



# Tagungsband ComForEn 2012

Dritte Fachkonferenz

Kommunikation für Energiesysteme



OVE-Schriftenreihe Nr. 65  
Österreichischer Verband für Elektrotechnik  
Austrian Electrotechnical Association

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Nachdrucks, der Entnahme von Abbildungen, der Funksendung, der Wiedergabe auf fotomechanischem oder ähnlichem Wege, der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen sowie die der Übermittlung mittels Fernkopierer, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten!

ComForEn 2012  
Dritte Fachkonferenz  
Kommunikation für Energiesysteme

05.09.2012  
FH Oberösterreich  
Stelzhamerstraße 23  
A-4600 Wels

Herausgeber:  
Dipl.-Ing. Dr. techn. Friederich Kupzog

AIT Austrian Institute of Technology GmbH  
Giefinggasse 2  
1210 Wien

<http://www.ait.ac.at>

© 2012 Im Eigenverlag des Österreichischen Verbandes für Elektrotechnik  
Eschenbachgasse 9, A-1010 Wien, Telefon +43 (1) 587 63 73  
Gestaltung: Friederich Kupzog, AIT. Printed in Austria

ISBN: 978-3-85133-072-4 Österreichischer Verband für Elektrotechnik



# Inhalt

<i>Grüßwort</i>	6
<b>Keynote: From Smart Grid to Universal Grid – Generation, Storage and Communication in Hybrid Networks</b>	8
<b>Session A: Aktive Verteilernetze und Simulation von Smart Grid Systemen</b>	
<i>Co-Simulation of Power- and Communication-Networks for Low Voltage Smart Grid Control</i>	14
<i>Netzstützung durch PV-Wechselrichter mittels lokaler Regelstrategien</i>	28
<i>Control concept for active low voltage distribution networks</i>	35
<b>Session B: IKT und Energieeffizienz – Datenaustausch im Smart Grid</b>	
<i>Smart Web Grid</i>	43
<b>Keynote: Model-Predictive Control in Smart Grids</b>	49
<b>Session C: Elektromobilität</b>	
<i>Vehicle to Grid – Kommunikation mit dem Fahrzeug im Projekt VLOTTE</i>	58
<i>Simulation und Optimierung von Ladevorgängen an steuerbaren E-Ladesäulen</i>	65
<b>Session D: Smart Grid Funktionalitäten</b>	
<i>Turning Buildings into Active Participants of a Smart Grid</i>	74
<i>Consumer2Grid: a long-term field trial comparing energy consumption feedback approaches</i>	81
<i>MASGrid: A Multi-Agent-Based Smart Grid Control Approach</i>	90
<b>Session E: Erkenntnisse und Zwischen-Resümees</b>	
<i>Aktiver Netzbetrieb im Lungau</i>	98
<i>BED – Balancing Energy Demand with Buildings</i>	110
<i>Vehicle2Grid Strategies – Netzintegration von Elektromobilität</i>	116
<i>Tagungs-Programm 05.09.2012</i>	Umschlag hinten
<i>Workshop-Programm 06.09.2012</i>	118

# Grüßwort

Studien und Konzeptionierungen waren erfolgreich, Smart Grids Piloten in Österreich stehen kurz vor der Vollendung oder sind bereits in Betrieb. Die anfängliche Aufbruchsstimmung ist einem konzentrierten Arbeiten, vielleicht hier und da dem Ärger über technische Details, aber auch der Freude über erste Umsetzungserfolge gewichen. Wir möchten Ihnen mit der ComForEn 2012 die Gelegenheit bieten, mit Forschern und Umsetzern die weiteren Herausforderungen auf dem Weg zu einem nachhaltigen Energiesystem zu diskutieren. Die diesjährige Ausgabe der Tagung knüpft an die inzwischen dreijährige Tradition an, in einem eintägig kompakten Vertragsprogramm auf wissenschaftliche Inhalte zu Kommunikations- und Datenthemen einzugehen, die von aktuellen Smart Grid Forschungsprojekte in Österreich aufgeworfen werden. Wir wünschen Ihnen viel Vergnügen und viele Inspirationen für Ihre eigene Arbeit!



Dipl.-Ing. Dr.techn.  
Friederich Kupzog

*Austrian Institute of Technology  
Energy Department  
Senior Scientist*



Dipl.-Ing.  
Thomas Leber

*TU Wien  
Institut für Computertechnik  
Leitung Forschungsgruppe Energy&IT*

*Wir danken dem Organisationsteam*

*Pavlos Dimitriou ICT*

*Karl Stanka, Daniela Onay OVE*

*Franz Auinger FH Wels*

## *Keynote*

# *From Smart Grid to Universal Grid – Generation, Storage and Communication in Hybrid Networks*

Wolfgang Gawlik, Institute of Energy Systems and Electrical Drives, Vienna University of Technology, wolfgang.gawlik@tuwien.ac.at

**Abstract** – Energy systems are hybrid networks, linking different forms of energy sources and loads. With growing amounts of renewable generation in the energy system, the hierarchical and centralized structure of the energy system gets increasingly transformed to a decentralized and distributed structure. The concept of Smart Grid is driven by these structural changes and provides solutions for the challenges resulting from the integration of distributed renewable energy sources into the system. The Universal Grid takes the concept of Smart Grid one step further as it exploits the fact that the hybrid networks of the future will be more closely interlinked. Communication is key to making these networks and concepts work, as it bridges the gap between different parts of the hybrid system.

## **1. Introduction**

For the search term „Smart Grid“, tens of millions of web pages are returned. For „Universal Grid“, the number is less than thirty thousand. These numbers indicate the necessity for more detailed definition and explanation: With Smart Grid, each of us tends to have their own definition with focus on a different aspect, and many might not have heard of Universal Grid before.

Our energy systems are hybrid networks, consisting of parallel infrastructures for different forms of energy, e.g. electrical energy, gas and heat. At certain points in the system, these infrastructures are coupled, for example at a gas fired co-generation power plant producing both electrical energy and district heating. Certainly, the power plant is located in an area where sufficient gas supply is avail-

able, electrical energy can be fed to the transmission system, and district heating can be efficiently used. However, in the traditional hierarchical energy system these “coupling points” are of significant size, but limited in numbers. As more and more renewable generation gets integrated into the energy system (renewable generation tends to be decentralized and comparably small in amounts, but larger in number of individual units), the traditional hierarchical structure is transformed into a distributed and decentralized setup – and this is one of the main drivers for the Smart Grid. Basically, the Smart Grid developed from the application of automation and control features being used in the transmission network for decades to the distribution network. It is not that most of these applications weren’t known of before; it just was not necessary or too costly to use them at the lower voltage levels, where sizes are smaller by three orders of magnitude but numbers are higher in the inverse ratio. However, this changes as the hierarchical structure with only few centralized power plants gradually gets replaced by a distributed structure with scores of decentralized power generation units. The Smart Grid provides the solution for challenges for the electrical energy system that are caused by this transformation. The Universal Grid extends this strategy and takes it even one step further by taking advantage of the fact that the coupling points for different energy sources are subject to the same transformation.

Renewable energy sources tend to be more volatile and rather refined methods for prognosis of their generation pattern are available and yield acceptable results (Figure 1), but they cannot be controlled in the same way as thermal power units.

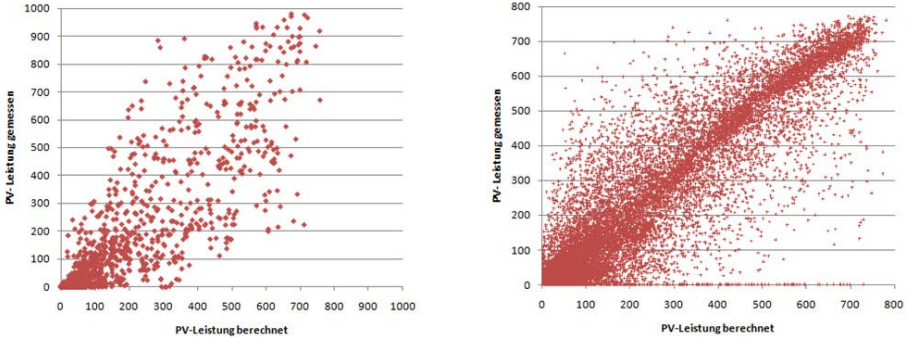


Figure 1. Comparison of actual PV generation (“PV-Leistung gemessen”) and PV prognosis (“PV-Leistung berechnet”) taken from [1]

Thus, storage will become increasingly important to balance out discrepancies between generation and load. Recent studies show that for a 100% renewable power generation scenario, existing storage capacity using conventional energy storage technology (i.e. pumped hydro) is way too small [1]. This means that new storage technologies, using conversion of energy carriers and creating additional coupling points between the different energy networks, are strongly required. In essence, Smart Grid is the solution to the distributed and decentralized renewable generation related to power, while Universal Grid provides answers in terms of energy. Communication is required for both concepts to enable and achieve optimum results.

## 2. Power and energy

An often seen trope is: “A modern wind turbine with 2 MW rated power generates the electrical energy required for 1.250 households or 4.000 inhabitants. Thus, one single wind turbine can power a small village”. This statement is not exactly true, but that happens if power and energy are mixed up. Power is the derivate of energy, i.e. energy per time. Energy is the integral of power, i.e. power multiplied by time. Consequently it is feasible that a modern wind turbine generates the same electrical energy over a certain time period, which is consumed by a certain number of households over that exactly same time period. But hardly ever will the power generation of the wind turbine exactly match the power consumption of these households. Most of the time, it will not even be close. However, our energy system works in such a way that power generation and load must be balanced all the time. Any larger deviation that is not balanced out within a few seconds results in a crash of the system, a.k.a. blackout. Thus, one single wind turbine alone cannot power a small village. Even if some part of the consumption may be managed (“demand side management”) in order to improve the balance, an additional part of the system has to take care of the rest. For a load flow calculation, this part is called “slack”. For the village demand and the wind turbine and probably some photovoltaic (PV) generation, the slack would be a rather big and fast generation and storage device of any sort. Figure 2 shows the requirement for such a storage device in a (fictional) setup of Austria being 100% powered by wind turbines and PV.

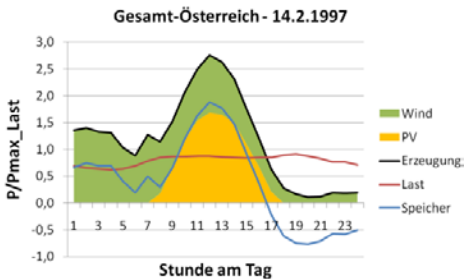


Figure 2. *p.u. daily load curves (“Last”) and wind generation, photovoltaic and required storage (“Speicher”) in a (fictional) Austria 100% powered with renewable energy sources. [2]*

Generally the rest of the energy system, including the thermal power plants, acts as slack. What happens is that, with an increasing number of volatile renewable energy sources, being a slack becomes increasingly difficult for the rest of the energy system [3]. When relying on the remaining thermal power plants becomes less of an option, any ideas for big and fast generation and storage devices become increasingly interesting and important. Storage of electrical energy itself is hardly possible. The electrical energy stored within the electrical energy system, e.g. in energized power lines or magnetized transformers, is negligible. The only significant quantity of energy stored within the system itself is given by the spinning masses of rotating electrical machines, i.e. generators and motors connected to the grid. All other energy storage relies on energy conversion, e.g. pumped hydro or “power to gas”. The Universal Grid, as defined in the previous chapter, features scores of these energy conversion points and thus the possibility for both short term and long term storage.

Again, communication is crucial to link these conversion points together to become the big and fast generation and storage device required for our future energy system.

### 3. Communication in the Universal Grid

Above, the drivers and requirements for the Universal Grid have been presented. Figure 3 shows an overview of what the Universal Grid looks like schematically: A hybrid network consisting of electricity, hydrogen, natural gas and heat networks, each with their independent generation, loads and storage, but closely coupled on a local level, i.e. in the part of the network usually described as “distribution network”.

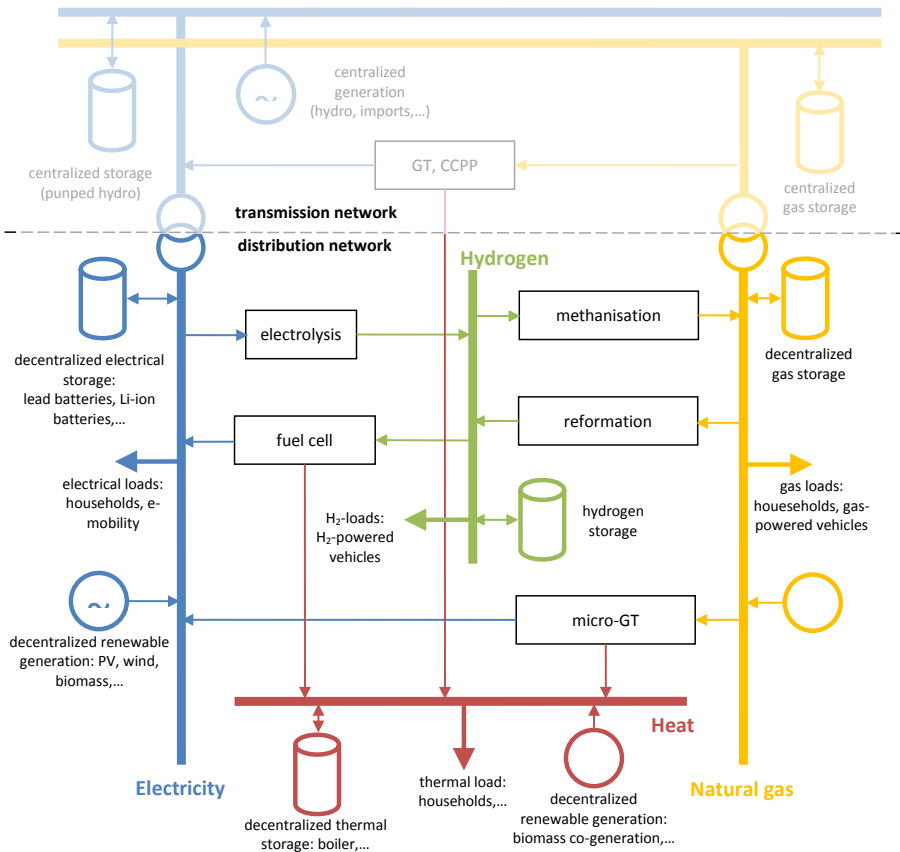


Figure 3. The Universal Grid as envisaged in the project “SYMBIOSE” jointly carried out by Vienna University of Technology, ENRAG and VKW AG.

It should be noted that this coupling is bi-directional. Hydrogen can be generated using electrolysis but also used to generate electricity in a fuel cell. “Power to gas” is a concept to synthesize methane using excess energy in the electricity network, which can then be stored for long time periods, and subsequently used to generate electrical energy in gas turbines again. The conversion technologies, their efficiency and related economic aspects are currently subject to immense research.

An electricity network comprises two intrinsic communication channels: Frequency and voltage. Frequency is a global parameter, identical at all points of the system, synchronously coupled, and depending on the balance of load and generation within the entire electrical system. Voltage, on the other hand, is a local parameter, dependent on the conditions at a specific part of the system. However, both parameters are available at any point of the electrical energy system and thus offer a robust signal for any automation and control concept. This is why electrical engineers, especially protection specialists, are rather hesitant to base their backup concepts on any additional communication channel, which does not offer the same robustness and thus generally is only use for optimization.

However, it is obvious that the Universal Grid, locally linking together the different parts of the hybrid energy system, does not feature such intrinsic communication channels. While each of the parts of the hybrid networks may offer a robust means for safe and secure automation and control, the Universal Grid itself will only work with communication channels bridging the gaps between different parts of this network.

## 4. Outlook

Smart Grids are becoming reality. Today, the energy system is struggling with integrating more and more renewable energy sources. With more distributed generation coming into the networks, distributed storage and demand side management are getting increasingly important. Especially electric vehicles offer a huge potential for distributed storage and demand side management. In the near future, the Universal Grid, a hybrid network of electricity, hydrogen, gas and heat that is multi-directionally interlinked on a local level and merged via communication, will offer the storage and demand side management capabilities required for a sustainable energy system powered by renewable energy sources.

## References

- [1] TU Wien, ESEA/EA (Hrsg.): Super-4-Micro-Grid - Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel, approbierter Endbericht zum Forschungsprojekt im Rahmen der 1. AS Neue Energien 2020, Projektnummer: 818954, Wien 2011
- [2] Boxleitner, M. und Groß, Chr. 2011. Optimaler Erzeugungsmix für 100 Prozent regenerativen Strom in Österreich. 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien : s.n., 2011.
- [3] Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG), April 2012

## *Session A*

### *Aktive Verteilernetze und Simulation von Smart Grid Systemen*

# *Co-Simulation of Power- and Communication-Networks for Low Voltage Smart Grid Control*

Friederich Kupzog, AIT Austrian Institute of Technology, [friederich.kupzog@ait.ac.at](mailto:friederich.kupzog@ait.ac.at)

Pavlos Dimitriou, Mario Faschang, TU Wien, Institut für Computertechnik

Ralf Mosshammer, Siemens AG Österreich

Matthias Stifter, Filip Andrén, AIT Austrian Institute of Technology

**Abstract** – The present passive operation in the electricity network is able to handle only limited amount of distributed generation. To avoid extension of grid capacity an intelligent infrastructure and smart grid control is proposed which will guarantee the compliance of limits given by EN50160. For this reason, the different components of the grid have to communicate with the grid controlling unit to transfer real-time voltage measurements and commands. To assess the mutual influences between the electrical power grid on the one hand and the communication system on the other hand, a co-simulation architecture was developed. The methodology in which the components of communication and power simulation are coupled along with some first emulation results are presented in this paper.

## **1. Introduction**

The penetration of distribution networks with renewable sources or new network participators like electric vehicles is increasing [1]. For the integration of these elements in high density in the grid with also avoiding expensive extensions of grid capacity, intelligent infrastructure is needed which will also take care of keeping the voltage within the defined limits. That is one of the reasons why in the domain of the electrical distribution grids a paradigm shift can be noticed: distribution grid operation is heading in the direction of real-time information monitoring [2]. The project “DG DemoNet – Smart LV Grid” searches for solutions for an active network operation at the low voltage level and tackles the increase of distributed generation (DG) hosting capacity in the low voltage grid. It is funded by the Austrian Climate and Energy Fund and was started in March 2011.

Crucial for the project “Smart LV Grid” is to develop active voltage control methods and algorithms for the low voltage level because it is essential for the Distribution Network Operators (DNOs) to keep the voltage in between the predefined limits according to EN50160. The present passive network operation is only able to handle limited amount of DG. The smart approach is to establish reliable communication between different network components (intelligent inverters at generation units, regulated tap changers from medium to low voltage or decentralized LV network controllers and further network components). The communication is required to transfer measured voltages

from remote points in the grid to the voltage control components. For these control components to work in real or almost-real time, it is important that the communication will have known latencies and will have high reliability. To examine if it is suitable and if it follows the above requirements, the solution of the power line communication (PLC) is going to be tested. PLC does not require new communication cables but puts very strict restrictions on the available bandwidth. Therefore it is important to have analysis of mutual influences between the electrical power grid on one side and the communication system on the other side in simulations and emulations. Both domains have similar time constants so they cannot be analysed independently and thus the co-simulation is a very critical precondition for gaining useful research results (see chapter 3: Methodology of Co-Simulation). Based on this facts, an architecture for the coupled simulation is designed in the project.

The scientific question that this co-simulation has to answer is: *How do the electrical grid and the communication system influence each other and what are the constraints imposed by the PLC communication solution in the coordinated voltage control of distribution networks with high DG penetration.*

## 2. State of the Art

The experience of the DNOs shows that the key limiting factor for the development potential of DG in 30 kV networks and below is the overvoltage problem. Without massive grid reinforcement, additional generators would frequently be switched off by overvoltage protection [1]. Demand side management (DSM) and remote control of DG units in LV is in general not yet used in respect to voltage level. Such approaches are only implemented in pilot projects such as “NetzQ” in which data and control parameters are being transmitted over the power lines to control a distributed system of multiple solar inverters installed in a grid segment and thus increase power capability of the grid [9]. The characterization of low-voltage systems for the purpose of active control is relatively new. The challenge here is that in contrast to the medium voltage grid it can no longer be assumed that the three phases are equally loaded. For the project “Smart LV Grid”, four-wire models of the electrical network will be used. The line properties including the impedance of the neutral connector are measured by the Power Snapshot Analysis by Meters (PSSA-M) [2, 3]. For the communication simulation, the statistical nature of the PLC channel can be modeled from MAC measurement data, which is readily available. These simulations will be coupled in a Co-Simulation. In this simulation methodology the two subsystems will be coupled to achieve a simulation of the overall system [4]. Different Co-Simulators for electrical grid simulation and communication simulation have already been implemented. An example is the approach using integrated commercial off-the-shelf software in an EPOCHS architecture (**E**lectric **P**ower and **C**ommunication **S**ynchronizing **S**imulator) [5]. Although its approach of using a commercial product for the electrical grid simulation has been embraced, there are arguments why this cannot be done with communication simulation: First the “Smart LV Grid” project does not use standard TCP protocols but rather the AMIS master-slave protocol (see chapter 4.2). In fact, this specific requirement for the use of the AMIS protocol is what makes our approach different from the other approaches. Second, the project assesses the development of different voltage control algorithms in a master-slave manner, which is

a totally different approach from agents-in-different-control-components, presented in the EPOCHS architecture.

### 3. Methodology of Co-Simulation

For the challenge to implement a pilot installation of smart low voltage grid operation in three different pilot regions in Austria, algorithms for active voltage control are developed within the project. These algorithms make use of active components, namely tap changers, energy management at converters for photovoltaic installations and electric car charging stations. In order to be able to verify the control algorithms before they are implemented in the field, an appropriate simulator has to be set up. Since remote measurements of network voltages play a major role in the voltage control algorithms, the properties of the communication channel(s) have to be taken into account in the evaluation of the control loop, if time horizons of control cycle, system reaction and communication delay are of the same magnitude. This is especially the case in low voltage power networks, where a significantly stronger volatility of energy flows can be observed compared to medium voltage grids, where a number of individual processes are cumulated. Therefore, a coupled simulation of the power grid on one hand and the communication flow on the other is necessary. Since this is done in the approach presented here with different simulation tools and more than one integration layer, the approach is a co-simulation [4]. It is intended to use the co-simulator not only for simultaneous simulation of power and communication system as described above, but also to implement mutual influences of both systems into the simulator. While the power line communication system has only minor effects on the power system, the power system will strongly influence the communication performance especially in case of tap changing. Also the communication noise caused by the inverters might be critical. These properties however will first be evaluated in laboratory tests, before they will be added as features to the simulator.

### 4. Co-Simulation

In general, the coupling of communication and electrical simulators can serve various purposes, dictated by the abstraction level of the simulation. For example, the time-variant dynamics of the grid could be applied to a low-level physical simulation of the DLC simulation to assess the impact of load flow on communication characteristics. The described co-simulation does not describe the dynamic processes of PLC communication as it is only event-based modelled.

The time-cycles of the simulation at hand are at a much greater magnitude, however. The goal is to gauge the impact of communication delays on control algorithms. Co-simulation is necessary to have a realistic impression of the behavior of (electrical) network components, which in turn determine the time constants of the control loop.

In the ideal case, all components of the simulated system can be integrated into a single tool. However, due to different requirements, such tools are mostly not available, and specialized simulation components have to be coupled via defined interfaces.

#### 4.1 Architecture

To integrate the heterogeneous simulation components into a coherent simulation framework, a stand-alone, minimalistic server component (“adapter”) was developed to efficiently handle data traffic between simulation clients. The adapter decouples up- and downlink connections between two or more clients with an internal data model, which is loosely based on a subset of IEC61850, which is a standard for electrical substation automation. The benefit of this decoupling lies in the option to allow communication between clients with different application-layer protocols. The only prerequisite for a client to take part in the simulation is that its application layer dialect must have a direct mapping to the IEC61850 data model. Messages received by the adapter are processed through a translation layer, handed to the internal model, and sent out, optionally after another translation iteration, to the receiving client.

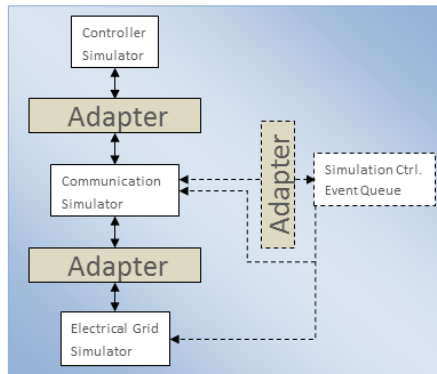


Figure 1. Architecture of the Co-Simulation system

To build an emulation chain, the grid simulation, communication model and grid control are linked via two separate adapter components with bidirectional communication channels like depicted in Figure 1. Simulation flow is top-down, with commands from the controller reaching the grid simulation after experiencing a packet delay induced by the communication simulator. Reply packets from the grid simulation are handled in a similar fashion.

Simulation additionally adds the event queue and synchronizer to the chain via a third adapter. The synchronizer does not easily bind to a socket, but this can be handled with the adapter itself. The transport layer is not fixed to be a TCP/IP socket, but can be an arbitrary component with a compatible interface towards the adapter. Together with the translation layer, this architecture allows for a wide range of options for the connection of external simulation components.

## 4.2 Communication Simulation

As mentioned above, all communication in the project is done via power line carrier (PLC), especially via the Automated Metering and Information System (AMIS) PLC system introduced by SIEMENS [6]. As the communication system is a master/slave system, all communication has to be initiated by the data concentrator (DC) which acts as the communication master.



Figure 2: Functional block diagram of the sending unit [6]

Data transmission in the AMIS system follows the principle described in section 4.1. The functional block diagram of the data transmission unit in the sender is depicted in Figure 2. Transmission on the physical layer of AMIS PLC is based on fast frequency hopping spread spectrum technology in CENELEC A-Band between 3 and 95 kHz. All data is modulated either by differential binary phase shift keying (DBPSK) or differential quadrature phase shift keying (DQPSK) depending on the selected transmission mode. To avoid bit errors during the transmission, all data coming from the MAC layer is coded using bitwise repeating block codes. After this coding process the resulting bitstream will be segmented into blocks. These blocks then will be interleaved before data is forwarded to the previously mentioned spread spectrum transmission [6].

As mentioned before, all communication is initiated by the master device which is the AMIS data concentrator (AMIS-DC). Requests from the AMIS-DC are sent to the slaves (AMIS-meters, AMIS-load switches, etc.) with a specific number of retransmissions defined by the master. Every node which receives such a message repeats it simultaneously as long as the predefined number of retransmissions is reached, event if the packet is not destined for that node. The same system is used by the nodes when sending the answer packet to the DC. These simultaneous retransmissions create hop layers depicted in Figure 3. The benefit of simultaneous packet retransmission is, that nodes which cannot be directly addressed by the master are still reachable due to the intermediate nodes which are acting as repeaters [6].

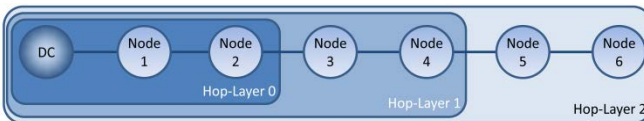


Figure 3: Hop-Layers due to simultaneous message repeating

In the example in Figure 3 several nodes are connected via power line communication to the DC. Node 1 and node 2 can be directly reached from the master without any retransmission. All other nodes need intermediate nodes in between repeating the packets to be able to communicate with the master. For example node 6 needs at least two retransmissions of the packets to be reachable by the master. Even if the destined node receives its packet in the first retransmission phase, it has to wait

until the predefined number of retransmissions is reached before sending an answer packet to the master.

Due to mutual influence of the electrical network and the environment to the power line communication packets may be lost or distorted during their transmission. To overcome the negative influences and thereby caused communication problems the previously mentioned repeating communication algorithm was introduced. By analysing communication logs of several AMIS-DC a statistical description of the AMIS communication system is possible. There are two parameters which are used for the statistical description of the communication channel: First, the loss probability  $P_{\text{loss}}$  and, second the approximately Gaussian distributed delay time  $T_{\text{delay}}$ . The values for those two characteristic parameters were determined by analysis of about two million AMIS log records. The analysed records have been created by AMIS DCs in typical Austrian low voltage distribution grids.

The obtained data for  $P_{\text{loss}}$  and  $T_{\text{delay}}$  is very useful for the communication simulation in the “ComSim” part of the simulator, described below. All messages in the simulator are passing the “ComSim” where the values for  $P_{\text{loss}}$  and  $T_{\text{delay}}$  are set according to the number of retransmissions (hops) defined by the grid control unit.

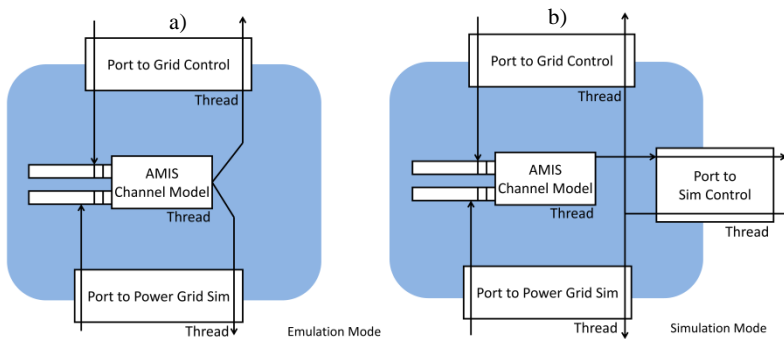


Figure 4: Architecture of the Communication Simulator in a) Emulation Mode and b) Simulation Mode

The architecture of the communication simulator “ComSim” is depicted in Figure 4. The “ComSim” module consists of four independently running threads. Three of them act as ports towards the other modules of the co-simulator, which are the grid control, the power grid simulator and the simulation control module. The fourth thread is the AMIS channel model itself, which is responsible for modelling the AMIS PLC communication. The previously mentioned simulation control is only necessary in simulation mode and is responsible for the synchronization of all co-simulation units.

Concerning the data flow there must be a distinction between the two different operation modes:

- a) Emulation mode and
- b) Simulation mode.

In the emulation mode all communication takes place between the grid control and the power grid simulation via the AMIS channel model. As shown in Figure 4 a) simulation control is not required in this operation mode. All transmitted packets have to pass the AMIS channel model where the

particular loss probability and the packet delay time are determined according to the packets retransmission (hop) count. If the packet gets lost it will not be forwarded but delayed for the determined amount of time.

Figure 4 b) shows the communication simulator in simulation mode. Packet which are sent by the grid control unit or the power grid simulator still have to pass the AMIS channel model where the loss probability and the packet delay time are determined. This information is added to the packet which then is forwarded to the simulation controller without intentionally delaying it. Delaying and reordering of the packets takes place in an event queue in the simulation control. All packets coming back from the simulation control are then forwarded to its destination.

### 4.3 Power Grid Simulation

For the numerical simulation of distribution network, PowerFactory is used, which is capable of performing steady state and transient analysis. In the transient simulation (so called “RMS” in power factory) the simulation can be synchronized to (scaled) real time. This is necessary to run the emulation of the analysis of the system under investigation. In simulation mode the power flow analysis can be time synchronized with the simulation control via several mechanisms.

Different possibilities to interface with the co-simulation environment have been evaluated and implemented. Figure 5 shows the implemented interfaces via OPC (1), RCOM (2) and TCP/IP Sockets.

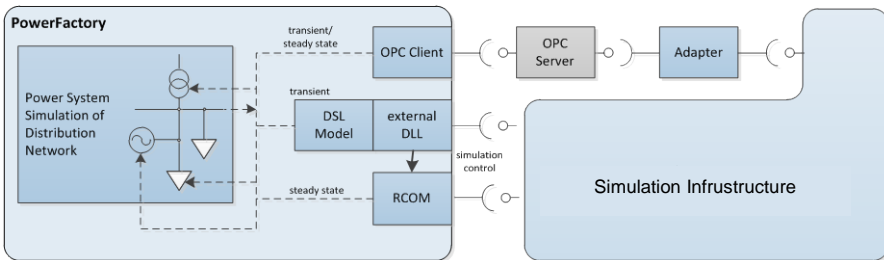


Figure 5: Interfaces for the power grid simulation for transient or steady state analysis

The low voltage transformer model type is extended with the on load tap changer (OLTC) capability, including the number of steps and the delta voltage per step. According to the control scheme, the tap position or the internal transformer controller voltage set value are set, using the power factory programming.

A inverter controller model has been implemented in Power Factory, following a dQ/dU droop curve, according to the given characteristic, which can be set during the simulation from the control algorithm. A full inverter model, including the power electronics is available in Matlab/Simulink and can be interfaced via DSL blocks during transient simulation.

Electric vehicles with charge control respective their charging stations can be connected to loads in Power Factory via various interfaces like OPC. The simulation of the energy demand of the single electric vehicles can be based on simple traffic models and event lists like commuting from home to work or shopping sites.

## 5. First Emulation Results

The architecture described above is used for the simulation of a simple low voltage grid in order to show a proof of concept.

### 5.1 Grid Model

The simulated low voltage grid has 50 household customers and has a star topology with line lengths typical for rural networks. In order to generate a strong infeed condition, a single-phase 5 kW photovoltaic installation is installed on every of the 50 houses. For the behaviour of the cells, an interpolated EV0 profile [7] is used.

### 5.2 Load modelling

For realistic low voltage power grid simulation, adequate load models are constructed. For rural networks, it is a simplification to assume that all customers connected are household customers. Nevertheless, they make out the majority of connected customers, so it is a first step to gain a model for this type of loads. Since not enough measurement data was available (the simulation has to cover > 50 different nodes), it was decided to implement a probabilistic model that generates household-like behaviour in dependence to some key parameters.

Looking at measured power profiles of households (see e.g. Figure 6), and keeping in mind the underlying appliances that cause the observed profiles, three main groups of signal forms can be deduced:

1. A *base load*, that varies over the day (stand-by, lighting, always-on appliances, TV, etc.)
2. The base load is superposed by a small number of *ripple processes* that have a nearly constant duty-cycle (mainly refrigerators)
3. High-amplitude *peaks*, that occur without fixed frequency at certain times during the day (energy intensive appliances like vacuum-cleaners, kettles, cook tops)

The approach is to synthesize the household load profile by a randomized mix of instances from the above described base processes. In order to stay compatible with the standard approach to use synthetic load profiles [8] on a 15-minutes sampling base, the random parameters are set in such a way that the sum profile of a large set of synthesized households will finally converge to the synthetic H0 profile. The sum profile for a single household is compiled by a parameterized set of instances of the three base models, each assigned to a specific phase. The amount of devices, phase distribution and parameters are randomly varied. Figure 7 shows an example of the absolute currents for a single node over one day. The details of this compilation are given in the appendix.

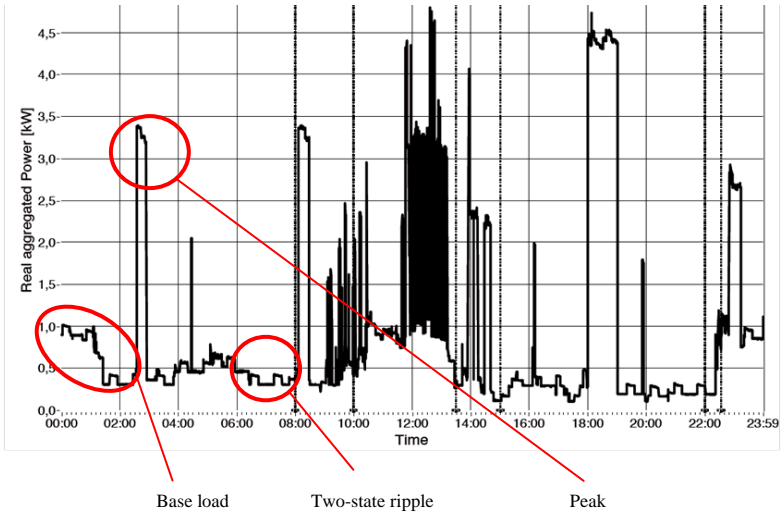


Figure 6: Sample values of the measured real power (on all three phases) of a household in Upper Austria over one day [10].

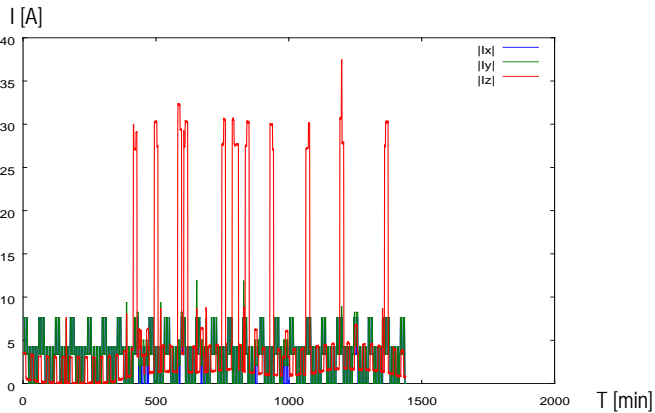


Figure 7: Example for the absolute current for an exemplary node. The realistic model consists of two-state consumers such as refrigerators, random peaks (TV, stove, cattle etc.) and a noisy base load (lighting, stand-by-power etc.), all distributed over the three phases.

By design, when adding up large numbers of household models synthesized with the above method, again a near-H0 shape is achieved. Figure 8 shows an example of 50 households. It should be noted that the figure shows the sum power of all three phases.

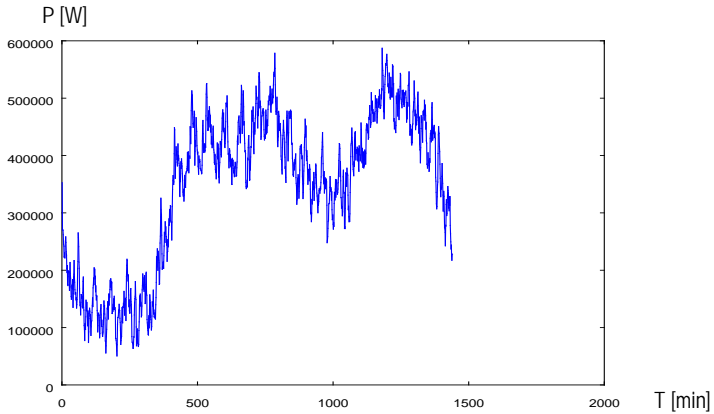


Figure 8: Sum power for 50 nodes. The probabilities for individual load behaviour are selected in such a way that the sum power for assumed voltage of 230 V at all nodes adds up to a noise-overlaid  $H0$  profile.

### 5.3 Voltage control approach

Since the described simulation experiment aims for a proof of concept only, a simple voltage control approach is implemented. Here, only the tap changer transformer is used as active element for the control. The simulated tap changer has five steps with a step size of 2.5 % of the nominal voltage. At five pre-selected critical nodes of the system (at the end of the lines), three-phase measurements of voltages are performed by smart meters. The voltage controller residing in the secondary substation requests the current measurements in regular intervals using the power line communication path. The available voltage band for the controller is set to 217 V (lower limit) and 243 V (upper limit). As soon as the voltage at one or more critical nodes exceeds these limits, the control algorithm reacts. If voltages are too high, it evaluates if there is still room to switch one tap down. If that is the case, a tap change is performed and consequently all network voltages are decreased. In case voltages are too low, the controller evaluates the possibility to tap up, and if that will not result in any voltage band violation, this tap change is issued. However, if the controller receives a set of field voltages where some values are too high and some are too low, it cannot react.

### 5.4 Emulation results

The above described architecture with the different components has been implemented on three different virtual machines (VM) as follows: one VM for tap changer, one VM for the communication simulation and the adapter between tap changer and communication simulator, one VM for the power simulation and adapter between communication- and power simulator. The reason for this distribution is to be able to replace each single component easily with the actual hardware, e.g. function the tap changer in an open loop operation. Every emulation second is corresponding to 60 seconds in real time and the period emulated is between 8 am and 12 pm. It was recorded the voltage of the three phases for the five measured critical nodes and the nominal voltage of the trans-

former ( $U_{\text{trafo}}$  in Figure 9). You can also see the voltage limits (218 V, 242 V). The tap changer's initial position was the middle.

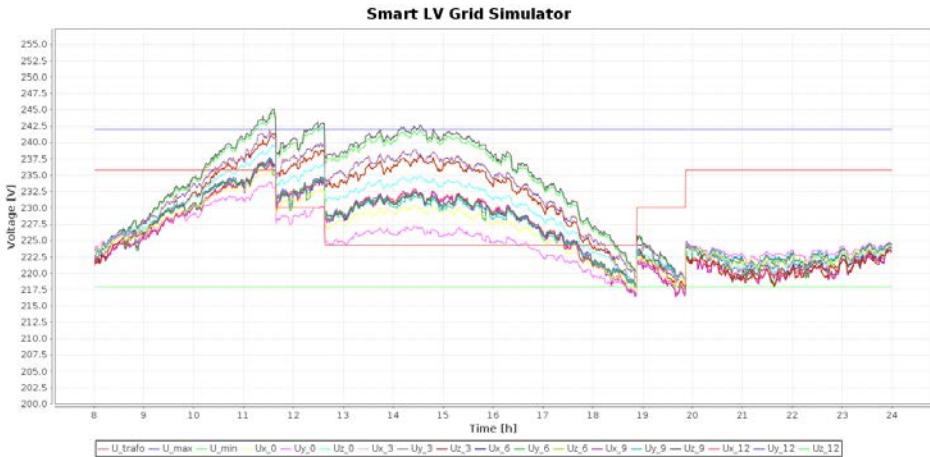


Figure 9: Voltage values of the five critical nodes, the transformer and the voltage limits for the emulation time between 8 am and 12 pm.

The emulation scenario was the following: The day begins (8 am), there are no clouds and the sun starts to shine above the 50 households which have PV on every roof. The higher the sun is in the sky, the more the voltage increases in the grid which is also noticeable in the five critical nodes. As expected, around noon the sun is almost vertical, so this causes the voltage in the grid to exceed the upper limit. Following the voltage control approach described in section 5.3, two step-down tap changes were committed. The day continues and in the afternoon there is less sunlight, so the voltage in the grid decreases. This has as a result the voltage to become less than the lower limit and this causes the tap changer to switch two steps up towards a higher grid voltage. It is worth noticing that the tap changes are not done immediately after the voltage exceeds the limits due to the delay of the communication channel.

The scaling properties of the co-simulation system can be considered as linear with the number of simulated nodes, as the general system architecture remains the same for different size of distribution grids. The amount of time needed for packet routing, calculation of AMIS packet delay and loss probability rises linear with the number of nodes in the grid. The impact of grid size to the power grid simulator has to be assessed depending on the used grid simulator. The simulator is designed to cover single low voltage networks, which usually do not grow over a few hundred nodes.

At the moment the co-simulation system is designed only for AMIS communication and power grid simulation. Any usage for other energy domains like gas, heat, etc. is not intended yet.

## 6. Outlook and further steps

The results of the first attempt of power- /communication grid co-simulation are described and depicted in chapter 5 and show a proof of concept. When using emulation mode and the IEC61850 message type it will be possible to connect real devices, like an on load tap changer (OLTC), to the emulation system. Thus the behavior of the OLTC can be tested and analysed in different scenarios before its installation in the field.

However, the consequent translation to and from the 61850 data model has turned out to cause performance issues in the simulator. Therefore, in an updated version, data packets will be default not be translated. Only when protocol conversion is necessary, e.g. when connecting real-world 60780-5-104 devices, the translation will be performed.

To be able to simulate a real low voltage distribution grid with a high amount of distributed generation it is necessary to expand the power grid model. To make the step from a passive consumer low voltage grid towards an actively controllable consumer and producer grid it is necessary that the elements in the grid can receive commands from a controlling unit. With this commands the consuming and feeding characteristic of the active elements in the grid must be influenceable. In the next development phase Power Factory should be used for power grid simulation. Therefore models must be implemented for the photovoltaic inverters and the electric vehicle chargers. These inverter- and charger models have to be controllable via the grid controller by either setting fixed threshold levels or the anchor points of a control curve (e.g.  $P(U)$ ,  $Q(U)$ ).

After implementing this second level power simulation with its controllable active elements the next step is the testing and evaluation of different control algorithms, which is the main purpose of the co-simulation. The evaluation and assessment of these control algorithms is also in the scope of a PhD theses which will be created in the field of the corresponding research project. Another PhD theses will focus on the coupling unit needed for high performance co-simulation of communication and power grids.

## 7. Acknowledgment

The research project “DG DemoNet - Smart LV Grid” is funded within the program “Neue Energien 2020” by the Austrian “Klima- und Energiefonds”.

## Appendix: Load models

The load models described in Chapter 5.2 are implemented as follows:

### Base load model

The base load model has a single parameter *maxPower*. Essentially, a scaled-down version of the H0 model (see Figure 10) is used by the base load model and a random noise is added. In order to achieve a H0-shape again after adding the instances of the two-state model, an offset is subtracted.



Figure 10: Load profile "H0" for household customers (winter) scaled to 5000 kWh/year [Funf00]

The exact calculation follows (1).

$$p_{base} = (1 - r(t)) * \frac{\maxPower}{7} + r(t) * \frac{H0(t) - 0.05}{0.016 * \maxPower} + r'(t) * \frac{\maxPower}{10} \quad (1)$$

With

$r(t)$  : a uniformly distributed random value between 0.5 and 1.5

$r'(t)$  : a uniformly distributed random value between 0.0 and 1.0

$H0(t)$ : function returning the percentage of the year energy consumed by a H0 household in the relevant 15 minute period for a household with 1000 kWh year consumption.

## Two-state model

The two-state model assumes a fixed cycle time and a fixed amplitude. The parameters are  $\maxPower$ ,  $cycleTime$  and  $onTime$ . The amplitude is determined by a +/-10% uniformly distributed scaling of  $\maxPower$ . The cycle time is determined by a +/-10% uniformly distributed scaling of  $cycleTime$ . The amount of time the device is on is determined by a +/-10% uniformly distributed scaling of  $onTime$ .

## Peak model

The peak model has the only parameter  $\maxPower$ . Over the day, the peak probability varies with the amplitude of the H0 profile. The peak length is determined by a random uniformly distributed value between 0 and 15 min. The peak amplitude is determined by a random uniformly distributed number between 0 and  $\maxPower$ .

## 7.1 Compilation

The amount of devices, phase distribution and parameters are randomly varied. Figure 7 shows an example of the absolute currents for a single node over one day.

For the compilation, an indicative maximum power  $P$  is determined as well as a percentage for base load ( $p_{\text{base}}$ ), two-state ( $p_{\text{two-state}}$ ) and peak models ( $p_{\text{peak}}$ ). The compilation parameters are listed in Table 1.

Model type	Amount per household min; max	maxPower parameter	Other parameters
Base load	1; 2	$P/N_{\text{noise}} * p_{\text{base}} * (1 + r)$	None
Two-state	1; 5	$P/N_{\text{two-state}} * p_{\text{two-state}} * (1 + r)$	$\text{cycleTime} = 60, \text{onTime} = 20$
Peak	0; 9	$P/N_{\text{peak}} * p_{\text{peak}} * (1 + r)$	None

Table 1: Parameters used for the sum model compilation ( $N$ : number of model instances;  $r$ : normally distributed random number with average and variance 1)

## References

- [1] F. Kupzog, H. Brunner, W. Pruggler, T. Pfajfar, A. Lugmaier, 2007, "DG DemoNet-Concept - A new Algorithm for active Distribution Grid Operation facilitating high DG penetration", 5th IEEE International Conference on Industrial Informatics, June 2007, Vienna
- [2] A. Abart, B. Bletterie, M. Stifter, H. Brunner, D. Burnier, A. Lugmaier, A. Schenk, 2011, "Power SnapShot Analysis: A new method for analyzing low voltage grids using a smart metering system", 21st International Conference on Electricity Distribution, 6-9 June 2011, Frankfurt
- [3] A. Abart, M. Stifter, B. Bletterie, H. Brunner, D. Burnier, R. Pointner, A. Schenk, R. Pitz, H. Taus, 2011, "Eyes to the grid: new ways to analyze electrical low voltage networks", e&i Elektrotechnik und Informationstechnik, Volume 128, Number 4, 122-127, DOI: 10.1007/s00502-011-0821-y
- [4] M. Geimer, T. Krüger, and P. Linsel, "Co-Simulation, coupled Simulation or Simulator coupling?" (in german). O+P Zeitschrift für Fluidtechnik, 50(11-12), p. 572-576, Nov. 2006.
- [5] Kenneth M. Hopkinson, Kenneth P. Birman, Renan Giovanini, Denis V. Coury Xiaoru Wang, James S. Thorp, 2003, "Distributed simulation in manufacturing: EPOCHS: integrated commercial off-the-shelf software for agent-based electric power and communication simulation", Winter Simulation Conference 2003
- [6] Siemens AG: AMIS CX1-Profil, (Compatibly/Consistently Extendable Transport Profile V.1) Layer 1-4, DLC Kommunikation(Master/Slave), Spezifikation, Bestellnr.: D20-002-1.00, 22.09.2011
- [7] Synthetische Einspeiseprofile der EnBW Regional AG, Profil EVO, available online, [http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/media/pdf/001\\_REG\\_Veroeffentlichung/Netznutzung/Lastprofile-Temperatur/IV\\_EnBW\\_EVO\\_Einspeise-Photo.xls](http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/media/pdf/001_REG_Veroeffentlichung/Netznutzung/Lastprofile-Temperatur/IV_EnBW_EVO_Einspeise-Photo.xls), last visited 13.3.2012
- [8] Fünfgeld, C., Tiedemann, R.: Anwendung der repräsentativen VDEW-Lastprofile, Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke -VDEW- e.V., M05/2000, Frankfurt, 2000 (in German language)
- [9] P. Esslinger, R. Witzmann, 2010 "Increasing grid transmission capacity and power quality by a new solar inverter concept and inbuilt data communication" Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES
- [10] Rathmaier, M: Energy Feedback and Electrical Load Identification, Master Thesis, TU Vienna, Institute of Computer Technology, 2011

# *Netzstützung durch PV-Wechselrichter mittels lokaler Regelstrategien*

Christoph Winter, Fronius International GmbH, winter.christoph@fronius.com

**Abstract** – In Niederspannungsnetzen mit hoher Dichte an PV-Einspeisern stellt die Spannungshaltung eine wesentliche Herausforderung für den stabilen Netzbetrieb dar. PV-Anlagen mit entsprechenden Wechselrichtern sind in der Lage, die Spannungshaltung durch gezielte Beeinflussung der Wirk- und Blindleistung aktiv zu unterstützen. Mit dem Ziel, die für bestimmte Netze verträgliche Dichte an PV-Anlagen zu erhöhen, widmet sich das Forschungsprojekt morePV2grid der Entwicklung und Validierung zur Netzstützung geeigneter, lokaler Regelungskonzepte. Der lokale Charakter ist dadurch begründet, dass Regelungen auf Basis lokal messbarer Größen ohne die Notwendigkeit der Kommunikation zu einem übergeordneten System realisiert werden. Im Projekt werden definierte Regelungsfunktionen in einer flexiblen Wechselrichterplattform implementiert und anschließend anhand von Labortests auf Wirksamkeit und Stabilität hin untersucht. Die Validierung der Konzepte erfolgt durch einen Feldtestbetrieb in einem realen Niederspannungsnetz mit hoher PV-Dichte. Als Weiterentwicklung bietet sich die kommunikationstechnische Vernetzung der lokalen Regelkreise zu einem übergeordnet optimierbaren Gesamtsystem an.

## **1. Anforderungen an Wechselrichter zur Spannungshaltung**

Mit einer wachsenden Dichte von PV-Anlagen in den Niederspannungsnetzen steigen die Anforderungen an die einspeisenden Wechselrichter hinsichtlich ihres Verhaltens als Erzeugungsanlagen. Von den PV-Anlagen wird zunehmend ein Verhalten gefordert, das nicht nur einen sicheren Netzbetrieb gewährleistet (z.B. die Abschaltung bei Verletzung von Spannungs- oder Frequenzgrenzen), sondern diesen auch aktiv unterstützt. Darunter werden im Allgemeinen Mechanismen verstanden, die innerhalb definierter Abschaltgrenzen zur statischen und dynamischen Spannungshaltung beitragen. Während sich die dynamische Netzstützung auf das Verhalten der Erzeugungsanlage bei gestörtem Betrieb (Spannungseinbruch) bezieht und vor allem für die Ebene der Mittelspannung relevant ist, zielt die statische Spannungshaltung auf das Verhalten der Anlage im Normalbetriebsfall ab [1]. Auf den Aspekt der statischen Spannungshaltung im Niederspannungsnetz konzentriert sich das Forschungsprojekt morePV2grid (FFG Nr. 825441, Laufzeit 2010-2013) [2] – mit dem Ziel, durch geeignete Regelungskonzepte die für bestimmte Netze verträgliche Dichte an PV-Anlagen zu steigern. Diese Zielsetzung deckt sich mit der Weiterentwicklung der Anforderungen durch die einschlägigen Regelwerke der Netzintegration auf der Ebene der Niederspannung. Beispielsweise bestehen in Deutschland mit der VDE-Anwendungsregel „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ [3] seit dem Jahr 2011 entsprechende Forderungen einer Beteiligung an der statischen Spannungshaltung auch für die unterste Netzebene. Ab einer bestimmten Anlagengröße muss dort ein Betrieb mit reduzierter Wirkleistung möglich sein (ferngesteuerte Sollwertvorgabe).

Ebenfalls ab einer bestimmten Anlagengröße muss ein Blindleistungsbetrieb entsprechend einer (eingestellten) Vorgabe für den Verschiebungsfaktor  $\cos \phi$  oder nach einer Kennlinie  $\cos \phi$  in Abhängigkeit der Wirkleistung möglich sein.

## 2. Blindleistungsfähige Wechselrichter als Basistechnologie

Erzeugungsanlagen mit Wechselrichter sind innerhalb bestimmter Betriebsgrenzen in der Lage, sich aktiv an der statischen und dynamischen Netzstützung zu beteiligen. An dieser Stelle wird die statische Netzstützung im Sinne der statischen Spannungshaltung näher betrachtet. Sie hat das Ziel, die Spannung im Netz innerhalb verträglicher Grenzen zu halten. Entscheidend für die statische Spannungshaltung ist der Einfluss zweier physikalischer Größen der Erzeugungsanlage – der Wirkleistungsabgabe  $P$  sowie der Blindleistung  $Q$ . Entsprechend kann eine Regelung dieser beiden Größen implementiert werden. Unabhängig von der konkreten Ausprägung geeigneter Regelungskonzepte, stellt die Blindleistungsfähigkeit des Wechselrichters eine Grundanforderung für die statische Spannungshaltung dar. Damit der Verschiebungsfaktor  $\cos \phi$  bzw. die Blindleistung  $Q$  innerhalb bestimmter Grenzen frei wählbar sind, muss der Ausgangsstrom unabhängig von der Phasenlage der Netzspannung geregelt werden können. Energetisch betrachtet bedeutet das, dass zu bestimmten Zeiten ein Rückfluss von Energie über die leistungselektronische Ausgangsschaltung in den DC-Zwischenkreis des Wechselrichters möglich sein muss. Jener Teil der Energie, der durch eine Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung periodisch zwischen dem Netz und dem Zwischenkreis pendelt, stellt die Blindenergie (Blindleistung über die Zeit) dar. Analog zur Synchronmaschine ist mit einem blindleistungsfähigen Wechselrichter sowohl ein unter- als auch ein übererregter Betrieb möglich. In jedem Fall muss die entsprechende Leistungselektronik auf den maximal auftretenden Gesamtstrom (geometrische Summe aus Wirk- und Blindstrom) und damit auf die maximal geforderte Scheinleistung dimensioniert sein.

## 3. Konzeption und Implementierung lokaler Regelungsfunktionen

Um die Netzspannung im laufenden Einspeisebetrieb innerhalb definierter Grenzen zu halten (statische Spannungshaltung) kommen Regelungsfunktionen der Wirk- und Blindleistung in Betracht, die je nach elektrischer Charakteristik des jeweiligen Verknüpfungspunktes der Einspeiseanlage mit dem Netz eine unterschiedliche Wirksamkeit entfalten [4]. Vereinfacht dargestellt ruft eine Wirkleistungseinspeisung ins Netz eine Spannungshebung hervor, die konsequent durch eine (mit Ertragseinbußen verbundene) Reduktion der Wirkleistung kompensiert werden kann. Unabhängig von der Wirkleistungseinspeisung (und damit prinzipiell unabhängig vom Anlagenenertrag) kann die Spannung durch Blindleistungsaustausch der Erzeugungsanlage je nach Erfordernis eines stabilen Netzbetriebs sowohl in positive als auch in negative Richtung beeinflusst werden. Blindleistungslieferung (übererregter Betrieb) hat zusätzlich zur Wirkleistungslieferung eine weitere spannungsanhebende Wirkung, Blindleistungsbezug (untererregter Betrieb) dagegen einen spannungssenkenden Effekt. Hinsichtlich der Spannungshaltung sowie eines ausgeglichenen Blindleistungshaushalts kommen sowohl der über- als auch der untererregte Betrieb in Betracht. Allerdings steht in Nieder-

spannungsnetzen regelmäßig die Notwendigkeit einer (Teil-) Kompensation der durch dezentrale Einspeiser hervorgerufenen Spannungsanhebung und damit ein untererregter Betrieb der Erzeugungsanlagen im Vordergrund.

Lokale Regelungsmechanismen können alleine durch Kenntnis lokal messbarer Netzparameter (Spannung, Frequenz) und damit ohne die Notwendigkeit einer Kommunikation mit einer übergeordneten Regelung zur Netzstützung beitragen. Für klassische PV-Anlagen kommen exemplarisch folgende lokalen Betriebs- und Regelstrategien in Bezug auf Wirk- und Blindleistung in Betracht:

- Reduktion der Wirkleistung bei Überfrequenz
- Reduktion der Wirkleistung in Abhängigkeit von der lokalen Spannung
- Blindleistungsaustausch mit dem Netz nach fester Vorgabe von Q oder  $\cos \phi$
- Blindleistungsaustausch mit dem Netz in Abhängigkeit von der Wirkleistung
- Blindleistungsaustausch mit dem Netz in Abhängigkeit von der lokalen Spannung

Für die statische Netzstützung im Sinne der Spannungshaltung sind nur die auf die lokale Spannung wirkenden Regelstrategien relevant. Dagegen handelt es sich bei der Netzfrequenz um eine globale Größe im Verbundnetz, die zwar lokal messbar, aber – im Gegensatz zur Netzspannung – nicht für eine lokale Optimierung geeignet ist und damit außerhalb des Untersuchungsrahmens des Projekts morePV2grid sowie außerhalb der vorliegenden Darstellung liegt. Im Folgenden werden einzelne Regelstrategien näher beleuchtet.

### 3.1 Reduktion der Wirkleistung in Abhängigkeit von der lokalen Spannung

Im Rahmen der Anschlussbeurteilung wird durch Zuweisung eines geeigneten Verknüpfungspunktes mit dem Netz grundsätzlich sichergestellt, dass im Normalbetrieb der Erzeugungsanlage – selbst bei maximaler Einspeisung – keine Verletzung des zulässigen Spannungsbandes auftritt. Um die Netzintegration einer hohen PV-Dichte zu fördern, und selbst nahe der Spannungsobergrenze eine (zumindest teilweise) Einspeisung zu ermöglichen, kann eine Abregelung der Leistung P bei hohen Spannungen U entlang einer im PV-Wechselrichter hinterlegten Kennlinie P(U) in Betracht kommen. Ein Beispiel für eine Kennlinie zur spannungsabhängigen Wirkleistungsreduktion ist in der folgenden Abbildung 1 dargestellt.

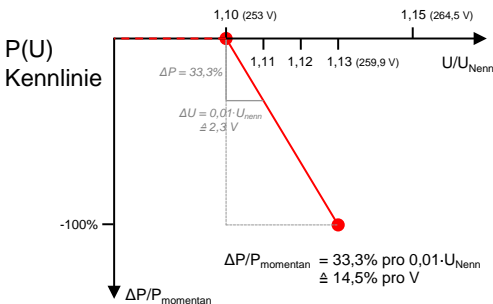


Abbildung 1. Kennlinie  $P(U)$

Die dargestellte Kennlinie beschreibt zwischen dem 1,1-fachen (entsprechend 253 V) und dem 1,13-fachen der Nennspannung (entsprechend 259,9 V) eine lineare Reduktion der Wirkleistung um 100 %, bezogen auf den Momentanwert der Wirkleistung zum Zeitpunkt der Überschreitung des Schwellwerts (253 V). Für den Wechselrichter bedeuten diese Vorgaben, dass die Wirkleistungseinspeisung im Spannungsbereich von 253 bis 259,9 V permanent der Kennlinie folgt (ausreichende DC-Leistung vorausgesetzt). Sinkt die Spannung wieder unter 253 V ab, wird der Regelmodus P(U) beendet.

Davon unberührt bleiben die Schutzfunktionen des Netz- und Anlagenschutzes (NA-Schutz), der den Wechselrichter bei unzulässigen Spannungs- oder Frequenzwerten vom Netz trennt. Als Schutzfunktionen hinsichtlich der Spannung kommen in Österreich 80% und 115% der Nennspannung als Abschaltgrenzen (innerhalb 0,2 s) zur Anwendung. Zur Sicherstellung der Spannungsqualität wird ein gleitender 10-Minuten-Mittelwert herangezogen, dessen Auslöseschwelle vom Netzbetreiber vorgegeben wird (z.B. 112% der Nennspannung) [5].

### 3.2 Blindleistungsaustausch mit dem Netz nach fester Vorgabe von Q oder cos phi

Um die mit einer Wirkleistungsreduktion zwangsläufig einhergehenden Ertragseinbußen zu vermeiden, kann der spannungsbeeinflussende Effekt eines Blindleistungsaustauschs mit dem Netz zur Erhöhung der integrierbaren PV-Dichte genutzt werden. Ein blindleistungsfähiger Wechselrichter kann bei Wirkleistungsabgabe in jedem gerätemäßig möglichen Betriebspunkt mit einer bestimmten Blindleistung betrieben werden. Im einfachsten Fall wird das Blindleistungsverhalten der PV-Anlage durch die Vereinbarung eines definierten Verschiebungsfaktors  $\cos \phi$  (z.B.  $\cos \phi$  gleich 0,9 untererregt) bestimmt (möglich ist auch eine definierte Blindleistung Q in kvar). Ein Vorteil solcher fester Einstellungen liegt in der einfachen Implementierung. Allerdings handelt es sich hier um keine Regelung, die gezielt auf die reale Einspeise- bzw. Spannungssituation reagieren würde.

### 3.3 Blindleistungsaustausch mit dem Netz in Abhängigkeit von der Wirkleistung

Das Blindleistungsverhalten des Wechselrichters abhängig von der aktuellen Einspeisesituation macht eine Kennlinie, nach der die Blindleistung Q über den Verschiebungsfaktor  $\cos \phi$  als Funktion der Wirkleistung P festgelegt wird. Ein Beispiel einer durch drei Stützpunkte definierten Kennlinie  $\cos \phi$  (P), angelehnt an [2], zeigt Abbildung 2.

In diesem Beispiel erfolgt bis zur halben Nennwirkleistung kein Blindleistungsaustausch ( $\cos \phi$  gleich 1). Darüber nimmt der Verschiebungsfaktor linear ab, bis er bei Nennwirkleistung einen Wert von  $\cos \phi$  gleich 0,9 untererregt erreicht hat. Neben der Abhängigkeit der Blindleistung von der tatsächlichen Einspeisesituation bietet eine derartige lokale Regelung den Vorteil, dass zwischen benachbarten Erzeugungsanlagen mit derselben Regelung keine Wechselwirkungen zu erwarten sind. Das Blindleistungsverhalten jeder einzelnen Anlage ist über die Kennlinie nur von der lokalen Einspeiseleistung abhängig. Allerdings ist mit einer Kennlinie  $\cos \phi$  (P) der Nachteil verbunden, dass hier der Blindleistungsbetrieb keine Rücksicht auf die real vorliegende Spannungssituation nimmt.

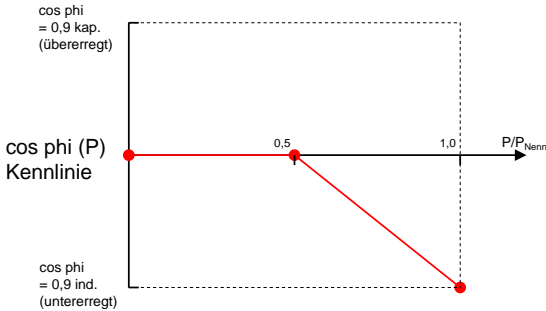


Abbildung 2. Kennlinie  $\cos \phi (P)$

### 3.4 Blindleistungsaustausch mit dem Netz in Abhängigkeit von der lokalen Spannung

Eine Regelung der Blindleistung in Abhängigkeit der lokal gemessenen Spannung definiert die Blindleistung  $Q$  als Funktion  $Q(U)$ . Eine beispielhafte Kennlinie für den Regelmodus  $Q(U)$  zeigt die folgende Abbildung 3.

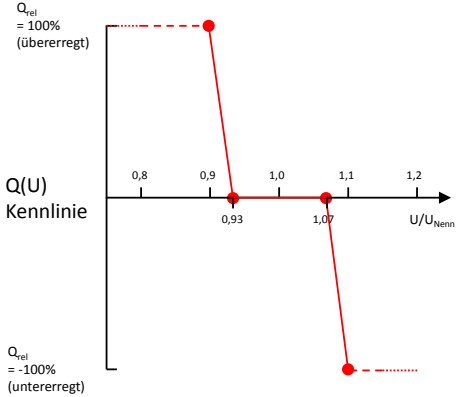


Abbildung 3. Kennlinie  $Q(U)$

Nach dieser durch vier Stützpunkte definierten Kennlinie erfolgt in einem sogenannten Totband zwischen  $\pm 7\%$  der Nennspannung kein Blindleistungsaustausch. Außerhalb dieses Bereichs ändert sich die relative Blindleistung  $Q_{\text{rel}}$  (hier bezogen auf den gerätemäßigen Maximalwert) proportional zur Spannung bis ihr Betrag bei  $\pm 10\%$  der Nennspannung einen Betrag von  $100\%$  erreicht hat (Sättigung). Im unteren Spannungsbereich wirkt ein Betrieb nach dieser Kennlinie spannungsanhebend (übererregt), im oberen Spannungsbereich dagegen spannungssenkend (untererregt).

Im Gegensatz zu den vorangehend dargestellten Blindleistungsbetriebsarten bietet diese Regelung in Abhängigkeit von der lokal gemessenen Netzspannung den wesentlichen Vorteil, dass Blindleistung nur dann mit dem Netz ausgetauscht wird, wenn es die lokale Spannungssituation erfordert. Außerdem kann die Parametrierung der Kennlinie (Stützpunkte, Totband) individuell an die am jeweiligen Verknüpfungspunkt zu erwartenden Spannungsverhältnisse angepasst werden. Da eine Einwirkung der Regelung auf die Spannung unter ungünstigen Umständen zu Wechselwirkungen mit dem Regelungsverhalten anderer Einspeiseanlagen im selben oder in einem benachbarten Verknüpfungspunkt führen kann, gilt es Parameter für einen stabilen Betrieb zu identifizieren.

Insgesamt bietet es sich an, zur statischen Spannungshaltung so weit wie sinnvoll möglich den Einfluss von Blindleistung und damit vor allem eine spannungsabhängige Blindleistungsregelung  $Q(U)$  zu nutzen. Zur Einhaltung der Spannungsgrenzen ist allerdings auch eine Kombination mit einer spannungsabhängigen Wirkleistungsreduktion nahe der Spannungsobergrenze denkbar. Das bedeutet, dass bei (über ein definiertes Totband hinaus) ansteigender Spannung zunächst ein zunehmend untererregter Betrieb der Einspeiseanlage erfolgt. Ist ein als sinnvoll definiertes Maximum an Blindleistung erreicht (Sättigung) und nähert sich die Spannung trotzdem weiterhin ihrer zulässigen Obergrenze, dann tritt eine graduelle Reduktion der Wirkleistung in Kraft. So weit wie spannungsmäßig zulässig, wird eine – wenn auch falls nötig reduzierte – Einspeisung und dadurch eine potentiell höhere Dichte an PV-Anlagen ermöglicht.

## 4. Untersuchung lokaler Regelungskonzepte in Labor und Feld

Ausgehend von einer Analyse realer Niederspannungsnetze [4] wurden im Rahmen des Projekts morePV2grid geeignete Regelungsfunktionen für PV-Wechselrichter zur Spannungshaltung anhand statischer und dynamischer Simulationen hinsichtlich ihrer Praxistauglichkeit (Wirksamkeit, Wechselwirkungen) untersucht und bewertet. Parallel dazu wurde eine blindleistungsfähige Wechselrichterplattform entwickelt, die zur Umsetzung lokaler Regelungskonzepte zur statischen Spannungshaltung geeignet ist. Ausgewählte Regelungsfunktionen (vor allem jene aus Kapitel 3) wurden folglich in die neue Plattform implementiert und einer umfassenden Prüfung durch Labortests unterzogen. Insbesondere wurden charakteristische Konstellationen mit mehreren Wechselrichtern und unterschiedlichen Netzverhältnissen im Zusammenhang mit einer  $Q(U)$ -Regelung untersucht. Wirksamkeit und Stabilität wurden bestätigt, sinnvolle Regelungseinstellungen ermittelt.

Die Validierung der entwickelten Regelungskonzepte erfolgt durch einen Feldtestbetrieb in einem realen Niederspannungsnetz mit relativ hoher PV-Dichte. An einem einzelnen Ortsnetzstrang befinden sich zu diesem Zweck fünf PV-Anlagen, von denen vier mit Wechselrichtern der neuen Plattform (Blindleistungsfähigkeit, Implementierung von Regelungsfunktionen) ausgestattet sind. Aus den im Laborbetrieb identifizierten, geeigneten Einstellungen wurden zu untersuchende Testfälle abgeleitet, die nach einem definierten Testplan an den regelbaren Wechselrichtern des Testgebiets parametrisiert und untersucht werden. Für das Monitoring der Netzspannung und damit der Wirksamkeit der Regelung dienen Power-Quality-Messgeräte sowie die PV-Anlagenüberwachung. Nach

Auswertung und Analyse der Messdaten können Aussagen über die Praxistauglichkeit der einzelnen Regelungskonzepte getroffen werden. Die Endergebnisse werden im Jahr 2013 erwartet.

## 5. Zusammenfassung und Weiterentwicklung

Der Fokus des Projekts morePV2grid liegt auf der Entwicklung und Validierung von Konzepten der autonomen Wirk- und Blindleistungsregelung zur statischen Spannungshaltung durch PV-Anlagen. Die Autonomie besteht darin, dass die jeweils lokale Regelung der PV-Wechselrichter im Betrieb ohne Kommunikation zu einem übergeordneten System auskommt. Die gemessene Frequenz und vor allem die lokal gemessene Spannung sind charakteristische Größen für den (lokalen) Zustand des Netzes und stellen dementsprechend die Eingangsgrößen der im Rahmen des Projekts untersuchten (oben dargestellten) Regelungsstrategien dar. Das Ziel derartiger Konzepte besteht in der Erhöhung der für das elektrische Netz verträglichen Dichten an PV-Einspeiseanlagen.

Als Erweiterung ausschließlich lokaler Regelungskonzepte ist die Einbindung von PV-Anlagen in eine Regelung aus der Ferne denkbar. Das umfasst die Möglichkeit zur (dynamischen) Konfiguration von Parametern (im laufenden Betrieb) und erfordert eine definierte Kommunikationsschnittstelle. Diese Herausforderung wird im Projekt „DG DemoNet – Smart LV Grid“ (FFG 829867, 2011-2014) angenommen. Dabei werden die im Rahmen von morePV2grid untersuchten, lokalen Regelalgorithmen durch eine übergeordnete Regelung erweitert. Der lokale Regelkreis bleibt bestehen, kann aus der Ferne allerdings rekonfiguriert und um eine dynamische Vorgabe von Sollwerten oder Kennlinien ergänzt werden. Insgesamt vernetzt das Projekt „DG DemoNet – Smart LV Grid“ die lokalen Regelkreise einzelner PV-Anlagen zu einem optimierbaren Gesamtsystem.

## Referenzen

- [1] BDEW: Technische Richtlinie – Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz), 2008
- [2] Karin Hollaus et al.: Smart Grids Projects in Austrian R&D Programmes 2003-2010, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Berichte aus der Energie- und Umweltforschung 16/2010, 2010
- [3] VDE: VDE-AR-N 4105, Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, 2011
- [4] Benoit Bletterie et al.: Understanding the effects of unsymmetrical infeed on the voltage rise for the design of suitable voltage control algorithms with PV inverters, Proceedings of 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC 2011), 2011
- [5] ÖVE/ON: ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712, Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis AC 1000 V und DC 1500 V – Teil 4-712: Photovoltaische Erzeugungsanlagen – Errichtungs- und Sicherheitsanforderungen, 2009

Das Projekt morePV2grid wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

# Control concept for active low voltage distribution networks

Alfred Einfalt, SIEMENS AG Austria, alfred.einfalt@siemens.com

Franz Zeilinger, SIEMENS AG Austria, franz.zeilinger@siemens.com

Helfried Brunner, Austrian Institute of Technology, helfried.brunner@ait.ac.at

Friederich Kupzog, Austrian Institute of Technology, friederich.kupzog@ait.ac.at

**Abstract** – The following proposal describes the results of the first phase within the research project “DG DemoNet – Smart LV Grid”. The consortium out of distribution system operators (DSOs), research institutions and industry partners have defined a set of control strategies for active low voltage grids. Each strategy can be seen as successive stages, which on the one hand are increasing in complexity of the components involved and the need to communicate with them, on the other hand allow a more and more optimal operation of the distribution grid.

## 6. Introduction

Low voltage distribution networks need to host an increasing amount of distributed generation (DG) as well as new network participators such as electric vehicles. First approaches for active voltage control to increase the hosting capacity are currently introduced in medium voltage networks [1].

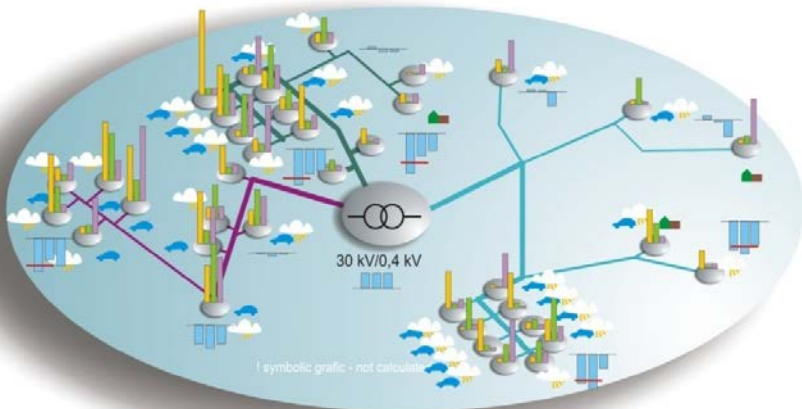


Figure 1: Photovoltaic and e-mobility are major drivers for introducing smart grid approaches in low voltage distribution networks (source: A. Abart, Energie AG)

Based on detailed modelling and analysis of LV networks [2], [3] different approaches will be demonstrated:

1. Intelligent planning: The work within this task considers new planning methods, like probabilistic planning, enabling higher DER densities.
2. Intelligent monitoring resulting in new monitoring solutions, which improve the certainty in grid planning and further support the grid operation.
3. Active management and control using AMIS Smart Grid Metering infrastructure as existing communication network. Use of the AMIS system will result in new and cost-effective active low voltage network control solution approaches enabling higher DER densities

In the project “DG DemoNet – Smart LV Grid”, real tests of solution approaches for central and distributed monitoring, management and control concepts will be performed in selected low voltage (LV) networks in Salzburg and Upper Austria [4]. The project aims to create actual voltage problems in these selected network segments by integrating a high share of photovoltaic (PV) and e-mobility. By implementing the developed control concepts the problems will be solved.

## 7. Overall smart control concept

The following figure shows the 5 stages of the control concept which should be implemented in a low voltage grid controller (LVGC) build-up of standard automation components and a robust industrial PC.

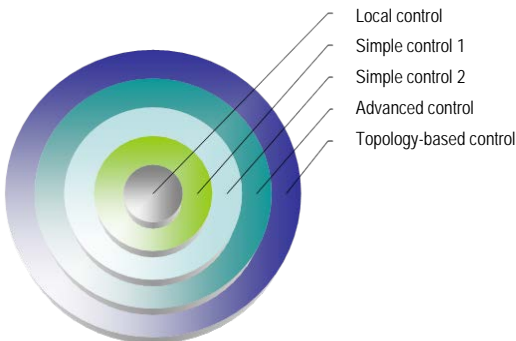


Figure 2: 5 stages of control concept

This structure takes into account the increasing complexity during development process. After verification of the functionality by co-simulation, based on models of low voltage grids and communication channel behaviour, the stages of the concept can be implemented in a controller test environment. The development process is finished after a hardware-in-the-loop (HIL) run under real test conditions.

With this procedure the concept can be demonstrated step by step in real low voltage grids. The findings after realization of each stage will be used to enhance the next stages.

### 7.1 Stage 1: “local control“

Local “actors”, like PV-inverters [5], transformers with on-load-tap-changer and e-vehicle charging stations have to ensure their local voltage limits according EN50160. Additionally this stage is the fall back strategy in case of loss of communication in one of the next stages.

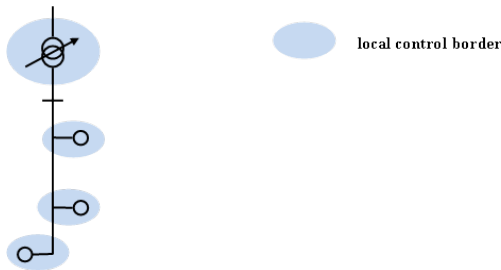


Figure 3: concept of stage 1 – “local control”

There is no communication between the grid controller and the mentioned “actors” of the system. Each local actor works on his own, taking into account local available measurement values of the voltage and try to stabilize it with the help of a locally acting controller.

### 7.2 Stage 2: “simple control 1“

The enhancement in stage 2 is the integration of voltage measurements in the network in a simple optimization algorithm for transformer tapping. The communication infrastructure is used to get information of the actual voltage band violations to control the voltage level in the system. The other actors like PV-inverters and e-mobility charging units are still in droop control mode as well as in stage 1.

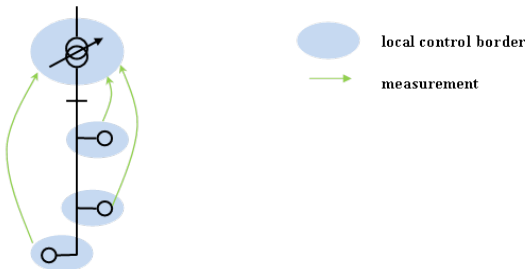


Figure 4: concept of stage 2 – “simple control 1”

There is only a unidirectional communication from the components of the grid (especially smart meters) to the grid controller LVGC.

One limitation in this stage is that, due to the limited bandwidth of the communication, not all smart meters can be used as measuring points. Therefore, a previous selection of for the control relevant measuring points has to be performed. This selection can be done by off-line analyses of the low voltage grid and “program” the LVGC with the determined points.

Another, more sophisticated way would be that this selection is performed on-line by the LVGC with no additional information, such as the topology of the grid, and therefore is able to dynamically adapt to changing conditions in the network. The algorithms for this automatic selection will also be applied within this project. The goal is a “plug and play” LVGC, which automatically derives from available measurement data an optimum selection of measurement points.

### 7.3 Stage 3: “simple control 2“

The next stage is to activate the communication to the actors within the grid. Additionally to the integration of voltage measurements in the network from stage 1, it is possible to give a system-wide strategy resulting in new set points for the locally acting controllers of the actors (e.g. dependence of the reactive power to the voltage for PV inverters) via broadcasts by the LVGC. This approach enables that all PV inverters are able to feed in a higher amount of active power as they could in stage 1. To ensure this, in this case a balanced penetration of inverters in the branches and on the phases has to be given.

The disadvantage of this sub-optimal solution is that also PV-inverters with weak influence to critical node voltages are starting feeding in reactive power for e.g. to increase the voltage or consuming reactive power to reduce it. This means that in total not the maximum possible amount of regenerative power from all PV-inverters is fed into the grid.

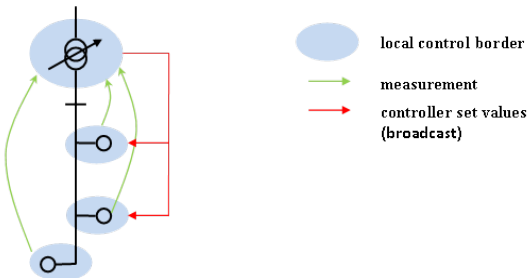


Figure 5: concept of stage 3 – “simple control 2”

There is a simple bidirectional communication now, but only a sub-optimal solution for the goal of maximising the feeding in of active power.

### 7.4 Stage 4: “advanced control“

To enable also heterogeneous distribution of PV and e-mobility, in this stage different coordinated optimization algorithms (i.e. maximize active power feed in with minimal reactive power flows)

and coordinated dynamic controls using information and communication infrastructure will be introduced.

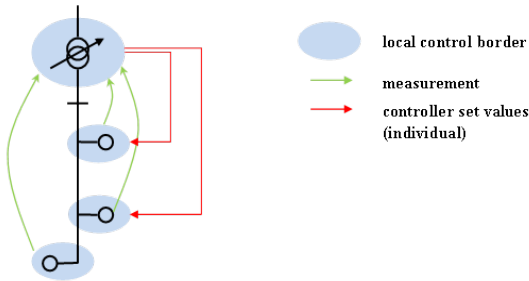


Figure 6: concept of stage 4 – “advanced control”

The “global” set points for the actors in stage 3 are substituted by individual set points for all active network components. The individual set points will be generated by the optimisation algorithm of the LVGC.

As in stage 2 much information about the low voltage grid and its actors is needed by the LVGC to address the actors properly. Also a selection of important measurement points is needed in this stage. A first approach is, to “engineer” this data by analysing the specific low voltage grids and program the operation parameters in the LVGC. When it comes to changes in the network (e.g. a new PV-inverter is installed), the parameters of the LVGC must also be adapted every time to ensure an optimal operation.

Another approach is here, similar as in stage 2, to derive this information automatically from measurement data by the LVGC. The LVGC could rely on previous measurements or continuously collected measurement data and perform analysis, to derive the needed information. As a “plug and play” System, the LVGC will learn the network with time and react on changes.

### 7.5 Stage 5: “topology based control”

This stage is based on the previous stage “advanced control”, but is also considering the information about the actual topology of the network in the optimization. This will allow to find the global optimum in case there are dynamic changes of the network topology (e.g. due to shifting of the sectioning point). Besides the measurement values from the smart meters is additional information required for the LVGC, to know about the changes in topology (e.g. switching states). This can also be derived by the additional installation of smart meter based “current guards” in all branches and selected nodes as additional measurement points.

Moreover also intelligent algorithm for topology estimation bases on Power Snap Shot Analysis (PSSA) [2], [3] will be applied and tested under real conditions. The biggest advantage here would be that no additional elements for topology recognition will be necessary.

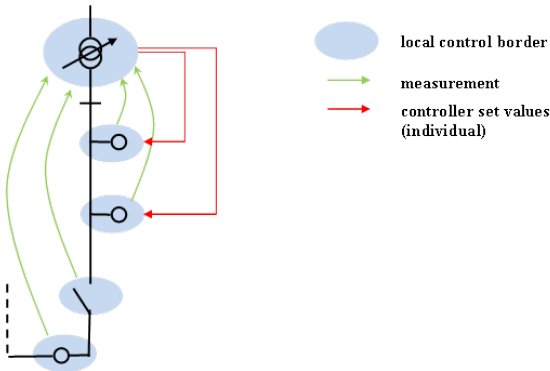


Figure 7: concept of stage 5 – “topology based control”

## 8. Summary and Outlook

The project “DG DemoNet – Smart LV Grid” aims to enable an efficient and cost effective use of existing grid infrastructures based on intelligent planning, on-line monitoring and active LV grid management concepts. In the selected low voltage networks a high share of photovoltaic and e-mobility will be implemented to bring future challenges into present and to test and validate future solutions to maximize the hosting capacity of the network infrastructure.

The development of the detailed control concepts within a co-simulation environment of power networks and communications networks, developed within the project “DG DemoNet Smart LV Grid” is ongoing. As already mentioned the related concepts will be designed, implemented and validated in real low voltage networks in Upper Austria and Salzburg, which are already selected within the first phase of the project. The field test will start in March 2013.

## References

- [1] M. Stifter, B. Bletterie, H. Brunner, D. Burnier, A. Abart, F. Andren, s. Sawsan, R. Schwalbe, R. Nanning, F. Herb, R. Pointner, 2011, " DG DemoNet Validation: Voltage Control: from Simulation to Field Test", *IEEE PES, ISGT Innovative Smart Grid Technologies Europe 2011*, 5-7 December 2011, Manchester, UK
- [2] A. Abart, B. Bletterie, M. Stifter, H. Brunner, D. Burnier, A. Lugmaier, A. Schenk, 2011, "Power SnapShot Analysis: A new method for analyzing low voltage grids using a smart metering system", *21<sup>st</sup> International Conference on Electricity Distribution*, 6-9 June 2011, Frankfurt
- [3] A. Abart, M. Stifter, B. Bletterie, H. Brunner, D. Burnier, R. Pointner, A. Schenk, R. Pitz, H. Taus, 2010, "Eyes to the grid: new ways to analyze electrical low voltage networks", *e&i Elektrotechnik und Informationstechnik*, Volume 128, Number 4, 122-127, DOI: 10.1007/s00502-011-0821-y
- [4] A. Einfalt, H. Brunner, A. Lugmaier, F. Kupzog, 2012, "Control Strategies for Smart Low Voltage Grids – The Project DG Demonet – Smart LV Grid", *CIREN Workshop 2012 - Integration of Renewables into the Distribution Grid*, 29-30 May 2012, Lisbon
- [5] B. Bletterie, A. Gorsek, A. Abart, M. Heidl, 2011, "Understanding the Effects of Unsymmetrical Infeed on the Voltage Rise for the Design of Suitable Voltage Control Algorithms with PV Inverters", *26<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 5-9 September 2011, Hamburg, Germany, Pages 4469 - 4478, ISBN 3-936338-27-2, DOI 10.4229/26thEUPVSEC2011-6DO.13.6

## Aknowledgement

The project "DG DemoNet – Smart LV Grid", which tackles the increase of DG hosting capacity in the low voltage grid is funded by the Austrian Climate and Energy Fund and was started in March 2011.

## *Session B*

### *IKT und Energieeffizienz – Datenaustausch im Smart Grid*

# Smart Web Grid

## *Eine serviceorientierte Informationsdrehscheibe für Smart Grids*

Georg Kienesberger, TU Wien – Institut für Computertechnik, kienesberger@ict.tuwien.ac.at  
Thomas Hofer, TU Wien – Institut für Rechnergestützte Automation, thofer@auto.tuwien.ac.at  
Markus Jung, TU Wien – Institut für Rechnergestützte Automation, mjung@auto.tuwien.ac.at  
Susen Döbelt, CURE – Center for Usability Research & Engineering, doebelt@cure.at

**Abstract** – Eine Vielzahl verschiedenster Smart-Grid-Anwendungen soll unsere Energiesysteme zukunftssicher machen. Im Gegensatz zu einer isolierten Entwicklung einzelner Anwendungen bietet eine übergreifende Informationsplattform wie Smart Web Grid mit einem Fokus auf Interoperabilität, Flexibilität und sicherem, feingranularem Rechtemanagement eine Reihe von Vorteilen. Dieser Artikel gibt einen Überblick über die Ziele, Methodik und einige aktuelle Ergebnisse des Projekts.

## 9. Einleitung

Mit Hilfe von Smart-Grid-Technologie sollen die Energiesysteme von heute auf die Herausforderungen der Zukunft vorbereitet werden, wobei die verstärkte Einbindung von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) im Zentrum steht. Diese künftigen Smart Grids bedienen sich einer Vielzahl von verschiedenen, einzelnen Smart-Grid-Anwendungen, wie z.B. Energiefeedback [1], aktive Einbindung von Gebäudeautomationssystemen [2] oder Lademanagement von Elektrofahrzeugen [3] wobei laufend neue Konzepte entwickelt werden. Die einzelnen Anwendungen unterscheiden sich naturgemäß was die als Input benötigten Daten, die Art und Weise wie diese verarbeitet und gespeichert werden sowie die als Output generierten Informationen angeht. Eine isolierte Umsetzung einzelner Anwendungen führt allerdings nicht nur zu einem unflexiblen, heterogenen Gesamtsystem ohne Ausnutzung von Synergieeffekten, sie verhindert auch Mehrwerte, die sich potentiell aus der Aggregation von Informationen unterschiedlicher Herkunft ergeben. [4]

Durch das Smart-Web-Grid-Projekt im Rahmen der Smart Grids Modellregion Salzburg (SGMS) soll eine ganzheitliche Informationsplattform für Smart Grids geschaffen werden, welche Datenquellen und –senken über Anwendungsgrenzen hinweg auf modulare und zukunftssichere Art miteinander verbindet und die Entstehung von Mehrwert für alle Smart-Grid-Teilnehmer durch Aggregation von Information ermöglicht. Hierbei soll auch die Entstehung gänzlich neuer Anwendungen bzw. Services und dazugehöriger Geschäftsmodelle möglich werden, wozu auch die Einbindung von Informationsquellen außerhalb des Energiekontextes förderlich sein kann.

Bei der Konzeption einer solchen Informationsplattform dürfen die Themen Privacy und Security nicht vernachlässigt werden, sondern müssen von Anfang an und durchgängig berücksichtigt wer-

den. Davon abgesehen ist ein sicheres, flexibles und feingranulares Rechtemanagement integraler Bestandteil der Projektidee von Smart Web Grid.

Im Folgenden soll, nach einem kurzen Abriss der im Projekt verwendeten Methodik, ein Überblick über einige aktuelle Ergebnisse gegeben werden.

## 10. Methodik

Als Basis für das Design des Informationsmodells ist zunächst die strukturierte Erfassung möglicher Use Cases bzw. Anwendungen der beteiligten Stakeholder und Datenquellen nötig, wobei hier auf die im Rahmen der SGMS gestarteten Projekte auf spartenübergreifende Interaktionsbeispiele zurückgegriffen wurde. Im nächsten Schritt fand eine detaillierte Anforderungsanalyse von technischer Seite sowie von Nutzerseite her parallel statt, wobei die Ergebnisse schließlich als Input für das Design der Systemarchitektur auf abstraktem Niveau und in weiterer Folge für die Erstellung konkreter Software Design Descriptions (SDD) dienen. Auf Basis letzterer wird schließlich ein Prototyp des Kerns des Smart-Web-Grid-Systems sowie vier beispielhafte Anwendungen implementiert um die Funktionsweise des Systems zeigen und evaluieren zu können.

Parallel werden – in Verbindung mit einer ständigen Feedbackschleife zu den anderen Arbeitspaketen im Projekt – Geschäftsmodelloptionen und die rechtliche Basis untersucht, sowie die ökonomische Bewertung durchgeführt.

Am Ende steht eine Evaluierung des Prototypen in einem Feldversuch sowie, die Bewertung der weiterführenden Potentiale sowie ein Ausblick auf die zukünftige Entwicklung.

## 11. Nutzerseitige Anforderungen

Um effektive, effiziente und sichere Produkte zu gestalten [9] und die die Akzeptanz und das Vertrauen in eine neue Technologie zu sichern [8], sollten bereits von Beginn an alle beteiligten Nutzergruppen in den Entwicklungsprozess eingebunden werden (*User Centered Design*;[5]). Anforderungen der späteren Nutzer eines Systems sollten demnach von Anfang in die Gestaltung eines Systems einfließen [5][6][7].

Um die innerhalb des Smart-Web-Grid-Projektes entwickelte Architektur von Beginn an die Nutzerbedürfnisse anzupassen wurde eine umfangreiche multiperspektivische Anforderungsanalyse für verschiedene Smart-Web-Grid-Anwendungsfälle – Energiefeedback, Elektromobilität und automatische Lastverschiebung durchgeführt. Private Energiekunden, Geschäftskunden, Service-Anbieter sowie Gebäudemanager (N= 265) wurden schriftlich (per online Fragebogen) und mündlich (semi-strukturierte Interviews und Fokusgruppen) zu ihren Anforderungen und vor allem zu Privatsphärenbedenken befragt. Die Erhebungen fanden im Zeitraum November 2011 bis Januar 2012 statt.

Quantitative Daten wurden überwiegend mittels deskriptiven Statistiken (Häufigkeiten, Mittelwerte) ausgewertet. Qualitative Aussagen (schriftlich wie mündlich) wurden mittels kategorialer, summarativer Inhaltsanalyse ausgewertet und zusammengefasst. An dieser Stelle soll jedoch auf eine detaillierte Ergebnisdarstellung verzichtet und lediglich wesentliche Erkenntnisse aus der Anforderungsanalyse berichtet werden.

Es wurde deutlich, dass die Befragten große Bedenken bzgl. der Erhebung und Zusammenführung von Energiedaten haben. Als Vorteil einer zentralen Energiemanagementplattform wird im Wesentlichen der bessere Überblick über Verbrauch und entstehende Kosten von Konsumenten gesehen. Auch Drittanbieter bestätigten die Relevanz von Kostenmonitoringfunktionen sowie der Schaffung monetärer Anreizsysteme. Hinsichtlich der Gestaltung von Energiefeedbacklösungen werden aus Kundensicht benutzerfreundliche und leicht zugängliche Lösungen (bspw. über ein Webportal) befürwortet. Zudem werden häufig Detailinformationen und Echtzeitverbrauchsdaten gewünscht. Diese Detailgenauigkeit wird aber auch als wesentlicher Kritikpunkt beim Thema Privatsphäre genannt. Besonders die befragten Geschäftskunden äußern erhebliche Bedenken wenn diese Informationen außerhalb des Unternehmens gespeichert und verarbeitet werden. Neben der Institution, die für eine Speicherung von Daten verantwortlich ist merken die Befragten eine Regelung von Zugriffsrechten als kritische Punkte hinsichtlich ihres Vertrauens an.

Hinsichtlich Elektromobilität, insbesondere der Ladevorgänge, bevorzugen Konsumenten vor allem langfristige Ladevorgänge, die eine flexible Einsatzmöglichkeit des Elektrofahrzeuges gewährleisten. Auch hier sind neben Reichweiteninformationen und Ladezustand des Fahrzeuges ebenfalls Kosten- und Verbrauchsstatistiken von hohem Interesse, diese werden jedoch eher mittelfristig (im Wochentakt) statt in Echtzeit gewünscht. Schnelles oder günstiges Laden sowie das Festlegen eines bestimmten Ladezeitraumes waren präferierte Optionen für die Steuerung des Ladevorgangs.

Bei den Erhebungen zum Anwendungsfall automatische Lastverschiebung zeigte sich, dass Privats als auch Geschäftskunden eine Durchführung ablehnten oder für sie nur unter bestimmten Bedingungen vorstellbar wäre. Diese Bedingungen bezogen sich auf die Sicherung des Komforts sowie individueller Kontroll- und Eingriffsmöglichkeiten. Hier wurde zusätzlich angemerkt, dass derzeitige Steuerungssysteme sehr komplex gestaltet sind und Verbesserungspotential hinsichtlich Benutzerfreundlichkeit besteht. Wie schon bei Ladevorgängen für Elektrofahrzeuge äußerten auch hier die Befragten den Wunsch eine gewisse Zeitspanne definieren zu können, in der eine Lastverschiebung im Unternehmen bzw. im Haushalt durchgeführt werden darf. Wie schon bei den anderen Anwendungsfällen wurden hier erneut Kostenstatistiken und Anreize als zentrale Erfolgskriterien genannt. Zudem äußerten die interviewten Gebäudemanager, dass Effizienzstatistiken zusätzlich zur Akzeptanzsteigerung bei Bewohnern beitragen könnten.

Diese und zahlreiche weitere Ergebnisse der durchgeführten Anforderungsanalyse dienen im weiteren Projektverlauf als Grundlage für die Weiterentwicklung und Implementierung der Systemarchitektur.

## 12. Design der Systemarchitektur

Die zentrale Anforderung des Smart-Web-Grid-Projektes ist es den Zugriff auf Smart Grid relevanten Daten auf sichere und einfache Weise für die Anwendungen von verschiedensten Stakeholder und Drittanbieter von Anwendungen zu ermöglichen. Die Vielzahl der involvierten Datenquellen, Anwendungen und Stakeholder sowie die Aussicht auf weitere Partner und Geschäftsfälle führte zu Wahl einer Service-orientierten Architektur (SOA). Abbildung 1 zeigt ein schematisches Schichtenmodell der entwickelten Architektur. Auf Systemebene wird auf eine bestehende Smart Grid IKT-Infrastruktur gesetzt. Diese ist bereits vorhanden beziehungsweise befindet sich teilweise noch

im Ausbau. Darunter zählen Schnittstellen wie Smart Meter, E-Mobility Ladestationen sowie Management-Applikationen von Netz- und Energiebetreibern. Diese Elemente werden über einen Service-Layer verbunden und mit Hilfe der Kernkomponente um Authentifizierung und Autorisierung bereichert. Weitere Elemente in der Serviceschicht sind ein Service-Repository und Komponenten für Service-Discovery, sowie eine Certification Authority und Application-Registry. Anhand dieser Services können weitere Dienste zur Verfügung gestellt werden um vierschieden Datenquellen und –senken miteinander zu verbinden und dabei die Privatsphäre der Nutzer und Sicherheit der Daten zu gewährleisten.

Die involvierten Akteure kann man in folgende Gruppen unterteilen: Serviceanbieter, Servicekonsumenten und Endnutzer. Serviceanbieter sind maßgeblich an der Instandhaltung der Serviceebene beteiligt und stellen Dienste zur Verfügung die von Servicekonsumenten in Anspruch genommen werden können. Servicekonsumenten sind in diesem Fall nicht die Endnutzer sondern Parteien welche die vorhandenen Daten um einen Mehrwert ergänzen, zum Beispiel Energieverbrauchsdaten mit Wetterdaten korrelieren oder die geschätzte Menge Strom die mittels einer Photovoltaikanlage produziert werden kann in Zusammenhang mit der Drei-Tages-Wettervorhersage. Nach österreichischem Recht sind die Endnutzer zugleich die Besitzer der Stromzählerdaten. Aus diesem Grund müssen Endnutzer die Möglichkeit haben, den Zugriff auf die Daten zu reglementieren und erst nach erfolgter Freigabe der Endnutzer können Servicekonsumenten auf die Daten zugreifen.

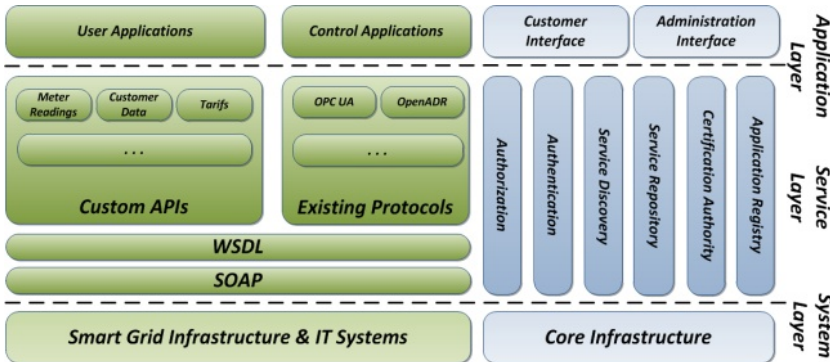


Abbildung 1: Schichtenmodell der Systemarchitektur.

Zur Verwaltung von den damit einhergehenden Zugriffsberechtigungen wurden Technologien wie XACML (eXtensible Access Control Markup Language) [10] und SAML (Security Assertion Markup Language) [11] eingesetzt. XACML bietet eine XML-basierte Konfiguration von Zugriffsberechtigungen auf der Basis von Subjekten, Ressourcen und Aktionen. Ein Beispiel hierfür wäre, dass ein Subjekt Mehrwertserviceanbieter die Aktion Lesen auf die Ressource Stromzählerdaten von Tag X der Person Y ausführen möchte. Die Architektur die in XACML für solche Anfragen vorgesehen ist, besteht aus drei Hauptkomponenten: PDP (Policy Decision Point), PEP (Policy Enforcement Point) und PAP (Policy Administration Point). Letzterer dient zur Verwaltung der Policies die in einem Policystore gespeichert werden. Der PEP wird vor Web Services geschaltet und leitet einkommende Anfragen an den PDP um. Der PDP wertet die Anfrage anhand der im

Policystore hinterlegten Zugriffskonfigurationen aus und gibt dem PEP ein Permit oder Deny zurück. Der PDP ist ein zentrales Element in dieser Architektur, kann aber auch als dezentrale Einheit implementiert werden. Neben der Zugriffskontrolle wird auch eine zentrale Authentifizierungskomponente für die unterschiedlichen Benutzer im Smart Grid Kontext zur Verfügung gestellt. Hierfür wird ein Identity Provider eingesetzt der SAML konforme Authentifizierungstoken erstellt.

### 13. Prototyp

Das Konzept wurde mithilfe eines vorläufigen Proof of Concept Prototypen validiert. Als XACML Implementierung wird JBoss Picketlink<sup>1</sup> eingesetzt. Picketlink bietet eine Reihe von Funktionalitäten die ein Erstellen und Auswerten von XACML Policies sowie SAML-Annotationen erleichtern. Das Web-Service Interface für den PDP wird als SOAP Web-Service zur Verfügung gestellt. Als Laufzeitumgebung wird der JBoss Applikationsserver eingesetzt. Die Umsetzung des Policy Enforcement Point erfolgte als Java-basierter SOAP Intermediary, der die einkommenden Anfragen hinsichtlich der Parameterstruktur analysiert und eine XACML-Anfrage an den konfigurierten PDP sendet. Ziel ist es, einen möglichst generischen PEP zu entwickeln um die Zugriffslogik einfach für verschiedenste Services einsetzen zu können.

### 14. Zusammenfassung und Ausblick

In diesem Artikel wurde ein Überblick über Ziele und einige aktuelle Ergebnisse des Smart-Web-Grid-Projekts gegeben, welches Konzeption, prototypische Implementierung und Evaluierung einer umfassenden Informationsplattform mit integriertem Rechtemanagement und besonderem Fokus auf Interoperabilität, Flexibilität, Privacy und Security beinhaltet.

Ausgehend von einer detaillierten Anforderungsanalyse wurde eine Systemarchitektur entworfen welche dem Service-orientierten Paradigma folgt und auf Web Services basiert. Konkrete Software Design Descriptions wurden erstellt und die Implementierung von Prototypen der Kernkomponente, als auch von vier exemplarischen Anwendungen ist in Arbeit.

Die Analyse von Nutzungsgrad und Auswirkungen der Beispielanwendungen, die Evaluierung des Gesamtsystems sowie der Bericht zu Geschäftsmodellen, deren rechtlicher Anwendbarkeit und ökonomischen Auswirkungen sind ebenfalls in Arbeit bzw. als nächste Schritte geplant. Schließlich bleiben noch die Bewertung der weiterführenden Potentiale sowie ein Ausblick auf die zukünftige Entwicklung als finale Ergebnisse des Projekts abzuwarten.

---

<sup>1</sup> <http://www.jboss.org/picketlink> - Zugriff: 24.08.2012

## Referenzen

- [1] S. Darby, "The effectiveness of feedback on energy consumption", A Review for DEFRA of the Literature on Metering, Billing and direct Displays, April, 2006.
- [2] F. Kupzog and K. Pollhammer, "Automated buildings as active energy consumers", in Proceedings of 8th IFAC International Conference on Fieldbuses and Networks in Industrial and Embedded Systems (FeT 2009), 2009, pp. 212 – 217.
- [3] H. Bacher, M Glatz, W. Prügler, A. Adegbite, G. Kienesberger, "Architectural options for vehicle to grid communication". *Elektrotechnik und Informationstechnik (e&i)*, Bd. 1-2, Nr. 1, 2011, S. 47 - 52.
- [4] G. Kienesberger, M. Meisel, A. Adegbite, "A comprehensive information platform for the Smart Grid", in Proceedings of the 10th IEEE Africon (2011), Zambia, Afrika, 2011.
- [5] Norman, D.A., and Draper S. W. eds. (1986). *User-Centered Design*. Hillsdale, N.J.: Lawrence Erlbaum.
- [6] Preece, J., Rogers, Y., Sharp, H., Benyon, D., Holland, S., & Carey, T. (1994). *Human-computer interaction*. Wokingham, UK.
- [7] Wixon, D. & J. Ramey eds. (1996). *Field Methods Casebook for Software Design*, New York, NY: John Wiley & Sons.
- [8] A. Cavoukian (2009). "Privacy by Design - Take the Challenge", Information and Privacy Commissioner of Ontario, Canada.
- [9] Abras C., Maloney-Krichmar D., Preece J. (2004). *User-Centered Design*. In: Bainbridge W, editor. *Encyclopedia of Human-Computer Interaction*. Sage; Thousand Oaks.
- [10] Tim Moses (2005), eXtensible Access Control Markup Language (XACML), OASIS Standard
- [11] J. Hughes und E. Maler (2005), Security Assertion Markup Language (SAML) v2.0

# Keynote

## Model-Predictive Control in Smart Grids

Stefan Jakubek, Technische Universität Wien, jakubek@impa.tuwien.ac.at

Martin Kozek, Technische Universität Wien, kozek@impa.tuwien.ac.at

**Abstract** – Durch die zunehmende Verfügbarkeit von thermischen und elektrischen Speichern bei stochastischer Verfügbarkeit von Alternativenenergie ist ein vorausschauendes intelligentes Energiemanagement in Smart Grids unabdingbar. Mittels Prognosen und dynamischen Modellen kann durch modellprädiktive Regelung (MPC) ein optimaler Kompromiss zwischen widersprüchlichen Anforderungen gefunden werden. In diesem Beitrag werden die Herausforderungen an die Regelung komplexer Energiesysteme genannt, die historische Entwicklung von MPC gezeigt, sowie auf die speziellen Anforderungen beim Einsatz von MPC in Smart Grids eingegangen. Mögliche Strukturen von MPC in Smart Grids werden präsentiert, und ein Ausblick schließt die Arbeit ab.

### 1. Herausforderungen in der Regelung komplexer Energiesysteme

In der Elektrizitätswirtschaft waren bislang Stromnetze mit zentraler Stromerzeugung, hauptsächlich aus fossiler Primärenergie dominant. Der zukünftige Trend geht jedoch klar in Richtung dezentraler Erzeugungsanlagen, welche nicht nur fossile Primärenergie sondern auch erneuerbare Quellen wie etwa Photovoltaikanlagen, solarthermische Kraftwerke oder Windkraftanlagen verarbeiten.

Für die Lastregelung, die Spannungshaltung im Verteilnetz und die Netzstabilität bedeutet dies einerseits eine wesentlich komplexere Struktur. So speisen kleinere Erzeugeranlagen im Gegensatz zu größeren Kraftwerken auch direkt in das Niederspannungs- oder Mittelspannungsnetz ein. Eine intelligente Stromnetzregelung könnte andererseits neben den Erzeugern auch größere Verbraucher wie Wärmepumpen, Warmwasserspeicher, Tiefkühler oder Elektrofahrzeuge in die Optimierung des Netzmanagements miteinbeziehen.

Generell werden elektrische Energieversorgungsnetze nach deren Höchstbelastung ausgelegt. Jede Reduktion der Höchstbelastung bzw. eine zeitliche Verteilung der zu übertragenden Energie (z.B. zu Zeiten mit geringerer Auslastung – *load shifting*) ermöglicht eine Reduktion der notwendigen Dimensionen. Viele Stromnetze werden im Mittel nur mit 30-50% ihrer maximalen Kapazität ausgelastet, woraus abgeleitet werden kann, dass die Vermeidung von Lastspitzen enorme Kosten-

vorteile bringen kann. Dem teilweise entgegen steht die Versorgungssicherheit, welche bei hohen Lastanforderungen und reduzierter Netzdimensionierung nur durch intelligente Regelverfahren und Nutzung von elektrischen Speichern erzielt werden kann.

Ein intelligentes Stromnetz berücksichtigt die Interaktionen sämtlicher Akteure, wie etwa Erzeugung, Transport, Speicherung und Verbrauch. Eine notwendige Voraussetzung ist die Möglichkeit, Zustandsinformationen und Lastdaten aus den einzelnen Elementen, wie z. B. Erzeugungsanlagen, Haushalten, Industrieanlagen in Echtzeit abrufen und verarbeiten zu können (*smart metering*). Auch größere Einzelverbraucher bzw. Speicher wie etwa Wärmepumpen, Warmwasserspeicher, Tiefkühler oder Elektrofahrzeuge werden zukünftig ihre Lastinformationen in Echtzeit einem Stromnetz zur Verfügung stellen können. Aber auch der Lastprognose kommt eine wesentliche Bedeutung zu, da erst durch sie eine intelligente Planung ermöglicht wird.

Hauptziel eines intelligenten Stromnetzes ist es, bei gleichem mittlerem Verbrauch zeitliche Schwankungen des Bedarfs möglichst gering zu halten um so die hohen Kosten des Spitzenlastabdeckung zu reduzieren. Nebenziele bestehen beispielsweise darin, zeitlich variable Stromtarife ("Nachtstrom") vorteilhaft zu nutzen oder auch inhomogene Erzeuger (Windkraft, Photovoltaik) optimal zu integrieren. Eine weitere Aufgabe intelligenter Stromnetze besteht darin, Systembeschränkungen sinnvoll zu nutzen bzw. deren potenzielle Überschreitung möglichst zu prognostizieren und zu vermeiden.

Für den optimalen Betrieb eines so komplexen Systems wie es ein Stromnetz darstellt, kommen zwei grundsätzlich unterschiedliche Ansätze zur Anwendung. Die Optimierung auf *lokaler* Ebene (Abb. 1, "(A)") und die *globale* Optimierung andererseits (Abb. 1, "(B)"). Erstere bietet den Vorteil, dass nur lokale Daten (Messungen, Verbrauchsinformationen u.s.w.) erforderlich sind, ein optimaler Betrieb kann bei steigender Komplexität jedoch nicht mehr erzielt werden, da die Kopplungen und Interaktionen mit anderen Teilsystemen nicht mehr beherrscht werden können.

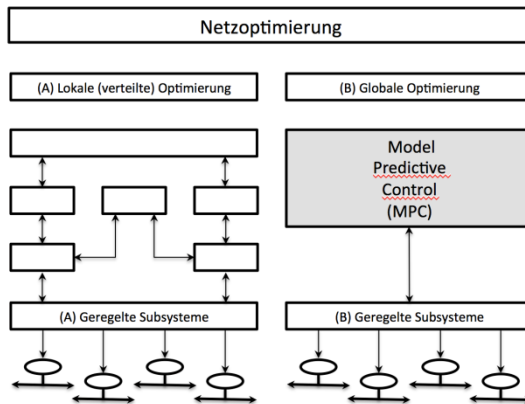


Abbildung 1. Unterschiedliche Konzepte zur Optimalen Regelung eines komplexen verteilten Systems: Lokale bzw. verteilte Optimierung (A), globale & hierarchische Optimierung mittels MPC (B)

Im Gegensatz dazu erfassen globale Ansätze das gesamte System, insbesondere die Kopplungen zwischen Teilsysteme. Modellprädiktive Verfahren (MPC) beinhalten zusätzlich die Komponenten

der *Prognose*, d.h. das Verhalten des Systems wird in die Zukunft prädiziert. Dadurch ist es möglich, unter Miteinbeziehung von Lastprognosen das Verhalten (z.B. örtliche Netzbelastung) vorherzusagen und auch die Verletzung von Limits zu antizipieren.

## 2. Entwicklung von MPC

Die Ursprünge des Konzepts der modellprädiktiven Regelung reichen bis in die 1950er Jahre zurück. Bellmann wendete damals das Prinzip der dynamischen Programmierung auf die Optimalregelung von zeitdiskreten Systemen an und zeigte, dass Probleme der optimalen Regelung rückwärts in der Zeit zu lösen sind. Im Jahre 1960 veröffentlichte R. Kalman eine richtungweisende Arbeit zur optimalen Regelung, welche als *linear quadratic regulator* (LQR) bezeichnet wird. Als Prozessmodell wird dabei ein lineares Zustandsraumsystem eingesetzt, das Optimierungsziel ist die Minimierung einer quadratischen Kostenfunktion  $J$  über einen i.a. unendlichen Zeithorizont:

$$\begin{aligned} \mathbf{x}(k+1) &= \mathbf{A}\mathbf{x}(k) + \mathbf{B}\mathbf{u}(k) \\ \mathbf{y}(k) &= \mathbf{C}\mathbf{x}(k). \end{aligned}$$

$$J = \sum_{i=0}^{\infty} \{ \|\mathbf{x}(k+i)\|_{\mathbf{Q}}^2 + \|\mathbf{u}(k+i)\|_{\mathbf{R}}^2 \}$$

Die eigentliche Geburtsstunde der modellprädiktiven Regelung wird oftmals in den späten 1960er Jahren gesehen, als Charles Cutler bei Shell das Prinzip des *Dynamic Matrix Control* (DMC) entwarf. Anstatt eines Zustandsraummodells kamen gemessene *Sprungantworten* des Prozesses als Modell zum Einsatz, welche mit nur sehr geringem Aufwand aufgezeichnet werden konnten. Die Bestimmung der Stellgrößen erfolgte durch eine prädiktive Minimierung des zukünftigen Regelfehlers über einen bestimmten Zeithorizont. Zusätzlich zu dieser Fehlerminimierung kam bald die Einhaltung von Beschränkungen der Stellgrößen als Kriterium hinzu, was die Lösung eines quadratischen Programms in jedem Zeitschritt erfordert. Die Optimalregelung unter Einhaltung von Nebenbedingungen machte DMC so erfolgreich, dass das Verfahren im Laufe der 1970er Jahre zum Standard-Regelverfahren bei Shell wurde.

In den 1980er Jahren wurde das Verfahren erweitert, um als Modelle auch Übertragungsfunktionen (GPC) und Zustandsraumsysteme (State Space MPC) einsetzen zu können. Heute stützen sich über 90% aller MPC Anwendungen auf solche linearen Prozessmodelle, welche üblicherweise empirisch durch Verarbeitung von Messdaten gewonnen werden. Ein wesentlicher Vorteil linearer Modelle besteht darin, dass es umfangreiche wissenschaftlich gesicherte Resultate zu wesentlichen Fragen wie z.B. Stabilität oder Robustheit gibt. Mit steigenden Rechnerleistungen werden aber zunehmend auch nichtlineare MPC Verfahren praktisch interessant. In der aktuellen Forschung zu diesem Thema ist man unter anderem bestrebt, generische nichtlineare MPC Verfahren möglichst unter Ausnutzung der bereits bekannten linear-quadratischen MPC Theorie zu schaffen. Ein Ansatz dazu sind *lokale Modellnetzwerke* welche einen nichtlinearen Prozess durch bereichsweise lineare dynamische Teilmodelle darzustellen:

$$\begin{aligned} \mathbf{x}(k+1) &= \sum_{\mathcal{I}} \Phi_i(\tilde{\mathbf{z}}(k))(\mathbf{A}_i\mathbf{x}(k) + \mathbf{B}_i\mathbf{u}(k)) \\ \hat{\mathbf{y}}(k) &= \mathbf{c}^T \mathbf{x}(k). \end{aligned}$$

Das daraus resultierende Regelungsprinzip (local controller network) kann dadurch die Vorteile der linear-quadratischen MPC Verfahren mit nichtlinearer Prozessdynamik verbinden.

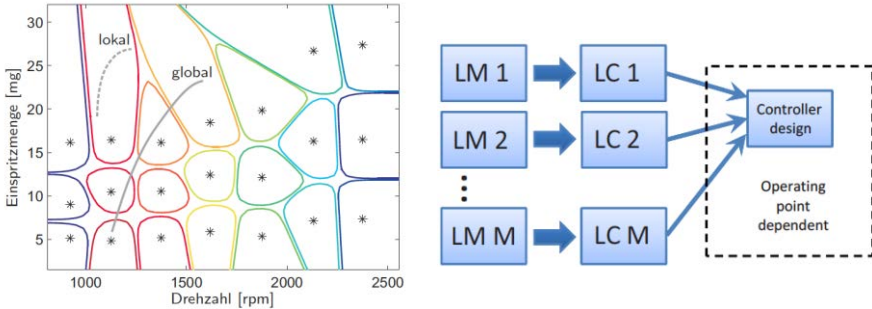


Abbildung 2. Lokales Modellnetzwerk zur Beschreibung eines nichtlinearen dynamischen Prozesses, Nichtlineare optimale Regelung durch ein lokales Reglernetzwerk

### 3. Anforderungen von MPC bei Smart Grids

#### 3.1 Allgemein

Entsprechend der hohen Leistungsfähigkeit und Flexibilität von MPC-Konzepten stellt dieser Zugang aber auch höhere Anforderungen an das zu regelnde System. Anhand des Standard-Regelkreises in Abb. 3 werden die einzelnen Komponenten definiert und in den folgenden Abschnitten näher beschrieben.



Abbildung 3. Schematische MPC-Regelschleife mit wesentlichen Komponenten des geschlossenen Regelkreises. Regler, Aktoren und Sensoren müssen passend zu den Anforderungen gewählt werden.

Ein wesentlicher Vorteil einer MPC-Auslegung im Design-Stadium eines Systems ist, dass Anforderungen an diese Komponenten von vornherein definiert werden können, und damit eine optimale Funktion von Beginn an sichergestellt ist.

##### 3.1.1 Aktoren

Als Aktoren werden alle Stelleinrichtungen bezeichnet, welche eine physikalische Wirkung auf die inneren Zustände des zu regelnden Systems (Regelstrecke) haben. Dies sind auf Gebäude-Ebene vor allem die Stelleingriffe von Heizung, Klimatisierung und Lüftung (d.h. Heiz- bzw. Kühlleistungen, Gebläsedrehzahlen, Pumpendrehzahlen, Klappen- bzw. Ventilstellungen, Storen-Stellungen,...) aber

auch die Schaltstellung, ob überschüssige lokal erzeugte Energie ins Netz rückgespeist oder lokal gespeichert werden soll. Auf Ebene des Micro Grids gibt es konventionell nur zwei Möglichkeiten einer Einflussnahme: Die (gestufte) Wahl der Einspeisungsspannung an der Umformer-Station und die Schaltstellung von Verbindungsleitungen. Gerade letzteres ist aber derzeit meist nur manuell möglich und daher nicht für den automatisierten Betrieb verfügbar.

Bei der Auslegung von Aktoren für MPC ist zu beachten, dass nicht nur stationäre Eigenschaften wichtig sind, sondern gerade transiente Betriebszustände oft höhere Anforderungen stellen; hier werden oft Beschränkungen wirksam, welche in der Folge die Performance des gesamten Systems begrenzen. Ebenso sind kontinuierlich zu stellende oder fein diskretisierte Aktoren solchen mit grober Diskretisierung oder Ein-/Aus-Stellung vorzuziehen.

Im Sinne einer flexiblen und robusten Systemlösung sollten Aktoren im Regelsystem über standardisierte Schnittstellen angesteuert werden [2], welche idealerweise die Möglichkeit einer Diagnose-Rückmeldung bieten. Damit wird nicht nur die Ausfallsicherheit durch Minimierung von Folgeschäden erhöht, sondern es kann auch der MPC durch Einfügen zusätzlicher Beschränkungen (gestörter Aktor hat konstanten Stellwert = Equality Constraint) sofort wieder optimale Stellgrößen berechnen.

### 3.1.2 Sensoren

**Hardware:** Bei Sensoren ist weniger die Qualität der Messung als die grundsätzliche Verfügbarkeit das Grundproblem. Smart Metering ist mittlerweile ein wohlbekannter Begriff, aber gerade in der Infrastruktur der Nieder- und Mittelspannungs-Netze fehlen derzeit oft wichtige Zustandsmessungen.

Auf Gebäude-Ebene gibt es verschiedene Herausforderungen an die Sensorik:

- Oft fehlen auch in gut instrumentierten modernen Gebäuden wichtige Informationen (z.B. nur Rücklauftemperatur vorhanden aber nicht Vorlauf). Massenströme (Luft, Wasser) sind meist unbekannt und müssen über oft mangelhafte Herstellerangaben (Kennfelder) rekonstruiert werden.
- Speicherzustände müssen bekannt sein. Bei thermischen Schichtspeichern ist dies nur durch eine genügende Anzahl von Messungen über die Höhe der Fall, bei Betonteilaktivierung müssen ebenfalls repräsentative Messstellen vorhanden sein. Bei Verfügbarkeit von elektrischen Speichern ist dieser Informationsfluss jedenfalls vorzusehen.
- Wesentliche Störungen müssen erfasst sein. Darunter fallen nicht nur Wettereinflüsse (Temperatur, Strahlung, Wind, Niederschlag) sondern auch die aktuelle raumspezifische Belegung bzw. der Leistungskonsum von Anlagen und Maschinen.

In jedem Fall ist zu berücksichtigen, dass die Nachrüstung von Sensoren meist mit einem Vielfachen der Kosten verbunden ist als bei einer Erstinstallation.

**Prognosen:** Für viele Störungen (Wetter, Belegung, Anlagenauslastung) lassen sich automatisiert Prognosen erstellen bzw. von kommerziellen Anbietern zukaufen. Besonders bei der Anwendung von MPC kann das Potenzial solcher Vorhersagen vollständig genutzt werden. Welche Prognosen in welchem Zeithorizont am wertvollsten sind kann in der MPC-Entwurfsphase anhand von Simulationen abgeklärt werden.

### 3.1.3 MPC-Implementierung

**Hardware:** Aufgrund der on-line Optimierung in jedem Abtastschritt benötigt ein MPC-Regler ungefähr die Rechenleistung eines Standard-Industrie-PCs. Ein einfaches klassisches Steuerungssystem wird daher nicht ausreichen, andererseits verfügen moderne Steuerungssysteme oftmals schon über die notwendige Rechenkapazität oder geeignete Zusatzmodule sind erhältlich. Alternativ kann als MPC-Regler ein gewöhnlicher PC über z.B. LAN und OPC-Schnittstelle mit der Steuerung verbunden werden, wobei eine einfache Rückfall-Regelung in der Steuerung bei PC-Ausfall zu empfehlen ist.

**Software:** Die Verfügbarkeit einer leistungsfähigen Software, welche einen integrierten Arbeitsfluss von Modellbildung, Validierung, Reglerentwurf, Implementierung und Optimierung bietet, ist von entscheidender Bedeutung für eine erfolgreiche und kosteneffiziente Implementierung von MPC. Es gibt mittlerweile von verschiedenen Herstellern solche Software-Pakete, manchmal Hardware-spezifisch, welche aber *nicht* die Expertise beim Entwurf der Regelung ersetzen können. Typischerweise dauert der Entwurf eines MPC-Reglers daher länger als bei einer konventionellen Regelung, dafür ist die Implementierungsphase typischerweise kürzer, und über die Anwendungsdauer wird bessere Performance erzielt.

### 3.1.4 Modellbildung

Wie schon in Abschnitt 2 beschrieben ist die Basis für eine hohe Regelgüte ein genaues Modell der Regelstrecke. Jedenfalls muss es sich um ein dynamisches Modell des Systems handeln, d.h. alle Speicherwirkungen mit den zugehörigen Zeitkonstanten müssen erfasst sein. Damit eine Echtzeit-Optimierung in jedem Abtastschritt möglich ist, muss dieses Modell aber so einfach wie möglich sein. Mehr als 90% der industriellen Anwendungen von MPC basieren daher auf linearen Prozessmodellen niedriger Ordnung. Grundsätzlich gibt es zwei Möglichkeiten so ein Prozessmodell zu erhalten:

**Physikalische Modellbildung:** Hier werden aus thermodynamischen, elektrischen, chemischen, u.a. Grundgesetzen Differentialgleichungen aufgestellt, welche in der Folge in einem Arbeitspunkt linearisiert und schließlich in der Ordnung reduziert werden. Verschiedene kommerzielle Simulationsstools können aus einer dynamischen Gebäudesimulation das entsprechende lineare Zustandsraummodell ausgeben. Das Problem dabei liegt bei Micro Grids in der hohen Komplexität des Gesamtsystems, so dass nicht eindeutig zu sagen ist, welche Modellierungstiefe für ein gutes Modell erforderlich ist (hoher Aufwand).

**Datengetriebene Modellbildung (Black-Box):** Hier werden alle relevanten Eingangs- und Ausgangsdaten am realen System gemessen, und mittels geeigneter Algorithmen die optimalen Parameter von zuvor ausgewählten Modellstrukturen geschätzt. Probleme hierbei sind die Auswahl der passenden Modellstruktur (z.B. lokale Modellnetzwerke), die Verfügbarkeit von repräsentativen Daten, welche genügend Anregung ins System bringen, sowie die Unterteilung des Gesamtsystems in handhabbare Sub-Systeme.

In jedem Fall ist der Validierungsphase der so erstellten Modelle genügend Zeit zu widmen, damit eine zufriedenstellende Modellgüte in allen Betriebsbereichen sichergestellt und nachgewiesen ist.

## 4. Mögliche MPC-Strukturen in Smart Grids

Da Smart Grids aus einer Vielzahl von teils sehr unterschiedlichen Produzenten, Konsumenten und Speichern bestehen, ist es nicht sinnvoll, eine zentrale Regelinstanz für das Gesamtsystem zu entwerfen. Vielmehr ist ein hierarchisches Regelkonzept in drei Instanzen sinnvoll:

- **Smart Grid MPC:** Der übergeordnete MPC soll die Energiekosten minimieren und dabei gleichzeitig die vorhandenen Netzkapazitäten berücksichtigen sowie die Eigenbedarfsdeckung garantieren. Wetter-, Bedarfs- und Energiekosten-Prognosen werden unmittelbar berücksichtigt. Stellgrößen sind Einflüsse auf die Infrastruktur und Sollwerte, Gewichte bzw. Beschränkungen für die unterlagerten MPCs. Aus dem Smart Grid werden die Informationen über die wesentlichen Zustände rückgeführt.
- **Gebäude MPC:** Auf Ebene der Gebäude soll eine lokale Bedarfsdeckung erreicht werden und die Energieeffizienz bei Erhaltung des Nutzerkomforts maximiert werden. Wetter- und Beleuchtungsprognosen werden berücksichtigt.
- **Anlagen-Regelung:** Hardwarenahe Regelkreise auf Anlagen-Ebene. Meist einfache PID-Regler, welche Vorgaben vom Gebäude MPC erhalten.

In Abbildung 4 ist ein solches Schema dargestellt. Wichtig bei einer derartigen Auslegung ist die Überprüfung, ob das Gesamtsystem über alle hierarchischen Ebenen hinweg stabil und robust ist. Weiters ist bei der MPC-Auslegung speziell auf Smart Grid Ebene darauf zu achten, dass bei Änderung der Netzstrukturen rasch ein Update des Regler-Modells erfolgen kann.

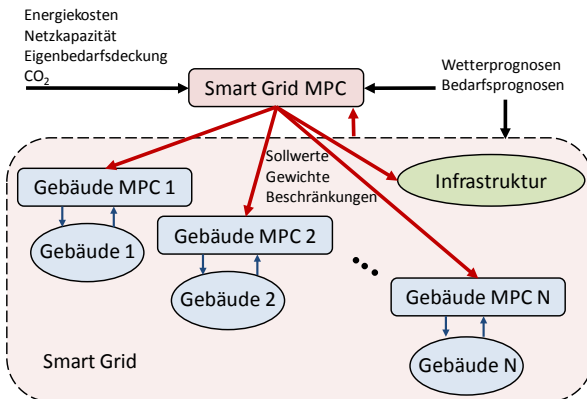


Abbildung 4. Hierarchisches Regelkonzept für ein Smart Grid mit MPC. Der übergeordnete MPC optimiert Kosten, Einhaltung der Netzkapazitäten, Verfügbarkeit, usw. Die untergeordneten MPCs optimieren Energieeffizienz, aber gleichzeitig Nutzerkomfort.

## 5. Potenzial und Ausblick für Smart Grids

Gerade durch die zunehmende Verfügbarkeit von thermischen und elektrischen Speichern bei stochastischer Verfügbarkeit von Alternativenergie wird ein vorausschauendes intelligentes Energiemanagement unabdingbar. Verschärft wird dieses Problem durch Infrastruktur-Beschränkungen, welche eine möglichst lokale Speicherung oder Verbrauch fordern. Konzepte wie Load Shifting brauchen einerseits Prognosen, andererseits aber auch Informationen zum dynamischen Systemverhalten. In MPC können alle diese Anforderungen integriert werden, und zusätzlich erhält der Anwender die Möglichkeit, in komplexen Systemen mittels Gewichtung von Kriterien zeitlich flexibel und effizient einen optimalen Kompromiss zu erzielen. Darüber hinaus sind für ein hierarchisches Regelkonzept ideale Strukturbedingungen geschaffen.

Notwendig für einen erfolgreichen zukünftigen Einsatz dieser Technologien sind jedenfalls bessere und umfassendere Informationssysteme (Smart Metering) sowie automatisierte Eingriffsmöglichkeiten in der Infrastruktur (Umformer, Schalter). Auf Seite der Reglerimplementierung muss Advanced Process Control im Allgemeinen und MPC im Besonderen noch stärker zu einem Standard bei komplexen Automatisierungsaufgaben werden. Speziell im Bereich der Modellbildung sind hier noch Tools zu schaffen, damit eine Implementierung rasch und kosteneffizient durchgeführt werden kann.

## 6. Referenzen

- [1] Peter Palensky: Requirements for the Next Generation of Building Networks, Proceedings of International Conference on Cybernetics and Information Technologies, Systems and Applications (ISAS CITSA 2004), 2004.
- [2] Sebastian Rohjans, Mathias Uslar, Robert Bleiker, Jose Gonzalez, Michael Specht, Thomas Suding and Tobias Weidelt: Survey of Smart Grid Standardization Studies and Recommendations, 2010 First IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010.
- [3] Henze, G.P.: Optimale Betriebsführung von Nutzgebäuden, University of Nebraska, Workshop Frankfurt am Main, 07.Juli 2006, [http://archiv.ensan.de/veranstaltungen/pdf\\_vortrag/123\\_10.pdf](http://archiv.ensan.de/veranstaltungen/pdf_vortrag/123_10.pdf) zuletzt abgerufen am 18.03.2011.
- [4] Drury B. Crawley et al.: "EnergyPlus: creating a new-generation building energy simulation program", Energy and Buildings, Volume 33, Issue 4, April 2001, Pages 319-331, ISSN 0378-7788, DOI: 10.1016/S0378-7788(00)00114-6.
- [5] Oldewurtel, F.; Parisio, A.; Jones, C.N.; Morari, M.; Gyalistras, D.; Gwerder, M.; Stauch, V.; Lehmann, B.; Wirth, K.; , "Energy efficient building climate control using Stochastic Model Predictive Control and weather predictions," American Control Conference (ACC), 2010 , vol., no., pp.5100-5105, June 30 2010-July 2 2010. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5530680&isnumber=5530425>.
- [6] Aburto, Luis, Weber, Richard, "Sequential Hybrid Forecasting System for Demand Prediction", in Machine Learning and Data Mining in Pattern Recognition, Lecture Notes in Computer Science, 2007, Volume 4571/2007, 518-532, DOI: 10.1007/978-3-540-73499-4\_39.

# *Session C*

## *Elektromobilität*

# *Vehicle to Grid – Kommunikation mit dem Fahrzeug im Projekt VLOTTE*

Dipl.-Ing. Herbert Halamek, Continental, Herbert.Halamek@conti.de

**Abstract** – Aufgrund der besonderen Eigenschaften von Elektrofahrzeugen, wie die derzeit noch begrenzte Reichweite, längere Ladezeiten und geringe Verfügbarkeit von öffentlichen Ladepunkten, benötigt der Nutzer und Fahrer eines Elektrofahrzeugs zusätzliche Unterstützung. Diese kann durch den Einsatz von cleveren vernetzten Diensten für die Elektromobilität bereitgestellt werden, die dafür sorgen sollen, dass Elektrofahrzeuge zukünftig genauso spontan, autark, flexibel und genussvoll genutzt werden können, wie heute ein Benziner oder Diesel. Aufbauend auf der Vernetzung des Fahrzeuges mit der Umwelt entwickelt Continental neue Plattformen und Dienste, wie beispielsweise das „AutoLinQ™ for Electric Vehicles“ System. Damit ist es nicht nur vom Fahrersitz aus möglich, mit dem Fahrzeug zu kommunizieren, sondern auch von außen. So kann der Fahrer beispielsweise mit dem Handy vom Wohnzimmer aus den Ladezustand seines Fahrzeugs überwachen und sogar den Ladevorgang ein- und ausschalten, um den günstigeren Nachtstrom für das Aufladen der Batterie zu nutzen. Mit dem System ist auch „Smart Charging“ an normalen Steckdosen möglich, was den Stromversorgern ermöglicht, das Laden des Fahrzeugs entsprechend der Verfügbarkeit der Energie aus Windkraft zu steuern.

Nun wurden die ersten 20 Elektrofahrzeuge einer Flotte von 350 Fahrzeugen mit dem AutoLinQ™ for Electric Vehicles System ausgestattet, mit dem Ziel Daten über einen größeren Zeitraum unter normalen Nutzerbedingungen zu sammeln und zu analysieren. Dabei wurde beispielsweise ermittelt, wie hoch der prozentuale Anteil der Kurzstreckenfahrten war und mit welchem Ladezustand die Fahrzeuge typischerweise nach der Benutzung abgestellt wurden. Weitere Analysen beziehen sich auf den Energieverbrauch der Fahrzeuge im Verhältnis zur zurückgelegten Strecke sowie in Abhängigkeit vom Datum, um die jahreszeitlichen Einflüsse auf den Energiebedarf darzustellen zu können.

**Abstract** – Due to the special characteristics of electric vehicles (EV) as reduced range, longer charging times and smaller number of public charging spots, the drivers of the EVs need additional support to compensate. This support may come from using internet-based services especially designed for the electro-mobility, which will take care that EVs can be used as flexibly, easily, comfortably and reliably as the current vehicles with combustion engines. Based on connecting the vehicles with the environment Continental is developing new platforms and services as for example the „AutoLinQ™ for Electric Vehicles“ System. With this it is not only possible to communicate with the vehicle, while sitting on the sofa but also to switch on and off the charging of the vehicle’s battery, to benefit from a more attractive energy tariff during the night hours. The system also supports „Smart Charging“ at normal plugs, which enables the power utilities to control the charging of the vehicles according to the availability of regenerative energy.

We have now equipped 20 EVs out of a fleet of 350 vehicles with our AutoLinQ for Electric Vehicle system, to gather and analyze data under real user conditions over a longer period. We have calculated the percentage of short distance drives and with which state of charge the vehicle trip will be finished typically in average. Further analyses refer to the energy consumption of the vehicle in relation to the driving distance as well as the dependency from the date, which shows the seasonal influence to the energy demand of the vehicle.

## 1. Strategie für die Elektromobilität

Die Strategie von Continental als Komponenten-, System- und Lösungslieferanten zum Thema Elektro-Mobilität ist es, die individuelle Mobilität auch zukünftig zu ermöglichen und so zu gestalten, dass Sicherheit, Qualität und Komfort weiterhin sichergestellt sind. Dabei arbeitet Continental stetig daran, konventionell angetriebene Fahrzeuge effizienter zu machen und gleichzeitig Lösungen für die Elektromobilität zur Verfügung zu stellen.

## 2. Vernetzung des Elektrofahrzeugs

Aufbauend auf der Vernetzung des Fahrzeugs mit der Umwelt entwickelt Continental neue Plattformen und Dienste. Eine dieser Lösungen ist die Bereitstellung von cleveren vernetzten Diensten (connected services) für die Elektromobilität: Internetbasierte Dienste sollen dafür sorgen, dass Elektrofahrzeuge zukünftige genauso spontan, autark, flexibel und genussvoll genutzt werden können, wie heute ein Benziner oder Diesel. Aufgrund der besonderen Eigenschaften von Elektrofahrzeugen, wie derzeit noch begrenzter Reichweite, längeren Ladezeiten und geringer Verfügbarkeit von öffentlichen Ladepunkten, benötigt der Nutzer und Fahrer eines Elektroautos hierfür Unterstützung. Die vernetzten Dienste liefern diese Unterstützung, indem sie im Fahrzeug aber auch außerhalb des Fahrzeugs für den Ladevorgang und beim Planen und Durchführen einer Fahrt mit einem Elektroauto zur Verfügung stehen. Das Ziel ist sicher dort anzukommen, wo man hin will und das auch vorher zuverlässig zu wissen. Beispiele sind das Wissen über den Ladezustand und die Reichweite, auch ohne im Elektroauto zu sitzen. Falls der Energiegehalt der Batterie nicht ausreicht um sicher ans Ziel zu kommen, Ladepunkte zu finden und künftig auch zu reservieren.

### 2.1 Das AutoLinQ for EV System

Nicht nur der Nutzer von Elektrofahrzeugen, auch Betreiber von Ladestationen, Elektrofahrzeug-Flotten-Betreiber und nicht zuletzt Energieversorger benötigen Informations- und Kommunikationsdienste, die die Elektrofahrzeuge mit den Systemen der Betreiber verbinden und die Vision des Elektrofahrzeugs, das in ein intelligentes Energienetz eingebunden ist, Wirklichkeit werden zu lassen. Mit dem „AutoLinQ™ for Electric Vehicles“ System von Continental ist es nicht nur vom Fahrersitz aus möglich, mit dem Fahrzeug auf einfache Art zu kommunizieren, sondern auch von außen. So kann der Fahrer beispielsweise mit dem Handy vom Wohnzimmer aus den Ladezustand seines Fahrzeugs überwachen und sogar den Ladevorgang nach seinen Wünschen oder automatisch



dargestellt werden. Abbildung 2 zeigt beispielhaft die die Positionen der Elektrofahrzeuge, die an dem Pilotprojekt teilnehmen.



Abbildung 2 Übersicht über die Position einiger Elektrofahrzeuge des Pilotprojekts in Vorarlberg

Das Continental-System schlägt die Brücke von den Elektrofahrzeugen zur Infrastruktur, macht das Elektroauto "Always On", liefert dem Nutzer die benötigten Dienste und schafft die Voraussetzungen, das Elektroauto als wichtiges Element in das künftige intelligente Energienetz zu integrieren.

### 3. Daten

Während des Betriebs der Elektrofahrzeuge im VLOTTE Pilotprojekt werden permanent Daten erzeugt und durch das AutoLinQ for EV System aufgezeichnet. Die Mehrzahl der Daten werden im Elektrofahrzeug erzeugt und von dort aus dem Elektrofahrzeug heraus übertragen. Die Übertragung der Daten erfolgt mittels GSM zum Backend Server, wo sie zu Weiterverarbeitungszwecken gespeichert werden.

Es können umgekehrt auch Daten vom Backend zum Fahrzeug übertragen werden. Ein Beispiel hierfür ist die Erzeugung eines Ladeplans mit Ein- und Ausschalten des Ladestroms.

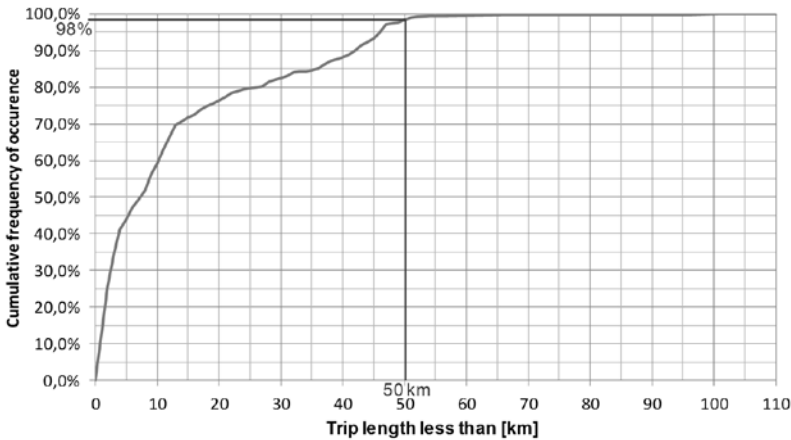
#### 3.1 Sammlung verschiedenen Daten

In einem ersten Schritt wurde eine Statistik über die Länge der einzelnen Fahrten und dem jeweiligen Ladezustand am Ende der Fahrt erstellt. Eine zweite Auswertung betrifft den Energieverbrauch pro 100km der ausgerüsteten Fahrzeuge, gemittelt über alle Fahrten hinweg, unabhängig vom geographischen Fahrprofil der einzelnen Fahrten. Außerdem ist eine Darstellung des mittleren Energieverbrauchs in Abhängigkeit vom Datum von besonderem Interesse. Daraus ergibt sich der

mittlere reale Verbrauch mehrerer Elektrofahrzeuge je nach Jahreszeit und unabhängig von der Länge der einzelnen Fahrten.

### 3.2 Ergebnisse

Nach einer ersten Begutachtung der Daten stellte sich die Frage nach der für die Versuchsflotte typischen Nutzung der Versuchsfahrzeuge. Hierbei ist es von besonderem Interesse, welche Länge die durchschnittlich zurückgelegte Fahrtstrecke betrug. In Abbildung 3 ist dargestellt, dass die deutliche Mehrzahl der Fahrten im untersuchten Zeitraum relativ kurze Strecken waren, wobei ca. 98% der Fahrten unter einer Streckenlänge von 50 km lagen.



all EV 9/2011-4/2012 818 trips

Abbildung 3 Die Charakteristik der Streckenlängen zeigt eine deutliche Mehrheit bei kurzen Strecken

Auch von starkem Interesse ist die Frage, wie sich die Fahrer an den Umgang mit der geringeren Reichweite der Elektrofahrzeuge gewöhnen und mit welchem Ladezustand bzw. mit welcher Restreichweite das Fahrzeug nach einer gefahrenen Strecke wieder abgestellt wurde. In Abbildung 4 wird gezeigt, dass sich beim Abstellen des Fahrzeuges in den meisten Fällen noch ein ausreichender Ladezustand in der Batterie befindet. Bei 95% der gefahrenen Strecken beträgt der Ladezustand in der Batterie noch 30% SOC oder mehr.

Der Energieverbrauch der Elektrofahrzeuge hängt von vielen verschiedenen Faktoren ab, wie fahrzeug- und fahrerspezifischen aber auch äußeren Faktoren. Um dennoch eine Aussage über den mittleren Verbrauch zu bekommen haben wir eine größere Menge an Fahrzeugdaten ausgewertet und daraus den Mittelwert bestimmt. Es zeigen sich hier große Streuungen im Verbrauch, die beispielsweise durch geographische Gegebenheiten, wie z.B. Berg und Talfahrten bestimmt waren. In Abbildung 5 zeigt sich der Wert von 17 kWh/100 km als repräsentativer Mittelwert für den Verbrauch der gesamten Versuchsflotte.

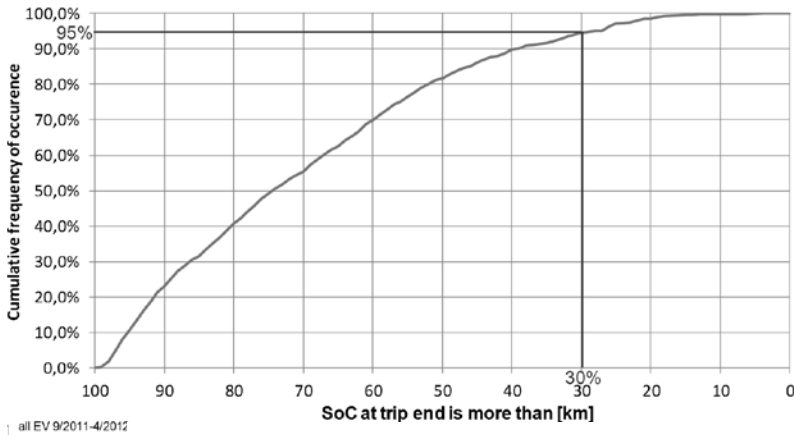


Abbildung 4 Verteilung des Ladezustand der Batterie am Ende einer gefahrenen Strecke

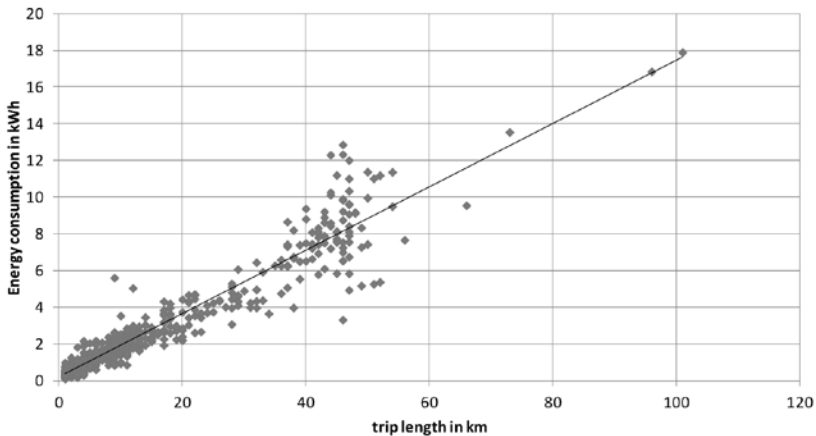


Abbildung 5 Der gemittelte Verbrauch über alle gefahrenen Strecken

Bekanntlich ist der Energieverbrauch an kalten Tagen durch den erhöhten Zusatzbedarf an elektrisch erzeugter Heizungswärme höher. Um dafür den Nachweis zu erbringen und einen Wert für die dazu benötigte zusätzliche Energie zu erhalten haben wir für die Fahrzeugflotte den exakten Energieverbrauch für jeden einzelnen Tag während der kalten Jahreszeit ermittelt. In Abbildung 6 ist klar erkennbar, wie der Mittelwert des Verbrauchs innerhalb eines Bandes zwischen 15 und 23 kWh schwankt, wobei in den Wintermonaten von Dezember bis März der Verbrauch im Maximum bis auf 23 kWh steigt, während er im warmen April auf 15 kWh pro 100km sinkt.

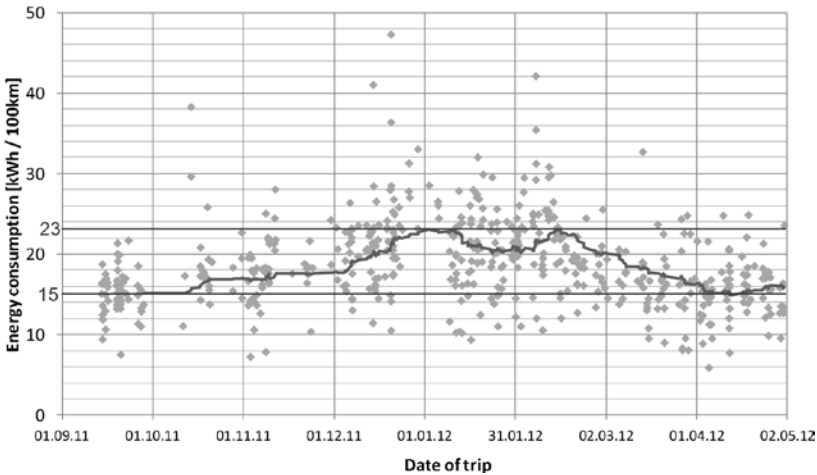


Abbildung 6 Energieverbrauch im Mittel in Abhängigkeit vom Datum zeigt den Einfluss der Jahreszeit

Allerdings ist die Streuung über alle Testfahrzeuge sehr groß. Das liegt aber nur zum Teil am Klima und der Nutzung von Heizung und Klimatisierung. Viel größer ist der Einfluss von Streckenprofil und Fahrstil.

## 4. Zukunftsperspektiven

Sobald die Datensammlung in diesem ersten Pilotprojekt abgeschlossen ist, besteht eine beträchtliche Datenbasis, die als Quelle für weitere Auswertungen verwendet werden kann. Beispielsweise wird es dann auch möglich sein zu bestimmen, wie Smart Charging geschickt mit den nun bekannten Verhaltensmustern der Fahrer der Elektrofahrzeuge in Einklang gebracht werden kann und so die gezielte Steuerung des Ladens keine Einschränkung der Nutzbarkeit der Fahrzeuge für die Fahrer hervorruft.

Damit kann das AutoLinQ™ for Electric Vehicles Systems einen wertvollen Beitrag für das Lastmanagement beim Laden der Elektrofahrzeuge leisten und mithelfen die Nutzung von erneuerbarer Energie zu optimieren.

# *Simulation und Optimierung von Ladevorgängen an steuerbaren E-Ladesäulen*

Stephan Hutterer, Fachhochschule Oberösterreich Forschungs- und Entwicklungs GmbH,  
stephan.hutterer@fh-wels.at

Franz Auinger, Fachhochschule Oberösterreich Forschungs- und Entwicklungs GmbH,  
franz.auinger@fh-wels.at

Daniel Rumetshofer, Fachhochschule Oberösterreich Forschungs- und Entwicklungs GmbH,  
daniel.rumetshofer2@students.fh-wels.at

**Abstract** – Die Steuerung von Ladevorgängen elektrischer Fahrzeuge erscheint als Notwendigkeit in aktuellen Forschungsfragen rund um intelligente elektrische Stromnetze. Diese Steuerung verfolgt dabei vielgestaltige Ziele wie beispielsweise die Glättung von Lastprofilen, die optimale Verwendung erneuerbarer Energien oder aus Endkundensicht die Minimierung der finanziellen Kosten elektrischer Energieversorgung durch Ausnutzung variabler Stromtarife. In diesem Kontext sind in naher Zukunft Informationstechnologien absehbar, welche die Steuerung von Ladevorgängen ermöglichen. Da unterschiedliche Ausprägungen dieser Technologien existieren werden und somit Elektrofahrzeuge unterschiedliche Freiheitsgrade in der Steuerung ermöglichen, müssen Scheduling-Verfahren definiert werden, welche unter allen diese variierenden Rahmenbedingungen zu validen Ladesteuerungen führen. Zu diesem Zweck wurde eine Softwarelösung entwickelt um das Aufkommen von Ladevorgängen an einer Ladestation abzubilden und die Performanz verschiedener Scheduling-Verfahren zu evaluieren.

## **1. Einleitung**

Die Elektrifizierung des Individualverkehrs führt zu neuen infrastrukturellen Herausforderungen. Dabei wurden seit den ersten Anfängen dieser technischen Revolution bereits zahlreiche Problemstellungen, aber auch Chancen für unterschiedliche Interessensgruppen in der elektrischen Energieversorgung erkannt und ausführlich untersucht. Hier können beispielsweise unkontrollierte Ladevorgänge zu zusätzlichen Lastspitzen in Verteilnetzen führen, was die Notwendigkeit von gesteuertem bzw. „intelligentem“ Laden begründet, andererseits können Elektrofahrzeuge als steuerbare Lasten dienen und so für Netzdienstleistungen herangezogen werden. In diesem Sinne kann durch zeitliches verschieben der Ladevorgänge in Zeitzonen niedriger Netzlast die zusätzliche Belastung durch die elektrische Flotte vermindert werden.

Die Steuerung von Ladevorgängen kann jedoch nicht nur für den Netzbetrieb einen erheblichen Nutzen aufweisen, auch für Privatpersonen in der Rolle von Fahrzeugnutzern oder Ladesäulenbetreibern können so Vorteile lukriert werden, welche die Verbreitung elektrischer Mobilität begünstigen. Der Eigentümer eines Einfamilienhauses müsste beispielsweise bei der Anschaffung eines Elektrofahrzeuges den damit verbundenen erhöhten Leistungsbezug beim Netzbetreiber melden und eine kostenintensive Erweiterung des Netzanschlusses vornehmen. Durch gesteuerte Ladevorgänge könnte diese Erweiterung vermieden werden, indem unter Abstimmung mit dem Stromverbrauch des Gebäudes dessen Netzanschluss optimal ausgenutzt wird. Intelligent gesteuerte Ladevorgänge könnten sich zusätzlich dynamischer Stromtarife bedienen um den finanziellen Vorteil für den Endkunden weiter zu erhöhen. Ähnliche Situationen ergeben sich nicht nur bei Privathaushalten, sondern beispielsweise auch bei den Betreibern gewerblicher Flotten oder Eigentümern öffentlicher Ladeinfrastruktur. Das optimale lokale Management von Ladevorgängen erscheint somit vielversprechend für verschiedene Interessensgruppen und Bedarf entsprechenden algorithmischen Lösungen die ein automatisiertes Scheduling mehrerer Teilnehmer an einer Ladesäule realisieren. In der hier vorliegenden Arbeit soll ein Softwaretool vorgestellt werden, das entwickelt wurde um das Ladeaufkommen an einer gegebenen Ladesäule zu simulieren und die Steuerung von Ladevorgängen mittels verschiedener Schedulingverfahren zu evaluieren. In Abschnitt 2 soll hierzu die Notwendigkeit gesteuerten Ladens aufgrund statistischer Daten aus einem Feldversuch nähergelegt werden. Abschnitt 3 erarbeitet darauf aufbauend die Anforderungen an ein notwendiges Softwaretool, wobei Abschnitt 4 dessen Anwendung illustriert und genauer auf die Prinzipien der Software eingeht. Abschließende Folgerungen sowie Ausblicke dienen der Abrundung der Arbeit in Abschnitt 5.

## 2. Statistische Untersuchungen

Das Projekt Clean Motion Offensive<sup>2</sup> (CMO) ist ein fachlich großflächig angelegtes Forschungs- und Demonstrationsvorhaben, welches sich verschiedener kritischer Technologien in der Elektromobilität widmet. Im Rahmen dieses Demonstrationsvorhabens werden ebenfalls Nutzungsdaten elektrifizierter Fahrzeuge erhoben um mögliche Belastungsmuster durch Ladevorgänge ableiten zu können.

In dieser Arbeit sollen nun Daten aus einem abgegrenzten Feldversuch dargestellt werden, welche die Notwendigkeit des lokal gesteuerten Ladens an einer Ladestation empirisch belegen.

### 2.1 Statistische Auswertungen des Feldversuchs

In einem abgesteckten Zeitraum von 4 Wochen wurden 4 Elektroautos von unabhängigen Nutzern bewegt. Dabei wurden charakteristische Bewegungsdaten der Fahrzeuge sowie Messdaten über die Stromflüsse an der Ladeinfrastruktur aufgezeichnet. Die Fahrzeuge wurden Großteils in einer zentral gelegenen Tiefgarage der Stadt Linz an einer gemeinsamen Infrastruktur geladen. Da die vier Fahrzeuge weitgehend unter gewerblicher Nutzung standen, könnte ein derartiges Szenario bei-

---

<sup>2</sup> Gefördert durch den Klima und Energiefonds, Programm: „Leuchttürme der Elektromobilität“, FFG-Nr.: 829100

spielsweise dem Betrieb einer Ladeinfrastruktur in einem Gewerbepark oder etwa der Verwendung elektrischer Fahrzeuge für die Firmenflotte eines Unternehmens entsprechen. Abbildung 2 zeigt die Auswertung der Häufigkeit von Ladevorgängen im Intervall 00:00 bis 24:00 Uhr.

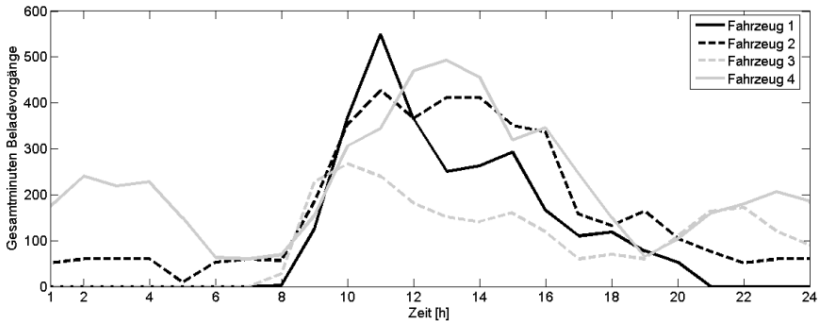


Abbildung 2: Häufigkeit von Ladevorgängen

In dieser Abbildung ist die summierte Ladedauer in Minuten über den gesamten Beobachtungszeitraum für bestimmte Zeitintervalle dargestellt. Dies bedeutet beispielhaft, dass im Zeitintervall rund um 11:00 (also von 10:30 bis 11:30) das Fahrzeug 1 insgesamt ca. 550 Minuten geladen hat. Durch diese Darstellung ist eine anschauliche Illustration der zeitlichen Ladetendenz möglich: sehr auffallend ist, dass die Ladevorgänge besonders häufig im Bereich bei 10:00 beginnen und allgemein betrachtet rund um die frühen Mittagsstunden sehr stark konzentriert sind.

Für die Berücksichtigung einer möglichen Überlastung des lokalen Netzanschlusses ist besonders ein gleichzeitiges Laden mehrerer Fahrzeuge als kritisch zu bewerten bzw. auch die potenzielle übrige Last am Anschluss zu betrachten. Dieser Sachverhalt ist in Abbildung 3 dargestellt.

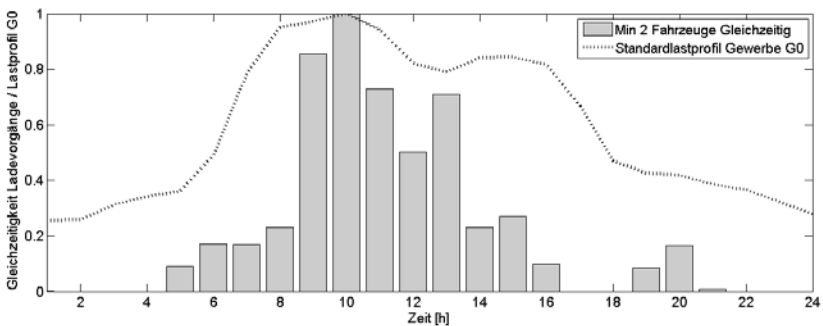


Abbildung 3: Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen

Die Balken stellen hier die Häufigkeit des Auftretens von minimal 2 gleichzeitig ladenden Fahrzeugen dar, welche wiederum auf die maximale Häufigkeit normiert ist. Diese maximale Häufigkeit trat, wie erkennbar, im Zeitintervall rund um 10:00h (9:30 – 10:30) auf. In diesem Zeitintervall

wurde in Summe in 356 Minuten gleichzeitig geladen. Bei gesamt 1680 Minuten (= 28 Tage jeweils eine Stunde) tritt also in diesem Zeitintervall zu 21 prozentiger Wahrscheinlichkeit ein gleichzeitiges Laden auf. Wie auch aus Abbildung 2 zu vermuten, sind die gleichzeitigen Ladevorgänge ebenfalls im Bereich der frühen Mittagsstunden konzentriert. Zusätzlich ist in diesem Diagramm die Standardlastkurve G0 für gewerbliche Verbraucher vom 19.6.2012 skizziert, welche den Verlauf eines möglichen zusätzlichen Leistungsbezuges durch ein Gewerbe am gleichen Netzanschluss darstellt. Ungünstiger Weise findet dieser Verbrauch ebenfalls rund um die frühen Mittagsstunden zur Spitzenlast. Gerade diese Überschneidung von hoher Ladetendenz und Spitzenlast des übrigen Verbrauches ist als besonders kritisch zu bewerten.

## 2.2 Schlussfolgerungen

Anhand dieser Versuchsdaten für einen beispielhaften gewerblichen Verbraucher und Betreiber einer elektrischen Flotte kann die Notwendigkeit der Ladesteuerung für den Überlastschutz eines Netzanschlusses eindeutig dargestellt werden. Hier treten nicht nur Ladevorgänge sehr konzentriert und gleichzeitig in engen Zeitbereichen auf, es ergibt sich zusätzlich eine sehr ungünstige Überlappung mit der Spitzenlast des möglicherweise am gleichen Anschluss befindenden Verbrauchers. In einem solchen Szenario könnte die Steuerung von Ladevorgängen und somit die automatische Verteilung der vorhandenen Leistungskapazität auf alle Fahrzeuge den kostenintensiven Ausbau des Netzanschlusses bzw. die Überlastung des bestehenden Anschlusses verhindern. Zusätzlich können weitere Anfangs definierte Ziele verfolgt werden, wie beispielsweise die optimale Verwendung erneuerbarer lokaler Einspeisung oder die Profitmaximierung aus dynamischen Stromtarifen.

## 3. Anforderungen an ein Softwaretool

Die optimale Vergabe von Leistungskapazitäten an mehrere Verbraucher (elektrische Fahrzeuge) stellt ein klassisches Scheduling-Problem dar, wie es in vielgestaltigen technischen Anwendungen zum Einsatz kommt. In diesem Sinne existiert eine Mannigfaltigkeit an entsprechenden Verfahren, welche individuelle Vor- und Nachteile für die hier gestellte Anwendung aufweisen. Um nun ein geeignetes Verfahren für die reale Steuerung von Ladevorgängen an einer Ladesäule bestimmen zu können, müssen diese unter realitätsnahen Bedingungen evaluiert werden. Für exakt diesen Zweck wurde ein Software-Tool entwickelt, das die Bewertung verschiedener Scheduling-Verfahren in simulierten Bedingungen einer realen Ladesäule ermöglicht. Um diese Bewertung umzusetzen, werden von der Software folgende Anforderungen realisiert:

*Tabelle 1: Anforderungen Software*

<b>Scheduling / Optimierung</b>	<b>Modellierung /Simulation</b>
Auswahl verschiedener Verfahren	Definition von Ladeszenarien
Anwendung des Verfahrens auf ein gegebenes Ladeszenario	Nutzerfreundliche grafische Darstellung der Simulationen/Ergebnisse
Errechnung der Güte eines Verfahrens	Simulation des Szenarios über lange Zeit

## 4. Simulation- und Optimierung von gesteuertem Laden

In Abbildung 3 wird der Datenfluss bei der Benutzung der Software dargestellt.

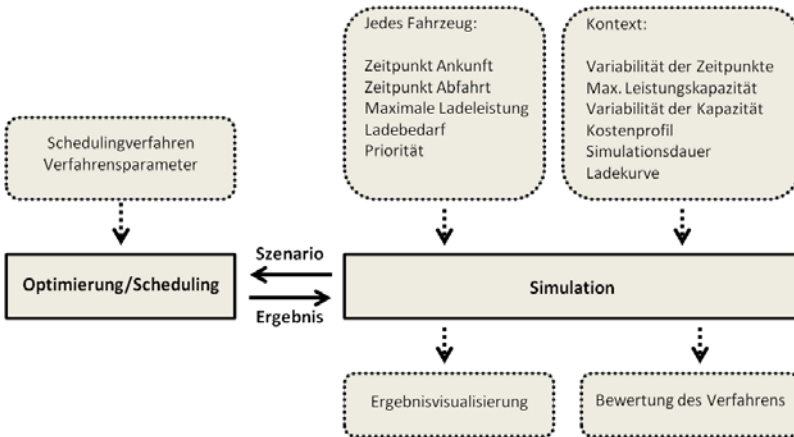


Abbildung 4: Datenfluss

Die Software besteht prinzipiell aus 2 Teilen: einer Verfahrenskomponente, welche einen Schedule für die Ladevorgänge einer bestimmten Situation ermittelt, und einer Simulationskomponente, welche diese Situation vorgibt, um ein reales Szenario darzustellen. Ein- und Ausgangsdaten dieser Komponenten sind in gepunkteten Boxen dargestellt.

### 4.1 Verfahren

Je nach Informationsbestand über die Ladesituation können für die Zuteilung von Leistungskapazitäten auf einzelne Fahrzeuge unterschiedliche Verfahren angewandt werden. In einem möglichen Szenario besteht beispielsweise bei der Ankunft eines Fahrzeuges Information über dessen Abfahrtszeitpunkt. Diese Information könnte über ein Benutzerinterface im Auto, an der Ladesäule, oder einem externen Gerät eingegeben werden. In diesem Falle ergibt sich ein verhältnismäßig großer Freiheitsgrad im Scheduling, da der Ladevorgang beliebig auf die somit bekannte Verweildauer des Fahrzeuges verteilt werden kann. Ein solcher Informationsbestand ermöglicht die Anwendung optimierender Verfahren, welche beispielsweise die Kosten für die Ladung aufgrund dynamischer Stromtarife minimieren. Liegt hingegen keine Information über den Abfahrtszeitpunkt vor, ist keine Optimierung möglich. Hier kann nun die vorhandene Leistungskapazität nur anhand von Prioritätsdefinitionen verteilt werden.

#### 4.1.1 Optimierende Verfahren

Für die Anwendung eines optimierenden Verfahrens muss einerseits Kenntnis über die Abfahrtszeitpunkte vorliegen, andererseits muss eine Kostenfunktion definiert werden wie beispielsweise der zeitlich-diskrete Verlauf des Stromtarifes. Das daraus resultierende Optimierungsproblem der

optimalen Verteilung von Leistungskapazitäten auf Fahrzeuge kann linear formuliert werden und wird in der Software mit üblichen Methoden wie Simplex oder Interior-Point gelöst. Die Formulierung wird dabei durch die Eingabe der Simulationsdaten automatisch in der Software übernommen. Zusätzlich zu diesen mathematisch exakten Lösungsverfahren wird die Optimierung mittels einer an Dynamic Programming angelehnten heuristischen Methode unterstützt. Besonders bei höherdimensionalen Problemen (viele Fahrzeuge, feine Zeitgranularität) besitzt das heuristische Verfahren Vorteile in der Laufzeitkomplexität gegenüber exakten Verfahren.

#### **4.1.2 Nicht-Optimierendes Scheduling**

Ist die Informationsbasis bedeutend geringer und Abfahrtszeitpunkt oder Ladebedarf nicht bekannt, so ist keine Optimierung möglich. In diesem Fall kann die verfügbare Leistungskapazität nur nach simplen Prioritätsregeln aufgeteilt werden. Die Software stellt hierfür bekannte Verfahren wie First-Come-First-Serve, Round-Robin Scheduling, oder die faire Gleichverteilung von Kapazitäten zur Verfügung. Durch die Hinzunahme von Prioritätsinformationen über die Fahrzeuge oder der Kombination einzelner simpler Verfahren ergeben sich komplexere Möglichkeiten, welche ebenfalls angewandt und evaluiert werden können.

### **4.2 Szenariensimulation**

Aufgabe der Simulationskomponente ist die Definition der zu steuernden Ladesituation, also des Schedulingproblems. Dieses besteht einerseits aus den Restriktionen wie der maximalen Leistungskapazität des Anschlusses, der Ladeleistung des Autos oder dem zu ladenden Energiebedarf, aber auch aus der möglicherweise zu optimierenden Zielfunktion in Form eines Kostenprofils. Eine solche Ladesituation kann aus einem oder mehreren Fahrzeugen bestehen, welche wie in Abbildung 4 definiert werden.

Um die Performanz verschiedener Schedulingverfahren über einen langen Zeitraum zu testen, wurde eine Simulation implementiert welche fortlaufend Ladesituationen generiert um den Realbetrieb einer Ladeinfrastruktur abzubilden. Die Erzeugung dieser Situationen erfolgt dabei nicht zufällig, sondern angelehnt an Verhaltensmuster der Fahrzeugnutzer. Dieser Ansatz ist valide, da verschiedenste Mobilitätsstudien zeigen, dass sich Individualmobilität immer nach bestimmten Mustern verhält, welche unter gewissen Unsicherheiten eingehalten werden [1],[2],[3],[4]. Auch im hier erwähnten Feldversuch können solche Muster erhoben werden, wo üblicherweise eine morgendliche gewerbliche Fahrt je nach Fahrzeug beispielsweise um 7:00 beginnt und dieser Abfahrtszeitpunkt mit der Standardabweichung von 50 Minuten symmetrisch normalverteilt ist. Durch die Abbildung von Ankunfts- und Abfahrtszeitpunkten und deren Randomisierung aufgrund erhobener Verteilungen kann somit ein realistisches Ladeverhalten modelliert werden.

### **4.3 Praktische Anwendung**

In Abbildung 5 soll nun beispielhaft mittels eines Screenshots der Software in einem Simulationslauf deren Anwendung illustriert werden.

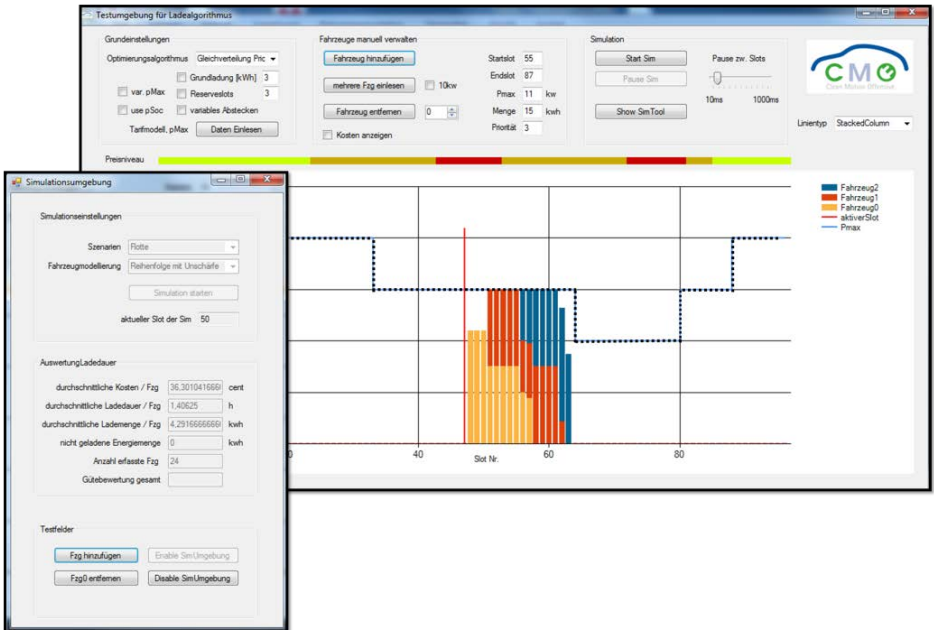


Abbildung 5: Screenshot Simulation

Das Chart im Hauptfenster visualisiert hierbei die aufgrund einer Ladesituation und einem darauf angewendeten Schedulingverfahren resultierenden tatsächlichen Ladevorgänge, wobei die Ladeleistung über die Zeit dargestellt ist. In diesem Fall würde in den Mittagsstunden ein Engpass entstehen, die gepunktete Linie indiziert dabei die in jedem Zeitpunkt maximal zur Verfügung stehende Leistungskapazität für die gesamte Infrastruktur (welche beispielhaft aufgrund des restlichen Verbrauches auf diesem Anschluss oder einem Lastmanagement-Signal aus dem Netzbetrieb begrenzt ist). Dieser Engpass – entstanden durch mehrere in einem engen Zeitfenster ankommende Elektrofahrzeuge – wird nun aufgelöst indem die Leistungskapazität nach der vom Schedulingverfahren vorgegebenen Logik aufgeteilt wird. In diesem Beispiel wurde ein nicht-optimierendes Verfahren angewendet, da beispielhaft der Scheduler keine Kenntnis über die Abfahrtszeitpunkte der Fahrzeuge (dargestellt durch unterschiedliche Farben) besitzt und somit kein Freiheitsgrad für Optimierung besteht.

In einer fortlaufenden Simulation werden nun sukzessive derartige Ladesituationen generiert, wobei bei jeder Neuankunft eines Fahrzeuges das Scheduling neu angestoßen und somit eine neue Lösung für die Steuerung der Ladevorgänge errechnet wird. Aus jeder gelösten Ladesituation werden Performanzmetriken ermittelt welche das Verfahren in dieser Situation bewerten. Diese Metriken werden während der Simulation fortlaufend im Nebenfenster mit geloggt und stehen dem User zur Verfügung. Das Nebenfenster dient zusätzlich der Auswahl von Simulationsszenarien, welche wiederum in externen Files beschrieben und vom Simulationstool eingelesen werden.

Das Hauptfenster ermöglicht hier die Eingabe der Verfahrensparameter sowie die Spezifikation einzelner Fahrzeuge.

## 5. Konklusion und Ausblick

Im Laufe des Projektes CMO werden weitere Feldversuche erhoben. Aus den somit gesammelten realen Nutzungsdaten von Ladeinfrastrukturen werden weitere Modelle von Ladeszenarien erstellt um realistische Simulationen über den Echtbetrieb gesteuerten Ladens realisieren zu können.

Das hier vorgestellte Simulationstool kann nun eingesetzt werden um anhand dieser Szenarien die Einsatztauglichkeit unterschiedlicher Schedulingverfahren zu bewerten. Zusätzlich kann es als Werkzeug eingesetzt werden, um Ladeinfrastrukturen zu dimensionieren oder Geschäftsmodelle zu bewerten. Beispielfhaft gilt es die Anzahl der notwendigen Abgabepunkte (Ladepunkte) oder die minimale Auslegung der Anschlussleistung für die Befriedigung einer gegebenen Menge an Fahrzeugen zu finden. Derartige Aufgabenstellungen könnten unter Abschätzung des zu erwartenden Ladeaufkommens in dieser Software modelliert und durch Simulation untersucht werden.

## Referenzen

- [1] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung: Mobilität in Deutschland (MID 2008), 2008, [http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/02\\_MiD2008/](http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/02_MiD2008/)
- [2] Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie: Verkehr in Zahlen (VIZ 2007), 2007, <http://www.bmvit.gv.at/verkehr/gesamtverkehr/statistik/viz07/>
- [3] M. Litzlbauer und C. Leitinger: Systemtechnische Einbindung von Elektromobilität unter Berücksichtigung des Nutzerverhaltens, e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, Volume 29, Nr. 3, 128-133, 2012
- [4] W. Slupetzky und N. Stroj: Chancen und Potentiale von Elektromobilität im ländlichen Raum am Beispiel des Forschungsprojekts eMORAIL, e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, Volume 29, Nr. 3, 123-127, 2012

# *Session D*

## *Smart Grid Funktionalitäten*

# *Turning Buildings into Active Participants of a Smart Grid*

Alexander Wendt, Institut für Computertechnik / TU Wien, wendt@ict.tuwien.ac.at

Klaus Pollhammer, Institut für Computertechnik / TU Wien, pollhammer@ict.tuwien.ac.at

**Abstract** – As the number of distributed renewable energy producers increase and the power consumption is expected to increase due to the introduction electro mobility, the demand for solutions that keep the grid load as constant as possible is receiving high priority. One solution is to implement the concept of demand side load shifting. Especially thermal processes in buildings, which could be pro- or postponed, are well suited for being exploited as storage potentials. The challenge is to develop a communication infrastructure to manage and coordinate those processes in buildings, in order to fulfill given load requests for a certain grid situation. A concept for managing multiple thermal devices in buildings is being developed and tested. It enables the analysis of load shifting in buildings, in order to find out their potential use in a smart grid.

## **1. Introduction**

In the project Building2Grid (see also [5]), the overall goal is analyze the potential of different types of buildings, regarding the potential usage within a smart grid. A smart grid here is a network, in which buildings, which are connected to the electric grid, are connected to a common communication network. As a wide variety of buildings are used, the results will be applicable on a large group of building types. The project partners *Salzburg Wohnbau GmbH*, *Siemens AG Österreich*, *AIT – Austrian Institute of Technology* and *Vienna University of Technology* will develop the communication infrastructure necessary. The test objects will be chosen from the *Smart Grids Model Region Salzburg* [7], which is model region, where pioneer smart grids projects are tested.

In this paper, the network communication structure necessary for the integration of buildings in a smart grid is the topic. It continues the work that has been done in [5]. In that way, the energy loads caused by processes in buildings can be addressed and coordinated. A communication infrastructure has to be designed and realized, which allows a building to respond to the proposed load shifts of an external controller.

## 2. Related Work

In the near future, there will be an increasing demand of solutions for creating more flexible and efficient management of the loads in power grids [7], [14]. This demand arises from higher energy volatilities in the power grid as the number of distributed renewable energy sources as well as the demand for storage solutions within the grids increases [2]. At the same time, higher grid loads are expected by upcoming electro mobility. Until now, these problems were solved by extending the grid infrastructure. The combination of information- and communications technology in the research area of building automation can provide means, which reduces or at least delays the need of extending the power grids, by making the energy consumption more efficient. Concepts for load shifting, which are used in the Building2Grid project, were proposed in [13] and the use of simplified thermal models of buildings in [8]. Further, the reduction of the occurrence of peak loads in the grids saves money as well as environmental pollution through greenhouse gases [11].

Different scenarios for using storages can be defined. One challenge is to handle the integration of an always increasing number of renewables. For smoothing the wind power profile temporal storage dimensions of 3-20 minutes have to be met [2]. In [9] the authors identify buildings as a promising field for the usage as thermal storages, with the idea that this type of storage should be sufficient in short to medium term scenarios.

## 3. The Concept of the Smart Grid Controller

The main concept of the Smart Grid Controller in Building2Grid was originally introduced in [5]. Here follows an explanation of the concept based on [5]. The network in Building2Grid consists of several buildings on the lower levels of the electric grid and possibly other hierarchical higher grid levels. Each building provides an interface to the grid through a device called a *Building Agent* [3], [5], which is a software component that controls the HVAC system (Heating, Ventilation and Air Conditioning) and receives goals from the grid operator. Each grid level provides controlling device called a *Smart Grid Controller* [5], which manages the devices of the grid. The main concept of this device was also outlined in the project.

The main functionality of the *Smart Grid Controller* is to receive *load requests* from a higher level instance of the electric grid and to actively coordinate the devices in the grid, i.e. *Building Agents* or other *Smart Grid Controllers* by passing these *load requests* to them and decide about their proposed *load answers*. The higher level instance can be either a user or another *Smart Grid Controller*. A *load request* is a day-ahead plan of the required load shifting. Each time slot in the *load request* contains a value about the reduction or increase of load compared to a certain offset. A *load answer* is the proposed executable load shift by the device.

The *Smart Grid Controller* passes incoming the *load request* to its sub devices. Each sub device calculates the best fitting plan for fulfilling the *load request* and sends back a *load answer*. The *Smart Grid Controller* collects and aggregates these *load answers* by super positioning them in a

way that the *load request* is matched as far as possible. Those *load answers*, which were used in the super positioning, are accepted by the *Smart Grid Controller* and those, which were not used, are rejected as they are not usable in fulfilling the *load request*. Finally, answers are sent back to each device, which is then executing them if accepted; else there is no change of operation mode. In Figure 1, the processing of a *load request* with three sub devices is shown.

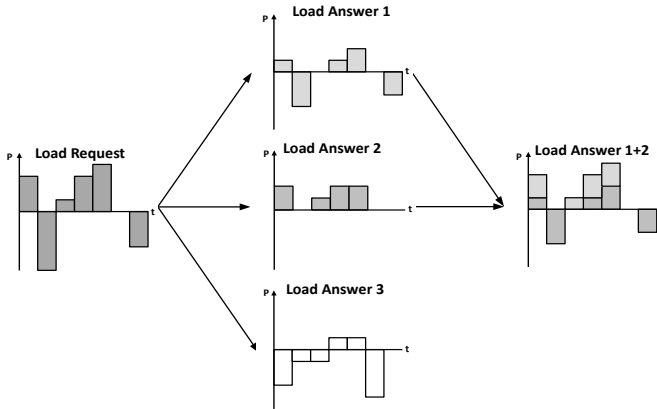


Figure 1: The functionality of the Smart Grid Controller as proposed in [5]

The bottom level of the grid is a *Building agent* [3]. As mentioned in [16] and [15], devices, which are suitable to be handled by the *Building Agent*, are processes, which physical parameters change slowly compared to the smart grid processes. Especially processes like heating / cooling (using the thermal capacity) and ventilation (e.g. CO<sub>2</sub> levels in the air as storage) are suitable. In order to be able to shift the loads according to the *load request*, the *Building Agent* has to use a sensor data of the building and a model of the building, in order to predict the thermal behavior. As the thermal behavior of the building is dependent on the outside temperature, weather forecasts for the time frame of the *load request* have to be included in the model [3].

An example of a load shift is the planned heating of a building. It can be pro- or postponed, in order not to create load on peak-load-times of the electric grid. As the building temperature only descends slowly, the building can be heated to the top of a certain temperature bandwidth in advance (propone), where the temperature then descends to the lower band of the bandwidth before it is necessary to start the heating again (postpone).

As mentioned before, the concept of the *Smart Grid Controller* can be used at multiple levels of grids. It has the advantage that it does not matter, which type of sub devices are connected to it, as long as it answers correctly to the *load request*. If multiple levels of grids are considered, a top *load request* can be put on the input of the top *Smart Grid Controller*. In a first step, the *load request* is propagated to the *Building Agents* at the bottom level of the grid. Then, the *Building Agents* give answers to their super *Smart Grid Controllers*. These *Smart Grid Controllers* aggregate the answers

and propagate them upwards in the grid hierarchy. Finally, the acceptance or reject is sent top-down to the sub devices of each *Smart Grid Controller*.

## 4. Implementation

Within the project Building2Grid, a prototype *Smart Grid Controller* was developed. In the topology of the prototype network, the communication infrastructure consists of the following components: The *Smart Grid Controller* and one *Building Agent* for each building.

An important goal is to provide high flexibility in the communication between the devices in the network. Therefore, the usage of open IT-standards was preferred. On the TCP/IP layer, the XML-based OpenADR (Open Automated Demand Response) [12], [6], [10] communication data model for was chosen, as it was developed explicitly for smart grid applications. OpenADR was developed by the Lawrence Berkeley National Laboratory to be used as a non-proprietary standardized interface, in order to allow interoperability between the electricity service providers and their customers [6, p. 1]. Use cases with load shedding and load shifting at wastewater treatment facilities and refrigerated warehouses were considered as the OpenADR standard was developed [12, p. 9]. These use cases are very similar to the load shifting in the buildings in Building2Grid. In this implementation, OpenADR is available through SOAP based web service [4].

The Smart Grid Controller prototype provides a web interface for user inputs. This is the *User Interface* module, see Figure 3. The user provides the *load requests* a day ahead, sends them to each *Building Agent* via the *DRAS Server* module and manually evaluates the *load answers* (in the first prototype). Each *load request* consists of 96 15-min intervals, which values can take three discrete modes: 0=normal operation; -1=increase load and 1=reduce load. The *load answers* consist of 96 15-min intervals but instead of three discrete modes, values are returned of how much load can be reduced or increased at a certain time. This setup was chosen for the experimental approach that was implemented in the project. Later, the scheduling and communication should be implemented automatically with as little user- or operator-interaction as possible.

The communication with the *Building Agents* is handled over a separate *DRAS Server* module, see Figure 3. It is implemented with a Tomcat Server [1], which supports SOAP web services. The OpenADR standard [10] offers both a PULL model and a PUSH model for the server. A PULL model was chosen, where the client polls the server once a second. It is recommended by [10] as it allows the client to have more control over the communication and as all communication is initiated from a client, problems with firewalls are mitigated. The modules of the *Smart Grid Controller* communicate via an internal MySQL database. In that way, the *User Interface* module can be easily extended or exchanged to another type of handler for the incoming *load requests*, e. g. an automatic evaluator for the *load answers*.

The *Building Agent* consists of two modules: One module for implementing the OpenADR data model in client mode, in order to communicate with the *Smart Grid Controller* and another

component for collecting sensor data from the building, modeling temperature behavior and controlling the building.

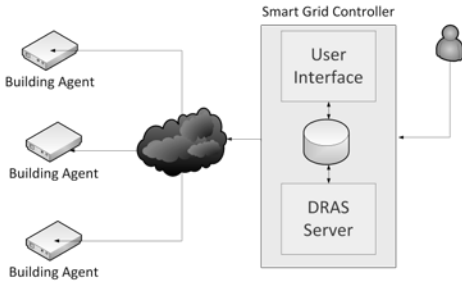


Figure 2: The high level architecture of a network with a Smart Grid Controller, which is connected over TCP/IP with its Building Agents

In Figure 3, test results of a load shift can be seen from the view of the web interface. In the upper part of the figure, the *load request* with the 96 time slots is shown. As mentioned before, it shows the discrete operation mode. Between time slot two and 13, a load increase is requested (not how much) and in the time slots between 17 and 28, a load decrease is requested. The reduction and increase of load are compared to the normal operation. The *load answer* from the implemented *Building Agent* for a certain building type returns a proposed amount of load reduction of about 2700 W until the second time slot. From there, the amount of load is increased with 13000 W until the load reduction is requested.

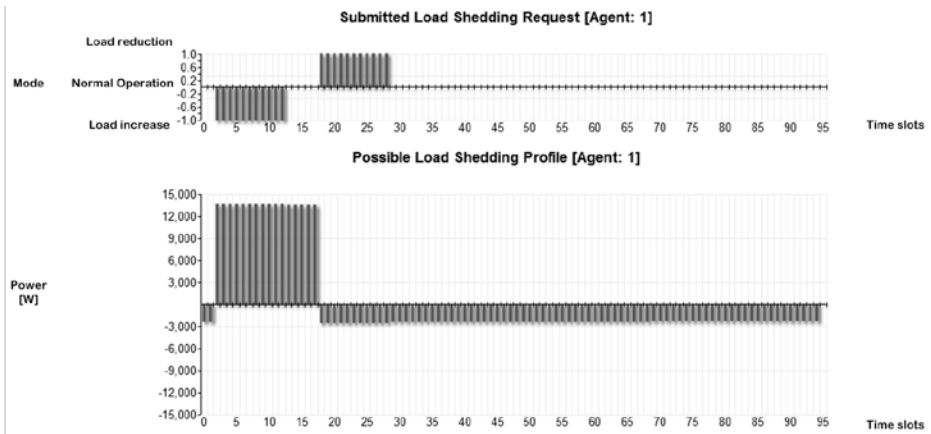


Figure 3: The Smart Grid Controller receives a load request, passes it to its connected Building Agent (Agent 1) and receives the load answer

## 5. Conclusion and Outlook

In the project Building2Grid, the overall goal is to analyze the load shifting potential of buildings. First, those buildings have to be integrated into a smart grid. In this paper, a flexible technical solution of the communication infrastructure for connecting and coordinating the *Building Agents* (the interfaces of the buildings) by the *Smart Grid Controller* was described.

From the first technical implementation, the following experiences were made with the OpenADR standard: The PULL model of the OpenADR data model is recommended [10], as long as the processes are not sensitive to latencies. This works fine, if one *Smart Grid Controller* is communicating with several *Building Agents*. However, if there are several levels of grids, the top load request has to propagate through all levels before they are processed by the *Building Agents*. Due to the delays, it would probably be more efficient with a PUSH model as proposed in [5]. Another argument for using the PUSH model would be the net load. The XML-messages are large also for empty messages, which are used in PULL mode and in a network with limited resources. This may be a limitation of the number of buildings, which can be connected.

As the *Smart Grid Controller* is made scalable and the *Smart Grid Controller* does not know anything about the underlying levels (*Building Agents* and *Smart Grid Controllers*) one *Smart Grid Controller* manages its sub devices independently and can make several buildings to appear as one unit.

This implementation of the *Smart Grid Controller* was tested in a laboratory environment with no real buildings. In the planned tests at the end of 2012, 18 buildings of different types (residences, retirement homes, offices and public buildings) will be connected to a *Smart Grid Controller* through their *Building Agents*. The service oriented architecture and flexible structure of the smart grid will allow an easy replacement and extension of components in the system.

## Acknowledgement

The project Building2Grid was sponsored by the Austrian Climate and Energy Fund as a part of the program NEUE ENERGIEN 2020. The authors would like to thank the consortium of the project: Salzburg AG, Salzburg Wohnbau, Siemens AG, and AIT (Austrian Institute of Technology).

## References

- [1] Apache Tomcat, Tomcat 7.0 Webserver, retrieved 22th August 2012 from <http://tomcat.apache.org>
- [2] Barton, J.P., and Infield, D.G. (2004). Energy Storage and Its Use With Intermittent Renewable Energy. IEEE Transactions on Energy Conversion 19, p. 441–448, 2004
- [3] Braun, R., Judex, F., Zucker, G.: Identifying Simplified Models for Load Shifting Control, ARGESIM Report No. S38, 7<sup>th</sup> Vienna Conference on Mathematical Modelling, 15-17<sup>th</sup> February 2012, Vienna, Austria, 2012

- [4] Curbera, F., Duftler, M., Khalaf, R., Nagy, W., Mukhi, N., Weerawarana, S.: Unraveling the Web services web: an introduction to SOAP, WSDL, and UDDI, in the journal *Internet Computing, IEEE, Volume: 6, Issue: 2*, Page(s): 86 – 93, IEEE Computer Society, doi: 10.1109/4236.991449, 2002
- [5] Gamauf T., Leber, T., Pollhammer K., Kupzog, F.: A Generalized Load Management Gateway Coupling Smart Buildings to the Grid, in the *Proceedings of IEEE Africon 2011*, Livingstone, Zambia, 13 - 15 September 2011, doi: 10.1109/AFRCON.2011.6072158, 2011
- [6] Ghatikar, G., Bienert, R.: Smart Grid Standards and Systems Interoperability: A Precedent with OpenADR, in *Proceedings of the Grid-Interop 2011*, 5-8 December 2011, Phoenix, USA, 2011
- [7] Kienesberger, G., Meisel, M., Adegbite, A.: A Comprehensive Information Platform for the Smart Grid, in *Proceedings of IEEE AFRICON 2011*, 13-15 Sept. 2011, Livingstone, Zambia, doi: 10.1109/AFRCON.2011.6072150, 2011
- [8] Kupzog, F., Pollhammer, K.: Automated buildings as active energy consumers, in *Proceedings of 8th IFAC International Conference on Fieldbuses and Networks in Industrial and Embedded Systems (FeT '09)*, pp. 212-217, 2009
- [9] Kupzog, F., Sauter, T., and Pollhammer, K. (2011). IT-Enabled Integration of Renewables: A Concept for the Smart Power Grid. *EURASIP Journal on Embedded Systems* 2011, 1–8, 2011
- [10] Lawrence Berkeley National Laboratory, Akuacom: Open Automated Demand Response Communications Specification (Version 1.0), April 2009, PIER Demand Response Research Center, retrieved 22<sup>nd</sup> August 2012 from <http://openadr.lbl.gov/index.html>, 2009
- [11] Liserre, M., Sauter, T., Hung, J. Y.: Future energy systems: integrating renewable energy sources into the smart power grid through industrial electronics, *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 4, no. 1, pp. 1837, 2010
- [12] McKane, A., Rhyne, I., Lekov, A., Thompson, L., Piette, M. A.: Automated Demand Response: The Missing Link in the Electricity Value Chain, Lawrence Berkeley National Laboratory, <http://escholarship.org/uc/item/4kz048j2>, 13<sup>th</sup> July 2010, LBNL Paper LBNL-3331E, 2010
- [13] Meisel, M., Leber, T., Gamauf, T., Pongratz, M., Kupzog, F.: Preparations for Demand Response on a Municipal Level, in *Proceedings of the 10<sup>th</sup> IEEE AFRICON 2011*, Livingstone, Zambia, September 2011, 2011
- [14] Palensky, Zucker, G., Judex, F., Kupzog, F., Gamauf, T., Haase, J.: Demand Response with Functional Buildings using simplified Process Models, in *Proceedings of IECON 2011 - 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, p. 3230 – 3235, 7-10 Nov. 2011, Melbourne, Australia, doi: 10.1109/IECON.2011.6119828, 2011
- [15] Pollhammer, K., Zucker, G.: Demand Side Management with Buildings – Introducing the projects Building2Grid and BED, in the *Tagungsband ComForEn 2011*, 22. September 2011, Wels, Austria, ISBN-13 978-3-85133-066-3, 2011
- [16] Zucker, G., Ferhatbegovic, T., Bruckner, D.: Building Automation for Increased Energy Efficiency in Buildings, in *Proceedings of the Industrial Electronics (ISIE)*, p. 1191-1196, IEEE International Symposium on Date of Conference: 28-31 May 2012, Hangzhou, China, , doi: 10.1109/ISIE.2012.6237258, 2012

# *Consumer2Grid: a long-term field trial comparing energy consumption feedback approaches*

Susen Döbelt, CURE – Center for Usability Research & Engineering, doebelt@cure.at

Florian Judex, Sustainable Building Technology Business Unit, Energy Department, AIT Austrian Institute of Technology, florian.judex@ait.ac.at

Thomas Leber, Institute of Computer Technology, Vienna University of Technology, leber@ict.tuwien.ac.at

Manfred Tscheligi, CURE – Center for Usability Research & Engineering; ICT&S Center, University of Salzburg, tscheligi@cure.at

**Abstract** – Energy-related feedback is a popular method to inform consumers about their domestic energy consumption [1]. There are various ways and mediums to provide energy consumption feedback and reported energy savings differs between zero and 20% [2]. Within the present paper, we introduce preliminary findings of a one year lasting field trial (N = 248) in Austria. Within this trial we compare different energy consumption feedback approaches including real-time, ambient and paper pencil approaches. Evaluation was conducted using both qualitative and quantitative methods. Results indicate that in general energy consumption feedback is highly valued and a useful information for consumers which raise participants awareness of their energy consumption. The compared approaches did not differ with regard to quantitative energy consumption data. On a long-term perspective interest and attention in the respective feedback approach declined. We think this is caused by the fact that in a stable context situation like a private household the investigated feedback approaches lack to provide consumers with added benefit. Final results and conclusions will be available after completion of the trial by the end of this year.

## **1. Introduction**

Supporting pro-environmental behaviour is one of the main pressing issues in the society these days. Widespread political and marketing efforts are made to promote behavior change towards more sustainable lifestyles. Furthermore most of the current energy and building technology research with regard to consumer involvement focus on energy-related feedback in order to influence consumers to reduce their overall energy consumption [4]. This reduction is a desired goal for many households due to economic and environmental considerations [1]. As information about energy

consumption is traditionally provided by a bill once a year, most people are not aware of their domestic energy consumption. Besides information campaigns, information and communication technology have been introduced to support a more sustainable lifestyle [18] – one is energy consumption feedback which is a possibility to make energy consumption more visible and therefore more controllable [1].

## 2. Related Work

Energy consumption feedback research is defined as [5] :

- focused on a specific type of intervention, namely presenting users with feedback based on electricity<sup>3</sup> consumption data (e.g. the amount of electricity a home is consuming), typically displayed to users via a computational visualization.
- focused on a specific goal, namely promoting individual energy conservation behaviour and/or cognitive awareness of energy consumption.
- framed within current paradigms of energy production/consumption, namely centralized systems of production with limited capacity for integration with smart metering infrastructure, demand response, or distributed and renewable generation (areas which we review later in this paper).

Following (non-exhaustive) list of energy consumption feedback applications have been developed so far: 1.) ambient systems like the Wattson [6], the Energy Orb [7] or the Power Aware Cord [8]; 2.) systems using graphical and substantial rehashed data, e.g. Google Power Meter, Green Pocket or Microsoft Hohm; 3.) systems depending on the software and can be used with or without smart meter, e.g. Alert Me [9], Power Watch [10] or Ted 5000 [11]; 4.) disaggregated feedback using one value for the energy consumption in a domestic context, e.g. BeAware [12] and DigitalSTROM [13]; 5.) exhaustive systems, energy-related feedback is just one functionality of these systems, e.g. Intel Home Energy Management System [14] or Xcomfort – Eaton Energiemanagement [15]. This variety of consumption feedback approaches leads to different savings depending on the respective data which is provided to the consumer [2], [17].

## 3. Research Question

We want to investigate and compare long-term effects of five different energy consumption feedback approaches on daily consumption behaviour in everyday life.

---

<sup>3</sup> we prefer to use the term *energy* consumption data to underline the variety of visualization possibilities

## 4. Method

### 4.1 Study Design

Five different energy consumption feedback approaches were selected for a long-term comparison: 1.) annual energy bill (control group), 2.) monthly billing information (monthly letter including cost and consumption overview, 3.) home display (see Figure 11a), 4.) web portal (accessible via PC and Smartphone, see Figure 11b) and 5.) Wattson (see Figure 11c; [6]).



Figure 11. a) C2G home display, providing real-time feedback, detailed daily and monthly statistics, weather information, a clock and energy saving advices b) C2G web portal, accessible via PC and Smartphone, providing real-time feedback, monthly, detailed daily and monthly statistics and energy saving advices, c) Wattson [6], providing ambient real-time feedback via color coded light and/or consumption data

Feedback approaches were selected with regard to a balanced mix of traditional paper pencil approaches as well as computational approaches displaying real-time consumption data in different ways (ambient or detailed statistics).

Feedback approaches were assigned to consumers by a layered sampling procedure, including demographics and data regarding the individual living context (size of and residents living in the household). The distribution of participants to feedback group is not equal, because of limited resources regarding the acquisition of the respective feedback systems or shifts of participants to feedback groups which were needed due to individual qualifications (e.g. access to the internet or structural conditions influencing stability of internet connection and drop outs). The current distribution of participants is: annual billing:  $n = 63$ , monthly billing:  $n = 49$ , Wattson:  $n = 39$ ; web portal:  $n = 68$ , home display:  $n = 29$ . The field trial has started in October 2011 with participants located in Salzburg. In this paper we report preliminary findings of the first part of the trial.

## 4.2 Data Analysis

We gathered consumers' data by means of qualitative and quantitative measurements. During the first part of the study we conducted all in all 46 semi-structured interviews (50% female and male participants) with participants of different experimental groups. Participants were selected randomly from the overall sample. Qualitative interview statements were summarized by means of a summative categorical content analysis. Quantitative consumption data was analyzed by means of one way analysis of variance (ANOVA), while the log data concerning the activity was analyzed by using descriptive statistics.

Energy consumption data is tracked via Smart Meters installed in participants' household and a tied infrastructure which transmits data for the purpose of a final storage in database. In turn the installed home displays and the web portal retrieve metering data for consumption statistic visualization from this database. Furthermore, usage data of web portal and home display is logged to observe interaction habits.

## 4.3 Participants

Study participants were recruited via an announcement of the local energy supplier Salzburg AG. We started with a sample size of  $N = 290$ . After the first half of the study 248 participants remained (14,5% drop outs; mainly caused by move). During information events and via online survey  $n = 145$  participants (48,97% female; 51,07% male) provided e.g. demographic data. On average participants are 50 years old ( $M = 50,03$ ;  $SD = 14,88$ ;  $\min = 20$ ;  $\max = 82$ ) and are living together with one other person ( $M = 2,08$  residents,  $SD = 1,27$ ;  $\min = 1,00$ ;  $\max = 7,00$ ), average size of the household was 66qm ( $M = 66,44$  ;  $SD = 17,25$ ;  $\min = 25,80$ ;  $\max = 116,00$ ) and the majority (88,97%) of participants are Austrians.

## 5. Results

Only a subset of selected results is reported below. Please mind that these are preliminary results of the first half of the trial. The trial will be finished in December 2012.

## 5.1 Qualitative Results

Below we will report summarized findings gathered during semi-structured interviews for each feedback group.

We started the interview with an exploration of participants' motivation to take part at the field trial. Results indicate that the **primary motivation** was to **save energy and related costs**. Furthermore the participants stated to be **interested and curious in taking part in a research study** as well as **interested in environmental conservation**. The majority of participants described themselves as interested, well informed and economized regarding energy consumption but still see potential for improvement. The majority of participants **attributed the amount of domestic energy consumption to themselves** and feel able to affect it.

### Monthly Billing

Especially at the beginning of the trial the monthly billing information was positively evaluated. The possibility of monitoring the energy consumption was appreciated. Participants used this feedback at the time when they received it and mainly compared it with the previous bill. With increasing study duration the advantages of monthly billing compared to the other feedback approaches decreased. The paper pencil approach was criticized because of a lack of sustainability. Alternatively posting via email was suggested.

### Watson

The participants valued the simplified and real-time feedback approach. Especially at the beginning of the trial participants were curious to try out the application. They mentioned an increase of knowledge regarding the appliance specific energy consumption. A few consumers mentioned, that they were unsure about the calculation of colors and cost forecasts and therefore deactivated these functionalities.

### Home Display

This feedback approach was most extensive regarding the design and implementation procedure of related infrastructure as well as the content provided to the user. Performance issues of the whole feedback system as well as cognitive effort were criticized by the participants especially at the beginning of the study. With increasing duration of the study detailed statistics were appreciated by the participants.

### Web Portal

Participants of the web portal group appreciated the detailed statistics provided by the web portal as well. Nevertheless a decreasing usage frequency of the feedback approach became obvious especially in this group. The login procedure and therefore the not permanent visible feedback seems to be a significant barrier regarding the long-term usage of this feedback approach.

### Annual Billing (Control Group)

As expected the annual billing was criticized because of the lack of temporal resolution. The annual bill is studied only once a year at the time when the participants receive it. The provided information was evaluated as much too complicated. Nevertheless study participants of this group mentioned that only the trial participation led to an increased awareness regarding domestic energy consumption.

Participants reported that their **social network appreciated the installed feedback systems**. Furthermore all feedback approaches would be **recommended to family members or friends** because energy feedback is perceived as interesting and valued information.

## 5.2 Quantitative Results

The daily consumption data was successfully tested on a 0.95 level for being log-normally distributed, using the statistical toolbox of MATLAB 2011b [16], allowing for the use of one-way ANOVA on the transformed data. Several tests were run to answer whether the feedback methods have a statistically significant influence on the energy consumption of the households. At first, the daily consumption data of all the households with additional energy feedback was tested against those without, yielding no significant result at a 0.95 level. The same holds for testing the participants of single feedback methods against the control group. To see whether there was a difference at the start of the experiment, the same was repeated for each individual week, again without any significant results, except within the week from the 17<sup>th</sup> to the 23<sup>rd</sup> of March. This week was close to date where a first newsletter about the project was about to arrive at the participating households, leading to the conclusion that this may have raised the awareness of the participants for a short time.

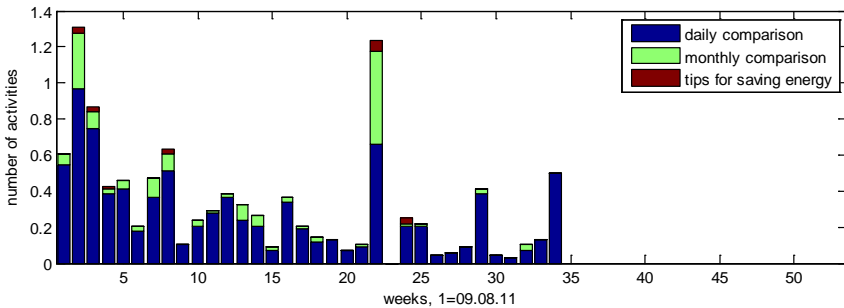


Figure 12: Average activities on the web portal

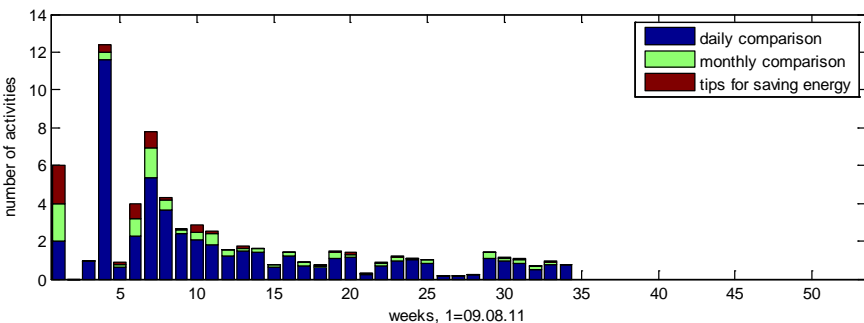


Figure 3: Average activities of the home displays

Those findings were strongly emphasized by the descriptive statistics generated from logging the activities of the participants. Figure 12 shows the mean number of activities of the registered users on the web portal, showing that the interest quickly declines. In the same week the ANOVA showed a significant difference, the use of the web portal suddenly increased to the level at the start of the experiment, further bolstering the theory that the letter sent out shortly raised the awareness. With the home display, as can be seen in Figure 3, no such thing happens. Although the overall activity is much higher compared to the web portal, hinting that a more pervasive feedback approach is used more often, the decline of interest is rather the same as on the web portal.

## 6. Conclusion

Qualitative data we gathered (until now) showed that the study participants are very interested in environmental issues and try to act as environmentally friendly as possible. Participants reported that the potential for changing habits to save energy which does not lead to comfort reduction was low. This leads to a conclusion also drawn in [17] “Those who are already careful may have little scope for action”. Additionally the quantitative results indicate that feedback approaches did not differ with regard to the energy consumption data underlining the qualitative statements indicating low potential for energy consumption savings in the investigated households.

Regarding the initial attitude to the deployed feedback approaches we conclude that the participants were very curious and perceived the respective approach in a differentiated way. The quality of experiences at the beginning differed with regard to the cognitive demand which was needed: home display and web portal were evaluated as demanding because of the detailed statistics and functionalities provided. During the last interviews we conducted evaluations of all feedback approaches included positive and negative statements to the same extent.

Participant’s interest and attention on the respective feedback approach was decreased with an increasing duration of the field trial. We think this is caused by an increasing knowledge regarding energy consumption in the stable environment – the household which is modified little over time. Therefore, we conclude that the feedback lacks to provide the participants with added benefit on a long-term perspective. Furthermore the log data analysis supports the qualitative statements of a decreasing usage of the feedback approaches over time. Regarding the usage frequency we can conclude that feedback approaches with a temporal push-mechanism were used when they were triggered. In the environmental psychology literature it is a known effect that energy consumption feedback can achieve behavioural change but is not sustained without timely reminders [2], [3].

The feedback was located and installed in rooms where it receives more attention. With this, the visibility and relevance was increased. Importance of a directly linked feedback to respective behavioural options (e.g. switch of applications) was underlined by the participants during the interviews.

Regarding the different approaches results indicate that each approach was valued by the participants for the inherent manner of provided feedback e.g. the ambient presentation of the Wattson or the detailed daily statistics of the web portal or the home display. Participants evaluated energy in feedback in general as very useful information which animated to check and/or question the own consumption behaviour and raised awareness.

## 7. Discussion and Further Research

As the study is not finished yet we will further investigate the long-term effects of the deployed feedback approaches. The above presented results and conclusions are only preliminary findings. Furthermore, there are additional research questions which are of interest for future research.

First, by the end of the remaining study we will be able to investigate, whether the overall energy consumption of the participating households was reduced compare to the year before. The study can only be determined after the end of the study duration, and only after clearing the data with respect to degree days.

Second, study participants reported that their awareness was raised because of the provided energy feedback. Qualitative statements indicated that this awareness effected related aspects of daily routines as travel behaviour or nutrition. Transfer effects of provided energy feedback should be taken into consideration to include a broader range effects.

Finally, to provide consumers with data regarding their past consumption is not necessarily guiding alternative future behaviour. Future research should increase the amount of opportunities to guide behavioural actions or decisions e.g. to provide executive options to control appliances.

## Acknowledgements

Consumer2Grid is part of Smart Grids Model Region Salzburg (SGMS) programme [19]. This project is funded by the „Klima- und Energiefonds“ (project number: 825551) and is part of the programme „NEUE ENERGIEN 2020“. SGMS is known as a pioneer in the field of Smart Grid development. The involved partners are experts in the fields of energy (Salzburg AG), housing industry (Salzburg Wohnbau), a technology provider (Siemens AG), and research institutions (Austrian Institute of Technology, Vienna University of Technology, Center for Usability Research and Engineering and Fichtner). Several applications are developed and analysed in R&D projects in order to be field-tested and proved in real life demonstration projects. Next to development and testing of technical solutions, research in the field of customer acceptance and usability play a central role in the programme. [www.smartgridssalzburg.at](http://www.smartgridssalzburg.at)



## References

- [1] Cornelia Gerdenitsch, Manfred Tscheligi and Friederich Kupzog: Energy Pro/Consumers in the Smart Grid, Proceedings of ComForEn2011, 2011.
- [2] Darby, S.: The effectiveness of feedback on energy consumption. A review for DEFRA of the literature on metering, billing and direct displays. Environmental Change Institute, University of Oxford, 2006.
- [3] Fischer, C.: Feedback on household electricity consumption: a tool for saving energy? Energy Efficiency, 1, 79-104, 2008.
- [4] Hargreaves, T., Nye, A., Burges, J.: Making energy visible: A qualitative field study of how householders interact with feedback from smart energy monitors. Energy Policy 38, 6111-6119, 2010.
- [5] Pierce, J., Paulos, E.: Beyond Energy Monitors: Information, Energy, and Emerging Energy Systems, CHI 2012.
- [6] <http://inhabitat.com/2006/04/02/diy-kyotos-wattson/>
- [7] <http://www.pge.com/mybusiness/energysavingsrebates/demandresponse/orb>
- [8] <http://www.inhabitat.com/2006/10/30/power-aware-cord-by-static/>
- [9] <http://www.alertme.com/products/smart-energy>
- [10] <http://powerwatch.com/products.html>
- [11] <http://www.theenergydetective.com/about-ted>

- [12] <http://www.energyawareness.eu/beaware/solutions/>
- [13] <http://www.digitalstrom.org/technologie/technologie0.html>
- [14] <http://www.intel.com/embedded/energy/homeenergy/index.htm>
- [15] <http://www.moeller.net/de/xcomfort/homeroommanager/index.jsp>
- [16] <https://www.mathworks.com>
- [17] Ehrhardt-Martinez, K., Donnelly, K. A., & Laitner, J. A.: Advanced metering initiatives and residential feedback programs: A metareview for household electricity-saving opportunities. Washington, DC: American Council for an Energy-Efficient Economy, 2010.
- [18] Gerdenitsch C., Schrammel J., Döbelt S., Tscheligi M.: Creating Persuasive Technologies for Sustainability – Identifying Barriers Limiting Target Behavior. 6th Annual Conference on Persuasive Technology, Ohio, 2011.
- [19] Zucker G., Kupzog F., Reiter D.: Smart Grids strategy for Salzburg, Austria, in Proceedings of the 21st International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Frankfurt, Germany, 2011.

# *MASGrid: A Multi-Agent-Based Smart Grid Control Approach*

Alexander Prostejovsky and Munir Merdan

Automation and Control Institute (ACIN), Vienna University of Technology, Vienna, Austria  
{prostejovsky, merdan}@acin.tuwien.ac.at

Filip Andrén and Thomas Strasser

Energy Department, Electric Energy Systems, AIT Austrian Institute of Technology, Vienna, Austria  
{filip.andren, thomas.strasser}@ait.ac.at

**Abstract** – It has been widely accepted that the current situation in the energy domain demands a significantly increased efficiency of electric energy systems. The MASGrid project (Multi-Agent System for self-optimizing power distribution Grids) is concerned with the application of agent-based technology on power distribution networks. This is achieved by employing active grid components which are able to react autonomously based on their knowledge to optimize the distribution network during runtime in order to reduce line losses or to locate and react on failures. Moreover, the conjunction of the MASGrid technology with SCADA systems leads to less required efforts for human operators to supervise the distribution network.

## **1. Project Description**

### **1.1 Problem Formulation**

Future active electric distribution grids impose new requirements on fault tolerance and service availability. Current monitoring, analysis, and control technologies for power distribution networks will not be able to meet these increasingly diverse future challenges as their origins date back decades ago. Results of recent research and demonstration projects show that the realization of an active distribution network (commonly referred to as Smart Grid) would be a forward-thinking way to overcome the limitations of the state-of-the-art approaches. The approach from computer science, called Multi-Agent Systems (MAS), is a promising candidate to cope with complex networks consisting of enormous numbers of different interconnected devices (substations/transformers, inverters, smart meters, charging units, etc.) and services for intelligent devices in a Smart Grid [1]. MAS are composed of distributed heterogeneous units or agents, where each agent manages its own activities on the basis of its local state and the information received from other agents. In the scope of electric distribution networks, an agent controls one or several physical components or functional entities in order to achieve the desired behaviour of the network.

## 1.2 Project Goals and Objectives

The objective of the MASGrid project is to adapt the concept of the Automation Agents developed at the Automation and Control Institute (ACIN) in the FIT-IT project OntoReA (FFG no. 815132) and demonstrate the advantages (self-reconfiguration [2], self-diagnostics [3], etc.) for active power distribution networks in order to realize a Smart Grid. As a result, the agents will be able to offer controlling, monitoring and diagnostics abilities required to function accordingly in the distributed electric environment. By combining sensory data with information collected from multi-agent interactions and from interpretation algorithms, diagnostic conclusions are derived and adequate actions, like executing control function as well as informing other responsible agents, are taken. Furthermore, the MASGrid approach automatically reconfigures the power system topology based on available data to operate in optimal and stable working points. Considering the vital importance to offer a complete overview of the MAS' activities and to supervise its actions through an adequate HMI, the system is connected to industrial SCADA software providing network operators with a visual interface to the energy network.

The final aim is to introduce a seminal power distribution network control by incorporating intelligent optimization decisions. The benefits of such a Smart Grid for the energy sector are manifold. The overall energy costs are lower as a result of the improved energy quality and availability due to the above described services and functions. Moreover, by focusing on modularity, scalability and reusability, the presented approach will enable easier design, maintenance and extension of existing power networks. It will enable local voltage control by systematic coupling of distributed generators and promote concepts such as electro-mobility in the local network [4]. In addition, enhanced energy security by diversification of energy sources (i.e. distributed approach) and consumer safety through better reliability of the supply comes implicitly with this new technology [5].

To successfully finalise the project development, ACIN merges its competencies with the Energy Department of the AIT Austrian Institute of Technology, which has outstanding expertise in the field of Smart Grids. AIT's distributed generation laboratory provides the necessary means to test the capabilities of the developed system in a realistic environment.

## 2. System Architecture

In order to reduce the complexity of traditional electrical power systems, but to assure compatibility with current SCADA-based solutions at the same time, the power system control is divided in two "hierarchically" ordered layers (see Figure 1). The Management Layer is concerned with the synchronization of load demands with available supply capacities and is responsible for global stability and functionality of the entire power system. On the other side, the Execution Layer is directly related to the system's interconnected physical devices. This layer handles the power distribution considering the given abilities and constraints of the power equipment and is designed to act autonomously (i.e. without the Management Layer) in order to provide basic grid functionality at all times. Based on the specified layered structure, the following agent types in each layer are identified. The System Agent is responsible for the overall stability of the system, including monitoring the system voltage and frequency for detecting contingency situations or grid failures. It is able to optimise the power system in cooperation with Automation Agents, so that in case of a system

failure the best possible reconfiguration can be provided. The objective of the reconfiguration is to supply critical load to the most possible degree without violating constraints such as line capacities and voltage limits. Via SCADA, human operators observe and control the activities of the agents. The Data Agent's responsibility is to screen and analyse load flows in order to forecast possible peaks and give advice on the possible ways to handle them. The agents of the execution layer are the Automation Agents as mentioned earlier.

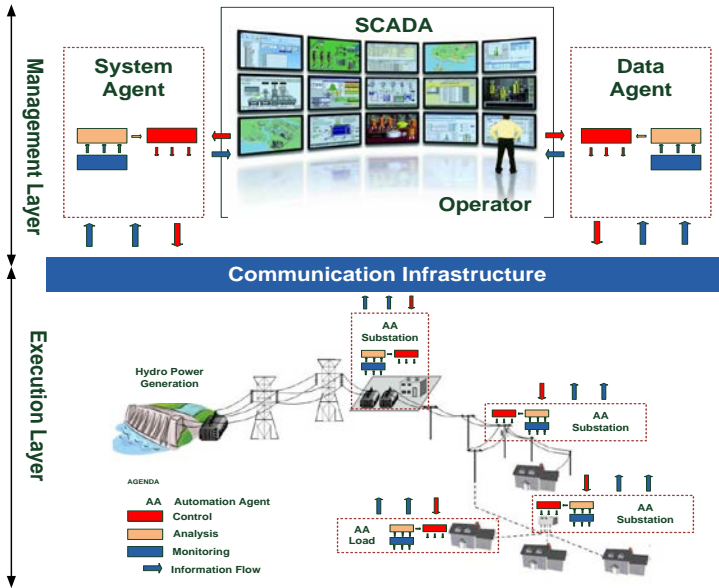


Figure 1: Architecture of the MASGrid approach for power distribution grids.

The Bus Agent has facilitating functions which enable the corresponding bus and its attached equipment to operate as an independent “micro grid”. This agent keeps track about the power flow situation in its neighbourhood and in the case of an event that requires intervention (i.e. a significant load or supply change, a line fault, etc.), it takes measures to maintain as much functionality of the grid in its responsibility as possible by instructing its connected Automation Agents or by cooperating with neighbouring Bus Agents. If that fails, it subsequently consults the Systems Agent if available or sheds of loads in the worst case to prevent damage. The Line Agents main duty is to observe the power flow and physical condition of its assigned line. This is done by either utilizing measuring equipment if available, or by enquiring the necessary data of the assigned bus agents. Substations are the interface between grid segments of different voltage levels. Their corresponding Substation Agents can subsequently be used to both physically and logically separate individual distribution grids. Supply, Storage and Load Agents handle the power supply and demand of the corresponding energy resources, while Switch Agents control a single switch or breaker.

### 3. Project Contributions

The MASGrid approach offers several advantages which are vital for the robust functioning of a distributed power grid environment.

#### 3.1 Islanding operation

Future distribution grids impose new requirements on fault tolerance and service availability. In case of partial system failure, the system should be able to meet its designed objectives to the greatest possible extent without human guidance. For example, in the process of isolating a fault keeping the non-defective area under power is essential. The restoration problem is usually a combinatorial problem due to many combinations of switching operations that scale exponentially with system size. Several techniques, such as mathematical programming, complex and non-linear optimization, genetic algorithms, particle filtering, heuristics, knowledge-based systems, etc., have been proposed in the literature to solve this type of problem [6, 7]. In the MASGrid architecture, if a line fault causing a split of the grid into two separate grid parts is assumed, the voltage at the load drops and the affected agents inform their assigned Bus Agents about the current situation.

Figure 2 shows an exemplary islanding case. The Bus Agents request the Switcher Agents to open the breakers, hence separating the two buses. Each Bus Agent then begins its decision making process about the available alternatives to restore power on its load. By consulting its internal grid topology and the stored information about available power, it discovers that the available connected storage device can temporarily supply the load and subsequently requests the corresponding Storage Agent to start supplying. If it cannot solve the problem by utilizing the equipment on its own bus, the Bus Agent starts negotiations with another Bus Agents that seem the most suitable according to its stored information. If that fails, it subsequently consults the System Agent if available, or sheds of loads in the worst case to prevent damage.

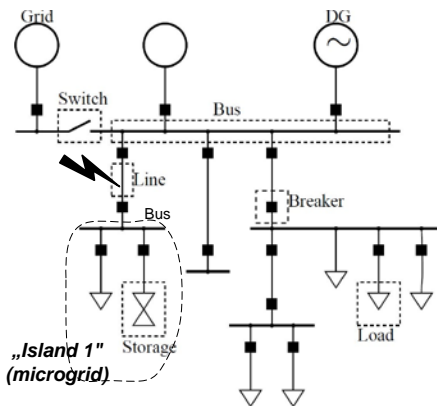


Figure 2: Islanding operation: sample electric distribution network (single line representation) [8].

### 3.2 Voltage control

Violation of voltage constraints in unobserved grid segments is a big concern in electric power distribution. The objective of voltage power control is to maintain stable voltage supply within its predefined boundaries over the whole grid against changes in the power system. The MASGrid system includes monitoring of the system voltage and frequency to detect contingency situations or grid failures. If anomalies are detected, the resulting voltage fluctuations have to be identified and their range estimated in order to take actions for compensation. As in the islanding case, the Bus Agents of the affected busses utilise the locally available power devices like supplies and storage units to stabilise the voltage levels, or by commencing negotiations with other Bus Agents to include them into the decision making process. If that doesn't suffice, non-vital loads are ultimately shed to prevent damage of other equipment. In any case, the System Agent gets informed in order to find a new optimal global setup under the given situation.

### 3.3 Global reconfiguration

Power network reconfiguration is a process of concurrently changing the status of the network switches as well as the generated active and reactive power in order to resupply the non-electrified areas after a fault occurrence and optimise them according to a given objective function and its constraints. Common reconfiguration algorithms are based on radial topologies [9, 10, 11], but given the decentralised character of future distribution systems meshed topologies should be taken into account as well.

As the Bus Agents only possess local information about their connected Automation Agents and hence can only work towards local optima, the System Agent has to keep track on the whole system in order to perform global optimisation of the network. When the optimisation algorithm finds a solution after an event, it subsequently requests the Bus Agents to perform the steps necessary for imposing the new configuration on the network. Therefore, the general routine for reconfiguring the network has the following steps:

- 1) A Bus Agent detects a failure (like a faulty line or violation of voltage constraints) and starts taking measures to correct it. At the same time, it informs the System Agent about its new status.
- 2) Based on the information retrieved from the Bus Agents and the available data in its world model, the System Agents runs its optimisation algorithm in order to find a new network configuration that ensures the supply of all vital loads under the given constraints.
- 3) In case the algorithm recommends a new configuration, the System Agent subsequently requests the affected Bus Agents to perform the steps necessary for imposing the configuration on the network and updates its world model.

To keep the number communicative and switching acts low, slight deviations from the optimal operation point due to demand fluctuations during normal network operation are handled autonomously by the Bus Agents.

### 3.4 Connection to SCADA

The System Agent and Data Agent communicate their activities via the SCADA system to the human operator. For consistent representation and integration of data and services, the use of the emerging OPC Unified Architecture (OPC UA) seems as a promising way to connect the MASGrid system

with the SCADA system. Its predecessor OPC DA is widely used in industrial control environments. All major PLC vendors provide OPC servers to access relevant process data, however, only OPC UA provides means for consistently modelling data. The OPC UA approach specifies an abstract server-client-architecture based on a defined information model and services and is able to run either with CIM-based or IEC 61850-based models, which are common in the power and energy domain to enable important functions for the future Smart Grid. A suitably implemented and configured OPC UA-client however, could access both servers with the same mechanisms independently from their data models [12]. In the long-term, OPC UA allows to drastically reducing engineering costs when integrating systems consisting of products by different vendors.

## 4. Conclusions and Outlook

The MASGrid project creates several scientific and technological innovations, which will be the door-openers for the development of future intelligent power distribution grids (Smart Grids) with a Multi-Agent System approach. Agents have the ability to coordinate several different devices like sources, loads or switches in a decentralized manner and are capable of finding a technically and economically optimal operation point under consideration of various constraints. The project focus lies on the development of a MAS system architecture for power distribution grids which supports self-reconfiguration and self-diagnostics.

Integration of the MAS into existing legacy systems like SCADA and management systems for power distribution grids is necessary in order to allow an integration of the proposed distribution management and control approach. The application of OPC UA allows adjoining the MASGrid system with SCADA systems. The proof-of-concept demonstration will show the applicability of the developed MAS technologies in the AIT distributed generation laboratory for testing the advanced Smart Grids services. Controller-Hardware-in-the-Loop and Power-Hardware-in-the-Loop (PHIL) methodologies, provided at AIT, will be used to test the capabilities of the MASGrid system in a realistic environment during the first two years of the project.

## Acknowledgement

This work is supported by the Austrian Research Promotion Agency (FFG) project MASGrid (832037) under the Research Studios Austria program.

## References

- [1] K. Moslehi, R. Kumar: A Reliability Perspective of the Smart Grid, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 1, no. 1, pp. 57-64, 2010.
- [2] W. Lepuschitz, A. Zoitl, M. Vallee, M. Merdan: Toward Self-Reconfiguration of Manufacturing Systems Using Automation Agents, IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part C: Applications and Reviews, vol. 41, no. 1, pp. 52-69, 2011.

- [3] M. Merdan, M. Vallee, W. Lopuschitz, A. Zoitl: Monitoring and diagnostics of industrial systems using automation agents, *International Journal of Production Research*, vol. 49, no. 5, pp. 1497-1509, 2011.
- [4] DKE: The German Standardization Roadmap E-Energy/Smart Grid, VDE, 2010.
- [5] SGA: Roadmap Smart Grids Austria – Pathway to the future of electrical power grids!, Smart Grids Austria, 2010.
- [6] R. Fletcher: *Practical Methods of Optimization*, Wiley, 1987.
- [7] S. Russell, P. Norvig: *Artificial Intelligence: A Modern Approach*. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, NJ, 2nd Edition, 2003.
- [8] A. Prostejovsky, W. Lopuschitz, T. Strasser, M. Merdan: Autonomous Service-Restoration in Smart Distribution Grids Using Multi-Agent Systems, *IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*, 2012.
- [9] S. Chouhan, W. Hui, H.J. Lai, A. Feliachi, M.A. Choudhry: Intelligent reconfiguration of smart distribution network using multi-agent technology, *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PES GM'09)*, 2009.
- [10] B. Enacheanu, B. Raison, R. Caire: Radial Network Reconfiguration Using Genetic Algorithm Based on the Matroid Theory, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 1, pp. 186-195, 2008.
- [11] H. Schmidt, N., Ida, N., Kagan, J. C. Guaraldo: Fast Reconfiguration of Distribution Systems Considering Loss Minimization, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 3, pp. 1311-1319, 2005
- [12] W. Mahnke, S. Rohjans, K. Piech: Standardized Smart Grid Semantics using OPC UA for Communication, *International Journal of Interoperability in Business Information Systems, Special Issue on Interoperability for the Energy Sector*, vol. 1, pp. 21-32, 2011.

## *Session E*

### *Erkenntnisse und Zwischen-Resümees*

# Aktiver Netzbetrieb im Lungau

Dipl.-Ing. Thomas Rieder, MBA, Salzburg Netz GmbH, thomas.rieder@salzburgnetz.at

**Abstract** – Die Projektbetreiber in der Smart Grids Modellregion Salzburg (siehe auch [www.smartgridssalzburg.at](http://www.smartgridssalzburg.at)) haben sich zum Ziel gesetzt, möglichst viele Aspekte zukünftiger intelligenter Netze in Leuchtturmprojekten zu bauen und zu betreiben, um auch entsprechende Betriebserfahrungen und die konkreten Anforderungen und Wünsche der Kunden in die Projekt-konzeption miteinfließen lassen zu können.

Zum Themenbereich “aktiver Netzbetrieb”, also neue Methoden zur Spannungsregelung als Alternative zu (teuren) Netzausbauten in Mittel- und Niederspannungsnetzen wurden für das 30-kV-Netz Lungau das Konzept der koordinierten Spannungsregelung mit zwei verschiedenen Ansätzen in getrennten (vom Klima- und Energiefonds geförderten) Projekten demonstriert:

Im Projekt ZUQDE (Zentrale Spannungs-(U)- und Blindleistungs-(Q)-Regelung mit dezentralen Einspeisungen)<sup>4</sup> wurde ein zentraler Ansatz am bestehenden Prozessrechnersystem implementiert und im Projekt DG Demonetz Valdiering<sup>5</sup> ein dezentraler Ansatz mit einem in Vorgängerprojekten entwickelten Smart-Grids-Regler. Der zweite Ansatz wird von den Kollegen der Vorarlberger Kraftwerke Netz AG im Netzabschnitt „Großes Walsertal“ ebenfalls im Demobetrieb getestet.

Für die Umsetzung wurden die notwendigen Regelungskonzepte erstellt und für den Einsatz angepasst, Verträge mit Kleinkraftwerksbesitzern abgeschlossen, die ihre Kraftwerke in die Regelung durch den Netzbetreiber einbringen, alle relevanten Anlagen und Systeme aufgerüstet und umgebaut, das Betriebspersonal eigeschult und letztendlich die neuartigen Lösungen im Regelbetrieb getestet.

Nach einem halben Jahr Betriebserfahrung kann festgehalten werden, dass die Idee der koordinierten Spannungsregelung technisch / betrieblich und wirtschaftlich funktioniert. Aus den gemachten Erfahrungen wurden konkrete Anforderungen für die Weiterentwicklung der eingesetzten Prototypen zu „Produkten“ abgeleitet.

## 1. Aufgabenstellung

Um den Anteil der erneuerbaren Energiequellen an der Energieaufbringung wesentlich zu steigern, sowie CO<sub>2</sub>-Emissionen nachhaltig zu mindern, sind neue technologische Entwicklungen notwendig damit die Integration dieser meist dezentral angeordneten Erzeugungsanlagen in das Energiesystem effizient ermöglicht werden kann.

---

<sup>4</sup> gemeinsam mit dem Projektpartner Siemens AG Österreich

<sup>5</sup> gemeinsam mit den Projektpartnern Austrian Institute of Technology (AIT) - Energy Department, Vorarlberger Kraftwerke Netz AG, Energie AG Oberösterreich Netz GmbH, TU Wien- Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft - Energy Economics Group, Siemens AG Österreich

Für den Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Stromnetz muss der Netzbetrieb innerhalb bestimmter zulässiger Grenzen sichergestellt werden, ohne unzulässige Rückwirkungen und durch eine garantierte Spannungsqualität für alle Netzkunden.<sup>6</sup> Vor allem in ländlichen Netzen stellt dies eine große Herausforderung dar - dort sind oftmals bereits bei kleinen Erzeugungsanlagen umfangreiche Netzinvestitionen notwendig, damit diese Anforderungen eingehalten werden können. Um die Errichtung vieler dezentraler Erzeugungseinheiten aus erneuerbaren Energien (Kleinwasserkraft, Wind, Photovoltaik, etc.) zu fördern, sind neue und verbesserte Regelungs- und Optimierungskonzepte im Verteilernetz als Alternative zu teuren Netzausbauten erforderlich. Diese Konzepte müssen zur Sicherstellung einer zuverlässigen Funktionsweise im Netzbetrieb vor der Implementierung in ausgewählten Netzabschnitten getestet und evaluiert sowie deren Übertragbarkeit auf andere Netzabschnitte beurteilt werden.

Bisher wurde die Spannung im Umspannwerk (UW) gemessen und geregelt bis der voreingestellte Sollwert erreicht ist. Der Sollwert wurde auf Basis von „worst-case-Szenarien“ berechnet und gilt demnach nur für bestimmte Zeitpunkte im Jahr. Damit gibt es außerhalb der Zeiten sehr niedriger bzw. sehr hoher Netzlast für die Netzbetreiber eine bisher ungenützte Reserve im Netz. Ziel und Vorteil für einen Netzbetreiber ist es demnach, durch intelligentere Methoden der Regelung eine Optimierung im Netzbetrieb sicher zu stellen, dabei die vorhandenen Reserven besser auszunutzen und den Netzbetrieb auch mit den durch die Erzeuger verursachten Spannungsschwankungen jederzeit innerhalb der zulässigen Grenzwerte zu halten. Neben der Spannungs- und Blindleistungsoptimierung im betroffenen im Verteilernetz stehen dabei auch Verlustminimierung und die Optimierung des Wirkleistungsbedarfes unter Einbeziehung der dezentralen Erzeugung im Fokus.

Ziel ist es, die bestehende Netzinfrastruktur ohne Verletzung von Grenzwerten besser aus zu nutzen. Für die Erzeuger bedeutet das in vielen Fällen einen kürzeren (und damit kostengünstigeren) Netzanschluss. Insgesamt wird dies den Ausbau dezentraler Erzeuger aus erneuerbaren Energien fördern, weil die Wirtschaftlichkeit der geplanten Anlagen nicht durch hohe Netzanbindungskosten wesentlich verschlechtert wird.

## 2. Zentrale U- und Q-Regelung

Das ZUQDE-System hilft, automatisiert diese Anforderungen am Prozessrechnersystem eines Verteilnetzbetreibers sicher zu stellen, in dem die optimierten Sollwerte für die Regelung der Umspanner in den Umspannwerken und den Kraftwerken über eine „Softwarelösung“ ermittelt und den Reglern vor Ort vorgegeben werden. Dazu wurde das bei der Salzburg Netz GmbH eingesetzte Netzleitsystem SINAUT Spectrum der Fa. Siemens mit zusätzlichen Online-Applikationen aufgerüstet:

- Dem Distribution System State Estimator (DSSE) zur Analyse von elektrischen Verteilnetzen und die Identifikation der Schwachstellen, wobei verschiedene vorhandene gewichteten Mess-

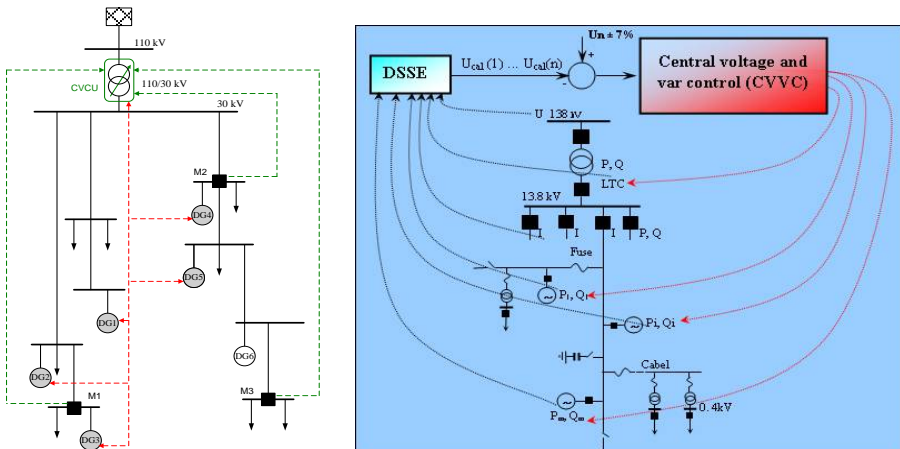
---

<sup>6</sup> Die Norm EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“ ist für den zuverlässigen Betrieb von angeschlossenen Maschinen und Elektrogeräten einzuhalten.

werte in Kombination mit einem mächtigen Lastmodell in das verwendete Stromiterationsverfahren eingebunden werden,

- der Spannungs- und Blindleistungsregelung (Voltage-Var-Control, VVC) zur Steuerung von Stufensteller der Transformatoren, von Spannungsreglern der Erzeugern, sowie von schaltbaren Blindleistungserzeugern (in der Regel Kondensatoren). Der für den VVC verwendete Algorithmus ist ein Gradienten-Suchalgorithmus erster Ordnung mit Berücksichtigung diskreter und kontinuierlicher Variablen,
- und dem Data Validation Tool zur Überprüfung der für die von DSSE und VVC zusätzlich benötigten elektrischen Daten von Betriebsmitteln auf Vollständigkeit und Konsistenz. Zur Spannungs- und Blindleistungsregelung wird das gesamte Netzabbild bestehend aus Leistungsschaltern, Trennschaltern, Leitungen, Erzeugern, Lasten, Verteilnetztransformatoren aus dem Netzleitsystem benötigt.

Im Projekt „DG Demonetz-Validierung“ wird die Fragestellung einer verbesserten Spannungsregelung mit einem anderen Ansatz angegangen. Eine koordinierte Spannungsregelung im Verteilernetz verbessert die Regelungsergebnisse von Spannungsreglern an Umspannern durch Berücksichtigung von Online-Messdaten in relevanten Netzausläufern sowie der Beeinflussung der lokalen Wirk- und Blindleistungsregelung bei geeigneten Erzeugeranlagen. Dafür wird in diesem Projekt ein Aufsatz auf einen Spannungsregler des Umspanners im Umspannwerk konzipiert und im Feld getestet, der die Informationen aus dem Netz verarbeitet und die entsprechenden Sollwerte an die Regler im Umspanner und an eingebundene Erzeuger vorgibt. Ebenso wird die notwendige Erfassung und Übertragung der dezentral notwendigen Messwerte aufgebaut und getestet.



Abbildungen 1a + b. Prinzip der Spannungsregelung bei den Projekten DG Demonetz Validierung (links) und ZUQDE (rechts), wo neben den bisher eingebundenen Parameter Sammelschienenspannung und Abzweigströme im UW nun auch im Netz vorhandene aktuelle Messwerte (Spannungen in Trafostationen oder Kundenanlagen, Abzweigströme oder Leistungen bei Erzeugungsanlagen und Verbrauchern) aber auch Sollwertvorgaben für Trafo-Stufensteller oder auch für Wirk- und Blindleistung bei Erzeugern in der Optimierungsrechnung und Spannungsregelung berücksichtigt wird.

Beide Konzepte verfolgen also ein ähnliches Ziel, jedoch mit unterschiedlichem Zugang. Beide Ansätze werden im Netzgebiet Salzburg nebeneinander in der Umsetzung und Wirkungsweise getestet. Teil der Methodik im Projekt „DG Demonetz-Validierung“ ist es auch, die Unterschiede sowie die Vor- und Nachteile der beiden Ansätze zu evaluieren und zu bewerten und Empfehlungen auszuarbeiten, für welchen Einsatz welcher der beiden Ansätze geeignet ist.

Das 30-kV-Netz Lungau der Salzburg Netz GmbH ist ein typisch ländliches Verteilernetz für rund 22.000 Einwohner in 16 Gemeinden mit folgenden relevanten Kennzahlen:

- Eine Übergabe zum übergeordneten 110-kV-Netz, fünf Umschaltstellen zu anderen 30-kV-Netzen
- 414 km Gesamtnetzlänge (rund 40% Kabelanteil), 376 Ortsnetzstationen
- Maximaler Bezug 2012 über 110/30-kV- Umspanner: 31,2 MW  
Minimaler „Bezug“ 2012 über 110/30-kV- Umspanner: -7,2 MW (Rückspeisung)
- 18 Erzeugungseinheiten im MS-Netz mit einer Engpassleistung von insgesamt 23,5 MW
- 29 Erzeugungseinheiten im NS-Netz mit einer Engpassleistung von insgesamt 0,42 MW

Der längste 30-kV-Abzweig von über 40 km Gesamtlänge beherbergt auch das größte Potenzial für den Ausbau von Kleinwasserkraft, dessen Erschließung in den letzten Jahren für Grundeigentümer und Investoren immer interessanter wurde.

Bereits seit über 15 Jahren wird dieses Teilnetz mit einer Compoundierung<sup>7</sup> betrieben.

Seit über 10 Jahren werden für angeschlossene Einspeiseanlagen im betroffenen Netzgebiet  $\cos \varphi$  - Vorgaben (unterschiedlich für Sommer- und Winterbetrieb) gemacht, um die Spannung damit zusätzlich entsprechend beeinflussen zu können.

Im kritischen Netzabschnitt waren bis zum Jahr 2007 zwei Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 2,9 MW installiert. Der Anschluss weiterer Erzeugungsanlagen mit weniger als 1 MW Leistung machte zusätzlich zur bestehenden Compoundierung eine spannungsabhängige Blindleistungsregelung der zwei größeren Erzeugungseinheiten erforderlich, um die Anforderungen an die Spannungsbandbewirtschaftung durch entsprechendes Blindleistungsmanagement am Anschlusspunkt der Generatoren sicher zu stellen. Damit waren bereits Kraftwerke mit etwa 85% der Erzeugungleistung in diesem Netzabschnitt mit einer spannungsabhängigen Regelung ausgestattet.

Um nun weitere Erzeugungsanlagen integrieren zu können, sind bereits jetzt Lösungen wie in den eingangs erläuterten Projektansätzen notwendig.

---

<sup>7</sup> Compoundierung: Automatisierte Änderung der Versorgungsspannung im UW durch den vorhandenen Spannungsregler des 110/30-kV-Umspanners in Abhängigkeit vom Abzweigstrom in relevanten Leitungen – also Einstellung einer niedrigen Sammelschienenspannung im Sommer bei hoher Rückspeisung ins 110-kV-Netz bzw. einer hohen Sammelschienenspannung im Winter bei hohem Bezug aus dem 110-kV-Netz.

### 3. Systemaufbau und Umsetzung

Das ZUQDE-System wurde am bestehenden Prozessrechnersystem aufgesetzt und über einen eigenen ZUQDE-Server mit Schnittstelle zum Hauptsystem verbunden, sodass dieser zu jedem Zeitpunkt über ein aktuelles Prozessabbild (Schalterstellungen, Messwerte) verfügt.

Die benötigten Daten (Lastprofile je Station / Trafo für Frühling, Sommer, Herbst, Winter jeweils für einen Wochentag und einen Wochenendtag, also für acht verschiedene Tage mit jeweils einem Lastprofil im Stundenraster je MS-Last, Elektrische Kennwerte der Trafos (R, X, Stufung) und Leitungen (R, X, C), Kenndaten der Generatoren (P/Q-Diagramme)) wurden erhoben und über Importschnittstellen in die Quelldatenbank SDM (Source Data Manager) des Netzleitsystems eingebracht.

Die Befehlsausgabe erfolgt über das Hauptsystem, wobei die Betriebsführung ZUQDE untertags und in der Nacht / am Wochenende von 2 verschiedenen Warten aus funktionieren muss, die im Multisite-Betrieb (Leitstellenverbund) arbeiten.

Neben den Lasten im Netz sind auch die Erzeugungseinheiten im Netz zu modellieren. Ein Teil der Erzeugungseinheiten wird aktiv durch das ZUQDE-Systems geregelt und ist mit aktuellen Messwerten entsprechend im Modell abgebildet, ebenso weitere größere Kraftwerke. Für die anderen Erzeugungsanlagen (vor allem Kleinwasserkraftwerke), die ebenfalls in die Optimierungsrechnungen einbezogen werden, konnte davon ausgegangen werden, dass sie eine ähnliche Erzeugungsscharakteristik wie die im ZUQDE-System durch Messwerte abgebildeten Erzeugungsanlagen besitzen. Somit werden die aktuellen Leistungen (Wirk- und Blindleistungen) der nicht gemessenen Erzeugungseinheiten<sup>8</sup> aus den tatsächlich gemessenen Leistungen der Einheiten mit Messung abgeleitet, um so den fluktuierenden Zufluss der Kraftwerke im Modell ausreichend genau berücksichtigen zu können.

Eine große Herausforderung im Projekt war die Festlegung der mehrstufig aufgebauten Regelungslösung (siehe auch Abbildung 2):

Die oberste Ebene bilden die Programmpakete im Prozessrechnersystem Spectrum. Am Prozessrechner werden sämtliche Informationen aus dem Netz und den beteiligten Regelkomponenten (Umspanner und Kleinkraftwerke) konzentriert und damit eine gute Beobachtbarkeit des Netzbereiches sicher gestellt.

Der Distribution State Estimator (DSSE) führt die Netzanalyse sowie die Identifikation von Schwachstellen durch, dessen Netzberechnungsergebnis Basis für die Netzoptimierung ist. Die Voltage-Var-Control (VVC) führt dann die Steuerung von Stufenstellern von Transformatoren und Spannungsreglern von Erzeugern direkt oder über örtlich vorhandene, automatische Steuerungen durch.

Ziele der zentralen Regelung (äußere Regelschleife, im Master/Slave Prinzip) sind dabei

- Verschiedene Optimierungsziele, wie
  - Minimierung von Grenzwertverletzungen

---

<sup>8</sup> Insgesamt für 14 weitere Kraftwerke mit einer Engpassleistung von insgesamt rund 10 MW

- Verlustminimierung
- Bezugsleistungsoptimierung
- Einhaltung von  $\cos(\varphi)$ -Bedingungen an der Übergabestelle von der Hoch- zur Mittelspannung
- Trafostufenkoordination in verschiedene Spannungsebenen
- Koordination mit den lokalen Regelungen
- Systematisch vorgeschlagene Reihung der Aktionen zur Zustandsveränderung des Systems ohne Grenzwertverletzungen
- Periodische Neuberechnung oder spontane Berechnung nach Schalterpositionsänderung

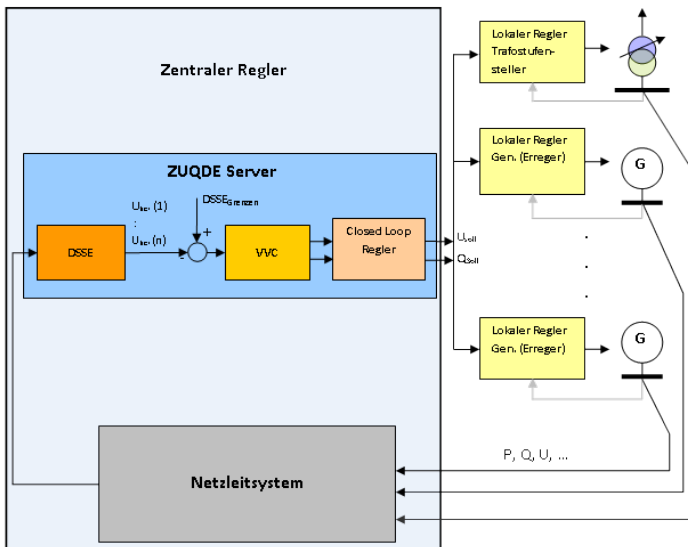


Abbildung 2. ZUQDE-Regelkreis

Die Stellgrößen der zentralen Regelung werden dann als Sollwerte an die nächste Regelungsebene, hier die lokalen Regler („innere Regelschleife“ oder „primäre Regelung“), weitergegeben. Die lokalen Regelkreise wirken ihrerseits auf die Trafo- / Maschinenregelungen ein mit folgenden Aufgaben:

- vorgegebene Sollwerte umsetzen und halten, also
  - Umspanner: Trafostufenregler ändert Trafostufen, bis vorgegebener Spannungssollwert erreicht ist
  - Generatoren: Erregung wird an den vorgegeben Sollwert für die Blindleistung angepasst
- Unabhängige Rückfallebene mit erforderlichen Parametrierungen, wenn Teile des Regelkreises (zB. einzelne Betriebsmittel oder auch Fernwirktechnikkomponenten) ausfallen

Das Reglerdesign und die Testszenarien müssen an die Betriebsanforderungen angepasst werden, alle relevanten Betriebszustände (neben Normalbetrieb auch alle möglichen Umschaltungen, Störungen, etc.) sind dabei zu überlegen und mit ein zu beziehen.

Der ZUQDE Regelungsablauf schaut damit folgendermaßen aus:

Auslöser des Regelprozesses sind entweder Netzzustandsänderungen (Topologieänderungen) oder periodisch (einstellbar auf einen Wert zwischen 5 und 15 Minuten). Danach folgt folgende Ablaufschleife:

- Lastflussberechnung mit aktuellem Netzzustand (aktuelle Topologie und Messwerte)
- Kontrolle der Spannungen auf Grenzwertverletzungen
- Ermittlung neuer Sollwerte (Schienenspannung, Blindleistung der dezentralen Kraftwerke)
- Optimierung Ausgabereihenfolge der Sollwerte, damit keine Grenzwertverletzungen während der Einstellphase auftreten
- Ausgabe der neuen Sollwerte

Zur Implementierung der zusätzlichen technischen Einrichtungen in den Anlagen vor Ort musste vor allem die Bereitschaft und Zustimmung einzelner Kleinkraftwerks-Betreiber für den Zugriff auf ihre Erzeugungsanlagen eingeholt werden.

In Netzberechnungen wurde ermittelt, welche der vorhandenen Einspeiser auf die Regelung den größten Einfluss haben. Mit diesen 3 Anlagenbetreiber wurden Gespräche geführt (4 Generatoren mit Leistungen zwischen 400 und 2500 kW, Einspeisung in die 30-kV-Ebene), Verträge abgeschlossen (Fragen der Haftung und Versicherung, eines möglichen Verdienstentganges, ... sind zu regeln) und der Umbau der Regeleinrichtungen abgestimmt und durchgeführt.

Für die Regelung im Projekt DG Demonetz mussten Messpunkte im Netz („entlegene“ Trafostationen, die im Betrieb zuerst die Spannungsgrenzen erreichen) mess- und fernwirktechnisch aufgerüstet werden. 5 Trafostationen wurden fernwirktechnisch und mit Wandlermessungen ausgestattet, eine Umspannstation mit vorhandener Messwertübertragung wurde ebenso berücksichtigt. Zur Kontrolle der Auswirkungen von Sollwert-Vorgaben an Umspanner und Einspeiser wurden auch Sammelschienen-Spannungen und Gefahrenmeldungen (nur eine Melderichtung der Daten) erfasst und übertragen.

Es wird angemerkt, dass diese Messwerte in entlegenen Netzknoten nur für die Regelung im DG Demonetz-Konzept zwingend erforderlich sind. Für das ZUQDE-Konzept stellen sie eine (sinnvolle und zweckdienliche) Zusatzinformation für die Kalibrierung des Systems und die Überprüfung der fehlerfreien Funktionsweise dar, diese Konzept kommt grundsätzlich mit den im Prozessrechner bereits vorhandenen 110-kV-Sammelschienenespannung und den 30-kV-Abzweigströmen als Eingangsinformationen aus.

Die Regelungen wurden in zwei Phasen in den operativen Betrieb implementiert:

- Phase 1 – Open-Loop-Betrieb:  
Alle durch die Spannungs- und Blindleistungsregelung ermittelten Sollwerte werden nach einer Plausibilitätsprüfung durch das Bedienpersonal manuell an die Regler ausgegeben.  
In dieser Betriebsart erfolgte auch die Kalibrierung des Systems, die Einschulung des Warten-

personals und die Prüfung aller relevanten Testszenarien mit einer Vielzahl an möglichen Betriebszuständen.

- Phase 2 – Closed-Loop-Betrieb:

Nach dem erfolgreichen Test in Phase 1 werden die Sollwerte direkt über das Netzleitsystem an die Regler ausgegeben, und so in den vollautomatisierten Betrieb der Spannungs- und Blindleistungsregelung übergegangen.

Die Umsetzung wird in diesem Bericht am Beispiel ZUQDE vorgestellt, für DG Demonetz erfolgt die Umsetzung analog dazu. Die Anbindung der dezentralen Anlagen im Umspannwerk und bei den Erzeugern sind für beide Projekte ident, die Ziele und gewünschten Ergebnisse der verschiedenen Regelungsansätze sind aus Betriebsicht ebenso weitgehend ident.

Es kann festgehalten werden, dass beide Ansätze den Anforderungen voll genügen und der Unterschied zur Anwendung eher in der bestehenden Prozesslandschaft der Netzbetreiber zu suchen sein wird (ist ein Prozessrechnersystem vorhanden, auf dem man aufbauen kann, sucht man eine Lösung nur für einen Netzbereich (Umspanner) oder für eine gesamtes Verteilernetz mit vielen Umspannwerken, ...).

Das ZUQDE-System ist zum Zeitpunkt dieser Berichterstattung bereits 7 Monate im Closed-Loop-Betrieb, der DG-Demonetz-Regler rund 3 Monate.

## 4. Betriebserfahrungen und Ergebnisse

Als Sicherheit im Betrieb wurden die Spannungsgrenzen für das ZUQDE-System („ZUQDE-Grenze“) enger als die lt. Norm zur Anwendung kommenden Grenzen („Betriebsgrenze“) gewählt. Die Funktionsweise des kaskadierten Regelungskonzepts zur Spannungsregelung ist anhand der Abbildungen 3 a und b zu erkennen. Die Abbildungen zeigen den Spannungsverlauf eines Abzweiges des UW mit einer Ausgangsspannung im Umspannwerk (Nullpunkt Abszisse) von 31,2 kV (Normalbetrieb, braune Kurve) bzw. 30,8 kV (ZUQDE-Betrieb, rosa Kurve).

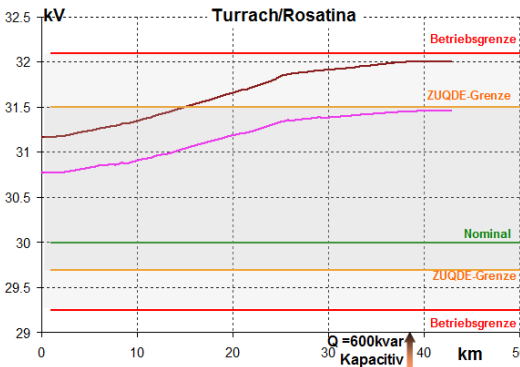
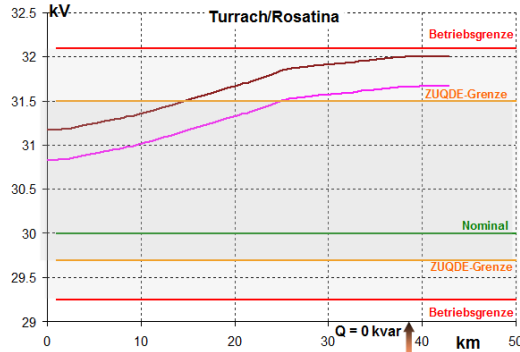
Die linke Abbildung zeigt, dass mit dem Einsatz des ZUQDE-Systems die Ausgangsspannung im Umspannwerk kleiner als im Normalbetrieb gewählt wird. Dies ist darauf zurückzuführen, dass erstens die Spannungsgrenzen des ZUQDE-Systems innerhalb der Betriebsspannungsgrenzen gewählt wurden. Andererseits liegt für das ZUQDE-System mittels der State Estimation erstmalig eine Übersicht über die Höhe aller Knotenspannungen des Testgebiets vor<sup>9</sup>. Auf Basis dieser Übersicht kann die Ausgangsspannung in einem engeren Bereich geregelt werden, da keine Planungs- und Schaltzustandsreserven zu berücksichtigen sind.

Die obere Abbildung 3a zeigt, dass es durch die Regelung der Blindeistung der Generatoren möglich ist auch weit entfernt vom Umspannwerk die ZUQDE-Grenzen einzuhalten. Durch die Vorgabe einer Blindleistung von 600 kvar ( $Q = 600 \text{ kvar}$ , kapazitiv) am eingebundenen

---

<sup>9</sup> Es ist hervorzuheben, dass mit dem ZUQDE-System erstmals die Gesamtsicht über die aktuelle Spannungssituation im Mittelspannungsnetz gegeben ist. Bisher waren üblicherweise nur die Spannungen in den Umspannwerken und in Sonderfällen an ausgewählten Punkten bekannt, sodass im Rahmen der Spannungsregelung immer entsprechende Reserven vorzuhalten waren

Kleinkraftwerk können nun die Knotenspannungen des gesamten Abzweiges innerhalb der ZUQDE-Grenzen gehalten werden.



Abbildungen 3a + b. Funktionsweise der kaskadierten Regelung.

Zu beachten ist, dass der durch die Blindleistungsregelung bewirkte Spannungshub am Kraftwerksstandort und am Ende des Abzweiges (ca. 300 V) und auch eine Reduktion der Ausgangsspannung am Umspannwerk bewirkt (hier um ca. 100 V), die kleiner als der Spannungshub des Stufenstellers des 110-30-kV-Umspanners im Umspannwerk sein kann (in diesem Fall 600 V je Stufe). Durch die ganzheitliche Spannungsregelung des ZUQDE-Systems, d.h. die Kombination aus Stufensteller- und Blindleistungsregelung der Generatoren, ist eine wesentlich feiner abgestufte Regelung der Spannungsverhältnisse im 30-kV-Netz möglich.

Die folgenden drei Abbildungen zeigen die Wirkung des ZUQDE-Systems auf alle Abzweige des Netzes. Ohne ZUQDE-Regelung, d.h. mit Kompoundierung, werden die ZUQDE-Grenzen nach oben hin in einem Abzweig auf ca. ein Drittel der Abzweiglänge überschritten (maximal um ca. 300 V, Abbildung 4).

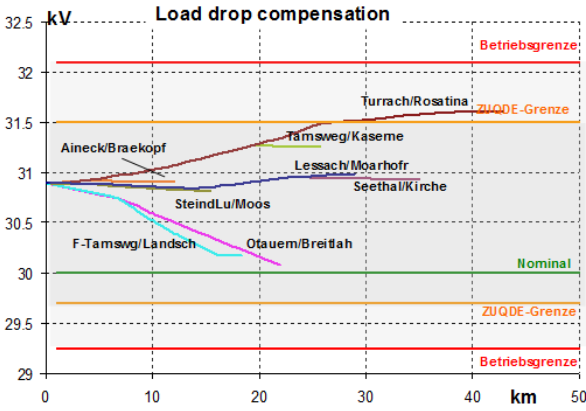


Abbildung 4. Normalbetrieb Kompoundierung

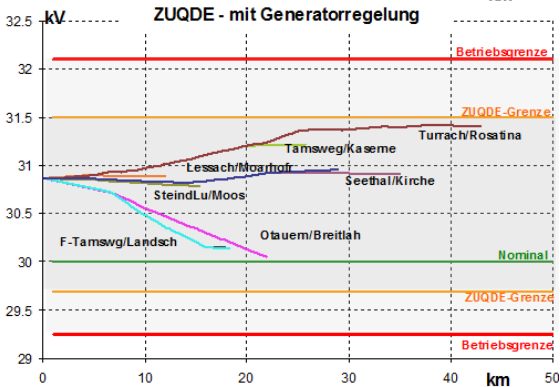
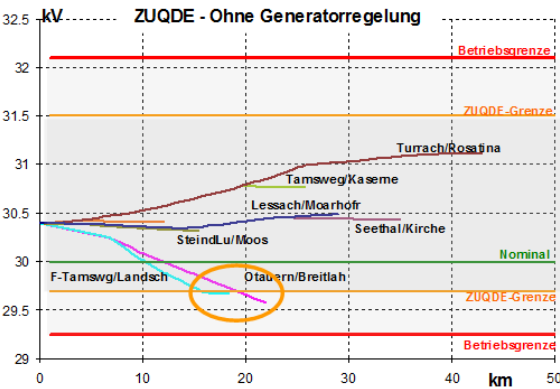


Abbildung 5a + b. ZUQDE-Betrieb ohne und mit Generatorregelung

Wird nun das ZUQDE-System ohne die Blindleistungsregelung der Generatoren aktiviert (Abbildung 5a), wird die untere ZUQDE-Grenze in einem Abzweig geringfügig und in einem zweiten Abzweigen um ca. 100 V unterschritten<sup>10</sup>. Die Unterschreitungen hier sind wesentlich geringer als die Überschreitung bei compoundiertem Betrieb und wirken sich auf einen wesentlich geringere Abzweiglänge aus. Die ZUQDE-Regelung bewirkt demzufolge eine Vergleichmäßigung des Spannungsbandes und die Reduktion des Spannungshubes über alle Abzweige und damit auch für die Kunden. Durch den Einsatz der Blindleistungsregelung der Generatoren („ZUQDE-Betrieb mit Generatorregelung“, Abbildung 5b) ist es möglich alle Abzweige des Testgebiets innerhalb der engen ZUQDE-Grenzen zu halten. Erstens wird die Ausgangsspannung am Umspannwerk höher gewählt um untere Grenzwertverletzungen zu vermeiden und zweitens wird die Blindleistungsregelung zur Verhinderung von oberen Grenzwertverletzungen eingesetzt.

Die Wirkungsweise dieser „Smart-Grids-Regelung“ kann dementsprechend wie folgt zusammenfassend beschreiben werden:

Durch die Regelung des Umspanners im Umspannwerk wird durch das ZUQDE-System die absolute Wert der Betriebsspannung im Netz verschoben und durch die zusätzliche Regelung der dezentralen Einspeiseanlagen wird der Spannungsverlauf entlang der Leitungen beeinflusst. Die Generatorregelung bewirkt demnach, dass die „Spreizung“ der Spannung im Netz, also der Unterschied zwischen der höchsten und der niedrigsten Spannung im Netzsegment verringert wird. Damit erhöht sich der Spielraum für einen Netzbetrieb innerhalb der zulässigen Spannungsgrenzen.

Diese „Smart-Grids-Regelung“ wirkt demnach umso besser, „je besser“ die dezentralen Kraftwerke über alle relevanten (also langen und stark belasteten) Leitungsabzweige verteilt sind. Hinweis: Eine analoge Beeinflussung des Spannungsniveaus am Ende von Leitungen kann man in ähnlicher Form grundsätzlich auch durch Ab- und Zuschalten von Lasten erreichen.

Als weiteres Ergebnis konnte eine Verbesserung der Spannungsqualität gemessen werden:

Die Häufigkeitsverteilung der Spannung an einer der eingerichteten PQ-Messstellen zeigt über relevante Vergleichswochen einen geringeren Spannungsbandbedarf des einzelnen Knoten (also einen „Spannungsbandgewinn“ für das Gesamtsystem) und eine höhere Konstanz der Knotenspannung (also geringere Amplituden bei Spannungsschwankungen).

Folgende Auswirkungen auf den Netzbetrieb können festgehalten werden:

- Die Betriebsführung wird mit solchen Systemen komplexer und das „mit weniger Reserven“.
- Der „Smart-Grid-Betrieb erfordert Eingreifen des Netzbetreibers in KW-Regelung; das ist eine neue Situation für beide Partner, die aber im Rahmen des Neuanschlusses von KW im Vorhinein friktionsfrei fixiert werden kann.
- Der Aufwand für die Datenerhebung und Inbetriebsetzung der Systeme ist nicht zu unterschätzen:

---

<sup>10</sup> Der Abzweig mit der größten Unterschreitung und dem größten Spannungsabfall („Otauern/Breitlah“ - mit großer Last am Ende des Abzweiges) wird durch ein unterlagertes 10-kV-Netz versorgt. Die Übergabestellen sind als Regeltransformatoren ausgestattet, sodass die 10-kV-Spannungen im gesamten Netz normgemäß innerhalb der Betriebsspannungsgrenzen liegen.

- Standardisierung ist wichtig für „Plug & Play“ bei neuen Anlagen und beim Umbau bestehender Anlagen (zB. durch Vorgaben für Parametereinstellungen / Betriebskennlinien durch NB, ...).
- Die Frage, ob bei Ausfall einer der Komponenten weiter Betrieb geführt werden kann, ist zu klären;  
Grundsätzlich funktioniert das im Lungau durch Vorgabe ein „Ersatzollwertes“ für jedes Regelungselement, aber: Reicht das, wenn viele Kraftwerke an dem Regelungsprozess teilnehmen?

Zusätzlich zu den technischen sind auch regulatorische Aspekte im Sinne angepasster Marktregeln zu diskutieren und festzulegen, auf die hier im Detail nicht eingegangen werden kann.

Abschließend kann festgehalten werden: Die Idee der koordinierten Spannungsregelung funktioniert technisch / betrieblich und wirtschaftlich. ZUQDE und DG Demonetz als Lösungen arbeiten zufriedenstellend, sie können für ein zukünftige Smart Grids wesentliche Beiträge leisten.

# *BED – Balancing Energy Demand with Buildings*

Klaus Pollhammer, Institut für Computertechnik / TU Wien, pollhammer@ict.tuwien.ac.at

Alexander Wendt, Institut für Computertechnik / TU Wien, wendt@ict.tuwien.ac.at

**Abstract** – The national funded project BED (Balancing Energy Demand with Buildings) has researched the possible storage capabilities that can be gained for the power infrastructure by activating buildings as storages. The processes inside buildings that are most promising for exploiting as storages activated for storing and demand-response techniques consist mainly of the thermal processes. These can be delayed or activated prior to their normal schedule. The effort of influencing these processes leads to various challenges like the questions of communication between the building and the power grid, the prediction of the behavior inside the buildings or the influencing of the internal processes and an overall estimation on the potential that such a solution could include. During the project results for all these questions could be found in addition of an estimation on how buildings could be used as shiftable loads to compensate predictions errors of renewables like wind generation units.

## **1. Introduction**

The stronger introduction of renewable energy resources into the power system lead to higher stresses on the power infrastructure. These challenges are mainly based on the distributed generation units and that the prediction of the generated power amount can never be exact. When talking about including renewables wind generation is a big topic for Austria. Starting in 2003 the amount of generated energy over the year increased from 368 417 180.125 kWh to 1 882 919 835.76 kWh during the year 2011 [1]. In comparison this is an increase of more than 500% in less than 10 years. In [2] the authors describe a methodology for measuring the benefit storages could provide for the integration of renewables, while in [3] heat-pumps are considered as promising candidates for smoothing wind profiles. That the thermal capacity of buildings could be used as demand response storages was proposed in [4] beside a detailed examination on the role of communication and information exchange inside a power grid.

The main goal of the project BED (Balancing Energy Demand with Buildings) was to determine if a potential for using commercial buildings like office buildings as storages is within the technical possibilities and how this could be feasible. One aim that was also focus of the project was the question on how many commercial buildings would be needed to alter or flatten the prognosis error that wind generation always is tainted with.

## 2. Problem statement and methodology

The project focused on the following main questions, following the working hypothesis that some kind of demand side storage is needed in the power grid and commercial buildings could provide this functionality.

- Is there a possibility to shift the electrical load of commercial buildings?
- Could a building's internal capacities be used for load shifting?
- How big is the potential of one building?
- Are there technical feasible ways on adapting existing control and management system to provide such functionalities?
- Are there realistic scenarios in which building could provide their energy?
- How many building would be needed for said scenarios (if they exist)?

The methodology followed a bottom-up approach with the first step including the identification of potential storages inside commercial buildings. In addition the question was discussed on how a commercial building could become an active player and the necessary internal changes, especially for the control and monitoring system of such buildings. The following step included a determination of the potential a single building could obtain and the development of a very fundamental model on how a building can be seen by the power infrastructure. In the final step possible application scenarios were defined and the minimum number of buildings was calculated that would be needed in each scenario.

## 3. Results

The project BED brought up very convincing results for the questions on if and how buildings could be used as storages or more general for load shifting issues inside a smart power grid. The following main results could be obtained.

Shifting potential for electrical loads can be found in commercial buildings. These potential could be especially located at the HVAC systems (heating, ventilation and air-conditioning). This is especially interesting because most commercial buildings already have some kind of regulated temperature- and air-management. As one main result in that respect can be seen that thermal simulations showed that the shiftable devices in a test object (a state-of-the art passive house office building) could be switched off for a duration of at least 2 hours at any point of time without a mayor loss of comfort. The measured outside temperature data that was used as a base for this simulations was taken from the year 2010.

In terms of possible changes to existing control and management systems an approach was postulated that included a minimal change to existing systems using their possibility to communicate with the outside. In terms of the project a functional unit called "Demand Response Controller" (comparable to "Building agents" of similar approaches) takes over a position in the communication structure that lies between the building automation and the smart grid. Depending on the building's internal situation it should decide if a load shift is possible or not, taking additional information from the outside (e.g. weather prediction) into account. Figure 1 shows an illustration of this struc-

ture. An important remark is that the proposed controller could be either a single unit, or an (added) part of an already existing building management system. In this figure it can be also seen, that besides the “Decision Making Unit” also a “Simulation Unit” is part of the controller. This is because the Demand-Response-Controller has to simulate the future behavior of the building for making proper decisions. In the project this approach was tested with the help of a simulation based on the Omnet++ framework. A simplified model based on the lumped-model approach [6] was used for this simulation. In addition this approach was improved by using self-learning approaches for optimizing the model-parameters.

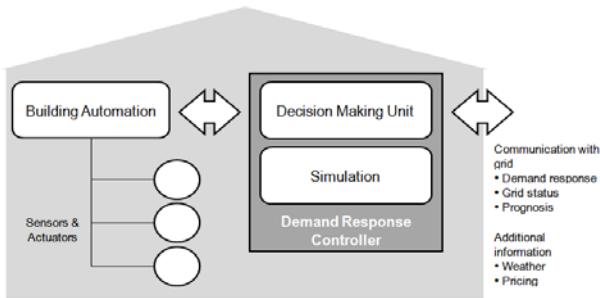


Figure 1. Proposed communication structure for using buildings as shiftable loads

After researching the possibilities one building could provide for the power grid another goal of project BED was to determine how a group of building could be used for optimizing the overall grid situation. A simplified building model was needed and taking the prior results into account the following parameters were chosen:

- In a not-influenced situation the simplified has an electrical load of 45 kW.
- Any time the load can be altered by a factor of  $\pm 45\text{kW}$ .
- The maximum time the load can be altered is 2 h for each activation.

These three possible operational modes are shown in Figure 2.

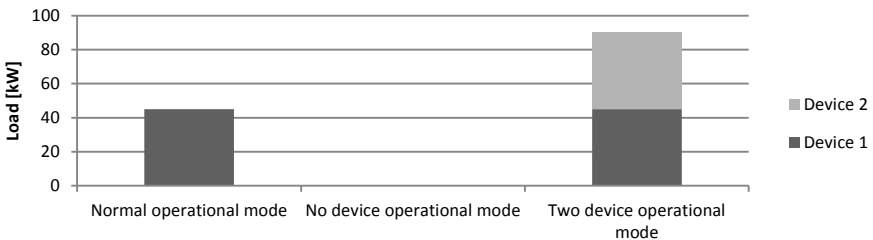


Figure 2. Operational modes for simplified building model

The next step was to define a promising scenario in which the located potential could be used. A possible compensation of the prognosis error for wind generation could be located. Two different scenarios were defined.

- The first scenario included a complete compensation of either positive or negative deviations from the predicted profile and was again divided into two cases: The first called “overcompensation” in which the shifting potential is used for changing a positive deviation into a negative one and vice versa, in fact making an energy shortage to a surplus and vice versa.
- The second scenario focused only on the situations when the actual generated energy was in fact lower than the predicted profile. In these cases the low generation lead to a shortage, which should be compensated by storages.

Each of the scenarios was calculated on real data provided by OeMag [7]. To simplify the calculations without changing the overall result all values were scaled by 1000. Figure 3 and Figure 4 show the predicted generation besides the measured generation and the altered generation profiles. The time span that is shown is in both cases during January 2010.

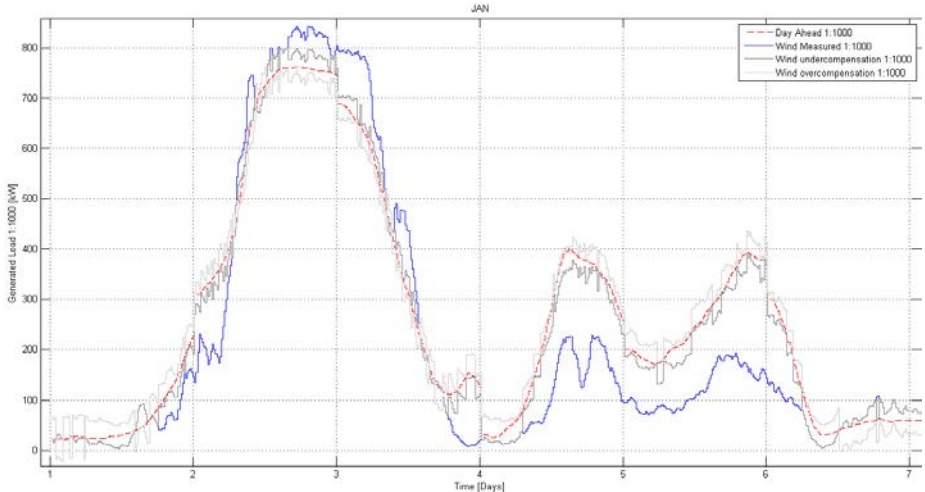


Figure 3. Scenario 1 – Changed wind generation profile in cases of over- and underproduction

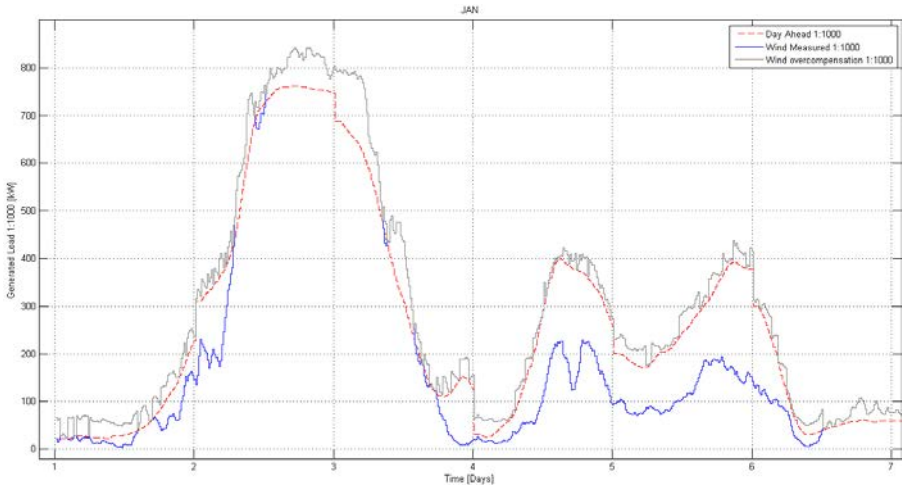


Figure 4. Scenario 2 – Changed wind generation profile in cases of underproduction

So if an amount of slightly more than 15000 buildings could be adapted as active nodes for a future smart power grid, the wind generation could be changed into a exactly predictable energy source. Taking into account that in the year 2001 in total 282 257 commercial buildings were counted in Austria [8], this number seems quite realistic. In this case only a small amount of actual balancing energy would be needed to

## 4. Conclusion

The project BED focused on showing the feasibility of using buildings, with the main focus on big commercial buildings, as active and shiftable loads inside a smart power grid. The first steps showed that buildings and their internal capacities could very well be used as a kind of storage. After that a concept was developed how already existing building management and control systems could be adapted for this use. The project also showed that (in comparison to all existing buildings) only a small number of buildings would suffice to compensate the prediction error of wind generation units. With these results the project BED laid an important base for more experimental projects like the national project B2G – Building to Grid, by showing that buildings have the potential of becoming an integral part of the power and energy infrastructure.

## Acknowledgements

The authors would like to thank the Federal Government of Austria - managed by the Austrian Research Promotion Agency - which made the work on this project possible.

## References

- [1] Abwicklungsstelle für Ökostrom AG, <http://www.oem-ag.at/de/oekestrom/statistik/winderzeugung> [2012-08-23]
- [2] Black, M., Silva, V., and Strbac, G. (2005). The role of storage in integrating wind energy. In Future Power Systems, 2005 International Conference On, p. 6–pp.
- [3] Barton, J.P., and Infield, D.G. (2004). Energy Storage and Its Use With Intermittent Renewable Energy. IEEE Transactions on Energy Conversion 19, 441–448.
- [4] Kupzog, F., Sauter, T., and Pollhammer, K. (2011). IT-Enabled Integration of Renewables: A Concept for the Smart Power Grid. EURASIP Journal on Embedded Systems 2011, 1–8.
- [5] P. Palensky et al., “Integral resource optimization network—study,” Project report Energiesysteme der Zukunft 808570, BmVIT, 2006, in German language only.
- [6] Su, G., Tan, Z., and Su, J. (2009). Improved lumped models for transient heat conduction in a slab with temperature-dependent thermal conductivity. Applied Mathematical Modelling 33, 274–283.
- [7] <http://www.oem-ag.at/de>
- [8] Statistik Austria  
[http://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/wohnen\\_und\\_gebaeude/bestand\\_an\\_gebaeuden\\_und\\_wohnungen/022983.html](http://www.statistik.at/web_de/statistiken/wohnen_und_gebaeude/bestand_an_gebaeuden_und_wohnungen/022983.html) [27/08/2012]

# *Vehicle2Grid Strategies – Netzintegration von Elektromobilität*

Rusbeh Rezania, Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe – Energy Economics Group-, rezania@eeg.tuwien.ac.at

Wolfgang Prügler, Technische Universität Wien, Wien – Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe – Energy Economics Group-, pruegler@eeg.tuwien.ac.at

**Abstract** – Elektrofahrzeuge werden derzeit in unterschiedlichen Ausführungsformen (Hybridfahrzeuge, Range Extender, reines Elektrofahrzeug) als Alternative zu reinen Verbrennungsmotoren im Bereich der Personenkraftwagen zur Effizienzsteigerung im Verkehrssektor angeboten. Eine hohe Durchdringung dieser Elektrofahrzeuge hätte neben den positiven Umweltaspekten (regionale Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen und Abgase) auch die Reduktion der wirtschaftlichen Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zur Folge. Die Integration dieser Fahrzeuge ins derzeitige Energiesystem wird zudem durch effiziente und wirtschaftlich (geeignete Lade-/ Entladestrategien) sinnvolle Strategien gefordert bzw. ermöglicht. Dahingehend wird im Projekt V2G-Strategien geklärt, welche Auswirkung E-Fahrzeuge auf Nieder- und Mittelspannungsnetze in ländlichen und städtischen Gebieten haben können und inwieweit wirtschaftliche sinnvolle Einsatzstrategien zu finden sind.

Das vom Klima- und Energiefonds geförderte Projekt adressiert daher vor allem die drei folgenden Aspekte:

## 1. Das wirtschaftliche Potential der unterschiedlichen Lade- und Entladestrategien: Hier wurde die Teilnahme der Elektrofahrzeuge

- am Regelenergiemarkt,
- das kostenoptimierte Laden der E-Fahrzeuge (Laden zu Zeiten mit geringen Strompreisen),
- ein Laden der Elektrofahrzeuge basierend auf regionaler Erzeugung (am Arbeitsplatz) kombiniert mit deren Entladung im Sinne der Verringerung der Lastspitzen am Wohnort
- sowie dem Laden/ Entladen der Fahrzeuge zur Verringerung der Ausgleichenergiekosten einer fiktiven Öko-Bilanzgruppe untersucht.

2. Die Auswirkung der unterschiedlichen Lade- und Entladestrategien bei hoher Durchdringung der E-Fahrzeuge auf ausgewählte Nieder- und Mittelspannungsnetze: Im Projekt wurden acht typische ländliche und städtische Netze im Bundesland Salzburg modelliert. Weiters wurde die Auswirkung der E-Mobilität auf Mittelspannungsnetze im Lungau (über 250 Trafostationen, Salzburg) und im Großen Walsertal (46 Trafostationen, Vorarlberg) bewertet. Die integrierten E-Fahrzeuge (bis zu

99% der vorhandenen Fahrzeuge im Jahr 2050) wurden mit drei divergierenden Lade- und Entlade-strategien (kostenoptimiert, ungesteuert und PV-orientiert) modelliert und deren Auswirkung auf die untersuchten Netzabschnitte abgeleitet. Auch die Auswirkungen von ein- bzw. dreiphasigem Laden / Entladen der Fahrzeuge wurden berücksichtigt.

3. Erstellung eines Leitfadens für betroffene Marktteilnehmer zur effizienten Integration der Elektrofahrzeuge ins österreichische Energiesystem: Der Fokus des Projekts wurde hinsichtlich der Empfehlungen auf zwei zentrale Aspekte gelegt; einerseits sind die verschiedenen Lade- und Entlade-strategien aus wirtschaftlicher und technischer Sicht verglichen worden und andererseits wurde basierend auf den wirtschaftlichen Erkenntnissen sowie der derzeitigen Verflechtung der Marktteilnehmer die Integrationsmöglichkeiten der E-Fahrzeuge im Strommarkt diskutiert. Der letzte Punkt berücksichtigt auch eine eventuelle Erweiterung bzw. Anpassung dieser Verflechtungen zwischen den vorhandenen und/ oder neuen Marktteilnehmern.

## ComForEn 2012 – Programm der Workshops 06.09.2012

### Demand Response mit Gebäuden und Netzintegration – Vernetzung der Projekte BED, B2G und Co-Opt

Organisation: Friederich Kupzog, AIT

**09:30 – 12:30, Raum 009**

Wir laden Sie herzlichst ein, am Building2Grid/CoOpt-Vernetzungworkshop teilzunehmen. Die zwei aktuell laufenden österreichischen Smart Grid Forschungsprojekte beschäftigen sich beide mit elektrischer Lastverschiebung in Gebäuden. Building2Grid fokussiert eher hinsichtlich der Infrastruktur und Machbarkeit. Smart City Grid: CoOpt legt den Schwerpunkt hinsichtlich einer modellprädiktiven Regelung der Gebäudetechnik in Abhängigkeit von zu erwartendem Klima. Hierdurch soll eine möglichst große Eigenbedarfsdeckung zu erzielen.

Diskutieren Sie mit den Experten aus beiden Bereichen und nutzen Sie die Gelegenheit, Erfahrungen auszutauschen.

- 09:30 Begrüßung
- 09:45 Vorstellung Projekt Building2Grid (mit Fragen)
- 10:15 Vorstellung Projekt CoOpt (mit Fragen)
- 10:45 Kaffeepause und Diskussion
- 11:10 Diskussion: Flexible Gebäude – Potenziale zur Lastverschiebung (was kann theoretisch verschoben werden, was ist real möglich, welche Installationen/Kosten sind erforderlich, welche Tarife müssen entstehen, damit es wirtschaftlich abbildbar ist)
- 11:50 Diskussion: Nachbarschaften im Netz – Möglichkeiten zum Energiemanagement zwischen Gebäuden (wie können Erzeugung und Verbrauch zwischen Gebäuden ausgeglichen werden, technisch, wirtschaftlich, rechtlich)
- 12:30 Ende

### Centre for Future Grids

Organisation: Thomas Leber, TU Wien ICT, leber@ict.tuwien.ac.at

**09:30 – 12:30, Raum 010**

(Teilnahme nur auf Einladung)



## ComForEn 2012 – Programm der Tagung 05.09.2012

9:45	Begrüßung, <i>Friederich Kupzog AIT &amp; Thomas Leber TU Wien</i>	<i>Raum 009</i>
10:00	Keynote: Vom Smart Grid zum Universal Grid – Erzeugung, Speicherung und Kommunikation in Hybridnetzen – Prof. Wolfgang Gawlik, TU Wien ESEA	<i>Raum 009</i>
	<b>Session A: Aktive Verteilernetze und Simulation von Smart Grid Systemen</b> <i>Raum 009</i>	<b>Session B: IKT und Energieeffizienz – Datenaustausch im Smart Grid</b> <i>Raum 010</i>
10:45	<p>Smart LV Grid – Koordinierte Netzregelung ermöglicht hohe Dichte an PV und e-Mobilität in den Niederspannungsnetzen.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Hohe Dichten von PV und Elektromobilität und das Projekt DG DemoNetz – Smart LV Grid – <i>Rieder, Salzburg Netz GmbH</i></li> <li>2. Neue Herausforderungen für Niederspannungsnetze und deren Modellierung – <i>Kupzog, AIT</i></li> <li>3. Netzstützung durchPV-Wechselrichter mittels lokaler Regelstrategien – <i>Winter, Fronius</i></li> <li>4. Aktiver Netzbetrieb in der Niederspannung: Regelungsansätze - <i>Einfalt, Siemens CT</i></li> </ol>	<p>Smart Web Grid – Datenaustausch im Smart Grid. Ein mögliches Szenario für die sichere Vernetzung von Teilnehmern am Smart Grid wird unter Aspekten wie Security, Privacy, Skalierbarkeit etc. diskutiert.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. <i>Kienesberger, TU Wien ICT</i></li> <li>2. <i>Hofer, TU Wien AUTO</i></li> <li>3. <i>Markus Jung, TU Wien AUTO</i></li> <li>4. <i>Döbelt, CURE</i></li> </ol>
11:45	Diskussion	Diskussion
12:00	Mittagspause	<i>Mensa</i>
13:00	Keynote: Model-Predictive Control in Smart Grids, Prof. Stefan Jakubek , TU Wien MEC	<i>Raum 009</i>
	<b>Session C: Elektromobilität</b> <i>Raum 009</i>	<b>Session D: Smart Grid Funktionalitäten</b> <i>Raum 010</i>
13:45	Vehicle to Grid – Kommunikation mit dem Fahrzeug im Projekt VLOTTE, Halamek, Continental	Gebäude werden zu aktiven Teilnehmern im Smart Grid – <i>Wendt, TU Wien ICT</i>
14:00	Simulation und Optimierung von Ladevorgängen an steuerbaren E-Ladesäulen – <i>Hutterer, FH Wels</i>	Consumer2Grid: Feldstudie zum Vergleich von Feedbackmethoden für Energieverbrauch – <i>Döbelt, CURE</i>
14:15		MASGrid – agentenbasierte Verteilnetzoptimierung – <i>Prostejovsky, TU Wien ACIN</i>
14:30	Diskussion	Diskussion
14:45	Kaffee	
	<b>Session E: Erkenntnisse und Zwischen-Resümees</b> <i>Raum 009</i>	
15:15	Aktiver Netzbetrieb im Lungau – <i>Rieder, Salzburg Netz GmbH</i>	
15:45	BED – Prognosefehler bei Erneuerbaren ausgleichen mit der thermischen Trägheit funktionaler Gebäude – <i>Pollhammer, TU Wien ICT</i>	
16:00	Vehicle2Grid Strategies – Netzintegration von Elektromobilität – <i>Prügler, TU Wien EEG</i>	
16:15	Roundup	
19:00	Abendveranstaltung	<i>Gösser Bräu Wels, Kaiser-Josef-Platz 27</i>