

# ERGEBNISQUERSCHNITT DURCH AUSGEWÄHLTE SMART GRIDS PROJEKTE

**Marcus MEISEL, Evangelia XYPOLYTOU, Alexander WENDT**

Energy&IT Group, Institut für Computertechnik, TU Wien, Gußhausstraße 27-29/E384,  
+43 1 58801 38457, [marcus.meisel@tuwien.ac.at](mailto:marcus.meisel@tuwien.ac.at),  
+43 1 58801 38428, [evangelia.xypolytou@tuwien.ac.at](mailto:evangelia.xypolytou@tuwien.ac.at),  
+43 1 58801 38458, [alexander.wendt@tuwien.ac.at](mailto:alexander.wendt@tuwien.ac.at),  
<http://energyit.ict.tuwien.ac.at>

**Kurzfassung:** Der Umgang mit Energie, besonders Elektrizität, ist durch den rapide und konstant stattfindenden Reifungsprozess der Informationstechnologie einem grundlegenden Wandel unterworfen. Die auf der Produktionsseite stattfindende, massive Dezentralisierung, welche besonders durch Wettereinflüsse bei erneuerbaren Erzeugungsanlagen das verfügbare Spannungsband an und über kritische Grenzen bringen kann, verlangt nach einer Erhöhung der Flexibilität auf der Verbrauchsseite. Diese notwendige Flexibilität soll durch neue Informations- und Kommunikationsanwendungen geschaffen werden. Ergebnisse einer kleinen Auswahl erfolgreicher Forschungs- und Entwicklungsprojekte sollen die vorhersehbare Entwicklung der kommenden Jahrzehnte, von einer derzeit zentral gesteuerten Strominfrastruktur hin zu einem dezentral organisierten und gesteuerten System aufzeigen. Dabei werden Projektergebnisse die sich mit der technischen Umsetzung der Frage der Flexibilisierung der Nachfrageseite beschäftigen einerseits in einem gemeinsamen Kontext präsentiert und andererseits auch Projektergebnisse vorgestellt, die vom institutionellen Rahmen bis hin zu Anwendungsfällen den Themenkomplex Smart Grids behandeln um die Herausforderungen eines Gesamtsystems zu bewältigen, praktische und empirische Forschungsergebnisse zur Integration der fluktuierender Erzeugung und Energieeffizienzsteigerung, zur Gebäudeautomation als auch Projektresultate, die Richtungsweisend beziehungsweise sogar, in dem Thema Flexibilisierung, neu sind.

**Keywords:** Smart Grid, Niederspannungsnetz, Tapchanger, dezentrale Erzeugung, erneuerbare Energie, Nachfrage Management, Informations- und Kommunikationstechnologie, Flexibilität, Energieeffizienz, Gebäudeautomation, Referenzarchitektur

## 1 Querschnitt

In diesem Beitrag sind nicht nur Ergebnisse aus Projekten in einem gemeinsamen Kontext präsentiert werden, die sich mit der technischen Umsetzung der Frage der Flexibilisierung der Nachfrageseite beschäftigen (IRON Concept, Grid2020 Intelligentes Niederspannungsnetz, iniGrid), sondern auch Projektergebnisse vorgestellt werden, die vom institutionellen Rahmen bis hin zu Anwendungsfällen den Themenkomplex Smart Grids behandeln um die Herausforderungen eines Gesamtsystems zu bewältigen (SmartResponse, RASSA-Prozess), praktische und empirische Forschungsergebnisse zur Integration der fluktuierender Erzeugung und Energieeffizienzsteigerung (ProAktivNetz, EigenLastCluster), zur Gebäudeautomation (B2G, KoRE) als auch Projektresultate, die Richtungsweisend beziehungsweise sogar in dem Thema Flexibilisierung neu sind (ICT4RobustGrid).

## 2 Technische Umsetzungen in Verteilnetzen

Die massive Dezentralisierung der Produktion durch erneuerbare Energieerzeugungsanlagen verlangt technische Lösungen der Erhöhung der Flexibilität der dezentralen Verbrauchsseite.

### 2.1 Machbarkeit und Konzepte

Im Bereich technischer Umsetzungen in Verteilernetzen, untersuchte das Projekt „Integral Resource Optimization Network Concept“ (IRON) [1] marktorientierte Möglichkeiten, durch mehr Informationsfluss im elektrischen Energiesystem, bisher brachliegende Potentiale zur Effizienzsteigerung auszunutzen. Für die Bereitstellung von Regenergie durch elektrische Lasten wurde im Projekt eine detaillierte technische Umsetzung ausgearbeitet („IRON-Box“) und zur Koordination der Ladung/Entladung der verbundenen Speicher der ein IRON-Server. Um die Leistungsfähigkeit des Konzeptes zu testen, wurden außer den physischen IRON-Boxen auch virtuelle entwickelt, die nicht nur bei Veränderungen über einem Schwellwert, sondern ständig Messwerte (im Sekundentakt) an den Server schicken können. Die Grenzen dieser Client-Server-Datenbank Umsetzungsvariante (Abbildung 1) konnten als linear skalierend zur Anzahl der Clients bzw. Frequenz der gesendeten Mess-/Steuerdaten identifiziert werden. Im Vergleich dazu, Smart Meter liefern einmal pro Tag 15 Minuten-Werte.

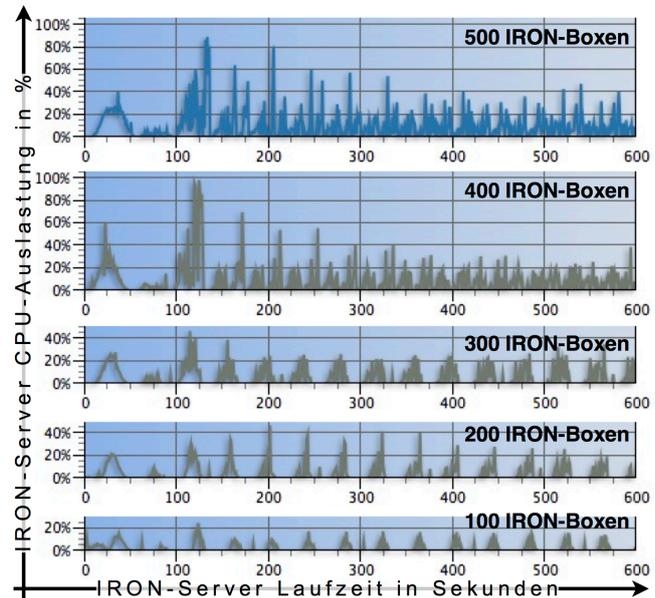


Abbildung 1 Belastungsergebnisse Server-Client-Datenbank

### 2.2 Sensorik und Aktorik für intelligente Verteilnetze

Das derzeit laufende Projekt „Integration of Innovative Distributed Sensors and Actuators in Smart Grids“ (iniGrid) zielt darauf ab, die Energieverteilung bis zum Endnutzer durch innovative Sensorik und Aktorik für aktiv betriebene Verteilnetze zu verbessern, wobei die Schlüsselinnovationen einerseits in der Entwicklung des „Smart Breakers“ bestehen, einem halbleiterbasierten Schaltgerät für Niederspannungsanwendungen mit integrierter Schutz-, Mess-, Schalt- und Kommunikationsfunktion, in einem luftisolierten, kommunizierenden Mittelspannungssensor der als Isolationsstützer verwendet werden kann und andererseits in den resultierenden Smart-Grid-Anwendungen, die sich durch diese neuen Komponenten ergeben können. Der umfassendste Anwendungsfall des Projektes ist als Sequenzdiagramm in Abbildung 2 dargestellt und soll hier kurz beschrieben werden. Mittelspannungssensoren messen einen Spannungsabfall oder Anstieg, der über ein in der Ortsnetzstation befindliches Niederspannungskontrollsystem durch Gateways an das Verteilnetz SCADA System kommuniziert wird. Das SCADA System entscheidet nach einer Optimierung, dass ein an/abschalten von Verteilten Verbrauchern in dem Netzabschnitt ausreicht und sendet über das Meter Data Management (MDM), Smart Meter (SM) und SM Server, dementsprechende Schaltbefehle an Home Automation (HA) Geräte in denen ein Customer Energie Management System (CEMS) diese

empfängt, verarbeitet und an den Smart Breaker Gateway (GW) weitergibt, welcher schließlich Smart Breaker ein- oder ausschaltet. Die resultierenden physikalischen Effekte werden vom Mittelspannungssensor in der Ortsnetzstation gemessen und dienen als Bestätigung für das SCADA System, dass keine weitere Aktion notwendig ist. Die Klärung der noch offenen Kommunikation und dessen Schnittstellen und Protokolle sind Teil des noch laufenden Projektes.

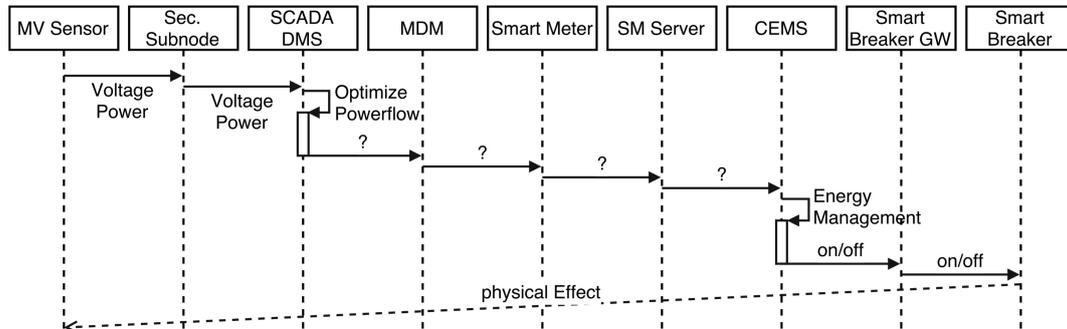


Abbildung 2 Sequenzdiagramm Verteilnetzoptimierung über Spannungsebenen

### 2.3 Demonstrationsanlage

Im Projekt „Grid2020 Intelligentes Niederspannungsnetz“ [9] war das Ziel, ein Niederspannungsnetz als Testanlage nachzubilden. Der Bedarf kommt aus zahlreiche Pilot- und Demonstrationsprojekte im Bereich Smart Grids, in denen unterschiedliche Konzepte getestet werden müssen. Die Anlage soll die Vorteile einer Softwaresimulation mit den Vorteilen eines realen Feldtests verbinden (Hardware-in-the-Loop). In einem Simulator lassen sich nicht alle Effekte eines Niederspannungsnetzes simulieren, wie z.B. das Zusammenspiel von Hardwarekomponenten und die Kommunikation der Komponenten. Es ist allerdings zu aufwendig alles gleich im Feld zu testen. Das Projekt wurde von Siemens AG Österreich beauftragt und wurde in Kooperation mit dem Austrian Institute of Technology (AIT) auf der TU Wien durchgeführt (Abbildung 3).

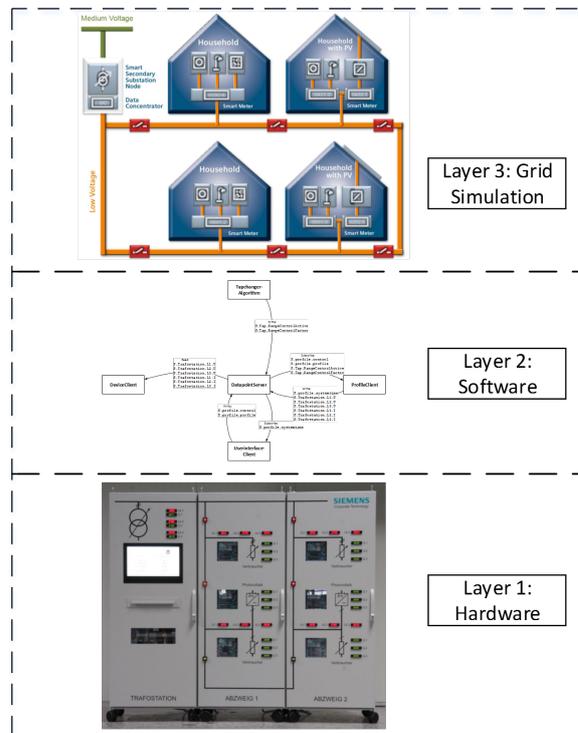


Abbildung 3 Ebenen der Demoanlage

Die Anlage stellt ein Niederspannungsnetz mit einem Ortsnetztransformator und vier Häusern dar. Zwei der Häuser besitzen jeweils eine Photovoltaikanlage und die Topologie des Netzes kann mehrere Unterschiedliche Konfigurationen annehmen. In der Anlage werden der Ortsnetztransformator mit drei Stufenstelltransformatoren dargestellt, einen Transformator für jede Phase. Die Gebäudelasten wurden mit Stromsenken emuliert und die Photovoltaikanlagen ebenfalls mit Transformatoren nachgebildet. In der Anlage wurden erfolgreich [10] verschiedene Anwendungsfälle wie automatische Schalterstellungserkennung im Netz oder der Einsatz von Tapchanger-Algorithmen mit Smart Meters als Sensoren zur Steuerung ausgeführt.

### 3 Herausforderungen des Netzes als Gesamtsystem

Um komplexe cyberphysische Systeme von Systemen wie ein Smart Grid zu aus dem bestehenden Energieversorgungssystem zu entwickeln, benötigt einerseits das Verständnis des Gesamtsystems und andererseits den institutionellen Rahmen Anwendungsfälle umzusetzen.

#### 3.1 Entwicklung erfolgversprechender Szenarien

Das Projekt „Lastmanagement für intelligente Stromnetze in Österreich“ (**Smart Response**) [2] beschäftigte sich mit den fehlenden Umsetzungen für verbraucherseitiges Energiemanagement in Österreich durch eine interdisziplinäre Betrachtung des Phänomens „Lastmanagement“ hinsichtlich technischer, sozialer, ökonomischer und ökologischer Aspekte (Abbildung 4) und hat gezeigt, dass Demand-Side-Management nach Bewertung alle erwähnter Aspekte in jedem Fall eine sinnvolle Ergänzung für Smart Grids ist. Ein durchgerechneter Business Case zeigte allerdings auch die Notwendigkeit nach der Öffnung des stark regulierten Systems für neue flexiblen Geschäftsmodelle, da sonst der ökonomische Anreiz für Innovation zu gering ist.

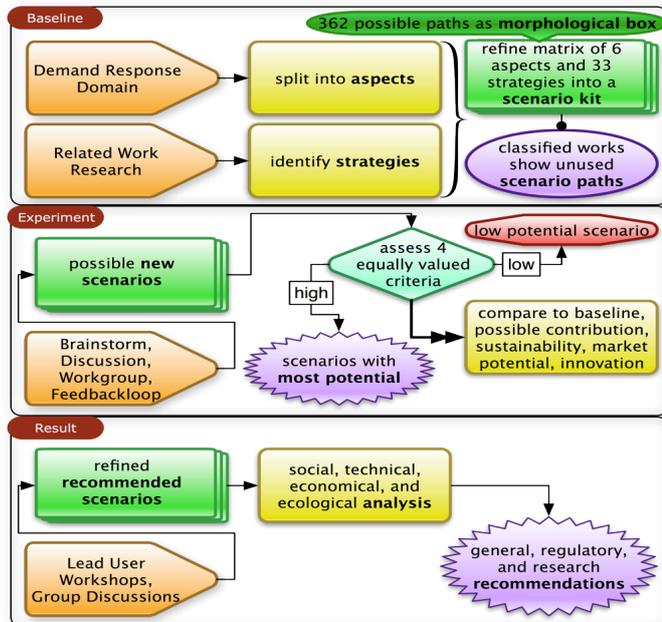


Abbildung 4 Methode zur Findung und Bewertung von Lastmanagementszenarien

#### 3.2 Stakeholderprozess

Das Projekt „**Stakeholderprozess**“ der Initiative „Referenzarchitektur für sichere Smart Grids in Österreich“ (RASSA-Prozess) [3] hat nach einer umfassenden Stakeholder Analyse damit begonnen, gemeinsame Startpunkte in einer Timeline von Kategorisierten High Level Use Cases (HLUCs) zu identifizieren und endet mit der Konzeption eines Architekturentwicklungsprozesses, dem die Einbindung von Stakeholdern bei der Definition von Use Cases zu Grunde liegt. Durch strukturierte Einarbeitung priorisierter HLUCs (Abbildung 5) in eine Referenzarchitektur soll der derzeitige Zustand über dessen potentielle Entwicklung gehoben und damit ein erweiterungsfähiges, kompatibles Smart Grid ermöglicht werden.



Abbildung 5 High Level Uses Cases in Kategorien Priorisiert

## 4 Integration Erneuerbarer, Effizienzsteigerung, Lastoptimierung

Wegen allgemein wachsendem Bedarf an Elektrizität sowie angebotsabhängiger, dezentraler Energieerzeugung, stehen die Versorgungs- und Verteilernetze vor großen Investitionen. Aber wie weit können diese durch Informations- und Kommunikationstechnologien, die Effizienz und Flexibilität der Netze durch Lastverschiebung erhöhen, in die Zukunft geschoben werden.

### 4.1 Prognoseunterstützung der Planung aktiver Verteilnetzbetriebsführung

Im Projekt **ProAktivNetz** [4] wurde ein Algorithmus für die optimierte aktive Verteilernetz-Betriebsführung, unter Berücksichtigung des aktuellen und prognostizierten Verhaltens von dezentralen erneuerbarer Energie basierenden Erzeugungsanlagen, entwickelt und getestet, um die automatisierte Planung für einen gegebenen Planungshorizont zu ermöglichen. Auf deren Basis werden die Schaltzustände des Netzes unter Beachtung der zu erwartenden Last- und Erzeugungssituation neu konfiguriert. Um die Erzeugung erneuerbarer Energieträger zu prognostizieren wurden zwei Modelle entwickelt, ein physikalisches und ein künstliches neuronales Netzwerk für die Erzeugung aus Photovoltaik (PV) und Wasserkraftanlagen entsprechend.

Das PV Modell wurde auf Basis der Modellierung der Sonneneinstrahlung und Temperatur sowie Modul-Charakteristika (Fläche, Neigung, Material usw.) mittels vergangener Wetterdaten (2013) und PV Anlagen-Charakteristika aufgebaut und anhand einer realen PV Anlage validiert. Die tägliche Mittelabweichung von Simulation zu Messdaten ist so niedriger als 5%. Für die Energieproduktionsprognose der Wasserkraftwerke wurde ein neuronales Netz entwickelt, sowie der Einfluss von Faktoren wie Niederschlag, Temperatur und Schneefall auf die Produktion untersucht. Daraus konnten folgende Eingangsparameter des neuronalen Netzwerkes festgelegt werden: Niederschlagswerte der letzten 24 Stunden detailliert, ein Mittelwert der letzten zwei Wochen, Schneefalldurchschnittswert von 4 Monaten im 500 m Raster, quadratisch gewichteter Temperaturmittelwert letzter 14 Tage und Monatsdurchschnitt.

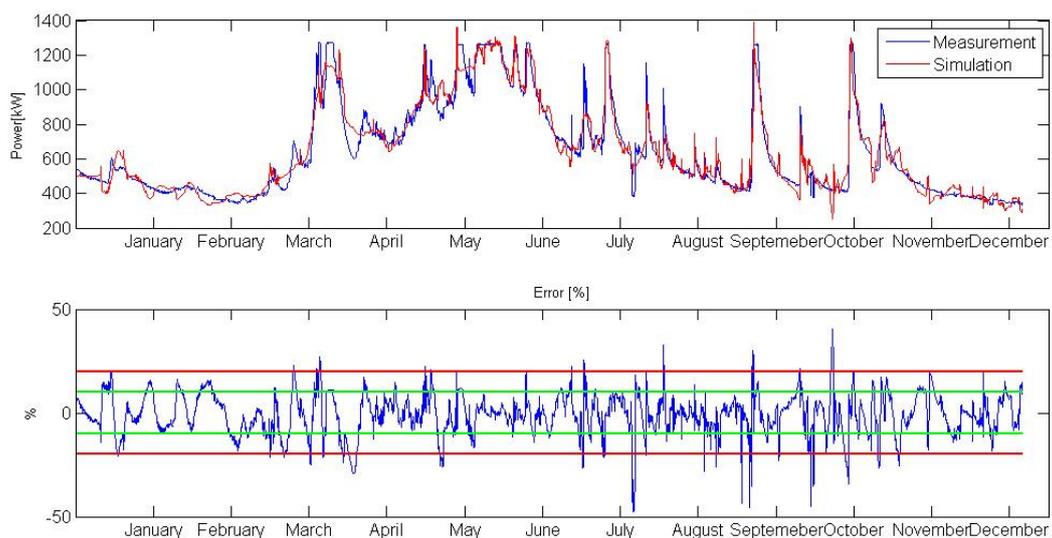


Abbildung 6 Trainiertes neuronales Netzwerk (NN) für die Erzeugungsprognose Wasserkraftanlagen

Als Validierung des Modelles wurde ein reales Wasserkraftwerk herangezogen. In Abbildung 6 ist das Ergebnis des trainierten neuronalen Netzwerkes für das Jahr 2011 zu sehen. 73,05 %

der Prognosen liegen innerhalb der Fehlertoleranz von 10% (grüne Linie). 22,95 % der Werte haben ein Fehler mit einer Abweichung innerhalb des Toleranzbandes zwischen 10% und 20% (rote Linie). Nur 4,01% der Werte liegen zur Gänze außerhalb des äußeren Grenzwertes.

## 4.2 Eigenverbrauchsoptimierung durch Clusterung von Gebäuden und PV

Im Projekt **EigenlastCluster** [5] wurden Gebäudecluster (Gemeindeobjekte, Gewerbe, Haushalte) durch Simulationen gebildet sowie erneuerbare Erzeuger modelliert und die Verbesserung der Eigennutzung der erzeugten Energie mit und ohne Einsatz von zusätzlichen Batterie und H<sub>2</sub>-Speichern sowie Demand Side Management (DSM) Maßnahmen bewertet. Die Cluster wurden auf Basis Verbrauchs- und Erzeugungsprofilen gebildet. Dafür wurden zuerst Verbrauchsprofile aus teilweise gemessenen Daten, als auch generischen Profilen erstellt und die Photovoltaikerzeuger der Gemeinde modelliert. Die Erstellung von Erzeugungsdaten basierte auf historischen Wetterdaten. Um die Erstellung von Cluster zu optimieren wurden drei verschiedene Verbrauchsprofilen und eine PV-Anlage addiert (Formel 1) und durch eine Simulation, die auf die Minimierung der in das Netz eingespeisten Energie über den Zeitraum von einem Kalenderjahr zielte (Formel 2), wurden die optimierten Cluster bewertet (Abbildung 7).

$$\vec{p}_k = [\sum_{k=1}^N \vec{p}_{1,k} + \vec{p}_{2,k} + \vec{p}_{3,k} + \vec{p}_{PV}] \quad (1), \quad P_{Cluster} = \min(\sum \vec{p}_1(\leq 0), \dots, \sum \vec{p}_k(\leq 0)) \quad (2)$$



Abbildung 7 Optimale (links) und nicht optimale (rechts) Cluster

DSM Methoden und Speicher für die Minimierung Netzeinspeisung wurden untersucht, die Verbraucher der Gemeinde nach Verbrauchstypen kategorisiert, z.B. Haushalte, Gewerbe, Pensionisten, Landwirtschaft und durch eine Simulation wurden flexible Lasten zeitlich so verschoben, dass die Erzeugung von PV Anlagen lokal konsumiert werden kann. Die neuen Verbrauchsprofile wurden in einer Simulation in Kombination mit modellierten Speichern (chemische und H<sub>2</sub>) importiert, um die Energieeinspeisung ins Netz zu berechnen (vgl. Abbildung 8).

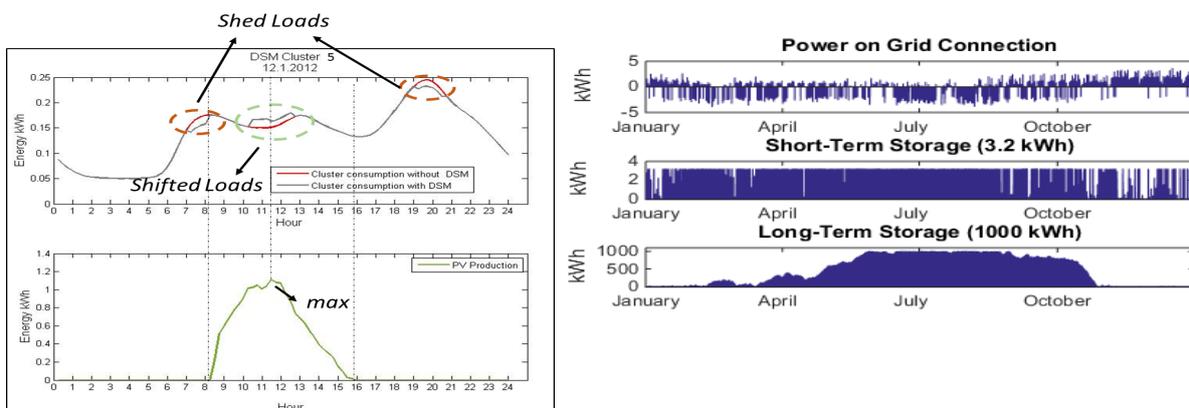


Abbildung 8 Verbrauchsvergleich mit/ohne DSM und Simulation notwendiger Speicher

Die Größe und der Typ der Speicher wurden durch diese Simulation definiert und optimiert, sodass die übrige Energieeinspeisung ins Netz minimiert wurde aber gleichzeitig die Wirtschaftlichkeit der Lösung noch plausibel war. Das Projekt hat gezeigt das ein Clustering von verschiedenen Profilen zu einer PV-Anlage durchaus Sinn macht.

### 4.3 Flexibilisierung von Speicherpotentialen in Gebäuden

Im Projekt Smart Grids Modellregion Salzburg – Building to Grid [11] (**SGMS-B2G**) wurden die Grenzen und Möglichkeiten intelligenter Gebäude in einem Smart Grid durch eine konkrete Implementierung untersucht. Ziel war im Smart Grid das Potential thermischer Prozesse unterschiedlicher Typen von Gebäuden zu nutzen. Das Projekt wurde in Kooperation mit den Partnern Salzburg Wohnbau GmbH, Siemens AG Österreich und AIT durchgeführt und die Testobjekte wurde aus der Smart Grids Modellregion Salzburg gewählt [12].

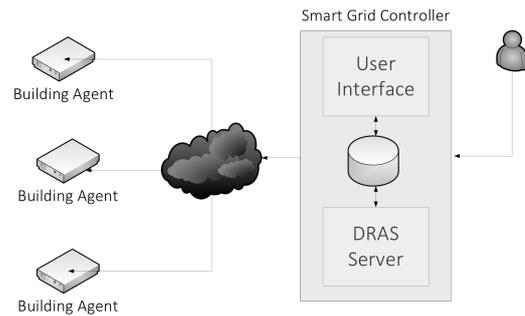


Abbildung 9 Netzwerk und Agent Konzept

Gebäude waren im Projekt aktive Teilnehmer des Netzes. Für jedes Gebäude wurden Lastmodelle und Schnittstellen erstellt, um das Lastverschiebungspotential berechnen zu können. Dies erlaubte die Ausführung von Optimierungsalgorithmen und Strategien des Demand-Side-Managements von einer übergeordneten Instanz. Das Gebäudemodell, die Steuerung des Gebäudes sowie die Schnittstelle nach außen, wurden durch Gebäudeagenten realisiert (Abbildung 9 links). Die Gebäudeagenten wurden gruppiert und über einen Smart-Grid-Controller (Abbildung 9 mitte) verbunden. Der Smart-Grid-Controller erhielt 24 h Lastverschiebungspläne und musste herausfinden, ob die Gebäude in der Gruppe dies auch umsetzen können. Die Lastverschiebungspläne wurden manuell eingegeben. Falls die Gebäude der Gruppe als Gesamtsystem den aktuellen Plan erfüllen könnten, dann wurde dieser Lastverschiebungsplan umgesetzt. Dabei wurden die einzelnen Antworten der Gebäude durch die Gebäudeagenten im Smart-Grid-Controller zu einer Gesamtantwort superpositioniert. In Abbildung 10 sind die Ergebnisse eines Gebäudeagenten sichtbar. Im oberen Graph sieht man den geforderten Lastverschiebungsplan mit Werten -1. Es bedeutet, dass Last erzeugt werden soll. Danach, nach Timeslot 20, soll Last reduziert werden.

Als Ergebnis [13] wurde im Projekt gezeigt, dass Gebäude mit überschaubarem technischem Aufwand in einem Smart Grid verwendet werden können. Weiter könnte gezeigt werden, dass eine effiziente

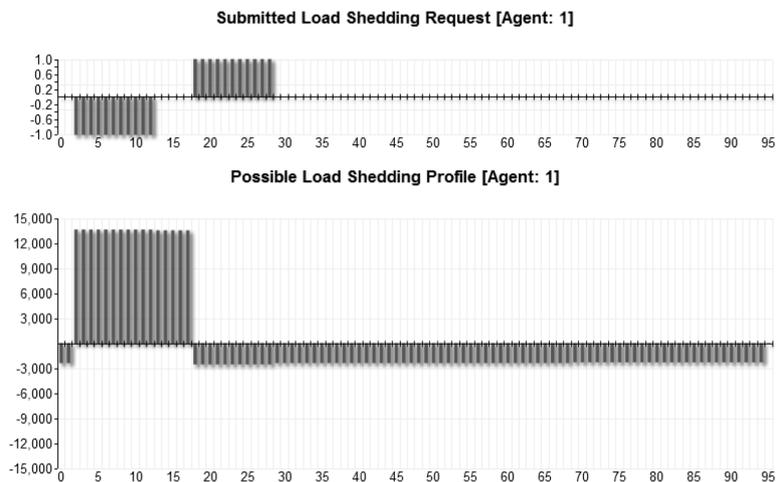


Abbildung 10 Beispielergebnis 24h Lastverschiebungsprofil für Gebäude am Smart-Grid-Controller

Methode zur Modellierung der Dynamik von thermischen Prozessen in Gebäuden entwickelt werden konnte. Der erste Prototyp eines Building Agents und Smart-Grid-Controllers wurde entwickelt. Schließlich wurde gezeigt, dass die Kosten im Vergleich zum Normalverbrauch für die Heizung des Gebäudes in um ca. 11% reduziert werden könnten, wenn man im Smart-Grid-Controller eine Spotpreisprognose als Lastverschiebungsplan verwendet.

#### 4.4 Energieeffizienz innerhalb von Gebäuden

Die Energiesysteme in einem Gebäude werden oft nicht optimal bezüglich Energieverbrauch betrieben. Dies trifft vor allem Heizungs-, Lüftungs- und Klimaanlage (HLK) zu. Eine Energieeffizienzsteigerung von 10%-40% liegt im Bereich des Möglichen. Hier ist eine Verbesserung der Regelung eine günstige Alternative. Allerdings gibt es einen Bedarf an Optimierung unter den herkömmlichen Gebäudeautomationssystemen. Sie bestehen oft aus fest programmierte Regeln, die im Normalfall für jedes Gebäude oder sogar Zimmer erstellt wird.

Im Bereich Energieeffizienzsteigerung und Gebäudeautomation untersucht das aktuelle Projekt **KoRE** (Kognitive Regelstrategieoptimierung zur Energieeffizienz-steigerung in Gebäuden) ein Steuerungssystem, das mit Hilfe von kognitiven Fähigkeiten optimale Regelungsstrategien für eine Vielzahl von Situationen findet. Das Projekt wird in Kooperation mit AIT und die Automation Systems Group der TU Wien durchgeführt.

Eine kognitive Architektur ist ein Softwareprogramm, das gewisse Fähigkeiten hat Information ähnlich wie einem Menschen zu verarbeiten. Somit wird erwartet, dass die starre Regelsystemen gegen ein adaptives und flexibles System ausgetauscht werden kann. Im Projekt stehen zwei Gebäude zur Verfügung. In einem ersten Schritt werden Use Cases anhand der vorhandenen Daten entwickelt. Diese Daten sind Temperaturen, Ventilationsstellungen oder CO<sub>2</sub>-Gehalt in den jeweiligen Räumen. Diese Information wird aggregiert und symbolisiert und schließlich von einem kognitiven System erfasst. Dieses System hat die Aufgabe die optimale Regelstrategie für jede erfasste Situation zu generieren. Dies geschieht mit Hilfe von Wissen über frühere Situationen sowie Wissen über die Umgebung, in der das System sich befindet.

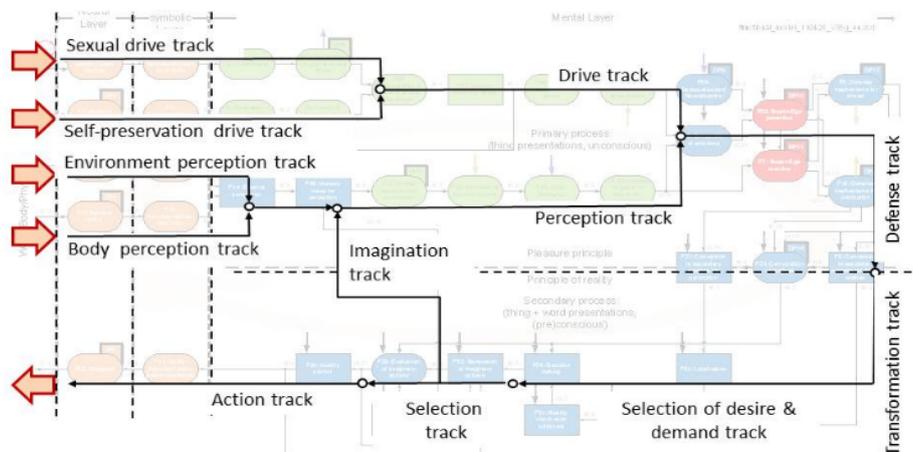


Abbildung 11 Funktionales Modell der kognitiven Architektur SIMA, Simulation of Mental Apparatus & Applications

In diesem Projekt wird die Machbarkeit des Ansatzes gezeigt um ein derartiges System (vgl. Abbildung 11) in Zukunft als Zusatz zu einem herkömmlichen Gebäudeautomatisierungssystem in das Produktportfolio von Leittechnikherstellern integrieren zu können.

## 5 Dezentralisierung des Netzes

Richtungsweisend ist in Österreich vor allem die „**Technologieroadmap Smart Grids Austria**“ [7] zu nennen, die für die nächsten 5 Jahre einen österreichischen Fahrplan vorschlägt, der durch aktuelle Entwicklungen bereits abschätzbar ist. Geht man weiter in die Zukunft, dann hat im Bereich Dezentralisierung und Flexibilisierung des Netzes das Projekt **ICT4RobustGrid**

u.a. die Voraussetzungen verschiedener Kommunikationstechnologien und Protokolle für eine Reihe von Smart-Grid-Anwendungen mit der Hilfe von Multi-Agenten-Systemen (MAS) analysiert und hat in der geschaffenen Roadmap neue Zusammenhänge von IKT als auch Leistungskomponenten aufgezeigt.

Bereits aus früheren Projekten bekannte Kommunikationstechnologien wurden in Sinne von Link Qualität, Service Qualität, Ausfallwahrscheinlichkeit, Übertragungsverzögerung usw. in Bezug auf die Multiagentensysteme analysiert. Eine Liste der allgemeinen Anforderungen an Kommunikationsnetzwerke wurde zu einer Liste von Anforderungen für die Multi-Agenten-Smart-Grid-Anwendungen erweitert. Für Applikationen ist die Übertragungsverzögerung oft eine der wichtigsten Anforder-/Begrenzungen, weshalb verschiedenen IKT und Protokolle insbesondere nach Latenz (Transmission, Queuing, Propagation und Processing Delay) untersucht und kategorisiert wurden. Die Anforderungen und Fähigkeiten von elektrischen Netzkomponenten und IKT-Strukturen zur Bereitstellung eines möglichen Inselnetzbetriebs wurden aufgelistet und klassifiziert. Grundfunktionen wie Monitoring, Verbrauch und Erzeugung Ausbalancierung, Demand Side Management, Speicher Management wurden dabei betrachtet.

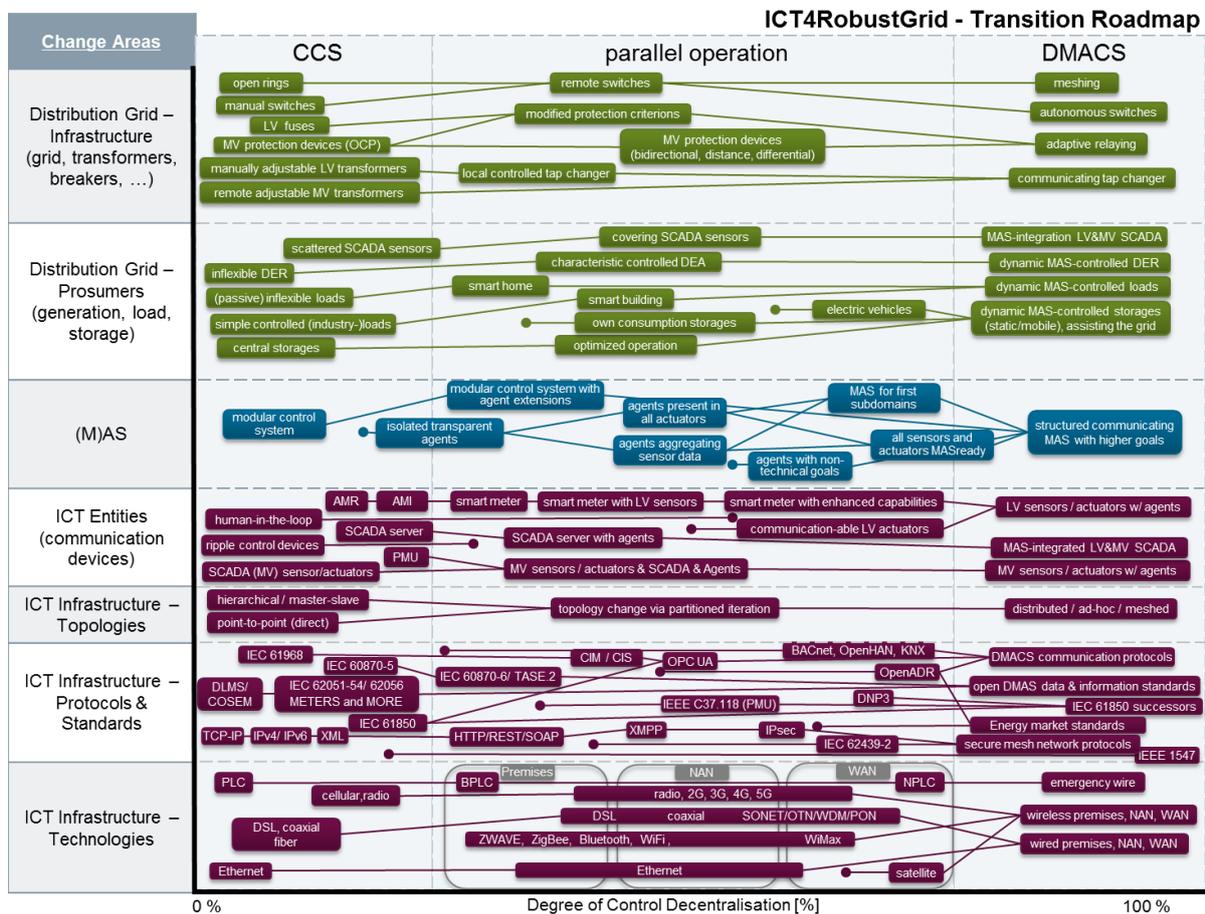


Abbildung 12 Transition Roadmap - Übergang zentraler zu dezentralen Kontrollsystemen im Smart Grid

Eine „Transition Roadmap“ [8] welche den Übergang von zentralen zur dezentralen, Multi-Agenten-basierten, Grid Control Strategien unterstützt, wurde erstellt (Abbildung 128). Die technologisch relevanten Felder des Fahrplans wurden anschließend identifiziert. Schließlich wurde die Positionierung der Arbeit im Rahmen der Austrian Technology Roadmap Smart Grids 2020 und die Art und Weise, wie diese Roadmap verwendet werden sollte, vorgestellt.

## 6 Danksagung

Projekte in diesem Beitrag wurden bis zu 100% aus Mitteln des Klima- und Energiefonds im Rahmen des Energieforschungsprogramms 1. Ausschreibung (KoRE), des Programms "Neue Energien 2020" 3. Ausschreibung (SGMS-B2G, SmartResponse) und e!MISSION.at Energy Mission Austria 1. (ProAktivNetz) und 4. Ausschreibung (iniGrid), zu 100% aus Mitteln der thematischen Förderung IKT der Zukunft 1. Ausschreibung (ICT4RobustGrid) und bis zu 100% aus Mitteln der Nachhaltig Wirtschaften Programme "Energiesysteme der Zukunft" 2. Ausschreibung (IRON Concept), "Haus der Zukunft Plus" 4. Ausschreibung (EigenlastCluster) und "Stadt der Zukunft" 1. Ausschreibung (RASSA-Prozess) durchgeführt. Das Projekt Grid2020 Intelligentes Niederspannungsnetz – Demoanlage war 100% F&E-Arbeit für die Siemens AG Österreich.

## 7 Literatur

- [1] Kupzog F., Meisel M., Derler S., Grobbelaar K. (2008) Integral Resource Optimization Network Concept. Bericht für FFG, Technische Universität Wien, Wien, Austria, 169 p.
- [2] Meisel M., Leber T., Pollhammer K., Kupzog F., Haslinger J., Wächter P., Sterbik-Lamina J., Ornetzeder M., Schifflleitner A., Stachura M., Erfolgsversprechende Demand-Response-Empfehlungen im Energieversorgungssystem 2020, Informatik-Spektrum, vol.36,1, pp. 17-26, 2013
- [3] Meisel, M., Berger, A., Langer, L., Litzlbauer, M., Kienesberger, G.: The RASSA Initiative – Defining a Reference Architecture for Secure Smart Grids in Austria, Lecture Notes in Computer Science, vol. 9424, pp. 51–58. Springer International Publishing (2015), DOI:10.1007/978-3-319-25876-8\_5
- [4] E. Xypolytou, T. Leber, T. Aichholzer, Modeling renewable energy sources to promote proactivity in the distribution grid, in International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (invited), 2015, pp. 1 – 6
- [5] M. Blöchle, G. Zucker, W. Prügler, E. Xypolytou, T. Leber, T. Rühlringer, Optimizing Neighborhood Consumption of Renewables through Clustering and H2 Storage: An Economic Assessment of an Austrian Community, in Webproceedings, p. 5, Lissabon, Portugal, 2015.
- [6] K. Hettfleisch C, Kupzog F, Bach B, Ambrosch KE (2012) Balancing Energy Demand with Buildings. Endbericht, BMVIT – Haus der Zukunft, Wien, Österreich
- [7] Technologieplattform Smart Grids Austria: Technologieroadmap Smart Grids Austria - Die Umsetzungsschritte zum Wandel des Stromsystems bis 2020. Technical Report, Eigenverlag, Apr. 2015
- [8] Faschang M., Xypolytou E., Meisel M., Wendt A., Kaufmann T., Litzlbauer M., Marchgraber J., Bibl M., Prostejovsky A., Gawron-Deutsch T., Kienesberger G.; „Transition Roadmap — from centralized to massively decentralized grid control systems“, Nov. 2014, Technical Report FFG, Eigenverlag ICT, TU Wien, Energy&IT Group, (2015), 75p.
- [9] Wendt A., Faschang M., Leber T., Pollhammer K., Deutsch T. “Software architecture for a smart grids test facility.” InIndustrial Electronics Society, IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE, pp. 7062-7067. IEEE, 2013. [http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs\\_all.jsp?arnumber=6700304](http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6700304)
- [10] Deutsch , T., Kupzog F., Leber T., Einfalt A. “Pilot system intelligent low voltage grid”. In Electricity Distribution (CIRED 2013), 22nd International Conference and Exhibition on 10-13 June 2013, Sweden, pp. 1290-1290. [http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs\\_all.jsp?arnumber=6683765&tag=1](http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6683765&tag=1)
- [11] 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
- [12] 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
- [13] Wendt, A., Pollhammer, K.: Turning Buildings into Active Participants of a Smart Grid. Proceedings of the ComForEn 2012, 5th September 2012 (Tagungsband ComForEn 2012), p. 74-80, Eigenverlag des Österreichischen Verband für Elektrotechnik, ISBN: 978-3-85133-072-4, Austria, 2012