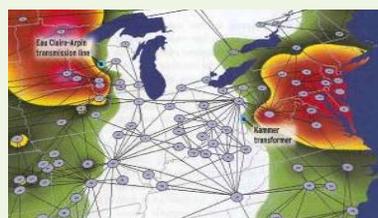


JAHRESBERICHT 2009 ANNUAL REPORT 2009



**LEHRSTUHL FÜR ENERGIESYSTEME
UND ENERGIEWIRTSCHAFT**
INSTITUTE OF POWER SYSTEMS
AND POWER ECONOMICS

ARBEITSGEBIET ENERGIEEFFIZIENZ
ENERGY EFFICIENCY RESEARCH GROUP

Herausgegeben vom

Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft
Technische Universität Dortmund
Univ. Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz

44221 Dortmund

Telefon: (0231) 755-2396

Telefax: (0231) 755-2694

E-Mail: christian.rehtanz@tu-dortmund.de

Redaktion: D. König, K. Jaskolla

Druck: Zentrale Vervielfältigung

Vorwort

Das Thema Energie hat im vergangenen Jahr stark an Interesse gewonnen. Der Klimawandel ist in aller Munde und daher richten sich vielfältige Fragen an die Energietechnik. Der Begriff „smart“ ergreift in diesem Zusammenhang alle Bereiche von Netzen bis zu den Zählern der Endkunden. Auch der Bereich der Elektromobilität hat im letzten Jahr großes Interesse bei Bürgern und Politik geweckt. Darüber hinaus ist das Thema Energieeffizienz von stark wachsender Bedeutung.

Es freut uns besonders, dass im vergangenen Jahr an der Technischen Universität Dortmund neben dem Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft das Arbeitsgebiet für das Thema Energieeffizienz eingerichtet werden konnte. Durch eine RWE-Stiftungsprofessur wurde damit die Energietechnik in der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik gestärkt. Frau Prof. Dr. Johanna Myrzik leitet das Arbeitsgebiet seit September 2009 und steht für Fragen der effizienten Energieverwendung bis hin zur Leistungselektronik zur Verfügung.

Zusammen mit vielen Partnern haben wir eine ganze Reihe neuer Projekte in dem vielfältigen Spannungsfeld der Energiesystemtechnik gestartet. In EU-Projekten beschäftigen wir uns mit dem Ausbau und der Führung großer Netze. Insbesondere das Projekt ICOEUR zusammen mit EU- und russischen Partnern, bei welchem wir der Konsortialführer sind, ist eine besondere Herausforderung. Das EU-Projekt „Realizegrid“ für neue Technologien und deren wirtschaftliche Bewertung zur Engpassbeseitigung ist angelaufen. Das EU-Projekt „G4V-Grid for Vehicles®“ liegt in den Startlöchern und wird sich mit dem massiven Einsatz von Elektrofahrzeugen und deren Netzintegration beschäftigen. Neben dem weithin sichtbaren E-Energy-Projekt E-DeMa des Bundeswirtschaftsministeriums konnten weitere BMWi-Projekte über Verteilnetze der Zukunft bis hin zu E-Mobility gewonnen werden. Bedingt durch diese neuen Forschungsvorhaben hat sich der Lehrstuhl personell durch zusätzliche wissenschaftliche Mitarbeiter erheblich verstärkt, um Forschung und Lehre in den Schwerpunktbereichen Transportnetz, Verteilnetz, Schutz- und Leittechnik sowie der Elektrizitätswirtschaft voranzutreiben.

Wir freuen uns, dass der Lehrstuhl und das neue Arbeitsgebiet in einem schwingvollen und kreativen Miteinander die Zukunft der Energiesysteme, Energiewirtschaft und Energieeffizienz gestalten können. Wir bedanken uns bei allen Mitarbeitern, Partnern, Freunden und Förderern für die vielfältige Unterstützung und gute Zusammenarbeit und freuen uns auf eine weitere erfolgreiche gemeinsame Zukunft.

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz
Prof. Dr.-Ing. em. Edmund Handschin

Prof. Dr.-Ing. Johanna M. A. Myrzik

Inhalt

1. Personal	3
2. Kooperation mit anderen Forschungseinrichtungen	4
3. Lehrbetrieb	5
3.1 Vorlesungen	5
3.2 Exkursionen	6
4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten	7
5. Vorträge	104
5.1 Beiträge für das Kolloquium	104
5.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern	104
6. Veröffentlichungen	107
6.1 Publikationen	107
6.2 Diplomarbeiten	116
6.3 Studienarbeiten	117
7. Promotionen	118

1. Personal

Lehrstuhl ESW:	Univ. Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz Univ. Prof. em. Dr.-Ing. E. Handschin	
Arbeitsgebiet EEF:	Univ. Prof. Dr.-Ing. J. Myrzik	
Sekretariat:	N. Funke	
Lehrbeauftragte:	Dr.-Ing. L. Jendernalik, <i>RWE Net AG</i> Dr.-Ing. U. Möhl, <i>YIT Germany GmbH</i>	
Akademische Gäste:	Dr. N. Okada, <i>CRIEPI, Tokio, Japan</i> Prof. N. I. Voropai, <i>ESI, Irkutsk, Russland</i> M. Sc. D. Panasetskiy, <i>ESI, Irkutsk, Russland</i> Dr. M. Vasilyev, <i>ESI, Irkutsk, Russland</i>	
Stipendiaten:	Dipl.-Ing. G. A. Blanco, <i>San Juan, Argentinien</i> M. Sc. Y. Dechang, <i>Beijing, V.R. China</i> M. Sc. A. El-Hadidy, <i>Giza, Ägypten</i> M. Sc. Y. Li, <i>Xinyang, V.R. China</i>	
Wiss. Mitarbeiter:	Dipl.-Ing. D. König Dipl.-Wirt.-Ing. M. Bolczek Dipl.-Ing. B. Gwisdorf Dipl.-Ing. U. Häger Dr.-Ing. O. Krause Dipl.-Wirt.-Ing. M. Osthues Dipl.-Ing. S. Rüberg Dipl.-Ing. J. Schwippe Dipl.-Wirt.-Ing. D. Waniek	Dipl.-Wirt.-Ing. H. Belitz Dipl.-Ing. K. Görner Dipl.-Ing. W. Horenkamp Dipl.-Ing. M. Kleemann Dipl.-Wirt.-Ing. S. Kreutz Dipl.-Ing. J. Rolink Dipl.-Ing. S. Ruthe M. Sc. S. Stepanescu Dipl.-Wirt.-Ing. A. Worgull
Technische Mitarbeiter:	K. Jaskolla , K.-D. Tesch	
Studentische Hilfskräfte:	R. Almeida J. v. Haebler S. König T. Noll A. Sardari L. Wenning	C. Bentz B. Keune T. König T. Nowotny S. Skribic T. Zimmermann
		S. v. Bobart A. Koch I. Messing A. Reissaus M. Voormann

2. Kooperation mit anderen Forschungseinrichtungen

Der Lehrstuhl ist neben projektbezogenen Konsortien schwerpunktmäßig an den folgenden drei Clusterorganisationen zur interdisziplinären Forschung beteiligt.

Innerhalb der Universität ist die Energieforschung in der Interdisziplinären Dortmunder Energieforschung (IDE e.V.) zusammengefasst und bietet eine ideale Kooperationsplattform.

IDE - Interdisziplinäre Dortmunder Energieforschung e.V.

Technische Universität Dortmund

Emil-Figge-Str. 70

44227 Dortmund

Universitätsübergreifend bündelt die **ef.ruhr GmbH** die deutschlandweit größte Anzahl von Lehrstühlen der Universitäten Dortmund, Bochum und Duisburg-Essen die in der Energieforschung aktiv sind. Industriepartner haben hierdurch einen gezielten Zugriff auf das gesamte Spektrum der Energieforschung, so dass Forschungsprojekte in idealer Form realisiert werden können.

ef.Ruhr GmbH

Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20

44227 Dortmund

www.ef-ruhr.de

Ebenso bietet das ZEDO e.V. die Möglichkeit zu industrienaher Forschung und zum Technologietransfer.

ZEDO - Zentrum für Beratungssysteme in der Technik, Dortmund e.V.

Joseph-von Fraunhofer Str. 20

44227 Dortmund

Die Partnerschaften und Kooperationen zu vielfältigen nationalen und internationalen Energieversorgern, Herstellern, Universitäten und Forschungsstätten konnten im Berichtsjahr im bisher gewohnten Umfang weitergeführt, aber auch neue Kooperationen neu initiiert werden. Diese Kooperationen umfassen Projekte, Auftragsforschungen, Gutachten, Studien sowie Gastvorlesungen und den Austausch von Studenten und wissenschaftlichen Mitarbeitern. Darüber hinaus erfolgt die Mitarbeit in zahlreichen nationalen und internationalen Gremien (VDE, IEEE, CIGRE) sowie die Organisation von Konferenzen (z.B. PSCC).

3. Lehrbetrieb

3.1 Vorlesungen

Elektrische Energietechnik (Diplom Elektrotechnik) *Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz*

Obligatorische Vorlesung für alle Diplom Studierenden der Elektrotechnik im 6. Semester

Inhalt: Drehstrom-Systeme; Elemente der elektrischen Energieversorgung; Betriebsverhalten; Kraftwerkstechnik; Berechnung elektrischer Energieversorgungssysteme im stationären und dynamischen Zustand; Schutztechnik; Wirtschaftlichkeit

Einführung in die elektrische Energietechnik (SS) *Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz*

Obligatorische Vorlesung für alle Bachelor Studierenden der Elektrotechnik im 2. Semester

Inhalt: Drehstromschaltungen; Transformator; Grundlagen elektromechanischer Energie-wandlung; Thermodynamik und Kraftwerkstechnik; Systemelemente, Netzaufbau und Netzberechnung; Schutztechnik; Grundlagen der Energiewirtschaft

Informationssysteme der Energieversorgung *Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz*

Wahlpflichtvorlesung für Studierende der Elektrotechnik, Informationstechnik, angewandten Informatik und des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Energietechnische Grundlagen; stationäre Netzberechnung; Sensitivitätsanalyse; Kurzschlussberechnung; Zustandsabschätzung; Expertensysteme; Informationssysteme für die Netzbetriebsführung; Optimierung; Asset-Management

Systemdynamik und -stabilität der Energieversorgung *Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz*

Wahlpflichtvorlesung für Studierende der Elektrotechnik, Informationstechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: FACTS-Geräte; Dynamisches Netzverhalten; Primär und Sekundärregelung; Spannungsstabilität und –regelung; Statische Stabilität und Transiente Stabilität

Elektrizitätswirtschaft *Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz*

Wahlpflichtvorlesung für Studierende der Elektrotechnik, der Informationstechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Verbundsysteme; Liberalisierung; Optimierung; Wirtschaftlichkeitsrechnung; Laststeuerung; Bezugsüberwachung; Instandhaltung

Energieversorgung *Dr.-Ing. L. Jendernalik*

Wahlpflichtvorlesung für Studierende der Elektrotechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Planung von Nieder-, Mittel und Hochspannungsnetzen; technische Bewertung; Wirtschaftlichkeit

Energie- und Gebäudemanagement*Dr.-Ing. U. Möhl*

Wahlpflichtvorlesung für Studierende der Elektrotechnik, des Wirtschaftsingenieurwesens und des Bauwesens

Inhalt: Bau- und Objektmanagement, Bauvertragsrecht; Betriebswirtschaftliche und energie-wirtschaftliche Kennzahlen im Bau- und Objektbetrieb; Einführung in die Heizungs-, Klima- und Lüftungstechnik von Gebäuden; Energieversorgung von Gebäuden, Gebäu-deleittechnik, Gebäudemanagementsysteme, Energiemanagementsysteme

Leistungselektronik*Prof. Dr.-Ing. J. Myrzik*

Wahlpflichtvorlesung für Studierende der Elektrotechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Leistungshalbleiter, Netzgeführte Brückenschaltungen, Selbstgeführte Stromrichter, Steuer- und Regelkonzepte, Schaltnetzteile, Resonanz-Stromrichter, Anwendungen aus dem Bereich der Maschinen und der Energieversorgung

Technologie des Energietransports*Prof. Dr.-Ing. J. Myrzik**Prof. Dr.-Ing. F. Jenau*

Wahlpflichtvorlesung für Studierende der Elektrotechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Teil 1 „Energietransport“ wird durch Prof. Jenau gelesen: E-Feldoptimierung, Gas-, Feststoff- und Flüssigkeitsfestigkeit, Plasmatechnik, Grenzschichtteilentladung, Stofftechnologie, Netzkomponenten Prüfquellen und Messeinrichtungen

Teil 2 „Leistungselektronik“ wird durch Prof. Myrzik gelesen: Leistungshalbleiter, Netzgeführte Brückenschaltungen, Selbstgeführte Stromrichter, Schaltnetzteile, Anwendungen aus dem Bereich der Energieversorgung

3.2 Exkursionen

- | | |
|----------------|---|
| 26.02.2009 | Besichtigung der Energieversorgung des Flughafens Düsseldorf |
| 25.06.2009 | Exkursion zur Baustelle Einkaufszentrum Limbecker Platz, Essen |
| 26.06.2009 | Besichtigung der Universität Petrosani, Rumänien |
| 27.06.2009 | Besichtigung des Wasserkraftwerks Hateg, Rumänien |
| 16.-18.09.2009 | Exkursion zum Siemens Generatorenkraftwerk in Mülheim/Ruhr, Kernkraftwerk Biblis in Biblis, FGH-Hochspannungsprüfinstitut in Mannheim |
| 09.12.2009 | Besuch der Kraftwerksschule in Essen |

4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten

Forschungsschwerpunkte im Arbeitsgebiet Energieeffizienz

Im September 2009 ist die neugeschaffene RWE-Stiftungsprofessur Energieeffizienz durch Frau Prof. Dr.-Ing. Johanna Myrzik besetzt worden.

Eine der größten Herausforderungen zukünftiger Energieversorgung liegt in der stets steigenden Nachfrage nach elektrischer und nichtelektrischer Energie. Dabei wird einer effizienten Nutzung von Energie eine immer größer werdende Rolle zu kommen. Die Weltenergieagentur schätzt, dass durch Effizienzmaßnahmen allein im Bereich der Energieerzeugung und des Verbrauchs eine CO₂-Einsparung von 40% erreicht werden kann. Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine umfassende und wirkungsvolle Energieeffizienz nicht nur mit individuellen Lösungen zu erreichen ist, sondern vor allem mit systemtechnischen Lösungen, die die regionalen, kommunalen und lokalen Bereiche der Energieversorgung wie auch die der industriellen gleichermaßen berücksichtigt.

Die Forschungsschwerpunkte des neuen Arbeitsgebietes werden sich auf drei Themengebiete konzentrieren:

Energiemanagementsysteme für die kommunale und industrielle Energieversorgung

Die Zielstellungen der EU bis zum Jahr 2020 den CO₂ Ausstoß um 20 % zu reduzieren, die Integration regenerativer Energien um 20% zu erhöhen sowie eine Energieeinsparung um 20% zu erzielen, setzt die Entwicklung einer neuen flexiblen, effizienten und intelligenten Energieversorgung voraus. Gerade im Bereich urbaner und industrieller Energieversorgung lassen sich auf den Elektrizitäts- und Wärmebedarf zugeschnittene CO₂-arme Versorgungskonzepte entwickeln. Solche neuen Versorgungskonzepte haben einen multi-technologischen Charakter durch die gleichzeitige Verwendung verschiedener Energieerzeugungseinheiten und Speichermöglichkeiten für Elektrizität und Wärme. Forschungsschwerpunkte sind hier:

- Integration von Kraft-Wärme-Kopplungskonzepten, dezentraler/regenerativer Energiequellen
- Entwicklung von integralen $E_{(\text{elektrizität})} W_{(\text{ärme})} K_{(\text{älte})}$ -Systemmodellen und Managementstrategien unter Einbezug ökonomischer Aspekte
- Multi-technologische Versorgungsstrukturen für Gebäude, Wohnviertel und industrielle Anlagen
- Neue Infrastrukturen in der kommunalen Energieversorgung

- Einbindung von Elektroautos in die kommunale Versorgungsstruktur
- Energiebilanz- und -Effizienzanalyse bestehender industrieller Anlagen

Effiziente Nutzung von Apparaten und Entwicklung neuer Infrastrukturen

Die Anzahl Kleinverbraucher mit leistungselektronischen Komponenten nehmen im privaten und bürotechnischen Bereich stark zu. Zum einen bietet die verwendete Leistungselektronik Möglichkeiten zur Energieeinsparung am individuellen Gerät zum anderen belastet sie aber das Netz durch sogenannte Netzzrückwirkungen. Gerade bei einer massenhaften Benutzung solcher Geräte sind die Netzzrückwirkungen und ihre Konsequenzen für das Versorgungssystem nicht mehr zu vernachlässigen.

Die meisten Geräte, die im privaten und bürotechnischen Bereich verwendet werden, basieren auf DC-Technologien. Zur Spannungsanpassung werden meist Schaltnetzteile (mit Teils schlechtem Wirkungsgrad) verwendet. Zur Erhöhung der Systemeffizienz ist es zu prüfen, inwieweit DC-Infrastrukturen in Gebäuden eine mögliche Lösungsoption darstellen, zumal die Integration von z.B. Photovoltaik oder Batteriesystemen auch auf DC-Technologien beruhen. Forschungsschwerpunkte sind hier:

- Entwicklung von DC-Infrastrukturen und Technologien, Untersuchung zur idealen Spannungsform
- Untersuchung zu Netzzrückwirkungen von Verbrauchern und dezentralen Versorgungseinheiten und ihre Konsequenzen für das elektrische Netz
- Testen bestehender und Entwicklung neuer Energieeinsparungsmethoden für Apparate, motorische Anwendungen und Beleuchtung

Komponentenentwicklung

In Zukunft werden dezentrale Energieversorgungseinheiten nicht allein Leistung liefern, sondern auch verschiedene Dienste anbieten müssen. Solche Dienste betreffen nicht nur die Leistungs- und Spannungsregelung, sondern auch das Beeinflussen von Power Quality Aspekten (z.B. aktives Filtern und Dämpfen). Das Fachgebiet Energieeffizienz kann hier einen Beitrag leisten zu:

- Multifunktionale Leistungselektronik für dezentrale Energieversorgungseinheiten
- Erhöhen der Kapazität des Netzes durch Leistungselektronik
- Multifunktionale und effektive Leistungselektronik für E-Mobility

Prof. Dr. Johanna M. A. Myrzik

Die Forschungsschwerpunkte für den Lehrstuhl liegen in systemtechnischen Betrachtungen für eine zukunftsfähige Energieversorgung. Hierzu werden Technologien aus den Bereichen Leittechnik, Regelungstechnik, Leistungselektronik, Kommunikationstechnik, zentraler, dezentraler und regenerativer Energien und Speicher für die speziellen Bedürfnisse zukünftiger Energieversorgungssysteme erforscht und in das Gesamtsystem der Energieversorgung und der Energiemärkte integriert.

Diese neuen Technologien bilden die zukünftige Struktur der Übertragungs- und Verteilnetze sowie deren Betrieb und leittechnische Architektur. Energie-wirtschaftliche sowie gesetzliche Rahmenbedingungen finden hierbei Berücksichtigung. Modellierung und Simulation sind wichtige Entwurfshilfsmittel, die aber durch eine praxisnahe Verifikation von prototypischen Anwendungen ergänzt werden müssen. Das übergeordnete Ziel ist es, technisch und wirtschaftlich machbare Wege zu einer umweltgerechten und nachhaltigen Energieversorgung zu erforschen.

Die Systembetrachtung der Energieversorgung erfordert in hohem Maße einen interdisziplinären Ansatz. Die Universität Dortmund bietet hierzu ideale Bedingungen durch Kooperationen innerhalb der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik sowie mit anderen Fakultäten und Universitäten.

Insbesondere die verteilten Strukturen einer zukünftigen Energieversorgung erfordern ein verteiltes, sich selbstorganisierendes Leit-, Regelungs- und Energiemanagementsystem. Hierzu werden verteilte Rechner-, Software- und Algorithmenstrukturen benötigt, die sich als aktuelle Trends in der Informationstechnik abzeichnen. Hierin liegt ein großes Synergiepotential zwischen der Energiesystemtechnik und der Informationstechnik innerhalb der Fakultät. Der Lehrstuhl fokussiert sich auf den nachfolgend beschriebenen Schwerpunkten.

Leittechnik-Systemarchitektur zum Energie- und Netzmanagement

Bei der Leittechnik in der Energieversorgung steht ein Generationssprung an, der zukünftige Informationstechnologien sowie die Anforderungen an System-sicherheit bei volatilen Energiemärkten und durch zunehmend verteilte und auch diskontinuierliche Einspeisungen berücksichtigt. Die bisherige Architektur ist streng hierarchisch aufgebaut und basiert auf Speziallösungen für die Energietechnik. In Zukunft sind Synergien durch die konsequente Verwendung neuester informationstechnischer Entwicklungen und Standards zu erzielen.

Die Themen im Einzelnen sind:

- Kostengünstige Leittechnik- und Energiemanagement-Systeme basierend auf modernsten Informationstechnologien (Hardware-, Software- und Kommunikationstechnologien)
- Weitbereichsmess-, Regelungs- und Schutzsysteme einschließlich deren Algorithmen zur Verbesserung der Systemzuverlässigkeit und Sicherheit. Hierbei bilden satellitengestützte zeitsynchronisierte Zeigermesseinrichtungen (Phasor Measurement Units, PMU) eine neue messtechnische Grundlage, die für praktische Anwendungen nutzbar gemacht wird.
- Verteilte Energiemanagementsysteme und deren Algorithmen (z.B. Multiagentensysteme) zum optimierten Betrieb und zur koordinierten Regelung von Energieversorgungssystemen (z.B. Selbstkoordinierende Regelung von leistungselektronischen Netzkomponenten wie HVDC / FACTS oder von dezentralen Umrichter gekoppelten Einspeisungen / Speichern)

Neue systemtechnische Konzepte im Netz und zur Netzbeeinflussung

Flexibler, sicherer und mehr Energie zu übertragen, sind Hauptanforderungen an heutige Energienetze. In diesen Bereich fällt auch die Integration dezentraler Energieeinspeisungen. Hierzu lassen sich neue Komponenten wie z.B. leistungselektronische Netzregler (FACTS), spezielle Hochspannungsgleichstrom-Übertragungen (HVDC) sowie Kombinationen von Funktionen bisheriger Komponenten ableiten.

Begleitend sind Messungen realer Netzsituationen durchzuführen, die zum Beispiel die Problematiken der Versorgungsqualität oder bei der Einbindung dezentraler Energieumwandlungsanlagen, wie insbesondere Windkraftanlagen, analysieren. Eine geeignete Messtechnik bildet hierbei die Grundlage praxisnah zu forschen.

Die Themen im Einzelnen sind:

- Entwurf unterirdischer Energieversorgung bedingt durch zunehmende Umweltaforderungen (vermischte Kabel- und Freileitungsübertragungsnetze, insbesondere mit HVDC).
- Systemtechnische und Marktintegration erneuerbarer Energien sowie Netzintegration von Offshore-Erzeugungen insbesondere mittels HVDC.
- Modularisierte Netzregler zur Leistungsflussregelung und Versorgungsqualität (FACTS), zum Beispiel die Verknüpfung von leistungselek-

tronischen Modulen mit Unterstationen und Transformatoren. Hierbei steht der Systemaufbau im Vordergrund.

Gekoppelte Netz- und Energiemarktanalysen

In der Energieversorgung bilden Modellierung und Simulation eine wesentliche Grundlage für die Netzplanung, den Betrieb und das Marktgeschehen. Insbesondere sind Netz- und Marktsimulationen zu kombinieren. Neue technische Lösungen müssen durch Elektrizitätsmarktszenarien evaluiert werden, um deren Nutzen für die Marktteilnehmer abzuschätzen.

Die Themen im Einzelnen sind:

- Modellierung von Energiemärkten und Netzen, insbesondere unter Berücksichtigung von Verfahren zum Engpassmanagement. Daraus resultiert die Möglichkeit zur wirtschaftlichen Bewertung neuer technischer Lösungen z.B. zur Engpassreduktion.
- Probabilistische Netzplanung insbesondere bei erneuerbaren Einspeisungen. Asset Management zum Entwurf und Betrieb effizienter Netzstrukturen unter Anreizbedingungen
- Flexible Integration von Kunden bis hin zu Elektrofahrzeugen in den Energiemarkt (E-Energy) zur Erlangung eines effizienten technischen und wirtschaftlichen Gesamtsystems.

Systembetrachtungen für eine zukünftige Energieversorgung

Dieser letzte Bereich dient der strategischen Planung einer zukünftigen Energieversorgung einschließlich zukünftiger Energiemarktstrukturen. Welche Szenarien einer zukünftigen Entwicklung sind anzunehmen und welche technischen und Markt-Anforderungen ergeben sich daraus? Welche technologischen Entwicklungen machen langfristig Sinn oder sind Zwischenstadien einer weitergehenden Entwicklung? Diese Fragen müssen beantwortet werden, um die Vision einer umweltgerechten und nachhaltigen Energieversorgung und einen technisch und wirtschaftlich machbaren Weg dorthin definieren zu können.

Die Themen im Einzelnen sind:

- Gesamtsystembetrachtungen (Modellierung, Simulation, Optimierung) bei veränderten Einspeisestrukturen und unter Berücksichtigung aller Energiearten und -nutzungen.
- Zukünftiges Gesamtszenario für die Energieversorgung unter Berücksichtigung des aktuellen Kraftwerksparks, der innerhalb der nächsten 20

Jahre ca. zur Hälfte ersetzt wird und der daraus resultierenden Konsequenzen für das Netz und den Elektrizitätsmarkt.

E-DeMa - Entwicklung und Demonstration dezentral vernetzter Energiesysteme hin zum E-Energy-Marktplatz der Zukunft

Ziel des Forschungsprojektes E-DeMa ist die Schaffung eines E-Energy-Strommarktplatzes 2020. Stromkunden (Privat u. Gewerbekunden) werden an eine offene elektronische Internetplattform mittels Kommunikations-Gateways - sogenannten IKT-Gateways - mit Energiehändlern, Verteilnetzbetreibern u. weiteren Akteuren verbunden, wodurch sich neue Geschäftsmodelle für eine aktivere Marktteilnahme der Akteure ergeben. Dabei werden im Kern Aspekte der Netzbetriebsführung, Inhouse-Anwendungen, zeitnahe Verbrauchsdatenerfassung und -bereitstellung berücksichtigt. Hierzu gilt es, Energietechnik, Energiewirtschaft und IKT zu E-Energy zu verknüpfen. Wichtige Voraussetzung für eine erfolgreiche Durchführung des Gesamtvorhabens ist die Definition und theoretische Beschreibung des E-Energy Marktplatzes sowie Klärung relevanter Fragestellungen die Plattform betreffend wie z.B. Akteure, Mechanismen, Anreize und Markttrollen. Dabei ist der E-Energy-Marktplatz vor allem als eine Institution zu verstehen, deren Aufgabe nicht zuletzt in der Aktivierung der heutigen Energieabnehmer für das Marktgeschehen liegt. Er ist damit ein wesentliches Tool, um eine Transformation des Energiemarktes zu erreichen. Ausgehend von der derzeitigen Struktur und Situation der Energieversorgung, wie sie durch die aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen geprägt ist, sind Einbettungsmöglichkeiten des Marktplatzes in das bestehende Beziehungsgefüge der Elektrizitätswirtschaft zu beschreiben. Nur mit einer schlanken Gestaltung der heutigen kundenorientierten Geschäftsprozesse lassen sich Wertschöpfungseffekte generieren, die die Schaffung eines elektronischen E-Energy-Marktplatzes für Endkunden rechtfertigen.

E-DeMa - Development and Demonstration of Decentralized Energy Systems to an E-Energy-Marketplace of the future

The aim of the research project E-DeMa is the development of an E-Energy-marketplace 2020. Electricity customers (private and commercial customers) are connected by communication gateways (so called ICT-gateways) to an open electronical internet platform to get in contact with energy suppliers, distribution system operators and other market players. This leads to new business models for a more activated participation in the market. Especially aspects of systems for network control, Inhouse applications, prompt acquisition and supply of consumption data are considered. Therefore, power engineering, power industry and ICT is to be connected in E-Energy.

An important requirement for successful realization of the project is the definition and theoretical description of the E-Energy-marketplace and clarification of the relevant issues regarding the platform such as market players, mechanisms, incentives and market roles. The E-Energy-marketplace is therefore an institution with the task to activate the customer for market activities. It represents an important tool to reach a transformation of the energy market. Originating from the structure and situation of the power supply of today, possibilities to embed the marketplace in the existing relationships of the electricity industry are to be described. Only by generating a slim design of the current customer oriented business processes, the development of an electronical E-Energy-marketplace for customers can be justified.

Dieter König

Dieses Forschungsvorhaben wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) im Rahmen des E-Energy-Programms gefördert und in Kooperation mit den Universitäten Bochum und Duisburg-Essen, mit der Fachhochschule Dortmund sowie mit den Unternehmen RWE, Siemens, Miele, Stadtwerke Krefeld und Prosyt durchgeführt.

Während heute der elektronische Handel von elektrischer Energie bereits vielfach in den Geschäftsbeziehungen zwischen den Unternehmen unverzichtbarer Bestandteil geworden ist, vollzieht sich der Handel zwischen Lieferanten und Endabnehmern elektrischer Energie nach wie vor auf traditionellen Wegen. Zwar bieten inzwischen fast alle Stromlieferanten über ihre Homepage Internetportale an, über die die Auswahl und Bestellung elektrischer Energie möglich ist, jedoch ist hierbei ein direkter Tarif- und individueller Kostenvergleich mit Alternativen durch den Kunden nicht möglich und wohl auch seitens der Lieferanten nicht unbedingt angestrebt. Bei all diesen Lieferanten-Portalen wird dem Kunden zwar eine Produktdifferenzierung mit Hilfe sogenannter Tarifrechner ermöglicht, jedoch stützt sich die dort vorgenommene Kostenermittlung auf den letzten Jahresverbrauch des Kunden und bleibt somit vage. Ein präziser Kostenvergleich zwischen verschiedenen Tarifen eines Anbieters ist damit sehr schwierig, ein Vergleich zwischen mehreren Anbietern sogar fast unmöglich, sofern nicht eins der inzwischen zahlreichen Internetportale für den Vergleich von Strompreistarifen genutzt wird (verivox.de, Tarifvergleich.de, wechseln.de u.a.). Das Geschäftsmodell der genannten unabhängigen Portalbetreiber basiert auf dem Anbieten einschlägiger Informationen (Bannerwerbung, Marketingdaten und -analysen, statistischen Analysen usw.) als kostenpflichtiger Service für die Stromlieferanten, während der Tarifvergleich für die Privat- und Gewerbekunden kostenlos durchgeführt wird. Eine Unterstützung der Geschäftsprozesse wird durch die Internetportale lediglich im Bereich der Geschäftsanbahnung zwischen Kunden und neuen Lieferanten geleistet. Teilweise können nach der Auswahl eines Tarifs durch den Kunden Web-Formulare ausgefüllt werden, die an den gewünschten (neuen) Lieferanten weitergeleitet werden. Teilweise kann der Kunde entsprechende Formulare des Lieferanten herunterladen und nach dem Ausfüllen an den Lieferanten senden, teilweise wird jedoch auch nur auf die Internetseiten des Lieferanten hingewiesen bzw. verlinkt. Beurteilt man die Attraktivität dieser online-Angebote für den Endkunden unter den Aspekten Überblick, Auswahl, Vermittlung und Abwicklung, so zeigt sich die derzeitige Situation als sehr unzufrieden stellend.

Zwar sind die Anbieter der verschiedenen Internetportale beständig bemüht, durch einen besseren Überblick über die Angebote der Stromanbieter einen Strukturierungswert für die Kunden zu schöpfen, jedoch liegt bereits in der Heterogenität der heutigen Angebote (Tarife mit/ohne Vorauszahlung, Laufzeit, mit/ohne Grundgebühr usw.), ein erhebliches Strukturierungshemmnis. Da der Nachfrager außerdem z.T. über eine unzureichende Kenntnis seiner eigenen längerfristigen Bedarfssituation (Verbrauch) verfügt, erzeugen diese Portale einen unbefriedigenden Selektionswert für den Endkunden gegenüber den unterschied-

lichen Tarifangeboten. Der Selektionswert bleibt auch deshalb gering, da bei der Mehrzahl der Angebote durch die z.T. lange Vertragslaufzeit die Höhe der Opportunitätskosten durch den Kunden nicht abgeschätzt werden kann.

Der Transaktionswert solcher Informationsportale beschränkt sich in der aktuellen Situation lediglich auf die Vertragsanbahnung beim Lieferantenwechsel für Strom und stellt sich lediglich durch ein vereinfachtes Formularwesen und eine schnellere Übermittlung des Auftrags an den Neulieferanten dar. Weitergehende Transaktionsvereinfachungen durch eine online-Abwicklung (Zahlungswesen, Kundendatenänderung etc.) können nur vereinzelt durch die Portale der Lieferanten selbst und auch nur nach deren Beauftragung vom Kunden als Transaktionswert geschöpft werden. Eine Abstimmungs- oder Kommunikationswertschöpfung bleibt aufgrund des aktuell geringen Marktvolumens der online-Portale rudimentär.

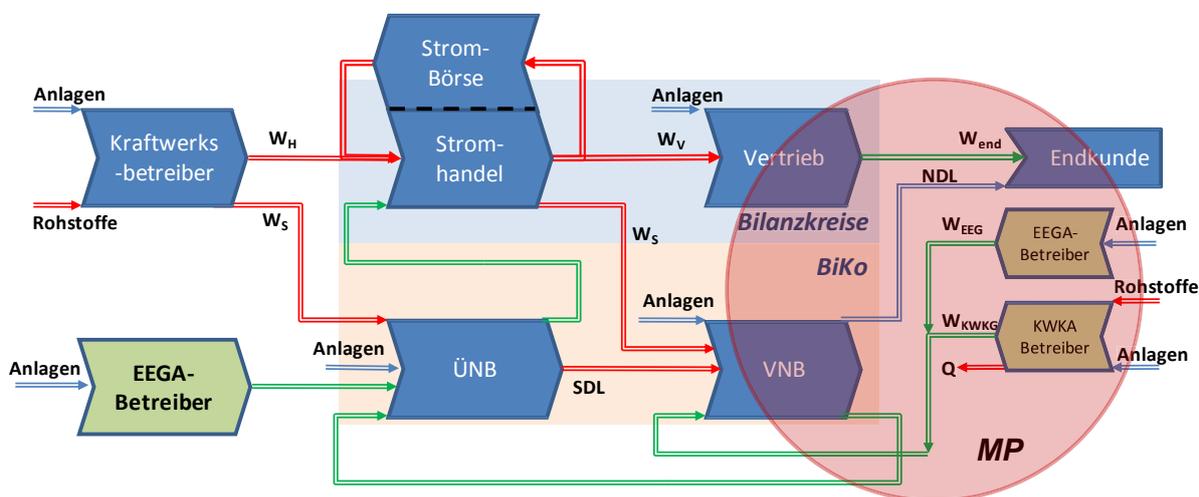


Bild 1: Wertschöpfungskette der Energieversorgung mit Einspeisung nach EEG und WKG
 Auch für die Unternehmen als Akteure am Strommarkt für Privat- und Gewerbekunden ergeben sich durch eine Nutzung des elektronischen Handels erhebliche Effizienzpotentiale bei der Wertschöpfung in allen Abschnitten der Energieversorgungskette (**Bild 1**). Diese Effizienzpotentiale begründen sich im Wesentlichen in Netzeffekten, die bei einer elektronisch kooperativen Abwicklung aller Geschäftsprozesse entlang der kompletten Wertschöpfungskette ausgeschöpft werden können, wenn die informationstechnische Integration der Wertschöpfungsstufen dabei den Privat- und Gewerbekundenmarkt der Stromversorgung mit umfasst. Die informationstechnische Einbindung der Endkunden wird dabei durch die Liberalisierung im Mess- und Zählwesen (→ MessZV) mit der Einführung der fernablesbaren Zähler begünstigt. Hierdurch können die bis dato noch manuell erfassten Zählwerte der Kundenverbräuche in wesentlich kürzeren Zyklen elektronisch direkt erfasst, durch einen automatisierten Prozess aufbereitet und den am Ener-

gieversorgungsprozess beteiligten Akteuren zeitnah elektronisch zugänglich gemacht werden. Zum einen lässt sich hierdurch die Kenntnis über den zeitlichen Strombedarf (Verbrauchsprofil) des einzelnen Kunden verbessern, zum anderen könnte die „order-to-delivery-time“ verkürzt werden. Beides gestattet den Lieferanten eine verbesserte Portfoliooptimierung und damit geringere Beschaffungskosten. Auch die Netzbetreiber profitieren von der verbesserten Informationslage im Verbraucherprofil, da sie dadurch eine genauere Kenntnis über ihre Netzauslastung gewinnen und ihr Asset-Management anforderungsgerecht und damit kostenoptimaler gestalten können.

Eine verstärkte Einbindung von regenerativen Energien schafft zusätzlichen Wert im Energieversorgungsprozess. Die in Bild 1 dargestellte Wertschöpfungskette der heutigen Energieversorgung zeigt die Einbindung von Anlagen, die nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEGA-Betreiber) bzw. dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKA-Betreiber) an das Stromnetz angeschlossen wurden. Über den dargestellten E-Energy-Marktplatz und die damit verbundene informationstechnische Vernetzung dieser Anlagen kann es gelingen, auch fluktuierende Einspeisungen in die Bilanzierung und die Bilanzkreiskoordination einzubeziehen.

Damit wird zum einen der grundsätzlichen Herausforderung begegnet, die ständig steigende Dargebotsmenge an Elektrizität aus entsprechenden Quellen zu prognostizieren, abzuwickeln und abzurechnen. Zum anderen beantwortet der E-Energy-Marktplatz aber auch die Frage nach den künftigen Abnehmern der erneuerbaren Energien, da er Akteure, die über das nötige Wissen und entsprechende Kenntnisse verfügen, in die Lage versetzt, von vielen kleinen Erzeugern Strom zu erwerben und diesen an Dritte weiterzuverkaufen. Mit Hilfe der deutlich verbesserten IKT-Ausstattung kann es diesen Akteuren gelingen, aus einer großen Zahl stochastischer Einspeisungen handelbare Bänder zu bilden und diese gewinnbringend weiter zu veräußern.

Auf der Kundenseite schlussendlich entsteht zwar schon alleine durch Smart Metering eine höhere zeitnahe Verbrauchstransparenz, jedoch kann dies durch den Endverbraucher erst als Mehrwert realisiert werden, wenn er über eine elektronische Plattform unmittelbar in den Handelsprozess einbezogen wird. Nur so ist es möglich, für den endverbrauchenden Privat- und Gewerbekunden das Handelsgut kWh sowohl von der Liefermenge als auch dem Lieferzeitpunkt kognitiv fassbar zu machen. Mittels dieser individuell gewonnenen Wertbestimmung vor dem Hintergrund des Handels- bzw. Lieferprozesses lassen sich einerseits eine erhöhte Energieeffizienz und andererseits ein flexibleres Nachfrageverhalten der Kunden erwarten, was insgesamt auch zu einer Stärkung des Wettbewerbs am Markt führen wird.

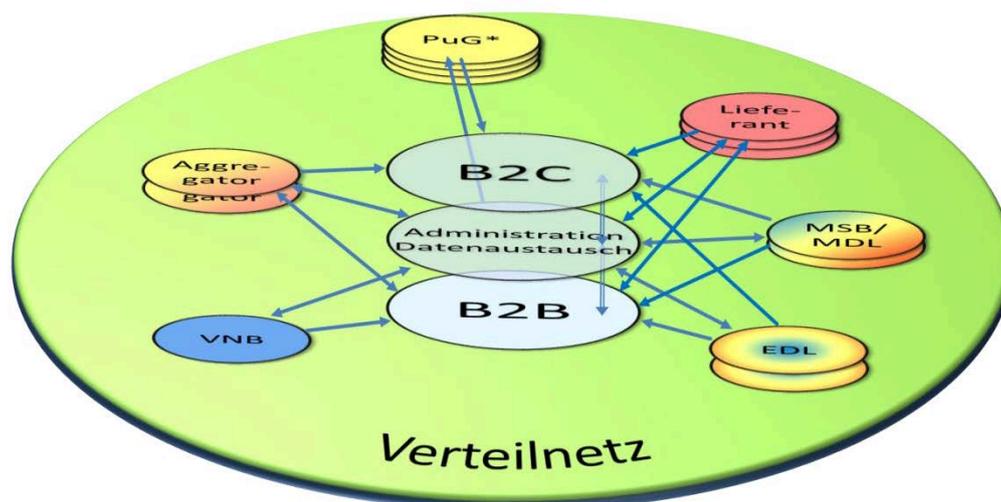


Bild 2: Architektur eines lokalen E-Energy-Marktplatzes

Um den Teil der Wertschöpfungskette in Bezug auf die Endkunden abzubilden wird eine Internet-Plattform geschaffen, die insbesondere den Privat- und Gewerbekunden stärker in diese Wertschöpfungskette einbezieht (siehe Bild 1). Diese Marktplatzarchitektur kann als informationstechnischer Kumulationspunkt für Managementdienstleistungen dienen. Die Architektur des Marktplatzes erstreckt sich über drei Ebenen (vgl. **Bild 2**):

- Auf der Business-to-Customer-Ebene (B2C-Ebene) werden ausschließlich Endkundengeschäfte getätigt. Hier erhalten neben den Endkunden nur diejenigen Marktakteure Zugang, die mit diesen Endkunden Kontakt haben.
- Auf der Business-to-Business-Ebene (B2B-Ebene) werden Geschäfte zwischen Unternehmen getätigt. Den an Endkundengeschäften beteiligten Akteuren bietet diese Ebene eine Plattform, um sogenannte Anschlussgeschäfte zu schließen sowie Energiedienstleistungen auszutauschen.
- Die dritte Ebene in der Systemarchitektur des Marktplatzes ist der Datenaustausch, dem Datenaustausch und der Administration vorbehalten. Diese Schicht liegt zwischen der B2C-Ebene und der B2B-Ebene. Sie ist als sogenannte Transaktionsschicht mit Datenschnittstellen zu allen Akteuren ausgestattet, die eine Kopplung zwischen den Datenverarbeitungssystemen der kommerziellen Marktakteure und dem Marktplatzsystem gestatten. Damit wird eine Unterstützung aller kundenorientierten Prozesse für die Anbieter geleistet.

Auf Grund der eindeutigen Zuordnung zwischen Verteilnetzbetreiber und Endkunde hat der Marktplatz eine strikte lokale Komponente, d.h. es werden Verträge mit lokalem Bezug geschlossen und die jeweiligen Funktionsumfänge sind auf die lokalen Rahmenbedingungen abgestimmt. Ein Kunde kann beispielsweise seinen

Verteilnetzbetreiber nicht frei wählen und auch nur auf diejenigen Lieferanten zugreifen, die für seinen Netzbereich eingestellt wurden. Daher gliedert sich die Marktplatzarchitektur in lokale E-DeMa-Marktplätze, die durch eine globale Administrationsebene mit einander vernetzt sind (vgl. Bild 3). Eine weitere geographische Differenzierung der Produkte selbst bzw. des verfügbaren Produkt-Angebots innerhalb eines Verteilnetzes ist denkbar. Die lokalen Marktplätze orientieren sich sinnvollerweise an den Netzgebieten der Verteilnetzbetreiber, wobei nicht ausgeschlossen ist, dass mehrere Verteilnetze gemeinsam einem lokalen Marktplatz zugeordnet sind. In diesem Fall ist ggf. jedoch eine weitere geographische Differenzierung der angebotenen Produkte erforderlich.

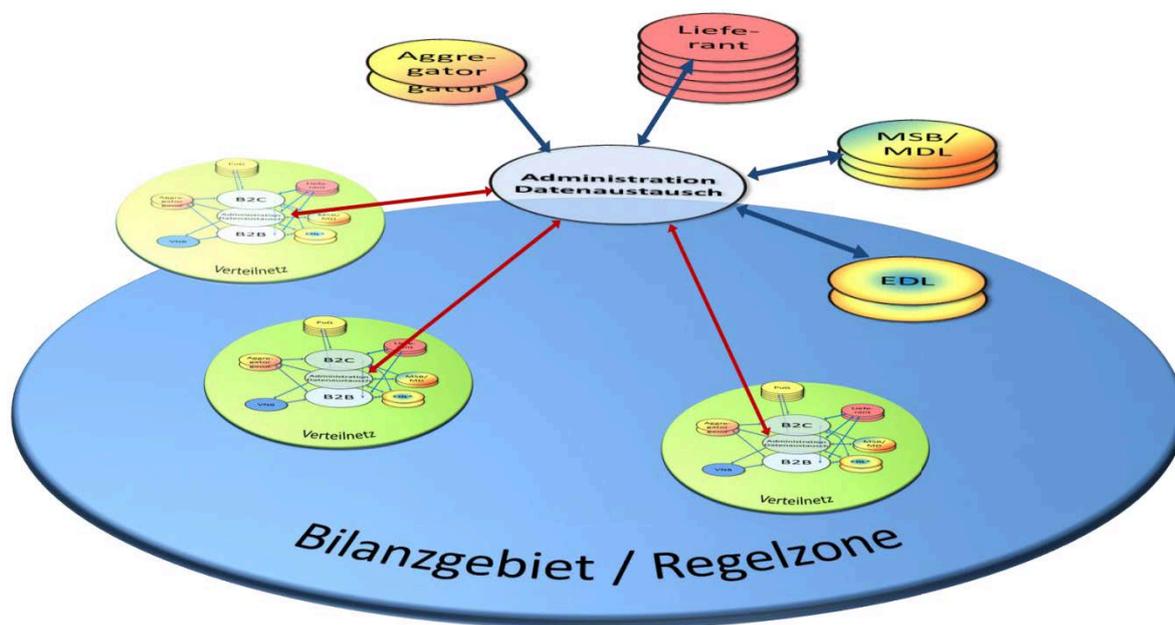


Bild 3: Globale Vernetzung der lokalen Marktplätze und Zugang überregional tätiger Akteure (© E-DeMa)

Eine globale Vernetzung der lokalen Marktplätze, die z.B. je Regelzone organisiert werden könnte, ermöglicht überregional tätigen Akteuren einen einfachen Zugang zu mehreren ausgewählten lokalen Marktplätzen. Auf diese Weise müssen z.B. Lieferanten und Messstellenbetreiber nicht auf verschiedenen Marktplätzen ihre Angebote formulieren, sondern können diese über die globale Ebene zentral an ausgewählte lokale Marktplätze adressieren. Auf übergeordneter Ebene können den global tätigen Akteuren dann weitere Funktionen angeboten werden. Beispiele hierfür sind Funktionen zur Netzentgeldifferenzierung oder Data-Mining-Funktionen zur geographisch orientierten Produktdifferenzierung.

Besondere Bedeutung kommt der globalen Ebene im Rahmen der Bilanzkreisführung und Bilanzkreiskoordination zu. Die Aggregation der bilanzkreisorientierten Einspeise- und Lastfahrpläne der lokalen E-Energy-Marktplatzsysteme auf der

globalen Administrationsebene ermöglicht den in einer Regelzone tätigen Bilanzkreisverantwortlichen und dem Bilanzkreiskoordinator eine wesentlich vereinfachte und beschleunigte Abstimmung. Dies schafft weitere Schöpfungspotentiale im Hinblick auf die verstärkte Integration fluktuierender Einspeisungen.

Der E-Energy-Marktplatz ist prinzipiell in der Lage, ganze Kunden- und Lieferantenwechselprozesse (vgl. Festlegung für Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE)) abzubilden. Er bietet zudem die Möglichkeit diese aufgrund seiner höheren technischen Ausstattung zu vereinfachen oder abzukürzen. Er sollte mithin geeignet sein, die Administration und Verarbeitung von Marktdaten zu beschleunigen. Dies ist eine wesentliche Voraussetzung für die Versorgung von Elektromobilen mit Ladeleistung durch die Netze. Elektromobile, die über Ladestationen mit elektrischer Energie versorgt werden, stellen aus Netzsicht sowohl zeit- als auch ortsveränderliche Lasten dar, die besondere Anforderungen einerseits an die Bilanzierung zum Zwecke der Netzführung und andererseits an die Abrechnung der Energielieferung mit dem Kunden stellen. Diese Anforderungen sind nur durch eine informations- und kommunikationstechnische Infrastruktur, wie sie durch einen E-Energy-Marktplatz gebildet werden, zu erfüllen (Bild 4).

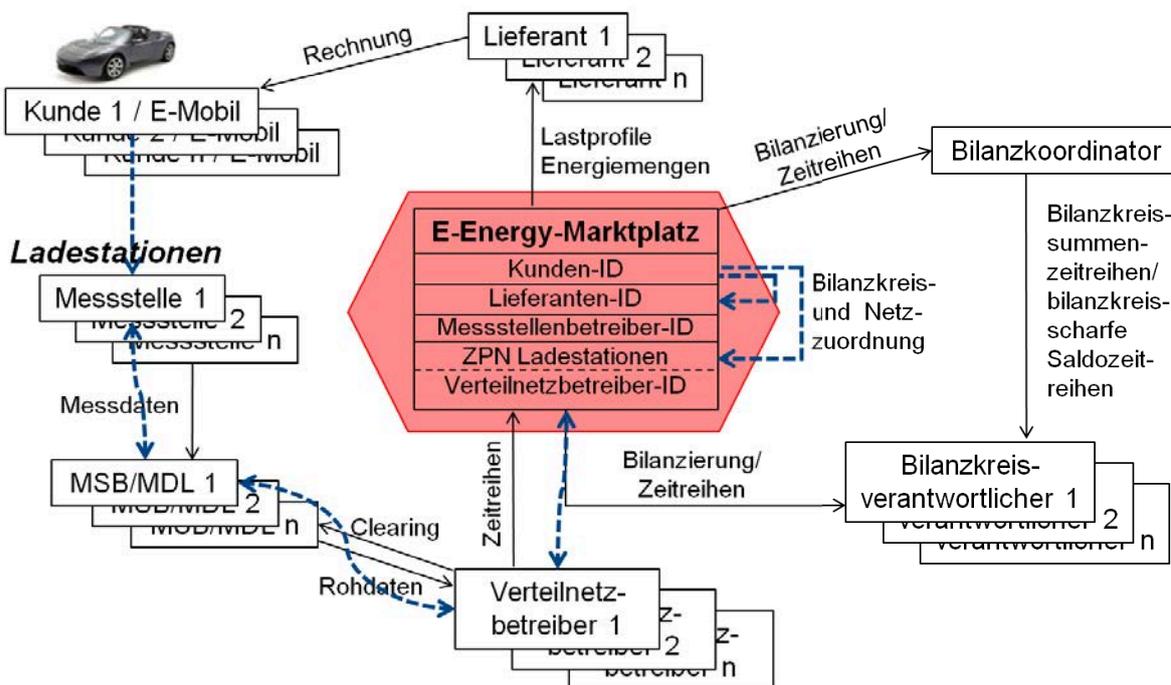


Bild 4: Der E-Energy-Marktplatz als Informationsdrehscheibe zur Integration von Elektromobilen in die Energieversorgung.

Energieeffizienz durch den Endkunden im E-DeMa-Kontext

In marktwirtschaftlich organisierten Systemen stellt der Preis den Knappheitsindikator für die Güterallokation dar. Dies gilt bei der elektrischen Energieversorgung heute nicht für den Endkundenmarkt, auf dem die Angebotspreise für elektrische Energie kaum oder gar nicht durch die Nachfrage getrieben werden.

Ein bedeutendes Ziel im Forschungsprojekt E-DeMa besteht in der Aktivierung des Endkunden, durch geeignete Anreizsysteme soll das Nachfrageverhalten der Kunden flexibilisiert werden. Durch ein preisabhängiges Nachfrageverhalten der Kunden verspricht man sich einerseits eine Steigerung der Energieeffizienz im Verbrauch und andererseits eine Möglichkeit zum Wandel von einer verbrauchsorientierten zu einer erzeugungsorientierten Energieversorgung.

Wichtige Aufgabe des hier beschriebenen Forschungsvorhabens ist die Entwicklung von neuen Handelsprodukten in der Stromversorgung, die den Endkunden Anreize zur individuellen Energieeinsparung und damit zur Förderung seines ökologischen Handelns über die Möglichkeit der Kosteneinsparung bieten. Ein wichtiger Gesichtspunkt bei einer Produktentwicklung mit Anreizcharakter im Hinblick auf energieeffizientes Verhalten der Endkunden stellt dabei die Zielgruppendifferenzierung dar.

Energy Efficiency of the customer in the E-DeMa context

In a system with market economy orientation the price represents the scarcity indicator for the allocation of goods. This does not apply to the end customer market in the electrical power supply today, where the offer prices for electrical energy are not driven by the demand.

One major aim of the research project E-DeMa is the activation of the end customer, where appropriate incentive systems are to make the demand behavior of the customer more flexible. On the one hand, an increase of the energy efficiency of the consumption is expected and on the other hand this will be a possibility to change the consumption-oriented power supply into a generation-oriented power supply.

A main task of the research project is the development of new trade products for the power supply, which offer incentives for individual energy saving, for encouraging ecological activities and especially for cost reduction to the customer. An important point in product development as an incentive for energy efficient behavior of the customers is an appropriate classification of the target group.

Sabine Kreutz, Hans-Jörg Belitz

Dieses Forschungsvorhaben wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) im Rahmen des E-Energy-Programms gefördert und in Kooperation mit den Universitäten Bochum und Duisburg-Essen, mit der Fachhochschule Dortmund sowie mit den Unternehmen RWE, Siemens, Miele, Stadtwerke Krefeld und Prosyst durchgeführt.

Da gemäß EU-Energieeffizienzrichtlinie (April 2006) zukünftig wenig Spielraum für eine Einflussnahme auf die Bedingungen der Energieversorgung bleibt, besteht derzeit die Notwendigkeit, die Endenergieeffizienz zu steigern, die Energienachfrage zu steuern und die Erzeugung erneuerbarer Energie zu fördern.

Eine Verbesserung der Endenergieeffizienz kann einerseits durch die Senkung des Primärenergieverbrauchs und andererseits durch eine wirtschaftlich effiziente Nutzung der Verschiebungspotentiale bei den Lasten ermöglicht werden. Eine Beeinflussung der elektrischen Lasten im Endkundenbereich wird durch vier wesentliche Faktoren unterstützt. Zum einen eröffnen sich durch die Integration von Steuerkomponenten bei den Endgeräten neue technische Möglichkeiten für die Nutzung der Endgeräte. Insbesondere eine Kommunikationsfähigkeit der Endgeräte steht hierbei im Fokus. Zum anderen sorgt die Förderung durch EEG und KWKG für einen erhöhten Einbau dezentraler Energieumwandlungsanlagen bei Privat- und Gewerbekunden (PuG-Kunden). Die Endkunden werden somit zum Produzenten und beteiligen sich aktiv an der elektrischen Energieversorgung. Darüber hinaus schaffen verbesserte dezentrale Speichertechnologien sowie neue Stromapplikationen, wie die Markteinführung von Elektromobilen, zusätzlichen Spielraum für eine Flexibilisierung der Stromnachfrage.

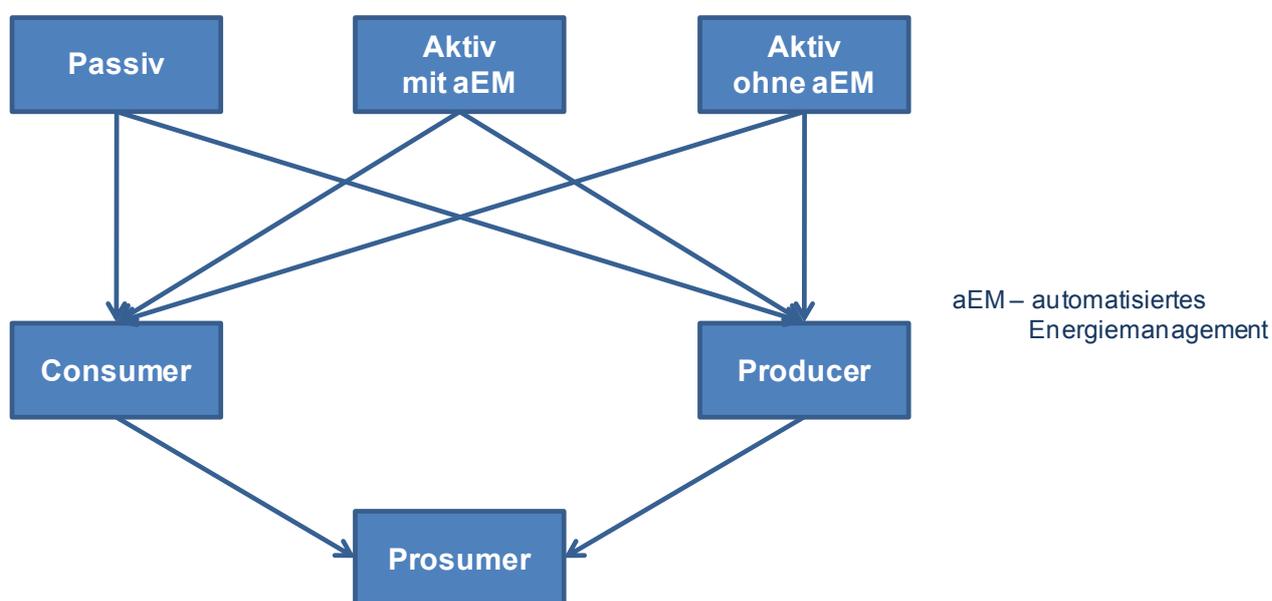


Bild 5: Klassifizierung des Endkunden im E-DeMa-Kontext

Die Herausforderung liegt darin, geeignete Handelsprodukte zu entwickeln, die dem Endkunden Anreize zur Veränderung seines Verbrauchsverhalten im Sinne der Energieeffizienz. Dies bedeutet implizit, dass sich für den Endkunden bei diesen Produkten ein Nutzen ergeben muss, der entweder in Mehrwerten durch neue Anwendungen oder Kostenvorteilen besteht. Das Produktspektrum muss dabei so

ausgelegt sein, dass es die unterschiedlichen Arten von Stromkunden berücksichtigt. Das unterschiedliche Interesse sowie die unterschiedliche technische Ausstattung der Endkunden führen zu einer differenzierteren Klassifizierung des Stromkunden im E-DeMa-Kontext (vgl. Bild 5).

Demnach unterscheidet sich der Endkunde in seinem Verhalten dadurch, dass er entweder passiver oder aktiver Akteur auf dem E-DeMa Marktplatz ist. Unter die Kategorie passiver Konsument (Consumer) fällt ein Endkunde, der trotz aller Anreizsysteme bei seinem traditionellen Verhalten bleibt und eine rein stochastische Energieentnahme darstellt. Im Gegensatz dazu reagiert ein aktiver Consumer auf Anreizsysteme und entscheidet sich für variable Lasttarife. Er nimmt die ökonomische Wirkung seiner Energieentnahme wahr und ändert sein Verhalten im Sinne der Energieeffizienz.

Äquivalent zu dem Consumer gibt es passive Produzenten (Producer), die entweder nach EEG oder KWKG einspeisen und vergütet werden oder sich im Rahmen der Direktvermarktung über den E-Energy-Marktplatz an einen Dritten wenden und ihm zu einem fixen Preis seine eingespeiste Energie verkaufen. Ein aktiver Producer reagiert hingegen auf Anreizsysteme und entscheidet sich für variable Einspeisetarife. Durch eine mögliche Kopplung an die Marktpreise hat dieser Kunde somit die Chance auf eine höhere Vergütung, trägt jedoch auch das Risiko einer schlechteren Vergütung. Ein aktiver Endkunde kann seine Energieeffizienz grundsätzlich ohne aber auch mit Einsatz eines automatisierten Energiemanagements (aEM) steigern.

Als Prosumer wird schließlich ein Endkunde bezeichnet, der auf der einen Seite Energie konsumiert (**consumer**) und auf der anderen Seite durch den E-Energy-Marktplatz in die Lage versetzt wird, durch schaltbare Lasten oder Kleinerzeuger Energie- und Systemdienstleistungen anzubieten und / oder erzeugte Energie zu vermarkten (**producer**).

Für eine Veränderung des Kundenverhaltens sind vor dem Hintergrund der zukünftig zu erwartenden Preissteigerung der Energie durch Rohstoffverknappung tarifliche Anreize durch neue Handelsprodukte von großer Bedeutung. Die Produkte umfassen zeitabhängige oder leistungsabhängige Tarife, wobei der Tarif entweder fix oder variabel ist. Mit zeitabhängigen Tarifen werden dem Endkunden unterschiedliche Preise bzw. Vergütungen für den Strombezug bzw. die Stromabgabe in unterschiedlichen Zeiten angeboten. Bei leistungsabhängigen Tarifen werden bei dem Endkunden Leistungsbänder festgelegt, wie beispielsweise $P < 2,5 \text{ kW}$ und $P \geq 2,5 \text{ kW}$, denen unterschiedliche Preise zugeordnet werden. Dieser Tarif eignet sich insbesondere für Endkunden, die daran interessiert sind Energie

und somit Kosten einzusparen, ohne die Investition in neue Geräte oder eine Erzeugungsanlage zu tätigen.

Als Beispiel wird nachfolgend in Bild 6 ein zeitabhängiges Produkt mit fixen Tarifen an einem Tageslastgang eines Haushalts veranschaulicht. Dieses fixe zeitabhängige Produkt besteht hier aus 3 Tarifzeiten T_1, \dots, T_3 und entsprechenden Preisen p_1, \dots, p_3 , die bei Vertragsschluss festgelegt werden. Die Preise p_1 und p_3 sind dabei geringer als p_2 .

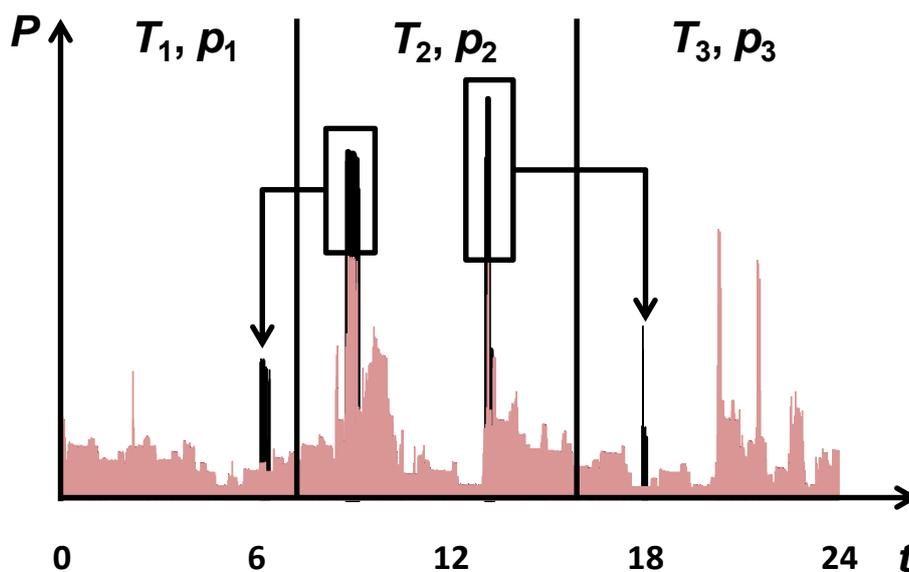


Bild 6: Veränderter Tageslastgang eines Haushalts bei einem fixen zeitabhängigen Tarif

Die Abbildung zeigt, dass der Kunde der ursprünglich in der zweiten Tarifzeit anfallende elektrische Leistungsbedarf in die Tarifzeiten T_1 und T_3 verschiebt. Der Kunde plant demnach aufgrund der ihm bewussten Preise das Zuschalten verschiedener Lasten zu Zeiten, an denen der Preis am günstigsten ist. Tritt dieses Verhalten bei einer bestimmten Anzahl an Kunden ein, kann aus Netzsicht eine Glättung der Lastspitzen (zu denen die Preise höher angesetzt sind) erwartet werden.

Werden die Preise bzw. die Vergütung dem PuG-Kunden jeweils einen Tag im Voraus mitgeteilt, handelt es sich um einen flexiblen zeitabhängigen Tarif. Da die Preise variabel sind, werden lediglich Preisobergrenzen für die festgelegten Tarifzeiten bei Vertragsabschluss gesetzt. Der Mehrwert gegenüber der fixen Variante liegt darin, dass die Marktpreise, die von den Lieferanten prognostiziert werden, an den Endkunden weitergegeben werden und ihm somit Preisvorteile verschaffen können. Aus Netzsicht soll mit diesem Tarif eine Anpassung an den Einspeiseverlauf fluktuierender Einspeisung wie Photovoltaik- und Windkraftanlagen erzielt werden, da Wetterprognosen 24 h im Voraus bereits mit einer hohen

Genauigkeit zur Verfügung stehen und in das Preisprofil des nachfolgenden Tages eingebunden werden können.

Leistungsabhängige Tarife bieten dem Consumer die Möglichkeit der Kosteneinsparung durch die Berücksichtigung/Nutzung der mit dem Lieferanten vertraglich festgelegten Leistungsbänder. Bei der fixen Variante wird pro Leistungsstufe ein Preis festgelegt. Der Anreiz bei diesem Tarif besteht darin, dass der Endkunde die Leistungsbandgrenze P_{fix} nicht überschreitet, da er ansonsten einen höheren Preis für seinen Energiebezug zu bezahlen hat. Als Beispiel wird in Bild 7 der Tageslastgang eines Haushalts mit fixem leistungsabhängigem Tarif dargestellt.

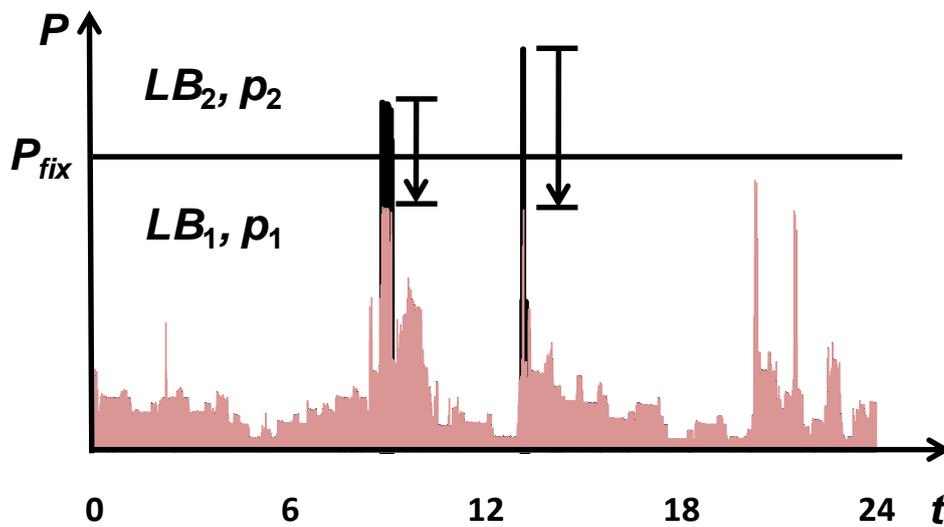


Bild 7: Veränderter Tageslastgang eines Haushalts bei einem fixen leistungsabhängigen Tarif

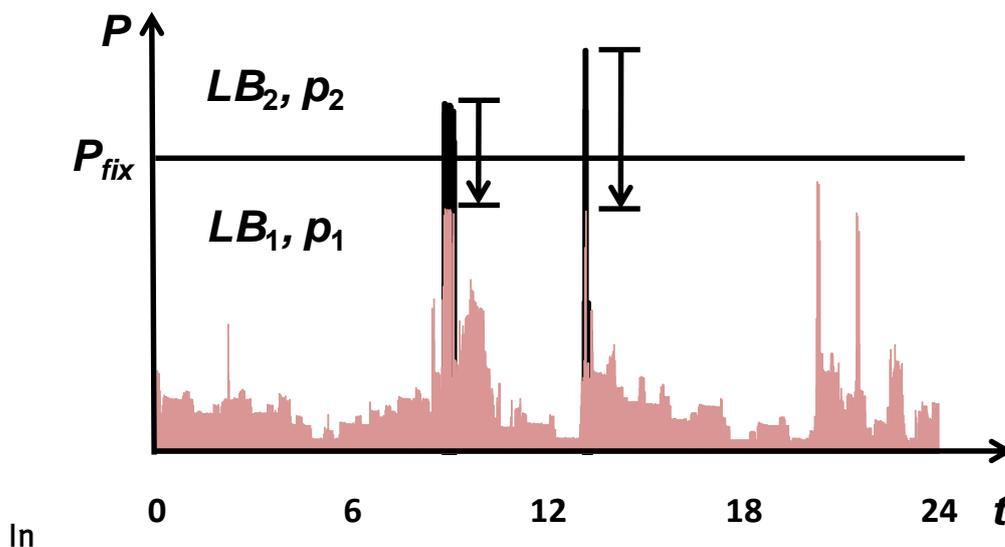


Bild 7 wird verdeutlicht, dass der Endkunde sein Verhalten verändert, indem er eine Überschreitung der Grenze P_{fix} des ersten Leistungsbandes verhindert und somit nicht in das Leistungsband mit dem höheren Tarif kommt. Der Endkunde kann seine Spitzenlast dadurch verringern, dass er nicht alle Geräte gleichzeitig sondern nacheinander verwendet. Alternativ ist auch denkbar, dass der Endkunde auf das Einschalten bestimmter Geräte zu diesem Zeitpunkt komplett verzichtet, was keine Lastverschiebung sondern eine echte Energieeinsparung bedeutet.

Bei der flexiblen Variante werden neben den Leistungsbandern lediglich die Preisobergrenzen für die Leistungsstufen bei Vertragsabschluss festgelegt. Die aktuellen Preisprofile werden mindestens einen Tag im Voraus festgelegt und an den PuG-Kunden gesendet. Die Beschränkung auf eine Leistung könnte aus Netzsicht zu einer gleichmäßigeren und damit effizienteren Verteilung der Energieabnahme über den Tag führen. Die Weitergabe von kurzfristigen großhandelsmarktnahen Preisänderungen kann diesen Effekt noch verstärken.

Der Endkunde sieht in den beiden genannten Beispielen einen Nutzen, da er eine Möglichkeit hat, seine Stromkosten zu reduzieren. Dies fordert jedoch eine aktive Veränderung des Kundenverhaltens und den Willen für ein eigenes Energiemanagement. Der Einsatz von automatisiert steuerbaren Geräten sowohl auf der Last- als auch auf der Einspeiseseite kann dem Endkunden bei seinem Energiemanagement unterstützen oder es sogar für ihn führen. Der Mehrwert bei Produkten, die eine Automatisierung beinhalten, liegt demnach nicht nur im finanziellen Bereich, sondern auch in einem Komfortgewinn.

Im weiteren Projektverlauf wird die Wirkung neuer Handelsprodukte systematisch sowohl auf die Energieeffizienz der Prozesskette bei der Energieversorgung als auch die Hebungspotentiale in der Wertschöpfungskette analysiert und eine Auswahl dieser Produkte in einem Feldtest erprobt.

Untersuchung von Netzauswirkungen von Elektrofahrzeugen

Die Anzahl der Elektrofahrzeuge (EV) und Plug-In Hybride (PHEV), die am Netz geladen werden können, ist derzeit aus Netzsicht noch vernachlässigbar gering. Doch die Automobilindustrie hat für die nächsten Jahre zahlreiche Modelle angekündigt. In der nachfolgenden Betrachtung wurde daher abgeschätzt, wie das zukünftige Ladelastverhalten von Elektrofahrzeugen aussehen kann und welche Auswirkungen daraus für das Niederspannungsnetz resultieren. Grundlage für diese Untersuchungen bildete das Mobilitätsverhalten heutiger Pkw. Anhand empirischer Daten wurden Kenngrößen und Verläufe abgeleitet, die es ermöglichen, Ladelastverläufe zu ermitteln und anhand dessen eine Abschätzung der zu erwartenden Auswirkungen im Bereich des Niederspannungsnetzes vorzunehmen.

Impacts of Electric Vehicles on the Low-Voltage Grid

The amount of electric vehicle (EV) as well as plug-in-hybrids which can be plugged to the grid is still negligible small. However, the automobile industry has announced plenty of types of these cars for the near future. In the following, analysis and estimations will be proposed concerning the load expected by these types of cars as well as the resulting impacts on the low-voltage grid. The analysis was based on the today's mobility behavior of passenger cars. Based on empiric data, values and curves were derived which made it feasible to estimate load curves and the resulting impacts on the low-voltage grid.

Johannes Rolink

Das Mobilitätsverhalten heutiger Pkws wird von vielen Faktoren bestimmt, langfristig gesehen ändert sich das Fahrverhalten jedoch nur langsam. Daher wurde für die nachfolgend beschriebene Analyse des Mobilitätsverhaltens von Pkws die vom Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung in Auftrag gegebene Studie „Mobilität in Deutschland“ aus dem Jahre 2002 verwendet, in der ca. 25.000 Haushalte in Deutschland zu ihrem Mobilitätsverhalten befragt wurden.

Das Fahrverhalten von Pkws schwankt sowohl im Tages- als auch im Wochenverlauf. Bild 8 gibt einen Überblick über den relativen Anteil mobiler Fahrzeuge im Wochenverlauf. Der Anteil beträgt für die Wochentage Montag bis Freitag ca. 65% und sinkt zum Wochenende auf unter 50%.

Aufgrund der begrenzten Reichweite werden rein elektrisch betriebene Fahrzeuge konventionelle Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor zukünftig nur bedingt substituieren können. Sie bieten sich daher als Zweit- oder Drittfahrzeuge an. Aber auch Erstfahrzeuge könnten durch Elektrofahrzeuge ersetzt werden, sofern deren Tagesfahrleistung üblicherweise innerhalb bestimmter Reichweiten liegt.

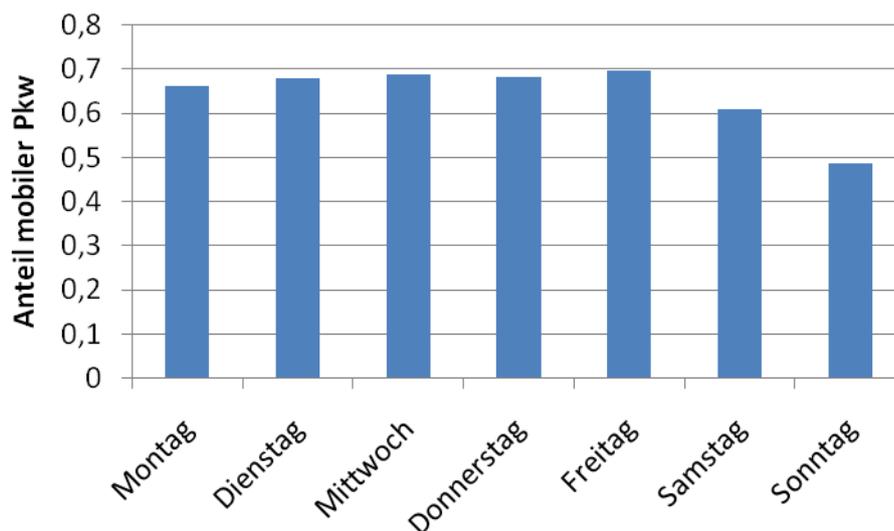


Bild 8: Relativer Anteil mobiler Pkw an den jeweiligen Wochentagen

Zur weiteren Betrachtung wurden daher nur Fahrzeuge berücksichtigt, deren Tagesfahrleistungen unterhalb eines bestimmten Schwellwertes lagen. Die Datenanalyse hat gezeigt, dass 90% aller Tagesfahrstrecken kürzer als 100 km sind. Diese Reichweite wird laut heutigen Herstellerangaben von nahezu allen angekündigten Elektrofahrzeugen erreicht und wurde daher im weiteren Verlauf der Untersuchung als Substitutionsgrenze verwendet.

Aufgrund des mobilen Verhaltens wird die Ladelast der Elektrofahrzeuge nicht nur ein zeitliches, sondern auch ein örtlich stochastisches Verhalten aufweisen. Nachts parkt der überwiegende Teil der Pkw auf privaten Grund. Auskunft darüber, wie das Parkverhalten tagsüber in der Zeit zwischen 06:00 und 22:00 Uhr für einen Werktag aussieht, gibt Bild 9. Längere Parkzeiten finden tagsüber fast ausschließlich am Arbeitsplatz oder am Wohnort statt. Diese Zeiten eignen sich daher sehr gut zur Nachladung der Fahrzeuge. Aufgrund der langen Standzeiten bieten sich hier sogar Ladeverfahren mit moderaten Ladeleistungen (3 bis 11 kW) an. Das Laden während des Einkaufens bzw. bei der Ausübung von Freizeitaktivitäten sowie an weiteren Orten bietet nur dann eine sinnvolle Option, wenn in den relativ kurzen Standzeiten eine ausreichende Reichweitenerhöhung durch den Ladevorgang erzielt werden kann. Voraussetzung dafür ist, dass an diesen Orten eine geeignete Ladeinfrastruktur zu Verfügung steht und dass die Fahrzeuge angemessen schnell geladen werden können. Entsprechende Schnellladekonzepte werden derzeit stark diskutiert. Diese Konzepte werden sich voraussichtlich aber nur durchsetzen können, wenn abgesehen von den technischen Belangen auch ein angemessenes Kosten-Nutzen-Verhältnis für die zukünftigen Fahrzeugnutzer gegeben ist.

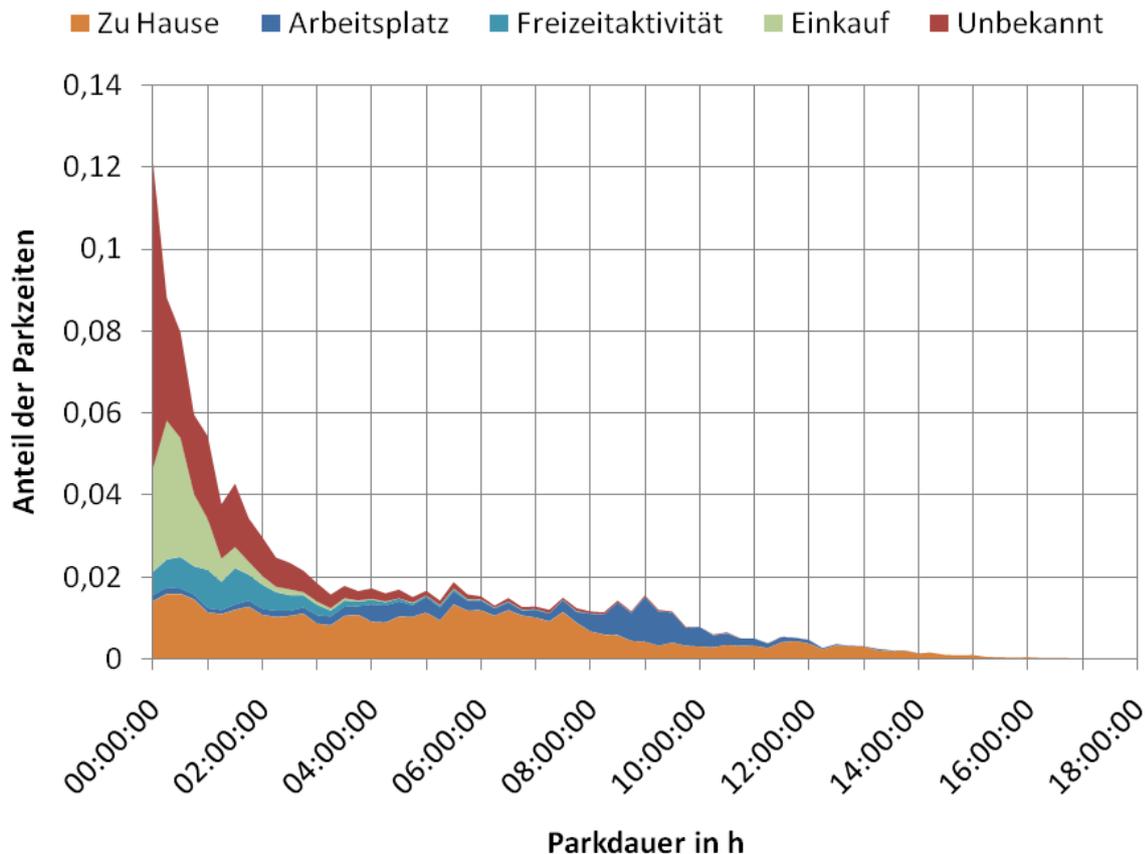


Bild 9: Anteil der Parkzeiten der Pkw nach Dauer und Ort innerhalb eines Werktages

Auf Basis der ermittelten Kenndaten des Mobilitätsverhaltens wurde eine Abschätzung der zu erwartenden Ladelastgänge vorgenommen. Dazu wurden die folgenden drei Szenarien untersucht:

Szenario 1 „Heim“: Das Laden der Fahrzeuge ist ausschließlich am heimischen Hausanschluss möglich

Szenario 2 „Heim + Arbeit“: Das Laden der Fahrzeuge ist am Arbeitsplatz und am heimischen Hausanschluss möglich

Szenario 3 „Flächendeckend“: Das Laden der Fahrzeuge ist nahezu flächendeckend möglich

Zur besseren Veranschaulichung und in Anlehnung an den „Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität“ der Bundesregierung, werden die Ergebnisse nachfolgend exemplarisch für einen Fahrzeugbestand von 1 Mio. Elektrofahrzeuge wiedergegeben.

Im Rahmen der Untersuchungen wurde die Ladung der Fahrzeuge als frei, d. h. aus Netzsicht ungesteuert, angenommen. Der spezifische Verbrauch der Fahrzeuge wurde einheitlich mit 20 kWh/100km angesetzt. Dieser Wert liegt aufgrund des

recht optimistischen Neuen Europäischen Fahrzyklus (NEFZ) höher, als von den meisten Herstellern angegeben, und berücksichtigt zugleich einen Lastanteil für zusätzliche elektrische Verbraucher im Fahrzeug. Zur Ladung der Fahrzeuge wurde im ersten Schritt vereinfachend eine konstante Ladeleistung von 3,7 kW (einphasig, 16 A) angenommen.

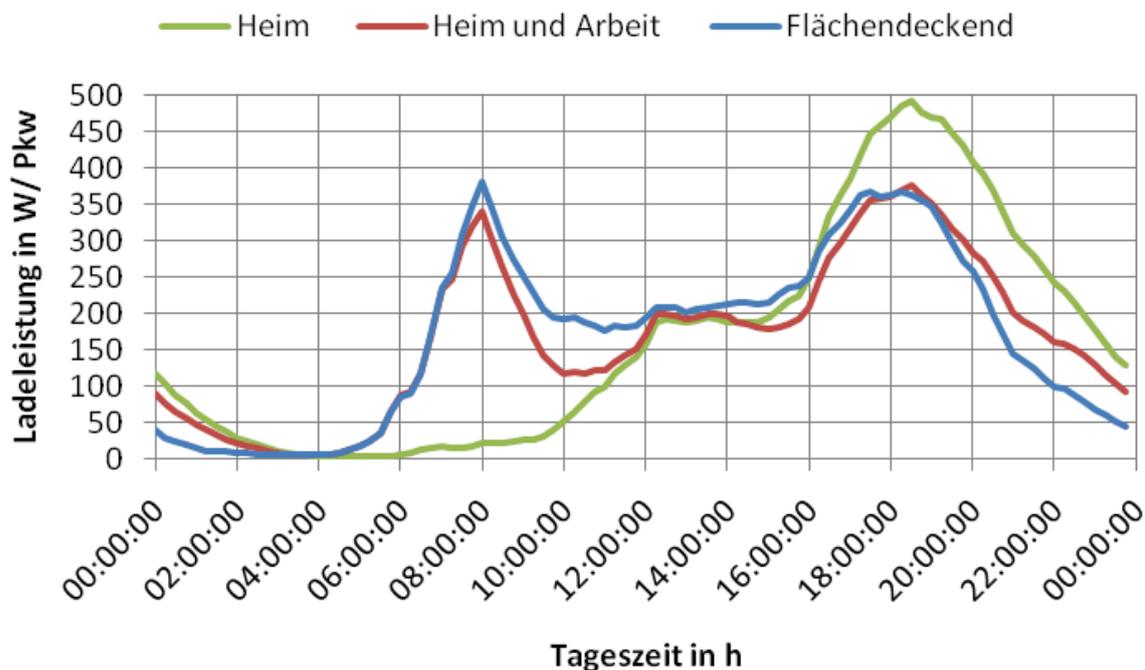


Bild 10: Tageslastverläufe in den drei Szenarien

Unter Berücksichtigung des Anteils der mobilen Fahrzeuge pro Tag (siehe Bild 8) sowie der weiteren Rahmenbedingungen, ergaben sich für einen Werktag die in Bild 10 wiedergegebenen Ladelastgänge. Die Verläufe in allen drei Szenarien weisen ein ausgeprägtes Leistungsmaximum in den Abendstunden zwischen 18:00 und 19:00 Uhr auf. Die durchschnittliche Ladeleistung pro Pkw beträgt zu diesem Zeitpunkt zwischen 350 W (Szenario 2, 3) und 500 W (Szenario 1). Szenario 2 und 3 weisen ferner eine deutliche Ladelastspitze in der Zeit um 08:00 Uhr morgens auf. Hier liegt der Wert der Ladelast ähnlich hoch wie zum Zeitpunkt der Abendspitze. Auffällig ist im Szenario 2, dass durch die Möglichkeit, die Fahrzeuge am Arbeitsplatz zu laden, der Verlauf der Ladekurve im Szenario 3 gut angenähert wird. Gegen 04:00 Uhr morgens sind die Fahrzeuge in allen drei Szenarien weitestgehend vollgeladen. Für eine exemplarische Anzahl von 1 Mio. Elektroautos ergibt sich werktags eine abendliche Ladelastspitze von ca. 500 MW im Szenario 1 bzw. 350 MW im Szenario 2 und 3.

Der Energiebedarf der Elektrofahrzeuge ist abhängig von der Tagesfahrleistung der Fahrzeuge. Unter Berücksichtigung einer ermittelten durchschnittlichen Ta-

gesfahrstrecke von ca. 30 km und einem Verbrauch von 20 kWh/100km, ergibt sich ein durchschnittlicher Energiebedarf von ca. 6 kWh pro Tag und fahrendem Fahrzeug. Wird der Anteil der am Tag mobilen Fahrzeuge berücksichtigt, so resultiert für die Gesamtanzahl von 1 Mio. Fahrzeugen ein Jahresenergieverbrauch von ca. 1,4 TWh. Dies entspricht in etwa 0,25% des derzeitigen Ganzjahresverbrauchs an elektrischer Energie in Deutschland.

Aufbauend auf dem beschriebenen „Heim“-Szenario wurden die Ergebnisse in eine Netzsimulationen zur Abschätzung der Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf das Niederspannungsnetz überführt. Dazu wurden verschiedene Modellnetze („Neubausiedlung“, „Wohnsiedlung der 70er Jahre“, „Ländliche Streusiedlung“, „Innerstädtischer Straßenzug vollelektrifiziert“, „Innerstädtischer Straßenzug all-elektrifiziert“) unter Berücksichtigung heutiger sowie früherer Planungs- und Betriebsgrundsätze eines Energieversorgers erstellt. Die Modellierung der Haushaltslasten wurde über eine Abschätzung der installierten Geräteleistungen in den Haushalten sowie unter Berücksichtigung von praxisnahen Gleichzeitigkeitsgraden vorgenommen.

Die Modellierung der Ladelast der Fahrzeuge wurde anhand weiterer Subszenarien vorgenommen. Dabei wurden verschiedene Parameter, wie z. B. der Durchdringungsgrad D , d. h. der Anteil an Elektrofahrzeugen pro Haushalt, der Gleichzeitigkeitsgrad $g(n)$ für die Ladevorgänge sowie die Ladeleistung pro Fahrzeug im Bereich zwischen 3,7 und 22 kW variiert. Ein weiteres Szenario betrachtet die Rückspeisung durch Elektrofahrzeuge ins Niederspannungsnetz. Die realitätsnäheren Szenarien (real) berücksichtigen Gleichzeitigkeitsgrade bei der Ladung der Fahrzeuge. Die verwendeten Gleichzeitigkeitsgrade sind abhängig von der Anzahl n der zu betrachtenden Fahrzeuge. Sie wurden auf Basis des Szenarios „Heim“ sowie unter Variation der Ladeleistung ermittelt. In den Worst-Case-Szenarien sowie im Fall der Rückspeisung wurde ein Gleichzeitigkeitsgrad von $g(n) = 1$ angenommen.

Die Modellnetze wurden in der Simulation hinsichtlich der Untersuchungskriterien Spannungsband, Belastung des Transformators sowie der Leitungsbelastung überprüft. Dabei hat sich gezeigt, dass bei hohen Ladeleistungen die Spannungsbandgrenzen sowie die maximal zulässige Transformatorbelastung die entscheidenden begrenzenden Kriterien in den Modellnetzen darstellen. Anhand der realitätsnäheren Szenarien (siehe Bild 11) ist zu erkennen, dass bei moderaten Ladeleistungen bis 11 kW aus heutiger Sicht selbst bei großen Durchdringungsgraden kaum Probleme für das Niederspannungsnetz zu erwarten sind.

■ Innenstadt allelektrisch
 ■ Wohnsiedlung 70er Jahre
 ■ Neubausiedlung
 ■ ländliche Streusiedlung
 ■ Innenstadt vollelektrisch

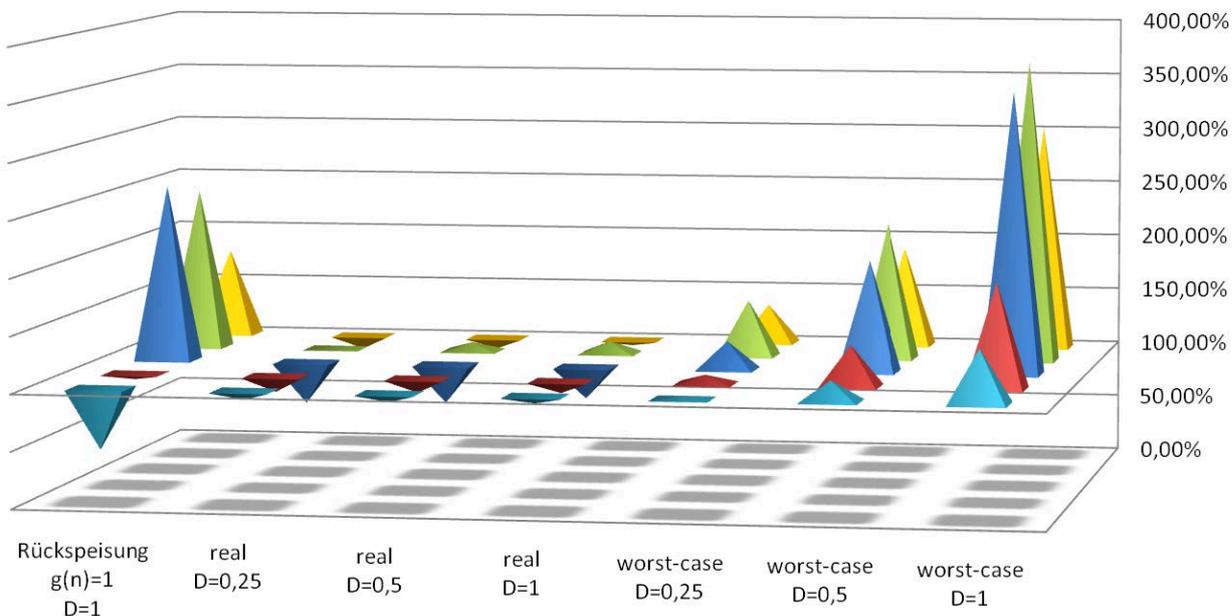


Bild 11: Transformatorbelastung bei einer Ladeleistung von 11 kW pro Fahrzeug

e-mobility: IKT-basierte Integration der Elektromobilität in die Netzsysteme der Zukunft

Elektromobile können zukünftig eine vielversprechende Alternative zu herkömmlichen Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor darstellen. Sie weisen eine hohe Energieeffizienz auf und fahren lokal emissionsfrei. Ein weiterer Vorteil besteht aus der Diversifizierung der Primärenergieträger, die für den motorisierten Individualverkehr genutzt werden können. Darüber hinaus ermöglichen Elektromobile prinzipiell die Nutzung der in ihnen befindlichen dezentralen Energiespeicher für die Erbringung von Netzdienstleistungen. Für die erfolgreiche Integration der Elektromobilität in das Energieversorgungssystem sind nachhaltige Geschäftsmodelle zu entwerfen und zu bewerten.

e-mobility: integration of e-mobility within the future electric power system based on IKT

In the future electric vehicles can be a promising alternative to conventional vehicles with combustion engine. They exhibit high energy efficiency and they are locally free of emissions. A further advantage consists of the diversification of primary energy carrier which can be used for the motorized individual traffic. Furthermore electric vehicles in principle enable the utilization of its battery as energy storage or the provision of ancillary services. For the successful integration of e-mobility within the electric power system sustainable business models need to be designed and evaluated.

Malte Bolczek

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das BMWi gefördert. Die Projektpartner sind neben der RWE Energy AG und SAP AG die Technische Universität Berlin und die Ewald & Günter Unternehmensberatung GmbH & Co. KG.

Elektromobile bieten große Potenziale zur Verringerung der Abhängigkeiten von Ölimporten sowie zur Reduzierung von CO₂- und lokalen Schadstoffemissionen. Vor dem Hintergrund der sich weltweit verschärfenden Effizienzregulierungen und der Notwendigkeit einer Diversifizierung der Energiebasis auch im Mobilitätssektor hat die Bundesregierung zum Ziel, das bisherige Marktvolumen durch aktive politische Gestaltung auf eine Million Elektromobile bis zum Jahr 2020 auszubauen. Der Fokus des Projektes e-mobility liegt auf der Entwicklung von informationstechnischen Lösungen zur Integration von Ladekonzepten für Elektromobile in die elektrische Netzinfrastruktur. Parallel dazu sind entsprechende Geschäftsprozesse bzw. Geschäftsmodelle vor dem Hintergrund der Rahmenbedingungen der liberalisierten Energiebranche zu entwickeln.

Ziel des Projektes ist es, eine in das bestehende Elektrizitätsnetz integrierbare Lade-, Steuerungs- und Abrechnungsinfrastruktur für Elektromobilität zu entwickeln. Dabei wird durch die Konvergenz zwischen Informations- und Kommunikationstechnologien und Energietechnik der Aufbau einer intelligenten Infrastruktur

angestrebt. Diese soll in den übergeordneten Forschungsrahmen des E-Energy-Wettbewerbs integriert werden, der wettbewerbsorientierte dezentrale Strommärkte unter Berücksichtigung sowohl der Marktteilnehmer als auch der zukünftigen Stakeholder zum Ziel hat.

Der Aufbau und der Betrieb einer solchen Infrastruktur für Elektromobilität stellt eine neue Primäraktivität neben der drei parallelen Wertschöpfungsketten der Energiebranche dar, die in Bild 12 als Ladesäulenbetrieb bezeichnet wird.

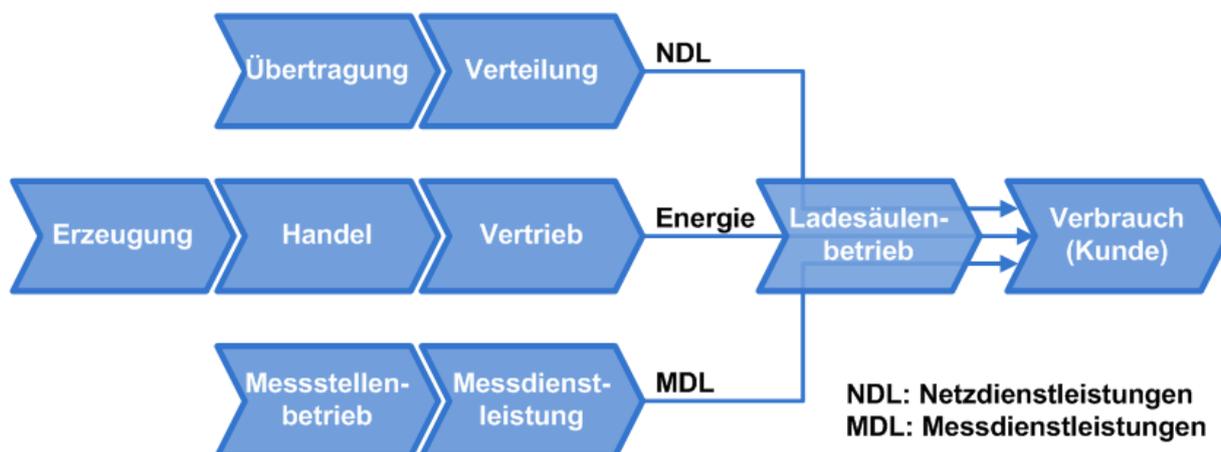


Bild 12: Wertschöpfungskette Elektromobilität

Der Ladesäulenbetrieb ist jedoch innerhalb der Wertschöpfungsketten nicht eindeutig positionierbar. Die für den Kunden erbrachte Leistung durch den Ladesäulenbetrieb kann sowohl als Netzdienstleistung als auch im Rahmen der Energielieferung oder Messdienstleistungen erfolgen.

Versorgungskonzepte skizzieren den Aufbau einer Ladeinfrastruktur und stellen dabei schematisch die beteiligten juristischen Personen sowie die Eigentumsverhältnisse dar. Die Ladeinfrastruktur besteht aus flächendeckenden Ladestationen mit einer oder mehreren Ladesäulen im öffentlichen, halb- bzw. teilöffentlichen und privaten Raum. Im Rahmen dieses Projektes bieten sich aus betriebswirtschaftlicher Sicht drei verschiedene juristische Personen als Betreiber einer Ladeinfrastruktur an.

Das Versorgungskonzept des Lieferanten beinhaltet den Aufbau einer Eigenanlage, die in Bild 13 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** mit beispielsweise drei Ladesäulen ausgestattet ist. Der Lieferant ist in diesem Konzept fester Anschlussnutzer des erforderlichen Netzanschlusses. Aus Sicht des Netzbetreibers stellt die Eigenanlage eine einzelne Entnahmestelle mit einem Zählpunkt (ZP) dar. Die Entnahmestelle ist zu jedem Zeitpunkt dem Lieferanten, der die Ladestation betreibt, zugeordnet. Der Netzanschlusszähler des Zählpunktes dient zur Abrechnung mit dem Netzbetreiber und steht im Eigentum desselben bzw. des

Messstellenbetreibers. Die Subzähler der Ladesäulen stehen im Eigentum des Lieferanten und dienen der Abrechnung mit dem Fahrzeughalter. Dabei sind unterschiedliche rechtliche Anforderungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) an die Zählertypen zu beachten. Da es sich bei der Ladestation nicht um einen Letztverbraucher handelt, ist eine registrierende Leistungsmessung erforderlich.

Die Netzbetreiber haben die Möglichkeit, die Ladesäulen als Teil ihres Energieversorgungsnetzes zu betreiben. Damit sind die Ladesäulen Betriebsmittel des Verteilnetzes. Bild 13 zeigt dieses Versorgungskonzept schematisch mit wiederum drei Ladesäulen. Im Gegensatz zur Ladestation der Lieferanten ist hier jede Ladesäule eine separate Entnahmestelle mit eigenem Zählpunkt. Der Fahrzeugnutzer wird durch Inbesitznahme der Ladesäule zum Anschlussnutzer und kann dadurch seinen individuellen Stromliefervertrag an jeder dieser Ladesäulen nutzen. Die Anschlusszähler an den Zählpunkten sind Grundlage der Abrechnung zwischen Netzbetreiber, Lieferant und Fahrzeughalter. Die Strombelieferung ist nach dem EnWG den Energieversorgungsunternehmen vorbehalten. Die Partizipation an der Versorgung von Elektrofahrzeugen von weiteren natürlichen oder juristischen Personen ist somit grundsätzlich ausgeschlossen. Vorstellbar ist jedoch, dass das Gesamtprodukt, bestehend aus der Ladung der Fahrzeugbatterie und der Nutzung des Parkraumes, auch als neuartiges Produkt verstanden werden kann. Dieses Produkt unterliegt dann nur dem Handelsrecht. Der Betreiber der Ladestation führt somit eine Produkttransformation durch. Das Produkt Strom stellt lediglich ein Betriebsmittel zur Herstellung des transformierten Produktes dar.

Die Ladestation wird in diesem Versorgungskonzept (Bild 13) von einem privaten Betreiber betrieben. Analog zum Konzept des Lieferanten besteht die Ladestation aus einer Entnahmestelle mit Zählpunkt und nachgelagerten Zählern an jeder Ladesäule. Da jedoch anstatt einer Stromversorgung eine Produkttransformation stattfindet, sind die nachgelagerten Zähler nicht zwingend erforderlich. Die Einnahmen können auch vollständig aus der Parkraumbewirtschaftung generiert werden. Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal der Produkttransformation ist, dass ein Letztverbraucher beliefert wird, der bis zu einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh über ein Standardlastprofil beliefert wird.

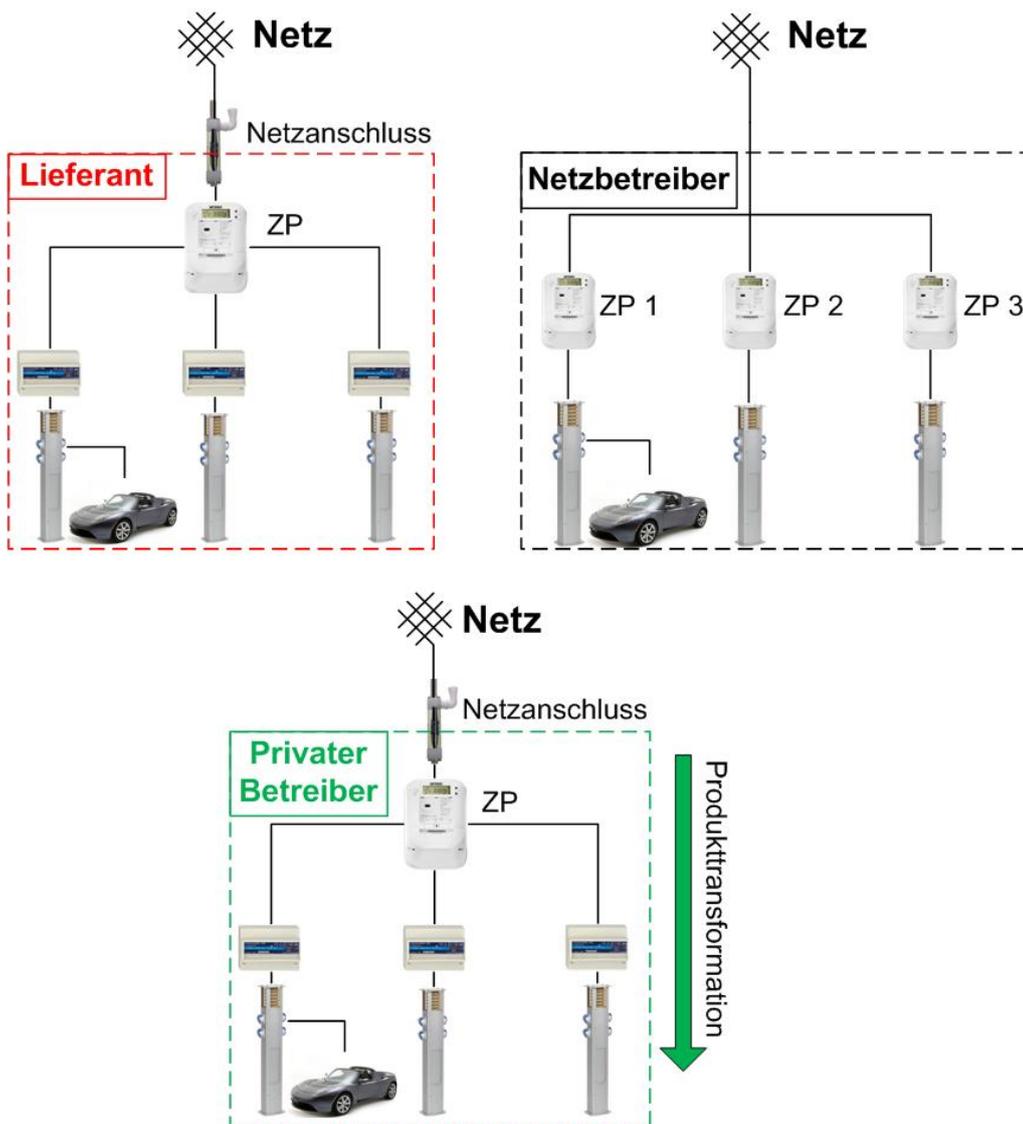


Bild 13: Versorgungskonzepte

Die Ladestation wird in diesem Versorgungskonzept (Bild 13) von einem privaten Betreiber betrieben. Analog zum Konzept des Lieferanten besteht die Ladestation aus einer Entnahmestelle mit Zählpunkt und nachgelagerten Zählern an jeder Ladestation. Da jedoch anstatt einer Stromversorgung eine Produkttransformation stattfindet, sind die nachgelagerten Zähler nicht zwingend erforderlich. Die Einnahmen können auch vollständig aus der Parkraumbewirtschaftung generiert werden. Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal der Produkttransformation ist, dass ein Letztverbraucher beliefert wird, der bis zu einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh über ein Standardlastprofil beliefert wird.

Aufgrund der Produkttransformation wird durch den Ladevorgang kein Stromlieferverhältnis begründet. Das Geschäftsfeld der Versorgung von Elektromobilen wird somit für weitere natürliche und juristische Personen neben den Stromlieferanten geöffnet. Dabei kann die Versorgung der Elektromobile als Haupt- oder

Nebengeschäft erfolgen. Als Hauptgeschäft bietet sich für Parkraumbewirtschafter, z.B. Parkhausbetreiber, die Produkttransformation für die Generierung von zusätzlichen Umsätzen an. Für Warenhandelsketten und Restaurants ermöglicht die Produkttransformation als Nebengeschäft die Erhöhung des Umsatzes ihres Hauptgeschäfts.

Wesentliches Merkmal eines funktionierenden Systems zur Energieversorgung ist die Lastprognose. Die Lastprognose setzt ein kunden- bzw. entnahmestellenbezogenes Lastprofil voraus. Der entscheidende Unterschied bei der Versorgung von Elektromobilen im Gegensatz zur Belieferung von festen Anschlussnutzern ist die Bewegung der Elektromobile und die damit verbundene entnahmestellenvariable Stromentnahme. Grundsätzlich stehen damit zwei verschiedene Vorgehensweisen zur Lastprofilierung zur Verfügung. Bei der fahrzeugscharfen Lastprofilierung wird ein spezifisches Standardlastprofil für das Elektromobil aus dem prognostizierten Gesamtlastgang aller Elektromobile erstellt. Vorstellbar ist dabei auch die Differenzierung in mehrere Standardlastprofile, die verschiedenen Nutzungscharakteristika von Elektromobilen gerecht wird. Im Fall der ladestationsscharfen Lastprofilierung werden individuelle Lastprofile aus historischen Daten der registrierenden Leistungsmessung der Ladestationen gebildet. Die Lastprofilierung erfordert eine netz- und lieferantenbezogene Bilanzierung, die eine übergeordnete IKT-Infrastruktur voraussetzt.

In Anlehnung an die Telekommunikationsbranche kann die Bewegung der Elektromobile auch als Roaming bezeichnet werden. Vor dem Hintergrund der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen bedeutet Roaming die örtlich stochastische Entnahme von elektrischer Energie innerhalb der festgelegten Gebietsstrukturen der Elektrizitätswirtschaft. Dies bedeutet aber auch, dass ein Elektromobil an einer anderen als der des hauseigenen Lieferanten geladen werden kann. Voraussetzung für die Umsetzung ist, dass die beteiligten Marktakteure Roaming durch den Abschluss von Roaming-Abkommen uneingeschränkt ermöglichen. Der Fahrzeugnutzer kann dadurch gegebenenfalls auf eine dichtere Ladesäuleninfrastruktur zugreifen und seine örtliche Abhängigkeit verringern. Netzbetreiber und Lieferanten erreichen eine höhere Ladesäulen- und Netzauslastung und generieren zusätzliche Absatzmöglichkeiten. Roaming bietet dem Fahrzeughalter insofern beträchtliche Vorteile bei der Abrechnung der von ihm bezogenen Leistungen, da diese nur mit einem Lieferanten erfolgt.

Tabelle 1 zeigt die innerhalb einer Regelzone auftretenden Roamingfälle und die dadurch betroffenen Markttrollen und Geschäftsprozesse.

Tabelle 1: Roamingfälle

Roamingfall	Welche Marktrollen sind betroffen?	Welche Geschäftsprozesse sind betroffen?
1. Bilanzkreiswechsel	- Lieferanten	- Bilanzkreismanagement
2. Bilanzierungsgebietwechsel	- Verteilnetzbetreiber - Lieferant	- Energiemengenbilanzierung
3. Verteilnetzwechsel	- Verteilnetzbetreiber - Lieferant	- Netznutzungsabrechnung - Ersatzbelieferung
4. Bilanzkreis- und Verteilnetzwechsel	- Lieferanten - Verteilnetzbetreiber	- Bilanzkreismanagement - Netznutzungsabrechnung - Ersatzbelieferung

Der Bilanzkreiswechsel findet bei der Belieferung von einem Elektromobil durch zwei unterschiedliche Lieferanten, beispielsweise zu Hause und unterwegs, statt. Die beiden Lieferanten sind deshalb im Rahmen des Bilanzkreismanagement zur differenzierten Lastprognose gezwungen. Innerhalb eines Verteilnetzes existieren gegebenenfalls mehrere Bilanzierungsgebiete. Bei einem Bilanzierungsgebietwechsel durch das Elektromobil muss im Hinblick auf die Energiemengenbilanzierung eine Abstimmung zwischen Lieferant und Verteilnetzbetreiber erfolgen. Ein weiterer grundlegender Roamingfall ist der Verteilnetzwechsel. Dabei nutzt das Elektromobil die Netzdienstleistungen mehrerer Verteilnetzbetreiber, welche im Rahmen der Netznutzungsabrechnung zwischen Lieferant und den Verteilnetzbetreibern abgerechnet wird. Darüber hinaus kann es gegebenenfalls zur Ersatzbelieferung durch den Grundversorger kommen, wenn der Lieferant des Elektromobils in einem bestimmten Verteilnetz nicht aktiv ist. Der Bilanzkreis- und Verteilnetzwechsel stellt eine Kombination aus dem Verteilnetzwechsel und dem Bilanzkreiswechsel mit den jeweiligen Auswirkungen auf die Marktrollen und Geschäftsprozesse dar.

Der Aufbau einer Ladeinfrastruktur kann durch verschiedene juristische Personen erfolgen. Die Ladestationen haben je nach Betreiber unterschiedliche Merkmale hinsichtlich des Aufbaus, der Abrechnung und der Vertragsbeziehungen zwischen Lieferant, Netzbetreiber und Fahrzeughalter. Wesentlicher Unterschied bei der Versorgung von Elektromobilen im Gegensatz zu festen Anschlussnutzern ist die Bewegung der Elektromobile. Diese benötigt ein Konzept zur Lastprofilierung und Bilanzierung, das eine IKT-Infrastruktur erfordert. Die auftretenden Roamingfälle stellen die Elektrizitätswirtschaft in Bezug auf die Geschäftsprozesse vor bislang unbekannte Herausforderungen. Zur standardisierten Abwicklung der Roamingfälle ist der Gesetzgeber gefordert.

Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladestation

Hybridfahrzeuge und vor allem reine Elektrofahrzeuge werden langfristig zunehmend die klassischen Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor ablösen. Damit diese Elektrofahrzeuge sinnvoll eingesetzt werden können, muss gleichzeitig eine flächendeckende Ladeinfrastruktur, vergleichbar mit dem heutigen Tankstellennetz, aufgebaut werden. Aufgrund der hohen Standzeiten und der dezentralen Aufstellung der Ladestationen ist nur eine automatische Abrechnung sinnvoll. In diesem Zusammenhang wurde ein Lademanagementmodul für Elektrofahrzeuge auf Basis des Smart Message Language Protokoll (SML) entwickelt, welches die Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladestation herstellt.

Communication electric vehicle - charging station

Hybrid vehicles, mainly electric drive vehicles, will increasingly replace the common fuel driven vehicles, in the long term. To accomplish a meaningful integration of electric vehicles a nationwide infrastructure for charging points has to be built up, comparable to the gas station network. Due to the long service life and due to the peripheral installation of the charging points only an automatic billing is reasonable. In this context a load management module for electric vehicles was developed based on the Smart Message Language protocol. It establishes the communication between the vehicle and the charging point.

Sebastian Ruthe, Willi Horenkamp

Um einen automatischen Ladevorgang von Elektrofahrzeugen zu ermöglichen, ist neben der Energieübertragung eine Kommunikationsverbindung zwischen Fahrzeug und Ladestation sowie zu einem Kontroll- und Abrechnungszentrum erforderlich. Dieses kann dann dazu verwendet werden, um verschiedene Dienste wie z.B. den Ladevorgang mit automatischer Abrechnung oder Mehrwertdienste wie Vehicle-to-Grid, etc. zu implementieren. Dazu wurde ein Lademanagementmodul entwickelt, das die Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladestation herstellt und die informationstechnischen Aufgaben zur sicheren Abrechnung, Authentifizierung und Steuerung des Ladevorgangs übernimmt. Als Grundlage wurde das aus dem Smart-Metering-Bereich stammende Smart Message Language Protokoll (SML) und das darauf aufbauende ElectricVehicle-To-LoadGate-Application-Layer-Protokoll (EV-To-LG-Protokoll) benutzt. Das speziell für die Automatisierung eines Ladevorgangs entwickelte EV-to-LG-Protokoll legt die Reihenfolge und den Aufbau der zu versendenden Nachrichten fest. Das untergeordnete SML-Protokoll wurde vor allem aus dem Wunsch, eine möglichst standardisierte Lösung anzubieten, benutzt und dient als Transportprotokoll der im EV-to-LG Protokoll definierten Nachrichten. Darüber hinaus lassen sich die SML-Nachrichten in eine kompakte

Bytedarstellung transformieren, die dann durch ein beliebiges Transportprotokoll z.B.: TCP/IP;UDP) übertragen werden kann.

Als Kommunikationsmedium wird neben dem Pilotsignal nach dem IEC Standard IEC61851 die Breitband- Powerline Communication (PLC) zwischen Ladestation und Fahrzeug eingesetzt (Bild 14).

Als Hardwareplattform dient ein Embedded Web Controller der speziell für die sichere Kommunikation über das Web bzw. die dafür notwendige Protokolle HTTP, TCP/IP, etc. entwickelt wurde. Der Controller verfügt über einen kompletten TCP/IP Stack, der zusätzlich die Möglichkeit bietet, einen internen Secure Socket Layer (SSL) mit zu benutzen, mit Hilfe deren eine verschlüsselte Verbindung über den SSL hergestellt werden kann. Der Embedded Controller ist Teil eines Lademodulprototypen, der die Schnittstelle zwischen der Ladestation und dem Laderegler der Fahrzeugbatterie darstellt. Der erstellte Prototyp wurde an einer entsprechenden Ladestation getestet und seine Funktionsfähigkeit validiert.

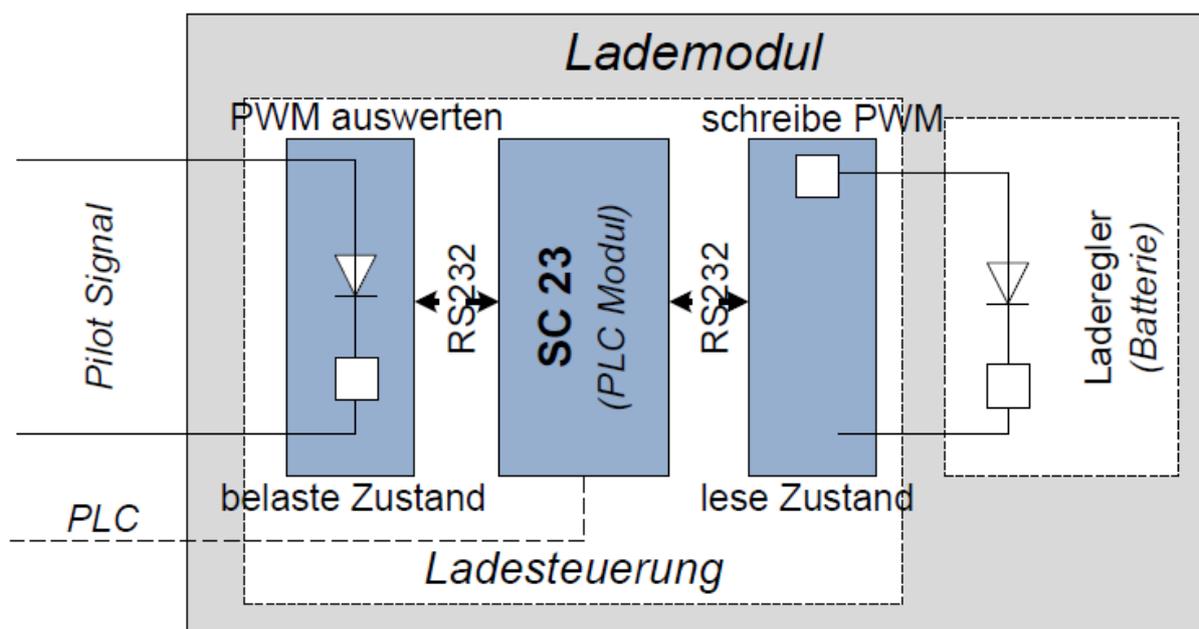


Bild 14: Automatischer Ladevorgang

Zur effizienten Implementierung der oben genannten Protokolle wurden diese theoretisch analysiert. Aus dem Ergebnis der Analyse wurde in einem zweiten Schritt ein geeignetes Maschinenmodell für die Transformierung der SML-Nachrichten in ihre Bytedarstellung abgeleitet.

Das Maschinenmodell basiert auf dem Modell eines einfachen Zustandsautomaten und bietet darüber hinaus die Möglichkeit, den aktuellen Verarbeitungskontext auf einem Stack zwischenspeichern (vgl. Bild 15). Dadurch lassen sich neben atomaren Zuständen (mit 1 bezeichnet) auch komplexe Zustände (mit 2 be-

zeichnet) darstellen, die aus mehreren Unterzuständen bestehen und für die Verarbeitung des SML-Protokolls notwendig sind.

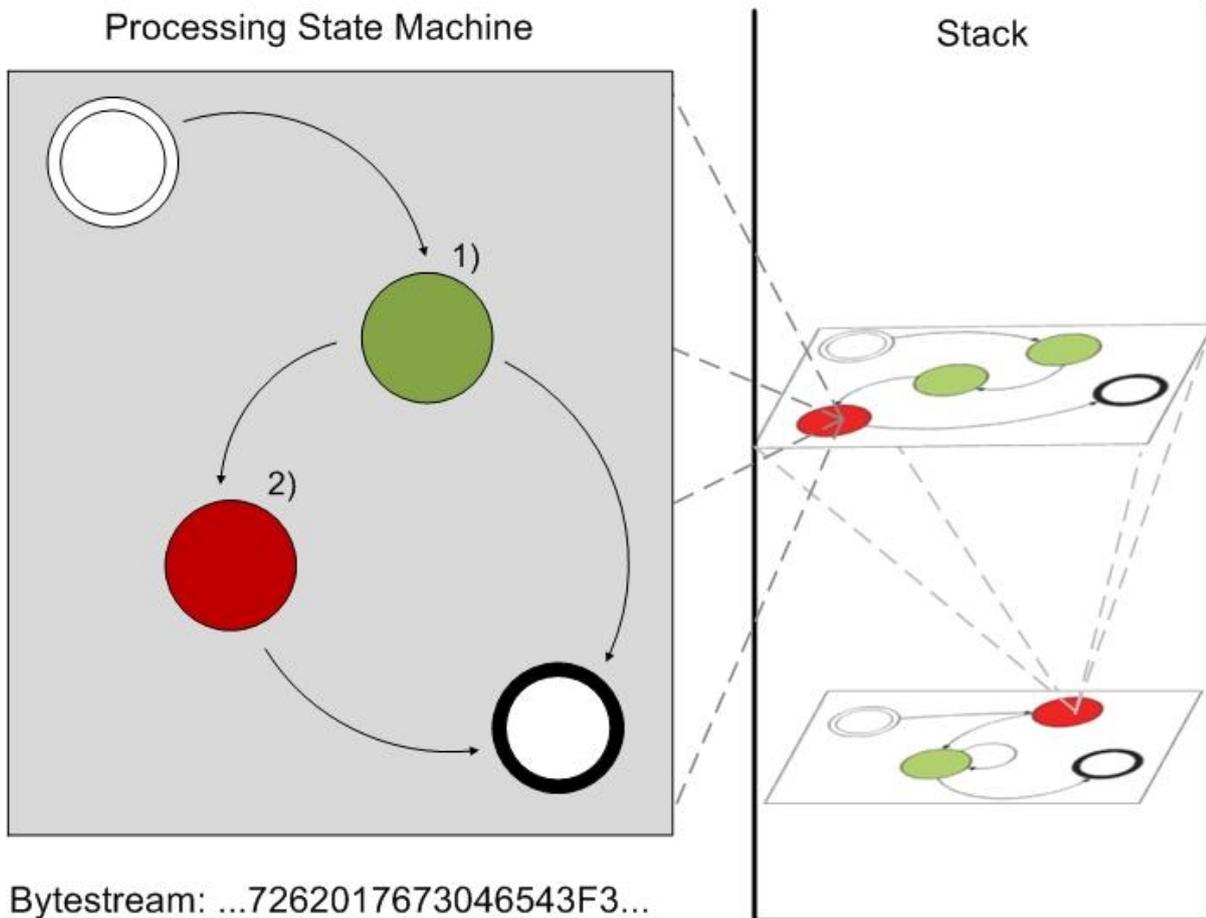


Bild 15 :Maschinenmodell für die Verarbeitung des SML Protokolls

Auf Basis des oben genannten Maschinenmodells wurde ein Algorithmus entworfen, der die Transformation der SML-Nachrichten in deren Bytedarstellung in einer linearen Anzahl an Berechnungsschritten, abhängig von der Größe der Nachricht, durchführen kann. Da dies gleichzeitig als untere Schranke für die Verarbeitungszeit gilt, ist der entworfene Algorithmus effizient.

Smart Metering als Schlüsselfunktion für die Energieeffizienz von dezentralen Energieumwandlungsanlagen

Der durch die Bundesregierung forcierte flächendeckende Einsatz von Smart Metering im Haushaltskundenbereich ab 2010 ermöglicht die Nutzung von Synergieeffekten. Die zur Steuerung und Regelung erforderliche Kommunikation zum wirtschaftlichen Betrieb von dezentralen Energieumwandlungsanlagen, wie zum Beispiel Photovoltaik-Anlagen oder Mikro-KWK-Anlagen, kann zum Teil in ein Smart Metering System implementiert werden. Die Nutzung dieser Zusatzfunktionen sind im Wesentlichen von der Leistungsfähigkeit der Smart Meter und deren Kommunikationsstrukturen abhängig.

Smart Metering as a key function for energy efficient distributed energy resources

The Federal Government of Germany promotes the nationwide rollout of Smart Metering Systems for private customers, starting in 2010. Smart Metering Systems can provide the required communications to control and regulate dispersed energy resources (DER), e.g. small cogeneration plants, efficiently. Consequently, additional values related to DER, particularly networking issues need to be determined.

Willi Horenkamp, Alexander Worgull

Dieses Forschungsvorhaben wird von der nordrhein-westfälischen Landesregierung im Rahmen des Ziel-2-Programms gefördert.

Der Zuwachs von dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) im Verteilungsnetz macht deutlich, dass zukünftig ein Energiemanagement für diese Anlagen erforderlich ist, um einen effizienten und sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Während heute in den Übertragungsnetzen Kommunikationstechnik flächendeckend eingesetzt wird, sind die Verteilungsnetze in der Regel davon ausgenommen. Die Anbindung an Informationssysteme endet an der Mittelspannungsseite der einspeisenden Umspannwerke. Der DEA-Betrieb in den untersten Netzebenen ist somit unkoordiniert, da keine informationstechnische Vernetzung vorhanden ist. Für eine Koordinierung dezentraler Anlagen stellt das Advanced Meter Management (AMM) mit einer entsprechenden Ausdehnung der Kommunikationsnetze bis zum Letztverbraucher in den Niederspannungsnetzen eine sinnvolle Alternative dar. Die Herausforderungen an die Smart Meter betreffen hierbei vor allem die Übermittlung der Spannungsqualität und des Leistungsverlaufs. Die Kenntnis des zeitabhängigen Bedarfs kann für die Optimierung von Erzeugung und Bedarf genutzt werden. Diese weiterführenden Möglichkeiten, die eine Vernetzung der Zähler hinsichtlich eines Energiemanagements, einer verbesserten Netzführung (Stichwort „intelligente Netze“) oder die Steuerung von DEA erlau-

ben, werden untersucht. Die Nutzung dieser Zusatzfunktionen sind im Wesentlichen von der Leistungsfähigkeit der Smart Meter und deren Kommunikationsstrukturen abhängig.

Elektronische bidirektionale AMM-Zähler sind in der Regel mit einer Datenschnittstelle, zum Beispiel einer PLC, DSL-, Ethernet-Schnittstelle oder auch einer Mobilfunk-Datenschnittstelle (GSM, GPRS) ausgestattet. Diese Zähler werden heute von verschiedenen Herstellern angeboten. Je nach Ausführung werden die folgenden Anforderungen erfüllt:

- Elektronische Messung der Vorwärtswirkenergie
- Mehrtarifumschaltung
- Erfassung des Lastganges (1/4-h-Arbeitswerte)
- Fernabschaltung
- Leistungsbegrenzung
- Integriertes Kommunikationsmodul

Weitere Zusatzfunktionen:

- Schnittstellen zu Gas-, Wasser- und Wärmezählern
- Messung der Rückwirkenergie
- Messung der Blindenergie (vorwärts, rückwärts)
- Erfassung der Netzqualität (Power Quality)

Neben Form und Abmessungen sind auch die Funktionalitäten hinsichtlich des Mehrwerts für Netzbetreiber und/oder Messstellenbetreiber sowie Energieanbieter und Endkunden je nach Hersteller sehr unterschiedlich.

Das Anforderungsprofil an Smart Meter wird heute durch die Netzbetreiber bestimmt. Hierzu gehören u. a. das automatische Auslesen der Zählerstände und die Fernsperrung. Smart-Metering-Systeme verschiedener Hersteller wurden untersucht. Hierzu wurde eine Testumgebung erstellt, mit der Smart-Metering-Systeme untersucht werden können (Bild 16).



Bild 16: Smart Metering Testumgebung

Die komplexen vielfältigen Möglichkeiten der informationstechnischen Vernetzung von Smart-Metering-Systemen zeigt Bild 17. Im Wesentlichen sind die drei Kommunikationswege zu unterscheiden:

- Inhouse-Kommunikation, zum Beispiel zwischen Smart Meter und DEA oder der Hausinstallation (Primärkommunikation),
- Kommunikation zwischen dem Kunden und der Ortsnetzstation (Sekundärkommunikation),
- Kommunikation zwischen den Marktteilnehmern, zum Beispiel Stromanbieter und Netzbetreiber (Tertiärkommunikation)

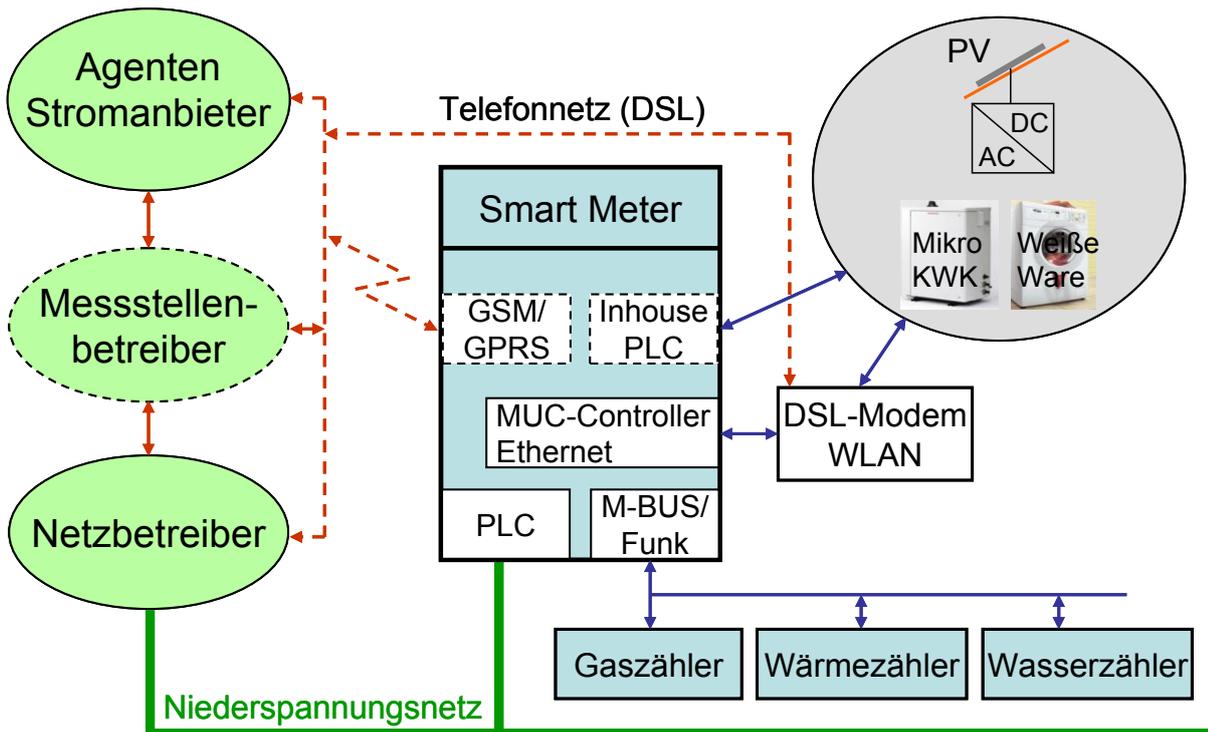


Bild 17: Kommunikationsstrukturen Smart Meter - Kunde – Netz

Die Vielzahl von Funktionalitäten von Smart Metering hinsichtlich möglicher Zusatzfunktionen und Kommunikationsschnittstellen stellt eine große Herausforderung für alle Marktteilnehmer sowie Hersteller dieser Systeme dar. Es wird deutlich, dass der Schwerpunkte maßgeblich bei den Themen Kommunikation und Datenverarbeitung liegen. Da die Geschäftsprozesse teilweise unternehmensübergreifend sind, ergeben sich weitere Herausforderungen. Die Standardisierung von Teilprozessen und eingesetzten Datenformaten ist für die Vermeidung von Inselösungen unerlässlich.

Im Folgenden werden unterschiedliche Übertragungsmedien in Bezug auf die technische Einsetzbarkeit innerhalb eines Smart-Metering-Systems bewertet. Die Tabelle 2 und Tabelle 3 zeigen eine Übersicht der untersuchten Kommunikationsarten.

Tabelle 2: Portfolio der kabelgebundenen Übertragungsmedien

-	kabelgebunden			
	PLC	Telefonmodem	DSL	Ethernet
Verfügbarkeit	+	+	+	individuell
Kosten	+	0	+	0
Bandbreite	-	0	+	+
Zuverlässigkeit	+	+	+	+

Tabelle 3: Portfolio der drahtlosen Übertragungsmedien

-	drahtlos			
	GSM	GPRS	UMTS	RF
Verfügbarkeit	+	+	-	individuell
Kosten	0	0	0	+
Bandbreite	-	0	+	-
Zuverlässigkeit	+	+	0	+

Die unterschiedliche Verfügbarkeit der Übertragungsmedien macht deutlich, dass zukünftig ein hybrides Kommunikationssystem entstehen wird. Probleme bei der kommunikationstechnischen Anbindung machen in Einzelfällen den Einsatz von alternativen Technologien nötig. Auf Grund der gesammelten Erfahrungen besteht hohes Potential für die Verwendung von Powerline Communication (PLC) und DSL in Deutschland. Einheitliche Datenformate und Übertragungsmedien zwischen dem Smart Meter und einem zentralen Datenserver sind heute in Deutschland nicht vorhanden. Jeder Hersteller verwendet beim Einsatz der PLC für die Kommunikation der Zähler mit dem zugehörigen Datenkonzentrator momentan proprietäre Protokolle, die nicht offengelegt sind.

SML (Smart-Message-Language) ist ein speziell für den Smart Metering Bereich entwickeltes Protokoll. Es definiert SML-Nachrichten, die über eine gesicherte verbindungslose Kommunikationsstrecke übertragen werden können. Somit ist die Datenübertragung vom Transportmedium unabhängig und kann sowohl über Ethernet als auch über PLC erfolgen. Das Protokoll wurde mit dem Ziel entworfen, speziell auf leistungsschwachen eingebetteten Systemen eingesetzt werden zu können. Um bei solchen Systemen auf umfangreiche Puffer verzichten zu können, wurde das SML-Protokoll als Streaming Protokoll realisiert. Zudem lassen sich Nachrichten mit einem entsprechenden Kodierer in einen kompakten Bytestream kodieren und übertragen. Da SML unabhängig von dem Übertragungsmedium ist, kann es auch zwischen Netzbetreiber und Zähler sowie Zähler und DEA eingesetzt werden.

DLMS (Device Language Message Specification) ist eine abstrakte Sprache für die Zählerkommunikation und lässt sich spartenneutral einsetzen. Der offene Standard wurde 1996 durch Zählerhersteller und Energieversorger gemeinsam definiert. Diese Sprache soll die freie Austauschbarkeit der Zähler verschiedener Hersteller ermöglichen. DLMS ist unabhängig von den unteren Layern und somit vom

Übertragungsmedium. Die Zählerfernauslesung und die Fernwirktechnik werden unterstützt.

Ein wesentlicher Vorteil von DLMS/SML ist, dass das Datenformat immer die gleiche Datenstruktur für die Messwerte (Datum, Uhrzeit, Registerstände, Lastprofile...) verwendet. Grundsätzlich lässt sich dieses Datenformat zwischen Smart Meter, Datenkonzentrator und Serversystem anwenden. Dieses Datenformat kann auch für die Kommunikation zwischen Smart Meter und Gas-, Wasser- und Wärmehähler sowie DEA eingesetzt werden.

EDIFACT (Electronic Data Interchange For Administration, Commerce and Transport) wurde von der Bundesnetzagentur zur bundeseinheitlichen Verwendung der Datenformate für die Zählwertübermittlung bereits verbindlich eingeführt. Ab dem 1. August 2007 sind alle Marktteilnehmer dazu verpflichtet, die Abwicklung des Datenaustausches im Datenformat EDIFACT abzuwickeln. Der Nachrichtenaustausch bei EDIFACT kann über jedes Medium erfolgen und ist unabhängig vom verwendeten Übertragungsprotokoll. Dieses einheitliche Format wird erst ab der Schnittstelle zwischen Zähler und Messdienstleister eingesetzt und kommt daher für die Datenübertragung zwischen Zähler und Netzbetreiber resp. Zähler und DEA nicht in Frage.

Systemübergreifend arbeiten Smart-Metering-Systeme mit **XML** (Extensible Markup Language). XML ist ein Datenformat zur Darstellung hierarchisch strukturierter Daten in Form von Textdateien. Das XML-Format ist ideal für die Datenkommunikation zwischen dem Serversystem und der Business Bridge, da in beiden Komponenten ein Webserver implementiert ist. XML kann damit insbesondere für den Datenaustausch zwischen verschiedenen IT-Plattformen eingesetzt werden. Das XML-Format erfordert die Übertragung relativ umfangreiche Datenmengen und ist daher für die Kommunikation Netzbetreiber-Zähler-DEA nicht oder nur mit zusätzlichem Aufwand zu realisieren.

Trotz der Vielfalt der auf dem Markt verfügbaren Zähler sind die technischen Eigenschaften hinsichtlich der fernauslesbaren Messgrößen und Kommunikationsschnittstellen deutlich unterschiedlich. Momentan werden einheitliche Kommunikationsstandards und -technologien für die Datenübertragung vom Zähler zur Ortsnetzstation oder zum Netzbetreiber erarbeitet. Jeder Hersteller von Smart-Metering-Systemen verwendet eigene Protokolle und Datenübertragungsmedien. Für die Kommunikation auf der Weitverkehrrstrecke wird heute bevorzugt PLC bzw. DSL eingesetzt. Der große Vorteil von PLC ist die Nutzung der vorhandenen Netzinfrastrukturen und der einfache Anschluss der Zähler, es werden keine zusätzlichen Datenverbindungen benötigt. Eine Erweiterung der Reichweite kann

erreicht werden, indem jeder Zähler gleichzeitig als Repeater arbeitet. Der Datenaustausch zwischen den Smart Metern und dem zentralen Datenserver über eine DSL-Verbindung hat den Vorteil, dass keine zusätzlichen Datenkonzentratoren in den Ortsnetzstationen sowie keine weitere Datenverbindung von der Ortsnetzstation zum zentralen Server erforderlich sind. Ein weiterer Vorteil ist, dass diese Kombination unabhängig vom jeweiligen Netzbetreiber und die übertragbaren Datenraten wesentlich höher sind, als bei einer PLC-Kommunikation.

In Bezug auf die Datenübertragungsprotokolle ist das SML (DLMS)-Protokoll zwischen Smart Meter und Netzbetreiber aber auch zwischen Smart Meter und DEA eine Möglichkeit. Vorteile sind die Unabhängigkeit von dem verwendeten Transportmedium und ein heute schon vorhandener offener Standard. XML eignet sich auf Grund der großen Datenmengen nicht für die Datenübertragung zwischen den Smart Metern, Netzbetreibern und DEA.

Im Weiteren wird die Leistungsfähigkeit von Smart-Metering-Systemen hinsichtlich eines koordinierten Betriebes von DEA untersucht, wobei insbesondere das erforderliche Datenvolumen, mögliche Übertragungszyklen und Latenzzeiten im Vordergrund stehen. Die Ergebnisse der Untersuchungen gehen in ein Informationsflussmodell ein, welches den erforderlichen Datenaustausch zwischen den Marktteilnehmern beschreibt.

Konzepte zur energetisch und wirtschaftlich effizienten thermischen Energieversorgung von Neubaugebieten

Die aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen fordern eine energetisch effiziente thermische Energieversorgung von Neubaugebieten. Gleichzeitig wird durch Marktanzreiz-Programme der wirtschaftliche Betrieb von innovativen Technologien zur Energieumwandlung möglich. Vor diesem Hintergrund müssen Konzepte zur thermischen Energieversorgung von Neubaugebieten energetisch und wirtschaftlich bewertet werden.

Concepts for energetic and economic efficient thermal energy supply of housing estates

The current regulatory framework arrogates an energetic efficient thermal energy supply of housing estates. Concurrently economic operation of innovative technologies for energy conversion is afforded by incentive schemes. So concepts for thermal energy supply of housing estates have to be evaluated according to energetic and economic aspects.

Hans Belitz, Björn Gwisdorf

Dieses Forschungsvorhaben wurde von der Stadtwerke Unna GmbH gefördert.

Die Endlichkeit fossiler Energieträger und die damit verbundene Steigerung der Energiepreise forcieren die Forderung nach effizienten Konzepten zur thermischen Energieversorgung von Neubaugebieten. Effiziente Energieversorgungskonzepte sind durch die schonende Nutzung fossiler Energieträger und den Einsatz regenerativer Energieträger bei gleichzeitig niedrigen Kosten und CO₂-Emissionen gekennzeichnet.

Eine wesentliche Maßnahme zur Steigerung der Energieeffizienz von Neubauten stellt die Minderung des Wärmebedarfs durch Dämmmaßnahmen dar. Diese Notwendigkeit wird auch von gesetzgebender Seite erkannt, sodass die Energieeinsparverordnung (EnEV) für Neubauten Höchstwerte der spezifischen Transmissionswärmeverluste und des auf die Gebäudenutzfläche bezogenen Primärenergiebedarfs festschreibt.

Des Weiteren ermöglicht der technologische Fortschritt im Bereich der Energieumwandlungsanlagen die effiziente Nutzung fossiler und regenerativer Energieträger. In dieser Hinsicht sind insbesondere Kraftwärmekopplungsanlagen (KWK-Anlagen), solarthermische Anlagen, Biomasseheizwerke und Wärmepumpen zur effizienten Wärmeversorgung von Neubaugebieten geeignet. Daher fordert das Erneuerbare Energien Wärmegesetz (EEWärmeG) bei Neubauten die anteilige Nutzung regenerativer Energieträger oder die Umsetzung von entsprechenden Ersatzmaßnahmen.

Die Vorgaben der EnEV und des EEWärmeG können mit verschiedenen Energieversorgungskonzepten und unterschiedlichen Dämmstandards eingehalten werden. Die Festlegung eines Versorgungskonzepts für ein spezifisches Versorgungsgebiet wird durch die Gewichtung der wirtschaftlichen und ökologischen Bewertungskriterien beeinflusst.

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit eines Versorgungskonzepts müssen die rechtlich festgeschriebenen Förderungen und Marktanzreiz-Programme berücksichtigt werden. Von besonderer Bedeutung sind hier die Marktanzreiz-Programme des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), die Anreize für die Nutzung erneuerbarer Energien und KWK-Anlagen sowie Nahwärmenetzen bieten.

Im Rahmen dieser Studie werden verschiedene Konzepte zur thermischen Energieversorgung für ein typisches Neubaugebiet in Hinblick auf ihre Energieeffizienz und Wirtschaftlichkeit untersucht. Die relevanten Versorgungskonzepte werden in Anlehnung an die DIN V 4701 entwickelt. Die betrachteten dezentralen und zentralen Konzepte sind in Tabelle 4 und Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 4: Dezentrale Versorgungskonzepte

Wärmeversorgung	Strombezug	Stromeinspeisung
Brennwerttechnik mit Solarthermie	EVU	- - -
Mini-BHKW	EVU	Mini-BHKW
Pelletkessel	EVU	- - -
Wärmepumpe	EVU	- - -

Tabelle 5: Zentrale Versorgungskonzepte

Wärmeversorgung	Strombezug	Stromeinspeisung
BHKW mit Nahwärmenetz	EVU	BHKW
Biomasseheizwerk mit Nahwärmenetz	EVU	- - -
Wärmepumpe mit Nahwärmenetz	EVU	- - -

Die verschiedenen dezentralen und zentralen Konzepte werden separat aus Sicht eines Energieversorgungsunternehmens (EVU) und der Privatinvestoren bzw. Endverbraucher auf Basis der annuitätischen Deckungsbeiträge bzw. Kosten bewertet. Dabei wird der Wärmebedarf der Gebäude als Ausgangspunkt zur Be-

stimmung der Investitions- und Betriebskosten sowie der CO₂-Emissionen genutzt.

Für die Festlegung des Wärmepreises ergeben sich bei den zentralen Konzepten wirtschaftliche Restriktionen. In dieser Hinsicht kann der maximale Wärmepreis der zentralen Konzepte nur so gewählt werden, dass für den Verbraucher keine höheren Kosten als bei dem günstigsten dezentralen Konzept entstehen. Gleichzeitig muss für den Energieversorger mindestens der gleiche Deckungsbeitrag (DB) wie bei dem dezentralen Versorgungskonzept mit der höchsten Umsetzungswahrscheinlichkeit möglich sein. Auf diese Weise kann der minimal mögliche Wärmepreis bestimmt werden. (vgl. Tabelle 6)

Tabelle 6: Bestimmung des Wärmepreises für zentrale Versorgungskonzepte

	Dezentrales Konzept		Zentrales Konzept		Wärmepreis
Verbraucher	annuitätische Kosten	\geq	annuitätische Kosten	→	maximal
EVU	annuitätischer DB	\leq	annuitätischer DB	→	minimal

Entspricht der annuitätische Wärmepreis der zentralen Konzepte dem annuitätischen Wärmepreis des günstigsten dezentralen Konzepts, ist der Endkunde wirtschaftlich indifferent zwischen der Umsetzung des für ihn günstigsten dezentralen Konzepts und der Umsetzung eines zentralen Konzepts. Die verschiedenen zentralen Konzepte unterscheiden sich lediglich in dem für den Energieversorger möglichen Deckungsbeitrag.

Der so ermittelte Wärmepreis ist zunächst ein Durchschnittspreis für ein gesamtes Versorgungsgebiet. Die Festlegung der Preisstaffelung für die einzelnen Verbraucher- bzw. Gebäudetypen liegt im Ermessen des Energieversorgers.

Das in dieser Untersuchung betrachtete Neubaugebiet besteht aus 24 Einfamilienhäusern (EFH), 24 Doppelhaushälften (DHH) und fünf Mehrfamilienhäusern (MFH) mit jeweils sechs Wohneinheiten (WE). Die Topologie des Neubaugebiets und die Leitungsführung des Nahwärmenetzes der zentralen Konzepte ist in Bild 18 dargestellt.

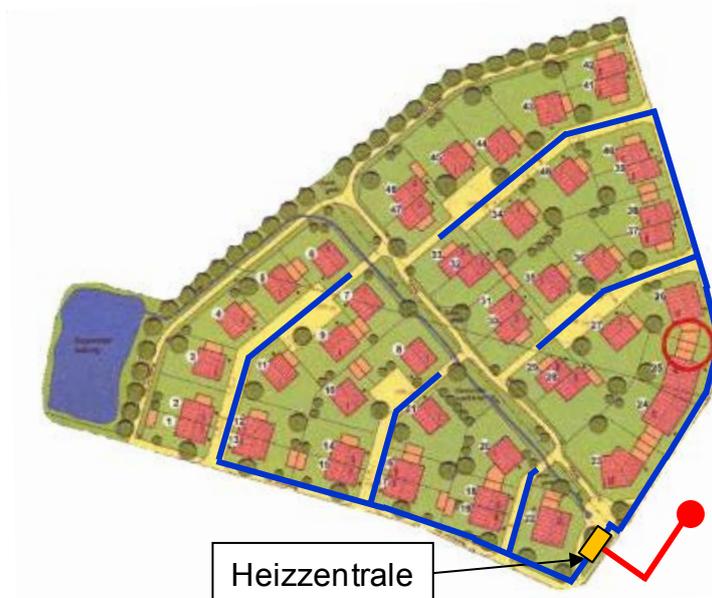


Bild 18: Leitungsführung des Nahwärmenetzes und Gasanschluss der Heizzentrale

Im Rahmen der Untersuchungen wurden die verschiedenen Konzepte zur thermischen Energieversorgung für verschiedene Baustandards bzw. Primärenergiebedarfe des typischen Neubaugebiets bewertet. Im Folgenden werden die Ergebnisse für einen Primärenergiebedarf von 80 kWh/(m²a) dargestellt.

In Bild 19 werden den annuitätischen Erträgen des Energieversorgers die spezifischen annuitätischen Wärmepreise für den Endkunden im EFH gegenübergestellt. Es sind alle anfallenden Kosten des gesamten Betrachtungszeitraums enthalten.

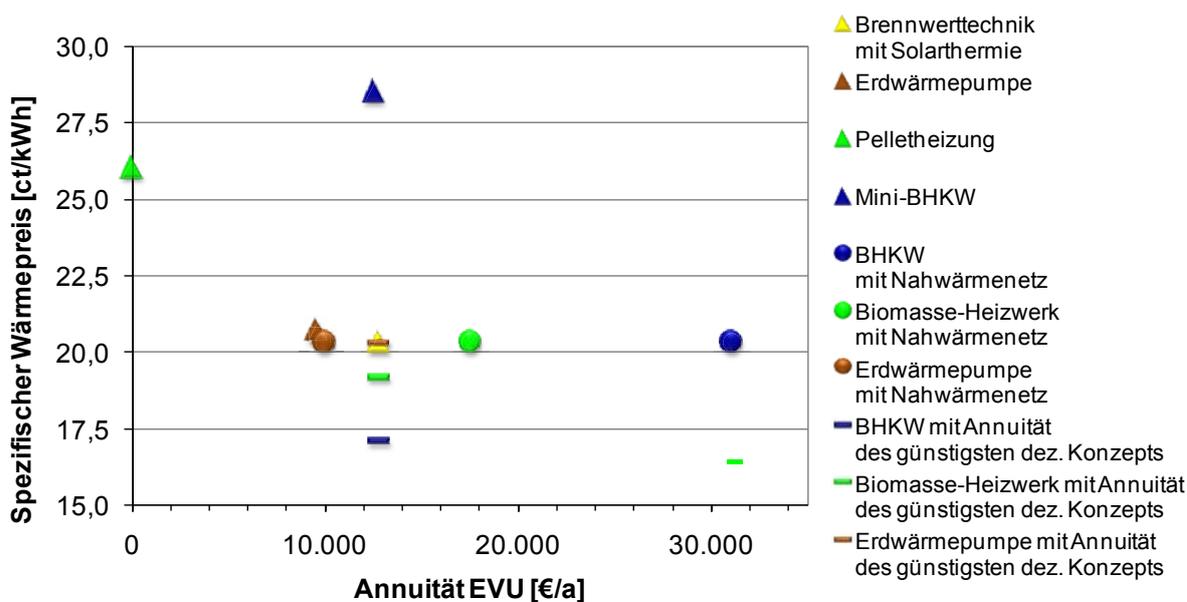


Bild 19: Wärmepreis im EFH gegenüber der Annuität des EVU, 80 kWh/(m²a)

Ein Vergleich der dezentralen Konzepte (Dreiecke) macht deutlich, dass der Betrieb der Brennwerttechnik zusammen mit einer Solarthermischen Anlage sowohl für den privaten Investor als auch für den Energieversorger das wirtschaftlichste dezentrale Konzept darstellt. Der Betrieb dezentraler Wärmepumpen ist ebenfalls für den privaten Investor und den Energieversorger wirtschaftlich. Allerdings liegen beim Einsatz der dezentralen Wärmepumpe der spezifische Wärmepreis oberhalb und der Deckungsbeitrag des Energieversorgers unterhalb der mit Brennwerttechnik und Solarthermie erreichten Werte. Der Einsatz eines Mini-BHKW ist im EFH für den privaten Investor unwirtschaftlich. Der Betrieb einer Pellet-Heizung ist im EFH weder für den privaten Investor noch für den Energieversorger lukrativ.

Wird bei den zentralen Konzepten der spezifische Wärmepreis so gewählt, dass dieser dem Wärmepreis des für den Endkunden günstigsten dezentralen Konzepts entspricht (Brennwerttechnik mit Solarthermie), ergeben sich für den Energieversorger unterschiedliche Deckungsbeiträge (Kreise). Der Betrieb des Holzhackschnitzel-Heizwerkes und des BHKW ermöglichen dem Energieversorger höhere Deckungsbeiträge als die Umsetzung dezentraler Brennwerttechnik mit Solarthermie. Bei der Umsetzung einer zentralen Wärmepumpe wird ein geringerer Deckungsbeitrag als bei dem dezentralen Referenzkonzept erreicht.

Wird bei den zentralen Konzepten der spezifische Wärmepreis so gewählt, dass für den Energieversorger derselbe Deckungsbeitrag wie bei dem günstigsten dezentralen Konzept (Brennwerttechnik mit Solarthermie) erreicht wird, ergeben sich für den Endverbraucher unterschiedliche spezifische Wärmepreise (Rechtecke). Bei der zentralen Erdwärmepumpe wird etwa derselbe spezifische Wärmepreis wie bei dem für den Endverbraucher günstigsten dezentralen Konzept erreicht. Bei dem Betrieb des Holzhackschnitzel-Heizwerkes und des BHKW werden günstigere Wärmepreise als bei dem für den Endverbraucher günstigsten dezentralen Konzept möglich.

Bei den zentralen Versorgungskonzepten kann dem Endverbraucher ein günstigerer Wärmepreis als bei den dezentralen Konzepten ermöglicht werden. Gleichzeitig kann auch der Energieversorger einen höheren Deckungsbeitrag als bei den dezentralen Konzepten erzielen. Der Wärmepreis der zentralen Konzepte kann somit in einem gewissen Intervall frei gewählt werden. Durch die Wahl des Wärmepreises wird die Attraktivität der zentralen Konzepte für den Endkunden und den Energieversorger beeinflusst. Die Umsetzung des BHKW ist sowohl für den Endverbraucher als auch für den Energieversorger das wirtschaftlich attraktivste Konzept.

In Bild 20 ist der spezifische Wärmepreis der dezentralen Konzepte (Dreiecke) und der zentralen Konzepte (Kreise) den möglichen CO₂-Einsparungen gegenübergestellt. Der Wärmepreis der zentralen Konzepte entspricht dem Wärmepreis des günstigsten dezentralen Konzepts.

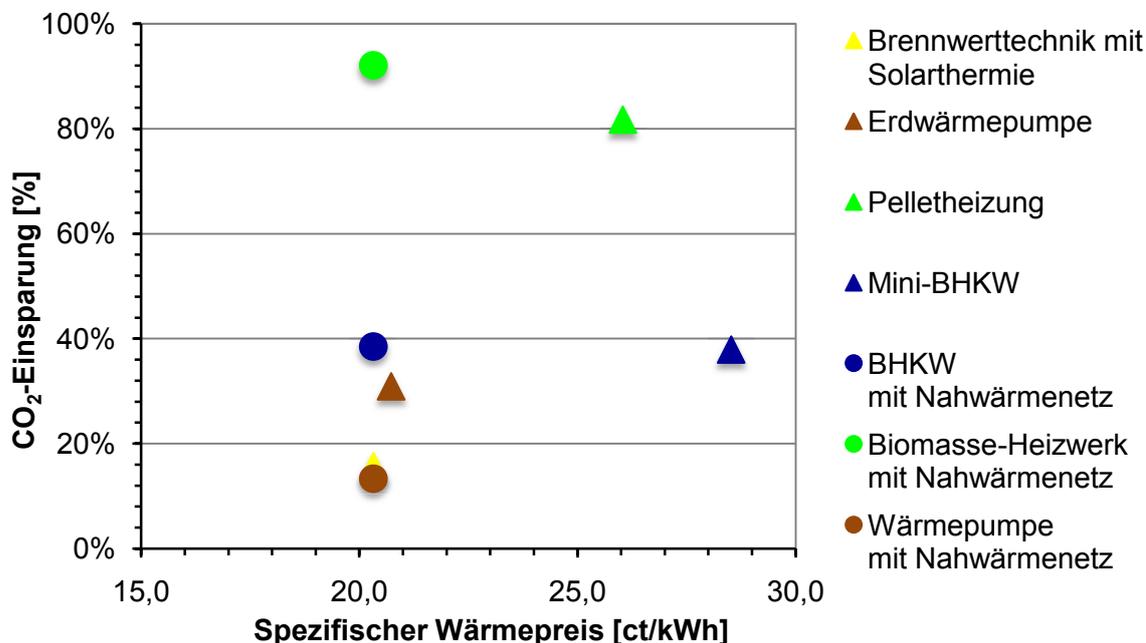


Bild 20: Spezifischer Wärmepreis und CO₂-Einsparungen, EFH mit 80 kWh/(m²a)

Das Holzhackschnitzel-Heizwerk und das BHKW, für die bereits die Wirtschaftlichkeit sowohl für den Endverbraucher als auch für den Energieversorger nachgewiesen wurde, ermöglichen hohe CO₂-Einsparungen. Die größten CO₂-Einsparungen können durch den Betrieb des Holzhackschnitzel-Heizwerks erreicht werden.

Ist die Einsparung von CO₂-Emissionen als Bewertungskriterium der Versorgungskonzepte von primärer Bedeutung, empfiehlt sich die Umsetzung eines Holzhackschnitzel-Heizwerkes. Wird hingegen primär eine wirtschaftliche Energieversorgung und lediglich sekundär die Einsparung von CO₂-Emissionen angestrebt, ist der Betrieb eines BHKW sinnvoll.

Smart-Metering-Technologien für die Spannungshaltung in Verteilungsnetzen

Die Anzahl von dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) in Verteilungsnetzen nimmt aufgrund der Förderung der erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung weiterhin stetig zu. Für Netzbetreiber ergeben sich durch die Verwendung von Smart-Metering-Systemen vielseitige Nutzungsmöglichkeiten, die eine Optimierung des Spannungsprofils im Versorgungssystem ermöglichen.

Voltage Stabilization in Distribution Networks based on Smart Metering Technologies

Because of the legal promotion in Germany the number of dispersed energy resources (DER) in distribution networks keeps constantly increasing. The application of Smart Metering Systems offers a multitude of new options to the distribution system operator. Based on this technology voltage stabilization and optimisation respectively can be realized.

Willi Horenkamp, Alexander Worgull

Mit der deutlich zugenommenen EEG- und KWKG-Erzeugungskapazität in den Verteilungsnetzen steigen die Anforderungen an den Netzanschluss und den Betrieb dezentraler Anlagen. Dies betrifft zum einen die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes im gesamten Versorgungsnetz und desweiteren den durch die z.T. fluktuierende Einspeisung verursachten Spannungshub. In den in Überarbeitung befindlichen Richtlinien für Erzeugungsanlagen in Nieder- und Mittelspannungsnetzen werden wesentliche Aspekte für Planung und Betrieb solcher Anlagen formuliert. So ist eine Beteiligung der Anlagen an der Netzstützung bzw. der Spannungshaltung vorgesehen.

Die mittelfristig flächendeckende Verfügbarkeit von Smart-Metering-Technologien bietet die Voraussetzung für eine informationstechnische Vernetzung von DEA. Mit einer Koordinierung der Anlagen und der Kenntnis des aktuellen Netzzustandes lässt sich eine Optimierung des Spannungsprofils realisieren. Die Spannungsmessung im Netzgebiet ermöglicht die Auswirkungen dezentraler Einspeisungen auf das Spannungsprofil, z.B. durch BHKW oder PV zentral zu überwachen. Die Versorgungssituation in einem Verteilungsnetz mit DEA ist in Bild 21 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** beispielhaft dargestellt.

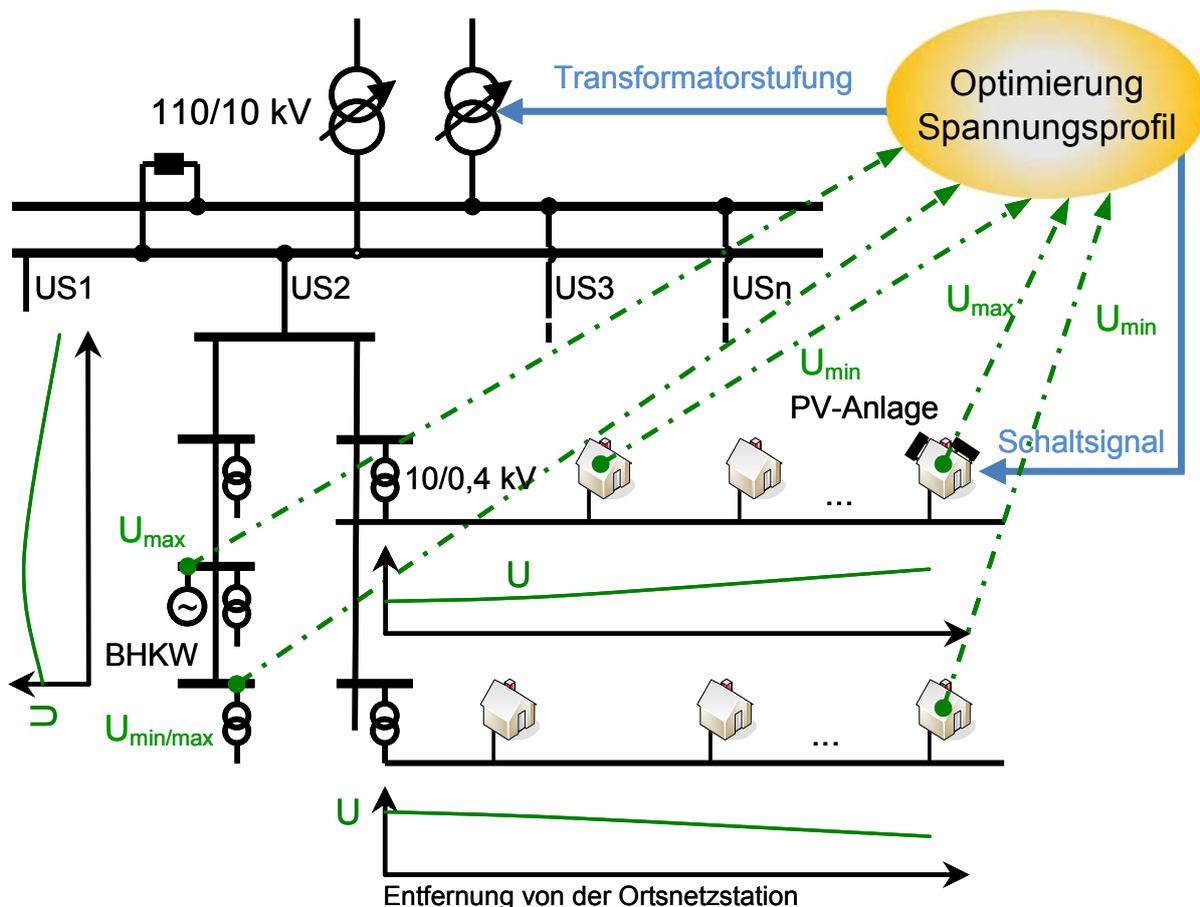


Bild 21: Netzausschnitt

Ist die dezentral eingespeiste Leistung auf einem Leitungsstrang größer als die abgenommene Leistung, kommt es zur Spannungserhöhung. Sehr ausgeprägt ist dieser Effekt in Freileitungsnetzen, da Freileitungen über eine höhere Längsimpedanz verfügen. Dies ist vor allem bei Strahlennetzen mit großer räumlicher Ausdehnung in ländlichen Gebieten zu beobachten. Mit gemessenen Spannungswerten an kritischen Punkten im Netz ist es einer übergeordneten Instanz (Optimierer) möglich, die Versorgungssituation ganzheitlich zu beurteilen. Dies setzt allerdings eine genaue Kenntnis der Netztopologie voraus um untere bzw. obere Spannungsbandverletzungen zuzuordnen (vgl. Bild 21).

Um die Spannung in den zulässigen Grenzen zu halten, kann eine automatisierte Stufung des einspeisenden 110/10 kV-Transformators vorgenommen werden. Dieses Vorgehen setzt allerdings gewisse Freiheitsgrade innerhalb des Spannungsprofils voraus. Falls durch die Transformatorstufung die Einhaltung der Spannungsgrenzen nicht möglich ist, kann die Einspeiseleistungen der DEA angepasst, eine Regelung der Blindleistungseinspeisung oder die DEA im ungünstigsten Fall abgeschaltet werden. Es ist allerdings zu beachten dass die Abschaltung von Anlagen nur als Maßnahme für einen Übergangszeitraum gilt. Durch einen

geeigneten Netzanschlusspunkt muss die Abnahme und Übertragung des Stroms aus erneuerbaren Energien durch den Netzbetreiber sichergestellt sein. Gegebenenfalls hat ein Netzausbau zu erfolgen.

Smart-Metering-Systeme sind in der Lage, die benötigten Spannungs- und Leistungswerte zu erfassen und zu übertragen, um diese anschließend zentral auszuwerten. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass eine Online-Übermittlung der aktuellen Messwerte bei einer flächendeckenden Einführung von Smart Metering auf Grund der Datenmengen nicht sinnvoll ist. Es bietet sich an, nur dann Informationen vom Smart Meter zum zentralen Optimierungsmodul zu übertragen, wenn eine Grenzwertverletzung zu erwarten ist oder bereits vorliegt. Bei dieser Vorgehensweise wird das zu übertragende Datenvolumen nur in geringem Maße vergrößert. In wie weit eine Stufung des Transformators einen Einfluss auf das Spannungsprofil hat, ist vom unterlagerten Netz abhängig. Weitere potentielle Einsatzgebiete von Smart Metering liegen im Bereich des Last- und Erzeugungsmanagements.

Netzzustandsüberwachung auf Basis hochdimensionaler Körper

Vor dem Hintergrund einer zunehmenden Komplexität der Nutzung elektrischer Verteilnetze sowie dem absehbaren Wunsch nach Integration einer hohen Anzahl von Hochleistungsladepunkten für (teil-)elektrische Fahrzeuge erwächst die Notwendigkeit für die Koordination der Nutzung elektrischer Verteilnetze. Im Rahmen des DFG-geförderten Forschungsprojektes DEZENT wurde ein Ansatz entwickelt der es erlaubt, die Grenzen der Belastbarkeit eines Verteilnetzes zu bestimmen. Die Kenntnis der tatsächlichen Belastbarkeitsgrenzen ist von entscheidender Bedeutung für einen Koordinator. Diese Information befähigt ihn zur optimalen Ausnutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur bei gleichzeitiger Einhaltung der technischen Randbedingungen. Im Rahmen des Folgeprojektes „DEZENT-NET“ wird derzeit die Implementierung eines Prototyps durchgeführt.

Stable State Recognition based on high dimensional bodies

Considering the increasing complexity of distribution grid usage patterns as well as the foreseeable wish for the integration of high-power charging points for (partly) electric vehicles, the necessity for a coordinated grid usage becomes apparent. During the research project “DEZENT”, funded by the German Research Foundation (DFG), a novel approach was developed that allows for the determination of the loadability of a given distribution grid. The knowledge about the actual loadability is of particular importance for the grid usage coordinator. This information enables the coordinator for the optimal exploitation of the existing infrastructure’s capacity while meeting all technical restrictions. The main objective of the follow-up project “DEZENT-NET” is the implementation of a first prototype.

Olav Krause

Dieses Vorhaben wird von der Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert und in Kooperation mit Prof. Dr. rer. nat. H. F. Wedde und Dipl.-Inform. S. Lehnhoff, Lehrstuhl III, Fakultät Informatik der Technischen Universität Dortmund durchgeführt.

Im Rahmen des DFG-Projektes „DEZENT“ wurde ein neuartiger Ansatz zur Bestimmung der Belastbarkeitsgrenzen von Verteilnetzen entwickelt, auf dessen Basis ein lokaler Netzkoordinator befähigt werden soll, die Nutzung des öffentlichen Energieversorgungsnetzes im Hinblick auf dessen technische Belastbarkeit geeignet zu überwachen und Überlastungen zu vermeiden. Hierbei wird in einem ersten Schritt die Menge aller zulässigen Leistungskombinationen für ein gegebenes Netzwerk berechnet und als hochdimensionaler Raum dargestellt. Die Prüfung auf Zulässigkeit einer beliebigen Leistungskombination besteht dann in einer Lokalisation des entsprechenden Punktes inner- oder außerhalb des berechneten Körpers.

Auf diese Weise kann der Großteil der nötigen Berechnungen zeitunkritisch a priori erfolgen, wobei die Ergebnisse nur von der Topologie des betrachteten Netzes sowie den Grenzwerten für Knotenspannungen und Leitungsströmen abhängen. Der entscheidende Vorteil des Ansatzes ist, dass es den Netzkoordinator befähigt, die verbleibende Distanz zur Belastbarkeitsgrenze zu ermitteln bzw. alle möglichen Pfade zur Rückkehr in den zulässigen Bereich zu erkennen. Die entscheidenden Nachteile zu diesem Zeitpunkt sind der hohe rechentechnische Aufwand zur Bestimmung des zuvor erwähnten Raums sowie die hohe Datenmenge die zu dessen mathematischer Beschreibung nötig ist. Im Rahmen des Folgeprojektes „DEZENT-NET“ werden Ansätze zur Lösung beider Kernprobleme untersucht. Schwerpunkt bilden die Aufwandsreduktion bei der Bestimmung des Raums der zulässigen Knotenleistungskombinationen und die Entwicklung einer effizienteren Darstellung des berechneten Raums.

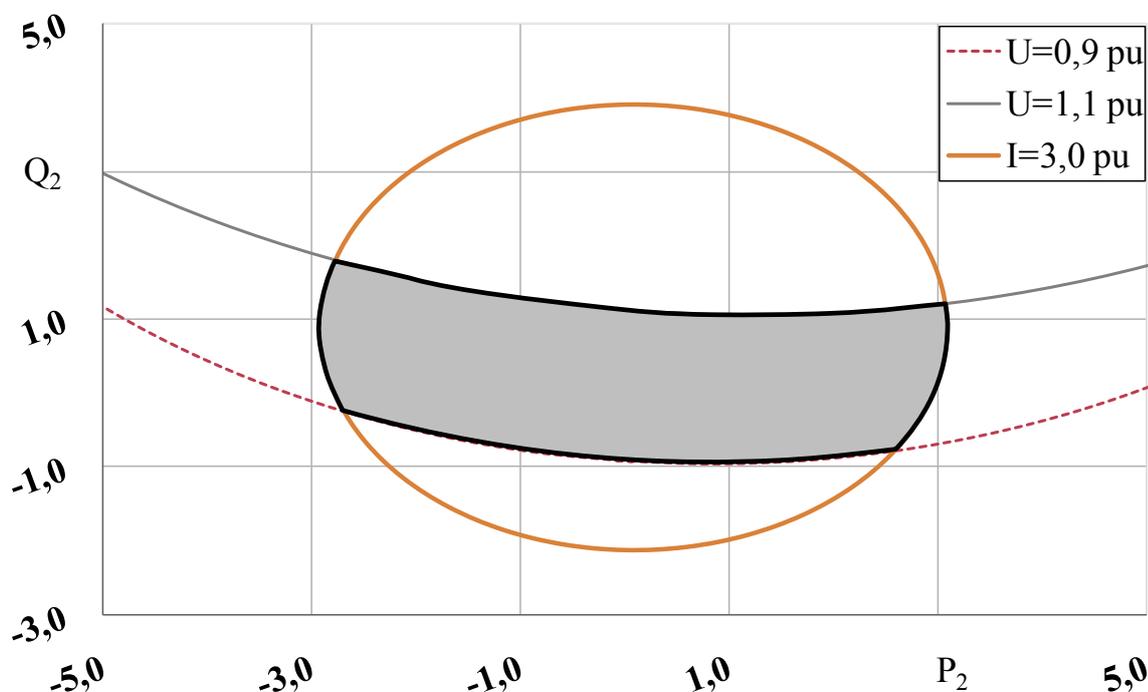


Bild 22: Zweidimensionales Beispiel der Menge der zulässigen Leistungskombinationen

Die Darstellung des Raums erfolgt zum jetzigen Zeitpunkt mithilfe linearer Ungleichungen. Zur Darstellung des Raums der zulässigen Knotenleistungskombinationen eines n -knotigen Netzes (zuzüglich eines Referenzknotens) werden $(2n-1)$ $2n$ -dimensionale Räume benötigt. Hierbei ergibt sich der Raum der zulässigen Knotenleistungskombinationen aus einer Überlagerung der verschiedenen Räume. In Bild 22 ist exemplarisch die Menge der zulässigen Knotenleistungsbilanzen für ein zweiknotiges Netz dargestellt. Unter der Annahme eines Spannungsbandes von $\pm 10\%$ der Nennspannung und einem zulässigen Leitungsstrom von $3,0$ pu lie-

gen alle zulässigen Leistungskombinationen innerhalb der grau eingefärbten Fläche.

Um die Menge der zulässigen Leistungskombinationen mathematisch zu beschreiben, wird eine sehr hohe Anzahl von Ungleichungen benötigt. Dies liegt im Wesentlichen an der ellipsenähnlichen Form der zur Beschreibung benötigten Räume. Ein Forschungsschwerpunkt des Projektes „DEZENT-NET“ ist daher die effizientere Beschreibung dieser Räume (z.B. als hochdimensionale Ellipsoide).

Die zweite wesentliche Forschungsrichtung ist die Vereinfachung der Berechnung der benötigten Räume. Bisher werden die Räume als hochdimensionale Hüllen um eine Punktwolke berechnet. Speziell die Berechnung der kleinsten Hülle um eine gegebene Punktwolke ist sehr rechenintensiv. Daher werden verschiedene Ansätze untersucht, die zur Beschreibung der Räume benötigten Ungleichungen direkt zu bestimmen.

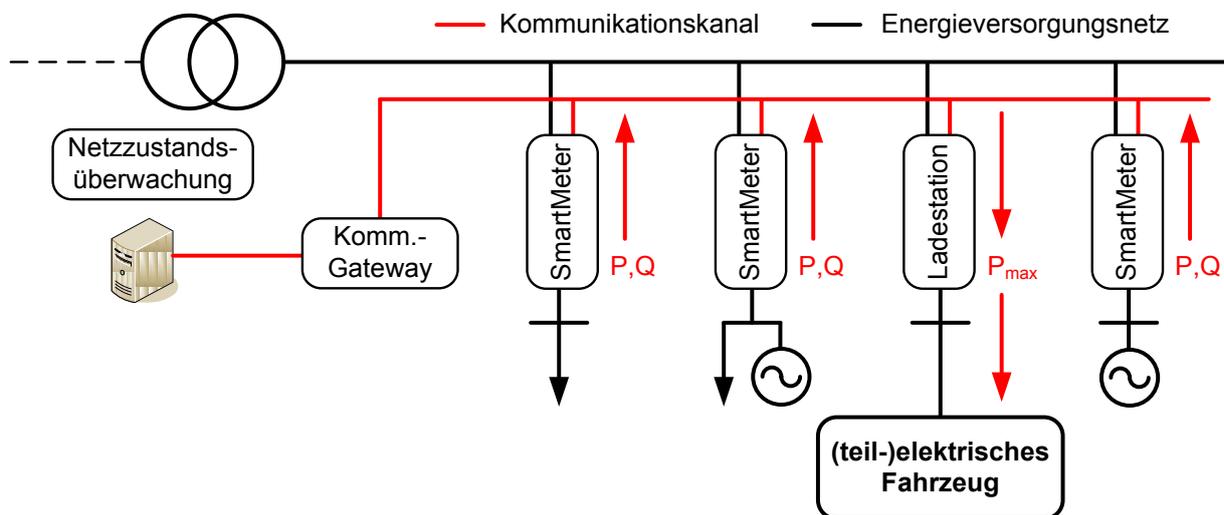


Bild 23: Anwendungsbeispiel: Bestimmung der maximalen Ladeleistung

Ziel des Projektes ist eine prototypische Implementierung eines lokalen Netzkoordinators der unter Berücksichtigung der aktuellen Knotenleistungsbilanzen der verbleibenden Knoten die maximal beziehbare bzw. einspeisbare Wirkleistung von Hochleistungsanschlüssen online bestimmt. Vorteil dieses Ansatzes ist, dass die Anschlussleistungen nicht wie heute üblich anhand von worst-case-Szenarien ermittelt werden müssen. Bei einer Auslegung auf Basis von worst-case-Szenarien kann nicht berücksichtigt werden, dass in der Mehrzahl der real auftretenden Belastungssituationen die tatsächliche Belastbarkeit des Netzes nur zum Teil ausgenutzt wird. Mit Hilfe des angestrebten Netzkoordinators erscheint es möglich, in einem bestehenden Netz unter der Voraussetzung der zeitlich begrenzten Limitierung der Leistung in Situationen hoher Netzbelastung, einzelnen Netzanschlüs-

sen eine deutlich höhere Anschlussleistung zuzuweisen. Bild 23 illustriert dieses Konzept anhand des Beispiels einer Ladestation für (teil-)elektrische Fahrzeuge.

Auf Basis der durch Smart Meter gemessenen Leistungsdaten wird die maximal zulässige Ladeleistung bestimmt, so dass dem ladenden Fahrzeug in Zeiten niedriger und mittlerer Belastung des Netzes eine deutlich höhere Ladeleistung zugestanden werden kann als es die derzeitige Bemessung anhand von worst-case-Szenarien erlaubt.

Grundsätzlich ermöglicht der entwickelte Ansatz, die Belastbarkeitsreserven eines bestehenden Netzes zu erkennen und durch die Koordination des Verhaltens angeschlossener Lasten und Generatoren optimal auszunutzen.

Harmonische Lastflussrechnung

Durch die steigende Verwendung leistungselektronischer Einrichtungen (Schaltnetzteile in IT/Unterhaltungselektronik, Beleuchtung, Laderegler elektrischer Fahrzeuge, u.ä.) in den untersten Spannungsebenen kommt es zunehmend zu Strömen mit harmonischen Komponenten, deren zeitlicher Verlauf z.T. stark von einer sinusförmigen, monofrequenten Schwingung mit der Grundschwingung des Netzes (z.B. 50 Hz) abweicht. Diese Klasse von Geräten wird als nichtlineare Lasten bezeichnet. Diese harmonischen Ströme bewirken wiederum das Auftreten harmonischer Komponenten in den Knotenspannungen, welche wieder einen bedeutenden Einfluss auf das Verhalten der an das Netz angeschlossenen Energieeinrichtungen haben. Es ergibt sich ein komplexes System aus Wechselwirkungen mit dem und über das elektrische Energieversorgungsnetz. Zur Bestimmung des sich einstellenden Netzzustands und der Amplituden der harmonischen Komponenten in Spannungen und Strömen wird am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft derzeit ein auf der Strom-Iteration basierendes Berechnungsverfahren implementiert, das in der Lage ist, auch die Wechselwirkungen der Energieeinrichtungen untereinander zu berücksichtigen.

Harmonic power flow calculation

Due to the increasing usage of power electronic equipment (like switching power supplies in IT/Entertainment-systems, Lighting, Charge-Controllers in Electric Vehicles, etc.) in the low-voltage levels of the power grid, currents with harmonic components occur more and more frequently. Their time domain signal differs significantly from the time domain signal of a mono-frequency oscillation with the grid's fundamental frequency (i.e. 50 Hz). This class of devices is referred to as devices with a non-linear behavior. This harmonic currents lead to the occurrence of harmonic components within the spectrum of the nodal voltages which have a significant impact on the behavior of the equipment connected to the grid. From these relations a complex system of mutual dependencies and influences of the connected devices among themselves, as well as with the electric power grid, evolves. In order to determine the amplitudes of the harmonic components of voltages as currents a calculation algorithm based on the Fixed Point Iteration Technique, also allowing for the consideration of the mutual dependencies, is being implemented at the Institute of Power Systems and Power Economics.

Olav Krause

Das elektrische Energieversorgungsnetz weist in erster Näherung ein lineares Verhalten in Bezug auf das Verhältnis von Strom und Spannung auf. Oberschwingungsbehaftete Knotenströme führen zum Auftreten von Oberschwingungen der gleichen Frequenz in der Spannung an dem betroffenen und den benachbarten Knoten. Die maximal zulässigen Amplituden dieser Oberschwingungen sind reglementiert [1]. Hinzu kommt, dass die einzelnen Lasten sich in ihrem Oberschwingungsverhalten über das elektrische Energieversorgungsnetz gegenseitig beein-

flussen. So führt das Auftreten einer zusätzlichen Spannungskomponente an einer Last mit linearem Verhalten zu einer zusätzlichen Stromkomponente gleicher Frequenz.

Zur Berechnung der Oberschwingungsamplituden stehen prinzipiell zwei Möglichkeiten zur Verfügung. Mithilfe der dynamischen Simulation kann das Verhalten der Energieversorgungsnetzes und angeschlossener Lasten und Generatoren im Zeitbereich simuliert und bestimmt werden. Nachteile dieses Ansatzes sind die hierzu notwendigen komplexen Modelle sowohl für die Lasten und Generatoren als auch für das Energieversorgungsnetz. Die Modellierung basiert auf Differentialgleichungssystemen die über das elektrische Netz miteinander gekoppelt werden. Die Lösung dieser Systeme ist nur numerisch möglich und mit einem hohen Rechenaufwand verbunden. Vorteil dieses Ansatzes ist, dass bei geeigneter Modellierung und Wahl der Simulationsparameter auch transiente Vorgänge simuliert werden können.

Ein zweiter Lösungsansatz ist die Berechnung im Frequenzbereich. Grundvoraussetzung ist, dass sich das System in einem eingeschwungenen Zustand befindet. Durch Entwicklung der Zeitbereichssignale in eine Fourierreihe kann jedes periodische Signal in eine entsprechende Darstellung im Frequenzbereich überführt werden. Die Berechnung des Verhaltens linearer Elemente (z.B. die Leitungen eines Energieversorgungsnetzes) können deshalb mit Hilfe der linearen Algebra durchgeführt werden. Da bei linearen Elementen das Superpositionsprinzip gilt, kann die Reaktion auf eine Anregung aus einer Summe mehrerer Frequenzanteile aus der Summe der Einzelreaktionen auf die einzelnen Frequenzanteile der Anregung berechnet werden. Hieraus ergibt sich die Möglichkeit der Parallelisierung der Berechnung, da es keine Wechselwirkungen zwischen Anregung und Auslenkungen verschiedener Frequenzen gibt. Dieser Ansatz wird im Wesentlichen schon bei den verschiedenen Verfahren der Lastflussrechnung verwendet, bei denen das Verhalten des Netzes im Frequenzbereich für die Grundschwingung (z.B. 50 Hz) mithilfe konstanter Admittanzen und Impedanzen dargestellt wird. Die mathematische Darstellung von Spannungen, Strömen und Leistungen orientiert sich hierbei an der Darstellung des Zeitbereichssignals als eine Fourierreihe. Hierbei wird allerdings für die Darstellung von Spannungen und Strömen nur die Komponente der Grundschwingung betrachtet und auf die Amplitude des Zeitbereichssignals normiert.

Bei der Erweiterung des Ansatzes der Lastflussrechnung auf das vollständige Spektrum – oder aufgrund von Limitierungen der numerischen Rechnung auf einen diskretisierten Teil des Spektrums – muss jedoch der entsprechende Teil der

Fourierreihe eines periodischen Zeitbereichssignals vollständig berücksichtigt werden. Auch das Modell des jeweils betrachteten Netzes muss für den betrachteten Teil des Spektrums aufgestellt werden. Eine bedeutende Konsequenz der Modellierung im Frequenzbereich ist, dass Leistung nicht mehr als ein einzelner komplexer Wert erschöpfend darstellbar ist. Vielmehr ergibt sich die Leistung im Frequenzbereich – die im Zeitbereich das Produkt aus Spannung und Strom ist – durch die Faltung der Spektren von Spannung und Strom.

Das entwickelte Verfahren zu Berechnung der Oberschwingungen orientiert sich in seinem Ablauf an dem Strom-Iterations-Verfahren (engl.: „Fixed Point Iteration Technique“) zur Lastflussrechnung (vgl. Bild 24).

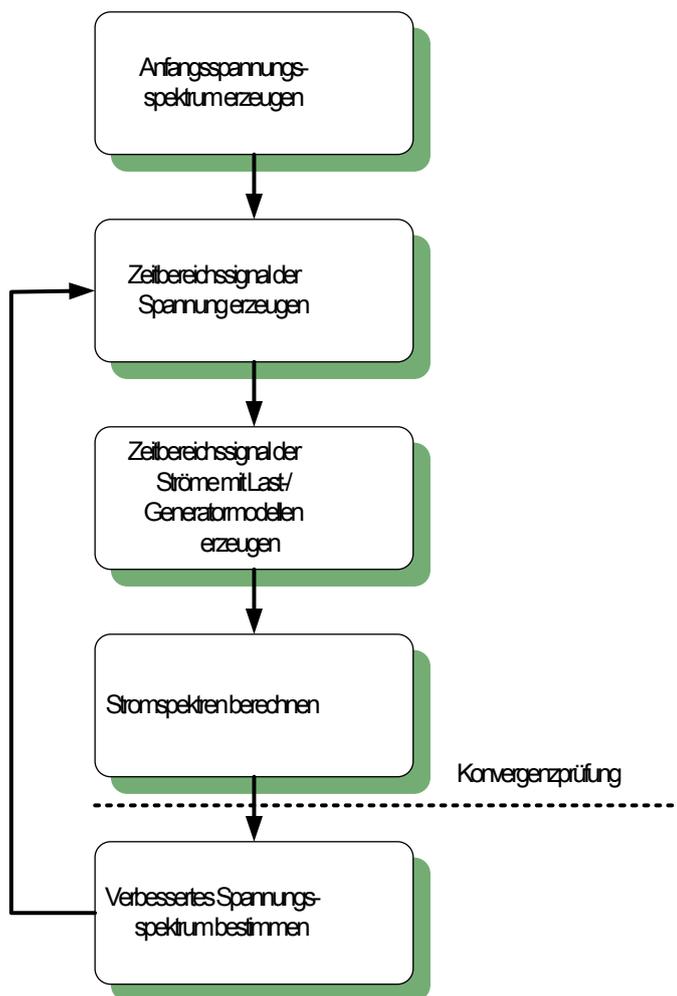


Bild 24: Aufbau der Iterationsschleife

Ausgehend von einem initialen Spannungsspektrum an einem Referenzknoten wird dessen Ausbreitung über das Netzwerk bestimmt und das anfängliche Spannungsspektrum an jedem Netzknoten ermittelt. Je nach Modellierung der am Netzknoten angeschlossenen Einrichtungen kann die Bestimmung des Knotenstroms entweder im Frequenzbereich (für Einrichtungen mit einem linearen Ver-

halten von Vorteil) oder im Zeitbereich erfolgen. Wird die angeschlossene Einrichtung im Zeitbereich modelliert, so muss aus dem jeweiligen Spektrum der Knotenspannung zunächst das Zeitbereichssignal generiert werden. Auf Basis dieses Zeitbereichssignals und des entsprechenden Modells der angeschlossenen Einrichtung wird dann das Zeitbereichssignal des Knotenstroms bestimmt. Zum Schließen der Iterationsschleife wird wieder die Fourierreihe des Zeitbereichssignals des Knotenstroms berechnet und über das Netzmodell zur Berechnung der Knotenspannungsspektren des nächsten Iterationsschrittes verwendet.

Zur Veranschaulichung ist in Bild 25 die erste Iteration an einem Knoten eines 15-knotigen Netzes mit dem Modell einer nichtlinearen Last dargestellt. Da für den Referenzknoten nur eine 50-Hz-Spannungskomponente angenommen wurde, verfügt auch die initiale Knotenspannung nur über eine 50-Hz-Komponente.

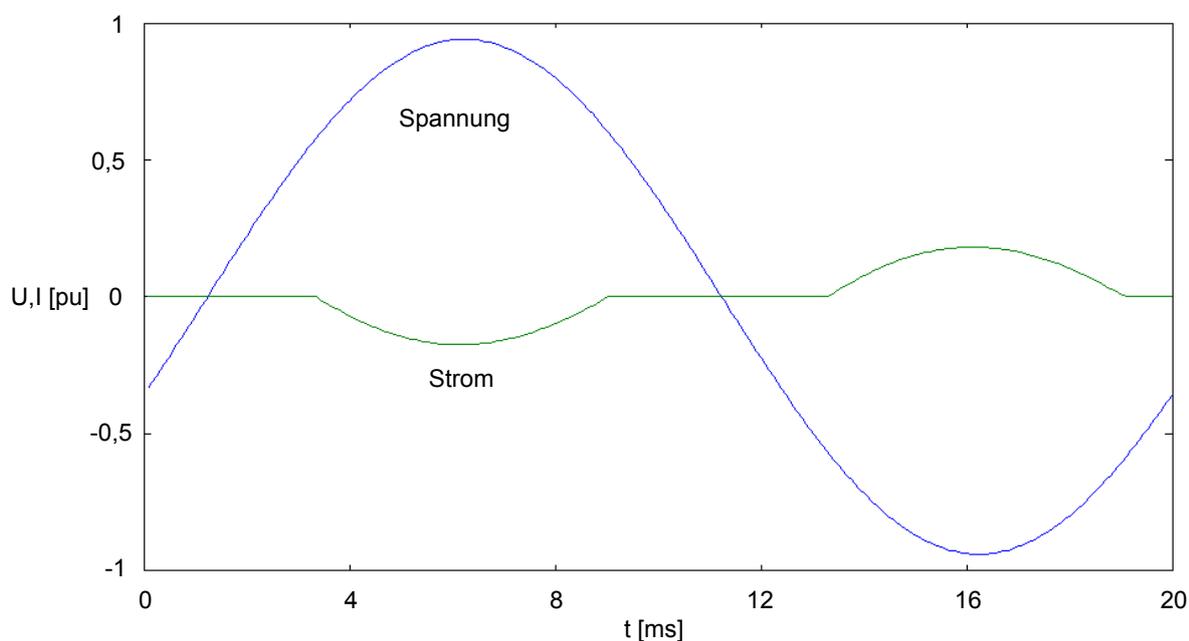


Bild 25: Initialbedingungen und erster Iterationsschritt für einen Knoten

Nach Abschluss der Berechnung ergibt sich das in Bild 26 dargestellte Ergebnis für Spannung und Strom an dem Knoten der nichtlinearen Last. Der zeitliche Verlauf der Knotenspannung ist deutlich abgeflacht. Dieses Verhalten ist auch in Messungen realer Verläufe zu beobachten.

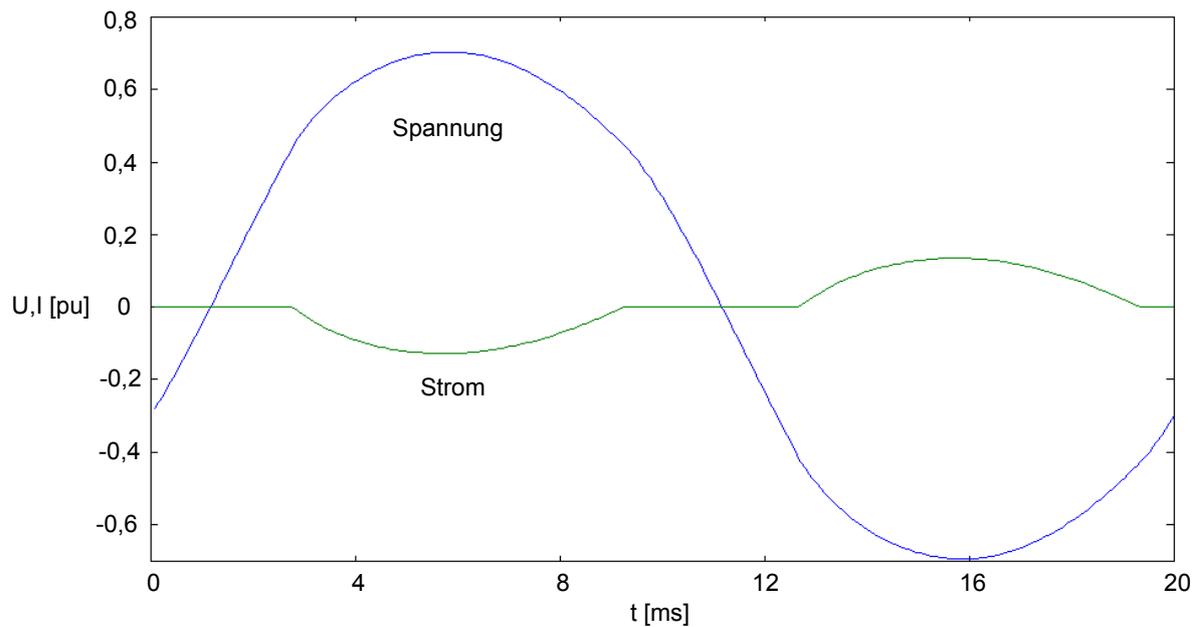


Bild 26: Exemplarisches Ergebnis der Berechnung – dargestellt im Zeitbereich

- [1] DIN EN 50160: „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“, April 2008

Entwicklung und Beurteilung von Verfahren zur probabilistischen Lastflussrechnung

Gegenwärtige Veränderungen im Bereich der Versorgung mit elektrischer Energie führen zu einer Zunahme der Unsicherheit im Hinblick auf die Planung und den Betrieb elektrischer Energieversorgungsnetze. Um vor dem Hintergrund steigender Unsicherheit, Netze effizient auslegen zu können, ist ein umfassendes Bild aller möglichen Netzzustände sowie deren Auftretswahrscheinlichkeiten notwendig. Dies ist mit klassischen Netzberechnungsverfahren nur in begrenztem Umfang möglich, da sie sich nur zur Berechnung diskreter Zustände eignen. Im Gegensatz zu den klassischen Netzberechnungsverfahren bietet die probabilistische Lastflussrechnung die Möglichkeit, statistische Daten über das Verhalten der Einspeiser elektrischer Energie und der Lasten zu berücksichtigen und auf deren Basis die Menge der möglichen resultierenden Netzzustände nebst ihrer individuellen Auftretswahrscheinlichkeit zu bestimmen. Die probabilistische Lastflussrechnung liefert ein umfassenderes Bild Netzsituation. Es ist möglich, die Höhe der Versorgungszuverlässigkeit und auch die Nutzungsdauer und somit die Bedeutung von Netzausbauten zu beziffern.

Development and evaluation of procedures to the probabilistic loadflow calculation

Present changes in the area of the supply with electrical energy lead to an increasing level of uncertainty with respect to planning and operation of power systems. In order to be able to plan and efficient power grids under the presence of this increasing level of uncertainty, a complete picture of all possible network operational states as well as their individual probability of occurrence is needed. Applicability of classical power flow calculation algorithms is very limited in this context, as they are limited to the determination of single discrete operational states of the grid. In contrast to this, probabilistic load flow algorithms have the possibility to also consider statistical information about the behavior of power generators and loads while determining the set of all possible resulting operational states and their individual probability of occurrence. The probabilistic load flow calculation gives a more comprehensive image of possible situations. It is possible to estimate the reliability and the avail of extensions.

Johannes Schwippe, Olav Krause

Die Planung und der Betrieb elektrischer Netze unterliegen einer Vielzahl unterschiedlicher Randbedingungen. Zum einen muss ein sicherer Betrieb der Netze auch bei Ausfall eines (n-1) oder mehrerer Betriebsmittel (n-x) gewährleistet sein. Zum anderen unterliegt der Betrieb der Netze ökonomischen, ökologischen und politischen Randbedingungen. Die Integration regenerativer, in geringem Maße steuerbarer, Einspeiser und der zunehmende Handel mit elektrischer Energie stellen zudem neue Anforderungen an die Netze. Die Netzplanung muss die schwierige Aufgabe erfüllen diese Anforderungen zu antizipieren, um ein Netz auszulegen, das diesen Kriterien gerecht wird. Die Netzplanung nutzt bisher eine eng begrenzt-

te Menge verschiedener Szenarien, die sich an extremen Netzbelastungen (Schwachlast- und Starklastfall) orientieren. Eine große Herausforderung ist in diesem Zusammenhang die Prognose des zukünftigen Kraftwerksparks. Die Auswahl der zu betrachtenden Szenarien hat maßgeblichen Einfluss auf eine zuverlässige Bestimmung des notwendigen Netzausbaus. Auf Basis der Verwendung ungewichteter Szenarien ist es nicht möglich, Aussagen über die Wahrscheinlichkeit und damit der zu erwartenden Häufigkeit möglicher Grenzwertverletzungen (Leitungsüberlastungen, Spannungsbandverletzungen) zu treffen. Um der Forderung nach einem effizienten Netz nachkommen zu können, muss die zukünftige Netzplanung ein umfassendes Bild des Netzzustands nutzen und einen möglichst großen Teil der Einflussfaktoren berücksichtigen können.

Diese Anforderungen werden durch die probabilistische Lastflussrechnung besonders gut erfüllt. Hierbei werden die Eigenschaften der Verbraucher und Einspeiser über statistische Größen (z.B. die Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung (WDV)) der eingespeisten bzw. bezogenen Leistung beschrieben. Auf Basis dieser Größen kann mithilfe der probabilistischen Lastflussrechnung die Wahrscheinlichkeitsverteilung von Netzzustandsgrößen (z.B. von Leitungsbelastungen und Knotenspannungen) berechnet werden. Die zu erwartende Häufigkeit von Leitungsüberlastungen und möglichen Engpässen lässt sich somit bestimmen, was wiederum die angepasste Ausbauplanung unterstützt.

Verfahren zur probabilistischen Lastflussrechnung lassen sich im Wesentlichen in zwei Kategorien einteilen. Verfahren der ersten Kategorie nutzen deterministische Lastflussberechnungsverfahren, die für eine Vielzahl von möglichen Kombinationen der Eingangsgrößen durchgeführt wird. Die Ergebnisse werden in einem folgenden Schritt interpretiert und mit der Auftrittswahrscheinlichkeit der Kombination der Eingangsgrößen gewichtet. Das am weitesten verbreitete Verfahren zur probabilistischen Lastflussrechnung basiert auf der Theorie der großen Zahlen und der Monte-Carlo-Simulation (MCS). Bei diesem Verfahren werden die Eingangsgrößen durch einen Zufallsgenerator entsprechend der WDV der Knotenleistungen generiert ausgewählt. Die Auswertung der gewichteten Ergebnisse erfolgt in Histogrammen. Bei Verfahren dieser Kategorie können i.d.R. nicht alle möglichen Knotenleistungskombinationen betrachtet werden. Die zweite Kategorie von Verfahren basiert auf der Anwendung der Faltungsoperation. Da die Faltungsoperation nur auf die Addition von Zufallsvariablen anwendbar ist, wird i.d.R. auf eine Linearisierung der Leistungsflussgleichung in einem ausgewählten Betriebspunkt zurückgegriffen. Bisher wird sowohl der DC-Lastfluss als auch eine Taylorentwicklung erster Ordnung der komplexwertigen Leistungsflussgleichungen verwendet. Diese Verfahren berücksichtigen alle möglichen Knotenleistungskombinationen,

aber die Präzision der Berechnung ist aufgrund der Linearisierung limitiert und nimmt mit zunehmendem Abstand zum gewählten Entwicklungspunkt ab. Den Verfahren beider Kategorien gemein sind einige grundlegende Vereinfachungen über die statistische Unabhängigkeit der Eingangsgrößen, Vernachlässigung der Leistungs-Frequenzregelung, sowie der Vernachlässigung von Abhängigkeiten zwischen Bezug und Erzeugung elektrischer Energie, die über ein entsprechendes Marktmodell dargestellt werden müssten. All diese Faktoren begrenzen derzeit die Verwendbarkeit der probabilistischen Lastflussrechnung für das Transportnetz, in dem solche Abhängigkeiten den Netzzustand wesentlich mitbestimmen.

Am Lehrstuhl für Energiesystem und Energiewirtschaft ist ein neuartiges Verfahren, basierend auf einer linearen Abbildung zwischen den komplexwertigen Knotenströmen und den komplexwertigen Leitungsströmen, entwickelt worden. Die Matrix wird hierbei durch die Zusammenführung der Matrizen zweier Teilschritte bestimmt. Der erste Teilschritt besteht aus einer Matrix, die die Knotenspannungen auf die Leitungsströme abbildet. Jede Zeile entspricht einer Leitung und die entsprechenden Elemente der positiven bzw. negativen Längsadmittanz der jeweilig modellierten Leitung. Der zweite Teilschritt wird durch die Knotenadmittanzmatrix dargestellt. Diese bildet die komplexwertigen Knotenspannungen auf die komplexen Knotenströme ab. Durch Invertierung der Knotenadmittanzmatrix kann diese Abbildung umgekehrt werden. Bei Vernachlässigung der Querelemente ist diese Matrix singulär. Eine Invertierung kann aber mit Hilfe der Pseudoinversen erfolgen. Durch Verkettung der invertierten Knotenadmittanzmatrix mit der Leitungsadmittanzmatrix werden die Knotenströme direkt auf Leitungsströme abgebildet. Der Strom einer Leitung kann somit als gewichtete Summe der einzelnen Knotenströme dargestellt werden (1).

$$\bar{I}_{l,i} = \sum_{i=1/stack}^n \bar{z}_{nl} \cdot \bar{I}_i \quad (1)$$

Verbraucher bzw. Einspeiser mit einem gleichartigen Verhalten z.B. Haushaltskunden oder Windenergieanlagen einer Region können über eine gemeinsame WDV der eingespeisten/bezogenen Ströme beschrieben werden. Der Strom eines Knotens ($\bar{I}_{n,i}$) setzt sich demnach aus dem Strom der verschiedenen Verbraucher-/Einspeisergruppen zusammen, die an diesem Knoten angeschlossen sind. Abweichungen vom Verhalten der Verbraucher/Einspeiser an einem Knoten vom Verhalten der jeweiligen Gruppe können über einen Differenzstrom ($\Delta I_{g,j}$) zum Strom der Gruppe beschreiben werden (2).

$$\bar{I}_{n,i} = \sum_{k \in \text{Gruppe}} \bar{I}_{g,k} + \Delta \bar{I}_{g,k} \quad (2)$$

Der Strom einer Leitung setzt sich somit aus einem Anteil, bestimmt durch die jeweiligen Gruppenströme, und einem weiteren Anteil, bestimmt durch die Differenzströme, zusammen (3).

$$I_{l,i} = I_{l,\text{Gruppe}} + I_{l,\text{Diff}} \quad (3)$$

Der Anteil der Gruppenströme setzt sich aus dem Strom der einzelnen Gruppen gewichtet mit der Summe der Elemente der Zuordnungsmatrix Z_{nl} , an denen diese Gruppe eingespeist, zusammen (4).

$$I_{l,\text{Gruppe}} = \sum_{i \in \text{Gruppe}} \left(\bar{I}_{\text{Gruppe},i} \cdot \sum_{w \in \text{Gruppe},i} \bar{z}_{lw} \right) \quad (4)$$

Der zweite Teil wird durch die jeweiligen Differenzströme zum Gruppenstrom, gewichtet mit dem zugehörigen Element der Zuordnungsmatrix, bestimmt (5).

$$I_{l,\text{Diff}} = \sum_{j=1}^n \bar{z}_{lj} \cdot \Delta \bar{I}_{Gj} \quad (5)$$

Ausgangspunkt für Lastflussrechnung sind gewöhnlich die Knotenleistungen, so dass zur Bestimmung der komplexwertigen Knotenströme der Spannungsbetrag und Winkel bekannt sein muss. In dem neu entwickelten Verfahren werden der DC-Lastfluss zur Abschätzung des Winkels und ein lineares Blindleistungs-Spannungsbetragsmodell zur Abschätzung des Spannungsbetrags verwendet. Die Berechnung dieser Größen erfolgt in der jetzigen Implementierung für die Erwartungswerte der Knotenleistungen.

Die Berechnung der WDV der Knotenströme entspricht einer Drehung um den Spannungswinkel und Stauchung um den Spannungsbetrag und somit einer Umadressierung der Achsen. Die modifizierten WDV können unter Verwendung der Faltungsvorschrift zu der resultierenden WDV der Leitungsströme berechnet werden.

Im Vergleich zu deterministischen Lastflussberechnungen wird mit der probabilistischen Lastflussrechnung z.B. die WDV des Leitungsstromes berechnet. Die zwischen der x-Achse der Funktion und einem vorgegeben Stromwert einge-

schlossenen Fläche entspricht der Auftrittshäufigkeit von Strömen größer als dem zugehörigen Stromwert (vgl. Bild 27).

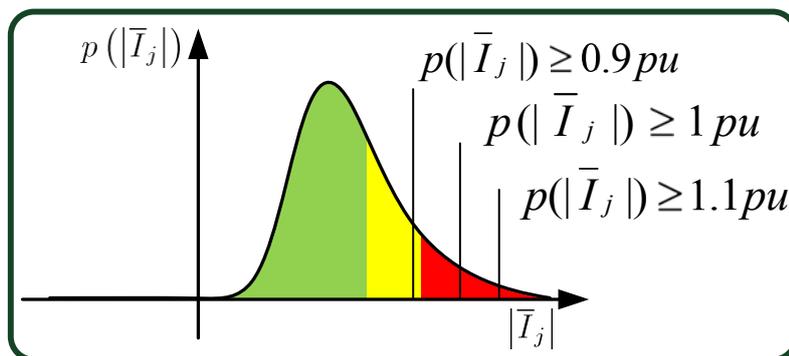


Bild 27: WDV eines Leitungsstroms

Bei einer geringen Auftrittshäufigkeit von Leitungsüberlastungen kann somit die Investitionsentscheidung zu Gunsten einer Ausbauvariante, z.B. mit Hochtemperaturleiterseilen, mit höheren betrieblichen Verlusten getroffen werden. Bei einer hohen Auftrittshäufigkeit ist hingegen eine Variante mit geringen betrieblichen Verlusten zu wählen.

Bei der Betrachtung von kurzen Zeiträumen spiegeln die WDV der Knotenleistungen z.B. Prognosefehler wieder. Bei der Betrachtung von längeren Zeiträumen können zusätzlich auch unterschiedliche Zukunftsszenarien des Kraftwerkparks mit prognostizierten Realisierungswahrscheinlichkeiten berücksichtigt werden. Hierauf aufbauend lassen sich Leitungen erkennen die mit einer hohen Wahrscheinlichkeit ausgebaut werden müssen.

Die probabilistische Lastflussrechnung ist an einem realen 110-kV-Netz mit mehreren Windenergieanlagen und Haushaltskunden durchgeführt worden. Hierzu sind entsprechende WDV für Haushaltskunden anhand von Standardlastprofilen und WDV für Windenergieanlagen anhand gemessener Leistungswerte mit zugehörigen Differenzleistungsverteilungen erstellt worden, um die vorhandenen Korrelationen zu berücksichtigen.

Bild 28 zeigt die WDV einer Leitung sowohl für das neuartige Verfahren als auch eine durchgeführte Monte-Carlo-Simulation. Es ist zu erkennen, dass das neuartige Verfahren eine hohe Genauigkeit im Vergleich zum Referenzverfahren aufweist. Die Fläche oberhalb der thermischen Belastungsgrenze entspricht der Auftrittswahrscheinlichkeit von Leitungsströmen größer als der maximal zulässige thermische Strom.

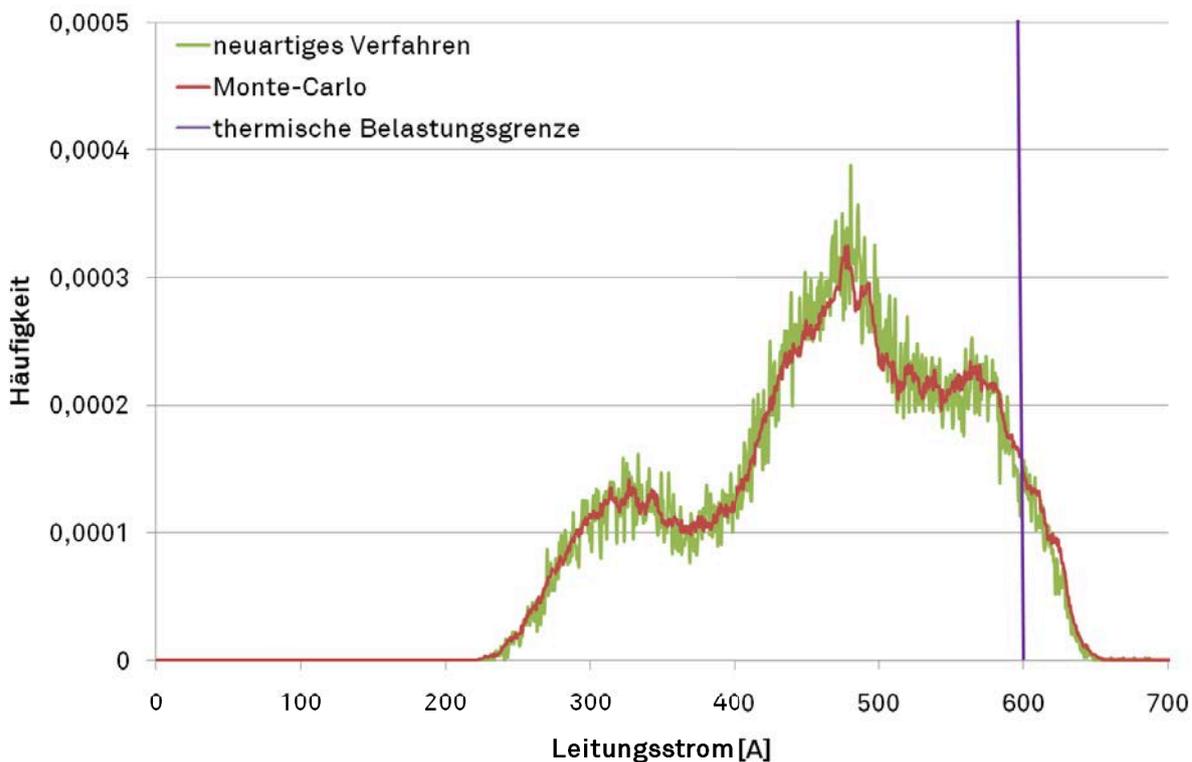


Bild 28: WDV des Leitungsstroms

Die Verfahren zur probabilistischen Lastflussrechnung sind zukünftig weiterzuentwickeln. Insbesondere ist die Leistungsfrequenzregelung in die Verfahren zu integrieren, um auch einen Einsatz im Höchstspannungsnetz zu ermöglichen.

Leistungs-Frequenzregelung für eine pluralistische Organisation

Im synchron zusammengeschalteten Verbundnetz tragen die einzelnen nationalen und internationalen Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam die Verantwortung für den sicheren Systembetrieb mit den wesentlichen Qualitätsmerkmalen wie Frequenz- und Spannungsstabilität. Für die Implementierung der Sekundärregelung bestehen gemäß der European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) unterschiedliche Ansätze. Es werden zwei Konzepte untersucht, die unter Beibehaltung der Regelzonen ein gegeneinander Regeln der Sekundärregelung vermeidet.

Frequency control in a multiarea system

In the synchronous grid the individual national and international transmission network operators carry together the responsibility for the safety system operation with the substantial quality criteria such as frequency and voltage stability. For the implementation of the secondary control, in accordance with the European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) different approaches exist. Two concepts, which avoid conflict interactions between the secondary controls of different control areas, are examined.

Willi Horenkamp, Sebastian Stepanescu

Für die Implementierung der Sekundärregelung bestehen gemäß ENTSO-E drei unterschiedliche Ansätze. Bei einer zentralisierten Organisation existiert ein Sekundärregler für den gesamten Regelblock. In einem pluralistischen System ist ein Blockkoordinator für den gesamten Regelblock gegenüber ENTSO-E verantwortlich, wobei die untergeordneten Übertragungsnetzbetreiber jeweils ihre eigene Regelzone ausregeln. Die Aufgaben des Regelblockführers werden mit den an seinen Leistungs-Frequenz-Regler angeschlossenen Kraftwerken durchgeführt. Bei einer hierarchischen Organisation ist ein übergeordneter zentraler Leistungs-Frequenz-Regler vorhanden, welcher die unterlagerten Regler beeinflusst. Der deutsche Regelblock ist derzeit als pluralistisches System organisiert.

Aufbauend auf der pluralistischen Organisation wurden verschiedene Systemstrukturen für die Sekundärregelung untersucht, wobei die dezentrale Regelzonenstruktur bestehen bleibt.

Im Konzept mit einem gemeinsamen Kontrollblock (vgl. Bild 29) werden die Regelzonensalden der einzelnen Regelzonen erfasst und informationstechnisch an eine übergeordnete Instanz übertragen. Diese ermittelt die gesamte abzurufende Sekundärregelleistung für alle beteiligten Regelzonen. Auf Grundlage des gesamten Regelzonensaldos werden aus dem positiven oder negativen Bedarf Korrekturwerte für die dezentralen Leistungs-Frequenz-Regler (PI-Regler) berechnet.

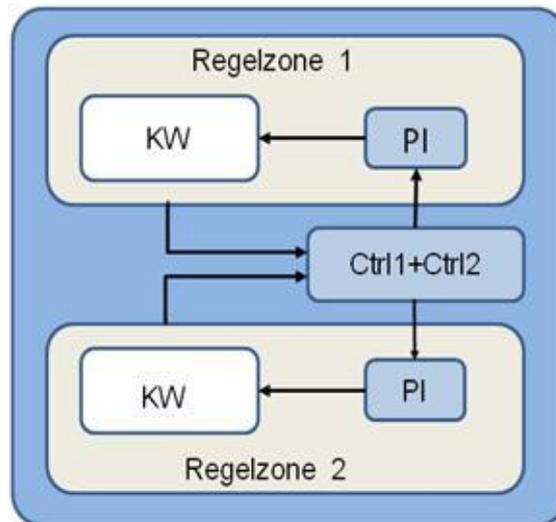


Bild 29: Konzept mit gemeinsamem Kontrollblock

Im Gegensatz zu dem oberen Konzept ist auch die Implementierung eines gemeinsamen PI-Reglers möglich (vgl. Bild 30). Dieser berechnet aus der Regelabweichung die erforderliche Regelleistung und gibt diese an die Regelkraftwerke weiter.

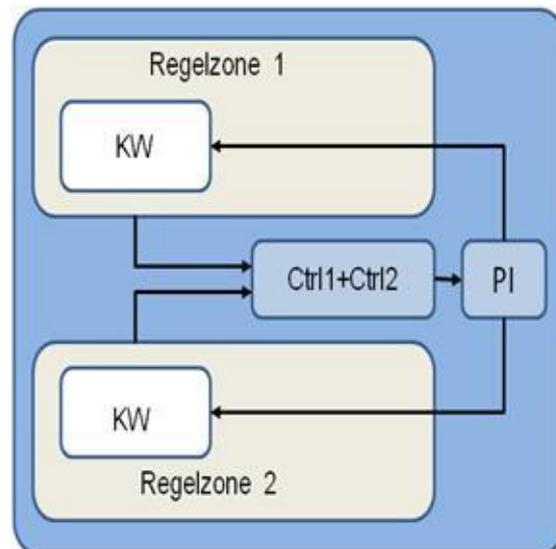


Bild 30: Konzept mit gemeinsamem PI-Regler

Die unterschiedlichen Konzepte konzentrieren sich auf den Frequenzverlauf. Bild 31 zeigt das grundlegende Matlab/Simulink-Simulationsmodell, um die Konzepte nachbilden und analysieren zu können. Für die beiden Konzepte wird eine Kupplung zwischen den Regelzonen angenommen. Bei den nachfolgenden Simulationen wurden je Regelzone zwei thermische Kraftwerke und zwei Wasserkraftwerke berücksichtigt. Als Störgröße für die Simulation wurde ein ΔP von 1 % der installierten Leistung in Regelzone 1 vorgegeben. Als Verbindung zwischen den

Regelzonen wurde eine 380-kV-Freileitung angenommen. Zu dem grundlegenden Modell kommen die Kontrollblöcke des jeweiligen Konzeptes, die den Area Control Error (ACE) erfassen. Von diesem Block wird das Signal zu den beiden Reglern (Bild 29) bzw. zu einem Regler (Bild 30) gesendet.

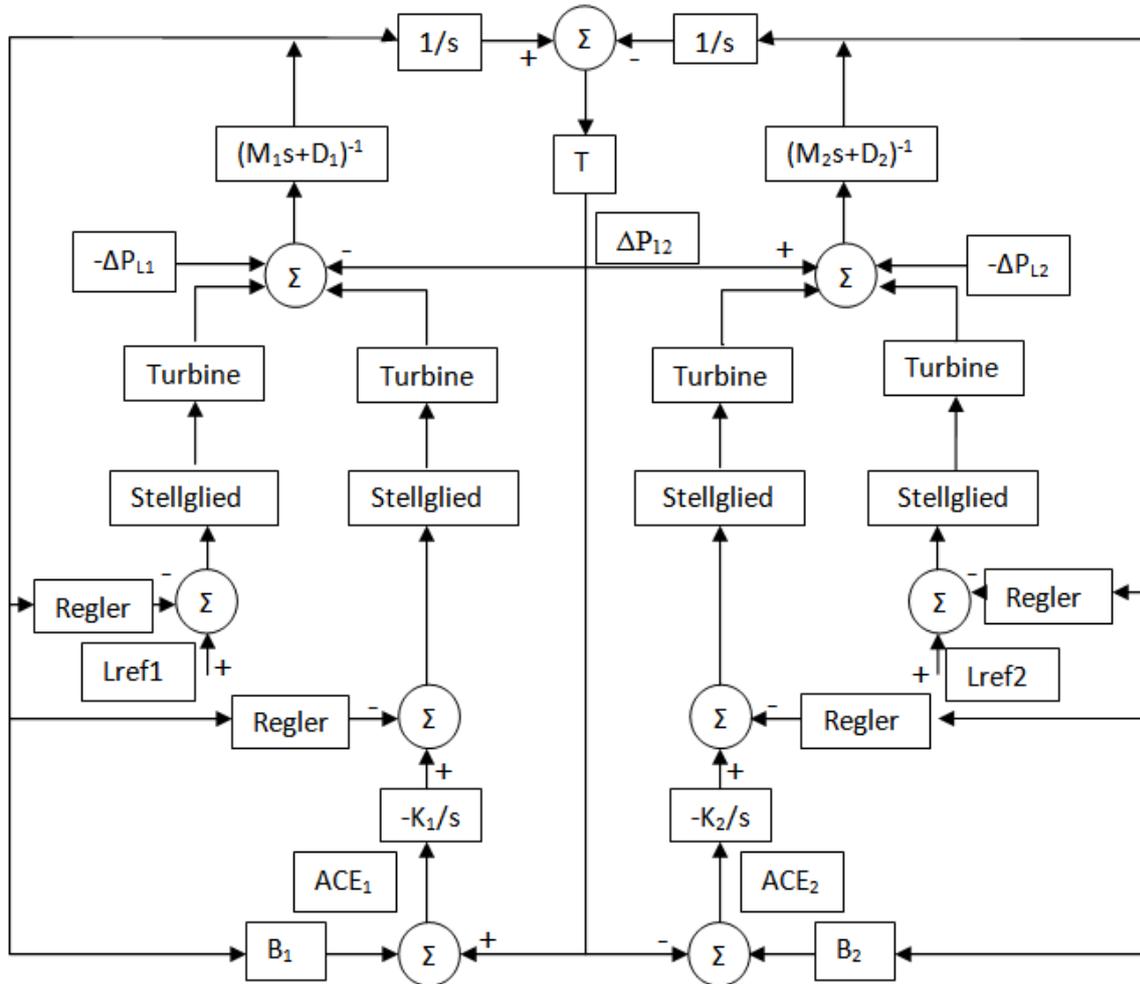


Bild 31: Matlab/Simulink Modell

Die in Bild 31 verwendeten Modellgrößen sind die Folgenden:

- | | | | |
|-----------------|--|----------|------------------------------|
| ΔP_{12} | Leistungsabweichung | M_i | Massenträgheitskonstante |
| ΔP_{Li} | Inkrementeller Lastsprung in Zone i | $Lref_i$ | Lastreferenz für Zone i |
| D_i | $=\Delta P_{Li}/ \Delta f$ – Dämpfungskonstant | ACE_i | Area control error of area i |
| T | Synchronisierungskoeffizient | K_i | Verstärkungsfaktor |
| B_i | Bias frequency factor | s | Laplace Operator |

Die Bild 32 zeigt den Frequenzverlauf für die beiden Regelzonen bei der Kopplung der Regelzonen über eine Leitungsverbindung. Die Simulationen zeigen, dass die

Kuppelleitung zwischen den beiden Regelzonen einen Einfluss auf den Frequenzverlauf hat. Die Leitungsimpedanzen dämpfen das System und der Frequenzverlauf beider Regelzonen zeigt zu Beginn eine deutliche Abweichung. Die anhaltende Frequenzabweichung kann durch eine Optimierungsfunktion minimiert werden. Bild 32 zeigt keine Unterschiede zwischen den beiden untersuchten Konzepten.

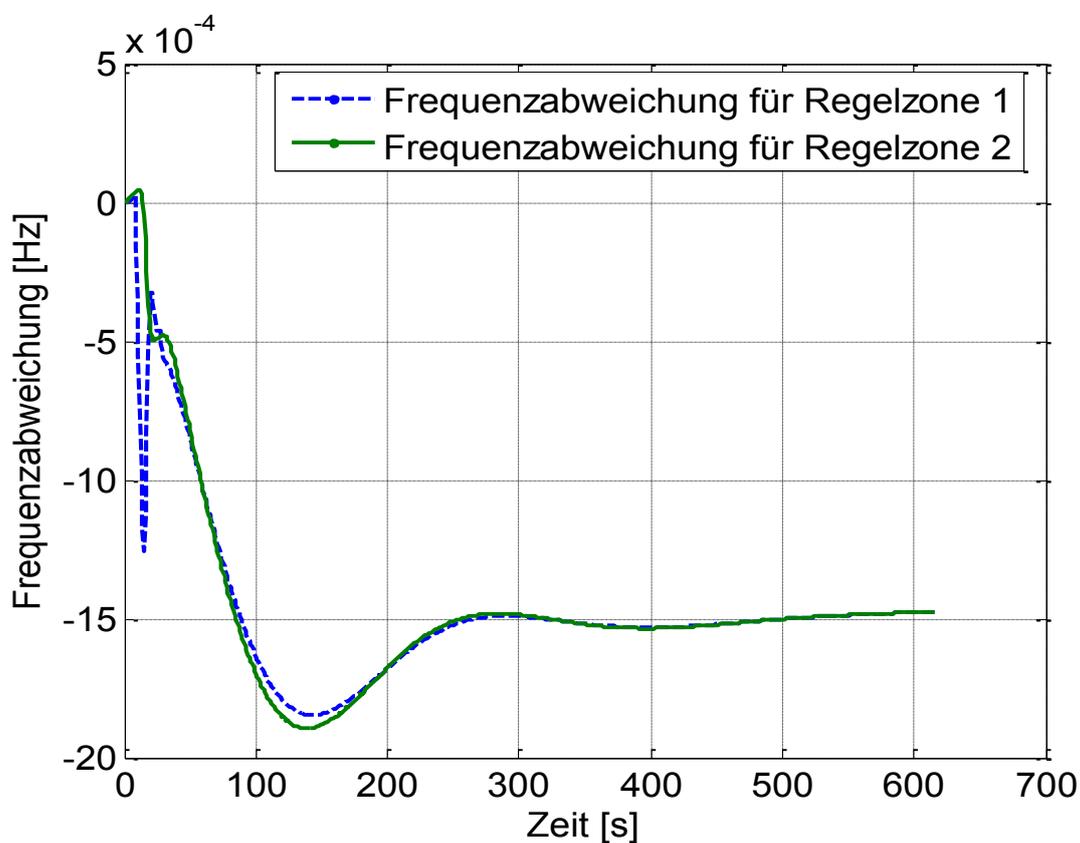


Bild 32: Frequenzverlauf mit Kuppelleitung

Das erstellte Simulationsmodell ist auch für mehr als zwei Regelzonen anwendbar. Wechselwirkungen, zum Beispiel im Zusammenhang mit Netzengpässen bzw. einem vertraglich vereinbarten Leistungsaustausch, wurden bisher nicht berücksichtigt.

Lastflussbasierte Allokation von Übertragungsrechten in einem kombinierten Netz- und Marktmodell

Der grenzüberschreitende Handel mit elektrischer Energie führt bereits heute zu Engpässen auf den Kuppelleitungen im europäischen Verbundnetz. Infolgedessen werden die begrenzten Übertragungskapazitäten im Rahmen des Netzengpassmanagements an die Marktteilnehmer vergeben. Um die Ausnutzung der Kuppelkapazitäten zu erhöhen, wurde im Jahr 2006 das Market Coupling für die Energiemärkte in Frankreich, Belgien und den Niederlanden eingeführt. Das Market Coupling ermöglicht eine zeitgleiche Durchführung von Kapazitätsvergabe und Handelsgeschäften. Die geplante Erweiterung um die Länder Deutschland und Luxemburg für das Jahr 2010 soll zudem eine lastflussbasierte Allokation der Übertragungsrechte ermöglichen.

Im Rahmen dieses Forschungsprojektes wird die geplante Einführung eines lastflussbasierten Market Coupling simuliert. Unter Verwendung eines Netz- und Marktmodells werden die Eingangsparameter für das Market Coupling erzeugt. Die Analyse der Simulationsergebnisse liefert neben der effizienten Allokation der Übertragungsrechte vor allem Aussagen über die Abbildung der physikalischen Lastflüsse im Market Coupling.

Flow-based allocation of transmission rights based on a combined network and market model

Already today, the transnational energy trade leads to congestions on the cross-border lines of the interconnected European grid. As a result, the available transfer capacities are allocated to the market participants within the scope of the congestion management method. In order to utilize the limited capacity in a more efficient way, the so-called Market Coupling was introduced to the energy markets in France, Belgium and the Netherlands in 2006. Market Coupling enables the concomitant implementation of capacity allocation together with the commercial transaction. With the planned expansion to include Germany and Luxembourg in 2010, the allocation of transmission capacities will be enhanced by introducing a flow-based model.

In this research project the planned introduction of the flow-based Market Coupling is simulated. A combined network and market model provides the required data to perform the calculation. Above all, the analysis of the simulation results should provide statements about the illustration of the physical load flow in the market coupling.

Daniel Waniek, Marc Osthues

Hintergrund des Zusammenschlusses der europäischen Transportnetze zu einem gemeinschaftlichen Verbundnetz war die Erhöhung der Netzstabilität. Durch die regionalen Unterschiede im Kraftwerksangebot und die Errichtung von regionalen Marktplätzen stieg der grenzüberschreitende Handel mit elektrischer Energie. Da die Grenzkuppelstellen des Verbundnetzes für diese Versorgungsaufgabe nicht ausgelegt sind, werden im Rahmen des Netzengpassmanagements marktbasierete

und diskriminierungsfreie Methoden der Kapazitätsvergabe angewendet. Der Nutzen der verwendeten Methode lässt sich anhand der Veränderung der sozialen Wohlfahrt bestimmen. Eine effiziente Allokation benötigt ausreichend Transparenz der jeweiligen Märkte. Unsicherheiten, die durch unzureichende Informationen der Marktteilnehmer entstehen, z. B. durch eine zeitliche Trennung von Kapazitätsvergabe und Handelsgeschäft, können zu einem ineffizienten Marktergebnis führen.

Entsprechend der Forderung der Regulierung für einen grenzüberschreitenden Energiehandel (*Regulation EC No 1228/2003, 26. Juni 2003*) muss die Bewirtschaftung von Netzengpässen diskriminierungsfrei, marktbasierend und ökonomisch effizient sein. Als Vergabemethoden kommen explizite und implizite Auktionen oder eine hybride Form beider Auktionsmechanismen in Betracht. Die explizite Auktion sieht eine zeitliche Trennung von Kapazitätsvergabe und dem eigentlichen Handelsgeschäft vor. Marktteilnehmer bieten einen Preis für die Kapazität, ohne den Preis für das zeitlich nachgelagerte Handelsgeschäft, z. B. für den *day-ahead* Markt, zu kennen. Als Folge dieses Informationsverlusts und einer fehlenden Nutzungsverpflichtung bleiben Kapazitäten häufig ungenutzt oder das Marktergebnis führt zu einem Lastfluss von der Hochpreis- in die Niedrigpreisregion. Im Gegensatz dazu koppelt die implizite Auktion mehrere Märkte und ermöglicht die zeitgleiche Abwicklung von Kapazitätsvergabe und Handelsgeschäft. Für die einzelnen Märkte werden Angebots- und Nachfragekurven ermittelt und anschließend sorgt ein Marktträumungsprozess für eine ökonomisch effiziente Allokation der verfügbaren Übertragungskapazitäten. Die administrative Koordination und Durchführung der impliziten Auktion wird *Market Coupling* genannt. Durch die Anwendung des Market Coupling werden seit 2006 die Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern Belgien, Frankreich und den Niederlanden für den *day-ahead*-Markt vergeben. Als verfügbare Kapazitäten werden dabei die ATC-Werte der Grenzkuppelleitungen verwendet. Eine Erweiterung auf die verbleibenden Länder der *Central Western European Region (CWE)*, Deutschland und Luxemburg, ist bis 2010 angedacht. Um die Effizienz des Market Coupling zu steigern, sollen durch Prognosen von zukünftigen Netzzuständen die verfügbaren Kapazitäten in einer lastflussbasierten Allokation vergeben werden.

Gegenstand dieser Forschungsarbeit ist die Simulation des lastflussbasierten Market Coupling für die Märkte der CWE-Region. Grundlage dessen ist ein kombiniertes Netz- und Marktmodell (s. Bild 33), das am Lehrstuhl entwickelt wurde und bereits in früheren Forschungs- und Entwicklungsvorhaben eingesetzt wurde. Im ersten Schritt wird das Marktmodell auf jede Region getrennt angewendet. Im so genannten Basisfall deckt jede Region ihre Nachfrage durch das lokale Ange-

bot, Transite bleiben dabei unberücksichtigt. Die Nachfrageseite wird als residuale Last modelliert. Sie entspricht der elektrischen Last zuzüglich der angenommenen Netzverluste und abzüglich der Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Das Ergebnis liefert eine stündliche Auflösung der Marktpreise und des regionalen Kraftwerkseinsatzes. Darüber hinaus enthält es Informationen über den Ort der Einspeisung (Kraftwerksstandort), der elektrischen Last (demographischer Verteilungsschlüssel entsprechend der Bevölkerungsschwerpunkte), sowie der Einspeisungen aus erneuerbaren Energien (Standorte der Windenergieanlagen, etc.), die Eingang in die darauffolgende Lastflussberechnung finden.

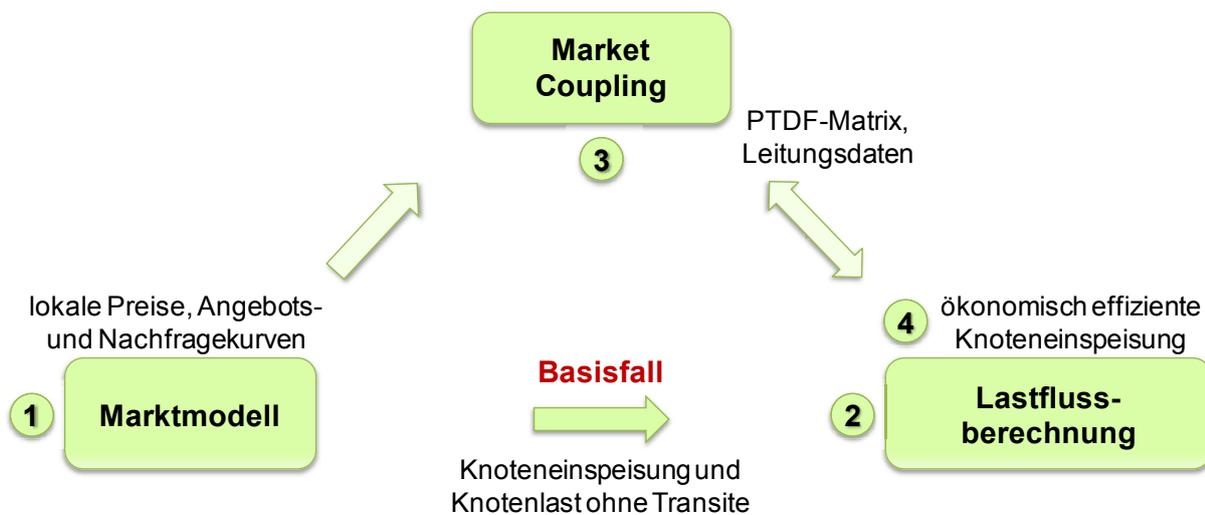


Bild 33: Flussdiagramm des kombinierten Netz- und Marktmodells

Im zweiten Schritt wird mit den Ergebnissen des Marktmodells eine AC-Lastflussrechnung in einem reduzierten Netzmodell des europäischen Verbundnetzes durchgeführt. Das Netzmodell wurde auf Basis öffentlicher Quellen erstellt und enthält die 220- und 380-kV-Leitungen innerhalb der CWE-Region. Die Lage der Netzknoten entspricht den geographischen Standorten der Kraftwerke sowie den Lastzentren. Zusätzlich werden Transite durch die Berücksichtigung von Netzknoten für die Länder Schweden, Dänemark, Großbritannien, Österreich, Schweiz, Italien und Spanien modelliert. Für eine geeignete Abbildung der Kreisflüsse durch die osteuropäischen Regionen sorgen Netzknoten in Polen und Tschechien. Die höchste Modellgenauigkeit besitzt das deutsche Netz mit insgesamt 31 Knoten. Die übrigen Länder innerhalb der CWE-Region sind mit 13 (Frankreich), 4 (Belgien) und 9 (Niederlande) Knoten abgebildet. Aufgrund der geringen Größe und der fehlenden Energiebörse wurde Luxemburg in das deutsche System integriert. Der in Bild 34 dargestellte Netzzustand basiert auf den Topologiedaten von 2007 und zählt insgesamt 406 Stromkreise in der 220- und 380-kV-Ebene.

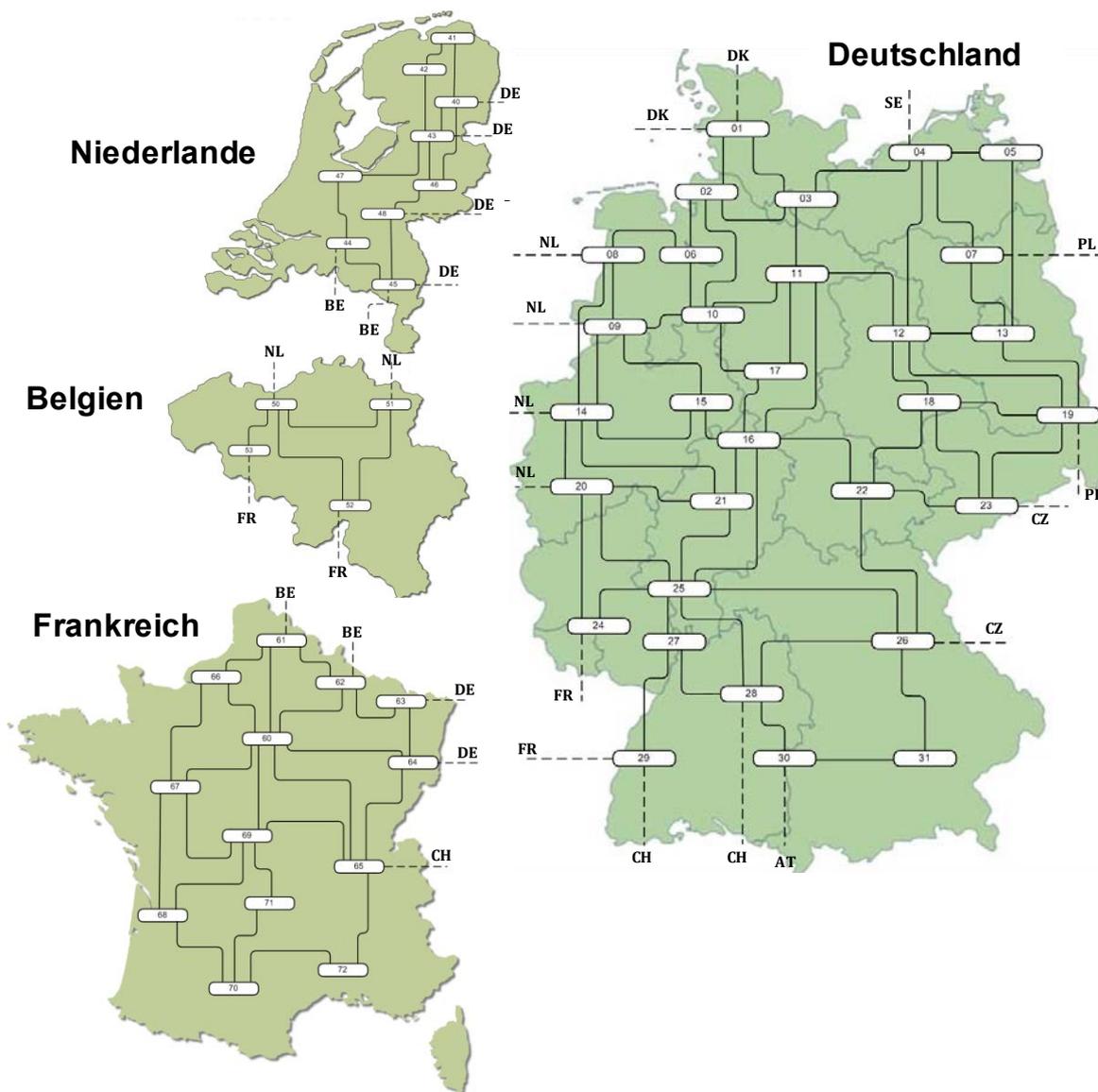


Bild 34: Reduziertes Netzmodell der CWE-Regionen

Ausgehend von den Ergebnissen des Marktmodells werden Lastflussberechnungen durchgeführt, um die sogenannten *Power Transfer Distribution Factors (PTDF)* als Linearisierung der AC-Lastflussgleichungen zu berechnen. Sie entsprechen dem prozentualen Einfluss einer marginalen Einspeiseveränderung ΔP_k an Knoten k auf den Wirkleistungsfluss ΔF_l der Leitung l . Um die Leistungsbilanz zu erhalten, werden die zusätzliche Last sowie die Verluste durch den Referenzknoten gedeckt. Folglich entsprechen die PTDF einem Handelsgeschäft von Knoten k zum Referenzknoten. Die PTDF werden für jede Kombination von Knoten und Leitung bestimmt und in der Sensitivitätsmatrix M gespeichert.

Im nächsten Schritt berechnet der entwickelte Market Coupling-Algorithmus die ökonomisch effiziente Allokation der Produktionsfaktoren unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen. Die Annahme einer preisunelastischen Nachfrage-

funktion führt zu einem linearen Optimierungsproblem, einer Minimierung der gesamten Erzeugungskosten in den betrachteten Marktgebieten. Die technischen Restriktionen der Kraftwerke und des Netzes werden durch Gleichheits- bzw. Ungleichheitsnebenbedingungen berücksichtigt:

- die maximale Einspeisung der einzelnen Kraftwerke;
- das Gleichgewicht zwischen verbrauchter Leistung P_z und die Summe der erzeugten Leistungen der Kraftwerke $P_{i,z}$;
- die thermische Grenze der Leitungsbelastung F_l^{MC} für alle Leitungen L .

Innerhalb der Optimierung wird der Leistungsfluss F_l^{MC} durch die Überlagerung des Leistungsflusses im Basisfall F_l^{BC} mit der Leistungsflussänderung, die sich aus der Multiplikation der Sensitivitätsmatrix \mathbf{M} mit der Änderung der Knoteneinspeisungen im Market Coupling ΔP_k^{MC} ergibt, berechnet:

$$\begin{bmatrix} F_1^{MC} \\ \vdots \\ F_l^{MC} \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} M_{11} & \cdots & M_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ M_{l1} & & M_{ln} \end{bmatrix}}_{\mathbf{M}} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_1^{MC} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{MC} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} F_1^{BC} \\ \vdots \\ F_l^{BC} \end{bmatrix} \quad (1)$$

Ein grundlegendes Problem bei der praktischen Implementierung des Market Coupling stellen die unvollkommenen Informationen am Markt dar. Dem Koordinator der Auktion liegen lediglich die Höhe und die Preise von Angebot und Nachfrage vor. Aufgrund der fehlenden Information über den Ort der Einspeisung werden innerhalb des Algorithmus Annahmen für eine Verteilung der Produktionskapazitäten getroffen. Die einfachste Methode ist eine pro-rata Produktionsverteilung entsprechend des Anteils der Knoteneinspeisung eines Marktes an der Gesamteinspeisung im Basisfall. Die Belastung der einzelnen Leitungen ist demnach nur noch von der Veränderung der Leistungsbilanzänderung der Märkte abhängig.

Wie oben bereits ausgeführt, wird durch den Market Coupling-Algorithmus der ökonomisch optimale Austausch zwischen den betrachteten Ländern bzw. Marktgebieten unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen ermittelt. Die Netzrestriktionen werden dabei mithilfe der PTDF als lineare Nebenbedingungen des Optimierungsproblems einbezogen. Die Veränderung des Kraftwerkseinsatzes verglichen mit dem Basisfall, in dem die jeweilige Last ohne jegliche Importe oder Exporte gedeckt wird, ist in Bild 35 für einen Berechnungsfall dargestellt. Es ist zu erkennen, dass durch den Austausch der Einsatz teurer Öl- und Gasturbinenkraftwerke substituiert werden kann. Die Gleichgewichtspreise werden in diesem Fall durch Gas- und Pumpspeicherkraftwerke gesetzt. Auffällig ist auch, dass im Basisfall aufgrund der Nachfragecharakteristik nicht alle Grundlastkraftwerke (Kernkraft und Braunkohle) in Deutschland und Frankreich eingesetzt werden können.

Durch den Export der Einspeisung aus diesen Kraftwerkstypen können daher die gesamten Erzeugungskosten deutlich gesenkt werden.

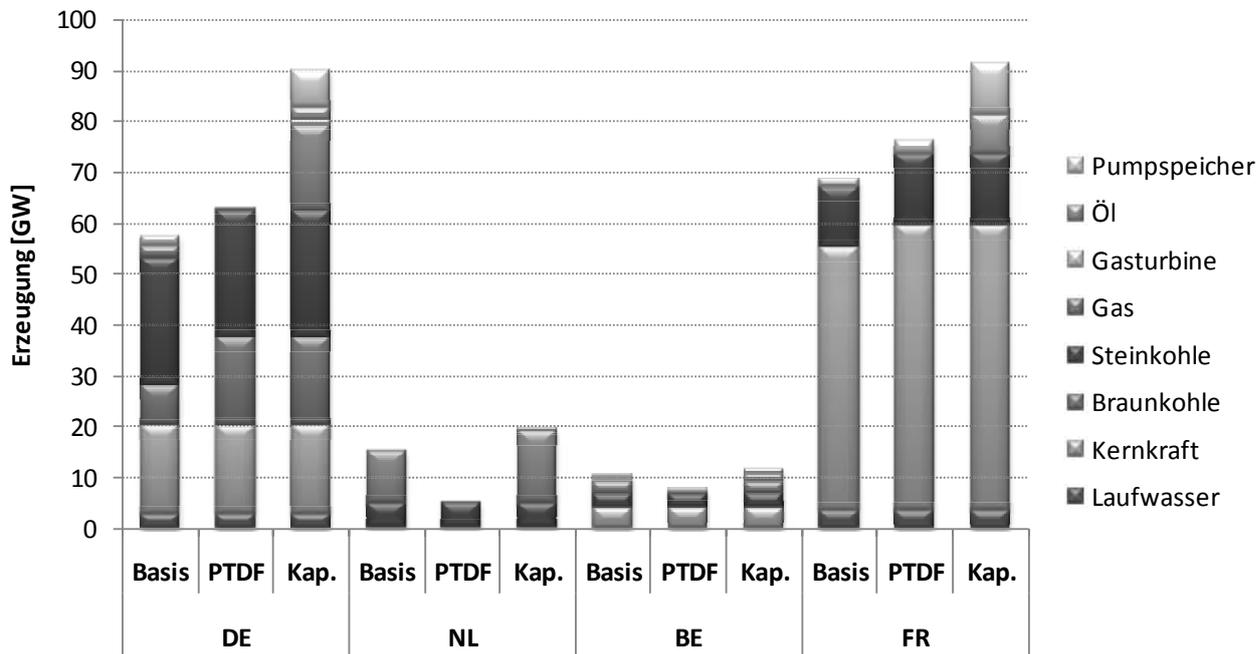


Bild 35: Kraftwerkseinsatz im Basisfall (Basis), bei Anwendung von PTDF (PTDF) und verfügbare Kapazität (Kap.)

Die Veränderung der Gleichgewichtspreise sowie die Leistungsbilanz der einzelnen Länder im Market Coupling sind in Tabelle 7 aufgelistet. Wie bereits aus dem Kraftwerkseinsatz ersichtlich wurde, sinkt v. a. in Belgien der Preis durch die Substitution von Ölkraftwerken deutlich. Insgesamt nähern sich die Preise einander stark an, da in keinem der Länder auf extrem teure Spitzenlastkraftwerke zurückgegriffen werden muss. Ein Großteil der zusätzlichen Erzeugung in Deutschland und Frankreich wird in diesem Beispiel in den Niederlanden aufgenommen.

Tabelle 7: Veränderung der Gleichgewichtspreise und Leistungsbilanz im Market Coupling

	Preis (Basis)	Preis (PTDF)	+ Export - Import
Deutschland	32,33 €/MWh	26,01 €/MWh	+5,41 GW
Niederlande	38,37 €/MWh	26,78 €/MWh	-10,38 GW
Belgien	65,60 €/MWh	27,39 €/MWh	-2,65 GW
Frankreich	26,78 €/MWh	26,78 €/MWh	+7,60 GW

Die ersten Anwendungsbeispiele und erzielten Ergebnisse zeigen die grundlegende Funktionalität des entwickelten Markt- und Netzmodells sowie die Auswirkungen der Kopplung zwischen ökonomischer und technischer Ebene. Mit diesem Modell ist es möglich, die Anforderungen an das zukünftige Übertragungsnetz aufgrund Veränderungen im Kraftwerkspark (Kernenergieausstieg, Inbetriebnahme großer Offshore-Windparks) detailliert zu untersuchen und notwendige Entwicklungspfade aufzuzeigen. Dazu werden derzeit Szenarien für das Jahr 2020 und darüber hinaus erstellt, um die resultierende Belastung des Übertragungsnetzes bestimmen zu können.

Lineare Netzrestriktionen zur Netzengpassbewirtschaftung

In diesem Forschungsvorhaben wird die Verwendung einer verbesserten Abbildung der Netzrestriktionen zur effizienten Bewirtschaftung von Netzengpässen untersucht. Das Ziel dabei ist, die Nachteile derzeit vorhandener und genutzter Verfahren, die sich aus der ausschließlichen Betrachtung von Wirkleistungsflüssen ergeben, zu beheben ohne dabei die Komplexität des eigentlichen Allokationsalgorithmus im Elektrizitätshandel zu erhöhen. Dazu werden in dem vorgestellten Ansatz nicht die Wirkleistungsflüsse sondern die komplexwertigen Leitungsströme, die die tatsächliche Auslastung der Leitungen widerspiegeln, betrachtet.

Congestion Management with linear network constraints

Within this research project the application of an improved mapping of the network restrictions for an efficient congestion management is investigated. The target is to eliminate the drawbacks of existing and utilized approaches resulting from the exclusive consideration of active power flows. But this improved mapping may not increase the complexity of the underlying allocation algorithm in electricity trading. For that purpose, the presented method does not consider active power flows but complex-valued line currents representing the actual loading of the lines.

Olav Krause, Daniel Waniek

Die Liberalisierung der Energiewirtschaft und das politische Ziel der Herstellung eines EU-weiten Binnenmarktes für den Handel mit elektrischer Energie führen zu grundlegend neuen technischen Anforderungen an das europaweite Transportnetz. Wurden die nationalen Transportnetze ursprünglich ausschließlich zum Zweck der gegenseitigen Unterstützung bei der Stabilisierung der nationalen Netze im Falle von Kraftwerksausfällen und ähnlichen Fehlern miteinander verbunden, so sollen diese Verbindungen nun den Anforderungen eines europaweiten Energiehandels gerecht werden. Der Transport großer Leistungen über weite Strecken führt allerdings zu stark erhöhten Belastungen der Kuppelleitungen. Da auch unter den neuen Rahmenbedingungen eines europäischen Energiehandels die Netzstabilität gesichert sein muss, müssen die Restriktionen, die sich aus der Belastbarkeit des europäischen Transportnetzes ergeben, bei dem Abschluss von Energielieferverträgen Berücksichtigung finden.

Unabhängig davon, ob ein Netzbereich (n-0)-, (n-1)- oder (n-2)-sicher betrieben werden soll, muss den Marktakteuren ein Verfahren zur Verfügung gestellt werden, mit dem sie die verbleibende Belastbarkeitsreserven des Transportnetzes – und damit den verbleibenden Umfang möglicher Vertragsabschlüsse – geeignet erkennen können.

Eine Problematik ist in diesem Zusammenhang, dass für die Lokalisation eines potentiellen Lieferanten und eines Beziehers elektrischer Energie nur die Informa-

tion über die Marktregion bzw. das Land der Einspeisung bzw. des Bezugs verfügbar ist. Eine weitere Problematik ist, dass sich Energielieferungen von einem Land in ein anderes auch auf die verbleibenden Transportkapazitäten der Interkonnektoren zwischen den anderen Ländern auswirken. Je nach Situation können die Einflüsse hierbei dem Transportanliegen zwischen den Netzen anderer Länder nützlich sein, oder ihnen entgegenwirken und die verfügbare Transportkapazität mindern. Dies wird als „Transitflüsse“ bezeichnet und ist in Bild 36 im linken Teil des Bildes dargestellt. Der rechte Teil soll die sog. Kreisflüsse verdeutlichen. In diesem Fall werden aufgrund großer Leistungsflüsse innerhalb eines Landes auch die verfügbaren Kapazitäten an den Kuppelstellen der unbeteiligten Länder beeinflusst.

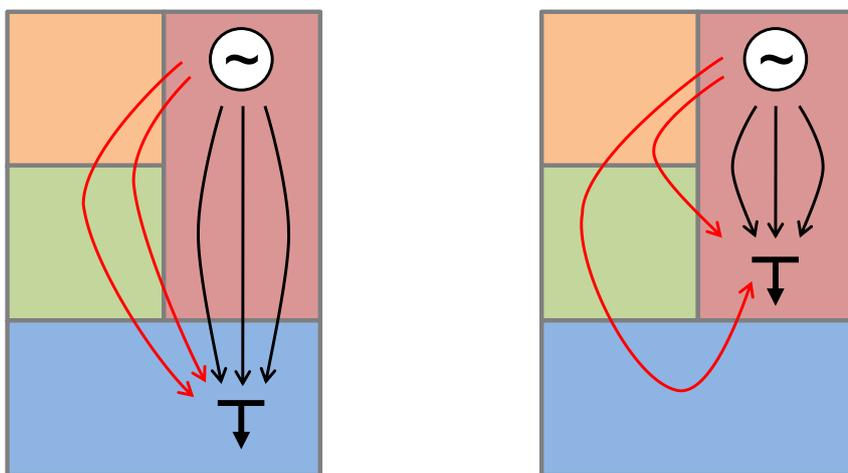


Bild 36: Transit- und Kreisflüsse im grenzüberschreitenden Handel

Die vollständige Berücksichtigung der hierbei wirksamen komplexen Zusammenhänge ist derzeit nicht möglich. Daher finden vereinfachte, linearisierte Modelle der Zusammenhänge Anwendung. Einer der Ansätze, der die tatsächlichen, aber nicht geeignet beschreibbaren Zusammenhänge bisher am besten annähern kann, basiert auf der Verwendung von sog. „Power Transfer Distribution Factors“ (PTDF). Hierbei wird die Aufteilung einer Leistungseinspeisung oder eines Leistungsbezugs auf die Leitungen eines elektrischen Netzwerks in einem gegebenen Betriebspunkt des Netzes bestimmt. Die Verwendung von PTDF stellt hierbei eine Linearisierung der tatsächlichen komplexen Zusammenhänge in einem Entwicklungspunkt dar. Unabhängig von der konkreten Ausgestaltung der Berechnung handelt es sich mathematisch gesehen um die Approximation der ersten Ableitung der Netzgleichungen in dem gewählten Entwicklungspunkt.

Typischerweise wird hierbei der Zusammenhang zwischen der Variation einer Knotenwirkleistungsbilanz und deren Einfluss auf die Wirkleistungsflüsse über die Leitungen des betrachteten Netzes verwendet. Dieses Vorgehen hat zwei wesent-

liche Nachteile. Zum einen ist nicht der Wirkleistungsfluss, sondern der Betrag des komplexwertigen Stroms durch die Leitung der belastungsbestimmende Wert. Es steht zu vermuten, dass es hierdurch zur Nichterkennung verbleibender Transportkapazitäten kommt, da von einer eindimensionalen Addition der Einflüsse ausgegangen wird. Da die Einflüsse sich aber zweidimensional, komplexwertig addieren, gilt die Dreiecksungleichung. Zum anderen ist dieser Wert nicht eindeutig, da die in eine Leitung einfließende Wirkleistung um die Wirkleistungsverluste der Leitung gemindert wird, bevor sie die Leitung am Zielknoten verlässt. Somit ist die Definition der PTDF nach diesem Schema nicht eindeutig und bedarf zusätzlicher Konventionen.

Vor dem Hintergrund dieser Nachteile wurde am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft ein neuer Ansatz zur Bestimmung der PTDF entwickelt, der sich derzeit in der Erprobung befindet. Dieser Ansatz besteht aus der analytischen Bestimmung der Beziehung zwischen der Bilanzänderung der Knotenwirkleistung und der daraus resultierenden Veränderung der komplexwertigen Leitungsströme in einem Entwicklungspunkt. Zum einen ist das Ergebnis dieser Berechnung eindeutig und hängt nicht von der Berechnungsart oder der Definition von Zählweisen ab. Zum anderen approximiert das Ergebnis die komplexen und komplexwertigen physikalischen Zusammenhänge besser. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, auf Basis des Ergebnisses lineare Restriktionen zu berechnen, die es erlauben, direkt aus den Werten der Knotenwirkleistungsvariation auf die Zulässigkeit gemäß des aufgestellten Modells zu schließen. Diese Restriktionen werden als Ungleichungen im Raum der Knotenwirkleistungsvariation um den Entwicklungspunkt dargestellt und können als lineare Nebenbedingungen direkt Verwendung im Allokationsalgorithmus der Energiebörsen finden. Bei der Überlagerungen der Ergebnisse für mehrere Netztopologien (zur Berücksichtigung des (n-1)- oder (n-2)-Kriteriums) lassen sich ebenfalls Redundanzen im Vorhinein erkennen und eliminieren, um somit eine Problemreduktion zu erreichen.

Multi-Agenten System zur Koordinierung von Leistungsflussreglern

Beim Einsatz mehrerer Leistungsflussregler (LFR) mit gegenseitigem Einfluss in unterschiedlichen Regelzonen ist eine verteilte Koordinierung für den effizienten Einsatz notwendig. Diese Forschungsarbeit präsentiert ein neuartiges Multi-Agenten-System zur Koordinierung von LFR. Die Längselemente des Übertragungsnetzes sind mit Agenten ausgerüstet, die Nachrichten über lokale Zustandsinformationen entlang der Netztopologie versenden. Regelnde Agenten, die mit den LFR verknüpft sind, werten diese Nachrichten aus und erzeugen Informationen über den aktuellen Systemzustand, Sensitivitäten von Regelaktionen, als auch den Regelbedarf der LFR.

Multi-Agent System for coordination of Power Flow Controllers

When several Power Flow Controllers (PFCs) with mutual impact are installed in different control areas a distributed coordination is needed. This research work presents a novel approach for a decentralized coordination of PFCs based on multi agent systems. Serial network devices are equipped with agents which submit messages about local state information along the system topology. Controlling agents installed at each PFC analyze the received messages to gather information about the current system topology, sensitivities of control actions as well as the need for control actions.

Ulf Häger

Bisherige Koordinierungsverfahren haben den Nachteil, dass sie entweder keine schnelle Ausregelung bei Störungsereignissen ermöglichen oder eine vollständige Beobachtbarkeit des Gesamtsystems erfordern. Das neuartige Multi-Agenten-System besteht aus regelnden und nicht-regelnden Agenten. Alle Leistungsflussregler (LFR) sind mit einem regelnden Agenten ausgestattet und alle sonstigen Längselemente des Übertragungsnetzes mit einem nichtregelnden Agenten. Nichtregelnde Agenten versenden sogenannte Zustandsinformationsnachrichten (ZIN), die Informationen über die Leistungsflussrichtung, die Belastung, die Impedanz und den Betriebszustand des dazugehörigen Betriebsmittels enthalten. Mit diesem neuartigen Koordinierungssystem ist es möglich, kurzfristig auf Topologie- sowie Leistungsflussänderungen im Übertragungsnetz zu reagieren. Durch den vollständig verteilten Ansatz bietet dieses System auch die Möglichkeit zur Koordinierung mehrerer LFR in unterschiedlichen Regelzonen mit gegenseitigem Einfluss.

Jede Nachricht hat eine eindeutige Kennung und wird zu den jeweils benachbarten Agenten entlang der Netztopologie versendet. Empfängt ein Agent eine ZIN, so wird die eigene Kennung sowie die Impedanz des zugehörigen Betriebsmittels hinzugefügt und die Nachricht an die nächsten benachbarten Agenten weitergeleitet. Dabei geht der Agent anhand folgender Regeln vor:

- Ist die Nachrichtenennung unbekannt, da noch keine Kopie dieser Nachricht empfangen wurde, trägt der Agent seine Kennung in die Nachricht ein und fügt die Impedanz des zugehörigen Betriebsmittels hinzu. Anschließend wird die aktualisierte Nachricht an alle Nachbaragenten gesendet (mit Ausnahme von Agenten, die schon in der Nachricht vorhanden sind, und deshalb schon zuvor durchlaufen wurden).
- Ist die gesamte Pfadimpedanz der eingehenden Nachricht größer als die maximal erlaubte Pfadimpedanz, wird die Nachricht verworfen. Dadurch wird erreicht, dass nur Betriebsmittel im möglichen Einflussbereich eines Leistungsflussreglers berücksichtigt werden.

Zusätzlich werten regelnde Agenten die empfangenen ZIN aus, um darauf basierend Entscheidungen über mögliche Regelaktionen zu treffen. Hierzu wird der Einfluss eines LFR auf die nichtregelnden Betriebsmittel anhand von Sensitivitätswerten bestimmt. Grundlage zur Berechnung der Sensitivitäten bildet eine DC-Lastflussrechnung.

Die Menge der Betriebsmittel, welche durch eine positive Änderung des Betriebspunktes des LFR entlastet werden, wird im Folgenden als Step Up Zone (SUZ) bezeichnet, die Menge aller Betriebsmittel, die durch eine negative Änderung des Betriebspunktes entlastet werden, ist die Step Down Zone (SDZ). Der Einflussbereich eines LFR setzt sich aus den Elementen der SUZ und SDZ zusammen.

Im Folgenden wird die Variable b zur Beschreibung nichtregelnder Betriebsmittel und die Variable lfr zur Beschreibung von Leistungsflussreglern verwendet. Die verteilte Koordinierung muss angemessen auf Überlastungen von Betriebsmitteln reagieren. Regelnde Agenten haben durch Auswertung der ZIN Kenntnis über die jeweiligen Belastungen $load(b)$ aller Betriebsmittel in ihrem Einflussbereich sowie die jeweiligen Sensitivitäten $sens(b, lfr)$ einer Regelaktion des zugehörigen LFR auf diese Betriebsmittel. Diese Informationen dienen als grundlegende Entscheidungskriterien für die Durchführung von Regelaktionen und sind deshalb Eingangsgröße der Gewichtungsfunktion $f_{gewichtung}(b, lfr)$, mit der alle Elemente der SUZ und SDZ gewichtet werden.

$$f_{gewichtung}(b, lfr) = f_{belastung}(b) \cdot sens(b, lfr)$$

Dabei wird die Belastung der einzelnen Betriebsmittel durch die Belastungsfunktion $f_{belastung}(b)$ bewertet. Ihr Verlauf ist in Bild 37 dargestellt. Durch diese Belas-

tungsfunktion entstehen auslastungsabhängige Bereiche, die unterschiedlich bewertet werden:

- Auslastungen unter 95% werden mit null bewertet. Solche Leitungen werden bei der Leistungsflussregelung nicht beachtet.
- Leitungen, die zwischen 95% und 100% ausgelastet sind, werden mit einer linear steigenden Funktion zwischen null und eins bewertet. Eine Belastung von 100% entspricht einer Bewertung dieser Leitung mit dem Wert eins.
- Ist eine Leitung stärker als 100% ausgelastet, wird eine Gerade mit einer größeren Steigung zur Bewertung herangezogen. Der Funktionswert bei einer Betriebsmittelbelastung von 105% legt fest, wann ein Betriebsmittel, welches die minimale Sensitivität im Einflussbereich eines LFR (in diesem Beispiel als 0,1 festgelegt) hat, genau so bewertet wird, wie eine Leitung auf dem Regelungspfad, die genau kritisch ausgelastet ist.

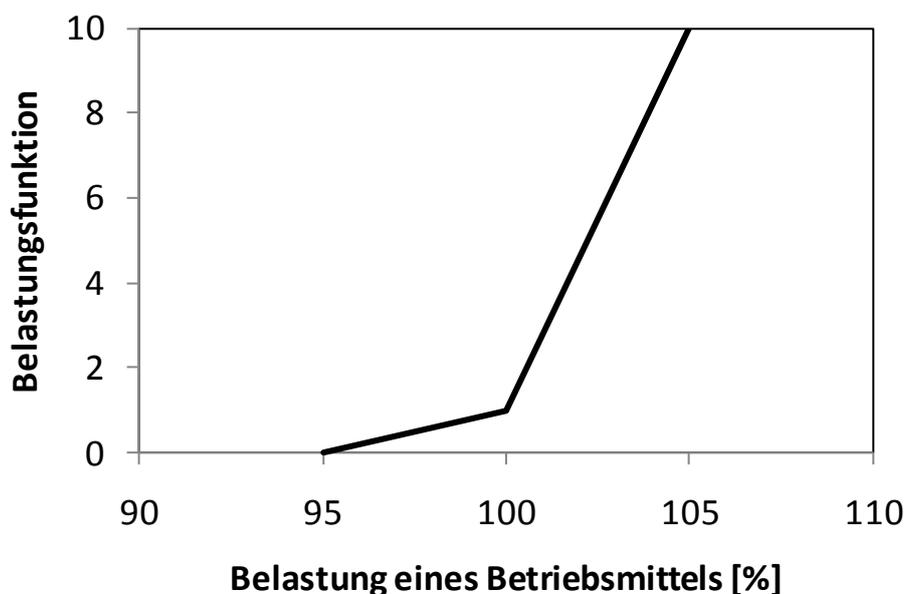


Bild 37: Verlauf von $f_{\text{belastung}}(b)$ zur Bewertung von Betriebsmittelbelastungen

Alle Betriebsmittel in der SUZ und SDZ werden durch die Funktion $f_{\text{gewichtung}}(b, flr)$ gewichtet. Es gibt nun in jeder Menge einen maximalen Wert, wobei sich mehrere gleich bewertete Betriebsmittel in einer Menge befinden können. Die maximalen Werte der SUZ und SDZ werden verglichen. Ist der mit der jeweiligen Sensitivität gewichtete Maximalwert aus der SUZ größer als der Maximalwert aus der SDZ, wird der Betriebspunkt des LFR in die positive Richtung verstellt. Ist der Maximalwert der SDZ größer als der Maximalwert der SUZ, wird der Betriebspunkt des LFR in die negative Richtung verstellt. Sind die maximalen Bewertungen aus den bei-

den Mengen gleich, wird keine Aktion durchgeführt. In diesem Fall liegen mindestens zwei überlastete, gleich bewertete Betriebsmittel im Einflussbereich des Reglers, die nur durch gegensätzliche Aktionen entlastet werden können. In diesem Fall muss die Entlastung einer der beiden Betriebsmittel durch einen eventuell vorhandenen weiteren LFR durchgeführt werden.

Sind beide Maximalwerte gleich null, bedeutet das, dass im Einflussbereich des LFR kein Element mindestens kritisch belastet ist. In diesem Fall kann der LFR um einen Schritt zur neutralen Position gestellt werden.

Das folgende Simulationsbeispiel soll die Funktionsweise der Multi-Agenten-Koordinierung verdeutlichen. Die Netztopologie dieses Beispiels ist in Bild 38 dargestellt und repräsentiert einen vereinfachten Netzengpass zwischen zwei Regelzonen. Alle Leitungen innerhalb der Regelzone 1 sind ausreichend dimensioniert um in keinem Fall überlastet zu werden. Der Leistungsfluss ist von Regelzone 1 nach Regelzone 2 gerichtet. Alle Verbundleitungen haben unterschiedliche Längen sowie teilweise unterschiedliche Nennleistungen, wobei b_4 die schwächste Verbundleitung darstellt und damit zur Limitierung der Übertragungskapazität des Engpasses führt. Zur Erhöhung der Übertragungskapazität sind die Verbundleitungen b_1 , b_4 und b_5 mit LFR ausgestattet.

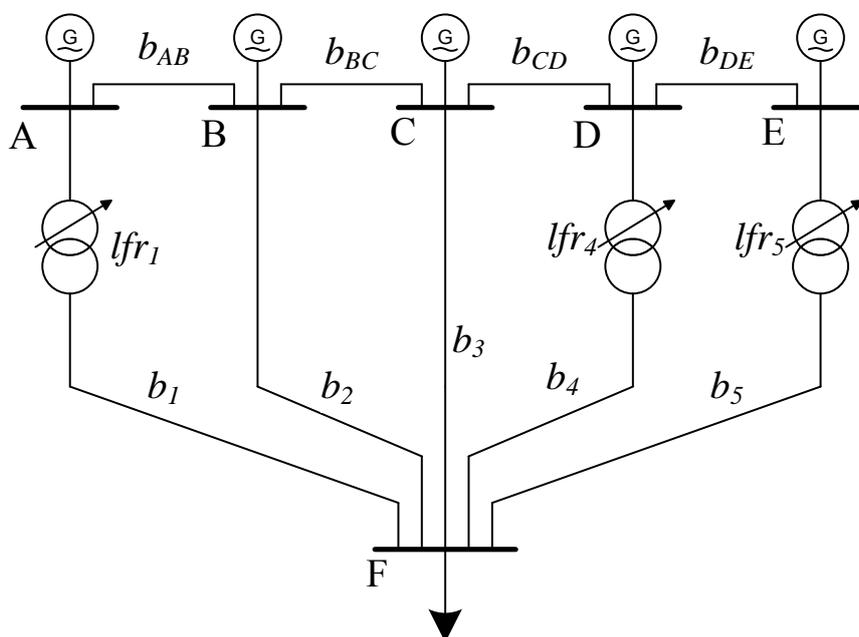


Bild 38: Vereinfachtes Modell eines Engpasses zwischen zwei Regelzonen

Im betrachteten Szenario wird ein Ausfall der Leitung b_3 zum Zeitpunkt $t = 5s$ simuliert. Der geregelte Lastverlauf ist in Bild 39 dargestellt mit den dazugehörigen Stellwerten der LFR in Bild 40.

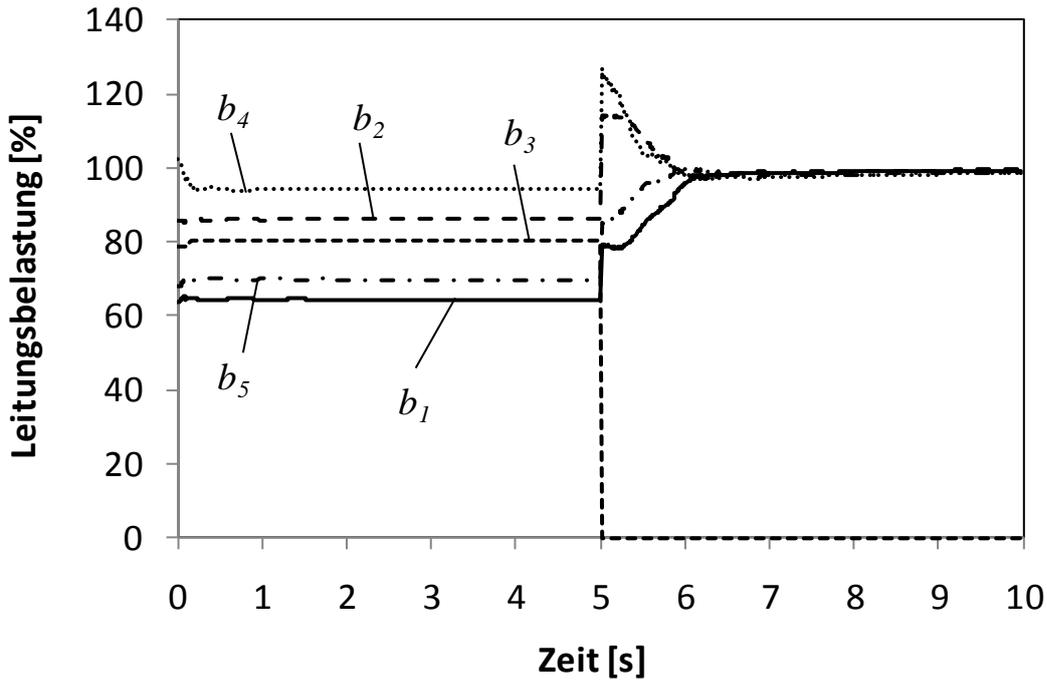


Bild 39: Belastung der Verbundleitungen

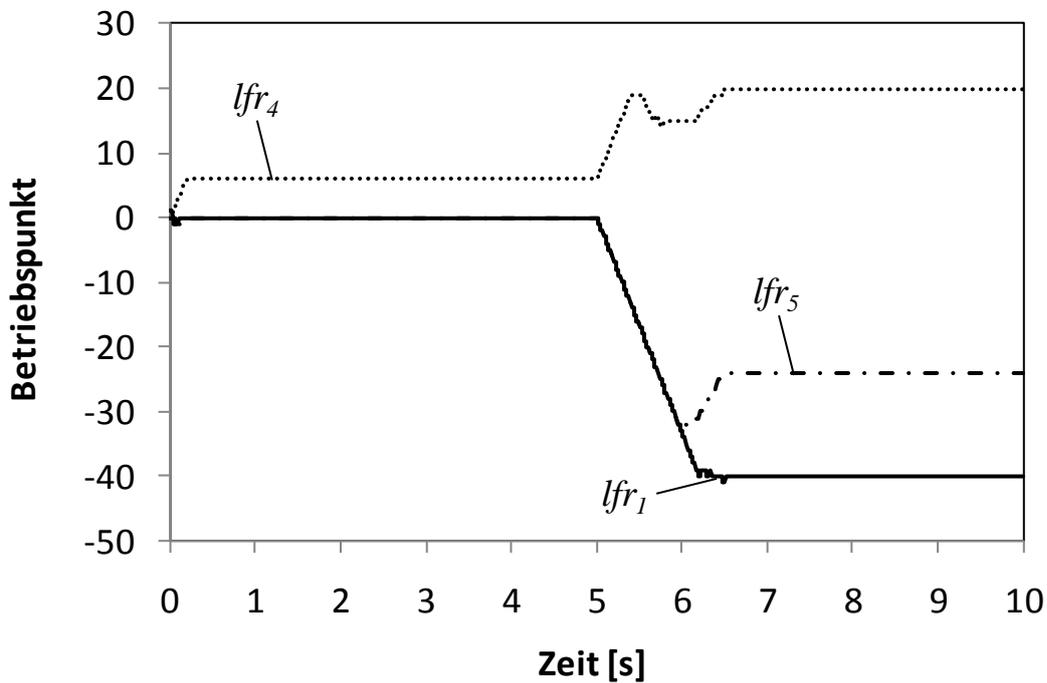


Bild 40: Betriebspunkt der Leistungsflussregler

Zu Beginn der Simulation hat b_4 eine leichte Überlast. Diese Leitung liegt auf dem Regelungspfad von lfr_4 und im Einflussbereich von lfr_5 . Der Algorithmus bestimmt für lfr_4 und lfr_5 die Leitung zu entlasten und die LFR nehmen entsprechende Re-

gelaktionen vor. Nach wenigen 10 ms ist die Auslastung von b_4 durch die Regelaktionen von lfr_4 und lfr_5 auf unter 100 % reduziert. Da sich im Einflussbereich von lfr_5 keine weitere Leitung befindet, die überlastet ist, wird er auf die Nullposition zurückgestellt. lfr_4 führt weitere Regelaktionen aus, bis b_4 den unteren Lastgrenzwert von 95 % erreicht hat. Danach verbleibt er in dieser Position.

Nach 5 s fällt b_3 aus. b_2 und b_4 sind überlastet und folgende Regelaktionen werden durchgeführt:

- lfr_4 mindert den Lastfluss auf b_4 , da diese Leitung auf seinem Regelungspfad liegt. Die überlastete Leitung b_2 befindet sich ebenfalls im Einflussbereich des LFR. Da b_4 jedoch stärker ausgelastet ist und eine größere Sensitivität zu dem LFR aufweist, wird diese höher bewertet und demzufolge entlastet.
- lfr_5 entlastet ebenfalls die Leitung b_4 , da diese überlastet ist. Der Regelungspfad von lfr_5 hingegen hat noch Kapazitäten frei.
- lfr_1 entlastet b_2 , indem er Leistung auf seinen Regelungspfad verschiebt.

Innerhalb von einer Sekunde wird die Belastung auf allen Leitungen auf unter 100 % reduziert. Zum Zeitpunkt $t = 6$ s sind die Auslastungen der Leitungen etwa gleich. lfr_4 und lfr_5 entlasten vorrangig ihre Regelungspfade, so dass sich die Stufenstellung der LFR und die Last auf den Leitungen folgendermaßen ändern:

- lfr_5 entlastet b_5 , indem die Stufenstellung erhöht wird.
- lfr_1 entlastet weiterhin b_2 , indem die Stufenstellung gesenkt wird.
- lfr_4 entlastet b_4 durch Erhöhung seiner Stufenstellung.

Nach etwa 6,5 s werden keine Regelaktionen mehr durchgeführt. Da alle Leitungen nahezu gleich ausgelastet sind, kann der Gesamtzustand nicht verbessert werden. Es wurde gezeigt, dass durch die verteilte Koordinierung auf Überlasten reagiert wird und dass diese abgewendet werden. Der Ausfall von b_3 hatte eine Topologieänderung des Netzes zur Folge, welche einige Leitungen überlastete. Auch in dieser Situation wurden Regelaktionen so bestimmt, dass letztendlich keine Leitung überlastet war.

Entwurf einer universellen Entwicklungsumgebung zur Untersuchung von Schutz- und Messalgorithmen

Dynamische Vorgänge durch Einspeisung regenerativer Energie aber auch durch eine Vielzahl unterschiedlicher Netzkonfigurationen sowie durch den Anstieg nichtlinearer Lasten erfordern adaptive Schutz- und Überwachungssysteme. Diese Systeme basieren auf Algorithmen zur Messung bestimmter Größen, die entsprechend den jeweiligen Rahmenbedingungen entwickelt werden müssen. Zur Verifikation und Evaluierung solcher Algorithmen ist eine universelle und leistungsfähige Hardwareplattform notwendig. Die entworfene Entwicklungsumgebung wird in diesem Beitrag kurz vorgestellt und die Untersuchung eines einfachen Schutzalgorithmus beschrieben.

Design of a universal development platform for the investigation of protective and measuring algorithms

Dynamic events by feed in of regenerative energy but also by a huge number of different power system topologies as well as by the increase of non-linear loads as for example switched power supply require adaptive protection and supervision systems. These systems are based on algorithms for measurement of certain quantities which must be developed according to current conditions. To the verification and evaluation of such algorithms a universal and efficient hardware platform is necessary. In this contribution the designed development platform is briefly introduced and the investigation of an easy protective algorithm is described.

Kay Görner

Die Anforderungen an Schutz- und Leitechnikkomponenten in Übertragungs- und Verteilnetzen sind durch vielfältige Veränderungen gestiegen. So werden Übertragungsnetze heute enger und öfter an den Betriebsmittelgrenzen betrieben, um Versorgungsengpässe zu vermeiden. Leistungsflüsse können durch den Einsatz von leistungselektronischen Komponenten in Leistungsflussreglern dynamisch gesteuert werden. In den Verteilnetzen ist durch den Anstieg der regenerativen Energieerzeugung eine nachhaltige Änderung der klassischen Leistungsflüsse zu verzeichnen. So ist es schon heute möglich, dass an Tagen mit Schwachlast und hoher Windeinspeisung eine Einspeisung aus dem Verteilnetz in das Übertragungsnetz auftritt. Zudem verursachen Störungen, nichtlineare Lasten und Schaltnetzteile im Verteilnetz Signalverzerrungen von Strömen und Spannungen. Es treten somit in allen Netzbereichen häufiger als in der Vergangenheit Situationen auf, während denen Signale sich dynamisch ändern.

Die Änderungen der Signale besitzen in Abhängigkeit des jeweiligen Ereignisses verschiedene zeitliche Verläufe. Die Dynamik durch fluktuierende Einspeisung aus regenerativen Energiequellen befindet sich im Sekundenbereich und kann im Rahmen der Messtechnik als quasi-stationär betrachtet werden. Der Einsatz von

leistungselektronischen Bauteilen führt zu harmonischen Signalanteilen und transienten Übergangsphasen. Der Signalverlauf ist dann nichtlinear.

Die Messung ist die Bestimmung relevanter Größen eines Signals. Diese Größen sind im stationären Zustand in der Energietechnik in erster Linie Betrag, Phasenwinkel und Frequenz. Die Messung bildet die Grundvoraussetzung in der Betriebsführung als Eingangsgröße für SCADA/EMS Systeme und die State Estimation. Außerdem basieren Monitoringsysteme auf einer zeitsynchronisierten Messung. Eine Voraussetzung ist die Messung im stationären Zustand. Transiente Ereignisse dürfen keine Fehlmessungen verursachen. Schutzgeräte benötigen Schutzalgorithmen und Messwerte. Die Signaländerungen sind dann transient. Dennoch müssen Effektivwerte zur Detektion von Grenzwerten ermittelt werden. Um die sichere Funktion der genannten Systeme zu gewährleisten, ist daher eine genaue, adaptive und robuste Messung von Spannungs- und Stromsignalen notwendig.

Diese Bestimmung erfordert Algorithmen, die die abgetasteten Werte verarbeiten. Eine Hardwareplattform bietet die Möglichkeit, eine Evaluierung durchzuführen. Das heißt, dass Algorithmen nicht nur auf ihre Leistungsfähigkeit sondern auch auf ihre Anforderungen an Hardwarekomponenten wie Signalprozessor, Filterkreise und Kommunikationsbausteine hin untersucht werden können. Mit konventionellen Prüfsystemen hingegen können nur die Auslösezeiten von Schutzgeräten geprüft werden. Eine Entwicklung von Algorithmen ist nur eingeschränkt möglich, da eine Bewertung dieser Algorithmen nicht erfolgt. Theoretische Simulationen hingegen liefern keine Aussagen über Hardwareanforderungen. Eine systematische Untersuchung im Hinblick auf die Praxis ist auch hier nur eingeschränkt möglich.

Eine universelle Hardwareplattform bildet daher die Grundlage für eine Entwicklungsumgebung zur Entwicklung und Überprüfung von Schutz- und Messalgorithmen. Die Anforderungen leiten sich aus denen für die Schutztechnik ab, das bedeutet, Störungen und Gefahrensituationen müssen schnell, selektiv und genau erkannt werden. Eine wirtschaftliche Angemessenheit begrenzt hierbei die Hardwarekosten. Eine schnelle und selektive Bestimmung von Störungen erfordert eine schnelle Signalverarbeitung. Auf Grund der hohen Netzdynamik während und nach Störungen müssen hierbei moderne Schutz- und Messsysteme für ein breites Signalspektrum ausgelegt werden. Aus diesem Grund ist neben einer hohen Prozessorleistung die Unterstützung von schnellen mathematischen Algorithmen wie der FFT notwendig. Im Gegensatz zur Schutztechnik müssen jedoch auch weitere Schnittstellen zwischen den einzelnen Modulen wie zum Beispiel Signalaufnahme, Signalverarbeitung, Steuerung und Kommunikation verwendet

werden. Zeitkritische Prozesse können somit identifiziert und unabhängig voneinander betrachtet werden. Ferner müssen Schnittstellen für die Implementierung von Algorithmen vorhanden sein. Die Struktur der Entwicklungsumgebung ist in Bild 41 dargestellt.

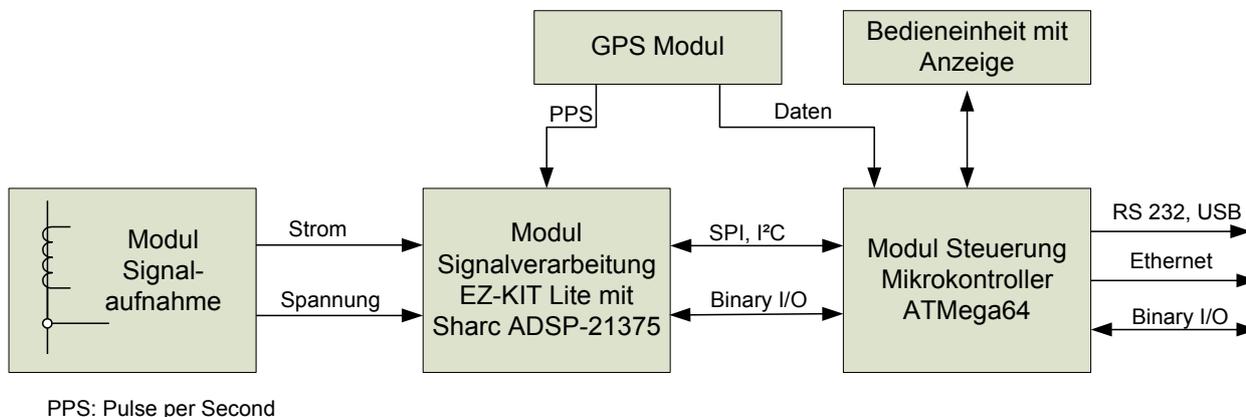


Bild 41: Struktur der Entwicklungsumgebung

Die Entwicklungsumgebung besteht aus verschiedenen Modulen mit definierten Schnittstellen. Kern der Entwicklungsumgebung stellt das Modul zur Signalverarbeitung dar. Um aufwendige Entwicklungstätigkeit zu vermeiden wurde auf ein kommerziell verfügbares DSP-Entwicklungsboard (siehe Bild 42) zurückgegriffen. Die Implementierung von Algorithmen wird durch eine professionelle Software ermöglicht. Der DSP besitzt eine Taktrate von 266 MHz und benötigt für einen Instruktionszyklus 3,75 ns. Die Ausführungszeit für eine FFT mit einer Fensterlänge von 1024 Punkten beträgt somit nur 34,5 μ s. Für die Kommunikation bietet der DSP die Optionen Master- und Slave-Modus. Dadurch ist sichergestellt, dass die Signalverarbeitung ohne Unterbrechung durch Interrupts durchgeführt werden kann und Ausführungszeiten verschiedener Algorithmen eindeutig bestimmt werden können. Da das Entwicklungsboard EZ-KIT Lite analoge Signaleingänge nur mit einem Pegel von 5 V aufweist, müssen Spannungen und Ströme umgewandelt werden. Die Spannungen werden im Modul für die Signalaufnahme durch einen Spannungswandler herabgesetzt während Ströme durch Sensoren in Spannungen umgewandelt werden.

Das Modul für die Steuerung (siehe Bild 43) dient als Schnittstelle für Bedienung und Kommunikation. Es empfängt die Messwerte von dem DSP und verarbeitet die Daten, um diese über serielle Kommunikation oder Ethernet zu versenden. Eine weitere Funktion ist die Bereitstellung und Erfassung von binären Statusinformationen. Statusinformationen und Messwerte werden zudem über das Display der Bedieneinheit angezeigt. Einfache Einstellungen werden über Taster ausgeführt.

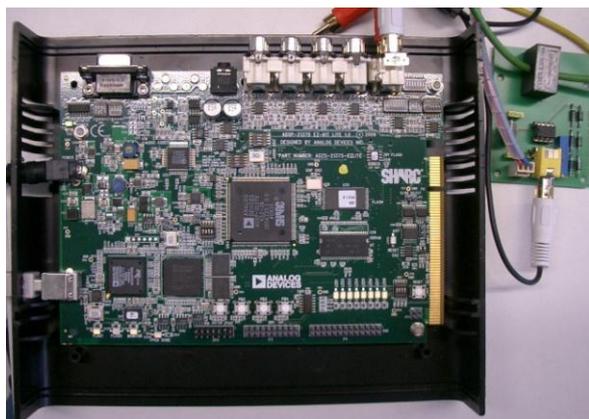


Bild 42: DSP-Entwicklungsboard und Stromwandler

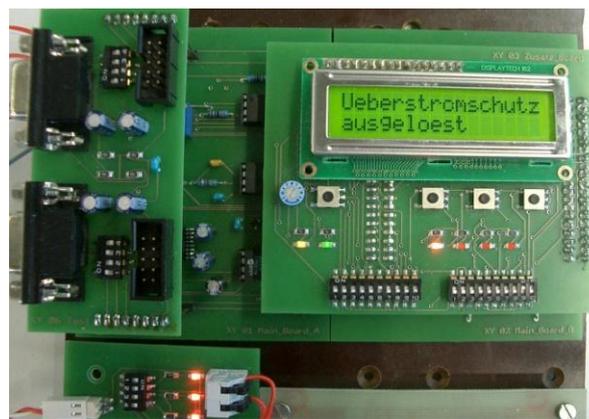


Bild 43: Steuerungsmodul mit Bedieneinheit

Die Entwicklungsumgebung enthält weiterhin ein GPS-Modul. Daten über den aktuellen Zeitpunkt werden für die Protokollierung von Messwerten verwendet. In diesem Fall empfängt das Steuerungsmodul die Informationen vom GPS-Modul und fügt die Zeitinformationen mit den Messwerten in einem Datenpaket zusammen. Um die Messungen zeitsynchronisiert durchzuführen, wird zudem ein Sekundenimpuls (engl.: Pulse per Second, PPS) zum Signalprozessor geführt. Auf diese Weise können auch synchronisierte Messungen für zeitsynchronisierte Zeigmessgeräte (engl.: Phasor Measurement Unit, PMU) untersucht werden.

Im Folgenden wird exemplarisch die Untersuchung eines einfachen Überstromschutzes vorgestellt. Bei der Untersuchung des Überstromschutzes muss lediglich ein Algorithmus implementiert werden, mit dem schnell und zuverlässig das Auftreten eines Überstroms detektiert wird. Dies wird erreicht, indem der Effektivwert bestimmt wird. In Bild 44 sind der ansteigende Verlauf eines Stroms sowie der Auslösekennlinie basierend auf dem Schutzalgorithmus dargestellt. Ein Maximalwert bestimmt dabei die Auslöseschwelle. Der Schutzalgorithmus löst zum Zeitpunkt von $t=132,4$ ms aus. Die Berechnung des Effektivwertes erfolgt nach jeder halben Periode. Die Fensterlänge beträgt 20 ms. Daraus folgt, dass bei gegebenem Stromsignal der Maximalwert zum Zeitpunkt $t=130$ ms überschritten ist. Eine Auslösung erfolgt mit einer Verzögerung von $t_d=2,4$ ms.

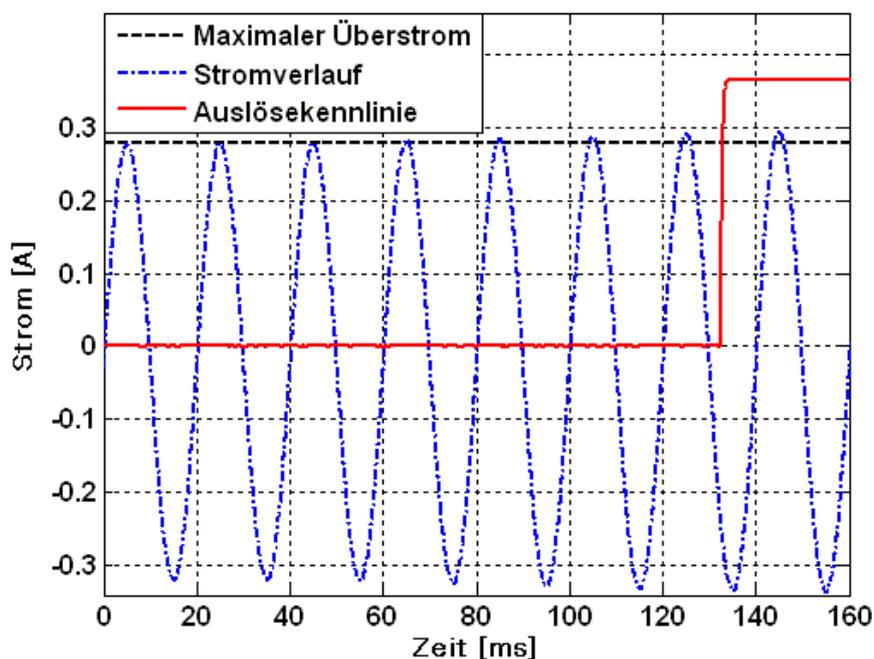


Bild 44: Messung eines Überstromschutzes

Ein einfacher Überstromschutz ist somit mit der Entwicklungsumgebung leicht implementierbar. Der Vergleich der Ausführungszeit einer Berechnung des Effektivwertes mit der einer FFT führt jedoch zu dem Schluss, dass dieser Algorithmus deutlich langsamer ist. Desweiteren sind für die Verifizierung weitere Prüfscenarien notwendig. So weicht die Genauigkeit der Messung stark bei Variation der Frequenz ab, da die Fensterlänge respektive die Anzahl der betrachteten Abtastwerte nicht mehr einer Periodenlänge entsprechen. Ein Ergebnis der Untersuchung des recht einfachen Überstromschutzes führt somit zum Erkenntnis, dass eine Frequenzbestimmung auch für einfache Algorithmen wie der Effektivwertberechnung für digitale Schutzgeräte unerlässlich ist, entweder für eine optimale Fensterlänge zur Bestimmung von Effektivwerten auf Basis einzelner Abtastwerte aber auch für die korrekte Grundfrequenz für Reihenentwicklungen wie zum Beispiel die FFT.

Im weiteren Verlauf des Forschungsvorhabens werden weitere Algorithmen für die Schutztechnik untersucht. Diese umfassen folgende Schutzarten:

- Überstromzeitschutz
- Differentialschutz
- Distanzschutz
- Phasenvergleichsschutz
- Adaptiver Betriebsmittelschutz (Transformator, Generator, dezentrale Erzeugung)

Neben den Schutzarten ist es geplant, auch spezielle Messalgorithmen zur Bestimmung von Frequenz, Phasenwinkel und Betrag des Signals zu implementieren und zu erproben. So kann der Phasenwinkel auf Basis einer zeitsynchronisierten Messung durch die gegebene Zeitreferenz des GPS-Signals durchgeführt werden. Die Ergebnisse können dann mit den Resultaten von kommerziellen PMUs verglichen werden. Ebenso können verschiedene Algorithmen direkt miteinander verglichen werden, um einen adaptiven Algorithmus für verschiedene Ereignisse zu entwerfen.

Realitätsnahe Nachbildung moderner Schaltanlagensekundärtechnik

Schutz- und Steuerungskonzepte in elektrischen Energieversorgungsnetzen müssen verbessert werden, um in Zukunft auch bei steigender Auslastung und zunehmender dezentraler Einspeisung eine hohe Versorgungszuverlässigkeit zu garantieren. Dabei ist der Einsatz moderner IT-Technologien und offener Kommunikationsstandards unumgänglich. Im Folgenden werden zunächst aktuelle Entwicklungen in der Schutz- und Leittechnik dargestellt. Anschließend wird das Konzept eines realitätsnahen Schaltanlagenmodells erläutert, das die Einbringung neuer IT-Technologien in die Schutz- und Leittechnik unterstützt und deren Akzeptanz steigern wird. Abschließend wird der aktuelle Stand bei der Realisierung des Modells festgehalten sowie auf zukünftige Anwendungen verwiesen.

Practical Emulation of Substation Automation Systems

Control and Protection systems are facing an increasing amount of distributed generation and higher degrees of capacity utilization in the electrical grids. To conserve high service availability new applications must be implemented using modern IT-technologies and open communication standards. This article starts explaining future changes in substation automation and protection systems. Afterwards the concept of the substation model is explained, with which the institute faces some of the problems, which prevent the wide acceptance of new IT-technologies in the European power systems. As an outlook further work on the model and recent applications are summarised.

Michael Kleemann

Eine stärkere Auslastung der elektrischen Energieübertragungsnetze sowie deren Durchdringung mit dezentraler Einspeisung zwingt die Einbringung neuer Applikationen zur Koordination von Schutz und Steuerung. Nur wenn dafür moderne IT-Technologien eingesetzt werden, kann die Versorgungszuverlässigkeit auf einem hohen Niveau gehalten werden. Die folgenden vier Kernaspekte kennzeichnen die derzeitigen Entwicklungen in der Schutz- und Leittechnik:

- Einsatz offener, herstellerunabhängiger Kommunikationsstandards
- durchgehende Verwendung digitaler Kommunikation von der Netzleitebene bis hin zur Anbindung der Primärtechnik
- Einsatz kommerziell verfügbarer Standardkomponenten
- Erhöhung der Funktionsdichte pro Schutz- bzw. Steuergerät

Hinsichtlich der Wahl eines Kommunikationsstandards muss die IEC61850 herangezogen werden, die z.Zt. konkurrenzlos in ihrem Leistungsumfang bereits eine herstellerunabhängige Kommunikation ab der Prozessebene ermöglicht. Der wesentliche Vorteil liegt in der objektorientierten Datenmodellierung. Im Gegensatz zu zahlreichen etablierten Normen wird hier nicht nur das sogenannte Mapping

der Daten auf das physikalische Kommunikationsmedium definiert, sondern weit darüber hinausgegangen, indem die auszutauschenden Daten modelliert und die Projektierung definiert wird. Diese Modellierung entkoppelt Technik und Inhalt, so dass eine Kommunikation mit Geräten möglich ist, ohne zuvor Signallisten o.ä. ausgetauscht zu haben. Voraussetzung dafür ist jedoch, dass der Anwender mit dem „Vokabular“ der Norm sowie gewissen Grundlagen in der Kommunikationstechnik vertraut ist.

Die Implementierung der Norm in Geräten ist aus dem Stadium der Forschungs- und Entwicklungsphase herausgetreten. Schutz- und Leitechnikgeräte, die die wesentlichen Teile der Norm unterstützen, sind kommerziell verfügbar. In zahlreichen Projekten, auch z.B. wichtigen Schaltanlagen, wird sie bereits eingesetzt. Allerdings wird diesen Projekten noch recht wenig Beachtung geschenkt, da sie größtenteils außerhalb Europas durchgeführt werden.

Die im Allgemeinen konservative Haltung ihrer potentiellen Anwender hemmt die Durchsetzung der IEC61850 in Europa. Im Wesentlichen mangelt es an Erfahrungen, daraus abgeleiteten Richtlinien und unterstützenden Werkzeugen bei der Anwendung der Norm. Dies liegt u.a. in den geringen Möglichkeiten begründet, Wissen zur Projektierung, Inbetriebnahme, Prüfung und Betriebsführung entsprechender Sekundärtechnik zu erarbeiten. Zurzeit wird der Themenkomplex „moderne Schutz- und Leitechnik“ nur in geringem Ausmaß in die universitäre Ausbildung eingebracht. Systemapplikationen, die in der Forschung erarbeitet werden, werden nur in geringem Umfang in realitätsnaher Form umgesetzt und evaluiert, da entsprechende Prüfplattformen fehlen.

Dieser Problemstellung begegnet der Lehrstuhl mit einem Schaltanlagenmodell, das die wesentlichen Schutz- und Leitechnikfunktionen in realitätsnaher Weise nachbildet. Da Schaltanlagen Schutz- und Steuermöglichkeiten in einem Punkt konzentrieren, eignen sie sich hervorragend als Träger für Systemapplikationen und stehen exemplarisch für den Netzschutz. Das Schaltanlagenmodell besteht aus zwei Teilaspekten (Bild 45):

1. Simulation der Primärtechnik
2. reale Sekundärtechnik

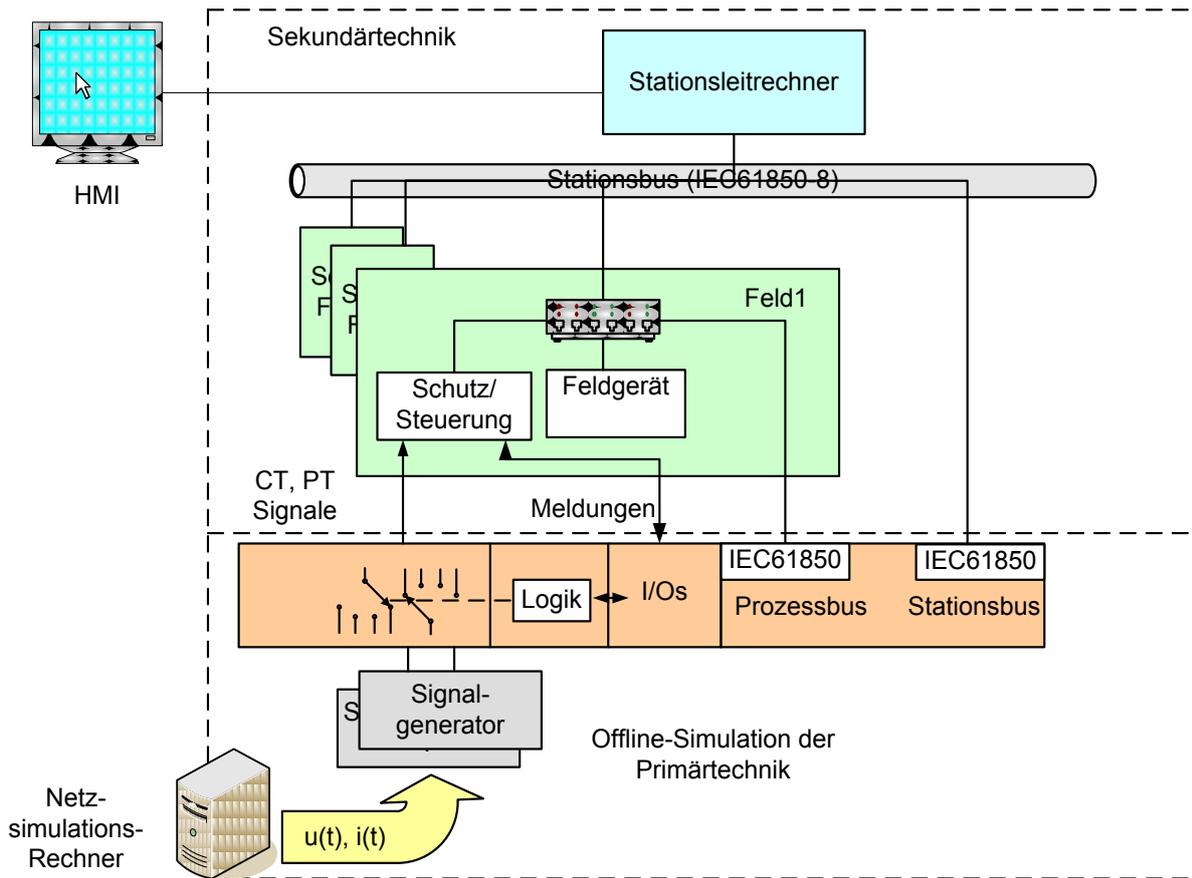


Bild 45: Struktur des Schaltanlagenmodells

Der dem Modell zugrundeliegende Prozess umfasst eine Mittelspannungsschaltanlage mit vier Feldern (Bild 46), deren Sternpunkt wahlweise isoliert, kompensiert oder geerdet betrieben werden kann. Um die Komplexität des Systems beherrschbar zu halten, wird eine untypische Konfiguration mit relativ wenigen Feldern nachgebildet, was in erster Linie durch den Aufwand bei der Prozessanbindung bedingt wird. Auch wenn digitale Prozessbusse vermutlich in Zukunft den Markt dominieren werden, müssen kurz und mittelfristig Signale konventioneller Wandler mit den üblichen Pegeln (1A/5A, bzw. 100V) generiert werden.

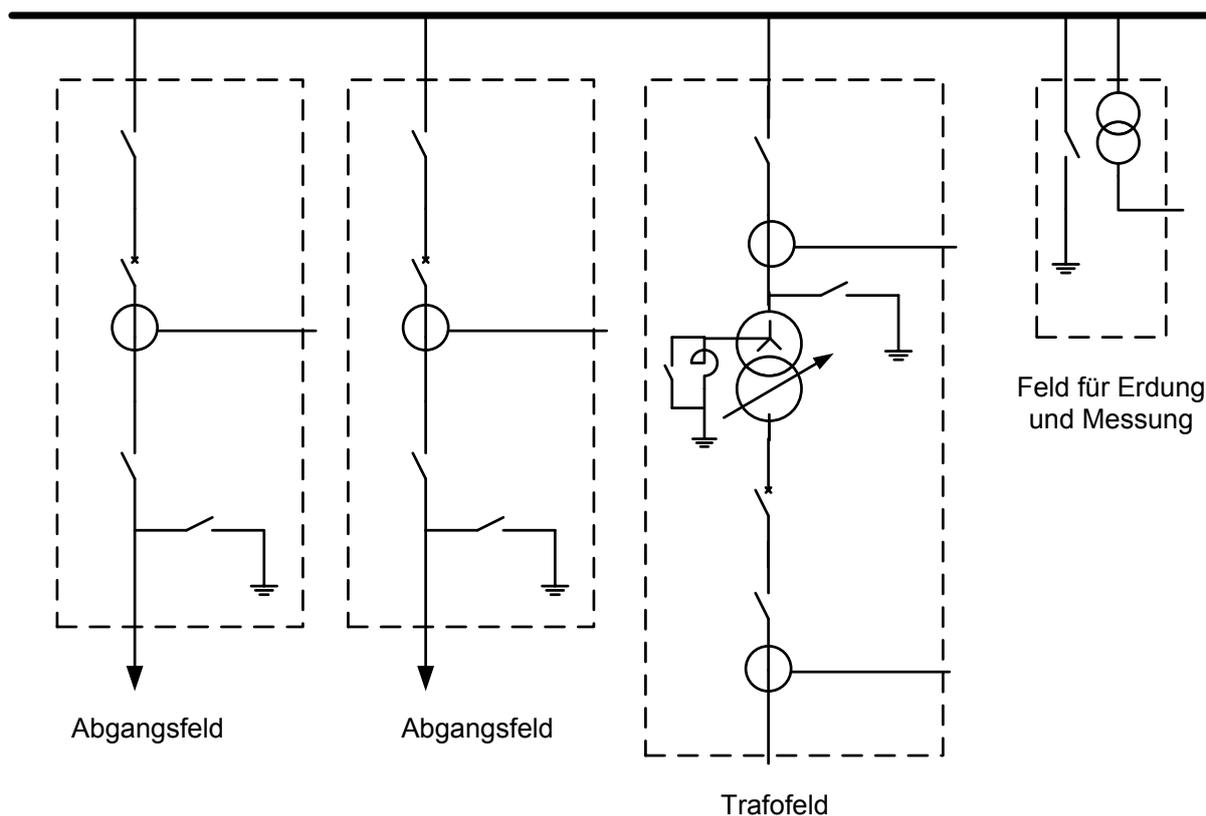


Bild 46: durch das Schaltanlagenmodell nachgebildeter Prozess

Der Prozess wird zurzeit mittels programmierbarer Testsequenzen eines Signalgenerators für Relaisprüfungen, der z.B. bei Inbetriebnahmen herangezogen wird, nachgebildet (Bild 45). Komplexeres Systemverhalten kann emuliert werden, indem die aus Netzsimulationsprogrammen erhaltenen Strom- und Spannungsverläufe durch diesen Signalgenerator offline wiedergegeben werden. Allerdings beschränkt sich auch hier der Prüfumfang auf ein Drehstromsystem bzw. ein Feld. Als Erweiterung kann ein zweiter Signalgenerator koordiniert eingesetzt werden, was allerdings zu hohen Kosten führt. Ein weiterer Schritt hin zu einem höheren Grad an Systemkomplexität kann durch ein computergestütztes Echtzeitsimulationssystem erreicht werden. Dies ist jedoch mit hohen Anschaffungskosten und hohem Aufwand bei der Pflege der implementierten Modelle verbunden. Binäre Signale, wie z.B. Schalterstellungen, werden durch eine speicherprogrammierbare Steuerung nachgebildet. An dieser Stelle können auch Fehlfunktionen des Leistungsschalters u. ä. nachgebildet werden.

Die Sekundärtechnik des Schaltanlagenmodells wird mittels am Markt verfügbarer Schutz- und Leitechnikgeräte implementiert (Bild 45). Pro Feld wird jeweils ein multifunktionales Schutz- und Leitgerät verwendet. Dies spart Raumbedarf und Verdrahtungsaufwand und trägt gleichzeitig der aktuellen Entwicklung hin zur hohen Integration von Funktionen Rechnung. Während fast alle Geräte kon-

ventionell mit dem Prozess gekoppelt werden, wird das z.Zt. einzige kommerziell verfügbare Prozessbus-System eingesetzt. Hier werden Wandler signale durch eine Merging-Unit gemäß IEC61850-9 prozessnah digitalisiert und über einen seriellen Bus zum Schutzgerät übertragen. Die horizontale und vertikale Kommunikation wird durch einen Stationsbus auf Basis der IEC61850-8 implementiert, der Standard-Verbindungskabel als Übertragungsmedium verwendet. Ein Stationscomputer verfügt über einfache SCADA-Funktionen und dient als Schnittstelle zur Fernwirktechnik und zum Bediener (HMI).

Ein großer Umfang an Schutz- und Steuerungsfunktionen wird implementiert. Die multifunktionalen Geräte erlauben die flexible Zuweisung der folgenden Schutzfunktionen zu fast jedem Feld und deren Verknüpfung durch programmierbare Logik (Tabelle 8).

Tabelle 8: Verfügbare Schutzfunktionen

konventionelle Schutzfunktionen	feldübergreifende Funktionen
<ul style="list-style-type: none"> • Distanzschutz • UMZ-Schutz und AMZ-Schutz • Differentialschutz • Über- und Unterspannungsschutz • Über- und Unterfrequenzschutz 	<ul style="list-style-type: none"> • Leistungsschalter-Versager-Schutz • rückwärtige Verriegelung

Wesentliche Meilensteine sind mit der Konzeptplanung, Komponentenauswahl und Parametrierung einzelner Schutzgeräte als erste Schritte bei der Realisierung der Anlage erfolgt. Als Unterstützung ist ein mobiler Versuchsaufbau realisiert worden, der in flexibler Weise sowohl Voruntersuchungen erlaubt als auch für Demonstrationszwecke eingesetzt wird (Bild 47). Auf dieser Basis ist beispielsweise bereits eine Schutzprüfung für ein Prozessbus-System durchgeführt worden.

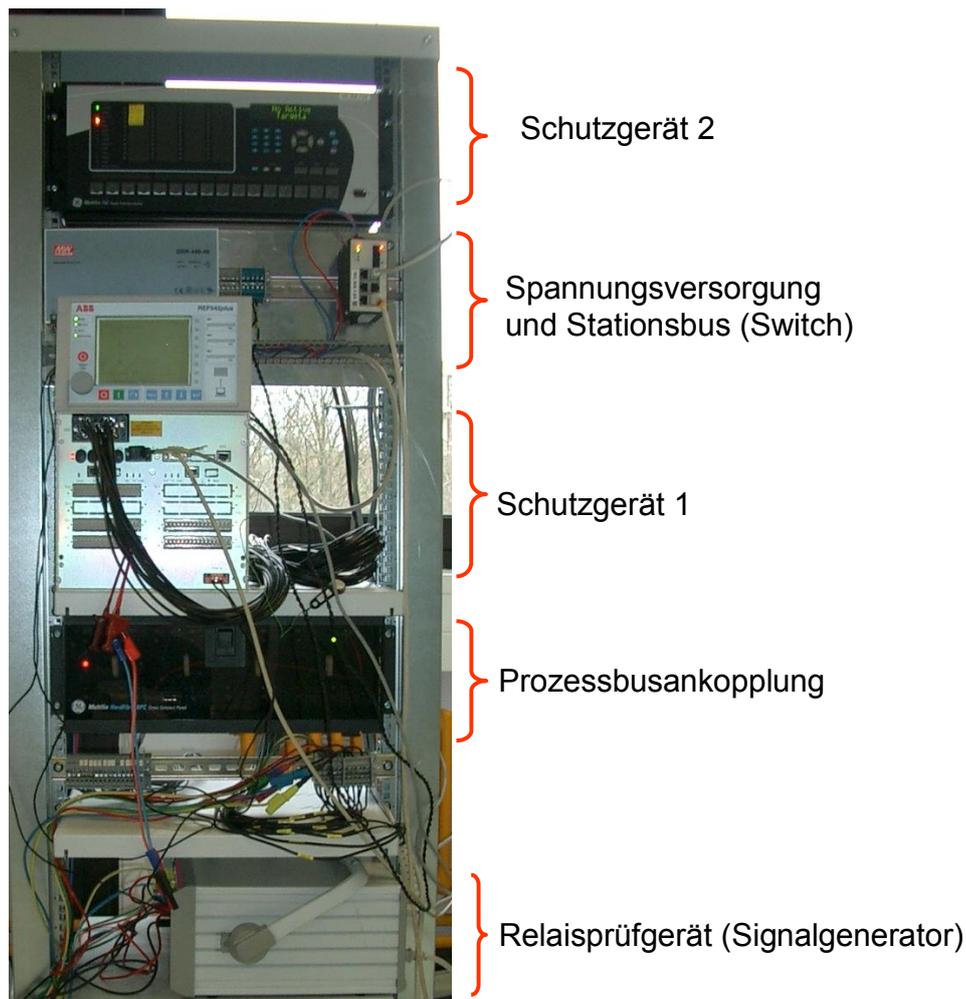


Bild 47: mobiler Aufbau für Demonstrationen und Schutzprüfungen

In einem nächsten Schritt werden die Geräte in das Drehstromnetzmodell im Labor des Lehrstuhls integriert. Anschließend wird das Modell gemäß IEC61850-6 projiziert und in Betrieb genommen. Dabei werden die folgenden Ziele angestrebt:

- Ableiten von Empfehlungen im Umgang mit der IEC61850 im Hinblick auf Projektierung und Interoperabilität
- realitätsnahe Evaluierung von Schutzfunktionen vor dem Hintergrund dezentraler Einspeisung im Mittel- und Hochspannungsnetz
- Einbringen in die Lehre in Form von praktischen Übungen

5. Vorträge

5.1 Beiträge für das Kolloquium

- 06.05.2009 Dipl.-Ing. Jens Weller: „Automatisiertes Verfahren zur systematischen Zustandsbewertung von Hochspannungsbetriebsmitteln und –netzen“, Promotionsvortrag
- 03.06.2009 Dipl.-Ing. Olav Krause: „Bestimmung des Nutzungspotentials von Verteilnetzen“, Promotionsvortrag

5.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern

- 27.01.2009 C. Rehtanz: „Energiesysteme und Netzinnovationen“, Energiepolitischer Kreis der Dortmunder CDU-Fraktion, TU-Dortmund
- 29.01.2009 D. Waniek: „Ökonomischer Kraftwerksdispatch unter Berücksichtigung physikalischer Lastflüsse“, Forschungsseminar am Energiewirtschaftlichen Institut (EWI) an der Universität zu Köln
- 03.02.2009 C. Rehtanz: „Internationale FuE-Aktivitäten auf dem Gebiet der Netzinfrastrukturen“, BMWi-Workshop „Netze für die Stromversorgung der Zukunft – Perspektiven für die Energieforschung“, Bonn
- 09.02.2009 C. Rehtanz: „Forschungsaktivitäten in Energiesystemen und Energiewirtschaft“, RWE Transportnetz Strom GmbH, TU Dortmund
- 10.02.2009 C. Rehtanz: „Innovationen und Anforderungen an zukünftige europäische Netze“, Plenarvortrag, 13. Fachkongress Zukunftsenergien der EnergieAgentur NRW, E-World Energy & Water, Essen
- 23.04.2009 C. Rehtanz: „Netze und Ladestationen: Welche Infrastruktur benötigen Elektrofahrzeuge?“, Energieforum „Life Needs Power“, Hannover-Messe
- 27.05.2009 D. Waniek: „Modeling of the Operating Reserve Market Based on the Theory of Industrial Organization“, 6th International Conference on the European Energy Market, Leuven, Belgien
- 16.06.2009 J. Rolink: „Charging Systems for a Sustainable Integration of Electric Vehicles“, Conference Smart Grids & Mobility, Würzburg
- 28.06.2009 J. Schwippe: „Probabilistic Load Flow Calculation Based on an Enhanced Convolution Technique“, PowerTech 2009, Bukarest, Rumänien

- 01.07.2009 D. Waniek: „Analysis of Market Coupling Based on a Combined Network and Market Model”, IEEE PowerTech, Bukarest, Rumänien
- 02.07.2009 U. Häger: „Defense Plan against Loss of Synchronism in Interconnected Power Systems”, IEEE PowerTech, Bukarest, Rumänien
- 07.07.2009 O. Krause: „Energy Efficiency Aspects in Power Grids”, Energy Efficiency – Experiences and Visions, 2009, Ulan Bator
- 13.07.2009 K. Görner: „A Testing Procedure with Transient Signals for PMU”, Liberalization and Modernization of Power Systems, Irkutsk
- 15.07.2009 K. Görner: „A Testing Procedure with Transient Signals for PMU“, 4th International Conference: Liberalization and Modernization of Power Systems, Irkutsk, Russia
- 17.07.2009 M. Osthues: „Simulation of Transnational Energy Trade – A Market Coupling Simulation based on a Combined Market and Network Model”, Irkutsk
- 17.08.2009-
- 21.08.2009 C. Rehtanz: „Challenges for Grid Development and Integration of Renewables“
- a) Kolloquium, Univ. of New South Wales, Sydney, Australien
 - b) Kolloquium, Univ. of Sydney, Australien
 - c) Kolloquium, Queensland Univ. of Technology, Brisbane, Australien
 - d) Kolloquium, Univ. of Queensland, Australien
 - e) Kolloquium, Univ. of Melbourne, Australien
- 05.09.2009 D. Waniek: „Flow-based Evaluation of Congestions in the Electric Power Transmission System,” Conference for the Next Generation of Researchers in Power Systems, Zürich, Schweiz
- 09.09.2009 U. Häger: „Development of Selective Automatic Systems for Prevention and Elimination of Out-of-Step Operation Using PMU”, Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation, Moskau, Russland
- 09.09.2009 J. Schwippe: „Entwicklung und Beurteilung von Verfahren zur probabilistischen Lastflussrechnung, TU-Ilmenau, Deutschland
- 22.09.2009 C. Rehtanz: „Netzdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge – Technische und wirtschaftliche Herausforderungen“, VDE-ETG Fachtagung Energiespeicher, Erfurt

- 24.09.2009 Ulf Häger: „Coordinated control by means of multiagent systems“, EES-UETP Course: Coordinated Power Flow Control in Transmission Networks, Dortmund
- 25.09.2009 D. Waniek: „PTDF Calculation & Strategic Flexibility in Transmission System Investments“, EES-UETP Course: Coordinated Power Flow Control in Transmission Networks, Dortmund
- 29.09.2009 J. Schwippe: „Extension of a Probabilistic Load Flow Calculation Based on an Enhanced Convolution Technique“, 1st International Conference on Sustainable Alternative Energy (SAE 2009), Valencia, Spain
- 19.10.2009 Dipl.-Ing. Willi Horenkamp: „Technologie- und Prüfplattform für ein Kompetenzzentrum Elektromobilität“, Runder Tisch Dortmund, DEW21
- 23.10.2009 B. Gwisdorf: „Einsatzpotential eines assetbezogenen Virtuellen Kraftwerks“, Workshop zu Dezentralen Netzstützung (TU Clausthal), Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, Goslar
- 26.10.2009 C.Rehtanz: „Trends einer zukünftigen Stromversorgung“, VDE-ETG-Kongress, Junges Forum, Düsseldorf
- 27.10.2009 C. Rehtanz: „Rahmenbedingungen zum Lastmanagement von Plug-In Hybrid- und Elektrofahrzeugen“, VDE-ETG-Kongress, Düsseldorf
- 06.11.2009 D. Waniek: „Lastflussbasierte Bewertung von Engpässen im elektrischen Energieübertragungsnetz“, Alumni-Workshop: Märkte und Netze, Dortmund
- 09.11.2009 U. Häger: „Multi-Agent System for Coordinated Control of FACTS devices“, The 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems, Curitiba, Brasilien
- 12.11.2009 C. Rehtanz: „Realistic Steps towards Smart Grids and E-Energy“, Konwakai der Firma Daikin, Brügge, Belgien
- 17.11.2009 U. Häger: „Multi-Agent System for Coordinated Power Flow Control of FACTS Devices“, Universidad Nacional de San Juan, Argentinien
- 24.11.2009 D. Waniek: „Bewertung von Netzengpässen anhand einer Modellierung des Energiemarktes und des Übertragungsnetzes“, 8. VDI-Fachtagung: Optimierung in der Energiewirtschaft, Ludwigsburg

6. Veröffentlichungen

6.1 Publikationen

Rehtanz, C.; Horenkamp, W.: „Smart Metering“, Euroforum-Verlag, 2009

Vermittelt werden anhand von Beispielen verschiedene weiterführende Zusatzanwendungen von Smart Metering für den Netz- und Messstellenbetreiber, Messdienstleister, Energielieferanten sowie dem Endkunden. Schon bei der Planung von Smart Metering Systemen sind die Mehrwerte, neben den Standardanforderungen wie eine zeitnahe Abrechnung von Energie, flexible Tarife, etc. zu berücksichtigen.

Li, Y.; Luo, L. F.; He, D. J.; Rehtanz, C.; Liu, Z. H.; Liu, F. S.: „Analysis of Harmonic Distribution Characteristics of New DC Transmission System“, Automation of Electric Power Systems, Vol. 33, No. 10, May 2009, pp. 59-63

The research on the harmonic distribution characteristic of the HVDC transmission system is useful for analyzing the harmonic distribution in the electrical devices and the electrical system, and the harm of the harmonics on the electrical devices. This paper introduces a new HVDC circuit topology using the new converter transformer and inductive filtering technology. The mathematical calculation models of the harmonic characteristics is established for both the inductive and the passive filtering technology, and their effects of the HVDC harmonic characteristics is analyzed. Thereafter, the harmonic characteristics have been calculated, which shows that the inductive filtering can suppress the harmonic at the valve side and avoid the harm of the harmonic on the converter transformer that the traditional filtering has. The tested results verified the correctness of the analysis and calculated results.

Rolink, J.; Rehtanz, C.: „Charging Systems for a Sustainable Integration of Electric Vehicles“, European Conference Smart Grids and Mobility, 16.-17. Juni 2009, Würzburg

There is a big advantage for plug-in hybrids (PHEV) and electric vehicles (EV). In comparison to fuel cell driven vehicles the basic infrastructure which is needed for charging already exists in form of the electric grid. Charging at home seems to be easily feasible but since the driving range of EVs is limited there will be a need in future for a public infrastructure to charge and bill the vehicles. In the following, various approaches for the integration of electric vehicles into the grid will be discussed. First of all an overview of the state-of-the-art will be given briefly. After that possible methods for charging and communication will be described. Eventually different billing concepts for public and private applications will be proposed.

Rehtanz, C.: „Innovative Technologien für künftige Stromnetze“, BWK Sonderheft 60 Jahre, 2009

Heute werden nur ca. 20% des Energiebedarfs durch elektrische Energie gedeckt. Für jegliche Effizienzbetrachtungen muss immer auch die Verschiebung zwischen den Energieträgern berücksichtigt werden. In einzelnen Bereichen wie z.B. der Elektromobilität kann durch eine Verschiebung von konventionellen Antrieben hin zur Elektrizität ein Effizienzgewinn und damit auch Umweltgewinn im Sinne einer verringerten CO₂ Emission erzielt werden. Die CO₂ Emission sinkt z.B.

auf ca. 90 g CO₂ / km bei Ladung von Elektrofahrzeugen bei einer Erzeugung mit dem deutschen Strommix. Ein weiteres Beispiel sind stromgespeiste Wärmepumpen zur Beheizung von Gebäuden, die bei geeigneten Bedingungen und zusammen mit einer guten Gebäudeisolation energieeffizient arbeiten. Beide Beispiele verdeutlichen eine Verschiebung der Energieverwendung hin zum Strom. Wenn man sich vor Augen führt, welche Energieträger langfristig zur Verfügung stehen, dann wird der elektrische Strom zunehmend an Bedeutung gewinnen. Regenerative Energien wie Windenergie, Photovoltaik, solarthermische Kraftwerke werden in zunehmendem Maße die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern ablösen und direkt Strom als Energieträger bereitstellen. Die Kernenergie oder langfristig auch die Kernfusion zielen in dieselbe Richtung. Der flexiblen Verwendbarkeit und leichten Umwandelbarkeit des elektrischen Stroms steht jedoch der Nachteil der geringen oder nicht effizienten Speicherbarkeit entgegen. Darüber hinaus muss auch ein effizientes Netz zur Verfügung stehen.

Osthues, M.; Waniek, D.; Rehtanz, C.: „Simulation of transnational energy trade”, IEEE-PES - International Workshop „Liberalization and Modernization of Power Systems: Coordinated Monitoring and Control towards Smart Grids”, Siberian Energy Institute, Irkutsk, Russia, 13.-17. Juli 2009

Already today, the transnational energy trade has led to congestions in the cross-border lines of the European grid. As a result, the available transfer capacities are allocated to the market participants within the scope of the congestion management method. In order to utilize the limited capacity, so-called market coupling was introduced to the energy markets in France, Belgium and the Netherlands in 2006. Market Coupling enables the concomitant implementation of capacity allocation with the commercial transaction. With the planned expansion to include Germany and Luxembourg in 2009, the allocation of transmission capacities will be enhanced by introducing a flow-based model. In this paper the planned introduction of the flow-based market coupling is simulated. A combined network and market model provides the required data to perform market coupling. Above all, the analysis of the simulation results should provide statements about the illustration of the physical load flow in the market coupling.

Lehnhoff, S.; Häger, U.; Krause, O.; Wedde, H.F.; Rehtanz, C.: „Towards Autonomous Distributed Coordination of Fast Power Flow Controllers in Transmission Networks”. In: Proceedings of the 4th International Conference on Liberalization and Modernization of Power Systems: Coordinated Monitoring and Control towards Smart Grids, IEEE Press, Irkutsk, Russia, 2009-07-17

The liberalization of the power market, an overall increase in power demand and the integration of high capacity unpredictable renewable resources (e.g. wind power) pose a challenge to transmission network operators that have to guarantee a stable and efficient operating of the grid. A way to improve the stability and efficiency of the existing network – aside from expensive reconstruction – is the integration of fast power flow controllers in order to dynamically redirect power flows away from critically loaded resources that may be threatened by an overload. In this paper we outline our current work in progress on developing a multi-agent model that allows for an autonomous distributed coordination of fast power flow controllers without the need for global information.

Krause, O.; Schwippe, J.; Rehtanz, C.: „Probabilistic Load Flow for Uncertainty Based Grid Operation”, Proceedings of the 4th International Conference on Liberalization and Modernization of Power Systems (LMPS'09), Irkutsk, Russia, 2009

Traditional algorithms used in grid operation and planning only evaluate one deterministic state. Uncertainties introduced by the increasing utilization of renewable energy sources have to be dealt with when determining the operational state of a grid. From this perspective the probability of certain operational states and of possible bottlenecks is important information to support the grid operator or planner in their daily work. From this special need the field of application for Probabilistic Load Flow methods evolved. Uncertain influences like power plant outages, deviations from the forecasted injected wind power and load have to be considered by their corresponding probability. With the help of probability density functions an integrated consideration of the partly stochastic behaviour of power plants und loads is possible.

Stepanescu, S.; Horenkamp, W.; Waniek, D.; Rehtanz, C.: „Frequency control in a multiarea system”, Proceedings of the 4th International Conference on Liberalization and Modernization of Power Systems (LMPS'09), Irkutsk, Russia, 2009

This paper deals with automatic generation control of an interconnected power system. This system consists of thermal and hydro power plants. Two different investigated systems are studied as interconnected power systems. The systems have the following implemented control concepts for frequency: a) the control signals are added and applied to the two PI controllers; b) the control signals are added and send to one PI controller; c) the signals are applied to the PI controllers and the output of these controllers are added and applied to the power system. The obtained results show that the frequency behavior is normal for all these regarded concepts.

Görner, K.; Rehtanz, C.: „A Testing Procedure with Transient Signals for PMU”, Proceedings of the 4th International Conference on Liberalization and Modernization of Power Systems (LMPS'09), Irkutsk, Russia, 2009

With the deployment of PMU also specific applications are under development. Currently there exist no standards for transients concerning PMU. In this paper the authors describe a new testing procedure for synchronized Phasor Measurement Units (PMU) for transient dynamics in order to evaluate their performance for specific PMU based applications. To obtain a reference for the phasors from the PMU a benchmark algorithm will be introduced. Following in two examples for transient signals the authors describe the evaluation of the performance of three commercial PMU.

Voropai, N. I.; Efimov, D. N.; Popov, D. B.; Rehtanz, C.; Häger U.: „Development of Selective Automatic Systems for Prevention and Elimination of Out-of-Step Operation using PMU”, CIGRE Workshop „Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation”, Moskau, Russia, 7.-10. Sep. 2009

The paper deals with the development of selective automatic systems intended to prevent and eliminate out-of-step operation on the basis of synchronized voltage phase measurements obtained from Phasor Measurement Units. The operation criteria and principles of the selective out-of-step protection and prevention systems (SOSPPS) are presented. The efficiency of automatic system operation is demonstrated on the test electric power system.

Li, Y.; Luo, L. F.; Rehtanz, C.; Nakamura, K.; Xu, J. Z.; Liu, F. S.: „Study on Characteristic Parameters of a New Converter Transformer for HVDC Systems”. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.24, No.4, October 2009, pp. 2125-2131

Different from the traditional converter transformer and ac passive filtering method, this paper presents a new converter transformer and a corresponding inductive filtering method for HVDC systems. Based on this, characteristic parameters of the new converter transformer are studied in detail by theoretical analysis, simulation, calculation, and experimental verification. By deducing voltage relation, the constraint condition of the turn ratio is obtained, which can satisfy the demand of a 12-pulse converter in HVDC systems. By deducing current relations, the characteristics of the fundamental and the harmonic currents in the winding are obtained. According to the established operation equations, the simple but practical calculation methods for the short-circuit impedance and the rated capacity are proposed. Then, the change characteristic of the short-circuit impedance is analyzed and calculated. The detailed simulation and test results verified the correctness of the aforementioned theoretical analysis and calculation.

Rehtanz, C.; Wietfeld, C.: „Das Internet der Energie - Trends in der Automatisierung von Energienetzen”, Zeitschrift at - Automatisierungstechnik, Oldenburg Wissenschaftsverlag, 2009

Die Nutzung des Internets und Web-basierter Techniken in der elektrischen Energietechnik eröffnet viele Chancen für eine Optimierung des Betriebs von verteilten Energiesystemen. Für einen flächendeckenden Einsatz sind jedoch besondere Anforderungen hinsichtlich der Zuverlässigkeit, Ressourceneffizienz, Echtzeitfähigkeit und Sicherheit zu erfüllen. Der Beitrag fasst zunächst den relevanten Stand der Technik im Bereich Internet/Web zusammen und stellt aktuelle Entwicklungen zu Software-Plattformen zur Unterstützung von Web Services für eingebettete Systeme vor, um auf dieser Basis konkrete Szenarien für eine Internet-basierte Vernetzung von Verbrauchern und Energienetzen vergleichend zu diskutieren. Der Autor greift dabei Erfahrungen auf, die u.a. im Rahmen des EU-Forschungsprojektes MORE sowie durch die enge Kooperation mit energie-technisch orientierten Lehrstühlen der Universität Dortmund und im Energieforschungsverbund ef.Ruhr gewonnen wurden.

Li, Y.; Luo, L. F.; Rehtanz, C.; Yang, D. C.; Xu, J. Z.; Liu, F. S.: „A New Voltage Source Inductive Filtering Converter (VSIFC) and Its Application Feasibility in HVDC Light Systems”, Proceedings of 2009 Chinese Doctoral Conference on AC/DC Transmission Technology and Theory, Changsha, China, October 2009

Different from the existing Voltage Source Converter (VSC), this paper proposes a new Voltage Source based Inductive Filtering Converter (VSIFC) with the application of inductive filtering technology. The VSIFC adopts inductive filtering transformer and the related full-tuned filters to replace the traditional commutating reactor or/and transformer and the high pass damping filters, which makes the new VSIFC with the obvious integrated design and installation characteristics. This paper analyzed the technical feasibility on the application of VSIFC into the HVDC Light, and established a typical VSIFC based HVDC Light test system. Based on this, the filtering characteristic and transient stability of the VSIFC-HVDC systems have been studied in the PSCAD/EMTDC environment. By contrast with the traditional HVDC Light, the series of technical

characteristics and superiors of the VSIFC-HVDC have been revealed, and the technical feasibility and validity of the VSIFC-HVDC have been verified.

Yang, D.; Li, Y.; Rehtanz, C.; Luo, L.: „Researching of Filtering Characteristic in New VSC-HVDC System Based on Inductive Filtering Technology”, Proceedings of 2009 Chinese Doctoral Conference on AC/DC Transmission Technology and Theory. Changsha, China. 23-26, October, 2009

VSC-HVDC has been widely used in the power transmission system based on the fast and flexible controlling characteristic. The inductive filtering technology which uses the winding ampere turn's balance as the filtering and with the special advantages in CSC-HVDC system has been caused extending attentions in power system. This paper describes the basic principle, connection and realization characteristic of the inductive filtering technology, and then set up the model of the VSC-HVDC with new converter transformer. The simulation analysis show that new model is better than traditional VSC-HVDC in reducing the harmonic and improve the current curve in the AC grid.

Yang, D.; Li, Y.; Rehtanz, C.; Liu, Z.; Luo, L.: „Study on the Structure and the Development Planning of Smart Grids in China”, Power System Technology, 2009, 33(20) : 13-20 (in Chinese).

The research on the smart grid is very significant in energy conservation and economical operation of power systems. In this paper, the current situation of power system in China and the definition of smart grid are presented in brief. Then, the effects of the influences of smart grid on the constituents of power grids in China, including power generation, transmission and utilization, load composition, construction of substations and dispatching system and so on, are analyzed in detail. On this basis, the fundamental conditions, development thinking and requirements for the selection of experimental cities are pointed out. Finally, the preliminary medium-term and perspective structural diagrams for Chinese style of smart grids are given.

Rehtanz, C.; Gwisdorf, B.; Laskowski, M.: „Bewertung des Einsatzpotentials eines assetbezogenen Virtuellen Kraftwerks”, VDE ETG-Kongress 2009 “Intelligente Netze”, Düsseldorf, 27.-28.10.2009.

„Beim Betrieb eines assetbezogenen Virtuellen Kraftwerks werden dezentrale Energieumwandlungsanlagen nach dem Prinzip des Peak-Shaving so geregelt, dass Lastspitzen durch die lastnahe Einspeisung elektrischer Leistung in bestimmten Fällen in ihrer Amplitude minimiert werden. Dies führt zu einer Minderung der Belastung überlagerter Betriebsmittel, sodass diese geringer dimensioniert und Netzausbaumaßnahmen vermieden bzw. verzögert werden können.“

Rehtanz, C.; Worgull, A.; Horenkamp, W.: „Smart Metering Technologien für den flächendeckenden Einsatz in Virtuellen Kraftwerken”, VDE ETG-Kongress 2009 “Intelligente Netze”, Düsseldorf, 27.-28.10.2009.

„Durch die rechtlichen Rahmenbedingungen in der Energiewirtschaft ist mit einem wachsenden Anteil von dezentralen Energieumwandlungsanlagen in den Verteilungsnetzen zu rechnen. Für Netzbetreiber ergeben sich durch die Verwendung von Smart Metering Systemen vielseitige Nutzungsmöglichkeiten, die eine Steigerung der Energieeffizienz im Versorgungssystem ermögli-

chen. Durch die Zusammenfassung von dezentralen Energieumwandlungsanlagen und Lasten zu einem Virtuellen Kraftwerk lässt sich ein aktives Energiemanagement umsetzen.“

Rehtanz, C.; Worgull, A.; Horenkamp, W.: „Smart Metering Technologien: Mehrwert durch Standardisierung der Zähler und Kommunikationsstrukturen der “letzten Meile”, VDE ETG-Kongress 2009 “Intelligente Netze”, Düsseldorf 27.-28.10.2009.

„Smart Metering stellt im Zusammenhang mit der Liberalisierung der Energieversorgung und des Messwesens eine Schlüsselfunktion dar. Auf Netzbetreiber, Energiedienstleister sowie Messstellenbetreiber und Messdienstleister kommen neue Aufgaben im Zusammenhang mit der Messung und Abrechnung der Energie zu. Die nicht exakt vorgegebenen Anforderungen, insbesondere an die informationstechnische Vernetzung der Smart Meter, stellen in Deutschland ein Hemmnis für die flächendeckende Einführung von Smart Metering Systemen dar.“

Görner, K.; Rehtanz, C.: „Bestimmung dynamischer Netzvorgänge mit PMU”, VDE ETG-Kongress 2009 “Intelligente Netze”, Düsseldorf, 27.-28.10.2009.

The Institute of Power Systems and Power Economics of the TU Dortmund examines characteristics of time synchronized Phasor Measurement Units (PMU) under dynamic conditions. Basing on dynamic conditions theoretical test signals especially transients are being determined in order to evaluate the accuracy of the measurement using several methods.

Rehtanz, C.; Rolink, J.: „Rahmenbedingungen zum Lastmanagement von Plug-In Hybrid- und Elektrofahrzeugen”, VDE-ETG-Kongress, Düsseldorf, 27.-28.10.2009

Durch die Einbindung mobiler Speicher (Elektrofahrzeuge, Plug-In Hybridfahrzeuge) in intelligente Netze wird die Voraussetzung geschaffen, die zusätzlichen Lasten, die durch die Ladung der Fahrzeuge am Netz zu erwarten sind, im Sinne eines sicheren Betriebes durch ein netzseitiges Lademanagement zu beeinflussen. Damit wird die Möglichkeit geschaffen, Ladeengpässe sowie Netzausbauten zu vermeiden. Ferner bietet sich die Möglichkeit, die Fahrzeuge zur gezielten Speicherung elektrischer Energie, z. B. von Windenergie in den Nachtstunden, zu nutzen. Entscheidend für einen Betrieb mobiler Speicher als Bestandteil intelligenter Netze ist auf der einen Seite die Wahl des Lade- und Kommunikationskonzeptes und auf der anderen das Mobilitätsverhalten der Fahrzeuge.

Achleitner, G.; Fickert, L.; Rehtanz, C.: „Koordination von Weitbereichsschutz und lokalem Schutz”, VDE-ETG-Kongress, Düsseldorf, 27.-28.10.2009

Weitbereichsmesssysteme (WAMS) bieten die Möglichkeit, schnelle Vorgänge in Netzen zu überwachen, Probleme zu erkennen und Maßnahmen zu setzen. In dieser Veröffentlichung werden Untersuchungen zur Koordination von Weitbereichsschutz und lokalen Schutzgeräten präsentiert. Der Bereich der Reaktionszeit eines Weitbereichsschutzsystems befindet sich zwischen dem lokalen Schutz (Millisekunden) und dem Leitsystem (mehrere Sekunden). Es wird versucht mittels Weitbereichsmesssystemen Maßnahmen koordiniert und zeitnah durchzuführen, um auftretende Probleme rasch in den Griff zu bekommen. Die Untersuchungen zeigen, dass die Maßnahmen rasch, jedoch nicht zu rasch erfolgen dürfen. Sollte es zu einem Fehler in einem Netz kommen, wird dieser sowohl vom Schutzgerät als auch vom WAMS erkannt. Bei zu raschem Ein-

greifen des WAMS kann es zu einer Interaktion zwischen dem Schutz und des WAMS kommen. Dadurch können Kettenreaktionen ausgelöst werden, die zum Zusammenbrechen des Netzes führen. In dieser Publikation wird gezeigt, welche Zeitbereiche eingehalten werden sollen, um eine gute Zusammenarbeit zu ermöglichen.

Krause, O.; Lehnhoff, S.; Handschin, E.; Rehtanz, C.; Wedde, H.F.: „On Feasibility Boundaries of Electrical Power Grids in Steady State” (invited Paper), International Journal of Electrical Power & Energy Systems (2009), doi: 10.1016/j.ijepes.2009.02.004

Both the coordination of international energy transfer and the integration of a rapidly growing number of decentralized energy resources (DER) throughout most countries cause novel problems for avoiding voltage band violations and line overloads. Traditional approaches are typically based on global off-line scheduling under globally available information and rely on iterative procedures that can guarantee neither convergence nor execution time. In this paper we focus on stability problems in power grids based on widely dispersed (renewable) energy sources. We introduce an extension to the DEZENT algorithm, a multi-agent based coordination system for DER, that allows for the feasibility verification in constant and predetermined time. We give a numerical example showing the legitimacy of our approach and mention ongoing and future work regarding its implementation and utilization.

Waniek, D.; Bolczek, M.; Rehtanz, C.; and Handschin, E.: „Modeling of the Operating Reserve Market Based on the Theory of Industrial Organization,” in Proc. 6th International Conference on the European Energy Market, Leuven, Belgien, 2009.

The adequacy of the design of operating reserve markets is essential to realize low tariffs for the customers. Due to the two-stage auctioning, an appropriate model is necessary to analyze the decision problem of the market players. Based on simplified assumptions, the presented concept is transferred to a sample market structure in order to derive the market behavior and the results. The model shows that because of the stochastic call of operating reserves arbitrarily high equilibriums for the energy bids are possible in theory. The market design with independent capacity and energy auctions cannot lead to prices near to the marginal costs.

Häger, U.; Rehtanz, C.: „Defense Plan against Loss of Synchronism in Interconnected Power Systems”, Proc. IEEE PowerTech Conference, Bukarest, Rumänien, 2009

A new out-of-step protection system for transmission corridors in interconnected power systems. A defense plan analyzes voltage phasors measured at different network locations to determine the security state of the transmission corridor. If a disturbed state is detected, the protection system separates the network parts connected by corridor to avoid synchronous machines falling out of step due to the diverging of the voltage phasors. Exemplary simulations are shown to compare the defense plan with conventional protection systems based on distance protection relays.

Waniek, D.; Rehtanz, C.; and Handschin, E.: „Analysis of Market Coupling Based on a Combined Network and Market Model”, in Proc. IEEE PowerTech, Bukarest, Rumänien, 2009.

In this paper the possible implementation and the efficiency of multilateral market coupling are evaluated. Market coupling is known as the cooperation of power exchanges and other market players in order to utilize the limited capacity of a meshed electricity transmission system in an efficient way. Based on a three-part combined network and market model of the Central Western European region, the congestion management is simulated and possible alternatives in the different steps of the practical execution are compared to each other. The results are rated from an economic and technical point of view in terms of system-wide welfare as well as utilization and security of the congested lines.

Schwippe, J.; Krause, O.; Rehtanz, C.: „Probabilistic Load Flow Calculation Based on an Enhanced Convolution Technique”, Proceedings of the IEEE PES PowerTech 2009, Bukarest, Rumänien, 2009.

The increasing uncertainties grid operators have to face in their every-day work lead to the necessity for fast and accurate information about the probability of certain operational states of the operated network. Algorithms traditionally used in grid operation and planning are only able to evaluate discrete operational states of the particular power grid. A consideration and integration of probabilistic data can only be done by the analysis of selected discrete states followed by an interpolation. The algorithm presented in this paper falls into the category of Probabilistic Load Flow Calculation with a new approach for the modeling of the underlying network, as well as measures to reduce the inaccuracy introduced by linearization. Aspects like accuracy and calculation time in comparison to existing approaches are covered in detail.

Schwippe, J.; Krause, O.; Rehtanz, C.: „Entwicklung und Beurteilung von Verfahren zur probabilistischen Lastflussrechnung“, First Power and Energy Summer Summit 2009, IEEE Studentbranch, IEEE Press, Ilmenau, Germany

Steigende Unsicherheiten stellen neue Anforderungen an die Netzplanung und -betrieb. Für effiziente Netze ist ein umfassendes Bild von möglichen Netzzuständen notwendig. Mit klassischen Netzberechnungsverfahren kann nur ein diskreter Zustand berechnet werden. Die probabilistische Lastflussrechnung bietet die Möglichkeit statistische Eigenschaften der Einspeiser/Lasten zu berücksichtigen. In diesem Dokument wird ein Verfahren zur probabilistischen Lastflussrechnung mit einer neuartigen Linearisierung des Netzes zur Steigerung der Genauigkeit vorgestellt und mit bestehenden Verfahren verglichen. Mögliche Anwendungsfälle und Vorteile gegenüber klassischer Netzplanung werden vorgestellt.

Schwippe, J.; Krause, O.; Rehtanz, C.: „Extension of a Probabilistic Load Flow Calculation Based on an Enhanced Convolution Technique”, Proceedings of the 1st International Conference on Sustainable Alternative Energy (SAE 2009), IEEE Press, Valencia, Spain

Traditional algorithms used in grid operation and planning only evaluate one deterministic state. Uncertainties introduced by the increasing utilization of renewable energy sources have to be dealt with when determining the operational state of a grid. From this perspective the probability

of certain operational states and of possible bottlenecks is important information to support the grid operator or planner in their daily work. From this special need the field of application for Probabilistic Load Flow methods evolved. Uncertain influences like power plant outages, deviations from the forecasted injected wind power and load have to be considered by their corresponding probability. With the help of probability density functions an integrated consideration of the partly stochastic behaviour of power plants and loads is possible. In this context an extension to a convolution based probabilistic load flow is present in this paper. The extension reduces the already limited inaccuracy introduced by network model simplifications. Aspects like accuracy improvement and computation time in comparison to existing method are covered in detail.

Bettzüge, M.O.; Nüßler, A.; Rehtanz, C.; Waniek, D.: „Bewertung von Netzengpässen anhand einer Modellierung des Energiemarktes und des Übertragungsnetzes,“ in Tagungsband 8. VDI-Fachtagung: Optimierung in der Energiewirtschaft, Ludwigsburg, 2009.

Der Fokus dieser Arbeit liegt in der Betrachtung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen, die durch den Einsatz von dezentralen Energieumwandlungsanlagen miteinander gekoppelt sind. Das Ziel ist die kostenminimale Auslegung und Dimensionierung der Leitungen unter Berücksichtigung der Abnehmernachfrage im Betrachtungszeitraum. Durch die zu treffenden Designentscheidungen sowie die detaillierte Beschreibung der Flussdynamiken in den einzelnen Netzen ergibt sich ein gemischt-ganzzahliges, nichtlineares Optimierungsproblem. Im Anschluss an die Beschreibung der Modellierung aus technischer und mathematischer Sicht und einer kurzen Vorstellung des verwendeten Optimierungsverfahrens werden erste numerische Ergebnisse dieser Untersuchungen an einem gekoppelten Testnetz präsentiert.

Bertram, T.; Frei, S.; Kulig, S.; Rehtanz, C.; Wietfeld, C.: „Elektromobilität-Systementwurf und Modellbildung“ Jahresmagazin Ingenieurwissenschaften in Deutschland „Zukunft und Faszination der Elektro- und Informationstechnik“ Verlag Alpha GmbH, Lampertheim, 2009

Die kommende Elektromobilität wird das Auto und die Automobilindustrie erheblich verändern. Erfolgreiche Produkte für Elektrofahrzeuge erfordern vollkommen neue Kompetenzen und passende Rahmenbedingungen für Entwicklung und Erprobung. Besonders im Bereich der Antriebs- und Ladetechnologie wird Neuland betreten. Das Fahrzeug, das bislang nur in Ausnahmefällen mit der Umwelt kommunizieren musste, benötigt neue Schnittstellen für das Lademanagement und die Abrechnung mit dem Energieversorger. Die Antriebe und die dazugehörige Ansteuerung müssen unter den extremen Anforderungen im elektrischen Kraftfahrzeug mit der gewohnten hohen Zuverlässigkeit konventioneller Antriebe funktionieren. Für die Energieversorger stellt sich das Problem, hohe Leistungen für akzeptable Ladezeiten flächendeckend zur Verfügung zu stellen. Die Fahrzeuge müssen als zusätzliche Verbraucher aber auch als Energiespeicher in vorhandene Strukturen integriert werden oder es ist eine neue Infrastruktur zu schaffen. In allen Fällen sind umfangreiche Sicherheits- und Elektromagnetische -Verträglichkeit-Aspekte (EMV) zu beachten, und auch dafür müssen neue Konzepte entwickelt werden.

6.2 Diplomarbeiten

- Alexander Worgull: Nutzung von Smart Metering Technologien zur Steigerung der Energieeffizienz bei dezentralen Energieumwandlungsanlagen, Februar 2009
- Marc Osthues: Technische und ökonomische Simulation des länderübergreifenden Handels mit elektrischer Energie, März 2009
- Sabine Kreutz: Bedarfsprognose bei der Energiebeschaffung zur Belieferung von Kleinkunden, Mai 2009
- Hans-Jörg Belitz: Entwicklung von Strategien zur energetischen und wirtschaftlichen Optimierung von Energieversorgungskonzepten für Neubaugebiete, Mai 2009
- Aline Grünewald: Erfolgskritische Faktoren in der Planungsphase des Kraftwerksbaus, August 2009
- Ke Dai: Schutzgeräte in elektrischen Energieversorgungsnetzen auf Basis offener Hardwareplattformen aus der Automatisierungstechnik, September 2009
- Julian Gaul: Abschätzung der Potentiale der CO₂-Einsparung durch lastseitige Effizienzsteigerung, September 2009
- Malte Bolczek: Entwurf und Bewertung von Geschäftsmodellen für Elektrofahrzeuge, Oktober 2009
- Hongfei Liang: Requirements for Process Bus Networks according to IEC61850-9, Oktober 2009
- Veit Hinerasky: Entwicklung einer Testumgebung für die Kommunikation zwischen Ladestationen und Elektrofahrzeugen, November 2009
- Dennis Unger: Entwicklung eines Methodenkonzepts zur technischen und wirtschaftlichen Bewertung innovativer Netzkonzpte, Dezember 2009
- Ewa Plota: Technische und wirtschaftliche Bewertung von Ladestrategien für Elektrofahrzeuge, Dezember 2009

6.3 Studienarbeiten

- Hendrik Montag: Beherrschung spannungskritischer Zustände, Dezember 2008
- André Seack: Modellierung realitätsnaher Störungsszenarien zur Evaluierung und Entwicklung von Systemschutzmechanismen, Februar 2009
- Arne Grumpe: Übertragungstechnologien für das zukünftige elektrische Energieübertragungsnetz, Februar 2009
- Anna Sophia Koch
und Theresa Noll: Analyse und Identifikation von Marktakteuren und möglichen Geschäftsprozessen im Hinblick auf einen E-Energy-Marktplatz, März 2009
- Ewa Plota: Untersuchung von Energieversorgungsstrukturen für Neubaugebiete unter Berücksichtigung innovativer Technologien, Juni 2009
- Dennis Unger: Variation typischer Planungsvarianten in den höheren Spannungsebenen eines Verteilnetzbetreibers, Juni 2009
- Xiaoyi Luo: Aufbau eines zeitsynchronisierten Frequenzmessgerätes mit einem Mikrocontroller, Juli 2009
- Faruk Yesilay: Netzschutz für Windkraftanlagen, September 2009
- Sven Spurmann: Berücksichtigung von Leitungsausfällen in der probabilistischen Lastflussrechnung, Oktober 2009
- Jan Kays: Analyse der zu erwartenden Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf das Versorgungsnetz, Oktober 2009
- Roger Kuate: Simulation bestimmter Netztopologien zur Leistungsbewertung von Schutzkriterien mit zeitsynchronisierten Zeigermessgeräten, Oktober 2009
- Tim Nowotny: Vergleichende Analyse der Lastprofilverfahren zur Belieferung von Kleinkunden, Oktober 2009
- Rafael Grochla: Anforderung an Hochspannungsgleichstromübertragungen im vermaschten Netz, November 2009

7. Promotionen

Olav Krause:	Bestimmung des Nutzungspotentials von Verteilnetzen
Referent:	Prof. Dr.-Ing. E. Handschin
Korreferent:	Prof. Dr.-Ing. Z. A. Styczynski
Tag der mündl. Prüfung:	29.06.2009

Die Integration einer Vielzahl dezentraler Energieumwandlungsanlagen sowie (teil-) elektrischer Fahrzeuge mit hoher Ladeleistung in die bestehende Netzstruktur stellen eine Reihe neuartiger Anforderungen an die elektrischen Energienetze. Um diese Anforderungen erfüllen zu können müssen die heutigen elektrischen Energienetze intelligenter werden, sich zu „Smart Grids“ entwickeln. Die Erhaltung der Netzstabilität bei gleichzeitiger Einhaltung aller Grenzwerte für die Belastung der einzelnen Betriebsmittel hat hierbei absolute Priorität und muss zu jedem Zeitpunkt gewährleistet sein. Die derzeit gängigen mathematischen Verfahren sind aber oft nicht unter sicherheitskritischen Bedingungen anwendbar. Zum einen ist bei vielen Algorithmen die benötigte Rechenzeit nicht vor der Rechnung bekannt, zum anderen kann bei vielen Algorithmen das Vorhandensein eines gültigen Ergebnisses nach einer Berechnung nicht im Vorhinein garantiert werden.

Die maximale Belastbarkeit eines Netzes wird hierbei überwiegend durch den Zwang zum Verbleib aller Knotenspannungen innerhalb eines zulässigen Spannungsbandes, sowie der nötigen Vermeidung von grenzwertüberschreitenden Leistungsströmen, bestimmt. Ein, diese Kriterien erfüllender, Betriebszustand muss darüber hinaus auch stabil sein. In dieser Arbeit wird eine Kombination von, an Knoten bezogener oder eingespeister, komplexwertiger Leistungen als Belastungskonfiguration bezeichnet. Darauf basierend wird der zulässige Betriebsbereich eines Netzes als die Menge aller Belastungskonfigurationen interpretiert, bei denen die o.g. Kriterien erfüllt sind.

In dieser Arbeit wird ein neu entwickeltes Verfahren vorgestellt, das es ermöglicht den zulässigen Betriebsbereich elektrischer Verteilnetze zu bestimmen. Im Fokus dieser Arbeit stehen Verteilnetze der Mittel- und Niederspannung mit einer einzelnen Kopplung an ein leistungsstarkes überlagerndes Netz höherer Spannung. Ergebnis ist der mehrdimensionale Raum der, nach den drei genannten Kriterien, zulässigen Kombinationen von Wirk- und Blindleistungsbilanzen der Netzknoten.

Das vorgestellte Verfahren eignet sich zum einen für die Planung und Auslegung von Netzen und als Entscheidungshilfe über die Gewährung von Netzanschlüssen sowie zum anderen für den Einsatz im laufenden Betrieb, um durch gezielte Beeinflussung von Bezug und Erzeugung elektrischer Energie die Verletzung von Betriebsmittelgrenzwerten zu vermeiden.

Jens Weller: **Automatisiertes Verfahren zur systematischen Zustandsbewertung von Hochspannungsbetriebsmitteln und -netzen**

Referent: Prof. Dr.-Ing. habil. C. Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. G. Balzer

Tag der mündl. Prüfung: 09.07.2009

Die Kernaufgabe für Betreiber von elektrischen Netzen ist die Gewährleistung einer jederzeit sicheren und wirtschaftlichen Versorgung mit elektrischer Energie. Dabei ist die Planung und Durchführung von Maßnahmen zur Instandhaltung und Erneuerung der eingesetzten elektrischen Betriebsmittel von entscheidender Bedeutung. Die dazu in der Vergangenheit hauptsächlich verfolgten Strategien waren in der Regel zeitabhängig, d. h. festgelegte Zyklen gaben den Zeitpunkt einer Instandhaltungs- oder Erneuerungsmaßnahme vor. Zur Optimierung des Personaleinsatzes und als Ansatz zur Kostenreduzierung gewinnt in jüngerer Vergangenheit die zustandsabhängige Instandhaltung an Bedeutung. Dabei werden Wartungs- und Erneuerungsmaßnahmen nicht mehr nach vorgegebenen Zeitintervallen, sondern abhängig vom individuellen Zustand eines Betriebsmittels vorgenommen. Grundlage einer solchen Strategie ist die Kenntnis des aktuellen und objektiv ermittelten Zustands eines elektrischen Betriebsmittels. Zu diesem Zwecke wurde das in dieser Arbeit vorgestellte automatisierte Verfahren zur systematischen Zustandsbewertung von Hochspannungsbetriebsmitteln entwickelt. Mit Hilfe standardisierter Bewertungslisten werden durch qualitative Beurteilungen von betriebsmittelspezifischen Zustandsparametern Bewertungsaussagen zum technischen Zustand, zum Gefährdungspotential und zur Wichtigkeit von elektrischen Betriebsmitteln generiert. Weiterhin werden automatisiert Angaben zum technischen Handlungsbedarf, zur Dringlichkeit von Instandhaltungsmaßnahmen sowie zur Unsicherheit bezüglich der Richtigkeit einer ermittelten Zustandsaussage ausgewiesen. Eine universelle Auswertungssystematik bietet dann die Möglichkeit, durchgeführte Einzelbewertungen nach individuell definierbaren Kriterien zusammenzufassen, um daraus Zustandsdarstellungen von Betriebsmittelgruppen, technischen Standorten oder Spannungsebenen zu generieren. Die Systematik enthält außerdem Algorithmen zur automatisierten Erstellung von benötigten Bewertungslisten im Vorfeld einer Netzbewertung, zur Generierung von Mängel- und Arbeitslisten für das Betriebspersonal sowie zur automatischen Berichtserstellung zum Zwecke der strukturierten Dokumentation einer durchgeführten Betriebsmittelbewertung.

