al.: Demand Side Management und Demand Response, S. 3, In "Handbuch Energiemanagement, EW Medien und Kongresse GmbH, Frankfurt am Main, 2010.
- [St11] Strunz K.: Smart Grids, Berlin, 2011.
- [WH13] Wiechmann H.; Hufendiek K.: The mechanism of the "Grid signal light" as a part of the Smart Market/Grid System – the cooperation between Customers, Energy Logistics, Grid and Regulation, Dresden, 2013.

Regenerative Energien Management-Cockpit (REMC): Informationstransparenz in Energiewertschöpfungsnetzwerken

Stefan Sprick^a, Tino Ryll^a, Kerstin Wurdinger^c, Andrej Werner^b, Bogdan Franczyk^b,
Marcus Grieger^b, Jan Pfeifer^b und Robert Wehlitz^b

^aInstitut für Angewandte Informatik e. V. an der Universität Leipzig, Grimmaische Straße
12, 04109 Leipzig, {sprick, ryll}@wifa.uni-leipzig.de

^bProfessur Informationsmanagement, Universität Leipzig, Institut für
Wirtschaftsinformatik, Grimmaische Straße 12, 04109 Leipzig, {awerner, franczyk,
grieger, pfeifer, wehlitz}@wifa.uni-leipzig.de

^cBereich Thermo-chemische Konversion (TK), DBFZ Deutsches
Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig,
Kerstin.Wurdinger@dbfz.de

Abstract: Die Akteure der Güterproduktion profitieren seit über 20 Jahren von Branchenstandards und einem hohen Integrationsgrad ihrer Informationssysteme innerhalb ganzer Wertschöpfungsnetzwerke. Dabei bildet die Informationstransparenz innerhalb des Wertschöpfungsnetzwerks die Grundlage für ein effektives Lieferkettenmanagement.

Wir untersuchen, inwieweit auch die vergleichsweise jungen Wertschöpfungsnetzwerke der Energiewirtschaft – insbesondere die regenerativen Energieträger – vor dem Hintergrund regulatorischer Entflechtung von einer gesteigerten Informationstransparenz durch Standards und Systemintegration profitieren können.

Hierzu entwickeln wir in Zusammenarbeit mit dem in Leipzig ansässigen Deutschen Biomasseforschungszentrum (DBFZ)¹ im Zeitraum vom 01.08.2012 bis zum 31.07.2014 eine Lösung für die automatisierte Leistungssicherung in einem Netz dezentraler Energieerzeuger mit Hilfe eines Management-Cockpits. An sämtlichen Stellen im Text bezeichnet daher das *Wir* das gesamte institutionenübergreifende Forscherteam.

Die Lösung basiert auf dem Ansatz der überbetrieblichen Informationstransparenz im Lieferkettenmanagement. In diesem Artikel erläutern wir den aktuellen Entwicklungsstand unserer Forschungs- und Demonstrationsplattform².

1 Herausforderungen der deutschen Energiewirtschaft

Das novellierte Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), welches 2005 in Kraft getreten ist, schafft die rechtliche Grundlage für die Neustrukturierung der Energiewertschöpfungskette

¹<http://dbfz.de/>

²<http://seits.wifa.uni-leipzig.de/forschungsgruppe/projekte/remc>

in Deutschland. Diese Neustrukturierung steht unter dem Begriff der *Entflechtung* (engl.: *unbundling*). Verschiedene wirtschaftliche Akteure nehmen neue Rollen ein, wie zum Beispiel Erzeuger, Händler, Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), Verteilnetzbetreiber (VNB), Bilanzkreiskoordinator (BiKo), Bilanzkreisverantwortliche (BKV) oder Messstellenbetreiber (MSB) und Messdienstleister (MSD). (vgl. [Ehr11], [Nik10], [Ten13])

Aus wenigen in sich geschlossenen Wertschöpfungssystemen in der Vergangenheit ist ein heterogenes überbetriebliches Netz verschiedenster Wertschöpfungssysteme entstanden. Dieses Netz muss auf einem integrierten Informationsmanagement aufbauen, um zunehmendem Wettbewerbsdruck zu begegnen und gleichermaßen den rechtlichen Rahmenbedingungen eines diskriminierungsfreien Informationsaustausches zu genügen. Insbesondere durch das Entstehen neuer Energiedienstleistungen in der Marktsphäre eines Smart Grids ist darüber hinaus auch ein Zuwachs an Akteuren mit neuartigen Rollen zu erwarten. (vgl. [Bun12], [Bar11, S. 512])

Im Jahre 2010 identifizierten die Teilnehmer der SoS-Konferenz zur Systemsicherheit als Herausforderungen für die EEG-Integration im Smart Grid unter anderem die transparente Kommunikation zwischen allen beteiligten Akteuren, die Informationsbereitstellung durch Energieversorger (EVU) und die Vernetzung der IT-Anwendungen der involvierten Partner. Der Inhalt der Konferenz waren Fragen der Versorgungssicherheit in der Regelzone von 50Hertz Transmission³. (vgl. [Erb10])

2 Projektziele und Lösungsansatz

Wir adressieren die genannten Problemstellungen, indem wir den Ansatz der überbetrieblichen Informationstransparenz im Lieferkettenmanagement auf die Energiewirtschaft anwenden ([CM03]), [WHH⁺10]). Das Information Management Modell der Energiewirtschaft [BMW11] dient dabei als weiterzuentwickelnder Forschungsansatz, wobei hier der Fokus auf der Infrastruktur- und Informationsebene liegt.

Damit stützen wir die These, dass Informationstransparenz in Wertschöpfungsnetzwerken der Energiewirtschaft von zentraler Bedeutung für das effiziente Gestalten und Verwalten überbetrieblicher Prozesse ist. Im Rahmen dessen entsteht derzeit eine eigene Forschungs- und Demonstrationsplattform: das Regenerative Energien Management-Cockpit (REMC).

3 Derzeitiger Entwicklungsstand

Auf dem Betriebsgelände des DBFZ in Leipzig entsteht zur Zeit ein Freilandlabor, mit dem wir diverse Lieferkettenszenarien dezentraler Energieerzeugung auf Basis der Energieträger Windkraft, Sonnenkraft und Biomasse demonstrieren können. Parallel dazu erfolgt die Erweiterung der Cloud-Infrastruktur des Instituts für Angewandte Informatik e.V. (InfAI) an der Universität Leipzig. Hier entsteht ein Labor für Informationssysteme der

³<http://www.50hertz.com/>

Energiewirtschaft, in welchem wir insbesondere das REMC entwickeln und betreiben. Die generelle Funktion der Verbindung beider Labore über ein Virtual Private Network (VPN) [Ope] wurde mit einem Fernwirkgerät [Brü97, S. 187f] bereits erfolgreich getestet. Bei der Beschreibung unserer Zwischenergebnisse folgen wir dem Datenfluss von der Feldebene in das Kommunikationsgateway (Abschnitt 3.1) und weiter über eine gesicherte Verbindung in das REMC-System, dessen Architektur der Abschnitt 3.2 vorstellt.

3.1 Freilandlabor

Den Kernbestandteil unseres Freilandlabors bilden drei Energieerzeugungsanlagen (EEA): ein Kleinstwindrad, zwei Solarpaneele, ein BHKW einschließlich Biogasanlage. Neben diesen EEA binden wir auch eine Transformatorenstation kommunikationstechnisch ein. Für die Schnittstelle zwischen elektrotechnischer Anlage, ihrer Kommunikationstechnik und der Forschungs- und Demonstrationsplattform wird ein Gateway benötigt, das die nachfolgend beschriebenen funktionalen Anforderungen erfüllt:

- IEC 61850-Server mit folgenden Kommunikationsstandards
 - Konfigurierbarkeit eines Objektmodells nach IEC 61850-7-3, IEC 61850-7-4, IEC 61850-7-410 und IEC 61850-7-420 für:
 - * vereinheitlichtes Datenmodell für dezentrale Erzeuger (für Windrad, PV-Anlage und BHKW/Biogasanlage)
 - * Transformatorenstation
 - Servicemodell ACSI (IEC 61850-7-2, IEC 61400-25-4 Annex A)
 - Mapping, SCSM: IEC 61400-25-4 Annex A, IEC 61850-8-1 (optional)
- SNMP-Agent, mindestens SNMPv2c (zum Monitoring der IKT-Komponente)
- Anschluss Ethernet (Anschluss GPRS Modem optional)
- OpenVPN-Client
- Service-Anschluss (USB oder RS 232)

Das Kommunikationsgateway muss Informationen aus unterschiedlich strukturierten EEA und Netzkomponenten wie beispielsweise einer Transformatorenstation zur Verfügung stellen. Dafür ist eine flexible Modellierung von Objekten im Gateway notwendig. Mit der europäischen Norm IEC 61850, die *Kommunikationsnetze und -systeme in Stationen* normiert, existiert bereits ein Standard, mit dem ein signalorientiertes Datenmodell (IEC 60870) um ein objektorientiertes ergänzt wird. Der Standard ermöglicht eine größere Interoperabilität für den Anschluss neuer Geräte. Denn durch einheitliche Datenmodelle können damit Geräte in unterschiedlichen Spannungsstufen des Stromnetzes gekoppelt werden, die bisher nur über unterschiedliche Protokolle anzusprechen waren. Den speziellen Anforderungen der dezentralen Energieerzeugung trägt die IEC 61850-7-420 – *Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung* Rechnung. Die vorgenannten Normen finden daher in unserem Projekt Verwendung.

Das IEC 61850-Gateway soll auf der Ausgangsseite über einen Webservice entsprechend der IEC 61400-25-4 Annex A für Windkraft vom Management-Cockpit aus angesprochen werden können. Wir nehmen hier eine Anleihe bei der Windkraft-Norm, weil ein inhaltlich ähnlicher Standard für die Stationsautomation als zukünftige IEC 61850-8-2 derzeit erst noch in der Erarbeitungsphase ist (vgl. [Int]).

Wie wir bei der Evaluation feststellen mussten, steht am Markt bzw. in anderen Forschungsprojekten ([Cal11] (*IDS Callux Box*) und [Fra12] (*Power Bridge*)) für das vorliegende Projekt keine Hardware zur Verfügung, welche die eingangs definierten Anforderungen vollständig erfüllt. Lediglich die Powerbridge ist in der Lage, die Anforderungen weitestgehend zu erfüllen und wird daher im Projekt eingesetzt.

3.1.1 Automationsseitiges Konzept und Geräte

Für die Automation bzw. die Einbindung vorhandener Komponenten der vier Anlagen sind unterschiedliche Rahmenbedingungen zu berücksichtigen. Sie ergeben sich sowohl aus der unterschiedlichen Anlagengröße (sehr viel weniger Messtechnik bei Kleinstanlagen im Vergleich zu Großanlagen) als auch aus der Tatsache, dass im Projekt zwei neue und zwei Bestandsanlagen zu integrieren sind. Bei den Bestandsanlagen ist die bereits vorhandene Messtechnik und insbesondere deren Anschluss an vorhandene Bussysteme zu berücksichtigen.

Eines der ältesten Feldbus-Protokolle ist das Modbus-Protokoll. Es ist seit seiner Einführung im Jahr 1979 ein De-facto-Standard für die industrielle Kommunikation [KOV10]. Es setzt ausschließlich auf offene Standards und gestattet Kommunikation zwischen unterschiedlichen Arten von Netzwerkarchitektur [MO].

Für das Projekt setzen wir Modbus in zwei Bereichen ein. Und zwar einerseits für die Kommunikation einer Steuerung mit Sensoren und Aktoren, was über die Schnittstelle RS485 erfolgt. Andererseits lässt das Protokoll auch die Kommunikation der Steuerung mit dem Eingang eines IEC 61850-Gateway zu, wobei dies über Ethernet (TCP/IP) anstatt von RS485 realisiert ist.

Der für die Powerbridge eingesetzte Industrie-PC bietet für die kommunikationsseitige Integration der elektrotechnischen Anlagen Modbus/TCP (ebenda) standardmäßig an. Für die vier im Projekt einzubindenden Anlagen ist demzufolge ein Gerät vorzusehen, das die Messstellen-Daten sammelt, ggf. konvertiert und über Modbus/TCP zur Verfügung stellen kann. Die nachfolgenden Abschnitte zeigen konkret die geplante Umsetzung.

Windrad und Photovoltaik Aufgrund ihrer geringen einzuspeisenden Leistung werden Windrad und Photovoltaik-Anlage an einem gemeinsamen Standort aufgebaut. Vorgesehen ist dafür das Dach eines Büro- und Laborgebäudes auf dem Gelände des DBFZ. Abbildung 1 zeigt den vorgesehenen Aufbau von Anlage, Automationstechnik und die Definition der Kommunikationsprotokolle.

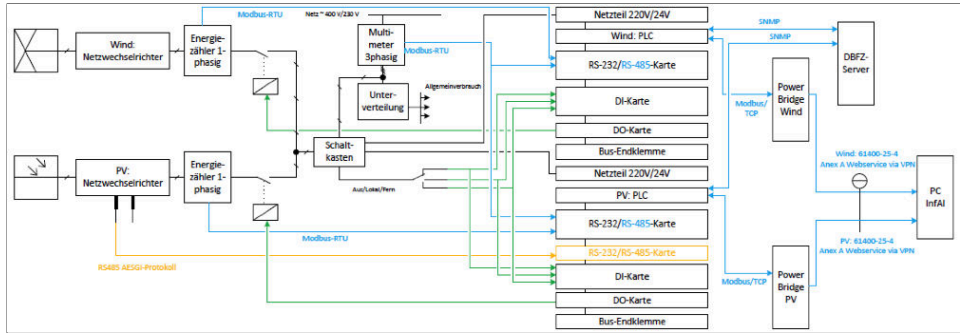


Abbildung 1: Energieerzeuger und Automationstechnik: Wind- und Photovoltaikanlage

Biogasanlage/BHKW Für die Datengewinnung aus einem biomassebasierten Stromerzeuger dient die Forschungsbiogasanlage des DBFZ. Angeschlossen ist ein BHKW mit einem Zündstrahlaggregat. Abbildung 2 zeigt die vorgesehenen Kommunikationswege.

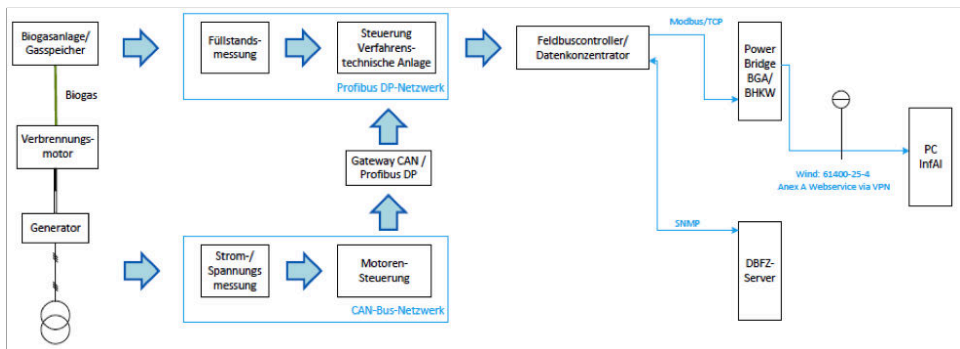


Abbildung 2: Energieerzeuger und Automationstechnik: Biogasanlage/BHKW

Transformatorstation Zur Datengewinnung aus einer Transformatorstation binden wir die Station des DBFZ ein. Hierbei greifen wir die Daten derjenigen Leitungsstränge ab, in denen die drei zuvor genannten Stromerzeuger angeschlossen sind. Abbildung 3 zeigt die Automationstechnik und die Definition der Kommunikationsprotokolle.

3.1.2 Kommunikationsverbindung EEA-REMC

Derzeit realisiert ein VPN die Verbindung der Kommunikationsgateways mit dem REMC. Das Callux-Box-Gateway verfügt über einen integrierten OpenVPN-Client und erfordert innerhalb der Cockpit-Infrastruktur einen entsprechend konfigurierten OpenVPN-Server.

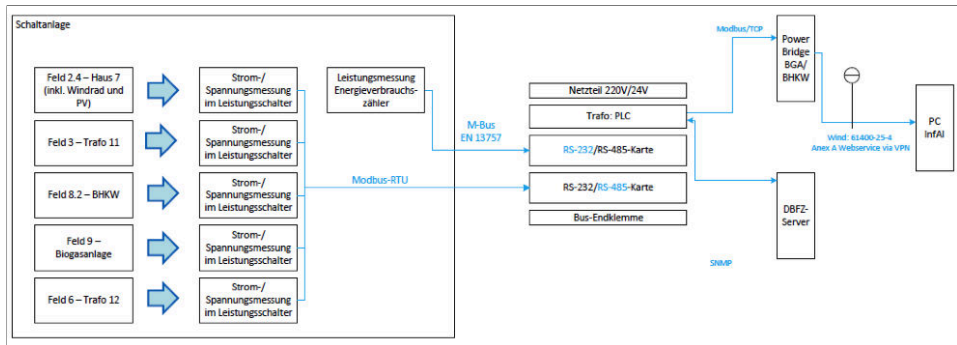


Abbildung 3: Energieumwandlung und Automationstechnik: Transformatorenstation

Das Powerbridge-Gateway ist noch um einen solchen Client zu ergänzen. Als OpenVPN-Server wird ein Linux Server (*Debian*⁴) eingesetzt, auf welchem die Software *OpenVPN*⁵ installiert wurde.

3.2 Zur REMC-Architektur

Skalierbarkeit und Erweiterbarkeit zählen zu den Anforderungen, die sich an die zu entwickelnde Softwarearchitektur [Zör12] des REMC ergeben. SOA als ein Architekturkonzept für komplexe und verteilte Systeme adressiert diese Aspekte. (vgl. [Mas07])

Eine serviceorientierte Architektur lässt sich grob in die vier Bestandteile Anwendungs-Frontend, Services, Service Repository mit Registry und Service Bus untergliedern (vgl. [Mas07, S. 141f], [KBS07, S. 67]). Davon ist auch die in Abbildung 4 dargestellte REMC-Architektur abgeleitet.

Der Fokus liegt zunächst auf der Umsetzung einer fundamentalen SOA mit Basis-Services [Jos08, S. 81ff.] bei schrittweiser Weiterentwicklung hin zur prozessfähigen SOA. Unser Architekturentwurf unterteilt sich in drei Ebenen – Präsentation, Integration und operative Systeme – auf deren Bestandteile wir im Folgenden Bezug nehmen.

⁴<http://www.debian.org/>

⁵<http://openvpn.net>

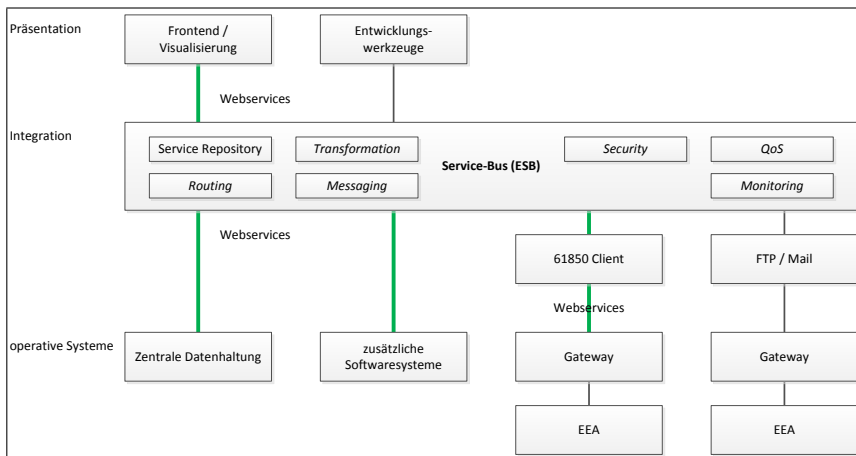


Abbildung 4: REMC-Architekturentwurf

Enterprise Service Bus Auf der Integrationsebene befindet sich der Enterprise Service Bus (ESB) als zentrale Architekturkomponente. Für die Realisierung eines ESB sind einige Open Source Lösungen vorhanden (vgl. [Anc10]). Zu Beginn untersuchten wir zunächst drei Lösungen näher: *JBoss ESB*, *Sun OpenESB* und *Talend ESB*. Hierzu installierten wir die Instanzen und setzten im Anschluss dokumentierte Beispiele mit dem jeweiligen System um. Mit der Lösung von Talend konnten wir dabei am schnellsten brauchbare Ergebnisse erzielen, weshalb die Wahl darauf fiel.

Ob Talend ESB die Erwartungen hinsichtlich Ausfallsicherheit, Skalierbarkeit und Robustheit erfüllt, wird sich im weiteren Projektverlauf zeigen. Dafür spricht sein Einsatz in vielen kommerziellen Großprojekten als auch die Aufnahme von Talend in den *Gartner Magic Quadrant for Data Integration Tools* [Bus13].

Zentrale Datenhaltung Neben dem ESB kommt auch der Datenhaltungskomponente eine zentrale Bedeutung zu, welche Messwerte (Betriebsdaten), Stammdaten zu Anlagen und Akteuren mit deren Cockpit-Benutzern verwaltet. Es ist angedacht, diese Komponente in domänenbezogene Subkomponenten zu zerlegen. Verfolgt wird dabei der Ansatz der polyglotten Persistenz, d.h. es werden sowohl relationale SQL- als auch NoSQL-Datenbanksysteme eingesetzt.

Relationale SQL-Datenbanken bieten sich bei der Speicherung von Anlagenstammdaten oder Benutzerdaten an, weil das Aufkommen von Stammdaten im Vergleich zu Betriebsdaten wesentlich kleiner ist. Ebenso ist deren Änderungshäufigkeit wesentlich geringer. Im Cockpit setzen wir hierfür *PostgreSQL*⁶ ein.

⁶<http://www.postgresql.org>

Betrachtet man eine einzige Anlage über den Zeitraum von einem Monat, so wird bereits die Menge der anfallenden Daten deutlich. Erfolgt die Abfrage der Anlage in einem fünfminütigen Intervall, ergeben sich bereits 8.640 Datensätze pro Monat. Vor dem Hintergrund von 10.000 Erzeugern werden daraus mehr als 86 Millionen Datensätze pro Monat – eine Datenmenge, die relationale Datenbanken (vor allem in Hinblick auf ein Datenmodell gemäß IEC 61850) vor Herausforderungen stellt. Auf NoSQL-Seite untersuchen wir momentan verschiedene Lösungen. In Betracht kommen beispielsweise *Apache Cassandra*⁷ oder auch *Apache HBase*⁸.

Die Persistenzlogik wird von einzelnen JavaEE-Anwendungen realisiert. Die Logik ist durch Webservices gekapselt, welche die anderen Systemkomponenten aufrufen können. Als Runtime für diese Anwendungen kommt der *Oracle Glassfish*⁹ Anwendungsserver zum Einsatz. *EclipseLink*¹⁰ – als Referenzimplementierung der Java Persistence API (JPA) – fungiert hierbei als Persistenz-Framework. Seit Version 2.4 unterstützt EclipseLink auch die Verwendung einiger NoSQL-Datenbanken, was jedoch mit Einschränkungen verbunden ist. Hier sind wir derzeit dabei, eine Lösung für HBase- oder Cassandra-Unterstützung zu finden.

Präsentation Die Ebene der Präsentation beinhaltet das Anwendungsfrontend und Entwicklerwerkzeuge. Hier werden die erfassten Anlagendaten visuell in Form von Kennzahlen, Tabellen und Diagrammen auf einem Dashboard für die jeweiligen Benutzer aufbereitet. Die dafür notwendigen Daten erhält das Frontend über die vom ESB angebotenen Services. Die Entwicklerwerkzeuge ermöglichen es, die Konfiguration des ESB anzupassen.

Das Frontend wird als reine Webanwendung realisiert. Dabei fiel die Wahl auf das *Google Web Toolkit (GWT)*¹¹, weil es im Gegensatz zu anderen Technologien wie beispielsweise Java Server Faces (JSF) eine Entwicklung komplett in Java erlaubt und weitgehende Browserunabhängigkeit sicherstellt.

Damit komplexe GWT-Anwendungen effizient arbeiten und sich leicht erweitern lassen, existieren eine Reihe von Empfehlungen (engl.: best practices)¹². Eine ist die Verwendung des Model-View-Presenter Musters zur Trennung von Modell und Ansicht. Zusätzlich wird daher das *GWT-Platform (GWTP)*¹³ Framework eingesetzt, welches Entwickler bei der Realisierung und durchgängigen Verwendung dieses Musters unterstützt.

Für die Darstellung von Diagrammen bringt GWT keine eigenen Komponenten mit. Zur Abbildung dieser Funktionalität wurden diverse Charting-Komponenten evaluiert. Die naheliegende Verwendung der Google Chart Tools wurde ausgeschlossen, da diese eine permanente Verbindung zu den Servern von Google benötigen. Momentan kommt als ei-

⁷<http://cassandra.apache.org>

⁸<http://hbase.apache.org>

⁹<https://glassfish.java.net>

¹⁰<http://www.eclipse.org/eclipselink>

¹¹<http://www.gwtproject.org>

¹²<https://code.google.com/p/gwt-best-practices-soup>

¹³<https://github.com/ArcBees/GWTP>

ne Alternative die *GWT Highcharts API*¹⁴ zum Einsatz. Diese stellt Komponenten zur Verfügung, mit denen sich verschiedene Typen von interaktiven Diagrammen erstellen lassen.

Integration von Fremdsystemen Im Folgenden stellen wir verschiedene Szenarien vor, welche zeigen, wie sich dezentrale EEA an das REMC anbinden lassen. Die Integrations-szenarien richten sich nach den am Markt verfügbaren Kommunikationsgateways. Diese lassen sich hinsichtlich ihrer Konformität nach IEC 61850 und der verwendeten Kommunikationsart differenzieren.

Kommunikationsgateway ohne IEC 61850-Unterstützung Dieses Szenario betrachtet den Fall von Energieerzeugungsanlagen mit einem Gateway, welches nicht dem Standard IEC 61850 entspricht. Solche Gateways sind typischerweise im Umfeld von Photovoltaik-anlagen mittlerer Größe (um 30 kW_p) anzutreffen.

Als Beispiel für das Szenario seien stellvertretend die Geräte *Powador-proLOG* der Firma KACO¹⁵ und die *Sunny Webbox* der Firma SMA¹⁶ genannt. Bei diesen Geräten handelt es sich um Datenlogger, welche Daten (Temperaturen, Spannungen, Leistungen) von jedem einzelnen angeschlossenen Wechselrichter erfassen, speichern und Möglichkeiten für die Lokal- und Fernüberwachung der Anlagen bereitstellen.

Leider stellen solche Gateways keine Schnittstelle zur Datenabfrage bereit. Allerdings sind sie in der Lage, ihre Daten in periodischen Abständen entweder per Mail oder per FTP zu versenden. Ein dafür von uns eingesetzter FTP-Server ist *ProFTPD*¹⁷, als Bestandteil der verwendeten Debian-Linux-Distribution. Dabei fasst ein Gateway die Daten mehrerer Wechselrichter zusammen, an welche wiederum mehrere Solarpaneele angeschlossen sind.

Kommunikationsgateway mit IEC 61850-Unterstützung Beim zweiten Szenario betrachten wir Anlagen mit 61850-konformen Gateways. Im Speziellen solche, die auch ein Mapping auf Webservices nach IEC 61400-25-4 unterstützen. Im Gegensatz zu den in Szenario 1 vorgestellten Gateways, ist eine direkte Abfrage dieser Geräte über Webservices möglich. Dabei ist das Kommunikationsgateway der Server und das REMC der Client.

Die Integration von 61850-konformen Gateways ist in Abbildung 5 beispielhaft dargestellt. Die PowerBridge geht den Weg über die Verwendung einer Service Registry. Vielen der sonst noch am Markt erhältlichen Gateways fehlt diese Funktionalität jedoch. Die Cal-lux Box beispielsweise geht den Umweg über ein VPN-Netzwerk. In beiden Fällen muss für die Anbindung eine Integrationskomponente bereitgestellt werden. Der VPN-Server bildet Funktionalitäten einer Registry ab, denn er enthält ebenfalls Informationen über angemeldete Gateways und deren Netzwerkadressen. Zusätzlich bietet er Funktionen zur gesicherten Datenübertragung.

¹⁴<http://www.moxiegroup.com/moxieapps/gwt-highcharts>

¹⁵<http://kaconewenergy.com>

¹⁶<http://www.sma.de>

¹⁷<http://www.proftpd.org>

Die Anbindung der Integrationskomponenten VPN-Server und Webservice Registry ist prinzipiell auch direkt an den ESB möglich. Allerdings ist beispielsweise für das Abfragen von im VPN angemeldeten Gateways und auch für das Abfragen der Daten an sich zusätzliche Logik erforderlich, welche sich allein mit dem ESB nur schwer abbilden lässt. Daher ist an dieser Stelle die Komponente 61850-Webservice-Client vorgesehen, welche für das Auffinden und das Abfragen der verfügbaren Gateways zuständig ist.

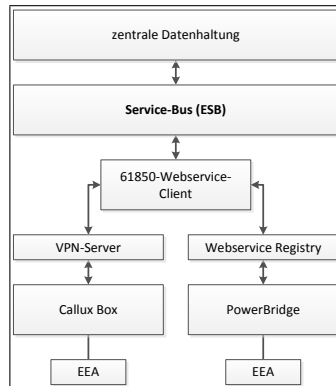


Abbildung 5: Integrationsszenario 2 – Kommunikationsgateway mit IEC 61850-Unterstützung

Das Datenmodell der in diesem Szenario betrachteten Geräte entspricht bereits der IEC 61850. Daher muss dieses nicht weiter transformiert werden und kann vom 61850-Client über den ESB an die Datenhaltung durchgereicht werden.

IEC 61850-Unterstützung mit Umkehr des Client-Server-Prinzips Als drittes Integrationsszenario (Abbildung 6) kommt eine Umkehr des Client-Server Prinzips aus Szenario 2 in Betracht, d.h. das REMC fungiert als Server und die Gateways als Clients. Auf Seiten des Cockpits wird die Komponente IEC 61850-Server bereitgestellt. Diese stellt Webservices zur Datenübermittlung bereit.

Die Gateways nutzen die bereitgestellten Services um ihre Daten eigenständig ans Cockpit zu senden. Die Server-Komponente realisiert die Übermittlung der Daten an die Datenhaltung über den ESB. Das Versenden der Daten erfolgt in festgelegten Intervallen bzw. bei bestimmten Ereignissen, z.B. bei der Änderung von Messwerten. Auf diese Weise muss das Cockpit-System nicht ständig Anfragen an die Gateways stellen, obwohl diese evtl. keine neuen Daten liefern können.

Stattdessen meldet sich das Gateway eigenständig, wenn beispielsweise neue Daten vorhanden sind. Das reduziert die Anzahl der Zugriffe und entlastet das Cockpit-System. Zudem kann die Service Registry für die Gateways entfallen. Momentan sind uns allerdings keine Gateways bekannt, die eine solche Funktionalität – zumindest mittels Webservices – abbilden. Wir streben an, dieses Szenario mittels Erweiterung der verfügbaren Gateways selbst zu realisieren.

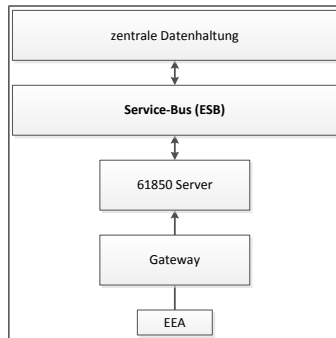


Abbildung 6: Integrationszenario 3 – Umkehr des Client-Server-Prinzips

4 Ausblick

Neben der Errichtung des Freilandlabors gilt es nun, die bereits separat voneinander entwickelten Softwarekomponenten weiter miteinander zu integrieren. Das Datenmodell der Kommunikationsgateways verwenden wir dabei als Grundlage für das REMC-Modell, unter Erweiterung um die genannten Komponenten zur Benutzerverwaltung sowie der Integration nicht IEC 61850-konformer Kommunikationsgateways.

Zu den wesentlichen wissenschaftlichen Arbeitszielen bis 2014 zählen die Konzeption und Erprobung einer EEA-Kommunikationsschnittstelle auf Basis von IEC 61850, die Erarbeitung eines Kennzahlensystems für das Cockpit-System, die Erstellung eines Simulationskonzeptes auf Basis von Echtzeitdaten, der Einsatz des entwickelten Cockpit-Prototyps im Feldversuch mit experimenteller Evaluierung ausgewählter Anwendungsszenarien bezüglich der Leistungssicherung .

5 Danksagung

Dieses Vorhaben ist finanziert aus Mitteln des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) und des Freistaates Sachsen (SAB).

Literatur

- [Anc10] Ancud IT-Beratung GmbH. Open Source Enterprise Service Bus (ESB): Ein Vergleich aktueller Produkte, 2010.
- [Bar11] Kristin Bartel. *Wettbewerbsprobleme auf dem deutschen Energiemarkt durch Unternehmenszusammenschlüsse: Entflechtung als Mittel der Marktöffnung*, Jgg. 53 of *Deutsches und internationales Wirtschaftsrecht*. Lit, Berlin [u.a.], 2011.

- [BMW11] BMWI. Smart Watts – Leuchtturmprojekt E-Energy: Lösungsansatz, 2011.
- [Brü97] Gottwalt Brückner. *Netzführung: Aufgaben und Methoden ; mit 4 Tabellen und 73 Literaturstellen*, Jgg. Bd. 234 of *Kontakt & Studium*. Expert-Verl., Renningen-Malmsheim, 3., völlig Neubearb. Aufl. Auflage, 1997.
- [Bun12] Bundesnetzagentur. “Smart Grid“ und „Smart Market“: Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur, 2012.
- [Bus13] BusinessWire. Talend Recognized as a “Visionary” in 2013 Magic Quadrant for Data Integration Tools, 2013.
- [Cal11] Callux - Praxistest Brennstoffzelle fürs Eigenheim. Flexible Kommunikationsschnittstelle für Brennstoffzellen-Heizgeräte: Premiere für die Callux-Box, 2011.
- [CM03] Sunil Chopra und Peter Meindl. *Supply chain management: Strategy, planning, and operation*. Prentice Hall, Upper Saddle River and N.J, 2nd ed. Auflage, 2003.
- [Ehr11] Ulrich Ehricke, Hrsg. *Energierecht: Rechtsgrundlagen der Energiewirtschaft ; [Textsammlung]*. Nomos-Gesetze. Nomos-Verl.-Ges., Baden-Baden, 12. Aufl., stand: 1. Oktober 2011. Auflage, 2011.
- [Erb10] Hans-Peter Erbring. Enge Kooperation zur Gewährleistung der Systemsicherheit, 25.08.2010.
- [Fra12] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik. Regenerative Modellregion Harz: Abschlussbericht: Landkreis als Vorreiter, 2012.
- [Int] International Electrotechnical Commission. New Work Item Proposal 57/1181/NP.
- [Jos08] Nicolai Josuttis. *SOA in der Praxis: System-Design für verteilte Geschäftsprozesse*. dpunkt-Verl, Heidelberg, 1. Aufl. Auflage, 2008.
- [KBS07] Dirk Krafczig, Karl Banke und Dirk Slama. *Enterprise SOA: Wege und best practices für serviceorientierte Architekturen ; [Einführung, Umsetzung, Praxis]*. mitp, Heidelberg, 1. Aufl. Auflage, 2007.
- [KOV10] Frithjof Klasen, Volker Oestreich und Michael Volz. *Industrielle Kommunikation mit Feldbus und Ethernet*. VDE-Verl, Berlin, 2010.
- [Mas07] Dieter Masak. *SOA? Serviceorientierung in Business und Software*. Xpert.press. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, Berlin and Heidelberg, 2007.
- [MO] Inc Modbus Organization. Modbus Application Protokoll Specification V1.1b3.
- [Nik10] Dennis Nikolaisen. E-Energy Glossar: E-Energy - Smart Grids made in Germany, 2010.
- [Ope] OpenVPN Technologies Inc. OpenVPN HOWTO.
- [Ten13] TenneT TSO GmbH. MaBiS “Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom”, 2013.
- [WHH⁺10] Andrej Werner, Christian Hrach, Karen Heyden, Rainer Alt und Bogdan Franczyk. Value Chain Cockpit auf Basis betrieblicher Anwendungssysteme. *Multikonferenz Wirtschaftsinformatik 2010*, Seite 313, 2010.
- [Zör12] Stefan Zörner. *Softwarearchitekturen dokumentieren: Entwürfe, Entscheidungen und Lösungen nachvollziehbar und wirkungsvoll festhalten*. Hanser, Carl, München, 2012.

Optimale Investitionsentscheidungen in dezentralen Energiesystemen für BHKW, Batteriespeicher und Lastmanagement – Modellkonzept und Anwendung

Hendrik Kondziella, Thomas Bruckner

Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement
Universität Leipzig
Grimmaische Straße 12
04109 Leipzig
kondziella@wifa.uni-leipzig.de

Abstract: Mit diesem Beitrag stellen wir einen Modellansatz vor, mit Hilfe dessen Investitionsentscheidungen in dezentrale Energietechnologien unterstützt werden. Das Modell bildet dabei den techno-ökonomischen Rahmen für ein oder mehrere Gebäude ab und ist in der Programmiersprache *GAMS* entwickelt. Das so definierte Energiesystem wird durch die Einbeziehung der Energiebedarfe nach Strom, Wärme und Kühlung in die Optimierung hinreichend genau abgebildet. Es ermöglicht insbesondere die Analyse der Interaktion von Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), elektrischen und thermischen Speichern sowie einer flexiblen Nachfrage (Demand-Side-Management (DSM)). Weiterhin diskutieren wir die Ergebnisse der Modellanwendung für ein reales Bürogebäude. Die Ergebnisse zeigen, dass Kostensenkungen und CO₂-Einsparungen durch dezentrale Energieerzeugung möglich sind. Innerhalb der gegebenen Rahmenbedingungen werden die KWK-Anlagen auf Grund der hohen Flexibilität bei der Strom- und Wärmeerzeugung bei der Investitionsentscheidung bevorzugt. Die Marktparameter, wie etwa Strom- und Gastarife, bilden einen weiteren sensiblen Faktor da die Kalkulation der Kostensenkung bei Eigenerzeugung gegenüber dem Netzbezug erfolgt. Speziell die leistungsbezogene Abrechnung, die das Modell durch die Einbeziehung von Leistungspreisen berücksichtigt, kann einen signifikanten Anteil an den Energiekosten für gewerbliche Kunden erreichen. Eigene Erzeugungsanlagen sowie eine flexible Nachfrage können das Netz entlasten, wenn sie über die entsprechenden Preissignale gesteuert werden.

1 Einleitung

Globale Szenarien der Internationalen Energie Agentur (IEA) identifizieren den Gebäudesektor als einen Treiber für das künftige Wachstum des globalen Energieverbrauchs [IEA11]. Neben Industrie und Transport wird dem Gebäudebestand heute etwa ein Drittel des weltweiten Endenergieverbrauchs zugerechnet. Dabei verteilt sich die Nachfrage nach Energiedienstleistungen insbesondere auf Raumwärme und -kühlung, Warmwasser und Elektrizität. Das sogenannte „Basisszenario“ der IEA prognostiziert einen Anstieg um 60 % von 2007 bis 2050 im Endenergieverbrauch der

Gebäude auf Grund einer steigenden Anzahl von Haushalten sowie Gebäudeflächen für den Sektorservice [IEA10]. Im Gegensatz dazu geht das klimaschutzorientierte „BLUE Map“-Szenario nur von einem 5 %-igen Anstieg bis 2050 im gleichen Zeitraum aus. Als entscheidende Voraussetzungen, um den Energiebedarf auf heutigem Niveau zu stabilisieren, werden Energieeffizienz und eine Dekarbonisierung der Heiz- und Kühlsysteme genannt.

Darauf aufbauend soll in diesem Beitrag ein Modellkonzept vorgestellt werden, das eine Investitionsentscheidung in dezentrale Energieumwandlungsanlagen (Strom, Wärme, Kälte) unterstützen soll. Ziel des zeitlich hoch aufgelösten Modells ist eine Bereitstellung von Energiedienstleistungen zu minimalen Kosten. Dabei wird auf bewährte Methoden der linearen Programmierung zurückgegriffen (vgl. Kapitel 2). Ein Energiesystem mit hohen Anteilen von fluktuierenden erneuerbaren Energien stellt erhöhte Anforderungen an die Flexibilität der Energieerzeuger und -verbraucher. Daher werden in das Modellkonzept auch verschiedene Flexibilitätsoptionen wie Batteriespeicher und ein Lastmanagement integriert. Die Einsatzfähigkeit des Modells wird anhand von Daten zum Energieverbrauch eines realen Bürogebäudes im Süden von Deutschland getestet. Die Analyse der konkreten Modellergebnisse soll damit Aufschlüsse über das Zusammenwirken von dezentralen Energieerzeugern geben und weiteren Forschungs- und Entwicklungsbedarf aufzeigen.

Nach der Darstellung des Forschungsstandes im zweiten Kapitel wird das Modellkonzept in Kapitel 3 vorgestellt. Dabei werden die entwickelten Modelltypen, die auf spezifische Fragestellungen bei der Investitionsentscheidung eingehen, näher erläutert. Anschließend wird im vierten Kapitel die Testumgebung eines Bürogebäudes beschrieben. Insbesondere die Rahmendaten der Technologien und Energiebedarfe sowie Marktparameter sind maßgeblich für den Optimierungsansatz. Kapitel 5 diskutiert die Ergebnisse der Fallstudie. Ein abschließendes Fazit kann dem sechsten Kapitel entnommen werden.

2 Stand der Forschung

Umfassende Arbeiten zur Thematik der effizienten Auslegung von Energiesystemen in Gebäuden wurden insbesondere vom *Lawrence Berkeley National Laboratory* (LBNL) veröffentlicht [Ma07] [Ma09]. In verschiedenen Fallstudien wurde ein Modell zur Optimierung dezentraler Energieressourcen (DER-CAM)¹ für verschiedene Technologien und Anwendungsbedingungen fortlaufend entwickelt [Si05]. Durch diesen Modellansatz soll die Hypothese untersucht werden, ob die Erzeugung von Elektrizität am Ort der Nachfrage bei gleichzeitiger Nutzung der entstehenden Abwärme (Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)) effizienter ist, als die Erzeugung in zentralen Großkraftwerken, wo mitunter 60 % der eingesetzten Energie über Kühltürme oder Flüsse ungenutzt abgeführt werden.

¹ Distributed Energy Resources - Customer Adoption Model

Das Modell DER-CAM wurde insbesondere in Fallstudien für kommerzielle Gebäude in den USA eingesetzt. In [Si05] werden hypothetische Gebäudetypen für fünf Nutzungsarten (Handel, Beherbergung, Bildung, Gesundheit, Büro) simuliert. Die klimatischen Randbedingungen entsprechen der Region San Francisco. Zur dezentralen Energiegewinnung können erdgasbefeuerte Mikroturbinen, BHKW sowie Gasturbinen eingesetzt werden. Als Flexibilitätsoption stehen Wärmespeicher zur Verfügung. Durch den geringen Gaspreis (3,2 USct/kWh) im Vergleich zum durchschnittlichen Strompreis ergibt sich ein wirtschaftlicher Vorteil zugunsten der dezentralen Stromerzeugung, auch wenn keine ausreichende Wärmesenke² vorhanden ist. Die jährlichen Energiekosten sinken in diesen Gebäudetypen bei alleiniger Eigenproduktion von Elektrizität um 8 %. Bei mittleren und hohen Wärmebedarfen sind Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung vorteilhaft. Es kann gezeigt werden, dass in beiden Fällen eine zusätzliche Installation von Wärmespeichern, die im Modell über eine einfache Bilanzgleichung abgebildet sind, wirtschaftlich vorteilhaft ist. Die zusätzliche Kosteneinsparung wird mit 1,25 \$ je kWh Speicherkapazität angegeben. An dieser Stelle sollte betont werden, dass die Kosteneffekte zum einen von der Tarifstruktur für Strom abhängig sind. In den USA haben sich bereits zeitabhängige Tarife etabliert, die Kostenvorteile durch optimierte dezentrale Erzeuger ermöglichen. Zum anderen sind die klimatischen Randbedingungen für die saisonalen Schwankungen der Energiebedarfe nach Strom, Wärme und Kälte maßgeblich.

In [Ma09] wird die optimale Interaktion von konventionellen Anlagen zur Eigenerzeugung in Verbindung mit Solarthermie im Hinblick auf CO₂-Emissionen und Energiekosten untersucht. Die untersuchten Gebäudetypen befinden sich im Süden von Kalifornien und bieten damit ein hohes Potenzial für die erneuerbare Wärmeenergiegewinnung. Die ökonomische Analyse zeigt, dass konventionelle Anlagen, auch mit Kostenszenarien für 2020, eine dominante Rolle bei der dezentralen Energiegewinnung beibehalten. Die Einführung eines CO₂-Preises ist notwendig, um die installierte Leistung solarthermischer Anlagen in den Modellgebäuden zu erhöhen.

In Abgrenzung zu den vorgenannten Studien soll in diesem Beitrag ein Modellkonzept vorgestellt (siehe Kapitel 3) werden, dass in seinen Randparametern auf Deutschland übertragbar ist. Von Relevanz sind insbesondere die ökonomischen Parameter sowie die klimatische bedingten Energieverbrauchsdaten. Zudem werden wir anstatt von saisonal abhängigen Typtagen eine stündlich aufgelöste Verbrauchsstruktur (8760 h/a) verwenden. Ein besonderes Augenmerk soll dabei auf das Zusammenwirken von verschiedenen Flexibilitätsoptionen, wie etwa elektrischen und thermischen Speichern sowie Lastmanagement, gelegt werden.

² Für eine indikative Einschätzung eignet sich das rechnerische Verhältnis aus Wärme zu Stromverbrauch (in MWh).

3 Modellbeschreibung

Das hier vorgestellte Modell kann als gemischt-ganzzahlige Programmierung charakterisiert werden, deren Quellcode in der Programmiersprache GAMS³ verfasst ist. Dieser Ansatz verbindet das Ziel einer detaillierten ökonomischen Analyse mit einer möglichst gering gehaltenen Komplexität der thermodynamischen Gebäudebeschreibung. Die grundsätzliche Struktur des Modells wird in Abbildung 1 aufgezeigt. In Abhängigkeit des gewählten Modelltyps können einzelne Strukturelemente auch variieren (Verfügbarkeit der Stromspeicher, Anzahl der Eigenerzeugungsanlagen) oder hinzugefügt werden (DSM). Die leitungsgebundenen Energieträger Strom und Gas werden auf der Nachfrageseite in spezifische Energiedienstleistungen wie Elektrizität, Kühlung, Raumwärme und Warmwasser umgewandelt.

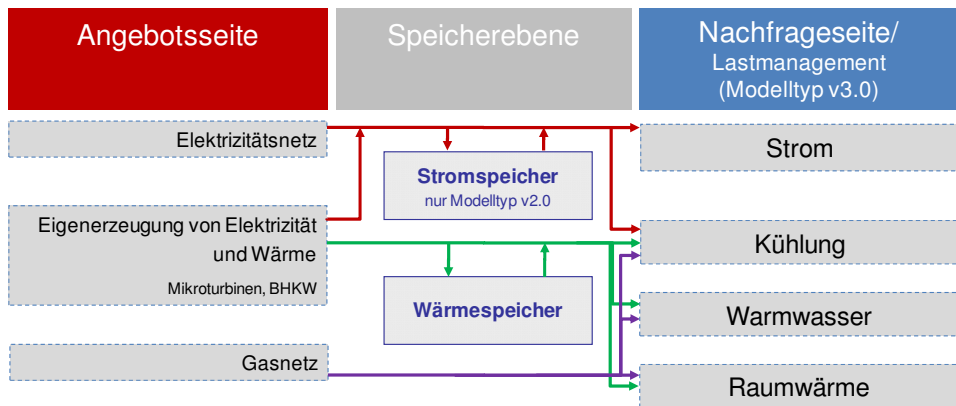


Abbildung 1: Modellschema des dezentralen Energiesystems für Modelltyp v1.0, v2.0, v3.0

Aus dem Strukturaufbau des Modells wird ersichtlich, dass die Stromnachfrage aus dem übergeordneten Verteilnetz oder der Eigenerzeugung zu decken ist. Dagegen kann Kühlung beispielsweise aus drei Prozessen bereitgestellt werden: strombasiert (Netzbezug bzw. Eigenerzeugung), durch Abwärme aus der Eigenerzeugung (KWK) oder durch Wärme aus Gasverbrennung. Die Deckung der Wärmenachfrage kann grundsätzlich aus Abwärme oder durch Verbrennung von Gas aus dem Netz erfolgen. Eine strombasierte Wärmebereitstellung, z. B. über Wärmepumpen, ist in dieser Entwicklungsstufe des Modells nicht vorgesehen. Durch die Nutzung von elektrischen (bei Wirtschaftlichkeit) oder thermischen Speichern können Angebots- und Nachfrageseite zudem zeitlich entkoppelt werden.

Zur Entscheidungsunterstützung bei einer Investition in dezentrale Erzeugungstechnologien haben wir drei Modelltypen (v1.0, v2.0, v3.0) entwickelt, wobei zwei

³ General Algebraic Modeling Language. Für eine Dokumentation der Software wird auf www.gams.com verwiesen.

Modelltypen zusätzliche Erweiterungen der Grundvariante (v1.0) um elektrische Speicher (v2.0) und DSM (v3.0) darstellen:

- **Modelltyp v1.0 (Investitionsentscheidung – GGLP):** Das Modell wählt aus einer bestimmten Menge von Eigenerzeugungsanlagen (BHKW, Mikroturbine) aus. Modelltechnisch erfolgt dies durch Verwendung binärer Optimierungsvariablen, die bei einer Auswahl den Wert 1 und bei einem Ausschluss den Wert 0 annehmen. Ziel ist die *Minimierung* der jährlichen Kosten für *Investition* und *Betrieb* der Anlagen. Die Randbedingungen werden im Wesentlichen durch die Deckung der stündlichen Nachfrage für Elektrizität, Raumwärme, Kühlung und Warmwasser bestimmt. Ein thermischer Speicher steht bis zu einer vorab festgelegten Kapazität zur Verfügung. Weitere Speicher (z.B. Batterien) werden nicht berücksichtigt,
- **Modelltyp v2.0 (Investitionsentscheidung – GGLP):** Das Modell wählt aus einer Eigenerzeugungsanlage und drei Batterietypen aus, die die jährlichen Kosten für *Investition* und *Betrieb* minimieren. Modelltechnisch erfolgt dies durch Verwendung binärer Optimierungsvariablen, die bei einer Auswahl den Wert 1 und bei einem Ausschluss den Wert 0 annehmen. Als Nebenbedingung sind die oben genannten Energiedienstleistungen in stündlicher Auflösung zu beachten,
- **Modelltyp v3.0 (Betriebsoptimierung – LP):** Dieser Modelltyp optimiert den *Betrieb* einer Eigenerzeugungsanlage (z.B. BHKW) für eine gegebene Struktur der Nachfrage über ein Jahr. Zusätzlich wird die Möglichkeit einer flexiblen Elektrizitätsnachfrage eröffnet. Die zeitliche Verschiebung der Nachfrage kann mehrere Stunden betragen. Mit diesem Modelltyp können Festlegungen der Technologieauswahl und weitere Parameter auf Robustheit getestet werden.

4 Modellanwendung für ein Bürogebäude

Für die Analyse mit Hilfe der verschiedenen Modelltypen standen Daten für den Energieverbrauch eines Bürogebäudes im Süden von Deutschland zur Verfügung. Die Auswertung der Parameter für den Energieverbrauch sowie die die Analyse einbezogenen technischen Anlagen werden im Folgenden beschrieben. Zudem erfolgt die Festlegung der verwendeten Marktparameter.

4.1 Parameter der Nachfrageseite

Die Stromnachfrage des Gebäudekomplexes betrug $1.034 \text{ MWh}_{\text{el}}$ in 2010. Dabei fallen die Verbräuche hauptsächlich für die Kühlung ($156 \text{ MWh}_{\text{el}}$) und ein Rechenzentrum ($396 \text{ MWh}_{\text{el}}$) an. Der mittlere Verbrauch für reine Stromanwendungen lag bei 100 kW bei einer Spannbreite von $40\text{-}183 \text{ kW}$. Der Bedarf für Kühlung gemessen in kW Elektrizität betrug im Durchschnitt 18 kW ($0\text{-}94 \text{ kW}$). In Summe wurden in 2010 Wärmedienstleistungen im Umfang von $429 \text{ MWh}_{\text{th}}$ nachgefragt.

4.2 Parameter der Angebotsseite

Die Technologiedaten für dezentrale Anlagen zur Eigenerzeugung konnten aus veröffentlichten Datenbanken erhoben werden [ASU11] (Planungssoftware *BHKW-Plan*). Als Eingangsparameter für das Modell wurden 27 Anlagen ausgewählt, die ein breites Spektrum an Leistungsklassen und Anlagentypen repräsentieren. Für die in diesem Beitrag vorgestellten Ergebnisse wurden aus der Datenbank drei Anlagen vorausgewählt, die anhand der Leistung von 140-500 kW zum Strom- und Wärmebedarf des Gebäudes passend erschienen. Alle drei Anlagen können neben der dezentralen Stromerzeugung auch die Abwärme zu Heizzwecken nutzen. Darüber hinaus ist die Anlage Nr. 3 in der Lage, die Abwärme im Rahmen eines Absorptionsprozesses zur Kältegewinnung zu verwenden. Im Modelltyp v2.0 wird die Investitionsentscheidung (Binärvariable 1/0) neben der Eigenerzeugung unter Berücksichtigung von elektrischen Speichern getroffen. Hierfür stehen drei Batterietypen zur Verfügung. Dazu zählen eine Redox-flow-Batterie sowie zwei Bleibatterien.

4.3 Marktparameter

Der ökonomische Wert der Eigenerzeugung von Energie hängt im Wesentlichen von den anlegbaren Marktpreisen ab, sofern diese als Wertmaßstab akzeptiert werden. Aus der Perspektive der Stromerzeugung ist dieser Wert zeitabhängig, entsprechend der zu deckenden Nachfrage. Im Allgemeinen sind tägliche und saisonale Schwankungen in den Marktpreisen sichtbar. Auch für die im Modell verwendeten Stromtarife wird eine zeitliche Variation vorgesehen. Die täglichen Preisschwankungen sind unterteilt in: "Spitzenlast" (12-18 h), "Mittellast" (7-11 h und 19-22 h) sowie "Grundlast" (1-6 h und 23-24 h). Gerade für gewerbliche Kunden werden die Stromkosten zu einem gewissen Teil von den Leistungskosten bestimmt. Im Modell werden die Leistungskosten anhand der Spitzenlast im jeweiligen Monat bestimmt. Die Festlegung der Tarifstruktur in Tabelle 1 erfolgte in Anlehnung an [Si05], da die objektspezifischen Preisdaten nicht zugänglich waren.

Tabelle 1: Marktparameter – Stromtarife für gewerbliche Endkunden

Tarifstufen pro Tag	Leistungspreis	Arbeitspreis
	pro Monat	
	[€/kW]	[€/kWh]
Spitzenlast	14,35	0,16
Mittellast	5,20	0,11
Grundlast	2,55	0,09

Um eine zusätzliche Bewertung der ökologischen Auswirkungen der (dezentralen) Energiegewinnung zu gewährleisten, werden in den Modellergebnissen auch die CO₂-Emissionen der zentralen Stromerzeugung und der separaten Wärmeerzeugung aus Erdgas mit der dezentralen Erzeugung verglichen. Dafür werden die spezifischen Emissionsfaktoren mit 0,6 kg/kWh_{el} für den Netzstrom in Deutschland und 0,2 kg/kWh_{th}

bei der Gasverbrennung abgeschätzt [UBA13]. Per Annahme wird der Gaspreis auf 0,04 €/kWh_{th} festgelegt.

5 Ergebnisse der Modellrechnungen

Zunächst wurde die Entscheidung über die Investition in eigene Erzeugungsanlagen sowie Stromspeicher modellbasiert untersucht. Nach der so getroffenen Festlegung des Technologierahmens wurden weitere Sensitivitätsrechnungen (DSM) durchgeführt und durch eine Betriebsoptimierung eingehend getestet.

5.1 Investitionsauswahl für BHKW (Modelltyp v1.0)

Im Rahmen der optimierten Investitionsentscheidung aus drei verfügbaren BHKW-Modulen wurde eine Anlage mit 238 kW_{el} und einer maximalen Wärmeauskopplung von 364 kW_{th} gewählt. Die Auswertung der jährlichen Energiebilanz dieser Anlage zeigt, dass eine Deckung des Strombedarfes zu 68 % durch die eigene KWK-Erzeugung ermöglicht wird. Darüber hinaus werden 50 % des Strombedarfes für Kühlzwecke selbst erzeugt. Die gute Auslastung des BHKW auf der Stromseite bietet auch ausreichend Potenzial zur Wärmeauskopplung. Daher kann der Wärmedarf des Objektes nahezu vollständig durch das BHKW und den Wärmespeicher gedeckt werden (vgl. Tabelle 2).

Die Entscheidung zur Nutzung dieser KWK-Anlage führt auch zu positive Effekten bei den CO₂-Emissionen. Im Basisfall müsste der Bedarf an Strom und Gas aus dem jeweiligen Netz befriedigt werden. Bei einem Strombedarf von 1.033 MWh_{el} und spezifischen Emissionen des deutschen Kraftwerkparcs von 0,6 t/MWh_{el} ergeben sich 620 t CO₂ im Jahr für das Testgebäude. Die Verbrennung von Gas zu Heizzwecken verursacht unter den gegebenen Rahmenbedingungen weitere 107 t CO₂, die sich insgesamt zu 727 t CO₂ pro Jahr aggregieren.

Tabelle 2: Auswertung der Energiebilanz für das Testgebäude (Modelltyp v1.0)

Art des Energiebedarfs	BHKW-Modul (238 kW _{el} /364 kW _{th})	Jährliche Bedarfsdeckung
Elektrizität (ohne Kühlung) [MWh _{el}]	593	68 %
Kühlung [MWh _{el}]	78	50 %
Direkte Abwärmenutzung [MWh _{th}]	438	
Abwärme für Wärmespeicher [MWh _{th}]	94	99 %

Im Gegensatz dazu wird durch die Optimierung der Anlage Gas eingesetzt, um 671 MWh_{el} zu bereitzustellen. Die spezifischen CO₂-Emissionen des BHKW betragen 0,56 t/MWh_{el}, wodurch 376 t CO₂ der dezentralen Stromerzeugung zugerechnet werden können. Die übrige Stromnachfrage (362 MWh_{el}) wird aus dem Netz bezogen und verursacht daher weitere 217 t CO₂. Für maximale Wärmelasten, die in wenigen Stunden des Jahres auftreten, werden im Kessel 9,8 MWh_{th} aus Gas erzeugt, die mit 2 t CO₂

bewertet werden. In Summe reduziert die Kombination von Eigenerzeugung und Netzbezug die Emissionen auf 595 t CO₂ (-18 %).

Tabelle 3: Analyse der Kosteneinsparung durch Eigenerzeugung gegenüber dem Referenzfall (Modelltyp v1.0)

	Fixkosten [€]
<u>Referenz (nur Netzbezug) - Leistungspreisvergütung</u>	35.249
Kapitalkosten p.a. für eigene Anlage	16.130
Leistungspreisvergütung bei Eigenerzeugung	4.274
<u>Ersparnis Fixkosten</u>	<u>14.844</u>
	Variable Kosten
<u>Referenz – Arbeitspreisvergütung</u>	149.975
Betriebskosten Eigenerzeugung (Gas, O&M)	95.311
Übriger Netzstrom	36.498
Gasbezug für Spitzenkessel	391
<u>Ersparnis variable Kosten</u>	<u>17.776</u>
Ersparnis gesamt	32.620

Die Zielfunktion der Optimierung minimiert die Kapital- und Betriebskosten für das gesamte Jahr. Die somit erreichte Kostenwirkung auf fixe und variable Bestandteile ist in Tabelle 3 dargestellt. Im Referenzfall (ohne Eigenerzeugung) sind Fixkosten für die Abrechnung der monatlichen Leistungspreise anzusetzen (35.000 €). Beim Einsatz eigener Anlagen kann sich dieser Betrag auf 4.274 € reduzieren, da gerade die kostenintensiven Leistungsspitzen beim Strombezug vermieden werden. Demgegenüber müssen die annuitätischen Kapitalkosten der Anlage mit 16.130 € berücksichtigt werden.

Bei Betrachtung der variablen Kosten sind insbesondere die Arbeitspreise für Strom und Gas relevant. Im Referenzfall betragen die Kosten für beide Energieträger rund 150.000 €, wogegen der verbleibende Netzbezug bei Eigenerzeugung mit 36.900 € angesetzt wird. Die variablen Betriebskosten der eigenen Anlage setzen sich überwiegend aus dem Gasbezug und dem Erhaltungsaufwand (O&M) zusammen, die sich zu 95.300 € aggregieren. Die Kostensenkung bei fixen und variablen Anteilen summiert sich in der Gesamtschau zu 18 %.

5.2 Investitionsauswahl für BHKW und Batteriespeicher (Modelltyp v2.0)

Durch den Modelltyp v2.0 wird der Technologierahmen wie oben beschrieben um drei Batteriesysteme erweitert, die im Falle einer positiven Investitionsentscheidung durch das Modell eingesetzt werden. Das Ergebnis der ersten Modellrechnung zur optimalen Anlagenauswahl entspricht jedoch den Resultaten des Modelltyps v1.0, d.h. eine Ergänzung des ohnehin eingesetzten BHKW um einen elektrischen Speicher findet nicht statt. Wesentliche Gründe gegen eine Investition in Batteriespeicher sind die modellbedingte hohe Flexibilität des BHKW bei der Strombereitstellung sowie die zeitliche Struktur des Energiebedarfs.

In einer Sensitivitätsrechnung sollte ein isolierter Betrieb der Batteriespeicher innerhalb der verwendeten Rahmenbedingungen analysiert werden. Folglich wurde der Einsatz des BHKW modellseitig untersagt. Daraufhin führte die neuerliche Optimierung zum Einsatz der beiden Bleibatterien im täglichen Zyklus mit Ladevorgängen bei Grund- und Mittellast sowie dem Entladen während der Preisspitzen (vgl. entsprechende Preisstruktur in Tabelle 1). Dadurch kann der Bezug von Leistungsspitzen und dadurch entstehender Fixkosten reduziert werden (-15 %). Werden die annuitätischen Investitionskosten der Speichersysteme gegengerechnet, verbleibt eine jährliche Einsparung bei den Fixkosten von rund 1.800 € (-5 %). Zusätzlich reduzieren sich die variablen Energiebeschaffungskosten auf Grund der Preisarbitrage um 1.600 €. Gegenüber dem Referenzfall (Netzbezug von Strom und Gas) werden die Kosten um 2 % im Jahr gesenkt.

Die Sensitivitätsrechnung, in der ein BHKW annahmegemäß nicht zur Verfügung stand, zeigt, dass bei gegebenen zeitvariablen Tarifen ein Einsatz von Batteriespeichern wirtschaftlich sinnvoll sein kann. Die Profitabilität hängt dabei zum einen von den Preisdifferenzen des Arbeitspreises für Stromlieferungen ab, die eine Arbitrage zwischen Niedrig- und Hochpreistarifen ermöglicht. Hinzu kommt ein Verbrauchsverhalten, das in seiner täglichen Schwankung mit der Tarifstruktur korrespondiert, da anderenfalls (z. B. hoher Verbrauch zur Nachtzeit) kein Speicher benötigt wird. Dennoch werden unter den Modellbedingungen (Batteriekosten, Preisdifferenzen im Stromtarif) die Einspareffekte des BHKW (Modelltyp v1.0) nicht erreicht.

5.3 Betriebsoptimierung für BHKW und Demand-Side-Management (DSM) (Modelltyp v3.0)

Um die Robustheit der Investitionsentscheidung für das BHKW zu testen, wird die dezentrale Technologieumgebung durch die Möglichkeit einer flexibleren Nachfrage erweitert. Die Modellierung eines solchen Demand-Side-Management (DSM) erstreckt sich dabei auf die elektrischen Lasten für reine Stromanwendungen und die Kühlung.

Im Folgenden werden drei Szenarien einer flexiblen Stromnachfrage eingehend untersucht:

- *Szenario 1 "DSM 5 %"*: 5 % des Stromverbrauchs einer bestimmten Stunde kann bis zu fünf Stunden zeitlich vorgezogen oder verschoben werden.
- *Szenario 2 "DSM 10 %"*: 10 % des Stromverbrauchs einer bestimmten Stunde kann bis zu fünf Stunden zeitlich vorgezogen oder verschoben werden.
- *Szenario 3 "DSM Kühlung"*: der Stromverbrauch für Kühlzwecke in einer bestimmten Stunde kann bis zu fünf Stunden zeitlich vorgezogen oder verschoben werden. Der Anteil des Stroms für Kühlung an der gesamten Stromnachfrage beträgt 15,5 % (vgl. Parameter der Nachfrageseite).

Die Analyse der Energiebilanz für die drei DSM-Szenarien zeigt, dass die Eigenerzeugung von Strom durch das BHKW reduziert wird. Die Nachfrage wird durch

das DSM in Zeiten mit günstigeren Stromtarifen verlagert. Dadurch kann die Eigenerzeugung vollständig mit Netzstrom substituiert werden. Die Stärke des Substitutionseffektes ist abhängig vom DSM-Potenzial.

Tabelle 4: Jährliche Strombilanz für Testgebäude mit Demand-Side-Management

	Referenz	DSM 5 %	DSM 10 %	DSM Kühlung
Elektrizität (ohne Kühlung) [MWh _{el}]	593	533	514	540
Kühlung [MWh _{el}]	78	115	112	36
Eigenerzeugung Strom [MWh _{el}]	671	648 (-3%)	626 (-7%)	576 (-14%)
Netzstrom (MWh)	362	385 (+6%)	407 (+12%)	457 (+26%)

Die Substitution von eigenerzeugtem Strom aus dem BHKW durch Netzbezug verursacht bei den unterstellten spezifischen Emissionen des deutschen Kraftwerkparks (0,6 t/MWh_{el}) leicht höhere CO₂-Emissionen. Ein gegenläufiger Effekt ergibt sich durch den geringeren Einsatz des Spitzenkessels und damit reduzierten Gasverbrauch. Insgesamt bewegen sich die Emissionen im Szenario "DSM Kühlung" bis zu 2 % über denen des Referenzfalls ohne DSM.

Im Rahmen der Kostenanalyse wird deutlich, dass die Verlagerung der Nachfrage in Nebenzeiten weitere Kosteneinsparungen ermöglicht. Die höchsten Einsparungen können bei einem flexiblen Kühlbedarf erzielt werden. Dabei ist anzumerken, dass Investitionskosten für das DSM noch nicht berücksichtigt sind.

Tabelle 5: Jährliche *Einsparungen* von Energiekosten für das Testgebäude durch DSM

Kosteneinsparung [€] ohne Investition in DSM	Referenz	DSM 5 %	DSM 10 %	DSM Kühlung
inklusive <i>variable Kosten</i> (Eigenerzeugung, Netzstrom, Spitzenkessel) und <i>Fixkosten</i> (BHKW, Leistungspreise)	32.621	33.719 (+3,4 %)	34.777 (+6,6 %)	36.748 (+12,7 %)

6 Fazit

Im Rahmen dieses Beitrags wurde ein Modell vorgestellt, mit dem Investitionsentscheidungen in dezentralen Energiesystemen unterstützt werden können. Die kosteneffiziente Deckung des Energiebedarfs erstreckt sich dabei auf Strom, Wärme und Kühlung und bildet daher die wesentlichen Energieflüsse eines Gebäudes ab. Netzengpässe beim Strombezug werden durch die Vorgabe von Leistungspreisen berücksichtigt. Der Vorteil der gewählten Methodik besteht u.a. darin, dass die

erforderlichen Rahmenparameter auf einfache Weise an die spezifische Umgebung angepasst werden können.

Für den Modelltest standen Daten eines realen Bürogebäudes zur Verfügung. Die Ergebnisse der Optimierung zeigen, dass die dezentrale Erzeugung von Strom, Wärme und Kälte durch die ausgewählte Anlage die jährlichen Kosten und CO₂-Emissionen senken kann. Als Vergleichsmaßstab dienen dabei die angenommenen Marktparameter, die z.B. einen dreistufigen Stromtarif entsprechend der Tageszeit vorsehen. Die Kosten der Eigenerzeugung liegen unterhalb der Preisspitze, jedoch oberhalb des günstigsten Tarifs in der Nachtzeit. Somit ist auch die Struktur der Energienachfrage von Bedeutung für die Frage der Vorteilhaftigkeit von Eigenerzeugung. Da das Untersuchungsobjekt als Bürogebäude charakterisiert wird, korreliert der Lastverlauf in etwa mit der Preisstruktur und ermöglicht daher die entsprechenden Einspareffekte.

Auch die Stärke der Senkung von CO₂-Emissionen hängt vom Referenzmaßstab ab, da die spezifischen Emissionen des deutschen Kraftwerkspark durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien erwartungsgemäß absinken werden.

Die Erweiterung des Technologierahmens für die modellendogene Auswahlentscheidung um elektrische Speicher (Modelltyp v2.0) führte zu keiner zusätzlichen Investitionsentscheidung durch das Modell über das BHKW hinaus. Die grundsätzlich verfügbaren Batterietypen bewirken zweierlei: die Senkung der variablen Kosten durch Preisarbitrage auf Grund des dreistufigen Tarifs sowie die Senkung von Fixkosten durch die Vermeidung von Leistungsspitzen. Beide Kosteneffekte reichen jedoch (noch) nicht aus, um die Investitionskosten der Batterien zu erwirtschaften.

Ebenso vorteilhaft in Bezug auf kurzfristige Kosteneffekte wirkt sich eine Flexibilisierung der Nachfrage aus (DSM), da bestimmte Anwendungen (Strom, Kühlung) in Zeiten mit geringeren Tarifen vor- bzw. nachgeholt werden können. Die Stärke des Effektes ist abhängig vom unterstellten Potenzial der zu verlagernden Nachfrage.

Die Ergebnisse der Modellrechnungen werden insgesamt auch durch die hohe Flexibilität der KWK-Anlagen bestimmt. In der weiteren Modellentwicklung sollten beispielsweise Mindestlasten und lastabhängige Wirkungsgrade berücksichtigt werden. Ebenso zu erweitern wären die dezentralen Anlagen zur Eigenerzeugung um erneuerbare Technologien wie PV- und Solarthermieanlagen. Auch die strombasierte Wärmegewinnung über Wärmepumpen könnte im Hinblick auf die stärkere Integration von erneuerbaren Energien (durch Aufnahme von „Stromüberschüssen“) an Bedeutung gewinnen.

Die Güte der Modellergebnisse ist zudem abhängig von der Bestimmbarkeit des Energieverbrauchs. Eine stündliche Auflösung der Nachfragestruktur, wie sie in diesem Modell verwendet wird, ist in den meisten Fällen nicht gegeben und stellt daher ein entscheidendes Handlungsfeld für zukünftige Anstrengungen zu mehr Energieeffizienz dar.

Literaturverzeichnis

- [ASU11] ASUE, 2011. BHKW-Kenndaten 2011. Frankfurt a.M. Verfügbar unter <http://asue.de/cms/upload/broschueren/2011/bhkw-kenndaten/asue-bhkw-kenndaten-0311.pdf>. Gesehen am 8. August 2013.
- [IEA10] IEA, 2010. Energy Technology Perspectives 2010. Paris. Verfügbar unter <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/etp2010.pdf>. Gesehen am 8. August 2013.
- [IEA11] IEA, 2011. Technology Roadmap Energy-efficient Buildings: Heating and Cooling Equipment. Paris. Verfügbar unter <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/name,3983,en.html>. Gesehen am 8. August 2013.
- [Ma07] Maribu, K.M., Firestone, R.M., Marnay, C., Siddiqui, A.S., 2007. Distributed energy resources market diffusion model. Energy Policy 35, 4471–4484.
- [Ma09] Marnay, C., Stadler, M., Cardoso, G., Mégel, O., Lai, J., Siddiqui, A., 2009. The Added Economic and Environmental Value of Solar Thermal Systems in Microgrids with Combined Heat and Power, in: 3rd International Conference on Solar Air-Conditioning. University Palermo, Sicily, Italy, p. 13.
- [Si05] Siddiqui, A., Marnay, C., Firestone, R., Zhou, N., 2005. Distributed Generation with Heat Recovery and Storage. Submitted to the 7th Annual International Association for Energy Economics European Energy Conference at the Norwegian School of Economics and Business Administration, Bergen, Norway, August 28th-30th, 2005. Verfügbar unter http://emp.lbl.gov/sites/all/files/CONFERENCE%20bnl%20-%2058630_0.pdf. Gesehen am 8. August 2013.
- [UBA13] UBA, 2013. Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012. Dessau-Roßlau. Verfügbar unter <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/4488.pdf>. Gesehen am 8. August 2013.

Wirtschaftlichkeitsanalyse eines virtuellen Kraftwerks in Delitzsch innerhalb des EU-Projektes VIS NOVA

Diana Böttger, Philipp Hanemann, Thomas Bruckner

Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement

Universität Leipzig

Grimmaische Str. 12

04109 Leipzig

diana.boettger@wifa.uni-leipzig.de

hanemann@wifa.uni-leipzig.de

bruckner@wifa.uni-leipzig.de

Abstract: Durch die zunehmende, ungesteuerte Einspeisung fluktuierender Energiequellen (Windkraft-, Photovoltaikanlagen) entstehen am Strommarkt immer häufiger Situationen mit Stromangebotsüberschüssen. Zentral gesteuerte virtuelle Kraftwerke als Verbund vieler kleiner dezentraler Stromerzeugungsanlagen können dazu beitragen, Strom bedarfsgerecht bereitzustellen. Die Kosten, die durch die notwendigen Steuerungskomponenten entstehen, müssen sich allerdings durch entsprechende Mehrerlöse am Strommarkt refinanzieren, um für Investoren lohnenswert zu sein.

Die Mehrerlöse, die sich durch die zentrale Steuerung dezentraler Anlagen im Rahmen eines virtuellen Kraftwerks ergeben, werden in diesem Beitrag modellgestützt für die Zukunft abgeschätzt. Konkret wird ein virtuelles Kraftwerk bestehend aus einem Biomassekraftwerk, einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage mit Heizkesseln und thermischem Speicher sowie Windkraft- und Photovoltaikanlagen analysiert. Prognosen über zukünftige Preise für Strom am Großhandelsmarkt sowie am Markt für Minutenreserve werden dabei für mehrere Szenarien bis 2030 projiziert.

Aufgrund der durch die steigende Einspeisung von fluktuierenden erneuerbaren Energien volatiler werdenden Stromgroßhandelspreise in Deutschland können durch die gesteuerte Fahrweise bereits im Jahr 2015 mit Mehrerlösen von mehr als 100.000 € gerechnet werden. Bis zum Jahr 2030 steigen die Mehrerlöse abhängig vom unterstellten Szenario auf bis zu 1,6 Mio. € an. Beim Vergleich der untersuchten Komponenten des virtuellen Kraftwerks wird deutlich, dass, bezogen auf die installierte elektrische Leistung der Anlagen, die Steuerung innerhalb eines virtuellen Kraftwerks für die KWK-Anlage und das Biomassekraftwerk deutlich höhere Erlöse generiert, als dies für Windkraft- oder Photovoltaikanlagen der Fall ist.

1 Motivation

Durch den fortschreitenden Ausbau der Nutzung von erneuerbaren Energiequellen zur Stromerzeugung kommt es zunehmend zu Situationen, in denen Stromangebotsüberschüsse entstehen, da insbesondere Windkraft- oder Photovoltaikanlagen nicht nachfra-

georientiert einspeisen, sondern abhängig von der Wetterlage. Zur Anpassung der Stromerzeugung aus dezentralen Anlagen, zu denen neben Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien auch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (u.U. mit Wärmespeicher), Elektrowärmepumpen und Batteriespeicher gehören können, werden in der neueren energiewirtschaftlichen Literatur sogenannte „virtuelle Kraftwerke“ vorgeschlagen, die die oben genannten energietechnischen Komponenten mit Hilfe moderner Informations- und Kommunikationstechnologien zu einer zentral steuerbaren Einheit zusammenführen. Durch die Aggregation vieler dezentraler Einheiten entsteht ein virtuelles Kraftwerk, das dann den gemeinsam erzeugten Strom an der Börse im Bereich des Spotmarktes und der Regelenenergiemärkte vermarkten und diesen somit nachfrageorientiert bereitstellen kann.

Die Große Kreisstadt Delitzsch im Landkreis Nordsachsen nördlich von Leipzig kann durch eine hohe Anzahl an Stromerzeugungsanlagen auf Basis von erneuerbaren Energien bereits heute (auf das Gesamtjahr bezogen) bilanziell ihren Stromverbrauch komplett durch die dortigen Erzeugungsanlagen decken. Die installierte Leistung aller Anlagen auf Basis von erneuerbaren Energien in Delitzsch betrug am 01.01.2012 rund 37,8 MW. Sie setzte sich aus einem 20 MW Biomassekraftwerk, knapp 10 MW Windkraftanlagen, rund 5,6 MW Photovoltaikanlagen sowie 1,9 MW Biogasanlagen und 0,4 MW Pflanzenöl-Blockheizkraftwerken (BHKW) zusammen [TWD12a]. Weiterhin gibt es in Delitzsch ein Erdgas-BHKW, das Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) nutzt und aus drei Gasmotormodulen mit einer gesamten elektrischen Leistung von 2,2 MW besteht. Der Kraftwerksleistung von rund 40 MW steht in Delitzsch allerdings nur ein maximaler Stromverbrauch von 25 MW [DEL11] im Verteilnetz gegenüber. Somit kommt es heute schon häufig zu Rückspeisungen in die übergeordnete Netzebene.

Mittlerweile gibt es verschiedene Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit virtueller Kraftwerke, die aus unterschiedlichsten Komponenten zusammengesetzt sein können. Die Analysen fokussieren sich jedoch häufig auf steuerbare KWK-Anlagen (z. B. [Ne07]), da für erneuerbare Energien unter der derzeitigen Förderung nur bedingt Anreize für eine nachfrageorientierte Fahrweise bestehen. Bei den Analysen erfolgt zumeist eine Bewertung nur auf Basis historischer Strommarktpreise. Erste Analysen betrachten auch zukünftige Jahre (z. B. [Ko13]).

Dieser Artikel ist folgendermaßen aufgebaut: Zunächst werden in den folgenden beiden Kapiteln die Modelle vorgestellt, die für die Analyse eingesetzt wurden, und die verwendeten Parameter beschrieben. In Kapitel 4 werden die Ergebnisse der Untersuchung dargestellt und diskutiert. Kapitel 5 fasst den Artikel zusammen.

2 Beschreibung der für die Analyse verwendeten Modelle

2.1 Strommarktmodell MICOES Europe

Um die Rahmenbedingungen des Strommarktes (insbesondere Strompreise am Großhandelsmarkt) für die zu untersuchenden Stützjahre quantifizieren zu können, wurden Simulationsrechnungen mithilfe des europäischen Strommarktmodells „MICOES Euro-

pe“ durchgeführt. Bei diesem Strommarktmodell handelt es sich um ein Fundamentalmodell des europäischen Kraftwerksparks, das mittels gemischt-ganzzahliger Optimierung Schätzwerte für die Spotmarktpreise für die einzelnen modellierten Länder berechnet. Das Modell basiert auf [Th08] und wurde am Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement der Universität Leipzig seitdem ständig weiterentwickelt. Für jede Stunde der zu analysierenden Stützjahre identifiziert das Modell diejenigen Kraftwerke, die den Strombedarf und die Nachfrage nach Regelleistung zu minimalen Kosten decken. In Abbildung 1 ist das verwendete Strommarktmodell schematisch dargestellt.

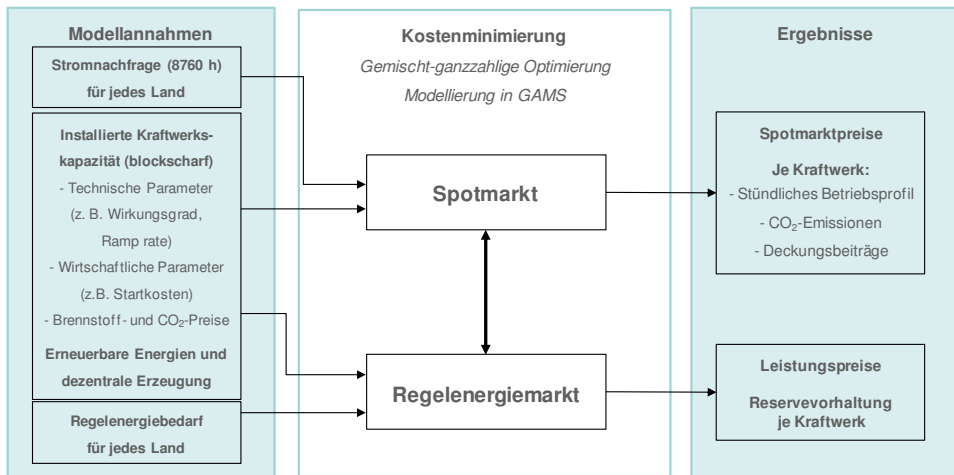


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Strommarktmodells „MICOES Europe“

Als Eingabedaten für das Strommarktmodell dient neben der stündlich vorgegebenen Stromnachfrage jedes betrachteten Landes und dem Bedarf an Regelleistung insbesondere eine Datenbank mit den in Europa befindlichen konventionellen Kraftwerken. Diese Datenbank enthält für konventionelle Kraftwerke insbesondere deren Wirkungsgrade, Maximalleistung und minimal zulässige Leistung, wie auch maximale Leistungsänderungsgeschwindigkeiten („Ramp Rates“) sowie minimale Betriebs- und Stillstandzeiten. Weiterhin berücksichtigt das Modell die Kraftwerksanfahrkosten (unter Berücksichtigung der vorherigen Stillstandzeit) sowie über die Brennstoffkosten hinausgehende, zusätzliche variable Kosten. Die Datenbank enthält außerdem die installierte Leistung von erneuerbaren Energien. Die Stromeinspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien (Windkraft, Photovoltaik) wird im Modell auf Grundlage synthetisch erstellter Zeitreihen basierend auf Wetterdaten des Jahres 2010 für alle betrachteten Länder berücksichtigt, welche entsprechend dem zukünftigen Ausbau bei Bedarf skaliert werden. Da außer Deutschland 15 weitere europäische Länder abgebildet sind, wird auch der Stromtransfer zwischen einzelnen europäischen Ländern unter Berücksichtigung der Kapazitäten an den Grenzkupplstellen im Modell ermöglicht. Alle in der Datenbank verfügbaren Kraftwerke werden im Modell unter dem Ziel der Kostenminimierung eingesetzt, um die Stromnachfrage auf dem Day-ahead Spotmarkt wie auch den Bedarf auf dem Regelenergiemarkt zu erfüllen. Im Ergebnis liefert „MICOES Europe“ für jedes Land stündliche Spotmarktpreise für Strom sowie auch die stündlichen Betriebsprofile aller Kraftwerke sowie deren CO₂-Emissionen und Deckungsbeiträge.

2.2 Modell für virtuelles Kraftwerk

Die wichtigste Modellannahme für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit eines virtuellen Kraftwerks in Delitzsch ist die Preisnehmereigenschaft, d.h. alle Anlagen sehen sich den Preisen am Strommarkt gegenüber, anhand derer sie ihre optimale Fahrweise wählen müssen. Im Modell ist perfekte Voraussicht unterstellt. Revisionszeiten der einzelnen Anlagen sind nicht berücksichtigt. Es wird für jedes Analysejahr das ganze Jahr in stündlicher Auflösung für die Berechnungen untersucht. Beim Regelenergiemarkt (Minutenreserve) wird abweichend vom heutigen Marktdesign vereinfachend auch in stündlicher statt vierstündlicher Auflösung gerechnet. Abrufe von Regelenergie werden vernachlässigt, da diese über den Arbeitspreis vergütet würden, der entstehende Kosten decken würde.

Für das modellierte virtuelle Kraftwerk am Standort Delitzsch werden die in Abbildung 2 dargestellten Komponenten betrachtet. Dies sind zum einen eine KWK-Anlage, ein 20 MW Biomassekraftwerk sowie Windkraft- und Photovoltaikanlagen.

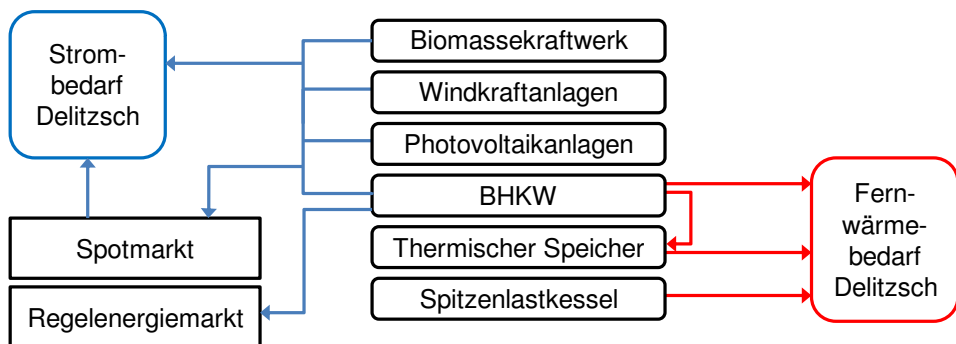


Abbildung 2: Modellschema für virtuelles Kraftwerk in Delitzsch

Für die Deckung des Delitzscher Fernwärmebedarfs stehen neben der KWK-Anlage zwei Spitzenlastkessel sowie ein thermischer Speicher zur Verfügung. Die Wirtschaftlichkeit der Steuerung der KWK-Anlage im Rahmen eines virtuellen Kraftwerks wird dahingehend untersucht, dass verglichen wird, wie die kostenoptimale Wärmebereitstellung für das Delitzscher Fernwärmenetz mithilfe der drei BHKW-Module, der Heizkessel und des thermischen Speichers erfolgen kann. Zur Quantifizierung der Mehrerlöse einer gesteuerten Fahrweise innerhalb des virtuellen Kraftwerks werden hierzu die Kosten für die Wärmebereitstellung für die Fälle einer lediglich am stündlichen Wärmebedarf orientierten Fahrweise („wärmegeführt“) und einer „strom(preis)geführten“ Fahrweise untersucht. Dabei wird bei der stromgeführten Fahrweise ebenfalls der stündliche Wärmebedarf abgedeckt, zusätzlich aber noch das stündliche Preissignal vom Stromgroßhandelsmarkt (Day-ahead Spotmarkt) für die Fahrweise der BHKW-Module berücksichtigt. Für die KWK-Anlage wird zusätzlich eine Teilnahme am Markt für Minutenreserve untersucht, da sie durch die Spitzenlastkessel und den thermischen Speicher relativ flexibel fahren kann.

Für die folgende Analyse wird bei den erneuerbaren Energien-Anlagen eine Direktvermarktung ohne EEG-Förderung angenommen, da die möglichst bedarfsgerechte Erzeu-

gung unabhängig vom derzeit aktuellen Förderregime ganz allgemein untersucht werden soll.

Für die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit der Steuerung des 20 MW Biomassekraftwerks im Rahmen eines virtuellen Kraftwerks wurde eine ungesteuerte Fahrweise (Must-run-Betrieb) einer gesteuerten Fahrweise gegenübergestellt. Bei der gesteuerten Fahrweise wurden die Startkosten und die Grenzkosten des Kraftwerks mit den jeweiligen Spotmarktpreisen abgeglichen, sodass das Kraftwerk nur im Fall ausreichend hoher Spotmarktpreise Strom erzeugt.

Dargebotsabhängige erneuerbare Energien wie Windkraft und Photovoltaik sind im Rahmen eines virtuellen Kraftwerks nur dahingehend steuerbar, dass die Stromerzeugung aberegelt wird, wenn der Strompreis zu gering oder insbesondere negativ ist. Durch die Vermeidung der Stromerzeugung zu Zeiten mit negativen Strompreisen können somit Kosten vermieden werden. Eine Teilnahme am Regelenenergiemarkt wird hier aus regulatorischen Gründen nicht betrachtet.

3 Szenarienannahmen und Parameter für verwendete Modelle

3.1 Betrachtete Szenarien für Strommarktentwicklung

Für die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit des virtuellen Kraftwerkes werden drei verschiedene Szenarien für die Entwicklung des Strommarktes in den Jahren 2015, 2020 und 2030 untersucht. Die für die Modellrechnungen verwendeten Rahmendaten, die überwiegend aus anderen Studien übernommen wurden, unterscheiden sich daher in bestimmten Bereichen abhängig vom Szenario.

Allen Szenarien gemeinsam ist der unterstellte Ausbau der erneuerbaren Energien. Für Deutschland kann die angenommene Entwicklung, die sich am sogenannten Leitszenario des BMU [Ni10] anlehnt, Abbildung 3 entnommen werden.

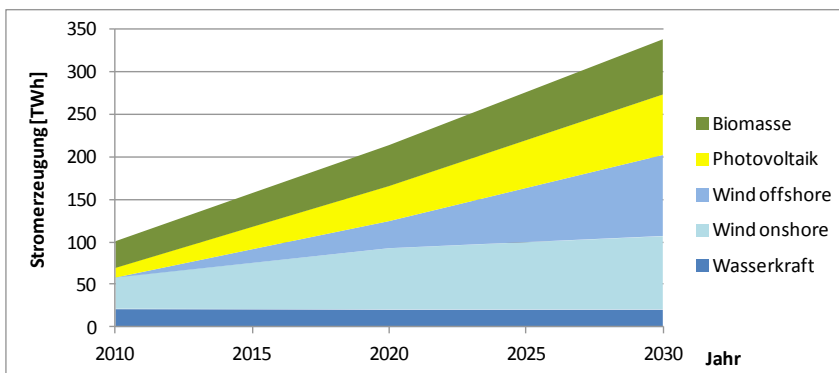


Abbildung 3: Annahmen zur Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland bis 2030

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [Ni10] und eigener Annahmen

Demnach wird sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von rund 100 TWh im Jahr 2010 bis 2030 mehr als verdreifachen. Über die Hälfte der Stromerzeugung entfällt dabei auf Windkraftanlagen. Hier wird von einer Verdopplung der Stromerzeugung von Onshore-Windanlagen bis 2030 ausgegangen, wobei die Stromerzeugung aus Offshore-Windanlagen die Erzeugung an Land im Jahr 2030 sogar übertreffen soll. Für die Stromerzeugung auf Basis von Biomasse wird ebenfalls von einer Verdopplung ausgegangen. Das größte Wachstum wird aber im Bereich der Photovoltaik erwartet, welche 2030 die Stromerzeugung aus Biomasse bereits übertreffen könnte.

Für die Bestimmung der Strompreise ist neben der Entwicklung des Kraftwerksparks auch entscheidend, wie sich die Preise für fossile Energieträger entwickeln werden. Hierfür, ebenso wie für die Weiterentwicklung der Preise für CO₂-Emissionszertifikate, werden für diese Studie die Annahmen des „New policies scenario“ des „World Energy Outlook 2010“ der International Energy Agency (IEA) übernommen [IEA11].

Die zukünftig zu erwartende Stromnachfrage wird zwischen den Szenarien differenziert. Zum einen wird im „Business as usual“-Szenario von einer auf dem heutigen Niveau verbleibenden Stromnachfrage ausgegangen. Ergänzend wird im Szenario „Effizienz“ untersucht, wie sich Stromsparmaßnahmen auf die Strommarktpreise auswirken.

Als weitere Sensitivität wird ein Szenario „Speicher“ untersucht, in dem ein zusätzlicher Ausbau von Batteriespeichern im Jahr 2020 mit 2 GW Anschlussleistung und 20 GWh Speicherkapazität sowie im Jahr 2030 mit weiteren 5 GW Anschlussleistung und 50 GWh Speicherkapazität unterstellt wird. Diese Speicher können durch eine Glättung der Residualstromnachfrage die Struktur der Strompreise beeinflussen, was für die Wirtschaftlichkeit des virtuellen Kraftwerks eine wichtige Rolle spielen kann.

Für das „Business as usual“-Szenario werden Modellrechnungen für die Jahre 2015, 2020 und 2030 durchgeführt. Für die beiden Sensitivitäten „Effizienz“ und „Speicher“ werden weitere Modellrechnungen nur für die Jahre 2020 und 2030 durchgeführt, da angenommen wird, dass bis zum Jahr 2015 weder eine spürbare Reduktion der Stromnachfrage noch ein nennenswerter Ausbau an Batteriespeichern zu erwarten sind.

Neben der Vermarktung von Strom am Spotmarkt kann auch die Teilnahme am Regelenergiemarkt für ein virtuelles Kraftwerk Erlöse generieren. Für die bereits oben beschriebenen Szenarien wurden für Minutenreserve Leistungspreise des Jahres 2010 für eine Typwoche (jeweiliger Grenzleistungspreis je Angebotsblock) verwendet und auf Basis angenommener Preissteigerungsraten fortgeschrieben.

3.2 Parameter für das virtuelle Kraftwerk

Für die Deckung des Delitzscher Fernwärmebedarfs steht eine KWK-Anlage zur Verfügung, die aus drei erdgasgefeuerten BHKW-Modulen, zwei Niederdruckheißwassererzeugern sowie einem thermischen Speicher besteht. Die einzelnen Module des BHKW wurden separat modelliert (zweimal 900 kW_{el}/1.200 kW_{th} und einmal 400 kW_{el}/500 kW_{th}), wobei von einer Mindestleistung von 100 % ausgegangen wurde. Für das BHKW wurde berücksichtigt, dass die Stromerzeugung der Anlage aus steuerli-

chen Gründen 2 MW nicht überschreiten sollte. Damit ist es im Modell nicht möglich, alle drei Module gleichzeitig zu betreiben. Der elektrische Wirkungsgrad der Module liegt bei 37,9 % und der thermische Wirkungsgrad bei 47,5 %. Weiterhin wurden die zwei Niederdruckheißwassererzeuger mit jeweils 6 MW_{th} und einem thermischen Wirkungsgrad von 87 % berücksichtigt, welche in der Realität mit Erdgas oder Heizöl befeuert werden. Im Modell wird allerdings nur die Option der Erdgasfeuerung berücksichtigt. Zur Flexibilisierung des BHKWs stehen in Delitzsch zwei 100 m³ Wärmespeicher zur Verfügung, welche im Modell mit einer Speicherkapazität in Höhe von rund 8 MWh ebenfalls berücksichtigt werden.

Da in Delitzsch der Rückbau von Plattenbauten weitgehend abgeschlossen ist und Dämmmaßnahmen weitgehend umgesetzt wurden, wird bis zum Jahr 2020 von einem gleichbleibend hohen Fernwärmebedarf ausgegangen. Für das Jahr 2030 wird dann ein um 20 % niedrigerer Wärmebedarf gegenüber 2020 angesetzt. Eine stündliche Zeitreihe des Fernwärmebedarfs des Jahres 2010 [TWD12b] wurde für die Modellrechnungen zukünftiger Jahre verwendet und für das Jahr 2030 entsprechend skaliert.

Bezüglich der Entwicklung der Erdgaspreise wurden die gleichen Annahmen getroffen wie bei der Berechnung der Strompreisszenarien. Zusätzlich wurde für das BHKW aber von einem Handelsspannungsaufschlag von 10 % ausgegangen. Die für die Berechnungen verwendeten Erdgaspreise können Tabelle 1 entnommen werden.

Für das 20 MW Biomassekraftwerk wird ein elektrischer Wirkungsgrad von 30 % angenommen und eine Mindestleistung von 14,5 MW angesetzt. Weiterhin wird im Modell eine Mindeststillstandszeit von 7 Stunden berücksichtigt, um die Dauer eines Anfahrvorganges zu approximieren [Op12]. Die für die Analysejahre verwendeten Preise für Altholz sowie Startkosten des Biomassekraftwerks sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Hierbei wurden Preissteigerungsraten aus [Bö11] angesetzt.

Für Windenergieanlagen in Delitzsch wird von einer gleichbleibenden installierten Leistung von 10 MW ausgegangen, da bisher ausgewiesene Vorrangflächen bereits ausgeschöpft sind und noch keine weiteren Gebiete geplant sind. Für Photovoltaikanlagen wird von einer jährlichen Zunahme der installierten Leistung in Höhe von 100 kW_{Peak} ausgegangen. Die daraus resultierenden installierten Leistungen der Analysejahre sind in Tabelle 1 unten zusammengefasst. Eine stündliche Einspeisezeitreihe der Windkraft- und Photovoltaikanlagen wurde auf Basis der Windgeschwindigkeiten bzw. Globalstrahlungsdaten in Delitzsch des Jahres 2010 [TWD12b] synthetisch generiert und für die Analysejahre entsprechend skaliert.

Tabelle 1: Übersicht Annahmen für virtuelles Kraftwerk

Jahr	2015	2020	2030
Preise für Erdgas [€/MWh_{th}]	33,36	44,02	48,95
Preise für Altholz [€/MWh_{th}]	6,98	7,87	9,99
Startkosten Biomassekraftwerk [€]	734,48	968,96	1077,55
Windkraftanlagen [MW]	10,00	10,00	10,00
Photovoltaikanlagen [MW_{Peak}]	6,04	6,54	7,54

4 Ergebnisse der Modellberechnungen

4.1 Zukünftige Preise auf dem Strommarkt

Die mit dem Modell „MICOES Europe“ berechneten zukünftigen Preise am Stromspotmarkt dienen als Grundlage für die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit des virtuellen Kraftwerks in Delitzsch und werden daher im Folgenden kurz diskutiert.

Zunächst ist durch die angenommene Verteuerung der fossilen Energieträger eine Erhöhung der Grenzkosten der konventionellen Kraftwerke zu beobachten, wodurch die durchschnittlichen Spotpreise an der Strombörse zunächst steigen werden. Dabei ist bemerkenswert, dass sich das „Business as usual“ („BAU“-)Szenario hinsichtlich der durchschnittlichen Spotpreise kaum vom „Speicher“-Szenario unterscheidet. Dagegen führen angenommene Stromsparmaßnahmen im Szenario „Effizienz“ bereits 2020 zu rund 4 % niedrigeren Spotpreisen und 2030 bei einer um 16 % niedrigeren Stromnachfrage zu 15 % niedrigeren Durchschnittspreisen am Großhandelsmarkt.

Trotzdem sich die durchschnittlichen Spotpreise zwischen dem „BAU“-Szenario und dem „Speicher“-Szenario kaum unterscheiden, ist die stündliche Struktur der Spotmarktpreise verschieden. In Abbildung 4 sind die stündlichen Spotpreise für eine exemplarische Woche im Dezember 2030 dargestellt. Als zunehmend wichtigere Determinante für die Stromspotmarktpreise ist die stündliche Stromerzeugung von Windkraftanlagen in Deutschland der betrachteten Woche mit eingezeichnet. In Zeiträumen mit hoher Windstromeinspeisung fallen die Stromspotpreise niedriger aus als dann, wenn kein Wind weht (sog. Merit Order-Effekt). Die Stromspotpreise fallen im „Effizienz“-Szenario stets geringer aus als in den anderen Szenarien, da die Stromnachfrage annahmegemäß geringer ist. Insbesondere zu Zeiten, in denen ein hohes Windstromangebot vorherrscht, fallen die Spotmarktpreise im „Effizienz“-Szenario teilweise auf 0 €/MWh. Die Spotpreise im „Speicher“-Szenario weisen gegenüber dem „BAU“-Szenario geringere Preisspitzen oder Preistäler auf.

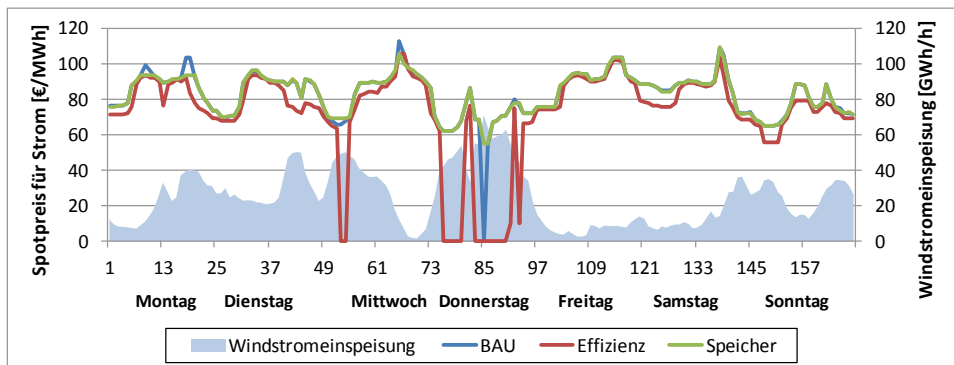


Abbildung 4: Vergleich der Spotmarktpreise in den betrachteten Szenarien in einer exemplarischen Woche im Dezember 2030

4.2 Bewertung der Beiträge der einzelnen Komponenten des virtuellen Kraftwerks

Als erstes wird die Wirtschaftlichkeit der Steuerung der KWK-Anlage im Rahmen eines virtuellen Kraftwerks am Standort Delitzsch betrachtet. Im Fall ohne die Berücksichtigung des Regelenergiemarktes liegen die Mehrerlöse im Jahr 2015 bei knapp 12.000 €. Sie steigen bis zum Jahr 2030 auf 45.000 bis 64.000 € (abhängig vom gewählten Szenario) an. Hierbei ist auffallend, dass im Szenario „Effizienz“ die Mehrerlöse 10 % bis 20 % höher ausfallen als im Szenario „Business as usual“, da häufiger in Zeiten niedriger Strompreise das BHKW abgeschaltet wurde und die Wärmenachfrage mit dem thermischen Speicher oder den Heizkesseln bedient wird. Andererseits fallen die Mehrerlöse im Szenario „Speicher“ aufgrund der geglätteten Struktur der Spotmarktpreise um 4 % bis 15 % geringer aus. Durch die Teilnahme am Markt für Minutenreserve lassen sich durch Leistungspreise zusätzliche Mehrerlöse generieren, sodass entsprechend der Annahmen die jährlichen Mehrerlöse im Jahr 2015 bei knapp 45.000 € liegen und bis zum Jahr 2030 abhängig vom Szenario auf 100.000 bis 119.000 € ansteigen.

Eine am stündlichen Spotmarktpreis orientierte Fahrweise des Biomassekraftwerks führt gegenüber einer über das ganze Jahr konstanten Fahrweise in 2015 zu Mehrerlösen in Höhe von 64.000 €. Diese resultieren daraus, dass das Kraftwerk heruntergefahren wird, wenn der Spotmarktpreis unterhalb der Grenzkosten des Kraftwerks liegt. Im Jahr 2020 liegen die jährlichen Mehrerlöse zwischen 48.000 und 76.000 €, wobei die geringsten Mehrerlöse im Szenario „Speicher“ erzielt werden. Bis zum Jahr 2030 steigen die Mehrerlöse auf 690.000 bis 1.400.000 € an. Hierbei sind die Mehrerlöse im Szenario „Speicher“ wieder am geringsten (5 % geringer als im Szenario „BAU“). Im Szenario „Effizienz“ sind die Mehrerlöse im Jahr 2030 doppelt so hoch wie im Szenario „BAU“. Der Grund hierfür liegt in den oft sehr niedrigen Spotmarktpreisen im Szenario „Effizienz“, da in diesem Szenario die Residuallast vergleichsweise gering ist.

Für Windkraft betragen die prognostizierten vermiedenen Kosten und damit Mehrerlöse einer gesteuerten Fahrweise bis zum Jahr 2030 jährlich zwischen 5.000 und 19.000 Euro. Da im Szenario „Effizienz“, bedingt durch die vergleichsweise niedrigere Residuallast, am häufigsten negative Strompreise auftreten, sind die Mehrerlöse in diesem Szenario am höchsten. Für Photovoltaikanlagen betragen die Mehrerlöse durch Abregeln zu Zeiten negativer Strompreise im Jahr 2030 rund 800 bis 1.500 Euro und sind etwa um den Faktor 10 geringer als die Mehrerlöse für die Windkraftanlagen. Neben der unterschiedlich hohen installierten Leistung liegt der Unterschied hauptsächlich an der unterschiedlichen Einspeisestruktur der Photovoltaikanlagen gegenüber Windkraftanlagen. Photovoltaikanlagen produzieren den meisten Strom um die Mittagszeit, wenn die Stromnachfrage und der Strompreis vergleichsweise eher hoch sind, während Windkraftanlagen häufig in der Nacht viel Strom produzieren, wenn aufgrund der zu Nachtzeiten geringeren Stromnachfrage auch die Strompreise niedriger sind.

4.3 Zusammenfassende Bewertung des virtuellen Kraftwerks

Fasst man die im letzten Abschnitt einzeln betrachteten Komponenten des virtuellen Kraftwerks zusammen, so ergeben sich jährliche Mehrerlöse in Höhe von knapp 110.000 € im Jahr 2015 (vgl. Abbildung 5). Im Jahr 2020 liegen die Mehrerlöse dann

bereits bei 114.000 bis 155.000 €. Bis 2030 steigen sie auf 840.000 bis 1.600.000 €. Die höchsten Mehrerlöse ergeben sich für das Szenario „Effizienz“ aufgrund der häufiger auftretenden niedrigen Strompreise. Im Szenario „Speicher“ fallen die Mehrerlöse geringer aus als im Szenario „BAU“.

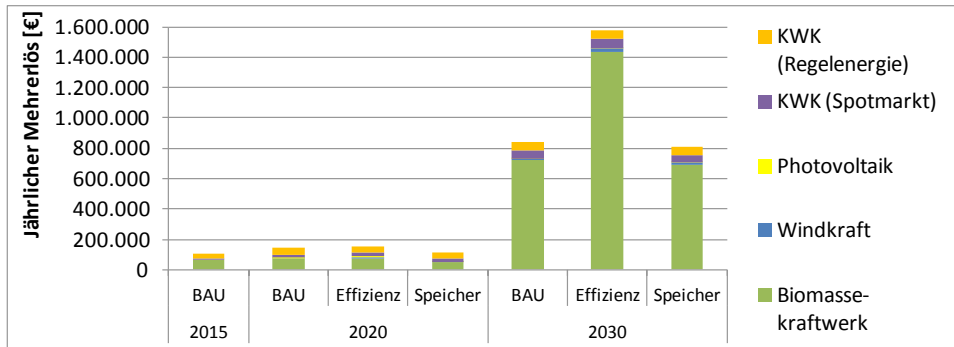


Abbildung 5: Jährlicher Mehrerlös aller betrachteten Komponenten des virtuellen Kraftwerks

Aufgrund der unterschiedlich hohen installierten Leistung der einzelnen Bestandteile des virtuellen Kraftwerks sind die Beiträge zum gesamten Mehrerlös des virtuellen Kraftwerks verschieden. Um die Rentabilität der Steuerung der verschiedenen Komponenten zu vergleichen, zeigt Abbildung 6 die spezifischen Mehrerlöse pro MW der einzelnen Komponenten in allen Szenarien. Während in den Jahren 2015 und 2020 das Biomassekraftwerk noch geringere spezifische Mehrerlöse aufweist als die anderen Komponenten, erreicht das Biomassekraftwerk im Jahr 2030 mit knapp 72.000 €/MW die höchsten spezifischen Erlöse im „Effizienz“-Szenario. Die spezifischen Mehrerlöse der KWK-Anlage für eine reine Spotmarktvermarktung steigen im Zeitverlauf bis 2030 auf 20.000 bis 30.000 €/MW an. Die Mehrerlöse der KWK-Anlage durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt sind (bis auf das Szenario Effizienz im Jahr 2030) stets höher als die Mehrerlöse am Spotmarkt. Die spezifischen Mehrerlöse von Windkraftanlagen liegen im Jahr 2020 zwischen 50 und 1.000 €/MW und im Jahr 2030 bei 500 bis 1.900 €/MW. Sie sind damit immer noch höher als die spezifischen Mehrerlöse von PV-Anlagen, welche als höchsten Wert 200 €/MW im Jahr 2030 im Szenario „BAU“ erreichen.

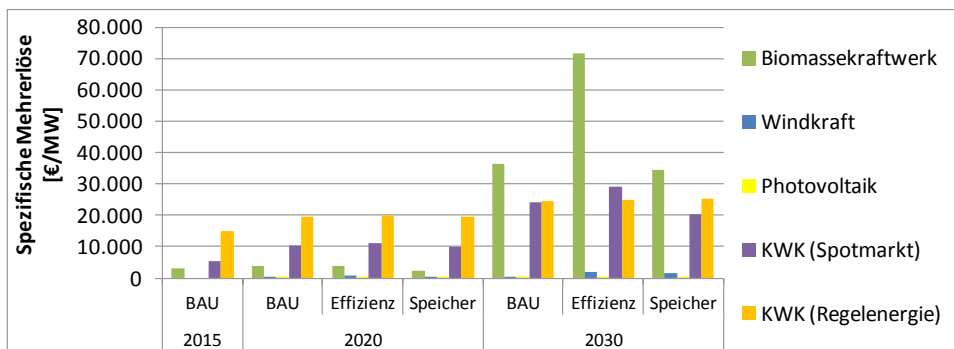


Abbildung 6: Spezifischer jährlicher Mehrerlös aller betrachteten Komponenten des virtuellen Kraftwerks für alle Szenarien

5 Fazit

Ziel der vorgestellten Analyse war die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit eines virtuellen Kraftwerks unter Einbeziehung der Vermarktungsoptionen am Stromspot- und Regulenergiemarkt, um damit zukünftige Chancen und Hemmnisse für die Errichtung eines virtuellen Kraftwerks bewerten zu können.

Für die modellgestützte Untersuchung der Wirtschaftlichkeit eines virtuellen Kraftwerks in Delitzsch wurde daher die Steuerung von einer KWK-Anlage mit Wärmespeicher, einem Biomassekraftwerk sowie Windkraft- und Photovoltaikanlagen untersucht. Hierbei ist deutlich geworden, dass aufgrund der durch die steigende Einspeisung von fluktuierenden erneuerbaren Energien volatiler werdenden Stromspotmarktpreise bereits im Jahr 2015 mit Mehrerlösen der gesteuerten Fahrweise von mehr als 100.000 € gerechnet werden kann. Bis zum Jahr 2030 steigen die Mehrerlöse abhängig vom unterstellten Szenario auf bis zu 1,6 Mio. € an. Beim Vergleich der untersuchten Komponenten des virtuellen Kraftwerks wurde deutlich, dass, bezogen auf die installierte elektrische Leistung der Anlagen, die Steuerung innerhalb eines virtuellen Kraftwerks für die KWK-Anlage und das Biomassekraftwerk deutlich höhere Erlöse generiert, als dies für Windkraft- oder Photovoltaikanlagen der Fall ist.

Neben den Erlösen, die ein virtuelles Kraftwerk generieren kann, müssen auch notwendige Kosten berücksichtigt werden. Hierzu zählen insbesondere Kosten für die Informations- und Kommunikationstechnik sowie Personalkosten. Diese Kosten, die im Rahmen der hier vorliegenden Analyse nicht quantifiziert werden konnten, müssen den möglichen Erlösen gegenübergestellt werden. In weiteren Analysen sollten diese Kosten genauer bestimmt werden, um endgültige Bewertungen zur Wirtschaftlichkeit treffen zu können.

6 Danksagung

Dieser Artikel basiert auf dem Endbericht „Machbarkeitsanalyse zur Modellierung und zum Betrieb eines virtuellen Kraftwerks im Landkreis Nordsachsen und in der Region der Dübener Heide des Landkreises Wittenberg und des Landkreises Anhalt-Bitterfeld innerhalb des Central Europe Programms der EU/ Projekt VIS NOVA“, der im Rahmen des VIS NOVA Projektes von den Autoren angefertigt wurde.

Das Projekt VIS NOVA wird im Rahmen des durch EFRE kofinanzierten Central Europe-Programms durchgeführt. Ziel ist es, die Entwicklungen in den Bereichen erneuerbare Energien und Energieeffizienz zu unterstützen und zu fördern. Mittel- bis langfristiges Ziel ist es, auf 100 % erneuerbare Energie zu kommen.

An dem Projekt sind fünf Partnerregionen aus vier Ländern (Polen, Ungarn, Österreich, Deutschland) beteiligt. Eine dieser Regionen ist der Landkreis Nordsachsen sowie die Region der Dübener Heide des Landkreises Wittenberg und des Landkreises Anhalt-Bitterfeld. Allen Partnerregionen gemeinsam ist die Lage im ländlichen Raum, da dieser die Ressource Raum bietet, den erneuerbare Energien benötigen. Genau hierin besteht

der Ansatz des Projektes, im ländlichen Raum Wirtschaftskraft zu generieren. Neben den wirtschaftlichen Auswirkungen selbst soll eine sichere und nachhaltige Energiebereitstellung zum Wirtschaftsfaktor werden.

Durch den Austausch zwischen den teils sehr unterschiedlichen Partnerregionen können Erfahrungen und gute Beispiele adaptiert werden. Darüber hinaus werden über das Projekt Modellvorhaben gefördert. Da die Region Nordsachsen bei den erneuerbaren Energien bereits weit fortgeschritten ist, wurde für diese Region ein virtuelles Kraftwerk als Modellvorhaben gewählt.

Die Autoren danken darüber hinaus den Technischen Werken Delitzsch für die Bereitstellung von detaillierten Daten, die für die Modellierung notwendig waren.



Literaturverzeichnis

- [Bö11] Böhmer, M. et al.: Volkswirtschaftliche Bewertung der EnEV 2009. Basel/Berlin, 2011.
- [DEL11] Delitzsch Netz GmbH: Stromnetz Strukturdaten, 2011.
- [IEA11] International Energy Agency (IEA): World Energy Outlook 2010. Paris, 2010.
- [Ko13] Koch, M. et al.: Marktintegration von BHKW – eine Untersuchung aus betriebswirtschaftlicher und gesamtsystemischer Sicht. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63. Jg. (2013) Heft 1/2, S. 107-109.
- [Ne07] Neumann, H.: Zweistufige stochastische Betriebsoptimierung eines Virtuellen Kraftwerks, Essen, 2007.
- [Ni10] Nitsch, J. et al.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global „Leitstudie 2010“. Stuttgart, Kassel, Teltow, 2010.
- [Op12] Oppermann, E.: Persönliche Information des Betriebsleiters des Biomassekraftwerkes Delitzsch, 2012.
- [Th08] Theofilidi, M.: Development of a mixed-integer optimization model for unit commitment and its application to the German electricity market. Berlin, 2008.
- [TWD12a] Technische Werke Delitzsch (TWD): EEG Anlagen Statistik Gesamtnetz, Stand vom 10.07.2012 (internes Dokument).
- [TWD12b] Technische Werke Delitzsch (TWD): Fernwärmebedarf, Windgeschwindigkeiten und Globalstrahlungsdaten von 2010 für Delitzsch.

Smart Meter Installation Management – Prototypgestützte Digitalisierung von Smart Meter Montageprozessen

Robert Wehlitz¹, Andrej Werner¹, Marcus Grieger¹, Jan Pfeifer¹, Bogdan Franczyk¹, Stefan Sprick² und Tino Ryll²

¹Institut für Wirtschaftsinformatik
Universität Leipzig
Grimmaische Straße 12
04109 Leipzig
robert.wehlitz@uni-leipzig.de
andrej.werner@uni-leipzig.de
marcus.grieger@uni-leipzig.de
jan.pfeifer@uni-leipzig.de
bogdan.franczyk@uni-leipzig.de

²Institut für Angewandte Informatik e.V
An-Institut an der Universität Leipzig
Grimmaische Straße 12
04109 Leipzig
sprick@wifa.uni-leipzig.de
ryll@wifa.uni-leipzig.de

Abstract: Aufgrund des Einsatzes innovativer Technologien und der Ausbringung einer Vielzahl an Messsystemen stellt ein flächendeckender Smart Meter Rollout eine beachtliche Herausforderung hinsichtlich der durchzuführenden Montageprozesse dar. In diesem Kontext untersucht der vorliegende Beitrag, inwieweit die Notwendigkeit besteht, diese Prozesse informationstechnologisch zu unterstützen. Ausgehend von der Erkenntnis, dass Messstellenbetreiber unter den derzeitigen Voraussetzungen nicht in der Lage sind einen Massenrollout in Deutschland erfolgreich umzusetzen, wird anhand des Smart Meter Installation Managements (SMIM) ein prototypgestützter Lösungsansatz vorgestellt, welcher zur Behebung aktueller Defizite bei der Durchführung von Smart Meter Montageprozessen beiträgt.

1 Einleitung

Die Forschungsgruppe Smart Energy IT Systems (FG SEITS) am Institut für Wirtschaftsinformatik der Universität Leipzig untersucht im Rahmen des Forschungsprojekts „10.000 Smart Meter in der Modellregion Leipzig“¹ in Kooperation mit einem wettbewerblichen Messstellenbetreiber² (MSB), wie sich im Kontext des Smart Meterings Effizienzpotenziale infolge von Prozessoptimierungen erschließen

¹ Bezüglich des an dieser Stelle angeführten Projektstitels handelt es sich um eine Kurzfassung der vollständigen Bezeichnung: „Industrielle Prozessoptimierung mittels Smart Metering untersucht an tausenden Smart Meters in der Modellregion Leipzig“.

² Ein wettbewerblicher MSB bietet die Dienstleistung des Messstellenbetriebs frei am Markt an und unterscheidet sich hierdurch von einem rein grundzuständigen MSB, dessen Zuständigkeit für die Mehrzahl der Messstellen innerhalb eines Netzgebiets verpflichtend ist und welcher regulatorischen Bestimmungen unterliegt.

lassen. Hierfür erfolgt im Projektzeitraum vom 1. September 2012 bis zum 31. August 2014 erstmals die Ausbringung tausender Smart Meter in der Modellregion Leipzig. Die Zielsetzung des von der Sächsischen Aufbaubank und aus Mitteln des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung geförderten Forschungsprojekts besteht u.a. darin, Erkenntnisse hinsichtlich des Rollouts und des Betriebs intelligenter Messsysteme zu erlangen. Vor diesem Hintergrund werden die Smart Metering Prozesse innerhalb der Energiewertschöpfungskette aus der Perspektive eines MSB analysiert. Des Weiteren sind auf Grundlage dessen prototypgestützte Lösungsansätze zu entwickeln, mittels derer unter Nutzung moderner Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) Smart Metering Prozesse effizient unterstützt werden können.

Ziel des vorliegenden Beitrags ist es daher, die während eines Smart Meter Rollouts durchzuführenden Montageprozesse im Außendienst auf das Erfordernis informationstechnologischer Unterstützung hin zu untersuchen. Zudem wird mit dem Smart Meter Installation Management (SMIM) ein erster im Rahmen des Forschungsprojekts „10.000 Smart Meter in der Modellregion Leipzig“ entwickelter Prototyp als softwaretechnische Umsetzung eines Lösungsansatzes zur mobilen sowie digitalen Erfassung bzw. Bereitstellung montagerelevanter Daten vorgestellt.

Hierfür wird im Folgenden zunächst auf allgemeine Aspekte des Smart Meterings und der Ausbringung intelligenter Messsysteme eingegangen. Dem schließt sich die Analyse eines im Zuge von Feldbeobachtungen und Prozessworkshops identifizierten Montageprozesses an. Ausgehend von den im Rahmen der Analyse aufgedeckten Effizienzpotenzialen ist daraufhin das dem SMIM zugrundeliegende Lösungskonzept näher zu erörtern. Abschließen wird der vorliegende Beitrag mit einer Zusammenfassung der Ergebnisse sowie mit der Formulierung eines Ausblicks, welcher weitere Untersuchungs- und Entwicklungsziele adressiert.

2 Smart Metering und Smart Meter Rollouts

In Bezug auf Smart Metering existiert in der Literatur eine Vielzahl an Definitionen, hinsichtlich derer sich bis zum jetzigen Zeitpunkt keine weitreichend etablieren konnte [Sc10a]. Zudem mangelt es gegenwärtig an einer einheitlichen Gerätespezifikation, anhand derer Smart Meter eindeutig zu charakterisieren sind [Di13]. Der deutsche Gesetzgeber legt, gemäß § 21d Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), lediglich fest, dass es sich bei einem Smart Meter um eine zur Kommunikation befähigte Messeinrichtung innerhalb eines Messsystems handelt, die den tatsächlichen Energieverbrauch sowie die tatsächliche Nutzungszeit einer Verbrauchsstelle erfasst und wiedergeben kann. Nach [RR09] ist „Ein Smart Meter [...] ein Zähler, der den Energieverbrauch erfasst, speichert und zudem in zwei Richtungen kommunizieren kann.“. So wird dieser unter Nutzung moderner IKT in die Lage versetzt, sowohl Verbrauchsdaten über eine Fernkommunikationsverbindung zu übermitteln als auch elektronische Nachrichten zu empfangen und zu verarbeiten [Do13]. Auf Grundlage dieser bidirektionalen Kommunikation, die von [Ai13] im Vergleich zu den derzeit im Haushaltsbereich vornehmlich eingesetzten elektromechanischen Ferraris-Zählern

[Fo10] als „[...] wesentliche Eigenschaft [...]“ hervorgehoben wird, ist es möglich, die Messdatenerfassung und -weiterverarbeitung zu automatisieren [Kö09].

In diesem Zusammenhang werden im Folgenden unter dem Terminus Smart Metering jene Prozesse, die eine automatisierte Erfassung, Übertragung, Verwaltung und Weiterverarbeitung von Energieverbrauchs- bzw. Energieerzeugungsdaten adressieren, zusammengefasst [Do12, Kö09, MW09]. Aus betriebswirtschaftlicher Perspektive ist „Smart Metering [...] als Organisations- bzw. als Managementprozess zu verstehen, der mittels intelligenter Messtechnik und hochkomplexer Informationstechnologien, innovative Geschäftsmodelle entwickelt, um den Umsatz eines Unternehmens zu steigern.“ [Sc10b].

Die Planung und Realisierung der für das Smart Metering erforderlichen Infrastruktur wird als Smart Meter Rollout bezeichnet. Im Rahmen des vorliegenden Beitrags handelt es sich dabei vordergründig um die Substitution der gegenwärtig überwiegend zur Stromverbrauchsmessung im Standardlastprofilbereich eingesetzten analogen Messtechnik durch elektronische Messeinrichtungen, welche in ein Kommunikationsnetz eingebunden werden [DJ13]. Hierfür zeigte sich unlängst der MSB verantwortlich. Laut einer Kosten-Nutzen-Analyse von [EY13] wird, auch in Hinblick auf eine mögliche Ausweitung der derzeit geltenden Einbauverpflichtungen³, die Empfehlung formuliert, weiterhin an dieser Rollenverteilung festzuhalten.

Bereits durchgeführte Ausbringungsvorhaben in der Bundesrepublik Deutschland wiesen, insbesondere aufgrund von Unsicherheiten hinsichtlich des zu erzielenden Return of Investments [Lo13], ausschließlich Pilotcharakter auf [AD13]. Infolge dessen sind die derzeit vorhandenen Erfahrungen seitens der jeweiligen Akteure innerhalb der deutschen Energiewirtschaft in Bezug auf einen flächendeckenden Rollout intelligenter Messsysteme als vorwiegend gering einzustufen. Dies gilt gleichermaßen für die im Außendienst beschäftigten und mit dem Aufbau der physischen Infrastruktur zu beauftragenden Monteure. So impliziert die Installation der innovativen Smart Meter Technologie [WA13] im Vergleich zur Montage elektromechanischer Ferraris-Zähler aufgrund der zusätzlich zu installierenden Kommunikationstechnik eine Komplexitätssteigerung hinsichtlich der Arbeitsvorgänge [Lo13]. Dieser Umstand erfordert es, dass auf Seiten der Rolloutprojektleitung ex ante sichergestellt wird, dass das einzusetzende Personal über die entsprechende Qualifikation zur erfolgreichen Durchführung eines solchen Vorhabens verfügt.

Ogleich der in Deutschland mitunter geringen und asymmetrisch verteilten Erfahrungswerte hinsichtlich der massenhaften Ausbringung intelligenter Messsysteme lassen die Ergebnisse einzelner Pilotprojekte jedoch die Annahme zu, dass ein flächendeckender Rollout in Deutschland bereits zum jetzigen Zeitpunkt durchaus erfolgreich gestaltet werden könnte [DL13].

³ Die derzeit geltenden Einbauverpflichtungen für intelligente Messsysteme sind im §21c EnWG gesetzlich verankert.

3 Identifikation und Analyse klassischer Montageprozesse

Im Folgenden werden die Smart Meter Montageprozesse im Außendienst einer fachlichen Betrachtung unterzogen sowie hinsichtlich der Notwendigkeit einer prozessbegleitenden IKT-Unterstützung untersucht. Vor diesem Hintergrund wird auf Erfahrungen und Erkenntnisse zurückgegriffen, die im bisherigen Verlauf des Forschungsprojekts „10.000 Smart Meter in der Modellregion Leipzig“ anhand der Durchführung von Prozessworkshops unter aktiver Einbeziehung verschiedener Experten der Energieversorgungsbranche sowie infolge von Feldbeobachtungen erlangt wurden. Letzteres betreffend ist im März 2013 ein wettbewerblicher MSB seitens der Universität Leipzig damit beauftragt worden, im Rahmen einer ersten Ausbringungsphase innerhalb von sechs Werktagen über 600 Smart Meter für einen Anwendungspartner aus der Wohnungswirtschaft im Stadtgebiet von Leipzig auszubringen. Hierbei nahm das verantwortliche Forscherteam der FG SEITS eine Beobachterrolle ein und führte eine partielle Begleitung der ausführenden Monteure durch, bei der die Montageaktivitäten mittels Videomitschnitten dokumentiert und anschließend einer Analyse unterzogen wurden.

3.1 Fachliche Betrachtung

In Bezug auf die erste Ausbringungsphase wurde der Fokus auf den Wechsel elektromechanischer Ferraris-Zähler, welche die Verbrauchserfassung von Allgemeinstromananlagen, wie z.B. der Hausflur- oder Außenbeleuchtung, vornehmen, gelegt. Diese galt es durch elektronische Wirkenergiezähler, die sowohl für Dreh- als auch für Wechselstrom konzipiert sind, zu ersetzen.

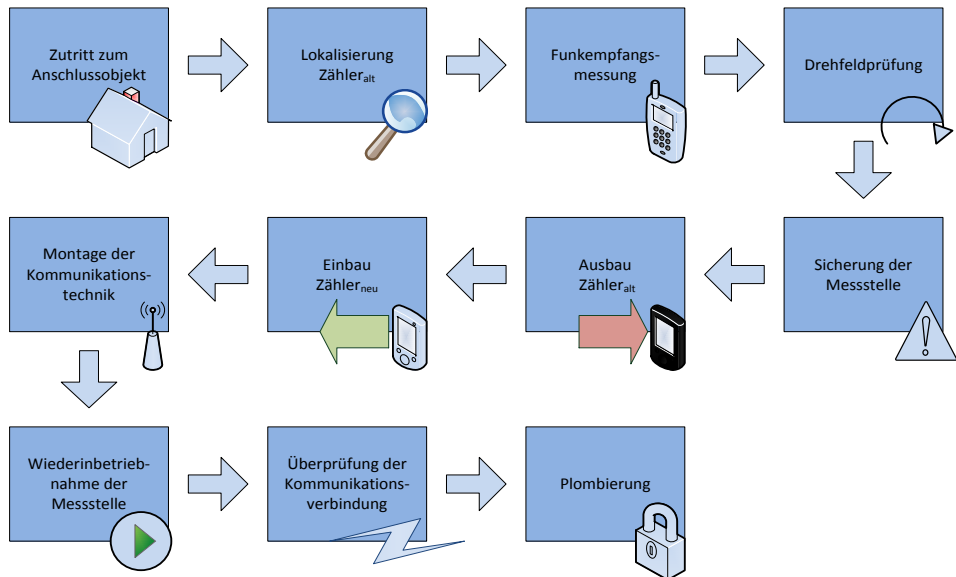


Abbildung 1: Prozessschritte der Smart Meter Montage

Im Hinblick auf die Übermittlung von Verbrauchsdaten fanden Kommunikationsmodule Anwendung, die mittels Steckverbindungen direkt an die jeweiligen Messeinrichtungen befestigt wurden. Vor dem Hintergrund der Kommunikationsanbindung ist auf die GPRS-Technologie in Kombination mit entsprechender Antennentechnik zurückgegriffen worden. Die u.a. hierfür erforderliche Parametrierung der Smart Meter sowie das Integrieren der SIM-Karten in die Kommunikationsmodule erfolgte, bevor diese den Monteuren ausgehändigt worden sind.

Aufgrund der Gegebenheit, dass im Verlauf der Ausbringungsphase stets identische Geräte- und Kommunikationstechnik Verwendung fand und die Gebäudemerkmale der zu bedienenden Anschlussobjekte zumeist äquivalente Ausprägungen vorwiesen, gestaltete sich der in Abbildung 1 visualisierte Montageprozess als weitgehend konstant.

Im Rahmen der Montage vor Ort bestand die Aufgabe der Monteure zunächst darin, Zutritt zum entsprechenden Anschlussobjekt zu erhalten, in dem der Austausch einer bzw. mehrerer elektromechanischer Messeinrichtungen durchgeführt werden sollte. Dies konnte nach erfolgter Schlüsselbereitstellung durch den Anwendungspartner oder in Problemsituationen anhand der Ad-hoc-Unterstützung durch Mietparteien realisiert werden. Anschließend ist der zu wechselnde Ferraris-Zähler innerhalb des Anschlussobjekts lokalisiert worden.

Zur Verminderung des Risikos hinsichtlich zukünftiger Verbindungsabbrüche wurde im Vorfeld der Montage eine Messung der vor Ort verfügbaren GPRS-Signalstärke durchgeführt. Auf Basis der vom MSB definierten Grenzwerte konnte in der Folge ermittelt werden, ob die Antennentechnik innerhalb oder außerhalb des Zählerschranks zu installieren war bzw. ob der Auftrag, aufgrund bestehender Unsicherheit hinsichtlich der Stabilität der zukünftigen Kommunikationsverbindung, vorzeitig beendet werden musste.

Handelte es sich bei einer zu wechselnden Messeinrichtung um einen Drehstromzähler, so war es erforderlich, die Orientierung des anliegenden Drehfelds zu prüfen und diese ggf. zu ändern. Daraufhin wurde die betroffene Allgemeinstromanlage von der Spannungsversorgung getrennt und die Demontage des Ferraris-Zählers durchgeführt. Infolge dessen konnten sowohl der Smart Meter als auch die dazugehörige Kommunikationstechnik montiert und die Allgemeinstromanlage erneut an die Spannungsversorgung angebunden werden. Hatte der Monteur die erfolgreiche Einwahl des Smart Meters in das Mobilfunknetz anhand von Leuchtdioden visuell überprüft, erfolgte die Plombierung des Zählergehäuses sowie das Ausfüllen einer an den Kunden adressierten Informationskarte⁴, wodurch der Montagevorgang abgeschlossen wurde.

⁴ Auf der Informationskarte, die im Zählerschrank zu hinterlegen war, wurde der Zählerstand des Altgeräts vermerkt, sodass der Kunde in der Lage ist, den in den darauffolgenden Rechnungen angeführten Verbrauchswert, ungeachtet des Zählerwechsels, nachzuvollziehen.

3.2 Prozessbegleitende IKT-Unterstützung

Im Rahmen einer der Ausbringungsphase vorgelagerten Schulungsveranstaltung erhielten die Monteure jeweils ein Smartphone, das mit dem Betriebssystem Android ausgestattet war und welches während der Montage vor Ort zur Messung der GPRS-Signalstärke eingesetzt wurde. Hierfür ist eine im Google Play Store frei erhältliche Mobilapplikation vorinstalliert worden. Wesentliche Kriterien hinsichtlich der Auswahl der Mobilapplikation stellten seitens des MSB die Kostenneutralität, eine vereinfachte Bedienbarkeit sowie die Möglichkeit, mehrere Empfangswerte innerhalb eines Zeitintervalls erfassen und aufzeichnen zu können, dar.

Darüber hinaus fand keine weitere informationstechnologische Unterstützung der Montageaktivitäten vor Ort Anwendung, sodass während des Ausbringenvorhabens eine weitgehend manuelle sowie handschriftliche Datenerfassung auf Grundlage mitgeführter Montagebelege zu beobachten war. Die Montagebelege beinhalteten die u.a. zur Lokalisierung der zu wechselnden Ferraris-Zähler erforderlichen Auftragsinformationen und dienten der Dokumentation der montierten bzw. demontierten Geräte- und Antennentechnik. Des Weiteren wurden hiermit die jeweiligen Zählerstände der Messeinrichtungen festgehalten. Auf Basis von beigefügten Checklisten waren zudem die ermittelten GPRS-Signalempfangswerte, etwaig vor Ort anzutreffende Problemstellungen, wie z.B. eine unzugängliche Messstelle, sowie die Ursachen einer vorzeitigen Beendigung des Montagevorgangs zu vermerken.

3.3 Konsequenzen aus der Prozessanalyse

Infolge der ausschließlich auf einer manuellen und handschriftlichen Datenerfassung basierenden Vorgehensweise resultierten sowohl erheblicher Mehraufwand als auch Fehlerpotenziale. So betrug die Zeit zur Bearbeitung eines Montagebelegs für ein zu installierendes Messsystem zwischen drei und fünf Minuten, was in Summe bis zu 50 Minuten der täglichen Gesamtarbeitszeit eines Monteurs beanspruchen konnte. Aufgrund der Vielzahl an mitgeführten Montagebelegen, die jeweils vier Formularseiten umfassten, bestand das erhöhte Risiko der Verwechslung von Belegen, sodass Geräteummern und Verbrauchsdaten ggf. den falschen Aufträgen zugeordnet wurden. Weiteres Fehlerpotenzial resultierte aus dem Vorgehen bei der Messung der GPRS-Signalstärke vor Ort. Zum einen konnte nicht sichergestellt werden, dass die Messung in jedem Fall von den Monteuren durchgeführt wurde. Zum anderen waren Ablesefehler und Ungenauigkeiten aufgrund zu kurzer Messzeiten nicht auszuschließen, infolge dessen personalintensive Entstörungsmaßnahmen als denkbare Folge anzusehen sind.

Darüber hinaus führten diverse Faktoren, wie z.B. der repetitive Charakter der Tätigkeiten und die daraus resultierende Verminderung der Aufmerksamkeit und Konzentrationsfähigkeit der Monteure, dazu, dass im Zuge der Ablesung verwechselte bzw. fehlerhafte Verbrauchswerte irrtümlich erfasst oder Arbeitsvorgänge, wie z.B. das Plombieren, übergangen wurden. Aufgrund einer festen Zuordnung von Kommunikationsmodulen und Smart Metern bestand zudem die Gefahr, dass Module versehentlich auf nicht dafür vorgesehene Messeinrichtungen montiert werden, sodass

sich infolge einer späteren Fernauslesung die Zuweisung der übermittelten Verbrauchsdaten zu einer Verbrauchsstelle als fehlerhaft erweisen würde.

Die auf eine manuelle sowie papierbasierte Arbeitsweise zurückzuführenden Fehlerpotenziale stellten die primäre Ursache für aufwendige Korrektur- und Plausibilisierungsmaßnahmen in der Nachbearbeitung der Montagevorgänge dar. Der erheblichste Mehraufwand konnte jedoch auf bestehende Medienbrüche zurückgeführt werden. So war es zur Weiterverarbeitung der handschriftlich erfassten Daten erforderlich, diese zunächst manuell in ein digitales Format zu überführen, was in Summe eine Bearbeitungszeit von mehr als 40 Personenstunden in Anspruch nahm. Aufgrund dessen, dass ein solches Vorgehen bereits bei geringeren Ausbringungsmengen als nicht zielführend einzustufen ist, sind im Hinblick auf einen Massenrollout IKT-basierte Lösungsansätze zu entwickeln, welche die Intention verfolgen, Medienbrüche aufzuheben sowie die Qualität der erfassten Daten sicherzustellen.

4 Cloud-basierter Lösungsansatz

Ein Lösungsansatz zur Aufhebung von Medienbrüchen sowie zur Sicherstellung der Datenqualität während der Ausführung von Smart Meter Montageprozessen stellt das von der FG SEITS entwickelte SMIM dar. Hierbei wird der Monteur vor Ort befähigt die zur Prozessdurchführung relevanten Daten teils automatisiert sowie vollständig digital zu erfassen, sodass diese ohne weiteren manuellen Aufwand unter Nutzung entsprechender Schnittstellen in die nachgelagerten Informationssysteme überführt werden können. Demzufolge wird auf den bisherigen Einsatz handschriftlich auszufüllender Montagebelege verzichtet, wodurch die in Abschnitt 3.3 beschriebenen Fehlerpotenziale reduziert werden.

4.1 Entwicklungsplattform

Nach [VHH12] sind insbesondere kleine und mittlere Unternehmen oftmals nicht gewillt die notwendigen Ressourcen⁵ zur informationstechnologischen Unterstützung von Prozessen eigenverantwortlich bereitzustellen. Dies lässt sich u.a. auf wirtschaftliche Faktoren oder die alleinige Fokussierung auf Kernkompetenzen zurückführen. Vielmehr wird in dieser Hinsicht der Fremdbezug von IKT-Dienstleistungen, z.B. in Form von Cloud-Services, präferiert. Im Rahmen der Forschungsarbeit der FG SEITS konnte in Bezug auf die Marktrolle des MSB, die überwiegend von kleinen und mittleren Unternehmen begleitet wird, diese Präferenz ebenfalls beobachtet werden. Aufgrund dessen wurde der Entschluss gefasst, den entwickelten Lösungsansatz zur informationstechnologischen Unterstützung der Montageprozesse auf der Grundlage eines cloud-basierten Informationssystems prototypisch zu evaluieren.

⁵ Als Ressourcen in diesem Kontext sind u.a. Hard- und Software oder auch Personal anzusehen.

Darauf beziehend wird infolge einer anfänglich kostenneutralen Bereitstellung⁶ sowie aufgrund vielseitiger Erweiterungspotenziale und der Möglichkeit zeitnah Ergebnisse zu generieren das über Cloud-Services zur Verfügung gestellte SAP Business ByDesign als Entwicklungsplattform eingesetzt. Die auf dieser Grundlage zu implementierenden Lösungen werden als Add-on Solutions bezeichnet. Hierbei handelt es sich um Softwareanwendungen, die in der Lage sind auf bestehende Elemente und Systemstrukturen des Business ByDesign Systems zuzugreifen, diese zu erweitern oder gänzlich Neue zu gestalten [Sc11].

4.2 Konzeption

Das SMIM ist als eine Add-on Solution konzipiert worden, die, wie aus der Abbildung 2 hervorgeht, auf der Business ByDesign Plattform betrieben und in den dort bereits existierenden Systemkontext eingebettet wird. Vordergründig dient die Applikation der Verwaltung montagerelevanter Daten und stellt seitens des MSB das informationstechnologische Fundament zur mobilen Auftragsabwicklung dar. Das dem SMIM zugrundeliegende Datenmodell wurde anhand der Analyse der bislang eingesetzten Montagebelege sowie infolge der Durchführung von Workshops in Kooperation mit einem MSB erarbeitet. Hierbei ist insbesondere auf die Gewährleistung der Erweiterbarkeit des Datenmodells geachtet worden, sodass dieses unabhängig des Einsatzes spezifischer Geräte- und Kommunikationstechnik anwendbar ist.

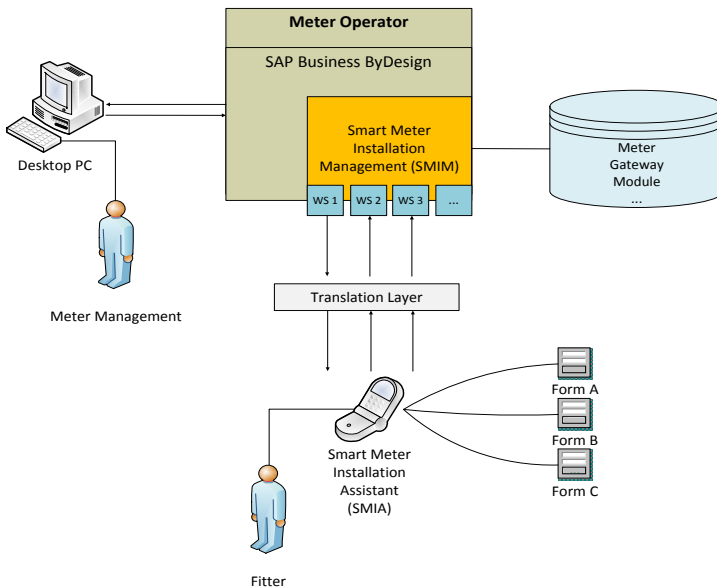


Abbildung 2: Architektur des Prototyps

⁶ Der FG SEITS wurde im Rahmen einer Evaluationsphase der Zugang zu einem SAP Business ByDesign System kostenneutral zur Verfügung gestellt.

Die Monteure hingegen werden vor Ort durch den Smart Meter Installation Assistant (SMIA) hinsichtlich der Erfassung montagerelevanter Daten unterstützt. Dabei handelt es sich um eine Teilkomponente des SMIM, welche auf mobilen Endgeräten, die mit dem Betriebssystem Android ausgestattet sind, als Front-End eingesetzt wird. Anhand digitaler Formulare werden die Monteure durch die jeweiligen Prozessschritte der Smart Meter Montage geleitet, wobei auf die Notwendigkeit manueller Eingaben weitgehend verzichtet wird.

Die Datenübertragung zwischen SMIM und SMIA wird unter der Nutzung von Webservices realisiert, die mittels SAP Business ByDesign generiert und bereitgestellt werden. Aufgrund identifizierter Kompatibilitätsprobleme wurde es in diesem Zusammenhang erforderlich, zusätzlich eine Middleware (Translation Layer) zu implementieren, welche die bidirektionalen Anfragen in für beide Applikationen verwertbare Webservices überführt und dadurch die erfolgreiche Kommunikation sicherstellt.

4.3 Realisierung

Das zentrale Paradigma bei der Entwicklung von Add-on Solutions stellt die Verwendung von Geschäftsobjekten dar. Bezüglich dieser handelt es sich um abstrahierte Konzepte aus der realen Geschäftswelt, die es softwaretechnisch abzubilden gilt. Geschäftsobjekte umfassen bestimmte Elemente sowie Geschäftslogik und können mit weiteren Geschäftsobjekten in Beziehung stehen. Als Instanzen werden die konkreten Ausprägungen eines Geschäftsobjekts, welche sich hinsichtlich derer Struktur als identisch erweisen, bezeichnet [SAP12].

Die während der Entwicklung des SMIM verwendeten Geschäftsobjekte sowie deren Beziehung zueinander können der Abbildung 3 entnommen werden. Vor diesem Hintergrund ist auf die vordefinierten Konzepte „Customer“, „Employee“ und „Business Partner“ zurückgegriffen worden, die in der Deployment Unit „Foundation“ angesiedelt sind und welche die Stammdatenverwaltung von natürlichen sowie juristischen Personen adressieren. Eine Deployment Unit umfasst in diesem Zusammenhang eine Vielzahl von Geschäftsobjekten, die innerhalb eines gemeinsamen Kontextes zu betrachten sind [Sc12].

Zur Abstrahierung neuartiger Konzepte wird das SAP Solutions OnDemand Studio als Entwicklungsumgebung eingesetzt. Im Zuge dessen können anhand leichtgewichtiger Skriptsprachen die Struktur und das Verhalten von Geschäftsobjekten, welche das konzeptionelle Gerüst für die Datenhaltung darstellen, definiert werden.

Hinsichtlich der Gestaltung von Benutzungsoberflächen findet der an das SAP Solutions OnDemand Studio angebundene UI-Designer Anwendung. Dieser bietet u.a. die Möglichkeit per Drag-and-drop einzelne Oberflächenelemente, wie z.B. Eingabefelder oder Schaltflächen, zu einer Anzeige zusammenzuführen.

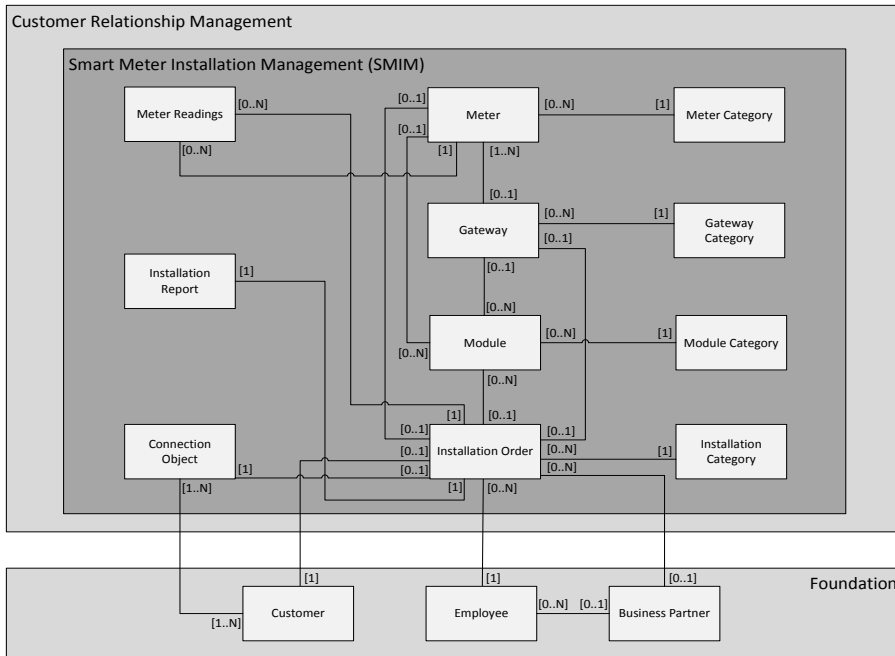


Abbildung 3: Geschäftsobjekte des SMIM

4.4 Ergebnisse

Das SMIM stellt in Kombination mit dessen Teilkomponente SMIA eine IKT-basierte Alternative zur problembehafteten handschriftlichen Erfassung montagerelevanter Daten dar. Infolge der formulargetriebenen und auftragsbezogenen Menüführung sowie anhand implementierter Prüfmechanismen wird sichergestellt, dass sämtliche Arbeitsschritte durchlaufen werden und sich die nach Abschluss des Montagevorgangs zu synchronisierenden Datensätze als vollständig erweisen. Darüber hinaus erhöht sich aufgrund des weitgehenden Verzichts auf manuell erforderliche Eingaben die Qualität der erfassten Daten, wodurch wiederum die Häufigkeit personal- und zeitintensiver Korrektur- und Plausibilisierungsmaßnahmen reduziert wird.

Im Juli 2013 wurde das SMIM im Rahmen einer zweiten Ausbringungsphase parallel zur Begleitung der ausführenden Monteure erstmals von der FG SEITS im Feld getestet. Hierbei konnten wichtige Erkenntnisse in Bezug auf weitergehende Optimierungen erlangt werden. Zudem wurden die Monteure nach deren persönlichen Einschätzung hinsichtlich der mobilen Datenerfassung befragt. In diesem Zusammenhang ist hervorgehoben worden, dass eine vereinfachte und damit leicht zugängliche Benutzungsoberfläche favorisiert wird. Darüber hinaus wird der Möglichkeit einer schnellen Auftragsbearbeitung seitens der Monteure höchste Priorität beigemessen. Infolge dessen sollte die im Rahmen der Montagevorgänge einzusetzende Hard- und Software durch eine anforderungsgerechte Leistungsfähigkeit sowie Stabilität gekennzeichnet sein.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Auf Grundlage der im bisherigen Verlauf des Forschungsprojekts „10.000 Smart Meter in der Modellregion Leipzig“ erlangten Erkenntnisse, ist zu formulieren, dass insbesondere kleinere MSB unter den derzeitigen Voraussetzungen nicht in der Lage sind, einen flächendeckenden Smart Meter Rollout in der Bundesrepublik Deutschland erfolgreich umzusetzen. Dies ist im Kontext des vorliegenden Beitrags u.a. auf die überwiegend papierbasierte Vorgehensweise bei der Durchführung der Montageprozesse zurückzuführen. Die daraus resultierenden Medienbrüche und Fehlerpotenziale führen im Hinblick auf die Datenbereitstellung in den nachgelagerten Informationssystemen zu signifikanten Mehraufwand, der sich bereits bei geringeren Ausbringungsmengen als ineffizient und unwirtschaftlich erweist.

Aus dieser Motivation heraus ist mit dem SMIM ein prototypgestützter Lösungsansatz entwickelt worden, der die ausführenden Monteure vor Ort befähigt, die montagerelevanten Daten digital zu erfassen und diese anhand geeigneter Schnittstellen dem MSB unmittelbar für die Weiterverarbeitung zur Verfügung zu stellen. Gleichwohl wird infolge des weitgehenden Verzichts auf manuelle Eingaben sowie aufgrund der Implementierung entsprechender Prüfmechanismen die Datenqualität, welche seitens des MSB als ein wesentliches Kriterium in Bezug auf eine effiziente Auftragsbearbeitung angesehen wird, sichergestellt.

Zukünftig wird die Zielstellung verfolgt, das SMIM kontinuierlich weiterzuentwickeln. So bedarf z.B. die bereits implementierte Middleware, aufgrund einer temporären Unerreichbarkeit einzelner Webservices, einer Optimierung. Vor diesem Hintergrund soll im Zuge einer asynchronen Kommunikation zwischen SMIM und SMIA die derzeitige Architektur robuster gestaltet werden. Des Weiteren gilt es, mittels der Unterstützung einer optischen Auslesung von Verbrauchswerten den manuellen Aufwand vor Ort sowie die Fehleranfälligkeit der Datenerfassung weitergehend zu reduzieren. Ungeachtet dessen besteht der grundsätzliche Anspruch, innovative Technologien und Konzepte in die Prototypentwicklung einfließen zu lassen und diese auf deren Praxistauglichkeit hin zu untersuchen.

Literaturverzeichnis

- [AD13] Aichele, C., Doleski, O.D.: Einführung in den Smart Meter Rollout, In (Aichele, C., Doleski, O.D., Hrsg.): Smart Meter Rollout – Praxisleitfaden zur Ausbringung intelligenter Zähler. Springer Vieweg Verlag, Wiesbaden, 2013; S. 3-42.
- [Ai13] Aichele, C.: Architektur und Modelle des AMI für den Smart Meter Rollout. In (Aichele, C., Doleski, O.D., Hrsg.): Smart Meter Rollout – Praxisleitfaden zur Ausbringung intelligenter Zähler, Springer Vieweg Verlag, Wiesbaden, 2013; S. 293-319.
- [Di13] Dirnberger, J.: Fallstudie II: Das E.ON 10.000 Smart-Meter-Programm in Bayern. In (Aichele, C., Doleski, O.D., Hrsg.): Smart Meter Rollout – Praxisleitfaden zur Ausbringung intelligenter Zähler. Springer Vieweg Verlag, Wiesbaden, 2013; S. 465-525.

- [DJ13] Doleski, O.D., Janner, T.: Projektmanagement bei der Ausbringung intelligenter Zähler. In (Aichele, C., Doleski, O.D. Hrsg.): Smart Meter Rollout – Praxisleitfaden zur Ausbringung intelligenter Zähler. Springer Vieweg Verlag, Wiesbaden, 2013; S. 105-129.
- [DL13] Doleski, O.D., Liebezeit, M.: Rolloutlogistik: Vom Einkauf bis zum angebundenen Zähler. In (Aichele, C., Doleski, O.D., Hrsg.): Smart Meter Rollout – Praxisleitfaden zur Ausbringung intelligenter Zähler. Springer Vieweg Verlag, Wiesbaden, 2013; S. 209-267.
- [Do12] Doleski, O.D.: Geschäftsprozesse der liberalisierten Energiewirtschaft, In (Aichele, C. Hrsg.): Smart Energy – Von der reaktiven Kundenverwaltung zum proaktiven Kundenmanagement. Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden, 2012; S. 115-150.
- [Do13] Dornseifer, H.: Das Messwesen nach der EnWG-Novelle 2011. In (Aichele, C., Doleski, O.D., Hrsg.): Smart Meter Rollout – Praxisleitfaden zur Ausbringung intelligenter Zähler. Springer Vieweg Verlag, Wiesbaden, 2013; S. 131-147.
- [EY13] Ernst & Young Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (Hrsg.): Kosten-Nutzen-Analyse für den flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler. 2013, URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/kosten-nutzen-analyse-fuer-flaechendeckenden-einsatz-intelligenterzaehler>, abgerufen am 05.08.2013.
- [Fo10] Fox, D.: Smart Meter. In: Datenschutz und Datensicherheit – DuD. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, 34 (2010) 6; S. 408.
- [Kö09] Köhler-Schute, C.: Smart Metering – Technologische, wirtschaftliche und juristische Aspekte des Smart Metering. KS-Energy-Verlag, Berlin, 2009.
- [Lo13] Lohmert, K.: Beschleunigung der Transformation vom Energieversorger zum Energiedienstleister. In (Aichele, C., Doleski, O.D., Hrsg.): Smart Meter Rollout – Praxisleitfaden zur Ausbringung intelligenter Zähler. Springer Vieweg Verlag, Wiesbaden, 2013; S. 75-103.
- [MW09] Messerschmidt, J., Wirtz, M.: Intelligente Smart Meter-Lösungen für die Wohnungswirtschaft. In (Köhler-Schute, C. Hrsg.): Smart Metering – Technologische, wirtschaftliche und juristische Aspekte des Smart Metering. KS-Energy-Verlag, Berlin, 2009; S. 172-180.
- [RR09] Rebbelmund, S., Rübsam, R.: Smart Metering – Wichtiger Katalysator für den Umbau des weltweiten Energiemarktes. In (Köhler-Schute, C. Hrsg.): Smart Metering – Technologische, wirtschaftliche und juristische Aspekte des Smart Metering. KS-Energy-Verlag, Berlin, 2009; S. 71-86.
- [SAP12] SAP AG (Hrsg.): SDK Documentation – SAP Business ByDesign Studio, 2012, URL: http://help.sap.com/saphelp_byd_studio/fp40/byd_studio_400.pdf, abgerufen am 08.08.2013.
- [Sc10a] Schaloske, O.: Effiziente Architekturen und Technologien zur Realisierung von Smart Metering im Bereich der Fernübertragung. GRIN Verlag, München, 2010.
- [Sc10b] Schaloske, O.: Möglichkeiten zur Erschließung von Effizienzpotentialen durch Smart Metering. GRIN Verlag, München, 2010.
- [Sc11] Schneider, T.: SAP Business ByDesign Studio – Application Development. SAP Press, Maryland, 2011.
- [VHH12] Vossen, G., Haselmann, T., Hoeren, T.: Cloud-Computing für Unternehmen. dpunkt Verlag, Heidelberg, 2012.
- [WA13] Wolling, J., Arlt, D.: Smart Metering in den Medien und im Urteil der Öffentlichkeit. In (Westermann, D., Döring, N., Bretschneider, P., Hrsg.): Smart Metering – Zwischen technischer Herausforderung und gesellschaftlicher Akzeptanz – Interdisziplinärer Status Quo. Universitätsverlag Ilmenau, Ilmenau, 2013; S. 19-60.

How ICT Could Accelerate the Smart Meter Installation Process – An Assessment of Rollout Experiences

Marcus Grieger¹, Andrej Werner¹, Robert Wehlitz¹, Jan Pfeifer¹, Stefan Sprick²,
Tino Ryll², Bogdan Franczyk¹

¹Information Systems Institute
Leipzig University
Grimmaische Straße 12
04109 Leipzig
marcus.grieger@uni-leipzig.de
andrej.werner@uni-leipzig.de
robert.wehlitz@uni-leipzig.de
jan.pfeifer@uni-leipzig.de
bogdan.franczyk@uni-leipzig.de

²Institut für Angewandte Informatik
(InfAI) e.V. at Leipzig University
Grimmaische Straße 12
04109 Leipzig
sprick@wifa.uni-leipzig.de
ryll@wifa.uni-leipzig.de

Abstract: Within a two-year research project, set in the model region Leipzig, smart meter rollout processes are conducted and investigated by means of four different application scenarios. This paper presents first results of one scenario, the installation of over 600 smart meters in housing industry objects. Contrary to the initial thesis the research group concludes, meter operators are incapable of handling a major smart meter rollout, given the current circumstances. In this regard, the necessity of information technology investments is demonstrated in this work.

1 Introducing the Smart Meter Stalemate Status

Electricity is an essential good and the guarantee of supply security is of central importance for a national economy. Renewable expansion in Germany challenges the entire energy system. Increasing feed-in fluctuations multiply the adjustment efforts for the grid. Besides investing in physical grid infrastructure a comprehensive integration of these decentralised resources is required [BDI11, Ro12]). A fundamental part of the manageability of these complex transaction processes is contributed by measuring real-time energy demand. Thus, the EU passed the Energy End-Use Efficiency and Energy Services Directive in 2006, instructing to provide end-consumers with electronic meters that give accurate information about the current energy use [EC06, HAESLPPS12]. Among others, a major aim of the directive is to promote demand-side energy saving methods with the introduction of smart meter technology [To90]. Complementary, the Directive on Internal Markets, introduced in 2009, dictates “at least 80 % of consumers shall be equipped with intelligent metering systems by 2020” [EC09, p. 31].

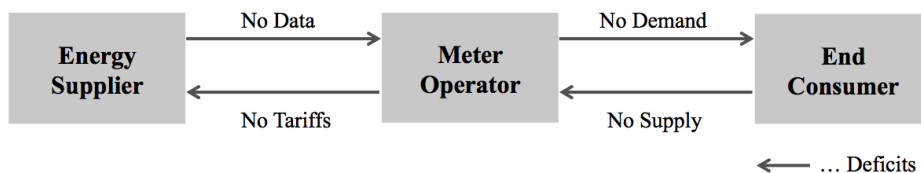
While some countries proceeded to install electronic meter quickly and have reached a high market penetration rate (Italy – 95%, Finland – 80% up to 2014, France – 95% up to 2016, Sweden – 100 %), Germany still lags behind to implement the technology [HAESLPPS12]. It is obliged to build in smart meters for buildings undergoing larger renovation work as well as end consumers with annual cumulative energy consumption higher than 6.000 kWh. Although, newly installed meters have to be remotely readable since 2011 [§21 EnWG05], overall the sum of total meters installed is negligibly small and accounts for only less than 0.5% in German households [BABF11, GP13, HAESLPPS12, SKBGGs11, BNetzA13, MN09].

The German government does not intend to enforce a smart meter rollout. The implementation venture is led to the market. In order to create demand side needs the legal apparatus obliges energy suppliers to time-differentiated tariffs. So far, not more than the legal minimum of these tariffs is offered to consumers. [HAESLPPS12, p.5] note “many utilities have not yet fulfilled their obligations regarding meters and tariffs, and incentives for utilities and customers are small”. It seems the market waits and sees. Thereunto the Bundesnetzagentur (BNetzA) states the risk for spreading bad investments is great, as there currently seems to be no answer to enthuse customers to use a technical infrastructure, without them asking for this infrastructure [BNetzA11]. The agency sees market operators in exercise of their duties to incentivise customers whose core business it is to persuade consumers.

Apart from an unsure legal framework and missing security investments, the smart meter rollout faces a principal dilemma, which arises from two distinct effects [Gr12]. First, singular smart meter business models of are non-profitable according to [Gr12]. An investor in the electric meter infrastructure could not skim all investment advantages given the present national framework. The expenditures do not pay off, although based on economic criteria, it would be a good investment. Legal insecurities hinder investments in this technology as the technical standard is quite mature, but the framework conditions under which to operate it have not yet been fixed [Gr12, EY13].

To the other extend technological scale factors have to be overcome first, as benefits rise with every installed meter. Many smart energy applications require a basic meter infrastructure for demand-side-management in a sufficiently high amount of households. But end consumer demand is small under the current circumstances [BNetzA11]. Households have no incentive for smart meter installation if a sufficient amount of services is not provided [Gr12, BNetzA11].

Figure 1: Stalemate - Status Quo German Smart Meter



Source: Own Illustration

Currently, the BNetzA labels the situation as a chicken-and-egg problem. Energy suppliers do not provide flexible tariffs as they state the meter market does not give them sufficient data to which account they can develop new tariffs. Vice versa meter operators say there is no demand for smart meters as the end customer does not bear the costs involved with the technology and does not see any benefit for himself as shown in Figure 1 [BNetzA11, Gr12]. Smart meter adoption rates depend on an astonishing scale on dynamic tariffs and could be boosted from lower than 20% to up to 80%, if the right measures are implemented [FHH10]. For example, offering dynamic tariffs is a crucial step according to [FHH10, p.6228], as "...setting a dynamic regulated tariff could significantly increase demand response" and thus initiates the market.

A recent tendered study, conducted by Ernst & Young in collaboration with the Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Federal Ministry for Economics and Technology), contains the results of a cost-benefit-analysis for the nationwide introduction of smart meter. The study recommends an ambitious 'rollout scenario plus', whose efficiency is based upon a considerably amount of incorporating the compulsory installation devices for intelligent meter systems of renewable energy plants. The intelligent meter systems enable operators to remotely control renewable plants. However, the study dissuades to extend these systems for customer facilities with an annual demand less than 6000 kWh per year. The rollout success largely depends on end consumer behaviour. A clarification and information campaign targeted to ultimate consumers about possible benefits of intelligent meters as well as system is advised prior to a rollout. Further on, the study also recommends securing the gateway administrator's independence, which could include additional certification evidence with regard to ISO27001 or a judicial unbundling of competitive areas. The linking of the three actions – intelligent meter systems, intelligent meters as well as the general economic benefit – derive of a financing model, which would lead to a fair cause distribution of rollout costs [BDEW13, EY13]. The annual costs per meter are still uncertain, though they have to be as low as the annual amount one could save by using the technology if consumer demand shall create the desired breakthrough pull effect [BDEW13, EY13, GP13].

The initial spark is missing to move the market, as operators are not seeing any industry value at the moment. Conversely, consumers say there are no products to agree to a smart meter contract. The market seems to have been running in a stalemate situation as neither party faces incentives to change its position. Assumingly, a federal prescribed rollout comes closer to realisation [GP13]. For a competitive smart grid the development of new business models and incentive systems is elemental. In particular the judicial conception shall be taken into consideration when integrating smart meter in a smart grid as well as monetary incentive schemes [BDI11].

2 Rollout Investigation

Firms operating the energy market face three major insecurities, which after all hinder innovation – political and juridical insecurities, insecurities in the development of new technologies as well as customer behaviours [SSR12]. Coming to strategic decisions, given these three insecurity structures, is the main difficulty companies face according to

[SSR12]. Many actors lack a holistic understanding of interactions in this complex energy market system as well as suitable concepts to direct actor's behaviour to the desired course. Yet strategic innovation under uncertainty is demanded [SSR12]. Exemplarily, the new role of a gateway administrator may be anchored in the market as a new legally defined role. This central topic once again will lead to modifications to the status quo.

A meter operator's business is to provide and operate meter devices, read them and settle the data between consumers and energy suppliers [§21 EnWG05, AD13]. With the distribution of advanced meter infrastructure (AMI) as well as the liberalisation of energy markets meter operators face massive industry changes [AD13, Mc13]. Not only is their natural monopoly drawn up [§21 EnWG05] but many new competitors enter the market and make traditional meter operation difficult. Since several framework conditions are not influential meter operators ought to concentrate on the components they can change: the development of innovative new products or services around AMI [GP13, NH08, GF12].

In recent years there have been many studies about the practicability of smart meter technology and its economic benefit [EY13, FHH10, Ma07, NH08]. In addition many projects were conducted to simulate smart meter operations out of an energy supplier's perspective as well as end consumers' viewpoint, both households and industrial users [EY13, OO13, AD13]. But so far, a reference model is missing that tests the introduction and operation of efficient and practicable smart meter devices and their processes. Independent of the party initiating a smart meter rollout, the undertaking is going to take place [EC06]. Thus, the question arises if meter operators are currently in a position to handle a nationwide rollout in a truly liberalised energy market. Heretofore periphery installation processes were not scientifically documented. Gross overviews are given, but not a plan how singular processes are run in detail [AKMSA13, BBP12, OO13].

Typically, a rollout describes the market introduction of a new product or service. In this context smart meters are to be introduced on a massive scale of approximately 5 million meters per year, assuming conditions remain the same. With an early starting period of 2014, market operators have seven years to fulfil the 80% barrier obligation¹. Prior to the research, conversations were held with market operators suggesting a massive smart meter rollout is controllable. Hence, the project investigates the posited hypothesis:

Meter operators and contributing firms are capable of handling a massive smart meter rollout as expected to come up to 2020.

Forthcoming the goal of the paper is to give first results with regard to this hypothesis. We do not join in the discussion about reasoning why things have not been progressing so far, than rather investigate the feasibility of a massive smart meter rollout. We deliver initial research results originating from first rollout observations that document and

¹ 40.3 Mio. Households exist in Germany according to the Statistischen Bundesamtes, 2011 (Federal Statistical Office)

unravel the processes involved in smart meter changes both on physical as well as ICT-side.

3 Field Test

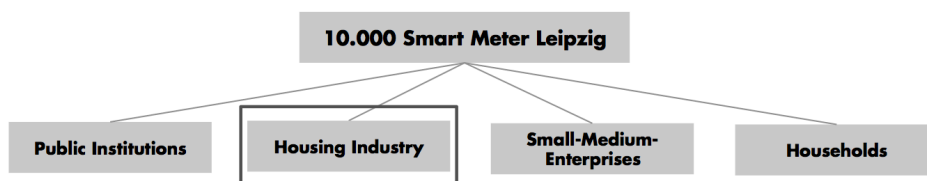
Construction & Aims

The project is a classically conducted field test, since the legal framework could not be leveraged or altered in any circumstance. We had to accept it and designed the research around this structure. Assumingly this is not different in other model regions as well. The Smart Energy IT Systems (SEITS) research group of Leipzig University executes an investigation on the smart meter rollout from a meter operator's perspective, set from August 2012 to August 2014. Primarily the project aims to study the following three research objectives, with a focus on point one:

1. Capability of a Massive Smart Meter Rollout
2. Investigation and Optimisation of Rollout Processes
3. Development of Value-Added Products and Services for End Users

In order to investigate the aptitude of a massive smart meter rollout, several hundred electric meters were installed in the model region Leipzig. Additionally, the project focuses on the analysis of process-related IT-support as well as the development of prototypical software applications. Information and communication technology (ICT) ought to reduce process inefficiencies as well as interface losses in this context. Prospectively smart meter data will be examined on the occasion of developing consumption- and behaviour- based energy products as well as value-added services and their respective applicability for end user groups. The results of detailed installation processes of the rollout phase 1 are presented in a separate paper, not yet published.

Figure 2: Project Application Scenarios



Source: Own Illustration

The research group commissioned a service provider to execute the implementation processes which on the other hand engages two additional sub-contractors. In this regard the project ensures the infrastructure and can observe the proceedings according to a

regular rollout. The project team did not interfere and took up the position of a silent observer, who documented the proceedings during the entire installation stage [WC76, Li11]. Therefore, all environmental decisions were carried out independently: among other things technical decisions, planning of the mechanic capacities, the choice of sub-contractors or all upstream and downstream as well as preparation processes. Nevertheless, the research group has designed investigative scenarios.

The installation process is broken down in two different waves. At first we installed general electric meter in the housing industry. A subdivision supports learning processes and simulates rollout scenarios more accurately. In reality firms profit from learning curve effects during a larger undertaking [To90] as sequential approaches reveal difficulties arising from the project. Hence, gained experience as well as obtained results can be applied in a second installation wave. The first wave was scheduled in February 2013. In this context, the research group built this project on four domains, clustering application partners correspondingly as shown in Figure 2. After an evaluation period, the project service providers shall and currently are in the period of installing other smart meters of distinct application scenarios (see Figure 2). Later on, within the second half of the project, the research group will analyse delivered data aiming to achieve the research goals.

Execution

In March 2013, 617 remote readable electric meters were installed in housing industry objects. The installation process took place on six business days, from 11.03. – 18.03.2013, when the given limit was reached. The actual installation process was postponed into March due to additional efforts regarding scenario coordination. Weekly meetings were held between the grid operator and the meter operating company four weeks prior to the scheduled installation. As a posited situation the research group obliged the instalment of at least 100 meters per day in order to simulate a rollout more accurately.

We accompanied six of sixteen tours and collected procedures from two thirds of the installation contractors. In doing so, we observed the rollout in ten streets of eighteen different object entrances in total. Within Leipzig city we monitored processes in five districts and considered different object types too; such as new constructions, renovated old buildings and plattenbaus of distinct floor number in order to ensure a broad observation width. As a result, over five hours of video material was captured with on-site interviews for which an extra permission to shoot had to be collected.

Bidirectional meters were installed consisting of a metering unit and a communication module, whereas the research group had no influence on the technology choice. In addition to the meter itself an antenna had to be installed in order to transfer the signal via GPRS-connection to a virtual private network (VPN) and thence to an advanced meter management system (AMM) provided by the application service provider. Each mechanic was equipped with 10 meters per day, whereas one served as a backup device if the delivered technology failed. The contractor assumed the mechanics would need about one hour per installed meter including all necessary supporting processes. Previous

to the installation, all mechanics gathered for a 3-hours training course where the new technology was presented with its features and peculiarities in handling these.

Subsequently, the current situation was analysed and compiled in several workshops with the main contractor, meter operating company and the network operator. Elaborated artefacts are stored on an internal server and are in a process of continuous examination and completion with the project proceeding. After the installation process the mechanics were anonymously interviewed to collect on field experience.

Results

The planning of the execution took place from 01st February – 18th March 2013. The coordination effort was comparably high and complicated. The contractors worked with several Excel-based object lists, although only one scenario was considered. It was stated, the integration of the installation sub-contractors occurred too late and ought to be subsided within a period of fourteen days at least, as they could be tied with other orders. If the installation is postponed and these companies are ordered, substitutional activities need to be provided. The contractors demonstrated data quality problems that caused media breaks. Moreover data administration had to be conducted on a manual level multiple times because an automatic interface didn't exist between the installation document and the meter management system. The given time schedule was considered to be tight as in a regular rollout, longer planning processes are regarded to be normal. Questionably, under the possibly assigned rollout conditions many more customers would have to be handled and ultimately dealt with simultaneously.

Figure 3: Overview of Installed Meters

	Number of Mechanics	Meter with Module	Meter without Module	
11.03.13	15	126		
12.03.13	15	120		
13.03.13	16	144		
14.03.13	15	1	137	
15.03.13	6	2	52	
18.03.13	3	11	24	
Installed	70	404	213	617

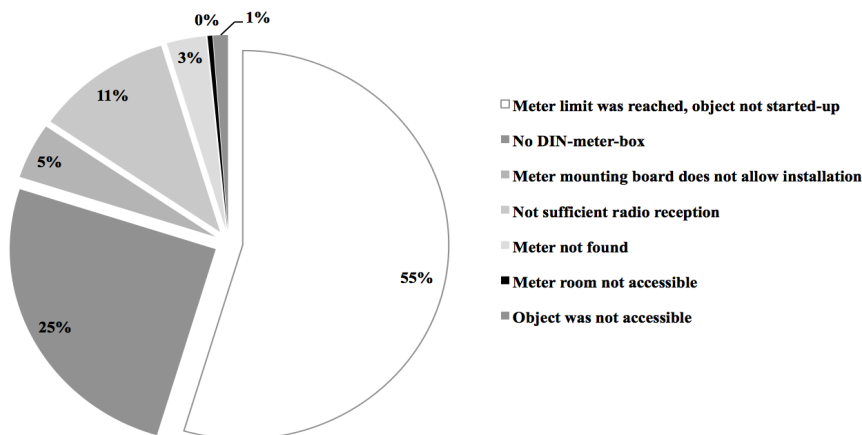
Source: Own Illustration

During the rollout phase the contracting firms had problems to access the houses as the key collection is bound to the housing industry kiosk. These kiosks were occasionally closed, as their opening hours didn't correspond to the mechanics' working hours. The caretaker was often engaged in other activities by virtue of severe weather conditions, so that some objects could not be started-up as desired. In this degree, externalities have to be taken into consideration as they endanger the speediness of the scheme. Despite these problems, 617 smart meters were successfully implemented until 18th March. In total 70 working days were needed to reach the total amount. This accounts for an average of about nine installed meters a day per mechanic.

The mechanics survey revealed further comprehension. It was stated that the tour compilation was sufficient and of a generally good geographical distribution. The preparation arrangements were noted to be of good quality and sufficient content. Notably, these were not created until requested by the researchers. Henceforth contractors wish to be informed earlier about the queuing installation process. Installation wise the mechanics reported to have no problem with the mere meter installation, but noted invariably, assembly terms are worthy of improvement for meters where the antenna had to be placed outside the meter box for radio reception. The physical installation document was noted to be of satisfied quality with room of improvement.

In total 877 meter places were identified and taken on a list of potentially possible objects. **Figure 4** gives an overview of reasons why meter installations did not take place. The majority of the difference (617 installed to 877 potential possible meters) is due to the reached meter number, set for the first installation wave. About every tenth object did not exhibit sufficient radio reception for antenna signals. In Addition a quarter of the not installed meters was due to the requirement that the box does not meet DIN-standards. Furthermore, the last ten per cent are split between inaccessibility of the object (1.15%), not finding the meter at all (3.08%), the meter box does not allow a conversion (4.26%) and the meter room was not accessible (0.38%).

Figure 4: Evaluation of not-installed meter



Source: Own Illustration

Strikingly, 247 modules of those installed from 11th March – 13th March 2013 did not communicate within the first three days. Hence, the contractor installed a total of 213 meters without communication modules the following working days, from 14th March – 18th March, and retrofitted them later in another start-up (see Figure 3). The meters successfully logged into the VPN via the GPRS net, but from 4am of 13th March 2013 the installed modules were no longer accessible, which could be inspected due to an hourly cyclical ping request of the application service provider. The producer elaborated

and tested a firmware-update and has not been able to fully identify the misbehaviour up to now.

A large part of the information processing is still executed manually, which leads to interface problems between manually recorded data that is transferred into the digital system. Arrangement efforts were great and had to be coordinated over a period of seven weeks. It could be observed that even in the preoperational phase many manual processes are in use. These are potential fields of error and therefore could lead to bad data quality. Presumably, these many manually carried out activities result in high internal costs and indicate that a rollout is not executed ideally in this manner. Therefore a rollout of a couple of millions a year suggests market operators are confronted with limits, as these were revealed during the first installation period with several hundred and one application case. Still manually performed processes in a large scale due to non-integrated ICT hinder proceedings and cause interface problems. It is an appropriate indicator that the market operating systems would be overstrained if a massive rollout comes up [BCC12]. The data transmission in the planning phase between several sub-contractors and the application partner does not meet standardized criteria and demonstrates an insufficient maturity level of data transmission. The technical suppliers ought to be briefed better in order to have resilient technology that works from day one of the installation.

We suppose meter operators are incapable of carrying out the smart meter installation process at a massive scale at present, particularly, but not solely, due to insufficient investments in ICT. Many problems and excess work could be reduced by sufficiently integrated IT systems. A meter operator's business is performed at the intersection between grid companies and energy suppliers. In this way, its operation is crucial to the functioning of the whole energy system. Change process with regard to meter cycles heavily depend on the existence of a well functioning IT infrastructure that is capable in handling change requests quickly and reduces the coordination effort as much as possible. Otherwise, we assume meter remodelling is not possible to conduct within the legally given time constraint.

4 Limitations and Future Research Opportunities

Based on preceding findings the hypothesis cannot be approved and must be rejected. Probably, meter operators are not capable of handling a major rollout that is likely to come up within the next years. The assumptions are based on observations and the scenario arrangement is of a municipal utility as well as medium-sized energy suppliers. Thus, the expressiveness of the conclusions needs to be seen in that context. Further, it ought to be distinguished between meter operators that newly entered the market due to liberalisation, such as energy suppliers and existing meter firms. The findings are investigated and complemented with the data arising from the second, more complex, installation wave. The joint analysis shall bring further insights if our assumption is correct. In addition, complementary research issues are addressed as outlined above.

In the context of a planned nationwide rollout it can be denied that the market will carry out the undertaking. There are no signs that the situation will change in near future with respect to the insecurities they face [SSR12]. In this regard market actors do not detect user benefits to market the new technology that end consumers demand. Hence, the technology is not pushed. Meter operators do not offer application value that is above industry costs. They wait and see, as assumingly they cannot locate a refinance model for necessary investments in ICT infrastructure that would make a rollout feasible. As time passes, a legally enforced rollout approaches, which handles the framework how rollout costs will amortise over the operating life to meet the set deadline of 2020 [GP13].

The BDI states, analogue to the development of the Internet, an Energy Internet ought to be created. The chance is given for a similar development, which so far Germany has not seen as the development of new business models and company founding is lacking in this area. The ICT on distribution networks is the foundation for higher energy efficiency. A prompt consumption data acquisition through intelligent meter in connection with an Energy Internet is elemental to control the grid. The risk for net operators to invest in innovative technologies ought to be minimised with suitable incentive regulation [BDI11].

The aim of further investigations is to identify value-added services out of a meter operator's position. Assumingly meter operation alone, will not help them to sustain the market position and eventually will be diminished. The presumptions are based on initial research results and leave room for further exploration, which is going to arise by analysing future project phases.

References

- [AD13] Aichele, C.; Doleski, O.D.: Smart Meter Rollout. Praxisleitfaden zur Ausbringung intelligenter Zähler. Springer Vieweg, Wiesbaden, 2013.
- [AKMSA13] Aziz, A.; Khalid, S.; Mustafa, M.; Shareef, H.; Aliyu, G.: Artificial Intelligent Meter development based on Advanced Metering Infrastructure technology. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews, 27, 2013; pp. 191–197.
- [BABF11] Benzi, F.; Anglani, N.; Bassi, E.; Frosini, L.: Electricity Smart Meters Interfacing the Households. In: IEEE Transactions on Industrial Electronics, 58(10), 2011; pp. 4487–4494.
- [BBP12] Brühner, V.; Buchholz, B.M.; Probst, A.: New services and business models for smart meter distribution and smart markets. In: (VDE KONGRESS 2012. Smart Grid Smart grid. Ed.): VDE-Verlag, Berlin, Offenbach, 2012.
- [BCC12] Balocco, R.; Ciappini, A.; Corso, M.: The impact of ICT sourcing on ICT organisation, competences and continuous innovation. In: International Journal of Technology Management, 60, 3-4, 2012; pp. 179-201.
- [BDEW13] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Messwesen: Veröffentlichung der Kosten-Nutzen-Analyse zur flächendeckenden Einführung von Smart Metern, Berlin, 2013; Retrieved on July 26, 2013, from: <http://www.bdew.de/internet.nsf/id/20130730-ps-bdew-zum-gutachten-von-bmwi-und-ernst-young-kosten-nutzen-analyse-zur-flaechendeckende>.

- [BDI11] Adam, R.; Böse, C.; Bomarius, F.; Bretschneider, P.; Briegel, F.; van Dinther, C.; Drziska, T.; Fey, B.; Flath, C.; Frey, H.; Jeutter, P.; Kammerer, J.; Kern, C.; Muhs, M.; Onken, H.; Praehauser, G.; Rogg, K.; Schönberg, I.; Schumann, D.; Terzidis, O.; Wedler, M.; Weidlich, A.; Weinhardt, C.: Auf dem Weg zum Internet der Energie - Der Wettbewerb allein wird es nicht richten. Smart Grid. Paradigmenwechsel in Deutschland. In: BDI-Drucksache Nr. 450, Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI), 2011.
- [BNBASR12] Birt, B.J.; Newsham, G.R.; Beausoleil-Morrison, I.; Armstrong, M.M.; Saldanha, N.; Rowlands, I.H.: Disaggregating categories of electrical energy end-use from whole-house hourly data. In: *Energy and Buildings*, 50, 2012; pp. 93–102.
- [BNetzA11] Bundesnetzagentur: „Smart Grid“ und „Smart Market“. Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, Bonn, 2011; Retrieved on July 7, 2013, from: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/SmartGrid_SmartMarket/smartgrid_smartmarket-node.html;jsessionid=9635C020A8DE9A09D4724EB02811FB48.
- [DWD11] Depuru, S.S.S.R.; Wang L.; Devabhaktuni, V.: Smart meters for power grid: Challenges, issues, advantages and status. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(6), 2011; pp. 2736–2742.
- [EC06] The European Parliament and of the Council: DIRECTIVE 2006/32/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL. In: *Official Journal of the European Union* 49, L 114, 2006 ; pp. 64–85; Retrieved on July 26, 2013, from: <http://eur-lex.europa.eu/JOIndex.do?year=2006&serie=L&textfield2=114&Submit=Search&submit=Search&ihmlang=en>. Abruf am 2013-07-25.
- [EC09] The European Parliament and of the Council: Concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC. 2009; Retrieved on July 26, 2013, from: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:EN:PDF>.
- [EnWG05] Energiewirtschaftsgesetz: §21. Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang, 752-6, 2005; Retrieved on July 01, 2013, from: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf.
- [EY13] Ernst & Young: Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie; Retrieved on August 4, 2013, from: <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=586064.html>.
- [FHH10] Faruqui, A.; Harris, D.; Hledik, R.: Unlocking the €53 billion savings from smart meters in the EU: How increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the EU's smart grid investment. In: *Energy Policy*, 38(10), 2010; pp. 6222–6231.
- [GP13] Gerpott, T. J.; Paukert, M.: Determinants of willingness to pay for smart meters: An empirical analysis of household customers in Germany. In: *Energy Policy* (in printing), 60, 2013.
- [GF11] Giordano, V.; Fulli, G.: A business case for Smart Grid technologies: A systemic perspective. In: *Energy Policy*, 40, 2012; pp. 252-259.
- [Gr11] Grandel, M.: Das „Smart Metering Dilemma“ – Strategische Überlegungen zum flächendeckenden Einsatz von Smart Metering. In: Servatius H.; Schneidewind U.; Rohlfing D.: *Smart Energy. Wandel zu einem nachhaltigen Energiesystem* Ed. Springer, Berlin, 2012; pp. 221-232.
- [HAESLPPS12] Hierzinger, R.; Albu, M.; van Elburg, H.; Scott, A.J.; Łazicki, A.; Penttinen, L.; Puente, F.; Sæle, H.: *European Smart Metering Landscape Report*, Vienna, 2012;

- Retrieved on July 26, 2013, from: <http://www.energyagency.at/fileadmin/dam/pdf/projekte/klimapolitik/SmartRegionsLandscapeReport2012.pdf>.
- [Li11] List, J.A.: Why Economists Should Conduct Field Experiments and 14 Tips for Pulling One Off. In: *Journal of Economic Perspectives*, 25(3), 2011; pp. 3–16.
- [Ma07] MacDonald, M.: Appraisal of Costs & Benefits of Smart Meter Roll Out Options. BERR consultation reports, London, 2007; Retrieved on June 10, 2013, from: <http://tna.europarchive.org/20081112122150/http://www.berr.gov.uk/files/file45997.pdf>.
- [Mc13] McHenry, M.P.: Technical and governance considerations for advanced metering infrastructure/smart meters: Technology, security, uncertainty, costs, benefits, and risks. In: *Energy Policy*, 59, (2013); pp. 834–842.
- [NH08] Neenan, B.; Hemphill, R.C.: Societal Benefits of Smart Metering Investments. In: *The Electricity Journal*, 21(8), 2008; pp. 32–45.
- [OO13] O'Driscoll E.; O'Donnell, G.E.: Industrial power and energy metering – a state-of-the-art review. In: *Journal of Cleaner Production*, 41, 2013; pp. 53–64.
- [Ro12] Rohlffing, D.: *Schöne neue Smart Energy Welt – Ansichten einer Technik im Übergang*. In (Servatius H.; Schneidewind U.; Rohlffing D.: *Smart Energy Ed.*), Springer, Berlin/Heidelberg, 2012.
- [SKBGG11] Schleich, J.; Klobasa, M.; Brunner, M.; Gözl, S.; Götz, K.; Sunderer, G.: Smart Metering in Germany and Austria. Working Paper Sustainability and Innovation No. S 6/2011, 2011; Retrieved on June 14, 2013, from: http://www.isi.fraunhofer.de/isi-media/docs/e-x/working-papers-sustainability-and-innovation/WP6-2011_smart-metering-in-Germany.pdf.
- [SSR12] Servatius, H.; Schneidewind, U.; Rohlffing, D. (Ed.): *Smart Energy. Wandel zu einem nachhaltigen Energiesystem*. Springer, Berlin, 2012.
- [THL10] Torriti, J.; Hassan, M.G.; Leach, M.: Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation. In: *Energy*, 35(4), 2010; pp. 1575–1583.
- [To90] Towill, D.R.: Forecasting learning curves. In: *International Journal of Forecasting*, 6(1), 1990; pp. 25–38.
- [Va08] Vasconcelos, J.: RSCAS Policy Papers: RSCAS PP 2008/01. Survey of Regulatory and Technological Developments Concerning Smart Metering in the European Union Electricity Market. European University Institute Badia Fiesolana, 2008; Retrieved on June 26, 2013, from: <http://www.eui.eu/RSCAS/Publications/> <http://cadmus.eui.eu>.
- [VDE12] Verband der Elektrotechnik (Ed.): *VDE KONGRESS 2012. Smart Grid Smart grid. Intelligente Energieversorgung der Zukunft. Kongressbeiträge*, VDE-Verlag, Berlin, 2011.
- [WC76] Walsh, R.N.; Cummins, R.A.: The open-field test: A critical review. In: *Psychological Bulletin*, 83(3), 1976; pp. 482–504.

Smart-Metering: Theorie und Praxis

Heiko Mevert (GETEC net AG)

Abstract: Eine kurze Bestandsaufnahme der Umsetzung von Aufgaben im Messstellenbetrieb und des Messdienstleisters für die Entnahme von elektrischer Energie. Die Unterscheidung von Messstellen mit registrierender Leistungsmessung zu Messstellen von Kunden mit Standardlastprofil in der heutigen Praxis mit Hinsicht auf die technischen Möglichkeiten und die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Ein Blick in die Zukunft vor dem Hintergrund einer möglichen Beschlussfassung des Bundeswirtschaftsministeriums zu intelligenten Messsystemen für ausgewählte Zielgruppen.

Anforderungen an IT-Systeme im Zuge der Einführung intelligenter Messsysteme

Hartmut Entrup (arvato Systems Technologies GmbH)

Abstract: Die Einführung intelligenter Messsysteme als erster Schritt in Richtung intelligenter Verteilnetze, sog. Smart Grids, führt zu umfassenden Neuentwicklungen und Änderungen bei den Geschäftsprozessen für unterschiedliche Marktteilnehmer. Das rapide ansteigende Datenvolumen, das von den IT-Systemen teilweise in Echtzeit verarbeitet werden muss und die neuen Prozesse, die implementiert werden müssen, führen sowohl zu neuen IT-Systemen als auch zu massiven Anpassungen in bestehenden IT-Systemen. Entlang der Wertschöpfungskette für die Energiewirtschaft werden die Anforderungen identifiziert und mögliche Entwicklungstrends aufgezeigt.

Dynamische Anbindung dezentraler Energieanlagen mit IEC 61850

Martin Winter (Siemens AG)

Abstract: Die kommunikative Anbindung dezentraler Energieanlagen unterliegt grundsätzlich anderen Randbedingungen als die Anbindung großer Kraftwerke: statt 100%iger Verfügbarkeit muss mit einer eingeschränkten Erreichbarkeit gerechnet werden; statt firmeneigener abgeschotteter Netze kann der Datenverkehr über das öffentliche Internet erfolgen; statt einer jahrelangen Stabilität einer einmal aufgebauten Infrastruktur sind ständige Änderungen und täglich dazukommende Anlagen zu beherrschen. Das e-Energy Forschungsprojekt RegModHarz hat deshalb untersucht, wie heutige Kommunikationsstandards wie IEC 61850 mittels Web Services so eingesetzt werden können, dass sie diese Herausforderungen erfüllen.

Verbindungen zwischen SRL-Anbieter und Übertragungsnetzbetreibern gemäß 'Mindestanforderungen an die Informationstechnik für die Erbringung von Sekundärregelleistung'

Olaf Krietsch (HL komm Telekommunikations GmbH)

Abstract: Neben einer allgemeinen Einführung in das Thema werden einzelne Stationen der Verbindungen wie die Zentrale (Leitsysteme) des Kunden, Übergabepunkte bei den Übertragungsnetzbetreibern und die Verantwortungsschnittstelle vorgestellt.

Innovative Services in der Windenergie: Der Einsatz von RDS-PP und dessen Bedeutung für das Life Cycle Management

Sabrina Schlammerl (ESG Elektroniksystem- und Logistik-GmbH)

Abstract: Obwohl Windenergieanlagen Verfügbarkeiten von bis zu 98 % erreichen, zeigen intensive Analysen in Forschungsvorhaben die abnehmende Zuverlässigkeit moderner Windenergieanlagen und deren Komponenten auf, was mit hohem Aufwand behaftete Servicearbeiten zur Vermeidung langer Stillstandzeiten nach sich zieht. Eine notwendige Voraussetzung, um dem Anspruch aus Sicht der Instandhaltung und Service-Logistik hinsichtlich Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit zu genügen, stellt die systematische Kennzeichnung der in Anlagen verbauten Komponenten dar. Bislang fehlt der Branche jedoch eine einheitliche Herangehensweise bei der Dokumentation und Kennzeichnung der Anlagen. Ein Ansatzpunkt, um dieser Problematik zu entgegenen, stellt das in der Windbranche neu aufkommende RDS-PP Referenzkennzeichensystem für Kraftwerke dar. Ziel des Beitrags soll es sein, ein Verständnis für das RDS-PP zu generieren und Chancen, die sich durch Einbindung in logistische Systeme ergeben, aufzuzeigen.

Lebenslaufakte: Ganzheitlicher Ansatz für einen gesicherten Anlagenbetrieb

Christian Schweitzer (bse Engineering Leipzig GmbH)

Abstract: Der Betrieb von Energieerzeugungsanlagen, welche sich eines regenerativen Energieträgers bedienen, ist mit einer Vielzahl an bestehenden, aber auch zukünftigen Herausforderungen verbunden. Um diese Herausforderungen erfolgreich meistern zu können, ist es unerlässlich, eine qualitativ hochwertige und vollständige Anlagendokumentation entlang des Lebenszyklus einer Erneuerbaren-Energie-Anlage anzulegen und dauerhaft zu pflegen. Denn diese stellt die wesentliche Grundlage für einen gesicherten Anlagenbetrieb und die Optimierung weiterer innerbetrieblicher Prozesse dar. Dabei muss die Masse an erzeugten Informationen zum einen ordnungsgemäß dokumentiert werden und zum anderen muss die Informationsauffindung transparent und nachvollziehbar gestaltet sein.

Die Lebenslaufakte für Erneuerbare-Energie-Anlagen stellt dem Anwender ein Werkzeug bereit, eine gut strukturierte und vollständige Anlagendokumentation entlang des Lebenszyklus einer Energieerzeugungsanlage zu führen. Sie bezieht dabei alle relevanten Informationen der beteiligten Rollen ein und stellt diese den domänenspezifischen Marktakteuren in ihrem Verantwortungsbereich zur Verfügung.

In der Präsentation sollen die Mehrwerte der Lebenslaufakte und der prinzipielle Aufbau dieser an praxisnahen Beispielen erläutert werden. Dabei werden explizit die verschiedenen strukturgebenden Elemente näher beleuchtet. Des Weiteren wird die Lebenslaufakte im Kontext zu „EcoSystems“ in Form von Anlagenverbänden und virtuellen Kraftwerken betrachtet.

Vermarktungskonzepte für dezentrale Anlagen

René Baumann (Optimax Energy GmbH)

Abstract: Im Vortrag werden die folgenden Themen adressiert: Strukturwandel der Energiemärkte in den letzten Jahren, Vermarktung dezentraler Anlagen im Rahmen der gesetzlichen Förderungen, Möglichkeiten der Vermarktung dezentraler Anlagen, Energievermarktung, Flexibilitätsvermarktung

Energiekosten sparen durch Energetische Transparenz in der verarbeitenden Industrie – ein Praxisbericht

Heike Diebler (ccc software GmbH), Dr. Lutz Maicher (Fraunhofer MOEZ)

Abstract: In vielen Bereichen der energieintensiven Fertigungsprozesse ist das Energiesparpotenzial durch Ersatzinvestitionen (neue Pumpen etc.) fast vollständig ausgereizt. Um den ständig steigenden Anforderungen an Energieeinsparungen trotzdem gerecht zu werden, sind neue Ansätze gefragt. Und hier führt kein Weg an der energetischen Prozessoptimierung vorbei. Mit EPVI haben die ccc software gmbh und das Fraunhofer MOEZ im Rahmen eines gemeinsamen Forschungsprojektes an den technologischen Grundlagen hierfür gearbeitet. Schlüssel für die energetische Prozessoptimierung ist vollständige energetische Transparenz. Mit heutigen Lösungen können Unternehmen nicht beziffern, welchen Ressourceneintrag sie für jedes einzelne Produkt oder jeden einzelnen Prozessschritt benötigt haben. Aber genau dieses Wissen ist notwendig, um die energetischen Ausreißer zu finden, die Ursachen für diese Ausreißer zu bestimmen, die Prozesse entsprechend zu optimieren und die Ergebnisse zu verifizieren.

In EPVI wird diese energetische Transparenz durch die innovative Verbindung der Daten aus dem Manufacturing Execution System (MES) und den automatisch erfassten Zählerständen erreicht. Nur diese Verbindung von Prozessinformationen und Ressourcenverbräuchen auf Detailebene erlaubt umfangreiche Analysen. EPVI ist die Nutzung von Big Data zur Energiekostensenkung, nutzbar gemacht für mittelständische Unternehmen.

EPVI wird bereits erfolgreich durch einen Anwendungspartner aus der metallverarbeitenden Industrie in der täglichen Produktion eingesetzt. Wir berichten von den Chancen und Möglichkeiten zur Energieeinsparung, aber auch von den Stolpersteinen, die sich durch EPVI im Praxisumfeld ergeben.

Betriebsoptimierung für Energiespeicher durch Energieflussmodellierung

Dr.-Ing. Philipp Guttenberg, Dr. Heinrich Hördegen

(Ingenieurbüro Guttenberg & Hördegen)

Abstract: Vorgestellt wird ein neuartiges Verfahren zur Bestimmung der absolut optimalen Betriebsführung bei deutlich reduziertem Rechenaufwand. Das Verfahren ist auch für große Netzwerke mit mehreren Energiespeichern geeignet und berücksichtigt die maximale Speicherkapazität.

Echzeitfähige Regelalgorithmen können gegen die optimale Betriebsführung verglichen und untersucht werden. Weitere Optimierungspotentiale sind so direkt sichtbar. Bei Untersuchungen zur optimalen Systemauslegung und Speicherdimensionierung ermöglicht die optimale Betriebsführung die korrekte Bewertung verschiedener Systemvarianten.

Das Verfahren bedient sich der Energieflussanalyse und -modellierung: Der Energiefluss in Energiesystemen wird aus Messungen oder Simulationen ermittelt und in Form von Flussgraphen dargestellt. Die Information wird zudem verwendet, um ein Energieflussmodell aufzubauen. Dieses Modell ermöglicht weitergehende Analysen und die Untersuchung von Alternativszenarien. Die Optimierung erfolgt in drei Schritten: Erstellen des Energieflussmodells, Betriebspunktanalyse und Optimierung der Betriebsführung.

Regenerative Energieversorgung einer Großstadt, Stadtwerke Leipzig

Dr. Winfried Damm (Stadtwerke Leipzig)

Abstract: Die Energiewende ist ambitioniert aber machbar. Großstädte sind nicht in der Lage sich autark mit erneuerbaren Energien zu versorgen. Jedoch sind mit Energie-/Klimakonzepten das jeweilige Potential an Erneuerbarer Energie-Erzeugung (EE) abschätzbar. Mit einer Vielzahl von Instrumenten kann deren Umsetzung befördert werden. Etliche Großstädte und deren Stadtwerke leisten dabei einen Wettbewerb der Innovationen. Das Potential hängt von dem lokalen Dargebot ab – Wasser, Wind und Geothermie sind häufig sehr übersichtlich bzw. juristisch/ökonomisch kaum sinnvoll erschließbar. Somit verbleibt die Solarenergie und der „Import“ von Strom, Wasserstoff oder Biogas/-masse in die Großstadt. Für Solarenergie eignet sich ein Solardachkataster, wie es für Leipzig erstellt und veröffentlicht wurde. Hierin wurde quasi für jede Dachfläche das Solarpotential ermittelt. Die Eigenerzeugung von Strom mit Photovoltaik ist im aktuellen Rechtsrahmen bei Strom-Vollzahlern meistens wirtschaftlich, wenn der produzierte Strom auch möglichst umfassend selber genutzt/benötigt wird. Die Stadtwerke Leipzig bieten Ihren Kunden entweder die Vermittlung solcher Anlagen an oder bauen diese bei größeren, gewerblichen Kunden, ggf. auch im Rahmen eines Contracting – Angebotes, auf eigene Rechnung.

Im Vortrag werden die bekannten erneuerbare Energieanlagen in Leipzig geographisch verortet dargestellt und die Gesamtanzahl und -menge mit anderen Städten verglichen. Es zeigt sich eine durchschnittliche Anzahl von EE-Anlagen in Leipzig im Großstädtevergleich, jedoch in Summe eine überdurchschnittliche Erzeugungsleistung, die insbesondere aus größeren Anlagen eingemeindeter Stadtteile stammt. Kleinere PV-Anlagen verteilen sich über das gesamte Stadtgebiet.

Der „Import“ von EE-Energie erfolgt in Abhängigkeit der Kundenbestellungen und Energielieferantenangebote. In ostdeutschen Großstädten ist die Nachfrage nach reinem EE-Strom meistens sehr übersichtlich (Kundenwunsch nach höherpreisigen Grünstromprodukten), gleichwohl versuchen vielen Stadtwerke umweltfreundlich Strom zu erzeugen. Die Stadtwerke Leipzig machen dies neben der KWK-lastigen GuD – Anlage mit 2 großen Biomassekraftwerken in Bischofferode/Holungen sowie Piesteritz/Wittenberg als auch mit Windparks, u. a. bei Esperstedt/Olbenhau.

Das Thema Wasserstoff wird in der Region durch das gewonnene Projekt „Hypos“ im Rahmen des Zwanzig20-Wettbewerbes in den nächsten Jahren vorangetrieben. Zur Energiewende gehören nicht nur EE-Erzeugungsanlagen sondern auch der Wärme- und Verkehrssektor und u. a. die Felder Energieeffizienz und Elektromobilität. Auch hier sind die Stadtwerke Leipzig einer der bundesweiten Motoren und in vielen Fällen Innovator.

Herausforderungen der Energiewende für das Verteilnetz der MITNETZ STROM

Uwe Härling (Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH)

Abstract: Im Vortrag werden die folgenden Themen adressiert: Unternehmensportrait der MITNETZ STROM, Dimensionen der Energiewende im Verteilnetz, Prognose Erneuerbare Energien und deren Auswirkungen, technische Lösungen und Maßnahmen, Netzausbauplan

Integration Erneuerbarer Energien — Notwendige Werkzeuge für den ÜNB

Dr. Matthias Müller-Mienack (GridLab GmbH)

Abstract: Die steigende operative Herausforderungen der EE-Integration setzt eine adäquate Flexibilitäts- und Systemdienstleistungsbereitstellung voraus. Dieser Vortrag soll einen Überblick über den Status quo vermitteln und auch neue Lösungsansätze aufzeigen.

Eine Integrationsplattform für Erneuerbare-Energie-Anlagen

Martin Jarosch-Mitko (Siemens AG)

Abstract: Der zunehmende Wettbewerbsdruck in einem verstärkt fragmentierten Markt und die anhaltende Degression von Vergütungssätzen zwingt die Anlagenbetreiber von Erneuerbare-Energie-Anlagen ihre Stromgestehungskosten zu senken. Hierzu sind die daten- und wissensintensiven Betriebs- und Instandhaltungsprozesse zu optimieren sowie Synergien im Kontext unternehmensübergreifender Kooperationen zu realisieren. Dies erfordert eine enge Integration der beteiligten Informationssysteme.

Die Siemens AG entwickelt hierzu in Kooperation mit 8 Industrie- und 3 Forschungspartnern im Projekt EUMONIS eine Integrationsplattform zur IT-technischen Vernetzung von Erneuerbare-Energie-Anlagen, energiewirtschaftlichen Akteuren und deren Informationssysteme. Die Plattform optimiert Informationsflüsse, reduziert den Integrationsaufwand, stellt Schnittstellen zu externen Diensten zur Verfügung und ermöglicht damit das optimale Zusammenspiel zwischen Dienstleistungserbringern und Dienstleistungsnehmern. Die Architektur der Plattform ist hochgradig sicher, robust und skalierbar ausgelegt. Der Beitrag thematisiert die Vor- und Nachteile der Plattform anhand konkreter Anwendungsfälle und gibt einen Einblick in begleitende Standardisierungsverfahren.

Energiesysteme als Business Ecosystems – Bedeutung für die strategische Planung und das Innovationsmanagement am Beispiel dezentraler Netzsteuerungsparadigmen

Stephan Witt (JSW Consulting GmbH)

Abstract: Das Konzept der Business Ecosystems hat sich im Bereich der IT etabliert. Der Vortrag bietet eine kurze Einführung in das Konzept, die Anwendung und notwendige Weiterentwicklung zur Übertragung auf den Energieversorgungssektor und erläutert welche Vorteile der Ansatz bietet, wenn es darum geht aktuelle Entwicklungstrends in der Energiebranche zu verstehen, zu antizipieren und steuernd zu beeinflussen.

Die Energiewende in Deutschland – Technologische Lösungen und energiewirtschaftliche Herausforderungen

Prof. Dr. Thomas Bruckner

(Vattenfall Europe Professur Energiemanagement und Nachhaltigkeit)

Abstract: Die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende in Deutschland erfordert neben innovativen Technologien im Bereich der Nutzung regenerativer Energien und deren Integration in die zukünftigen Energieversorgungsstrukturen, vollkommen neue Geschäftsmodelle und ein völlig neuartiges Design der Energiemärkte. Der Vortrag zeigt die damit verbundenen energiewirtschaftlichen Herausforderungen auf und schlägt Lösungen zu ihrer Bewältigung vor.

Leipziger Beiträge zur Informatik

In der Reihe „Leipziger Beiträge zur Informatik“ erscheinen Forschungsberichte aus Forschungsvorhaben, Herausgeberbände im Bereich innovativer und sich etablierender Forschungsgebiete, Habilitationsschriften und Dissertationen sowie herausragende Beiträge von Studierenden. Die Publikationsreihe wird im Eigenverlag der Universität Leipzig vom Leipziger Informatik-Verbund (LIV) in Verbindung mit dem Institut für Angewandte Informatik e.V. herausgegeben.

Band I FÄHNRIK, K.-P.; HERRE, H. S. (Hrsg.): *Content- und Wissensmanagement. Arbeiten aus dem Forschungsvorhaben Pre BIS und Beiträge auf den Leipziger Informatik-Tagen 2003*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band I. Leipzig, 2003. – ISBN 3-934178-26-X

Band II FÄHNRIK, K.-P.; MEIREN, T. (Hrsg.): *Computer Aided Engineering. Arbeiten aus dem Forschungsvorhaben ServCase*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band II. Leipzig, 2004. – ISBN 3-934178-39-1

Band III FÄHNRIK, K.-P.; THRÄNERT, M.; WETZEL, P. (Hrsg.): *Umsetzung von kooperativen Geschäftsprozessen auf eine internetbasierte IT-Struktur*. Arbeiten aus dem Forschungsvorhaben Integration Engineering. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band III. Leipzig, 2005. – ISBN 3-934178-52-9

Band IV FÄHNRIK, K.-P.; KÜHNE, S.; SPECK, A.; WAGNER, J. (Hrsg.): *Integration betrieblicher Informationssysteme – Problemanalysen und Lösungsansätze des Model-Driven Integration Engineering*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band IV. Leipzig, 2006. – ISBN: 978-3-934178-66-3

Band V FÄHNRIK, K.-P.; HÄRTWIG, J.; KIEHNE, D.-O.; WEISBECKER, A. (Hrsg.): *Technologien und Werkzeuge für ein rollen- und aufgabenbasiertes Wissensmanagement. Zusammenfassender Bericht aus dem Forschungsprojekt Pre BIS*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band V. Leipzig, 2007. – ISBN: 978-3-934178-76-2

Band VI FÄHNRIK, K.-P.; THRÄNERT, M.; WETZEL, P. (Hrsg.): *Integration Engineering. Motivation – Begriffe – Methoden – Anwendungsfälle*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band VI. Leipzig, 2007. – ISBN: 978-3-934178-78-6

Band VII AUER, S.: *Towards Agile Knowledge Engineering: Methodology, Concepts and Applications*. Dissertation an der Fakultät für Mathematik und Informatik der Universität Leipzig. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band VII. Leipzig, 2007. – ISBN: 978-3-934178-73-1

Band VIII FÄHNRIK, K.-P.; HEYER, G. (Hrsg.): *Games Summer Camp 2007. Interdisziplinäres Blockseminar zum Thema Digitale Spiele*. Eine Dokumentation. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band VIII. Leipzig, 2007. – ISBN: 978-3-934178-77-9

Band IX ASLAM, M. A.: *Towards Integration of Business Processes and Semantic Web Services*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band IX. Leipzig, 2008. – ISBN: 978-3-934178-89-2

Band X FÄHNRIK, K.-P.; MÜLLER, R.; MEYER, K.; FREITAG, M. (Hrsg.): *Entwicklung internationaler produktbezogener Dienstleistungen – Ein Handlungsleitfaden für kleine und mittlere Unternehmen*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band X. Leipzig, 2008. – ISBN: 978-3-934178-98-4

Band XI FÄHNRIK, K.-P.; KÜHNE, S.; THRÄNERT, M. (Hrsg.): *Model-Driven Integration Engineering. Modellierung, Validierung und Transformation zur Integration betrieblicher Anwendungssysteme*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XI. Leipzig, 2008. – ISBN: 978-3-941152-02-1

Band XII MAICHER, L.; GARSHOL, L. M. (Hrsg.): *Subject-centric Computing. Fourth International Conference on Topic Maps Research and Applications, TMRA 2008*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XII. Leipzig, 2008. – ISBN: 978-3-941152-05-2

Band XIII FÄHNRIK, K.-P.; SCHUMACHER, F. (Hrsg.): *Digitale Spiele in Forschung und Lehre. Beiträge zum Games Summer Camp 2008*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XIII. Leipzig, 2009. – ISBN: 978-3-941608-00-9

Band XIV HEYER, G. (Ed.): *Text Mining Services – Building and applying text mining based service infrastructures in research and industry. Proceedings of the conference on Text Mining Services – TMS 2009 at Leipzig University*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XIV. Leipzig, 2009. – ISBN: 978-3-941608-01-6

Band XV THRÄNERT, M.: *Integration-Engineering – Grundlagen, Vorgehen und Fallstudien*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XV. Leipzig, 2009. – ISBN: 978-3-941608-02-3

Band XVI FÄHNRIK, K.-P.; ALT, R.; FRANCYK, B. (Eds.): *Practitioner Track – International Symposium on Services Science (ISSS'09)*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XVI. Leipzig, 2009. – ISBN: 978-3-941608-03-0

Band XVII MEYER, K.: *Software – Service – Co-Design: Eine Methodik für die Entwicklung komponentenorientierter IT-basierter Dienstleistungen*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XVII. Leipzig, 2009. – ISBN: 978-3-941608-04-7

Band XVIII AUER, S.; LAUENROTH, K.; LOHMANN, S.; RIECHERT, T. (Hrsg.): *Agiles Requirements Engineering für Softwareprojekte mit einer großen Anzahl verteilter Stakeholder*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XVIII. Leipzig, 2009. – ISBN: 978-3-941608-05-4

Band XIX MAICHER, L.; GARSHOL, L. M. (Eds.): *Linked Topic Maps. Fifth International Conference on Topic Maps Research and Applications, TMRA 2009*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XIX. Leipzig, 2009. – ISBN: 978-3-941608-06-1

Band XX HÄRTWIG, J.: *Konzept, Realisierung und Evaluation des semantischen Informationsraums. Dissertation*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XX. Leipzig, 2010. – ISBN: 978-3-941608-07-8

Band XXI MORGENSTERN, U.; RIECHERT, T. (Hrsg.): *Catalogus Professorum Lipsiensis. Konzeption, technische Umsetzung und Anwendungen für Professorenkataloge im Semantic Web*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XXI. Leipzig, 2010. – ISBN: 978-3-941608-08-5

Band XXII LEHMANN, J.: *Learning OWL Class Expressions*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XXII. Leipzig, 2010. – ISBN: 978-3-941608-09-2

Band XXIII MEYER, K.; THIEME, M. (Hrsg.): *Vom Bedarf zum Innovationserfolg – In 6 Schritten gemeinsam Potentiale aktivieren*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XXIII. Leipzig, 2010. – ISBN: 978-3-941608-10-8

Band XXIV MAICHER, L.; GARSHOL, L. M. (Eds.): *Information Wants to be a Topic Map. Sixth International Conference on Topic Maps Research and Applications, TMRA 2010*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XXIV. Leipzig, 2010. – ISBN: 978-3-941608-11-5

Band XXV HEYER, G.; LUY, J.-F.; JAHN, A. (Hrsg.): *Text- und Data Mining für die Qualitätsanalyse in der Automobilindustrie*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XXV. Leipzig, 2010. – ISBN: 978-3-941608-12-2

Band XXVI FÄHNRICH, K.-P.; SCHUMACHER, F.; THIEME, M.; GROSS, J. (Hrsg.): *(Über-)Leben in der Kreativwirtschaft - Beiträge zum Creative Summer Camp 2011*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XXVI. Leipzig, 2011. – ISBN: 978-3-941608-13-9

Band XXVII AUER, S.; RIECHERT, T.; SCHMIDT, J. (Hrsg.): *Studentenkonferenz Informatik Leipzig 2011*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XXVII. Leipzig, 2011. – ISBN: 978-3-941608-14-6

Band XXVIII GEBAUER, M.; STEFAN, F.: *Systemintegration - Eine qualitative Erhebung aus der Sicht von Integrationsdienstleistern*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XXVIII. Leipzig, 2011. – ISBN: 978-3-941608-15-3

Band XXIX MEYER, K.; BÖTTCHER, M. (Hrsg.): *Entwicklungspfad Service Engineering 2.0 – Neue Perspektiven für die Dienstleistungsentwicklung*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XXIX. Leipzig, 2011. – ISBN: 978-3-941608-16-0

Band XXX KERN, H.; KÜHNE, S. (Hrsg.): *Integration betrieblicher Informationssysteme und modellgetriebene Entwicklung*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XXX. Leipzig, 2012. – ISBN: 978-3-941608-17-7

Band XXXI BÖTTCHER, M.; KLINGNER, S.; BECKER, M.; SCHUMANN, K. (Hrsg.): *Produktivität von Dienstleistungssystemen – Ergebnisse eines Arbeitskreises*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XXXI. Leipzig, 2012. – ISBN: 978-3-941608-18-4

Band XXXII GRÄBE, H.-G.; GROEPLER-ROESSER, I. (Hrsg.): *MINT – Zukunft schaffen – Innovation und Arbeit in der modernen Gesellschaft*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XXXII. Leipzig, 2012. – ISBN: 978-3-941608-19-1

Band XXXIII RIECHERT, T.: *Eine Methodologie für agiles und kollaboratives Requirements-Engineering (Dissertation)*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XXXIII. Leipzig, 2012. – ISBN: 978-3-941608-20-7

Band XXXIV SCHMIDT, J.; RIECHERT, T.; AUER, S., (Hrsg.): *SKIL 2012 – Dritte Studentenkonferenz Informatik Leipzig 2012*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XXXIV. Leipzig, 2012. – ISBN: 978-3-941608-21-4

Band XXXV MEYER, K.; THIEME, M. (Hrsg.): *High-Tech-Services, Clustermanagement und Dienstleistungsengineering – Potentiale, Trends und Perspektiven*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XXXV. Leipzig, 2012. – ISBN: 978-3-941608-22-1

Band XXXVI MEYER, K.; ABDELKAFI, N. (Hrsg.): *Smart Services and Service Science, Proceedings of the 4th International Symposium on Services Science, Leipzig (Germany), September 25, 2012*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XXXVI. Leipzig, 2012. – ISBN: 978-3-941608-23-8

Band XXXVII STREHL, B.: *Innovationsmanagement im Service Center: Anforderungen, Konzeption und Realisierung einer informationstechnischen Unterstützungsleistung*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XXXVII. Leipzig, 2012. – ISBN: 978-3-941608-24-5

Band XXXVIII KÜHNE, S.; SCHMIDT, J. (Hrsg.): *Betriebsführung und Instandhaltung regenerativer Energieanlagen. Fachtagung BIREA am 24. und 25. September 2012 in Leipzig*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XXXVIII. Leipzig, 2012. – ISBN: 978-3-941608-25-2

Band XXXIX KLINGNER, S.; MEIREN, T.; BECKER, M. (Hrsg.): *Produktivitätsorientiertes Service Engineering – Komponenten, Kennzahlen, Anwendungen*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XXXIX. Leipzig, 2012. – ISBN: 978-3-941608-26-9

Band XL HUMMEL, A.; KERN, H.; PRINZ, T.; DÖHLER, A. (Hrsg.): *Simulation im E-Commerce – Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt SimProgno*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XL. Leipzig, 2013. – ISBN: 978-3-941608-27-6

Band XLI MEYER, K.; THIEME, M. (Hrsg.): *Theory and Practice for System Services Providers in Complex Value and Service Systems – ISSS 2013 Proceedings*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XLI. Leipzig, 2013. – ISBN: 978-3-941608-28-3

Band XLII WERNER, A.; KÜHNE, S., ARNOLD, G., SCHMIDT, J. (Hrsg.): *Energy EcoSystems Conference 2013, Leipzig, Germany, 23–24 September 2013, Proceedings*. Leipziger Beiträge zur Informatik: Band XLII. Leipzig, 2013. – ISBN: 978-3-941608-29-0

Weitere Informationen und Bestellungen über:

<http://www.infai.org/>

