



Tagungsband ComForEn 2011

Zweite Fachkonferenz

Kommunikation für Energienetze der Zukunft
– Vom aktiven Verbraucher zum Smart Grid



ICT
Institute of
Computer Technology



OVE-Schriftenreihe Nr. 67
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 2011
Zweite Fachkonferenz
Kommunikation für Energienetze der Zukunft
– Vom aktiven Verbraucher zum Smart Grid

22.9.2011
FH Oberösterreich
Stelzhamerstraße 23
A-4600 Wels

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

TU Wien
Institut für Computertechnik

Gußhausstraße 27-29/E384, A-1040 Wien
<http://www.ict.tuwien.ac.at>

© 2011 Im Eigenverlag des Österreichischen Verbandes für Elektrotechnik
Eschenbachgasse 9, A-1010 Wien, Telefon +43 (1) 587 63 73
Gestaltung: Friederich Kupzog, Institut für Computertechnik. Printed in Austria

ISBN-13 978-3-85133-066-3

Inhalt

Vorwort	6
Keynote I Sicherheitsrisiko Smart Meter?	8
Session 1: Demand Response – IKT und Märkte beim Ausgleich fluktuierender Einspeisung	16
SmartResponse – Szenarien für Smart Response in Österreich	17
Demand Side Management with Buildings – Introducing the projects Building2Grid and BED	28
Session 2: IKT und Effizienz	33
ZeroCarbonTown – CO ₂ -Nullsummenspiel in einer Gemeinde im Waldviertel	34
Simulations-basiertes heuristisches Sampling zur Integration erzeuger- und verbraucherseitiger unsicherer Einflüsse	40
Energy Prosumers and Consumers in the Smart Grid	48
Keynote II Strom aus Erneuerbaren Energien - Systemintegration durch Marktintegration?	54
Session 3: IKT und Markt der Systemintegration Erneuerbarer	62
V2G-Strategien: Das wirtschaftliche Potential des V2G-Konzepts im österreichischen Energiesystem	63
Projekt Smart Web Grid	73
Multi-Purpose Inverter for Smart Grids: The V2G-inverter Approach	76
Multifunktionales Batteriespeichersystem – MBS	81
Session 4: Evolution des Energiesystems	82
Optionen für Smart Grids in der Mittelspannung: ZUQDE und DG DemoNetz Validierung	83
Ergebnisse aus Vehicle2Grid Interfaces – Architektur und Benutzerinterfaces für gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen	90
Auswahl- und Analyseverfahren für Smart-Grid-Standorte im Projekt SmartSynergies	92

Vorwort

Die ComForEn 2011 setzt sich zum Ziel, ein aktuelles Abbild der Forschungs- und Entwicklungsarbeiten im Schnittstellenbereich zwischen Energie- und Kommunikationssystemen anzubieten. Der Wandel der Energieversorgung – vielfach als Energiewende bezeichnet – hat weitere große Schritte gemacht. Seit der letzten ComForEn in 2010 haben sich einige Nachbarländer entschieden, in Zukunft keine Kernkraft mehr im Erzeugungsmix zu erhalten. Der Lösungsdruck für eine Reihe von Fragen im Bereich aktiver Verteilernetze und der Balancehaltung von Erzeugung und Verbrauch bei einem signifikanten Anteil von erneuerbaren Energien ist noch weiter gestiegen.

Große Erwartungen werden in die Ergebnisse von Forschung und Entwicklung im Bereich intelligenter Stromnetze gesetzt. Vor diesem Hintergrund wollen wir die Möglichkeit geben, dass sich die in Österreich in diesem Umfeld aktiven Partner auf fachlich-wissenschaftlicher Ebene austauschen können und eine Katalysatorwirkung für weitere Aktivitäten entsteht. Durch die Einführung von eingeladenen Keynote-Papern und Außenansichten wollen wir auch die Diskussion zu kontroversen Themen anstoßen.

Wir wünschen Ihnen viel Vergnügen und hoffen, dass Sie Anknüpfungspunkte und Inspiration für Ihre eigene Arbeit finden werden.



Dipl.-Ing. Dr.techn.
Friederich Kupzog

TU Wien
Institut für Computertechnik
Forschungsgruppe Energy&IT
<http://energyit.ict.tuwien.ac.at>



Dipl.-Ing. Dr.techn.
Wolfgang Prügler

TU Wien
Energiesysteme und Elektrische Antriebe
Energy Economics Group
<http://www.eeg.tuwien.ac.at>

Wir danken dem Organisationsteam

Dayo Adegbite ICT

Pavlos Dimitriou ICT

Daniela Onay OVE

Klaus Pollhammer ICT

Rusbeh Rezanja EEG

Karl Stanka OVE

Peter Zeller FH Oberösterreich

Keynote I

Sicherheitsrisiko Smart Meter?

Lehner Franz, IKARUS Security Software, lehner.f@ikarus.at

Abstract – Geht es um den Datenschutz im Smart Grid, dann Läuten bei allen Leuten die Alarmglocken. Nicht auszudenken welche Konsequenzen es haben könnte, wenn der Netzbetreiber herausfinden könnte ob man mittags oder abends sein Essen kocht und wann man in die Badewanne steigt. Ja, da hört der Spaß auf! Doch der Mensch ist ein statistisches Wesen. Es bedarf keines Smart Meters um herauszufinden, dass in der Halbzeit des im TV übertragenen Fußballspieles der Wasserverbrauch durch die Klospülung explosionsartig ansteigt oder der Stromverbrauch durch öffnen der Kühlschranktüre und erwärmen von Speisen einen kleinen Sprung erfährt. Sicherheit? Ja, auf keinen Fall dürfen diese Daten in die Falschen Hände gelangen. Dass aber Sicherheit beim Smart Meter wesentlich mehr ist, als die Verbrauchsdaten zu wissen geht in dieser sehr emotionell Geführten Diskussion leider unter. Sicherheit? Manipulieren? Moment! Da steht doch: „96 Bit verschlüsselt!“ Ahhh. Hm, naja, ok, 128 Bit wären besser (irgendwo mal gelesen), aber gut. Passt! Programmierfehler? Wieso? Das sind Stromzähler und kein Computer! Und falls ich nach 2 mysteriösen stundenlangen Stromausfällen eines Tages eine Email bekomme, in der mir angedroht wird, das, sollte ich nicht sofort 50 Euro überweisen, mein Strom weiterhin ausfallen wird, dann werde ich mich voller vertrauen an die Polizei wenden. Und derweil akzeptieren dass er jeden Tag mehrfach ausfällt? Oder doch meiner Kinder zuliebe zahlen?

1 Verwenden Sie Software?

Viele Leute werden auf diese Frage antworten: Software? Naja, nein. Was ist das? Manche werden sagen: Nein, ich habe keinen Computer! Doch diese Leute täuschen sich. Schon seit langem wird ihre Kaffeemaschine, Waschmaschine, Telefon, Armbanduhr, Zeischaltuhr oder Auto durch Computer gesteuert. Und Computer brauchen nun mal „Software“. Dennoch kann man den Leuten dieses Unwissen nicht vorwerfen. Denn die Gesellschaft leidet unter einem Wahrnehmungsproblem. Und nach außen hin haben die Leute ja nicht Unrecht. Oder wie würden Sie sonst ein „Handy“ bezeichnen?

Eine Ansammlung von dutzenden kleinen Computern mit Millionen Programmierzeilen in einem hübschen Gehäuse, dessen Anwendungsfall zufälligerweise das Telefonieren ist?

Doch zusammengesetzte Produkte sind nicht neu. Selbst einen Sessel kann als „Ansammlung von Holzteilen, die mit Schrauben fixiert sind“ beschreiben werden. Doch Software & Computer (CPU) kann man nicht als „Simples Ding“ wie eine Schraube betrachten. Denn Sie besitzen eine gewisse Form der Intelligenz, die sie qualifizieren gesondert Wahrgenommen zu werden. Aktuell, wenn man den Zahlen Glauben

schenken kann, werden pro Jahr etwa 20 Milliarden CPUs produziert und in Geräten verbaut. (Geschätzt bei 15-20% ARM Anteil)¹. Dabei werden aber CPUs wie die einer kleinen digitalen Armbanduhr gar nicht mehr gezählt, weil die schon zu schwach sind. Dennoch würde ich optimistisch davon ausgehen, dass auf jeden Menschen im Schnitt locker 30 CPUs kommen. Als einer der dominantesten „Lebensformen“ auf dem Planeten schenken wir Computern und Software aber eine wesentlich geringere Aufmerksamkeit als es die Notwendigkeit erzwingen würde. Und auch wenn es sich komisch anhört, so kann man schon langsam von einer symbiotischen Koexistenz mit den Menschen sprechen.

Aufgrund der aktuellen Energie-Problematiken wie regenerative Energien und verteilte Einspeisungen schicken wir uns an, jetzt endgültig alle Geräte „zu zwangs-computerisieren“. Warum? Weil wir uns dadurch eine bessere Kontrolle über Angebot und Nachfrage erhoffen. Leider aber ist die Motivation „irgendwas zu tun“ größer anstatt mit Ruhe und Bedacht an dieses äußerst komplexe Thema heranzugehen. Und da es Millionen von Haushalten gibt, entsteht hier ein Milliardenmarkt in dem die Industrie natürlich lieber gestern als Heute ihre Positionen absichern will. Aber dieses Thema zeigt auch in erschreckender Weise, dass wir seit über 10 Jahren fundamentale wichtige Dinge in der Computertechnologie nicht mehr beschreiben können. Und Anstatt dass wir clever durchdachte Konzepte entwickeln, weichen wir wieder auf das Konzept des „Risikobewertens“ aus. Leider ist das bei Software nicht mehr so 100% korrekt.

2 *Stichwort: Smart Meter*

In den Medien reden wir heute viel von „Smart Metern & SmartGrids“. Doch was ist das? Die Vision ist: Jeder Haushalt bekommt so einen Smart Meter (als Ersatz für den Stromzähler). Alle Smart Meter sind untereinander vernetzt, und sprechen auch mit der Leitzentrale. Und die Haushaltsgeräte registrieren sich dann am Smart Meter und können dann von ihm gesteuert/gemanaged werden. Oder was auch immer. Das wissen wir selbst noch nicht so genau. Doch das stellt kein Problem dar, denn selbst die Politiker, die keine Digital Natives sind, haben gelernt: „Wenn er es nicht kann, dann tun wir da eine neue Software drauf, und schon kann er es“.

Neben der Datenschutz-Problematik, tauchen auf einmal Risiken auf die man vorher nicht kannte. So existiert neben dem Risiko von Fehlsteuerungen (und plötzlich ein ganzes gerät abschaltet – diese Möglichkeit existierte vorher nicht) auch ein Potential von Software Fehlern, Sabotage und Erpressungsmöglichkeiten. Auch die Manipulationsmöglichkeiten von digitalen Systemen sind gänzlich anders als die analoger Systeme. Hier verweise ich gerne mal an den Automobil-Kilometerstand-Zähler und schon existierende Angriffe auf digitale Stromzähler.^{2,3,4}

Natürlich versichert uns aber die Industrie, allen voran aber die Politik, dass alles besser werden wird. Alles ist von Spezialisten überprüft und als sicher bewertet worden. Doch wenn man so die Nachrichten liest, überkommen selbst den Unbedarftesten Leser begründete Zweifel. Mittlerweile vergeht kein Tag mehr, an dem nicht eine Webseite gehackt, Daten und Datenbanken gestohlen, Unternehmen erpresst und selbst sichere Systeme, welche Datenschutz-Überprüfungen und Audits unterzogen worden sind, öffentlich zerfleischt werden (z.B. GIS, Gema, Sony PSN, etc).

¹ <http://www.golem.de/1104/83074.html>

² http://www.ikarus.at/export/sites/ikarus/de/private/info-center/infodocs/bsides_mesasuring_smartmeter.pdf

³ <http://www.ikarus.at/export/sites/ikarus/de/private/info-center/infodocs/prepay-oakland.pdf>

⁴ http://www.ikarus.at/export/sites/ikarus/de/private/info-center/infodocs/BH2008_HackingTollSystems.pdf

Und selbst Systeme, die als „Sicher“ gelten, tendieren von Zeit zu Zeit zu Ausfällen. So ist letztes das Netz eines Mobilfunkbetreibers zweimal hintereinander aufgrund eines Softwarefehlers für Stunden ausgefallen. Hier wäre sicher interessant zu erfahren, ob der Fehler gefunden wurde, oder ob einfach irgendein Server neu gestartet worden ist. Denn dies scheint so die übliche Praxis zu sein. Jedenfalls bei meinem Auto, dem erst letztes, weil es komische Warnungen gegeben hat, einfach der Fehlerspeicher zurückgesetzt worden ist. Und schon war der Fehler weg. Also für mich hat das was mit Vertuschen zu tun, aber nicht mit Lösen von Fehlern.

Und im SmartGrid? Alles Gut sagen die Hersteller. Es hängt ja nicht am Internet. Außerdem gibt es ja Firewalls. Überhaupt ist ja alles verschlüsselt. Und die Software ist 100% überprüft worden. Und tatsächlich, beim Durchlesen der Vorschriften für digitale Messgeräte und Smart Meter finden sich diese „gutgemeinten“ Punkte, die von der Politik beschrieben worden sind.⁵⁶

- angemessene Verschlüsselung
- update-fähig
- muss einen Uhr mit Kalenderfunktion besitzen
- Schutz vor Manipulation
- Trennung von Mess- und Kommunikationseinheit
- Update der Kommunikationseinheit darf die Messeinheit nicht beeinflussen

Doch ist das wirklich so einfach zu beschreiben? Doch, man kann. Für die Detailregelungen sollte es wie in den Gesetzen eben Durchführungsbestimmungen geben. Doch die gibt es nicht! Und das was es gibt wird nicht angewandt. Weil nicht gefordert. So gibt es z.B. das Signaturgesetz, in welchen das Signieren, Verschlüsseln, Zeitstempeln und dgl. sehr schön definiert sind. Wichtig auch für Bank-Transaktionen und ähnlichem. Auch gibt es den WELMEC Software Guide⁷, der ein Versuch ist, Software-Richtlinien für Messgeräte zu definieren. Doch über den Versuch kommt es nicht hinaus. Da stehen dann verwässerte Sachen drinnen die jeden 17-jährigen „Hacker“ die Tränen in die Augen drücken. Zur rechtlichen Absicherung sicherlich perfekt geeignet. Einen Angreifer wird das hingegen nicht stören.

3 *Ist ein Smart Meter überhaupt ein Stromzähler?*

Das ist eine der entscheidenden Fragen! Denn wenn man die Systemkonzeption so ansieht, muss man eigentlich sagen: „Es ist so eine Art Internet-Router-Kastel (+ WLAN o.ä.), der mit den Geräten kommunizieren kann, der mit der Zentrale spricht, den Strom ein und ausschalten kann, und der „zufälligerweise“ auch noch den Strom und Spannungen misst.“

Und da man noch nicht so genau weiß, wo die Reise hingeht, muss er ein paar Schnittstellen haben und er soll Software-Updates erlauben. Also für mich horcht sich das nicht mehr an, wie wenn hier die alleinigen Vorschriften des Mess- und Eichgesetzes zur Anwendung kommen sollen. Da er auch noch (in Zukunft) mit zeitabhängigen Tarifen die Stromrechnung berechnen soll, stelle ich mir hier die Frage:

„Müsste man denn dann nicht Standards und Vorschriften, die wir von Bankomatkassen kennen, auf die Stromzähler übertragen?“ Immerhin „nimmt“ uns das Ding mindestens 50 Euro im Monat weg. Angrei-

⁵ <http://www.ikarus.at/export/sites/ikarus/de/private/info-center/infodocs/EU-MessgerxteRichtlinie.pdf>

⁶ http://www.ikarus.at/export/sites/ikarus/de/private/info-center/infodocs/IMA_VO_Text_Begutachtung.pdf

⁷ http://www.ikarus.at/export/sites/ikarus/de/private/info-center/infodocs/Welmec_Guide.pdf

fer? Hacker? Saboteure? Erpresser? Diebstahl eines Gerätes? Gibt es nicht! Das ist ja kriminell.⁸ Und weil es illegal ist, braucht man sich nicht davor schützen. Das ist dann Sache der Polizei.

4 *Vertrauen ist alles!*

Eigentlich lässt sich das ganze Problem auf einen fundamentalen Punkt zusammenschumpfen. Fehlende *Trusted Plattform* Vorschriften! Hier spielen natürlich viele Patente und ähnliche Dinge mit, das ist schon klar. Dennoch wäre es mittlerweile an der Zeit, rasch und klar Richtlinien zu verfassen, wie man Systeme von Grund auf sicher macht. Die Zeit ist mehr als überfällig, dass diese Fragen international geregelt werden, zeitgemäß angepasst werden und einem mindestens jährlichen Update unterliegen. Denn dass wir mittlerweile von Computern abhängig geworden sind sollte mittlerweile jedem klar sein.

Dass so etwas möglich ist, hat die Trusted Computing Group (eine private Organisation) selbst bewiesen. Die haben auch Module und Vorschriften entwickelt, die landläufig unter „TPM Modul“ bekannt sind. Und es heißt im Wesentlichen nicht mehr als:

- Läuft auf meinem Computersystem genau die Software die ich gewollt und für das System vorgesehen habe?
- Kann ein Hacker eine alternative neue Firmware erstellen oder die echte Manipulieren?
- Welche Software rennt auf meinem System?
Wie kann ich validieren dass nichts Verdecktes drauf läuft?
- Kann ein Virus auf meinem System unentdeckt laufen?
- Wie ist die digitale Identität gegen Manipulation / Diebstahl gesichert?
- Kann die Datenübertragung kompromittiert werden?
- Können meine kryptographischen Schlüssel ausgelesen werden?
- Führt der Bruch eines Gerätes zum Kollaps des gesamten Sicherheitssystems?

Eigentlich alles einfache Fragen, aber in der Computer-Industrie ist das mehr als einfach zu lösen. Liest man Wikipedia⁹ so stößt man sehr schnell zu folgenden Kritikpunkt:

„Während man die Sicherheitsimplementierung von ähnlichen Sicherheitsmodulen wie z.B. Chipkartenchips von europäischen Herstellern serienmäßig gemäß Common Criteria (CC) EAL5+ zertifiziert, und damit auch die entsprechende Technologie breit verfügbar ist, verlangt die offizielle TCG Spezifikation lediglich eine Zertifizierung nach CC EAL4, einem Wert den auch andere Anbieter erfüllen können.

Es wurde hier nicht das technisch Mögliche, sondern das kommerziell Wünschenswerte angestrebt.

Allerdings werden nach CC evaluierte Produkte international gegenseitig auch nur bis EAL4 anerkannt.“

Interessant ist, dass das BSI in der Smart Meter Schutzverordnung ebenfalls auf internationale CCs verweist. Aber darauf zu verweisen ist definitiv zu wenig. Und die Angriffsvektoren sind hier auch gänzlich anders. Das Magazin <kes> schreibt in der Ausgabe 4/August 2011 in der Einleitung:¹⁰ „Heute kümmern sich Angreifer nicht mehr um irgendwelches Kastendenken (Hacker, Cracker, Phreak, Malware-Writer, ...) sondern bedienen sich aus dem ganzen Werkzeugkasten der dunklen Seite.“

⁸ Aussage eines Stromzählerherstellers bei der Präsentation möglicher künftiger Angriffsvektoren

⁹ http://de.wikipedia.org/wiki/Trusted_Computing_Group

¹⁰ SecuMedia Verlags GmbH <kes> Nr. 4, August 2011 ISSN 1611-440X - Einleitung

5 “Secure by design” gegen “security by obscurity”

Viele Leute tendieren instinktiv zu “Geheimhaltung“. Das <kes>¹¹ fasst das mit folgender sehr inspirativen Überschrift zusammen. „Geheim heißt nicht obskur.“ Geheimnisse sind wichtig. Keine Frage. Ein Passwort muss ja „geheim“ sein. Aber auf keinen Fall sollte es möglich sein, durch das Öffnen des Gerätes und auslesen des Speichers das Passwort zu bekommen. Um das zu vermeiden müssen kryptographisches verfahren wie z.B. Password-Hashing zum Einsatz kommen. Und dann kann man dann sagen: Das Zutritts Passwort ist 10 Stellen lang, das Hash verfahren ist xxxx und der Schlüssel ist yyyyyyyyyy. Warum? Weil die einzige Möglichkeit, um das Passwort zu bekommen die ist, alle Möglichkeiten durchzuprobieren. „Na dann ... Viel Spaß“. Dieses Prinzip, wenn jetzt auch nur für das Passwort beschrieben, zieht sich wie ein roter Faden durch das Design von Computersystemen.

5.1 Verschlüsselung versus Authentifikation versus Integrität

Kommen wir zum Übertragen der Daten, landen wir sehr rasch beim Thema „Verschlüsseln“. Und es wird in rauen Mengen verschlüsselt! Das Gerät, die Kommunikation, und am besten alles. So schreibt die E-Control in der Verordnung für die Smart Meter¹²:

„Die intelligenten Messgeräte sowie ihre Kommunikation, auch zu externen Geräten gemäß Z 5 und 6, sind nach anerkanntem Stand der Technik abzusichern und zu verschlüsseln, um Unberechtigten den Zugriff nicht zu ermöglichen.“

Leider aber hat Verschlüsselung bzw. „encryption“ nichts mit der Integrität von Daten zu tun. Für den Datenschutz mag das zwar alles nett sein, aber die primäre Frage bleibt: Fürchten wir uns vor dem Diebstahl von Verbrauchsdaten oder vom Hacker der die Daten Manipuliert? Denn Ich muss es wiederholen: Aufgrund dieser Daten wird eine Rechnung gedruckt! Auch bei der Authentifikation muss man aufpassen. Des Öfteren liest man, dass die Nachrichtenintegrität mittels Prüfsumme sichergestellt ist. Das mag zwar für das Protokoll interessant sein, für das Fälschen einer Nachricht ist das aber unerheblich. Auch mangelt es an Definitionen wie groß diese „Prüfsummen“ sein müssen. Hier verweise ich gleich mal auf das Signaturgesetz. Eine Offenlegung des Protokolls / Ablaufes (wie wird Verschlüsselt, wie wird die Integrität sichergestellt, wie wird die Authentifizierung vorgenommen?) wäre hier Zielführend und kann ganz einfach mittels schöner Block-Diagramme dargestellt werden. Leider ist das bei der Zulassung aber nicht gefordert. Anstatt dessen lassen wir uns mit Zeilen wie „96 Bit verschlüsselt“ abspeisen. Hier kommen wir wieder zur Kernfrage: Offenlegung oder Verschleierung?

5.2 Validierung der laufenden Software

Es gibt kaum einen Punkt, in dem die Frage: „Offenlegung oder Verschleierung“ deutlicher zum Vorschein kommt als bei der Validierung von der im Gerät laufenden Software. Denn wenn ich die Software „herunterladen kann“ um sie zu validieren, kann jeder meine Geheimnisse lesen! Auf der anderen Seite heißt das aber, wenn ich diese Möglichkeit des „Herunterladens“ verhindere, kann niemand mehr validieren ob die Software auch die korrekte ist. Und Ausleseschutz-Systeme der Chips sind aber mittlerweile fast wirkungslos. Denn abgesehen davon, dass man um 3k\$ diesen Schutz umgehen kann (MSP430), so genügt es in Zeiten des Internets dass man es nur einmal ausliest. Alle anderen Teilen die Informationen dann im Netz. Ein „Illegaler Chinesischer Nachbar“ wird sich kaum wg. 3k\$ abschrecken lassen. Auch

¹¹ SecuMedia Verlags GmbH <kes> Nr. 4, August 2011 ISSN 1611-440X - Seite 6

¹² http://www.ikarus.at/export/sites/ikarus/de/private/info-center/infodocs/IMA_VO_Text_Begutachtung.pdf

ein Hersteller von „Manipulationshardware“, der viel Geld damit verdienen kann (siehe Modchips für Spielekonsolen), wird sich angesichts des Profits wohl kaum von solchen Maßnahmen beeindrucken lassen.

Das Fatale aber daran ist, dass die Hersteller selbst daran glauben, dass man es nicht mehr auslesen kann. Oder Sie wissen es, haben aber einen gewaltigen Kostendruck. Und dadurch wird dann auf sinnvolle, kryptographische Maßnahmen verzichtet, welches dazu führt, dass ein einmaliges Auslesen zu einem kompletten Kollaps aller Sicherungssysteme führt. Dies wurde beim Amerikanischen Maut- und Parksystem eindrucksvoll bewiesen.^{13 14} Inwiefern sich Angriffe dieser Art auch in Österreich wiederholen ließen ist leider nicht bekannt. Hier wären die Hersteller deutlich gefordert in diesen Punkten nachzubessern und Sicherheit als Feature zu verkaufen.

5.3 Update Möglichkeiten , Signierte Firmware und Validierung

Wichtig ist neben der Integrität der laufenden Software aber auch der Schutz davor, dass ein System mit einer Falschen Software upgedated werden kann. Dies scheint bei vielen Systemen das größte Risiko darzustellen, auch wenn sich das lächerlich anhört. Mitunter bieten sich dafür digitale Unterschriften an, welche mittlerweile allseits bekannt und akzeptiert sind. Es existieren sogar Gesetze für digitale Signaturen. Wenn also ein System „eichpflichtige“ geeichte Werte protokolliert, auf welche Abrechnungsdaten basieren, warum wird die Software (die ja das System ausmacht) nicht auch dem Eichprozess unterzogen und danach „versiegelt“? Versiegeln = digital Signieren. Damit würde sich auch für einen Angreifer der Weg über eine gefälschte Firmware verschließen. Doch ist das in der Realität nicht so. Denn das prüfen von Signaturen erfordert Ressourcen, die in den meisten Messgeräten nicht vorhanden sind. Daher versucht der Hersteller alles, dass weder die Software noch die Hardware in den Besitz „des Bösen“ kommt. Und schreibt dazu, dass alles verschlüsselt ist. Man muss sich daher aber fragen: Korumpiert der Verlust eines einzelnen Gerätes das gesamte System oder nur das einzelne Gerät?

5.4 Update contra Update ?

Verwirrt? Mitnichten! Denn: Was ist ein Update? Wie definiert sich ein Update? Was halten Sie von folgendem Vorschlag? „Einspielen einer neuen Software und aufzeigen einer neuen Versionsnummer am Display“? Wir sehen, mangelt es an Regeln , Vorschriften und Definition bezüglich freier CPU Leistung, freien Speicher (RAM) und freien Flash/EEProm (Programm + Speicher).

Und Updates müssen nicht mal Funktionserweiterungen sein! Es können auch Fehlerbereinigungen sein. Und so gerne die Industrie uns versichern will dass das Ding „updatefähig ist“, müssen wir dennoch hinterfragen wie groß die Reservekapazitäten sind. Und dann kommt immer noch die Frage wie lange ein gerät „updatefähig“ sein muss. 2 Jahre? Und für was? Natürlich ist es für die Industrie angenehmer zu sagen: „Wir haben die Vorschriften erfüllt – kauft doch ein neues Gerät wenn ihr das Feature wollt.“

5.5 Reset/Override-Möglichkeiten

Das Handy ist abgestürzt? Der Fernseher oder DVD Player reagiert nicht mehr? Das kennt sicher jeder. Lösung: Batterie/Stecker raus und rein und alles ist wieder gut. Auch bei ihrem PC zuhause ist es sicher schon mal vorgekommen, dass er sich aufgehängt hat. Doch Smart Meter haben keinen Reset-Button!

¹³ http://www.ikarus.at/export/sites/ikarus/de/private/info-center/infodocs/BH2008_HackingTollSystems.pdf

¹⁴ http://www.ikarus.at/export/sites/ikarus/de/private/info-center/infodocs/hacks_and_attacks_slides.pdf

Alles gut sagen die Hersteller. Die Software ist 100% überprüft worden. Und die Geräte haben eine 99.99999% Verfügbarkeit. Doch ist das wirklich so?

Ja man mag schwarz malen, aber was passiert, wenn plötzlich durch eine Fehlsteuerung ein falsches Signal sendet wird, und in einem ganzen Bundesland/Stadt alle Smart Meter auf einmal den Strom abschalten? Und sich diese auch nicht mehr einschalten lassen? Auch ein Softwarefehler, ausgelöst durch eine Jahresumstellung kann das auslösen. So wurden z.B. am 1.1.2011 30 Millionen Bankomatkarten in Deutschland aufgrund eines Software-Fehlers unbrauchbar!¹⁵ Und ich erwähne das jetzt nur ungern, aber diese Systeme sind mittels (CC) EAL5+ zertifiziert worden. Der Standard ist höher als das was für die Smart Meter von seitens des BSI gefordert wird. Ich hoffe nicht dass das jemals passiert, aber was tun wir denn dann?

Was tun denn dann 1 Million Leute in einem Bundesland ohne Strom? Den Zähler kurzschließen? Den Elektriker/EVU Anrufen? Und das noch ohne Telefon? Und würde nicht ein Lastverlust in dieser Größenordnung das Grid selbst kollabieren lassen? Nicht auszudenken wäre, wenn das durch einen Datumsfehler hervorgerufen würde und alle Geräte eines Herstellers gleichzeitig ausfallen, der dann sicherlich Millionen von Haushalte betreffen würde!

Beim Stromzähler wäre das sicher noch einfach mit einem Draht zu überbrücken, beim Gaszähler (der auch eine Fernabschaltfunktion besitzen kann) wäre das dann schon problematischer. Von der Explosionsgefahr im Fall einer unkontrollierten Gaswiederkehr wg. eines Defekts des Zündsicherung noch gar nicht zu sprechen.¹⁶

6 *Kriminalität?*

„Wo es Geld gibt, ist die Kriminalität nicht weit.“ Vom Online-Banking-Betrügen, Abzockern, bis hin zum Diebstahl von Kreditkarten, Kontodaten, Persönlichen Daten oder schlicht die Kontrolle über den eigenen Computer, um seine Rechenleistung zu vermieten. Kaum ein Bereich in unserem Leben ist mittlerweile vergleichsweise derart kriminalisiert worden. Den Kriminellen da draußen ist es auch egal, ob sie Methoden von Hackern, Haktivisten, Pishern, oder Viren-Schreibern verwenden. Das Ziel heißt Geld. Und der Zweck heiligt bekanntlich alle Mittel. Wenn wir die Versorgung mit Energie (Strom, Gas) betrachten, also die Bereiche in denen wir in Zukunft Smart Meter einsetzen wollen, so sehen wir sehr rasch dass dort SEHR viel Geld unterwegs ist.

Man könnte den Leuten gefälschte Auflade Karten für den Stromzähler verkaufen. Oder den Netzbetreiber erpressen. Oder den Kunden erpressen. Oder gar den Hersteller auf Kosten der Kunden? Die Szenarien können sehr vielfältig sein und alle Treffen. Den Betreiber, den Hersteller, den Kunden und vom Diebstahl bis zur Erpressung alle Formen annehmen.¹⁷ Wir sollten uns auch klar sein, dass da draußen mittlerweile „Profis“ im Erpressen und Abzocken unterwegs sind. Diese haben die Möglichkeiten des Cyberspace erkannt und werden ihre Geschäftsmodelle ohne zu zögern auch auf diese Gebiete ausdehnen.

¹⁵ <http://de.wikipedia.org/wiki/Programmfehler>

¹⁶ http://www.ikarus.at/export/sites/ikarus/de/private/info-center/infodocs/Journal_2008_SM.pdf

¹⁷ http://www.ikarus.at/export/sites/ikarus/de/private/info-center/infodocs/bsides_mesasuring_smartmeter.pdf

7 *Alles Hoffnungslos?*

Nein, es ist nicht alles Hoffnungslos. Auch wenn es sich jetzt ganz wild anhört, so gäbe es noch viele Themen wie Uhrzeit-Synchronisierung, Fehlsteuerungen, Replay-Probleme, (...) zu kritisieren. Es ist aber zu erwarten, dass die aktuelle Generation von „Smart Metern“ nur um die 8 Jahre halten wird, und danach dann möglicherweise schon bessere Geräte zur Verfügung stehen. Zahlen müssen das leider die Kunden. Trotzdem sollten wir uns vor Augen halten, dass es durchaus „positive“ Beispiele gibt, wie man Computersysteme Manipulationsfrei machen kann. Und dennoch, trotz Milliarden von Investitionen in die Sicherheit, werden diese aufgrund von „Raubkopierbestrebungen“ immer wieder gehackt. Xbox, Xbox360, Playstation 2,3, Nintendo Wii /GameCube, PayTV-Verschlüsselung.

Doch was ist der Unterschied zum Smart Meter hier? Im Gegenzug zum Smart Meter verdienen Hersteller von Spielekonsolen pro verkauften Spiel und Abonnement. Jede Raubkopie ist also ein direkter Verlust von Umsatz und Gewinn! Daher wird das technische Maximum, wesentlich höher als auch es bei Bankomatkassen gefordert ist, eingesetzt um die Systeme sicher zu machen. Und das unterscheidet diese Systeme gegenüber dem Smart Meter. Denn da zahlt den Verlust der Netzbetreiber und nicht der Hersteller des Gerätes.

8 *Hoffnung Next Generation?*

Ja es gilt zu hoffen, dass in der nächsten Generation schon viele dieser Probleme gelöst sind und hoffentlich noch nicht allzu viel passiert ist. Auch ist zu hoffen dass möglicherweise die Vorschriften und auch die Anwendungsfälle für Smart Meter schon konkreter geworden sind. Kann man jetzt schon was machen?

Naja, man könnte jetzt schon, wenn man die Photovoltaik und Wärmepumpe fördert und E-Autos forcieren möchte, in den Förderungsbedingungen für neue Häuser fix reinschreiben, dass man eine eigene starke Kraftstromleitung in die Garage legen muss. Und von Vorteil wäre auch, dass man zwischen der Photovoltaik, Wärmepumpe, Wasserzähler, Gaszähler, Smart Meter und Garage (wo das Auto parkt) eine dezidierte Datenleitung (da reicht eine 2 polige Telefonleitung um ~ 2€/100 Meter) einbaut. Und was bringt denn die Vorschrift in den Regeln des Smart Meters, dass er mit den Externen Geräten mittels M-Bus kommunizieren soll, wenn es keine Leitung gibt? Per Funk? Per PLC?

Dies wäre genau 1 Zeile mehr in den Förderungsrichtlinien für Photovoltaik, Wärmepumpe oder in der Wohnbauförderung. Die Kosten wären überschaubar und im Neubau wäre das sehr einfach zu realisieren. Vielleicht wäre dies ein erster wichtiger Schritt den wir rasch in Angriff nehmen sollten. Den diesen können wir nicht per Software „updaten“.

*Session 1:
Demand Response – IKT und Märkte beim
Ausgleich fluktuierender Einspeisung*

SmartResponse – Szenarien für Smart Response in Österreich

Andreas Schiffleitner, KERP Research GmbH, andreas.schiffleitner@kerp.at

Marek Stachura, KERP Research GmbH, marek.stachura@kerp.at

Marcus Meisel, TU Wien – ICT, meisel@ict.tuwien.ac.at

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

Friederich Kupzog, TU Wien – ICT, kupzog@ict.tuwien.ac.at

Michael Ornetzeder, Ö. Akademie der Wissenschaften – ITA, michael.ornetzeder@oeaw.ac.at

Petra Wächter, Ö. Akademie der Wissenschaften – ITA, petra.waechter@oeaw.ac.at

Jaro Sterbik-Lamina, Ö. Akademie der Wissenschaften – ITA, jsterbik@oeaw.ac.at

Abstract – Automatisiertes Lastmanagement (engl. Automated Demand Response) hat das Potential, sich zu einer Schlüsseltechnologie für das Einhalten der Leistungsbalance von Verbrauch und Erzeugung in Energiesystemen mit einer hohen Dichte an erneuerbaren Erzeugung zu entwickeln. Dieses Projekt analysiert das Problem fehlender Umsetzungen in Österreich durch eine interdisziplinäre Betrachtung des Phänomens „Lastmanagement“ hinsichtlich technischer, sozialer, ökonomischer und ökologischer Aspekte. Weiters sollen Empfehlungen für zukünftige Rahmenbedingungen aus dieser Analyse resultieren, die es erst ermöglichen Lastmanagement von smarten Stromnetzen effizient zu betreiben.

Dieses Paper beschreibt in einem Strategie-Kit wichtige Arbeiten im Zusammenhang mit Demand Response. Aspekte und Strategien der einzelnen Szenarien werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

1 Einleitung und Methodik

Technologien für verbraucherseitiges Energiemanagement (auch Lastmanagement, Demand Side Management) werden als eines der Schlüsselinstrumente für intelligente Stromnetz der Zukunft angesehen. Jedoch sind Umsetzungen in diesem Bereich bisher selten bzw. gar nicht zu finden. Das Projekt führt eine kritische Untersuchung von verbrauchsorientierte Lösungen zum Energiemanagement durch. Untersucht werden soll, wie und in welcher Form verbraucherseitiges Energiemanagement zukünftigen Smart Grids einen optimalen Beitrag zur Energieeffizienz liefern kann.

Das Projektteam konnte aus Literaturrecherche, Fallstudien, vorangegangenen und derzeit durchgeführten Forschungsprojekten aus dem Forschungsfeld Lastmanagement weltweit, sechs Aspekte und immer wieder verwendete Strategien identifizieren. [1] Diese Strategien wurden durch Brainstorming-Technik, interne Workshops und Feedback aus Konferenz-Präsentationen geschärft. Durch die eindeutige Zuordnung der Strategieblöcke zu Aspekten des Forschungsfeldes Lastmanagement ließ sich ein Matrix ähnliches Konstrukt, ein Morphologischer Kasten erstellen, den das Projektteam Szenario-Baukasten nennt. Die Präsentation als Morphologischen Kasten bietet eine dritte Dimension wenn ein Pfad durch alle sechs Aspekte verfolgt wird, bei dem mindestens eine Strategie aus jedem Aspekt verwendet wird. Die umgesetzten Szenarien im Szenario-Baukasten lassen deutlich fehlende Implementierungen erkennen. 362 mögliche Lastmanagement-Szenarien sind in diesem Szenario-Baukasten möglich, eine weit höhere Anzahl als bisher erforscht oder umgesetzt wurde. Da nicht alle existierenden Pfade durch den Szenario-

Baukasten zu einem sinnvollen Szenario führen werden, ist eine sachgerechte Evaluierung eines gefundenen Szenarios für dessen wahrscheinlichen Erfolg notwendig.

Die Analyse von acht existierenden Umsetzungen und Forschungsarbeiten aus vier unterschiedlichen Lastmanagement-Kategorien wurden in den Szenario-Baukasten eingefügt und dessen Potentiale vom Projektteam anhand von vier gleich gewichteten Kriterien bewertet. Diese Kriterien sind: Lastmanagement-Potential, Nachhaltigkeit, Marktpotential in 10 Jahren und Innovationsgrad. Aus den Lücken im Szenario-Baukasten konnte das Projektteam sieben fehlende und für Österreich in den nächsten 10 Jahren potentiell wichtige, realistische Szenarien finden und ebenfalls anhand dieser vier Kriterien bewerten. Eine Illustration der beschriebenen Methodik ist in Abbildung 1 dargestellt

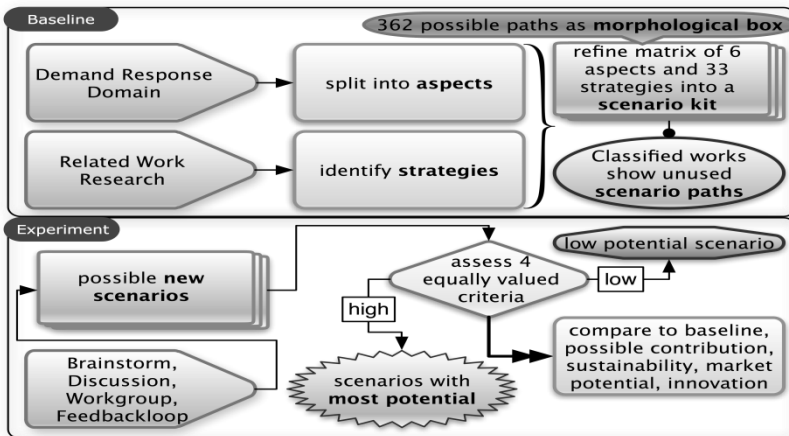


Abbildung 1. Darstellung der Methode

2 Ergebnisse

Im Folgenden sind die Ergebnisse in Form einer Beschreibung der einzelnen Szenarien dargestellt.

2.1 Elektrische Fahrzeuge

Elektromobilität erlebt derzeit eine Renaissance im Verkehrssektor als Mittel um CO₂-Emissionen zu reduzieren. Die dafür notwendige Marktdurchdringung der Elektrofahrzeuge als Lasten am Stromnetz schafft neue Herausforderungen für Verteilnetzbetreiber, die bereits jetzt mit stark zunehmender verteilter Stromerzeugung durch erneuerbare Energien auf die Probe gestellt werden. Besonders die zu erwartenden Spitzenlasten an gleichzeitig ladenden Elektrofahrzeugen würde sehr hohe Investitionen durch Elektrizitätsnetzverstärkungen verursachen. Kann man andererseits bereits verbraucherseitiges Lastmanagement mittels Elektromobilität bei der Entstehung von Smart Grid Konzepten einplanen, ist dies eine mögliche Problemlösung.

Wird ein Elektrofahrzeug an das Smart Grid angeschlossen, kann der Ladevorgang durch das Smart Grid gesteuert werden (Grid2Vehicle – G2V) oder die Fahrzeugbatterie könnte spontan benötigte Energie wieder in das Smart Grid einspeisen (Vehicle2Grid – V2G). [2], [3], [4], [5]

Diese Szenarien kann man für Österreich wie folgt bewerten:

1. Lastmanagement-Potential: Hoch. Bietet kontrollierte Lade- und Feedbackprozesse, aber eine hohe Durchdringungsrate von Elektrofahrzeugen notwendig um flächendeckende Effekte zu erzielen. Auf dem Microgrid Level in Kombination mit erneuerbaren Energien allerdings hohes Potential auch schon bei geringeren Stückzahlen für eine starke Qualitätsverbesserung der Netzstromqualität.
2. Nachhaltigkeit: Mittel-Hoch. Probleme sind hohe Anzahlen an Batterien mit derzeitiger erhaltlicher Technologie (nicht nachhaltig momentan). Positive Umwelteinflüsse durch einen möglicherweise nachhaltigeren Energiemix. Niedrig für V2G weil mit derzeitiger verbauten Akkutechnologien dadurch die Lebenszeit der Batterie verringert wird.
3. Marktpotential in 10 Jahren: Niedrig. V2G kein Potential weil zu früh, G2V niedrig weil die Diffusionsrate von 20% in 2020 schwierig zu erreichen ist (Anzahl der Fahrzeuge 150 000-1Mio. in 2020) außerdem ist die dafür benötigte Infrastruktur noch nicht vorhanden. Hoch ist das Potential für das Micro Grid Level (z.B.: Taxi Flotten die Ladestationen an Standplätzen vernetzen und dadurch erneuerbare Einspeisung puffern können,...)
4. Innovation: Mittel. Neue Technologien, neue Märkte, neue Kundenbeziehungen, aber nicht neu in der Lastverschiebungsdiskussion.

2.2 *Building to Grid*

Die Aktivierung thermischer Kapazitäten als Energiespeicher ist die Treibende Kraft hinter Building to Grid (B2G) Ideen [6]. Dafür ist es notwendig, thermische Parameter von Gebäuden wie z.B. Heizung, Kühlung und Ventilation steuern zu können. Zusätzlich ist ein Informationsaustausch zwischen dem Gebäude und dem Stromnetz notwendig. Funktionale Gebäude (z.B.: Büros, Hotels, ...) mit bereits vorhandenen Gebäudeautomationsanlagen sind geeignete Kandidaten als Schlüsseltechnologien für die Integration von Gebäuden in Energienetze, die eine hohe Durchdringung erneuerbarer Energien unterstützen, ohne den Komfort von BewohnernInnen zu mindern und virtuell als Gruppe in einer Region aggregiert zusammenzuarbeiten.

Das deutsche MySmartGrid Projekt z.B. will mit thermischen Prozessen von 1000 Haushalten dann den Strom verbrauchen wenn die Erzeugung durch erneuerbare Energien hoch ist und nicht wenn die Erzeugung gering ist [7]. Die amerikanische Firma Akuacom benutze einen „Demand Response Automation Server“ (DRAS) als Schnittstelle für den Elektrizitätsmarkt mittels Benachrichtigungsinfrastruktur zwischen Erzeugern und unabhängigen Service Operatoren (ISOs) auf einer Seite um Lastmanagement-Preise und Zuverlässigkeit zu kommerziellen, industriellen und aggregierten TeilnehmernInnen auf der anderen Seite zu kommunizieren [8], [9]. Diese Szenarien kann man für Österreich wie folgt bewerten:

1. Lastmanagement-Potential: Mittel-Hoch. Niedrig-Mittel, da die Anzahl an geeigneten Gebäuden in Österreich und das Lastmanagement-Potential per Gebäude begrenzt ist. Bei MySmartGrid ist das Potential abhängig von Massenteilnahme, aber in Kombination mit erneuerbarer Energieerzeugung von Relevanz. System ist robust gegen Kommunikationsfehler. DRAS mittel-hoch, da Elektrizitätsmarktpreis die Teilnahmewahrscheinlichkeit reguliert und das System funktionierende Kommunikationskanäle benötigt. Außerdem höher als intelligente Stromzähler Szenarien, da bessere Integration in Industrieplanungsprozesse möglich ist.

2. Nachhaltigkeit: Mittel-Hoch. Effizientere Nutzung existierender Gebäude, geringe negative unbeabsichtigte Konsequenzen zu erwarten, unterstützt die Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz und hilft Verluste zu reduzieren. Optimierung vorhandener Technologien vor Ort wird unterstützt und Lastmanagement ermöglicht.
3. Marktpotential in 10 Jahren: Mittel-Hoch. Gebäudeautomatisierung ist jetzt schon Standard in funktionalen Gebäuden. Fallende Kosten für Photovoltaik (PV) Anlagen werden mit großer Wahrscheinlichkeit zu hohen Verbreitungsraten führen. MySmartGrid lässt sich wegen geringer Installationskosten und einfacher Benutzung durch geeignetes Marketing gut verbreiten. DRAS ist auch jetzt schon profitabel in Verwendung und durch vorhersehbare fallende Kosten in Kommunikations- und Informationstechnologieinfrastruktur noch profitabler in naher Zukunft. DRAS hoch für den Industriesektor, mittel für Wohnbaugesellschaften und niedrig für Privathaushalte.
4. Innovation: Niedrig-Mittel. Mittel ist die Anbindung von Gebäudeautomation an das Stromnetz und die dezentralisierte Open-Source Kommunikationsinfrastruktur von MySmartGrid. Niedrig ist die existierende Technologie von DRAS.

2.3 *Intelligente Stromzähler*

Die notwendige Technologie dieser Szenarien ist der intelligente Stromzähler als Schnittstelle zwischen KonsumentInnen und diversen zusätzlichen Dienstleistungen. Die KonsumentInnen Feedbackschleifen Idee (C2G) soll den EndverbraucherInnen-Konsum reduzieren. Erhöhtes Konsumbewusstsein, erhöhte Aufmerksamkeit, aktives Involvieren von Konsumentenmassen oder Reduzierung von Kosten sind die ersten notwendigen Schritte. C2G legt den Fokus auf diese Herausforderung und versucht beispielsweise attraktive Lastmanagement-Aspekte für KonsumentInnen herauszuarbeiten und die hohe Abhängigkeit von Lastmanagement und intelligenten Stromzählern zu zeigen.

Zeitlich variable Tarife sollen in Zukunft auch durch intelligente Stromzähler ermöglicht werden [10]. Durch den monetären Anreiz lässt sich eine Verschiebung des Stromverbrauches in Haushalten erzielen. Die Technologie ist einfacher als bei C2G, benötigt aber aktives Handeln von Menschen im System [11]. Intelligente Stromzähler bieten noch viele weitere Möglichkeiten für Anreizsysteme, um KonsumentInnen dazu zu bringen, ihren Konsum zu reduzieren, zu verschieben oder zu planen. Diese Szenarien kann man für Österreich wie folgt bewerten:

1. Lastmanagement-Potential: Niedrig-Mittel. Nur statische Reduktion des Energieverbrauchs, Zeitvariable Tarife hängen sehr von der Massenteilnahme ab und stellen derzeitigen Stand der Technik dar. Sehr bekannt im Einfamilien-Sektor.
2. Nachhaltigkeit: Niedrig-Mittel. Mittel durch den Kompromiss von Konsumation und Lastmanagement, Niedrig weil es dadurch zu sozialen Ausschlüssen kommen kann.
3. Marktpotential in 10 Jahren: Niedrig. Unklar besonders für Netzbetreiber, und Konsumergerätehersteller, da es sehr auf die Regulierung durch Gesetze und Politik ankommt. Interessant für Netzbetreiber und Industrie nur in Kombination mit Intelligenten Stromzählern.
4. Innovation: Niedrig. Notwendige Technologie ist Stand der Technik.

2.4 *Consumer to Grid Automatisierung*

Um Elektrizitätskonsum und resultierende Emissionen zu minimieren, ohne dass KonsumentInnen aktiv handeln müssen, werden Smart Grids benötigt. Eine Technologie, die Lastmanagementstrategien wie beispielsweise Lastabwurf, -limitierung, -verschiebung und -effizienz in einem großen Maßstab erst ermöglicht. In dem österreichischen Projekt „Integral Resource Optimization Network“ (IRON) wurde die

Netzfrequenz zur Steuerung und Aktivierung von Lastmanagement verwendet [12]. Ein großes Netzwerk an Geräten mit IRON-Technologie kann als ein virtuelles Energiespeicherkraftwerk fungieren und trotz dem großen Maßstab und Skalierbarkeit, Echtzeitkommunikation in Sekunden bieten. Eine weitere Methode mit der Stromverbrauch von Geräten durch Netzfrequenz gesteuert wird, ist der „GridFriendly Appliance Controller“ (GFA Controller) [13]. Im Gegensatz zu IRON, wird auf jegliche Kommunikation, abgesehen einer Auswertung der Netzfrequenz, verzichtet. Diese Szenarien kann man für Österreich wie folgt bewerten:

1. Lastmanagement-Potential: Mittel. IRON Mittel, GFA Niedrig-Mittel. Ermöglicht Netzstabilität, System ist robust gegen Kommunikations- und Synchronisationsfehler. An IRON ist negativ, dass es nur für bestimmte Geräte verwendet werden kann und nur wenn diese in Verwendung sind. An GFA ist negativ, dass es zu Fluktuationen und Rückkopplungen kommen kann.
2. Nachhaltigkeit: Niedrig-Mittel. Kompromiss zwischen Umwelteffekten, Einstellungen von Endverbrauchern und neuen Geräten (hoher Effekt). IRON hängt stark von der Relation zwischen Effekt für neue Geräte und potentieller Ersparnis ab.
3. Marktpotential in 10 Jahren: Hoch. Unklar und schwer vorherzusagen, da Pumpspeicherkraftwerke eine große Konkurrenz darstellen und Erfolg stark von Regulierung, Gesetzgeber, Benutzereinstellungen und Akzeptanz der Industrie abhängig ist. IRON Mittel, für öffentliche Räume, Hoch für spezielle Industrieanwendungen.
4. Innovation: Niedrig-Mittel.

2.5 *Micro Grid für Photovoltaik Gebäude*

Die solare Stromerzeugung jedes Gebäudes – Einzelhaushalte als auch Bürogebäude – fluktuiert wetterbedingt. Die Summe unvorhersehbarer Erzeugung kann das Stromnetz destabilisieren. Um dies zu vermeiden muss das Erzeugungsprofil anhand strenger Anforderungen geglättet werden. Kommunikation zwischen Haushaltsgeräten als Lasten auf der einen Seite und einem Photovoltaik Erzeugungskontrollsystem auf der anderen Seite vermeiden die notwendigen Netzausbaukosten.

Verbindet man Kommunikation zwischen den Lasten (Lüftung, Heizung, Klima, unkritische Haushaltsgeräte, Beleuchtung) und der Erzeugung, über ein zentrales Kontrollprogramm, kann das System als Microgrid gesehen werden. Lasten werden in vollem Umfang genutzt wenn die Stromerzeugung hoch ist oder Spitzen aufweist und abgeschaltet oder pausiert wenn wenig Energie erzeugt wird. Diese Technik erlaubt viele Erzeugungsspitzen von erneuerbarer Erzeugung (z.B.: Photovoltaik, Wind) vor Ort zu vermeiden, ohne zusätzliche Speicher in das System einzuführen. Dadurch wird das Erzeugungsprofil geglättet. Dieses Szenario kann man für Österreich wie folgt bewerten:

1. Lastmanagement-Potential: Niedrig-Mittel. Generell niedriges Potential, aber mittel in Kombination mit erneuerbarer Energieerzeugung (z.B.: laden von Notstrombatterien von Krankenhäusern mit PV). Eine weitere Möglichkeit sind thermische Speicher in max. 15 Jahre alten Gebäuden. Gesamt kann gesagt werden, dass die Netzstabilität erhöht wird, da durch lokalen Verbrauch weniger fluktuierende Einspeisung stattfindet.
2. Nachhaltigkeit: Mittel-Hoch. Hohes Umweltpotential da die Integration Solarer Energieerzeugung in das Stromnetz unterstützt wird und außerdem Verluste reduziert werden, da der Energiekonsum vom Stromnetz reduziert wird. Ein höherer Anteil an erneuerbarer Erzeugung ist möglich.

3. Marktpotential in 10 Jahren: Mittel-Hoch. Durch fallende Kosten für PV sind hohe Verbreitungsraten wahrscheinlich.
4. Innovation: Mittel. Niedrig für die einfachste Umsetzung mit PV-Paneelen am Dach, aber hoch für Bürogebäude, die bereits mit PV-Fassaden entworfen werden, deren Erzeugung größer als ihr Verbrauch ist.

2.6 *Micro Grid für Gemeinden*

Da ländliche Gemeinden weit verstreut sind und nicht konzentriert an einem Ort wie Städte, wurde das Stromnetz nicht dafür ausgelegt, die in Zukunft zu erwartende hohe Anzahl einspeisender, erneuerbarer Energieerzeugung zu verkraften. Eine große Mengen dezentralisierter Erzeugung kann nur erreicht werden wenn entweder die Verteilnetzinfrastruktur ausgebaut wird, oder Erzeugung und Verbrauch auf Gemeindeebene als Micro Grid, mit sich abstimmenden Netzkomponenten, koordiniert wird. Eine Schlüsselkomponente eines solchen Micro Grid sind elektrische Speicher. In einer typischen europäisch-ländlichen Gemeinde existiert bereits eine Vielzahl an Prozessen, in denen Energie gespeichert werden kann. Beispielsweise werden Was-sertürme durch Pumpen aufgefüllt, sobald ein voreingestelltes Minimalniveau unterschritten wird. Verbindet man die Speicheranforderungen des Stromnetzes durch Kommunikation mit dem elektrischen Pumpprozess, kann dieser früher beginnen oder auf später verschoben werden. Andere Beispiele sind Abwasserpumpen, elektrische Heizung, Lüftung, Klima öffentlicher Gebäude, Beleuchtung oder Gemeindeweite Warmwassererzeugung.

Um mehr dezentrale Erzeugung zu ermöglichen, ohne die Netzinfrastruktur kostenintensiv auszubauen, muss die erzeugte Elektrizität so nahe wie möglich, und so bald als möglich an der Erzeugungsquelle verbraucht werden. Kommunikationstechnologie kombiniert mit den erwähnten Energiespeichern erfüllt diese beiden Anforderungen. Dieses Szenario kann man für Österreich wie folgt bewerten:

1. Lastmanagement-Potential: Mittel-Hoch. Höheres Potential als Micro Grids in Gebäudegröße, da der größere Umsatz als Akteur in einer Bilanzgruppe bereits interessant ist. Hilft bei der Integration von mehr erneuerbarer Energie. Die Entscheidung ob mittel oder hoch hängt stark von potentiellen Anwendungen ab und bleibt zu diskutieren. Großschönau als Virtueller Energiespeicher zeigt dass durch ca. 1200 Einwohnern, 10% der fossilen Zukäufe aus dem Strommix, alleine durch die Koordinierte Lastmanagement Beeinflussung von Frisch- und Abwasserpumpen der Gemeinde, eingespart werden können [14].
2. Nachhaltigkeit: Mittel-Hoch. Das Szenario hilft bei der Integration von erneuerbaren Energien in das Stromnetz, hilft bei der Reduktion von Energieverlusten, ermöglicht mehr dezentralisierte Erzeugung ohne Netzausbau vorauszusetzen und benutzt bereits vor Ort existierende Infrastruktur anstatt neuer Geräte.
3. Marktpotential in 10 Jahren: Mittel. Ist abhängig vom Marktpreis und/oder politischer Regulierung. Zu Netzausbau vergleichsweise geringe Kosten sind ohne Subvention trotzdem kaum von einzelnen Gemeinden tragbar.
4. Innovation: Mittel. Einige der notwendigen Technologien werden bereits verwendet.

2.7 *Akku Grid – Kopplung verwendeter Akkumulatoren*

Die steigende Anzahl an portablen Geräten z.B.: Laptop, Mobiltelefon, Akkuschauber, Rasenmäher, Elektroroller und Elektroautos speichern bereits jetzt Strom zu Hause und in Büros – den mutmaßlichen Orten zukünftiger Energieerzeugung. In diesem Szenario sollen mobile Geräte mit Akkumulatoren benutzt werden, um Erzeugungsspitzen aus erneuerbaren Energiequellen zu absorbieren, als auch Energiekonsum in Zeiten geringer Erzeugung zu drosseln. Dieses Verhalten führt zu einem geglätteten Lastprofil

in dem der Verbrauch der Erzeugung entspricht. Eine mögliche Umsetzung wäre ein zweiter Stromkreis in Gebäuden (z.B.: grüne Steckdose), der Abhängig vom Elektrizitätsangebot, verbundene Geräte lädt oder nicht lädt. Umsetzbar ist dies für einzelne Büros oder Haushalte, mit oder ohne Kommunikation zwischen Steuerungseinheiten und Geräten dieses zweiten Stromkreises, praktisch überall in einem kontinentalen Stromnetz. Dieses Szenario kann man für Österreich wie folgt bewerten:

1. Lastmanagement-Potential: Niedrig. Das Szenario kann zur gesamten Netzstabilität beitragen, die Grundlast erhöhen und die Integration erneuerbarer Energieerzeugung fördern. Kapazitäten mobiler Geräte sind allerdings zu gering um Blackouts zu verhindern.
2. Nachhaltigkeit: Niedrig-Mittel. Positive Effekte im Stromnetz sind gut, aber machen alleine keinen großen Unterschied. Allerdings sind benötigte Infrastruktur- und Materialkosten gering und die Summe aller verbundenen Geräte kann Lasten im Stromnetz verschieben.
3. Marktpotential in 10 Jahren: Niedrig. Hängt stark von sinnvollen Geschäftsmodellen ab (z.B.: Spezielle Tarife, Produktbündelungen, etc.) Falls Kommunikation notwendig wird, ist es ein großer Aufwand für den geringen Nutzen diese Nachzurüsten.
4. Innovation: Hoch. Neu, wurde noch nicht gemacht.

2.8 *Kabelloses Akku-Laden als Service, bietet virtuellen Stromspeicher*

Die steigende Anzahl mobiler wiederaufladbarer Geräte unterschiedlicher Hersteller, ohne Regulierung oder Standards bezüglich Ladegeräte und Stecker, verursacht eine Ausbreitung unterschiedlichster Ladegeräte in jedem Haushalt. Ein kabelloses Ladegeräte, dass eine Vielzahl der Geräte einfach durch Nähe laden kann, könnte ein vielbegehrtes Produkt sein.

Wird dieses kabellose Ladegerät mit weiteren durch Kommunikation verbunden, sodass Ladevorgänge vieler Haushalte sofort oder als virtuelle Einheit koordiniert stattfinden können, bietet für den Koordinator eines solchen Systems die Möglichkeit auf dem Primär-, Sekundär, oder Tertiären Regulierungsenergiemarkt ein wichtiger Teilnehmer zu werden. Dieser Systembetreiber könnte das Ladegerät als Service betrachten und dadurch die Anschaffungskosten als Kaufhürde eliminieren. Dieses Szenario kann man für Österreich wie folgt bewerten:

1. Lastmanagement-Potential: Niedrig. Abhängig von Massenrezeption und Teilnahme.
2. Nachhaltigkeit: Niedrig. Weil zusätzliche Geräte mit derzeit noch hohen Verlusten und möglicherweise eine zusätzliche Infrastruktur aufgebaut werden muss. Mögliche Elektrosnog Betrachtungen notwendig.
3. Marktpotential in 10 Jahren: Niedrig. Ähnlich wie das Akku Grid Szenario, allerdings wird das dort notwendige Geschäftsmodell, hier durch zusätzlichen Endverbraucher Mehrwert gestützt.
4. Innovation: Niedrig-Mittel. Hoch für den kabellos Laden Anteil, mittel für den Lastmanagementteil, niedrig für den Serviceteil.

2.9 *Wiederverwendung von Elektroautobatterien*

Die meisten heutzutage produzierten Batterien, werden mit kritischen Materialien hergestellt und werden mit 50% der ursprünglichen Kapazität aus dem Betrieb genommen. Eine Elektroautofirma oder deren Batterieersatz-Vertragsfirma könnte Altakkus sammeln und die vereinigte Gesamtleistung als Speicherkraftwerk zur Stromerzeugungsglättung erneuerbarer Energien einige Zeit weiterverwenden, anstatt diese sofort zu entsorgen. Es wird davon ausgegangen, dass das verlängerte Akkuleben durch Weiterverwendung in einem zweiten Lebenszyklus, die ökologische Bilanz gewaltig verbessert. Dieses Szenario kann man für Österreich wie folgt bewerten:

1. Lastmanagement-Potential: Mittel. Das Szenario hängt stark von der Elektrofahrzeugdichte am Markt und von verwendeten Batterietechnologien ab.
2. Nachhaltigkeit: Mittel. Positive Effekte sind von der verfügbaren Batterietechnologie abhängig. Eine stark verbesserte Batterie würde Vorteile verdeutlichen, aber weitverbreitete Nutzung existierender Batterietechnologie ist problematisch. Mittel weil es nicht klar ist, wie Altakkus verwertet werden. Hoch, da die Wiederverwendung die Materialeffizienz erhöht und das hohe vorhandene Speicherpotential nutzt.
3. Marktpotential in 10 Jahren: Mittel. Stark von der Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen und neuen Batterietechnologien, als auch von der Batterierücklaufquote eines logistisch vielumspannenden Wiederverwertungssystem abhängig. Eventuell Konkurrenzmarkt zu derzeitigen Wiederverwertungsoptionen.
4. Innovation: Hoch. Neu, wurde noch nicht gemacht.

2.10 Nutzung thermischer Prozesse in Industrie, Wirtschaft und öffentlicher Gebäude

Eine große Anzahl an Prozessen in der Industrie (z.B.: Kühllager, Datenzentren, Bürogebäude) und in öffentlichen Gebäuden (z.B.: Hallenbäder) sind träge thermische Prozesse, wie z.B. Heizung, Lüftung, Klima, Pumpen, Warmwasser. Derzeit ist es üblich, mit starken Energieverbrauchern monetäre Anreize für das manuelle Ausschalten elektrizitätsintensiver Prozesse festzuhalten, sobald das Stromnetz in Not ist. Dieses Szenario soll die Möglichkeiten einer Automatisierung dieses Vorgangs beschreiben.

Diese Systeme können durch automatisierte Kommunikation vorhersagbar synchronisiert zu- oder weggeschaltet werden. Die Summe dieser Energieintensiven Prozesse resultiert in einem großen Lastmanagement potential für verschiebbare Lasten auf der Verbraucherseite. Dies führt zu einer vorhersagbareren Lastkurve. Das Ziel dieses Szenarios ist, dieses Lastpotential in den Kreislauf von schwer vorhersagbarer Erzeugung und Verbrauch zu integrieren. Dieses Szenario kann man für Österreich wie folgt bewerten:

1. Lastmanagement-Potential: Mittel. Mittel bezüglich Quantität und Qualität. Lastspitzen können reduziert werden, die Herausforderung liegt darin, zu verbrauchende Energie mit erneuerbarer erzeugter Energie übereinzustimmen.
2. Nachhaltigkeit: Mittel. Positive Effekte sollten deutlich überwiegen. Das Szenario steigert die Effizienz, in meisten Fällen wird vorhandene Infrastruktur verwendet, aber Prozesse könnten sich außerhalb ihres optimalen Wirkungsbereiches bewegen.
3. Marktpotential in 10 Jahren: Mittel. Ist abhängig von Marktpreis für Elektrizität oder attraktiven Geschäftsmodellen. Österreich niedrig, da viele Wasserspeicherkraftwerke vorhanden sind.
4. Innovation: Niedrig. Ansatz bereits in Verwendung, allerdings nur zur Lastprofilglättung.

2.11 Intelligente Stromzähler Öffnung für Soziale Internet Applikationen

Einige Geräte nutzen soziale Netzwerke bereits um die Übermittlung von gemessenen Daten aus der realen Welt in die digitale Welt zu ermöglichen. (Z.B.: Insulin Überwachung, Standortsverfolgung) All diese Technologien verwenden entweder öffentlich verfügbare „Application Programming Interfaces“ (APIs) oder stellen solche zur Verfügung.

Um Smart Grids für soziale „Web 2.0“ Anwendungen freizugeben, müssen sie eine öffentliche API für Programmierer zur Verfügung stellen. Ein guter Einstiegspunkt dafür sind Intelligente Stromzähler. Entwickler und Endverbraucher können dort ihre Smart Grids Anwendungen nach Wunsch verbinden. Einstellbare Energieverbrauchsüberwachung, wettbewerbsbasierte Energiespargemeinschaften, optionale Forschungsprojektteilnahme oder spielbasierte Effizienzsteigerungsduelle sind nur einige der Beispielan-

wendungen die sich mit dieser Möglichkeit sofort ergeben. Dieses Szenario kann man für Österreich wie folgt bewerten:

1. Lastmanagement-Potential: Niedrig. Abhängig von offenen APIs von Stromzähler Produzenten für Entwickler und Endverbraucherakzeptanz der entwickelten Anwendungen. Das Szenario reduziert je nach Umsetzung eher Energie als Lasten zu verschieben. Ein Nichtverbrauch an Energie vieler TeilnehmerInnen, kann als Lastverschiebung verwendet werden.
2. Nachhaltigkeit: Mittel. Durch positive erzieherische Effekte kann das ökologische Potential weiterer Szenarien (z.B.: V2G oder C2G) signifikant erhöht werden, aber das Szenario alleinstehend geringes Potential.
3. Marktpotential in 10 Jahren: Niedrig. Niedrig, da es wahrscheinlich mit finanziellen Anreizen oder passenden Tarifen gekoppelt werden muss um akzeptiert zu werden. Stark abhängig von der Adoption der Stromzählerproduzenten als auch Haushaltsgeräteherstellern, die offene Schnittstellen zur Verfügung stellen müssen. Mögliche Sicherheitsbedenken.
4. Innovation: Hoch. Neu, wurde noch nicht gemacht.

3 Zusammenfassung und Ausblick

Durch Erfahrungen des Projektteams wurde in Workshops eine Bewertung aller Szenarien in vier gleichwertigen Kriterien durchgeführt. Die zuvor angeführte textuelle Bewertung in den Graden niedrig:0,2, niedrig-mittel:0,4, mittel:0,6, mittel-hoch:0,8, hoch:1,0 wurde in Zahlen ausgedrückt und als Gesamtbewertung multipliziert. Daraus ergibt sich folgende Tabelle.

Szenario	Lastmanagement Potential	Nachhaltigkeit	Marktpotential in 10 Jahren	Innovation	Gesamtbewertung
Elektrische Fahrzeuge	1	0,8	0,2	0,6	0,096
Building to Grid	0,8	0,8	0,8	0,4	0,205
Intelligente Stromzähler	0,4	0,4	0,2	0,2	0,006
Consumer to Grid Automatisierung	0,6	0,4	1	0,4	0,096
Micro Grid für Gebäude mit PV Erzeugung	0,4	0,8	0,8	0,6	0,154
Micro Grid für Gemeinden	0,8	0,8	0,6	0,6	0,230
Batterie Grid: Kopplung existierender Akkus	0,2	0,4	0,2	1	0,016
Kabelloses Akku-Laden als Service	0,2	0,4	0,2	0,4	0,006
Weiterverwendung von e-Auto Batterien	0,6	0,6	0,6	1	0,216
Nutzung thermischer Prozesse der Industrie	0,6	0,6	0,6	0,2	0,043
Smart Meter API	0,2	0,6	0,2	1	0,024

Abbildung 2. Vorläufige Bewertung bestehender und noch nicht umgesetzter Szenarien

Wie man deutlich aus der Tabelle sehen kann, sind die Szenarien: Building to Grid, Micro Grid für Gebäude mit PV Erzeugung, Micro Grid für Gemeinden und Weiterverwendung von e-Auto Batterien am höchsten bewertet und damit die vielversprechendsten in Österreich innerhalb der folgenden 10 Jahre, aus der Sicht des interdisziplinären Projektteams. Die gut bewerteten, aber bereits in der Forschung befindlichen Szenarien Elektrische Fahrzeuge (besonders G2V) und Consumer to Grid Automatisierung (besonders IRON), werden auf Grund des Umfangs des Projektes nicht detaillierter beschrieben.

Als nächster wichtiger Schritt ist eine umfangreiche Bewertung der besten vier Szenarien als interdisziplinäres Phänomen in vier Faktoren zu nennen, um Barrieren zu identifizieren und mögliche Startpunkte für zukünftige Lastmanagement-Implementierungen bieten zu können.

1. **Ökologisch** – Die ökologische Begründung warum ein gewähltes Szenario verbessernd, befähigend oder nützlich für unseren Planeten ist. Eine Lebenszyklusanalyse des Produktes, Verwendung gefährlicher Materialien, Wiederverwertungsmöglichkeiten, Logistik und Emissionen, im besonderen CO₂ sollen analysiert werden.
2. **Technisch** – Eine detaillierte Betrachtung an technischer Notwendigkeiten zur Realisierung des Szenarios, den Verfügbarkeiten jeder Technologie nach Jahr und geographischer Gegebenheit, notwendiger Infrastruktur, Risikoanalyse teilweise oder totalem technischen Ausfalls und Instandhaltungskosten soll beschrieben werden.
3. **Sozial** – Analyse des notwendigen Automatisierungsgrades und potentieller Akzeptanzprobleme bei der Benutzung durch EndverbraucherInnen, Auswirkungen auf die Lebensqualität und das Definieren von Grenzen zwischen gewonnenem Nutzen abgewogen gegen Komfort.
4. **Ökonomisch** – Analyse von kurz- und Langzeitkosten für ein Szenario, erwartete makroökonomische Effekte über die Laufzeit, ökonomische Rentabilität eines Produktes mit Break-Even Szenarios abhängig von der Durchdrungsdichte, Zeit oder Adaptionsrate, notwendiges Startkapital oder mögliche Lizenz und Patentschemen und derzeitige potentielle Industriepartnern.

Diese detaillierten Bewertungen und Beschreibungen sollen als Grundlage für Empfehlungen von zukünftigen Rahmenbedingungen dienen können, die es ermöglichen sollen in Österreich effizientes Lastmanagement von Smart Grids zu betreiben.

Referenzen

- [1] D. Dietrich, ComForEn 2010 - Kommunikation für Energienetze der Zukunft. Vom aktiven Verteiler zum Smart Grid., Band 57 Wels, Austria: OVE-Schriftenreihe, 29.Sep 2010 (ISBN-Nr. 978-3-85133-061-8)
- [2] S. K'abisch, J. Heuer, Interconnections and Communications of Electric Vehicles and Smart Grids, First IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm), November 2010
- [3] C. Quinn, D. Zimmerle, T.H. Bradley, The effect of communication architecture on the availability, reliability, and economics of plug-in hybrid electric vehicle-to-grid ancillary services, Journal of Power Sources, vol. 195, issue 5, March 2010, p. 1500-1509, ISSN 0378-7753
- [4] F. Kupzog, H.J. Bacher, M. Glatz, et.al. Architectural Options for Vehicle to Grid Communication, E&I Elektrotechnik und Informationstechnik, ISSN: 0932-383X, Austria: Springer Wien, Feb. 2011(<http://dx.doi.org/10.1007/s00502-011-0796-8>)
- [5] Tomić, Kempton: Using fleets of electric-drive vehicles for grid support, Journal of Power Sources, University of Delaware, Newark, USA, 2007
- [6] F. Kupzog, T. Sauter, K. Pollhammer: IT-enabled Integration of Renewables: A Concept for the Smart Power Grid, EURASIP Journal on Embedded Systems, vol. 2011, Article ID 737543, 2011
- [7] M. Dalheimer, Power to the People, Bericht 200 (2011) Fraunhofer- Institut für Techno- und Wirtschaftsmathematik ITWM 2011 ISSN 1434- 9973, 2011
- [8] M.A. Piette, S. Kiliccote, G. Ghatikar Design and Implementation of an Open, Interoperable Automated Demand Response Infrastructure, Lawrence Berkeley National Laboratory LBNL Paper LBNL-63665, 2008
- [9] Demand Response Research Center, <http://drrc.lbl.gov> (30 Apr. 2011) [10] F. Kupzog, M. Meisel, K. Derler, et al., Integral Resource Optimization Network Concept, Bericht für FFG; 2008; p 169

- [11] Schrammel, Gerdenitsch, Tscheligi, HCI Systems for Sustainable Energy-Management, CHI 2011 Workshop: Sustainable Interaction Design in Professional Domains, Austria, 04.2011
- [12] F. Kupzog, Self-controlled Exploitation of Energy Cost saving Potentials by Implementing Distributed Demand Side Management, 2006 IEEE International Conference on Industrial Informatics (INDIN2006), pp. 375-380, Aug. 2006
- [13] J.Brous, TA. Carlon, DP. Chassin et al, "Part II. Grid FriendlyTM Appliance Project", Pacific Northwest GridWiseTM Testbed Demonstration Projects, U.S. Department of Energy, 10.2007
- [14] T. Leber, M. Meisel, T. Gamauf, et al. Preparations for Demand Response on a Municipal Level, (to be published Sep. 2011)



Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIE 2020“ durchgeführt.

Demand Side Management with Buildings – Introducing the projects Building2Grid and BED

Klaus Pollhammer, Institut für Computertechnik / TU Wien, pollhammer@ict.tuwien.ac.at
Gerhard Zucker, Energy Department, Austrian Institute of Technology AIT, gerhard.zucker@ait.ac.at

Abstract – The two projects Building2Grid and BED research the possible storage capabilities that can be introduced by buildings into the smart power grid. The processes inside buildings that seem to be able to be activated for storing and demand-response techniques consist mainly of the thermal processes that could 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 coordination units of the power grid, the prediction of the behavior inside the buildings or the influencing of the internal processes. Different approaches and solutions are needed to reach the ultimate goal for activation buildings (especially commercial buildings) as active nodes for the smart power grid.

1 Problem definition

Feeding more renewable energy sources with their volatile energy production into the power grid leads to new challenges that grid operators have to face. It is not only the change from a strongly hierarchical to a more distributed structure that leads to new situations, but also the tendency of renewable energy sources to having a highly fluctuating footprint.

Developing effective energy storage methods and technologies is one of the main areas in research and various approaches are followed. The application areas for energy storages can be given from smoothing the annual and long term consumption of loads with large hydro storages to provide storage capacity to compensate the gusts of wind power generators. Depending on the chosen application the needed duration of storage can vary from months to minutes [1].

While the classical energy engineering focuses on developing better and more variable units that are mainly construed for storing alone, there are other possibilities popping up. The introduction of information technology into the power grid infrastructure – the development of the so-called smart power grid – brings up new potentials that could not have been used easily before. Communication and information exchange between all participants in the power grid from the generation side to the consumers brings not only a better understanding of the power grid and its status but allows new scenarios of interaction between them. For an overview on how the communication and information technologies could help to integrate renewables into the grid compare also [2].

One of these applications is the possible implementation of demand side storages. They depend heavily on the idea to introduce communication between the generating and the consuming side of the power grid to influence the overall power demand. The idea is to switch off consumers if the circumstances lead to a too low generation or in the other case to prepone some processes that have a high flexibility in their schedule [3]. As a rule of thumb it can be determined that processes that depend and influence physical parameters which change slowly compared to the processes inside the power grid are possible candidates for the usage as demand side storages. Especially thermal processes with its long time constants are a promising candidate. While in [3] the author focusses on small units like refrigerators as demand side storages the bigger potential lie in the heating, cooling and ventilation of buildings with large thermal masses. This potential for thermal storages is also mentioned in [2] where the authors identify buildings as a promising field for the usage as thermal storages. Buildings with their high thermal capacity and their inherent infrastructure for heating and cooling are considered as one possibility to develop an easy integratable and expandable group of demand side storages.

Implementing Demand-Side-Storages is done by using load reduction and load shifting for the thermal processes inside buildings. One challenge to solve is the question on how effectively influence the inner processes. Especially commercial buildings (office buildings, schools, hotels et. al.) often have a building automation system or a centralized system for heating ventilation and air conditioning, which allow for central control and influence of the thermal systems.

2 *Buildings as energy storages*

Buildings contain thermal masses that store thermal energy. By employing the thermal-electric coupling of some energy systems, e.g. heat pumps, combined heat and power plants (CHP), direct electric heating and controlling other consumers like the ventilation system or circulation pumps we gain an electric load potential that can be shifted in time without immediate influence on user comfort. Especially buildings with large thermal masses (achieved by e.g. concrete construction) and buildings with good insulation of the envelope (e.g. passive houses or low energy houses) have long time constants that allow electric load shaping based on thermal inertia.

With regard to communication former activities in the field of demand side management tended to focus on a unique communication infrastructure between the power grid and each and every device. This way leads to a great number of single communication links between the devices and the management units. Building automation systems, on the other hand, are able to communicate in various ways with the outside world and can therefore build an abstraction layer that provides a single point of communication for the power grid. Inside the building an special unit, sometimes called building agent or demand response controller takes over the role to process the information, measurements and trends collected from the inside and outside and decides which actions should be taken.

A number of actual research activities focus on the requirements and development of these units. Two of them, the projects Building to Grid (B2G) and Balancing Energy Demands (BED) are described in the following segments of this text.

2.1 *B2G - Building2Grid*

The project Building2Grid focusses on the general applications buildings can provide for the smart power grid. Therefore a building agent (a software module that communicates with the building automation system) responds to an external controller (which has knowledge about the grid status and load distribution in the grid). Based on a daily forecast of the expected energy consumption in the building the building agent tries to meet the requirements given by the external controller: if the external controller requests minimum energy consumption during peak load time, the building agent will respond with a load profile that reduces energy consumption during the peak load time. Additionally, it communicates the expected rebound effect that this load shedding causes. This way the external controller can collect energy profiles of all buildings, decide centrally, which ones to choose and activate the desired amount of load shifting.

Given that the duration of peak load is known in advance (e.g. for the following day) the building agent can not only switch off consumers at that very time, but also condition the building before the load shifting occurs. This allows for either longer load shifting time or a higher amount of load that can be shifted. This way the rebound effect also becomes a “pre-bound”, meaning that energy consumption increases before and after the load shift period.

On the communications side protocols for interchanging the essential information about load shifting requests and planned schedules between the power grid and the building agent have to be developed. Not only this challenge has to be faced, also the communication with the existing heating, ventilation and air-conditioning control systems has to be solved. In addition thermal models that are easy to integrate, adaptable for different existing building types and forms and processable even with lower calculation power has to be offered.

2.2 *BED – Balancing Energy Demand with Buildings*

One of the main questions of the project BED (Balancing Energy Demand with Buildings) is how commercial buildings can be used as Demand-Side-Storages for the future smart power grid. One main requirement is to ensure continuous comfort for the users at all times. The automation system of a building has to be able to decide if the building can be used as storage or not.

For this decision the building automation system needs an insight to the thermal situation inside the building and an idea how the future behavior the building will look like. With the help of such models and different measured parameter values like temperatures et al. the building automation system is able to predict the development of the inside temperature at any time. If there is demand for a load shifting or shedding event a decision can be made dependent on this simulation.

BED focuses on the point of introducing a so-called demand response controller and how the structure of such a communication layer can look like. It is considered that the demand response controller itself can be implemented either as own device or as part of another system like the building automation system. An overall illustration of its structure can be found in Figure 1. It can be seen that the main part consists of communication interfaces between the controller and as main parts a subunit that is able to simulate the behavior of different systems and processes inside the building. After the simulation a decision unit decides if the respective subsystem (e.g. the ventilation) can be turned off or not.

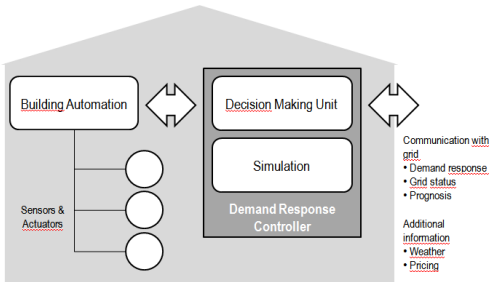


Figure 1: The Demand Response Controller as communication layer between the power grid and the building automation system.

One claim of the project BED was to provide a structure for a demand response controller that is not only able to integrate models for the thermal subsystems of a building (heating, cooling, ventilation) but also to answer the question if the combination of the storage capability of different types of systems or buildings bring an even greater flexibility for the usage as demand side storage or not. In addition to that the system provides the possibility that the simulation models are self-learning in a way that the model parameters adapt if the difference between the simulated and the measured values leads to errors in the simulation. With the help of an omnet++ simulation these questions were researched during the project.

3 Conclusion and Outlook

Before buildings can contribute to and play an active part for the smart power grid some challenges have to be faced. Providing an effective communication either with the smart power grid or the different internal systems of buildings is one side of the task. The other is to effectively abstract a building's load shifting ability with all its included subsystem to present a unique interface for the underlying (maybe) very different buildings. Another challenge is to find ways of effectively using the processes of buildings for providing load shifting abilities for the grid without altering the comfort of the users of a building. For that prediction models have to be found that can be processed and adapted easily.

The projects BED and B2G may have slightly different goals but together they take one more step into the direction of including the existing and future buildings as demand side storages into the smart power grid. With these storages essential applications for the even stronger integration of renewable energy sources like peak load shaving and the smoothing of load profiles can be considered even more feasible.

Acknowledgement

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

References

- [1] Barton J.P., Infield D.G., Energy storage and its use with intermittent renewable energy, Energy Conversion, IEEE Transactions on , vol.19, no.2, pp. 441- 448, June 2004, ISSN 0885-8969
- [2] F. Kupzog, T. Sauter, K. Pollhammer, IT-Enabled Integration of Renewables: A Concept for the Smart Power Grid, EURASIP Journal on Embedded Systems, vol. 2011, issn. 1687-3955, Hindawi Publishing Corporation, 2010
- [3] Kupzog F., Frequency-responsive load management in electric power grids, PhD Thesis, Technische Universität Wien, 2008



Haus der Zukunft PLUS



Dieses Projekt wird aus Mitteln des BmVIT gefördert und im Rahmen des Programms „Haus der Zukunft Plus“ durchgeführt.

Session 2:
IKT und Effizienz

ZeroCarbonTown – CO₂-Nullsummenspiel in einer Gemeinde im Waldviertel

Lukas Lippert

AIT Austrian Institute of Technology, Energy Department, Lukas.Lippert@ait.ac.at

Zero Carbon Town ist ein gefördertes Projekt des Klima- und Energiefonds im Rahmen der 4. Ausschreibung von *Neue Energien 2020*. Projektpartner: Sonnenplatz Großschönau GmbH, AIT Energy Department, TU Wien Institut für Computertechnik und Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, Energy Economics Group;

1 Einleitung

Die Gemeinde Großschönau will aufgrund des stetig steigenden Energiebedarfs, der zu einem Großteil mit fossilen Energieträgern abgedeckt wird und dem dadurch steigenden CO₂-Ausstoß, eine Vorreiterrolle einnehmen und hat sich dabei das ehrgeizige Ziel gesetzt, sich selbst CO₂-neutral mit Energie zu versorgen.

Am Beginn des Projektes steht eine Betrachtung des Ist-Zustandes in der Gemeinde, um einen Überblick über den derzeitigen Energieverbrauch und die Energiebereitstellung zu bekommen. Diese Bestandsanalyse basiert auf Daten aus den gemeindeeigenen Energiefragebögen. Diese Daten weisen aufgrund der überdurchschnittlich hohen Rücklaufquote und der Dichte an erfragten Informationen eine hohe Qualität auf. Außerdem bietet diese fundierte Datenbasis die Möglichkeit, Szenarien anhand von Echt Daten zu erstellen und somit genauere Ergebnisse zu erzielen. Das im Projekt erhobene Potential der erneuerbaren Energien auf dem Gemeindegebiet vermeidet eine Überbewertung in den folgenden Arbeitsschritten. Die Szenarien sollen einer ökologischen sowie ökonomischen Bewertung unterzogen werden um aufzuzeigen welches Modell am geeignetsten für die Gemeinde Großschönau ist, um eine maximal mögliche Reduktion der CO₂-Emissionen und eine hohe Eigendeckung bei der Energieversorgung zu erreichen. Mit Hilfe der Projektergebnisse werden die Bewusstseinsbildung bei der Bevölkerung weiter ausgebaut und die für die Umsetzung notwendigen Rahmenbedingungen von der Politik geschaffen.

Die Erkenntnisse aus dem Projekt und die mögliche Vorreiterrolle der Gemeinde Großschönau sollen als Leuchtturmprojekt für andere Gemeinden in ländlichen Gebieten dienen.

2 *Bestandsanalyse*

Eine detaillierte Energiedatenerhebung in der Gemeinde wurde 2010 durchgeführt. Dabei wurden fast 70% der Haushalte, Betriebe und kommunaler Gebäude erfasst und hinsichtlich der Art und Energiemenge bei Heizung und Warmwasserbereitung, Energiekennzahl oder gebäudespezifischer Daten, Wegstrecken und Treibstoffverbrauch für Mobilitätszwecke, Stromverbrauch und Eigenerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie die zur Verfügung stehenden Ressourcen (Biomasse, freie Dachflächen) befragt.

Diese hohe Rücklaufquote konnte nur durch den Einsatz von ehrenamtlichen“ Energieexperten“ erreicht werden, welche gemeinsam mit den Hausbewohnern den Energiefragebogen ausfüllten. Dadurch konnte neben der hohen Anzahl der teilnehmenden Personen auch die Qualität der Angaben sichergestellt werden.

In der Auswertung wurden die Angaben aus der Erhebung auf die gesamte Bevölkerung der Gemeinde hochgerechnet.

2.1 *Energiebedarf der Gemeinde*

Der erhobene Energiebedarf beinhaltete die Energie für Raumwärme, Warmwasser, elektrische Energie und Treibstoffbedarf für Mobilität der Haushalte, Landwirtschaft und Betriebe. In der Energiedatenerhebung ist keine Industrie mit einbezogen, da es sich bei Großschönau um keinen Industriestandort handelt. Abbildung 1 zeigt, dass der größte Energieverbrauch im Bereich der Wärmebereitstellung liegt. Hier kann die Gemeinde aber schon den Großteil mit erneuerbarer und teilweise regional verfügbarer Energie abdecken. Der hohe Energiebedarf für Mobilität ist vor allem dadurch begründet, dass Großschönau selbst eine kleine Gemeinde ist und nicht nahe an einer großen Stadt liegt und daher viele Einwohner weit zur Arbeitsstätte fahren müssen. Diese Wegstrecken und auch die Freizeitwege werden aufgrund der unzureichenden Anbindung an das öffentliche Verkehrsnetz zum Großteil mit dem Auto zurückgelegt. Nicht außer Acht zu lassen ist aber auch der hohe Anteil am Treibstoffverbrauch für Landwirtschaft und Betriebe. Im Bereich des Bedarfes an elektrischer Energie können laut Angaben des Stromlieferanten ca. 75% aus erneuerbaren Energiequellen bereitgestellt werden [1]. Zu einem kleinen Teil wird elektrische Energie lokal mit einer Wasserkraftanlage und Photovoltaik-Anlagen erzeugt.

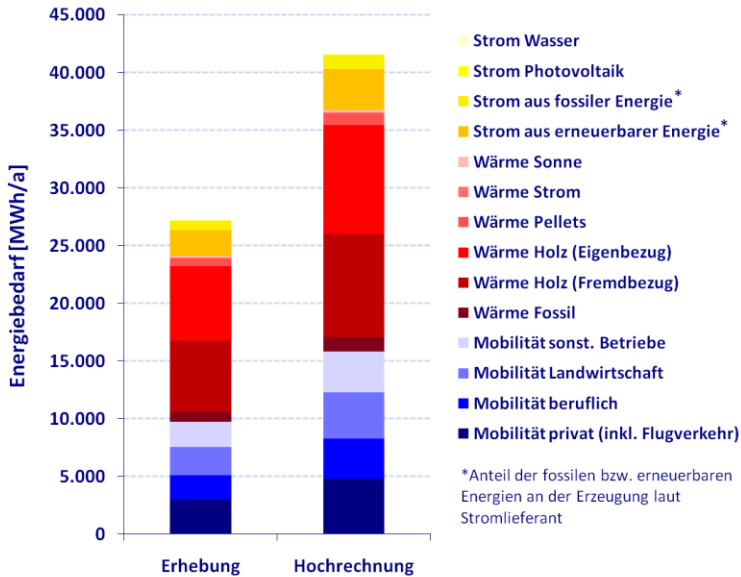


Abbildung 1: Gesamtenergiebedarf [MWh/a] (ohne Industrie)

2.2 CO₂-Emissionen

Bei den CO₂-Emissionen spiegelt sich die fast ausschließliche Nutzung fossiler Energieträger im Bereich der Mobilität wieder (siehe Abbildung 2). Durch den hohen Anteil erneuerbarer Energieträger an der Wärmebereitstellung trägt diese den geringsten Teil der CO₂-Emissionen, obwohl die Wärmemenge den größten Anteil am Gesamtenergiebedarf hat. Zu den Emissionen im Bereich elektrische Energie wird nur jener Teil betrachtet, welcher laut Energieversorgern aus nicht erneuerbaren Energien bereitgestellt wird [1].

Werden die CO₂-Emissionen auf Personen herunter gebrochen, so ergibt sich eine derzeitige CO₂-Belastung von ca. 4 Tonnen pro Einwohner und Jahr. An dieser Stelle muss deutlich hervorgehoben werden, dass die Emissionen, die durch Industrie und Konsum verursacht werden, nicht mit einbezogen sind.

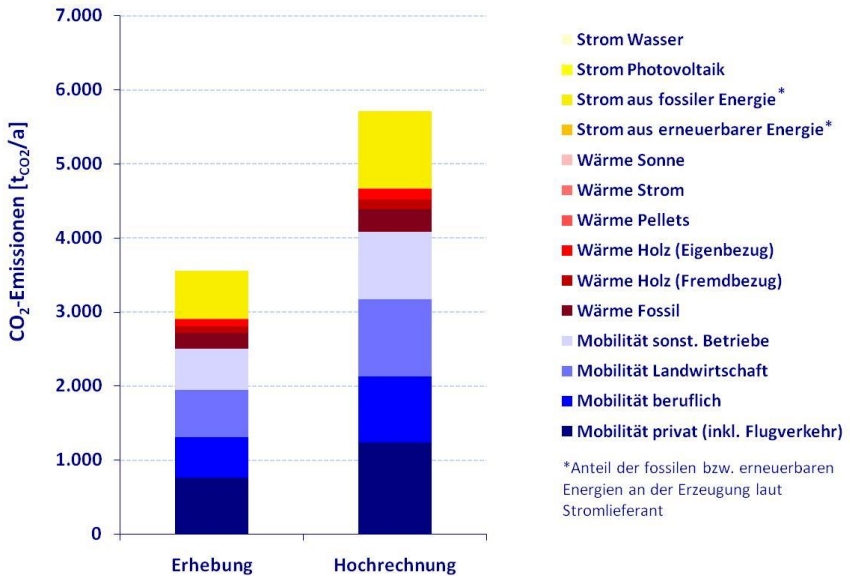


Abbildung 2: CO₂-Emissionen der Gemeinde

2.3 Potential erneuerbare Energien

Abbildung 3 veranschaulicht das Angebot der erneuerbaren Energieträger und den Bedarf der damit abgedeckt werden muss. Im Falle der Wärmeenergie kann das vorhandene Potential den derzeitigen Bedarf nicht abdecken. Durch Maßnahmen im Bereich der Energieeffizienz (z.B. thermische Gebäudesanierung) kann der Energiebedarf gesenkt und damit der verminderte Bedarf mit erneuerbaren Ressourcen gedeckt werden. Im Fall der elektrischen Energie besteht jetzt schon ein größeres Potential, als in der Gemeinde benötigt wird. Die Werte beziehen sich aber immer auf die Betrachtung über eine Jahresbilanz und bedeuten nicht, dass die Gemeinde energieautark ist und sich jederzeit selbst mit elektrischer Energie versorgen kann. Um das Potential der Photovoltaik besser ausschöpfen zu können, sind sicherlich begleitende Maßnahmen im Netzausbau und in weiterer Folge im Lastmanagement notwendig.

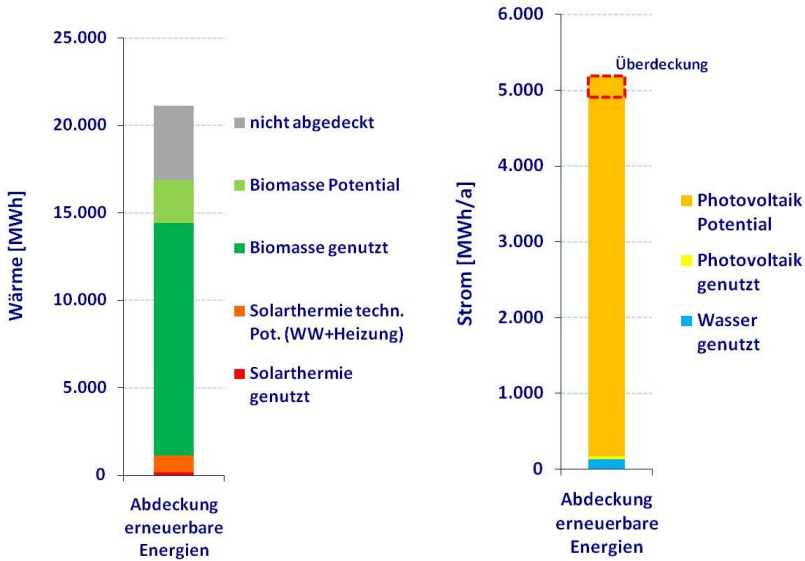


Abbildung 3: Potential erneuerbare Energien für Wärme und Strom [MWh]

3 Fazit und Ausblick

Im Bereich Wärme und elektrische Energie ist die Gemeinde schon jetzt auf gutem Weg diese Energien in Zukunft CO₂ neutral bereitstellen zu können. Zusätzliche Möglichkeiten den Einsatz erneuerbarer Energien zu optimieren bestehen in der Implementierung von Maßnahmen aus vorangegangenen oder derzeit laufenden Projekten. Aus dem Projekt GAVE¹⁸ (Gemeinde als virtueller Energiespeicher) kann das Potential der Lastverschiebung von kommunalen Einrichtungen übernommen werden [2].

Wie das ambitionierte Ziel der CO₂ neutralen Gemeinde erreicht werden die Ergebnisse am Ende des Projekts zeigen. Neben der Betrachtung der Energieflüsse und CO₂-Emissionen ist auch eine ökonomische Betrachtung unerlässlich. Die in weiterer Folge erarbeiteten Szenarien müssen nicht nur nach deren Effekt auf die Emissionen, sondern auch nach wirtschaftlichen Faktoren betrachtet werden. Das beste Szenario kann nicht umgesetzt werden, wenn die dafür notwendigen Kosten den Budgetrahmen der Gemeinde und der Bürger sprengen.

¹⁸ GAVE (Gemeinde als virtueller Energiespeicher) ist ein gefördertes Projekt des Klima- und Energiefonds im Rahmen der 3. Ausschreibung Neue Energien 2020. Projektpartner: Sonnenplatz Großschönau GmbH, AIT Energy Department, TU Wien Institut für Computertechnik;

Referenzen

- [1] <http://www.evn-energievertrieb.at/Privatkunden/Produkte/Strom/Optima-Strom.aspx>
(14.9.2011)
- [2] <http://energyit.ict.tuwien.ac.at/index.php/de/projekte/gave> (14.9.2011)



Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIE 2020“ durchgeführt.

Simulations-basiertes heuristisches Sampling zur Integration erzeuger- und verbraucherseitiger unsicherer Einflüsse

Stephan Hutterer, FH OOE, stephan.hutterer@fh-wels.at

Auinger Franz, FH OOE, franz.auinger@fh-wels.at

Michael Affenzeller, FH OOE, Josef Ressel Center Heureka!, michael.affenzeller@heuristiciab.com

Abstract – Untersuchungen basierend auf probabilistischen Lastflüssen ermöglichen die Analyse und Operation von Stromnetzen unter stochastischen Bedingungen. Gerade die steigende Integration unterbrechender Erzeuger wie Windkraftanlagen als auch die fortlaufende Elektrifizierung des elektrischen Individualverkehrs führen zu solchen stochastischen Einflüssen sowohl auf der Erzeuger- als auch der Verbraucherseite. Deren optimale Abstimmung ist dabei ein wichtiges Charakteristikum zukünftiger Smart Grids. In diesem Zusammenhang wird ein simulationsbasiertes Optimierungsframework vorgestellt, das unter Verwendung metaheuristischer Algorithmen optimale Lastmanagementstrategien für die Steuerung der Ladevorgänge einer elektrischen Flotte errechnet. Zentraler Ansatz ist dabei das wiederholte Sampling des Simulationsmodelles um die Qualität eines Lösungskandidaten zu ermitteln. Sämtliche stochastische Einflüsse als auch das Stromnetz an sich werden dabei durch Simulation abgebildet.

1 Einführung

Fortschreitende Penetration elektrischer Mobilität führt zu einer völlig neuen Belastungssituation in Stromnetzen die es zu beherrschen gilt. Auch wenn der Energiebedarf mit bereits bestehenden freien Kapazitäten abgedeckt werden kann, so können temporäre Spitzenlasten dennoch kritische Betriebspunkte herbeiführen. Zahlreiche Untersuchungen zeigen die Notwendigkeit von Steuerungsmechanismen für die Ladevorgänge elektrischer Autos [1], die nicht zuletzt durch die stochastische Natur des individuellen Verhaltens erschwert wird. Zusätzlich wird durch steigende Anteile emissionsloser Erzeuger die Integration erneuerbarer Energien forciert. Speziell Windkraft und solare Energie spielen hier eine zentrale Rolle, die durch wetterabhängiges und dadurch stark stochastisches Verhalten den Stromnetzbetrieb erschweren. In sämtlichen Bereichen rund um Planung und Operation von Stromnetzen dient die Lastflussrechnung als grundlegendes Werkzeug. In letzten Jahren wurde hierbei die Berechnung des sogen. probabilistischen Lastflusses immer häufiger als Werkzeug eingesetzt, um stochastische Einflussgrößen in Stromnetzen rechnerisch berücksichtigen zu können. In diesem Beitrag soll nun ein simulationsbasierter Optimierungsansatz vorgestellt werden, der mittels metaheuristischer Algorithmen optimale Ladestrategien errechnet,

um einerseits die Energienachfrage des elektrischen Individualverkehrs zu befriedigen, und andererseits die Wechselwirkung zu erneuerbaren Energieträgern berücksichtigt. Durch die Einbindung der Lastflussberechnung unter stochastischen Einflussgrößen werden Restriktionen von Seiten des Stromnetzes berücksichtigt, um Stabilität und Sicherheit der Energieversorgung zu gewährleisten. Sowohl für die Abbildung des Stromnetzes als auch der elektrischen Fahrzeugflotte werden probabilistische Simulationsmodelle in Matlab verwendet.

1.1 *Optimierung in Stromnetzen*

Optimierung spielt im Betrieb von Stromnetzen eine zentrale Rolle. Die Berechnung von Optimierungsaufgabenstellungen wie Optimal Power Flow, Economic Dispatch oder Unit Commitment [2,3] bilden zentrale Grundsteine sämtlicher Software-Tools die in modernen Leitwarten oder während der Planung von Stromnetzen eingesetzt werden. Neben konventionellen Methoden wie der Optimierung mit Lagrange-Multiplikatoren oder algorithmischen Ansätzen wie linearer oder quadratischer Programmierung[2], rücken heuristische Ansätze zunehmend in den Vordergrund [3,4]. In diesem Sinne stellt die optimale Steuerung von elektrischem Individualverkehr eine neuartige Optimierungsaufgabe dar, die aufbauend auf bestehenden Ansätzen nach der Entwicklung neuer Lösungsmethoden verlangt.

1.1.1 *Integration von Elektrischem Individualverkehr*

Zahlreiche Arbeiten beschäftigten sich bereits mit der optimalen Integration elektrischen Individualverkehrs, wobei die direkte Steuerung aufgrund des bestimmaren Ladeverhaltens als vorteilhaft gesehen wird (vgl. [1,5]). Wesentliche Schwierigkeit ist dabei neben der Optimierung an sich die Abbildung des individuellen Verhaltens um die damit verbundene elektrische Last zu modellieren. Ansätze reichen dabei von der Verwendung statischer Lastprofile[1] über die Abbildung mittels Queuing Theory [7] bis hin zur Monte Carlo Simulation [5] elektrischer Autos. Wesentliche Gemeinsamkeit dieser Ansätze ist, dass mittels dieser Ansätze eine statische Beschreibung der Last errechnet wird, mittels der anschließend analytisch optimale Ladestrategien errechnet werden.

Speziell in der Optimierung probabilistischer Systeme hat sich die Simulationsbasierte Optimierung mit Heuristiken als zielführend erwiesen, da diese ermöglicht die Dynamik und Stochastizität in einem System abzubilden und in die Suche nach optimalen Zuständen einfließen zu lassen. Dieser Ansatz soll ähnlich wie in [6] beschrieben in der vorliegenden Arbeit Anwendung finden. Dabei wird Diskrete Simulation durch die Simulation zufälliger Wegeketten aus Laufzeittechnischen Gründen ersetzt.

1.1.2 *Simulationsbasierte Optimierung*

In [4] wurde dieser Ansatz bereits für Optimierungsaufgabenstellungen im Bereich elektrischer Netze vorgestellt und wird nun auf die hier vorliegende Anwendung portiert. Das zentrale Konzept ist die Verwendung von Simulation, um die Fitness von Lösungen zu evaluieren, die vom metaheuristischen Optimierungsalgorithmus generiert werden. Eine Lösung beschreibt in diesem Zusammenhang die Ladestrategien in einer Fahrzeugflotte. Der grobe Prozessfluss wird in Abbildung 1 dargestellt. Für die Simulation wird hierbei MATLAB angewendet, die Optimierung wird mit der Open Source Software Heuristiclab durchgeführt [9,10].



Abbildung 1: Prozess Simulationsbasierte Optimierung

Da mittels Simulation in der hier vorliegenden Anwendung stochastische Einflussgrößen abgebildet werden, resultieren für gleiche Eingangsdaten variierende Ausgangsdaten. In diesem Sinne wird Sampling eingeführt, wo ein Lösungskandidat durch wiederholte Simulationsläufe evaluiert wird, um die erwartete Qualität dieser Lösung in einer stochastischen Umgebung annähern zu können.

2 Prozessarchitektur und Simulationsbasiertes Sampling

Der Aufbau des eingesetzten Optimierungsframeworks ist in Abbildung 2 dargestellt.

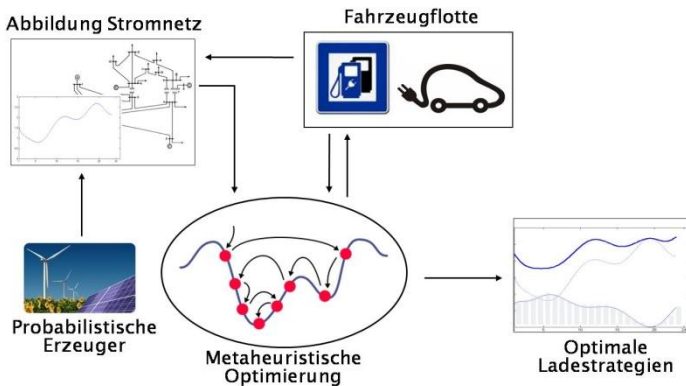


Abbildung 2: Architektur des Optimierungsframeworks

In diesem System übernimmt prozedural der Optimierungsalgorithmus die Rolle des Masters, welcher durch die Übergabe der vorgeschlagenen Lösung die einzelnen Teile der Simulation initiiert und die Lösung evaluiert.

2.1 Abbildung Stromnetz

Das Stromnetz wird in der MATLAB- Simulationstoolbox MatPower [8] abgebildet. In der beschriebenen Arbeit wird ein Verteilnetz verwendet, das mittels Standardkomponenten beschrieben wird. Die Simulation des Stromnetzes dient der Lastflussberechnung, wodurch sämtliche Stabilitäts- Restriktionen für eine Lösung überprüft werden. Die Basislast im Stromnetz (private, gewerbliche, industrielle Verbraucher) wird dabei über ein 24- Stunden Lastprofil dargestellt. Um die Stochastizität der Basislast zu berücksichtigen, wird dieses Profil bei jedem Sample zu einem bestimmten Grad randomisiert.

2.2 *Fahrzeugflotte*

Über Simulation von Wegprofilen werden einzelne Autos abgebildet. Dabei werden aufbauend auf Daten der BMVIT- Studie „Verkehr in Zahlen 2007“ Profile erzeugt die die Wege und Verweilzeiten einzelner Fahrzeuge beschreiben. Diese Profile werden in jedem Simulationslauf normalverteilt manipuliert um die Zufälligkeit individuellen Verhaltens abzubilden.

2.3 *Erneuerbare Erzeuger*

In probabilistischen Lastflüssen werden unterbrechende Ressourcen wie Windkraft oder Photovoltaik häufig über Wahrscheinlichkeitsverteilungen eingebunden. In dieser Arbeit wird beispielhaft ein Windkraftwerk in das Verteilnetz integriert, da Windkraft aus verschiedenen Gründen, die den Rahmen dieser Arbeit sprengen würden ,besonders stark zufälliges Verhalten aufweist. Zur Ermittlung des Ertrages elektrischer Leistung aus einem Windkraftwerk wird die Windgeschwindigkeit bei jedem Sample zufällig aus einer Weibull- Verteilung gezogen und mittels Leistungskurve einer Windkraftanlage die resultierende elektrische Ausgangsleistung errechnet.

2.4 *Optimale Ladestrategie*

Als Ergebnis sollen optimierte Ladestrategien für alle Autos im System errechnet werden, die einerseits die Energienachfrage der einzelnen Fahrzeuge und deren zufälliges Verhalten berücksichtigt, andererseits die Stabilität des Stromnetzes über Einhaltung sämtlicher Stabilitätsrestriktionen sicherstellt. Eine Ladestrategie wird dabei durch einen Schedule beschrieben, der diskretisiert aus 24 reellwertigen stündlichen Ladeleistungen für jedes Auto besteht. Es wird somit über einen 24- Stunden Horizont prognostiziert.

3 *Experiment*

3.1 *Simulationsmodell*

Für eine allgemeingültige Darstellung des Ansatzes wird auf ein standardisiertes Stromnetzmodell zurückgegriffen. Der IEEE 14-bus Testfall wird verwendet und für die hier vorliegende Aufgabenstellung angepasst. Im System werden 100 elektrische Fahrzeuge simuliert, jedes einzelne kann mit max. 11 kW geladen werden, was einem dreiphasigen Ladevorgang mit 400V und 16A, ermöglicht durch beispielhaft einem Mennekes VDE (Typ 2) Stecker, entspricht. Diese Konfiguration, die beispielsweise bei einem Tesla Roadstar auftritt, dient hier in erster Linie der Veranschaulichung, in der Realität sind unterschiedlichste Konfigurationen vorzufinden. Das Stromnetzmodell wird derart skaliert, sodass im schlechtesten Fall (alle Autos laden gleichzeitig mit 11kW) die kumulierte Ladeleistung 10% der Spitzenlast beträgt.

Für die Abbildung des elektrischen Individualverkehrs sind primär die Verweilzeiten von Bedeutung, da diese für Ladevorgänge genutzt werden können. Die Beschreibung der Verweilzeiten wurde anhand von Daten aus der BMVIT- Studie „Verkehr in Zahlen 2007“ durchgeführt, woraus im Wesentlichen zwei Wegekettenmuster für Teilzeit- und Vollzeit- Berufstätige verwendet werden. Zu Beginn einer Evaluierung wird für jedes Auto ein derartiges Profil generiert und randomisiert um individuelles Verhalten abzubilden. Dies betrifft nicht nur zufällige An- und Abfahrtszeitpunkte, sondern ebenfalls Fahrdauer und die binäre Entscheidung ob am Ankunftsort eine E- Tankstelle vorhanden ist oder nicht. Für diese Entscheidung wird ein Bernulli Experiment herangezogen, wobei beide Zustände gleich wahrscheinlich auftreten. Während des Aufenthaltes zu Hause ist dabei immer eine Tankmöglichkeit vorhanden. Die

resultierende Ladeleistung wird laut den vom heuristischen Algorithmus vorgeschlagenen Ladestrategien auf die Busse 6,9,13, und 14 gleichverteilt und in das Stromnetzmodell eingefügt.

Für die Beschreibung des Ertrages aus Windkraft wird eine Zufallszahl aus einer Weibull- Verteilung mit shape $k=2$ und scale $\mu=15$ wie in [7] gezogen und in die Leistungskurve eingesetzt, um den Ertrag an elektrischer Leistung zu erhalten. Die Leistungskurve wurde dabei so ausgelegt, dass die Anlage bei Cut-Off Geschwindigkeit 1 MW erreicht. Das Windkraftwerk befindet sich an Bus 3 im Stromnetzmodell.

Das randomisieren des Basislastprofils geschieht über die Multiplikation jedes einzelnen Wertes mit einer normalverteilten Zufallsvariable mit der Erwartungswert 1 und der Standardabweichung 0.04.

3.2 Optimierung

Das zu lösende Optimierungsproblem soll nun beschrieben werden. Die Optimierung wird mit der Open-Source Software HeuristicLab [9,10] durchgeführt, welche für die Lösungsevaluierung an Matlab angebunden wurde.

3.3 Restriktionen

Um die Stabilität des Stromnetzes zu gewährleisten, muss eine gültige Lösung (Ladestrategie) sämtliche Restriktionen einhalten. Die Restriktionen stammend aus der allgemeinen Formulierung des Optimal Power Flow Problems [3] betreffen:

- Maximale Spannungsabweichung
- Maximale Scheinleistungsflüsse über Leitungen
- Maximale Erzeugungskapazitäten (Wirk- und Blindleistung)

Diese Restriktionen müssen an allen Bussen bzw. Leitungen überprüft werden. Die maximale Spannungsabweichung wird mit 5% festgelegt, die maximalen Werte für Scheinleistungsflüsse und Erzeugungskapazitäten werden aus dem IEEE 14-bus Testfall übernommen.

Zusätzlich wird die elektrische Wirkleistung an einer Ladestation mit 11 kW begrenzt.

Da am Ende des Prognosehorizontes die Energienachfrage jedes einzelnen Fahrzeuges befriedigt sein muss, wird hierfür ein Minimum von 10kWh eingeführt. Dies entspricht einer Fahrleistung von 50km/Tag mit einem Verbrauch von 0,2kWh/km, wie etwa bei einem Mitsubishi i-MiEV.

Die Berücksichtigung der Restriktionen wird über Strafterme realisiert, wie in [4] beschrieben. Dabei wird die etwaige Verletzung einer Restriktion während des Optimierungsprozesses minimiert und verschwindet bei der (nah-) optimal gefundenen Lösung, wodurch dessen Gültigkeit garantiert wird.

3.3.1 Zielfunktion

Da sowohl die Stabilität des Stromnetzes als auch die Befriedigung der Energienachfrage über Restriktionen sichergestellt wird, bedient das Optimierungskriterium die finanziellen Kosten für die Energiebereitstellung. Derart finanzielle Kosten werden beispielsweise in Optimal Power Flow oder Economic Dispatch Problemen für einzelne Kraftwerke als Polynome oder zusammengesetzte lineare Funktionen dargestellt. In dieser Arbeit wird ein Polynom zweiten Grades verwendet, das näherungsweise die Kosten für Energiebereitstellung in Abhängigkeit des Wirkleistungswertes innerhalb des Verteilnetzes abbildet und als Ergebnis die Kosten in Euro/h ergibt: $F(P)=20 \cdot p+3 \cdot p^2$.

3.3.2 Lösungsvektor

Wie bereits beschrieben werden 24- stündige Ladestrategien für jedes einzelne der 100 Autos berechnet, dementsprechend ergibt sich ein 2400- dimensionaler Lösungsvektor. Um die heuristische Suche zu vereinfachen und die Laufzeit somit zu verkürzen, wird für jeweils 4 Autos im System eine gemeinsame Ladestrategie verwendet, was die Dimension des Lösungsvektors auf 600 reduziert.

Zum verbesserten Verständnis des Ansatzes wird in Abbildung 3 ein Flussdiagramm gezeigt, das den Optimierungsprozess beschreibt. Der Metaheuristische Algorithmus wird dabei abstrahiert dargestellt, da eine genauere Erklärung der Funktionsweise dieser Klasse an Algorithmen den Rahmen dieser Arbeit sprengen würde.

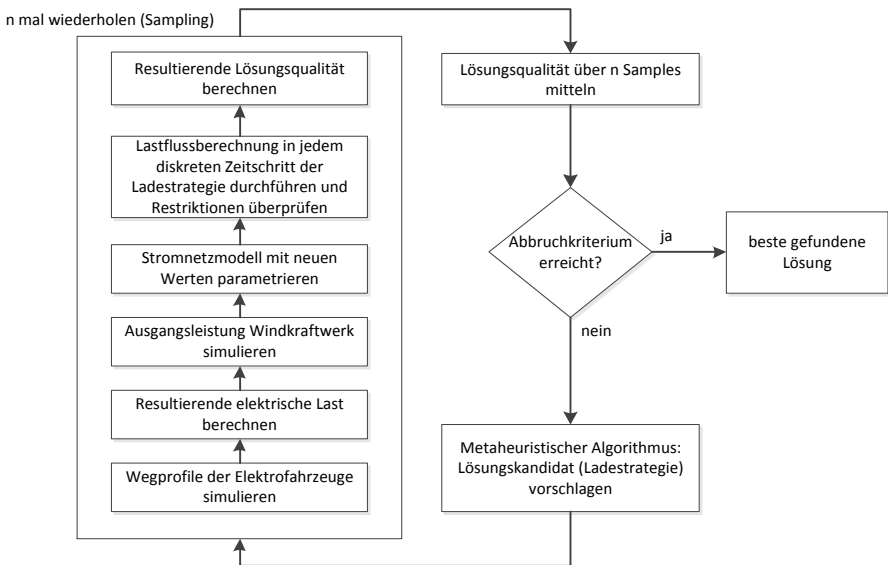


Abbildung 3: Prozessfluss

4 Ergebnisse

Als Algorithmus wurde aufgrund der hohen Problemdimension ein Island Genetic Algorithm gewählt. Die Parameterkonfiguration ist in Tabelle 1 abgebildet. Für weitere Parameter wurde die Standardkonfiguration dieses Algorithmus in HeuristicLab verwendet.

Population Size	100	Number of Islands	5
Mutation Probability	7%	Migration Rate	15%

Crossover	Average Crossover
Mutator	Fixed Normal All Positions Manipulator
Selector	Proportional Selector

Tabelle 1: Parameterkonfiguration Island Genetic Algorithm

Für die genauere Bedeutung der Parameter bzw. der Funktionsweise des Algorithmus soll an dieser Stelle an die Fachliteratur verwiesen werden, wie beispielsweise [10]. Als Abbruchkriterium wurde ein Maximum an evaluierten Lösungen von 200.000 gesetzt.

Das Ergebnis der Optimierung wird in Abbildung 4 als arithmetischer Durchschnitt über alle errechneten Ladestrategien dargestellt. Die Balken zeigen die gemittelte Ladeleistung zu jedem Zeitschritt in kW. Überlappend ist das Basislastprofil relativ zur Spitzenlast (in diesem Experiment: 10 MW) als punktierte Linie gezeichnet. Dieses Profil wird für diese Arbeit als typisch für einen Arbeitstag angenommen.

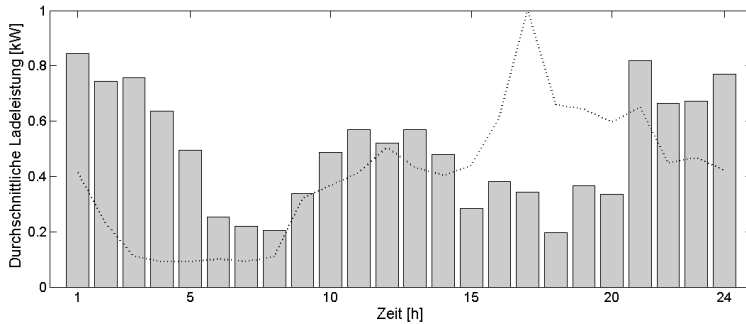


Abbildung 4: Durchschnittliche Ladestrategie

Auffallend ist sofort, dass während der Morgenstunden (ca. 6:00 bis 8:00 Uhr) sehr wenig geladen wird, was eindeutig darauf zurückzuführen ist, dass in der Simulation der Fahrzeugflotte die Autos sich während dieser Zeit zu erhöhter Wahrscheinlichkeit auf der Straße befinden. Selbige Erscheinung tritt ebenfalls in den Abendstunden auf. Zusätzlich wird tagsüber mehr geladen als in den Nachtstunden, was mehrere zusammenwirkende Gründe besitzt: die Wahrscheinlichkeit des Vorhandenseins einer E-Tankstelle an einem anderen Ort als zu Hause wurde mit 50% angenommen. Wobei zu Hause in jedem Fall eine Tankmöglichkeit besteht. Zusätzlich ist tagsüber die Basislast am Stromnetz höher, wodurch ein vermehrtes Laden während dieser Zeit zu höherer Gesamtlast und somit zu höheren Energiebereitstellungskosten im Stromnetz führen würde. Eine derartige Ladestrategie führt somit zu einem erhöhten Wert der Zielfunktion. Weiter verursacht eine erhöhte Gesamtlast relativ zur Spitzenlast einen Betriebspunkt nahe der Kapazitäten des Stromnetzes. Dementsprechend können hier Verletzungen der Stabilitätsrestriktionen auftreten, was die Qualität einer Lösung stark bestraft. Somit werden bei der heuristischen Suche in diesem Fall Regionen im Zustandsraum bevorzugt, wo die Gesamtlast möglichst weit unterhalb der Spitzenlast liegt, und somit die Stabilität des Stromnetzes sichergestellt wird.

Da wie ersichtlich im Mittel mit < 1 kW geladen wird, ist die resultierende durchschnittliche Last mit < 100 kW lediglich ca. 1% der hier angenommenen Spitzenlast von 10 MW. Die resultierende Gesamtlast weicht also in diesem Beispiel nur gering von der Basislast ab. Dennoch wird durch diese Möglichkeit der

Optimierung von Ladestrategien eine deutliche Verschiebung der zusätzlichen Last in Zeiten geringerer Basislast und somit eine Vermeidung neuer Belastungsspitzen erreicht.

5 *Konklusion und Ausblick*

In diesem Beitrag wurde ein Optimierungsframework vorgestellt, das den Ansatz der simulationsbasierten Metaheuristischen Optimierung verwendet um optimale Ladestrategien für eine elektrifizierte Fahrzeugflotte zu errechnen. Dabei ergeben sich die Vorteile, dass über die Simulationanwendung sowohl die technischen Eigenschaften des Stromnetzes als auch das stochastische Verhalten des Individualverkehrs gemeinsam mit erneuerbaren Erzeugern berücksichtigt werden kann. Die Verwendung dieses Frameworks kann dabei einerseits in der Berechnung von Strategien für direkte Steuerung der Fahrzeuge liegen, zusätzlich eignet es sich jedoch hervorragend für Studien zukünftiger Mobilitätsszenarien und deren Auswirkungen auf die Lastsituation im Stromnetz. Dabei können durch einfache Manipulation der Simulationsmodelle unterschiedlichste Use-Cases und deren Auswirkungen unter optimalen Steuerungsbedingungen untersucht werden, wie beispielweise „Laden zu Hause“ vs. „öffentliche Ladestationen“, „geringe Ladeleistungen <3,6kW“ vs. „Ladeleistungen bis 11kW“, und viele mehr. Die Modellierung basiert weitestgehend auf standardisierten Modellen und Daten aus öffentlichen Studien und muss für weitere Untersuchungen auf ein reales Szenario portiert werden.

Die vorgestellte Arbeit resultiert aus „CMO- Clean Motion Offensive“, ein vom Klima- und Energiefonds in der Ausschreibung „Technologische Leuchttürme der Elektromobilität“ gefördertes Projekt.

Referenzen

- [1] Kristen Clement., Edwin Haesen., Johan Driesen.: The Impact of Uncontrolled and Controlled Charging of Plug-In Hybrid Electric Vehicles on the Distribution Grid. Proceedings of the European Ele-Drive Conference, (EET-2008), 2008
- [2] Allan J. Wood, Bruce F. Wollenberg.: Power Generation, Operation, and Control. Second Edition, Wiley-Interscience, 1996
- [3] James A. Momoh: Electric Power System Applications of Optimization. 2nd Edition, CRC / Taylor & Francis, 2009
- [4] Stephan Hutterer, Franz Auinger, Michael Affenzeller, Gerald Steinmauerer - Overview: A Simulation Based Metaheuristic Optimization Approach to Optimal Power Dispatch Related to Smart Electric Grids - Life System Modeling and Intelligent Computing (LNCS 6329), Wuxi, China, 2010
- [5] Eric Sortomme, Mohammed M. Hindi, James McPherson, Mani Venkata: Coordinated Charging of Plug-In Hybrid Electric Vehicles to Minimize Distribution System Losses, IEEE Transactions on Smart Grid, Issue 1, 2011
- [6] Stephan Hutterer, Michael Affenzeller, Franz Auinger – Heuristic Power Scheduling of Electric Vehicle Battery Charging based on Discrete Event Simulation, International Conference on Computer Aided Systems Theory (EUROCAST), Las Palmas de Gran Canaria, Spain, 2011
- [7] John G. Vlachogiannis: Probabilistic Constrained Load Flow Considering Integration of Wind Power Generation and Electric Vehicles, IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 24, No. 4, 2009.
- [8] MATPOWER, A MATLAB Power System Simulation Package, <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>, 4.9.2011
- [9] Stefan Wagner, Michael Affenzeller.: HeuristicLab: A Generic and Extensible Optimization Environment. Adaptive and Natural Computing Algorithms, Springer Computer Science, pp. 538-541, Springer, 2005, <http://www.heuristiclab.com>
- [10] Michael Affenzeller, Stephan Winkler, Stefan Wagner, Andreas Beham.: Genetic Algorithms and Genetic Programming. - Modern Concepts and Practical Applications. Chapman & Hall/CRC, 2009

Energy Prosumers and Consumers in the Smart Grid

Cornelia Gerdenitsch, Center for Usability Research and Engineering (CURE), gerdenitsch@cure.at
Manfred Tscheligi, Center for Usability Research and Engineering (CURE), tscheligi@cure.at
Friederich Kupzog, TU Wien, Institut für Computertechnik (ICT), kupzog@ict.tuwien.ac.at

Abstract – Energy-related feedback is a popular method to inform consumers about their domestic energy consumption. There are several types of feedback (e.g. direct, indirect) and also various mediums to communicate feedback (e.g. website, home display, ambient system). Energy savings based on feedback differs between zero and 20% depending on the type and the quality of feedback [3]. Computerized feedback with interactive elements that is presented very often (daily or more) turns out to be the most successful one [4]. Within the present paper, we introduce some additional roles an energy consumer can take over and discuss benefits for the realization of a Smart Grid.

1 Introduction

Smart Grids technology is a new innovative way to maintain a reliable electricity infrastructure. There is a lot of research done within this area, which mainly deals with energy and building technologies. Anyhow there are also some efforts to focus on the role of the energy consumer to figure out how the consumer can facilitate the realization of a Smart Grid. Most of those efforts focus on energy-related feedback in order to influence consumers to reduce their overall energy consumption [6]. This reduction is a desired goal for many households due to economic and environmental considerations. In addition to technologies influencing people to reduce energy consumption, feedback technologies to influence a shift are implemented [12]. Both approaches include a communication of energy consuming behaviour to the end users to increase their awareness about their domestic energy consumption associated with a behavioural change. For the Smart Grid a general reduction of energy consumption as well as a minimization of peak loads is relevant. Besides advantages for the Smart Grid itself, energy-related feedback contains benefits for the end-users respectively the consumers in their households. As information about energy consumption is traditionally provided by a bill once a year, most people are not aware of their domestic energy consumption. Thus, it is hard to identify factors that influence the amount of consumption as well as appliances that are most greedy. Put shortly, energy consumption is abstract and invisible to people. Feedback about energy consumption is a possibility to make energy more visible and therefore more controllable.

Within the present paper we introduce research on energy-related feedback technologies and describe what kind of feedback is successful and why. Based on this research we describe some roles for an energy consumer, which should initiate additional scenarios for consumers in the Smart Grid.

2 *Energy-related feedback for a behavioural change*

There are several methods and technologies that communicate energy data to the consumers. Within this paper we describe two categorisations of feedback methods. First of all we introduce the distinction of different forms of feedback by Darby (2006), which distinguishes between five forms of feedback: direct feedback, indirect feedback, inadvertent feedback, utility-controlled feedback and energy audits.

- Direct Feedback is available on demand. Examples of systems which provide direct feedback are the smart meter, ambient devices or direct displays. People can consume information about their consumption in the specific context. Problems often occur if information provided is not understandable for users like the information provided on some smart meters.
- In contrast to direct feedback, indirect feedback is already processed by e.g. the utility or IT providers. In practice this is realized by more frequent bills or bills based on readings plus e.g. historical, comparative or disaggregated feedback. Customers can read and reflect their consumption behaviour.
- As a third category Darby describes inadvertent feedback. Changes in the context of a person can influence energy consuming behaviour without any intention to. Scenarios are situations in which people buy new appliances for their home that communicate energy consumption more transparently or if people decide to install solar water heaters or photovoltaic arrays. Another example are community energy conservation projects which have a high potential of social learning.
- Utility-controlled feedback is designed to manage load and to learn about habits of customers. In contrast to the other feedback forms this kind of feedback is not primary designed to increase households' awareness.
- Finally Darby describes energy audits by which consumers can learn more about their buildings and how to improve them regarding to energy issues. Those energy audits may be undertaken by a surveyor or by the consumer itself using freely available software.

Besides the distinction of different feedback forms, Gerdenitsch et al. (2011) categorized feedback methods based on the medium on which it is provided. The authors distinguish between paper-based efforts, ambient systems and dedicated software solutions.

- Paper-based efforts try to make energy consumption more visible by increasing the frequency of the traditional bill. People achieve their paper-based energy bill more frequently, e.g. every month.
- Second, dedicated ambient devices within the user's home are used to provide information for the consumer. Ambient devices are characterized by a high stimulative nature and therefore have the possibility to attract the users' attention and make consumption visible in real time. Examples are Show-Me [8], the Energy Orb¹⁹, Power Aware Cord [11], and the Wattson System²⁰ (see Figure 1).
-

¹⁹ <http://www.ambientdevices.com/cat/orb/PGE.html>

²⁰ <http://www.diykvote.com/uk>



Figure 1. Dedicated ambient devices for energy-related feedback

- The last category consists of dedicated software programs that run on existing computing platforms (stationary and/or mobile). Present and previous consumption can be visualised and enriched with additional information like energy saving suggestions. Examples are the system OPower²¹ or GreenPocket²². These feedback methods are traditionally communicated through websites, smartphone applications or home displays in the house. An implemented example for an energy-efficient house which includes category two and three is described by [10].

2.1 *Effects and best practices of energy-related feedback*

Introduced feedback methods and systems are widely applied and tested in order to evaluate the effect of energy-related feedback on consumption behaviour as well as awareness and attitudes [1], [3], [4], [7], [6]. Based on a literature review of 38 feedback studies, Darby (2006) summarized that effects for energy-related feedback methods are between zero and 20%. Savings caused by direct feedback ranges between 5-15% and savings by indirect feedback between zero and 10%. The variability of those effects can be reasoned by the differences in the quality of feedback systems. Fischer (2008) deals with this question about the quality of the feedback and figured out best practises of feedback methods. She reviewed several published literature describing successful feedback methods and assumed three main factors describing aspects of best cases of feedback: First computerized feedback with multiple feedback options like comparisons, additional information and consumption over various time periods turn out to be the best way to feedback energy-related information. Second she assumes that methods using interactive elements and information about appliance specific breakdown have a positive effect for a successful method. Finally she pointed out that feedback that is presented very often (daily or more) increases the effect on awareness and behavioural change. Besides this general reviews about what feedback method works best, there are also some reviews about user requirements for energy-related feedback methods that go more into detail [1], [4], [3].

Another contribution to this research field is an experimental field study published by Hargreaves et al. (2010). The authors equipped about 300 households with energy-monitors which provide energy-related feedback on the household consumption. Using interviews and qualitative analysis methods the authors were able to describe the interaction between users and their energy monitors. They extracted some behavioural patterns: Participants reported that at the beginning of using the system they started ‘using it hot’. They went through their homes and turned things off to figure out the greediest appliances. Additionally participants reported that they tried to reorganise existing routines and also used feedback to plan new more energy-efficient routines.

²¹ <http://opower.com/>

²² <http://www.greenpocket.de/>

Summarising this related literature there are several technologies and methods applied and developed to inform and motivate energy consumers to save energy or shift loads. Effects vary based on the quality of feedback provided. Usability, user acceptance and use experience are three important aspects for a successful feedback technology. But what is a successful feedback technology? Existing approaches aimed to change peoples' attitudes and behaviour towards more sustainable consumption (reduction overall consumption) or shifting loads (minimizing peak loads, consuming energy when it is available). We assume that there are more roles consumers can take over within the Smart Grid.

3 Roles of Energy Consumers in the Smart Grid

Within this section we describe different roles an energy consumer can take over in order to support the goals of a Smart Grid. As described above existing research activities mainly focus on technologies that communicate energy-related feedback. Based on this feedback the consumer can change behaviour (save energy or shift loads). Besides this popular approach there are also other scenarios for an energy consumer. We suggest eight scenarios differentiating between three variables (see Table 1).

		Changing Behavior (save, shift)		
		Consume Feedback	y	n
Produce Energy	y	y	A	B
		n	C	D
	n	y	E	F
		n	G	H

Table 1. Eight scenarios of an energy consumer

First we assume that a consumer can produce energy on his/her own (e.g. solar water heaters or photovoltaic arrays). Second consumers can achieve information about consumed and or produced energy through several feedback methods and technologies. Finally we assume that consumers can either change behaviour in order to save energy or shift loads. Based on this distinction we suggest eight scenarios for energy consumers:

- A. Consumers produce energy, consume feedback about their consumption as well as their amount of produced energy and also change their behaviour in a desired direction (e.g. using energy when it is self-produced).
- B. Like in scenario A, consumers produce energy and consume feedback but do not change their behaviour. Reasons can be that feedback is not comprehensible communicated, that there is no possibility to change any behaviour or people are not interested in a change because of several reasons like comfort or habits.
- C. and D. User produce energy in their homes but do not consume feedback. This includes consumers which houses are equipped with e.g. solar water heaters or photovoltaic arrays, but do not own a technology that feedback the amount of produced and/or used energy comprehensibly. Although they do not consume feedback they can also change their behaviour because of reasons Darby (2006) described by inadvertent feedback.
- E. and F. The fifth and sixth scenario describes the most popular form an energy consumer can be in. He/She receives feedback about his/her energy consumption and based on this feedback either change behaviour or not. Successful feedback methods have been introduced in the previous section of this paper.

G. and H. The last two scenarios describe a passive role of an energy consumer, which is at the time the most common scenario. Consumers do not produce energy, do not have access to direct or indirect feedback and therefore are little aware about the amount of energy they are consuming. Nevertheless a behavioural change can be possible by informative advertising or current affairs worldwide.

We suppose that most energy consumers currently take over the roles within scenarios G and H and that its important to influence people to take over roles described in scenario A and B.

For the Smart Grid, responsive energy consumers play a key role. Future energy systems will be operated in the presence of a significant share of generation from renewable energy sources. The controllability on the generation side of the power grid decreases, since these sources depend on climate conditions and not on valve settings as for conventional generation. In order to maintain a stable balance of supply and demand in the grid, besides of using energy storage technologies, the response on the demand side is crucial.

4 Conclusion

The present paper discusses the roles of energy consumers and asked the question about what roles are more or less relevant for the Smart Grid. First of all we described the most popular area of energy-related feedback approaches, which intends to influence consumers behaviour and/or attitudes. We listed several feedback methods and technologies and discussed their effects and successful criteria. In addition we pointed out other roles an energy consumer can take over and discuss the advantages for the realization of a Smart Grid, where responsive consumers are required to maintain a stable balance between generation from volatile renewable energy resources and the demand. We conclude that in addition to interaction technologies focussing on feedback on consumption, general concepts for producers and consumers should be developed. According to individual preferences consumers can take over different roles within the Smart Grid.

References

- [1] Abrahamse, W.; Steg, L.; Vlek, C. & Rothengatter, T. (2007). The effect of tailored information, goal setting, and tailored feedback on household energy use, energy-related behaviors, and behavioral antecedents *Journal of Environmental Psychology*, 27, 265 – 276.
- [2] Bamberg, S., Möser, G. 2007, Twenty years after Hines, Hungerford, and Tomera: A new metaanalysis of psycho-social determinants of proenvironmental behaviour, *Journal of Environmental Psychology*, 27, 14 – 25.
- [3] Darby, S., 2006, 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.
- [4] Fischer, C. (2008). Feedback on household electricity consumption: a tool for saving energy? *Energy Efficiency*, 1, 79-104.
- [5] Gerdenitsch, C., Schrammel, J., Reitberger, W., Tscheligi, M. (2011). Supporting Domestic Energy Reduction Via Persuasive Technology. CIREN – International Conference and Exhibition on Electricity Distribution 2011.
- [6] Hargreaves, T., Nye, A., Burges, J., 2010, Making energy visible: A qualitative field study of how householders interact with feedback from smart energy monitors. *Energy Policy* 38, 6111-6119.
- [7] Jacucci G., Spagnolli A., Gamberini L., Chalambalakis A., Björksog C., Bertoncini M., Torstenson C., Monti P. (2009). Designing Effective feedback of Electricity Consumption for Mobile User Interfaces. *Psychology Journal*, 7(3), 265 – 289.
- [8] Kappel, K., Grechenig, T. (2009). „Show-me“: Water consumption at a glance to promote water conservation in the shower. *Persuasive* 2009.

- [9] Rodgers, J., Bartram L. (2010). ALIS: An Interactive Ecosystem for Sustainable Living. UbiComp.
- [10] Rodgers, J., Bartram L., Woodbury, R.. (2011). Challenges in Sustainable Human-Home Interaction. ACM XRDS.
- [11] Gustafsson, A., Gyllenswärd, M., 2005. The Power-Aware Cord: Energy Awareness through Ambient Information Display, Proceedings of the Conference on Human Factors in Computing Systems 2005.
- [12] Kappel, K., Grechenig, T., 2009. "show-me": Water Consumption at a glance to promote Water Conservation in the Shower. Proceedings of Persuasive 2009.
- [13] Schrammel, J., Gerdnitsch, C., Weiss, A., Kluckner, P., Tscheligi, M. (2011). FORE-Watch - The clock that tells you when to use: Persuading users to align their energy consumption with green power availability. Ambient Intelligence (Aml), in press



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

Keynote II

Strom aus Erneuerbaren Energien - Systemintegration durch Marktintegration?

Eva Hauser, IZES gGmbH, Altenkesseler Str. 17, D-66115 Saarbrücken, hauser@izes.de
Prof. Dr. Uwe Leprich, IZES gGmbH, leprich@izes.de

Abstract – The ongoing transformation of the German electricity sector which has been initiated and regulated by the EEG (the German electricity-feed-in-law) is intended to found German electricity production on the long run mostly on renewable energy sources. This transformation process needs to be accompanied by many institutional and technical changes in the whole electricity sector. It is quite often stipulated that this switch to renewable energies would mean that they become regular electricity market participants equivalent to the existing nuclear or fossil fuel based energy sources. While fully integrating renewable energy sources into the existing market with its established rules, it is said, “the market” would also contribute to solve problems of technical or institutional integration of the fluctuating energy sources. This article analyses the supposed capacity of “the market” to solve these urging problems. Instead, the authors rather find evidence that the so-called “market integration” leads to new obstacles to a further development of renewables and their necessary cost degression. Additionally, this article analyses different means (like e.g. the feed-in-preference for renewables in the EEG, negative electricity spot market prices or other market based means) used to foster the necessary flexibilisation of the existing (nuclear or fossil fuel based) power stations. Finally, this contribution states some recommendations on how to further enhance the development of renewables by political or market-based means and instruments.

Der durch das EEG eingeleitete und mittlerweile geprägte Transformationsprozess des Stromsektors, der dazu führen soll, dass langfristig die Stromversorgung im Wesentlichen auf Erneuerbaren Energien basiert, bedingt bedeutende regulatorische und technische Änderungen für den gesamten Sektor. Dabei wird vielfach die Forderung erhoben, dass die EE im Rahmen dieses Transformationsprozesses zu „regulären“ Marktteilnehmern werden sollen. Diese Marktintegration wird oftmals auch als das Mittel der Wahl betrachtet, um die Systemintegration der EE zu erreichen. Dieser Beitrag stellt dar, ob die sog. ‚Marktintegration der EE‘ hierzu geeignet ist bzw. inwieweit gerade diese häufig geforderte Marktintegration nicht eher neue Hemmnisse für den weiteren Ausbau der EE und die notwendige Senkung der Gestehungskos-

ten der EE schafft. Weiterhin wird die für die Systemtransformation notwendige Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks untersucht. Dabei wird kurz die Wirksamkeit unterschiedlicher Instrumente zur Flexibilisierung (EE-Vorrang als politische Regelsetzung, negative Börsenpreise oder andere Marktregularien) analysiert. Darauf aufbauend werden einige Schlussfolgerungen zur weiteren politischen bzw. regulatorischen Flankierung des anstehenden Transformationsprozesses skizziert.

5 *Ausgangssituation und energiepolitische Ziele*

Der Transformationsprozess der Elektrizitätswirtschaft, weg von fossilen und nuklearen Großkraftwerken hin zu einem Großteil fluktuierender Erneuerbarer Energien erfordert grundlegende Anpassungen und Ergänzungen im bestehenden Strommarktmodell. Im Folgenden wird diskutiert, inwieweit eine ‚Marktintegration‘ ein erfolgsversprechender Weg ist, um Erneuerbare Energien-Anlagen (EE) aus ihrem anfänglichen Nischenbereich zu holen und in ihre schon recht bald systemprägende Rolle zu befördern, die sie nach dem neuen EEG 2012, das ein Ziel von 80% EE im Jahr 2050 definiert, auch erreichen sollen.

5.1 *Implizite und explizite Zielsetzungen der Markt- und Systemintegration der EE*

Mit der Entwicklung und Marktdurchdringung der EE können folgende Zielsetzungen assoziiert werden:

- Gesamtwirtschaftliche Ziele: In einem volkswirtschaftlich optimierten Stromsystem soll der Nachfrage-/Angebotsausgleich mit minimalen Kosten erreicht werden. Neben einer Senkung der Erzeugungskosten soll jedoch auch eine unterbrechungsfreie Versorgung mit Strom, der eine hohe Qualität (z. B. stabile Frequenz und Spannung) besitzt, gewährleistet werden.
- Politische Ziele: Der Ausbau der EE ist eng verbunden mit dem Erreichen der Klimaschutzziele. Die Förderung von Strom aus erneuerbaren Quellen soll auch technologiepolitische Ziele verfolgen und eine neue Technologiebranche entstehen lassen und somit auch zur Stärkung des Exports beitragen können. In Übereinstimmung mit den ökonomischen Zielen soll die EEG-Umlage möglichst gering sein.

5.2 *Implizite Ziele der Forderung nach „bedarfsgerechter Einspeisung“*

Neben diesen politischen und gesamtwirtschaftlichen Zielsetzungen taucht als eigenständige Zielsetzung häufig der Begriff der „bedarfsgerechten Einspeisung“ auf. Dabei signalisiert das Attribut „bedarfsgerecht“, dass die Stromerzeugung in einen Zusammenhang mit der Stromnachfrage gebracht wird. Damit wird impliziert, dass die EE selbst für den Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung aufkommen sollen. „Der Markt“ soll, verkürzt dargestellt, dazu dienen, neue technische Herausforderungen zu meistern.

In einer Übergangsphase, in der die konventionelle Stromerzeugung durch Anlagen der fluktuierenden Erneuerbaren Erzeugung (FEE) ohne Brennstoffkosten als wesentliche Säule der Stromerzeugung ersetzt werden, bedeutet eine „bedarfsgerechte Einspeisung“, dass FEE-Anlagen ihre maximal mögliche Leistung einspeisen, solange noch konventionelle Kraftwerke am Netz sind, die nicht für die Systemstabilität benötigt werden. Jede Drosselung/Abregelung von FEE-Anlagen ist volkswirtschaftlich und ökologisch schädlich – völlig unabhängig davon, ob es sich im Einzelfall durch Ausgestaltung der Rahmenbedingungen betriebswirtschaftlich lohnt. Dies wirft die Frage auf, ob eine „Marktintegration der EE“ einen nachhaltigen Beitrag zu ihrer Systemintegration liefern kann.

6 Systemintegration durch ‚Marktintegration‘ der EE-Anlagen?

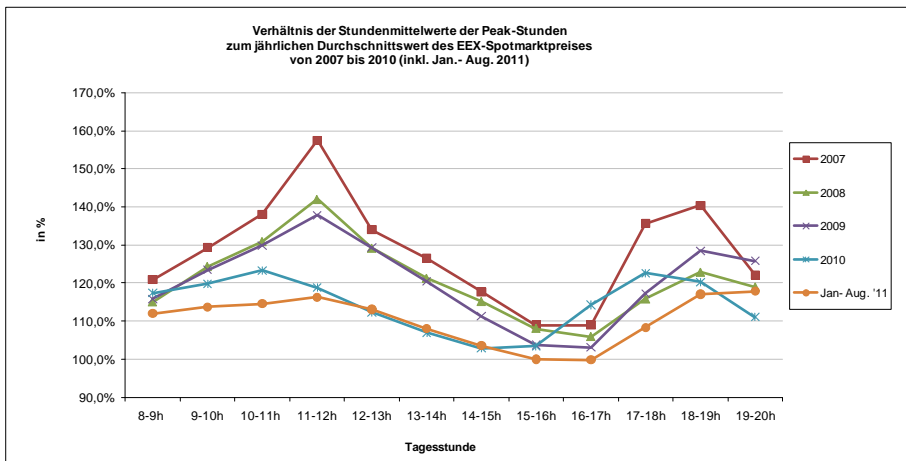
Aus Sicht der Befürworter der ‚bedarfsgerechten Einspeisung‘ können Erneuerbare Energien nur eine tragende Rolle im Energiesektor spielen, wenn sie sich ohne finanzielle Förderung auf den existierenden Märkten behaupten.[1] Dies kann bedeuten, dass sie die sogenannte Erzeugerparität (auch ‚utility parity‘[2]) erreichen, d.h. ihre Vollkosten bewegen sich im Bereich der Vollkosten konventioneller Kraftwerke inkl. der jeweiligen CO₂-Zertifikatskosten.

Oder aber, die Anbieter EE werden ‚normale‘ Marktteilnehmer und verlieren, auch vor einer Erreichung der Erzeugerparität, ihren bestehenden Einspeisevorrang. Im Gegensatz zu konventionellen Energieträgern verursacht die Abschaltung von FEE freilich keinerlei Kosten. Dadurch kann es zu einer ökologisch und volkswirtschaftlich suboptimalen Entscheidung einzelner Unternehmen (mit einem Erzeugungssportfolio aus konventionellen und EE) kommen[3], die FEE abzuschalten. Der EE-Vorrang würde dann einzelwirtschaftlichen Interessen untergeordnet. Die brennstoffbasierten regelbaren Erneuerbaren Energien (=REE) hingegen genössen dann ebenso keine vorrangige Einspeisung mehr, sondern würden nur dann zum Zuge kommen, wenn ihre Brennstoffkosten unter denen konventioneller Energieträger (inklusive jeweiliger Zertifikatskosten zur Internalisierung externer Kosten) lägen.

6.1 ‚Marktintegration‘ der FEE

Wenn sich regenerative und vor allem fluktuierende Stromerzeuger jedoch am Markt refinanzieren sollen, müssen sie Marktpreise erzielen können, die in ausreichend hoher Stundenanzahl über ihren Stromgestehungskosten liegen. In Abbildung 1 ist ein klarer Trend hin zu einer Abflachung der Peak-Werte im Vergleich zu den EEX-Durchschnittswerten in den letzten Jahren zu erkennen.

Dieser sogenannte Merit-Order-Effekt kann dazu führen, dass die EE es sich selbst erschweren, hohe Deckungsbeiträge an der Börse zu erzielen. Gerade der starke Zubau an Photovoltaik führt dazu, dass die noch vor wenigen Jahren hohen Mittagsspitzen des Börsenpreises im Schwinden begriffen sind und gleichzeitig die Börsenpreise der bisherigen Peak-Stunden von 8-20h, d.h. der Stunden, in denen hohe Deckungsbeiträge zu erzielen sind, stark nivelliert werden.



*Abbildung 1: Differenz EEX-Peak-Stunden-Werte zu EEX-Durchschnittspreisen
Zusammenstellung und Darstellung IZES auf Basis der Daten von www.eex.com*

Dabei sprechen bedeutende Indizien dafür, dass dieser Preis senkende Effekt sich in der Zukunft eher verstärken sollte. Bei weiterem Ausbau der FEE sollten letztendlich die Konzepte von ‚base‘ und ‚peak‘ – zumindest im gegenwärtigen Gebrauch – sehr stark an Bedeutung verlieren. Da sich der Merit-Order-Effekt stufenweise ausprägt, je nachdem, welcher Kraftwerkstyp gerade das Grenzkraftwerk darstellt, ist davon auszugehen, dass auch vor der endgültigen Abschaltung aller AKW im Jahr 2022 in immer mehr Stunden die bestehenden AKW den Grenzkraftwerkstyp darstellen. Der Preis senkende Effekt der EE wird sich damit ebenso stufenweise verstärken.

In ihrer Analyse der Einflussfaktoren auf den Marktwert der Windenergie stellt Fraunhofer ISI dar, dass die Residuallast die zentrale Einflussgröße für den Marktwert des Windes ist.[4] Da die Residuallast eine Funktion der EE-Einspeisung darstellt, und bei zunehmender EE-Einspeisung (und gleich bleibenden Lastverhältnissen) nur geringer werden kann, ist zukünftig auch von stufenweise fallenden Marktwerten für Windenergie auszugehen, sofern ein veränderter fossil-nuklearer Kraftwerkspark diesen Effekt nicht überkompensiert.

Die Systemintegration der FEE mittels einer ‚Markintegration‘ ist daher kein unumstrittenes Konzept. Es erfordert steigende Börsenpreise aufgrund steigender Preise für konventionelle Energieträger bzw. steigende CO₂-Zertifikatspreise, damit sich FEE als eigenständige Marktakteure bewähren können. Den Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung damit schaffen zu wollen, indem man diese als Gleiche unter Gleichen dem freien Spiel des existierenden Marktes überlässt, verkennt, dass die fluktuierende, grenzkostenfreie Stromerzeugung eben nicht gleich, sondern grundlegend verschieden von der konventionellen Erzeugung ist.

6.2 ‚Markintegration‘ der REE

Die sogenannten ‚regelbaren‘ Erneuerbaren Energieträger (REE) auf der Basis organischer Ausgangsstoffe nehmen eine andere Rolle als die FEE ein. [5] Auch wenn ihr Aufkommen nicht (ausschließlich) meteorologisch dargebotsabhängig ist, sind sie doch quasi vom ‚ökologischen Dargebot‘ abhängig. Zudem muss ihre Nutzung im Rahmen der ökologischen Tragfähigkeit der natürlichen Umwelt bleiben, da sich die organischen Ausgangsstoffe in einer Situation großer Nutzungskonkurrenz befinden.

Der Beitrag der REE zur Marktintegration der EE wird daher vor allem darin gesehen, dass ihre zeitliche Verschiebbarkeit genutzt wird, um eine bedarfsorientierte Stromerzeugung durch diese Energieträger zu erreichen und die FEE zu flankieren. [6]

Für viele REE liegen die Stromgestehungskosten weitaus höher als die gegenwärtigen Spotmarktpreise.[7] Es ist auch nicht zu erwarten, dass die Preise der Peak-Stunden in der nahen Zukunft so hoch liegen, dass sich Neuanlagen inklusive der notwendigen Investitionen in Speichertechnologien zur Flexibilisierung der Einspeisung damit regulär am Strommarkt refinanzieren könnten. Erschwerend hinzu kommt der oben erläuterte Effekt zunehmender PV-Einspeisung auf den Börsenpreis der Peak-Stunden.

Es zeigt sich, dass der Anspruch an EE, in naher Zukunft mittels einer regulären Teilnahme am Strommarkt selbst für den Fluktuationsausgleich zu sorgen, letztlich ein ernsthaftes Hemmnis für ihren weiteren Ausbau und eine damit einhergehende Senkung ihrer Gestehungskosten mittels verstärkter technologischer Entwicklung und stärkerer Marktdurchdringung werden könnte. Daher sollte stärker die Frage nach der Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks und der Teilmärkte des Stromsystems in den Vordergrund der politischen und wissenschaftlichen Betrachtungen rücken.

7 *Zur Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerke mittels marktbasierter Instrumente*

Aus der bisherigen Diskussion ergibt sich die Anforderung einer maximalen Abregelungsmöglichkeit und damit einer maximalen Flexibilität konventioneller Kraftwerke nach unten. Es stellt sich die Frage, inwieweit das bestehende Strommarktmodell bereits genügend ökonomischen Druck in diese Richtung ausübt, oder ob es durch zusätzliche Regelungen ergänzt werden sollte.

Im Folgenden sollen als ‚konventionelle‘ Kraftwerke zuerst einmal alle Kraftwerke verstanden werden, die nicht unter einen gesetzlichen Vorrang fallen, d.h. alle Kraftwerke, die weder unter das KWKG noch unter das EEG fallen. Dieser ‚Nicht-Vorrang‘ konventioneller Kraftwerke bedeutet im Umkehrschluss, dass diese ihre Produktion der Produktion der Vorrang-Kraftwerke unterordnen sollen.

7.1 *Zur marktorientierten Fahrweise der konventionellen Kraftwerke*

Sowohl konventionelle Stromerzeuger als auch Lieferanten bevorzugen nach Aussagen von Branchenexperten gegenwärtig langfristige Absatz- bzw. Einkaufsstrategien, d.h. Geschäftsabschlüsse im (börslichen und außerbörslichen) Terminhandel. Das bedeutet, dass wesentliche Entscheidungen, die die Fahrweise konventioneller, unflexibler Kraftwerke betreffen, lange Zeit vor den jeweiligen day-ahead-, und erst Recht vor den intra-day-Geboten und damit ziemlich unabhängig vom Aufkommen fluktuierender Erzeugung getroffen werden können. In den Kurzfristmärkten (Minutenreserve, day-ahead, intra-day) werden möglicherweise weniger Produktionsentscheidungen getroffen als es für die zunehmende FEE-Einspeisung geboten erscheint.

Zu untersuchen bleibt im Hinblick auf eine Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke in den bestehenden Kurzfristmärkten (und seit Ende Juni 2011 auch im nun wöchentlich auktionierten Primär- und Sekundärregelenergiemarkt) die zeitliche Abfolge der einzelnen Gebots- bzw. Zuschlagsfristen und deren Zusammenspiel mit der Veröffentlichung der EE-Prognosen durch die Übertragungsnetzbetreiber. Die Fristen v.a. der Kurzfristmärkte sollten (so weit möglich) so koordiniert werden, dass einzelne Kraftwerke für den Folgetag keinen „must-run-Charakter“ bekommen und möglichst viel Flexibilität erhalten bleibt.

7.2 *Hilfreiche negative Börsenpreise?*

Im Intraday-Stromhandel an der EEX ist die Eingabe von Geboten mit negativen Preislimits erlaubt und somit der Abschluss von Geschäften mit negativen Handelspreisen möglich. Durch das Auftreten negativer Börsenpreise entfaltet sich theoretisch ein ökonomischer Druck auf die Kraftwerksbetreiber, ihre Kraftwerke abzuregeln, soweit ihnen das technisch möglich ist. Allerdings entfaltet sich der Anreiz nur in eine Richtung: Sie werden finanziell belohnt, wenn sie abregeln (können), sie werden aber nicht bestraft, wenn sie nicht abregeln – wenn man einmal von den rechnerischen Opportunitätskosten absieht, die ihnen dadurch entstehen. Gerade Grundlastkraftwerke haben ihre Produktion in aller Regel schon sehr weitgehend auf dem OTC-Markt verkauft und daher keine ökonomische Notwendigkeit, den Spotmarkt in Anspruch zu nehmen.

Dies zeigt sich auch daran, dass laut Bundesnetzagentur der ökonomische Druck negativer Börsenpreise bislang offensichtlich nicht ausreicht hat, um Braunkohle- und insbesondere Kernkraftwerke signifikant zum Abregeln zu bewegen. Zu diesem Ergebnis kommt auch Nicolosi in seiner Datenauswertung vom März 2010. [8]

Bislang konnte nicht umfassend analysiert werden, welche genauen Ursachen zu negativen Börsenpreisen führen. Allerdings sind sie offensichtlich der deutschen Sondersituation geschuldet, dass hier ein erheblicher und wachsender Anteil FEE auf einen sehr großen inflexiblen Grundlast-Kraftwerkspark trifft. Hier bleibt die Frage bisher unbeantwortet, warum das ökonomische Signal negativer Preise nur sehr begrenzt auf die Grundlastkraftwerke wirkt. Hinzu kommt, dass diese Inflexibilität im Erzeugungssystem Geld kostet und über die negativen Börsenpreise über die EEG-Umlage zu Lasten der EE sozialisiert wird.

Das beobachtete stochastische Auftreten der negativen Preise und die mangelnde Kenntnis über die Gründe verhindern, dass Anreizwirkungen für Demand Side Management entstehen, was gemäß der ökonomischen Theorie zu den erwarteten Wirkungen der negativen Börsenpreise gehören soll. Ebenso bleibt zu hinterfragen, inwieweit dieses unvorhersehbare Auftreten negativer Preise dazu geeignet ist, *zusätzliche* Flexibilitätpotenziale in der Industrie zu erschließen.

Die oben genannten Beobachtungen stellen den Sinn von negativen Börsenpreisen in Frage und führen zu der Frage, ob deren Abschaffung als Alternative zu komplexen Reformen diverser Verordnungen zur Begrenzung der Höhe und Häufigkeit der negativen Spotmarktpreise erwogen werden sollte.

7.3 Zusammenfassung: Erhöhung des ökonomischen Drucks zur Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerke

Solange ein Großteil des bestehenden Kraftwerksparks aus abgeschriebenen Altanlagen besteht, die ihre Einnahmen in erster Linie über den Terminmarkt absichern, scheinen die Inflexibilitätskosten in Form von Opportunitätskosten gegenüber der Spotmarkvermarktung keinen wirksamen ökonomischen Steuerungsdruck ausüben zu können. Der bestehende Druck für konventionelle Kraftwerke für mehr Flexibilisierung resultiert im Wesentlichen aus der Vorrangregelung für EEG-Anlagen, die diese immer stärker zu täglichen ‚make-or-buy-Entscheidungen‘ veranlasst. Die Vorrangregelung für die EE bewirkt daher gegenwärtig stärker als andere, wirtschaftstheoretisch begründete Maßnahmen, eine Anpassung der konventionellen Erzeugung an das Dargebot der fluktuierenden EE. Die bestehende Vorrangregelung sollte daher nicht angetastet werden und sollte zusätzlich durch Anpassung bestehender Marktregularien (Bekanntmachung EE-Prognosen, Handelszeitpunkte und die dazugehörigen Handelszeiträume) flankiert werden.

In Hinblick auf die bevorstehende Systemtransformation sollte den EE die Möglichkeit gegeben werden, auch im Rahmen eines Verbleibs im EEG an allen bestehenden Märkten teilzunehmen, um die prioritäre Position der konventionellen Energieträger, die aus der Notwendigkeit zur Erbringung der verschiedenen Systemdienstleistungen resultiert, zu beenden. Generell gilt dabei, dass regelbare und fluktuierende erneuerbare Erzeugungsanlagen mittelfristig unterschiedlich behandelt werden sollten, sobald die regulatorischen, technischen und ökonomischen Voraussetzungen hierfür gegeben sind.

Zur Erreichung des Ziels einer Flexibilisierung des Kraftwerksparks ist die Substitution der konventionellen Erzeugung bei der Erbringung von Systemdienstleistungen durch EE ein wichtiger Schritt, der von einer umfassenden Anpassung der bestehenden Marktregelwerke getragen werden muss.

8 Zusammenfassung

Der durch das EEG eingeleitete und mittlerweile geprägte Transformationsprozess des Stromsektors, der dazu führen soll, dass langfristig die Stromversorgung im Wesentlichen auf (fluktuierenden) Erneuerbaren Energien basiert, bedingt bedeutende regulatorische und technische Änderungen des gesamten Stromsektors. Dabei wird vielfach die Forderung aufgestellt, dass die EE im Rahmen dieses Transformationspro-

zesses zu regulären Marktteilnehmern werden sollen. Diese Marktintegration wird oftmals auch als das Mittel der Wahl betrachtet, um die Systemintegration der EE zu befördern. –

Dabei zeigt sich einerseits, dass eine vollständige ‚Marktintegration‘ der EE mit einer Aufgabe des EE-Vorrangs einhergeht. Andererseits führen gerade die durch die zunehmende Einspeisung von PV- und Windstrom induzierten Merit-Order-Effekte dazu, dass eine Refinanzierung der EE in den Strommärkten zukünftig stark erschwert wird. Während der Windstrom je nach installierter Leistung stufenweise zu sinkenden Preisen führt, nivelliert die zunehmende PV-Einspeisung die Unterschiede zwischen den Base- und Peak-Preisen. Gerade die hohen Preise der Peak-Stunden sind jedoch für die Refinanzierung neuer Kraftwerkskapazitäten notwendig. Zusätzlich könnte eine ‚Marktintegration‘ auch die Weiterentwicklung der brennstoffbasierten REE behindern.

Weiterhin wird jedoch auch die für die Systemtransformation unbedingt notwendige Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks untersucht. Dabei zeigt sich, dass gerade die Vorrangregelung der EE eine bedeutende Rolle hierbei spielt, während das Instrument der negativen Börsenpreise offenbar nicht die theoretisch möglichen Lenkungswirkungen erzielt. Hier sollte zukünftig analysiert werden, inwieweit die negativen Auswirkungen der negativen Börsenpreise nicht überwiegen und gegebenenfalls deren Abschaffung erwogen werden. Stattdessen sollten weitere Anpassungen der marktlichen Regelwerke untersucht und umgesetzt werden, die eher dazu dienen können, die konventionelle Einspeisung an die erneuerbare anzupassen (und eben nicht umgekehrt). Weiterhin sollten zukünftig auch Möglichkeiten geschaffen werden, wie die EE auch ohne eine reguläre Teilnahme in den Strommärkten zur Erbringung notwendiger Systemdienstleistungen beitragen und somit noch bestehende konventionelle Must-run-Kraftwerke vollständig ersetzen können.

Referenzen

Wir danken Dr. Uwe Klann, Markus Müller und Alexander Zipp (alle IZES gGmbH) für die wertvolle Unterstützung bei der Erstellung dieses Beitrages.

Dieser Beitrag beruht auf Arbeiten der Autoren im Rahmen des Vorhaben V (Integration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und konventionellen Energieträgern, insbesondere Kapitel B.1 und B.2.1) des EEG-Erfahrungsberichts 2011 im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin, Juni 2011 sowie Arbeiten im Rahmen des vom BMU geförderten Forschungsprojektes „Systemintegration von Erneuerbaren Energien durch Nutzung von Marktmechanismen im Stromsektor“ (gegenwärtig noch unveröffentlicht).

- [1] BMU 2009: Begründung zu dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom ... BGBl. 2008 I S. ... - konsolidierte Fassung, S. 2 – unter: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2009_begr.pdf, Abruf am 01. Juli 2011
- [2] Siemens: Pressemitteilung: Bundespräsident Wulff besucht Solarreceiver-Fertigung von Siemens in Israel, Erlangen, 29. November 2010, unter: http://www.siemens.com/press/pool/de/pressemitteilungen/2010/renewable_energy/ERE201011018d.pdf, Abruf am 01. Juli 2011, S.2
- [3] Izes et al.: EEG-Erfahrungsbericht, Vorhaben V. Integration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und konventionellen Energieträgern. Endbericht, S. 23f, unter http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_eb_2011_integrations_ee_konventionell.pdf, Abruf am 01. Juli 2011 und

- r2b/ consentec: Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Köln/ Aachen, 23. Juni 2011, S. 39f; unter http://www.r2b-energy.com/pdf/Studie_BMWi_Direktvermarktung_EE_r2b_consentec.pdf, Abruf am 01.07.2011
- [4] ISI et al.: EEG-Erfahrungsbericht, Vorhaben IV. Instrumentelle und rechtliche Weiterentwicklung im EEG. Endbericht, S. 10 unter http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_eb_2011_integrations_ee_konventionell.pdf, Abruf am 01. Juli 2011
- [5] BMU 2010: Leitstudie 2010: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, (BMU – FKZ 03MAP146), Stuttgart, Teltow, Kassel, Dezember 2010, S. 42-45.
- [6] BMU 2011: Entwurf. Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht) gemäß § 65 EEG vorzulegen dem deutschen Bundestag durch die Bundesregierung, Stand 3.5.2011, S. 20-22, unter http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_erfahrungsbericht_2011_entwurf.pdf, Abruf am 22.07.2011 Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011
- [7] *ibid.*, S. 78-81
- [8] Nicolosi: Wind power integration and power system flexibility—An empirical analysis of extreme events in Germany under the new negative price regime; Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI), Köln 2010

Session 3:
IKT und Markt der Systemintegration
Erneuerbarer

V2G-Strategien: Das wirtschaftliche Potential des V2G-Konzepts im österreichischen Energiesystem

Rusbeh Rezaia, Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, rezania@eeg.tuwien.ac.at

Wolfgang Prügler, Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, pruegler@eeg.tuwien.ac.at

Abstract: Elektrofahrzeuge mit der Möglichkeit zur Rückspeisung von Energie in das elektrische Netz (V2G) können als kleine, nicht stationäre Erzeugungsanlagen gesehen werden. Die Integration der erwähnten Fahrzeuge ins Energiesystem kann damit mit der Erhöhung der Netzsicherheit und -stabilität assoziiert werden. Eine Teilnahme am Regelenergiemarkt und Bereitstellung von Netzdienstleistungen für den lokalen Netzbetreiber erscheint in diesem Zusammenhang plausibel. Dieser Beitrag beschäftigt sich mit dem maximalen wirtschaftlichen Potential von Elektrofahrzeugen und deren Teilnahme am österreichischen Regelenergiemarkt. Die Datengrundlage für die Analyse bildet das Fahrverhalten von einer Fahrzeugflotte (158 E-Fahrzeuge) und eine Simulation des täglichen Regelenergiebedarfs in der APG-Regelzone. Die wirtschaftliche Berechnung bezieht sich dabei auf prognostizierte und angenommenen Strom- sowie Regelenergiepreise (Leistungs- und Arbeitspreise) für das Jahr 2030, die Sensitivitätsanalyse der Investitions- und Degradationskosten der Li-Batterien.

Die Berechnungen zeigen, dass bei einem Batteriepreis von 500 €/kWh positive jährliche Deckungsbeiträge (Medianwerte) für die Bereitstellung von Tertiär- und Sekundärregelenergie erzielt werden können. Diese Medianwerte bewegen sich in einer Bandbreite von 44 €/a bis 238 €/a, wobei sich diese Zahlen auf Fahrzeugen mit unterschiedlichen Batteriekapazitäten (16, 24 und 48 kWh) beziehen.

1 Einleitung

[1] untersuchte die Bereitstellung der Regelenergie innerhalb von vier Regelzonen in den USA, mittels der Verwendung von Electric Vehicles (EVs) am Beispiel von 100 Think City Fahrzeugen und 252 Toyota RAV4. Die wirtschaftlichen Ergebnisse zeigen eine regionale Abhängigkeit, wobei eine Simulation des Regelenergiebedarfs und die Auswirkung auf die Lebensdauer der Batterien nicht berechnet worden ist. In [2] wurde die Auswirkung eines V2G-Konzepts auf ein Niederspannungsnetz (Beispielnetz von IEEE (Haushaltskunden)) untersucht. Dazu wurde auch der Einfluss der Ladestrategien bewertet, wobei sich das Ladeverhalten mittels der Minimierung der Ladekosten unter Vorgabe von zwei Preisniveaus ergab. Hier konnte der Fahrer den Zeitpunkt vorgeben, an dem die Batterie vollgeladen sein sollte. Nach Angabe der

Autoren kann die Energierückspeisung nach verschiedenen Kriterien erfolgen. Die Bereitstellung der Primär- und Sekundärleistung, Lastverschiebung sowie Regulierung des Spannungsniveaus im Niederspannungsnetz wurden hier als mögliche Zielfunktionen für die Energierücklieferung aufgelistet.

Auf Basis dieser Ergebnisse beschäftigt sich diese Arbeit mit der Ermittlung des maximalen wirtschaftlichen Potentials eines definierten V2G-Konzepts bezüglich der Bereitstellung von Regelernergie für unterschiedliche Fahrzeugkategorien in der Regelzone APG (Austrian Power Grid). Das Fahrverhalten der Fahrzeuge in Österreich, die Simulation des Regelernergiebedarfs in APG-Regelzone, die kostengünstigste Ladestrategie und ein definiertes V2G-Konzept bilden die Grundlage der Berechnungen.

Kapitel 2 beschreibt die ausgewählte methodische Vorgangsweise. Die verwendeten Datengrundlagen (Fahrverhalten, Batterieeigenschaften und wirtschaftliche Parameter) bilden den Inhalt des dritten Kapitels. Kapitel 4 umfasst die Simulationsergebnisse für den täglichen Abruf der Regelernergie und eine wirtschaftlicher Darstellung des V2G-Konzepts.

2 Methode

2.1 Ladestrategie der Elektrofahrzeuge

Das Ziel beim Laden der Elektrofahrzeuge liegt in der Minimierung der Ladekosten (Marktorientierte Ladestrategie). Die Bestimmung der kostengünstigsten Ladezeitpunkte bezieht sich dabei auf die Maximierung der Deckungsbeiträge (E_{max}) eines stationären Batteriesystems. Dabei wurden unter Anwendung von linearer Optimierung die Lade (x_i)- bzw. Entladeleistungen (y_i) je Stunde (i : Beschreibt die jeweilige Stunde an einem Tag) ermittelt. Nachdem die Strompreisverläufe in den Winter- und Sommermonaten unterschiedlich sind, wurden typische saisonale Wochenverläufe aus dem Jahr 2009 gewählt. Basierend auf Strompreisprognosen erfolgte eine Anpassung der Verläufe für das Jahr 2030. Der prognostizierte Strompreis fürs Jahr 2030 liegt bei 87,59 €/MWh (vgl. [3]). Die Leistung der Ladevorrichtung (P), die minimale ($C_{min,Netto}$) und maximale ($C_{max,Netto}$) Nettokapazität der Batterie stellen die Randbedingungen der Berechnung dar (vgl. Formel. 1).

$$E_{max} = \text{Max} \left(\sum_{i=1}^{24} y_i \cdot p_i - \sum_{i=1}^{24} x_i \cdot p_i \right)$$

$$0 \leq x_i \leq P, 0 \leq y_i \leq P$$

Formel 1

$$C_{min,Net} \leq x_i + y_i \leq C_{max,Net}$$

p_i : Stündliche Strompreise

Mit der Bestimmung der Ladezeitpunkte können die Fahrzeuge mit unterschiedlichen Fahrverhalten und Batteriekapazitäten geladen werden. Für das Laden der Fahrzeuge wurde eine maximale Leistung von 10.5 kW (3 Phasig 230 Volt, 16 Ampere) angenommen. Die Wirkungsgrade fürs Laden (vom Netz bis zur Batterie) und für V2G-Anwendungen (von der Batterie bis zum Netz) liegen jeweils bei 95 % (siehe [4]).

2.2 Simulation des Regelernergiebedarfs

Die Simulation des Regelernergiebedarfs bezieht sich auf die Analyse der abgerufenen Regelernergie in der österreichischen APG-Regelzone und eine anschließende Modellierung des täglichen Regelernergiebedarfs. Die Kombination zwischen einer allgemeinen Ladestrategie, dem Fahrverhalten, der vorhandenen

Regelenergieprofile (unterschiedliche Auftrittsszenarien) und die Definition des dazugehörigen V2G-Konzepts ermöglichen detaillierte wirtschaftliche Analysen. Damit wird die Definition einer Bandbreite der Deckungsbeiträge je Fahrzeugkategorie ermöglicht.

Die deskriptive Statistik (vgl. [5]) und systematische Untersuchung der Notwendigkeit bzw. Abrufe von Regelenergie stellen die Grundlage für die Modellierung der Regelenergie in der APG-Regelzone dar. Damit können Kenntnisse über den jährlichen Trendverlauf, die offensichtlichen und messbaren saisonalen Unterschiede und die Tageszeitabhängigkeit der Abrufe gewonnen werden.

Basierend auf diesen Informationen erfolgte die Modellierung der Abrufe nach folgendem Schema:

1. Zuordnung einer geeigneten Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion zu jedem Zeitintervall (Viertelstunde) des Tages: Die Datenbasis besteht aus fünf Jahren. Daher ergibt sich eine Anzahl von 1.826 Werten je Zeiteinheit ([6]). Diese Anzahl bildet eine robuste Datengrundlage für die Berechnung der Dichtefunktionen. Die graphischen Auswertungen zeigen bei Tertiär- und Primärregelenergie ein häufigeres Auftreten der niedrigeren Abrufhöhen. Damit können hier je Zeitschritt linksschiefe Verteilungsfunktionen angenommen werden. Hier wurde die Funktion für generalisierte Extremwertverteilung (Generalized Extreme Value Distribution, Formel 2) als eine geeignete Übereinstimmung für die Verteilung der Abrufhöhen je Zeitabschnitt ausgewählt. Nach der graphischen Auswertung der Abrufhöhe je Zeitabschnitt für Sekundärregelenergie wurde dazu eine Normalverteilung angenommen.

$$f(x) = \frac{1}{\sigma} * e^{-(1+0,5*(x-\bar{x})/\sigma)^{\frac{1}{k}}} * (1 + k * (x - \bar{x})/\sigma)^{-1-\frac{1}{k}}$$

Formel 2

$$1 + k \frac{x - \bar{x}}{\sigma} > 0$$

2. Die Analysen der Abrufzeitpunkten und Anzahl der Abrufe pro Tag zeigen, dass diese eine zufällige Natur aufweisen. Hier wurde für die Anzahl der Abrufe pro Tag eine Normalverteilung angenommen. Dabei wurde basierend auf dem Mittelwert und der Standardabweichung der zugeordneten Normalverteilung verschiedene Intensitäten im Zusammenhang mit der Anzahl der Auftritte pro Tag angenommen. Die Verteilung der Abrufe über einen Tag erfolgt zufällig (keine tageszeitabhängigen Auftritte) aber immer in mindestens vier aufeinanderfolgenden Zeitschritten, da das Auftreten der Regelenergie fast immer Blockweise erfolgt.
3. Die Ermittlung von geeigneten Pseudozufallszahlen aus den Dichtefunktionen basiert auf der Verwerfungsmethode (Acceptance-Rejection Method). Die Grundidee der Methode liegt in der Ermittlung von Zufallszahlen, die einer vordefinierten Verteilungsfunktion F genügen (siehe [7]).

Die beschriebene Methode führt zur Darstellung von unterschiedlichen Regelenergieszenarien, die sich in erster Linie nach der Höhe der energetischen Auftritte unterteilen. Diese Szenarien können wie folgt erwähnt werden:

1. Hochenergie (HE) - Szenario: Hier werden aus den ermittelten Pseudozufallszahlen (1.826 Werte) für jede Viertelstunde der maximale Wert als Abrufhöhe angenommen.

2. Mittelenergie (ME) - Szenario: Die Abrufhöhe pro Zeiteinheit orientiert sich am Mittelwert der resultierenden Zufallszahlen aus der zugeordneten Verteilung.

Die beschriebenen Energieszenarien werden dann jeweils je nach Anzahl der Auftritte pro Tag (Intensität) in drei Unterszenarien mit maximaler, mittlerer und minimaler Anzahl der täglichen Auftritte unterteilt. Damit ergeben sich für jede Art der Regelernergie (z.B. positive Primärregelung) sechs verschiedene Szenarien. Es ist zu erwähnen, dass für diese Arbeit nicht die Abrufhöhen sondern die Zeitpunkte der Auftritte im Vordergrund stehen. Die Energieszenarien unterscheiden sich nur in der Abrufhöhe und nicht in den Zeitpunkten der Auftritte

2.3 V2G-Konzept

Nach TOR (Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, D4) wird für den Parallelbetrieb einer Erzeugungsanlage den Abschluss eines Netzzugangsvertrages mit dem Netzbetreiber erfordert. Der Netzanschlusspunkt der Anlage und der Verknüpfungspunkt (verbindet mehrere verteilte Erzeugungsanlagen an das Verteilnetz) werden unter Berücksichtigung der gegebenen Netzverhältnisse, der Einspeiseleistung und der mit dem zukünftigen Betreiber abgestimmten Betriebsweise der Erzeugungsanlage vom Netzbetreiber festgelegt.

Daher baut das V2G-Konzept auf das Vorhandensein von stationären V2G-Invertern. Das V2G-Konzept folgt dabei der Annahme dass zwischen der ersten und letzten Fahrt am Tag keine Rückspeisung von Energie ins Netz möglich wäre. Eine Rückspeisung der Energie kann zwischen der letzten Tagesfahrt und ersten Fahrt am folgenden Tag erfolgen (Vorhandensein des V2G-Inverters zu Hause und am Firmenfuhrpark). Damit kann der Fahrzeugbesitzer den gewünschten Batteriestand vor der ersten Fahrt bestimmen und muss nicht aufgrund der V2G-Anwendungen zwischen der ersten und letzten Tagesfahrt diese Einstellungen mehrmals ändern.

Das Laden des Fahrzeugs kann zu jedem Zeitpunkt mit der Bedingung des günstigen Ladens (vgl. Kapitel 2.3) erfolgen. Der Fahrzeugbesitzer ist auch in der Lage den gewünschten Batteriestand vor der ersten Tagesfahrt festzulegen. Im Zusammenhang mit dem erwähnten Batteriestand wird das Laden auf maximalen Stand angenommen, da nach der letzten Tagesfahrt (abhängig vom Fahrverhalten und Zwischenladung) eine Rückspeisung ins Netz (bei Bedarf) erfolgen könnte (maximale Rückspeiseleistung $10,5 \text{ kW}_{el}$). In der Zeitspanne mit der angenommenen Rückspeisung (zwischen der letzten Tagesfahrt und ersten Fahrt am folgenden Tag) ist das Laden des Fahrzeugs zu den Zeiten mit günstigen Strompreisen möglich, wobei einen Regelernergiebedarf zu den Zeitpunkten nicht vorhanden sein sollte. Diese Nebenbedingung gilt nur dann wenn die Erreichung des vorgegebenen Ladestands vor der ersten Tagesfahrt nicht beeinträchtigt wird.

3 Datengrundlage

3.1 Ausgewählte Fahrzeugkategorien und deren Fahrverhalten

Die wirtschaftliche Darstellung des V2G-Konzept basiert auf drei unterschiedlichen Fahrzeugkategorien: Elektrofahrzeuge mit 16, 24 bzw. 48 kWh Batteriekapazitäten. Die Untersuchungen beziehen sich auf eine Fahrzeugflotte mit 94, 36 und 28 Fahrzeuge mit den erwähnten Batteriegrößen. Die Ermittlung des Fahrverhaltens der Fahrzeuge ergibt sich aus den österreichischen Mobilitätsbefragungen, der Anpassung und Kalibrierung der Daten an die Elektrofahrzeuge mit unterschiedlichen Batteriekapazitäten (siehe [8]). Da

die Grundlage der V2G-Untersuchungen auf wöchentlichen Simulationen basiert (siehe Kapitel 2.1), wurde hier je Fahrzeug ein entsprechendes Wochenfahrprofil zu Grunde gelegt.

Die Abbildung 1 stellt das Summenprofil der Flotte für einen Wochentag dar. Es ist ersichtlich, dass die Konzentration der Fahrten in den Morgen- und frühen Abendstunden mit dem spürbaren Rückgang der Aktivitäten zwischen und außerhalb der Extrembereiche verbunden ist. Die Fahrzeugkategorien unterscheiden sich aufgrund der verschiedenen Batteriekapazitäten in der Dauer der Wochenfahrten (vgl. Abbildung 3).

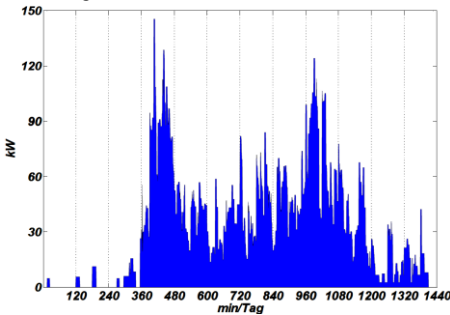


Abbildung 1. Fahrleistung der gesamten Flotte für einen Wochentag

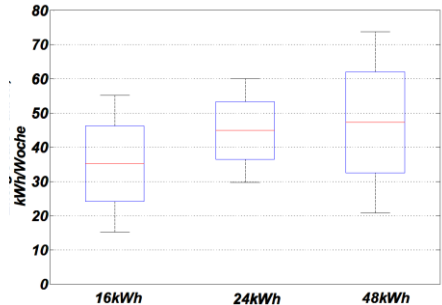


Abbildung 2. Wöchentliche Fahrtenergie für die verschiedenen Fahrzeugkategorien

3.2 Ladeverhalten der Li-Ion Batterien

In Anlehnung an [9] besteht das Ladeverhalten der Li-Ionen Batterien (IUa-Ladung) aus zwei Phasen. Das Laden der Batterie erfolgt mit konstantem Strom bzw. konstanter Spannung während der ersten bzw. zweiten Phase. In der ersten Phase (Stromphase) wird eine konstante Ladeleistung angenommen, da die Änderungen der Zellspannung sehr gering sind. Der Übergang zwischen den zwei Phasen wird mit dem sogenannten Ladeumschaltspunkt, s in % des SOC (state of charge), bestimmt. Danach erfolgt die Spannungsphase, die mit einem exponentiellen Ladeverhalten nach Formel 3 beschrieben wird.

$$P = P_{\text{konst}} + e^{-\frac{s-\text{SOC}}{kl}} \quad \text{Formel 3}$$

$\left\{ \begin{array}{l} P_{\text{konst}} : \text{Konstantladeleistung der Stromphase} \\ s : \text{Ladeumschaltspunkt} \\ \text{SOC} : \text{state of charge} \\ kl : \text{Ladeabschaltstrom} \end{array} \right.$

Die Ladeleistung der Stromphase liegt bei 10,5 kW_{el}, wobei die Grenze zwischen den zwei Phasen mit 80 % des SOC angenommen worden ist. Der Ladeabschaltstrom hängt von P_{konst} , s und Ladeabschaltleistung ab. Wobei die Ladeabschaltleistung im direkten Verhältnis zur Nennenergiemenge der Batterie steht. Die Werte für den Ladeabschaltstrom der Batterien liegen bei 6,82 für 16 kWh, 7,92 für 24 kWh und 10,91 für 48 kWh Batteriekapazität.

3.3 Degradation der Li-Ion Batterien

Die Beeinflussung der Lebensdauer der Li-Ion-Batterien aufgrund von zusätzlichen Rückspeisungen der Energie ins Stromnetz wird in der wirtschaftlichen Berechnung von V2G-Konzept berücksichtigt. [10] untersuchte den Einfluss von kombinierten Fahrten und V2G-Anwendungen auf Kapazitätsverluste der LiFePO₄-Batterien. Die Entladeleistungen fürs Fahren wurden als dynamische Entladungen (Variation

der Entladeleistung) und für V2G-Anwendungen als konstante Entladungen definiert. Die Ergebnisse zeigen in erster Linie eine geringere Beeinflussung der Kapazitätsverluste durch Tiefentladungen im Vergleich zu einer älteren Generation der Li-Batterien. Die Resultate zeigen zudem, dass die prozentuelle Kapazitätsverluste per normierter Wh bei $-6.0 \times 10^{-3} \%$ bzw. $-2.7 \times 10^{-3} \%$ für das Fahren bzw. die V2G-Anwendungen liegen. In Anlehnung an die erwähnten Ergebnisse kann z.B. berechnet werden, dass für 1 % Kapazitätsverlust einer Batterie mit 16 kWh Kapazität, rund 6.000 kWh Entladung in Folge von V2G-Anwendungen oder 2.700 kWh Entladung in Folge von Fahrten benötigt werden. Um in dieser Arbeit den Einfluss von Tiefentladungen und volle Auslastung der Batterien auf die Kapazitätsverluste ausschliessen zu können, wurden die Batterien zwischen 10 % und 90 % der Kapazität betrieben.

3.4 Regelergiekosten in Österreich

Die Ermittlung der mittleren Leistungs- und Arbeitspreise für unterschiedliche Regelergiearten beziehen auf angegebene statistische Daten und Recherchen in [11], [12] und [13]. Der mittlere Leistungspreis für Primärregelenergie in der Regelzone APG lag im Jahr 2010 bei 26,59 €/MW/h. Der Arbeitspreis für die Lieferung bzw. den Bezug der Sekundärregelenergie lag vom Jahr 2006 bis 2010 im Mittel um 45 % über bzw. um 8 % unter dem mittleren Strompreis der erwähnten Jahre. Weiters kann einen Leistungspreis von 13 €/MW für Lieferung und Bezug der Sekundärregelenergie angegeben werden (vgl. [13]).

Der Arbeitspreis für Tertiärregelenergie lag im Jahr 2010 für Lieferung bzw. Bezug bei 98 €/MWh bzw. 4 €/MWh (mittlerer Strompreis im Jahr 2010: 44,81 €/MWh). Die entsprechenden Leistungspreise lagen nach [13] bei 1 €/MW/h bzw. 5 €/MW/h.

Der angenommene Strompreis für das Jahr 2030 liegt bei 87,59 €/MWh (siehe Kapitel 2.1). Ausgehend von den Verhältniss zwischen Arbeitspreisen und mittleren Strompreisen wurden die Arbeitspreise für das Jahr 2030 prognostiziert. Hier wurde angenommen, dass die Leistungspreise sich bis 2030 verdoppeln werden. Die Tabelle 1 fasst die prognostizierten und angenommenen Arbeits- und Leistungspreise für das Jahr 2030 zusammen.

Tabelle 1. Leistungs- und Arbeitspreise für Regelergien

	Lieferung		Bezug	
	Leistungspreis €/MW/h	Arbeitspreis €/MW/h	Leistungspreis €/MW/h	Arbeitspreis €/MW/h
Primärregelung	53,2		53,2	
Sekundärregelung	26	126,69	26	80,91
Tertiärregelung	1,45	191,56	10	7,82

4 Ergebnisse

4.1 Abruf der Regelergie in Österreich

Tabelle 2 stellt zusammenfassend die Ergebnisse zu den Simulationen des Abrufs der Regelergie in APG-Regelzone dar. Die Anzahl der täglichen Auftritte von Tertiärregelenergie ist spürbar unterhalb dieser Anzahl für die Sekundär- und Primärregelenergie. Die Auftritte der Tertiärregelenergie finden im Prinzip während des Tages statt. Der höchste tägliche Energiebedarf je Szenario kann der Sekundärregelenergie zugeordnet werden.

Tabelle 2. Szenarien für den Abruf der Regelergie in der APG-Regelzone

Energieszenario	Tertiärregelung						Sekundärregelung						Primärregelung						
	Positive			Negative			Positive			Negative			Positive			Negative			
	Max	Mean	Min	Max	Mean	Min	Max	Mean	Min	Max	Mean	Min	Max	Mean	Min	Max	Mean	Min	
Menge [Gwh/Tag]	Max	0,2	0,41	0	0,127	0,44	0	4,3	2,8	1,4	4,9	3,4	1,7	2,25	1,9	1,5	0,64	0,46	0,37
	Mean	0,023	0,005	0	0,015	0,005	0	0,53	0,35	0,17	0,64	0,43	0,23	0,28	0,24	0,180	0,078	0,058	0,045
Anzahl der viertelstündigen täglich Abrufe	19	6	0	20	7	0	67	46	25	71	50	29	75	63	50	46	33	21	

4.2 Bewertung des V2G-Konzepts

Anmerkung zu den Abbildungen in diesem Kapitel: In den Abbildungen gibt es pro Begriff in der X-Achse drei Boxplots (z.B. Abbildung 3, Tertiärregelenergie). Das Boxplot auf der linken Seite präsentiert die Ergebnisse zur Fahrzeugkategorie mit 16 kWh Batteriekapazität, das mittlere Boxplot die Kategorie mit 24 kWh Batteriegröße und das rechte Boxplot die Kategorie mit 48 kWh. Die mittleren Punkte stellen die Medianwerte der jeweiligen Ergebnisse dar.

Die Abbildung 3 stellt den wöchentlichen V2G-Energieeinsatz für alle Regelenergiekonzepte pro Fahrzeug dar. Die Bandbreite je Fahrzeugkategorie ergibt sich aus der Anzahl der Fahrzeuge in der Flotte, sowie deren Teilnahme an den unterschiedlichen Abrufszszenarien der Regelenergie. Hier ist zu erkennen, dass der V2G-Energieeinsatz im Bereich der Tertiärregelenergie die geringsten Medianwerte pro Fahrzeug im Vergleich zu Sekundär- und Primärregelenergie darstellt. Ausgehend von dem V2G-Energieeinsatz wurden die Deckungsbeiträge, ohne Betrachtung der Kosten für die Degradierung der Batterien, berechnet. (siehe Abbildung 4). Es ist ersichtlich, dass mit dem angenommenen Leistungspreis für Primärregelung keine positiven Deckungsbeiträge erzielt werden können, da die zusätzlichen Ladekosten für die V2G-Anwendungen höher liegen als die erzielten Einnahmen.

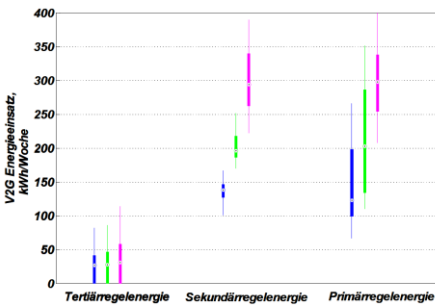


Abbildung 3. Bandbreite des wöchentlichen Energieeinsatzes für V2G-Anwendung je Regelung und Fahrzeugkategorie

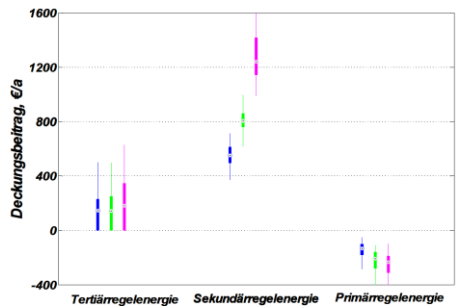


Abbildung 4. Jährliche Deckungsbeiträge je Regelung und Fahrzeugkategorie (ohne Degradierungskosten der Batterien)

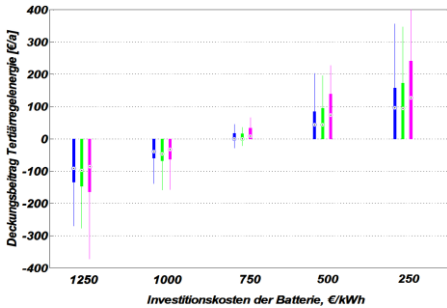


Abbildung 5. Jährliche Deckungsbeiträge für wöchentliche Fahrtenergie für die verschiedenen Fahrzeugkategorien

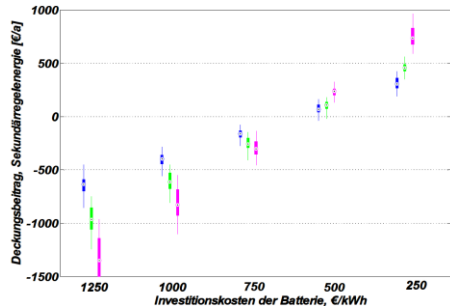


Abbildung 6. Wöchentliche Fahrtenergie für die verschiedenen Fahrzeugkategorien

Daher werden für weitere Analysen die V2G-Anwendungen für Tertiär- und Sekundärregelenergie für die weiterführende ökonomische Bewertung in Betracht gezogen. Wie aus dem beschriebenen V2G-Degradationskoeffizient im Kapitel 3.3 ersichtlich ist, werden die Degradationskosten im Zuge der V2G-Anwendungen von diesem Koeffizient ($-2,7 \cdot 10^{-3} \%$) und die Investitionskosten der Batterie beeinflusst. Die Abbildung 5 und 6 beziehen sich auf Deckungsbeiträge für Sekundär- und Tertiärregelenergie mit der Betrachtung der Degradationskosten. Die Berechnungen zeigen, dass bei einem Batteriepreis von 500 €/KWh alle Fahrzeuge in allen Szenarien keine negativen Deckungsbeiträge aufweisen. Der Medianwert liegt hier bei rund 44 €/a pro Fahrzeug mit 16 bzw. 24 kWh Batteriegröße und 75 €/a pro Fahrzeug mit 48 kWh Batteriekapazität. Beim Batteriepreis von 500 €/KWh liegen die erwähnten Medianwerte für die Bereitstellung der Sekundärregelenergie pro Fahrzeug der betrachteten Kategorien bei 69, 109 und 238 €/a. Aus Sicht eines Aggregators müssen die jährlichen Einnahmen mit den Annuitäten der Investitionskosten verglichen werden. Die Investitionskosten bestehen in diesem Zusammenhang aus Aufwendungen für den Inverter, die Kommunikation zwischen dem Aggregator und der Fahrzeugflotte und eventuell Teile der Ladeinfrastruktur.

Wie schon erwähnt die berechneten Werte beziehen sich auf die maximalen Deckungsbeiträge, da hier angenommen wird, dass die Fahrzeuge mit den angegebenen Preisen für den Regelenergiebedarf ihre Kapazitäten immer zur Verfügung stellen können. Da aber die Elektrofahrzeuge für die Bereitstellung von Regelenergie mit anderen Marktteilnehmern konkurrieren, müssen die berechneten Beiträge mit einem Wahrscheinlichkeitsfaktor bezüglich der Rückspeisung der Energie multipliziert werden. Die Rückspeisewahrscheinlichkeiten lagen in Deutschland im Jahr 2008 bei 14,9 % bzw. 1,1 % für positive Sekundär- bzw. Tertiärregelenergie in den Hauptzeiten (von 08:00 bis 20:00 Uhr) [14]. Für den österreichischen Markt konnten basierend auf vorhandenen Informationen in [11] und [12] keine Rückspeisewahrscheinlichkeiten abgeleitet werden. Da aber in Österreich derzeit nur wenige Unternehmen in der Lage sind beim vorhandenen Markt für Tertiärregelenergie teilzunehmen, können höhere Rückspeisewahrscheinlichkeiten angenommen werden.

5 Ausblick

Die Bewertung des wirtschaftlichen Potentials eines G2V-konzepts bildet den nächsten Teil der Arbeit. Anschließend werden ausgehend von den Bewertungen der Konzepte G2V und V2G und Interaktionen

zwischen den unterschiedlichen Stakeholdern am österreichischen Strommarkt passende Geschäftsmodelle abgeleitet.

Referenzen

- [1] J. Tomić, W. Kempton: "Using fleets of electric drive vehicles for grid support", Paper in Journal of power sources, doi:10.1016/j.jpowsour.2007.03.010, in press
- [2] K. Clement-Nyns, E. Haesen, J. Driesen: The impact of vehicle-to-grid on the distribution grid, Paper in journal Electric Power Systems Research, doi:10.1016/j.epr.2010.08.007, in press, 2010
- [3] R. Hass et.al.: „Langfristige Szenarien der gesellschaftlich optimalen Stromversorgung der Zukunft“, Auftragnehmer: TU WIEN_ Energy Economics Group, Studie aus der 2. Ausschreibung der Programmlinie Energiesysteme der Zukunft, Projektnummer: 812784, 54-63, 2009
- [4] N. Hartmann, E.D. Özdemir: Impact of different utilization scenarios of electric vehicles on the German grid in 2030, University of Stuttgart, Institute of Energy Economics and Rational Use of Energy, Paper in journal of Power Sources, doi:10.1016/j.jpowsour.2010.09.117
- [5] H. Holland, K. Scharnbacher: Grundlage der Statistik, Datenerfassung und -darstellung, Maßzahlen, Indexzahlen, Zeitreihenanalyse, 8. Auflage, Verlag GABLER, ISBN 978-3-8349-2010-2
- [6] Statistiken zu Auktionierungen (UCTE, Sekundärregelenergie, Ausgleichsenergie etc.), für die Regelzone APG von 2006 bis 2011, Information der Homepage APCS, Power Clearing and Settlement, URL: http://www.apcs.at/balance_energy_market/statistics/index.html (12.04.2011)
- [7] M. Kolonko: Stochastische Simulation Grundlagen, Algorithmen und Anwendungen, 1. Auflage, Verlag VIE-WEG+TEUBNER, ISBN 978-3-8351-0217-0
- [8] M. Litzlbauer: "Generation of stochastic load profiles for mobile energy storages"; Vortrag: 2nd European Conference Smart Grids and E-Mobility, Brüssel; 20.10.2010 - 21.10.2010; in: "Smart Grids and E-Mobility", OTTI, Regensburg, (2010), ISBN: 978-3-941785-14-4; S. 208 – 215
- [9] A. Schuster: "Batterie- bzw. Wasserstoffspeicher bei elektrischen Fahrzeugen“, Diplomarbeit, Institut für elektrischen Anlagen und Energiewirtschaft der technischen Universität Wien 2008
- [10] S. B. Peterson, J. Apt, J.F. Whitacre: Lithium-ion battery cell degradation resulting from realistic vehicle and vehicle-to-grid utilization, Journal of power sources, doi:10.1016/j.jpowsour.2009.20.010, in press
- [11] Ergebnisse der Ausschreibung der Primärregelenergie in APG Regelzone vom Januar 2010 bis Juni 2011, <http://www.regelleistung.at/ausschreibungen/ergebnisse> (22.07.2011, 15:10)
- [12] Ergebnisse der Ausschreibung für Tertiärregelenergie und Aufwendungen für Sekundärregelenergie, <http://www.apcs.at/service/downloadcenter/index.html> (Februar 2011)
- [13] A. Fussi, A. Schüppel, C. Gutschi, H. Stigler: "Technisch-wirtschaftliche Analyse von Regelenergie-märkten“, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Technische Universität Graz, Paper, Konferenz: IEWT 2011
- [14] D. Dallinger, D. Krampe, M. Wietschel: „vehicle-to-grid regulation on a dynamic simulation of mobility behavior“, Working paper sustainability and innovation, No. S \$/2010, Fraunhofer ISI



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

Multi-Stakeholder-Datenaustausch in zukünftigen Smart Grids: Smart Web Grid

Markus Jung, TU Wien, Institut für Rechnergestützte Automation, Arbeitsbereich Automatisierungssysteme, mjung@auto.tuwien.ac.at

Abstract – Zukünftige Smart Grids werden auf Datenaustausch zwischen verschiedenen Anwendungen und Marktteilnehmern beruhen. Smart Web Grid untersucht Nutzerinteraktion, Technik, Wirtschaftlichkeit und Datensicherheit eines solchen Datenaustausches anhand dreier konkreter Beispiele im Rahmen der Smart Grids Modellregion Salzburg²³. Ziel ist die Konzeption eines Informationsmodells für Web-service-basierenden Zugriff auf Smart-Grids-Datenquellen.

1 Die integrierte Informationsplattform im Smart Grid

Das Smart Web Grid Projekt entwickelt eine integrierte Informationsplattform für Smart Grid Daten und Anwendungen [1]. Dies beinhaltet technische Aspekte, die darauf abzielen ein Informationsmodell zu schaffen, das eine gesamtheitliche Sicht auf die Smart Grid relevanten Daten ermöglicht. Neben dem Informationsmodell werden auch technische Aspekte des Datenaustausches betrachtet. Darunter fallen die Fragestellungen, wie ein interoperabler Datenzugriff ermöglicht werden kann, der dabei aber auch gleichzeitig Sicherheit und Vertraulichkeit gewährleistet. Diese Zusammenführung des Informationsmodells und des Konzepts für den Datenaustausch zu einer integrierten Informationsplattform wird anhand von drei Proof-of-Concept-Anwendungen evaluiert. Die Anwendungen Energiefeedback für Endkunden, Lastverschiebung für Gebäude und intelligentes Laden für E-Fahrzeuge dienen dabei einerseits dazu, die Vollständigkeit der Informationsplattform zu belegen und andererseits die Nutzerinteraktion bzw. die Wirtschaftlichkeit des Datenaustausches zu analysieren. Die Anforderungen der Nutzer bezüglich Vertraulichkeit haben dabei den gleichen Stellenwert wie die technischen Anforderungen bezüglich Sicherheit des Datenaustausches.

1.1 Informationsmodell

Das Informationsmodell wird basierend auf den Erkenntnissen der Vorprojekte Consumer2Grid, Building2Grid [2] und Vehicle2Grid [3] erarbeitet. Das Projekt Smart Web Grid fügt sich somit nahtlos in das Programm der Smart Grid Modellregion Salzburg ein. Der Input von Consumer2Grid betrifft dabei sämtliche Informationen, die notwendig sind, um den Endkunden Energiefeedback zu geben und Verbrauchs-

²³ <http://www.salzburg-ag.at/energie/strom/smart-grids/modellregion/>

daten zwischen den Teilnehmern im Smart Grid auszutauschen. Die Informationen, die ihm Rahmen des Building2Grid Projekt entstehen bzw. benötigt werden, um Gebäude als verschiebbare Lasten im Smart Grid zu etablieren, sind ebenfalls Teil dieser integrierten Sichtweise. Vervollständigt wird das Informationsmodell durch die Daten, die ihm Rahmen der intelligenten Ladung eines Elektrofahrzeugs benötigt werden. Mithilfe dieses Gesamtbündels an Informationen sollen neue Anwendungen ermöglicht werden, die einen zusätzlichen Mehrwert generieren. Die Informationsmodellierung berücksichtigt bestehende Standards, die für das Smart Grid relevant sind.

1.2 *Datenaustausch*

Unterschiedlichste Stakeholder sind im, zur Realisierung des Smart Grids notwendigen, Datenaustausch beteiligt. Interoperabilität, Sicherheit und Vertraulichkeit haben dabei oberste Priorität. Unterschiedliche IKT-Systemarchitekturen werden als Alternativen erarbeitet und hinsichtlich Tauglichkeit im Smart Grid bewertet. Eine wichtige Entscheidung ist, ob die Datenhaltung zentral bzw. dezentral erfolgt, da dies große Auswirkung auf die notwendigen Sicherheits- und Vertraulichkeitsmechanismen hat. Unter Berücksichtigung existierender Standards wird auf Interoperabilität geachtet. Der Einsatz von Service-orientierten Architekturen basierend auf Web Services ist eine vielversprechende Technologiewahl, die ihm Rahmen des Proof of Concept auf Eignung geprüft werden soll. Ein Schwerpunkt wird in diesem Bereich auf die Gewährleistung von Sicherheit und Vertraulichkeit gelegt. Wie kann sicherer Informationsaustausch gewährleistet werden? Wie können Zugriffe kontrolliert und eingeschränkt werden? Wie können Stakeholder authentifiziert und autorisiert werden? Diese und weitere Fragestellungen werden ihm Rahmen des Projekts methodisch bearbeitet und eine Systemarchitektur konzipiert, die diesen Anforderungen gerecht wird.

1.3 *Nutzerinteraktion*

Die nutzerseitige Anforderungsanalyse der Anwendungsfälle Energieverbrauch, Elektromobilität und Lastverschiebung für Gebäude vervollständigt die technischen Anforderungen bezüglich Interoperabilität und Sicherheit. Zielgruppen, die mit Anwendungen im Smart Grid interagieren, werden gesammelt, klassifiziert und beschrieben und ihre Anforderungen erhoben. Ein Schwerpunkt liegt im Besonderen auf den Nutzeranforderungen an Privatsphäre und Sicherheit. Ein auf Endnutzer ausgerichtetes Anwendungsportal wird geschaffen, um die diversen Smart Grid Anwendungen gebündelt zur Verfügung stellen zu können.

1.4 *Wirtschaftlichkeit*

Die Wirtschaftlichkeit von bestehenden und zukünftigen Anwendungen, die auf dieser integrierten Datenbasis basieren und den interoperablen Datenaustausch nutzen, wird geprüft. Neue Geschäftsmodelle, wie die Nutzung der Smart Grid Informationen durch externe Dienstleister für zum Beispiel Werbung, Prognosesysteme oder Home Security werden betrachtet. Es erfolgt eine rechtliche Validierung und auch eine ökonomische Bewertung.

2 *Methodik*

Die Projektziele bzw. das Projektumfeld werden im Rahmen einer Vorbereitungsphase gründlich analysiert. Dies beinhaltet die Identifikation potentieller Anwendungsfälle und die Anforderungen von Nutzern

und Technik an den dafür notwendigen Datenaustausch. In einer Konzeptphase wird eine IT-Architektur erarbeitet, die in der Lage ist diese Anforderungen zu erfüllen. Das erarbeitete Informationsmodell und die dafür notwendige IT-Architektur werden als Proof of Concept in einer Verifikationsphase erstellt. Hierfür werden drei Beispielanwendungen herangezogen. Die Projektergebnisse werden in einer Schlussfolgerungs- und Disseminationsphase nochmals reflektiert betrachtet, veröffentlicht und in mögliche neue Forschungsfragen übergeleitet.

Fact-Box	
Projekt	Smart Web Grid
Partner	Salzburg AG Siemens Center for Usability Research and Engineering, Austrian Institute of Technology TU Wien - Institut für Computertechnik TU Wien - Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe TU Wien - Institut für Rechnergestützte Automation
Projektziele	<ul style="list-style-type: none"> • Konzeption eines Smart Grid Informationsmodell • Web-Service-basierte Systemarchitektur für interoperablen und sicheren und Privatsphäre respektierenden Datenaustausch • Anwendungsportal mit Proof-Of-Concept-Anwendungen • Ökonomische und rechtliche Bewertung von Geschäftsmodellen basierend auf Smart Grid Datenaustausch
Dauer	05/2011 bis 03/2013

Referenzen

- [1] G. Kienesberger, M. Meisel and A. Adegbite: A Comprehensive Information Platform for the Smart Grid, Proceedings of IEEE AFRICON 2011, to appear
- [2] T. Gamauf, T. Leber, K. Pollhammer and F. Kupzog: A Generalized Load Management Gateway Coupling Smart Buildings To The Grid, Proceedings of IEEE AFRICON 2011, to appear
- [3] F. Kupzog, H.J. Bacher, M. Glatz, W. Prügler, A. Adegbite, G. Kienesberger, Architectural options for vehicle to grid communication, e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, vol. 128, pp. 47-52, 2011



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

Multi-Purpose Inverter for Smart Grids: The V2G-inverter Approach

Felix Lehfuß, AIT, felix.lehfuss@ait.ac.at

Thomas Strasser, AIT, thomas.strasser@ait.ac.at

Abstract – The aim of the project V2G-inverter is to develop the economically, legally and technically optimized system architecture for the functional chain from the distribution network to the battery of an electric vehicle under consideration of a bi-directional charging operation. The core research activities are the development, simulation and verification of different topologies or switching modes for the V2G-inverter. Therefore, it will be necessary to specify, simulate and develop application-specific semi-conductors for the V2G inverter. Another target is to elaborate the basis for a cost structure of different V2G scenarios/services (e.g. net services, control energy, etc.) as a basis for business models

1 Project Description

1.1 Problem Description

Energy production and transportation are the essential influence factors for CO₂ emissions. The substitution of fossil energy by renewable energy resources is though compulsory. In the transport sector the electrification of the individual traffic is expected to bring an important leverage effect. In order to integrate Renewable Energy Sources (RES), mostly based on locally decentralised energy sources, the harmonisation of stochastic production and consumption is required.

In this context, the V2G-inverter project addresses a key technology to run the vision into technology. The concept covers the charging of Electric Vehicles (EV), the network integration or individual consumption of Photovoltaic (PV) energy and the availability of imbalance energy or network services to support the further integration of RES.

1.2 Project Goals

The aim of the V2G-inverter project is to analyse the concept for a bidirectional inverter for charging EVs and integrating by RES both on technological and systemic levels. Traditional system topologies concentrate on PV inverters and separately Chargers for EVs, the bidirectional operation thereby was yet not observed [1,3,4,5] whereas the principal thought of using the stored energy in EVs can be found in literature [2]. On system level, an optimal system architecture has to be found with respect to economic legal and technical issues. On a technological level, power electronic components optimised for this target application and the corresponding power electronic topology need to be developed and evaluated.

The employed methodology spans from the specification, simulation and verification of application-related semi-conductors to elaboration, simulation and experimental verification of different power electronic topologies to Hardware-in-the-Loop (HIL) simulations of real test items in interaction with a simulated active electrical distribution network.

1.3 Project Consortium

In order to achieve the project goals the project consortium consists out of the partners depicted in Tab. 1 who in total bring in the necessary competences and know-how in order to achieve these goals:

AIT	Austrian Institute of Technology
TU-WIEN EEG	Vienna University of Technology Institute of Energy Systems and Electric Drives, Energy Economics Group
IFAT	Infineon Technologies
SAGÖ	Simens AG Österreich (SIMEA)

Tab. 1 V2G-inverter project consortium in alphabetical order

1.4 Expected results

Expected results will include a system architecture ready for implementation combined with an energy efficient power electronics topology for a V2G-inverter which can be industrialised in the near future. Further, based on the obtained results, proposals for the cost structure of possible V2G scenarios/services (e.g. net service, control energy) can be expected considering requirements of the network, production and vehicle batteries. This cost structure can be the basis for future V2G business models.

Finally, the V2G-inverter concept will show high energy efficiency, enable bi-directional energy flow and ancillary services and be at the same time appropriate for a low-cost industrial implementation in the long run.

2 Scientific Quality and Methodology

First the goals and framework conditions, as well as the requirements for the V2G-inverter have to be specified. A point of high importance hereby is the analysis of safety regulations and the discussion and clarification of standardization issues including standards out of the areas of inverters and electric mobility. Based on the know-how developed in previous projects and the requirements defined in the first step the specifications of the V2G-inverter system architecture and the necessary interfaces will be defined. Based upon the first two steps the simulation and development of promising V2G-inverter topologies as well as the development of use case specific semiconductors (650V SiC JFET) are propelled. An essential criterion therefore is the use of numeric simulation for the topology as well as for the semiconductor development. As a further step two prototypes will be developed for a further validation.

In order not to lose the ambitions of the V2G-inverter project, as defined in primary and secondary objectives, the simulations and validation of the total system is executed in parallel. This is divided in offline simulations as well as in Power-Hardware-in-the-Loop (PHIL) tests. The offline simulation will be used mainly to characterize the promising V2G-inverter topologies concerning energy efficiency and fail save

scenarios. In the SimTech Laboratory at the AIT is an in Europe unique PHIL simulation environment available this provides an ideal development environment for the V2G-inverter project and thus provides realistic test scenarios. The close connection between design - simulation - test set-up - validation guarantees an efficient development of the V2G-inverter topology. Fig. 1 shows that partial developments can be tested in an early project state.

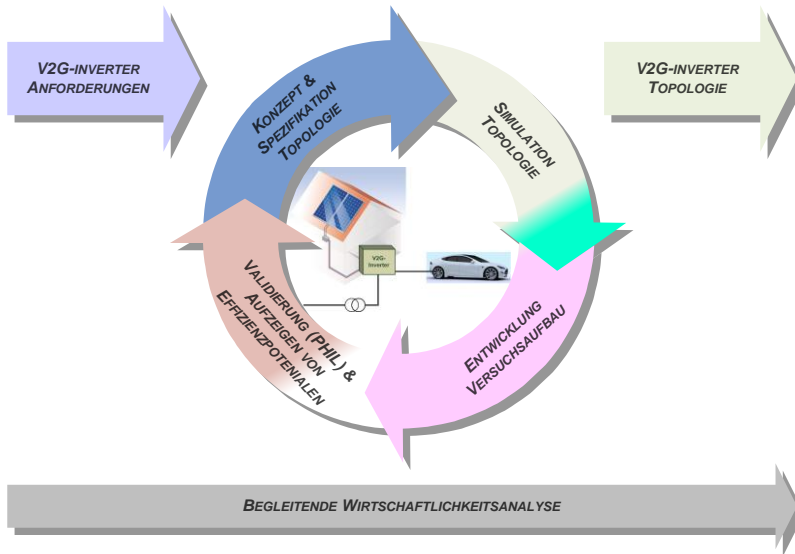


Fig. 1: Schematic depiction of the development process of the V2G-inverter

All those steps are accompanied by an economical analysis and the evaluation of the developed approaches. At the end of the V2G-inverter project an action plan, showing efficiency potential, optimal topologies and charging scenarios should be available. Additional expected results are proposals for future V2G scenarios and services as a basis for possible future V2G business models.

The concept of V2G-inverter enables the owner of the vehicle, respectively of the battery, to feed the power back into the public grid (after consulting the grid operator), whereby electric vehicles e.g. can be seen as supplier of control energy as depicted in Fig. 2. The maximum power and the duration of the back-feeding are the crucial factors for the participation of electric vehicles to the control energy market.

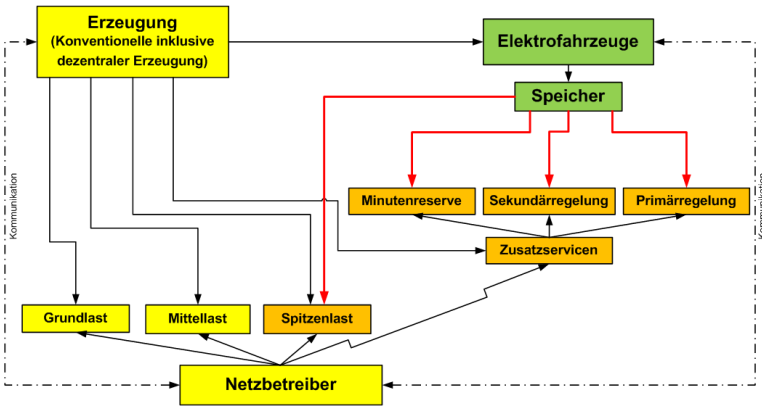


Fig. 2: Valorisation of the battery stored energy

3 Economic Potential and Utilization

The project consortium, and therein especially SIMEA sees further applications as well as a further use of the expected project results mainly in the development of new innovative products and applications with regard to charging technologies and further more the area of electric generation with renewable sources. The following V2G applications receive an essential knowledge base out of the results of the V2G-inverter project:

- Bidirectional charging units, charging the vehicle battery as well as feeding electric energy back into the grid in order to cover peak demand and to sustain control energy.
- Integration of the storage capacities of electric vehicles into Smart-Grids.
- Use of renewable energy sources in order to “fuel” electric vehicles

Potential future product groups that could be developed out of the project results are:

- Communication units as interface between EVs and the grid
- Photovoltaic Inverters
- Fuel cell inverters
- Facilities for interruption-free power supply
- Inverters for PV island systems with integration of battery storage systems

The SiC-JFETs (semiconductor switches) provided by IFAT are a precondition to achieve highest possible efficiency at acceptable costs. SiC MOSFETS have due to their drifting behavior stability issues in long term applications and thus are not suited for the V2G-inverter project. [6]

4 *Conclusions and Outlook*

The amount of cars used in our society and the fact that they are used for their intended purpose of driving only at a minor fraction of their total lifetime result in very interesting possibilities. As it is expected that in the not so far future the amount of EVs will massively increase it is a logical thought to use the vehicles at a higher degree. Using the vehicles batteries to sustain the grid stability by providing control power is enabled by the concept of the V2G-inverter project. Developing the economically, legally and technically optimized system architecture for the functional chain from the distribution network to the battery of an EV is the first step to enable society to reach the obtained goals and thereby develop smart(er) grids

Acknowledgements

This work is partially founded by the Austrian Climate and Energy Found with the support of the Austrian Research Promotion Agency (FFG) under the project "V2G-Inverter"

References

- [1] T. Becks, R.D. Doncker, L. Karg, C. Rehtanz, A.-M. Reinhardt, J.-O. Willums, *Wegweiser Elektromobilität*, VDE Verlag, Berlin, ISBN 978-3-8007-3280-7, 2010.
- [2] W. Blum, et al., *Elektrizität: Schlüssel zu einem nachhaltigen und klimaverträglichen Energiesystem*, Eine Studie der Deutschen Physikalischen Gesellschaft e.V., Juni 2010.
- [3] R. Gilbert, A. Perl, *Grid-connected vehicles as the core of future land-based transport systems*, *Energy Policy* 35, Elsevier, 2006.
- [4] J. Link, B. Wille-Haussmann, F. Heider, C. Wittwer, *Netzintegration von bidirektional betriebenen Plug-In Fahrzeugen im BMU "Flottenversuch Elektromobilität"*, VDE Kongress '08 München, *Zukunftstechnologien: Innovationen - Märkte - Nachwuchs*, 2008.
- [5] J. Romm, *The car and fuel of the future*, *Energy Policy* 34, Elsevier, 2005.
- [6] B. Wrzecionko J. Biela J.W. Kolar, *SiC Power Semiconductors in HEVs: Influence of Junction Temperature on Power Density, Chip Utilization and Efficiency*, *Proceedings of the 35th annual conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON 2009)*, Porto, Portugal, pp. 3870-3877, November 3-5 2009.

Multifunktionales Batteriespeichersystem – MBS

Wolfgang Prügler, TU Wien – Energy Economics Group; prueggler@eeg.tuwien.ac.at

Abstract – Ein mit fluktuierenden erneuerbaren Quellen (z.B. Photovoltaik) gespeistes Vanadium-Redox-Batterie-System wird unter Berücksichtigung multidirektionaler Kommunikationsfähigkeit konzipiert und real aufgebaut. Ziel ist die Gesamt- Energiekostenminimierung sowie die Untersuchung der Möglichkeiten einer „gepoolten“ Einbindung derartiger Systeme in den Ausgleichsenergiemarkt durch Energievertriebe. Auch die Ermittlung der Potentiale für solche Systeme sowie deren überregionale Auswirkung wird für Österreich untersucht.

Projekthalte

Die Fluktuation diverser Erneuerbarer Energiequellen (vor allem Photovoltaik und Wind) stellt eine Herausforderung für zukünftige Energiesysteme dar, die zu einem hohen Anteil von erneuerbarer Energie gespeist werden sollen. Speichersysteme stellen einen Lösungsansatz dar, der multifunktionale Ansätze weit über die Einzelenergieversorgung eines Gebäudes ermöglicht.

Durch das Einbeziehen von „gepoolten“ lokalen Speicherkapazitäten in den Ausgleichsenergiemarkt können diese darüber hinaus eine besondere Bedeutung für die Stabilität und Versorgungssicherheit des gesamten Stromnetzes erlangen.

Das Projekt MBS zielt daher darauf ab, das Design inklusive Planung und pilothafter Umsetzung eines Gebäude-Stromsystems zu entwickeln, das

- a) eine möglichst verlässliche und maximal erneuerbare Stromversorgung eines Haushalts sicherstellen kann. Die Optimierung inklusive Visualisierung sind dabei weitere Projektpunkte.
- b) Weiters soll eine Modellentwicklung einer fahrplangetreuen Lieferung von Strom aus dieser und ähnlichen Photovoltaik/Batteriecombinationen inklusive ökonomischer technischer Machbarkeits-Untersuchung durchgeführt werden.

Für den Haushaltsbereich wird eine Gesamtkostenoptimierung angestrebt, die auf heutige und mögliche zukünftige Stromtarifsysteme Bezug nimmt. Für den Stromversorger soll durch „Poolen von hunderten derartigen Systemen die Möglichkeit geschaffen werden, am Ausgleichsenergiemarkt die notwendige Menge und Leistung an Regenergie anzubieten. Empfehlungen für Energiewirtschaft und Energiepolitik werden daraus abgeleitet.



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

Session 4:
Evolution des Energiesystems

Optionen für Smart Grids in der Mittelspannung: ZUQDE und DG DemoNetz Validierung

Zusammenstellung aus [1] und [2]:

Alfred Einfalt, Siemens AG Österreich, alfred.einfalt@siemens.com

Stellvertretend für Team ZUQDE (Projektleiter):

Thomas Rieder, Salzburg Netz GmbH, thomas.rieder@salzburgnetz.at

Stellvertretend für Team DG Demo Netz Validierung (Projektleiter):

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

Abstract – ZUQDE [1] entwickelt eine zentrale Spannungs- und Blindleistungsregelung um ein bestimmtes Spannungsniveau im Verteilnetz mit verteilter Erzeugung einzuhalten. Damit werden die Änderung der Blindleistungserzeugung eines Generators der verteilten Erzeugung, die Änderung von Trafostufen, sowie das Zu- und Abschalten von Kapazitäten möglich. Die prototypische Entwicklung wird mit einer Closed Loop Betriebsvorführung im Testnetz Lungau, Salzburg abgeschlossen.

DG DemoNetz Validierung [2] baut auf die Vorprojekte DG DemoNetz-Konzept und BAVIS auf. Die darin entwickelten Spannungsregelungskonzepte werden im Zuge dieses Projekts in den untersuchten Netzabschnitten in Vorarlberg und Salzburg in Form von Testplattformen real implementiert, um die Simulationsergebnisse aus DG DemoNetz-Konzept und BAVIS in einem Feldtest zu validieren.

1 Projekt ZUQDE

1.1 Motivation

Um die Errichtung vieler dezentraler Erzeugungseinheiten aus erneuerbaren Energien (Kleinwasserkraft, Wind, PV, etc.) zu fördern, sind neue und verbesserte Regelungs- und Optimierungskonzepte im Verteilnetz erforderlich. Bisher wurde die Spannung im Umspannwerk (UW) gemessen und geregelt bis der voreingestellte Sollwert erreicht ist. Der Sollwert ist berechnet auf Basis von „worst-case-Szenarien“ und gilt nur für bestimmte Zeitpunkte. 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 und Optimierung im Netzbetrieb einmal für den Netzbetreiber sicher zu stellen, dass der Netzbetrieb auch mit den durch die Erzeuger verursachten Spannungsschwankungen jederzeit innerhalb der zulässigen Grenzwerte gehalten werden kann.

ZUQDE soll helfen, automatisiert diese Anforderungen am Prozessrechnersystem eines Verteilnetzbetreibers sicher zu stellen. Damit kann das bestehende Netz besser und ohne Verletzung von Grenzwerten an seinen Grenzen betrieben werden.

Für die Erzeuger bedeutet das in vielen Fällen einen kürzeren (und damit kostengünstigeren) Netzanschluss, weil der geeignete Anschlusspunkt näher bei der Anlage gewählt werden kann. Insgesamt wird das den Ausbau dezentraler Erzeuger aus erneuerbaren Energien fördern, weil die Wirtschaftlichkeit der geplanten Anlagen nicht durch hohe Netzanbindungskosten verschlechtert wird, und so viele Anlagen unter neuen wirtschaftlichen Berechnungen besser umgesetzt werden können.

1.2 Projektinhalt

Das Hauptziel der zentralen Spannungs-/Blindleistungsregelung (Volt/var-Control, VVC) in ZUQDE ist die Einhaltung der Spannung innerhalb vorgegebener Grenzwerte über das ganze Verteilnetz. Weitere Ziele sind die Minimierung des Leistungsbedarfes, die Minimierung der Leitungslängen für den anzuschließenden Erzeuger, die Verlustminimierung im Verteilnetz und die Berücksichtigung der dezentralen Erzeuger für die Optimierung.

Darüber hinaus ist die zentrale Spannungs- und Blindleistungsregelung so flexibel, dass später alle Arten der dezentralen Energieressourcen (Einspeisungen, Lastabwurf, Speicher wie z.B. E-Cars) in die Optimierung eingebunden werden können. Außerdem kann die optimierte Führung des übergeordneten Netzes (110 kV) unterstützt werden.

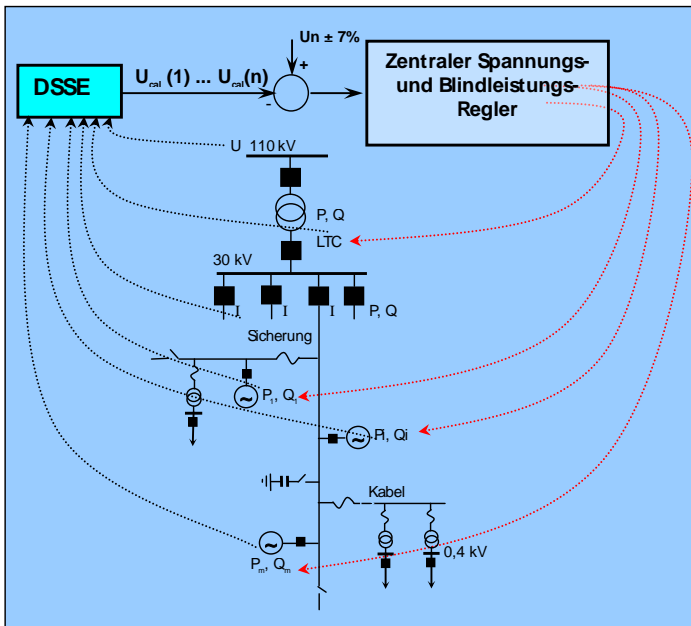


Abbildung 1: Struktur des ZUQDE Systems

Um wie oben erwähnt die Spannungs- und Blindleistungsregelung zu implementieren, wird das im Netz der Salzburg AG eingesetzte Netzleitsystem SINAUT Spectrum 4.5.1 mit zusätzlichen Online-Applikationen aufgerüstet. Die dazu nötigen Bausteine werden im Folgenden beschrieben.

1.2.1 *Distribution State Estimator (DSE)*

Der DSE erlaubt die Analyse von elektrischen Verteilnetzen und die Identifikation der Schwachstellen. Für die Berechnung werden die Spannungsmesswerte der Oberspannungsseite die Wirk- und Blindleistung der 110/30-kV-Transformatoren, Lastprofile der Verbraucher, sowie die Fahrpläne von allen Erzeugern im Verteilnetz benötigt. Jede zusätzliche Messgröße kann für die Berechnung herangezogen werden und erhöht die Genauigkeit der Ergebnisse (P, Q, U, I, usw.) für den aktuellen Netzzustand. Die aktuelle Netztopologie wird für fern gemeldete und manuell nach geführten Betriebsmittel aus der SCADA-Datenbank des Netzleitsystems entnommen. Die Berechnung erfolgt periodisch, spontan bei Netzänderungen bzw. auf Wunsch des Bediener. DSE basiert auf einem von Siemens entwickelten Algorithmus, wo die verschiedenen vorhandenen gewichteten Messwerte in Kombination mit einem mächtigen Lastmodell in das Stromiterationsverfahren eingebunden werden.

1.2.2 *Spannungs- und Blindleistungsregelung (VVC)*

Die VVC ermöglicht die Steuerung von Stufenstellern von Transformatoren und Spannungsreglern, sowie von schaltbaren Blindleistungserzeugern (in der Regel Kondensatoren) direkt oder über örtlich vorhandene, automatische Steuerungen. Erzeuger werden im Verteilnetz modelliert, und für die Optimierung herangezogen. Der für VVC verwendete Algorithmus ist ein Gradienten-Suchalgorithmus erster Ordnung mit Berücksichtigung diskreter und kontinuierlicher Steuervariablen.

VVC bietet folgende Möglichkeiten:

- örtliche Steuerungen können auf geänderte Netzbedingungen reagieren
- mehrere Zielfunktionen können definiert werden
- die Volt/var regelt auf Netzebene

1.2.3 *Data Validation Tool*

Zur Spannungs- und Blindleistungsregelung in der Smart-Grids-Demoregion Salzburg wird das gesamte Netzabbild bestehend aus Leistungsschaltern, Trennschaltern, Leitungen, Erzeugern, Lasten, Verteilnetztransformatoren etc. benötigt. Diese stehen am Netzleitsystem in geprüfter Form zur Verfügung. Für die Online-Applikationen DSE und VVC werden zusätzlich auch die elektrischen Daten wie Impedanzen und Reaktanzen der Leitungen und Verteilnetztransformatoren, Leitungslängen, Lastprofile, usw. benötigt. Für die Überprüfung der Daten auf Vollständigkeit und Konsistenz wird das Data Validation Tool verwendet.

1.3 *Zusammenfassung und Ergebnisse*

Ziel ist es, durch die koordinierte Spannungsregelung im Verteilnetz die Regelungsergebnisse von Spannungsreglern an Umspannern zu verbessern. Dies geschieht über eine Kombination der Beeinflussung des Stufentransformators unter Zugrundelegung von Messdaten relevanter Netzausläufer und einer lokalen Wirk- und Blindleistungsregelung bei geeigneten Erzeugeranlagen.

Die Ergebnisse werden zeigen, wie weit durch den ZUQDE Ansatz - der zentralen Spannungs- und Blindleistungsregelung - der Netzbetrieb verbessert und dadurch der Netzausbau beim Anschluss neuer dezentraler Erzeuger auf ein Minimum begrenzt werden kann.

2 Projekt DG DemoNetz Validierung

2.1 Motivation

In den in Österreich vielfach gegebenen ländlichen Verteilnetzstrukturen hat sich die Spannungsanhebung in Folge der Einspeisung von DEAs als bedeutendste Systemgrenze bei der Integration dezentraler Stromerzeuger Anlagen herausgestellt (vgl. Ergebnisse des Projekts EE+PQ [3]). Dies hat besondere Bedeutung, da der Netzbetreiber dafür verantwortlich ist die Spannung innerhalb definierter Grenzen zu halten, ohne dabei im Netzbetrieb direkten Zugriff auf Erzeugungsanlagen zu haben (bedingt durch die organisatorische Trennung von Stromerzeugung, -Handel und Verteilung).

Im Vergleich dazu ist die Systemgrenze in urbanen Netzen mit wesentlich höheren Kurzschlussleistungen die maximale Strombelastbarkeit der Leitungen. Einfach ausgedrückt ergibt sich in ländlichen Netzen durch die zunehmende Integration von DEAs ein U-Problem (Spannungsproblem) und in urbanen Netzen ein I-Problem (Stromproblem), welches jedoch erst bei deutlich höheren Dichten an Anlagen auftritt als das U-Problem in ländlichen Netzen. Der Fokus wird daher auf innovative Konzepte der Spannungsregelung in ländlichen Verteilnetzen gelegt.

In den Vorgängerprojekten DG DemoNetz-Konzept [4] und BAVIS [5] wurden aufbauend auf realen Netzdaten in numerischen Simulationsumgebungen Spannungsregelungskonzepte entwickelt, sowie deren Wirksamkeit im Vergleich mit einem Referenzszenario wirtschaftlich und technisch bewertet. Aufbauend auf diesen Erfahrungen soll nun untersucht werden ob die vielversprechenden Ergebnisse aus den Simulationen auch im realen Netz gültig und die entwickelten Konzepte technisch realisierbar sind.

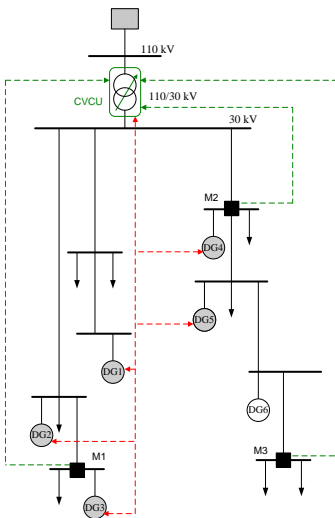


Abbildung 2: Struktur der koordinierten Spannungsregelung in DG DemoNetz Validierung

2.2 *Projekthalt*

In den Projekten DG DemoNetz-Konzept und BAVIS wurden derartige Regelungskonzepte auf Basis realer Netzdaten in einer Netzsimulationsumgebung entwickelt und verbessert. Als besonders effizient haben sich die beiden Regelungskonzepte „Koordinierte Spannungsregelung“ und „Fernregelung“ erwiesen. Die „Fernregelung“ bedient sich der Regelung des Stufentransformators auf Basis von Spannungsmessungen an kritischen Knoten im unterlagerten Netz. Wenn die Spannung an einem der Knoten die Grenzen überschreitet schaltet der Stufentransformator eine Stufe. Diese Lösung erfordert entsprechende Kommunikationsinfrastruktur zur Übertragung der Messdaten an den Regler. Das Konzept „Koordinierte Spannungsregelung“ stellt die komplexeste Lösung dar. Der Spannungsregler sowie lokale Erzeuger bzw. Lasten werden von einem zentralen Regler (CVCU – Central Voltage Control Unit) basierend auf Messwerten an den kritischen Knoten, durch Blind- und Wirkleistungsmanagement bei den beteiligten Anlagen hierarchisch geregelt. Diese Methode erfordert eine bidirektionale Kommunikationsinfrastruktur für den Informations- und Datentransfer. Die Umsetzung der Lösung wird in 3 Phasen durchgeführt.

2.2.1 *Phase 1: Vorbereitung der Validierung*

In Phase 1 werden die Daten aus den Vorgängerprojekten aktualisiert und Messungen für die Planung der Validierung bzw. für die Generierung der Parameter für die Reglerkonzepte durchgeführt. Ein Vergleich der Simulationsergebnisse mit den real auftretenden Verhältnissen erfordert aktuelle Daten. Begleitend erfolgt eine detaillierte Planung wie die Validierungsphase ablaufen wird.

Im Zuge des Projekts DG DemoNetz-Konzept wurde ermittelt ab welcher Dichte an dezentraler Energieerzeugung die einzelnen Regelungskonzepte notwendig sind bzw. welche Dichte durch die einzelnen Konzepte integriert werden kann. Angenommen wird dabei ein zur Verfügung stehendes Spannungsband. Die Funktion lautet daher:

$$\text{Regelungsbedarf} = f(\text{DG-Dichte}), AU = \text{konst.}$$

Da es aber bei einem Feldversuch unrealistisch ist den in der Simulation integrierten DG-Anteil in der Praxis zu installieren, muss eine Alternative gefunden werden, um die Funktionsweise der Regelungskonzepte auch bei kleineren DG Dichten zu zeigen. Die Methode im vorliegenden Projekt sieht daher vor das Spannungsband weiter einzuschränken und damit schon früher an die Grenzen der integrierbaren Dichte zu stoßen. Damit ergibt sich:

$$\text{Regelungsbedarf} = f(\Delta U), \text{DG-Dichte (DG-Dichte ist der Ist-Stand im jeweiligen Netz)}$$

Dies bietet zwei Vorteile. Erstens ist kein weiterer Ausbau der DG-Dichte im Rahmen des Projektes notwendig (lediglich die Adaption einzelner bestehender Anlagen hinsichtlich möglicher Beiträge zur Spannungsregelung) und zweitens wird sozusagen ein „Sicherheitsnetz“ generiert, da im Falle eines Versagens der Spannungsregelung das Netz in den derzeitigen Status, der ja gute Spannungsqualität bedeutet, zurückfällt.

Diese Vorgehensweise stellt das zentrale Element der Validierungsphase dar und wird in deren Planung einfließen. Aus dem „gewonnenen“ Spannungsband wird in der Folge auf die dadurch mögliche integrierbare Dichte an dezentralen Energieerzeugungsanlagen rückgerechnet.

2.2.2 *Phase 2: Design der Testplattformen*

Um die Projektzeit zu verkürzen werden in den ersten Projektschritten in den beiden Regionen (Vorarlberg und Salzburg) unterschiedliche thematische Schwerpunkte gelegt. Im DemoNetz Vorarlberg wird im

ersten Schritt der Schwerpunkt auf die Entwicklung und Implementierung der für die Spannungsregelungskonzepte notwendigen Kommunikationslösung gelegt. Im DemoNetz Salzburg und in den Labors des AIT wird der Schwerpunkt im ersten Schritt auf das Design einer Reglerplattform gelegt in welcher die Regelungskonzepte integriert sind. Die Algorithmen und Logik der Regelung werden auf einem Industrie PC, welcher dann die Regler der eingebundenen Komponenten, wie Transformatorregler, Wirk- und Blindleistungsregler der Erzeugungsanlagen anspricht. Die Plattform wird in den Labors des AIT durch definierte Prüfbedingungen getestet. Dies erfolgt mit Methoden der Softwareentwicklung, Funktionstests durch generische Testabläufe und begleitendem Qualitätsmanagement. Das Design und die Tests der Kommunikationslösung werden mit Messungen und Auswertungen an ausgewählten Standorten, sowie theoretischen Berechnungen unterstützt.

2.2.3 Phase 3: Analyse und Validierung

Die Reglerplattform (in jeweils zweifacher Ausführung, um Redundanz und damit Betriebssicherheit im realen Netzbetrieb zu gewährleisten) und die Kommunikationslösung werden im zweiten Schritt in den beiden Netzen einem Feldtest unterzogen um die Konzepte in der Praxis zu validieren. Bei den Feldtests wird der Fokus dabei in Salzburg auf die koordinierte Spannungsregelung und in Vorarlberg auf die Fernregelung gelegt. Neben der technischen erfolgt auch eine wirtschaftliche Analyse und Validierung der Ergebnisse aus den Projekten DG DemoNetz Konzept und BAVIS. Dies erfolgt durch eine simulationsgestützte Auswertung der Feldtests begleitet von numerischen Netzsimulationen und der vergleichenden Analyse, der Simulationsergebnisse aus dem Projekt DG DemoNetz-Konzept und der Messergebnisse aus dem Netzbetrieb. Damit wird gezeigt inwieweit die Ergebnisse aus der Modellierung des Systems mit jenen des tatsächlichen Betriebes übereinstimmen. Bei Feststellung von Abweichungen werden die Ursachen ermittelt und nach Möglichkeit mit den gewonnenen Erkenntnissen verbesserte Modelle der Netze entwickelt.

Abschließend werden in Phase 3 in beiden Netzen alle Regelungskonzepte gezeigt und zusammengeführt, um deren Übertragbarkeit und Skalierbarkeit in und auf andere Netzabschnitte zu zeigen und die Ergebnisse der ersten Tests zu untermauern. In diesem Schritt erfolgt eine weitere Validierung der Simulationsergebnisse aus den Projekten DG DemoNetz-Konzept sowie BAVIS. Begleitend werden die Ergebnisse aus der Praxis auf die Simulationen des dritten Netzabschnitts aus dem DG-DemoNetz-Konzept-Projekt, in Oberösterreich übertragen.

2.3 Zusammenfassung und Ergebnisse

Zentrales Ziel des Projektes DG DemoNetz-Validierung ist es die in den Projekten DG DemoNetz-Konzept und BAVIS entwickelten Spannungsregelungskonzepte in den untersuchten Netzabschnitten in Vorarlberg und Salzburg in Form von Testplattformen real zu implementieren, um die Ergebnisse aus DG DemoNetz-Konzept und BAVIS in einem Feldtest technisch und wirtschaftlich zu validieren.

Mit den eingesetzten Spannungsregelungskonzepten können kostenintensive und langfristige Netzausbauprojekte zu einem späteren Zeitpunkt erforderlich werden. Im Zuge der Netzentwicklung können sich bis dahin auch andere Lösungen ergeben. Die dadurch insgesamt erreichbare Verzögerung der Investitionen und die erwartete Steigerung der Flexibilität wäre wirtschaftlich vorteilhaft. Die folgenden Aspekte werden durch den Einsatz der entwickelten Spannungsregelungskonzepte als wesentliche Ergebnisse erarbeitet:

- Direkte Einsparung von Investitionskosten
- Bessere Nutzung bestehender Betriebsmitteln
- Verminderung des Risikos durch langfristige Bindung von Investitionsmitteln

Im Detail sollen im Projekt DG DemoNetz-Validierung folgende Projektziele erreicht werden:

- Entwicklung einer technischen Lösung (IKT & ET) die den Anforderungen der entwickelten Regelungskonzepte genügt
- Validierung der Spannungsregelungskonzepte „Koordinierte Spannungsregelung“ und „Fernregelung“ im realen Netzbetrieb
- Untersuchung der allgemeinen Anwendbarkeit der Erkenntnisse
- Erstellung eines Betriebsführungskonzepts
- Prüfung der langfristigen Kostenersparnis gegenüber konventionellen Netzplanungskonzepten

3 *Gegenüberstellung der beiden Konzepte*

In den beschriebenen Projekten werden neue Spannungsregelungskonzepte für die zukünftig „smarten Mittelspannungsnetze“ entwickelt und in der Praxis erprobt. Da beide Projekte im Projektbündel „Modellregion Smart Infrastructure Salzburg“ eingereicht wurden, kann in der Region Lungau ein direkter Vergleich der beiden Ansätze in realen Netzumgebungen durchgeführt werden. Ein Arbeitspaket von DG DemoNetz Validierung hat insbesondere das Ziel die Evaluierung der Unterschiede beider Ansätze zu erarbeiten. Somit werden nach erfolgreichem Abschluss beider Projekte Empfehlungen zum optimalen Einsatz der beiden Ansätze vorliegen.

Referenzen

- [1] Projekt „Smart Grids Modellregion Salzburg: Zentrale Spannungs- (U) und Blindleistungsregelung (Q) mit dezentralen Einspeisungen in der Demoregion Salzburg“, 3. Ausschreibung neue Energien 2020, Projektantrag
- [2] Projekt „Aktiver Betrieb von elektrischen Verteilnetzen mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugung – Validierung von Spannungsregelungskonzepten“ 3. Ausschreibung neue Energien 2020, Projektantrag
- [3] Projekt „EE+PQ – Verbesserung der Versorgungsqualität in Netzen mit dezentraler Stromspeisung aus erneuerbaren Energien“, 1. Ausschreibung Energiesysteme der Zukunft, Nr. 807719
- [4] Projekt „DG DemoNetz-Konzept – Aktiver Betrieb von Verteilnetzen mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugung – Konzeption von Demonstrationsnetzen“, 2. Ausschreibung Energiesysteme der Zukunft, Nr. 811252
- [5] Projekt „BAVIS – Beitrag zum aktiven Verteilnetzbetrieb durch innovative Spannungsregelung“, 1. Ausschreibung Energie der Zukunft, Nr. 818880



Beide Projekte werden aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

Ergebnisse aus Vehicle2Grid Interfaces – Architektur und Benutzerinterfaces für gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen

Dayo Adegbite, TU Wien – ICT, Adegbite@ict.tuwien.ac.at

Hans Jürgen Bacher, Salzburg AG, hans-juergen.bacher@electrodrive-salzburg.at

Mario Faschang, TU Wien, mario.faschang@student.tuwien.ac.at

Marion Glatz, TU Wien – EEG, glatz@eeg.tuwien.ac.at

Friederich Kupzog, TU Wien – ICT, kupzog@ict.tuwien.ac.at

Enrico Nauck, Diplomand, e_nauck@web.de

Wolfgang Prügler, TU Wien – EEG, pruegler@eeg.tuwien.ac.at

Abstract – Das vorliegende Projekt hat das gesetzte Ziel, Konzepte zu Interaktionsportalen (Visualisierung und Bedienoberfläche) für Elektromobilitätskunden in der Smart Grids Modellregion Salzburg zu entwickeln und ökonomisch zu bewerten, erreicht. Das Projekt hat dabei die wesentlichen Akteure im Bereich dezentraler Elektromobilitätseinbindung unter Anwendung von Interfacelösungen berücksichtigt. Zusätzlich wurde eine ökonomische Bewertung für unterschiedliche Anwendungsfälle (Use Cases) durchgeführt, welche die monetären Auswirkungen aus der Kunden- und Mobilitätsdienstleistersicht ermittelte. Die Konzepte der Interfacelösungen wurden dabei basierend auf den Ergebnissen eines Expertenworkshops (in Wels 2010) gestaltet und in Bezug auf elektrotechnische und informationstechnische Anforderungen analysiert. Ein entsprechender Umsetzungsplan für die Smart Grids Modellregion Salzburg wurde daraus abgeleitet.

Für die jeweiligen Arbeitsschritte war es zudem notwendig, in der ersten Projektphase in einem Diskussionsprozess mit weiteren laufenden Projekten der Smart Grids Modellregion (vor allem das Projekt Consumer 2 Grid) Nutzeranforderungen zu ermitteln und in das Interfacedesign einzufließen zu lassen. Die dazu angewandte Methodik basiert dabei auf Umfrageergebnissen (Projekt Consumer2Grid), Workshop-ergebnissen sowie fallspezifischer Erfahrungen aus dem direkten Umgang mit Kunden seitens der ElectroDrive GmbH. In einer darauf folgenden zweiten Phase des Projekts wurden die erarbeiteten Randbedingungen und Zielfunktionen einzelner Akteure einer Synthese zugeführt und modellhaft in den einzelnen Use Cases (Worst Case, Start Case und Future Case) abgebildet. Ökonomische Bewertungen wurden dabei – wie bereits erwähnt - für Mobilitätskunden und –dienstleister durchgeführt, wobei auch die Sinnhaftigkeit von Grid to Vehicle (G2V) und Vehicle to Grid (V2G) Konzepten näher untersucht wurde. Entsprechende Schlussfolgerungen aus technischer, ökonomischer sowie politisch/regulatorischer Sicht konnten schließlich abgeleitet werden.

1 *Ergebnisse und Schlussfolgerungen des Projektes*

Wie bereits erwähnt, liegt das übergeordnete Ziel dieser Arbeit darin, die technischen Voraussetzungen und ökonomischen Auswirkungen unterschiedlicher Konzepte zu Interaktionsportalen (Visualisierung und Bedienoberfläche) für Elektromobilitätskunden zu bewerten. Dazu wurden drei unterschiedliche Anwendungsfälle eingehend analysiert, um entsprechende Empfehlungen für einen Umsetzungsplan in der Smart Grids Modellregion Salzburg ableiten zu können. Ergänzend zu dem im Projektantrag dargestellten Konzeptdesign wurden bereits erste Visualisierungslösungen programmiert, um diese im Zuge realer Umsetzungen verbessern zu können. Als zentrale Schlussfolgerung des Projekts kann zusammengefasst werden, dass die Umsetzbarkeit von Vehicle to Grid Konzepten aufgrund der derzeitigen Batteriekosten nicht sinnvoll ist. Im Gegensatz dazu bietet das Konzept Grid to Vehicle – also der aktiven Ladesteuerung von Elektromobilen – ein robustes Werkzeug für die effiziente Nutzung vorhandener Stromnetzinfrastrukturen. Eine Implementierung von Grid to Vehicle innerhalb der Smart Grids Modellregion Salzburg ist daher anzustreben, wobei das Projekt gezeigt hat, dass die technische und ökonomische Plausibilität für dieses Konzept gegeben ist. Auch entsprechende Interfacelösungen können das Produktportfolio des Mobilitätsdienstleisters ElectroDrive GmbH positiv abrunden. Weitere Schlussfolgerungen, die sich aus den detaillierten Betrachtungen ergeben haben, sind in Kapitel 2 und im publizierten Endbericht [1] zusammengefasst.

2 *Ausblick und Resümee*

Das Projekt V2G - Interfaces und seine durchgeführten Analysen können vor allem zu einem besseren Verständnis der elektrotechnischen und informationstechnischen Anforderungen sowie den notwendigen Standards für Visualisierungslösungen im Elektromobilitätsbereich (vor allem für die Konzepte G2V und V2G) beitragen. Der aus dem Projekt abgeleitete Umsetzungsplan und die vorgesehene Implementierung in den Projekten „HiT“ und „DG DemoNetz LV Grid“ (beide genehmigte Projekte der 4. Ausschreibung des Programms Neue Energien 2020) liefern einen entscheidenden Faktor für die Bewertung der Anwendbarkeit von Visualisierungslösungen als zukünftige Produkte der Mobilitätsdienstleister. Inwieweit die im Projekt betrachteten Lösungen eine breite Anwendung finden werden, hängt vor allem von den ersten Testerfahrten und der zu ermittelnden Nutzerakzeptanz ab. Das gegenständliche Projekt und auch der damit verbundene publizierbare Endbericht liefern dazu jedenfalls, wie auch im Projektantrag vorgesehen, einen Überblick zur technischen, organisatorischen und ökonomischen Machbarkeit von zukünftigen Visualisierungslösungen für Anwender der Konzepte Vehicle to Grid und Grid to Vehicle.

Referenzen

- [1] Endbericht Modellregion Saluburg, Vehicle2Grid Interfaces, to be published



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

Auswahl- und Analyseverfahren für Smart-Grid-Standorte im Projekt SmartSynergies

Georg Kienesberger, TU Wien – Institut für Computertechnik, kienesberger@ict.tuwien.ac.at

Abstract – Das Projekt SmartSynergies der Smart Grids Modellregion Salzburg verfolgt das Ziel, Synergiefaktoren beim Auf- bzw. Ausbau einer Informations- und Kommunikationsinfrastruktur für Smart Grids zu ermitteln und quantifizieren. Zur Ermittlung der Synergiepotentiale zwischen einzelnen Smart-Grid-Anwendungen ist es zunächst notwendig, die informations- und kommunikationstechnische Anbindung der entsprechenden Standorte hinsichtlich vorhandener Infrastruktur, räumlicher Nähe bzw. Standortüberschneidungen sowie Aufschließungsbedarf zu untersuchen.

Im Folgenden wird eine generische Methodik zur Auswahl repräsentativer Standorte für die weitere detaillierte Untersuchung vorgestellt, welche es ermöglicht die Ergebnisse schließlich wieder auf die Gesamtheit anwenden zu können. Zur Auswahl repräsentativer Standorte wurde zunächst eine Fülle regionalstatistischer Daten sowie Informationen bezüglich vorhandener Infrastruktur und potentieller Standorte der gesamten Region in einem Geoinformationssystem gebündelt. Durch Anwendung speziell entwickelter Klassifizierungs- und Auswahlalgorithmen stehen als Ergebnis nicht nur 20 repräsentative und damit für die Extrapolation der weiteren Resultate geeignete Standorte zur Verfügung, sondern es konnten auch bereits erste Standortsynergien ermittelt werden.

3 Einleitung und Projektüberblick SmartSynergies

Die Kosten für Implementierung, Wartung und Erweiterung eines Smart Grids, bestehend aus einzelnen Teilanwendungen, werden stark durch die Kosten für die nötigen Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) beeinflusst. Jede Smart-Grid-Anwendung hat allerdings unterschiedliche technische Anforderungen an die IKT-Infrastruktur (z. B. bezüglich Bandbreite, Verfügbarkeit, Echtzeitfähigkeit, etc.) wobei sich Synergien zwischen den Anwendungen auf Errichtungskosten, Erweiterbarkeit und Wartbarkeit der IKT-Infrastruktur auswirken.

Im Rahmen des Projekts *SmartSynergy* der *Smart Grids Modellregion Salzburg* (SGMS) wird aufgezeigt, inwieweit Synergien zwischen den Anwendungen bzw. der für deren Umsetzung notwendigen IKT-Infrastrukturvarianten existieren und auch genutzt werden können. Neben der konkreten Abschätzung der IKT-Synergiepotentiale zwischen Smart-Grid-Anwendungen steht das Ermitteln eines *allgemeingültigen Synergiefaktors* im Zentrum der Forschungsziele. Des Weiteren soll die Abschätzung eines eventuellen Weiterentwicklungsbedarfs der IKT-Infrastruktur Aufschluss über notwendige Investitionen geben.

Schließlich soll durch Verallgemeinerung der Erkenntnisse die Möglichkeit zur Extrapolation auf andere Netze und Bereiche geschaffen werden um allgemeingültige Handlungs- und Umsetzungsempfehlungen für Entscheidungsträger in Wirtschaft und Politik abgeben zu können. Abbildung 1 soll einen groben Überblick über die Struktur des Projektablaufs vermitteln.

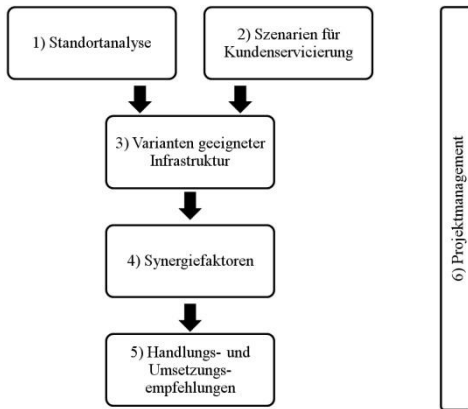


Abbildung 1. Struktur des Projektablaufs von SmartSynergy

3.1 Bisherige Ergebnisse

Als Modellgebiet wurde der Salzburger Lungau (politischer Bezirk Tamsweg) wegen seiner Eigenschaften als eine für den Rollout von Smart Grids in Österreich typische ländliche Region gewählt, wobei diese Wahl durch Sammlung und Auswertung regionalstatistischer Informationen bezüglich Bevölkerungsdichte, Wohnsituation, Gebäudearten, Klima und Parkplatzsituation (für Elektromobilität) sowie durch Vergleich mit anderen österreichischen Regionen bestätigt wurde und den für die weiteren Arbeitspakete notwendigen Überblick über die Region verschafft hat.

Nachdem die unterschiedlichen Anforderungen der Smart-Grid-Anwendungen an die IKT-Infrastruktur ein zentrales Element in SmartSynergies darstellen, wurden diese mittels Fragebögen und Interviews der jeweiligen Anwendungsexperten ermittelt. Als Ergebnis sind nun die Anforderungen ausgewählter Smart-Grid-Anwendungen der Smart Grids Modellregion Salzburg (Consumer to Grid – C2G, Building to Grid – B2G, Vehicle to Grid – V2G, Distributed Generation Demonstration Network – DG DemoNet, Zentrale Spannungs-/Blindleistungsregelung für dezentrale Erzeuger – ZUQDE und Smart Heat Net) in strukturierter Form zugänglich.

Parallel hierzu konnten aus der Beschreibung, Analyse und Evaluierung von unterschiedlichen Kundenservicierungsmethoden und Anforderungen der Einzelprojekte bezüglich des Technologieeinsatzes Best-, Real- und Worst-Case-Szenarien erstellt werden.

Durch die Ergebnisse der in diesem Dokument beschriebenen Auswahl- und Analyseverfahren repräsentativer Standorte konnten bereits erste Standortsynergien ermittelt werden und verschiedene Anbindungsarten im Detail, inklusive Kostenanalyse der Einzelanbindungen, verglichen werden, mit dem Ergebnis, dass insbesondere auf der *Last Mile*, d. h. der Verbindung auf dem letzten Stück bis hin zum Kundenanschluss, noch großer Weiterentwicklungsbedarf für die Smart-Grid-Infrastruktur besteht.

3.2 *Problemstellung*

Bei der Suche nach Synergien bezüglich der für unterschiedliche Smart-Grid-Anwendungen notwendigen Informations- und Telekommunikationsinfrastruktur spielt die Analyse der Anwendungsstandorte der einzelnen Anwendungen eine wichtige Rolle. Einerseits ist es notwendig, die IKT-Anbindung der entsprechenden Standorte hinsichtlich der bereits vorhandenen Infrastruktur zu untersuchen um Ausbau- bzw. Aufschließungserfordernisse zu erheben, wobei hier die zuvor gesammelten Anforderungen der Teilanwendungen herangezogen werden müssen. Andererseits sind die geographische Nähe und im Besonderen Standortüberschneidungen essentielle Faktoren für Standortsynergien.

Zunächst gilt es also die Standorte dieser Smart-Grid-Anwendungen zu ermitteln, wobei die hier untersuchten Anwendungen sich in der Regel noch nicht im Produktiveinsatz befinden bzw. noch keinen statistisch relevanten Verbreitungsgrad aufweisen, weshalb Standortannahmen notwendig sind um schließlich potentielle Standorte im Modellgebiet ermitteln zu können.

Nachdem es weder im Rahmen dieses Projekts möglich, noch im Allgemeinen effizient wäre jeden einzelnen der ermittelten potentiellen Standorte detailliert zu untersuchen, gilt es repräsentative Standorte auszuwählen, die es ermöglichen, die Ergebnisse schließlich wieder auf die Gesamtheit anwenden zu können.

Je nach Art der getroffenen Standortannahmen muss eine Fülle verschiedener Informationen über die Region erhoben werden, wie z. B. regionalstatistische Daten oder Informationen bezüglich der vorhandenen Infrastruktur, und in einem Geoinformationssystem gebündelt verzeichnet werden. Auf dieser Basis können nun Klassifizierungs- und Auswahlalgorithmen, welche für diese spezifische Problemstellung entwickelt werden müssen, verwendet werden um letztlich die benötigten repräsentativen Standorte sowie implizit bereits erste Standortsynergien als Ergebnis zu erhalten.

4 *Methodik*

Um repräsentative Standorte zu ermitteln ist es zuallererst notwendig, eine Basis zur Klassifizierung zu schaffen, was durch die Einteilung der Region in Quadranten und die Erfassung deren relevanter Eigenschaften auf Basis der erhobenen Daten erreicht wird. Hierzu wird der sogenannte MGI-Lambert-Raster mit Quadranten der Seitenlänge 500m verwendet, da diese Granularität sowohl für Gegenden mit hoher Siedlungsdichte als auch für spärlich besiedelte Areale gleichermaßen gut geeignet ist.

Nach Erfassung einer Reihe von Eigenschaften für jeden Quadranten (Bevölkerungsdichte, Anzahl und Art der Gebäude, Verfügbarkeit von diversen Telekommunikationstechnologien, etc.) können potentielle Standorte von Teilanwendungen ermittelt sowie Klassen von ähnlichen Quadranten gebildet werden. Entsprechend der jeweiligen Klassengröße wird nun zufallsbasiert eine Teilmenge an repräsentativen Quadranten je Klasse und Teilanwendung ausgewählt, anhand derer die weiteren Untersuchungen durchgeführt werden. Hierbei ergeben sich bereits erste Standortsynergien, da ein und derselbe Quadrant mehreren Teilanwendungen zugeordnet sein kann.

Schließlich gilt es die einzelnen Standorte in jedem ausgewählten Ergebnisquadranten zu sammeln und in die für die weitere Analyse notwendigen Formate zu exportieren.

4.1 *Geoinformationssoftware*

Die zu verarbeitenden Datenformate weisen auf Grund der unterschiedlichen Herkunft einen hohen Grad an Heterogenität auf, weswegen die Zusammenführung in ein einheitliches Format notwendig ist. Des Weiteren erfordern die Algorithmen zur Standortauswahl komplexe räumliche Abfragen wodurch die

Verwendung eines leistungsfähigen Geoinformationssystems (GIS) inklusive Eigenentwicklung diverser Programme notwendig ist.

PostGIS²⁴, welches die objekt-relationale Datenbank PostgreSQL²⁵ zu einer Geodatenbank erweitert, ermöglicht nicht nur direkte Datenbankabfragen, sondern bietet auch geeignete Programmierschnittstellen und die Möglichkeit als Frontend das freie Geoinformationssystem Quantum GIS²⁶ (QGIS) anzubinden. Diese Kombination von Freier Software (Open Source Software) bietet die Möglichkeit eine Geoinformationsinfrastruktur aufzubauen, welche die im Rahmen dieses Projekts nötige Flexibilität, Erweiterbarkeit und Leistungsfähigkeit aufweist.

Schließlich bleibt die, größtenteils unter Verwendung von Java-Technologie umgesetzte, Implementierung von Softwaremodulen für Konversion und Import von Geodaten sowie der eigentlichen Klassifizierungs- und Auswahlalgorithmen zur Ermittlung repräsentativer Standorte, welche sich als integrale Komponente in das hier vorgestellte GIS einfügt.

4.2 Standortannahmen

Für Art und Anzahl der Standorte der einzelnen Teilanwendungen werden die im Folgenden angeführten Annahmen getroffen: Als Standorte für Consumer to Grid kommen Haushalte in Frage, wobei angenommen wird, dass die Hälfte der im Lungau befindlichen Wohnungen mit einer der C2G-Technologien ausgestattet ist. Im Unterschied hierzu weist Vehicle to Grid zwei verschiedene Arten von Standorten auf: öffentliche Public-Ladestationen und private Home-Ladestationen. Es wird angenommen, dass jedes zehnte Gebäude über eine Home-Ladestation verfügt, und dass jeder öffentliche Parkplatz mit einer Public-Ladestation ausgestattet ist, wobei hier natürlich die drei bestehenden bzw. in Bau befindlichen Ladestationen inkludiert sind. Für Building to Grid sind gegenwärtig nur Gebäude mit hohem Lastverschiebepotential als Standort geeignet, in der Regel also Funktionsbauten, wobei hier angenommen wird, dass ein jedes solches Gebäude mittels B2G-Technologie angebunden wird. Schließlich stellen für die Projekte ZUQDE und DG DemoNet sowohl Transformatorstationen als auch Einspeiser auf *Netzebene 5* (Mittelspannung) potentielle Standorte dar, wobei angenommen wird, dass ein Viertel der Transformatorstationen bzw. Einspeiser der Region Teil dieser Anwendungen sind.

5 Ergebnisse

Zu den konkreten Ergebnissen zählen, abgesehen von den 20 repräsentativen Standorten, auch Zwischenergebnisse wie die Reduktion der zu betrachtenden Quadranten und die Menge der potentiellen Standorte jeder Anwendung, sowie die ersten Standortsynergien.

5.1 Ermittlung konkreter Standortkoordinaten

Während für die Transformatorstationen, Einspeiser, Parkplätze und Funktionsbauten genaue Positionen bekannt sind, trifft dies nicht auf Haushalte oder Gebäude zu. Durch ein entsprechendes Datenpaket der Proberegisterzählung 2006 für den politischen Bezirk Tamsweg ist zwar die Anzahl der Wohnungen sowie die Anzahl der Gebäude für jeden Quadranten verfügbar, nicht jedoch die Koordinaten bzw. Adressen.

²⁴ <http://postgis.refrations.net>

²⁵ <http://www.postgresql.org>

²⁶ <http://qgis.org>

Um letztlich konkrete Standorte zu erhalten, werden in jeden Quadranten zunächst Zufallspunkte entsprechend der Anzahl der dort vorhandenen Wohnungen bzw. Gebäude gelegt und mit diesen solange gearbeitet, bis exakte Koordinaten notwendig sind, d. h. wenn die Ergebnisquadranten feststehen. Da zu diesem Zeitpunkt allerdings die Anzahl der in Frage kommenden Punkte bereits stark reduziert ist, kann eine manuelle Sichtprüfung an Hand von Satellitenbildern durchgeführt werden, wobei jeweils jenes Gebäude ausgewählt wird, welches auf einer Luftlinie den kürzesten Abstand zum Zufallspunkt aufweist – auf diese Art wird also weiterhin eine zufällige Auswahl sichergestellt.

Nachdem alle potentiellen Standorte auf diese Art und Weise eingetragen werden (Die durch Kreuze markierten Punkte in Abbildung 2 sollen hierbei eine grobe Vorstellung bezüglich der Verteilung vermitteln.), können durch zufällige Auswahl, entsprechend des in den Standortannahmen (siehe Abschnitt 4.2) festgelegten Prozentsatzes der Durchdringung der entsprechenden Anwendung (z. B. 50 % aller Haushalte für C2G), die finalen Standorte für den gesamten Bezirk angenommen werden.

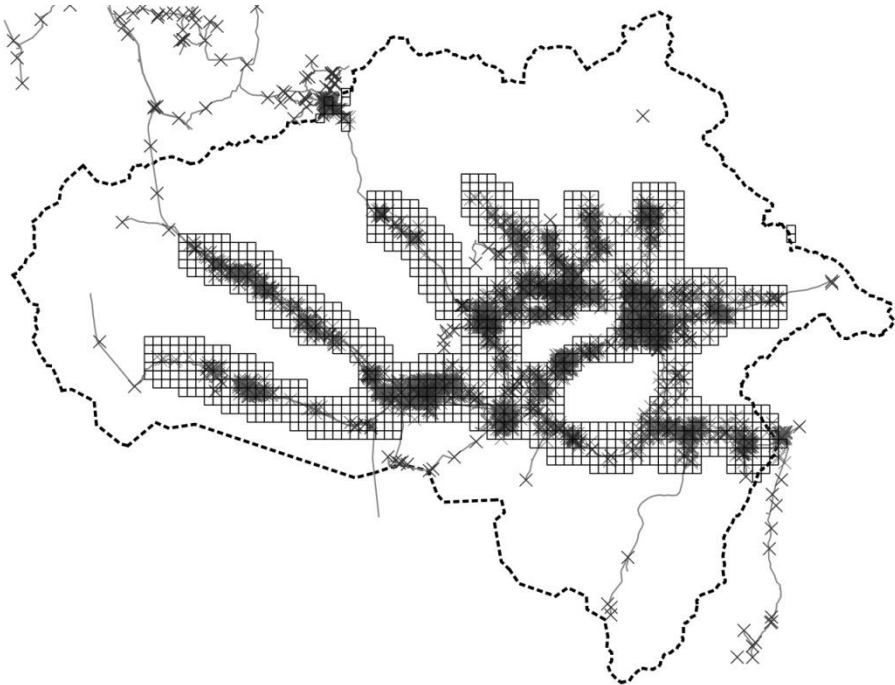


Abbildung 2. MGI-Lambert-Raster über dem Dauersiedlungsraum des Lungau samt potentieller Standorte sowie einer Auswahl von Stromnetz und IKT-Infrastruktur.

5.2 Reduktion der zu betrachtenden Quadranten

Der Lungau besitzt auf Grund seiner extrem gebirgigen Natur trotz ca. 1000 km² Gesamtfläche lediglich ca. 100 km² Dauersiedlungsraum. Da keine der Smart-Grid-Anwendungen potentielle Standorte im Gebirge hat, lohnt sich eine Reduktion der zu betrachtenden Quadranten durch automatisiertes Löschen eines

jeden Quadranten, welcher nicht die Bedingung erfüllt innerhalb des GIS-Objekts des Dauersiedlungsraums zu liegen.

Abbildung 2 zeigt einen Grafikexport mit den, durch Schnitt des Dauersiedlungsraumes mit dem gesamten MGI-Lambert-Raster in den Grenzen des Lungau (4544 Quadranten), verbleibenden 1334 Quadranten sowie einigen weiteren Geodaten, wie z. B. potentiellen Anwendungsstandorten, die einen Hinweis auf die Ausdehnung der Täler geben.

Eine weitere Reduktion ergibt sich, wenn man alle Quadranten entfernt, in welchen sich nicht ein einziger potentieller Standort einer Anwendung befindet, was die Anzahl der verbleibenden Quadranten auf 460 reduziert wie in Abbildung 3 illustriert wird.

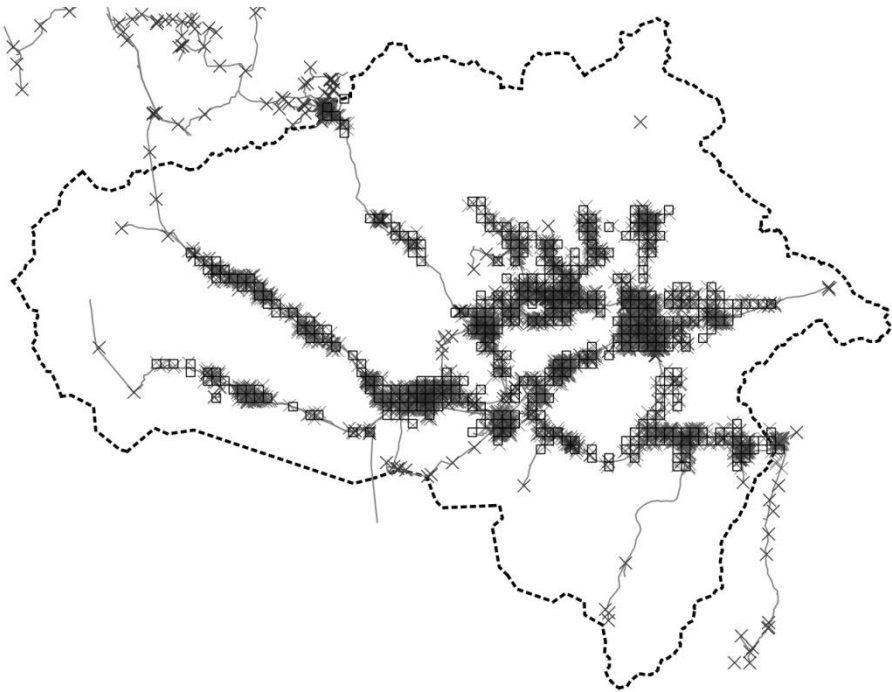


Abbildung 3. Reduktion auf jene Quadranten, in denen sich potentielle Standorte von Teilanwendungen befinden.

5.3 Auswahl der Ergebnisstandorte

Für jeden der verbleibenden 460 Quadranten und jede Anwendung wird nun ermittelt ob

- a) mindestens ein Standort der Anwendung und mindestens ein LWL-Verteiler vorhanden ist oder WiMAX-Abdeckung besteht, oder
- b) mindestens ein Standort der Anwendung und keine der Netzwerktechnologien vorhanden ist.

Von den so entstandenen Klassen wird nun der Prozentsatz mit dem Quadranten dieser Klasse, bezogen auf die Gesamtzahl, vertreten sind bestimmt. Derselbe Prozentsatz an Quadranten dieser Klasse wird nun auf die Anzahl der gewünschten Ergebnisquadranten, welche auf 20 festgelegt wurde, angewendet. So erhält man schließlich 20 Ergebnisquadranten, welche allerdings nicht verschieden voneinander sein müssen, da ein Quadrant in mehreren Klassen sein kann. Abbildung 4 zeigt die teilweise deckungsgleichen Ergebnisquadranten wobei hier bereits, ebenfalls zufällig, die konkreten Standorte ausgewählt wurden.



Abbildung 4. Nach Klassifizierung der Quadranten anteilige Auswahl der 20 repräsentativen Standorte für die detaillierte Analyse von unterschiedlichen Anbindungsarten.

Die ersten Standortssynergien ergeben sich also daraus, dass sich 20 Anwendungsstandorte in nur 13 Quadranten befinden, wobei selbst die exakten Koordinaten von zwei Standorten auch deckungsgleich sind und dieses Verhältnis ungefähr gleich bleibt, auch wenn man immer neue Zufallskombinationen generiert.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Um Synergien bezüglich der für unterschiedliche Smart-Grid-Anwendungen notwendigen IKT-Infrastruktur zu ermitteln, spielt die Analyse der Anwendungsstandorte der einzelnen Anwendungen eine

wichtige Rolle. Zur Auswahl repräsentativer Standorte wurde zunächst eine Fülle regionalstatistischer Daten sowie Informationen bezüglich vorhandener Infrastruktur und potentieller Standorte der gesamten Region in einem Geoinformationssystem gebündelt. Durch Anwendung speziell entwickelter Klassifizierungs- und Auswahlalgorithmen stehen als Ergebnis nicht nur 20 repräsentative und damit für die Extrapolation der weiteren Resultate geeignete Standorte zur Verfügung, sondern es konnten auch bereits erste Standortsynergien ermittelt werden.

Basierend auf diesen Ergebnissen konnten bereits verschiedene Anbindungsarten im Detail verglichen werden, sowie eine Kostenanalyse der Einzelanbindungen durchgeführt werden. Im weiteren Projektverlauf wird das aufgebaute Geoinformationssystem auch weiterhin eine zentrale Rolle spielen, so z. B. bei der Ermittlung weiterer Synergien und der Abstraktion eines allgemeingültigen Synergiefaktors.



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



ComForEn 2011 Programm

9:30	Eintreffen	
9:45	Begrüßung, <i>Kupzog/Prügler (Auditorium A2)</i>	
10:00	Keynote 1: Security in Smart Grids, <i>Lehner Ikarus</i>	
	Session 1: Demand Response – IKT und Märkte beim Ausgleich fluktuierender Einspeisung (Auditorium A2)	Session 2: IKT und Effizienz (Hörsaal HS 007)
10:45	SmartResponse – Szenarien für Smart Response in Österreich, <i>Schiffleitner KERP</i>	ZeroCarbonTown – CO ₂ -Nullsummenspiel in einer Gemeinde im Waldviertel, <i>Lippert AIT</i>
11:05	Demand Response mit Gebäuden – die Projekte Building2Grid und BED, <i>Zucker AIT und Pollhammer, ICT TU WIEN</i>	Simulations-basiertes heuristisches Sampling zur Integration erzeuger- und verbraucherseitiger unsicherer Einflüsse, <i>Hutterer, FH Wels</i>
11:25	Gemeinde Großschönau als Virtueller Energiespeicher – <i>Zucker, AIT</i>	Der Nutzer im Smart Grid – die Projekte Consumer2Grid und PEEM, <i>Gerdenitsch CURE</i>
11:45	Diskussion	Diskussion
12:15	Mittagspause (Mensa)	
13:15	Keynote 2: Verteilte Erzeugung und negative Börsenpreise, <i>Hauser IZES</i>	
	Session 3: IKT und Markt der Systemintegration Erneuerbarer (Auditorium A2)	Session 4: Evolution des Energiesystems (Hörsaal HS 007)
14:00	Vehicle2Grid Strategies – Integration von Elektrofahrzeugen in die elektrischen Netze, <i>Rezania EEG TU WIEN</i>	Optionen für Smart Grids in der Mittelspannung: ZUQDE und DG DemoNetz Validierung, <i>Einfalt Siemens</i>
14:30	Evolution der IT: Smart Web Grid – Multi-Stakeholder-Datenaustausch in zukünftigen Smart Grids, <i>Jung AUTO TU WIEN</i>	Smart LV Grid – Die Zukunft gehört den intelligenten Niederspannungsnetzen, <i>Stifter AIT</i>
15:00	Kaffee	
15:30	Vehicle2Grid Inverter, <i>Strasser AIT</i>	Evolution der Elektromobilität: Vehicle2Grid Interfaces – Elektrofahrzeuge werden in Salzburg mehr tun als nur Energie tanken, <i>Bacher Salzburg AG</i>
15:50	Multifunktionales Batteriespeichersystem, <i>Prügler EEG TU WIEN</i>	Evolution der Infrastruktur: SmartSynergies – Ausbaustrategien für Smart Grids Infrastrukturen, <i>Kienesberger ICT TU WIEN</i>
16:10	Diskussion	Diskussion
16:30	Roundup (Auditorium A2)	