

# Tagungsband des Power and Energy Student Summit 2012

Ilmenau, 19.-20. Januar 2012

Bodo Sildan, Energie, CC Lizenz (BY 2.0), <http://creativecommons.org/licenses/by/2.0/de/ deed.de>



# Tagungsband des Power and Energy Student Summit 2012

Ilmenau, 19.-20. Januar 2012



Bodo Sticker, „Energie“, CC-BY-NC-SA, <http://creativecommons.org/licenses/by/2.0/deed.de>





Mit freundlicher Unterstützung von:



Liebe PESS 2012 Teilnehmer,



die Energiewende erfordert signifikante Innovationen in der Erzeugung, Verteilung und effizienten Nutzung elektrischer Energie. Schon immer waren Wissenschaftler in deutschen Universitäten, freien Forschungsinstituten und Industrieunternehmen führend darin, sich neuen Herausforderungen zu stellen und interdisziplinär effiziente Lösungen zu finden. Um mit exzellenten Ideen Großes zu bewegen, benötigt man auch die erforderliche Energie, diese Wirklichkeit werden zu lassen und die Unterstützung anderer, die das gleiche Ziel verfolgen. Als Schirmherr des Power and Energy Student Summit 2012 freue ich mich, dass Sie unserer Einladung gefolgt sind und mit Ihrer Teilnahme aktiv zum wissenschaftlichen Dialog zwischen Universitäten und Industrie beitragen. Ich wünsche Ihnen zwei angenehme Tage mit spannenden Diskussionen und Vorträgen.

**Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann**

Sehr geehrte Konferenzteilnehmer,  
Liebe Sponsoren und IEEE Mitglieder,



der IEEE fühlt sich verpflichtet, bei der Lösung der zukünftigen Herausforderungen im Bereich der Energieversorgung beizutragen. Das Industry Relations SubCommittee (IRSC) hat dazu die Energy Industry Collaboration Initiative für das Jahr 2009 gestartet. In diesem Rahmen wurden Veranstaltungen organisiert, die sich mit den aktuellen und zukünftigen Herausforderungen der Energieversorgung beschäftigen und Lösungsansätze diskutieren. Auf Basis dieser Initiative startete im Jahr 2009 die IEEE Student Branch Ilmenau mit der Ausrichtung des ersten „Power & Energy Student Summit“. Im Jahre 2010 führte die IEEE Student Branch Magdeburg die Reihe erfolgreich weiter. In diesem Jahr kehrt die Konferenzreihe wieder nach Ilmenau zurück. Mit den Jahren stieg auch der Erfolg der Veranstaltung, so können wir für die PESS 2012 zahlreiche eingereichte Beiträge von 12 Universitäten und Fachhochschulen aus allen Teilen der Bundesrepublik blicken.

Das Ziel der Veranstaltung fokussiert sich insbesondere auf die bessere Vernetzung der Hochschulen mit der Industrie und setzt dabei den Schwerpunkt auf studentische Beteiligung. Dabei soll der Austausch der gegenseitigen Erwartungshaltung von Studenten, Hochschulen und Industrie im Mittelpunkt stehen.

**Dipl.-Ing. Steffen Schlegel**  
**Chair IEEE Student Branch Ilmenau**

## Verzeichnis wissenschaftlicher Beiträge

Analyse möglicher Entwicklungspfade des zukünftigen deutschen Energieversorgungssystems.....	2
Reichweitenmessung drahtloser Sensormodule als Basis energieoptimaler Netzwerktopologien.....	6
SmartMetering: Classification of Appliances without Device-Specific Data Base.....	10
A new approach using load control to dampen interarea frequency oscillations.....	14
Abschätzung des Potentials von Demand Side Management zur Vermeidung von Netzentgeltsteigerungen auf Verteilnetzebene.....	18
Analysis of Influence Factors on Rejected Active Power from Active Distribution Networks.....	25
Use of Battery Energy Storage for Optimal Utilization of 110-kV-Distribution Network with a High Quota of Wind Power.....	30
Spannungshaltung im Niederspannungsnetz durch den Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren.....	34
Projektierung der MS/NS-Transformatorstation für das Bauvorhaben des Einkaufszentrums auf dem Arsenalplatz in Wittenberg.....	39
A Generic Framework for Simulating the EEX Power Market in Agent-Based Energy Management Applications.....	44
Simulation of a distribution grid with a high penetration of renewable energy and electric cars using PSS/Netomac.....	50
Wirtschaftliche Betrachtung von Batteriespeichern zur Frequenzregelung.....	55
Probabilistische Lastmodellierung von Haushaltslasten.....	59
Energy losses in electrical installations in German residential building.....	63
Spannungseinbrüche in Niederspannungsnetzen bei verschiedenen Kurzschlussarten.....	67
Agentenbasierte Netzkonfiguration für einen optimierten Verteilnetzbetrieb.....	71
Simulation und Modellierung eines Energiemanagementsystems zur Erhöhung des Eigenverbrauchs von Privathaushalten mit Photovoltaik Einspeisung und Elektrofahrzeug.....	76
Nachhaltige Energieversorgung aus der Sicht der Bürger.....	81
Piezoelectric Energy Harvesting as Opportunity of Powering Intelligent Implants and Prostheses.....	84
Energy-Efficient High Performance Computing (extended Abstract).....	88
Erweiterung eines experimentellen Kfz-Bordnetzes mit Hilfsstromversorgung um einen Doppelschichtkondensator als Energiepuffer.....	90
Umsetzung einer CIM-konformen Schnittstelle zur Übertragung simulierter Messwerte	96
Dynamische Berechnung ausgedehnter Netze mittels Kontinuitätsverfahren.....	100
Comparison of EMD and LMD Techniques and their Application in Analyzing Oscillation Signals.....	105
Multi-scale Transients Simulation of PMSG-based Wind Energy Conversion System (extended Abstract)...	110
Die Abhängigkeit des Lichtbogenverhaltens von unterschiedlichen Arten von Gleichspannungsquellen.....	112

# Analyse möglicher Entwicklungspfade des zukünftigen deutschen Energieversorgungssystems

Theresa Noll

Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund  
Dortmund, Deutschland  
theresa.noll@tu-dortmund.de

Prof. Christian Rehtanz

Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund  
Dortmund, Deutschland  
christian.rehtanz@tu-dortmund.de

**Abstract**— Future scenarios of the development of the German power supply system are analyzed. It is shown that the residual load cannot be covered by conventional power plants in particular situations. The increasing, fluctuating renewable energy supply (e.g. wind, photovoltaic) is able to cause both the power deficiency and the power surplus. Therefore, energy storages can be used to overcome these effects. The maximal needed capacity and the maximal power of the required energy storages are calculated. A linear storage optimization model considering the marginal cost-based power station employment and time-dependent restrictions reflecting the storage filling level is developed. This model provides a cost optimal storage and power plant scheduling. Moreover an economic analysis regarding the additional storages is evaluated.

**Index Terms**— increasing renewable energy; energy storages, residual load, optimization model

## I. EINLEITUNG

Der Anteil der erneuerbaren Energiequellen an der Stromerzeugung in Deutschland nimmt stetig zu, um der Endlichkeit fossiler Energieträger sowie dem Ende der wirtschaftlichen Nutzungsdauer heute vorhandener konventioneller Kraftwerke in den kommenden Jahren entgegenzuwirken. Dieser Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) hat zur Folge, dass auf die bestehende CO<sub>2</sub>-Problematik, u.a. hervorgerufen durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe, begünstigend eingewirkt wird. Nicht zuletzt durch das Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 wird eine überwiegend erneuerbare elektrische Energieversorgung für Mitte dieses Jahrhunderts als Zielvorgabe festgelegt. Diese ambitionierte Zielvorgabe erfordert massive Veränderungen und stellt neue Anforderungen an die heutige Betriebsphilosophie des deutschen Energieversorgungssystems.

Eine der zukünftig wichtigsten Herausforderungen in der Energieversorgung ist daher die Integration fluktuierender und somit nur bedingt planbarer Einspeisungen aus erneuerbaren Energien, insbesondere aus Wind und Photovoltaik, in das bestehende System. Es muss berücksichtigt werden, dass durch die auftretende Fluktuation dieser Energiequellen der wechselnde Nachfragebedarf nicht zu jedem Zeitpunkt mit dem Angebot übereinstimmt. Demnach ist es von besonderer Relevanz, notwendige Erneuerungsinvestitionen zu tätigen, die mit der weiteren Entwicklung und Förderung erneuerbarer Energien im Einklang stehen, um flexibel auf die zu erwartende fluktuierende Einspeisung zu reagieren.

## II. SZENARIEN

Sowohl politische (Förderung erneuerbarer Energien, Kernenergieausstieg) als auch wirtschaftliche (Brennstoffpreise) Rahmenbedingungen sind die entscheidenden Einflussfaktoren bei der Entwicklung des konventionellen bzw. regenerativen Kraftwerksparks. Im Folgenden wird aufbauend auf dem vom Bundesumweltministerium (BMU) veröffentlichten Leitszenario 2009, welches Vorgaben hinsichtlich des Umweltschutzes, des Kernenergieausstiegs und der verstärkten Förderung der EE vorgibt, ein Langfristszenario 2040+ abgeleitet. Als Grundlage für die Erstellung des Szenarios dienen Prognosen der installierten Leistungen, die Stromerzeugung aus EE und die Lastentwicklung. Aufbauend auf diesem Szenario werden die wesentlichen Herausforderungen für die Zukunft des Gesamtsystems der elektrischen Energieversorgung abgeleitet.

In Abbildung 1 wird ausgehend von Ist-Werten aus dem Referenzjahr 2008 die angenommene Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie die konventionellen Kraftwerkstypen (Öl, Gasturbine etc.) mit ihrer entsprechenden installierten Leistung für den Zeitraum 2040+ dargestellt. Verglichen zum Ausgangsjahr steigt die Gesamtstromerzeugung bis zum Zeitraum 2040+ signifikant an. Sowohl der Photovoltaikanteil als auch die Winderzeugung (offshore) werden sehr optimistisch eingeschätzt. Ferner ist ersichtlich, dass neben dem großen Anteil der Windenergie auch nennenswerte Anteile aus Biomasse sowie der Import erneuerbarer Energien aus dem Ausland angesetzt werden. Neben der Erzeugung sind auch die Annahmen für die Entwicklung der elektrischen Last dargestellt. Die elektrische Last liegt zum Zeitpunkt 2040+ trotz der neuen Verbraucher der Elektromobile (eigene Annahme von 20 Mio. Elektromobilen mit einem resultierenden Energiebedarf von rund 30 TWh) um 3 % unter dem Ausgangsjahr. Um die installierte Kraftwerksleistung der konventionellen Kraftwerke für das Zukunftsszenario zu ermitteln, werden basierend auf der Datenbank heutiger Kraftwerke in Deutschland, gemäß verfügbarer Studien [1][2][3] Zubauten und Stilllegungen für die unterschiedlichen Kraftwerkstypen vorgenommen.

Aus den Ergebnissen ist ersichtlich, dass mit weiter steigender regenerativer Einspeisung die installierte Leistung konventioneller Kraftwerke deutlich sinkt. Inwiefern das Auswirkungen auf die residuale Last, d.h. die Differenz zwischen der tatsächlichen Last einschließlich der angenommenen Elektrofahrzeuge und der Einspeisung aus erneuerbaren Energien hat, wird im Folgenden diskutiert.

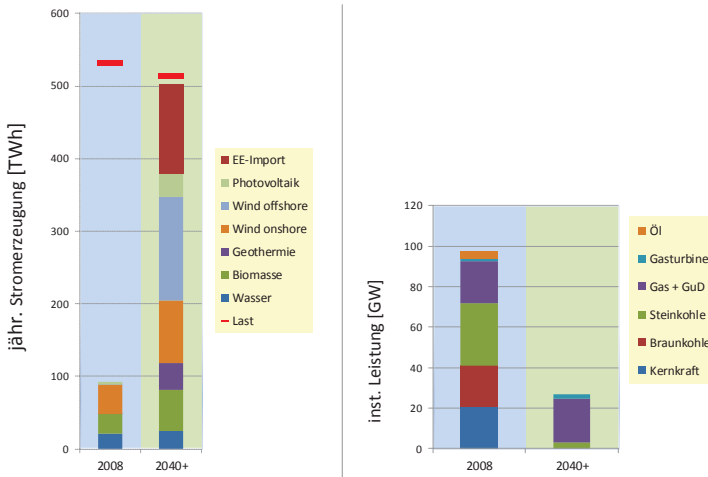


Abbildung 1. Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zzgl. prognostizierter Gesamtverbrauch (Last) sowie Entwicklung konventioneller Kraftwerkstypen (Öl, Gasturbine etc.) mit ihrer entsprechenden installierten Leistung für den Zeitraum 2040+

### III. LAST- UND MARKTANALYSE

Mithilfe skaliertener Profile (Last und Einspeiseprofile) werden die jährlichen Energiemengen (siehe Szenarien) in stündliche Ganglinien umgerechnet, um die residuale Last zu ermitteln. Für die Berechnungen wurden für jede Saison (Winter, Frühling, Sommer, Herbst) 3 repräsentative Typtage (Samstag, Sonntag, Werktag) verwendet. Einzelne Extremfälle werden also nicht abgebildet. Ausgehend vom konventionellen Kraftwerkspark des Szenarios, wird die verfügbare Leistung dargestellt und ins Verhältnis zur gesamten Netzlast bzw. der residualen Last gesetzt (vgl. Abbildung 2).

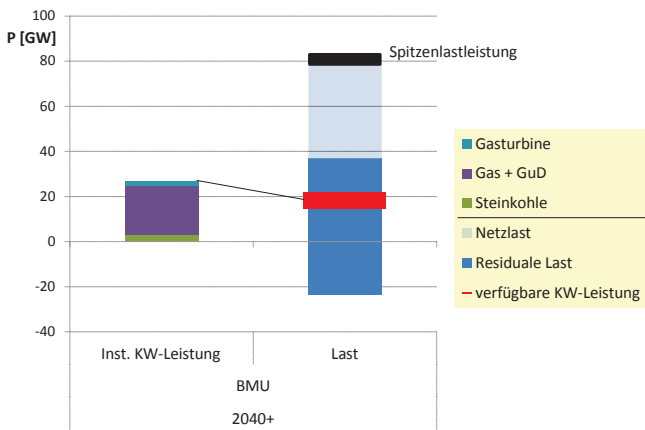


Abbildung 2. Installierte bzw. verfügbare konventionelle Kraftwerksleistung (roter Balken) gegenüber der Netz- und residualen Last für Szenario 2040+

Die residuale Last ist in 112 von 288 simulierten Stunden negativ, was rund 39 % der Zeit entspricht. Der Leistungsüberschuss liegt bei dieser Betrachtung bei max. 24 GW. Der Überschuss würde sich energetisch jedoch zu nur 21 TWh/a, d.h. weniger als 5 % der national benötigten Jahresenergie, aufsummieren. Neben dem zeitlich begrenzten Leistungsüberschuss kommt es in dem Szenario bereits ohne Berücksichtigung von Extremsituationen zu problematischen Deckungslücken bzw. Leistungsdefiziten. Die verfügbare Kraftwerksleistung unterschreitet in gewissen Stunden die residuale Last, so

dass der Bedarf dementsprechend nicht allein aus gesicherten Erzeugungsanlagen innerhalb Deutschlands gedeckt werden kann. Der Bedarf beläuft sich auf rund 18 GW, der durch zusätzliche Maßnahmen gedeckt werden muss. Werden anstatt der verwendeten Typtage potentielle Extremwerte (Windflauten, fehlende Photovoltaikeinspeisung) untersucht, ergibt sich sogar ein Leistungsbedarf von maximal 35 GW in dem dargestellten Szenario.

Die sich hieraus ableitende Kernfrage ist, wie dieser Leistungsbedarf zukünftig sicher gedeckt werden kann. Es bestehen im Wesentlichen folgende Alternativen:

- Einsatz weiterer Spitzenlastkraftwerke
- Betrieb großer elektrischer Energiespeicher
- Verbrauchssteuerung zur Senkung bzw. Glättung der residualen Last (Demand Side Management)
- Import gesicherter elektrischer Leistung

Diese Arbeit betrachtet mögliche Alternativen, der Schwerpunkt liegt jedoch auf dem Einsatz bzw. den Betrieb von Spitzenlastkraftwerken und Speichern, um den ermittelten Leistungsbedarf im Extremfall zu decken.

Im Folgenden wird berechnet, welcher Speicherenergiegehalt benötigt würde, um den bestimmten Leistungsmangel, über einen Flautenzeitraum bei typischen Tageslastkurven, zu decken. Für die Speicherauslegung werden Windflauten sowie eine nicht vorhandene Sonnenstrahlung zu Starklastzeiten betrachtet.

Im Extremfall ist das oben genannte maximale Leistungsdefizit von 35 GW durch Speicher zu decken. Da derzeit in Deutschland rund 7,5 GW (inkl. 1,1 GW durch das Kraftwerk Vianden in Luxemburg) Leistung aus Pumpspeicherwerken zur Verfügung stehen, ist demnach eine zusätzliche Leistung in Höhe von 28 GW erforderlich. Die effektiv für den so genannten Wälzbetrieb – den Ausgleich täglicher Schwankungen (tatsächliches Potential zur Last-verschiebung) in Abgrenzung zum saisonalen Aufstauen von natürlichen Zuflüssen bzw. zur langfristigen Speicherung – heute verfügbare Speicherkapazität wird in [4] und [5] mit rund 40 GWh angegeben. Zusätzlich wird hier 5 GWh durch das Kraftwerk Vianden berücksichtigt [6]. Abbildung 3 zeigt für ausgewählte Flautendauern und zugehörige Windleistungseinspeisungen die erforderliche Speicherkapazität gegenüber der Speicherleistung.

Wird die Speicherleistung verringert, so ist das verbleibende Leistungsdefizit in diesem Fall durch zusätzliche Spitzenlastkraftwerke zu decken. Die maximale Länge (aufeinanderfolgende Stunden) der Windflauten wurde aus realen Wetterdaten ermittelt. Sie werden nach dem prozentualen Einbruch der Windleistung auf einen bestimmten Leistungswert klassifiziert, z. B. weniger als 20 % Leistungseinspeisung gegenüber der installierten Windleistung für zusammenhängende 218 h.

Zunächst wird die erforderliche Speicherkapazität durch die 87-stündige Windflaute von 5 % bestimmt. Ab einer zusätzlichen Speicherleistung von 27 GW ist jedoch die 218-stündige Flaute von 20 % maßgeblich für die Kapazitätswerte. Bei einer Speicherleistung von 28 GW können Spitzenlastkraftwerke vollständig durch die Speicher substituiert werden. Die erforderliche Speicherkapazität beträgt in diesem Fall nahezu 1700 GWh. Die systematischen jahreszeitlichen Schwankun-



gen zu beherrschen und die längerfristig andauernden Windflauten in den Griff zu bekommen bedarf somit der Bereitstellung enormer Speicherkapazitäten [4]. Beachtlich sind die Größenordnung und das hohe Verhältnis zwischen Kapazität und Leistung. Verglichen mit heutigen Pumpspeicherkapazitäten von bis zu 45 GWh sind die benötigten um den Faktor 30- bis 40-größer.

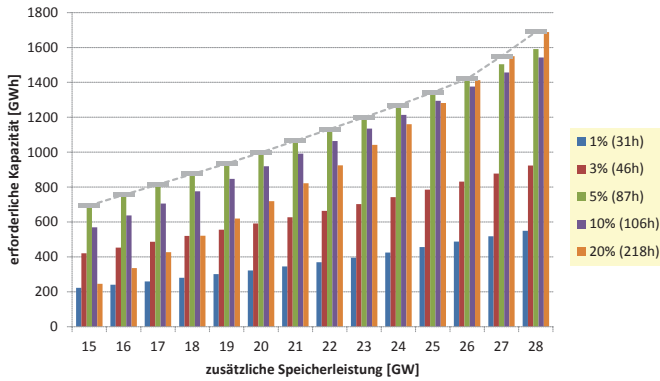


Abbildung 3. Speicherkapazität gegenüber Speicherleistung für zusammenhängende Flautendauern mit prozentualer maximaler Windeinspeisung

#### IV. MODELL ZUR OPTIMIERUNG DES SPEICHEREINSATZES

Zur Abschätzung des wirtschaftlichen Nutzens zusätzlich verfügbarer Speicher sowie zur Bestimmung des Kraftwerks- und Speichereinsatzes für Szenarien wird ein lineares Optimierungsmodell entwickelt. Die Aufgabe des Optimierungsmodells ist es, die ermittelte residuale Last des Szenarios durch das Zusammenspiel der Energiebereitstellung aus konventionellen Kraftwerken, dazwischen geschalteten Speichersystemen (Pumpspeicher, adiabate Druckluftspeichervarianten) unter Kostengesichtspunkten bestmöglich, zu decken. Das Modell basiert auf der Annahme, dass die Grenzkosten den entscheidenden Einfluss auf den Einsatz der konventionellen Kraftwerke darstellen. Neben dem grenzkostenbasierten Einsatz werden auch zeitkoppelnde Restriktionen durch den Speicherfüllstand mit in die Optimierungsrechnung einbezogen. Aufgrund der zeitlichen Kopplung sind die 288 Stunden simultan zu optimieren. Dieser Ansatz impliziert damit eine perfekte Voraussicht über das gesamte Jahr, um so den optimalen Speicher- und Kraftwerkseinsatz zu bestimmen. Die zu minimierende Zielfunktion des Modells entspricht demnach den gesamten Erzeugungskosten der konventionellen Kraftwerke sowie den Verschleißkosten, hervorgerufen durch den Einsatz der Speicher. Es liegt ein Standardoptimierungsproblem vor, bei dem eine lineare Zielfunktion unter linearen Nebenbedingungen optimiert wird.

#### V. ERGEBNISSE

Der sich aus der Optimierung ergebende Effekt unterschiedlicher Speichergößen auf die Veränderung der jährlichen Erzeugungskosten wird den Investitionskosten gegenübergestellt und anhand dessen die Wirtschaftlichkeit von Neuinvestitionen in Speichertechnologien bzw. Spitzenlastkraftwerke diskutiert. Demnach wird der Effekt der Speicherung von Erzeugungüberschüssen durch die hohe EE-Einspeisung wirtschaftlich bewertet.

Als Speichertechnologie werden adiabate Druckluftspeicher vom Typ AA-CAES mit einem Gesamtwirkungsgrad von 70 %

angenommen. Im Gegensatz zu heute verfügbaren diathermen Druckluftspeichern ist bei diesem Typ keine zusätzliche Beheizung durch Erdgas notwendig, da die bei der Kompression entstehende Wärme gespeichert wird. Bei den Grenzkosten der Speicher werden sowohl leistungsspezifische (€/kW) als auch volumenspezifische (€/kWh) Investitionskosten mit einbezogen. Als Grundlage werden Werte in Höhe von 600 €/kW (Leistungsanteil) sowie 3 €/kWh (Kapazitätsanteil) angenommen. Für das Jahr 2020 werden in [8] und [9] als Zielgröße zwar Investitionskosten von 800 €/kW genannt, es wird hier jedoch angenommen, dass die Kosten bis zum Jahr 2040+ auf die angesetzten Kosten eines diathermen Speichers sinken. Bei der Berechnung der Investitionskosten einer Gasturbine, die eine Alternative zur Investition in Druckluftspeicher darstellt, werden nur leistungsspezifische Investitionskosten von 300 €/kW angenommen.

Für alle zu tätigen Investitionen der unterschiedlichen Auslegungsvarianten für die zusätzlichen Speicher bzw. Spitzenlastkraftwerke werden die annuitätischen Kosten ermittelt, um diese den jährlichen Einsparungen der Erzeugungskosten gegenüberzustellen. Folgende Annahmen werden dabei zugrunde gelegt:

- Betrachtungszeitraum: 20 Jahre
- Kalkulationszinssatz: 8 %

Der Abbildung 4 ist zu entnehmen, dass die ersten beiden Fälle mit einer zusätzlichen Speicherleistung von 15 bzw. 16 GW wirtschaftlich sind. Um das maximale Leistungsdefizit von 28 GW zu decken, sind neben der zusätzlichen Speicherleistung noch 13 bzw. 12 GW an Kraftwerksleistung erforderlich.

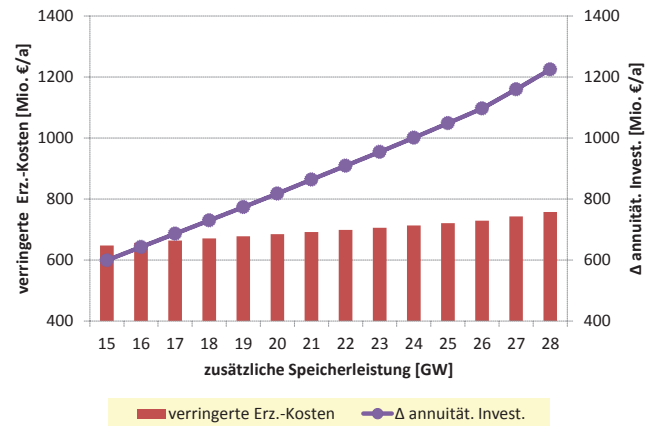


Abbildung 4. Verringerung der jährlichen Erzeugungskosten und annuitätische Investitionen in Speicher in Bezug zur Speicherleistung (BMU-Szenario 2040+)

Die Mindestkapazität bei einer zusätzlichen Speicherleistung von 15 GW entspricht rund 700 GWh. Diese Kapazität ist innerhalb Deutschlands auch bei Kombination unterschiedlicher Speichertechnologien wirtschaftlich kaum umsetzbar. Alle anderen Speicherauslegungsalternativen führen zu keiner Wirtschaftlichkeit. Die dargestellten Ergebnisse der Optimierung bzgl. der Wirtschaftlichkeitsanalyse unterschätzen den tatsächlichen Wert der Speicher. Aufgrund der grenzkostenbasierten Modellierung können keine Preisspitzen oberhalb der Kosten des teuersten Kraftwerkes entstehen. In der Praxis kommt dies aber in gewissen Knappheitssituationen vor, weil die Nachfra-

ge am Spotmarkt nicht vollkommen preisunelastisch ist. Durch die Verknappung des Angebots können sich Marktpreise weit oberhalb der Grenzkosten der Erzeugung einstellen. Die Speicher sind genau auf diese Preisspitzen zwingend angewiesen. Über die Peak-Pricing Methode, die einen Preisaufschlag auf die Grenzkosten der Spitzenlastkraftwerke vornimmt, wenn es zur Verknappung des Angebots der Erzeugung kommt, wurde versucht diesem entgegenzuwirken [10]. Jedoch konnte auch der getätigte Preisaufschlag nicht dazu beitragen, dass die Gasturbinen häufiger zum Einsatz kommen. Neben der Tatsache, dass keine hohen Lastspitzen in den Profilen vorhanden sind, kommt zusätzlich hinzu, dass die Gasturbinen durch die hohe zur Verfügung stehende Speicherleistung bzw. Speicherkapazität, die anhand des Extremfalles konstruiert wurde, die Einsatzhäufigkeit dieser Anlagen quasi gegen Null läuft.

Es ist ersichtlich, dass die Einnahmen aus dem reinen Stromhandel allein nicht ausreichen, um Speicher bzw. Gasturbinen wirtschaftlich abzubilden. Ein möglicher Lösungsvorschlag tendiert dahin, dass das Augenmerk vielmehr auf den verschiedenen Einsatzgebieten bzw. -märkten (wie Regelenergiemärkten) von Gasturbinen und Speicher gelegt werden muss, um eine Wirtschaftlichkeit zu erzielen. Der Speicher müsste also zusätzliche Einnahmen durch das Anbieten von Systemdienstleistungen (wie Regelleistung) erzielen [1].

## VI. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Die vorliegende Arbeit setzt voraus, dass der Anteil fluktuierender Energiequellen, die in das elektrische Energieversorgungssystem einspeisen, in den nächsten Jahrzehnten stark zunimmt. Der Betrachtungszeitraum reicht bis 2040 und darüber hinaus. Aus einer szenarienbasierten Betrachtung leiten sich relevante Entwicklungen, Herausforderungen und mögliche technologische Lösungsansätze für das zukünftige CO<sub>2</sub>-neutrale deutsche Energieversorgungssystem ab.

Besonders Spitzenlastkraftwerke und Speicher im In- und Ausland, der Im- und Export erneuerbarer Energien sowie die Verschiebung von Lasten stehen dabei im Fokus der Betrachtung. Diese Technologien stehen im wirtschaftlichen Wettbewerb zueinander, werden aber zukünftig dennoch nebeneinander angewendet, um zur Deckung einer Leistungslücke sowie zum Abbau eines bestehenden Leistungsüberschusses in einem erneuerbar geprägten Energiesystem beizutragen.

Die langfristige Wirtschaftlichkeit dieser Alternativen ist bei zunehmend volatilen Märkten mit starken Preisschwankungen nur schwierig zu bewerten. Es zeichnet sich jedoch ab, dass die Kapazitätsvorhaltung sowie der Einsatz von Speichern gesonderte Vergütungsmodelle im Markt benötigen werden.

Um die Qualität der Ergebnisse, gerade hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit in Neuinvestitionen der Speichertechnologien

bzw. der Spitzenlastkraftwerke in den kommenden Jahren zu verbessern, müssen weitere Handelsmärkte bzw. gesonderte Vergütungsmodelle für die Speicher und die Spitzenlastkraftwerke ins Modell implementiert werden. Die zur Verfügung stehende hohe Speicherleistung und Speicherkapazität, ermittelt aus einer Extremsituation (vgl. Last- und Marktanalyse), könnte so möglichst häufig und dabei möglichst im vollen Umfang ausgenutzt werden [7]. Aus ökonomischer Perspektive würde sich ein Speicherbetrieb ergeben, welcher mehrere Dienstleistungen kombiniert und auf diese Weise womöglich langfristig wirtschaftlich zu betreiben ist [4].

Die Integration von Speichern zieht immer auch weitere Betrachtungsfelder nach sich, die in nachfolgenden Forschungsuntersuchungen mit in den Fokus rücken sollten, wie die Netzeinbindung der Speicher und folglich die Wahl des optimalen Standortes.

## REFERENZEN

- [1] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Prognos AG: Endbericht – „Energieszenarien für den Energiegipfel 2007“, 1. November 2007
- [2] Nitsch, Joachim; Wenzel, Bernd/ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Leitszenario – „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung“, August 2009
- [3] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), EEFA GmbH CO. KG: Endbericht – „Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030“, 31. März 2008
- [4] VDE: „Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger“, 2009
- [5] Deutsche Energie - Agentur (dena): Abschlussbericht - „Untersuchung der Elektrizitäts - wirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken“, Berlin, 24.11.2008
- [6] Société Électrique de l'Our (SEO) (Hrsg.): „Pumpspeicherkraftwerk Vianden - Technische Daten, URL: [http://www.seo.lu/de/Hauptaktivitaeten/PSW/Vianden/Anlagen/Technische - Daten](http://www.seo.lu/de/Hauptaktivitaeten/PSW/Vianden/Anlagen/Technische-Daten), Aufruf 3. März 2010
- [7] Dötsch, Christian; Kanngießer, Annedore; Wolf, Daniel: „Speicherung elektrischer Energie – Technologien zur Netzintegration erneuerbarer Energien“, Umweltwirtschaftsforum (uwf), Volume 17, 2009, Nr. 4, Seite 351-360
- [8] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: "Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht)", 7. November 2007
- [9] Kruck, Christoph.: „Integration einer Stromerzeugung aus Windenergie und Speichersystemen unter besonderer Berücksichtigung von Druckluft - Speicherkraft - werken“, Dissertation, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, 2007
- [10] Van Emmerich, Eike: „Das Investitionsdilemma für Spitzenlastkraftwerke – Potentielle Lösungsansätze auf Unternehmensebene, Diplomarbeit, Westfälische Wilhelms - Universität Münster, 2008

# Smart Metering: Classification of Appliances without Device-Specific Data Base

Philipp Klein, Dirk Benyoucef  
 Digital Communication and Signal Processing Lab of the Faculty of Computer and Electrical Engineering  
 Hochschule Furtwangen University  
 {p.klein, benyoucef}@hs-furtwangen.de  
 D--78120 Furtwangen, Germany

**Abstract**—The scope of this paper is a new method for classifying turn-on events in non-intrusive appliance load monitoring applications in the domestic area. The advantage of this method is that it does not require a database containing information on each appliance installed in the house. Instead it makes use of the fact that some classes of appliances show characteristic turn-on behavior. This behavior is presented in the paper as well.

**Index Terms**— NALM, NILM, Load Monitoring, Load Classification, Appliance Fingerprint

## I. INTRODUCTION

In this paper a disaggregation method for smart metering systems is presented. This method was the topic of the Master's thesis written in the summer term 2011 at the Hochschule Furtwangen University (HFU) in the study course Microsystems Engineering by Philipp Klein.

## II. LOAD MONITORING

The steadily rising consumption of electric energy is the major challenge of our time. On the one hand the resources of the earth must be treated with care. On the other hand losses and inefficient behavior must be avoided in order to deal with the energy demand of the growing population on earth. The key question is, where and how electric energy can be saved. Consumers can effect economies only if they are aware of the consumption of their individual appliances. With the current metering technology they can only see their total consumption of electric energy.

Aim of the research at the HFU is to equip smart meters with an additional feature, the load monitoring. This is used to compute the energy consumption of individual appliances. In the area of private households this is also known as appliance load monitoring (ALM) in contrast to the load monitoring of large loads in the industrial sector. There are two ways for implementing a load monitoring system:

### A. Intrusive Load Monitoring

For the intrusive load monitoring approach each appliance in the house is equipped with a measurement device. The measurement devices transmit their data to a central location (server) which evaluates the data and displays the results. This means high equipment acquisition costs and a lot of effort for installation.

### B. Non-Intrusive Load Monitoring

The goal of non-intrusive load monitoring (NALM) is to measure the energy consumption at a central location in the house with only one measurement device. The consumption of individual appliances is computed by (digital) signal processing algorithms from the sum signal. This process is called *disaggregation*.

### C. State of Art

The research area Non-Intrusive (Appliance) Load Monitoring can be divided into two parts, as shown in Fig. 1.

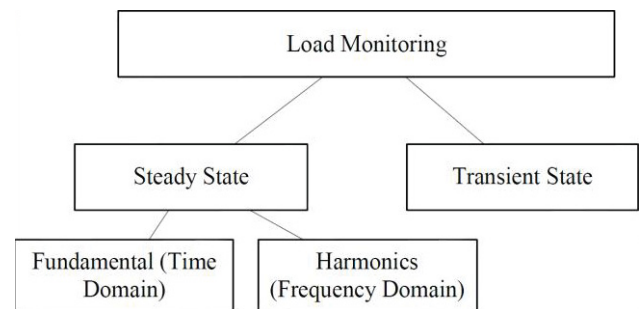


Figure 1: Overview of NALM

The first part deals with the classification of appliances in the steady state space. This means that only those parts not containing switching events are analyzed. The first to work on this topic was George Hart. In the 1980s he recorded real and reactive power in intervals of one second [7]. The method used for classifying loads was a comparison of the power differences occurring when appliances were turned on or off and a predefined database. This work was carried on by several other researchers, e.g. Baranski [1], Murata [10, 11] and Nakano [12].

In contrast to the method described before the transient state analysis tries to classify appliances by investigating switching events. Their characteristics can be found in the short time periods right after the turning on of an appliance. Works in this area were carried out by Shaw [13], Cox et al. [5], Lee [9] und Laughman [8].

### D. Data Privacy & Data Protection

Smart meters with load monitoring analyze personally revealing data. Therefore all requirements of data protection regulations have to be fulfilled. As an example the German Federal Office for Information Security published technical guidelines for smart meters that are including data protection aspects [3, 4]. The method presented in the following

provides a solution for the technical problem. Data security has to be considered when it comes to implementation.

### E. Automatic Setup

In order to achieve maximum acceptance by the customer the effort for installation and use of a smart meter must be as low as possible. This includes the ability of the system to adapt itself to the customer's premises and to changes of equipment without further interaction. This is called *automatic setup*. All previously described methods require a database containing characteristics of the individual appliances. This database has to be set up before putting the smart meter into operation. In the following a method is shown which aims at avoiding this database.

### F. The Research Project "SmartMetering"

The Digital Communication and Signal Processing Lab (DCSP) of the HFU has been committed to a research project for appliance disaggregation since 2010. The goal is to research the state of art of NALM and to develop algorithms for the disaggregation of appliances. Those algorithms are used for classification of turn-on events. Another task is to develop algorithms that are able to compute the energy that the appliances consume.

## III. MODELING

The methods of the steady state analysis use a fixed set of defined characteristic values for classification of turn-on and turn-off events. This set of values is always the same regardless the appliance that caused an event. The goal of the modeling of appliance behavior is to find universally applicable models for some classes of appliances that do not require a database any more. Three approaches were analyzed, as shown below.

### A. Electrical Model

One way to model the operational behavior of appliances is to describe their inner electrical structure. Beginning with an equivalent circuit one tries to find differential equations for the relation of voltage and current. For example, an electric motor can be described by a series network of resistances and inductances.

The operational behavior is mainly governed by external influences. The power consumption of motors for example is dominated by the torque and the duration of the cooling period of refrigerators is determined by the difference of inner and outer temperature [6]. Therefore the electrical model is extended by the external influences.

### B. Physical Model

The physical model takes into account the external influences such as temperature, torque, etc. as parameters in the differential equations. This allows for a more exact modeling of the operational behavior. However, this increase of required parameters makes an efficient implementation of this model impossible because it would approximate values that are not needed for the disaggregation. This is why another solution is sought in the following section.

### C. Characteristic Signals (Fingerprints)

In this section classes of appliances are analyzed for characteristic signals (fingerprints). For this a number of measurements of different appliances, that were performed in the course of the research project, are evaluated. The following figures show the power signals of different appliances during the first few seconds right after the turn-on event.

Televisions (Fig. 2) and TFT monitors (Fig. 3) of different manufacturers show only little similarity which is mainly due to the large number of different switching power supplies available.

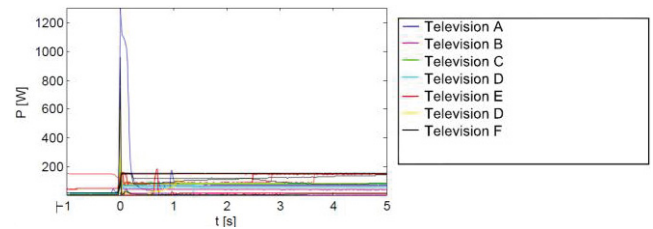


Figure 2: Turn-on behavior of televisions

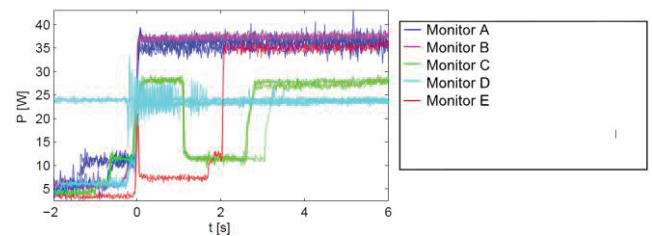


Figure 3: Turn-on behavior of TFT monitors

As an example for simple appliances Fig. 4 shows the turn-on behavior of toasters. Different types show similar behavior but the simple signal form is not suitable for extraction of characteristic parts. Those appliances can only be detected well by the Hart algorithm.

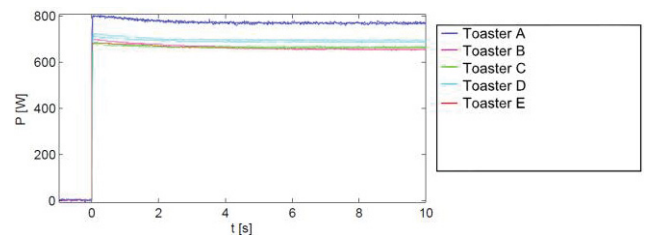


Figure 4: Turn-on behavior of toasters

The situation is different for microwave ovens as shown in Fig. 5. The turn-on behavior shows a common pattern for all signals although the devices were manufactured by different companies.

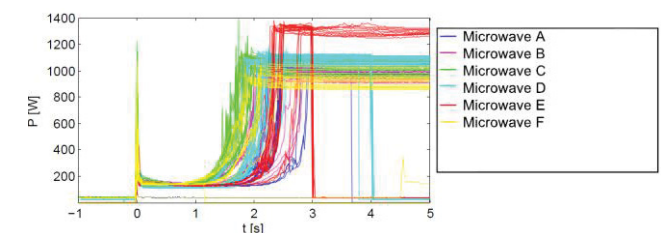


Figure 5: Turn-on behavior of microwave ovens

The same holds for refrigerators as shown in Fig. 6. However, here the parametrization of the fingerprints, the dimension in time and amplitude, is different from model to model.

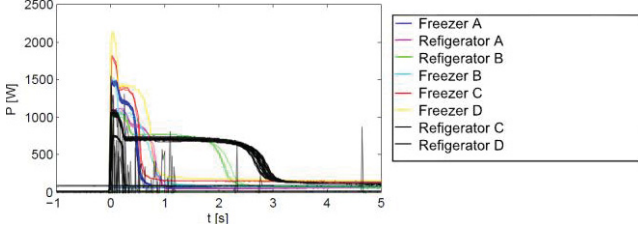


Figure 6: Turn-on behavior of refrigerators

The signals of the classes showing characteristic behavior were modeled by dividing the signal into small easily describable parts. Then a preferably easy mathematical function with independent parameters was fitted to each of the parts.

As an example the model of the fingerprints of microwave ovens is described. The fingerprint is divided into three parts and each part is described by a different function.

$$P_1(t) = P_{01} t_0 \leq t < t_1 \quad (1)$$

$$P_2(t) = P_{02} \quad P_{02} < P_{01} t_1 \leq t < t_2 \quad (2)$$

$$P_3(t) = P_{03} + E_3 \cdot e^{-\frac{t-t_2}{\tau_3}} \quad \tau_3 < 0 \quad t_2 \leq t < t_3 \quad (3)$$

$P_1(t)$ ,  $P_2(t)$  and  $P_3(t)$  are the power signals of each of the parts of the fingerprint. The very short turn-on impulse is approximated by a constant power  $P_{01}$ . It's amount was equal for all available microwave appliances. Therefore it is a class specific feature. The second part can be modeled as a constant power  $P_{02}$  and is class specific as well.  $\tau_3$  is the time constant of the power increase in the third part. It is scaled by  $E_3$ . Both parameters show only small fluctuations for different appliances and have no direct physical equivalence.

The parametrization of the models is done using training data and an iterative nonlinear fitting method based on the Levenberg-Marquardt algorithm. Fig. 7 shows the result of a fitting process.

The classification of a turn-on event using the fingerprints is done as follows: first all  $i = 1, \dots, n$  fingerprints are predicted using  $n$  parametrized models. Then each prediction is compared to the measured signal. The quality criterion of the prediction is the mean error

$$e_i = 100 \cdot \frac{|\bar{\tilde{P}}_i(t) - P(t)|}{P(t)} \quad t_0 \leq t \leq t_3 \quad (4)$$

from the measured signal.  $P_i(t)$  is the predicted power of the  $i$ -th model and  $P(t)$  is the measured power.  $\bar{\cdot}$  denotes the time mean value. If this error falls below a defined threshold the model is assigned to the turn-on event. The following assumptions were made:

- The fingerprints are free of distortions.

- In case of a distortion this distortion can be described by a constant offset. Further it is assumed that this offset can be estimated and subtracted from the fingerprint signal.
- In case of simultaneous or shortly delayed<sup>1</sup> overlap of multiple switching events all possible combinations of all known models are compared to the measured signal. For  $n$  models

$$m = \frac{n!}{r!(n-r)!} \quad (5)$$

different combinations of length  $2 \leq r \leq n$  have to be investigated.

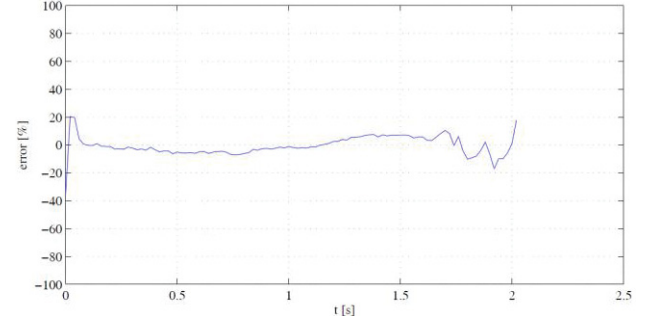


Figure 7: Error of an exemplary fitting process (Deviation as given in eq. (4): 5.25%)

#### IV. RESULTS

The application of the algorithm is shown on the basis of a simulation. The signals of three appliances were superposed as listed in Table 1. The simulated signal was generated using the test set generator described in the publication [2]. The power signal and the classified fingerprints are shown in Fig. 8.

TABLE 1:  
PATTERN OF THE SIMULATION

No.	Turn-on time	Appliance
1	6.25s	LG intellowave (microwave oven)
2	25.00s	Medion MD12801 (microwave oven)
3	56.25s	Bosch FD8705 (water heater)
4	56.50s	LG intellowave (microwave oven)

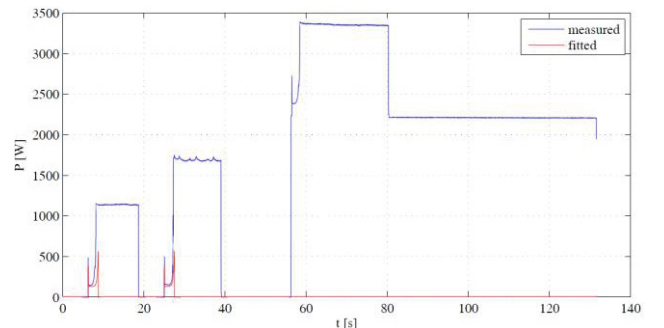


Figure 8: Results of the appliance classification using characteristic signals

The turn-on events 1 and 2 can be classified by the same fingerprint model although they are caused by different

<sup>1</sup>Shortly delayed: the turn-on event of the second appliances overlaps the fingerprint of the first one.

appliances (of the same class). If the fingerprint (No. 4) is superposed by an unknown power level (the power of the water heater, No. 3) that cannot be correctly estimated (as assumed in this example), the fingerprint cannot be classified.

The shown method will be suitable for detection of some distinct appliances. A detection of all possible load profiles is unrealistic as shown before in the examples (Figs. 2, 3 and 4). Nevertheless this method can be used as a complement to other methods enabling automatic setup of NALM systems. Further analysis have to be made in order to estimate the potential of this method.

## V. CONCLUSION

In this paper the need, challenge and state of art of non-intrusive load monitoring was discussed. Furthermore a new method for classifying the load profiles of appliances in private household was shown. It needs some helper functions e.g. for offset estimation but in general it is different from the state of art methods because it does not require a device- or household-specific database for operation. This makes it possible to reduce the installation effort of smart meters which include disaggregation features.

## REFERENCES

- [1] M. Baranski. Energie-Monitoring im privaten Haushalt. 2006. PhD Thesis, Universität Paderborn.
- [2] D. Benyoucef and T. Bier and P. Klein. Disaggregation of Electrical Appliances: Development and Verification of Detection Algorithms. 2011. 2nd National Conference on Fractional Order Systems and their Applications, October 24 - 26 2011, Tizi-Ouzou, Algeria.
- [3] Bundesministerium für Sicherheit in der Informationstechnik. BSI stellte Entwurf der Technischen Richtlinie für Smart Meter zur Diskussion.. 2011. Pressemitteilung vom 20.10.2011, [https://www.bsi.bund.de/ContentBSI/Presse/Pressemitteilungen/Presse2011/SmartMeter\\_20102011.html](https://www.bsi.bund.de/ContentBSI/Presse/Pressemitteilungen/Presse2011/SmartMeter_20102011.html).
- [4] Bundesministerium für Sicherheit in der Informationstechnik. Smart Metering Systeme. 2011. Themenportal für Smart Metering, [https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/SmartMeter/smartmeter\\_node.html](https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/SmartMeter/smartmeter_node.html).
- [5] R. Cox and S.B. Leeb and S.R. Shaw and L.K. Norford. Transient event detection for nonintrusive load monitoring and demand side management using voltage distortion. March 2006. Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2006. APEC 06. Twenty-First Annual IEEE, page 7 ff.
- [6] Hamid, N.H.A. and Kamal, M.M. and Yahaya, F.H. Application of PID controller in controlling refrigerator temperature. *Signal Processing Its Applications, 2009. CSPA 2009. 5th International Colloquium on*, pages 378 -384, 2009.
- [7] G.W. Hart. Non-intrusive Appliance Load Monitoring. 1992. Proceedings of the IEEE, December 1992, pp. 1870-1891.
- [8] C. Laughman and K. Lee and R. Cox and S. Shaw and S.Leeb and L.Norford and P. Armstrong. Power signature analysis. 2003. Power and Energy Magazine, IEEE, 1(2):56-63, Mar-Apr 2003.
- [9] K.D. Lee and L.K. Norford and S.B. Leeb. Development of a functioning centrally located electrical-load monitor. May 2003. Technical Report, Massachusetts Institute of Technology.
- [10] H. Murata and T. Onoda. Applying Support Vector Machines and Boosting to a Non-Intrusive Monitoring System for Household Electric Appliances with Inverters. 2000.
- [11] H. Murata and T. Onoda. Estimation of power consumption for household electric appliances. 2002. 9th International Conference on Neural Information Processing.
- [12] Y. Nakano. Non-Intrusive Load Monitoring System -- Part 5: Performance Test at Real Households. Technical Report, System Engineering Research Laboratory, 2005.
- [13] S. Shaw. System identification and modeling for nonintrusive load diagnostics. 2000. Ph.D. dissertation, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, MA.

# A new approach using load control to dampen interarea frequency oscillations

Jochen Horn<sup>+</sup>, Alexander Probst<sup>+</sup>, Martin Braun<sup>+†</sup>, Stefan Tenbohlen<sup>+</sup>

<sup>+</sup>Institute of Power Transmission and High Voltage Technology (IEH)  
University of Stuttgart, Germany, Email: ieh@ieh.uni-stuttgart.de

<sup>†</sup>Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology, Kassel, Germany

**Abstract**— The European electricity grid has faced significant changes over the past decades, including the interconnection of previously separated grids. This development has led to a phenomena called interarea modes where the frequencies of regions several hundred miles apart oscillate against each other. This paper elaborates on the possibilities of load control to oppose such instabilities. Using a simplified model of the European grid, it is shown that an additional controller attached to part of the load in the grid can, in principle, increase the damping of interarea oscillations. Various control approaches are examined and a statement for future usability is given.

**Index Terms**— frequency oscillations, interarea modes, distributed control, load management, power oscillations, frequency control

## I. INTRODUCTION

The constant enlargement of the European power grid and an increase in market-forced power flows has prepared the ground for previously less prevalent phenomena such as large scale power oscillations between distant areas within a power system. Many observations of the past decades have shown that the electric frequency in a power grid is not identical in every part of a large power grid but sometimes exhibits significant differences depending on where the observations are made. These differences are not stationary, in fact, oscillations of the frequency were discovered. It can happen that the frequency in Greece is slightly above 50 Hz and in Spain slightly below. Very few seconds later, the frequency deviations have changed and the regions show exactly the opposite frequencies. These periodic changes in frequency are caused by oscillatory power shifts between the regions and are generally referred to as interarea frequency oscillations or interarea modes.

The interarea oscillations are a threat as they have led to system disconnections or, however less frequently, to (partial) system blackouts. A list of major disturbances caused by interarea modes can be found in [1]. Considering the future development of the European grid they are also rather more than less likely to appear. In any case, the disturbances caused by frequency oscillations are undesirable which requires counteractive measures to be taken. State of the art is to dampen interarea modes through power system stabilizers (PSS) [2]. These control devices are placed at a few generators in the system where the damping effect is believed to be highest.

In more recent times, FACTS (Flexible AC Transmission Systems) have also been used for mitigating interarea oscillations. A FACTS can counteract the power shifts directly, whereas a PSS usually tries to influence generator input variables such that interarea modes are reduced.

The new approach which shall be analyzed in this paper directs the attention to the potential of the load to dampen interarea oscillations.

Following this introduction, the second section elaborates on the model that was used to investigate the effects of a load control on interarea modes. The third sections provides information about how the load control was implemented, which variables were manipulated and discusses various approaches to do so. The following section compares the results of the different controller approaches and points out advantages and disadvantages. The fifth and last section draws a conclusion based on the results that were obtained.

## II. SIMULATION ENVIRONMENT

### A. Simulation model and software

The proper choice and development of an appropriate model consumed a significant part of the total time spent on this project. The original idea was to find a simplified grid model whose characteristics are known entirely. The major advantage of such a closed form model would be the much greater variety of controller design possibilities. If the model and its relevant parameters are known a model-based controller design is possible. Instead of having to use scientific guessing to find a solution the model-based controller can be designed and specified to meet requirements that can be determined in advance. The model-based approach is depicted in figure 1. For each block in figure 1 we would like to find a linear model that completely describes the system for a certain input and a set of states. The controller block is the one to be designed, the load model varies depending on the desired level of detail. The main difficulty is to model the grid.

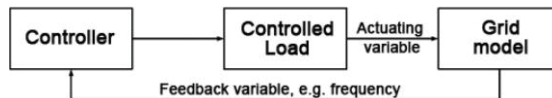


Fig. 1. Approach for the load control

A legitimate means of modeling a power grid is the description through a system of differential-algebraic equations (DAE). Analyzing the dynamics of the relevant parts of the electricity grid like generators, transmission lines and loads leads to a set of differential equations. Power flow consistencies add the constraints captured with a set of algebraic equations. To allow the usage of linear control theory principles a linearization of the non-linear system of DAEs around one specific operating point is required. After the linearization a system matrix can be obtained that completely describes the system for small variations. This system matrix is the model

for the system in direct vicinity of the operating point. The linear state space model of a power system described in this fashion is given through

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}_{\text{sys}} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{B} \Delta \mathbf{u} \quad (1)$$

$$\Delta \mathbf{y} = \mathbf{C} \Delta \mathbf{x}, \quad (2)$$

where  $\mathbf{A}_{\text{sys}}$  is the system matrix mentioned before. The detailed derivation can be found in [3].  $\mathbf{x}$  includes all state variables,  $\mathbf{y}$  the output variables and  $\mathbf{u}$  the input variables. The interarea oscillations now can be found analyzing some specific state variables. The state space model includes one state variable for the frequency for each generator in the system. One will find that the frequencies of each generator are not identical. In fact, for generators located spatially far apart from each other one will observe frequencies that are phase shifted by approximately  $180^\circ$ .

Although this approach may seem to be a workable solution to find a model for the grid, it has two significant disadvantages. Firstly, the model does not provide the desired input variables. As we would like to introduce a control scheme that uses the power load as actuating variable, this variable would have to be an input variable of the grid model. However, this is not the case as the state space model described above only provides input variables directly related to the generators (the mechanical torque and the bus reference voltage).

Secondly, when a power load controller is included the state space model is not time constant anymore. The calculation of the state space model is based upon load flow results. As the current load power directly influences the load flow results and the algebraic equations in the DAE system, the state space model itself is altered constantly through the load controller. Therefore the state space model is not time constant anymore and a closed-form model as shown in Fig. 1 cannot be realized. Also, linear control theory which is only valid for time-invariant systems cannot be applied. This represents a major drawback of the state space model in its described form.

Although no attempt led to a satisfying result, a possible solution would be to manipulate the DAE system such that a variable directly influencing the load ends up as an input to the grid model. The main difficulty here is the iterative nature of the load flow calculation which makes it impossible to restructure the DAE system.

Despite the disadvantages, the state space model is still a very powerful tool to calculate the state variable's values over time. Through a repeated linearization of the current DAE system and the solution of the corresponding state space model the state variable's values over time can be found. This characteristic enables the state space model to still be used for the design of a power load controller. The approach of the controller design simply has to be modified. Instead of specifying the effects of the controller in advance and then designing the controller, one has to design a controller and then investigate its effects through simulation experiments. The state space model can be used to do just that as it is easily possible to incorporate the differential equations added with the controller.

The simulation software was to be *PowerFactory* from the company DigSilent GmbH. Their program offers simple

composition of even sophisticated power grids and controllers and their simulation over time. Therefore it presented the ideal solution to the given problem of testing the same power grid with different controllers.

The model itself was constructed according to a compromise between desired detail, controllable complexity and usability for the problem. Of course, the model had to exhibit interarea modes which can only be realized with two or more generators. In the end, the model followed the example of [4] where a five-generator-model is used to represent the European grid in a very simple fashion. One generator represents a major region, the generated power of all five identical generators adds up to one tenth of the peak load of the European grid (300 MW, [5]). The connections in between the generators are realized through 380 kV, 240Al/40St transmission lines. The general idea is shown in Fig. 2. Despite the simplifications, it is sufficient to model interarea oscillations, whereas the model parameters for generators and lines were specified such that the interarea modes imitate the ones really occurring in the European power grid.

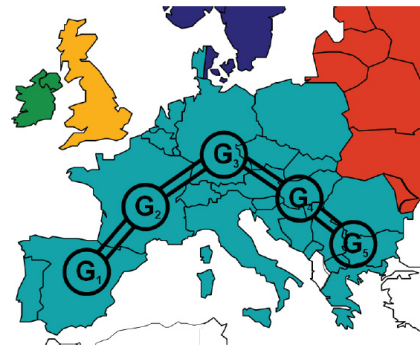


Fig. 2. Structure of the model used for the simulation

### B. Verification

To validate the simulation results a comparison of the frequency oscillations of the simulation with actual measurements from the European electricity grid is helpful. In 2009 there was a major outage of a generator in Spain and the effects were measured by the IFK of the University of Stuttgart. The measurement data was used to validate the simulation results. Fig. 3 and 4 show that the period is for both, the simulation and the measurement, around 3 to 5 seconds.

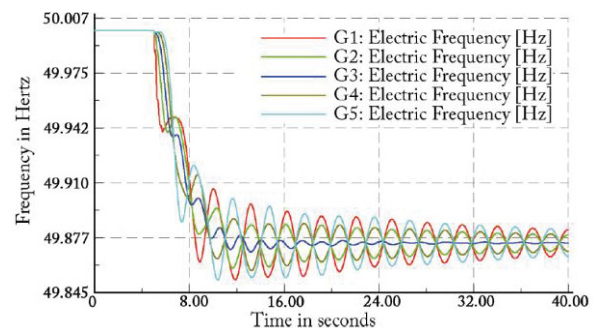


Fig. 3. Simulation of the interarea modes in the model with five generators

The magnitude is significantly smaller in the measurements due to a supposedly much smaller power outage in the actual European grid. For the simulation, the equivalent of the worst case scenario of a double plant outage (3 GW) was applied,



the outage during the measurements was presumably much smaller. It is not known exactly.

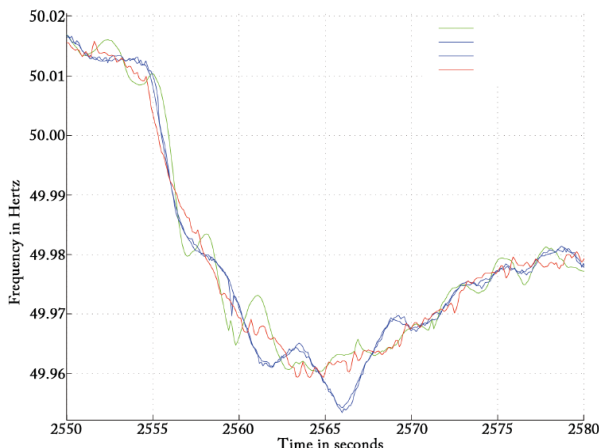


Fig. 4. Measurements of the frequency after a major generator outage in Spain, August 5th, 2009. Data provided by: Institute of Combustion and Power Plant Technology (IFK), Department Power Generation and Automatic Control, University of Stuttgart

### III. APPROACH FOR LOAD CONTROL

#### A. Feedback loop and controller

The main goal of the additional load control is to stabilize the frequency on the same value in every part of the system. It is not relevant which value that may be. For all controllers, the general idea is to measure the local frequency and use this measurement in a load controller which will then adjust the power of the load so as to dampen the frequency oscillations.

Having a closer look at Fig. 3 reveals the first approach to design a controller. It is clearly visible that the frequency of the central region, represented by generator 3, shows a frequency with very small oscillations. Approximately 20 seconds after the disturbance there is even barely any oscillation present. Furthermore the frequency in the center approximates the root mean square value of all other frequencies quite well. Thus it could serve as a reference value for a load controller.

A second approach is to extract the reference signal from the local measurement of the frequency. In both, the measurements and the simulation of the interarea modes, one finds that the oscillations seem to have an approximately identical root mean square value. This value can be calculated through a lowpass filter from the local measurement of the frequency. A major advantage is, that no additional transmission of another measurement is needed.

#### B. Implementation

A controller that implements the first approach is displayed in Fig. 5. A PI controller was chosen to avoid any remaining deviation of the frequencies within the grid. It needs to be remembered that, for example, generator 1 and 3 may very well be several hundred kilometers apart from each other. Therefore the dead time block accounts for the transmission time of the measurement signal from generator 3 to the load controller (0.5-1 sec for wide area measurements, q.v. [6]).

The second approach uses a low-pass filter with three stages to calculate the reference signal. The cutoff frequency of all three lowpass filters was set to 1Hz. The additional PT1-

block was added in both designs to cancel out the effect of the integrator during steady state conditions. In other words, this PT1-block forces the controller output back to zero in steady state. This is necessary as the controller shall not take over the responsibilities of the primary control. The influence on the actual control behavior is negligible as the time constant of this particular PT1 block was chosen significantly larger than all other time constants. Both controller designs include a block that limits the output to within a fixed minimum and maximum. These limits represent the available amount of power that is controlled for the damping of frequency oscillations. In the simulation the controlled load power was limited to  $\pm 0.333\%$  of the total load in one region. This value is arbitrary but was based on the assumption that in 15 to 20 years significant changes in the power grid will have made this amount of load available for the proposed control. Especially electric vehicles may contribute a major part to this development. As a consequence of the limitation an anti-windup loop is required. It maintains the dynamic of the controller as the integrator otherwise may drive the output permanently into one limit (q.v.[7]).

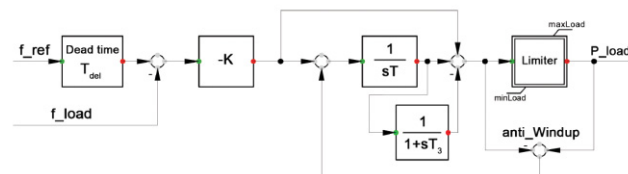


Fig. 5. Block diagram of the PI controller with the reference frequency from generator 3

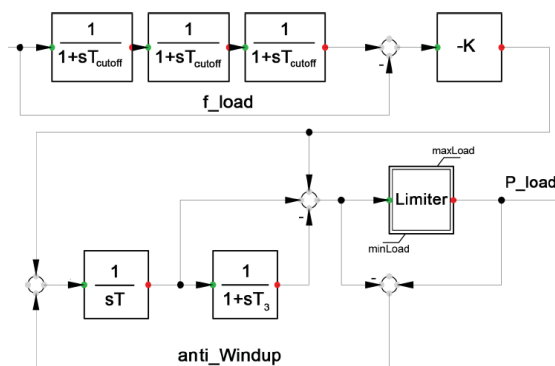


Fig. 6. Block diagram of the PI controller with the reference frequency through low-pass filtering the local frequency

Also, the proportional gain  $K$  was set to 30 000, the integrator time constant to 0.1 seconds for both controller designs. With this setup the controllers achieved adequate results concerning response time and robustness.

### IV. RESULTS

The two approaches discussed in the previous section both led to a good improvement of the damping of the interarea modes. Fig. 7 and 8 show the effects on interarea modes when a controller is implemented in one of the five regions. In both cases the interarea modes have almost entirely disappeared after 23 to 26 seconds. When a controller with a filtered reference frequency is implemented in all five regions the improvement is even better. As it can be seen in Fig. 9, the oscillations have faded completely after about 14 seconds.

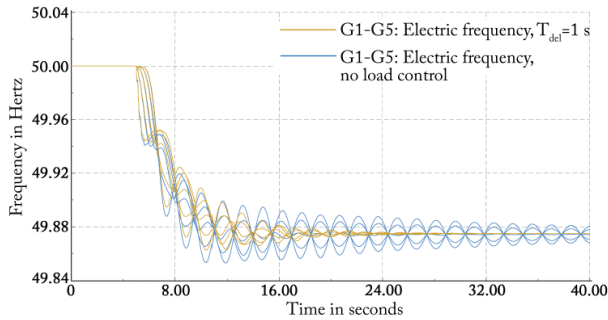


Fig. 7. Improvement of the damping of interarea modes through a controller with the reference frequency measured at gen. 3

In every simulation one controller could always only control  $\pm 0.333\%$  of the total load in one region. How this controllable load is used is exemplarily shown in Fig. 10 for the controller with measured reference frequency. It is worth noticing that the controller output shown there does not necessarily represent the power demand of one particular load. The curve in Fig. 10 merely shows what the accumulated controlled load profile of one region would look like. In reality this would include a great number of loads that all may have very different looking load profiles.

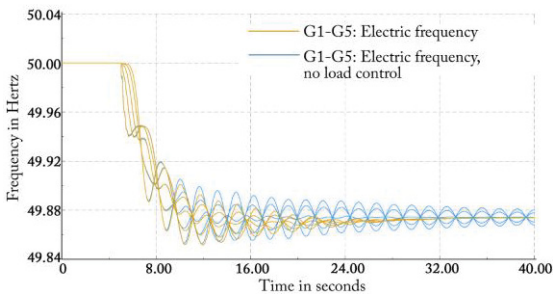


Fig. 8. Improvement of the damping of interarea modes through a controller with the reference frequency obtained through filtering of the local frequency

The ordinate of the graph also shows negative values for the controller output. This does indicate generative power but simply a reduction of the load power compared to the value before the disturbance.

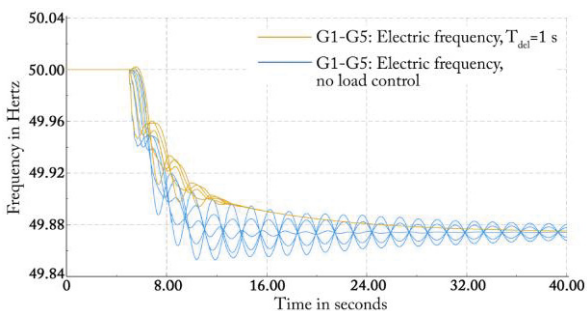


Fig. 9. Improvement of the damping of interarea modes through a controller with the reference frequency obtained through filtering of the local frequency

A direct comparison of the results with the implementation in one region shows that there are only minor differences in the effects of the controllers. The significant differences are much rather found in the design itself. Both controllers exhibit a delay in their reaction on a disturbance of the frequency – one through the time delay of the distant frequency mea-

surement, the other through the phase shift of the low-pass filters. However, the time delay of the measurement is likely to vary uncontrollably due to transmission disruptions whereas the phase shift of the low-pass filters will always remain the same. This makes the first approach with the distant measurement as reference frequency less robust. In addition, for this solution a far more sophisticated and expensive information infrastructure would be required.

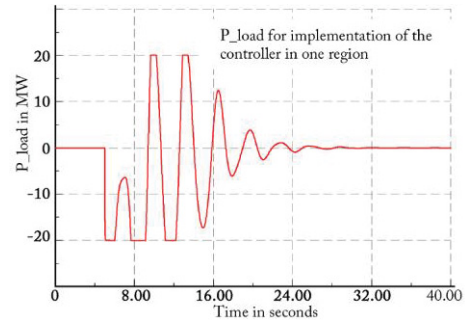


Fig. 10. Output signal of the load controller with filtered reference frequency

## V. CONCLUSION

The attempt to use additional load control for the damping of frequency oscillations across a large power grid were successful. The best results were achieved for controllers spread all over the grid. Also, the larger the controlled load was, the better the oscillations were damped. Despite the promising results, currently there is obviously no realistic use of the principle. Neither the infrastructure for the transmission of measurements nor a sufficient amount of loads with a controller that could easily be upgraded with an additional control scheme are available. The future development will provide answers to the questions that will eventually decide over the usability of a load control for damping interarea oscillations. This will include answers to the questions whether or not consumers should be included in the control of power grids or if distributed control schemes offer enough advantages to centralized control approaches like FACTS or other conventional protections devices.

## ACKNOWLEDGMENT

The authors would like to thank the Institute of Combustion and Power Plant Technology (IFK) of the University of Stuttgart for providing their data for the verification of the model and their helpful input for its design.

## REFERENCES

- [1] B. Pal, B. Chaudhuri Robust Control in Power Systems Berlin: Springer Verlag, 2005
- [2] P. Kundur, N. J. Balu, M. G. Lauby, Power System Stability and Control McGraw-Hill Professional, 1994
- [3] P. W. Sauer, M. A. Pai, Power System Dynamics and Stability Champaign, Illinois: Stipes Publishing L.L.C., 1997
- [4] V. Crastan, Elektrische Energieversorgung 2 Berlin: Springer Verlag, 2004
- [5] T. Weissbach, Verbesserung des Kraftwerks- und Netzregelverhaltens bezueglich handelsseitiger Fahrplanaenderungen, PhD thesis, University of Stuttgart, 2009
- [6] B. Chaudhuri, R. Majumder, B. Pal, Wide-Area Measurement-Based Stabilizing Control of Power System Considering Signal Transmission Delay IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 4, 11/ 2004
- [7] L. Guzzella, Analysis and Synthesis of Single-Input Single-Output Control Systems 3rd. Ed., vdf Hochschulverlag AG, 2011

# Reichweitenmessung drahtloser Sensormodule als Basis energieoptimaler Netzwerktopologien

Sebastian Scheibe, Josepha Dargel

IMMS Institut für Mikroelektronik- und Mechatronik-Systeme gemeinnützige GmbH  
 {sebastian.scheibe, josepha.dargel}@imms.de  
 Ehrenbergstr. 27, D-98693 Ilmenau

**Abstract**— The knowledge about range and signal strength of different sensor nodes is helpful for planning a wireless sensor network (WSN). The further a mote can detect signals from his neighbour motes, the less number of motes are needed to transport information over a long distance. In addition the network infrastructure can be optimized and the energy consumption can be reduced to a minimum. The following paper compares two different transceiver modules illustrating the points given above. For having real-life conditions the measurements took place in an office building of the IMMS.

**Index Terms**— Reichweitenmessung, AT86RF230, ATmega128RFA1, LQI, RSSI, Signalausbreitung

## I. EINLEITUNG

Um Daten über einen weiten Einzugsbereich zu sammeln und zu verarbeiten sind drahtlose Sensormodule von großem Vorteil. Daher finden sie immer mehr Anwendung, vor allem in der Gebäudeautomation. Die Sensoren allein reichen nicht aus, um ein funktionierendes Netzwerk zu gestalten. Es werden wegen der begrenzten Reichweite häufig auch zusätzliche Module benötigt, welche die Daten weiterleiten. Aufgrund der Vielzahl dieser verwendeten Module ist es zweckmäßig, einen geringen Energieverbrauch anzustreben, damit die Batterien nur selten ausgewechselt werden müssen und die Umwelt dadurch geschont wird. Um einen energieeffizienten Betrieb zu gewährleisten, ist eine Aussage über die Reichweite und Signalqualität von großer Bedeutung. Für eine sinnvolle Verteilung der Knoten müssen verschiedene Aspekte betrachtet werden. Auf der einen Seite kann man durch den größtmöglichen Abstand eine erhebliche Anzahl von Modulen einsparen und damit den Bedarf an Ressourcen verringern. Auf der anderen Seite könnte man bei einer geringeren Distanz zwischen den Knoten die Sendeleistung der Module drosseln und damit auch einen geringeren Energieverbrauch eines einzelnen Moduls bewirken. Viele Module bedeuten allerdings auch ein größeres Delay, wenn Nachrichten über mehrere Hops geschickt werden müssen. Wenn keine ausreichende Dichte an Modulen gewährleistet wird, kann es zu Datenverlusten und Mehrfachsendungen kommen, die wiederum zu einem gesteigerten Energieverbrauch führen. Um ein effektiveres Netz zu gestalten, wird häufig mit Routing-Protokollen gearbeitet, die energieeffiziente Wege durch das Netzwerk finden können [1]. Auch hier können die Ergebnisse dieser Messung mit einbezogen werden.

Im Folgenden sollen zwei Funk-Transceiver, der AT86RF230 (vgl. Abb. 3) und der ATmega128RFA1 (vgl.

Abb. 4) von Atmel auf ihre Reichweite in Gebäuden untersucht werden (vgl. Tab. 1).

TAB. 1  
VERGLEICH DER KENNGRÖßEN DER VERWENDETEN FUNKMODULE

Typ	AT86RF230	ATmega128RFA1
Datenraten	250 kbit/s	250 kbit/s – 2 Mbit/s
Frequenzband	2.4 GHz ISM Band	2.4 GHz ISM Band
Sendeleistung	-17 bis +3 dBm	-17 bis +3.5 dBm
Empfindlichkeit	-101 dBm	-100 dBm
$I_{Tx}$ ( $V_{cc} = 3V$ )	16.5 mA ( $P = +3$ dBm)	14.5 mA ( $P = +3.5$ dBm)
$I_{Rx}$ ( $V_{cc} = 3V$ )	15.5 mA	12.5 mA
$I_{TRX-OFF}$ ( $V_{cc} = 3V$ )	1.5 mA	0.4 mA

## II. STAND DER TECHNIK

Zahlreiche Arbeiten beschäftigen sich mit Aufbau und Energieverbrauch von Sensornetzwerken. In LinkBench [2] werden ausführliche Aussagen über den Datendurchsatz, Energieverbrauch und versteckte Probleme im Netzwerk gemacht. Allerdings sind diese Daten nicht direkt mit der Reichweite verbunden und werden auch nicht in Abhängigkeit von der Entfernung dargestellt. Diese Methode ist also gut geeignet, um ein Netzwerk zu bewerten und zu optimieren. Ein schneller und unkomplizierter Überblick über eine bestmögliche Platzierung der Module ist allerdings nicht realisiert.

Ein räumliches Modell zur Reichweitenabschätzung bietet der LANPlanner von Motorola [3]. Es können sowohl Signalstärke, Datenrate, Interferenz als auch standortbezogene MIMO Effekte abgebildet werden. Mit diesem Programm werden Wände und Baumaterialien in einen Gebäudegrundriss eingetragen. Anschließend wird das wahrscheinliche Verhalten des Funksignals berechnet und mit Hilfe eines farblichen Überganges dargestellt. Der Nachteil dieser Software ist das erforderliche Wissen über die Gebäudeeigenschaften und die fehlende Berücksichtigung anderer Einflüsse, wie Möbel, Menschen oder Pflanzen.

## III. MESSUNGEN

Die maximalen Sendereichweiten der Module sind zum Teil in den Datenblättern angegeben. Allerdings haben Hindernisse, wie Wände, Türen aber auch Menschen einen bedeutenden Einfluss auf die Ausbreitung des Signals. Daher wurde für die Messung ein typisches Bürogebäude mit Beton- bzw. Gipskar-

tonwänden und Holz- sowie Glastüren ausgewählt (vgl. Abb. 5).

Für die Messungen, mit deren Hilfe man Aussagen über die Signalqualität und die Reichweite von Knoten in einem drahtlosen Sensornetz (WSN) treffen kann, wurden zwei Sensorknoten verwendet. Ein Knoten hatte die Funktion des Senders, der andere die des Empfängers.

Der Sender-Knoten wurde auf dem Gang in der Mitte des Gebäudes platziert (vgl. F, Abb.5). Mit dem Empfänger-Knoten wurden in jedem Raum an mehreren Messpunkten über ein Intervall von einer Minute die empfangenen Pakete ausgewertet und daraus Paketverluste, LQI- (Link Quality Indicator) und RSSI-Werte (Receiver Signal Strength Indicator) gemittelt.

Dem Standard IEEE 802.15.4 entsprechend charakterisiert die LQI-Messung die Qualität des empfangenen Paketes. Hierfür wird ein fest vorgegebener Payload von 20 Byte aus Nullen und Einsen mit der Nachricht mitgeschickt. Der Empfänger prüft, wie viele Bits des Payloads richtig übermittelt wurden und ermittelt darüber den LQI-Wert, welcher zwischen 0 (schlechte Verbindung) und 255 (sehr gute Verbindung) liegt. Die exakte Bestimmung des LQI-Wertes wird in den Datenblättern aufgeführt [4, 5].

Die empfangene Signalleistung ist die vom Empfänger messbare Energie des gesendeten Signals. Intern wird diese auf einen 5-bit RSSI-Wert abgebildet, mit dessen Hilfe anschließend die Leistung des empfangenen Signals in dBm berechnet wird [4, 5].

Die so ermittelten Daten wurden in den Grundriss des Gebäudes eingezeichnet. Um die Daten grafisch darzustellen, wurde zwischen den Werten interpoliert und ein farblicher Übergang von grün (kein Verlust, hohe Signalstärke) bis rot (100% Verlust, kein Signalempfang) erzeugt.

Auf den Abbildungen 6 bis 9 sind einige beispielhafte Messwerte zum besseren Vergleich und zur Veranschaulichung eingetragen. Man kann an dem farbigen Balken den LQI Wert abschätzen. Ein voller, grüner Balken bedeutet eine gute, ein gelber eine mittlere Signalqualität und ein roter Balken zeigt einen schlechten Empfang an. Ein farbloser Balken

verdeutlicht, dass die Funkverbindung vollständig abgebrochen ist (vgl. Abb. 1). Der obere der beiden darunter stehenden Werte gibt die empfangene Signalleistung in dBm an, der untere den Paketverlust in Prozent.

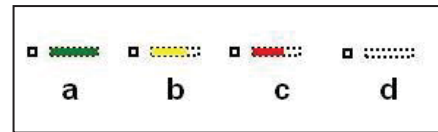


Abb. 5 LQI-Anzeige. (a) gute, (b) mittlere, (c) schlechte Signalqualität, (d) kein Empfang

#### IV. ERGEBNISSE

##### A. Funk-Transceiver AT86RF230

Dem Datenblatt dieses Funkmoduls ist keine maximale Sendereichweite zu entnehmen. Zudem existieren keine auf unser Funkmodul zugeschnittenen Application Notes, welche die maximale Übertragungreichweite spezifizieren. Deshalb wurden eigene Messungen auf hindernisfreier offener Fläche durchgeführt, welche eine maximale Reichweite von 140 Metern ergaben (vgl. Abb. 2). Man erkennt, dass erste Verluste ab einer Entfernung von 110 Metern auftreten.

Bei den Messungen im Gebäude traten Datenverluste allerdings schon ab einer Entfernung von etwa 15 Metern auf. Man kann in Abbildung 6 erkennen, dass das Signal durch die Holztüren und Gipskartonwände nahezu verlustfrei gesendet werden konnte. Zwar ist die Signalqualität hinter den Betonwänden schlechter, als hinter den Gipskartonwänden und Glastüren, aber es konnte dennoch eine relativ hohe Leistung empfangen werden. In den weiter entfernten Bereichen, sowie hinter den Hauswänden (20cm Beton) stieg der Paketverlust dann allerdings auf 100% an. Auch der Medienschacht (vgl. D, Abb. 5) dämpfte das Signal deutlich, vor allem durch das in den Leitungen enthaltene Metall (Abb. 6).

Die Empfangsleistung zeigt neben der typischen Abnahme in steigender Entfernung auch eine Abhängigkeit von den Hindernissen. So ist der RSSI-Wert entlang des Ganges relativ hoch und fällt zu den Seiten über die Wände ab (vgl. Abb. 7).

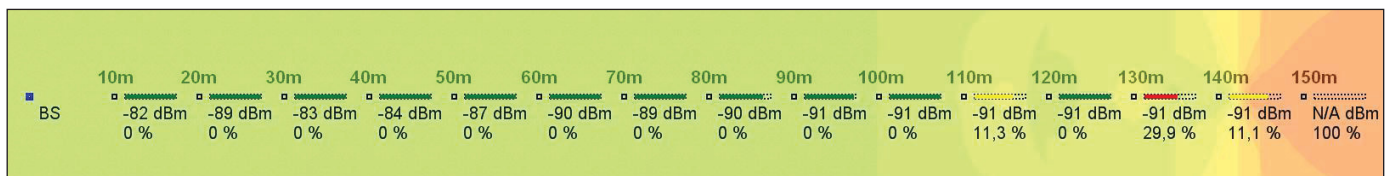


Abb. 6 AT86RF230 Reichweitenmessung auf offener Fläche, Paketverlust-Interpolation.

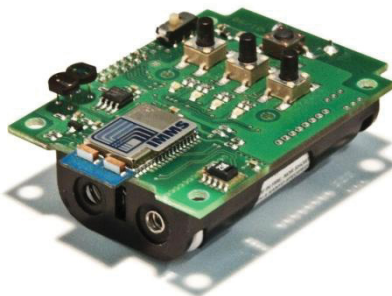


Abb. 7 Sensorknoten mit dem AT86RF230-Funkmodul

##### B. Funk-Transceiver ATmega128RF1

Mit diesem Funkmodul wurde im Vergleich zum AT86RF230-Transceiver eine geringere maximale Reichweite ermittelt. In den weiter entfernten Räumen kam es zu mehr Paketverlusten, als bei ersterem Modul. Auch war der Funk Schatten hinter den Betonwänden wesentlich größer und stärker ausgeprägt. Es konnte nur noch in einem schmalen Bereich hinter den Glastüren ein Signal gemessen werden. Außerdem kam es in geringen Entfernungen, auch bei guter Signalqualität, schon zu Paketverlusten. Die im Vergleich zum AT86RF230 aufgetretenen Paketfehler beim

ATmega128RFA1 lassen sich auf die integrierte Antenne zurückführen. Des Weiteren konnten Überlagerungen von reflektierten Funkwellen nachgewiesen werden. Diese Interferenzen wurden in dem Raum mit der Fensterfront (vgl. E, Abb. 5) deutlich (vgl. Abb. 8). Hier waren die Messwerte sehr wechselhaft, so dass es teilweise in der Nähe der Tür schon zu völligen Auslöschungen des Signals kam, während in weiterer Entfernung wieder eine gute Qualität gemessen werden konnte. Sonst zeigten die Messungen ähnliche Ergebnisse, wie bei dem ersten Modul.



Abb. 8 Controller-Board mit dem ATmega128RFA1

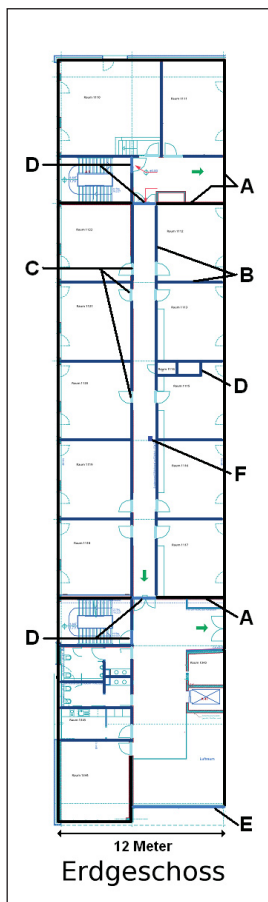


Abb. 9 Grundriss  
 A – Betonwand  
 B – Gipskartonwand  
 C – Holztür  
 D – Glastür  
 E – Fensterfront  
 F – Basisstation  
 G – Medienschacht

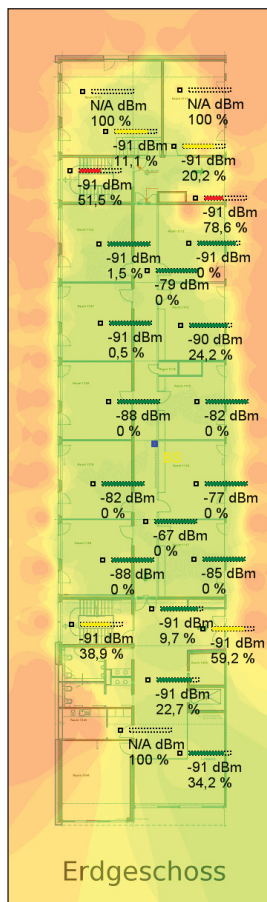


Abb. 10 AT86RF230  
 LQI-Interpolation

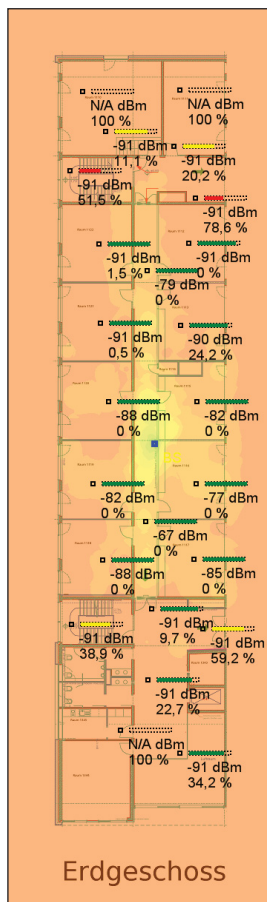


Abb. 11 AT86RF230  
 RSSI-Interpolation

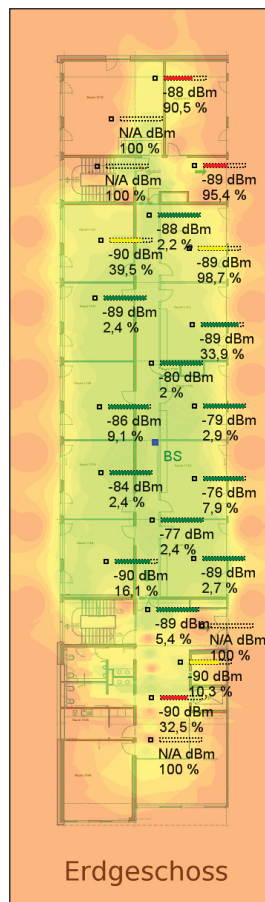


Abb. 12 ATmega128RFA1  
 LQI-Interpolation

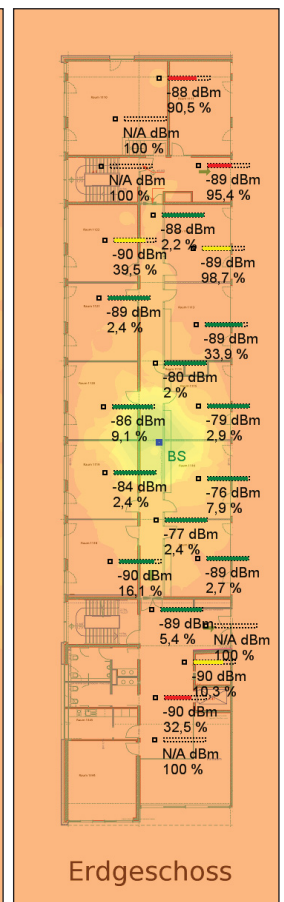


Abb. 13 ATmega128RFA1  
 RSSI-Interpolation

### V. AUSWERTUNG

Die Reichweite ist abhängig von der Sendeleistung, der Empfangsempfindlichkeit, der Freiraumdämpfung, der Sendefrequenz und der verwendeten Antenne. Freiraumdämpfung, Sendeleistung und Frequenz sind bei den beiden verwendeten Modulen gleich. Sie unterscheiden sich also hauptsächlich in der Empfangsempfindlichkeit. Diese ist bei dem ersten Modul mit -101 dBm etwas höher, als bei dem zweiten Modul, das nur bis -100 dBm empfangen kann. Zusätzlich könnte die

Antenne eine Rolle gespielt haben, allerdings sind dazu keine genaueren Werte bekannt.

Zwar ist der Funk-Transceiver ATmega128RFA1 aufgrund seiner niedrigeren Reichweite weniger geeignet für Übertragungen über größere Strecken oder durch stark dämpfende Wände, aber er hat selbst bei höherer Sendeleistung einen deutlich niedrigeren Stromverbrauch als der Funk-Transceiver AT86RF230 (vgl. Tab. 1).

In manchen Anwendungen ist es unabdingbar, dass das Signal ohne Verluste weitergeleitet wird, in anderen wiederum

können fehlende Werte durch Interpolation ergänzt werden [6]. Im ersten Fall würde man eine Platzierung im grünen Bereich der Karte empfehlen. Im zweiten wäre auch ein größerer Abstand, beispielsweise im gelben Bereich möglich.

Bei der Platzierung der Sensorknoten ist zu beachten, dass auch innerhalb kleiner Distanzen große Schwankungen auftreten können. Dies liegt an der wellenförmigen Ausbreitung des Signals. Wenn unerwartet schlechte Werte auftreten, dann ist es empfehlenswert das Modul um wenige Zentimeter zu versetzen. Eine andere Alternative wäre das Verwenden mehrerer Antennen, sogenannte Antennendiversität, welche Interferenzeffekte reduzieren können. Anwendung findet dieses Prinzip im AT86RF231-Transceiver[7], dem Nachfolgemodell des AT86RF230. Auch muss bei der Planung des Netzwerkes darauf geachtet werden, dass mehrere Knoten erreicht werden können. Falls es zum Ausfall oder Störung eines Knotens kommt, muss ein anderer Weg zugänglich sein, um keine Daten zu verlieren. Dies bietet auch den Vorteil, dass ein ausgelastetes Modul mittels Routing umgangen werden kann. Dadurch kann die Robustheit des Netzwerkes gesteigert werden.

## VI. AUSBLICK

Als nächstes muss untersucht werden, wie stark der Energieverbrauch mit der Reichweite im Zusammenhang steht. Dazu müsste man den Ruheenergieverbrauch sowie Sende- und Empfangsenergieverbrauch messen. Dadurch könnte man besser abschätzen, welche Vorteile überwiegen. Seltener Mehrfachsendungen und eine geringere Sendeleistung bei einer engen Platzierung oder Mindestversorgung von weniger Knoten und weniger Sendeprozesse bei weiter entfernt platzierten Modulen.

Eine weitere Aufgabe wäre die Reichweitenmessung außerhalb von Gebäuden. Man müsste hier auch noch zusätzliche

Umwelteinflüsse, wie beispielsweise Vegetation, Temperaturschwankungen und Niederschlag berücksichtigen. Mögliche Anwendungen sind Frühwarnsysteme im Katastrophenschutz [8].

## DANKSAGUNG

Die Autoren möchten Herrn Tobias Rossbach für seine große Unterstützung und Betreuung bei der Einarbeitung in das Themengebiet danken.

## LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Kuorilehto, Mauri et al. (2007): *Ultra-Low Energy Wireless Sensor Networks in Practice*. 1. Auflage, Tampere University of Technology, Finland: John Wiley & Sons Ltd
- [2] K. Veress, Dr. M. Maroti (2011): *LinkBench: benchmark and metric framework for wireless sensor networks*. Proceedings of the 10th ACM/IEEE International Conference on Information Processing in Sensor Networks, Chicago, USA
- [3] LANPlanner, Sophisticated Technology for High-Performing WLAN Network Design, Motorola.  
<http://www.motorolasolutions.com/>, 21.12.2011
- [4] Datenblatt ATmega128RFA1  
[http://www.atmel.com/dyn/resources/prod\\_documents/doc8266.pdf](http://www.atmel.com/dyn/resources/prod_documents/doc8266.pdf), 21.12.2011
- [5] Datenblatt AT86RF230  
[http://www.atmel.com/dyn/resources/prod\\_documents/doc5131.pdf](http://www.atmel.com/dyn/resources/prod_documents/doc5131.pdf), 21.12.2011
- [6] T. Rossbach, M.Götze, E. Chervakova (2008): *Architektur Aspekte beim praktischen Einsatz drahtloser Sensornetze*. Wissenschaftliche Zeitschrift der Hochschule Mittweida, Mittweida
- [7] Application Note: AT86RF231 Antenna Diversity  
[http://www.atmel.com/dyn/resources/prod\\_documents/doc8158.pdf](http://www.atmel.com/dyn/resources/prod_documents/doc8158.pdf), 21.12.2011
- [8] J. Glabsch, C. Hesse et al. (2011): *Kosteneffizientes Geo-Monitoring von Hochwasserschutzanlagen und Bauwerken mit GPS/ GNSS-Sensornetzen*. Universität der Bundeswehr München

# Abschätzung des Potentials von Demand Side Management zur Vermeidung von Netzentgeltsteigerungen auf Verteilnetzebene

Betrachtung eines Szenarios 2050

M.Sc Hans-Christian Fritsch  
TU Ilmenau  
hans-christian.fritsch@tu-ilmenau.de

**Abstract**— The characteristics of energy supply through renewable energies together with the usage of electro mobility and the possibilities of energy storage will lead to considerable higher load of the energy net in the future. This paper hypothesizes a scenario in the year 2050, in which the energy production is based 100 percent on renewable energies and electro mobility will be widely spread. Consequently this will lead to an extensive overcharge of the energy, but at least the actual distribution network is not developed for that overcharge. Despite this background it is the subject of this paper to estimate the rate of increase of network charges with the help of a network model for the year 2050 for different scenarios at first. Secondly these finding will be used to define the potentials of demand side management as an alternative solution to avoid the investments in network expansions.

**Index Items**— Demand Side Management; Elektrofahrzeuge; Netzausbau; 2050; Verteilnetzebene, erneuerbare Energien

## I. EINLEITUNG UND MOTIVATION

Demand Side Management wird für die Integration von erneuerbaren Energiequellen in das bestehende Stromnetz unausweichlich sein. Durch das Demand Side Management sollen die Verbraucher motiviert werden, ihre Nutzung der elektrischen Energie an die zur Verfügung stehende Strommenge anzupassen. Auf dieser Weise soll dem Problem der fluktuierenden Einspeisung erneuerbaren Energiequellen begegnet werden. Allerdings ist mit dem indirekten Demand Side Management, bei dem die Nachfrage nach elektrischer Energie über den Preis gesteuert wird, eine neue Herausforderung verbunden. Es kommt zu einer Bündelung nach Nachfrage zu Zeitpunkten mit hohem Angebot und damit niedrigen Preisen. Die Auswirkungen durch die Bündelung der Nachfrage sind dabei abhängig von den Lastverschiebungspotentialen der Haushalte.

Ausgangspunkt dieser Arbeit ist ein Szenario im Jahr 2050, bei dem die Energieversorgung zu 100% aus erneuerbaren Energiequellen erfolgt. Auf Grund der Volatilität der erneuerbaren Quellen ist zum einen eine angebotsorientierte Nachfrage notwendig. Variable Stromtarife werden die aktuelle Versorgungssituation deutlich abbilden. Zum anderen steigt das Lastverschiebungspotential der Haushalte durch eine sich bis 2050 etablierte Elektromobilität und individuelle Stromspeicher der Haushalte an. Die Kombination dieser beiden Umstände verstärkt die Bündelung der Nachfrage noch zusätzlich, was die Belastung des Stromnetzes erheblich erhöhen und Netzausbau-

investitionen auf den unteren Spannungsebenen erforderlich machen wird. Dies kann wiederum zu steigenden Netzentgelten führen und damit für die Verbraucher zu steigenden Strompreisen. Zusätzlich zu den Kostensteigerungen durch den aktuell viel diskutierten Ausbau der 380 kV Leitungen.

Direktes Demand Side Management kann zum einen dafür genutzt werden, die Nutzung der elektrischen Energie flexibel an die Versorgungssituation anzupassen, und zum anderen, die Potentiale des vorhandenen Netzes effizienter zu nutzen. Davon ausgehend, dass das Demand Side Management den beschriebenen Netzausbau vollständig verhindern kann, sollen nachfolgend die Kosten dieses Netzausbaus bestimmt und daraus die Folgen für das Netzentgelt im Jahr 2050 abgeleitet werden. Die durch das Demand Side Management verhinderte Netzentgeltsteigerung stellt demnach das Potential des Demand Side Management dar.

Für die Berechnungen mussten in einem ersten Schritt einige Annahmen über das Modellnetz im Jahr 2050 getroffen und diskutiert werden, um daran anschließend das Modellnetz selbst zu modellieren. Im Anschluss wird die zukünftige Belastung dieses Netzes im Jahr 2050 prognostiziert und auf dieser Basis die Kosten des Netzausbaus berechnet.

## II. ANNAHMEN FÜR DAS MODELLNETZ 2050

### A. Annahme 1 – 100% Erneuerbare

Die Stromerzeugung in Deutschland soll im Jahr 2050 zu 100% aus erneuerbaren Energiequellen erfolgen, wie es der Forschungsverbund Erneuerbare Energien für umsetzbar hält [1]. Die ausschließliche Versorgung aus erneuerbaren Energiequellen wird postuliert, damit bei der Betrachtung des Netzes die Besonderheiten der erneuerbaren Energiequellen im Fokus stehen können.

### B. Annahme 2 – Elektromobilität

Die Elektromobilität hat sich in Deutschland durchgesetzt. Im täglichen Gebrauch werden ausschließlich Elektrofahrzeuge genutzt.

### C. Annahme 3 – Speichertechnologien

Mit der Verbreitung von Elektrofahrzeugen einhergehend wurde das Problem der Speichertechnologie gelöst. Es steht eine leistungsstarke und kostengünstige Speichertechnologie zur Verfügung. Durch die Verbreitung der Elektrofahrzeuge

konnten die Produktionskosten für die Speicher deutlich gesenkt werden, so dass in den Haushalten und Unternehmen zunehmend lokale Speicher zum Einsatz kommen. Diese stationären Speicher ermöglichen es den Haushalten über einen gewissen Zeitraum unabhängig von der netzgebundenen Stromversorgung zu sein, um Versorgungsengpässe und damit verbundene erhöhte Strompreise zu überbrücken. Die Größe der Speicher wird dabei so dimensioniert, dass die einzelnen Einheiten 48 Stunden autark sein können.

#### D. Annahme 4 – Ladestationen

Die Elektrofahrzeuge können an ihren beiden hauptsächlichen Standorten, dem Wohn- und dem Arbeitsort, geladen werden. Bei einer durchschnittlichen Nutzungsdauer von 78 Minuten pro Tag besteht so die Möglichkeit, die Elektrofahrzeuge einen Großteil des Tages an das Verteilnetz anzuschließen und so ihre Lastverschiebungspotentiale optimal, unter Berücksichtigung der Kosten für diese Ladestationen, zu nutzen [2].

#### E. Annahme 5 – Stabile Umwelt

Die soziale Umwelt der Modellstadt wird als stabil angenommen, d.h. die Veränderungen durch den demografischen Wandel und der anhaltende Trend der Urbanisierung werden nicht berücksichtigt [3] [4]. Das bedeutet, dass die durchschnittliche Haushaltsgröße stabil bleibt und somit auch die Zahl der Arbeitnehmer.

#### F. Annahme 6 – Durchschnittliche Haushalte

Die ans Modellnetz angeschlossenen Haushalte stellen einen repräsentativen Querschnitt der deutschen Haushalte dar. Ihre Größe beträgt 2,05 Mitglieder [5]. Weiterhin soll jeder Haushalt ein Elektrofahrzeug für den Weg zum Arbeitsplatz besitzen und nutzen.

#### G. Annahme 7 – Durchschnittliche GDH-Betriebe

Auch die Gewerbebetriebe bilden den Querschnitt der privaten Unternehmen in Deutschland aus dem Gewerbe-, Dienstleistungs- und Handelssektor (GDH-Sektor) und den öffentlichen Einrichtungen ab.

#### H. Annahme 8 – Keine Pendler

Die erwerbsfähige Bevölkerung der Modellstadt arbeitet vollständig in dem angeschlossenen Gewerbegebiet. Entsprechend dem deutschen Verhältnis haben Erwerbstätige einen Anteil von 49% an der Gesamtbevölkerung [5].

#### I. Annahme 9 – 100% Smart Meter

Die Haushalte sind zu 100% mit Smart Metern ausgerüstet. Sie ermöglichen die bidirektionale Kommunikation zwischen den Haushalten und den kommunalen Versorgungsunternehmen und legen so die Grundlage für das indirekte sowie das direkte Demand Side Management.

#### J. Annahme 10 – Haushalte als Kostenminimierer

Um die steigende Belastung des Netzes zu erklären, wird weiterhin davon ausgegangen, dass die Haushalte als Kostenminimierer agieren. Entsprechend dem Wirtschaftlichkeitsprinzip versuchen sie ihre individuellen Kosten so gering wie möglich zu halten. Ihr Verhalten entspricht dabei der Abbildung 1. Bei geringen Strompreisen würden sie ihre Elektrofahrzeuge und die Heimspeicher laden und stromintensive Haushaltsgeräte aktivieren. Bei hohen Strompreisen entsprechend ihren Verbrauch so gering wie möglich gestalten.

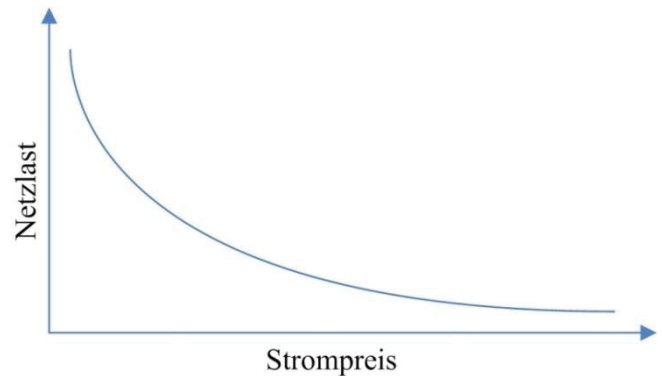


Abbildung 1: Stromnutzungsverhalten der Haushalte

#### K. Annahme 11 – Aktuelle Preisbasis

Die monetäre Bewertung des Netzausbaus soll auf Basis der aktuellen Preise, ohne Berücksichtigung von Inflation oder Preissteigerungen durch Ressourcenverknappung, erfolgen. Dies dient der Vergleichbarkeit der ermittelten Werte.

Die elf Annahmen auf einem Blick:

1. Stromerzeugung zu 100% aus erneuerbaren Quellen
2. Durchgesetzte Elektromobilität
3. Elektrische Speicher (Heimspeicher) in Haushalten und Betrieben
4. Lademöglichkeiten für Elektrofahrzeuge am Wohnort und Arbeitsplatz
5. Stabile Umweltbedingungen
6. Repräsentative Aufstellung der Haushalte
7. Repräsentative Aufstellung der Gewerbebetriebe aus dem GDH-Sektor
8. Gewerbegebiet einziger Arbeitgeber, keine Pendler
9. Smart Meter zu 100% verbreitet
10. Kunden handeln als Kostenminimierer
11. Inflation findet keine Berücksichtigung

### III. MODELLNETZ

Die Kalkulation der Kosten für den durch die Integration von Elektrofahrzeugen und Heimspeichern in das Stromnetz verursachten Netzausbau soll auf Basis eines Modellnetzes durchgeführt werden. Dieses Modellnetz ist in Abbildung 2 dargestellt.



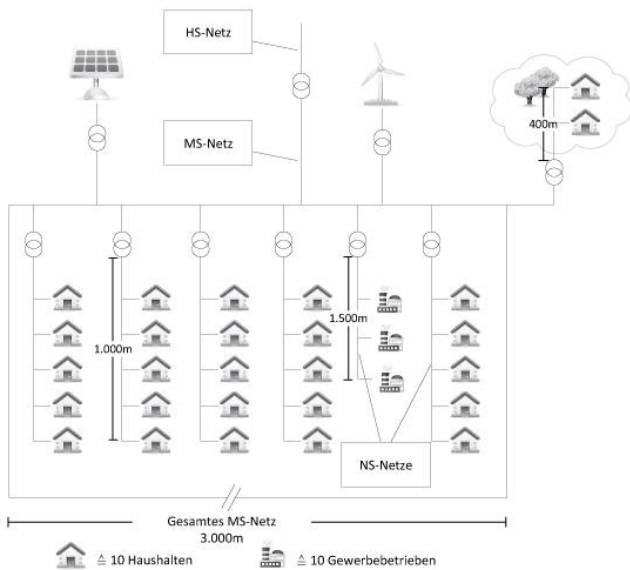


Abbildung 2: Modellnetz

Das Netz besteht aus einem Mittelspannungsring mit 20 kV, an den einzelne Niederspannungsstränge mit 0,4 kV angeschlossen sind. Über diese Niederspannungsstränge sind zum einen Wohngebiete und zum anderen ein Gewerbegebiet angeschlossen. Bei den Wohngebieten handelt es sich jeweils um 50 Wohneinheiten, die einen durchschnittlichen Haushalt repräsentieren. Ausnahme ist das sich außerhalb der Stadtgrenzen befindende Wohngebiet mit 20 Wohneinheiten. Die Wohneinheiten haben bei einer Größe von 2,05 Personen pro Haushalt einen Strombedarf von 3.123 kWh im Jahr [5; 6]. Auf Basis dieses Bedarfs und dem H0-Profil errechnet sich eine maximale Wirkleistung von 0,8388 kW pro Haushalt. Dabei berücksichtigt dieser verhältnismäßig geringe Wert bereits den haushaltsspezifischen Gleichzeitigkeitsfaktor [7]. Der maximale Strombedarf liegt bei 11,3 kWh am Tag, so dass der entsprechende Heimspeicher eine Größe von rund 23 kWh benötigt [7]. So kann man ihn ebenso wie die Elektrofahrzeuge mit 3,7 kW laden.

An den Mittelspannungsring ist dabei ebenfalls ein Gewerbegebiet mit 30 Betrieben des GDH-Sektors angeschlossen. Die 270 erwerbstätigen Personen der Wohngebiete verteilen sich mit je neun Arbeitsplätzen zu gleichen Teilen auf die einzelnen Betriebe. Für den Strombedarf wird eine Größe von 28,93 MWh pro Jahr und Betrieb und daraus resultierend 91,9 kWh als Tageshöchstwert angenommen [8]. Somit beläuft sich die notwendige Größe des Speichers auf rund 184 kWh. Dieser Speicher kann nicht mehr über 3,7 kW geladen werden und wird deshalb mit 22 kW Leistung angeschlossen.

Das lokale Mittelspannungsnetz ist zum einen an das Hochspannungsnetz und zum anderen an einen lokalen Windpark und eine Photovoltaikanlage angeschlossen. Diese beiden erneuerbaren Energieerzeuger sind in der Lage, den Bedarf des Modellnetzes bei optimalen Umweltbedingungen vollständig zu decken.

Entsprechend der üblichen Praxis in Deutschland sind das Mittelspannungsnetz, sowie die Niederspannungsstränge über Erdkabel realisiert.

#### IV. BERECHNUNG DER NETZENTGELTSTEIGERUNG

##### A. Erhöhung der Wirkleistung

In den folgenden Berechnungen wird der Gleichzeitigkeitsfaktor, insbesondere bei der Bestimmung der neuen maximalen Netzbelastung, auf eins gesetzt. Die kostenminimierenden Kunden können über mobile Endgeräte, die mit den Smart Metern kommunizieren, jederzeit den aktuellen Preis für elektrische Energie abrufen und verschieben so ihre Stromnutzung in die Phase mit niedrigen Preisen. Dies hat die bereits beschriebene Bündelung der Nachfrage zur Folge. Das Netz muss demnach in der Lage sein, die Summe aus normalem Stromkonsum der Haushalte, dem Ladestrom für die Elektrofahrzeuge und dem Ladestrom für die Heimspeicher zu bewältigen, da Szenarien denkbar sind, in denen diese drei Komponenten gleichzeitig das Netz belasten.

Durch den Ladevorgang der Elektrofahrzeuge, die wie die Heimspeicher mit 3,7 kW geladen werden, steigt die maximale Wirkleistung von 0,84 kW auf 4,54 kW. Addiert man hierzu den Ladestrom für Heimspeicher, dann steigt der Wert auf 8,24 kW. Das entspricht beinahe einer Verzehnfachung der Wirkleistung pro Haushalt. Jeder Niederspannungsstrang mit seinen 50 Wohneinheiten muss somit in der Lage sein, nicht mehr nur ca. 42 kW, sondern 412 kW maximale Belastung bewerkstelligen zu können. Bei dem Niederspannungsstrang außerhalb der Stadtgrenzen erhöht sich die Belastung von 16,8 kW auf 165 kW.

Das Netz des Gewerbegebiets war bisher ohne die Mehrbelastung auf eine maximale Belastung von 6,9 kW pro Betrieb und damit insgesamt rund 207 kW ausgelegt. Dieser Wert beruht auf dem G0-Profil und dem angenommenen Strombedarf von knapp 29 MWh pro Jahr [8]. Durch die theoretische Möglichkeit, dass die neun Elektrofahrzeuge der Arbeitnehmer gleichzeitig geladen werden, steigt diese Belastung auf 40 kW pro Gewerbeansiedlung und auf 1.200 kW für das gesamte Gewerbegebiet. Durch die Heimspeicher, die mit 22 kW geladen werden, kann sich diese Belastung auf bis zu 1.860 kW erhöhen.

Die Belastungssteigerung des Mittelspannungsnetzes ergibt sich aus der Summe der Lasten der einzelnen Niederspannungsstränge. Tabelle 1 fasst die einzelnen Belastungen und die Gesamtbelastung zusammen.

Soll aus den bestimmten Wirkleistungen auf die notwendigen Netzausbauinvestitionen geschlossen werden, dann muss bei der gewählten Leistungsfähigkeit der Geräte und Anlagen die Sicherheitsreserve mit berücksichtigt werden. Diese Sicherheitsreserve liegt in Deutschland im Mittel- und Niederspannungsbereich bei 60% maximaler Auslastung für Kabel und 100% bei Transformatoren [9]. Bei der folgenden Berechnung werden allerdings 60% bei Leitungen und 80% bei Transformatoren als praxisnahe Annahmen festgelegt.

TABELLE 1  
ÜBERSICHT ÜBER WIRKLEISTUNGEN

	Maximallast aktuell	Im Jahr 2050
<b>Wohngebiete</b>		
- Innerhalb	42 kW	412 kW
- Außerhalb	16,8 kW	165 kW
<b>Summe Wohngebiete (fünf innerhalb und eins außerhalb)</b>	227 kW	2.225 kW
<b>Gewerbegebiet</b>	207 kW	1.860 kW
<b>Last Mittelspannungsnetz</b> (Summe Wohngebiete und Ge- werbegebiet)	434 kW	4.085 kW

### B. Erhöhung des Strombedarfs

Neben der maximalen Belastung erhöht sich ebenfalls der Strombedarf pro Betrieb oder Haushalt. Die Strommenge setzt sich dabei aus dem Verbrauch der Haushalte sowie dem Verlust beim Laden der Heimspeicher und Elektrofahrzeuge zusammen. Das Laden der Heimspeicher stellt dabei nur eine Verschiebung der Nachfrage dar, so dass nur der Wirkungsgrad der Heimspeicher erhöhend wirkt. Dieser Wirkungsgrad wird, ähnlich wie bei den Lithium-Ionen-Akkus, bei 95% angenommen [10].

Bei den privaten Haushalten beträgt der Strombedarf weiterhin 3.123 kWh im Jahr. Hierzu kommen weitere 52 kWh, wenn ein Drittel des Bedarfs über den Zwischenschritt der Heimspeicher bedient wird. Der Ladevorgang der Elektrofahrzeuge soll mit 3 kWh angenommen werden. Dies stellt die Hälfte der durchschnittlich benötigten Tagesmenge dar (30km Tagesleistung bei 20kWh /100km [11]). Geladen werden die Fahrzeuge in 50 Wochen im Jahr an 6 Tagen in der Woche. Dafür werden insgesamt 900 kWh benötigt. Diese drei Werte aufsummiert ergeben einen neuen Strombedarf von 4.075 kWh/a und Haushalt.

Bei den Gewerbebetrieben soll der neue Strombedarf auf ähnlichem Weg bestimmt werden. Der Stromverbrauch liegt bei 28,3 MWh [8]. Unter den gleichen Voraussetzungen wie bei den Haushalten ergibt sich durch den Wirkungsgrad der Heimspeicher eine Steigerung um 470 kWh. Bei 5 Arbeitstagen pro Woche und 30 Urlaubstagen ergeben sich 230 Ladevorgänge pro Arbeitnehmer und Jahr, die dem Strombedarf pro Gewerbebetrieb zugerechnet werden müssen. Dies führt zu 6.210 kWh für das Laden der Elektrofahrzeuge und insgesamt zu einem Strombedarf pro Gewerbebetrieb von 35 MWh/a.

### C. Höhe der notwendigen Investitionskosten

Die Investitionskosten für den Netzausbau aus der Steigerung der Netzbelastung dienen als Grundlage für die Berechnung der gestiegenen Netzentgelte. Da die Steigerung des Netzentgeltes bestimmt werden soll, sind nur die Mehrkosten relevant. So müssen von den Investitionskosten für die leistungsfähigere Netzinfrastruktur die Kosten für den Ersatz der vorhandenen Infrastruktur abgezogen werden. Dies ermöglicht es allerdings gleichzeitig, Kosten für das Verlegen der Kabel und den Anschluss von bspw. Transformatoren außeracht zu lassen. Durch

das in der Zukunft liegende Szenario kann weiterhin angenommen werden, dass der Ausbau des Netzes mit den betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern der Investitionsgüter einhergeht, so dass beispielsweise Sonderabschreibungen keinen Einfluss auf das Netzentgelt haben werden. Es müssen dementsprechend zum einen für die leistungsfähigeren Transformatoren und zu anderem für die Leitungen in Form von Erdkabeln die Kosten bestimmt werden.

Aus Basis den vorliegenden Preisinformationen für einen 800 kVA / 20kV – 0,4 kV Transformator, die zwischen 8.000 €, 24.000 € und 50.000 € für die vorständig Smart Grid-fähige Variante lagen, wurden drei unterschiedliche Preise für die Berechnung festgelegt. Diese liegen bei 10 €/kVA, 30 €/kVA und 60 €/kVA.

Die Bestimmung der Kosten für die Erdkabel erfolgte auf Basis des benötigten Kabelquerschnittes, der sich aus der neuen, gestiegenen Wirkleistung ergab [12]. Der benötigte Kabelquerschnitt stellte die Grundlage dar, um mit den vorhandenen Preisinformationen und mittels einer quadratischen Regression die entsprechenden Kosten zu bestimmen [8]. Die Umsetzung als Vierleitersystem in Niederspannungsbereich wurde bei der Wahl des Kabels berücksichtigt. Das Dreileitersystem des Mittelspannungsnetzes wurde bei der Bestimmung der finalen Ausbaukosten berücksichtigt.

### D. Berechnung der Netzentgeltveränderung

Der Berechnung der Netzentgeltveränderung lagen die Richtlinien der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNEV) zu Grunde. Allerdings wurden für eine detaillierte Aussagefähigkeit die Netzentgelte für jeden Niederspannungsstrang einzeln berechnet. Dies hatte drei unterschiedliche Netzentgelte zur Folge; für das Wohngebiet innerhalb der Stadtgrenzen, das Wohngebiet außerhalb und das Gewerbegebiet.

Für die Berechnung wurden die kalkulatorischen Abschreibungen für die Transformatoren und Erdkabel in Bezug auf die jeweiligen Nutzungsdauern berechnet. Das Eigenkapital und die Netzverluste wurden dabei als fix angesehen. Die Abschreibungen stellen somit die Netzkosten dar, die auf die entsprechenden Kostenstellen verteilt wurden. Die Umwälzung dieser Kosten erfolgt über den Anteil der entsprechenden Ebene bzw. des entsprechenden Stranges an der gesamten Höchstleistung. Hier wurde, ähnlich zu den Investitionskosten, nur das Delta der Maximallast für die Rechnung verwendet. Da keine weiteren Nutzer an das Mittelspannungsnetz angeschlossen sind, müssen so die Netzkosten vollständig auf die Niederspannungsstränge verteilt werden und daraus ergeben sich die Jahreskosten. Diese Jahreskosten dividiert durch die Jahreshöchstlast ergeben wiederum die spezifischen Jahreskosten pro Ebene bzw. Strang. Bis zu diesem Punkt erfolgte die Berechnung auf Basis der Richtlinien der StromNEV. Da bei der Bestimmung der Jahreshöchstlast und des Strombedarfs die Gleichzeitigkeitsfaktoren bereits berücksichtigt wurden, wird für die folgende Bestimmung des Netzentgeltes von den bisherigen Richtlinien abgewichen. Für die Mehrkosten pro Gewerbebetrieb oder Haushalt wurden die spezifischen Jahreskosten mit der Veränderung der Maximallast multipliziert. Dieses Ergebnis wiederum, bezogen auf die Steigerung des Strombe-

darfs, ergibt die Steigerung des Netzentgeltes pro Betrieb oder Haushalt.<sup>2</sup>

Bei der Bestimmung der Netzentgeltsteigerung werden insgesamt vier Szenarien für die Investitionskosten bei den Transformatoren unterschieden.

1. Geringe Kosten: Kosten für Transformatoren bei 10 €/kVA (Trafo-Szenario 1)
2. Mittlere Kosten: Kosten für Transformatoren bei 30 €/kVA (Trafo-Szenario 2)
3. Smart Grid 1: Smart Grid-fähige Transformatoren Kosten 60 €/kVA und übliche Transformatoren ohne Smart Grid-Eigenschaften 10 €/kVA (Trafo-Szenario 3)
4. Smart Grid 2: Smart Grid-fähige Transformatoren Kosten 60 €/kVA und übliche Transformatoren ohne Smart Grid-Eigenschaften 30 €/kVA (Trafo-Szenario 4)

Bei den Szenarien 3 und 4 werden die Kosten für die leistungsfähigeren Transformatoren den Mehrkosten für die Smart Grid-fähigen Transformatoren gegenübergestellt.

Eine derartige Unterscheidung ist bei den Erdkabeln nicht notwendig, da hier nur eine Preisvariante in Abhängigkeit von dem benötigten Kabelquerschnitt und damit der Leistungsfähigkeit vorliegt. Als Variation bei den Leitungen wird die Länge des Niederspannungskabels des außerhalb liegenden Wohngebietes auf 1.200m verdreifacht, um die Struktur eines weiter verzweigten Wohngebietes abzubilden.

Aus diesen Szenarien ergeben sich die in Tabelle 2 dargestellten Investitionskosten.

TABELLE 2  
INVESTITIONSKOSTEN NACH SZENARIEN

	Trafo-Szenario			
	1	2	3	4
<b>Niederspannung</b>				
<b>Gewerbegebiet</b>				
Δ Transformator	20.000 €	137.000 €	18.000 €	120.000€
Δ Kabel	9 Mio €	9 Mio €	9 Mio €	9 Mio €
<b>Wohngebiet innerhalb</b>				
Δ Transformator	4.700 €	14.500 €	2.000 €	14.500 €
Δ Kabel	320.000 €	320.000 €	320.000 €	320.000 €
<b>Wohngebiet außerhalb</b>				
Δ Transformator	1.800 €	5.500 €	800 €	5.000 €
Δ Kabel	23.000 €	23.000 €	23.000 €	23.000 €
Δ Kabel lang	69.000 €	69.000 €	69.000 €	69.000 €
<b>Mittelspannung</b>				
Δ Transformator	45.000 €	136.000 €	18.500 €	120.000 €
Δ Kabel	11.500 €	11.500 €	11.500 €	11.500 €

<sup>2</sup> Diese komplexe Berechnung der Steigerung des Netzentgeltes ist in [8] detaillierter erläutert.

Aus diesen Investitionskosten resultieren die in Tabelle 3 dargestellten Netzentgeltsteigerungen. Sie wurden entsprechend des beschriebenen Vorgehens berechnet.

TABELLE 3  
NETZENTGELTSTEIGERUNGEN

	Trafo-Szenario			
	1	2	3	4
<b>Gewerbegebiet</b>	100,25 ct/kWh	102,29 ct/kWh	100,05 ct/kWh	101,98 ct/kWh
<b>Wohngebiet innerhalb</b>	15,51 ct/kWh	16,58 ct/kWh	15,21 ct/kWh	16,49 ct/kWh
<b>Wohngebiet außerhalb</b>	3,25 ct/kWh	4,29 ct/kWh	2,96 ct/kWh	4,13 ct/kWh
<b>Wohngebiet außerhalb (langes Kabel)</b>	8,62 ct/kWh	9,66 ct/kWh	8,33 ct/kWh	9,49 ct/kWh

E. Bewertung der Ergebnisse

Der aktuelle Strompreis liegt bei rund 25 ct/kWh mit einem Anteil von 5 ct/kWh für das Netzentgelt. So hätte der Netzausbau für die Gewerbebetriebe einer Steigerung des Strompreises von 500% zur Folge und für die Wohngebiete einer Steigerung von 60%. Dem gegenüber stehen Mehrkosten durch die Erweiterung des aktuellen Netzes zu einem Smart Grid, ausgehend von Kosten von 60 €/kVA bei den Smart Grid-fähigen Transformatoren und Kosten von 10 €/kVA bei den einfachen Transformatoren von ca. 0,3 ct/kWh. Tabelle 4 stellt diese Steigerungen detailliert dar.

TABELLE 4  
NETZENTGELTSTEIGERUNG DURCH SMART GRID

	Mehrkosten durch Smart Grid-fähigen Transf.r	Δ Netzentgelt
<b>Mittelspannungsnetz</b>	27.100 €	
<b>Gewerbegebiet</b>	13.000 €	0,34 ct/kWh
<b>Wohngebiet innerhalb</b>	2.600 €	0,30 ct/kWh
<b>Wohngebiet außerhalb</b>	1.000 €	0,30 ct/kWh

Besonders hoch sind die Preissteigerungen bei den Gewerbebetrieben. Ein maximaler Strompreis von 1,25 €/kWh schränkt die Wettbewerbsfähigkeit der Betriebe sicherlich nahezu vollständig ein. Es erscheint allerdings verhältnismäßig unwahrscheinlich, dass es in einem solchen Fall zu derartigen Preissteigerungen kommen würde. Zum einen würde die Betriebe unter diesen Vorzeichen (vorausgesetzt sie sind ihnen bekannt) keine Möglichkeit für die Belegschaft schaffen, ihre Elektrofahrzeuge zu laden, und zum anderen würde die Belegschaft das Laden der Elektrofahrzeuge bei derartig hohen Netzentgelten möglichst nicht am Arbeitsplatz vornehmen. Weiterhin erscheint es wahrscheinlich, dass bei derartigen Laststeigerungen die Gewerbebetriebe nicht mehr über einen Niederspannungsstrang an der Stromnetz angeschlossen werden würden, sondern individuelle Mittelspannungsanschlüsse mit entsprechenden Transformatoren bekommen würden. Für alle Betriebe würde sich selbst bei den teuersten Transformatoren mit 60€/kVA insgesamt Zusatzkosten von 110.000 € ergeben im

Vergleich zu den 9 Mio. € für ein entsprechend leistungsfähiges Niederspannungskabel.

#### V. FAZIT

Die Versorgung zu 100% aus erneuerbaren Energien im Jahr 2050 und die Elektromobilität werden ohne Innovationen im Bereich des Netzmanagements erhebliche Kostensteigerungen für die privaten und gewerblichen Endabnehmer zur Folge haben. Durch die durchgeführten Berechnungen wurde gezeigt, dass diese Kostensteigerungen besonders für Gewerbebetriebe so hoch ausfallen können, dass eine wettbewerbsfähige Produktion für sie kaum mehr möglich sein würde. Wie die Ergebnisse verdeutlichen, hätte ein Netzausbau aber auch für die privaten Endkunden negative Folgen in Form von deutlich steigenden Netzentgelten. Das Potential von Demand Side Management zur Vermeidung von Netzentgeltsteigerungen auf Verteilnetzebene ist hier deutlich zu erkennen und mit monetären Werten für die Netzentgeltsteigerung belegt.

#### LITERATURVERZEICHNIS

- [1] ForschungVerbunds Erneuerbare Energien. Energiekonzept 2050 - Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf der Basis von Energieeffizienz und 100% erneuerbaren Energie. *FVEE*. [Online] Juni 2010. [Zitat vom: 28. Mai 2011.] [http://www.fvee.de/fileadmin/politik/10.06.vision\\_fuer\\_nachhaltiges\\_energiekonzept.pdf](http://www.fvee.de/fileadmin/politik/10.06.vision_fuer_nachhaltiges_energiekonzept.pdf).
- [2] Lunz, Benedikt. Technologie und Auslegung von Batteriesystemen für die Elektromobilität. *Bundesverband Solare Mobilität e.V.* [Online] 18. Februar 2010. [Zitat vom: 27. Juni 2011.] [http://www.bsm-ev.de/fileadmin/bsm/data/Oeffentlicher\\_Bereich/Seiten\\_ohne\\_Navi/Bsm/Solarmobility/Konferenz/2010-Berlin/Lunz-Batteriesysteme-f%C3%BCr-Elektromobilit%C3%A4t.pdf](http://www.bsm-ev.de/fileadmin/bsm/data/Oeffentlicher_Bereich/Seiten_ohne_Navi/Bsm/Solarmobility/Konferenz/2010-Berlin/Lunz-Batteriesysteme-f%C3%BCr-Elektromobilit%C3%A4t.pdf).
- [3] Statistische Ämter des Bundes und der Länder. Demografischer Wandel in Deutschland - Bevölkerungs- und Haushaltsentwicklung in Bund und in den Ländern. *Destatis*. [Online] 23. April 2011. [Zitat vom: 21. Juni 2011.] <http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Publikationen/Fachveroeffentlichungen/Bevoelkerung/VorausberechnungBevoelkerung/BevoelkerungsHaushaltsentwicklung5871101119004,property=file.pdf>.
- [4] Deutsche Akademie für Städtebau und Landesplanung. Positionen der DASL zu neuen Herausforderungen für die europäische Stadt - Zukunftsperspektiven der Stadtentwicklung und Aufgaben des Städtebaus in Deutschland. *DASL*. [Online] 10. Juni 2011. [Zitat vom: 21. Juni 2011.] [http://www.dasl.de/tl\\_files/interne%20Verwendung/Ausschuss%20Staetdebau/Staedtebau%20Papier.pdf](http://www.dasl.de/tl_files/interne%20Verwendung/Ausschuss%20Staetdebau/Staedtebau%20Papier.pdf).
- [5] Statistisches Bundesamt. Statistisches Jahrbuch 2010 für die Bundesrepublik Deutschland mit "Internationalen Übersichten". *Destatis*. [Online] 25. November 2010. [Zitat vom: 28. Juli 2011.] <http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/SharedContent/Oeffentlich/B3/Publikation/Jahrbuch/StatistischesJahrbuch,property=file.pdf>.
- [6] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Energiedaten. *BDEW*. [Online] September 2010. [Zitat vom: 22. 06 2011.] [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_Energiedaten](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten).
- [7] E.ON Mitte AG. Standardlastprofile 2010. *E.ON Mitte*. [Online] 2011. [Zitat vom: 22. Juni 2011.] <http://www.eon-mitte.com/index.php?parent=8846>.
- [8] Fritsch, Hans-Christian. Abschätzung des Potentials variabler Netzentgelte in Verteilungsnetzen unter Ausnutzung des Potentials gesteuerter Lasten zur Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen (unveröffentlichte Masterarbeit). Ilmenau : s.n., 2011.
- [9] Nagel, Hermann. *Systematische Netzplanung*. Berlin : VDE Verlag GmbH, 2008.
- [10] Schlegel, Steffen. *Lastmanagement zur Integration von Elektroautos in Verteilungsnetzen*. Ilmenau : s.n., 2009.
- [11] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. - Energietechnische Gesellschaft. *Elektrofahrzeuge - Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf*. Frankfurt am Main : s.n., 2010.
- [12] Klaus Faber AG. Berechnung von Kabelquerschnitten. *faber kabel*. [Online] 16. Mai 2002. [Zitat vom: 31. August 2011.] [http://www.faberkabel.de/upload/files/de/DBL\\_0\\_10\\_STROMBELASTBARKEIT.pdf](http://www.faberkabel.de/upload/files/de/DBL_0_10_STROMBELASTBARKEIT.pdf).

# Analysis of Influence Factors on Rejected Active Power from Active Distribution Networks

A. Gabash, *Student Member, IEEE*, D. Xie, and P. Li

Department of Simulation and Optimal Processes  
Institute of Automation and Systems Engineering, Ilmenau University of Technology  
98684 Ilmenau, Germany

Phone/Fax number: +0049 3677 69-2813/1434, e-mail: aouss.gabash@tu-ilmenau.de, danyang.xie@stud.tu-ilmenau.de, pu.li@tu-ilmenau.de

**Abstract**— Due to environmental and economical concerns, wind-based generation injected into transmission networks (TNs) is increasing. However, a part of this generation would be curtailed due to many factors such as system constraints, variations of energy penetration and power demand. Recently, studies on wind energy curtailment patterns in congested TNs have been made, in which distribution networks (DNs) connected to TNs are considered to be *passive* DNs (PDNs). However, because of the increasingly high penetration of distributed generation units embedded in the DNs, *active* DNs (ADNs) should be considered. In this paper, some important influencing factors which could impact the reverse active power from ADNs and the wind energy curtailment in TNs are studied. Moreover, a novel model which considers ADNs in the optimal power flow (OPF) problem in TNs is proposed. Results of a real IEEE 41-bus ADN, a 4-bus PDN and a simple 2-bus TN are presented. It has been demonstrated that a large amount of active power could be rejected from ADNs. Moreover, a large amount of wind energy in TNs could be lost when ADNs are not considered.

**Index Terms**— Active DN, energy losses, optimal power flow, power transmission, wind-battery parks

## I. INTRODUCTION

**D**UE to environmental and economical concerns, wind-based renewable energy penetration is increasing. However, this increase would be faced by wind energy curtailment due to system constraints such as network thermal congestion and voltage stability as well as variations of energy penetration. In [1] many factors influencing wind energy curtailment were studied. The same authors presented a method for maximizing the firm wind energy penetration to any given power transmission network (TN) in [2]. Recently, they made a study and design of the optimal nonfirm wind capacity allocation problem for a given TN [3]. It was shown that greater wind energy curtailment generally occurs at sites with a higher wind capacity factor. It was mentioned in [1], but not considered, that the overall wind energy curtailment in a TN could be affected by issues such as ramp-rate unit commitment limits and voltage stability.

In a few recent studies, energy storage systems (ESSs) were considered with renewable energy penetration in DNs. In [4], optimal allocation of an ESS in a DN with a high penetration of wind energy was investigated. It was shown that the active power can be imported or exported from/to the connecting TN. In this situation, the exchange between the TN and DN, in

the sense of the active power, has to be considered. But until now these studies considered operations of TNs and DNs separately. DNs which import energy from the connecting TN are called passive DNs (PDNs), while those which have bidirectional power flows are called active DNs (ADNs) [5]. It is more likely that DNs would become ADNs because of the increasingly high penetration of renewable energy. However, in the previous studies on TNs with renewable energy penetration, DNs have always been considered as PDNs. This has the consequence of an overestimated design of the connecting TN.

In this paper, we consider optimal operations of TNs consisting of wind parks, ADNs and PDNs. The objective of this work is to study those crucial factors that cause the loss of energy in a TN, so that the total operation costs of the TN will be minimized, while at the same time the total yield from the wind power will be maximized. The impact of ADNs on the wind energy curtailment in TNs is analyzed.

The remainder of the paper is organized as follows. In section II the operating conditions of TNs with PDNs and ADNs are described. Section III presents a mathematical optimization model for the system under study. Results of a case study, discussions and conclusions are drawn and given in sections IV and V, respectively.

## II. OPERATING CONDITIONS OF TNs WITH PDNs AND ADNs

The aim of this work is to examine the impact of ADNs on the OPF in a TN. To describe the basic idea, we first consider a power system as shown in Fig. 1(a).

### A. Demand from PDNs and ADNs

DNs without renewable energy units are passive and they become active when renewable energy units are added to the DNs leading to bidirectional power flow in the networks [5]. As seen in Fig. 1(a), the connection of the TN to the PDNs is only in one direction and to the ADNs is bidirectional. It means, for the TN, the demand from a PDN is always positive, but the demand from an ADN can be positive or negative, as shown in Fig. 1(b). This effect was demonstrated in [4], where a DN with embedded wind generation and ESSs was studied. To study the impact of a bidirectional power flow on the operation of a TN, we need to model the demand from a PDN/ADN in a realistic way. Therefore, we consider a possible internal optimal operation of an ADN as given in [4]. That

means both active  $P_{PDN}(i,h)/P_{ADN}(i,h)$  and reactive  $Q_{PDN}(i,h)/Q_{ADN}(i,h)$  demand from a PND/ADN are functions ( $g_1$  to  $g_4$ ) of an internal optimal operation, as given in (1). This is explained later. The demand of the PDNs is assumed to follow the IEEE-RTS season's days, as given in [4] and [6].

$$\begin{cases} P_{PDN}(i,h) = g_1(\cdot), Q_{PDN}(i,h) = g_2(\cdot) \\ P_{ADN}(i,h) = g_3(\cdot), Q_{ADN}(i,h) = g_4(\cdot) \end{cases} \quad (1)$$

### B. Wind Scenarios

A wind park produces the hourly wind power generation based on the wind speed and the power curve parameters of wind turbines [7]. In this study, hourly wind speed data for a year from a city in Germany are used as wind scenarios to describe the wind power penetration to the TN and ADN under consideration. Moreover, due to system constraints, a wind power curtailment factor  $\beta_{curt.w}$  is used as a control variable, where  $\beta_{curt.w}=1$  when no curtailment,  $\beta_{curt.w}<1$  otherwise. Similarly, an active power rejection factor  $\beta_{reject.ADN}$  is used as a control variable of the ADNs penetration when the reverse active power from an ADN violates system constraints (In fact, this is needed for process analysis). It should be mentioned that a reverse power from an ADN occurs when the internal wind generation in the ADN exceeds the total demand. We will analyze the energy to be curtailed from wind power resulting from different influencing factors.

### C. Internal Optimal Operation of PDNs and ADNs

Here we describe a possible internal optimal operation of a real PND/ADN. Since a PND is a special case of an ADN, therefore, an ADN which has been studied in [4] is considered in this work. A short description of the internal optimal operation of this ADN is given next. In this ADN, a high wind penetration, an ESS, and an electricity price model have been considered. The ESS is a battery storage system (BSS), and due to the fact that battery life has a fixed number of charge/discharge cycles [8], and market clearing prices (MCPs) are typically high during day hours  $T_2$  and low during night hours  $T_1$  and  $T_3$ , only one cycle charge/discharge per day is considered, see Fig. 1(b). It means that the BSS can only be either charged during the night hours or discharged during day hours for active power at a time point. However, its operation follows hourly energy balance, where a fixed value for both charge and discharge efficiency is given. Considering a time horizon, it is commonly recognized that the energy level in the storage unit at the final time point should be equal to that at the initial time point. Moreover, operational bounds should be set on the energy level due to its storage capacity.

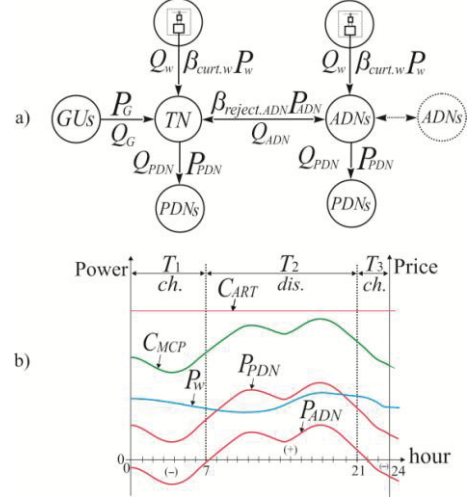


Fig. 1. a) General system structure under consideration, b) daily wind power and demand as well as electricity price profiles.

### D. Electricity Prices

Locational marginal price (LMP) [9] is usually used in economical operations of TNs. It is composed of three components: energy, loss and congestion. In this work, only the energy component or MCP, as shown in Fig. 1(b), is considered in order to evaluate the energy losses in the TN. The  $C_{MCP}$  curve is obtained from the European Energy Exchange [10].

Wind energy fed to a TN is commonly remunerated by tariffs defined from governmental regulations. In this work, the German tariff for electricity [11] is considered to remunerate (on-shore) wind energy. An average remuneration tariff ( $C_{ART}$ , see Fig. 1(b)) [11] with a fixed price is used. Obviously, this price will have an important impact on the wind energy amount delivered to the TN or curtailed due to system constraints.

## III. PROBLEM FORMULATION

In this section, an optimization problem, which is a multi period OPF, is formulated. The aim is to evaluate the possible amount of rejected power from ADNs and curtailed wind energy in the TN. The power system to be optimized can be described by Fig. 2. The control (decision) variables are the active power input from conventional generation units (GUs), the voltage amplitude settings of voltage control buses (generators except the slack bus), the control variables of the wind parks (curtailment factor) and the control variables of ADNs (rejection factor). The system operating conditions described in section II, such as wind power and the PDNs/ADNs demand profiles as well as electricity prices, are given inputs of the system. Different objective values can be achieved as outputs from results of the multi period OPF.

For the optimization, a one-day strategy with a daily horizon ( $T_{final} = 24h$ ) is considered. This process is repeated for one year (365 days) based on the input scenarios produced from the internal optimal operation of PDNs/ADNs, wind power profile and energy prices, as given in Fig 2.

### A. Objective Function

The objective function to be minimized is defined as

$$\min_{P_g, V_{g.sch}, \beta_{curt.w}, \beta_{reject.ADN}} F_1 + F_2 - F_3 - F_4 \quad (2)$$

where  $F_1$  is the generation cost,  $F_2$  is the cost of losses,  $F_3$  is the total yield from wind energy in the TN and  $F_4$  is the total yield from ADNs in the TN (reverse power from internal wind parks in ADNs). In addition,  $P_g$  is the active power dispatch at generators busses,  $V_{g.sch}$  is the voltage at generator busses,  $\beta_{curt.w}$  is the curtailment factor of wind power at wind parks in the TN and  $\beta_{reject.ADN}$  is the rejection factor of ADNs in the TN.

It should be noted here that the formulation of the OPF in this work, especially the formulation of the objective function, is done to simulate the conventional OPF problem where the total cost of the system could be minimized. For this reason the last two terms are added to minimize the active power energy to be curtailed/rejected either from wind parks in the TN or ADNs connected directly to the TN. This is because the reverse power flow from ADNs actually comes from wind parks embedded in ADNs. The wind energy from wind parks in the TN and the reverse energy from ADNs are evaluated in this paper with the same price  $C_{ART}$ .

### B. Equality Constraints

The equality constraints in the TN considering PDNs/ ADNs are as follows:

$$\begin{cases} \text{Active power balance at each bus} \\ \text{Reactive power balance at each bus} \\ \text{Scheduled voltage at each generator bus} \\ \text{Scheduled rejection factor at each ADN bus} \end{cases} \quad (3)$$

The last set of equality constraints is added to the model to mitigate the bidirectional power flow from ADNs. That means, in the time durations when ADNs are consuming power from the connecting TN (see Fig. 1 the positive part of  $P_{ADN}$ ), the scheduled rejection factor is  $\beta_{reject.ADN} = 1$ . In this way, the demand of ADNs, in situations of low internal wind generation in ADNs, can be satisfied. In contrast, in the time durations when ADNs are producing power injected to the connecting TN (see Fig. 1 the negative part of  $P_{ADN}$ ), the rejection factor  $\beta_{reject.ADN}$  is optimized.

### C. Inequality Constraints

The inequality constraints in the TN consist of satisfaction of system bounds, as given in (4). Bounds of the curtailment/rejection factors are as discussed above.

$$\begin{cases} \text{Voltage bounds of PQ-busses} \\ \text{Active and reactive power bounds at generator busses} \\ \text{Ramp-rate bounds of generator busses} \\ \text{Line capacity bounds} \\ \text{Bounds of the curtailment/rejection factors} \end{cases} \quad (4)$$

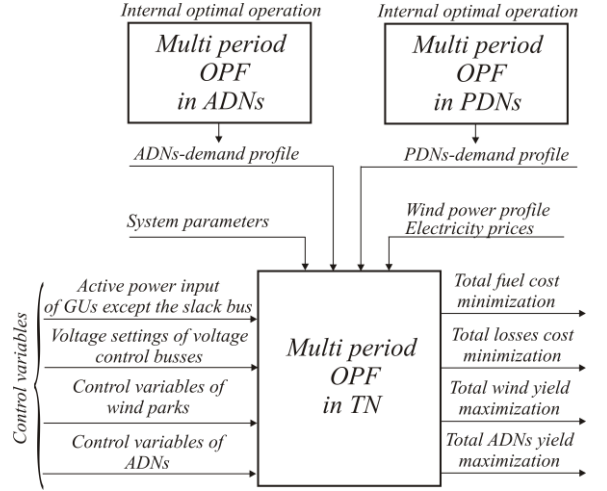


Fig. 2. Input-output scheme of a TN.

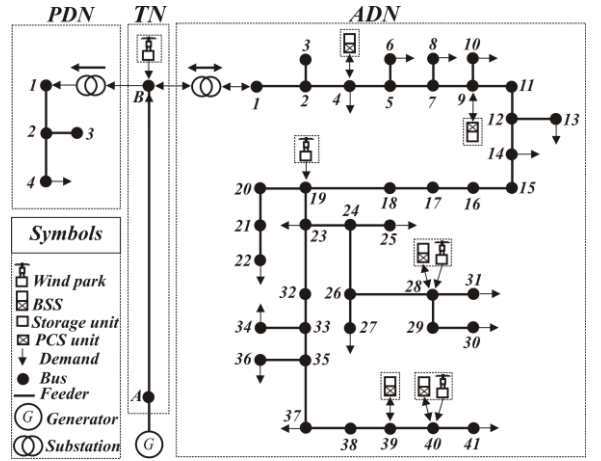


Fig. 3. A hybrid transmission/distribution system for the case study.

## IV. A CASE STUDY

In this section, we solve the above defined OPF problem for a simple 2-bus TN. The data for the main transmission corridor  $AB$  (its capacity is 32 MVA) and the generator  $G$  (its considered lower bound and ramp-rate bound are 1MW, 15 MW/h, respectively) is obtained from [6], as shown in Fig. 3. The data of the ADN and PDN are obtained from [4]. The wind park connected at bus B is assumed to be 10 MW with unity power factor. Fig. 4(a) shows the wind active power penetration for one year. It should be noted that the wind speed is assumed to be same at both wind turbines in the ADN and wind turbines in the wind park at bus B.

The  $C_{MCP}$  profile is assumed to follow a sample of prices for one year in 2011 [10], and  $C_{ART}$  is taken to be 60 €/MWh according to [11], as given in Fig. 4 (b). Values in per unit system are given on 100-MVA base, otherwise specified. Bus A is considered to be the slack bus (1.05 fixed voltage amplitude and 0 phase angle), whereas bus B is a PQ bus (the upper and lower limits of the voltage amplitude are 1.1 and 0.95, respectively). The optimization problem is solved using GAMS [12] for a one-day horizon repeated for one year.

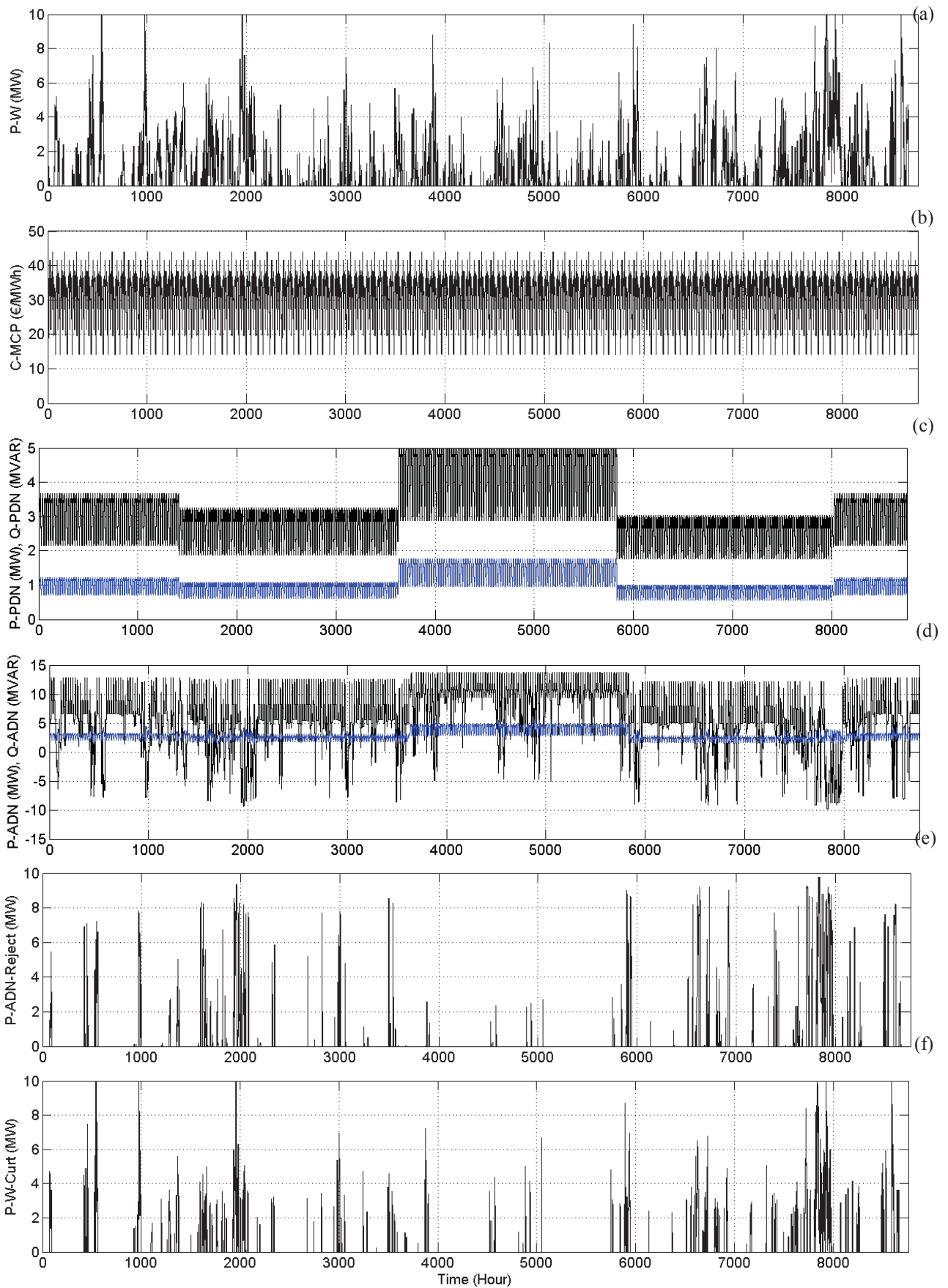


Fig. 4. a) wind power at bus B, b) MCPs, c) active (black) and reactive (blue) power demand of the PDN at bus B, d) active (black) and reactive (blue) power demand of the ADN at bus B e) active power rejected from the ADN at bus B, f) active power curtailed from the wind park at bus B.



The internal optimal operation of the PDN and ADN leads to power exchange scenarios between PDN/ADN and the connecting TN as depicted in Fig. 4(c,d). After solving the above formulated OPF in the TN a large amount of active power is either curtailed from the wind park or rejected from the ADN. This leads to a large amount of energy loss which is expected. For the considered case study the energy loss is approximately 392.000 €/year. Many factors influence this active energy loss, some of them are listed below:

- the active power balance constraint at the bus B,
- the monotony of wind power generation in the internal ADN and external TN,
- the lower bound of the generation unit  $G$ ,
- the ramp-rate bound of the generation unit  $G$ .

In the future work other factors such as line capacity bounds, voltage bounds, and reactive power will be considered. Furthermore, strategies for reducing the aforementioned energy loss for large scale power systems will be further investigated.

## V. CONCLUSIONS

Many factors influence the overall wind energy curtailment in TNs. Some factors have been analyzed in previous studies. However, the impact of factors such as active DNs on this curtailment has not been considered until now. In this paper, the impact of this factor has been studied based on a novel multi period OPF model in both ADNs/PDNs and TNs. Results are gained from the OPF of a real IEEE 41-bus ADN, a 4-bus PDN and 2-bus TN.

From this study, it can be seen that the exchange of active power between a TN and the connecting DNs leads to an important improvement for operations of the TN. Due to increasing the penetration of renewable energy in both TNs and DNs, this exchange will be more and more intensive and thus should be investigated in more detail. A more sophisticated approach is to consider the OPF in the TN and DNs simultaneously.

## REFERENCES

- [1] D.J. Burke and M.J. O'Malley, "Factors Influencing Wind Energy Curtailment" *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, April. 2011, Vol. 2, No. 2, pp. 185-193.
- [2] D.J. Burke and M.J. O'Malley, "Maximizing Firm Wind Connection to Security Constrained Transmission Networks" *IEEE Transactions on Power Systems*, May. 2010, Vol. 25, No. 2, pp. 749-759.
- [3] D.J. Burke and M.J. O'Malley, "A Study of Optimal Nonfirm Wind Capacity Connection to Congested Transmission Systems" *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, April. 2011, Vol. 2, No. 2, pp. 167-176.
- [4] Y. M. Atwa, and E. F. El-Saadany, "Optimal allocation of ESS in distribution systems with a high penetration of wind energy" *IEEE Transactions on Power Systems*, Nov. 2010, Vol. 25, No. 4, pp. 1815-1822.
- [5] S.P. Chowdhury, P. Crossley, S. Chowdhury, "Microgrids and Active Distribution Networks", *IET Renewable Energy Series 6*, The institution of engineering and technology, 2009, pp. 1-13.
- [6] O. Alsac and B. Stott, "Optimal Load Flow with Steady-State Security" *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, May. 1974, Vol. PAS-93, No. 3, pp. 745-751.
- [7] J. Hetzer, D.C. Yu, and K. Bhattacharai, "An Economic Dispatch Model Incorporating Wind Power" *IEEE Transactions on Energy Conversion*, June. 2008, Vol. 23, No. 2, pp. 603-611.
- [8] P. Poonpun, and W.T. Jewell, "Analysis of the Cost per Kilowatt Hour to Store Electricity" *IEEE Transactions on Energy Conversion*, June. 2008, Vol. 23, No. 2, pp. 529-534.
- [9] E. Litvinov, T. Zheng, G. Rosenwald and P. Shamsollahi, "Marginal loss modeling in LMP calculation" *IEEE Transactions on Power Systems*, May. 2004, Vol. 19, No. 2, pp. 880- 888.
- [10] [Online]. Available: <http://www.eex.com/> (2011)
- [11] [Online]. Available: [http://www.erneuerbare-ener-gien.de/files/english/pdf/application/pdf/eeg\\_2009\\_verguetungsdegressi-on\\_en\\_bf.pdf/](http://www.erneuerbare-ener-gien.de/files/english/pdf/application/pdf/eeg_2009_verguetungsdegressi-on_en_bf.pdf/) (2011)
- [12] [Online]. Available: <http://www.gams.com/> (2011)

**Aouss Gabash** (S'11) received his M. Eng. degree from Aleppo University, Syria, in 2008. He is currently pursuing the Ph.D. degree at the Institute of Automation and Systems Engineering, Ilmenau University of Technology, Germany.

His current research interests include transmission/distribution systems planning, analysis, operation, optimization, energy market, storage and wind-based renewable energy.

**Danyang Xie** is currently working for his Dipl. degree at the Institute of Automation and Systems Engineering, Ilmenau University of Technology, Germany.

His current research interests include transmission/distribution systems operation, optimization and wind power integration.

**Pu Li** received M. Eng. from Zhejiang University, China, in 1989 and Ph.D. from Technical University of Berlin, Germany, in 1998. He was a senior researcher at TU Berlin from 1998 to 2005. Since 2005 he has been a full professor at the Ilmenau University of Technology. His research interest is process systems engineering, i.e. modeling, simulation, optimization and control of industrial processes.

# Use of Battery Energy Storage for Optimal Utilization of 110-kV-Distribution Network with a High Quota of Wind Power

Sebastian Raab  
Faculty of Engineering and Mathematics  
Bielefeld University of Applied Sciences  
Sebastian-raab@web.de

Prof. Dr.-Ing. Jens Haubrock  
Faculty of Engineering and Mathematics  
Bielefeld University of Applied Sciences  
Jens.haubrock@fh-bielefeld.de

**Abstract**— This paper investigates the technical possibility of using battery energy storage (BES) for storing electricity produced by wind turbine generators (WTG) which cannot be fed in to the distribution network due to a power line overload caused by high wind speeds and low electricity demand. The target of optimization is a model of a 110-kV high-voltage power line. The period of time used is a full year. Real measured data of the year 2010 is used if available. With this data the high-voltage power line is simulated. A line monitoring is simulated with the data of wind speed and temperature. The simulated feed in capacity of wind power is increased until there are temporal overloads in the power line. Then a storage solution for the surplus electricity is optimized on commercial criteria.

## II. MODELLING

The chosen storage technology is the NaS-battery. It is a high temperature battery and runs on 300°C to 350°C. The lifetime of NaS-batteries is 3,000 full cycles and can be forced up by operating the battery on lower depth of discharge. The degree of efficiency is about 90% and there is no electrical self-discharge. Large systems with several MW capacity can be built with a cost lower than 200 €/kWh. [2][3] A simulation model is used for analyzing the effect of energy storages on the absorbability of power lines towards wind generated power. The model is built according to the power line diagram in Fig.1.

**Index Terms**— wind power;battery;storage; power line

## I. INTRODUCTION

A basis for this paper is the German “EEG”. This law obliges network operators to collect renewable generated electricity and to pay a determined rate to the plant operators. They also have to pay for the electricity if it is stored in an energy storage facility. In this paper a fee of 0.097 € is used for wind energy.

Another basic condition is the “feed in management” or the “network security management” which is used by the network operators to reduce the feed in power for a period of time. This is done to save the power line from overloads. In critical situations like low load and high energy generation there is a signal sent to the generation plants to reduce their feed in power. Sending this signal to renewable power plants is allowed only if the power line is working to full capacity on renewable generated power. Due to the EEG network operators have to pay compensation to plant operators if they cannot feed in their electricity as a result of the feed in management. [1]

In this paper energy storages shall be used to store power that cannot be fed in to the distribution network because of overloads. In case of an increasing wind power capacity it will be shown that the use of battery energy storage is profitable and can help to increase the power line utilization.

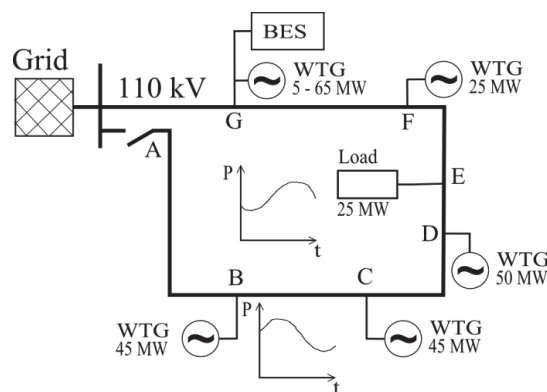


Figure 1. Power line diagram

All inspections in this paper are based on the data of a whole year. Data of the year 2010 are used. A step size of 10 minutes is used for the simulation. Consequently there are 52,560 steps in total. Fig.2 shows a flow pattern of the simulation. The Shapes in light gray symbolize input parameters which are variable over the time of simulation. Shapes in dark gray are input parameters which are constant over the time of simulation.

The load data result from the load profile of a small city in northern Germany in 2009. The maximum load is 25 MW. The average load is 15.15 MW. The data are available in 15 minutes intervals. Therefore, they are interpolated to 10 minute values and converted to the values needed. During the

whole year there is a total consumption of 132,714 MWh at the point E of the power line (Fig.1). The load profile is shown in Fig.3.

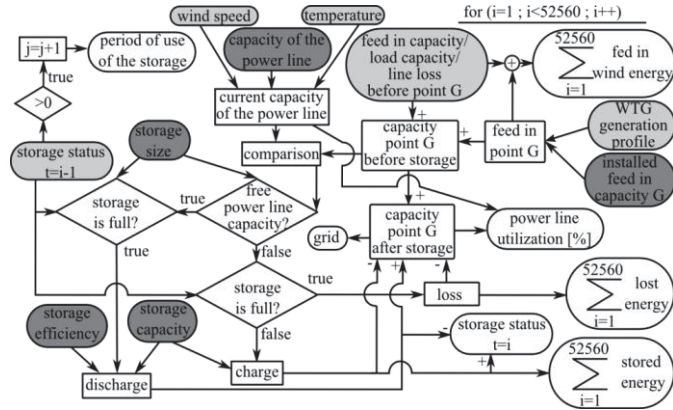


Figure 2. Flow pattern

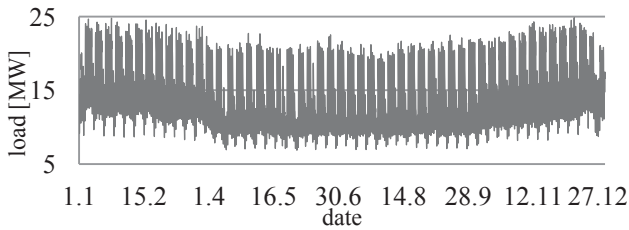


Figure 3. Load curve

Generation data of 4 wind turbine generators of the year 2010 are used for simulating wind power generation. Data are provided by the German company juwi Holding AG and are available in 10 minute intervals. Rated output of each generator is 2MW. Data are extrapolated to the needed level. There are high daily and annually fluctuations in wind power generation. The run of the curve of the generation for a capacity of 65 MW is shown in Fig.4.

The simulated overhead line has a nominal voltage of 110 kV and consists of 3 conductors. The rated current is 560 A. Thus this data leads to the following definition:

$$U_E = \frac{U_N}{\sqrt{3}} = \frac{110 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 63,51 \text{ kV} \quad (1)$$

$$P_E = I_E \times 3U_E = 560 \text{ A} \times 3 \times 63,51 \text{ kV} \approx 110 \text{ MW} \quad (2)$$

The nominal current and connected to this the nominal power is given for environmental conditions of 35°C outdoor temperature, 900 W/m<sup>2</sup> global radiation and a wind speed of 0.6 m/s vertical to the power line. If real conditions differ from worst case conditions the power lines current-carrying capacity increases. [4]

The influence on global radiation is minimal and will therefore be neglected. The influence of the temperature is higher. Every centigrade less enables the power line to carry about 1 % more power. The lowest temperature in this scenario is -14°C. This causes a benefit of 50 % more power. The temperature data are hourly data provided by the “Deutscher Wet-

terdienst” (the German weather service). These figures are interpolated to 10 minute references. [4]

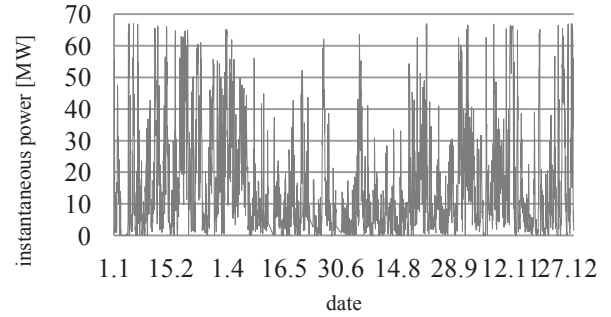


Figure 4. Feed in curve point G (65MW)

Wind speed has also a great influence on the current-carrying capacity. The higher the wind speeds is the more heat can lead away from the power line. If vertical wind speed is 1 m/s, current-carrying capacity increases by 10 % and with 2 m/s vertical wind speed it increases by 30 %. If the wind blows parallel to the power line, the effect is halved. The source of the wind speed data is the same as for the wind power generation. [4]

Maximum theoretical power input is limited by a protection. This protection cuts-off at a current of 750 A. Due to this the maximum power-carrying capacity is 148.5 MW. The run of the power-carrying capacity which results of the wind speed and the temperature data is shown in Fig. 5.

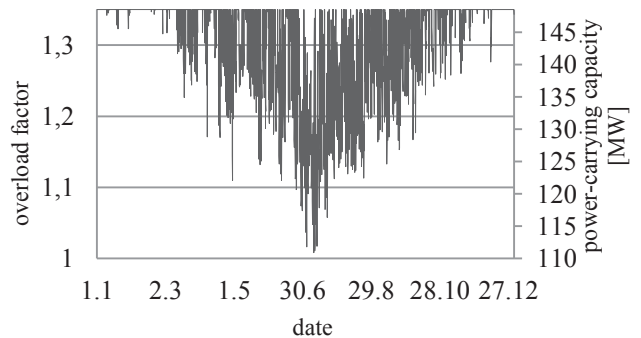


Figure 5. Overload factor and power-carrying capacity of the transmission line

The total length of the power line is 70 km and the distances between the points are shown in Table I. According to these distances there are line losses. These losses are not exactly calculated but for simplification there is used a factor of 6 % loss each 100 km.

Tabelle I. GEOMETRY OF POWER LINE

track	distance	track	distance
AB	5 km	DE	10 km
BC	10 km	EF	10 km
CD	20 km	GE	15 km

In the first scenario 170 MW wind turbine generator capacity are simulated. At the points of delivery A and B a capacity

of 45 MW is simulated. At point D it is 50 MW and at point F 25 MW. Capacities A-F will stay steady. At point G a wind turbine generator capacity of 5 MW is simulated first. This capacity is increased up to 65 MW during the following scenarios.

III. RESULTS OF SIMULATION

Table II. shows the total simulated wind energy, the potential generated energy, the losses as a result of the power line overload and the power line utilization for all simulated scenarios.

Tabelle II. DATA OF SCENARIOS

No.	Wind turbine generator capacity [MW]	Potential generated energy [MWh]	Increase of generated energy toward scenario 1 [%]	Power line utilization point G [%]	Lost energy [MWh]
1	170	338,0	0	15,1	239
2	185	368,9	9,12	17,3	2,896
3	200	399,7	18,24	19,3	7,176
4	215	430,5	27,35	21,2	13,007
5	230	461,3	36,45	23,0	20,295

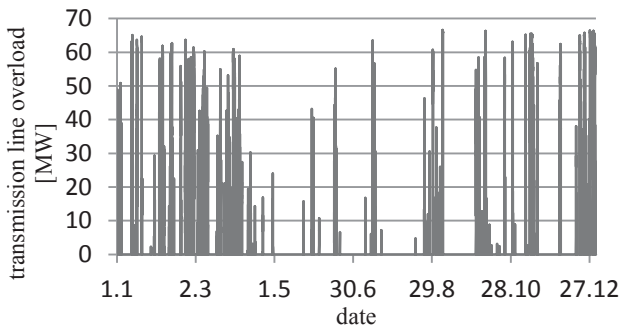


Figure 6. Transmission line overload [MW]-Scenario 5

In winter there are more phases of overload of the power line than there are in summer. This is the case in all scenarios. As an example the overload curve of the 5<sup>th</sup> scenario is shown in Fig.6.

If consecutive overload figures are multiplied by time and summed up, the energy lost at a stretch is the result. This result is equal to the needed storage size to store the energy of each overload. As it is shown in Fig.7 there are many overloads of only a few MWh. There are only a few overloads of more than 100 MWh and only an outlier at about 3,000 MWh.

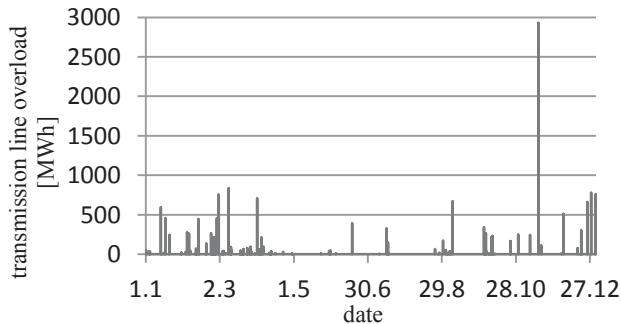


Figure 7. Transmission line overload [MWh]-Scenario 5

Fig.8 shows how the annual energy quantity stored is influenced by the size of the BES. At small storage sizes a little increase in size causes a high effect on stored energy. At bigger storage sizes a high increase in size is needed to cause an effect on stored energy. The same figure reveals the influence of storage size on the cycle equivalent which is calculated by dividing the stored energy by the storage size. The higher the storage sizes the lower is the cycle equivalent. This implies that the whole size of the battery energy storage is used less often through the year. Consequently it is a less economic operation.

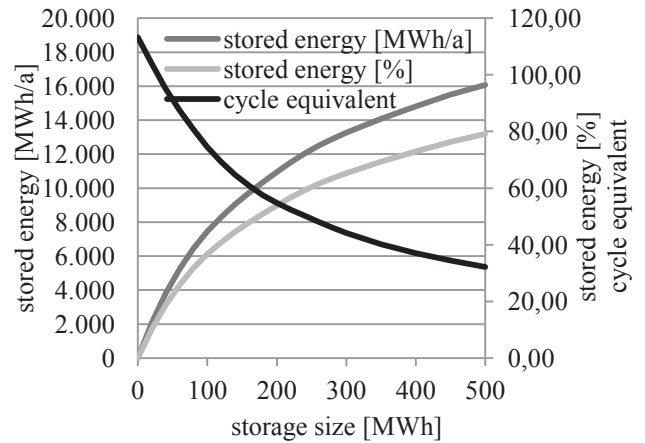


Figure 8. Stored energy and cycle equivalent – Scenario 5

0.097 € are paid for a kWh of wind energy. So, the break-even point of storage cost is 0.097 € per kWh. The BES is only used for ca. 5 % to 12 % of the whole time in a year for storing wind generated electricity (Fig.9). For this reason the BES has to provide other storing tasks (like power trading). A time of double the period of use is reserved for storing wind generated power. The time is doubled because of inaccuracies in wind speed forecast. The rate of the doubled period of use is used for calculating costs of storing wind power. For calculation a decline in value of 3% and an interest rate of 8 % is used. This means for scenario 5 that a BES size of maximum 180 MWh is economic (in this paper it is called “energetically optimized scenario”). The highest profit can be achieved at a BES size of 80 MWh (in this paper it is called “profit optimized scenario”) (Fig.9). In Fig.10 the results of (energetically and profit) optimized BES size for all scenarios are shown.

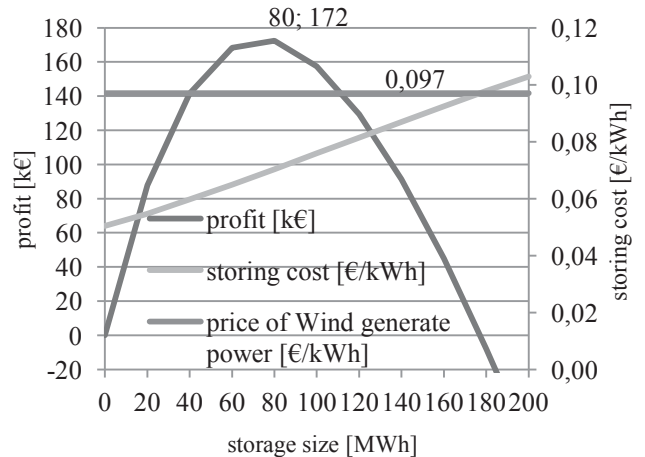


Figure 9. Storing cost and profit – Scenario 5

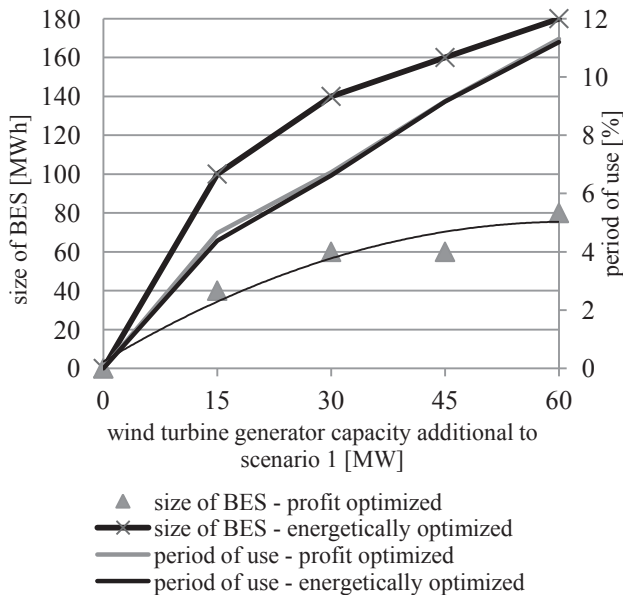


Figure 10. Optimal size of BES and period of use

Fig.11 shows stored energy and lost energy that cannot be stored because of the too small BES sizes for all scenarios with profit optimized and energetically optimized BES sizes. With the energetically optimized BES there can be stored larger amounts of energy. For scenario 5 there still can be stored about 50 % of the total overload energy.

With the use of a BES wind power feed in increases by the amount of stored energy. This effect becomes more visible with higher WTG capacities. An energetically optimized BES in scenario 5 helps to increase wind generated power feed from 337,795 MWh (scenario 1) up to 452.383 MWh. This is an increase of 114.588 MWh or 33.9 %. With this goes a loss of 9,944 MWh energy which cannot be fed in because of a too small BSE size. This is 2.15 % of total theoretical generated wind power.

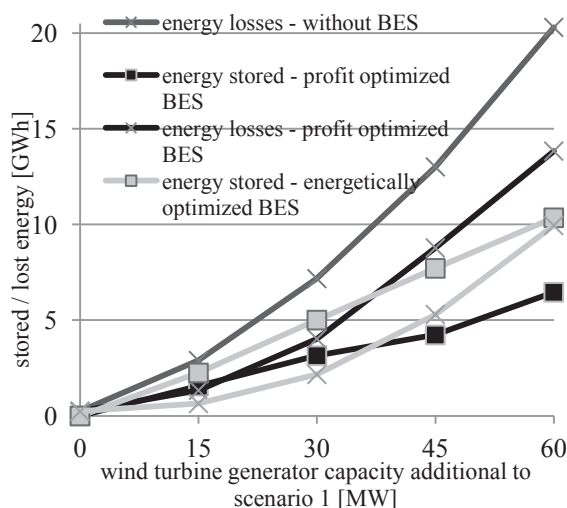


Figure 11. Stored and lost energy

If only the additional WTG capacity is regarded, the positive result of storing energy becomes more obvious. Without BES the additional feed in energy is 103.237 MWh. With the use of

a BES it can be increased up to 114.588 MWh. This is an increase of 11 % compared to the scenario without a BES.

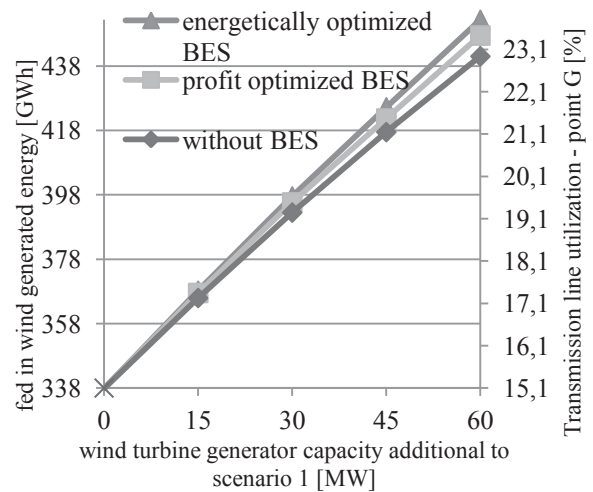


Figure 12. Fed in wind generated energy and transmission line utilization

The power line utilization is influenced by the increase in feed in electricity. The focus is on point G – the bottleneck of power line. Fig.12 reveals that the BES helps to increase the power line utilization. Without a BES utilization increases from 15.1 % (scenario 1) to 23.0 % (scenario 5). With the use of an energetic optimized BES utilization increases to 23.8 %. This is an increase of 3.5 % compared to the scenario without a BSE.

#### IV. CONCLUSION

In this paper, the additional construction of wind turbine generators to an existing power line is observed. This causes temporary overloads in the power line. A storage solution for storing energy which cannot be fed in because of the overloads is invented. The NaS-battery is used because of its positive attributes for large systems and its low cost.

This paper shows that there are economic possibilities of storing parts of this energy. There is not an economic solution for storing all the energy which cannot be fed in because of the overloads. This is caused by the characteristic of the overloads. The more wind turbine generators are added to the system the less is the ratio of stored energy. The use of battery energy storages can help to increase the power line utilization.

For future work, 1) detailed simulation with smaller step sizes and other power plants; 2) economic comparison to a network expansion.

#### REFERENCES

- [1] Dorendorf, S.; Eggert, U.: Erzeugungsmanagement zur Umsetzung des § 4 Abs. 3 EEG. Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW, 2006. pp. 4-13. Berlin 2006
- [2] Jossen, A.; Garcke, J.: Modern Battery Systems. MAgeburger FORum zur Elektrotechnik MAFO Band 8 2004, pp. 4-20. ISBN 3- 929757-75-3, Magdeburg 2004
- [3] Jossen, A.; Döring, H.: Batteriesysteme – Stand der Technik. V. D. I. Wissensforum GmbH, Elektrische Energiespeicher. pp. 30- 38. ISBN 978-3-18-092058-0, Fulda 2009
- [4] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb. pp. 4-9, Berlin 2010

# Spannungshaltung im Niederspannungsnetz durch den Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren

*Paper zur Diplomarbeit "Untersuchungen zur Spannungshaltung im Niederspannungsnetz am Beispiel eines regelbaren Ortsnetztransformators"*

Raimund Schnieder

Technische Universität Clausthal, Institut für Elektrische Energietechnik  
 raimund.schnieder@tu-clausthal.de

Betreuer: Prof. Dr.-Ing. H.-P. Beck, Dr.-Ing. E.-A. Wehrmann, Dipl.-Ing. A. Becker, Dipl.-Ing. B. Werther

**Abstract**—This document include few results of diploma thesis at the Institute of Electrical Power Engineering at Clausthal University of Technology, which treat of simulations in the low voltage grid. A model of transformer controller and an example for low voltage grid were implemented to the power systems simulation software "DIgSILENT Power Factory". The intent was to gain first information about behavior of a controllable transformer among the MV and LV grid to adjust the voltage in this layer, which can fluctuate by additive loads, like e-mobility or decentralized generators, e.g. photovoltaic or cogeneration plants. Several results of simulations are shown in this paper.

**Index Terms**— Voltage stability, voltage controller, low voltage grid, tapped transformer, on-load tap changer

## I. EINLEITUNG

Die Struktur der elektrischen Energieversorgung ist traditionell für eine vertikale Versorgung ausgehend von den zentralen Kraftwerken über die Übertragungs- und Verteilnetze zu den angeschlossenen Endkunden ausgelegt. In der bisherigen Netzstruktur ist eine Spannungsregelung von der Höchstspannung bis zur Mittelspannung mit Synchrongeneratoren, Phasenschiebern und Stufentransformatoren ausreichend, um das Spannungstoleranzband durch geeignete Leiterquerschnittswahl in der Niederspannung einzuhalten. Finanzielle Förderungen durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) und politische Entscheidungen sorgen für eine vermehrte dezentrale Einspeisung durch Wind-, Photovoltaikanlagen und Blockheizkraftwerke im Mittel- und Niederspannungsnetz. Zeitgleich kommt es durch die Entwicklungen im Bereich der Elektromobilität und der Klimatechnik (Wärmepumpen) zu zusätzlichen elektrischen Lasten. Aufgrund dieser Veränderungen wird eine dezentrale Spannungsregelung im Niederspannungsnetz erforderlich, um das zulässige Spannungstoleranzband nach DIN EN 50160 von  $\pm 10\% U_N$  am Netzverknüpfungspunkt der angeschlossenen Kunden weiterhin zu gewährleisten.

Für die dezentrale Spannungsregelung werden verschiedene Möglichkeiten diskutiert. Eigenerzeugungsanlagen, die über Umrichter in das Netz einspeisen oder direkt mit dem Netz gekoppelte Synchronmaschinen, können durch Blindleistungsmanagement die Spannung an ihrem Netzverknüpfungspunkt beeinflussen. Im Gegensatz zu den vorgelagerten Netzebenen herrscht im Niederspannungsnetz ein großes R/X Verhältnis, so dass das Blindleistungsmanagement in dieser Ebene weniger wirksam ist. Durch den Einsatz regelbarer Ortsnetz-

transformatoren als Längsregler kann die Spannung durch die Änderung des Übersetzungsverhältnisses unter Last im Niederspannungsnetz eingestellt werden.

## II. DIE ZUSÄTZLICHEN NOTWENDIGEN KOMPONENTEN EINES REGELBAREN ORTSNETZTRANSFORMATORS

### A. Der Laststufenschalter

Für die Umschaltung zwischen den Wicklungsanzapfungen werden Laststufenschalter (On Load Tap Changer) im Transformatorenkessel integriert. Sie ermöglichen ein Umschalten des Übersetzungsverhältnisses unter Spannung und müssen für die beim Schalten auftretenden Kurzschlussströme durch die Wicklungen elektrisch fest sein. Diese Ströme werden durch Überschaltwiderstände begrenzt. [1]

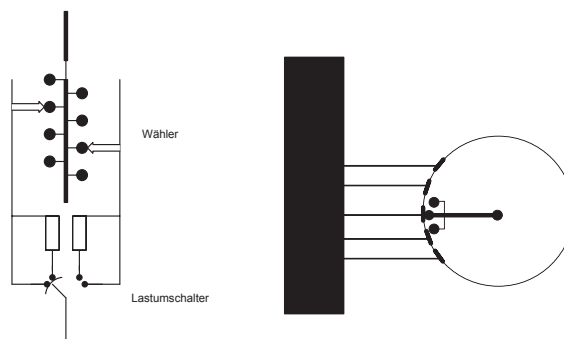


Abb. 1. Laststufenschalter links: Lastumschalter-Wähler-Prinzip rechts: Lastwähler Prinzip (vgl. [1])

Abb. 1. beinhaltet zwei mögliche Prinzipien eines Laststufenschalters. In der linken Darstellung handelt es sich um das Lastumschalter-Wähler Prinzip, bei welchem durch den Wähler die entsprechende Anzapfung spannungsfrei eingestellt wird und durch den Lastumschalter die Umschaltung erfolgt. Bei dem rechts dargestellten Lastwähler-Prinzip erfolgen Wahl und Umschaltung in einem Schaltvorgang.

Der Umschalter wird meist in einem separaten Ölgefäß integriert, da es durch Schaltvorgänge und Lichtbögen zur Verschmutzung des Öls kommt. Mechanische Stufenschalter werden durch einen von außen am Transformator angebrachten Motor über Antriebswellen und Winkelgetriebe betätigt. Durch den Einsatz von elektronischen Schaltern oder Vakuumschal-

tern als Umschalter können die Schaltlichtbögen und folglich der Wartungsaufwand reduziert werden. [1]

**B. Der Spannungsregler**

Die Ermittlung der notwendigen Stufenposition erfolgt durch einen Spannungsregler mit geeignetem Regelalgorithmus. In den Simulationen wurde ein Regler verwendet, welcher auf dem Funktionsprinzip des a-berle Spannungsreglers REG-D<sup>TM</sup>[2] basiert. Dieser löst erst einen Stufvorgang aus, wenn die Spannung das Reglertotband (mit 60% der Stufenspannung angenommen) über eine vordefinierte Zeit verlässt.

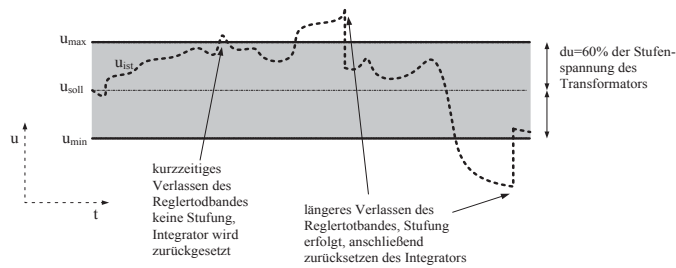


Abb. 2. Reglertotband mit skizzierten Spannungsverlauf

Obige Abbildung zeigt das Prinzip des verwendeten Reglers. Beim Verlassen des Reglertotbandes beginnt der Integrator (s. Abb. 3.) zu integrieren. Bei einem Integratorausgang  $\geq 1$  gibt das Dreipunktglied den Wert 1, bei einem Integratorausgang  $\leq -1$  den Wert -1 und sonst den Wert 0 aus.

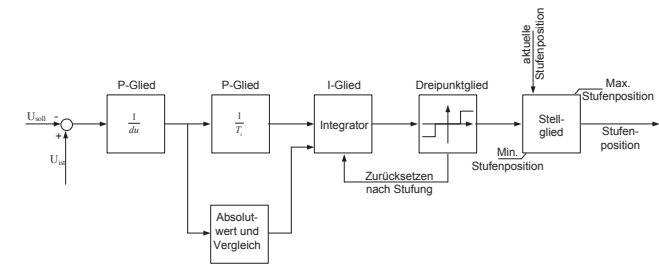


Abb. 3. Blockschaltbild des Transformatorspannungsreglers

Im Stellglied werden die Ausgangswerte des Dreipunktgliedes auf die aktuelle Stufenposition des Transformators addiert, wodurch die neue Stufenposition definiert wird. Nach einem Stufvorgang und bei einem nur kurzzeitigen Verlassen des Reglertotbandes wird der Integrator entsprechend zurückgesetzt, so dass kein Stellbefehl ausgegeben wird.

Als Eingangsgrößen erhält der Regler einen definierten Spannungssollwert, den berechneten Spannungswert an einem ausgewählten Regelknoten im Niederspannungsnetz, sowie die aktuelle Stufenposition des Transformatorstufenschalters. Ausgegeben wird die neue Stufenposition, welche zur Einhaltung des Spannungsbandes erforderlich ist.

Als Parameter können zum Beispiel das Reglertotband  $du$  und die Integrationszeitkonstante  $T_i$ , sowie einige weitere Größen eingestellt werden. Ebenfalls wird der Zeitverzug des Stufvorgangs durch einen Parameter im Simulationsmodell berücksichtigt.

**C. Der Transformator**

Als Transformatormodell für die folgenden Simulationen wurde ein handelsüblicher Dreiphasentransformator verwendet,

der mit einem Laststufenschalter nachgerüstet worden ist und auch als Prototyp bei der E.ON Avacon AG im Einsatz ist.

Tabelle I. TECHNISCHE DATEN EINES REGELBAREN ORTSNETZTRANSFORMATORS (PROTOTYP IM NETZ DER E.ON AVACON AG)

Bemessungsscheinleistung	<b>400 kVA</b>
Nennspannung OS	<b>20 kV</b>
Nennspannung US	<b>0,4 kV</b>
OS-seitiger Stufenschalter	<b><math>\pm 9 \times 1,44\%</math></b>
Frequenz	<b>50 Hz</b>
Schaltgruppe	<b>Dyn5</b>

Die Daten des regelbaren Transformators aus Tabelle I. wurden in den Simulationen verwendet, da durch die Stufenanzahl von  $\pm 9$  und der entsprechenden Stufenbreite von  $1,44\% U_N$  ein großer Regelbereich von  $25,92\% U_N$  abgedeckt wird und folglich auch untersucht werden kann, welcher Regelbereich in der Niederspannung erforderlich ist.

**III. SIMULATIONEN BEI EINSATZ EINES REGELBAREN TRANSFORMATORS IN EINER REALEN NIEDERSpannungsNETZSTRUKTUR**

Erste Erkenntnisse über das Verhalten regelbarer Ortsnetztransformatoren im Niederspannungsnetz liefern die Ergebnisse aus den durchgeführten Simulationen. Der zuvor vorgestellte Transformator, der Spannungsregler und eine vereinfachte reale Niederspannungsnetzstruktur mit zwei Mittelspannungseinspeisungen und verschiedenen Lasten sind in der Netzsimulationssoftware DIGSILENT Power Factory implementiert worden. Die 32 zusammengefassten Lasten (real etwa 225 Haushalte) und Mittelspannungen wurden mit unterschiedlichen, aus vorhandenen Messdaten generierten, Profilen versehen.

Über einen Netzkupplerschalter besteht die Möglichkeit, die beiden Transformatoren über das Niederspannungsnetz miteinander zu verbinden.

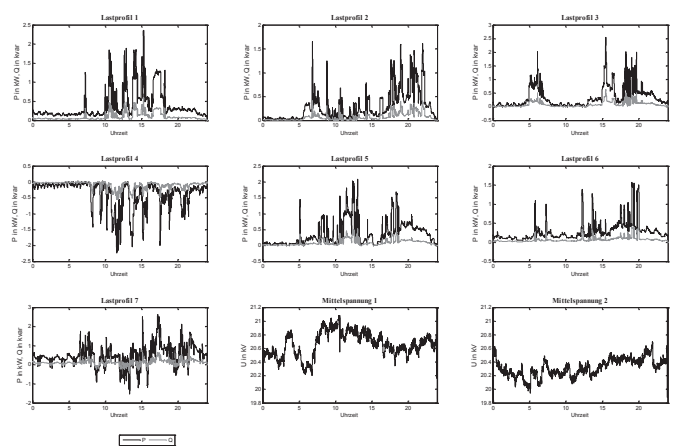


Abb. 4. Haushalts- und Mittelspannungsprofile (generiert aus Messdaten) [5]

Eine sehr vereinfachte Skizze der verwendeten Niederspannungsnetzstruktur ist in der folgenden Abbildung dargestellt. Zwischen den eingezeichneten Kabelverteilerschränken (KVS) befindet sich der Netzkupplerschalter.

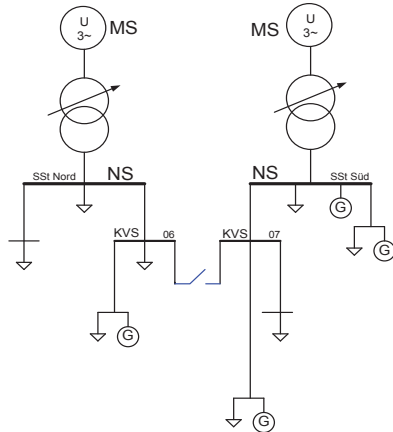


Abb. 5. Vereinfachte Darstellung der verwendeten Niederspannungsnetzstruktur

1) *Simulationsergebnisse bei aktiviertem und deaktiviertem Reglermodell*

In der nachfolgenden Abbildung werden die Simulationsergebnisse bei aktiviertem und deaktiviertem Reglermodell im Vergleich dargestellt. Bei aktiviertem Reglermodell ist ersichtlich, dass die Spannung in das Reglerband geregelt wird.

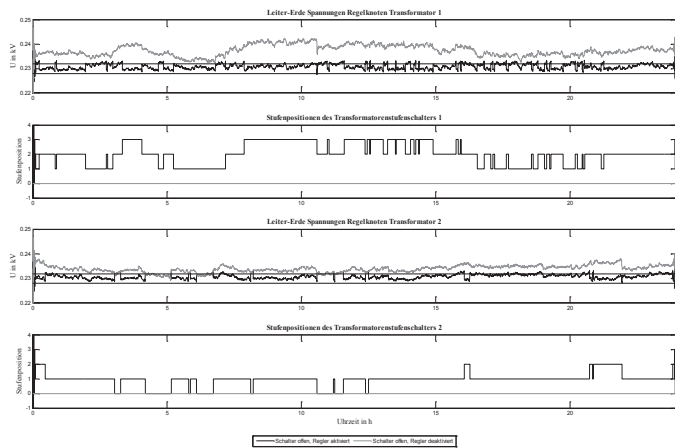


Abb. 6. Spannungsverläufe an den Regelknoten und Transformatorenstufenposition

In dieser Untersuchung sind die Niederspannungsverteilungen der Transformatoren als Regelknoten gewählt worden. Die Spannung an der Niederspannungsverteilung wird zu einem großen Teil vom vorgelagerten Mittelspannungsprofil beeinflusst und dementsprechend werden diese Fluktuationen bei Wahl der Niederspannungsverteilung als Regelknoten ausgeregelt.

Ein Ziel ist die Spannungsregelung im Niederspannungsnetz, so dass eine abgesetzte Messung an Kabelverteilerschränken oder den Hausanschlüssen in Netzausläufern sinnvoll erscheint.

2) *Wahl von einzelnen KVS-Spannungen als Eingangsgröße für den Regler*

In der folgenden Betrachtung sind die Kabelverteilerschränke in den Netzausläufern gewählt worden, zwischen denen sich die Kuppelstelle beider Netzteile befindet (s. Abb. 5. ). Die ermittelten Stufenpositionen und die berechneten Spannungen sind in Abb. 7. dargestellt.

Bei Wahl einer abgesetzten Spannungsmessung kommt es in den hier untersuchten Fällen zu häufigen Stufvorgängen beider Transformatoren. Die Spannungen an Knotenpunkten im Netzausläufer werden in erster Linie von den Last- und Einspeiseprofilen der angeschlossenen Haushalte beeinflusst. Anhand Abb. 4. ist zu erkennen, dass die Leistungen der Haushalte schwanken und sich somit auch die Spannungsfluktuationen im Netzausläufer stärker bemerkbar machen als an der Niederspannungssammelschiene der Ortsnetzstationen. Folglich kommt es zu häufigeren Stufvorgängen.

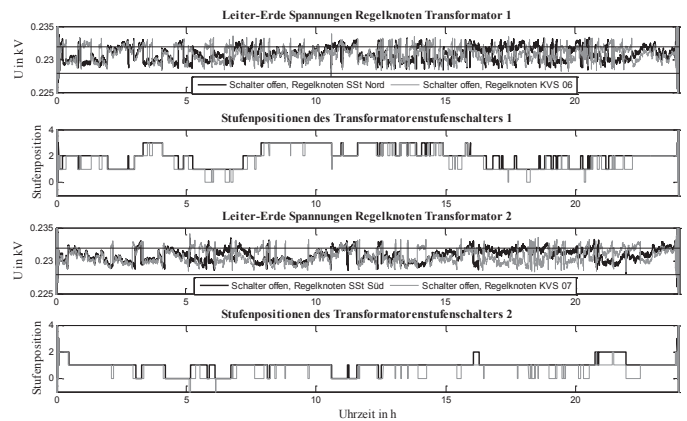


Abb. 7. Spannungsverläufe und Stufenpositionen beim Vergleich von direkter Messung in der Ortsnetzstation und abgesetzter Messung

Um die durch Lasten und dezentrale Erzeuger im Niederspannungsnetz hervorgerufenen Spannungsschwankungen gezielt ausgleichen zu können, sollte die abgesetzte Spannungsmessung an Knotenpunkten in Netzausläufern realisiert werden. Hierzu müssen im Vorfeld die Knoten mit den größten Spannungsschwankungen durch Messungen analysiert werden. Eine weitere Möglichkeit ist die Auswertung aller KVS-Spannungen, die im folgenden Abschnitt beschrieben wird.

3) *Wahl mehrerer KVS-Spannungen als Reglereingangsgrößen*

Die Messtechnik im Niederspannungsnetz kann so gestaltet werden, dass die Spannungen an allen Kabelverteilerschränken gemessen und dem Regler als Eingangsgröße zur Verfügung gestellt werden.

Im dargestellten Modell in Abb. 8. werden aus allen KVS-Spannungen des jeweiligen Netzteiles die minimale und maximale Spannung ermittelt.

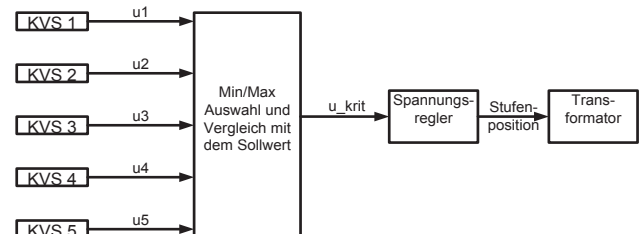


Abb. 8. Prinzip des Reglers mit mehreren Eingangsgrößen und Ermittlung der minimalen und maximalen auftretenden Spannung

$$u_{\max} = \max(u_1, \dots, u_n) \quad (1)$$



$$u_{\min} = \min(u_1, \dots, u_n) \quad (2)$$

$$\begin{aligned} |u_{\max} - u_{\text{Soll}}| > |u_{\min} - u_{\text{Soll}}| &\Rightarrow u_{\max} \\ |u_{\max} - u_{\text{Soll}}| < |u_{\min} - u_{\text{Soll}}| &\Rightarrow u_{\min} \end{aligned} \quad (3)$$

Anschließend werden die kritischen Spannungen mit dem eingestellten Sollwert verglichen und der Wert mit dem größten Abstand zum Sollwert dem Regler als Eingangsgröße zur Verfügung gestellt.

Nachfolgend sind die Simulationsergebnisse bei Wahl der Niederspannungsverteilung als Regelknoten im Vergleich zu den Ergebnissen des Minimum-Maximum Modells dargestellt. Bei dem Mehrgrößensystem kommt es zu häufigen und nach kurzer Zeit wieder revidierten Stufvorgängen. Dies kann durch einen Rücksetzbefehl an den Integrator bei Wechsel von einer minimalen zu einer maximalen Spannung bzw. einer maximalen zu einer minimalen Spannung vermieden werden. Dieses Signal müsste in zukünftigen Reglerkonzepten, die mehrere Spannungen des Netzes auswerten, berücksichtigt werden.

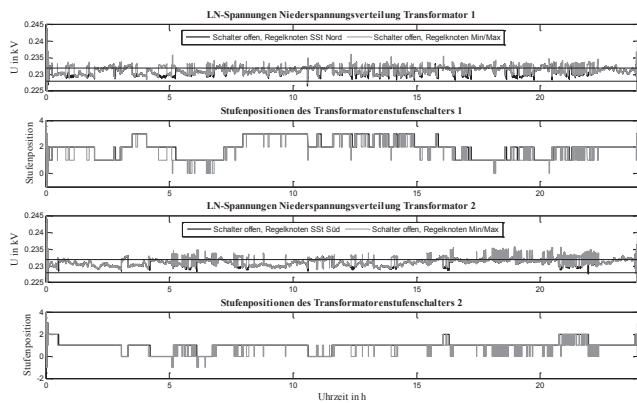


Abb. 9. Spannungen an den Niederspannungsverteilungen der Transformatoren bei Wahl der Niederspannungsverteilungen als Regelknoten und bei Verwendung der „Min/Max-Ermittlung“

Die Ergebnisse der durchgeführten Simulationen zeigen, dass bei Wahl einer geringen Zeitkonstante (z.B. 15 Sekunden) Spannungsflektuationen durch Lasten und dezentrale Erzeugereinheiten ausgeglichen werden. Allerdings können auch kurzzeitige Spannungsänderungen auftreten, die eigenständig wieder in das Reglertotband zurückkehren und daher keine Stufvorgänge hervorrufen. Bei einem regelbaren Ortsnetztransformator empfiehlt sich die Wahl einer Integrationszeitkonstante im Bereich von mehreren Sekunden (z.B. 300 Sekunden), um die Anzahl der Stufvorgänge und den Verschleiß an den mechanischen Anlagenteilen zu reduzieren.

#### IV. NETZBILANZIERUNGEN IM HINBLICK AUF KREISSTRÖME BEI ZUSAMMENGESCHALTETEN TRANSFORMATOREN

Durch den Kuppelschalter besteht die Möglichkeit beide Niederspannungsteilnetze miteinander zu verbinden. Eine Zusammenschaltung erfolgt zum Beispiel im Rahmen von Schalthandlungen zur Freischaltung von Ortsnetzstationen für Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten. Durch den Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren ist eine dauerhafte Zusammenschaltung denkbar. Bei unterschiedlichen Spannungen in den Teilnetzen können Ausgleichströme (Kreisströme) zwi-

schen den Transformatoren über das Netz fließen, die zusätzliche Verluste hervorrufen. [3][4]

Abb. 10. zeigt die Ergebnisse eines Vergleiches zweier Simulationsfälle bei geöffnetem und geschlossenem Netzkuppelschalter bei identischen Simulationsparametern. Um die Scheinleistung zu ermitteln, die nun über das Netz von einem Transformator zum anderen bei unterschiedlichen Spannungen übertragen wird, wurden die mittlungsseitigen Scheinleistungen der Transformatoren miteinander verglichen und die Differenz aus diesen gebildet, welche die zusätzliche Leistung enthält, die bei geschlossenem Netzkuppelschalter über das Netz transportiert wird, sowie die Netzverluste.

Ursache für die Kreisströme in diesen Untersuchungen sind einerseits die unterschiedlichen Mittelspannungsprofile, sowie die Spannungsunterschiede, die durch unterschiedliche Stufenpositionen der Transformatoren hervorgerufen werden. Die Markierungen in der Abbildung heben zwei Fälle hervor, in denen die Stufenpositionen der Transformatoren einmal gleich sind (links) und sich einmal unterschieden (rechts). Beim rechts markierten Fall werden in etwa 15 kVA zwischen den Transformatoren übertragen.

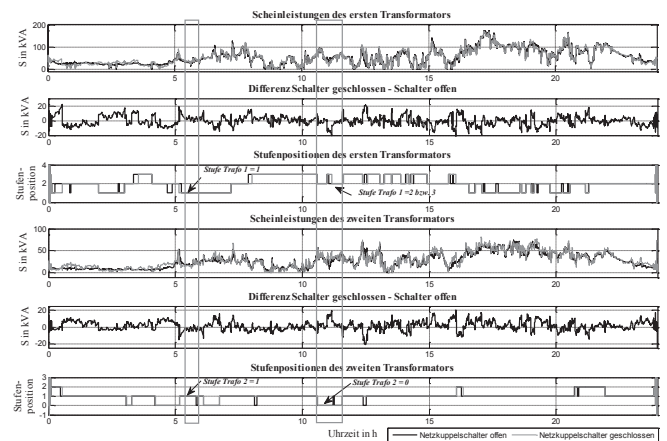


Abb. 10. Ergebnisse der Bilanzierungen

Die Transformatorenregler sollten daher miteinander kommunizieren können, um bei geschlossenem Kuppelschalter auf einen entsprechenden Spannungswert zu regeln, sodass Ausgleichsströme reduziert werden.

#### V. ERGEBNISSE UND AUSBLICK

Aus den im Rahmen der Diplomarbeit durchgeführten simulativen Untersuchungen geht hervor, dass der Einsatz von regelbaren Transformatoren eine sinnvolle Möglichkeit darstellt, die durch dezentrale Erzeugungsanlagen und zusätzliche Lasten im Niederspannungsnetz hervorgerufenen Spannungsschwankungen auszugleichen. Durch Integration regelbarer Transformatoren in die Niederspannungsnetzstationen können die dezentrale Einspeiseleistung und zusätzliche Bezugsleistung (Elektromobilität, Klimageräte, etc.) erhöht werden, da die Spannungsregelung dezentral durch den Ortsnetztransformator übernommen wird. Folglich können Netzausbaumaßnahmen zur Spannungshaltung (größere Leiterquerschnitte, Parallelleitungen) eingespart werden.

Das verwendete Transformatorenmodell hat einen Regelbereich von 25,92%  $U_N$ . In den untersuchten Szenarien ist ein Bereich von -1,44% bis 5,76%  $U_N$  genutzt worden. Für die

untersuchten Fälle wäre ein Transformator mit einem Regelbereich von  $\pm 4 \cdot 1,44\% U_N$  ( $11,52\% U_N$ ) ausreichend. Die Anzahl der Stufen hat Auswirkungen auf die Baugröße und den Preis des Stufentransformators, die Stufenbreite Einfluss auf die möglichen Netzrückwirkungen beim Stufen (Flicker).

Weitere Untersuchungen zu regelbaren Ortsnetztransformatoren werden im Rahmen des e-Home Energieprojektes 2020 der E.ON Avacon AG mit den Kooperationspartnern Maschinenfabrik Reinhausen und dem Energieforschungszentrum Niedersachsen durchgeführt. Im Rahmen dieses Projektes sind unter anderem regelbare Ortsnetztransformatoren zur Spannungshaltung im Netz integriert worden, sodass auch eine messtechnische Untersuchung erfolgen kann. [6]

#### REFERENZEN

- [1] Maschinenfabrik Reinhausen; Technische Daten – Allgemeiner Teil, Technische Daten TD 61; Prinzipien von Laststufenschaltern
- [2] a-eberle; Spannungsregler REG-D<sup>TM</sup>, Bedienungsanleitung; Stand: 12.02.2009, [www.aeberle.com](http://www.aeberle.com)
- [3] a-eberle, Karger, H.; Spannungsregelung mit Stufentransformatoren im Parallelbetrieb an Sammelschienen; Infobrief Nr. 10 Teil 1 – 3; Ausgabe 06-2001
- [4] a-eberle, Karger, H.; Parallelbetrieb von Stufentransformatoren; Infobrief Nr. 12; Ausgabe 06-2001
- [5] Gewiß, G., Werther, B.; aus Messdaten generierte Profile für Simulationszwecke; interne Dateien
- [6] E.ON Avacon AG: e-Home Energieprojekt 2020, [www.ehome-projekt.de](http://www.ehome-projekt.de)

# Projektierung der MS/NS-Transformatorstation für das Bauvorhaben des Einkaufszentrums auf dem Arsenalplatz in Wittenberg

Gewährleistung der Energieversorgung des vorliegenden Niederspannungs-Ortsnetzes und Bereitstellung einer Baustromleistung durch die Stadtwerke Lutherstadt Wittenberg GmbH

Gunnar Wollmann  
Technische Universität Ilmenau  
Wittenberg, Deutschland  
gunnar.wollmann@tu-ilmenau.de

**Abstract—** This work deals with the engineering project planning of a MV/LV-transformer station up to the commissioning. Requirements for the special case of time-limited task and the integration in the present historically developed energy supply network had to be determined. This includes the coordination of temporal, structural and personnel processes. The process was accompanied by difficulties, so that specific consequences had to be taken to adapt the requirements of the station to the changed conditions. A suitable site was chosen from a technical perspective, to replace the existing station and to simplify the preparation and execution steps to commissioning.

**Index Terms—** Projektierung, Transformatorstation, 5 Sicherheitsregeln, Kabelprüfung

## I. EINLEITUNG

Mitten im Stadtzentrum der Lutherstadt Wittenberg befindet sich eine städtebauliche Wunde, der Arsenalplatz. Seit einem verheerenden Angriff auf die Stadt während des Siebenjährigen Krieges (1756–1763) wurde diese Brachfläche nur teilweise wieder mit einer festen Bebauung versehen. Damit das Stadtzentrum von neuem an Attraktivität gewinnt, konnte 2010 ein Investor gefunden werden, der sich den technischen und städtebaulichen Herausforderungen stellte, ein Einkaufszentrum in diesem archäologisch brisanten Umfeld zu errichten. Der Flächenzuschnitt des Arsenalplatzes sollte dabei der städtebaulichen Struktur vor der Kriegszerstörung entsprechen. Jedoch befindet sich in dem geplanten Baufeld die Transformatorstation (TS) „Scharrenstraße“, die das vorliegende Niederspannungsnetz (NS-Netz), bzw. auch Ortsnetz genannt, aus dem Mittelspannungsnetz (MS-Netz) der Stadtwerke mit elektrischer Energie versorgt. Folglich muss die Station abgerissen werden. Eine Ersatzstation muss über den geplanten Bauzeitraum bis Ende Oktober 2012 die Bereitstellung der Elektroenergie der bisherigen Niederspannungskunden und der für die Errichtung des Kaufhauses notwendigen Baugeräte gewährleisten. Nach erfolgtem Kaufhausbau soll eine in das Einkaufszentrum integrierte Transformatorstation die elektrische Versorgung der Filialen und des Ortsnetzes übernehmen. Die Ersatzstation muss so konzipiert werden, dass sie in das vorliegende elektrische Versorgungsnetz eingebunden und nach erfolgtem Kaufhausbau zurückgebaut werden kann. Neben den technischen Anforderungen an die elektrischen Betriebsmittel der

Station ist es notwendig, die zeitlichen und strukturellen Abläufe bis zur Inbetriebnahme der Ersatzstation zu koordinieren.

## II. KOORDINIEREN DER ZEITLICHEN ABLÄUFE

Der geplante Ablauf erfordert die Berücksichtigung von zeitlichen und personellen Maßnahmen sowie strukturellen Schritten:

- 1 Anforderungen an die Ersatzstation festlegen
- 2 Angebote einholen
- 3 Angebotsbewertung/ -vergleich
- 4 Überarbeitung des Angebots
- 5 Auftragsvergabe
- 6 Liefertermin festlegen + grobe Standortangabe
- 7 Kabelverlegungsplan erörtern inkl. genauer Standortsuche
- 8 Schaltaufwand eingrenzen
- 9 Subunternehmen beauftragen
- 10 Umschlusstermin festlegen
- 11 Lieferung und Stellen der Ersatzstation + Sichtabnahme
- 12 Freischalten der „Alt“-Station
- 13 Umschwenken der Kabel und Anschluss der Ersatzstation
- 14 Prüfen und Inbetriebnahme der Ersatzstation
- 15 Folgearbeiten

Wichtige Abschnitte sind der Weg zur Angebotsfindung bis hin zur Bestellung. Dies kann einige Wochen in Anspruch nehmen; zum einen muss dem Hersteller genügend Zeit gegeben werden, um die Anforderungen an die Ersatzstation abzudecken und zum anderen müssen mögliche Änderungszeiten des Angebots einkalkuliert werden. Eine grob eingeschätzte Herstellungszeit der Station zuzüglich einer Zeitreserve wird mit 5-6 Monaten angesetzt. Die technische Einbindung der Ersatzstation ist bis zu einem gewissen Grad vor auszuplanen, damit alle nötigen Materialien und Arbeitskräfte verfügbar sind.

Netzkunden sind gegebenenfalls bei Abschaltung zu informieren. Das Umschwenken der Kabel beschreibt den Vorgang des Trennens einer Versorgungsleitung und den Wiederaufbau durch Anschluss an eine neu zu verlegende Leitung, z.B. mittels Muffen. Für das Projekt Arsenalplatz sind neue Mittelspannungskabel und Niederspannungskabel in Erde zu verlegen und an die Ersatzstation anzuschließen. Diese Kabel werden im Verlauf der Umschlussmaßnahmen an die Energieversorgung angeknüpft, indem das vorliegende Mittelspannungsnetz und NS-Netz aufgetrennt und mit den neu verlegten Kabeln verbunden wird. Die Inbetriebnahme der Ersatzstation ist der letzte Schritt zum Umschluss der Stationen bzgl. der Energieversorgung.

### III. ANGEBOTSBEARBEITUNG

Bevor Angebote verschiedener Hersteller eingeholt werden, ist eine genaue Betrachtung der Bestandteile zu machen, die später in der Ersatzstation eingesetzt werden.

#### A. Anforderungen an die elektrischen Betriebsmittel

Die derzeitige Transformatorenstation muss im Zuge der Baumaßnahmen für das Einkaufszentrum am Arsenalplatz außer Betrieb gehen und sie bietet eine Orientierungshilfe für die Auslegung der elektrischen Betriebsmittel der Ersatzstation. Neben den grundsätzlichen technischen Anforderungen an eine Transformatorenstation fließen je nach Energieversorgungsunternehmen (EVU), bzw. heute Verteilernetzbetreiber (VNB) genannt, eigene Richtlinien ein. Diese entstehen durch die Erfahrungen in der Betriebsweise des elektrischen Netzes und haben sich über viele Jahre hinweg bewährt.

##### 1) Grundsätzlicher Aufbau einer Transformatorenstation

Folgende Betriebsmittel sind Hauptbestandteil jeder Transformatorenstation:

- Mittelspannungsschaltanlage
- Transformator (Trafo)
- NS-Verteilung (NSV)

Zur Verdeutlichung des Aufbaues wird in Abbildung 3 das Übersichtsschaltbild einer Ortsnetzstation dargestellt.

Von oben nach unten gesehen kommt die Elektroenergie aus dem MS-Netz (hier Ringnetz) in die Transformatorenstation. Dort wird sie auf der Mittelspannungsseite über Sammelschienen an den Transformator weitergeleitet. Die Transformation der Spannungsebene von MS auf NS übernimmt der Trafo, auch Ortsnetztrafo durch die Versorgungsaufgabe des NS-Ortsnetzes genannt. Auf der NS-Seite wird die elektrische Energie wieder über ein Sammelschienen-system verteilt und meist an ein Strangnetz weitergegeben. Eine Strom-Zeitselektivität zum Schutz der elektrischen Betriebsmittel darunter vor allem des Trafos, bei dem Auftreten von elektrischen Fehlern, geschieht über ein dreistufiges Sicherungskonzept aus NH- und HH- Sicherungen.

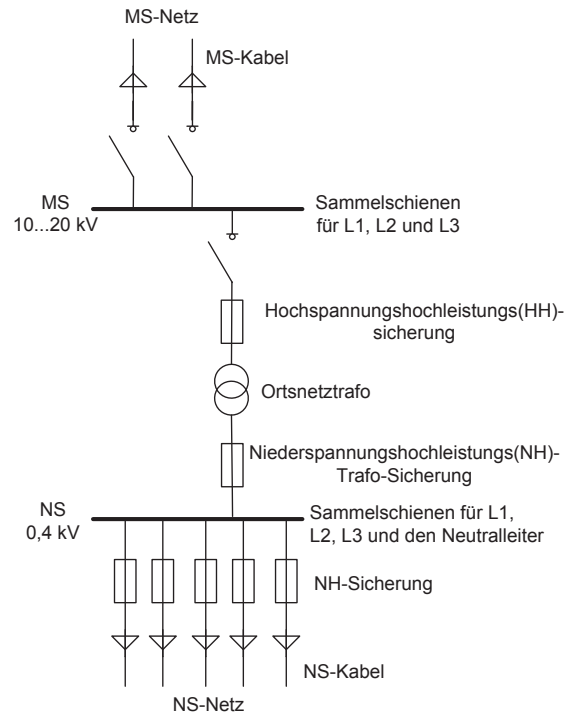


Abbildung 3 Übersichtsschaltbild einer Ortsnetzstation

##### 2) Spezielle Anforderungen an die Ersatzstation

Die Auswertung von Messungen in der existierenden Station hat ergeben, dass eine Belastung des elektrischen Ortsnetzes von rund 310 kVA bereits auftritt. Hierzu wurden über einen Zeitraum von einem Monat Messwerte auf der NS-Seite erfasst. Der Lastgang eines einzelnen Tages (02.03.2011) wird in Abbildung 4 dargestellt und ist stellvertretend für den restlichen Messzeitraum.

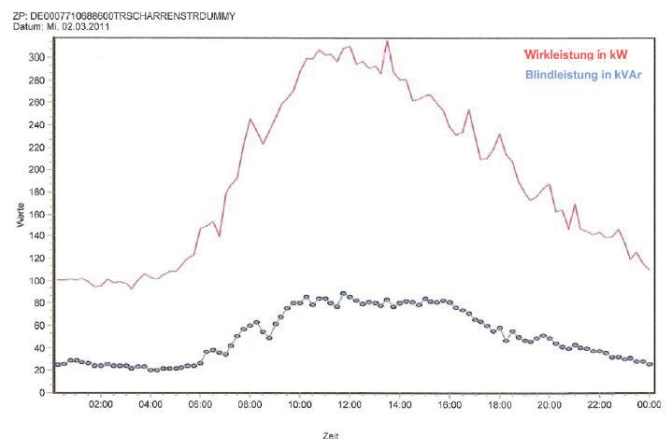


Abbildung 4 Lastgang vom 02.03.2011

Der Lastverlauf kennzeichnet den Tagesrhythmus der Belastung des Transformators in der vorliegenden Station. Die Ersatzstation muss die Bereitstellung dieser elektrischen Leistung gewährleisten. Zudem muss die Versorgung der Baugeräte mit einer zu erwartenden Scheinleistung von 400 kVA gesichert werden. Als Ergebnis der Messauswertung muss die Bemessungsscheinleistung des Trafos in der Ersatzstation mindestens der Summe (710 kVA) aus Baustromscheinleistung und Versorgungsscheinleistung des Ortsnetzes ausgeführt werden. Ursprünglich vorgesehen wurde ein 630kVA-Trafo. Eingesetzt

werden muss nun jedoch ein 800kVA-Trafo, damit die elektrische Versorgung am Standort Arsenalplatz dauerhaft gesichert werden kann.

Im vorliegenden Projekt ist die Verwendung einer fabrikfertigen Kompakt-Transformatorstation unumgänglich da zum einen nur begrenzt Stellplatz im Bereich des Arsenalplatzes zur Verfügung steht und andererseits muss die Station mit möglichst wenig Aufwand an einen zuvor festgelegten Standort platziert werden können. Ebenso ist zu bedenken, dass die Ersatzstation nach erfolgtem Kaufhausbau abgerüstet und an einem anderen Ort im elektrischen Netz eingesetzt werden muss. Daher sind die elektrischen Betriebsmittel nach Möglichkeit besonders kompakt auszuführen. Zwei Hauptpunkte sind dabei die Bauausführung des Trafos in Wellwandkesselbauform (ohne Ölausdehnungsgefäß) und die MS-Schaltanlage metallgekapselt mit dem Isoliermedium Schwefelhexafluorid (SF<sub>6</sub>). Um eine Einbindung in die Netzleitebene perspektivisch möglich zu machen wird die MS-Schaltanlage fernmeldetechnisch erfasst. Dies umfasst die Hilfsschalter an den Schaltgeräten zur Schaltstellungsmeldung EIN-AUS-GEERDET, der Anzeige zur Feststellung eines im Fehlerfall auftretenden Kurzschlussstromes auf der MS-Leitung und die Dichtheitsüberwachung des SF<sub>6</sub>-Gasdruckbehälters

Weiterführende wichtige Kriterien sind Betriebssicherheit, Wartungsarmut oder -freiheit, Montagefreundlichkeit, einfache Bedienung, Verfügbarkeit, Lebensdauer, -lebenszeit im Zusammenspiel mit den Anschaffungskosten.

#### B. Angebote einholen, bewerten und vergleichen

Für das Projekt Arsenalplatz wurden Angebote drei verschiedener Hersteller eingeholt. Die Form und der Inhalt waren bei keinem der Angebote von Anfang an perfekt. Nach einigen Änderungen stand die Ausführung der Ersatzstation als Blechgehäuse fest und der Auftrag zur Fertigung konnte vergeben werden. Ein wichtiges Kriterium war neben der wirtschaftlichen Betrachtung die Lieferzeit der Station. Diese sollte durch die zeitliche Nähe zum Tag der Inbetriebnahme der Ersatzstation und Außer-Betriebnahme der „Alt“-Station möglichst kurz gehalten werden. Zu Gute kam der Umstand, dass der preislich beste Anbieter zugleich die kürzeste Lieferzeit aufwies.

### IV. VORBEREITENDE MAßNAHMEN ZUR EINBINDUNG DER ERSATZSTATION

#### A. Ermittlung des günstigsten Standortes der Ersatzstation

Zur Findung des geeigneten Standortes der Ersatzstation, sind die geografische Lage der bereits existierenden Station, der Verlauf der Kabel und die örtlichen Gegebenheiten zu ergründen. Im städtisch bebauten Bereich ist die Verwendung von Erdkabeln sehr verbreitet. Das Netz der Stadtwerke Lutherstadt Wittenberg ist zu 90 % unterirdisch verlegt. In der Innenstadt der Lutherstadt Wittenberg liegt daher zu 100 % ein Kabelnetz vor. Als Teil der Innenstadt gilt dies auch für das Baufeld des EKZ und des umliegenden Bereiches. Durch das Vorliegen eines weitestgehend historisch gewachsenen Netzes sind verschiedene Kabelarten vorhanden, deren Isolierung von vernetzten Polyethylene (VPE), Polyvinylchloride (PVC) und ölgetränktem Papier mit Bleiummantelung (Massekabel bzw. Nasskabel) reichen. Die letztgenannten bilden die ältere Generation von Starkstromkabeln. Nach Möglichkeit sind Teilstrecken dieser Nasskabel im Zuge der Einbindung der Ersatzstation zu ersetzen. Die räumliche Nähe zur vorhandenen Station ist

anzustreben, damit durch die zusätzlichen Kabellängen kein unzulässig hoher Spannungsfall auftritt, die Leitungsverluste nicht zu stark erhöht werden und letztendlich die Kosten für den Tiefbau und die Kabelstücke minimiert werden. Grundsätzlich ist der Standort der Ersatzstation außerhalb des Baufeldes zu wählen. Dabei sollte ein ausreichender Sicherheitsabstand vorgesehen werden. Ein nicht zu unterschätzender Punkt ist der Boden des Geländes. Die Lieferwege zum Stellen der Station müssen befahrbar, erreichbar und zum geplanten Liefertermin verfügbar sein. Auch muss der Boden so beschaffen sein, dass er die 4 Tonnen Gewicht der Station trägt. Daher ist besonders Rücksprache mit der Baufirma des Einkaufszentrums zu halten.

#### B. Schaltaufwand eingrenzen

##### 1) Allgemeines

Generell ist im Umgang mit Spannung führenden Teilen, Anlagen oder Geräten höchste Vorsicht walten zu lassen. Daher ist die Einhaltung der „5 Sicherheitsregeln“ von fundamentaler Wichtigkeit, um Fehlhandlungen zu vermeiden. Diese sind durch ihre Bedeutsamkeit hier einmal aufgeführt:

- Freischalten
- Gegen Wiedereinschalten sichern
- Spannungsfreiheit feststellen
- Erden und Kurzschließen
- Benachbarte, unter Spannung stehende Teile abdecken oder abschränken

Bei der Bedienung von Schaltgeräten mit einer Spannung über 1 kV wird besonderer Wert auf eine missverständnisfreie Verständigung gelegt. In den früheren Energieversorgungsunternehmen, hat sich die Nutzung eines Schaltgesprächs zum Einleiten und Melden von Schalthandlungen im Bereich der HS bewährt. Grundlage ist die Einführung einer Schaltkommandosprache als besondere Art des Sprechens mit definierter Reihenfolge und Ausdrücken. Geringe Unterschiede sind hierbei von VNB zu VNB vorhanden, die Aussage sollte aber die gleiche bleiben. Bei den Stadtwerken wird definiert, dass Geräte mit Schaltvermögen unter Last ein- und ausgeschaltet werden. Geräte, die im leistungslosen Zustand betätigt werden dienen zum Öffnen und Schließen.

##### 2) Schaltmaßnahmen zur betreffenden Transformatorstation

Zum Zeitpunkt der Umschlussmaßnahmen der bereits existierenden Station zur Ersatzstation ist es notwendig, die TS „Scharrenstraße“ komplett vom Netz der allgemeinen Versorgung abzutrennen. Dabei müssen sowohl MS-Kabel (MK) als auch NS-Kabel (NK) verlegt bzw. verlängert werden. Um die 5 Sicherheitsregeln zu befolgen, müssen diese Kabel spannungsfrei und geerdet und kurzgeschlossen sein. Für den vorliegenden Fall ist es ausreichend, eine Betrachtung des betreffenden MS-Netzzweigs zu fokussieren, in dem die TS „Scharrenstraße“ eingebunden ist. Eine Betrachtung des gesamten MS-Netzes hinsichtlich einer kritischen Stromauslastung der Leitungen bei Versorgung über einen anderen Netzzweig, ist nicht anzustellen. Dies hat nachfolgende Gründe:

- Eine Vermaschung im SLW-Netz ist zwar vorhanden, aber durch das historische Wachsen des Netzes nicht stark ausgeprägt.
- Die Stromauslastung der Leitung des Netzabganges der TS „Scharrenstraße“ ist gering, da nur wenig Verbraucher in dem Abgang vorhanden sind (insgesamt nur 5 Trafostationen), diese wenig belastet sind und die TS „Scharrenstraße“ als dritte Station in dem Netzstrang umspannwerksnah versorgt wird.
- Der Normalschaltzustand des Netzes sieht durch die Betriebsweise in „offenen Ringen“ bereits die TS „Scharrenstraße“ als Trennstelle vor.

Die Unterbrechung der Energieversorgung ist in diesem Fall sehr einfach, da nur eine Station vom Netz genommen werden muss und diese zudem das letzte Glied eines Abgangs (eines offenen Ringes) ist. Im vorliegenden Fall können zudem einige NS-Netzzweige die durch die TS „Scharrenstraße“ versorgt werden, auch von anderen TS gespeist werden. Dies ist ein Vorteil des städtischen Ortsnetzes, das auch eine begrenzte (n-1)-sichere Versorgung in der NS ermöglicht. Dadurch wird die Anzahl der unterbrochenen Abnehmer reduziert. Um möglichst geringe Engpässe in der Versorgung zu erzielen, müssen die Arbeiten an den MK und NK parallel laufen. Zudem soll der laufende Baubetrieb möglichst kurz unterbrochen werden. Betroffen bleiben somit die direkt mit der TS verbundenen Hausanschlüsse. Deshalb muss ein Abschalten bestellt werden. Hierzu wird durch Nutzung von Printmedien bzw. persönlichen Anschreiben rechtzeitig über die Unterbrechung der Belieferung mit elektrischer Energie aufmerksam gemacht.

## V. MAßNAHMEN ZUR INBETRIEBNAHME DER ERSATZSTATION

### A. Übersicht Umschluss der Stationen

Die Maßnahmen zum Umschluss der Stationen können in folgendem Ablauf zusammengefasst werden:

- Gründung der Station (Baugrube vorbereiten)
- Stellen der Station / Sichtabnahme
- Prüfen der Gangbarkeit der Schaltgeräte
- Erdungsanlage installieren
- Kabel verlegen
- Endverschlüsse an neuer MS-Schaltanlage setzen
- Stationsabnahme
- „Alt“-Station freischalten (auf der MS und NS)
- Arbeiten an den Kabeln
- Phasenvergleich (L1, L2, L3) durchführen
- Gräben verfüllen

Die oben genannten Schritte können weitestgehend von Subunternehmen durchgeführt werden mit den Aufgabenfeldern Tiefbau, Lieferung und Montage (z.B. Kabel- und Verbindungsmaterial, Material für die Erdungsanlage, etc.). Bevor jedoch mit der Arbeit an den Starkstromkabeln begonnen werden kann, muss schaltberechtigtes Personal der Stadtwerke die „Alt“-Station freischalten. Die Befolgung der 5 Sicherheitsre-

geln erfordert das Heranziehen ausgebildeter Elektrofachkräfte für die notwendigen Arbeiten.

### B. Die Inbetriebnahme ist mit folgenden Schritten verbunden:

- Kabelprüfung (Mantelprüfung, Einschaltprüfung)
- Protokolle überprüfen
- Inbetriebnahme der Ersatzstation
- Normalschaltzustand des Netzes wiederherstellen

#### 1) Kabelprüfung

Als letzte Maßnahme vor der Inbetriebnahme hat nach DIN VDE 0276-620 [1] die Prüfung der montierten Starkstromkabelverbindungen zu erfolgen. Für die MS-Prüfmaßnahmen kommt ein Kabelmesswagen oder ein tragbares Gerät zum Einsatz und stellt den ordnungsgemäßen Zustand der Kabel fest. In Abstimmung mit dem Auftraggeber kann die Kabelprüfung durch die beauftragte Elektrofachfirma oder durch ein Subunternehmen erfolgen. Grundlegend werden zwei Prüfungen angewendet; zur Prüfung des Kabelmantels und der Isolation. Beide Prüfungen werden am freigeschalteten Kabel durchgeführt.

##### a) Kabelmantelprüfung

Hier soll die leitende Verbindung des Kupferschirmes zwischen zwei Transformatorenstationen festgestellt werden und vor allem zur Feststellung, dass der Kabelmantel äußerlich unbeschädigt ist. Es wird jede Ader jedes Kabels einzeln geprüft. Auf den Kabelschirm wird eine Prüfspannung von 3 bis 5 kV (Gleichspannung) gegeben, indem von einem Anfangswert (0 kV) die Spannung gesteigert wird. Zusätzlich wird der Strom, den das Kabel aufnimmt, gemessen. Dies entspricht dem Ableitstrom des Kabels über die Länge bis zur nächsten TS. Ideal wäre ein Wert von Null. Der Strom ergibt sich jedoch aus dem Ableitwert des Mantels und den Kapazitäten mit einem Stromkreisschluss über Erde. Für VPE-Kabel ist ein Strom im ein- oder zweistelligem  $\mu\text{A}$ -Bereich ein guter Wert und beschreibt den einwandfreien Zustand des Kabelmantels. Die Länge der Leitung hat den größten Einfluss auf den Ableitstrom. Ist der Wert ungewöhnlich hoch ( $>100 \mu\text{A}/\text{km}$  für VPE), so liegt eine Minderung der Isolationsfähigkeit des Mantels vor. Eine zweite Variante ist eine Beschädigung des Kabelmantels. In diesem Fall wird der Ableitstrom bei Anlegen der Spannung unzulässig hoch und die Anordnung zeigt einen Mantelfehler an. Dadurch ist die Strombegrenzung des Messaufbaus sehr schnell erreicht und die Spannung sollte nicht gesteigert werden können.

##### b) Einschaltprüfung

Eine intakte VPE-Isolierung (Prüfung des Leiters gegen Schirm) soll festgestellt werden. Hierbei kann ein gesamtes MS-System über mehrere Stationen hinaus geprüft werden. An einem Ende der Leitung wird eine Prüfwechselspannung von 20 kV auf die Kabel gegeben. Über einen Messzeitraum von mindestens 15 min wird der Ableitstrom festgestellt. Die Prüffrequenz liegt hierbei im mHz-Bereich, weshalb das Verfahren als Very Low Frequency (VLF) bezeichnet wird. Die primäre Prüfanforderung ist es, keinen Durchschlag zu erhalten. Ist die Isolierung schadhaf, kommt es entweder zu einem Durchschlag oder kann ein hoher Ableitstrom ein Indiz für die Qualität der Isolierung sein.

2) *Inbetriebsetzung Mittelspannungsschaltanlage,  
Transformator und Niederspannungsverteilung*

Sind alle Starkstromkabelverbindungen umgeschwenkt und gelten die Prüfungen als bestanden, so kann die Inbetriebnahme der Ersatzstation erfolgen. Als erste Maßnahme wird die MS-Schaltanlage unter Spannung gesetzt. Anschließend ist die richtige Übersetzung des Trafos zu überprüfen, indem der Hauptschalter der NSV geschlossen wird und an den NS-Sammelschienen die Spannungen gemessen werden. Diese müssen 230 V für Leiter-Erde-Spannungen und 400 V für Leiter-Leiter-Spannungen aufweisen. Erst nach ordnungsgemäßem Betrieb des Trafos können die Abzweige der NSV nacheinander eingeschaltet werden. Damit ist das elektrische Umschwenken der Kabel beendet. Die „Ersatzstation“ hat die Funktionen komplett übernommen. Als nächstes wird der Grundschtzustand des Energienetzes in diesem Bereich wiederhergestellt.

VI. ZUSAMMENFASSUNG

Die Aufgabe des vorliegenden Projektes erstreckte sich von der Zusammenstellung von Anforderungen einer Station auf den speziellen Fall am Arsenalplatz und führte zur Einbindung der Ersatzstation in ein bestehendes Energienetz. Dabei haben Messungen die Notwendigkeit eines leistungsstärkeren Transformators zu Tage gebracht. Dementsprechend konnten weitere [2]

elektrische Betriebsmittel den veränderten Anforderungen angepasst werden. Ein geeigneter Standort für die Ersatzstation aus ingenieurtechnischer Sichtweise wurde rund 20 m von der „Alt“-Station entfernt festgelegt und wurde dementsprechend umgesetzt. Für die Abstimmung von zeitlichen und personellen Angelegenheiten war der geplante Ablauf nötig. Störeinflüsse durch nicht korrekt ausgeführte Komponenten seitens des Herstellers konnten bei erfolgter Sichtkontrolle während der Lieferung der Ersatzstation erkannt werden. Die Behebung erfolgte nach Absprache mit dem Hersteller reibungslos und ohne zusätzliche Kosten für die Stadtwerke. Einen schwerwiegenden Einfluss auf den zeitlichen Ablauf hatte dieser Mangel nicht, da zu diesem Zeitpunkt bereits eine Verzögerung aller nachfolgenden Maßnahmen durch den stockenden Kaufhausbau erfolgte. Zurückzuführen war dies vor allem auf archäologische Funde, die im Baufeld inhomogen verteilt waren und durch den Kaufhausinvestor berücksichtigt werden mussten. Die Einbindung und Inbetriebnahme der Ersatzstation konnte letztendlich unter Anwendung der aufgezeigten Aufgabenschritte erfolgen.

REFERENZEN

- [1] DIN VDE 0276-620; VDE 0276-620, 2010-11, Starkstromkabel - Energieverteilungskabel mit extrudierter Isolierung für Nennspannungen von 3,6/6 (7,2) kV bis einschließlich 20,8/36 (42) kV

# A Generic Framework for Simulating the EEX Power Market in Agent-Based Energy Management Applications

Florian Siefert, Gerrit Anders, and Wolfgang Reif

Institute for Software & Systems Engineering  
Augsburg University, Germany

E-Mail: {siefert|anders|reif}@informatik.uni-augsburg.de

Matthias Sommer

Student at Institute for Software & Systems Engineering  
Augsburg University, Germany

E-Mail: matthias.sommer@student.uni-augsburg.de

**Abstract**— Due to regulatory changes and climate protection goals, the dependence on distributed and weather-dependent energy resources will continue to increase in the next years. This situation requires new ideas on how the energy system of tomorrow should operate, and establishes new requirements for the technical and legislative infrastructure. Serving as catalyst promoting research in the field of energy management applications, there are many projects that investigate in which way these changes have influence on the interests of participants of electricity markets and market prices. These studies are often conducted in an agent-based environment that features a simulated electricity market.

In this paper, we present a generic agent-based framework for simulating a realistic electricity market, the European Energy Exchange (EEX) power market. This simulator can be easily incorporated into existing agent-based simulations of energy management applications. Without having to design an electricity market from scratch, researchers can concentrate their resources on developing and analyzing the underlying application.

## I. INTRODUCTION

The structure of the energy system as we know it today is rapidly changing, pushed by regulatory changes such as the deregulation of the electricity market. Moreover, climate protection goals and Germany's decision on the nuclear phase-out necessitate new mobility concepts and the expansion of renewable energies. As a result, we are confronted with an increasing number of small, distributed power plants whose outputs depend on stochastic, i.e., uncertain, resources like wind or sun. This uncertainty, however, makes it difficult to ensure security of supply using today's technical infrastructure. Thus, a lot of projects are dealing with how the energy system might react to these changes, how to technically enhance the energy system, and how to amend the legislation in this domain to be able to cope with the challenges of tomorrow.

These changes in the energy system also effect the electricity markets as well as their participants: Higher uncertainty leads to a higher need to short-term optimize the portfolio on electricity markets, for example. Therefore, simulations of electricity markets are a highly topical field in research. These simulations are mostly realized by an agent-based [1] modeling approach in which proactive, autonomous agents trade electricity with each other. The introduction of learning agents that exhibit strategic behavior in agent-based simulations of electricity markets [2] makes it possible to analyze different bidding strategies of various stakeholders. For example, [3]

analyzes the influences on market power by strategic bidding. Moreover, it is easily possible to investigate the impacts of stochastic resources (like wind) or electric vehicles on the development of market prices [4]. Further, it enables the analysis of the effects of regulatory changes or new market rules on market prices or bidding behavior [5].

In this paper, we present an agent-based simulator of the electricity market of the European Energy Exchange (EEX) [6], the EEX power market. In contrast to other approaches like [2] that present a closed simulation environment for agent-based electricity markets, this simulator is designed as generic framework that can be easily integrated into a broad range of multi-agent systems which deal with energy management applications. Thus, it enables applications like [7] to trade energy on a realistic power market out of the box, and can be used, e.g., to evaluate bidding strategies or to analyze the development of market prices under the influence of regulatory changes.

This paper is structured as follows: Section II gives an overview of the EEX power market. Afterwards, the model of the simulated EEX power market is presented in Section III. Section IV gives an insight into how the EEX power market and the basic functionality of market participants are implemented and how to integrate the framework into existing energy management applications. Finally, Section V draws a conclusion and identifies future work.

## II. THE EEX POWER MARKET

The EEX, located in Leipzig, Germany, is the biggest energy exchange in Europe, and enables – besides electrical power – trading of natural gas, CO<sub>2</sub> emission rights, and coal.

Basically, the EEX offers three different markets on which electrical power can be traded. At the *power spot market* (see Section II-A), power for the current and the following day is traded. The *power derivatives market* (see Section II-B) enables to conclude long-term contracts up to six years in advance. Furthermore, traders can close a bargain on the *over-the-counter market*. These are traded directly between traders and are not conducted via the exchange. However, the EEX ensures security through clearing.

### A. The Power Spot Market

At the power spot market, the power portfolio can be optimized on short notice. The spot market divides itself into the *intraday market*, where mainly power for the current day is



traded, and the *day-ahead market*, where contracts for the coming day are closed. Each contract is for one single hour, but two or more hours can be combined to a user-defined block order. The traded quantity of power per contract is at least 0.1 MW. In general, the specified amount of power in a contract has to be delivered constantly the whole defined time frame.

1) *The Intraday Market*: Trading at the intraday market is possible twenty-four hours a day, seven days a week. Contracts are traded via continuous trading (see Section II-C1) until 15 minutes before delivery. After 3 p.m., it is possible to trade all hours of the following day. User-defined block orders are not partially executable (restriction AON, see Section II-D). Single hour orders and block orders are entered in separate order books. Moreover, the intraday market has a separate order book for quantities below 1 MW.

2) *The Day-Ahead Market*: The day-ahead market is open for trading every day of the year. Orders for a certain day can be entered in the order book until 12 p.m. of the previous day (order book opens 45 days in advance). Then, a daily auction is executed (via auction trading, see Section II-C2). Block orders are not partially executable (restriction AON, see Section II-D).

### B. The Power Derivatives Market

At the power derivatives market, long-term contracts are concluded. This enables buyers to plan longer in advance for a secure basic power supply, and enables sellers an ensured and stable income. Standardized products, so-called futures, are traded. They are available in different durations, weekly, monthly, for a quarter year, or a year, and can be traded up to four weeks, nine months, eleven quarters, and six years ahead, respectively. Furthermore, futures are available as base load, peak load, and off peak contracts. Off peak contracts are not available for week futures. A future contract specifies the price, the date and the duration of the power delivery. The quantity of delivered power is 1 MW. Moreover, so-called options can be stipulated. These entitle the buyer of the option to execute the futures contract or not (until a defined point of time), whereas the seller of this option has the duty to execute the futures contract if the buyer exercises the option.

The derivatives market has four different periods throughout the day. It starts with the pre-trading-period, where it is possible to enter first orders. This period is followed by the pre-opening-period, a short break, where entering and removing orders is not possible. In this period, the placed orders are executed by auction trading (see Section II-C2). All not executed orders are subsequently transferred to the trading-period. Trading in this period is executed by continuous trading (see Section II-C1). The current trading day ends with the post-trading-period. All remaining orders that have no specified duration of validity are then removed. From this time until the re-opening of the derivatives market on the next trading day, trading is not possible.

### C. The Different Procedures for Trading Power

Both the spot market and the derivatives market use continuous trading as well as auction trading to determine matching orders. These two procedures are outlined in the following.

1) *Continuous Trading*: As mentioned before, continuous trading is the only way of trading at the intraday market, and takes place in the trading-period of the derivatives market. Traders have to specify quantity and price limit of their order. In continuous trading, not executed orders are stored in an order book. When a new order comes in, it is immediately checked for execution against the sorted orders in the order book. Two orders match when they are about the same hour(s) and their price limits match. If execution is possible, the related traders are informed and the matching order is removed from the order book if it could be fully executed. In case the new order cannot be executed, it is entered in the order book if there is no restriction on it like IOC (see Section II-D). Orders in the order book are sorted by time of reception and price. That means that buying orders with a higher price and selling orders with a lower one are preferred.

2) *Auction Trading*: Orders of the day-ahead market and orders that were placed in the pre-trading-period at the derivatives market are executed by auction trading. Traders specify their offered quantity of power for every single hour and a price limit (else the order is unlimited) and place the order in an order book. The auction trading takes place periodically, which means that all orders are collected until a certain time and then a market clearing price for every hour (at the day-ahead market) or per contract (at the derivatives market) is determined. The market clearing price is determined by the principle of highest executed volume, i.e., the market clearing price is the price that satisfies most traders with respect to the executable quantity of energy. Orders that are in line with the clearing price are executed, the other orders are not executed.

### D. Execution Restrictions of Orders

Depending on the different procedures of trading energy and different forms of orders (single hour orders and block orders), orders can or must have execution restrictions on them, like, e.g., *All or None (AON)* (order has to be executed entirely or not at all), *Fill or Kill (FOK)* (order has to be executed immediately and entirely or not at all; it is thus not entered in an order book), or *Immediate or Cancel (IOC)* (order has to be executed immediately or is canceled but can be partially executed; it is thus not entered in an order book).

## III. MODEL OF THE SIMULATED EEX POWER MARKET

In this section, we give a short summary of the model of our simulated EEX power market. However, as the EEX power market is a very complex system, we did not model it to its full extent and had to make some simplifications and assumptions. The essential simplifications are that our model does not support the over-the-counter market. Furthermore, no options can be traded on the derivatives market. Recently, the spot market launched 15-minute contracts on the intraday market, which is not yet considered in our model.

The most important participants at the EEX power market are power providers that offer energy, power consumers that want to buy energy, and obviously the EEX itself. The model of the EEX consists of the power derivatives market and the spot market. The spot market is further divided into the intraday market and the day-ahead market. In contrast to the derivatives and the day-ahead market, which both have one order book each, the intraday market has three separated order

books. One for single hour orders, one for block orders, and one for orders below 1 MW.

If an EEX participant registers with the EEX, it is informed about all currently available spot contracts and future contracts. Power providers can bid for a specific contract by submitting power providing orders, and power consumers can place their bids by power consuming orders. These are then traded via the trading procedures (see Section II-C) as they are utilized in the EEX power market. Next, we describe the algorithmic implementations of these procedures.

#### A. Trading at the Power Spot Market

The spot market, as described in Section II-A, divides itself into the intraday and day-ahead market. Trading on the intraday market is realized via continuous trading (see Section III-A1), whereas orders on the day-ahead market are traded via auction trading (see Section III-A2).

1) *Continuous Trading at the Intraday Market*: Whenever a new order is registered with the intraday market, it is immediately tried to find appropriate counterparts for execution in the order book. Block orders can only be executed completely, meaning that the quantity defined by the order has to be satisfied (restriction AON). In contrast to block orders, single hour orders can be executed partially. Algorithm 1 shows the procedure if a trader in the role of a power provider submits a new single hour order  $ppo$  in the form of a power providing order. The algorithm that processes power consuming orders instead of power providing orders is implemented analogously.

First, the algorithm sorts the power consuming orders  $pcos$  contained in the intraday's single hour order book by time of reception and price in descending order such that power consuming orders with higher prices are preferred. Then, matching power consuming orders are searched by iterating over  $pcos$ . A power consuming order  $pco \in pcos$  matches if the time frame of  $ppo$  and  $pco$  coincide, and the price specified in  $pco$  is not less than the price specified in  $ppo$ . If  $pco$  matches, a new transaction for  $ppo$  and  $pco$  is concluded and added to an initially empty set of  $transactions$ . The transaction consists of the executed quantity  $exQuantity$ , which is the minimum of the quantity specified by  $ppo$  and  $pco$ , the price of  $ppo$ , as well as  $ppo$  and  $pco$  themselves. After reducing the quantity of  $pco$  and  $ppo$  by  $exQuantity$ ,  $pco$  is removed from

**Algorithm 1** Process of finding matching single hour orders at the intraday market for a power providing order  $ppo$

---

```

1:  $pcos := singleHourOrderBook.getSortedPCOs()$ 
2:  $transactions := \emptyset$ 
3: for all  $pco \in pcos$  do
4:   if  $ppo.quantity > 0 \wedge ppo.timeFrame =$ 
      $pco.timeFrame \wedge ppo.price \leq pco.price$  then
5:      $exQuantity := \min\{ppo.quantity, pco.quantity\}$ 
6:      $ppo.quantity := ppo.quantity - exQuantity$ 
7:      $pco.quantity := pco.quantity - exQuantity$ 
8:     if  $pco.quantity = 0$  then
9:        $singleHourOrderBook.remove(pco)$ 
10:    end if
11:     $transactions.add(\text{new } Transaction(ppo, pco,$ 
      $ppo.price, exQuantity))$ 
12:  end if
13: end for
14: return  $transactions$ 

```

---

the single hour order book if its quantity is completely satisfied, i.e., if  $pco$  could be fully executed.

Afterwards, the traders are informed about the transactions. If  $ppo$  could not be fully executed, i.e.,  $ppo.quantity > 0$  after iterating over  $pcos$ , it is entered in the order book itself if no execution restriction IOC or FOK is assigned to it (see Section II-D). Our simulation of the EEX currently does not support the restriction FOK in combination with single hour orders. This is because this feature necessitates a mechanism that can resolve dependencies between FOK single hour orders which have been identified as not fully executable.

Basically, orders below 1 MW and block orders are processed similar to single hour orders. The main difference between block orders and single hour orders is that block orders match if the time frames are equivalent, their price limits match as stated in the description above, and their quantity coincide. If no matching order can be found, the block order is added to the block order book.

2) *Auction Trading at the Day-Ahead Market*: The procedure for trading energy at the day-ahead market is auction trading. A daily auction at 12 p.m. determines which orders are accepted or rejected. This auction is executed for every hour of the next day. The first two steps in auction trading (see Algorithm 2) are to calculate the clearing price  $cp$  (see Section II-C2) and the quantity of executable energy  $cpq$  for the corresponding hour. Afterwards, the relevant power consuming orders  $pcos$  (i.e., those valid for the corresponding time frame) are sorted by price and limit in descending order such that the power consuming orders without limits are preferred. The relevant power providing orders  $ppos$  are sorted by the same criteria in ascending order. In the next step of the algorithm, for each power consuming order  $pco$  whose price limit  $pco.price$  is not below  $cp$ , transactions with appropriate  $ppos$  are stipulated until  $pco$  has been fully executed ( $pco.quantity = 0$ ) or all  $ppos$  have been checked for execution. A power providing order  $ppo$  can participate in a transaction if it is not yet fully executed and its price limit  $ppo.price$  is not higher than  $cp$ . The quantity  $exQuantity$  to be executed is calculated from the minimum amount of energy left for execution of  $pco$  and  $ppo$ . After adjusting the remaining quantity for  $pco$ ,  $ppo$ , and  $cpq$ , a transaction is concluded.

---

**Algorithm 2** Auction trading at the day-ahead market for a specific contract, i.e., time frame of one single hour

---

```

1:  $cp := calcClearingPrice(ppos, pcos)$ 
2:  $cpq := getExecutableQuantity()$ 
3:  $pcos := sortByPriceLimitDesc(pcos)$ 
4:  $ppos := sortByPriceLimitAsc(ppos)$ 
5:  $transactions := \emptyset$ 
6: for all  $pco \in pcos$  do
7:   if  $cpq > 0 \wedge pco.quantity > 0 \wedge pco.price \geq cp$  then
8:     for all  $ppo \in ppos$  do
9:       if  $ppo.quantity > 0 \wedge ppo.price \leq cp$  then
10:         $exQuantity :=$ 
11:           $min\{ppo.quantity, pco.quantity\}$ 
12:         $cpq := cpq - exQuantity$ 
13:         $ppo.quantity := ppo.quantity - exQuantity$ 
14:         $pco.quantity := pco.quantity - exQuantity$ 
15:         $transactions.add(\text{new } Transaction(ppo,$ 
16:           $pco, cp, exQuantity))$ 
17:       end if
18:     end for
19:   end if
20: end for
21: return  $transactions$ 

```

---

After this auction, all relevant orders are removed from the day-ahead market's order book. All traders whose orders are associated with a valid transaction are informed about this transaction. If an order was not assigned to a valid transaction, it is rejected. In case no clearing price could be calculated ( $cp < 0$ ), no energy can be traded and the set of concluded *transactions* is empty. In this case, all orders are rejected.

#### B. Trading at the Power Derivatives Market

As the spot market, the derivatives market makes use of both trading principles. Submitted orders are first tried to be executed via auction trading in the pre-opening-period (see Section III-B1). Orders that could not be executed are tried to be executed via continuous trading within the trading-period which also allows for placing new orders (see Section III-B2).

1) *Auction Trading at the Power Derivatives Market:* The algorithm that defines the exact procedure of auction trading at the derivatives market is very similar to the one used at the day-ahead market (see Section III-A2). For this reason, we do not explain the algorithm in detail but point out in which way it differs from Algorithm 2. First, auction trading at the derivatives market is executed for every future contract, whereas auction trading at the day-ahead market is executed or every hour of the next day. Second, each order at the derivatives market has a quantity of 1 MW so that the executed quantity *exQuantity* (see Algorithm 2) is always 1 MW. Last but not least, if a valid transaction is stipulated and *ppo* as well as *pco* are limited, a variable called *lastPrice* is updated for the corresponding future contract. The *lastPrice* is an information necessary for continuous trading at the derivatives market (see Section III-B2). Orders that could be executed are removed from the order book and the corresponding traders are informed.

2) *Continuous Trading at the Power Derivatives Market:* If a new power providing order *ppo* is placed within the trading-period (the procedure for power consuming orders is similar), it is checked for execution with power consuming orders *pcos* contained in the order book that are associated with the same

future contract (see Algorithm 3). Basically, if *ppo* is unlimited, it can only be executed if a *lastPrice* for the corresponding contract is available (see Section III-B1) and if the price difference of at least one limited *pco* and *lastPrice* is below a pre-defined  $\Delta price$ . If *lastPrice* has not been determined or *ppo* is limited and the price difference is above  $\Delta price$ , it is tried to execute *ppo* in combination with limited *pcos*. Otherwise, if *lastPrice* has been calculated, a limited/unlimited *ppo* is tried to execute in conjunction with unlimited/limited *pcos*.

If *ppo* or *pco* is not limited or their price is compatible, a new transaction over 1 MW is stipulated and *pco* is removed from the order book. The price of the transaction corresponds to the *lastPrice* for this contract if *ppo* or *pco* is not limited. Otherwise, *lastPrice* is updated with the price of *ppo*. If the order could be executed, a new transaction is concluded. Otherwise, the order is added to the order book.

#### IV. INTEGRATING THE SIMULATED EEX POWER MARKET INTO ENERGY MANAGEMENT APPLICATIONS

The model of the EEX power market described in Section III has been implemented in Java in a way that it can be integrated into many multi-agent systems used for simulation of diverse energy management applications. Our implementation features the EEX power market that includes the power spot markets and the power derivatives market, together with the different procedures for trading energy by the principles of auctions and continuous processes for finding matching orders. The EEX power market is implemented in the form of a generic agent that features a method that can be called periodically for exhibiting proactive behavior necessary for opening and closing order books, managing orders, and setting up contracts at specific points in time. The basic functionality of EEX participants, i.e., power providers and consumers, has also been implemented. However, since it is likely that the possibility to participate in the EEX enhances the functionality of an existing agent in an existing simulation environment, the generic functionality of power consumers and providers is not implemented by an agent but in a common Java class that can be instantiated by each agent that has the need for participating in the EEX.

The different EEX participants communicate by using a generic communication interface. An application that uses the simulated EEX power market has to implement this interface and thus to provide a concrete technique modeling communication. For example, communication can be realized

---

**Algorithm 3** Process of finding matching power consuming orders at the derivatives market for a power providing order  $ppo$  and a specific future contract via continuous trading

---

```

1:  $lastPrice := getLastPrice()$ 
2: if  $ppo.limited = false \wedge lastPrice = null$  then
3:   return  $null$ 
4: end if
5: if  $lastPrice = null \vee (ppo.limited = true \wedge |ppo.price - lastPrice| > \Delta price)$  then
6:    $pcos := pcos.getLimited()$ 
7: else if  $lastPrice \neq null$  then
8:   if  $ppo.limited$  then
9:      $pcos := pcos.getUnlimited()$ 
10:  else
11:     $pcos := pcos.getLimited(\Delta price)$ 
12:  end if
13: end if
14: for all  $pco \in pcos$  do
15:   if  $ppo.limited = false \vee pco.limited = false \vee ppo.price \leq pco.price$  then
16:    if  $ppo.limited = true \wedge pco.limited = true$  then
17:       $lastPrice := ppo.price$ 
18:       $updateLastPrice(lastPrice)$ 
19:    end if
20:     $orderBook.remove(pco)$ 
21:    return new  $Transaction(ppo, pco, lastPrice, 1)$ 
22:  end if
23: end for
24: return  $null$ 

```

---

by simple method calls or message passing if the simulation is performed in a distributed environment.

As the generic functionality of EEX participants can be further extended by application-specific properties and functionality, the simulated EEX power market presented in this paper is well-suited, e.g., for analyzing the impact of different bidding strategies, changing power plant landscapes, new market participants, and legislative changes on the market price, the market participants themselves, or the whole system. During the design and implementation process, we ensured the correct behavior and functionality of the simulated EEX power market by unit testing. We further evaluated the requirement that the EEX power market can be easily incorporated into existing simulation environments by its integration into an energy management application called *Autonomous Virtual Power Plants (AVPPs)* [8] implemented in the multi-agent system *Repast Symphony* [9]. AVPPs are self-organizing ensembles of power plants each being responsible for satisfying a fraction of the system-wide energy demand. To this end, each AVPP autonomously creates power schedules on the basis of predictions made by producers and consumers, and adapts its structure when required. In order to allow for economic energy production and to balance energy supply and load, in our implementation, AVPPs were successfully enabled to participate in the simulated EEX power market in

the role of power providers as well as power consumers to be able to sell surplus energy or to purchase energy if needed.

## V. CONCLUSION AND FUTURE WORK

In this paper, we presented an agent-based framework for simulating the EEX power market. It is designed in a generic way and can be used in various multi-agent systems having the need for a realistic electricity market simulation. Furthermore, we outlined how to integrate this simulator in an agent-based energy management application. Because of the EEX's complexity, it was necessary to make some simplifications such as the disregard of the over-the-counter market and trading options on the derivatives market (see Section III).

Future work may reduce these simplifications, thus making the model even more realistic. Another interesting point to include would be the introduction of trading plans and strategies of the agents acting as buyers and sellers. Last but not least, we want to evaluate in which way the EEX power market can be used as an interface that allows the interaction of different energy management applications, such as AVPPs (see Section IV), supply demand management applications, and dynamic pools of energy consumers that participate in the EEX power market. In this context, we want to analyze if and how these applications complement each other.

## ACKNOWLEDGMENT

This research is partly sponsored by the research unit *OC-Trust* (FOR 1085) of the German Research Foundation (DFG).

## REFERENCES

- [1] N. Jennings and M. Wooldridge, "Applications of Intelligent Agents," *Agent technology: Foundations, applications and markets*, pp. 3–28, 1998.
- [2] G. Conzelmann, M. North, G. Boyd, R. Cirillo, V. Koritarov, C. Macal, P. Thimmapuram, and T. Veselka, "Simulating Strategic Market Behavior Using an Agent-Based Modeling Approach," in *Proceedings of the 6th European IAEE Conference*, 2004.
- [3] J. Wang, A. Botterud, G. Conzelmann, and V. Koritarov, "Market Power Analysis in the EEX Electricity Market: An Agent-Based Simulation Approach," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008.
- [4] L. Wehinger, M. Galus, and G. Andersson, "Agent-Based Simulator for the German Electricity Wholesale Market Including Wind Power Generation and Widescale PHEV Adoption," in *7th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2010, pp. 1–6.
- [5] D. Bunn and F. Oliveira, "Agent-Based Simulation—An Application to the New Electricity Trading Arrangements of England and Wales," *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 5, no. 5, pp. 493–503, 2001.
- [6] "European Energy Exchange". [Online]. Available: <http://www.eex.com>
- [7] G. Anders, F. Siefert, J.-P. Steghöfer, H. Seebach, F. Nafz, and W. Reif, "Structuring and Controlling Distributed Power Sources by Autonomous Virtual Power Plants," in *Proceedings of the Power & Energy Student Summit (PESS) 2010*, 2010.
- [8] G. Anders, L. Klejnowski, J.-P. Steghöfer, F. Siefert, and W. Reif, "Reference Architectures for Trustworthy Energy Management and Desktop Grid Computing Applications," *Universitätsbibliothek Augsburg, Universitätsstr. 22, 86159 Augsburg, Tech. Rep.* 2011-11, 2011.
- [9] "Repast Symphony". [Online]. Available: <http://repast.sourceforge.net>

# Simulation of a distribution grid with a high penetration of renewable energy and electric cars using PSS/Netomac

Robert H. Renner  
Otto-von-Guericke-University Magdeburg  
robert.renner@st.ovgu.de

Martin Stötzer  
Otto-von-Guericke-University Magdeburg  
martin.stoetzer@ovgu.de

**Abstract**— In electrical grids it is always necessary to produce as much power as much is consumed. Historically the energy was produced in big central power plants. There the production was always aligned to the consumption and the transport was held as short as possible [1], [2]. With the change to a renewable production of energy this structure has to change, too. On the one hand renewable power plants do not produce constantly because wind and sun are not always available. On the other hand renewable power plants in Germany have not to take part in reactive power control [3]. To compensate this problems it is important to have the possibility to store the energy and compensate the reactive power. One possibility is to use the accumulator of electric cars (e-cars) to store the energy and the power electronics to compensate the reactive power [4]. This paper shows the reaction of a 20 kV grid, that represents a town with 45.000 citizens, where renewable energy production and the integration of e-cars rise. For that three scenarios are simulated which represent the years 2011, 2030 and 2050.

**Index Terms**— Distribution Grid, Electric Vehicles, Voltage Control, Renewable Energy

## I. INTRODUCTION

Germany will shut down all its nuclear power plants by 2022. The power they produce must be replaced by new power plants because it is necessary to produce always as much power as much is consumed [5]. Also the Bundesregierung wants to change the production of electrical energy to 80% out of renewable energy sources by the year 2050 [6]. To do that it is necessary to restructure the electrical infrastructure, because historical the grid was designed to transport the energy from big central power plants over a distance as short as possible to the loads [1], [2]. As an result there have to be build new lines because the site of the energy production is no longer free to choose. The wind based generation is not always situated where the load is, for example off-shore wind turbines. Also the energy has to be stored, because the wind turbines and solar panels do not always produce energy when it is needed [4]. One possibility is to use the accumulator of e-cars to store a part of the energy. Another problem is that renewable power plants do not have to control their reactive power [3] so that there can be voltage problems in distribution grids if the load exceeds or goes below the generation. Maybe the power electronics of e-cars can find a remedy for that. Regarding the

marked penetration there are many scenarios for the expansion of e-cars in Germany. Three forecasts up to the year 2025 are shown in figure 1.

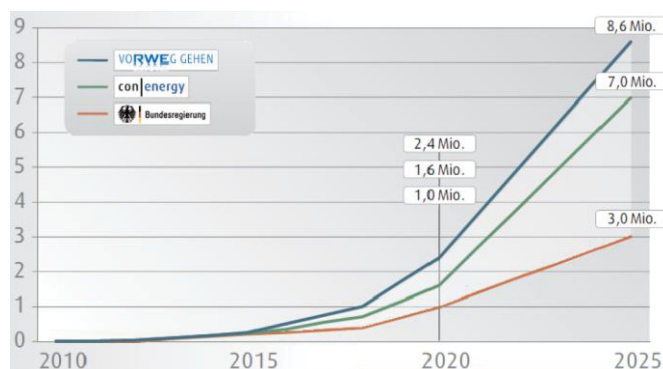


Figure 1. Forecasts of e-cars expansion in Germany [7]

## II. SIMULATION MODELS

In this chapter the models for the distribution grid and the involvement of electric cars are described.

### A. Grid model

To analyse the potential to store energy from renewable power plants in e-cars, a typical distribution grid is need. That means an electrical grid with a voltage level of 20 kV and a radial form that is free to use. An electrical grid that fulfils this criteria is the Cigre benchmark grid [8]. It represents a town with 45.000 citizen, that means 45 MW peak load.

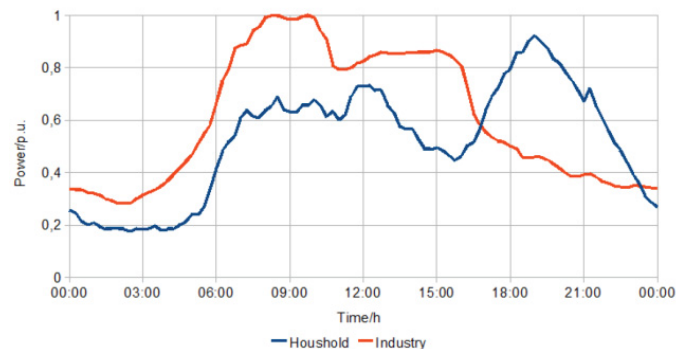


Figure 2. Profiles for household and industry loads

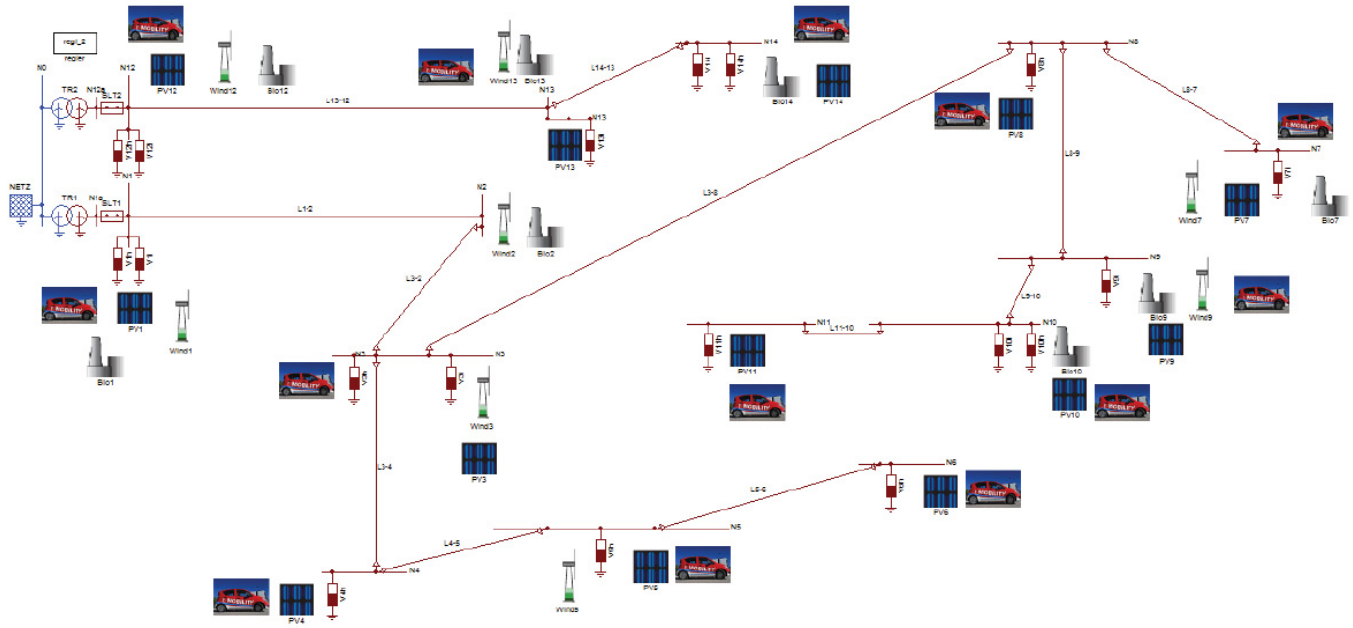


Figure 3. Cigre benchmark grid extended with renewable power plants and e-cars

It consists of two 20 kV sub-networks, each supplied by a 20/110 kV transformer. At each node the loads are separated into household and industry each with characteristic profiles figure 2. and concentrating the whole electric grid below. The original Cigre benchmark grid was extended with wind turbines, photovoltaic power plants, biogas power plants (done in [9]) and e-cars. The topology is shown in figure 3. The parameter of the electrical equipment is described in [8]. The profiles of the power plants shown in figure 4. and of the ecars in figure 5. The static parameter of the power plants and e-cars are changing in every scenario so that they can be found in chapter III.

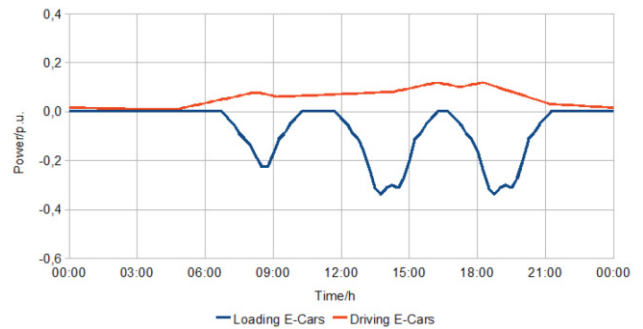


Figure 5. Used load and drive profiles for the e-car model

The blue graph in figure 5. shows the used variable drive energy. This graph is scaled to 6 kWh per each car and per each day (6 kWh = average driving energy [10]). The energy storage capacity is saved as a variable value for each car. The red graph in figure 5. shows the load with variable active power. The active power is scaled to 6 kWh each day each car so that the state of charge is equal at the beginning and at the end of one day. The reactive power without activated voltage control has the same graph as the active power. With activated voltage control the reactive power tries to compensate the voltage change with a maximum value that is added from cosp. In the simulation software the e-cars are realised as P-Q-nodes. With the given parameters the active power and reactive power are calculated for each node and each time interval. Out of that the energy change is calculated and added to the actual state of charge. For the voltage control the actual voltage at the node is taken and with the reactive power it tries to bring the voltage to 1 p.u. [11].

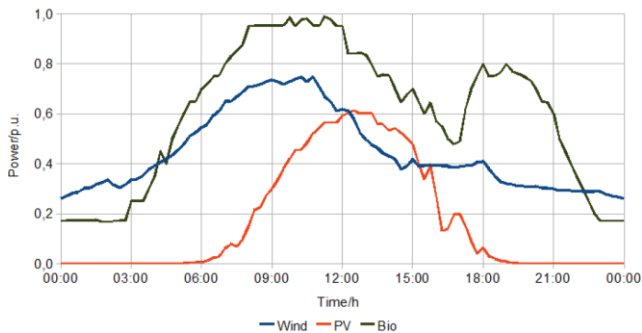


Figure 4. Generation profiles for the renewable power plants

**B. E-car model**

The model of an e-car should have the following characteristics:

- Variable drive energy use,
- a defined energy storage capacity,
- variable active power to load the accumulator,
- variable reactive power and
- the possibility to chose a defined cos ' or voltage control.

### III. SCENARIOS

There are three scenarios which represent the years 2011, 2030 and 2050. Taken the basic grid parameters into account the following variables are changed:

- The power of renewable power plants,
- the number of e-cars and
- the load power of the e-cars.

The allocation of the e-cars to the nodes is proportional to the total load (industrial load plus household load). The allocation of the power plants is hold as it was set in [9], just scaled up to the annual energy production. Wind turbines have a cos' of 0,995, the bio gas and pv plants have both a cosp of 1. The number of e-cars in Germany is down size to the population of the town and has without voltage control an inductive cosp of 0,98 and with voltage control maximum an inductive or capacitive cosp of 0,98. To calculate the power of the renewable power plants the energy use of the town on one day is calculated first (1). Out of that the average energy production of each type on one day is calculated (2 to 4), then the sum of production (5) and out of that the power of each plant (6):

$$E_d = \frac{E_{G2010}}{D_a * B_{Germany}} * B_{town} \quad (1)$$

$$E_{wind} = \sum \left( P_{wind} * \frac{t_{wind}}{D_a} \right) \quad (2)$$

$$E_{pv} = \sum \left( P_{pv} * \frac{t_{pv}}{D_a} \right) \quad (3)$$

$$E_{bio} = \sum \left( P_{bio} * \frac{t_{bio}}{D_a} \right) \quad (4)$$

$$E_p = (E_{wind} + E_{pv} + E_{bio}) \quad (5)$$

$$E_d * x \approx E_p * y \quad (6)$$

$E_d$  =Energy use of the town on one day

$E_{G2010}$  =Energy production of Germany 2010

$D_a$  =Days of a year= 365d

$P_{town}$  =Installed power in the town area

$E_{wind}$  =Energy production of all wind turbines on one day

$P_{wind}$  =Installed power of wind turbines

$t_{wind}$  =full load hours in one year= 2000h=a

$E_{pv}$  =Energy production of all pv panels on one day

$P_{pv}$  =Installed power of photovoltaic panels

$t_{pv}$  =full load hours in one year= 800h=a

$E_{bio}$  =Energy production of all bio gas plants on one day

$P_{bio}$  =Installed power of bio gas plants

$t_{bio}$  =full load hours in one year= 6000h=a

$E_p$  =Energy production on one day in the town area

$x$  =how much renewable energy is produced

$y$  =coefficient to scale up the power

Table 1  
PARAMETER OF THE RENEWABLE POWER PLANTS AND E-CARS

Node	Branch	Voltage kV	Scen. 2011 App. Power kVA	Scen. 2030 App. Power kVA	Scen 2050 App. Power kVA
N1	Wind1	20	3316	16697	33999
N1	PV1	20	724	3644	7421
N1	Bio1	20	1448	7288	14841
N1	EKfz1	20	1	22000	220000
N2	Wind2	20	170	856	1742
N2	Bio2	20	9	44	89
N3	Wind3	20	113	570	1161
N3	PV3	20	1	7	14
N3	EKfz3	20	0	550	5500
N4	PV4	20	1	3	5
N4	EKfz4	20	0	473	4730
N5	Wind5	20	113	570	1161
N5	PV5	20	3	13	27
N5	EKfz5	20	0	803	8030
N6	PV6	20	2	11	22
N6	EKfz6	20	0	605	6050
N7	Wind7	20	340	1711	3484
N7	PV7	20	2	9	19
N7	Bio7	20	9	44	89
N7	EKfz7	20	0	88	880
N8	PV8	20	3	13	27
N8	EKFz8	20	0	649	6490
N9	Wind9	20	249	1255	2555
N9	PV9	20	2	11	22
N9	Bio9	20	7	37	75
N9	EKfz9	20	0	627	6270
N10	PV10	20	2	12	24
N10	Bio10	20	9	43	88
N10	EKfz10	20	0	715	7150
N11	PV11	20	2	11	22
N11	EKfz12	20	0	363	3630
N12	Wind12	20	3216	16188	32965
N12	PV12	20	672	3381	6885
N12	Bio12	20	1343	6763	13771
N12	EKfz12	20	0	22000	220000
N13	Wind13	20	147	741	1510
N13	PV13	20	2	8	16
N13	Bio13	20	5	24	50
N13	EKfz13	20	0	33	330
N14	PV14	20	2	11	23
N14	Bio14	20	7	34	70
N14	EKfz14	20	0	594	5940

#### A. 2011

In this scenario the actual conditions are studied. In Germany currently are 1.500 e-cars registered, that means one e-car is in the shown town area statistically. This e-car is coupled on the node with the highest load and that is node N1. The power of the plants is calculated with equations (1 to 6) where 20% of the used energy should be produced by renewable power plants. The resulting static parameters for the power plants and e-cars for scenario 2011 are in table I. The change over one day is pictured in figure 4, for the power units and for the e-cars in figure 5.

#### B. 2030

The second scenario which is placed in 2030 calculates with 8 million e-cars in Germany and out of that with 4.500 e-cars for the town area. The production of electricity out of renewable energy sources that is consumed in the town area is 50%. Calculated with equation (1) to equation (6) the generation power for each node and each type is defined and displayed in table I. There are also shown the parameters of the e-cars.

C. 2050

For the scenario 2050 it is calculated with 40 million e-cars in Germany. That means that every single car in Germany is an e-car. In the town area there are 22.500 e-cars by that time. The production of electricity out of renewable sources that is consumed in the town area is 80%. With equation (1) to equation (6) the power is calculated as can be seen in table I and the parameters of the e-cars are also in table I.

IV. SIMULATION RESULTS

The results of the simulated scenarios are the voltage profiles on each node. Also the current, active and reactive power, flown through each line and each transformer are calculated. To see changes in different scenarios the compared parameters are the voltage at node N11 figure 6, the current flowing through the line L1-2 figure 7. and the active and reactive power flowing through the transformer T1 figure 8. To compare the voltage, node N11 is chosen because N11 is the node at the end of the line and here the voltage change is most significant. To compare the current, Line L1-2 is chosen because it is placed at the beginning of the line so here are the maximum currents. And transformer T1 is chosen to see in which direction the energy flows.

Figure 6. shows that on node N11 the voltage rises when more renewable power generation feeds in to the grid. That is when the power plants compensate a part of the load so that there is a low current flowing through the lines. As a result of that the lines operate capacitive. Also it can be seen that the e-cars with an inductive  $\cos \rho = 0,98$  drop the voltage extremely, but the lower limit of 0,9 p.u. is not hurt. With a voltage control it is possible to stabilise the voltage, especially at the time where the e-cars are loading.

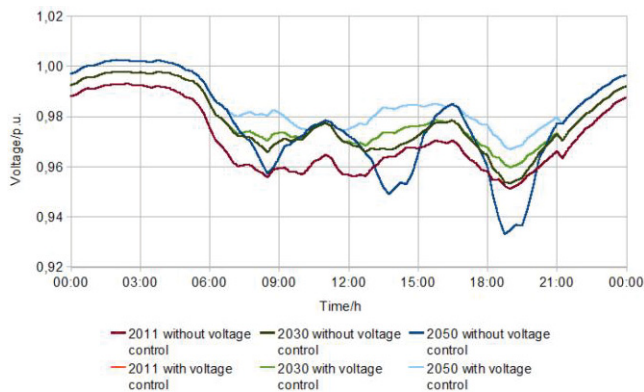


Figure 6. Voltage variation on node N11

In figure 7. the current changes over one day for the three scenarios are pictured. In scenario 2030 the current flowing through the line is the lowest because the power from the renewable power plants and the load compensate each other. But in figure 8. it is shown that the load flow changes the direction some times. The highest current was in scenario 2050 at approx. 11:00 am where the current is higher than the thermal current limit of 0,14 kA. With a voltage control it is possible to drop the current, but if the voltage is only controlled when the e-cars are charging it will not take an effect at the right moment. That is because the wind turbines are the main reason for the current overload.

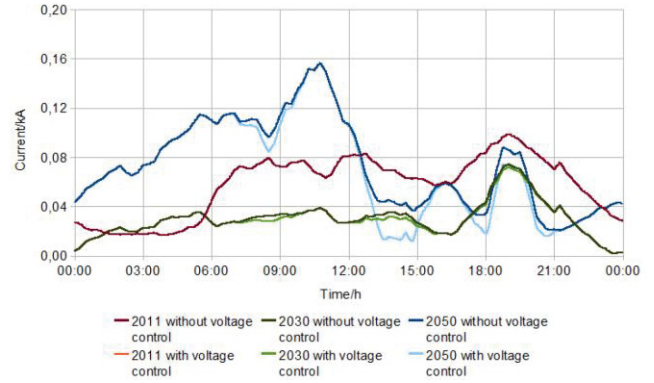


Figure 7. Current flowing through line L1-2

The variation of active power flow through the transformer T1 is shown in figure 8. The active power over transformer T1 is analogue with the current flowing through line L1-2. The active power at 11:00 am is higher than the thermal limit of 25 MW and it can be seen that the power is negative. That means that the 20 kV grid is exporting energy to the upper 110 kV grid. The voltage control has compared to the current no effect on the active power.

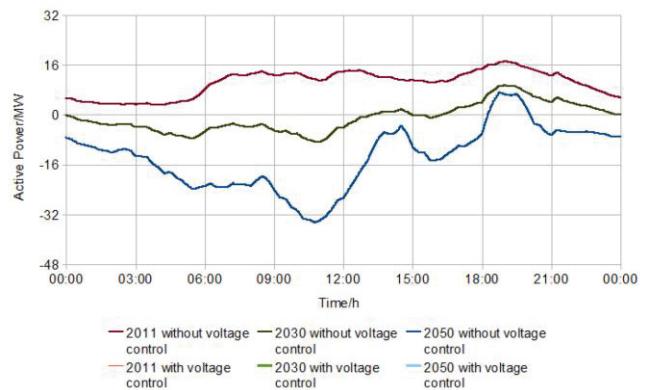


Figure 8. Active and reactive power flowing through transformer T1

In figure 9. the variation of the reactive power flow through transformer T1 is shown. It can be seen that reactive power flow is up to a four times lower as without voltage control.

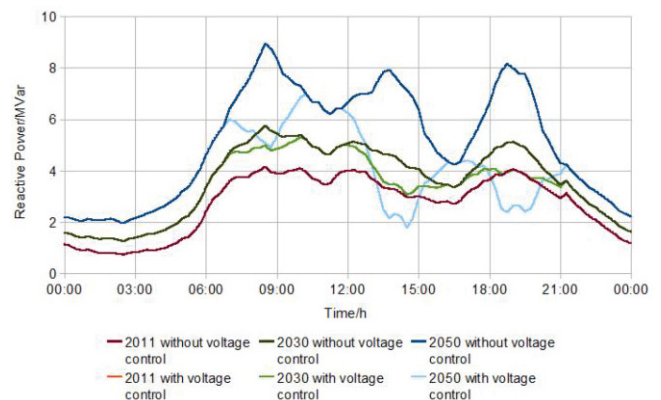


Figure 9. Reactive power flowing through transformer T1

V. CONCLUSION

The load over the electrical equipment will drop from 2011 to 2030 and rise from 2030 to 2050 as result of the simulated



scenarios. But with the decreased load from 2011 to 2030 the power flow sometimes changes the direction. The times with a change of direction will be getting longer and the fluctuation of the load flow becomes more frequently. It is mainly addicted to the power production of the wind turbines. If the e-cars are getting charged as described in the scenarios they have a low influence on all considered parameters except to the voltage. So e-cars can help to stabilise the voltage fluctuation in a distribution grid. The result will even be better if not only the loading cars are involved in the voltage control but also the full loaded plugged in cars. An effect of the e-cars to the load flow is possible if the charging and discharging of the accumulator is intelligently. That means that for example the loading is adapted to the instantaneous power of the wind turbines. The results of the simulation without voltage control in this study corresponding with the results of paper [12]. The uncontrolled domestic charging results in a higher peak load. If the infeed is dominating the voltage at the end of lines raise.

#### REFERENCES

- [1] Oeding, D.;Oswald, B.R.:Elektrische Kraftwerke und Netze. 6. Auflage. Springer-Verlag, 2004.
- [2] Crastan, Valentin: Elektrische Energieversorgung 1, 1. Aufl. Heidelberg, Springer 2000
- [3] Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2009
- [4] Fenn, Bernhard: Verteilnetze der Zukunft, [http://www.web2energy.com/en/news-downloads/publications/?tx\\_drblob\\_pi1%5BdownloadUid%5D=475](http://www.web2energy.com/en/news-downloads/publications/?tx_drblob_pi1%5BdownloadUid%5D=475) [02.06.2011]
- [5] IEEE Spectrum 11.11: Nuclear Power After Fukushima
- [6] Statistisches Bundesamt Deutschland: Press release No.123/2009-03-26 [http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/EN/press/pr/2009/03/PE09\\_123\\_632.psml](http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/EN/press/pr/2009/03/PE09_123_632.psml) [16.06.2011]
- [7] ConEnergy: Elektromobilität ein Geschäftsfeld der Zukunft: auch für Energieversorger? [www.energate.de/download/Studie\\_09\\_2\\_Elektromobilitaet\\_conenergy.pdf](http://www.energate.de/download/Studie_09_2_Elektromobilitaet_conenergy.pdf) [16.01.2011]
- [8] Prof. Dr. habil. Z. Styczynski: NetMod: Reduced Models of Complex-Electrical Networks with Dispersed Generation, Otto-von-Guericke University Magdeburg 2006 [www.netmod.org/download/API.3\\_final.pdf](http://www.netmod.org/download/API.3_final.pdf) [16.06.2011]
- [9] Middelst, Lars: Bewertung der Zuverlässigkeit eines elektrischen Netzes unter Berücksichtigung der Elektromobilität, Forschungsprojekt, Magdeburg, Otto-von-Guericke-Universität, Institut für Elektrische Energiesysteme, 2010
- [10] Rolink, Johannes; Rehtanz, Christian: Rahmenbedingungen zum Lastmanagement von Plug-In Hybrid- und Elektrofahrzeugen, ETG Kongress, Dsseldorf, Oktober 2009
- [11] Power System Simulator PSS/NETOMAC; [www.netomac.de](http://www.netomac.de)
- [12] Putrus G. A.; Suwanapingkarl P.; Johnston D.; Bentley E. C.; Narayana M.: Impact of Electric Vehicles on Power Distribution Networks, School of Computing, Engineering and Information Sciences Northumbria University, Newcastle upon Tyne, UK, November 2009
- [13] Schlabbach, J.:Elektroenergieversorgung. 2. Auflage. VDE-Verlag 2003.

# Wirtschaftliche Betrachtung von Batteriespeichern zur Frequenzregelung

Pascal Wiest  
Universität Stuttgart - IEH  
Stuttgart, Germany  
Pasca\_wiest@web.de

Alexander Probst  
Universität Stuttgart – IEH  
Stuttgart, Germany  
ieh@ieh.uni-stuttgart.de

Martin Braun  
Universität Stuttgart - IEH  
Fraunhofer IWES, Kassel  
Stuttgart, Germany

Stefan Tenbohlen  
Universität Stuttgart – IEH  
Stuttgart, Germany

**Abstract**— Battery storage systems have got great opportunities in grid support. Aim of this work is an economic view of battery storage systems in case of secondary frequency control. The first part is treated with the rules of the German frequency control market. After that the developed algorithm is explained. Finally this method is used to verify the economic efficiency of lead-acid-batteries as secondary frequency control power plant.

**Index Terms**— battery management systems; frequency control; Power system economics; Power grids; Power system stability

## I. MOTIVATION

Batteriespeicher finden heutzutage keine größere Verwendung im elektrischen Energienetz, jedoch ist ihre Fähigkeit Energie zu speichern bestens für die Netzstützung geeignet. Gerade für die Frequenzregelung eignen sich Batteriespeicher besonders gut, da hierbei sowohl positive als auch negative Leistung benötigt wird. Batteriespeicher wurden bislang nicht für diese Aufgabe verwendet, da sie schlicht zu teuer waren und die Regelleistung mit konventionellen thermischen Kraftwerken bereit gestellt wurde. Thermische Kraftwerke werden für diese Aufgabe verwendet, da sie einfach zu regeln sind. Durch den Energiewandel und den zukünftigen Rückgang solcher Kraftwerksblöcke besteht hier jedoch Handlungsbedarf, um neue Möglichkeiten zur Frequenzregelung zu finden. Zusätzlich sind die Kosten für Batteriespeicher in den letzten Jahren stark gesunken. Dies wurde hauptsächlich durch die Forschungen für mobile Energiespeicher der Elektromobilität vorangetrieben. Aus diesen Gründen ist es notwendig zu überprüfen, ob bei der heutigen Vergütung von Regelleistung ein wirtschaftlicher Betrieb von Batteriespeichern als Regelleistungskraftwerk möglich ist.

## II. REGELLEISTUNGSMARKT IN DEUTSCHLAND

Die Aufgabe der Leistungs- und Frequenzregelung ist es, ein andauerndes Gleichgewicht, zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung herzustellen, um die Frequenz stets auf Nennfrequenz von 50 Hertz zu regeln. Die erzeugte Leistung wird täglich in einem Fahrplan festgelegt, da sich jedoch der Verbrauch nicht an diesen Fahrplan hält und zeitweise mehr oder weniger Last anliegt schwankt dadurch die Frequenz. Deshalb ist es notwendig positive und negative Regelleistung vorzuhalten. Die positive Regelleistung wird benötigt, um einen Frequenzabfall, wenn der Verbrauch größer als die erzeugte Leistung ist, zu beseitigen, bei negativer Regelleistung ist es genau umgekehrt.

Die benötigte Regelleistung wird in Deutschland von den vier Übertragungsnetzbetreibern, EnBW Transportnetze AG,

Amprion GmbH, 50 Hertz Transmission GmbH und Tennet TSO GmbH, gemeinsam beschafft. Hier findet ein Ausschreibungsverfahren auf einem freien Markt statt. Dies hat den Vorteil, dass für Deutschland insgesamt weniger Regelleistung benötigt wird, als wenn jeder Übertragungsnetzbetreiber die Regelleistung getrennt beschaffen würde [1]. Nach dem Energiewirtschaftsgesetz sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet sowohl die Ausschreibungsergebnisse als auch die benötigte Regelleistung auf ihrer gemeinsamen Internetplattform regelleistung.net [1] zu veröffentlichen. Diese Daten liegen der Analyse und anschließenden wirtschaftlichen Betrachtung zugrunde. Die Regelleistung wird in 3 Kategorien, welche sich durch ihre Einsatzzeiten und Aufgaben unterscheiden, unterteilt:

- Primärregelleistung (PRL)
- Sekundärregelleistung (SRL)
- Minutenreserveleistung (MRL)

Diese Regelleistungsarten werden zeitlich nacheinander angewandt, um die Aufgabe der Frequenzregelung zu erfüllen. Ein sinnvoller Einsatz von Batteriespeichern ergibt sich nur im Bereich der Primär- und Sekundärregelleistung. Die Minutenreserveleistung eignet sich nicht, da sie heutzutage nur noch sehr selten benötigt wird, da eine vollständige Regelung bereits mit der Primär- und Sekundärregelung stattfindet. Außerdem muss die MRL über lange Zeiträume bereitgestellt werden können, was mit einem Batteriespeicher nicht zu bewerkstelligen ist. Die SRL bietet noch geringe Vorteile gegenüber der Primärregelleistung, diese liegen im Bereich der Vergütung. Aus diesem Grund wird eine wirtschaftliche Betrachtung nur für Batteriespeicher im Einsatz als Sekundärregelleistungskraftwerk angestrebt.

Der Einsatz und die Anschlussbedingung werden im TransmissionCode 2007 [2] genauer festgelegt, demnach muss jede Technische Einheit, die Sekundärregelleistung bereitstellen will, zuerst eine Präqualifikation durchlaufen. Die Bedingungen für die Präqualifikation sind im Anhang D2 des TransmissionCode 2007 [3] genauer beschrieben. Die wichtigsten Punkte sind:

- **Netzanschlusspunkt:** Der Netzanschlusspunkt muss bekannt sein.
- **Angebotsgröße:** Es gibt eine vorgeschriebene Mindestangebotsgröße, diese liegt nach dem TransmissionCode 2007 bei 10 MW pro Erzeugungseinheit.

- **Leistungsänderung:** Die gesamte, angebotene SRL muss innerhalb von maximal fünf Minuten erbracht werden. Zusätzlich muss eine Leistungsänderungsgeschwindigkeit von 2% der Nennleistung pro Sekunde möglich sein.
- **Zuverlässigkeit:** Die technische Einheit muss in einem Ausschreibungszeitraum (nach [3] ein Monat) eine zeitliche Verfügbarkeit von 95% aufweisen.

Die größte Schwierigkeit für Batteriespeicher liegt im Bereich der Mindestangebotsgröße da man, um eine Leistung von 10 MW zu erreichen, sehr viele Batterien verschalten müsste. Hier ist es jedoch möglich, mehrere kleinere Batteriespeicher, die an verschiedenen Anschlusspunkten stehen, zu einem gemeinsamen Pool zusammen zu schließen, um die Mindestangebotsgröße zu erreichen. Die Bundesnetzagentur hat hierzu zum 27.06.2011 einige Änderungen beschlossen [4]. Diese betreffen hauptsächlich die Mindestangebotsgröße, welche auf 5 MW gesenkt wurde, und den Ausschreibungszeitraum. Der Ausschreibungszeitraum wurde von einem Monat auf eine Woche gesenkt. Diese Änderungen wirken sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern als Sekundär-regelleistungskraftwerk aus, werden aber hier nicht weiter berücksichtigt, da sie erst nach der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in Kraft getreten sind.

Die SRL ist in positiv und negativ unterteilt. Positive SRL bedeutet, dass von den technischen Anlagen Energie abgegeben wird, bei der negativen SRL wird von diesen Anlagen Energie aufgenommen. Zusätzlich zu dieser Unterteilung findet noch eine zeitliche Aufteilung, nämlich in Haupt- und Nebenzeit statt. Die Hauptzeit(HT) erstreckt sich an Werktagen von 8:00 Uhr bis 20:00 Uhr, die Nebenzeit(NT) liegt zu den restlichen Zeiten an, also in den Nächten, an Wochenende und auch an bundeseinheitlichen Feiertagen. Die Vergütung für SRL erfolgt über zwei getrennte Preise, hier gibt es den Leistungs- und Arbeitspreis. Der Leistungspreis ist die Vergütung für das Vorhalten von Regelleistung und der Arbeitspreis ist die Vergütung für das Erbringen von SRL. Durch den Leistungspreis hat jeder Anbieter monatlich eine feste Vergütung, unabhängig davon ob er Regelleistung einspeist oder nicht. Bei der Ausschreibung muss jeder Teilnehmer seinen geforderten Leistungspreis in €/MW und seinen Arbeitspreis in €/MWh angeben. Das einzige Kriterium für die Zuschlagserteilung ist der Leistungspreis. Das bedeutet es werden die Anbieter nach ihrem Leistungspreis sortiert und der Reihe nach beauftragt, bis die insgesamt benötigte SRL erreicht ist, diese liegt in Deutschland durchschnittlich bei circa 2100 MW[1]. Wird nun Sekundärregelleistung benötigt, werden die ausgewählten Anbieter nach dem Merrit-Order-Prinzip beauftragt. Bei diesem Prinzip werden, beginnend mit dem niedrigsten Arbeitspreis, nach und nach Anbieter mit höherem Arbeitspreis beauftragt, bis die benötigte Sekundärregelleistung erreicht ist. Dadurch wird die Regelleistung zu geringsten Kosten bereit gestellt, wozu die Übertragungsnetzbetreiber nach den Energiewirtschaftsgesetz verpflichtet sind

### III. KAPITALKOSTENRECHNUNG FÜR BATTERIESPEICHER

Betrachtet man für einen Batteriespeicher nur die spezifischen Kosten A für die Batteriekapazität, diese werden in €/kWh angegeben, so lässt sich daraus der benötigte Arbeits-

preis AP inklusive der Kapitalkosten ermitteln. Dieser Arbeitspreis entspricht dann den Kosten für das Auf- und Entladen von einer kWh im Batteriespeicher. Der Arbeitspreis hängt im folgenden von den spezifischen Kosten A, der möglichen Anzahl an Ladezyklen Z, des Diskontfaktors q und der Laufzeit n. Durch Anwendung der Kapitalwertmethode erhält man folgende Lösung:

$$AP(n) = \frac{A \cdot n}{z} * \frac{q^n(q-1)}{q^n-1} \quad (1)$$

Die Gleichung ist für eine jährliche Abrechnung gültig, erfolgt jedoch, wie im Fall von Batteriespeichern als Sekundär-regelleistungskraftwerk, eine monatliche Abrechnung so muss der Diskontfaktor noch auf diesen Zeitraum angepasst werden. Dies bedeutet, dass der kalkulatorische Zinssatz für diesen Zeitraum berechnet werden muss, in diesem Fall wäre es ein monatlicher Zins. Gleichung (1) ist nun für jede Batterietechnologie gültig, da diese sich in dieser Betrachtung nur bei den spezifischen Kosten A und der Zyklenzahl Z unterscheiden. Dieser benötigte Arbeitspreis wird im folgenden verwendet um die Investitionskosten eines Batteriespeichers in der wirtschaftlichen Betrachtung zu berücksichtigen.

### IV. WIRTSCHAFTLICHE BETRACHTUNG

Die Grundlage für die Analyse bildeten die veröffentlichten Daten der abgerufenen SRL und des Ergebnisses der Ausschreibung aus dem Monat April 2011[1]. Das Ausschreibungsergebnis schwankt stark im Verlauf eines Jahres, das Ergebnis des Aprils wurde ausgewählt, da es sehr nahe am jährlichen Durchschnitt liegt. Der Leistungspreis wurde so gewählt, dass eine sichere Zuschlagserteilung erfolgt. Das Ziel dieser Analyse war es, die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern als Sekundärregelleistungskraftwerk über verschiedene Batterieleistungen und Batteriekapazitäten zu ermitteln. Hierzu wurden die Investitionskosten über den benötigten Arbeitspreis berücksichtigt. Die Schwierigkeit bei dieser Analyse lag darin, dass die ganzen Parameter sich gegenseitig beeinflussen und deshalb sehr viele Parameter flexibel gehalten werden mussten. So ist der benötigte Arbeitspreis aufgrund der Kapitalkosten abhängig von der Betriebszeit des Batteriespeichers, diese ist wiederum abhängig vom monatlichen Ladungsumsatz, welcher vom im Angebot festgelegten Arbeitspreis abhängt.

#### A. Beschreibung der Vorgehensweise

Aus den veröffentlichten Daten, die sowohl das Ergebnis der Ausschreibung als auch die verbrauchte SRL enthalten, konnte für jeden Arbeitspreis der monatliche Ladungsumsatz ermittelt werden. Dies geschah getrennt für die vier Fälle(positive SRL HT & NT, negative SRL HT & NT). Da angenommen wird, dass die Batterie stets mit ihrer vollen Leistung betrieben wird, wird an dieser Stelle ebenfalls überprüft, ob die Dauer der am Stück stattfindenden Ladung überhaupt möglich ist. Durch die zeitliche Unterteilung müssen diese Ladungsumsätze getrennt für positive und negative SRL addiert werden, um anschließend daraus die Betriebszeit in Monaten zu ermitteln. Dies geschah für jede mögliche Kombination der Arbeitspreise für HT und NT. Aus diesen Betriebszeiten lassen sich nun die zugehörigen benötigten Arbeitspreise ermitteln, um die Investitionskosten zu ermitteln.

tion zu berücksichtigen. Aus den Ladungsumsätzen, aus den beiden Arbeitspreisen und dem Leistungspreis kann man einen monatlichen Gewinn/Verlust, getrennt für positive und negative SRL, berechnen. Da es möglich ist, mit einem Batteriespeicher sowohl positive als auch negative SRL zu leisten, müssen diese Ergebnisse noch miteinander verknüpft werden. Hierbei ist das wichtigste Kriterium, dass die Betriebszeit identisch ist, da in diesem Fall ein monatliches Gleichgewicht zwischen Ladung und Entladung besteht. Abschließend wird noch der maximale Gewinn aus den möglichen Kombinationen, die durch die verschiedenen Arbeitspreise sowohl für positive als auch für negative SRL entstanden sind, ausgewählt.

Da verschiedene Batterieleistungen und Batteriekapazitäten betrachtet werden sollen, wird diese Rechnung für einen größeren Bereich dieser Parameter durchgeführt. Der Ablauf dieses Prozesses wird nochmal in "Fig. 1" dargestellt.

Abschließend wurden aus dem monatlichen Gewinn/Verlust und den Investitionskosten noch die jährliche Rendite ermittelt. Dies ist notwendig, um eine Vergleichbarkeit der Investition mit anderen Möglichkeiten der Geldanlage zu gewährleisten und da ein relativer Gewinn zu den Investitionskosten aussagekräftiger als ein absoluter Gewinn ist.

**B. Wirtschaftlichkeit unter Berücksichtigung der Batteriekosten**

Die billigste Batterietechnologie ist heutzutage die Blei-Säure-Batterie, deshalb findet hier auch nur eine Betrachtung dieser Batterietechnologie statt. Ein Einsatz von Lithium-Ionen-Batterie wäre ebenfalls möglich. Da diese Technologie heutzutage noch teurer als Blei-Säure-Batterien ist, wäre ein schlechteres Ergebnis zu erwarten. Die Preise für Lithium-Ionen-Batterien werden zukünftig, vorangetrieben durch die Entwicklungen der Elektromobilität stark fallen, wodurch ein Einsatz als Sekundärregelleistungskraftwerk ebenfalls denkbar wird. Die spezifischen Kosten für Blei-Säure-Batterien liegen bei 200 €/kWh und sie erreichen 2000 Ladezyklen[5], für den kalkulatorischen Zinssatz wurde ein Wert von 10% angenommen. Aufgrund der kalendarischen Lebensdauer von Batteriespeichern wurde eine maximale Betriebszeit von 12 Jahren festgelegt. Die gewählten Leistungspreise sind in "Tab. 1" für die vier verschiedenen Fälle dargestellt:

TAB. 1: AUSGEWÄHLTE LEISTUNGSPREISE

Art und Zeit der SRL	Ausgewählter Leistungspreis
Positive SRL HT	2500 €/MW
Positive SRL NT	2400€/MW
Negative SRL HT	1200 €/MW
Negative SRL NT	5000 €/MW

Die jährliche Renditen für Blei-Säure-Batterien als Sekundärregelleistungskraftwerk sind in "Fig. 2" dargestellt. Deutlich zu erkennen sind die Bereiche in denen die Rendite exakt 0% beträgt, in diesen Bereichen ist ein Betrieb nicht möglich und es bedeutet nicht, dass die Rendite exakt 0% beträgt. Diese Bereiche sind auf die Analyse zurückzuführen. Entweder ist in diesen Bereichen ein Dauereinsatz aufgrund der hohen

Batterieleistung nicht möglich oder es ist nicht möglich einen ausgeglichenen monatlichen Ladungsumsatz zu erreichen.

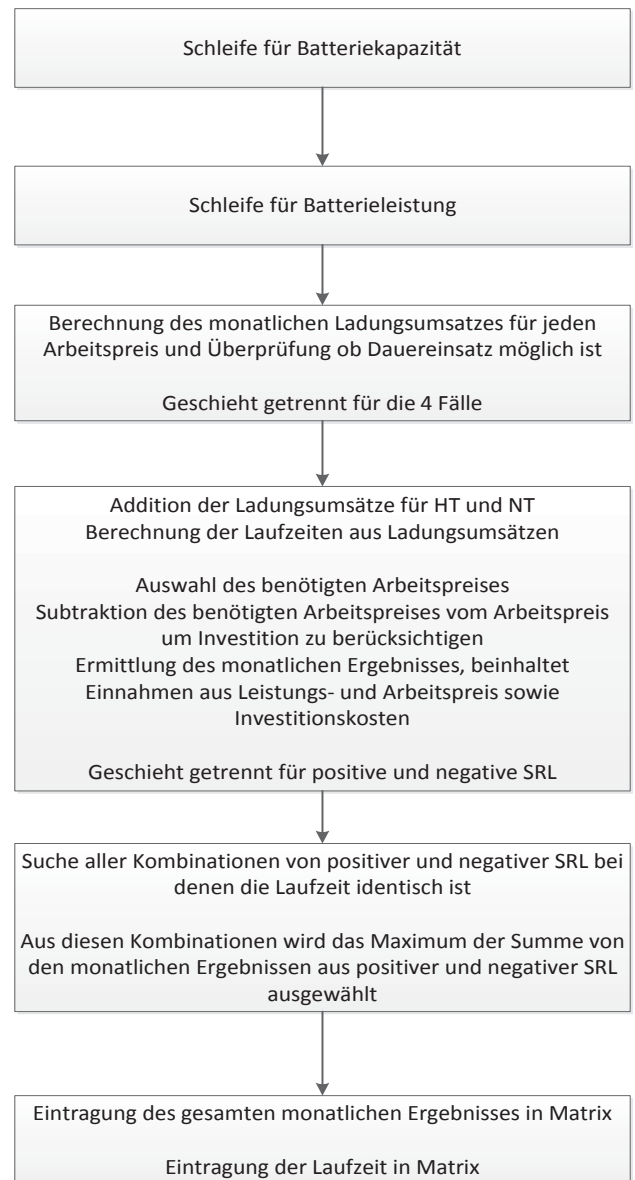


Fig. 5: Ablaufplan der Analyse

Markant ist der Spalt zwischen den möglichen Batterieleistungen/Batteriekapazitäten, bei dem ein Betrieb wiederum nicht möglich ist. Da in diesem Bereich nur sehr wenige Arbeitspreise möglich sind, gibt es ebenfalls wenige Kombinationen der möglichen Laufzeiten. In diesem Bereich ist es nicht möglich einen ausgeglichenen monatlichen Ladungsumsatz zu erreichen, da diese Auswahl über die Laufzeiten erfolgt.

Berücksichtigt man für eine Blei-Säure-Batterie nur die Anschaffungskosten für die Batterie, kann im Betrieb als Sekundärregelleistungskraftwerk eine Rendite bis zu 50% erreicht werden, dies würde einer ausgezeichneten Investition entsprechen. Man muss jedoch beachten, dass es für die Lebensdauer der Batterien besser ist, sie langsamer zu laden. Das bedeutet, dass die Batterieleistung für eine lange Lebensdauer deutlich geringer als die Batteriekapazität sein sollte. So wäre eine Blei-Säure-Batterie mit einer Batteriekapazität von 200 kWh

bei einer Batterieleistung von 50 kW eine gute Wahl. Hier liegt die jährliche Rendite bei 23,5%.

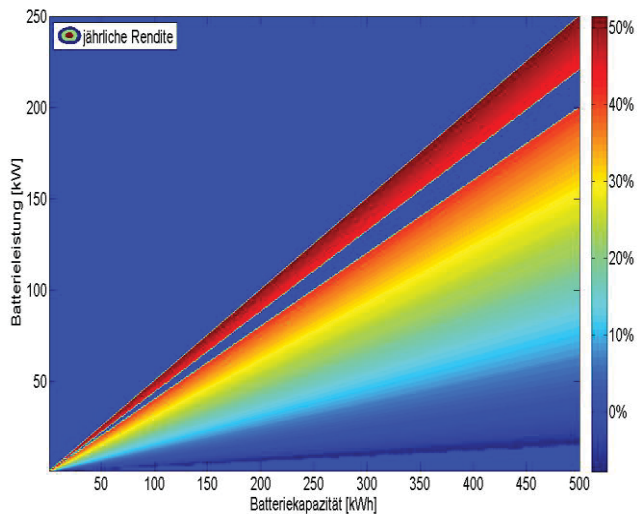


Fig. 6: Jährliche Rendite ohne die Wechselrichterkosten

### C. Berücksichtigung der Kosten für den Wechselrichter

Da Batterien mit Gleichspannung arbeiten und das elektrische Energienetz mit Wechselspannung betrieben wird, ist für den Anschluss einer Batterie noch ein Wechselrichter notwendig. Da hier teilweise sehr große Leistungen notwendig sind, fallen die Kosten für einen solchen Wechselrichter stark ins Gewicht und müssen nun ebenfalls berücksichtigt werden. Hierfür wird aus den Anschaffungskosten eine monatliche Annuität gebildet, um diesen Wert wird der monatliche Gewinn/Verlust korrigiert. Anschließend wird, wie im Teil zuvor, erneut die jährliche Rendite ermittelt.

Die Kosten für Wechselrichter werden sehr stark von der Photovoltaik(PV) Industrie geprägt, da dies heutzutage das größte Anwendungsgebiet von Wechselrichtern im kW-Bereich ist. Bei PV-Kleinanlagen geht man von Kosten von 331 €/kW für den Wechselrichter aus, bei PV-Großanlagen von 282 €/kW [6]. Die Grenze zwischen Groß- und Kleinanlagen liegt bei 30 kW. Vergleicht man diese Preise mit den im Handel verfügbaren Wechselrichtern so fällt auf, dass für größere Leistungen die Preise deutlich niedriger sind. Hier kommt jedoch nochmal eine Besonderheit der PV-Großanlagen zur Geltung. Diese werden nämlich ausschließlich im Mittelspannungsnetz angeschlossen. Dies wurde in diesen Werten bereits berücksichtigt. Batteriespeicher als Sekundärregelleistungskraftwerk sollten auf die gleiche Weise in das Energienetz integriert werden, wodurch die angegebenen Kosten für die Wechselrichter in diesem Fall verwendbar sind.

Die jährliche Rendite, inklusive der Kosten für den Wechselrichter, ist in "Fig. 3" dargestellt. Als erstes fallen wieder die Bereiche auf, bei denen kein Betrieb möglich ist, diese sind nun identisch mit denen in "Fig. 2". Durch die erhöhten Anschaffungskosten ist nun die maximal möglich Rendite deutlich gesunken. Für den Fall einer Batteriekapazität von 200 kWh bei einer Batterieleistung von 50 kW liegt die jährliche Rendite nun bei 11,67%. Diese Rendite entspricht immer noch einer guten Geldanlage.

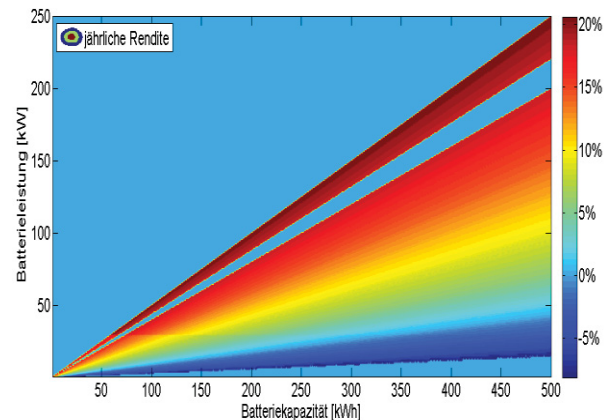


Fig. 7: Jährliche Rendite inklusive der Wechselrichterkosten

## V. ZUSAMMENFASSUNG

Batteriespeicher als Sekundärregelleistungskraftwerk einzusetzen ist nur sinnvoll, wenn ein wirtschaftlicher Betrieb eines solchen Systems möglich ist. Um ein wirtschaftliches System zu entwickeln muss zuerst der Markt bekannt sein, deshalb wurden hier zuerst die Prinzipien des Regelleistungsmarktes in Deutschland dargestellt. Anschließend wurde ein Verfahren vorgestellt, das eine wirtschaftliche Analyse unter Berücksichtigung der Batteriekosten ermöglicht. Da für Batteriespeicher als Sekundärregelleistungskraftwerk noch weitere Kosten anfallen, wurden nachträglich noch die Kosten für den Wechselrichter eines solchen Systems berücksichtigt. Die Ergebnisse wurden nur für Blei-Säure-Batterien aufgezeigt, da diese Batterietechnologie heutzutage die preisgünstigste Technologie ist.

In dieser Betrachtung wurden der Wirkungsgrad, die Wartungskosten und die Kosten für die Präqualifikation vernachlässigt. Durch die Berücksichtigung dieser Faktoren würde sich die jährliche Rendite verringern. Da der Wirkungsgrad von Blei-Säure-Batterien über 90% liegt und die vernachlässigten Kosten deutlich geringer als die Batterie- und Wechselrichterkosten sind, wird sich vermutlich weiterhin eine positive Rendite einstellen. Deshalb kann davon ausgegangen werden, dass ein wirtschaftlicher Betrieb von Blei-Säure-Batterien als Sekundärregelleistungskraftwerk möglich ist.

## REFERENZEN

- [1] *regelleistung.net* Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. Abgerufen am 05. 07 2011 von <https://www.regelleistung.net/>
- [2] Verband der Netzbetreiber e.V.: *TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*, Stand: August 2007
- [3] Verband der Netzbetreiber e.V.: *TransmissionCode 2007, Anhang D2*, Stand: November 2009
- [4] Bundesnetzagentur(2011): Beschluss über die Ausschreibung von Regelenergie vom 12.04.2011
- [5] Blum, W., Breyer, W., Bruhns, H., Gelfort, E., Keilhacker, M., Luther, G., et al. (2010). *Elektrizität: Schlüssel zu einem nachhaltigen und klimaverträglichen Energiesystem*. Bad Honnef: Deutsche Physikalische Gesellschaft e.V.
- [6] Schriftenreihe des Instituts für Ökologische Wirtschaftsforschung. (2010). *Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien*. Berlin.

# Probabilistische Lastmodellierung von Haushaltslasten

Georg Kayser

Universität Stuttgart - IEH  
Stuttgart, Germany  
kayser.georg@t-online.de

Alexander Probst

Universität Stuttgart - IEH  
Stuttgart, Germany  
alexander.probst@ieh.uni-stuttgart.de

Martin Braun

Universität Stuttgart - IEH  
Frauenhofer IWES, Kassel  
Stuttgart, Germany

Stefan Tenbohlen

Universität Stuttgart - IEH  
Stuttgart, Germany

**Abstract**— The Aim of this work is to estimate household loads more precise. On the one hand it is examined after which rules different households distribute their loads in a definite interval of time and how they spread. This is of importance especially because of the simultaneous load that can lead to peaks in the load and to voltage drop. Therefore it is tried to approximate the actual occurrence of loads with a special statistical distribution function. On the other hand the correlation within one group of households between maximum load occurrence and energy consumption at a time is analyzed. This allows conclusions towards the practice of the usage of standard load profiles which are scalable depending on the energy consumption.

**Index Terms**— Energy consumption, Power engineering computing, Power demand, Load flow, Probability density function, Probability distribution, Parameter estimation, Load modeling

## I. EINLEITUNG

Die Möglichkeit der genauen Leistungsverbrauchsaufzeichnung mit Smart Metern für Haushalte entstand in den letzten Jahren und daher auch eine neue Möglichkeit den Bedarf an elektrischer Energie eines Haushalts im Niederspannungsnetz zu prognostizieren. Dabei wird hier darauf eingegangen, wie die Daten, mit denen eine Probabilistische Lastflussberechnung [5] durchgeführt werden kann, bereitgestellt werden können. Dafür gilt es herauszufinden, nach welcher Funktion verschiedene Haushaltslasten innerhalb eines Zeitintervalls gestreut sind. Mit dieser Probabilistischen Lastflussberechnung entsteht die Möglichkeit für Energieversorger eine wesentlich exaktere Simulation des Energieverbrauchs in einem bestimmten betrachteten Gebiet durchzuführen.

Vor allem im Vergleich zum Verfahren mit Standardlastprofilen ist die Probabilistische Lastflussberechnung wesentlich genauer. Ein weiterer Faktor um Haushaltslasten in Niederspannungsnetzen genauer beschreiben zu können, ist die Beziehung zwischen Maximalleistung und bezogener Arbeit innerhalb eines längeren Zeitintervalls. Vor allem wegen des steigenden Kostendrucks für Energieversorger sind diese Themengebiete von aktuellem Interesse. Hierbei sind vor allem die nötigen Investitionen in die erneuerbaren Energien sowie der Atomausstieg als treibende Faktoren für die nötigen Einsparungen zu nennen. Das Vorgehen ist dabei, das zuerst eine Beschreibung von Haushaltslasten mittels Verteilfunktionen vorgenommen wird. Anschließend wird darauf eingegangen, inwiefern eine lineare Beziehung zwischen Maximum und Energieverbrauch gefunden werden kann.

## II. LASTMODELLIERUNG VON HAUSHALTSLASTEN

Im folgenden Kapitel soll das Vorgehen der Lastmodellierung von Haushaltslasten vorgestellt werden. Die Daten wurden im Rahmen des von der Bundesregierung Deutschland geförderten Projekts E-Energy [1] gemessen. Dort speziell in der MeRegio Testregion [4], in der der Durchdringungsgrad von Smart Metern äußerst hoch ist und dadurch eine Vielzahl an Messdaten zur Verfügung stehen.

### A. Beschreibung des Vorgehens

Die einzelnen Lasten einer Gruppe von Haushalten folgen innerhalb eines bestimmten Zeitintervalls jeweils einer bestimmten Verteilfunktion. Zum besseren Verständnis ist in der Abbildung 2 eine solche Auftrittshäufigkeit von Haushaltslasten dargestellt. Die aufgetragene Last ist als Mittelwert der bezogenen Leistung über 15 Minuten zu sehen.

### B. Aufbereitung der Daten für die Probabilistische Lastflussberechnung

Um anhand der tatsächlichen Verteilung der Lasten auf eine bekannten Verteilfunktion schließen zu können, findet ein bereits in *Matlab* [3] verfügbares Tool Anwendung. Damit wird die tatsächliche Auftrittshäufigkeitsverteilung der Lasten auf ihre Abweichung bezüglich verschiedener, nachfolgend genannter, Funktionen untersucht. Dabei müssen zuerst die Parameter der jeweiligen Funktion bestimmt werden. Im Anschluss muss die passendste Verteilfunktion gefunden werden. Eine stichprobenartige grafische Untersuchung, auf welche Funktion hin untersucht werden muss, kam zu den im Folgenden aufgeführten Funktionen.

- die Weibull Verteilfunktion
- die Lognormal Verteilfunktion
- die Inverse Gauss Verteilung
- die Log-Logistische Verteilfunktion
- die Verallgemeinerte Extremwertverteilung
- die Birnbaum Saunders Verteilung
- die Beta Verteilfunktion

## III. VERTEILUNG VON HAUSHALTSLASTEN INNERHALB EINES ZEITINTERVALLS

Ein Großteil der Tage kann mit der Verallgemeinerten Extremwertfunktion angepasst werden. Lediglich bei 1,6% der Tage ist die Lognormale Verteilfunktion [2] diejenige, welche am besten auf die Daten angewandt werden kann, wenn man

versucht die Abweichung des Fits zu dem Histogramm der Messdaten zu minimieren.

A. Auftrittszeiten der verschiedenen Verteilfunktionen

Die Lognormale Verteilfunktion tritt vor allem in den Wintermonaten auf. Außerhalb tritt diese nur an einzelnen wenigen Sonntagen der Übergangszeit auf, dort aber nur zu einzelnen Zeitintervallen. Eine Erklärung hierfür ist, dass die Lognormale Verteilfunktion diejenigen Zeitintervalle sehr gut annähert, an denen die Summenlast vergleichsweise hoch ist, was bekanntlich in den Wintermonaten der Fall ist. Dass dies nur eine Bedingung ist, zeigt die nachfolgende Abbildung am Beispiel eines Sonntags im Winter. Dort wird die Summenlast aller verfügbaren Haushalte der Sonntage im Winter aufgetragen. In dieser Matrix tritt die Lognormale Verteilung am häufigsten auf (achtmal) und zwar zu den Zeitintervallen, welche zwischen 11:15 Uhr und 13:15 Uhr liegen.

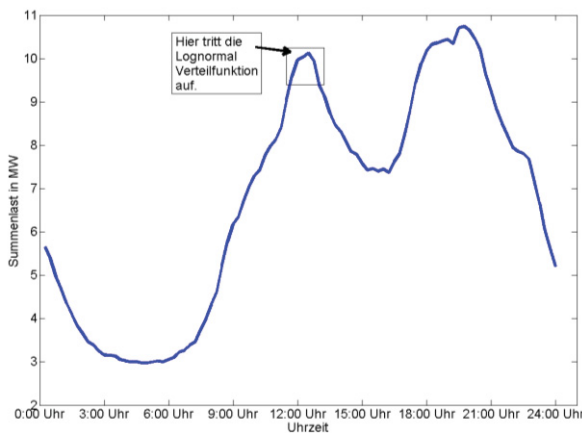


Abb. 1: Summenlast aller Haushalte am Beispiel der Sonntage im Winter

Abbildung 1 verdeutlicht, dass die hohe Summenlast nicht allein für das Auftreten der Lognormalen Verteilung verantwortlich ist. Aus diesem Grund werden in der nächsten Abbildung 2 die Histogramme des Zeitintervalls von 12:15 Uhr bis 12:30 Uhr und von 19:45 Uhr bis 20:00 Uhr verglichen. Dabei handelt es sich bei dem ersten Zeitintervall um eines, in dem die Lognormale am besten angenähert werden kann. Bei dem Zweiten sieht man einen Zeitintervall, in dem die Verallgemeinerte Extremwertfunktion am besten angenähert werden kann.

Dabei ist deutlich zu erkennen, dass im oberen Bild die hohe Summenlast durch wenige Verbraucher mit hohen Leistungen zustande kommt. Im unteren Bild jedoch resultiert die hohe Summenlast aus einer Verschiebung des Peaks nach rechts. Dies bedeutet, dass die hohe Summenlast aus einer großen Anzahl an Leistungsverbrauchern, welche eine größere Leistung beziehen, resultiert.

Dieses Verhalten ist darauf zurückzuführen, dass sich in den Abendstunden zum Einen mehr Menschen zu Hause befinden und damit elektrische Geräte nutzen, zum Anderen wird in dieser Zeit bereits eine Beleuchtung benötigt. Wohingegen sich über die Mittagszeit nur wenige Menschen zu Hause befinden und diese zumeist mit der Zubereitung von Speisen beschäftigt sind (hohe Last), jedoch keine zusätzliche Beleuchtung benötigen.

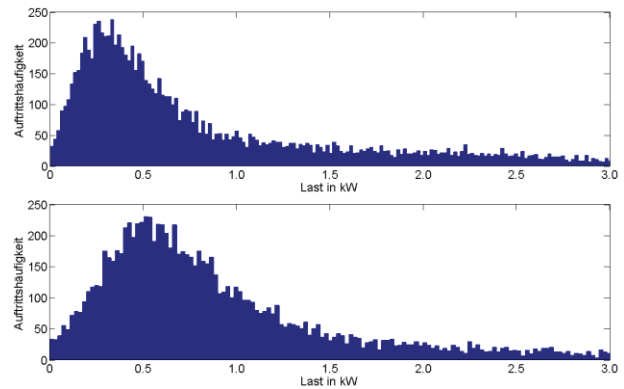


Abb. 2: Histogramm aller Haushaltslasten innerhalb des Zeitintervalls von 12:15 bis 12:30 Uhr (oben) und von 19:45 bis 20:00 Uhr (unten)

B. Zwischenfazit

Zusammenfassend lässt sich hier sagen, dass die Lognormale Verteilfunktion immer dann anwendbar ist, wenn die Summenlast hoch ist und der Auslauf der Häufigkeit flacher ist. Die obigen Erläuterungen verdeutlichen, weshalb die Lognormale Verteilfunktion nicht in den Sommermonaten auftritt. Dort ist die Summenlast geringer. Die Wertebereiche der Funktionen bewegen sich stets in einem sehr ähnlichen Intervall und sind in diesem gleichmäßig verteilt. In folgender Tabelle 1 werden die Wertebereiche der auftretenden Funktionen dargestellt.

Dabei sind die Verteilfunktionen wie folgt definiert:

1) Verallgemeinerte Extremwertfunktion für  $k = 0$ :

$$f(x, k, \mu, \sigma) = \frac{1}{\sigma} * \exp\left(\frac{-(x-\mu)}{\sigma}\right) - \left(\frac{-(x-\mu)}{\sigma}\right)$$

und für  $k \neq 0$ :

$$f(x, k, \mu, \sigma) = \frac{1}{\sigma} * \exp\left(-\left(1 + \frac{k*(x-\mu)}{\sigma}\right)^{\frac{1}{k}}\right) - \left(1 + \frac{k*(x-\mu)}{\sigma}\right)^{-(1+\frac{1}{k})}$$

2) Lognormale Verteilfunktion:

$$f(x, \mu, \sigma) = \frac{a}{x * \sigma * \sqrt{2 * \pi}} * \exp\left(\frac{-(x-\mu^2)}{2\sigma^2}\right)$$

TABLE 1: WERTEBEREICH DER PARAMETER BEI DEN HIER AUSGEWERTETEN DATEN

	Wertebereich Parameter 1	Wertebereich Parameter 2	Wertebereich Parameter 3
Verallgem. Extremwertfunktion	$0,1 < k < 0,65$	$5 < \alpha < 400$	$150 < \mu < 500$
Lognormale Verteilfunktion	$6,1 < \mu < 6,3$	$0,9 < \sigma < 1,05$	

In Abbildung 3 werden die Verteilfunktionen dargestellt. Sie besitzen stets die Parameter, welche mittig im Wertebereich liegen.

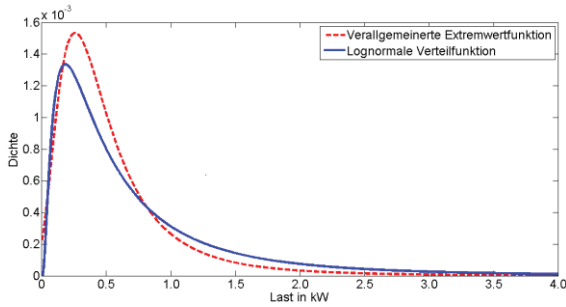


Abb. 3: Verteilfunktionen mit den aus Tabelle 1 entnommenen mittleren Parametern der jeweiligen Wertebereich

#### IV. ZUSAMMENHANG ZWISCHEN BEZOGENER ENERGIE UND MAXIMALER LEISTUNG

Ein weiterer wichtiger Faktor, um eine genauere Lastmodellierung durchführen zu können, ist eine Beziehung zwischen bezogener Energie über ein längeres Zeitintervall und maximal auftretender Last zu finden. Dies spielt vor allem bei der Auslegung der Betriebsmittel eine Rolle.

##### A. Bezogene Jahresenergie zu Maximallast

Hier wird untersucht, inwieweit das vom VDEW angewandte Verfahren, indem das Maximum aus den Standardlastprofilen errechnet wird, für die vorliegenden Daten angewandt werden kann. In nachfolgender Abbildung 4 entspricht ein Punkt genau einem Haushalt, beziehungsweise dessen Jahresenergiebedarf (x-Achse) und dessen, über 15 Minuten gemittelter, maximaler Abnahmeleistung in diesem Jahr (y-Achse).

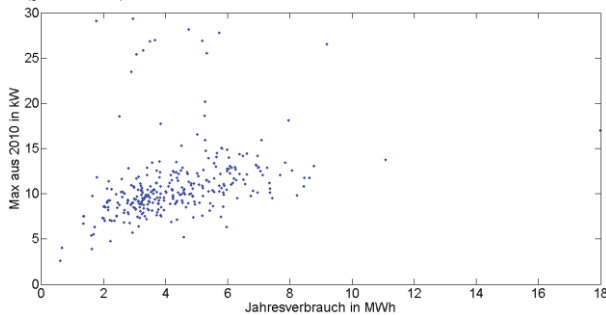


Abb. 4: Abhängigkeit der maximalen Leistung aus 15 Minuten zum Jahresenergieverbrauch jeweils eines Haushaltes

Wie in dieser Abbildung gut sichtbar ist, kann hier keine klare Beziehung von Jahresenergieverbrauch zu Maximallast abgeleitet werden, da die Streuung sehr groß ist. Damit kann anhand dieser Abbildung 4 klar widerlegt werden, dass es sich bei dieser Beziehung um eine lineare Abhängigkeit handelt, wie es bei den VDEW Lastprofilen angenommen wird. Aus diesem Grund werden in den folgenden Abschnitten weitere Möglichkeiten untersucht.

##### B. Maximalleistung eines Haushalts zu dessen Tagesenergieverbrauch

Hier wird die bezogene Energie nicht über ein ganzes Jahr, sondern lediglich über einen Tag (24 Stunden) aufgetragen. Wohingegen das Maximum nicht wie im vorherigen Absatz, dem über 15 Minuten gemittelt entspricht, sondern lediglich dem Höchsten über 1 ms vorkommende Wert der Last eines Haushalts. Da nun pro Haushalt im Jahr 365 Werte existieren,

erhöht sich auch die Anzahl der Punkte im Vergleich zu Abbildung 4 deutlich.

Die Frage, die es nach dieser Abbildung 5 zu klären gilt, ist, was für einen Grund die Punktehäufung im oberen Bereich haben könnte. Die obere Wolke beinhaltet Maximalwerte, welche im Schnitt 20 kW höher sind als die in der unteren Wolke. Die Vermutung ist, dass diese Wolke aufgrund von elektrisch betriebenen Durchlauferhitzern entsteht. Dies wird im Folgenden erläutert.

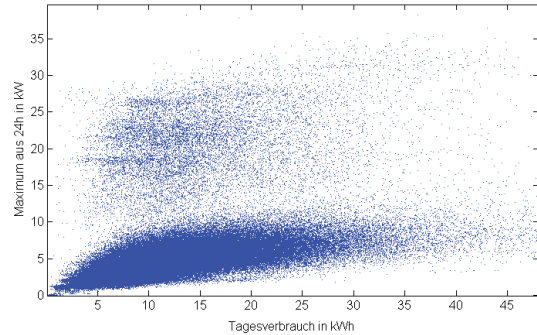


Abb. 5: Maximale Last im Verhältnis zum Energieverbrauch je Haushalt über einen Tag

Durchlauferhitzer werden meist nur kurzzeitig betrieben. Sie erzeugen das Warmwasser direkt, wenn es benötigt wird. Dies bedeutet, sie laufen öfters und wenn sie laufen mit hoher Last. Daher passt auch die Erkenntnis, dass das Maximum nicht lange andauert, gut zum Modell. Dazu wurden die Daten nochmals in gleicher Form wie oben aufbereitet, jedoch mit einem Maximum, dass aus dem Mittelwert der Last über 15 Minuten gewonnen wird. In dieser Abbildung 6 verschwindet dadurch schließlich die obere Wolke.

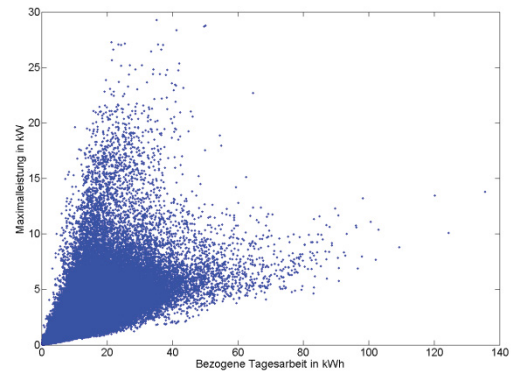


Abb. 6: Bezogene Energie über einen Tag zu Maximum aus 15 minütigem Mittelwert der Last

Ein weiterer Punkt, der klar auf die Nutzung von Durchlauferhitzern hindeutet, wird im Folgenden aufgeführt. In Abbildung 7 ist die obere Häufungswolke aus Abbildung 5 vergrößert.

Auffällig hieran ist, dass dies mit den Leistungsklassen der Durchlauferhitzer übereinstimmt. Diese liegen typischerweise bei 18 kW, 21 kW, 24 kW und 27 kW. Was noch zu klären ist, ist weshalb die Energie, welche dieses zusätzliche Gerät benötigt, in Abbildung 7 nicht auf den ersten Blick sichtbar ist. In diesen Haushalten müsste ein höherer Energiebedarf existieren und dadurch eine Verschiebung der oberen Wolke nach rechts sichtbar sein. Dabei spielt es vor allem eine wichtige Rolle, dass ein Durchlauferhitzer nur läuft, wenn



tatsächlich Warmwasser benötigt wird. Dies ist entscheidend für den ähnlichen Tagesenergieverbrauch. Da die Schrittweite in der Abbildung 5 5 kWh entspricht, wird klar, dass der zusätzliche Energieverbrauch in diesen Abbildungen nicht klar sichtbar wird. Die Auswirkungen auf die bezogene Energie müssen also nochmals getrennt ausgewertet werden. Bei Vergleich der Energieverbrauchswerte innerhalb der zwei Punktwolken werden die Häufungen getrennt betrachtet. Die Trennung erfolgt bei einem Wert von 10 kW. Berechnet man davon die Mittelwerte, ergibt sich eine Differenz der Mittelwerte von 5,1 kWh, was bei einem Durchlauferhitzer mit der Leistung 21 kW eine Nutzungsdauer zur Warmwasserbereitung von durchaus realistischen 15 Minuten bedeutet.

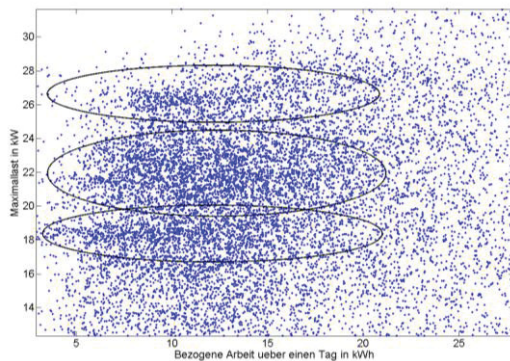


Abb. 7: Häufungen innerhalb der oberen Wolke der Abbildung 5

Der Frage, welcher nun auf den Grund gegangen werden muss ist, zu welcher Uhrzeit das Maximum auftritt. Darauf wird im nächsten Unterpunkt eingegangen.

### C. Energieverbrauch über einen Monat zu bezogener Leistung an einem bestimmten Zeitpunkt

Hierbei ist vor allem interessant, welches das Zeitintervall mit maximaler Summenlast ist. Für diesem Zeitpunkt wird der Monatsenergieverbrauch zur Leistung eines Haushalts aufgetragen. Das Schaubild, beispielsweise jenes aus dem April, ist in folgender Abbildung zu sehen. Dort ist beispielsweise die höchste Summenlast aller betrachteten Haushalte am 3. April um 11:45 Uhr.

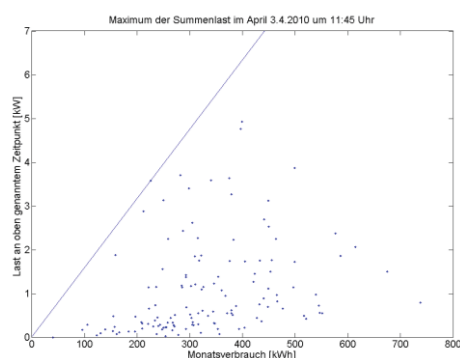


Abb. 8: Auswertung des Monatsenergieverbrauchs der Haushalte zu deren Maximum der Last bei maximaler Summenabnahmeleistung im April

Das Ziel, ein belastbares tatsächlich auftretendes Maximum über alle Zeiten zu finden, wurde hiermit nicht erreicht, da die Gerade des Maximum stets lediglich von einem Punkt

getragen wird, wobei die Masse der Punkte relativ weit davon entfernt liegen.

## V. ZUSAMMENFASSUNG UND ERGEBNISSE

Die statistische Auswertung ergab, dass sich die Verteilfunktionen, nach denen die Haushaltslasten zu einem Zeitintervall verteilt sind, auf zwei Funktionen eingrenzen lassen. Dies sind für die hier betrachteten Haushalte die Allgemeine Extremwertverteilung, sowie in äußerst wenigen Fällen die Lognormale Verteilfunktion. Das seltene Auftreten der Lognormalen Verteilfunktion wurde genauer untersucht. Es wurde dabei deutlich, dass dies an zwei Bedingungen geknüpft ist. Zum Einen ist dies eine hohe Summenlast, zum Anderen eine hohe Auftrittshäufigkeit sehr geringer Lasten, in Verbindung mit einem flacheren Auslauf der Auftrittshäufigkeit hin zu hohen Lasten. Anhand der hieraus resultierenden Ergebnisse und Auswertungen lässt sich eine wesentlich genauere probabilistische Lastflussberechnung durchführen, als dies bisher mittels Standardlastprofilen möglich war. Dabei hilft vor allem die Einschränkung der Verteilfunktionen auf zwei, dies erleichtert die Erzeugung der Lastdaten für die probabilistische Lastflussberechnung. Um Haushaltslasten noch genauer analysieren zu können, wurde im weiteren Verlauf der Arbeit der Zusammenhang zwischen Haushaltsenergieverbrauch und Maximum der Last innerhalb eines bestimmten Zeitintervalls untersucht. Bei der Untersuchung des Zusammenhangs zwischen Tagesenergieverbrauch eines Haushalts und Maximum der Last konnte festgestellt werden, dass elektrisch betriebene Durchlauferhitzer eine große Auswirkung auf die Maximallast eines Haushalts besitzen. Es kann damit klar widerlegt werden, dass ein allgemein gültiger, linearer Zusammenhang zwischen Energie und Leistung eines Haushalts besteht. Dies ist bei Anwendung der VDEW Standardlastprofile der Fall. Hier wird das Maximum durch das Produkt aus Jahresenergieverbrauch und dem Maximalwert des Standardlastprofils bestimmt. Im weiteren Verlauf wurde versucht, die Gleichzeitigkeit der Maximallasten abzuschätzen. Hierfür wurden einige Untersuchungen, mit dem Ziel einen Zusammenhang zwischen Monatsenergieverbrauch und maximaler Last zum Zeitintervall der höchsten Summenlast zu finden, durchgeführt. Hier konnte jedoch ebenfalls kein belastbarer Zusammenhang hergestellt werden.

## REFERENCES

- [1] E-Energy: E-Energy - Smart Grids made in Germany. <http://www.e-energy.de/>.
- [2] Crow, Edwin L. and Shimizu, Kunio. Lognormal distributions: theory and applications. M. Dekker, 1988.
- [3] MathWorks Deutschland - MATLAB - The Language of Technical Computing. <http://www.mathworks.de/products/matlab/index.html>.
- [4] MeRegio - MeRegio Startseite. <http://www.meregio.de/>.
- [5] Schwippe, J. and Nüssler, A. and Rehtanz, C. and Bettzüge, M.O. Netzausbauplanung unter Berücksichtigung probabilistischer Einflussgrößen. Zeitschrift für Energiewirtschaft, :1--14, 2011.

# Energy losses in electrical installations in German residential building

Luis Hernández

Institute for electrical energy systems  
Otto von Guericke University  
Magdeburg, Germany

**Abstract**— German households are characterized by having a high percentage of houses built before the 1970's. Nowadays a low percentage of houses are being new built, therefore sanitation of old installations should be a must in order to achieve the newest energy standards. Electrical devices used in households have changed significantly in the past decades (actual yearly energy consumption is two times higher than in 1970) therefore old electrical installations are under-designed for actual electrical demand. One modern electrical device configuration of a household model has been used to compare the energy losses of an old and a new electrical installation under the same conditions. The differences between both installations are shown on this paper.

**Index Terms**— electrical installation, energy losses, household, electrical devices.

## I. INTRODUCTION

Current energy efficiency standards are often not met by old installations. Nowadays it is one overriding fact that new installations have to be built as efficient as possible and that old ones have to be renewed according to the current standards. Within the residential building area, more attention has been paid to the heat isolation of houses than to the electrical renewal of installations, therefore accurate information about why an electrical installation should be renewed cannot be easily found.

In Germany household energy consumption represented 29% of the total energy consumption in the country [1]. Together with transport, households are the biggest final energy consumers in Germany. From this 29%, 76% was used for room heating purposes and 24% was mainly used in form of electricity for hot water preparation and only 9% was used for household electrical devices. Although it might seem rather insignificant amount, 9% used for household electrical devices (excluded hot water preparation) emit 27% of the total households' climate gas emissions [2].

Ten tons CO<sub>2</sub> per person per year is the amount which Germans have produced— in 2007 including Transport and Industry- this is equivalent for 1.006 billion tons for the entire country [3]. For 2050, a goal of emissions has been set in 10 billion tons to avoid a dramatic climate change. In 1992, the year when the goal was set, it meant a reduction of 50% of the 1992 values. Between that time and 2007, instead of decreasing the CO<sub>2</sub> emissions to half, it rose from 22 billion tons per year to

29 billion tons worldwide. If the carbon dioxide emission continues rising, the set goal for 2050 will not be achieved. Energy consumption by electrical devices in German households represents more than 10% of the total CO<sub>2</sub> emissions in the country [3], efficient electrical installations are needed to decrease the emissions; therefore old installations are analyzed to see their impact on energy efficiency and carbon dioxide emissions.

The goal of this paper is to quantify energy losses in old and new electrical installations and to compare them to determine the ecological and economical impact of old non renewed electrical installations in Germany.

## II. METHODOLOGY

The current state of old electrical installations depend on many factors such as installation age, type of conductor material, cross section of the cables (over- or under-dimensioned) and type of use.

To be able to compare the results between old and new electrical installations, one unique scenario was applied. Hence, one household was modeled according to the average German household statistics [4], which were: household surface 68m<sup>2</sup>, 3 rooms and 2 persons that live in the house. This information represents that the most common households in Germany are uni-family houses (EFH) and multifamily houses (MFH) with three rooms (rooms are considered all spaces with a surface above 12 m<sup>2</sup> - kitchen not included) and two persons living in that houses. For houses with two persons specific consumption information has been used [5].

To define the model scenario information was gathered about the electrical household devices which Germans' used in their houses. After analyzing the statistics, electrical devices which were present in more than 40% of German households were used for the model [6].

Once the model scenario was defined, a new electrical installation was designed according to the current technical norms and recommendations for electrical installations (ÖVE/ÖNORM 8014-2) to describe a typical electrical installation for a residence of the given characteristic. On the other hand, the old installation, has been modeled according to the norms and standards of VDE 0100, §§ 3, 41 and 42 which were used in 1977 [7].

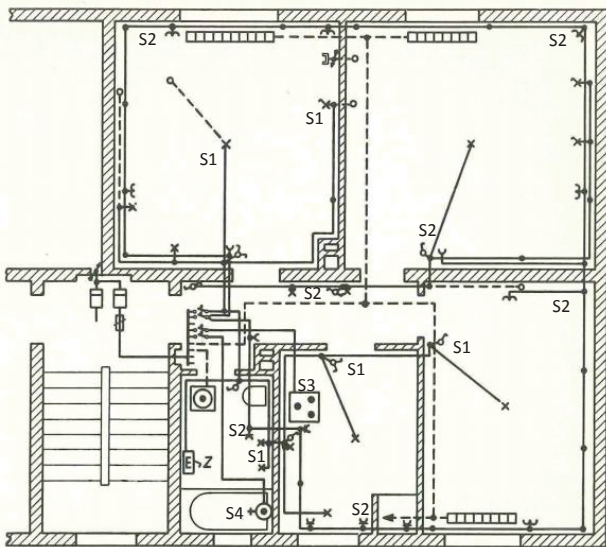


Figure 2 - Typical electrical installation in a household (MFH) according to norms and standards of 1977 [7].

### III. ELECTRICAL INSTALLATIONS IN RESIDENTIAL BUILDINGS.

Due to the fact that electrical installations are different in each house (referring to the number of sockets and switches) it greatly depends on the comfort the user wants and the money that is willing to invest. Besides this, the length of the cables installed is also one feature of electrical installations which varies and depends on many construction diverse parameters.

#### A. Old electrical installation

The information about electrical installations in the 1970's has been taken from a source [7] published in 1977 containing all technical information to achieve electrical installations in buildings.

In these electrical installations, four electrical circuits were drawn. The first one (S1) was designed to connect all the sockets in the house and besides it has a connection to two light points which makes it a mixed circuit. The second circuit (S2) has been made to connect all the lighting points (excluded the sleeping room). S3 was designed to feed the electrical kitchen with electricity and S4 to supply the hot water preparation tank with energy. The maximum power installed on each circuit has been taken according to common power of electrical household devices on the 70's as it can be seen on Table I.

TABLE I - CIRCUITS OF AN OLD ELECTRICAL INSTALLATION

Circuit	Description	Installed power	Cable length
S1	Sockets + light	3300 W	89,51 m
S2	Light	3300 W	30,68 m
S3	4 Plates Herd	8900 W	5,62 m
S4	Warm Water prep. Tank	9000 W	3,5 m

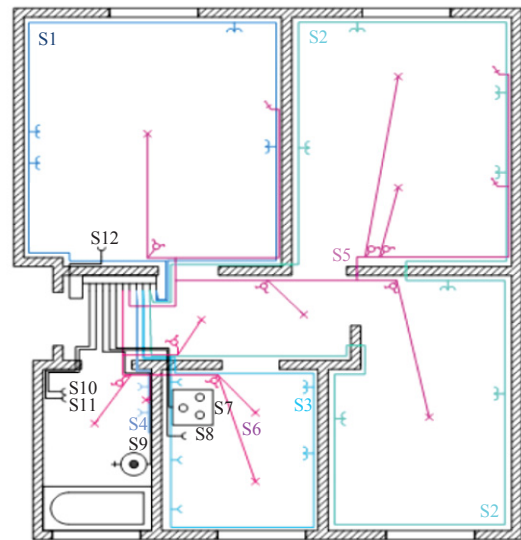


Figure 2 - New electrical installation according to öve/önorm 8014-2

#### B. New electrical installation

Unlike the method used for designing the electrical installation according to 1977's norms and standards, for the new installation first it was made an estimation of the household electrical devices that an actual German house has and afterwards a suitable electrical installation was designed for it according to the current valid norms.

After drawing the new installation according to the new electrical requirements and the current electrical security norms, the length was calculated and is here represented in Table II.

TABLE II. – CIRCUITS OF A NEW ELECTRICAL INSTALLATION

Circuit	Circuit length (m)	Installed power
S1	31,00	3500 W
S2	17,23	3500 W
S3	28,14	3500 W
S4	17,87	3500 W
S5	25,86	2000 W
S6	8,12	2000 W
S7	3,12	3300 W
S8	4,62	2400 W
S9	6,00	2000 W
S10	6,00	2100 W
S11	3,50	2200 W
S12	6,00	2500 W

#### C. Differences between both installations

One of the most noticeable differences between both circuits refers to the socket distributions due to the development of electrical household devices and the amount that people are using nowadays. In 1970's electrical devices were not common besides the typical household devices which families still use in current times, such as fridge, dish washing machine, electrical stoves, etc. In living-rooms and in the bedroom al-

most no electrical devices were used. In the last decades the amount of electrical devices in German families has incremented significantly so that it is normal to find audio and video devices in the living room together with printers, scanners, PCs and screens in the office, often are found televisions in the bedrooms. Because of this evolution in the energy consumption in families, electrical circuits from the 70's are under-dimensioned for today's use. This can be proven by the fact that for the same house model in 1977 only 4 circuits would be installed and in 2011 at least 12 circuits would have to be installed to meet the minimal safety requirements.

#### D. Impact of today's electrical devices on old electrical installations

If old electrical installations, designed in 1977, would be used by a user nowadays all of its electrical devices would have to get connected to four circuits given in the house model. From Table III the general distribution of installed power can be depicted

TABLE III - PLUGGED-IN POWER OF ACTUAL CONFIGURATION OF ELECTRICAL DEVICES ON AN OLD ELECTRICAL INSTALLATION

Description	Power	Circuit
Wash machine	2200 W	S1
Dryer machine	2100 W	S1
Dish washing machine	2400 W	S1
Extractor	150 W	S1
Microwave	800 W	S1
Coffee Machine	550 W	S1
Combo Fridge/Refrigerator	70 W	S1
Ironing machine	2200 W	S1
TV + Audio	350 W	S1
Hair dryer	1200 W	S1
PC	200 W	S1
Electrical stove	3300 W	S3
Hot water p. Tank	2000 W	S4

Circuit S1 in the house was designed to support 3300W installed. It can be seen that the plugged in power would go above this maximum by almost four times (12220W). This means that the simultaneous use of some devices would be almost impossible as the overload safety device would cut the energy supply to protect the installation. Besides this, this kind of distribution would make the circuit S1 to be often highly loaded which would imply a faster wear out of the cables and endanger the installation security due to over-heat problems.

#### IV. ENERGY LOSSES BY JOULE EFFECT

To calculate the losses caused by Joule effect on a cable which is conducting current, following well known formula is used:

$$P_v = I^2 \cdot R. \quad (1)$$

Where  $P_v$  is the energy loss expressed in Joules and  $I$  is the current flowing on the conductor and  $R$  is the resistance of the conductor. Given the fact that in this expression the current has a quadratic exponent, this means that if two devices are

connected on the same circuit and used simultaneously, the losses in that circuit will be greater than if the same devices would be plugged-in into different circuits, without considering the resistance of those circuits. This fact points out that old installations will have greater losses by using electrical devices simultaneously compared to similar situations where the electrical devices would have different electrical circuits (common case in new electrical installations).

If now it is assumed that the same current would flow in an old installation as well as in a new one for the same electrical device, only the resistance of the circuit is the one that makes a difference in the energy losses of the circuit. For the calculation of the resistance of the circuit following formula was used:

$$R = \rho \cdot l/s \quad (2)$$

Given  $\rho$  as the electrical resistivity, considered the same for old and new installations. As the variable  $s$  (cross section of the cable) is the same for both installations, only the length in equation (1) changes affecting the final resistance of the circuit. For example, for the old installation the resistance of circuit S1 is up to 15 times higher than some of the alternative specific circuits of the new installation.

#### V. RESULTS

To achieve a reference result on the Joule losses on two different circuits, some scenarios have to be given to calculate which would be the losses under such conditions. Therefore five different typical household scenarios were given in which electrical devices were simultaneously used. Some of the scenarios were: Ironing plus watching TV, use of washing and dish-washing machine simultaneously and use of PC while preparing tea or coffee. These results can be seen on Table IV.

The results obtained are that in an old installation the losses caused by the Joule effect can be up to 25 times higher than in a new installation. This might cause that in an old installation the losses by this effect would be almost 5% of the electricity consumed by the electrical devices. On the other hand a new electrical installation under the same conditions would only have losses of 0.3% of the electricity consumed by the electrical devices which means more than 15 times less losses. Taking into account the CO2 emissions, an old installation would emit almost 100 kg CO2 per year to the atmosphere only due to the Joule losses, while a new installation would emit only less than 6 kg for the same energy consumption. On the economic point of view, 765 millions of Euros per year would be saved in Germany, this represents savings of 33 Euros per year per average household.

TABLE IV - COMPARISON OF LOSSES IN OLD AND NEW INSTALLATION UNDER DIFFERENT SCENARIOS

Scenario	Losses in old installation	Losses in new installation
Ironing machine + TV/Audio	66.6 J/s	3.41 J/s
Dish- + Wash machine + PC	44.1 J/s	1.66 J/s
Dryer + PC + Audio	105.7 J/s	4.91 J/s
Tee + Coffee + Hairdryer + Microwave	57.60 J/s	2.94 J/s
Electrical Stove + Extractor + TV/Audio	181.12 J/s	15.49 J/s
Dryer + Wash machine	137.2 J/s	11.15 J/s

## VI. SUMMARY

It has been shown that old electrical installations have greater energy losses by Joule effect than new equivalent installations; these losses get worst the older is the electrical installation in the household. In Germany, where more than 70 % of the current buildings were built before 1970, this implies important economic losses for the household owners as well as a negative ecological impact for the country. Till now electrical installations have been renewed in old buildings only due to security factors and the risk of fire if the installation was in a bad condition. This paper shows new concrete reasons why an old electrical installation should be renewed even if it does not seem to be in a bad condition.

## REFERENCES

- [1] B. Brohmann, M. Cames and A. Herold: „Klimaschutz durch Minderung von Treibhausgasemissionen im Bereich Haushalte und Kleinverbrauch durch Klimagerechtes Verhalten“; I.A.Ö e.V., June 2000.
- [2] Institut für Wohnen und Umwelt: „Energieeffizient im Wohngebäudebestand“; IWU 2007.
- [3] Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH: „Effiziente Beratungsbausteine zur Verminderung des Stromverbrauchs in privaten Haushalten“; IFEU 2006.
- [4] Dipl.-Phys. U. Böde: „Detallierung des Stromverbrauchs privater Haushalte in der Bundesrepublik Deutschland 1997-2010“; Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI), 2000
- [5] Energie Agentur NRW: „Wo im Haushalt bleibt der Strom“; NRW 2001
- [6] Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit : „Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), 2004
- [7] Dr.-Ing A. Hösl: „Die neuzeitliche und vorschriftsmäßige Elektro-Installationen“; Verlag Heidelberg, 1977.

# Spannungseinbrüche in Niederspannungsnetzen bei verschiedenen Kurzschlussarten

Irina Konotop  
 Technische Universität Ilmenau  
 FG Elektrische Energieversorgung  
 Deutschland, 98684 Ilmenau  
 irina.konotop@tu-ilmenau.de

**Abstract**— In this study we compare different methods of calculating voltage dips that appear in low-voltage networks as a result of short circuit. Assessment of voltage dip parameters, such as the entire time-history, including the magnitude and duration of the dip, needs fully-unsteady simulation. In a number of cases, however, simplified steady approaches can still be applied. The study addresses several methods that have been proposed over last years, which are used as state of the art ones by the IEEE, russian and german standards. The methods considered include generalized relations for both bolt and arc short-circuits. In the work three different approaches are analysed versus each other within a parametric space, including variation of the short-circuit power, the power of transformers and the cable length.

**Index Terms**— Voltage dip, arc short circuit, bolt short circuit, steady calculations

## I. EINLEITUNG

Die Qualität der Versorgung mit elektrischer Energie wird im wesentlichen durch die Faktoren Versorgungszuverlässigkeit und Elektroenergiequalität (insbesondere Spannungsqualität) bestimmt. Spannungseinsenkungen (voltage dips) stellen dabei ein wichtiges Kriterium für die Elektroenergiequalität und die Versorgungssicherheit dar. Solche Spannungseinbrüche entstehen vorrangig aus extremen Laständerungen und insbesondere aus Kurzschlüssen. Die Spannungseinbrüche können zu Funktionsstörungen elektrischer Betriebsmittel und Komponenten (Schütze, Rechentchnik, Netzschutzeinrichtungen, Antriebe etc.) führen, die mit gravierenden Folgeschäden wie Datenverlust, Stillstand technologischer Prozesse nach Steuerungs- oder Antriebsausfall oder Fehlproduktion verbunden sein können. In Anbetracht der in den letzten Jahren stetig gestiegenen Zahl von sensiblen Verbrauchern gewinnt die Problematik der Spannungseinbrüche immer mehr an Bedeutung.

Ein Spannungseinbruch (voltage dip) ist eine zeitlich begrenzte Einsenkung des Effektivwertes der Versorgungsspannung  $U_c$  auf unter 90% der vereinbarten Spannung, die durch ihre Tiefe ( $\Delta U$ ) und Dauer ( $\Delta t$ ) charakterisiert ist [1] (siehe Bild 1).

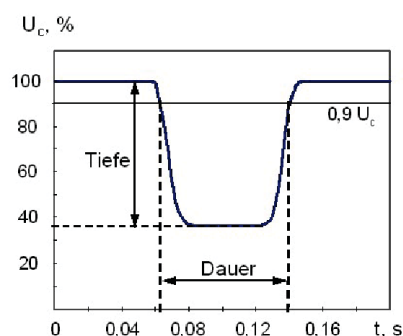


Figure 1: Schematische Darstellung des Spannungseinbruchs

Spannungseinbrüche werden im Frequenzbereich durch die Berechnungen der stationären U-I-Verhältnisse ermittelt. Die Berechnungen basieren darauf, dass die Kurzschlussströme bestimmt werden. Ausgehend davon wird die Spannungsverteilung ermittelt.

## II. ERGEBNISSE

### A. Berechnung des Lichtbogenfehlers

Die Analyse des Lichtbogenfehlers wird in dieser Arbeit mit drei Variante von existierenden stationäre Berechnungsverfahren durchgeführt. Als Referenzpunkt für das Lichtbogenkurzschlusses wird die Stade & Schau [3] Methode verwendet. Ebenfalls werden stationäre Verfahren für die Berechnung des Lichtbogenkurzschlusses nach amerikanischen Normen IEEE 1584 [4] und nach russischen Normen [5] betrachtet. Als allgemeiner Kurzschlussreferenzfall wird der 3-polige, metallische Kurzschluss gewählt, der durch die maximalen Kurzschlussstromwerte und dementsprechend durch einen maximalen Spannungseinbruch charakterisiert wird. Aus diesem Grund werden die Lichtbogenkurzschlüsse auch als 3-polige, symmetrische Fehler nachgebildet. In diesem Zusammenhang werden der Lichtbogenstrom  $I_{LB}$  und der Mittelwert des ohmschen Lichtbogenwiderstandes  $R_{LB}$  als Funktionen von verschiedenen Beeinflussungsfaktoren dargestellt. Solche Faktoren sind im Wesentlichen:  $I_K''^2$  - Anfangs-Kurzschlusswechselstrom beim metallischen Kurzschluss in kA (prospektiver Kurzschlussstrom);  $R$  - ohmscher Gesamtwiderstand des Kurzschlussstromkreises in mOhm;  $X$  - Gesamtreaktanz des Kurzschlussstromkreises in mOhm;  $U_N$  - Nennspannungswert in kV;  $k_B$  - statistischer Mittelwert des Strombegrenzungsfaktors;

$d$  - Abstand zwischen den Elektroden.

Dieser Ansatz bringt eine generelle Form, wie z.B.  $I_{LB} = F(I_k^{-2}, R, X, U_N, k_B, d)$  für alle drei ausgewählten stationären Berechnungsmethoden. Die spezifische Form dieser sowie deren Abhängigkeit von Beeinflussungsfaktoren wird bei jedem Verfahren (nach [3], [4], [5]) festgelegt. Die vorgeschlagenen Methoden resultieren aus den Ergebnissen von vielen experimentellen und Echtzeit-Testdaten. Vollständige Beschreibung diesen drei Methoden ist aus den Platzmangel nicht in diesem Beitrag dargestellt und kann in den entsprechenden Literaturen nachgeschaut werden ([3, 4, 5]).

**B. Ergebnisse von verschiedenen Verfahren**

Für die Untersuchungen wird ein einfaches Beispielnetz betrachtet, das in der Abbildung 2 dargestellt ist. Die Netzelemente im gewählten Berechnungsbeispiel sind wie folgt festgelegt worden:

- Transformator mit Nennleistung  $S_{\text{Trafo}} = 630\text{kVA}$ ,  $u_k = 4\%$ ,  $P_k = 6,5\text{kW}$ ,  $15/0,4\text{kV}$
- Kurzschlussleistung des vorgeordneten Mittelspannungs-Netzes  $S_k'' = 250\text{MVA}$ ,  $U_N = 0,4\text{kV}$ ,  $R/X = 0,1$
- Niederspannungskabel  $l$  NAYY  $4 \times 150\text{mm}^2$

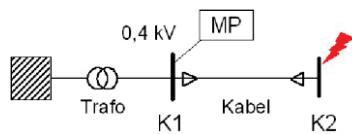


Figure 2: Beispielnetz für die Untersuchungen

Im gewählten Beispielnetz werden 3 -phasige metallische, nicht abgeschaltete Kurzschlüsse im Kabel-Abzweig am Knotenpunkt K2 angenommen und in ihre Auswirkungen auf die resultierenden Spannungseinbrüche im Knotenpunkt K1 (im Bild 2 mit "MP" gekennzeichnet) betrachtet. Die Kabellänge wird dabei variiert. Damit werden unterschiedliche Verhältnisse des Abstandes zwischen Fehlerort und betrachteten Netzknotenpunkt untersucht.

Metallische Kurzschlüsse werden nach dem Verfahren der Ersatzspannungsquelle nach EN 60909 [2] berechnet. Damit ermittelt man in der komplexen Ebene den Anfangskurzschlusswechselstrom  $I_k''$  aus dem die gesuchten Knotenspannungen  $U_{MP}$  bestimmt werden.

In der Abbildung 3 ist der Effektivwert des Kurzschlussstromes in Abhängigkeit von der Kabellänge dargestellt. Wie beim Verfahren für die Lichtbogenstromberechnung wird auch der Abstand zwischen den Elektroden  $d$  variiert. Für die Berechnungen nach IEEE 1584 werden  $d = 30\text{mm}$  und  $d = 60\text{mm}$  angenommen, um identische Vergleichsbedingungen zur Methode nach [3] zu gewährleisten.

Bei dem russischen Verfahren [5] wird der Faktor  $d$  offensichtlich nicht berücksichtigt. Statt dessen geben sie verallgemeinerte Verhältnisse für den minimalen Abstand (entsprechend  $I_{LB\text{ max}}$ ) und den maximalen Abstand (entsprechend  $I_{LB\text{ min}}$ ) zwischen den Leitern vor. Ebenfalls

wird der mittlere Wert des Lichtbogenstroms  $I_{LB}$  mit berechnet.

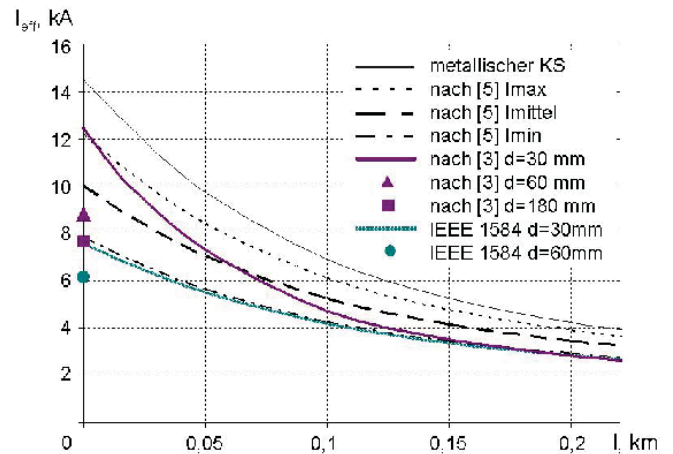


Figure 3: Effektivwertkurzschlussströme beim metallischen und Lichtbogenkurzschluss nach [3], IEEE 1584 [4] und Methode nach russischem Verfahren [5]

Lichtbogenströme, die nach amerikanischer Norm IEEE 1584 berechnet wurden, zeigen eine schwache Veränderung sowohl bei dem Parameter  $d$  als auch bei der Kabellänge  $l$  (Bild 3). Bei kleineren Werten der Kabellänge nähern sich die Werte der nach den Methoden [3] und [5] berechneten Lichtbogenströme an. Mit größerer Entfernung vom Kurzschlussort (Vergrößerung der Kabellänge) wird Unterschied zwischen beiden Berechnungsmethoden größer. So sinkt der Lichtbogenstrom nach der Methode [3] schneller und gleicht so dem Lichtbogenstrom nach IEEE 1584 [4] bei größeren Kabellängen. Die Berechnung nach russischer Norm zeigt ein kleines Absinken des Stromes bei der Erhöhung der Kabellänge. Somit befinden sich die Ergebnisse nach der Methode [3] in einer Mittellage zwischen den Ergebnissen nach IEEE 1584 und nach russischen Normen. Solche Unterschiede bei den Lichtbogenstromberechnungen wirken sich auch auf die Berechnungen der Spannungseinbrüche auch (Bild 4).

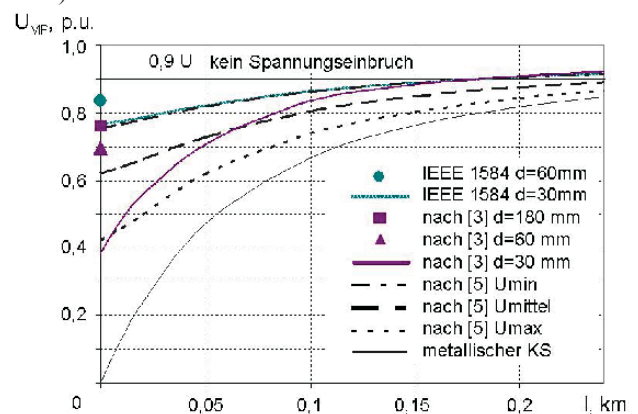


Figure 4: Effektivwert der Restspannung beim metallischen und Lichtbogenkurzschluss nach [3], IEEE 1584 [4] und Methode nach russischem Verfahren [5]

Die Spannungen werden nach den drei Verfahren (Stade & Schau Methode, IEEE-Standard und russische Norm) umgerechnet. Zum Beispiel ist die Restspannung (minimaler

Spannungseffektivwert während des Spannungseinbruchs) nach IEEE schwach von der Kabellänge  $l$  abhängig, wie es oben für die Ströme gezeigt wurde. Außerdem werden nach den Berechnungen laut IEEE die geringsten Spannungseinbrüche festgestellt, was zu fehlerhaften Aussagen aus Sicht von Spannungseinbrüchen führen kann. Nach dem russischem Verfahren [5] ist der Spannungseinbruch unter der  $0,9U$ -Grenze mit relativ großer Kabellänge  $l$  zu vermerken. Wenn die nach diesem Verfahren berechneten Kurven  $U_{\min}$ ,  $U_{\text{mittel}}$ ,  $U_{\max}$  betrachtet werden, ergibt sich nur für die Kurve  $U_{\min}$  ein spannungseinbruchsfreier Bereich bei  $l \geq 180$  Meter. Für Kurven  $U_{\text{mittel}}$  und  $U_{\max}$  existiert überhaupt kein spannungseinbruchsfreier Bereich. Die Ergebnisse nach der Methode [3] befinden sich zwischen den Ergebnissen nach IEEE und dem russischen Verfahren, was den früheren Betrachtungen für Ströme in Bild 3 entspricht.

Trotz sichtbarer Streuung der nach verschiedenen Verfahren ermittelten Ergebnisse ist der Spannungseinbruch während des metallischen Kurzschlusses der gefährlichste.

### C. Grenze der Spannungseinbrüche bei verschiedenen Kurzschlussarten

Als verallgemeinerte Ergebnisse für die Bewertung des Spannungseinbruchs beim metallischen und Lichtbogenkurzschluss wird ein Grafik auf dem Bild 5 zusammengefasst. Für die Untersuchungen wird ein Beispielnetz in der Abbildung 2 betrachtet. Die Scheinleistung des Transformators  $S_{\text{Trafo}}$  wird im Bereich von 160 bis 2500 kVA variiert. Als Verfahren zur Berechnung des Lichtbogenfehlers wird die Methode nach [3] angenommen. Dieses Verfahren ist optimal, da sich die entsprechenden Ergebnisse zwischen der Lichtbogenberechnung befindet. Die Kurven in der Abbildung 5 resultieren aus einer Reihe von Berechnungen (ähnlich zum Bild 4), bei denen die Transformatorleistung variiert wurde. Beim jedem Wert der Transformatorleistung und für jede Kurzschlussart wird ein Schnittpunkt der Kurve  $U(l)$  mit dem Spannungsniveau  $0,9U$  ermittelt. Aus diesen Schnittpunkten ergeben sich die in Abb. 5 dargestellten Kurven.

Somit werden diese Kurven als verallgemeinerte Grenzkurven genannt, die von sich einen Bereich mit Spannungseinbrüchen (Voltage Dip) und spannungseinbruchsfreier Bereich (kein Voltage Dip) trennen.

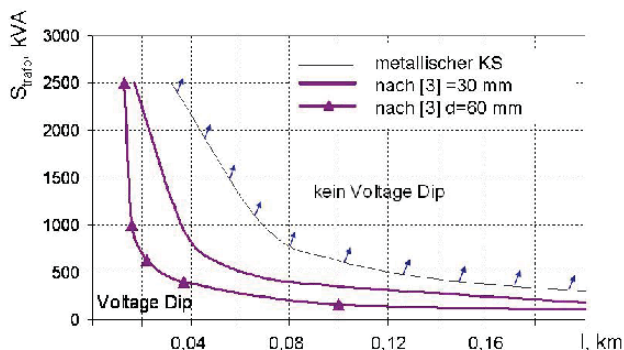


Figure 5: Grenze der Spannungseinbrüche beim metallischen- und Lichtbogenkurzschluss im Kabelabgang zum Knotenpunkt K2

Anhand dieser Abbildung wird deutlich, dass beim metallischen Kurzschluss der spannungseinbruchsfreie Bereich am kleinsten ist. Desweiteren reduziert sich dieser Bereich bei der Verringerung des Abstandes zwischen den Elektroden (im Bild 5,  $d = 60$  mm;  $d = 30$  mm). Das hängt damit zusammen, dass die Lichtbogenspannung  $U_{\text{LB}}$  und der Lichtbogenwiderstand  $R_{\text{LB}}$  kleiner werden und der Kurzschlussstrom dementsprechend zunimmt. Es wird außerdem deutlich, dass sich der Bereich mit Spannungseinbrüchen für  $d \rightarrow 0$  vergrößert und sich der Kurve entsprechend dem Fall des metallischen Kurzschlusses nähert. Somit kann die Kurve beim metallischen Kurzschluss als die oberste Grenze für beide Kurzschlussarten betrachtet werden, sowie für die drei betrachteten Verfahren zur Berechnung der Lichtbogenfehler.

### III. ZUSAMMENFASSUNG

In der Arbeit wurden die Spannungseinbrüche im betrachteten Beispielnetz bei metallischen- und Lichtbogenkurzschlüssen analysiert. Es wurde gezeigt, dass der Spannungseinbruch während des metallischen Kurzschlusses viel größer ist im Vergleich zum Spannungseinbruch beim Lichtbogenfehler. Das Gleiche gilt auch für das Verhalten der Restspannung  $U_{\text{MP}}(l)$  und beim Vergleich der Ergebnisse die anhand von verschiedenen Verfahren für andere Transformatorleistungen ermittelt.

Zusammenfassend kann die Schlussfolgerung gezogen werden, dass der Einfluss der Änderung der Transformatorleistung auf die Spannungseinbrüche beim metallischen Kurzschluss vorhanden ist. Der Einfluss der Transformatorleistung wird sich im Fall des Lichtbogenfehlers besonders mit der Vergrößerung des Abstandes zwischen den Leitern reduzieren. Und je größer die Transformatorleistung desto größer wird der spannungseinbruchsfreie Bereich. Die wird besonders bei kleineren Kabellängen deutlich.

Es sollte berücksichtigt werden, dass die im Rahmen dieser Untersuchungen erhaltenen Ergebnisse für stationären Verhalten bekommen wurden. Allerdings sind die Prozesse bei dem Lichtbogenfehler kompliziert, so dass die Berechnung der Differentialgleichungen verwendet werden soll. Dann wird es erwarten, dass die Grenze der Spannungseinbrüche sich verschiebt. Deshalb wird diese Arbeit auf transiente Simulationen als weitere Perspektive und Ausblick konzentrieren.

### REFERENCES

- [1] EN 50160:2008-04 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitäts-versorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2007. Berlin, VDE-Verlag GmbH
- [2] EN 60909-0:2002-07 Kurzschlüsse in Drehstromnetzen. Teil 0: Berechnung der Ströme. Berlin, VDE-Verlag
- [3] Stade, D., Schau, H.: Spezielle Kurzschlussverhältnisse in Drehstrom-Niederspannungsanlagen, Elektrik, Berlin 40 (1986) 10
- [4] IEEE 1584:2002 Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations. IEEE, New York, USA, September 2002.
- [5] Leitfaden zur Berechnung der Kurzschlussströme. RD 153-34.0-20.527-98, NZ ENAS-Verlag, Moskau, 2002 (in russisch)



# Agentenbasierte Netzrekonfiguration für einen optimierten Verteilnetzbetrieb

Anton Shapovalov, Jan Kays, André Seack, Christian Rehtanz  
 Institut für Energiesysteme, Energiewirtschaft und Energieeffizienz, TU Dortmund  
 Dortmund, Germany  
 anton.shapovalov@tu-dortmund.de

**Abstract**— The integration of numerous decentralized energy generators (DEG) in distribution networks is becoming a serious challenge for network operators. To avoid overloads due to DEG new cables with higher current rating can be installed. Otherwise the existing grid can be used more effectively when the generation is better distributed over the different areas. One possible solution is to change the network's topology dynamically. In this paper an approach for topology reconfiguration based on a multi-agent system is presented. Agents – intelligent communicative units – are placed in the stations. They are able to measure their local state variables, sharing information among each other and making cooperative switch decisions. The proposed system is tested on a simple ring topology and shows yet an optimal switching behavior in many cases.

**Index Terms**— Multi-agent systems, smart grids, optimal network operation, network reconfiguration

## I. MOTIVATION

Im Zuge der schon seit Jahren laufenden Energiewende gewinnt das Thema der flächendeckenden Integration der dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) verstärkt an Bedeutung. Während die heutigen Netze mit einem hohen Anteil von DEA nur vereinzelt Probleme aufweisen, ist bereits in den nächsten Jahrzehnten mit Strom- und Spannungsgrenzwertverletzungen durch eine, die lokale Nachfrage deutlich überschreitende Erzeugung, zu rechnen.

Eine bewährte Methode zur Beibehaltung der momentanen Netzsicherheit und -zuverlässigkeit besteht in dem klassischen Netzausbau. Der entscheidende Nachteil hierbei liegt in dem hohen Kosten- und Zeitaufwand. Alternativ zum Netzausbau bietet sich eine effizientere Ausnutzung der vorhandenen Betriebsmittel durch einen geregelten Netzbetrieb an. Dieser Ansatz zur DEA-Integration lässt sich entweder durch die direkte Erzeugungsanlagensteuerung (Supply Side Management), Steuerung der Lasten (Demand Side Management) oder auf der Netzseite, durch Eingriff in die Topologie, realisieren. Die direkte Regelung der für den Netzbetrieb relevanten Größen wie Spannung oder Leistungsfluss kann zum Beispiel durch den Einsatz von leistungselektronischen Geräten oder auch mechanisch stufbaren Transformatoren erfolgen.

Im Rahmen der Arbeit wird eine Netzsteuerung auf Basis von Topologieänderungen vorgestellt. Hierzu werden in den Ortsnetzstationen intelligente, kommunikationsfähige Einheiten integriert, die ein Multiagentensystem bilden. Für dieses Agentensystem wird ein Koordinationsalgorithmus zum optimierten Netzbetrieb entwickelt.

## II. TRENNSTELLE ALS STEUERMÖGLICHKEIT

Verteilnetze in Deutschland sind überwiegend als Ringe gebaut, werden jedoch häufig offen betrieben [1]. Das bedeutet, dass die Netztopologie einen radialen Charakter besitzt. Von der Umspannstation gehen strahlenförmige Stränge aus, an denen die einzelnen Ortsnetzstationen angebunden sind. Diese Betriebsweise hat den Vorteil der Übersichtlichkeit und gewährleistet außerdem bei Leitungsausfällen eine vollständige Wiederversorgung nach einer Umschaltung. Die Leitung, die die benachbarten Halbringabschnitte verbindet, wird als Trennstelle (TS) bezeichnet. In den Fehlerfällen wird die bisherige Trennstelle geschlossen und eine neue Trennstelle vor dem Fehlerort eingefügt.

Der bisher ausschließlich in den Fehlerfällen und bei den Wartungsarbeiten angewendete Vorgang der Trennstellenverlagerung kann jedoch auch als eine Steuerungsmöglichkeit im Verteilnetz zur Optimierung des Betriebs interpretiert werden.

Abhängig von der Zusammensetzung der Einspeisungen und Lasten innerhalb eines Stranges ergeben sich unterschiedliche Leistungsflüsse und Knotenspannungen, die einen Netzzustand definieren. Zum Vergleich verschiedener Netzzustände sind Kriterien notwendig, mit denen die Zustandsgüte bewertet wird. Zwei Zielfunktionen, die eine technische Bewertung ermöglichen, sind die summierten quadratischen Spannungsabweichungen in p.u. und die Summe der auf die thermischen Grenzwerte bezogenen Leistungsstrombeträge.

$$F_1 = \sum_{i=1}^N (1 - |u_i|)^2 \quad (1)$$

$$F_2 = \sum_{j=1}^L |i_j| \quad (2)$$

Mit

- $N$  – Anzahl der Knoten
- $L$  – Anzahl der Leitungen

Diese Zielfunktionen haben bei einem optimalen Zustand ein Minimum. Alle Topologievarianten, die im Weiteren als Schaltzustände bezeichnet werden, können in einem zweidimensionalen Bewertungsraum dargestellt werden (vgl. Abb. 1). Auf der Abszisse ist die Spannungs-  $F_1$  und auf der Ordinate die Stromgütefunktion  $F_2$  aufgetragen.

Zur Verdeutlichung des Optimalitätsbegriffs sind mehrere Zustände dargestellt. Der Zustand A hat jeweils kleinere Gütewerte als der Zustand B und „dominiert“ somit diesen. Der Zustand C hat zwar einen höheren Gütewert als A nach dem

F2-Kriterium, weist jedoch eine bessere Güte nach F1 auf. Somit können die beiden Zustände A und C nicht miteinander verglichen werden, andererseits gibt es keinen anderen Zustand, der sie dominiert.

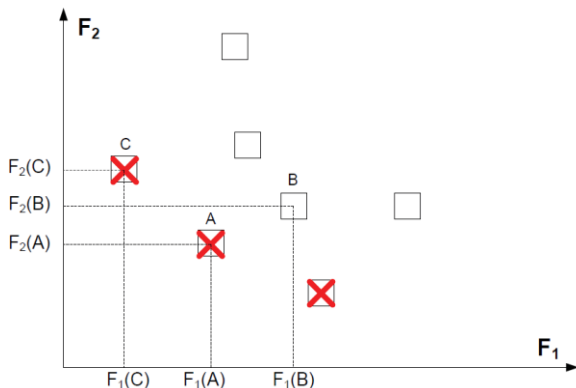


Abb. 1: Schaltzustände im Bewertungsraum. Pareto-Front (rote Kreuze)

Diese Zustände bilden die sogenannte Pareto-Front. Im Weiteren werden sie als optimal oder pareto-optimal bezeichnet.

### III. AGENTENBASIERTES KOORDINIERUNGSSYSTEM

In der Literatur wird unter dem Begriff „Agent“ eine autonome intelligente Software- oder Hardwareeinheit verstanden, die unter der Berücksichtigung ihrer Umwelt Entscheidungen trifft, um ihre Ziele zu verfolgen [2]. Netzwerke aus mehreren kommunikationsfähigen Agenten, die gemeinsam interagieren, um komplexe technische Regelungsprobleme zu lösen, werden als Multiagentensysteme (MAS) bezeichnet [3].

MAS eignen sich gut für den Betrieb moderner intelligenter Energieversorgungsnetze. Hierbei können im Netz verteilte Agenten durch Messungen den Einfluss dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) wahrnehmen und aufbauend auf einer kommunikationsgestützten Koordination den Netzbetrieb geeignet anpassen.

Im Rahmen dieser Arbeit wird eine autonome Netzrekonfiguration basierend auf einem MAS implementiert. Die einzelnen Komponenten des Gesamtsystems sind Stationsagenten, die aktuelle Messwerte von Strom, Spannung und die daraus berechneten Leistungswerte an das Gesamtsystem übermitteln. Des Weiteren sind diese Agenten in der Lage den Trennschalter zu öffnen bzw. zu schließen und somit Leitungen zu- und abzuschalten. Es wird vereinfacht angenommen, dass an jeder Station ein solcher Agent platziert ist. Eine offene Ringtopologie wird als Ausgangsbasis vorausgesetzt.

Basierend auf den vorherigen Annahmen wird ein Regelungsziel angestrebt, die Leistungsbalancen in den einzelnen Halbringen durch Umschaltungen auszugleichen, sodass die Betriebsmittelauslastung minimiert und auf beide Halbringe gleichmäßig verteilt wird. Zu diesem Zweck beteiligen sich alle Agenten in einem Ring an einer Verhandlung, dessen Ergebnis in einer TS-Verlagerung resultiert.

Alle Agenten sind kommunikativ miteinander verbunden und weisen einen identischen Aufbau auf. Im Laufe einer Verhandlung können sie unterschiedliche Rollen einnehmen.

Eine Sonderrolle besitzt der Moderatoragent. Dies kann prinzipiell jeder der Stationsagenten sein. Zum Beispiel, bei der Feststellung einer lokalen Grenzwertverletzung übernimmt der

betroffene Agent die Moderatorrolle und initiiert den Verhandlungsvorgang. Alle anderen Agenten erhalten dementsprechend die untergeordneten Teilnehmerrollen innerhalb des Verhandlungsablaufs.

### IV. REKONFIGURATIONALGORITHMUS

#### A. Ablauf

Bevor der Verhandlungsprozess durchgeführt wird, erkundigt sich der Moderator nach den Strangströmen bei den Agenten am Anfang der Stränge. Diese Information wird im Weiteren für eine Entscheidungsfindung benötigt.

Die Verhandlung basiert auf dem Auktionsprinzip und entspricht der sogenannten „First Bid Sealed Action“ [3]. Bei dieser Auktionsart werden die Gebote einmalig und geheim abgegeben, sodass das beste gewinnt. Im Falle des Rekonfigurationsalgorithmus sind Gebote als Schaltvorschläge zu interpretieren. Das Gewinnen eines Schaltvorschlags bedeutet, dass dieser durchgeführt wird.

Die erste Nachricht vom Moderator an die Teilnehmer beinhaltet die Ankündigung der Verhandlung und enthält daneben Messwerte der beiden Strangströme. Mit diesen und weiteren lokalen Messwerten treffen die Teilnehmer eine Entscheidung darüber, ob sie die an ihrer Station verbundenen Leitungen öffnen wollen oder sich davon enthalten. Im Falle einer positiven Entscheidung generiert der Teilnehmer eine Schaltvorschlag-Nachricht, die die Leitungs-Id, die für die Schaltung zuständigen Agenten und eine numerische Benotung der Schaltmaßnahme beinhaltet. Schaltvorschläge und Enthaltungen werden vom Moderator eingesammelt, bis eine festgelegte Frist überschritten wird.

Die Aufgabe des Moderators besteht darin, den Schaltvorschlag mit der besten Note auszuwählen. Eine Schaltsequenz wird generiert und an die Agenten gesendet. Die aktuelle Trennstelle wird zunächst geschlossen und der Moderator über den Erfolg oder Misserfolg benachrichtigt. Bei einer erfolgreichen Schließung der alten Trennstelle veranlasst der Moderator die Öffnung der neuen Trennstelle und wird ebenfalls über den Erfolg oder Misserfolg informiert.

#### B. Entscheidungsfunktion

Jeder Verhandlungsteilnehmer kann nur über die Verlagerung der Trennstelle in seiner unmittelbaren Umgebung urteilen, da er den Rest des Netzes grundsätzlich nicht kennt. Das Öffnen einer Leitung ist gleich dem Umschalten eines Netzabschnittes auf den benachbarten Strang. Somit kann ein Stationsagent darüber entscheiden, ob er einen als Last oder als Einspeisung wirkenden Bereich umschaltet. Diese Entscheidung basiert im Wesentlichen auf dem Vergleich des eigenen Strangstroms mit dem des Nachbarstranges.

Haben zum Beispiel beide Stränge einen eher ein-speisenden Charakter (vgl. Abb. 2a), so ist es für den stärker einspeisenden Strang nur dann sinnvoll umzuschalten, wenn nach der Rekonfiguration die Strombalancen möglichst ausgeglichen sind.

Eine andere Situation entsteht (vgl. Abb. 2b), wenn in einem Strang die Einspeisung dominiert und der andere durch Lasten geprägt ist. Aus Sicht eines Stationsagenten aus dem einspeisenden Strang soll nur geschaltet werden, wenn ein Teil der Einspeisung die Gesamtlast des Nachbarstranges weitestgehend reduziert.

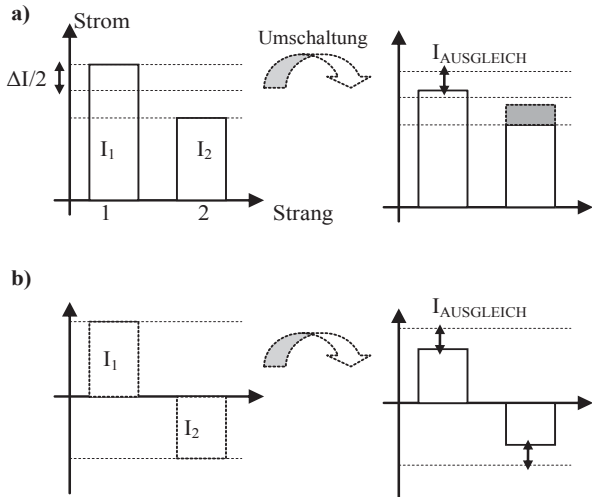


Abb. 2: Das Prinzip des Strangstromausgleichs.

Somit lassen sich die Bewertungen der Schaltvorschläge definieren:

- Für den Fall der Strangströme mit den gleichen Vorzeichen:  $|\Delta I/2| - |I_{\text{AUSGLEICH}}|$
- Für den Fall der Strangströme mit den entgegengesetzten Vorzeichen:  $|I_2| - |I_{\text{AUSGLEICH}}|$

Die kleinste Note ist demnach stets die beste.

Für eine genaue Interpretation der Strommessungen an einer Station, müssen die Agenten immer eine Flussrichtung-Orientierung bezüglich der Umspannanlage und der aktuellen Trennstelle haben. Nach jeder Umschaltung wird diese Orientierungsinformation durch eine von der Trennstelle zur Umspannanlage weitergeleitete Kettennachricht aktualisiert.

### V. SIMULATIONEN

Im Weiteren wird der erarbeitete Algorithmus an zwei Szenarien untersucht und bewertet. Im ersten Schritt wird eine statische Belastungssituation angenommen. Anschließend werden unter der Berücksichtigung der sich zeitlich ändernden Stationsleistungen mehrere Umschaltungen vorgenommen. Für beide Belastungsvarianten wird ein 20-knotiges Netz mit gleichen Kabellängen und Typen wird für die Simulationen benutzt.

#### A. Statisches Szenario

In der Abb. 3 ist eine Situation dargestellt, bei der in einem Halbring ausschließlich Lasten vorliegen und der andere Halbring große Einspeisungen und eine insgesamt positive Leistungsbilanz aufweist. Die aktuelle Trennstelle liegt in der Ringmitte.

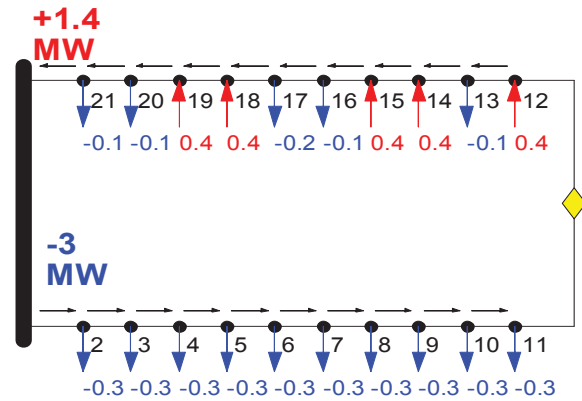


Abb. 3: Statisches Belastungsszenario für ein Ringnetz mit 20 Stationen.

Die Rekonfiguration soll aus dieser Ausgangslage eingeleitet werden. In der Abb. 4 sind die vom Moderator gesammelten Schaltvorschläge dargestellt. Während die x-Achse die Leitungsnummer angibt, entspricht die Balkenhöhe der Benotung. Der Vorschlag mit der besten Note ist die Trennstelle Nr. 7 (TS7). Werden alle möglichen 21 Schaltzustände im Bewertungsraum dargestellt (vgl. Abb. 5), so ist erkennbar, dass TS7 ein optimaler Schaltzustand ist. Der Algorithmus zeigt somit das gewünschte Verhalten.

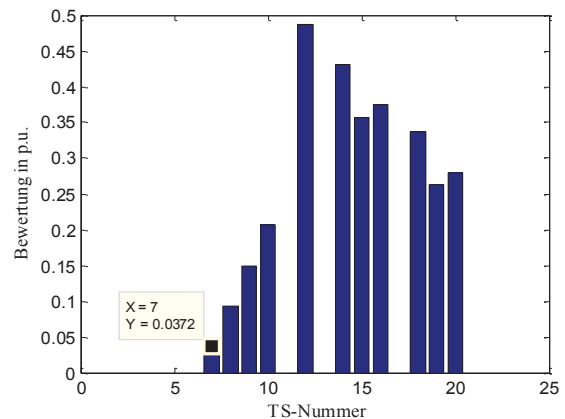


Abb. 4: Benotete TS-Vorschläge

Im nächsten Schritt wird untersucht, welchen Einfluss der Anfangszustand auf die Funktionsweise des Algorithmus hat. Dafür werden die 19 sinnvollen Schaltzustände TS2-TS20 als Startzustände ausgewählt. Für jedes Szenario liefert die Verhandlung Schaltvorschläge (vgl. Abb. 6). Bei mehr als der Hälfte aller Fälle ergibt sich der optimale Endzustand TS7, in den anderen Fällen jedoch treten verschiedene suboptimale Endzustände auf.

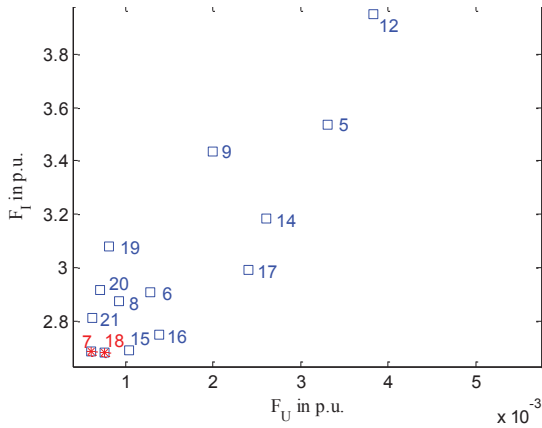


Abb. 5: Schaltzustände im Bewertungsraum.

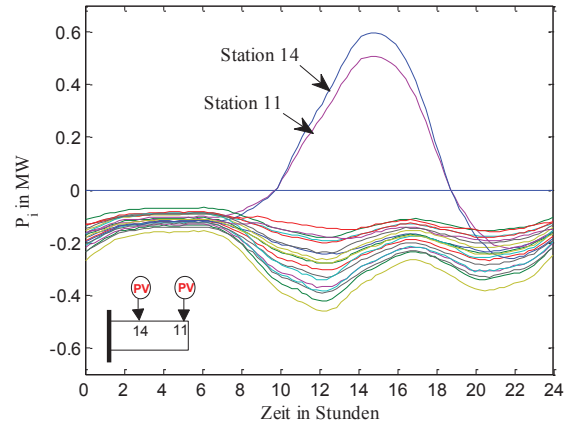


Abb. 7: Leistungsverläufe an den Stationen.

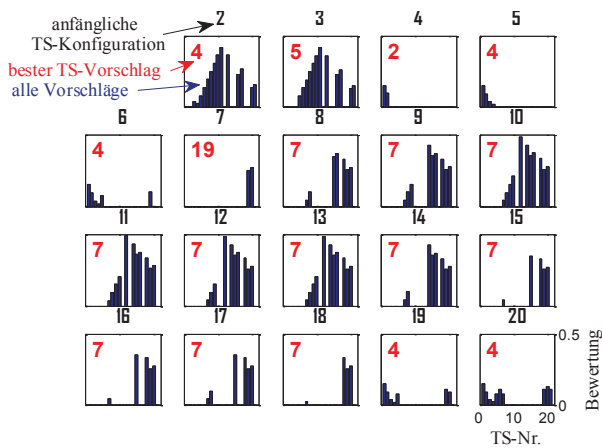


Abb. 6: Einfluss des Anfangszustandes.

**B. Zeitabhängiges Szenario**

Bei dieser Untersuchung wird das Verhalten der Lasten an den Stationen basierend auf Standardlastprofilen von Haushalten zeitlich modelliert. Unterschiedliche Lastdichten und Lastrauschen sind berücksichtigt. An den Stationen 11 und 14 sind außerdem starke Photovoltaikeinspeisungen (PV), die nach Standard einspeiseprofilen modelliert sind und somit den Sonnenstand abbilden, angeschlossen. Der Einfluss dieser Erzeuger macht sich vor allem zwischen 8 und 20 Uhr bemerkbar. Abb. 7 zeigt den Lastgang der einzelnen Stationen für einen ausgewählten Tag.

Unabhängig vom Rekonfigurationsalgorithmus wird zunächst eine Optimalitätsanalyse durchgeführt, bei der zu jedem Zeitpunkt alle Schaltzustände bewertet und die pareto-optimalen Zustände bestimmt werden.

In der Abb. 8 sind die optimalen Zustände über der Zeit aufgetragen. In Zeiten hoher PV-Einspeisung sind mehrere optimale Zustände zum gleichen Zeitpunkt vorhanden. Zu anderen Zeiten ist hingegen nur der Zustand TS11 der einzige optimale Zustand. Wird nur eine Gütefunktion berücksichtigt, so lassen sich die strom- und spannungsoptimalen Schaltfunktionen definieren. Es ist bemerkenswert, dass für eine optimale Betriebsweise des Netzes nur zwei Umschaltungen, wie bei der stromoptimalen Schaltfunktion, ausreichen.

Es werden zwei Schaltzeitpunkte (10 Uhr bzw. 18:30 Uhr) zur Verifikation des agentenbasierten Rekonfigurationsalgorithmus definiert. Diese Zeitpunkte werden ausgewählt, weil die optimalen Schaltfunktionen signifikante Änderungen aufweisen. Das Ergebnis der Agentenverhandlungen ist in der Abb. 8 dargestellt. Die erste Umschaltung TS9 ist zu mehreren Zeitpunkten optimal, die zweite Umschaltung TS7 ist stets suboptimal.

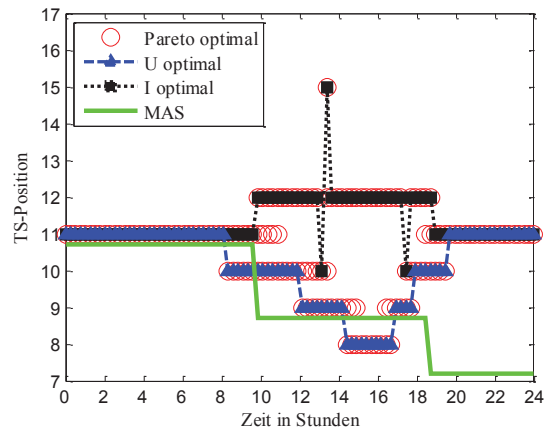


Abb. 8: Optimale Schaltfunktionen und die MAS-Entscheidungen.

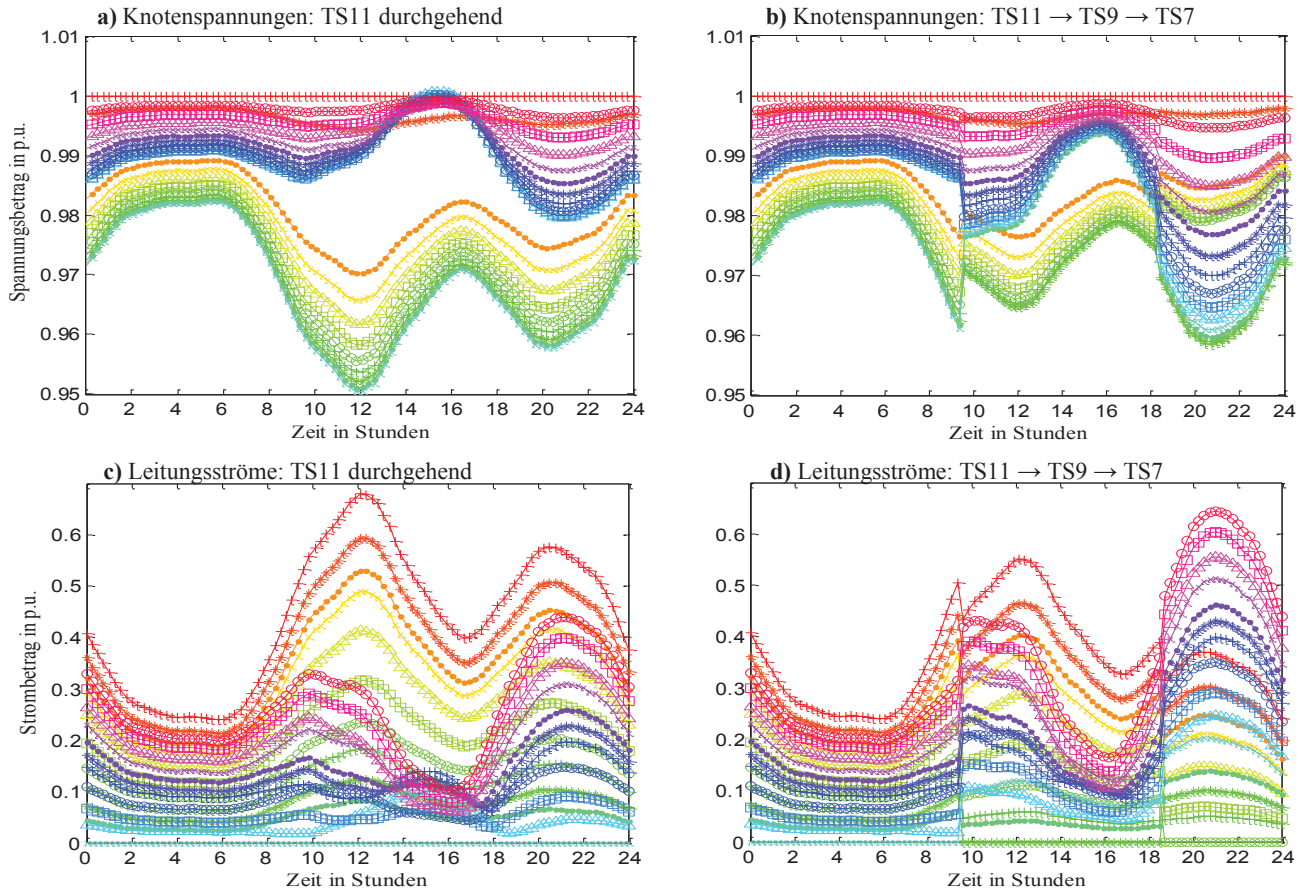


Abb. 9: Zeitliche Verläufe der Netz Zustandsgrößen ohne und mit der Topologierekonfiguration

In der Abb. 9 sind die Spannungen an allen Knoten und alle Leitungsströme über der Zeit dargestellt. Während bei einem statischen Netzbetrieb im Zustand TS11 Spannungseinbrüche und erhöhte Leitungsströme zu der Einspeisezeit zu beobachten sind (Abb. 9a und c), verbessert die erste Umschaltung TS9 die Spannungsverhältnisse und reduziert die Ströme (Abb. 9b und d). Der suboptimale Schaltzustand TS7 erscheint dagegen eher nachteilig gegenüber dem statischen Betrieb.

## VI. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Es konnte gezeigt werden, dass der bisher im Normalbetrieb nicht benutzte Freiheitsgrad der TS-Verlagerung eine wesentliche Betriebsoptimierung ermöglichen kann. Die Umschaltung in einen neuen Zustand wurde durch ein Multiagentensystem realisiert. Die einzelnen Agenten sind intelligente Programme, die auf der Stationsebene Netz Zustandsgrößen überwachen und miteinander kommunizieren können. Basierend auf dem Auktionsprinzip organisieren die Stationsagenten eine Verhandlung, in der eine Schaltentscheidung erarbeitet wird. Der Algorithmus zeigt eine Sensitivität gegenüber dem Anfangszustand des Netzes, liefert jedoch in vielen Fällen optimale Schaltentscheidungen.

Neue zusätzliche Kriterien wie die Spannungsbewertung für die Entscheidungsfindung der Agenten könnten zukünftig

berücksichtigt werden, sodass eine robustere Entscheidung zustande kommt. Die Algorithmusinitialisierung bedarf eines genaueren Konzepts, wie etwa die Initialisierung bei der Grenzwertverletzungsfeststellung oder eine regelmäßige Durchführung der Rekonfiguration zu festen Zeiten.

Aufbauend auf den Erkenntnissen aus dem vorhandenen Konzept kann das MAS auf beliebige radiale Netze erweitert werden, wie etwa Nachbarringe mit einer Koppelleitung. Eine Erweiterung der Agentenhierarchie kann dabei in Frage kommen.

Eine Umstellung des Steuerungscharakters des Algorithmus auf das „closed-loop“-Prinzip würde dem System mehr Sicherheit über die durchgeführte Schaltmaßnahmen verschaffen und gegebenenfalls eine rückgängige Schaltung einleiten.

## QUELLEN

- [1] H. Nagel, "Systematische Netzplanung", VDE Verlag GmbH, 2008.
- [2] M.J. Wooldridge, "An Introduction To Multiagent Systems", John Wiley and Sons, 2009.
- [3] G. Weiss, "Multiagent systems: a modern approach to distributed artificial intelligence", MIT Press, 1999.
- [4] F. Bellifemine; G. Caire; D. Greenwood: Developing multi-agent systems with JADE. Wiley, 2008.

# Simulation und Modellierung eines Energiemanagementsystems zur Erhöhung des Eigenverbrauchs von Privathaushalten mit Photovoltaik-Einspeisung und Elektrofahrzeug

Prof. Dr.-Ing. J. Haubrock

Faculty of Engineering and Mathematics  
Bielefeld University of Applied Sciences  
Bielefeld, Germany

K-D. Hoefl

Business leader  
hb Solar  
Rietberg, Germany

F. Laudien

Course of studies: Renewable Energies  
Bielefeld University of Applied Sciences  
Bielefeld, Germany

**Abstract**— In this paper, the results of modeling and simulation of an energy management system will be presented. The system aims to increase the direct use of solar energy for private households, specifically for use in energy storage with relation to electric car charging. The simulation is based on real and synthetic load and generation profiles. In order to surpass the 30%-barrier of direct solar usage to get a higher allowance as if the electricity is fed into the grid, measures to increase the direct use of solar energy are necessary. Different energy storage and electric car charging scenarios in a residential setting are simulated to find out the ideal sizes and combinations of all parameters.

**Index Terms**— direct use of solar energy, energy storage, electric car, simulation model

## I. EINLEITUNG

Das Ziel dieser Arbeit ist die optimale Parameterauslegung von Photovoltaik (PV) Anlage, Elektrofahrzeug (Efz) und Energiespeicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils (EVA) von Privathaushalten mit Hilfe des Simulationsmodells eines Energiemanagementsystems (EMS). Seit 2009 beinhaltet das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) eine Regelung zum Eigenverbrauch von Solarstrom. Die aktuellste Novellierung des EEGs 2011 sieht bei einem EVA von über 30% und PV-Anlagen bis 30 kWp eine mehr als 4 Cent höhere Solarstromvergütung vor. Steigende Strombezugskosten in Deutschland lassen das Interesse der Anlagenbetreiber am PV-Eigenverbrauch wachsen [1]. Bereits ab einem Bruttostrombezugspreis von 19,49 Cent bei einem EVA kleiner 30% ist der Eigenverbrauch 2011 wirtschaftlicher als die Direkteinspeisung [2]. Im Rahmen dieser Arbeit soll der EVA durch Hinzunahme von Energiespeicher und Efz erhöht werden. Ab Inbetriebnahme Zeitpunkt einer PV-Anlage wird ein einheitlicher Vergütungssatz für die nächsten 20 Jahre gewährleistet. Sowohl gegenüber den steigenden Strombezugskosten als auch gegenüber den steigenden Mobilitätskosten gewinnt der PV-Eigenverbrauch zunehmend an Attraktivität. [3]

## II. DATEN- UND BERECHNUNGSGRUNDLAGE

Dieses Kapitel beschreibt die für die Modulation des Simulationsprogramms notwendige Daten- und Berechnungsgrund-

lage. Realisiert wurde das Programm in Excel 2007. Abb. 1 veranschaulicht den In- und Output an Parametern und Last-, bzw. Einspeiseprofilen.

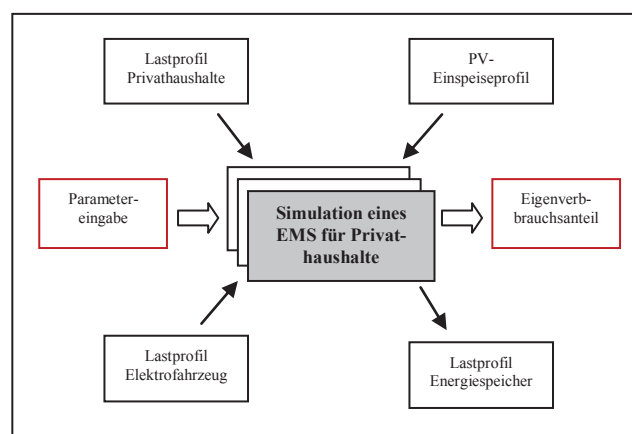


Abbildung 1. Aufbau des Simulationsmodells eines EMS

### A. Lastprofil Privathaushalte

Ein Haushaltslastprofil (H0) beschreibt den zeitlichen Verlauf der elektrischen Leistung über eine bestimmte Periode. Es dient dem Netzbetreiber zur Kalkulation der an die Endkunden zu liefernden elektrischen Energie. Erstellt wurde das verwendete Lastprofil mit Hilfe des vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) entwickelten synthetischen Lastprofilverfahrens. Die Verbrauchsdaten basieren auf dem typischen Verhalten eines Durchschnittsverbrauchers. Folgende Punkte werden vom Datensatz mitberücksichtigt [4]:

- Die stärkere Schwankung des H0 Tagesverbrauches gegenüber anderen Kleinkunden aus Landwirtschaft und Gewerbe durch eine Dynamisierungsfunktion,
- wochentags abhängige und saisonal unterschiedliche Verbräuche,
- Sommer- und Winterzeit,
- bundeseinheitliche Feiertage.

Verwendet wird das Profil des Centrums für Energietechnologie Brandenburg (CEBra). Der zugrundeliegende Datensatz setzt sich aus ¼ stündig gemittelten Leistungswerten zusammen. Er umfasst 96 Daten pro Tag über einen Zeitraum von einem Jahr. Aus Abb.2 geht hervor, dass die auf Basis des H0 Profils erzielten Simulationsergebnisse mit den Ergebnissen einer von SMA durchgeführten Studie zum Thema „Eigenverbrauch“ übereinstimmen.

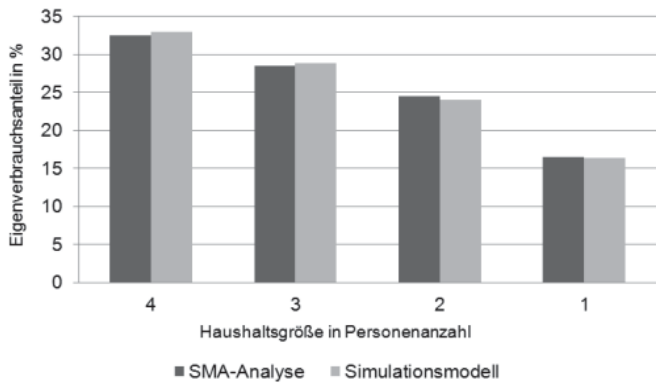


Abbildung 2. Allgemeiner EVA – Vgl. der Ergebnisse des Simulationsmodells [vgl. Abb.5] mit denen der SMA Analyse [5]

Die Simulation erfolgt für typische Durchschnittsverbräuche von Privathaushalten. Die Mittelwertbildung von Verbrauchsdaten verschiedener Quellen führt zu folgendem Ergebnis:

TABELLE 1 JÄHRLICHER DURCHSCHNITTSVERBRAUCH VON PRIVATHAUSHALTEN [6]

1-Personen Haushalte	1874 kWh
2-Personen Haushalte	3020 kWh
3-Personen Haushalte	3836 kWh
4-Personen Haushalte	4572 kWh

### B. PV-Einspeiseprofil

Ein PV-Einspeiseprofil beschreibt den zeitlichen Verlauf der Solarstromerzeugung über eine bestimmte Periode. Das zugrundeliegende Einspeiseprofil basiert auf Messdaten der hb Solar GmbH. Die ausgewählte PV-Referenzanlage unterliegt den Parametern aus Tab.2.

TABELLE 2 ANLAGENPARAMETER – PV- REFERENZANLAGE [7]

Standort	33397 Rietberg
Zeitraum	01.11.2010 - 31.10.2011
Datenraster	15 minütig
installierte Leistung	10,25 kWp
Inbetriebnahme	27.08.2010
Fläche	68,94m <sup>2</sup>
Neigung; Azimut	45°; 0° Süd
Modultyp	54 × ET Solar ET-M572190 (190 Wp)
Wechselrichter	2 × Sputnik Engineering SolarMax 6000S
spezifischer Energieertrag	990 kWh/kWp

### C. Lastprofil Elektrofahrzeug

Das Lastprofil eines Efsz beschreibt den zeitlichen Verlauf der Ladeleistung über eine bestimmte Periode. Die Simulation basiert auf den Parametern des Mitsubishi i-Mievs, bzw. des baugleichen Citroën C-Zeros. Die Energiequelle ist ein Lithium-Ionen Akku mit einer nutzbaren Kapazität von 48Ah. Mit geladenem Akku ist eine Reichweite von 150 km möglich [8]. Das Lastprofil wurde in einem ¼ stündigem Raster über die Messung des Ladelastgangs an einer 230V (16A) Schuko Steckdose mit einem „Standby-Energy-Monitor SEM 16+“ Messgerät erfasst. Abb. 3 stellt den Ladelastgang für eine Vollladung sowie für Ladungen von Reichweiten von 40 km/Tag und 80 km/Tag dar.

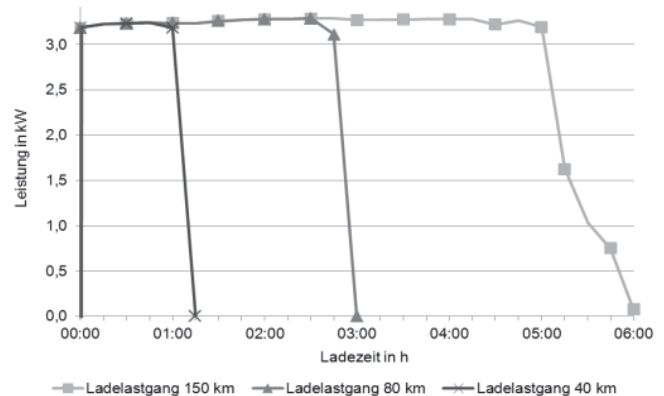


Abbildung 3. Ladelastgang eines Elektrofahrzeugs

### D. Lastprofil Energiespeicher

Das Lastprofil eines Speichers beschreibt die Auf- und Entladeleistung über eine bestimmte Periode. In der Simulation soll der Speicher Auskunft über die maximale Auswirkung der Hinzunahme eines Speichers zur Erhöhung des EVAs geben. Speicherwirkungsgrade sowie alterungsbedingte Kapazitätsverluste werden in der Simulation vernachlässigt. Das Speicherprinzip unterliegt der Überschussspeicherung. Dabei werden Solarstromüberschüsse immer zuerst zur Aufladung des Speichers verwendet. Die Speichergröße beschreibt die Nettokapazität. Je nach Speichertyp kann die tatsächliche Speichergröße höher ausfallen. [9]

### E. Berechnungsmodell

In der Simulation werden die Profile miteinander verknüpft. Abb. 4 stellt beispielhaft die Simulation einer Tagesbetrachtung eines Energiemanagementsystems dar. Der PV-EVA bezeichnet den Anteil an der gesamten PV-Erzeugung ( $E_{PV}$ , Erzeugung), der zeitgleich zur Deckung der Haushaltslast verwendet werden kann ( $E_{PV-direkt}$ ). Ist zusätzlich zur normalen Haushaltslast ein Energiespeicher oder ein Efsz vorhanden, so wird überschüssiger Solarstrom gespeichert ( $E_{Speicher}$ ) oder zur Aufladung des Akkus im Efsz verwendet. Die Last des Efsz wird in der Simulation zur Haushaltslast addiert. Somit berechnet sich der PV-EVA wie folgt [10]:

$$E_{PV-EVA} = \frac{E_{PV-direkt} + E_{Speicher}}{E_{PV-Erzeugung}}$$

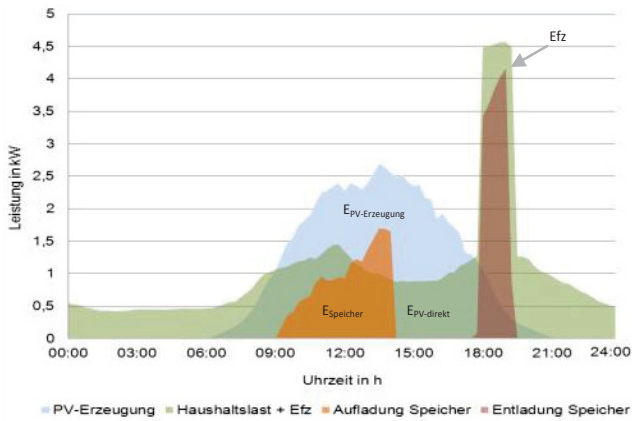


Abbildung 4. Simulierte Tagesbetrachtung eines EMS

### III. SIMULATIONSERGEBNIS

Der Simulation liegen verschiedene Szenarien zu Grunde. Für 1- bis 4-Personen Haushalte wird zuerst der jährliche EVA ohne das Ergreifen von Erhöhungsmaßnahmen (allgemeiner Eigenverbrauch) simuliert, um daraufhin die Erhöhung des EVAs durch Hinzunahme von Energiespeicher oder Efz feststellen zu können. Es folgt eine Kombination der Hinzunahme von Efz und Energiespeicher. In der Simulation variiert die Speichergröße zwischen 0,5 und 10 kWh. Die Hinzunahme eines Efzs wird für Ladebeginn um 15:00 Uhr (früher Ladebeginn), 18:00 Uhr (durchschnittlicher Ladebeginn) und 22:00 Uhr (später Ladebeginn) sowie für eine Fahrleistung von 40 km/Tag (Durchschnitt[11, S.48]) und 80 km/Tag (Vielfahrer) simuliert. Darüber hinaus erfolgt die Simulation für eine PV-Anlagengröße von 5 kWp und einen spezifischen Energieertrag von 900 kWh/kWp (Durchschnitt Deutschland, [9]). Als Ausschnitt aus der Bachelorarbeit liegt in diesem Paper der Schwerpunkt auf der Darstellung von 4-Personen Haushalten.

Abb. 5 stellt den allgemeinen Eigenverbrauchsanteil in Abhängigkeit der Anlagengröße dar. Der allgemeine Eigenverbrauch von Privathaushalten überschreitet bei einer 5 kWp PV-Anlage nur bei 4-Personen Haushalten die 30%-Grenze (vgl. Markierungen in Abb.5). Bei geringen PV-Anlagengrößen wird der EVA maximal, da die PV-Erzeugungsleistung verhältnismäßig klein gegenüber der Verbrauchsleistung der Haushalte ist. Umgekehrt sinkt der EVA je größer die PV-Anlage ist. Darüber hinaus steigt der EVA mit zunehmendem Verbrauch durch z.B. einen größeren Haushalt.

Das Diagramm in Abb. 6 bildet die Erhöhung des allgemeinen EVAs durch die Hinzunahme eines Speichers ab. Um den EVA um denselben Faktor zu erhöhen, ist der Speicher umso größer zu dimensionieren, je größer der Haushaltsverbrauch ist. Es gilt die Speichergröße ausfindig zu machen, die sowohl den EVA größtmöglich erhöht als auch gleichzeitig lukrativ für den PV-Anlagenbetreiber ist. Da eine Wirtschaftlichkeitsanalyse in dieser Arbeit nicht vorgesehen ist, muss über das Verhalten der Simulationsergebnisse auf diese Speichergröße geschlossen werden. Abb. 7 stellt die über das Steigungsdreieck zwischen zwei aufeinanderfolgenden Simulationsergebnisse ermittelte Steigung des EVAs bei Hinzunahme eines Speichers dar. Aus Abb. 7 ist ersichtlich, dass es verschiedene Abschnitte mit unterschiedlicher Veränderung der Steigung gibt. Generell lässt sich festhalten, dass je geringer die Steigung desto

geringer die Erhöhung des EVAs. Bis zu einer Steigung von 3 findet eine relativ starke Abnahme der Steigung der EVAs statt. Ab den Markierungen verringert sich die Abnahme der Steigung, was einer geringeren Erhöhung der EVAs entspricht (vgl. Abb.7). Das bedeutet, dass kostenintensivere größere Speicher ab diesem Punkt zunehmend mehr an Effektivität hinsichtlich der EVA Erhöhung verlieren. Damit sind die Markierungen als Punkte der optimalen Speichergrößen zu verstehen. Der EVA bei optimaler Speichergröße liegt außer bei 1-Personen Haushalten bei allen betrachteten Haushaltsgrößen mindestens 10% über der 30%-Grenze.

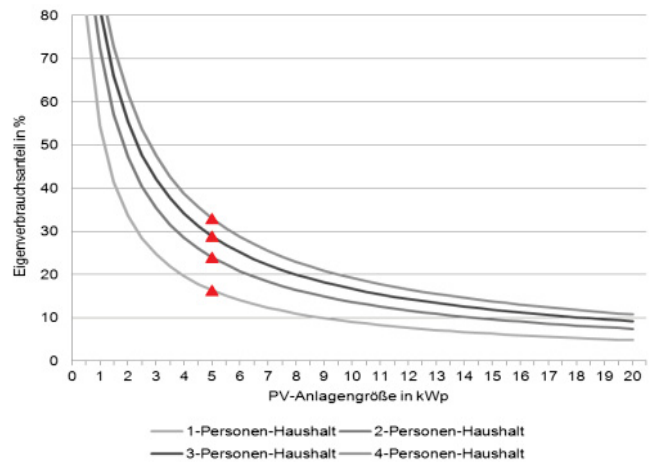


Abbildung 5. Jahresbetrachtung – allgemeiner Eigenverbrauch von Privathaushalten mit PV-Anlage

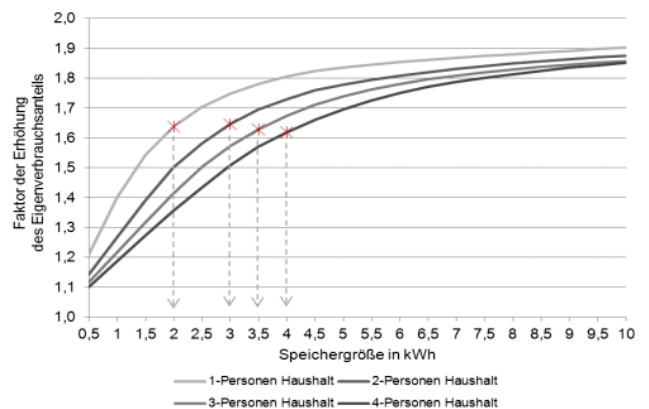


Abbildung 6. Erhöhung des EVAs durch Hinzunahme eines Speichers

In Abb. 8 ist die Erhöhung des EVAs durch die Hinzunahme eines Efzs mit einer Fahrleistung von 40 km/Tag dargestellt. Der EVA bei Ladebeginn um 15:00 Uhr kann den allgemeinen EVA bei 1-Personen Haushalten fast verdoppeln und bei 4-Personen Haushalten immerhin um den Faktor 1,4 erhöhen. Bei späterem Ladebeginn, fällt der Beitrag des Efz am EVA zusehend. Erfolgt die Aufladung nach 19 Uhr, so trägt das Efz nur noch unerheblich zur Erhöhung des EVAs bei. Grund dafür ist der Verlauf der solaren Strahlung, die mittags ihr Peak erreicht und gegen Abend wieder abklingt. Dadurch kann bei frühem Ladebeginn umso mehr Solarstrom direkt genutzt werden.



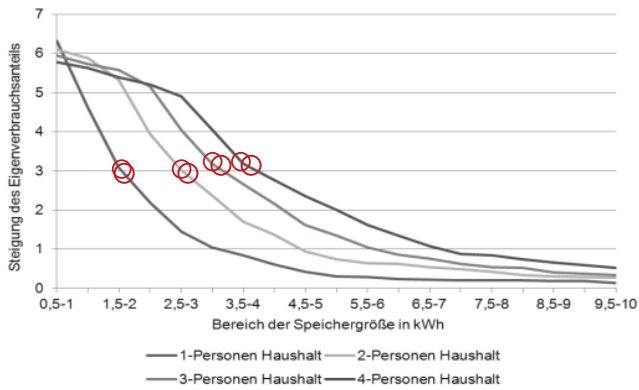


Abbildung 7. Steigung des EVAs durch Hinzunahme eines Speichers

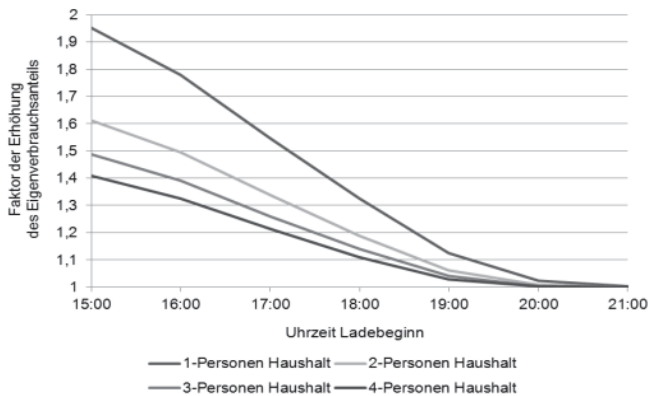


Abbildung 8. Erhöhung des EVAs durch Hinzunahme eines Efzs (40 km/Tag)

Abb. 9 stellt die Erhöhung des EVAs durch die Hinzunahme von Energiespeicher und Efz (Ladebeginn 18:00 Uhr, 40 km/Tag) repräsentativ für alle Szenarien mit einer Kombination von Speicher und Efz dar. Die Ergebnisse dieser Szenarien für einen 4-Personen Haushalt sind Abb. 10 zu entnehmen. Mit zunehmender Speichergröße erhöht sich der EVA linear, bis die Erhöhung des EVAs ab einem bestimmten Punkt abnimmt. Dieser Punkt beschreibt die optimale Speichergröße. Die Ermittlung der optimalen Speichergröße erfolgt über die Einzeichnung der Verlängerung des linearen Kurvenabschnitts (vgl. Abb.9). An der Stelle, wo der Kurvenverlauf vom linearen Verlauf abweicht, ist der Punkt der optimalen Speichergröße zu setzen. Bei allen Haushaltsgrößen ist die optimale Speichergröße um 2 kWh größer als bei der Simulation für den Ladebeginn um 15:00 Uhr. Ursache hierfür ist, dass die zusätzliche Last durch das Efz kaum mehr direkt über solare Strahlungsenergie gedeckt werden kann (vgl. Abb.8). Daher muss der Speicher größer dimensioniert werden, um die erhöhte Last gegenüber des verringerten solaren Strahlungsangebotes abdecken zu können. Bis auf 1-Personen Haushalte mit Speichern kleiner 1,5 kWh liegen die EVAs aller Haushalt über der 30%-Grenze.

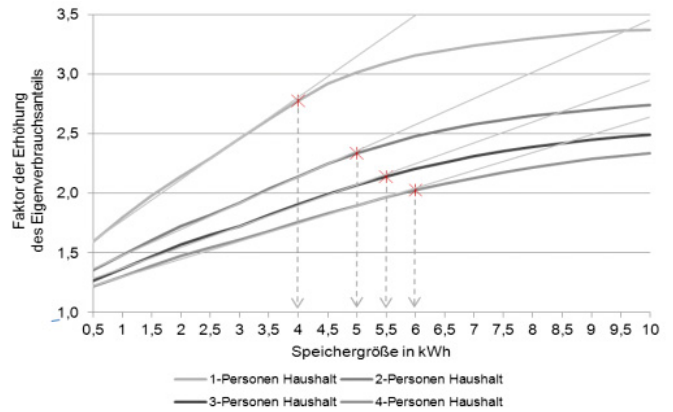


Abbildung 9. Erhöhung des EVAs durch Hinzunahme von Speicher und Efz (40 km/Tag, Ladebeginn 18:00 Uhr)

#### IV. ZUSAMMENFASSUNG

In allen Szenarien aus Abb. 10 liegt der über ein Jahr betrachtete EVA von 4-Personen Haushalten über der 30%-Grenze, die durch den abgesetzten Bereich gekennzeichnet ist. Dies trifft bei 1- bis 3-Personen Haushalten nicht zu (vgl. Abb.5), da der allgemeine EVA kleiner 30% ist. Der höchste Eigenverbrauch mit knapp 79% ist mit der optimalen Speichergröße von 4 kWh sowie mit hoher Fahrleistung (80 km/Tag) bei frühem Ladebeginn zu erzielen. Dabei haben Speicher und Efz in etwa gleichen Anteil an der Erhöhung. Bei späterem Ladebeginn (18:00 oder 22:00 Uhr) kann ein hoher EVA durch die Wahl eines großen Speichers erzielt werden. Jedoch trägt bei Ladebeginn um 22:00 Uhr nur noch der Speicher zur direkten Erhöhung des EVAs bei. Das Efz erhöht die nächtliche Haushaltslast, wodurch der Speicher des Nachts komplett entladen und am darauffolgenden Tag durch Solarenergie wieder geladen werden kann. Durch Hinzunahme der optimalen Speichergrößen wird bei 4-Personen Haushalten in allen Szenarien ein EVA von mindestens 65% erzielt. Die alleinige Hinzunahme eines Efzs zur Erhöhung des EVAs ist nur effektiv, wenn der Ladebeginn möglichst früh gewählt wird, sodass noch viel solare Strahlungsenergie direkt genutzt werden kann. Bei einer Ladung um 15:00 Uhr kann durch die Erhöhung der Fahrleistung von 40 auf 80 km/Tag der EVA von 47% auf 55% angehoben werden. Der Ladebeginn um 18:00 Uhr ist mit einer Erhöhung des EVAs kaum noch lohnenswert. Bei einer Fahrleistung von 40 km/Tag muss der Ladebeginn bei allen Haushaltsgrößen vor 16:00 Uhr erfolgen um die 30%-Grenze mittels Hinzunahme eines Efzs zu übertreffen. Bei einer Fahrleistung von 80 km/Tag dagegen, muss der Ladebeginn vor 17:00 Uhr erfolgen um die 30%-Grenze zu überschreiten. Durch die alleinige Hinzunahme eines Speichers kann der EVA bei 4-Personen Haushalten auf 53% erhöht werden. Bei 1- bis 3-Personen Haushalten fallen alle Werte entsprechend der reduzierten Gesamtlast geringer aus.

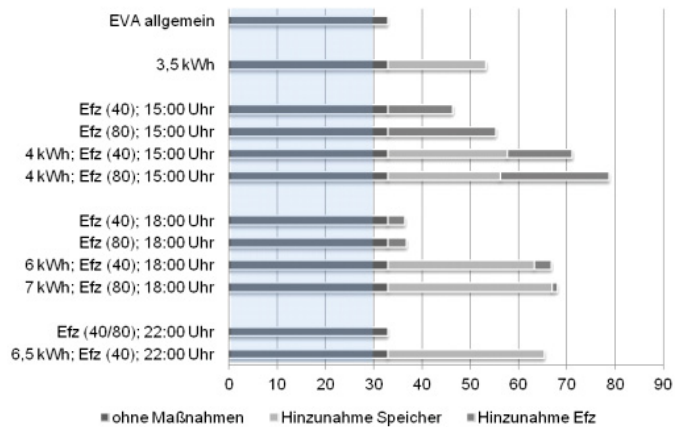


Abbildung 10. EVA von 4-Personen Haushalten in %

## REFERENZEN

- [1] <http://m.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/energiepreise-klimaschutz-verdoppelt-kosten-fuer-haushalte-11503911.html> (24.10.2011)
- [2] <http://www.solar-und-windenergie.de/photovoltaik/photovoltaik-eigenverbrauch.html> (01.11.2011)
- [3] [http://www.solartechnikberater.de/uploads/tx\\_sbdownloader/Merkblatt\\_Eigenverbrauch\\_Feb2011.pdf](http://www.solartechnikberater.de/uploads/tx_sbdownloader/Merkblatt_Eigenverbrauch_Feb2011.pdf) (03.11.2011)
- [4] VDEW Materialien, Anwendung der repräsentativen VDEW-Lastprofile step-by-step, M-05-2000
- [5] <http://www.sma.de/de/produkte/knowledgebase/die-eigenstromzulage.html> (08.11.2011)
- [6] Umweltbewusst-heizen.de, Stadtwerke-Reutlingen.de, facing-climate-change.org, ifeu.de, rwi-essen.de, energieagentur.nrw.de, strom-prinz.de, stadtwerke-hall.de (10.11.2011)
- [7] [www.meteocontrol.de](http://www.meteocontrol.de) (12.11.2011)
- [8] Produktbrochure Mitsubishi i-Miev/ Citroën C-Zero
- [9] Bost, Mark; Dr. Bernd Hirschl; Dr. Astrid Aretz: Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik – Beginn der dezentralen Energierevolution oder Nischeneffekt; Institut für ökologische Wirtschaftsforschung; Berlin, Hamburg, 2011
- [10] M.Stifter (Member IEEE), J.Kathan; Sun<sup>Power</sup>City – Innovative Measures to increase the Demand Coverage with Photovoltaics (15.11.2011)
- [11] Korthauer, Rainer; Handbuch Elektromobilität; EW Medien und Kongess GmbH Frankfurt am Main; 1.Ausgabe 2010

# Nachhaltige Energieversorgung aus der Sicht der Bürger

Eine repräsentative Panel-Befragung aus den Jahren 2009, 2010 und 2011

Dorothee Arlt & Jens Wolling  
Institut für Medien und Kommunikationswissenschaft  
Technische Universität Ilmenau  
Dorothee.Arlt@tu-ilmenau.de

**Abstract**— In recent years, more attention has been paid to the constitution of the future energy supply that should be environmentally friendly and sustainable as well as secure and economically. In this context energy supply from renewable energies is gaining more importance, in particular, because a sustainable energy supply from renewable energy sources is still connected with some challenges. Although the acceptance and support of the citizens is central for a successful implementation of a sustainable energy supply, the point of view of the citizens has not been in the focus of previous considerations. It even has been neglected. Based on this criticism the research focus of the presents paper is on citizens' energy attitudes and their energy policy preferences.

**Index Terms**— Energiewende, Netzausbau, Windkraft, Solarförderung, energiepolitische Einstellungen der Bürger

## I. EINLEITUNG

Bereits vor dem Reaktorunglück Fukushima und dem darauf folgenden Atomausstiegsbeschluss hat die schwarz-gelbe Bundesregierung in ihrem Energiekonzept vom September 2010 festgestellt, dass die heutigen Energieversorgungsstrukturen mittel bis langfristig grundlegend umgebaut werden müssen [1]. Als Ziel wurde eine nachhaltige Energieversorgung aus erneuerbaren Energien genannt.

Anknüpfend an den von der Weltkommission für Umwelt und Entwicklung veröffentlichten Brundtland-Bericht [2] kann eine nachhaltige Energieversorgung als eine Versorgung mit Energie definiert werden, die den Energiebedarf der Gegenwart befriedigt ohne zu riskieren, dass künftige Generationen ihren eigenen Energiebedarf nicht mehr befriedigen können oder – das muss ergänzt werden – dass andere negative externe Effekte die Lebensgrundlagen gegenwärtiger oder zukünftiger Generationen bedrohen.

Um eine nachhaltige Energieversorgung zu verwirklichen, die den Aspekt der Umweltverträglichkeit in den Mittelpunkt stellt, ohne dabei die Versorgungssicherheit zu gefährden und die Wirtschaftlichkeit zu vernachlässigen, sind in den kommenden Jahren und Jahrzehnten erhebliche Anstrengungen notwendig.

## II. PROBLEMSTELLUNG

Für eine solche Neuausrichtung der Energieversorgung ist auch die Unterstützung der Bürger und Bürgerinnen maßgeblich. Dabei sind die Bürger in unterschiedlichen Rollen von Bedeutung: Zum einen können sie als Energieverbraucher bewusst zwischen verschiedenen Anbietern wählen und sich bei ihrer Auswahlentscheidung zum Beispiel am Energiemix

des Anbieters orientieren oder aber vornehmlich an den Preisen. Des Weiteren sind sie als Konsument von Bedeutung. Da die Produktion und der Vertrieb von Produkten mehr oder weniger energiesparsam erfolgen können und zudem bestimmte Produkte (z.B. Haushaltsgeräte, Fahrzeuge) mehr oder weniger energieeffizient arbeiten, bieten sich hier für den Bürger weitere Möglichkeiten beim Kauf solcher Produkte energiebewusste Entscheidungen zu treffen. Schließlich entscheidet der Bürger als Wähler darüber, welche energiepolitischen Vorstellungen der Parteien er mit seiner Stimme unterstützt.

Neben diesen klassischen Rollen kann der Bürger auch in weiteren Zusammenhängen an Bedeutung gewinnen: Zum einen wächst die Zahl der auf Eigenheimen installierten Photovoltaikanlagen – dadurch werden Bürger auch Energieproduzenten – und zum anderen werden durch die Dezentralisierung der Energieproduktion immer mehr Bürger als Anwohner unmittelbar von energiewirtschaftlichen Infrastrukturprojekten persönlich betroffen.

## III. FORSCHUNGSZIEL

Auf Grund dieser vielfältigen und vermutlich wachsenden Bedeutung der Bürger für die Zukunft der Energieversorgung erscheint es sinnvoll und notwendig, sich mit den Einstellungen der Bürger zur Energieversorgung, ihren energiepolitischen Präferenzen, ihrem Wissen und ihren Informationsquellen zu beschäftigen. Dies wird im Rahmen dieses Beitrags geschehen.

Grundlage der Analysen bietet eine bevölkerungsrepräsentative dreiwellige Panelbefragung von jeweils über 500 Personen, die im Rahmen eines Forschungsprojektes zwischen 2009 und 2011 in Thüringen durchgeführt wurde [3].

Die Datenauswertungen werden dabei von einem Untersuchungsmodell angeleitet (Abbildung 1). Nach diesem Modell wird postuliert, dass die grundlegenden energiepolitischen Einstellungen der Bürger a) ihre Haltung zu konkreten energiepolitischen Maßnahmen und b) ihre eigene Handlungsbereitschaft hinsichtlich eines bewussten Umgangs mit Energie beeinflussen. Daraus abgeleitet werden zwei Hypothesen getestet:

### *Hypothese 1:*

Personen, die Präferenzen für eine Energieversorgung haben, die den Gedanken der Nachhaltigkeit in den Mittelpunkt stellt, unterstützen stärker energiepolitische Maßnahmen, die den Ausbau erneuerbarer Energien fördern.

*Hypothese 2:*

Personen, die Präferenzen für eine Energieversorgung haben, die den Gedanken der Nachhaltigkeit in den Mittelpunkt stellt, zeigen beim Umgang mit Energie ein sparsames/energiebewusstes Verhalten.

Darüber hinaus wird der Frage nachgegangen, wie sich die Bürger über energiebezogene Themen informieren und welchen Einfluss die themenbezogene Kommunikation auf energiebezogenes Wissen, Einstellungen und Handlungsbereitschaft hat.

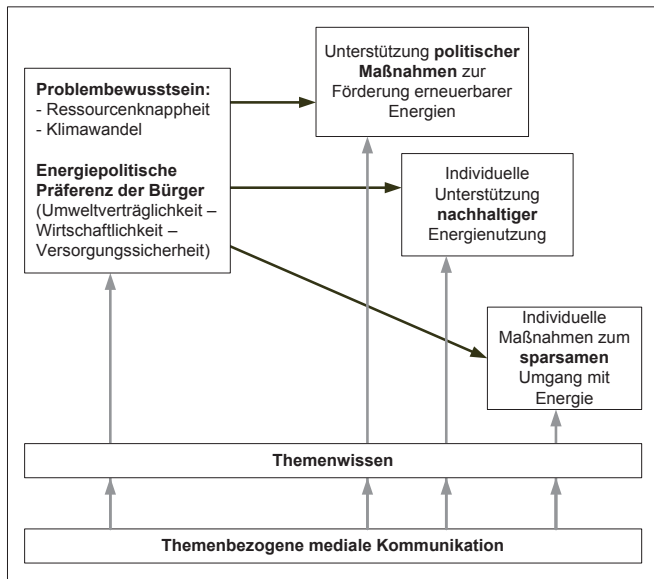


Abbildung 8: Untersuchungsmodell

IV. BEFUNDE

Das grundlegende energiepolitische Problem-bewusstsein wurde anhand von drei Indikatoren operationalisiert: Zum einen wurde die Zustimmung zu der Aussage erfragt, dass „Erdgas, Kohle und Erdöl in naher Zukunft verbraucht sein werden“. Desweitern wurden zwei Fragen gestellt, die darauf abzielten herauszufinden, ob die Befragten den Klimawandel auf die Art der Energienutzung zurückführen, und drittens wurde ermittelt, welche energiepolitischen Zielsetzungen den Befragten am wichtigsten sind: Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit oder Wirtschaftlichkeit?

Insgesamt zeigte sich, dass eine deutliche Mehrheit der Bürger das Problem und die Gefahr einer Ressourcenverknappung erkennt, ungefähr die Hälfte den Klimawandel als ernsthaftes Problem sieht und ebenfalls rund die Hälfte die Umweltverträglichkeit bei der Energie-versorgung die höchste Priorität einräumt.

Als Indikatoren für die Unterstützung von Maßnahmen für eine nachhaltige Energieversorgung wurden drei Themenfelder angesprochen: Der Ausbau des Stromnetzes (speziell die im Bau befindliche Hochspannungsleitung durch den Thüringer Wald), der Bau von Windrädern, sowie die Befürwortung eines höheren Strompreises zur Förderung von Solarenergie. Bei allen drei Vorhaben finden sich wachsende Zustimmungszahlen über die Zeit betrachtet. Die Vorhaben werden mittlerweile von über der Hälfte der Befragten unterstützt.

Die Bereitschaft durch eigenes Handeln zu einem nachhaltigen Umgang mit Energiere Ressourcen beizutragen, variiert erheblich – je nachdem welche konkreten Maßnahmen thematisiert werden: Ein sparsamer Umgang mit Energie im Haushalt (Heizen, Beleuchtung) ist für die große Mehrheit der Befragten mittlerweile selbstverständlich.

Beim Kauf von Geräten, beim Autokauf, oder beim täglichen Haushaltseinkauf auf Energieverbrauchs zahlen oder Energiebilanz zu achten, wird bereits deutlich weniger praktiziert. Am größten sind die Vorbehalte bezüglich eines Wechsels zu einem Ökostromanbieter. Die Zahlungsbereitschaft für die Energiewende liegt aber bei immerhin durchschnittlich 9 Euro pro Haushalt und Monat.

Die Hypothesentests ergeben widersprüchliche Befunde: Grundsätzlich überwiegen zwar bei beiden Hypothesen die hypothesenkonformen Zusammenhänge. Allerdings sind die Korrelationen durchgängig nur sehr schwach ausgeprägt und häufig zudem nicht signifikant.

Bei einer detaillierten Analyse finden sich darüber hinaus deutliche Hinweise darauf, dass bei den Befragten das sogenannte „not-in-my backyard“-Phänomen festzustellen ist: Die grundlegenden nachhaltigkeitsbezogenen Einstellungen haben kaum (oder im Extremfall sogar negative Effekte) wenn Infrastruktur-Ausbauprojekte in Thüringen thematisiert werden.

TABELLE 5:  
KORRELATIONSMATRIX ZWISCHEN EINSTELLUNGEN UND UNTERSTÜTZUNG ENERGIEPOLITISCHER MAßNAHMEN

Einflussfaktoren	Unterstützung energiepolitischer Maßnahmen		
	2009 r	2010 r	2011 r
<i>Ausbau des Stromnetzes</i>			
Ressourcenbewusstsein	ns.	ns.	ns.
Klimabewusstsein	ns.	-	-
Präferenz: Umweltverträglichkeit	ns.	ns.	-.10*
Präferenz: Wirtschaftlichkeit	ns.	ns.	ns.
<i>Bau von Windrädern</i>			
Ressourcenbewusstsein	.22***	ns.	ns.
Klimabewusstsein	.28***	-	-
Präferenz: Umweltverträglichkeit	.21***	ns.	ns.
Präferenz: Wirtschaftlichkeit	-.09*	ns.	ns.
<i>Finanzielle Solarförderung</i>			
Ressourcenbewusstsein	ns.	.11*	.12**
Klimabewusstsein	ns.	-	-
Präferenz: Umweltverträglichkeit	.24***	.15**	.20***
Präferenz: Wirtschaftlichkeit	-.18***	-.10*	-.16***

Anmerkungen: \*p<.05; \*\*p<.01; p<.001

Hinsichtlich der oben formulierten Forschungsfrage ist festzuhalten, dass die themenbezogene Kommunikation (Mediennutzung und interpersonale Kommunikation) zwar einen positiven Effekt auf das energiebezogene Wissen hat, dass ein hohes Wissen sich aber keinesfalls notwendigerweise positiv auf ein hohes Nachhaltigkeitsbewusstsein oder eine engagierte Unterstützung der Energiewende auswirkt.

TABELLE 6:  
KORRELATIONSMATRIX ZWISCHEN KOMMUNIKATIVEN EINFLUSSFAKTOREN,  
WISSEN UND MAßNAHMENUNTERSTÜTZUNG

Einfluss themen- bezogener (me- dialer) Kommu- nikation	Abhängige Variablen (nur 2011)		
	Themenbe- zogenes Wissen	Bau von Windrädern	Finanzielle Solarförderung
	r	r	r
Beiläufige Themen- wahrnehmung	.26	-.12	ns.
Gezielte themen- bezogene Informa- tionssuche	.25	ns.	.15
Interpersonale themenbezogene Kommunikation	.28	-.13	ns.

Anmerkungen: Es wurde keine Zusammenhänge zwischen dem themenbezogenen Kommunikationsverhalten und den Variablen Umweltpräferenz, Ressourcenbewusstsein und Unterstützung des Stromnetzausbaus festgestellt; \* $p < .05$ ; \*\* $p < .01$ ;  $p < .001$

Auch die direkten Effekte der themenbezogenen Kommunikation fallen alles in allem eher schwach aus (vgl. Tabelle 2): Bei den Zusammenhängen mit den konkreten Handlungsbereitschaften sind die Befunde insofern einheitlich, als dass intensivere Kommunikationsaktivitäten sich durchgängig positiv auf die Handlungsbereitschaft auswirken (sofern überhaupt signifikante Effekte festzustellen sind). Solch ein einheitliches Muster ist bezüglich der Maßnahmen der Energiewende allerdings nicht festzustellen. Intensivere Kommunikationsaktivitäten

hängen beispielsweise negativ mit der Unterstützung des Ausbaus der Windenergie zusammen

## V. FAZIT

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass zwar eine relative hohe Unterstützung einer nachhaltigen Energieversorgung in der Thüringer Bevölkerung festzustellen ist, dass diese Zustimmung aber nicht auf einem konsistenten System von Einstellungen und Handlungsabsichten beruht: Das kognitive Fundament für die Unterstützung einer nachhaltigen Energieversorgung ist nur schwach ausgeprägt.

Dies zeigt sich auch an den festgestellten „not-in-my-backyard“-Tendenzen. Mit Blick auf mögliche Informationskampagnen zum Thema ist es wichtig sich darüber bewusst zu sein, dass themenbezogenes Wissen kein Garant für eine positive Haltung zur Nachhaltigkeit darstellt und dass auch eine intensivere Nutzung von energiebezogenen Informationsangeboten nicht unbedingt zu einer stärkeren Akzeptanz von Maßnahmen für eine nachhaltige Energieversorgung führt.

## REFERENZEN

- [1] BMWi, Energiekonzept für eine umweltschonende zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin, September 2010. [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept\\_bundesregierung.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf) [21.12.2011]
- [2] Weltkommission für Umwelt und Entwicklung, der Brundtland-Bericht „Unsere gemeinsame Zukunft“, Greven: Eggenkamp, 1987.
- [3] D.Arlt, J. Wolling, Energiebewusstsein 2009, 2010, 2011. Ergebnisse repräsentativer Bevölkerungsumfragen in Thüringen zu energiebezogenen Einstellungen und Verhaltensweisen. Ilmenau. Download der Ergebnisbroschüren:  
2011: <http://www.db-thueringen.de/servlets/DerivateServlet/Derivate-24315/ilm1-2011200540.pdf>  
2010: <http://www.db-thueringen.de/servlets/DerivateServlet/Derivate-23574/ilm1-2011200439.pdf>  
2009: <http://www.db-thueringen.de/servlets/DerivateServlet/Derivate-23573/ilm1-2011200426.pdf>

# Piezoelectric Energy Harvesting as Opportunity of Powering Intelligent Implants and Prostheses

Alexander Hofmann

Institute of Biomedical Engineering  
and Informatics  
Ilmenau University of Technology  
D-98693 Ilmenau, Germany  
Alexander.Hofmann@tu-ilmenau.de

Daniel Laqua

Institute of Biomedical Engineering  
and Informatics  
Ilmenau University of Technology  
D-98693 Ilmenau, Germany  
Daniel.Laqua@tu-ilmenau.de

Peter Husar Senior Member, IEEE

Institute of Biomedical Engineering  
and Informatics  
Ilmenau University of Technology  
D-98693 Ilmenau, Germany  
Peter.Husar@tu-ilmenau.de

**Abstract**— Intelligent implants and prostheses allow better conditions of therapy for patients if power supplies of these devices are self-sustaining. This paper presents a highly integrated piezoelectric energy harvesting device which enables powering an ultra-low power measurement system for medical applications. Using any kind of motion of or in the human body energy harvesting with piezoelectric generators (PG) could be a possible energy source. Therefore limited power and space of the environment put high requirements not only on the piezoelectric material and its manufacturing technology but also on the harvesting device, the power management system and the medical sensor interface. The DC/DC step-up converter LTC3108 generates a constant DC-output voltage from AC-input sources such as piezoelectric elements and could be a partial solution for energy supply of medical measurement systems with low energy consumption.

**Index Terms**— Energy Harvesting, DC/DC Converter, Piezoelectric, Energy Self-Sufficient, Ultra-Low Power

## I. INTRODUCTION

In future the rising deficiency of energy supply causes new strategies for satisfaction of demand and more than this for nearly all of the types of energy needing applications. To avoid this situation many concepts will be developed not only covering the primary supply, but also supporting any other energy requiring technical application. In medicine there is a progressive development of intelligent implants and prostheses to cure the main functions of organs and extremities with disorder. In addition they increasingly have the purpose to control vital parameters to ensure their functionality and to improve abilities of the medical application. Therefore cordless power supplies of these products loom large and will nowadays be realized inductively or with batteries. For a better healing process and best therapy conditions self-sustaining power supplies are inevitable. The process to transfer any environmental energy into electrical power is called "energy harvesting". Independent power sources are concepts also considering the fact that any kind of movement of or in the human body could produce energy using piezoelectric elements. Lung and pleura, muscles, vessels, the eye and human movement are just some examples to work as power sources in combination with piezoelectric elements integrated in intelligent implants, clothes and prostheses. Known since 1880 the direct piezoelectric effect describes that piezoelectric active material generates a change of polarization due to their elastically deformation. The power

produced by a piezoelectric element can be represented by following equation [3]:

$$P = \sigma^2 dgLWHf, \quad (1)$$

Where  $\sigma$  is the mechanical force straining the piezoelectric element,  $f$  is the excitation frequency,  $d$  and  $g$  are piezoelectric constants and  $L$ ,  $W$ ,  $H$  are standing for the length, width and height of the element. The equivalent circuit of a piezoelectric element is shown in figure 1.

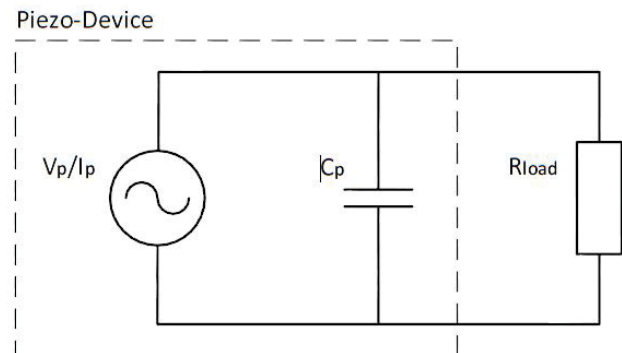


Fig. 1: Equivalent circuit diagram of a piezoelectric element as current source configuration with  $I_p$  the alternating current,  $C_p$  describes the internal capacitance of the piezoelectric element and  $R_{load}$  is the following load in parallel with the source [2]

A lot of works such as [6], [7], [3], [1], [2] describe the development of energy harvesting using piezoelectric elements. Contrary to medical applications of or in the human body these realized designs got access to sufficiently voltages and currents to ensure that enough power can be produced. Furthermore the limited placing capacity, biocompatibility and patient safety of intelligent implants are crucial to their use. In this paper only small input voltages are used for the experimental setup and a highly integrated circuit utilizing the piezoelectric effect is presented which is able to provide enough power to supply an autonomous medical device.

## II. MATERIAL AND METHODS

Central element of the complete device (figure 2) is the harvesting module which is handling the piezoelectric device. It has to comply with lots of conditions to be worth considered as energy source for medical applications of or in the human body. Reducing the size and generating enough power are opposed requirements which are limiting the performance of

the system. With a higher flexibility a bigger elongation is possible. Due to the fact that the power is directly depending on the size of the cantilever, the resulting mechanical elongation and the improvement of the piezoelectric material properties is difficult. For this reason there are many requirements concerning the piezoelectric material and its manufacturing technology.

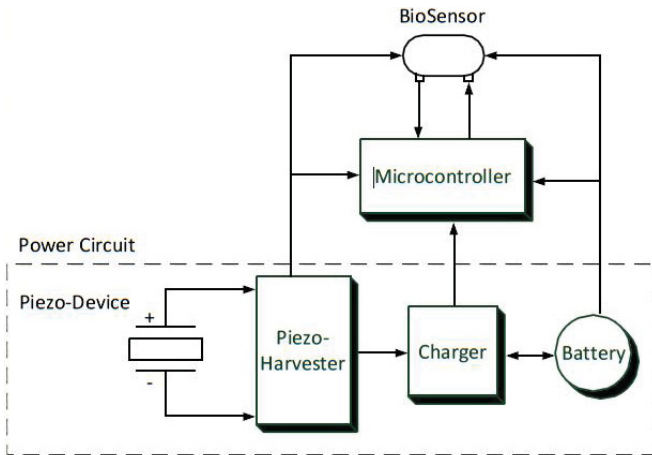


Fig. 2: Basic concept of the highly integrated measurement system with microcontroller, biosensor and the power circuit consisting of the piezoelectric device, the Piezo-Harvester, the charger and the battery

Figure 3 represents the power producing system with the LTC3108 and the piezoelectric element V22B with a size of 35.56x6.1x0.64 mm manufactured by Mide Technology. It consists of two piezoelectric-layers that provides double current input in parallel- and double voltage input in series-configuration for the energy harvester [5]. For the experimental setup the parallel configuration was chosen to provide enough input-current for the harvester device. The following harvester-module is represented by the LTC3108 produced by Linear Technology. That highly integrated DC/DC step-up converter only needs low input voltages of 20 mV with external components for operating conditions. On the other hand 3 mA input current are required which makes it hard to use this integrated circuit for medical applications. The output DC/DC-voltage can be adjusted to 2.35 V, 3.3 V, 4.1 V and 5 V. Furthermore with the LDO (Linear Dropout) voltage of 2.2 V external circuitry can be supplied [4].

During stationary phases without movement the medical application of or in the human body cannot be powered because the harvester will stop working and enters the standby mode to save energy. Also the stored charge of the input capacitor cannot provide enough power for longer stationary phases. However, the charging process needs lots of time if voltages and currents are too small. To avoid energy shortages the harvester will give the generated output power to a charging management device that accumulates a small sized battery to prevent energy losses. With the produced energy a microcontroller with a sensor can be supplied. All in all the concept describes a completely energy self-sustaining medical measurement system.

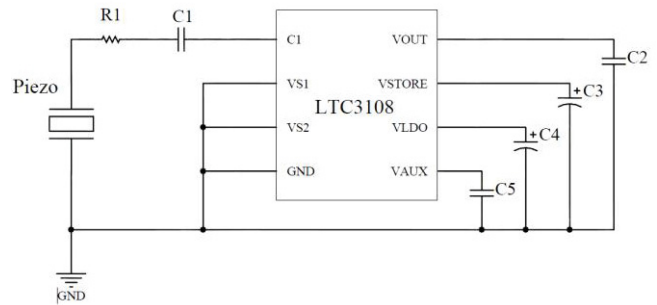


Fig. 3: Equivalent circuit of the power generating system with the piezoelectric element V22B and the energy harvester LTC3108

### III. RESULTS

#### A. Oscillation of the Piezoelectric Element

The following measurement results describe the performance of the energy harvester device LTC3108 in combination with the piezoelectric element V22B 4.

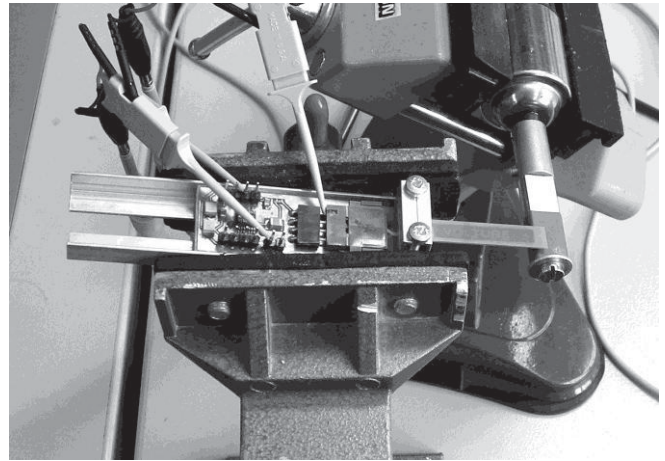


Fig. 4: Complete system for power generation with the piezoelectric element V22B and the energy harvester LTC3108

Realising ideal operation conditions the actuator was adjusted so that maximum elongations of the piezoelectric element produces voltages of about 3 V<sub>pp</sub> at the beginning of the measurement as it is shown in figure 5 (from second 9 to 31). From second 32 to 78 it rises up to 6.5 V<sub>pp</sub>. Although the LTC3108 works at ca. 20 mV this value strictly depends on additional, larger sized external circuitry, which needs a sufficiently startup input current, if the circuitry will start to work properly. Nevertheless a main goal of this work is to handle input power as low as possible. The greater force at second half of the measurement was adjusted to test the material properties and stability of the piezoelectric element and to detect possible instabilities of the generated output DC-voltage. Figure 6 visualizes the oscillation of the stressed piezoelectric element around the 20th second which is not harmonic according to the realized dynamic unbalance of the actuator. At this period of time maximum input voltages of 2.7 V<sub>pp</sub> were achieved. Of course these settings cannot simulate every day conditions for possible applications but make it harder to work perfectly for the harvester.

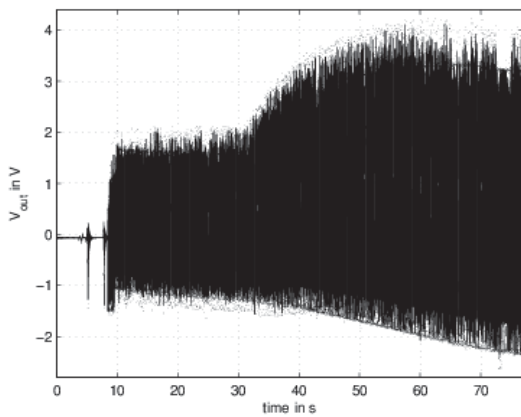


Fig. 5: Produced AC-output voltage of the piezoelectric element as a function of time depending on the elongation according to the applied force

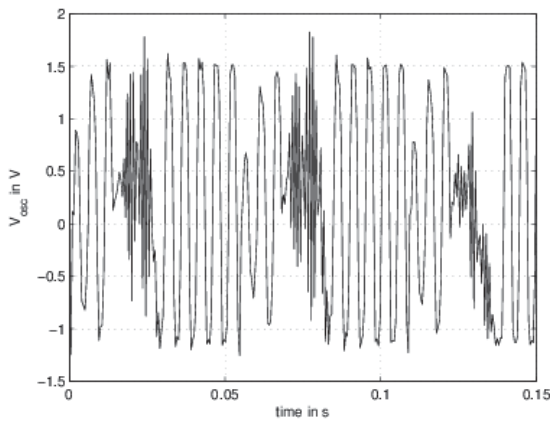


Fig. 6: This diagram is a small section from the output voltage of the piezoelectric element. With the connected harvesting device it is a disharmonic oscillation with a peak to peak voltage of 2.7 V

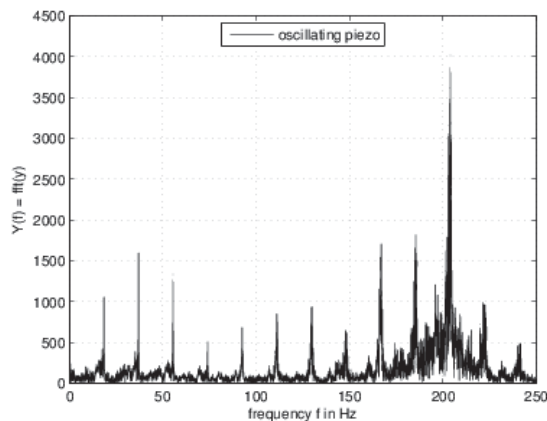


Figure 7: Frequency domain of the piezoelectric elements under bending with a rotating actuator. The maximum frequency peak is at 200 Hz The other frequency peaks are multiples of 18 Hz

The disharmonic rotation of the actuator leads into a specific frequency domain which is shown in figure 7. There are some bigger peaks around 40 Hz but the main peak can be found around 200 Hz which illustrates the main rotation frequency of the actuator.

### B. Generated DC-Output Voltage

Figure 8 illustrates the startup sequence of the LTC3108 that steps up the generated DC-voltage at 3 seconds to the adjusted 2.5 V at 15 seconds. At this time the LTC3108 still had an input AC-voltage of ca. 3 V<sub>pp</sub> as it is shown in figure 5. A more detailed view of the produced DC-output voltage is given in figure 9. The two graphs show the typical ripple of the signal. The upper diagram was recorded around the seconds 15 to 25 and visualizes discontinuities in the course of the signal but it is getting stable at the end. The graph below show the signal in steady state which was recorded after 25 seconds.

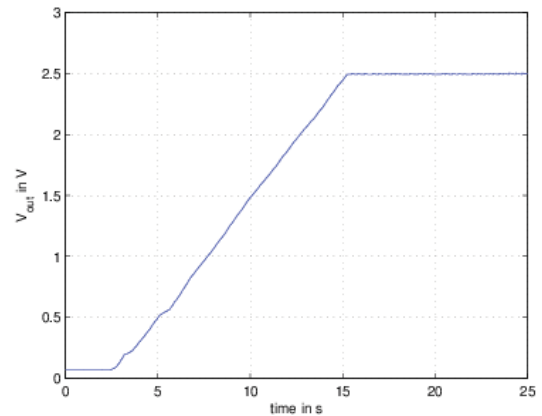


Fig. 8: Startup sequence of the escalating dc-output voltage to the adjusted 2.5 V as a function of time within 15 seconds from the beginning of the measurement

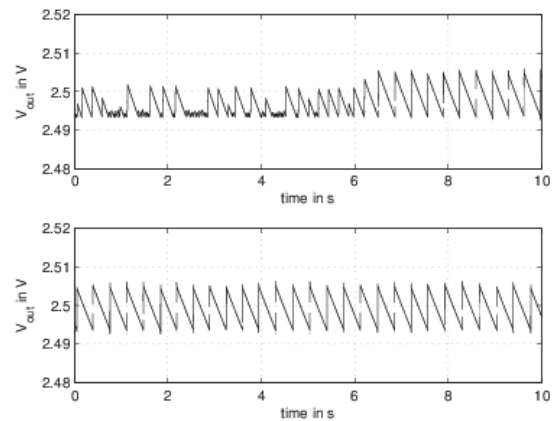


Fig. 9: Typical ripple output voltage as a function of time: unsteady signal(upper graph) and signal in steady state (graph below)

## IV. DISCUSSION

The stronger force straining the V22B at second half of the measurement did not negatively affect the stability of the generated DC-output voltage or the piezoelectrical material because discontinuities in the signal curve or distractions of the cantilever could not be mentioned.

Although different forces and disharmonic excitations were applied these settings cannot simulate everyday conditions. Above all the adjusted excitation frequency of 200 Hz is not realistic according to medical applications of or in the human body where such frequencies are not available.

The discontinuities in the signal curve of the produced 2.5 V DC-output voltage at 15 seconds are caused by the self-



resonant inner circuit topology of the LTC3108. That is why the harvester needs some time to stable the adjusted voltage. Nevertheless the harvester device is able to generate the required 2.5 V even at low AC-input voltages of around  $3 V_{pp}$  to supply an ultra-low power medical measurement system.

## V. CONCLUSIONS AND FUTURE WORKS

This work presents a highly integrated energy harvesting device generating enough energy to provide an ultra-low power measuring system with only little amount of external components using a small piezoelectric element.

Further work will show the performance of the harvester device with different loads such as power management circuitry, sensors as well as control and communication units such as microcontrollers and RF transceivers. Regarding to that the limitation of the absolute minimum AC-input voltage has to be figured out.

In Addition it also has to be investigated how the LTC3108 reacts at lower, more disharmonic excitation frequencies. Therefore a more application oriented experimental setup has to be realized. So the system can be tested under more realistic conditions.

Implementing piezoelectric cantilevers from our project partner MacroNano® and reducing the size of the entire system are further purposes to be accomplished. Besides for energy storage high capacitive structures are already under investigation. For the next prototype the implementation of polymer batteries with ultra low leakage current is intended.

Concerning the overall goal of the project a proof of principle for a wireless, intelligent and energy self-sufficient implant will be done.

## ACKNOWLEDGMENTS

The project has been sponsored by the German Federal Ministry of Education and Research (BMBF) in the funding program "Intelligent Implants".

## REFERENCES

- [1] Hofmann, H. F. Active Piezoelectric Energy Harvesting: General Principle and Experimental Demonstration. *Journal of Intelligent Material Systems and Structures*, 20(5):575--585, 2008.
- [2] Krihely, Natan. Self-Contained Resonant Rectifier for Piezoelectric Sources Under Variable Mechanical Excitation. *Power*, 26(2):612--621, 2011.
- [3] Lesieutre, G. Damping as a result of piezoelectric energy harvesting. *Journal of Sound and Vibration*, 269(3-5):991--1001, 2004.
- [4] LT. Ultralow Voltage Step-Up Converter and Power Manager Features LTC3108 absolute Maximum Ratings. *datasheet*, :1--22, 2011.
- [5] Mide. Vulture Products - Material Properties FR4. *datasheet*, :1--10, 2011.
- [6] Ottman, G.K. and Hofmann, H.F. and Bhatt, A.C. and Lesieutre, G.a. Adaptive piezoelectric energy harvesting circuit for wireless remote power supply. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 17(5):669--676, 2002.
- [7] Ottman, G.K. and Hofmann, H.F. and Lesieutre, G.a. Optimized piezoelectric energy harvesting circuit using step-down converter in discontinuous conduction mode. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 18(2):696--703, 2003.

# Energy-Efficient High Performance Computing

(*extended Abstract*)

Johannes Doerk, Markus Grotz, Liliana Nägl,  
Stefan Leichle, Robin Lutz, Christian Winckler  
Karlsruhe Institute of Technology (KIT)  
Karlsruhe, Germany  
pess2012@emcl.kit.edu

**Abstract**— To tackle the issue of the enormous power consumption of modern HPC clusters we propose a method that combines low-consuming hardware with energy-aware software implementations. This allows us to take advantage of the energysaving techniques provided by the platform without any impact on the simulations performance. We reveal the potential of this approach by building a HPC cluster for selected software applications while maintaining a power limit of 3000 watts.

**Index Terms**— High Performance Computing (HPC), Energy-Efficiency, Environmental Sustainability, Power Saving

## I. INTRODUCTION

Nowadays, physical experiments in research and development have been gradually replaced by model-based simulations on HPC architectures. While these simulations have enabled quantum leaps in scientific research, the power demand of the used hardware platforms becomes a vital element. Due to the fact that the running energy costs often exceed the acquisition costs of the hardware after a short period of time, they are a key decision factor when assessing an HPC architecture [1]. The environmental aspect just adds another layer to this issue as the world wide pollution caused by HPC-facilities has already reached carbon dioxide emission levels of today's air traffic [2]. Figure 1 depicts the increased power demand of the top ten systems in the Top500 [3] ranking over the the past years. Thus, the power demand of a hardware platform becomes a crucial factor. Despite the fact that modern hardware often features energy saving techniques, scientific applications usually neglect this topic. To improve this situation we use a hybrid approach, combining the features on the hard- and software side. We aim for developing a low energy consuming hardware system dedicated to specific scientific simulations by exploiting energy saving techniques on several levels. Our holistic approach, encompassing the hardware, software, operating system and their controlling, is depicted in Figure 2.

## II. METHOD

The cluster setup is designed to achieve optimal performance under a 3000 watts maximum power constraint. This restriction comes from the fact that the cluster is used as a manageable testbed. Although this restriction allows us to develop only a small cluster, our energy-saving techniques can also be applied to larger setups. In a real world production environment, raising the number of cluster nodes will scale linear with the system's power usage. By providing the expertise and information gained from our testbed experiences to system engi-

neers, will enable them to estimate the potential improvements in large-scale facilities. To configure and optimize the cluster

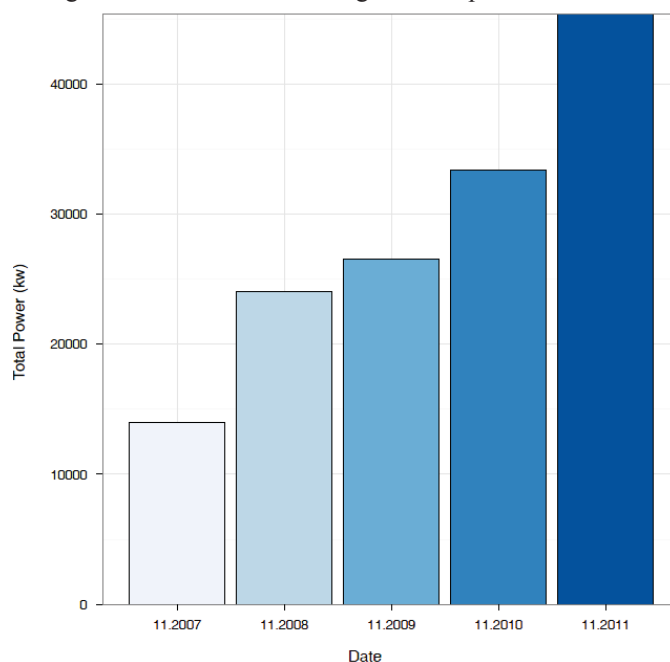


Fig. 1 Overall power demand of the top ten systems ranked in the Top500 List [3] for each year in the period 2007 to 2011. Data source: the Green500 List [4] and the Top500 List [3]

to our needs, we measure the performance using the linpack benchmark suite and four different applications from various HPC fields: OpenFOAM [5], CP2K [6], CPMD [7] and Nemo [8]. These four applications cover a huge spectrum of commonly used HPC software. To reach the goal of minimizing the energy consumption, the deployed hardware is not only designed to require less power, but also to feature energy-saving techniques, that can be used by the applications. The cluster is developed in close cooperation with Christmann Informationstechnik + Medien GmbH & Co. KG. Each node contains an individually designed board carrying multiple embedded computing modules. Each CPU is monitored by a separate microcontroller. This enables us not only to measure the detailed power usage of the nodes and the individual CPUs, but also to control the working states of the different devices [9]. Being provided with that kind of control, we are able to turn off an idle CPU while maintaining the availability of the system. If requested, the micro-controller can reactivate the CPU again during runtime. This avoids idle times, resulting in a considerably decreased energy consumption [10].

With respect to the implementation, it is essential to find the optimal parameter configuration ranging from compiler options to individual runtime parameters. Optimizing the software efficiency by using the right subset of parameters directly helps to reduce the energy consumption per job by minimizing the computation time. This way, the idle time of the system can be increased to enable the power saving skills of our specialized hardware. Case studies conducted by the HPC advisory council show that a single parameter optimization offers up to 20% speedup depending on the application [11]. However, one main issue is the combinatorial growth of all possible options. We surmount this challenge by applying a greedy strategy to find a qualified configuration set. Starting from a configuration we evaluate if a parameter value improves runtime. The performance is measured using the benchmarks shipped by the mentioned applications and linpack. The cost function to choose the next parameter value is equivalent to the speed up caused by the configuration. We are aware that the benefit of a parameter value can depend on a particular setup. The performance of a configuration can strongly vary due to the change of a single parameter value. To counter this issue and to prevent getting stuck in a local minimum we select random parameter values as start configuration and pursue the strategy over and over. A further refinement of a suitable configuration is also done by testing and profiling to identify bottlenecks.

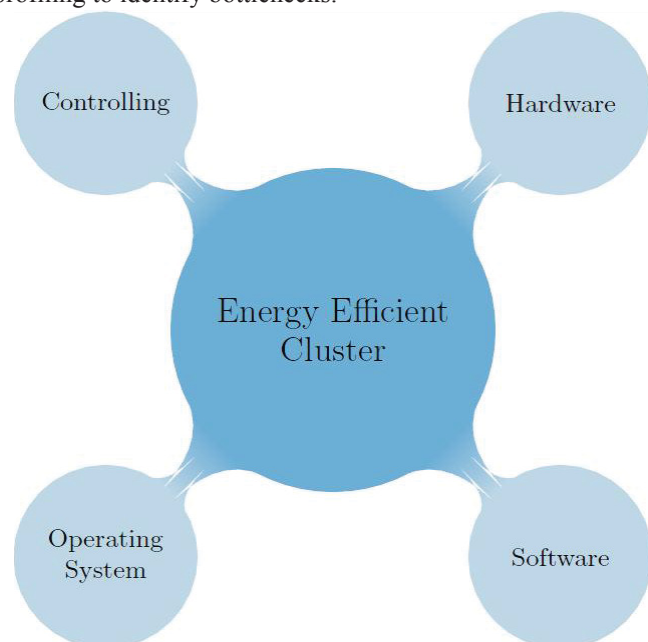


Fig. 2 Influence factors for our proposed energy-aware cluster.

### III. CONCLUSION

Energy-efficient computing is one of the grand challenges faced by today's HPC community. Overcoming this issue will not only result in lower operation expenses but will also address environmental concerns. Our proposed method considers different approaches and furthermore takes the cluster environment into account. The importance of energy efficient computing has already been recognized by the HPC community considering that there is already an official ranking, the Green Top 500, for the most energy efficient clusters [12].

### ACKNOWLEDGMENT

The authors would like to thank Christmann Informations-technik + Medien GmbH & Co. KG for providing us with sophisticated energy-efficient hardware solutions. We also extend our thanks to the Engineering Mathematics and Computing Labs (EMCL) for supporting us and making this project possible.

### REFERENCES

- [1] W. chun Feng and K. Cameron, "The green500 list: Encouraging sustainable supercomputing," *Computer*, vol. 40, no. 12, pp. 50–55, 2007.
- [2] M. Dworschak, "Massive computer centers bad for the environment," March 2008. [Online]. Available: <http://www.spiegel.de/international/business/0,1518,544053,00.html>
- [3] "The top500 list." [Online]. Available: <http://top500.org/lists>
- [4] "The green500 list." [Online]. Available: <http://www.green500.org/lists.php>
- [5] "Openfoam." [Online]. Available: <http://www.openfoam.com/>
- [6] "Cp2k." [Online]. Available: <http://cp2k.berlios.de/>
- [7] "Cpmd." [Online]. Available: <http://www.cpmd.org/>
- [8] "Nemo." [Online]. Available: <http://www.nemo-ocean.eu/>
- [9] A. Donoghue and J. Barr, "Startup christmann targets hpc with 'datacenter in a rack'," November 2011. [Online]. Available: <https://451research.com/report-short?entityId=69835>
- [10] A. Kipp, J. Liu, T. Jiang, J. Buchholz, L. Schubert, M. vor dem Berge, and W. Christmann, "Testbed architecture for generic, energy-aware evaluations and optimisations," October 2011, pp. 103 – 108. [Online]. Available: [http://www.thinkmind.org/index.php?view=article&articleid=infocomp\\_2011\\_5\\_30\\_10071](http://www.thinkmind.org/index.php?view=article&articleid=infocomp_2011_5_30_10071)
- [11] "Hpc advisory council best practices," December 2011. [Online]. Available: [http://www.hpcadvisorycouncil.com/best\\_practices.php](http://www.hpcadvisorycouncil.com/best_practices.php)
- [12] W.-C. Feng and T. Scogland, "The Green500 List: Year One," in 5th IEEE Workshop on High-Performance, Power-Aware Computing (in conjunction with the 23rd International Parallel & Distributed Processing Symposium), Rome, Italy, May 2009.

# Erweiterung eines experimentellen Kfz-Bordnetzes mit Hilfsstromversorgung um einen Doppelschichtkondensator als Energiepuffer

B.Sc. Marius Rohde

Institut für Elektrische Energiesysteme  
 Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg  
 marius.rohde@st.ovgu.de

**Abstract**— Approximately 90% of all innovation in motor vehicles are based upon the usage of electronic or electro-mechanical consumers. This increases the consumption of electrical energy. Common automotive electrical systems reach the limit of their performance.

Therefore, a development of new energy management concepts is necessary in which the system architecture is enhanced with the application of additional energy storages and buffers.

In this paper an experimental rig of an automotive electrical system is enhanced with a double-layer capacitor. Thus, the flow of energy in the system can be simulated and new energy management concepts can be investigated to prepare the systems for future requirements.

**Index Terms**— automotive electrical system, energy management

## I. EINLEITUNG

Seit der Erfindung des Automobils ist die Mobilität ein Faktor unserer Gesellschaft, dessen Bedeutung stetig gestiegen ist. So sieht sich die Automobilindustrie ständig den steigenden Anforderungen des Kunden gegenüber, aus denen sich zwei Hauptgebiete in der Weiterentwicklung von Fahrzeugen ergeben. Diese betreffen auf der einen Seite den Komfort und die Sicherheit. Im Gegensatz dazu stehen allerdings die Anforderungen an Umweltfreundlichkeit, geringen Kraftstoffverbrauch und emissionsarme Fahrzeuge, die zudem auch durch Richtlinien gefordert werden

Da circa 90% aller Innovationen im Kraftfahrzeug unter Nutzung elektronischer Systeme erfolgen [7], steigt der Energieumatz im Fahrzeug immer weiter an, und damit auch der Kraftstoffverbrauch, womit dem zweiten Kernbereich der Anforderungen nur schwer nachgekommen werden kann. Darüber hinaus lässt sich die Leistungsfähigkeit des Generators in seiner aktuellen Bauweise nicht weiter erhöhen [7], was zu einem Energiedefizit im Bordnetz führt [6], [7].

Um diesem Dilemma zu entkommen, müssen neue Energiemanagementkonzepte entwickelt werden, wobei auch die Architektur der Bordnetze um zusätzliche Energiespeicher oder Energieversorgungen erweitert werden muss. Hier ist es sinnvoll im ersten Schritt Simulationen durchzuführen, in denen die neuen Konzepte entwickelt und getestet werden können.

In [6] wurde ein Bordnetzversuchsstand entwickelt, mit dem möglichst reale Fahrzyklen und Lastszenarien nachgebildet werden können, um die Energieflüsse in einem Bordnetz zu

analysieren. Mittels der Fahrzyklen und Lastszenarien werden Fahrten simuliert, und die dabei entstehenden Ströme und Spannungen aufgezeichnet. So kann das Verhalten des elektrischen Bordnetzes untersucht werden.

Energiespeicher dieses Versuchsstandes ist ein 12V/200Ah-Akkumulator. Der Generator und die Hilfsstromversorgung, eine Brennstoffzelle, werden beide mittels programmierbarer Stromquellen nachgebildet, und die Verbraucher werden in Form einer elektronischen Last simuliert.

Im Rahmen dieses Beitrags wird der Versuchsstand um einen Doppelschichtkondensator (DSK) erweitert, um dynamische Batterieströme bzw. Lastwechsel für die Brennstoffzelle zu verringern. Der DSK wird dabei über einen bidirektionalen DC/DC-Wandler an das Bordnetz gekoppelt.

## II. BORDNETZ

### A. Aufbau

Die Grundausstattung eines Bordnetzes besteht aus dem Generator, einem Starter (Anlasser), dem Energiespeicher in Form einer Batterie und den Verbrauchern. Diese Grundausstattung wird auf der Verbraucherseite immer mehr erweitert, da im Laufe der Weiterentwicklung immer mehr elektrische Verbraucher im Komfort- und Sicherheitsbereich hinzukommen. Die Abbildung 1 zeigt die Grundstruktur eines Bordnetzes. Die Hauptanforderungen an ein solches Netz sind [2]:

- Bereitstellung der Energie für den Startvorgang
- Gewährleistung des Wiederstartens nach einem Stillstand
- Versorgung aller Verbraucher während der Fahrt und im Stillstand
- Aufladung der Batterie

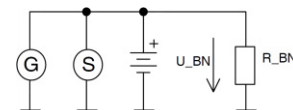


Abbildung 1: Vereinfachte Darstellung eines konventionellen Bordnetzes mit Generator, Starter, Batterie, der Last  $R_{BN}$  und der Bordnetzspannung  $U_{BN}$

### B. Grenzen des Bordnetzes

Die Verbraucherleistung im Bordnetz liegt heute bei 3 bis 5 kW und wird demnächst auf Werte zwischen 6 und 7,5 kW steigen [6], [1], womit die Zuverlässigkeit des Bordnetzes gefährdet wird. Als Ursache für den steigenden Energiebedarf seien hier Systeme wie *Brake-by-wire* ( $P_{\max} = 2 \text{ kW}$  [1]) und

elektrische Katalysatorheizungen ( $P_{\text{dauer}} = 2 \text{ kW}$  [1]) beispielhaft genannt. Auch die *Start-Stop-Automatik* (Abschaltung des Motors bei längeren Haltephasen) gefährdet die Zuverlässigkeit des Bordnetzes durch eine höhere Batteriebelastung.

Eine Schwachstelle der heutigen Bordnetze ist der Generator; ihm obliegen in letzter Konsequenz alle in 2.1 genannten Aufgaben. Im niedrigen Drehzahlbereich kann er die benötigte Energie nicht zur Verfügung stellen. Eine einfache Erhöhung der Generatorleistung ist im Hinblick auf den Wirkungsgrad nicht sinnvoll [5], [6].

Die Batterie im Bordnetz muss einerseits in der Lage sein, hohe Spitzenströme zu liefern (200...300A beim Motorstart); damit ist die Leistungsdichte ein entscheidender Faktor bei der Batteriedimensionierung. Gleichzeitig steigt aber die Anforderung an die Energiedichte, da immer mehr Verbraucher dauerhaft mit Energie aus der Batterie versorgt werden müssen. Ideal wäre also eine Batterie, die sowohl auf eine hohe Energie- als auch Leistungsdichte optimiert wäre.

„Beide Eigenschaften lassen sich mit dem Einsatz einer einzigen Batterie nur schwer miteinander vereinbaren, da auf hohen Startstrom optimierte Batterien schneller altern, wenn sie im Teilladungsbereich betrieben werden und verbraucheroptimierte Batterien den hohen Starterstrom nicht liefern können“ [6].

### III. ERWEITERUNG DES VERSUCHSSTANDES

#### A. Hardware

Aus den in 2.1 genannten Gesichtspunkten ergibt sich das Konzept eines Bordnetzes, welches um zusätzliche Energiespeicher und -quellen erweitert wird. Das bestehende Bordnetz im Versuchsstand besitzt neben den Hauptkomponenten (Generator, Batterie, Last) bereits eine Hilfsstromversorgung, eine APU (von engl. *auxiliary power unit*). Diese APU, in Form einer Brennstoffzelle, kann drehzahlunabhängig Strom liefern. Simulierendes Bauteil ist hier allerdings eine steuerbare Stromquelle, mit der die Brennstoffzelle nachgebildet wird. Die Funktion des Generators wird durch eine ebensolche Stromquelle simuliert.

Gegenstand dieses Beitrages ist die Erweiterung des Versuchsstandes um einen Doppelschichtkondensator (DSK) einer Kapazität von 160F. DSK besitzen mit bis zu 5000W/Kg eine sehr hohe Leistungsdichte und sind damit um eine Größenordnung leistungsfähiger als Bleibatterien. Im Bordnetz kann der DSK die Spitzenleistungsanforderungen decken und so die Zyklenbelastung der Batterie senken. Damit kann die Lebensdauer der Batterie erhöht werden. Im besten Falle könnte sie sogar geringer dimensioniert werden, wenn sie nicht mehr für Spitzenleistungsanforderungen ausgelegt werden muss. [4].

Der DSK wird über einen bidirektionalen DC/DC-Wandler an das Bordnetz gekoppelt, da er auf eine Spannung von bis zu 42V geladen werden kann, und das Bordnetz auf einer Nennspannungsebene von 12V arbeitet; die Abb. 2 zeigt das erweiterte Bordnetz.

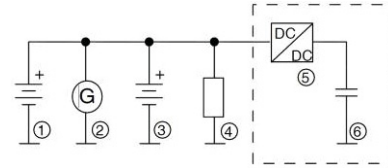


Abbildung 2: Blockschaltbild des Versuchsstandes, einschließlich der Erweiterung. 1. Batterie. 2. Generator. 3. Brennstoffzelle. 4. Last. 5. DC/DC-Wandler. 6. Doppelschichtkondensator.

#### B. Steuerstrategie

1) *Ansteuerung ohne APU*: Zur Einbeziehung des DSK in die Energieflüsse im Bordnetz muss die Ansteuerung des Versuchsstandes erweitert werden. Grundlage für die Steuerstrategie ist die Generatorstromregelung. Diese Regelung ist verantwortlich für die Ladung der Batterie. Basierend auf der momentanen Drehzahl, die durch den Fahrzyklus und die Fahrzeugparameter berechnet wird, wird der maximal lieferbare Generatorstrom berechnet. Ist der Wert des Laststromes geringer als der maximale Generatorstrom, kann der Generator zusätzliche Energie zum Laden der Batterie zur Verfügung stellen.

Als Regeldifferenz dient der Generatorstromregelung der Vergleich der momentanen Bordnetzspannung mit der maximalen Bordnetzspannung von 14,3V. Die Regelung stellt also als Regelgröße den Generatorstrom basierend auf der Regeldifferenz der Bordnetzspannung zur Verfügung. Ist der Laststrom größer als der maximale Generatorstrom, wird die zusätzliche Energie aus der Batterie entnommen. Somit erfolgt eine Priorisierung, die vorzugsweise die Energie aus dem Generator ins Bordnetz fließen lässt.

Diese Regelungsstruktur im Bordnetzversuchsstand entspricht prinzipiell derjenigen, die auch im Kfz vorliegt. Es sei hier nochmals verdeutlicht, dass im Versuchsstand nur die elektrischen Komponenten des Bordnetzes realisiert sind und kein realer Antrieb vorliegt. Die Motordrehzahl wird im Versuchsstand anhand des Fahrzyklus errechnet und dient der Stromquelle, die den Generator simuliert als Grundlage für den lieferbaren Generatorstrom.

Die Steuerstrategie für den DSK greift an der Stelle ein, an der normalerweise Batteriestrom fließen sollte. Besteht eine Lastanforderung, die nicht mehr durch den Generator gedeckt werden kann, tritt der Kondensator an die Stelle der Batterie und liefert den Strom, an ihrer Stelle, sofern er ausreichend geladen ist. Ebenso wird zu Zeiten niedriger Lastanforderung oder hoher Motordrehzahl ein Energieüberschuss, der normalerweise die Batterie laden würde, zum Laden des DSK verwendet, sofern dieser noch Energie aufnehmen kann.

Dieser Zusammenhang lässt sich durch die Gleichung

$$I_{L,w} = I_{Gen} - I_{Last} \quad (1)$$

beschreiben. Der Kondensatorstrom besteht also immer aus der Differenz von Generator- und Laststrom. Wird diese Differenz als Sollwert  $I_{L,w}$  an die Regelung des DC/DC-Wandlers übergeben, erfolgt eine Priorisierung dadurch, dass der Kondensator als geregelte Stromquelle die Funktion der Batterie vollständig übernimmt.

2) *Ansteuerung mit APU*: Wird die APU-Unterstützung aktiviert, schaltet sich die Brennstoffzelle nach bestimmten Kriterien ein. Sinkt die Bordnetzspannung oder die Ladebilanz

der Batterie je unter einen definierten Wert, wird die Brennstoffzelle eingeschaltet. Um ein häufiges zyklisches Ein- und Ausschalten zu verhindern, läuft die Brennstoffzelle solange, bis die Bordnetzspannung und die Ladebilanz wieder auf definierte Werte gestiegen sind. Die Kriterien zum Einschalten der APU sind also disjunktiv verknüpft, während sie zum Ausschalten konjunktiv verknüpft sind. Ist die Brennstoffzelle hochgefahren, liefert sie einen konstanten Strom.

Um die Brennstoffzelle in die Steuerstrategie miteinzubeziehen, wird der Brennstoffzellenstrom in Gl. 1 addiert:

$$I_{L,w} = I_{Gen} + I_{BZ} - I_{Last} \quad (2)$$

#### IV. SIMULATION VON FAHRSZENARIEN

##### A. Simulationsparameter

In mehreren Simulationen wurde nun die Funktion des erweiterten Bordnetzversuchsstandes untersucht. Die wesentlichen Parameter, die die Gestalt der Simulation bestimmen, sind der verwendete Fahrzyklus, das Lastszenario und der Einsatz von APU und DSK. Zur Übersicht sind die Simulationen mit fortlaufenden Nummern versehen; der hier verwendete Fahrzyklus und das Lastprofil sind in Abb. 3 dargestellt.

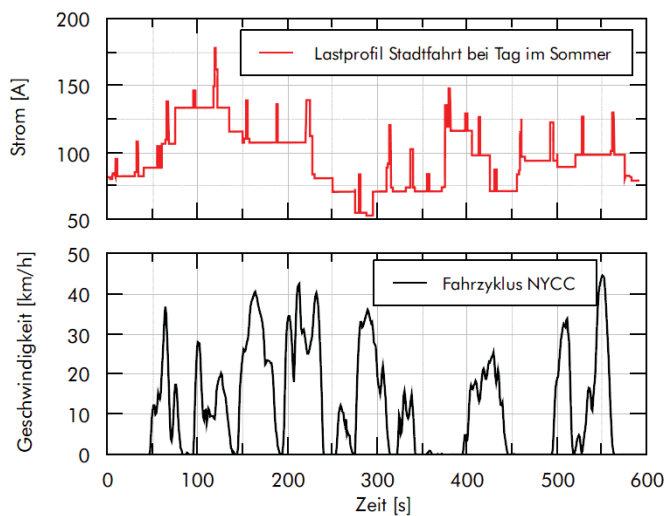


Figure 3: Fahrzyklus und Lastprofil

1) *Fahrzyklen*: Ein Fahrzyklus beinhaltet die Information der gefahrenen Geschwindigkeit über die Zeit; der Zyklus wird als zweidimensionales Array in Form einer ASCII-Datei geladen. Basierend auf dem Zyklus wird in der Ansteuerplattform die Generatordrehzahl und der damit verfügbare Generatorstrom berechnet. Der NYCC (engl. New York City cycle) simuliert eine Kurzstreckenfahrt, wie sie in Großstädten auftritt; er zeichnet sich durch die geringe Maximalgeschwindigkeit von 44,6km/h und häufige Stop-and-go-Phasen aus.

2) *Lastprofile*: Das Lastprofil beschreibt den Verlauf des Laststromes über die Zeit; es wird wie die Fahrzyklen über eine Datei geladen. Bestimmend für ein Lastprofil sind im wesentlichen: Startphasenlast, Grundlast, fahrerspezifische Verbraucherlast und die Fahrsituation (Tages- und Jahreszeit

sowie Stadt- oder Autobahnszenario). Das hier verwendete Lastprofil einer Stadtfahrt bei Tag im Sommer ist aus [6] entnommen.

3) *Einsatz von DSK und APU*: Bei der Konfiguration des DSK und der APU als Energiepuffer und -speicher ergeben sich drei Möglichkeiten; Tab 1 zeigt die Simulationsnummer mit der verwendeten Konfiguration. Zusätzlich sind die verwendeten Fahrzeugparameter angegeben.

Tabelle 1:  
SIMULATIONEN UND VERWENDETE PARAMETER

Nr.	APU-Einsatz	DSK-Einsatz
1.	nein	nein
2.	nein	ja
3.	ja	ja

Fahrzeugdaten	
Fahrzeug	VW Passat
Motorkennung	AVF
Generatortyp	NCB1-14V 70-120A
Reifendurchmesser	690,3mm
Leerlaufdrehzahl	900 1/min
Generatorübersetzung	1:2,5

##### B. Simulationsergebnisse

1) *Simulation Nr. 1.: Stadtfahrten im Sommer ohne DSK- und APU-Einsatz nach dem NYCC*: In dieser Simulation wurde ein Zyklus ohne zusätzliche Energiequellen und -speicher durchfahren. In Abb. 4 sind die Messergebnisse dargestellt. Die Messwerte beinhalten den Last- und Generatorstrom sowie den Batteriestrom, der beim Laden der Batterie positiv definiert ist und den Verlauf der Bordnetzspannung.

Aus der Abbildung wird deutlich, dass die Anforderungen durch den Laststrom in weiten Bereichen über dem Generatorstrom liegen. Aufgrund der häufigen Haltephasen und der geringen Geschwindigkeiten liegt nur ein geringes mittleres Drehzahlangebot vor; im Motorleerlauf steht dabei ein Strom von ca. 87A zur Verfügung. Das entstehende Energiedefizit muss von der Batterie gedeckt werden, was eine hohe transiente Batteriebelastung zur Folge hat; der negative Batteriestrom weist Lastspitzen bis knapp 100A auf, und die Bordnetzspannung sinkt stellenweise auf Werte bis ca. 11,5V. Dieses Absinken der Spannung kann noch als unkritisch angesehen werden. Sinkt die Spannung weiter, ist die Versorgung der Microcontroller im Fahrzeug nicht mehr gewährleistet und sicherheitsrelevante Funktionen können ausfallen.

Eine weitere interessante Größe ist die Ladebilanz der Batterie, die man durch die Integration des Batteriestromes erhält. Sie sei hier nur als Zahlenwert zum Ende des Zyklus genannt und beträgt dort  $-3500\text{As}$ . Gegen Ende des Zyklus wird die Batterie zwar wieder mit Strömen bis 60A in der Spitze geladen, dennoch ist die Ladebilanz zum Ende negativ. Legt man eine Batteriekapazität von  $55\text{Ah}=198000\text{As}$  zugrunde, ist das Defizit von  $3500\text{As}$  mit weniger als 2% vergleichsweise gering. Nach [3] sollte die Mindestladebilanz nach zwei Wochen Berufsverkehr den Wert von 50% nicht unterschreiten. Aus diesem Gesichtspunkt wäre das Bordnetz also nicht unterdimensioniert. Allerdings steigt die Lastan-

forderung in Wintermonaten an, so dass in dem Fall kein ausreichender Ladezustand mehr hergestellt werden kann.

Es lässt sich also die Schlussfolgerung ziehen, dass das Bordnetz am Rande der Zuverlässigkeit arbeitet. Ohne Überland- oder Autobahnfahrten ist es wahrscheinlich, dass sich die Batterie unter der hohen Belastung im Stadtverkehr längerfristig entladen würde.

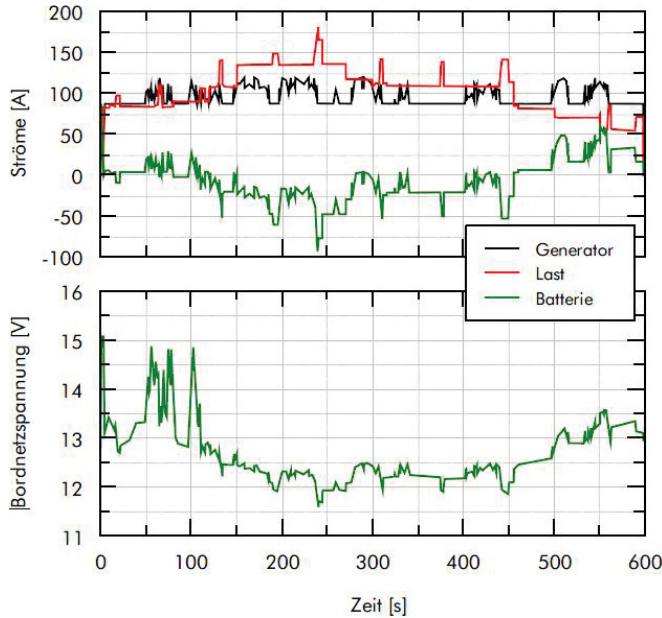


Abbildung 4: Simulation Nr. 1.: Stadtfahrten im Sommer ohne DSK- und APU-Einsatz nach dem NYCC

2) *Simulation Nr. 2.: Stadtfahrten im Sommer mit DSK-Einsatz nach dem NYCC:* Diese Simulation entspricht der vorangegangenen mit dem Unterschied, dass der Doppelschichtkondensator zusätzlich eingesetzt wurde. In Abb. 5 wird der Kondensatorstrom nach dem DC/DC-Wandler dargestellt; er entspricht dem Drosselstrom  $I_L$  auf der Niederspannungsseite des Wandlers und ist beim Laden des DSK positiv definiert. Weiterhin wird die Spannung am Doppelschichtkondensator aufgenommen.

Zu Beginn des Zyklus beträgt die Kondensatorspannung ca. 38V. In den Stromverläufen von Batterie und Kondensator ist zu erkennen, dass die Dynamik größtenteils vom DSK übernommen wird: die transienten Stromanforderungen werden durch den DSK gedeckt, während der Batteriestrom weitgehend statisch bei 0A verläuft. In den Zeitpunkten 180s und 240s erreicht der DSK-Strom seinen negativen Maximalwert von  $-50A$ , und die Batterie muß den verbleibenden Laststrom liefern. Ab dem Zeitpunkt 375s ist die Kondensatorspannung auf ca. 17V gesunken. Damit ist die Differenz zur Bordnetzspannung so gering, dass die beiden Sollwertspitzen bei 375s und 440s nicht mehr erfüllt werden, und die Batterie ebenfalls Strom liefern muss; der negative Spitzenstrom der Batterie beträgt dabei 50A

Die Bordnetzspannung beträgt zu Beginn des Zyklus ca. 12,9V und erfährt jeweils Einbrüche, wenn negative Spitzen des Batteriestromes auftreten. Ab dem Zeitpunkt von ca. 400s kann der DSK aufgrund seines Ladezustands nicht mehr nennenswert zur Stromlieferung beitragen; damit wird die Batterie belastet und ihre Ladebilanz sinkt. Am Ende des

Zyklus ist die Bordnetzspannung auf ca. 12,7V gesunken und die Ladebilanz der Batterie beträgt  $-700As$ .

In der Gesamtbetrachtung zeigt die Simulation, dass der DSK einen großen Teil der dynamischen Anforderungen übernimmt; damit reduziert sich zum einen der Spitzenstrom der Batterie, und ihre zyklische Belastung wird erheblich verbessert. Die Ladebilanz ist allerdings auch in dieser Simulation negativ. Das Defizit ist dabei geringer als in der vorherigen Simulation, da dem System mit dem geladenen DSK mehr Energie zur Verfügung gestellt wurde. Genaugenommen müsste diese Energie in einem Energiemanagement vor dem Start dem Bordnetz entnommen werden. Damit würde sich also im Realfall nichts an der Energiebilanz im Vergleich zur Simulation Nr. 1 ändern. Erst unter Einsatz einer APU könnte diese Bilanz verbessert werden, wie nachfolgend in Simulation Nr. 3 gezeigt wird.

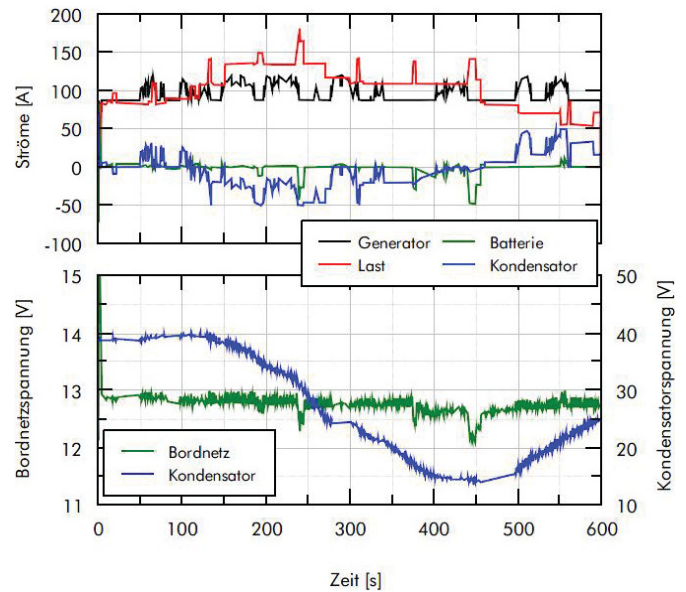


Abbildung 5: Simulation Nr. 2.: Stadtfahrten im Sommer mit DSK-Einsatz nach dem NYCC

3) *Simulation Nr. 3.: Stadtfahrten im Sommer mit DSK- und APU-Einsatz:* In dieser Simulation wurde die Brennstoffzelle als APU hinzugezogen; im Diagramm in Abb. 6 sind die erzielten Strom- und Spannungsverläufe dargestellt. Der DSK ist zu Beginn auf eine Spannung von 15V geladen. Ab dem Zeitpunkt von ca. 150s ist sein Leistungsvermögen erschöpft, und die Batterie wird belastet, bis ihre Ladebilanz bei ca. 195s den Wert von  $-400As$  erreicht. Dieser Wert ist ein hinreichendes Einschaltkriterium der Brennstoffzelle, die daraufhin hochgefahren wird. Im nun folgenden Zeitraum von ca. 200 bis 540s liefert die Brennstoffzelle einen Strom von 40A. Mit dem zusätzlichen Strom der APU ist genug Energie vorhanden, um den Kondensator über die Zeit zu laden, während er die Dynamik nahezu vollständig übernimmt. Der Batteriestrom verharrt dabei größtenteils in statischem Zustand bei nahezu Null. Ab dem Zeitpunkt von 500s stellt sich ein positiver Batteriestrom ein, der die Batterieladebilanz auf 750As steigen lässt. Zusätzlich steigt die Bordnetzspannung auf einen Wert über 13,1V, womit beide notwendigen Bedingungen zum Herunterfahren der Brennstoffzelle

erfüllt sind. Am Ende des Fahrzyklus beträgt die Ladebilanz der Batterie 620As und der DSK ist mit einer Spannung von 40V vollständig geladen.

In dieser Simulation zeigt sich, wie durch das Zusammenwirken des DSK und der APU die Zuverlässigkeit des Bordnetzes verbessert werden kann. Während der DSK die Lastspitzen versorgt, wird die zusätzlich benötigte Energie von der APU geliefert. Im Vergleich zur vorangegangenen Simulation wird neben der Reduktion der zyklischen Batteriebelastung ein weiterer positiver Effekt erzielt, indem die Energiebilanz des Systems verbessert wird. Wenngleich die Ladebilanz der Batterie zum Ende des Zyklus relativ gering ist, besitzt der DSK eine positive Bilanz von 11500As. Diese Energie könnte entweder für den nächsten Motorstart verwendet oder bei längerer Standzeit wieder in die Batterie transferiert werden. Aus der Energiebilanz ergibt sich weiterhin die Möglichkeit, entweder den Generator oder die Batterie geringer zu dimensionieren.

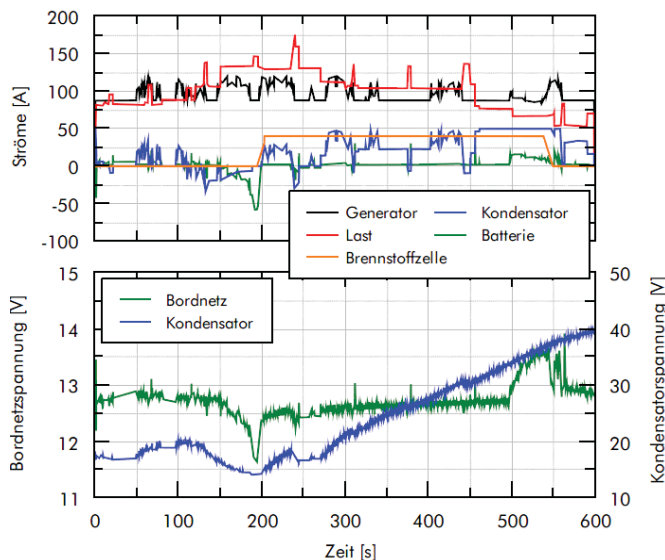


Figure 6: Simulation Nr. 3.: Stadtfahrten im Sommer mit DSK- und APU-Einsatz nach dem NYCC

## V. SCHLUSSFOLGERUNG

In den durchgeführten Bordnetzsimulationen am erweiterten Versuchsstand konnte gezeigt werden, dass die entwickelte Steuerstrategie des Doppelschichtkondensators die Anforderungen erfüllt. Der DSK ist in der Lage, die Dynamik der Batterieströme weitgehend zu übernehmen und die Batterie zu entlasten. Mit dem erweiterten Versuchsstand können nun weitere Untersuchungen zu Bordnetzen mit einer solchen Konfiguration aus Energiespeicher, Energiepuffer, Energiewandler (Generator) und APU vorgenommen werden.

Neben der reinen Darstellung der Funktion der Steuerstrategie können aus den Simulationsergebnissen bereits einige Aussagen über das Energiemanagement getroffen werden. Es wird deutlich, dass die Dimensionierung der vier oben genannten Komponenten Einfluss auf die Energieflüsse im Bordnetz nimmt. Aus der Kapazität des Kondensators als Puffer ergibt sich sein Vermögen, temporär Energie zu speichern. Die benötigte Menge dieser Energie ergibt sich

sowohl aus den Fahr- und Lastszenarien, als auch aus der Dimensionierung des Generators und der APU.

Die Dimensionierung des Generators bestimmt, wie stark der DSK beansprucht wird. Dabei ist es erstrebenswert, den Generator kleiner zu dimensionieren, um einerseits Gewicht und Bauraum zu sparen und andererseits den Generator häufiger unter Vollast zu betreiben; damit kann sein Wirkungsgrad besser genutzt werden.

Aus einer Verkleinerung des Generators ergibt sich aber auch eine stärkere Beanspruchung des Doppelschichtkondensators beim Entladen; gleichzeitig steht auch weniger Energie zu seiner Ladung zur Verfügung. Aus dieser Tatsache leitet sich die Notwendigkeit einer APU her. Ihre Dimensionierung wirkt sich - wie man aus den Simulationen schlussfolgern kann - auf den Füllstand des Puffers aus. Mit dem Strom der APU kann der Ladezustand des Kondensators ständig in einem ausreichend hohen Bereich gehalten werden. Im Optimalfall sollte der DSK zu jeder Zeit soviel Ladung besitzen, dass alle dynamischen Lastanforderungen durch ihn gedeckt werden können. Die Ein- und Ausschaltkriterien der Brennstoffzelle bieten weitere Möglichkeiten, die Steuerstrategie zu modifizieren. Mit Ihnen kann direkt Einfluss auf minimale und maximale Ladebilanz der Batterie genommen werden.

Wie sich in der Erprobung gezeigt hat, wirkt sich die Steuerstrategie auf die Batterie in zweierlei Hinsichten positiv aus: es wird sowohl die transiente Belastung als auch die Dauerbelastung reduziert. Bei einer optimierten Strategie würde im theoretischen Falle die Batterie nur noch zur längeren Energiespeicherung und zur Versorgung der Dauerstromverbraucher im Ruhezustand des Fahrzeuges dienen.

## DANKSAGUNG

Mein Dank für die Unterstützung bei der zugrundeliegenden Bachelorarbeit gilt meinem Betreuer **M.Sc. Yuriy Bessarab** sowie für die Unterstützung bei der Erstellung dieses Beitrages: **Dipl.-Ing. Marcel Benecke** und **Prof.Dr.-Ing. Andreas Lindemann** (alle: Institut für Elektrische Energiesysteme, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg).

## REFERENCES

- [1] Braess, H. H. and Seiffert, U.: *Vieweg Handbuch Kraftfahrzeugtechnik*. Vieweg+ Teubner Verlag, 4 edition, 2003.
- [2] Bernard Bäker.: *Energie- und Informationsmanagement für zukünftige Kfz-Bordnetze*. PhD thesis, Technische Universität Braunschweig, 1998.
- [3] Bauer H.: *Autoelektrik Autoelektronik*. Robert Bosch GmbH Stuttgart, 1998.
- [4] Dieter Polenov.: *DC/DC-Wandler zur Einbindung von Doppelschichtkondensatoren in das Fahrzeugenergienetz*. PhD thesis, Technische Universität Chemnitz, Chemnitz, 2009.
- [5] Mayer Reinhard.: *Generatoren und Starter*. Robert Bosch GmbH, 2002.
- [6] Andreas Schwab.: *Untersuchung an einem erweiterten elektrischen Kfz-Bordnetz mit brennstoffzellenbasierter Hilfsstromversorgung*. Master's thesis, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, 2009.
- [7] Henning Wallentowitz and Konrad Reif.: *Handbuch Kraftfahrzeug-elektronik: Grundlagen, Komponenten, Systeme, Anwendungen*. Vieweg, 2006.



# Umsetzung einer CIM-konformen Schnittstelle zur Übertragung simulierter Messwerte

B.Sc. Fabian Meishner  
 Institut für Elektrische Energiesysteme  
 Otto-von-Guericke Universität  
 Universitätsplatz 1, 39106 Magdeburg, Germany  
 fabian.meishner@st.ovgu.de

**Abstract**— The development of future power grids creates new demands to the communications infrastructure of the utilities. One attachment to face these demands is the implementation of a consistent data-model to describe common objects a utility consists of: The Common Information Model (CIM), specified as standard IEC 61970/61968. Within this thesis, a short overview of the CIM and its packages is given. A standard-conform message format is realized for the transmission of CIM-measurement data. Based upon this format, a webservice, that can be used as database-interface by applications, is written in JAVA. After publishing this webservice on a webserver, it can be used to write/read measurement-data and associate it to existing entries of assets/utilities in the database. A final test confirms the functionality of the developed software.

**Index Terms**— SOA, CIM, IEC61970/61968, Datenbank-schnittstelle, Webservice

## I. DIE ENTWICKLUNG DER IT-LANDSCHAFT DER ENERGIEVERSORGER

Der unumgängliche Wandel in der Energieerzeugung hin zu einer dezentralen Struktur basierend auf regenerativen Energien, sowie der Wandel an den Energiemärkten und die sich damit verändernden Rahmenbedingungen, machen neue Konzepte in der Datenverarbeitung im elektrischen Netz unverzichtbar. Ein wichtiger Beitrag zu dieser Entwicklung ist die Integration von offenen, einheitlichen, Standards für den Kommunikationsaustausch. Diese gewährleisten die notwendige Interoperabilität zwischen den einzelnen Systemen.

### A. IT-Landschaft Heute

Historisch wurden die Kommunikationsstrukturen der EVU in Form von monolithischen Systemen realisiert [4]. Zur Einbindung von Spezialisierungen und Komponentenbildungen wurden diese Systeme über die Jahre durch die Kommunikation mit Erweiterungen verschiedenster Hersteller ergänzt. Dabei wurde wenig Wert darauf gelegt ob die verwendete Software und deren Formate proprietär sind, oder ob anerkannte Standards zugrunde liegen [3].

Abbildung 1 zeigt eine frei erfundene Topologie, die den historisch gewachsenen Aufbau der IT-Struktur eines EVU verdeutlicht. Zu erkennen sind mehrere eigenständige Systeme (z.B. SCADA, GIS ...). Diese sind durch direkte Schnittstellen sowohl untereinander als auch mit Erweiterungen verbunden.

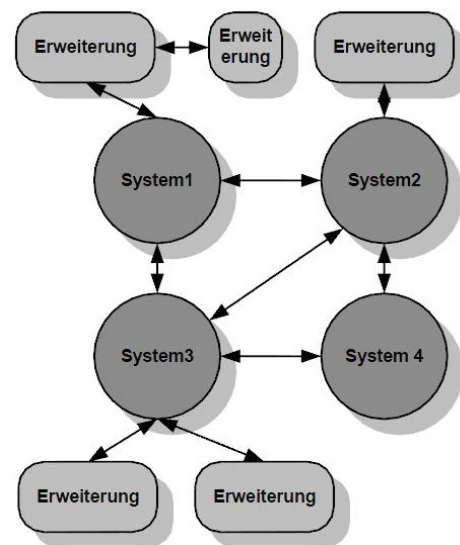


Abbildung 1: Historisch gewachsener Aufbau der IT-Struktur eines EVU

### B. Neue Anforderungen und resultierende Probleme

Der Übergang zu regenerativen, und somit dezentralen, Energieerzeugern ruft die Notwendigkeit des Austausches und der Verarbeitung von Daten in völlig neuen Kommunikationsprozessen hervor [4]. Aus diesem Grund müssen die historisch gewachsenen IT-Systeme immer weiter spezialisiert werden.

Das *Legal Unbundling* ist ein weiterer wichtiger Einflussfaktor. Im Zuge der Liberalisierung/Deregulierung des Energiemarktes bedeutet dies eine Trennung der Daten und Informationssysteme für die einzelnen Bereiche (beispielsweise Erzeugung und Netz), welche jetzt noch gemeinsam genutzt werden. Damit soll eine diskriminierungsfreie Bereitstellung von Daten für alle Marktteilnehmer gewährleistet werden [4].

Diese Faktoren, sowie weitere Einflüsse, führen zu einer wachsenden Unhandbarkeit in den vorhandenen IT-Systemen. Es werden neue Lösungsansätze erforderlich, wovon ein vielversprechender im Folgenden vorgestellt wird.

### C. Lösungsansatz: EAI und SOA auf Basis des Common Information Model

Um IT-Systeme effektiv miteinander zu verbinden bieten sich *Enterprise Application Integration* (EAI) und *Service Oriented Architecture* (SOA) an.

**EAI** ist ein Konzept zur Integration verschiedener Softwaresysteme, die auf unterschiedlichen Plattformen verteilt sein können [5].

**SOA** ist ein auf *EAI* aufbauendes Prinzip, welches auf der Bereitstellung der unterschiedlichen Systeme in Form von Diensten/Services basiert. Die Kommunikation mit den Diensten erfolgt über eine einheitliche Schnittstelle [5]. Für die Realisierung der Dienste bieten sich Webservices an. Abbildung 2 zeigt eine mögliche Softwarestruktur in Form einer SOA, basierend auf einer *Bus/Pipeline/Publish-Subscribe*-Topologie [5]. Die einzelnen Systeme sind über Services an eine gemeinsame Schnittstelle (Bussystem) gekoppelt.

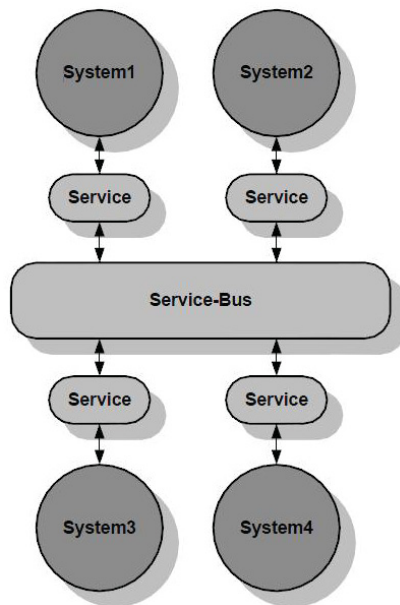


Abbildung 2: Aufbau der IT-Struktur eines EVU in Form einer SOA

Als gemeinsames Datenmodell, welches als Grundlage für die Services dient, kann das Common Information Model (CIM) verwendet werden. Die Kommunikation über die Services kann, auf Grundlage des CIM, in Form eines XML-basierten Nachrichtenaustausches über Webservices realisiert werden.

## II. DAS COMMON INFORMATION MODEL

Das Common Information Model stellt eine Domänenontologie dar, d.h. ein Datenmodell welches Objekte für den Bereich der Energiewirtschaft, sowie deren Relationen untereinander, repräsentiert und geeignet zur Verfügung stellt [6].

Die Verantwortlichkeit für das CIM liegt in den Händen der IEC (International Electrotechnical Commission), festgehalten in den internationalen Normen IEC61970 [1] /IEC61968 [2], [4]. Es definiert über eine Vielzahl von Klassen, die in Paketen zusammengefasst werden, sowie deren Relationen zueinander, sowohl Objekte von technischer (z.B. Klassen zur Darstellung von Stromnetztopologien wie Transformatoren und Leistungsschaltern) als auch kaufmännischer (z.B. Verträge und Kunden) Relevanz.

Durch seine Breite und Tiefe ist das CIM das am besten detaillierte Datenmodell im EVU- und Multi-Utility-Bereich und derzeit konkurrenzlos. Aktuell wird das CIM als UML-Modell bereitgestellt.

### A. Paketstruktur

Wie in anderen komplexen Klassenstrukturen, so werden auch im CIM die Klassen, abhängig von ihrer Rolle im Energienetz, in Paketen zusammengefasst [3]. Das CIM besteht in seiner jetzigen Form als Norm IEC 61970-301 [1] aus 8 Hauptpaketen. Dazu kommt noch ein globales Paket *Domain* welches Datentypen bereitstellt.

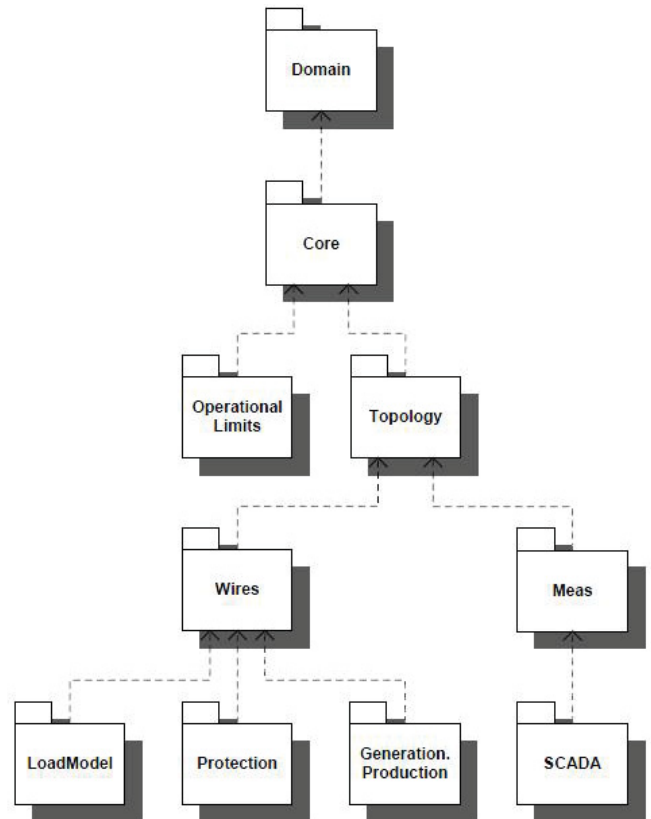


Abbildung 3: UML-Paketstruktur der Norm IEC 61970

In Abbildung 3 ist die Paketstruktur der Norm 61970-301 dargestellt. Die gestrichelten Linien bedeuten Abhängigkeiten, also zwischen den, sich in den Paketen befindenen, Klassen bestehende Verbindungen in Form von Generalisierungen oder Assoziationen.

Besonders interessant für die Umsetzung einer Schnittstelle zur Übertragung von Messwerten sind die Pakete *Core* und *Meas* auf die im Folgenden eingegangen wird.

#### 1) Paket: Core

Das *Core*-Paket hängt von keinem anderen Paket außer *Domain* ab, aber die meisten anderen Pakete besitzen Verbindungen zu den in *Core* befindlichen Klassen.

Das Paket beinhaltet die Klasse *IdentifiedObject*, welche eine Generalisierung für den Großteil der Klassen im CIM darstellt. Damit ist auch fast jedes CIM-Objekt ebenso ein *IdentifiedObject* und besitzt somit eine bestimmte *mRID* und weitere, das Objekt grundlegend beschreibende, Attribute (*name, pathname, description ...*).

Für die Erfassung von Messwerten haben die Klassen *Terminal* und *PowerSystemResource* große Bedeutung, da mit diesen die Klasse *Measurement* aus dem *Meas*-Paket assoziiert ist.

2) Paket: Meas

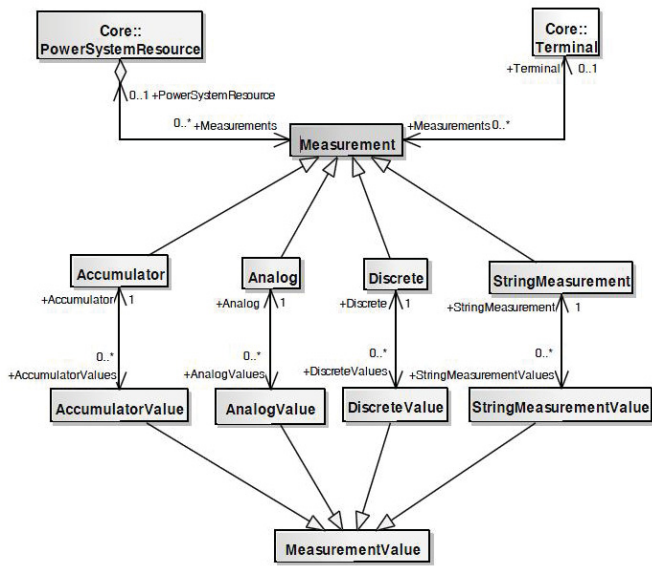


Abbildung 4: Aufbau Paket Meas

Das *Measurement*-Paket, kurz *Meas*, wird benutzt um Messungen zu definieren. Dabei gibt es zwei Möglichkeiten Messungen zu verbinden.

Zum Einen können Instanzen der Klasse *Measurement* direkt mit einer *PowerSystemResource* aus dem *Core*-Paket assoziiert werden. Zum Anderen können diese Instanzen auch mit Objekten der Klasse *Terminal*, ebenfalls aus *Core*, verbunden werden. Ein *Terminal* legt fest, an welchem Punkt des Netzes die Messwerte aufgenommen werden.

*Measurement* wird durch 4 Subklassen spezialisiert: *Analog*, *Accumulator*, *Discrete* und *StringMeasurement*. Diese Klassen legen fest, um welchen Typ von Messwerten es sich handelt:

- *Analog*: Physikalische Größen (Spannung, Temperatur, ...)
- *Accumulator*: Aufgezählte Werte (Anzahl Schaltvorgänge ...)
- *Discrete*: Diskrete Zustände (Schalterstellungen ...)
- *StringMeasurement*: Messwerte als String (Statusmeldungen ...)

Sie sind assoziiert mit den Klassen *AnalogValue*, *AccumulatorValue*, *DiscreteValue* beziehungsweise *StringMeasurementValue*, deren Instanzen die Träger der Messwerte in Form von float-, int- oder String-Werten sind. Die *-value*-Klassen sind wiederum Spezialisierungen der Klasse *MeasurementValue*. Abbildung 4 verdeutlicht die Zusammenhänge.

III. REALISIERUNG DER SCHNITTSTELLE

Abbildung 5 zeigt das grundlegende Konzept der Kommunikation. Der Client kommuniziert in Form von XML-Nachrichten mit dem Webservice. Der Webservice ist in Java geschrieben und auf einem Webserver veröffentlicht worden. Über die Java Persistence API (JPA) bildet er die Schnittstelle zur Datenbank.

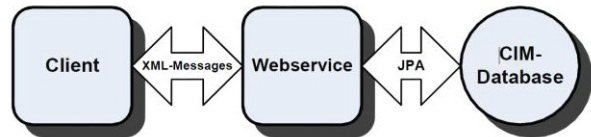


Abbildung 5: Grundkonzept

Die Entwicklung der Schnittstelle lässt sich in 2 Schritte aufteilen:

1. Erstellen eines normkonformen Nachrichtenformates (Message-Modell)
2. Umsetzung des Datenbank-Interface in Form eines Webservice

A. Das Message-Modell

Nach Vorgabe der DIN-Norm EN 61968-3:2004 [2] wird ein standardisierter, CIM-konformer, Nachrichtenaustausch per Webservice ermöglicht. Die Norm gibt den Aufbau der Nachrichten vor. In Abbildung 6 ist der Aufbau zu sehen. Entsprechend der Norm besteht die *Message* aus einem Kopf (*MessageHeader*), der Informationen über die Art (*Noun*) und den Verwendungszweck (*Verb*) der Nachricht beinhaltet, und einem Body, der den *MessagePayload*, also die zu übertragenen Daten, beinhaltet.

Message		
Header		Payload
Verb	Noun	Measurement, Measurementvalues, ect ...
CREATE	Analog	
GET	Accumulator	
REPLY	Discrete	
CANCELED	String	
CREATED		

Abbildung 6: Aufbau der Messages nach [2]

B. Entwicklung des Webservice

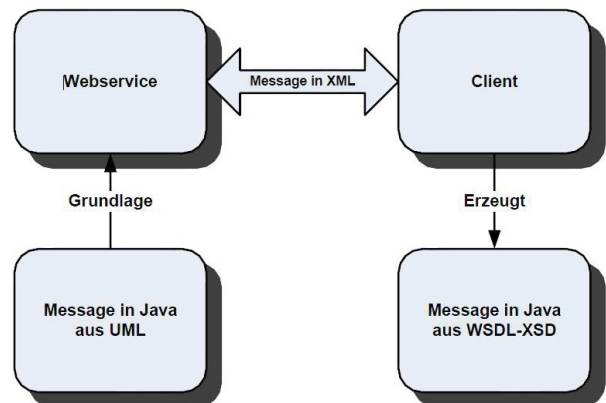


Abbildung 7: Message und Webservice

Anhand der Vorlage wurde zuerst ein UML-Modell der Message erstellt und anschließend in Java-Klassen übersetzt. Basierend auf diesen Klassen wurde dann der Webservice, ebenfalls in Java, geschrieben. Der Webservice wandelt die Java-Klassen und ihre Verbindungen in XSD-Code um und

stellt sie dem Client über die WSDL zur Verfügung. Dieser kann sich daraus eigene Java-Klassen der Message erzeugen und so Objekte instanziiieren. Diese können dann als *XML-Messages* an den Webservice zurück geschickt werden, wo die Weiterverarbeitung der Daten erfolgt. Je nach Auftrag werden so über die JPA-Schnittstelle vom Webservice entweder Datenbankeinträge erstellt oder ausgelesen. Abschließend wird eine XML-Message mit den gewünschten Daten oder einer Bestätigung darüber, dass der Eintrag erstellt wurde, an den Client zurückgesendet.

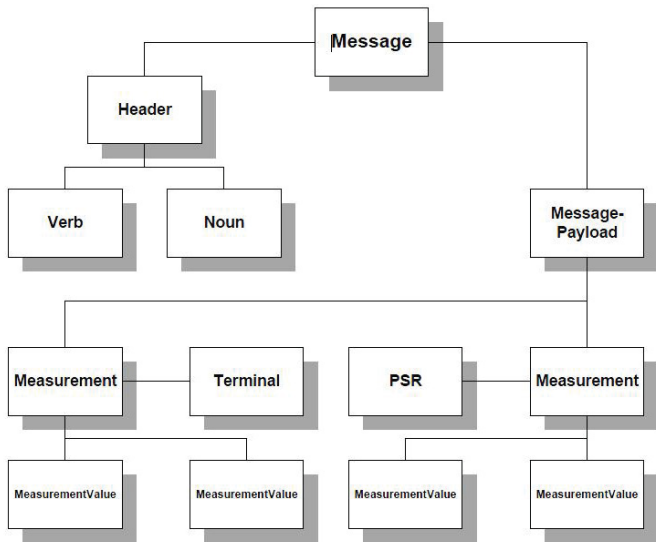


Abbildung 8: Test-Message zum Einlesen

IV. TEST UND FUNKTIONWEISE

MRID	DTYPE	PATHNAME	NAME
1	576 Terminal	TestterminalPath	Testterminal
2	580 PowerSystemResource	TestPSRPath	TestPSR
3	583 Analog	AnalogPath: 1	Analog: 1
4	584 AnalogValue	(null)	(null)
5	585 AnalogValue	(null)	(null)
6	586 Analog	AnalogPath: 2	Analog: 2
7	587 AnalogValue	(null)	(null)
8	588 AnalogValue	(null)	(null)

Abbildung 9: Tabelle IDENTIFIEDOBJECT

Mittels des entwickelten Webservice sollten 2 Messungen mit jeweils 2 zugeordneten Messwerten in der Datenbank erstellt werden. Die eine Messung sollte einem neuen Terminal und die andere einer neuen PowerSystemResource zugeordnet sein. Um dies umzusetzen wurde beim Client eine Message mit dem in Abbildung 8 zu sehendem Aufbau erstellt und an den Webservice gesendet. Um Daten einzulesen, musste das *Verb* auf *CREATE* gesetzt werden.

Abbildung 9 zeigt die 8 Einträge in der Tabelle *IDENTIFIEDOBJECT*. Da fast jede CIM-Klasse von der obersten Superklasse *IdentifiedObject* erbt ist grundsätzlich jedes mit dem CIM erstellte Objekt ebenso ein *IdentifiedObject* und besitzt damit eine *MRID*, d.h. eine Nummer die das Objekt (den Eintrag) eindeutig identifiziert (*Primärschlüssel*). Die Spalte *DTYPE* beinhaltet zu welcher Klasse das Objekt/der Eintrag ursprünglich zugeordnet ist. In

den entsprechenden Tabellen befinden sich die eigentlichen Messdaten. Zu sehen ist dies in Abbildung 11. Die *AnalogValues* sind der dazugehörigen Analog-Messung in der Spalte *ANALOG\_CID* über einen Querverweis auf deren *Primärschlüssel (MRID)* zugewiesen. Auf diese Art werden Assoziationen in einer relationalen Datenbank umgesetzt.

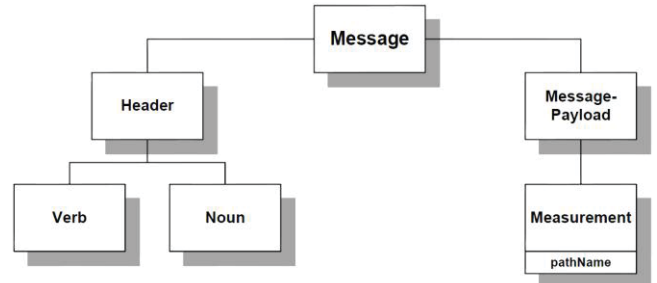


Abbildung 10: Test-Message zum Auslesen

Spalten	Daten	Constraints
MRID	683	0 0 0
MRID	686	0 0 0

Spalten	Daten	Constraints	Zugriffsberechtigung
MRID	VALUE	ANALOG_CID	
1	687	1	686
2	685	2	683
3	684	1	683
4	688	2	686

a) Tabelle ANALOG

b) Tabelle ANALOGVALUE

Abbildung 11: Analog-Einträge mit zugeordneten Messwerten (AnalogValues)

Das Auslesen von Daten erfolgt über vom Client abgesendete Messages mit dem in Abbildung 10 dargestellten Aufbau. Das *Verb* muss dabei auf *GET* gesetzt werden, im *Noun* wird festgelegt um welche Messart es sich handelt. Über den *pathName* wird das gesuchte Objekt in der Datenbank lokalisiert und mitsamt allen Attributen und Assoziationen in einer Message vom Webservice an den Client zurückgesendet. Das *Verb* wird dabei vom Webservice auf *REPLY* gesetzt, womit dem Client ein erfolgreiches Auslesen bestätigt wird. Falls das Objekt mit dem gesuchten *pathName* in der Datenbank nicht vorhanden ist wird eine leere Message mit auf *CANCELED* gesetztem *Verb* zurückgesendet.

REFERENCES

- [1] IEC. Anwendungsprogrammchnittstelle für Netzführungssysteme - Teil 301: Allgemeines Informationsmodell (CIM), Basismodell(IEC 61970-301:2003). DIN EN 61970301:2004, 11/2004.
- [2] IEC. Integration von Anwendungen in Anlagen der Elektrizitätsversorgung - Systemschnittstellen für Netzführung - Teil 3: Schnittstelle für Netzbetriebsarten (IEC 61968-3:2004). DIN EN 61968-3, 03/2005.
- [3] Dr. Alan W. McMorran. An Introduction to IEC 61970-301 and 61968-11: The Common Information Model. Institute for Energy/Environment, Department of Electronic and Electrical Engineering, University of Strathclyde, Glasgow, UK, 01/2007.
- [4] Mathias Uslar. Das CIM als Integrationsstandard für Versorger. OFFIS Institut für Informatik, Oldenburg.
- [5] EAI – Enterprise Application Integration. SOFTWARE RING eG, Erlangen, 09/2006.
- [6] Mathias Uslar and Fabian Grüning. Zur semantischen Interoperabilität in der Energiebranche: CIM IEC 61970. Wirtschaftsinformatik, 49(4), Vieweg Verlag, 9/2007.

# Dynamische Berechnung ausgedehnter Netze mittels Kontinuitätsverfahren

Daniel Martschoke

Technische Universität Ilmenau  
 Fachgebiet: Elektrische Energiesysteme  
 Ilmenau, Germany  
 daniel-maik.martschoke@tu-ilmenau.de

**Abstract**— Conventional methods for load flow calculation like Newton-Raphson have all assumptions as steady state of the considered system and a slack node. This paper presents a novel method for dynamic load flow calculations not having those limitations. It is based on detailed description of each electrical component by differential equations. Because of its uncoupling specifications and realistic calculated signals this method keeps its performance also by calculating extended grids. To show advantages against common used methods a comparison is made. There is a detailed comparison of simulation results with Newton-Raphson-Method. Finally a prospect of the upcoming steps by describing additional electrical components is made.

**Index Terms**— Power Flow Calculation, Newton-Raphson, dynamic simulation, Continuous System Modelling Program (CSMP), Electromagnetic Transients Program (EMTP)

## I. EINLEITUNG

Schon seit der Errichtung erster elektrischer Übertragungsnetze bestand der Wunsch, diese zu berechnen und Vorhersagen zu treffen. Aufgrund der anfänglich händischen Netzrechnungsverfahren wie die Knotenspannungsanalyse, waren die Anwendungen zu Beginn der Elektrifizierung für derartige Berechnungen auf die Ausbauplanung und Schalthandlungen beschränkt. Erst 1956 wurde von Ward und Hale das erste Computerprogramm nach dem Stromiterationsverfahren beschrieben und 1961 wendete van Ness erstmals das Newton-Verfahren an. Mit den neuen Möglichkeiten konnten erstmals Aufgaben wie Kraftwerkeinsatzplanung und Zustandsschätzungen bewältigt werden. Dies führte zu einer flächendeckenden höheren Zuverlässigkeit der Energieversorgung, wie sie für Hochtechnologie-Industrie notwendig ist.

Die heutige Entwicklung der Energienetze führt zu neuen Herausforderungen. Zum einen werden die Netze zu immer größeren Verbundsystemen zusammengeschaltet, wodurch neue Phänomene wie Inter-Area-Oszillationen auftreten. Weiterhin ist der zunehmende Ausbau erneuerbarer Energien eine Herausforderung für die Leistungs-Frequenz-Regelung und damit für die Netz- und Versorgungssicherheit. So meldet beispielsweise der Netzbetreiber Tennet, dass die Anzahl der Eingriffe nach §13 EnWG in den letzten Jahren extrem angestiegen ist [1]. Es gibt außerdem Überlegungen, interkontinentale Supergrids zu errichten, um Schwankungen erneuerbarer Energien auszugleichen bzw. diese überhaupt von ökonomisch sinnvollen Regionen zu den Verbrauchern zu bringen [2][3].

Dies führt zu der zentralen Forderung, immer größere Netze schneller zu berechnen.

Andererseits finden auch eine zunehmende Anzahl neuer Betriebsmittel Einzug in das Verbundsystem. Im privaten und gewerblichen Bereich wird eine zunehmende Anzahl an Schaltnetzteilen, Frequenzumrichtern und zunehmend auch Elektroautos eingesetzt, während im Energiebereich zunehmend FACTS und Hochspannungsgleichstromübertragungen eingesetzt werden. Dies führt zu neuen Problemen wie Oberwellen, Unsymmetrien, Ströme im Neutralleiter und Flicker, die mit den bisherigen iterativen Verfahren nicht beschrieben werden können.

Die zuletzt erwähnten Phänomene würden eigentlich eine dynamische Simulation erfordern, deren Rechenaufwand aber im extremen Gegensatz zur ersten Forderung nach schnellerer Berechnung steht. Der Rechenaufwand lässt sich zwar bedingt durch leistungsfähigere Hardware wie Parallelcomputer kompensieren, allerdings ist dem Grenzen gesetzt, da der Kommunikationsaufwand stark ansteigt. Das führt dazu, dass die Echtzeitfähigkeit mit zunehmender Anzahl an Operationen nicht aufrecht erhalten werden kann.

Die Frage ist nun, wie ein Verfahren für die Simulation elektrischer Energienetze aussehen könnte, welches eine Brücke zwischen der Geschwindigkeit iterativer Verfahren und der Dynamik auf Differentialgleichungen basierender Methoden bildet. Bevor das neue Verfahren in diesem Artikel vorgestellt wird, soll der nächste Abschnitt einen Überblick über die derzeit verwendeten Verfahren geben.

## II. STAND DER TECHNIK

Wie alle Systeme, die sich durch gekoppelte lineare Differentialgleichungen beschreiben lassen, können elektrische Energiesysteme sowohl stationär als auch dynamisch simuliert werden. Dynamische Simulationen sind durch eine explizite Zeitabhängigkeit der Modelle charakterisiert, so dass es dabei auch zu schnellen Änderungen der Zustandsgrößen kommen kann. Dagegen sind stationäre Simulationen dadurch ausgezeichnet, dass keine explizite Zeitabhängigkeit im Modell vorkommt, obgleich Parameter von der Zeit abhängen können. Eine derartige Simulation ist nur dann möglich, wenn im System keine Dynamik mehr vorliegt, wobei dies auch als „Eingeschwungener Zustand“ bezeichnet wird. Eine weitere Möglichkeit ist die quasistationäre Simulation, die häufig bei elektrischen Energienetzen Anwendung findet. Dabei wird in bestimmten Zeitabständen bei zeitlich veränderlichen Eingangsgrößen das System stationär gelöst und erhält somit bei hinreichend kleinen Zeitschritten hinreichend stetig veränderliche Ausgangsgrößen. Voraussetzung dafür sind *langsam* veränderliche Grö-

ben. Abb. 1 gibt einen Überblick über die verwendeten Verfahren.

Als quasistationäres Simulationsverfahren soll im Folgenden der Newton-Raphson Algorithmus (NR) beschrieben werden, da dieser weit verbreitet ist und in vielen Tools der elektrischen Energiesysteme Anwendung findet. Dieses soll ebenfalls als Referenzverfahren dienen und wird im späteren Verlauf zu Vergleichen herangezogen.

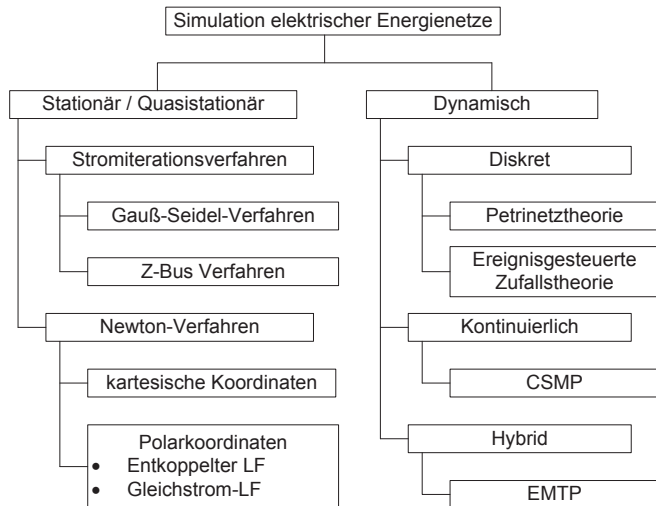


Abb. 1: Übersichtsgraphik Simulationsverfahren[4],[5]

Der Newton-Raphson-Algorithmus ist ein gradientenorientiertes Verfahren, welches in der numerischen Mathematik zur Berechnung von Nullstellen nichtlinearer Funktionen dient. Die mathematische Herleitung ist in diversen Lehrbüchern (z.B. [4][6]) zu finden.

Im Wesentlichen wird ausgehend von einem Startpunkt die Tangente der Funktion gebildet, wobei der Funktionswert der Nullstelle der Tangente den nächsten Punkt bildet.

Dieses Prinzip lässt sich auf mehrere Dimensionen erweitern. Statt einer Ableitung erhält man dann eine Jakobimatrix, die im Fall der polaren Koordinaten der elektrischer Energienetze aus vier Matrizen besteht, deren Elemente sich wie folgt berechnen:

$$h_{ik} = \frac{\partial p_i}{\partial \delta_k} \quad m_{ik} = \frac{\partial q_i}{\partial \delta_k} \quad n_{ik} = \frac{\partial p_i}{\partial u_k} \quad l_{ik} = \frac{\partial q_i}{\partial u_k} \quad (2.1)$$

Wobei p und q Wirk- und Blindleistung und u und δ Betrag und Winkel der Spannung sind.

Daraus kann die Iterationsvorschrift erstellt werden:

$$\begin{pmatrix} \Delta \delta_{v+1} \\ \Delta u_{v+1} \end{pmatrix} = -J_v^{-1} \begin{pmatrix} \Delta p_v \\ \Delta q_v \end{pmatrix} \quad (2.2)$$

Der große Vorteil des NR-Algorithmus ist dessen quadratische Konvergenz, was zu enormen Geschwindigkeiten und Genauigkeiten bei der stationären Systemanalyse führt. Nachteilig ist vor allem die starke Abhängigkeit vom Startwert sowie mögliche Instabilitäten durch Attraktoren. Nichtlinearitäten und Erdfehler können nicht abgebildet werden.

Weiterhin sind auf Continuous System Modelling Program (CSMP) basierende Verfahren zu erwähnen. Diese beruhen auf der mathematischen Lösung von linearen Differentialgleichungssystemen, wie sie auch in Energienetzen vorkommen, und können daher für eine kontinuierliche dynamische Simulation eingesetzt werden. Simulatoren, die das Runge-Kutta-Verfahren anwenden, arbeiten sehr genau, sind auch echtzeitfähig, aber beherrschen nur wenige Knoten (z.B. Real Time Digital Simulators RTDS[6]).

### III. BESCHREIBUNG EINES ALTERNATIVEN VERFAHRENS

Alle Verfahren, die im 2. Abschnitt genannt wurden, haben eine Gemeinsamkeit: Sie gehen von einer instantanen Ursache-Wirkung-Beziehung über das gesamte zu berechnende Netzwerk aus (Newtonsche Mechanik), auch wenn bei manchen Verfahren Laufzeitunterschiede eingebaut werden. Dies bedeutet, dass jede Ursache-Wirkung-Kombination aller Elemente des Netzwerkes untersucht werden müssen, was zwangsläufig zu einem quadratischen Anstieg der Rechenoperationen bei linear anwachsenden Elementzahlen führt.

Ein alternativer Ansatz, um die in Abschnitt 1 beschriebene Forschungsfrage zu lösen, ist es, die Energienetze bei hinreichender Größe relativistisch zu entkoppeln. Weiterhin ist es für die gewünschte Dynamik notwendig, Differentialgleichungen aufzustellen und diese zumindest lokal begrenzt zu integrieren.

Im Folgenden wird nun das Kontinuitätsverfahren (KV) beschrieben, welches auf diesem Ansatz basiert und ist damit mit dem Electromagnetic Transients Program (EMTP) [5] verwandt ist.

#### A. Physikalische Grundlagen des Kontinuitätsverfahrens

Nach G. Kirchhoff ist die Summe der Zweigströme, die in einem Knoten münden, gleich Null. Dies ist gleichbedeutend mit der Aussage, dass es keine Quellen für eine Stromdichte gibt.

$$\vec{\nabla} \cdot \vec{J} = 0 \quad (3.1)$$

Der Ansatz dieses Verfahrens basiert auf einer dynamischen Verletzung des Kirchhoff'schen Knotensatzes, indem die Gl. 3.1 zur Kontinuitätsgleichung erweitert wird, indem man eine zeitliche Änderung der Raumladungsdichte zulässt:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \vec{\nabla} \cdot \vec{J} = 0 \quad (3.2)$$

Die kontinuierliche Ladungsverteilung lässt sich durch räumliche Integration der Gl. 3.2 in diskrete Elemente abstrahieren:

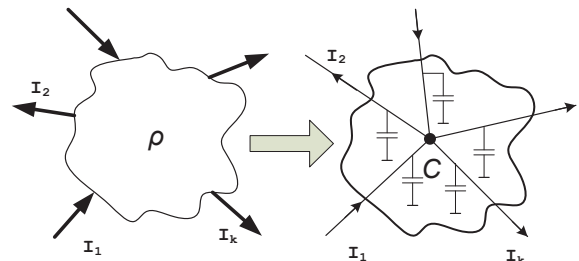


Abb. 2: Überführung der kontinuierlichen Ladungsverteilung in diskrete Kapazitäten

Die Größe einer Knotenkapazität lässt sich im einfachsten Fall aus dem linearen Leitungsersatzschaltbild der Leitungen ableiten, die in den betreffenden Knoten münden.

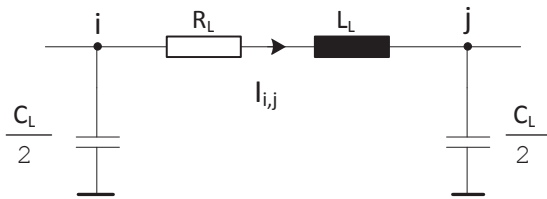


Abb. 3: Ersatzschaltbild einer Leitung

Für genauere Beschreibung der Leitungen kann das Modell in einen Kettenleiter erweitert werden. Es ergibt sich nach Integration und der Beziehung  $C=Q/U$ :

$$\frac{\partial U_j}{\partial t} = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^n \frac{I_{k,j}}{C_{L,k}} \quad (3.3)$$

Weiterhin folgt aus dem ohmschen Gesetz der stationäre Leitungsstrom zwischen zwei Knoten:

$$I_{i,j} = (U_i - U_j) \cdot R_L^{-1} \quad (3.4)$$

Um dynamische Einschwingprozesse zu berücksichtigen, muss die Leitungsinduktivität durch das Induktionsgesetz

$$U_L = L_L \cdot \frac{dI_{i,j}(t)}{dt} \quad (3.5)$$

berücksichtigt werden. Aus dem Maschensatz der Leitung in Abb. 3 ergibt sich unter Einbeziehung der Gl. (3.4) und (3.5) folgende Differentialgleichung:

$$\frac{\partial I_{i,j}}{\partial t} = \frac{(U_i - U_j) - I_{i,j} \cdot R_L}{L_L} \quad (3.6)$$

Aus den Gl. (3.3) und (3.6) entsteht ein gekoppeltes System linearer Differentialgleichungen, dessen Ordnung aus der Summe von Leitungen und Knoten bestimmt wird. Es ist allerdings möglich, diese Differentialgleichungen entkoppelt zu berechnen, wenn diese in arithmetische Gleichungen unter Verwendung kleiner Zeitschritte  $\Delta t$  umgewandelt und anschließend numerisch integriert werden:

$$U_{j,neu} = U_j + \sum_{k=1}^n \frac{I_{k,j}}{C_j} \cdot \Delta t \quad (3.7)$$

$$I_{ij,neu} = I_{ij} + \frac{(U_i - U_j) - I_{i,j} \cdot R_L}{L_L} \cdot \Delta t \quad (3.8)$$

Auf die Wahl der Zeitschritte zur relativistischen Entkopplung des Netzes wird im Abschnitt 5 eingegangen.

### B. Algorithmische Umsetzung des Kontinuitätsverfahrens

Aus den beschriebenen physikalischen Grundlagen lässt sich nun zur Berechnung eines elektrischen Netzes folgender Iterationsalgorithmus aufbauen:

Die in Abb. 4 dargestellten Prozeduren werden nun im Einzelnen erläutert.

- Anpassung der Parameter: Hier können Modellparameter, die explizit von den Zustandsgrößen oder der Zeit abhängen, aktualisiert werden.
- Externe Knotenströme ermitteln: In diesem Schritt werden die Betriebsmittelmodelle simuliert, deren Ausgangsgrößen Ströme sind, die von außen her in einen Netzknoten eingekoppelt werden.

- Leitungsströme berechnen: Es werden je nach verwendetem Leitungsmodell die Ströme nach Gl. 3.8 errechnet.
- Knotenspannungen errechnen: Es wird ein Integrations-schritt nach Gl. 3.7 durchgeführt, um die Knotenspannungen zu bestimmen.

In Abb. 6 ist dargestellt, welche Ein- und Ausgangsgrößen die Betriebsmittelmodelle bei deren Einbindung aufweisen sollten.

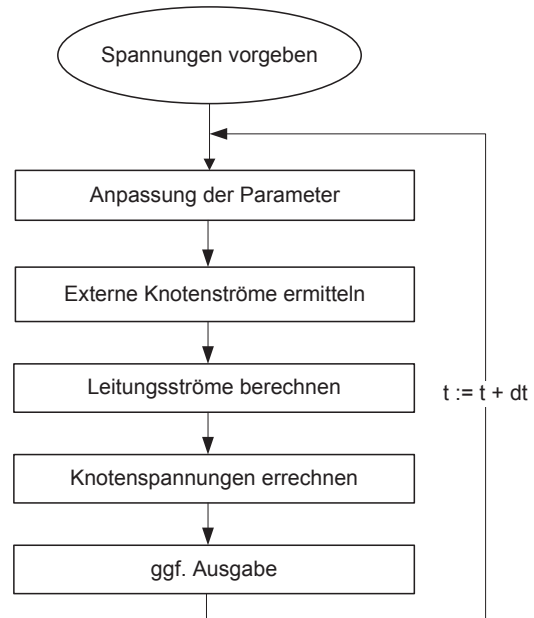


Abb. 4: Iterationsvorschrift Kontinuitätsverfahren

Bei der Modellierung ist weiterhin zu beachten, dass Drehstromelemente stets dreiphasig einschließlich Erd- und Neutraleiter modelliert werden müssen. Der Knoten Null wird dann definitionsgemäß auf die unendlich ferne Erde gesetzt.

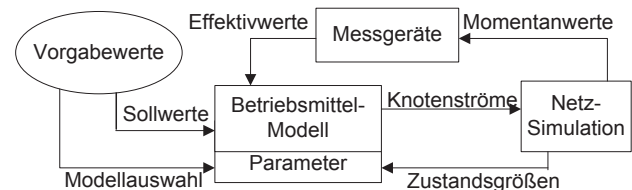


Abb. 5: Einbindung von Betriebsmitteln

## IV. VERFAHRENSVERGLEICH DURCH SIMULATION

Zur Gegenüberstellung des Kontinuitätsverfahrens zum Newton-Raphson-Algorithmus wird ein kleines Multi-Terminal HGÜ-Netz mit sechs Umrichterstationen simuliert, welches eine Ausdehnung von 500x500 km<sup>2</sup> hat. Jede dieser Umrichterstationen basiert auf VSC-Technologie und verfügt über eine integrierte individuelle Leistungsregelung zur Spannungsstabilisierung.

Im Folgenden werden nun die Spannungsverläufe des exemplarisch gewählten Umrichters 2 gegenüber gestellt, die in den verschiedenen Verfahren simuliert wurden. Das Ereignis, welches abgebildet wurde, ist, dass sich die Leistungssollwerte bei  $t = 0s$  von Null auf die in Tab. 1 eingetragenen Werte sprunghaft ändern.

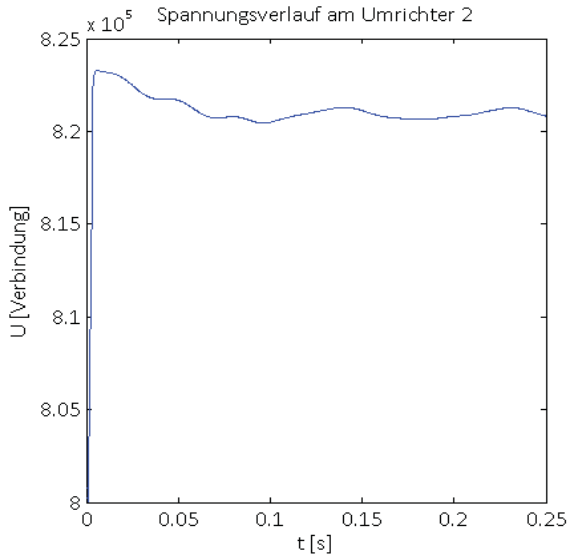


Abb. 6: U(t)-Verlauf des Umrichters 2 (KV)

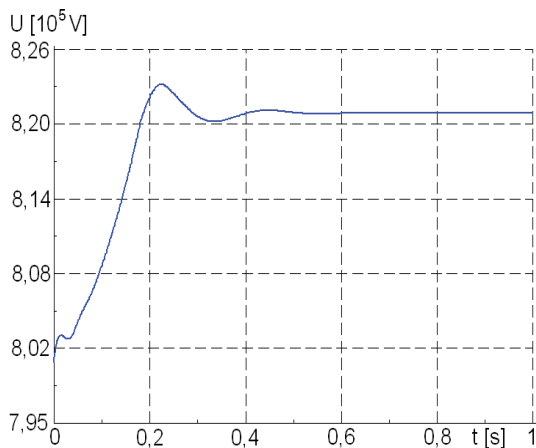


Abb. 7: U(t)-Verlauf des Umrichters 2 (NR-Algorithmus)

TAB. 1: VERGLEICH STATIONÄRER ENDWERTE IN MW

	vorgegebene Sollwerte	KV (Matlab) nach 0,1s ohne Induktivitäten	NR-Algorithmus nach 15s
Umrichter 1	1700	1357,3	1332,5
Umrichter 2	1500	1103,9	1096,9
Umrichter 3	300	300	300
Umrichter 4	-1200	-1200	-1199,8
Umrichter 5	-1000	-1000	-999,8
Umrichter 6	-500	-500	-499,9

Zunächst ist zu sagen, dass sich die Kurven in der Form (Ansteigen, Überhöhung, Abflachung) grundsätzlich ähneln. Der erste Unterschied ist in der Steilheit des Spannungsanstiegs zu erkennen. Ein derartig steiler Anstieg, wie er in Abb. 6 zu erkennen ist, führt zu einer Verletzung der quasistationären Bedingung des NR-Verfahrens, was sich in einem Zusammenbruch der Simulation äußert. Dies hat zur Folge, dass in der 2. Simulation (Abb. 7) ein anderes Betriebsmittelmodell verwendet wurde, welches durch eine genauere Regelung mit größeren Zeitkonstanten charakterisiert ist.

Weiterhin ist zu erkennen, dass in Abb. 6 Schwingungen im Bereich von zehntel Sekunden überlagert sind. Diese resultieren aus der Anregung der verschiedenen Schwingungsmoden des Netzes durch den starken Anstieg der Leistung. Diese Effekte sind in der Form nur schwer im NR-Verfahren abbildbar.

Die stationären Endwerte unterscheiden sich kaum.

## V. BEWERTUNG DER LÖSUNG UND DISKUSSION DER ERGEBNISSE

### A. Fehler durch Laufzeitunterschiede

Das Kontinuitätsverfahren setzt mit der entkoppelten Berechnung voraus, dass Berechnungen der Wirkungen von räumlich weit voneinander entfernten Punkten nicht ausgeführt werden müssen. Diese Annahme hat ihre Berechtigung, da bedingt durch die endliche Ausbreitungsgeschwindigkeit von Informationen (spezielle Relativitätstheorie) diese Punkte bei hinreichend kleinen Zeitdifferenzen nicht im Minkowski-Kegel liegen. Eine Verletzung dieser Annahme führt zu einem systematischen Fehler wird, der umso geringer wird, je kleiner die Schrittweite gewählt wird und verschwindet bei

$$\Delta t \leq \frac{l}{c} \tag{5.1}$$

gänzlich. Zu kleine Zeitschritte führen nur zu geringen Problemen diesbezüglich, da diese durch die Trägheit der Leitungsmodelle kompensiert werden.

Eine kleine Beispielrechnung: Eine Simulation im Energiebereich gilt als echtzeitfähig, wenn diese Ergebnisse mit 20 kHz ausgeben kann, was zu einer Zeitschrittweite von 50 µs führt. Die Ausbreitungsgeschwindigkeit elektromagnetischer Wellen in Freileitungen beträgt üblicherweise 200.000 km/s. Dies führt zu einer optimalen Leitungslänge von 10 km und liegt damit in Größenordnungen des Mittelspannungsnetzes.

### B. Grenzen und Genauigkeit des Verfahrens

Eine dynamische Simulation des Netzes wird dadurch erreicht, dass die quasistationären Eigenschaften des Netzes auf die Verbindungen reduziert werden. Jedes Knoten-Leitungspaar ist ein schwingungsfähiges System mit Kopplungen an benachbarte Glieder. Daraus folgt, dass es nicht möglich ist, das Phänomen einer Wellenausbreitung und deren Reflexionen entlang einer Leitung abzubilden. Es werden dann mindestens drei Elemente benötigt, um einfache Effekte dieser Art sichtbar zu machen. Grundsätzlich wäre es möglich diese Phänomene einer einzelnen Leitung darzustellen; dazu müsste diese allerdings zu einem Kettenleiter um die entsprechende Anzahl an Stützstellen als Knoten erweitert werden und die Zeitschrittweite muss dann reduziert werden.

Daraus folgt außerdem ein Fehler, der umso größer ist, je größer die relative Spannungsänderung zweier benachbarter Knotenpunkte während eines Zeitschrittes ist. Zu kleine Leitungskapazitäten können zu großen Spannungsänderungen führen, woraus die Gefahr der Instabilität der Simulation durch Ungenauigkeiten resultiert. In einem solchen Fall muss entweder die Schrittweite angepasst werden oder das Netz durch zusätzliche Elemente aktiv stabilisiert werden. Eine Kapazität von Null ist nicht zulässig.



C. Eigenschaften des Kontinuitätsverfahrens im Vergleich zum NR-Algorithmus

Ein wesentlicher Vorteil besteht im linearen Anstieg der Rechenoperationen zur Netzgröße durch relativistische Entkopplung. Im Folgenden wird zu dieser Thematik ein Rechenbeispiel gezeigt.

Als Beispiel wird ein Netz gewählt, welches doppelt so viele Leitungen wie Knoten enthält. Dieses Netz soll in Echtzeit berechnet werden. Durch Auszählen der Operationen in den Algorithmen erhält man je nach Modell etwa folgenden Zusammenhang von Rechenoperationen ( $a$ ) je Iterationsschritt in Abhängigkeit der Knotenzahl ( $n$ ).

$$\text{NR: } a = 4n^2 + 10n + 10$$

$$\text{KV: } a = 96n + 40$$

Sollen vergleichbare Ergebnisse erzielt werden, so werden bedingt durch Momentanwerte im KV 20000 Rechenschritte / sek benötigt, während der NR nur 100 Rechenschritte / sek zu je 4 Iterationen benötigt.

In Abb. 8 erkennt man, dass für diesen Fall ab ca. 1200 Knoten das KV bezüglich der erforderlichen Rechenoperationen pro Sekunde vorteilhafter ist.

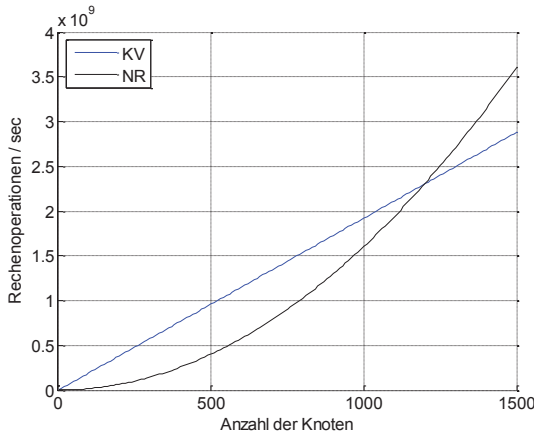


Abb. 8: Vergleich der benötigten Rechenleistung

Ein weiterer großer Vorteil ist, dass kein Slackknoten erforderlich ist und somit nicht gezwungen wird, die Betriebsführung vorher festzulegen.

Ferner ist es ohne weiteres möglich, den Rechenaufwand auf mehrere Prozessorkerne aufzuteilen, da sich das Netz einfach in verschiedene Teilbereiche aufteilen lässt, die dann unabhängig voneinander berechnet werden können. Anschließend müssen die Ränder der Zonen nach jedem Zeitschritt abgeglichen werden. Auch lassen sich die Betriebsmittel separat berechnen.

In Tab. 2 sind die beiden simulierten Verfahren in ihren Eigenschaften gegenübergestellt. Es sei allerdings anzumerken, dass die Phänomene, die durch das Newton-Raphson-Verfahren von Natur aus nicht abbildbar sind, dennoch durch programmtechnische Operationen beherrscht werden könnten.

TAB. 2: EIGENSCHAFTEN DER SIMULATIONSVERFAHREN

Eigenschaft	NR-Verfahren	Kontinuitätsv.
Rechenaufwand proportional zu	(Knoten) <sup>2</sup>	Verbindungen
statische Leistungsflussberechnung	sehr schnell, Kovergenz nicht immer gegeben	langsam, iteriert immer
dynamische Leistungsflussberechnung	nur quasistationär	gut
Genauigkeit	hoch	beliebig
Slackknoten	notwendig	nein
Multicore-Fähigkeit	nein	ja
unsymmetrische Netze	(nein)	ja
Maschinenmodelle	(ja)	ja
Erdströme	(nein)	ja
Nichtlinearitäten	nein	ja
Oberwellen	nein	ja
Wanderwellen	nein	ja
Netzaufspaltung	problematisch	ja
Stabilitätsprobleme:	singuläre Matrizen Attraktoren	bei zu kleinen Kapazitäten

D. Verbesserungsmöglichkeiten

In den Gl. 3.7 und 3.8 wird die einfachste Variante der numerischen Integration angewendet. Es existieren verbesserte Integrationsverfahren [5], [7]. Es ist zu erwarten, dass sich die Geschwindigkeit bis zur 4. Ordnung (Simson) erhöhen ließe, weil zunächst durch die zusätzliche numerische Genauigkeit die Zeitschrittweite größer gewählt werden könnte.

Weiterhin ist das Leitungsmodell um die Querleitwerte zu erweitern.

VI. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

In diesem Paper wird gezeigt, dass das vorgestellte Kontinuitätsverfahren das Potential hat die Lücke zwischen quasistationärem Newton-Raphson-Algorithmus und auf CSMP-basierenden dynamischen Verfahren zu füllen und erfüllt damit die Anforderungen der Forschungsfrage: Es kann große Netze sowohl detailliert als auch dynamisch in zufriedenstellender Zeit simulieren. Bisher sind für dieses Verfahren Leitungen und Knoten für Gleich- und Drehstromnetze ausreichend gut simuliert. Für die Zukunft müssen diese noch um die Betriebsmittelmodelle wie Generatoren, Turbinen und Einrichtungen zur aktiven Regelung erweitert werden.

QUELLEN

- [1] Loske, Annette; Bier, Christoph: Netzstabilisierende Beiträge der Industrie, et, 10.2010
- [2] European Commission, "Green Paper on Energy Efficiency," Brussels 22.06.2005, Document number: 52005DC0265
- [3] M. Amin, "Powering the 21st century, we can- and must - modernize the grid", IEEE-USA Today's Engineer Online, March 2005.
- [4] Oswald: Netzberechnung, VDE-Verlag GmbH, Berlin, 1992
- [5] Miri, Amir M.: Ausgleichsvorgänge in Elektroenergiesystemen; Springer Verlag, Berlin, 2000
- [6] Li Qi; Woodruff, S.; Steurer, M: Study of Power Loss of Small Time-Step VSC Model in RTDS; Center for Adv. Power Syst., Florida State Univ., Tallahassee, FL; iee, 2007
- [7] Bonstein; Semendjajew: Taschenbuch Mathematik. Harri-Deutsch, Frankfurt a. M., 2005

# Comparison of EMD and LMD Techniques and their Application in Analyzing Oscillation Signals

Dawei Ding

Institute of Energy Systems, Energy Efficiency  
and Energy Economics TU-Dortmund  
Dortmund, Germany  
dawei.ding@tu-dortmund.de

Christian Rehtanz, *Senior Member, IEEE*

Institute of Energy Systems, Energy Efficiency  
and Energy Economics TU-Dortmund  
Dortmund, Germany  
christian.rehtanz@tu-dortmund.de

**Abstract**— Two decomposition techniques and four instantaneous parameters calculation methods are compared in this paper. Firstly, Empirical Mode Decomposition (EMD) in Hilbert Huang Transform (HHT) and Local Mean Decomposition (LMD) are introduced. Then according to the decomposition result of EMD, three instantaneous parameters calculation methods, including the Hilbert Transform (HT), Normalized Hilbert Transform (NHT) and Normalized Direct Quadrature, are proposed and their performance are compared. Next, the NHT, NDQ and Direct Method (DM) are employed to calculate the instantaneous frequency based on the frequency pare of the LMD. Using the comparison results, the method EMD-NDQ, which integrates the EMD and NDQ, is proposed to analyze the artificial time varying signal and the simulation signal. The advantage of EMD-NDQ is verified by comparing with the classic HHT and LMD-NDQ.

**Index Terms**— HHT; EMD; LMD; Low Frequency Oscillation (LFO); instantaneous parameters;

## I. INTRODUCTION

The measured signal in WAMS was always nonlinear and time varying and this way usually polluted by many kinds of noise. How to extract useful information from vast amounts of data efficiently, to analyze the oscillation mode and evaluate the dynamic operation of power system is one of the areas of interest in the present study.

So far many traditional and burgeoning methods were introduced for LFO signals analysis. These methods are classified into two kinds, linearization methods and non-linearization methods. In general, most of the existing analysis methods are based on the linear analytical algorithms. Many publications have given details on them. Here we focus on nonlinear analysis methods.

To being the principle of non-linearization methods is to analyze the components and distribution in nonlinear signal, according to its time-frequency characters, with effective decomposition tool. In the last decades, Wavelet Transform (WT) and Hilbert-Huang Transform (HHT) have been extensively utilized in LFO signal analysis.

Because of its dynamic capabilities, WT is now widely used in many different research fields. However, it has its own inherent disadvantage as it is hard to set the mother wavelet. An appropriate choice of mother wavelet is so important that it determines directly the success or failure of decomposition.

In the late 90's, Hilbert-Huang Transform (HHT) was proposed for nonlinearity and no stationary signal [1]. The main

process in HHT is Empirical Mode Decomposition (EMD). Prof. A. Messina applied HHT previously to analyze PMU data with HHT [2]. HHT is an emerging algorithm by LFO research.

As it is becoming more popular and the scope of its potential application is becoming more apparent, its faults and advantages have gradually been discovered. With the development of the nonlinear theory, a new method to overcome the difficulty of analyzing on time and frequency in nonlinear and non-stationary signal is proposed [3]. It is named local mean decomposition (LMD) and has attracted gradually more and more attention.

In this paper, we introduce the LMD algorithm into the LFOs analysis. The main content and structure is as follow. In section II, EMD and LMD are described and compared according to the decomposition results. In section III, four instantaneous parameter calculation methods are put forward. In section IV, a simulation mode is used to evaluate the performance of EMD and LMD, which are comprehensively analyzed by both theory and results. Finally, in section V, the conclusions and expectations are presented.

## II. EMD AND LMD

### A. Empirical Mode Decomposition (EMD)

EMD decomposes a complicated signal into a set of intrinsic mode functions (IMF). Each IMF includes a single mode of vibration, which is comprised of mono component wave. Fig.1 shows the processes. With the following sifting process, EMD decomposes an original time series signal into a sum of several different time scales IMFs and one mean trend.

Step 1 Find out all the local maxima and local minima of the primary signal  $X(t)$ .

Step 2 connect each local maxima with cubic spline, so we get the upper envelop  $U_k(t)$ . Similarly, we get the lower envelop  $L_k(t)$  by connecting all the local minima with cubic spline.

Step 3 figure out the mean value  $m_k(t)$  of this two envelops

$$m_k(t) = (u_k(t) + l_k(t)) / 2 \quad (1)$$

Step 4 wipe off the mean value function  $m_k(t)$  form primary signal  $X(t)$ , get  $h_k(t)$ ,

$$h_k(t) = x_{n,k}(t) - m_k(t) \quad (2)$$

Step 5 Repeat steps 1 to 4, and iterate the signal constantly. Check if  $h_k(t)$  measures up to the standards of IMF. Suppose that, we stop the iteration, take the component  $h_k(t)$  out, and save it as the first IMF  $c_1(t)$ , so that

$$c_n(t) = h_k(t) \quad (3)$$

Step 6 deduct all the IMFs from the primary signal, and get a residue  $r_n(t)$ ,

$$r_n(t) = x_{n,k}(t) - c_k(t) \quad (4)$$

Step 7 Check the residue, if it is trend component, stop the calculation. If NO, repeat the step1 to 6, find out other IMFs, until the residue is a monotone function.

Finally, the original signal is decomposed into a sum of IMFs and a trend component,

$$x(t) = \sum_{k=1}^n c_k(t) + r_n(t) \quad (5)$$

Then through HT on each IMF, frequency or energy of the signal and its distributions according to time, are found out.

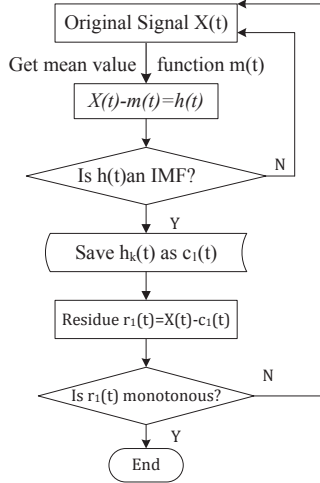


Figure 3. The flow chart of EMD

### B. Local Mean Decomposition (LMD)

The core idea in LMD is to isolate a pure FM signal and an envelope signal from the primary signal. Fig.2 shows the process flow of LMD. Here we explain the LMD method with points of the steps.

Step 1 Find out all the local extreme points  $n_i$  on original signal  $X(t)$ . Determine the mean value of each two adjacent extreme point as a local mean value. Then the local mean value function for a part on signal, such as part  $i$ , is

$$m_i = (n_i + n_{i+1})/2 \quad (6)$$

Connect all the  $m_i$  points with straight lines, smooth the varying continuous curve with moving average (MA). We get the local mean function  $m_{11}(t)$ .

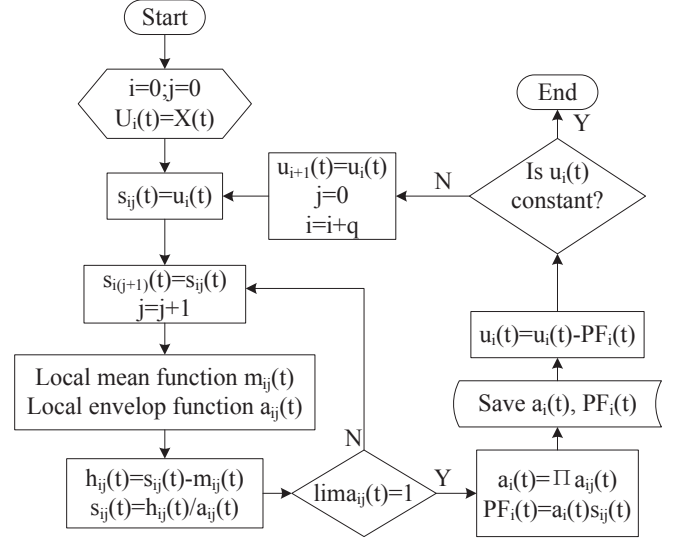


Figure 4. The flow chart of LMD

Step 2 Similar to the step above, the local envelope function can be expressed as

$$a_i = |n_i - n_{i+1}|/2 \quad (7)$$

get the local envelop function  $a_{11}(t)$  also with MA

Step 3 Isolate the local mean function  $m_{11}(t)$  from the original signal,

$$h_{11}(t) = x(t) - m_{11}(t) \quad (8)$$

Step 4 Demodulate  $h_{11}(t)$ , that means  $h_{11}(t)$  is divided by the local envelop function  $a_{11}(t)$ ,

$$s_{11}(t) = h_{11}(t)/a_{11}(t) \quad (9)$$

Repeat Step 1 and 2 on  $s_{11}(t)$ , we get  $a_{12}(t)$ . If  $a_{12}(t) \neq 1$ , repeat step 3 and 4 on  $s_{11}(t)$  until  $a_{12}(t)=1$ , that means  $s_{1n}(t)$  is a pure frequency modulated signal. So, it has

$$\begin{cases} h_{11}(t) = x(t) - m_{11}(t) \\ h_{12}(t) = s_{11}(t) - m_{12}(t) \\ \vdots \\ h_{1n}(t) = s_{1(n-1)}(t) - m_{1n}(t) \end{cases} \quad (10)$$

where,

$$\begin{cases} s_{11}(t) = h_{11}(t)/a_{11}(t) \\ s_{12}(t) = h_{12}(t)/a_{12}(t) \\ \vdots \\ s_{1n}(t) = h_{1n}(t)/a_{1n}(t) \end{cases} \quad (11)$$

Step 5 The envelope signal is the product of all the local envelope functions. This is actually the instantaneous amplitude (IA) of PF1,

$$a_1(t) = a_{11}(t)a_{12}(t) \dots a_{1n}(t) = \prod_{q=1}^n a_{1q}(t) \quad (12)$$

Step 6 The first PF of the original signal  $X(t)$  is

$$PF_1(t) = a_1(t) \cdot s_{in}(t) \quad (13)$$

$s(t)$  is carrier part and  $-1 \leq s(t) \leq 1$ , so instantaneous frequency  $f_1(t)$  can be determined,

$$f_1(t) = d[\arccos(s_{in}(t))]/2\pi dt \quad (14)$$

Step 7 Isolate the first component  $PF_1(t)$  from  $X(t)$ , get a new signal  $u_1(t)$ .

$$u_1(t) = X(t) - PF_1(t) \quad (15)$$

Repeat the processes  $k$  times form  $u_1(t)$  up to  $u_k(t)$ , which is a monotonic function.

$$\begin{cases} u_1(t) = x(t) - PF_1(t) \\ u_2(t) = u_1(t) - PF_2(t) \\ \vdots \\ u_k(t) = u_{k-1}(t) - PF_k(t) \end{cases} \quad (16)$$

Now the original signal is completely decomposed into

$$X(t) = \sum_{p=1}^k PF_p(t) + u_k(t) \quad (17)$$

### C. Comparison

Considering the following LFO signal  $X(t)$ ,

$$X(t) = 15e^{(0.05t)} \cos(4\pi t) + 12e^{(-0.2t)} \cos(1.87\pi t)$$

It contains two oscillation modes: one is the increased oscillation mode and the other is the reduced oscillation mode. By analysis, we can see that, LMD needs shorter time to decompose. But it also has a larger average error rate than EMD. Fig.3 displays the decomposition results.

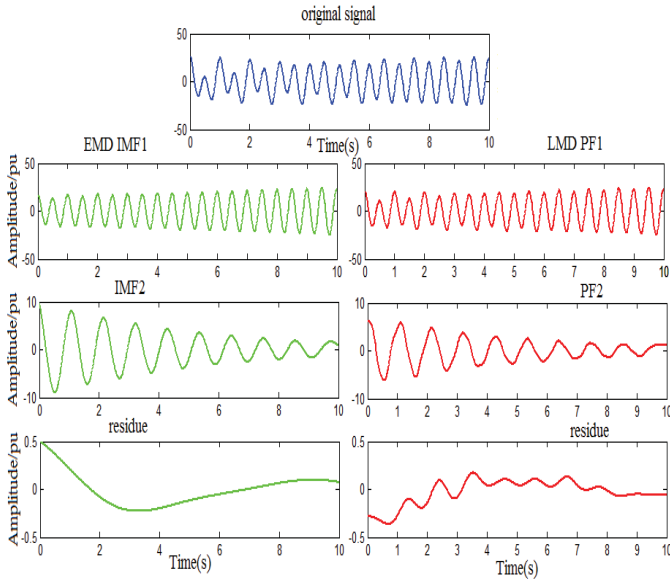


Figure 5. The flow chart of LMD

EMD uses cubic spline. It needs thrice Spline interpolations. LMD applies moving average, which adopts just one. So it has

a shorter operation time but a worse accuracy. This error will be carried over into the next circulation process again, so IMF2 and PF2 show an even bigger error. This effect is reflected more obviously in the LMD. By contrast, the gap between these two is even greater.

Regarding the residues of the two decompositions, they also demonstrate differences. The residue of LMD shows greater oscillation in the middle. Both the curves show end effect, which is behaving more apparent by EMD. In the middle, the curve by EMD becomes more stable and LMD shows some kind of fluctuation. In the cubic spline method, the two end-points are calculated as extreme. Inevitably that leads to end-point effect, which influences even the inner part along with the reiterations. LMD is facing also this issue, but according the termination conditions, LMD needs much less iteration times than EMD, so it has a weaker end effect.

## III. INSTANTANEOUS PARAMETERS

### A. Hilbert Transform (HT)

HT is basis of HHT [1]. Taking an IMF as real part  $X(t)$  and its HT as image part  $Y(t)$ , the plural form of analytic function is then

$$Z(t) = X(t) + iY(t) = a(t)e^{i\phi(t)} \quad (18)$$

This analytic signal represents a time-dependent phasor in the complex plane with amplitude, phase and the instantaneous frequency.

$$\begin{cases} a(t) = \sqrt{X(t)^2 + Y(t)^2} \\ \phi(t) = \arctan(Y(t)/X(t)) \\ f(t) = [d\phi(t)/dt]/2\pi \end{cases} \quad (19)$$

### B. Normalized Hilbert Transform (NHT)

The core of NHT is the normalization on IMF, which is decomposed into envelope parts (AM) and carrier parts (FM) [4]. The processes of NHT are given as follows:

Find out all the local maxima on the absolute value of the given IMF. Construct a Spline Envelope (SE)  $e_i(t)$  through them. Normalize IMF with  $e_i(t)$ , like:

$$f_1(t) = IMF(t)/e_1(t) \quad (20)$$

Repeat this process until all the values on the rest of the curve are less or equal to unity, there should be

$$f_n(t) = \frac{IMF(t)}{e_1(t)e_2(t)\cdots e_n(t)} \quad (21)$$

When, the normalization is complete, envelopes are isolated, it is just the products of the SE

$$A(t) = \frac{IMF(t)}{F(t)} = e_1(t)e_2(t)\cdots e_n(t) \quad (22)$$

$f_n(t)$  is the carrier part and in the range between  $-1$  and  $+1$ , the empirical FM signal is precisely,

$$F(t) = f_n(t) = \cos \phi(t) \quad (23)$$

with HT, we get the phase function and IF

$$\begin{cases} \phi(t) = \arctan(H[F(t)]/F(t)) \\ f(t) = [d\phi(t)/dt]/2\pi \end{cases} \quad (24)$$

### C. Normalized Direct Quadrature Method (NDQ)

This method also bases on the normalization of IMF, but it calculates the IF directly of  $f_n(t)$  with its quadrature function

$$Y(t) = \sqrt{1 - f_n^2(t)} \quad (25)$$

Then the phase and IF could be work out as,

$$\begin{cases} \phi(t) = \arctan(f_n(t)/Y(t)) \\ f(t) = [d\phi(t)/dt]/2\pi \end{cases} \quad (26)$$

### D. Direct Method (DM)

Since ever PF from LMD is yet an AM-FM signal with single component. Its envelope signal  $a(t)$  is meanwhile its IA. Therefore, by means of the frequency modulated signal  $s(t) = \cos(\varphi(t))$ , its IF  $f(t)$  can be found, through its derivative, as  $\varphi(t) = \arccos(s(t))$ . In fact,  $\varphi(t)$  is the phase function of the original function. By taking the derivative of  $\varphi(t)$ , the IF off  $s(t)$ , i.e. the IF of  $PF(t)$ , can be obtained [5].

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{d\varphi(t)}{dt} \quad (27)$$

### E. Performances and Comparison of the Extraction methods

Combining EMD and LMD with different instantaneous parameter calculation methods, a variety of analysis methods are formatted. The decomposed results of EMD and LMD, which have been analyzed in section II, are sequentially employed as the testing signal. Figure 4 shows the IA and IF from IMF1, they are separated through different methods. The left figure displays the IA together. NDQ and NHT use the same Normalization process, so the curves are entirely identical.

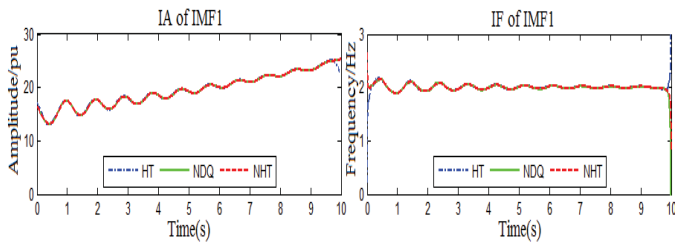


Figure 6. The instantaneous parameters of IMF1

Since the Test signal is a smooth curve, the curve of HT should be a uniform spiral curve. But obvious, cross phenomenon emerged in fact. If the amplitude and the carrier are not completely decomposed, this will bring about a large error in analysis. Thus, by HT, the IA and IF have sharp fluctuations in certain points of detail. Ulterior, IA has a direct relation with damping calculation. Even minor fluctuations here will produce violent effect later. NHT normalizes IMF data before IF calculation, the amplitude component is extracted. It provides localized, more stable and detailed frequency component. However, the increase in values at the beginning and the end is clear. NDQ is completely rid of HT, it has produced the minimum error and assumes a more rule unit circle. Thus we can

summarize, for the test signal, NDQ is a better decomposition method. Especially for IA calculation, the curve here is smooth and won't cause great error by damping calculation.

In the LMD respect,  $a(t)$  is the envelope of PF1 and also its IA. From the left diagram in Fig. 5, we can see the curve of  $a(t)$  is relatively smooth and fits the extreme points well, except in some detail. Moving average caused some distortion.

Here we are concerned more about the IF analysis. The IF from NHT shows major fluctuations, however it is almost always symmetrical oscillating up and down in 2Hz. The IF by DM is smoother in the middle.

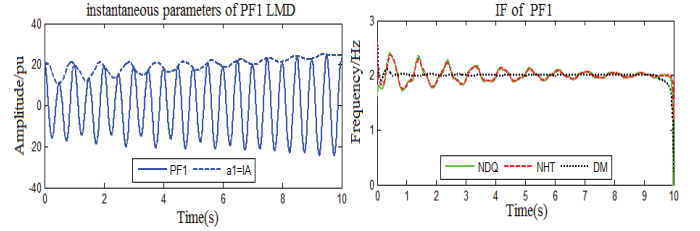


Figure 7. The instantaneous parameters of PF1

## IV. CASE STUDY

The New England (10-machine 39-bus) simulation mode is built in PSASP to test the performance of the proposed hybrid method. The single-line diagram of this mode is depicted in Fig 8.

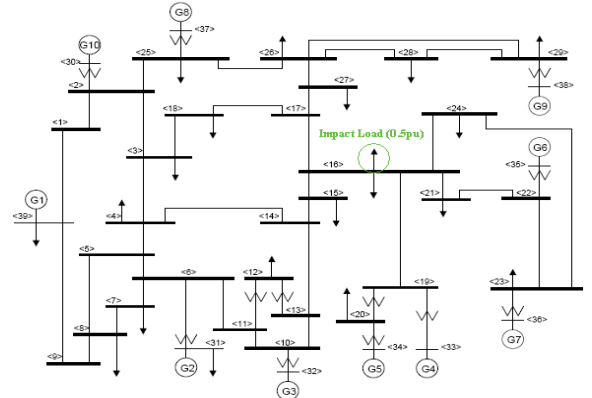


Figure 8. Diagram of New England system

The parameters of other devices are the same as in [6]. There is an impact load (0.5pu) on the bus 16 at 0.1s and lasts for 0.4s. The sampling frequency is 100Hz and the time interval equals to 0.01s. The phase angle trajectory of G5 (subtracts the initial value of each generator) is selected as the study signal and shown in the topside of Fig 9.

We can see that the LMD and the EMD can decompose the measured signal into IMFs and PFs, respectively. Because of the two constraint conditions of IMF, the decomposition of EMD is better than LMD. This phenomenon can be seen from IMF1 and PF1. Therefore, it is necessary to define the strict definitions to the PF in order to improve the decomposition accuracy. In addition, on the same PC, LMD has an advantage in computation time.

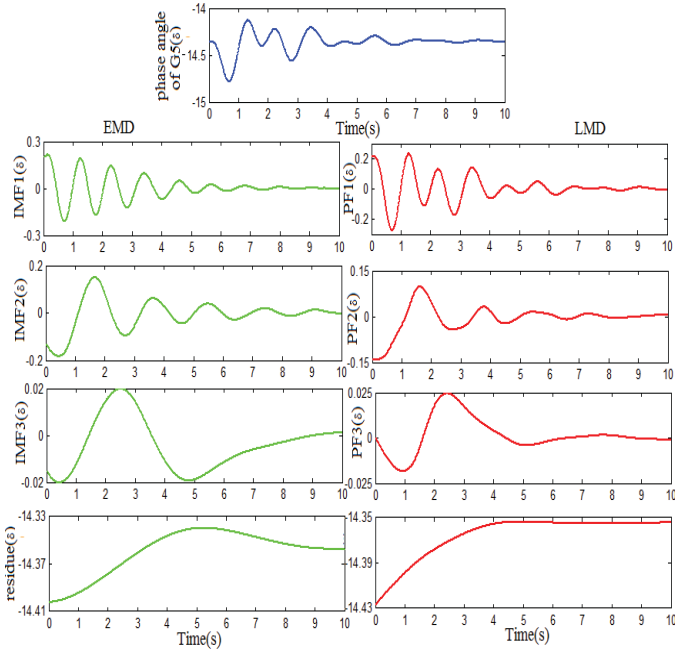


Figure 9. Phase angle trajectory of G5 and decompositions

The value of IMF3 is so small that it can be regarded as the false component. We take the IMF1 and IMF2 as the example. The instantaneous parameters of EMD-NDQ and the classic HHT is compared in Fig 10.

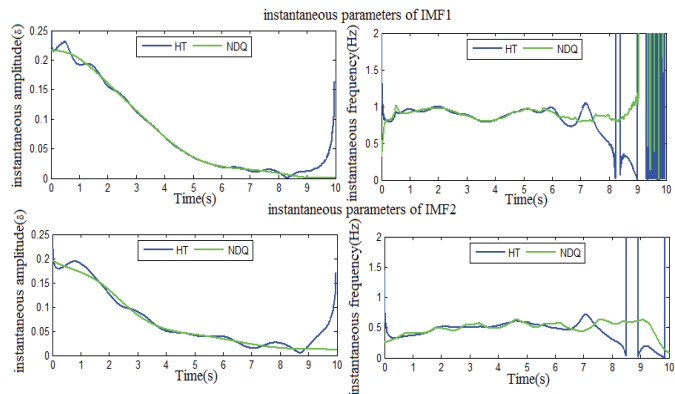


Figure 10. The instantaneous parameters of IMF1 and IMF2

Compared to the classic HHT, EMD-NDQ has obvious advantages in computation accuracy of both IMF1 and IMF2. The results from LMD-NDQ are shown in Fig 11.

The IA of PFs can be got directly from LMD. The IF is calculated based on the FM of PFs and quadrature method. Compared with LMD-NDQ and classic HHT, EMD-NDQ has better performance in computation accuracy.

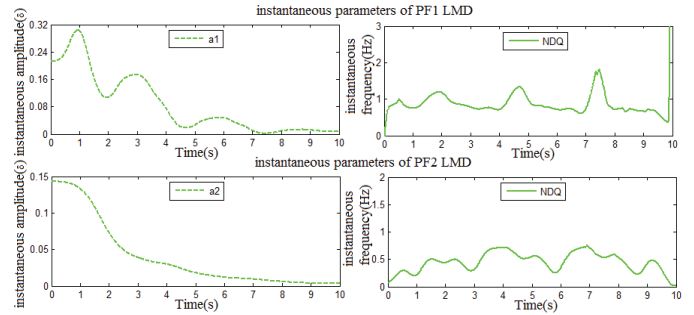


Figure 11. The instantaneous parameters of PF1 and PF2

## V. CONCLUSION

As a rising non-linear non-stationary signal adaptive analysis method, LMD shows its unique properties. It needs shorter running time and less reiteration than EMD. Besides, it has weaker end effect. Simply, its decomposition accuracy is not as high as EMD.

By the extraction of instantaneous parameters, in terms of EMD, the normalization process extracts IA information better than direct HT. By IF calculating, NDQ achieved the best results on the example in this paper, NDQ. By LMD, the IA information is now extracted. DM combines the decomposition characteristics of LMD and produces the best possible results of IF.

However the flaws of LMD are more obvious in the simulation analysis. Its performance and result is not as good as EMD, especially the accuracy of the calculation. This leads us to believe EMD-NDQ is the best method for analysis.

The use of LMD in LFO analysis is just beginning. We believe it demonstrates it has relevance to securing a better understanding of the complexity of the grid. We also believe through its further use and development and improved methods of application it will improve our capability to better understand and resolve the complex issues we face.

## REFERENCES

- [1] Huang N E, Shen Z, Long S R, et al. The Empirical mode decomposition and the Hilbert spectrum for nonlinear and non-stationary time series analysis. Proc. R. Soc. Lond. A, 1998, 454: 903-994
- [2] A. R. Messina, and V. Vittal, Nonlinear, non-stationary analysis of inter-area oscillations via Hilbert spectral analysis, IEEE Trans. Power Syst., vol. 21, pp. 1234-1241, August 2006.
- [3] Jonathan S. Smith. The local mean decomposition and its application to EEG perception data. Journal of the Royal Society Interface, 2005, 2(5): 443-454
- [4] Norden E. HUANG, Zhaohua WU, Steven R. LONG, Kenneth C. ARNOLD, Xianyao CHEN, Karin BLANK, On Instantaneous Frequency, Advances in Adaptive Data Analysis Vol. 1, No. 2 (2009) 177-229
- [5] REN Daqian, YANG Shixi, WU Zhaotong, YAN Gongbiao, Instantaneous frequency extraction method and experiment based LMD, Journal of Zhejiang University (Engineering Science), Vol. 43 No.3, Mar 2009
- [6] G. Mu, K.P Shi, J. An, et al. Signal energy method based on EMD and its application to research of low frequency oscillation. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(19):36-41.

# Multi-scale Transients Simulation of PMSG-based Wind Energy Conversion System

Hua Ye and Kai Strunz

SENSE Laboratory, Department of Energy and Automation Technology  
Berlin University of Technology, Germany  
hua.ye@mailbox.tu-berlin.de

**Abstract**— Multi-scale modeling and simulation is proposed for the permanent magnet synchronous generator (PMSG)-based wind energy conversion system (WECS). The modulation of various transients can be easily achieved using the frequency adaptive simulation of transients (FAST). Therefore, the  $dq$ - and  $abc$ -frames are used to refer the corresponding frequency area defined in the WECS. Then the improvement of conventional control system is presented. Compared with the modeling in PSCAD/EMTDC environment, FAST modeling augments the simulation accuracy and effectiveness of PMSG-based WECS through the studies of wind fluctuation and low voltage ride through (LVRT).

**Index Terms**— permanent magnet synchronous generator (PMSG); multi-scale simulation; frequency adaptive simulation of transients (FAST); control system; low voltage ride through (LVRT)

## I. INTRODUCTION

With increasing penetration of wind energy into the grid utility, a significant testing environment of wind energy conversion system (WECS) is critical for the further design and application. The time scale of various transients of interest in the WECS varies from microseconds to minutes or hours, as depicted in Fig. 1.

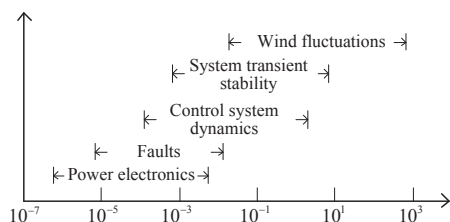


Figure 1. Time frame of various transient phenomena in WECS.

Conventional simulators are used for electromagnetic-transient analysis [1] (Electromagnetic Transients Program, such as PSCAD/EMTDC) as well for power frequency electromechanical transient simulation [2] (such as PSS/E). The former requires the detailed model of specific component such as electronic devices, but it is too time-consuming when studying slow phenomena. The latter use simplified models, which allow fast simulation of the slow phenomena. However, loss of the details of electronic devices may cause simulation inaccuracy.

The method of Frequency-Adaptive Simulation of Transients (FAST) has been developed [3-4] for efficient and accurate simulation of multi-scale transients. It processes analytic signals whose Fourier spectra can be adaptively shifted according to the type of transients. Nowadays, a direct driven permanent magnet synchronous generator (PMSG)-based WECS is becoming more and more favored. Therefore, a multi-scale PMSG-based WECS modeling is of more interest and presented as the contribution of this work.

## II. MODELING HIGHLIGHTS

A typical configuration of PMSG-based WECS unit is illustrated in Fig. 2.

- The aerodynamic and mechanical system (wind speed, wind turbine, wind turbine and PMSG rotors).
- The electrical system (PMSG electromagnetic part, the full back-to-back voltage source converters (VSCs), and DC-link circuit). This subsystem is divided into three parts, which describe different frequency areas [3] indicated by the carrier frequency  $f_c$ .
- The corresponding control systems (generator-side controller, grid-side controller).

As the salient features of this work, the  $dq$ - and  $abc$ -frames are used to refer the corresponding frequency area defined in Fig. 2 for the multi-scale simulation. Then the improvement of conventional control scheme is presented.

### A. $Dq$ -frame Modeling for PMSG and Generator-side VSC

For a large wind farm, the carrier frequencies  $f_r$  of frequency area A existing in different wind power units are not a consistency and vary with a wide range. In addition, some of the machine inductances in  $abc$ -frame are functions of the rotor rotating position and time varying. In order to reduce the complexity of the shifted frequency two-dimensional setting [3] due to  $f_c = f_r$ , the Park transformation is used to refer the machine variables from  $abc$  to  $dq$  frame.

The generator-side VSC can provide a controlled voltage source, connected in series with each ac-side terminal of PMSG [5]. To ensure compatibility with the  $dq$ -frame equations of PMSG, the  $abc$  terminal voltages of the controlled voltage source are mapped into the  $dq$  quantities.

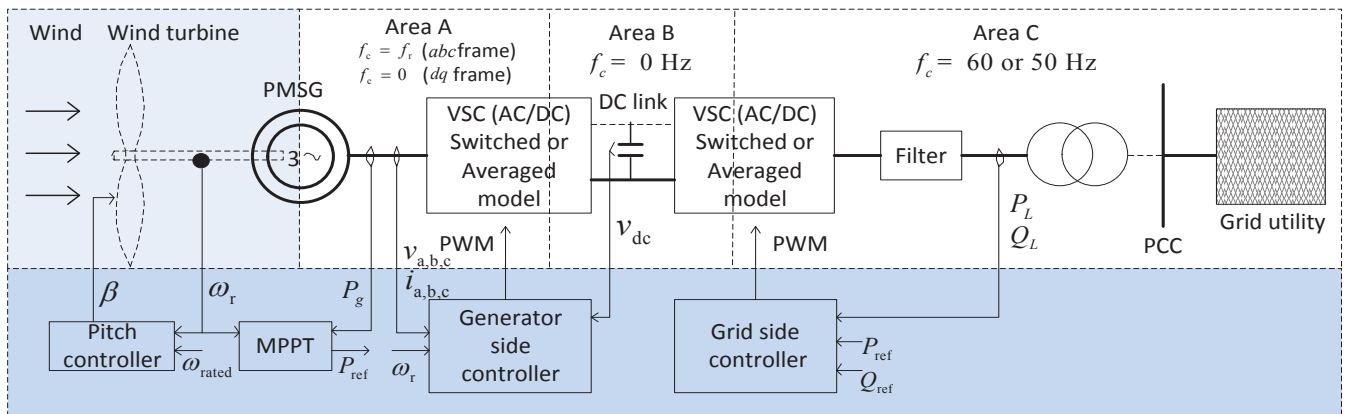


Figure 2. The schematic representation of PMSG-based wind power unit.

The multi-scale simulation of VSC can be achieved through either by using switched or averaged model, which can accurately simulate the electromagnetic transients, and electromechanical transients, respectively. The electrical PMSG-VSC circuit model can be elaborated in  $dq$ -frame reference, where the carrier frequencies become  $f_c = 0$  Hz. Therefore, in frequency area A, the shift frequency in multi-scale simulation is set to  $f_s = 0$  Hz.

#### B. Grid-side VSC and Grid Utility Multi-scale Modeling

The modeling of grid-side VSC can also give a controlled voltage source [5]. In this work, the source is defined as the analytic solution. The other network components including transformer and transmission line are established adopting the FAST companion model developed in [4]. The frequency at grid side, as indicated in frequency area C, is typically equal to 50 Hz or 60 Hz, considered as the carrier frequency  $f_c$ .

#### C. Multi-scale Simulation of Control System

Transient analysis of control system (TACS) had a wide application for the WECS. The EMTP-type simulators solve TACS and network models separately [6]. There is an indirect link from TACS to network with a time delay of  $\tau$ . Unfortunately, the usage of larger time steps cause the inaccuracy when simulated the slow transients.

A novel interaction between electrical network and TACS is designed in the FAST algorithm. First, for a compatibility with power network solution, which deals with the analytic signals, the output signals of TACS to  $abc$ -frame as well as network  $dq$ -frame output to TACS must be reconstructed by adding the imaginary part. The construction is deduced in [7]. Additionally, some schemes for the prediction are also discussed herein. There are different approaches developed for the  $dq$  reference frame in PMSG-VSC circuit, the  $abc$  reference frame in VSC-Grid utility circuit, and dc-link network. The applications of these approaches to the generator-side converter [8] and grid-side converter are illustrated.

### III. TEST CASES

Two test cases are carried out. For the purpose of comparison, detailed model of WECS in Fig.2 is implemented in FAST program and PSCAD/EMTDC, separately. To demonstrate the performance of the wind power unit under the most severe operating conditions, a gust of wind assuming sudden up-step and down-step change, and 3-phase ground faults are validated. In the FAST simulation, when simulating fast transients as

faults, the shifted frequency is set to 0 Hz. The switched model of VSC and a smaller time step of  $20 \mu\text{s}$  are used. When the slow transients are of interest as wind fluctuations, the shifted frequency is set to  $f_s = f_c$ . The averaged model of VSC and a larger time step of 1 ms are suitable. However, PSCAD/EMTDC uses the smaller time step of  $20 \mu\text{s}$  throughout the simulation. Compared with PSCAD/EMTDC simulation, the accuracy and effectiveness of FAST modeling for the PMSG-based WECS are visible.

### IV. CONCLUSION

The modeling for PMSG-based WECS was implemented in PSCAD/EMTDC software environment. However, the EMTP-type simulator had its limit on the simulation speed. In order to improve the capability modulating various transients, the multi-scale modeling of PMSG-based WECS is proposed based on the FAST methodology. The corresponding multi-scale modeling and simulation is implemented and validated. Through the studies of wind fluctuation and LVRT, the proposed multi-scale modeling can provide the accurate and effective simulation for PMSG-based WECS compared with that in PSCAD/EMTDC.

### REFERENCES

- [1] S.M. Muyeen, R. Takahashi, T. Murata and J. Tamura, "A variable speed wind turbine control strategy to meet wind farm grid code requirements," IEEE Trans. Power Syst., vol. 12, no. 1, pp. 3-10, Feb. 1997.
- [2] A. Tabesh and R. Iravani, "Small-signal model and dynamic analysis of variable speed induction machine wind farms," IET Renewable Power Generation, vol. 2, no. 4, pp. 215-227, 2008.
- [3] K. Strunz, R. Shintaku and F. Gao, "Frequency-adaptive network modeling for integrative simulation of natural and envelope waveforms in power systems and circuits," IEEE Trans. Circuits Syst. I, vol. 53, no. 12, pp. 2788-2803, Dec. 2006.
- [4] F. Gao and K. Strunz, "Frequency-adaptive power system modeling for multi-scale simulation of transients," IEEE Trans. Power Syst., vol. 24, no. 2, pp. 561-571, May 2009.
- [5] A. Yazdan and R. Iravani, Voltage-sourced converters in power systems: modeling, control and applications. John Wiley&Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2009.
- [6] H.W. Dommel, EMTP Theory Book, 2nd ed. Vancouver, BC, Canada: Microtran Power System Analysis Corporation, 1992.
- [7] F. Gao and K. Strunz, "Multi-scale simulation of multi-machine power systems," Int. J. Elect. Power and Energy Syst., vol. 31, no. 9, pp. 538-545, Oct. 2009.
- [8] H. Geng, G. Yang, David Xu and B. Wu, "Unified power control for PMSG-based WECS operating under different grid conditions," IEEE Trans. Energy Convers., vol. 26, no. 3, pp. 822-830, 2011.



# Die Abhängigkeit des Lichtbogenverhaltens von unterschiedlichen Arten von Gleichspannungsquellen

M. Döring, M. Streck, F. Berger  
 Technische Universität Ilmenau  
 Fachgebiet Elektrische Geräte und Anlagen  
 Ilmenau, Deutschland  
<http://www.tu-ilmenau.de/ees-ega/team/>

**Abstract**— Due to the current proliferation of the photovoltaic, the electric car and the high-voltage DC power transmission, DC power systems and the DC arc experience an increasing relevance in research [1], [2], [3].

This work gives an introduction to the theory and the measurement of the stability and the biasing of the electric arc at different types of DC power sources with low voltage.

The following sources are investigated: The lead-acid battery and the photovoltaic. The V-I-characteristic of the solar cell represents the extreme case of a non-linear voltage source. The linear characteristic of the lead-acid cell describes the other extreme case. Current literature approximates the characteristic of the source as a linear voltage source. The paper analyses and compares the impact of these power sources on the behavior of the DC arc.

**Index-Terms**— low-current DC-arc, arc behaviour, batteries, pv system, DC systems, electrical model, volt ampere (V-I) characteristics.

## I. EINLEITUNG

Der Lichtbogen als eine Gasentladung steht im Mittelpunkt zahlreicher Anwendungsgebiete und damit einhergehender Untersuchungen. Beispielhaft sind die Schaltgerätetechnik, die Schweißtechnik, die Stahlproduktion oder die Beschichtungsverfahren zu nennen. Mit der vorliegenden Arbeit wird ein Beitrag zum Verständnis der speziellen Abhängigkeit des Lichtbogenverhaltens von unterschiedlichen Arten von Gleichspannungsquellen geleistet.

In der Gegenwart zeichnet sich mit dem steigenden Aufkommen der Photovoltaik, des Elektroautos und der HGÜ eine Renaissance des Gleichstroms in der Energietechnik ab. Damit verbunden ist der wachsende Untersuchungsbedarf von elektrischen Elementen in DC-Netzen. Der Gleichstromlichtbogen als ein solches Element erfährt somit zunehmende Relevanz in der Forschung [4], [5].

Als Ausgangspunkt für das hier behandelte Thema dient die Arbeit von Müller [6], in welcher erstmalig der Einfluss der Art der Gleichspannungsquelle auf das Lichtbogenverhalten diskutiert worden ist. Explizit hat Müller die Wirkung der stark nicht-linearen Charakteristik einer PV-Anlage auf den Störlichtbogen und dessen Stabilität behandelt. Bis dato ist in der Literatur die speisende Quelle eines DC-Bogens stets als lineares Element betrachtet worden [4]. Aufgrund der Vielfalt moderner Spannungsquellen und ihrer unterschiedlichen Charakteristika besteht die dringende Notwendigkeit der genaueren Untersuchung der Abhängigkeit des Bogenverhaltens vom gegebenen Kennlinienverlauf.

Vor diesem Hintergrund wurde eine ausführliche Arbeit zu dieser Thematik angefertigt [7]. Der vorliegende Aufsatz stellt

eine Zusammenfassung von [7] mit folgenden Schwerpunkten dar: Zum einen wird der *U-I-Kurvenverlauf* für den Bleiakкумуляtor, die Photovoltaische Zelle sowie den Gleichstromlichtbogen im Niederspannungsbereich untersucht. Darauf aufbauend wird die Wechselwirkung zwischen den Quellen und dem Lichtbogen bezüglich seiner *Stabilität* und der *Arbeitspunktwanderung* betrachtet.

Die Gliederung gestaltet sich folgendermaßen: Zuerst erfolgt ein Abriss zur theoretischen Herleitung des elektrischen Verhaltens der drei genannten Elemente<sup>3</sup>. Von den physikalischen Effekten ausgehend werden Spannungsaufbau und Stromfluss, die vereinfachten elektrischen Ersatzschaltbilder (ESB) sowie die U-I-Kennlinien dargestellt. Mit Hilfe der U-I-Charakteristiken werden dann die Stabilität und die Arbeitspunktwanderung des Lichtbogens erörtert. Abschließend werden die U-I-Kennlinien der einzelnen Elemente und das spezielle Lichtbogenverhalten messtechnisch ermittelt sowie qualitativ verglichen.

Zur Eingrenzung der Thematik wird sich auf zwei Quellen mit vergleichbaren Eigenschaften ( $U_0 \approx 100V$ ,  $I_K \approx 6A$ ) und einen DC-Lichtbogen mit Bogenlängen<sup>4</sup> von 0,6 bis 2,8mm beschränkt. Diese Arbeit konzentriert sich auf den qualitativen Einfluss der Quellenart, weitere Einflussfaktoren wie Temperatur, Material oder Druck sind nicht Gegenstand der Untersuchung.

## II. THEORIE ZU DEN UNTERSUCHTEN ELEMENTEN

Die theoretischen Grundlagen der drei Elemente wurden in der Literatur (z.B. [9], [10], [11]) bereits ausführlich behandelt. Hier wird sich auf die thematischen Besonderheiten und relevanten Eigenschaften konzentriert.

Als theoretisches Grundgerüst dient die Zweipoltheorie. Zu dem aktiven Zweipol zählen die speisenden DC-Quellen und zum passiven Zweipol der Lichtbogen. Der genaue U-I-Kennlinienverlauf charakterisiert die Quellenarten.

### A. Bleiakкумуляtor

Als elektrochemische Energiequelle beruht der Bleiakкумуляtor auf den Prinzipien einer galvanischen Zelle. Diese setzt sich insbesondere aus zwei Elektroden, einem Elektrolyt, Elektronenleitern und einem Separator<sup>5</sup> zusammen.

<sup>3</sup> Entgegen der in der Literatur häufig verwendeten elektrochemischen Sichtweise [8] wird der Bleiakкумуляtor in dieser Arbeit aus energietechnischer Perspektive analysiert.

<sup>4</sup> Unter dem Begriff *Bogenlänge* ist hier der Elektrodenabstand zu verstehen.

<sup>5</sup> Dieser dient als Ionenleiter sowie zur räumlichen und elektrischen Trennung der Elektroden [12].

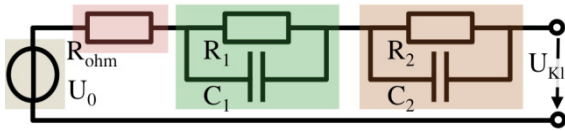


Abbildung 1. Vereinfachtes ESB eines Bleiakкумуляtors nach [13], [14]

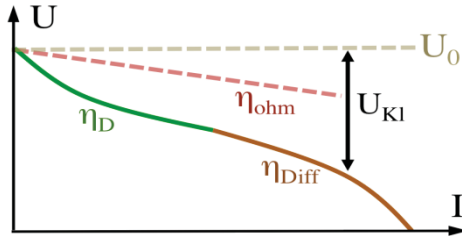


Abbildung 2. Resultierende statische U-I-Kennlinie einer galvanischen Zelle in Anlehnung an [15]

Die Elektroden ( $Pb$ ,  $PbO_2$ ) und der Elektrolyt (wässrige  $H_2SO_4$ ) bilden das aktive Material, welche im Entladezustand elektrochemische Reaktionen in Form einer Oxidation ( $Pb \rightarrow Pb^{2+} + 2e^-$ ) an der Anode und einer Reduktion ( $Pb^{4+} + 2e^- \rightarrow Pb^{2+}$ ) an der Kathode bedingen. Die wesentlichen chemischen Vorgänge in der Batterie sind folgende: Als *Durchtrittsvorgang* wird der Durchtritt der Bleiionen an der Phasengrenze von Elektrode und Elektrolyten bezeichnet. Der *Diffusionsvorgang* beschreibt die Diffusion der Ionen im Elektrolyten und am Separator. Schließlich kommt es zur *Kristallisation* von  $PbSO_4$  an den Elektrodenoberflächen. Die drei Vorgänge dienen dem Verständnis zur Ermittlung der Gleichgewichtszellenspannung  $U_0$  und als Grundlage für das ESB sowie der U-I-Charakteristik.

Durch die bei den Reaktionen einhergehende Ladungsträgererzeugung und -trennung entsteht zwischen den Elektroden eine Potentialdifferenz. Rechnerisch lässt sich diese über zwei Ansätze bestimmen: Bei der *thermodynamischen Betrachtung* bewirken die chemischen Reaktionen einen Energieumsatz, aus welchem sich mit Hilfe der *Gibbs-Helmholtz Gleichung* die thermodynamische Größe in eine elektrische Größe  $U_0$  überführen lässt. Der zweite Ansatz bedient sich der *elektrolytischen Doppelschicht*. Diese beschreibt die Ladungstrennung an der Elektrodenoberfläche, welche in einen nicht-linearen Potentialverlauf resultiert. Aus den in der elektrochemischen Spannungsreihe festgehaltenen Potentialen verschiedener Materialien berechnet sich die anliegende Leerlaufspannung. Beide Ansätze ergeben für den Bleiakкумуляtor unter Standardbedingungen ein  $U_0$  von rund  $1,9V$ .

Der bei Stromfluss auftretende Spannungsabfall, die Polarisation  $\eta$ , unterteilt sich insbesondere in folgende Arten: Der *ohmsche Spannungsabfall*  $\eta_{ohm}$  aufgrund der Leitungswiderstände, der *Durchtrittsspannungsabfall*  $\eta_D$  aufgrund des Durchtrittsvorgangs und der *Diffusionsspannungsabfall*  $\eta_{Diff}$  aufgrund des Diffusionsvorgangs [13], [9].

$$U_{KL}(I) = U_0 - \eta_{ohm}(I) - \eta_D(I) - \eta_{Diff}(I) \quad (1)$$

Die Spannungsabfälle werden nun in das vereinfachte ESB der Abb. 1 übertragen. Für  $\eta_{ohm}$  verwendet man einen linearen

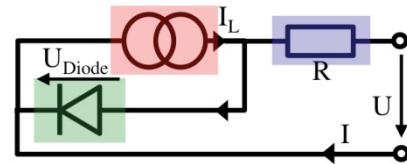


Abbildung 3. Vereinfachtes ESB einer Solarzelle nach [18]

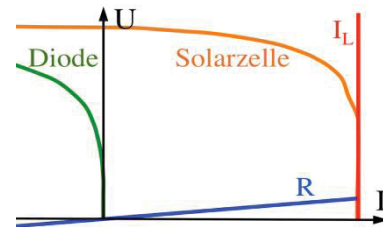


Abbildung 4. Resultierende statische U-I-Kennlinie einer PV-Zelle nach [17]

Widerstand.  $\eta_D$  und  $\eta_{Diff}$  werden aufgrund der auftretenden Ladungstrennung in Form von R-C-Gliedern abgebildet und weisen ein dynamisches und nichtlineares Verhalten auf. Unter Berücksichtigung der vorangegangenen Erkenntnisse resultiert die statische U-I-Kennlinie<sup>6</sup> in Abb. 2. Das nichtlineare Verhalten der Kurve bestimmt sich durch die Ausprägung der Polarisationsarten.

### B. Photovoltaische Zelle

Deutlich intensiver wurde sich in der Literatur mit der U-I-Kennlinie der Solarzelle beschäftigt. Die in den Messungen verwendeten monokristallinen Siliziumzellen bestehen aus einer p- und n-dotierten Schicht, zwischen denen sich eine Raumladungszone ausbildet, sowie Kontakten an der Front- und Rückseite für die Stromableitung [17].

Die Umwandlung von Solarstrahlung in elektrische Energie findet am p-n-Übergang statt, welcher von der Diode her bekannt ist. Als Grundprinzip gilt die *Ladungsträgererzeugung* und -trennung. Aufgrund des *inneren photoelektrischen Effekt* generieren Photonen beim Auftreffen auf Elektronen ein Elektronen-Loch-Paar. Daneben stellt sich am *p-n-Übergang* aufgrund der Ladungsträgerkonzentrationen eine *Raumladungszone* mit einem elektrischen Feld ein. Der Spannungsabfall (bspw.  $0,72V$  bei  $Si$ )<sup>7</sup> trennt nun die in der Zone erzeugten Ladungsträger und ein Strom fließt [10].

In Abb. 3 und (2) ist die Übertragung dieser zwei Prinzipien in ein vereinfachtes ESB und eine Kennliniengleichung wiedergegeben. Dabei fungiert der von der Solarstrahlung generierte Strom  $I_L$  als Stromquelle und die Diode dient dem Spannungsaufbau. Die ohmschen Verluste werden mittels eines seriellen Widerstands abgebildet. In (2) wird deutlich, dass sich der nicht-lineare Zusammenhang zwischen U-I in erster Linie aus der Diodenkennlinie ergibt.

$$I = I_L - I_0 [\exp((U + IR) / (kTe^{-1})) - 1] \quad (2)$$

Die in Abb. 4 resultierende nicht-lineare U-I-Charakteristik einer Solarzelle stellt mit ihrer starken Krümmung einen Extremfall dar.

<sup>6</sup> Unter der U-I-Charakteristik wird in der Literatur (Vgl. u.a. [16]) oft die zeitabhängige Entladekennlinie verstanden und die für die Energietechniker bekannte U-I-Kennlinie als Arbeitskennlinie bezeichnet.

<sup>7</sup> In der Praxis gilt für den theor. Maximalwert  $U_{Diff}$  stets:  $U_0 < U_{Diff}$

C. Gleichstromlichtbogen

Die als Lichtbogen bezeichnete Gasentladung ist eine komplexe Erscheinung<sup>8</sup>, die in der Forschung noch einen hohen Untersuchungsbedarf hat. Zwischen zwei Elektroden wird der Lichtbogen in drei Gebiete aufgeteilt: Das Anoden- und das Kathodengebiet sowie die Bogensäule.

Die aus Plasma bestehende Gasentladung fungiert im Kreis als elektrischer Leiter. Eine Besonderheit des Bogens ist die Ladungsträgererzeugung mit Hilfe thermischer Energie (Temp. Ab 5000K) und des elektrischen Feldes ( $E$  im Bereich von  $10^7 Vcm^{-1}$ ). Die physikalischen Eigenschaften des Plasmas führen schließlich zu dem Effekt der steigenden Leitfähigkeit bei steigender Temperatur (Vgl. Abb. 5).

Die speziellen physikalischen Effekte des Lichtbogens resultierten in dem hyperbelförmigen Verlauf der stationären Kennlinie (Vgl. Abb. 6). Die statischen Kennliniengleichungen, z.B. die folgende Ayrton-Gleichung für Ströme von bis zu 100A, und die dazugehörigen Koeffizienten ( $a, b, c, d$ ) werden in der Regel empirisch ermittelt.

$$U_{LB} = a + bI_{LB} + (c + dI_{LB}) / I \quad (3)$$

Dieser stationäre Bogen unterscheidet sich vom dynamischen in dem Maße, dass weder ein thermisches Gleichgewicht noch eine konstante Bogenlänge vorliegen oder die Leistungsaufnahme ungleich der Leistungsabgabe ist.

Auf eine abschließende Darstellung des ESB wird verzichtet, da sie in der Literatur detailliert nicht vorliegt. In der Regel wird der Bogen mit Hilfe eines nicht-linearen Widerstands beschrieben [4].

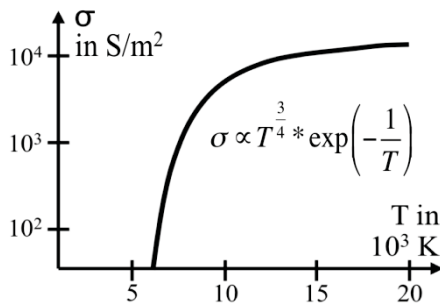


Abbildung 5. Elektrische Leitfähigkeit von Stickstoff in Abhängigkeit von der Temperatur nach [11]

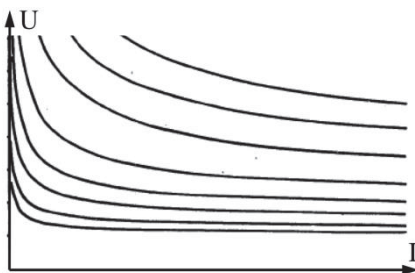


Abbildung 6. Schematische Darstellung einer Schar von Kennlinien des Lichtbogens für verschiedene Bogenlängen aus [11]

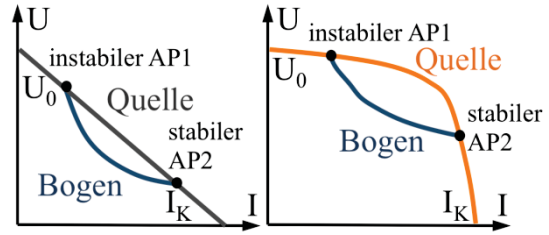


Abbildung 7. Mögliche Arbeitspunkte (AP) eines stationären Lichtbogens mit einer linearen und nicht-linearen DC-Quelle in Anlehnung an [11]

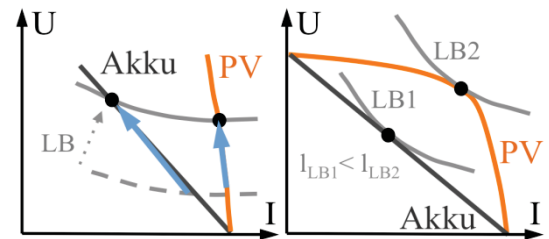


Abbildung 8. Quellenartabhängige Positionen der AP eines Lichtbogens bei vergleichbaren Quellen (links: Bogenverlängerung; rechts: Bogenlöschung)

III. QUELLENABHÄNGIGES DC-LICHTBOGENVERHALTEN

Vergleicht man die U-I-Kennlinien des Bleiakкумуляtors und der Solarzelle (Vgl. Abb. 2, 4), ergeben sich sehr unterschiedliche Verläufe. In diesem Kapitel wird nun der qualitative Einfluss dieses Unterschieds auf die Stabilität und die Arbeitspunktwanderung beim Bogen diskutiert.

A. Stabilität

Zwischen der Quellenkennlinie und der Bogenkennlinie ergeben sich ein stabiler Arbeitspunkt AP2 und ein instabiler Arbeitspunkt API (Vgl. Abb. 7). Als statisches Stabilitätskriterium dient das Kaufmann-Kriterium. Dieses sagt im Wesentlichen aus, dass für einen stabilen AP der Anstieg der Quellenkennlinie steiler sein muss als der Anstieg der Lichtbogenkennlinie. Unter der Verwendung von differentiellen Widerständen ergibt sich die Relation [6]:

$$\frac{\partial(U_{Quelle} + R_{LB}I)}{\partial I} = \tilde{R}_{Quelle} + \tilde{R}_{LB} > 0 \quad (4)$$

Aus dem Kaufmann-Kriterium leitet sich weiterhin ab, dass der AP2 in der PV-Anlage (nicht-lineare Kennlinie) deutlich stabiler ist, als beim Pb-Akku (quasi lineare Kennlinie). Dies begründet sich aus dem starken Anstieg der PV-Kennlinie, welcher einer quasi konstanten Gleichstromquelle entspricht (Vgl. Abb. 7).

Weiterhin sind mit einem speziellen Berechnungsverfahren qualitative Aussagen zur Stabilität der AP auf der gesamten U-I-Kennlinie möglich. Hierfür bedarf es der Ermittlung der Summe der differentiellen Widerstände ( $\tilde{R}_{Quelle} + \tilde{R}_{LB}$ ) für verschiedene Bogenlängen und der anschließenden Normierung dieser Werte.

B. Arbeitspunktwanderung

Allgemein begrenzt die Quellenkennlinie die Existenz der Arbeitspunkte des Bogens. Oberhalb dieser Kurve kann der Lichtbogen keinen stabilen Zustand einnehmen. Für vergleichbare Quellen ( $U_0, I_K$ ) oder Bogenlängen beeinflusst die Quellenart neben der Stabilität auch die Position der AP. Dies ä-

<sup>8</sup> Diese Komplexität bedingt u.a. die Einschränkungen der in Kapitel I angeführten Rahmenbedingungen.

bert sich in unterschiedlichen Strom- und Spannungswerten (Vgl. Abb. 8).

Bei einer *Bogenverlängerung* bleibt der Strom in der PV-Anlage annähernd stabil, während der Strom im Bleiakku einbricht. Des Weiteren werden in der PV-Anlage größere *Löschlängen* benötigt. Bei einem Akkumulator ergibt sich schon bei relativ geringen Bogenlängen kein stabiler AP.

Diese quellenabhängigen AP begründen auch abweichende Leistungswerte für gleiche Bogenlängen oder für die Bogenlöschung. In einer PV-Anlage erreicht der Bogen im Vergleich eine höhere Leistung, womit sich diesbezüglich höhere Anforderungen an die Schaltgeräte ergeben.

#### IV. MESSUNGEN

Die im theoretischen Abschnitt aufgestellten Erkenntnisse sind nun an den Untersuchungsobjekten überprüft worden. Hierfür wurden zuerst die statischen Kennlinien der drei Elemente aufgenommen. Danach wurden Messungen für die Untersuchung der Wechselwirkung zwischen Bogen und Quelle durchgeführt. Um die Existenzbedingungen des Bogens zu erfüllen und die Vergleichbarkeit der unterschiedlichen Messreihen zu gewährleisten, wurden die Quellen mit  $U_0 \approx 100V$  und  $I_K \approx 6A$  dimensioniert und gleiche Messgeräte sowie äquivalente Messaufbauten verwendet.

Für die Messaufbauten wurden u.a. 5 PV-Module vom Typ Siemens SM110 ( $U_0 = 21,7V$ ,  $I_K = 6,9A$ ) in Reihe, 8 12V Starterbatterien vom Typ S-Power 556 400 048 ( $56Ah$ ,  $I_K = 480A$ ) in Reihe, Shunts vom Typ HILO-Test ISM 100 ( $1m\Omega$ ,  $50 \cdot 10^3 A^2s$ ), ein digitales 4 Kanal Oszilloskop von LeCroy, verschiedene regelbare Widerstände als Last- und Vorwiderstand, DC-Leistungsschalter, ein Transformator und eine Referenzzelle ( $1000W/m^2 \sim 63,4mV$ ) verwendet.

##### A. Kennlinienverlauf

1) *Bleiakkumulator*: Allgemein entspricht der Messaufbau der vereinfachten Darstellung aus Abb. 9. Als Quelle wurden die acht Starterbatterien in Reihe geschaltet. Zur Begrenzung des hohen zu erwartenden  $I_K$  wurde ein regelbarer Vorwiderstand  $R_V$  in die Schaltung eingebracht. Für den späteren Vergleich mit der PV-Anlage diente  $R_V$  zur Einstellung von  $I_K$  an der Klemme auf rund  $6A$ .

Die Umgebungstemperatur lag bei ca.  $25^\circ C$  und die Akkumulatoren wurden vor jeder Messreihe vollständig geladen. Aufgrund der Messzeit von wenigen Sekunden und einer Kapazität von jeweils  $56Ah$  wurde der Einfluss des Ladezustands auf die Messwerte vernachlässigt.

Bei der reinen U-I-Quellenkennlinie (Vgl. *blaue* Kurve Abb. 10) konnte kein Einfluss derjenigen Polarisierungseffekte, welche zu einem nichtlinearen Verlauf führen, ermittelt werden. In guter Näherung entspricht der Bleiakkumulator somit einer linearen DC-Spannungsquelle. Die weiteren Kennlinien (*rot*, *grau*) spiegeln die Abhängigkeit des aktiven Zweipols vom Innenwiderstand wider. Ein erhöhter Innenwiderstand führt zu einer Abflachung der Kurve.

2) *Photovoltaische Zelle*: Für die PV-Anlage wurde ein äquivalenter Messaufbau verwendet (Vgl. Abb. 9). Als Quelle wurden fünf PV-Module in Reihe geschaltet (Neigung  $24,5^\circ$ , Ausrichtung  $205^\circ$ ).

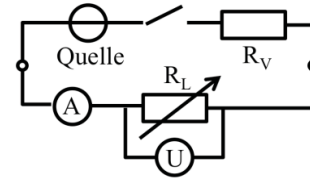


Abbildung 9. Vereinfachter Messaufbau zur Aufnahme der Quellenkennlinien mit regelbaren  $R_L$  und verschiedenen  $R_V$  (Strommessung: Shunt; Spannungsmessung: Oszilloskop)

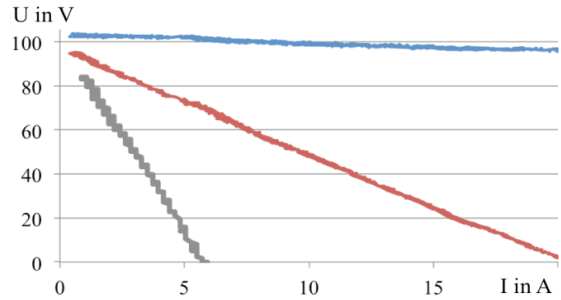


Abbildung 10. Kennlinien der Reihenschaltung der Pb-Akkus ohne  $R_V$  (blau) und mit  $R_V$  (rot:  $\approx 5\Omega$ ; grau:  $\approx 17\Omega$ )

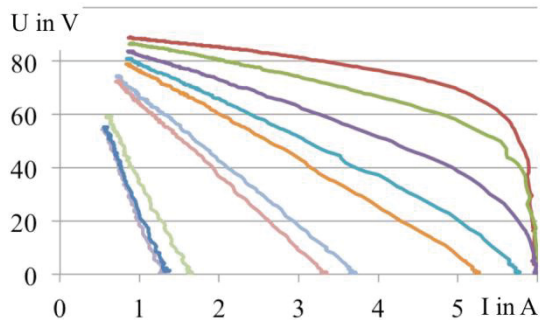


Abbildung 11. Kennlinien der Reihenschaltung der PV-Module mit verschiedenen  $R_V$  ( $0\Omega$  bis  $100\Omega$ )

Prinzipiell wurde zur Aufnahme der einzelnen Kennlinien der Bereich des Lastwiderstands von  $0\Omega$  bis  $98\Omega$  manuell durchgeföhren. Der Vorwiderstand blieb beim Durchföhren konstant. Mittels diskreter Erhöhung von  $R_V$  wurde die Schar von Kennlinien in Abb. 11 bestimmt. Diese Kennlinienschar veranschaulicht die spätere Erfassung der Lichtbogenkennlinie in einem Zweipol. Dort wird der Widerstand der Last (Lichtbogen) nicht wie bei den Quellen durchföhren sondern das Klemmverhalten des aktiven Zweipols über  $R_V$  geregelt. Die einzelnen AP der Bogencharakteristik liegen jeweils auf einer Kurve der Kennlinienschar aus Abb. 11.

Für die Messung des aktiven Zweipols bei unterschiedlichen Innenwiderständen ( $R_V$ ) wurde darauf geachtet, dass die Modultemperatur (ca.  $61^\circ C$ ) und die Solareinstrahlung (ca.  $1000W/m^2$ ) annähernd konstant bleiben.

Abschließend ist festzuhalten, dass die messtechnisch ermittelten Kennlinien der PV-Anlage den Erkenntnissen aus der theoretischen Betrachtung entsprechen (Vgl. Abb. 4, 11).

3) *Gleichstromlichtbogen*: Zur Vergleichbarkeit der Ergebnisse kamen für die Aufnahme der Bogenkennlinien gleiche Messmittel und gleich dimensionierte Quellensysteme zum Einsatz. In die Messaufbauten aus IV-A1 und IV-A2 wurde eine Lichtbogen-Zündeinrichtung in Reihe geschaltet (Vgl. Abb. 12). Die Einrichtung ermöglicht es, den Abstand

der Elektroden (Kupfer,  $\varnothing = 3\text{mm}$ ) manuell über einen Hebel einzustellen und als Spannungssignal aufzunehmen.

Aus dem Kurzschluss heraus wurden die Bögen mit dem Hebel auf eine feste Breite gezogen (0,6 bis 2,8mm), um anschließend mit dem Widerstand die AP der Bogenkennlinie langsam abzufahren. Als Besonderheit wurde beim Pb-Akku-System der Strom mit  $R_V$  auf 6A begrenzt.

Die in Abb. 15 dargestellten Kennlinien zeigen deutlich, dass bei den durchgeführten Messungen kein Einfluss der Quellenart auf den Verlauf der statischen Kennlinien festgestellt werden konnte.

**B. Zusammenspiel Quelle-Lichtbogen**

Neben der statischen Lichtbogenkennlinie wurde das Lichtbogenverhalten nach dem Zündvorgang in Abhängigkeit der Quellenart erfasst. Bei mehreren Messungen mit vergleichbaren Ausgangsbedingungen (exemplarisch Abb. 16, 17;  $U = 0\text{V}$ ,  $I = 6\text{A}$ ) wurden die Kontakte getrennt und in eine Endposition gezogen.

1) *Stabilität:* Nachdem der Elektrodenabstand nicht weiter vergrößert worden ist, benötigte der Lichtbogen eine gewisse Zeit, um einen quasistationären Zustand zu erreichen. Dieser *Stabilisierungsvorgang* (in Abb. 16, 17 farblich hervorgehoben) gestaltet sich je nach Quelle sehr unterschiedlich. So fluktuieren die Strom- und Spannungswerte in der PV-Anlage weitaus weniger stark als bei den Bleiakкумуляtoren. Weiterhin vergehen im Batteriesystem einige Sekunden bis sich ein stabiler AP einstellt, wohingegen der stabile AP in der PV-Anlage unmittelbar mit dem Erreichen der Endposition vorliegt.

2) *Arbeitspunktwanderung:* Neben der beschriebenen Fluktuation wird im Messdiagramm die Wirkung der Quellenart auf den sich einstellenden AP sichtbar. In Anlehnung an Abb. 16 und 17 stellen sich in der PV-Anlage ( $U \approx 37\text{V}$ ,  $I \approx 6\text{A}$ ) und dem Akkusystem ( $U \approx 33\text{V}$ ,  $I \approx 4\text{A}$ ) verschiedene AP im Endzustand ein. Demnach brennt der Lichtbogen bei vergleichbaren Quellen und bei konstanter Bogenlänge in einem Pb-Akku-System mit deutlich geringerem Strom als in einer PV-Anlage.

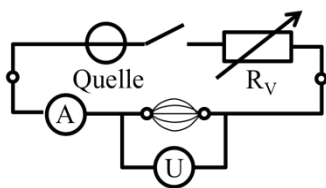


Abbildung 12. Vereinfachter Messaufbau zur Aufnahme der Bogenkennlinie mit regelbarem Innenwiderstand

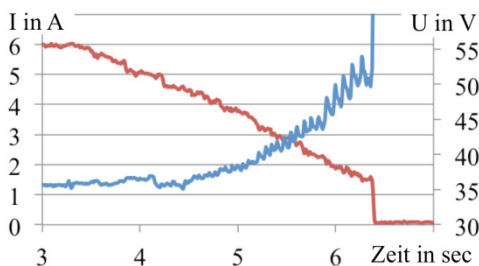


Abbildung 13. Durchfahren der Kennlinie eines Lichtbogens mit der Batterie als Quelle (blau: U; rot: I).

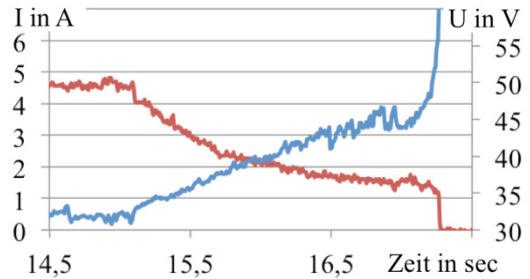


Abbildung 14. Durchfahren der Kennlinie eines Lichtbogens mit der PV-Anlage als Quelle (blau: U; rot: I)

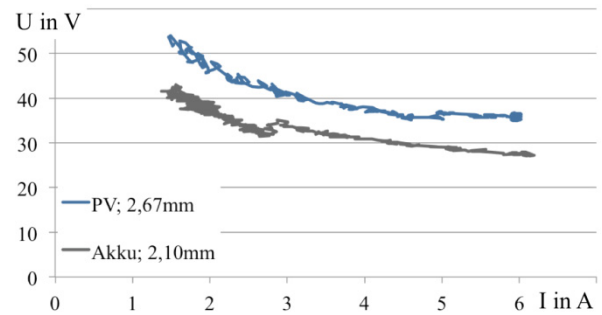


Abbildung 15. Vergleich der statischen U-I-Kennlinien von quasi-stationären Lichtbögen in einem Pb-Akku-System und einer PV-Anlage

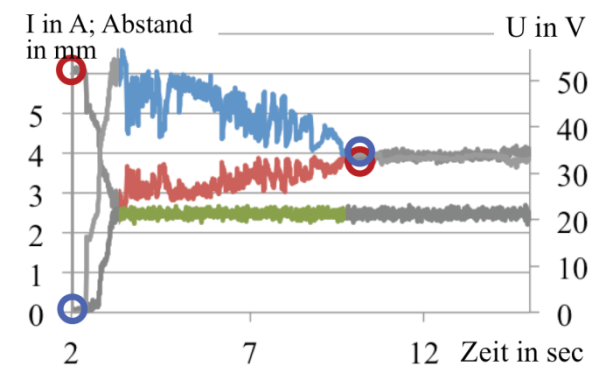


Abbildung 16. Stabilisierungsvorgang des Lichtbogens in Kombination mit den Pb-Akkus (Elektrodenabstand: 2,49mm; blau: U; rot: I; grün: Abstand)

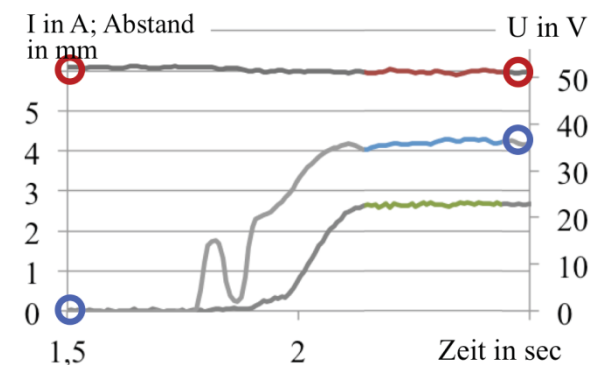


Abbildung 17. Stabilisierungsvorgang des Lichtbogens in Kombination mit der PV-Anlage (Elektrodenabstand: 2,67mm; blau: U; rot: I; grün: Abstand)

## V. FAZIT

Grundsätzlich kann mit der vorliegenden Arbeit der Einfluss der Gleichspannungsquelle auf das Verhalten des Lichtbogens bestätigt und nachvollzogen werden. Für die in dieser Arbeit durchgeführten theoretischen und mess-technischen Untersuchungen lassen sich folgende Erkenntnisse resümieren:

Der nichtlineare Anteil in der U-I-Charakteristik der galvanischen Zelle ist von den vorherrschenden Polarisationsarten geprägt und verläuft beim Pb-Akku im Wesentlichen linear. Hingegen stellt die konvexe Krümmung der U-I-Kurve der Solarzelle einen Extremfall des nicht-linearen Anteils dar. Die ebenfalls nicht-lineare U-I-Kennlinie des NS-DC-Lichtbogens ist hyperbelförmig.

Der Einfluss der Quellenart ist differenziert zu betrachten. Für den Verlauf der statischen Lichtbogenkennlinien spiegeln die Messdaten eine Unabhängigkeit von der Quellenart wider. Zwischen der Lichtbogen-Stabilität und der Quellenart ließ sich ein Zusammenhang nachweisen. So brennt der Bogen in einer PV-Anlage deutlich stabiler. Die messtechnisch ermittelten Daten bestätigen die theoretischen Erkenntnisse aus dem Kaufmann-Kriterium, welches zur qualitativen Beschreibung dient. Schließlich zeigen die Messungen eine Wirkung des Verlaufs der Quellenkennlinie auf die Arbeitspunktwanderung des Lichtbogens. Für die PV-Anlage ergeben sich größere Löschlängen und Leistungswerte des Bogens.

Ausgehend von den durchgeführten Arbeiten sind detailliertere Untersuchungen zur Abhängigkeit des Lichtbogenverhaltens nach der Zündung, bei der Bogenverlängerung, beim Löschvorgang oder von weiteren Quellenarten notwendig.

## DANKSAGUNG

Ein besonderer Dank geht an Herrn Dipl.-Ing. Roman Haase, der zahlreiche Materialien und seinen Rat für die Messungen zur Verfügung gestellt hat. Ein großes Dankeschön gebührt ebenfalls den Korrektoren, welche diese Arbeit durch ihre detaillierte und konstruktive Kritik unterstützt haben.

## LITERATUR

- [1] F. Schimpf und L.E. Norum, *Recognition of electric arcing in the DC-wiring of photovoltaic systems*, Telecommunications Energy Conf., S. 1–6, Okt. 2009.
- [2] S. Sallais, N. Jemaa, E. Carvou, C. Bourda und D. Jeannot, *An arc study at high DC current levels in automotive applications*, Proc. 51th IEEE Holm Conf. on EC, S. 329–334, Sept. 2005.
- [3] H. Nakao, Y. Nakagoshi, M. Hatano, T. Koshizuka, S. Nishiwaki, A. Kobayashi, T. Murao und S. Yanabu, *DC current interruption in HVDC SF6 gas MRTB by means of self-excited oscillation superimposition*, Power Delivery, IEEE Transactions on, S. 687–693, Okt. 2001.
- [4] R. Ammermann, T. Gammon, P. Sen und J. Nelson, *DC-Arc Models and Incident-Energy Calculations*, Industry Applications, IEEE Transactions on, S. 1810–1819, 2010.
- [5] P. Sen und R. Ammermann, *Modeling High-Current Electrical Arcs: A Volt-Ampere Characteristic Perspective for AC and DC Systems*, Power Symposium, S. 58–62, 2007.
- [6] I. Müller, *Störlichtbogenschutz im Gleichstromteil von Photovoltaik-Anlagen*, Dissertation, Ilmenau: Technische Universität Ilmenau, 2002.
- [7] M. Döring, *Die Abhängigkeit des Lichtbogenverhaltens von unterschiedlichen Arten von Gleichspannungsquellen*, Diplomarbeit, Ilmenau: Technische Universität Ilmenau, 2011.
- [8] D. Berndt, *Bleiakkumulatoren*, 10. Auflage, Düsseldorf: VDI-Verlag, 1986.
- [9] K. Vetter, *Elektrochemische Kinetik*, Berlin: Springer-Verlag, 1961.
- [10] S.M. Sze und K.K. Ng, *Physics of Semiconductor Devices*, 3. Auflage, New Jersey: John Wiley & Sons Inc., 2007.
- [11] W. Rieder, *Plasma und Lichtbögen*, Braunschweig: Friedr. Vieweg und Sohn Verlag, 1967.
- [12] H. Wenzel, *Batterietechnik, Optimierung der Anwendung – Betriebsführung – Systemintegration*, Renningen-Malmsheim: expert Verlag, 1999.
- [13] W. Geuer, *Untersuchungen über das Alterungsverhalten von Blei-Akkumulatoren*, Dissertation, Aachen: Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule, 1992.
- [14] M. Chen und G. Rincon-Mora, *Accurate electrical battery model capable of predicting runtime and I-V performance*, Energy Conversion, IEEE Transactions on, S. 504–511, 2006.
- [15] K. Wiesener, J. Garche und W. Schneider, *Elektrochemische Stromquellen*, Berlin: Akademie Verlag, 1980.
- [16] S. Tian, M. Hong und M. Ouyang, *An Experimental Study and Nonlinear Modeling of Discharge I-V Behavior of Valve-Regulated Lead-Acid Batteries*, Energy Conversion, IEEE Transactions on, S. 452–458, 2009.
- [17] H. Häberlin, *Photovoltaik – Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen*, 2. Auflage, Fehraltorf: Electrosuisse Verlag, 2010.
- [18] A. Wagner, *Photovoltaik Engineering – Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung*, 3. Auflage, Berlin: Springer-Verlag, 2010.

# Sponsorenkontakte

Jens Friebe  
Entwicklungsingenieur  
SMA Solar Technology AG  
Sonnenallee 1  
34266 Niestetal  
Jens.Friebe@SMA.de

Dipl.-Ing. Wilfried Fischer  
General Manager for Renewable Grid Extension  
50Hertz Transmission GmbH  
Eichenstraße 3a  
12435 Berlin  
Wilfried.Fischer@50hertz.com

Markus Wittmann  
Vertriebsingenieur  
A. Eberle GmbH & Co. KG  
Frankenstraße 160  
90461 Nürnberg  
Markus.Wittmann@a-eberle.de

TenneT TSO GmbH  
Frau Lydia Marzelin  
Personal  
Bernecker Straße 70  
95448 Bayreuth  
www.tennet.eu  
Lydia.Marzelin@tennet.eu

Anne Schuster  
Personalreferentin  
SMA Solar Technology AG  
Sonnenallee 1  
34266 Niestetal  
Anne.Schuster@SMA.de

Flavia Lenk  
Unternehmensstrategie  
50Hertz Transmission GmbH  
Eichenstraße 3a  
12435 Berlin  
Flavia.Lenk@50hertz.com

Dipl.-Ing. Ingo Ziemke  
Head of International Sales/Medium Voltage Systems  
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH  
Alte Chaussee 73  
99097 Erfurt  
I.Ziemke@reinhausen.com

# Autorenkontakte

Dipl.-Medienwiss. Dorothee Arlt  
TU Ilmenau  
FG Empirische Medienforschung/  
Politische Kommunikation  
Ehrenbergstraße 29  
98693 Ilmenau  
dorothee.arlt@tu-ilmenau.de

Dawei Ding  
TU Dortmund  
Baroperstr. 335, Zi 238  
44227 Dortmund  
dawei.ding@tu-dortmund.de

Michael Döring  
TU Ilmenau  
Philosophenweg 30  
10365 Berlin  
Michael.doering@berlinschild.de

Jonathan Fischer  
Universität Konstanz  
Lehrstuhl für moderne Optik und Quantenelektronik  
Alemannenweg 5  
73441 Bopfingen  
jonathan.fischer@uni-konstanz.de

M.Sc. Hans-Christian Fritsch  
TU Ilmenau  
j.-F.-Böttger-Straße 5b  
98693 Ilmenau  
hans-christian.fritsch@tu-ilmenau.de

M.Sc. Aouss Gabash  
TU Ilmenau  
FG Simulation und Optimale Prozesse  
Helmholtzplatz 5 – Zusebau, Raum 3092  
98693 Ilmenau  
aouss.gabash@tu-ilmenau.de

Markus Grotz  
Engineering Mathematics and Computing Lab (EMCL)  
Fritz-Erler-Str. 23, Geb. 01.86  
76133 Karlsruhe  
Markus.grotz@student.kit.edu

Luis Arturo Hernández Salmerón  
Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg  
Rogätzer Straße 5a, Apt. 1-5  
39106 Magdeburg  
luishernandez@hotmail.com

Alexander Hofmann  
TU Ilmenau  
FG Biosignalverarbeitung  
Bergrat-Voigt Straße 39  
98693 Ilmenau  
alexander.hofmann@tu-ilmenau.de

Georg Kayser  
Universität Stuttgart - IEH  
Pfaffenwaldring 47  
70569 Stuttgart  
kayser.georg@t-online.de

M.Sc. Philipp Klein  
Hochschule Furtwangen University  
Robert-Gerwig-Platz 1 78120 Furtwangen  
p.klein@hs-furtwangen.de

Dipl.-Ing. Irina Konotop  
TU Ilmenau  
FG Elektrische Energieversorgung  
Gustav-Kirchhoff-Straße 1  
98683 Ilmenau  
irina.konotop@tu-ilmenau.de



Fabian Laudien  
FH Bielefeld  
Stockämper Weg 36  
33790 Halle Westfalen  
fabianlaudien@fh-bielefeld.de

Christian Lorenz  
FH Bielefeld  
Künsebecker Weg 20  
33790 Halle Westf.  
christian.lorenz@fh-bielefeld.de

B.Sc. Daniel Martschoke  
TU Ilmenau  
Suhler Straße 11  
99885 Ohrdruf  
daniel-maik.martschoke@tu-ilmenau.de

B.Sc. Fabian Meishner  
Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg  
Ernst-Lehmann-Straße 2; R 208  
39106 Magdeburg  
fabian.meishner@st.ovgu.de

Theresa Noll  
TU Dortmund  
Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz  
und Energiewirtschaft  
f+e-Gebäude, Raum 2.18  
Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20  
44227 Dortmund  
Theresa.noll@tu-dortmund.de

Sebastian Raab  
Hägerweg 19  
33613 Bielefeld  
sebastian-raab@web.de

B.Sc. Marius Rhode  
Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg  
Rogätzer Straße 5a  
39106 Magdeburg  
mariusrhode@gmail.com

Dipl.-Ing. (FH) Robert H. Renner  
Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg  
Lüneburger Straße 5  
39106 Magdeburg  
robert.renner@st.ovgu.de

Dipl.-Inf. Florian Seifert  
Universität Augsburg  
Universitätsstraße 6a  
86159 Augsburg  
seifert@informatik.uni-augsburg.de

Dipl.-Ing. Raimund Schnieder  
TU Clausthal  
Institut für Elektrische Energietechnik  
Leibnizstraße 28  
38678 Clausthal-Zellerfeld  
raimund.schnieder@tu-clausthal.de

Anton Shapovalov  
TU Dortmund  
Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz  
und Energiewirtschaft  
f+e-Gebäude, Raum 2.13  
Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20  
44227 Dortmund  
anton.shapovalov@tu-dortmund.de

Martin Stötzer  
Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg  
Universitätsplatz 2  
39106 Magdeburg  
martin.stötzer@ovgu.de

B.Sc. Pascal Wiest  
Universität Stuttgart - IEH  
Lilienthalstraße 12  
88250 Weingarten  
pascal\_wiest@web.de

Gunnar Wollmann  
TU Ilmenau  
Heinrich-Büchner-Straße 36  
04347 Leipzig  
gunnar.wollmann@tu-ilmenau.de

M.Sc. Hua Ye  
TU Berlin  
Sustainable Electric Networks and Sources of Energy  
Einsteinufer 11 (ZMH-1)  
10587 Berlin  
yehua\_tub@hotmail.com

## Ein Herzlicher Dank gilt den Reviewern:

Prof. Dr.-Ing. István Erlich	Universität Duisburg-Essen
Prof. Dr.-Ing. Jens Haubrock	Fachhochschule Bielefeld
Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz	Technische Universität Dortmund
Prof. Dr.-Ing. Zbigniew Antoni Styczynski	Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
Prof. Dr.-Ing. Wolfram Wellßow	Technische Universität Keiserslautern
Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann	Technische Universität Ilmenau
Dr.-Ing. Michael Agsten	Technische Universität Ilmenau
Dipl.-Ing. Wilfried Fischer	50Hertz Transmission GmbH
Dipl.-Ing. Mike Ifland	Technische Universität Ilmenau
Dipl.-Ing. Alexander Kuester	Swissgrid AG
M.Sc. Anne-Katrin Marten	Technische Universität Ilmenau
Dipl.-Ing. Steffen Schlegel	Technische Universität Ilmenau
Dipl.-Ing. Martin Stötzer	Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

## Organisation

Philipp Gattig  
Mike Ifland  
Anne-Katrin Marten  
Sarah Paul  
Steffen Schlegel  
Anne Schubert  
Robert Schwerdfeger  
Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann

## Impressum

IEEE Student Branch Ilmenau  
Steffen Schlegel  
Fachgebiet Elektrische Energieversorgung  
Gustav-Kirchhoff-Straße 1  
98683 Ilmenau

**URN:** urn:nbn:de:gbv:ilm1-2012200042

