

**17. KASSELER SYMPOSIUM  
ENERGIE-SYSTEMTECHNIK  
11.-12. OKTOBER 2012 | KASSEL**

TAGUNGSBAND





# 17. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik Strukturen und Netze für die Energieversorgung von morgen

## Structures and grids for the future energy supply

11.-12. Oktober 2012 | Kassel

Mitveranstalter





## **Impressum**

### **Herausgeber**

Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES

### **Anschrift**

Fraunhofer IWES | Kassel

Königstor 59

34119 Kassel

Tel.: +49 561 7294-0

Fax: +49 561 7294-100

Fraunhofer IWES | Bremerhaven

Am Seedeich 45

27572 Bremerhaven

Tel.: +49 471 14 290-100

Fax: +49 471 14 290-111

[info@iwes.fraunhofer.de](mailto:info@iwes.fraunhofer.de)

[www.iwes.fraunhofer.de](http://www.iwes.fraunhofer.de)

### **Wissenschaftlicher Tagungsleiter**

Dr.-Ing. Kurt Rohrig

Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES

Kassel 2012

Die Verantwortung für den Inhalt liegt bei den Autoren.



## Inhalt

<b>Vorwort</b> .....	<b>5</b>
<b>E-Energy – die Kunst der Flexibilisierung zwischen Markt und Regulierung</b> .....	<b>7</b>
Michael Wedler	
<b>Die Modellregion Harz</b> .....	<b>15</b>
Florian Schlögl	
<b>Die Rolle der IKT bei der Transformation der Energieversorgung – Chancen für neue Geschäftsideen</b> .....	<b>22</b>
Prof. Dr. Dres. h.c. Arnold Picot	
<b>Standardisierte Anbindung von Anlagen nach IEC 61850</b> .....	<b>32</b>
Martin Winter	
<b>Implementierung einer IKT Infrastruktur für ein virtuelles Kraftwerk in der Modellregion Harz</b> .....	<b>40</b>
Manuel Wickert, Wolfgang Slaby, Andreas Liebelt, Steffen Brauns	
<b>OGEMA2.0 – Smart Grid trifft Smart Home</b> .....	<b>54</b>
Dr. David Nestle, Sina Pezeshki, Dr. Timo Fischer, Dr. Philipp Strauß	
<b>Abschätzung der Netzstabilität einer rein regenerativen Stromversorgung</b> ....	<b>65</b>
Kaspar Knorr	
<b>Biogasanlagen und Speicher zur Integration erneuerbarer Energien</b> .....	<b>77</b>
Patrick Hochloff, Michael Schreiber	
<b>moma-Architektur und Funktionen im intelligenten Energiesystem</b> .....	<b>93</b>
Andreas Kießling	
<b>Power Hub – Showing the full potential of the VPP technology</b> .....	<b>101</b>
Andreas Bjerre	



<b>Integration von Strom-, Wärme- und Verkehrsnetzen – Potenziale, Anforderungen und Effizienzen .....</b>	<b>109</b>
Prof. Dr.-Ing. Wolfram H. Wellßow	
<b>Erforschung des regionalen Verteilnetzes als Basis für die Umsetzung von Smart Grids am Beispiel des RegModHarz-Projektes .....</b>	<b>120</b>
Christian Röhrig, Prof. Dr.-Ing. habil. Zbigniew A. Styczynski, Krzysztof Rudion, Przemyslaw Komarnicki, Hans-Joachim Nehr Korn, Martin Schneider	
<b>Neue Auslegung und Betriebsführung von Verteilnetzen in dezentralen Versorgungsstrukturen .....</b>	<b>145</b>
Prof. Dr.-Ing. Martin Braun, Jan von Appen, Heike Barth, Dr. Thomas Degner, Dr. Konrad Diwold, Dominik Geibel, Erika Kämpf, Dr. Frank Marten, Fabian Niedermeyer, Thomas Stetz	
<b>Vorteile und Herausforderungen der Kopplung von Gas- und Stromnetzen .....</b>	<b>164</b>
Herbert Bauer	
<b>Energiewende Nordhessen – Szenarien für den Umbau der Strom- versorgung auf eine dezentrale und erneuerbare Erzeugungsstruktur .....</b>	<b>188</b>
Dr. Thorsten Ebert, Katharina Henke	
<b>Akzeptanz Erneuerbarer Energie in der Region Harz .....</b>	<b>199</b>
Amelie Fechner, Anna Schütte, Jan Hildebrand & Prof. Dr. Petra Schweizer-Ries	
<b>Geschäftsmodelle für eine zukünftige 100 % Erneuerbare Energien Versorgung .....</b>	<b>206</b>
Peter Ritter	



## Vorwort

Die Transformation des Energieversorgungssystems hin zu einer de-karbonisierten Stromerzeugung und die Umsetzung der zugehörigen Maßnahmen ist die Herausforderung des 21. Jahrhunderts. Die Umgestaltung betrifft die energieabhängigen Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und alle zugehörigen Bereiche wie Erzeuger, Netze, Speicher, Verbraucher und Märkte. Dies wirft vielseitige Forschungsfragen auf, deren Beantwortung eine zentrale Aufgabe des Fraunhofer IWES ist.

Die Umstellung der elektrischen Energieversorgung von der konventionellen Erzeugung zur Nutzung der erneuerbaren Energien aus Wind und Sonne ist die wichtigste Maßnahme bei der Transformation. Sie bewirkt nicht nur die drastische Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen sondern beinhaltet eine enorme Effizienzsteigerung durch die Vermeidung ungenutzter Abwärme.

Für die nachhaltige Umstrukturierung unseres Energieversorgungssystems und für ein darauf zugeschnittenes Stromnetz müssen neben der Netzverstärkung und dem Netzausbau weitere Maßnahmen vorgenommen und Lösungen gefunden werden, die die kurzfristigen, regionalen Fluktuationen der Einspeisung verringern. In Frage kommen dabei bewährte und neue Speichertechnologien, das koordinierte Zusammenspiel verschiedener regenerativer Energiequellen und das Lastmanagement, auch unter Einbeziehung des Wärme- und Verkehrssektors. Die Steuerung und die Koordination dieser unterschiedlich agierenden Komponenten erfolgt durch den informationstechnischen Zusammenschluss gekoppelt mit einem Energiemanagementsystem. So genannte Virtuelle Kraftwerke (VK) oder Regenerative Kombikraftwerke (RKW) erweitern die Möglichkeiten zur bedarfsgerechten Energiebereitstellung erheblich und sind der Kern neuer Versorgungsstrukturen. Es ist aber nicht nur erforderlich den Energiebedarf jederzeit zu decken sondern den Betrieb des Netzes aktiv zu unterstützen.

Unter dem Motto "Strukturen und Netze für die Energieversorgung von morgen" findet zusammen mit der wissenschaftlichen Abschlusskonferenz des E-Energy Projekts "Regenerative Modellregion Harz" das 17. Kasseler Symposium Energiesystemtechnik statt und soll mit aktuellen Beiträgen aus der Forschung und Entwicklung die wichtigsten Fragestellungen zur Transformation des Energieversorgungssystems beleuchten und Lösungsansätze präsentieren.

Prof. Dr. Clemens Hoffmann  
Institutsleiter

Dr. Kurt Rohrig  
Stellv. Institutsleiter



## Foreword

Transforming the energy system to de-carbonized electricity generation and implementing related measures is the challenge of the 21<sup>st</sup> Century. Such a major re-organization affects the energy-dependent sectors of electricity, heat, transport as well as all related areas including electricity producers, networks, storage, consumers and markets. These vital issues pose a whole range of questions for research and finding answers to these is a central task of Fraunhofer IWES.

The modification of the electrical power supply from the conventional generation to a utilization of renewable energy from wind and solar resources is the most important measure. It will not only reduce the CO<sub>2</sub>-emissions drastically but it also contains an enormous gain of efficiency as a result of the avoidance of waste heat.

For the sustainable reorganization of our energy supply system and for an adapted grid, not only network reinforcement and expansion are essential, further action and solutions to reduce the short-term and regional fluctuations in supply are required. For this, proven and new storage technologies, the coordinated interaction of different renewable energy sources, and load management, including the heat and transport sectors need to be considered. The control and coordination of these different active components is done by the IT supported combination, coupled with an energy management system. So-called Virtual Power Plants (VPP) or regenerative power plants will extend the possibilities for on-demand energy provision significantly and are the core of new supply structures. But it is not only necessary to meet energy demand at any time but to realize an active support of the network operation. Under the motto "structures and networks for the future energy supply" the 17<sup>th</sup> Kassel Symposium on Energy Systems Engineering will take place on conjunction with and together with the concluding scientific conference of the E-Energy project "Regenerative Model Region Harz". Up-to-date contributions from the research and development will illustrate the most important issues faced by the transformation of the power system and present possible solutions.



Prof. Dr. Clemens Hoffmann



Dr. Kurt Rohrig



# E-Energy – die Kunst der Flexibilisierung zwischen Markt und Regulierung

Michael Wedler  
B.A.U.M. Consult GmbH  
Gotzinger Straße 49, 81371 München  
Fanny-Zobel-Str.9, 12435 Berlin  
Tel.: 0175-2264654  
e-mail: m.wedler@baumgroup.de

## 1 Einleitung

Die **Integration** fluktuierender erneuerbarer Energien ins Stromnetz stellt die Energiewirtschaft vor neue Herausforderungen. Im Hinblick auf die **Kostendämpfung** soll und kann die Netzstabilität - also der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch - nicht allein mit **Ausbaumaßnahmen** (Kupferplatte) gewährleistet werden. Es kann ergänzend oder alternativ mittels Lastmanagement auch auf Verteilnetzebene eine effizientere Bewirtschaftung der Netzinfrastruktur erfolgen. **Lastmanagement** bedeutet, Lasten zeitlich verschieben zu können. Um diese Lastflexibilität auf Seiten steuerbarer Erzeuger, Verbraucher und Speicher zu mobilisieren, bedarf es bidirektionaler Kommunikation. Das bestehende (Verteil-)Netz braucht im Zeitalter der erneuerbaren Energien also nicht nur Kupfer und Aluminium, es braucht einen **Umbau**, es braucht sogenannte **Smart Grid Technologie**. Gemeint ist eine Kommunikationsinfrastruktur bis in die NetZRänder, um in diese Flexibilisierung auch dezentral organisieren zu können. Für den Lastausgleich im Netz können positive, wie auch negative Leistungen eingesetzt werden. Insofern können sowohl steuerbare Erzeuger zur bedarfsgerechten Einspeisung herangezogen werden, wie auch flexible Verbraucher, die ihren Verbrauch zeitlich verschieben können.



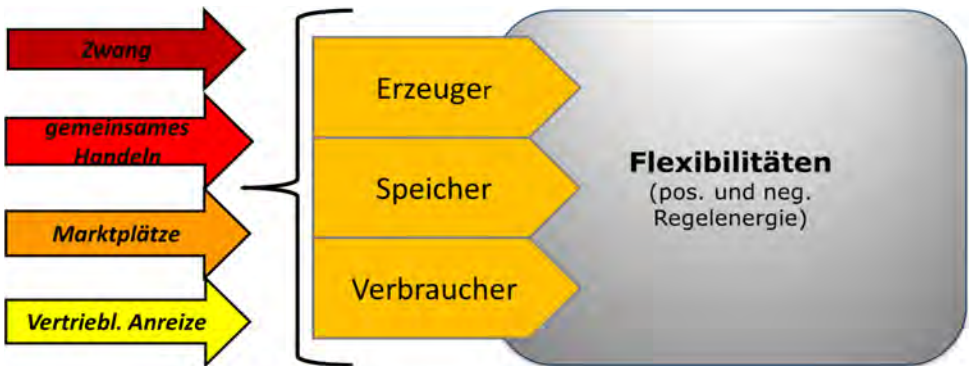
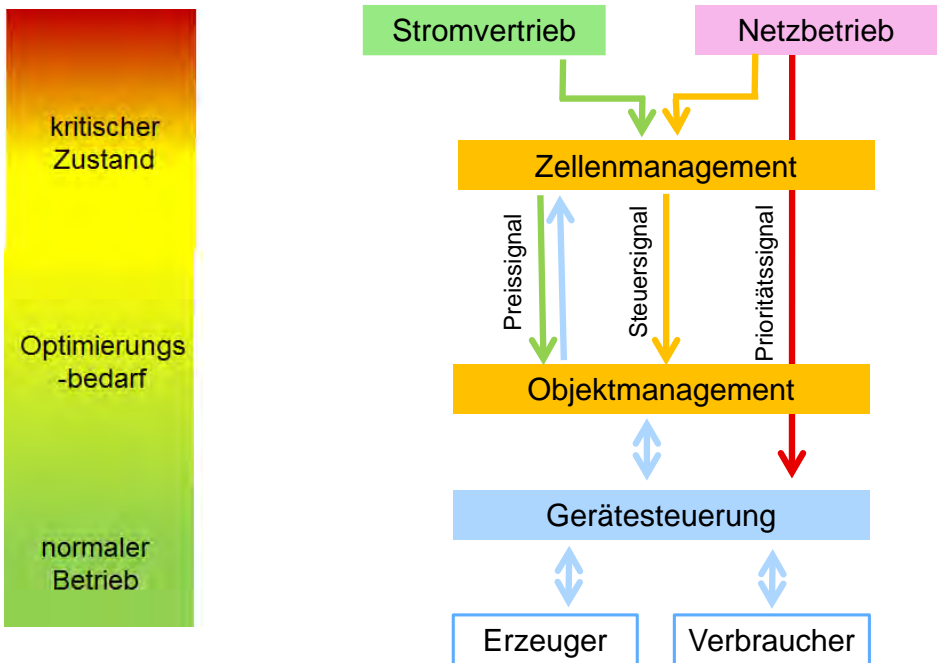


Abb. 1: Instrumente zur Mobilisierung der Flexibilitäten

## 2 Flexibilitäten zwischen Markt und Regulierung

Flexibilitäten können durch SmartGrid Technologie bei Erzeugern, Speichern und Verbrauchern gehoben werden. Die jeweils entstehenden Flexibilitäten können durch eine Reihe von Faktoren auf ihren **Nutzen** hin kategorisiert werden. Wichtiger als die Herkunft ist welche Flexibilitäten wie zeitnah, für welche Dauer, zuverlässig, auf der richtigen Netzebene und knotenscharf zur Verfügung stehen. Anhand dieser Faktoren entscheidet sich, zu welchem Zweck sich die Flexibilitäten einsetzen lassen. Hier ist eine Bereitstellung von Wirkleistung, z.B. zur Beschaffungsoptimierung, genauso denkbar wie die Bereitstellung von Blindleistung oder Systemdienstleistungen (z.B. Spannungshaltung). Wichtig ist festzuhalten, dass dem konkreten Nutzen der jeweiligen Flexibilitäten auch immer bestimmte **Integrationskosten** gegenüberstehen, die sich aus dem Gesamtaufwand zur Erschließung (von der Akquise der notwendigen Kunden bishin zur Investition in die nötige IKT) zusammensetzen.

Die Hebung der Flexibilitäten kann anhand von unterschiedlichen Mechanismen erfolgen. Direktes, **erzwungenes An- und Abschalten** von Erzeugern, Speichern und Verbrauchern stellt sicherlich die stärkste, durchgreifendste Maßnahme dar. Innerhalb von E-Energy Konsortien, der Begleitforschung sowie den relevanten Verbänden besteht jedoch Einigkeit darüber, dass ein direktes An- und Abschalten nur ultima ratio sein kann und die Integration Erneuerbarer sowie damit verbunden eine möglichst große Entlastung der Netze eher über Marktmechanismen vorangetrieben werden sollte.



**Abb. 2: Stromampel: Netzzustände und Einflüsse von Markt und Netz auf die Steuerung**

Entsprechend einer Ampel, stehen im sogenannten „Grünen“ Bereich ausreichend Netzkapazitäten bereit. Hier können die Preissignale des Vertriebes (Beschaffungsoptimierung) ohne Restriktionen des Netzes gehandelt werden (rein marktgetriebene Preissignale). Im gelben Bereich sind zur optimalen Auslastung der zunehmend begrenzten Netzkapazitäten Markt- und Netzinteressen in Abgleich zu bringen (netzorientierte und marktgetriebene Steuersignale). Je weiter die Netzinfrastruktur an seine Kapazitätsgrenzen gerät, d. h. je kritischer die Lage des Netzes wird, umso deutlicher müssen die Aspekte der Netzstabilität in den Vordergrund rücken, mit Markt-basierten Anreizen abgeglichen werden und ggf. diese auch außer Kraft setzen. Der rote Bereich ist dann netzdominiert und reguliert. Hier können abgesichert durch §13II ENWG über Prioritätensignale Eingriffe vorgenommen werden die zur Netzsicherheit nötig sind.

## 2.1 Marktmechanismen

Marktmechanismen zur Hebung von Flexibilitäten bestehen zum einen in *gemeinsamem Handeln von verschiedenen Akteuren des Energiesystems im Sinne eines Virtuellen Kraftwerks oder eines **Virtual Power Systems*** (z.B. RegModHarz).

Darüber hinaus besteht die Möglichkeit **E-Energy-Marktplätze** zu etablieren und dort *regionale Flexibilitätsprodukte* zur Integration und Entlastung zu handeln (z.B. eTelligence) oder die entsprechenden Belastungen in **vertriebliche Anreize** zu übersetzen. Hier spielen vor allem **Tarife**, wie sie in allen E-Energy Modellregionen umgesetzt werden, eine Rolle, aber auch spezielle **Contracting-Maßnahmen** sowie die Rolle von **Netzentgelten** müssen hier Beachtung finden.

### 2.1.1 Tarife für Haushaltskunden

	Struktur	Ziel	Idealtypische Grafik	Praxis	Erste Ergebnisse
<b>Einfacher zeitvariabler Tarif</b>	Energiepreis aus 2 Stufen durch Tageszeit, Woche, Monat oder Jahreszeit bestimmt, und in einem bestimmten Intervall (monatlich, day ahead, stündlich etc.) verbindlich festgelegt.	Zeitliche Verlagerung der Last, die zur Anpassung der Lastkurve an die regionale Erzeugung beiträgt. Ggf. kann auch Vermeidung von Lastspitzen und Verbesserung der Grundlast angestrebt werden.		E-DeMa eTelligence moma	Zwischen 6-12% Lastverschiebung
<b>Komplexer zeitvariabler Tarif</b>	Energiepreis aus 3-5 Stufen durch Tageszeit, Woche, Monat oder Jahreszeit bestimmt, und in einem bestimmten Intervall (monatlich, day ahead, stündlich etc.) verbindlich festgelegt.	Noch stärkere, flexiblere zeitliche Verlagerung der Last		E-DeMa MeRegio Smart Watts	
<b>Verbrauchs variabler Tarif</b>	Energiepreis durch die Menge des Verbrauchs bestimmt: je höher der Verbrauch desto höher der Energiepreis	Energieeinsparung durch Anreiz zur Lastbegrenzung und generelle Absenkung der Last		eTelligence E-DeMa	-13% Verbrauch beim eTelligence Mengentarif
<b>Bonus- und Malus Events (CPR bzw. CPP)</b>	Mischung aus zeitvariablem und dynamischem Tarif: zu einem bestimmten Zeitpunkt fest auf Grund externer Größen zu einer extremen positiven oder negativen Preisspreizung	Vermeidung von Lastspitzen oder Lasttälern in kritischen Zeiten.		eTelligence E-DeMa	+6-7% bei Bonus- Events, -2% bei Malus-Events
<b>Volldynamischer Real-Time-Pricing-Tarif</b>	Energiepreis beruht auf externen Größen (Börsenpreis, Prognosen, Residuallast) und wird für bestimmte zeitliche Intervalle festgelegt.	Zeitnahe Verlagerung von Lasten auf Grund spezifischer Gegebenheiten, trägt z.B. zur vereinfachten, effizienteren Einspeisung erneuerbarer Energien (Nachfrage- und Angebotsausgleich in bestimmten Wittersituationen) oder zur starken Vergleichmäßigung der Last bei		E-DeMa Moma RegModHarz SmartWatts	-

**Abb. 3: untersuchte E-Energy-Stromtarife in den Regionen und ihre Wirkung**

Zu den Ergebnissen aus den Feldtests der 6 E-Energy-Modellregionen mit ihren rund 5000 Haushalten und einigen Fallstudien zu Gewerbekunde können erst vorläufige Ergebnisse mitgeteilt werden, da die Versuche noch bis Frühjahr 2013 laufen:

- Bei E-Energy Feldtests haben ausschließlich freiwillige Haushaltskunden teilgenommen. Bei den überwiegenden Eigenheimbesitzern mittleren Alters handelt es sich insofern nicht um eine für Deutschland repräsentative Gruppe.
- Zur Einbindung der Haushaltskunden ist bereits die Akquise und Installation aufwändiger als geplant.
- Die getesteten Tarife konnten bisher Energieeffizienzpotentiale von 5-10% und Lastverschiebungspotentiale bis zu 10% heben.



- Manuell zu verarbeitende Tarife müssen möglichst simpel angelegt und durch Feedbackmechanismen (Farbwechseldisplays) unterstützt werden.
- Komplexere, dynamische Tarife erfordern eine automatische Verarbeitung durch Energiebutler etc., könnten aber höhere Lastverschiebungen bewirken.
- Die Tarifgestaltung spiegelt die Kraftwerkssituation der Region wieder:
  - Grundlastdominierte Regionen gestalten Tarife zur Beschaffungsoptimierung (billiger Nachtstrom und günstig eingekaufter Börsenstrom)
  - PV-dominierte Regionen bieten sommers günstigen Sonnenstrom zum Abfahren der Mittagseinspeisung an (Spannungsprobleme)
  - Windkraftdominierte Regionen gestalten Eventtarife die sich an dem tageweise und saisonal wechselnden Windstromertrag orientiert.
- Die Kosteneinsparungen durch „smartes Verhalten“ liegen selbst bei Spreizungen (von 20 und 40 ct/kWh), die weit über die derzeit denkbaren variablen Strompreisanteile hinaus gehen (ca. 6 ct/kWh) für einen Durchschnittshaushalt (3500 kWh/a) unter 100 € und geben keinen ausreichenden Anreiz für eine Kostenübernahme der nötigen Infrastruktur (smart meter, Energiemanagementsystem, smarte Geräte) für den Kunden.
- Mit der zunehmenden Heimvernetzung (smart Home) sinkt der für Energiemanagement nötige Zusatzaufwand (bestenfalls auf eine „App“. Strom- und Wärmemanagement) Energiemanagementsysteme könnten idealerweise „Huckepack“ in die Häuser Einzug halten und sind nur bedingt auf das Vorhandensein eines smart Meters angewiesen.
- Größere Kunden mit einem Verbrauch >6000 kWh/a oder Sonderfunktionen wie Wärmepumpen, Stromheizungen, Elektroautos und Fotovoltaik könnten durch optimiertes Energiemanagement ihrer Liegenschaft schon bald eine besonders interessierte Zielgruppe sein.
- Die Nutzenaspekte sind gegenüber den hohen Integrationskosten derzeit noch nicht durchschlagend für die Energiewirtschaft, als dass sich eine flächige Anwendung marktgetrieben durch den EVU einstellen würde.
- Durch das Unbundling sind die Nutzenaspekte zwischen Vertrieb und dem Netzbetreiber nicht direkt weiterzureichen. Regionale Energieversorger können regionale Stromtarife und angegliederte Dienstleistungen (Beratung) zur Kundenbindung einsetzen.
- Zur Bündelung, Qualifizierung und Konfektionierung regionaler Dienstleistungen (auch Systemdienstleistungen) können virtuelle Marktplätze und Aggregatoren bzw. Virtuelle Power Systems und Poolkoordinatoren helfen.



### 2.1.2 Contracting mit Gewerbekunden

Im gewerblichen Bereich lassen sich wesentlich attraktivere Flexibilitätsleistungen vereinbaren: Im Rahmen von E-Energy sind derartige Studien sowohl mit gewerblichen Verbrauchern, BHKW-Betreibern (systemgeführtes BHKW) als auch Erzeugern (Biogasanlagen, Windparks) betrieben worden mit folgenden Erkenntnissen:

- Die Grundskepsis vor Eingriffen Externer in den betriebseigenen Produktionsprozess kann nur durch transparentes Strommonitoring und intelligentes Energiemanagement überwunden werden.
- Die mobilisierbaren Einheiten sind wirtschaftlich attraktiver zu erschließen als im Privatkundenbereich (Skaleneffekt)
- Die Leistungen können im Rahmen bilateraler Einzelverträge erschlossen werden (Abschalt-, Drossel- Zuschaltkunden) oder über Aggregatoren zu qualifizierten Dienstleistungen gebündelt werden, (ggf. auch an regionalen Marktplätzen gehandelt werden)
- Die Flexibilität dient bisher überwiegend zum Prognoseausgleich (Wind, Bilanzkreis) und Minutenreserve. Primär- und Sekundärregelungsmärkte werden erst erschlossen werden können, wenn Präqualifikation angepasst ist und die Preise stimmen.

### 2.2 Spielräume des regulierten Netzbetreibers

Mit dem EnWG bestehen regulierte Handlungsoptionen für den Verteilnetzbetreiber mit abgestuften Instrumenten teils marktlich (§ 13 I und 14a) teils quasi hoheitlich (§13II) in den Netzbetrieb einzuwirken.

- Schon jetzt gibt das EnWG mit der Reduzierung der Netznutzungsentgelte erste Gestaltungsspielräume zwischen Netzbetreiber (indirekt) und Sonderkunden (lastganggemessenen Kunden) möglich.
- Die Gestaltung von Netzentgelten sollte auch für Drosselung von Verbrauch und Erzeugung Anwendung finden dürfen.
- Der Netzbetreiber annonciert sein Bedürfnis nach Dienstleistungen die ihn bei der Aufgabenerfüllung unterstützen (dies wird bisher in Richtung Übertragungsnetz bei der Beschaffung von Regelenergie praktiziert, kann aber zunehmend auch auf Ebene Verteilnetz laufen, sofern mittels Netzmonitoring insbesondere der Bedarf nach lokal notwendigen Interventionen (Spannungsprobleme aufgrund konzentrierter PV-Einspeisung / Elektromobilität) mittels Ausschreibungen von Regelenergie und Einkauf von Systemdienstleistungen, ggf. knotenscharf organisiert werden.



- Sofern die Netzkapazitäten knapp werden und Marktmechanismen erschöpft sind, kann ein Durchgriff als ultima ratio erfolgen. Hier werden derzeit noch Angemessenheitskriterien verhandelt.
- Wir empfehlen, Anreize zu definieren, damit sich die dezentralen Einspeiser (auch im Bereich der Kleinanlagen) - unter Beachtung des Vorrangs von Strom aus erneuerbaren Energien - sowie auch die Energienutzer an Steuerungsmechanismen beteiligen. Im künftigen erneuerbar dominierten Kraftwerkspark ist die Übernahme von Systemverantwortung von entscheidender Bedeutung.
- Wir empfehlen, dass der Verteilnetzbetreiber zukünftig dem Netznutzer (Erzeuger, Energienutzer, Lieferanten) Anreize, etwa in Form von reduzierten Entgelten oder von Flexibilitätsprämien, bieten kann, seine Anlagen direkt durch den Netzbetreiber steuern zu lassen sowie sich an Mechanismen zur Erzeugungs- und Verbrauchsprognose sowie -beeinflussung zu beteiligen.
- Diese Zusammenarbeit sollte über einen Vertrag zwischen dem Verteilnetzbetreiber und bestimmten Netznutzern (Verbraucher, Erzeuger, Speicher) oder deren Marktbevollmächtigten Vertretern (Lieferant, Zwischenhändler, Demand-Side-Manager etc.) geregelt werden (Flexibilisierungsvereinbarung in bestehenden Netznutzungsverträgen)
- Damit die Erneuerbaren zunehmend Systemverantwortung übernehmen gilt künftig der Grundsatz Qualität vor Quantität. Das muss nicht die Vorrangigkeit der Einspeisung insgesamt in Frage stellen, aber kann aus volkswirtschaftlich vernünftigen Gründen den Ausbau zur letzten kW-Spitze vermeiden.
- Diese Systemverantwortung beginnt bereits mit der Allokation der Anlagen. Durch verursacherbezogene Anschlussgebühren oder Netzentgeltgestaltung könnten ökonomische Signale zur räumlichen Entwicklung gegeben werden.
- Durch Anreize im EEG zur bedarfsgerechten Einspeisung könnten unnötige Transportaufgaben im Netz vermieden werden. (Hier könnte insbesondere bei PV-Anlagen der Eigenverbrauch als Puffer dienen)

### 3 Fazit Revolution im Kraftwerkspark – Evolution im Netz

- **Nicht alles passt universell:** Nur die netzspezifische Kombination aus Netzaus- und -umbau dämpft Kosten der Energiewende. Das für eine erfolgreiche Energiewende nötige Zusammenspiel zwischen Ausbau (Kupfer) und Umbau (smart Grid) wird sich fallweise je nach Netztopologie ergeben und hängt einerseits von den zu erwarteten Anschluss-Kapazitäten im Endausbauzustand EE ab und andererseits,



ob an den Engpassknoten im Netz entsprechende Flexibilitäten zur Verfügung stehen, um diese intelligent einzubinden.

- **Gewerbe sind low hanging fruits.** Auf der Verbrauchsseite sind die industriellen und gewerblichen Potenziale wesentlich attraktiver als Haushaltskunden. Mit der Flexibilisierung der Haushaltskunden steht zwar insgesamt ein nennenswertes Verlagerungspotenzial zur Verfügung von mehreren Gigawatt. Dieses ist aber ggü. den organisatorisch und ökonomisch tieferhängenden Früchten im **gewerblichen und nach wie vor auch industriellen** Bereich noch weit weg vom Markt.
- **Erst smart home dann smart energy:** Bei Haushaltskunden <6000 kWh ohne Wärmepumpen, Elektroautos oder eigener Stromerzeugung ist der Einzug von Strommanagement erst mit zunehmender Heimvernetzung zu erwarten. Für Haushaltskunden wird das Strommanagement über die Hintertür nämlich über Energiemanagement-Apps im Zuge der **Heimautomatisierung** kommen (Smart home als Treiber). Ein marktgetriebenes flächendeckendes Roll out der smart Meter, vor- und nachgelagerter Kommunikationsinfrastruktur ist nicht in Sicht.
- **Transparenz schafft Effizienz:** Die räumliche und zeitliche Integrierbarkeit Erneuerbarer auf VN-Ebene mittels ökonomischer Instrumente gelingt durch verbessertes knotenscharfes Monitoring, Prognose und Fahrpläne
- **Merit order der Flexibilitäten:** Konkurrierende Flexibilitäten auf Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicherseite werden entsprechend ihrer spezifischen Bereitstellungskosten erschlossen werden. (merit order zwischen Gaskraftwerken, Speichern, Transport und Demandsidemanagement) Bei den **Erzeugern** wird das Interesse zur bedarfsgerechten Einspeisung von EEG diktiert und die Anreize sind begrenzt.
- **Transportieren billiger als Speichern, thermische Speicher vor elektrischen** Thermische Speicher sind dezentral verfügbar, ihr strom-, bzw. netzgeführter Betrieb ist naheliegender als der weitflächige Aufbau von Batteriespeichern. Bei **Speichern** scheinen die thermischen Speicher zunächst die wirtschaftlichsten Stromsenken zu sein. Batteriespeicher werden noch lange teurer bleiben als transportieren. EM können im Verteilnetz bei V2G bei Spannungsschwankungen helfen aber keine Mengenspeicher darstellen.



## Die Modellregion Harz

Florian Schlögl  
Fraunhofer IWES  
Königstor 59, 34119 Kassel  
Tel.: (+49 561) 7294-368  
e-mail: florian.schloegl@iwes.fraunhofer.de

### 1 Einleitung

Mit dem Förderprogramm E-Energy (<http://www.e-energie.info>) wurde das Ziel verfolgt, Geschäftsmodelle (GM) und Technologien für das IKT-basierte Energiesystem der Zukunft zu entwickeln. Dazu wurden durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) sechs Modellregionen ausgewählt. Eines dieser Modellregionen ist die vom BMU geförderte Regenerative Modellregion Harz (RegModHarz) (<http://www.regmodharz.de/>). In diesem Projekt wurde ein virtuelles Kraftwerk (VK) aus verschiedenen Erzeugern, Verbrauchern und Speichern im Landkreis (LK) Harz aufgebaut. Es wurde die dazugehörige Vermarktung von Erneuerbaren Energien (EE) untersucht und neue Werkzeuge zur Unterstützung des Netzbetriebs entwickelt und erprobt. Ziel dieses Beitrags ist es, einige grundlegende Konzepte des Projektes zu erläutern und einen Überblick über einige zentrale Ergebnisse zu geben.

### 2 Grundlegende Konzepte des Projekts

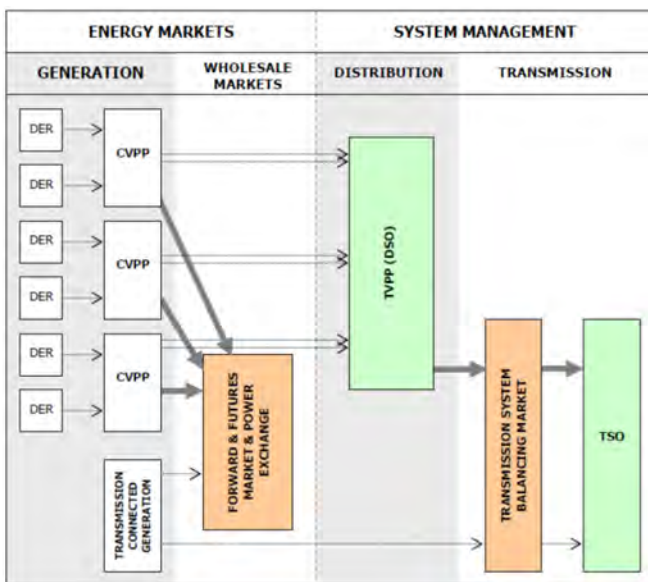
Das Projekt war von Anfang an darauf ausgelegt nicht nur rein technikgetriebene Ergebnisse zu produzieren. Für die Entwicklung des Virtuellen Kraftwerks (VK) bedeutete dies, dass die Identifikation von Anwendungsfällen im Mittelpunkt stand. Dazu war eine genaue Analyse der wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen notwendig, auf deren Basis einige grundlegende Konzepte erarbeitet bzw. aus der Literatur übernommen wurden. Diese grundlegenden Konzepte sind nicht nur für die Projektarbeit wichtig, sie vereinfachen auch die Diskussion innerhalb und außerhalb des Projekts. Die beiden Konzepte, die sich am wichtigsten erwiesen haben, sollen im Folgenden vorgestellt werden.



## 2.1 Trennung von Erzeugung, Vertrieb und Netzbetrieb

Bei einer sogenannten leitungsgebundenen Netzwirtschaft wie der Energiewirtschaft ist eine Entflechtung des Netzinfrastrukturbetriebes von den vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen notwendig, um Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden. Dieses als „Unbundling“ bezeichnete Vorgehen muss auch bei der Entwicklung von technischen Konzepten und Geschäftsmodellen berücksichtigt werden.

Für den Fall des VK wurde dabei auf das in dem europäischen Projekt FENIX entwickelte Konzept zurückgegriffen/(Braun 2009). Dabei wird zwischen einem „Commercial Virtual Power Plant“ (CVPP) und einem „Technical Virtual Power Plant“ (TVPP) unterschieden (s. Abb. 1).



**Abb. 1: Die Unterscheidung zwischen Commercial Virtual Power Plant (CVPP) und Technical Virtual Power Plant (TVPP) aus dem Fenix-Projekt /Pudjianto 2006/**

In einem Bereich spielen marktwirtschaftliche Mechanismen die prägende Rolle (Abb. 1 linke Seite), der andere Bereich ist für die Systemsicherheit verantwortlich (rechte Seite). Die CVPP befinden sich daher auf der rechten Seite, bei der Vermarktung der an das VK angeschlossenen Anlagen (DecentralizedEnergyResources DER). Die Fahrpläne der DER werden nach betriebswirtschaftlichen Kriterien, im Allgemeinen die Maximierung der Erlöse, ermittelt. Zunächst wird dabei keine Rücksicht auf eventuelle Restriktionen durch das Verteilungs- und Transportsystem genommen.



Da es dadurch aber zu Leistungsflüssen kommen kann, die Betriebsmittel, wie Leitungen oder Transformatoren des Verteilungs- und Transportsystems gefährden, ist es notwendig TVPP zum Einsatz zu bringen. Deren Aufgabe ist es, basierend auf den Fahrplänen der CVPP zu ermitteln, ob eine Gefährdung der Betriebsmittel eintreten kann und ggf. Maßnahmen zu ergreifen. Eine solche Maßnahme kann das Redispatch sein, wobei in die Fahrpläne eingegriffen wird, um Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen.

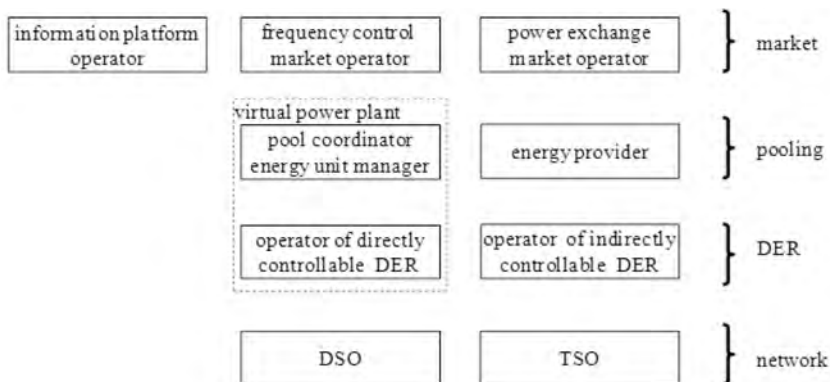
Bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL) ist die Unterscheidung von CVPP und TVPP nicht immer einfach möglich. Zum einen können durch das Anbieten von SDL Erlöse erzielt werden, zum anderen sind SDL für die Systemsicherheit notwendig. Die Unterscheidung von CVPP und TVPP hängt davon ab, wie die Verträge zwischen dem Vermarkter der DER (dem Betreiber des CVPP) und den Verteilungs- bzw. Transportnetzbetreibern gestaltet sind. Vereinfachend kann man die Unterscheidung so treffen, dass man dann, wenn ein Markt vorhanden ist, vom CVPP spricht und in anderen Fällen vom TVPP. Die Bereitstellung von Regelleistung in Deutschland wäre damit dem CVPP zuzuordnen, da es dafür Märkte gibt ([www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)).

## 2.2 Akteure im Energiewirtschaftssystem

Zum Verständnis der Abläufe im Energiewirtschaftssystem ist es notwendig, die Handelnden zu identifizieren und zu beschreiben, welche Rollen im System sie spielen. Der Analyse der Rollen der Akteure in RegModHarz lagen im Wesentlichen drei Anwendungsfälle zugrunde:

- Handel an Großhandelsmärkten (Strombörse, Regelenergiemärkte)
- Angebot eines regionalen Energieprodukts
- Unterstützung des Netzbetriebs

Die für das Projekt relevanten Rollen sind in Abb. 2 abgebildet. Dabei handelt es sich um die Betreiber des Verteilungs- (DSO) und des Transportnetzes (TSO) auf der Ebene des elektrischen Netzes (network), direkt und indirekt steuerbare DER auf Ebene der Anlagen (Erzeuger, Verbraucher, Speicher), den Betreiber des VK und den Energievertrieb auf der Aggregationsebene (pooling) sowie den Märkten auf der Marktebene (market). Zusätzlich gibt es auf der Marktebene noch den Betreiber einer Informationsplattform. Eine genaue Beschreibung der Rollen kann in /Speckmann 2011/ nachgelesen werden. An dieser Stelle sollen nur einige, besonders relevante Aspekte hervorgehoben werden.



**Abb. 2: Die Rollen der verschiedenen Akteure in RegModHarz/Specckmann 2011/**

Die Rolle des Betreibers des VK besteht eigentlich aus zwei Rollen: Dem Pool-Coordinator, dem die Aufgaben, die mit dem Handel zu tun haben, obliegt und dem Energy-Unit-Manager, der als ein Ingenieur verstanden werden kann, in dessen Verantwortung die Überwachung des Betriebs der einzelnen Anlagen liegt. Diese Unterscheidung ist vor allem bei der Gestaltung der Leitwarte des VK von Bedeutung (Hochloff 2011/, Wickert 2012/).

Bei den DER muss zwischen direkt steuerbaren und indirekt steuerbaren Anlagen unterschieden werden. Bei direkt steuerbaren Anlagen handelt es sich um Erzeuger, Speicher oder Verbraucher, deren Einsatz über einen Fahrplan bestimmt werden kann, ähnlich, wie es bei konventionellen Kraftwerken der Fall ist. Bei indirekt steuerbaren Anlagen handelt es sich um solche, deren Fahrweise über einen Anreiz beeinflusst wird. Ein Beispiel hierfür ist die Beeinflussung des Lastprofils von Haushalten über einen Preisanreiz. Dabei ist hervorzuheben, dass in RegModHarz nur direkt steuerbare Anlagen an das VK angeschlossen werden. Dies ist notwendig, da die Teilnahme an Großhandelsmärkten unter heutigen Bedingungen nur mit direkt steuerbaren Anlagen möglich ist.

Indirekt steuerbare Anlagen können nur unter Zwischenschaltung eines Vertriebs an das VK angeschlossen werden. Bei dem Beispiel von indirekter Steuerung von Haushaltslasten ermittelt der Vertrieb, welches Erzeugungsprofil für die Deckung seiner Last notwendig ist und übermittelt diesen Fahrplan an das VK.

### 3 Zentrale Ergebnisse des Projekts

Das Projekt RegModHarz verfolgte drei übergeordnete Ziele, die sogenannten Leitziele:

1. Aufbau einer funktionsfähigen Leitstelle zur Steuerung des VK



2. Entwicklung von Vermarktungsmöglichkeiten des im VK erzeugten Stroms
3. Unterstützung des Netzbetriebs durch Netzmonitoring und Systemdienstleistungen

Grundlage zur Umsetzung dieser Ziele ist eine entsprechende Infrastruktur, womit sich ein viertes Teilgebiet ergibt:

4. Entwicklung und Erprobung von Komponenten für die Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) des VK

### **3.1 Aufbau eines VK**

Grundidee eines VK ist es, eine Reihe kleinerer dezentraler Anlagen zusammenzufassen und sie von einer gemeinsamen Leitstelle aus zu steuern. Zentrales Element dabei ist ein Energiemanagementsystem (EMS), das Fahrpläne für die einzelnen Anlagen errechnet. Dabei können verschiedene Ziele verfolgt werden, in der Regel ist das die Maximierung der Erlöse. Dafür wurde im Projekt ein auf einem Optimierer basierendes EMS entwickelt und erprobt, mit dem die Vermarktung über verschiedene Märkte hinweg möglich ist. /Hochloff 2012/

### **3.2 Entwicklung von Vermarktungsmöglichkeiten**

Die Energiewende wird auf Dauer nur dann funktionieren, wenn tragfähige Geschäftsmodelle entwickelt werden. D. h. es müssen Vermarktungswege gefunden werden, mit denen die verschiedenen Akteure die notwendigen Investitionen refinanzieren und darüber hinaus einen ausreichenden Gewinn erwirtschaften können. Dazu wurden verschiedenen Vermarktungswege, wie eine regionale Direktvermarktung und die Vermarktung an Großhandelsbörsen untersucht. Es wurde festgestellt, dass unter den derzeitigen Bedingungen keine generell neuen Geschäftsmodelle neben dem EEG wirtschaftlich sind.

Daneben wurde ein dynamischer Tarif für Haushaltskunden untersucht, mit dem ein Anreiz zur Lastverschiebung gegeben werden soll. Das dabei entwickelte Bonus-Malus-System bietet zwei Vorteile: Der Anreiz zur Lastverschiebung ist nicht an die Großhandelspreise gebunden und kann sich so nach dem Bedarf der Netzbetriebsführung richten. Außerdem kann eine Trennung zwischen der reinen Versorgung mit Energie und der Veränderung des Lastprofils erreicht werden. /Ritter 2012/

### **3.3 Unterstützung des Netzbetriebs**

Durch den immer höheren Anteil an dezentralen, fluktuierenden Erzeugern kommen neue Herausforderungen auf die Betriebsführung der elektrischen Netze zu. Dazu ist es notwendig zu ermitteln, welche Auswirkungen die erneuerbaren Erzeuger auf das Netz



haben. Dazu wurde ein Modell des Verteilungsnetzes mit über 2000 Knoten sowie über 2000 Leitungsverbindungen erzeugt. Mit Hilfe dieses Modells wurden anhand verschiedener Ausbauszenarien Simulationen durchgeführt. Dabei ergab sich unter anderem, dass der für 2020 angenommene Zubau im LK Harz vom Verteilungsnetz verkraftet werden kann. Die Nichtverfügbarkeit würde sich etwas erhöhen, was aber durch Verkürzung der Schaltzeiten kompensiert werden kann. /Styczynski 2012/

### 3.4 Entwicklung und Erprobung von IKT-Komponenten

Im zukünftigen Energieversorgungssystem wird es notwendig sein, eine Vielzahl von kleinen Anlagen unterschiedlichster Art an VK anzuschließen. Das wird nur dann wirtschaftlich machbar sein, wenn es standardisierte Schnittstellen gibt. Dazu wurde im Projekt eine auf der IEC 61850 basierende Schnittstelle entwickelt, implementiert und erprobt. Diese Schnittstelle verwendet ein generisches Datenmodell, d.h. ein Datenmodell, mit dem alle in Frage kommenden Anlagentypen abgebildet werden können./Winter 2012/

Für den Aufbau des VK im Projekt RegModHarz wurde eine IKT-Infrastruktur entwickelt, mit der die über die o. g. Schnittstelle einlaufenden Daten verarbeitet und gespeichert werden können. Diese Infrastruktur verfügt auch über ein Energiemanagement zur Steuerung der Anlagen sowie weitere Schnittstellen, z. B. um Prognosen externer Anbieter einbinden zu können. Wichtiger Bestandteil ist außerdem eine grafische Oberfläche (Leitstelle), mit der Daten und Abläufe visualisiert und gesteuert werden können und damit den Betrieb des VK ermöglichen. /Wickert 2012/

## 4 Literatur

- /Braun2009/ Braun, M.: Virtual Power Plants in Real Applications - Pilot Demonstrations in Spain and England as part of the European project FENIX. ETG-Kongress 2009, Düsseldorf, 2009.
- /Hochloff 2011/ Hochloff, P. et al: Regenerative Modellregion Harz - RegModHarz. 16. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, Kassel, 2011.
- /Hochloff 2012/ Hochloff, P., Schreiber, M.: Energiemanagement für Biogasanlagen und Speicher in virtuellen Kraftwerken. 17. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, Kassel, 2012.
- /Pudjianto2006/ Pudjianto, D., Ramsay, C., Strbac, G.: The FENIX vision: The Virtual Power Plant and system integration of distributed energy resources. FENIX Deliverable 1.4.0, 21 Dec 2006.



- /Ritter 2012/ Ritter, P.: Geschäftsmodelle für eine zukünftige 100 % Erneuerbare Energien Versorgung. 17. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, Kassel, 2012.
- /Speckmann 2011/ Speckmann, M. et al: The RegModHarz Architecture – Facing the Challenges caused by the Transformation to a Distributed Energy System. International Journal of Distributed Energy Resources Kassel, 2011.
- /Styczynski2012/ Styczynski, Z.: Erforschung des regionalen Verteilnetzes als Basis für die Umsetzung von Smart Grid am Beispiel des RegModHarz-Projekts. 17. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, Kassel, 2012.
- /Wickert 2012/ Wickert, M.: Implementierung einer IKT Infrastruktur für ein virtuelles Kraftwerk in der Modellregion Harz. 17. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, Kassel, 2012.
- /Winter 2012/ Winter, M.: Standardisiert Anbindung von Anlagen nach IEC 61850. 17. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, Kassel, 2012.



## Die Rolle der IKT bei der Transformation der Energieversorgung – Chancen für neue Geschäftsideen

**Arnold Picot**

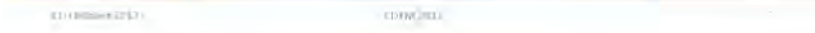
Center for Digital Technology & Management  
and  
Institut für Information, Organisation und Management  
[www.cdtm.de](http://www.cdtm.de) / [www.iom.bwl.uni-muenchen.de](http://www.iom.bwl.uni-muenchen.de)  
Kassel, 11. Oktober 2012



### Agenda

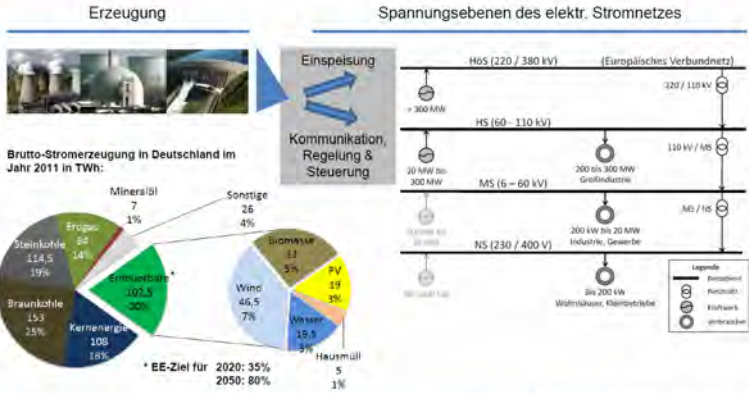


- Energiesystem im Wandel
- Die IKT als Teil der Lösung – eine große Herausforderung für die IKT Wirtschaft
- Geschäftsmodelle ermöglicht durch IKT in Energiesystemen
- Zusammenfassung





## Konventionelle Kraftwerke (fossil und nuklear) erzeugen Energie auf Abruf je nach Nachfrage und speisen in das Hochspannungsnetz ein



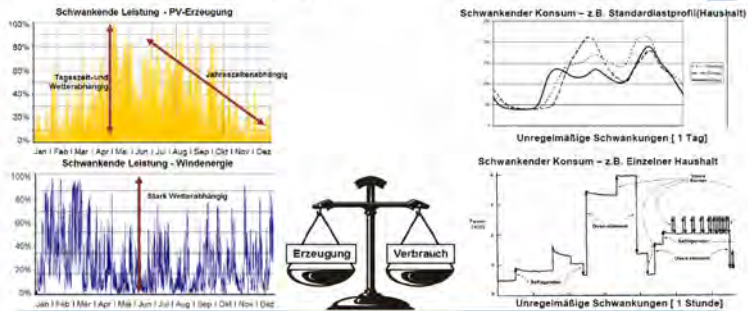
Quellen: AStG (2012), BMWi/BMÜ (2010), Römer (2010)

11. Oktober 2012

CDTM 2012

4

## Einspeisung erneuerbarer Energien in Verteilnetze und stark steigende nicht steuerbare Volatilität der Erzeugung führen zu erhöhter Netzbelastung



- Elektrische Energie ist derzeit nicht wirtschaftlich und in großem Umfang speicherbar, daher muss in jedem Augenblick gelten: **Erzeugung = Verbrauch**
- Bei stark steigender **Volatilität** in der Erzeugung muss der Verbrauch oft und stark angepasst werden
- Dies stellt eine **enorme Herausforderung** für die Energiewirtschaft dar.

Bildquelle: Hart (1992)

11. Oktober 2012

CDTM 2012

5



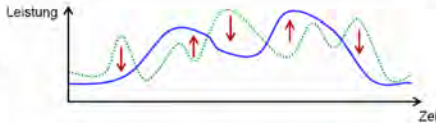


### Es gibt zwei Herangehensweisen für den Umgang mit Volatilität – Neben Anpassung der Erzeugung ist auch die Anpassung des Verbrauchs möglich

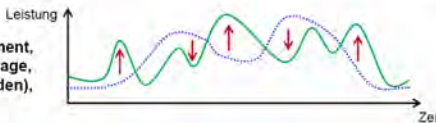
Grundproblem der Volatilität:  
Unabhängige Schwankung von  
Verbrauch und Erzeugung aus  
erneuerbaren Energien



- 1 **Verbrauchsorientierte Erzeugung:**  
z.B. Pumpspeicher, Batterien, E-Mobility (mit Rückspeisung),...



- 2 **Erzeugungsorientierter Verbrauch:**  
z.B. Demand Side Management, Flexible Preise, Virtual Storage, E-Mobility (intelligentes Laden), Microgrid...



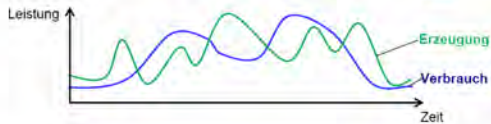
11 | Oktober 2012

CDTM 2012

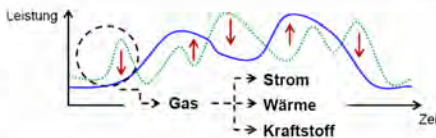


### Es gibt zwei Herangehensweisen für den Umgang mit Volatilität – Neben Anpassung der Erzeugung ist auch die Anpassung des Verbrauchs möglich

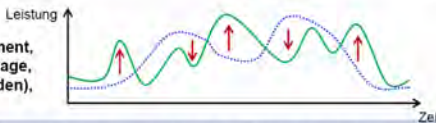
Grundproblem der Volatilität:  
Unabhängige Schwankung von  
Verbrauch und Erzeugung aus  
erneuerbaren Energien



- 1 **Verbrauchsorientierte Erzeugung:**  
z.B. Pumpspeicher, Batterien, E-Mobility (mit Rückspeisung),...



- 2 **Erzeugungsorientierter Verbrauch:**  
z.B. Demand Side Management, Flexible Preise, Virtual Storage, E-Mobility (intelligentes Laden), Microgrid...



Stromgeführte Hybridnetze: Umwandlung der elektrischen Energie in eine andere netzgebundene Energieform (integrierte Koordination mit Gasnetz)



LMU MUNICH UNIVERSITY OF LUDWIG-MAXIMILIANS-UNIVERSITÄT MÜNCHEN INSTITUT FÜR ORGANISATION UND MANAGEMENT CDTM

### IKT ist zentraler Bestandteil der meisten Lösungs-Ansätze um den Herausforderungen des zukünftigen Energiesystems zu begegnen

Das Energiesystem der Zukunft wird eine Verknüpfung vieler Bausteine.

**Lösungsbausteine**

- Pumpspeicherkraftwerke (begrenztes Potenzial)
- Ausbau von Stromleitungen (kostenintensiv)
- Batteriesysteme
- Elektromobilität
- Flexible Tarife
- Microgrids
- Power-to-Gas
- Smart Metering
- Virtuelle Kraftwerke
- Entkopplung von Erzeugern
- Demand Side Management

**Vernetzung und Koordination aller Bausteine** notwendig

**Regelung und Steuerbarkeit** auch in Verteilnetzen notwendig

**ENERGY Smart Grid**

**Paradigmenwechsel:** Von der nachfrageorientierten Erzeugung zur erzeugungsorientierten Nachfrage

**Große Herausforderungen für die IKT Wirtschaft**

© IKTW 2012

LMU MUNICH UNIVERSITY OF LUDWIG-MAXIMILIANS-UNIVERSITÄT MÜNCHEN INSTITUT FÜR ORGANISATION UND MANAGEMENT CDTM

### Die Herausforderung für die IKT Wirtschaft ist die Erfüllung der zahlreichen Anforderungen, die das Energienetz der Zukunft an die IKT stellt.

**ENERGY Smart Grid = Energie System + Informations- und Kommunikationstechnologien**

erfordert

- Standardisierte Schnittstellen
- Normierte Bauteile und Komponenten
- Datenschutz / Schutz der Privatsphäre
- Zuverlässigkeit
- Verfügbarkeit
- Vertraulichkeit
- Integrität
- Verlässlichkeit
- Offene Datenplattform zur Ermöglichung neuer Dienste
- Ermöglichung von Prognose-Diensten
- Betriebssicherheit

- Koordination einer deutlich größeren Anzahl an Akteuren im komplexen Energiesystem
- IT-Sicherheit - Schutz der Privat
- Datenweitergabe über Unternehmensgrenzen
- Interoperabilität von Komponenten verschiedener Hersteller und Unternehmen
- Skalierbarkeit von Systemen
- Realzeitanforderungen
- End-to-End QoS-Anforderungen
- Dienste zur Autorisierung, Authentifizierung, Ressourcenermittlung und -zugriff

© IKTW 2012



**Neben den Herausforderungen bietet die Kombination von IKT und Energiesystem der IKT Wirtschaft auch zahlreiche neue Chancen und Geschäftsmöglichkeiten**

**ENERGY Smart Grid** = Energie System + Informations- und Kommunikationstechnologien

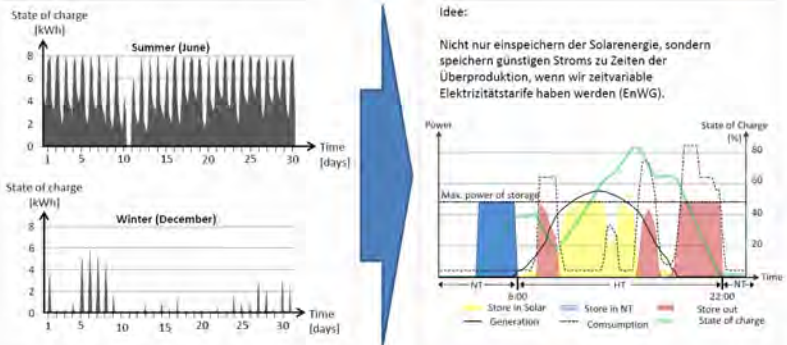
ermöglicht

**Zahlreiche innovative eEnergy Produkte und Dienstleistungen in den Bereichen:**

- Darstellungen und **Visualisierungen des Energieverbrauchs** der Kunden
  - Kombinierte **Energiespeichersysteme**
  - Netzausgleich mithilfe von **Virtuellen Kraftwerken**
  - Dienstleistungen zum **Energie-Einsparpotenzial** bei Kunden
  - **Direkt-Vermarktung** von Photovoltaik Strom
  - Spezielle **„grüne“ Tarife**
  - **Gerätesteuerung** im über Smart Phones
  - Dienstleistungen zu **Speichersystemen**
  - ...
- Vielfältiges **Unternehmertum für neue** und verbesserte **Funktionalitäten**
  - **Energiemanagement-Lösungen** speziell hinsichtlich schwankender Wind und Solar
  - **„Intelligente“ Endgeräte**, die auf (Preis)signale aus dem Netz reagieren können
  - **Tarifpreisrechner**
  - Einbindung von **Elektrofahrzeugen in Speicherkonzepte** und Dienstleistungen
  - ...

**Smart Grids ermöglichen zahlreiche neue Geschäftsmodelle – In naher Zukunft werden IKT und flexible Tarife die Auslastung und Profitabilität von Solarbatterien steigern.**

1. Beispiel für ein Geschäftsmodell

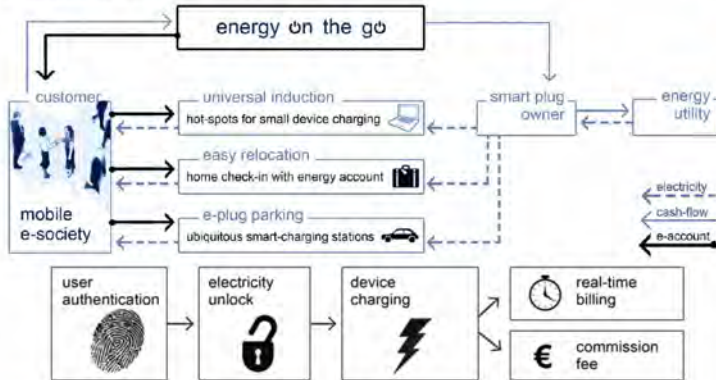


Quelle: Röber (2010), Röber und Erich (2010)



## Energy on the go – Ein IKT basiertes einheitliches Energie Accounting Management System macht Energie für den Kunden mobil

### 2. Beispiel für ein Geschäftsmodell



Quelle: Ergebnis eines CDTM TrendSeminar Projekts / Für mehr Informationen siehe CDTM Trend Report "SmartGrid Infrastructures"

11. Oktober 2012

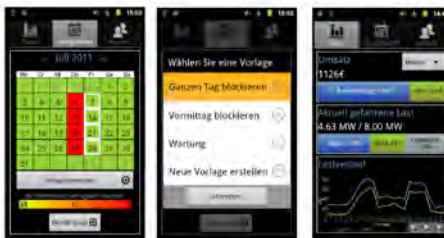
CDTM 2012

11

## Partnerkraft – Die Schnittstelle zwischen Kunden und Betreiber eines Virtuellen Kraftwerks

### 3. Beispiel für ein Geschäftsmodell

#### Funktionalität & Interaktion



- Im Kalender gibt der Kunde die Verfügbarkeit seiner Anlage an, die Teil des virtuellen Kraftwerks ist
- Auf dem Smart Phone sieht er immer übersichtlich die aktuelle Energieproduktion sowie seine Erträge

#### Kernaspekte

- Profitabilität
- Transparenz
- Einfachheit in der Nutzung

Quelle: Ergebnis eines CDTM-Management Product Development Projekts

11. Oktober 2012

CDTM 2012

12

## Griddle – Eine Software-Lösung für Microgrids in Bürogebäuden, die die Mitarbeiter einbezieht

### 4. Beispiel für ein Geschäftsmodell

#### Funktionalität & Interaktion



- Push Mitteilungen
- Remote Control
- Gaming-Element durch Punktesystem
- Transparenz durch Einzelverbrauchsinform.

→ **Aktivität & Motivation**



- Visualisierung des Status Quo des Microgrids
- Pull Mitteilungen
- Hohe Sichtbarkeit durch großen Display

→ **Bewusst machen**

#### Kernaspekte

→ Profitabilität

→ Transparenz

→ Einfachheit in der Nutzung



Quelle: Ergebnis eines CDTM Managing Product Development Projekts in Kooperation mit ForUs / Siemens

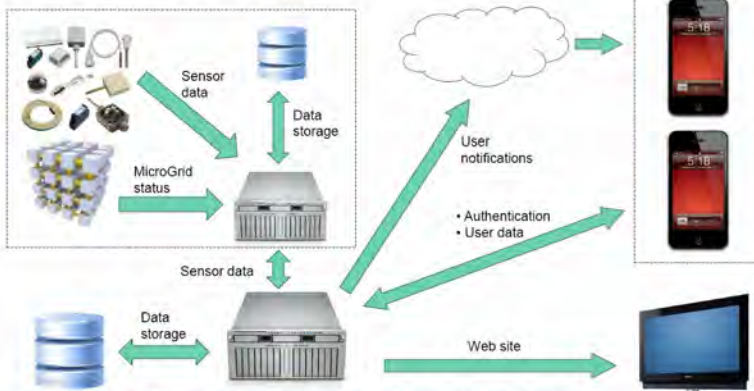
11. Oktober 2012

CDTM 2012

13

## Konzept des Prototypen – IKT spielt eine zentrale Rolle bei der Implementierung der Griddle Geschäftsidee

### 4. Beispiel für ein Geschäftsmodell



Quelle: Ergebnis eines CDTM Managing Product Development Projekts in Kooperation mit ForUs / Siemens

11. Oktober 2012

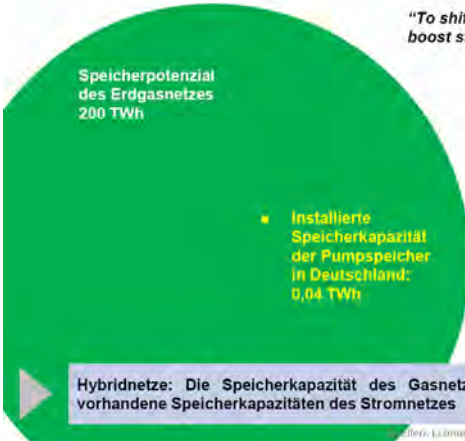
CDTM 2012

14



Es gibt eine Vielzahl an Speichertechnologien – Die bisher installierte Kapazität im deutschen Elektrizitätsnetz ist jedoch sehr begrenzt

5. Beispiel für ein Geschäftsmodell



"To shift fully to renewables, Germany needs to boost storage capacity by a factor of 500." (The Economist, 2011)

**"Konventionelle Stromspeichermöglichkeiten**, wie z.B. Pumpspeicherkraftwerke oder Batterielösungen können, bezogen auf den Jahresverbrauch an Strom in der BRD, eine Stromproduktionslücke nur im Minutenbereich ausgleichen"

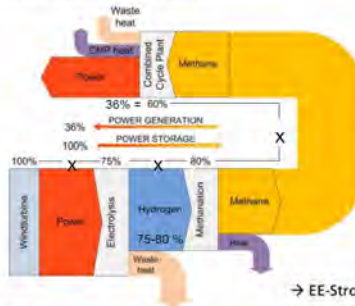
(Volk, 2011)

Hybridnetze: Die Speicherkapazität des Gasnetzes ist um ein Vielfaches größer als vorhandene Speicherkapazitäten des Stromnetzes

Quelle: Laumann et al., 2011; Volk, 2011; Sachverständigenrat für Umweltfragen (2010)

Es gibt eine Vielzahl an Speichertechnologien – Die bisher installierte Kapazität im deutschen Elektrizitätsnetz ist jedoch sehr begrenzt

5. Beispiel für ein Geschäftsmodell



**Niedrige Wirkungsgrade**  
 75 – 80 % zu Wasserstoff  
 60 – 65 % zu Methan  
 35 – 40 % zu Strom  
 50 – 60 % zu KWK

→ EE-Strom wird zur Primärenergie

Wirkungsgrade: Mittel-Schlecht  
 Investition: Hoch  
 Speicherkapazität: Sehr hoch

Insbesondere für langfristige Speicherzeiträume und im Vergleich zur alternativen Abschaltung von EE-Anlagen sind Hybridnetze interessant

Quelle: Jenisch, Sterner, Specht (2010) Bild mit Änderungen entnommen aus Jenisch, Sterner, Specht (2010)

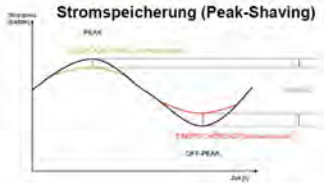


Institut für Informationssysteme,  
Organisation und Management



## Es gibt eine Vielzahl an Speichertechnologien – Die bisher installierte Kapazität im deutschen Elektrizitätsnetz ist jedoch sehr begrenzt

### 5. Beispiel für ein Geschäftsmodell



- Ziel: Maximierung der intertemporalen Arbitrage
- Einspeicherung von preisgünstigem Strom
- Ausspeicherung bei hohem Preisniveau
- Vermarktung als Regenergie scheint attraktiver

Aufgrund des geringen PtG-Wirkungsgrades ist der Einsatz von PtG-Speichern bei derzeitigen Strompreisen aus ökonomischer Sicht nicht attraktiv.

### Beispielperspektive für ein Industrieunternehmen als Betreiber



Bild mit Änderungen entnommen von <http://www.aaztebaaandemobility.de>



Institut für Informationssysteme,  
Organisation und Management

## Zusammenfassung

IKT wird ein wichtiger Teil des Energiesystems der Zukunft sein

Die IKT Wirtschaft muss eine Vielzahl komplexer Anforderungen erfüllen

Große Chance für zahlreiche neue Geschäftsmodelle im Smart Grid Umfeld

Neue Geschäftsmodelle müssen transparent und wirtschaftlich sein.

Neue Systeme brauchen einfache Nutzerschnittstellen.

Anwender möchten die Kontrolle über ihre Daten und Anlagen behalten.

Smart Grids müssen Nutzen für alle beteiligten Akteure stiften.



## Quellen

- **AGEB (2012)**. AG Energiebilanzen e.V. Stromerzeugung nach Energieträgern von 1990 bis 2011 (in TWh) Deutschland insgesamt.  
URL: <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65>
- **AUDI (2012)**. Internetauftritt von Audi Balanced Mobility.  
URL: <http://www.audi-balanced-mobility.de>
- **BMU(2011)**. Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2011.  
URL: [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee\\_in\\_deutschland\\_graf\\_tab.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_in_deutschland_graf_tab.pdf)
- **BMWiBMU (2010)**. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. September 2010.
- **Economist (2011)**. Nuclear? Nein, danke: A nuclear phase-out leaves German energy policy in a muddle.  
URL: <http://www.economist.com/node/18774834>
- **Hart (1992)**. Nonintrusive appliance load monitoring. Proceedings of the IEEE , vol.80, no.12, pp.1870-1891, doi: 10.1109/5.192069  
URL: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=192069&isnumber=4949>
- **Jentsch, Sterner, Specht (2010)**. Erneuerbares Methan – Kopplung von Strom- und Gasnetz  
URL: [http://www.fg-ide.tu-chemnitz.de/files/Workshop\\_Energiespeichertechnologien\\_28\\_10\\_2010\\_Jentsch.pdf](http://www.fg-ide.tu-chemnitz.de/files/Workshop_Energiespeichertechnologien_28_10_2010_Jentsch.pdf)
- **Nitsch et al. (2010)**. Leitstudie 2010.  
URL: [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2010\\_bf.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2010_bf.pdf)

11 | 18050889-2012

11 | 18050889

211



## Quellen

- **Römer (2010)**. Entwicklung und Bewertung von Geschäftsmodellen für stationäre Stromspeicher in Verbindung mit fluktuierenden erneuerbaren Energien, Diplomarbeit am Karlsruher Institut für Technologie.
- **Römer und Lerch (2010)**. *How innovative business models increase the economic feasibility of stationary energy storage systems: potential, opportunities, risks*. Proceedings of the 5th International Renewable Energy Storage Conference in Berlin, Germany.
- **Römer, Sußmann u.a. (Hrsg.) (2011)**. Trend Report 2010/11: Smart Grid Infrastructures. Center for Digital Technology and Management, München.
- **Sachverständigenrat für Umweltfragen (2010)**. 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: Klimaverträglich, sicher, bezahlbar.URL: [http://www.umweltrat.de/cae/serve/contentblob/1001596/publicationFile/63817/2010\\_05\\_Stellung\\_15\\_erneuerbareStromversorgung.pdf](http://www.umweltrat.de/cae/serve/contentblob/1001596/publicationFile/63817/2010_05_Stellung_15_erneuerbareStromversorgung.pdf)
- **Schmid et al. (2011)**. Notwendigkeit und Bedeutung der Integration von Energiesystemen zum Energiehypernetz. Hybridnetze Fachgespräche, November 2011
- **Sterner, Specht u.a. (2010)**. Erneuerbares Methan. In: Solarzeitalter 1/2010.  
URL: [http://www.eurosolar.de/de/images/stories/pdf/SZA%201\\_2010\\_Sterner\\_farbig.pdf](http://www.eurosolar.de/de/images/stories/pdf/SZA%201_2010_Sterner_farbig.pdf)
- **Volk (2011)**. „Power to Gas“ und der neue Rechtsrahmen. In: gwf Gas Erdgas 2011, S. 668ff (669)

11 | 18050889-2012

11 | 18050889

211





## Standardisierte Anbindung von Anlagen nach IEC 61850

Martin Winter  
Siemens AG  
Otto-Hahn-Ring 6, 81739 München  
Tel.: (089) 636-40380, Fax: (089) 636-51115  
e-mail: martin.winter@siemens.com

### 1 Einleitung

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.

Web-Service Technologien bieten dafür eine breite Palette von Lösungen. In Verbindung mit dem etablierten Kommunikationsstandard IEC 61850 ist hiermit eine sichere und flexible Anbindung dezentraler Energieanlagen realisierbar. Der Einsatz einheitlicher Datenmodelle für unterschiedliche Anlagentypen ermöglicht dabei dem virtuellen Kraftwerk eine weitgehende Abstraktion von spezifischen Details der unterschiedlichen Anlagen.

Im Projekt RegModHarz haben wir deshalb prototypisch eine solche Anbindung realisiert und mit unterschiedlichsten Anlagentypen im Feldversuch getestet. Dieser Beitrag beschreibt die besonderen Herausforderungen der Anbindung dezentraler Energieanlagen, stellt den in RegModHarz gewählten Ansatz vor und gibt einen kurzen Ausblick über laufende und zukünftige Standardisierungsaktivitäten.

### 2 Aufgabenstellung

Im Rahmen des Projektes RegModHarz wurde ein virtuelles Kraftwerk aus dezentralen Energieanlagen aufgebaut. Dabei wurden dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen (Windkraft, Solarstrom), steuerbare Erzeugungsanlagen (Biogas, KWK), aber auch steuerbare Lasten (Industrieverbraucher) und Speicher (z.B. Pumpspeicher) als reale oder simulierte Komponenten mit einbezogen.



Sowohl für die Kommunikationsarchitektur als auch für die eingesetzten Protokolle, Datenmodelle und Komponenten führt dies zu völlig anderen Anforderungen als sie beispielsweise aus dem Umfeld der heutigen Energieautomatisierung oder Leitwartechnik bekannt sind:

- Die hohe Zahl dezentraler Energieanlagen erfordert eine möglichst kostengünstige Realisierung der Kommunikationsinfrastruktur.
- Die Heterogenität der Anlagen muss bereits auf der Anlagenseite in eine einheitliche, homogene Darstellung umgesetzt werden. Dies betrifft sowohl die verwendeten Kommunikationsprotokolle als auch die eingesetzten Datenmodelle.
- Viele Energieanlagen, wie z.B. KWK-Anlagen oder die meisten steuerbaren Lasten, erfüllen für den Betreiber in erster Linie einen anderen Zweck als den der Energieerzeugung oder des Energieverbrauchs. Insbesondere die Datenmodelle, aber auch die Regelung der Zugriffsrechte müssen in der Lage sein, die Lösung dieses potenziellen Interessenkonfliktes adäquat zu unterstützen.
- Die Dynamik der Systemkonfiguration, d.h. das häufige Hinzufügen oder Wegnehmen von Anlagen, aber auch ihre wechselnde Erreichbarkeit oder Betriebsbereitschaft erfordert Mechanismen, die solche Ereignisse automatisch erkennen und bearbeiten können.

Soweit möglich sollen diese Aufgaben mit verfügbaren, bereits bewährten und standardisierten Technologien gelöst werden, um eine schnelle Einführung zu ermöglichen.

### 3 Ansätze

Das Ziel einer preisgünstigen Anbindung auch kleiner Energieanlagen kann nur erreicht werden, wenn vorhandene Kommunikationsinfrastruktur mitbenutzt wird. Deshalb wurde ein Ansatz gewählt, bei dem die Kommunikation mittels Web Services über das Internet stattfindet. Auf Applikationsebene bieten Web Services eine breite Palette von erprobten Technologiebausteinen, aus der man je nach spezifischen Anforderungen schöpfen kann.

Für die Definition abstrakter Kommunikationsdienste und Datenmodelle setzt RegModHarz auf IEC 61850, einen Standard, der seine Wurzeln in der Stationsautomatisierung hat. Das in /IEC 61850-7-2/ definierte Abstract Communication Service Interface ACSI bilden wir dann nach einem in /IEC 61400-25-4/ Annex A standardisierten Vorschlag auf Web Services ab (siehe Kapitel 5).

Für die Datenmodellierung haben wir auf eine Abbildung interner Details der Energieanlage bewusst verzichtet. Stattdessen konzentrieren wir uns darauf, die Charakteristik

der Anlage am elektrischen Anschlusspunkt in einem abstrakten Modell darzustellen, da schlussendlich lediglich dieses Charakteristik für einen VPP-Betreiber oder auch den Netzbetreiber von Interesse ist.

Als verbindendes und vereinheitlichendes Element, aber auch als trennende und schützende Instanz haben wir an jeder Anlage eine sogenannte PowerBridge installiert. Diese Komponente repräsentiert die Energieanlage in einheitlicher Weise nach außen, bedient sich dabei aber internen Messwerte und spezifischen Steuerungsmöglichkeiten der Anlage.

#### 4 Architektur

Die Architektur der Kommunikationslösung zur Anlagenanbindung entspricht einer klassischen „Service oriented Architecture“ (SOA). Die nachfolgende Grafik illustriert die Zusammenhänge:

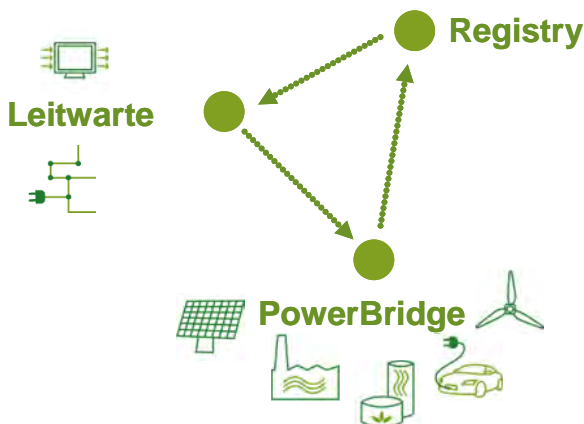


Abbildung 1: SOA mit PowerBridge, Registry und Leitwarte

Die einzelnen Anlagen sind jeweils mit einer PowerBridge ausgestattet. Um die von der jeweiligen Anlage zur Verfügung gestellten Energie-Dienste bekanntzumachen, registriert sich diese bei der Registry und stellt dabei wichtige Kenndaten wie Eigentümer, Standort, Art der Anlage und maximale Leistung zur Verfügung. Die Registry führt somit eine Liste über die vorhandenen dezentralen Energieanlagen. Als unabhängige Instanz kann sie diese Informationen einem oder mehreren virtuellen Kraftwerken anbieten. Diese überprüfen nun, ob die neu hinzugekommenen Anlagen in das virtuelle Kraftwerk aufgenommen werden sollen. Ist dies der Fall, so nehmen sie direkt Kontakt mit der PowerBridge auf. Die Registry ist also nicht mehr in den operativen Betrieb eingebunden.



## 5 Web Services mit IEC 61850

Der Standard IEC 61850 hat von vorne herein eine klare Trennung zwischen abstrakten Kommunikationsdiensten (ACSI) und einer Abbildung auf konkrete Kommunikationsprotokolle vorgenommen. Im heute vorherrschenden Anwendungsbereich der Stationsautomatisierung wird dabei ausschließlich die in IEC 61850-8-1 standardisierte Abbildung auf MMS (ISO 9056-1 und -2) genutzt.

Diese Abbildung ist speziell auf den Einsatz in einem abgeschotteten Stationsnetzwerk zugeschnitten. Für den Einsatz von MMS über das Internet wären aber weitreichende Ergänzungen und Änderungen notwendig, insbesondere auch in sicherheitstechnischer Hinsicht.

Im Rahmen des IEC 61400 sind teils parallel zu IEC 61850 eine Reihe von Standards entstanden, welche die Prinzipien und Grundstrukturen des IEC 61850 aufgreifen und speziell für den Einsatz bei Windkraftanlagen anpassen. Im Rahmen dieser Aktivitäten ist in IEC 61400-25-4 Annex A eine Abbildung des ACSI auf Web Services entstanden. Für RegModHarz haben wir diese Abbildung verwendet und umgekehrt wieder für IEC 61850 eingesetzt.

Die freie Verfügbarkeit von Tools für die Erstellung, den Test und den Betrieb von Web Services erleichtert die Implementierung auf Server- und Clientseite erheblich. So kann das Mapping des ACSI auf Web Services größtenteils automatisch aus der WSDL-Spezifikation generiert werden.

Zum Testen stehen eine Anzahl teils auch freier Tools zur Verfügung, mit denen einfache Anfragen, aber auch komplexe Szenarien ausgeführt und verifiziert werden können.

## 6 Datenmodell

Für die Beeinflussung dezentraler Anlagen gibt es prinzipiell ganz unterschiedliche Ansätze, die sich im Grad der Steuerbarkeit unterscheiden:

- Die **direkte Steuerung**, wie sie z.B. bei der Fernwirktechnik eingesetzt wird. Ein Steuerbefehl oder Schaltvorgang wird dabei nahezu bedingungslos von der dezentralen Anlage durchgeführt, lediglich eingeschränkt durch lokale Sicherheitsrichtlinien.
- Die **indirekte Beeinflussung**, z.B. durch Preissignale oder andere Anreizsysteme. Hier kann der Sender des Signals noch nicht einmal nachprüfen, ob oder wann eine Reaktion auf das Signal erfolgt, oder ob eine Änderung des Anlagenverhaltens nun auf ein Anreizsignal zurückzuführen ist oder eine andere Ursache hat.



- Die **lose Kopplung**, bei der eine dezentrale Anlage ihre Bereitschaft zur externen Beeinflussung nach außen signalisiert und die Leitwarte dann im Rahmen dieser Bereitschaft gezielt eine Option auswählen kann.

Das Projekt RegModHarz setzt dabei auf die lose Kopplung, um einerseits der Rollenverteilung (Anlagenbetreiber / Netzbetreiber oder VPP) gerecht zu werden und andererseits eine gewisse Verbindlichkeit und Berechenbarkeit der Reaktion auf ein Signal zu erreichen.

Die lose Kopplung erfordert allerdings die regelmäßige Kommunikation zwischen Leitwarte und Energieanlage und die ständige adaptive Reaktion auf ungeplante Abweichungen und veränderte Prognosen, und das bei einer sehr hohen Anzahl heterogener Energieanlagen.

Eine Leitwarte kann damit nur dann sinnvoll umgehen, wenn alle diese Anlagen weitgehend mit einem einheitlichen Datenmodell abgebildet werden. Insbesondere kann die automatische Einbindung weiterer Anlagen nur gelingen, wenn deren Datenstrukturen vorab bekannt – also möglichst bei allen Anlagen einheitlich sind.

Weiterhin sollte die Komplexität des Datenmodells möglichst gering sein, damit Optimierungsalgorithmen damit auch bei einer hohen Anzahl von Anlagen sinnvoll umgehen können.

Für RegModHarz haben wir deshalb aus der Fülle der Logical Nodes (LNs), also der standardisierten Bausteine, aus denen ein konkretes IEC 61850 Datenmodell aufgebaut wird, nur eine sehr kleine Anzahl ausgewählt:

- Die beiden vorgeschriebenen LNs **LLNO** und **LPHD**, die den Gesamtstatus der Energieanlage beschreiben.
- Die LNs **MMXU** und **MMTR** für Messungen und Metering.
- Die LNs **DSCH** und **DSCC** für die Steuerung einer Anlage durch Fahrpläne.
- Die LNs **DRCT** und **DRCC** für einige Anlagen-Kenndaten sowie den direkten steuernden Eingriff in eine Anlage.

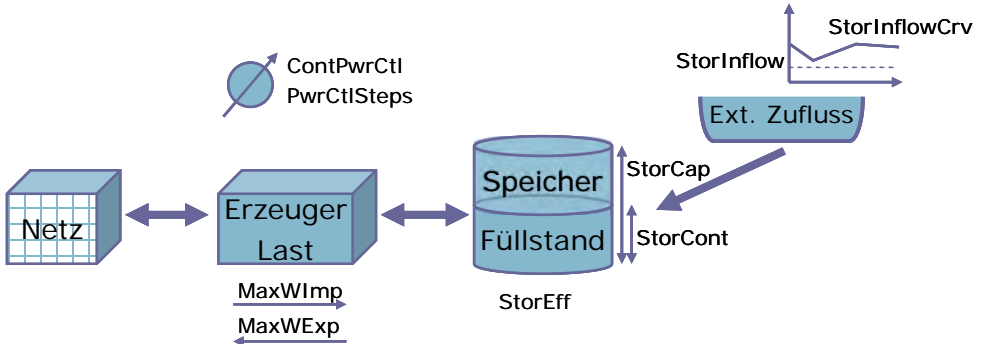
Zusätzlich wird ein neuer Logical Node **DVER** spezifiziert, der zur Beschreibung der Variabilität einer dezentralen Energieanlage dient. Bei der Spezifikation dieses Logical Nodes haben wir dazu mehrere Typen dezentraler Energieanlagen analysiert und untersucht, wie daraus eine gemeinsame abstrakte Beschreibung der Variabilität der Anlage abgeleitet werden kann. Im Einzelnen wurden berücksichtigt:

- Verschiebbare Lasten (z.B. Industriebetriebe)
- Speicher (z.B. Batterie oder Pumpspeicherwerk)



- Speicher mit Zielzustand (z.B. e-Kfz)
- Speicher mit externem Zufluss (z.B. Biogasanlage mit Gasspeicher)
- KWK-Anlage mit Wärmespeicher

Daraus wurde das nachfolgende Modell abgeleitet:



**Abbildung 2: Modell einer dezentralen variablen Energieanlage**

Die nachfolgende Tabelle beschreibt die Attribute des Logical Nodes:

**Tabelle 1: Attribute des Logical Nodes DVER**

Attribut Name	Attr. Typ	Erläuterung	M/O
MaxWImp	ASG	Maximum W Import Maximale bezogene Wirkleistung, W	M
MaxWExp	ASG	Maximum W Export Maximale gelieferte Wirkleistung, W	M
ContPwrCtl	SPG	Continuous Power Control Kontinuierliche Leistungssteuerung, <code>true</code> = stufenlos, <code>false</code> = nur Stufen möglich (siehe <code>PwrCtlSteps</code> )	M
PwrCtlSteps	CSG	Power Control Steps Kurve mit Werten für die einzelnen Stufen, mandatory, wenn <code>ContPwrCtl = false</code> . Nur die y-Werte werden ausgewertet. Aufsteigend sortiert. Negative Werte für Leistungsbezug, positive Werte für Leistungslieferung.	O



StorCap	ASG	Storage Capacity Speicherkapazität, Wh	M
StorCont	MV	Storage Content Aktueller Speicherinhalt, Wh	M
StorEff	ASG	Storage Efficiency Speicherladewirkungsgrad, Faktor 0...1	O
StorInflow	ASG	Storage Inflow Konstanter externer Energie-Zufluss (positiv) oder Verlust (negativ), W	O
StorInflowCrv	SCA	Storage Inflow Curve Kurve für den externen Energiezu- oder -abfluss über die Zeit	O

Wichtig ist es zu verstehen, dass der im Modell dargestellte Speicher nicht eine reale Batterie oder einen sonstigen Energiespeicher repräsentiert, sondern lediglich die Bereitschaft des Anlagenbetreibers, seine Energielieferung oder seinen Energiebezug im angegebenen Umfang zeitlich zu variieren.

Prinzipiell sind alle Werte auch zeitlich variabel, d.h. die Speicherkapazität stellt nicht eine unveränderliche „Typenschild-Angabe“ dar, sondern lediglich einen momentanen Wert, der sich durch veränderte Bedingungen auf der Anlagenseite auch selbst wieder ändern kann. Inwieweit dies im konkreten Einsatzfall dieses Modells dann auch tatsächlich der Fall ist, ist jedoch Sache einer Vereinbarung zwischen Virtuellem Kraftwerk und Anlagenbetreiber und liegt somit außerhalb der Definition dieses Datenmodells.

Zur Analyse des Gesamtsystems und seines Verhaltens in verschiedenen Szenarien wurde ein gekoppelter Simulator entwickelt und eingesetzt, der das Energienetz, das Kommunikationsnetz und die ablaufenden Smart Grid Applikationen gemeinsam simulieren kann und so einen Einblick in das Verhalten des Gesamtsystems gibt. Dieser Simulator und erste Ergebnisse wurden auf der SmartGridComm 2010 vorgestellt /SGPROTO 2010/.

## 7 Aktuelle Standardisierungsaktivitäten

Die Anbindung dezentraler Energieanlagen ist in der Standardisierung rund um IEC 61850 schon seit einiger Zeit thematisiert. In /IEC 61850-7-420/ sind auch bereits mehrere Logical Nodes definiert worden, die hierfür eingesetzt werden können. So sind



die LNs DSCH, DSCC, DRCC und DRCT, die in RegModHarz eingesetzt werden, aus diesem Standard entnommen.

Bislang sind die Datenattribute dieser Logical Nodes jedoch aus dem Hintergrund der Fernwirktechnik so gewählt, dass die die Abbildung konkreter technischer Einheiten darstellen. Eine Darstellung abstrakter Modelle, wie wir sie in der Definition von DVER anstreben, ist bislang nicht durchgeführt worden. Seit einiger Zeit finden allerdings auch in der Standardisierung Diskussionen über eine solche abstrakte Modellierung dezentraler Energieanlagen statt, die inzwischen in einer Task Force mit internationaler Beteiligung fortgeführt werden.

Auf Grund der Erkenntnis, dass die bisher für die Kommunikation eingesetzte Abbildung auf MMS jedoch für die Anbindung dezentraler Energieanlagen nicht geeignet ist, wurde eine weitere Task Force gestartet mit dem Ziel, eine Abbildung auf eine noch festzulegende Web Service Definition zu formulieren und im Rahmen eines neu entstehenden Teils IEC 61850-8-2 zu standardisieren. Dabei ist die von uns gewählte Definition von Web Services gemäß IEC 61400-25-4 Annex A einer der möglichen Kandidaten.

## 8 Literatur

- /IEC 61850-7-2/ IEC: Communication networks and systems in substations, Part 7-2: Basic communication structure for substation and feeder equipment – Abstract communication service interface (ACSI), 2003
- /IEC 61850-7-420/ IEC: Communication systems for distributed energy resources, Part 7-420: DER logical nodes, 2009
- /IEC 61400-25-4/ IEC: Wind turbines, Part 25-4: Communications for monitoring and control of wind power plants – Mapping to communication profile, 2008
- /SGPROTO 2010/ Bergmann, J., Glomb, C., Götz, J., Heuer, J., Kuntschke, R., Winter, M.: Scalability of Smart Grid Protocols, IEEE SmartGridComm 2010



## Implementierung einer IKT Infrastruktur für ein virtuelles Kraftwerk in der Modellregion Harz

Manuel Wickert, Wolfgang Slaby, Andreas Liebelt, Steffen Brauns  
Fraunhofer IWES  
Königstor 59, 34119 Kassel  
Tel.: (0561) 7294-369, Fax: (0561) 7294-260  
e-mail: manuel.wickert@iwes.fraunhofer.de

### 1 Einleitung

Im Rahmen des Förderprogramms E-Energy des BMWi und des BMU wurden in sechs Modellregionen IKT-Lösungen für das zukünftige Energiesystem entwickelt. Im Projekt RegModHarz wurde dazu die Architektur eines Gesamtsystems entwickelt, in der virtuelle Kraftwerke die Steuerung und Vermarktung von Erzeugern, Speichern und Verbrauchern übernehmen um damit eine Kernaufgabe im Energiesystem erfüllen. Für den Betrieb eines virtuellen Kraftwerks wurden im Projekt zwei neue Rollen konzipiert, der Energieanlagenmanager und der Poolkoordinator. Der Energieanlagenmanagerbetreibt eine Leitwarte, über die dezentrale Energieanlagen gesteuert und überwacht werden. Der Poolkoordinator übernimmt das Handeln des Stroms, erstellt Angebote und darauf aufbauend dann Fahrpläne für die Energieanlagen. Beide Rollen können auch in Personalunion als Betreiber auftreten. /Speckmann et al./

Die zunehmende Dynamik und Komplexität der Energieversorgungsstrukturen stellt neue Anforderungen an Architektur, Skalierbarkeit und Flexibilität der technischen Lösungen. Eine besondere Herausforderung ist dabei zum einen die Vielzahl der Schnittstellen zu verteilten Kommunikationssystemen, wie z.B. Märkten, Energieanlagen und Prognoseanbietern. Zum anderen gewinnt das aktive, optimierte Management dezentraler Erzeuger, Speicher und Verbraucher an Bedeutung. Unter Verwendung einer Mehrschicht-Architektur, die ein generisches Anlagen- und Energiemanagement unterstützt, wurde ein virtuelles Kraftwerk umgesetzt und erfolgreich in Feldtests betrieben. Die technische Realisierung hat sich hierbei als leistungsfähige Plattform erwiesen.

In Abschnitt 2 wird die in RegModHarz entwickelte Lösung zur dynamischen Anlagen-einbindung eingegangen. Daraufhin wird in Abschnitt 3 die Umsetzung des Backend der virtuellen Kraftwerkslösung vorgestellt. In Abschnitt 4 wird das Frontend des virtuel-



len Kraftwerks, die sogenannte Leitwarte, erläutert. Abschließend werden die Ergebnisse des Feldtests dargestellt.

## 2 Dynamische Anlagenanbindung

Unter Berücksichtigung der aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wurde in RegModHarz ein Konzept für ein IKT-Gesamtsystem (siehe Abb. 1) erarbeitet. In diesem Konzept übernehmen virtuelle Kraftwerke in Kombination mit der Anbindung von dezentralen erneuerbaren Energieanlagen auf Basis generischer Datenmodelle eine zentrale Rolle. Wesentliche Herausforderung ist hierbei, dass die Anbindung dezentraler Energieanlagen wesentlich dynamischer erfolgen muss, als es die Anbindung von großen konventionellen Erzeugern typischerweise erfordert. Dies liegt daran, dass bei dezentralen Anlagen von einer geringeren IKT-Erreichbarkeit ausgegangen werden muss /Bergmann et al. 2010/, und sich die Anzahl und die energiewirtschaftlich notwendigen Anbindungen der verfügbaren Energieanlagen z.B. durch Zubau sowie anderer Vermarktungsstrategien häufig verändern können. Des Weiteren wird eine wesentlich höhere Anzahl von Energieanlagen in das Gesamtsystem zu integrieren sein, was durch die Vielzahl an verschiedenen Anlagentypen ein sehr heterogenes Umfeld ergibt.

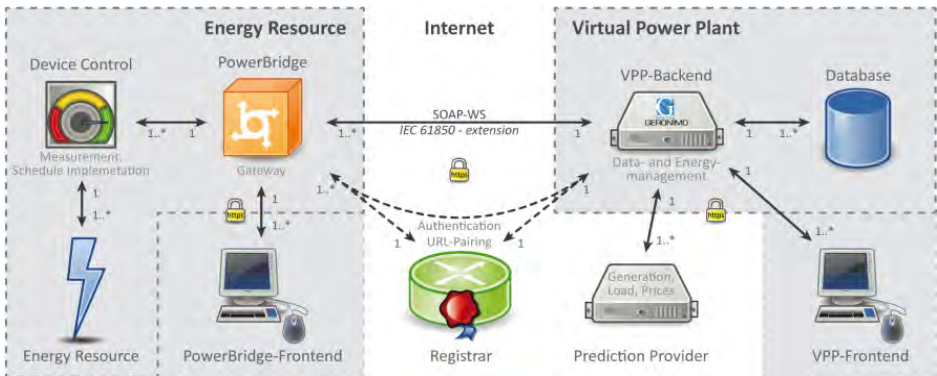


Abb. 1: Darstellung des Gesamtsystems (Quelle: /Hochloff et al. 2011/)

Um die Einbindung der dezentralen Anlagen in diesem Zusammenhang möglichst einheitlich, einfach und effizient zu gestalten, wurde im Rahmen des Projektes eine Erweiterung des IEC 61850 Datenmodells entwickelt und darauf aufbauend eine Anlagenanbindung realisiert /Winter 2012/. Die Erweiterung des IEC 61850 Datenmodells war dabei notwendig, um die Größe der Variabilität der Anlage nach außen (z.B. für das Energiemanagement eines virtuellen Kraftwerkes) zur Verfügung zu stellen. Die Erweiterung besteht aus einem zusätzlichen Datenknoten (Logical Node), genannt **DecentralizedVariable EnergyResource(DVER)**. Dieser Knoten abstrahiert von speziel-

len anlagentypenspezifischen Attributen und stellt einen generischen Parametersatz zur Abbildung der Anlagenvariabilität zur Verfügung.

### 3 Backend des virtuellen Kraftwerks

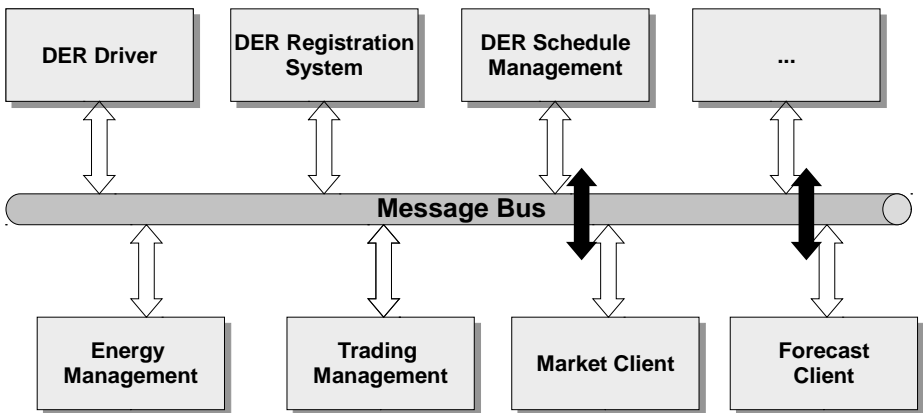
Das im Rahmen des Projekts entwickelte Backend (Serversystem) des virtuellen Kraftwerks ist die zentrale Steuerungs- und Datenhaltungseinheit. Die Kombination des Backends mit dem Frontend und der Persistenzschicht bildet hierbei eine klassische 3-Tier Architektur und realisiert damit das virtuelle Kraftwerk.

Das virtuelle Kraftwerk wird als Anwendung eines Energiemanagementsystems analog zur Sichtweise in IEC 61970 betrachtet /Norm 61970-301/<sup>1</sup>. Aus diesem Grund wurde dieses Standardisierungsumfeld auch als Basis für ein Canonical Data Model (CDM) /Hohpe und Woolf 2004/ innerhalb des virtuellen Kraftwerkes ausgewählt. Um Anlagen generisch im Energiemanagement modellieren zu können, wurde über das CIM-Datenmodell hinaus ein generisches Anlagenmodell entwickelt /Wickert et al. 2012/, das zum einen die spezifischen Eigenschaften eines Anlagentyps abstrahiert und zum anderen die Information der IEC 61850 Erweiterung intern repräsentieren kann. Es besteht aus folgenden 4 Elementen: Konverter (engl. **C**onverter), Speicher (engl. **S**torage), Zuflussvorhersage (engl. Inflow Forecast) und Netzanschlusspunkt (**G**rid Connection Point) und wird im Folgenden mit CSIG abgekürzt.

Die dem Backend zugrunde liegende Architektur basiert in wesentlichen Teilen auf Enterprise Integration Pattern /Hohpe und Woolf 2004/ und verwendet als zentrales Muster einen Message Bus /Hohpe und Woolf 2004/ (siehe Abb. 2). Die primär über den Bus transportierten Nachrichteninhalte verwenden das auf CIM und CSIG basierende CDM zur Abbildung der Anlageninformationen. Eine detaillierte Beschreibung der Elemente des CDMs findet sich in Tabelle 1. Die wesentlichen Komponenten die über den Message Bus kommunizieren werden im Folgenden kurz erläutert.

---

<sup>1</sup> Diese Normungsreihen werden im allgemeinen Sprachgebrauch häufig als CIM bezeichnet.



**Abb. 2: Architektur des Backends des virtuellen Kraftwerks**

Die Komponente **DER Driver** ist für die Anlagenkommunikation zuständig, enthält die Schnittstellen zu den Anlagen und konvertiert das CDM in die IEC 61850 und dessen Erweiterung und umgekehrt.

Das **DER Registration System** ist zuständig für die dynamische Anlagenregistrierung und ermöglicht das dynamische Registrieren und Deregistrieren von Anlagen am virtuellen Kraftwerk.

Das **DER Schedule Management** verwaltet und berechnet die endgültigen Fahrpläne für die Anlagen auf Basis angenommener Gebote des Trading Managements.

Das **Energy Management** berechnet auf Basis einer ausgewählten Strategie die Fahrpläne für die Anlagen. Dies wird im Abschnitt 3.1 detailliert behandelt.

Das **Trading Management** erstellt aufgrund der berechneten Anlagenfahrpläne Gebote für die Märkte.

Der **Market Client** bildet die Schnittstelle zu den Märkten wie z.B. EPEX Spot Markt oder Regelleistungsmarkt.

Der **Forecast Client** bildet die Schnittstelle zu den Prognosedienstleistern. Die Komponente übersetzt den in den Berichten /Schlögl et al.; Styczynski et al. 2012/ beschriebene Erweiterung des CIM um einen Datentyp für Prognosen in das CDM.

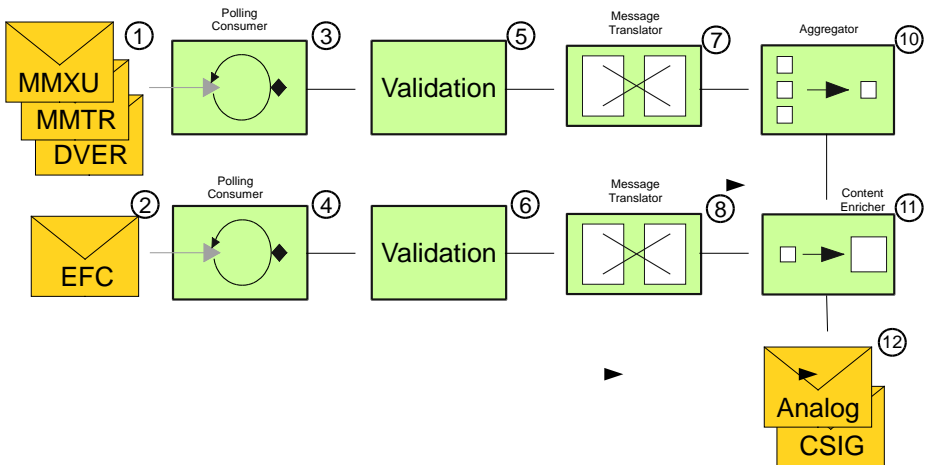
Für die Transformation der Anlagendaten auf Basis von IEC 61850 in das CDM für Anlageninformationen wurde ein Mapping (Abbildungsvorschrift) benutzt, das die einzelnen Datentypen ineinander überführt (siehe Tabelle 1). Dabei wurden die standardisierten Datentypen der IEC 61850 auf standardisierte Datentypen der IEC 61970-301 abgebildet. Wie Uslar /Uslar 2010/ erläutert, existiert zwar zwischen den einzelnen

Datentypen keine eins-zu-eins Abbildung, es konnten jedoch alle für das Projekt notwendigen Informationen, die nur eine Teilmenge aller Attribute umfassten, über diese Abbildungsvorschrift realisiert werden.

Anlageninformationen auf Basis IEC 61850	Canonical Data Model im virtuellen Kraftwerk
LN MMTR (Metering)	Analog, AnalogValues (IEC 61970-301)
LN MMXU (Measurement)	Analog, AnalogValues (IEC 61970-301)
LN DSCHED	RegularIntervalSchedule, RegularTimePoint (IEC 61970-301)
LN DVER (Projektspezifische Erweiterung der IEC 61850)	CSIG (generisches Datenmodell aus /Wickert et al. 2012/)

**Tabelle 1 Mapping der Datenmodelle zum Transport von Anlageninformationen**

Die Erfassung, Transformation und Verarbeitung der Daten ist in Abb. 3 dargestellt. Die Mess- und Zustandsdaten (1) werden über einen Polling Consumer /Hohpe und Woolf 2004/ (3) abgefragt und im Anschluss validiert (5). Ein Message Translator /Hohpe und Woolf 2004/ (7) extrahiert die wesentlichen Informationen aus den zuvor validierten Daten und bildet diese auf Basis des CDM ab. Im nächsten Schritt werden die Daten mittels einer Aggregation (9) in das für das Energiemanagement relevante energiewirtschaftliche Raster aufbereitet. Für die Day-Ahead Strategie (siehe Abschnitt 3.1) werden die Messwerte beispielsweise zu Stundenmittelwerten zusammengefasst. Die Energieprognosen (engl. Energy Forecast - EFC) (2) durchlaufen, bis auf die Aggregation, die gleichen Schritte. Zur Zusammenfassung der Information wird ein Content Enricher /Hohpe und Woolf 2004/ eingesetzt, der die Informationen im CDM (12) bereitstellt.



**Abb. 3: Erfassung, Transformation und Verarbeitung der Anlagendaten (Quelle der Symbole /Apache Camel Webseite 2012/)**

### 3.1 Energiemanagement

Das Energiemanagement des virtuellen Kraftwerks ist eine zentrale Komponente zur Berechnung von Anlagenfahrplänen für angeschlossene Erzeuger, Verbraucher und Speicher aufgrund von vordefinierten Strategien (siehe /Wickert et al. 2012/). Dabei berücksichtigt das Management Restriktionen der angeschlossenen Anlagen bzgl. ihrer zur Verfügung stehenden maximalen Leistung, der Steuermöglichkeiten und Variabilität der Anlagen. Die zu berücksichtigenden Informationen werden mit Hilfe des oben vorgestellten Datenmodells CSIG abgebildet. Durch die abstrakte Repräsentation der Daten kann das Energiemanagement ohne spezifische Informationen alle Anlagen auf die gleiche Art und Weise behandeln. Aufgrund des dynamischen Anlagenportfolios des virtuellen Kraftwerks muss das Energiemanagement außerdem stets aktuelle Informationen über die angeschlossenen Anlagen und die Anlagenzustände vorhalten. Dafür wird es über den in Abschnitt 42 beschriebenen Message Bus stets mit aktuellen Zustandsinformationen der einzelnen Anlagen versorgt.

Die Architektur des Energiemanagements ist in Abb. 4 dargestellt. Sie besteht aus einer Kernkomponente mit austauschbaren Strategien nach dem Strategy-Entwurfsmuster aus /Gamma et al. 2004/. Die Strategien beschreiben verschiedene Ziele nach denen das Energiemanagement die Fahrpläne für die Anlagen berechnet. So werden z.B. bei der Day-Ahead-Strategie die Fahrpläne so berechnet, dass ein den Fahrplänen entsprechendes Gebot am EPEX Spot Day-Ahead Markt die voraussichtlichen größten Gewinne erzielt.

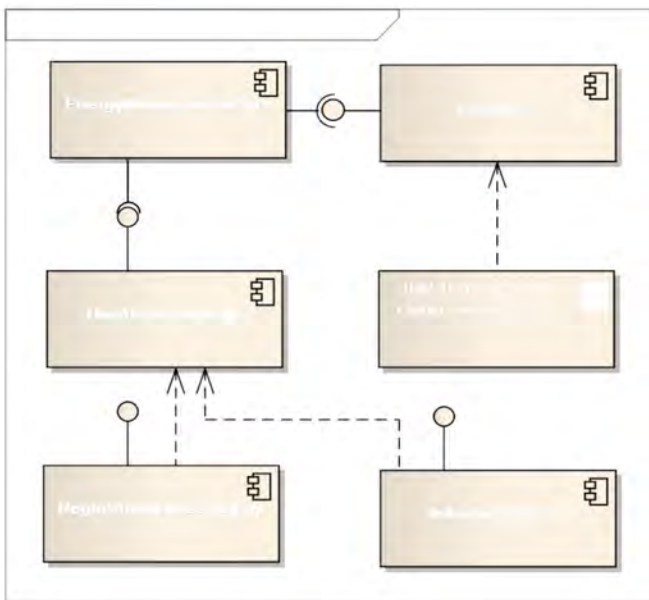


Abb. 4: Architektur des Energiemanagements (Quelle: /Wickert et al. 2012/)

Alle in RegModHarz umgesetzten Strategien sind in Abb. 4 zu sehen und werden im Folgenden einzeln erläutert.

- **Day-Ahead Strategie:**

Die Day-Ahead Strategie optimiert die Fahrpläne der einzelnen Anlagen zur Erstellung eines Gebots auf dem EPEX SPOT Day-Ahead Markt. Als Parameter gehen neben den Informationen zum Anlagenportfolio Preisprognosen des Day-Ahead Marktes, Grenzkosten und Anfahrtkosten der einzelnen Anlagen ein.

- **Intraday Strategie:**

Diese Strategie optimiert die Fahrpläne der Anlagen zur Erstellung eines Gebots auf dem EPEX SPOT Intraday Markt. Wesentliches Ziel ist dabei die Auswirkungen von Prognosefehlern auf den Day-Ahead Handel auszugleichen. Als zusätzliche Parameter, neben Information zum Anlagenportfolio, sind Preisprognosen des Intraday Marktes, Grenzkosten und Anfahrtkosten der einzelnen Anlagen und die angenommenen Gebote des Day-Ahead Marktes notwendig.

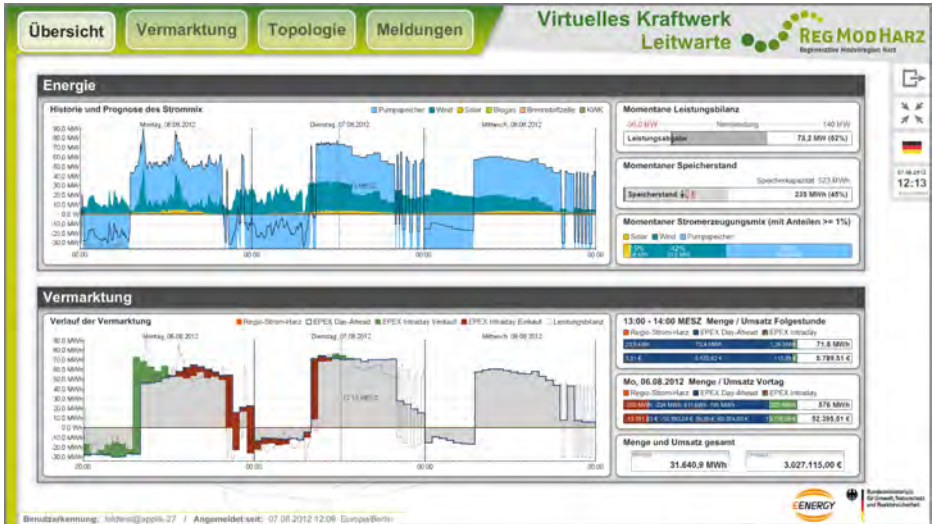
- **Regio-Strom-Harz Strategie:**

Diese Strategie ist zur Kombination mit anderen Strategien gedacht und kann



mit Hilfe des Composite-Muster /Gamma et al. 2004/ mit der Day-Ahead Strategie und der Intraday Strategie kombiniert werden. Sie sorgt dafür, dass die Last der Region-Strom-Harz Kunden (siehe Abschlussbericht RegModHarz /Schlögl et al./) zu jedem Zeitpunkt durch das Anlagenportfolio gedeckt wird und die entsprechende Energie nicht auf den SPOT Märkten verkauft wird.

## 4 Leitwarte



**Abb. 5: Übersicht-Ansicht der Leitwarte des virtuellen Kraftwerks**

Die Leitwarte (VPP-Frontend) stellt die zentrale Mensch-Maschine-Schnittstelle des virtuellen Kraftwerks dar und ist eine Komponente der zuvor bereits beschriebenen Gesamtarchitektur. Die Leitwarte wurde auf Basis des Rich Client Frameworks JavaFX implementiert. Für die Rollen Energieanlagenmanager und Poolkordinator stellt sie alle wichtigen Informationen bereit und ist die Schaltstelle für Verwaltungs- und Steuerungsaktionen. Die Funktionalitäten sowie das Layout der Leitwarte dienen dazu, bestimmte Arbeitsprozesse der in RegModHarz definierten Rollen des Energieanlagenmanagers und Poolkoordinators zu unterstützen. Das virtuelle Kraftwerk integriert diese beiden Rollen. Für die Umsetzung der Leitwarte wurden besonders aussagekräftige Use Cases der beteiligten Rollen betrachtet.



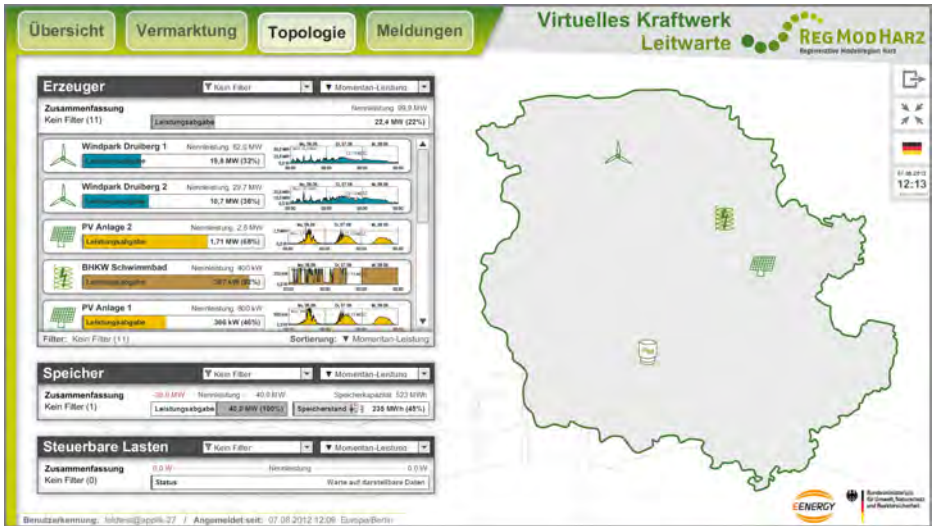
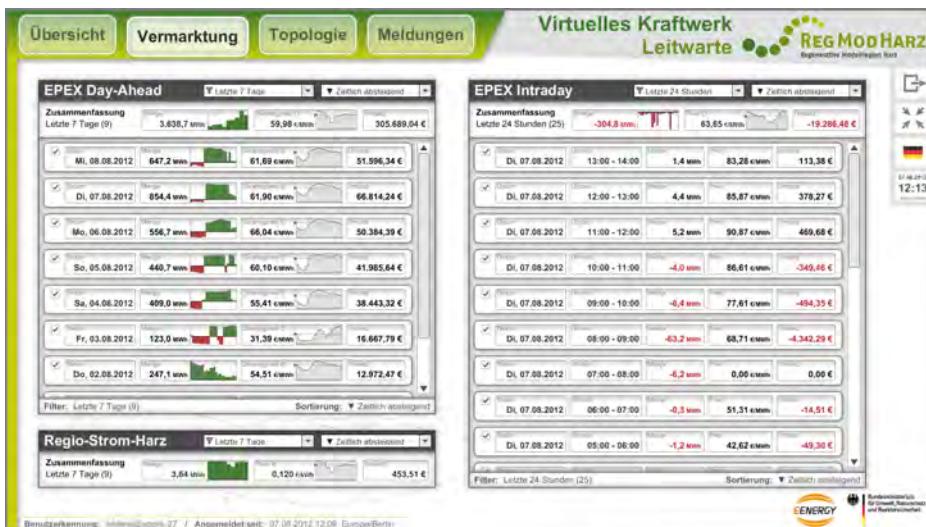


Abb. 6: Topologie-Ansicht der Leitwarte des virtuellen Kraftwerks

Die Aufgabe des Energieanlagenmanagers ist die Überwachung und Verwaltung der in das virtuelle Kraftwerk eingebundenen Energieanlagen (siehe Abb. 6). Der Energieanlagenmanager wird bei der dynamischen Einbindung von Anlagen durch die Leitwarte unterstützt. Über die Topologie-Ansicht kann er in Echtzeit die technischen Daten der Anlagen und die Fahrpläne überwachen. Auf unvorhergesehene Abweichungen vom Planzustand (z.B. Anlagenausfall) reagiert das virtuelle Kraftwerk weitestgehend autonom. Der Energieanlagenmanager kümmert sich um die Störungsbehebung durch den Anlagenbetreiber. Werden durch Störungen im virtuellen Kraftwerk Marktaktionen erforderlich, so werden diese durch den Poolkoordinator (s.u.) durchgeführt.



**Abb. 7: Vermarktungs-Ansicht der Leitwarte des virtuellen Kraftwerks**

Die ebenfalls neue Rolle des Poolkoordinators ist für die Energievermarktung verantwortlich. Seine Aufgabe ist die kritische Prüfung der Plausibilität von Energiemengen und –preisen sowie der zugehörigen Anlagen-Fahrpläne. Um ihn bei diesem Prozess zu unterstützen, wird durch das virtuelle Kraftwerk ein, auf Basis der verfügbaren Informationen, ein optimales Gebot für die Strombörse EPEX SPOT berechnet (siehe Abb. 7). Dieses Gebot wird in der Leitwarte zur Prüfung durch den Poolkoordinator angezeigt, der es bestätigen oder ablehnen kann.

Das VPP-Backend arbeitet zwar weitgehend autonom, jedoch ist für bestimmte Ereignisse eine Interaktion mit dem Betreiber erforderlich. Im Sinne der DIN »Leittechnik« wird der Bediener beim Leiten bestimmter Prozesse im Hinblick auf festgelegte Ziele unterstützt. Komplexe technische Systeme, wie z.B. virtuelle Kraftwerke werden im Normalbetrieb zwar überwacht, es findet jedoch keine aktive Einflussnahme des Leitwarten-Personals statt. Erst beim Auftreten von Fehlern oder anderen interaktionsbedürftigen Ereignissen wird eine Entscheidung abgefragt. Ziel der Leitwarte ist die Unterstützung des Bedieners beim Finden der passenden Reaktion auf ein vorliegendes Ereignis, indem z.B. unterstützende Informationen angezeigt werden.

Im Projekt RegModHarz stand bezogen auf die Leitwarte nicht nur die Darstellung der informationstechnischen Prozesse des virtuellen Kraftwerks im Vordergrund, sondern auch das Vermitteln von relevanten Zusammenhängen und das Aufzeigen von Herausforderungen und Lösungen. Mithilfe von sogenannten ShowCases werden wichtige Situationen demonstriert. Der erste ShowCase zeigt, dass durch das umgesetzte



»Plug-in your plant«-Prinzip die beteiligten Marktrollen dezentralen Energieanlagen sehr einfach in ein virtuelles Kraftwerk einbinden können. Ein weiterer ShowCase beschäftigt sich mit dem Energiemanagement, welches den Kern des virtuellen Kraftwerks bildet. Es muss mithilfe von Optimierungsalgorithmen sowohl Lastdeckung mit erneuerbarem regionalem Strom für Haushaltskunden als auch optimale Vermarktung an der Strombörse sicherstellen. Die Darstellung der Ergebnisse in Form von Fahrplänen und Geboten ist Aufgabe der Leitwarte. Der dritte ShowCase verdeutlicht anhand von historischen Daten die Wichtigkeit von Erzeugungsprognosen, Speichermöglichkeiten sowie dem kurzfristigem Handel.

## 5 Ergebnisse des Feldtests

Das virtuelle Kraftwerk wurde durch verschiedene Feldtests evaluiert. Der für diesen Kontext relevante Feldtest ist hierbei der Betrieb eines realen virtuellen Kraftwerks über zwei Wochen vom 21. Juni 2012 bis 05. Juli 2012. Im Folgenden werden die Ergebnisse aus gesamtsystemtechnischer Sicht und bezogen auf das Energiemanagement vorgestellt.

### Gesamtsystem des virtuellen Kraftwerks

Im Feldtestzeitraum waren ausschließlich reale erneuerbare fluktuierende und steuerbare Energieanlagen im virtuellen Kraftwerk eingebunden. Ziel war es, den Dauerbetrieb eines echten virtuellen Kraftwerks mit verschiedensten angeschlossenen realen Energieanlagen exemplarisch zu demonstrieren. Es wurden auf Basis der Optimierungsergebnisse Fahrpläne für die Anlagen berechnet und durch die Anlagen umgesetzt und die Energiemengen am simulierten EPEX Day-Ahead und Intraday Markt gehandelt. Während dieses Feldtest wurden etwa 80 MW gesamte Erzeugungsnennleistung von 6 verschiedenen Energieanlagen durch das virtuelle Kraftwerk verwaltet. Es waren folgende Anlagentypen eingebunden: 2 Windenergieanlagen (39,5 MW und 29,7 MW), 2 Photovoltaikanlagen (2,5 MW und 0,8 MW), 1 Biogasanlage (18 kW) sowie 1 Brennstoffzelle (15 kW). Der 14-tägige Feldtest wurde störungsfrei durchgeführt und es wurden rund 3,3 GWh Strom vermarktet, was einem Umsatz von etwa 250.000 Euro entspricht (auf Basis von historischen EPEX Marktdaten aus 2008).

Außerhalb dieses Feldtestzeitraums waren bis zu 25 dezentrale Energieanlagen gleichzeitig eingebundenen (21 reale und 4 simulierte) und die verwaltete Nennleistung belief sich auf etwa bis zu 120 MW Stromerzeugungsnennleistung und 40 MW Stromaufnahmenennleistung. Es wurden am simulierten EPEX Day-Ahead und Intraday Markt von April bis September 2012 insgesamt rund 40 GWh Strom vermarktet und damit ein Umsatz von über 4 Millionen Euro erzielt (ebenfalls auf Basis von historischen EPEX Marktdaten aus 2008).



## Energiemanagement und VPP

Ein wesentlicher Beobachtungsgegenstand des Feldtests war das Verhalten des virtuellen Kraftwerks im Dauerbetrieb. Dabei konnte gezeigt werden, dass das virtuelle Kraftwerk über mehrere Wochen stabil Anlagenmesswerte aufzeichnen und Steuerbefehle bzw. Fahrpläne an die Anlagen senden kann. Für das Senden der Fahrpläne war vor allem die Geschwindigkeit relevant, mit der das virtuelle Kraftwerk diese berechnen kann. Aufgrund der eingesetzten Optimierungsalgorithmen musste man hier mit erheblichen Laufzeitverzögerungen rechnen. Im Betrieb zeigte sich jedoch, dass während der gesamten Laufzeit des Energiemanagements keine nennenswerten Verzögerungen aufgrund der Optimierung auftraten. Während des Feldtests lag die Laufzeit bei etwa ein bis zwei Sekunden für das gesamte Anlagenportfolio. Anschließende Simulationen zeigten, dass 50 -100 steuerbare Anlagen (inkl. Speicher) innerhalb weniger Minuten auf einem Arbeitsplatzrechner (8 GB Arbeitsspeicher, Intel i7 M620) berechnet werden können. Für den Betrieb eines virtuellen Kraftwerks sind diese Zeiten vollkommen akzeptabel.

Ein weiterer Untersuchungsaspekt des Feldtests betrifft die Arbeit mit dem generischen Datenmodell. Durch die Abstraktion des Datenmodells werden nicht alle anlagenspezifischen Daten abgebildet. Im Feldtest sollte nun untersucht werden, ob für reale Anlagen die Abstraktion des Datenmodells ausreichend ist, um valide und möglichst optimale Fahrpläne an die Anlagen zu senden. Die Untersuchung dieses Aspekts zeigte, dass das virtuelle Kraftwerk zu jedem Zeitpunkt valide Fahrpläne an die Anlagen sendet. Einzelne Probleme bei der Umsetzung der Fahrpläne sind durch Probleme der Anlagensteuerung bei einzelnen Versuchsanlagen zu begründen. Alle anderen Anlagen konnten die gesendeten Fahrpläne umsetzen.

Zusammenfassend konnte der Feldtest die Leistungsfähigkeit der realisierten Architektur und des generischen Datenmodells umfassend zeigen. Somit hat die implementierte IKT-Infrastruktur in der Region Harz ihren ersten Praxistest erfolgreich absolviert.

## 6 Literaturverzeichnis

/Apache Camel Webseite./

Apache Camel Webseite, Enterprise Integration Patterns, Open Offices Draw, Marco Garbelini. Online verfügbar unter [http://camel.apache.org/enterprise-integration-patterns.data/Hohpe\\_EIP\\_camel\\_OpenOffice.zip?version=1&modificationDate=1245071375000](http://camel.apache.org/enterprise-integration-patterns.data/Hohpe_EIP_camel_OpenOffice.zip?version=1&modificationDate=1245071375000), zuletzt geprüft am 10.09.2012.



- /Bergmann et al. 2010/ Bergmann, J.; Glomb, C.; Go&x0308 andtz, J.; Heuer, J.; Kuntschke, R.; Winter, M. (2010): Scalability of Smart Grid Protocols. Protocols and Their Simulative Evaluation for Massively Distributed DERs. In: Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on, S. 131–136.
- /Norm 61970-301/ Norm 61970-301, März 2012: Schnittstelle für Anwendungsprogramme für Netzführungssysteme (EMS-API) – Teil 301: Allgemeines Informationsmodell (CIM).
- /Gamma et al. 2004/ Gamma, Erich; Helm, Richard; Johnson, Ralph; Vlissides, John; Riehle, Dirk (2004): Entwurfsmuster. Elemente wiederverwendbarer objektorientierter Software. 1. Aufl. München: Addison-Wesley Verlag; Addison-Wesley.
- /Hochloff et al. 2011/ Hochloff, Patrick; Filzek, Dirk; Heusel, Gerd; Lesch, Katharina; Liebelt, Andreas; Nicklaus, Lars et al. (2011): Regenerative Modellregion Harz - RegModHarz. In: Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES (Hg.): Tagungsband 16. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik. Unter Mitarbeit von Dr.-Ing. Philipp Strauß, S. 43–65.
- /Hohpe und Woolf 2004/ Hohpe, Gregor; Woolf, Bobby (2004): Enterprise integration patterns. Designing, building, and deploying messaging solutions. Boston: Addison-Wesley.
- /Schlögl et al/ Schlögl, Florian; et al.: Abschlussbericht Regenerative Modellregion Harz. unveröffentlicht
- /Speckmann et al./ Speckmann, Markus; Schlögl, Florian; Hochloff, Patrick; Lesch, Katharina; Stetz, Thomas; Braun, Martin: The RegModHarz Architecture. Facing the Challenges caused by the Transformation to a Distributed Energy System. In: International Journal of Distributed Energy Resources, Volume 7, Number 4, S. 329–344.
- /Styczynski et al. 2012/ Styczynski, Zbigniew Antoni; Komarnicki, Przemyslaw; Naumann, André (2012): Einsatz der Elektromobilität vernetzt mit dem RegModharz-Projekt. Abschlussbericht ; Harz.ErneuerbareEnergien-mobility. 1. Aufl. Magdeburg: Univ (Res electricaeMagdeburgenses, 43).



- /Uslar 2010/ Uslar, Mathias (2010): Ontologiebasierte Integration heterogener Standards in der Energiewirtschaft. Dissertation. Carl von Ossietzky Universität, Oldenburg.
- /Wickert et al. 2012/ Wickert, Manuel; Slaby, Wolfgang; Hochloff, Patrick; Winter, Martin (2012): Integration von erneuerbaren Energieanlagen auf Basis generischer Datenmodelle in das Energiemanagement eines virtuellen Kraftwerks. In: Tagungsband VDE Kongress Smart Grid 2012.
- /Winter 2012/ Winter, Martin: Standardisierte Anbindung von Anlagen nach IEC 61850. In: Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES (Hg.): Tagungsband 17. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik.



## **OGEMA2.0 – Smart Grid trifft Smart Home**

Dr. David Nestle, Sina Pezeshki, Dr. Timo Fischer, Dr. Philipp StraußFraunhofer IWES

Königstor 59, 34119 Kassel

Tel 0561/7294-234

david.nestle@iwes.fraunhofer.de

Peter Heusinger

Fraunhofer IIS

Nordostpark 93, 90411 Nürnberg

Tel. 0911/58061-9310

peter.heusinger@iis.fraunhofer.de

Dr. Robert Kohrs, Stefan Feuerhahn, Michael Zillgith

Fraunhofer ISE

Heidenhofstr. 2, 79110 Freiburg

robert.kohrs@ise.fraunhofer.de

### **1 Einleitung**

Unter dem Schlagwort „Smart Grid“ werden gegenwärtig eine Vielzahl von Ansätzen und Technologien diskutiert, die die elektrische Energieversorgung „intelligenter“ machen sollen. Primärziel ist dabei die Einbindung fluktuierender Energieerzeuger (in Deutschland vor allem Windkraft und Photovoltaik) und weiterer dezentraler Erzeuger (z.B. Kraft-Wärme-Kopplung) unter Wahrung der Netzstabilität. Daneben spielen weitere Ziele eine wichtige Rolle, wie z.B. Kostensenkungen oder die Verbesserung der Energieeffizienz. Ansatz vieler Smart Grid Ideen ist es, sowohl dezentrale Erzeuger als auch Lasten in Aufgaben der Netzregelung und Energiewirtschaft einzubinden, die bislang von Netz- und Kraftwerksbetreibern alleine geleistet werden. Das impliziert, dass klassische Stromkunden zu Mitspielern in der Energieversorgung werden sollen [1].



Das Projekt „OGEMA 2.0“ entwickelt ein Software-Framework für das dezentrale Energiemanagement. Dieses Software-Framework soll grundsätzlich quelloffen (engl. open source) so weit entwickelt werden, dass Hersteller die Schnittstellen ihrer Geräte anpassen können. Für verschiedene Energiemanagement-Kommunikationsprotokolle sollen Treiber bereitgestellt werden. Basis für diese Plattform soll das OSGi-Framework sein.

OGEMA 2.0 soll die Erfahrungen aus dem E-Energy Umfeld bündeln und eine gemeinsame herstellerübergreifende Gateway-Plattform schaffen [2]. Zur Einbindung der Nutzerseite wurde ein Industriearbeitskreis gegründet, der seine praktischen Erfahrungen einbringt. Dieser soll direkt von den Projektergebnissen profitieren, insbesondere in Form von Energiemanagement-Applikationen.

## 2 Rahmenbedingungen

Für die Einbindung der Stromkunden in einen intelligenten Netzbetrieb zeichnen sich zwei grundlegende notwendige technische Neuerungen ab, was sich auch in den Strategien verschiedener deutscher und europäischer Normungsorganisationen widerspiegelt [3]: Das Smart Metering und das Energiemanagement.

Die Funktion des Smart Metering beinhaltet die messtechnische Erfassung und Abrechnung neuer Dienstleistungen und ist damit eichtechnisch relevant. Im weiteren Sinne umfasst sie auch die kommunikationstechnische Einbindung der Kunden, die über geeignete Markt-/Anreizsignale eine Teilnahme an Netz- und Marktmechanismen ermöglicht [4]. Angebunden wird die neue Stromzählertechnik („Smart Meters“) sowie die rechtlich abgesicherte Kommunikation von variablen Strompreisen und anderen Anreiz-/Vorgabesignalen durch das so genannte Smart Meter Gateway (SMG, s. Abb. 1). Für die deutschen Netze werden von BSI und DKE gegenwärtig Vorgaben hinsichtlich Sicherheit und Kommunikationsprotokollen für SMGs erarbeitet [5].

Die andere wesentliche Neuerung, das Energiemanagement, umfasst die informations- und kommunikationstechnische (IKT) Steuerung von Lasten und Erzeugern. Diese werden durch das Energiemanagement-Gateway (EMG, s. Abb. 1) so angebunden, dass sie automatisch geregelt und überwacht werden können. Da es dabei um Eingriffe in Anlagen und Prozesse des Stromkunden oder dezentralen Erzeugers geht, müssen diese von ihm organisiert und verantwortet werden. Hier können und sollen dem Stromkunden oder dezentralen Erzeuger in Zukunft stärker unterschiedliche Lösungen im Wettbewerb angeboten werden. OGEMA zielt schwerpunktmäßig auf den Einsatz im EMG, also auf den Bereich, in dem der Kunde selbstverantwortlich automatisiertes Energiemanagement, Gebäudeautomation und ggf. weitere automatisierte Aufgaben



betreiben kann. Die exakte Ausgestaltung der Aufgabenverteilung und Kommunikation zwischen SMG und EMG ist derzeit noch offen. Klar ist jedoch, dass zukünftig auch Stromkunden gesetzliche Vorgaben zur Sicherung der Stabilität der Energieversorgung erhalten werden, wenn sie Energiemanagement umsetzen wollen.

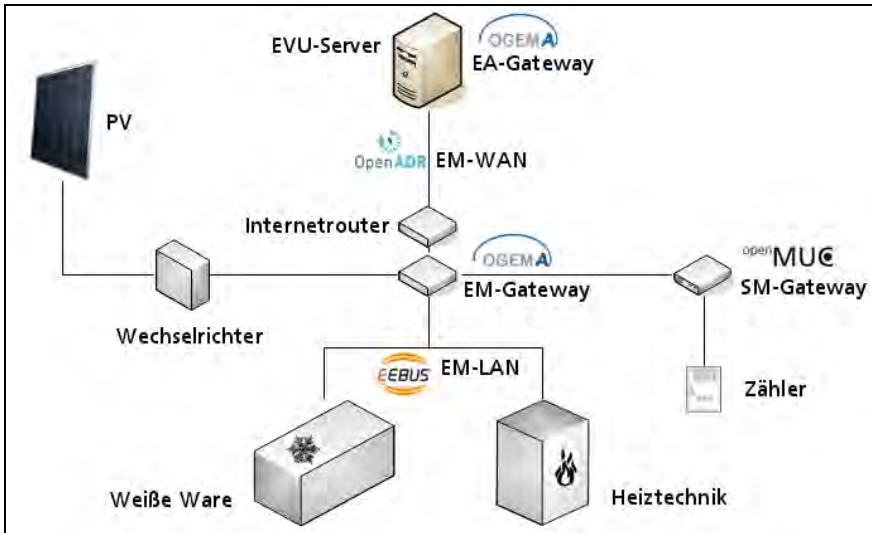


Abbildung 1: EM-Gateway und SM-Gateway zwischen Netz, Markt, Zähler sowie steuerbaren Erzeugern und Lasten.

### 3 Technisches Konzept

Smart Grid-Ansätze stellen neue Anforderungen an die Regelungsmechanismen in Gebäuden. Im Gegenzug wird jedoch erwartet, dass das Smart Grid durch eine Interaktion der Komponenten die Möglichkeiten der Gebäudeautomation erweitert. Gerade bei Stromkunden im Bereich von kleineren Büro-, Gewerbe- und Handelsbetrieben, aber auch Privathaushalten sind bislang viele Geräte nicht an ein gesamtheitliches IKT- und Steuerungsnetzwerk angebunden. Hier sind zahlreiche Anwendungen denkbar. Zur Optimierung des Betriebs können beispielsweise variable Strompreise, Netzengpassinformationen, Wettervorhersage, elektronische Terminkalender und individuelle Komfortwünsche unterschiedlicher Nutzer eines Gebäudes miteinander verknüpft werden. Sensorwerte wie Temperatur, Luftfeuchtigkeit, Bewegungsmelder, Raumluftqualität etc. aus einzelnen Räumen eines Gebäudes können ebenfalls zur Optimierung oder auch



zur Erkennung von Fehlern verwendet werden. Dies könnte beispielsweise der Fernwartung von Gebäuden dienen.

Ähnlich wie aktuelle Betriebssysteme für Smartphones (z.B. Android, iOS) am Gerät verfügbare Hardware-Sensoren und Aktoren sowie per WAN-Kommunikation nutzbare Dienste für Entwickler so genannter Apps über offen definierte Schnittstellen zugänglich machen, soll OGEMA den Zugriff auf die vernetzten Sensor-, Aktor- und Geräteressourcen im Gebäude ermöglichen – ohne dass der Entwickler einer App wissen muss, wie der jeweilige Sensor/Aktor hardwaremäßig realisiert oder kommunikationstechnisch angebunden ist. Im Gegensatz zu Smartphones sind diese Sensoren und Aktoren allerdings i.d.R. nicht direkt im gleichen Gerät verbaut, sondern über Kommunikationsschnittstellenverbunden, im Gebäude verteilt. Auch können jederzeit neue Sensoren, Aktoren und Geräte im Gebäude hinzukommen oder nicht mehr erreichbar sein. Smartphones werden auch meist nicht für Steuerungs- und Regelungsaufgaben eingesetzt -die vorhandene Aktorik dient nur zur Interaktion mit Menschen. Schließlich kann beispielsweise die Automatisierung eines Bürogebäudes eine Vielzahl von Benutzern mit unterschiedlichen Rechten und viele unterschiedliche angeschlossene Geräte beinhalten, was ein anderes Zugriffs- und Sicherheitsmodell sowie zusätzliche Konfigurationsmechanismen notwendig macht.

#### **4 Entwicklung des OGEMA2.0-Framework**

Abhängig von der konkreten Umgebung können die Anforderungen an SMG und EMG, und damit an die auf den Geräten installierte Software, variieren. Bereits in der Vergangenheit wurden für diesen Bereich vom Fraunhofer IWES und von Fraunhofer ISE modulare Konzepte entwickelt, die eine bedarfsgerechte Auswahl an Software für Algorithmen und Interaktion mit Geräten, Nutzern und Außenwelt erlauben. Die neue Lösung OGEMA2.0 soll auf diesen Ansätzen, OGEMA (IWES) und openMUC (ISE) basieren, die im Folgenden vorgestellt werden.

##### **OGEMA**

OGEMA ist eine Open Source Framework Software mit der ein Energiemanagement-Gateway entwickelt werden kann [6]. Der Grundgedanke von OGEMA, der in OGEMA2.0 weiterentwickelt werden soll, ist, dass verschiedene Anwendungen auf dem Gateway nach Bedarf installiert werden können. Als Betriebssystem wird derzeit Linux genutzt. Die Laufzeitumgebung wurde mittels Java realisiert. Das darauf aufbauende Framework OSGi ermöglicht, verschiedene Anwendungen parallel in einer Laufzeitumgebung auszuführen und im laufenden Betrieb ohne Neustart des Frameworks zu installieren und deinstallieren.

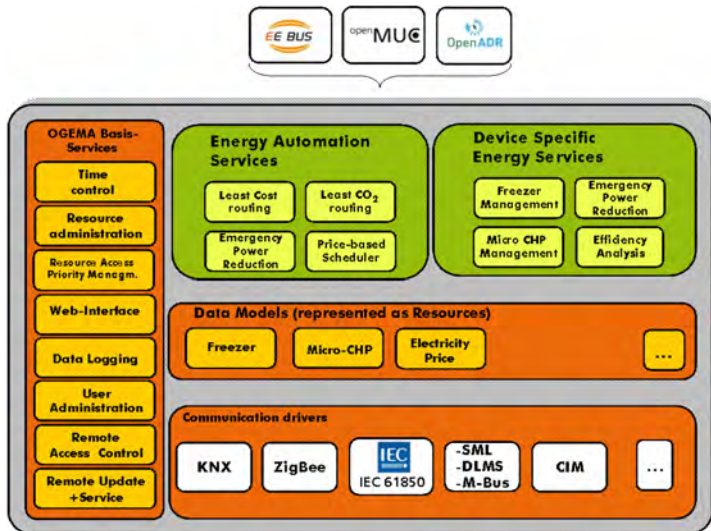


Abbildung 2: Systemarchitektur der OGEMA-Plattform

OGEMA umfasst die folgenden Ebenen (siehe Abb. 2):

- OGEMA-Dienste: Dazu gehören zentrale Dienste wie beispielsweise die Ressourcenverwaltung, die Benutzerverwaltung, die Benutzerschnittstelle.
- Anwendungen: Die Applikationsschicht für die Entwickler Anwendungen schreiben können, ähnlich wie Apps für Smartphones.
- Ressourcen: Hier werden die Datenmodelle der Geräte (z.B. Wärmepumpe, Elektrofahrzeug, BHKW, Kühlaggregat etc.) definiert, die vom Gateway-Rechner angesprochen werden.
- Kommunikationstreiber: Auf der Geräteanbindungsschicht können beliebige herstellereigenspezifische Protokolle entwickelt und eingesetzt werden (z.B. ZigBee, Z-Wave, EEBus, KNX).

Die wichtigsten Konzepte bei der Entwicklung des OGEMA-Gateways, die zum Teil noch entwickelt werden müssen, sind:



- Eine zentrale Laufzeitumgebung bereitstellen für Anwendungen im Bereich Energiemanagement und Energieeffizienz bei Kunden im Niederspannungsnetz
- Zugriff auf Geräte erlauben über standardisierte Datenmodelle/Gerätedienste
- Neue Geräte automatisch registrieren („Plug&Play“) und an geeignete Anwendungen anbinden, um Lasten und Erzeuger dezentral automatisch zu steuern
- Standardisierte Dienste des Frameworks definieren für Funktionalitäten, die in typischen Anwendungen benötigt werden (z.B. Logging, persistente Datenspeicherung)
- Offene Schnittstellen für Anwendungen und Gerätetreiber schaffen, um eine breite Anwendung und Entwicklung der Technologie zu fördern
- Bedienschnittstellen, die es dem Nutzer erlauben z.B. über einen Browser auf das Gateway zuzugreifen.

## OpenMUC

OpenMUC ist ein offenes Smart Grid Gateway-Framework, das seit mehreren Jahren am Fraunhofer- Institut für Solare Energiesysteme (ISE) entwickelt und veröffentlicht wird [7]. Es basiert ebenfalls auf Linux und Java / OSGi. Es wurde ursprünglich als Smart Meter Gateway konzipiert und entwickelt, wobei das Konzept über das hinaus geht, was heute unter dem oben beschriebenen Smart Meter Gateway verstanden wird. In seiner Funktion als zentrale Schnittstelle zwischen intelligenten Stromzählern, dezentralen Erzeugern, steuerbaren Lasten sowie Energiemarkt bzw. Netzbetreiberebene können neben den Funktionen des SMG auch Funktionen des EMG realisiert werden, was auch als „Smart Grid Gateway“ bezeichnet wird. Es wurde bereits erfolgreich in verschiedenen Projekten eingesetzt und weiterentwickelt, darunter den vom BMWi geförderten Projekt DEMAX und dem E-Energy Projekt eTelligence. Neben den Kommunikationsbibliotheken wurde ein modellbasiertes Energiemanagementsystem für die tarifoptimierte Betriebsführung von Kraft-Wärme-Kopplungs- und anderen energietechnischen Anlagen (thermisch und elektrisch) entwickelt, mit dem Kunden ihr Einspeise- bzw. Bezugsprofil entsprechend Anreiz- bzw. Tarifsystemen modifizieren können.

Ähnlich wie im bisherigen OGEMA-System kann auf Basis des OSGi-Frameworks die Funktionalität eines Gateways flexibel während der Laufzeit erweitert werden, indem sogenannte „Bundles“ innerhalb des Frameworks installiert werden. Diese „Bundles“ können Applikationen sein (z. B. ein Programm zur Aufbereitung und Visualisierung der Zählerdaten) oder Geräte- bzw. Protokolltreiber um Geräte der Feldebene (Zähler, Sen-



soren/Aktoren, SPS) anzusprechen. Da alle Bundles in Java geschrieben sind und als Java-Bytecode vorliegen, können sie unabhängig von der unterliegenden Prozessorchitektur oder Betriebssystemumgebung eingesetzt werden, solange es eine Java-Laufzeitumgebung gibt, die das OSGi-Framework ausführen kann. Bundles können Java-Packages exportieren und damit Software-Schnittstellen bereitstellen oder Services (Dienste) anbieten.

Einen besonderen Schwerpunkt bildet dabei bislang die Realisierung unterschiedlicher Geräte-/Protokollanbindungen mittels entsprechender Treiber-Bundles. Die MUC-Funktionalität der Auslesung von elektronischen Zählern basiert ebenfalls auf einem Treiber-Modell zur Anbindung unterschiedlicher Kommunikationsprotokolle. So kann ein Treiber für drahtgebundenen M-Bus als Bundle in das Framework geladen werden. Der Treiber registriert sich bei einem Treibermanager, der ebenfalls ein OSGi-Bundle ist und einen entsprechenden Service anbietet. Einer Anwendung zur Sammlung von Zählerdaten steht damit eine einheitliche Schnittstelle zum Zugriff auf Zähler mit den unterschiedlichsten Protokollen zur Verfügung. Ein weiteres zentrales Element von OpenMUC bildet eine Datenbank, in der Zähler- und Tarifdaten gespeichert werden können. Verschiedene Module, beispielsweise ein M-Bus-Ausleseprozess, können die regelmäßig ausgelesenen Messdaten in der Datenbank speichern. Ein anderer Prozess, z. B. ein SML-Prozess, der die Daten dem Abrufserver sendet, kann die Daten dann beliebig aus der Datenbank lesen.

Im Rahmen des OGEMA 2.0 Vorhabens wird auf Basis der Erfahrungen aus den E-Energy-Projekten sowie der Vorarbeiten zu OGEMA und openMUC in enger Zusammenarbeit mit der Industrie eine neue Spezifikation und einheitliche Referenzimplementierung geschaffen.

## 5 Hardware und Basissoftware

Das OSGi-Framework bietet ein ausgereiftes Sicherheitskonzept auf Basis des Java-Security-Modells. So lassen sich Rechte z. B. zum Zugriff auf Dateien, Services oder Schnittstellen für die verschiedenen Bundles definieren. Eine Möglichkeit besteht darin, die Rechte anhand der Herkunft der Installationsdatei eines Bundles einzustellen. Eine weitere Möglichkeit ist die Verwendung von einem signierten Code.

Im Rahmen von OGEMA 2.0 zeichnet sich das Fraunhofer IIS insbesondere für die Bereiche Hardwareintegration und Realisierung der Basissoftware verantwortlich. Mit diesen Arbeiten soll eine erfolgreiche und schnelle Integration des neu zu entwickelnden OGEMA 2.0-Frameworks in eine geeignete Hardware ermöglicht werden. Um dies zu erreichen, müssen einige wichtige Punkte im Bereich der Hardware und Software beachtet werden.



## 5.1 Softwareaspekte

Die Basissoftware umfasst folgende Komponenten:

- Betriebssystem
- Java Virtual Machine (JVM)
- OSGI-Framework
- Notwendige Treiber

Der Ansatz, ausschließlich Open Source Software für das Gateway einzusetzen, engt die Auswahl für das Betriebssystem auf wenige Möglichkeiten ein. Linux, der heute bekannteste Vertreter im Bereich der eingebetteten Systeme, bietet aufgrund seiner Systemstabilität und der Vielzahl an verfügbaren Softwaremodulen wichtige Vorteile. Noch offen ist die Wahl der Linux-Distribution. In diesem Rahmen spielen Faktoren wie eine optimale Unterstützung der ausgewählten Hardware aber auch das jeweilige Lizenzierungsmodell eine wichtige Rolle für einen späteren Produktentstehungsschritt. Neben Linux besteht die Möglichkeit, ein Echtzeit-Betriebssystem wie beispielsweise das Open Source-Produkt eCOS einzusetzen. Dieses wurde ursprünglich vom Linux-Distributor Red Hat entwickelt. Systeme basierend auf Echtzeit-Betriebssystemen arbeiten meist deutlich ressourcenschonender und können optimal auf die Energiesparmöglichkeiten des jeweils eingesetzten Prozessors angepasst werden. Dafür unterstützen sie weniger Schnittstellen, so dass fehlende Treiber oder einige unter Linux problemlos verfügbare Softwarebibliotheken bei Bedarf neu geschrieben werden müssen.

Der Wunsch nach hoher Performance bei möglichst vollständiger Kompatibilität beeinflusst auch die Auswahl der Open Source Java Virtual Machine. Mit Hilfe von verschiedenen Profiling-Tests werden im Rahmen des Projekts alle ausgewählten Kandidaten auf ihre Eignung getestet und der geeignetste ausgewählt. Für das ebenfalls zu der Basissoftware gehörende OSGi-Framework existieren mehrere Implementierungen. Die Auswahl des endgültigen Frameworks beeinflussen Kriterien wie Ressourcenbedarf und insbesondere Performance.

## 5.2 Hardwareaspekte

Im Rahmen des OGEMA2.0-Projekts ist keine eigene Hardwareentwicklung vorgesehen. Daher wird die Referenzimplementierung auf einer bereits kommerziell verfügbaren Hardwareplattform verwendet. Insbesondere der Wunsch nach schneller Überführung in funktionierende Produkte beeinflusst die Kriterien zur Hardwareauswahl. Dabei müssen nachfolgend aufgelistete kommerzielle und technische Vorgaben eingehalten



werden, damit auf den OGEMA-Ansatz basierende neue Systeme von ihrer Funktionalität überzeugen und kommerziell wettbewerbsfähig werden.

Die wichtigsten Punkte bei der Hardwareauswahl betreffen:

- Kosten
- Systemressourcen (flüchtiger und nichtflüchtiger Speicher)
- Performance (Prozessor und Peripherie-Integration)
- Hardwareschnittstellen
- Energieaufnahme

Viele dieser Punkte können nicht für sich alleine betrachtet werden. Sie weisen alle untereinander eine mehr oder weniger starke Abhängigkeit auf. Während in der Vergangenheit der Kostenfaktor meist die größere Rolle gespielt hat, besitzt heute die maximale Energieaufnahme bei Produkten zur Steigerung der Energieeffizienz einen zumindest gleich hohen Stellenwert. Die aktuelle Entwicklung der Prozessortechnik im Bereich der Embedded Systeme zeigt, dass insbesondere die neuesten ARM-Prozessoren eine deutlich bessere Energiebilanz bei sogar gesteigerter Performance ermöglichen.

Die von einer Hardware angebotenen Ressourcen können nicht unabhängig von der Softwareentwicklung betrachtet werden. Insbesondere Basissoftware, OGEMA-Framework und das Vorhalten von ausreichend Speicher für die späteren Anwendungsservices definieren eine Mindestgröße. Gerade der Wunsch nach möglichst großer Erweiterbarkeit lässt auch den Bedarf an zur Verfügung gestellten Speicher in die Höhe schnellen. Dabei gerät oft in Vergessenheit, dass unter anderem Speicher in Embedded Systemen einen großen Anteil an der Leistungsaufnahme des Gesamtsystems haben, wenn nicht gerade die sehr teuren und schwer erhältlichen Speicher für mobile Systeme verwendet werden. Daher muss auch von der Hardwareseite getrieben der eigentliche Ressourcenbedarf des Frameworks und der Basissoftware minimiert werden [8]. Dies gilt insbesondere, wenn das Framework zusätzlich in bereits bestehende Produkte der Kommunikationstechnik wie z.B. DSL-Router integriert werden soll.

Von der Seite der Schnittstellen kann mit der leicht erweiterbaren USB-Technologie und ein oder zwei Ethernet-Schnittstellen ein großes Maß an Flexibilität erreicht werden. Diese Technologien sind heute in vielen Hardwareplattformen Standard. Schwieriger stellt sich die Umsetzung von Sicherheitsanforderungen dar. Das neue OGEMA-System soll sowohl von der Hardwareseite als auch von den APIs auf Seiten der Basissoftware die Möglichkeit bieten, Kryptomodule oder Kryptosoftware einzubinden. Dies muss bei der Auswahl einer geeigneten Hardwareplattform berücksichtigt werden. Wei-



tere Überlegungen betreffen die Möglichkeit, ob mit Hilfe geeigneter Virtualisierungslösungen sowohl SMG als auch EMG sicherheitstechnisch vollkommen voneinander abgeschottet auf ein und derselben Hardware integriert werden können.

## 6 Zusammenfassung und Ausblick

Um in Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen erneuerbarer Energieerzeugung ein dezentrales Energiemanagement zu realisieren, wird auf Basis von Erfahrungen aus dem E-Energy-Programm ein Softwareplattform realisiert, die das Smart Grid mit automatischer dezentraler Steuerung („Smart Building“) verbindet.

Ähnlich wie aktuelle Betriebssysteme für Smartphones (z.B. Android, iOS) am Gerät verfügbare Hardware-Sensoren und Aktoren sowie per WAN-Kommunikation nutzbare Dienste für Entwickler so genannter Apps über offen definierte Schnittstellen zugänglich machen, soll OGEMA2.0 den Zugriff auf die vernetzten Sensor-, Aktor- und Geräteresourcen im Gebäude ermöglichen – ohne dass der Entwickler einer App wissen muss, wie der jeweilige Sensor/Aktor hardwaremäßig realisiert oder kommunikationstechnisch angebunden ist. Im Gegensatz zu Smartphones sind diese Sensoren und Aktoren allerdings i.d.R. nicht direkt im gleichen Gerät verbaut, sondern über Kommunikationsschnittstellenverbunden, im Gebäude verteilt. Auch können jederzeit neue Sensoren, Aktoren und Geräte im Gebäude hinzukommen oder nicht mehr erreichbar sein. OGEMA2.0 soll die Möglichkeit bieten, zusätzliche Anwendungen im Bereich Smart Grid und Smart Building aus einem App-Store auf das Gateway zu laden und dafür die notwendigen Sicherheitsmechanismen liefern.

Zu den Kernaufgaben des Systems wird das Energiemanagement dezentraler Anlagen zählen. Hierfür müssen zunächst die relevanten Komponenten miteinander vernetzt werden, diese sind üblicherweise Zähler für Strom und Wärme, PV-Wechselrichter, BHKW, Speicher, Elektrofahrzeuge und andere steuerbare Lasten. Darüber hinaus werden Wetterdaten für Ertrags- und Lastprognosen benötigt, sowie variable Tarife vom Energieversorger. Eine besondere Herausforderung besteht dann in der integralen Optimierung des modularen Systems. Die Einbindung und Konfiguration neuer Systemkomponenten soll ohne größeren Aufwand vom Nutzer durchgeführt werden können, die Anpassung der Betriebsführung soll soweit möglich automatisch passieren. In weiteren Szenarien werden dezentrale Netzdienstleistungen ermöglicht sowie die Anbindung dezentraler Anlagen an zentrale Leitwarten (z.B. Schwarmkraftwerk), ein Inselnetzbetrieb bei Netzstörungen, Betriebsüberwachung sowie Energieeffizienz- und Komfortmaßnahmen abgebildet.





Um Interessenten und Kunden Funktion und Nutzen von OGEMA2.0 deutlich machen zu können, sollen einige einfache Beispielanwendungen entwickelt werden, die je nach Marktbedarf durch kommerzielle Produkte ergänzt werden können.

## 7 Literatur

- [1] B. Buchholz, A. Kießling, D. Nestle: Individual Customers' Influence on the Operation of Virtual Power Plants, IEEE PES 2009 General Meeting, Calgary, 07/2009
- [2] Ph. Strauß, R. Hollinger, L. Karg, A. Kießling, D. Nestle, S. Pezeshki, K. Rohrig, F. Schlögl, D. Schmidt, Ch. Wittwer: Modellregionen für intelligent vernetzte Energiesysteme, Jahrestagung Forschungsverbund Erneuerbare Energie, Berlin 10/2011
- [3] Kießling, A.: moma-Architektur und Funktionen im intelligenten Energiesystem, Kassel, 2011
- [4] S. Feuerhahn, M. Zillgith, C. Wittwer, and C. Wietfeld, "Comparison of the communication protocols DLMS/COSEM, SML and IEC 61850 for smart metering applications," in 2011 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2011, pp. 410–415.
- [5] Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik: BSI TR-03109 SMART ENERGY, [https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/SmartMeter/TechnRichtlinie/TR\\_node.html](https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/SmartMeter/TechnRichtlinie/TR_node.html) (10.09.2012)
- [6] D. Nestle, J. Ringelstein, H. Waldschmidt: Open Gateway Architecture for Customers in the Distribution Grid, it - information technology, 02/2010, S. 83-89
- [7] S. Feuerhahn, M. Zillgith, R. Becker, and C. Wittwer, "Implementierung einer offenen Smart Metering Referenzplattform - OpenMUC," in Internationaler ETG-Kongress Düsseldorf, 2009.
- [8] P. Heusinger: Grüne Embedded-Systeme, IT&Production, ISSN: 1439-7722, 03/2011

## 8 Förderhinweis

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben OGEMA2.0 wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit unter dem Förderkennzeichen 0325368 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.



## Abschätzung der Netzstabilität einer rein regenerativen Stromversorgung

Dipl.-Ing. Kaspar Knorr  
Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES  
FuE Bereich Energiewirtschaft und Netzbetrieb  
Königstor 59, 34119 Kassel  
Tel.: +49(0)561-7294-250, Fax: +49(0)561-7294-260  
e-mail: [kaspar.knorr@iwes.fraunhofer.de](mailto:kaspar.knorr@iwes.fraunhofer.de)

### 1 Einleitung

Ob erneuerbare Energien (EE) die Energie- und Stromversorgung zu großen Teilen oder gar vollständig bewerkstelligen können und welche Maßnahmen hierzu notwendig sind, ist die zentrale Frage vieler aktueller Forschungstätigkeiten. Während derzeit die Suche nach einer Umstellungsmethode der EE-Fördermechanismen die Politik umtreibt und die Notwendigkeit eines verstärkten Netzausbaus unbestritten ist, schwebt die Frage nach der Stabilität einer erneuerbaren Stromversorgung, wenn überhaupt, im Hintergrund der öffentlichen energiepolitischen Debatte und ist wohl eher Diskussionsgegenstand in Expertenkreisen. Dabei laufen in der Frage nach der Netzstabilität viele technische (und zum Teil sehr populäre) Fragestellungen aus dem Gebiet der Stromversorgung zusammen, ist sie doch deren Bedingung und Ziel. So beeinflussen die Orte und technischen Eigenschaften der (zukünftigen) EE-Anlagen die Netzstabilität ebenso wie die Beschaffenheit des (zukünftigen) Netzes. Außerdem hängt die Netzstabilität von den jeweiligen momentanen Leistungsflüssen im Stromnetz ab, welche in einer regenerativen Stromversorgung wiederum stark vom Wetter abhängen. Die Netzstabilität einer rein regenerativen Stromversorgung lässt sich deshalb durch

1. eine Modellierung der zukünftigen EE-Standorte,
2. eine Modellierung der technischen Eigenschaften zukünftiger EE-Anlagen und
3. eine Modellierung des zukünftigen Stromnetzes und seiner Leistungsflüsse

abschätzen. Dieser Betrag befasst sich vorwiegend mit der Beschreibung dieser drei Punkte; Ergebnisse über die Netzstabilität eines 100%-EE-Stromversorgungssystems werden erst in Kürze aus /KOMBIKRAFTWERK2/ vorliegen. Die drei Punkte sind auch Kapitel dieses Beitrags, gefolgt von einem Kapitel über die Systemdienstleistungserbringung mit EE und der Zusammenfassung. Zunächst erfolgt jedoch eine kurze Definition des Begriffs „Netzstabilität“.

## 2 Definition von Netzstabilität

Eine gängige Methode (z.B. /ANDERSSON 2005/) zur Erklärung des Begriffs „Netzstabilität“ ist es, sie als gegeben anzusehen, wenn die Frequenz-, Spannungs- und Winkelstabilität erfüllt sind, und dann diese drei Begriffe weiter zu erläutern. Letzteres kann vereinfacht durch einen Vergleich der durchgezogenen Sinuskurve mit der gestrichelten Kurve in Abbildung 1 erfolgen.

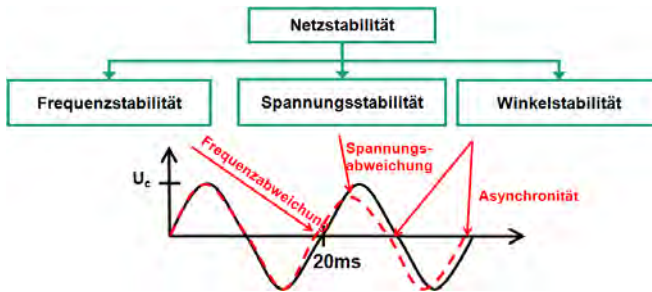


Abb. 1: Verdeutlichung des Begriffs „Netzstabilität“

Die Periodendauer der gestrichelten Kurve weicht hier von den 20 ms der Sinuskurve ab. Ein Stromversorgungssystem, dessen Frequenz, wie die der gestrichelten Kurve, deutlich von dem Sollwert von 50 Hz abweicht, erfüllt das Kriterium der Frequenzstabilität nicht. Gleiches gilt für die Spannungsstabilität; eine zu große Abweichung von dem Spannungssollwert ( $U_c$ ) der jeweiligen Spannungsebene würde zum Verlust der Spannungsstabilität des Systems führen. In Abbildung 1 ist dies dadurch verdeutlicht, dass die gestrichelte Kurve nicht an die Amplitude des Sinus heranreicht. Diese Spannungsabweichung gilt nur für den betrachteten Ort im Netz; an anderen Punkten im Netz können die Spannungsamplituden zum gleichen Zeitpunkt durchaus andere Werte aufweisen. Die Spannungsstabilität eines Stromnetzes ist nur gegeben, wenn die Spannungswerte an allen Punkten des Netzes innerhalb gewisser Toleranzbereiche um die Spannungssollwerte liegen. Die Winkelstabilität hingegen ist gegeben, wenn die Winkelgeschwindigkeit der am Netz angeschlossenen Maschinen (Generatoren) der Winkelgeschwindigkeit der Netzspannung entspricht. Der Verlust dieses Synchronismus wird in Abbildung 1 durch eine Phasenverschiebung der gestrichelten Kurve zum Sinus verdeutlicht. Weiterführende Informationen zur Netzstabilität und speziell zur Winkelstabilität können /SCHWAB 2009/ entnommen werden.

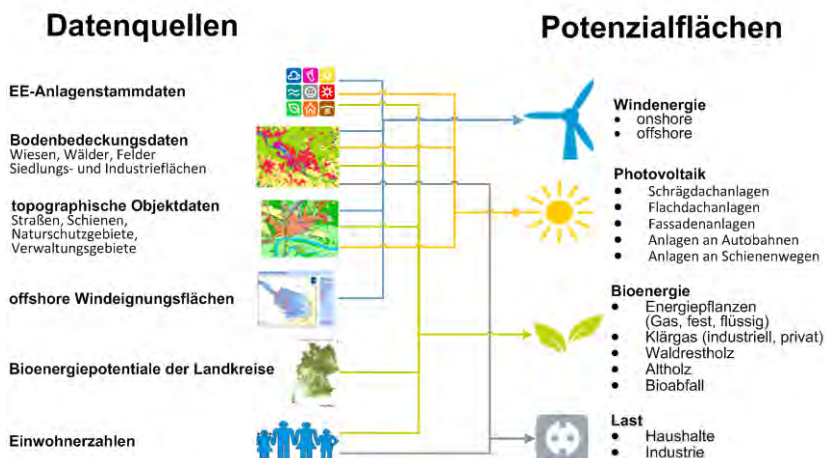
## 3 Modellierung der zukünftigen EE-Standorte

### 3.1 Ermittlung potenzieller EE-Gebiete

Da die Netzstabilität einer rein regenerativen Energieversorgung stark von den Standorten der EE-Anlagen abhängt, ist für ihre Abschätzung eine Modellierung der zukünftigen EE-Standorte erforderlich. Zunächst kann, abhängig davon, wie fern die betrachtete Zukunft liegt, davon ausgegangen werden, dass bereits heute existierenden Anlagen immer noch vorhanden sein werden. Die derzeit in Deutschland errichteten EE-Anlagen



können z.B. /ENERGYMAP/ entnommen werden. Diese Datenquelle enthält neben den postleitzahlen- und z.T. adress-genauen Standorten der Anlagen u.a. das Inbetriebnahmedatum, mit welchem das Ausscheidedatum abgeschätzt werden kann. Für die Ermittlung von zukünftigen, heute noch nicht genutzten EE-Anlagenstandorten sind Bodenbedeckungsdaten (z.B. /CORINE 2006/) vonnöten. Diese geben darüber Aufschluss, wo sich Wiesen, Felder, Wälder und bebaute Flächen, wozu u.a. Siedlungs- und Industriegebiete zählen, befinden. Während einzig und allein bebaute Flächen für die Installation von Aufdach- und Fassaden-Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) in Frage kommen und übrigens auch nur hier Stromverbrauch zu verorten ist, können Wiesen, Felder und Wälder als die einzig geeigneten Gebiete für onshore Windenergieanlagen (WEA) angesehen werden. Unter Verwendung von topographischen Objektdaten (z.B. /BASIS-DLM/), welche u.a. Informationen über die Positionen von Straßen, Schienen, Naturschutz- und Verwaltungsgebieten liefern, können diese potenziellen Windeignungsgebiete unter Annahme von Mindestabständen, wie in /BOFINGER 2011/ geschehen, weiter differenziert, d.h. verkleinert und auch potenzielle Standorte von Photovoltaik-Freilandanlagen an den Rändern von Autobahnen und Eisenbahnschienen ermittelt werden.



**Abb. 2: Ermittlung potenzieller EE-Flächen**

Die potenziellen Standorte von offshore WEA ergeben sich aus den für die Windenergienutzung ausgewiesenen offshore Gebieten (siehe z.B. /OFFSHORE-WMEP/). Für die Verortung von Bioenergiepotenzialen sind wegen der Vielzahl der Bioenergie-technologien eine ganze Reihe von Datenquellen und Methoden notwendig. Eine Datengrundlage sind wiederum die genannten Bodenbedeckungsdaten. Mit ihrer Hilfe lassen sich die für die Landkreise bekannten Potenziale von Gülle, privatem Klärgas und industriellem Klärgas (aus /REGSTAT/), sowie von Energiepflanzen zur Erzeugung von Biogas, flüssiger und fester Biomasse (aus /BMVBS 2010/) durch einwohnerzahl-abhängige oder gleichmäßige Verteilung auf die Siedlungs- oder Industriegebiete, bzw. die Wiesen und Felder der Landkreise räumlich weiter auflösen. Für Altholz und biogenen Abfall kann, wie für Gülle und privates Klärgas, eine Abhängigkeit von der Einwohnerzahl, die gemeindescharf aus /REGSTAT/ vorliegt, und zudem eine Verstromung in

Müllheizkraftwerken, z.B. aus /ITAD/, angenommen werden. Vom Waldrestholzpotenzial, das selbstredend in den Wäldern anfällt, kann angenommen werden, dass es sich gleichmäßig auf diese verteilt und im jeweils nächstgelegenen Heizkraftwerk verstromt wird.

### 3.2 Modellierung der Szenarienstandorte

Die Fläche potenzieller EE-Gebiete ist im Fall Deutschlands um ein Vielfaches größer als für eine rein regenerative Stromversorgung notwendig. Aus diesem Grund müssen für die Erstellung eines 100%-EE-Szenarios zunächst die zu produzierenden (Jahres-) Energiemengen und somit der Anteil der unterschiedlichen EE an der Stromversorgung festgelegt und eine Auswahl aus den Potenzialflächen getätigt werden. Bei der Bioenergie, die wegen ihrer Speicherbarkeit ungemein wichtig für die regenerative Stromversorgung ist, ist eine vollständige Nutzung ihres Potenzials unter Berücksichtigung der Nahrungssicherheit und evtl. der Erzeugung von Biokraftstoffen sinnvoll. Bei der Wind- und Solarenergie sollten neben den heutigen Standorten die Wetterverhältnisse (z.B. aus /COSMO-DE/) entscheidenden Einfluss auf die Auswahl der Szenarienstandorte haben. Eine Methode zur räumlichen Modellierung eines 100%-EE-Szenarios soll im Folgenden am Beispiel der Windenergie umrissen werden.

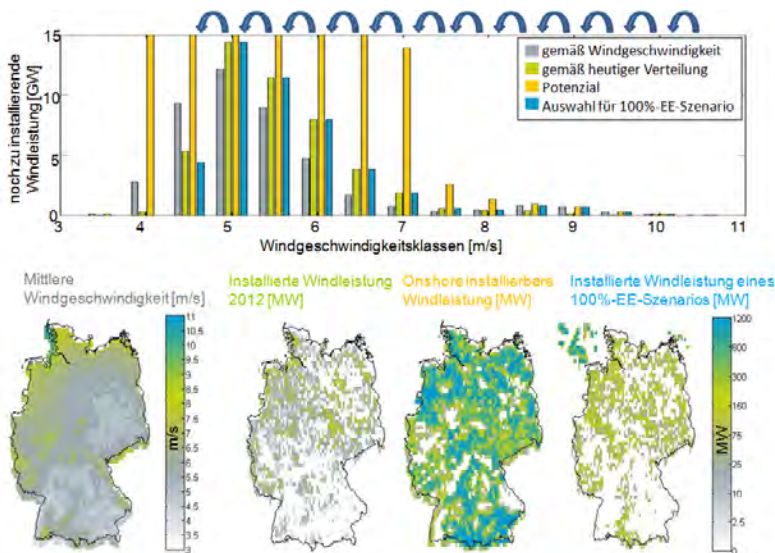


Abb. 3: Modellierung der räumlichen Verteilung der installierten Windleistung

Zunächst wird zur räumlichen Diskretisierung ein geographisches Gitter über Deutschland gelegt. Für jede Gitterfläche werden die mittlere Windgeschwindigkeit, die heute bereits installierte Leistung und die potentiell installierbare Leistung unter Annahme eines WEA-Flächenbedarfs ermittelt. Danach erfolgt die Aufteilung der für das 100%-EE-Szenario noch zu installierenden Windleistung auf Windgeschwindigkeitsklassen. Dabei werden die Häufigkeitsverteilung der mittleren Windgeschwindigkeiten (1. Balken

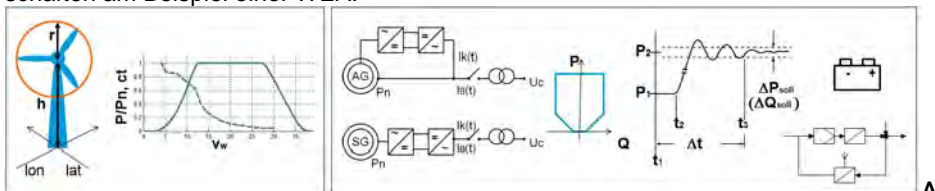


von links pro Windgeschwindigkeitsklasse in Abbildung 3) und die bisherige Verteilung der installierten Windleistung (2. Balken) derart skaliert, dass ihre Summen der noch zu installierenden Leistung entsprechen.

Für das 100%-EE-Szenario wird, von der höchsten Windgeschwindigkeitsklasse beginnend, in jeder Windgeschwindigkeitsklasse jeweils der größere der beiden ersten Balken ausgewählt, sofern sie kleiner als das räumliche Potenzial dieser Klasse (3. Balken) sind; ansonsten wird dessen Balkengröße übernommen. Diese Auswahl wird solange hin zu kleineren Windgeschwindigkeitsklassen fortgeführt, bis die Summe aller ausgewählten Balken (die 4. Balken) dem zu installierenden Leistungswert entspricht. In Worte gefasst bewirkt diese Methode, dass der heutige Zusammenhang von installierter Windleistung und mittlerer Windgeschwindigkeit in Zukunft fortgesetzt wird, sofern eine gleichmäßige Verteilung nicht zur Ausnutzung günstigerer Windstandorte führt und das räumliche Potenzial existiert. Die Verteilung der so festgelegten noch zu installierenden Leistung einer jeden Windgeschwindigkeitsklasse auf die Gitterflächen der Windgeschwindigkeitsklasse kann gemäß deren Anteilen am Gesamtpotenzial der Windgeschwindigkeitsklasse erfolgen. Zur Ermittlung der konkreten Anlagen-Standorte innerhalb der Gitterflächen werden die potenziellen Windenergie-Flächen und räumlich hochaufgelöste Windgeschwindigkeiten zur Identifikation der besten Windstandorte herangezogen und Annahmen über den WEA-Flächenbedarf getroffen (siehe /BOFINGER 2011/).

#### 4 Modellierung der technischen Eigenschaften zukünftiger EE-Anlagen

Zur Abschätzung der Netzstabilität einer rein regenerativen Stromversorgung sind einige technische Eigenschaften zukünftiger EE-Anlagen anzusetzen oder zu modellieren. Diese Eigenschaften lassen sich in 2 Gruppen unterteilen; die eine Gruppe bezieht sich auf Eigenschaften, die benötigt werden, um die wetterabhängige Stromeinspeisung der Anlagen simulieren zu können, die andere bezieht sich auf die Fähigkeit der Anlagen zur Netzstabilität beizutragen, d.h. Systemdienstleistungen zu erbringen. Unter erstere fallen Nabenhöhe, Rotordurchmesser, Leistungskennlinie und Schubbeiwertkennlinie bei WEA, bzw. Ausrichtung, Neigung, Montageart, Modultyp und Wechselrichtermodelle bei PV-Anlagen. Unter letztere fallen die Nennleistung, das Anlagenkonzept, die Fähigkeit bei Fehlern am Netz zu verbleiben und Blindstrom einzuspeisen oder sich bei Stabilitätsverlust automatisch zu trennen, die Höhe des Kurzschlussstromes, die Spannungsebene des Netzanschlusspunktes, der Blindleistungsstellbereich, die maximalen Wirkleistungsgradienten, das Vermögen die Wirk- oder Blindleistungseinspeisung innerhalb bestimmter Toleranzbereiche zu halten, automatische oder ferngesteuerte Steuerbarkeit und die Schwarzstartfähigkeit. Abbildung 4 veranschaulicht diese Eigenschaften am Beispiel einer WEA.



bb. 4: WEA-Eigenschaften zur Simulation der Einspeisung (links) und Netzstabilisierung (rechts)

## 5 Modellierung des zukünftigen Stromnetzes und seiner Leistungsflüsse

### 5.1 Modellierung des zukünftigen Stromnetzes

Zur Abschätzung der zukünftigen Netzstabilität muss das zukünftige Stromnetz modelliert werden. Für die Höchstspannungsebene (HöS) liegen (z.B. mit /ENTSO-E 2011/, /VDE 2012/) Netzkarten vor, die Aufschluss über die Standorte der Netzknoten/Umspannwerke, ihre Leitungsverbindungen, die Länge der Leitungen, das genaue Spannungsniveau (220 oder 380 kV) und die Anzahl der Stromkreise pro Leitung geben. Für die elektrischen Kenngrößen der Leitung müssen, sofern nicht bekannt, Standardwerte verwendet werden. Die genannten Netzkarten enthalten z.T. bereits geplante Leitungen, beispielsweise diejenigen aus /DENA1 2005/, doch auch neuere Planungen, wie /NEP 2012/, sollten bei der Modellierung des zukünftigen Netzes berücksichtigt werden. Ein komplett neuer Teil des Netzes (siehe z.B. /DENA2 2010/) wird offshore liegen. Derzeit sind hier sog. Sticheleitungen ohne jedwede Querverbindung geplant, d.h. jeder offshore Windpark wird seine eigene Anbindung, meist in Form einer Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, an das onshore Netz haben. Weiteren Aufschluss über die Struktur des Stromnetzes geben die Gebiete der Stromnetzbetreiber, welche sich z.B. unter Verwendung von /BDEW 2012/ herleiten lassen und deren Spannungsniveau sich u.a. durch Betrachtung der in sie fallenden HöS-Knoten abschätzen lässt. Auf dieser Grundlage lassen sich die Einzugsgebiete der HöS-Knoten modellieren, wobei jeder räumliche Punkt dem nächstgelegenen HöS-Knoten zugeordnet wird, sofern er sich im selben Netzgebiet befindet. Die kleinen Mittelspannungsnetze werden allerdings als Ganzes dem nächstgelegenen HöS-Knoten zugeordnet und nicht aufgesplittet (siehe Abbildung 5). Diese Methode zur Ermittlung der Einzugsgebiete der HöS-Knoten lässt sich durch Verwendung eines Hochspannungsnetzmodells weiter verbessern.

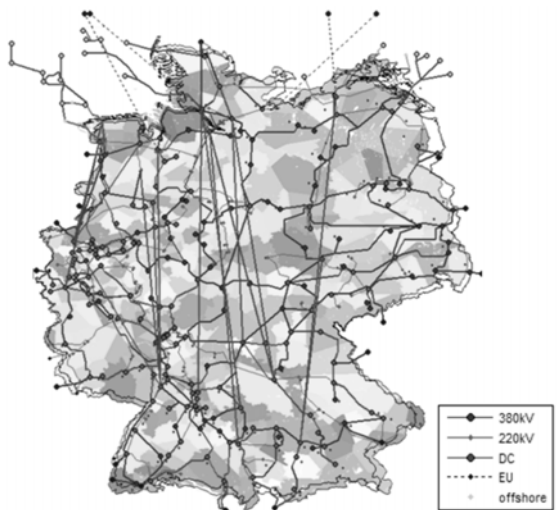
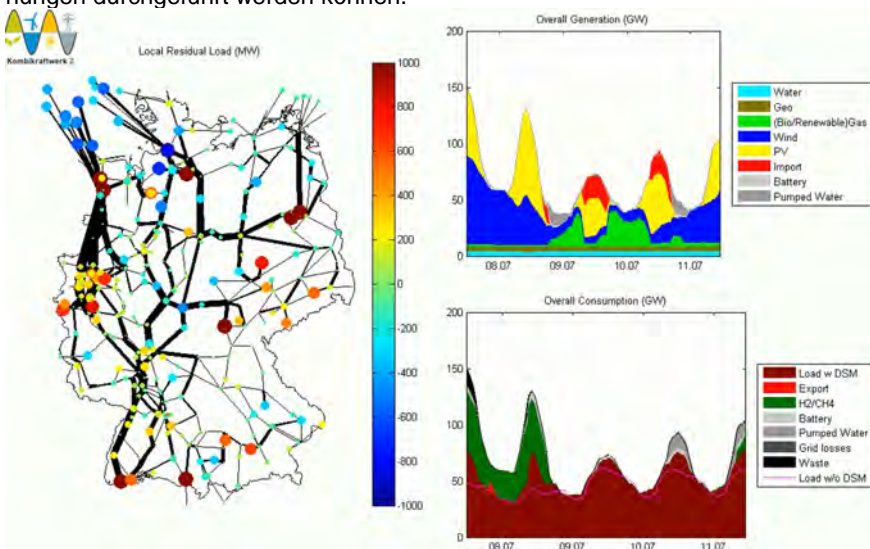


Abb. 5: HöS-Netzmodell, inklusive /NEP 2012/ und offshore Leitungen, unterlegt mit den Einzugsgebieten der Netzknoten



## 5.2 Simulation der Leistungsflüsse im Stromnetz

Mit den aus Kapitel 3 und 4 bekannten Standorten bzw. technischen Eigenschaften der WEA und PV-Anlagen lässt sich unter Verwendung von historischen Wettermodelldaten (z.B. /COSMO-DE/) und Simulationsmethoden (etwa nach /DNA2 2010/) die Stromerzeugung einer jeden Anlage stundengenau simulieren. Ebenso lässt sich der zeitliche Verlauf des privaten und industriellen Stromverbrauchs mit Kenntnis der Lage der Siedlungs- und Industriegebiete und der Einwohnerzahlen (s. Kapitel 3) unter Verwendung von landkreisscharfen Informationen zum industriellen Energieverbrauch aus /REGSTAT/, Standardlastprofilen und historischen Lastverläufen der Übertragungsnetzbetreiber ortsgenau abschätzen. Zusammen mit den Einzugsgebieten der Netzknoten aus dem vorigen Kapitel lässt sich somit die wetterabhängige Leistungseinspeisung bzw. die Leistungsentnahme eines jeden Netzknotens und die daraus resultierenden Leistungsflüsse im Netz für jede betrachtete Stunde simulieren. Die Bioenergie, sowie notwendige Stromspeicher werden darauf aufbauend derart räumlich und zeitlich gezielt eingesetzt, dass der Speicherbedarf und der notwendige Netzausbau möglichst minimal gehalten werden. Zusammen mit den Stromimporten und -exporten ist mit dem Netzmodell, der wetterabhängigen Erzeugung, dem Verbrauch, der steuerbaren Erzeugung und dem Speichereinsatz ein umfassendes Bild der Stromversorgung auf der HöS gegeben (siehe Abbildung 6) auf Grundlage dessen sog. AC-Lastflussberechnungen durchgeführt werden können.



**Abb. 6:** Auszug aus einer umfassenden HöS-Simulation eines rein regenerativen Stromversorgungssystems aus [KOMBIKRAFTWERK2]

Die AC-Lastflussberechnungen geben insbesondere Aufschluss über die Spannungsstabilität in der HöS, d.h. es kann der Blindleistungsbedarf an den HöS-Knoten berechnet werden. Dieser entsteht durch die elektrischen Eigenschaften der Freileitungen insbesondere beim Transport großer Leistungen über weite Strecken, z.B. von den



offshore Gebieten in die süddeutschen Ballungsgebiete. Gleichspannungs-Leitungen, wie die aus /NEP 2012/, welche den Norden des Landes mit dem Süden verbinden, würden den zukünftigen Blindleistungsbedarf in der HöS deutlich reduzieren.

## 6 Systemdienstleistungserbringung durch EE

Systemdienstleistungen (SDL) sind jene Dienstleistungen, die erbracht werden müssen, um die Netzstabilität aufrecht zu erhalten. Die folgenden Unterkapitel gehen kurz auf Aspekte der beiden SDL Frequenz- und Spannungshaltung und insbesondere auf ihren Bedarf und ihre Bereitstellung in einem 100%-EE-Stromversorgungssystem ein. Auf die SDL Versorgungswiederaufbau wird im Folgenden nicht weiter eingegangen; es sei aber erwähnt, dass sie Frequenz- und Spannungshaltung, sowie Energiespeicher für das Anfahren voraussetzt und erhöhte Anforderungen an die Steuerung und Kommunikation der EE stellt.

### 6.1 Spannungshaltung und -stützung

Die SDL Spannungshaltung muss ortsnah erfolgen, da die Spannung variabel hinsichtlich des Ortes ist und das Vermögen zur Einflussnahme auf die Spannung mit der Entfernung abnimmt. Beim Stromnetz ist zu beachten, dass die Entfernung nicht nur durch die Länge, den Querschnitt, das Material und den momentanen Betriebszustand der Leitung, sondern auch durch die unterschiedlichen, durch Transformatoren gekoppelten Spannungsebenen definiert ist. Die Spannungshaltung erfolgte bisher vorrangig von oben nach unten, d.h. von den höheren Spannungsebenen hinab in die niedrigen. So sorgten z.B. bisher Großkraftwerke in der HöS durch Blindleistungsbereitstellung für die Spannungshaltung in den niederen Spannungsebenen.

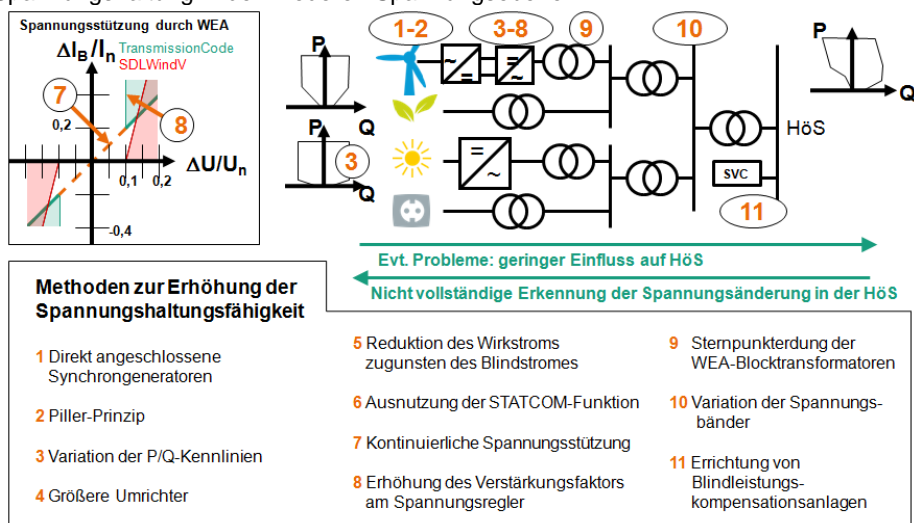


Abb. 7: Methoden zur Erhöhung der Spannungshaltungs- und Spannungsstützungsfähigkeit



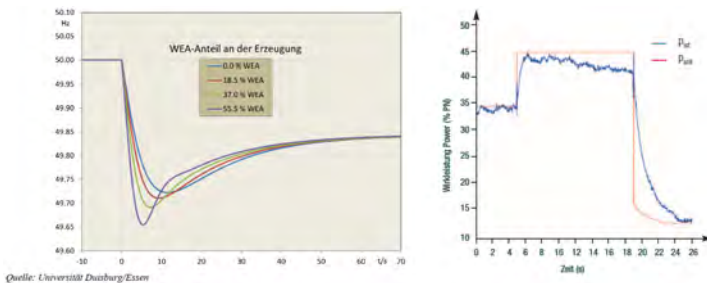
Die zukünftigen Erzeuger, also die EE, werden vermehrt in den niedrigeren Spannungsebenen angeschlossen sein und hier neben regelbaren Ortsnetztrafos für die Spannungshaltung sorgen, wofür sie auch mit der entsprechenden Kommunikationstechnik ausgestattet sein müssen.

Es kann aber auch notwendig werden, dass EE den in Kapitel 5.2 ermittelten Blindleistungsbedarf in der HöS teilweise decken müssen, wenn z.B. die notwendigen Blindleistungskompensationsanlagen in der HöS (noch) nicht installiert sind. Neben der Spannungshaltung müssen EE auch zur Spannungsstützung im Fall von Kurzschlüssen und Spannungseinbrüchen beitragen. Für verbesserte Spannungshaltung und -stützung durch EE gibt es verschiedene Ansätze, wovon einige in Abbildung 7 durch Nummern in einem Beispiel-Netz lokalisiert und mit den gleichen Nummern stichpunktartig aufgezählt sind.

## 6.2 Frequenzhaltung

### 6.2.1 Bereitstellung von Momentanreserve

Die Bereitstellung von Momentanreserve ist gewissermaßen keine aktive Form der Frequenzhaltung, sondern eher eine passive, wenn auch essentielle Eigenschaft des Stromversorgungssystems. Das abzusehende Fehlen rotierender Massen wirft die Frage auf, ob in Zukunft genügend Momentanreserve im Stromversorgungssystem vorhanden sein wird, bzw. ob das System im Fall abrupter Kraftwerks- oder Leitungsausfälle genügend Trägheit (engl. inertia) aufweist, um genügend Zeit für den Einsatz von Primärregelleistung zu haben.



**Abb. 8:** Verlauf der Netzfrequenz nach einem Kraftwerksausfall bei unterschiedlichem WEA-Anteil an der Erzeugung (links, aus /DENA2 2010/), Beispielmessung des Wirkleistungsverlaufs einer WEA mit Inertia Emulation (rechts, aus /ENERCON 2010/)

Abbildung 8 links zeigt, dass mit zunehmendem WEA-Anteil am Stromversorgungssystem der Frequenzabfall schneller und tiefer ausfallen würde. Es sei jedoch hierzu erwähnt, dass die WEA sich in dieser Berechnung nicht an der Frequenzhaltung beteiligten, etwa durch die Aufhebung einer gedrosselten Fahrweise oder durch neuartige Betriebsführungskonzepte zur Nachbildung von Trägheit, wie in Abbildung 8 rechts dargestellt. Außerdem ist zu bedenken, dass in einem 100%-EE-Stromversorgungssystem weniger Großkraftwerke, da weniger vorhanden, ausfallen

können; allerdings würden mit dem Ausfall von offshore oder Inlands-DC-Leitungen ebenfalls schlagartig Leistungsdefizite im Gigawattbereich auftreten. Neben den wetterabhängigen EE sind Biogasanlagen, Energiespeicher und Gasturbinen weitere Momentanreservequellen in einem 100%-EE-Stromversorgungssystem. Diesbezüglich und auch hinsichtlich der Spannungshaltung ist der Umbau stillgelegter Synchrongeneratoren zu rotierenden Phasenschiebern (siehe /BNETZA 2012/) gutzuheißen.

### 6.2.2 Erbringung von Regelleistung

Regelleistung dient zum Ausgleich von Ungleichgewichten zwischen Verbrauch und Erzeugung, also zur Frequenzhaltung, und muss sicher zur Verfügung stehen. Der Bedarf an vorzuhaltender Regelleistung steigt mit zunehmendem Anteil von wetterabhängigen EE, deren Einspeisung nur bis zu einem gewissen Grad genau vorhergesagt werden kann, an und wird nach Berechnungen aus /KOMBIKRAFTWERK2/ in einem 100%-EE-Stromversorgungssystem stark ansteigen. Bezüglich der Bereitstellung von Regelleistung durch wetterabhängige EE ist zu beachten, dass dies nur bei genügend Wind, bzw. Sonne möglich ist. Die möglichen Leistungsgradienten der wetterabhängigen EE-Anlagen sind mehr als ausreichend für die Anforderungen; sind die Anlagen im Vergleich zu Großkraftwerken doch relativ klein und reaktionsschnell. Da die Bereitstellung von Regelleistung durch wetterabhängige EE nur durch Drosselung möglich ist, bleibt kostenlos vorhandene Energie ungenutzt, was sowohl für die Bereitstellung negativer und positiver Regelleistung gilt. Bei letzterer ist das Ausmaß jedoch größer, da die Anlagen permanent gedrosselt betrieben werden müssen, um ggf. die Leistung erhöhen zu können. Während die technischen Voraussetzungen von WEA und PV-Anlagen erfüllt werden, erschweren vor allem die derzeitigen Regularien ihre Teilnahme am Regelleistungsmarkt. So sind derzeit die Nachweiserbringung, die Anforderung an die Zuverlässigkeit bei der Angebotserstellung, die Auktionszeiten (hierbei vor allem die Produktlänge und die Vorlaufzeit) und die Präqualifikationsvorschriften nicht gut für die Teilnahme der wetterabhängigen EE am Regelleistungsmarkt geeignet.

## 7 Zusammenfassung

Die Stabilität des Netzes hängt von der räumlichen Verteilung, dem zeitlichen Verhalten und den technischen Eigenschaften der Erzeuger und Verbraucher, sowie von der gesamten Netzstruktur selbst ab. Wegen dieser hohen Komplexität wird die Netzstabilität schwer planbar bleiben und auch in Zukunft durch kurzfristige und unmittelbare Maßnahmen aufrechterhalten werden müssen. Nichtsdestotrotz ist der Blick in die fernere Zukunft zwingend erforderlich, da sich manche Maßnahmen wie der Netzausbau sehr lange hinziehen, also frühzeitig eingeleitet werden müssen, und die Netzstabilität einer rein regenerativen Stromversorgung noch nicht ausreichend untersucht ist. Zur Abschätzung dieser Netzstabilität ist es notwendig die rein regenerative Stromversorgung möglichst vollständig in einer Simulationsumgebung abzubilden, was, wie in diesem Beitrag verdeutlicht werden sollte, mit sehr hohem Aufwand einher geht. Diese „virtuelle Stromversorgung“ wird die zukünftige Realität selbstredend nicht im Detail treffen können, doch lassen sich mit ihrer Hilfe prinzipielle Probleme hinsichtlich der zukünftigen Netzstabilität identifizieren, vor allem wenn ihre Eingangsparameter flexibel gehalten werden können. Die Herausforderungen zur Erhaltung der Netzstabilität, die



der Wandel der Stromversorgung aufwirft, sind weniger in den EE, die die technischen Anforderungen zur SDL-Bereitstellung erfüllen, zu suchen, als vielmehr in der neuartigen Anordnung des Großteils der zukünftigen Erzeuger im Netz, sowohl in geographischer Hinsicht, als auch hinsichtlich der Spannungsebene ihres Anschlusses. Ohne einen entsprechenden Ausbau des Netzes mit all seinen Komponenten, einer Anpassung der Regularien und der Schaffung eines umfassenden Stromspeichersystems und Reservekraftwerkparks wird der Wandel der Stromversorgung nicht gelingen. Als Lohn für diese Anstrengungen winkt eine moderne, saubere, kostengünstige und stabile Stromversorgung.

## 8 Literatur

- /KOMBIKRAFTWERK2/ Kombikraftwerk2 – Das regenerative Kombikraftwerk, <http://www.kombikraftwerk.de/>
- /ANDERSSON 2005/ Andersson, G.: Netzstabilität - Eine kurze Einführung, EEH-Power Systems Laboratory, ETH Zürich, 2005
- /SCHWAB 2009/ Schwab, A.: Elektroenergiesysteme, Kapitel 18 - Stabilität von Elektroenergiesystemen, Springer Berlin Heidelberg, 2009
- /ENERGYMAP/ EnergyMap, Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS), [www.energymap.info](http://www.energymap.info)
- /CORINE 2006/ Büttner, G. et al.: Corine land cover 2006 technical guidelines, European Environment Agency - Technical report ; 2007
- /BASIS-DLM/ Arbeitsgemeinschaft der Vermessungsverwaltungen der Länder der Bundesrepublik Deutschland (AdV), Dokumentation zur Modellierung der Geoinformationen des amtlichen Vermessungswesens (GeoInfoDok) - Erläuterungen zum ATKIS® Basis-DLM, Version 6.0, Stand: 11.04.2008
- /BOFINGER 2011/ Bofinger, S. et al.: Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land – Kurzfassung, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel, 2011
- /OFFSHORE-WMEP/ Offshore-Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm (Offshore~WMEP), URL: [www.offshore-wmep.de](http://www.offshore-wmep.de), 2011
- /REGSTAT/ Statistischen Ämtern des Bundes und der Länder: Regionaldatenbank Deutschland, [www.regionalstatistik.de](http://www.regionalstatistik.de)
- /BMVBS 2010/ Thrän, D. et al: Globale und regionale Verteilung von Biomassepotenzialen. Status-quo und Möglichkeiten der Präzi-



- sierung, Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), 2010
- /ITAD/                   Übersichtskarte der ITAD-Mitglieder-Anlagen, ITAD - Interessengemeinschaft der thermischen Abfallbehandlungsanlagen in Deutschland e.V.,  
<http://www.itad.de/itad/mitglieder/79.Mitglieder.html>
- /COSMO-DE/           Baldauf, M. et al.: Kurze Beschreibung des Lokal-Modells Kürzestfrist LMK und seiner Datenbanken auf dem Daten-server des DWD, Offenbach, 2006
- /ENTSO-E 2011/       ENTSO-E Grid Map, European Network of Transmission System Operators for Electricity, <http://www.entsoe.eu>, 1.7.2011
- /VDE 2012/            Deutsches Höchstspannungsnetz – Übersichtsplan, Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V., 1.1.2012
- /DENA1 2005/         dena-Netzstudie I - Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Deutsche Energie Agentur, Berlin, 2005
- /NEP 2012/            50Hertz Transmission GmbH/Amprion GmbH/ EnBW Transportnetze GmbH / TenneT T50 GmbH (Hrsg.): Netzentwicklungsplan Strom 2012 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 30.5.2012
- /DENA2 2010/         dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025, Deutsche Energie Agentur, Berlin, 2010
- /BDEW 2012/           Liste der Stromnetzbetreiber, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 1.8.2012
- /ENERCON 2010/      Windblatt – Enercon Magazin für Windenergie, Ausgabe 3, 2010
- /BNETZA 2012/        Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12, Bundesnetzagentur, 3.5.2012



# Biogasanlagen und Speicher zur Integration erneuerbarer Energien

Patrick Hochloff, Michael Schreiber

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)

Königstor 59, 34119 Kassel

Tel.: (0561) 7294-214, Fax: (0561) 7294-260

E-Mail: [patrick.hochloff@iwes.fraunhofer.de](mailto:patrick.hochloff@iwes.fraunhofer.de)

## 1 Einleitung

Der Anteil der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung soll entsprechend dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in den kommenden Jahrzehnten weiter zunehmen. Ein großer Anteil der Stromerzeugung wird dabei auf Wind- und Solarenergie entfallen /DLR 2012/. Wegen ihrer volatilen Einspeisecharakteristik werden zunehmend flexible Kapazitäten im Stromversorgungssystem benötigt, die den restlichen Strombedarf decken und ggf. das Überangebot aus Wind- und Solarenergie ausgleichen. Der Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage wird über den Strommarkt organisiert und kann zunächst durch konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicherwerke erfolgen. Mit der zunehmenden Verdrängung von konventionellen Kraftwerken sind auch regenerative Techniken für den Ausgleich einzusetzen bzw. in den Markt zu integrieren. Zudem sind weitere Aufgaben aus dem Bereich der Systemdienstleistungen wie die Bereitstellung von Regelleistung zu übernehmen.

Biomasseanlagen und dezentrale Erdgasmotoren mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Anlagen) stellen neben der Wind- und Solarenergie weitere derzeit geförderte Technologien zur Stromerzeugung dar. Durch gezielte technische Maßnahmen können diese Anlagen flexibel und planbar betrieben werden /Streckiene 2009/. Des Weiteren lassen sich elektrochemische Stromspeicher und Anlagen zur Produktion von synthetischen Energieträgern (z. B. Power-to-Gas-Anlagen) einsetzen. Um diese Techniken optimal zu nutzen ist ein Energiemanagement für die Einsatzplanung notwendig.

Verschiedene Optimierungsziele sind für den Einsatz der regelbaren Anlagen vorstellbar, die nachfolgend vorgestellt werden.

## 2 Vorgehen

Für ausgewählte Anlagen und Anwendungen wurde eine auf die technischen Besonderheiten zugeschnittene Einsatzplanung entwickelt. In Abschnitt 2.1 werden die Anlagentypen und die Anwendungen vorgestellt, für die in den folgenden Abschnitten die entwickelte Einsatzplanung vorgenommen wird. In Abschnitt 2.2 wird die Vorgehensweise bei den Fallstudien beschrieben.

### 2.1 Ausgewählte Anlagen und Anwendungen

Mit der Marktprämie wird seit dem 1. Januar 2012 die selbstständige Vermarktung u. a. an der Börse unterstützt. Die Marktprämie sieht vor, die Differenz aus dem regulären Vergütungssatz und dem Börsenpreis der direktvermarkteten Anlage auszugleichen.

Für **Biogasanlagen** wurde zudem die Flexibilitätsprämie eingeführt, die die Investition in zusätzliche BHKW-Kapazitäten sowie in Gas- und Wärmespeicher unterstützt. Damit sollen die Einsatzzeiten der Biogasanlagen an die Börsenpreise angepasst werden um die Energie zu erzeugen, wenn sie dringend benötigt und dementsprechend hoch vergütet wird. Die Rahmenbedingungen der Einsatzplanung entsprechen zum Großteil denen der **KWK-Anlagen**. Neben dem Spotmarkthandel können die Biogasanlagen im Rahmen der selbstständigen Vermarktung auch am Regelleistungsmarkt teilnehmen. Hier ergibt sich ein wesentlicher Unterschied zu KWK-Anlagen, da mit der kontinuierlichen und limitierten Biogasproduktion der Brennstoff zeitlich begrenzt zur Verfügung steht und die Produktion desweiteren nicht kurzfristig zu unterbrechen ist. In Abschnitt 3 wird beschrieben, wie diese technischen Randbedingungen in der Einsatzplanung berücksichtigt werden.

**Pumpspeicherwerke** nehmen in der Regel am Spot- und Regelleistungsmarkt teil. Insbesondere die Optimierung am Spotmarkt wird in mehreren Publikationen thematisiert. Ein Modell für den Anlageneinsatz in einer gemischt-ganzzahligen Optimierung kann z. B. aus /Chang 2001/ entnommen werden. Bei elektrochemischen Speichertechniken ist die Anlagencharakteristik in der Modellierung der Einsatzplanung entsprechend anzupassen, wie z. B. für Redox-Flow-Batterien in /Härtel 2012/.

Das Auf- und Entladen der Speicher erfolgt zu Spotmarktpreisen. Wird elektrische Energie als Endprodukt vermarktet, so ergibt sich der gewinnmaximale Anlageneinsatz im Wesentlichen aus den Preisverläufen am Markt und den Wirkungsgradverlusten. Bei Speichertechniken, die hingegen auf der Konversion der elektrischen Energie in einen chemischen Energieträger und Vermarktung dessen basieren, kann der Marktwert des Endprodukts in die Einsatzplanung einbezogen werden. Insbesondere bei dem **Power-to-Gas-Verfahren**, bei dem das Produkt Methan in das Erdgasnetz eingespeist werden soll /Sterner 2009/, lässt sich ein Verkauf zu Marktpreisen gut simulieren. Eine Einsatz-



planung für Power-to-Gas-Anlagen, bei der die elektrische Energie zu Spotmarktpreisen des Strommarkts bezogen und das Produkt Methan zu Spotmarktpreisen des Erdgasmarkts verkauft wird, wird in Abschnitt 4 vorgestellt.

Eine Alternative zum Vertrieb des Stroms aus erneuerbaren Energien im Börsenhandel ist die direkte Vermarktung an den Endkundenversorger. Dieser Vermarktungsweg wird auch mit der Kürzung der EEG-Umlage im Rahmen des Grünstromprivilegs unterstützt. Der Fahrplan der Anlagen hängt dabei von der Art der Strombeschaffung des Energieversorgers ab. So kann unter gewissen Bedingungen ein lastfolgender Anlageneinsatz gegenüber einer Spotmarktoptimierung Vorteile bieten. Eine Einsatzplanung für flexible Stromerzeuger, Speicher und Lasten (Power-to-Gas), die eine volatile residuale Last glätten sollen, wird in Abschnitt 5 vorgestellt.

## 2.2 Durchführung von Fallstudien

Die in Abschnitt 2.1 vorgestellten Möglichkeiten der Einsatzplanung werden in Fallstudien erprobt. Die Ergebnisse der jeweiligen Simulationen werden in den folgenden Abschnitten dargestellt. Die Berechnung der Einsatzpläne erfolgt in der Simulationsumgebung RedSim (*Renewable Energy Dispatch Simulation*), die am Fraunhofer IWES im Rahmen des Projekts RegModHarz entwickelt wurde. In dieser Simulationsumgebung wurden unterschiedliche Anlagentypen und Anwendungen für eine Einsatzplanung mit einer gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung implementiert. Die Lösung des Optimierungsproblems wird mit Hilfe von IBM ILOG CPLEX bestimmt. Die Simulation eines Zeitraums von mehr als einem Tag erfolgt in einer rollierenden Einsatzplanung (Abbildung 1).

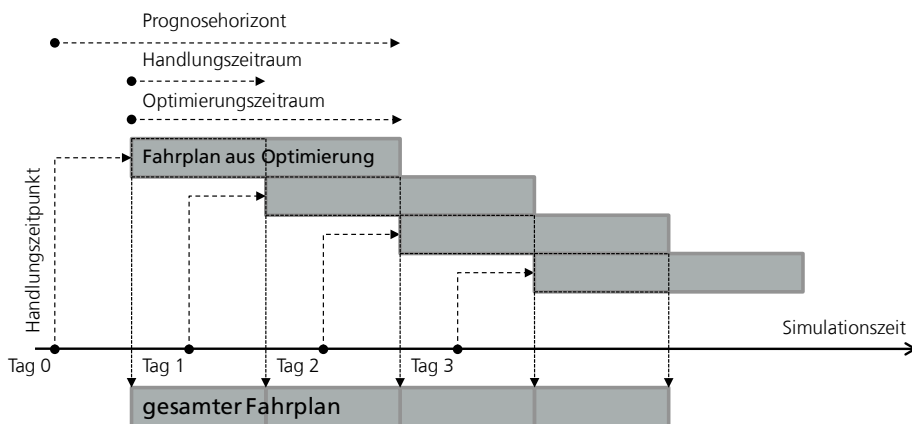


Abbildung 1: Rollierende Einsatzplanung zur Simulation längerer Zeiträume



### 3 Biogasanlage am Spot- und Regelleistungsmarkt

In den meisten Fällen wird bei Biogasanlagen das gewonnene Biogas aus dem Fermenter unmittelbar in einem Biogas-BHKW verstromt. Biogasspeicherkapazitäten dienen als Puffer für eine kontinuierliche Gasversorgung des BHKW und um kurze BHKW-Ausfälle zu überbrücken. Überschüssiges Biogas, z. B. bei längeren Netzengpässen oder BHKW-Ausfällen, wird in der Regel aufgrund der fehlenden Speicherkapazität abgefackelt. Das Biogas-BHKW wird an der jeweiligen Biogasquelle im Durchschnitt auf 8000 Volllaststunden pro Jahr ausgelegt, was in etwa einem ganzjährigen, konstanten Betrieb entspricht.

Durch eine Erhöhung der Biogasspeicher- und der BHKW-Kapazität kann das kontinuierlich anfallende Biogas über Stunden zwischengespeichert und in kürzerer Zeit vollständig verstromt werden. Damit lässt sich innerhalb eines bestimmten Zeitraums die Stromerzeugung in Zeiten mit einem höherem Strombedarf bzw. höheren Preisen verlegen. Diese Betriebsweise wird mit der Flexibilitätsprämie seit dem 1. Januar 2012 im Rahmen der Direktvermarktung im EEG gefördert.

#### 3.1 Energiemanagement für Biogasanlagen

Für KWK-Anlagen wird die Einsatzplanung in einer gemischt-ganzzahligen Optimierung z. B. in /Wille-Haussmann 2010/ vorgestellt. Der Einsatz der BHKW erfolgt dabei gewinnmaximierend am Spotmarkt für stündliche Stromkontrakte. Mit den Komponenten BHKW, Wärmespeicher und Spitzenlastkessel wird eine Wärmelast versorgt. Die Deckung der Wärmelast stellt eine zu erfüllende Randbedingung dar. Ein zusätzlicher Freiheitsgrad für den Einsatz des BHKW bleibt bestehen, da durch das Vorhandensein eines Kessels das BHKW bei zu niedrigen Strompreisen keine Energie erzeugen muss.

Dieses Modell eines BHKW mit Energiespeicher wurde für RedSim auf Biogasanlagen übertragen /Hochloff 2011/ und nach /Carrion 2006/ bzw. /Vielma 2010/ um eine Modellierung der Teillastkosten für thermische Kraftwerke erweitert. Der BHKW-Einsatz unterliegt bei Biogasanlagen zusätzlichen Restriktionen, da die Verfügbarkeit des Brennstoffs durch die kontinuierliche Biogaserzeugung limitiert ist. Das Abfackeln von Biogas ist im Rahmen der Einsatzplanung nicht vorgesehen. Daraus folgt, dass das Biogas auch bei negativen Preisen verstromt werden muss, wenn der Gasspeicher vollständig gefüllt ist.

Neben dem Einsatz am Spotmarkt für Stromstundenkontrakte ist für BHKW auch ein Einsatz am Regelleistungsmarkt möglich. Die vorzuhaltende positive und negative Regelleistung muss dazu im Betrieb des BHKW im technisch möglichen Lastbereich (Regelband) liegen. Darüber hinaus kann negative Regelleistung in Höhe der geplanten Erzeugung durch Abschalten des BHKW bereitgestellt werden. Wenn das BHKW nicht



in Betrieb ist, kann positive Regelleistung in Höhe von mindestens der unteren Grenze des Lastbereichs des BHKW angeboten werden.

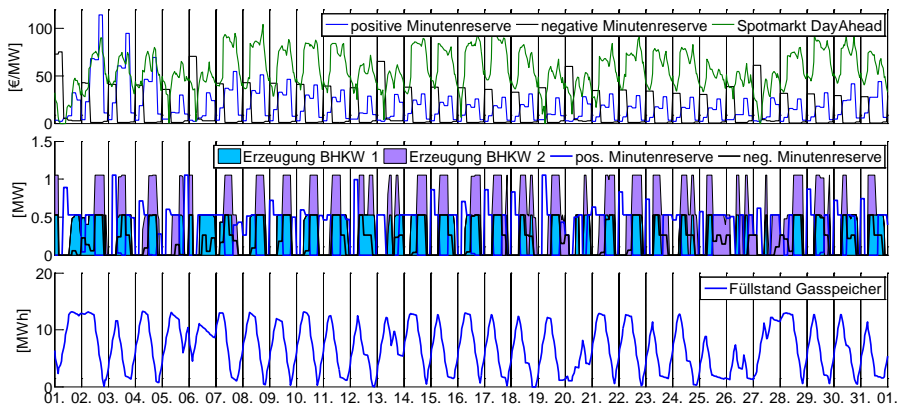
Wird davon ausgegangen, dass die angebotene Regelleistung zu hundert Prozent erfüllbar sein soll, dann muss insbesondere bei Biogasanlagen neben der verfügbaren Leistung auch die verfügbare Energie sowie die Grenzen des Speichers berücksichtigt werden. So ist für einen möglichen Abruf von positiver Regelleistung der zusätzliche Energieaufwand gegenüber dem Spotmarktfahrplan einzuplanen. Für den möglichen Abruf negativer Regelleistung muss freie Kapazität im Speicher reserviert werden, wenn infolge des Abrufs der Gasverbrauch niedriger ist als der kontinuierliche Gaszustrom. Das Regelleistungsangebot kann zudem vergrößert werden, wenn in der Optimierung eine kurzfristige Korrektur des Fahrplans mithilfe des Intraday-Handels eingeplant wird. Dies führt dazu, dass nach einem Abruf von Regelleistung die verfügbare Energie bzw. die freie Speicherkapazität für einen erneuten möglichen Regelleistungsabruf zurück gewonnen werden kann.

Für die Einsatzplanung der Regelleistung wird die Minutenreserve betrachtet, da sie ebenso wie die Stromstundenkontrakte, am Vortag eingeplant wird und die Kontraktlänge mit vier Stunden eine hohe Flexibilität des BHKW-Einsatzes ermöglicht. In einem Anlagenpool mit mehreren BHKW werden die Vier-Stunden-Blöcke der Regelleistung gemeinsam bereitgestellt.

### 3.2 Fallstudie zu Biogasanlagen

Es wird der Einsatz einer Biogasanlage am Spot- und Minutenreservemarkt simuliert. Dazu werden die Stundenkontraktpreise aus dem DayAhead-Spotmarkthandel und die mittleren Leistungspreise aus den angenommenen Minutenreserveangeboten des Jahres 2008 (1.1. bis 30.12.2008) verwendet. Die Biogasanlage verfügt über eine Fermenterleistung von 526 kW und eine elektrische BHKW-Leistung in Höhe der doppelten Fermenterleistung. Die Wirkungsgradkennlinie wird zwischen der unteren Teillastgrenze mit 35 % und der Nennleistung mit 41 % linearisiert. Der Speicherhub des Biogasspeichers beträgt 15,4 MWh (chemische Energie des Biogases), womit der vollständige Biogaszustrom von 12 Stunden zwischengespeichert werden kann.

Mit dem in Abschnitt 3.1 beschriebenen Energiemanagement ergibt sich ein Fahrplan der Erzeugung für den Stromhandel und je ein Fahrplan für die angebotene positive und negative Regelleistung. Die Regelleistung einer Biogasanlage muss in einem Pool mehrerer Anlagen angeboten werden, die zusammen das Mindestangebot von 5 MW einhalten. Die vorgestellte Berechnung stellt den optimalen Beitrag einer einzelnen Biogasanlage in einem großen Pool dar. Als Ausschnitt des optimierten Fahrplans ist der Anlageneinsatz für den Monat Januar in Abbildung 2 dargestellt.



**Abbildung 2: Ausschnitt des optimierten Fahrplans für den Monat Januar**

Die Erlöse am Spot- und Minutenreservemarkt entsprechend dem berechneten Fahrplan und der verwendeten Preise sind absolut sowie in Bezug auf die im Jahr erzeugte Energie in Tabelle 1 enthalten. Die Preise der Minutenreserve sind im Verhältnis zu den Spotmarktpreisen gering, was dazu führt, dass sich der Anlageneinsatz stark am Spotmarkt orientiert. Die Preisspitzen der ohnehin niedrigeren Minutenreserverpreise können dadurch in der Regel nicht genutzt werden. Denn zu Zeiten hoher negativer Minutenreserverpreise fallen die Spotmarktpreise meist gering aus, sodass die BHKWs abgeschaltet werden und somit auch keine negative Minutenreserve anbieten können. Ebenso werden hohe positive Minutenreserverpreise selten genutzt, da sich zu diesen Zeiten am Spotmarkt hohe Gewinne generieren lassen und die Anlagen dort vermarktet werden. Insgesamt findet jedoch in der Optimierung eine leichte Beeinflussung des Spotmarktangebots durch die Regelleistung statt, da auch die niedrigen Preise der Regelleistung zusätzliche Gewinne generieren.

**Tabelle 1: Erlöse am Spot- und Minutenreservemarkt und Wert pro erzeugte Energie**

Spotmarkt	343.760 €	8,17 ct/kWh
Pos. Minutenreserve	13.526 €	0,32 ct/kWh
Neg. Minutenreserve	963 €	0,02 ct/kWh
Summe	358.240 €	8,51 ct/kWh



## 4 Power-to-Gas-Anlagen am Strom- und Gasmarkt

Bei dem Power-to-Gas-Verfahren (Abbildung 2) wird in einer ersten Stufe Wasserstoff aus einer Wasserelektrolyse gewonnen. In einem zweiten Verfahrensschritt wird der Wasserstoff mit Kohlendioxid zu Methan synthetisiert. Mit der Verdichtung und Speicherung des Wasserstoffs kann die Wasserelektrolyse von der Methansynthese zeitlich entkoppelt werden. Je nach Wasserstoffbedarf und -speicherkapazität lässt sich die Elektrolyse gezielt in Zeiten mit niedrigem Strombedarf bzw. mit niedrigen Preisen legen.

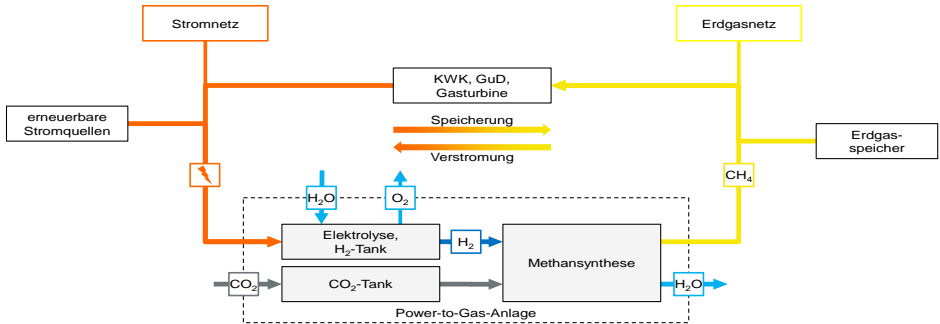


Abbildung 3: Schematische Darstellung der Power-to-Gas-Anlage /Härtel 2012/

### 4.1 Energiemanagement für Power-to-Gas-Anlagen

Die Power-to-Gas-Anlage wird vereinfachend als ein Elektrolyseur und ein Verdichter mit jeweils konstantem Wirkungsgrad, einem verlustfreien Wasserstoffdruckspeicher und einem Synthesereaktor mit einem konstanten Wirkungsgrad in einem gemischt-ganzzahligen Modell abgebildet. Es wird zudem eine elektrische Heizung modelliert, welche im Stand-by-Betrieb bei geringem Stromverbrauch die Reaktortemperatur aufrecht erhält und während des Betriebes bei höherem Stromverbrauch den Wasserstoff vor dem Einleiten in den Reaktor erhitzt /Härtel 2012/.

Bei der Power-to-Gas-Anlage erfolgt der Stromverbrauch der Elektrolyse zu Spotmarktpreisen der Stromstundenkontrakte. Das produzierte Methan wird zum aktuellen Kurs am Erdgasspotmarkt gehandelt. Bei der Einsatzplanung der Anlage mit Anknüpfung an den Strom- und Gasmarkt ist zu berücksichtigen, dass für die beiden Märkte unterschiedliche Handelszeiten gelten. So werden am Stromspotmarkt Stundenkontrakte zwischen 0:00 und 24:00 des Folgetags gehandelt und am Erdgasspotmarkt 24-Stunden-Kontrakte mit einer Laufzeit von 6:00 Uhr des Folgetages bis 6:00 Uhr des darauf folgenden Tages.

## 4.2 Fallstudie zu Power-to-Gas-Anlagen

Für die Simulation einer Power-to-Gas-Anlage am Strom- und Gasspotmarkt wurde der Zeitraum vom 23.12.2011 bis zum 10.01.2012 gewählt, da in diesem Zeitraum häufig sehr kleine oder negative Strompreise auftraten. Für die Gaspreise werden die Tagesreferenzpreise verwendet. Der Optimierungszeitraum (vgl. Abbildung 1) beträgt aufgrund der genannten Handelszeiträume vier Tage und sechs Stunden.

Die technischen Parameter der Power-to-Gas-Anlage sind in /Härtel 2012/ zusammengestellt, wobei insbesondere bei der Methansynthese beachtet werden muss, dass sich diese Verfahren in der Erforschung befinden und einige Parameter von Versuchsanlagen stammen. Es wird ein alkalischer Druckelektrolyseur (11 bar) mit 250 kW elektrischer Leistung und einem Wirkungsgrad von 62,3% verwendet. Zur Zwischenspeicherung des Wasserstoffs in einem Drucktank (200 bar) wird der Wasserstoff mit einem Wirkungsgrad von 92,4 % verdichtet. In dem Wasserstoffspeicher lassen sich 2000 kWh Wasserstoff (chemische Energie) speichern. Die Methansynthese hat einen Wirkungsgrad von 83,6 % und kann in einem Bereich von 70 % bis 100 % bei einem maximalen Ausgangsstrom von 125 kW Methan (chemische Leistung) betrieben werden. Um die Synthese kurzfristig in Betrieb zu nehmen, muss der Reaktor warm gehalten werden, was einen Verbrauch von 1 kW elektrischer Heizwärme erfordert. Um das Gasmisch vor der Synthese vorzuheizen werden zwischen 2,8 und 4 kW elektrische Heizwärme benötigt.

Der Auszug aus dem Fahrplan (Abbildung 4) zeigt, dass das Methan an drei Tagen gewinnbringend vermarktet wird. Angeboten wird jeweils nur eine Leistung von 70 % der maximalen Methansynthese, was der minimalen Produktionsrate der Anlage entspricht. Auffällig ist des Weiteren, dass die Elektrolyse nicht nur bei negativen Strompreisen eingesetzt wird, sondern trotz hoher Wirkungsgradverluste auch bei geringfügig niedrigeren Strom- gegenüber Gaspreisen.

Zu erklären ist dieses Verhalten folgendermaßen: Am Gasmarkt lassen sich Angebote lediglich bei einer minimalen Angebotslänge von 24 h platzieren. Die Strompreise am Spotmarkt sind jedoch nur kurzfristig negativ. Um Methan 24 h lang anbieten zu können, muss der Speicher deshalb auch zu Zeiten aufgeladen werden, in denen ein wirtschaftlicher Betrieb an sich betrachtet nicht möglich wäre. Im Durchschnitt ergeben die Bezugspreise des Stromes allerdings einen Gewinn. Dieser ist am größten, wenn für die Elektrolyse möglichst selten vergleichsweise teurer Strom verwendet wird, weshalb die platzierten Gasangebote in der Regel klein gehalten werden. Ändern ließe sich dieses Verhalten durch volatilere Strompreise, höhere Gaspreise oder einen größeren Wasserstoffspeicher.

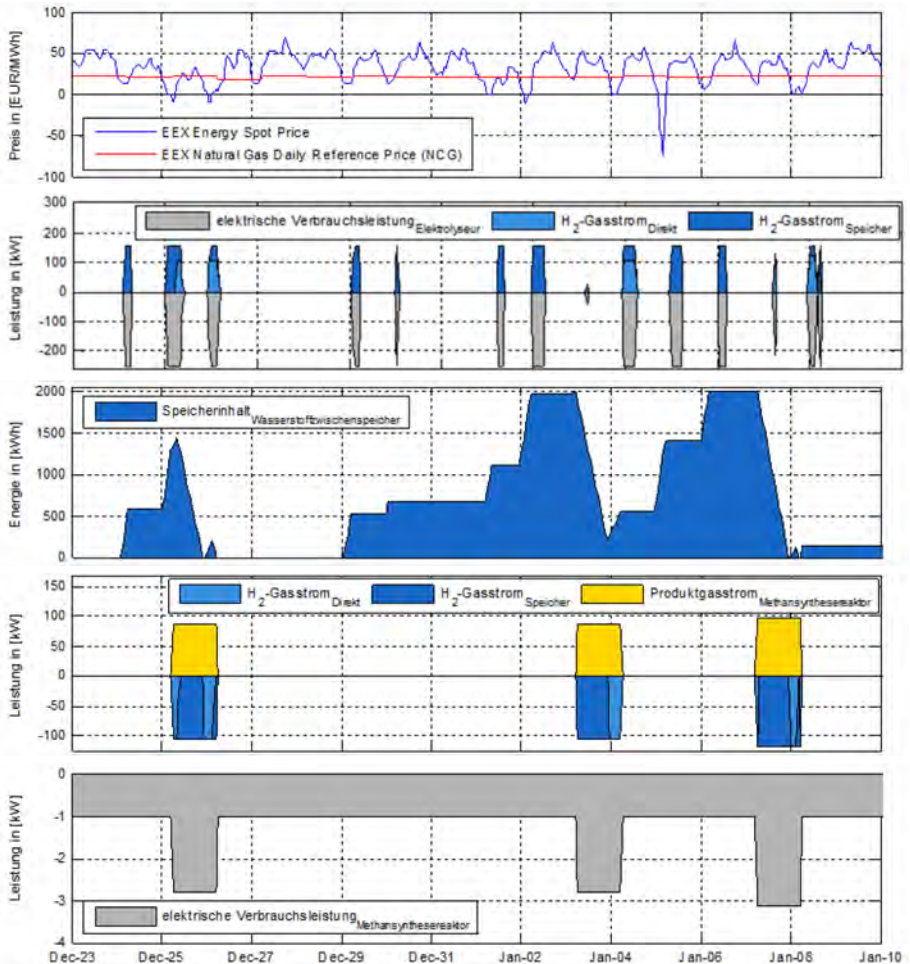


Abbildung 4: Optimierter Fahrplan der Elektrolyse und der Methansynthese /Härtel 2012/

## 5 Lastdeckung mit einem Mix aus erneuerbaren Energien

Für Energieversorger besteht die Möglichkeit, die erneuerbaren Energien zur Deckung des Verbrauchs unmittelbar in ihr Portfolio zu integrieren. Unterstützt wird dies durch das Grünstromprivileg, wobei die hohen Anforderungen insbesondere durch Wind und Solarenergie schwer zu erfüllen sind. So müssen in mindestens acht Monaten eines Kalenderjahres mindestens 50 % des Endkundenverbrauches durch erneuerbare Energien gedeckt werden, wobei dem erneuerbaren Anteil nur die Energie zugerechnet

wird, die zum Zeitpunkt der Erzeugung auch durch den Kunden verbraucht wird (Gleichzeitigkeit).

Mit einem Anstieg der Brennstoffkosten konventioneller Technologien könnte die eigene Stromerzeugung der Energieversorger durch Wind- und Solarenergie jedoch eine Alternative zum Einkauf werden und einen größeren Anteil im Portfolio ausmachen. Ergänzen ließen sich die unflexiblen Technologien durch regelbare Stromerzeuger und Speicher. Für deren Einsatz wäre entscheidend, wie der Energieversorger seine Beschaffung an den Strommärkten gestaltet.

Erfolgt die Beschaffung zumindest teilweise über den Spotmarkt, so ließen sich die flexiblen Anlagen am effizientesten anhand der Spotmarktpreise optimieren. Ein abweichendes Verhalten ist nur dann sinnvoll, wenn bestimmte Mengenziele im Zusammenhang mit der genannten Gleichzeitigkeit des Grünstromprivilegs erfüllt werden müssen.

Im Rahmen der Beschaffung von Forwards könnte hingegen zunächst ermittelt werden, welcher Anteil des Verbrauchs der zu versorgenden Kunden durch die eigene Anlagen gedeckt werden kann. Dazu ließen sich die flexiblen Erzeuger und Speicher in einer Simulation so einsetzen, dass sie dem Verbrauch möglichst gut folgen und so die residuale Last glätten. Der Bedarf weiterer flexibler Kapazitäten wäre auf diese Weise zu ermitteln. Wird der Spotmarkt gar nicht oder nur sehr eingeschränkt in der Beschaffung genutzt, so erfolgt der tatsächliche Betrieb der flexiblen Stromerzeuger und Speicher idealerweise ebenso residuallastglättend.

## **5.1 Einsatz von flexiblen Erzeugern, Lasten und Speichern zur Glättung der Residuallast**

Die flexiblen Anlagen sollen in einer Weise eingesetzt werden, dass zu Zeiten hoher Residuallasten Energie erzeugt und entsprechend bei niedrigen residualen Lasten zusätzliche Energie verbraucht wird. Dazu ist zunächst die Residuallast der unflexiblen Einheiten zu bestimmen, die sich aus der Differenz des Stromverbrauchs und der volatilen Erzeugung wie beispielsweise aus Windenergie-, Photovoltaik-, Wasserkraft- oder Biomasseanlagen ergibt.

Der Anlageneinsatz der flexiblen Einheiten soll dann zu einem geglätteten Lastprofil führen, sodass die Streuung um einen definierten Mittelwert minimiert wird. Das dazugehörige Optimierungsproblem ist so zu formulieren, dass große Abweichungen vom Mittelwert stärker bewertet werden als kleine. In der Fallstudie wird dazu eine quadratische Gewichtung vorgenommen, sodass sich die Varianz der Residuallast minimieren lässt. Um die Komplexität des Problems zu reduzieren wird die Lösung einer gemischt-ganzzahligen, linearen Optimierung des Anlageneinsatzes als Näherung einer quadra-

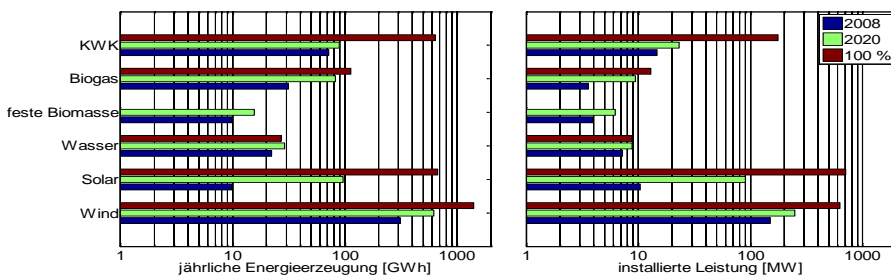


tischen Optimierung bestimmt. Dazu wird die Residuallast in Bänder unterteilt, die mit einem quadratisch ansteigenden Faktor in der Zielfunktion gewichtet werden.

Insofern die Randbedingungen dies gestatten, kommt die flexible Stromerzeugung aus Biogas- und KWK-Anlagen nur bei positiven Abweichungen vom Mittelwert zum Einsatz und dabei vorrangig zu Zeiten der größten Abweichungen. Um negative Abweichungen der Residuallast vom Mittelwert auszugleichen werden flexible Lasten in Form von Power-to-Gas-Anlagen und Wärmepumpen eingesetzt. Das Pumpspeicherwerk ermöglicht mit seinen Pumpen und Turbinen eine Glättung in beide Richtungen.

## 5.2 Fallstudie zur Residuallastglättung

Für die Lastdeckung mit erneuerbaren Energien werden drei Ausbauszenarien (Abbildung 5) der regenerativen Energien in der Modellregion Harz untersucht. Das erste Szenario (2008) entspricht dem Ausbau der erneuerbaren Energien in der Modellregion Harz im Jahr 2008. Ein prognostizierter Ausbaustand des Jahres 2020 wird im Szenario 2020 abgebildet. Das dritte Szenario (100 %) entspricht einem sehr hohen Ausbau im Rahmen einer bundesweiten vollständigen Versorgung mit erneuerbaren Energien. In diesem Szenario tritt die Modellregion als Netto-Stromexporteur auf, da u.a. die Bevölkerungsdichte im Landkreis Harz unter dem Bundesdurchschnitt liegt und wenig Großverbraucher in der Region beheimatet sind. Die Stromerzeugung in diesem Szenario beträgt rund 225 % des Stromverbrauchs.



**Abbildung 5: Szenarien 2008, 2020 und 100 % der dezentralen Stromerzeugung bei einer logarithmischen Darstellung der jährlichen Energieerzeugung und installierten Leistung**

Diese Szenarien bilden die Referenz (Konfiguration 1), für die Untersuchungen mit unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen durchgeführt werden. Ausgehend von der Referenz werden drei weitere Konfigurationen betrachtet, die eine zunehmende Flexibilität





des Anlagenparks (Biogas, KWK, Wärmepumpen, Pumpspeicher, Power-to-Gas) nutzen (Tabelle 2).

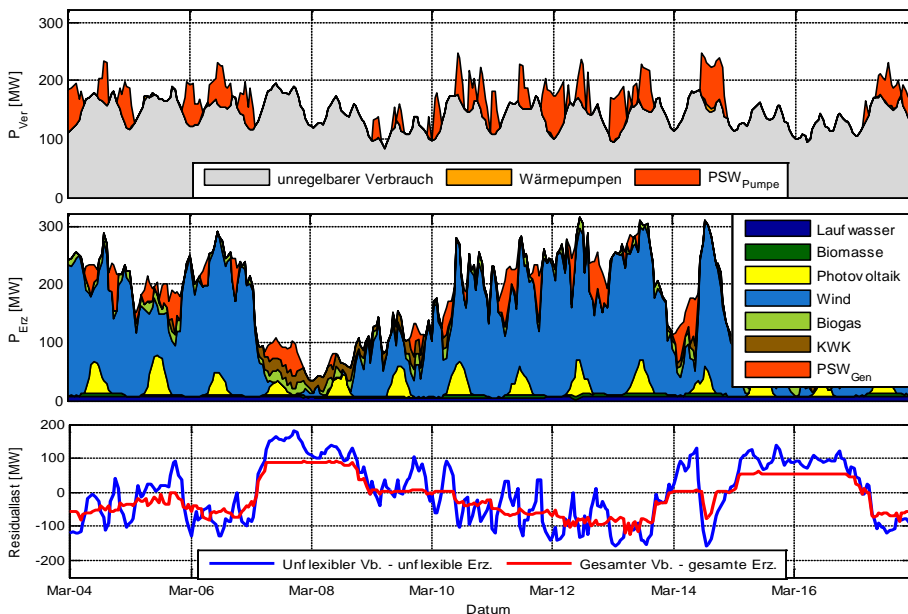
**Tabelle 2: Technische Parameter der flexiblen Anlagen und Verwendung in Szenarien**

Anlagentypen	Technische Parameter	Verwendet in Konfiguration
Biogas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verdoppelung der el. BHKW-Kapazität</li> <li>• Gasspeicherkapazität: 6 h der BHKW-Leistung</li> </ul>	2, 3 und 4
KWK	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wärmespeicherkapazität: 6 h des durchschnittlichen Wärmebedarfs</li> </ul>	2, 3 und 4
Wärmepumpen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• th. Leistung<sub>WP</sub> = th. Leistung<sub>BHKW</sub></li> </ul>	2, 3 und 4
Pumpspeicherwerk Wendefurth	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pumpleistung: 2 x 36 MW</li> <li>• Turbinenleistung: 2 x 40 MW</li> <li>• Arbeitsvermögen: 523 MWh</li> <li>• Wirkungsgrad: 71 %</li> </ul>	3 und 4
Power-to-Gas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alk. Druckelektrolyseur (11 bar): <ul style="list-style-type: none"> <li>el. Nennleistung: 2008: 11 MW<sub>el.</sub>,</li> <li>2020: 24 MW<sub>el.</sub>,</li> <li>100 %: 83 MW<sub>el.</sub></li> <li>Wirkungsgrad: 62,3 %</li> </ul> </li> <li>• Verdichter (200 bar): <ul style="list-style-type: none"> <li>Wirkungsgrad: 92,4 %</li> </ul> </li> <li>• Wasserstoffspeicher: <ul style="list-style-type: none"> <li>Kapazität für 6 h 2008: 38 MWh<sub>H2</sub>,</li> <li>Elektrolyse: 2020: 83 MWh<sub>H2</sub></li> <li>100 %: 287 MWh<sub>H2</sub></li> </ul> </li> <li>• Methanisierung: <ul style="list-style-type: none"> <li>Methanproduktion: 2008: 5,7 MW<sub>CH4</sub>,</li> <li>2020: 12,5 MW<sub>CH4</sub>,</li> <li>100 %: 43,3 MW<sub>CH4</sub></li> <li>Wirkungsgrad: 83,6 %</li> </ul> </li> </ul>	4

So werden in Konfiguration 2 die Biogas- und KWK-Anlagen flexibel eingesetzt und Wärmepumpen installiert. In der Konfiguration 3 wird das Pumpspeicherwerk Wendefurth des Landkreises Harz hinzugezogen, in der Konfiguration 4 eine Power-to-Gas-Anlage, die als variabler Verbraucher dient. Der Einsatz der flexiblen Anlagen wird in einer Einsatzplanung simuliert, die die Varianz der Residuallast minimiert.



Ein Ausschnitt des berechneten Fahrplans für das Szenario 2020 in der dritten Konfiguration ist in Abbildung 6 dargestellt. Die obere Grafik zeigt den unregelbaren Stromverbrauch zuzüglich der Wärmepumpen und des Pumpstromverbrauchs. Die mittlere Grafik gibt die Erzeugung einschließlich der flexiblen Erzeugungseinheiten und Speicher wieder. In der unteren Grafik ist die residuale Last dargestellt. Die blaue Linie zeigt den Verlauf ohne den Einsatz flexibler Erzeuger, Lasten und Speicher. Die rote Linie zeigt den geglätteten Verlauf. Aus dieser Grafik wird ersichtlich, dass sich mit den eingesetzten Technologien insbesondere die Schwankungen im Tagesverlauf glätten lassen.

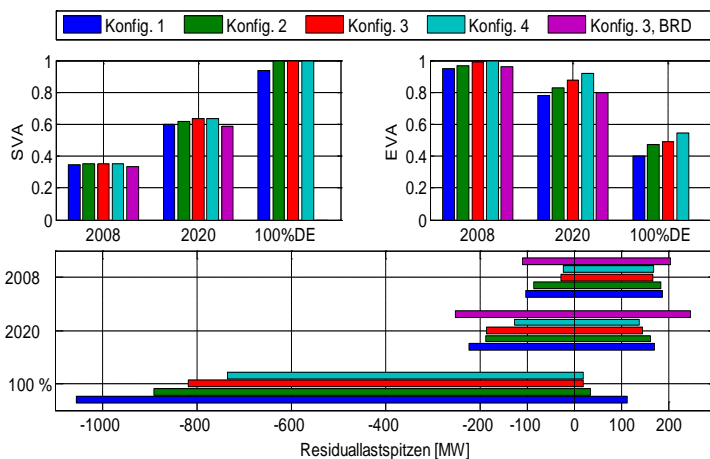


**Abbildung 6: Ausschnitt der Last-, Erzeugungs- und Residuallastprofile im Szenario 2020 in Konfiguration 3 des Anlagenparks**

Zur weiteren Auswertung der Ergebnisse wird der Anteil der Selbstversorgung am gesamten Stromverbrauch (SVA) und der Anteil des Eigenverbrauchs von der gesamten Stromerzeugung (EVA) /Schreiber 2012a/ ermittelt (Abbildung 7). Der SVA-Wert steigt im Szenario 2008 nur unwesentlich, da der Verbrauch auch ohne Optimierung nahezu durchgehend größer ist als die Erzeugung. Dementsprechend stellt sich ein hoher EVA-Wert ein. Im Szenario 2020 kann der SVA- und der EVA-Wert mit der Hinzunahme von flexiblen Kapazitäten in den unterschiedlichen Konfigurationen gesteigert werden. Das Verhältnis der installierten Leistung von Wind- und Solarenergie übertrifft jedoch die flexiblen Kapazitäten deutlich, sodass die Steigerung des SVA-Werts nur 3,5 Prozentpunkte beträgt. Der EVA-Wert steigt insbesondere durch den Einsatz der Power-to-

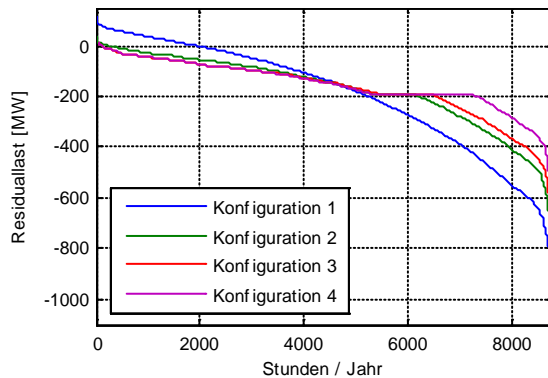
Gas-Anlage um 13,7 Prozentpunkte. In den Szenarien 2008 und 2020 kann des Weiteren gezeigt werden, dass der Betrieb entsprechend der bundesweiten Residuallast den SVA- und den EVA-Wert leicht ändert und zu einer deutlichen Erhöhung der Residuallastspitzen führt.

Im Szenario 100 % ist der SVA-Wert kaum noch auszuwerten, da die Modellregion als Netto-Stromexporteur nur selten Strom importieren muss. Vor allem in diesem Szenario ist der Einfluss der Residuallastglättung auf die Residuallastspitzen erheblich. Der maximale Stromexport aus der Region wird um bis zu 300 MW gesenkt /Schreiber 2012b/.



**Abbildung 7: Residuallastspitzen, Selbstversorgungs- und Eigenverbrauchsanteil**

Dennoch treten in dem Zukunftsszenario häufig hohe Lastflüsse aus der Region auf. So beträgt der Erzeugungsüberschuss in mehr als 3000 Stunden des Jahres mindestens 200 MW (Abbildung 8).



**Abbildung 8: Dauerlinie der Residuallast im Szenario 100 % für 4 Konfigurationen**

## 6 Zusammenfassung

Biogas- und KWK-Anlagen sowie Speicher und steuerbare Lasten lassen sich gut als flexible Kapazitäten eines Kraftwerksparks mit hohen unflexiblen Erzeugungsanteilen aus Wind- und Solarenergie einsetzen. Je nach Anwendung der Anlage ist eine geeignete Einsatzplanung durchzuführen, um die technischen Potentiale und die individuellen Randbedingungen jeder Anlage optimal auszunutzen.

Für die Teilnahme an Spot- und Regelleistungsmärkten wurde eine Einsatzplanung für flexible Stromerzeuger, Speicher und Power-to-Gas-Anlagen entwickelt und in Simulationen getestet. Eine Steigerung der Erträge von Biogasanlagen durch die zusätzliche Teilnahme am Regelleistungsmarkt von 4 % konnte aufgezeigt werden. Die Power-to-Gas Anlagen kämen unter den heutigen Marktbedingungen nur sehr selten zum Einsatz, was sich bei einem höheren erneuerbaren Energieanteil jedoch ändern wird.

Für eine alternative Anwendung der Anlagen im Rahmen eines Portfolios eines Energieversorgers wurde eine Einsatzplanung entwickelt, die die Anlagen der residualen Last folgend betreibt. In mehreren Szenarien wurde der Einfluss der flexiblen Erzeuger, Speicher und Verbraucher auf die Residuallast untersucht. Der Selbstversorgungsanteil der Energieversorger ließ sich auf diese Weise leicht anheben. Die maximalen Residuallasten konnten hingegen deutlich gesenkt werden.



## 7 Literatur

- /Carrion 2006/ Carrion, M., Arroyo, J.: A Computationally Efficient Mixed-Integer Linear Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem, IEEE Transactions on Power Systems Vol. 21, No. 3, 2006.
- /Chang 2001/ Chang, G.W., Aganagic, M., Waight J.G., Medina, J., Burton T., Reeves, S., Christoforidis, M.: Experiences With Mixed Integer Linear Programming Based Approaches on Short-Term Hydro Scheduling, IEEE Transactions on Power Systems Vol. 16, No. 4, 2001.
- /Härtel 2012/ Härtel, P.: Speichermodellierung einer Vanadium Redox Flow Batterie und einer Power-to-Gas-Anlage für die Einsatzoptimierung im Rahmen virtueller Kraftwerke, Masterarbeit am Karlsruher Institut für Technologie und Fraunhofer IWES, 2012.
- /Hochloff 2011/ Hochloff, P., Schlögl, F.: Handel mit Strom aus Biogasanlagen an der Strombörse, 5. Biomasse-Forum, Bad Hersfeld, 16.-18. November 2011
- /DLR 2012/ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Ingenieurbüro für neue Energien: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. 2012
- /Schreiber 2012a/ Schreiber, M.: Bewertungskriterien einer optimierten Energieversorgung regionaler Verbünde mit hohen Anteilen erneuerbarer Erzeugung, Zeitschrift für Energiewirtschaft, Online First, 26.7.2012, [www.springerlink.com/content/m72566617650n026/about/](http://www.springerlink.com/content/m72566617650n026/about/)
- /Schreiber 2012b/ Schreiber, M., Hochloff, P.: Reduktion der Anschlussleistung von Netzgebieten durch eine optimierte Selbstversorgung mit erneuerbaren Energien, VDE Kongress: Smart Grid - Intelligente Energieversorgung der Zukunft, Stuttgart, 2012
- /Sternner 2009/ Sternner, M.: Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems, Dissertation, Universität Kassel, 2009.
- /Streckiene 2009/ Streckiene, G., Martinaitis, V., Andersen, A. N., Katz, J.: Feasibility of CHP-plants with thermal stores in the German spot market, Applied Energy 86, 2009.
- /Vielma 2010/ Vielma, J. P., Ahmed, S., Nemhauser, G.: Mixed-Integer Models for Nonseparable Piecewise-Linear Optimization: Unifying Framework and Extensions, Operations Research 58, 2010.
- /Wille-Haussmann 2010/ Wille-Haussmann, B., Erge, T., Wittwer, C.: Decentralised optimisation of cogeneration in virtual power plants, Solar Energy 84, 2010.



## **moma-Architektur und Funktionen im intelligenten Energiesystem**

Dipl.-Phys. Andreas Kießling

MVV Energie AG, Technologie & Innovation

Luisenring 49, 68159 Mannheim

Tel.: (0621) 290-3351

e-mail: [andreas.kiessling@mvv.de](mailto:andreas.kiessling@mvv.de)

### **1 Einführung zum zellularen Systemmodell**

Mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien wächst auch stetig der Anteil dezentraler Erzeugung im Mittelspannungs- und Niederspannungsbereich, bis hin in die Kundenanwesen (im EU-Smart Grid Mandat 490: customer premises). Dabei entwickelt sich ein bidirektionaler Energiefluss zwischen Übertragungsnetz, Verteilungsnetz und den Netzanschlusspunkten der Endkunden. Dies führt zu einer wachsenden Komplexität der Netzführung sowie auch in den Marktprozessen.

Die Komplexität eines Systems kann durch die Zerlegung in kleinere Systeme als eigenständige Regelkreise mit einer beherrschbaren Knotenzahl reduziert werden. In diesem Sinne bilden dann die eigenständigen, aber gleichzeitig verbundenen Regelkreise ein Gesamtsystem /BKN09/, /moma1105/. Daraus resultiert die Anforderung für ein System-of-systems engineering. Forschungsarbeiten laufen dazu am Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Engineering Mathematics and Computing Lab (EMCL). Innerhalb des vom EU FP7-Programmes geförderten Forschungsprogrammes Road2SoS werden Roadmaps für diese Thematik entwickelt /SoS12/.

Diese verbundenen Regelkreise begründen verteilte Netzführungsmethoden im moma-Projekt, aber auch verteilte Marktführungsmechanismen. Eine wirtschaftliche Umsetzung erfordert wiederum die Automatisierung von Prozessen. Insoweit wird ebenso vorgeschlagen, jeden Regelkreis mit Automaten für Netz- und Marktaufgaben zur Prozessabwicklung auszustatten. Daraus wiederum resultiert das Konzept der verteilten Verteilungsnetzautomatisierung. Hierbei erfolgt die Zerlegung von bisher als Gesamtentität zentral geführten Netzen in selbständige aber verbundene Regelkreise mit der automatisierten Abbildung energiewirtschaftlicher Grundprozesse im zugeordneten Regelkreis sowie die definierte Interaktion mit benachbarten und übergeordneten Netzregionen aber auch den Kundenanwesen.



Auf dieser Grundlage erfolgte in moma die Wahl eines zellularen Ansatzes zur Netzwerk-Topologie, wobei der Begriff der Zelle einerseits auf das selbstoptimierende Gebäude mit dem Energiebutler als Agent im BEMI-System /BNR07/, /BNR08/, /BKN09/ sowie auf Netzregionen mit jeweils einem Netz- und einem Marktagenten innerhalb einer Netzstation dieser Region angewendet wird /KKR11/. Im moma-Projekt wird dieses Vorgehen im Niederspannungsbereich untersucht. Grundsätzlich sind aber zelluläre Strukturen auch in Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsbereichen mit einer hierarchischen Abstimmung zwischen den Spannungsebenen definierbar.

Im Sinne der Erhaltung des nationalen und europäischen Verbundsystems ist sicherzustellen, dass die verteilte Netzführung in Zellen nicht zu einem Zerfall des Netzes in Inselösungen führt. Eigenständigkeit, Verbundenheit und Interaktion äquivalenter Systeme stellen dabei die Grundlage für eine synergetische Entwicklung auf eine gemeinsame Zielfunktion dar.

Innerhalb von moma wird die Verbindung von Zellen dadurch hergestellt, dass die Regelungssysteme in den Zellen durch lokale Messungen, Informationen über Zustände in anderen Zellen sowie gemeinsame externe Parameter sowohl zur lokalen Optimierung in der Zelle aber auch zum synergetischen Zusammenwirken als Gesamtsystem angereizt werden. Damit entsteht ein Informations- und Energieaustausch zwischen den Zellen, der für ein selbstoptimierendes Gesamtsystem sorgen soll.

Die Verbindung von Regelkreisen in Kundenanwesen mit Regelkreisen in Netzzellen in Zusammenhang mit externen Parametern des Marktes und übergeordneten Netzen führt zur Evolution eines Gesamtsystems mit neuen Eigenschaften hinsichtlich Widerstandsfähigkeit gegenüber Störungen (Resilienz), geringerer Verletzbarkeit des Gesamtsystems (Vulnerabilität) sowie höherer Flexibilität im Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch. Der Grad der Herausbildung neuer Eigenschaften (Emergenz) wird im Forschungsprojekt moma anfänglich untersucht. Dazu werden Mechanismen zur Abstimmung des regionalen Ausgleiches und der Qualitätsregelung durch Modellbildungen, Implementierungen in einer Simulationsumgebung sowie Simulationsläufe entwickelt. Diese Ansätze sind aber noch mit weiteren Forschungsarbeiten zu vertiefen.

Dabei werden drei Agententypen umgesetzt. Mit dem Energiemanager oder Gebäudeagenten, in moma bezeichnet als Energiebutler, als Bestandteil des bidirektionalen Energiemanagementsystems (BEMI) wird die Automatisierung der Objektnetzelle im Kundenanwesen umgesetzt. Für eine Netzregion, in der sich wiederum eine Vielfalt von Gebäuden einordnet, ist der Netzagent zuständig. Ein Netzagent kommuniziert in jeder Netzregion mit einer Vielfalt von Marktagenten, die jeweils Prozesse in der Netzregion als Stellvertreter von Lieferanten, Energiehändlern und Aggregatoren mit den Energiebutlern als Stellvertreter der Kundenanwesen automatisieren. Der Netzagent kommuniziert weiterhin in Abstimmung mit dem Netzagenten angrenzender oder übergeordneter



Netzregionen. Im moma-Projekt wird ein spezialisiertes Simulationsmodell in der Interaktion eines Netzagenten mit genau einem Marktagent (Pool-BEMI), der für eine Summe von Energiebutlern in den BEMI-Systemen der Kundenanwesen zuständig ist, ausgeprägt. Durch die Trennung in Markt- und Netzagenten in einer Netzregion wird die Berücksichtigung europäischer Entflechtungsanforderungen (unbundling requirements) möglich.

## 2 Ausstattung von Objektnetzstellen und Netzzellen

Die Interaktion der Regelkreise als verbundene Zellen wird nachfolgend verdeutlicht.

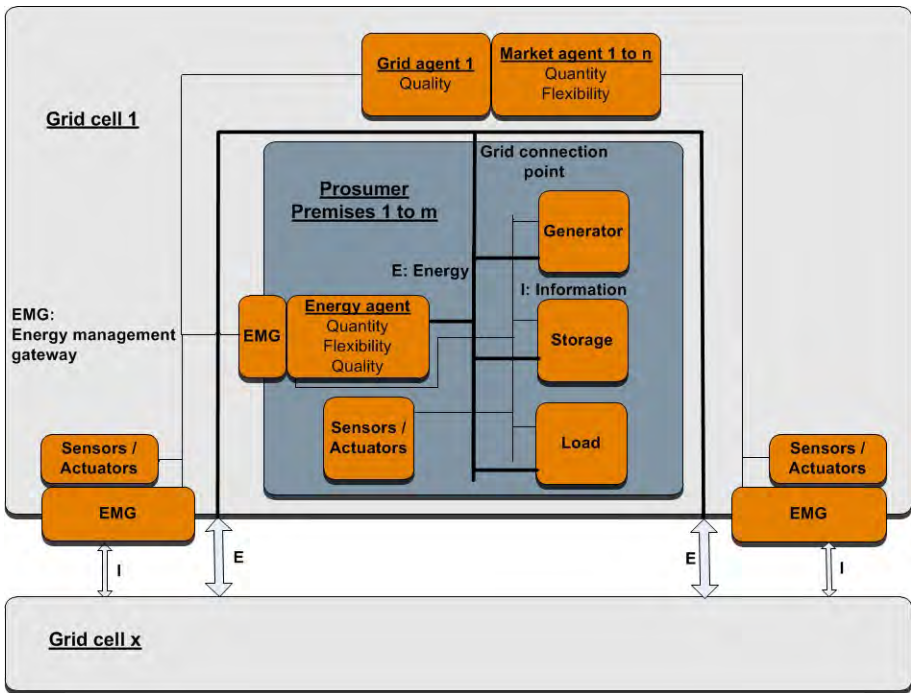


Abb. 1: Energiezellen als hierarchische Regelkreise

Eine Anzahl von  $m$  Objektnetzstellen als Kundenanwesen (premises) ist kommunikativ eingebunden in eine Netzzelle. Jede Objektnetzstelle wird beschrieben durch eine Vielfalt von Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen, die durch Sensorik ihre aktuelle Leistungsabgabe oder -aufnahme bekannt geben oder auch Prognosen abgeben können. Über externe oder in Anlagen integrierte Aktoren wird die Steuerung der Anlagen hinsichtlich Wirk- und Blindleistung möglich. Ein Energiemanager (oder Energie-





agent) ist mit integrierter Intelligenz in der Lage, für die Anlagenvielfalt gebündelt Leistungen und Prognosen am Netzanschlusspunkt (grid connection point) des Kundenanwesens bekannt zu machen oder entsprechende Steuerbefehle und Anreize entgegen zu nehmen. Möglich wird mit dem Energiemanager aber auch die autonome Steuerung der Energiebilanz (Quantität), der Flexibilität bei Veränderungen sowie der Powerqualität im Kundenanwesen als Insel (Microgrid). Dieser Ansatz gilt allgemein für die direkte Kopplung des Energiemanagers zur einzelnen Erzeugungs- oder Verbrauchsanlage oder für die Gesamtverantwortung im Kundenanwesen mit einer Vielfalt von Anlagen.

Über den Netzanschlusspunkt ist das Kundenanwesen energetisch mit der umgebenden Netzzelle verbunden. Weiterhin erfolgt eine kommunikative Kopplung des Energiemanagers mit dem Netzagenten der jeweiligen Netzzelle sowie den darin wirkenden Marktagenten über das bidirektionale Energiemanagement Gateway (EMG).

Die Netzzelle (grid cell 1) ist wiederum analog zu beschreiben. Jedes Kundenanwesen mit Netzanschlusspunkt, definiert entweder durch eine einzelne Erzeugungs-, Verbrauchs-, Speicheranlage sowie Sensorik/Aktorik oder Objektnetzzelle mit einer Vielfalt derartiger Anlagen zuzüglich Sensorik und Aktorik, gesteuert über Energiemanager und kommunikativ gekoppelt über ein Energiemanagement Gateway, stellt eine Senke oder Quelle für Wirk- und Blindleistung dar. In der Netzzelle ist zur Überwachung des Netzzustandes sowie zur Fernsteuerbarkeit Sensorik und Aktorik an verschiedenen Punkten angeordnet. Der Netzagent in der Netzzelle sowie darin wirkende Vertreter von Energiemarktakteuren als Vielfalt von Marktagenten sind die Grundlage für die Automatisierung in diesem Netzbereich. Für die Vielfalt von Anschlusspunkten werden gebündelte Leistungsaussagen sowie Prognosen im Netzgebiet sowie an Anschlusspunkten des Netzes zu benachbarten Netzgebieten oder hierarchisch übergeordneten Netzstrukturen (grid cell x) möglich. Steuerbefehle und Anreize lassen sich regional entgegen nehmen. Möglich wird damit den Marktagenten bezüglich derer Kunden im Netzgebiet die autonome Steuerung der Energiebilanz (Quantität) und der Flexibilität bei Veränderungen sowie für den Netzagenten die Steuerung der Powerqualität. Wiederum erlaubt dieses System bei Netzausfällen übergeordneter Netzbereiche die Steuerung in der Netzzelle als Insel (Microgrid) und die Wiederherstellung der Verbindung (Synchronisierung) nach Wiederaufbau des externen Netzes. Die kommunikative Kopplung des Netzagenten sowie der Vielfalt der Marktagenten erfolgt wiederum über die Energiemanagement Gateways in der Netzzelle.

Übergeordnete Netzstrukturen höherer Spannungsebenen in Verteilungsnetzen, Übertragungsnetzen und Supergrids sind äquivalent abbildbar. Ziel dabei ist, ein verbundenes Gesamtsystem mit einer hierarchischen Netzstruktur aus Einzelsystemen in äquivalenter Ausstattung als Energieorganismus mit Emergenz von neuen Eigenschaften hinsichtlich Komplexitätsbeherrschung, Erhöhung der Flexibilität des Gesamtsystems, Resilienz und Vulnerabilität zu entwickeln.



### 3 Funktionen in der Netzzelle

Um in jeder Netzregion den strengen regulatorischen Anforderungen bezüglich der Entflechtung von Netz und Markt gerecht zu werden, aber gleichzeitig die zukünftige Abstimmung zwischen Netz und Markt abzusichern, wird die Unterscheidung zwischen Funktionen für Energiemengen (Quantität) im Markt, für Netzkapazität und -qualität sowie Funktionen zur Schaffung von Flexibilität in der Interaktion zwischen Netz und Markt getroffen. Dazu wurde das BDEW-Ampelmodell eingeführt /BDEW12/. Erweiterte Betrachtungen zur Ausgestaltung der Funktionen bei Sicherstellung der Flexibilität in unterschiedlichen Netzregionen mit unterschiedlichsten Rahmenbedingungen wurden in \VDE12\ geführt. Folgendes grundlegendes Konzept wird dabei angesetzt.

Bei stabilem, sich in Grenzbereichen befindlichem Netz steht die Ampel auf Grün. Es wirken die Marktmechanismen und ein steuerndes Eingreifen des Netzes ist nicht notwendig. Im Übergangsbereich bei durch Prognosen erkannten Gefahren schaltet die Ampel auf Gelb. Hier wird ein vorausschauendes Einwirken des Netzes notwendig. Ergänzend zu heutigen Anschlussbedingungen oder Regelenergiemarktabläufen haben die Marktteilnehmer und die Netzbetreiber neue Mechanismen zu vereinbaren. Diese können beispielsweise für die Steuerung bei Gelb-Situationen anreizbasiert aufgestellt werden. Im Rot-Bereich ist Gefahr aktuell im Verzug, Gefährdungen oder Störungen werden durch aktuelle Messwerte erkannt. Hier muss der Netzbetreiber zwingend eingreifen, wobei diese Maßnahmen dem regulierten Bereich unterliegen. Mechanismen werden hierbei in der Regel mit Methoden zur Direktsteuerung von Anlagen wirken.

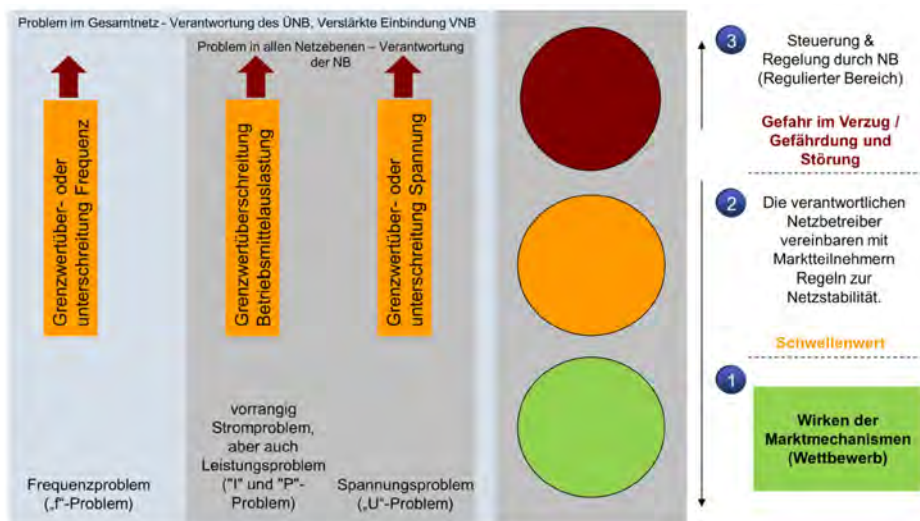


Abb. 2: Abgrenzung von Wettbewerb und Regulierung /BDEW12/



Der Netzagent ist in seiner Netzregion für die Erhaltung der Powerqualität sowie für den regionalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch zuständig. Das moma-Simulationsmodell ermöglicht im Störfall (Rot-Bereich), z.B. akute Verletzung von Spannungsgrenzwerten mit zeitkritischer Handlungsnotwendigkeit, die direkte Interaktion mit Anlagen in den Gebäuden über den Energiemanager, mit Netzagenten benachbarter und übergeordneter Netzregionen, um Systemdienstleistungen zu erhalten.

Im Regelfall sollen eine vorausschauende Überwachung und Prognosen den Störfall verhindern. Im Falle prognostizierter Grenzwertverletzungen (Gelb-Bereich) wird im moma-Simulationsmodell ein Mechanismus eingerichtet, der über Marktagenten in der Netzregion Flexibilitäten zur Störungsverhinderung beschaffen kann. Der Marktagent kann wiederum diese Flexibilitäten durch verschiedene Mechanismen unter Anwendung fest vereinbarter Fahrpläne oder durch Anreizmechanismen mit variablen Preisen

- 1) bei den Kundenanwesen in der Netzregion mit Energiemanager
- 2) über andere Marktagenten weiterer Marktakteure
- 3) sowie auch über übergeordnete Energiemärkte

besorgen.

Im Normalbetrieb ohne akute sowie auch ohne prognostizierte Grenzwertverletzungen (Grün-Bereich) agiert der Markt weitgehend ohne Interaktion mit dem Netzagenten. In diesem Falle findet vorrangig nur eine Kommunikation zwischen Marktagenten, übergeordneten Märkten und Energiemanagern in Kundenanwesen statt. Der Netzagent erhält vom Marktagenten nur die geplanten Fahrpläne und agiert ansonsten im Überwachungsmodus. Erkennt der Netzagent mit den gemeldeten Fahrplänen aber eine zukünftige Überlastungssituation schaltet sich wiederum ein Gelb-Mechanismus ein, der es dem Netzagenten ermöglicht, mit variablen Netzentgelten dem Marktagenten Anreize zur Flexibilisierung des Verbrauches zu besorgen.

Zur automatisierten Ausführung von Regelmechanismen im Verteilungsnetz wurden folgende Einsatzfälle identifiziert.

- Teilnahme an Frequenzregelung mit dezentralen Anlagen (f-Problem)
- Spannungsregelung (U-Problem)
- Spitzenlastbegrenzung durch Engpassmanagement (I-Problem)
- Import-/Export-Leistungsbilanzausgleich an den technischen Grenzen des Regelkreises (P-Problem)



- Regelung des Leistungsfaktors durch Blindleistungskompensation (Phi-Problem)
- Leitungsfehlererkennung, Isolation und automatisierte Restauration durch Topologie-Veränderung (Problem interner Netzkomponentenausfälle)
- Erkennung von Störungen in externen Regelkreisen mit Möglichkeit Schwarzstart und Inselbildung sowie der Wiedersynchronisierung (Problem externer Netzkomponentenausfälle)

Das moma-Projekt konzentriert sich mit den Implementierungen für die Simulation sowie die Simulationsläufe auf die Spannungsregelung sowie die Spitzenlastbegrenzung. Erste quantitative Ergebnisse werden dazu mit Projektende veröffentlicht. Grundsätzlich ist die zellulare Architektur sowie das Ampelmodell aber geeignet, die anderen aufgeführten Problemstellungen zu behandeln. Bezüglich einer gesamthaften Modellbildung für alle Funktionen, in der Interaktion mit übergeordneten Netzebenen über alle Spannungsbereiche sowie der Interaktion mit einer Vielfalt von Marktagenten verbleibt noch weiterer Forschungsbedarf.

## 4 Literatur

- /BDEW12/ BDEW-Diskussionspapier; Das Zusammenwirken von Netz und Markt; BDEW, Berlin, 2. April 2012
- /BKN09/ B. Buchholz, A. Kiessling, D. Nestle, "Individual customers' influence on the operation of virtual power plants", Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE; Calgary; 26-30 July 2009; ISSN: 1944-9925; Print ISBN: 978-1-4244-4241-6; Digital Object Identifier: 10.1109/PES.2009.5275401
- /BNR07/ Bendel, C.; Nestle, D.; Ringelstein, J.: Bidirectional Energy Management Interface (BEMI) - Integration of the low voltage level into grid communication and control, 19th International Conference on Electricity Distribution, Vienna, 05/2007
- /BNR08/ Bendel, C.; Nestle, D.; Ringelstein, J.: Bidirectional Energy Management Interface BEMI : Technical and Economical Integration of DER by Decentralized Decision, Workshop IEC WG 17, Fredericia/Denmark, 02/2008
- /KK10/ Kießling, Andreas; Khattabi, Mariam: Cellular system model for smart grids combining active distribution networks and smart



buildings; Energy-Efficient Computing and Networking; Lecture Notes of the Institute for Computer Sciences, Social Informatics and Telecommunications Engineering, 2011, Volume 54, Part 5, 225-242, DOI: 10.1007/978-3-642-19322-4\_24

/KKR11/

Khattabi, Mariam.; Kießling, Andreas; Ringelstein, Jan; A novel agent based system architecture for smart grids including market and grid aspects; Power and Energy Society General Meeting, 2011; page(s): 1-8; Issue Date: 24-29 July 2011; Detroit; USA; ISSN: 1944-9925; E-ISBN: 978-1-4577-1001-8; Print ISBN: 978-1-4577-1000-1; Digital Object Identifier: 10.1109/PES.2011.6039421; Date of Current Version: 10 Oktober 2011; [http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs\\_all.jsp?arnumber=6039421](http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=6039421)

/moma1105/

Kießling, Andreas (MVV); Malina, Alfred; Schumann, Detlef (IBM); Hauser, Eva; Klann, Uwe; Leprich, Uwe; Luxenburger, Martin (IZES); Rindchen, Markus; Schwendicke, Lars (PPC); Giebel, Carolina; Duscha, Markus; Bödeker, Jan (ifeu); Selzam, Patrick; Engel, Stephan (IWES); E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma); Arbeitsschritt 5.5 – Untersuchung des technischen, energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmens; erschienen in moma; Mannheim; 29.05.2011

/SoS12/

Projekt „Roadmaps for system-of-systems engineering“; finanziert durch EU im FP7-Programm; Projektwebseite [http://www.road2sos-project.eu/cms/front\\_content.php](http://www.road2sos-project.eu/cms/front_content.php); 01.10.2011 - 31.10.2013

/VDE12/

VDE – ITG-Fokusgruppe; Positionspapier - Energieinformationsnetze und –systeme; Teil A - Verteilungsnetzautomatisierung und Teil B – Geschäftsmodelle VNB; 10/2012



## Power Hub – Showing the full potential of the VPP technology

Andreas Bjerre

DONG Energy Sales and Distribution

Teknikerbyen 25, 2830 Virum,

Denmark

Tel.: +45 9955 4227

e-mail: andrj@dongenergy.dk



Andreas Bjerre, Energy System Architect  
Commercial Ventures, Innovation Excellence  
DONG Energy Sales & Distribution





# DONG Energy

Consists of five business areas

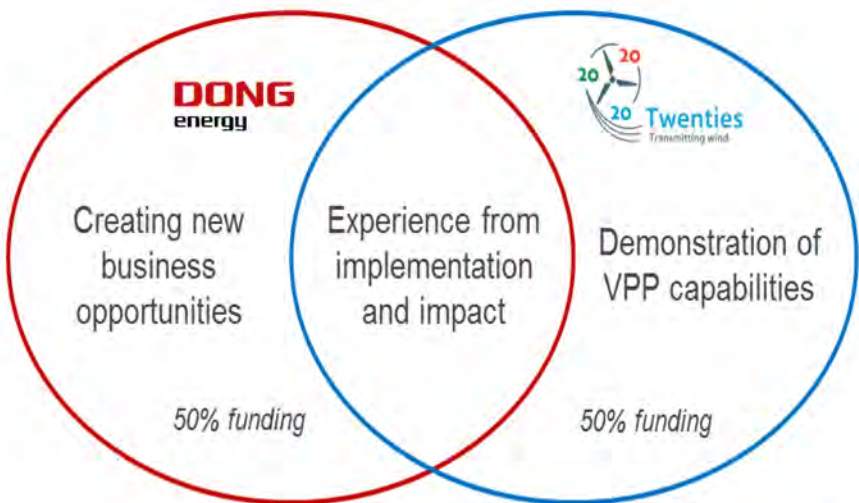


DONG Energy is a Danish utility covering the whole energy value chain.  
DONG Energy is commercially active in DK, D, UK and NL

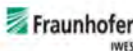




## Power Hub is a cross-organisational DONG Energy project partly funded by Twenties



Transmission system operation With large penetration of wind and other renewable Electricity sources in Networks by means of innovative Tools and Integrated Energy Solutions

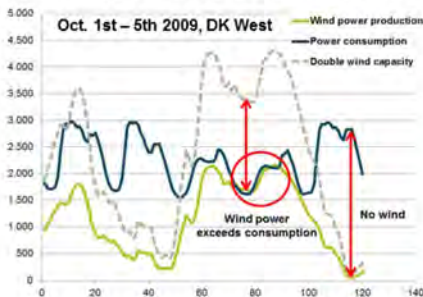






# Point of departure – Why VPPs?

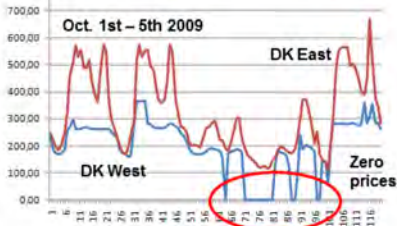
The challenge of wind and other renewable energy sources



Renewable energy sources are stressing the existing thermal power portfolio and pushing them out of the market



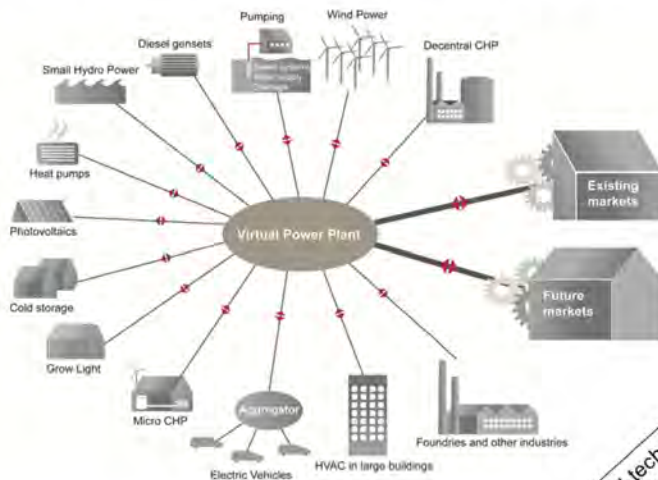
New flexibility providers are needed to handle the 4 main future challenges





## Point of departure – Why VPPs?

*Integration and orchestration of all energy resources and infrastructures*

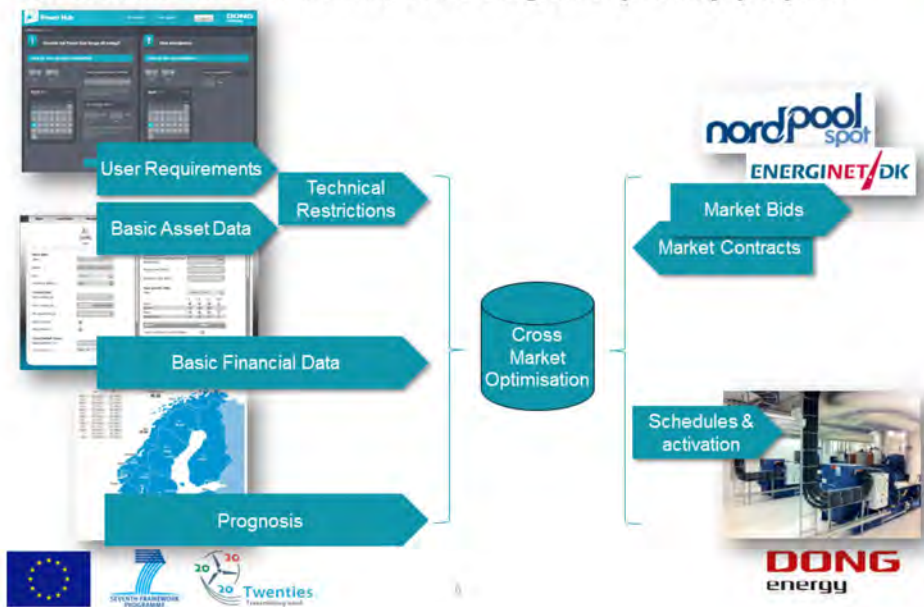


All technologies must contribute to the solution





**Power Hub is built on an optimisation engine that optimises the market value of assets, observing their primary purpose**





## The full potential of a VPP is reached by integrating market and process knowledge in optimisation and control

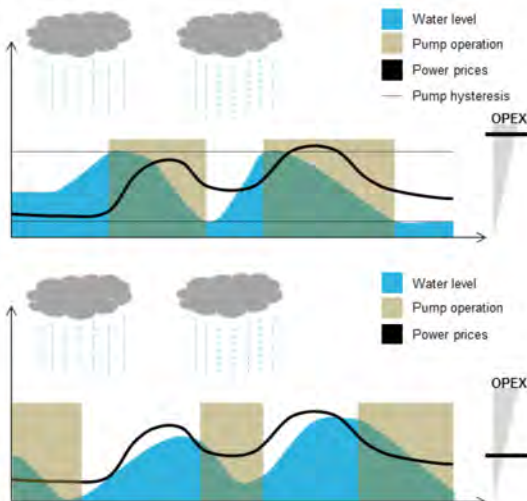
Traditional pumping facility control scheme: hysteresis based

- Convenient (easy to understand)
- Reactive measures
- OPEX sensitive to fluctuating power prices



VPP integrated pumping facility

- Price optimal and predictive
- Proactive measures
- OPEX reduction due to fluctuating power prices





## Power Hub – The Virtual Power Plant

*Learning Points from mobilising distributed energy resources*

- Asset owners awareness of capabilities and potential is a hurdle
  - Flexibility, ancillary services and reserves markets are not commonly known topics
  - Linking flexibility to business processes rather than technology is paramount
  
- One key to success is creating incentives for local assets to participate:
  - Controlling local assets technically is (next to) trivial
  - Creating value under the current market regimes is challenging

(DONG Energy's VPP – Power Hub – is doing both!)
  
- Next Steps for Power Hub
  - Clustering, e.g. land based wind, on market conditions as part of the portfolio
  - Gathering operational experience and reporting it back to Twenties
  - Migration from being a development project to being an integrated part of DONG Energy's product line





# Integration von Strom-, Wärme- und Verkehrsnetzen – Potenziale, Anforderungen und Effizienzen

Prof. Dr.-Ing. Wolfram H. Wellßow  
Technische Universität Kaiserslautern  
Erwin-Schrödinger-Straße, 67663 Kaiserslautern  
Tel.: (0631) 205-2021, Fax: (0631) 205-2168  
e-mail: wellssow@eit.uni-kl.de

## 1 Einleitung

Auf dem Weg zu einem effizienten und klimaneutralen Energiesystem müssen sich die unterschiedlichen Energieträger und Energie-Infrastrukturen in Zukunft ergänzen.

Bisher bestehen nur sehr geringe Kopplungen zwischen den Energiesystemen in Deutschland. Am ausgeprägtesten ist die Kraft-Wärme Kopplung, die mit insgesamt ca. 10 GW installierter elektrischer Leistung, ca. 30 GW installierter Fernwärmeleistung und ca. 130 TWh<sup>1)</sup> gelieferter Fernwärme (einschließlich Erzeugung aus Spitzenlastkesseln) durchaus signifikant ist. Allerdings werden die Systeme heute im wesentlichen wärmegeführt betrieben, da die Speichermöglichkeit auf der Wärmeseite eng begrenzt ist und der Wirkungsgrad der Anlagen vergleichsweise niedrig ist, wenn die Wärmeerzeugung nicht sinnvoll genutzt werden kann.

Obwohl Deutschland über hohe Speichervolumina für Erdgas und ein gut ausgebautes Gastransportnetz verfügt, haben sich während der extremen Kälteperiode Ende Januar Anfang Februar dieses Jahres Engpässe gezeigt, die auch Rückwirkungen auf das Stromnetz hatten. Durch den hohen Gasverbrauch für Heizungszwecke waren die Nord-Süd Pipelines überlastet. Die Porenspeicher in Bayern verfügen zwar über große Kapazitäten, aber im Gegensatz zu den Kavernenspeichern im Norden Deutschlands ist deren Entnahmelistung stärker begrenzt. Dadurch kam es zu Engpässen in der Gasversorgung in Süddeutschland die vertragsgemäß dazu führte, dass unterbrechbare Kunden abgeschaltet werden mussten. Dies waren ausgerechnet die Gasturbinenkraftwerke, so dass auf der Stromseite Erzeugungsleistung im Süden nicht zur Verfügung stand, was zu erheblichen Problemen im Hochspannungsübertragungsnetz führte.

- 1) Alle Zahlenangaben in diesem Dokument beziehen sich auf Deutschland und das Bezugsjahr 2010



Anstatt der bisher überwiegend üblichen getrennten Optimierung der einzelnen Subsysteme muss das Gesamtsystem in Zukunft gesamtheitlich optimiert werden. Dies gilt nicht nur für die Auslegung der Netze sondern insbesondere für die energetische Optimierung und die leistungsmäßige Bilanzierung. Während im Strombereich Speicher nur in sehr begrenztem Ausmaß zur Verfügung stehen und vergleichsweise sehr teuer sind, sind Kurzzeitspeicher im Wärmebereich verfügbar und wirtschaftlich, im Gasbereich stehen sogar sehr große Speichervolumina zur Verfügung.

Dabei können neben den energetischen Infrastrukturen (Strom, Erdgas, Kraftstoffe und Wärme/Kälte) grundsätzlich auch Stoffströme (z.B. Wasser/Abwasser, CO<sub>2</sub>, Industriegase), Verkehrsinfrastrukturen und industrielle Prozesse einbezogen werden, um die vorhandenen Synergie-Potentiale zu nutzen.

## 2 Potentiale

In Tabelle 1 sind die wesentlichen Energieverbrauchszahlen zusammengestellt /AGEB/, /BDEW/.

**Tabelle 1: Energieverbrauchszahlen für Deutschland 2010**

Art	Verbrauch [TWh]
Primärenergieverbrauch (inkl. Eigenbedarf und Verluste, ohne nichtenergetischen Verbrauch)	3649,7
davon Einsatz zur Stromerzeugung	1546,1
Bruttostromverbrauch	610,4
Gasverbrauch ohne Verkehr	869,7
davon Haushalte	277,3
GHD	105,9
Kraftwerke zur Stromerzeugung	116,8
Fernwärme	47,1
Fernwärme	130,6
Heizöl	305,9
Verkehr (Kraftstoffe, ohne Flugverkehr)	593,3



Wie man erkennt beträgt der Bruttostromverbrauch nur etwa ein Sechstel des gesamten Primärenergieverbrauchs. Allerdings ist der Primärenergiebedarf für die Stromerzeugung aufgrund der Verluste bei der Umwandlung insbesondere bei thermischen Prozessen weitaus höher.

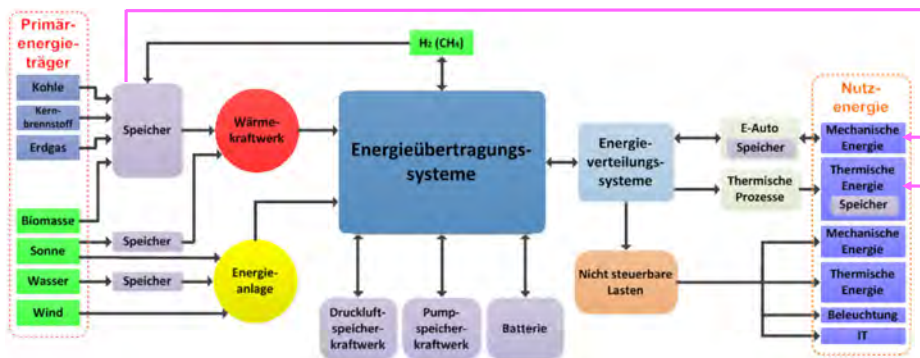
Während bei Wärmeanwendungen (Gebäudeheizung) mit modernen Brennwertkesseln sehr hohe Wirkungsgrade von bis über 95 % erreicht werden, sind die Wirkungsgrade im Straßenverkehr mit Verbrennungsmotoren überaus bescheiden.

Durch Verdrängung von Heizöl durch Wärmepumpenheizungen und von Verbrennungsmotoren im Straßenverkehr durch batteriegetriebene Fahrzeuge könnten erhebliche Effizienzgewinne erzielt werden, insbesondere wenn sich der Erzeugungsmix im Stromsektor, wie von der Bundesregierung geplant, deutlich in Richtung erneuerbarer Quellen, insbesondere Wind, Sonne und Geothermie, verschiebt.

### 3 Anforderungen

#### 3.1 Speichermöglichkeiten

Wegen der fehlenden Möglichkeit zur direkten Speicherung größerer Energiemengen in Form von elektrischer Energie ist der energetischen Bilanzierung des elektrischen Energiesystems schon immer eine herausragende Bedeutung zugekommen /VDE 2011/. ENTSO-E bzw. die Vorgängerorganisationen haben entsprechende Regelhierarchien und die zugehörigen Betriebsregeln definiert und im "Operations Handbook" veröffentlicht /ENTSO-E/. Diese sind für alle systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber im synchronen Netzverbund verbindlich und haben bisher einen Betrieb mit sehr hoher Zuverlässigkeit gewährleistet.





### Abb. 1: Energiespeicher im elektrischen Energieversorgungssystem

Es ist wichtig zu verstehen, dass auch in der Vergangenheit selbstverständlich Energiespeicher im System vorhanden waren. Abbildung 1 dient der Verdeutlichung. Prinzipiell bestehen drei Möglichkeiten Energiespeicher zu platzieren:

- In Form von Speichern für Primärenergieträger „vor dem Kraftwerk“, also Kohlehaldden, Gaskavernen etc. Dies erfordert einen flexiblen Kraftwerkspark, der in der Lage ist, die Speicherinhalte bedarfsgerecht als elektrische Leistung zur Verfügung zu stellen.
- „Im System“ in Form von Pumpspeicherkraftwerken, Druckluftspeicher-Kraftwerken oder in Zukunft eventuell Batterien oder Speichern für chemische Energieträger wie Wasserstoff. Bei letzteren ist eine Rückführung des Energieträgers in den Bereich der Speicher „vor dem Kraftwerk“ möglich.
- Bei den Verbrauchern in Form von Speichern „in den Applikationen“. Dies können z.B. thermische Speicher zur Gebäudeklimatisierung sein (also Speicher für die Nutzenergie) oder ggf. Batterien elektrischer Fahrzeuge.

Mit Ausnahme von Wasserkraftwerken und Biomassekraftwerken verfügen die regenerativen Erzeuger über keine oder nur vernachlässigbar kleine Energiespeicher. Durch die Verdrängung von konventioneller Erzeugung durch regenerative Einspeiser kommt es also zu einem Verlust von Energiespeichern im System. Gleichzeitig steigt der Bedarf an Regelenergie, da mit den dargebotsabhängigen Erzeugern neben der Last und möglichen Störfällen eine zusätzliche stochastische Unbekannte entsteht.

Weiter besteht die Forderung, Energie aus erneuerbaren Quellen auch bei Überschusssituationen möglichst vollständig zu nutzen. Während bei Mangelsituationen andere planbare Erzeugungseinheiten, egal ob zentral oder dezentral, ersatzweise eingesetzt werden können, müssen für sonnige und windige Zeiten Speicher vorgehalten werden, die bei einem Überangebot geladen werden können. Dies können sowohl Speicher „im System“ als auch Speicher „in den Applikationen“ leisten.

### 3.2 Speicherbedarf

Der VDE hat in einer groß angelegten Studie den Speicherungsbedarf im deutschen Netz in Abhängigkeit von dem Anteil regenerativer Erzeugung untersucht /VDE 2012/.

Auf der Basis der heute absehbaren technologischen Möglichkeiten wurde der Einsatz von zwei Speicherklassen untersucht:



- Kurzzeitspeicher mit hohem Zykluswirkungsgrad ( $\geq 75\%$ ), aber geringem Speichervolumen, wie z.B. Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher, Batterien und Demand Side Management.
- Langzeitspeicher mit bislang geringem Zykluswirkungsgrad ( $\leq 40\%$ ), aber großem Speichervolumen. Hierfür kommt praktisch nur eine chemische Speicherung als Wasserstoff oder Methan (Power-to-Gas) in Frage.

Eines der wesentlichen Erkenntnisse der Studie ist, dass bis zu einem Anteil von 40 % erneuerbare Erzeugung zusätzliche Speicher im System volkswirtschaftlich nicht sinnvoll sind, weil sie gegen die zunehmend flexibler werdenden fossilen Kraftwerke konkurrieren. Erst bei einem höheren Anteil werden Speicher sowohl wirtschaftlich als auch ökologisch interessant. Bei einem Anteil erneuerbarer Energien von 80% werden zusätzlich zu den heute vorhandenen Speichern etwa 14 GW bzw. 70 GWh (5 Stunden) an Kurzzeitspeichern und ca. 18 GW bzw. 7,5 TWh (17 Tage) an Langzeitspeichern benötigt. Bei einer Steigerung des EE-Anteils von 80% auf 100% verdreifacht sich der Speicherbedarf.

Unabhängig davon ist festzustellen, dass auch in Zukunft thermische Ersatzkraftwerke in voller Höhe der Spitzenlast vorgehalten werden müssen, unabhängig davon, ob diese mit fossilen Primärenergieträgern oder mit regenerativ erzeugtem Gas (Power-to-Gas) befeuert werden.

### 3.3 Horizontale Systemgrenzen

Die Herausforderung besteht daher darin, die Systemgrenzen neu zu definieren. Dieser Gedanke ist keineswegs neu. In der Vergangenheit und bis heute sind die Systemgrenzen des elektrischen Energieversorgungssystems horizontal ausgeweitet worden, d.h. aus autonomen dezentralen Inselnetzen ("Microgrids") wurde durch Zusammenschaltung das heutige synchrone Verbundnetz, das neben dem größten Teil Kontinentaleuropas inzwischen auch die Maghrebstaaten und die Türkei umfasst. Neben den Vorteilen, die der Energiehandel bietet, folgt diese geographische Erweiterung der Logik, dass sich größere Systeme aufgrund des statistischen Ausgleichs einfacher und damit kostengünstiger bilanzieren lassen.

Diese horizontale Erweiterung hat wegen der begrenzten Übertragungskapazitäten des europäischen Verbundsystems insbesondere an den Landesgrenzen noch erhebliche Potentiale, die durch verstärkten Netzausbau, gegebenenfalls durch ein überlagertes AC- oder DC-Overlay-Netz, erschlossen werden können. Dazu müssen die Netze auch die extremen Erzeugungsszenarien (zentral vs. dezentral) sicher beherrschen. Die Steigerung des Energieaustauschs im europäischen Verbund führt zu einer Reduzie-



rung des Speicherbedarfs und stellt somit eine kostengünstige und effiziente Option dar, da Speicher sehr teuer sind und nur einen begrenzten Wirkungsgrad aufweisen.

### **3.4 Vertikale Systemgrenzen**

Die vertikale Erweiterung des Systems sowohl in Richtung auf Erzeugungseinheiten als auch in Richtung auf Applikationen bietet die Möglichkeit, bisher nicht genutzte Speichermöglichkeiten nutzbar zu machen.

Die Nutzung von Speichern „vor“ dem Kraftwerk erfordert einen hoch flexiblen Kraftwerkspark, entweder als zentrale Großkraftwerke oder zunehmend auch als kleinere dezentrale Einheiten (KWK- oder Biogas-Anlagen). Diese Erzeugungseinheiten müssen sowohl die Fluktuationen im Sekunden- und Minutenbereich ausgleichen können, als auch in der Lage sein, ausreichende Reservekapazitäten bereitzustellen, um längere Windflauten (bis zu mehreren Wochen) zu überbrücken. Zukünftig werden sich aber auch die Erzeugungsanlagen auf Basis fluktuierender erneuerbarer Energien im Rahmen ihrer Möglichkeiten an der Lieferung von Regelleistung und der Erbringung weiterer Netzdienstleistungen beteiligen müssen.

Als Speicher „in den Applikationen“ bieten insbesondere thermische Speicher hohe Potentiale bei vergleichsweise geringen Kosten und hohen Wirkungsgraden. Auch ist die benötigte Technologie vergleichsweise simpel und weitgehend verfügbar.

Hierzu müssen auch herkömmliche Sichtweisen und Wege verlassen werden. So darf z.B. in einem Umfeld mit einer überwiegenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen das Heizen oder die Warmwasserbereitung mit Strom insbesondere im Hinblick auf den abnehmenden Wärmebedarf in Niedrigenergiehäusern kein Tabuthema mehr sein. Angesichts des regelmäßig zu erwartenden Überschusses von Strom aus erneuerbaren Energien bieten thermische Prozesse die Möglichkeit, diese überschüssige Energie direkt als Nutzenergie zu speichern. Hierzu zählen bevorzugt Heizungs- oder Kühlsysteme oder Systeme zur Brauchwassererwärmung, sofern sie mit Wärmespeichern (bzw. Kältespeichern) ausgerüstet sind. Die Wärmeerzeugung kann entweder mit Heizwiderständen oder noch effizienter, wenngleich aufwändiger, mit Wärmepumpen erfolgen. Denkbar sind solche neuen Stromanwendungen sowohl im kleinen Maßstab im Heizungskeller oder als Ergänzung in Nah- bzw. Fernwärmesystemen aber auch zur Bereitstellung von Prozesswärme. Bei Mangelsituationen können die Prozesse dann vorübergehend aus dem Speicher oder alternativ mit einer anderen, besser speicherbaren Energie - z.B. Erdgas - weiter versorgt werden (Hybridkonzepte, ähnlich denen in Fahrzeugen).



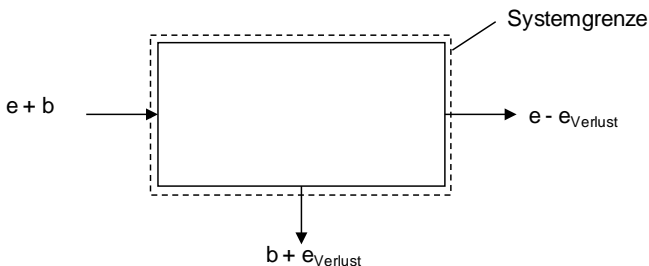
## 4 Effizienzen

Der Begriff "Energieeffizienz" wird im Sprachgebrauch häufig fehlerhaft verwendet. Umgangssprachlich wird er oft mit "Energieeinsparung" gleichgesetzt, was jedoch so nicht zutrifft. Beispielsweise ist das Ziel der Einführung von sog. "Smart Metern" unter anderem das Bewusstsein der Stromverbraucher dahingehend zu schärfen, dass unnötige Geräte ausgeschaltet werden und dadurch Energieverschwendung vermieden wird. Dies hat mit Energieeffizienz im strengen Sinne jedoch nichts zu tun.

Daher sollen hier zunächst die Definitionen geklärt werden:

Unter Exergy  $e$  wird die Energie verstanden, die dem Endverbraucher zur Verfügung steht um einen gewünschten Effekt zu erzielen, also z.B. Licht, mechanische Energie, Wärme.

Anergy  $b$  bezeichnet den Teil des Energieinhaltes von Energieträgern, die nach der Umwandlung in Sekundärenergie prinzipbedingt nicht genutzt werden kann. Dahinter verbergen sich insbesondere die theoretischen Wirkungsgrade von thermischen Kreisprozessen, nicht jedoch Verluste die durch die unvermeidbaren Imperfektionen technischer Anlagen entstehen. Abbildung 2 dient der Veranschaulichung: Die Summe aus Exergy und Anergy wird einem Energiewandlungssystem als Eingangsgröße zur Verfügung gestellt. Dem Endverbraucher stehen dann die Exergy  $e$  abzüglich der Verluste zur Verfügung.



**Abb. 2: Energiefluss bei Energiewandlungsprozessen**

Daraus ergeben sich zwei Definitionen:

Der Energieumwandlungsfaktor  $\zeta$  ist eine Maßzahl, die die Fähigkeit zur Wandlung einer Energieform in eine andere beschreibt



$$\zeta = \frac{e - e_{\text{Verlust}}}{e + b} \quad \text{mit } \zeta < 1$$

Die Energieeffizienz  $\eta$  ist eine Maßzahl, die die Effizienz eines technischen Prozesses angibt:

$$\eta = \frac{e - e_{\text{Verlust}}}{e} \quad \text{mit } \eta < 1$$

Vor dem Hintergrund der Einsparung von Primärenergie ist also eigentlich der Energieumwandlungsfaktor die relevante Größe. Sie ist nota bene dadurch zu verbessern, dass man technische Anlagen bezüglich ihres Wirkungsgrades immer weiter an die theoretischen Grenzen treibt, aber insbesondere auch dadurch, dass man Umwandlungsprozesse mit besonders hohem Anteil an Anergie vermeidet. Das betrifft regelmäßig Prozesse, deren Eingangsgröße thermische Energie ist.

Die Umstellung von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor auf batterieelektrischen Antrieb ist hierfür ein gutes Beispiel. Nach /Öko-Institut/ wird davon ausgegangen, dass durch weitere Wirkungsgradverbesserungen bei mittelgroßen Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren der Kraftstoffverbrauch auf 4,7 l/100 km (Benzin) bzw. 3,5 l/100 km (Diesel) sinken wird. Dabei wird der Neue Europäische Fahrzyklus (NEFZ) zugrunde gelegt. Geht man von einem mittleren Brennwert von 43,5 MJ/l (Benzin) bzw. 37,4 MJ/l (Diesel) aus, so errechnet sich daraus ein Energiebedarf von 56 kWh/100 km (Benzin) bzw. 36 kWh/100 km (Diesel). Für ein entsprechendes batterieelektrisches Fahrzeug wird von einem Energiebedarf von 17 kWh/100 km ausgegangen. Daraus ergibt sich ein Effizienzgewinn für das Fahrzeug um den Faktor 3,3 (Benzin) bzw. 2,1 (Diesel).

Abhängig von der Art der Bereitstellung des Stromes verringert sich jedoch dieser Effizienzgewinn, wenn der Prozess zur Strombereitstellung aus Primärenergie weniger effizient ist als der Prozess der Bereitstellung der Kraftstoffe, jeweils unter Einschluss der Transportverluste bis zur „Tankstelle“. Bei Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken werden heute bei Kohlekraftwerken Umwandlungsfaktoren von bis zu 50 % erzielt, bei Combined-Cycle Gaskraftwerken sogar bis 60 %. Von weiteren Effizienzsteigerungen bis in den Bereich von 70 % hinein darf in den nächsten Jahrzehnten ausgegangen werden. Bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen (außer Biomasse und Geothermie, da dies thermische Umwandlungsprozesse sind) wird bei der Berechnung der Umwandlungseffizienz i.a. nicht von dem Energieinhalt des Windes und der solaren Einstrahlung ausgegangen, sondern man setzt den jeweils extrahierbaren Anteil zu 100 %. Damit ergeben sich rechnerisch sehr hohe Umwandlungsfaktoren im Bereich von 90 %, die dann besser sind als die Umwandlungsfaktoren bei der Erzeugung von Kraftstoffen aus fossilen Quellen.



Die Frage, welche Effizienzgewinne durch batterieelektrische Fahrzeuge erzielt werden können, ist also nicht leicht zu beantworten. Grundsätzlich muss die gesamte Prozesskette (Well to Wheel) betrachtet werden. Der Erzeugungsmix für Strom hat einen entscheidenden Einfluss. Durch die Zielsetzung bezüglich des Anteils der erneuerbaren Energien und den dadurch sich verringern den Anteil thermischer Umwandlungsprozesse wird sich die Effizienz des Stromsektors von heute ca. 40 % aber deutlich verbessern (Anmerkung: Im Berichtsjahr 2010 wurde noch etwa ein Drittel des Stromverbrauchs aus Kernenergie gewonnen, die pauschal mit einem Umwandlungsfaktor von 33 % bewertet wird und damit den Wert rein rechnerisch verschlechtert).

Es bestehen daher gute Gründe die Entwicklung von batterieelektrischen Fahrzeugen voranzutreiben. Sie sind bezüglich ihrer Effizienz wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen bei weitem überlegen, insbesondere wenn der Wasserstoff regenerativ durch Elektrolyse erzeugt wird, was zu hohen Umwandlungsverlusten führt.

Ähnliche Überlegungen können auch für den Ersatz von Heizungsanlagen durch Wärmepumpen angestellt werden. Die Verdrängung von Heizöl erscheint dabei besonders attraktiv, weil dadurch im Vergleich zu Gas oder Fernwärme bestehende Infrastrukturen nicht obsolet werden und weil die Verbrennung von Heizöl einen vergleichsweise hohen CO<sub>2</sub> Ausstoß zur Folge hat. Moderne Brennwertkessel erreichen sehr hohe Wirkungsgrade von ca. 95 %. Geht man im Gebäudebestand konservativ davon aus, dass Luft-Wärmepumpen Güteziffern von ca. 3 erreichen, dann ergibt sich ein Effizienzgewinn wenn die Bereitstellung von Strom mit Umwandlungsfaktoren von mindestens 32 % erfolgt. Dies ist heute bereits der Fall.

## 5 Weitere Entwicklung

Die weitere Entwicklung ist naturgemäß schwer vorauszusagen, insbesondere weil sie, wie bereits in der Vergangenheit zu beobachten, in erheblichem Masse durch den staatlichen Gestaltungswillen geprägt sein wird. Dennoch scheinen einige Kernaussagen möglich:

- Power-to-Gas ist aus heutiger Sicht die einzige Option, um sehr hohe Anteile an regenerativer Erzeugung mit der gebotenen Versorgungssicherheit zu realisieren.
- Kurzzeitspeicher wie Batterien und Pumpspeicherkraftwerke tragen nicht zur Versorgungssicherheit bei, weil ihre Energieinhalte zu klein sind. Sie können jedoch wirtschaftlich werden, um starke Schwankungen im Dargebot auszugleichen, insbesondere die hohen Leistungsgradienten der solaren Erzeugung am Vormittag und am Nachmittag bei hoher solarer Einstrahlung. Durch ihre vergleichsweise guten Zykluswirkungsgrade eignen sie sich für den täglichen Energieausgleich.



- Power-to-Gas sollte wegen der systembedingt schlechten Wirkungsgrade nur im unvermeidbaren Umfang betrieben werden um große Energiemengen über längere Zeiträume zu speichern.
- Insbesondere muss sichergestellt werden, dass nicht Power-to-Gas Anlagen zeitgleich mit der Verbrennung von fossilem Gas produzieren. Dies käme einem energetischen Kurzschluss mit entsprechender Energievernichtung gleich. In diesem Fall wäre es energetisch und wirtschaftlich wesentlich günstiger, Gasanwendungen direkt mit Strom zu betreiben. Das dadurch eingesparte fossile Gas kann dann zu Zeiten mit geringem erneuerbaren Dargebot effizient eingesetzt werden.
- Fernwärmesysteme und auch kleine Kraft-Wärme-Anlagen sollten zunehmend stromgeführt betrieben werden. Bei einem Überschuss an regenerativ erzeugtem Strom sollte dieser direkt oder über Wärmepumpen für Heizungszwecke verwendet werden und die KWK-Anlagen sollten dementsprechend heruntergefahren bzw. abgeschaltet werden um fossile Brennstoffe einzusparen.
- Bei einem entsprechend hohen Angebot an regenerativ erzeugtem Strom ist die Verdrängung von fossil befeuerten Heizungsanlagen durch Wärmepumpen wirtschaftlich und ökologisch interessant, insbesondere wenn sie mit thermischen Speichern ausgestattet werden und so in gewissen Grenzen stromgeführt betrieben werden können.
- Diese Lösung ist Mini-BHKWs vorzuziehen, weil sie mit fossilen Brennstoffen betrieben werden. Der Betrieb mit regenerativ erzeugtem Gas ist deutlich ineffizienter als der direkte Einsatz von regenerativ erzeugtem Strom.
- Rein elektrische Fahrzeuge sind bedeutend effizienter als Brennstoffzellen-Fahrzeuge, insbesondere wenn der Brennstoff über Power-to-Gas erzeugt wird.
- Die Nutzung von Fahrzeugbatterien zur Bilanzierung des Energiesystems ist, wenn überhaupt, eine Option für die ferne Zukunft. Das Managen des Ladevorgangs ist jedoch eine zwingende Forderung sobald eine signifikante Anzahl von Fahrzeugen in das System integriert werden soll, da bei unkontrolliertem Laden extreme Leistungsspitzen zu erwarten sind.
- Es ist weder wirtschaftlich noch ökologisch sinnvoll, das System so auszulegen, dass alle regenerativ erzeugten Energien aufgenommen werden können. Dies gelingt auch nicht mit Power-to-Gas, da die Anlagen dann für extreme Leistungsspitzen ausgelegt werden müssten, die sehr selten vorkommen. Die Fähigkeit zur Abregelung ist daher eine zwingende Forderung um die Systemstabilität zu gewährleisten.



## 6 Literatur

- /AGEB/ AG Energiebilanzen e.V.: Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2010. Berlin, Februar 2011
- /BDEW/ [www.bdew.de](http://www.bdew.de)
- /ENTSO-E/ UCTE Operation Handbook  
Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE),  
Brüssel, Juni 2004
- /Öko-Institut/ Öko Institut e.V.: Marktpotenziale und CO<sub>2</sub>-Bilanz von Elektromobilität. Arbeitspakete 2 bis 5 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen. Berlin, 2011
- /VDE 2008/ Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger  
Analyse der Energietechnischen Gesellschaft (ETG) im VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V., VDE-Verlag, Frankfurt/Main, Dezember 2008
- /VDE 2011/ Hendrik Acker, Cornelia Glock, Rainer Joswig, Martin Kleimaier, Kirsten Koenigs, Jochen Kreusel, Wolfram Wellßow: Politische Handlungsfelder im Hinblick auf die Weiterentwicklung der Elektrizitätsversorgung in Deutschland und Europa - Empfehlungen der Energietechnischen Gesellschaft im VDE, Frankfurt, 2011
- /VDE 2012/ Energiespeicher für die Energiewende - Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. VDE-Verlag, Frankfurt/Main, Juni 2012





## Erforschung des regionalen Verteilnetzes als Basis für die Umsetzung von Smart Grids am Beispiel des RegModHarz-Projektes

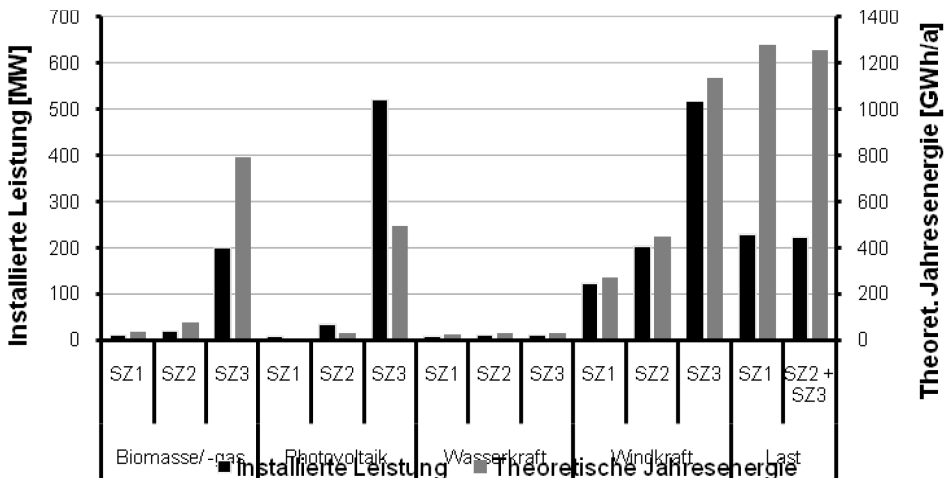
Christian Röhrig, christian.roehrig@ovgu.de, Zbigniew A. Styczynski, sty@ovgu.de, Krzysztof Rudion, rudion@ovgu.de, Otto-von-Guericke University Magdeburg (OvGU), Universitätsplatz 2, 39106 Magdeburg, Germany  
Przemyslaw Komarnicki, komarn@iff.fraunhofer.de, Fraunhofer IFF Magdeburg, Sandtorstr. 22, 39106 Magdeburg, Germany  
Hans-Joachim Nehrkorn, hans-joachim.nehrkorn@eon-avacon.com, Martin Schneider, martin.schneider@eon-avacon.com, E.ON Avacon AG Salzgitter, Joachim-Campe-Straße 14, 38226 Salzgitter, Germany

### 1 Einleitung

Die Energieversorgung Deutschlands befindet sich in einem Wandel. Während die durch das EEG geförderte Integration der Erneuerbaren Erzeugungsanlagen (EEA) einen rasant steigenden Anteil an regenerativ erzeugter Energie in allen Netzebenen nach sich zieht, sorgt der beschleunigte Ausstieg aus der Kernenergie für eine Anteilsdezimierung konventioneller Erzeugungsanlagen im elektrischen Netz. Die Umsetzung der beschlossenen Energiewende verbessert fortschreitend die CO<sub>2</sub>-Bilanz in der Erzeugung von Elektroenergie in Deutschland und leistet einen Beitrag zur Verringerung der globalen Klimaerwärmung und zur Einhaltung des zwei-Grad-Zieles. Neben den positiven Effekten bei der Umstellung des Energieversorgungssystems müssen wichtige Randbedingungen geschaffen werden, welche durch die Berücksichtigung der Eigenschaften regenerativer Erzeugung erforderlich werden. Wind und Sonne haben bei der zukünftigen Erzeugung von Elektroenergie einen maßgeblichen Anteil, welcher derzeit bei einer installierten Leistung von ca. 29 GW (Windenergieanlagen) bzw. 25 GW (PV-Anlagen) im Jahr 2011 beziffert wird [1]. Durch die Volatilität der regenerativen Energien verändern sich Lastflüsse in einem Netz, welches zu Zeiten seiner Entstehung nach dem „top down“-Prinzip konstruiert wurde und den Ansprüchen einer flächigen Erzeugung durch dezentrale Erzeugungsanlagen nur bedingt gerecht wird. Hiervon ist insbesondere das Verteilungsnetz betroffen, da es den größten Anteil der über EEA erzeugten Leistung aufnimmt. Um eine Einschätzung der weiteren Integrationsmöglichkeiten von EEA in das elektrische Netz vornehmen zu können, wurden anhand des E-Energy-Projektes >Regenerative Modellregion Harz< verschiedene Maßnahmen untersucht. Der Fokus der Untersuchung richtet sich auf die Variation des Integrationsgrades von regenerativen Erzeugungsanlagen im Landkreis Harz (LHK) in Form von verschiedenen Anwendungsszenarien (Abbildung 1) und andererseits auf die synchrone Messtechno-



logie Messtechnologie im 110 kV -Hochspannungsnetz des Netzbetreibers E.ON Avaccon AG. Ein Teilziel ist hierbei die simulative Erprobung von Freileitungsmonitoring, die Einflüsse eines möglichen Netzsicherheitsmanagements und die generelle Untersuchung der Lastflüsse, welche sich bei verschiedenen Durchdringungsgraden von dezentralen Erzeugern an einer realen Netzstruktur ergeben würden.



**Abbildung 1: Szenarienvergleich (SZ1...SZ3) hinsichtlich installierter Leistungen und erzeugbarer Energiemengen im relevanten Netzbereich[2]**

## 2 Netzdatenerhebung und Modellaufbau

Einführend wurden als Basis die Daten des Untersuchungsgegenstandes „elektrisches Netz“ in der Modellregion mittel PSS®SINCAL nachgebildet. Das modellierte Netz umfasst die Spannungsebenen der Mittel- und Hochspannung. Die Niederspannungsebene wird in dem Modell aufgrund der Komplexität nicht betrachtet. Das bezog sich sowohl auf die Struktur des Netzes mit den beteiligten Komponenten, die verschiedenen Spannungsebenen, die (Summen-)Lasten und Erzeuger in den Verteilungsnetzen der regionalen Netzbetreiber[2]. Des Weiteren wurden Angaben zu Anlagenstandort mit geografischer Positionierung, installierter Leistung, Spannungsebene, Netzbetreiber, EEG-Anlagenschlüssel und erzeugter Jahresenergie aller relevanten Erzeugungsanlagen des Landkreises Harz gespeichert. Die erhobenen Netzlastdaten entsprechen den veröffentlichungspflichtigen Netzdaten, gemäß §17 StromNZV und § 27 StromNEV (letzteres für Einwohnerzahl im Netzgebiet) und haben folgenden Umfang:

- Nettostromverbrauch (Stromabgabe der Netzbetreiber an Letztverbraucher) als Jahressumme und Viertelstundenzeitreihe, Eigenerzeugung der Industrie nicht berücksichtigt,
- Netzverluste (Jahressumme und Viertelstundenzeitreihe).

Daraus wurden Jahreshöchstlast [MW], Volllaststunden und Bruttostromverbrauch für wichtige Netzknoten ermittelt. Die für die Simulation aufgearbeiteten Zeitreihen wurden als 1/4h-Zeitreihen gespeichert und umfassen Summenlastdaten und Erzeugerzeitreihen für relevante Erzeugungsanlagen mit einem Zeitstempel im UTC-Format. Für Verbraucher wurden Standardlastprofile verwendet, um somit Simulationen über einen längeren Zeitraum durchführen zu können, ohne von der Verwendung direkt ermittelter Messwerte abhängig zu sein. Den Erzeugungsanlagen sind Einspeiseprofile zugeordnet worden. Zu diesem Zweck kamen je nach Art des Erzeugers spezielle Einspeiseprofile zum Einsatz, welche die eingespeiste Leistung in Abhängigkeit von den territorial vorherrschenden Wetter-/Klimabedingungen nachbildeten. Der Aufbau des Netzmodells ermöglichte die im Anschluss beschriebenen Untersuchungen, wie z.B. die Implementierung des Freileitungsmonitorings oder des Netzsicherheitsmanagementsystems.

Im Anschluss an die Modellentwicklung wurden die Parameter entsprechend den Leitszenarien im Netzmodell eingestellt. In der im Rahmen der Leitszenarien [3] angelegten Erzeugungszeitreihen-Tabelle wurden Anteile der territorial festgelegten ¼-Stunden-Zeitreihen (Erzeugungslastprofile) übernommen. Ein weiterer Anteil der Erzeugungslastprofile wurde mittels gemessener Deutscher Wetterdienst -Profile für Wind und solare Einstrahlung in Gebieten des Harzes ermöglicht. Entsprechende Leistungskennlinien für Windkraft- und Photovoltaikanlagen (Abbildung 2), ermittelt aus Messungen an der hauseigenen PV-Anlage sowie anhand von Messdatenreihen eines Windparks, ermöglichten die Überführung in Einspeiseprofile von elektrischer Wirkleistung.

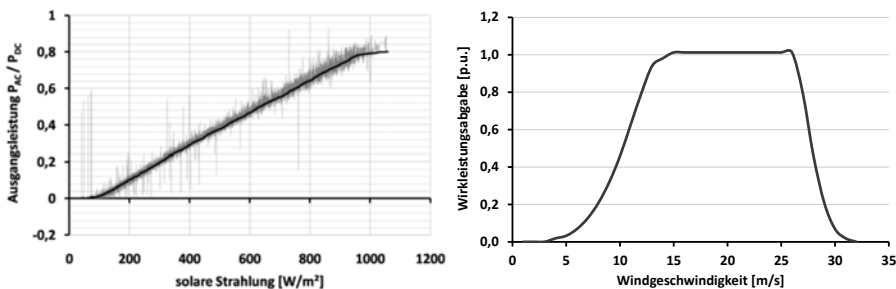


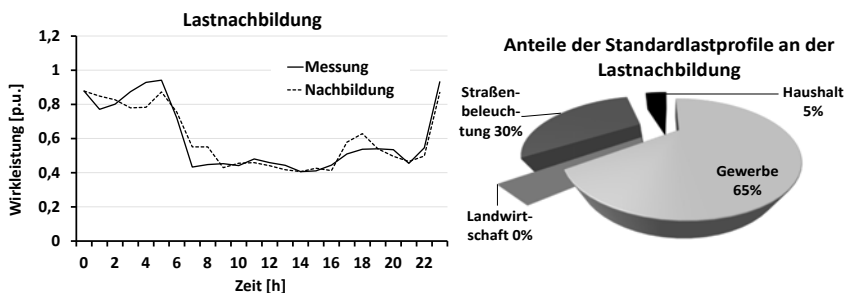
Abbildung 2: Leistungskennlinien für PV- und Windenergieanlagen[4];[5]



Die Parameter für die jeweilig gekoppelte Erzeugerleistung an den einzelnen Netzknoten wurden über die Standorte der Erzeugungseinrichtungen, welche aus den vorhandenen Daten der OvGU stammen, ausgewertet und den jeweiligen Netzknoten zugeordnet.

Die Modellierung der Lasten erfolgte über Snapshot-Messungen an den relevanten Umspannwerken am selben Tag. Aus diesen Messprofilen wurde nach Korrektur der Erzeugungsleistung in diesen Zeitabschnitten die Anteilverteilung der im hinterlagerten Netz befindlichen Lasten in der Unterteilung nach Standardlastprofilen vorgenommen und mit Hilfe des Simplex-Algorithmus umgesetzt. Die Zielfunktion beinhaltet den minimierten Fehler bei der Annäherung der Anteilsermittlung aus Standardlastprofilen im Bezug zur vorgegebenen Messung des Summenlastprofils. Somit wurde die (Leistungs) Anteilverteilung an Standardlastprofilen für jede Region eines Umspannwerkbereiches festgelegt (Abbildung 3). Um die Aufteilung der Anteile zu ermöglichen, wurden die minimalen Entfernungen von Gebäuden in der Region, zu den möglichen Anschlusspunkten (Sammelschienen) ermittelt. Diese Berechnungen erfolgten auf Grundlage der Koordinaten der Gebäude, welche aus GIS Daten ermittelt wurden.

Die Niederspannungsebene wird in dem Modell nicht betrachtet. Sie ist in den Netzebenen nur angegeben, um die sekundären Anschlusspunkte der Transformatoren zu erfassen, welche die Mittelspannungsebene mit der Niederspannungsebene verbinden. Insbesondere Lasten und Erzeugungsanlagen, welche im Niederspannungsnetz angeschlossen sind, wurden als konzentrierte Gruppe von Lasten und Erzeugern an die geografisch nächstgelegene Mittelspannungssammelschiene gekoppelt. Als Netzelemente sind in dem Simulationsmodell Leitungen, Sammelschienen, Knotenpunkte, Generatoren, Transformatoren und Netzeinspeisungen berücksichtigt. Für die Lastflusssimulationen wurden alle Erzeuger als Synchronmaschinen nachgebildet.



**Abbildung 3: Lastprofilauflösung mit Simplex-Algorithmus am Beispiel eines Gewerbegebietes**

Alle Netzelemente wurden auf der Grundlage von Originaldaten der Netzbetreiber parametrisiert und im Anschluss daran anonymisiert (Tabelle 1).

**Tabelle 1: Übersicht über vorhandene Netzelemente**

Element	Anzahl
Knoten/Sammelschienen	1668
Synchronmaschinen	162
Netzeinspeisungen/Slackknoten	2
Lasten	1584
Leitungen	1725
Zwe Wicklungstransformatoren	16
Dre Wicklungstransformatoren	3

### 3 Netzsimulationen

#### 3.1 Simulationsszenarien

Die zu Beginn des Projektes festgelegten Anwendungsszenarien berücksichtigen die verschiedenen Durchdringungsgrade. Basis ist die Situation im Referenzjahr 2008. Darauf Bezug nehmend, wurden Skalierungsgrade (Tabelle 2) ermittelt und für ein Zukunftsszenario fixiert, welche die Bewertung des künftigen Einflusses regenerativer Erzeugungsanlagen auf das Netz in den theoretischen Betrachtungen möglich machten. Folgende zu unterscheidende Leitszenarien werden betrachtet:

- Leitszenario 1: „Referenzsituation 2008“,
- Leitszenario 2: „Situation im Jahr 2020“,
- Leitszenario 3: „100%-Versorgung mit Erneuerbaren Energien“.

Leitszenario 3 wurde während der Projektlaufzeit definiert und hatte in der Teiluntersuchung „Lastflussanalyse“ im Unterpunkt 3.2 aus chronologischen Gründen noch keine Relevanz.

**Tabelle 2: installierte Leistung regenerativer Erzeuger und deren Skalierung**

Energiequelle	Installierte Leistung 2008 (MW)	Installierte Leistung 2020 (MW)	Faktor
Biomasse	9,6	19,5	2,03
Photovoltaik	7,6	33,0	4,37
Wasserkraft	8,2	10,0	1,22
Windkraft	123,3	203,4	1,65
gesamt	148,6	265,9	1,79



### 3.2 Simulationsergebnisse – Lastflussanalyse für Leitszenarien

Als Ergebnis der Simulation des ersten Szenarios wurden sieben Leitungen identifiziert, welche eine Auslastung von über 70 % aufwiesen. Die Knotenspannungen wiesen einen minimalen Grenzwert von 0,959 p.u. und ihren maximalen Grenzwert von 1,046 p.u., siehe Tabelle 3. Alle erhaltenen Simulationsergebnisse verursachten keine Grenzwertverletzungen im Sinne der Netzparametermerkmale, insbesondere Spannung, gemäß DIN EN 50160 [4]. Während der veränderten Belastungssituation des Netzes im Jahr 2020 konnten ebenfalls keine Grenzwertüberschreitungen der DIN EN 50160 ermittelt werden. Somit wäre unter diesem Kriterium bis zum Jahr 2020 unter den festgelegten Randbedingungen kein Netzausbau notwendig. Hinsichtlich der Grenze für die Leitungsauslastung von 70 %, gab es mehrere Überschreitungen (Tabelle 4). Das betraf unter anderem die Anbindung zweier Windparks an die Hochspannungsebene. Sollten diese im gleichen Maße wie die anderen Windkraftanlagen ausgebaut werden, so würde eine Verstärkung der Leitung L19 notwendig werden. Unter Berücksichtigung und Einhaltung der (n-1) –Sicherheit wäre der partielle Netzausbau notwendig. Im Szenario 2020 stellte sich in der Simulation eine minimale Knotenspannung von 0,97 p.u. und einer maximalen Knotenspannung von 1,04 p.u. ein, welche sich deutlich unter den Grenzwerten der DIN EN 50160 befindet.

**Tabelle 3: Übersicht über die Ergebnisse der Knotenspannungen von Leitszenario I und II (2008 und 2020)**

Parameter	2008	2020
Anzahl der Knoten, bei denen $U(<97\%$ und $>104\%$ ) [pro Jahr]	114	273
Maximale Auslastung [%]	1,046	1,058
Minimale Auslastung [%]	0,959	0,964
Gesamte Anzahl der Grenzwertverletzungen ( $<97\%$ und $>104\%$ ) [pro Jahr]	4756	377311

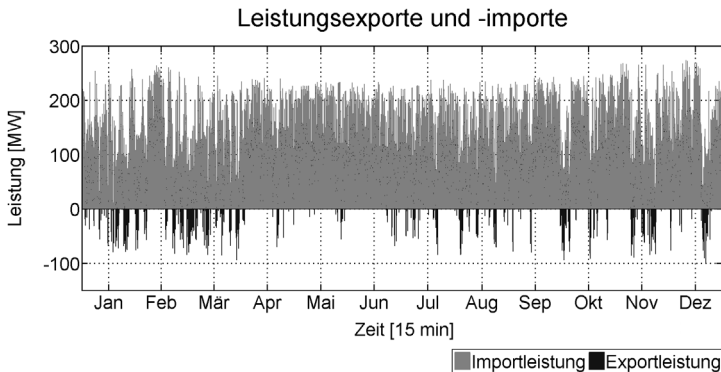
**Tabelle 4: Übersicht über die Ergebnisse der Leitungsauslastungen von 2008 und 2020**

Parameter	2008	2020
Maximale Überschreitungsdauer einer Leitung am Stück [h]:	19,25	17
Anzahl der Leitungen die 70% Auslastung überschreiten:	7	4
Maximale Auslastung einer Leitung [%]:	89,13	83,94
Gesamte Anzahl der Überschreitungen ( $>70\%$ ) pro Jahr:	39180	4224

Im gesamten Jahr 2008 standen 0,337 TWh an möglicher Energie aus regenerativen Energiequellen zu Verfügung. Die Exportleistung stand dementsprechend als überschüssige Leistung zur Verfügung, die auf Grund von fehlendem Lastbedarf zustande kam. Somit wurden etwa 0,67 GWh/a in die übergeordnete Spannungsebene einge-

speist. Dies entspricht etwa dem Anteil von 0,2 % der Einspeiseleistung erneuerbarer Erzeugungsanlagen und verdeutlicht, dass die im LKH installierten EEA im Jahr 2008 keinen großen Einfluss auf die überregionale Energieversorgung hatten. Der Energieexportbetrag von 0,67 GWh/a steht dabei einer importierten Leistung von 1.030 GWh/a gegenüber. Damit wurden etwa 76 % der vorhandenen Last durch Netzimporte ausgeglichen. Im Umkehrschluss wurden demnach 24 % der Last durch EEA versorgt. Somit hat der LKH bereits im Jahr 2008 das Ziel der Europäischen Union[1], 20 % der Energie aus erneuerbaren Energien zu beziehen, erreicht.

Im Leitszenario II für das Jahr 2020 wurden 117,5 MW zusätzliche Leistung durch EEA angenommen, sodass insgesamt 265,9 MW installiert waren. Das entspricht einer Steigerung um ca. 79 %. Auf Grund der demografischen Entwicklung [3] im LKH reduzierte sich die vorhandene installierte Last des LKH um 2,49 MW auf 309,49 MW (inkl. Bezugsleistung des Pumpspeicherwerkes (PSW)). Der Jahresenergieverbrauch fällt mit 1,33 TWh/a etwas geringer aus als im Leitszenario I. Bei den Angaben zur Gesamtlast ist zu berücksichtigen, dass auch das Pumpspeicherwerk mit 79 MW Leistungsbezug mit einbezogen wurde. Abbildung 4 zeigt die Leistungsimport- und Exportsituation des LKH. Der maximale Wert an eingespeister Leistung lag bei 193,66 MW zum Zeitpunkt 8492 (entspricht dem 28.3.2020 11:00 Uhr).



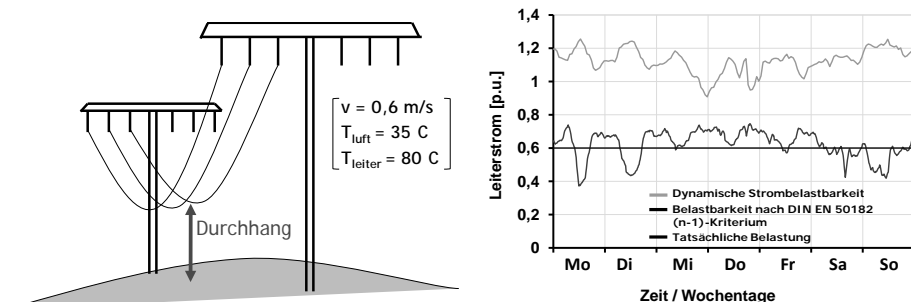
**Abbildung 4: Leistungsexporte (negativ) und -importe (positiv) im Netzgebiet des LKH im simulierten Leitszenario II (2020)**



Davon wurden 99,74 MW durch die Lasten im LKH kompensiert und die übrige Leistung in das Übertragungsnetz exportiert (Abbildung 4, negative Peaks). Es wurden ca. 15,26 GWh von den regenerativ erzeugten 530 GWh aus dem LKH in das vorgelagerte Netz exportiert. Das entspricht einem Anteil von 2,9 %. Demnach wurden in der Simulation des Leitszenario II 38,5 % der im LKH verbrauchte Elektroenergie in der Region regenerativ erzeugt.

### 3.3 Simulationsergebnisse - Freileitungsmonitoring

Eine der im Projekt untersuchten Fragestellungen richtet sich auf die Steigerung der Übertragungskapazitäten durch Freileitungsmonitoring (FLM). Für diesen Zweck war es erforderlich, den Einfluss von Wetterbedingungen auf die Stromtragfähigkeit von Freileitungen zu bestimmen und die daraus resultierenden Potenziale abzuschätzen. In Abbildung 5 wird veranschaulicht, dass im Fall von niedrigeren Außentemperaturen bzw. Windeinfluss eine deutliche Zunahme der Leiterseilbelastbarkeit einhergeht. Damit ist es prinzipiell möglich, zusätzliche Kapazitäten vorhandener Freileitungen für die Integration erneuerbarer Energien zu nutzen. Die maximale Strombelastbarkeit einer Freileitung wird in erster Linie durch den sicherheitsrelevanten Durchhang des Seils begrenzt. Mit steigender Strombelastung steigt auch die Temperatur des Leiters.



**Abbildung 5: schematische Darstellung mit normrelevanten Einflussgrößen (links) sowie Belastungsbeispiel mit und ohne FLM am Beispiel des CIGRÉ-Benchmarknetzes (rechts)**

In Folge dessen dehnt sich das Material aus und der Abstand der Freileitung zum Boden verringert sich, was eine Gefährdung von Personen, Fahrzeugen und Gebäuden zur Folge haben kann. Neben der Strombelastung hängt die Leitertemperatur auch von den herrschenden Witterungsbedingungen ab. Diese Witterungsbedingungen und die maximal zulässige Leitertemperatur für Freileitungen sind in der Norm DIN EN 50182 [7] definiert. Für die Berechnung der Stromtragfähigkeit des Leiterseils wurde unter anderem eine Wärmebilanzgleichung aus dem CIGRÉ- FLM-Modell [8] sowie gemessene Einflussgrößen, wie Windgeschwindigkeit und Umgebungstemperatur zu Grunde gelegt



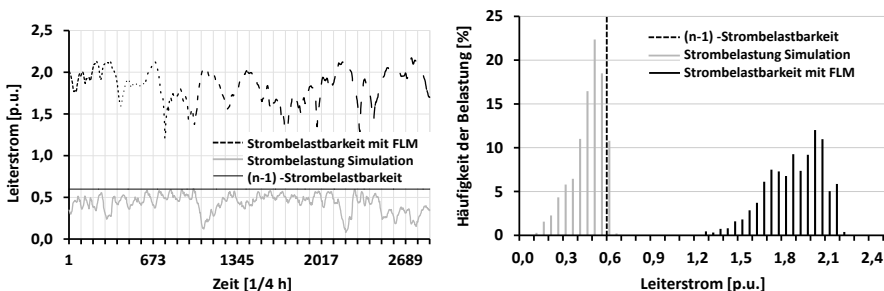


(1). Diese besteht auf der linken Seite aus den Joule'schen Stromwärmeverlusten ( $P_J$ ), Erwärmung durch Magnetisierung ( $P_M$ ), Solareinstrahlung ( $P_S$ ) und Koronaverlusten ( $P_i$ ) sowie der Kühlung durch Konvektion ( $P_K$ ), Abstrahlung ( $P_r$ ) und Verdampfung ( $P_W$ ) auf der rechten Seite.

$$P_J + P_M + P_S + P_i = P_K + P_{Jr} + P_W \quad (1)$$

Dazu wurden für ein Testsystem im Bereich der Verteilungsnetzebene die witterungsabhängige Ausprägung der Strombelastbarkeiten der Freileitungen der Spannungsebene 110 kV bestimmt. Die FLM-Untersuchungen berücksichtigen die (n-1) –Sicherheit. Diese sagt aus, dass 60 % der thermischen Grenzleistung eines Leiterseils beansprucht werden können. So wird sichergestellt, dass beim Ausfall einer parallel verlaufenden Leitung diese kurzzeitig mit bis zu 120 % betrieben werden kann. Es folgte die Lastflussanalyse mit der Auflösung von ¼-stündigen Werten über die Zeit von einem Jahr (jeweils Leitszenario I und II) innerhalb des 110 kV –Netzes, in welche die FLM –Kriterien implementiert wurden. Da zu der Zeit der Untersuchungen noch kein 100 % - Versorgungsszenario BRD offiziell vereinbart wurde, beinhaltet diese Untersuchung ein 100 % -Szenario, welches sich auf die Jahresenergiebilanz des Landkreises Harz bezieht.

Beispielhaft veranschaulicht ist die Leitung 6 (Abbildung 6, links), welche zusammen mit einem weiteren Parallelsystem einen Teil der Versorgung des LKH aus dem Übertragungsnetz realisiert. Die typischen Schwankungen zwischen Stark- und Schwachlastzeiten sind in den Spitzen der oben gelagerten Kurve zu erkennen. Die höchste Strombelastung der Leitung liegt bei 0,66 p.u. der statischen Strombelastbarkeit, damit wird die Leitung bei Einhaltung des (n-1)-Kriteriums (0,6 p.u.) an der Belastungsgrenze gefahren. Die obere Funktion beschreibt die witterungsabhängige Strombelastbarkeit der Leitung. Die Minima in der unteren Kurve sind auf erhöhte Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen zurückzuführen. Steigt im durch die Leitung 6 versorgten Netzgebiet die Einspeisung aus Wind, muss weniger Leistung aus dem Übertragungsnetz bereitgestellt werden. In Abbildung 6 (rechts) ist die Häufigkeitsverteilung der Strombelastung (linke Kurve) und der Strombelastbarkeit (rechte Kurve) für den gleichen Zeitraum dargestellt. Hier wird deutlich, dass der Großteil der simulierten Werte für die Strombelastungen der Leitung zwischen 0,25 und 0,6 p.u. außerhalb der Belastbarkeitsgrenze liegen.



**Abbildung 6: Strombelastung und Strombelastbarkeit der Leitung 6 (links) des Szenarios 2008 sowie deren Häufigkeitsdarstellung (rechts)**

Die Auswertung der Berechnungen der Übertragungspotentiale ergab:

- Für alle untersuchten 110 kV -Leitungen ist eine Erhöhung der Strombelastbarkeit gegenüber der statischen Auslegung möglich,
- Die Strombelastbarkeiten können um rund 150 % der (n-1)-Belastungsgrenze gesteigert werden, das entspricht etwa 50 % gegenüber der statischen Auslegung,
- Die erreichten Potentiale sind stark abhängig von den Parametern und dem Standort der jeweiligen Freileitung,
- Zur technischen Umsetzung des FLM-Systems wird die indirekte Ermittlung der Seiltemperatur vorgeschlagen, bei der aus umliegenden Wetterstationen online die aktuelle Strombelastbarkeit der Freileitungen bestimmt und an die Netzführung weitergegeben wird,
- Optional empfiehlt sich eine Temperaturmessung an den Leiterseilen der ermittelten Engpässe im Netz.

Im weiteren Verlauf der Untersuchung wurde das betrachtete Testsystem anhand des 110 kV -Netzmodells simuliert. In drei Szenarien wurde die Erzeugung aus dezentralen Energieerzeugungsanlagen stetig gesteigert. Dabei konnte festgestellt werden, dass 10 Freileitungen bei dem prognostizierten Anstieg bis zum Jahr 2020 überlastet sind.

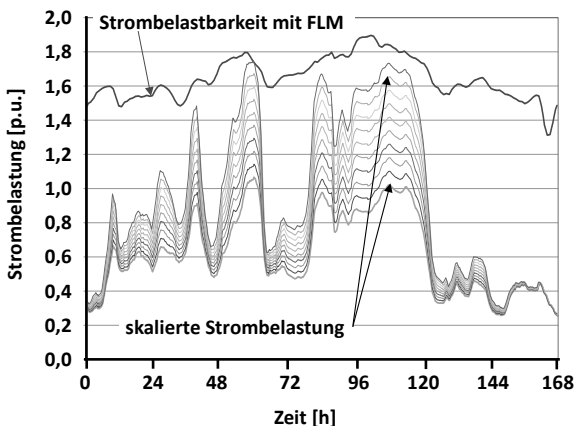
Des Weiteren ergab die Auswertung der Lastflussanalyse aus den Szenarien:

- Nach derzeitiger Netztopologie und steigender dezentraler Einspeisung kann das untersuchte Verteilungsnetz ohne FLM nicht umfassend (n-1)-sicher betrieben werden,

- Bei Einsatz von FLM kann bei dem bis zum Jahr 2020 erwarteten Anstieg der dezentralen Energieerzeugung das untersuchte Verteilungsnetz (n-1)-sicher betrieben werden,
- Die mittels FLM erhöhten Strombelastbarkeiten der Freileitungen führen zu keiner Verletzung der Spannungsqualität nach DIN EN 50160 im 110 kV –Netz.

Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wurde die Einspeisung aus erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen schrittweise im gesamten Netz erhöht. Die Untersuchung der lokalisierten Netzengpässe ergab:

- Steigt die dezentrale Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen über den 3-fachen Wert der installierten Leistungen aus Leitszenario I an, kann auch bei Einsatz von FLM die (n-1)-Sicherheit nicht im ganzen System gewährleistet werden (Abbildung 7).



**Abbildung 7: Stufenweise Erhöhung der Einspeisung gekoppelter EEA am Beispiel der Leitung 19 unter variierender Strombelastbarkeit (FLM-Einfluss)**

Der Netzbetrieb mit Freileitungsmonitoring erfordert Überprüfungen und Anpassungsmaßnahmen im Bereich der Primär- und Sekundärtechnik. Insbesondere müssen Leitungs-, Schutz-, und Umspannwerktechnik auf die Belastbarkeit mit höheren Betriebsströmen ausgelegt werden. Gegebenenfalls müssen Komponenten ausgetauscht werden.



### 3.4 Netzsicherheitsmanagement

Das Netzsicherheitsmanagement (NSM), als auch das Einspeisemanagement dienender Aufrechterhaltung der Netzsicherheit bei ungeplanten[10] oder prognostizierten Netzengpässen[9], verursacht durch die Einspeisung erneuerbarer Energieanlagen (EEA). Die maximale Belastbarkeit, in diesem Falle der Strom  $I_{\max}$  ist von der individuellen Belastbarkeit der Betriebsmittel abhängig. Die Umsetzung des NSM bezieht das (n-1)-Kriterium ein und sieht eine Reduktion der einspeisenden Wirkleistung von Erzeugungsanlagen in Stufen von jeweils auf 60 %, 30 % und 0 % vor. Die Untersuchung umfasst nicht die Berücksichtigung der Netzverluste. Für EEA müssen ab einer installierten Erzeugungsleistung von 100 kW (bei PV-Anlagen bereits ab 30 kW) Einrichtungen zur Reduktionsmöglichkeit der Einspeiseleistung installiert sein[8]. Der eingesetzte NSM-Algorithmus basiert auf einem Effizienzvergleich mittels Sensitivitätsanalyse für den optimalen Leistungsfluss. Das Kriterium der höchsten Effizienz, das dem Power Transfer Distribution Factor (PTDF) sehr ähnlich ist, wurde in den Algorithmus implementiert. Demnach wird immer nur die effizienteste Leistungsbegrenzung angewendet. Ausgehend davon, dass eine Einspeisebegrenzung von einem anderen Generator ausgeglichen werden muss, um Erzeugung und Verbrauch im Gleichgewicht zu halten, werden immer jeweils 2 Generatoren des gesamten Netzes zusammen getestet. Die dafür verwendete Gleichung (2) gestaltet sich wie folgt:

$$PTDF_{l,(i,j)}[\%] = \frac{\Delta p_l [MW] \cdot 100 \%}{P_{redispatched(i,j)} [MW]} \quad (2)$$

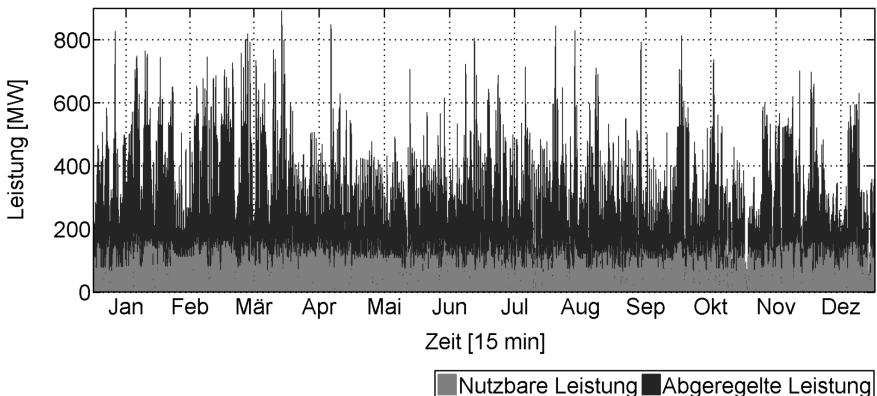
Mit  $\Delta p_l$  als zu reduzierende Leistung auf der Leitung und  $P_{redispatched(i,j)}$  als geänderte Leistung an den Knoten  $i$  und  $j$ . Für jedes mögliche Paar von Generatoren lässt sich somit der PTDF nach Gleichung (2) berechnen und es entsteht eine Tabelle mit allen möglichen Kombinationen. Die Kombinationen der Generatoren, die keine Möglichkeit haben ihre Erzeugungsleistung zu erhöhen (z.B. Windparks), werden entfernt. Aus den verbleibenden Generatorkombinationen wird nun das Paar herausgesucht mit der höchsten Effizienz, also dem größten PTDF. Dieser Wert repräsentiert die kleinste zu reduzierende Leistung an einem Generator zur Behebung des Leitungsengpasses. Mit Hilfe der verwendeten Simulationstools MATLAB und PSS<sup>®</sup>NETOMAC wurde der NSM-Algorithmus in das 110 kV-Netzmodell der RegModHarz eingebettet. Im Leitszenario I sind 3,8 % der einspeisbaren Energie auf Grund von Überlastungen nicht genutzt worden, was einer Jahresenergiemenge von etwa 12,6 GWh/a entspricht. Dieser Anteil wuchs im Leitszenario II auf ca. 9,4 %, entsprechend einer Energiemenge von 54,8 GWh. Tabelle 5 zeigt die installierten Leistungen der EEA im untersuchten LKH-Netz in Abhängigkeit von den Leitszenarien.

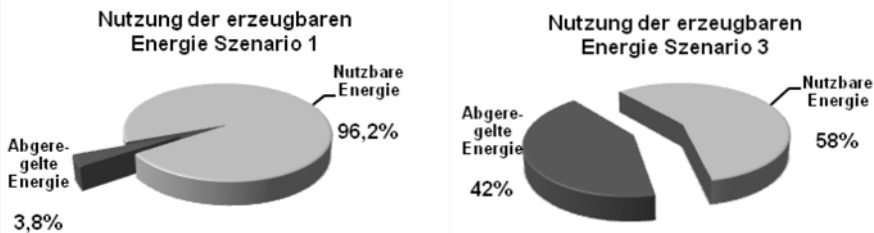
**Tabelle 5: Installierte Leistung der EEA im untersuchten Netz[3]**

Erzeugungsart	Installierte Leistung [MW]		
	2008	2020	2020 (100%)
Biogas	5,58	13,38	25,17
Biomasse	3,82	6,13	174,81
PV	7,56	33,03	520,24
Wasserkraft	8,15	9,97	9,97
Windkraft	123,29	203,39	515,85

Im Hinblick auf die Windenergie sind nur am UW 18 Leistungsbegrenzungen notwendig gewesen. Die Windkraftanlagen in diesem Netzbereich können als Hauptursache für die auftretenden Überlastungen benannt werden. Im 100 % -Szenario konnten von zeitgleich maximal 891 MW zur Verfügung stehender Einspeiseleistung maximal 334 MW tatsächlicher Nutzleistung in das Netz eingespeist werden, zu erkennen in Abbildung 8. Das vorhandene Netzmodell hatte keine ausreichenden Kapazitäten, um die erzeugbare Spitzenleistung aufzunehmen. In diesem Szenario beziffert sich der abgeregelte Energieanteil auf 42 % (Abbildung 9) was der Energiemenge von 1.003 GWh entspricht. Die theoretisch, durch regenerativen Energiequellen erzeugbare Jahresenergie beläuft sich auf 2,45 TWh/a und hat damit einen mehr als viermal höheren Wert als im Leitszenario II.

### Theoretische Einspeiseleistung

**Abbildung 8: Summeneinspeiseleistung der installierten EEA in 2020 (100 %)**



**Abbildung 9: Vergleich der Nutzung erzeugbarer Energie im Jahr 2008 und 2020 - 100 %**

In Zeiten der höchsten Exportleistung mussten 151,1 MW abgeregelt werden. So waren in Situationen mit hoher Einspeisung aus EEA und gleichzeitiger Leistungseinspeisung aus dem PSW die zuführenden Leitungen zum UW 11 überlastet. Darüber hinaus mussten in den besagten Zuständen zum Teil mehr Leistung aus EEA begrenzt werden, als das PSW zu Verfügung gestellt hatte. Im Durchschnitt wurden pro betroffenen Zeitpunkt etwa 130 MW an Leistung begrenzt. Ca. 59 % der abgeregelten Energie betrafen die Wintermonate Oktober bis März. Dies ist auf das höhere Windaufkommen in diesen Monaten zurückzuführen. Tabelle 6 zeigt die ermittelten Ergebnisse zur Erzeugungsleistung aufgeschlüsselt nach theoretischer, nutzbarer und abgeregelter Leistung für die einzelnen Erzeugungstypen. Hier zeigt sich deutlich, dass die Windkraft als größte installierte Erzeugungstypen den meisten Einfluss auf die Netzüberlastungen hatte. Abbildung 10 veranschaulicht die Situation der nutzbaren und via NSM gedrosselten Energiemengen hinsichtlich der dezentralen Erzeugung im LKH.

**Tabelle 6: Zusammenfassender Vergleich der Szenarien**

Vergleichsgröße	Szenario 1 2008	Szenario 2 2020	Szenario 3 2020 - 100 % BRD
Installierte Leistung [MW]	148,6	265,9	1246,1
Theoretische Energie [GWh/a]	337,6	582,4	2450,9
Nutzbare Energie [GWh/a]	324,9	527,5	1419,3
Abgeregelte Energie [GWh/a]	12,7	54,9	1031,7
Reduktion abger./theor.[%]	3,8	9,4	42,1

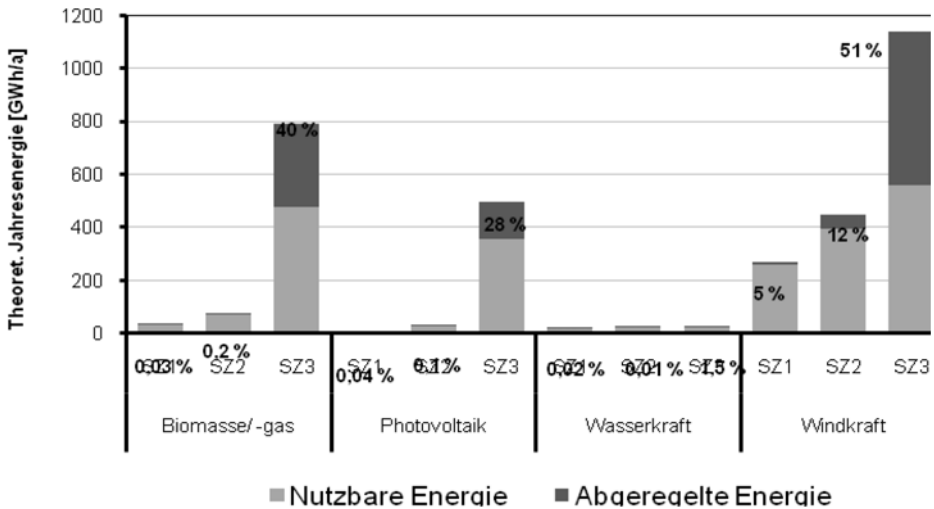


Abbildung 10: Jährlich nutzbare und durch NSM abgeregelte Energiemengen von EEA innerhalb der Leitszenarien

Es kann zusammengefasst werden:

- Für die Annahme der 100 % Versorgung der BRD aus EEA kann die in Leit-szenario 3 zu erbringende Jahresenergie aufgrund von notwendigen NSM-Eingriffen nicht erreicht werden,
- Die Photovoltaik hat aufgrund ihrer Erzeugungscharakteristik Integrationsvor-teile, da Lastspitze und Erzeugungsspitze dicht zusammenfallen,
- Anhand der Simulationsergebnisse wäre für ein 100 % -Szenario ein umfas-sender Netzausbau notwendig.

### 3.5 Versorgungssicherheit

Ein elektrisches Verteilnetz ist dann als besonders zuverlässig anzusehen, wenn Ver-sorgungsunterbrechungen (VU) beim Verbraucher selten auftreten und sich schnell beheben lassen (→Funktionsfähigkeit). Dafür muss das Netz so ausgelegt sein, dass eine Instandhaltung prinzipiell möglich ist (→Instandhaltbarkeit) und der Netzbetreiber muss über die Kompetenzen und Mittel verfügen, diese bei Bedarf auch durchzuführen (→Instandhaltungsbereitschaft). Zur Beurteilung des Status quo sowie der Auswirkungen verschiedener Ausbauszenarien auf die Zuverlässigkeit der Netze eignen sich probabilistische Methoden in besonderem Maße. Um die Zuverlässigkeit von Energie-netzen beurteilen und vergleichen zu können, werden eindeutige und aussagekräftige



Kennzahlen benötigt. International haben sich besonders die drei Größen zur Beschreibung der Systemzuverlässigkeit bewährt:

- $H_u$  Unterbrechungshäufigkeit,
- $T_u$  Unterbrechungsdauer und
- $Q_u$  Nichtverfügbarkeit.

Der rechnerische Zusammenhang zwischen den drei DISQUAL-Größen wird in (3) beschrieben:

$$H_u \cdot T_u = Q_u \quad (3)$$

Bei Versorgungsunterbrechungen in elektrischen Netzen handelt es sich um statistisch seltene Ereignisse. Will man die Zuverlässigkeit eines Netzes anhand von empirischen Beobachtungen bestimmen, ist daher ein sehr langer Betrachtungszeitraum notwendig, um belastbare Ergebnisse zu erhalten. Neben dem großen Zeitaufwand ergibt sich dabei außerdem das Problem, dass sich Erzeugung, Verbrauch und Netztopologie während des Beobachtungszeitraums stetig weiterentwickeln und somit historisch ermittelte Daten nur in begrenztem Umfang auf die aktuelle Situation anwendbar sind. Aus den genannten Gründen ist es vorteilhaft, die Ermittlung der Zuverlässigkeit eines realen Systems mit Hilfe von Rechenmodellen durchzuführen. Hierfür werden folgende Informationen benötigt:

- Aufbau des zu betrachtenden Netzes,
- Leistungsdaten für Einspeise- und Verbrauchsknoten,
- Ausfallcharakteristiken und Zuverlässigkeitskennwerte der Einzelkomponenten.

Für die vorliegende Untersuchung wurde im Rahmen des Projektes RegModHarz mit Hilfe der Simulationssoftware PSS<sup>®</sup>SINCAL eine Zuverlässigkeitsbetrachtung des Hoch- und Mittelspannungsnetzes der E.ON Avacon AG im LKH vorgenommen. Die Zuverlässigkeit des Netzes wurde im Ausgangszustand für das Jahr 2008 berechnet. Relevante Lastdaten sind in Tabelle 7 gelistet. Bevor Zuverlässigkeits-Kenngrößen berechnet werden konnten, war eine umfangreiche Betrachtung des Ausfall- und Störungsgeschehens im Netz notwendig.



**Tabelle 7: Ausbauszenario 2008 und 2020 des EAV Netzes**

Parameter	2008	2020	Faktor [p.u.]
Jahreshöchstlast [MW]	188,96	181,40	0,96
Nettostromverbrauch [GWh/a]	1102,76	1058,65	0,96
Nettostromerzeugung [GWh/a]	414,53	583,37	1,41

Dabei wurden auch die Schutzkoordination und die Netzregelung berücksichtigt. Darüber hinaus sind Lastflussberechnungen durchgeführt worden, um die Versorgungslage der einzelnen Verbraucher bei Ausfällen von Netzkomponenten zu bestimmen. Die Berechnung der Gesamtzuverlässigkeit des Systems basierte auf den individuellen Zuverlässigkeitsparametern seiner Einzelkomponenten. Nach Abschluss der Zuverlässigkeitsberechnungen ließen sich die Zuverlässigkeitsdaten für alle Komponenten auswerten, die im Verlauf der Simulation von Ausfällen betroffen waren. Außerdem sind sogenannte Verbrauchergebnisse, für alle Knoten mit angeschlossenen Lasten ermittelt worden. Bei der Vielzahl der Netzelemente und Lasten im untersuchten Netz ist eine solche Einzelauswertung jedoch nicht zielführend. Deshalb lassen sich auch aggregierte Werte für das gesamte Netz oder einzelne Netzbereiche anzeigen. Die Ergebnisse für die beiden Szenarien sind in Tabelle 8 dargestellt.

**Tabelle 8: Ergebnisse Leitszenarien I und II auf Basis unterschiedlicher Fallbetrachtungen**

Größe	Worst-Case			Schaltszenario			Best-Case		
	2008	2020	$\Delta$ [%]	2008	2020	$\Delta$ [%]	2008	2020	$\Delta$ [%]
$H_U$ (1/a)	0,336	0,392	+ 16,6	0,336	0,333	- 0,7	0,106	0,103	- 2,3
$T_U$ (min)	930,1	932,1	+ 0,2	97,1	97,5	+ 0,4	307,3	316,8	+ 3,1
$Q_U$ (min/a)	312,4	365,1	+16,9	32,6	32,5	- 0,3	32,5	32,7	+ 0,7

Der Best-Case beschreibt hier den Zustand der maximal möglichen Vermaschung (alle Trennstellen im untersuchten Netz sind geschlossen), der Worst Case, den Zustand der minimalsten Vermaschung (alle Trennstellen geöffnet). Im Schaltszenario wird die Verbindungskontrolle bei der Störungsauswertung angewendet, die nur die grafische Netztopologie hinsichtlich Unterbrechungen betrachtet. Je nach betrachtetem Szenario ergibt sich für 2020 ein Anstieg der Nichtverfügbarkeit von ca. 1 % bis 17 %. Mit einer Nichtverfügbarkeit von ca. 33 min/a liegt das Ergebnis des Schaltszenarios 2008 im Bereich der Gesamtwerte für Deutschland[11]. Als Hauptgrund für die Zunahme wurde die Überlastung von Betriebsmitteln durch die höhere installierte Erzeugungsleistung identifiziert. Diese Erkenntnis bedeutet auch, dass sich der momentane Stand der Zuverlässigkeit durch rechtzeitigen Netzausbau zur Beseitigung zukünftiger Engpässe erhalten ließe.



Als weitere wichtige Einflussgröße auf die Zuverlässigkeit stellte sich die Möglichkeit und Geschwindigkeit der Zuschaltung von Trennstellen heraus. Hier lässt sich durch kurze Schaltzeiten eine deutliche Verbesserung der Störungsbeseitigung erreichen. In

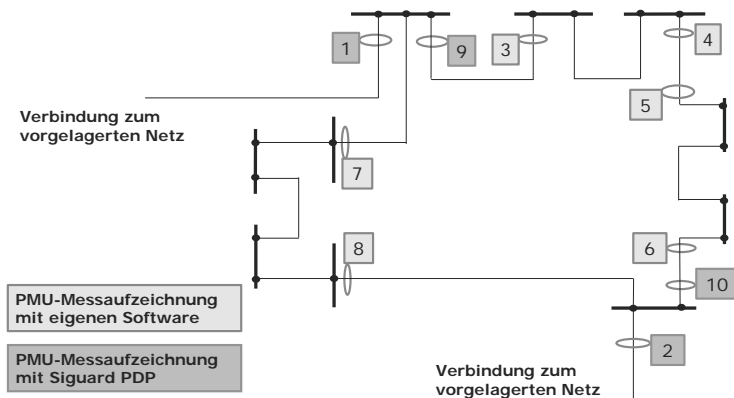
Tabelle 9 sind die veränderten Unterbrechungsindizes den jeweiligen Zuschaltzeiten der Trennstellen gegenübergestellt.

**Tabelle 9: Zuschaltung von Trennstellen**

Ausfall-Parameter	$t_s = 30 \text{ min}$	$t_s = 6 \text{ min}$
$H_U(1/a)$	0,336	0,336
$T_U(\text{min})$	366,5	97,1
$Q_U(\text{min/a})$	123,1	32,6

#### 4 PMU-Messung

Ausgerichtet an der Topologie und mit dem Hintergrund der Messdatengenerierung für eine State Estimation [13] an den nicht gemessenen Knoten im selben Verteilnetz, sowie zur Erfassung und Visualisierung der momentanen Import- und Exportsituation wurden 10 ausgewählte Installationsorte für die Phasor Measurement Units (PMU) festgelegt. Ein zentraler Netzknoten umfasst die Installation von 4 PMU, während an weiteren 3 Umspannwerken jeweils 2 PMU installiert wurden. Abbildung 11 zeigt die Anordnung der PMU in einer schematischen Darstellung.



**Abbildung 11: schematische PMU -Messstellenanordnung im Netz**

## 4.1 Aufbau der Messeinheiten

Die Installation des Systems wurde in der Form eines modularen Konzeptes umgesetzt. Dabei ist für jede PMU eine separate Peripherie zur Versorgung und Anbindung an die Messstruktur im Umspannwerk vorgesehen worden. Die in den Umspannwerken installierten Messeinheiten beinhalten:

- Messgerät: SIMEAS R PMU,
- Phasor Data Concentrator: Industrie-PC mit Netzwerkkarten,
- GPS-Empfänger,
- Kommunikationseinheit: UMTS-Router.

Da die Messeinheiten und deren Peripherie unterbrechungsfrei betrieben werden müssen, um bei Unterbrechungen der 110 kV-Netzspannung weiter aufzuzeichnen, wurden die Netzteile der verwendeten Komponenten an die im Umspannwerk verwendete, batteriegepufferte Gleichspannung angepasst. Für den Einsatz der Industrie-PC fanden zum überwiegenden Anteil 110 VDC-Industriernetzteile Verwendung, welche auf den Dauerbetrieb ausgelegt sind. Im Falle eines Umspannwerkes konnten die vorhandenen Netzteile weiter verwendet werden, da der Spannungsbereich der vorinstallierten AC - Netzteile die vorhandene Versorgungsspannung von 220 VDC mit abdeckte. Ebenso wurden für die Versorgung der Komponenten, wie GPS-Empfänger oder UMTS-Router Weitbereichsnetzteile verwendet, welche von 110 VDC bis 220 VAC eingesetzt werden können. Die SIMEAS-R PMU verfügt über ein Weitbereichsnetzteil, welches den Betrieb an allen vorhandenen Betriebsspannungen gewährleistet.

## 4.2 Installation des PMU-Messsystems im 110 kV -Netz

Folgende Anschlüsse wurden für jeden PMU-Messschrank zur Anbindung der Messeinheiten benötigt:

- Versorgungsspannung (110 VDC bzw. 220 VDC),
- Anbindung Spannungswandler (110 kV : 100 V) für 3 Außenleiter,
- Anbindung Stromwandler (600 A : 1 A bzw. 600 A : 5 A),
- GPS –Antennenanbindung,
- UMTS –Antennenanbindung.



Nach erfolgreicher Installation der Messeinheit erfolgte der Testbetrieb (Zuschalten der Komponenten), die Einkopplung der Messgrößen (Messstromkreise der Spannungs- und Stromwandler) sowie die anschließende Montage und Integration des Messsystems im Umspannwerk (Abbildung 12).



**Abbildung 12: Aufbau und Installation der PMU-Messausrüstung**

### 4.3 Datenübertragungskonzept

Zur Erfassung der Messdaten wurde ein Übertragungskonzept erstellt (Abbildung 13). Für den Abruf der gemessenen Daten wurde ein Matlab-basiertes Tool entwickelt, welches die Daten von der PMU auf einen Ordner der Festplatte des entsprechend gekoppelten Phasor Data Concentrators schreibt. Diese Daten werden im 2-Minuten-Takt gespeichert, welche eine Messauflösung von 10 Werten je Sekunde beinhaltet. Im binären Format sind für jeden Zeitschritt Spannung und Strom der 3 Außenleiter sowie die Frequenz und deren Abweichung zur Nennfrequenz des Netzes synchron gespeichert. Die 2-minütig gespeicherten \*.bin-Dateien haben eine Größe von jeweils etwa 67 kB. Aus Gründen der Zeitoptimierung wurde die Speicherung der eintreffenden Messdatenpakete optimiert und die Auslesesoftware mittels C#-basierendem Tool programmiert, welche die Messdaten in 10 MB große Messdateien schreibt. Diese Dateigröße ist ein Kompromiss zwischen Handhabbarkeit der Dateien und Anzahl der Dateien pro Messzeitraum. Das optimierte Kommunikationsschema ist in Abbildung 14 veranschaulicht. Die Speicherung der Daten erfolgt auf dem Phasor Data Concentrators vor Ort im Umspannwerk. Parallel dazu wurde die Möglichkeit eingerichtet, zur Visualisierung der Daten ausgewählte Dateien auf einer OVGU-internen Datenbank zu speichern und weiter zu verarbeiten. Die Verarbeitung bezieht sich hauptsächlich auf die Visualisierung der momentanen Messdaten. Von der OVGU-Datenbank ermöglicht eine Browser-Anwendung mit Unterteilung in drei verschiedene Autorisierungsstufen den Zugang zu den Online-Messdaten der einzelnen PMU, bzw. des Verbundes der PMU.

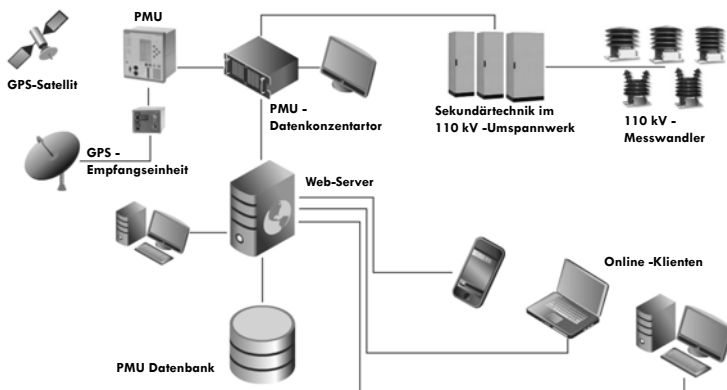


Abbildung 13: Gesamtkonzept zur Datenübertragung im PMU-Messsystem [15]

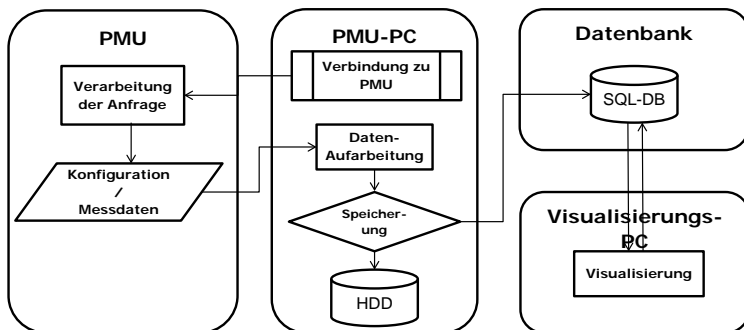


Abbildung 14: Kommunikationsschema der optimierten Datenübertragung

Dies wird z.B. durch Summierung der gemessenen Leistungen zur Darstellung der umgesetzten Leistung im relevanten Netzgebiet umgesetzt. Parallel zu dieser Methode der Darstellung wurde auf einem PC der Messeinheiten das Programm Siguard PDP installiert.

Auf Grund der 4 an einem Umspannwerk vorhandenen PMU konnten die jeweiligen PCs mit dem „Siguard-PC“ per LAN verbunden werden und die entsprechenden Messwerte liefern. Mit Hilfe dieses Konstruktes ist es möglich Vergleichsmessungen vorzunehmen. Des Weiteren kann per Fernzugriff die Darstellung von autorisierter Stelle aus vorgenommen werden. Die von Siguard PDP aufgezeichneten Daten werden bei Bedarf an die OVGU übertragen und zur Auswertung der Messungen genutzt. Ziel war die Erprobung, wie PMU den Betrieb eines Virtuellen Kraftwerkes unterstützen können.



#### 4.4 Darstellung der Messdaten

Zweck dieser Auswertung ist, das Energieversorgungsnetz zu überwachen. Dabei ist es notwendig den Lastfluss genau zu kennen. Phasenwinkel- und Spannungsdarstellung sind daher unerlässlich für die Visualisierung. Als Kenngröße für das Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch ist die Frequenzschwankung ebenfalls zu visualisieren. Hinzu kommt die Wirk- und Blindleistung des Netzes sowie Spannungs- und Stromwerte. Da es beim Ablesen einzelner Messwerte aufgrund der ständigen Aktualisierung des Graphen und der Vielzahl an Messwerten zu Schwierigkeiten kommen kann, werden aktuelle Messwerte extra angezeigt.

Die Erstellung von Diagrammen erfolgt zu folgenden Messungen:

- Frequenz,
- Frequenzabweichung,
- Spannung und Strom,
- Wirk- und Blindleistung,
- Phasenwinkel.

Drei Autorisierungsgrade können mittels Benutzer-Rollen festgelegt werden. Um den Zugriff anhand dieser Rollen einzuschränken, muss eine Website zur Anmeldung existieren, die dem Besucher der Website mittels Benutzererkennung und zugehörigem Passwort eine Rolle zuweist. Die Festlegung der Rollen erfolgt per Websiteverwaltungstool. Zur eigentlichen Einschränkung des Zugriffs ist es zweckmäßig, die LoginView-Klasse zu verwenden. Mit dieser Klasse lässt sich komfortabel festlegen, welche Bereiche einer Website dem aktuellen Nutzer angezeigt werden sollen und welche nicht.

Die Autorisierung der Benutzer geschieht über eine Anmeldeseite und auch eine Registrierung neuer Benutzer ist möglich. Auf eine fehlgeschlagene Anmeldung wird der Benutzer mit dem Text „Die Anmeldung verlief nicht erfolgreich. Wiederholen Sie den Vorgang.“ hingewiesen. Auskunft über die Ursache für die Meldung, wie ein falsches Passwort oder ein nicht existenter Benutzername, wird aus Sicherheitsgründen nicht gegeben. Die jeweiligen Menüs, für die verschiedenen Rollen veranschaulicht Abbildung 15.

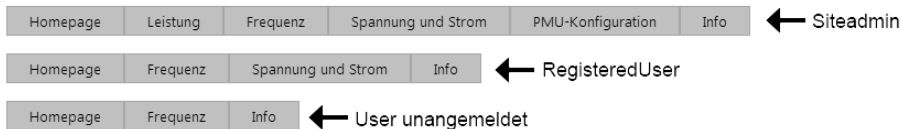


Abbildung 15: Menüs für unterschiedliche Benutzer-Rollen

Die eigentliche Einschränkung in Bezug auf die Visualisierungsstufen wurde mit der LoginView-Klasse realisiert. Diese Klasse erlaubt eine Überprüfung der Rolle des aktuellen Nutzers und stellt anhand dieser eine andere Sicht auf die Elemente der Website dar. So können bestimmte Elemente je nach Nutzer ein oder ausgeblendet werden. Das LoginView wurde so konfiguriert, dass es je nach Benutzer-Rolle ein anderes Navigationsmenü anzeigt. Ein unangemeldeter Benutzer würde beispielsweise nicht den Menüpunkt „Wirk- und Blindleistung“ angezeigt bekommen. Wohingegen der Siteadmin in alle nur möglichen Visualisierungs-Arten in der Navigationsleiste der Website wiederfindet.

Die Informationen über Rollen und Nutzer werden in einer Datenbank gespeichert. Sicherheitsrelevante Vorkehrungen zur Speicherung übernimmt dabei ASP.NET. Die Gestaltung der Website wurde nach dem Vorbild der Webpräsenz der Regenerativen Modellregion Harz vorgenommen und wird in Abbildung 16 veranschaulicht.

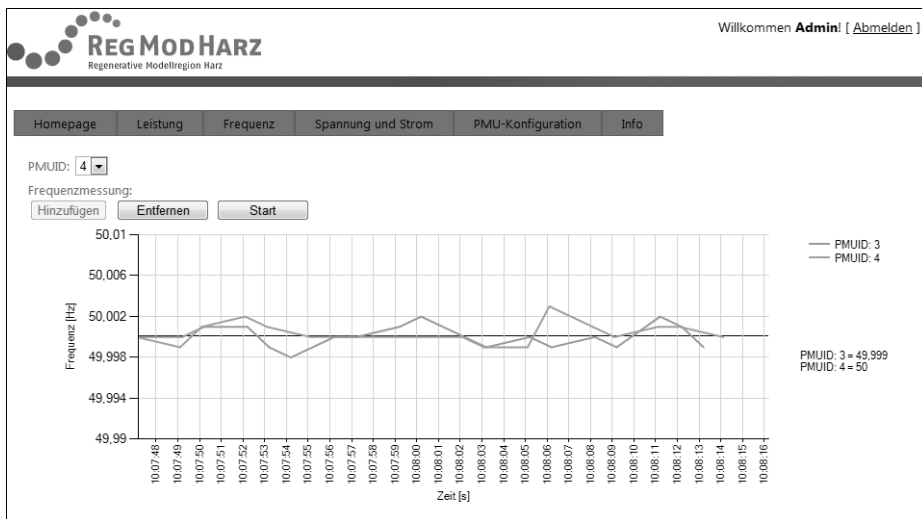


Abbildung 16: Website zur Messdatenvisualisierung

Die Client-Anwendung sowie die Webapplikation zur Visualisierung wurden in der Programmiersprache C# unter Verwendung des .Net-Frameworks und der APS.NET-



Technologie geschrieben. Die Speicherung der Messdaten erfolgt mittels einer zyklischen Datenübertragung auf einer Festplatte und zentral in einer SQL-Datenbank nach einem speicheroptimierten Schema.

Das entwickelte Programmist nicht nur auf den Einsatz zum Netz-Monitoring in der regenerativen Modellregion Harzbeschränkt, sondern unter Berücksichtigung der benötigten Infrastruktur auch universell einsetzbar. Die Messdaten in der Datenbank können autorisierten Benutzern zur weiteren Analyse zur Verfügung gestellt werden.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Zur Nachbildung des Verteilungsnetzes wurden relevante Teile des Mittel- und Hochspannungsnetzes des Landkreises Harz in ein Netzmodell überführt. Die vorhandenen Netzlasten sind durch individuelle, umspannungsbezogene Lastzeitreihen nachgebildet worden, die mit Hilfe von Snapshot-Messungen an den Umspannwerken sowie durch Splittung und Gewichtung der Lastanteile mittels Simplex-Algorithmus, in einer zeitlichen Auflösung von  $\frac{1}{4}$  Stunden-Schritten angewendet wurden.

In der Simulation der Leitszenarien I und II sind nach DIN EN 50160 keine Grenzwertüberschreitungen festgestellt worden. Jedoch ergaben sich bereits im Leitszenario I Überschreitungen hinsichtlich der Auslastung von Leitungen mit dem Bezug auf die (n-1)-Sicherheit, was sich im Leitszenario II verstärkte. Diese Erkenntnis ist auf die Lastflussanalyse sowie auf die Versorgungssicherheit bezogen. So mussten bereits im Leitszenario I partielle Eingriffe durch NSM erfolgen, deren Häufigkeit bei Leistungserhöhung der regenerativen Erzeugungsanlagen, insbesondere im Leitszenario III einen deutlichen Anstieg verzeichnen ließen.

Der Einsatz von Freileitungsmonitoring im 110 kV –Netz hat den Effekt einer temporären Netzverstärkung. Es wurde ermittelt, dass im Leitszenario I und II die (n-1)-Sicherheit nicht gefährdet wurde. Der Effekt tritt so deutlich auf, da die Windkraft im LKH hohe Anteile an der dezentralen Erzeugung besitzt und die FLM-Potentiale durch Wirkung des Windeinflusses sehr hoch sind. FLM kann sinnvoll als „Brückentechnologie“ bis zum Umsetzen des Netzausbaus genutzt werden.

Ein 100 % -Szenario (Leitszenario III) würde mit dem vorhandenen Netz nur zum Teil umsetzbar sein. 58 % der regenerativ erzeugbaren Energie würden nutzbar sein, da der restliche Teil durch NSM abgeregelt werden würde.

Die Entwicklung eines PMU-Messsystems, sowie dessen Umsetzung und Installation in einem Teilnetz der 110 kV –Ebene ermöglicht die Visualisierung und Speicherung synchroner Messdaten. Eine programmierte Anwendung ermöglicht innerhalb dreier Autorisierungsstufen die Visualisierung von Netzparametern.



## Referenzen

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, „Erneuerbare Energien in Zahlen“, Juli 2012, [http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere\\_ee\\_zahlen\\_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_ee_zahlen_bf.pdf).
- [2] Erzeugungszeitreihen, hinterlegt als Excel-Tabelle, „Lastprofile VNB 2008 + Netzverluste RMH\_AP1.1\_D0178\_V01“ RegModHarz Repository.
- [3] „Leitszenariendokument“, RegModHarz Repository.
- [4] CIS-Photovoltaik-Anlage der OvGU, 1/4h-Messung für das Jahr 2009.
- [5] Datenblatt Enercon –Windkraftanlage E82, 2 MW „Leistungskennlinie E-82 E2 2 MW“, Fassung vom 14.07.2011.
- [6] EN 50160– „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“, Deutsche Fassung 2010.
- [7] DIN EN 50182 „Leiter für Freileitungen - Leiter aus konzentrisch verseilten, runden Drähten“, Deutsche Fassung 2001.
- [8] CIGRE WG 22.12: Thermal behaviour of overhead conductors Section 1 and 2: Mathematical model forevaluation of conductor temperature in the steadystate and the application thereof, ELECTRA No. 144; October 1992.
- [9] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (30. Juni 2011): *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG)*, § 6 Absatz 2 und 3 EEG 2012, [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg\\_2012\\_bf.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2012_bf.pdf).
- [10] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (13. Juli. 2005): *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)*, § 13 Absatz 2 EnWG 2005, <http://www.bmwi.de/DE/Service/gesetze.did=22154.html>.
- [11] FNN, „FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik“ – Anleitung, 6.Ausgabe, Berlin, Januar 2010.
- [12] H. Guo; S. Rabe; K. Rudion; P. Komarnicki; Z. A. Styczynski: „Parameter Estimation of Dynamic Load Model Using Field Measurement Data Performed by OLTC Operation,,, IEEE Power & Energy Society General Meeting, San Diego, California, USA, July 2012.
- [13] Powalko, M.; Komarnicki, P.; Rudion, K.; Styczynski, Z. A.: „Enhancing Virtual Power Plant Observability with PMUs“, CRIS Conference 2010 - Interacting Critical Infrastructures for the 21st Century, Beijing, China, September 2010.
- [14] Naumann, A.; Komarnicki, P.; Powalko, M.; Styczynski, Z. A.; Blumschein, J.; Kereit, M.: „Experience with PMUs in Industrial Distribution Networks“, 2010 IEEE PES General Meeting; Minnesota, USA, July 2010.
- [15] Grafik erstellt unter [www.gliffl.com](http://www.gliffl.com)



## Neue Auslegung und Betriebsführung von Verteilnetzen in dezentralen Versorgungsstrukturen

Prof. Dr.-Ing. Martin Braun<sup>a,b</sup>, Jan von Appen<sup>b</sup>, Heike Barth<sup>b</sup>, Dr. Thomas Degner<sup>b</sup>, Dr. Konrad Diwold<sup>b</sup>, Dominik Geibel<sup>b</sup>, Erika Kämpf<sup>b</sup>, Dr. Frank Marten<sup>b</sup>, Fabian Niedermeyer<sup>b</sup>, Thomas Stetz<sup>b</sup>

a) Universität Kassel  
FB 16 (Elektrotechnik / Informatik)  
FG "Energiemanagement und Betrieb Elektrischer Netze" / KDEE /  
Wilhelmshöher Allee 73, 34121 Kassel  
Tel.: (0561) 804-6202, Fax: (0561) 804-6434  
e-mail: martin.braun@uni-kassel.de

b) Fraunhofer IWES  
Königstor 59, 34119 Kassel  
Tel.: (0561) 7294-118, Fax: (0561) 7294-200  
e-mail: martin.braun@iwes.fraunhofer.de

### 1 Einleitung

Der Ausbau der erneuerbaren Energien verändert die elektrische Infrastruktur auf allen Spannungsebenen. Einspeisevergütungen und technologischer Fortschritt haben besonders bei PV-Systemen zu einem enormen Leistungszubau in den deutschen Verteilnetzen geführt. Mitte 2012 waren in Deutschland über 29 GWp an PV installiert /BNetzA 2012/. Dabei sind ca. 70% der PV-Anlagen an das Niederspannungsnetz und ca. 25 % an das Mittelspannungsnetz angeschlossen /DGS 2012/.

Die Netzintegration der wachsenden Anzahl dieser fluktuierenden Stromerzeuger stellt eine der Herausforderungen des Wandels hin zu einer klimafreundlichen Energieerzeugung da. Dabei muss auch in Zukunft ein sicherer, stabiler und wirtschaftlicher Netzbetrieb gewährleistet sein. Damit verbundene Herausforderungen wie bspw. die Verletzung der Spannungskriterien, die Überlastung von Leitungen und Transformatoren, zeitweise Lastflussumkehr und Einspeisemanagement in kritischen Netzsituationen werden derzeit mit verschiedenen Lösungsansätzen untersucht.

Neue Netzanschlussbedingungen, wie bspw. die VDE AR-N 4105, verlangen deshalb seit Mitte letzten Jahres Blindleistungsbereitstellung von dezentralen Erzeugungsanla-

gen (DEA) zur Abmilderung von Spannungsanstiegen /VDE 2011/. Des Weiteren hat der Gesetzgeber mit dem EEG 2012 den Netzbetreibern die Möglichkeit der Wirkleistungsreduzierung durch Einspeisemanagement auch für PV-Anlagen kleiner 100 kW geschaffen. Nichtsdestotrotz sind weitere Lösungsansätze nötig und möglich.

Das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) sucht in mehreren Forschungsprojekten Lösungen für die mit der Netzintegration von DEA verbundenen Herausforderungen. In diesem Beitrag sollen verschiedene Forschungsprojekte zur Netzintegration exemplarisch vorgestellt werden. Der Fokus der vorgestellten Projekte liegt auf der Regelung und dem Betrieb von Netzen mit hohem Anteil dezentraler Erzeuger. Das übergreifende, gemeinsame Ziel ist die Entwicklung neuer Betriebsführungsstrategien für Netze und für dezentrale Erzeuger, Speicher und Lasten. Dies umfasst auch die ökonomische Bewertung der verschiedenen Alternativen, in dem ein technisch-wirtschaftlicher Ansatz verfolgt wird, der sowohl Smart-Grid als auch Smart Market-Konzepte beinhaltet.

## 2 Integrierter Ansatz zur Netzbetriebsführung

Die Vielzahl an DEA bringt neue Regelmöglichkeiten und neue Freiheitsgrade für den Netzbetrieb und die Netzplanung mit sich. Sowohl technisch als auch wirtschaftlich muss untersucht werden, welche ideale Kombination von zentraler, dezentraler und lokaler Regelung sinnvoll ist. Diese drei Regelungen sollen im Folgenden kurz definiert werden und anschließend detaillierter anhand von Forschungsprojekten erläutert werden:

- **Zentrale Regelung** beinhaltet eine kommunikationsbasierte Regelung von der Netzleitstelle aus. Beispielsweise ist eine zentrale Regelung notwendig, um auf die DEA in unteren Netzebenen einzuwirken (Einspeisemanagement), wenn im Übertragungsnetz eine Situation auftritt, welche die Systemstabilität bzw. -sicherheit gefährdet.
- **Dezentrale Regelung** ist eine kommunikationsbasierte Regelung, die mit einer Zwischeninstanz im Netz kommuniziert. Hierbei können beispielsweise Niederspannungsnetze als Netzzellen mit einer intelligenten und möglicherweise auch regelbaren Ortsnetzstation ausgestattet einen sicheren und wirtschaftlichen Betrieb des Niederspannungsnetzes autonom sicherstellen. Auch Vorgaben oder Informationen aus übergeordneten oder nebeneinanderliegenden Netzgebieten können hier berücksichtigt werden.
- **Lokale Regelung** kommt ohne Kommunikation aus. Die Erzeugungseinheit reagiert auf die jeweilige Netzsituation entsprechend den in der lokalen Rege-



lung hinterlegten Parametern sowie den am Netzanschlusspunkt gemessenen Größen wie bspw. Netzspannung, Netzfrequenz oder auch Netzimpedanz.

Abbildung 1 zeigt in welchen der folgenden Projekte die verschiedenen Regelmöglichkeiten technisch und ökonomisch analysiert werden.

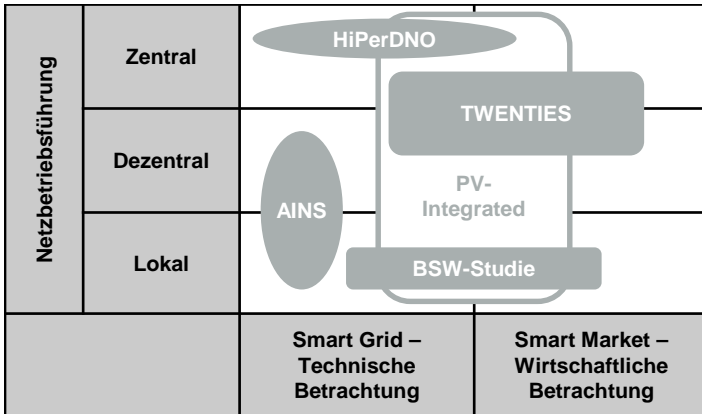


Abbildung 1: Kategorisierung zur ganzheitlichen Verteilnetz-Analyse

### 3 Lokale Regelungen:

Im Projekt PV-Integrated<sup>1</sup> werden sowohl lokale wie auch kommunikationsbasierte Regelungskonzepte technisch analysiert, weiterentwickelt und ökonomisch bewertet. Dabei wird auf die Auslegung und den Betrieb einzelner PV-Anlagen eingegangen sowie auch auf die Netzbetriebsführung und –planung für Verteilnetze mit einer Vielzahl von PV-Anlagen.

#### 3.1 Ökonomischer Vergleich verschiedener lokaler Regelungen

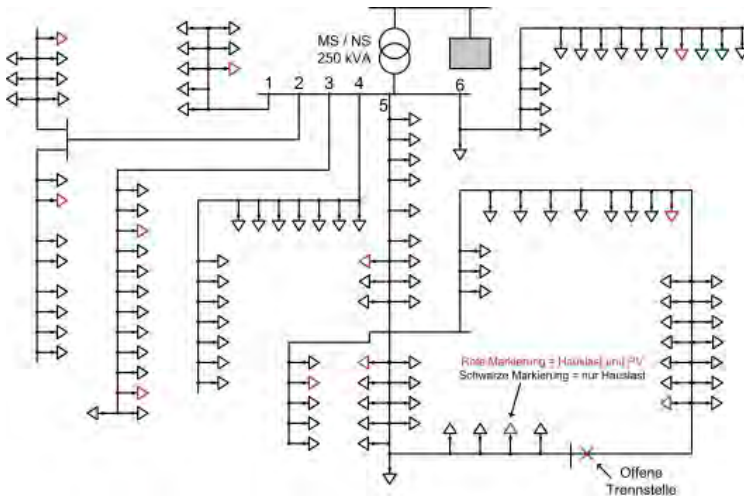
Das primäre Ziel lokaler Regelungsstrategien von PV-Systemen ist es die Netzfremdlichkeit von PV-Systemen zu erhöhen und somit kurz- und mittelfristig die Aufnahmefähigkeit von Mittel- und Niederspannungsnetzen für PV-Leistung zu steigern. Neue bzw. ergänzende Anforderungen an das Einspeiseverhalten von PV-Systemen wurden zuletzt in /VDE 2011/ (Anforderungen an Blindleistungsbereitstellung) und im EEG 2012 (Einspeisemanagement bzw. 70% Leistungsbegrenzung) formuliert. Dem Nutzen der zusätzlichen Regelungsmöglichkeiten, ausgedrückt in monetären Einsparungen beim PV bedingten Netzausbau, stehen Opportunitätskosten auf Seiten der Anlagenbetreiber und ggf. erhöhte Netzverlustkosten durch höhere Blindleistungsflüsse gegenüber. Um

<sup>1</sup>Projektkonsortium: Fraunhofer IWES, SMA Solar Technology AG, Bosch Power Tec GmbH, juwi Holding AG, E.ON Bayern AG

die technische Effektivität und die wirtschaftliche Effizienz der einzelnen Regelungsstrategien im Netzparallelbetrieb bewerten zu können, wurden in vergangenen Studien Kosten/Nutzen Analysen auf der Basis von Effektivwertsimulationen einzelner Netzabschnitte über den Zeitraum eines Jahres durchgeführt.

Zur Verdeutlichung einer kombinierten technischen und wirtschaftlichen Bewertung von unterschiedlichen lokalen Regelungsstrategien werden nachfolgend exemplarisch Ergebnisse aus der „Vorstudie zur verbesserten Integration von Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung“ /Braun 2012/ präsentiert.

Abbildung 2 zeigt den Netzplan eines realen, vorstädtisch geprägten Niederspannungsnetzabschnitts mit einem 250 kVA MS/NS Ortsnetztransformator und 122 H0-Haushalten, welcher u.a. als Basis für die Kosten/Nutzen Analyse in /Braun 2012/ dient. Rot markierte H0-Haushalte wurden im Rahmen der Simulation mit einer 10 kWp PV-Anlage ausgestattet, um lokale Netzengpässe und somit auch Netzausbaumaßnahmen zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit des Niederspannungsnetzabschnitts zu simulieren. Für die Effektivwertsimulationen wurden zudem dynamische Lastverläufe für die einzelnen Haushalte hinterlegt. Reale DC-Leistungswerte, gemessen am Standort Kassel, dienen als Input für die PV-Anlagenmodelle. Weitere Simulationsannahmen sind /Braun 2012/ und /Stetz 2012/ zu entnehmen.

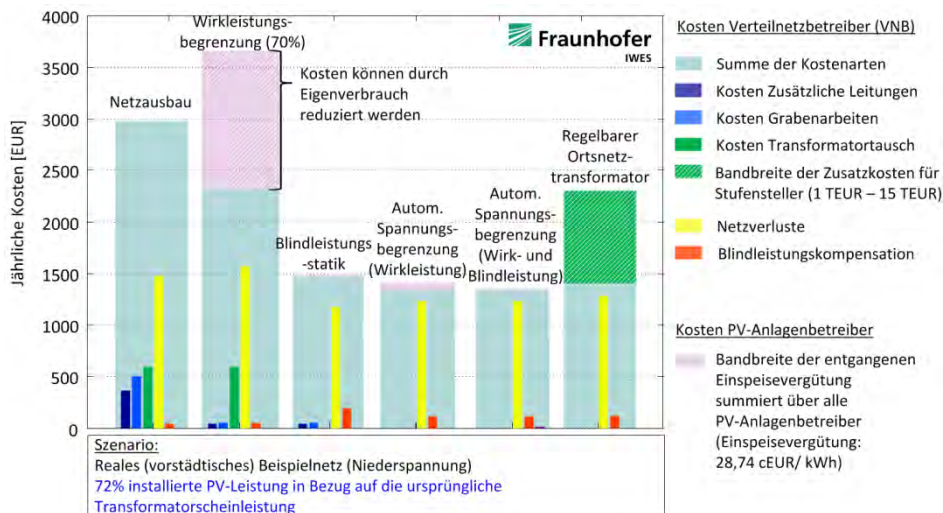


**Abbildung 2: Netzplan des realen, vorstädtisch geprägtem NS-Netzes /Braun 2012/**

Abbildung 3 zeigt das Ergebnis der Kosten/Nutzen-Analyse auf Basis der Jahressimulation in 1-Minuten Schrittweite. Untersucht wurden unterschiedliche Maßnahmen zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit des oben beschriebenen Niederspannungsnetzab-



schnitts. Als lokale und somit kommunikationslose Regelungsmethoden wurden die Leistungsbegrenzung der PV-Einspeiseleistung auf 70% (vgl. EEG 2012), die statische Blindleistungsbereitstellung gemäß /VDE 2011/ (hier als  $\cos\varphi(P)$  realisiert) sowie zwei weitere Verfahren zur automatischen Spannungsbegrenzung untersucht. Letztere garantieren durch die spannungsabhängige Reduktion ihrer Wirkleistungsabgabe die Einhaltung von einspeisebedingten Spannungsobergrenzen gemäß EN50160. Zusätzlich zu den lokalen Regelungsmethoden wurde auch das Kosten/Nutzen-Verhältnis eines regelbaren Ortsnetztransformators untersucht. Der klassische Netzausbau dient als wirtschaftliches Vergleichsszenario.



**Abbildung 3: Kostenvergleich lokaler Regelungen anhand des vorgestellten Beispielnetzes /Braun 2012/**

Es zeigt sich, dass sich durch die Anwendung der lokalen Regulationsstrategien im untersuchten Beispielnetz ein Zusatznutzen in Form eingesparter Netzausbaumaßnahmen erzielen lässt, wobei insbesondere die Konzepte der automatischen Spannungsbegrenzung und der Blindleistungsstatik gemäß /VDE 2011/ hervorzuheben sind. Für den flächendeckenden Einsatz von spannungsunabhängigen Blindleistungsbereitstellungskonzepten fehlen derzeit noch Studien, die den Einfluss der kumulierten Blindleistungsflüsse auf die vorgelagerten Netzebenen darstellen.

Durch die Wirkleistungsbegrenzung der PV-Anlagen auf 70% ihrer installierten Leistung lassen sich ebenfalls Netzausbaumaßnahmen reduzieren, allerdings ist die Bandbreite der Kosten aufgrund der entgangenen Einspeisevergütung relativ hoch. Es wird erwar-



tet, dass sich dieser Kostenblock in Zukunft durch sinkende Einspeisevergütungen und effizientere Eigenverbrauchskonzepte deutlich verringern wird.

### 3.2 Ökonomisch optimierte Wechselrichter-Dimensionierung

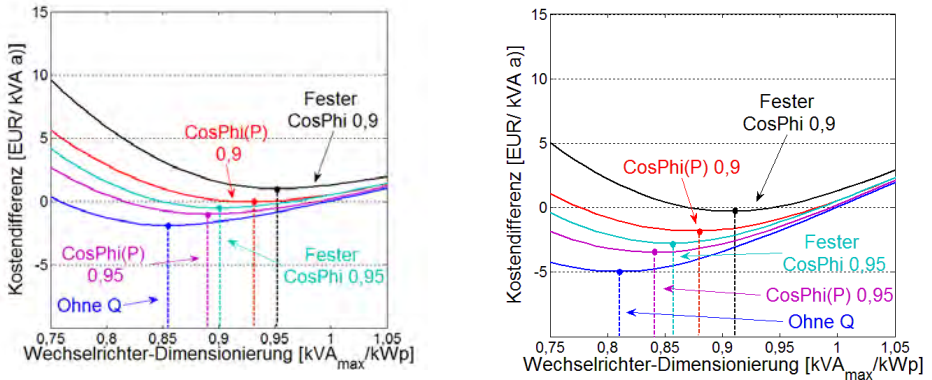
Mit einem wachsenden Anteil von PV-Anlagen gewinnt die lokale Regelung durch den PV-Wechselrichter zunehmend an Bedeutung. Wie bereits oben dargestellt sollen PV-Wechselrichter bereits heute Blindleistung bereitstellen können /VDE 2011/.

Die Blindleistungsbereitstellung wirkt sich auf die Dimensionierung der PV-Wechselrichter aus. In einer Umfrage in Bayern wurde festgestellt, dass die dort verwendeten Wechselrichter in den vergangenen Jahren typischerweise auf 85% - 95% der installierten PV-Nennleistung dimensioniert wurden /E.ON 2012, Butz 2010/. Dabei wurde tendenziell für Anlagen mit höheren Leistungsklassen eine höhere Dimensionierung gewählt.

In /Stetz 2011/ wurde die optimale Wechselrichter-Dimensionierung unter Berücksichtigung ökonomischer Aspekte für den Standort Kassel analysiert. Dabei wurden PV-Modul und Wechselrichter modelliert und anschließend die Einflussfaktoren auf die Wechselrichter-Dimensionierung bewertet. In dieser Analyse wurden folgende Kostenkategorien berücksichtigt: Investitionskosten, Opportunitätskosten durch Unterdimensionierung und durch Blindleistungsbereitstellung sowie Kosten durch zusätzliche Energieverluste durch eine entsprechend andere Dimensionierung.

In Abbildung 4 wird die Wechselrichter-Dimensionierung für den Standort Kassel unter veränderten ökonomischen Rahmenbedingungen für Wirk- und verschiedene Blindleistungsbereitstellungsoptionen analysiert. Folgende Annahmen wurden dabei getroffen: Einspeisevergütung (18,54 ct/kWh, September 2012), Investitionskosten (Variante 1: 200 EUR/kVA, Variante 2: 300 EUR/kVA), Lebensdauer (Variante 1: 12,5 Jahre, Variante 2: 10 Jahre) und Zins (Variante 1: 4%, Variante 2: 5%). Für diese Simulationen wurden 1-minütige Leistungsmessdaten des Jahres 2010 einer Beispielanlage am Standort Kassel verwendet.

Es zeigt sich, dass sinkende Investitionskosten, höhere Lebensdauer und niedrige Zinsen zu einer höheren Wechselrichter-Dimensionierung führen. Generell wird auch für die Blindleistungsbereitstellung eine höhere Dimensionierung nötig (bis zu  $0,1 \text{ kVA}_{\text{max}}/\text{kWp}$ ). Im Vergleich zu den Umfragedaten aus Bayern zeigt sich, dass sich für sonnenschwächere Standorte, wie z.B. Kassel, eine tendenziell niedrigere Wechselrichter-Dimensionierung ergibt.



**Abbildung 4: Ökonomische PV-Wechselrichter-Dimensionierung unter Berücksichtigung verschiedener Blindleistungsbereitstellungsmethoden für den Standort Kassel (Variante 1 (links) und Variante 2 (rechts))**

## 4 Dezentrale Regelungen

Zur Regelung eines Netzabschnitts, z.B. eines Ortsnetzes, können dezentrale Regelungen eingesetzt werden. Diese stellen, durch Koordination verschiedener aktiver Komponenten, automatisiert und ohne steuernden Eingriff der Netzleitwarte des Netzbetreibers sicher, dass den Netzbetrieb beschreibende Parameter in diesem Netzabschnitt eingehalten werden.

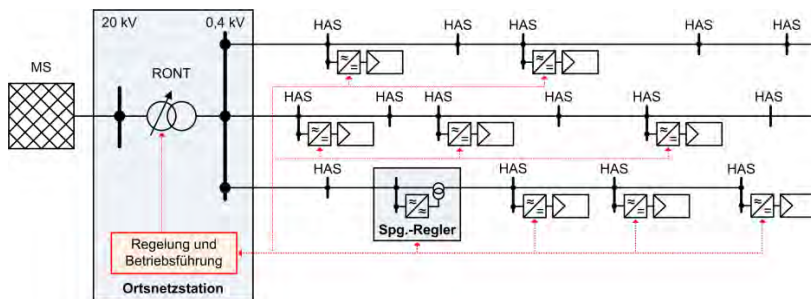
In dem Forschungsvorhaben „Aktives, intelligentes Niederspannungsnetz“ werden durch das Projektkonsortium<sup>2</sup> dezentrale Regelungsansätze umgesetzt, indem aktive Netzbetriebsmittel sowie Regelungs- und Betriebsführungsverfahren entwickelt werden. Mit deren Hilfe kann die Spannung im Niederspannungsnetz, auch bei fortschreitendem Zubau von DEA und bei minimalem Aufwand für einen Verteilnetzausbau, in den zulässigen Grenzen gehalten werden.

### 4.1 Komponenten eines aktiven intelligenten Niederspannungsnetzes

Abbildung 5 zeigt die Struktur und die eingesetzten Komponenten eines aktiven, intelligenten Niederspannungsnetzes.

<sup>2</sup> Projektkonsortium: SMA Solar Technology AG, Fraunhofer IWES, J. Schneider Elektrotechnik GmbH, E.ON Mitte AG, KDEE (Universität Kassel)





**Abbildung 5: Prinzipieller Aufbau und Komponenten des aktiven, intelligenten Niederspannungsnetzes (HAS: Hausanschluss) /Bülo 2012/**

Der regelbare Ortsnetztransformator (RONT) kann durch einen integrierten Stufenschalter unter Last das Übersetzungsverhältnis ändern und entkoppelt somit die Spannungsverläufe aus Mittel- und Niederspannung. Dadurch ist eine Spannungsregelung für das gesamte Ortsnetz, unabhängig von dessen Topologie, möglich. Durch eine kompakte Bauform weicht der in dem Projekt entwickelte RONT nicht von den Abmessungen eines Standardverteilnetztransformators ab. Ein robuster und wartungsfreier Aufbau garantiert 700.000 Schaltvorgänge. Diesen Vorteilen stehen der zusätzliche Hardware-Aufwand und die geringfügig erhöhten Leerlaufverluste gegenüber.

Regelbare PV-Wechselrichter bieten die Möglichkeit der Blindleistungsbereitstellung und Wirkleistungsreduzierung. Es können sowohl lokale Kennlinien verwendet als auch eine Fernsteuerung von P und Q vorgenommen werden.

Dezentrale Längsspannungsregler beeinflussen den Spannungsverlauf durch das Einprägen einer Spannung mittels Längstransformators. Dieser Lösungsansatz scheint vor allem für einzelne Ausläuferleitungen geeignet.

Die Regelungs- und Betriebsführungseinheit beinhaltet die Intelligenz und setzt die einzelnen Komponenten derart ein, dass ein optimierter Betrieb des Ortsnetzes stattfindet. Durch einen modularen Ansatz besteht die Möglichkeit verschiedenste Funktionalitäten umzusetzen. Bidirektionale Kommunikationsschnittstellen bestehen sowohl zur Netzleitwarte als auch zu den Komponenten im Ortsnetz.

## 4.2 Systemkonzepte

Je nach Anwendungsfall können diese Komponenten in verschiedenen Kombinationen eingesetzt werden, woraus entsprechend unterschiedliche Systemkonzepte (siehe Abbildung 6) abgeleitet werden können. Die Auswahl eines Systemkonzepts für eine praktische Umsetzung hat verschiedene Kriterien zur Grundlage. Neben der Abschätzung des Aufwands interessiert aus technischer Sichtweise vor allem, wie die Aufnahme-fäh-



higkeit des Netzes beeinflusst wird. Untersuchungsergebnisse sind in /Degner 2012/ angegeben. Grundsätzlich wird festgestellt, dass Systemkonzepte, die einen regelbaren Ortsnetztransformator einsetzen, die größte Steigerung der Aufnahmekapazität ermöglichen. In diesen Fällen wird die Aufnahmefähigkeit nicht mehr länger durch Spannungsbandüberschreitungen begrenzt, sondern durch die Auslastung von Netzbetriebsmitteln wie Leitungen oder Transformatoren. Somit kann die vorhandene Netzinfrastruktur optimal ausgelastet werden.

Systemkonzept	Netzstation	Wechselrichter / Längsregler	Kommunikation
<b>Stand heute</b> 	<b>passiv</b>	<b>passiv</b>	<b>keine</b>
<b>Aktiver Wechselrichter</b> 	<b>passiv</b>	<b>aktiv</b>	<b>keine</b> (lokaler Kennlinienbetrieb)
<b>Intelligente Netzstation</b> 	<b>passiv</b>	<b>aktiv</b>	<b>bidirektional</b> (Netzstation regelt WR)
<b>Aktive Netzstation</b> 	<b>aktiv</b>	<b>passiv</b>	<b>keine</b> (Netzstation stellt Spannung gemäß lokaler Messung)
<b>Aktiver WR + aktive NS</b> 	<b>aktiv</b>	<b>aktiv</b>	<b>bidirektional</b> (Netzstation regelt Spannung am Trafo und WR)
<b>Dezentraler Längsregler</b> 	<b>passiv</b>	<b>aktiv</b>	<b>keine</b> (Längsregler regelt Spannung in Netzabschnitt)

**Abbildung 6: Verschiedene Systemkonzepte im Niederspannungsnetz mit Orts-Netzstation (NS) unter Berücksichtigung verschiedener dezentraler (mit Kommunikation) und lokaler Regelungsansätze (ohne Kommunikation) /Bülo 2012/**

### 4.3 Erprobung

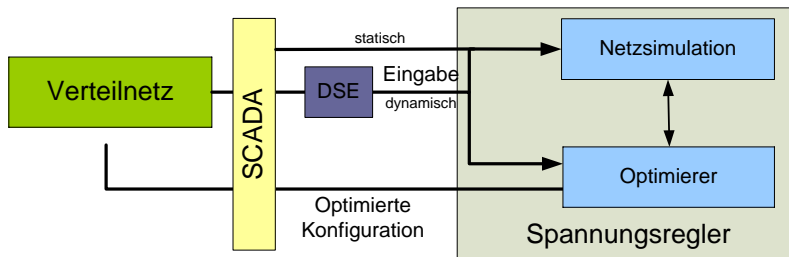
Die entwickelten Komponenten und Systemkonzepte werden im Ortsnetz von Felsberg-Niedervorschütz im Netzgebiet der E.ON Mitte AG getestet. Der einjährige Feldtest läuft seit August 2012. Weitere Untersuchungen finden auch in der SysTec des Fraunhofer IWES statt (siehe Abschnitt 8).

## 5 Zentrale Regelungen

Während sich dezentrale und lokale Regelungskonzepte eignen, um den Netzbetrieb zu stabilisieren und Netze zum Beispiel bei Einspeisespitzen zu entlasten, bedarf es für die aktive Integration von DEA in die Betriebsführung eines zentralen Regelungsansatzes.

Im Rahmen des HiPerDNO Projektes<sup>3</sup> /HiPerDNO 2012/ wurde ein zentraler Regelungsmechanismus im Kontext der Spannungshaltung in Mittelspannungsnetzen entwickelt. Das Spannungshaltungskonzept basiert in diesem Ansatz auf Blindleistungsbe-  
reitstellung durch dezentrale Erzeuger sowie auf aktive Regelung der im Netz installierten  
Stufensteller des Umspannwerkes. Für die Parametrisierung des Regelungsmecha-  
nismus werden sowohl statische als auch dynamische Netzinformationen benötigt.  
Während statische Informationen direkt vom Netzbetreiber bezogen werden können  
(z.B. einer Datenbank) ist man bezüglich dynamischer Netzinformationen meist auf eine  
Zustandsschätzung des Verteilnetzes angewiesen. Der Grund hierfür ist, dass meist nur  
an wenigen Punkten im Netz Messgeräte installiert sind und daher ein Schätzalgorithmus  
erforderlich ist.

In Abbildung 7 ist die Architektur der entwickelten Spannungsregelung skizziert. Der  
Spannungsregler beinhaltet eine Netzsimulation sowie einen Optimierer, wobei der  
Optimierer die Netzsimulation verwendet um die Güte unterschiedlicher möglicher Soll-  
werte aktiver Netzbetriebsmittel (in diesem Fall sowohl die Einstellung des Stufenstel-  
lers als auch die Blindleistung aus DEA) zu evaluieren. Statistische Netzinformationen  
werden durch ein SCADA System an den Regler übermittelt während dynamische Netz-  
informationen durch einen Zustandsschätzer (DSE) bereitgestellt werden.



**Abbildung 7: Skizze einer zentralen Spannungsregelung**

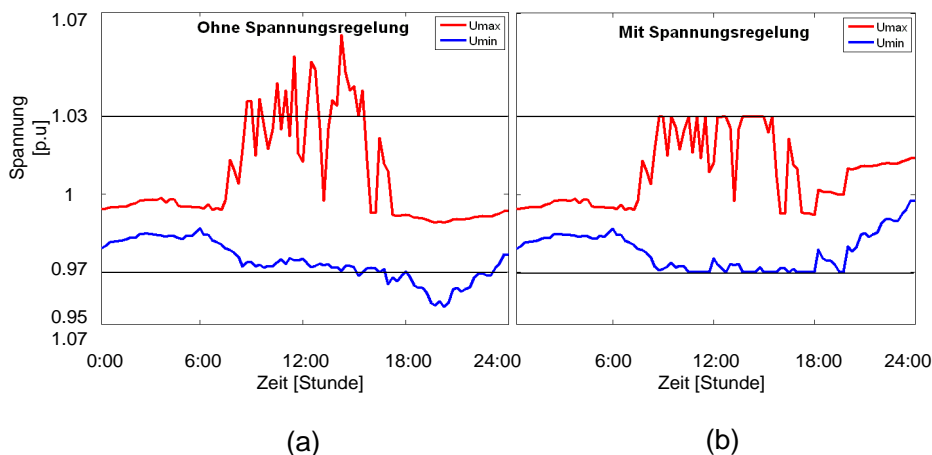
Mit diesen Informationen kann nun eine Simulation des aktuellen Netzzustands durch-  
geführt werden. Anhand dieser Simulation können verschiedene Konfigurationen und  
deren Auswirkung auf das Netz bewertet werden, um eine bessere Konfiguration zu  
ermitteln. Wie in /Yan 2012/ demonstriert wurde, ist es mit Hilfe des Spannungsreglers  
möglich Spannungsschwankungen im Netz auszugleichen. Der in /Yan 2012/ vorgestell-  
te Regelungsansatz wurde mit Hilfe der Topologie eines echten ländlichen Mittelspan-  
nungsnetzes sowie realer Sonneneinstrahlungswerte und synthetisierter Lastprofile  
(basierend auf realen Messungen) getestet. Das verwendete Testnetz beinhaltet zwei  
MS Stränge mit insgesamt 40 MS/NS Stationen. Des Weiteren sind in dem Netz elf DEA

<sup>3</sup>Projektkonsortium: Brunel University, University of Oxford, Electricite De France S.A, Fraunhofer  
IWES, GTD, IBM, Indra, Korona, UK Power Networks, Union Fenosa, ElektroGorenska



installiert (neun PV-Anlagen und zwei Laufwasserkraftwerke). Das einzuhaltende Spannungsband des Netzes wurde mit  $\pm 3\%$  p.u. festgelegt.

Das maximale und minimale Spannungsprofil über die Simulation eines ganzen Sommertags ist in Abbildung 8 dargestellt. Ohne Spannungsregelung (siehe Abbildung 8(a)) kommt es im Netz zur Mittagszeit, bedingt durch die Einspeisung der PV-Anlagen, zur Überspannung. Zusätzlich führen starke Lasten in den Abendstunden zu einer Unterspannung. Unter Zuhilfenahme des Spannungsreglers (siehe Abbildung 8(b)) ist es möglich die Spannung des Netzes den gesamten Tag im Intervall von  $\pm 3\%$  p.u. zu halten. Diese Ergebnisse sind sehr vielversprechend, da sie zeigen, dass Spannungsverletzungen im Netz mit Hilfe von Blindleistungsbereitstellung durch DEA sowie einer Veränderung der im Netz installierten Stufensteller reduziert werden können.

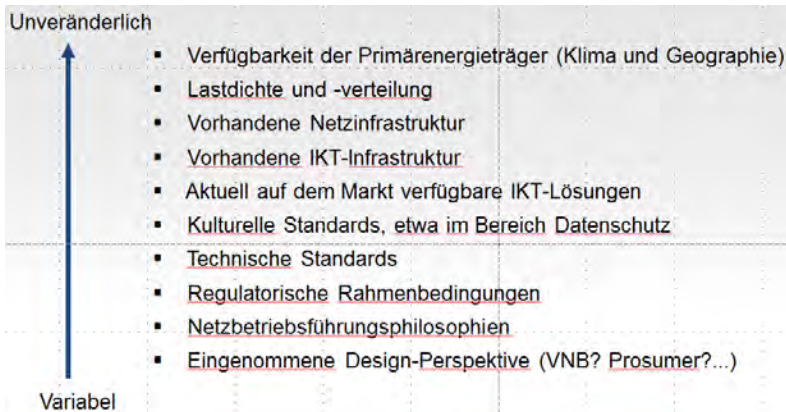


**Abbildung 8: Entwicklung von minimaler und maximaler Spannung ohne und mit Spannungsregelung**

## 6 Informations- und Kommunikationstechnik-Infrastruktur

Smart Grids sind gekennzeichnet durch vermehrten Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT). Hierbei werden von den verschiedenen betroffenen Parteien sehr unterschiedliche z.T. konträre Anforderungen an die IKT gestellt. Die Herausforderung besteht darin, einen Grad der IKT-Durchdringung und eine Architektur zu bestimmen, die für das jeweilige Problem angemessen sind. In der Literatur beschriebene erste Ansätze zur Berücksichtigung des Netztyps /Sood 2009/ oder der geographischen Gegebenheiten und des regulatorischen Umfelds /Wakefield 2011/ wurden weiterentwickelt zu einer integrierten ganzheitlichen Entwurfsmethode für Verteilnetz-IKT-Infrastrukturen /Kämpf 2012/.

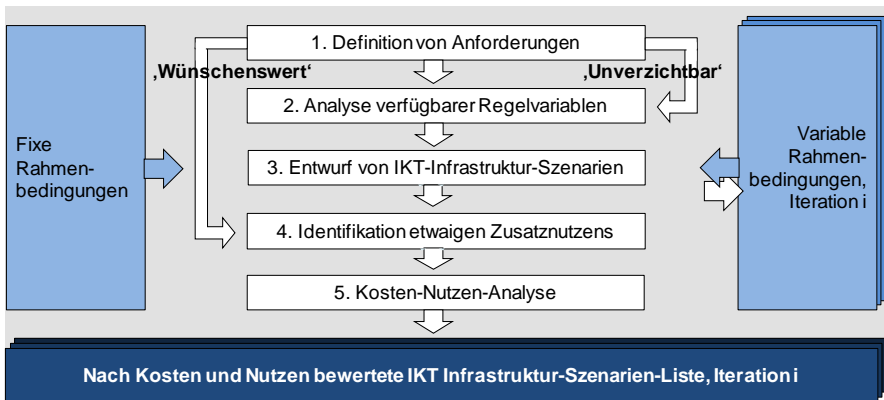
Die Methode berücksichtigt die Abhängigkeit des Entwurfsergebnisses von zeitlich variablen Einflussfaktoren. Als Beispiel sei hier etwa das regulatorische Umfeld genannt. Während die resultierende IKT-Infrastruktur eine Lebensspanne von 10-20 Jahren hat, überdauern einige der in der Entwurfsphase zu berücksichtigenden Rahmenbedingungen kaum wenige Jahre. Abbildung 9 zeigt allgemein relevante Entwurfsbedingungen, sortiert nach dem Grad ihrer Variabilität.



**Abbildung 9: Bei Entwurf von IKT-Infrastrukturen zu berücksichtigende Faktoren**

Über den in Abbildung 10 dargestellten iterativen Prozess lassen sich nach Kosten und Nutzen bewertete IKT-Infrastruktur-Szenarien erzeugen. Variable Rahmenbedingungen können von Iteration zu Iteration variiert werden. Auf diese Weise gelingt eine zuverlässige vergleichende Bewertung von ‚was wäre wenn‘ Szenarien, die speziell für den Entwurf regulatorischer Empfehlungen hilfreich sind. Durch Variation der eingenommenen Design-Perspektive – Verteilnetzbetreiber, Einspeiser, Aggregator, etc. – lassen sich potenzielle Synergien identifizieren und Fehlinvestitionen vermeiden.

Prozentscheidend ist der Schritt der Anforderungsdefinition: Hier kommt es darauf an, zwischen ‚unverzichtbaren‘ und ‚wünschenswerten‘ Anforderungen zu unterscheiden und die Anforderungen technologieoffen zu formulieren. Lediglich wünschenswerte Eigenschaften lassen sich im Rahmen einer Bewertung von hierdurch erzeugtem Zusatznutzen berücksichtigen, Schritt 4. Unverzichtbar dagegen ist etwa die Forderung nach Einhaltung der geltenden Grenzwerte sowie nach stabilem und zuverlässigem Netzbetrieb. Dies wird unterstützt durch die Bereitstellung der erforderlichen Systemdienstleistungen zur richtigen Zeit am richtigen Ort.



**Abbildung 10: Iterativer Prozess für den Entwurf angemessener IKT-Infrastrukturen**

Zu den in Schritt 2 analysierten verfügbaren Regelvariablen gehören im Verteilnetz beispielsweise der regelbare Umspannwerks-Transformator, die DEA und die anreizbasierte Laststeuerung. In Schritt 3 werden verschiedene IKT-Infrastruktur-Szenarien erzeugt, die alle in der Lage sind, mit den verfügbaren Regelvariablen die Anforderungen aus Schritt 1 zu erfüllen. Hierbei sind insbesondere auch die Fähigkeiten benachbarter Systeme zur Erfüllung derselben Anforderungen zu berücksichtigen. So kann in einer IKT-Variante mit den Verteilnetz-DEA ein ausgeglichener Blindleistungshaushalt am Umspannwerk angestrebt werden, während in einer anderen die Bereitstellung von Blindleistung aus dem Hochspannungsnetz zu den entsprechenden Kosten unterstellt wird. Zur vollständigen Definition einer Infrastruktur gehört auch die Festlegung der Zugangsberechtigungen zu den Informationen. Aktuell ist diese Fragestellung im Bereich der Diskussion über den Umfang des Zuganges für Verteilnetzbetreiber zu Smart Meter Messungen.

Der in Schritt 4 identifizierte mögliche Zusatznutzen von IKT-Infrastruktur kann etwa in der Verbesserung der Zustandsschätzung, in der Ermöglichung eines Online Condition Monitoring, in der Unterstützung von Sekundärregelung durch DEA oder auch in spartenübergreifenden Zusatznutzen bestehen. Schritt 5 schließlich bewertet Kosten und Nutzen für jedes der identifizierten möglichen Szenarien. Nach Abschluss der Analyse wird die nach Kosten-Nutzen-Saldo sortierte Szenarien-Liste abgespeichert und gegebenenfalls der Prozess unter Variation von Rahmenbedingungen wiederholt. Für eine detailliertere Darstellung sei auf /Kämpf 2012/ verwiesen.



## 7 Aggregierte Betriebsführung

Zukünftig wird die dezentrale Stromerzeugung durch große Windparks oder andere DEA im Verteilnetz weiter zunehmen. Dies senkt den Bedarf an zentralen Großkraftwerken, welche derzeit einen Hauptanteil zur Erhaltung der Spannungsstabilität durch Bereitstellung von Blindleistung beitragen. Aus diesem Grund muss die Spannungsstabilität zukünftig durch andere Mittel sichergestellt werden.

Im EU Projekt TWENTIES<sup>4</sup> werden innovative Konzepte und Strategien entwickelt, um in einer zukünftigen Energieversorgung mit Wind und anderen erneuerbaren Energiequellen einen sicheren Übertragungsnetzbetrieb zu gewährleisten. Eine Demonstration dieses Projekts beinhaltet die Koordination von vielen DEA und die Vermarktung ihrer Energie an der Strombörse durch ein virtuelles Kraftwerk. Dieses virtuelle Kraftwerk wird durch DONG Energy entwickelt. Das Fraunhofer IWES unterstützt die Entwicklung durch diverse Forschungsaktivitäten. Beispiele sind die Modellierung des virtuellen Kraftwerks und dessen Auswirkung auf das Netzverhalten in einem „Gesamtmodell“.

Ebenfalls werden potentielle neue Systemdienstleistungen untersucht, die durch DEA bereitgestellt werden können. Im Hinblick auf die obige Blindleistungsbereitstellung werden zwei Möglichkeiten betrachtet:

- (A) Die Installation zusätzlicher Kompensationseinheiten wie Kondensatorbänke, FACTS etc. entweder im Übertragungsnetz oder im Verteilnetz.
- (B) Die Blindleistungsbereitstellung durch DEA, die bereits im Verteilnetz installiert sind.

Beide Möglichkeiten werden hinsichtlich ihres Potentials, ihrer Kosten (Installations- und Betriebskosten) und zusätzlichen Verluste verglichen und bewertet.

Mit diesem Hintergrund wird im Projekt TWENTIES zunächst eine Potentialanalyse durchgeführt, um zu bestimmen wie viel Blindleistung aus einem spezifischen Verteilnetz an das Übertragungsnetz bereitgestellt werden kann. Diese Untersuchung berücksichtigt nicht die möglichen installierten DEA sondern nur die Kapazität und die Betriebsbedingungen des Netzes. Als Grundlage dient ein reales 50 kV Mittelspannungsnetz eines dänischen Verteilnetzbetreibers, welches um generische Netze für die unterlagerten Netzebenen ergänzt wurde. Die Randbedingungen wurden nach Vorgaben des Verteilnetzbetreibers definiert, so dass Spannungsgrenzen eingehalten werden und keine Betriebsmittelüberlastungen auftreten. Es konnte festgestellt werden, dass unter den gesetzten Randbedingungen in den meisten Betriebsfällen, welche durch Last- und Einspeisehöhe charakterisiert sind, ein hohes Potential zur Blindleistungsbereitstellung bereitsteht. Allerdings bestehen auch extreme Betriebsfälle (hohe Last und

<sup>4</sup> Arbeitspaketkonsortium: DONG Energy, Fraunhofer IWES, Energinet.dk, RedEléctrica de España



geringe oder keine dezentrale Erzeugung), in denen wenig bis keine Blindleistung an das Übertragungsnetz bereitgestellt werden kann.

Darauf aufbauend wird eine ökonomische Betrachtung durchgeführt. Diese Analyse vergleicht die Kosten von Blindleistungsbereitstellung durch DEA mit den Kosten von Blindleistungskompensationseinheiten wie STATCOMs und SVCs. Das Ziel ist die Bestimmung, ob der Einsatz von DEA zu diesem Zweck kosteneffizient sein kann.

In einer ersten Abschätzung konnte die Wettbewerbsfähigkeit von DEA für die Blindleistungsbereitstellung festgestellt werden. Der Vergleich wurde für die Blindleistungsbereitstellung über ein Jahr durchgeführt. Hierfür wurde von einem Blindleistungsbedarfsprofil ausgegangen, welches dem Blindleistungsfluss zwischen dem gegebenen Verteilnetz und Übertragungsnetz für das Jahr 2010 entspricht. Angenommen wird, dass die DEAs bereits vorhanden sind; konventionelle Kompensationseinheiten müssen dagegen erst neu gekauft werden. Für dieses Beispielsind die Kosten bei Bereitstellung von Blindleistung durch eine Kombination von Photovoltaikanlagen, kleinen Windkraftanlagen und KWK-Anlagen geringer als bei neu installierten konventionellen Kompensationseinheiten.

## 8 Prüflabor SysTec für Smart Grids am Fraunhofer IWES

Die zuvor beschriebenen neuen Betriebsmittel und Betriebsverfahren für intelligente Netze können im *Testzentrum für intelligente Netze und Elektromobilität* des Fraunhofer IWES entwickelt und unter realen Bedingungen getestet werden. Dafür bietet ein ca. 80.000 m<sup>2</sup> großes Freigelände mit sehr guten Bedingungen für Solar- und Windenergie die Möglichkeit, konfigurierbare Verteilnetzabschnitte (Niederspannung und Mittelspannung) aufzubauen und verschiedene Szenarien gezielt nachstellen zu können. Die Testnetze umfassen mittelspannungsseitig drei Stationen, an die steuerbare Erzeuger und Verbraucher angeschlossen sind. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit ein Ortsnetz mit verschiedenen Topologien und Charakteristika für die Versuche zu verwenden (siehe Abbildung 11).

Neben dem Freiflächengelände befindet sich auch eine Halle mit Laborbereichen auf dem Gelände. Dort können neue Betriebsmittel gezielt vor einem Einsatz im realen Netz auf deren elektrischen Eigenschaften getestet werden (siehe Abbildung 12).



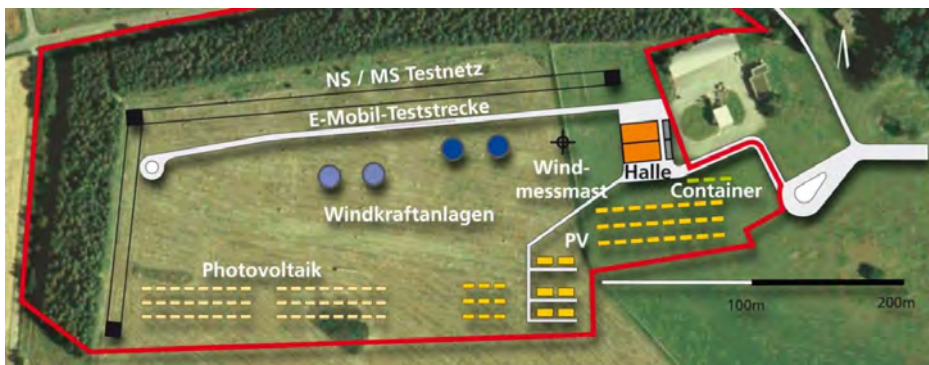


Abbildung 11: Außenanlagen des SysTec mit konfigurierbaren MS- und NS-Testnetzen



Abbildung 12: Blick in das Prüflabor Netzintegration (links) und Test des entwickelten regelbaren Ortsnetztransformators der J. Schneider Elektrotechnik GmbH aus dem Projekt „Aktives, intelligentes Niederspannungsnetz“ (rechts) in der SysTec

## 9 Zusammenfassung und Ausblick

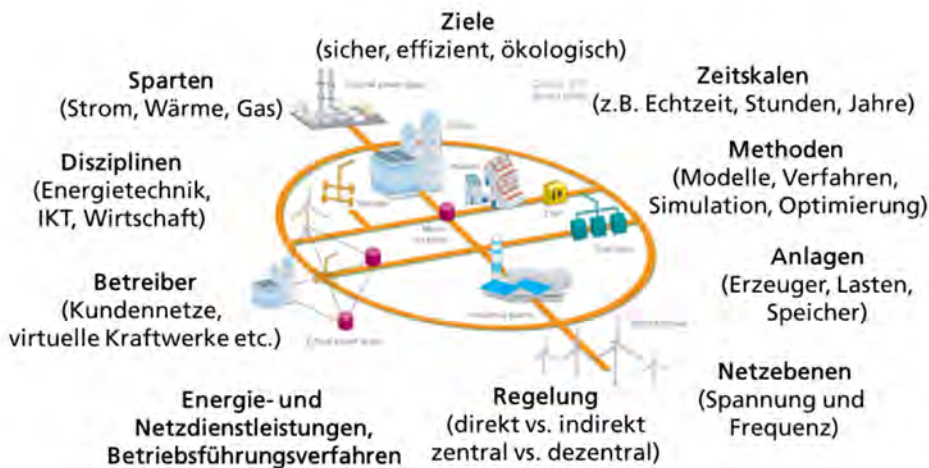
In diesem Beitrag wurden verschiedene Ergebnisse laufender Forschungsprojekte vorgestellt. Dabei wurde ein besonderes Augenmerk darauf gelegt, das zwischen lokalen, dezentralen und zentralen Regelungsansätzen zu unterscheiden ist. Eine wesentliche Frage ist dabei, in welchem Umfang Informations- und Kommunikationsinfrastrukturen benötigt werden, die mit einem enormen Kostenaufwand verbunden sind, wenn an sie eine höhere Zuverlässigkeit und höhere Sicherheitsanforderungen gestellt werden, als dies aktuelle öffentliche Infrastrukturen (z.B. für Internetanwendungen) gewährleisten. Zentrale Regelungsansätze sind jedoch notwendig, um bei netzkritischen Situationen in überlagerten Netzen auf DEA in unterlagerten Netzen einzuwirken, wenn dies mit lokalen Messgrößen (Frequenz, Spannung, Impedanz) nicht erfasst werden kann. Grund-



sätzlich ist daher aus Kosten- und Stabilitätsgesichtspunkten die Prämisse zu befolgen: „so lokal wie möglich und so zentral wie nötig.“

Weitere Forschungsanstrengungen verfolgen daher die Frage einer optimalen Kombination dieser verschiedenen Regelungskonzepte. Dabei muss auch die Kombination von Smart Grid- und Smart Market-Anwendungen bei der Auslegung der IKT-Infrastruktur dringend mit berücksichtigt werden, um hier zu realistischen spezifischen Kosten zu gelangen und den erforderlichen Investitionsbedarf abzuschätzen.

Inzwischen gibt es viele Einzellösungen, die in zahlreichen Projekten entwickelt wurden. Der wesentliche nächste Schritt in der Forschung ist daher die Entwicklung von Methoden, Konzepten und Verfahren zur **ganzheitlichen Analyse, Betriebsführung und Auslegung des zukünftigen dezentralen Stromversorgungssystems** mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Für diese ganzheitliche Betrachtung sind zahlreiche Dimensionen zu berücksichtigen, welche in Abbildung 13 dargestellt sind. Das neu gegründete Fachgebiet Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze an der Universität Kassel widmet sich dieser neuen Forschungsaufgabe in enger Kooperation mit dem Fraunhofer IWES und zahlreichen weiteren Partnern aus Forschung und Industrie.



**Abbildung 13: Dimensionen einer ganzheitlichen Analyse, Betriebsführung und Auslegung des zukünftigen dezentralen Stromversorgungssystems mit hohem Anteil erneuerbarer Energien**



## 10 Danksagung

Die Autoren danken dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem Projektträger Jülich für die Förderung der dieser Veröffentlichung zugrunde liegenden Projekte: „PV-Integrated“ (FKZ 0325224 A-D) und „Aktives, intelligentes Niederspannungsnetz“ (FKZ 0325202). Des Weiteren danken die Autoren der Europäischen Kommission für die Förderung des FP7-Projektes HiPerDNO „High Performance Computing Technologies for Smart Distribution Network Operation“ (GA Nr. 248135) und des FP7-Projektes „Twenties“ (GA Nr. 249812). Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

## 11 Literatur

- /BNetzA 2012/ Bundesnetzagentur: Meldungen Januar-Juni 201, August 2012
- /Braun 2012/ Braun, M., Oehsen, A., Saint-Drenan, Y.M., Stetz, T.: Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung, Studie im Auftrag des Bundesverband Solarwirtschaft e.V., Berlin, 2012
- /Bülo 2012/ Bülo, T., Mende, D., Geibel, D., Degner, T., da Costa, J.P., Kruschel, W., Boldt, K., Sutter, F., Hug, T., Engel, B., Zacharias, P.: Spannungshaltung in aktiven, intelligenten Niederspannungsnetzen, VDE Kongress, November 2012
- /Butz 2010/ Butz, C.: Statistische Analyse der Wechselrichterdimensionierung netzgekoppelter Photovoltaikanlagen - Bachelorarbeit Hochschule München, München, 2010
- /Degner 2012/ Degner, T. Geibel, D., Reimann, T., Engel, B., Bülo, T., da Costa, J.P., Kruschel, W., Sahan, B., Zacharias, P.: Active intelligent distribution networks – Coordinated voltage regulation methods for networks with high share of decentralised generation, Cired Workshop, Lissabon, 2012
- /DGS 2012/ Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.: EnergyMap – Homepage: <http://www.energymap.info/energieregionen/DE/105.html>, Daten: 02/22/2012, Berlin, 2012



- /E.ON 2012/ E.ON Bayern AG: Forschungsprojekt „Netz der Zukunft“-Homepage: [www.eon-bayern.com/pages/eby\\_de/Netz/Forschungsprojekt\\_Netz\\_der\\_Zukunft/index.htm](http://www.eon-bayern.com/pages/eby_de/Netz/Forschungsprojekt_Netz_der_Zukunft/index.htm), Regensburg, 2012
- /HiPerDNO 2012/ *HiPerDNO* „High Performance Computing Technologies for Smart Distribution Network Operation“ EU FP7 Forschungsprojekt - Homepage: <http://dea.brunel.ac.uk/hiperdno/>, 2012
- /Kämpf 2012/ Kämpf, E., Ringelstein, J., Braun, M.: Design of Appropriate ICT Infrastructures for Smart Grids, IEEE 2012 Power and Energy Society General Meeting, San Diego, USA, 2012
- /Sood 2009/ Sood, V. K., Fischer, D., Eklund, J. M., Brown, T.: Developing a Communication Infrastructure for the Smart Grid, IEEE Electrical Power & Energy Conference, Montreal Quebec, 22-23 Oct. 2009
- /Stetz 2011/ Stetz, T., Appen, J., Braun, M., Wirth, G.: Cost-optimal Inverter Sizing for Ancillary Services, 26. PVSEC, Hamburg, 2011
- /Stetz 2012/ Stetz, T., Marten, F., Braun, M.: Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany, IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2012
- /VDE 2011/ VDE FNN: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, VDE-AR-N 4105. Berlin, August 2011
- /Wakefield 2011/ Wakefield, M. P.: Smart Distribution System Research in EPRI's Smart Grid Demonstration Initiative", IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, USA, 24-29 July 2011
- /Yan 2012/ Yan, W., Diwold, K., De-Alvaro L., Mocnik, L., Braun M.: Coordinated Voltage-Control in Distribution Systems under Uncertainty, 47<sup>th</sup> International Universities Power Engineering Conference (UPEC), London, UK, 2012



## **Vorteile und Herausforderungen der Kopplung von Gas- und Stromnetzen**

Dipl.-Ing. Herbert Bauer  
GASCADE Gastransport GmbH  
Kölnische Straße 108 – 112, 34119 Kassel  
Tel.: (0561) 934-1046, Fax: (0561) 934-1257  
E-Mail: herbert.bauer@gascade.de



## Prinzipieller Vergleich Erdgas-Strom

**GASCADE**

	Gas = Primärenergie (Masse)	Strom = Sekundärenergie (Ladung)
physikalisch	Druck p Menge V Brennwert B Energie V*B Q=V*t Widerstand quadratisch $R=(p_2^2-p_1^2)/Q^2$ Gaszusammensetzung = konstant Energiedichte 3,3 kWh/kg	Spannung U Stromstärke I Energie U*I*t Leistung P=U*I Widerstand linear R=U/I Frequenz=konstant Energiedichte 0,15 kWh/kg
Netzeigenschaft	unterirdische Leitung Einspeisung ≠ Ausspeisung	unter- und überirdische Leitung $Leistung_{ein} = Leistung_{aus}$
Netzelemente Verteilung	Druckreduzierstation Rückspeiseverdichter	Umspannwerk, Trafo regelbarer Ortsnetztrafo
Netzelemente Ferntransport	Leitungsauslegung 8000h Verdichterstation 35 GW Redundanz n+1 Verdichter, Speicher Abstand ca. 200km $p_{nach} / p_{vor} = 100bar/50bar$	Leitungsauslegung Spitzenlast Kraftwerk 2x1 GW Kraftwerk Abstand ca. 100km geringer Spannungsabfall
Netzelemente Speicherung	unterirdische Speicher 20% des Jahresverbrauchs in D	Batterie, mit Energieumwandlung Pumpspeicher, Kapazität 0,06% und Erzeugung 6% des JV in D
Jahresverbrauch in D	1100 TWh bei ca. 180 Vollarstage	610 TWh bei ca. 240 Vollarstage

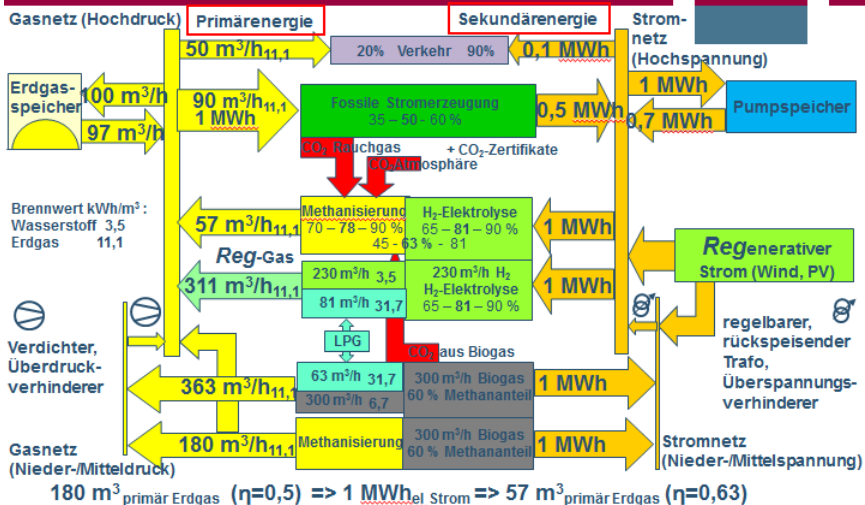
Kassel September 2012

Herbert Bauer - GASCADE

1

## Energieäquivalenter, brennwertneutraler Kreislauf Erdgas - Strom

**GASCADE**



Kassel September 2012

Herbert Bauer - GASCADE

2

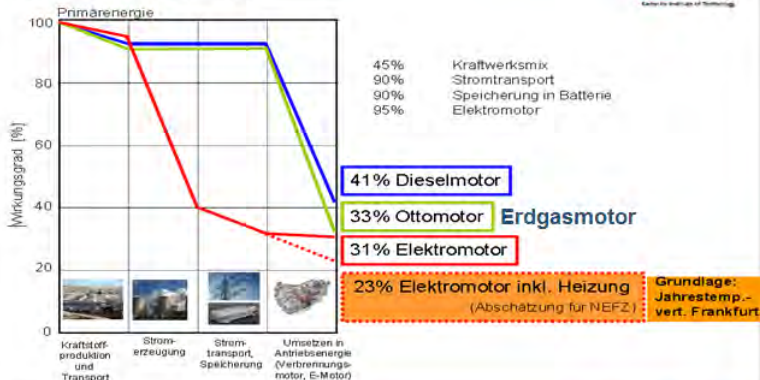


## Mobilitätsvergleich

GASCADE



Von der Quelle zum Rad



Kassel September 2012 Dr. Armin Veltj VM gegen Elektro Institut für Kobermaschinen Prof. Dr.-Ing. U. Späher

## Energie-Effizienz und Wirkungsgradkette

GASCADE

Mittel heutiger deutscher Kraftwerke:  $(\eta=0,35)$   $257 \text{ m}^3_{\text{Erdgas}} = 1 \text{ MWh}_{\text{el}}$

best:  $(\eta=0,60)$   $150 \text{ m}^3_{\text{Erdgas}} = 1 \text{ MWh}_{\text{el}}$

best P2G:  $1 \text{ MWh}_{\text{el}} = 70 \text{ m}^3_{\text{Erdgas}} (\eta=0,77)$

best P2G2P:  $150 \text{ m}^3_{\text{Erdgas}} (\eta=0,60) = 1 \text{ MWh}_{\text{el}} = 70 \text{ m}^3_{\text{Erdgas}} (\eta=0,77)$   
 $\eta_{\text{ges}} = 0,47$  (besser als heutiger Kraftwerkspark)

mittel P2G2P:  $180 \text{ m}^3_{\text{Erdgas}} (\eta=0,50) = 1 \text{ MWh}_{\text{el}} = 57 \text{ m}^3_{\text{Erdgas}} (\eta=0,63)$   
 $\eta_{\text{ges}} = 0,32$  (vergleichbar mit fossilem Verkehr und leicht schlechter als heutige deutsche Stromproduktion)

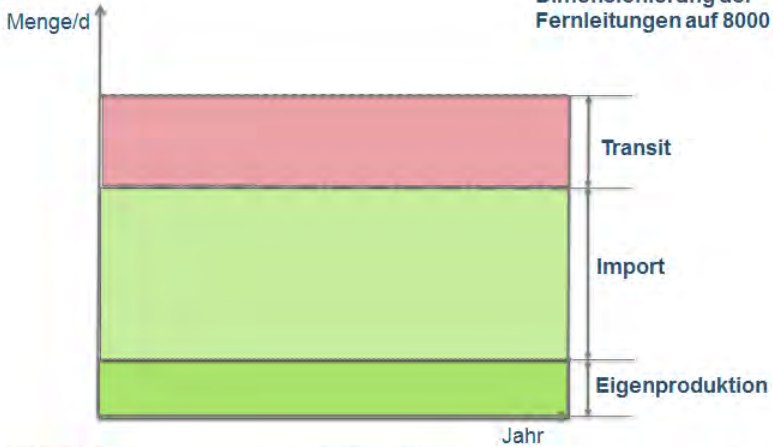
Kassel September 2012 Herbert Bauer - GASCADE



## Beschaffung des Erdgasbedarfs (Prinzip)

**GASCADE**

Dimensionierung der Fernleitungen auf 8000 Vh



Kassel September 2012

Herbert Bauer - GASCADE

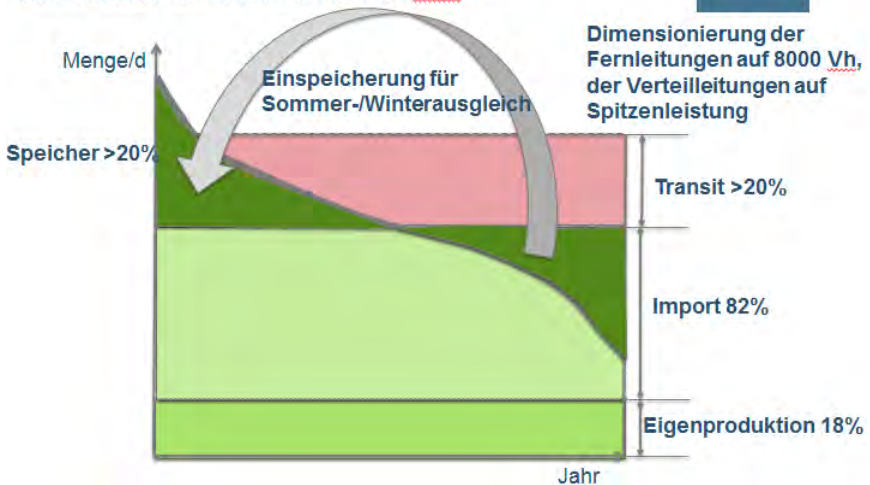
5

## Deckung des Erdgasbedarfs

**GASCADE**

Jahresbedarf 100 Mrd. m<sup>3</sup>/a oder 1100 TWh/a

Dimensionierung der Fernleitungen auf 8000 Vh, der Verteilungen auf Spitzenleistung



Kassel September 2012

Herbert Bauer - GASCADE

6

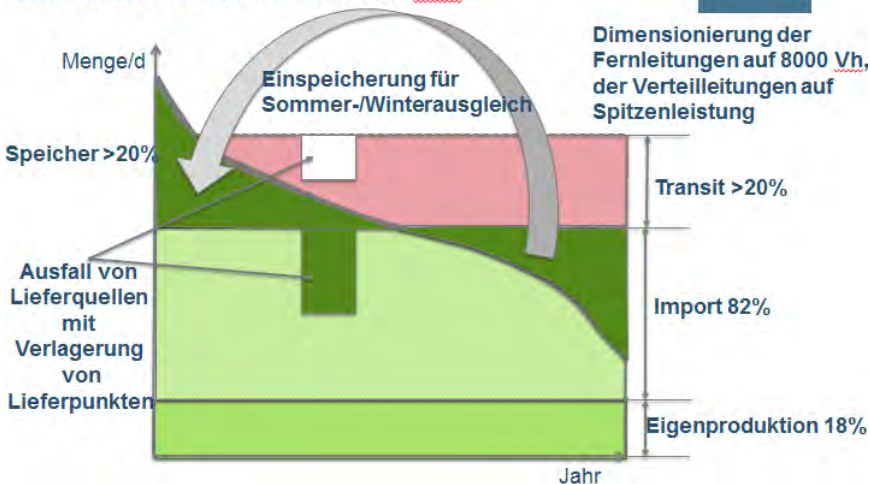




### Deckung des Erdgasbedarfs bei Ausfall von Lieferquellen

**GASCADE**

Jahresbedarf 100 Mrd. m<sup>3</sup>/a oder 1100 TWh/a



Kassel September 2012

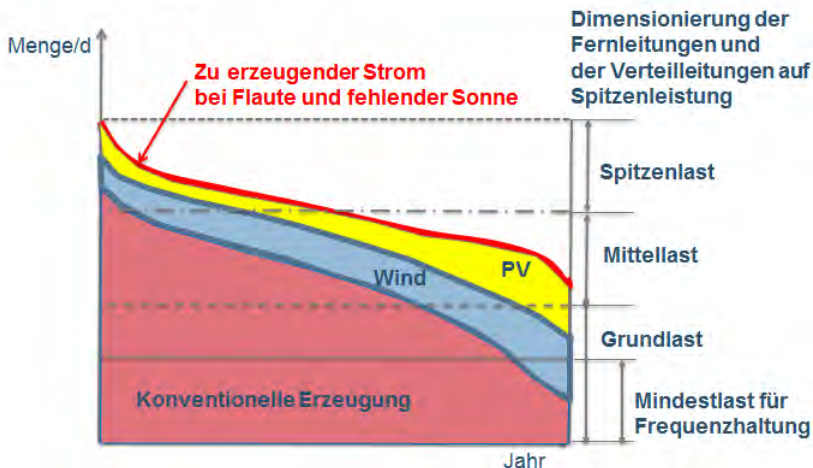
Herbert Bauer - GASCADE

7

### Deckung des Strombedarfs (Prinzip)

**GASCADE**

Jahresbedarf 610 TWh/a



Kassel September 2012

Herbert Bauer - GASCADE

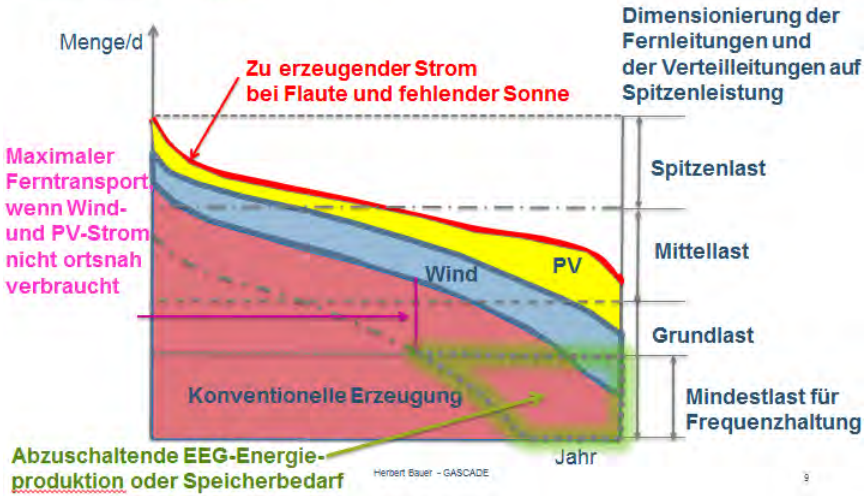
8



## Deckung des Strombedarfs (Prinzip)

**GASCADE**

Jahresbedarf 610 TWh/a



## Neue Einspeisequellen: Erdgas

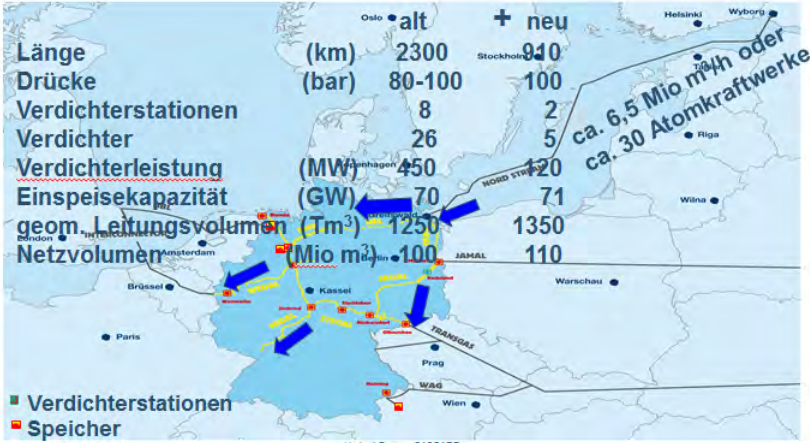
**GASCADE**





## Neue Einspeisequellen: Erdgas

**GASCADE**



## Verdichterstationen

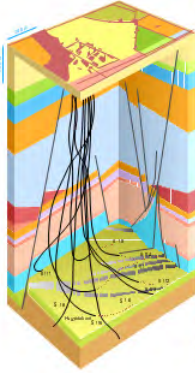
**GASCADE**





# Porenspeicher

GASCADE



Quelle: WINGAS

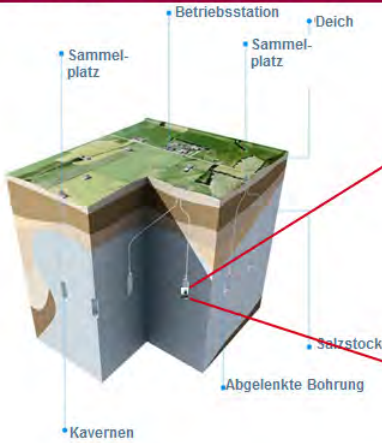
Kassel September 2012

Herbert Bauer - GASCADE

13

# Kavernenspeicher

GASCADE



Quelle: WINGAS

Kassel September 2012

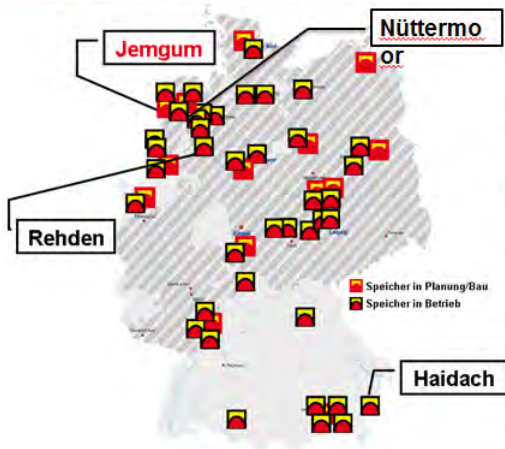
Herbert Bauer - GASCADE

14



# Speicher in Deutschland

**GASCADE**



- Mehr als 45 Speicher \*
- Speichervolumen ca. 21 Mrd. m<sup>3</sup> \*
- Überwiegend in Norddeutschland
- Vier Speicher sind am Netz von GASCADE angeschlossen (Speichervolumen ca. 9 Mrd. m<sup>3</sup>)

\* Quelle: ERDÖLERD GAS KOHLE 127. Jg. 2011, Heft 11

# Ersatzenergie Erdgas statt Atomenergie

**GASCADE**

**Ersatz von 10 Atomkraftwerken entspricht**

**Erdgasbedarf**

AKW MW Volllaststunden h/a  $GWh_{el}/a$

10 x 1100 x 8000 = 88 000

^= 16 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas/a

AKW MW  $GW_{el}$

10 x 1100 = 11

^= 2,2 Mio m<sup>3</sup> Erdgas/h

**Diese Kapazität entspricht einer Erdgas-Leitung DN 1000  
oder einer Dimensionserhöhung von DN 900 auf DN 1400**



Investitionskostenabschätzung Ersatzenergie Erdgas statt Atomenergie

GASCADE

Investitionsbedarf:

11 GW entsprechen 20 Gaskraftwerke Typ Irsching

je ca. 1 Mrd. € = ca. 20 Mrd. €

+ Erschließung der Atomkraftstandorte durch Erdgasleitungen  
und Nutzung der bereits vorhandenen Strominfrastruktur

ca. 1 Mrd. €

ergibt ca. 21 Mrd. €

Solche Investitionen sind  
auch bei Nutzung von regenerativen Energien  
im Falle von Windflaute und trüben Wintertagen  
notwendig

Kassel September 2012

Herbert Bauer - GASCADE

17

Windenergieanlagen in Deutschland

GASCADE



Installierte Leistung und Anteil des potenziellen Jahresenergieeintrags aus Windenergieanlagen am Nettostromverbrauch in Deutschland nach Bundesländern (Stand: Ende 2009) <sup>1) 2)</sup>

Bundesland	Anzahl WEA	Leistung in MW	Anteil am Nettostromverbrauch in %
Baden-Württemberg	360	452	0,81
Bayern	384	467	0,83
Berlin	1	2	0,03
Brandenburg	2853	4170	38,12
Bremen	60	95	3,02
Hamburg	59	46	0,54
Hessen	592	534	2,15
Mecklenburg-Vorpommern	1336	1498	41,29
Niedersachsen	5268	6407	22,78
Nordrhein-Westfalen	2770	2832	3,63
Rheinland-Pfalz	1021	1300	7,40
Saarland	67	83	1,67
Sachsen	800	901	7,75
Sachsen-Anhalt	2238	3354	47,08
Schleswig-Holstein	2784	2659	39,82
Thüringen	559	717	11,04
Nordsee	12	60	..
Ostsee	0	0	..
Deutschland gesamt	21.164	25.777	8,63

Kassel September 2012

Herbert Bauer - GASCADE

18



## Windstrom

GASCADE

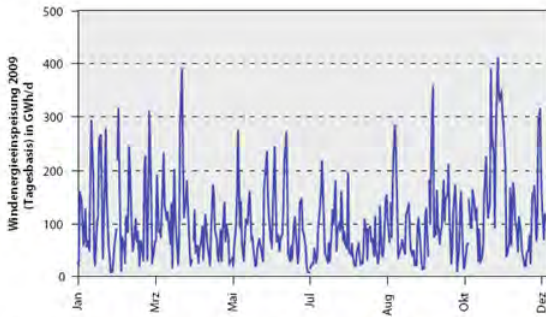


Bild 1. Zeitlicher Verlauf des Anfalls von Windenergie im Jahr 2009 – geglättet auf Tagesbasis [5].

abgeschalteter Windstrom in 2010 von 127 GWh entspricht ca. 30 Mio. €

## Residuallast bei Windstrom

GASCADE

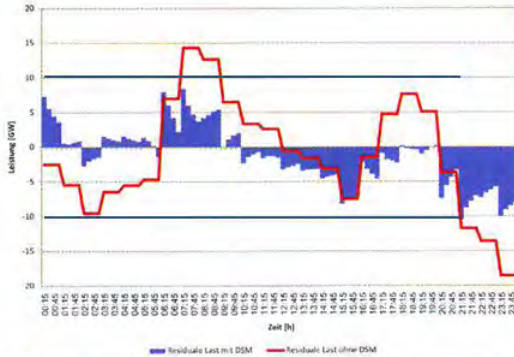


Bild 2. Zeitlicher Verlauf der Residuallast für das Szenario UBA „Regionenverbund“ – Simulation IWES [8].



## Beurteilung der H<sub>2</sub>-Einspeisung aus technischer Sicht

GASCADE



**Abb. 3** Residuale Lastkurve eines Tages mit und ohne Lastverschiebung (Demand Side Management) im Haushaltssektor für Szenario 2040+

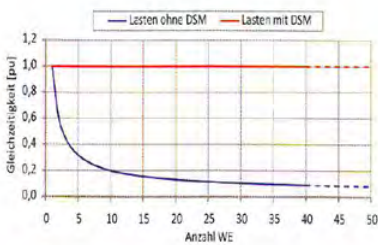
Kassel September 2012

Herbert Bauer - GASCADE

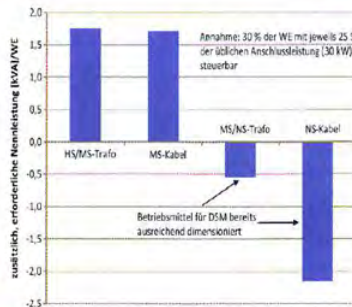
21

## zur Lastverschiebung erforderlicher Betriebsmittel-/ Netzausbau je Wohneinheit

GASCADE



**Abb. 4** Gleichzeitigkeit von verschiebbaren Lasten (mit DSM) und nicht verschiebbaren Lasten gegenüber der Anzahl von Wohneinheiten (WE) in einem Verteilnetzbezirk



**Abb. 5** Änderung der Dimensionierung von Betriebsmitteln im Verteilnetz bei bestimmtem Anteil verschiebbarer bzw. steuerbarer Lasten

Kassel September 2012

Herbert Bauer - GASCADE

22





Lastverschiebung erfordert hohen, zusätzlichen Aufwand mit zweifelhaftem Erfolg

GASCADE

Lastverschiebung ist verbunden mit

- Betriebsmittel-/Netzausbau
- Smartmeter je Wohneinheit
- Bündelung der Informationen durch Kommunikation
- Agenten handeln an der Börse
- Zeitdauer des Handelsvorgangs ca 1/2 bis 2 Stunden

Folgerung:

volatile Energieerzeugung führt wegen Zeitverzug beim Handeln zu unnötiger Regenergieerhöhung  
Wirtschaftlichkeit zweifelhaft

Bei Gas höchstens Wärme-/Kältebelasten verschiebbar!

Kassel September 2012

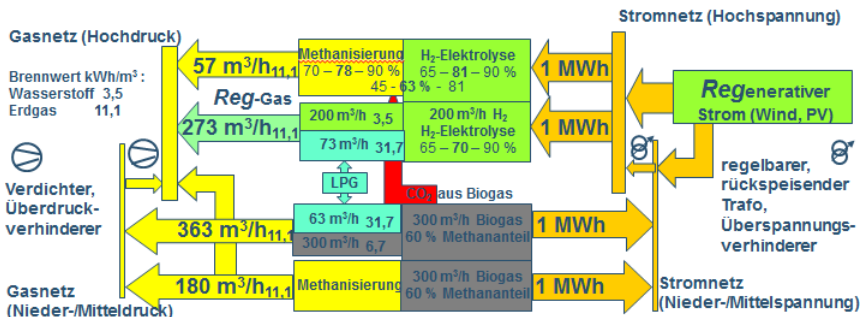
Herbert Bauer - GASCADE

23

Selbstregulierende Anlagen in den Netzen ersparen Lastverschiebung

GASCADE

Selbstregulierende Systeme (Verdichter als Überdruckverhinderer oder regelbare Trafos als Überspannungsverhinderer mit kleinen Druck- bzw. Spannungstoleranzen) ermöglichen, überschüssige Energie in höhere Druck-/Spannungsebenen zu übertragen.



Kassel September 2012

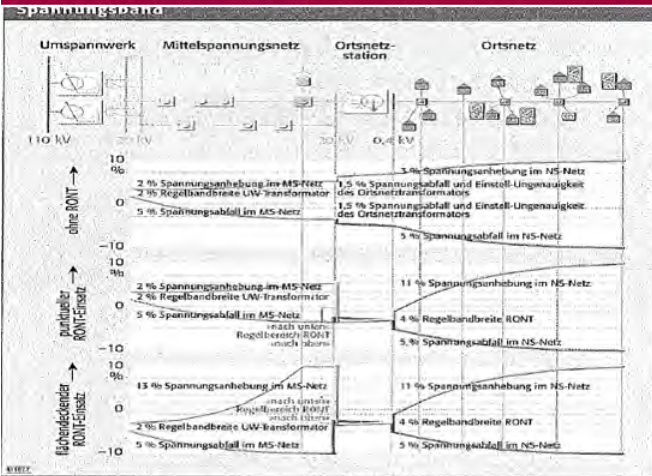
Herbert Bauer - GASCADE

24



## Regelbare Ortsnetztrafos

GASCADE



Ein regelbarer Ortsnetztransformator bietet deutliches Potenzial, die Aufnahmefähigkeit der Verteilungsnetze für dezentrale Stromerzeugnisse stark zu erhöhen und dabei im Vergleich mit anderen Maßnahmen deutlich kostengünstiger zu sein. Sowohl im NS- als auch im MS-Netz lässt sich das Integrationspotenzial bis zum Faktor 4 steigern.

Bild 7. Typische Aufteilung des Spannungsbands innerhalb des Verteilungsnetzes.  
oben: ohne RONT  
Mitte: mit punktuelltem RONT-Einsatz  
unten: mit flächendeckendem RONT-Einsatz; siehe auch [1]

ew Jg.111 (2012), Heft 1-2

65

25

## Speicherkapazitäten bei Flauten

GASCADE

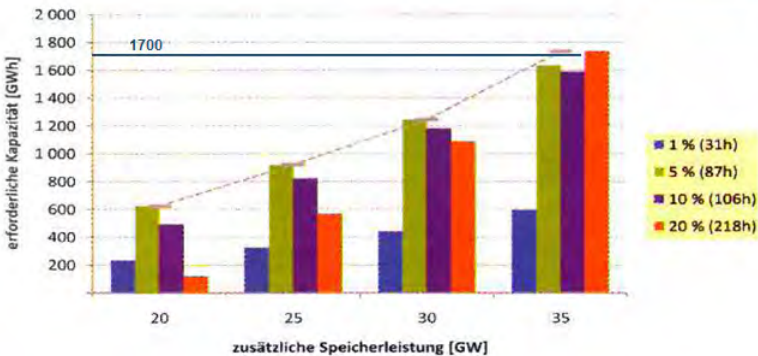


Abb. 2 Speicherkapazität gegenüber Speicherleistung für zusammenhängende Flautendauern mit prozentualer maximaler Windeinspeisung

Kassel September 2012

Herbert Bauer - GASCADE

26



## Erdgas-Speicherbedarf für Strom bei Tagesausgleich und Flaute

**GASCADE**

	Strom	Erdgas	dt. Speicher
<b>Notwendiger Bedarf für Tagesausgleich</b>			
Max. Leistungsbedarf	10 GW	1,8 Mio. m <sup>3</sup> /h	10 %
Max. Menge bei 8 Volllaststunden (Vh)	80 GWh	14,4 Mio. m <sup>3</sup>	0,07 %
<b>Bedarf bei 9 Tage Flaute (min Wind + min Sonne)</b>			
Max. Leistungsbedarf	35 GW	6,3 Mio. m <sup>3</sup> /h	33 %
Max. Menge bei 9 Tage Flaute	1700 GWh	306 Mio. m <sup>3</sup>	1,5 %
Erzeugung Erdgas (Reg-Gas) mit nach 33 Tagen (16 Vh) Flautenbedarf gedeckt	10 GW 1700 GWh	0,57 Mio. m <sup>3</sup> /h 306 Mio. m <sup>3</sup>	

**Erdgaseinsatz vermindert Lastverschiebungen und Netzausbau bei Strom  
Bedingt hohe Speicherleistungen und ggf. lokale Leitungsverstärkung im Erdgasnetz**

$$180 \text{ m}^3 \text{ primär Erdgas } (\eta=0,5) = 1 \text{ MWh}_{el} \text{ Sekundär Strom} = 57 \text{ m}^3 \text{ primär Erdgas } (\eta=0,63)$$

Kassel September 2012

Herbert Bauer - GASCADE

27

## Kosteneffizienz Ferntransport: Strom / Erdgas

**GASCADE**

Vergleich Transportkapazitätsleistungen Gastransportleit.-Freileitung-Erdkabel

### Ferngastransportleitung:

D = 0,81 m, P<sub>therm</sub> = 12,5 GW  
D = 1,05 m, P<sub>therm</sub> = 18,25 GW  
D = 1,25 m, P<sub>therm</sub> = 28,56 GW (Cerbe)

- Unterrirdische Verlegung.
- Nahezu keine Flächenbeanspruchung
- Speichereffekt Transportnetz als add on Nutzen
- Vorhanden



BAG

Stadtfunk/Deppner/Präger

Kassel September 2012

### Höchstspannung Freileitung

Pelektr. = 2 \* 1,8 GW  
Masthöhe: 50 -100 m, Schneisenbreite: 100m

Ausbaubedarf /Investitionsbedarf lt. DENA: >10 Mrd. Euro je nach Variante  
Infrastrukturumsetzung öffentlich umstritten



Tennet

-12-

Herbert Bauer - GASCADE

### Erdkabel

Pelektr.= 4 \* 3'er System (bis zu je 0,5 -1 GW)  
Schneisenbreite: 15 m

Investitionsbedarf: spez. höher als Freileitung  
Infrastrukturumsetzung versus Kosten



Tennet

**SOLAR FUEL**

28



## Kosteneffizienz Ferntransport: Strom / Erdgas

GASCADE

	Kosten	Kapazität		Verluste
380-kV-Trasse 2x4-Leiter	1,0 Mio. €/km	2 x 1,6 $\text{GW}_{el}$	= 3,2 $\text{GW}_{el}$	1,2%/100km
Erdgas-Leitung	2,2 Mio. €/km	4 Mio. $\text{m}^3/\text{h}$ = 44 $\text{GW}_{th}$	= 22 $\text{GW}_{el}$	0,3%/100km
<b>Gemäß DENA-Studie &gt; 10 Mrd. €!</b>				
Investition Ferntransport	Länge	Kosten	Nennkapazität	mit Verluste
380-kV-Trasse	4x500 km	2 Mrd. €	12,8 $\text{GW}_{el}$	12,2 $\text{GW}_{el}$
Verstärkung Erdgasnetz	300 km	0,66 Mrd. €	22 $\text{GW}_{el}$	21,8 $\text{GW}_{el}$

Vermeidbare Investition 1,34 Mrd. € (21,8/12,2\*2/0,66 = 5,4 x effektiver)

### Erdgas-Leitung DN 1400

hat ca.  $22/3,2 = 7 \times$  größere Kapazität  
 ca.  $1,2/0,3 = 4 \times$  kleinere Verluste  
 ist ca.  $22/3,2/2,2 = 3-15 \times$  effektiver bei gleicher Leitungslänge  
 $21,8/12,2*2/0,66 = 5,4-27 \times$  effektiver bei Nutzung Erdgasinfrastruktur als 380-kV-Trasse

Kassel September 2012

Herbert Bauer - GASCADE

29

## Nutzung der Gasinfrastruktur als Transportmedium und als chemischer Speicher für EE-Strom

GASCADE

### Grenzen der H<sub>2</sub>-Konzentration

- Auswirkungen auf Gasturbinen :

Hersteller limitieren H<sub>2</sub>- Gehalt auf 1-10%, ggf. Austausch erforderlich

- Auswirkungen auf Pipelines und Armaturen:

H<sub>2</sub>- Einspeisung grundsätzlich möglich, jedoch Einzelfallprüfung notwendig

#### Kapazitätseinbusen

- Vertragliche Grenzen der Wasserstoffbeimischung:

Gaszusammensetzung

Internationale Qualitätsstandards sind erforderlich

- Physische Grenzen der Wasserstoffbeimischung:

Verbrennungseigenschaften ändern sich bei H<sub>2</sub>- Einspeisung

➔ Kombination aus H<sub>2</sub>- und Methaneinspeisung sinnvoll und notwendig, da, wenn überhaupt möglich, nur geringe Mengen (<3%) H<sub>2</sub>



Kassel September 2012

18.04.2012

30



Derzeitige Kosten bei erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen

**GASCADE**

Biogas	:	ca. 1,6	Mio. €/ MWh <sub>el</sub>	(8000 Volllaststunden Vh)
Windenergieerzeuger off-shore:		ca. 2,5	Mio. €/ MWh <sub>el</sub>	(3500 Volllaststunden Vh)
Windenergieerzeuger on-shore:		ca. 1,25	Mio. €/ MWh <sub>el</sub>	(1500 Volllaststunden Vh)
Solarenergieerzeuger	:	ca. 1,5	Mio. €/ MWh <sub>el</sub>	(1000 Volllaststunden Vh)

allerdings zusätzlich für P2G-Anlagen:

- ca. 1 Mio. € (H<sub>2</sub>)/ MW<sub>el</sub>
- ca. 1,7 Mio. € (H<sub>2</sub>)/ MW<sub>el</sub> (incl. LPG-Anlage) + 0,37 Mio. €/a LPG-Kosten
- ca. 2 Mio. € (CH<sub>4</sub>)/ MW<sub>el</sub>

spätestens nach 1-3 Jahren amortisiert sich Methanisierung

Aufwand für Reg-Gas

1 MW <sub>el</sub> = 2 Mio. €	57 m <sup>3</sup> /h	Erzeugung bei 2000 Vh	0,11 Mio. m <sup>3</sup>	oder wieder 0,57 GWh <sub>el</sub>
1 GW <sub>el</sub> = 2 Mrd. €	57 Tm <sup>3</sup> /h	Erzeugung bei 2000 Vh	0,11 Mrd. m <sup>3</sup>	oder wieder 0,57 TWh <sub>el</sub>
10 GW <sub>el</sub> = 20 Mrd. €	570 Tm <sup>3</sup> /h	Erzeugung bei 2000 Vh	1,1 Mrd. m <sup>3</sup>	oder wieder 5,7 TWh <sub>el</sub>

**Fazit: Forschung tut Not zur Kostenreduzierung bei P2G<sub>CH4</sub> !**

Kassel September 2012

Herbert Bauer - GASCADE

31

Durch Methanisierung CO<sub>2</sub> Kreislauf schließen

**GASCADE**



**Methanisierung (CH<sub>4</sub>)**

schließt den CO<sub>2</sub>-Kreislauf !

CCS-Probleme lösen sich in Luft auf

Kassel September 2012

Herbert Bauer - GASCADE

32



## Solution from Nature

### Microbes at the Beginning of Earth History...

GASCADE



Krajete GmbH  
eMail: info@krajete.com - Web: www.krajete.com

KRAJETE  
Learning from Nature

### Who are those CO<sub>2</sub> Specialists & Survivors ?

GASCADE

- Microbes invisible to human eye because of their habitat
- Microbes invisible to the scientist's mind because of their O<sub>2</sub> sensitivity
- Kingdom of "Archaea" (1977, C. Woese)



**Archaea: Pyrococcus furiosus**  
high temperature, > 100°C  
hyperthermophile  
volcano



**Archaea: Methanocaldococcus jannaschii**  
high pressure, > 100 bar  
double cell membrane  
deep sea ocean

-> Potential of a "Third Life Domain" to application !

Krajete GmbH  
eMail: info@krajete.com - Web: www.krajete.com

KRAJETE  
Learning from Nature



## Vorteile der biologischen Methanisierung

GASCADE

1. milde Prozessbedingungen
2. Selektivität
3. Stabilität, Adaptation & leichte Prozesskontrolle
4. hohe Umsatzraten
5. Katalysatorherstellung aus Abfallstoffen
6. Skalierbarkeit



Krajete GmbH  
eMail: info@krajete.com - Web: www.krajete.com

KRAJETE  
Learning From Nature

## Welche Vorzüge entstehen durch "milde" Prozessbedingungen ?

GASCADE

Chemische Prozesse werden oft von Energieverlusten begleitet.

Ursache:

- a) thermischer Input bzw. Kühlung
- b) Kompressionsarbeit

### Sabatier Prozess vs. Methanogenese

-> dasselbe Produkt in einem anderen Prozessfenster

**Chemie**     $T = 200 - 400 \text{ }^{\circ}\text{C}$                        $p = 5 - 50 \text{ bar}$

**Biologie**     $T = 35 - 70 \text{ }^{\circ}\text{C}$                                $p = 1 - 3 \text{ bar}$

-> **Biologie zeigt eine bessere Prozessökonomie.**

Krajete GmbH  
eMail: info@krajete.com - Web: www.krajete.com

KRAJETE  
Learning From Nature

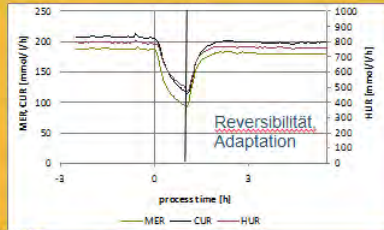
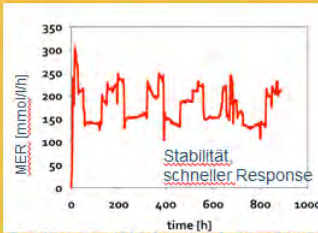


## Was bedeuten biologische Stabilität und Adaptation ?

GASCADE

**Prozessstabilität:** wichtigstes Kriterium auf dem Weg zur Marktreife.

Ist Methanogenese stabil und robust für lange Produktionszyklen und Wechsellast ?



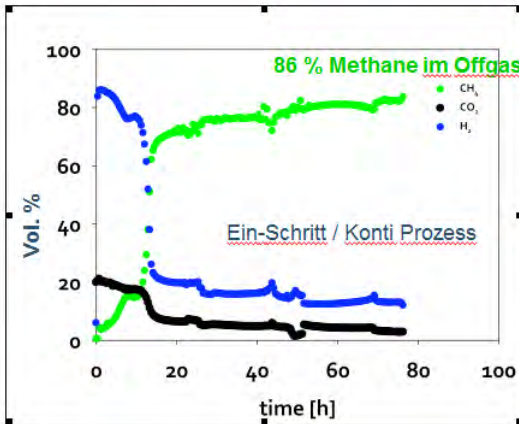
- > **Stabilität über 1000 Stunden & schneller Response**
- > **plötzliche Prozesseinbrüche nie beobachtet**
- > **absichtlich herbeigeführte Einbrüche sind reversibel** (z.B. nach Zugabe von Luft)
- > **Mikroben sind anpassungsfähig** (daher die Option ungereinigte Gase direkt zu nutzen)
- > **Bioprozess ist stabil, reaktiv, adaptiv, reversibel**

Krajete GmbH  
eMail: info@krajete.com - Web: www.krajete.com



## Beispiel: Ein-Schritt Synthese im Bioreaktor

GASCADE



Krajete GmbH  
eMail: info@krajete.com - Web: www.krajete.com







## Was sind typische Umsatzraten ?

GASCADE

"MER" = "methane evolution rate" ( $m^3 \text{ Methan}/m^3 \times h$ ) or ( $kWh/m^3$ ).

Spitzenwerte:  $22 m^3 \text{ Methan}/m^3 \times h$

-> Es wird beabsichtigt diesen Wert im Demomaßstab zu erreichen und zu übertreffen



Genetisches Limit  $> 100 m^3 \text{ Methan}/m^3 \text{ Suspensionsvolumen} \times h$

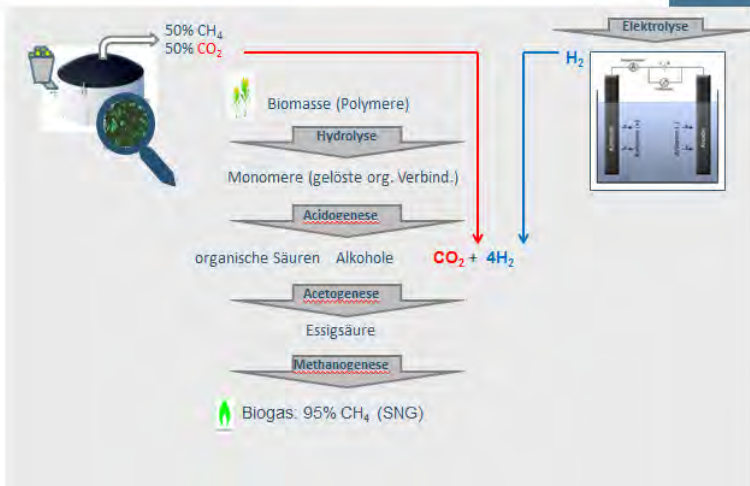
Krajete GmbH  
eMail: info@krajete.com - Web: www.krajete.com

KRAJETE

## Biologische Methanisierung Biogas-Prozess

GASCADE

VIESMANN



Illustrationsquelle:  
ZEMLE, D. 2012 © UNIVERSITÄT

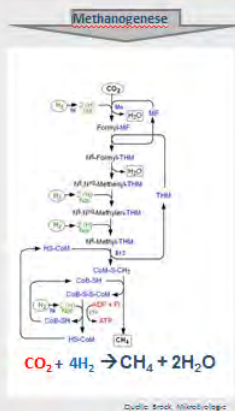


Biologische Methanisierung Methanogenese

GASCADE

VIESMANN

- Wenig komplexer Prozess
- Regulierbar:
  - Anschaltbar bei Verfügbarkeit von  $H_2/CO_2$
  - Abschaltbar bei Fehlen der Gase = „Ruhezustand der Mikroorganismen“
- Wirkungsgrad von 75 bis 80%

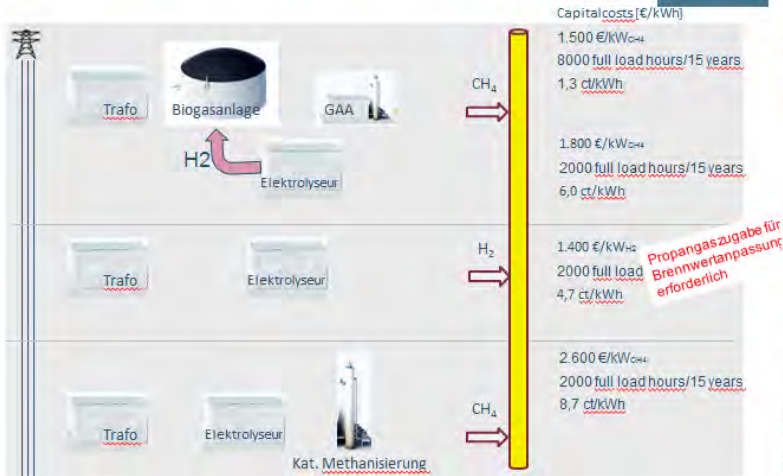


Informationsquelle: [www.igwt.de](http://www.igwt.de), [www.igwt.de](http://www.igwt.de) © VDMA/IGWT

Power to Gas: capital costs of different SNG-techniques

GASCADE

VIESMANN





### Power to Gas: capital costs of different SNG-techniques

GASCADE

VIESMANN

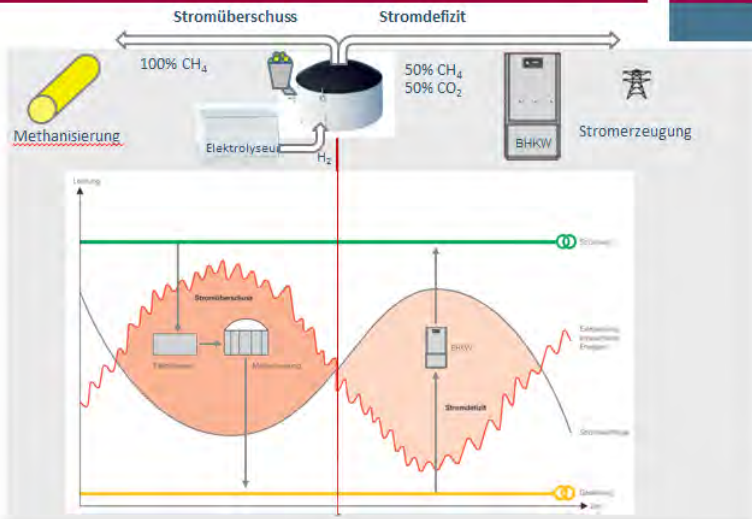


Markenpartner  
VIESMANN | GASCADE | HANSEN

### Biogasanlage als flexibler Speicher, Tag, Nacht, Sommer, Winter

GASCADE

VIESMANN



Markenpartner  
VIESMANN | GASCADE | HANSEN



Einspeisung Methan oder SNG als methanisierter Wasserstoff H2 **GASCADE**

**CH<sub>4</sub> Methan**  
**bedenkenlos sofort und jederzeit in jeder Größenordnung**  
 in allen Erdgasnetzen und Erdgasspeichern europaweit einsetzbar  
 sowie durch Methanisierung schließen des CO<sub>2</sub>-Kreislaufs  
 und CCS-Problematik ist obsolet

Kein Forschungsaufwand und Zeitverlust bei Transport und Speicherung  
 bei Leitungen, Verdichter, Dichtungen und Messungen  
 in den verschiedenen Druckstufen der Netze bis in die Haushalte

Kein Forschungsaufwand und Zeitverlust bei Gasverwendung  
 in Haushalten, Industrie und Verkehr

Allerdings:

Wirkungsgradverlust gegenüber Wasserstofferzeugung ca. 18 %-Punkte  
 und trotzdem Gesamtwirkungsgrad Power - Gas - Power leicht schlechter (32%) als  
 derzeitiger Wirkungsgrad gesamtdeutscher fossiler Stromerzeugung (35%)

Investitionskosten derzeit ca. 40% höher als bei Wasserstofferzeugung

Kassel September 2012

Herbert Bauer - GASCADE

45

**Fazit**

**GASCADE**

➔ Methanisierung  
 und keine neue H<sub>2</sub>-Technologie

- Erdgas- Ferntransport +
- Erdgas- Speicherung +
- Rückspeisende Verdichter +

- Strom so verbrauchsnahe wie möglich erzeugen
- + rückspeisende Ortsnetztrafo
- + E-Mobil

= Smart Energy-Grid geringster Investition und Kommunikation

Kassel September 2012

Herbert Bauer - GASCADE

46



# **Energiewende Nordhessen - Szenarien für den Umbau der Stromversorgung auf eine dezentrale und erneuerbare Erzeugungsstruktur**

Dr. Thorsten Ebert  
Städtische Werke Aktiengesellschaft, Kassel  
Königstor 3 – 13, 34117 Kassel  
Tel.: 0561 782-0, Fax: 0561 782-2121  
E-Mail: [EbertT@KVVKS.de](mailto:EbertT@KVVKS.de)

Katharina Henke  
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)  
Königstor 59, 34119 Kassel  
Tel.: 0561 7294-428, Fax: 0561 7294-260  
E-Mail: [katharina.henke@iwes.fraunhofer.de](mailto:katharina.henke@iwes.fraunhofer.de)

## **1 Einleitung**

Die Stadtwerke Union Nordhessen (SUN) und das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) in Kassel haben in einer gemeinsamen Analyse untersucht, wie eine Transformation des Stromversorgungssystems in Nordhessen hin zu dezentralen, erneuerbaren Erzeugungstechnologien möglich ist. Die Kombination aus der wissenschaftlichen Kompetenz des Fraunhofer IWES und den Möglichkeiten der SUN-Partner energiewirtschaftliche Konzepte in die Praxis umzusetzen, bietet eine besondere Chance für diese komplexe Aufgabenstellung. Partner im SUN-Verbund sind die sechs Stadtwerke aus Bad Sooden-Allendorf, Eschwege, Homberg, Kassel, Wolfhagen und Witzenhausen.

## **2 Untersuchungsgegenstand**

Ziel des Konzepts ist die Entwicklung eines konkreten energiepolitischen Szenarios für die zukünftige Gestaltung der Stromversorgung in der Region. Der Betrachtungsraum besteht dabei aus der Region, in der die SUN-Stadtwerke vertreten sind (Landkreise Kassel, Schwalm-Eder, Werra-Meißner und die Stadt Kassel). Zunächst unberücksichtigt bleiben die energiewirtschaftlichen Szenarien für den Wärmemarkt, die Steigerung der Energieeffizienz und den Verkehr. Diese Themen sollen zur Komplexitätsreduktion einer Folgeuntersuchung vorbehalten bleiben.



Der Atomausstieg und die aktuellen Diskussionen zur Zukunft der energierechtlichen Rahmenbedingungen (insb. des EEG) führen zu hohem Handlungsdruck im Bereich der Stromversorgung. Derzeit besteht auf Bundesebene ein Trend zur besonderen Förderung großer zentraler Anlagen z. B. im Offshore-Bereich. Diese starke Zentralisierung der erneuerbaren Energien erhöht wiederum den Handlungsdruck zum Ausbau der Höchstspannungsnetze. Die hier vorgestellte Untersuchung soll daher unter anderem zeigen, dass große Chancen in der Dezentralisierung und Regionalisierung der Energieversorgung bestehen. Vergleichbare Ansätze bestehen bisher eher auf der Ebene einzelner Kommunen, aber noch kaum unter Bezug zu ganzen Regionen. In Nordhessen besteht diesbezüglich ein interessanter Mix aus eher städtisch bzw. industriell geprägten Arealen und großflächigen Räumen mit geringer Bebauungsdichte. Inwieweit sich ein solcher Ansatz auf noch stärker industriell und durch hohe Bevölkerungsdichte geprägte Regionen, wie etwa das Rhein-Main-Gebiet, übertragen lässt, wird eine wichtige Fragestellung in zukünftigen Untersuchungen sein, wurde aber auch bereits in diesem Projekt adressiert.

Dieser dezentrale Ansatz verfolgt ausdrücklich nicht das Ziel einer autarken Energieversorgung des Betrachtungsgebiets. Es soll im Gegenteil sogar gezeigt werden, inwiefern und in welchem Umfang auch ein solches Konzept den Ausbau eines überregionalen Stromaustausches benötigt. Allerdings kann davon ausgegangen werden, dass sich daraus erheblich andere Anforderungen auf den Netzausbau ergeben als derzeit diskutiert.

Das Konzept geht dabei von einem prognostizierten Strombedarf der Region aus. Nicht berücksichtigt sind die zukünftigen Entwicklungen im Bereich der Elektromobilität sowie der wachsende Strombedarf durch den Betrieb von elektrischen Wärmepumpen, der zu erwartende Verbrauchszuwachs durch Klimaanlage und weiteren elektrischen Anlagen. Tendenziell ist davon auszugehen, dass in den nächsten Jahren zunächst eine Verbrauchsreduzierung durch Effizienzsteigerungen elektrischer Geräte einsetzt, die aber durch die genannten Entwicklungen wieder (über)kompensiert wird. Zur Vereinfachung wird daher von mittelfristig konstanten Stromverbräuchen in der Region ausgegangen.

Auf dieser Grundlage wurden folgende Fragestellungen – immer mit Bezug zum Betrachtungsraum – untersucht:

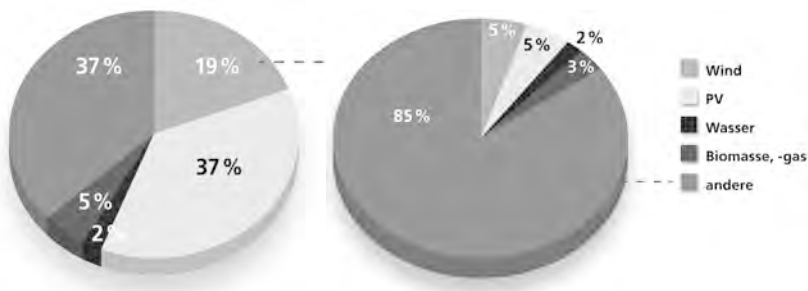
- Wie ist der aktuelle Stand des Ausbaus dezentraler erneuerbarer Energien?
- Wie hoch ist die Nachfrage (Arbeit, Leistung und Lastgang) und welcher Teil davon wird bereits heute durch dezentrale, erneuerbare Anlagen gedeckt?
- Wie hoch ist das dezentrale Flächen- bzw. Erzeugungspotenzial der Energieträger Wind, Sonne, Biogas und Wasser?

- Welche Ausbauszenarien sollten zu einer - wirtschaftlich und technisch sinnvollen - weitgehenden Deckung der regionalen Stromnachfrage angestrebt werden?
- Welche energetischen/energiewirtschaftlichen Potenziale bietet eine Maximalnutzung der dezentralen EE-Potenziale?
- Welche Residuallasten entstehen und wie können diese gedeckt werden?
- Welche Überschussmengen werden erzeugt und welche Handlungsoptionen gibt es dafür?
- Welche Investitionsbedarfe entstehen und wie entwickeln sich die Erzeugungskosten?
- Welche Möglichkeiten bestehen für Bürgerbeteiligungsmodelle und wie kann die Akzeptanz für die Ausbauszenarien gesteigert werden?

### 3 Bestandsaufnahme

Im Betrachtungsraum wohnen ca. 730.000 Einwohner. Während in der Stadt Kassel und ihrem unmittelbarem Umfeld eine zum Teil stark verdichtete Bebauung und hohe Anteile industrieller Abnehmer bestehen, sind die drei Landkreise stark durch eine ländliche Struktur mit wenigen Mittelzentren geprägt. Der geschätzte Strombedarf liegt bei ca. 3,7 TWh/a und einer Spitzenlast von ca. 600 MW. Über nennenswerte Eigenerzeugung verfügt innerhalb der SUN lediglich die Städtische Werke AG, Kassel, (KWK-Anlagen mit z. T. bereits regenerativer Erzeugung aus Biomasse).

Die Erzeugungsdaten aus EE-Anlagen in der gesamten Region (nicht nur in Eigentümerschaft der SUN-Partner) wurden für das Jahr 2010 erhoben. In diesem Zeitraum lag der EE-Anteil am gesamten Stromverbrauch bei ca. 15 %. Die installierte Leistung lag mit ca. 371 MW aber bereits bei 63 % der Maximallast (Abb. 1).



**Abb. 1: Anteil der installierten Leistung von EE-Anlagen an der Spitzenlast 2010 (links) und Anteil der Stromerzeugung aus EE-Anlagen am Stromverbrauch Nordhessen 2010 (rechts)**

Die EEG-Vergütung dieser Anlagen lag mit 97 Mio. € bereits über der aus der Region geleisteten EEG-Umlage von 75 Mio. €. Es ergab sich somit bereits 2010 ein Wertschöpfungsüberschuss für die Region.



## 4 Potenzialanalyse

Bei der Ermittlung der regionalen Flächen- bzw. Erzeugungspotenziale für den Ausbau von EE-Anlagen werden nicht die theoretisch nutzbaren Potenziale in der Region betrachtet, sondern die aus einem Szenario, in dem Deutschland im Jahr 2050 zu 100 % mit Strom aus EE versorgt wird. Der Beitrag, den der Strom aus Windenergie-, PV- und Bioenergie-Anlagen in der Region dafür leisten müssen, geben die Potenziale wieder. So werden nicht alle möglichen Flächen ausgenutzt, sondern die Verteilung erfolgt je nach Technologie nach ausgewählten Kriterien:

- Wind:
  - Die potenziellen Windenergieflächen wurden in der BWE-Binnenlandstudie/BWE 2011/ ermittelt mit dem Ziel eines ertragsoptimierten Windenergieausbaus unter der Berücksichtigung von Abstandsregelungen
  - Mindestens 1600 Volllaststunden müssen erreicht werden
  - Anlagenleistung: 5 MW
  - Daraus ergibt sich ein insgesamt erschließbares Potenzial von 3304 GWh/a
- PV:
  - Es wird zwischen Schrägdach-, Flachdach- und Fassadenanlagen und Freilandanlagen an den Rändern von Autobahnen und Eisenbahnschienen differenziert
  - Zubaukurven für die einzelnen Anlagentypen unter Annahme eines Wachstumsprozesses mit Sättigungsphänomen
  - Daraus ergibt sich ein insgesamt erschließbares Potenzial von 1760 GWh/a
- Biomasse:
  - Die potenziellen Bioenergieflächen wurden auf Grundlage einer Vielzahl von Studien und Statistiken ermittelt /BMVBS 2010/ /BMU 2010/ /GENESIS 2012/, deren räumliche Auflösung zumeist landkreisscharf war. Für eine weitere Erhöhung der räumlichen Auflösung wurden die Siedlungsgebiete, deren Einwohnerzahlen, die Industrieflächen, Ackerflächen, Wiesen und Waldflächen innerhalb der Landkreise verwendet. Innerhalb der Landkreise wurde zumeist eine gleichmäßige Potenzialverteilung auf die jeweiligen Flächentypen vorgenommen.
  - Daraus ergibt sich ein insgesamt erschließbares Potenzial von 631 GWh/a
- Wasser:
  - Aufbauend auf einer detaillierten Untersuchung zur aktuellen Wasserkraftnutzung in Hessen /THEOBALD 2011/ wurde auf der Basis von aktuellen Informationen zu Querbauwerken und Wasserkraftanlagen an den hessischen Fließgewässern das Wasserkraftpotenzial detailliert und standortbezogen ermittelt und auf Nordhessen skaliert
  - Daraus ergibt sich ein insgesamt erschließbares Potenzial von 73 GWh/a



Die Daten wurden für Wind, PV und Bioenergie postleitzahlenscharf erhoben und nach den drei Landkreisen und der Stadt Kassel klassifiziert. Daraus zeigt sich, dass in jedem der drei Landkreise das Potenzial deutlich über der derzeitigen Stromnachfrage liegt, während in der Stadt Kassel ein umgekehrtes Verhältnis besteht.

In Summe liegen aber die Erzeugungspotentiale wiederum deutlich über der derzeitigen Stromnachfrage (157 %) (s. Abb. 2).

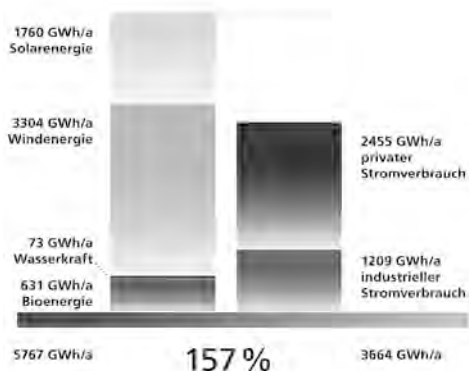


Abb. 2: Potenziale im SUN-Gebiet

## 5 Ausbauszenarien

Für die im Kapitel 5.2 bis 5.4 beschriebenen Untersuchungen werden fünf Szenarien definiert, ein Ausgangsszenario und vier weitere Szenarien mit unterschiedlicher Zusammensetzung der Erneuerbaren Energien.

### 5.1 Beschreibung der Szenarien

Für das Ausgangsszenario wurde folgender Energiemix definiert:

- Wind 60 %
- PV 14 %
- Biomasse 5 %
- Wasser 2 %

Der restliche Strombedarf könnte über ein Ausgleichskraftwerk (z. B. Gasturbinenkraftwerk) und überregionalen Strombezug gedeckt werden. Grundlage ist die Festlegung, ca. 80 % des Strombedarfs aus dezentralen, erneuerbaren Anlagen zu decken. Diese



zunächst willkürliche Festlegung soll als Ausgangspunkt dienen, um in der weiteren Analyse zu ermitteln, ob ggf. ein höherer/niedrigerer Anteil energiewirtschaftlich bzw. ökonomisch sinnvoll sein kann. Für dieses Ausbauszenario werden sowohl der Anlagenbedarf, die Investitionsbedarfe als auch insbesondere die Flächenbedarfe für Windkraftanlagen ermittelt. Der Flächenbedarf für Windkraftanlagen liegt bei ca. 1,2 % des Betrachtungsraumes und damit noch unter dem 2 %-Ziel der Hessischen Landesregierung, wobei zu beachten ist, dass sich von den potenziell erschließbaren 2 % sicher nicht alle Flächen auch wirtschaftlich erschließen lassen und insofern der Bedarf besteht, mehr Flächen auszuweisen, als tatsächlich für ein solches Versorgungsszenario benötigt werden.

Diesem Ausgangsszenario wurden vier weitere Szenarien gegenübergestellt:

- Szenario „Windplus“
- Szenario „PVPlus“
- Szenario „Bioplus“
- Szenario EEmax

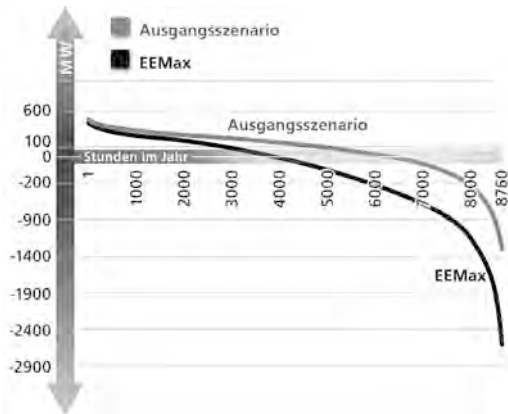
In den drei ersten Szenarien wurde der jeweilige Anteil des entsprechenden Energieträgers zulasten der anderen EE-Energieträger erhöht, wenn möglich verdoppelt. Im vierten Szenario wurde ein maximaler Ausbau aller im Betrachtungsraum vorhandenen EE-Potenziale angenommen.

## 5.2 Vergleich der Szenarien

Die Szenarien wurden einem analytisch hergeleiteten regionalen Nachfragelastgang gegenübergestellt und dann verglichen hinsichtlich:

- Residuallasten
- Überschussenergie
- Erzielbarer Selbstversorgungsquote der Region
- Investitionsbedarf

Die folgende Grafik zeigt die Residuallasten/Überschussenergie beim Ausgangsszenario und dem EEmax-Szenario:



**Abb. 3: Jahresdauerlinien der Residuallasten in den Szenarien „Ausgangsszenario“ und „EEMax“**

Im Ergebnis heißt das, dass beim Ausgangsszenario rechnerisch in ca. 3 Monaten Überschüsse entstehen, die entweder überregional abtransportiert, gespeichert oder abgeregelt werden können/müssen. Eine sinnvolle Größenordnung für ein potenziell dezentrales Ausgleichskraftwerk liegt bei 350 – 400 MW (wofür allerdings im Rahmen der Studie keine Wirtschaftlichkeitsrechnung erstellt wurde). Der Bedarf für eine Ausgleichsleistung von z. B. 400 MW besteht aber nur an wenigen Tagen im Jahr. Im Szenario EEMax entsteht hingegen deutlich mehr Überschussenergie, so dass sich hier erhebliche Exportpotenziale ergeben.

Die Berechnungen zeigen zudem, dass sich die mit den Szenarien (ohne EEMax) erzielbare „regionale Selbstversorgungsquote“ bei ca. 60 % einpendelt (bei „Windplus“ etwas niedriger; bei „Bioplus“ etwas höher). Selbst beim Szenario EEMax lässt sich keine annähernde Vollversorgung erzielen. Die Selbstversorgungsquote liegt in diesem Fall bei ca. 80 %, obwohl insgesamt ca. 157 % des rechnerischen Bedarfs erzeugt werden. Grund ist die Ungleichzeitigkeit von Stromerzeugung und Stromnachfrage. Daraus ergeben sich zwei Fragen:

- Wie können die Residuallasten (ca. 40 % der Menge) erzeugt werden?
- Welche Lösungen gibt es für die Verwendung der Überschusslasten bzw. welche Einnahmeverluste entstehen, wenn diese abgeregelt werden müssen?

### 5.3 Residuallasten

Sofern auch die Residuallasten dezentral erzeugt werden sollen, sind zunächst zwei Varianten denkbar:



- Bau/Beteiligung an einen Gasturbinenkraftwerk
- Bau/Beteiligung an einem Pumpspeicherkraftwerk

Für ein entsprechend dimensioniertes Pumpspeicherkraftwerk bestehen zwar im Betrachtungsraum keine Ausbaupotenziale, allerdings werden Projekte derzeit sowohl in Westfalen als auch in Thüringen diskutiert. Eine grundsätzlich andere Alternative ist der überregionale Strombezug. Technisch sind alle drei Varianten möglich. Eine wirtschaftliche Bewertung erfolgte im Rahmen dieses Projektes zunächst nicht.

Mit einem 400 MW Gaskraftwerk wäre es möglich, den dezentralen Selbstversorgungsanteil auf fast 100 % zu erhöhen. Die Benutzungsstunden lägen bei ca. 3.500 Std./a. Auch ohne differenzierte Wirtschaftlichkeitsberechnung wird deutlich, dass ein solches Kraftwerk ohne die Ausbildung eines Kapazitätsmarktes nicht wirtschaftlich betrieben werden kann.

Auch mit einem entsprechend groß dimensionierten und hinsichtlich seiner Laufleistung an den Residuallastgang angepassten Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerks ließe sich eine nahezu vollständige Deckung des Bedarfes erreichen. Vorteil wäre hier zudem, dass auch die Überschussproduktion regional verwendet werden kann, um das Oberbecken zu füllen. Nach derzeitigen Erkenntnissen kann aber auch hier – unter Berücksichtigung der gegenwärtigen Marktverhältnisse – nicht von einem wirtschaftlichen Betrieb ausgegangen werden.

#### **5.4 Überschusslasten**

Überschusslasten entstehen im Ausgangsszenario und den drei Vergleichsszenarien in einer Größenordnung von ca. 1.200 MW. Beim Szenario EEmax sogar bis zu 2.500 MW. Da die derzeitige Spitzennachfragemlast bei ca. 600 MW liegt, muss davon ausgegangen werden, dass die überlagerten Netzkapazitäten nicht geeignet sind, diese Leistung abzutransportieren (völlig unabhängig von der Frage, ob es an anderer Stelle überhaupt eine Nachfrage dafür gibt). Insofern zeigt sich zunächst, dass auch ein dezentraler EE-Ausbau eine Erweiterung von Übertragungsnetzkapazitäten notwendig machen dürfte (vor allem dann, wenn ein solches Konzept in sehr vielen Regionen verfolgt wird). Ob ein massiver dezentraler EE-Ausbau in sehr vielen Regionen allerdings den Netzausbau in gleichem Umfang notwendig macht, wie ein Energieerzeugungsszenario, das stark auf den Ausbau von Offshore-Windkraft setzt, darf bezweifelt werden. In jedem Fall kann davon ausgegangen werden, dass die Struktur eines solchen Ausbaus überregionaler Transportnetze deutlich anders aussieht, als die derzeitige Konzeption, die sehr stark von einem Transport der im Norden Deutschlands erzeugten Überschüsse in die Verbrauchsschwerpunkte im Rheinland und in Süddeutschland ausgeht.



Für die fiktive Annahme, dass die Überschüsse überhaupt nicht abtransportiert werden können und somit die EE-Anlagen abgeregelt werden müssen, gehen der Region (auf der Basis aktueller EEG-Vergütungen) Einnahmen von ca. 11 Mio. € p. a. in den vier Vergleichsszenarien und von 176 Mio. € p.a. im Szenario „EEmax“ verloren. Eine Alternative – oder zumindest Ergänzung – zum überregionalen Netzausbau stellt hier die Speicherung dar. Dabei stellt neben der elektrischen Speicherung insbesondere die Wärmespeicherung (Power to Heat oder Power to Gas) einen wichtigen Baustein dar. Die entsprechenden Möglichkeiten konnten in dieser Studie allerdings nicht weiter untersucht werden.

## **6 Bürgerbeteiligung und Akzeptanzforschung**

Jedes der beschriebenen Szenarien setzt auf einen erheblichen Ausbau von EE-Anlagen mit dem Schwerpunkt Windenergie. Dabei stellen sich nicht nur die technischen und wirtschaftlichen Fragen. Ohne eine breite Akzeptanz in der Bevölkerung ist ein solches Konzept nicht realisierbar. Im Rahmen der Studie wurden verschiedene Konzepte behandelt, die gerade in Nordhessen auch schon realisiert wurden oder sich in Umsetzung befinden. Dazu gehören neben der finanziellen Beteiligung auch die Beteiligung im Rahmen des Planungs- und Bauprozesses. Bei der finanziellen Beteiligung können direkte Formen (etwa Genossenschaften) und indirekte Formen (z. B. Klimaschutzbrief) unterschieden werden. Auf diese Ansätze soll aber an dieser Stelle nicht im Detail eingegangen werden.

## **7 Regionale Wertschöpfung**

Bereits im Rahmen einer in 2011 erstellten Vorstudie wurde ermittelt, welche Budgets für die Energieversorgung derzeit aus der Region abfließen. Im Ergebnis zeigt sich, dass durch die Umsetzung eines dezentralen Erzeugungskonzeptes von den derzeit abfließenden ca. 330 Mio. € (für überregionale Strombeschaffung) nahezu 90 % (300 Mio. €) in die Region zurückgeholt werden könnten. Voraussetzung ist, dass der Ausbau der EE-Erzeugung vorrangig mit regionalen Akteuren (Stadtwerken, Genossenschaften, regionalen Banken, Kommunen) realisiert wird.

## **8 Zusammenfassung**

Gegenstand der vorliegenden Untersuchung ist die Entwicklung eines konkreten energiewirtschaftlichen Szenarios für die zukünftige Gestaltung der Stromversorgung in Nordhessen. Ziel ist es dabei, das Stromversorgungssystem soweit wie energiewirtschaftlich und ökonomisch sinnvoll auf eine dezentrale, erneuerbare Erzeugungsstruktur



tur umzustellen. Neben den klima- und umweltpolitisch relevanten Fragestellungen ist es auch Ziel, die Wertschöpfung soweit wie möglich in die Region zurückzuholen, ohne überregional oder gar international notwendigen Strukturen – insbesondere beim Netzausbau – unberücksichtigt zu lassen. Die wesentlichen Erkenntnisse der Studie sind:

- Die SUN-Region hat wesentlich mehr Flächenpotenzial als für eine weitgehend dezentrale und erneuerbare Erzeugungsstruktur zwingend notwendig ist.
- Der maximale EE-Selbstversorgungsanteil liegt bei 80 %, sinnvoll erscheint derzeit ein Zielwert von ca. 60 % (allerdings ohne Berücksichtigung von Speichertechnologien, die zu einer wesentlichen Erhöhung dieses Anteils beitragen können).
- Solange die dezentralen EE-Anlagen in einem der untersuchten Ausbauszenarien im Fall der Überschussproduktion abgeregelt werden müssen, entgehen der Region Einnahmen in Höhe von ca. 15 Mio. € p. a. (Ausgangsszenario). Daraus wird das Potenzial deutlich, das im Ausbau von Speichertechnologien liegt.
- Sofern eine flexible Erzeugung (Gas, PSW) explizit für den regionalen Bedarf konzipiert würde, erscheint hierzu eine Größenordnung von ca. 400 MW sinnvoll. Diese könnte aber beim derzeitigen Marktdesign nicht betriebswirtschaftlich sinnvoll betrieben werden.
- Die regionalen Wertschöpfungspotenziale gehen schon jetzt über die durch die steigende EEG-Umlage entstehenden (regionalen) Kosten hinaus.
- Eine regionale Energiewende ist auch in einer Region mit einem großen Oberzentrum mit industriell geprägter Struktur möglich.
- Der EE-Anteil kann nicht nur durch Speicherausbau, sondern auch durch überregionalen Austausch erhöht werden.

Insgesamt zeigt die vorliegende Untersuchung, dass im dezentralen Ausbau erneuerbarer Energien erhebliche Potenziale liegen. Es wird deutlich, dass die Umstellung des Energiesystems nicht vorrangig darin bestehen sollte, die derzeitige zentrale Struktur aus Atom- und Kohlekraftwerken in eine zentrale Struktur aus Offshore-Windkraft und zentralen PV-Großkraftwerken zu überführen. Der Fokus muss und kann, zwar nicht ausschließlich, aber mindesten gleichgewichtig auch im dezentralen Ausbau liegen.

Die vorliegende Studie soll im Rahmen der Zusammenarbeit zwischen SUN und Fraunhofer IWES weiter fortgeführt und vertieft werden.



## 9 Literatur

- /BWE 2011/ Bundesverband Windenergie (BWE), Potenzial der Windenergienutzung an Land (Kurzfassung), Berlin, Mai 2011
- /BMVBS 2010/ BMVBS (Hrsg.) Globale und regionale Verteilung von Biomaspotenzialen, Status-quo und Möglichkeiten der Präzisierung BMVBS-Online-Publikation 27/2010, 2010
- /BMU 2010/ Leitstudie 2010 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Dezember 2010
- /GENESIS 2012/ Statistischen Ämtern des Bundes und der Länder: Regionaldatenbank Deutschland  
auf <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online;jsessionid=3A01BFB137FE5DF3EDA2B130FF255C83?Menu=Willkommen> (Zugriff: 10.04.2012)
- /THEOBALD 2011/ Roland, F.; Theobald, S., Das Wasserkraftpotenzial in Hessen, in WasserWirtschaft 101 (2011), Heft 7-8, S. 29-32



## Akzeptanz Erneuerbarer Energien in der Region Harz

Amelie Fechner, Anna Schütte, Jan Hildebrand & Petra Schweizer-Ries

### Kontakt

Prof. Dr. Petra Schweizer-Ries

Forschungsgruppe Umweltpsychologie (FG-UPSY) an der Universität des Saarlandes  
Campus A5 4, 66123 Saarbrücken

Tel.: (0681) 302-3180, Fax: (0681) 302-3450

E-Mail: [petra.schweizer-ries@fg-opsy.com](mailto:petra.schweizer-ries@fg-opsy.com)

### 1 Einleitung

Die Realisierung einer nachhaltigen Energieversorgung ist ein zentrales umweltpolitisches Ziel der Bundesregierung. Einen der wesentlichen Erfolgsfaktoren für die Erreichung dieses Ziels stellt die Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Gesamtenergieversorgung dar. Für diesen weiteren zügigen Ausbau Erneuerbarer Energien (EE) ist neben der technologischen Weiterentwicklung und angemessenen rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen auch die Akzeptanz breiter Bevölkerungs- und Akteursschichten unbedingt erforderlich: Durch die Veränderung der Energieversorgung und den zunehmenden Ausbau der dezentralen EE-Anlagen finden verstärkt Veränderungen im Lebensumfeld der Menschen statt – z.B. Landschaftsbildveränderungen durch die Anlagen selbst, den korrespondierenden Energiepflanzenanbau oder den Ausbau der Stromnetze. Mit dieser zunehmenden Betroffenheit steigt innerhalb der Bevölkerung auch der Wunsch bzw. das Bedürfnis nach Beteiligungs- und Einflussmöglichkeiten an diesen geplanten Veränderungen. In diesem Zusammenhang zeigen bisherige Forschungsarbeiten, dass lokale und regionale Beteiligungsmöglichkeiten, sowohl in Form von Mitsprache an EE-relevanten Planungs- und Entscheidungsprozessen, als auch in Form von finanzieller Beteiligung an lokalen EE-Anlagen und dem durch sie entstehenden Gewinn, einen Schlüsselfaktor für die Akzeptanz von Erneuerbaren Energien vor Ort darstellen /z.B. ZOELLNER, ITTNER & SCHWEIZER-RIES 2005/ SCHWEIZER-RIES 2008/ RAU, SCHWEIZER-RIES & HILDEBRAND 2012/.

In der umweltpsychologischen Energieforschung werden vorhandene Akzeptanzlagen in unterschiedlichen Akteursgruppen erhoben und in Bezug zu ihren Rahmenbedingungen gesetzt. Weiterhin werden u.a. Beteiligungsansätze zielgruppenspezifisch auf der lokalen (anlagenbezogenen) und der regionalen Handlungsebene hinsichtlich ihrer





Bewertung und die Zusammenhänge zwischen Beteiligungsmöglichkeiten und der Akzeptanz von EE analysiert. Anhand der Kombination von standardisierten Befragungen, qualitativen Interviews, Fokusgruppen und Workshops lassen sich beispielsweise die akzeptanzfördernden Wirkungen der verschiedenen Beteiligungsansätze und -strategien darstellen und auf ihre Wirksamkeit hin testen. Auf Basis der Untersuchungsergebnisse können Handlungsempfehlungen für die verschiedenen Beteiligungsebenen und -formen sowie die unterschiedlichen AkteurInnen abgeleitet werden. Außerdem werden Ansätze für Umsetzungsstrategien entwickelt, welche das aktive Engagement für EE-Anlagen durch lokale AkteurInnen fördern und regionale Koordinierungs- und Abstimmungsprozesse erleichtern.

## 2 Sozialwissenschaftliche Akzeptanzforschung in der Region Harz

Im Folgenden wird als ein Beispiel umweltpsychologischer Energieforschung der Forschungsgruppe Umweltpsychologie das Projekt „Sozialwissenschaftliche Begleitung des Ausbaus Erneuerbarer Energien am Beispiel der Region Harz auf dem Weg zur ‚Energienachhaltigen Gemeinschaft‘ (SEC)<sup>1</sup>“ vorgestellt. Dieses vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) geförderte Projekt befindet sich an der Schnittstelle zwischen dem übergeordneten Projekt „Regenerative Modellregion Harz“ (RegModHarz) und der Bevölkerung des Landkreises Harz.

Das übergeordnete Ziel, den Landkreis Harz auf seinem Weg zu einer „Energienachhaltigen Gemeinschaft“ zu begleiten, wird durch eine partizipative Vorgehensweise verfolgt, die das Engagement, die Bedürfnisse und Vorstellungen der BürgerInnen aufnehmen, unterstützen und begleiten, sowie die Beteiligung der BürgerInnen an Entscheidungsprozessen und nachhaltigen Entwicklungen fördern soll.

Das Projekt lässt sich thematisch in drei wesentliche Bereiche unterteilen:

a) *Lastmanagement*: Ein Arbeitsschwerpunkt liegt auf der sozialwissenschaftlichen Begleitung eines Feldversuches zur Technologie des Lastmanagements. Testhaushalte werden zu Beginn und Ende eines Feldtestes bzgl. ihrer Erfahrungen mit dem Energiemanager „BEMI“ befragt, durch den der Strombedarf der Haushalte - über den gesamt-

---

<sup>1</sup> Sozialwissenschaftliche Begleitung des Ausbaus Erneuerbarer Energien am Beispiel von RegModHarz auf dem Weg zur „Energienachhaltigen Gemeinschaft“ - FKZ 0325090P

Laufzeit des Projektes: 01.08.2010 bis 31.07.2013



ten Tag betrachtet - gleichmäßiger verteilt und somit Spitzenlasten der Nutzung reduziert werden sollen.

b) *Umweltkommunikation*: Des Weiteren werden Umweltbildungsmaßnahmen partizipativ mit AkteurlInnen der Region geplant und umgesetzt. Ziel ist dabei, mit regionalen Projekten verschiedene Altersstufen anzusprechen, angefangen bei Kindergarten- über Schulkinder, Studierende sowie Erwachsene. Methodische Vorgehensweisen beinhalten dabei die Entwicklung neuer Bildungs- bzw. Kommunikationskonzepte sowie die Unterstützung und Evaluation bereits begonnener Maßnahmen.

c) *Akzeptanz Erneuerbarer Energien*: Der letzte Schwerpunkt der Projektes liegt in der Untersuchung und Förderung von Akzeptanz und dem akzeptablen Ausbau EE-Technologien im Landkreis Harz.

Durch die Koordination von Erzeugung, Speicherung und Verbrauch soll in der Modellregion gezeigt werden, dass mit einem maximalen Anteil erneuerbarer Energieträger eine stabile, zuverlässige und verbrauchernahe Versorgung mit elektrischer Energie möglich ist. Laut Erhebungen des RegModHarz-Konsortiums /FILZEK 2011/ betrug die installierte Leistung durch EE im Landkreis Harz zum 31.12.2008 177,70 MW. Mehr als drei Viertel dieser Leistung werden durch Windenergieanlagen getragen. Die weiteren Anteile entfallen auf Photovoltaik, Wasserenergie und Bioenergie sowie Blockheizkraftwerke. Die für das Jahr 2020 anvisierte Gesamtleistung wird mit 366,75 MW angesetzt, rein technische Potenziale (ohne Berücksichtigung jeglicher einschränkender Parameter) liegen sogar weit darüber (6.942,1 MW).

Nach einer Analyse der aktuellen Akzeptanz bezüglich verschiedener EE-Technologien und Einschätzung von Bürgerbeteiligungsmaßnahmen, sollen partizipativ Empfehlungen erarbeitet und Aktionen auf den Weg gebracht werden, in denen sich BürgerInnen für den akzeptablen Ausbau von EE in der Region engagieren können. Zu diesem Zweck wurde 2011 zunächst eine Fragebogenerhebung mit 221 BürgerInnen des Landkreises Harz durchgeführt /STEINHORST & SCHÜTTE 2012/, in der die Bewertungsakzeptanz der verschiedenen Technologien, die Kenntnis von und empfundene Beeinträchtigung durch Anlagen in der Gegend und Erfahrungen und Wünsche bezüglich Bürgerbeteiligungsformen bzw. die Handlungsakzeptanz erfragt wurden /vgl. RAU, SCHWEIZER-RIES & HILDEBRAND 2012/. Im Folgenden werden zentrale Ergebnisse der Studie vorgestellt.



### 3 Aktuelle Forschungsergebnisse zur Akzeptanz Erneuerbarer Energien

#### 3.1 Bewertungsakzeptanz

Die Befürwortung der verschiedenen EE-Technologien allgemein und auch auf die Region bezogen ist sehr hoch (generelle Befürwortung aller EE-Technologien: 97,4%, vor-Ort-Befürwortung aller EE-Technologien: 85,8%). Die größte Befürwortung erhält hierbei Photovoltaik, gefolgt von Wasserkraft, Windkraft und zuletzt Biogas. Die Akzeptanz von Windenergie fällt höher aus als von vorab befragten SchlüsselakteurInnen der Region erwartet, die von Biogas deutlich niedriger als die der anderen Erneuerbaren Energieträger (und auch im Vergleich zu den erwarteten Werten), wobei hinsichtlich dieser Technologie auch der größte Informationsbedarf zu bestehen scheint. EE allgemein werden allerdings signifikant stärker befürwortet als die Anlagen vor Ort. Eine Erklärung für diese Diskrepanz könnte in einer wahrgenommenen Gefährdung der emotionalen Bindung an den Ort oder der Ortsidentität /DEVINE-WRIGHT 2009/ liegen, welche durch Sorgen um Natur- und Denkmalschutz, einer Übersättigung der Landschaft und einer Beeinträchtigung des Tourismus entstanden sein könnte.

Es gilt daher noch verstärkter an den Vorbehalten der BürgerInnen anzusetzen und Technologieweiterentwicklung und Standortwahl so voranzubringen, dass den Wünschen und Vorbehalten der BürgerInnen Rechnung getragen wird. Dies gewinnt durch den Befund, dass die Skepsis einiger Befragter nicht allein durch eine kategorische Ablehnung zu erklären ist, noch an Gewicht. Denn die Differenzen zwischen der allgemeinen und der vor-Ort-Befürwortung variieren deutlich zwischen den Technologien (beispielsweise 84,8% vs. 66,3% bei Windenergie im Gegensatz zu Photovoltaik mit 94,2% vs. 86,4%). Wenn Bedenken spezifisch für die verschiedenen Technologiearten aufgegriffen werden sollten, empfiehlt es sich vor allem beim Standortfaktor für Windenergieanlagen anzusetzen, bei der die allgemeine Akzeptanz sehr hoch, die Akzeptanz vor Ort allerdings deutlich niedriger ausfällt. Hier könnte auf Vorteile einer Produktion vor Ort, wie etwa mehr Sicherheit, Kontrolle und Unabhängigkeit von Energieimporten oder auch Arbeitsplatzgewinne für die Region fokussiert werden. Ebenso sollte das Informationsdefizit hinsichtlich Biogasanlagen verringert, sprich der Informationsstand der BürgerInnen erhöht werden. Dies könnte beispielsweise geschehen durch die Arbeit des Informations-, Bildungs- und Erlebnisentrums für EE in Dardesheim, Erlebnisführungen, die Distribution von Informationsmaterial, Informationsstände oder die im Folgenden aufgegriffene Besichtigung von EE-Anlagen.

#### 3.2 Aktive Akzeptanz (Handlungsakzeptanz): Beteiligungsprozesse & Wünsche

Befragt nach ihrem bisherigen Engagement für den Ausbau von EE, gab ein Viertel der Befragten an, bereits private Zeit in dieses Ziel zu investieren, z.B. durch den Betrieb einer eigenen EE-Anlage (in der überwiegenden Mehrheit der Fälle eine Solaranlage),



sowie Aktivitäten in lokalen Vereinen und der Politik und Austausch von Informationen im Freundes- und Bekanntenkreis und damit verbundene persönliche Weiterbildung. Der Wunsch der Befragten nach Partizipation wurde entsprechend dem Stufenmodell der Beteiligung /vgl. RAU ET AL. 2012/ erfragt.

Der Hauptteil der Befragten (86%) äußerte den Wunsch, über den Ausbau von EE in ihrem Wohnort/Gemeinde informiert zu werden. Die Möglichkeit mitzudenken und die Meinung zu äußern wird von 77 Prozent der Befragten gewünscht. 74 Prozent der Befragten äußerten den Wunsch nach Möglichkeiten der Mitentscheidung. Ein immer noch sehr hoher Anteil der Befürwortung (53%) fand sich bei der Frage zum Wunsch nach Möglichkeiten der Mitgestaltung. Die Differenz der Angaben zu den Beteiligungswünschen und dem bereits stattfindenden Engagement könnte der Tatsache zu Schulden sein, dass die Befragten nicht über die nötigen zeitlichen und finanziellen Ressourcen verfügen. Über ein Drittel der Befragten gab jedoch an, über zeitliche Ressourcen zu verfügen – ähnlich gestalten sich die Angaben zu den finanziellen Ressourcen. Rund ein Viertel der Befragten ist laut eigener Aussage in der Lage, sich finanziell mit mindestens 500 Euro zu beteiligen. Trotz dessen fallen die Angaben zu tatsächlichem Engagement weitaus geringer aus. Diese Diskrepanz zeigt deutlich, dass weniger an der Attraktivität von Beteiligung allgemein als an der Passung der einzelnen Beteiligungsangebote gearbeitet werden sollte.

Im Rahmen der Bürgerbefragung wurden zu diesem Zweck verschiedene konkrete Beteiligungsformate hinsichtlich ihrer bisherigen Nutzung, Qualität der Umsetzung und zukünftigen Wichtigkeit abgefragt und entsprechende Empfehlungen für die zukünftige Umsetzung abgeleitet. Als Beispiel sei hier die Besichtigungsmöglichkeit von EE-Anlagen genannt, die einen wichtigen Beitrag zum Abbau von Vorurteilen gegenüber EE-Anlagen und ihrer für die Region verträglichen Umsetzung leisten kann und daher häufiger angeboten werden sollte. In der Befragung zeigte sich, dass ein großes Interesse an dieser Beteiligungsform vorhanden war, leider aber bisher relativ wenige Erfahrungswerte vorlagen. In der Frage nach der Bekanntheit von EE-Anlagen in der Region gaben jedoch 42% der Befragten an, keine Anlage in ihrer unmittelbaren Umgebung zu kennen. Bei der Werbung für die Besichtigungsmöglichkeiten der Anlagen sollte also zukünftig immer im Blick behalten werden, dass sich womöglich fast die Hälfte der Angesprochenen über die Existenz einer Anlage im Unklaren ist. Auch bei der Bereitstellung von Informationen, Informationsmaterial und der Verbreitung von Bekanntmachungen und Informationsveranstaltungen sowie dem Angebot zur finanziellen Teilhabe bestehen offensichtlich Optimierungspotentiale.

## 4 Ausblick

Die Studie in der Region Harz zeigt, dass prinzipiell eine hohe Akzeptanz für den Ausbau von EE innerhalb der Bevölkerung vorhanden ist. Diese positive Einstellung gilt es für das Gelingen des gesellschaftlichen Großprojektes Energiewende in eine aktive Unterstützung zu übertragen. Hierfür sind qualitativ hochwertige Beteiligungsmöglichkeiten innerhalb der Planungs- und Genehmigungsverfahren von EE-Anlagen notwendig, um diese technischen Ausbauvorhaben angemessen für und zusammen mit den betroffenen BürgerInnen planen und durchführen zu können. Obwohl das Planungsrecht bereits Formen der Öffentlichkeitsbeteiligung vorsieht, werden diese noch zu selten genutzt bzw. es entsteht auf Seite der betroffenen BürgerInnen trotz dessen häufig der Eindruck von Intransparenz und Nichtbeeinflussbarkeit der Planungsergebnisse.

Als Aufgabe für die Zukunft gilt es folglich, die bereits bestehenden Beteiligungsangebote gezielt anzupassen, um ein verstärktes Engagement der BürgerInnen und die Etablierung von fairen, transparenten und gerechten Kooperationsstrukturen zu ermöglichen. Im Idealfall beginnen die Beteiligungsprozesse bereits bei der Entwicklung des regionalen Energiekonzeptes, dessen Inhalte dann im Regionalplan in die Fläche gebracht werden. Die gemeinsame Beschäftigung mit den EE-Technologien und der Planung von EE-Standorten erhöht das Wissen und fördert das Verständnis für die komplexen Sachzusammenhänge und Abwägungsprozesse im Zuge der Planung. Zudem kann durch die Auseinandersetzung mit dem Thema und das Erreichen gemeinsamer Lösungen die Integration der EE-Anlagen in die Ortsidentität unterstützt werden. Dabei stellt vor allem das „Wie?“, also die praktische Umsetzung von Beteiligungserfordernissen, einen zentralen Schlüsselfaktor dar. In diesem Zusammenhang zeigt sich die Bedeutung einer sozialwissenschaftlichen Schnittstelle, welche Aspekte der Information und Bildung, der moderierten Kommunikation und auch des Konfliktmanagements berücksichtigt.

Bezüglich der verschiedenen EE-Technologien hat insbesondere die Windenergie aufgrund ihrer Leistungsfähigkeit einen hohen Stellenwert. Dabei kommt dem Ersetzen älterer Windenergieanlagen durch neue leistungsstarke Anlagen (Repowering) besondere Bedeutung zu. Das Repowering kann zugleich dazu genutzt werden, die Windenergie-Standorte für ihre bessere Einbindung in die Siedlungsentwicklung der Gemeinden neu zu ordnen. Dies könnte auch ein Ansatz sein, die o.g. Varianz zwischen der allgemeinen Akzeptanz der Windenergie und der Akzeptanz der konkreten Anlagen vor Ort im positiven Sinn zu verringern (3.1). Hinsichtlich der Biogasnutzung in der Region stehen neben der gesellschaftlichen Entscheidung, in welchem Maß eine verträgliche Nutzung stattfinden kann und soll, vor allem die Information und Aufklärung im Zentrum, beispielsweise bezogen auf die Substratnutzung und Anbaumethoden. Hierdurch kann eventuellen unbegründeten Befürchtungen vorgebeugt und eine sachliche Diskussion ermöglicht werden.



## 5 Literatur

- /DEVINE-WRIGHT 2009/ Devine-Wright, P.: Rethinking Nimbyism: The Role of Place Attachment and Place Identity in Explaining Place-protective Action. *Journal of Community & Applied Social Psychology*, 19, 426-441, 2009
- /STEINHORST 2012/ Steinhorst, J. & Schütte, A.: Ergebnisbericht über Befragungen zur Akzeptanz Erneuerbarer Energien, Bürgerbeteiligung am Ausbau Erneuerbarer Energien und dem RegModHarz-Projekt. Unveröffentlichter Forschungsbericht, 2012
- /FILZEK 2011/ Filzek, D.: RegModHarz-Leitszenarien. Unveröffentlichter Forschungsbericht, 2011.
- /RAU 2012/ Rau, I., Schweizer-Ries, P. & Hildebrand, J. Participation strategies the silver bullet for public acceptance? In S. Kabisch, A. Kunath, P. Schweizer-Ries & A. Steinführer (Eds.). *Vulnerability, Risk and Complexity: Impacts of Global Change on Human Habitats*, S. 177-192, Leipzig: Hogrefe, 2012
- /SCHWEIZER-RIES 2008/ Schweizer-Ries, P. Energy Sustainable Communities: Environmental-Psychological Investigations. *Energy Policy*, 36 (11), 4126-4135, 2008
- /ZOELLNER 2005/ Zoellner, J., Ittner, H. & Schweizer-Ries, P. Perceived Procedural Justice as a Conflict Factor in Wind Energy Plants Planning Processes. *Proceedings of the 5th BIEE Academic Conference: European Energy - Synergies and Conflicts*, CD-ROM, Oxford, 2005



## **Geschäftsmodelle für eine zukünftige 100% Erneuerbare Energien Versorgung**

CUBE Engineering GmbH  
Breitscheidstraße 6, 34119 Kassel  
Tel.: +49.561.28 85 73-58  
Fax: +49.561.28 85 73-19  
Email: p.ritter@cube-engineering.com

### **1 Einleitung**

Die Energiewende bedarf neuer Geschäftsmodelle um den weiteren Ausbau der Erneuerbaren kostengünstig und mit hoher Akzeptanz umzusetzen. Im Rahmen des Forschungsprojektes Regenerative Modellregion Harz (RegModHarz) wurden Geschäftsstrategien auf Basis von bestehenden und sich abzeichnenden Rahmenbedingungen erarbeitet und analysiert.

Die derzeitige Erzeugerstruktur ist noch überwiegend von fossilen, brennstoffgetriebenen und abgeschriebenen Kraftwerken geprägt, die in Grund-, Mittel- und Spitzenlast eingestuft werden. Dagegen liegen die Besonderheiten der Stromerzeugung aus Wind, Sonne und Wasser in dem kostenlosten Angebot von Energie und aber auch deren Volatilität. Bei den brennstofffreien Erneuerbaren Energien (EE) müssen die Einnahmen des Stromverkaufs nur die Betriebskosten und Rückzahlung der Investition decken und sind somit unabhängig vom Bezug von Primärenergie auf den Energiemärkten. Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) stellt eine vorrangige Einspeisung und eine Festvergütung über bis zu 20 Jahren für die Betreiber sicher. Das EEG ermöglicht so eine risikoarme und längerfristige Investition und ist das Erfolgsmodell für den Ausbau von EE in Deutschland. Jedoch mit dem weiteren Ausbau der EE, die heute schon 20% an dem Stromverbrauch im Jahr abdecken, passt die schwankende und nur kurzfristig prognostizierbare Stromeinspeisung nicht mehr mit den konventionellen Grund- und Mittellast-Erzeugern und den damit verbundenen Marktstrukturen zusammen. Aus Sicht der konventionellen Energiewirtschaft wird daher eine marktkonforme und der Stromnachfrage angepasste – und nicht immer vorrangige – Einspeisung von den Erneuerbaren Energien gefordert. Aus Sicht der Energiewende wird dagegen eine Transformation des Energiesystems und des Energiemarkts notwendig, die an die brennstofffreie Erneuerbaren Energie aus Wind, Wasser, Sonne angepasst ist. Das EEG 2012 gibt hierzu erste Ansätze durch die Option zur Direktvermarktung und die Flexibilisierungsprämie für eine bedarfsgerechte Einspeisung von steuerbaren Anlagen wie Biogas- und Biomethananlagen.



Im Forschungsprojekt wurden mit Blick auf eine 100% Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien Szenarien für das Jahr 2020 und eine 100% Versorgung entwickelt. Dabei wird auf die Rolle von ländlichen Regionen mit geringer Bevölkerungsdichte wie dem Landkreis (LK) Harz eingegangen.

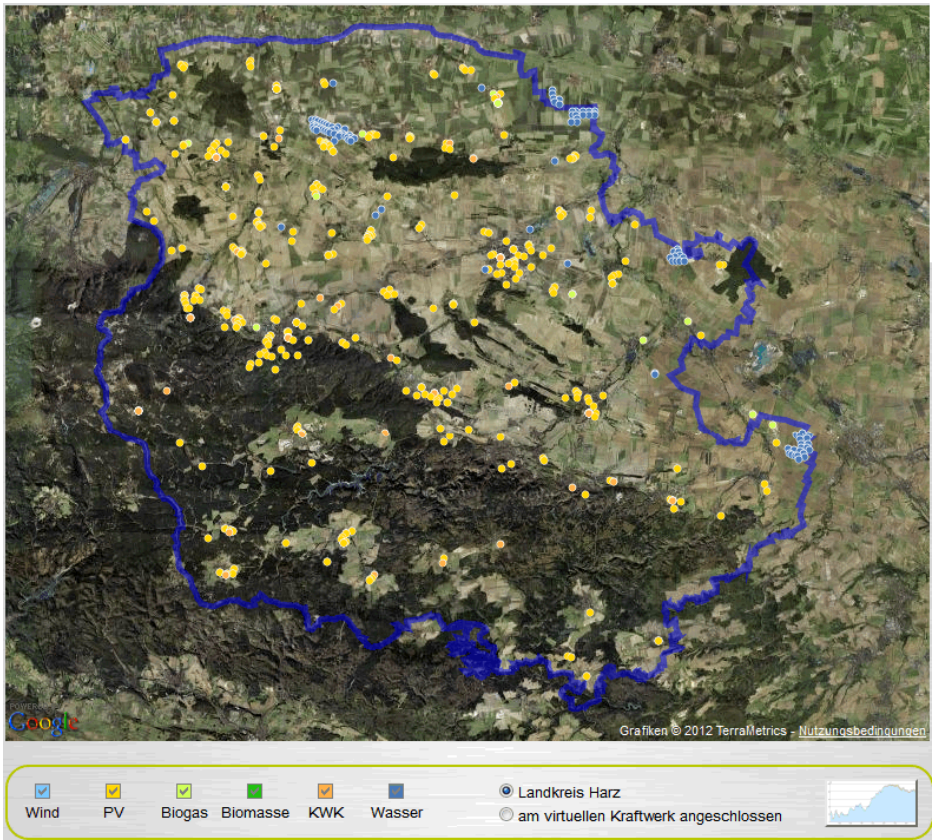


Abb. 1: Erzeugungsanlagen im LK Harz ([www.RegModHarz-marktplatz.de](http://www.RegModHarz-marktplatz.de))

## 2 Das 100% Szenario

Das im Projekt untersuchte Szenario stellt eine unter vielen denkbaren Möglichkeiten für eine 100% Versorgung dar und wurde daher bewusst keiner Jahreszahl in der Zukunft zugeordnet. Ergebnis der Untersuchungen sind Erkenntnisse für die Wege, die zu beschreiten sind, um das Ziel einer tragfähigen 100%EE-Strom-versorgung zu erreichen. Die Einspeisezeitreihen beruhen dabei auf dem vom IWES für das UBA entwickelte 100% Szenario für 2050.



## 2.1 Kennzeichen des entwickelten 100%-Szenarios

Die Modellregion ist im 100%EE-Szenario als Teil der Bundesrepublik zu verstehen, die ihren Verbrauch selbst zu 100%EE und darüber hinaus den flächenbezogen Anteil der BRD-Verbrauch mit versorgt. Ein autarker jederzeitiger Ausgleich von Verbrauch und Erzeugung innerhalb einzelner Regionen ist nicht sinnvoll, da es sonst nicht möglich wäre, im gesamten Land bedarfsgerecht auf die EE-Potentiale zurückzugreifen. Ländliche Regionen mit großen Potentialen müssen Ballungsräume anteilig mitversorgen. Im Szenario entspricht die Stromerzeugung der Modellregion etwa dem doppelten Eigenbedarf. Weiterhin wird das Stromnetz zum räumlichen Ausgleich benötigt: herrscht in einer Region Windflaute, kann eine andere Region mit zeitgleichem Überschuss an Wind- und PV-Strom diese anteilig mitversorgen. Dies reduziert den Bedarf an teurer Stromspeicherkapazität signifikant.

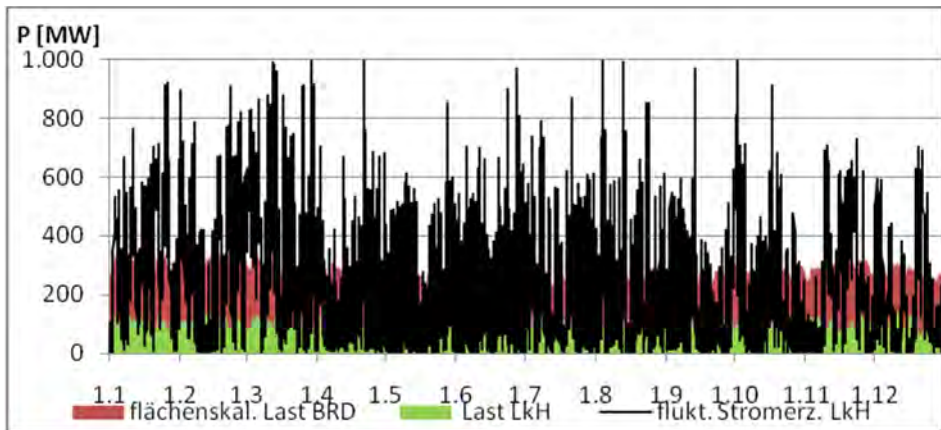
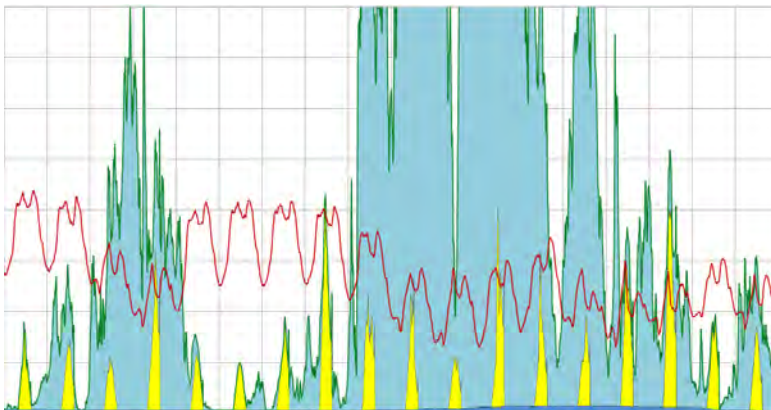


Abb. 2: Jahreszeitreihen flächenskalierter Verbrauch (Last) BRD, Verbrauch LK-Harz, Einspeisung 100% Szenario

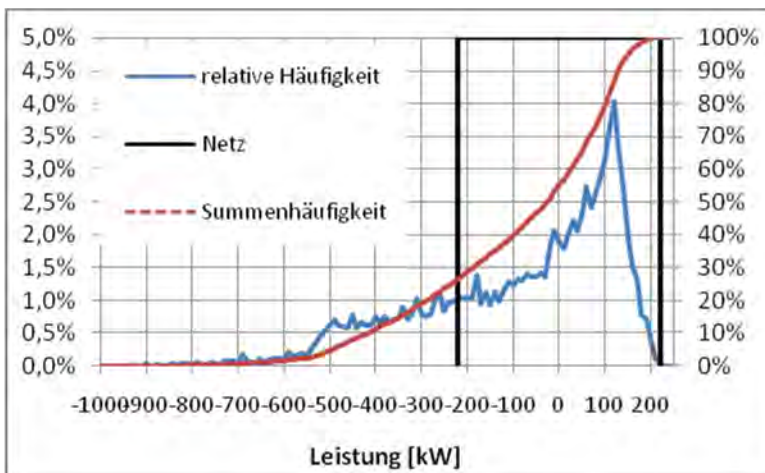
## 2.2 Umgang mit Leistungsschwankungen in der Erzeugung

Für das 100%EE-Szenario wird deutlich mehr installierte Wind- und PV-Anlagenleistung benötigt, als derzeit im Landkreis vorhanden. Die Erzeugungsspitzen betragen bis über dem Fünffachen der Lastspitze.



**Abb. 3: Erzeugung und Verbrauch im 100% Szenario. Rote Linie = Stromverbrauch, Blau Fläche= Windenergie, gelbe Fläche =Sonnenergie, dunkelblaue Fläche = Wasserkraft**

Bei Betrachtung des Landkreis Harz als zusammenhängenden Netzbereich beträgt die Strombedarfsspitze etwa 220MW. Die Residuale Last (Lastkurve abzüglich der Wind-, Wasser- und PV-Einspeisung) überschreitet die Strombedarfsspitze zeitweise um ein Vielfaches: in 26% der Jahresstunden das Einfache, in 8,6% der Jahresstunden um das Zweifache. Um den potenziell verfügbaren Wind- und PV-Strom maximal nutzen zu können und die Anlagen nicht zu häufig wegen Netzrestriktionen abzuregeln, sind flexible Stromverbraucher und -speicher an den richtigen Stellen im Netz notwendig.



## **Abb. 4: Häufigkeitsverteilung der Einspeiseleistungen im 100% Szenario und maximale Lastspitze**

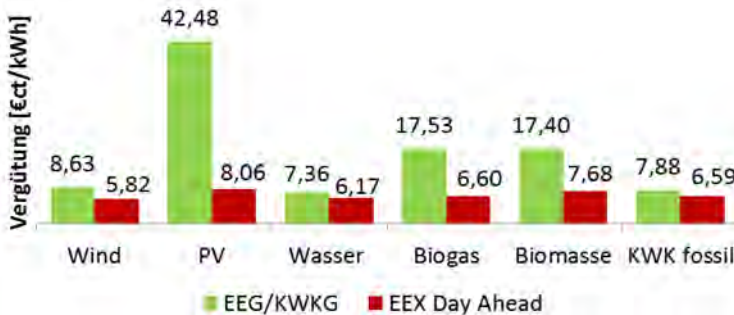
### **3 Anforderungen an die Geschäftsmodelle**

Dass die Energiewende technisch machbar ist, zeigen bereits viele unterschiedliche Projekte. Die große Herausforderung der Energiewende ist jedoch diese kostengünstig, sozial gerecht und mit breiter Akzeptanz umzusetzen.

Im Forschungsprojekt RegModHarz wurden dazu Geschäftsmodelle für ein Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien entwickelt und auf ihre Umsetzbarkeit unter heutigen Rahmenbedingungen hin untersucht. Dabei wurde der Fokus auf die folgenden Ziele gelegt:

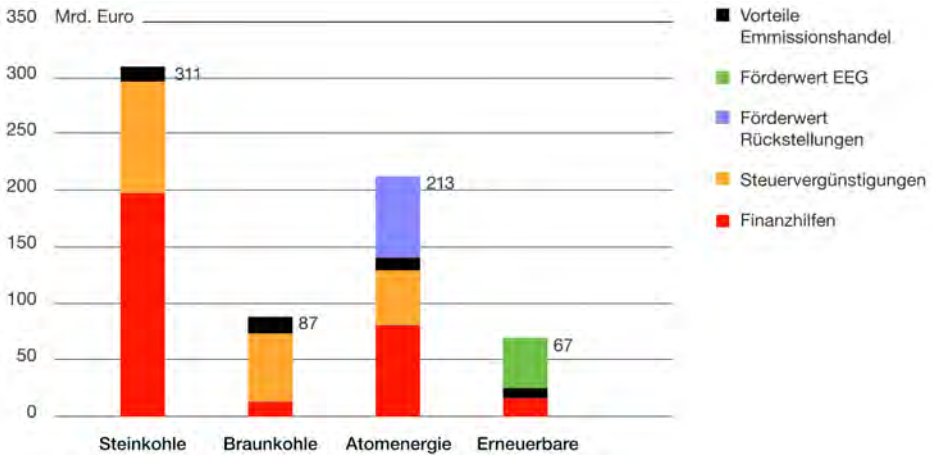
- a) Steigerung der Wohlfahrt / Senkung der externen Kosten
- b) hoher Anteil erneuerbarer Energien zu jeder Zeit
- c) Hohe Energieeffizienz im Gesamtsystem
- d) Anreize für Lastverlagerungen
- e) Marktintegration der EE in Großhandelsmärkte für den überregionalen Ausgleich
- f) Sichere und risikoarme Rahmenbedingungen für die Investition von Erneuerbaren Energieanlagen wie im bisherigen EEG
- g) Zusammenbringen von den regionalen Akteuren
- h) Regionale Wertschöpfung
- i) Akzeptanz für dezentrale Erneuerbare Energien

Mit den derzeit gültigen Rahmenbedingungen sind neue funktionierende Geschäftsmodelle nur eingeschränkt möglich. Ein wichtiger Grund ist, dass die Großhandelspreise für Strom von den bereits abgeschriebenen und subventionierten Kraftwerken unter den benötigten Einspeisetarifen von den Erneuerbaren Energieanlagen liegen. Darüber hinaus drücken die Erneuerbaren Energien durch die Vorrangregelung und die feste Vergütung sogar die Preise an der Strombörse.



**Abb. 5: Mittlerer Börsenpreis und durchschnittliche EEG Vergütungssätze im LK Harz im Jahr 2008**

Die Politik hat derzeit die Herausforderung, den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien voranzubringen, zugleich Großstromverbrauchern günstige Strompreise zu ermöglichen und die mittleren bis Kleinverbraucher nicht zu stark finanziell zu belasten. Dabei liegt ein Schwerpunkt in dem Heranführen der EE an Märkte und die Märkte an die Eigenheiten der EE. Durch den erfolgreichen Mechanismus zur Finanzierung der Erneuerbaren über die EEG-Umlage ist für die breite Bevölkerung die Belastung durch die EE transparent und ist dadurch aber auch in die Kritik geraten. Zusätzlich belasten die von der EEG-Umlage befreiten Großverbraucher (ca. 20% des Stromverbrauchs der BRD) zusätzlich die anderen Stromverbraucher. Im Vergleich kam es bei der wenig transparenten Förderung für Atomkraftwerke und Kohlenutzung bisher kaum zu Kritik, obwohl nach den von Greenpeace in Auftrag gegebenen Studien in der Vergangenheit ein Vielfaches an Steuermitteln im Verhältnis zu den Erneuerbaren Energien geflossen ist (siehe Abb. 6).



**Abb. 6: Staatliche Förderungen Stromerzeugung 1970 – 2012 Greenpeace/BWE-Studie**

Durch diese Förderung in der konventionellen Stromerzeugungsanlagen und der nicht eingepreisten externen Kosten für die Umweltveränderungen sowie einer Politik zur Sicherstellung von niedrigen Industriestromkosten besteht derzeit kein realer Wettbewerb auf dem Stromsektor.

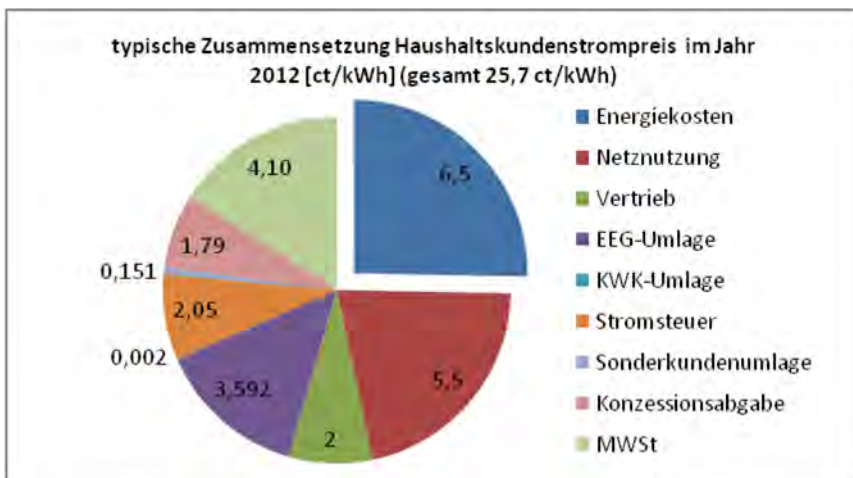
Mit der im EEG 2012 geregelten Direktvermarktung und der Flexibilisierung von steuerbaren Biomasseanlagen wurden neue Anreize für neue Geschäftsmodelle gegeben um die Erneuerbaren Energien Anlagen besser in das Energiesystem zu integrieren.

## 4 Geschäftsmodelle und Geschäftsstrategien

Aus denen in RegModHarz untersuchten Geschäftsmodelle und entwickelten Geschäftsstrategien werden vier im Einzelnen weiter beleuchtet:

### 4.1 Anreize zur Lastverlagerung bei Haushalten

Die finanziellen Anreize zur Lastverlagerung in Haushalten sind derzeit gering, da nur etwa ein Fünftel des Strompreises dem Anteil der Energiekosten an den Großhandelsmärkten entspricht. Ein Vertrieb hat daher derzeit kaum Möglichkeiten den Strompreis beim Endkunden maßgeblich entsprechend dem Angebot und Nachfrage zu variieren und damit eine Preisspreizung zu erreichen, die einen wirkungsvollen Anreiz zur Lastverlagerung bietet.



**Abb. 7: Zusammensetzung Strompreis Haushalte 2012**

In dem entwickelten Geschäftsszenario *zeitlich dynamischer Stromtarif* werden entsprechend dem Angebot von Erneuerbaren Energien Anreize zur Lastverlagerung bei den Haushalten gegeben.

In dem Ansatz von RegModHarz wurde dazu eine zusätzliche dynamische Preiskomponente beim Strompreis eingeführt, die als Bonus oder Malus agiert. Dadurch ist der Strom immer dann preiswert, wenn das Stromangebot aus Wind- und Sonnenenergie im Verhältnis zum Stromverbrauch hoch ist. Andererseits kostet Strom viel, wenn ein zu geringes Stromdargebot aus den brennstoffunabhängigen, dafür aber schwankend einspeisenden erneuerbaren Energiequellen wie Wind und Sonne herrscht und ein wesentlicher Teil der Nachfrage aus flexiblen Anlagen mit Brennstoffbedarf gedeckt werden muss. Der zeitdynamische Stromtarif hat 9 Preisstufen in Schritten von 4 ct/kWh. So ergibt sich eine Preisspreizung von  $\pm 16$  ct/kWh. Die Preisstufen werden für jede Stunde des Tages berechnet und den Haushalten bereits am Vortag verbindlich übermittelt. Damit besteht die Möglichkeit, den Stromverbrauch aktiv zu planen. Vorteil des Bonus-Malus-Systems ist die Unabhängigkeit der Preisspreizung vom Energiekostenanteil am Endkundenstrompreis. Somit wird eine Trennung zwischen Energieliefervertrag und Veränderung des Lastprofils möglich. Der Netzbetreiber kann so z.B. auch Anreize setzen, Wind- und PV-Strom im Verteilnetz zu nutzen, sofern das Übertragungsnetz keine weitere Einspeisung zulässt.

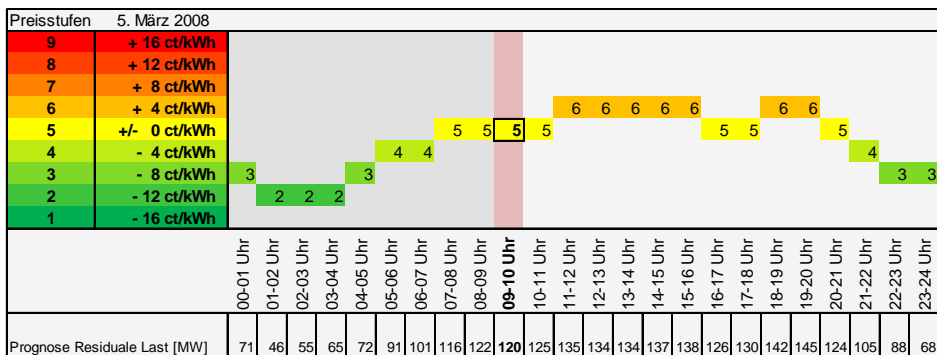


Abb. 8: Beispiel für den zeitlichen Verlauf der Tarifstufen beim Haushaltskunden

Der Tarif wurde im Feldtest an 46 Testhaushalten unabhängig von bestehenden Stromlieferverträgen umgesetzt.

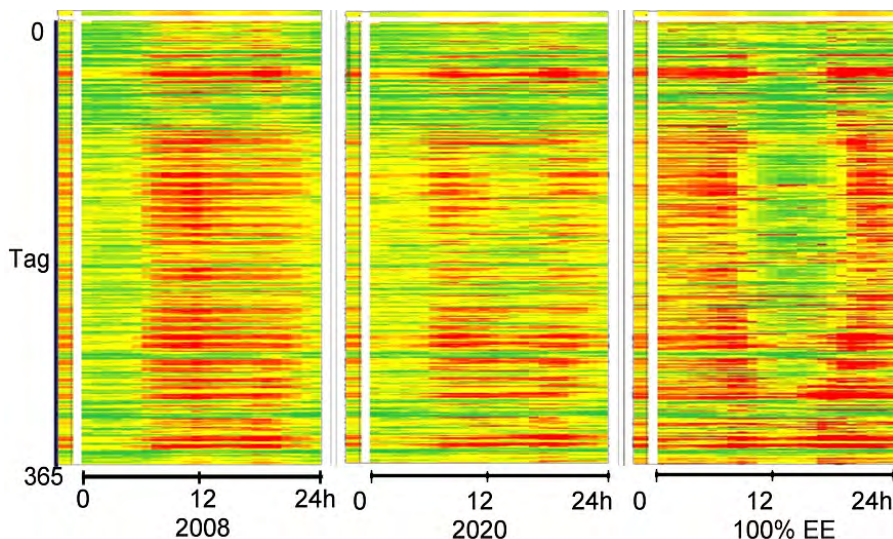
Für den Kunden wurde für die Transparenz der Stromzusammensetzung, des Verbrauchs, den gesteuerten Geräten und den Kosten auf der Marktplattform ([www.regmodharz-marktplatz.de](http://www.regmodharz-marktplatz.de)) eine kundenspezifische Informationsbereich eingerichtet.



Abb. 9: Kundenspezifische Informationsplattform auf der Marktplattform



Weiterführend wurden in Simulationen die Preisstufen für den LK Harz für die Szenarien 2008, 2020 und 100% modelliert. Wie die Abbildung 10 zeigt, wird sich beim weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien durch die PV-Einspeisung und die nicht vorhandene Grundlasteinspeisung die Stromknappheit in die Nachtstunden verlagern. Auch wird es längere Zeiten mit hohem Windaufkommen und genauso Windflauten sowie bewölkte Zeiträume geben.



**Abb. 10: Modellierte Preisstufen in den Szenarien 2008, 2020 und 100% EE**

## 4.2 Regionale Versorgung

Ein wichtiger Aspekt bei der Energiewende ist die Transparenz und Akzeptanz bei den Bürgern. Daher ist es wünschenswert, ein Geschäftsmodell zu ermöglichen, wonach die Verbraucher den Strom aus den umliegenden Erzeugungsanlagen beziehen können.

Die derzeitige Rechtslage lässt Sondermodelle zur direkten Vermarktung von EE-Strom an Endkunden zu, z.B. zum Eigenverbrauch, weiterhinaus Befreiungen von der Stromsteuer im räumlichen Zusammenhang, von der EEG-Umlage oder von Netznutzungsgebühren. Diese Modelle sind aber derzeit nicht im großen Umfang umsetzbar. Ein in dieser Richtung im EEG 2009 bereits verankerter Ansatz ist das Grünstromprivileg, bei dem der Vertrieb von der EEG-Umlage befreit war, wenn er mit mindestens 50% EEG-fähigen Strom seine Endkunden beliefert hat. Jedoch im EEG 2012 wurde





die Befreiung – bei gleichzeitig höhere Anforderungen–auf 2ct/kW begrenzt und machte für viele Vertriebe das Modell wieder unwirtschaftlich.

Auch für die Modellregion LK Harz war das Ziel ein Geschäftsmodell für die regionale Vermarktung zu finden, jedoch gibt es derzeit kein funktionierendes Geschäftsmodell dafür, wie Vertriebe im großen Maßstab die Verbraucher mit dem regional erzeugten EE-Strom beliefern können. Vor diesem Hintergrund wurden im Projekt Empfehlungen erarbeitet, die eine regionale Vermarktung ermöglichen sollen. Im Wesentlichen beruhen die Empfehlungen auf einer Weiterentwicklung des Grünstromprivilegs und der Stromsteuerbefreiung. Solange die noch nicht abbeschriebenen Erneuerbaren Energien-Anlagen gegen die abbeschriebenen konventionellen Kraftwerke, bei denen die externen Kosten und Förderungen nicht eingepreist werden, konkurrieren müssen, werden erfolgreiche Geschäftsmodelle zur Regionalen Versorgung mit Erneuerbaren Energien nur unter regulierten Rahmenbedingungen möglich sein.

### 4.3 Beteiligungsmodelle

Der Ausbau der dezentralen Erneuerbarer Energien (EE) mit dem Ziel einer 100%EE-Versorgung kann nur mit Akzeptanz und Beteiligung der Bürgerschaft gelingen. Dies ist wichtig, da EE-Anlagen in der Fläche errichtet werden und die Bürger vor Ort betroffen sind. Entscheidend ist, Wünsche, Kritik und Ideen ernst zu nehmen und eine umfangreiche regionale Wertschöpfung sicherzustellen. Geeignete Beteiligungskonzepte sind zu entwickeln und praktizieren. Die Erfahrung zeigt, dass die Akzeptanz für die Energiewende vor der eigenen Haustüre dort am größten ist, wo Bürgerenergieprojekte allgemein bekannt sind – dies gilt insbesondere für Windparks mit ihrem visuellen Eingriff ins Landschaftsbild.

Für eine hohe Akzeptanz ist eine zweifache Beteiligung der Bürger wichtig: zum einen im behördlichen Planungsprozeß, zum anderen bei der unternehmerischen Umsetzung der (Bürger-) Energieprojekte. Ziel muss es sein, die Bürger frühzeitig und so umfangreich wie möglich in alle Schritte von Energieprojekten mit einzubinden.

Für die Realisierung eines Bürgerenergieprojekts bedarf es der Gründung einer Betreibergesellschaft, an der sich die Bürger als Mitunternehmer beteiligen können. Die Wahl der Rechtsform wirkt sich maßgeblich auf die Rahmenbedingungen der Bürgerbeteiligung aus und betrifft Risiko, Verwaltungsaufwand, Mitspracherechte, Haftungsübernahme, Flexibilität bei Ein- und Austritten sowie Versteuerung der Unternehmensgewinne.

In RegModHarz wurden die GmbH & Co. KG und Genossenschaft als zwei geeignete Modelle für eine faire und risikoarme Bürgerbeteiligung identifiziert. Die GmbH & Co.



KG begünstigt dabei die Umsetzung ökonomischer Interessen der Beteiligten, wobei die Genossenschaft von vorn herein eine gleichberechtigte, flexible Einbindung vieler Bürger auch mit kleineren Geldbeträgen vorsieht. Welches Beteiligungsmodell sich am besten für die Umsetzung eines Bürgerenergieprojektes eignet, hängt stark von der Bereitschaft der Initiatoren und Bürger ab, Haftung für den Projekterfolg zu übernehmen und Aufwand in eine größtmögliche Gewinnbeteiligung der Region zu investieren.

#### **4.4 Vermarktung an Großhandelsmärkten**

Der jederzeitige Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch innerhalb einzelner Regionen ist nicht sinnvoll, da dies einen unverhältnismäßig hohen Speicherbedarf erfordern würde. Der über das Übertragungsnetz mögliche räumliche Ausgleich Deutschland- und Europaweit vergleichmäßig die Erzeugung aus den volatilen Erneuerbaren Energien stark. Daher bedarf es der Option den Strom aus Erneuerbaren Energien an den Großhandelsmärkten zu vermarkten. Dadurch erhalten diese Einfluss auf den Strompreis und dieser spiegelt dann das Verhältnis zu Angebot und Nachfrage wider und gibt so Anreize zur Last- und Erzeugungsverlagerung. Für die Geschäftsmodelle zur Direktvermarktung muss zwischen volatilen, brennstoffunabhängigen Erzeugern wie Wind, Sonne und Wasserkraft und flexiblen brennstoffabhängigen Erzeugungsanlagen wie Biogas- und Biomasseanlagen mit Wärmeauskopplung unterschieden werden. Die in RegModHarz entwickelte Geschäftsstrategie zur Marktheranführung findet sich in ähnlicher Weise in dem EEG 2012 wieder. Mit der Kombination aus Markterlös und einer gleitender Prämie ermöglicht die Regelung in Verbindung mit einer Marktintegration die risikoarme Investition in Erneuerbare Energien durch eine gesicherte Vergütung über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren. Die monatlich variierende gleitende Prämie entspricht der Differenz aus der Festvergütung und dem deutschlandweiten monatlichen mittleren Markterlös des Anlagentyps (Wind, PV, Wasser, Biomasse) (siehe Abb. 12). Für den Aufwand des Börsenhandels mit Prognosen, Absicherungen, IKT und Personalaufwand erhält der Betreiber zusätzlich eine Managementprämie. Durch die neuen Regelungen im EEG 2012 haben sich einige Händler etabliert, die den Strom aus EE direktvermarkten und sich die dafür vorgesehene Managementprämie mit den Betreibern teilen. Die Direktvermarktung wurde besonders von Windenergiebetreibern in Anspruch genommen (siehe Abb. 11).

	Wasserkraft	Gase (Deponie-, Klär- und Grubengas)	Biomasse	Geothermie	Windenergie onshore	Windenergie offshore	Solarenergie	Summe
Januar 2012	344	67	933	0	12062	48	58,73	13513
Februar 2012	346	38	1014	0	15408	108	92,93	17007
März 2012	383	38	1110	0	17631	133	166,76	19462
April 2012	378	38	1223	0	18296	203	237,66	20375
Mai 2012	380	41	1344	0	19153	223	455,87	21598
Juni 2012	392	42	1433	0	19884	238	828,38	22817
Juli 2012	419	37	1519	0	20526	253	1201,62	23957
August 2012	425	41	1611	0	21311	268	1408,57	25066
September 2012	450	42	1700	0	21761	283	1632,62	25870

**Abb. 11: In der Direktvermarktung nach Marktprämie befindliche EEG Anlagen (MW) ([www.eeg-kwk.net](http://www.eeg-kwk.net))**

#### 4.4.1 Nicht steuerbare Anlagen

Die Managementprämie für Wind und PV beträgt im Jahr 2012 1,2 ct/kWh und ist in den kommenden Jahren einer Degression unterworfen. Marktüblich ist derzeit, dass Betreiber und Händler sich die Managementprämie teilen. Der Wettbewerb unter den Händlern ist groß, da jeder versucht, ein großes Portfolio zu erhalten. So, können die Anlagenbetreiber derzeit bis zu 0,6 ct/kWh Mehreinnahmen erwirtschaften. Die Verträge sind durch Bürgschaften und andere Absicherungen so betreiberfreundlich, dass die Betreiber kaum ein zusätzliches Risiko eingehen.

Für die schwierig prognostizierbaren und nicht steuerbaren Erzeuger (Wind und PV) ist die Direktvermarktung sehr umstritten, da die Anlagen durch die Marktkopplungskauftmarktconformer einspeisen, jedoch durch die Marktprämie zusätzlichen Kosten in der EEG-Umlage generieren. Vorteile der Direktvermarktung für die nicht steuerbaren Erzeugungsanlagen sind derzeit jedoch erkennbar:

- bessere Systemintegration, da Einspeiseprognosen erstellt werden, in die anlagenscharfe Details einfließen
- Wartungsarbeiten werden in der Vermarktung berücksichtigt
- Transparenz der aktuellen Einspeisung durch Onlineanbindung, die den Netzbetreibern zur Verfügung gestellt werden können
- bei negativen Marktpreisen können die Anlagen abgeschaltet werden.
- von einigen der Händler wird ein Intradayhandel zur Minimierung des Risikos durch Ausgleichsenergiekosten durch Prognosefehler praktiziert

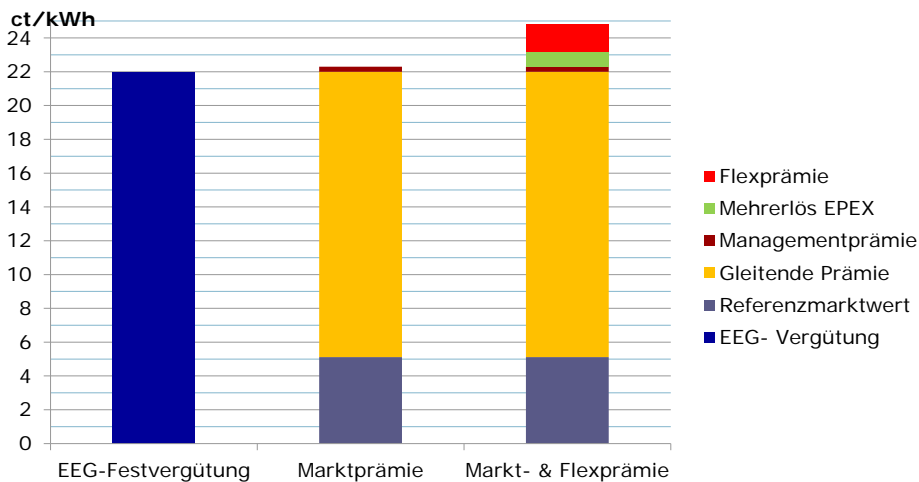
Da die Anlagenbetreiber in 2012 ohne eigenes Risiko und mit nur geringem Mehraufwand hohe Mehrerlöse erhielten, wird die Managementprämie für 2013 statt um 0,2 ct/kWh nun um 0,55 ct/kWh abgesenkt. Für Anlagen mit Fernwirktechnik beträgt die Senkung nur 0,45 ct/kWh.



#### 4.4.2 Steuerbare Anlagen:

Die Anreize für die marktkonforme Direktvermarktung von steuerbaren Anlagen wie Biogasanlagen und Biomethananlagen haben eine große Bedeutung, da diese Anlagenmarktkonform einspeisen können und den Bedarf an Stromspeichern reduzieren. Durch relativ geringe Investitionen in Gasspeicher, zusätzliches oder größeres BHKW-Aggregat und Wärmespeicher können diese Anlagen dann wie Pumpspeicherkraftwerke in Tageszyklus zu Zeiten hohen Strombedarfs einspeisen und bei Stromüberschuss abgeschaltet werden.

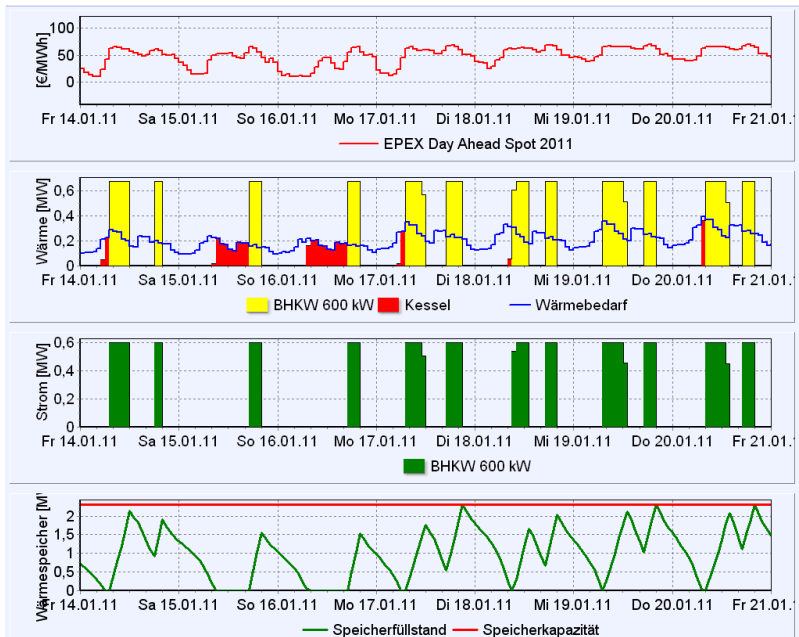
Nach dem EEG 2012 erhält der Anlagenbetreiber bei der Direktvermarktung neben dem Markterlös eine gleitende Prämie und die Managementprämie in Höhe von derzeit 0,3 ct/kWh. Dadurch sind noch keine signifikanten Mehrerlöse zu erwirtschaften. Erst durch die Nutzung der Flexibilisierungsprämie von 130 €/kW für die zusätzlich installierte Leistung, die zusätzlichen Kapazitäten an BHKW-Leistung in Kombination Gas- und ggf. Wärmespeicher anreizt, kann der Anlagenbetreiber Mehrerlöse an der Strombörse erwirtschaften (siehe Abb. 12). Bei der Berechnung der Zusatzleistung für die Flexibilisierungsprämie wird zwischen Biogasanlagen und Biomethananlagen unterschieden.



**Abb. 12: Vergleich der Einnahmen einer Biogasanlage mit 500kW Bemessungsleistung für Marktdaten von 2011**

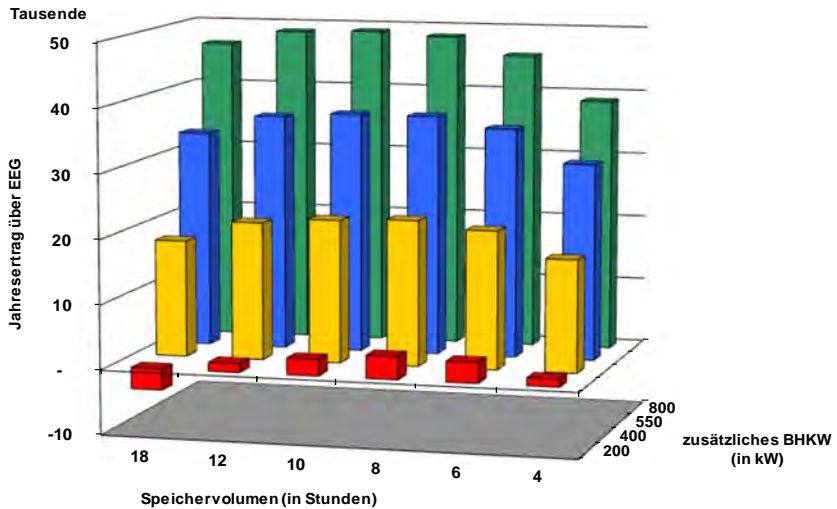
Zur Simulation der neuen Geschäftsmodelle für RegModHarz wurde die Software energyPRO von EMD mit neuen Algorithmen erweitert. Mit energyPRO werden die technischen und ökonomischen Bedingungen modelliert und unter Beachtung von Gas- und Wärmespeichern eine optimierte Fahrweise ermittelt (siehe Abb. 13). Im Fokus

steht die optimale ökonomische Auslegung (BHKW-Leistung, Gas- und Wärmespeicher) von Biogas- und Biomethananlagen bei Nutzung der Flexibilisierungsprämie.



**Abb. 13: Marktkonforme Einspeisung einer flexibilisierten Biogasanlage mit Gaspeicher (energyPRO-Grafik)**

Eine Analyse mit Berücksichtigung von Investitionskosten und zusätzlichen Betriebskosten für eine typische Biogasanlage mit 500kW Bemessungsleistung (Gasproduktion reicht für kontinuierliche 500kW Leistung) zeigt, dass mit zusätzlichen BHKW-Aggregaten großer Leistung die größten Mehrerlöse zu erwirtschaften sind (siehe Abb. 14). Bei der Auslegung gilt für die meisten Anlagen, dass die speziellen Eigenheiten individuell zu analysieren und zu simulieren sind.



**Abb. 14: jährliche Mehrerlöse durch die Flexibilisierung (Gasspeicher und zusätzliche BHKW-Leistung) einer Biogasanlage mit 500kWel Bemessungsleistung**

## 5 Literatur

/Infoblätter RegModHarz/ unter [www.RegModHarz.de](http://www.RegModHarz.de)

/Marktplattform/ [www.RegModHarz-Marktplatz.de](http://www.RegModHarz-Marktplatz.de)

**Fraunhofer IWES**

Königstor 59

34119 Kassel, Germany

Tel.: +49 (0)561 7294-0



[WWW.IWES.FRAUNHOFER.DE](http://WWW.IWES.FRAUNHOFER.DE)