

David Nestle

Energiemanagement in der Niederspannungsversorgung mittels dezentraler Entscheidung

Konzept, Algorithmen, Kommunikation und Simulation



Erneuerbare Energien und Energieeffizienz
Renewable Energies and Energy Efficiency
Band 7 / Vol. 7

Herausgegeben von / Edited by
Prof. Dr.-Ing. Jürgen Schmid, Universität Kassel

David Nestle

**Energiemanagement in der Niederspannungsversorgung
mittels dezentraler Entscheidung**

- Konzept, Algorithmen, Kommunikation und Simulation -

Die vorliegende Arbeit wurde vom Fachbereich Elektrotechnik / Informatik der Universität Kassel als Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.) angenommen.

Erster Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Jürgen Schmid

Zweiter Gutachter: Dr.-Ing. Christian Bendel

Tag der mündlichen Prüfung

8. Oktober 2007

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar

Zugl.: Kassel, Univ., Diss. 2007

ISBN: 978-3-89958-390-8

URN: urn:nbn:de:0002-3903

© 2008, kassel university press GmbH, Kassel
www.upress.uni-kassel.de

Umschlaggestaltung: Grafik Design Jörg Batschi, Kassel
Druck und Verarbeitung: Unidruckerei der Universität Kassel
Printed in Germany

Danksagungen

Die Arbeit entstand im Rahmen meiner Arbeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) in Kassel. Dabei habe ich vielfältige Unterstützung von vielen Menschen erhalten – zu aller erst möchte ich aber meinem Gott danken, für alle Ideen, Kräfte und Begabungen, die ich in diese Arbeit einbringen konnte. Ich bin überzeugt, dass seine Führung und sein Segen letztendlich für den Erfolg entscheidend waren.

Am Institut gilt mein Dank besonders Herrn Dr. Bendel als Leiter der Forschungsprojekte DINAR (FKZ Nr. 0329900D) und SIDENA (FKZ Nr. 0329900C), die die Grundlage meiner Arbeit am ISET während des Dissertationszeitraums darstellten. Auch Prof. Jürgen Schmid hat als Betreuer der Arbeit und Erstgutachter einen wesentlichen Anteil am Gelingen der Arbeit. Prof. Peter Zacharias und Prof. Bernd Weidemann möchte ich für alle Gespräche und ihre Mitarbeit in der Prüfungskommission danken. Auch Prof. Klaus David danke ich für verschiedene anregende Gespräche.

Darüber hinaus waren zahlreiche Gespräche und Diskussionen mit dem Leiter meines Programmbereichs Anlagentechnik und Leistungselektronik, Philipp Strauß, und meinem Kollegen Jan Ringelstein, der mit dem Dissertationsthema „Pool-BEMI“ die Möglichkeiten der BEMI-Leitstelle näher untersucht, ganz wesentlich für die Arbeit. In diesem Zusammenhang möchte ich auch den jetzigen und früheren Kollegen Martin Braun, Dr. Gregor Czisch, Dr. Thomas Degner, Dr. Alfred Engler, Markus Landau, Martin Ries und Michael Viotto danken. Mein Dank gilt weiterhin Peter Funtan für die zur Verfügungstellung der Solar- und Temperaturdaten und Bernhard Lange für die Windkraft-Daten. Auch meinen Kollegen Thomas Glotzbach, Jörg Kirchhof, Gerald Klein und meiner Kollegin Kornelia Thomas möchte ich für ihre Unterstützung meiner Arbeit danken. Als studentische Mitarbeiter haben David Dallinger und Christian Koch sowie als Praktikant Daniel Lang einen wichtigen Beitrag für die zu Grunde liegende Forschungsarbeit geleistet. Weil eine solche Liste nie vollständig sein kann, möchte ich auch allen danken, die hier nicht namentlich genannt sind, aber zu dieser Arbeit beigetragen haben.

Auch von außerhalb des Instituts kamen wichtige Anregungen. Hier gilt mein Dank besonders Prof. Ingo Stadler, der in seiner Habilitation wichtige Vorarbeiten geliefert hat und auch immer bereit war, diese im Gespräch zu diskutieren. Meiner Schwester Ingrid möchte ich für viele fruchtbare Diskussionen danken, ebenso vielen Vertretern von Partnern im Projekt DINAR und Mitgliedern des Netzwerks Energie und Kommunikation. Dem Bundesumweltministerium danke ich für die Förderung der genannten Projekte.

Neben der fachlichen Unterstützung war auch die Ermutigung und praktische Unterstützung durch viele weitere Menschen Voraussetzung, um die Arbeit durchführen und schreiben zu

können. Allen voran sind hier meine Eltern Mirjam und Wilhelm, meine Verlobte Linde und nochmals meine Schwester Ingrid zu nennen. Auch viele Mitglieder der freien evangelischen Gemeinde Kassel-Wilhelmshöhe und der SMD Kassel sowie weitere Freunde haben mich sehr unterstützt – als Stellvertreter für viele nenne ich Christof Achenbach und Daniel Mittmann.

Kassel, im Januar 2008

David Nestle

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Entwicklung der elektrischen Energieversorgung	1
1.2	Umbau zu einer nachhaltigen elektrischen Energieversorgung	2
1.3	Anforderungen des Netzbetriebs	4
1.4	Liberalisierung der elektrischen Energieversorgung	4
1.5	Neue Herausforderungen	6
1.6	Dezentrale Entscheidung als grundlegendes Konzept	6
2	Ausbauszenarien für erneuerbare und dezentrale Energien	9
2.1	Einleitung und Zielsetzung	9
2.2	Studien zum Ausbau erneuerbarer Energien	9
2.3	Rahmenbedingungen für den Ausbau erneuerbarer Energien in Europa	11
2.4	Förderinstrumente und -mechanismen	13
2.5	Rahmenbedingungen zur Integration erneuerbarer und dezentraler Erzeuger in den Netzbetrieb	18
2.6	Entwicklung unterschiedlicher regelbarer Erzeugungstechnologien und Wärmemarkt	19
3	Systemdienstleistungen und Netzsicherheit im liberalisierten Strommarkt	21
3.1	Relevante Systemdienstleistungen	21
3.2	Blindleistungsregelung und Spannungsbandhaltung	22
3.2.1	Überblick	22
3.2.2	Möglichkeiten der Blindleistungsregelung	23
3.2.3	Messergebnisse	25
3.2.4	Blindleistungslieferung im Fehlerfall zur Netzstützung	26
3.2.5	Bewertung der Möglichkeiten der Blindleistungsregelung	27
3.3	Netzüberwachung und Netzsicherheit	28
3.3.1	Abgrenzung	28
3.3.2	Problematik des Verhaltens bei netzweiten Störungen	29
3.3.3	Problematik Inselnetzerkennung	35
3.3.4	Rahmenbedingungen zur sicherheitstechnischen Auslegung	37
3.3.5	Bisher eingesetzte Verfahren ohne Kommunikation als drittes Kriterium	39
3.3.6	Kommunikationsbasierte Verfahren	41
3.3.7	Schlussfolgerung und Ausblick	43

3.4	Wirkleistungsregelung bei hohem Anteil fluktuierender Erzeugung	43
3.4.1	Überblick und Begriffe	43
3.4.2	Ziele bezüglich Fahrplanenergie bei weiterem Ausbau dezentraler und erneuerbarer Energien	44
3.4.3	Optionen der Wirkleistungsregelung	45
3.5	Potenzial des dezentralen Wirkleistungsmanagements in Deutschland	48
3.5.1	Kenngößen des Potenzials	48
3.5.2	Abgrenzung	48
3.5.3	Studien zum Potenzial	49
3.6	Abschließende Bewertung	53
4	Wirkleistungsregelung mit dezentraler Entscheidung	54
4.1	Abgrenzung von bestehenden Projekten	54
4.2	Prinzip der dezentralen Entscheidung	55
4.2.1	Statistischer Ansatz	55
4.2.2	Mit dezentraler Entscheidung praktisch optimieren	56
4.3	Marktmodell	57
4.3.1	Marktteilnehmer	57
4.3.2	Einbeziehung fluktuierender Erzeugung	58
4.3.3	Rollen von Netzbetreiber und Energielieferant im liberalisierten Strommarkt [118]	61
4.4	Konzept des Bidirektionalen Energiemanagementinterface (BEMI) [119][120]	62
4.4.1	Technisches Konzept [11][121]	62
4.4.2	Technische Umsetzung	63
4.5	Geschäftsmodell des Energiehändlers	66
4.5.1	Einbindung des Energiehändlers in den Strommarkt	66
4.5.2	Vertragsgestaltung zwischen Energiehändler und Kunden	67
4.5.3	Abrechnung des Energiehändlers mit den Netzbetreibern und Kunden	68
4.5.4	Kommunikationsdienstleistung oder Virtual Meter	70
4.5.5	Kommunikationsaufwand für Regenergie	72
4.5.6	Ausgestaltung der Tarife für die Kunden durch den Energiehändler	74
4.5.7	Berechnung des Gebots des Händlers an der Börse	75
4.5.8	Betrieb bei Ausfall der Kommunikation	76

5	Algorithmen für das Energiemanagement in der Niederspannungsversorgung im Verbundnetz	78
5.1	Zielsetzung	78
5.2	Aufgabenbereiche und Überblick	78
5.3	Algorithmen auf Kundenseite	80
5.3.1	Speicherbehaftete Geräte (SOC-Geräte)	81
5.3.2	FPS-Geräte (Fixed Program Shift)	83
5.3.3	PPC- und EPM-Geräte	84
5.3.4	Schaltverhalten	84
5.3.5	Optimierung des Betriebs	85
5.3.6	Parameter	87
5.3.7	Algorithmen	92
5.3.8	Algorithmus für S/E-SOC-Geräte	93
5.3.9	Ermittlung der Parameter	94
5.4	Algorithmen des Energiehändlers	96
5.4.1	Überblick	96
5.4.2	Ein- und Ausgangsgrößen, Parameter	97
5.4.3	Anforderungen	98
5.4.4	Überblick der verwendeten Verfahren	99
5.5	Verhalten der Leitstelle	100
5.6	Algorithmen zur Auslegung	101
5.6.1	Überblick	101
6	Kommunikationskonzept und Datenmodelle	103
6.1	Multifunktionale Kommunikation im Niederspannungsnetz als Voraussetzung ...	103
6.2	Standardisierungsbedarf	106
6.2.1	Grundfunktionalität	106
6.2.2	Perspektiven der Standardisierung	108
6.2.3	Das OSI-Schichtenmodell	109
6.2.4	Nutzungsmöglichkeiten bestehender Normen	110
6.2.5	Besondere Bedeutung der Normung zur Überwindung von rechtlichen Grenzen bei der Kommunikation mit DEA und Lasten in der Niederspannungsversorgung	111

6.3	Weitere Überlegungen	111
6.4	Spezifikation der BEMI - Datenmodelle nach IEC 61850	113
6.4.1	Schedule common data class (SCHED)	113
6.4.2	Automatic scheduler logical node class (ASHR)	116
6.4.3	Schaltbare Geräte (BEMI Switchable Devices)	119
6.4.4	Steuerbares Gerät (controllable Device)	123
7	Kommunikationsabbildungen	124
7.1	Technologien WAN	124
7.1.1	Rundsteuertechnik	124
7.1.2	PLC-Kommunikation	126
7.1.3	Nutzung existierender Kommunikationsdienste als TCP/IP-basierte Kanäle	126
7.1.4	IP-basierte Kommunikation versus PLC	127
7.2	Technologien LAN	128
7.2.1	Bussysteme der Gebäudeautomatisierung	128
7.2.2	Weitere PLC-Systeme	129
7.2.3	IP-basierte Lösungen	129
7.2.4	Normung für die Inhouse-Kommunikation	130
7.3	Nutzung TCP/IP-basierter Kommunikationskanäle	130
7.3.1	Überblick	130
7.3.2	Wahl des Protokolls oberhalb von TCP/IP	131
7.3.3	Adressraum und Adressierung [166][167][168][169]	131
7.3.4	Verschlüsselung und Signierung	133
7.3.5	Nutzung von IPv6	134
7.4	Wahl der Kommunikationstechnologie für die Implementierung des BEMI im Projekt DINAR	135
8	Simulation des BEMI-Betriebs zur Untersuchung der Potenziale und Validierung des Systems	137
8.1	Überblick	137
8.2	Anforderungen und Merkmale des Simulationssystems	138
8.2.1	Simulationstiefe der Komponenten	138
8.2.2	Wahl der Programmiersprache	139

8.2.3	Marktsimulation	139
8.3	Parameter der Simulation	140
8.3.1	Ausgangsgrößen	142
8.4	Simulationsergebnisse	143
8.4.1	Allgemeines	143
8.4.2	Einsparungen des Kunden beim Betrieb eines BEMI und gesamtwirtschaftliches Potenzial	144
8.4.3	Validierung der Simulation des BEMI als Einzelprogramm	151
8.4.4	Statistische Grundlagen zur Validierung des Betriebs einer großen Anzahl von BEMIs	155
8.4.5	Validierung der Algorithmen des Händlers in einfachen Konfigurationen ...	157
8.4.6	Integration fluktuierender Erzeuger durch Management mit dezentraler Entscheidung	163
9	Zusammenfassung und Ausblick	169
9.1	Weiterer Forschungsbedarf bezüglich der Aggregationsebene	169
9.1.1	Einbindung in den Netzbetrieb	169
9.1.2	Algorithmen des Händlers	170
9.1.3	Technische Integration und Kommunikation	171
9.2	Weiterer Forschungsbedarf bezüglich des BEMI beim Kunden	172
9.3	Bewertung aus Sicht des Energiehändlers und des Netzbetreibers	173
10	Anhang	I

1 Einleitung

1.1 Entwicklung der elektrischen Energieversorgung

Seitdem 1882 mit einigen Glühlampen die ersten elektrischen Verbraucher in Deutschland installiert wurden, hat sich die elektrische Energieversorgung zu einer Schlüsseltechnologie in allen Industrieländern entwickelt. Die elektrische Beleuchtung, die erste praktische Massenanwendung der elektrischen Energieversorgung, hat unser Leben weitgehend unabhängig gemacht von der Verfügbarkeit des Tageslichts. Neben dem Einsatz zur Beleuchtung wird elektrische Energie in den privaten Haushalten heute zu einer Vielzahl von weiteren Anwendungen eingesetzt. Auch im Bereich der Industrie ist die elektrische Energieversorgung von entscheidender Bedeutung und es gibt wenige Produktionsabläufe, die heute ohne elektrische Energie auskommen [1].

Mit wachsendem Leistungsbedarf der installierten elektrischen Verbraucher wurden auch immer größere elektrische Erzeugungseinheiten installiert. Da Energie nach dem ersten Hauptsatz der Thermodynamik niemals erzeugt, sondern nur umgewandelt werden kann, sind alle Kraftwerke zur Erzeugung elektrischer Energie auf Primärenergieträger angewiesen, aus denen sie die notwendige Energie schöpfen können. Da sich die meisten anderen physikalischen Energieformen mit relativ geringen Verlusten aus elektrischer Energie herstellen lassen (was umgekehrt nicht generell der Fall ist), wird elektrische Energie auch als sehr hochwertige Energieform bezeichnet. Während zu Beginn der Elektrifizierung überall auf der Welt die Wasserkraft dominierte, konnte der wachsende Bedarf an elektrischer Energie bald nur noch durch große Kraftwerke, die mit fossilen Energieträgern (vor allem Kohle) und Kernbrennstoff (Uran) betrieben werden, gedeckt werden. Heute wird ein Großteil der benötigten elektrischen Leistung durch solche konventionellen Kraftwerksblöcke in der Größe von einigen hundert MW bis ca. 1,5 GW erzeugt.

Je nach Leistung und Entfernung der notwendigen elektrischen Energieübertragung werden unterschiedliche Spannungsebenen eingesetzt. In Deutschland wird für die Übertragung großer Leistungen über Distanzen von bis zu einigen hundert Kilometern das Hoch- (110 und 220 kV) und Höchstspannungsnetz (380 kV) eingesetzt. In diese Ebene speisen auch die großen konventionellen Kraftwerke ein. Die weitaus meisten Kunden wie Privathaushalte und Kleingewerbe sind jedoch im Niederspannungsnetz (0,4 kV bzw. 230 V einphasig) angeschlossen. Als Zwischenebene werden Mittelspannungsnetze (i.d.R. 10 oder 20 kV) betrieben, die z.B. die Verteilung innerhalb der Städte leisten. Die Leistungsübertragung zwischen den Spannungsebenen erfolgt mittels Transformatoren.

Die konventionelle Energieversorgung wirft aus verschiedenen Gründen zahlreiche Probleme auf, die Veränderungen in der elektrischen Energieversorgung notwendig machen. Zum

einen hat sich gezeigt, dass die Nutzung der Kernkraft, die auf Kernspaltung beruht und langlebige radioaktive Abfälle hinterlässt, in der Bevölkerung in Deutschland keine Akzeptanz findet. Zum anderen haben die Emissionen von Kohlenstoffdioxid (CO_2), die bei der Verbrennung fossiler Energieträger frei werden, einen wesentlichen Einfluss auf die Zusammensetzung der Erdatmosphäre. Belastbare wissenschaftliche Erkenntnisse zu den Folgen dieser Entwicklung liefert der Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), in dem Wissenschaftler fast aller Länder vertreten sind. Der IPCC kam in seinen neuesten Untersuchungen zu dem Ergebnis, dass die beobachtete globale Erwärmung während der letzten 50 Jahre mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit zu einem wesentlichen Teil auf menschliche Emissionen von CO_2 und anderen Treibhausgasen zurückzuführen ist [2]. Ohne eine wirkungsvolle Klimaschutzpolitik werden unter anderem eine deutliche Zunahme extremer Wetterereignisse, die Zerstörung von Ökosystemen, ein Anstieg des Meeresspiegels, Dürren und Hungersnöte sowie hierdurch verursacht riesige Flüchtlingsströme Folgen des Klimawandels sein. Diese Untersuchungen zeigen, dass entgegen dem aktuellen Trend die globalen Emissionen bis 2050 im Verhältnis zum Jahr 1990 um mindestens 50% gesenkt werden müssen, um einen Anstieg der CO_2 -äquivalenten Treibhausgaskonzentrationen auf mehr als das doppelte des vorindustriellen Werts zu verhindern. Dies setzt umgehende und weitreichende Klimaschutzmaßnahmen voraus. Deutschland trägt als reiches Industrieland mit Pro-Kopf Emissionen, die ca. das 2,5-fache des globalen Durchschnitts betragen (und z.B. das zehnfache des Werts für Indien, Stand 2001), eine besondere Verantwortung. 85 % bis 90 % der Treibhausgasemissionen in Deutschland gehen auf die Nutzung fossiler Energieträger zurück, daher sind entsprechende Änderungen in der Energieversorgung einschließlich der Stromwirtschaft unabdingbar.

1.2 Umbau zu einer nachhaltigen elektrischen Energieversorgung

Um die Probleme der konventionellen Energieversorgung zu lösen, bestehen in Deutschland seit einigen Jahren verschiedene Fördermaßnahmen. Diese unterstützen die Nutzung von umweltfreundlichen dezentralen Erzeugungseinheiten sowie allgemein von Kraftwerken, die ihren Primärenergiebedarf aus erneuerbaren Energien (EE) schöpfen, was zu einem erheblichen Anstieg entsprechender installierter Kraftwerksleistung geführt hat. Als dezentrale elektrische Energieerzeuger (DEA) werden im Folgenden Erzeuger bis zu einer Leistung von ca. 20 MW bezeichnet [3], die im Nieder- bzw. Mittelspannungsnetz angeschlossen werden. Die vorliegende Arbeit konzentriert sich aber im engeren Sinne auf DEA, die im Niederspannungsnetz angeschlossen werden, was die Leistung auf ca. 500 kW begrenzt. Die meisten DEA im Niederspannungsnetz sind Photovoltaikanlagen und Kraft-Wärmekopplungs (KWK)-Anlagen. Sehr hohe Zuwachsraten, allerdings ausgehend von einem niedrigen Niveau, sind hier gegenwärtig bei der Photovoltaik zu verzeichnen, während eine massive Ein-

führung kleiner KWK-Anlagen, die für den Betrieb in Ein- und Mehrfamilienhäusern geeignet und wirtschaftlich sind, in näherer Zukunft ebenfalls als realistische Möglichkeit erachtet wird.

Erneuerbare Energiequellen sind dadurch gekennzeichnet, dass sie nach menschlichen Maßstäben unerschöpflich sind. Das Grundprinzip ihrer Nutzung besteht darin, dass aus den in der Umwelt laufend stattfindenden Prozessen Energie entnommen und der technischen Verwendung zugeführt wird [4]. Einige Erzeuger, die auf erneuerbaren Energie basieren, folgen in ihrer Erzeugung dem fluktuierenden Primärenergieangebot. Das trifft vor allem auf Windkraft, Photovoltaik, Meeresenergie und Laufwasserkraft zu. Biomasse und Wasserkraft aus Stauseen lässt sich prinzipiell wesentlich besser regeln, auch wenn dies nicht in allen Kraftwerksinstallationen vorgesehen ist. Grundsätzlich trifft das auch für geothermische Stromerzeugungsanlagen zu. Solarthermische Kraftwerke, wie die in Kalifornien seit längerem eingesetzten Parabolrinnenkraftwerke, reagieren in ihrer Ausgangsleistung i.d.R. weniger empfindlich auf die momentan eingestrahelte Solarleistung als die Photovoltaik und neuere Konzepte sehen thermische Speicher vor, mit denen auch ein Betrieb während der Nacht ermöglicht werden soll. Solarthermische Kraftwerke sind nur für Gegenden mit weitaus stärkerer direkter Sonneneinstrahlung geeignet, als das in Deutschland der Fall ist. Aufwindkraftwerke sind eine besondere Form der solarthermischen Kraftwerke, die ebenfalls über eine so hohe Speicherkapazität verfügen, dass sie Tag und Nacht mit annähernd konstanter Leistung betrieben werden können [5].

Während die Photovoltaik in den vergangenen Jahren die höchsten relativen Zuwachsraten unter den erneuerbaren Energien in Deutschland aufwies, ist gegenwärtig die Windkraft die einzige Form der elektrischen Energieerzeuger auf regenerativer Basis, deren Anteil an der Stromerzeugung in Deutschland in absoluten Zahlen signifikant wächst. Bis 2020 wird ein Anstieg auf ca. 40 GW installierter Leistung in Deutschland erwartet bei einem Gesamtanteil an der elektrischen Energieversorgung von mehr als 10 % [6], wobei dann ca. die Hälfte der Leistung off-shore in der deutschen AWZ (Ausschließliche Wirtschaftszone) in Nord- und Ostsee installiert sein soll. Der Großteil der Windkraftleistung ist in Windparks mit einer Leistung von mehr als 20 MW installiert, die direkt an das Hochspannungsnetz angeschlossen sind. Das wird mit Sicherheit für praktisch die gesamte Offshore-Leistung gelten. Daher stehen Windkraftanlagen nicht im Fokus dieser Arbeit - die Anforderungen sowie wirtschaftliche Rahmenbedingungen für die Kommunikation im Bereich der Windkraft sind auch ganz andere als im Bereich der Niederspannungsversorgung. Allerdings hat der zunehmende Anteil der Windkraft an der elektrischen Energieerzeugung Auswirkungen auf den Bedarf an Regelenergie sowie auf die Anforderungen an die Netzregelung, die für den Bereich der Niederspannungsversorgung von wesentlicher Bedeutung sind. Mit einer steigenden fluktuierenden Leistung wird es zunehmend wichtig, auch Verbraucher im Niederspannungsnetz in die Netzregelung einzubeziehen, was entsprechende Kommunikationseinrichtungen erfordert. Im Gegensatz zur Windkraft wird bei der Photovoltaik auch durch politische

Förderschwerpunkte in Zukunft eine starke Integration in den Gebäudebereich erwartet, weshalb hier ein hoher Anteil an Anlagen, die im Niederspannungsnetz angeschlossen werden, zu erwarten ist. Im Bereich der Biomasse ist hier die weitere Entwicklung offen – einerseits können hier große Anlagen Skaleneffekte bezüglich der Kosten erzielen, andererseits ist eine effiziente Nutzung der stets gleichzeitig anfallenden Wärme i.d.R. nur über dezentrale Strukturen möglich. Entsprechende Anlagen werden elektrisch maximal im Mittelspannungsnetz angeschlossen. Mögliche Entwicklungen beim Ausbau der erneuerbaren und dezentralen elektrischen Energieversorgung werden in Kapitel 2 genauer betrachtet.

1.3 Anforderungen des Netzbetriebs

Unter dem Begriff der Systemdienstleistungen werden verschiedene Aufgaben des Netzbetriebs zusammengefasst, die den Betrieb des Netzes als Ganzes sichern und daher vom Netzbetreiber erbracht werden müssen. Diese werden gegenwärtig im wesentlichen durch konventionelle Kraftwerke erbracht, während erneuerbare und dezentrale Einspeiser bislang kaum zu den Systemdienstleistungen beitragen. Wenn in größerem Umfang aber tatsächlich konventionelle Kraftwerke durch dezentrale Erzeugung ersetzt werden sollen, müssen auch diese Systemdienstleistungen von erneuerbaren Erzeugern erbracht werden. Die Systemdienstleistungen werden in Kapitel 3 genauer betrachtet.

Die elektrische Energieversorgung ist von Anfang an bis heute so aufgebaut, dass praktisch keine relevanten Energiemengen beim Verbraucher gespeichert werden, da die Speicherung von elektrischer Energie sehr aufwändig und teuer ist. Lediglich Einrichtungen, in denen ein Ausfall der Energieversorgung Menschenleben gefährden oder extrem hohe materielle Schäden verursachen würde, verfügen über Notstromsysteme bzw. eine unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV). Während ein Notstromsystem bei einem Stromausfall i.d.R. erst nach einigen Sekunden die Versorgung übernimmt, sollte eine USV die Versorgung auch bei einem Netzausfall so überbrücken, dass die Verbraucher innerhalb des gesicherten Stromkreises den Stromausfall nicht bemerken.

Das wichtigste Ziel der elektrischen Energieversorgung ist neben der Sicherheit von Menschen und Betriebsmitteln der stabile Betrieb des elektrischen Netzes. Das deutsche Verbundnetz gehört zum UCTE-Verbund, dem zahlreiche weitere europäische Länder angehören. Alle Netze in diesem Verbund sind zu einem großen elektrischen Netz zusammengeschaltet, das mit einer Netzfrequenz von 50 Hz betrieben wird.

1.4 Liberalisierung der elektrischen Energieversorgung

Neben dem Ausbau der erneuerbaren und dezentralen Kraftwerksleistung stellt die Liberalisierung der elektrischen Energieversorgung die zweite wesentliche Neuerung dar, die

gegenwärtig die elektrische Energieversorgung verändert. Das wesentliche politische Ziel ist dabei, einen freien Wettbewerb auf dem Strommarkt zu ermöglichen. Ein wesentliches Element ist das Unbundling, also die Trennung des Netzbetriebs vom Bereich der Stromerzeugung und des Stromhandels. Der Netzbetrieb bleibt dabei ein natürliches Monopol, während bei Stromerzeugung und -handel Wettbewerb ermöglicht wird. Neben Wartung, Instandhaltung und Ausbau des Netzes fällt auch die Organisation des Netzbetriebs und die Definition von Netzanschlussbedingungen etc. in den Aufgabenbereich der Netzbetreiber. Bestimmte Systemdienstleistungen des Netzbetriebs wie Regelleistung, die nur in Kombination mit Stromerzeugung und – handel erbracht werden können, müssen vom Netzbetreiber zugekauft werden. Regelleistung wird daher heute von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern RWE, E.ON, Vattenfall und EnBW in Auktionen ausgeschrieben. Damit soll auch hier Wettbewerb ermöglicht werden.

Vom Betrieb der Netze getrennt ist die Erzeugung von elektrischer Energie, der Energiehandel und die Versorgung der Kunden (Verbraucher). Für diesen Bereich, der im Wettbewerb organisiert ist, wird natürlich das elektrische Netz benötigt und alle Wettbewerber sollten diskriminierungsfrei Zugang zum Netz haben. Da die Aufgaben der Netzbetreiber Geld kosten, werden diese durch die so genannten Netznutzungsentgelte finanziert, die von den Stromkunden gezahlt werden. Die Berechnungsgrundlage der Netzkosten wird von der Regulierungsbehörde (Bundesnetzagentur) festgelegt. Wenn der Aufwand für Regelenergie steigt, hat das also im wesentlichen Einfluss auf die Netznutzungsentgelte. Neben den Netznutzungsentgelten haben die Netzbetreiber auch durch die Ausgestaltung von Netzanschlussbedingungen und administrativen Vorgängen einen erheblichen Einfluss auf den Markt der elektrischen Energieversorgung.

Unternehmen, die sich am Stromhandel in Deutschland beteiligen, bilden i.d.R. einen so genannten Bilanzkreis, wenn sie nicht Teil eines anderen Bilanzkreises sind. Jeder Bilanzkreisverantwortliche (BKV, z.B: ein Energiehändler) muss am Vortag für jede Viertelstunde des folgenden Tages einen ausgeglichenen Fahrplan vorlegen, aus dem hervorgeht, welche Kraftwerksleistung er verwenden wird und welche Verbraucher mit welcher Leistung damit versorgt werden. Die erneuerbaren Energieanlagen, die entsprechend des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) einspeisen, sind von dieser Regelung ausgenommen. Die über EEG eingespeiste Energie zusammen mit den festgesetzten Vergütungskosten wird am Ende jedes Jahres auf alle Bilanzkreise entsprechend ihres Jahresumsatzes an elektrischer Energie verteilt. Das System wird ausführlich in Kapitel 4.3.2 beschrieben.

1.5 Neue Herausforderungen

Aus der Notwendigkeit, die elektrische Energieversorgung verstärkt aus erneuerbaren Energiequellen zu decken, ergeben sich vor dem Hintergrund der Liberalisierung des Strommarktes neue Herausforderungen:

- (1) Ersatz des Anteils der allgemeinen Systemdienstleistungen, der bisher von den konventionellen Kraftwerken erbracht wurde, durch erneuerbare DEA (im Zuge der Ablösung konventioneller Kraftwerke);
- (2) Integration der fluktuierenden Erzeugungseigenschaften von Wind- und Solarkraftwerken, die sich grundlegend von der Regelbarkeit konventioneller Kraftwerke unterscheiden;
- (3) Erhöhung der Effizienz bei der Nutzung elektrischer Energie. Diese Anforderung ergibt sich vor allem daraus, dass für die Geschwindigkeit des Ausbaus erneuerbarer Energieerzeuger praktische technische Grenzen bestehen [7]. Daher muss in einer Übergangsphase aus Gründen des Klimaschutzes ggf. die Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken schneller reduziert werden, als zusätzliche Erzeugung aus erneuerbaren Energien zur Verfügung steht. Außerdem stellt auch die Nutzung erneuerbarer Energiequellen in den meisten Fällen einen Eingriff in die Natur dar, weshalb auch solche Energie nicht verschwendet werden sollte. Offensichtlich ist das bei der Nutzung von Biomasse und Windkraft. Lediglich bei gebäudeintegrierten Photovoltaik-Anlagen kann von einer nachhaltigen Energieerzeugung praktisch ohne Eingriff in die Natur ausgegangen werden, sofern die Produktion der Anlagen keine nennenswerten Eingriffe verursacht. Wie in Kapitel 2 erläutert, reicht basierend auf dem aktuellen Stand der Technik das Potenzial der gebäudeintegrierten Photovoltaik allein in Europa allerdings zur Deckung des elektrischen Energiebedarfs auf dem heutigen Niveau nicht aus.
- (4) Nutzbarmachung grundsätzlicher Vorteile dezentraler Versorgung für den Endkunden wie die Möglichkeit einer netzunabhängigen Versorgung.

Punkt (1) wird als Überblick in Kapitel 3 behandelt. Das grundlegende Konzept der Arbeit, das im folgenden Abschnitt erläutert wird, konzentriert sich auf den Aspekt (2). Die Punkte (3) und (4) werden im Rahmen dieser Arbeit nicht behandelt, allerdings an verschiedenen Stellen als grundsätzliche Option berücksichtigt.

1.6 Dezentrale Entscheidung als grundlegendes Konzept

Um zukünftig dezentrale Energieerzeuger in den Netzbetrieb integrieren zu können und damit dabei die unter 1.5 genannten Herausforderungen anzunehmen, ist eine technische

Kommunikationsanbindung der dezentralen Erzeuger unerlässlich. Zugleich kommt auch dem Lastmanagement eine zunehmende Bedeutung zu, da sich wie vorher erläutert die fluktuierenden Erzeuger Wind und Photovoltaik nicht in dem Maße regeln lassen wie konventionelle Kraftwerke. Da aber etwa die Hälfte des deutschen Stromverbrauchs in der Niederspannungsversorgung stattfindet (s. Abbildung 1), erfordert auch dieser Aspekt die Möglichkeit, über eine Kommunikationsanbindung Geräte im Verteilnetz zu beeinflussen.

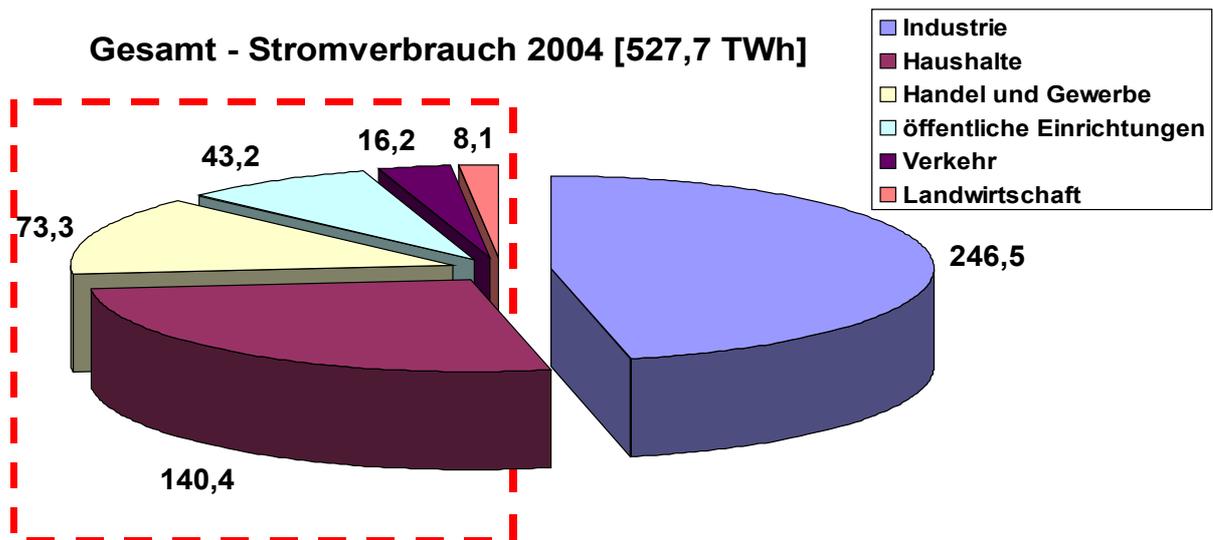


Abbildung 1: Anteil des Stromverbrauchs nach Sektoren - ca. 50% sind dabei der Niederspannungsversorgung zuzurechnen [8]

Typische Kunden in der Niederspannungsversorgung, neben Privathaushalten auch Kleingewerbe, weisen einen relativ niedrigen Stromumsatz pro Netzanschlussstelle auf. Daraus ergeben sich ganz wesentliche Schwierigkeiten, die bisher einen effektiven Einsatz von Anwendungen verhindert haben, die Kommunikation in diesem Bereich benötigen. Aus dieser Situation folgt, dass

- in der Niederspannungsversorgung bei der Realisierung einer Kommunikationsanbindung die Investitionen und die laufenden Kosten wesentlich geringer sein müssen als bei größeren Kunden, da sonst in Relation zum gesamten Stromumsatz keine Wirtschaftlichkeit erreicht werden kann
- Kunden in der Niederspannungsversorgung keine Planung des zeitlichen Verlaufs ihres Strombedarfs vornehmen, da sich der Aufwand im Verhältnis zur geringen umgesetzten Menge nicht lohnt. Außerdem lässt sich das aggregierte Verhalten einer großen Zahl von Kunden ohnehin besser durch statistische Verfahren vorhersagen als durch individuelle Planung. Dies muss für diese Kundengruppe auch weiterhin möglich bleiben.

Um der ersten Anforderung gerecht zu werden, ist es entscheidend, alle Aspekte der Kommunikation und der Integration in die jeweiligen versorgten Gebäude sowie der zentralen Kommunikationspartner so weit zu standardisieren und zu automatisieren, dass keine kommerzielle individuelle Planung notwendig ist. Bezüglich der Kommunikation sind Standards entscheidend, die für eine einheitliche Sprache bei den Kommunikationspartnern sorgen. Auf diese Weise wird der Aufwand für individuelle Entwicklungslösungen und Anlagenplanung auf ein Minimum reduziert. Dieser Aspekt wird in den Kapiteln 6 und 7 untersucht.

Um der zweiten Anforderung gerecht zu werden, ist es entscheidend, den Kunden weiterhin Freiheit bezüglich ihres Energieverbrauchs zu lassen, aber zugleich einen Anreiz zu schaffen, positiv zum Netzbetrieb beizutragen. Dies lässt sich durch Vorgabe eines variablen Tarifs erreichen, der dem Kunden die Entscheidung überlässt, zu welcher Zeit er wie viel Strom bezieht oder einspeist, aber zugleich dem Kunden einen monetären Anreiz gibt, sich dabei den Erfordernissen der Energieversorgung anzupassen. Über den Mechanismus der statistischen Mittelung wird dadurch ein Instrument entwickelt, das für den Kunden maximale Flexibilität bietet, zugleich aber auch für die Energieversorgung insgesamt einen sehr hohen Grad an Zuverlässigkeit. Dieses Prinzip der „dezentralen Entscheidung auf Basis zentraler und dezentraler Informationen“ wird ausführlich in Kapitel 4 eingeführt und die mögliche Ausgestaltung diskutiert.

Das Prinzip der dezentralen Entscheidung wurde parallel zu dieser Arbeit im Projekt DINAR entwickelt zusammen mit einer technischen Lösung für die Einbindung des Kunden, dem Bidirektionalen Energiemanagementinterface (BEMI) [9][10][11][12]. Das BEMI stellt dabei die intelligente Erweiterung des Hausanschlusspunktes dar, der heute durch den Zählerkasten gegeben ist (s. 4.4). Ursprünglicher Ansatz der vorliegenden Arbeit war es, basierend auf diesem Ansatz, die Anforderungen und Ausgestaltung der dafür benötigten Kommunikation zu definieren und zu validieren. Um dies zu erreichen, erwies es sich allerdings als notwendig, zunächst insgesamt das Konzept der dezentralen Entscheidung und die benötigten Algorithmen für Energiehandel und Kunden der Niederspannungsversorgung weiterzuentwickeln, darzustellen und zu validieren, was faktisch in der vorliegenden Arbeit einen breiteren Raum einnimmt (Kapitel 4 und 5) als die Beschreibung des Kommunikationssystems (Kapitel 6 und 7) selbst. Die Validierung des Gesamtsystems, einschließlich des Managements der variablen Tarife durch eine zentrale Instanz in Form einer Simulation, wird schließlich in Kapitel 8 beschrieben.

Das Konzept einer dezentralen Entscheidung erfordert die messtechnische Erfassung von dem, was durch variable Tarife vergütet werden soll. Das umfasst insbesondere die Erfassung des Energieverbrauchs und der Verbrauchsprofile der Kunden. Dadurch können auch Privatkunden wesentlich zeitnäher Informationen über ihren Energieverbrauch und die damit verbundenen Kosten erhalten, was als wesentliches Instrument dienen kann, in diesem Bereich Energieeffizienz zu fördern (s.a. Kapitel 6.1).

2 Ausbauszenarien für erneuerbare und dezentrale Energien

2.1 Einleitung und Zielsetzung

In der Vergangenheit wurden bereits zahlreiche Studien zur Entwicklung der Energieversorgung insgesamt und speziell zur Elektrizitätswirtschaft veröffentlicht. Im Folgenden wird ein Überblick präsentiert, welche Entwicklungen daraus für die elektrische Energieversorgung angenommen werden müssen. Wie schon in Kapitel 1 beschrieben gehen fast alle derartigen Studien davon aus, dass der CO₂-Ausstoß verringert bzw. ein Ausstieg aus der Kernenergienutzung erreicht werden soll. I.d.R. ergibt sich daraus ein Ausbau des Anteils erneuerbarer und dezentraler Erzeuger sowie der Gaskraftwerke. Interessant sind hier auch Untersuchungen zum Erneuerungsbedarf der Kraftwerksstruktur, die lediglich für die unterschiedlichen Kraftwerkstypen zu erwartende Stilllegungsverläufe der existierenden Kraftwerke angeben [13].

Studien zum Potenzial erneuerbarer und dezentraler Erzeugung, die in den Abschnitten 2.2 und 2.6 behandelt werden, sind im Rahmen dieser Arbeit vor allem für die Abschätzung der künftigen zeitlichen Einspeisecharakteristik sowie der Regelpotenziale interessant und werden im Rahmen der Simulation eines Gesamtsystems mit dezentraler Entscheidung in Kapitel 8 berücksichtigt. Untersuchungen zu aktuellen und künftigen Rahmenbedingungen (Abschnitte 2.3 bis 2.5) sind vor allem in Hinblick auf die Entwicklung des Markt- und Geschäftsmodells interessant (Kapitel 4).

2.2 Studien zum Ausbau erneuerbarer Energien

Das Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU) „Energiewende zur Nachhaltigkeit“ [7] beschränkt sich weitgehend auf die weltweite Energieversorgung und macht kaum Aussagen zur Entwicklung in Deutschland. Diese Arbeit wird daher im Folgenden im wesentlichen in Bezug auf generelle Aussagen berücksichtigt. Da sich Biomasse grundsätzlich relativ gut auch über weite Strecken transportieren lässt, ist die Diskussion und Abschätzung des weltweiten Potenzials für Biomasse besonders interessant aus deutscher bzw. europäischer Sicht, das mit ca. 28.800 TWh (Primärenergie) angegeben wird.

Zur Konferenz Renewables 2004 der Bundesregierung in Bonn haben mehrere Institute im Auftrag des Bundesumweltministeriums den Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien untersucht und dabei auch weitere ökologische Belange explizit berücksichtigt [14]. Ausgangspunkt ist hier das Ziel des BMU, dass die Nutzung erneuerbarer Energien pro Dekade

um 10% zunimmt. Außerdem wird die Beendigung der Nutzung der Kernenergie angenommen. In der Studie werden detaillierte Angaben zur Kostenentwicklung der einzelnen Energieträger gemacht, wobei nur für solarthermisch erzeugten Strom ein Energieimport betrachtet wird. Das Zubaupotenzial der Windkraft wird Offshore auf über 80 TWh/Jahr geschätzt. Unter Berücksichtigung weiterer Faktoren werden jeweils 25-30 GW an Land und offshore als Potenzial bis 2030 angegeben, was leicht über der Schätzung des Deutschen Windenergieinstituts DEWI liegt, die 48 GW als realistischen Ausbau annehmen [15]. Das entspricht insgesamt einem Potenzial von ca. 100-150 TWh/Jahr. Das Potenzial der Biomasse wird auf 130 bis 175 TWh/Jahr (Stromproduktion) geschätzt (zum Vergleich WBGU: 210 bis 299 TWh), wobei deutlich wird, dass das Potenzial stark von Naturschutzanforderungen und anderen konkurrierenden Flächennutzungen abhängt. Geothermie wird auf 300 TWh/Jahr geschätzt, wobei nur 60 TWh/Jahr sinnvoll als KWK nutzbar sind. Bei der Photovoltaik wird eine Beschränkung auf gebäudeintegrierte Anlagen empfohlen, wobei ein Potenzial von 105 TWh/Jahr angegeben wird. Diese Zahl liegt noch deutlich unter dem von der IEA angegebenen Potenzial für die Nutzung der Gebäudehüllen von 160 TWh/Jahr [16]. Es spricht viel dafür, dass das Potenzial der gebäudeintegrierten Photovoltaik häufig unterschätzt wurde, zumal die höchsten heute marktverfügbaren Modulwirkungsgrade für die Zukunft eher als realistische Schätzung des durchschnittlichen installierten Wirkungsgrads gelten können.

Eine wesentliche Frage ist, ob künftig auch verstärkt Energie aus erneuerbaren Energien nach Deutschland importiert wird. Czisch und andere Autoren haben ein Konzept zur kostengünstigen Erzeugung von Strom aus Windenergie und solarthermischen Kraftwerken mit HGÜ-Übertragung nach Europa vorgestellt [17][18][19][20][21]. In [18] werden verschiedene Untersuchungen und Werte für das Windkraftpotenzial in Deutschland, Europa und die europäischen Nachbarregionen angegeben. Die Untersuchungen zeigen, dass für Windkraft wie für direkte Nutzung von Solarstrahlung das Stromerzeugungspotenzial weltweit den Bedarf bei weitem übersteigt, was auch den Angaben des WBGU-Berichtes entspricht. Ähnliches gilt prinzipiell für Geothermie. Es finden sich außerdem Angaben zur installierten Leistung an Pumpspeicherkraftwerken in Europa. Diese werden mit 46 GW und 120 TWh Speichervermögen für NORDEL und 49 GW und 57 TWh für das UCTE-Netz angegeben. Es ist weiterhin dargestellt, dass sich die zu erwartende Erzeugung aus Windkraft (bezogen auf das langjährige Mittel der Windgeschwindigkeiten) relativ gut mit der mittleren Lastkurve der EU (bezogen auf Monatsmittelwerte) in Deckung bringen lässt unter der Voraussetzung einer geeigneten Verteilung der Windstromerzeugung in unterschiedlichen Regionen Europas, Nordafrikas und Westsibiriens. Eine Diskussion des Ausgleichs unterschiedlicher Tages- und Wochengänge wird hier nicht gegeben, wobei sich diese leicht über die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke ausgleichen lassen. Auch die Betrachtung von Angebotschwankungen zwischen einzelnen Jahren fehlt. Es wird nur auf die generelle Vergleichmäßigung der Erzeugungsleistung bei großräumiger Verteilung hingewiesen. Weitere Details

zur statistischen Abhängigkeit der Windkrafterzeugung und großräumiger Verteilung sind in [20] gegeben. In [21] wird zusätzlich über das Windpotenzial in Ägypten berichtet ergänzt um statistische Betrachtungen zu Windkraftstandorten in Deutschland und Irland. Weiterhin wird in [18] eine ausführliche Kostenbetrachtung gegeben und Szenarien durchgerechnet, wie eine regenerative Vollversorgung Europas möglichst kostengünstig realisiert werden kann.

Verschiedene Szenarien zur Entwicklung der KWK werden in [22] vorgestellt. In den meisten Fällen wird aber nur ein Anstieg auf ca. 10% bis zum Jahr 2020 untersucht. Bei Annahme eines sinkenden Wärmebedarfs durch bessere Wärmeisolation der Gebäude wird auch deutlich, dass das Potenzial sehr begrenzt ist.

Aus den Szenarien lässt sich zwar jeweils ungefähr ableiten, welche Anteile dezentrale Erzeuger an der Versorgung übernehmen, über die Art der Netzregelung wird jedoch keine Aussage getroffen. Das gilt für praktisch alle vorliegenden Studien. Kaltschmitt und Fische-dick haben sich mit dieser Frage auch beschäftigt [23], allerdings werden Möglichkeiten des Lastmanagements und die Problematik dezentraler Regelung praktisch nicht berücksichtigt. In der Regel werden in allen Szenarien nur Technologien berücksichtigt, die am Markt eingeführt sind. Für alle anderen lässt sich natürlich auch sehr schlecht ein Potenzial oder gar eine Kostenschätzung angeben, während bei den markteingeführten Technologien auf Grund von Lernkurven etc. mit bestimmten Annahmen eine Fortschreibung möglich ist. Das bedeutet, dass die Kosten für Speichersysteme bzw. stromgeführte Wandlung von Strom in chemische Energieträger genauso wenig abgeschätzt werden können wie für dezentrale Regelung. Quaschnig gibt eine gute Übersicht über die Potenziale verschiedener Erneuerbarer und ein Szenario für Deutschland mit hohem PV-Anteil [24]. Dezentralem Lastmanagement im Bereich der Privathaushalte wird dabei gegenüber größeren Anlagen das deutlich wichtigere Potenzial eingeräumt. Die angegebenen Potenziale decken sich gut mit den vorher genannten Zahlen. Insbesondere wird auch der zeitnahe Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch in einem elektrischen Energieversorgungssystem mit hohem Anteil erneuerbarer und fluktuierender Erzeuger behandelt. Fragen der Netzregelung in einer solchen Situation werden auch von Wiesner untersucht [25]. In [26] ist ein Szenario für 2050 einschließlich der Regeleigenschaften untersucht, allerdings wird dort der konventionelle Anteil noch als relativ hoch angenommen und nur eine sehr kurze Darstellung des Szenarios gegeben. Jedoch verwendet keine dieser Untersuchungen reale Zeitreihen und speziell Potenziale und Auswirkungen des Prinzips der dezentralen Entscheidung werden nicht berücksichtigt.

2.3 Rahmenbedingungen für den Ausbau erneuerbarer Energien in Europa

Die Erhöhung des Anteils erneuerbarer und dezentraler elektrischer Energieerzeuger ist erklärtes Ziel der Europäischen Union und der Bundesregierung [27][28]. Die Ziele sind zwar

etwas unterschiedlich formuliert (Bundesregierung 12,5% bis 2010 und 20% bis 2020, EU 22% bis 2010), was aber im Wesentlichen auf die unterschiedliche Ausgangsbasis zurückzuführen ist, da einige EU-Mitgliedsstaaten auf Grund großer Wasserkraftpotenziale einen weit höheren Anteil der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien aufweisen als Deutschland. Mögliche Auswirkungen des neuen Beschlusses der EU im März 2007 zu verbindlichen Anteilen erneuerbarer Energien an der gesamten Energieversorgung (nicht nur Stromversorgung) sind dabei noch nicht berücksichtigt [29].

Die wesentliche Frage, die sich daran anschließt, ist, welche politischen Maßnahmen möglich und sinnvoll sind, um dieses Ziel zu erreichen und welche tatsächlich umgesetzt werden. Die vorliegende Arbeit beschränkt sich dabei zunächst auf Deutschland, betrachtet aber auch die mögliche Anwendbarkeit von Fördermodellen, die in anderen Ländern verfolgt wurden und werden. Sie geht dabei weitgehend von einer autarken Stromversorgung Deutschlands als Arbeitsgrundlage aus. D.h. großräumige Stromtransporte, wie von Czisch vorgeschlagen [18], werden hier nicht berücksichtigt, obwohl es in jedem Fall sinnvoll wäre, zumindest die Nutzung der relativ kostengünstigen Speicherkapazitäten in den Alpenländern und in Skandinavien in eine Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland einzubeziehen. Auch die politischen Rahmenbedingungen dürften für die Stützung der deutschen Stromversorgung durch diese Länder kein Hindernis sein, was bei einem massiven Stromimport aus Ländern außerhalb der Europas eher ein Problem sein könnte.

Eine großräumig verteilte Nutzung insbesondere des Windenergiepotenzials innerhalb der EU könnte sicherlich auch deutliche Kosteneinsparungen bringen. Besonders interessant ist in diesem Zusammenhang das Offshore-Potenzial vor den Küsten Großbritanniens und Irlands, das von diesen Ländern voraussichtlich nicht komplett selbst ausgeschöpft werden kann [30][31][32][33]. Bezüglich des Offshore-Potenzials Europas variieren die Ergebnisse variieren in der angegebenen Literatur um mindestens eine Größenordnung je nach getroffenen Annahmen.

Bei der direkten Nutzung von Solarstrahlung sind in Europa solarthermische Kraftwerke auf Grund der Bevölkerungsdichte und der Strahlungsstärke nur in relativ kleinen südlichen Flächen nutzbar. Da dementsprechend Photovoltaik in Europa das weitaus größere Potenzial besitzt, diese aber vorzugsweise auf Gebäudeflächen installiert werden sollte, ist grundsätzlich davon auszugehen, dass die PV-Erzeugung überregional entsprechend der Bevölkerungsdichte und dem Verbrauch verteilt ist. Zwar ist das Erzeugungspotenzial auf entsprechenden Gebäudeflächen in Südeuropa höher als in Deutschland, aber auch in diesen Ländern übersteigt das PV-Potenzial auf den Gebäuden den Verbrauch nicht [16], weshalb keine großen Überschussleistungen aus PV-Erzeugung der südeuropäischen Länder zu erwarten sind.

2.4 Förderinstrumente und -mechanismen

Es ist gegenwärtig ein Ziel der europäischen Union, den so genannten liberalisierten Strommarkt durchzusetzen. Das bedeutet, dass der Betrieb des öffentlichen Stromnetzes, der ein natürliches Monopol darstellt, von der Erzeugung und vom Handel der elektrischen Energie getrennt und von unterschiedlichen Unternehmen bzw. weitgehend selbstständigen Unternehmensteilen betrieben wird. Der Markt der Stromerzeugung und des Stromhandels soll dabei ähnlich dem Markt für beliebige andere Produkte im freien Wettbewerb funktionieren. Natürlich hat die Marktform auch wesentliche Auswirkungen auf die Integration erneuerbarer und dezentraler Erzeuger in den Netzbetrieb. In Europa hatten bis vor kurzem in der Regel die Energieversorgungsunternehmen ein Monopol sowohl auf den Netzbetrieb als auch auf die Stromerzeugung. Das System hatte einige wesentliche Vorteile, vor allem hinsichtlich der Planung der elektrischen Energieversorgung. Die Investitionszyklen sind sowohl im Bereich der Betriebsmittel des Netzes als auch in Bezug auf die Erzeugungskapazitäten im Vergleich zu anderen Branchen sehr hoch, i.d.R. mindestens 20, häufig bis zu 50 oder mehr Jahren. Daher ist eine Orientierung an kurzfristigen Marktpreisen bei Investitionsentscheidungen i.d.R. nicht möglich und sinnvoll, was eine wesentliche Hemmschwelle für Neuinvestitionen im liberalisierten Markt darstellt [34]. Die Energieversorgungsunternehmen hatten einen klar definierten öffentlichen Auftrag, den sie besonders in Bezug auf die Versorgungssicherheit mit hoher Qualität erfüllt haben. Allerdings waren die Stromkosten – wie in monopolistischen Märkten häufig der Fall – relativ hoch und es bestanden relativ starre rechtliche Barrieren für neue Anwendungen. Diese wurden zwar durch rechtliche Sonderregelungen für KWK und erneuerbare Energien schon vor der Liberalisierung gelockert, allerdings ändert das nicht das grundsätzliche Problem. Die Vor- und Nachteile der Liberalisierung des Strommarktes sind in der Branche heftig umstritten. Allerdings wird die grundsätzliche Zielrichtung gegenwärtig auf höchster politischer Ebene kaum in Frage gestellt, weshalb ein liberalisierter Strommarkt für diese Arbeit als gegeben betrachtet wird.

Erneuerbare und dezentrale Energieerzeugung ist gegenwärtig im Vergleich zu Strom aus konventionellen Kohle- und Atomkraftwerken ohne öffentliche Förderung nicht wirtschaftlich, wenn die langfristigen volkswirtschaftlichen Kosten von CO₂-Emissionen und Risiken atomarer Nutzung nicht vollständig von den Erzeugern getragen werden müssen. Ausnahmen sind Wasserkraftwerke (bei denen allerdings in Europa kaum noch ökologisch vertretbares Ausbaupotenzial gesehen wird) sowie Windkraftanlagen und Geothermiekraftwerke an jeweils entsprechend sehr guten Standorten. Beides ist in Europa nur in sehr begrenztem Umfang gegeben. Auf Grund des Ziels der Bundesregierung, sowohl aus der Atomkraft auszusteigen als auch CO₂-Emissionen zu senken, sind erneuerbare Energien aber die einzige verbleibende Alternative für die Stromerzeugung der Zukunft. Für deren Entwicklung und Markteinführung sind daher spezielle Fördermaßnahmen notwendig, bevor sie durch die

technische Entwicklung und entsprechende Belastung des CO₂-Ausstoßes auch ohne weitere Förderung wirtschaftlich werden.

Zur Begrenzung des CO₂-Ausstoßes existieren grundsätzlich zwei politische Instrumente. Zum einen kann der Ausstoß durch die Verteilung von Ausstoßrechten (Zertifikaten) begrenzt werden. Jeder Emittent darf nur in der Menge CO₂ ausstoßen, in der er über solche Zertifikate verfügt, wobei die Zertifikate gehandelt werden können. Der wesentliche Vorteil ist, dass dadurch ein sicheres Limit für den CO₂-Ausstoß des Landes festgesetzt wird, welches das eigentliche politische Ziel ist. Eine wesentliche Schwierigkeit ist die Entscheidung über eine angemessene Anfangsverteilung der Zertifikate. Außerdem bereitet die administrative Abwicklung der Messung bzw. Ermittlung der Emissionen und der Zuteilung sowie des Handels der Zertifikate für Kleinverbraucher einen unangemessenen Aufwand, weshalb das System i.d.R. nur für Großemittenten in Betracht kommt.

Der andere Mechanismus zur Senkung der CO₂-Emissionen beruht auf einer Belastung der entsprechenden Energieträger mit Steuern oder Abgaben. Da hier die Besteuerung bei der jeweiligen Primärenergie ansetzen kann, ist der administrative Aufwand für die Erhebung gering und Groß- wie Kleinverbraucher können gleichermaßen einbezogen werden. Nachteil ist, dass das eigentliche politische Ziel der Begrenzung der Emissionen nicht direkt umgesetzt wird und die Auswirkungen des Preissignals durch erhöhte Abgaben auf den Energieträger nicht exakt vorherzusagen sind. Außerdem hat dieses Verfahren immer eine Umverteilungswirkung, da der Staat zusätzliche Einnahmen erzielt. Nur wenn direkt andere Steuern und Abgaben gesenkt werden, kann dieses Verfahren ohne Erhöhung der Staatsquote umgesetzt werden.

Aus Sicht der erneuerbaren Energieträger ist es unerheblich, welches Verfahren eingesetzt wird. Entscheidend ist, dass jeder Ausstoß von CO₂ verteuert wird und sich dadurch die relative Wirtschaftlichkeit der Erneuerbaren verbessert. Wenn das erste Verfahren eingesetzt wird, ist es bei fossil befeuerten KWK-Anlagen wesentlich, nach welchem Verfahren Emissionsrechte vergeben werden und welcher Marktpreis sich für solche Rechte einstellt. Wenn besonders effiziente konventionelle Kraftwerke mehr Emissionsrechte erhalten, als sie selbst benötigen, kann der Emissionshandel diese sogar gegenüber den Erneuerbaren, die ganz ohne CO₂-Emissionen auskommen, besser stellen. Eine solche Situation wird hier aber nicht untersucht. Generell wird angenommen, dass sich CO₂-Emissionen durch einen entsprechenden Marktpreis am Zertifikatemarkt oder durch steuerliche Belastung um einen bestimmten Betrag verteuern.

Langfristig besteht also das Ziel, erneuerbare und dezentrale Energieträger ohne weitere staatliche Maßnahmen, abgesehen von einer angemessenen Belastung klimaschädlicher Emissionen, wirtschaftlich zu machen. Kurzfristig ist dieses Ziel aber unrealistisch, da dazu die Produktion konventioneller Kraftwerke sprunghaft extrem verteuert würde. Da der Zubau

der Erneuerbaren nur schrittweise erfolgt und die relativ langen Investitionszyklen der Branche nicht völlig durchbrochen werden können, ist eine Übergangsphase auf jeden Fall notwendig. Solange konventionelle Kraftwerke noch für den überwiegenden Anteil an der Stromproduktion benötigt werden, würde eine entsprechend hohe Belastung der CO₂-Emissionen auch eine sprunghafte Erhöhung des Strompreises bedeuten. Solche Sprunghaften extremen Veränderungen werden aber allgemein als volkswirtschaftlich sehr schädlich angesehen [7]. Außerdem befinden sich unterschiedliche erneuerbare und dezentrale Technologien in sehr unterschiedlichen Entwicklungsstadien. Daher muss sich die Höhe der Förderung je nach Technologie unterscheiden, um einerseits hohe Mitnahmeeffekte bei den Technologien zu vermeiden, die bereits relativ kostengünstig sind, und andererseits auch die Technologien zu fördern, denen für die Zukunft eine große Bedeutung zugemessen wird, die aber gegenwärtig noch deutlich teurer als andere sind.

Erneuerbare Energieträger haben in der Vergangenheit hinsichtlich ihrer Kosten eine enorme Entwicklung gezeigt, die auch für die Zukunft prognostiziert wird [14][35][36][37][38]. Dabei wird deutlich, dass eine Kostensenkung ganz wesentlich mit einer Vergrößerung der Produktionskapazitäten und der Erfahrung früherer Produktion zusammenhängt. Aus diesem Grund muss die Markteinführung dieser Technologien, die wie oben erläutert langfristig zum Erreichen der politischen Ziele unabdingbar sind, schon jetzt gefördert werden, um künftig die Wirtschaftlichkeit erreichen zu können.

Grundsätzlich sind dafür eine Vielzahl von Fördermöglichkeiten bekannt und werden auch in verschiedenen Ländern angewendet [36]. Folgende Optionen werden unterschieden:

1. Direkte Bonuszahlungen an die Hersteller, um so eine Preisreduktion zu erreichen: Diese Förderung hat den Vorteil, dass unmittelbar Arbeitplatzeffekte im Land erzielt werden. Der Hauptnachteil dabei ist, dass die Effektivität der Produktion nicht bewertet wird, sondern i.d.R. eine Optimierung der Produktion hinsichtlich der Förderkriterien stattfindet. Im Extremfall werden Komponenten produziert, die später nie eingesetzt werden, nur um die Förderung zu erhalten. Außerdem ist dieser Mechanismus mit den Binnenmarktregeln der EU nicht vereinbar und wird daher nicht weiter betrachtet.
2. Vorgabe von Mindestanteilen von Strom aus erneuerbaren Energien für alle Stromlieferanten: In diesem Fall müssen alle Stromlieferanten entweder eigene entsprechende Erzeugungskapazitäten schaffen oder entsprechenden Strom zukaufen. Vorteil ist, dass sich der Preis der Stromerzeugung aus Erneuerbaren frei auf dem Markt einstellen kann. Nachteile sind ein erhöhter administrativer Aufwand und die Gefahr großer Preisschwankungen, besonders wenn der Markt noch klein ist. Wenn die Mindestanteile schrittweise erhöht werden, entwickelt sich das Marktvolumen auch

entsprechend schrittweise mit Sprüngen, was für eine kontinuierliche Entwicklung ungünstig ist.

3. Ausschreibung von Erzeugungskapazität aus erneuerbaren Energien: Dieses Verfahren wurde häufig in Großbritannien eingesetzt. Dabei wird eine bestimmte politisch gewollte zusätzliche Erzeugungskapazität bestimmter erneuerbarer Energieträger ausgeschrieben und vom günstigsten Anbieter errichtet und betrieben. Die Kosten werden aus Steuermitteln finanziert oder i.d.R. auf alle Stromverbraucher umgelegt. Vorteil ist, dass sich auf diese Weise entsprechende Anlagen zum günstigsten möglichen Preis errichten lassen. Als Nachteil hat sich erwiesen, dass entsprechende Ausschreibungen i.d.R. nicht kontinuierlich durchgeführt wurden und so kein stabiler Markt entstehen konnte. Dadurch entstand z.B. im Bereich der Windkraft auch keine nennenswerte nationale Windkraftindustrie in Großbritannien.

4. Gesetzlich garantierter Bonus für Strom aus erneuerbaren Energien: In diesem Fall wird Strom aus erneuerbaren Energien wie anderer Strom auch gehandelt. Der Betreiber der Anlage erhält aber zusätzlich zum normalen Verkaufspreis eine bestimmte Vergütung, die auf alle Stromkunden umgelegt wird. Das Verfahren hat den Vorteil, dass die Erzeugung aus erneuerbaren Energien vollständig in den Strommarkt eingebunden ist. Als Nachteil kann sich hier allerdings erweisen, dass dafür i.d.R. eine Lastgangerfassung und –abrechnung der Erzeugung notwendig ist. Die Regeln des Stromhandels sind auch an weiteren Punkten auf Großerzeuger und –verbraucher ausgelegt, die den typischen Anlagengrößen der erneuerbaren und dezentralen Erzeugung nicht gerecht werden. Bei diesem Verfahren sind daher entsprechende gesetzliche Ausnahmeregelungen für den Betrieb kleinerer Anlagen notwendig. Dann geht aber i.d.R. der Vorteil verloren, dass eine Teilnahme am Stromhandel möglich wäre. Durch Nutzung des Prinzips der dezentralen Entscheidung wird aber eine kostengünstige Teilnahme am Stromhandel einschließlich Lastgangerfassung möglich. In diesem Fall könnte diese Förder-option sinnvoll werden.

Ein Nachteil ist außerdem, dass bei Erzeugern mit schwankender Einspeisung wie Windkraft- und PV-Anlagen bei wachsender Durchdringung der Strompreis am Spotmarkt in der Regel dann niedrig ist, wenn das entsprechende Primärenergieangebot hoch ist, da sich das hohe elektrische Energieangebot negativ auf die Preise auswirkt [39]. Da die Auswirkungen dieses Effekts aber langfristig schwer abzuschätzen sind, steigt dadurch die Investitionsunsicherheit. Außerdem erfordern die Strommärkte i.d.R., dass eine bestimmte Leistung im Voraus zugesichert ist, was selbst bei Nutzung guter Prognosesysteme bei solchen Erzeugern nur eingeschränkt möglich ist.

5. Zinsverbilligte Kredite und andere direktgezahlte Zuschüsse an die Betreiber: Dieses Verfahren hat den Nachteil, dass der administrative Aufwand für die Bewilligung der

Zuschüsse relativ hoch ist und i.d.R. die zur Verfügung stehende Summe der Förderung begrenzt ist, was ein dynamisches Marktwachstum behindert. In der Frühphase einer Marktentwicklung hat sich diese Maßnahme aber als effizientes Instrument erwiesen, da es sowohl auf der Seite der öffentlichen Mittel als auch auf Seiten der Anlagenbetreiber sehr hohe Planungssicherheit bietet und für unterschiedliche Anlagen mit unterschiedlicher Kostenstruktur jeweils eine individuelle Förderung ermöglicht.

6. Festlegung einer Mindestvergütung mit Abnahmepflicht der Netzbetreiber: Dieses Förderinstrument wird in Form des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) in Deutschland angewandt und auf Grund der großen Erfolge bei der Marktentwicklung zunehmend auch in anderen Ländern eingesetzt oder eine Einführung erwogen. Bei diesem Verfahren werden die Netzbetreiber als Monopolisten verpflichtet, Strom aus bestimmten Quellen zu einem bestimmten Preis abzunehmen. Die Kosten dafür werden auf alle Stromkunden umgelegt. Im liberalisierten Strommarkt müssen die entsprechenden Strommengen dann noch auf Energiehändler übertragen werden, da die Netzbetreiber nicht selbst mit Strom handeln dürfen. Dies könnte z.B. durch ein entsprechendes Angebot dieses Stroms an einer Strombörse erfolgen.

Dieses Fördermodell bietet den Anlagenbetreibern relativ hohe Planungssicherheit, sie tragen allerdings das Risiko, wie sich das Primärenergieangebot im Jahresmittel entwickelt. Da der eingespeiste Strom zum Festpreis vergütet wird, ist die benötigte Messtechnik kostengünstig und der Betreiber muss lediglich administrative Vorgänge mit dem entsprechenden Netzbetreiber klären, weshalb der Aufwand auch für kleine Anlagen tragbar ist.

Auf Basis dieser Modalitäten hat der Betreiber von erneuerbaren und dezentralen Anlagen allerdings kein finanzielles Interesse an einer Unterstützung des Netzbetriebs und der Erbringung entsprechender Systemdienstleistungen. Daher werden im Rahmen der Entwicklung des Marktmodells (Abschnitt 4.3) einige Modifikationen vorgeschlagen, um zusammen mit diesem Instrument unter Nutzung des BEMl die Erbringung von Systemdienstleistungen durch dezentrale Erzeuger ebenfalls wirtschaftlich interessant zu machen.

Abschließend ist zu sagen, dass die Instrumente (4) und (6) strukturell sehr ähnlich sind. In beiden Fällen sind wesentliche Aspekte, die einer gesetzlichen bzw. normativen Regelung bedürfen:

- Wie hoch ist die zusätzliche oder absolute Vergütung?
- Welche Regeln für den Netzanschluss gelten für welche Art und Leistungsklasse der geförderten Erzeuger? Welche Anforderungen an die Schutz- und Messtechnik sind zu stellen?

- Welche Möglichkeiten bestehen für den Anlagenbetreiber, über die Grundvergütung hinaus Verträge zur Erbringung von Systemdienstleistungen einzugehen, diese zu erfassen und vergütet zu bekommen?

Dieses verallgemeinerte Modell (4)/(6) wird im folgenden als Standard-Fördermodell betrachtet. Sobald der Markt eine gewisse Größe erreicht hat, gilt die Kombination einer Vielzahl unterschiedlicher Förderinstrumente als eher kontraproduktiv („Förderdschunel“) [40]. Daher wird hier nur das genannte Förderprogramm angenommen basierend auf den Modellen (4) und (6). Weitere Fragen der Ausgestaltung werden in Kapitel 4 behandelt.

2.5 Rahmenbedingungen zur Integration erneuerbarer und dezentraler Erzeuger in den Netzbetrieb

Im liberalisierten Strommarkt ist die Frage einer Vergütungsregelung entscheidend für die Entwicklung dezentraler Systemdienstleistungen. Die Messtechnik ist wiederum entscheidend für die Leistungen, die vergütet werden können. Denn nur die Systemdienstleistungen, die entweder messtechnisch erfasst oder durch eine plombierte Einrichtung zweifelsfrei nachgewiesen werden, können auch vergütet werden. Hier wird mit dem BEMI eine Weiterentwicklung vorgestellt, die unter anderem das Ziel hat, Messtechnik zur Abrechnung von Spannungsbandhaltung überhaupt erst verfügbar bzw. wie im Falle der Lastgangmessung wesentlich kostengünstiger zu machen. Tarife für Lastgangmessung, die heute allein für die Verbrauchsdatenerfassung bei den Netzbetreibern in der Regel um 1000 EUR pro Jahr kosten [41][42][43], müssen entsprechend angepasst werden.

Eine wesentliche Frage ist dabei, ob für die Einbeziehung von DEA (und ggf. auch Lasten) in den Verteilnetzen ebenfalls eine gesetzliche Förderung eingeführt werden sollte. Wie bereits in der Einleitung deutlich wurde, werden konventionelle Kraftwerke bei Durchsetzung des Ziels der Kernkraft- und CO₂-freien Stromerzeugung die Systemdienstleistungen nicht mehr übernehmen können. Auf der anderen Seite ist es plausibel, dass, wie in Bezug auf die reine Energieeinspeisung an sich, auch die dezentrale Bereitstellung von Systemdienstleistungen zumindest in einigen Bereichen zunächst nicht wirtschaftlich ist, sondern zunächst eine Übergangsphase mit Markteinführung durch öffentliche Förderung notwendig ist. Eine solche Förderung wird zunächst nicht angenommen. Allerdings wird davon ausgegangen, dass die Netzbetreiber als Betreiber der Mess- und Abrechnungstechnik nur die tatsächlichen Kosten für Zähler und Kommunikationseinrichtungen berechnen können und die Datenverarbeitung so aufgebaut wird, dass dafür beim Netzbetreiber langfristig keine wesentlichen zusätzlichen Kosten entstehen. Außerdem wird angenommen, dass die Netzbetreiber ein international genormtes Protokoll für die Kommunikation einsetzen, das den in dieser Arbeit vorgestellten Eigenschaften entspricht. Unter diesen Annahmen können dann Systemdienstleistungen mit den hier vorgestellten Mechanismen erbracht, gehandelt und abgerechnet werden.

Außerdem sind dann die angesetzten Kosten und Preise für Massenprodukte realistisch. In der Vergangenheit hat es sich allerdings als schwierig erwiesen, verbindliche Protokolle zur Kommunikation zwischen den Akteuren des Strommarktes durchzusetzen. Hier ist ggf. der Gesetzgeber bzw. der Regulierer gefragt, im Sinne einer Förderung der dezentralen Erbringung von Systemdienstleistungen die Unterstützung entsprechender Standards vorzuschreiben. In den Niederlanden wurde zur Einführung der automatischen Zählwerterfassung mit erweiterter Funktionalität (Smart Metering) dieser Weg gewählt [44],

2.6 Entwicklung unterschiedlicher regelbarer Erzeugungstechnologien und Wärmemarkt

Als regelbare Erzeuger im Verteilnetz kommen im wesentlichen KWK-Anlagen in Frage. Deren Entwicklung hängt einerseits stark von der Entwicklung des Wärmebedarfs der Gebäude in Deutschland ab und andererseits von der Entwicklung wirtschaftlich einsetzbarer KWK-Lösungen für den Bereich der Ein- und Mehrfamilienhäuser.

Bezüglich des Wärmebedarfs wird allgemein ein Rückgang erwartet [3]. Allerdings stellt der Altbaubestand ein erhebliches Wärmebedarfspotenzial dar, das auch unter optimistischen Schätzungen frühestens in ca. 30 Jahren auf den spezifischen Heizenergiebedarf von Neubauten oder gar Passiv- bzw. Nullenergiehäusern saniert sein wird, auch wenn technisch und volkswirtschaftlich gesehen eine schnellere Sanierung möglich wäre.

Der Ausbau des Gasnetzes in Neubaugebieten ist gegenwärtig i.d.R. eine strategische Frage des jeweiligen Versorgungsunternehmens. Je nach regionalen Verlegungskosten, Dichte der Abnehmerstruktur etc. lohnt sich der Investitionsaufwand bei den heute üblichen geringen Gasabnahmemengen von Neubauten immer häufiger nicht mehr. Integrierte Versorger, die Gas und Strom anbieten, gehen z.T. dazu über, eine Bindung des Kunden durch günstige Tarife bezüglich einer erhöhte Stromabnahme für eine Elektroheizung bzw. Wärmepumpe zu erreichen. In Gebieten, in denen keine Gasanschlüsse verlegt werden, steigt i.d.R. sowohl die Installationsrate von Wärmepumpen als auch von Elektrodirektheizungen bei Gebäuden mit sehr niedrigem Heizenergiebedarf.

Ein ausreichender Wärmebedarf mit vorhandenen Gasanschlüssen für die Entwicklung nennenswerter Mini-KWK wird aber zumindest im Bereich der Altbauten bis auf Weiteres vorhanden sein. Die entscheidende Frage ist die Verfügbarkeit marktfähiger Technologie. Im Bereich von Mehrfamilienhäusern, wo auch Contracting eine besondere Rolle spielt, sind dabei auch die rechtlichen Rahmenbedingungen wesentlich. Angesichts der nach wie vor schlechten Gesamtwirkungsgrade bestehender KWK-Anlagen ist aber auch der ökologische Vorteil einer solchen Entwicklung fraglich. Um im Verteilnetz zusätzliches Regelungspotenzial zu schaffen, ist die Installation von Mini-KWK sowie von Wärmepumpen gleichermaßen

vorteilhaft, da sich beide Technologien sehr kostengünstig mit Wärmespeichern betreiben lassen. Das Verschiebungspotenzial von Elektrodirektheizungen ist i.d.R. deutlich geringer, da kein Heiz-Warmwasserkreislauf installiert wird. Hier steht nur das Gebäude selbst als Wärmespeicher bereit, dessen Temperatur aber nur in einem relativ engen Komfortbereich variiert werden kann. Dies ist auch ein Problem beim Energiemanagement von Heizungs-pumpen. Falls die wirtschaftlichen Vorteile des Energiemanagement relevant werden sollten für die Entscheidung des Bauherrn bezüglich der eingesetzten Heiztechnologie, würde das daher voraussichtlich die Entwicklung von Wärmepumpen und BHKW-Lösungen unterstützen.

Auch Biomasse kann prinzipiell in Mini-KWK eingesetzt werden. Gegen einen breiten Einsatz einer solchen Technologie spricht allerdings der relativ hohe Aufwand einer solchen Technologie. Auf dem gegenwärtigen Niveau sind für Privathaushalte die Erlöse aus der Stromproduktion durch Verrechnung mit dem Verbrauch einschließlich Netznutzungsentgelte und Steuern so hoch, dass das EEG kaum zusätzliche Anreize schafft für KWK aus Biomasse. Von dieser Seite sind also auch keine Impulse für einen breiten Einsatz von Biomasse im Privatkundenbereich zu erwarten. Sehr langfristig betrachtet ist damit zu rechnen, dass Stromheizungen, besonders mit Wärmepumpen, dominieren werden. Dafür spricht, dass die Gasvorräte der Erde begrenzt sind, dass Erdgas wie auch Biomasse im Verkehrsbereich einen höheren Wert haben könnten und dass andere erneuerbare Erzeuger relativ kostengünstig elektrische Energie zur Verfügung stellen werden, wenn diese zu einem angepassten Zeitpunkt abgenommen werden kann. Das kann, wie erläutert, mit einem Wärmepumpensystem mit Wärmespeicher realisiert werden.

3 Systemdienstleistungen und Netzsicherheit im liberalisierten Strommarkt

3.1 Relevante Systemdienstleistungen

Im Distribution Code [45] sind als Systemdienstleistungen genannt: Frequenzhaltung, Spannungsbandhaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung. Diese Begriffe sind im wesentlichen aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers definiert, grundsätzlich können diese aber zu wesentlichen Teilen auch im Verteilnetz erbracht werden. Die Gesamtverantwortung für das Netz muss allerdings prinzipiell auf der Ebene der Übertragungsnetzbetreiber verbleiben, der die Erbringung von Systemdienstleistungen aus verschiedenen Quellen organisiert (z.B. in Form einer öffentlichen Auktion wie der Ausschreibung von Regelenergie). Für die möglichen Beiträge des Verteilnetzes zu den Systemdienstleistungen werden daher üblicher Weise andere Begriffe als im Distribution Code verwendet.

Im Hoch- und Höchstspannungsnetz ist die Spannungsbandhaltung eng mit der Blindleistungsregelung und –bereitstellung verknüpft – beides muss aber bei Kabelnetzen, die im Verteilnetz und insbesondere in der Niederspannungsversorgung dominieren, getrennt betrachtet werden, da diese weitgehend ohmsch sind und sich daher die Spannung dort nur sehr eingeschränkt durch Blindleistungseinspeisung regeln lässt (s. 3.2). Unter dem Begriff Frequenzhaltung verbirgt sich im Wesentlichen die Bereitstellung von Regelenergie. Generell lässt sich die Regelung der Wirkleistung der Frequenzhaltung und Betriebsführung zurechnen. Weitere für das Verteilnetz relevante Aufgaben sind hier Fahrplaneinhaltung und Spitzenlastunterstützung/-kontrolle. Um diese Aufgaben wirtschaftlich attraktiv zu machen, ist außerdem eine entsprechende messtechnische Erfassung und Auslesung der Abrechnungsdaten notwendig. Auch die Überwachung des aktuellen Netzzustandes ist eine Aufgabe, die dem Bereich der Betriebsführung zuzurechnen ist, wobei auch hier die Gesamtverantwortung beim Netzbetreiber bleiben muss. Auch Sicherheitsfunktionen gehören in diese Kategorie und sind z.T. eng mit der Netzüberwachung verknüpft. Schließlich bleibt noch die Aufgabe der Sicherung der Spannungsqualität, die im weiteren Sinne auch der Betriebsführung zuzurechnen ist.

Aus Sicht des Verteilnetzes, insbesondere des Niederspannungsnetzes, lassen sich daher folgende Aufgaben als Systemdienstleistungen identifizieren, deren Erbringung grundsätzlich in den Verteilnetzen möglich und ggf. notwendig ist:

- Blindleistungsbereitstellung
- Spannungsbandhaltung
- Verbesserung der Spannungsqualität

- Fahrplaneinhaltung/Beitrag zum Energiemanagement
- Lieferung von Regelenergie
- Spitzenlastunterstützung/-kontrolle
- Zählung, Erfassung und Abrechnung
- Netzüberwachung
- Sicherheitsfunktionen
- Unterstützung des Versorgungswiederaufbaus

Im folgenden werden einige dieser Punkte detailliert behandelt. Für Probleme bezüglich der Spannungsqualität ist i.d.R. der jeweils zuständige Verursacher verantwortlich, hier besteht Handlungsbedarf vor allem bei bestimmten Industriebetrieben, was gegenwärtig im Projekt Multi-PV untersucht wird [46]. Im Rahmen dieser Arbeit wird diese Frage nicht weiter untersucht. Das gilt auch für eine mögliche Unterstützung des Versorgungswiederaufbaus nach einem Netzausfall, da hier ein Beitrag des Verteilnetzbetreibers nur unter Koordination der Übertragungsnetzbetreiber bzw. der UCTE insgesamt erfolgen kann. Zählung, Erfassung und Abrechnung betrifft unmittelbar Markt- und Geschäftsmodelle und wird daher in Kapitel 4 behandelt.

Im Folgenden wird gezeigt, dass der Wirkleistungsregelung (Fahrplaneinhaltung und Regelenergie) sowie der zugehörigen Zählung und Abrechnung eine besonders große Bedeutung zukommt, weshalb sich diese Arbeit auf diesen Bereich konzentriert.

3.2 Blindleistungsregelung und Spannungsbandhaltung

3.2.1 Überblick

Zu den Systemdienstleistungen, die künftig von DEA zur Verfügung gestellt werden sollen, gehört auf jeden Fall die Blindleistungsbereitstellung. Dabei sind im Wesentlichen zwei Aufgaben zu unterscheiden:

1. Spannungsbandhaltung durch Veränderung der Blindleistungseinspeisung
2. Bereitstellung der von den Verbrauchern und Betriebsmitteln benötigten Blindleistung.

Beide Aufgaben werden gegenwärtig von den großen Kraftwerken wahrgenommen. Viele Wechselrichter-Topologien können, ähnlich wie die großen Synchrongeneratoren, im Rahmen der zulässigen Scheinleistung weitgehend beliebig Blindleistung einspeisen, was

grundsätzlich zur Blindleistungsregelung verwendet werden kann [47]. Gegenwärtig besitzen DEA bis auf wenige Ausnahmen [48] aber i.d.R. keine Regelung der Blindleistungseinspeisung, die den genannten Aufgaben dient.

In diesem Beitrag ist induktive Blindleistung positiv gezählt, während z.B. Spring [49] kapazitive Blindleistung positiv definiert. Ansonsten basieren die grundlegenden Informationen zum Verhalten von Netzen und großen Generatoren für diesen Beitrag aber auf diesem Lehrwerk.

3.2.2 Möglichkeiten der Blindleistungsregelung

In Abbildung 3 ist eine vereinfachte Netzstruktur gezeigt, an Hand der das Blindleistungsverhalten untersucht werden kann. Es wird angenommen, dass ein zentraler oder dezentraler Generator über eine Leitung mit ohmsch-induktiver Impedanz ein Teilnetz versorgt, in dem überwiegend ohmsch-induktive Lasten angeschlossen sind. Solche zentralen und dezentralen Generatoren einschließlich Wechselrichtern werden im folgenden zusammenfassend als „Einspeiser“ bezeichnet. Das Teilnetz ist über eine weitere Leitung an das europäische Verbundnetz angeschlossen. Das stellt eine starke Vereinfachung der Verhältnisse dar, entspricht aber im Prinzip einer typischen Situation. Zur Vereinfachung der Darstellung wird hier nur ein einphasiges System betrachtet. Die Kapazitäten der Netzleitungen sowie die Lastimpedanz können hier für die Berechnung der Netzimpedanz vernachlässigt werden, da der parallele Strompfad über die ohmsch-induktive Leitung und das niederohmige Verbundnetz eine wesentlich niedrigere Impedanz aufweist. Dieses wird am Verknüpfungspunkt mit näherungsweise starrem Spannungsniveau angenommen. Aus diesem Grund ist auch die gemessene Netzimpedanz im Niederspannungsnetz induktiv, obwohl bei Erdkabeln der blindleistungsmäßige Betrag (bezogen auf 50Hz) des Kapazitätsbelags i.d.R. den Induktivitätsbelag bei weitem übersteigt.

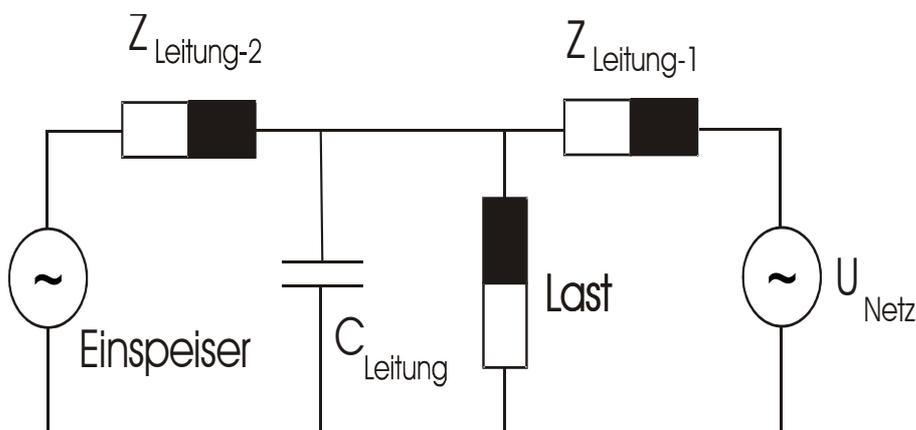


Abbildung 2: Schema zur Blindleistungsregelung mit Kraftwerk oder dezentralem Einspeiser

Daher kann für die folgenden Überlegungen die vereinfachte Situation in Abbildung 2 angenommen werden.

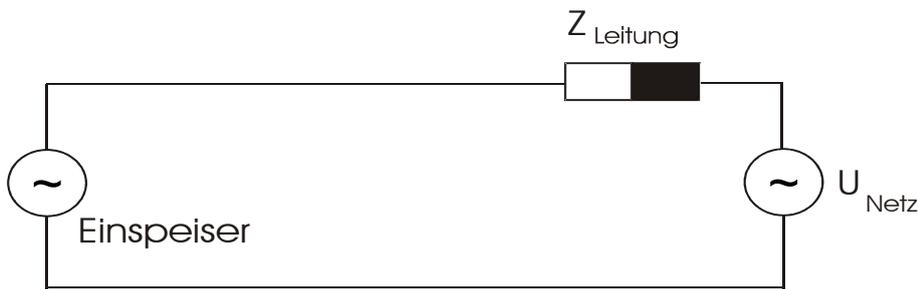


Abbildung 3: vereinfachtes Schema zur Blindleistungseinspeisung über ohmsch-induktive Leitung

Dann hängt die gemessene Netzspannung am Einspeiser nur vom Spannungsanstieg auf der Leitung in Folge der Wirkleistungsübertragung und von der Blindleistungsübertragung über die Leitung ab, wobei die Blindleistung zur Spannungsregelung verwendet wird, während die Wirkleistung in einem sehr kleinen Regelbereich (nach alten UCTE-Regel $\pm 2,5\%$ im Extremfall, im Normalbetrieb nur ca. $\pm 0,25\%$) gehalten wird. Bei den in großen Kraftwerken üblichen Synchronmaschinen ergänzen sich die Auswirkungen der Regelung des Erregerstroms auf Blindleistungs- und Spannungsverhalten bei induktiver Leitung positiv. Durch eine Erhöhung des Erregerstroms wird weniger induktive Blindleistung eingespeist und zugleich die Polradspannung erhöht (bei konstanter Wirkleistung). Auch der Spannungsanstieg der induktiven Leistung erhöht sich bei verringerter induktiver Blindleistungseinspeisung, wodurch eine sichere Spannungs- und Blindleistungsregelung über den Erregerstrom möglich ist.

Zur Untersuchung der Auswirkungen von Blindleistungseinspeisung durch DEA im Niederspannungsnetz wird der Einspeiser in Abbildung 2 als geregelte Stromquelle betrachtet, die einen bestimmten Betrag von Wirk- und Blindleistung einspeist.

Dann entsteht je nach Einspeisung der Blindleistung der in Abbildung 4 gezeigte Verlauf der Netzspannung am Einspeisepunkt (ermittelt durch Simulation). Je größer der induktive Anteil der Leitung ist, desto weiter links liegt das Maximum der Netzspannung am Einspeisepunkt. Daher haben die Netzbetreiber ein Interesse daran, dass das Netz immer induktiv ist, so dass eine Erhöhung der induktiven Blindleistungseinspeisung immer eine Spannungsabsenkung am geregelten Einspeiser zur Folge hat. Wird ein Einspeiser im Bereich des Spannungsmaximums betrieben, ist die übliche Blindleistungs-Spannungsregelung nicht mehr möglich.

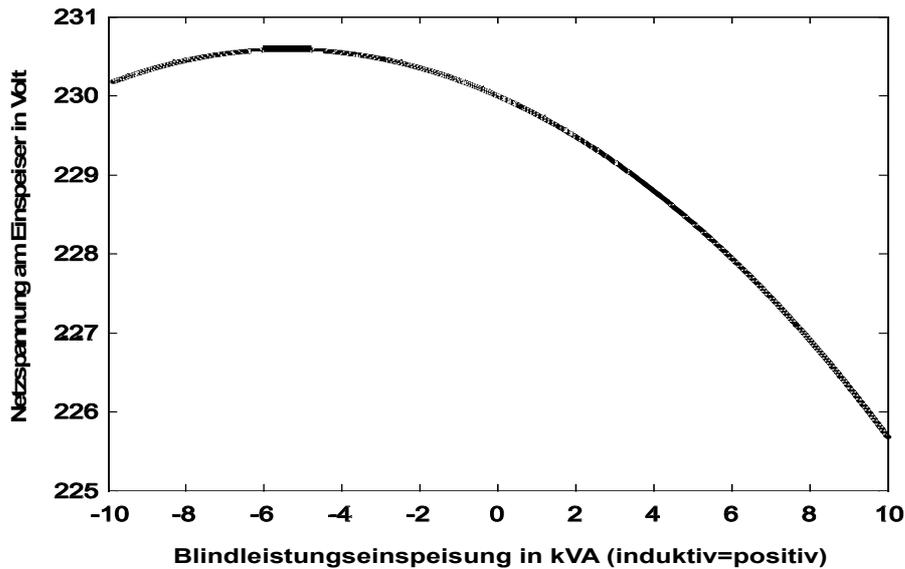


Abbildung 4: *simulierter Verlauf der am Einspeisepunkt gemessenen Netzspannung bei Aufbau nach Abbildung 2-3 und $Z_1=(0.7+0.05j)\Omega$ (sehr schwach induktive Leitung), ohne Einspeisung von Wirkleistung*

3.2.3 Messergebnisse

Im SIDENA-Teststand [50] in der DeMoTec-Versuchshalle des ISET wurde die Netzspannung bei unterschiedlicher Einspeisung von Wirk- und Blindleistung gemessen (Abbildung 5).

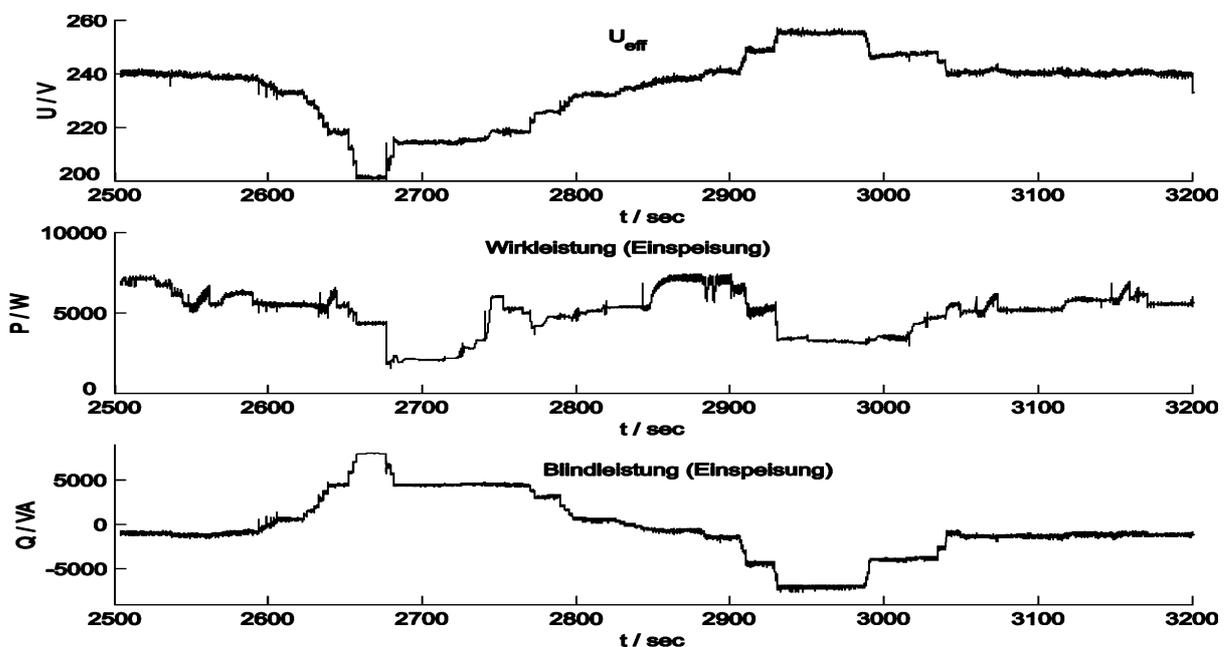


Abbildung 5: *gemessene Netzspannung bei unterschiedlicher Einspeisung von Wirk- und Blindleistung bei stark induktiver Leitung, $Z_{\text{Leitung}} \approx (0.4+0.85j)\Omega$*

Es ist gut zu erkennen, dass die Netzspannung am Einspeisepunkt bei stark induktiver Leitung durch die Blindleistungseinspeisung stark beeinflusst werden kann. Da die meisten Wechselrichter mit ENS (Impedanzmessverfahren zur Inselnetzerkennung, s. unten) bei so stark induktiver Netzimpedanz nicht oder nur sporadisch einspeisen, wurde der Versuch mit relativ geringer Einspeiseleistung durchgeführt.

Bei weitgehend ohmscher Leitung hängt das Spannungsniveau im Gegensatz dazu viel stärker von der Wirkleistungseinspeisung ab (Abbildung 6). Wie aus der Simulation (Abbildung 4) zu erwarten, bringt bei schwach induktiver Leitung eine induktive Blindleistungseinspeisung noch eine geringe Spannungsabsenkung, während die kapazitive Einspeisung in dem Bereich liegt, in dem die Spannungskurve flach verläuft, also praktisch keine Beeinflussung der Spannung durch die Blindleistung mehr stattfindet.

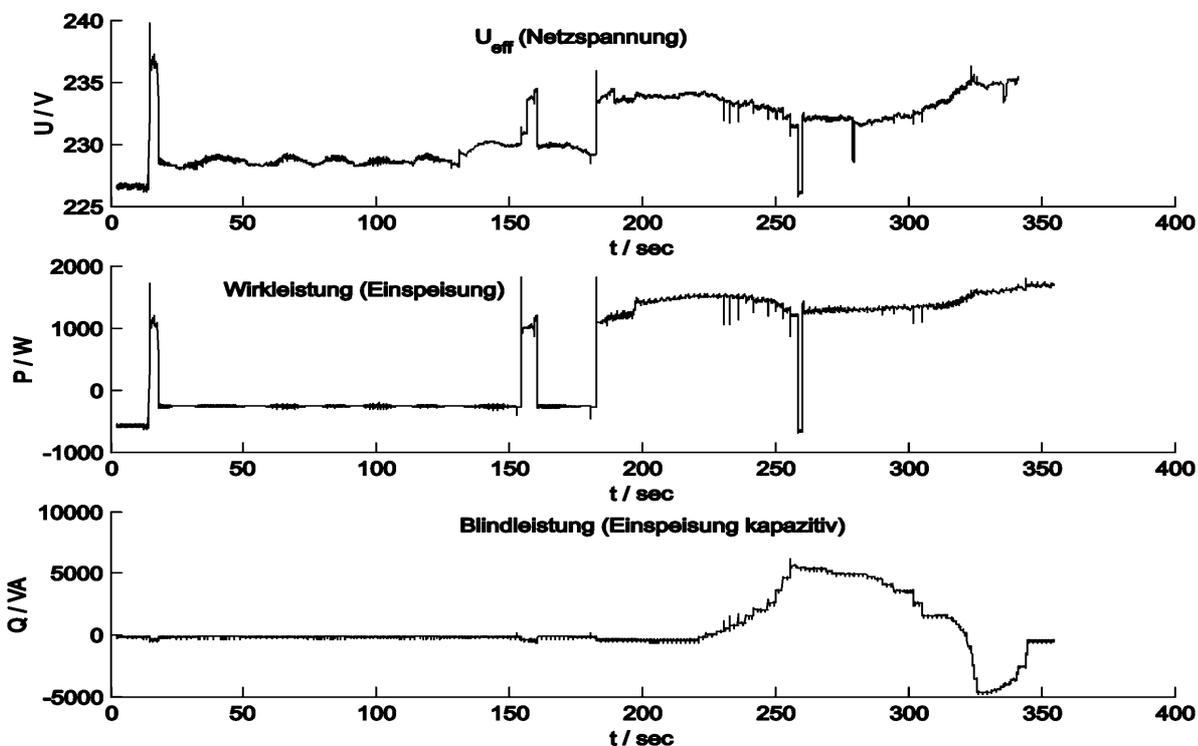


Abbildung 6: gemessene Netzspannung bei unterschiedlicher Einspeisung von Wirk- und Blindleistung bei schwach induktiver Leitung, $Z_{\text{Leitung}} \approx (0.7 + 0.05j) \Omega$

3.2.4 Blindleistungslieferung im Fehlerfall zur Netzstützung

In den Anschlussbedingungen für Windparks im Hochspannungsnetz wird bereits heute von E.ON eine Beteiligung an der Spannungsstützung im Fehlerfall auch von erneuerbaren Erzeugern gefordert [51]. Einem solchen Fault-Ride-Through-Verhalten könnte in Zukunft besondere Bedeutung zukommen, wenn zu bestimmten Zeiten überwiegend dezentrale Ein-

speiser am Netz sind. Inwiefern eine solche Netzstützung im Fehlerfall durch Blindleistungseinspeisung auch aus dem Niederspannungsnetz sinnvoll und notwendig ist, kann im Rahmen dieser Arbeit allerdings nicht untersucht werden.

3.2.5 Bewertung der Möglichkeiten der Blindleistungsregelung

Durch eine erhöhte induktive Blindleistungseinspeisung ist es möglich, die Netzspannung am Einspeisepunkt abzusenken und so innerhalb des erlaubten Spannungsbandes mehr Wirkleistung einzuspeisen. Allerdings muss die zusätzliche Blindleistung durch Verbraucher, die Kapazität der Erdkabel, Kondensatorbänke oder Phasenschiebergeneratoren kompensiert werden. Je nach Kapazitätsbelag der Leitung und Blindleistungseinspeisung anderer DEA und Verbraucher wird die Leitung dadurch entlastet oder muss zusätzlichen Blindstrom tragen mit entsprechenden Auswirkungen auf die Leitungsverluste. Um in Abbildung 3 Blindleistung für die einspeisernahen Verbraucher zu liefern, müsste im Gegenteil sogar kapazitive Blindleistung eingespeist werden. Andererseits gilt bei kapazitiven Erdkabel-Mittelspannungsnetzen ein induktives Niederspannungsnetz zur Kompensation durchaus als günstig. Schließlich soll auch das Mittelspannungsnetz am Übergabepunkt zum Hochspannungsnetz eher induktiv sein, um einen stabilen Netzbetrieb zu garantieren. Das Ziel der Blindleistungseinspeisung muss also zunächst anhand der speziellen Netzsituation genau definiert werden.

Wenn DEA das entsprechende Niederspannungsnetz auch mit Blindleistung versorgen müssen (z.B. weil auf Grund der großen Durchdringung kaum konventionelle Kraftwerke mit Synchrongeneratoren am Netz sind, die sonst die Blindleistung liefern könnten), ist es wesentlich, die benötigte Blindleistung der Verbraucher und Leitungen zu ermitteln und den Blindleistungsfluss über den Transformator zu minimieren. Zur Bestimmung der Netzimpedanz in Abbildung 3 aus Sicht des Einspeisers ist das Verbundnetz als ideale Spannungsquelle zu brücken. Wenn dann, wie häufig der Fall, die Leitungsimpedanz deutlich niedriger ist als die Lastimpedanz, geht die Lastimpedanz in die Messung der Netzimpedanz beim Einspeiser kaum ein. Diese Messung kann also den Blindleistungsbedarf der Last nicht exakt ermitteln, aber evtl. Ausgangspunkt einer Abschätzung sein. Für eine koordinierte und optimierte Blindleistungsversorgung durch DEA dürfte aber eine Kommunikation mit Online-Vorgabe der aktuellen Blindleistungseinspeisung die technisch optimale Lösung sein, mit der eine Optimierung des Blindleistungsflusses innerhalb eines Verteilnetzes möglich ist.

Eventuell wäre in gewissem Rahmen auch eine zeitgesteuerte Blindleistungsbereitstellung möglich, wenn der Blindleistungsbedarf eines Verteilnetzes anhand von Profilen bekannt ist. Regelung auf ein festes Spannungsniveau wie bei großen Generatoren dürfte im Niederspannungsnetz wenig Sinn machen, da die Spannung am starren Netz, also am Transforma-

tor, häufig durch Umschaltungen schwankt. Das vorgegebene Spannungsniveau müsste dann wieder per Kommunikation angepasst werden.

Die Verhältnisse hinsichtlich Blindleistungsbereitstellung sind je nach Netz sehr unterschiedlich. Da die meisten Niederspannungsnetze weitgehend ohmsch sind, spielt Blindleistung hier auch kaum eine Rolle bei der Spannungsbandhaltung. Daher dürfte den Systemdienstleistungen im Bereich der Wirkleistungsbereitstellung, -regelung und -abrechnung die weitaus größte Bedeutung zukommen, was sich auch im Fokus der vorliegenden Arbeit ausdrückt.

3.3 Netzüberwachung und Netzsicherheit

3.3.1 Abgrenzung

Beim Betrieb dezentraler elektrischer Energieversorgungsanlagen (DEA) müssen eine Vielzahl von sicherheitsrelevanten Aspekten berücksichtigt werden. Im Projekt SIDENA („Sicherheitsaspekte bei dezentralen netzgekoppelten Energieerzeugungsanlagen“) wurden diese bereits intensiv untersucht und bewertet [52][53][54]. Fragen, die Schutzleiterströme, Wirkung von Überspannungssignalen auf DEA, kapazitive Ableitströme, Prüfung der elektromagnetischen Verträglichkeit etc. betreffen, werden hier nicht untersucht. Diese Aspekte betreffen im Wesentlichen die Entwicklung und die Installation von DEA, bedürfen aber keiner Kommunikation im Betrieb.

Als wesentliche sicherheitsrelevante Aspekte, für die Kommunikation grundsätzlich relevant sein kann, verbleiben daher:

- Abschaltung der Einspeisung bei Netztrennung und Vermeidung einer ungewollten Inselnetzbildung
- Einhaltung der Spannungsgrenzen an jedem Punkt im Netz
- Überwachung der Komponenten der DEA und des Netzes auf mögliche Fehlerzustände (Condition Monitoring).

Grundsätzlich gilt wie bei der Beherrschung des Kurzschlussfalles, dass sicherheitskritische Funktionen von der Anlage selbst überwacht werden müssen und bei Detektion eines kritischen Ausfalls die Anlage die Einspeisung beenden muss. Zwar könnte ein kommunikationsbasiertes Condition Monitoring hier Kosteneinsparungen bzw. Ertragssteigerungen (z.B. bei der Fehlerfrüherkennung und Ferndiagnose) erzielen, das darf aber keine Frage der Sicherheit sein. Klimatests und thermographische Untersuchungen im Projekt SIDENA haben jedoch gezeigt, dass auch bei PV-Wechselrichtern einzelne Komponenten so belastet

werden [55], dass eine gezielte Überwachung der entsprechenden Kenngrößen zur Sicherstellung der Verfügbarkeit der DEA in Zukunft auch mittels Kommunikation sinnvoll sein könnte. Durch Messung von Spannung und Netzimpedanz an Anschlüssen des Niederspannungsnetzes und eine Kommunikationsanbindung besteht auch erstmals die Möglichkeit, eine zeitnahe Beobachtbarkeit des Niederspannungsnetzes zu schaffen und somit Fehlererkennung und Betriebssicherheit zu verbessern. Diese Funktion lässt sich grundsätzlich nur mit Hilfe von Kommunikation realisieren und wird am Schluss des Papiers kurz behandelt.

Die Einhaltung der Spannungsgrenzen wird bereits heute dadurch erfolgreich abgesichert, dass die Anlagen nur innerhalb eines bestimmten Spannungsbandes einspeisen und dadurch insbesondere eine unzulässige Anhebung der Netzspannung vermieden wird. Dieser Mechanismus wirkt auch bei sehr hoher Durchdringung mit DEA sicher. Eine mögliche kommunikationsbasierte Optimierung der Nutzung einer knappen Netzkapazität, die zu einer Begrenzung der Einspeisung auf Grund der Spannungsgrenzen führt, betrifft keine Sicherheitsfragen. Eine Ausnahme bildet die Vermeidung einer Netzüberlastung in übergeordneten Spannungsebenen auf Grund einer gleichzeitigen Rückspeisung aus mehreren Niederspannungsnetzen [56]. Dies betrifft allerdings dann nur einzelne Anlagen, für die heute Lösungen nach Vorgabe des Netzbetreibers realisiert werden.

Im Folgenden wird daher nur der Aspekt der Abschaltung bei Netztrennung und die Vermeidung ungewollter Inselnetzbildung weiter betrachtet.

3.3.2 Problematik des Verhaltens bei netzweiten Störungen

Bei der installierten Leistung von Windkraftanlagen ist in Deutschland bereits seit längerem die Größenordnung überschritten, in der die dezentrale Erzeugung noch hinsichtlich Sicherheit und Stabilität des Netzbetriebes vernachlässigt werden kann. Am Anfang der Entwicklung bestand auch hier der Ansatz, dezentrale Anlagen bei außergewöhnlichen Netzzuständen generell abzuschalten, ähnlich wie das heute noch vielfach bei den kleineren DEA geschieht. Inzwischen wird im Bereich der Windkraft aber von den Netzbetreibern eine aktive Unterstützung des Netzbetriebes gerade auch im Fehlerfall verlangt [57]. Diese Anforderung wird sich künftig auch für kleinere DEA ergeben, wenn eine entsprechende Durchdringung erreicht wird.

Das globale Netzverhalten kann durch DEA vor allem in solchen Situationen wesentlich beeinflusst werden, in denen eine Netzinstabilität auf Grund eines netzweiten Wirkleistungsungleichgewichts auftritt, verbunden mit einer entsprechenden Abweichung der Netzfrequenz. Solche Situationen treten i.d.R. durch den Ausfall großer Kraftwerksblöcke oder Übertragungsleitungen auf. Im Verbundnetz steigt generell die Frequenz, wenn die erzeugte Leistung den Verbrauch übersteigt. Eine Abschaltung von Erzeugungsleistung bei Überfrequenz

wirkt daher i.d.R. stabilisierend auf das Netz, weshalb die Abschaltgrenze bei Überfrequenz für DEA eher unkritisch ist.

Wesentlich kritischer für die Netzstabilität ist ein Defizit der Erzeugungsleistung, das zu einem Absinken der Netzfrequenz führt. Das Abschalten von Erzeugungsleistung von DEA wegen Unterfrequenz verstärkt das Defizit und destabilisiert das Netz weiter. Die UCTE-Kommission zur Untersuchung des totalen Netzzusammenbruchs in Italien im September 2003 empfiehlt daher in ihrem Abschlussbericht für zentrale Erzeuger, die Menge der Erzeugung, die bereits bei höherer Netzfrequenz als der üblichen Schwelle von 47,5 Hz abgeschaltet, so weit wie möglich zu begrenzen [58]. Bei einer entsprechenden Bedeutung von DEA muss das analog für diese gelten.

3.3.2.1 Simulation des Netzverhaltens bei Leistungsdefizit

Das Verhalten der Frequenz im UCTE-Netz bei einer Großstörung wird im Folgenden mit Hilfe eines einfachen Simulationsmodells untersucht, das auf dem vereinfachten Modell zur Verhalten von Netz und Primärreglern in [59] beruht (unter Berücksichtigung von [60]), wobei die neuen UCTE-Regeln und –Annahmen bezüglich Primärregelleistung angewendet werden [61] [62]. Die UCTE-Annahmen gelten zwar insbesondere im Schwachlastfall als zu pessimistisch [63], allerdings ist nicht auszuschließen, dass die rotierende Reserve, die stabilisierend auf die Netzfrequenz wirkt, zukünftig anteilmäßig abnimmt, wenn direktgekoppelte Maschinen durch drehzahlvariable, umrichtergekoppelte ersetzt werden, deren Leistungsaufnahme i.d.R. nicht von der Netzfrequenz abhängt. Im Modell ist nur die Primärregelung, nicht die Sekundärregelung, abgebildet. Die Sekundärregelung trägt bei einer Großstörung nur in der Regelzone zur Stabilisierung bei, in der das Leistungsdefizit aufgetreten ist, in den übrigen Zonen kann sogar eine Blockierung der Sekundärregelung stabilisierend wirken [58]. Für die hier betrachtete Zeitdauer nach einem Störfall spielt die Sekundärregelung aber ohnehin keine wesentliche Rolle. In allen untersuchten Fällen wird das UCTE-Netz zu Beginn mit Nennfrequenz 50 Hz simuliert, der jeweilige Störfall tritt zur Zeit $t=1$ sec auf.

Abbildung 7 zeigt das Simulationsergebnis, wenn die von der UCTE im Anhang zur Richtlinie bezüglich Last-Frequenzregelung [62], S. A1-6, angegebenen Bedingungen als Parameter eingesetzt werden. Ein Vergleich mit den dort graphisch dargestellten Ergebnissen zeigt, dass das Modell das von der UCTE angenommene Verhalten sehr gut wiedergibt. Fall A ist ein Worst-Case-Szenario zur Auslegung der Primärregelung (Ausfall von 3 GW Erzeugungsleistung) bei Niedrigstlast und ungünstigem Frequenz-Selbstregeleffekt des Netzes. Die Fälle B1 und B2 simulieren einen Ausfall an Erzeugungsleistung von 1,3 GW bei einer Gesamterzeugung von 200 GW, wobei in Fall B1 auch ein stärkerer Netzselbstregeleffekt angenommen wird.

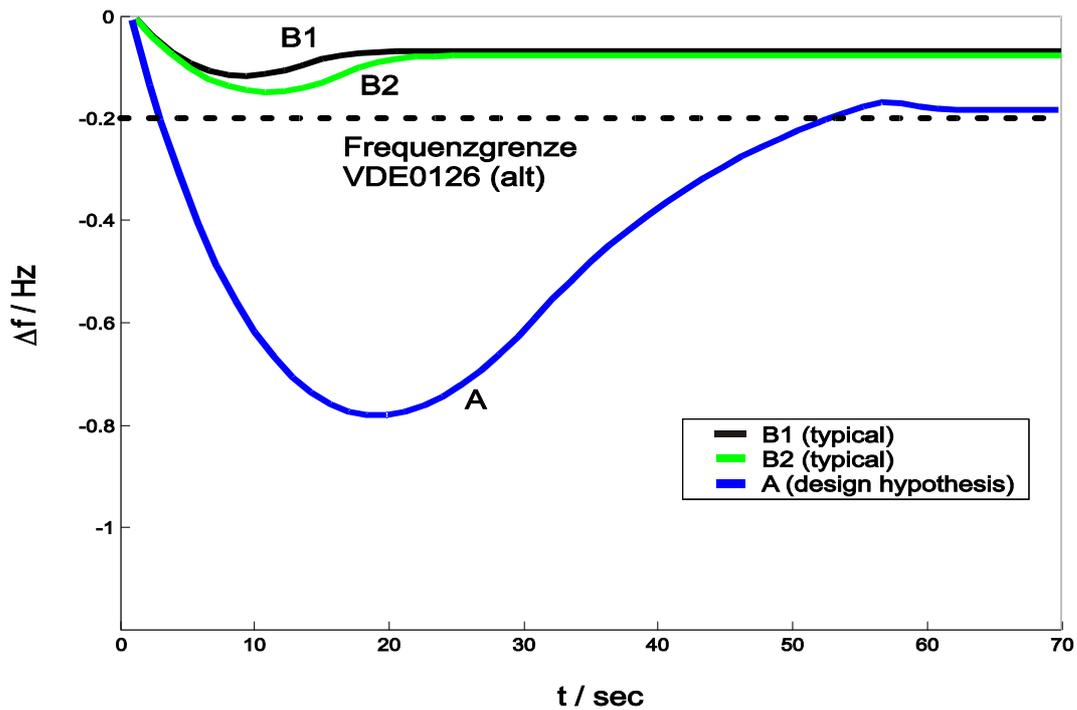


Abbildung 7: Frequenzverhalten des Netzes bei Störbedingungen wie in den Szenarien der UCTE angenommen; Erzeugungsausfall bei $t=0$

In den folgenden Simulationen wurde das Szenario B leicht modifiziert, so dass im Szenario C ein Ausfall von 1900 MW Erzeugungsleistung simuliert wird. In diesem Fall wird ohne DEA der Ausfall weiterhin problemlos bewältigt (Abbildung 8).

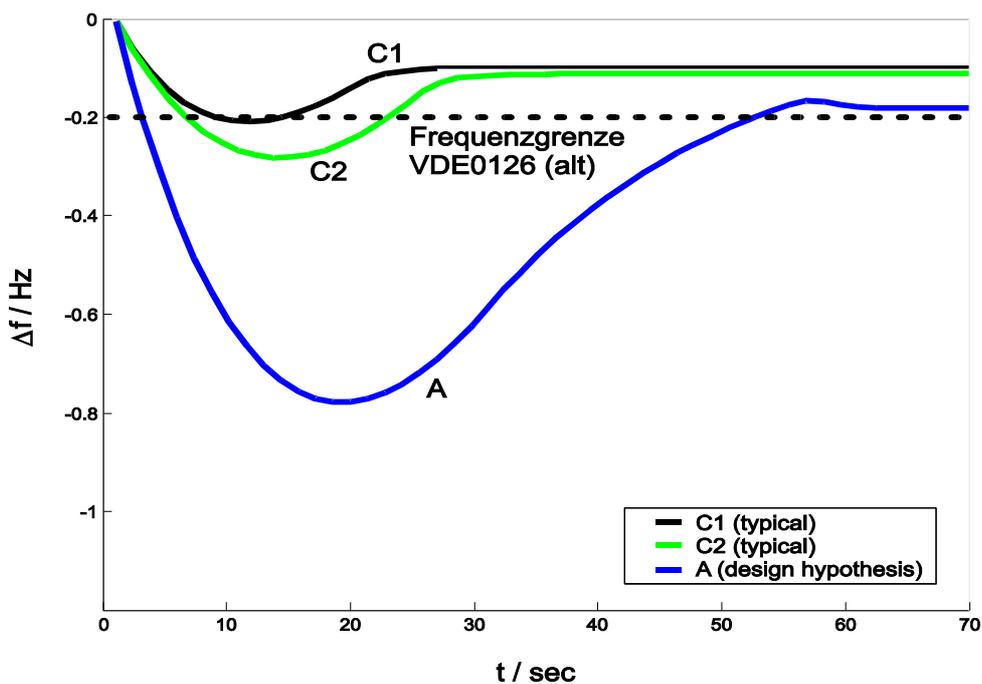


Abbildung 8: Frequenzverhalten des Netzes bei Bedingungen wie in 3-1 mit der Ausnahme, dass in den Szenarien C1/2 der Erzeugungsausfall mit 1900 MW angesetzt wird an Stelle von 1300 MW im UCTE-Szenario B1/2

Wenn allerdings 2000 MW dezentrale Leistung bei einer Schwelle von 49,8 Hz abschalten (Abbildung 9), ist das Worst-Case-Szenario A ohne Lastabwurf (der unterhalb von 49 Hz beginnt) nicht mehr beherrschbar.

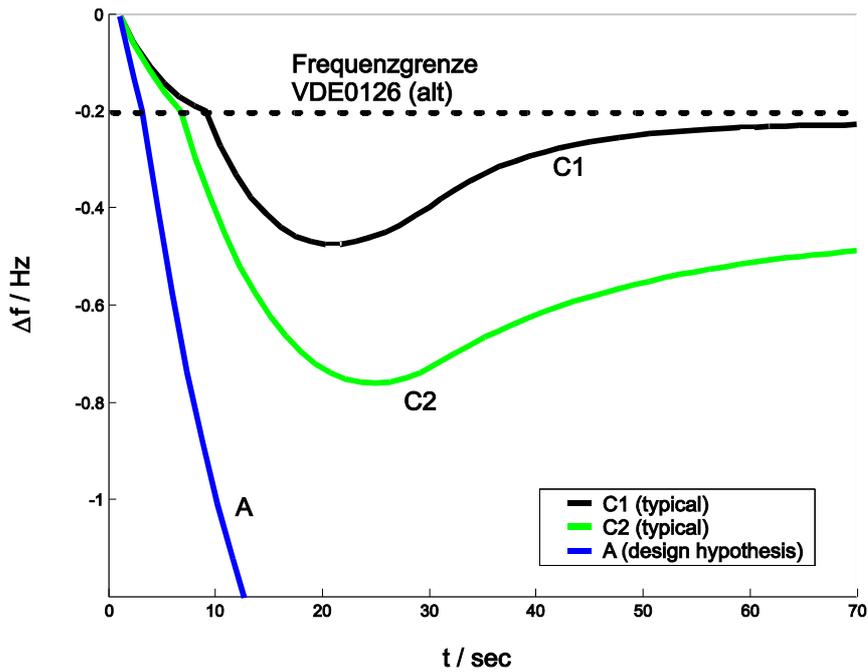


Abbildung 9: Frequenzverhalten des Netzes bei Bedingungen wie in der vorherigen Abbildung, allerdings unter der Annahme, dass 2000 MW dezentrale Leistung unterhalb von 49,8 Hz abschalten

Bei einer dezentralen Leistung von 10.000 MW, die bei 49,8 Hz abschaltet, ist in jedem Fall ein Lastabwurf notwendig (Abbildung 10).

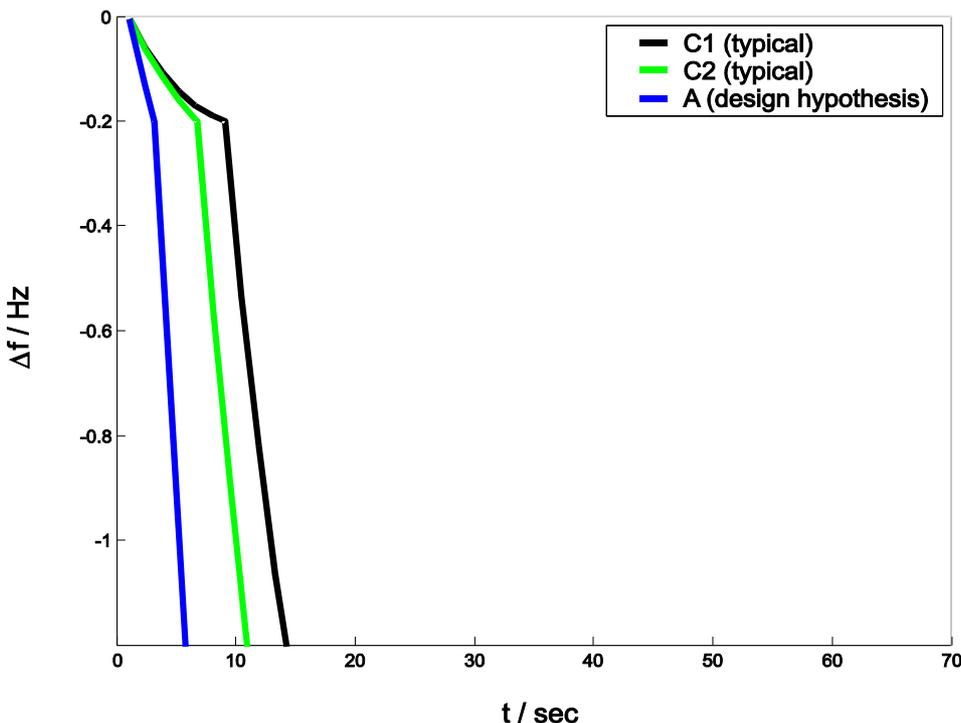


Abbildung 10: Frequenzverhalten des Netzes bei Bedingungen wie in den vorherigen Abbildungen, allerdings unter der Annahme, dass 10.000 MW dezentrale Leistung unterhalb von 49,8 Hz abschalten

3.3.2.2 Schlussfolgerungen

Die Neufassung der Frequenzgrenzen in der VDE 0126 ist aus Gründen der Stabilität des Netzbetriebes unbedingt erforderlich gewesen, da ansonsten bei Unterschreiten der Schwelle von 49,8 Hz die gesamte abfallende dezentrale Einspeiseleistung der Primärregelreserve des UCTE-Netzes entgegenwirken würde. Dadurch kann in einer solchen Situation das Netz endgültig destabilisiert werden. Entsprechend empfiehlt die UCTE-Kommission bezüglich des Netzausfalls in Italien im September 2003 [58] in Bezug auf „Distributed Generation“:

„National Grid Codes (or equivalent regulation) should enforce a set of minimum requirements, to be harmonised on UCTE level, with respect to the specification of generation units regarding their robustness in case of frequency and voltage disturbances.“

Um eine Netzunterstützung durch DEA auch in kritischen Situationen sicherzustellen, sollten in entsprechenden Anschlussbedingungen nicht wie bisher nur maximale Betriebsbereiche angegeben werden, sondern auch ein Weiterbetrieb in bestimmten Bereichen für alle Neuanlagen zwingend gefordert werden. Als untere Frequenzgrenze sollte hier der für Großkraftwerke übliche Wert von 47,5 Hz angesetzt werden, während bei der oberen Grenze ggf.

deutlich geringere Abweichungen zugelassen werden sollten, um in diesem Bereich einen ungestörten Inselnetzbetrieb zu ermöglichen [64]. Die Untersuchungen zum Ausfall in Italien haben gezeigt, dass der Mangel an Erzeugungsleistung durch den Ausfall von Kraftwerken verursacht durch Unterspannung auf dem Netz wesentlich verstärkt wurde. Auch hier sollten DEA netzstabilisierend wirken, indem sie zwingend bis -15% der Nennspannung am Netz bleiben.

Allerdings nimmt damit auch die Wahrscheinlichkeit einer ungewollten Inselnetzbildung zu, da eine Abschaltung auf Grund der Verletzung der Frequenzgrenzen unwahrscheinlicher wird. Entsprechend bekommt zur Inselnetzerkennung ein weiteres Kriterium neben Spannung und Frequenz größere Bedeutung, wofür auch entsprechende technische Lösungen zur Verfügung stehen [54]. Optionen für dieses dritte Kriterium werden in den folgenden Abschnitten untersucht.

3.3.3 Problematik Inselnetzerkennung

Ungewollte Inselnetzbildung ist eines der meist diskutierten Themen im Zusammenhang mit der Netzanbindung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA). Bei einer entsprechend hohen Durchdringung mit DEA in einem Niederspannungsnetz ist es möglich, dass diese auch nach einer Abtrennung des Niederspannungsnetzes vom Hauptnetz das abgetrennte Teilnetz weiterversorgen. Das muss aus verschiedenen Gründen vermieden werden [65]:

- Innerhalb des Inselnetzes hat der Netzbetreiber keinerlei Kontrolle über den Netzbetrieb. Bei Verletzung von Normgrenzen bezüglich der Qualität der Netzgrößen und Schäden an Verbrauchern könnten evtl. Schadenersatzansprüche entstehen.
- Bei Wartungsarbeiten muss das Netz sicher spannungsfrei zu schalten sein, um den Personenschutz zu gewährleisten.
- Bei Netzfehlern etc. muss das Netz innerhalb möglichst kurzer Zeit spannungsfrei zu schalten sein. Aspekte, die speziell den Kurzschlussfall betreffen, müssen auf Grund der hohen Anforderungen an Geschwindigkeit und Verfügbarkeit i.d.R. durch Verfahren gelöst werden, die ohne Kommunikation auskommen, was nach den Untersuchungen im Projekt SIDENA auch bei sehr hoher Durchdringung möglich ist. Diese werden daher hier nicht weiter behandelt.

Die Anforderungen an DEA bezüglich Inselnetzerkennung werden in Deutschland sowohl in den TAB [66] als auch in der VDE0126 [67] geregelt. Die meisten im Betrieb befindlichen PV-Wechselrichter entsprechen aber noch der vorhergehenden Fassung der VDE0126 [68]. Die Anschlussbedingungen der Netzbetreiber stellen dabei eine übergeordnete Vorgabe dar, die auf die VDE0126 verweist.

Wenn nach der Trennung vom öffentlichen Versorgungsnetz innerhalb des Inselnetzes die abgegebene Wirk- und Blindleistung der DEA nicht jeweils mit der Aufnahme von Netz und Verbrauchern übereinstimmen, kommt es zu Spannungs- und Frequenzabweichungen im Inselnetz. Daher ist in jedem Fall eine Spannungsüberwachung für DEA gefordert, in der Regel auch eine Frequenzüberwachung. In den Diskussionen um eine angemessene Inselnetzerkennung ist international praktisch unumstritten, dass jede DEA zumindest mit einer Überwachung von Spannung und Frequenz ausgestattet sein sollte, was mit relativ geringem technischen Messaufwand zu realisieren ist und keine Rückwirkungen auf das Netz verursacht. Die schnelle Spannungs- und Frequenzüberwachung stellt nach VDE0126 bei entsprechenden Abweichungen eine Abschaltung innerhalb von 200 msec sicher. Daher ist eine andauernde Inselnetzbildung nur dann möglich, wenn die abgegebene Wirk- und Blindleistung der DEA jeweils mit der aufgenommenen Leistung durch Netz und Verbraucher so weit übereinstimmen, dass ein stabiler Betrieb innerhalb der Spannungs- und Frequenzgrenzen möglich ist. Grundvoraussetzung dafür ist, dass die installierte Leistung der DEA die minimale Last in dem betrachteten Teilnetz übersteigt.

Um sicherzustellen, dass auch bei einem solchen Gleichgewicht von Wirk- und Blindleistung kein andauernder ungewollter Inselnetzbetrieb möglich ist, wird in vielen Ländern ein zusätzliches „drittes Kriterium“ neben Spannung und Frequenz gefordert. Neben der ursprünglich in Deutschland vorgeschriebenen allzeit zugängliche Freischaltstelle sind als drittes, zusätzliches Abschaltkriterium gegenwärtig auch eine dreiphasige Spannungsüberwachung für einphasige Einspeiser und eine Überwachung der Netzimpedanz zugelassen. Mit der neu verabschiedeten überarbeiteten Fassung der VDE 0126 werden jetzt auch weitere Verfahren zulässig, deren Fähigkeit zur Inselnetzerkennung mittels eines Schwingkreises getestet wird, der auf 50 Hz abgestimmt ist. Bei PV-Wechselrichtern ist die Lösung einer Impedanzüberwachung gegenwärtig die gängige Lösung am Markt.

Da i.d.R. DEA und Verbraucher innerhalb der Hausanschlüsse über separate Stromkreise und Sicherungsautomaten angeschlossen sind, ist das kleinste zu erwartende Inselnetz ein Ausläufer der Niederspannungsnetzes, das unter normalen Betriebsbedingungen als Strahlennetz über einen Transformator mit dem Mittelspannungsnetz verbunden ist und im Fehlerfall oder bei Wartungsarbeiten niederspannungsseitig vom Hauptnetz getrennt wird. Der Betrieb eines geschlossenen Maschennetzes wird hier nicht weiter betrachtet, da gegenwärtig ein starker Trend hin zum unvermaschten Betrieb besteht. Bei Trennung vom Hauptnetz durch einen Netzfehler (z.B. Trennung der Leitung bei Baggerarbeiten) ist zwar auch eine Inselnetzbildung in einem kleineren Teilnetz möglich, allerdings ist ein derartiger Fehler praktisch immer mit einem Erdschluss verbunden, was erfordern würde, dass die DEA zusätzlich zur Last auch den Erdstrom speisen, ohne das Spannungsband zu verlassen. Beim Auslösen der Netzanschlusssicherung eines Gebäudes („Panzersicherung“) könnte auch

eine lokale Inselnetzbildung innerhalb eines Gebäudes auftreten, was aber nicht die ungewollte Inselnetzbildung im öffentlichen Netz betrifft.

Die typischen Verhältnisse in einem Niederspannungsnetz bezüglich ungewollter Inselnetzbildung werden in stark vereinfachter Form in dem Schema in Abbildung 11 dargestellt.

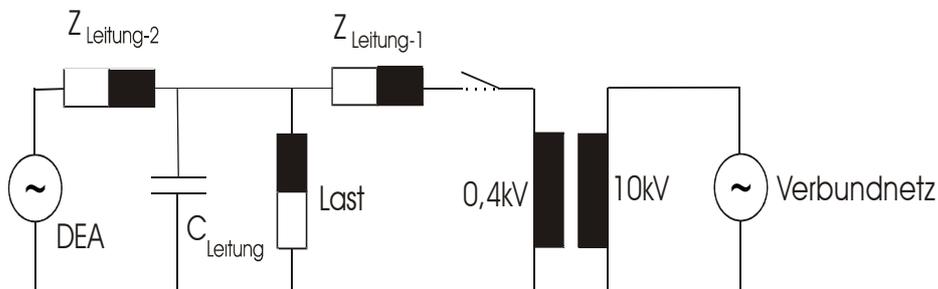


Abbildung 11: Einphasiges Ersatzschaltbild eines Niederspannungs-Strahlennetzes mit DEA und Anbindung an das Mittelspannungsnetz

3.3.4 Rahmenbedingungen zur sicherheitstechnischen Auslegung

International werden schon seit längerem sehr unterschiedliche Ansätze und Anforderungen an DEA zur Inselnetzerkennung verfolgt. Dabei ist bisher mit keinem dieser Ansätze ein Fall bekannt geworden, in dem eine ungewollte Inselnetzbildung aufgetreten ist. Allerdings liegt die Durchdringung mit DEA – und damit die Wahrscheinlichkeit einer ungewollten Inselnetzbildung - in den meisten Ländern noch weit unter dem gegenwärtigen Stand in Deutschland, obwohl das Potenzial des Ausbaus, auf das die Sicherheitsstrategie ausgelegt werden muss, auch hier noch nicht annähernd erreicht ist.

Generell treten Netzausfälle bzw. Abschaltungen eines Niederspannungsnetzes in Deutschland nur selten auf. In Deutschland wird die Zahl der Versorgungsausfälle mit im Mittel nur einmal in zwei Jahren angegeben [69] und diese treten nicht notwendiger Weise durch eine Netztrennung im Niederspannungsnetz auf. Da die Durchdringung mit DEA eine Lastdeckung nur in sehr wenigen Netzen möglich macht, beispielsweise in einer Solarsiedlung [70], ist es unabhängig von der Wirksamkeit der Verfahren zur Inselnetzerkennung nicht überraschend, dass bisher in der Praxis keine Fälle einer andauernden ungewollten Inselnetzbildung aufgetreten sind. Angesichts der Tatsache, dass der Anteil der Stromerzeugung aus Photovoltaik im Jahr 2005 noch unter 0,2% lag [71], ein Anteil von 30% aus Anlagen auf Gebäudeflächen aber möglich ist [16] muss bei einem weiteren Ausbau der Photovoltaik mit einer erheblichen Zunahme von Niederspannungsnetzen gerechnet werden, in denen die installierte Einspeiseleitung eine Inselnetzbildung prinzipiell ermöglicht [7][14]. Diese Prognose wird noch dadurch unterstützt, dass der größte Teil der bereits verfügbaren PV-Leistung erst seit wenigen Jahren installiert ist und daher auch mit dem bereits installierten PV-Anteil noch

keine Langzeiterfahrungen vorliegen. Außerdem ist ein Teil der Leistung in großen Freiflächenanlagen installiert, die an das Mittel-, nicht das Niederspannungsnetz angeschlossen sind und anderen Schutzvorschriften entsprechen als Anlagen im Niederspannungsnetz. Bei gebäudeintegrierten PV-Anlagen ist aber mit einem sehr hohen Anteil von Anschlüssen im Niederspannungsnetz zu rechnen.

Die Wahrscheinlichkeit, dass eine ungewollte Inselnetzbildung auftritt, wird in Zukunft auch dadurch steigen, dass die in Deutschland für DEA bis 30kW bisher gültigen, sehr engen Frequenzgrenzen zur Sicherung der Netzstabilität erweitert werden müssen. Ein entsprechender Wechsel von einer Strategie des „Abschaltens bei ersten Anzeichen einer Netzstörung“ hin zu einer aktiven Netzstützung („Fault Ride Through“) [72] musste zur Sicherung der Netzstabilität bereits im Bereich der Windkraft umgesetzt werden und ist im Entwurf der neuen VDE0126 auch entsprechend als Möglichkeit für die Niederspannungsversorgung vorgesehen. Durch den erweiterten zulässigen Frequenz-/Spannungsbereich erhöht sich aber das Risiko einer ungewollten Inselnetzbildung innerhalb der Spannungs- und Frequenzgrenzen deutlich, wenn nicht ein zusätzliches Abschaltkriterium verwendet wird.

Grundsätzlich wird die Detektion eines Inselnetzes schwieriger, je größer das Inselnetz ist, denn ein großes Inselnetz unterscheidet sich in seinem Verhalten weniger vom Verbundnetz als ein kleines Inselnetz. Schon ein übliches Niederspannungsnetz unterscheidet sich bei hoher Last bezüglich der Impedanz nur noch wenig vom Verbundnetz, was eine gesicherte Erkennung durch Impedanzmessung nach VDE0126 in Frage stellt. Die Erkennung eines verinselten Mittelspannungsnetzes durch Impedanzmessung ist daher ausgeschlossen. Besonders kritisch ist dies, wenn zugleich eine Erkennung der Inselnetzbildung innerhalb sehr kurzer Zeit notwendig wäre. Das ist bei einer „Automatischen Wiedereinschaltung“ (AWE) der Fall, bei der eine Freileitung für einige hundert Millisekunden abgeschaltet wird, um einen Lichtbogen an der Leitung zu löschen. Im Extremfall könnten bei hoher Durchdringung mit DEA diese in einem ungewollten Inselnetz den Lichtbogen weiter speisen und so die AWE unwirksam machen (Abbildung 12)

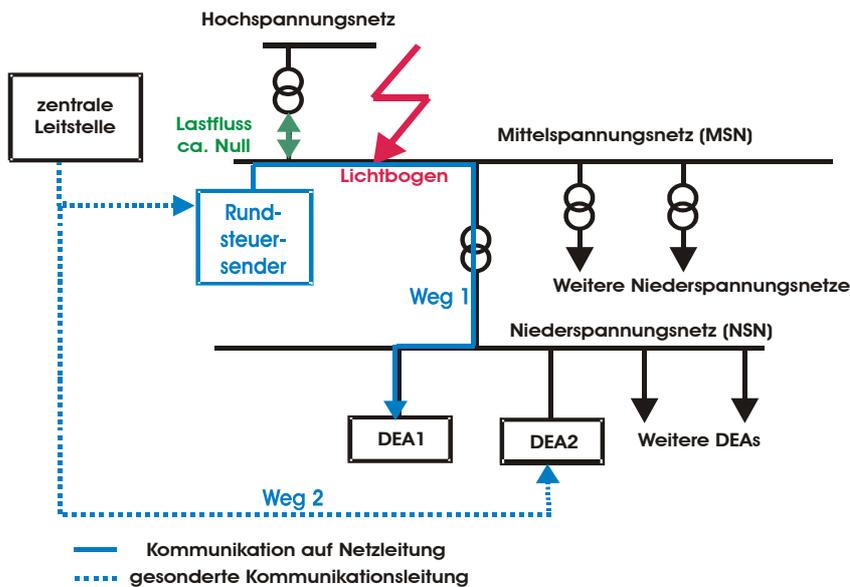


Abbildung 12: Kurzzeitige ungewollte Inselbildung bei einer AWE

3.3.5 Bisher eingesetzte Verfahren ohne Kommunikation als drittes Kriterium

Wie im vorhergehenden Abschnitt erläutert, wird in Deutschland wie in den meisten anderen Industrieländern zum Anschluss von DEA an das öffentliche Netz neben Spannungs- und Frequenzüberwachung ein drittes Kriterium zur Inselnetzerkennung gefordert. Im Wesentlichen werden zwei aktive Verfahren diskutiert: Impedanzmessung und Frequenzdrift-Verfahren [73] [74]. Wenn eine Abtrennung eines Niederspannungsnetzes vom Hauptnetz erfolgt, geht das i.d.R. mit einer Erhöhung der Netzimpedanz einher, was auch aus Ersatzschaltbild in Abbildung 1 deutlich wird. Dieser Anstieg der Netzimpedanz wird beim Impedanzmess-Verfahren zur Inselnetzerkennung genutzt. Beim Frequenzdriftverfahren hingegen wirkt der Wechselrichter durch eine leichte Verformung der Stromkurvenform des eingespeisten Stroms auf eine Frequenzverschiebung der Netzspannung hin. Während diese am Verbundnetz nicht wirksam wird, führt das im Inselnetz zu einer kontinuierlichen Frequenzdrift und damit zum Abschalten des Wechselrichters durch Verletzen der Frequenzgrenzen. In beiden Fällen handelt es sich um aktive Verfahren, die Rückwirkungen auf das Netz verursachen.

Im Projekt SIDENA wurde das Verfahren der Impedanzmessung intensiv untersucht. Es zeigte sich, dass die gegenseitige Beeinflussung der Impedanzmessungen bei den untersuchten Verfahren wesentlich häufiger auftreten als eine Beeinflussung von Netz und Lasten. Nach den bisherigen Messungen und Erfahrungen ist nicht zu erwarten, dass die Rückwirkungen störende Auswirkungen auf Betriebsmittel und Lasten haben. Da die Signale der Impedanzmessung weitgehend nur im jeweiligen Niederspannungsnetz erkennbar sind,

ist eine Auswirkung auf die globale Netzsituation auch bei hoher Durchdringung nicht zu befürchten. Bisherige Praxiserfahrungen zeigen aber, dass es bei den heute marktüblichen Implementierungen zu Fehlabschaltungen kommt, da Impedanzsprünge auf Grund von Netzurückwirkungen von Verbrauchern und anderen ENS detektiert werden. Zugleich kann die gegenseitige Beeinflussung der Wechselrichter die Erkennung von Impedanzsprüngen verhindern (Abbildung 13). Messungen an Neuentwicklungen zeigen hier ein deutlich verbessertes Verhalten [54] [64][75].

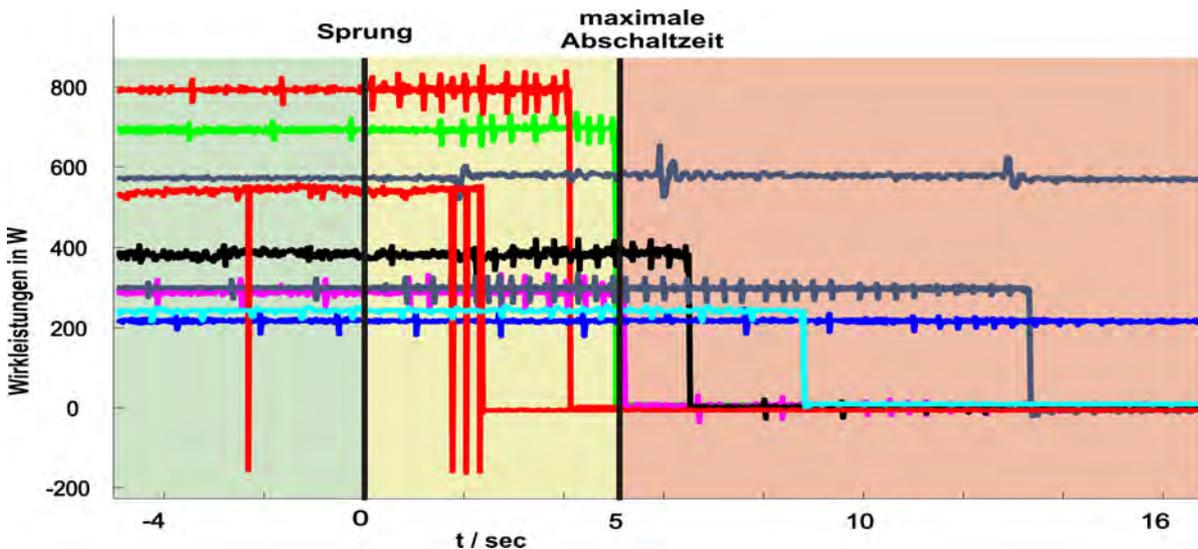


Abbildung 13: Abschaltverhalten nach Impedanzsprung um 0,7 Ohm bei Betrieb von 12 PV-Wechselrichtern mit Impedanzmessverfahren im massiven Parallelbetrieb

Anders verhält sich das beim Frequenzdriftverfahren. Wenn alle DEA einheitlich ihre Einspeisung so anpassen, dass sie im Inselnetz eine Frequenzverschiebung weg von der Nennfrequenz bewirken würden, kann das bei hoher Durchdringung zumindest den Blindleistungsbedarf/Kompensationsleistung bei Zwischenharmonischen sowie die schnelle Blindleistungsregelreserve erhöhen oder im Extremfall sogar den Netzbetrieb destabilisieren. Bei massiver Anwendung in einem größeren Netzbezirk wird der Aufwand, der bei den zentralen Kraftwerken nötig ist, um die Frequenzdrift zu kompensieren, immer bedeutender. Andererseits könnten mehrere Wechselrichter in einem Inselnetz, die versuchen, die Frequenz in unterschiedliche Richtung zu schieben, sich in ihrer Wirkung aufheben und so doch einen ungewollten Inselnetzbetrieb ermöglichen.

Neben den aktiven Verfahren können auch passive Verfahren als drittes Kriterium berücksichtigt werden. Spannungs- und Frequenzüberwachung sind ja auch bereits erfolgreich eingesetzte passive Verfahren. Neben den absoluten Netzgrößen eignen sich auch Spannungs- und Frequenzschwanken als Abschaltkriterien zur Inselnetzerkennung. Ein schneller Abfall von Spannung und Frequenz sollte im Sinne der globales Netzstabilität allerdings nicht als Abschaltkriterium genutzt werden. Das bisher vor allem in Großbritannien eingesetzte Rate-

of-chane-of-frequency (ROCOF)-Verfahren ist in dieser Form daher im Sinne der Netzstabilität auch nicht unproblematisch [76][77].

Die praktische Relevanz der Netzurückwirkungen bei flächendeckender hoher Durchdringung mit DEA ist bisher nicht abschließend abzuschätzen. Von Seiten der Netzbetreiber ist daher in jüngster Zeit die Forderung aufgekommen, generell auf aktive Verfahren zur Inselnetzerkennung zu verzichten, um möglichen Kompensationsbedarf im Netz zu vermeiden. Das würde bei weiterer Zunahme von DEA den Bedarf für kommunikationsbasierte Lösungen verstärken.

3.3.6 Kommunikationsbasierte Verfahren

Bereits heute werden DEA in erheblichem und stark zunehmenden Ausmaß eingesetzt und die beschriebenen Verfahren, die ohne Kommunikation auskommen, haben in der Vergangenheit ein sehr hohes Sicherheitsniveau bewiesen. Aus zwei Gründen könnten in Zukunft dennoch kommunikationsbasierte Verfahren zum Einsatz kommen:

- Kommunikationsbasierte Verfahren könnten in Zukunft gegenüber anderen wirtschaftlicher sein bei gleichem Sicherheitsniveau
- mit zunehmender Durchdringung des Netzes mit DEA könnten die vorher üblichen Verfahren nicht mehr einsetzbar werden oder in ihrer Wirksamkeit eingeschränkt werden.

Der erste Punkt kann an dieser Stelle nicht beurteilt werden, allerdings spricht die Entwicklung der letzten Jahre dafür, dass künftig Kommunikationslösungen weiterhin mit stark fallenden Preisen verfügbar sind und sich daher die Wirtschaftlichkeit solcher Verfahren verbessert. Die vorherigen Erläuterungen zeigen auch, dass die Wirksamkeit und Einsetzbarkeit der bislang dominierenden Verfahren bei einem massiven Ausbau der Nutzung von DEA fraglich ist. Wenn pro Hausanschluss in Zukunft im Durchschnitt möglicher Weise mehr als eine DEA angeschlossen ist, könnten sowohl Impedanzmessverfahren als auch Frequenzshifting zu Fehlabschaltungen bzw. Problemen beim Netzbetrieb führen. Gerade in einer solchen Situation wäre aber die Wahrscheinlichkeit ungewollter Inselnetzbildung durch zufälligen Lastabgleich wesentlich größer als heute. Auch die Auswirkungen einer fortgesetzten Speisung eines Kurzschlusses durch DEA bei Scheitern einer AWE könnten im Einzelfall erheblich sein. Bereits in Abschnitt 3.3.4 wurde auf die Problematik der Unterstützung einer AWE durch DEA hingewiesen. Angesichts der Kürze der Abschaltung von nur einigen hundert Millisekunden dürften alle hier diskutierten Optionen des „dritten Kriteriums“ bei ungefähigem Lastabgleich versagen. Daher ist eine sichere Unterstützung von AWE durch DEA bei hoher Durchdringung ohne spezielle Kommunikation grundsätzlich nicht möglich.

Kommunikationsbasierte Verfahren haben als ganz wesentlichen Vorteil, dass die Information über eine Netzabschaltung nicht durch messtechnische Verfahren aus den lokalen Netzgrößen abgelesen werden muss, sondern diese Informationen von der schaltenden Institution, i.d.R. dem Netzbetreiber, direkt generiert und abgesendet wird. Das setzt natürlich voraus, dass zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber bzw. –hersteller ein entsprechendes Protokoll vereinbart wurde. Im Wesentlichen muss die Information über Netzab- und zuschaltung übermittelt werden, was im einfachsten Fall über ein binäres Signal realisiert wird. Aus Sicherheitsgründen sollten die Anlagen abschalten, sobald ein solches Signal ausbleibt. Dieses Verfahren wird als Pilotton bezeichnet. Bei komplexeren Anwendungen sollte zusätzlich ein Abschalt- oder Wiedereinschaltzeitpunkt angekündigt werden können.

Bei der Bewertung kommunikationsbasierter Verfahren zu Zwecken der Sicherheit des Netzbetriebs kommt der Verfügbarkeit und Geschwindigkeit des eingesetzten Kommunikationsdienstes eine besondere Bedeutung zu. Wenn die Abschaltung von DEA vor einer AWE oder im Kurzschlussfall unterstützt werden soll, muss die Kommunikation mit sehr hoher Verfügbarkeit und Geschwindigkeit ablaufen, da eine sehr schnelle Reaktion der DEA notwendig ist. Wenn die Sicherheitsfunktion die Abschaltung für Wartungsarbeiten etc. betrifft, sind die Anforderungen wesentlich niedriger, da diese ggf. auch einige Minuten verschoben werden können oder die Abschaltung im Extremfall auch manuell erfolgen kann, was dann allerdings hohe Kosten verursacht.

Um eine hohe Verfügbarkeit zu akzeptablen Kosten zu realisieren, bieten sich Verfahren an, bei denen die Kommunikationssignale auf das Energienetz aufgeprägt werden. Bei sehr niederbittigen Anwendung wie einer reinen Ein-/Aus-Kennung (Pilotton-Verfahren) kann diese Kommunikation basierend auf der etablierten Rundsteuertechnik realisiert werden, andernfalls ist auch eine Powerline-Carrier-Kommunikation (PLC) denkbar. Wo ein derartiges System nicht verfügbar ist und die entsprechenden Investitionen nicht getätigt werden, ist alternativ auch eine Anbindung über vorhandene Telekommunikationsdienste möglich. Allerdings ist in diesem Bereich i.d.R. keine garantierte ausreichend kurze Laufzeit der Signale und Verfügbarkeit zu realisieren, um Anwendungen mit sehr hohen Anforderungen wie Kurzschlussverhalten zu realisieren. Für andere Anwendungen ist das aber durchaus realistisch.

Eine weitere Variante der kommunikationsbasierten Inselnetzerkennung ist die „Deaktivierung bei Netzproblemen“. In diesem Fall reagieren Frequenz- und Spannungsschutz weiterhin sehr schnell, wenn relativ weite Spannungs- und Frequenzgrenzen verletzt werden, aber erst nach längerer Zeit, wenn deutlich engere Grenzen verletzt werden. Um eine Destabilisierung bei Großstörungen zu vermeiden, sendet der Netzbetreiber bei einer solchen Störung ein Signal, durch das die Inselnetzerkennung für eine begrenzte Zeit deaktiviert wird, so dass die DEA das Netz während der Krisensituation stützen können. Die Verzögerung der Auslösung der engen Grenzen im Normalbetrieb ist notwendig, damit dem

Netzbetreiber genügend Zeit bleibt, im Falle einer Großstörung die Abschaltung der Inselnetzerkennung der DEA vorzunehmen. Da heute in Deutschland bei der Impedanzmessung eine Abschaltzeit von 5 sec als akzeptabel gilt, ist auch hier ein solcher Kompromiss denkbar. Ein wesentlicher Vorteil ist, dass bei einer Großstörung nur relevant ist, dass ein ausreichender Teil der Anlagen im gesamten betroffenen Gebiet des Verbundnetzes erreicht werden. Ein lokaler Ausfall der Kommunikation z.B. bei einem Stadtwerk ist relativ unkritisch. Aus diesem Grund wäre hier die Anforderung an die Zuverlässigkeit der einzelnen Komponenten deutlich niedriger, was die Mitnutzung vorhandener Kommunikationskanäle erleichtert im Sinne einer multifunktionalen, kostengünstigen Kommunikation (Kapitel 6.1).

Eine solche Kommunikationslösung bietet zudem die Möglichkeit durch Überwachung von Spannung und Netzimpedanz auch Zustände und Fehler im Netz zu identifizieren, die bislang auf Grund der fehlenden Beobachtbarkeit im Niederspannungsnetz nicht oder nur nach relativ langen Zeiträumen erkannt werden konnten [78].

3.3.7 Schlussfolgerung und Ausblick

Inselnetzerkennung und Netztrennung von DEA werden heute auch ohne kommunikationsbasierte Verfahren erfolgreich und mit sehr hohem Sicherheitsniveau gelöst. Ob diese Verfahren bei einer weiterhin stark steigenden Zahl von DEA den Anforderungen noch gerecht werden können, ist allerdings noch nicht abschließend zu beantworten. Insbesondere die Auswirkungen der mit der überarbeiteten VDE 0126 in Deutschland neu zugelassenen Verfahren und die Frage der Sicherung der systemweiten Netzstabilität durch DEA bedürfen weiterer Forschung.

Dabei bieten kommunikationsbasierte Verfahren in Zukunft eine große Chance, wenn Standards und Systeme entwickelt werden, die eine kostengünstige Realisierung des geforderten Sicherheitsniveaus ermöglichen. Dafür spricht auch, dass die Erkennung großer Inselnetze und Unterstützung einer AWE nur durch kommunikationsbasierte Verfahren wie Pilotton möglich sind. Diese erfordern allerdings eine aktive Mitarbeit des Netzbetreibers.

3.4 Wirkleistungsregelung bei hohem Anteil fluktuierender Erzeugung

3.4.1 Überblick und Begriffe

Mit dem Begriff Regelenergie wird der Energie- und Leistungsbedarf bezeichnet, der kurzfristig zum Ausgleich unvorhersehbarer Abweichungen von Erzeugung und Verbrauch im Netz benötigt wird. Dabei wird entsprechend der Klassifikation der UCTE zwischen Primär-, Se-

kundär- und Minutenreserve unterschieden [61]. Fahrplanenergie soll im Gegensatz dazu die regelbare Energie und Leistung bezeichnen, die von Energiehändlern zur Einhaltung ihrer Fahrpläne gesteuert werden kann. In konventionellen Kraftwerken und in großen Industriebetrieben kann der gesamte Energieumsatz als Fahrplanenergie angesehen werden, denn die entsprechenden Erzeugungs- bzw. Verbrauchskurven lassen sich bereits heute durch entsprechende Leitstellen steuern. Bei Erzeugern und Verbrauchern im Niederspannungsnetz entsteht heute aber der weitaus größte Anteil des Verbrauchs als reine „Profilenergie“, deren zeitlicher Verlauf (einschließlich der Erzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung) sich zwar statistisch sehr genau beschreiben, allerdings in keiner Weise von zentraler Stelle beeinflussen lässt. Auch Wind- und PV-Leistung stehen gegenwärtig nur eingeschränkt als Fahrplanenergie zur Verfügung, wobei die nächtliche Abschaltung der PV-Anlagen und die Windleistungsprognose bereits eine Einrechnung in die Kraftwerksfahrpläne erlauben.

Üblicher Weise wird von den hier benannten Größen nur Regelenergie unter die Systemdienstleistungen gezählt. Für diese ist im liberalisierten Strommarkt der Netzbetreiber zuständig, während Fahrplan- und Profilenergie in die Zuständigkeit der Beziehung zwischen Energiehändler und -kunden fallen und nur in Form der Fahrplananmeldung des jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen für den Netzbetreiber relevant werden. Im Rahmen dieser Arbeit wird vor allem die Erbringung von Fahrplanenergie durch dezentrale Entscheidung untersucht, daher liegt der Schwerpunkt dieser Arbeit auch auf der Beziehung zwischen Energiehändler und Kunden.

3.4.2 Ziele bezüglich Fahrplanenergie bei weiterem Ausbau dezentraler und erneuerbarer Energien

So lange der Anteil der fluktuierenden Erzeuger sehr gering ist, kann deren Einspeisung durch die vorhandenen schnell regelbaren Großkraftwerke (i.d.R. Gaskraftwerke) ersetzt werden. An der Betriebsführung des Netzes ändert sich so gut wie nichts. Mit zunehmendem Anteil der fluktuierenden Erzeuger wird deren Einspeiseverlauf stabiler, da eine größere Anzahl von Anlagen eine statistische Mittelung ergeben und besser prognostizierbar, weshalb ein Teil der eingespeisten Energie auch von den trägen Großkraftwerken geregelt werden kann, wenn über einen ganzen Tag eine gewisse Leistung laut Prognose weitgehend sicher vorhanden ist bzw. mit dem Lastverlauf positiv korreliert ist. Wenn allerdings die Kapazität der schnell regelbaren Kraftwerke nicht mehr ausreicht, um die Schwankungen innerhalb eines Tages auszugleichen, müssen zunehmend Großkraftwerke im Teillastbereich mit ungünstigem Wirkungsgrad am Netz gehalten werden, um mit deren Regelungsmöglichkeiten die Schwankungen auszugleichen. Ein wesentliches Ziel der Bereitstellung von Fahrplanenergie bei wachsendem Anteil erneuerbarer Energien ist daher die Vergleichmäßigung des resultierenden Profils aus Verbrauch und der regenerativen Erzeugung.

Zum anderen ist es aber auch ein wesentliches Ziel, die benötigte Spitzenlast an konventioneller Erzeugung möglichst weit zu senken, um die notwendige vorzuhaltende installierte Leistung der Kraftwerke und damit die Fixkosten dieser Erzeugergruppe möglichst weit zu senken.

3.4.3 Optionen der Wirkleistungsregelung

In einer solchen Situation stellt sich die Frage, ob durch die zusätzliche Leistung an fluktuierenden Erzeugern die installierte Leistung an konventionellen Kraftwerken verringert werden kann. Dazu sind offensichtlich zusätzliche Maßnahmen notwendig, denn ohne eine gezielte Beeinflussung der Lasten ist nicht auszuschließen, dass die Höchstlast gerade zu einem Zeitpunkt auftritt, an dem die fluktuierenden Erzeuger nicht einspeisen und demnach die konventionellen Kraftwerke weiterhin diese Höchstlast decken müssen. Grundsätzlich stehen in dieser Situation verschiedene Optionen und Mittel zur Verfügung:

- Prognose für Erzeuger mit fluktuierender Charakteristik
- Speicherung
- großräumige Verteilung und Übertragung
- Einbindung und Management von dezentralen Erzeugern, die entsprechend Strombedarf regelbar sind (Biomasse, KWK)
- Potenziale für Lastmanagement nutzen.

Diese werden im folgenden näher erläutert, wobei dezentrales Erzeugungs- und Lastmanagement zusammenfassend unter „Energiemanagement“ behandelt wird.

3.4.3.1 Prognose

Eine wesentliche Voraussetzung für die Netzregelung bei einem hohen Anteil fluktuierender Erzeuger ist zunächst, den schwankenden Verlauf der Einspeisung für das betrachtete Versorgungsgebiet zu ermitteln und zu prognostizieren. Zusammen mit den angemeldeten Fahrplänen von Großverbrauchern und den statistisch bekannten Lastprofilen kleinerer Verbraucher kann damit die zu deckende Restlast ermittelt werden. Für den Bereich der Windkraft existieren dafür bereits Lösungen, die sich in der Praxis bewährt haben [79]. Für den Bereich der Photovoltaik sind entsprechende Systeme angedacht. Allerdings ändert auch eine sehr gute Prognose nichts daran, dass die verfügbare Leistung zu einem bestimmten Zeitpunkt nicht beeinflussbar ist. Bei sehr hoher Durchdringung kann sich die Situation ergeben, dass die gesamte Einspeisung aus fluktuierender Erzeugung die Netzlast übersteigt. Ohne die Möglichkeit der Energiespeicherung und ohne ein Energiemanagement, das zu einem sol-

chen Zeitpunkt bevorzugt Verbraucher einschaltet und dezentrale und zentrale Erzeuger abschaltet, besteht dann nur die Möglichkeit, die fluktuierenden Erzeuger abzuregeln, was bei diesen allerdings keine Einsparung an Primärenergie erbringt. In der Modellrechnung der DENA-Netzstudie [8] tritt diese Situation für Deutschland das erste mal zwischen 2015 und 2020 auf, was die Dringlichkeit entsprechender Maßnahmen im Bereich Energiemanagement und -speicherung verdeutlicht.

3.4.3.2 Großräumige Verteilung, Speicherung und industrielles Lastmanagement

Durch Ausgleichseffekte innerhalb eines großen geographischen Gebietes sowie zwischen unterschiedlichen Erzeugungsarten wie Windkraft und Photovoltaik vergleichmäßig sich die Summe der Einspeisung fluktuierender Erzeuger. Dadurch lassen sich Einsparungen an Speicher- und Regelaufwand erzielen. Wenn entsprechende Leitungskapazitäten über große Entfernungen installiert werden, z.B. HGÜ-Systeme, ist eine Übertragung auch über große Strecken in der Regel kostengünstiger als eine lokale Speicherung [80]. Allerdings zeigt die Erfahrung, dass der Bau von Hochspannungsfreileitungen gegenwärtig mit erheblichen Widerständen aus der Bevölkerung verbunden ist. Die Verteilung fluktuierender Erzeuger über ein großes geographisches Gebiet, verbunden mit einer elektrischen Energieübertragung über große Entfernungen, ist daher eine Möglichkeit, die zur Regelung eines Netzes mit hohem Anteil fluktuierender Erzeuger beitragen kann.

Die Speicherung und Übertragung elektrischer Energie ist immer mit Verlusten verbunden. Um die erzeugte elektrische Energie möglichst effizient zu nutzen, sollten vor dem Einsatz von Speichern daher zunächst die Potenziale des Energiemanagements ausgeschöpft werden, die eine Verschiebung des Verbrauchs in die Zeiten erlauben, in denen die Einspeisung durch fluktuierende Erzeuger hoch ist. Allerdings lassen sich durch Energiemanagement i.d.R. nur Lastverschiebungen von wenigen Stunden bis maximal wenigen Tagen erreichen, weshalb zum saisonalen Ausgleich der Leistung fluktuierender Erzeuger zusätzliche Maßnahmen notwendig sein werden. Bei einem fortschreitenden Ausbau dieser Erzeuger ist aber damit zu rechnen, dass der saisonale Ausgleich zunächst durch einen entsprechenden Betrieb der weiterhin vorhandenen konventionellen Kraftwerke erreicht wird, was allerdings deren Wirtschaftlichkeit mindert. Auch der saisonale Betrieb bestimmter großindustrieller Anlagen, deren Produkte sich besser speichern und transportieren lassen als elektrische Energie, ist denkbar. Dafür kämen z.B. Chloralkalielektrolyse, Aluminiumherstellung, die Herstellung von Elektrostahl oder die Wasserstoffgewinnung zur Verwendung für chemische Prozesse, aber auch zur Substitution fossiler Rohstoffe, in Frage. Der Gesamtverbrauch der ersten drei Prozesse betrug 1998 in Deutschland ca. 26 TWh [81], der gesamte elektrische Energieverbrauch zur Erzeugung chemischer Grundstoffe kann basierend darauf auf ca. 39 TWh geschätzt werden. Ein entsprechendes Energiemanagement setzt allerdings voraus,

dass entsprechende chemische Industrieanlagen mit erhöhter Kapazität aufgebaut werden. Kurz- bis mittelfristig betrachtet sollten aber wie bereits erwähnt aus Effizienzgründen die Potenziale des Energiemanagements ausgeschöpft werden, ohne den langfristigen Bedarf an Speichern und ggf. großräumiger Übertragung zu vernachlässigen.

3.4.3.3 Energiemanagement

Energiemanagement wird im industriellen Bereich schon seit langem eingesetzt. Gegenwärtig werden in diesem Bereich sogar Potenziale der Regelenergiebereitstellung erschlossen [82]. Die technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen für die Aktivierung dieses Potenzials sind gegeben. Im Gegensatz dazu ist das Potenzial zum Energiemanagement im Bereich von Privathaushalten und Kleingewerbe, mit Ausnahme der Nutzung von Rundsteuersignalen, bisher nicht erschlossen. Gerade dort kann das Management von Lasten und Kraftwärmekopplungsanlagen (KWK) noch beträchtlich zur Netzregelung und Erbringung von Systemdienstleistungen beitragen. Das ist insbesondere vor dem Hintergrund zu sehen, dass ca. 50% des elektrischen Energieverbrauchs in Deutschland in der Niederspannungsebene stattfindet (s. Abschnitt 1.6). Die Einbeziehung der gewaltigen Zahl von Einzelanlagen in der Niederspannungsversorgung bei jeweils unabhängigen Kunden erfordert allerdings ein effizientes Kommunikations- und Handelssystem zwischen den Marktteilnehmern des liberalisierten Strommarktes (Abb. 14) sowie eine angepasste Strategie der Beeinflussung mit dezentraler Entscheidung, die in Kapitel 4 erläutert wird.

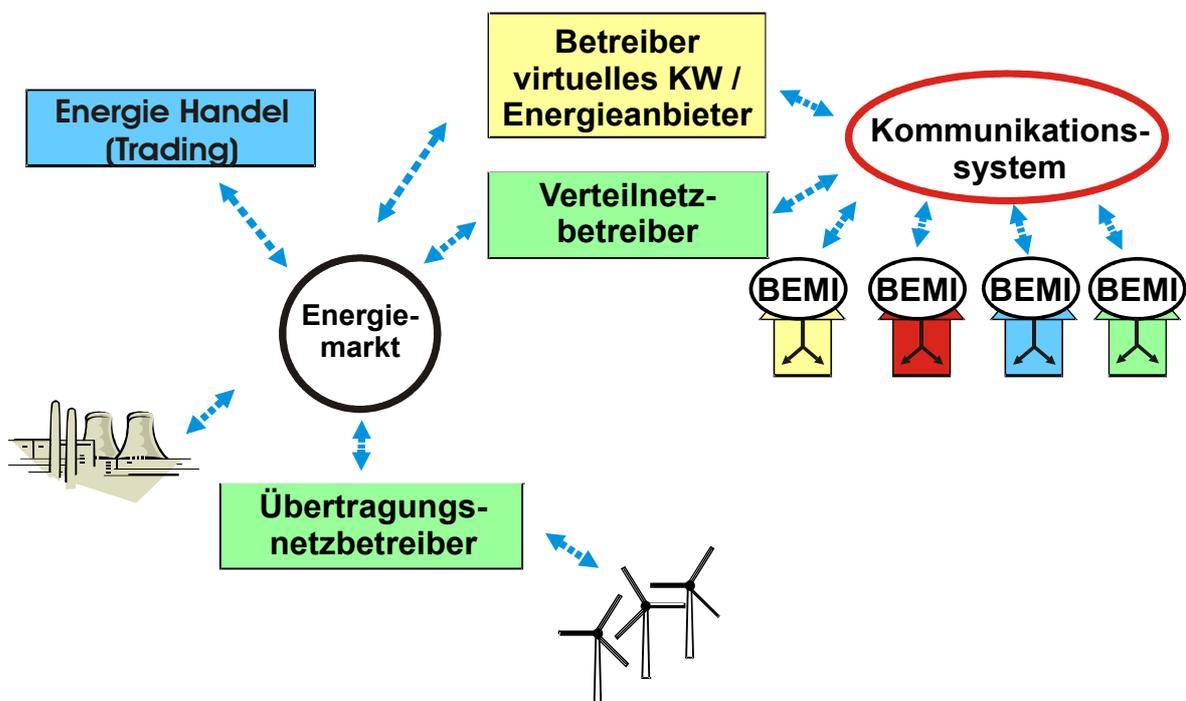


Abbildung 14: Kommunikation und Handel im liberalisierten Strommarkt mit Integration verteilter Erzeugung

3.5 Potenzial des dezentralen Wirkleistungsmanagements in Deutschland

3.5.1 Kenngrößen des Potenzials

Der Betrieb von Geräten, die sich für ein Energiemanagement eignen, muss ohne gravierende Eingriffe in den eigentlichen Nutzungszweck zeitlich verschiebbar sein. Typische solche Geräte sind Waschmaschinen, Wäschetrocker und Spülmaschinen, die ein bestimmtes Programm abarbeiten, das aber in vielen Fällen zeitlich verschoben werden kann, ohne dass es zu wesentlichen Komforteinbußen kommt. Noch weniger Konflikte mit Nutzerpräferenzen gibt es beim Management von Kühlgeräten, Heiz- und Warmwassersystemen und Klimaanlage, so weit jeweils im gekühlten/geheizten Raum bzw. beim Warmwasser ein bestimmter Temperaturbereich eingehalten wird. Das Potenzial für ein Energiemanagement muss also entsprechend der Eigenschaften und der Zahl der verfügbaren Einheiten für jeden Gerätetyp individuell bewertet werden. Das Potenzial eines bestimmten Gerätetyps zum Energiemanagement im Netzbetrieb beizutragen, lässt sich im wesentlichen durch drei Kenngrößen angeben:

- installierte Leistung: Zur Abschätzung des Gesamtpotenzials wird die gesamte installierte Leistung eines Gerätetyps benötigt.
- durchschnittliche Leistung (bei Kenntnis der installierten Leistung ist dies gleichwertig zum Anteil der Zeit, die das Gerät in Betrieb ist): Dieser Wert hängt bei allen Anwendungen, die zur Raumwärme und -kälterzeugung dienen wie KWK-Anlagen, Wärmepumpen und Klimaanlage von der Außentemperatur ab.
- Zeitdauer, für die eine Verschiebung des Betriebs möglich ist: Für eine Betrachtung des Gesamtpotenzials in Deutschland ist hier ggf. die Angabe der Verteilung dieses Parameters über den Gerätebestand notwendig.

3.5.2 Abgrenzung

Hier geht es vor allem um das Potenzial im Bereich der Stromkunden, die zur Zeit noch nicht über eine zeitgenaue Abrechnung verfügen und weniger als 200.000 kWh/Jahr verbrauchen. Zum Vergleich: ein Vierpersonenhaushalt verbraucht pro Jahr i.d.R. 2000 bis 4000 kWh. Diese Anschlüsse sind praktisch ausschließlich im Nieder- und selten im Mittelspannungsnetz installiert. Im Falle eines Anschlusses an das Mittelspannungsnetz wird i.d.R. zwar der Mittel-/Niederspannungstransformator in der Regie des Netzanschlussbesitzers betrieben, die Installation befindet sich ansonsten aber häufig zu einem wesentlichen Teil auf der Nie-

derspannungsebene, weshalb diese Anschlüsse weitgehend wie Niederspannungsanschlüsse behandelt werden können.

3.5.3 Studien zum Potenzial

Es existieren zwar zahlreiche Studien, die verschiedene Aspekte des dezentralen Energiemanagements untersuchen, allerdings wird das Potenzial i.d.R. nicht umfassend untersucht. Einer der ersten praktischen Untersuchungen zum Lastmanagement in Privathaushalten war die Eckernförder Stromampel [83]. Dort wurde mit Hilfe von variablen Tarifen eine Absenkung der Lastspitze um 6% erzielt. Quaschnig [24] schätzt basierend auf der im Rahmen des Eckernförderer Projekts durchgeführte sozialwissenschaftliche Untersuchungen, dass das Verschiebungspotenzial durchschnittlich ca. 40% des Energieverbrauchs von Privathaushalten beträgt. Je nach Jahreszeit und Szenario errechnet er daraus ein Verschiebungspotenzial von 7,5% bis 20% bezogen auf den gesamten deutschen Stromverbrauch, da er die Verschiebungspotenziale in anderen Anwendungsbereichen wie Industrie und Kleingewerbe deutlich niedriger ansetzt. Bezüglich der Verschiebungsdauer wird allerdings lediglich zwischen einer Verschiebung „innerhalb eines Tages“ und „um mindestens einen Tag“ unterschieden, so dass diese Daten für eine detaillierte Untersuchung des Energiemanagement nicht als Basis verwendet werden können.

Die folgenden Angaben in Tabelle 1 beruhen daher auf der Habilitation von Stadler [84], ergänzt durch Angaben aus einer Untersuchung des Forschungsnetzwerks Energie und Kommunikation [85][86]. Bei Gerätetypen, bei denen die Verschiebedauer auf Grund unterschiedlicher Geräteauslegung, Befüllungsgrad etc. in einem bestimmten Bereich schwankt, wurde jeweils ein Minimal- und Maximalwert so angegeben, dass die tatsächliche in der Literatur angegebene Verteilung durch eine Gleichverteilung zwischen den beiden angegebenen Werten approximiert werden kann, wenn ein entsprechendes Energiemanagementsystem simuliert wird. Folgende Werte ergeben sich aus den genannten Veröffentlichungen:

Gerätetyp	Installierte Leistung Deutschland (GW)	Durchschnittliche Leistung (GW)	Verschiebedauer
Nachtspeicherheizungen	39,9	13,3 (bei -15°C) 0,0 (bei +18°C)	16 h bei -15 °C 45 h bei +17°C
Elektrische Warmwasserversorgung mit Speicher	5,7	0,76	8h bis ca. 100 h

Gerätetyp	Installierte Leistung Deutschland (GW)	Durchschnittliche Leistung (GW)	Verschiebedauer
Lüftungsanlagen	22 (6:00 - 22:00 Uhr) 7,5 (nachts)	6,2 (tags) 2,0 (nachts)	ca. 30 bis 60 min
Kühlschränke	6,7	1,5	600 bis 1100 min
Gefriergeräte	4,9	1,4	250 bis 450 min
Kühlmöbel in Lebensmittelmärkten	3,8	1,1	120 bis 240 min
Heizungsumwälz-pumpen	2,3	2,3 solange Hei-zungen laufen	1 h bis 24 h bei -12°C 1 h bis 80 h bei +14°C
Elektrische Direkthei-zung	ca. 1,4	0,48 (temperatur-abhängig)	
Waschmaschinen+Wäschetrockner	12,9	1,07	abhängig von Nutzerpräferenz
Spülmaschinen	7,9	0,66	abhängig von Nutzerpräferenz
Siedlungs-KWK	1,6 Erzeugungsleistung!	1,6 bei -15°C 0,32 bei +18°C Erzeugungsleistung!	Abhängig vom Speicher, typisch 24h
Wärmepumpen	0,2	0,2 bei -15°C 0,04 bei +18°C	Abhängig vom Speicher, typisch 24h

Tabelle 1: Geräteparameter für Energiemanagement im Niederspannungsnetz

Für Waschmaschinen und Wäschetrockner werden als gemeinsamer Gerätetyp behandelt, da ihr Betrieb eng zusammenhängt. Die Tatsache, dass Wäschetrockner nur bei einem Teil der Haushalte mit Waschmaschine installiert sind, wird durch die entsprechende angenommene Leistungsverteilung über die Haushalte abgebildet.

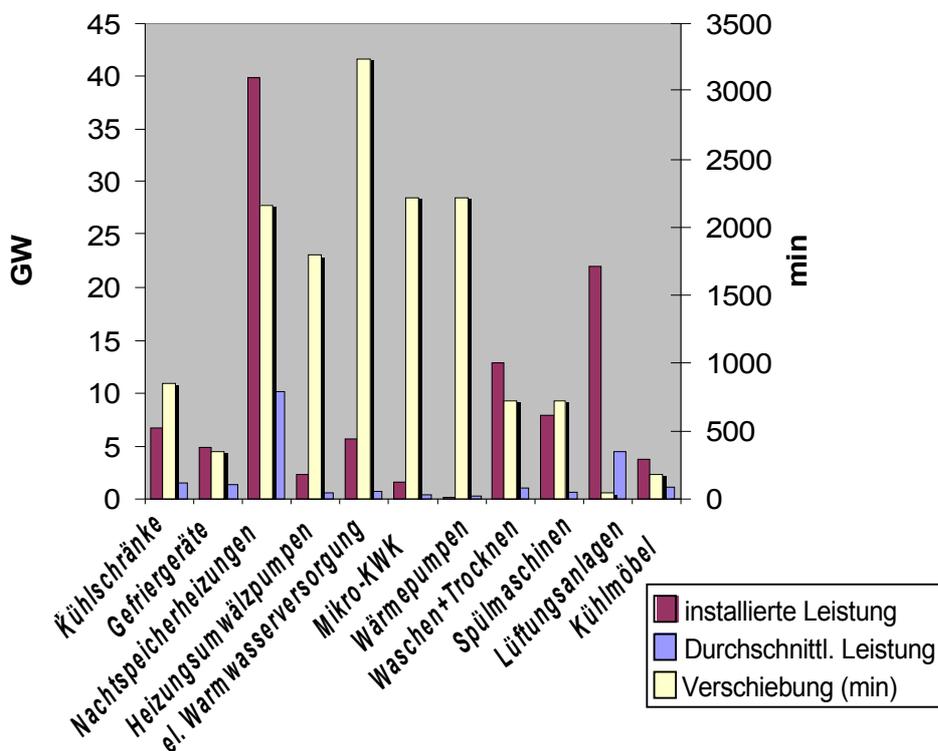


Abbildung 15: Geräteparameter für Energiemanagement im Niederspannungsnetz

Für die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit sind noch folgende Zahlen relevant (die durchschnittliche Leistung pro Kunde ergibt sich direkt aus der in Tabelle 1 angegebenen installierten Leistung in Deutschland und der geschätzten Zahl der Standorte):

Gerätetyp	Durchschnittliche installierte Leistung pro Kunde (W)	Zahl der Standorte in Deutschland	Zusätzliche Kosten ohne Kommunikationsanbindung (EUR)
Nachtspeicherheizungen	15.346	2,6 Mio	-
Elektrische Warmwasserversorgung mit Speicher	1.425	ca. 4,0 Mio	-
Lüftungsanlagen	22.000**	1 Mio.**	-
Kühlschränke	187,2	35,8 Mio	-

Gerätetyp	Durschnittliche in- stallierte Leistung pro Kunde (W)	Zahl der Standorte in Deutschland	Zusätzliche Kosten ohne Kommunika- tionsanbindung (EUR)
Gefriergeräte (private Haushalte)	188,8	26 Mio.	
Kühlleistung Supermärkte	152.000	25000***	(Verlängerung der Verschiebedauer durch Kältespeicher möglich)
Heizungsumwälz- pumpen	164,3	14 Mio	-
Waschmaschinen+ Wäschetrockner	379,3****	34 Mio.	
Spülmaschinen	373,4****	21,2 Mio.	
Siedlungs-KWK	?	?	
Wärmepumpen	3.300	60.000	

Tabelle 2: Ergänzende Parameter für das Energiemanagement in der Niederspannungsversorgung

**Lüftungsanlagen werden mit einer sehr großen Bandbreite an Leistung und Anwendungen installiert, so dass aus den vorliegenden Studien wie [87] nur eine grobe Abschätzung möglich ist. Da die Studien nicht nur Lüftungsanlagen untersucht, werden hier nur Ventilatoren ab 1 kW berücksichtigt. Eine Abgrenzung der in der Niederspannung installierten Lüftungsanlagen von besonders großen Anlagen mit direktem Mittelspannungsanschluss ist nicht möglich.

*** Abschätzung auf Grund der Recherche von Internetseiten großer Supermarktketten

**** Bei Wasch- und Spülmaschinen ist die durchschnittliche Leistung während des Durchlaufens des Programms abgegeben. Kurzfristig nehmen die Geräte, insbesondere beim Aufheizen des Wassers, deutlich höhere Leistungen auf. Bei einer Vielzahl von Geräten und leicht verschobenen Programmstarts kann aber mit der mittleren Betriebsleistung gerechnet werden.

In Zukunft werden sicherlich Nachtspeicherheizungen an Bedeutung verlieren, da diese seit 1990 praktisch in Neubauten nicht mehr installiert werden. Dafür ist zu erwarten, dass Mikro-

KWK, Wärmepumpen und Elektro-Direktheizungen (letztere in Gebäuden mit sehr geringem Wärmeenergiebedarf) an Bedeutung gewinnen. Da insbesondere Direktheizungen und Wärmepumpen, wenn mit geeigneten Speichern versehen, eine ähnliche Charakteristik aufweisen wie Nachtspeicherheizungen, dürfte hier das Potenzial mindestens konstant bleiben. Zwar weisen Nachtspeicherheizungen eine deutlich höhere installierte Leistung auf (da sie i.d.R. in energetisch ineffizienten Gebäuden installiert sind) und damit pro Haushalt ein höheres Regelpotenzial, was aber durch das enorme zahlenmäßige Potenzial für elektrisch-gekoppelte Heizungen ausgeglichen oder sogar überkompensiert werden könnte.

Weitere Systeme, die in Zukunft zum Lastmanagement im Verteilnetz in Frage kommen können, für die aber im Rahmen der vorliegenden Arbeit keine Daten ermittelt wurden, sind:

- USV-Systeme, besonders auch die Option, PV-Wechselrichter mit zusätzlichem Batteriespeicher auszustatten und inselnetzfähig zu machen
- weitere Leistungsreduktion im Notfall bei Extremereignissen (z.B. elektrisches Kochen und nicht unbedingt notwendige Beleuchtung)
- Elektroautos, die dezentral geladen werden.

3.6 Abschließende Bewertung

Unter den in den in diesem Kapitel betrachteten Systemdienstleistungen ist die Beteiligung an der Wirkleistungsbereitstellung und -regelung die wesentlichste mögliche Dienstleistung im Bereich der Niederspannungsversorgung. Dafür spricht unter anderem, dass die heute üblichen Preise für Blindenergie mit ca. 1 ct/kVAh deutlich unter den Preisen liegen, die an der deutschen Strombörse für Wirkenergie gezahlt werden (ca. 3-4 ct/kWh) [88][89][90]. Die Preise für Regelenergie waren in der Vergangenheit ansteigend und hatten Ende 2002 in der Regelzone von RWE einen Bereich von 7 bis 70 ct/kWh erreicht [91]. In der vorliegenden Arbeit wird daher dargestellt, wie künftig durch Energiemanagement im Niederspannungsnetz eine Beteiligung an der Wirkleistungsregelung (sowie der zeitgerechten Bereitstellung von Wirkleistung allgemein) stattfinden kann. Dieses Energiemanagement umfasst sowohl die Steuerung von DEA als auch Lastmanagement.

4 Wirkleistungsregelung mit dezentraler Entscheidung

4.1 Abgrenzung von bestehenden Projekten

Es wurden bereits zahlreiche Projekte mit der Zielsetzung, Energiemanagement zur Unterstützung des Netzbetriebes auch im Niederspannungsnetz einzusetzen, durchgeführt [92][93][94]. Dazu gehören die Einführung eines variablen Tarifs mit der Eckernförder Stromampel [83], EDISON [95], die Entwicklung von PomS [96][97][98] im Rahmen des Projekts Dispower [99] und das gegenwärtig laufende EU-Projekt Fenix [100]. Allerdings berücksichtigt keines dieser Projekte sowohl den liberalisierten Strommarkt als auch das Prinzip der dezentralen Entscheidung des Kunden als Reaktion auf einen variablen Strompreis. Insbesondere EDISON und PomS zielen auf eine zentrale Entscheidung, bei der bestimmte Geräte, i.d.R. größere BHKWs oder auch Batteriespeicher, durch eine zentrale Leitstelle optimiert und gesteuert werden. Eine Einbindung kleinerer Einheiten bei Kunden des Verteilnetzes und allgemein ein Lastmanagement wurde dabei zwar stets als Möglichkeit beschrieben, aber i.d.R. nicht umgesetzt, da sich dieser Bereich mit dem Ansatz der zentralen Entscheidung aus den in Kapitel 1.6 beschriebenen Gründen nicht erreichen lässt. Interessant ist der im Rahmen des GridWise-Projekt [101] verfolgte Ansatz einer Einbindung des Verteilnetzes in den Netzbetrieb durch eine frequenzbasierte Schaltung von Geräten. Allerdings eignet sich dies im Wesentlichen zur Unterstützung der Primärregelleistung und wird daher hier nicht weiter betrachtet. Außerhalb von Deutschland hat es zahlreiche Projekte mit variablen Tarifen, z.T. auch für Privathaushalte, gegeben [86][102][103] und gegenwärtig wird ein entsprechender Test durch EnBW vorbereitet [104]. Allerdings fehlt hier praktisch immer die automatische Optimierung und Schaltung von Geräten basierend auf dem variablen Tarif und Einstellungen des Verbrauchers, die seine generellen Nutzungspräferenzen widerspiegeln. Möglichkeiten eines dezentralen Energiemanagement wurden auch bereits im Projekt DESIRE untersucht [105], allerdings mit einem Fokus vorwiegend auf KWK-Anlagen etwas größerer Leistungsklasse, die überwiegend im Mittelspannungsnetz angeschlossen werden. Im Projekt MICROGRIDS und im Nachfolgeprojekt MORE-MICROGRIDS wird auch ein Energiemanagement bzw. eine Regelung von Erzeugung und Verbrauch im Niederspannungsnetz untersucht [106][107], allerdings mit einem Schwerpunkt auf Fragen zum Netzbetrieb in Inselnetzen und in Bezug auf Abtrennung sowie Rücksynchronisation des Microgrids an der Schnittstelle zum Verbundnetz. Zur Steuerungsgröße für das Wirkleistungsverhalten von Lasten und Erzeugern wird hier die Frequenz des Microgrids verwendet.

Diese früheren Projekte haben aber gezeigt, dass rein technisch bereits heute Lösungen realisiert werden können, die wesentliche Anforderungen eines Energiemanagements im Verteilnetz erfüllen. Offen sind vielmehr die Wirtschaftlichkeit, rechtliche Probleme, z.B. be-

züglich der Eichfähigkeit von speziellen Zählern [83] und die Einsetzbarkeit im liberalisierten Strommarkt. In diesem Kapitel wird daher zunächst ein Geschäftsmodell vorgestellt, das den Regeln des liberalisierten Strommarktes entspricht.

Einige weitere Projekte, die auf eine gleichberechtigte Integration aller Netzteilnehmer zielen, haben den Gedanken des Strommarktes bereits sehr weitgehend aufgegriffen. Allerdings setzen diese entsprechende Handelsaktivitäten aller beteiligten Stromkunden untereinander am Strommarkt voraus, die i.d.R. mittels Unterstützung durch Agenten realisiert werden, wie bei SESAM [108], CRISP [109] und DEZENT [110]. Das hat den Nachteil, dass eine Integration in den heute üblichen Strommarkt zumindest für Privatkunden unrealistisch ist, da für diese der technische und administrative Aufwand beim Einsatz direkt untereinander handelnden Agenten sehr hoch wäre (s.a. Kapitel 1.6). In der vorliegenden Arbeit wird daher angenommen, dass die Einbindung der kleinen Kunden in den Strommarkt weiterhin über einen Energiehändler geschieht. Anders als heute üblich handelt dieser aber nicht nur mit variablen Strompreisen am übergeordneten Strommarkt, sondern gibt seinen Kunden ebenfalls variable Preise weiter. Außerdem liefert er nicht nur zu einem variablen Preis, sondern nimmt auch von Kundenanlagen erzeugte Energie ab. Zur Aggregation dezentral erbrachter Systemdienstleistungen steht zugleich weiterhin der Verteilnetzbetreiber zur Verfügung, wie in der Abbildung in Kapitel 3.4.3.3 gezeigt.

4.2 Prinzip der dezentralen Entscheidung

4.2.1 Statistischer Ansatz

Das wesentliche Merkmal von Regel- und Fahrplanenergie bzw. -leistung ist, dass sie mit Sicherheit bereitgestellt werden muss, wenn sie benötigt wird. Für viele Erzeugungsanlagen und Möglichkeiten des Lastmanagements im Niederspannungsnetz ist allerdings eine solche definitive Zusicherung durch eine bestimmte Anlage zu einem bestimmten Zeitpunkt kaum zu realisieren. Während große Industriebetriebe wirtschaftlich ein Fahrplanmanagement betreiben können, muss es für den einzelnen Privathaushalt immer die Möglichkeit geben, bei Bedarf Strom für Waschmaschine, Spülmaschine, Kühlgeräte etc. zu beziehen bzw. eine KWK-Anlage zu betreiben oder außer Betrieb zu setzen. Für einen „kleinen“ Anschluss macht es auch keinen Sinn, sich bei Ausfällen der KWK-Anlage oder des Energiemanagementsystems Ersatz z.B. an der Börse zu beschaffen, wie das bei Großverbrauchern/-erzeugern direkt oder indirekt der Fall ist. Andererseits ist schon seit langem bekannt, dass sich bei einer großen Anzahl von dezentralen Einheiten das Gesamtverhalten sehr gut über einen statistischen Ansatz beschreiben lässt. So kann die Veränderung der Nachfrage im Tagesverlauf, aber auch die Auswirkung einer Tarifumschaltung, über einen statistischen An-

satz sehr genau vorhergesagt werden, obwohl zum Verhalten der einzelnen Elemente keinerlei Zusicherung oder sonst definiertes Verhalten existiert.

Das Prinzip der dezentralen Entscheidung wird in diesem Kapitel am Beispiel der Wirkleistungsregelung näher erläutert. Ähnliche Konzepte sind aber auch für andere Systemdienstleistungen wie Blindleistungsbereitstellung denkbar.

4.2.2 Mit dezentraler Entscheidung praktisch optimieren

Bei der Nutzung der Potenziale zur Wirkleistungsregelung im Verteilnetz sind verschiedene Anforderungen zu beachten. Der Energiehändler hat ein Interesse daran, vorhandene Komponenten bei seinen Kunden möglichst effektiv zur Einhaltung eines bestimmten Fahrplans bzw. zur Reduktion seiner Bezugskosten einzusetzen. Zugleich müssen aber auch die Anforderungen der Kunden an den Betrieb ihrer Geräte (Erzeuger und Verbraucher) beachtet werden. Wenn es möglich wäre, neben den Bezugskosten des Stroms am Energiemarkt auch die Präferenzen der Nutzer (bzw. alle Auswirkungen auf Geräte und deren Umgebung durch verschiedene Managementstrategien) zu ermitteln, könnte theoretisch ein optimaler Fahrplan für alle angeschlossenen Geräte berechnet und umgesetzt werden. Dieses System wäre tatsächlich optimal mit zentraler Entscheidung.

Einer praktischen Umsetzung stehen aber verschiedene Hindernisse entgegen:

- Die meisten Kunden sind nicht in der Lage und bereit, ihre detaillierten Präferenzen monetär bewertet einer Zentrale mitzuteilen. Kein Mensch kann einen Tag im Voraus sagen, wie viel es ihm wert sein wird, seinen Herd zu einer ganz bestimmten Zeit einzuschalten. Weder die notwendige exakte Vorausplanung noch die monetäre Bewertung ist in der Praxis zu leisten.
- Auch wenn eine Optimierung des Gesamtnutzens aller beteiligten Kunden sowie des Händlers durch eine Zentrale möglich wäre, so würde das noch nicht bedeuten, dass der Nutzen für jeden einzelnen Kunden damit optimal wäre. Die Frage, wie den beteiligten Akteuren ein Anreiz gegeben wird, sich am System zu beteiligen und die Planung des Systems nicht zu unterlaufen, ist damit noch in keiner Weise beantwortet.

Aus diesen Überlegungen wird deutlich, dass die Abwägung zwischen zentraler und dezentraler Entscheidung auch dem Gegensatz von Plan- und Marktwirtschaft entspricht. Auch dort hat sich gezeigt, dass sich die theoretischen Vorteile der Planwirtschaft praktisch nicht nutzen lassen, sondern diese erheblich weniger produktiv ist, wenn die Anzahl der beteiligten Akteure eine bestimmte Zahl überschreitet. Umgekehrt kann zentrale Planung durchaus effektiv sein, wenn nicht zu viele Akteure direkt beteiligt sind bzw. deren Präferenzen relativ einfach darstellbar sind. Der Betrieb größerer BHKWs, die auch größere Wärmenetze versorgen, lässt sich z.B. häufig relativ gut zentral optimieren. Der Wärmebedarf eines solchen

Netzes lässt sich i.d.R. auf Grund der statistischen Mittelung sehr genau prognostizieren. Wenn dann nur BHKWs weniger Betreiber in einem Pool zusammengefasst werden, lässt sich auch der wirtschaftliche Anreiz der einzelnen Akteure noch sehr gut sicherstellen und überwachen.

Mit dem Prinzip der dezentralen Entscheidung basierend auf zentralen und dezentralen Informationen wird ein System geschaffen, das ähnlich einer sozialen Marktwirtschaft dem Einzelnen relativ viel Freiheit lässt, aber zugleich gewisse Regeln und Informationen vorgibt, die die Stabilität des Systems sicherstellen und den Einzelnen vor bestimmten existenziellen Risiken schützen (z.B. durch Begrenzung des Strompreises, so dass durch Störung des Optimierungssystems oder unbeabsichtigtem Fehlverhalten keine ruinöse Stromrechnung entsteht).

4.3 Marktmodell

4.3.1 Marktteilnehmer

Als Marktteilnehmer werden entsprechend dem Konzept des liberalisierten Strommarktes (s. Kapitel 1.4) angenommen:

- klassische „Profilkunden“: Verbraucher in der Niederspannungsversorgung verfügen heute i.d.R. nicht über eine Lastprofil erfassung. Um den Verbrauch dieser Kunden trotzdem im liberalisierten Strommarkt in die Fahrpläne der jeweils zuständigen Bilanzkreise einrechnen zu können, wird der Verbrauch dieser Kunden rechnerisch entsprechend der standardisierten VDEW-Lastprofile [111] auf die einzelnen ¼-Stunden verteilt. Um ein Energiemanagement betreiben zu können, benötigen solche Kunden einen Lastprofilzähler (s. Abschnitt 4.5.3). Die entsprechende Umstellung erfolgt entweder durch Initiative des Netzbetreibers oder durch politische Vorgabe (dann i.d.R. für alle Kunden des Netzbetreibers bzw. alle Kunden, die innerhalb der entsprechenden Region liegen) oder durch ein entsprechendes Angebot eines Energiehändlers. Im zweiten Fall müssen die Kunden zu dem entsprechenden Energiehändler wechseln, der sie in sein Management einbezieht.

Es ist davon auszugehen, dass es zumindest während einer Übergangszeit auch weiterhin andere Kunden geben wird, die auf Grund schwieriger Kommunikationsanbindung oder besonderer Nutzungsbedürfnisse weiterhin als reine Profilkunden mit jährlicher Ablesung des Gesamtverbrauchs abgerechnet werden. Die Bestimmung der typischen Lastprofile muss bei Einführung des BEMl in gewissen Abständen überprüft werden, da das Profil der „wechselwilligen Kunden“ vermutlich nicht dem

Standardprofil entspricht und bei deren Wegfall aus dem Gesamtpool der Profilkunden sich dann auch das durchschnittliche Profil der Profilkunden verändert.

- Großverbraucher, die selbst ein sehr aktives und am relativ kurzfristigen Day-ahead-Markt ausgerichtetes Energiemanagement betreiben.
- Kraftwerksbetreiber
- Energiehändler, die zwischen Kraftwerksbetreibern und Kunden vermitteln, Risiken absichern und als Bilanzkreisverantwortliche für ihre Kunden auftreten
- Netzbetreiber, wenn diese gesetzlich verpflichtet sind, Strom aus bestimmten Quellen abzunehmen und diesen dann weiterverkaufen (s. Abschnitt 4.3.2).

4.3.2 Einbeziehung fluktuierender Erzeugung

Das Grundprinzip des EEG als Mindestvergütung mit Abnahmepflicht durch den Netzbetreiber, über das heute der größte Teil der fluktuierenden Erzeugung in Deutschland eingebunden wird, ist in Abschnitt 2.4, Punkt 6 erläutert. Da die Bilanzkreise diese Erzeugungsleistung ja aber bereits im Vorhinein in ihren Fahrplänen berücksichtigen müssen, wird rechtzeitig vor Beginn eines Monats ein Schätzwert für die mittlere Leistung aus EEG-Anlagen berechnet, den die Bilanzkreise in allen Fahrplänen gleichmäßig anteilmäßig einrechnen [112], wobei bestimmte Großverbraucher bei der anteiligen Verteilung ausgenommen sind [113]. Das EEG regelt dabei, dass die Abnahme des Stroms vom Erzeuger i.d.R. vom Verteilnetzbetreiber erfolgt, von diesem an den Übertragungsnetzbetreiber weitergereicht wird, die Übertragungsnetzbetreiber diesen deutschlandweit entsprechend dem gesamten Stromumsatz untereinander ausgleichen und schließlich an die Elektrizitätsversorger, also die Stromhändler, weitergeben.

Jeder Bilanzkreis musste im Jahr 2003 also ca. 5% mehr Energieverbrauch in seinem Fahrplan haben als ausgewiesene eigene oder zugekaufte Erzeugungsleistung, die geschätzten Kosten für den EEG-Anteil muss der Stromhändler an den Netzbetreiber zahlen, der daraus die Betreiber der EEG-Anlagen bezahlt, die allerdings für die tatsächlich gelieferte Energie bezahlt werden. Die Abweichung der tatsächlichen mittleren Leistung aus EEG-Anlagen vom Schätzwert wird am Ende des Jahres mit allen Bilanzkreisen abgerechnet. Im EEG ist vorgesehen, dass die Weitergabe des EEG-Stroms an den Handel entsprechend dem geschätzten tatsächlichen Einspeiseprofil erfolgen soll. Um dies tatsächlich umzusetzen, müsste eigentlich ein Profil basierend auf der aktuellen Windleistungsprognose (s. Kapitel 3.4.3.1), ergänzt um kleine Anteile für Wasserkraft, Biomasse und Photovoltaik, verwendet werden. Allerdings wird in den Erläuterungen in [112] deutlich, dass dies vom Stromhandel im Sinne einer Planungssicherheit gegenwärtig nicht gewünscht wäre.

Problematisch ist, dass durch die bestehende Regelung zwischen den tatsächlichen EEG-Profilen und dem, was die Händler in ihre Bilanzkreise einrechnen, erhebliche Differenzen entstehen, die bei den Übertragungsnetzbetreibern verbleiben. Je nach Situation müssen diese bei Windflaute die fehlende Leistung zukaufen, um die geforderte Strichleistung an den Handel weitergeben zu können oder bei Starkwindsituationen die bei ihnen verbleibende Leistung am Strommarkt veräußern, was in beiden Fällen nach dem Grundgedanken des Unbundling im liberalisierten Strommarkt nicht ihren Aufgaben entspricht. Die Abweichung vom Monatsmittel müsste daher theoretisch durch Regelenergie abgedeckt werden. Dabei wird im wesentlichen Minutenreserve benötigt, da der Leistungsgradient der Windkraft im Verbundnetz unterhalb des Zeitrahmens von 15 Minuten kaum eine Rolle spielt [114][115]. Allerdings liegt die von E.ON Netz ausgeschriebene Minutenregelleistung deutlich unter den Mengen, die E.ON-Netz im Windreport 2004 als Bedarf nennt [116]. Die von E.ON genannten 50% bis 60% der installierten Windkraftleistung an Regelenergiebedarf belaufen sich auf mindestens 3100 MW, während die am 29.06.2004 im Internet ausgeschriebene Minutenreserve nur +1100 MW und -400MW betrug [117]. Dieser Wert ist danach über mehrere Jahre konstant geblieben. Der Regelbedarf der Energieeinspeisung aus Windkraft wird also offensichtlich nicht vollständig über die monatsweise gemittelte Einspeisung und die Ausschreibung von Regelenergie weitergegeben. Bei einer vollständigen Trennung von Netzbetrieb und Erzeugung, wie für die Liberalisierung des Strommarktes vorgesehen, müsste die ausgeschriebene Regelleistung mit den verbundenen Kosten also wesentlich höher liegen.

Nach Kenntnisstand des Autors wird gegenwärtig jedoch diese beim Netzbetreiber verbleibende resultierende Leistung jeweils für den folgenden Tag von den vier Übertragungsnetzbetreibern an den europäischen Strombörsen gehandelt. Dabei wurden zumindest im Jahr 2005 die entsprechenden Leistungsbänder offensichtlich so verteilt, dass nur eine geringfügige Beeinflussung des Preises an der deutschen Strombörse EEX auftrat (s. Tabelle 3 und Abbildung 16). Bezogen auf das Gesamtjahr 2005 lag der ungewichtete EEX-Preis bei ca. 4,60 ct/kWh, der Preis gewichtet nach Windkrafteinspeisung bei 4,33 ct/kWh. Der EEX-Preis war also bei hoher Einspeisung aus Windkraft im Mittel nur unwesentlich geringer als der ungewichtete Preis. Die geringe Beeinflussung des Börsenpreises durch die Windkraft bei extrem hohen oder extrem niedrigen Handelsvolumina lässt sich einerseits durch die geringe Größe der Stichprobe bei den Extremwerten erklären und dadurch, dass in diesem Fall offensichtlich andere Extremereignisse bestimmend sind. Die relativ starke Absenkung des Durchschnittspreises um ca. 10% bei Schwachlast dürfte darauf zurückzuführen sein, dass in diesem Fall die installierte Windkraftleistung im Verhältnis zum Handelsvolumen besonderes Gewicht besitzt. Umgekehrt lässt sich die relativ starke Beeinflussung des Börsenpreises bei Hochlast dadurch erklären, dass zu diesen Zeiten der Börsenpreis durch teuren Strom aus Spitzenlastkraftwerken bestimmt wird. Wenn die Windkraft diesen Stromanteil verdrängt, kann sie den Börsenpreis stärker beeinflussen, als wenn sie Strom

aus Grundlastkraftwerken verdrängt. Insgesamt ist der Einfluss auf den Strompreis am Spotmarkt mit 5 bis 10 % noch gering und wird im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Durchschnittliche EEX Preise in EUR-ct/kWh 2005				
Handelsvolumen	Gewichtung			Zahl der Stundenwerte
	ungewichtet	Windstrom	Differenz	
<7000 MWh/h	2,852	2,694	0,158	50
<7500 MWh/h	3,401	3,018	0,383	323
<8000 MWh/h	3,543	3,233	0,310	1013
<9000 MWh/h	3,694	3,431	0,263	3216
<10000 MWh/h	3,965	3,716	0,249	5243
gesamt	4,598	4,334	0,264	8760
>10000 MWh/h	5,542	5,135	0,407	3517
>11000 MWh/h	6,350	5,856	0,494	1712
>12000 MWh/h	7,647	7,117	0,530	781
>13000 MWh/h	8,206	8,132	0,074	325

Tabelle 3: Durchschnittliche EEX-Preise im Jahr 2005 für unterschiedliche Handelsvolumina jeweils ungewichtet und gewichtet entsprechend der Gesamterzeugung aus Windkraft in Deutschland

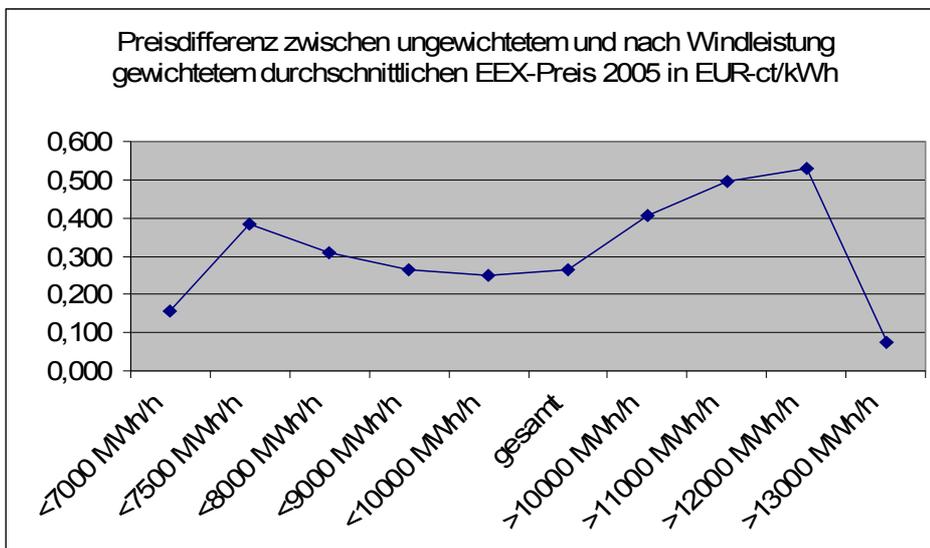


Abbildung 16: Differenz für unterschiedliche Handelsvolumina der EEX 2005 zwischen ungewichtetem Strompreis und durchschnittlichem Preis für Windstrom

Da die Übertragungsnetzbetreiber bislang nach Kenntnisstand des Autors für sich keinen Nachteil darin sehen, die reale Abweichung der EEG-Leistung vom Monatsmittelwert am Strommarkt zu handeln, spricht aus dieser Sicht trotz der Bedenken bezüglich der Trennung von Netzbetrieb und Stromhandel einiges dafür, dass diese Aufgabe als zentrale Funktion bei der Integration erneuerbarer Energien von den Netzbetreibern effizient wahrgenommen

werden kann und keine schlechte Lösung darstellt. Außerdem ist die gesetzlich vorgegebene Aufnahme bzw. Verteilung des EEG-Stroms letztendlich wie der Netzbetrieb eine hoheitliche Aufgabe und zur Deckung der Netzverluste müssen die Netzbetreiber ohnehin am Markt handeln, so dass die bestehende Regelung nicht grundsätzlich als widersprüchlich zum Prinzip des Unbundling zu sehen ist.

Eine wesentliche Frage ist, wie der fluktuierende Wind- und Solarstrom zukünftig in den Markt integriert wird. Wie bereits erläutert wird gegenwärtig offensichtlich die Verteilung der Leistungsschwankungen innerhalb eines Monats durch den Übertragungsnetzbetreiber gegenüber einer Lösung bevorzugt, bei der die EEG-Erzeugung mit realem bzw. kurzfristig prognostizierten Profil anteilig direkt in das Portfolio des Händlers eingerechnet wird. Da dann künftig wie heute über die Börse weitgehend die konventionellen und Speicherkapazitäten gehandelt würden, könnten die heutigen Preiskurven, ggf. angepasst auf einen zukünftig erwarteten erhöhten Durchschnittspreis, für Zukunftsprognosen übernommen werden.

In Realität dürfte allerdings die gegenwärtig umgesetzte Option (nämlich die Variabilität des EEG-Stroms über kurzfristige Strommärkte zu verteilen) die wirtschaftlich effizientere und praktikablere sein, da dadurch automatisch ein maximales geographisches Gebiet mit entsprechendem statistischem Ausgleich einbezogen wird und der Handel der Energiehändler zum Ausgleich kleiner Unter-/Überdeckungen, die in der Praxis auf jeden Fall auftreten werden, vermieden wird. Simulationstechnisch erfordert diese Variante aber eine Simulation der Preisbildung am Spotmarkt. Da dies im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht praktikabel wäre, rechnet der Händler in den Simulationsrechnungen anteilig Wind- und PV-Strom ein, den er zugeteilt bekommt (s.a. 8.2.3).

4.3.3 Rollen von Netzbetreiber und Energielieferant im liberalisierten Strommarkt [118]

Entsprechend der Erläuterung in Kapitel 1.4 muss für den Ausgleich von angemeldetem Verbrauch und angemeldeter Erzeugung, also die eigentlich Generierung der Fahrplanenergie, ein Energieversorger oder –händler zuständig sein. Die Netzbetreiber dürfen im liberalisierten Strommarkt diese Aufgabe nicht wahrnehmen. Der Übertragungsnetzbetreiber ist aber dafür zuständig, die Einhaltung der angemeldeten Fahrpläne zu überprüfen, während der Versorgungsnetzbetreiber für die Berechnung des Netznutzungsentgeltes, die eigentliche Verbrauchsdatenerfassung und das gesamte lokale Netzmanagement zuständig ist. Schließlich muss natürlich auch der Kunde seine Verbrauchsdaten einsehen und überprüfen können. Daher benötigen alle vier beteiligten Rechtssubjekte Zugang zu den ermittelten Verbrauchsdaten und deren Zusammenspiel muss genau definiert sein.

Auch im liberalisierten Strommarkt können Netzbetreiber und Energielieferant weiterhin einer Unternehmensgruppe angehören. Eine enge Zusammenarbeit bei der Gestaltung der Kom-

munikation und der Abrechnung ist auch eine sinnvolle Basis für die Nutzung dezentraler Regel- und Fahrplanenergie. Im Geschäftsmodell muss allerdings eine klare Trennung der Zuständigkeiten stattfinden. „Horizontal integrierte“ Netzbetreiber haben die Möglichkeit, über das Kommunikationssystem mit den elektrischen Verbrauchsdaten zugleich auch entsprechende Daten für Gas- und Wasserverbrauch zu übertragen.

4.4 Konzept des Bidirektionalen Energiemanagementinterface (BEMI) [119][120]

Bereits in Kapitel 1.6 wurde das BEMI als wesentliches Konzept dieser Arbeit eingeführt. Es ist ein zentrales Element des Projektes DINAR als Schnittstelle für Energie- und Kommunikationsfluss zwischen Netzbetreiber (und Energielieferant) auf der einen Seite und dem Kunden auf der anderen Seite. Das BEMI ist dabei als eine offene Plattform konzipiert, an der verschiedene Hersteller, Kommunikationssysteme etc. partizipieren können. Das BEMI übernimmt die gesamte Kommunikation nach außen zur Generierung von Systemdienstleistungen innerhalb des Gebäudes, das an das Niederspannungsnetz angeschlossen ist. Zugleich stellt es aber auch die zentrale Intelligenz zur Steuerung des Energiemanagements innerhalb des Anschlusses dar.

4.4.1 Technisches Konzept [11][121]

Schon heute ist der Netzanschlusspunkt, der durch den Zählerschrank gegeben ist, als technische und juristische Grenze zwischen dem öffentlichen Netz und dem Gebäudenetz definiert. Diese Grenze bleibt im Konzept des Bidirektionalen Energiemanagementinterface (BEMI) erhalten und wird durch eine intelligente Kommunikationsschnittstelle erweitert. In der technischen Realisierung ersetzt das BEMI den konventionellen Zählerschrank im Hausanschluss durch eine Erweiterung um wesentliche intelligente Komponenten (Abb. 17). Auf diese Weise können Rechnerkern, Erzeugungs-/Lastgangzähler, Netzüberwachung und Kommunikationsschnittstellen direkt am Netzanschlusspunkt integriert werden. Die am Energiemanagement beteiligten Partner erhalten dann im Rahmen ihrer vertraglichen Rechte Zugriff auf das BEMI. Durch die Beibehaltung der bereits vorhandenen technischen und juristischen Schnittstelle werden einfache Vertragsstrukturen für den Strom- bzw. Netzkunden möglich.



Abbildung 17: Realisierung des BEMI im Testbetrieb

4.4.2 Technische Umsetzung

Der Rechnerkern des BEMI bildet die dezentrale Intelligenz. Dieser empfängt von einer zentralen Leitstelle bestimmte Informationen, i.d.R. das Preisprofil für den Folgetag. Auf Basis dieser Information berechnet dann der Optimierer im Rechnerkern den optimalen Einsatzplan für alle angeschlossenen Geräte. Dazu muss für jeden Gerätetyp, der in das Energiemanagement einbezogen ist, ein entsprechender Managementalgorithmus entwickelt werden. Solche Geräte sind z.B. Kühl- und Gefriergeräte, Elektroheizungen, Warmwasserboiler, Klimaanlage, Waschmaschinen, Trockner, Spülmaschinen und KWK-Anlagen, zukünftig aber auch Systeme mit Batteriespeicher wie Unterbrechungsfreie Stromversorgungen (USV), Elektrofahrzeuge, die am Gebäude aufgeladen werden und PV-Wechselrichter, die mit einem Batteriespeicher ausgerüstet sind.

Die Algorithmen für die Optimierung des Betriebs der Geräte müssen außerdem so ausgelegt sein, dass bei einer Tarifänderung im Netz kein Lawineneffekt auftritt, insbesondere durch gleichzeitiges Schalten einer großen Anzahl von Geräten. Das kann durch eine geringfügige zufällige Verschiebung der Schalthandlungen geschehen [122]. Außerdem erhalten i.d.R. nicht alle Kunden exakt die gleichen Tarifprofile, sondern diese werden so variiert, dass die Gesamtheit aller beteiligten Kunden auf Grund der individuellen Reaktionen ein

vorgegebenes Leistungsprofil im Rahmen der üblichen Prognoseunsicherheit einhält (s. 4.5.6).

Der Optimierer entscheidet unter Berücksichtigung der Bedürfnisse der Nutzer des Gebäudes und der Parameter der angeschlossenen Erzeuger und Verbraucher. Diese können vom Anschlussbetreiber nach Bedarf modifiziert / aktualisiert werden. Auf diese Weise entscheidet das BEMI dezentral auf Basis der Last-/Erzeugerprofile, dezentraler Informationen vom Netzanschlusspunkt und zentraler Informationen von der Leitstelle (Netzbetreiber). Es ist keine Online-Kommunikation wie bei einer zentralen Entscheidungsstrategie erforderlich, wodurch Kommunikationskosten reduziert werden können.

Ein Lastganzähler erfasst die verbrauchten und erzeugten Leistungsflüsse, archiviert diese und transferiert die Ergebnisse über die vereinbarten Kommunikationswege (gemäß Eichvorschrift) zu einem Bedienterminal bzw. zur Leitstelle. Die Lastgängerfassung ist entscheidend dafür, dass auch im liberalisierten Strommarkt der optimierte zeitliche Einsatz der Geräte abgerechnet und vergütet werden kann, was wiederum Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb des Systems ist. Abbildung 18 zeigt den Betrieb des BEMI in der Übersicht.

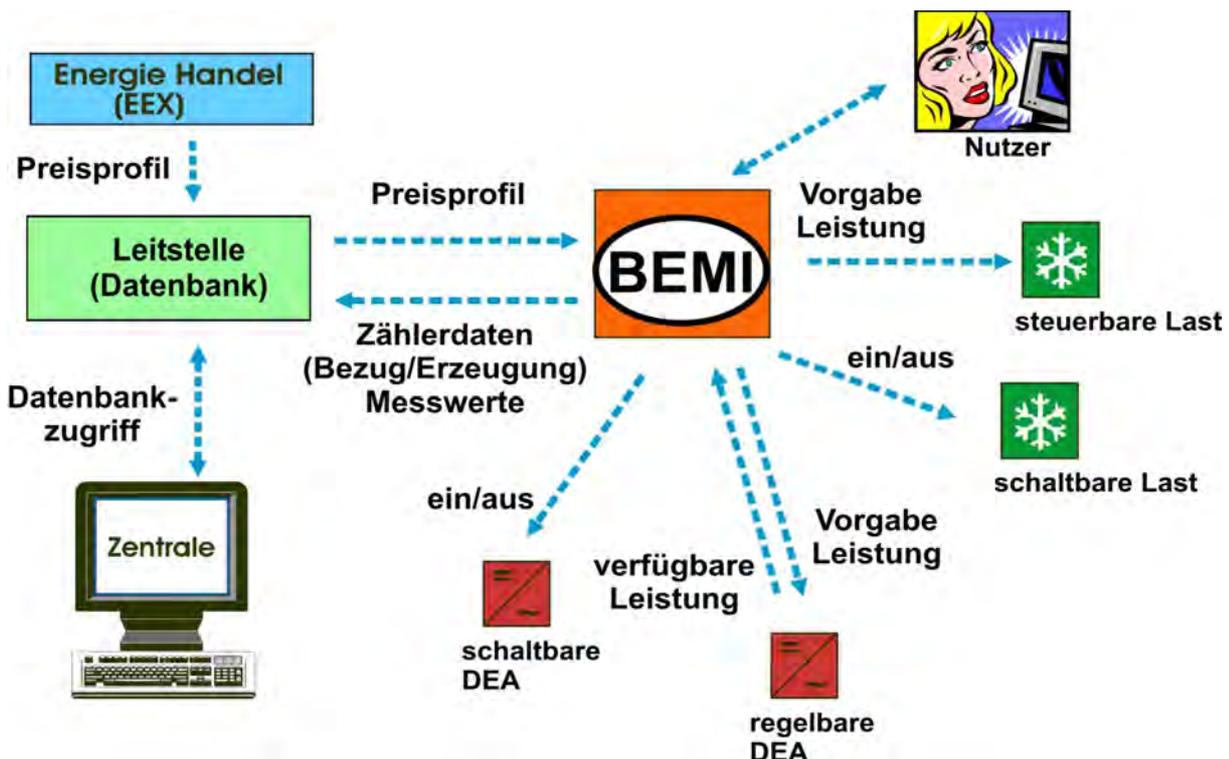


Abbildung 18: Energiemanagement mit BEMI

Zur Schaltung der Geräte, die i.d.R. nicht über separate Stromkreise direkt vom BEMI aus geschaltet werden können, wurde eine Schaltbox mit Messwertaufnahme entwickelt, die es dem BEMI über WLAN erlaubt, Lasten innerhalb der gesamten Reichweite des WLAN-Netzes zu schalten und die Temperatur von Wärme- und Kältespeichern zu überwachen. Die Schaltboxen werden einfach zwischen Steckdose und Gerät geschaltet. Über ein Bediendis-

play können Informationen abgefragt und Modifikationen an Einsatzplänen und Parametern vorgenommen werden. Der Einsatz eines handelsüblichen PDA mit WLAN-Unterstützung erlaubt eine sehr komfortable Steuerung der Anlage (Abbildung 19). Das vom BEMI zur Verfügung gestellte Web-Interface kann über das Internet auch für Ferneingriffe genutzt werden. Neben der lokalen Überwachung und Steuerung müssen natürlich auch Verbrauchs- und Erzeugungsdaten für die Abrechnung und Messwerte für die Netzüberwachung auf einen zentralen Server übertragen und dort dargestellt werden. Diese Funktion wird gegenwärtig auf einem Linux-basierten Server basierend auf Open-Source-Komponenten realisiert. Auch hier dient ein Web-Interface zur Abfrage der Reporting-Funktionen des Servers.



Abbildung 19: PDA als Nutzerschnittstelle des BEMI

Durch den modularen Aufbau des BEMI kann dieses nach Bedarf für weitere Aufgaben befähigt werden. So ist es möglich, zugleich ein Monitoring einer angeschlossenen PV-Anlage zu realisieren, das über das Web-Interface von jedem Internetanschluss aus passwortgeschützt zugreifbar ist. Auch eine Netzüberwachungseinrichtung, welche die Inselnetzerkennung für angeschlossene Erzeuger realisieren kann, ist Bestandteil des BEMI. Diese Netzüberwachung ermöglicht weitere Anwendungen wie ein frequenzgesteuertes Energiemanagement für die Notfallversorgung eines lokalen Inselnetzes. Wie bereits im Bereich der Windkraft üblich, kann es in Zukunft auch bei PV-Anlagen notwendig werden, die Möglichkeit einer Abregelung vorzusehen, wenn sonst im übergeordneten Netz eine Überlastung auftritt [56]. Wenn dies nur in wenigen Stunden im Jahr der Fall ist, stellt eine Abregelung keine wesentli-

che Beeinträchtigung der Wirtschaftlichkeit dar. Auch für diese Funktion ist das BEMI als Kommunikations- und Überwachungsschnittstelle einsetzbar.

Solange das öffentliche Netz zum Ausgleich von Verbrauch und Erzeugung genutzt wird, ist das Management durch variable Tarife eine Strategie, um den Kundennutzen netzweit zu maximieren und die Kosten dafür zu minimieren. Kommt es aber zu einem Ausfall des öffentlichen Netzes (durch witterungsbedingte Störungen, sonstige Formen höherer Gewalt, Beeinflussung durch andere menschliche Aktivitäten oder zu Wartungsarbeiten am Netz), kommt der Strategie der dezentralen Entscheidung eine besondere Rolle zu, die noch über den Betrieb bei Ausfall der Kommunikation hinaus geht. Wenn in dem entsprechenden Gebäude oder Teilnetz inselnetzfähige Erzeuger installiert sind (z.B. ein PV-Wechselrichter mit einem zusätzlichen Batteriepuffer und der Fähigkeit einer Spannungs- und Frequenzregelung oder ein entsprechendes KWK-Gerät), kann nach einer physikalischen Abtrennung vom öffentlichen Netz eine Inselversorgung realisiert werden. Da i.d.R. nur eine begrenzte Leistung bzw. Energie zur Verfügung steht, muss in diesem Fall ein Management aller angeschlossenen Verbraucher entsprechend einer Prioritätsliste stattfinden, was ebenfalls durch den lokalen Optimierer geleistet wird. Auch diese Option wurde bereits mit dem BEMI im Labor getestet.

4.5 Geschäftsmodell des Energiehändlers

4.5.1 Einbindung des Energiehändlers in den Strommarkt

Es wird mehrere Energiehändler geben, die sich an der Bereitstellung dezentraler Regel- und Fahrplanenergie beteiligen. Dabei sind verschiedene Varianten des Geschäftsmodells denkbar, die aber sicherlich der hier vorgestellten grundsätzlich ähnlich sein werden. Ein solcher Energiehändler verfügt über einen Bilanzkreis in einer oder mehreren der vier Regelzonen in Deutschland, evtl. auch in anderen Ländern des UCTE-Netzes. Der Energiehändler kauft und verkauft Energie an der Strombörse und nimmt außerdem an den Auktionen zur Bereitstellung von Minutenregelleistung teil. Er ist demnach dafür verantwortlich, seinen Fahrplan bestehend aus den eingekauften bzw. zugesagten Energiemengen, die er an der Börse gehandelt hat, den an seine Sondervertragskunden zugesagten Fahrplänen und den Lastprofilen seiner Profilkunden, einzuhalten. Außerdem muss er dafür sorgen, in jedem Fall die zugesagte Regelleistung bereitzustellen, wenn sie abgerufen wird. Je nach Modell zur Integration der EEG-Einspeiser in die bilanztechnischen Fahrpläne werden Windkraft- und PV-Prognose bereits vorher in den Fahrplan eingerechnet.

4.5.2 Vertragsgestaltung zwischen Energiehändler und Kunden

Entsprechend des in Kapitel 4.2 vorgestellten Konzepts sollten die Verträge des Energiehändlers mit seinen Kunden ein System schaffen, das dem Einzelnen relativ viel Freiheit lässt, aber zugleich gewisse Regeln und Informationen vorgibt, die die Stabilität des Systems sicherstellen und den Einzelnen vor bestimmten existenziellen Risiken schützen (z.B. durch Begrenzung des Strompreises, so dass durch Störung des Optimierungssystems oder unbeabsichtigtem Fehlverhalten keine ruinöse Stromrechnung entsteht).

Der Energiehändler schließt mit seinen Kunden Verträge ab, die es ihm erlauben, ein dezentrales Energiemanagement zu betreiben. Dabei wird vereinbart, dass der Energiehändler den Verbrauch der Kunden zu einem variablen Tarif entsprechend der Lastgangerfassung abrechnen darf. Dabei wird ein mittlerer Energiepreis (z.B. als Monatsmittel) vereinbart, den der Energiehändler nicht überschreiten darf, evtl. zusätzlich noch ein maximaler Mittelpreis für bestimmte Hochtarifzonen, um vertraglich sicherzustellen, dass der Händler zu Zeiten, in denen die Kunden auf Grund ihrer Lebensgewohnheiten ihren Verbrauch kaum verringern können, nicht extrem hohe Preise verlangt und die Kunden dann trotz Energiemanagement hohe Stromkosten zu tragen haben. Außerdem ist auch eine obere Preisgrenze (Price Cap) zu vereinbaren. Eventuell wäre auch eine gewisse Kopplung des Strompreises an den Preis der Strombörse interessant. Um zusätzlich Regelenergie bereitstellen zu können und einen Hebel zur Einhaltung der Fahrpläne zu haben, ist eine exakte Kopplung an die Strombörse aber nicht sinnvoll. Es wäre daher denkbar, dass der Durchschnittspreis pro kWh nicht auf den realen Verbrauch seiner Kunden, sondern auf den Verbrauch eines „Durchschnittskunden“ entsprechend der VDEW-Lastprofile bezogen wird. Aus diesem Grund soll also der mittlere Strompreis pro kWh nicht den gewichteten Börsenpreis des betreffenden Tages (plus festem Aufschlag) überschreiten dürfen, wobei beide entsprechend dem VDEW-Lastprofil gewichtet werden.

Zusätzlich wird der Stromhändler den Kunden ein technisches System wie das BEMI zur Verfügung stellen, mit dessen Hilfe sie ihr Energiemanagement betreiben können, wenn das BEMI nicht ohnehin bereits beim Kunden installiert ist. Die Kunden müssen aber in jedem Fall die Möglichkeit haben, das Energiemanagementsystem durch Parametrierung bzw. Auswahl/Anpassung der Algorithmen entsprechend ihren Bedürfnissen anzupassen. Damit Kunden Geräte, deren Betrieb von der Außentemperatur abhängt (wie Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen, BHKWs oder Klimaanlage) optimal betreiben können, erhalten sie außerdem vom Energiehändler zusammen mit dem Tarifprofil eine Prognose der Außentemperatur für den Folgetag. Es ist wesentlich sinnvoller, diese Prognose an zentraler Stelle (ggf. direkt durch einen Wetterdienst) zu erstellen als wenn jeder Privatkunde sich individuell darum kümmern müsste.

Neben den Einnahmen aus dem Stromverkauf an die Kunden kann der Energiehändler zusätzlich Einnahmen aus der Bereitstellung von Regelenergie erzielen, für die er bei den Auktionen der Netzbetreiber mitbietet. Wenn mehrere Energiehändler um die Kunden konkurrieren, wird der Durchschnittspreis für die Kunden so weit sinken, dass sie indirekt auch an den Einnahmen aus dem Verkauf der Regelenergie partizipieren. Allerdings müssen bei dieser Betrachtung auch die Kosten für Aufbau und Unterhalt der Infrastruktur gegengerechnet werden.

Aus Sicht des Energiehändlers ist bei der Vertragsgestaltung wichtig, dass er auf der einen Seite den Kunden einen möglichst attraktiven Tarif anbieten muss, andererseits will er aber natürlich seinen Gewinn maximieren. Außerdem muss er die Energie, die er an seine Kunden verkauft, an der Börse einkaufen. Daher ist es eine sinnvolle Annahme, dass der Energiehändler seinen Kunden garantiert, dass der durchschnittliche Tagespreis maximal um einen gewissen Betrag, den er zur Deckung seiner Geschäftskosten erhält, über dem durchschnittlichen Börsenpreis liegt. Zusätzlich kann der Energiehändler noch „Versicherungen“ gegen besonders hohe Strompreise anbieten, also gegen einen gewissen Preiszuschlag eine Preisobergrenze garantieren. Eventuell kann es weitere Sonderregelungen geben, diese werden hier aber nicht berücksichtigt.

4.5.3 Abrechnung des Energiehändlers mit den Netzbetreibern und Kunden

Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass bei den hier betrachteten Kunden i.d.R. der Energiehändler den Netznutzungsvertrag mit dem Verteilnetzbetreiber für den jeweiligen Anschluss abschließt. Der Verteilnetzbetreiber benötigt zur Berechnung der Netznutzungsgebühr lediglich den kumulierten Jahresenergieverbrauch, außerdem evtl. die höchste entnommene Leistung für den jeweiligen Anschluss, falls zusätzlich ein Leistungspreis erhoben wird. Bei dem Übertragungsnetzbetreiber, der jeweils Betreiber der Regelzone ist, muss der Energiehändler einen Bilanzkreis angemeldet haben. Die Einhaltung des angemeldeten Fahrplans muss er hier durch den jeweils gemessenen Lastgang nachweisen. Die entsprechenden Zähldaten müssen vom Verteilnetzbetreiber konsolidiert und an den Übertragungsnetzbetreiber weitergeleitet werden. Wenn also die Einbeziehung eines Kunden in einen Bilanzkreis nicht mehr über Profile erfolgen soll (was ein Energiemanagement ja unmöglich macht), muss eine Abrechnung als Lastgang erfolgen. Eine reine Erfassung über einen Mehrtarifzähler reicht dann nicht aus, es sei denn, es kommt eine Einigung zustande, dass bei Profilkunden eine kumulierte Verbrauchsbetrachtung bezogen auf bestimmte Zeitfenster, die mit bestimmten Tarifstufen verbunden sind, ausreichend ist. Das ist im liberalisierten Strommarkt allerdings nicht zu erwarten, daher ist unter den neuen Bedingungen eine Erfassung in den in Deutschland geforderten ¼-Stunden-Mittelwerten erforderlich.

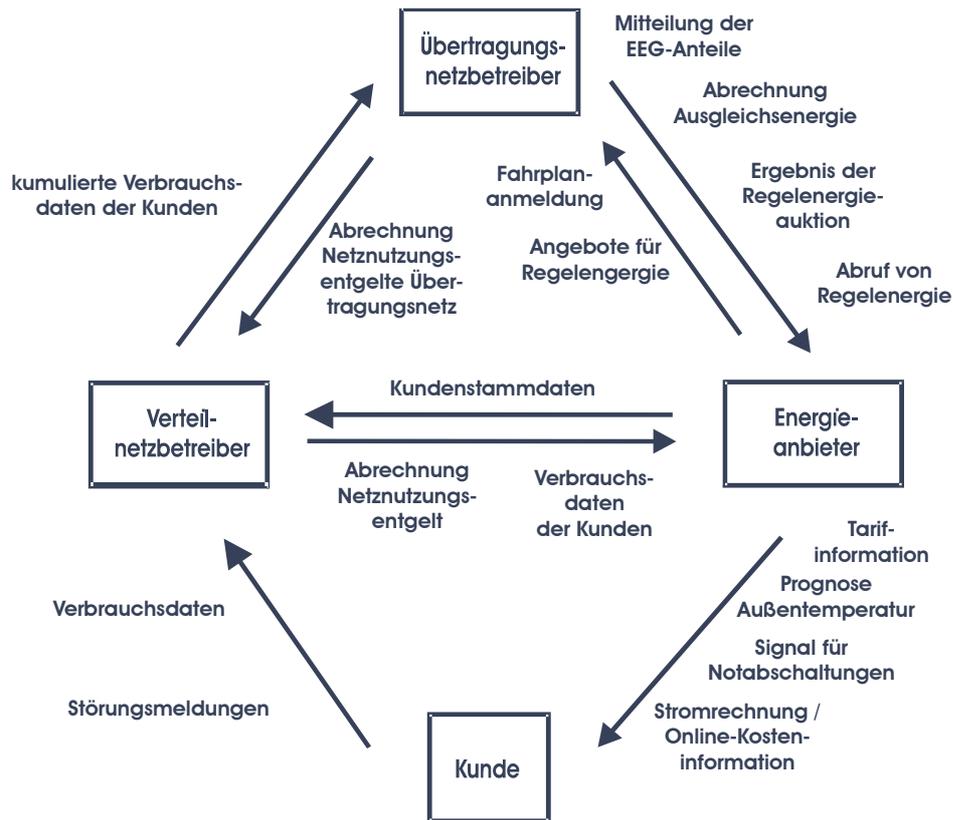


Abbildung 20: Kommunikationsbedarf zur Bereitstellung dezentraler Regel- und Fahrplanenergie

Die Erfassung der Verbrauchsdaten ist dann Aufgabe des Netzbetreibers, während die Tarifinformationen vom Energiehändler kommen. Es ist daher auch eine wesentliche Aufgabe bei der Realisierung dieses Konzeptes, eine Lastgangmessung zu entwickeln, die eichfähig ist und zugleich so kostengünstig, dass sie auch bei Anschlüssen des Niederspannungsnetzes einsetzbar ist. Der Kommunikationsbedarf zwischen den Partnern ist in Abbildung 20 dargestellt, die zugehörigen monetären Ströme in Abbildung 21.

Grundsätzlich ist es denkbar, dass der Energiehändler den Verbrauch bestimmter gemanagter Geräte separat erfasst, um für seine Abschätzung der Kundenreaktion zusätzliche Daten zu gewinnen. Dies könnte auch von einigen Algorithmen, die für den Händler in Frage kommen, genutzt werden (s. Anhang 10). Diese spielen dann aber für den Netzbetreiber überhaupt keine Rolle. Theoretisch wäre es auch denkbar, dass nur ein Teil der Geräte über den variablen Tarif abgerechnet wird. Dies wäre allerdings problematisch, da dann unterschiedliche Stromkreise des Kunden zu unterschiedlichen Tarifen abgerechnet würden. In einem solchen Fall ist aber von Außen kaum zu kontrollieren, dass der Kunde die Stromkreise tatsächlich wie vorgesehen belastet; Außerdem wäre damit der Grundsatz, dass der Hausanschluss die juristische Grenze ist, auf deren einer Seite die Verantwortung beim Netzbetreiber liegt, auf deren anderer Seite der Kunde die Hoheit hat, verletzt. Daher wird eine sol-

che Trennung der Abrechnung zwischen gemanagten und nicht-gemanagten Geräten abgelehnt.

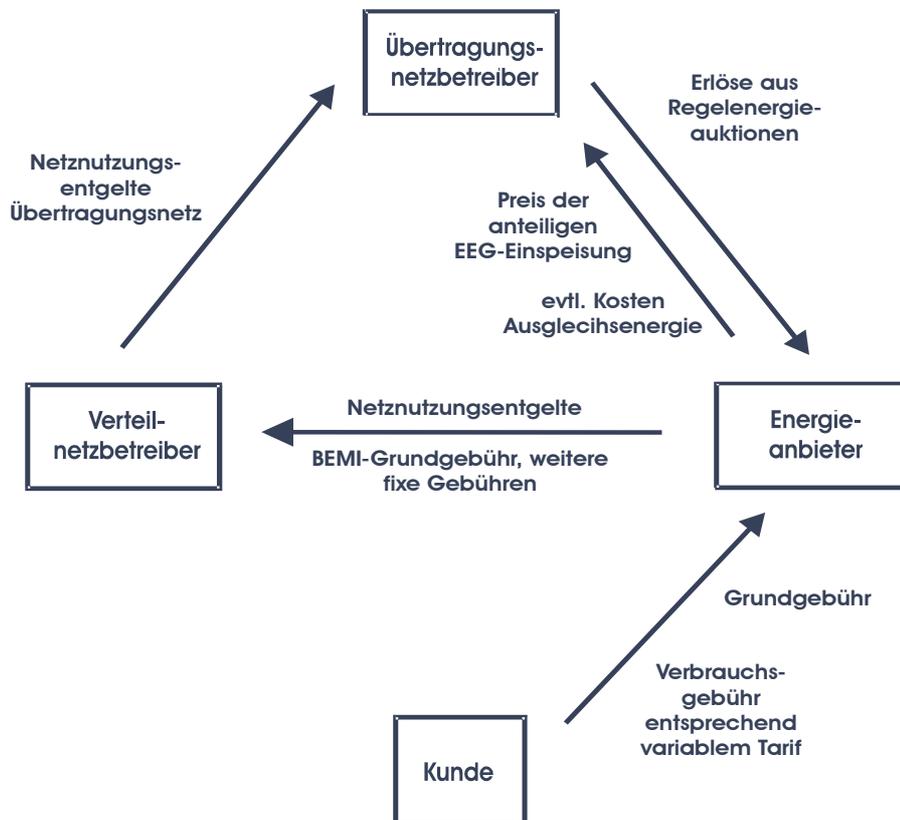


Abbildung 21: monetäre Ströme der dezentralen Regel- und Fahrplanenergie

4.5.4 Kommunikationsdienstleistung oder Virtual Meter

Es ist grundsätzlich sinnvoll, nur eine Kommunikationsstrecke zwischen BEMI und einer zentralen Instanz zu betreiben. Dadurch wird es möglich, beim gleichen Verbindungsaufbau sowohl die Tarifinformationen (die vom Händler kommen) an den Kunden zu übertragen als auch die Verbrauchsdaten vom BEMI, was ja in die Verantwortung des Netzbetreibers fällt. Da in diesem Fall diese Zentrale oder Leitstelle gemeinsam von Netzbetreiber und ggf. mehreren beteiligten Energiehändlern für die Kommunikation genutzt werden würde, müsste diese über eine standardisierte Schnittstelle zugänglich sein, z.B. über das Internet. Dieses Modell folgt dem niederländischen Konzept des „Virtual Meter“, das als NTA 8130 spezifiziert wurde [44][123][124].

Es ist grundsätzlich wünschenswert, dass die gesamte Abwicklung vom Verteilnetzbetreiber als Dienstleistung angeboten wird, da dieser ja für die eichrechtlich und manipulationsfreie Erfassung des Verbrauchs bei Profilkunden zuständig ist und entsprechende Anschlüsse auch weiterhin betreuen sollte. Wie vorher beschrieben benötigen neben dem Ver-

teilnetzbetreiber auch der Energiehändler und der Kunde Zugriff auf das Kommunikationssystem zum BEMI. Daher wird das Konzept verfolgt, dass diese Daten von allen Beteiligten passwortgeschützt von einem Server abgerufen werden können bzw. über diesen Server an das BEMI übertragen werden. Dieser Kommunikationsserver als technische Einrichtung wird im Folgenden als „BEMI-Zentrale“, „BEMI-Leitstelle“ oder „BEMI-Kommunikationsserver“ bezeichnet. Obwohl dieser Server in der ersten Implementierung im Projekt DINAR auch Funktionen des Handels und des Netzbetriebs einschließt (wie den Abruf der Preisdaten von der Strombörse EEX und die graphische Darstellung von gemessenen Netzdaten), sollte dieser Server künftig als reines Kommunikationssystem dienen. Insbesondere die Generierung der Preisinformationen muss auf einem separaten System beim Energiehändler erfolgen, wobei dann eine weitere standardisierte Schnittstelle zwischen Energiehändler und BEMI-Leitstelle notwendig wird. Dieser BEMI-Kommunikationsserver sollte dann als Dienstleistung ebenfalls vom Verteilnetzbetreiber zur Verfügung gestellt werden, könnte aber grundsätzlich auch von anderer Stelle betrieben werden, wobei sich dann die Frage stellt, wie die eichrechtliche Absicherung der Zähldatenerfassung realisiert wird.

Für kleinere und mittlere Stadtwerke dürfte der Aufbau einer eigenen solchen Infrastruktur unwirtschaftlich sein, besonders, wenn zunächst BEMIs mit den beschriebenen Möglichkeiten nur in wenigen Anschlüssen installiert sind. Daher bietet es sich an, dass nur einer oder wenige Dienstleister im Auftrag der Verteilnetzbetreiber einen entsprechenden zentralen Server einschließlich der Kommunikation mit den BEMIs betreiben und bereits aggregierte Verbrauchsdaten zur Verfügung stellen, die von den Verteilnetzbetreibern direkt in ihr Abrechnungssystem für Profilkunden integriert werden können. Wenn die Kommunikation mit den BEMIs über Telefonsysteme oder Internet realisiert wird, spielt es auch praktisch keine Rolle, ob sich die zentrale Kommunikationsstelle innerhalb des jeweiligen Versorgungsgebietes befindet oder an einem beliebigen Ort in Deutschland (s. Abbildung 22). Im Folgenden wird dieses Konzept favorisiert, wobei bei der Übermittlung der Tarifinformationen vom Händler zum BEMI der Kommunikationsdienstleister nicht jeweils erwähnt wird, da logisch gesehen der Energiehändler die Informationen direkt an das BEMI sendet.

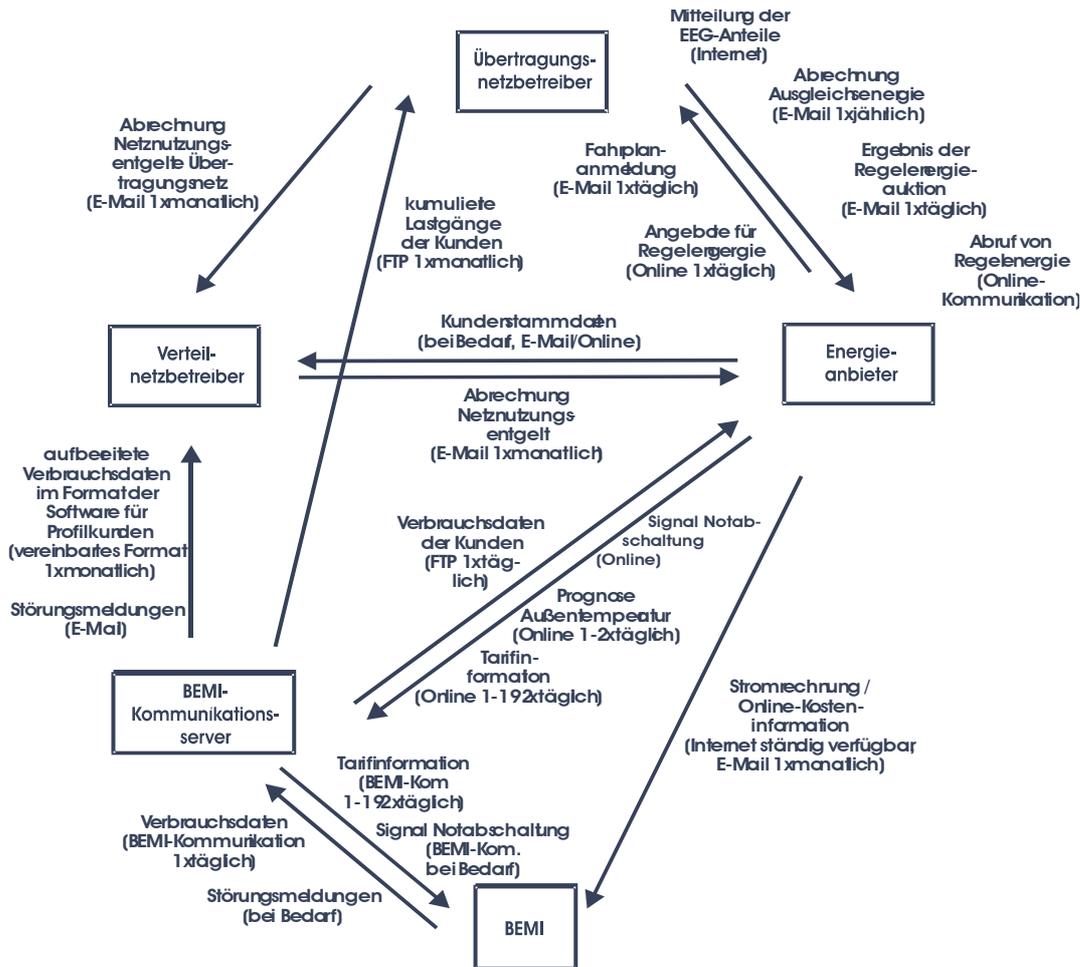


Abbildung 22: mögliches Kommunikationsmodell bei Einsatz eines Kommunikationsdienstleisters

4.5.5 Kommunikationsaufwand für Regelernergie

Die Bereitstellung von Regelernergie mittels dezentraler Entscheidung wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht im Detail untersucht. Daher werden im Folgenden nur einige grundlegende Überlegungen zu dieser Möglichkeit vorgestellt. Um echte Regelernergie bereitstellen zu können, müssen die entsprechenden beteiligten Kunden innerhalb von fünf Minuten erreicht werden [125] - um diesen noch ausreichend Reaktionszeit zu lassen praktisch deutlich schneller. In diesem Fall ist eine Realisierung vermutlich nur über eine Kommunikationsstrecke mit Standleitungscharakter, die volumenorientiert abgerechnet wird (nicht entsprechend der Dauer und Zahl der Verbindungen) möglich, z.B. eine GPRS- oder DSL-Standleitung. Außerdem ist fraglich, ob eine Kommunikation über den Umweg des Kommunikationsservers (wie in 4.5.4 beschrieben) für diese Anwendung ausreichend ist oder ein Energiehändler, der dezentrale Regelleistung aggregiert, zusätzlich eine direkte Kommunikationsverbindung zu den BEMIs benötigt. Allerdings ist auch zu beachten, dass heute die angebotene Regelleistung zwar stets vorgehalten werden muss, aber zum größten Teil nur sehr selten abgerufen wird (z.B. bei Großstörungsereignissen). Aus dieser Perspektive ist

der Standleitungscharakter evtl. gar nicht unbedingt notwendig. Allerdings dürfte eine ständige Überprüfung der Kommunikation in der Präqualifikation für Regelleistungsangebote gefordert werden, um zu verhindern, dass der Aufbau der Kommunikationsverbindung gerade zum Zeitpunkt des Regelenergieabrufs scheitert.

Bei BEMI-Kunden, die einmal täglich ein Preisprofil von einem Energiehändler erhalten und ihr Verbrauchs- und Erzeugungsverhalten entsprechend optimieren, müssen auch die Zählerdaten nur einmal täglich erfasst werden. Aus der Sammlung dieser Leistungsprofile sowie der jeweils vorgegebenen Preisprofile kann der Energiehändler die Reaktion des Kunden auf verschiedene Preise mit statistischen Verfahren sehr gut abschätzen (s. Kapitel 5). Dies wird im Folgenden als Standardfall der dezentralen Entscheidung betrachtet.

Von den Kunden, die in die Bereitstellung von Regelenergie einbezogen werden, muss eine Rückmeldung viel schneller erfolgen, z.B. im Abstand von 1 oder 5 Minuten über die Standleitung. Hier kann der Händler durch sehr kurzfristige Tarifierungen oder im Notfall auch vertraglich vereinbarte Abschaltungen die relativ exakte Bereitstellung der Regelenergie erzwingen. Damit die Regelenergie als sinnvoll betrachtet werden kann, muss der Beitrag der Regelleistung deutlich größer sein als das verbleibende „Lastrauschen“ der Anschlüsse ohne schnelle Rückmeldung. Obwohl für diese Anschlüsse die Wirkung nicht exakt erfasst werden kann, könnte es sinnvoll sein, auch in diesen Anschlüssen zur Sicherung der Regelleistung im Notfall Abschaltungen bzw. harte Leistungsbegrenzungen vorzusehen. Die Wirkung dürfte sich auch hier statistisch sehr gut erfassen lassen.

Eine ganz wesentliche Frage ist mit Sicherheit, ob erbrachte Regelleistung als Änderung der vorhergehenden Leistung zu verstehen ist oder als Abweichung vom angemeldeten Fahrplan des zugehörigen Bilanzkreises. Diese Frage stellt sich bei der Erbringung von Regelleistung mittels dezentraler Entscheidung aus zwei Gründen:

- Mittels statistischer Verfahren kann zwar sichergestellt werden, dass mit der gleichen Sicherheit, mit der konventionelle Kraftwerke bei Bedarf tatsächlich zur Verfügung stehen, auch dezentral die angebotene Regelleistung aktiviert werden kann. Es kann allerdings nicht im Vorhinein garantiert werden, welche Kunden diese genau erbringen werden. Daher kann als Nachweis der erbrachten Regelleistung nicht mehr einfach eine Summe von Messungen an Einzelanlagen dienen, sondern es wird notwendig sein, den Bilanzkreis des Regelenergieanbieters zu betrachten.
- Beim Verfahren der dezentralen Entscheidung kommt es trotz der großen Zuverlässigkeit der statistischen Mittelung zu leichten Abweichungen von der Fahrplananmeldung. Wenn keine Online-Verbindung besteht, kann der Händler bzw. Anbieter von Regelenergie diese Abweichung für jedes ¼-Stundenintervall auch immer erst im Rückblick ermitteln. Es ist auch fraglich, ob eine Online-Aggregation von Tausenden BEMI-Kunden mehrfach innerhalb eines solchen Intervalls technisch

realistisch ist, was aber notwendig wäre, um innerhalb des Intervalls noch auf Abweichungen reagieren zu können, z.B. durch Modifikationen des Preises bei einzelnen Kunden. Wenn die dadurch anfallende Ausgleichsenergie einen gewissen Wert nicht überschreitet, muss das die Wirtschaftlichkeit des Systems nicht wesentlich beeinträchtigen. Bei der exakten Abrechnung von Regelleistung müsste dieser Effekt aber berücksichtigt werden.

4.5.6 Ausgestaltung der Tarife für die Kunden durch den Energiehändler

Um zu verhindern, dass eine große Zahl von Kunden exakt zur gleichen Zeit Schalthandlungen durchführen (Lawineneffekt), sollte ein Händler nicht allen Kunden exakt den gleichen Tarifverlauf übermitteln. Der Energiehändler teilt daher seine Kunden in Preisgruppen ein. Alle Kunden innerhalb einer Gruppe erhalten den gleichen Tarif. Die Kunden einer Gruppe sollten möglichst weit innerhalb des betreffenden Netzes verstreut liegen, um Lawineneffekte innerhalb eines Netzgebietes zu vermeiden. Durch die Zusammenfassung mehrerer Kunden zu einer Preisgruppe wird aber zugleich ein gewisser Mittelungseffekt erzielt, so dass das Verhalten der gesamten Gruppe statistisch besser vorherzusagen ist als das eines einzelnen Kunden. Diese Frage wird detailliert in 5.3.5 dargestellt. Auf Grund der Jahreszeit, des Wochentages (unter Berücksichtigung von Feiertagen) und der Vorhersage von Temperatur, Bestrahlungsstärke, Niederschlag und Wind kann der Händler das Last/Erzeugungsverhalten seiner Kunden in Abhängigkeit vom Tarif so genau prognostizieren, dass der Fehler irrelevant ist. Die Sondervertragskunden mit vereinbartem Lastgang sind für die Einhaltung des Lastgangs und die Kosten für mögliche Ausgleichsenergie selbst verantwortlich.

Ein zentrales Element beim Energiemanagement mit dezentraler Entscheidung ist die Gestaltung des Strompreises für die einzelnen Kunden. Wie oben erläutert, sollte dieser i.d.R. nicht für alle Kunden identisch sein, auch wenn alle Kunden im Durchschnitt den gleichen Preis bezahlen.

Die Ausgestaltung solcher unterschiedlicher Tarife wirft allerdings auch praktische Fragen auf. Wenn alle Kunden den gleichen Tarif erhalten (wie an der Strombörse), dann stellt der Tarif eine relativ objektive und allgemeingültige Information über die Marktlage dar, was allerdings wie vorher beschrieben aus praktischen Gründen nicht bei einer Vielzahl von Privathaushalten möglich ist. Durch die Preisbildung der Strombörse wird theoretisch eine volkswirtschaftlich effiziente Zusammenführung von Nachfrage und Angebot erreicht. Wenn allerdings verschiedene Kunden unterschiedliche Tarife erhalten, können nach Verteilung der Tarife volkswirtschaftlich ungünstige Zustände erzeugt werden. Das folgende Beispiel soll dies verdeutlichen:

Angenommen Kunde A möchte von 11.00 Uhr bis 12.00 Uhr sein Mittagessen kochen, erhält aber einen Tarif, der gerade in dieser Zeit die Tagesspitze enthält und verschiebt daher das Kochen um eine Stunde auf 12.00 Uhr bis 13.00 Uhr. Kunde B möchte eigentlich genau in dieser Zeit, also von 12.00 Uhr bis 13.00 Uhr kochen, hat aber seine Preisspitze gerade in dieser Zeit erhalten und kocht daher schon eine Stunde früher. Hätten die beiden Kunden ihre Tarife für die beiden Stunden „tauschen“ können, wäre genau der gleiche Fahrplan entstanden, aber beide hätten ohne Aufschlag zur gewünschten Zeit kochen können. Auch der Energiehändler hat keinen Vorteil, denn keiner der beiden zahlt den Spitzenpreis für das Kochen. Da also die Kunden jeweils einen Nachteil hatten, aber niemand einen Vorteil, ist das Ergebnis volkswirtschaftlich offensichtlich nicht Pareto-optimal. Eine solche Situation ließe sich durch die Abgabe von Angeboten bzw. Planungsdaten durch das BEMI an die Leitstelle und deren Berücksichtigung dort vermeiden oder auch durch ein Agenten-basiertes Verhandlungssystem, wie im Projekt SESAM untersucht [108][126].

Dabei ist zu beachten, dass dadurch sicherlich nicht alle Kunden die gewünschte Verschiebung erhalten. Wenn der Preis an der Strombörse zwischen 11.00 Uhr und 12.00 Uhr am höchsten war, wird der Energiehändler sicherlich den meisten Kunden auch an dieser Stelle die Tages-Tarifspitze zugeteilt haben – nur in einigen Ausnahmen wie Kunde B hat er die Spitze verschoben, um einen Lawineneffekt zu vermeiden. Daher hätte Kunde B bei einer Verhandlung sicher gute Chancen, den Strom zur gewünschten Zeit günstiger zu erhalten, während Kunde A vermutlich den hohen Preis akzeptieren müsste. Es wäre zu untersuchen, welche Auswirkungen dieser Effekt praktisch hat – im Rahmen dieser Arbeit wird aber davon ausgegangen, dass der Energiehändler die Tarife im Rahmen der vertraglichen Regelungen frei entsprechend seiner Optimierung zuteilt.

4.5.7 Berechnung des Gebots des Händlers an der Börse

Im gegenwärtigen Marktmodell der Leipziger Strombörse EEX erweist es sich für den Händler als Problem, dass ein Einkäufer, der ein preisvariables Angebot abgibt, nicht sicherstellen kann, dass er bezogen auf den Tag eine bestimmte Menge Energie erhält [127]. Das wäre aber notwendig, da die bezogene Energie der in Kapitel 3.5 diskutierten Gerätetypen lediglich verschoben werden kann, die Gesamtnachfrage aller Kunden während eines Tages aber praktisch nicht preiselastisch ist. Das bedeutet, dass der Händler die optimale Präferenzkurve in Abhängigkeit vom absoluten Preis eben nicht eindeutig bestimmen kann, ohne den durchschnittlichen Energiepreis eines Tages zu kennen. Dementsprechend kann es je nach Preisbildung am Ende der Auktion dazu kommen, dass der Händler zu viel oder zu wenig Energie eingekauft hat. Offensichtlich kann der Energiehändler nicht sicherstellen, dass er eine bestimmte Menge Energie über den ganzen Tag verteilt an der Börse bekommt und zugleich versuchen, diese mit bestimmten Einschränkungen kostenoptimal über den Tag

verteilt zu erhalten. Hier wäre eine Ausweitung des Typs „flexibles Stundenangebot“ der EEX notwendig.

Dazu wäre folgende Modifikation der aktuellen Handelsregeln der EEX denkbar: In Analogie zu diesem „flexiblen Stundenangebot“ müsste es möglich sein, innerhalb bestimmter Zeiträume (z.B. Tag/Nacht/Gesamtag) ein Kaufangebot für die billigste Stunde einzureichen. Alle derartigen Kaufangebote müssten dann so auf die billigsten Stunden verteilt werden, dass ein gleichmäßiger Preis entsteht (sofern der Höchstpreis dadurch nicht überschritten wird). Das Herausfallen von Block-Kaufangeboten müsste in Kauf genommen werden, Block-Verkaufsangebote können aber sogar zusätzlich möglich werden. Bei der Ausführung der flexiblen Angebote müssen die kurzen Zeitperioden vor den längeren Zeitperioden ausgeführt werden. Das gesamte „flexible Volumen“ einer Zeitkategorie wird für jede Stunde anteilmäßig auf die ausgeführten Angebote verteilt.

Wenn dies nicht möglich ist, müsste der Energiehändler zunächst den durchschnittlichen Energiepreis des kommenden Tages und den Preisverlauf abschätzen. Wenn dieser bekannt wäre, könnte der Energiehändler schon sehr exakt sicherstellen, dass die ihm zugeteilte Gesamtenergie mit seinem Ziel übereinstimmt und trotzdem eine Verschiebung hin zu günstigen Preisen erreichen. Der Händler unterliegt aber weiter dem Risiko, dass er nicht über die notwendige eingekaufte Energie verfügt. Außerdem ist ein solches Modell volkswirtschaftlich gesehen nicht optimal.

Grundsätzlich existieren daher verschiedene mögliche Ansätze zur Lösung des Problems:

- (1) Die Börse erlaubt entsprechende Gebote wie oben beschrieben
- (2) Der Energiehändler verfügt über regelfähige Erzeugungskapazität (bzw. Lastabwurfpotenzial), mit deren Hilfe er die Abweichung bei der Gesamtenergie ausgleichen kann.
- (3) Es existiert ein zusätzlicher Intraday-Markt, der nachträglich einen Ausgleich der zu viel oder wenig gekauften Strommenge ermöglicht.

In den weiteren Untersuchungen wurde Option (3) verwendet mit einem Ausgleich durch eine Tages-Konstantleistung (s. 8.2.3).

4.5.8 Betrieb bei Ausfall der Kommunikation

Wenn der Kommunikationsweg zwischen der Leitstelle und dem lokalen Anschluss ausfällt, kann das Prinzip der dezentralen Entscheidung entscheidende Vorteile realisieren gegenüber einem zentral gesteuerten Energiemanagement. Sofern die Übermittlung der Tarife nur einmal täglich notwendig ist, hat ein Ausfall der Kommunikation über einige Stunden gar keine Konsequenzen. Für den Fall, dass die Kommunikation über einen längeren Zeitraum

ausfällt, werden so genannte Backup-Tarife hinterlegt, die jeweils für unterschiedliche Jahreszeiten und Wochentage die typische Preisstruktur widerspiegeln. Die lokalen Anforderungen bezüglich Speichermanagement etc. werden durch die dezentrale Intelligenz natürlich weiterhin ohne Einschränkungen erfüllt, da deren Berücksichtigung durch den lokalen Einsatzoptimierer keinerlei Kommunikation nach Außen erfordert. Auf diese Weise ist selbst bei Ausfall der Kommunikation ein optimierter Betrieb möglich.

5 Algorithmen für das Energiemanagement in der Niederspannungsversorgung im Verbundnetz

5.1 Zielsetzung

Die Untersuchung, welche Systemdienstleistungen in welchem Maße in Zukunft in der Niederspannungsversorgung erbracht werden können und müssen, zeigt die besondere Bedeutung der Wirkleistungsregelung (Kapitel 3).

Im Kapitel 4 wurde ein grundlegendes Markt- und Kommunikationsmodell für die Integration dezentraler Einspeiser vorgestellt. Dabei werden auch grundlegende Überlegungen zu Algorithmen für den Beitrag der Niederspannung zur netzweiten Wirkleistungsregelung präsentiert. Diese werden hier im Detail betrachtet und in Form konkreter Algorithmen formuliert.

Grundsätzlich sind die hier vorgestellten Algorithmen für einen liberalisierten Strommarkt entwickelt. Das bedeutet, dass nicht der Netzbetreiber, sondern die Energiehändler, -erzeuger und -verbraucher die Wirkleistungsflüsse steuern und der Netzbetreiber lediglich in bestimmten Fällen Regelenergie einkauft und abfordert.

5.2 Aufgabenbereiche und Überblick

Grundsätzlich sind zwei Bereiche zu unterscheiden, für die Algorithmen benötigt werden, nämlich der Bereich des einzelnen Kunden und der Bereich des Energiehändlers, der die Preise für die Kunden generiert und am Energiemarkt handelt. Der Algorithmus beim Kunden muss dabei auf die Vorgaben seines Energiehändlers reagieren, wobei die installierten Geräte sowie seine individuellen Anforderungen an die Gerätenutzung vom Algorithmus ebenfalls berücksichtigt werden müssen. Der Energiehändler muss einerseits täglich seinen angemeldeten Bilanzkreisfahrplan entsprechend seiner Einkaufsverträge bzw. seines Kontrakts an der Strombörse erfüllen. Andererseits muss er aber auch bestimmte Vorgaben aus den Verträgen mit seinen Kunden hinsichtlich des maximalen und durchschnittlichen Strompreises und ggf. hinsichtlich weiterer vertraglicher Eingriffsmöglichkeiten erfüllen.

Grundsätzlich sind die vertraglichen Eingriffsmöglichkeiten des Energiehändlers in zwei Kategorien zu unterteilen:

- Preisvorgaben
- Leistungsvorgaben

Außerdem ist zu unterscheiden:

- Vorgaben in Echtzeit (maximal 15 min vor der Wirksamkeit, ggf. auch wesentlich kurzfristiger)
- Vorgaben als Fahrplan, i.d.R. am Vortag („Day-ahead“)

Eine Leistungsvorgabe schränkt den Nutzer wesentlich stärker in seiner Freiheit ein, als eine Preisvorgabe und ist daher nur in Ausnahmefällen sinnvoll. Wenn eine Gesamtleistungsvorgabe für den gesamten Netzanschluss gegeben wird, die Einhaltung durch den Betrieb unterschiedlicher Lasten und ggf. Erzeuger aber lokal optimiert wird, erlaubt auch dieses Management eine dezentrale Entscheidung. Grundsätzlich lässt sich eine Leistungsbegrenzung innerhalb eines Niederspannungsnetzes weitgehend auch durch Preisvorgaben realisieren. Allerdings ist es möglich, dass Kunden eher seltene leistungsmäßige Eingriffe akzeptieren als sehr hohe Strompreise, die im Falle eines Versagens des Managements oder durch ungünstigen Betrieb der manuell gesteuerten Lasten zu sehr hohen Kosten führen können. Dieses Problem lässt sich aber auch durch eine Begrenzung der Preisvorgabe nach oben gekoppelt mit einem Algorithmus, der für eine Leistungsmaximierung bei Erreichen der Preisobergrenze sorgt, lösen. Aus diesem Grund werden hier nur Algorithmen für Preisvorgaben berücksichtigt.

Preisvorgaben kurzfristiger als Day-ahead werden heute in der Netzregelung nur im Bereich der Regelenenergie verwendet. Dieses Prinzip ist auch im beschriebenen Marktmodell übernommen – die Day-ahead-Vorgabe wird im folgenden als Standardfall verwendet. Der Day-ahead-Basistarif wird stets am Vortag nach Bekanntgabe der Ergebnisse des Handels am Spotmarkt übermittelt. Die Planbarkeit des Energiepreises ist eine entscheidende Voraussetzung für ein effektives Energiemanagement, da nur so z.B. gezielt der Zeitpunkt mit dem günstigsten Strompreis innerhalb eines Tages für einen Wasch- oder Spülvorgang genutzt werden kann.

Nur wenn die Bereitstellung von Regelenenergie vereinbart wurde, soll es für den Energiehändler möglich sein, den Basistarif kurzfristig abzuändern. Dabei sollte vertraglich festgelegt sein, dass diese kurzfristigen Korrekturen im Mittel null ergeben müssen, also Senkungen und Erhöhungen sich aufheben. Der Basistarif hat in diesem Fall auch die Funktion einer Preisprognose. Dieser kommt wie bei allen Real-Time-Pricing-Systemen eine große Bedeutung zu. In vielen Fällen lässt sich schon Stunden vorher abschätzen, dass der Preis zu einem bestimmten Zeitpunkt wahrscheinlich nach oben korrigiert werden muss – in diesem Fall sendet der Händler ein entsprechend korrigiertes Preisprofil. Es ist nicht sinnvoll, diese Prognose jeweils im lokalen System zu berechnen, denn der entsprechende Aufwand zur Sammlung und Verarbeitung der benötigten Daten müsste dann in jedem einzelnen lokalen System betrieben werden. Sobald ein BEMl ein aktualisiertes Preisprofil erhält, berechnet es auf dieser Basis neue optimierte Fahrpläne für alle Geräte. Zur Aktivierung von Regelleistung

müssen die aktualisierten Preisprofile daher entsprechende kurzfristige Änderungen des Preisprofils enthalten.

Alle folgenden Algorithmen beziehen sich also entsprechend der in der deutschen Stromwirtschaft üblichen Abrechnung auf 15-Minuten-Preisvorgaben, die am Vortag als Profil festgelegt und übermittelt werden. Algorithmen zur Bereitstellung von Regelenergie werden im Rahmen dieser Arbeit nicht untersucht.

5.3 Algorithmen auf Kundenseite

Auf Kundenseite werden die Algorithmen im BEMI implementiert. Sie beziehen sich jeweils auf ein bestimmtes Gerät, da die unterschiedlichen Geräte i.d.R. unabhängig voneinander optimiert werden können. Ausnahmen bestehen, wenn z.B. in einem Heizungssystem mehrere Komponenten wie BHKW, Wärmepumpe und Umwälzpumpe miteinander verknüpft sind.

Die Algorithmen auf Kundenseite haben im Wesentlichen die Aufgabe, aus dem vorgegebenen Preisprofil den optimalen Einsatzplan der angeschlossenen Geräte zu berechnen. Um einen solchen Algorithmus zu entwickeln, wird ein Modell des jeweiligen Geräts benötigt, das einzuhaltende Randbedingungen, Einflüsse auf die Kostenstruktur und weitere relevante Parameter enthält. Faktisch kann nicht für jedes einzelne marktverfügbare Gerät ein eigenes Modell entwickelt werden, was auch nicht notwendig ist, da gleichartige Gerätetypen sich durch Parameteranpassung hinreichend gut abbilden lassen. Es existieren zahlreiche Kategorisierungen für Geräte, die in Privathaushalten betrieben werden. In Bezug auf das Verhalten in einem Energiemanagementsystem lassen sich die vier folgenden Typen unterscheiden:

- Geräte mit einem Wärme-, Kälte- oder Batteriespeicher, der in einem bestimmten Temperatur- bzw. Ladezustandsbereich gehalten werden muss. Diese werden im folgenden als SOC-Geräte bezeichnet (SOC = State of Charge)
- Geräte, die nach dem Start ein festes Programm abarbeiten (z.B. Waschmaschine). Diese werden im folgenden als FPS-Geräte bezeichnet (Fixed Program Shift).
- Geräte, die bei hohem Strompreis abgeregelt werden können, aber sonst kein Management erlauben (z.B. eine dimmbare Beleuchtung). Diese werden im folgenden als PPC-Geräte bezeichnet (Price-Power-Control).
- Geräte, die für ein Energiemanagement nur in Notfällen in Frage kommen wie Rechner, Unterhaltungselektronik, elektrisches Kochen, Beleuchtung etc. Diese werden im folgenden als EPM-Geräte bezeichnet (Emergency-Power-Management).

5.3.1 Speicherbehaftete Geräte (SOC-Geräte)

Der Ladezustand des Speichers und die Bewirtschaftung des Speichers ist hier entscheidend für das Energiemanagement. Eine Besonderheit stellen BSOC-Geräte (Bidirectional SOC) dar, die eine echte elektrische Speicherfunktion besitzen und sowohl Energie aufnehmen als auch abgeben können (z.B. Batteriestromrichter mit Batterie). Gegenwärtig werden solche Geräte im Bereich von Privathaushalten praktisch nicht eingesetzt und es ist grundsätzlich fragwürdig, ob es wirtschaftlich ist, derartige Speicher dezentral zu installieren, da im allgemeinen große zentrale Speicher deutlich günstigere spezifische Kosten aufweisen. Wirtschaftlich könnte dies sein, wenn ohnehin vorhandene Anlagen wie PV-Stromrichter im Sinne einer kostengünstigen multifunktionalen Nutzung auch als Batteriestromrichter genutzt werden können oder bestehende USV-Anlagen mit zusätzlichen Batteriekapazitäten versehen werden. Da bei Batterien i.d.R. nicht die Leistung, sondern der Energiegehalt das entscheidende Auslegungskriterium ist, können die Batteriekapazitäten einer USV-Anlage nicht im Zuge eines Energiemanagements mit erhöhter Häufigkeit leergefahren werden, da im Falle eines Netzausfalls bei leeren Batterien dann die USV-Funktionalität gefährdet wäre. Aus diesem Grund kann bei Batterietests einer USV-Anlage auch immer nur ein kleiner Teil der installierten Batterien entladen werden. Falls sich dezentrale bidirektionale elektrische Speicher dennoch durchsetzen sollten, wie in [128] untersucht, wäre aber ein Management durch das BEMI durchaus sinnvoll.

Bei USV-Anlagen, die über andere Primärenergiequellen gespeist werden wie Öl, Gas oder Wasserstoff, ist in vielen Fällen eine Erweiterung des Tanks für Primärenergie mit relativ geringem Kostenaufwand möglich, wodurch zusätzliche Kapazitäten für ein Energiemanagement geschaffen werden ohne die USV-Funktion zu beeinträchtigen. Ein regelmäßiger Betrieb der Anlage senkt im Gegenteil ggf. sogar das Risiko, zum Zeitpunkt eines Netzausfalls mit einem vorher nicht entdeckten Schaden konfrontiert zu sein. Solche Anlagen sind aber unidirektionale Speicher, die im Folgenden behandelt werden.

Typische SOC-Geräte im Verteilnetz sind unidirektionale Speicher, die elektrische Energie nur in eine Richtung aufnehmen bzw. abgeben und Energie in nicht-elektrischer Form speichern. Neben den erwähnten Typen von Notstrom- und USV-Anlagen sind solche Geräte vor allem Kühl- und Gefriergeräte, Warmwasserboiler und elektrische Komponenten der Heizung wie Nachtspeicherheizung, Wärmepumpen und Umwälzpumpen. Grundsätzlich ist bei diesem Typ entscheidend, dass der Speicherstand zu jedem Zeitpunkt im zulässigen Bereich gehalten wird (also z.B. die Temperatur eines Gefriergeräts zwischen -16°C und -20°C oder die Füllung eines Warmwasserspeichers zwischen 10% und 100%). Die dazu notwendige elektrische Energie soll unter Einhaltung dieser Randbedingung dann durch Wahl der Einschaltzeitpunkte möglichst kostengünstig bezogen bzw. möglichst teuer verkauft werden. Für den Optimierungsalgorithmus wird in jedem Fall ein Modell des Geräts benötigt, das auch zur Schätzung des Speicherzustands verwendet werden kann, falls dieser nicht durch einen

Sensor gemessen wird. Da eine solche Schätzung allerdings über einen längeren Zeitraum auf Grund nicht modellierter Einflüsse immer zu erheblichen Abweichungen führen wird, ist ein Sensor in der Praxis unverzichtbar und wird daher als gegeben angenommen.

Bei dieser Kategorie ist für die Optimierung besonders entscheidend, wie umfassend das geregelte System modelliert wird. Als SSOC-Modell (Simple-SOC) wird im Folgenden ein Modell bezeichnet, bei dem der Speicher im eingeschalteten Zustand mit konstanter Laderate aufgeladen und im ausgeschalteten Zustand mit konstanter Verlustrate entladen wird. Die Abhängigkeit der Lade- und Entladegeschwindigkeit vom Ladezustand und weiteren äußeren Parametern wie der Außentemperatur wird vernachlässigt.

Als ESOC-Modell (Extended SOC) wird im Folgenden die Erweiterung der SSOC-Optimierung auf ein Gerätemodell bezeichnet, das die Abhängigkeit der Verluste von Umgebungsvariablen und SOC sowie Parameter wie minimale Gerätelaufzeiten oder Kosten für Ein-/ Ausschaltvorgänge abbildet. Auch die Abbildung der Energieentnahme aus einem Wärmespeicher, der durch ein BHKW gespeist wird, fällt unter diese Kategorie. Bei kombinierten Heiz-/Warmwassersystemen hängt dieser einerseits vom speziellen Warmwasserverbrauchssprofil des jeweiligen Gebäudes ab, zum anderen vom Heizenergiebedarf, dessen zeitlicher Verlauf vor allem durch die Außentemperatur bestimmt ist. Während eine Prognose der Außentemperatur durch die zentrale Leitstelle zur Verfügung gestellt werden sollte (s. 4.5.2), muss der Warmwasserbedarf lokal geschätzt werden. Bei größeren Gebäuden mit einer größeren Anzahl von Haushalten oder bei ausreichend großem Warmwasser-Pufferspeicher, kann der Warmwasserbedarf näherungsweise als konstant, zumindest täglich gleichförmig, berechnet werden.

Für eine bessere Schätzung müsste der Warmwasserbedarf auf Basis einer Messung vom BEMI prognostiziert werden. Dabei kann als allgemeiner Ansatz die Verwendung von SWH-Parametern (Season-Weekday-Hour) verwendet werden. Solche Parameter werden für jede Kombination von Jahreszeit (Sommer-Übergang-Winter), Wochentag (Mo-Fr, Sa, So) und Stunde des Tages einzeln geschätzt. Die Einflussfaktoren und der SOC selbst sollen mit SWH-Faktoren linear in den geschätzten SOC-Verlust eingerechnet werden. Neben dem Verlauf der Speicherentnahme können auch die zulässigen Grenzen des SOC variabel gestaltet werden. Dies ist z.B. bei einer Nachtabsenkung der Temperatur in einem Gebäude während der Heizperiode der Fall. Als weitere Variante ist eine Anpassung der zulässigen SOC-Grenzen entsprechend des Preises durch eine vorgegebene Kennlinie (z.B. bei Gebäudeklimatisierung) denkbar. Mit diesem Modell lassen sich unter Berücksichtigung weniger Einflussfaktoren (z.B. Außentemperatur) praktisch alle Prozesse, die für den Bereich der Privathaushalte relevant sind, sehr gut abbilden. Im Rahmen dieser Arbeit wurden Prognose des SOC-Verbrauchs und variable SOC-Grenzen aber noch nicht durch Algorithmen und Simulation untersucht.

Die hier vorgestellten Untersuchungen beschränken sich auf Prozesse, die sich durch eine prognostizierte Außentemperatur sowie weitere fixe Parameter abbilden lassen.

5.3.2 FPS-Geräte (Fixed Program Shift)

Bei FPS-Geräten bereitet der Nutzer ein bestimmtes Programm vor, dessen Startzeitpunkt danach in gewissen Grenzen verschiebbar ist. Ein Start kann und darf also nur erfolgen, wenn der Nutzer diese Vorbereitung vorgenommen hat. Zu unterscheiden ist, ob der Nutzer dies dem Energiemanagement-System z.B. durch einen Sensor-Schalter mitteilt (bzw. das Gerät selbst dies durch Kommunikation an das BEMI mitteilt) oder ob das Gerät in regelmäßigen zeitlichen Abständen testweise eingeschaltet wird, um durch eine Leistungsmessung zu prüfen, ob in der Folge ein Programm gestartet wird.

Zu unterscheiden sind hier:

- Regular-FPS (R-FPS): Ein regelmäßiges Programm, das täglich abläuft, wird optimiert, z.B. der tägliche Betrieb einer Spülmaschine. Der Benutzer muss nur eingreifen, wenn z.B. ausnahmsweise zusätzliche Programme benötigt werden.
- User-Initiated-FPS (U-FPS): Der Benutzer teilt dem Energiemanagementsystem mit, wenn er ein Programm vorbereitet hat und ggf. wie lange das Programm maximal verzögert werden darf (ansonsten wird ein Default-Wert angesetzt). Es ist auch möglich, sich mögliche Einschaltpunkte anzeigen zu lassen und nach persönlicher Kosten-/Nutzenpräferenz zu entscheiden.

Wenn der Nutzer lediglich angibt, wann er das Programm vorbereitet hat und wann das Programm spätestens abgearbeitet sein muss, kann das User-Initiated-FPS mit dem gleichen Algorithmus wie das Regular-FPS bearbeitet werden mit dem Unterschied, dass die Optimierung beim User-Initiated-FPS nur einmal durchgeführt wird, während dies beim Regular-FPS täglich geschieht. Die Berechnung verschiedener möglicher Einschaltzeitpunkte und eine erweiterte Nutzerinteraktion zur Bestimmung des tatsächlichen Programmstarts wurde im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter untersucht.

- Power-Based-FPS (P-FPS): Das Gerät ist im Normalzustand von der Versorgung getrennt und wird zu den berechneten Zeitpunkten testweise eingeschaltet, um durch eine Leistungsmessung zu prüfen, ob in der Folge ein Programm gestartet wird. Wenn die Leistungsmessung ergibt, dass nach dem testweisen Aufschalten des Geräts auf das Netz ein Programm angelaufen ist, verhindert die FPS-Schutzfunktion ein Abschalten vor Ablauf des Programms, andernfalls wird das Gerät nach kurzer Zeit wieder vom Netz getrennt.

- **Manual-FPS (M-FPS):** Das Gerät wird rein manuell gesteuert und ggf. programmiert. In diesem Fall führt der Nutzer die Betriebsoptimierung auf Grund des Preisprofils selbst durch. Bei stark variablen oder sehr komplexen Präferenzen ist dies der sinnvollste Weg. Für diesen Betrieb wird natürlich kein BEMI-Algorithmus benötigt.

Grundsätzlich ist auch eine Kombination der Typen möglich, wenn z.B. ein Gerät regelmäßig zu einer bestimmten Zeit vorbereitet wird, aber der Nutzer auch zusätzliche Starts aktivieren will. Dann kann auch eine zusätzliche Überwachung stattfinden, ob weitere, vom Nutzer nicht selbst an das Managementsystem gemeldete Aktivierungen vorliegen und das Gerät ein Programm beginnt.

5.3.3 PPC- und EPM-Geräte

Diese Gerätetypen unterscheiden sich grundlegend von den vorher benannten Geräten, da hier nicht eine Nutzungsverschiebung auftritt, sondern durch den Preis die gesamte bezogene Energie beeinflusst werden kann. Echte PPC-Geräte existieren kaum im Verteilnetz. Ggf. werden Nutzer einzelne Geräte, die nur als Zierde o.ä. betrieben werden, mit einem solchen Algorithmus betreiben (z.B. eine Weihnachtsbeleuchtung oder ein Springbrunnen). Durch die Anpassung des Nutzverhaltens selbst wird sich ein gewisses preiselastisches Verhalten im statistischen Mittel einstellen. Wenn Nutzer bei besonders hohen Strompreisen auf das Kochen verzichten, wird diese Nutzung i.d.R. nur teilweise zu einem Zeitpunkt mit günstigerem Tarif nachgeholt. Auch eine Notabschaltung wird i.d.R. nur in begrenztem Umfang zu Nachholeffekten führen.

Eine Besonderheit stellen KWK-Anlagen dar, die über den benötigten Wärmebedarf hinaus betrieben werden können, also über einen entsprechenden Kühlmechanismus verfügen. Wenn der Strompreis so weit steigt, dass ein Betrieb der Anlage auch ohne Wärmegutschrift wirtschaftlich sinnvoll ist, sollte die Anlage eingeschaltet werden, was einem PPC-Verhalten entspricht.

5.3.4 Schaltverhalten

Grundsätzlich ist zu unterscheiden zwischen Geräten, die nur ein und aus geschaltet werden können und solchen, die über mehrere Leistungsstufen verfügen oder in einem bestimmten Bereich stufenlos steuerbar sind. In den meisten Fällen ergibt die Optimierung aber ein Bang-Bang-Control, d.h. im optimalen Betrieb ist das Gerät entweder ausgeschaltet oder arbeitet bei Nennleistung. Ausnahmen ergeben sich nur, wenn z.B. der Wirkungsgrad bei einem Teillastpunkt günstiger ist als bei Nennleistung oder wenn das Ein- und Ausschalten des Geräts gesondert pönalisiert (finanziell bestrafend bewertet) wird, also ein Dauerbetrieb bei Teillast günstiger ist als ein mehrmaliges Schalten zwischen Stillstand und Nennleistung.

Da das aber eine individuelle Modellierung des Geräteverhaltens erfordert und für derzeit in der Niederspannung installierte Geräte keine Rolle spielt, werden SOC- und FPS-Geräte im Folgenden grundsätzlich als Zwei-Punkt-Geräte angenommen.

Nur PPC-Geräte werden als frei regelbare Geräte betrachtet, da diese i.d.R. in der Leistung nur reduziert, aber nicht ganz abgeschaltet werden können (z.B. muss eine Notbeleuchtung mindestens erhalten bleiben). BSOC-Geräte benötigen natürlich drei Arbeitspunkte („Laden Nennleistung“, „Stillstand“, „Erzeugen Nennleistung“).

5.3.5 Optimierung des Betriebs

5.3.5.1 Anti-Avalanching

In der Regel lassen sich die Geräte, die von einem BEMI gesteuert werden, bei einer reinen Preisvorgabe unabhängig voneinander optimieren, da zumindest bei Privathaushalten die Anschlussleistungsbegrenzung bzw. die maximal bezogene Leistung keine Rolle spielt. Natürlich darf dieses Verhalten in der Gesamtheit der angeschlossenen Kunden eines Niederspannungsnetzes nicht zu einer Netzüberlastung führen. Wie in 4.5.6 erläutert, stellt die Leistungsdimensionierung des Niederspannungsnetzes für ein Energiemanagement i.d.R. keine Begrenzung dar, muss aber im Einzelfall berücksichtigt werden. Neben der Betrachtung der lokalen Netzsituation kann eine automatische Optimierung bei gleichen Preisvorgaben zu Lawineneffekten im Gesamtnetz führen, was ebenfalls Probleme verursachen kann.

Zur Vermeidung dieser Probleme sollten daher die Anschlüsse eines Niederspannungsnetzes unterschiedliche Preisvorgaben erhalten. Außerdem sollten die Algorithmen vorsehen, dass bei Teilbetrieb eines Geräts während eines Preisintervalls die Betriebszeit zufällig gewählt wird, falls keine anderen Randbedingungen einen bestimmten Zeitpunkt bevorzugen. Wenn alle Geräte z.B. zu Beginn des Intervalls einschalten und dann nach und nach während des Intervalls abschalten, entsteht innerhalb des Preisintervalls eine ungleichmäßige Leistung, was i.d.R. nicht erwünscht ist. Im Folgenden werden die beiden Maßnahmen als Central Anti-Avalanching (Variation der Preise für unterschiedliche Anschlüsse, um Lawineneffekte bei Beginn eines neuen Preisintervalls zu vermeiden) und Local Anti-Avalanching (Lokale Optimierung zur Vergleichmäßigung der Leistung während eines Preisintervalls bzw. zur Unterstützung eines kontinuierlichen Anstiegs oder Abfalls in der Summenleistung aller Kunden) bezeichnet. Wenn innerhalb kurzer Zeit eine stark fallende oder steigende Flanke der Summenleistung durchfahren wird, ist der kontinuierliche Anstieg bzw. Abfall (im Mittel der Anschlüsse) wesentlich. Ansonsten kommt es zu einem treppenartigen Verlauf mit einem Sprung an jedem Wechsel des Tarifintervalls. Durch eine zufällige Verschiebung des Betriebs innerhalb eines Intervalls, in dem ein Schaltvorgang stattfindet, mit

einer Gewichtung entsprechend dem durchschnittlichen Betrieb im Vor- und im Nachintervall lässt sich der kontinuierliche Anstieg bzw. Abfall in der Summe realisieren, ohne dass dem Nutzer ein Nachteil entsteht. Das ist wesentlich, da die Verschiebung innerhalb des Preisintervalls nicht durch finanzielle Abrechnung vergütet wird.

5.3.5.2 Lokale Vorgaben und Anforderungen

Bei einer Day-Ahead-Preisvorgabe kann i.d.R. nach Übermittlung des Preisprofils der Einsatzplan jedes Geräts für den Folgetag optimiert werden. Bei SOC-Geräten, deren Verhalten von der Außentemperatur abhängt (wie Heizungssysteme mit Wärmespeicher) wird zusätzlich eine Temperaturprognose benötigt, die von der Leitstelle übermittelt wird. Wenn bei SOC-Geräten unerwartete Änderungen des Speicherzustands eintreten (z.B. durch Einbringung neuen Gefrierguts in ein Tiefkühlgerät, abweichender Heiz- oder Warmwasserbedarf) oder während des laufenden Tages neue Programmanforderungen für ein User-Initiated-FPS-gesteuertes Gerät kommen, muss ggf. eine Nachoptimierung vorgenommen werden, bei der der gleiche Algorithmus eingesetzt wird. Wenn der Preisverlauf des Folgetages übermittelt wurde, kann auch der Einsatzplan für das Ende des laufenden Tages nachoptimiert werden – dadurch ist eine Optimierung möglich, bei der keine Brüche an den Tageswechseln stattfinden.

5.3.5.3 Inselbetrieb bei Netzausfall

Wie in Kapitel 1.5 erläutert ist auch die lokale Versorgung eines Anschlusses oder Micro Grids ein Bestandteil des Managementkonzepts durch dezentrale Entscheidung. Wenn ein Netzausfall detektiert und eine Abtrennung des lokalen Netzes vom öffentlichen Netz erfolgt ist, muss der Optimierer auf Inselbetrieb umschalten und den Betrieb der einzelnen Geräte entsprechend anpassen. Die Regelung des Teilnetzes erfolgt über eine Leistungs-Frequenzregelung, wie sie auch für Microgrids vorgesehen ist [129]. Das erfordert einen entsprechenden dezentralen Erzeuger, i.d.R. einen inselnetzfähigen Wechselrichter mit einer Frequenzstatik. Die Aufgabe des BEMI besteht vor allem darin, schaltbare Lasten so zu betreiben, dass eine Überlastung des Inselnetzbildners vermieden wird und ggf. eine Batteriekapazität für einen bestimmten Überbrückungszeitraum ausreicht. Für einen optimierten Betrieb wäre hier eine Anbindung der Batteriezustandsüberwachung und eine lokale Lastprognose notwendig, außerdem ein Mechanismus, der durch manuelles Schalten des Nutzers oder zusätzliche Relais ein Abschalten großer Verbraucher ermöglicht, die normaler Weise nicht gemanagt werden. Da der Notbetrieb als Microgrid hier allerdings kein Schwerpunkt ist, wird dieser Fall im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter behandelt. Im Projekt DINAR wurde jedoch ein einfaches Management der angeschlossenen Geräte durch Frequenzschwellen bzw. Priorisierung realisiert.

5.3.6 Parameter

Generelle Parameter für alle Geräte

(„X“ bezeichnet jeweils das Gerät, zu dem der Parameter gehört. In der Notation der Algorithmen kann dies entfallen, da jeder Algorithmus sich jeweils immer nur auf ein Gerät bezieht)

- n_p : Zahl der Zeitschritte des Preisprofils, für die eine Optimierung durchgeführt werden soll. Gerechnet wurde mit $n_p=96$ für einen Tag, da in Deutschland Lastprofile in $\frac{1}{4}$ -Stunden-Intervallen erfasst und abgerechnet werden. Die vorgestellten Algorithmen berechnen den optimalen Einsatz der Geräte jeweils für die Preisintervalle, daher entspricht die Zahl der Zeitschritte in den Einsatzplänen der Zahl der Zeitschritte im Preisprofil.
- $p_i, i=1..n_p$: Preisprofil
- $T_{\text{prog},i}, i=1..n_p$: Prognose der Außentemperatur

Ausgangsgrößen der Algorithmen:

Für schaltbare Geräte:

- $e_{X,i}, i=1..n_p$: Einsatz für Gerät X als Anteil der Zeitdauer des Intervalls ($e_{X,i} \in [0..1]$)

Für Geräte, deren Leistung mehr als zwei unterschiedliche Werte annehmen kann:

- $P_{X,i}, i=1..n_p$: Leistung des Geräts in den einzelnen Zeitintervallen

Als Parameter für SOC-Geräte werden definiert :

- $P_{\text{av},X}$: mittlere Leistung des Geräts im eingeschalteten Zustand. Bei Generatoren ist dieser Wert positiv, bei Lasten negativ.
- $t_{\text{maxOn},X}$: Zeit, die ein speicherbehaftetes Gerät (SOC-Gerät) maximal läuft, wenn der Speicher zu Beginn leer ist (z.B. Dauer, die ein Gefriergerät läuft, wenn es zu Beginn den wärmsten zulässigen Wert aufweist und bei Abschaltung den kältesten zulässigen Wert). Bei Geräten, deren Speicherstandabnahme von der Außentemperatur abhängt, gibt dies die Dauer einer kompletten Speicherfüllung an, wenn dabei keinerlei Speicherverluste auftreten. Im Gegensatz dazu gibt dies bei Geräten mit konstantem Speicherverlust die maximale Ladedauer an, die real auftritt einschließlich der stets gleichbleibenden Speicherverluste.
- $t_{\text{maxOff},X}$: Zeit, die ein Gerät maximal ausgeschaltet sein darf. Bei Geräten, deren Speicherstandabnahme von der Außentemperatur abhängt, sollte dieser Wert entspre-

chend der minimalen Speicherentleerung abgeschätzt werden. Falls $r_{\text{discharge},X} > 1$ (s.u.), gibt $t_{\text{maxOff},X}$ die Entladedauer an, wenn die Entladegeschwindigkeit immer dem Wert bei SOC=0 entsprechen würde.

- $k_{\text{switch},X}$: Einzurechnende Kosten pro Schaltzyklus (ein+aus) des Geräts. Damit kann das Energiemanagementsystem die zusätzlichen Kosten durch Verschleiß etc. pro Schaltzyklus einrechnen und es wird ein zu häufiges Schalten des Geräts vermieden. Angegeben in EUR/Schaltzyklus.
- $r_{\text{discharge},X}$: Verhältnis des Speicherverlustes bei vollem Speicher im Verhältnis zum Verlust bei leerem Speicher, wobei als Bezugswert für die Speicherverluste bei leerem Speicher $t_{\text{maxOff},X}$ gilt. Damit kann abgebildet werden, dass bei thermischen Speichern i.d.R. der Energiefluss aus dem Speicher an die Umgebung mit dem Speicherstand wächst, da sich die Temperaturdifferenz zwischen Speicher und Umgebung erhöht. Hierbei wird ein lineares Verhalten angenommen. Die im Anhang angegebenen Algorithmen gehen davon aus, dass der speicherabhängige SOV-Verlust während einem Zeitschritt weitgehend konstant bleibt. Daher sollte gelten:

$$\Delta t / t_{\text{maxOff}} \cdot (r_{\text{discharge}} - 1) < 0.1 \quad (1)$$

- $S_{\text{max},X}$: maximaler SOC, oberhalb dessen das Gerät aus Schutzgründen auf jeden Fall abgeschaltet wird. Zwischen einem SOC von 1.0 und $S_{\text{max},X}$, der z.B. durch kleine Abweichungen des realen SOC vom geschätzten SOC auftreten kann, wird ein Betrieb kurzzeitig zugelassen.
- $S_{\text{min},X}$: minimaler SOC, unterhalb dessen das Gerät aus Schutzgründen auf jeden Fall eingeschaltet wird (z.B., um eine unzulässige Erwärmung eines Kühlgeräts zu vermeiden).
- $S_{\text{ideal min},X} / S_{\text{ideal max},X}$: Es besteht die Möglichkeit, rein rechnerisch die Abweichung des SOC von einem Idealbereich zu bestrafen. Das ist z.B. sinnvoll, wenn die Haltbarkeit von Kühlgut an den Rändern des zulässigen Temperaturbereichs bereits reduziert wird. $S_{\text{ideal min},X}$ und $S_{\text{ideal max},X}$ geben den Bereich an, innerhalb dessen der SOC idealer Weise schwanken soll. Außerhalb dieses Bereiches wird die Abweichung mit dem $r_{\text{low-soc},X}$ bzw. $r_{\text{highsoc},X}$ pönalisiert.
- $r_{\text{lowsoc},X}$, $r_{\text{highsoc},X}$: Faktoren, die eine SOC-Abweichung vom idealen Bereich in eine monetäre Strafbewertung der Optimierung umrechnen. Die Einheit dieser Größe ist $[\text{EUR}/(\text{SOC}/15\text{min})]=[\text{EUR} \cdot \text{sec}]$. $r_{\text{lowsoc},X}$ gilt für SOC-Abweichungen unterhalb des optimalen Bereichs, $r_{\text{highsoc},X}$ für Abweichungen nach oben.
- $r_{\text{prog},X}$, $C_{\text{prog},X}$: Berechnung des SOC-Verlustes aus der Temperaturprognose nach der Formel

$$dS/dt = -(T_{prog} + c_{prog,X}) * r_{prog,X} \quad (2)$$

Der SOC-Verlust, der durch $t_{maxOff,X}$ gegeben wäre, wird als Minimalwert verwendet, also $(dS/dt)_{min} = -1/t_{maxOff,X}$. Wenn keine Abhängigkeit von der Außentemperatur gegeben ist, sollte $r_{prog,X} = 0$ gesetzt werden.

- $t_{wait,X}$: Minimale Zeit zwischen zwei Schalthandlungen (bei Geräten, die entsprechenden Schutz benötigen).

zeitvariable Größen:

- $S_{X,i}$: für $i=1..n_p$ gibt diese Größe den geplanten SOC des jeweiligen Geräts jeweils am Ende eines Intervalls an. $S_{X,0}$ ist der geplante SOC zu Beginn des Optimierungszeitraums und muss zu Beginn einer Optimierung bekannt sein.

Dies sind alle Parameter, die für ein ESOC-Management benötigt werden. Für ein SSOC-Management werden dann

$k_{switch,X} = r_{discharge,X} = r_{lowsoc,X} = r_{highsoc,X} = r_{prog,X} = t_{wait,X} = 0$ sowie

$S_{ideal\ min,X} = 0, S_{ideal\ max,X} = 1.0$

gesetzt.

Parameter für FPS-Geräte :

Grundsätzlich ist es möglich, dass auf einem FPS-Gerät mehrere Programme mit unterschiedlichen Parametern eingestellt werden können, was z.B. bei fast allen Waschmaschinen der Fall ist. In diesem Fall müssen ggf. mehrere Parametersätze angelegt werden oder Mittelwerte verwendet werden. Letzteres ist i.d.R. bei Power-Based-FPS notwendig, da in diesem Fall keine Nutzerinteraktion vorgesehen ist, mit der der Nutzer dem Energiemanagementsystem mitteilen könnte, welches Programm eingestellt wurde. Daher werden im Folgenden nur Parameter für ein Programm angenommen.

- $P_{av,X}$: mittlere Leistung des Geräts im eingeschalteten Zustand. Bei Generatoren ist dieser Wert positiv, bei Lasten negativ. In einem preisbasierten Energiemanagement wird dieser Wert bei FPS-Geräten nur benötigt, um zwischen Lasten und Generatoren zu unterscheiden. Da aber in der Praxis nur Lasten als FPS-Geräte vorkommen, spielt dieser Wert praktisch keine Rolle.
- $P_{prog,X,i} \ i=1..t_{on,X}/(15min)$: Verlauf der Leistungsaufnahme bei einem Ablauf des Programms, jeweils pro 15-Minuten-Intervall.
- $t_{on,X}$: Dauer des Programms.

- $t_{\max\text{Off},X}$: maximale Verzögerung, mit der das Programm nach der Vorbereitung durch den Nutzer begonnen werden darf (für Power-Based-FPS).
- $P_{\text{standby},X}$: Leistung des Geräts, wenn gerade kein Programm bearbeitet wird. Viele Geräte nehmen auch in diesem Zustand eine gewisse Standby-Leistung auf und die Messung dieser Leistungsaufnahme darf nicht zur Annahme führen, das Programm laufe noch.
- $t_{\text{wait},X}$: Bei FPS-Geräten, die während des Programms für einige Zeit weniger als $P_{\text{standby},X}$ Leistung aufnehmen, muss dieser Wert größer sein als die maximale Zeitdauer mit geringer Leistungsaufnahme, um zu verhindern, dass das Energiemanagementsystem fälschlich bereits ein Ende des Programms detektiert. Wenn dem Energiemanagementsystem nur 15-Minuten-Werte für die Leistung zur Verfügung stehen, sollte dieser Wert mindestens 15 Minuten über der maximalen Zeitdauer geringer Leistungsaufnahme liegen.
- m_X : Modus des FPS (R-FPS, U-FPS, P-FPS, M-FPS). Manual-FPS bedeutet faktisch eine Abschaltung der automatischen Steuerung. Bei einem P-FPS-Betrieb muss für die Optimierung mit einem „durchschnittlichen Programm“ gerechnet werden, falls das Gerät über mehrere alternative Programme verfügt, die vom Nutzer ausgewählt werden.
- $t_{\text{start},X}$: Zeit ab Beginn eines Tages, zu der das Gerät regelmäßig vorbereitet wird (Regular-FPS) oder zu der das Programm frühestens bearbeitet werden darf (User-Initiated-FPS).
- $t_{\text{end},X}$: Zeit ab Beginn eines Tages, zu der das Programm abgeschlossen sein muss (Regular-FPS und User-Initiated-FPS).

Parameter für PPC-Geräte :

- $P_{\text{MaxCon},X}$: maximale Leistung des Geräts als Last
- $P_{\text{MaxGen},X}$: maximale Leistung des Geräts als Generator
- $n_{\text{ppc},X}$: Zahl der Stützstellen der Preis-Leistungskennlinie
- $p_{\text{pricppc},X,j}, j=1..n_{\text{ppc},X}$: Preise der Stützstellen der Preis-Leistungsregelung
- $P_{\text{powppc},X,j}, j=1..n_{\text{ppc},X}$: Leistungswerte der Stützstellen der Preis-Leistungsregelung

Parameter für EPM-Geräte :

- $P_{\text{MaxCon},X}$: maximale Leistung des Geräts als Last
- $P_{\text{MaxGen},X}$: maximale Leistung des Geräts als Generator

Weitere Parameter des Optimierers :

- n_{device} : Zahl der Geräte, die in das Energiemanagement einbezogen sind
- type_X : Typ des Geräts X
- $f_{\text{On},X} / f_{\text{Off},X}$, $X=1..n_{\text{device}}$: Angabe, bei welchen Frequenzgrenzen das entsprechende Gerät im Inselnetzbetrieb ein- und ausgeschaltet werden soll. Bei Lasten sollte $f_{\text{On},X} > f_{\text{Off},X}$ sein, um sicherzustellen, dass das Gerät bei niedriger Frequenz ausgeschaltet ist und bei hoher Frequenz eingeschaltet. Zugleich sollte der Abstand zwischen beiden so groß sein, dass durch die Hysterese ein schnelles Ein- und Ausschalten vermieden wird, falls sich die Frequenz um den Schaltpunkt herum bewegt. Für Generatoren sollte entsprechend gelten $f_{\text{On},X} < f_{\text{Off},X}$.
Grundsätzlich ist aber auch denkbar, dass der verwendete Netzbildner nicht das im öffentlichen Netz übliche Frequenzverhalten nachbildet, sondern eine inverse Frequenzstatik realisiert, also bei steigender Frequenz eine erhöhte Leistung einspeist. Dies ist z.B. bei bestimmten Regelungen mit Asynchronmaschinen sinnvoll. In diesem Fall müssten die Frequenzschwellen der Geräte auch entsprechend getauscht werden.
- m_{island} : Inselmodus - 0: kein Inselbetrieb möglich, 1: Sobald die Netzfrequenz die zulässigen Grenzen verlässt, wird auf Inselnetzbetrieb umgeschaltet.
- $n_{\text{priority},X}$: Priorität des Geräts X, wenn auf Grund eines Notfallsignals die Gesamtleistung aller Geräte reduziert werden muss. Die optimale Umsetzung eines solchen Notfallbetriebs wurde im Rahmen dieser Arbeit allerdings nicht untersucht.
- $t_{\text{island_wait}}$: Dauer, während der die gemessene Netzfrequenz innerhalb zulässigen Grenzen bleiben muss, um auf das Management für Netzparallelbetrieb umzuschalten. Es wird angenommen, dass die Rücksynchronisation auf das Verbundnetz von der Netztrenneinheit automatisch durchgeführt wird, daher kümmert sich das Energiemanagementsystem nicht um diesen Vorgang.
- $P_{\text{meter},X,i}$: gemessene durchschnittliche Leistung des Geräts X im Intervall i; Verbrauch wird als negative Leistung angegeben, Erzeugung als positive Leistung.
- $P_{\text{meter,tot},i}$: gemessene durchschnittliche Gesamtleistung des Netzanschlusses im Intervall i, Vorzeichendefinition wie bei $P_{\text{meter},X,i}$.

Berechnete Parameter :

- Δt : Zeitdauer eines Intervalls, es gilt $\Delta t = 1440 \text{ min} / n_p$.

5.3.7 Algorithmen

Für das Verständnis der Algorithmen ist zunächst wichtig, dass diese innerhalb der Hauptschleife des BEMI-Programms abgearbeitet werden (Bild 23 und 24). Das in Bild 23 dargestellte Signal zur Programmterminierung tritt nur im Testbetrieb auf, wenn das BEMI-Programm beendet werden soll. Im Normalbetrieb auf einer Embedded-Plattform wird das BEMI-Programm nicht beendet.

**Programmablauf
BEMI**

Gesamtstruktur

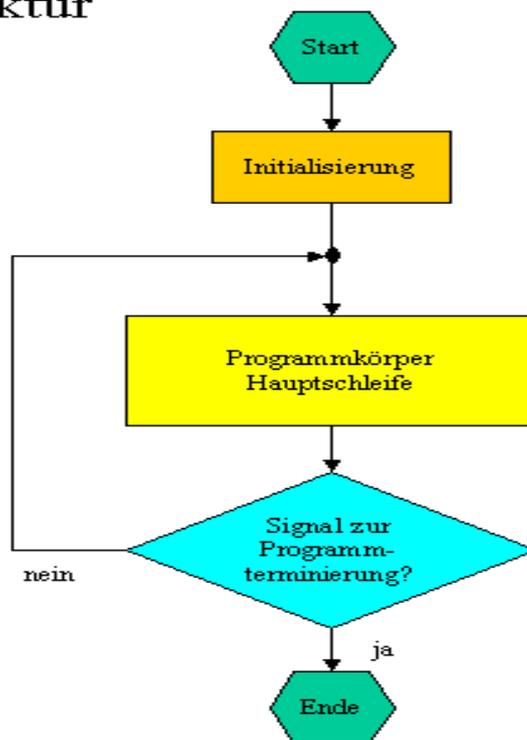


Abbildung 23: BEMI-Programm Gesamtstruktur

Programmablauf BEMI - Körper Hauptschleife

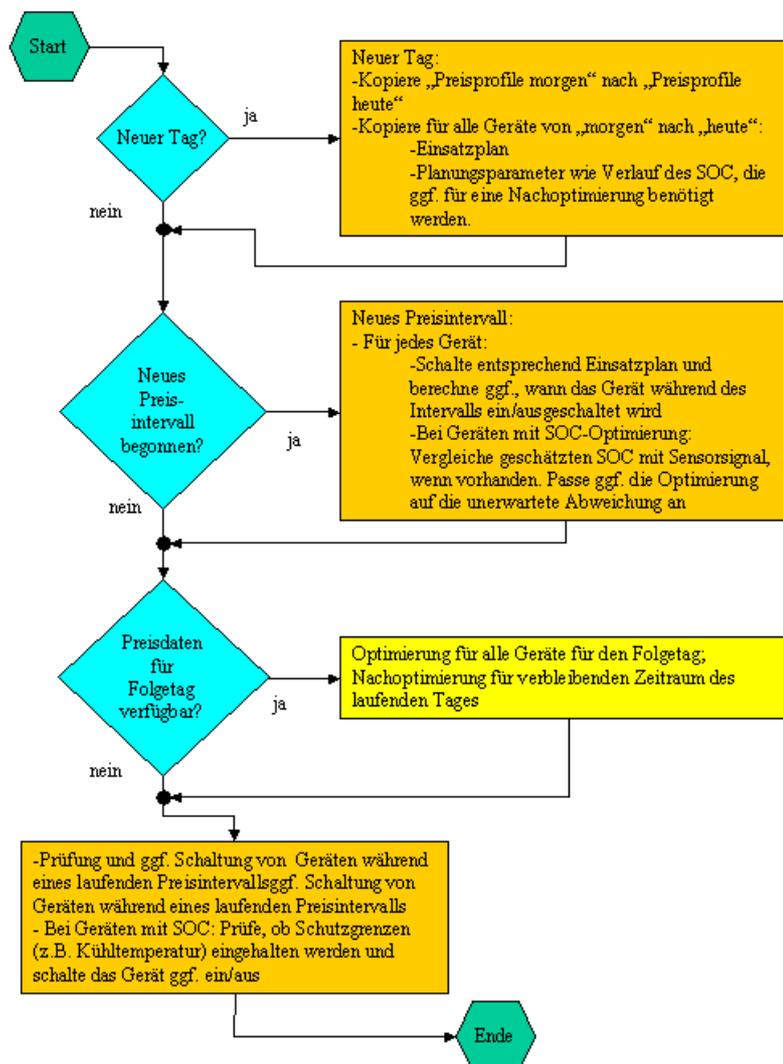


Abbildung 24: Programmkörper Hauptschleife BEMI

5.3.8 Algorithmus für S/E-SOC-Geräte

Wie bei der Beschreibung der Parameter bereits erläutert, stellt der SSOC-Algorithmus lediglich ein Spezialfall des ESOC-Algorithmus dar, weshalb hier nur der vollständige ESOC-Algorithmus behandelt wird. Der Optimierungsalgorithmus hat als Zielfunktion die Maximierung des Ertrags unter der Nebenbedingung, den Speicherzustand zu jedem Zeitpunkt zwischen 0 und 1 zu halten. Kosten werden in diesem Fall als negativer Ertrag gerechnet, so dass der Algorithmus gleichermaßen für Erzeuger wie Verbraucher verwendet werden kann. Der Ertrag ergibt sich aus den Erlösen für die Stromabgabe sowie den negativen Beiträgen aus den Kosten für Strombezug, Schalthandlungen und Abweichungen des SOC vom Idealbereich. Der SOC-Verlauf wird bestimmt durch Ladevorgänge durch Einschalten des Geräts sowie den Verlusten, die sich aus den Verlusten durch kontinuierliche Einflüsse ein-

schließlich der Gerätenutzung, Außentemperatur und Selbstentladung des Speichers ergeben. Das vorliegende Optimierungsproblem ist in hohem Grade nichtlinear. Ein nachweisbares Optimum lässt sich im allgemeinen Fall nur durch Ausprobieren aller Möglichkeiten ermitteln, was aus Gründen des Rechenaufwands unrealistisch ist. Im Folgenden wird daher ein Algorithmus beschrieben, der in der Simulation sehr gute Optimierungsergebnisse erzielt hat.

Der Algorithmus berechnet sukzessive Zeitintervall für Zeitintervall einen möglichst kostengünstigen Einsatzplan, so dass der SOC während des aktuellen Zeitintervalls innerhalb des zulässigen Bereichs bleibt. Daraus ergibt sich der grundlegende Ablauf, der in Abbildung 25 dargestellt ist.

Die Formeln für die einzelnen Teilschritte sind im Anhang angegeben.

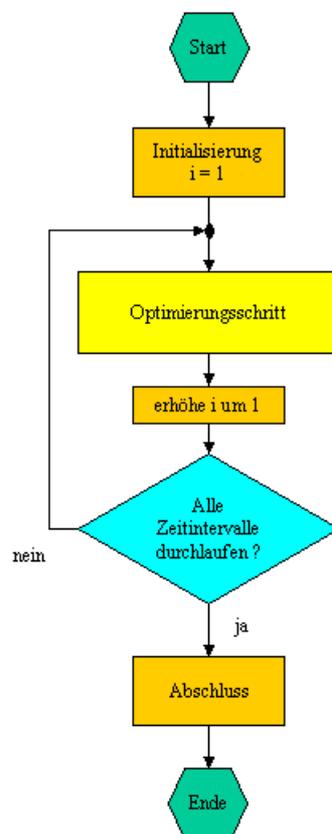


Abbildung 25: Ablauf der Optimierung eines SOC-Geräts

5.3.9 Ermittlung der Parameter

Für das optimale Management der Geräte gibt es jeweils entscheidende Parameter, die dem Optimierer bekannt sein müssen. Es ist möglich, dass diese Parameter z.B. vom Hersteller angegeben und vom Nutzer im BEMI eingestellt werden. Für eine größere Flexibilität ist es

aber vorteilhaft, wenn das BEMI in der Lage ist, diese Parameter auf Grund seiner eigenen Messung (z.B. des Verlaufs der Kühltemperatur) selbst ermitteln kann.

Interessant wäre in diesem Zusammenhang auch, wenn das BEMI auf Grund des charakteristischen Leistungsverlaufs an einer Einzel- oder Summenmessung der Leistung (mit hoher zeitlicher Auflösung) erkennen kann, welche Gerätetypen angeschlossen sind. Eventuell wäre bei zusätzlicher Messung der Blindleistung und ggf. der Oberschwingungen eine solche Bestimmung mit hoher Genauigkeit möglich. Sinnvoll ist das nur, wenn das BEMI die entsprechenden Stromkreise direkt schalten kann. Wenn die Geräte über ein lokales Kommunikationssystem gesteuert werden, kann über dieses auch der Gerätetyp übermittelt werden.

Aus diesem Grund wird im Folgenden angenommen, dass der Typ eines angeschlossenen Geräts bekannt ist und nur die Parameter des Geräts geschätzt werden sollen. Parameter, die rein die monetäre Bewertung, den Betriebsmodus oder das Schutzverhalten betreffen, können vom BEMI natürlich nicht geschätzt werden. Bei PPC-Geräten kommt eine Parameterschätzung nicht in Frage, für SOC- und FPS-Geräte gibt es aber einige Möglichkeiten

Schätzparameter

- $r_{\text{update-est-d}}$: Aktualisierungsrate der Schätzungen, die ein mal pro Tag durchgeführt werden
- $r_{\text{update-est-n}}$: Aktualisierungsrate der Schätzungen, die i.d.R. häufiger als ein mal pro Tag aktualisiert werden.

Schätzbare Parameter eines SOC-Gerätes :

- $P_{\text{av,est,X}}$: Die mittlere Leistung des Geräts im eingeschalteten Zustand kann aus dem gemessenen Energiefluss des Geräts ermittelt werden. Dazu muss das Gerät entweder über eine separate Leistungsmessung verfügen oder die Leistung muss mittels statistischer Verfahren aus dem gesamten Leistungsprofil des Anschlusses geschätzt werden. Letzteres wird hier nicht weiter verfolgt.
- $t_{\text{maxOn,est,X}}$: Die Zeit, die ein speicherbehaftetes Gerät (SOC-Gerät) maximal läuft, kann aus der Veränderung des gemessenen SOC zwischen Ein- und Ausschalten des Geräts bestimmt werden.
- $t_{\text{maxOff,est,X}}$: Die Zeit, die ein Gerät maximal ausgeschaltet sein darf, kann aus der Veränderung des gemessenen SOC zwischen Aus- und Einschalten des Geräts bestimmt werden.

- $r_{\text{discharge,est},X}$: Die zusätzlichen Speicherverluste als Selbstentladung können als zweidimensionale Schätzung bei der Schätzung von t_{maxOn} und t_{maxOff} bestimmt werden.
- $r_{\text{prog,est},X}$, $c_{\text{prog,est},X}$: Zur Schätzung der Abhängigkeit des SOC-Verlustes von der Außentemperatur ist ebenfalls eine zweidimensionale Schätzung aus der Außentemperatur und dem beobachteten SOC-Verlauf notwendig, wobei auch die von der Außentemperatur unabhängige Grenze, die durch $t_{\text{maxOff},X}$ gegeben ist, als dritter, nichtlinearer, Schätzwert ermittelt werden muss.

Die Schätzung von $r_{\text{discharge},X}$, $r_{\text{prog},X}$ und $c_{\text{prog},X}$ wurde im Rahmen dieser Arbeit noch nicht realisiert.

Schätzbare Parameter eines FPS-Gerätes:

- $P_{\text{av,est},X}$: s. SOC-Gerät
- $t_{\text{On,est},X}$: Die Dauer eines bestimmten Programms oder eines durchschnittlichen Programms kann aus der Leistungsmessung geschätzt werden.
- $t_{\text{Off,est},X}$: Dieser Wert sollte i.d.R. nicht geschätzt werden und muss vor allem länger sein als das Intervall der verfügbaren Leistungsmessung. Ggf. kann aber der Schwellwert durch die Leistungsmessung automatisch angepasst werden.
- $P_{X,\text{est},i}$: Der Verlauf der Leistungsaufnahme bei einem Ablauf des Programms kann natürlich auch aus der Leistungsmessung geschätzt werden.

Die Schätzung von $t_{\text{On,est},X}$, $t_{\text{Off,est},X}$ und $P_{X,\text{est},i}$ wurde im Rahmen dieser Arbeit noch nicht realisiert.

Die Schätzalgorithmen sind wieder im Anhang angegeben.

5.4 Algorithmen des Energiehändlers

5.4.1 Überblick

Beim Energiehändler lassen sich zwei wesentliche Bereiche unterscheiden:

- Algorithmen zur Bestimmung seiner Einkaufs- und Eigenerzeugungsstrategie (Angebotskurve für die Strombörse, ggf. Nutzung weiterer Einkaufsoptionen, Einsatz eigener Kraftwerke)
- Algorithmen zur Prognose des Kundenverhaltens und zur Bestimmung der Preiskurve, die an die Kunden übermittelt wird.

Die Algorithmen zum Einkauf etc. werden im Rahmen dieser Arbeit mit Ausnahme der Darstellung einiger grundlegender Aspekte in Anhang 10 nicht weiter behandelt. Es wird vielmehr für den zweiten Algorithmus davon ausgegangen, dass eine bestimmte Leistungsganglinie aller BEMI-Kunden des Händlers eingehalten werden soll, die sich aus dem an der Börse gehandelten Leistungsgang, weiterer vertraglicher Verpflichtungen des Händlers (z.B. zur Lieferung von Strichleistung), ggf. konventionellen Kraftwerksbändern und einem anteiligen Windkraft- und PV-Erzeugungsprofil ergibt. Im Kapitel 8 werden verschiedene Optionen der Generierung der zu verteilenden Erzeugung dargestellt, basierend auf den Optionen, die bereits in 4.3 dargestellt wurden.

5.4.2 Ein- und Ausgangsgrößen, Parameter

Eingangsgrößen:

- n_p und Δt werden entsprechend der Definition in 5.3.6 ebenfalls hier verwendet. Gleiches gilt auch für $T_{\text{prog},i}$, $i=1..n_p$, dem prognostizierten Profil der Außentemperatur für den betrachteten Zeitraum. Es wird angenommen, dass auf Grund der geographischen Lage der BEMIs keine unterschiedlichen Temperaturprofile verwendet werden müssen. Wenn dies der Fall wäre, ergäben sich aber keine wesentlichen Änderungen an dem Algorithmus.
- $P_{\text{trader},i}$, $i=1..n_p$: Leistungsprofil, das der Händler gegenüber Dritten, die nicht am Management mit variablem Tarif beteiligt sind, erfüllen muss. Einge kaufte Erzeugung, der Verbrauch bei den BEMI-Kunden gegenüberstehen muss, wird negativ gerechnet. Verkaufte Leistung, also z.B. eine garantierte Strichleistung, die an einen anderen Händler verkauft wurde, wird positiv gerechnet.
- $P_{\text{standardlast},i}$, $i=1..n_p$: normiertes Standardlastprofil für nicht managebare Lasten, basierend auf dem VDEW-Standardlastprofil, ggf. korrigiert, um den Anteil der gemagten Lasten abzuziehen, s.a. 10 ([111]). Im Rahmen dieser Arbeit wurde das VDEW-Standardlastprofil allerdings stets ohne Korrekturen verwendet.
- p_{Netz} : zeitlich konstantes Netznutzungsentgelt. Es wird angenommen, dass dies für alle BEMIs innerhalb einer Preisgruppe gleich ist. Netznutzungsentgelte spielen für den Energiehändler i.d.R. keine Rolle, vereinfachend wird daher angenommen, dass diese für alle Kunden den gleichen Wert haben, auch wenn diese möglicher Weise bei unterschiedlichen Netzbetreibern angeschlossen sind.
- $P_{\text{real},g,i}$: tatsächlich gezählte Summenleistung aller BEMIs der Preisgruppe g in der Vergangenheit. Ergibt sich als Summe der $P_{\text{meter,tot},i}$ der einzelnen BEMIs der Gruppe entsprechend der Definition in 5.3.6. Entsprechend wird Verbrauch als negative Leistung angegeben, Erzeugung als positive Leistung.

Ausgangsgrößen:

- $p_{g,i}$, $i=1..n_p$: Preis für BEMI-Gruppe g im Intervall i

Als Parameter werden außerdem benötigt:

- p_{av} : Durchschnittlicher Preis für jedes BEMI, der den Kunden garantiert wird. Abweichend vom Ansatz in 4.5.2 (Bewertung nach VDEW-Standard-Lastprofil) wird im folgenden der ungewichtete Durchschnittspreis berücksichtigt.
- p_{max} : vereinbarte Preisobergrenze
- n_{BEMI} : Zahl der BEMIs, die ein Preisprofil erhalten
- n_g : Zahl der Gruppen, in die die BEMIs eingeteilt werden. Der Algorithmus verwendet nur den Summenleistungsgang aller BEMIs einer Gruppe und alle BEMIs dieser Gruppe erhalten das gleiche Preisprofil. Durch dieses Vorgehen wird einerseits der Rechenaufwand reduziert und andererseits wird erreicht, dass innerhalb einer Schätzgruppe bereits eine statistische Mittelung der Leistungsprofile erfolgt, so dass eine sinnvolle statistische Auswertung möglich ist. Zur Vereinfachung wird hier angenommen, dass die BEMIs zahlenmäßig gleichmäßig auf die Gruppen verteilt werden. In der Praxis würde ggf. eher eine leistungsmäßig gleichmäßige Verteilung erfolgen. Es ist auch möglich, darauf zu achten, dass BEMIs, die gemeinsam in einem Niederspannungsnetz installiert sind, unterschiedlichen Gruppen zugeordnet werden, um Lawineneffekte innerhalb eines Unternetzes zu vermeiden. Zahlreiche weitere Optimierungskriterien zur Einteilung der BEMIs in Gruppen sind denkbar, die jeweils an Hand der konkreten Verhältnisse und Anforderungen definiert werden müssen. Dies wurde im Rahmen der vorliegenden Arbeit allerdings nicht untersucht.

5.4.3 Anforderungen

Eine wesentliche Frage ist zunächst, ob der vorgegebene Leistungsverlauf überhaupt im Rahmen der Vorgaben eingehalten werden kann. Auch hier ist es mit realistischem Rechenaufwand nicht möglich zu zeigen, dass ein bestimmter Algorithmus das maximal aktivierbare Potenzial auch tatsächlich ausschöpfen kann.

Außerdem ist es ein wesentliches Kriterium der Qualität des Algorithmus, wie groß die Abweichung des tatsächlichen Summenleistungsprofils aller BEMIs von der Vorgabe ist, so weit sich die Vorgabe innerhalb des realisierbaren Rahmens bewegt. Diese Abweichung wird im Folgenden durch die Standardabweichung gemessen. Damit ergibt sich als grundlegendes Optimierungsziel des Algorithmus der Preisgestaltung:

$$\text{Minimiere } \sqrt{\sum_{i=1}^{n_p} (P_{trader,i} - \sum_{v=1}^{n_g} P_{real,v,i})^2} . \quad (3)$$

Der Algorithmus geht davon aus, dass P_{trader} am Vortag relativ zu dem Tag bekannt ist, an dem das Profil angewendet werden soll. Das reale Verhalten der BEMI-Kunden kann aber erst am Tag nach der Gültigkeit aus den Zählern ausgelesen werden, daher kann das Ergebnis der einzelnen Optimierungsaufgabe immer erst zwei Tage nach der Optimierung tatsächlich berechnet werden. Daher gliedert sich der Algorithmus des Energiehändlers in zwei Teilaufgaben: Die Auswertung der Reaktion der BEMIs auf vergangene Preisvorgaben und die Generierung des neuen Preisprofils. Die Auswertung der Vergangenheit ist Voraussetzung, um die Reaktion der BEMIs auf das neue Profil zu prognostizieren und auf diese Weise die neuen Preise so einzustellen, dass die prognostizierte Leistungsreaktion der BEMIs mit dem vorgegebenen Leistungsprofil übereinstimmt. Zum Zeitpunkt der Preisoptimierung kann also nur eine Minimierung der Differenz zwischen dem vorgegebenen Profil und der geschätzten Kundenreaktion erfolgen:

$$\text{Minimiere } \sqrt{\sum_{i=1}^{n_p} (P_{trader,i} - \sum_{v=1}^{n_g} P_{est,v,i})^2} , \quad (4)$$

wobei $P_{est,g,i}$ die geschätzte Summenleistung aller BEMIs in der Preisgruppe g im Intervall i angibt.

5.4.4 Überblick der verwendeten Verfahren

Im Folgenden werden zwei verschiedene Verfahren für das genannte Optimierungsproblem beschrieben, die im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelt und erprobt wurden: Management mit merkmalsbasierter Schätzung der Kundenreaktion (Attribute-based Estimation Management - AEM) und Management mit festen Profilen (Fixed Profile Management – FPM).

Beim ersten Verfahren, das auf einer merkmalsbasierten Prognose der Kundenreaktion beruht, stellt das Hauptproblem die korrekte Prognose der Kundenreaktion auf eine beliebige Preiskurve dar. Wenn diese Prognose mit hoher Genauigkeit gelingt, können für die Kunden mit wenig Aufwand Preiskurven ermittelt werden, die in der Summe sehr genau dem Zielprofil folgen, sofern eine Einhaltung überhaupt möglich ist.

Beim zweiten Verfahren, dem Management mit festen Profilen, werden für jede Preisgruppe nur eine begrenzte Anzahl möglicher Preisprofile definiert. Da so jedes Profil im Laufe der Zeit immer wieder eingesetzt wird, lässt sich die Prognose der Kundenreaktion direkt aus dem Verhalten bei Vorgabe des jeweiligen Profils in der Vergangenheit mit hoher Genauigkeit ermitteln. In diesem Fall besteht das Hauptproblem darin, aus den möglichen Profilen

aller Preisgruppen die Kombination zu ermitteln, bei der die vorgegebene Kurve am besten eingehalten wird. Um hier genügend Freiheitsgrade zu erhalten, ist eine große Anzahl von Preisgruppen notwendig. Dafür funktioniert das Verfahren unabhängig davon, ob sich das Kundenverhalten durch definierte Merkmale abbilden lässt, wenn das Kundenverhalten überhaupt im statistischen Mittel gleichförmig auf eine gleiche Preisvorgabe reagiert.

In beiden Fällen hängt die Kundenreaktion in der Regel auch von der Außentemperatur ab, da diese im wesentlichen den Betrieb von KWK-Anlagen und strombetriebenen Heizungs-systeme bestimmt. In der vorliegenden Arbeit wurde diese Komponente aber zunächst vernachlässigt und die Kundenreaktion als unabhängig von der Außentemperatur angenommen. Daher konzentriert sich die Simulation in Kapitel 8 auf Geräte beim Kunden, bei deren Betrieb tatsächlich kaum eine Abhängigkeit von der Außentemperatur besteht.

5.5 Verhalten der Leitstelle

Die Leitstelle ermittelt in ihrer Step-Funktion, die bei jedem internen Zeitschritt aufgerufen wird, an jedem neuen Tag zunächst des repräsentative VDEW-Lastprofil abzüglich eines Schätzwertes für die verschiebbaren Lasten. Damit kann der Energieverbrauch der belieferten Haushalte, der unabhängig von den variablen Preisen stattfindet, prognostiziert werden. Außerdem wird die aktuelle Wind- und PV-Prognose ermittelt und daraus der Anteil, den der Energiehändler in seinen Fahrplan einzurechnen hat. Schließlich kauft die Leitstelle auch Strom an der Börse ein. Dazu wird eine einfache Marktbeobachtung durchgeführt, um die eingekaufte Strommenge im Verhältnis zum Bedarf der Kunden zu optimieren. Der Börsenhandel wird in der Simulation sofort nach Tagesbeginn für den Folgetag berechnet. Im Falle eines realen Betriebs ist das natürlich erst nach Veröffentlichung der Strompreiskurve für den Folgetag (Spotmarkt) möglich, i.d.R. zwischen 12.00 und 13.00 Uhr.

Sobald der simulierte Einkauf an der Börse durchgeführt wurde, frühestens aber um 6.00 Uhr, werden die Preiskurven für die einzelnen BEMIs berechnet. Die Kunden werden dazu in Preisgruppen zusammengefasst. Alle Kunden einer Preisgruppe erhalten die gleiche Preiskurve und die Verbrauchsreaktion der gesamten Gruppe wird in einer Schätzung ermittelt. Die Gruppe muss also genügend Kunden enthalten, um eine ausreichende statistische Mittelung der einzelnen Energiemanagementgeräte zu erreichen. Dadurch, dass unterschiedliche Gruppen unterschiedliche Tarifkurven erhalten, werden Lawineneffekte vermieden und die zur Verfügung stehende Energie kann für jede $\frac{1}{4}$ -Stunde sehr genau verteilt werden. Die Simulation wird gegenwärtig mit 200 BEMIs, verteilt auf 10 Gruppen durchgeführt.

Vor der Berechnung der Preiskurven der Gruppen für den Folgetag wird aber die Reaktion der Gruppen auf die Tarifkurven des Vor-Vortages ausgewertet. Dieser zeitliche Abstand er-

gibt sich daraus, dass jeweils am Folgetag erst die Zählerdaten an die Leitstelle übermittelt werden können. Dies geschieht zugleich mit der Übermittlung des neuen Preisprofils. Eine Auswertung der Preisreaktion in der Leitstelle ist dann aber erst vor der Preisübermittlung des übernächsten Tages möglich.

	Tag -1	Tag 0	Tag 1	Tag 2
Leitstelle	Berechnung Lastprofil für nicht-managebare Lasten Berechnung PV+Wind-Strom Berechnung Einkauf Börse Ermittlung Preisprofil für die Tarifgruppen		Empfang der Zählerdaten vom Vortag bei der Übermittlung des Preisprofils für Tag 2 Prüfung auf Konsistenz	Auswertung der Zählerdaten zur Prognose künftiger Reaktionen auf Preiskurven für die einzelnen Gruppen
BEMI	Empfang des Tarifprofils für den Folgetag Berechnung veroptimierter Einsatzplan für den Folgetag	Durchführung und ggf. Nachoptimierung des Einsatzplans Messung von Verbrauch und Erzeugung (tatsächliche Reaktion auf Preisprofil)	Senden der Zählerdaten vom Vortag	

Tabelle 4: Weg eines Preisprofils und der zugehörigen Leistungsreaktion über der Zeit

Die Leitstelle speichert daher verschiedene Daten jeweils für mehrere Tage und sorgt dafür, dass jeweils die Daten für jeden Tag korrekt zusammengeführt werden.

Wenn die Leitstelle reale Daten von der EEX abrufen soll, benötigt sie einen FTP-Client, der einmal täglich dort die Daten abholt.

5.6 Algorithmen zur Auslegung

5.6.1 Überblick

Auch bei der Auslegung muss einerseits die Situation des einzelnen Nutzers eines BEMI und andererseits die des Energiehändlers als Betreiber des Gesamtsystems betrachtet werden.

In beiden Fällen hängen konkrete Entscheidungen von den genauen Rahmenbedingungen ab. Daher werden jeweils nur grundlegende Fragen untersucht:

- Für den Kunden: Welche Einsparung erbringt der Betrieb eines BEMI für unterschiedliche Gerätetypen bei Annahme des Börsenpreises als Preisprofil. Zwar wird der Börsenpreis i.d.R. nicht exakt an den Kunden weitergegeben, aber für Händler und Kunden gemeinsam kann der Börsenpreis als relevantes Auslegungskriterium gelten hinsichtlich der Frage, welche Vorteile aus dem Management eines bestimmten Geräts zu erzielen sind.
- Für den Händler: Welchen wirtschaftlichen Gesamtvorteil erbringt das Management und welche Kosten müssen dafür aufgewendet werden?
- Für den Händler: Mit welcher Abweichung vom geschätzten Mittel ist bei den gemagten und bei den einzelnen managebaren Geräten zu rechnen?

Diese Fragen werden detailliert in Kapitel 8 behandelt.

6 Kommunikationskonzept und Datenmodelle

6.1 Multifunktionale Kommunikation im Niederspannungsnetz als Voraussetzung

Im Bereich der Gebäude, die typischerweise mit Niederspannung versorgt werden, existieren für unterschiedliche Anwendungen sehr unterschiedliche Kommunikationssysteme. Bisher arbeiten diese Systeme weitgehend unabhängig voneinander und sind für den Nutzer nur innerhalb eines begrenzten Anwendungsgebietes einsetzbar. Dadurch sind Kunden entweder gezwungen, in mehrere Kommunikationssysteme parallel zu investieren oder Anwendungsfelder bleiben auf Grund der Kostensituation ungenutzt, obwohl technisch eine Erschließung mit relativ wenig Aufwand möglich wäre.

Aus der Integration dezentraler elektrischer Energieerzeugungsanlagen (DEA) in die Energieversorgung ergeben sich neue Aufgaben für die Kommunikation im Niederspannungsnetz, die Funktionen aus unterschiedlichen Kommunikationssystemen benötigen. Sowohl aus Sicht der Wirtschaftlichkeit als auch aus Sicht der neuen Anforderungen durch den vermehrten Einsatz von DEA muss es also Ziel sein, Kommunikationssysteme so zu entwickeln, dass möglichst viele Anwendungen diese nutzen können.

Grundsätzlich lässt sich Kommunikation im Bereich der Niederspannungsversorgung in drei Aufgabenbereiche unterteilen:

- Kommunikation, die unmittelbar dem Betrieb der elektrischen Energieversorgung dient. Dazu gehören Regelung und Sicherheit der elektrischen Energieversorgung sowie die Netzüberwachung. Beispiele hierfür ist Kommunikation mit Schutz- und Leittechnik. Im folgenden wird auch Kommunikation zur Übermittlung von Tarifinformationen und zur Verbrauchsdatenerfassung diesem Bereich zugerechnet. Die Hauptverantwortung für diesen Kommunikationsbereich liegt i.d.R. beim Netzbetreiber bzw. Energieversorger.
- Kommunikation, die zur Schaltung und Steuerung elektrischer Verbraucher eingesetzt wird. Dies ist das klassische Anwendungsgebiet der Bussysteme zur Gebäudeautomatisierung wie EIB, auch wenn in Einzelfällen die Anwendungen inzwischen darüber hinaus gehen. Dieser Kommunikationsbereich liegt i.d.R. vollständig im Verantwortungsbereich des Netzanschlussbesitzers.
- Kommunikation zur Übermittlung von Sprache und Daten (Telekommunikation, Internet, EDV-Vernetzung). Dieser Bereich benötigt die elektrische Energieversorgung als Energiequelle, wird ansonsten bisher aber weitgehend unabhängig von der elektrischen Niederspannungsversorgung betrachtet.

Während in der Mittel- und vor allem in der Hochspannungsversorgung Kommunikation zu Zwecken des Netzbetriebs im Bereich der Netzüberwachung und der Ansteuerung von Fernwirktechnik schon seit langem eingesetzt wird, ist Kommunikation in diesem Einsatzbereich im Niederspannungsnetz bisher weitgehend auf Rundsteuertechnik beschränkt mit typischen Anwendungen wie Tarifumschaltung, Schaltung von Nachtspeicherheizungen, Straßenbeleuchtung etc., die teilweise auch dem Anwendungsbereich der automatisierten Schaltung von Verbrauchern zuzurechnen ist. Da die Schaltung von Verbrauchern teilweise aus Gründen der Betriebsführung eingesetzt wird (z.B. Nachtspeicherheizungen), ist hier eine eindeutige Trennung zwischen den Einsatzgebieten nicht möglich.

Im Zuge des Ausbaus der erneuerbaren und dezentralen Energieerzeugungsanlagen bekommt aber Kommunikation zur Regelung und Sicherheit der Energieversorgung auch im Niederspannungsnetz analog zu den in 6 formulierten neuen Herausforderungen eine zusätzliche Bedeutung. Diese Anwendungen lassen sich in vier Bereiche unterteilen:

- Steuerung der dezentralen Einspeiser zur Verbesserung der Netzqualität und –sicherheit: Bei einem hohen Anteil von DEA an der Energieerzeugung müssen diese bei der Blindleistungsbereitstellung einbezogen werden und können zur Verbesserung hinsichtlich des Oberwellengehalts beitragen.
- Beitrag zur Anpassung von Erzeugung und Verbrauch durch regelbare dezentrale Einspeiser und Lastmanagement: Bei hoher Durchdringung mit stochastisch schwankenden Erzeugern (Wind, Photovoltaik,...) wird das Management von DEA und Lasten unverzichtbar.
- Tarif- und Verbrauchsdatenübermittlung: Automatisierte und zeitnahe Erfassung fördert den bewussten Umgang der Verbraucher mit Strom, Gas und Wasser, spart Aufwand bei der Ablesung und ist Voraussetzung für die Abrechnung bei komplexem variablen Tarif.
- Regelung (ländlicher) Inselnetze.

Diese Unterteilung der Systemdienstleistungen unterscheidet sich von der in 3.1 („Untersuchung des Bedarfs der Erbringung dezentraler Systemdienstleistungen“) vorgestellten Liste. Die besondere Stellung von Wirkleistungsmanagement und Verbrauchsdatenübermittlung wurde schon dort herausgestellt. Kommunikationsanforderungen aller übrigen Systemdienstleistungen werden hier auf Grund der Übersichtlichkeit zu einem Block zusammengefasst, da diese im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht weiter behandelt werden.

Für eine Verbreitung im Niederspannungsnetz ist außerdem eine sehr kostengünstige Massenproduktion der Geräte und Komponenten notwendig, wie sie im Bereich der Telekommunikation und EDV-Kommunikation bereits an vielen Stellen erreicht

wurde. Die meisten Geräte und Einrichtungen im Bereich der Niederspannungsversorgung, insbesondere im Bereich der Privathaushalte, haben eine Jahresvolllaststundenzahl von unter 1000h. Dadurch sind in vielen Fällen die Investitionskosten relativ hoch im Verhältnis zu den Energiekosten während der Lebensdauer eines Betriebsmittels, wodurch ein wesentlich höherer Kostendruck besteht als bei Anwendungen im industriellen Bereich. Daher ist eine wirtschaftliche Realisierbarkeit in den meisten Fällen nur dann zu erwarten, wenn verschiedene Anwendungen kostengünstig kombiniert werden und vorhandene Telekommunikationsmittel mitgenutzt werden. Die oben genannten zusätzlichen Anwendungen und Aufgaben der Kommunikation können darüber hinaus dazu beitragen, auch im Niederspannungsbereich weitere Anwendungen von Kommunikation wirtschaftlich zu machen. Die ersten beiden Kommunikationsaufgaben sind darauf ausgerichtet, auf elektrische Verbraucher und Erzeuger im Niederspannungsnetz steuernd einzuwirken und sind daher eng verknüpft mit der Frage der Gebäudeautomatisierung (s.a. Überlegungen in Kapitel 7).

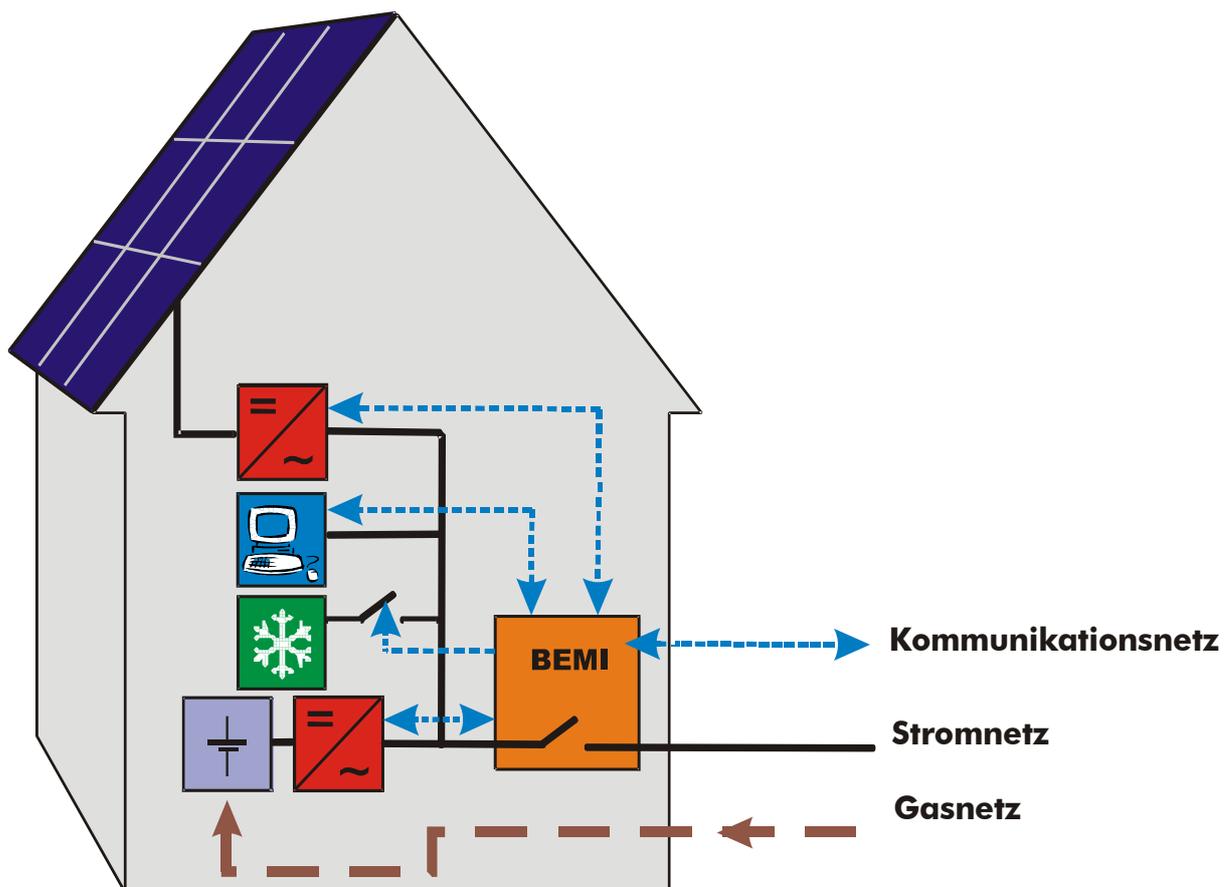


Abbildung 26: Multifunktionale Kommunikation innerhalb eines Anschlusses des Niederspannungsnetzes über ein bidirektionales Energiemanagementinterface (BEMI)

Schließlich sollte nicht übersehen werden, dass auch ländliche Inselnetze ein Anwendungsbereich von Kommunikation im Niederspannungsnetz sind. Die kostengünstige Integration von Kommunikationsmitteln in Komponenten des Niederspannungsnetzes lässt auch wirtschaftliche Potenziale für Spezialanwendungen wie Inselnetzversorgungen erwarten. Es ist aber umgekehrt auch denkbar, dass technische Entwicklungen im Bereich der Inselnetze bereits einen Nischenmarkt vorfinden, bevor entsprechende netzgekoppelte Anwendungen wirtschaftlich werden. Außerdem kann in ländlichen Inselnetzen die Mitnutzung eines Kommunikationssystems der Energieversorgung zu Telekommunikationszwecken ein wesentlicher Anreiz sein, solche Systeme zu installieren. Im Gegensatz zur Kommunikation in den Niederspannungsnetzen in Deutschland kann bei der Planung von ländlichen Inselnetzen insbesondere in Entwicklungsländern nicht davon ausgegangen werden, dass bereits Kommunikationsdienste angeboten werden oder physikalische Übertragungsleitungen vorhanden sind, weshalb hier Kommunikationssysteme bis zur physikalischen Übermittlungsschicht hinab betrachtet werden müssen. Diese Frage hat Schlebusch ausführlich behandelt [130], daher wird dieser Bereich im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht weiter untersucht. Trotzdem ist auf höherer Ebene eine Kompatibilität zwischen Kommunikationssystemen für Inselnetze und für den Bereich des europäischen Netzes anzustreben, um Synergieeffekte realisieren zu können.

6.2 Standardisierungsbedarf

6.2.1 Grundfunktionalität

In 4.4 wurde bereits eine Vielzahl möglicher Aufgaben eines BEMI aufgezeigt. Auch wenn im ersten Schritt nicht alle Funktionen realisiert werden, sollte ein Kommunikationsstandard offen sein auch für neue Anwendungen. Außerdem ist es im Niederspannungsnetz auf Grund der Kostenstruktur wesentlich, unterschiedliche Aufgaben über ein einziges physikalisches Kommunikationssystem realisieren zu können [131].

In verallgemeinerter Betrachtung des Konzepts, wie es bisher im Projekt DINAR beschrieben ist, wird daher im ersten Schritt das BEMI allgemein als eine technische Vorrichtung gesehen, die von mehreren juristisch unabhängigen Partnern im Rahmen ihrer vereinbarten Vertragsbedingungen gemeinsam genutzt werden kann und prinzipiell von allen Partnern nach der Inbetriebnahme nur noch durch Datenkommunikation oder die Veränderung von Messgrößen direkt beeinflusst wird. Wenn ein BEMI in Ausnahmefällen vor Ort durch eine Tastatur bedient wird, stellt das keine Einschränkung dieser Annahme dar, solange die gleiche Beeinflussung auch durch echte Datenkommunikation aus der Ferne erreicht werden kann.

Wesentlich ist also:

- Gemeinsame Nutzung durch juristisch unabhängige Rechtseinheiten
- Beeinflussung durch Nutzer über lokale Kommunikation und durch Datenkommunikation aus der Ferne.

Sinnvoll wäre außerdem:

- Die Möglichkeiten der Beeinflussung sind entsprechend der Verträge vorgegeben und begrenzt. Das BEMI lässt keine Einflussnahme durch Datenkommunikation zu, die nicht den Verträgen entspricht.

Die Möglichkeiten der elektronischen Vertragsgestaltung werden intensiv im Forschungsprojekt SESAM untersucht [126]. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurden automatischer Vertragsschluss und automatische Überwachung der Vertragseinhaltung nicht implementiert, da dies einerseits mit erheblichem Aufwand verbunden ist und andererseits im BEMI-Konzept relativ langfristige Verträge zwischen Kunde und Energiehändler sowie Netzbetreiber vorgesehen sind, so dass ein automatischer elektronischer Vertragsschluss nicht unbedingt notwendig ist. Auch die Überwachung der Vertragseinhaltung muss nicht unbedingt vom BEMI-System selbst geleistet werden. Aus Gründen der Komplexität kann auch die gesamte Frage der Zugangsberechtigungen hier nicht vollständig behandelt werden.

Um die drei Grundfunktionen zu realisieren, besteht Standardisierungsbedarf:

- Die Kommunikation muss so standardisiert sein, dass jeder Vertragspartner im Rahmen seiner Rechte auf das BEMI zugreifen kann.
- Es muss eine standardisierte Möglichkeit geben, Verträge bzw. die Rechte, die sich daraus ergeben, abzubilden.

Als grundlegendes Konzept bekommt daher jeder Vertragspartner, der im Rahmen der relevanten Verträge Zugriffsrechte auf das BEMI hat, ein Benutzerkonto (Account).

Wie bereits in 6.1 erläutert, müssen in der Energieversorgung bisher Kommunikationsschnittstellen zwischen rechtlich unabhängigen Einheiten meist individuell definiert werden, da nur wenige umfassende Standards existieren und meist zwischen den Systemen unterschiedlicher Netz- und Anlagenbetreiber konvertiert werden muss. Der entsprechende Aufwand für Entwicklung und Aufbau der Schnittstellen wird aber für typische Anschlüsse in der Niederspannungsversorgung nicht zu leisten sein. Wenn hier ein Zugriff wirtschaftlich darstellbar sein soll, muss bei Einsatz eines BEMI die Kommunikation mit dem Netzbetreiber bzw. Energielieferanten genauso wie die Kommunikation mit der DEA vollautomatisch aufgebaut werden. BEMI als neue juristische und technische Systemgrenze ist die Schnittstelle zwischen den juristisch unabhängigen Akteuren bei der Integration der Niederspannungsversorgung in die Systemdienstleistungen. Die Vertragsverhältnisse zwischen diesen Akteuren (Netzbetreiber, Contractor, Energieversorger, Endkunde) müssen im BEMI berücksichtigt

werden. Vorbild für eine solche standardisierte Kommunikation könnte die USB-Schnittstelle sein, die es erlaubt, weltweit Geräte zu verbinden ohne dass eine manuelle Konfiguration notwendig ist.

Aus den genannten Gründen ist es eine wichtige Voraussetzung für den breiten Einsatz des BEMI, dass ein entsprechender Standard für Kommunikation und Darstellung von Vertragsverhältnissen geschaffen wird, auf den sich Hersteller des BEMI, aber auch der DEA und Geräte, die damit kommunizieren, beziehen können. Auch die Anbindung auf Seiten des Netzbetreibers und Energielieferanten muss dem entsprechen.

6.2.2 Perspektiven der Standardisierung

Es gibt bereits zahlreiche Projekte und Entwicklungen, die sich um Einzelaspekte der Integration von DEA in die elektrische Energieversorgung kümmern [132][133][134][135]. Bei größeren BHKW ab einigen hundert kW Leistung (z.B. beim virtuellen Kraftwerk Unna) ist der bisher übliche Ansatz der individuellen Entwicklung der Schnittstellen und Abbildung der Vertragsverhältnisse wirtschaftlich machbar, wenn auch häufig nur durch Einsatz von Fördermitteln. Diese Projekte verbleiben dann aber immer auf dem Status von Demonstrationsprojekten, bei denen für eine Übertragung auf andere Anlagen der Entwicklungsaufwand für Schnittstellen und Vertragsabbildung von Neuem durchgeführt werden müsste.

Bei kleineren Systemen beschränken sich Projekte zur Kommunikationsanbindung von DEA i.d.R. auf SCADA-Anwendungen oder Monitoring (das weitgehend nur Überwachung, keine Steuerung einbezieht). Bei diesen Systemen verbleiben die Daten innerhalb einer rechtlichen Einheit und das Gesamtsystem wird von einem einzelnen Systemlieferanten aufgebaut, so dass ein herstellerübergreifender Standard nicht notwendig ist (z.B. PomS [97]). Um über diesen Stand hinaus zu kommen, sind entsprechende Normungsaktivitäten notwendig. In einer derartigen Arbeit kann kein Industriestandard entwickelt werden, aber es soll ein realistischer Ansatz für einen solchen vorgestellt werden.

Eine der meist genannten Erfahrungen aus der Feldbus- und Gebäudeautomatisierungstechnik ist, dass es sich als unmöglich erwiesen hat, bestimmte Bussysteme gegenüber konkurrierenden als einheitlichen Standard durchzusetzen. Dementsprechend ist das Konzept des BEMI offen für unterschiedliche Systeme und vermeidet es, ein einzelnes System wie EIB, LON auf der Inhouse-Seite oder DSL, GSM/GPRS, ISDN, PLC auf der anderen Seite zu bevorzugen und damit die anderen auszuschließen.

Die neue Normenfamilie zur Kommunikation in der elektrischen Energieversorgung IEC61850 hat den Ansatz gewählt, die Vielzahl existierender Kommunikationssysteme grundsätzlich zu integrieren. Auch hier bestand das Problem, dass unterschiedliche Feldbusysteme weiter im Einsatz bleiben sollten. Die IEC61850 hat als Lösungsansatz ein abstrak-

tes Datenmodell definiert, das sich durch die unterschiedlichen Kommunikationssysteme abbilden lässt. Diese Abbildung muss für jedes Kommunikationssystem einzeln definiert werden. Auf der Ebene des abstraktes Datenmodells können dann aber alle Kommunikationssysteme gemeinsam betrachtet und verwendet werden. Durch diesen Ansatz ist die IEC61850 auf der Ebene der abstrakten Datenmodelle zumindest im Bereich der Energieversorgung konkurrenzlos [52][136], daher wurden darauf basierende Daten- und Kommunikationsmodelle entwickelt.

6.2.3 Das OSI-Schichtenmodell

Bei der Betrachtung unterschiedlicher Kommunikationskanäle ist es zunächst wesentlich zu definieren, welche Ebene der Kommunikation behandelt wird. Dabei ist zwischen der physikalischen Übertragungsebene und höheren Protokollebenen zu unterscheiden. Natürlich lässt die Frage, welches Protokoll in welche Ebene eingeteilt wird, viel Interpretationsspielraum. Daher wurde 1978 ein „Referenzmodell für die Kommunikation offener Systeme“ definiert [137].

Dieses Schichtenmodell erlaubt eine weitgehend eindeutige Zuordnung jeder Kommunikationsebene zu einer bestimmten Schicht. Praktisch ist es aber so, dass für die Realisierung von Kommunikation im Bereich des Niederspannungsnetzes nur eine begrenzte Anzahl von Technologien und Diensten in Frage kommt, die jeweils eine unterschiedliche Anzahl von Schichten bereits vorgeben. Während bei der Realisierung der Inhousekommunikation eine recht große Flexibilität besteht, muss zur Realisierung der WAN-Verbindung faktisch ein bestehender Dienst in Anspruch genommen werden, da es außerhalb des Verantwortungsbereiches des Besitzers des Netzanschlusses nicht möglich ist, ohne Lizenzzahlungen Leitungen zu verlegen oder Funkfrequenzen zu belegen.

Um eine funktionierende Kommunikation zu etablieren, ist eine Normung auf allen Ebenen des OSI-Schichtenmodells und sogar noch auf der (je nach Verständnis der Anwendungsschicht) überlagerten Schicht der Semantik notwendig [138]. Wenn vorhandene Kommunikationsdienste wie GSM oder das Internet verwendet werden, wird ein Großteil der ISO-Schichten durch den vorhandenen Dienst definiert und genormt. Wenn ein neuer Dienst aufgebaut wird, was praktisch bei einem PLC-Kommunikationssystem der Fall ist, steigt der Normungsbedarf entsprechend an. Allerdings ist es auch hier durch Nutzung vorhandener Systeme wie LON oder Rempli möglich, auf bestehende Normen für die unteren Kommunikationsschichten aufzubauen.

Das Konzept der IEC 61850 konzentriert sich auf den Bereich der Semantik [139][140]. Diese ist per Definition für jede mögliche Anwendung einzigartig und muss speziell entwickelt werden, kann aber in der Beschreibungssprache der IEC 61850 bleiben. Die Normung der unteren Kommunikationsschichten bis zur Transportschicht (Sitzungs- und Darstellungs-

schicht spielen wie in [138] erläutert in der Praxis ohnehin keine große Rolle) geschieht dabei durch andere Normen, die jeweils einen bestimmten Dienst spezifizieren. Für jeden genutzten Dienst muss die Abbildung der grundlegenden Kommunikationsmechanismen der IEC 61850 definiert werden (Specific Communication Service Mapping SCSM) [141]. Eine solche Abbildung muss neben der Abbildung der Datenmodelle (IEC 61850-7-1) vor allem das „Abstract Communication Service Interface“ (ACSI) implementieren (IEC 61850-7-2). Für die Kommunikation in der Stationsleittechnik wurden zwei Abbildungen definiert: Die IEC 61850-8-1 definiert die Abbildung basierend auf Ethernet-Verkabelung und dem Protokoll MMS [142] auf IP, außerdem steht mit IEC 61850-9-x eine weitere Abbildung zur Verfügung. Die semantische Beschreibung entsprechend der IEC 61850 für die Windkraftnutzung, die in der Norm IEC 61400-25 beschrieben ist, sieht im Gegensatz dazu die Abbildung auf vier unterschiedliche unterlagerte Kommunikationssysteme vor [143]. Das bietet einerseits den Vorteil, dass die Semantik der IEC 61850 auf unterschiedlichen Kommunikationssystemen und unterschiedlicher Hardware verwendet werden kann. Andererseits sind natürlich unterschiedliche Komponenten, die nach IEC 61400-25 genormt sind, aber Abbildungen auf unterschiedliche unterlagerte Kommunikationssysteme verwenden, nicht kompatibel, wodurch wiederum Abhängigkeit von bestimmten Herstellern und mangelnde Vernetzbarkeit der Systeme entsteht. Wenn allerdings Komponenten mehrere oder alle möglichen Abbildungen unterstützen bzw. Komponenten unterschiedlicher Hersteller die gleiche Abbildung verwenden, sollten diese kompatibel sein.

6.2.4 Nutzungsmöglichkeiten bestehender Normen

Eine wesentliche Besonderheit der Kommunikation in der Niederspannungsversorgung ist die Tatsache, dass es sowohl Normungsbedarf für die Kommunikation innerhalb eines einheitlichen Rechtsbereiches gibt (Inhouse-Kommunikation) als auch zwischen unterschiedlichen Rechtssubjekten (Anschlussbesitzer, Netzbetreiber, Energiehändler, evtl. auch DEA-Hersteller/Serviceanbieter). Wie in der Einleitung erwähnt, legt diese Arbeit den Schwerpunkt auf den letztgenannten Bereich. Für den Bereich der Inhouse-Kommunikation existieren bereits eine ganze Reihe funktionierender Kommunikationssysteme und -konzepte, auch zur Einbindung von DEA [144][145][146]. Bezüglich dieser Schnittstelle sieht das Konzept des BEMI ja auch bewusst eine Offenheit für unterschiedliche Inhouse-Kommunikationssysteme vor. Wie in der Umsetzung der IEC 61850 für den Windkraftbereich könnten auch hier nach Bedarf neue Kommunikationsabbildungen entwickelt werden, die die einheitliche Semantik, definiert durch geeignete Datenmodelle, auf unterschiedliche Inhouse-Kommunikationssysteme abbilden. In diesem Kapitel werden daher sowohl Modelle für die Kommunikation des BEMI nach Außen als auch für die Inhouse-Kommunikation vorgestellt.

6.2.5 Besondere Bedeutung der Normung zur Überwindung von rechtlichen Grenzen bei der Kommunikation mit DEA und Lasten in der Niederspannungsversorgung

Für die Kommunikation innerhalb der Niederspannungsversorgung ist die Normung der Kommunikation zwischen unterschiedlichen Rechtssubjekten von besonderer Bedeutung. Das gilt generell für die Ebene der Verteilnetzbetreiber. Im Bereich der Übertragungsnetzbetreiber bzw. der Hoch- und Höchstspannung ist auf Grund des ökonomischen Volumens einzelner Projekte i.d.R. die Entwicklung individueller Lösungen zur Überwindung der rechtlichen Grenzen bei der automatischen Kommunikation wirtschaftlich machbar. Auf der anderen Seite ist die Zahl der vergleichbaren Projekte auf dieser Ebene relativ gering, so dass es sich häufig auch nicht lohnt, spezielle Standards zu entwickeln und zu veröffentlichen, zumal der technische Fortschritt in der Vergangenheit häufig eine schnelle Anpassung erfordert hätte. Wo solche Standards doch notwendig werden, können diese durch die Übertragungsnetzbetreiber auf Grund ihrer Größe in Eigenregie festgelegt werden, wie im Falle der E.ON-Richtlinie zur Regelbarkeit von Windparks [51]. Im Bereich der Verteilnetzbetreiber ist ein solches Vorgehen auf Grund der großen Zahl solcher Netzbetreiber nicht möglich. Außerdem ist hier auf Grund des in der Regel viel geringeren ökonomischen Volumens einzelner Projekte eine Kostenoptimierung notwendig, die kaum einseitig durch die Netzbetreiber zu leisten sein dürfte. Vielmehr müssen die Hersteller von DEA und Geräten, die in der Niederspannungsversorgung angeschlossen werden, von Anfang an in einen Normungsprozess einbezogen werden. Die Tatsache, dass für die Normung mehrere beteiligte „Stakeholders“ berücksichtigt werden müssen, hat auch schon in die ersten Ansätze einer Kommunikationsnorm für den Bereich der verteilten Erzeugung auf Basis der IEC 61850 (Entwurf gegenwärtig als IEC 61850-7-420) Eingang gefunden [147].

6.3 Weitere Überlegungen

Es zeigt sich, dass Inhouse-Kommunikation für sehr ähnliche Prozesse ausgelegt werden muss wie die Kommunikation nach Außen. Obwohl der Anschlussbesitzer für die Inhouse-Vernetzung völlig frei in der Wahl des Kommunikationssystems und – protokolls ist, wird sich wahrscheinlich mittelfristig das System durchsetzen, das durch den Netzbetreiber vorgegeben ist. Wenn allerdings die Netzbetreiber sehr unterschiedliche Systeme einführen, wird sich der Standard für den Inhouse-Bereich sicher unabhängig davon entwickeln und die BE-MIs entsprechend zwei Protokollstacks beherrschen müssen. Da im Inhouse-Bereich auch z.T. vorhandene Bussysteme genutzt werden sollen, muss ohnehin eine Zweiprotokollwelt vorgesehen werden.

Für die Umsetzung der IEC 61850 für DEA und Lasten in der Niederspannungsversorgung ist vermutlich vor allem die Umsetzung der Zugriffsrechte und Prozesse entscheidend.

Außerdem werden auch Prozesse zur automatischen Konfiguration, automatischen Übermittlung von Vertragsdetails, automatischen Anmeldung einer DEA beim Netzbetreiber etc. weitere wesentliche Aspekte darstellen. Abbildung 27 zeigt eine Kommunikationsstruktur, in der die IEC 61850 Basis sowohl für die WAN- als auch die Inhouse-Kommunikation ist.

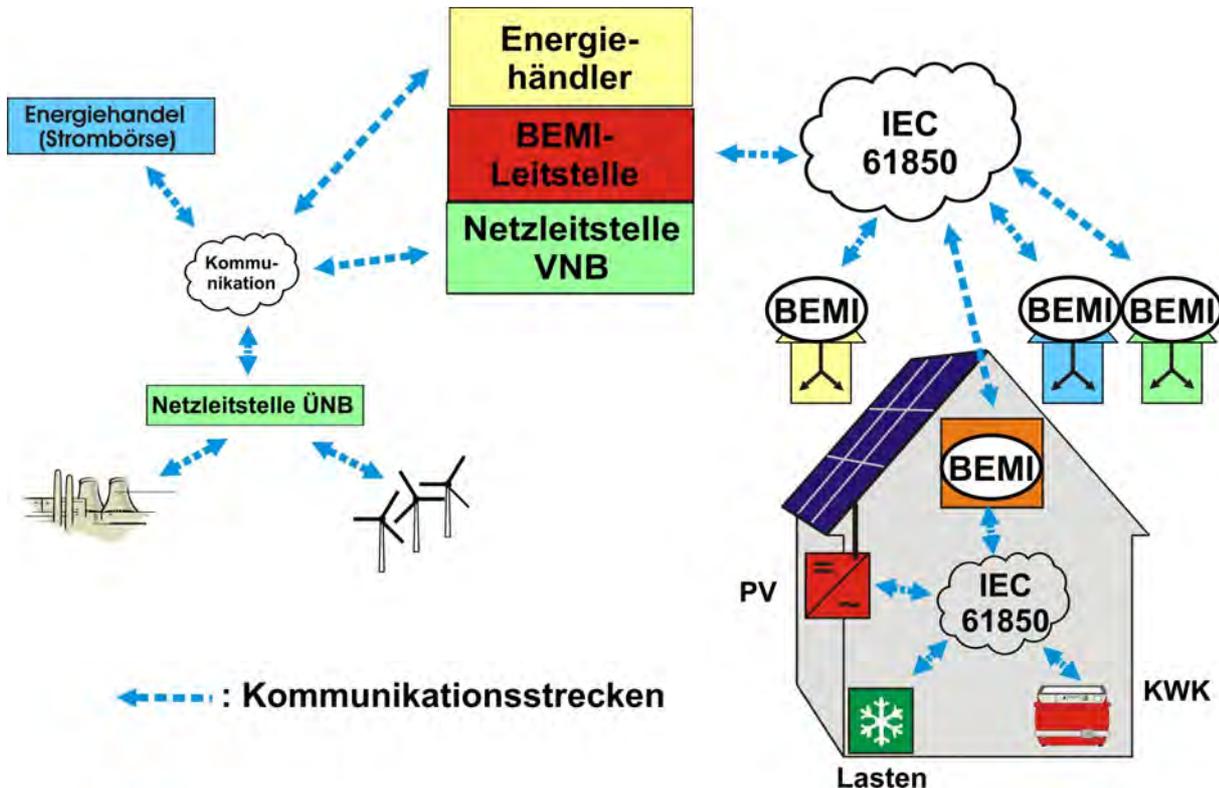


Abbildung 27: Kommunikationsstruktur des BEMI auf Basis der IEC 61850 für den WAN- und Inhousebereich

Neben den Kosten der Hardware und der Servicedienste können auch die Kosten der Software für die Kommunikation eine Rolle für die Wirtschaftlichkeit spielen. Sehr komplexe Protokolle können in diesem Sinne auch ein Hindernis darstellen. Es ist offensichtlich, dass es insgesamt eine sehr große Zahl unterschiedlicher möglicher sinnvoller Anwendungen für Kommunikation in der Niederspannungsversorgung gibt. Es wird nicht möglich sein, für alle Anwendungen von Anfang an alle notwendigen Daten- und Servicestrukturen zu definieren. Daher ist die Erweiterbarkeit des Protokolls wichtig, wozu das Konzept der IEC 61850 eine gute Grundlage bietet. Aus dem beschriebenen Grund sollten erste Anwendungen bewusst nur den relevanten Teil der Funktionalität implementieren. Um eine Kompatibilität unterschiedlicher Komponenten zu erreichen, ist dann natürlich die Definition eines kleinen Teils obligatorischer Datenstrukturen und Dienste notwendig sowie sinnvolle Teilgebiete, die jeweils abgedeckt werden sollten.

6.4 Spezifikation der BEMI - Datenmodelle nach IEC 61850

In den vorhergehenden Abschnitten wurde die Wahl der IEC 61850 als Basis für den Entwurf des Kommunikationsmodells im Rahmen dieser Arbeit erläutert. Ein wesentliches Merkmal der IEC 61850 ist die Erweiterbarkeit auf neue Anwendungen durch Hinzufügen weiterer Datenmodelle. Für die Erbringung von Systemdienstleistungen mittels dezentraler Entscheidungen existieren bisher keine genormten Datenmodelle – diese Anwendung wurde im Rahmen des Forschungsprojekts DINAR sowie der vorliegenden Arbeit überhaupt erstmals als Konzept und technisches System entwickelt. Aus diesem Grund wurden im Projekt DINAR im Rahmen eines Unterauftrags von Karlheinz Schwarz (Schwarz Consulting Company) zusätzliche Modelle basierend auf den Konzepten und der Nomenklatur der IEC 61850 entwickelt, die für die Kommunikation des BEMI geeignet sind [148]. Welche Daten inhaltlich auf den einzelnen Kommunikationsstrecken benötigt werden, wurde dabei durch die Arbeiten des Projekts DINAR sowie der vorliegenden Dissertation vorgegeben.

Die Tabellen werden wie im Original jeweils auf Englisch angegeben, um die Kompatibilität mit den Normungsarbeiten der IEC zu gewährleisten. Die unten angegebenen Modelle unterscheiden sich von den in [148] angegebenen in einigen Details, die erst im Nachlauf der Studie entwickelt wurden.

6.4.1 Schedule common data class (SCHED)

Die Klasse SCHED enthält eine Zeitreihe, die für einen definierten Zeitraum gültig ist. Eine typische Anwendung ist ein Preisprofil, das an einem bestimmten Tag gültig ist oder auch ein Leistungsfahrplan für einen bestimmten Tag. Prinzipiell können damit auch entsprechende Daten der Vergangenheit dargestellt werden wie z.B. das Verbrauchs-/Erzeugungsprofil eines Tages. Wie in 6.4.2 erläutert, ist es aber auch möglich, dass Objekte vom Typ SCHED allgemein für alle Tage verwendet werden können, die ein bestimmtes Kriterium erfüllen (Backup-Fahrpläne).

Die Information zur Beschreibung eines solchen allgemeinen Fahrplans wird als „common data class“ (CDC SCHED) mit folgenden Attributen beschrieben:

- day : Tag, für den der Fahrplan gültig ist (wenn schedPd nicht als Länge genau einen Tag angibt, bezeichnet day lediglich den Starttag)
- schedPd : Dauer des Fahrplans in Sekunden; z.B. 86400 Sekunden für einen Tag
- schedIdent : eindeutige Identifikation des Fahrplans innerhalb eines logischen Geräts (logical device)
- schedSt : Status (aktiv oder inaktiv)

- startTm : Zeit, zu der der Fahrplan tatsächlich gestartet wurde
- schedule : Vektor der Fahrplan-Werte; dies kann eine beliebige Zahl von bool'schen, Integer- oder Float-Werten sein.
- numSteps : Zahl der Elemente des Arrays „schedule“; die Dauer des Gesamtfahrplans (schedPd) geteilt durch die Zahl der Schritte (numSteps) ergibt die Länge eines Zeitschritts. Der Fahrplan repräsentiert also gleichmäßige Intervalle.
- nextSched : Folge-Fahrplan; der Wert kann auf den aktuellen Fahrplan selbst verweisen, wenn dieser periodisch abgearbeitet werden soll, oder auf einen anderen Fahrplan.

Der Wert nextSched wird im BEMI-Betrieb nicht verwendet, da der Start eines Schedules durch den Beginn seiner Gültigkeit definiert ist. Aus Gründen der allgemeinen Verwendbarkeit wird dieser Wert dennoch vorgesehen.

SCHED class				
Attribute Name	Attribute Type	Value/Value Range	M/O/C	
DataName	Inherited from Data Class (see IEC 61850-7-2)		M	
DataAttribute				
Status				
schedSt	BOOLEAN	active, idle	M	
q	Quality		M	
t	TimeStamp		M	
startTm	TimeStamp	time of last start	O	
Configuration, Description and Extension				
day	ENUMERATED	day of start	M	
schedPd	INT16U	scheduling period	M	
schedIdent	INT16U	schedule identifier	M	
schedule	ARRAY [0...(numSteps-1)] OF			
	setSpVal	SPG	single point value	C*
	setInVal	ING	integer value	C*
	setAnVal	ASG	analogue value	C*
numSteps	INT16U		M	
nextSched	INT16U		M	
Services				
* One and only one of the data setSpVal, setInVal, or setAnVal shall be used in an array instance.				

Tabelle 5: Schedule common data class specification gemäß IEC 61850

6.4.2 Automatic scheduler logical node class (ASHR)

Der logische Knoten ASHR repräsentiert den Optimierer, also die zentrale Funktionalität des BEMI. Dieses Datenmodell dient vor allem der Kommunikation zwischen BEMI und der zentralen Leitstelle, bietet aber auch dem lokalen Nutzer die Möglichkeit, über dieses Modell mit dem Optimierer zu kommunizieren. Das Datenmodell ist dabei so entworfen, dass nicht nur Day-ahead-Preisvorgaben bezüglich Wirkleistung, wie in Kapitel 4 und 5 beschrieben, kommuniziert werden können, sondern auch andere Vorgaben wie die gezählten ¼-Stunden-Leistungsmittelwertprofile. Die Übertragung von Zählerdaten basierend auf IEC 61850 wird gegenwärtig von der OpenAMI-Initiative [149] betrieben, daher wurden hierfür keine gesonderten Modelle entwickelt.

Die wichtigsten Datenelemente des ASHR für den Betrieb des BEMI sind:

- **StrSched** : Fahrplan, den der Optimierer bei einem Neustart verwenden soll (Angabe der Schedule-ID)
- **RegSched** : Liste von Fahrplänen, die für den regulären Betrieb vorgesehen sind; der Optimierer muss sich jeweils den Fahrplan aus der Liste der übertragenen Fahrpläne heraussuchen, der für den entsprechenden Tag vorgesehen ist.
- **NewSched** : Dieser Datensatz dient zur vereinfachten Übermittlung eines neuen Fahrplans, der in RegSched gespeichert werden soll. Der Optimierer entscheidet selbstständig, an welcher Stelle in RegSched der neue Fahrplan abgelegt werden soll und welcher alte Fahrplan dafür gelöscht werden kann.
- **BackSched** : Backup-Fahrplan, der verwendet wird, wenn für einen Tag kein RegSched übertragen wurde, z.B. auf Grund eines Ausfalls der Kommunikationsstrecke; bei Backup-Fahrplänen wird die Angabe des Starttags (day) nicht verwendet, sondern die entsprechende BackSchedCond gibt an, für welche Tage ein bestimmter Backup-Fahrplan verwendet werden kann.
- **BackSchedCond** : Gibt für den jeweiligen BackSched an, in welchen Monaten an welchen Wochentagen der Backup-Fahrplan genutzt werden kann. Die Monate werden durch bit0 bis bis bit11 repräsentiert, die Wochentage von bit12 bis bit18. Dabei bedeutet eine 1 auf bit0, dass der Fahrplan im Januar genutzt werden kann, eine 1 auf bit12, dass der Fahrplan am Sonntag genutzt werden kann. Eine Backup-Bedingung, die in binär-Schreibweise den Wert $(100000110000000011)_2$ hat, bedeutet, dass ein Fahrplan in den Wintermonaten Dezember, Januar, Februar an Wochenenden (Samstag, Sonntag) genutzt werden kann. Für die Nutzbarkeit müssen beide Kriterien (Monat und Wochentag) durch ein gesetztes Bit zutreffen.
- **ActiveSched** : Gibt den gegenwärtig aktiven Fahrplan an (schedule ID)

- Service : Art des Dienstes (Wirkleistung, Blindleistung, Oberschwingungskompensation, Spannungsbandregelung, Temperaturprognose, Leistungsmesswertprofil,...)
- Type : Art der Vorgabe (Preisvorgabe / direkte Vorgabe der physischen Lieferung). Die direkte Vorgabe kann z.B. ein Leistungs- oder Netzspannungsfahrplan sein.
- IslandOption : entspricht m_{island} in 5.3.6.

Ein BEMI verfügt i.d.R. über mindestens zwei logische Knoten vom Typ ASHR: Ein Scheduler zur Übermittlung der Preise für Wirkleistung (p_i in 5.3.6) und ein weiterer Scheduler, der die Prognose der Außentemperatur enthält, die von der Leitstelle übermittelt wird (T_{prog} in 5.3.6). Wenn vom BEMI nur Verbraucher gesteuert werden oder wenn für Verbraucher und Erzeuger ein einheitlicher Preis gilt, ist ein Preisprofil ausreichend. Wenn aber für bestimmte Erzeugertypen (z.B. Mikro-KWK, Photovoltaik) weitere Preisprofile übermittelt werden sollen, werden entsprechende zusätzliche Scheduler-Knoten benötigt.

ASHR class			
Attribute Name	Attr. Type	Explanation	M/O
LNName		Shall be inherited from Logical-Node Class (see IEC 61850-7-2)	M
Data			
Common Logical Node Information			
		LN shall inherit all Mandatory Data from Common Logical Node Class	M
Status Information			
StrSched	INC	Start	M
ActiveSched	INS	currently active schedule	M
Controls			
ActSchedUpdate	SPS	Activate scheduler	M
IslandOption	SPS	Island system	M
Settings			
Service	INC	Service type	M
Type	INC	Type of scheduler	M
NewSched	SCHEd	New schedule	M
RegSchedNum	INS	Number of regular schedules	M
RegSched	SCHEd	Regular schedule(s)	M
BackSchedNum	INS	Number of backup schedules	M
BackSched	SCHEd	Backup schedule(s)	O
BackSchedCond	INC	Backup scheduler condition	O

Tabelle 6: Scheduler logical node class specification gemäß IEC 61850

6.4.3 Schaltbare Geräte (BEMI Switchable Devices)

Diese Klasse spezifiziert Geräte, deren Wirkleistungsverbrauch bzw. -erzeugung durch das BEMI in Form eines Schalters beeinflusst werden kann. Es ist also nur die Leistungsstufe „aus“ oder „an“ möglich.

Es werden zwei Klassen unterschieden:

DSWLS : Schaltbares Gerät mit SOC-management (s. Kapitel 5.3.1)

DSWDF : Schaltbares Gerät mit FPS-management (s. Kapitel 5.3.2).

Da die entsprechenden Geräteparameter und -algorithmen bereits in Kapitel 5 ausführlich erläutert wurden, werden hier nur die Modelle angegeben. Zusätzlich zu den Geräteparametern werden die eigentlichen Statusinformationen zum Schalten und Überwachen der Geräte benötigt, was in den Modellen entsprechend berücksichtigt ist.

DSWLS class			
Attribute Name	Attr. Type	Explanation	M/O
LNName		Shall be inherited from Logical-Node Class (see IEC 61850-7-2)	M
Data			
Common Logical Node Information			
		LN shall inherit all Mandatory Data from Common Logical Node Class	
EEHealth	INS	External equipment health	M
EENAME	DPL	External equipment name plate	M
Control information			
Pos	SPC	Switch position (on, off)	M
Measured information			
Stor	MV	Measured storage value (SOC)	M
XPower	MV	actual power of device (for parameter estimation)	O
Settings			
TotWAv	ASG	average total active power when switched on (Total	M

DSWLS class			
		P) – positive value = production	
MaxOffTm	ING	max time device can be switched off in sec	M
MaxOnTm	ING	max time device can be switched on in sec	M
XUpperSOCAllowed	ASG	upper limit of SOC where device is switched off for protection	M
XLowerSOCAllowed	ASG	lower limit of SOC where device is switched on for protection	M
XIdealSOC	ASG	if deviation from an ideal SOC-point shall be penalized, this value must give the SOC-point for penalty zero. If not used, set to value outside 0...1	M
XPenaltyAboveIdeal	ASG	penalty factor for deviation from ideal SOC-point (money per SOC) if SOC is above ideal SOC	M
XPenaltyBelowIdeal	ASG	penalty factor for deviation from ideal SOC-point (money per SOC) if SOC is below ideal SOC	M
XLossFactor	ASG	in most thermal storages losses increase with increasing SOC. The MaxOffTm value should be set at the loss rate given at SOC=0. Additional losses are assumed by SOC x LossFactor.	M
ForecastType (entspricht XForecast-Index)	ENUMERATED	<p>many management applications have no constant SOC-loss, but depend on outside factors such as outside temperature. Forecast-options for scheduler are possible values, also "none" to not use forecast</p> <p>* ForecastType, ForecastFactor, ForecastOffset may be instanced multiple times when more than one forecast is used for the SOC. All forecast results are added for the total predicted SOC-loss. Forecasts may also be used to model fixed SOC-loss-profiles or blocking of device operation for certain hours per day.</p>	M
XForecastFactor	ASG	assumed SOC loss is: (forecast-value-Forecas-	O

DSWLS class			
		tOffset)* ForecastFactor	
XForecastOffset	ASG	s. ForecastFactor	O
XForeCastMin	ASG	Minimum SOC-Loss	O
XParaAdaptRate	ASG	Adaptation rate for automatic parameter estimation (in case the parameters are estimated by the management system)	M
XSwitchCost	ASG	cost per switching “on” event	M
LoadWaitMinTm	ING	minimal time between two switching actions (use for protection)	M

Tabelle 7: Switchable device with SOC-management logical node class specification

6.4.3.1 Switchable Device with FPS-management (DSWDF)

DSWDF class			
Attribute Name	Attr. Type	Explanation	M/O
LNName		Shall be inherited from Logical-Node Class (see IEC 61850-7-2)	M
Data			
Common Logical Node Information			
		LN shall inherit all Mandatory Data from Common Logical Node Class	
EEHealth	INS	External equipment health	M
EENAME	DPL	External equipment name plate	M
Control information			
Pos	SPC	Switch position (on, off)	M
Measured information			
XPower	MV	actual power of device (for detection of program start and end)	O
Settings			
TotWAv	ASG	average total active power (Total P) – positive value = production	M
MaxOffTm	ING	maximum time to wait before program starts in sec	M
MaxOnTm	ING	time of program after start in sec	M
XParaAdaptRate	ASG	Adaption rate for automatic parameter estimation (in case the parameters are estimated by the management system)	M
LoadWaitMinTm	ING	minimal time between end of program and switch action (use: for protection)	M

Tabelle 8: Switchable device with FPS-management logical node class specification

6.4.4 Steuerbares Gerät (controllable Device)

In diesem Modell finden sich die Parameter für Geräte mit PPC-Management wieder (s. 5.3.3).

DCOL class			
Attribute Name	Attr. Type	Explanation	M/O
LNName		Shall be inherited from Logical-Node Class (see IEC 61850-7-2)	M
Data			
Common Logical Node Information			
		LN shall inherit all Mandatory Data from Common Logical Node Class	M
EEHealth	INS	External equipment health	
EENAME	DPL	External equipment name plate	
Control information			
Pos	ASP	Switch position (power)	M
Settings			
TotWAvMaxConsume	ASG	average total active power if operated as load(Total P), zero if device only operates as generator	M
TotWAvMaxGen	ASG	average total active power if operated as generator(Total P), zero if device only operates as load	M
PriceOptimizationPoint_Num	ING	number of points of price-power-control-characteristics	M
PricePoint	SEQ	Array [0.. PriceOptimizationPoint_Num-1] of ASG: price values for each point of control-characteristics	M
PosPoint	SEQ	Array [0.. PriceOptimizationPoint_Num-1] of ASG: power values for each point of control-characteristics	M

Tabelle 9: Controllable device logical node class specification

7 Kommunikationsabbildungen

Wie in 6.2 erläutert wird in der vorliegenden Arbeit ein Konzept verfolgt, bei dem eine Trennung zwischen Datenmodellen und der Übertragungstechnologie erfolgt. In diesem Kapitel geht es darum, welche Technologien für die Übertragung in Frage kommen. Die in dieser Arbeit weiter verwendete Technologie, TCP/IP, wird dann genauer im Hinblick auf den Einsatz für die BEMI-Kommunikation untersucht.

Für die Integration dezentraler Erzeuger ist sowohl die Kommunikation innerhalb eines Gebäudes bzw. innerhalb des Bereiches eines Netzanschlusses im Niederspannungsnetz wesentlich wie auch die Übertragung von Daten über größere Distanzen. Für die Kommunikation über größere Distanzen wird ein Wide-Area-Network (WAN) benötigt, während für die Kommunikation innerhalb eines Gebäudes (Inhouse-Kommunikation) ein Local-Area-Network (LAN) benötigt wird. Dies wird bereits in der Abbildung in Kapitel 3.4.3.3 deutlich.

7.1 Technologien WAN

Bei der Auswahl einer WAN-Technologie ist zu beachten, dass in Deutschland die meisten Übertragungsmedien lizenzpflichtig sind. Das heißt, es muss entweder als physikalisches Medium eine Leitung verwendet werden, die bereits im Besitz einer der Kommunikationspartner ist (das ist bei den im Folgenden erläuterten Rundsteuer- und PLC-Technologien für den Netzbetreiber der Fall) oder es muss ein bereits bestehender Dienst genutzt werden, da ein Erwerb einer Lizenz bzw. das Verlegen von neuen Kabeln für die hier betrachtete Kommunikation i.d.R. aus wirtschaftlichen und rechtlichen Gründen unrealistisch ist. Die letztgenannte Option wird in Abschnitt 7.1.3 dargestellt.

7.1.1 Rundsteuertechnik

Wesentliches Kennzeichen der Rundsteuertechnik ist eine unidirektionale Kommunikation von einem zentralen Sender, dessen Signale von einer großen Anzahl von Empfängern gelesen werden können. Bei dieser in Deutschland unter dem Namen Tonfrequenz-Rundsteuertechnik (Abk. TRT) bekannten Technik erfolgt die Übertragung der Tonfrequenzimpulse in einem Frequenzbereich von ca. 167 bis 2000 Hz. Diese Impulse werden der 50 Hz Spannung mit einer Amplitude von ca. 1-8% der jeweiligen Netznennspannung und einer typischen Aufprägeleistung von 0,1-0,5% der aktuellen Netzspitzenleistung überlagert [150]. Die Technologie weist allerdings sehr niedrige Bandbreiten und geringe Datenraten auf, die typischer Weise in der Größenordnung von 1 bit/sec liegen. Aufgrund dieser geringen Datenrate sowie der Unidirektionalität ist TRT für Fernausleseprozesse ungeeignet.

Parallel zur leitungsgebundenen Tonfrequenz-Rundsteuertechnik besteht seit Mitte der 90er Jahre die Möglichkeit, Rundsteuersignale mittels Langwellenfunk (129,1 kHz bzw. 139 kHz) an Komponenten der Niederspannungsebene zu übertragen [151]. Zwei Langwellensender, bei Mainflingen und Burg, gewährleisten die zentrale Übertragung von Daten in ganz Deutschland. Wesentlicher Vorteil der Funkrundsteuertechnik gegenüber der TRT ist die Unabhängigkeit der Komponentenbeeinflussung von Eigentumsrechten der elektrischen Netze, d.h. es können auch Verbraucher gesteuert werden, die durch Wahl eines anderen Energieversorgers außerhalb des klassischen Versorgungsgebietes liegen [152]. Wie bei der klassischen TRT ist auch bei der Funkrundsteuertechnik die Datenrate sehr gering. Für alle Teilnehmer in Deutschland gemeinsam stehen insgesamt etwa 200 Bit/s zur Verfügung. Ein Problem der Funkrundsteuertechnik ist, dass der Empfang einzelner Signale weniger gut gesichert ist als bei der leitungsgebundenen TRT. Da heute die meisten Empfänger im Wesentlichen zeitgesteuert arbeiten und Rundsteuersignale nur zur Synchronisierung und Programmierung benötigen, spielt das in vielen Fällen keine Rolle.

Heute werden Wechselrichter verwendet, um Rundsteuersignale zu erzeugen. Diese Wechselrichter sowie die Netzankopplungen werden speziell für diese Aufgabe ausgelegt und können keine weitere Funktion übernehmen. Da zunehmend Wechselrichter im Netz installiert werden, die Gleichstrom zum Zwecke der Energieversorgung in Wechselstrom wandeln (vor allem in Photovoltaikanlagen), könnten künftig diese Wechselrichter die Aufgabe der Erzeugung von Rundsteuersignalen mit übernehmen. Dazu müssten ggf. geringfügige Anpassungen an der Hardware vorgenommen werden, um Ströme im Frequenzbereich der TRT-Frequenzen einspeisen zu können, und natürlich entsprechende Software-Anpassungen. Ein Wechselrichter könnte ein bestimmtes Netzgebiet mit Rundsteuersignalen versorgen, die für Tarifwechsel, Lastschaltung, Sicherheitsfunktionen von DEAs etc. verwendet werden können. Da die Leistung der einzelnen Sender geringer ist als die Leistung konventioneller Sender, die Rundsteuersignale mit hoher Leistung ins Mittelspannungsnetz einspeisen, kann so jedes Niederspannungsteilnetz einzeln gesteuert werden. Auf Grund der geringeren Leistung der einzelnen Sender müssen dann mehrere Wechselrichter gemeinsam die notwendige Leistung einspeisen, wenn z.B. im gesamten Netz eines Stadtwerks ein Rundsteuersignal zu empfangen sein soll. Die dafür notwendige Synchronisation muss durch die zu entwickelnden Datenaustauschprotokolle sichergestellt sein. Idealerweise sind die Wechselrichter, die als Rundsteuersender eingesetzt werden, in der Lage, dreiphasig einzuspeisen. Andernfalls muss sichergestellt sein, dass mehrere Wechselrichter einigermaßen gleichmäßig auf den drei Phasen Rundsteuersignale einspeisen und hohe Anforderung an die Synchronisierung erfüllen. Die Wechselrichter müssten von zentraler Stelle über eine andere Kommunikationsleitung entsprechende Vorgaben erhalten. Dafür kommt eine Wählverbindung oder eine DSL-Dauerverbindung in Frage. Allerdings ist auch mit diesem Konzept keine Fernauslesung von Zählern möglich, daher kommen TRT und

Funkrundsteuertechnik für die Kommunikation des BEMI in der hier betrachteten Konzeption nicht in Frage.

7.1.2 PLC-Kommunikation

Während Rundsteuersignale im Frequenzbereich unter 2 kHz auch über Transformatoren übertragen werden und daher zentral für ein größeres Netzgebiet erzeugt werden können, blockieren Transformatoren und lange Leitungen Kommunikationssignale mit deutlich höherer Frequenz auf Grund ihres Tiefpasscharakters. Bei solchen Signalen mit Frequenzen oberhalb des Rundsteuerbereichs spricht man von Power Line Carrier-Kommunikation (PLC). Unterschieden wird hier zwischen Kommunikation im CENELEC-Band (bis 150 kHz) und Breitband-PLC (üblicher Weise im Bereich von 1 bis 100 MHz, ggf. auch darüber). Breitband-PLC wird i.d.R. zur Datenkommunikation genutzt und kann daher als TCP/IP-basierter Kommunikationskanal abstrahiert werden, was im folgenden Abschnitt behandelt wird. Breitbandiges PLC konnte sich allerdings bisher im WAN-Bereich nicht durchsetzen – was u.a. mit den relativ hohen Kosten, der starken Abhängigkeit der Reichweite von der Netztopologie und Problemen mit Abstrahlung aus Leitungen zusammenhängt. Gegenwärtig sind die meisten PLC-Projekte der Netzbetreiber in Deutschland eingestellt worden. Allerdings ist schwer abzuschätzen, ob neue Initiativen und Technologien die Situation in Zukunft völlig verändern [153]. Schmalbandiges PLC im CENELEC-Band ist i.d.R. wesentlich weniger abhängig von der Netztopologie und weist generell größere Reichweiten bei gleicher Sendeleistung auf als Breitband-PLC. Allerdings weist schmalbandiges PLC wesentlich geringere Datenraten auf, die üblicher Weise im Bereich von 10 kbit/sec liegen und die sich alle Nutzer innerhalb eines Netzabschnitts teilen müssen. Daher wird hier i.d.R. keine TCP/IP-Kommunikation verwendet, sondern sehr effiziente, meist proprietäre, Protokolle. Es existieren grundlegende Normen zur Nutzung dieses Bandes durch die CENELEC durch verschiedene Nutzer, aber bisher ist keine Abbildung der IEC 61850 auf diese Kommunikation vorgesehen. Entsprechende Überlegungen bestehen aber innerhalb des REMPLI-Konsortiums [154].

7.1.3 Nutzung existierender Kommunikationsdienste als TCP/IP-basierte Kanäle

Wenn es um Datenkommunikation geht, wird heute für fast alle Kommunikationssysteme mit ausreichender Bandbreite eine IP-basierte Kommunikation angeboten, die in das Internet integriert werden kann. Daher werden hier Mobilfunkanwendungen wie GSM, GPRS und UMTS und leitungsgebundene Telekommunikation wie PSTN (analoges Telefon), ISDN und DSL zusammengefasst zu Kommunikationssystemen, die eine TCP/IP-basierte Einbindung in das Internet erlauben. Welche Technologie konkret an einem bestimmten Ort zum Einsatz kommt, ist dann im Wesentlichen eine Frage des Preises, zu dem die unterschiedlichen

Optionen an diesem Ort angeboten werden und welche Anforderungen an Bandbreite und Standleitungscharakter bestehen. Dabei müssen ggf. auch andere Anwendungen berücksichtigt werden, die im Sinne der multifunktionellen Kommunikation die gleiche Kommunikationsleitung nutzen sollen (z.B. Telefon, Internet-Datenkommunikation,...). Auf Grund der Flexibilität, der preisgünstig verfügbaren Komponenten und der Tatsache, dass mit dem Rechnernetz des ISET diese Anbindung unmittelbar zur Verfügung stand, wurde diese Option für die weitere Implementierung gewählt.

7.1.4 IP-basierte Kommunikation versus PLC

Grundsätzlich wird es notwendig sein, mehrere Kommunikationswege für die Verbindung zwischen Hausanschluss und Leitzentrale des Netzbetreibers zuzulassen und zu spezifizieren, da je nach individuellen Gegebenheiten eines Gebäudes technische Möglichkeiten und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen angepasste Lösungen notwendig machen. Praktisch relevant dürften Telefon/Modem, GSM, Breitbandanschluss/Standleitung und schmalbandige Powerline-Kommunikation (PLC) sein. Während sich die Möglichkeit und Wirtschaftlichkeit der dienstbasierten Optionen durch Anforderung von Angeboten bei den entsprechenden Dienst Anbietern prinzipiell leicht klären lassen, muss der Aufbau einer PLC-Kommunikation durch den Netzbetreiber selbst geleistet werden und ist zunächst mit hohen Investitionen verbunden, beim späteren Betrieb fallen aber keine Verbindungskosten an und es können ggf. sogar Dritten, z.B. dem jeweiligen Energielieferanten, Kommunikationskosten in Rechnung gestellt werden. Hier ist noch offen, in welchem Maße Netzbetreiber die entsprechenden Kosten in der Berechnung der Netznutzungsentgelte oder über Zusatzangebote geltend machen können. Ein weiterer Vorteil ist, dass das Kommunikationssystem im Einflussbereich des Netzbetreibers liegt. Die PLC-Technik hat in der elektrischen Energieversorgung außerdem den Vorteil, dass die entsprechenden Signale überall verfügbar sind, wo auch die Energieversorgung verfügbar ist, also keine Probleme mit dem Empfang von Funksignalen auftreten oder eine Verbindung innerhalb eines Gebäudes vom Telefonverteiler zum BEMl geschaffen werden müsste.

Auf der anderen Seite soll die Zahl der Breitband-Internetanschlüsse in Deutschland von ca. 3 Mio. Ende 2003 auf 10 bis 18 Mio. im Jahr 2008 anwachsen [155]. Viele dieser Anschlüsse werden mit lokalen Rechnernetzwerken ausgestattet, die den Anschluss weiterer Geräte mit sehr geringem technischen und organisatorischen Aufwand erlauben. Wo ein solcher Anschluss vorhanden ist, dürfte dessen Mitnutzung häufig wirtschaftlicher sein als eine zusätzliche PLC-Infrastruktur. Wenn ein Netzbetreiber allerdings alle Anschlüsse seines Netzes erreichen will oder muss, wird der Aufbau eines eigenen Kommunikationsnetzwerkes, das dann i.d.R. am wirtschaftlichsten über PLC realisiert wird, unumgänglich sein. Alternativ könnte eine Kombination von Breitband-, Telefon(Festnetz)- und GSM-Infrastruktur aufgebaut werden, mit dem ebenfalls praktisch alle Anschlüsse abgedeckt werden können.

Entscheidend dürfte i.d.R. sein, ob eine große Anzahl von Anschlüssen gleichzeitig und verpflichtend an das Kommunikationssystem angeschlossen werden soll, wie bereits von ENEL in Italien und jetzt auch in anderen europäischen Ländern eingeführt [156], oder ob nach und nach immer mehr Anschlüsse integriert werden sollen. Im ersten Fall ist spricht vieles dafür, dass häufig eine PLC-Infrastruktur wirtschaftlicher ist, im zweiten Fall dürfte die Nutzung vorhandener Kommunikationsdienste günstiger sein. Die physikalische Verbindung sollte aber in jedem Fall so transparent gestaltet werden, dass später auch andere Kommunikationsmedien ohne Probleme verwendet werden können. Dem entspricht auch, dass sich im Bereich Smart Metering für alle Haushaltskunden zunehmend Lösungen entwickeln, die auf einer Anbindung der Haushalte durch schmalbandige PLC-Kommunikation basieren.

7.2 Technologien LAN

Eine wesentliche Anforderung an die Kommunikation im Bereich der Niederspannungsversorgung ist in Zukunft eine effektive Verzahnung der Inhouse-Kommunikation mit einem Kommunikationssystem, das größere Distanzen überbrücken kann und darauf ausgelegt ist, mit zahlreichen Teilnehmern zu operieren, die rechtlich eigenständig sind. Auch im Bereich dieser Verzahnung sind Telekommunikationsbereich und EDV-Vernetzung in der praktischen Anwendung am weitesten fortgeschritten. Die entsprechenden Kommunikationseinrichtungen werden bisher aber kaum für Zwecke der Energieversorgung eingesetzt.

7.2.1 Bussysteme der Gebäudeautomatisierung

Für die Ansteuerung einzelner Geräte innerhalb eines Gebäudes werden bisher vor allem Bussysteme der Gebäudeautomatisierung wie EIB/KNX und LON eingesetzt. Allerdings haben diese im Bereich der Privathaushalte aus verschiedenen Gründen bisher keine große Verbreitung gefunden – im Gegensatz zu Rechner- und Telefonnetzen. Wesentliche Probleme sind relativ hohe Kosten durch Patente und Preispolitik der beteiligten Hersteller. Obwohl es auch PLC-basierte Lösungen gibt, werden i.d.R. vor allem Lösungen angeboten, die die Verlegung einer separaten Verkabelung für das Bussystem erfordern, was die Kosten weiter erhöht. Diese Systeme sind auch darauf ausgelegt, dass relativ kritische Anwendungen wie die Verschaltung von Lichtschaltern und Beleuchtung damit implementiert werden. Hier würden grundlegende Fehler bei der Konfiguration die Benutzbarkeit eines Gebäudes stark einschränken, weshalb diese Systeme i.d.R. zwingend durch einen Fachbetrieb konfiguriert werden müssen. Das treibt einerseits die Kosten hoch, andererseits sind derartig weitreichende Funktionen für die meisten Privathaushalte ohne praktischen Mehrwert. Realistischer ist der Einsatz einfacher Kommunikationslösungen, deren Versagen oder Fehlkonfiguration zur Not für einige Tage hingenommen werden kann und die vom Nutzer des Gebäudes selbst konfiguriert werden können – wie es heute bei praktisch allen privaten Rechnernetz-

werken der Fall ist. Die klassischen Systeme der Gebäudeautomatisierung wurden daher für den Einsatz des BEMI im Privathaushalt nicht weiter berücksichtigt.

Neue Funkstandards, vor allem Z-Wave und ZigBee [157][158], zielen ebenfalls auf den Bereich der Gebäudeautomatisierung und bieten einige entscheidende Vorteile gegenüber WLAN. Hier ist vor allem die Auto-Routing-Funktion zu nennen, die dafür sorgt, dass Daten innerhalb eines Netzes von jedem Knoten so weitergeleitet werden, dass sie möglichst schnell ihr Ziel erreichen, auch wenn keine direkte Funkverbindung zwischen Sender und Empfänger besteht, sondern ein oder mehrere Knoten als Brücke fungieren müssen.

7.2.2 Weitere PLC-Systeme

Grundsätzlich wird PLC-Kommunikation von den meisten Herstellern von Hausgeräten wie Kühlschränken und Waschmaschinen als Lösung favorisiert, wenn es darum geht, zu diesen Geräten eine Kommunikationsanbindung zu schaffen [159][160]. Dafür spricht, dass auf diesem Weg jedes Gerät, das elektrisch angeschlossen ist, über diese Leitung erreichbar ist und dass schmalbandiges PLC mit sehr geringem Energieverbrauch realisiert werden kann. Allerdings existiert in diesem Bereich kein verbreiteter Standard außer dem veralteten X.10-Protokoll [161][162], das in den USA eine relativ große Verbreitung besitzt. Hier ist für die Zukunft viel Potenzial zu sehen, aber für die Realisierung des BEMI im Rahmen des Projekts DINAR konnte diese Möglichkeit nicht genutzt werden, da der notwendige Entwicklungsaufwand den Rahmen des Projekts gesprengt hätte.

7.2.3 IP-basierte Lösungen

Die weitaus größte Verbreitung bei der Inhouse-Kommunikation haben Kommunikationseinrichtungen erreicht, die bisher weitgehend unabhängig von der Energieversorgung betrachtet wurden, nämlich der Bereich der Telekommunikation, Internet und EDV-Vernetzung, während im Bereich der Gebäudeautomatisierung bisher keine derartige weitreichende Verbreitung erreicht werden konnte. Zunehmend wird aber auch eine Konvergenz der EDV-orientierten Gebäudevernetzung und der klassischen Gebäudeautomatisierung angestrebt [163]. Dabei werden sowohl Ansätze verfolgt, eine Vernetzung von Bussystemen wie EIB mit Datennetzwerken wie TCP/IP auf Ethernet zu realisieren, als auch eine reine Vernetzung über klassische Datenübertragungssysteme. Durch die Nutzung von Kommunikationssystemen aus dem Bereich der Sprach- und Datenübertragung zu Zwecken der Gebäudeautomatisierung könnte eine kostengünstige Ansteuerung einzelner Verbraucher und DEA möglich werden. Dabei ist aber eher nicht zu erwarten, dass diese Systeme in naher Zukunft so massiv in die Gebäudefunktionen eingreifen werden, wie dies bei klassischen Gebäudeautomatisierungssystemen der Fall ist. Allerdings sind die elektrischen Verbraucher, deren

Steuerung durch ein Energiemanagementsystem interessant wäre, i.d.R. nicht an solche Systeme angeschlossen und auch nicht dafür vorbereitet. Daher wurden im Rahmen des Projekts DINAR entsprechende Schaltboxen aus verfügbaren Komponenten aufgebaut, mit denen über Ethernet und WLAN Geräte geschaltet und Temperaturwerte überwacht werden können.

7.2.4 Normung für die Inhouse-Kommunikation

Es gibt verschiedene Industrieinitiativen, die sich mit einer herstellerübergreifenden Kommunikation unterschiedlichster Daten innerhalb eines Gebäudes beschäftigen, und dabei z.T. auch Funktionen der Gebäudeautomatisierung mitbetrachten, z.B. UpnP [164] und OSGi [165]. Dabei werden auch Ansätze verfolgt, die in Richtung abstrakter Datenmodelle wie bei der IEC 61850 gehen. Außerdem spielt hier Plug&Play-Funktionalität eine wesentliche Rolle, was eine wesentliche Funktion für das BEMI-Kommunikationssystem sein sollte, um den individuellen Konfigurationsaufwand zu minimieren und Kosten zu senken. Es ist schwer zu beurteilen, wie weit diese Initiativen sind und wie groß die Chancen sind, dass sich daraus verbreitete Standards entwickeln. Da die IEC 61850 aber die für die Energieversorgung relevante Norm ist und beim BEMI der Standard nicht gegen den Netzbetreiber durchgesetzt werden sollte, ist es folgerichtig, die entsprechenden Standardisierungsarbeiten in die Normungsgremien der IEC 61850 (TC57) einzubringen und als Erweiterung dieser Norm zu definieren.

7.3 Nutzung TCP/IP-basierter Kommunikationskanäle

7.3.1 Überblick

Die Nutzung von TCP/IP als Basisprotokoll hat wesentliche Vorteile: Es existiert ein Vernetzungssystem sowohl für den WAN- als auch den LAN-Bereich, das Protokoll ist frei von Lizenzgebühren, weit verbreitet und auf zahlreichen Medien standardmäßig kostengünstig verfügbar. Einige Eigenschaften des unterlagerten Kommunikationskanals sollen aber im Folgenden vorausgesetzt werden:

- Es wird mindestens eine Übertragungsgeschwindigkeit von 9600 bit/sec erreicht (GSM).
- Die Kommunikation ist bidirektional.
- Die Kommunikation findet über das Internet statt, d.h. die Verbindung zwischen den beiden Kommunikationspartnern unterhalb des IP-Protokolls wird nicht betrachtet. Grundsätzlich ist keine ständige Verbindung (Standleitungscharakter) notwendig,

allerdings für eine multifunktionale Kommunikation hilfreich. Wenn eine Wählverbindung (Telefon, GSM) aufgebaut werden soll, müsste zunächst eine entsprechende Verbindung hergestellt werden, bevor die TCP/IP-Kommunikation möglich ist. Dieser Vorgang wird im Rahmen dieser Arbeit allerdings nicht betrachtet.

Bei der Realisierung eines BEMI-Kommunikationssystems über TCP/IP sind zwei Fragen von besonderer Bedeutung: Adressierung/Adressraum und Signierung/Verschlüsselung, die im Folgenden näher betrachtet werden.

7.3.2 Wahl des Protokolls oberhalb von TCP/IP

Die in der IEC 61850-8-1 beschriebene Abbildung auf MMS baut auf TCP/IP auf, allerdings mit einer speziellen Ausprägung definiert in RFC 1006 [137]. Noch näher an den weit verbreiteten Internetprotokollen ist die in der 61400-25-4 (Draft) vorgeschlagenen Abbildung als „Web-Services“ auf SOAP/OPC. In den letzten Jahren wurden verschiedene Kommunikationsstandards für unterschiedliche Anwendungen entwickelt, die eine moderne und hochentwickelte Daten- und Kommandorepräsentation erlauben, wie es auch bei der IEC 61850 der Fall ist und die über XML kommunizieren. Der Vorteil ist eine effektive Zusammenarbeit von Komponenten unterschiedlicher Hersteller und eine relativ gute Lesbarkeit auch von den Menschen bzw. die Darstellbarkeit mit Hilfe von modernen Internetbrowsern. Ein wesentlicher Nachteil ist jedoch eine relativ hohe Redundanz der Daten, die übermittelt werden müssen, was relativ hohe Datenraten erfordert. Um einerseits das sehr weitgehend standardisierte XML nutzen zu können und andererseits auch Systeme mit geringer Bandbreite bzw. hohen Übertragungskosten nutzen zu können, wird angestrebt, für die XML-Strukturen auch reduzierte Codes anzubieten. Diese sind dann zwar ohne Konversion nicht mehr kompatibel mit dem Standard-XML, lassen sich aber durch einen sehr einfachen Konverter in XML umwandeln, wenn die entsprechenden Kontextinformationen verfügbar sind.

Ob sich für die Abbildung der IEC 61850 im Bereich des Verteilnetzes künftig Web-Services oder MMS durchsetzen werden, ist offen. Während die Web-Services eine relativ leichte Implementierung und Lesbarkeit auch durch den Menschen bieten, ist MMS deutlich effizienter bezüglich der zu übertragenden Datenmenge und ist seit einigen Jahren als Basis der IEC 61850 im Bereich der Schaltanlagen bewährt. Im Projekt DINAR werden dementsprechend auch beide Optionen untersucht.

7.3.3 Adressraum und Adressierung [166][167][168][169]

Ein viel diskutiertes Problem im Zusammenhang mit der heute üblichen IPv4-Technik ist der begrenzte Adressraum. Insgesamt lässt IPv4 nur einen Adressraum von $2^{32} = 4.294.967.296$ Adressen zu, die aber nicht alle als globale Adressen zur Verfügung stehen. Außerdem ist

der Adressraum sehr ungleich auf verschiedene Erdteile verteilt, entsprechend der Entwicklung des Internet in den ersten Jahren. Das Problem des begrenzten Adressraums von IPv4 war auch der entscheidende Anlass zur Entwicklung von IPv6 (neben weiteren Aspekten wie Verschlüsselungsfunktionen) und dieses Problem ist auch für die Entwicklung des BEMI relevant. Allerdings existieren Umgehungslösungen für diese Problematik, die bisher eine Umstellung auf IPv6 vermeidbar machen. Aus Sicht des BEMI ist vor allem das NAT (Network Address Translation) relevant, auch als Masquerading oder Redirection bezeichnet. Dabei erhalten mehrere Geräte innerhalb eines Gebäudes, die über einen gemeinsamen Internetanschluss verfügen, jeweils eine IP-Adresse, die nur lokal gültig ist und dementsprechend nicht weltweit eindeutig sein muss. Ein Router, der die Verbindung zum Internet herstellt, besitzt als einziges Gerät in dem Unternetz eine globale IP-Adresse und sorgt durch geeignete Algorithmen dafür, dass alle Geräte des Unternetzes unter der einen globalen IP-Adresse gemeinsam auf das Internet zugreifen können. Wenn allerdings Geräte in dem Unternetz als Server vom Internet aus erreichbar sein sollen, muss im Router eine entsprechende Weiterleitung des IP-Ports eingestellt sein und es können nicht zwei Geräte auf dem gleichen Port als Server fungieren. Solange nur Clients hinter dem NAT-Router operieren und Server, die von Außen nicht erreichbar sein sollen, hat dieses System aber keine wesentlichen Nachteile und der Betrieb hinter einem Router, der per Definition bereits eine gewisse Firewall-Funktion ausführt, wirkt sich sogar günstig auf die Sicherheit des Systems aus.

Wenn der Anschluss über eine feste IP-Adresse verfügt, ist der Betrieb eines einzelnen von Außen erreichbaren Servers über NAT völlig problemlos, bei Nutzung einer dynamischen IP-Adresse muss ein dynamischer DNS-Service genutzt werden, was prinzipiell kein wesentliches Problem darstellt. Allerdings wäre es dann sicher sehr viel sinnvoller, die entsprechenden IP-Adressen statistisch zu vergeben, da diese Anschlüsse sicher ohnehin ständig am Internet angeschlossen sein werden und demnach eine globale IP-Adresse blockieren. Das wird aber wiederum die Knappheit der IP-Adressen verschärfen. Dieses Problem lässt sich generell nur durch eine netzweite Einführung von IPv6 lösen.

Wenn neue Geräte ins Netzwerk eingebracht werden, müssen sie sich automatisch „melden“, um eine einfache Integration im Sinne von Plug&Play zu ermöglichen. Wenn in dem Gerät keine Einstellungen durch den Nutzer notwendig sein sollen, ist dazu ein Multicast notwendig. Für Geräte, die zur Gebäudeautomatisierung genutzt werden, ist DHCP in den meisten Fällen keine sinnvolle Wahl, da dann die Geräte nicht über eine feste IP-Adresse erreichbar sind oder es müsste sichergestellt werden, dass solche Geräte stets die gleiche lokale IP-Adresse per DHCP erhalten. Dazu müsste das DHCP-Protokoll entsprechend erweitert werden. Ansonsten wird in diesem Netzwerk die Verwendung statischer lokaler IPv4-Adressen empfohlen.

In diesem Zusammenhang ist auf jeden Fall das Device Control Module (DCP) des UpnP-Forums von großem Interesse. Diese Spezifikation enthält einige grundlegende Funktionalitäten, die für die Gebäudeautomatisierung interessant sind. Allerdings sind vermutlich gewisse Erweiterungen hinsichtlich Verbindungssicherheit, exakter Bezeichnung der Geräte (statische Adresse), BEMI-Leitstelle und Verschlüsselung notwendig.

7.3.4 Verschlüsselung und Signierung

Unter Verschlüsselung versteht man Verfahren, die Informationen so codieren, dass nur eine bestimmte Gruppe von Empfängern diese lesen kann, auch wenn die Kommunikation über einen unsicheren Kanal läuft, der von weiteren, unberechtigten Empfängern mitgehört werden kann. Unter Signierung versteht man Verfahren, die zusätzlich zu einer kommunizierten Information eine Signatur übermitteln, die eine eindeutige und sichere Identifikation des Absenders erlaubt.

Zwar unterscheiden sich die Übertragungskanäle, die für eine Kommunikation mittels IP im Niederspannungsnetz in Frage kommen, deutlich bezüglich der Abhörsicherheit, aber generell ist das Protokoll auf die gemeinsame Nutzung eines Netzes durch viele Nutzer ausgelegt und praktisch alle Implementierungen machen die Vernetzung mit weiteren Teilnehmern sehr einfach. Daraus folgt, dass auf jeden Fall ein starkes Verschlüsselungssystem vorgesehen sein muss, das in bestimmten Fällen, in denen die Ressourcen an Übertragungsgeschwindigkeit und Rechenleistung dies nicht zulassen, einfach nicht verwendet wird. Durch die schnelle Entwicklung der Halbleitertechnik wird dieser Fall in Zukunft aber kaum noch auftreten, daher ist davon auszugehen, dass in dem Kommunikationssystem bei echter Nutzung von TCP/IP auch immer die spezifizierte Verschlüsselung und Authentifizierung eingesetzt wird. Wenn auf andere Systeme als TCP/IP aufgesetzt wird (z.B. bei Nutzung von Rundsteuertechnik oder Funksystemen mit sehr niedriger Datenrate, EIB) kann ggf. darauf verzichtet werden.

Zur Verschlüsselung und Signierung bietet sich ein Verfahren an, das heute standardmäßig für alle verschlüsselten Übertragungen im Internet eingesetzt wird: SSL (Secure Socket Layer) bzw. dessen Weiterentwicklung TLS (Transport Layer Security). Für diese Verfahren sind auch bereits Open Source-Implementierungen verfügbar [170][171][172] und können heute frei von Patentgebühren genutzt werden. Jeder Teilnehmer verfügt über einen öffentlichen und einen privaten Schlüssel. Der öffentliche Schlüssel muss allgemein bekannt sein, während der private Schlüssel nur dem jeweiligen Teilnehmer bekannt ist. Neben der Implementierung des Verfahrens selbst kommt bei einer Umsetzung in der BEMI-Kommunikation dem Schlüssel-Management eine große Bedeutung zu. Insbesondere ist wesentlich, zu welchem Zeitpunkt und an welcher Stelle der private Schlüssel eines BEMI erzeugt wird und wer

diesen Schlüssel kennt (Netzbetreiber, Kunde oder Energiehändler). Diese Fragen konnten im Rahmen dieser Arbeit allerdings nicht näher untersucht werden.

Verschlüsselung und Signierung sind insbesondere Voraussetzung dafür, dass die Übertragung von abrechnungsrelevanten Zählerdaten über eine unsichere Leitung wie das Internet erfolgen kann. Wenn der Internetanschluss vom Kunden betrieben wird, müsste dieser die Verantwortung für die Übermittlung der verschlüsselten und signierten Verbrauchsdaten an den Netzbetreiber übernehmen. Wenn der Kunde diese Übertragung nicht sicherstellt, muss er dann die Kosten für eine Auslesung vor Ort oder eine andere Vertragsstrafe tragen. Die entsprechende Verschlüsselung und Signierung wurde technisch bereits im SELMA-Projekt realisiert [173] und eichrechtlich abgesichert. Auf Grund der Komplexität des in diesem Projekt verwendeten Protokolls wurde dieses allerdings im Rahmen dieser Arbeit nicht implementiert.

7.3.5 Nutzung von IPv6

Der Adressraum des bis heute verwendeten Internetprotokolls IPv4 ist so begrenzt, dass es mit Sicherheit nicht möglich sein wird, den Einzelgeräten im Bereich eines Niederspannungsanschlusses jeweils eine IP-Adresse zuzuordnen. IPv6 bietet die Möglichkeit, jedem Gerät eine vom Hersteller vergebene IP-Adresse zuzuweisen und so IP-Netzwerke tatsächlich zur Gebäudeautomatisierung zu befähigen, ohne die lokalen Geräte durch NAT (Network Address Transition) vor dem Netz außerhalb des Netzanschlusses „verstecken“ zu müssen. Das könnte gerade für Funktionen im Bereich der Integration neuer Energieerzeuger von entscheidender Bedeutung sein.

Im wesentlichen existieren drei Problemfelder im Zusammenhang mit der Einführung von IPv6:

- Aufbau eines IPv6-fähigen Backbones, also einer entsprechenden weltweiten Infrastruktur
- Umstellung lokaler Netze auf IPv6
- Umstellung der Software.

Die Umstellung der Software bei existierenden Anwendungen ist kein entscheidendes Problem, da IPv4 sicher noch relativ langfristig parallel weiter angeboten wird und die notwendigen Anpassungen im Sourcecode relativ einfach sind. Außerdem sind die wichtigsten Betriebssysteme und Anwendungsprogramme bereits heute IPv6 fähig. Gegenwärtig werden IPv6-Netze meist noch über IPv4-Verbindungen „simuliert“. Dazu muss an beiden Enden Hardware installiert sein, die das entsprechende 6over4-Tunneling unterstützt. Das erzeugt zusätzlichen Overhead, stellt ansonsten aber kein wesentliches Problem dar.

IPv6 hat von der Definition der Protokolle und der Verfügbarkeit der wesentlichen Hardware und Software her einen Stand erreicht, der erste kommerzielle Nutzung möglich macht, aber auf EU-Ebene im Wesentlichen im industrienahen Forschungsbereich (Projekte mit starker Industriebeteiligung) verfolgt wird. Ein kommerzieller Betrieb lässt mit Ausnahme von Spezialanwendungen nach wie vor auf sich warten, was auch darauf zurückzuführen ist, dass in Europa noch keine wesentlichen Engpässe bei der Vergabe von IPv4-Adressen aufgetreten sind. Impulse werden hier in naher Zukunft aus Asien erwartet, wo ursprünglich nur kleine Adressräume vergeben wurden und ein besonders starkes Wachstum des Bedarfs stattfindet.

7.4 Wahl der Kommunikationstechnologie für die Implementierung des BEMI im Projekt DINAR

Für die Wahl des BEMI-Kommunikationssystems wurden unterschiedliche Konzepte untersucht. In Frage kamen nur Systeme, die auch realistischer Weise eingesetzt werden können, wenn nur wenige Anschlüsse innerhalb eines Netzes erreicht werden sollen, was mit PLC-Systemen nicht zu machen ist. Für die Kommunikation nach Außen könnten unterschiedliche Varianten wirtschaftlich sein, allerdings dürfte eine Kombination aus GSM (inkl. SMS), Festnetz und DSL am wirtschaftlichsten sein, wenn das BEMI zunächst nur in wenigen Anschlüssen installiert wird. GSM-M2M ist nur dort wirtschaftlich, wo kein Festanschluss zur Verfügung steht oder eine Einkopplung zu aufwändig ist (fehlende Telefonanlage, Verfügbarkeit einer Leitung für Datenkommunikation kann nicht garantiert werden). Obwohl der T-Mobile-M2M-Tarif eine Standleitung für 8 EUR/Monat erlaubt, dürfte eine Standleitungssimulation über Festnetz, wenn möglich, noch deutlich günstiger sein (ca. 1,5ct/Anruf, bei 8 Anrufen täglich: 3,60 EUR/Monat Verbindungskosten).

Auf Grund der zunehmenden Verfügbarkeit von DSL und der Vorteile einer Standleitungscharakteristik wurde diese Variante für die Anbindung gewählt. Aus diesem Grund wurde auch für die Inhouse-Kommunikation ein System zur Kommunikation mittels TCP/IP favorisiert, das sich relativ leicht in beliebigen Gebäuden installieren und konfigurieren lässt (Bild 28).

Kommunikation BEMI intern

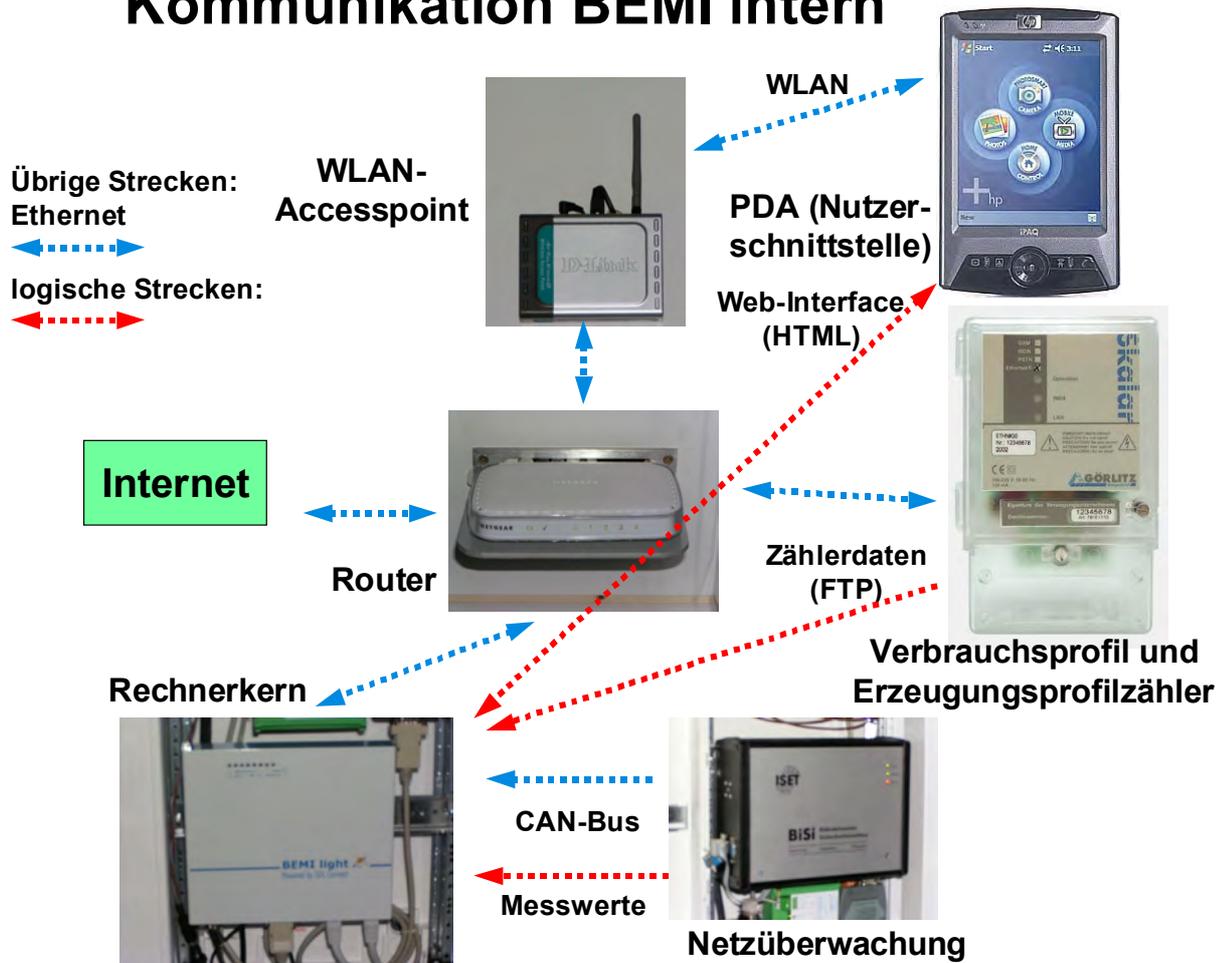


Abbildung 28: Inhouse-Kommunikation der BEMI-Realisierung im Projekt DINAR

8 Simulation des BEMI-Betriebs zur Untersuchung der Potenziale und Validierung des Systems

8.1 Überblick

Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein System zum Energiemanagement im Verteilnetz mittels dezentraler Entscheidung auf Basis zentraler und dezentraler Informationen beschrieben – beispielhaft für die generelle Aufgabe der Erbringung von Systemdienstleistungen mittels dieses Konzepts. Im Projekt DINAR wurde bereits eine hardwaremäßige Implementierung eines BEMI zur praktischen Realisierung des Konzepts entwickelt und für eine Felderprobung im Rahmen eines Labortests in der DeMoTec-Halle des ISET vorbereitet. Außerdem wurde außerhalb des Projekts ein erster Feldversuch in einem Privathaushalt begonnen, bei dem allerdings nur ein Lastmanagement durchgeführt wird.

Einige Fragen und Aufgaben können jedoch durch eine Realisierung in Hardware nicht hinreichend gelöst werden. Für die Entwicklung und Beurteilung der Algorithmen des BEMI ist es notwendig, innerhalb kurzer Zeit das Verhalten von einem oder – je nach Entwicklungsstufe – einer großen Anzahl von BEMIs zu testen. Das gilt umso mehr für die Algorithmen des Energiehändlers, da diese ja genau die Aggregation und zielgerichtete statistische Beeinflussung einer großen Anzahl von BEMI-Kunden zum Ziel haben. Da im Zeitraum der Erstellung dieser Arbeit nur zwei BEMIs in Hardware-Ausführung zur Verfügung standen und es wenig sinnvoll wäre, ohne ausreichende theoretische Vorarbeit eine große Anzahl von BEMIs zu installieren, war für die genannten Anforderungen eine Simulation notwendig, in der alle relevanten Abläufe der Kommunikation und Algorithmen sowie die beteiligte Hardware abgebildet werden können. Eine derartige Simulation hat zugleich den Vorteil, dass sich Vorgänge, die in Realität über einen großen Zeitraum ablaufen, innerhalb kurzer Zeit untersuchen lassen. Das ist nur durch Simulation ohne Geräte in Hardware zu realisieren, da reale Geräte i.d.R. nur in Echtzeit betrieben werden können.

Um den Entwicklungsaufwand für die Software-Versionen des BEMI, der Leitstelle des Energiehändlers und der Simulationssoftware zu begrenzen, wurde die Software so entwickelt, dass so weit wie möglich in allen Anwendungen der gleiche Programm-Quellcode verwendet wird. Auch die Sammlung, Darstellung und Auswertung von Daten aus beiden Anwendungen können für das BEMI und für das Simulationssystem mit den gleichen Werkzeugen durchgeführt werden.

Als zusätzliche Variante wurde eine Simulationsanwendung entwickelt, in der analog zum Labor-Testbetrieb nur ein oder zwei BEMIs simuliert werden, die mit einer Leitstelle verbunden sind. In dieser Variante laufen BEMIs und Leitstelle aber in separaten Programmen und kommunizieren wie im Hardware-Betrieb über TCP/IP unter Nutzung der in Kapitel 6 be-

schriebenen Datenmodelle. Wenn BEMIs und Leitstelle auf unterschiedlichen Rechnern laufen, findet dabei sogar die reale Netzwerk-Kommunikation statt, was aber nicht Bedingung ist. Auch diese Simulation kann beschleunigt gegenüber der Echtzeit ablaufen und eignet sich dadurch hervorragend zur Identifikation und Analyse von Fehlern, die im hardwaremäßigen Betrieb erst nach einigen Stunden oder Tagen beobachtet werden. Durch die Verwendung des gleichen Quellcodes können generell mit wenig Aufwand fast alle Hardware-Elemente des realen Systems durch eine Simulation ersetzt werden, ohne das übrige System zu verändern, was für viele Fehleranalysen etc. sehr hilfreich war.

8.2 Anforderungen und Merkmale des Simulationssystems

8.2.1 Simulationstiefe der Komponenten

Grundsätzlich werden für die BEMI-Simulation vier Stufen der Simulationstiefe einer Komponente unterschieden:

1. Simulation der realen Hardware-Komponente mit realen physikalischen Eingangsgrößen, wobei die Umgebung z.T. durch simulierte Komponenten hergestellt werden kann (z.B. realer Betrieb eines PV-Wechselrichters an einem Diodenkettensimulator an Stelle eines realen PV-Generators).
2. Simulation mit realen physikalischen Eingangs- und Ausgangsgrößen, aber die Komponente wird intern nur simuliert. (z.B. Leitungssimulation durch Ersatzimpedanz). Diese Variante eignet sich für Komponenten, die in ein hardwaremäßiges Netz eingebunden sind und über keine Kommunikationsanbindung verfügen.
3. Simulation einer Komponente durch Software in einer Weise, dass Kommunikations- und Software-Schnittstellen der realen Komponenten entsprechen (z.B. Simulation eines Lastprofilzählers inkl. der Kommunikationsschnittstelle des Zählers durch ein Programm). I.d.R. müssen dabei Hardwareschnittstellen zusätzlich simuliert werden. Diese Variante eignet sich für Komponenten, die über eine Kommunikationsanbindung verfügen.
4. Komponenten werden komplett modelliert und das Modell in der Simulationsumgebung ausgeführt, kein Element der realen Komponente wird in der Simulation verwendet und die Schnittstellen werden durch Knotenbeziehungen der Simulationsumgebung abgebildet (z.B. Simulation eines Systems in MATLAB-Simulink).

Wenn eine Simulation in Echtzeit erfolgen muss, z.B. weil reale Komponenten in die Simulation eingebunden sind, müssen alle Komponenten in Echtzeit ablaufen. In dem neuen Simulationssystem sollen alle vier genannten Optionen möglich sein, wobei die Stufe (4) insofern beschränkt ist, als kein abstrakter Modellinterpreter genutzt wird. Die Modellierung von Komponenten ist nur durch direkte Programmierung in der Sprache der Simulationsumgebung, in diesem Fall C/C++, möglich.

8.2.2 Wahl der Programmiersprache

Die Simulation eines Systems einer Leitstelle und mehrerer tausend BEMIs über einen relevanten Zeithorizont (i.d.R. ein Jahr) erfordert einen enormen Rechenaufwand. Aus diesem Grund wurde für die Implementierung die weit verbreitete Sprache C/C++ gewählt, die nach wie vor für praktisch alle großen Software-Projekte verwendet wird. Dies lässt auch den Einsatz des gleichen Quelltextes für das Programm, das auf dem hardwaremäßigen BEMI läuft, zu, da für praktisch alle Hardware-Plattformen C-Compiler zur Verfügung stehen. Nachteil dieser Variante ist, dass sich die Simulationsumgebung ohne entsprechende Programmierkenntnisse in C und eine Einarbeitung in das BEMI-Softwaresystem nicht nutzen lässt. Allgemeine Simulationsumgebungen wie MATLAB/Simulink mit der Möglichkeit einer graphischen Oberfläche sind i.d.R. auch von Anwendern mit wenig Programmiererfahrung relativ schnell nutzbar. Allerdings ist eine einfache und schnelle Verdrahtung und Konfiguration der Komponenten nicht Ziel des im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Simulationssystems. Vielmehr geht es um die ressourceneffiziente Simulation einer großen Anzahl gleichartiger Komponenten. Außerdem ist eine ganz wesentliche Funktion allgemeiner Simulationsumgebungen i.d.R. die Simulation transienter physikalischer Vorgänge durch das Lösen der entsprechenden Differentialgleichungen (DGLs). Diese Funktion wird bei der BEMI-Simulation allerdings nur in wenigen, sehr einfachen Fällen benötigt, was ebenfalls gegen den Einsatz eines solchen allgemeinen Simulationssystems sprach.

Für den Fall, dass ein einzelner Rechner mit handelsüblicher Hardware für eine große Simulation nicht ausreicht, ist im Simulationssystem die Möglichkeit vorgesehen, die simulierten Komponenten auf mehrere Rechner zu verteilen. Dieses Merkmal wurde zwar im Rahmen der Entwicklungsarbeit getestet, aber für die Ergebnisse dieser Arbeit nicht eingesetzt, da sich der verfügbare PC als ausreichend erwies, alle Simulationen mit einer Rechenzeit von maximal zwei Tagen auch ohne verteilte Simulation zu bewältigen.

8.2.3 Marktsimulation

Die in Kapitel 5.4 beschriebenen Algorithmen lassen offen, wie die durch den Energiehändler zu verteilende Leistungskurve entsteht. Dafür sind in der Simulation mehrere Mechanismen

vorgesehen, die miteinander kombiniert werden können. Als erste Option kann der Händler an der Strombörse EEX handeln. Dabei wird davon ausgegangen, dass der Händler ein so geringes Handelsvolumen repräsentiert, dass er selbst den Preis nicht beeinflusst. Der Händler passt dabei seine Gebote automatisch dem Preisniveau der Vortage an, um möglichst jeden Tag in der Summe die gleiche Strommenge zu ersteigern, aber diese vorzugsweise in den Stunden mit relativ niedrigem Preis (s. 4.5.7). Außerdem kann der Händler auch direkt Anteile der in Deutschland zur Verfügung stehenden Wind- und PV-Leistung in sein Portfolio einrechnen. Das Profil der Einspeisung aus Windkraft (als Anteil der gesamten Erzeugung in Deutschland) wird auf Basis der Daten aus der ISET-Windprognose ermittelt [174]. Die gesamte Einspeisung aus Photovoltaik in Deutschland wird näherungsweise durch Messwerte der Solarstrahlung, die am ISET in Kassel gemessen wurden [175], vergleichmäßig durch eine Tiefpassfunktion mit $T=1h$, simuliert. Das stellt zwar eine starke Vereinfachung dar, ergibt aber plausible Werte (s. Abbildung). Außerdem besteht die Option, dass der Händler nach dem Erwerb von PV- und Windleistung sowie dem EEX-Handel sein Portfolio durch eine zusätzliche Leistung, die während des Tages konstant ist, auf die benötigte Tagessummenenergie auffüllt. Dies ist notwendig, da durch das Energiemanagement i.d.R. Energie nur verschoben werden kann, aber in der Tagessumme der Verbrauch durch Variation der Preise nicht wesentlich gesenkt werden kann. Die Annahme, dass nur Tageskonstantleistung gekauft werden kann, lässt sich dadurch begründen, dass ein oder mehrere geeignete konventionelle oder Biomasse-Kraftwerke ohne zusätzliche Anfahr- und Abschaltverluste durchgehend während eines Tages betrieben werden sollen. Stadler [84] hat gezeigt, dass sich praktisch alle Geräte, die heute typischer Weise in der Niederspannungsversorgung installiert sind, um maximal 24 h verschieben lassen, wobei viele Gerätetypen nur eine deutlich kürzere Verschiebedauer zulassen. In diesem Fall besteht die Anforderung tatsächlich weitgehend, jeden Tag die gleiche Summenenergie an die BEMl-Kunden zu liefern. Er zeigt aber auch bereits Maßnahmen auf, mit denen Verschiebungen über mehrere Tage möglich wären (z.B. Kältespeicher in Kühlgeräten). In diesem Fall müsste das Management entsprechend angepasst werden, was aber im Rahmen dieser Arbeit nicht untersucht werden konnte.

8.3 Parameter der Simulation

Die Simulation benötigt eine Reihe von Parametern, die in Ergänzung zu den in Kapitel 5 definierten Parametern als Eingangsgrößen festgelegt werden müssen. Das sind:

- Δt_{sim} : Schrittweite der Simulation; da nur einfache DGL's simuliert werden, kann mit einer festen Schrittweite gerechnet werden.
- n_g, n_{BEMl} : Zahl der Preisgruppen bzw. BEMl's, die simuliert werden (s.a. 5.4.2)

- n_{dev} : Zahl der Geräte, die pro BEMI berücksichtigt werden; es ist auch möglich, die Zahl der Geräte durch einen Zufallsprozess variabel zu machen, was aber für diese Arbeit nicht weiter verwendet wurde.
- $type_1, type_2, \dots, type_{n_{dev}}$: Typen der Geräte, die für jedes BEMI eingebunden werden (SOC, FPS, PPC)
- $dev_{par,1}, dev_{par,2}, \dots, dev_{par,n_{dev}}$: Bereich, in dem die Geräteparameter gewählt werden; diese müssen natürlich zum jeweiligen Gerättyp passen der für $dev_{par,n}$ durch $type_n$ gegeben ist.
- m_{par} : Art der Verteilung der Geräteparameter, die die maximale Ab- und Einschalt-dauer bestimmen, auf die BEMIs. Als Optionen bestehen:
 - random* : gleichverteilte Zufallsverteilung
 - equal-step* : in diesem Fall muss die Zahl der BEMIs eine Quadratzahl sein, und es werden alle Optionen bezüglich Ein- und Abschalt-dauer in beiden Dimension äquidistant auf die BEMIs verteilt, wodurch eine exakte Gleichverteilung erreicht wird.
- $n_{user,1}, n_{user,2}, \dots, n_{user,n_{dev}}$: Durchschnittliche Zahl der Nutzereingriffe pro Tag und Gerät; bei SOC-Geräten repräsentiert dies z.B. ein Öffnen des Kühlschranks oder die Entnahme von Warmwasser aus einem Speicher, während bei FPS-Geräten hierdurch die Anzahl der durchschnittlichen Programme pro Tag angegeben wird. Die tatsächlichen Zeitpunkte der Nutzereingriffe werden zufallsbasiert simuliert.
- $S_{disturb}, t_{disturb}$: Anfängliche Störung des SOC (SOC-Verlust/sec) und Dauer der Störung durch einen Nutzereingriff; bei SOC-Geräten wird angenommen, dass der SOC durch die Störung anfänglich am schnellsten abnimmt und der SOC-Verlust dann gleichmäßig innerhalb von $t_{disturb}$ auf null zurückgeht.
- $P_{base,min}, P_{base,max}$: Bereich, in dem sich die Grundlast der BEMI-Kunden bewegt, die als konstante Leistung simuliert wird zur Abbildung der Geräte mit ständig gleichmäßigem Verbrauch.
- $P_{nonman,min}, P_{nonman,max}$: Bereich, in dem sich die durchschnittliche Leistung der nicht gemanagten Geräte bewegt ohne die Geräte, die als Geräte mit ständig gleichmäßigem Verbrauch simuliert werden; diese Leistung wird als zufallsbasiert schwankendes Lastprofil simuliert, dessen Erwartungswert immer dem reduzierten VDEW-Standardlastprofil (s. Kapitel 5.5) multipliziert mit dem jeweiligen P_{nonman} entspricht. Die exakte Verteilung der P_{nonman} auf die BEMIs erfolgt zufallsbasiert.
- $P_{install}$: installierte Leistung an Lasten, die durch dezentrale Entscheidung gesteuert werden

- P_{wind} : maximale Leistung aus Windkraft, die vom Händler bezogen wird; wie unter 8.2.3 erläutert, entspricht der Verlauf der Leistung der gesamten Erzeugung aus Windkraft in Deutschland.
- P_{PV} : maximale Leistung aus Photovoltaik, die vom Händler bezogen wird
- m_{pnorm} : Art der Normalisierung der Summenenergie, die dem Händler zur Verteilung zur Verfügung steht („aus“ oder „Tageskonstantleistung“), s. a. 8.2.3
- m_{pgen} : Methode zur Generierung der Preise („EEX direkt“, „AEM“, „FPM“)
- m_{ppc} : Bestimmt, ob der Händler annimmt, dass die Kundenreaktion ein PPC-Verhalten aufweist, ob also die Gesamtenergie der Kunden durch das durchschnittliche Preislevel beeinflusst werden kann (nur Werte „ein“ und „aus“).
- $r_{\text{bid-power}}$: Bei Geboten an der EEX gibt dieser Wert an, wie stark die Gebote in Abhängigkeit vom Preis schwanken dürfen im Verhältnis zur durchschnittlich benötigten Leistung. Bei $r_{\text{bid-power}} = 0,5$ wird bei sehr hohem Preis nur die Hälfte der durchschnittlich benötigten Leistung bezogen, während bei sehr niedrigem Preis das 1,5-fache der durchschnittlich benötigten Leistung zugeteilt wird.
- $r_{\text{price-bid, min}}$, $r_{\text{price-bid, max}}$: Faktoren, um die Spreizung der Preiskurve bei den EEX-Geboten zu bestimmen.
- r_{flukt} : Verhältnis zwischen der Jahresarbeit aus Windkraft und PV zur Jahresarbeit der gemanagten Lasten bei den BEMI-Kunden.

8.3.1 Ausgangsgrößen

Neben den in Kapitel 5 definierten Ausgangsgrößen, werden hier für die Simulation einer großen Anzahl von BEMIs, die koordinierte Preisprofile von einer Leitstelle erhalten, folgende Ausgangsgrößen betrachtet:

- P_{trader} : Leistungsprofil, das der Händler gegenüber Dritten, die nicht am Management mit variablem Tarif beteiligt sind, erfüllen muss. Dieses Profil enthält an der Strombörse eingekaufte Profile, aber auch Wind- und PV-Leistung, die der Händler an seine Kunden verteilt sowie Kompensationsleistung, wenn $m_{\text{pnorm}} = \text{„Tageskonstantleistung“}$.
- P_{real} : Tatsächlich gezahlte Summenleistung aller BEMIs (tatsächlicher Verbrauch bei reinem Lastmanagement).
- P_{est} : Geschätzte Summenleistung aller BEMIs basierend auf dem gewählten Algorithmus des Händlers

- $P_{\text{wind,av}}, P_{\text{PV,av}}, P_{\text{norm,av}}$: durchschnittliche Summenleistung aus Windkraft, Photovoltaik und Leistung zur Normalisierung der Summenenergie eines Tages, gemittelt über den gesamten betrachteten Zeitraum
- $P_{\text{trader,max}}, P_{\text{real,max}}, P_{\text{wind,max}}, P_{\text{PV,max}}, P_{\text{norm,max}}$: höchste Leistung im 1/4-Stundenmittel über den gesamten betrachteten Zeitraum
- $\sigma_{\text{trader,real}}$: Standardabweichung zwischen dem Vorgabeprofil P_{trader} und der realen Leistung der BEMI-Kunden P_{real} als Verhältnis zu P_{real} .
- $\sigma_{\text{est,real}}$: Standardabweichung zwischen dem geschätzten Summenprofil aller BEMI-Kunden P_{est} und der realen Leistung der BEMI-Kunden P_{real} als Verhältnis zu P_{real} .
- $\Delta P_{\text{trader,real,max}}$: maximale Abweichung des 1/4-Stundenmittelwerts von P_{trader} und P_{real} .
- $\Delta P_{\text{est,real,max}}$: maximale Abweichung des 1/4-Stundenmittelwerts von P_{est} und P_{real} .
- $W_{\text{GenReqTot}}$: Wenn Strom durch Windkraft und Photovoltaik bezogen wird, aber nicht durch die Strombörse, gibt dieser Wert die Jahresarbeit an, die nicht durch Wind und PV gedeckt werden kann, wenn keine Speicher vorhanden sind (s.a Abschnitt 8.4.6).
- $W_{\text{überschuss}}$: Wenn Strom durch Windkraft und Photovoltaik bezogen wird, gibt dieser Wert an, wie viel Energie aus diesen Quellen von den BEMI-Kunden (trotz Energiemanagement) innerhalb eines Jahres nicht genutzt werden konnte. Diese Überschussenergie kann entweder an anderer Stelle im Netz verbraucht werden, in Speicher eingespeist werden oder der Überschuss muss durch Abregelung vermieden werden. Wenn Strom durch Windkraft und Photovoltaik bezogen wird, aber nicht durch die Strombörse, gilt:

$$W_{\text{überschuss}} = W_{\text{PV}} + W_{\text{Wind}} + W_{\text{GenReqTot}} - W_{\text{real}} \quad (5)$$

Einige Formeln, die speziell für die Simulation verwendet werden, sind im Anhang angegeben. An Stelle der mittleren Leistung P_{av} wird im Folgenden häufig die Jahresarbeitsleistung W angegeben, die sich berechnet : $W = P_{\text{av}} \cdot 8760 \text{ h}$.

8.4 Simulationsergebnisse

8.4.1 Allgemeines

Wenn nicht anders angegeben, beziehen sich die Ergebnisse alle auf Preisdaten, Einspeisung aus Windkraft und Solarstrahlung sowie Temperaturverläufe aus dem Jahr 2005.

Zur Reduktion der Komplexität wurde mit idealer Prognose gerechnet, d.h. es werden keine Prognosefehler insbesondere bei der Wind- und Solarprofilprognose berücksichtigt.

Folgende Parameter wurden durchgehend mit konstanten Werten verwendet:

$$\Delta t_{\text{sim}} = 60 \text{ sec}$$

$$m_{\text{ppc}} = \text{aus}$$

$$r_{\text{update-est-d}} = r_{\text{update-est-n}} = 0,1$$

$$r_{\text{update-attr}} = r_{\text{update-y}} = 0,95$$

$$r_{\text{update-A}} = 0,96$$

$$r_{\text{update-fix}} = 0,8$$

$$r_{\text{update,satav}} = r_{\text{update,dP}} = 0,1$$

Diese Werte wurden im Laufe der Entwicklungsarbeit des Simulationssystems als sinnvolle Einstellungen identifiziert. Die Schrittweite der Simulation sollte so eingestellt sein, dass auch Vorgänge wie der Start einer Waschmaschine innerhalb eines 15-Minuten-Intervalls noch abgebildet werden können, aber zur Reduktion des Rechenaufwands keine unnötig kleine Schrittweite gewählt wird. Die meisten internen Größen der Simulation ändern sich ohnehin nur einmal pro 15-Minuten-Intervall. Die Update-Faktoren müssen i.d.R. durch Plausibilitätsüberlegungen und Tests so eingestellt werden, dass eine stabile Schätzung möglich ist, aber die Einschwingvorgänge nicht zu lange dauern.

Die meisten Untersuchungen wurden mit den Werten für Kühlschränke und Waschmaschinen in Deutschland durchgeführt (s. Tabelle 3.5.3). Netznutzungsentgelte wurden nicht berücksichtigt. Diese würden ohnehin nur bei $r_{\text{discharge}} > 0$ eine Rolle spielen (s. 5.4.2).

8.4.2 Einsparungen des Kunden beim Betrieb eines BEMl und gesamtwirtschaftliches Potenzial

Die Einsparungen können separat für jedes Gerät berechnet werden, da wie in Abschnitt 5.3.5 erläutert die Geräte einzeln optimiert werden können. Dazu wurde für das jeweilige Gerät ein Standardprofil verwendet, das das Leistungsprofil ohne Energiemanagement bei statistischer Mittelung über eine große Anzahl von Geräten schätzt. Die Kosten, die auf Basis des EEX-Profiles im unregelmäßigen Betrieb entstehen, wurden mit den Kosten verglichen, die im gemanagten Betrieb anfallen. Für SOC-Geräte wurde angenommen, dass im Betrieb ohne Energiemanagement die Leistungsaufnahme im Mittel gleichmäßig über alle Stunden des Jahres erfolgt, da diese Geräte i.d.R. kaum vom Nutzer beeinflusst werden. Bei FPS-Geräten wurde angenommen, dass die durchschnittliche Leistungsverteilung ohne Management dem standardisierten VDEW-Lastprofil entspricht, da diese Geräte vom Nutzer häufiger eingeschaltet werden, wenn er oder sie zu Hause ist und dann auch sonst mehr Energie verbraucht.

Die Untersuchung umfasst die Gerätetypen, die bei der Untersuchung des Potenzials in Tabelle 3.5.3 berücksichtigt wurden. Bei der Bestimmung der Parameter wurde, wenn nicht anders angegeben, auf Angaben in [84] zurückgegriffen.

Die Berechnung erfolgt jeweils durch Betrieb von einem oder mehreren BEMIs im Simulationssystem, wobei an jedem BEMI nur jeweils genau ein Gerät des untersuchten Typs simuliert wird und alle BEMIs den EEX-Preis erhalten. Wenn bei einem Gerätetyp bei ein oder zwei Parametern eine Bandbreite zu berücksichtigen ist, wird diese durch parallele Definition unterschiedlicher Geräte in der Simulation dargestellt und zwar so, dass der Mittelwert mit den aus der Literatur entnommenen Daten übereinstimmt.

Die Simulation wurde für die einfachen Gefriergeräte zunächst mit Geräten jeweils gleicher installierter Leistung und dann mit einer Bandbreite der installierten Leistung durchgeführt. Eine Abweichung der realen Parameter von den Modellparametern wird nicht angenommen, da davon auszugehen ist, dass der Algorithmus der Parameterschätzung die realen Parameter hinreichend gut ermittelt.

Für die folgenden Untersuchungen gilt daher:

$$m_{\text{pgen}} = \text{„EEX direkt“}$$

$$m_{\text{par}} = \text{equal-step}$$

$$n_{\text{g}} = 1, n_{\text{BEMI}} = 4, n_{\text{dev}} = 1 \text{ (eine Preisgruppe mit 4 BEMIs mit jeweils einem Gerät)}$$

$$P_{\text{base,min}} = P_{\text{base,max}} = P_{\text{nonman,min}} = P_{\text{nonman,max}} = 0 \text{ (da keine nicht-gemanagten Geräte berücksichtigt werden)}$$

$P_{\text{wind}}, P_{\text{PV}}, m_{\text{pnom}}, r_{\text{bid-power}}, r_{\text{price-bid, min}}, r_{\text{price-bid, max}}$ spielen hier keine Rolle, da hier nicht die Einhaltung einer Summenleistungskurve durch alle BEMI-Kunden untersucht wird.

8.4.2.1 SOC-Geräte

Die meisten Geräte wurden als erweiterte SOC-Geräte modelliert mit:

$$\text{type}_1 = \text{SOC}$$

$$k_{\text{switch,X}} = r_{\text{lowsoc,X}} = r_{\text{highsoc,X}} = t_{\text{wait,X}} = r_{\text{discharge,X}} = 0 \text{ sowie}$$

$$S_{\text{ideal min,X}} = 0, S_{\text{ideal max,X}} = 1,0$$

$$n_{\text{user, SOC}} = 0 \text{ (keine Nutzereingriffe).}$$

Die Kosten und Möglichkeiten der Schalthandlungen werden in dieser Studie nicht gesondert berücksichtigt. Als Referenzprofil wird bei den Geräten, die keine Abhängigkeit von der Außentemperatur aufweisen, eine konstante Leistung von

$$P_{ref, SOC} = P_{av} * \frac{t_{maxOn}}{t_{maxOn} + t_{maxOff}} \quad (6)$$

angenommen. Im Falle der Geräte, deren Betrieb von der Außentemperatur abhängt, wird eine entsprechende temperaturabhängige Leistung angenommen, die sich aus den Parametern zur Prognoseabhängigkeit ergibt.

P_{av} , P_{inst} und t_{maxOff} ergeben sich direkt aus Tabelle 1 (Abschnitt 3.5.3). Weiterhin gilt:

$$t_{maxOn} = t_{maxOff} * \frac{P_{av}}{P_{inst} - P_{av}} \quad (7)$$

Bei Geräten, deren Verhalten von der Außentemperatur abhängt, gilt basierend auf Formel (2):

$$\frac{1}{t_{maxOff, n}} = (\theta_n + c_{prog}) \cdot r_{prog} \quad (8)$$

und durch Lösen des entstehenden 2x2-Gleichungssystems:

$$r_{prog} = \frac{\frac{1}{t_{maxOff, 2}} - \frac{1}{t_{maxOff, 1}}}{\theta_2 - \theta_1} \quad (9)$$

$$c_{prog} = \frac{\frac{1}{t_{maxOff, 1}} - \theta_1 \cdot r_{prog}}{r_{prog}}, \quad (10)$$

wobei θ_1 die niedrigste angegebene Temperatur darstellt und $t_{maxOff, 1}$ die entsprechende Verschiebedauer. Entsprechend ist θ_2 die höchste angegebene Temperatur und $t_{maxOff, 2}$ die zugehörige Verschiebedauer. Ansonsten gilt $r_{prog} = 0$, c_{prog} ist dann irrelevant.

Gerätetyp	P_{av} / W	t_{maxOn} /min	t_{maxOff} /min	r_{prog} in 1/(°C·min)	C_{prog} /°C
Kühlschrank	187,2	250...350	600...1100	0	-
Gefriergerät	188,8	100...180	250...450	0	-
Nachtspei- cherheizung	15346,2	480	∞	$-2,1 \cdot 10^{-5}$	-34,7
Heizungsum- wälzpumpe	164,3	∞^*	∞	$-3,7 \cdot 10^{-5}$	-25,1
elektrische Warmwasserver- sorgung	1425,0	480	480...6000	0	-
Mikro-BHKW	80000,0	1440	$11,07 \cdot 10^3$	$-3,3 \cdot 10^{-5}$	-27,7
Wärmepumpe	3333,3	1440	$11,07 \cdot 10^3$	$-3,3 \cdot 10^{-5}$	-27,7

Tabelle 10: Simulationsparameter zur Potenzialabschätzung der Gerätetypen (SOC-Haushalt)

* Heizpumpen werden üblicher Weise gar nicht abgeschaltet. In der vorliegenden Arbeit wurden generell Geräte, die eine Abhängigkeit von der Außentemperatur aufweisen, nicht weiter untersucht.

8.4.2.2 FPS-Geräte

$type_1 = FPS$

$n_{user, SOC} = 1$ (durchschnittlich ein Waschgang pro Tag)

$m_x = U-FPS$

Als Referenzprofil werden die Angaben aus [84] verwendet, wobei für jede Stunde die angegebene Leistung durch die jeweils relevante Zahl von Haushalten geteilt wird.

Gerätetyp	P_{av} / W	t_{On} / min	t_{maxOff} / min
Waschmaschine+ Trockner	379,3	120	120...1320
Spülmaschine	373,4	120	120...1320

Tabelle 11: Simulationsparameter zur Potenzialabschätzung der Gerätetypen (FPS-Haushalt)

Weitere manuelle Eingriffe z.B. durch Verschiebung von Küchennutzung oder Staubsaugen werden hier nicht berücksichtigt.

8.4.2.3 Weitere Geräte

Weitere Lasten, die i.d.R. nicht in Privathaushalten installiert werden (es handelt sich um SOC-Geräte):

Gerätetyp	P_{av} / W	t_{maxOn} / min	t_{maxOff} / min	$r_{prog} \text{ in } 1/(^{\circ}C \cdot min)$	$c_{prog} / ^{\circ}C$
Lüftungs- anlagen	22000	10...20	30...60	0	-
Kühlmöbel	152000	50...90	120...240	0	-

Tabelle 12: Simulationsparameter zur Potenzialabschätzung der Gerätetypen (SOC-kommerziell)

8.4.2.4 Ergebnisse

Gerätetyp	Einsparpotenzial 2005 pro Haushalt, in EUR/a	Sättigung	Einsparpotenzial 2005 Deutschland gesamt in Mill. EUR/a *
Kühlschrank	5,18	100%	185,3
Gefriergerät	3,31	72,5%	86,0
Waschmaschine+Trockner	2,71	95%	92,3
Spülmaschine	2,71	59,1%	57,4
elektrische Warmwasser- versorgung	23,61	11,2%	94,4
Gesamt (Durchschnitt)	14,38	-	515,40

Tabelle 13: Einsparpotenziale 2005 durch Energiemanagement mit dezentraler Entscheidung (Haushalte)

* beim kostenmäßigen Einsparpotenzial für Deutschland wird nicht berücksichtigt, dass bei Ausschöpfung dieses Potenzials ein Rückkoppelungseffekt auf den Marktpreis eintreten würde und die Einsparungen dann auf Grund einer geringeren Schwankung des Marktpreises geringer ausfallen würden.

Gerätetyp	Einsparpotenzial 2005 pro Installation	Zahl d. In- stallationen	Einsparpotenzial 2005 Deutschland gesamt
Lüftungsanlagen	45,40	1.000.000	45,4
Kühlmöbel	n.u	25.000	n.u

Tabelle 14: Einsparpotenziale 2005 durch Energiemanagement mit dezentraler Entscheidung (kommerziell)

Damit ergibt sich aus den genannten Anwendungen ein Marktpotenzial für Energiemanagement von ca. 561 Mio. EUR/Jahr. Pro Privatkunde entspricht dies einem durchschnittlichen Einsparpotenzial von 15,60 EUR/Jahr. Die Abbildungen 29 und 30 stellen die Ergebnisse graphisch dar. Es ist abzusehen, dass bei einer solchen Einsparung auf dem gegenwärtigen Niveau der Preise bzw. Preisvariation an der Strombörse ein Lastmanagement allein in Privathaushalten nicht wirtschaftlich ist. Wenn allerdings auch ein Erzeugungsmanagement möglich ist oder in Zukunft die Strompreise steigen bzw. stärker schwanken, kann sich diese

Situation schnell verändern. Außerdem sind durch Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie sowie weiteren Dienstleistungen zusätzliche Erlöse möglich.

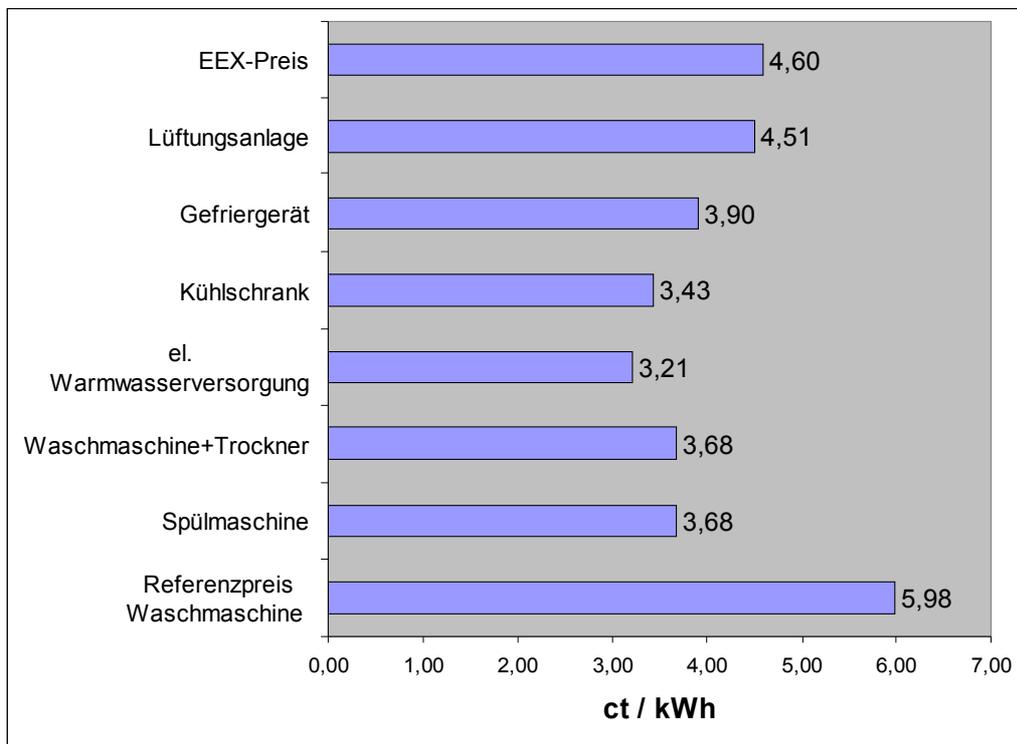


Abbildung 29: Durchschnittspreise für Strom 2005 mit Energiemanagement mit dezentraler Entscheidung (pro kWh); EEX-Preis und Referenzpreis Waschmaschine zum Vergleich der Preise bei Betrieb ohne Management

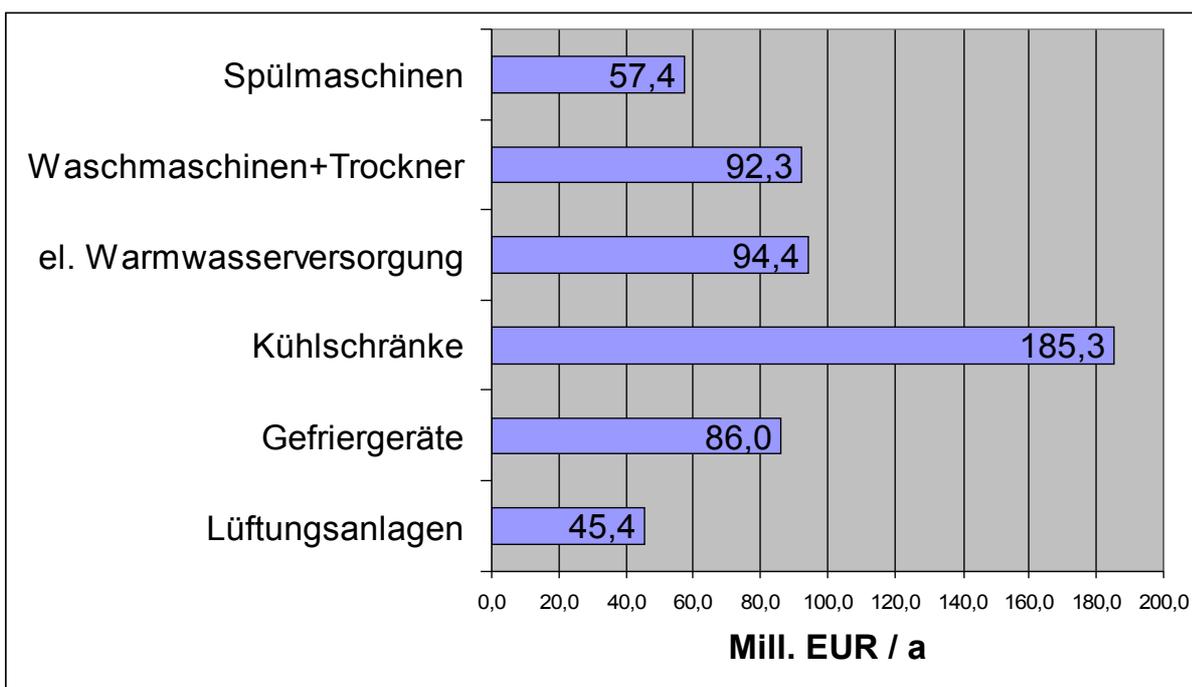


Abbildung 30: Einsparpotenziale 2005 durch Energiemanagement mit dezentraler Entscheidung (volkswirtschaftlich)

8.4.3 Validierung der Simulation des BEMI als Einzelprogramm

Wie schon unter 8.1 beschrieben, wurde als eine Option der Simulation ein separater Betrieb des BEMI realisiert, der auch einen Test der realen Kommunikationsstrecke erlaubt. Die Bilder 31 und 32 zeigen Messungen, die mit einem hardwaremäßigen BEMI in der DeMoTec-Versuchshalle aufgenommen wurden. Zum Vergleich zeigt Bild 33 den gleichen Versuch (gleicher Tag, gleiche Geräte konfiguriert) als Simulation, die Anfang 2007 durchgeführt wurde. Abbildung 34 zeigt, wie auf diese Weise nachträglich das Verhalten des Web-Interface überprüft werden und zugleich die Debugging-Optionen der genutzten Programmier-Umgebung genutzt werden können.

Man erkennt in der Auswertung der Simulation einerseits, dass die Preisdaten korrekt von der Leitstelle übermittelt wurden. Zugleich ist aber auch zu erkennen, dass während des Tages keine neuen Preisdaten für den Folgetag übertragen werden. In dem gezeigten Fall ist dies darauf zurückzuführen, dass die Simulation so stark beschleunigt abläuft, dass die reale Kommunikation nicht schnell genug ausgeführt werden kann. Auf diese Weise kann die Simulation in Zukunft auch zur Optimierung der Kommunikation z.B. bei langsamen Übertragungstrecken, eingesetzt werden.

Kühlschrank: Geplante Leistung, Speicherstand (SOC), Strompreis

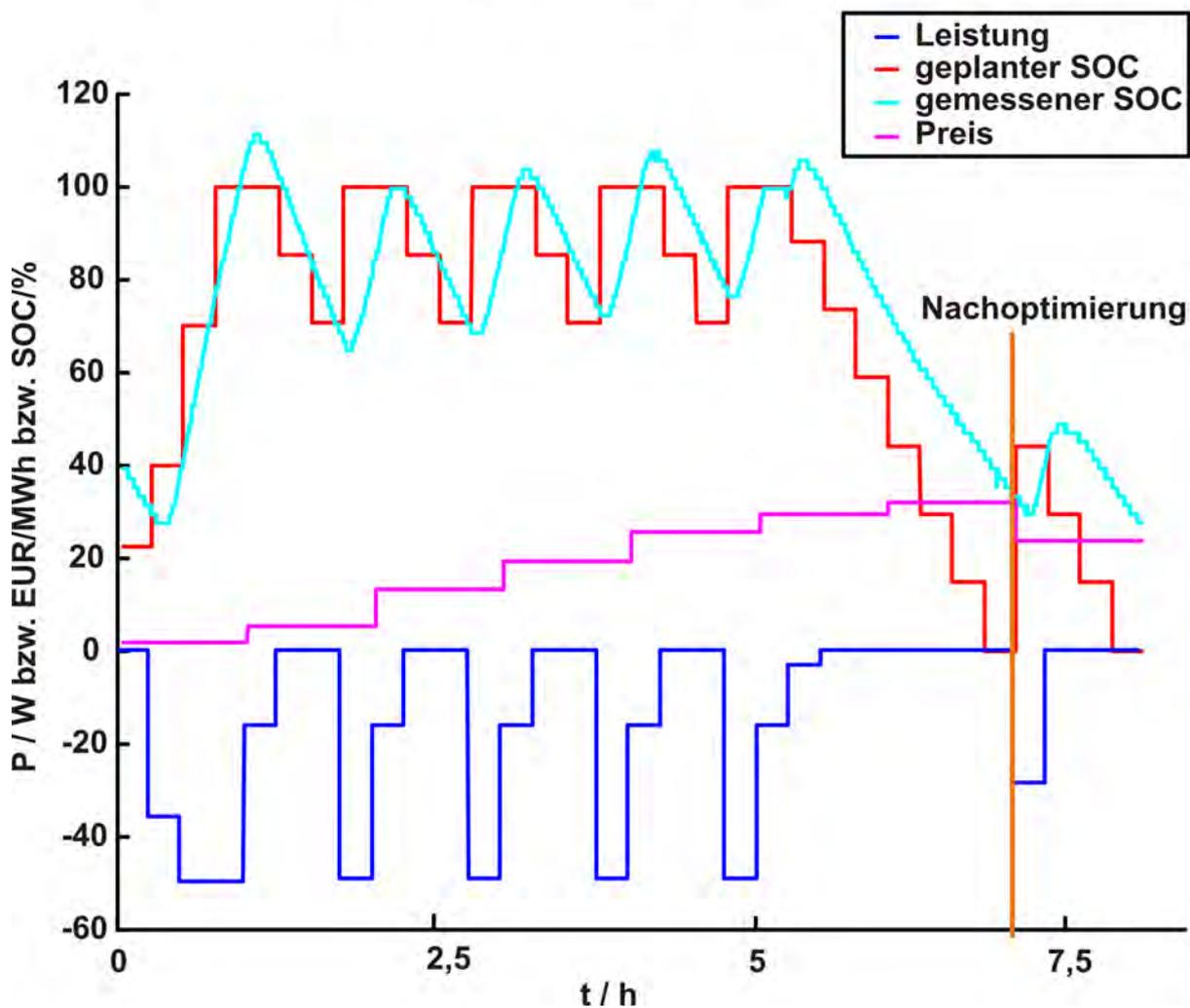


Abbildung 31: Management eines Gefriergeräts (Tagesausschnitt)

Kühlschrank: Geplante Leistung, Speicherstand (SOC), Strompreis

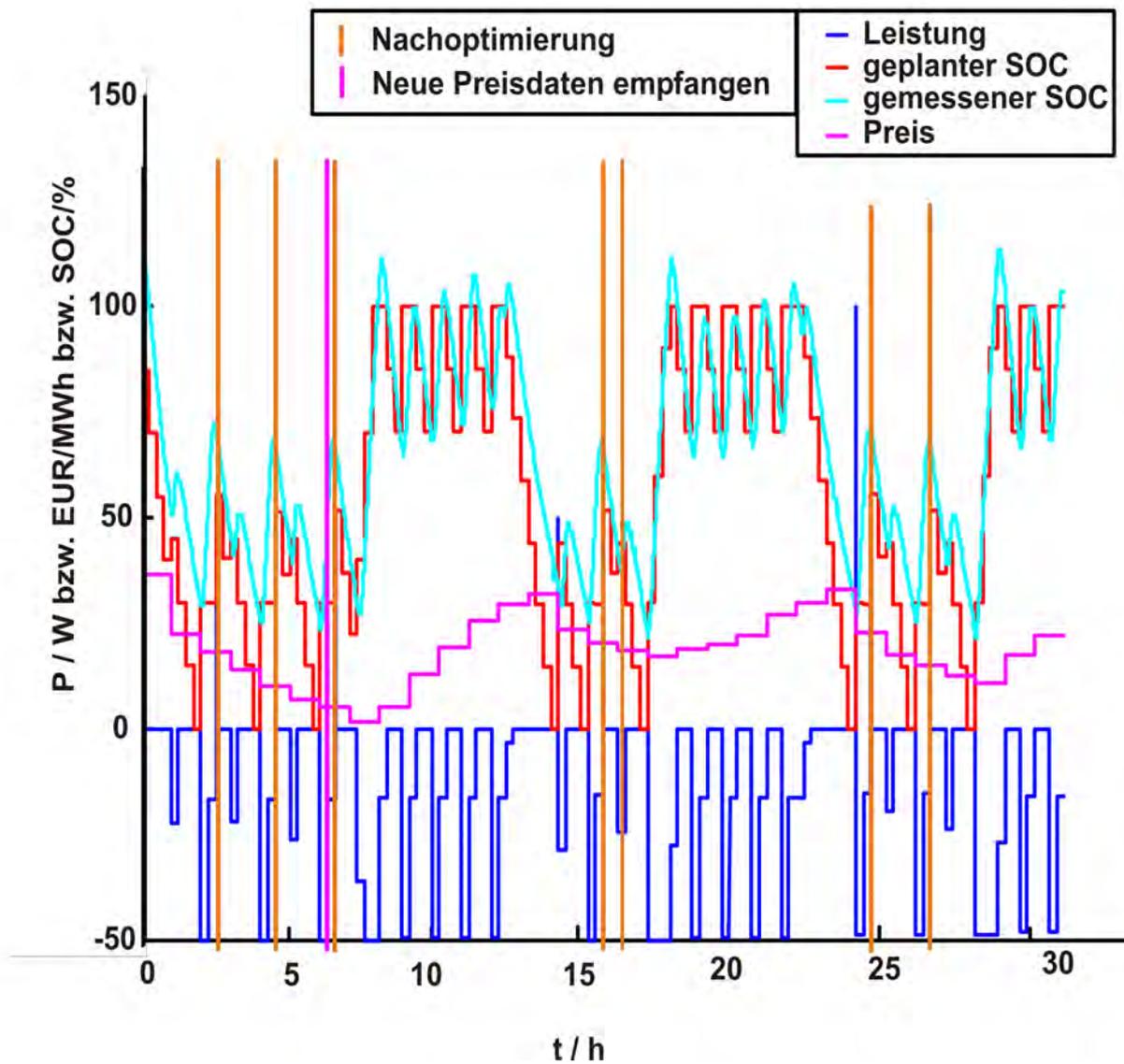


Abbildung 32: Management eines Gefriergeräts (Übersicht, Beginn 28.5. 2005, 0:00)

Kühlschrank: Geplante Leistung, Speicherstand (SOC), Strompreis (Simulation)

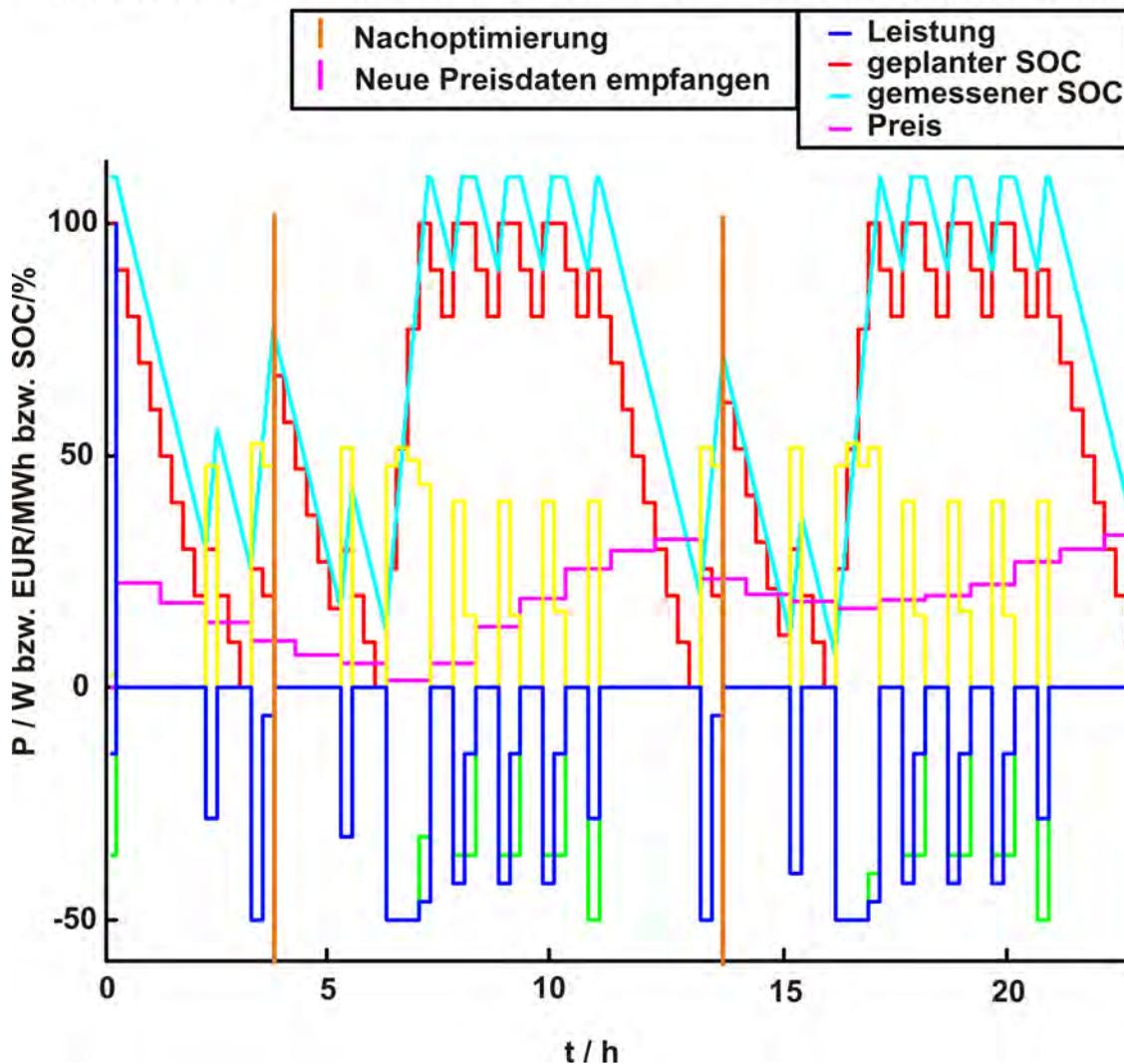


Abbildung 33: Management eines Gefriergeräts in der Simulation (Beginn 28.05.2005, 0:00)

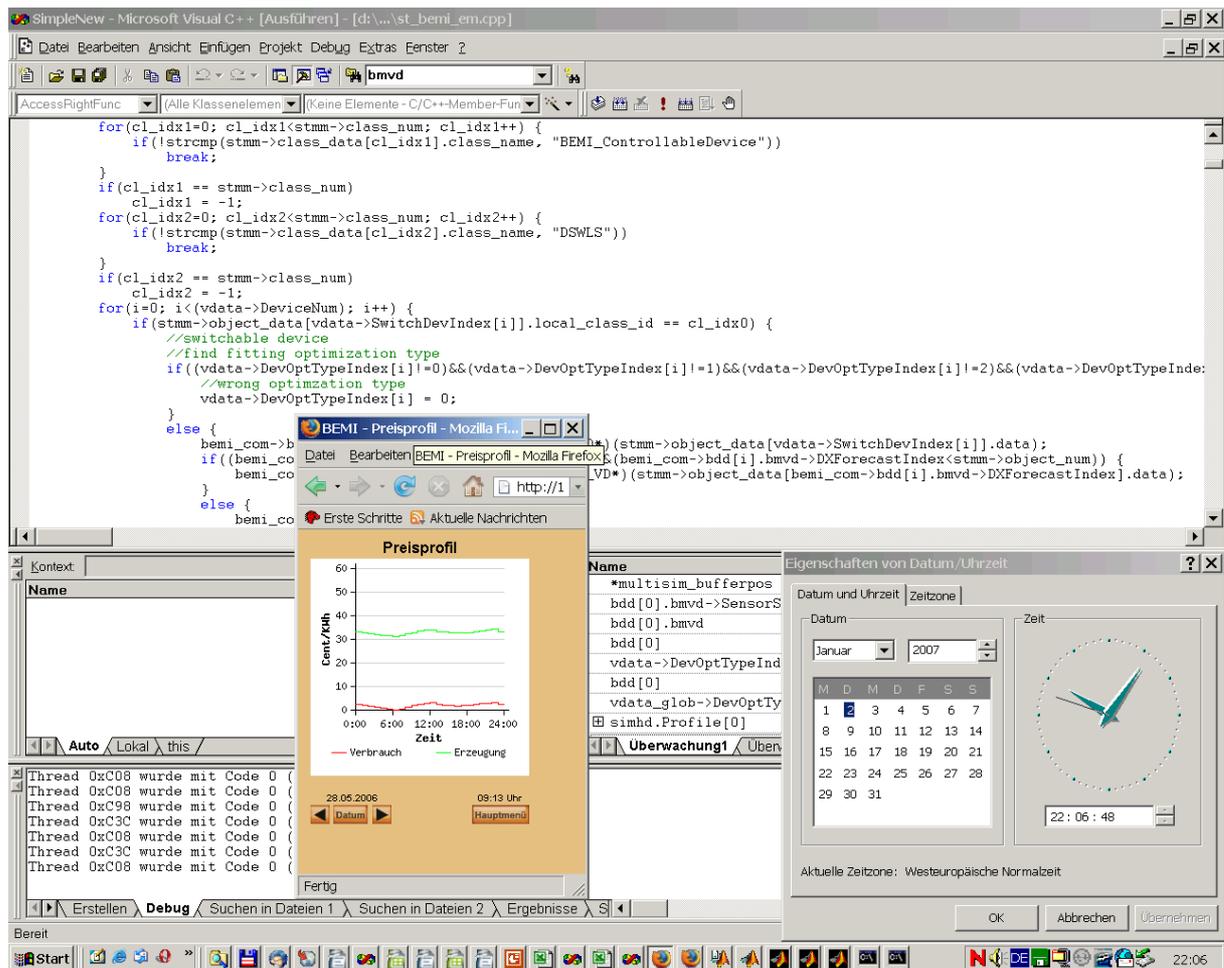


Abbildung 34: Debugging des Web-Interface in der Simulation

8.4.4 Statistische Grundlagen zur Validierung des Betriebs einer großen Anzahl von BEMIs

Wie bereits eingangs erläutert, ist die statistische Mittelung ein entscheidendes Element des Energiemanagements mit dezentraler Entscheidung. Beim Aufbau eines solchen Energiemanagementsystems ist daher die Frage nach der Mindestgröße, um eine ausreichende Mittelung zu erreichen, von großer Bedeutung.

8.4.4.1 Nicht-managebare Geräte

Bei der Schätzung des Verhaltens nicht-managebarer Geräte wird die statistische Mittelung bereits heute zur Anwendung der standardisierten VDEW-Lastprofile verwendet [34]. An dieser Stelle wird als relative Standardabweichung des Leistungsprofils eines typischen Privathaushalts ein Wert von ca. 670 % angegeben. Dieser Wert bezieht sich offensichtlich auf ein zeitlich hochaufgelöstes Profil; bei einer Bildung von 15-Minuten-Mittelwerten liegt die Standardabweichung in jedem Fall niedriger. Da sich dieser Effekt aus den zur Verfügung stehenden Daten nicht beziffern lässt, wird im Folgenden dieser Wert verwendet.

Da die relative Standardabweichung mit der Wurzel gleichartiger stochastisch unabhängiger Zufallsvariablen abnimmt, würde ein Pool von 10.000 Haushalten benötigt, um eine relative Standardabweichung von 6,7% zu erreichen oder knapp 18.000 Haushalte um eine Standardabweichung von 5% zu erreichen. Wenn man den dort angegebenen Wert für die bestenfalls erreichbare Prognosegüte bei Privathaushalten ohne Lastmanagement von 2 bis 3% als Zielgröße nimmt, dann müssen knapp 72.000 Haushalte zu einem Pool zusammengefasst werden, um die stochastischen Leistungsschwankungen auf eine Standardabweichung von 2,5% zu begrenzen.

Die hohe Standardabweichung privater Haushalte entsteht vor allem durch den Betrieb einiger Geräte mit relativ hoher Leistung (1 bis ca. 25 kW), die aber nur einen sehr geringen Teil der Zeit eingeschaltet werden. Dazu zählen Durchlauferhitzer, das elektrische Kochen und Backen, Waschmaschine und Spülmaschine, Wasserkocher, Staubsauger, Haartrockner etc. Einige dieser Geräte können in das Energiemanagement einbezogen werden, aber ein ganz erheblicher Teil kommt dafür nicht in Frage, weshalb davon auszugehen ist, dass die Standardabweichung des Leistungsprofils der nicht gemanagten Geräte beim Betrieb eines BEMl ähnlich hoch sein wird wie im unregulierten Betrieb. Da es wie in Kapitel 4.5.3 erläutert nicht möglich und sinnvoll wäre, nur die managebaren Geräte nach dem tatsächlichen Lastgang abzurechnen, die anderen Geräte aber weiterhin nach einem Standardprofil (bei dem die statistische Mittelung einfach über alle Stromlieferantemehrere BEMln geschieht und demnach die Größe des einzelnen Lieferanten für den statistischen Ausgleich keine Rolle spielt), sollte der Händler also über einen Pool in der genannten Größe verfügen.

8.4.4.2 Managebare Geräte

Auch bei den managebaren Geräten kommt es im Einzelfall zu erheblichen Abweichungen von der statistischen Summenkurve. Es ist daher von Interesse, wie viele Geräte zusammengefasst werden müssen, um eine bestimmte Standardabweichung zu unterschreiten. Bei gemanagten Geräten kommt es aber natürlich nicht auf die Abweichung von der Durchschnittsleistung an, sondern auf die Abweichung vom geschätzten Profil, das der Energiehändler berechnet. Durch das Management sind hier die einzelnen Profile nicht annähernd stochastisch unabhängig, sondern vielmehr hochgradig korreliert. Daher ist eine Berechnung der Standardabweichung eines Pools aus der Standardabweichung des Einzelgeräts nicht möglich.

Dazu werden mehrere BEMls parallel simuliert, wobei jedes BEMl genau ein Gerät des untersuchten Typs managt. Für unterschiedliche Anzahl von BEMls wird jeweils die relative Standardabweichung bestimmt. Als Preisprofil werden EEX-Profilen verwendet mit einer Parameterverteilung wie vorher genannt. Die entsprechenden Ergebnisse sind in den folgenden Abschnitten dargestellt und deuten darauf hin, dass bei den untersuchten Gerätetypen

(Waschmaschinen und Kühlschränke) ein Pool in der Größenordnung zwischen 1600 und 6400 Geräten notwendig ist, um das Potenzial der statistischen Vergleichmäßigung dieser Geräte auszunutzen, also etwa eine Größenordnung weniger als zur Ausnutzung des entsprechenden Potenzials für nicht-managebare Geräte (s. Abschnitt 8.4.4.1).

8.4.5 Validierung der Algorithmen des Händlers in einfachen Konfigurationen

Zur Validierung wurden zunächst sehr einfache Konfigurationen getestet. Dabei wurde das Ausgangsprofil des Händlers durch einen simulierten Handel an der Börse erzeugt und an BEMI-Kunden verteilt, wobei diese Kunden lediglich einen Kühlschrank bzw. eine Waschmaschine betreiben und ansonsten keine weiteren Lasten. In dieser vereinfachten Konfiguration lässt sich der Einfluss der Zahl der BEMIs bzw. der Preisgruppen sowie des verwendeten Algorithmus am besten untersuchen. Die Ergebnisse werden im Folgenden dargestellt.

Für die folgenden Untersuchungen gilt :

$P_{\text{base,min}} = P_{\text{base,max}} = P_{\text{nonman,min}} = P_{\text{nonman,max}} = 0$ (da keine nicht-gemanagten Geräte berücksichtigt werden)

$P_{\text{wind}} = P_{\text{PV}} = 0$

$m_{\text{pnorm}} = \textit{Tageskonstantleistung}$ (tägliche Angleichung der Summenenergie an die Vorgabe durch eine tageweise konstante Leistung, um eine Übereinstimmung von Vorgabe und Kundenreaktion überhaupt möglich zu machen)

$r_{\text{bid-power}} = 0,9$; $r_{\text{price-bid, min}} = 0,9$; $r_{\text{price-bid, max}} = 1,11$

In der Regel wird die Simulation mit dem 1.10.2004 begonnen. Die ersten drei Monate werden als „Einschwingvorgang“ nicht berücksichtigt, so dass die Ergebnisse Mittelwerte des gesamten simulierten Jahres 2005 darstellen.

Parameter für den Betrieb mit einem Kühlschrank pro BEMI

$\text{type}_1 = \text{SOC}$, $n_{\text{dev}} = 1$

$r_{\text{lowsoc,X}} = r_{\text{highsoc,X}} = t_{\text{wait,X}} = r_{\text{discharge,X}} = 0$ sowie

$S_{\text{ideal min,X}} = 0$, $S_{\text{ideal max,X}} = 1,0$

$n_{\text{user, SOC}} = 0$ (keine Nutzereingriffe)

$r_{\text{prog}} = 0$

$k_{\text{switch,X}} = 0,005..0,02$ EUR/Schaltvorgang (der jeweilige Wert für ein BEMI wird zufallsbasiert gewählt). Dieser Wert ergibt sich daraus, dass ein Kühlschrank in einer fünfjährigen Lebensdauer etwa 10.000 bis 20.000 Schaltzyklen ausführt und günstige Kühlschränke etwa 200 bis 400 EUR kosten. Da im Rahmen dieser Arbeit nicht ermittelt werden konnte, welchen

Einfluss die Schaltvorgänge auf die Lebensdauer haushaltsüblicher Kühlgeräte haben, wurde als Abschätzung die Hälfte des Neupreises durch die Zahl der Schaltzyklen geteilt. Viele Kühlschränke weisen eine deutlich höhere Lebensdauer als fünf Jahre auf, allerdings sind die Folgekosten für den Nutzer ggf. bei einem verfrühten Defekt des Geräts auch deutlich höher als der reine Neupreis, weshalb der verwendete Wert zumindest ein plausibler Ansatz für die Nutzerpräferenz ist.

Parameter für den Betrieb mit einer Waschmaschine pro BEMI

$type_1 = FPS, n_{dev} = 1$

$n_{user, FPS} = 1$ (durchschnittlich ein Waschgang pro Tag)

$m_x = U-FPS$

$t_{on}/min : 120$

$t_{maxOff}/min : 120...1320$

Parameter für den Betrieb mit einem Kühlschrank und einer Waschmaschine pro BEMI

Parameter s. oben

$n_{dev} = 2, type_1 = SOC, type_2 = FPS$

Die Ergebnisse sind im Anhang A in tabellarischer Form dargestellt. Wesentliche Zusammenhänge sind in den Abbildungen 35 und 36 graphisch dargestellt.

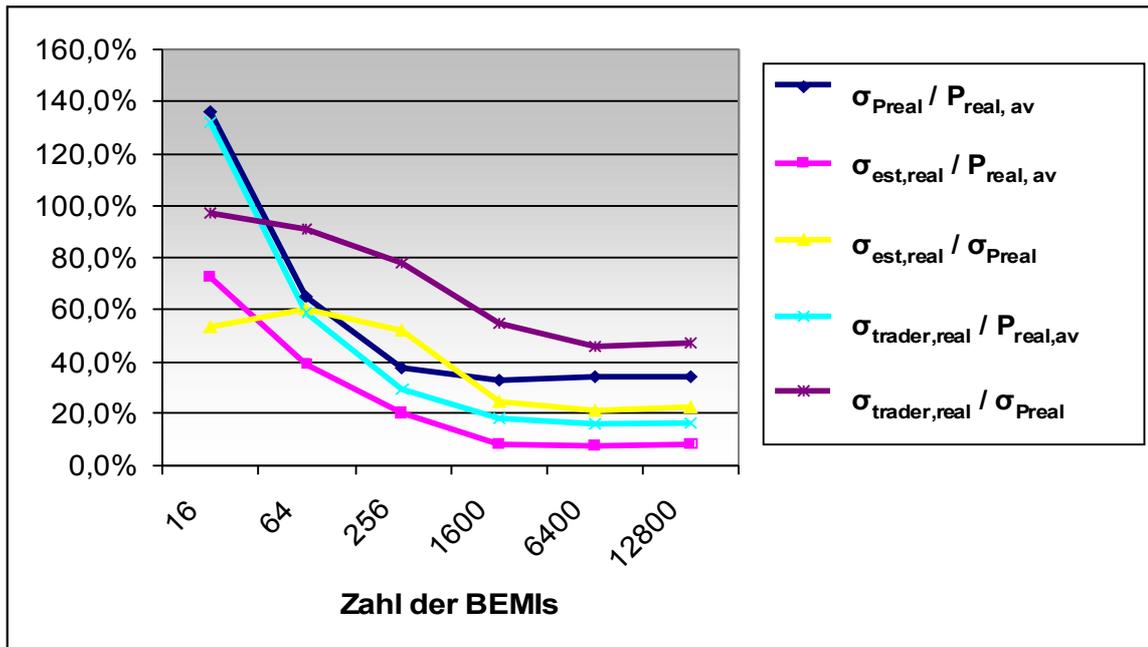


Abbildung 35: Verlauf der Fehler der realen Leistung gegenüber der geschätzten Leistung bzw. der Zielleistung sowie relative Standardabweichung der Kundenprofile bei je einem Kühlschrank und einer Waschmaschine pro BEMI und FPM-Management

Man erkennt, dass ab einer Anzahl von 1600 BEMIs bereits keine Verbesserung der statistischen Vorhersage mehr erreicht wird. Bei einzelner Betrachtung des Managements von Kühlschränken und Waschmaschinen ergeben sich sehr ähnliche Verläufe.

Neben der durchschnittlichen Abweichung der realen Leistungsprofile vom Soll- bzw. Schätzwert sind prinzipiell auch die maximal auftretenden Abweichungen für die Auslegung des Energieversorgungssystems relevant. Entsprechende Werte sind in den Tabellen im Anhang angegeben. Allerdings konnte eine Optimierung des maximal auftretenden Fehlers bei der Optimierung im Rahmen dieser Arbeit nicht explizit berücksichtigt werden. Dies drückt sich darin aus, dass in Extremfällen sehr große Fehler, die z.T. die mittlere Leistung der Kunden übersteigen, auftreten. Hier wird weiterer Forschungsbedarf deutlich.

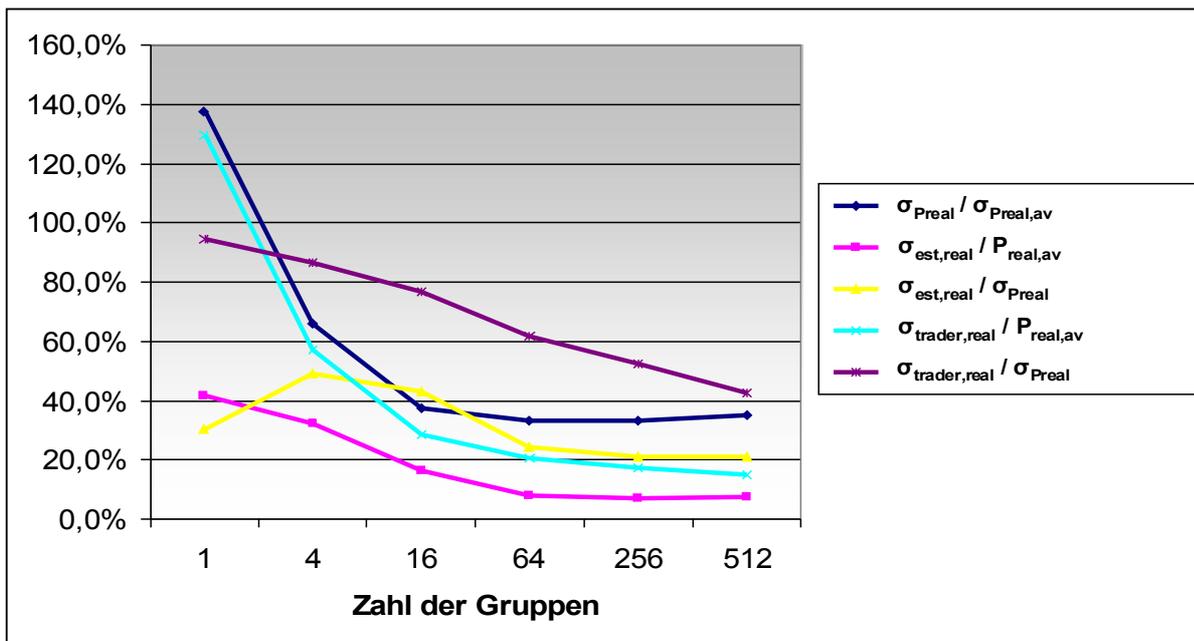


Abbildung 36: Verlauf der Fehler der realen Leistung gegenüber der geschätzten Leistung bzw. der Zielleistung bei 6400 BEMIs mit je einem Kühlschrank und einer Waschmaschine und FPM-Management bei Variation der Zahl der Preisgruppen

Wenn die Zahl der BEMIs konstant gehalten wird, aber die Zahl der Preisgruppen variiert, zeigt sich, dass der Fehler der Schätzung mit relativ wenig Gruppen stabilisiert werden kann, während die Abweichung zwischen Soll- und Ist-Leistung auch bei ca. 10 BEMIs pro Preisgruppe noch weiter sinkt. Das deutet darauf hin, dass bei FPM-Management eine sehr große Zahl von Preisgruppen benötigt wird, um trotz der fixen Auswahl an Preisprofilen genügend Freiheitsgrade zur Verfügung zu stellen, so dass eine Soll-Lastkurve exakt erreicht werden kann.

Der FPM-Algorithmus wurde auf Grund der in Kapitel 5.4.4 beschriebenen Vorteile als Standard in den Simulationsuntersuchungen verwendet. Der Vergleich in Abbildung 37 mit dem AEM-Algorithmus zeigt aber, dass beide vergleichbare Ergebnisse liefern.

Das Verhalten des Systems wird in Abbildung 38, 39 und 40 beispielhaft für einige Tage um den 1. Oktober gezeigt.

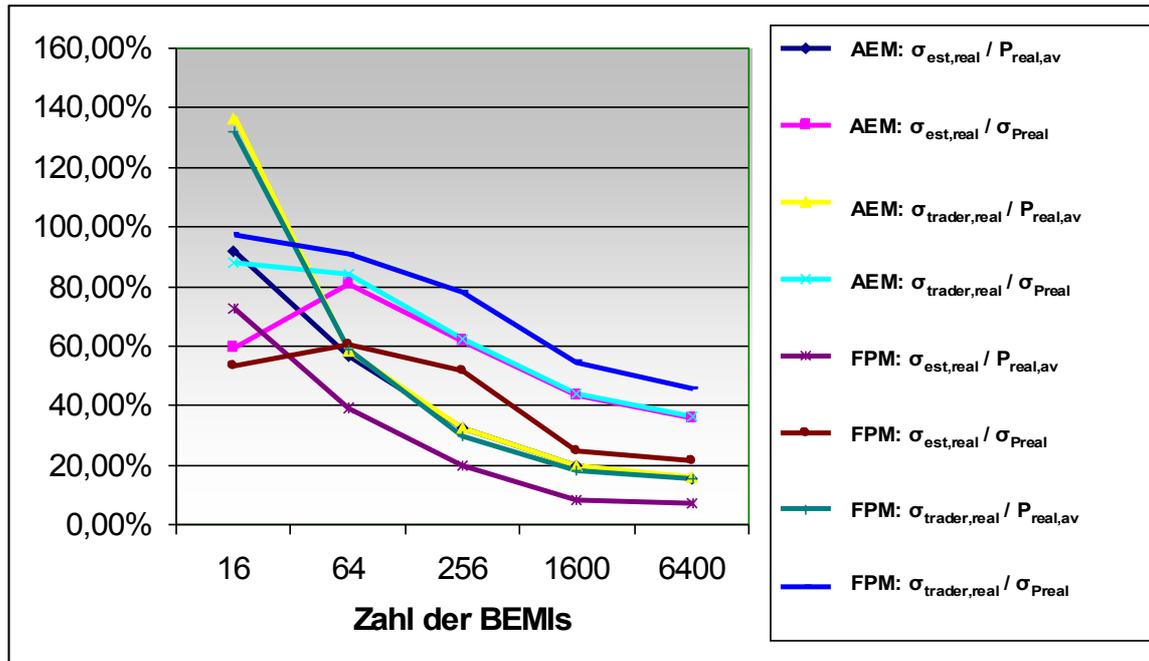


Abbildung 37: Vergleich der Fehler bei Nutzung des FPM-Algorithmus mit dem AEM-Algorithmus

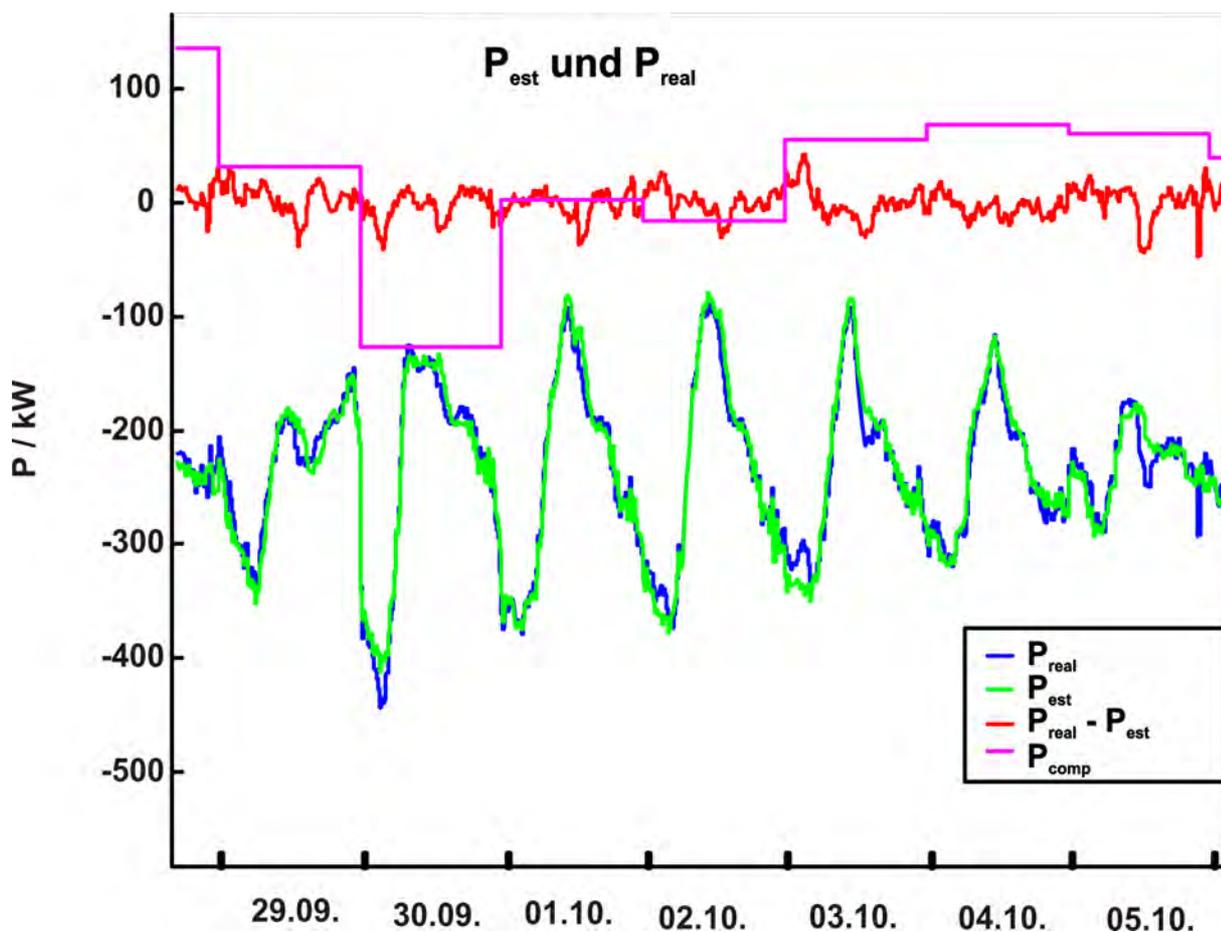


Abbildung 38: P_{est} und P_{real} bei FPM-Management einer Leistung, die an der EEX gekauft wurde, und 6400 BEMIs in 256 Preisgruppen, die über je einen Kühlschrank und eine Waschmaschine verfügen

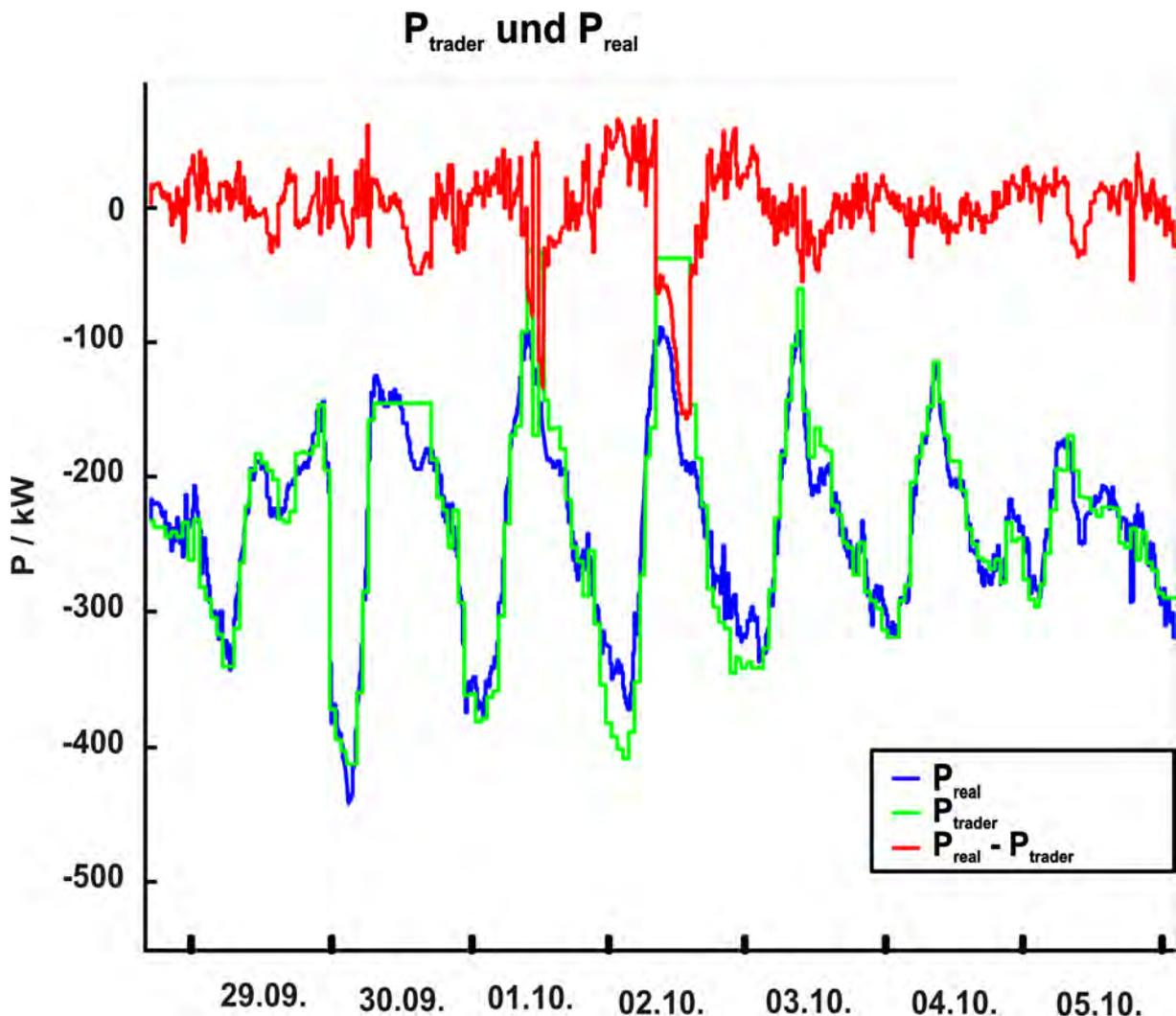


Abbildung 39: P_{trader} und P_{real} bei FPM-Management einer Leistung, die an der EEX gekauft wurde, und 6400 BEMIs in 256 Preisgruppen, die über je einen Kühlschrank und eine Waschmaschine verfügen

8.4.6 Integration fluktuierender Erzeuger durch Management mit dezentraler Entscheidung

In Kapitel 2 wurden verschiedene Studien zu einem möglichen Ausbau erneuerbarer Energieerzeuger vorgestellt. In Kapitel 3.4 wurde dann genauer erläutert, dass Energiemanagement, speziell basierend auf dem Prinzip der dezentralen Entscheidung, eine wesentliche Bedeutung für die Integration der erneuerbaren Energieträger hat, deren Primärenergieangebot stochastisch schwankt, also in Deutschland vor allem Photovoltaik und Windkraft. Um den Nutzen eines solchen Energiemanagements für diese Aufgabe näher untersuchen zu können, wurde für die hier vorgestellte Untersuchung angenommen, dass der Energiehändler einen bestimmten Anteil an der gesamten in Deutschland erzeugten Wind- und PV-Leistung erhält (s. Kapitel 4.3.2). Diese wird als installierte Leistung anteilig an der gesamten

installierten Leistung in Deutschland angegeben, stellt also keinen realen Wind- oder Solarpark dar. Damit wird erreicht, dass das Netz zur Vergleichmäßigung der Erzeugung mittels großräumigem Ausgleich genutzt wird. Wie beim Handel an der Strombörse wird auch hier durch eine während jedes Tages konstante zusätzliche Leistung dafür gesorgt, dass die gesamte während eines Tages umgesetzte Leistung dem Tagesbedarf der Kunden entspricht (s. Abschnitt 8.2.3). Diese Leistung kann positiv oder negativ sein, d.h. es kann eine Tageskonstantleistung an das Netz abgegeben werden oder von diesem aufgenommen werden. Auf diese Leistung muss zu jedem Zeitpunkt der Fehler zwischen eingerechneter und realer Leistung addiert werden, um jeweils den aktuellen Wert von P_{ReqTot} zu ermitteln. Wenn dieser Wert zu einem bestimmten Zeitpunkt eine Abgabe an das Netz ausdrückt, kann diese anderweitig im Netz genutzt oder zur Aufladung eines Speichers verwendet werden. In dieser Betrachtung sollen jedoch Speicher nicht berücksichtigt werden, um das Potenzial auch ohne Speicherung zu untersuchen. Da zu solchen Zeitpunkten bei hoher Durchdringung mit Windkraft und PV zu erwarten ist, dass auch anderweitig im Netz genügend Erzeugung zur Verfügung steht, wird hier angenommen, dass die überschüssige Erzeugung durch Abregelung von Windkraft- bzw. PV-Anlagen vermieden wird. Wenn allerdings P_{ReqTot} einen Bedarf an zusätzlicher Erzeugung angibt, ist dies nicht möglich. In diesem Fall muss angenommen werden, dass die benötigte Leistung durch verbleibende fossil bzw. atomar betriebene Kraftwerke erzeugt wird oder mittels Biomassekraftwerken, deren Einsatz auch steuerbar ist. Der Einsatz solcher Kraftwerke soll aber so weit wie möglich begrenzt werden. Bei fossilen und atomaren Kraftwerken ist dies dadurch zu begründen, dass Emissionen und Verbrauch endlicher Ressourcen minimiert werden sollen. Bezüglich Biomasse gilt, dass das Potenzial begrenzt ist und ggf. auch im Verkehrsbereich benötigt wird (s.a. Kapitel 2.6). $W_{\text{gen-ReqTot}}$ gibt daher die benötigte Jahresarbeit basierend auf P_{ReqTot} an, wobei nur die Zeiträume berücksichtigt werden, in denen P_{ReqTot} eine Erzeugungsleistung repräsentiert.

Anders als beim preisbasierten Management einzelner Geräte muss für eine Abschätzung des Potenzials zur Integration fluktuierender Erzeuger die gesamte Kombination unterschiedlicher Gerätetypen berücksichtigt werden. Aus diesem Grund wurde hierfür ein Simulationssystem entwickelt, in dem sich das Verhalten eines kompletten Managementsystems mit einer beliebigen Anzahl von BEMIs untersuchen lässt. Um die Komplexität der Parameter und Ergebnisse zu begrenzen, wurde hier eine vereinfachte Kombination der wichtigsten Geräte untersucht und keine weiteren Geräte berücksichtigt.

Die Simulationsläufe zur Situation mit hohem Anteil fluktuierender Erzeuger wurden mit den gleichen Parametern durchgeführt wie die Untersuchungen zum Management basierend auf einem optimierten Einkauf am Spotmarkt. Auch hier kommen Wind- und Einstrahlungsdaten aus dem Jahr 2005 zum Einsatz. Da verschiedene Studien für Deutschland hinsichtlich des Potenzials für Wind- und PV-Stromerzeugung in Deutschland zu dem Ergebnis kommen, dass diese in derselben Größenordnung liegen (s. Kapitel 2), wurden die installierten Leis-

tungen jeweils so in Ansatz gebracht, dass sich eine ähnliche Jahresgesamtarbeit ergibt. Da die realen Verhältnisse in der Zukunft völlig offen sind, ist hier jede mögliche Verteilung ohnehin als beispielhaft zu sehen.

Die Ergebnisse sind wieder tabellarisch im Anhang angeben. Bei einem $r_{\text{flukt}} \approx 1,04$ (wenn also die aus Windkraft und Photovoltaik im Jahresmittel erzeugte Energie knapp oberhalb des durchschnittlichen Verbrauchs der betrachteten Lasten liegt) ergibt sich bei Management von einem Kühlschrank und einer Waschmaschine pro BEMI und 6400 BEMIs ein $W_{\text{genReqTot}} / W_{\text{real}}$ von 24,6 %. Ohne ein Energiemanagement unter Annahmen analog zu Abschnitt 8.4.2 (Kühlschränke verbrauchen im Mittel eine konstante Leistung, Waschmaschinen im Mittel eine Leistung entsprechend dem VDEW-Lastprofil H0) wird ein $W_{\text{genReqTot}} / W_{\text{real}}$ von 35,0 % erreicht. Daraus ergibt sich eine Einsparung an benötigter Energie, die regelbar zur Verfügung steht, um ca. 30 %. Auch hier stabilisiert sich die Güte des Managements weitgehend bei ca. 1600 BEMI, die in das Management einbezogen sind (Abbildung 40). Ein Vergleich des Managements bei unterschiedlichen r_{flukt} zeigt, dass bei darüber hinausgehender Windkraft- und PV-Leistung die Bedeutung des Energiemanagement weiter wächst (Abbildungen 41 und 42). Eine Erzeugungskapazität aus Wind- und Photovoltaik, deren Jahreserzeugung oberhalb des Jahresgesamtverbrauchs der betrachteten Lasten liegt, ist in gewissem Rahmen sinnvoll. Sowohl bei Speicherung als auch bei großräumiger Verteilung oder teilweiser Abregelung treten bei sehr hoher Durchdringung zusätzliche Verluste auf, die dann durch zusätzliche installierte Leistung ausgeglichen werden müssen.

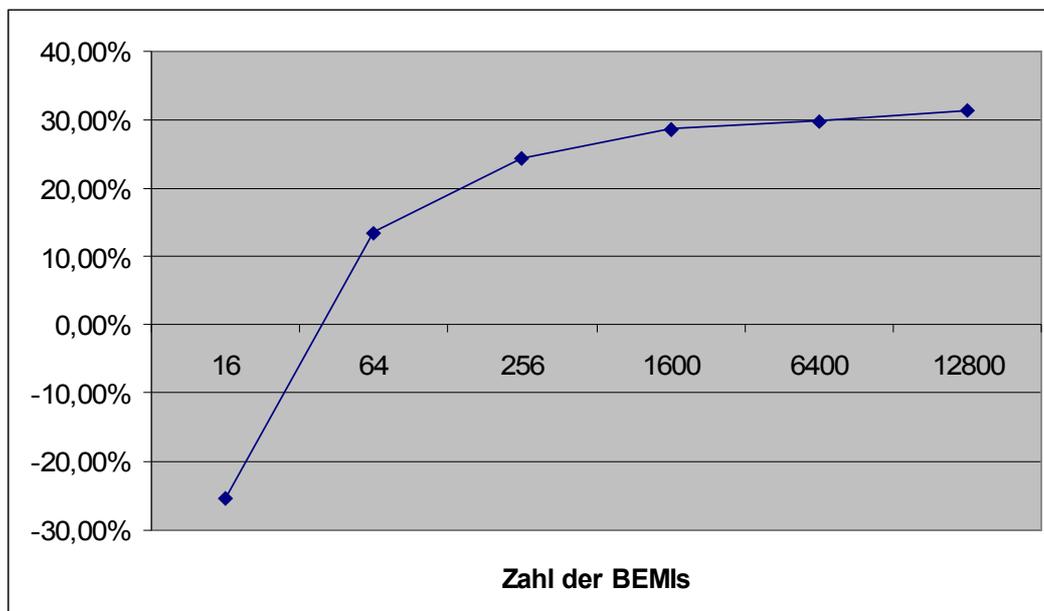


Abbildung 40: *Einsparung der Jahresarbeit aus regelbaren Kraftwerken ($W_{\text{genReqTot}}$) bei Einsatz eines Kühlschranks und einer Waschmaschine pro BEMI und $r_{\text{flukt}} \approx 104$ %*

Das Verhalten des Systems wird in den Abbildungen 43 und 44 für den Fall $r_{\text{flukt}} \approx 67$ % wieder beispielhaft für einige Tage im Oktober gezeigt.

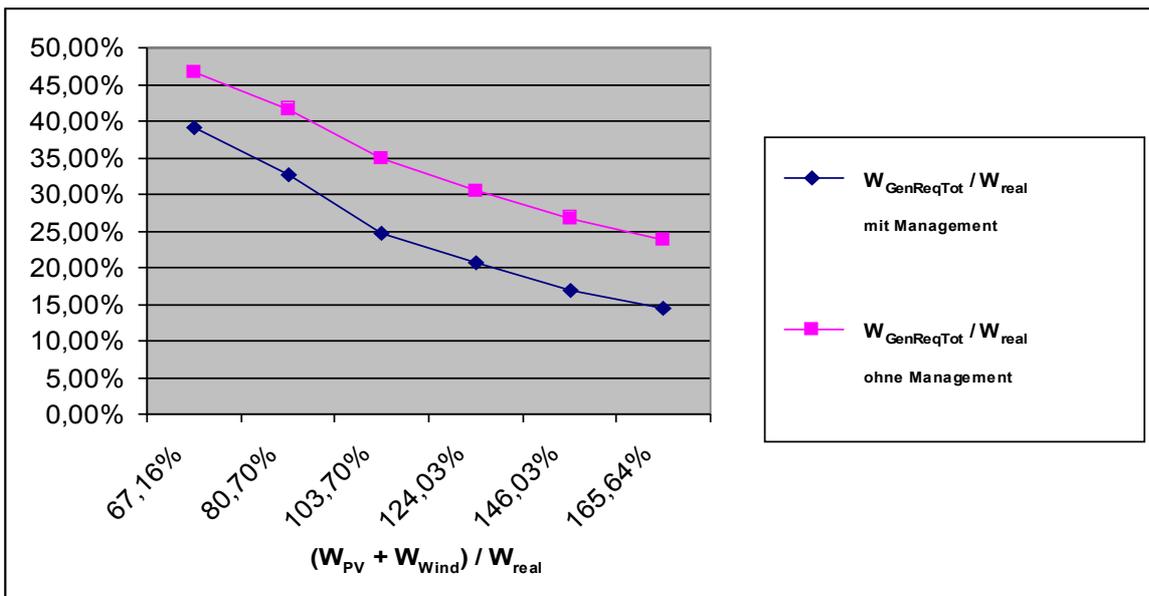


Abbildung 41: $W_{genReqTot} / W_{real}$ (Benötigte Arbeit aus regelbaren Kraftwerken) bei unterschiedlichen Anteilen der Photovoltaik- und Winderzeugung mit und ohne Management mit dezentraler Entscheidung bei Einsatz von 6400 BEMIs mit jeweils einem Kühlschrankschrank und einer Waschmaschine

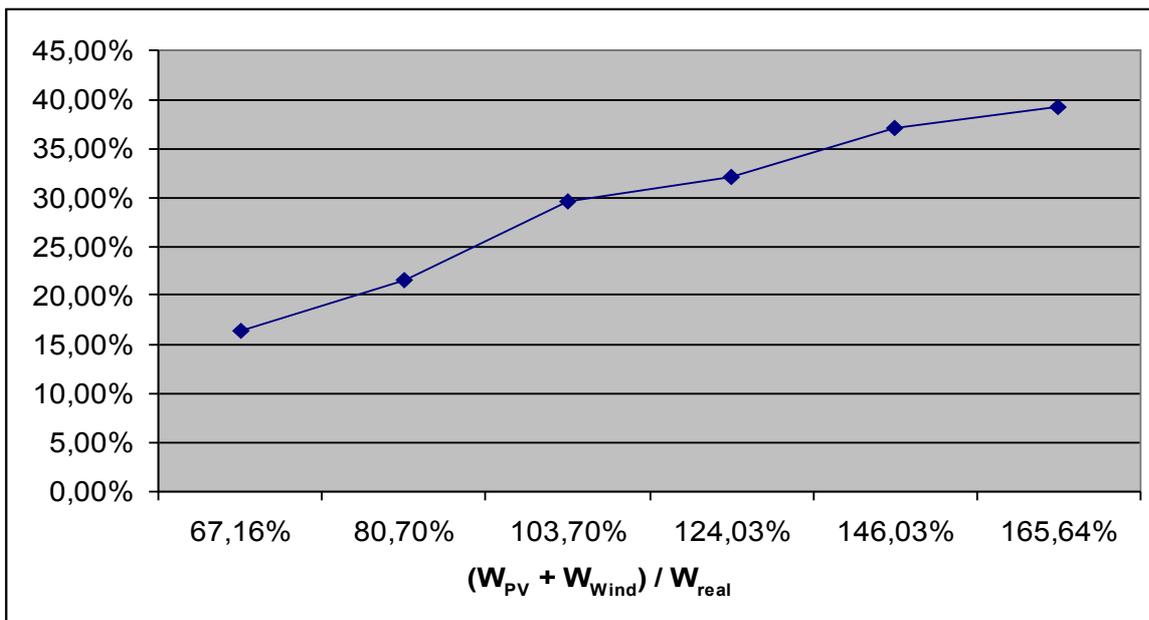


Abbildung 42: Einsparung der benötigten Arbeit aus regelbaren Kraftwerken durch das Management mit dezentraler Entscheidung gegenüber dem Betrieb ohne Management bei Einsatz von 6400 BEMIs mit jeweils einem Kühlschrankschrank und einer Waschmaschine

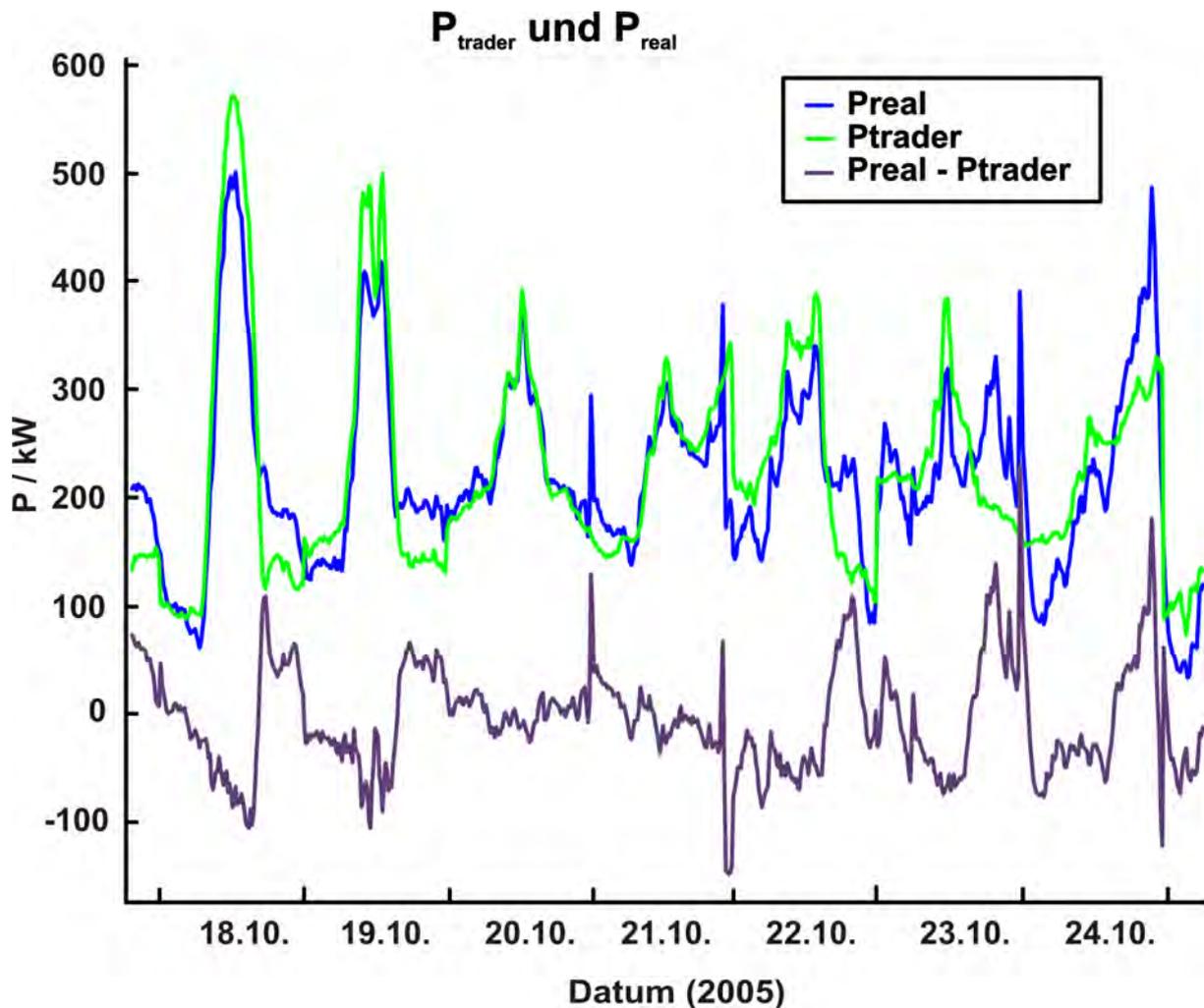


Abbildung 43: Vergleich von Erzeugung und Verbrauch bei FPM-Management einer Leistung, die durch Wind-, PV- und ergänzende Tageskonstantleistung ermittelt wurde, bei 6400 BEMIs in 256 Preisgruppen, die über je einen Kühlschrank und eine Waschmaschine, keine weiteren Lasten verfügen und $r_{\text{flukt}} \approx 67\%$

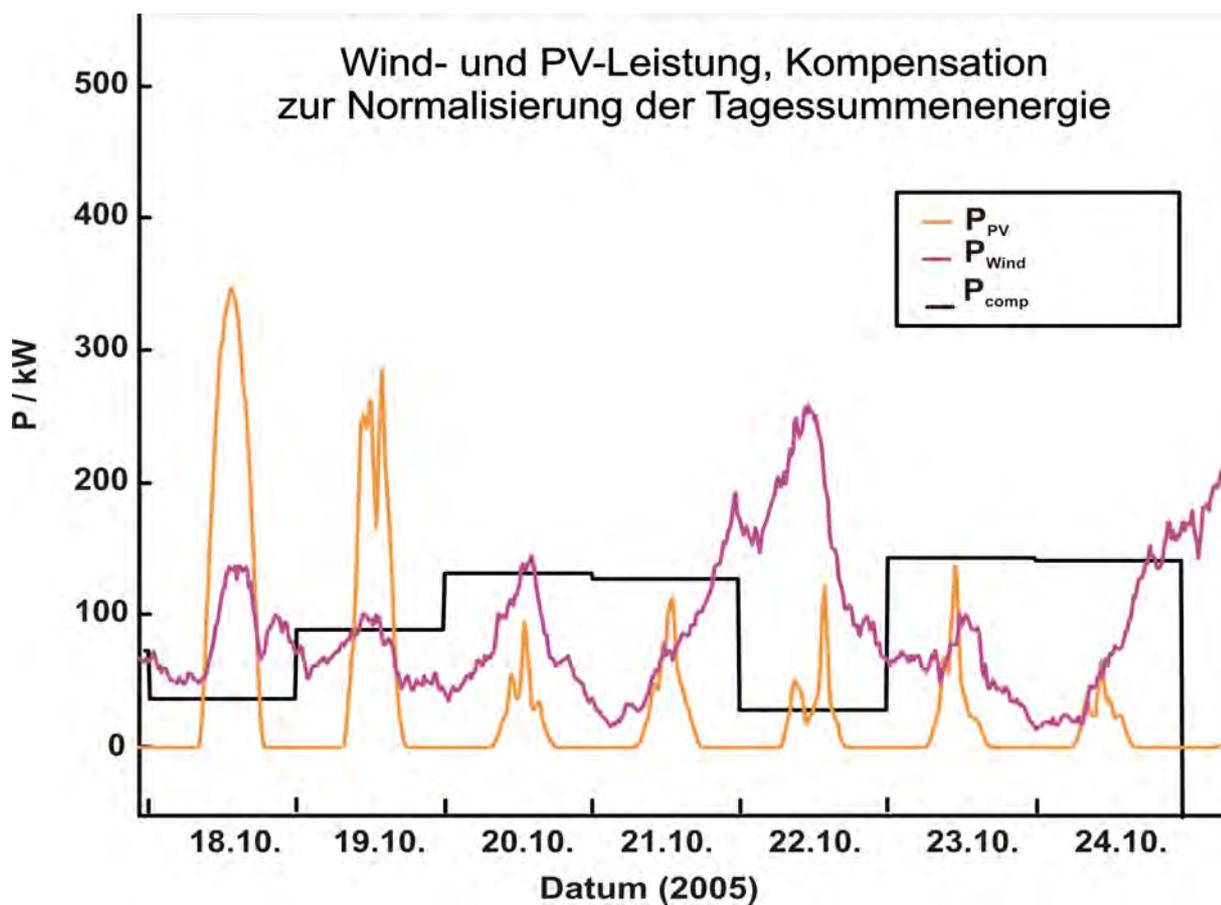


Abbildung 44: Quellen für ein Management basierend auf Wind-, PV- und ergänzende Tageskonstantleistung, $r_{flukt} \approx 67\%$

9 Zusammenfassung und Ausblick

Nachdem bereits in der Einleitung die grundsätzliche Idee und die Notwendigkeit des Prinzips der dezentralen Entscheidung erläutert wurde, konnte im Rahmen einer technischen Implementierung des BEMI im Projekt DINAR und im Rahmen von Simulationsuntersuchungen zum Verhalten einer großen Anzahl von BEMIs auch die Machbarkeit dieses Konzepts gezeigt werden. Die Notwendigkeit beruht dabei ganz grundlegend auf dem Bedürfnis nach Flexibilität der einzelnen Kunden, während der Nutzen für die Energiewirtschaft insgesamt vor allem auf der statistischen Zuverlässigkeit der Gesamtreaktion einer großen Anzahl von Teilnehmern beruht. Mit Hilfe der Software zur Simulation eines Energiehändlers und einer großen Anzahl von BEMI-Kunden (bis ca. 12.000 BEMIs) steht als ein wesentliches Ergebnis der vorliegenden Arbeit ein Werkzeug zur Verfügung, mit dem das statistische Verhalten der Kunden sehr detailliert simuliert und effizient ausgewertet werden kann.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde das Verhalten der Kunden stark abstrahiert. Dadurch kann zwar noch kein vollständig realistisches Bild gegeben werden, aber die Wirkungsweise des Prinzips der dezentralen Entscheidung ist dadurch anhand der Ergebnisse sehr gut nachvollziehbar. Auch die Algorithmen beim Energiehändler sind noch keineswegs vollständig optimiert. Doch die Simulationssoftware ist darauf ausgelegt, dass entsprechende weiterentwickelte Modellierungsansätze und Algorithmen später mit wenig Aufwand ergänzt werden können.

Unter den vereinfachten Bedingungen, wie unter Kapitel 8.4.6 beschrieben, und dem bisher erreichten Entwicklungsstand des Gesamtsystems bei einem sehr hohen Anteil erneuerbarer, fluktuierender Erzeugung wird eine Einsparung an Energie aus frei regelbaren Erzeugern von über 30 % mittels dezentraler Entscheidung erreicht. Diese Tatsache zeigt die Bedeutung dieses Konzepts für die Zukunft.

9.1 Weiterer Forschungsbedarf bezüglich der Aggregationsebene

9.1.1 Einbindung in den Netzbetrieb

Aspekte des Netzbetriebs wurden zwar in Kapitel 3 und 4 mitbetrachtet, in der Simulation dieser Arbeit spielen diese aber keine Rolle. Hier besteht besonders dringender Forschungsbedarf, insbesondere hinsichtlich der Erbringung von Regelenergie mittels dezentraler Entscheidung. Es wäre einerseits zu untersuchen, über welche Mechanismen ein Energiehändler möglichst effektiv gemeinsam mit seinen Kunden gesicherte Regelenergie und -leistung erbringen kann. Andererseits stellt sich dann auch die Frage, ob der heutige Regelenergie-

markt für ein derartiges Angebot geeignet ist und welche Anpassungen der gegenwärtigen Rahmenbedingungen notwendig wären (s.a. Kapitel 4.5.5). Ein wesentliches Problem ist, wie definitiv sichergestellt werden kann, dass zu jedem Zeitpunkt die geforderte Regelleistung erbracht werden kann. Für eine Simulation der dezentralen Erbringung von Regelleistung müsste neben den entsprechenden Algorithmen für Händler und BEMIs auch die kurzfristige Reaktion der Kunden auf Preisänderungen untersucht und modelliert werden.

Schnittstellen zwischen Netzbetreiber, Energiehändler und Kunden für den Betrieb der BEMIs im liberalisierten Strommarkt sowie generell die Regeln für deren Zusammenarbeit stellen ebenfalls wichtige Fragen dar, die im Rahmen dieser Arbeit nur angerissen werden konnten. Mit dem BEMIs-Kommunikationsserver / Virtual Meter (Kapitel 4.5.4) wurde im Rahmen dieser Arbeit eine Lösung favorisiert, die in Bezug auf Eigentumsfragen und Implementierung noch viele Fragen offen lässt, die für ein Pooling der BEMIs im praktischen Netzbetrieb notwendig sind. Dadurch, dass nicht alle Kunden exakt identische Tarife erhalten, kann vermieden werden, dass viele gleichzeitige Schalthandlungen das Netz überlasten (Kapitel 4.5.6). Zur Umsetzung muss aber sichergestellt sein, dass der Energiehändler bei der Generierung der Tarife für seine Kunden die Netzstruktur mitberücksichtigt, was bisher im liberalisierten Strommarkt nicht vorgesehen ist. Außerdem muss untersucht werden, ob durch variable Tarife auch bei Ausschluss von Lawineneffekten höhere Gleichzeitigkeitsfaktoren im Niederspannungsnetz auftreten können als es der gegenwärtigen Auslegung entspricht. Hier müssen ggf. mehrere unterschiedliche Energiehändler gemeinsam die Kapazität des jeweiligen Netzes beachten, was eine komplexe Koordination notwendig macht. Es wäre auch sehr sinnvoll, für die BEMIs „Notfall-Signale“ vorzusehen, die einen kritischen Netzzustand anzeigen und zur Abschaltung aller nicht unbedingt notwendiger Lasten führen sollten sowie zur Einschaltung aller Erzeuger. Dann ist allerdings zu klären, in welcher Form hier eine Teilnahme vergütet werden könnte und wie die Interaktion von Netzbetreiber und Energiehändler in solchen Fällen geschieht.

9.1.2 Algorithmen des Händlers

In der aktuellen Form der vorgestellten FPM- und AEM-Algorithmen für den Energiehändler ist die Berücksichtigung der Abhängigkeit des Kundenverhaltens von der Außentemperatur noch nicht möglich (s. Kapitel 5.4.4). Da ein wesentlicher Anteil des Regelpotenzials für dezentrale Entscheidung bei Geräten liegt, deren Betrieb wesentlich hiervon abhängt, ist eine entsprechende Weiterentwicklung unbedingt notwendig. Außerdem sollte in den Algorithmen auch eine Begrenzung des maximal auftretenden Fehlers bzw. der maximal durch zusätzliche Quellen zu deckenden Leistung möglich sein (s. Kapitel 8.4.5). Bei den entsprechenden Tests sollte durch eine verbesserte Modellierung des Nutzerverhaltens auch eine noch realitätsnähere Untersuchung der Algorithmen ermöglicht werden unter Einbeziehung von Lasten, die nicht gemanagt werden können (z.B. Beleuchtung) und solchen, die durch

eigene Entscheidung des Kunden in begrenztem Umfang gemanagt werden können (z.B. elektrisches Kochen). Außerdem wäre es sinnvoll, besser fundierte Profile der gesamten PV-Einspeisung in das deutsche Netz einzusetzen (s. Kapitel 8.2.3) und die Untersuchungen nicht auf die Datengrundlage des Jahres 2005 zu beschränken.

Um die Prognosegüte zu verbessern, wäre es denkbar, dass die BEMIs zunächst einen vorläufigen Fahrplan erhalten, selbst ihre Reaktion (oder die Reaktion der Geräte, die nicht vom Nutzer gesteuert werden) zurückmelden und basierend darauf die endgültigen Tarife festgelegt werden. Das erhöht allerdings den Kommunikationsaufwand, der Anteil der vom Nutzer gesteuerten Lasten muss weiterhin wie beschrieben geschätzt und die Reaktion der BEMIs auf die geänderten Preisprofile muss ebenfalls prognostiziert werden. Trotzdem wäre es sinnvoll auch diese Anwendung zu untersuchen.

9.1.3 Technische Integration und Kommunikation

Neben der Weiterentwicklung der Algorithmen kommt auch der technischen Integration eine entscheidende Bedeutung zu. Hierbei geht es vor allem um die An- bzw. Einbindung in Abrechnungssysteme, bestehende Handelsplattformen und die Netzleitstellen der Netzbetreiber. In diesem Zusammenhang ist auch eine wichtige Frage, wie ein automatisierter Vertragsschluss zwischen Händler und Kunde möglich ist. Das ist einerseits wesentlich, damit der Kunde mit geringem Aufwand für alle Beteiligten zu einem Angebot wechseln kann, das für seinen Bedarf möglichst günstig ist. Wie in Kapitel 4.5.2 deutlich wird, sind ja auch die Ausgestaltungsmöglichkeiten des Rahmenvertrags für eine variable Preisvorgabe wesentlich vielfältiger als es heute beim zeitlich konstanten Tarif der Fall ist, bei dem sich unterschiedliche Stromanbieter praktisch nur durch Grundgebühr und Arbeitspreis sowie ggf. ökologische und soziale Komponenten unterscheiden. Andererseits wäre ein automatisierter Vertragsschluss für eine automatische Parametrierung des BEMI entsprechend des aktuell gültigen Vertrags sinnvoll. Hier könnten Ergebnisse aus dem Projekt SESAM (s. Kapitel 4.1) wesentlich sein.

Im weiteren Sinne gehört zu diesem Bereich auch die Standardisierung der Kommunikation und das Angebot kommerzieller Protokollstacks. Ein Entwurf geeigneter Modelle wurde im Projekt DINAR sowie im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelt (s. Kapitel 6). Bis daraus ein akzeptierter Standard wird, ist aber noch einige Arbeit hinsichtlich Implementierung, Tests und Anpassungen auf weitere Anwendungen zu leisten. Weder die IEC 61850 noch die aktuelle Implementierung der BEMI-Kommunikation sehen eine Verschlüsselung und Signierung der Daten vor. Diese ist aber, wie in Kapitel 7.3.4 erläutert, i.d.R. erforderlich. Hier muss eine geeignete Spezifikation (ggf. in Abstimmung mit entsprechenden Überlegungen im Rahmen der Weiterentwicklung der IEC 61850) erstellt und eine Implementierung entwickelt werden. Um BEMIs auch bei Kunden ohne Anbindung mit Standleitungscharakter in-

stallieren zu können, wäre es wichtig, den Kommunikationsaufbau auch über geeignete Wahlverbindungen (Fest- und Mobiltelefonienetze) zu ermöglichen.

9.2 Weiterer Forschungsbedarf bezüglich des BEMI beim Kunden

Neben der Optimierung und Erschließung neuer Anwendungen bei der Aggregation vieler BEMIs besteht aber auch weiterer Entwicklungsbedarf bei Umsetzung und Algorithmen im BEMI selbst. So sollte die Prognose des SOC-Verlaufs verbessert werden, insbesondere unter Berücksichtigung der Abhängigkeit der SOC-Verluste vom SOC selbst sowie weiteren Faktoren abgesehen von der Außentemperatur. Auch die Optimierung des SOC bei komplexen thermischen Systemen mit mehreren Wärmequellen und Verbrauchern ist noch zu entwickeln. Die Algorithmen zur automatischen Parameterschätzung der gemanagten Geräte sollten dann ebenfalls entsprechend weiterentwickelt werden. Schließlich sollten die Algorithmen auch für Geräte mit großer Speicherkapazität erweitert werden, die im Extremfall mehrere Tage umfassen könnte.

Neben den Algorithmen kommt aber auch der technischen Integration der BEMI-Hardware eine wesentliche Bedeutung zu. Die zahlreichen einzelnen Hardware-Komponenten des BEMI machen das System heute zu teuer, benötigen zu viel Platz und verursachen unnötigen Stromverbrauch durch den Eigenbedarf. Für den Einstieg in den echten Massenmarkt sollte der Preis für den fernauslesbaren Zähler mit Abschaltfunktion, der von ENEL ca. 30 Millionen mal in Italien in Privathaushalten installiert wurde, eine untere Orientierungsgröße sein. Dieser Preis wird mit unter 70 EUR/Stück angegeben. Dabei kommt auch der Anbindung an bestehende Bussysteme der Gebäudeautomatisierung eine wesentliche Bedeutung zu. Allerdings haben bisherige Recherchen auch gezeigt, dass kein existierendes System für einen Masseneinsatz praktikabel ist. Um zusätzliche Verkabelung zu vermeiden wird eine Lösung auf Funk oder Inhouse-Powerline benötigt, die eine Übertragung von binären Schaltsignalen, aber auch analogen Messwerten ermöglicht und die Anbindung des BEMI-Rechners über ein offenes Protokoll erlaubt. Dazu sollte das Bussystem mit wenigen Komponenten sehr kostengünstig zu installieren sein, da Privatanwender i.d.R. keine vollständige Automatisierung ihrer elektrischen Verbraucher benötigen. Eine entsprechende weiterentwickelte flexible Schaltbox mit Messwertaufnahme (s. Kapitel 4.4.2), die diese Gebäudeautomatisierung leistet, sollte dafür eine geeignete Lösung sein. In diesem Zusammenhang ist auch die bessere Nutzung von Protokollen zur Realisierung einer Plug&Play-Einbindung von Geräten zu untersuchen (s. Kapitel 7.2.4 und 7.3.3).

Auch die Nutzerinteraktion sollte in diesem Zusammenhang weiterentwickelt werden. Die bestehende Lösung mittels Handheld-PDA bietet zwar den Vorteil, kostengünstig und einfach umzusetzen zu sein. Allerdings ist schon nach den Erfahrungen des Laborbetriebs zu

erwarten, dass dieses System nur eingeschränkt praktikabel für Privatanwender ist. Ein deutlich größeres Display, fest angebracht im Wohnraum bzw. in der Küche, dürfte hier wesentlich sinnvoller sein. Auch die Art und Darstellung der Informationen sowie der Optionen zur Modifikation von Optimierungsparametern und Fahrplänen sollte weiterentwickelt werden. Diese Arbeiten zu einem umfassenden „Nutzerkontext“ sollten auch angepasste Warnmeldungen des Systems umfassen, wenn der Nutzer mit wirtschaftlich ungünstigen Entscheidungen eingreift oder auch wenn Gerätefehler wie eine dauerhaft geöffnete Kühlschranktür oder der Ausfall einer KWK-Anlage detektiert werden.

Schließlich sollte noch weiter untersucht werden, in wie weit die gezielte Vergrößerung der Speicherkapazität verschiedener managbarer Geräte wirtschaftlich sein könnte, wie z.B. die Einbringung von Latentwärmespeichern in Kühlgeräten. Auch die optimale Auslegung der Kapazität des Warmwasserspeichers bei Management von Wärmepumpen und KWK-Anlagen gehört in diesen Bereich.

9.3 Bewertung aus Sicht des Energiehändlers und des Netzbetreibers

Je nach Anteil am in Kapitel 8 angegebenen Marktpotenzial und des Umfangs des Energiemanagements kann der Händler unter Berücksichtigung des Einsparpotenzials, das er an den Kunden weitergibt, seinen Umsatz abschätzen. Dem gegenüber stehen Kosten für die notwendigen Investitionen in die BEMIs, die Kommunikationseinrichtungen sowie in die zentrale Rechnerinfrastruktur und Kosten für die Teilnahme am Strommarkt sowie für Abrechnung und Ausgleichsenergie, da es stets zu geringen Abweichungen kommen wird. Diese Kosten hängen von einer Vielzahl von Faktoren ab und können hier nicht beziffert werden. Allerdings ist abzusehen, dass auf dem gegenwärtigen Niveau der Preise bzw. Preisvariation an der Strombörse ein Lastmanagement allein in Privathaushalten nicht wirtschaftlich ist (s. Kapitel 8.4.2). Wenn allerdings auch ein Erzeugungsmanagement möglich ist oder in Zukunft die Strompreise steigen bzw. stärker schwanken, kann sich diese Situation schnell verändern.

Das Prinzip der dezentralen Entscheidung muss nach den ersten laufenden Erprobungen in der DeMoTec-Halle des ISET und bei einem Verteilnetzbetreiber in noch größerer Anzahl bei unterschiedlichen Kunden in der Praxis getestet und die Vorteile für Energiehandel und Netzbetrieb verifiziert werden. Dabei ist es entscheidend, dass das Prinzip der dezentralen Entscheidung tatsächlich umgesetzt wird (im Gegensatz zu Lösungen mit einer zentralen Steuerung) und so eine echte Integration des Kunden zum Vorteil aller Beteiligten möglich wird.

10 Anhang

A Ergebnisse der Simulationsläufe

Die Bezeichnung jedes Simulationslaufs gibt verschiedene grundlegende Parameter an:

- verwendete Gerätetypen mit der Zahl von Nutzereingriffen (K0 = Kühlschrank, mit $n_{\text{user,SOC}} = 0$; W1 = Waschmaschine mit $n_{\text{user,FPS}} = 1$),
- verwendeter Algorithmus (FPM/AEM); bei Bezug von Erneuerbaren wurde ausschließlich der FPM-Algorithmus getestet, in diesem Fall ist die Bezeichnung RE.
- Parameter, der die Variabilität der Ausgangsleistung angibt; bei Börsenhandel ist dies $r_{\text{bid-power}}$, bei Bezug durch Wind und Photovoltaik r_{flukt} .

An Stelle der mittleren Leistung P_{av} wird hier i.d.R. die Jahresarbeitsleistung W angegeben, die sich berechnet: $W = P_{\text{av}} \cdot 8760 \text{ h}$.

A.1 Referenzszenario

Bezeichnung	K0-FPM0.9	W1-FPM0.9	K0W1-FPM0.9	K0-FPM0.9	W1-FPM0.9	K0W1-FPM0.9
BEMIs groups	16	16	16	64	64	64
$P_{\text{install}} / \text{kW}$	-1	-6	-7	-3	-24	-28
$W_{\text{real}} / \text{a/MWh}$	-1,88	-2,78	-4,43	-7,49	-12,79	-19,04
$P_{\text{real,av}} / \text{kW}$	-0,215	-0,317	-0,506	-0,856	-1,460	-2,174
$\sigma_{\text{Preal}} / \text{kW}$	0,281	0,652	0,727	0,466	1,226	1,514
$\sigma_{\text{Preal}} / P_{\text{real,av}}$	130,6%	205,5%	143,7%	54,5%	84,0%	69,7%
$p_{\text{real,av}} / \text{ct}$	4,287	4,419	3,985	4,271	4,213	4,222
$W_{\text{est,real}} / W_{\text{real}}$	0,54%	-6,12%	-2,38%	5,65%	-1,63%	-4,83%
$\sigma_{\text{est,real}} / P_{\text{real}}$	90,47%	108,54%	69,23%	39,06%	52,26%	40,11%
$\sigma_{\text{est,real}} / \sigma_{\text{Preal}}$	69,25%	52,81%	48,19%	71,70%	62,23%	57,58%
$W_{\text{est,real}} / W_{\text{real}}$	-0,02%	0,45%	-0,09%	-0,01%	-0,28%	0,11%
$\sigma_{\text{trader,real}} / P_{\text{real}}$	127,38%	208,39%	137,06%	46,67%	77,74%	61,16%
$\sigma_{\text{trader,real}} / \sigma_{\text{Preal}}$	97,51%	101,38%	95,41%	85,67%	92,58%	87,81%
$P_{\text{real,min}} / P_{\text{real,av}}$	0%	0%	0%	0%	0%	0%
$P_{\text{real,max}} / P_{\text{real,av}}$	374%	1566%	1115%	376%	617%	468%
$\Delta P_{\text{trader,real,max}} / P_{\text{real,av}}$	-354%	-1497%	-959%	-231%	-511%	-334%
$\Delta P_{\text{est,real,max}} / P_{\text{real,av}}$	-374%	-1214%	-830%	-234%	-394%	-318%

Bezeichnung	K0-FPM0.9	W1-FPM0.9	KOW1-FPM0.9	K0-FPM0.9	W1-FPM0.9	KOW1-FPM0.9
BEMIs	256	256	256	1600	1600	1600
groups	16	16	16	64	64	64
$P_{\text{install}} / \text{kW}$	-13	-98	-110	-82	-610	-689
$W_{\text{real}} / \text{a/MWh}$	-29,91	-51,47	-77,55	-186,70	-319,13	-482,33
$P_{\text{real, av}} / \text{kW}$	-3,414	-5,876	-8,852	-21,312	-36,431	-55,060
$\sigma_{\text{Preal}} / \text{kW}$	1,333	2,484	3,379	7,982	12,579	19,179
$\sigma_{\text{Preal}} / P_{\text{real, av}}$	39,0%	42,3%	38,2%	37,5%	34,5%	34,8%
$p_{\text{real, av}} / \text{ct}$	4,252	4,332	4,302	4,228	4,285	4,289
$W_{\text{est, real}} / W_{\text{real}}$	3,27%	0,85%	-1,69%	3,56%	1,85%	-1,10%
$\sigma_{\text{est, real}} / P_{\text{real}}$	18,66%	26,94%	19,83%	13,73%	13,72%	11,31%
$\sigma_{\text{est, real}} / \sigma_{\text{Preal}}$	47,78%	63,72%	51,96%	36,65%	39,73%	32,48%
$W_{\text{est, real}} / W_{\text{real}}$	-0,01%	0,10%	0,03%	0,00%	0,12%	0,04%
$\sigma_{\text{trader, real}} / P_{\text{real}}$	25,38%	38,35%	30,33%	16,84%	20,96%	20,15%
$\sigma_{\text{trader, real}} / \sigma_{\text{Preal}}$	65,01%	90,70%	79,47%	44,95%	60,71%	57,86%
$P_{\text{real, min}} / P_{\text{real, av}}$	6%	6%	9%	10%	13%	17%
$P_{\text{real, max}} / P_{\text{real, av}}$	267%	387%	281%	238%	272%	259%
$\Delta P_{\text{trader, real, max}} / P_{\text{real, av}}$	150%	-214%	131%	-104%	-116%	-144%
$\Delta P_{\text{est, real, max}} / P_{\text{real, av}}$	93%	-228%	-150%	102%	-108%	-98%

Bezeichnung	K0-FPM0.9	W1-FPM0.9	KOW1-FPM0.9	K0-FPM0.9	W1-FPM0.9	KOW1-FPM0.9
BEMIs	6400	6400	6400	12800	12800	12800
groups	256	256	256	512	512	512
$P_{\text{install}} / \text{kW}$	-328	-2440	-2755	-655	-4879	-5503
$W_{\text{real}} / \text{a/MWh}$	-746,47	-1279,74	-1946,41	-1494,08	-2542,42	-3869,15
$P_{\text{real, av}} / \text{kW}$	-85,214	-146,090	-222,193	-170,557	-290,230	-441,684
$\sigma_{\text{Preal}} / \text{kW}$	29,957	46,830	74,123	55,635	99,242	157,550
$\sigma_{\text{Preal}} / P_{\text{real, av}}$	35,2%	32,1%	33,4%	32,6%	34,2%	35,7%
$p_{\text{real, av}} / \text{ct}$	4,262	4,326	4,296	4,311	4,248	4,228
$W_{\text{est, real}} / W_{\text{real}}$	2,96%	1,17%	-0,47%	3,48%	1,17%	-0,87%
$\sigma_{\text{est, real}} / P_{\text{real, av}}$	11,20%	8,03%	7,09%	10,68%	8,73%	8,04%
$\sigma_{\text{est, real}} / \sigma_{\text{Preal}}$	31,87%	25,03%	21,25%	32,75%	25,54%	22,55%
$W_{\text{est, real}} / W_{\text{real}}$	0,01%	-0,13%	-0,01%	0,00%	0,46%	0,22%
$\sigma_{\text{trader, real}} / P_{\text{real, av}}$	15,94%	18,65%	17,54%	20,91%	18,64%	16,06%
$\sigma_{\text{trader, real}} / \sigma_{\text{Preal}}$	45,35%	58,18%	52,57%	64,11%	54,51%	45,01%
$P_{\text{real, min}} / P_{\text{real, av}}$	7%	21%	17%	12%	18%	16%
$P_{\text{real, max}} / P_{\text{real, av}}$	250%	219%	235%	250%	239%	266%
$\Delta P_{\text{trader, real, max}} / P_{\text{real, av}}$	-106%	-110%	-119%	-128%	-157%	-155%
$\Delta P_{\text{est, real, max}} / P_{\text{real, av}}$	81%	-101%	-104%	92%	-135%	-158%

A2: Szenario mit hohem Anteil erneuerbarer Energien

Bezeichnung	KOW1- RE0.7	KOW1- RE0.8	KOW1- RE1.0	KOW1- RE1.2	KOW1- RE1.5	KOW1- RE1.7
BEMIs	6400	6400	6400	6400	6400	6400
groups	256	256	256	256	256	256
$P_{\text{install}} / \text{kW}$	-2755	-2767	-2755	-2755	-2755	-2755
$W_{\text{real}} / \text{a/MWh}$	-1934,21	-2012,04	-1940,10	-1946,39	-1928,76	-1943,35
$P_{\text{real, av}} / \text{kW}$	-220,800	-229,685	-221,473	-222,191	-220,178	-221,843
$\sigma_{\text{Preal}} / \text{kW}$	100,776	110,734	125,342	127,524	134,403	136,105
$\sigma_{\text{Preal}} / P_{\text{real, av}}$	45,6%	48,2%	56,6%	57,4%	61,0%	61,4%
$p_{\text{real, av}} / \text{ct}$	4,874	4,896	4,945	4,953	4,978	4,998
$W_{\text{est, real}} / W_{\text{real}}$	-1,72%	-1,82%	-1,69%	-1,79%	-1,64%	-1,61%
$\sigma_{\text{est, real}} / P_{\text{real, av}}$	9,76%	9,93%	9,91%	10,80%	10,40%	10,71%
$\sigma_{\text{est, real}} / \sigma_{\text{Preal}}$	21,39%	20,60%	17,52%	18,82%	17,03%	17,45%
$W_{\text{est, real}} / W_{\text{real}}$	-0,02%	0,16%	0,09%	0,04%	0,12%	0,08%
$\sigma_{\text{trader, real}} / P_{\text{real, av}}$	22,15%	29,63%	41,74%	57,78%	72,23%	87,48%
$\sigma_{\text{trader, real}} / \sigma_{\text{Preal}}$	48,53%	61,45%	73,74%	100,67%	118,33%	142,58%
$P_{\text{real, min}} / P_{\text{real, av}}$	13%	13%	9%	6%	8%	7%
$P_{\text{real, max}} / P_{\text{real, av}}$	304%	294%	325%	354%	350%	344%
$\Delta P_{\text{trader, real, max}} / P_{\text{real, av}}$	-150%	-161%	202%	286%	352%	419%
$\Delta P_{\text{est, real, max}} / P_{\text{real, av}}$	-123%	-125%	-103%	-105%	-115%	-111%
$W_{\text{PV}} / W_{\text{real}}$	29,84%	35,86%	46,08%	55,12%	64,89%	73,61%
$W_{\text{Wind}} / W_{\text{real}}$	37,31%	44,84%	57,61%	68,91%	81,14%	92,03%
$W_{\text{GenReqTot}} / W_{\text{real}}$	39,01%	32,65%	24,62%	20,61%	16,79%	14,38%
$W_{\text{überschuss}} / W_{\text{real}}$	6,17%	13,35%	28,31%	44,64%	62,82%	80,02%
$W_{\text{GenReqTot}} / W_{\text{real}}$ ohne Management	46,69%	41,65%	34,99%	30,36%	26,68%	23,69%
$(W_{\text{PV}} + W_{\text{Wind}}) / W_{\text{real}}$	67,16%	80,70%	103,70%	124,03%	146,03%	165,64%
Einsparung $W_{\text{GenReqTot}}$	16,45%	21,63%	29,65%	32,11%	37,07%	39,28%

B Optimierunalgorithmen

B.1 Algorithmen auf Kundenseite

B.1.1 Algorithmus für S/E-SOC-Geräte

Wie bei der Beschreibung der Parameter bereits erläutert, stellt der SSOC-Algorithmus lediglich einen Spezialfall des ESOC-Algorithmus dar, weshalb hier nur der vollständige ESOC-Algorithmus behandelt wird. Der Optimierungsalgorithmus hat als Zielfunktion die Maximierung des Ertrags unter der Nebenbedingung, den Speicherzustand zu jedem Zeitpunkt zwischen 0 und 1 zu halten. Der Algorithmus berechnet sukzessive Zeitintervall für Zeitintervall einen möglichst kostengünstigen Einsatzplan, so dass der SOC während des aktuellen Zeitintervalls innerhalb des zulässigen Bereichs bleibt.

Neben den Geräteparametern werden im Folgenden zusätzliche Variablen des Algorithmus verwendet, die jeweils für jeden Durchlauf des Algorithmus neu berechnet werden:

- i : Zeitschritt, für den gerade eine Optimierung durchgeführt wird, so dass $S_i \geq 0$.
- n_{if} : Letzter Zeitschritt, zu dem der Speicher am Ende komplett gefüllt war; muss immer vor dem n_i liegen.
- n_{op} : Zeitpunkt, zu dem das Gerät am günstigsten betrieben wird, um den aktuellen Optimierungsschritt zu erreichen. n_{op} liegt immer nach dem n_{if} und vor i .

- Zur Bestimmung der Schaltvorgänge sollte ein Vektor geführt werden, der angibt, wann das Gerät innerhalb des Intervalls läuft:

$$M_{op,j} \in \{aus, 100\%, Anfang, Ende, egal\}$$

Dabei bedeutet „100%“, dass das Gerät während des Intervalls vollständig eingeschaltet ist. „Anfang“ bedeutet, dass das Gerät während des Intervalls am Anfang läuft, aber während des Intervalls abgeschaltet wird, da es bereits vorher eingeschaltet ist und zusätzliche Schalthandlungen vermieden werden sollen. Umgekehrt bedeutet „Ende“, dass es am Ende läuft, während „egal“ gesetzt ist, wenn ein Teillastbetrieb vorliegt, aber durch eine gezielte Verlagerung an eines der beiden Enden keine Vorteile bezüglich der Schalthandlungen erzielt werden können.

- Als Hilfsgröße wird außerdem der SOC benötigt, der durch den Betrieb des Gerätes innerhalb eines Intervalls erzeugt werden kann. Die Verluste, die im gleichen Intervall auftreten, sind in diesem Wert (anders als in t_{MaxOn} bei Geräten ohne Abhängigkeit von der Außentemperatur) nicht berücksichtigt:

$$S_{plusmax} = \begin{cases} \Delta t * (1/t_{maxOn} + 1/t_{maxOff}) & \text{wenn } r_{prog,X} = 0 \\ \Delta t * (1/t_{maxOn}) & \text{sonst} \end{cases} . \quad (11)$$

- Als weitere Hilfsgröße wird der zusätzliche Speicherverlust bei SOC=1 gegenüber dem SOC=0 benötigt:

$$S_{Sdmax} = \Delta t / t_{maxOff} \cdot (r_{discharge} - 1) . \quad (12)$$

Daraus ergibt sich der grundlegende Ablauf, der in Abbildung 45 dargestellt ist.

Die Formeln für die einzelnen Teilschritte werden im Folgenden angegeben. Für Werte, die im Laufe der Optimierung immer wieder neu berechnet werden, wird eine Aktualisierungsvorschrift angegeben in der Form $a := a + 1$ (was hier einer Erhöhung der Variablen a um 1 entspricht und keine mathematische Gleichung darstellt).

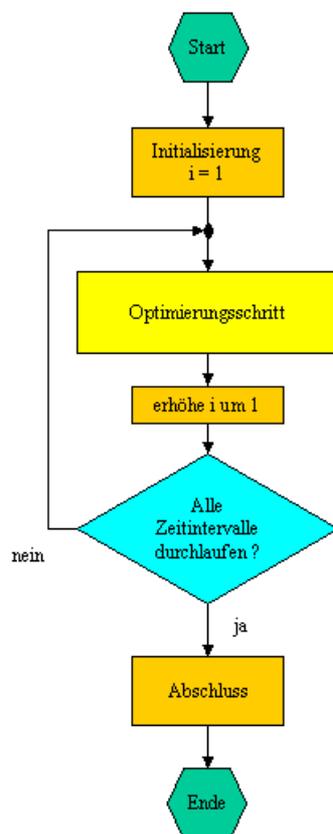


Abbildung 45: Ablauf der Optimierung eines SOC-Geräts

Initialisierung

$$n_{lf} = 0, \quad i = 1$$

Setze alle Laufzeiten pro Zeitschritt $e_j = 0$, $1 \leq j \leq n_p$

Zur Initialisierung werden alle $M_{op,j} = aus$ gesetzt.

Optimierungsschritt

1. Berechne möglichen Speicherverlust durch Außentemperatur und gleichmäßige Entladung (s. a. Erläuterung der Parameter auf Seite 89):

Möglicher Speicherverlust durch Außentemperatur:

$$\Delta S_{T_{poss},i} = (T_{prog,i} - c_{prog}) \cdot r_{prog} \cdot \Delta t \quad . \quad (13)$$

Tatsächlicher Speicherverlust für diesen Anteil:

$$\Delta S_{U,i} = \begin{cases} -S_{T_{poss},i} & \text{wenn } S_{T_{poss},i} \geq \Delta t / t_{maxOff} \\ -\Delta t / t_{maxOff} & \text{sonst} \end{cases} \quad . \quad (14)$$

2. Berechne Speicherverlust durch zusätzliche Selbstentladung als Mittelwert zwischen Start- und Endwert (unter der Annahme, dass das Gerät nicht läuft)

$$\Delta S_{Sd,i} = -(S_{i-1} + 0.5 \cdot \Delta S_{U,i}) \cdot S_{Sdmax} \quad . \quad (15)$$

3. Berechne den Gesamtverlust unter der Annahme, dass das Gerät nicht läuft:

$$\Delta S_{off,i} = \Delta S_{U,i} + \Delta S_{Sd,i} \quad . \quad (16)$$

4. Berechne S_i unter der Annahme, dass das Gerät nicht zusätzlich zur bisherigen Planung eingeschaltet wird:

$$S_i := S_{i-1} + \Delta S_{off,i} \quad . \quad (17)$$

Falls $S_i \geq 0$ beginne den nächsten Schritt des Algorithmus. Für eine vollständige Optimierung müsste auch in diesem Fall noch zusätzlich geprüft werden, ob ein Einschalten des Geräts wirtschaftlich sinnvoll wäre, um die eingerechneten Kosten für Unterschreitung der Schwelle $S_{idealMin}$ zu vermeiden. Im Rahmen dieser Arbeit beschränkt sich der Algorithmus aber darauf, diese Schwelle dann zu beachten, wenn ein zusätzlicher Betrieb des Geräts notwendig ist, um ein Unterschreiten des SOC unter die Grenze von Null zu vermeiden.

5. Wenn $S_i < 0$, suche den günstigsten Zeitpunkt, um den Speicher aufzuladen.

Dafür kommen alle Zeitpunkte zwischen $n_{ir}+1$ und i in Frage (jeweils einschließlich).

Überprüfe, wie weit der SOC an jeder dieser Stellen noch aufgeladen werden kann, ohne die Obergrenze für den SOC von 1.0 zu verletzen. An einem Zeitpunkt j , $n_{ir}+1 \leq j \leq i$, kann maximal erzeugt werden:

$$\Delta S_{maxAdd, j} := \min(S_{plusmax} \cdot (1 - e_j), \min_{j \leq k \leq i} (2 - S_k - (1 - S_{Sdmax})^{(k-j)})) \quad (18)$$

Pönalisierung der Abweichung vom idealen SOC:

$$Penalty(S) = \begin{cases} r_{lowsoc} * (S_{ideal Min} - S) & \text{wenn } S < S_{ideal Min} \\ r_{highsoc} * (S - S_{ideal Max}) & \text{wenn } S > S_{ideal Max} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (19)$$

Zusätzliche Kosten im Zeitraum j bis i, wenn der Speicher im Intervall zusätzlich um den Betrag x aufgeladen wird:

$$\begin{aligned} \Delta k_{SOC, j, i}(\Delta S) &= P_{av} * \Delta S / S_{plusmax} * \Delta t * p_j \\ &+ \sum_{v=j}^i (Penalty(S_v + \Delta S \cdot (1 - S_{Sdmax})^{(v-j)}) - Penalty(S_v)) \\ &+ \begin{cases} k_{switch} & \text{falls ein zusätzlicher Schaltvorgang entsteht} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \end{aligned} \quad (20)$$

wobei jeweils $\Delta S := \Delta S_{maxAdd, j}$ und ggf. $S_i := 0$ angenommen wird, wenn dieser Wert noch nicht initialisiert ist.

Setze $n_{op} := j$, so dass $\Delta k_{SOC, j, i}(\Delta S(j))$ minimal wird.

6. Alle S_k , $n_{op} \leq k \leq i$ sind entsprechend der preisgünstigen Folge neu zu berechnen:

$$S_k := S_k + \Delta S_{maxAdd, n_{op}} \cdot (1 - S_{Sdmax})^{(v-n_{op})} \quad (21)$$

Wenn ein $S_k = 1$ wird, an dieser Stelle also der Speicher vollständig gefüllt wurde, dann wird $n_{if} := k$ gesetzt.

Außerdem muss der Einsatzplan an der Stelle n_{op} aktualisiert werden:

$$e_{n_{op}} := e_{n_{op}} + \frac{\Delta S_{maxAdd, n_{op}}}{S_{plusmax}} \quad (22)$$

und $M_{op, j}$, $M_{op, j-1}$ und $M_{op, j+1}$ werden wie eingangs definiert aktualisiert.

7. Prüfe, ob die geplante zusätzliche Einschaltung dafür sorgt, dass keine Unterschreitung der SOC-Grenze mehr auftritt, also $S_i \geq 0$ gilt. Wenn dies nicht der Fall ist, gehe erneut zu Schritt 5.

Abschluss

Da dieser Algorithmus auf Grund der Komplexität des Gesamtproblems die Optimierungsaufgabe in viele kleine Teilprobleme zerlegt, die einzeln optimiert werden, findet dieses

Verfahren nicht immer das globale Optimum. Die Ergebnisse wie in Kapitel 8 gezeigt und zahlreiche Untersuchungen im Rahmen der Entwicklung des Simulationssystems (s. 8) haben aber die Plausibilität gezeigt.

In einigen Fällen führt das beschriebene Verfahren allerdings zu sehr häufigen Ein- und Ausschaltvorgängen, trotz der Einrechnung der entsprechenden Kosten in die einzelnen Optimierungsschritte. Daher hat es sich als sinnvoll erwiesen, nach Abschluss des beschriebenen Verfahrens einen Algorithmus anzufügen, der für jeweils zwei benachbarte Betriebszeiten, die durch eine Zeit der Abschaltung getrennt sind, prüft, ob diese auf Grund des SOC-Verlaufs „zusammengeschoben“ werden können und ob dies wirtschaftlich vorteilhaft ist. Dadurch konnten deutliche wirtschaftliche Verbesserungen durch Vermeidung von Schalthandlungen erzielt werden.

B.1.2 Algorithmus für FPS-Geräte

Der Algorithmus für FPS-Geräte ist deutlich einfacher als der für SOC-Geräte. Von allen Algorithmen ist der Power-Based-FPS-Algorithmus der komplexeste. Wie bereits unter 5.3.2 beschrieben, können Regular-FPS und User-Initiated-FPS mit dem gleichen Algorithmus optimiert werden.

In jedem Fall ist zunächst zu berechnen, wie viele Intervalle das Programm läuft:

$$n_{fps} = \text{floor}(t_{on} / \Delta t) , \quad (23)$$

wobei die floor-Funktion eine Abrundung bewirkt. Evtl. wird zusätzlich noch ein Intervall teilweise beansprucht:

$$e_{rest} = t_{on} / \Delta t - n_{fps} . \quad (24)$$

Dann lässt sich berechnen, was der Ablauf des Programms zu unterschiedlichen Zeiten kostet:

$$k_{fps,i} = \sum_{v=1}^{n_{fps}} (p_{v+i-1} \cdot P_{prog,v}) + e_{rest} \cdot p_{(i+n_{fps})} \cdot P_{prog,n_{fps}+1} . \quad (25)$$

Bei Regular-FPS und User-Initiated-FPS wird dann das n_{op} mit $t_{start,x} / \Delta t \leq n_{op} \leq (t_{end,x} - t_{on}) / \Delta t$ gesucht, so dass $k_{fps,n_{op}}$ minimal wird. Alle e_j mit $n_{op} \leq j \leq (n_{op} + n_{fps} - 1)$ werden $e_j := 1$ gesetzt, außerdem $e_{(n_{op} + n_{fps})} = e_{rest}$. Außerdem $n_{if} = 1$.

Bei Power-Based-FPS sind ggf. mehrere Optimierungsrunden erforderlich, ähnlich wie beim SOC-Algorithmus. Die Initialisierung verläuft parallel, als Optimierungsschritt wird ausgeführt:

1. Suche n_{op} mit $n_{if} \leq n_{op} \leq n_{if} + t_{maxOff} / \Delta t$, so dass $k_{fps,n_{op}}$ minimal wird.

2. Alle e_j mit $n_{op} \leq j \leq (n_{op} + n_{fps} - 1)$ werden $e_j := 1$ gesetzt, außerdem $e_{(n_{op} + n_{fps})} = e_{rest}$.
3. Setze $n_{if} = n_{op} + n_{fps} - 1$
4. Wenn $n_{if} < (n_{end} - n_{fps})$, beginne erneut bei 1, wobei n_{end} das letzte Intervall des Optimierungszeitraums angibt.

B.1.3 Algorithmus für PPC-Geräte

Der Algorithmus des PPC-Geräts besteht lediglich aus der Berechnung der Leistung auf Grund der Preisvorgabe aus der vorgegebenen Preis-Leistungs-Kennlinie mittels linearer Interpolation. Bei Preisvorgaben, die außerhalb des Bereichs der Kennlinie liegen, wird stets die Leistungsvorgabe für den niedrigsten bzw. den höchsten Preis verwendet.

Für jeden Zeitschritt i wird die Leistung als lineare Interpolation der beiden nächstliegenden Punkte der Preis-Leistungskennlinie berechnet:

$$P_i = \begin{cases} P_{powppc,1} & \text{wenn } p_i \leq p_{pricppc,1} \\ P_{powppc,n_{ppc}} & \text{wenn } p_i \geq p_{pricppc,n_{ppc}} \\ P_{ppcint} & \text{sonst} \end{cases} \quad (26)$$

mit

$$P_{ppcint} = P_{powppx,j} + (P_{powppx,j+1} - P_{powppx,j}) \cdot \frac{p_i - p_{pricppc,j}}{p_{pricppc,j+1} - p_{pricppc,j}}, \quad (27)$$

wobei p_i zwischen $p_{pricppc,j}$ und $p_{pricppc,j+1}$ liegt. Wenn p_i genau auf einem $p_{pricppc,j}$ liegt, kann natürlich direkt der entsprechende Leistungswert verwendet werden.

Der Algorithmus setzt voraus, dass die Preiswerte der Kennlinie $p_{pricppc}$ als monoton steigende Folge gegeben sind.

B.1.4 Schätzalgorithmen

Am Ende eines Tages d kann die durchschnittliche Leistung eines schaltbaren Geräts berechnet werden:

$$\overline{P_{av,d,X}} := \frac{\sum_{v=1}^{n_p} P_{meter,X,v}}{\sum_{v=1}^{n_p} e_{real,X,v}}, \quad (28)$$

wobei $e_{\text{real},X,v}$ den tatsächlichen Einsatzplan bezeichnet im Unterschied zur Planung $e_{X,v}$. Daraus kann die geschätzte durchschnittliche Leistung aktualisiert werden:

$$P_{av,est,X} := P_{av,est,X} + r_{est-update-d} \cdot (\overline{P_{av,d,X}} - P_{av,est,X}) . \quad (29)$$

Die Aktualisierung von $t_{\text{maxOn},est,X}$ bei SOC-Geräten erfolgt bei jedem Abschaltvorgang des Geräts auf Basis der Zeitdauer seit dem letzten Einschalten des Geräts Δt_{switch} , sowie dem SOC zum Zeitpunkt des letzten Schaltvorgangs S_{switch} und dem aktuellen SOC S_{cur} :

$$t_{\text{maxOn},est,X} := t_{\text{maxOn},est,X} + r_{est-update-n} \cdot \left(\frac{\Delta t_{\text{switch}}}{S_{\text{cur}} - S_{\text{lastswitch}}} - t_{\text{maxOn},est,X} \right) . \quad (30)$$

Analog wird $t_{\text{maxOff},est,X}$ bei SOC-Geräten bei Einschaltvorgängen aktualisiert:

$$t_{\text{maxOff},est,X} := t_{\text{maxOff},est,X} + r_{est-update-n} \cdot \left(\frac{\Delta t_{\text{switch}}}{S_{\text{lastswitch}} - S_{\text{cur}}} - t_{\text{maxOff},est,X} \right) . \quad (31)$$

Um große Fehler bei sehr kurzen Schaltzeiten mit sehr geringen Veränderungen des SOC zu vermeiden, werden die beiden Formeln i.d.R. nur angewendet, wenn die SOC-Differenz mindestens 10% des Speicherhubs beträgt, also $S_{\text{cur}} - S_{\text{lastswitch}} \geq 0,1$ bei Abschaltvorgängen bzw. $S_{\text{lastswitch}} - S_{\text{cur}} \geq 0,1$ bei Einschaltvorgängen.

B.2 Algorithmen des Energiehändlers

B.2.1 AEM – Management mit merkmalsbasierter Schätzung

Spezielle Parameter:

- $r_{\text{update-attr}}$: Alle Update-Faktoren r_{update} müssen zwischen 0 und 1 liegen und geben an, welcher Anteil der alten Prognose für die neue Prognose verwendet wird. Bei der Einstellung der Update-Parameter ist zu berücksichtigen, dass relativ niedrige Werte (z.B. 0,9) dazu führen, dass sich y_{norm} , A_{norm} (s.u.) und P_{attr} relativ schnell verändern und dadurch weniger gut das Verhalten von BEMIs bzw. Nutzern im Mittel über Monate wiedergeben, sondern nur das Verhalten in wenigen vergangenen Tagen. Auf einer solchen Basis ist aber keine sinnvolle Prognose möglich. Wenn die Update-Faktoren relativ groß gewählt werden (z.B. 0,99), dauert es sehr lange, bis bei allen Parametern ein eingeschwungener Zustand erreicht wird. Außerdem reagiert das System dann sehr träge auf mögliche dauerhafte Veränderungen des Verhaltens eines Kunden, z.B. durch die Anschaffung eines neuen Geräts.
- $r_{\text{update-y}}$, $r_{\text{update-A}}$: Update-Faktoren für die internen linearen Schätzgrößen

Prognose der Summenreaktion

In der vorliegenden Arbeit wird die Schätzung der Kundenreaktion durch Linearkombination mehrerer Komponenten ermittelt, die wiederum auf Grund bestimmter Merkmale eines einzelnen Preiswertes innerhalb eines Preisprofils ermittelt werden. Folgende merkmalsbasierte Reaktionsparameter werden dabei verwendet:

- $P_{attr,abs}(p_{preis})$: Geschätzte durchschnittliche Leistung der gemanagten Geräte in Abhängigkeit vom absoluten Preis. Diese Größe dient vor allem zur Schätzung der Reaktion von PPC-Geräten sowie der manuellen Kundenreaktion ohne Leistungsver-schiebung. In der Praxis wird diese Kennlinie durch Bildung von Preisklassen darge-stellt, so dass z.B. die durchschnittliche Leistung bei einem Preis zwischen 5,5 und 5,6 ct/kWh als ein Wert der Kennlinie dargestellt wird.
- $P_{attr,sym_nint}(n_{prel})$: Geschätzte durchschnittliche Leistung der gemanagten Geräte in Abhängigkeit vom relativen Preis n_{prel} innerhalb des umgebenden Intervalls der Länge n_{int} . Als Beispiel wäre $P_{attr,sym_12}(7)$ die geschätzte Leistung, wenn das betrachtete Zeit-intervall den siebtniedrigsten Preis innerhalb von 3 Stunden aufweist (12 Intervalle mit jeweils einer $\frac{1}{4}$ -Stunde), wobei der betrachtete Zeitpunkt in der Mitte des In-tervalls liegen soll. Dieser Wert spielt vor allem für das Management von SOC- und FPS-Geräten eine Rolle. Beim Management dieser Geräte ist der absolute Strom-preis nicht so wesentlich wie der relative Verlauf.
- $P_{attr,left_nint}(n_{prel})$: Wie P_{attr,sym_nint} jedoch wird nur das Intervall VOR dem Zeitpunkt, für den die Schätzung erfolgen soll, betrachtet. Dieser Wert ist als Ergänzung wesent-lich, da insbesondere der SOC-Algorithmus zu einem asymmetrischen Verhalten führt. Wenn der Preis ansteigt und danach auf hohem Niveau verbleibt, sind die Spei-cher zunächst gefüllt und es kommt zu einer sehr niedrigen Last. Wenn die Speicher zunehmend geleert sind, müssen die Geräte trotz hohem Preis wieder einschalten, die Last steigt wieder. Wenn der Preis anschließend wieder fällt, kommt es vor dem Preisabfall zu keiner Verringerung der Last mehr, obwohl der Index in $P_{avrel,sym}$ am Ende der Hochpreisphase den gleichen Wert aufweist wie zu Beginn.
- $P_{attr,right_nint}(n_{prel})$: Wie $P_{attr,left_nint}$, jedoch wird nur das Intervall NACH dem Zeitpunkt, für den die Schätzung erfolgen soll, betrachtet.
- $P_{attr,covar_nint1_nint2}(n_{prel1}, n_{prel2})$: ausgesuchte Kombinationen von Merkmalen, die ebenfalls berücksichtigt werden (also z.B. die Kombination der Position im Merkmal *sym* mit der Position im Merkmal *left* – kovariante Merkmale weisen daher i.d.R. eine sehr große Anzahl möglicher Ausprägungen auf, weshalb oft eine Reihe von Merkmalen zu einer Klasse zusammengefasst werden).

Die Merkmalsreaktionen lassen sich zusammenfassend als

$P_{attr,Y}(p_{arg,Y})$ mit

$Y \in \{abs, sym_{n_{sym1}}, sym_{n_{sym2}}, \dots, left_{n_{left1}}, left_{n_{left2}}, \dots, right_{n_{right1}}, right_{n_{right2}}, \dots, covar_{1_1}, \dots\}$

schreiben, wobei p_{arg} das jeweils zutreffende preis-basierte Argument darstellt. Beispielhaft ist die Berechnung von p_{arg} in Abbildung 46 dargestellt.

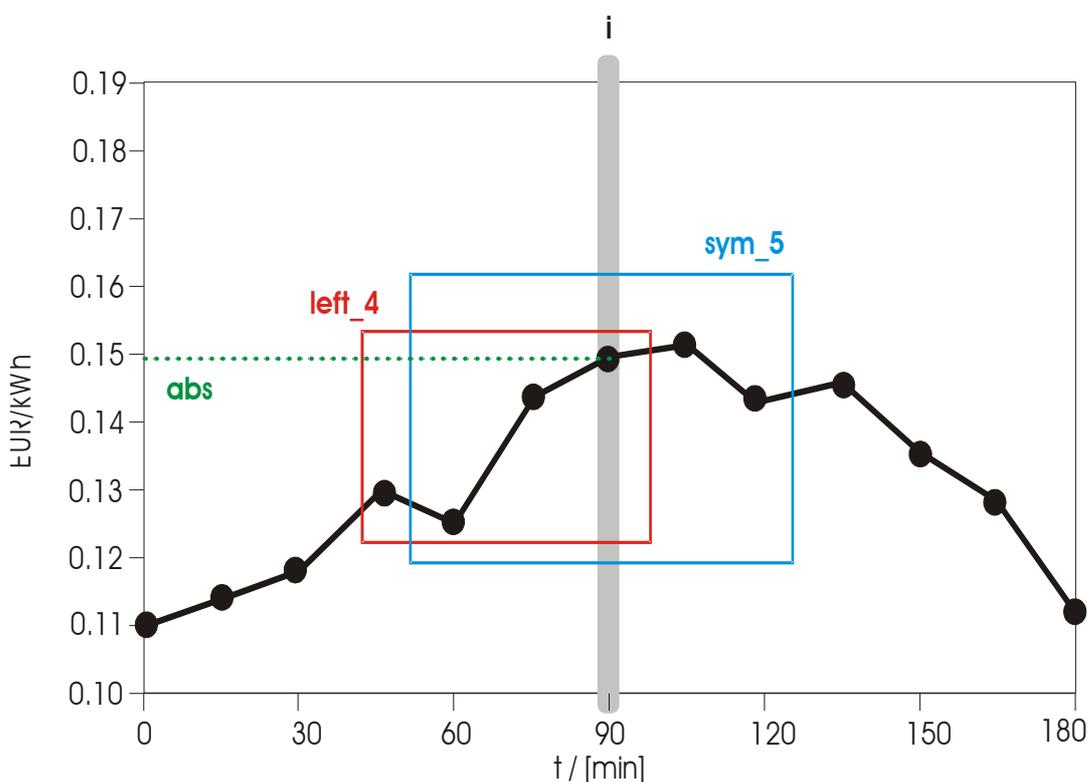


Abbildung 46: Beispiel zur Ermittlung der Merkmalsparameter:

$p_{arg,left_4}(i) = 4$, da der betrachtete Wert der viert-niedrigste (=höchste) im $left_4$ -Intervall ist

$p_{arg,sym_5}(i) = 4$, da der Wert der viert-niedrigste (von 5 Werten) innerhalb des Intervalls sym_5 ist.

$p_{arg,abs}(i) = \text{Klasse } 14.9 \dots 15.0 \text{ ct /kWh}$

Für jedes Merkmal fällt pro Intervall und pro n_{int} (also für Deutschland pro ¼-Stunde) eine Stichprobe an. Bei Merkmalen mit vier Ausprägungen (Betrachtung der Position innerhalb einer Stunde) fallen daher im Durchschnitt pro Ausprägung pro Tag 24 Stichproben an – bei längeren betrachteten Intervallen mit entsprechend größerer Anzahl an Ausprägungen aber entsprechend weniger. Das absolute Preisniveau wurde mit einer Auflösung von 160 Ausprägungen untersucht, da sich der Strompreis in einer relativ großen Bandbreite bewegt. Bei einem kovarianten Merkmal, das die Kombination z.B. von absolutem Preisniveau und symmetrischer Position im 12-Stunden-Intervall (48 Ausprägungen) untersucht, gäbe es für das kovariante Merkmal $48 * 160 = 7680$ Ausprägungen. Wenn es gelänge, für alle Ausprägungen gleichmäßig Stichproben zu sammeln (was unrealistisch ist, da die extremen absoluten Preise nur selten vorkommen), würde es 80 Tage dauern, für jede Ausprägung auch

nur eine Stichprobe der Leistungsreaktion zu sammeln. Da eine sinnvolle statistische Aussage nur mit einer großen Anzahl von Werten möglich ist, wäre eine sinnvolle Auswertung frühestens nach einem Jahr möglich. Wenn die Auflösung der Teilmerkmale deutlich reduziert wird durch Zusammenfassung der einzelnen möglichen Ausprägungen zu Klassen (z.B. Position 1-8 innerhalb des 12-Stunden-Intervalls), dann lassen sich zwar auch kovariante Merkmale sinnvoll verarbeiten. Allerdings konnte in der Simulation durch die Verwendung von Kovarianten-Merkmalen kein Vorteil erzielt werden, weshalb diese nicht weiter berücksichtigt wurden.

Wenn $P_{av,x}$ tatsächlich sowohl in Abhängigkeit vom Preis als auch von der Temperatur ermittelt werden soll, wird eine sehr große Anzahl von gemessenen Kundenreaktionen benötigt, um das gesamte Feld der Daten statistisch angemessen abzusichern. Daher wurde eine gesonderte Ermittlung von $P_{av,x}$ in Abhängigkeit der Außentemperatur gar nicht mehr implementiert. Hier muss es in Zukunft gelingen, durch wenige Korrekturparameter den Einfluss der Außentemperatur einzurechnen und so den Bedarf an Stichproben in angemessenen Grenzen zu halten.

Die Aktualisierung der Merkmale wird durchgeführt, wenn aus den Zählerdaten der BEMIKunden neue Summenreaktionsprofile ermittelt wurden nach der Formel:

$$P_{attr,Y}(p_{arg,Y}(p_g, i)) := P_{attr,Y}(p_{arg,Y}(p_g, i)) + r_{update-attr} \cdot ((P_{real,g,i} - P_{Standardlast,g,i}) - P_{attr,Y}(p_{arg,Y}(p_g, i))) \quad (32)$$

für alle Y, wobei p das Preisprofil repräsentiert, das an dem zugehörigen Tag für die entsprechende Gruppe gültig war. Es hat sich in den Simulationsuntersuchungen (Kapitel 8) als günstiger erwiesen, in die Merkmale nur den Einfluss der managbaren Lasten einzurechnen, daher wird der nicht-managbare Anteil abgezogen.

Hierfür wird das Verhalten der nicht-managbaren Lasten benötigt. Durch

$$P_{Standardlast,g,i} = (P_{Standardlast,i} + c_{Standardlast,g}) \cdot r_{Standardlast,g} \quad (33)$$

wird der Anteil der nicht-managbaren Lasten am Leistungsprofil der Schätzgruppe g im Intervall i geschätzt.

Prinzipiell könnten viele weitere Merkmale für eine Prognose genutzt werden – allerdings konnten bei verschiedenen Untersuchungen keine weiteren aussichtsreichen Merkmale identifiziert werden. Neben der grundsätzlichen Auswahl der strukturellen Merkmale ist eine weitere wichtige Entscheidung, welche konkreten Zeitschrittlängen für die Merkmale berücksichtigt werden. Als sinnvolle Auswahl hat es sich erwiesen, die Position innerhalb des Preisvektors innerhalb einer Stunde (4 Intervalle), innerhalb 3 Stunden (12 Intervalle), innerhalb 6 Stunden (24 Intervalle) und innerhalb 12 Stunden (48 Intervalle) zu berücksichtigen, wobei weitere Zwischenstufen die Genauigkeit etwas verbessern und ggf. beim symmetrischen In-

tervall die doppelte Länge verwendet werden kann. Außerdem ist es sinnvoll, auch 1, 2, 3 Intervalle, also Bruchteile einer Stunde, zu berücksichtigen, um auch hochfrequente Aspekte in die Schätzung einfließen zu lassen.

Das tatsächliche Verbrauchsprofil der Kunden in einer Preisgruppe kann dann als Linearkombination der zugehörigen Merkmale geschätzt werden:

$$P_{est,g,i}(p_g) = P_{Standardlast,g,i} + \sum_Y s_{g,Y} \cdot P_{attr,Y}(p_{arg,Y}(p_g, i)) , \quad (34)$$

wobei $s_{g,Y}$ Koeffizienten darstellen, deren Schätzung im Folgenden beschrieben wird.

Die Berechnung der Faktoren geschieht durch lineare Schätzung (die Vektoren enthalten die Werte für alle Merkmale für eine bestimmte Gruppe). Die Aktualisierung erfolgt ein mal täglich nach der Aktualisierung aller verfügbarer Daten der Vortage:

$$\vec{s}_g = \vec{y}_g \cdot A_g^{-1} \quad (35)$$

Dabei werden y_g und A_g für jeden Zeitschritt i durch alle neu gewonnenen $P_{attr,Y}$ und die zugehörigen Preiswerte aktualisiert nach der Aktualisierungsvorschrift:

$$y_{g,Y} := r_{update,y} \cdot y_{g,Y} + P_{attr,Y,g}(p_{arg,Y}(p, i)) \cdot p_{g,i} \quad (36)$$

mit $y_{g,0,Y} = 0$, bzw.

$$A_{g,Y_1,Y_2} := r_{update,A} \cdot A_{g,Y_1,Y_2} + P_{attr,Y_1,g}(p_{arg,Y_1}(p, i)) \cdot P_{attr,Y_2,g}(p_{arg,Y_2}(p, i)) \quad (37)$$

mit $A_{g,0,Y_1,Y_2} = 0$.

Um zu vermeiden, dass sich die Größenordnung von y und A während des Einschwingvorgangs verändert, werden diese in der Praxis zusätzlich normiert, wodurch sich ergibt:

$$y_{norm,g,Y} := \frac{S_{norm,i-1} \cdot r_{update,y} \cdot y_{norm,g,Y} + P_{attr,Y,g}(p_{arg,Y}(p, i)) \cdot p_{g,i}}{S_{norm,i}} \quad (38)$$

mit

$$S_{norm,i} = S_{norm,i-1} + f_{update,y}^i \quad (39)$$

mit $S_{norm,0} = 1$ und

$$A_{norm,g,Y_1,Y_2} := \frac{S_{norm,i-1} \cdot r_{update,A} \cdot A_{norm,g,Y_1,Y_2} + P_{attr,Y_1,g}(p_{arg,Y_1}(p, i)) \cdot P_{attr,Y_2,g}(p_{arg,Y_2}(p, i))}{S_{norm,i}} . \quad (40)$$

Bestimmung der Tarife

Bei den folgenden Algorithmen wird davon ausgegangen, dass der Gesamtenergiebedarf der Kunden eines Gesamttages weitgehend festgelegt ist. Ggf. hängt diese noch geringfügig vom Durchschnittspreis des Gesamttages ab. Ziel des Algorithmus ist es grundsätzlich, das Ziel-Leistungsprofil durch die Summe der geschätzten Gruppen-Leistungsprofile möglichst genau abzubilden. Wenn allerdings entsprechend der ersten Annahme der Gesamtenergiebedarf der Kunden weitgehend feststeht, ist dies nur möglich, wenn die Gesamtenergie des Ziel-Profiles mit dem fixen Gesamtenergiebedarf der Kunden übereinstimmt. Aus diesem Grund sind die Algorithmen darauf ausgelegt, die Differenzkurve zwischen geschätztem Kundenbedarf und Ziel-Profil möglichst konstant zu machen – wenn die Gesamtenergie des Zielprofils zum Kundenbedarf passt, dann wird diese Differenz konstant null, ansonsten kann sie durch ein Grundlastkraftwerk mit minimaler Leistung gedeckt bzw. der Überschuss durch ein Speicherkraftwerk minimaler Leistung aufgenommen werden.

Als Stellgröße zum Erreichen des Optimierungsziels dienen die Preiskurven der Gruppen $p_{g,i}$. Dazu werden die Preiskurven der Gruppen sukzessive festgelegt, basierend auf dem Anteil des Ziel-Leistungsprofils $P_{open,g,i}$, das noch nicht in vorhergehenden Schritten an andere Gruppen verteilt wurde. Bei einem solchen sukzessiven Tarifbildungsverfahren liegt die absolute Standardabweichung zu einer ideal konstanten Linie mindestens in etwa bei der Hälfte der Standardabweichung der Leistungskurven einer einzelnen Gruppen, da das Hinzufügen (auch eines optimierten) Profils einer Gruppe neben bestimmten Korrekturen im allgemeinen immer auch neue Fehler in der Größenordnung der Standardabweichung des Leistungsprofils einer Gruppe hinzufügt. Wenn die Zahl der Gruppen groß ist und dadurch die absolute Standardabweichung einer einzelnen Gruppe klein bleibt, spielt dieser Fehler aber keine praktische Rolle.

Zu Beginn der Tarifverteilung gilt:

$$P_{open,0,i} := P_{trader,i} \text{ für } i = 1..n_i \quad (41)$$

Anschließend wird für jedes Intervall bestimmt, an wie vieler Stelle $n_{P,i}$ die Leistung $P_{open,g,i}$ innerhalb des Profils $P_{open,g}$ steht, wobei 1 die höchste Leistung bezeichnet und n_i die niedrigste. Dann berechnet sich:

$$p_{g,i} = (n_{P,i} - 1) / (n_i - 1) \cdot p_{av} + p_{av} / 2 + p_{cor,g} \quad (42)$$

Wenn wie vorher angenommen der Gesamtenergiebedarf des Kunden feststeht, kann einfach $p_{cor,g} = 0$ gesetzt werden. In diesem Fall kann die Kurve wie vorher beschrieben nur geglättet werden. Wenn über das Gesamtpreisniveau des Profils auch der Gesamtenergiebedarf beeinflusst werden soll, berechnet sich:

$$P_{cor,g} = \begin{cases} -p_{av} & \text{wenn } p_{cor0,g} < -p_{av} \\ p_{av} & \text{wenn } p_{cor0,g} > p_{av} \\ P_{cor0,g} & \text{sonst} \end{cases} - 0,1 \cdot (p_{setav,g} - p_{av}) \quad (43)$$

und

$$P_{cor0,g} = \frac{-(P_{openav,g} - \sum_{v=1}^{n_i} P_{open,g,v})}{(dP/dp)_{av}} - 0,3 \cdot (p_{setav,g} - p_{av}) \quad (44)$$

Die angegebenen Faktoren 0,1 und 0,3 haben sich in der Simulation bewährt, können grundsätzlich aber auch anders gewählt werden. Dabei gibt $(dP/dp)_{av}$ die mittlere Leistungsänderung aller BEMI-Gruppen in Abhängigkeit der Preisänderung an (täglich aktualisiert mit dem Updatefaktor $r_{update,dP}$). $P_{openav,g}$ gibt die mittlere Leistung an, die in der Vergangenheit insgesamt für alle folgenden Gruppen durchschnittlich benötigt wurde einschließlich der aktuell bearbeiteten Gruppe g . Schließlich gibt $p_{setav,g}$ den mittleren Preis der Gruppe g an. Dieser wird mit einem Updatefaktor $r_{update,satav}$ jeden Tag aktualisiert. Durch diesen Algorithmus wird sichergestellt, dass der Preis jeder Gruppe im Mittel p_{av} beträgt, aber je nach Bedarf der mittlere Preis eines einzelnen Tages davon abweichen kann. Eine maximale Obergrenze des Preises wird hier nicht berücksichtigt, dies könnte aber ohne weiteres durch Beschränkung des berechneten Preises auf p_{max} durchgeführt werden.

B.2.2 FPM - Schätzung der Kundenreaktionen basierend auf festen Fahrplänen

Das vorher beschriebene Verfahren zur Schätzung der Kundenreaktion basierend auf Merkmalen der Preiskurve hat den Vorteil, dass sich aus den Kundenreaktionen der Vergangenheit die Reaktion auf eine beliebige Preiskurve prognostizieren lässt. Praktisch ist aber die Schätzung der BEMI-Reaktionen auf ein beliebiges Preisprofil auch nicht notwendig. Wenn die Reaktion einer Gruppe von BEMIs auf eine Reihe fest definierter Preisprofile mehrfach ermittelt wurde und so die Reaktion auf jedes der festen Profile bekannt ist, kann durch eine günstige Verteilung der bekannten Profile an die unterschiedlichen Gruppen bei ausreichend großer Anzahl von Gruppen trotzdem praktisch eine beliebige Summenreaktion aller Gruppen prognostiziert werden, obwohl für jede BEMI-Gruppe nur eine sehr eingeschränkte Auswahl an Profilen zur Verfügung steht. Dieses Konzept wird im folgenden Ansatz beschrieben.

Entscheidend für diesen Ansatz ist die Festlegung der Anzahl der fest definierten Profile sowie die Frage, ob für alle Gruppen die gleichen Profile verwendet werden und die Definition dieser Profile. Die Profile müssen in Kombination eine große Vielfalt an Summenreaktion erlauben, daher erhalten nicht alle Kunden die gleichen Profile. Es muss ja zu jeder ¼-

Stunde eine zielgenaue Steuerung der Nachfrage möglich sein. Trotzdem muss sichergestellt sein, dass alle BEMI-Kunden im Mittel den gleichen Preis zahlen, also keine Bevorzugung bzw. Benachteiligung auftritt.

Alle Kunden sollten in jedem Fall als Option für jeden Zeitbereich „Extrem-Profile“ haben, die dafür sorgen, dass in diesem Zeitbereich alle Geräte ein- bzw. ausgeschaltet werden. Dies ist notwendig, da dann alle Geräte zu diesem Zeitpunkt genau entsprechend der Vorgabe reagieren müssen, für die Preisverteilung gibt es in diesem Fall keinen Spielraum. Für einen Zeitraum, in dem etwa 50% der Geräte laufen sollen, besteht im Gegensatz dazu ein großer Spielraum durch die Preisvorgaben festzulegen, welche BEMIs zu diesem Zeitpunkt einschalten und welche ausschalten, solange irgendeine Lösung gefunden wird, bei der beide Gruppen gleich groß sind.

Basierend auf den genannten grundsätzlichen Überlegungen ist die einfachste Variante, den Tarif grundsätzlich auf 2 Stufen zu beschränken (niedrig und hoch), außerdem wurde entschieden, dass für alle Kunden die gleichen festen Preisprofile als Optionen definiert sein sollen. Das vereinfacht einerseits den Algorithmus und ist andererseits für eine diskriminierungsfreie Behandlung aller Kunden wesentlich. Wenn der Energieverbrauch wie bei SOC-Geräten innerhalb eines Tages konstant ist, dann sind vor allem die Spitzen nach oben und nach unten interessant. Dabei ist es auf der einen Seite wünschenswert, pro Preisgruppe möglichst viele Preisprofile als Option zu erlauben, auf der anderen Seite erhöht dies den Speicherbedarf für die Reaktions-Leistungsprofile in der Leitstelle, was für moderne Rechner allerdings außer in Extremfällen kein Problem darstellt. Gravierender ist die Notwendigkeit, alle Profile regelmäßig und genügend häufig zu testen, um die Reaktion zu ermitteln. Pro Tag kann per Definition nur eine Profilreaktion ermittelt werden. Bei 4096 Profilen erfordert das Durchtesten aller Profile nur einmal, bevor ein Management möglich ist, also mehr als 11 Jahre, was natürlich unrealistisch ist, zumal sich in den meisten Privathaushalten die Verbraucherstruktur viel schneller verändert. Die Anzahl der Profile, die pro Kunde verwendet werden, sollte also maximal bei ca. 100 liegen.

Wenn die gelieferte Summenarbeit der Kunden abhängig vom Gesamtpreisniveau eines Tages variiert werden kann, könnten die fixen Preisprofile nach oben oder unten mit einem festen Offset verschoben werden, um eine Anpassung der Summenarbeit zu ermöglichen. Dies wurde im Rahmen dieser Arbeit aber nicht untersucht.

B.2.2.1 Parameter

- $p_{\text{fix},g,h,i}$: fixes Preisprofil h der Preisgruppe g zum Zeitintervall i
- $P_{\text{fix},g,h,i}$: geschätzte Summenleistungsreaktion der Preisgruppe g auf das fixe Preisprofil h zum Zeitintervall i

- $n_{\text{ttl},g,h}$: Zähler, der angibt, wie häufig das fixe Preisprofil h der Gruppe g in der näheren Vergangenheit verwendet wurde und damit ausdrückt, wie aktuell die geschätzte Kundenreaktion zu diesem Profil ist
- $r_{\text{update-fix}}$: Update-Faktor für Kundenreaktionen auf fixe Preisprofile.

Wichtige Variablen des Algorithmus

- $n_{\text{fix},g}$: das Preisprofil $p_{\text{fix},g,n(\text{fix},g),i}$ ist das ausgewählte Profil der Preisgruppe g für den Folgetag
- $P_{\text{open},i}$: verbleibende Abweichung zwischen der Summenleistung der bereits ausgewählten fixen Profile und dem Vorgabeprofil $P_{\text{trader},i}$
- g : Preisgruppe, deren Profil aktuell ausgewählt wird
- g_{start} : Preisgruppe, für die am Vortag bei der Optimierung als erste ein Profil ausgewählt wurde.

B.2.2.2 Initialisierung

Zunächst müssen die festen Preisprofile festgelegt werden. Wie beschrieben werden für alle Gruppen gleiche Profile festgelegt, die aber unterschiedliche „Phasenverschiebung“ aufweisen. Diese Phasenverschiebung wird dadurch erreicht, dass die fixen Profile, die bei allen Gruppen gleich sind, für die meisten Gruppen um einige $\frac{1}{4}$ -Stundenintervalle verschoben sind. Dadurch wird erreicht, dass zu jeder $\frac{1}{4}$ -Stunde bei einem Teil der Gruppen eine Preisänderung möglich ist und so auch Reaktionskurven entsprechend detailliert angepasst werden können. Jedes Tagesprofil besteht aus 6 Intervallen, die jeweils einen einheitlichen Preis haben. Die Länge eines solchen fixen Intervalls beträgt also $96/6 = 16$ der $\frac{1}{4}$ -Stundenintervalle. Der Preis eines solchen 4-Stunden-Intervalls kann nur zwei Werte annehmen. Die beiden Preise p_{low} und p_{high} müssen dabei so festgelegt sein, dass gilt:

$$\frac{p_{\text{low}} + p_{\text{high}}}{2} = p_{\text{av}} \quad (45)$$

Um alle möglichen Kombinationen abzudecken, werden dann $2^6 = 64$ fixe Preisprofile benötigt. Der jeweilige Preis in einem 4-Stunden-Intervall wird durch das entsprechende Bit in der Binärdarstellung der Nummer h des fixen Preisprofils festgelegt:

$$p_{\text{fix},g,h,i} = \begin{cases} p_{\text{high}} & \text{wenn } ((h-1) \wedge 2^{n_{\text{gr}}(g,i)}) > 0 \\ p_{\text{low}} & \text{sonst} \end{cases} \quad (46)$$

mit $n_{if}(g, i) = ((\text{floor}(i-1 + ((g-1) \bmod 16)) / 16)) \bmod 6$, wobei das \wedge für eine bitweise logische UND-Verknüpfung steht. n_{if} gibt hier die Nummer des 4-Stunden-Intervalls an.

Auch die Schätzung der Kundenreaktion muss initialisiert werden. Wenn für jede Preisgruppe bekannt ist, wie viel Energie in der Tagessumme bisher verbraucht wurde (ausgedrückt als mittlere Leistung $P_{avstart, g}$) und angenommen wird, dass sich diese Tagessumme nicht ändert, kann das Leistungsprofil geschätzt werden:

$$P_{fix, g, h, i} := \begin{cases} 1 / p_{agg}(h) \cdot n_p \cdot P_{avstart, g} & \text{wenn } p_{fix, g, h, i} = p_{high} \\ 3 / p_{agg}(h) \cdot n_p \cdot P_{avstart, g} & \text{sonst} \end{cases} \quad (47)$$

mit $p_{agg}(h) := \sum_{v=1}^{n_p} \begin{cases} 1 & \text{wenn } p_{fix, 0, h, v} = p_{high} \\ 3 & \text{sonst} \end{cases}$, wobei die Annahme, dass die durchschnitt-

liche Leistung bei hohem Tarif drei mal so hoch ist wie bei niedrigem Tarif je nach konkreter Ausgestaltung angepasst werden kann. Außerdem werden zunächst alle Aktualisierungszähler zurückgesetzt, da ja noch keine Kundenreaktionen als Stichproben ermittelt wurden:

$$n_{ul, g, h} := 0 \quad (48)$$

für alle g und h .

B.2.2.3 Schätzung der Kundenreaktion

Wie bereits eingangs erläutert, ist die Schätzung der Kundenreaktion sehr einfach. Es wird für jeden Tag, sobald die Summenreaktion einer Preisgruppe auf das Preisprofil des Vortags bekannt ist, die geschätzte Preisreaktion aktualisiert:

$$P_{fix, g, h_{Vortag}, i} := P_{fix, g, h_{Vortag}, i} + r_{update-fix} \cdot (P_{real, g, i} - P_{fix, g, h_{Vortag}, i}) \quad (49)$$

B.2.2.4 Bestimmung der Tarife

Initialisierung

Zunächst wird die Leistung, die noch nicht verteilt wurde, entsprechend dem Vorgabeprofil initialisiert:

$$P_{open, i} := P_{trader, i} \text{ für } i = 1..n_p \quad (50)$$

Außerdem wird zunächst die Startgruppe aktualisiert:

$$g_{start} := \begin{cases} g_{start} + 1 & \text{wenn } g_{start} < n_g \\ 1 & \text{sonst} \end{cases} \quad (51)$$

Dann die Gruppe, die zuerst bearbeitet werden soll

$$g := g_{start} \quad (52)$$

gesetzt, um sicherzustellen, dass nicht eine Preisgruppe immer an zuerst oder zuletzt in die Optimierung einbezogen wird. Dadurch ist die diskriminierungsfreie Behandlung aller Kunden gesichert.

Auswahl der Preisprofile der Gruppen

1. Für die ersten Preisgruppen (in der Praxis hat sich ein Wert von 1/3 der Gruppen bewährt) werden die Preisprofile danach ausgewählt, bei welchen Profilen schon lange keine Kundenreaktion mehr als Stichprobe gemessen wurde. Bei diesen Kundengruppen wird $n_{fix,g}$ so gewählt, dass $n_{ttl,g,n_{fix}}$ minimal ist unter allen $n_{ttl,g,h}$.

In diesem Fall wird direkt Schritt 4 bearbeitet.

2. Andernfalls wird nach dem Profil gesucht, bei dem das Optimierungsziel am besten erreicht wird. Dazu hat es sich bewährt, für jedes mögliche feste Profil zu bewerten, wie stark sich bei der verbleibenden zu verteilenden Leistung die größten und die kleinsten Werte unterscheiden würden. Wenn sich große und kleine Werte möglichst wenig unterscheiden, dann ist die entsprechende Kurve sehr gleichmäßig.

Für jedes mögliche Profil h der aktuellen Preisgruppe g wird daher berechnet:

Auswahl aus allen $P_{dev,i}$:

$$P_{dev,i} := P_{open,i} - P_{fix,g,h,i} \quad (53)$$

wobei die 36 größten und die 36 kleinsten Werte aus $P_{dev,i}$, $i=1..96$, ausgewählt werden, bezeichnet als $P_{dev,high,v}$ und $P_{dev,low,v}$, $v=1..36$. Um außerdem direkt auf die Standardabweichung zu optimieren, wird dann ein vorzeichenbehaftetes Quadrat verwendet:

$$err(h) := \sum_{v=1}^{36} (sgn(P_{dev,high,v}) \cdot P_{dev,high,v}^2) - \sum_{v=1}^{36} (sgn(P_{dev,low,v}) \cdot P_{dev,low,v}^2) \quad (54)$$

Die Zahl 36 für die Anzahl der berücksichtigten höchsten und niedrigsten Abweichungen kann natürlich angepasst werden, sollte aber nicht zu niedrig liegen.

3. Wähle das Profil $n_{fix,g}$, bei dem $err(n_{fix,g})$ minimal wird.

4. Nach der Bearbeitung jeder Gruppe wird P_{open} aktualisiert:

$$P_{open,i} := P_{open,i} - P_{fix,g,n_{fix,g},i} \quad (55)$$

Außerdem wird g jeweils um 1 erhöht, wenn $g=n_g$ erreicht, wird $g=1$ gesetzt.

5. Bei dem beschriebenen Verfahren werden die fixen Profile sukzessive ausgewählt. Es ist aber sinnvoll, nach dem ersten Durchlauf wieder mit der ersten Gruppe beginnend zu untersuchen, ob durch Wechsel des ausgewählten Profils bei der ersten Gruppe eine weitere Verbesserung erreicht werden kann. Dies betrifft natürlich nur die Preisgruppen, deren Profil nicht auf Basis von n_{tit} ausgewählt wurde. Vorher muss dann aber die Leistung, die durch das bisher ausgewählte Profil eingerechnet wurde, wieder zu P_{open} hinzu addiert werden:

$$P_{\text{open},i} := P_{\text{open},i} + P_{\text{fix},g,n_{\text{fix},g},i} \quad (56)$$

Anschließend wird der Vorgang für jede Gruppe wieder bei 2. fortgesetzt.

Als Abbruchkriterium für diese fortlaufende Optimierung hat sich bewährt, dass entweder ein vollständiger Durchlauf ohne weitere Veränderung der ausgewählten Profile erfolgte oder maximal 10 vollständige Durchläufe aller Preisgruppen zugelassen werden. Bei den Simulationen ergab sich i.d.R. schon nach 5 bis 6 Durchläufen keine signifikante Verbesserung des abschließenden $\text{err}(h)$ bei der letzten Gruppe, so dass 10 Durchläufe mit hoher Sicherheit eine Lösung sehr nah an einem lokalen Minimum ergeben.

B.3 Wichtige Formeln der Simulation

B.3.1 Berechnungen zu Nutzereingriffen an gemanagten Geräten

Zu Beginn der Simulation wird die Wahrscheinlichkeit eines Schaltvorgangs während eines einzelnen Simulationsschrittes berechnet:

$$P_{\text{switch-step}} = \frac{n_{\text{user}} \cdot \Delta t_{\text{sim}}}{24 h} \quad (57)$$

Danach werden für das Gerät zwei Zustände unterschieden:

Zustand 1 (Grundzustand): Unter der Annahme, dass $\text{rand}()$ stets eine Zufallszahl gleichverteilt zwischen 0 bis 1 ergibt und jeder neue Aufruf der Funktion ein neues, von den vorherigen Zufallszahlen unabhängiges Ergebnis zurückgibt, gilt dann in jedem Simulationsschritt, dass ein Nutzerereignis eintritt, wenn $\text{rand}() < p_{\text{switch-step}}$. Bei FPS-Geräten wird dann ein interner Zähler gesetzt:

$$n_{\text{prog-step}, \text{FPS}} := t_{\text{On}} / t_{\text{sim}} \quad (58)$$

der angibt, wie viele Simulationsschritte lang das Programm läuft.

Zustand 2: Wenn das Programm eingerichtet ist, wird der Zähler in jedem Simulationsschritt dekrementiert, in dem das Gerät durch das BEMI eingeschaltet ist. Wenn der Zähler null er-

reicht, wird das Programm als abgelaufen betrachtet, das simulierte Gerät geht wieder nach Zustand 1.

Bei SOC-Geräten werden entsprechend Störungen des SOC berechnet:

$$n_{\text{disturb-step}, \text{SOC}} := \frac{t_{\text{disturb}, \text{min}} + \text{rand}() \cdot (t_{\text{disturb}, \text{max}} - t_{\text{disturb}, \text{min}})}{t_{\text{sim}}} \quad (59)$$

außerdem

$$\Delta S_{\text{disturb-step}} := (S_{\text{disturb}, \text{min}} + \text{rand}() \cdot (S_{\text{disturb}, \text{max}} - S_{\text{disturb}, \text{min}})) \cdot t_{\text{sim}} \quad (60)$$

und

$$\Delta \Delta S_{\text{disturb-step}} := \Delta S_{\text{disturb}, \text{min}} / n_{\text{disturb-step}, \text{SOC}} \quad (61)$$

In jedem Schritt bis zum Erreichen des Endes der Störung wird dann der SOC-Verlust durch die Störung berechnet

$$S := S - \Delta S_{\text{disturb-step}} \quad (62)$$

und

$$\Delta S_{\text{disturb-step}} := \Delta S_{\text{disturb-step}} - \Delta \Delta S_{\text{disturb-step}} \quad (63)$$

wodurch $\Delta S_{\text{disturb-step}}$ während der Störung gleichmäßig auf null zurückgeht.

B.3.2 Berechnung der aktuellen Leistung der nicht-managebaren Geräte, die dem reduzierten VDEW-Lastprofil folgen

Die aktuelle Leistung der nicht-managebaren Geräte eines BEMI-Netzanschlusses $P_{\text{nonman}, \text{step}}$ schwankt immer zwischen 0 und $P_{\text{nonman}, \text{limit}}$, wobei $P_{\text{nonman}, \text{limit}}$ auch als Parameter vorgegeben werden muss (oder zufallsbasiert gebildet wird). Dabei wird unterschieden, ob die Leistung zu einem Zeitpunkt unterhalb (Fall 1) oder oberhalb (Fall 2) des Erwartungswertes der Leistung für den entsprechenden Anschluss liegt. Im Fall 1 liegt die Leistung zufallsbasiert gleichverteilt zwischen 0 und $P_{\text{nonman}, \text{av}}$, im Fall 2 gleichverteilt zwischen $P_{\text{nonman}, \text{av}}$ und $P_{\text{nonman}, \text{limit}}$. Es gilt also:

$$P_{\text{nonman}, \text{step}} = \left\{ \begin{array}{ll} \text{rand}() \cdot P_{\text{nonman}, \text{av}} \cdot \frac{P_{\text{norm}, \text{step}}}{1000 \text{ kWh} / 8760 \text{ h}} & \text{falls Fall 1} \\ (1 + \text{rand}()) \cdot (P_{\text{nonman}, \text{limit}} - P_{\text{nonman}, \text{av}}) \cdot \frac{P_{\text{norm}, \text{step}}}{1000 \text{ kWh} / 8760 \text{ h}} & \text{sonst} \end{array} \right\} \quad (64)$$

wobei $P_{\text{norm}, \text{step}}$ die aktuelle normierte Leistung des VDEW-Standardlastprofils angibt.

Wenn im vorhergehenden Simulationsschritt Fall 1 verwendet wurde, dann wird Fall 2 mit der Wahrscheinlichkeit p_{up1} verwendet. Wenn im Schritt vorher bereits Fall 2 verwendet wurde, wird mit der Wahrscheinlichkeit p_{up2} wieder Fall 2 verwendet. Damit wird ausgedrückt, dass viele Geräte mit hoher Leistung zwar nur zu wenigen Zeitpunkten betrieben werden, aber doch häufig länger als eine ¼-Stunde am Stück, daher ist die Wahrscheinlichkeit für eine hohe Leistung in Folgeintervallen höher. Als weiterer Parameter muss $p_{up,rel} = p_{up2}/p_{up1}$ vom Nutzer der Simulation eingestellt werden. Dann gilt:

$$P_{up1} = \frac{1}{\frac{P_{nonman,limit}}{P_{nonman,av}} + p_{up,rel} - 1} \quad (65)$$

und

$$P_{up2} = P_{up1} \cdot P_{up,rel} \quad (66)$$

Damit wird erreicht, dass der Erwartungswert für $P_{nonman,step}$ im langjährigen Mittel $P_{nonman,av}$ ist.

Berechnung der Gebote an der Strombörse

Die Gebote erfolgen entsprechend den aktuellen Regeln der Strombörse EEX (s. Kapitel 4.5.7). Wenn n_{bid} die Zahl der Punkte auf der Gebotskurve für jede Stunde angibt, dann berechnen sich die einzelnen Leistungswerte $P_{bid,1} \dots P_{bid,n_{bid}}$ auf der Gebotskurve durch:

$$P_{bid,k} = P_{goal,norm} \cdot \left(1 - \frac{k-0,5-n_{bid}/2}{n_{bid}/2-0,5} \cdot r_{bid-power}\right), \quad (67)$$

wobei $P_{goal,norm}$ die Durchschnittsleistung, die über den Tag ersteigert werden soll, angibt, normiert entsprechend Erfahrungen der Vergangenheit, wie hoch im Schnitt geboten werden muss, um das Ziel zu erreichen.

Die Preispunkte der Gebotskurve werden berechnet durch:

$$P_{bid,k} = P_{EEX,low} \cdot r_{price-bid,min} + (P_{EEX,high} \cdot r_{price-bid,max} - P_{EEX,low} \cdot r_{price-bid,min}) \cdot \frac{k-1}{n_{bid}-1} \quad (68)$$

wobei $p_{EEX,low}$ und $p_{EEX,high}$ eine Schätzung für den Durchschnittspreis der 3 billigsten bzw. der 3 teuersten Stunden darstellt.

A Abkürzungen und Formelzeichen

Abkürzungen

ACSI

Abstract Communication Service Interface

AEM

Attribute-based Estimation Management

BEMI

Bidirektionales Energiemanagementinterface

BHKW

Blockheizkraftwerk

bit

Binary Digit

BKV

Bilanzkreisverantwortlicher

BSOC

Bidirectional SOC

CENELEC

Comité Européen de Normalisation Electrotechnique

CO₂

Kohlenstoffdioxid

DEA

Dezentrale Energieeinspeise-Anlage

DGL

Differentialgleichung

DSL

Digital Subscriber Line

EE

Erneuerbare Energien

EEG

Erneuerbare Energien-Gesetz

EIB

Europäischer Installationsbus

EN

Europäische Norm

EPM

Emergency-Power-Management

ESOC

Extended-SOC

FPM

Fixed Profile Management

FPS

Fixed-Program-Shift

FTP

File Transfer Protocol

GPRS

General Packet Radio Service

GSM

Global System for Mobile Communications

IEC

International Electrotechnical Commission

IP

Internet Protocol

ISDN

Integrated Services Digital Network

ISO

International Standardization Organization

KNX

Konnex Association

KWK

Kraft-Wärme-Kopplung

LAN

Local Area Network

LON

Local Operating Network

M2M

Machine-to-Machine

MMS

Manufacturing Messaging Specification

OSI

Open Systems Interconnection

PC

Personal Computer

PDA

Personal Digital Assistant

PLC

Powerline Carrier Communication

PPC

Price-Power-Control

PSTN

Public Switched Telephone Network

PV

Photovoltaik

SCADA

Supervisory Control and Data Acquisition

SCSM

Specific Communication Service Interface

SMS

Short Message Service

SOC

State-of-Charge

SSOC

Simple-SOC

SWH

Season-Weekday-Hour

TAB

Technische Anschlussbedingungen

TCP

Transmission Control Protocol

USV

Unterbrechungsfreie Stromversorgung

VDE

Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V.

VDEW

Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.

VdN

Verband der Netzbetreiber

WAN

Wide Area Network

Einheiten

A

Stromstärke

EUR

Kosten

Hz

Frequenz

kWh

elektrische Arbeit

sec

Zeit

V

Spannung

W

elektrische Wirkleistung

Formelzeichen

k

Kosten

L

Induktivität

n
Anzahl

P
elektrische Wirkleistung

p
Preis

T
Periodendauer

t
Zeit

W
elektrische Arbeit

Indizes

d
Tag

g
Preisgruppe

h
Fixed Profile

i
15-Minuten-Intervall

j
15-Minuten-Intervall

max
Maximum

min
Minimum

X
Gerät

Y
Schätzmerkmal

B Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Geräteparameter für Energiemanagement im Niederspannungsnetz	50
Tabelle 2: Ergänzende Parameter für das Energiemanagement in der Niederspannungsversorgung	52
Tabelle 3: Durchschnittliche EEX-Preise im Jahr 2005 für unterschiedliche Handelsvolumina jeweils ungewichtet und gewichtet entsprechend der Gesamterzeugung aus Windkraft in Deutschland	60
Tabelle 4: Weg eines Preisprofils und der zugehörigen Leistungsreaktion über der Zeit ...	101
Tabelle 5: Schedule common data class specification gemäß IEC 61850	115
Tabelle 6: Scheduler logical node class specification gemäß IEC 61850	118
Tabelle 7: Switchable device with SOC-management logical node class specification	121
Tabelle 8: Switchable device with FPS-management logical node class specification	122
Tabelle 9: Controllable device logical node class specification	123
Tabelle 10: Simulationsparameter zur Potenzialabschätzung der Gerätetypen (SOC-Haushalt)	147
Tabelle 11: Simulationsparameter zur Potenzialabschätzung der Gerätetypen (FPS-Haushalt)	148
Tabelle 12: Simulationsparameter zur Potenzialabschätzung der Gerätetypen (SOC-kommerziell)	148
Tabelle 13: Einsparpotenziale 2005 durch Energiemanagement mit dezentraler Entscheidung (Haushalte)	149
Tabelle 14: Einsparpotenziale 2005 durch Energiemanagement mit dezentraler Entscheidung (kommerziell)	149

C Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Anteil des Stromverbrauchs nach Sektoren - ca. 50% sind dabei der Niederspannungsversorgung zuzurechnen [8]	7
Abbildung 2: Schema zur Blindleistungsregelung mit Kraftwerk oder dezentralem Einspeiser	23
Abbildung 3: vereinfachtes Schema zur Blindleistungseinspeisung über ohmsch-induktive Leitung	24
Abbildung 4: simulierter Verlauf der am Einspeisepunkt gemessenen Netzspannung bei Aufbau nach Abbildung 2-3 und $Z_1=(0.7+0.05j)\Omega$ (sehr schwach induktive Leitung), ohne Einspeisung von Wirkleistung	25
Abbildung 5: gemessene Netzspannung bei unterschiedlicher Einspeisung von Wirk- und Blindleistung bei stark induktiver Leitung, $Z_{\text{Leitung}} \approx (0.4+0.85j)\Omega$	25
Abbildung 6: gemessene Netzspannung bei unterschiedlicher Einspeisung von Wirk- und Blindleistung bei schwach induktiver Leitung, $Z_{\text{Leitung}} \approx (0.7+0.05j)\Omega$	26
Abbildung 7: Frequenzverhalten des Netzes bei Störbedingungen wie in den Szenarien der UCTE angenommen; Erzeugungsausfall bei $t=0$	31
Abbildung 8: Frequenzverhalten des Netzes bei Bedingungen wie in 3-1 mit der Ausnahme, dass in den Szenarien C1/2 der Erzeugungsausfall mit 1900 MW angesetzt wird an Stelle von 1300 MW im UCTE-Szenario B1/2	32
Abbildung 9: Frequenzverhalten des Netzes bei Bedingungen wie in der vorherigen Abbildung, allerdings unter der Annahme, dass 2000 MW dezentrale Leistung unterhalb von 49,8 Hz abschalten	33
Abbildung 10: Frequenzverhalten des Netzes bei Bedingungen wie in den vorherigen Abbildungen, allerdings unter der Annahme, dass 10.000 MW dezentrale Leistung unterhalb von 49,8 Hz abschalten	34
Abbildung 11: Einphasiges Ersatzschaltbild eines Niederspannungs-Strahlennetzes mit DEA und Anbindung an das Mittelspannungsnetz	37
Abbildung 12: Kurzzeitige ungewollte Inselbildung bei einer AWE	39
Abbildung 13: Abschaltverhalten nach Impedanzsprung um 0,7 Ohm bei Betrieb von 12 PV-Wechselrichtern mit Impedanzmessverfahren im massiven Parallelbetrieb	40
Abbildung 14: Kommunikation und Handel im liberalisierten Strommarkt mit Integration verteilter Erzeugung	47
Abbildung 15: Geräteparameter für Energiemanagement im Niederspannungsnetz	51
Abbildung 16: Differenz für unterschiedliche Handelsvolumina der EEX 2005 zwischen ungewichtetem Strompreis und durchschnittlichem Preis für Windstrom	60
Abbildung 17: Realisierung des BEMI im Testbetrieb	63

Abbildung 18: Energiemanagement mit BEMI	64
Abbildung 19: PDA als Nutzerschnittstelle des BEMI	65
Abbildung 20: Kommunikationsbedarf zur Bereitstellung dezentraler Regel- und Fahrplan- energie	69
Abbildung 21: monetäre Ströme der dezentralen Regel- und Fahrplanenergie	70
Abbildung 22: mögliches Kommunikationsmodell bei Einsatz eines Kommunikations- dienstleisters	72
Abbildung 23: BEMI-Programm Gesamtstruktur	92
Abbildung 24: Programmkörper Hauptschleife BEMI	93
Abbildung 25: Ablauf der Optimierung eines SOC-Geräts	94
Abbildung 26: Multifunktionale Kommunikation innerhalb eines Anschlusses des Nieder- spannungsnetzes über ein bidirektionales Energiemanagementinterface (BEMI)	105
Abbildung 27: Kommunikationsstruktur des BEMI auf Basis der IEC 61850 für den WAN- und Inhousebereich	112
Abbildung 28: Inhouse-Kommunikation der BEMI-Realisierung im Projekt DINAR	136
Abbildung 29: Durchschnittspreise für Strom 2005 mit Energiemanagement mit dezentraler Entscheidung (pro kWh); EEX-Preis und Referenzpreis Waschmaschine zum Vergleich der Preise bei Betrieb ohne Management	150
Abbildung 30: Einsparpotenziale 2005 durch Energiemanagement mit dezentraler Entschei- dung (volkswirtschaftlich)	150
Abbildung 31: Management eines Gefriergeräts (Tagesausschnitt)	152
Abbildung 32: Management eines Gefriergeräts (Übersicht, Beginn 28.5. 2005, 0:00)	153
Abbildung 33: Management eines Gefriergeräts in der Simulation (Beginn 28.05.2005, 0:00)	154
Abbildung 34: Debugging des Web-Interface in der Simulation	155
Abbildung 35: Verlauf der Fehler der realen Leistung gegenüber der geschätzten Leistung bzw. der Zielleistung sowie relative Standardabweichung der Kundenprofile bei je einem Kühlschrank und einer Waschmaschine pro BEMI und FPM- Management	159
Abbildung 36: Verlauf der Fehler der realen Leistung gegenüber der geschätzten Leistung bzw. der Zielleistung bei 6400 BEMIs mit je einem Kühlschrank und einer Waschmaschine und FPM-Management bei Variation der Zahl der Preis- gruppen	160
Abbildung 37: Vergleich der Fehler bei Nutzung des FPM-Algorithmus mit dem AEM-Algo- rithmus	161

Abbildung 38: Pest und Preal bei FPM-Management einer Leistung, die an der EEX gekauft wurde, und 6400 BEMIs in 256 Preisgruppen, die über je einen Kühlschrank und eine Waschmaschine verfügen	162
Abbildung 39: Ptrader und Preal bei FPM-Management einer Leistung, die an der EEX gekauft wurde, und 6400 BEMIs in 256 Preisgruppen, die über je einen Kühlschrank und eine Waschmaschine verfügen	163
Abbildung 40: Einsparung der Jahresarbeit aus regelbaren Kraftwerken (WgenReqTot) bei Einsatz eines Kühlschranks und einer Waschmaschine pro BEMl und rflukt ≈ 104 %	165
Abbildung 41: WgenReqTot / Wreal (Benötigte Arbeit aus regelbaren Kraftwerken) bei unterschiedlichen Anteilen der Photovoltaik- und Winderzeugung mit und ohne Management mit dezentraler Entscheidung bei Einsatz von 6400 BEMIs mit jeweils einem Kühlschrank und einer Waschmaschine	166
Abbildung 42: Einsparung der benötigten Arbeit aus regelbaren Kraftwerken durch das Management mit dezentraler Entscheidung gegenüber dem Betrieb ohne Management bei Einsatz von 6400 BEMIs mit jeweils einem Kühlschrank und einer Waschmaschine	166
Abbildung 43: Vergleich von Erzeugung und Verbrauch bei FPM-Management einer Leistung, die durch Wind-, PV- und ergänzende Tageskonstantleistung ermittelt wurde, bei 6400 BEMIs in 256 Preisgruppen, die über je einen Kühlschrank und eine Waschmaschine, keine weiteren Lasten verfügen und rflukt ≈ 67 %	167
Abbildung 44: Quellen für ein Management basierend auf Wind-, PV- und ergänzende Tageskonstantleistung, rflukt ≈ 67 %	168
Abbildung 45: Ablauf der Optimierung eines SOC-Geräts	VI
Abbildung 46: Beispiel zur Ermittlung der Merkmalsparameter: parg,left_4(i) = 4, da der betrachtete Wert der viert-niedrigste (=höchste) im left_4-Intervall ist parg,sym_5(i) = 4, der der Wert der viert-niedrigste (von 5 Werten) innerhalb des Intervalls sym_5 ist. parg,abs(i) = Klasse 14.9 .. 15.0 ct /kWh	XIII

D Literaturverzeichnis

- [1] U. Leuschner: Energie Wissen - Die deutsche Stromwirtschaft im Umbruch, <http://www.udo-leuschner.de/basiswissen/>
- [2] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): Third Assessment Report, 2001, www.ipcc.ch
- [3] Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG): Dezentrale Versorgung 2020, Studie Frankfurt/Main 2007
- [4] Wikipedia: Erneuerbare Energie, http://de.wikipedia.org/wiki/Erneuerbare_Energien, Stand 04.01.2007
- [5] Schlaich, J.: Aufwindkraftwerke, Forschungsverbund Sonnenenergie Themen 2002, 10/2002
- [6] Radtke, Kühn: Auswirkungen vermehrter regenerativer Erzeugung auf den Verbundbetrieb, ETG-Workshop Neue dezentrale Versorgungsstrukturen FFM 2003
- [7] Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU): Energiewende zur Nachhaltigkeit, <http://www.wbgu.de>, 2003
- [8] VDEW Jahresbericht 2005, <http://www.strom.de>
- [9] D. Nestle, C. Bendel: Online Metering for Distributed Energy Generation Plants-Technical and Economical Optimization in the Low Voltage Grid / Decentralized Electrical Power Generators in the Low Voltage Grid-the research project DINAR, Metering & Billing Europe Conference, Berlin, 09/2004
- [10] C. Bendel, D. Nestle: Decentralized Electrical Power Generators in the Low Voltage Grid - Development of a Technical and Economical Integration Strategy, International Journal of Distributed Energy Resources, 01/2005, S. 63-70
- [11] Patentanmeldung EP 1 339 153, "Einrichtung zum Anschluss eines Gebäudes oder dgl. an ein elektrisches Niederspannungsnetz", Priorität: 19.02.2002, Offenlegung: 27.08.2003
- [12] C. Bendel, S. Malcher, D. Nestle: Dezentrale Energieeinspeisung ins Niederspannungsnetz - technische und wirtschaftliche Entwicklungslösungen -, 20. Symposium Photovoltaik, Staffelstein 03/2005
- [13] B. Fischer: Rahmenbedingungen, Faktoren und technische Entwicklungen - Parameter für die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen, Tagungsband Energie Innovativ 2004, Bayerisches Energie-Forum / Bayern Innovativ, Nürnberg, 05/2004
- [14] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) Institut für Technische Thermodynamik, Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie: ÖKologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, Forschungsvorhaben im Auf-

-
- trag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, FKZ 901 41 803, 2004
- [15] F. Santjer: Eigenschaften und Regelungsmöglichkeiten von Windenergieanlagen im Hinblick auf den zukünftigen Ausbau, Tagungsband ETG-Workshop, Frankfurt 02/2003
- [16] NET Nowak Energy & Technology, Ecofys: Potential for Building Integrated Photovoltaics; Report IEA-PVPS T7-04:2001
- [17] G. Czisch et al.: Interkontinentale Stromverbünde - Perspektiven für eine regenerative Stromversorgung, Bericht Forschungsverbund Sonnenenergie FVS Themen 2001
- [18] G. Czisch, F. Trieb: Interkontinentale Stromverbünde - Perspektiven einer Vollversorgung Europas mit Strom aus regenerativen Quellen, http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/stromverbuende_a4.pdf, 2002
- [19] M. Kabariti, U. Möller, G. Knies: Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation "TREC" for development, climate stabilisation and good neighbourhood, Paper for Arab Thought Forum and Club of Rome, Amman 2003, http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-I/publication/03-11-01_TREC.pdf
- [20] G. Czisch, B. Ernst.: High wind power penetration by the systematic use of smoothing effects within huge catchment areas shown in a European example, Vor-trag auf der Konferenz "Windpower 2001" der "American Wind Energy Association" (AWEA), Washington, DC, 2001 http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/awea_2001_czisch_ernst.pdf
- [21] G. Giebel, N.G. Mortensen, G. Czisch: Effects of large scale distribution of wind energy in and around Europe, Risø International Energy Conference, 05/2003, <http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/Risoe200305.pdf>
- [22] A. Moers, V. Karavezyris, H.-G. Giesa: Simulation zur künftigen Entwicklung der dezentralen Energieversorgung in Deutschland, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 52.Jg(2002), Heft 11
- [23] M. Kaltschmitt, M. Fishedick: Wind- und Solarstrom im Kraftwerksverbund; S. 208, Verlag C.F.Müller; 1995
- [24] V. Quaschning: Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert, Fortschritt-Berichte VDI Reihe 6 Nr. 431, VDI Verlag Düsseldorf 2000, <http://www.volker-quaschning.de/publis/klima2000/index.html>
- [25] T. Wiesner: Technische Aspekte einer großflächigen Integration dezentraler Energieversorgungsanlagen in elektrische Verteilnetze, Fortschritt-Berichte VDI reihe 21 Nr. 313, VDI Verlag Düsseldorf 2001
- [26] F. Trieb, J. Nitsch, L. Brischke: Sichere Stromversorgung mit regenerativen Energien, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 52.Jg(2002), Heft 9
-

- [27] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): "Erneuerbare Energien - Innovation für die Zukunft", Broschüre 05/2004, <http://www.bmu.de/erneuerbare/energien/doc/5962.php>
- [28] Mitteilung der Kommission an den Rat und das europäische Parlament zur EU-Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien, Brüssel 05/2004, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/kom_anteil_ee_eu.pdf
- [29] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Klimaagenda 2020: Der Umbau der Industriegesellschaft, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund_klimaagenda.pdf, Stand 10.06.2007
- [30] EWEA, Greenpeace: Windstärke 12, Studie 05/2004, zitiert Garrad Hassan und Germanischer Lloyd, Untersuchung im Joule-Forschungsprogramm der EU, 1993-1995
- [31] H.G. Matthies et. al.: Study of Offshore Wind Energy in the EC. Final Report of Joule I contract JOUR-0072 commissioned by the Commission of the European Communities CEC, Verlag Natürliche Energien, Brekendorf, 1995
- [32] H. Söker, K. Rehfeldt, F. Santjer, M. Strack, M. Schreiber: Offshore Wind Energy in the North Sea, Technical Possibilities and Ecological Considerations - A Study for Greenpeace, 10/2000
- [33] R. Barthelmie et al.: Offshore wind potential in Europe and review of offshore resource modelling techniques, Risoe 2002 http://www.offshorerewindenergy.org/ca-owee/indexpages/downloads/Brussels01_Resources.pdf
- [34] C. Weber: Das Investitionsparadox in wettbewerblichen Strommärkten, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 52. Jg(2002), Heft 11
- [35] V. Quaschnig: Projektion der Kosten und Anteile von Solarstrom zur Stromversorgung im Jahr 2025, 20. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staufelstein 2005
- [36] European Commission: A Vision for Photovoltaic Technology, EUR 21242, Luxemburg 2005, <http://europa.eu.int/comm/research/energy/pdf/vision-report-final.pdf>
- [37] M. Nitzschke: Das EEG als Kostensenkungsgesetz, Bundesverband Erneuerbare Energie e.V., 05/2003, http://www.eeg-aktuell.de/ezfilemanager/downloadtemp/BEE_Kosten.pdf
- [38] C. Kruck, L. Eltrop: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien - Eine ökonomische und ökologische Analyse im Hinblick auf eine nachhaltige Energieversorgung in Deutschland, Zentrum für Energieforschung Stuttgart 2004, http://www.zes.uni-stuttgart.de/deutsch/downloads/ZES_2004_0001_Stromerzeugung%20Erneuerbare.pdf
- [39] I. Laresgoiti: Electricity Deregulation - Report For DISPOWER Task 5.1a, Labein / Spanien, 09/2002

-
- [40] Hoffmann, W.: Unterstützungsprogramme der PV Solarstromindustrie, 20. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 2005
- [41] MVV Energie AG: Preisblatt für Messung, Abrechnung und Zähl Datenbereitstellung, <http://www.mvv-business.de/de/pub/netznutzungstrom/preisblaetter/preisblatt3.cfm>, Stand 21.04.2005
- [42] RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz: Preisblatt 4 Preise für die Messung von Lastgang und Energie, <http://www.rwe.com/generator.aspx/dso-rr/netznutzungstrom/netznutzungspreise/preisblatt-4/language=de/id=173862/page.html>, Stand 21.04.2005
- [43] Städtische Werke Kassel AG: Netznutzungsentgelte Strom ab 1.1.2005, <http://www.kvg.de/stw/pdf/Netznutzung/Netznutzungsentgelte-Strom.pdf>, Stand 21.04.2005
- [44] Standardisation of AMR in the Netherlands, Metering&Billing Europe, Kopenhagen, 10/2006
- [45] Verband der Netzbetreiber - VDN - e. V. beim VDEW : DistributionCode 2003 - Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen, Berlin, August 2003
- [46] J. Reekers, M. Vogel, J. Jahn, M. Landau, P. Strauß: Multifunktionale Photovoltaik-Wechselrichter - Optimierung von Industrienetzen und öffentlichen Netzen, Elfte Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 11/2006
- [47] J. Schmid et. al.: Energie und Kommunikation, Integration Erneuerbarer Energien in Versorgungsstrukturen, Forschungsverbund Sonnenergie FVS Themen 2001
- [48] EUS GmbH: Abschlussbericht SIDEAN II
- [49] E. Spring: Elektrische Energienetze, Energieübertragung und -verteilung, VDE Verlag 2003
- [50] D. Nestle, C. Bendel, P. Funtan, M. Ries: Sicherheitsaspekte in dezentralen netzgekoppelten Energieerzeugungsanlagen, ETG-Workshop "Neue dezentrale Versorgungsstrukturen", Frankfurt(Main) 09/2003
- [51] E.ON Netz GmbH: Ergänzende Netzanschlussregeln für Windenergieanlagen - Erläuterungen; 08/2003
- [52] F. Psomadellis: Conclusions Seminar 8 - Data communication needs and standards, EU-Deep 23rd -26th March 2004 Workshop Proceedings, FP6 Project: SES6-CT-2003-503516, <http://www.eu-deep.com/cgi-bin/WebObjects/EUDEEP.woa/wa/>
- [53] C. Bendel, J. Kirchhof, P. Funtan, D. Nestle: "Wechselrichterwechselwirkungen - Testergebnisse des Forschungsprojektes SIDENA", 19. Symposium Photovoltaik, Staffelstein 2004
- [54] C. Bendel, D. Nestle, M. Viotto: "Safety aspects of decentralised net-coupled electrical generators", 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris, 2004
-

- [55] P. Funtan: Untersuchungen zur Langzeitstabilität von Solarleitungen, 20. Symposium Photovoltaik, Staffelstein 03/2005
- [56] P.D. Gorgas: Netzsicherheitsmanagement im Verteilnetz, Zehntes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 11/2005
- [57] E.ON Netz GmbH: Netzanschlussregeln Hoch- und Höchstspannung; 08/2003
- [58] UCTE: Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy; <http://www.ucte.org>; 04/2004
- [59] H.-J. Haubrich, J. Dennersmann: Anforderungen an das Zusammenwirken von Kraftwerk und Netz; in Albert et. al.: Elektrischer Eigenbedarf; 2. Auflage VDE Verlag, 1996
- [60] K. Pitscheider, E.Welfonder: Konventionelle Dampfkraftwerke mit geregelter Kondensatstaubetrieb - Modellgestütztes Block-Führungs- und Regelungskonzept; Tagungsband Netzregelung und Systemführung - Führungsaufgaben und Interaktionen von Kraftwerken und Netz bei deregulierter Energiewirtschaft/ VDI Bericht 1529; 02/2000
- [61] UCTE: Policy 1: Load-Frequency Control and Performance; <http://www.ucte.org>; Stand 09.06.2004
- [62] UCTE: Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance; <http://www.ucte.org>; Stand 09.06.2004
- [63] E. Welfonder: Künftige Aufgaben der Netzregelung unter Nutzung bisheriger Stell- und Regelmaßnahmen; Tagungsband Anforderungen an die Netzregelung bei Deregulierung der Energiewirtschaft und erweitertem Verbundnetz / VDI Bericht 1329; 04/1997
- [64] D. Nestle, C. Metzger: Inselnetzbetrieb im öffentlichen Energieverteilungsnetz bei hoher Durchdringung mit Photovoltaik-Einspeisung - Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt SIDENA, 20. Symposium Photovoltaik, Staffelstein 03/2005
- [65] B. Verhoeven: Probability of islanding in utility networks due to grid connected photovoltaic power systems; Report IEA-PVPS T5-07:2002
- [66] VDEW Jahresbericht 2003, <http://www.strom.de>
- [67] Norm-Entwurf DIN VDE 0126-1-1: Selbsttätige Freischaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz, Ausgabe:2005-05
- [68] Norm-Entwurf DIN VDE 0126: Selbsttätige Freischaltstelle für Photovoltaikanlagen einer Nennleistung $\leq 4,6$ kVA und einphasiger Paralleleinspeisung über Wechselrichter in das Netz der öffentlichen Versorgung, Ausgabe 1999-04
- [69] E. Hagenmeyer: Kann ein großer Stromausfall wie in USA und Italien auch in Deutschland passieren?, <http://www.energie-fakten.de/PDF/stromausfall.pdf>, 2004

-
- [70] H. Laukamp: "Stromüberschüsse aus Photovoltaik im Niederspannungsnetz - ein technisches Problem?", 19. Symposium Photovoltaik, Staffelstein 2004
- [71] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien - Statistik (AGEE-Stat): Entwicklung der erneuerbaren Energien 2005 - Aktueller Sachstand -, Stand Mai 2006, http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_aktuellersachstand.pdf
- [72] H. Fechner, R. Brunedlinger, B. Bletterie: Power Quality and Safety - New Approaches and Standardisation, 10th Kasseler Symposium Energy Systems Technology, 11/2005
- [73] Bower, Ropp: Evaluation of islanding detection methods for photovoltaic utility-interactive power systems; Report IEA-PVPS T5-09:2002
- [74] Stevens, Bonn, Ginn, Gonzalez: Development and Testing of an Approach to Anti-Islanding in Utility-Interconnected Photovoltaic Systems; Sandia National Labs Contractor Report SAND2000-1939, 8/2000
- [75] Patentanmeldung EP 1 340 988 A3, "Verfahren und Vorrichtung zur Messung der Impedanz eines elektrischen Energieversorgungsnetzes", Priorität: 19.02.2002, Offenlegung: 02.10.2003
- [76] ENA Engineering Recommendation G83/1: Recommendation for the connection of small-scale embedded generators (up to 16A per phase) in parallel with public low-voltage distribution networks, September 2003
- [77] National Grid, Annual Summary Report for ROCOF tripping incidents, (1 August 2003 to 31 July 2004), http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/06A759B5-6BAA-4874-8DC4-28D9704317D7/1977/040923_Pp04_24_ROCOF.pdf
- [78] C. Bendel, D. Nestle: Bidirectional Energy Management Interface (BEMI) for technical and economical integration of DER in the low voltage grid - common technical and legal interface for energy, 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Barcelona, 2005
- [79] C. Ensslin, N. Ovsianniko-Koulikowsky, J. Oyarzabal, C. Roggatz, Y.-M. Saint-Drenan, U. Spanel: Integration of Wind Power into Power System Operation - Prediction Tools and Operator Training, Zehntes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 11/2005
- [80] G. Czisch: Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung - Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien, Dissertation, Kassel 04/2005
- [81] P. Markewiz: Stromverbrauch und Einsparpotenziale in Deutschland, Programmgruppe Systemforschung und technologische Entwicklung Forschungszentrum Jülich, STE Preprint 25/2002
- [82] H. Armbrüster: Neue Chancen durch Regelenergiemärkte, Zehntes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 11/2005
-

- [83] W. Möhring-Hülser, R. Pilhar: Lastvariabler Echtzeittarif im Feldversuch; Forschungsgesellschaft für umweltschonende Energieumwandlung und -nutzung mbH, Kiel, 10/1997, <http://e2i.tugraz.at/poster97/poster/enw/1/welcome.htm>
- [84] I. Stadler: Demand Response - Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, Habilitation Universität Kassel, 10/2005
- [85] Netzwerk Energie&Kommunikation: Bericht zum Arbeitspunkt 3.11 Entwicklung von Lastmanagementvorschlägen für unterschiedliche Verbraucherstrukturen, 05/2006
- [86] M. Klobasa, T. Erge, A.S. Bukvic-Schäfer, M. Hollmann: Demand Side Management in dezentral geführten Verteilnetzen (Erfahrungen und Perspektiven), Tagungsband 11. Kassler Symposium Energie-Systemtechnik, 11/2006
- [87] P. Radgen: Market Study for Improving Energy Efficiency for Fans. SAVE Programme. Project XVII/4.1031/Z/99-313, Final Report, 07/2001, <http://www.isi.fhg.de/e/publikation/fans/fans-final-version.pdf>
- [88] Stadtwerke Bietigheim-Bissingen: Preise und Regelungen für die Nutzung des Stromnetzes der Stadtwerke Bietigheim-Bissingen GmbH, <http://www.sw-bb.de/strom/netznutzung.html>, Stand 15.06.2004
- [89] E.ON Netz: Preisblatt 4 Blindleistungsbereitstellung, <http://www.eon-netz.com>
- [90] European Energy Exchange (EEX): Ergebnisse, http://www.eex.de/info_center/downloads/index.asp, Stand 02.07.2004
- [91] M. Ritzau: Regelenergiemarkt in Deutschland, Vortrag an der ETH Zürich 06/2003, http://www.eeh.ee.ethz.ch/downloads/news/events/eth_kolloquium170603.pdf, Stand 02.07.2004
- [92] ISET, EUS GmbH: DINAR Phase I, Abschlussbericht, 04/2004
- [93] Abschlussbericht der Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung" des Deutschen Bundestages, 4.3.7 "Ausgewählte Möglichkeiten der Steuerungs- und Regelungstechnik als Bausteine einer nachhaltigen Energiewirtschaft", S. 561-587, <http://www.bundestag.de/gremien/ener/schlussbericht/>
- [94] J. Schmid, M. Sánchez-Jimenez, J. Chadijvassiliadis: Integration of Renewable Energies and Distributed Generators into Electricity Grids, 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka/Japan, 2003
- [95] A. Jossen, N. Lewald, H. Schmidt: Das EDISON-Projekt, FVS-Jahrestagung, Potsdam/Germany, 2001
- [96] A. Bertani, C. Bossi, B. Delfino, N. Lewald, S. Massucco, E. Metten, T. Meyer, F. Silvestro, I. Wasiak, 2003, "Electrical Energy Distribution Networks: Actual Situation and Perspectives for Distributed Generation", 17th International Conference on Electricity Distribution CIRED, Barcelona, Spain
- [97] T. Erge, A. Kröger-Vodde, H. Laukamp, H.-G. Puls, M. Thoma, C. Wittwer: Optimierung des Einsatzes von PV Anlagen in dezentral organisierten Strom-

-
- netzen durch intelligentes Betriebsmanagement, 20. Symposium Photovoltaik, Staffelstein 2005
- [98] M.C. Thoma, T. Erge, R. Becker, A. Kröger-Vodde, C. Wittwer: Active Management of Electrical Networks with a High Share of Distributed Generation, International Journal of Distributed Energy Resources, 04/2007, S. 291-300
- [99] T. Degner, J. Schmid, P. Strauss (Hrsg.): DISPOWER - Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources, Contract No. ENK-CT-2001-00522, Final Public Report, 05/2006
- [100] M. Braun: Technological Control Capabilities of DER to Provide Future Ancillary Services, International Journal of Distributed Energy Resources, 03/2007
- [101] W.S. Baer, B. Fulton, S. Mahnovski: Estimating the Benefits of the GridWise Initiative, RAND Science and Technology, 2004
- [102] R. Kramer: System Integration of Distributed Power for Complete Building Systems, NREL Subcontractor Report NREL/SR-560-34966, 2003
- [103] Integrating Distributed Energy Resources into Emerging Electricity Markets: Scoping Study: Report of the E2I Distributed Energy Resources Public/Private Partnership, Electricity Innovation Institute (E2I), Palo Alto/USA, 2004, www.e-priveweb.com/public/000000000001011030.pdf
- [104] H. Frey: Strompreissignal an der Steckdose - effiziente Laststeuerung durch variable Tarife, Elfes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 11/2006
- [105] J. Sievers, M. Puchta, S. Faulstich (Hrsg.): DESIRE - Dissemination Strategy on Electricity Balancing for Large Scale Integration of Renewable Energy, Guidelines promoting CHP concepts with heat accumulators, 06/2005-06/2007
- [106] N. Jayawarna, N. Jenkins, M. Barnes, M. Lorentzou, S. Papathanassiou, N. Hatziargyriou: Safety Analysis of a MicroGrid, International Journal of Distributed Energy Resources, 04/2006, S. 261-278
- [107] M. Landau, A. Engler, R. Geipel, P. Strauß, M. Vandenberg: Microgrid Management with a High Share of Renewable Energy Sources, 21st European Photovoltaik Solar Energy Conference, Dresden, 09/2006
- [108] M. Franke, A. Kamper, A. Eßer: Pricing Energy in a Multi-Utility Market, * Proceedings of the 30th Annual Conference of the German Classification Society (GfKI), Berlin, 2006
- [109] R. Kamphuis et al.: Market-oriented online supply-demand matching, Bericht im Projekt CRISP, 03/2004, <http://www.ecn.nl/crisp/>
- [110] H.F. Wedde, S. Lehnhoff, E. Handschin, O. Krause: Real-Time Multi-Agent Support for Decentralized Management of Electric Power, Technical Report (809), <http://ls3-www.cs.uni-dortmund.de/Publications/pdf/techreport809.pdf>, Dortmund, 02/2006.
- [111] Vattenfall Trading Services GmbH: Großhandelsprodukt G0, http://www.vattenfall.de/www/vf/vf_de/Gemeinsame_Inhalte/DOCUMENT/154192vatt/288895toch/104034trad/P02.pdf, Stand 29.12.2006
-

- [112] Vertikaler physikalischer Belastungsausgleich vom Übertragungsnetzbetreiber an die Letztverbraucherversorger (Lieferanten) nach § 14 Abs. 3 EEG, Branchenlösung des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft VDEW, Berlin und des Verbandes der Netzbetreiber VDN, Berlin, 09/2005
- [113] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2004 (BGBl. I S. 1918), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 7. November 2006 (BGBl. I S. 2550)
- [114] C. Nabe: Technische und ökonomische Bewertung der Inanspruchnahme von Netzdienstleistungen durch Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, Internationale Energiewirtschaftstagung, Wien, 02/2001
- [115] M. Durstewitz et.al.: Windenergie Report Deutschland 2002, ISET, Kassel, 2002
- [116] E.ON Netz: Windreport 2004, <http://www.eon-netz.de>, Stand 29.06.2004
- [117] E.ON Netz: http://www.eon-netz.com/frameset_reloader_homepage.phtml?top=Ressources/frame_head.jsp&bottom=frameset_german/net/net_bilanzkreis/net_bilanzkreis.jsp, Stand 29.06.2004
- [118] S. Schlotjunker, H. Rubner: Managementherausforderung Unbundling - Bestandsaufnahme mit integrierter Checkliste für Entscheider in der Energiewirtschaft, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 54. Jg (2004), Heft ½
- [119] C. Bendel, D. Nestle: Energieerzeugung im Niederspannungsnetz - technische und wirtschaftliche Entwicklungslösungen, Zehntes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 11/2005
- [120] C. Bendel, D. Nestle: Energiemanagement in der Niederspannungsversorgung zur Integration dezentraler und fluktuierender Erzeuger, 9. Symposium Energieinnovation, Graz 02/2006
- [121] C. Bendel, M. Braun, D. Nestle, J. Schmid, P. Strauß: Energiemanagement in der Niederspannungsversorgung mit dem Bidirektionalen Energiemanagement Interface (BEMI) - technische und wirtschaftliche Entwicklungslösungen - , 21. Symposium Photovoltaik, Staffelstein 03/2006
- [122] P. Taylor, D. Rollinson, I. Williamson: Self Tuning Intelligent Load Control for the Stable and Efficient Integration of Wind into Stand Alone Electrical Power Systems, Global Windpower Paris, 04/2002, http://www.mini-grid.com/global_w_power2002.pdf
- [123] Nederlandse technische afspraak NTA 8130 (nl), voorlopige versie, Basisfuncties voor de meetinrichting voor elektriciteit, gas en thermische energie voor kleinverbruikers / Minimum set of functions for metering of electricity, gas and thermal energy for domestic customers, <http://www.nen.nl>, Stand 05/2007
- [124] O. Franz, M. Wissner, F. Büllingen, C. Gries, C. Cremer, M. Klobasa, F. Sensfuß, S. Kimpeler, E. Baier, T. Lindner, H. Schäffler, W. Roth, M. Thoma: Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy), Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 12/2006

-
- [125] VDN (Verband der Netzbetreiber) beim VDEW: Transmission Code 2003, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Berlin, 2003
- [126] P. Sester: Vertragsschluss und Verbraucherschutz beim Einsatz von Software-Agenten, Informatik_Spektrum, Springer, 08/2004
- [127] European Energy Exchange (EEX): EEX Spotmarktkonzept, http://www.e-ex.de/info_center/downloads/index.asp, 03/2004
- [128] F.D.J. Niewenhout, M.P.F. Hommelberg, G.J. Schaeffer, J.C.P. Kester, K. Visser: Feasibility of Distributed Electricity Storage, International Journal of Distributed Energy Resources, 04/2006, S. 307-323
- [129] A. Engler: Applicability of Droops in Low Voltage Grids, International Journal of Distributed Energy Resources, 01/2005, S. 3-15
- [130] V. Schlebusch, Angepasste Kommunikationssysteme für den effizienten Einsatz in dezentralen elektrischen Versorgungsstrukturen, Dissertation Universität Kassel, 12/2006
- [131] D. Nestle et al.: Multifunktionale Kommunikation im Niederspannungsnetz, Tagungsband 8. Kassler Symposium Energie-Systemtechnik, 11/2003
- [132] Patentschrift WO 02/07365, "System and Method for Monitoring and Controlling Energy Usage", International Publication Date 24.01.2002
- [133] I. Rötzer: Strom und Kommunikation aus der Steckdose - Leitprojekt EDISON;; Fraunhofer Magazin 3/2000; http://www.fraunhofer.de/german/publications/df/df2000/mag3-2000_20.pdf sowie Pressemitteilung des Fraunhofer ISE vom 4.5.2000
- [134] Umweltauswirkungen, Rahmenbedingungen und Marktpotenziale des dezentralen Einsatzes stationärer Brennstoffzellen, Projekt des BMU; <http://www.lee.ruhr-uni-bochum.de/> Internetdarstellung BMU-ZIP LEE.htm, Stand 31.10.2002
- [135] EUS GmbH: Meilenstein für dezentrale Energieerzeugung: Virtuelles Kraftwerk überzeugt schon in der Probephase mit sehr hohen Prognosegütern, Pressemitteilung, 01/2005, <http://www.eus.de/upload/InbetriebnahmeVKUnna0105.pdf>
- [136] K. Schwarz: Die Normenreihe IEC 61850 im Überblick, Praxis Profiline-IEC, 07/2005
- [137] ISO 9506-1 und -2, industrielle Automatisierungssysteme und Integration - Festlegung der Nachrichtenformate für Fertigungszwecke, 07-08/2003
- [138] A. S. Tannenbaum: Computernetzwerke, 4., überarbeitete Auflage, Prentice Hall 2003
- [139] DIN EN 61850 Kommunikationsnetze und -systeme in Stationen, Teil 3: Allgemeine Anforderungen, 12-2002

- [140] K. Schwarz: Comparison of IEC 60870-5-101/-103/-104, DNP3, and IEC 60870-6-TASE.2 with IEC 61850, 2002, <http://www.nettedautomation.com>, Stand 05.01.2005
- [141] DIN EN 61850 Kommunikationsnetze und -systeme in Stationen, Teil 9-2 Spezifische Abbildung von Kommunikationsdiensten (SCSM), Entwurf 02-2003
- [142] M.T. Rose, D. E. Cass: ISO Transport Service on top of the TCP Version: 3, 05-1987, <http://www.faqs.org/rfcs/rfc1006.html> (Stand 05.01.2005)
- [143] IEC 61400-25: Ed.1.0: Wind turbines - Part 25: Communications for monitoring and control of wind power plants, Entwurf 08-2003
- [144] SMA Regelsysteme GmbH: Netzleitungskommunikation - technische Beschreibung, Version 1.0, Kassel 2003, <http://www.sma.de/de/solartechnik/ftpdoku/index.htm>
- [145] I. Stadler: Dialogfähige Energiemanagementsysteme im Kontext von Energieverbrauch und Nutzerverhalten, Dissertation Universität Kassel 2000
- [146] O Haas: Kommunikation für dezentrale Stromversorgungssysteme; Dissertation Universität Kassel 2002
- [147] Electricity Innovation Institute: Utility Communications Architecture (UCA) - Object Models for Distributed Energy Resources (UCA-DER), Version for IEC TC 57, 10-2003, www.e2i.org/e2i/docs/Draft_UCA-DER_Object_Models_ver_IEC.pdf (Stand 05.01.2005)
- [148] K. Schwarz: Informationsmodellierung für die Kommunikation mit dem BEMI, Bericht für das Forschungsprojekt DINAR, 08/2006
- [149] UCA International User Group: Open AMI, <http://www.openami.org>, Stand 04.01.2007
- [150] E.R. Paessler: Rundsteuertechnik, Publicis MCD Verlag, 1994
- [151] Funkrundsteuertechnik, <http://www.funkrundsteuerung.de>, Stand 16.09.2003
- [152] EFR / Europäische Funk-Rundsteuerung GmbH, <http://www.efr.de>, Stand 16.09.2003
- [153] D. Wendlein: Renaissance an der Steckdose, VDI-Nachrichten Nr. 24, 2004, S. 16
- [154] Real-time Energy Management via Powerlines and Internet (REMPLI), <http://www.rempli.org/>, Stand 31.12.2006
- [155] Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung DIW: Rahmenbedingungen für eine Breitbandoffensive in Deutschland, Studie im Auftrag der Deutschen Telekom AG, 01/2004
- [156] F. Villa: Regulation of smart meters and AMM systems in Italy, 19th International Conference on Electricity Distribution CIRED, Wien, 2007
- [157] <http://www.zen-sys.com>, Stand 13.06.2007

-
- [158] ZigBee Alliance, <http://www.zigbee.org>, Stand 13.06.2007
- [159] S. Jay: Gute Chancen für Powerline, VDI-Nachrichten Nr. 37, 2004, S. 23
- [160] Borges, Malte; Schumacher, Jörg; Redeker, Torsten, StarOffice 7, , Markt und Technik Verlag, 2003
- [161] Wikipedia: X10 (industry standard), <http://en.wikipedia.org/wiki/X.10>, Stand 13.06.2007
- [162] Standard and Extended X10 Code Protocol, <ftp://ftp.x10.com/pub/manuals/xtdcode.pdf>, Stand 13.06.2007
- [163] Würtenberg, Jens: Das Netzwerk im eigenen Heim, Elektronik 17/2003
- [164] UpnP Forum: <http://www.upnp.org/>, Stand 10.01.2007
- [165] OSGi Alliance: <http://www.osgi.org/>, Stand 10.01.2007
- [166] TCP/IP-Grundlagen, Universität Bochum, <http://www.ruhr-uni-bochum.de/~rothamcw/Lokale.Netze/tcpip.html>
- [167] W.R. Stevens: TCP/IP Illustrated, Vol. 1, <http://yenigul.net/tcpip/>
- [168] Netzwerk-Grundlagen <http://www.payer.de/cmclink.htm>
- [169] C. Brown, M. Barr: Introduction to Endianness, <http://www.embedded.com/story/OEG20011220S0064>
- [170] OpenSSL Project: <http://www.openssl.org>, Stand 01.01.2007
- [171] The GNU Transport Layer Security Library: <http://www.gnu.org/software/gnutls/>, Stand 01.01.2007
- [172] Mozilla Foundation: Network Security Services (NSS), <http://www.mozilla.org/projects/security/pki/nss/>, Stand 01.01.2007
- [173] SELMA-Projekt: Sicherer Elektronischer Messdaten-Austausch SELMA: <http://www.selma-project.de>
- [174] B. Lange, K. Rohrig, B. Ernst, F. Schlögl, Ü. Cali, R. Jursa, J. Moradi: Wind Power Prediction in Germany - Recent Advances and Future Challenges, European Wind Energy Conference, Athen, Griechenland, 02/2006
- [175] ISET e.V.: ISET PV- Prüflabor - PV-Testlab, <http://www.pvtestlab.de/>