

Marktmodell für ein dezentral organisiertes Energiemanagement im elektrischen Verteilnetz - Grundlage für ein internetbasiertes Managementsystem

Dr. Christian Bendel, David Nestle, Jan Ringelstein, Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET e.V.), Kassel

Anke Eßer, Dr. Dominik Möst, Prof. Otto Rentz, Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion, Universität Karlsruhe (TH)

Markus Franke, Prof. Andreas Geyer-Schulz, Institut für Informationswirtschaft und -management, Universität Karlsruhe (TH)

Kurzfassung

Für einen zukünftigen Energiemarkt mit dezentraler Erzeugung werden zwei Schlüsselkonzepte vorgestellt. Erstens beschreiben wir das Energiemanagement verteilter Erzeuger und Verbraucher mit dezentraler Entscheidung durch Bidirektionale Energiemanagement-Interfaces. Zweitens stellen wir eine Marktplattform vor, welche den spontanen Handel durch automatisierte Vertragsschlüsse, innovative Geschäftsmodelle sowie Optimierungs- und Steuerungsverfahren für Anbieter und Nachfrager unterstützt.

Market model for a decentrally organized energy management system in the electric distribution grid - basis for an internet-based management system

In this paper we present two key concepts for a future energy market with distributed electricity generation. First, we describe the energy management of distributed generators and loads with decentralized decision by bidirectional energy management interfaces. Second, we present a market platform supporting spontaneous trading by means of automated contract conclusion, innovative business models, and optimisation and controlling procedures for the demand as well as the supply side.

1 Einleitung

1.1 Die Dezentralisierung der Energiesysteme

Die zunehmende Installation von dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) in den elektrischen Mittel- und Niederspannungsnetzen ist ein anhaltender Trend, der durch günstige politische Vorgaben auf nationaler und europäischer Ebene [1] unterstützt wird. Diese Entwicklung ist aus umweltpolitischer Sicht zu befürworten, da die DEA oft einen hohen Primärenergienutzungsgrad besitzen oder regenerative Quellen nutzen und so einen Beitrag zum Klimaschutz leisten können. Zudem fördert ihr Einsatz eine verbrauchsnahe Strom- und Wärmeerzeugung. Die Einbindung einer erhöhten Anzahl DEA in das Verteilnetz stellt die Netzbetreiber jedoch vor neue Herausforderungen. So haben sie weder Kontrolle noch Kenntnis über die aktuelle Höhe der Einspeisung jeder DEA. Denn im Unterschied zu Großkraftwerken müssen Betreiber von DEA keine Fahrpläne bekannt geben. Außerdem haben DEA im Niederspannungsnetz meist keine leittechnische Anbindung, so dass

der Netzbetreiber die Einspeisungssituation weder aktuell beobachten noch steuern, sondern allenfalls prognostizieren kann. Wird unter diesen Bedingungen der Anteil von DEA an der Gesamterzeugung zu hoch, kann der sichere und optimale Betrieb der Netze gefährdet sein.

Bisherige Forschungsprojekte haben aber gezeigt, dass, sofern entsprechende Mess- und Steuereinrichtungen vorhanden sind, DEA auch einen Beitrag zum optimalen Netzbetrieb leisten können [2]. Zur Nutzung dieses Potenzials werden Energiemanagementsysteme (EMS) benötigt, die Erzeugung und Verbrauch in den Verteilnetzen geeignet steuern.

1.2 Potenziale und Grenzen zentral geführter virtueller Kraftwerke

Der Zusammenschluss einer Vielzahl DEA zu zentral geführten Virtuellen Kraftwerken (VK) wurde in den vergangenen Jahren mehrfach in Forschungsprojekten erprobt [3]. Obgleich die technischen Ausprägungen dieser VK vielfältig sind, ist das gemeinsame Grundprinzip, eine Menge von verteilten Erzeugern und

Lasten so zu steuern, dass das Gesamtsystem mindestens eine Eigenschaft eines Großkraftwerks aufweist. Diese Eigenschaft kann schlicht die Vorhersagbarkeit des Erzeugungsverlaufs sein; es sind aber auch weitergehende Ziele, wie die Bündelung von Kapazitäten zur Teilnahme an Strommärkten denkbar. In den bisherigen Projekten wurde zudem gezeigt, dass die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch VK möglich ist. Trotz dieser Vorteile haben VK bisher jedoch noch keine große Marktdurchdringung erreicht. Dieser Umstand hat einerseits technische Gründe. So wächst die Komplexität der zentralen Optimierung exponentiell mit der Zahl der Erzeuger und Lasten im VK. Ein VK skaliert also relativ schlecht. Dieses Problem lässt sich zwar durch die Einführung von mehreren Optimierungsstufen (Datenaggregation) entschärfen, dabei wird jedoch die Komplexität der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) im VK erhöht. Des Weiteren stellt die zentrale Leitstelle einen „Single Point of Failure“ dar, so dass sie entsprechend datentechnisch gesichert bzw. redundant ausgelegt werden muss.

Zudem rufen das Versenden von Fahrplänen und die Online-Überwachung der Anlagen einen hohen Kommunikationsaufwand hervor. Dabei mangelt es nach wie vor an einheitlichen Schnittstellen und Kommunikationsprotokollen. Daher ist ein zentral geführtes VK, insbesondere wenn viele verschiedene Typen von Erzeugern eingebunden werden sollen, technisch nur unter Einsatz kostspieliger Leittechnik umsetzbar.

Neben den technischen Schwierigkeiten bei der Realisierung von zentral geführten VK ergeben sich aus den geänderten Rahmenbedingungen des liberalisierten Energiemarktes zudem rechtliche Probleme. So existiert aufgrund der gesellschaftsrechtlichen und informationellen Entflechtung der zuvor vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen kein einzelner Marktteilnehmer mehr, der sowohl Zugriff auf die Daten des Netz- als auch des Kraftwerksbetriebs hat und ein VK optimal im Hinblick auf Erzeugungsmix und Netzführung betreiben könnte. Zudem sind rechtliche Probleme zu klären, wenn im VK Lasten und Erzeuger eingebunden werden sollen, die sich nicht im Besitz des VK-Betreibers befinden.

Aufgrund dieser technischen und rechtlichen Probleme ist es daher sinnvoll, nach Alternativen zum zentral geführten VK zu suchen.

1.3 Anforderungen an alternative Konzepte

Dabei erscheinen vor allem dezentrale Strukturen, geprägt durch lokales Energiemanagement und dezentrale Datenhaltung, vielversprechend. Ziel ist es, die zentrale Optimierung möglichst weitgehend durch eine dezentrale Optimierung des Last- und Erzeugereinsatzes mit dezentral entscheidenden Einheiten zu er-

setzen, um so die Robustheit der IKT sowie die Skalierbarkeit des Systems zu verbessern.

Im Sinne der praktischen Umsetzbarkeit sollte sich ein solches dezentralisiertes Energiemanagementsystem grundsätzlich in einen Energiemarkt wie den liberalisierten EU Binnenmarkt integrieren lassen. Daher sollten Kerneigenschaften des bestehenden Marktes wie der diskriminierungsfreie Netzzugang und die Trennung von Netzbetrieb und Erzeugung auch in einem stärker dezentral organisierten Markt bestehen bleiben.

Die Machbarkeit eines solchen Ansatzes wurde bereits demonstriert [4,5]. Ebenso wurden bereits einzelne Geschäftsmodelle für einen zukünftigen Energiemarkt beschrieben [6]. Eine gemeinsame Beschreibung der Marktteilnehmer, deren Aufgabenverteilung sowie der benötigten technischen Einrichtungen fehlt aber bislang und ist daher Gegenstand dieses Beitrags.

2 Dezentral organisiertes Energiemanagement

2.1 Grundlagen

Der prinzipielle Ansatz bei einem dezentral organisierten Energiemanagement ist es, auf eine zentrale Steuerung, die über den Einsatz der einzelnen Lasten und DEA entscheidet, zu verzichten. Stattdessen werden lokale Optimierungsentscheidungen durch dezentrale Marktteilnehmer getroffen. Damit diese lokalen Entscheidungen zu einem Optimum für das Gesamtsystem führen, sind verschiedene Mechanismen einsetzbar. Möglich ist dabei die gezielte Verteilung von zentraler Information, die für die dezentralen Marktteilnehmer relevant ist (vgl. Kapitel 3) oder die Nutzung von Selbstorganisation unter den Marktteilnehmern (vgl. Kapitel 4).

Dezentrale Marktteilnehmer können folgende Rollen einnehmen:

- Verbraucher bzw. Nachfrager von elektrischer oder thermischer Energie
- Erzeuger bzw. Anbieter von elektrischer oder thermischer Energie
- Zwischenhändler, die u.a. Angebote und Nachfragen bündeln

Möglich ist, dass ein dezentraler Marktteilnehmer mehrere dieser Rollen einnimmt oder zwischen diesen wechselt. In nachfolgend dargestellter Marktorganisation betreibt jeder dezentrale Marktteilnehmer ein dezentrales Energiemanagement (DEM), das den lokalen Energieverbrauch und die Erzeugung automatisch optimiert. Die Optimierung kann auch die Energiebeschaffung beinhalten. Da die Optimierung im Unterschied zum VK aufgrund lokal vorhandener Information vorgenommen wird, kann der Benutzer mittels einer Mensch-Maschine-Schnittstelle darauf zugreifen

und, falls gewünscht, die Optimierung auch selbst beeinflussen. Dadurch wird eine aktive Einbindung des Benutzers bei hoher Transparenz ermöglicht.

2.2 Die Marktteilnehmer und ihre Funktionen

Die Teilnehmer auf einem künftigen Energiemarkt (**Bild 1**) leiten sich aus der heutigen Marktorganisation ab, jedoch ändern sich zum Teil ihre Funktionen. Die heutigen Energieverbraucher und Betreiber dezentraler Anlagen werden zu einem Teil des Marktes. Die bisherigen reinen Energiehändler bieten jetzt zudem Energiedienstleistungen an.

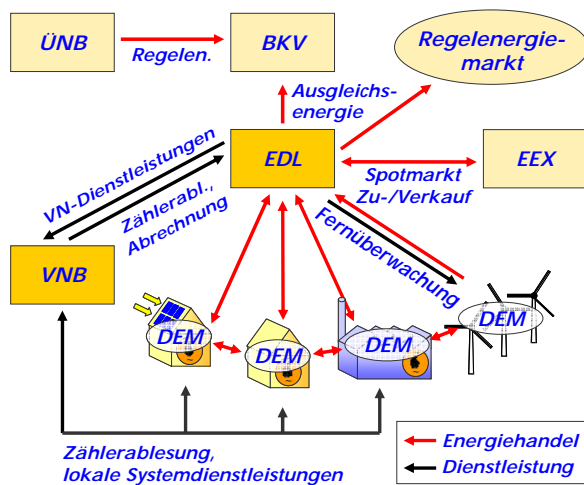


Bild 1: Gesamtsystem des dezentral organisierten Energiemanagements

Die *dezentralen Marktteilnehmer* bestehen aus der Gruppe der Betreiber der dezentralen Anlagen sowie den reinen Nachfragern nach elektrischer Energie. Die Betreiber der dezentralen Anlagen optimieren ihren Verbrauch und ihre Erzeugung und treten je nach Bedarfsfall als Anbieter von oder Nachfrager nach elektrischer Energie auf. Zum Zweck des Energiemanagements findet eine Kommunikation zwischen den dezentralen Marktteilnehmern untereinander sowie zwischen dezentralen Marktteilnehmern und Energiedienstleistern statt. Dabei kommen internetbasierte Technologien zum Einsatz.

Der *Energiedienstleister (EDL)* führt einen bidirektionalen Energiehandel zwischen dezentralen Marktteilnehmern und Kraftwerksbetreibern oder der Strombörse EEX durch, fungiert also sowohl als Energielieferant als auch -abnehmer. Eine zusätzliche Vermarktungsmöglichkeit für die von den dezentralen Marktteilnehmern gelieferte Energie ist der Verkauf von Ausgleichsenergie an den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) oder die Teilnahme am Regellenergiemarkt.

Außerdem bietet der EDL dem VNB zur Unterstützung des Netzbetriebs Verteilnetz(VN)-Dienstleistungen an (siehe 3.4), kann die Aufgabe der Zählerdatenplausibilisierung übernehmen und den Betreibern von DEA eine Fernüberwachung anbieten. Der *Verteilnetzbetreiber (VNB)* betreibt das elektrische Verteilnetz, in dem sich - so die hier geltende Annahme - alle betrachteten dezentralen Marktteilnehmer befinden. Die Netzleitstelle des VNB kann zur Unterstützung des Netzbetriebs bei hoher Durchdringung mit DEA die Messwerte der dezentralen Einheiten auslesen und die Verteilnetz-Dienstleistungen nutzen. Bei zu hoher Anzahl der dezentralen Einheiten wäre auch eine Vorverarbeitung der Messdaten durch den EDL möglich. Eine weitere Kernaufgabe des VNB ist die Zählerablesung bei den dezentralen Marktteilnehmern.

In Bild 1 nicht dargestellt sind Verbraucher, die nicht am Energiemanagement teilnehmen wollen. Diese fungieren wie bisher als reine Tarifkunden und beziehen ihre benötigte Energie weiterhin im Rahmen eines All-Inclusive-Vertrages vom Zwischenhändler (EDL). Sie werden durch den Zwischenhändler vom Risiko der Preisschwankungen beim Stromhandel ganz oder teilweise entlastet.

2.3 Technische Realisierung

Um ein weitgehend automatisiertes dezentrales Energiemanagement zu erlauben, müssen den dezentralen Marktteilnehmern entsprechende Werkzeuge zur Verfügung gestellt werden. Diese umfassen u.a. Hard- und Software zum automatischen Schalten von elektrischen Lasten und Erzeugern (siehe 3.2) sowie Algorithmen für den automatischen webbasierten Handel zwischen Nachfragern und Anbietern (siehe 4.2).

Um die technische Integration von DEA im elektrischen Verteilnetz zu ermöglichen, sollten die dezentralen Marktteilnehmer außerdem über Mess- und Steuereinrichtungen verfügen, mit denen dem VNB Messwerte von den Netzanschlusspunkten und lokale Systemdienstleistungen, wie z.B. eine Oberschwingungskompensation, zur Verfügung gestellt werden können. Dies ermöglicht die leittechnische Anbindung von DEA im Niederspannungsnetz.

Um die Energieabrechnung zu ermöglichen, werden außerdem fernauslesbare Zähler benötigt, die dem Eichrecht genügen. Diese Zähler werden vom VNB ausgelesen. Die Zählerdaten werden auf Plausibilität überprüft und zur Abrechnung an den EDL weitergegeben. Zur Kommunikation kann der VNB internetbasierte Technologien oder eigene Übertragungswege (z.B. Power Line Communication) nutzen. Ablesung und/oder Plausibilitätsprüfung können alternativ auch vom EDL übernommen werden.

Bei der Umsetzung des Systems ist es wesentlich, für eine entsprechende Datensicherheit mittels Verschlüs-

selung und Signierung zu sorgen. Dies gilt insbesondere für die zur Abrechnung kritische Zählerdatenübermittlung, aber auch für die restliche Kommunikation.

Im Folgenden werden zwei Projekte vorgestellt, die auf der Idee eines solchen dezentral organisierten Energiemanagements basieren.

3 Das Projekt DINAR

Das Forschungsprojekt DINAR, gefördert durch das BMU (FKZ 0329900E; FKZ 0329900D) und mit finanzieller Beteiligung von 17 Industriepartnern, hatte sich das Ziel gesetzt, eine technische und wirtschaftliche Lösung für ein bidirektionales Energiemanagement im Niederspannungsnetz zu finden, wobei Verbrauch und Erzeugung als Einheit betrachtet werden. Allerdings wird strategisch ein neuer Weg eingeschlagen, der sich wesentlich von bisherigen Lösungen unterscheidet. Die zentrale Steuerung (wie z.B. beim VK) wird durch eine dezentrale Steuerung ersetzt, bei gleichzeitigem Wegfall der Notwendigkeit einer Online-Kommunikation. An Bedeutung gewinnt der dezentrale Netzanschlusspunkt, der messtechnisch „beobachtet“ wird.

3.1 Konzept der dezentralen Entscheidung

Ein möglicher Mechanismus in einem dezentral organisierten EMS ist die Verteilung von zentraler Information, die für die Entscheidungen der dezentralen Marktteilnehmer relevant ist. Dieses Konzept der „dezentralen Entscheidung aufgrund zentraler und dezentraler Information“ wurde im Projekt DINAR realisiert. Die zentrale Information beinhaltet variable Tarife für Verbrauch und Einspeisung, die vom EDL bereitgestellt werden und aus dem aktuellen Spotmarktpreis der EEX generiert werden. Diese Tarife werden durch eine Leitstelle an dezentral entscheidende Einheiten, die Bidirektionalen Energiemanagement-Interfaces (BEMI), verteilt. Die BEMI reagieren durch die automatische Zu- oder Abschaltung von Lasten oder DEA und führen so eine lokale wirtschaftliche Optimierung durch. Da sich die Kundenreaktion auf variable Tarife innerhalb eines Versorgungsgebietes relativ genau prognostizieren lässt, stellt dieses Verhalten ein für den EDL verlässliches, für den Kunden transparentes und flexibles Instrument zur Beeinflussung des Last- und Erzeugungsverlaufes dar.

Dieses Instrument kann z.B. dazu genutzt werden, um die aktuelle Last in einem Netzabschnitt an die Einspeisesituation anzupassen. Die bisherige Strategie dazu sieht vor, DEA bei Schwachlast zentral abzuregeln. Dieses „Einspeisemanagement“ wird vom BMU sogar als Handlungsempfehlung für die weitere Integ-

ration erneuerbarer Energien genannt [7]. Als alternative Strategie wäre eine künstliche Absenkung des variablen Verbrauchstarifs durch den EDL denkbar. Damit würde ein auf dezentraler Entscheidung basierender Anstoß zur Zuschaltung von Lasten im betreffenden Netzabschnitt geschaffen, um das zur Verfügung stehende kostenlose Primärenergieangebot optimal auszunutzen.

3.2 BEMI als technische und juristische Schnittstelle

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 BEMI erhalten und wird durch eine intelligente Kommunikationsschnittstelle erweitert. In der technischen Realisierung (**Bild 2**) ersetzt das BEMI den konventionellen Zählerschrank im Hausanschluss durch eine Erweiterung um wesentliche intelligente Komponenten. So können Rechnerkern, Erzeugungs-/Lastgang-Zähler, Netzüberwachung und Kommunikationsschnittstellen direkt am Netzanschlusspunkt integriert werden. EDL und VNB, die am Energiemanagement beteiligt sind, erhalten im Rahmen ihrer vertraglichen Rechte Zugriff auf das BEMI. Durch die Beibehaltung der bereits vorhandenen Schnittstelle werden einfache Vertragsstrukturen für die Kunden möglich.



Bild 2: BEMI-Testaufbau im DeMoTec-Labor

Das BEMI implementiert die unter 2.3 genannten Eigenschaften für das dezentrale Energiemanagement. Der Rechnerkern des BEMI bildet die dezentrale Intelligenz für das EMS und empfängt von der Leitstelle zentrale Informationen, i.d.R. das Preisprofil für den Folgetag. Basierend darauf wird der optimale Einsatzplan für alle angeschlossenen Geräte berechnet. Dies sind z.B. Kühlgeräte, Elektroheizungen, Warmwasserboiler, Klimaanlage, Waschmaschinen,

Trockner, Spülmaschinen, PV- sowie KWK-Anlagen, künftig aber auch Systeme mit Batteriespeicher, Ladeeinrichtungen von Elektrofahrzeugen und PV-Wechselrichter mit Batteriespeichern.

Der Optimierer entscheidet unter Berücksichtigung von dezentraler Information. Dazu zählen die Bedürfnisse und das Verhalten der Kunden und die Parameter angeschlossener Geräte, aber auch Messwerte, z.B. die Spannung am Netzanschlusspunkt. Damit entscheidet das BEMI dezentral auf Basis der Last-/Erzeugerprofile, dezentraler Informationen vom Netzanschlusspunkt und zentraler Informationen von der Leitstelle. Es ist keine ständige Online-Kommunikation erforderlich wie bei einer zentralen Entscheidungsstrategie. Dadurch können die Kommunikationskosten reduziert werden.

Das Zählerinterface (ZI) erfasst die verbrauchten und erzeugten Leistungsflüsse, archiviert diese und transferiert die Zählerdaten über die vereinbarten Kommunikationswege zu einem Bedienterminal bzw. zur Leitstelle. Die Lastgangerfassung ist entscheidend dafür, dass auch im liberalisierten Strommarkt der optimierte zeitliche Einsatz der Geräte abgerechnet und vergütet werden kann. Die Zählerdatensammlung (ZDS) kann der VNB übernehmen, die Zählerdatenauswertung (ZDA) der EDL. Als Alternative ist auch die Übernahme beider Aufgaben durch den EDL denkbar. Damit sind auch „Smart Metering“-Funktionen durch den EDL nutzbar, der durch Zugriff auf das EMS z.B. eine Leistungsbegrenzung bei Kunden einführen kann, die mit ihren Zahlungen im Rückstand sind.



Bild 3: Bediendisplay PDA

für Feineingriffe genutzt werden. Verbrauchs- und Erzeugungsdaten für die Abrechnung werden auf einen zentralen Server übertragen und dort dargestellt. Dasselbe gilt für Messwerte der Spannung, Frequenz und Impedanz für die Netzüberwachung, die durch das Mess- und Steuerinterface (MSI) des BEMI zur Verfügung gestellt werden.

3.3 Multifunktionale webbasierte Kommunikation

Die Realisierung eines dezentralen Energiemanagement erfordert Kommunikationslösungen. Das betrifft einerseits die Übermittlung von zentraler Information, Steuer- und Zählerdaten zwischen übergeordneter Ebene und den bei den Kunden installierten BEMI, andererseits die Anbindung der Haushaltsgeräte und Erzeuger, die durch das BEMI im Rahmen des Energiemanagements gesteuert werden. Letzteres ist eng verknüpft mit der Frage der Gebäudeautomatisierung. In vielen Gebäuden existieren für unterschiedliche Anwendungen sehr unterschiedliche Kommunikationssysteme, die bisher weitgehend unabhängig voneinander arbeiten und nur für ein begrenztes Anwendungsgebiet einsetzbar sind. Dadurch sind Kunden entweder gezwungen, in mehrere Systeme parallel zu investieren oder bestimmte Anwendungsfelder bleiben aus Kostengründen ungenutzt, obwohl technisch eine Erschließung mit relativ wenig Aufwand möglich wäre.

Die weitaus größte Verbreitung haben aber Kommunikationseinrichtungen erreicht, die bisher weitgehend unabhängig von der Energieversorgung betrachtet wurden, nämlich im Bereich der Telekommunikation, Internet und EDV-Vernetzung. Zunehmend wird aber eine Konvergenz der EDV-orientierten Gebäudevernetzung und der klassischen Gebäudeautomatisierung angestrebt. Durch die Mitnutzung von Kommunikationssystemen aus dem Bereich der Sprach- und Datenübertragung zu Zwecken der Netzregelung ist eine kostengünstige Anbindung der Verbraucher und Erzeugungsanlagen möglich, besonders, wenn ein Breitband-Internetanschluss mit Standleitungscharakter bereits vorhanden ist. Für das Energiemanagement kann auch bei grundsätzlich unsicheren Medien wie dem Internet mittels Verschlüsselungs- und Signierungstechnologien eine sichere Verbindung geschaffen werden.

Entscheidend für eine kostengünstige Kommunikation sind Standards, die für eine einheitliche Sprache bei den Kommunikationspartnern sorgen. Auf diese Weise wird der Aufwand für individuelle Entwicklungslösungen und Anlagenplanung auf ein Minimum reduziert. Das BEMI kommuniziert einerseits bidirektional mit der Leitstelle auf Grundlage von Protokollen nach IEC 61850, die von der IEC als „Seamless Telecontrol Communication Architecture“ für die zukünftige Kommunikation in der Energieversorgung präferiert werden. Andererseits kommuniziert das BEMI mit den Lasten und Erzeugern über bekannte standardisierte Schnittstellen wie z.B. WLAN. Damit wird eine offene Kommunikationsstruktur entwickelt (**Bild 4**).

Es entsteht ein Standard, der alle Kommunikationsschichten umfasst und sich auf jedem Gerät, das über einen TCP/IP-Stack verfügt, problemlos realisieren lässt [8].

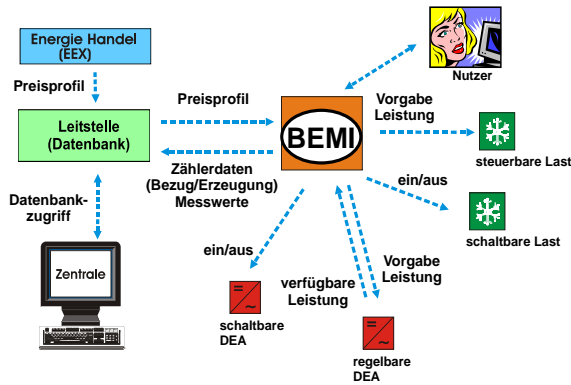


Bild 4: Kommunikationsstruktur für Energiemanagement mit BEMI

3.4 Verteilnetzmanagement

Um die technische Integration von DEA im elektrischen Verteilnetz zu ermöglichen, sind die bereits in Kapitel 2 genannten VN-Dienstleistungen des EDL von größter Bedeutung. Denn erst durch diese erhält der VNB die Möglichkeit, die Potenziale des dezentralen Energiemanagements zur Unterstützung des Verteilnetzbetriebs zu nutzen. Beispiele für VN-Dienstleistungen sind die Spitzenlastkappung, die Benachrichtigung des VNB bei Versorgungsausfällen oder auch die Unterstützung beim Netzwiederaufbau durch kontrollierte Ab- oder Zuschaltung von DEA und Lasten. Erst die VN-Dienstleistungen erlauben den stabilen Betrieb des Netzes bei hoher Durchdringung mit DEA.

Der EDL bündelt die Funktionen der verteilten Einheiten, um VN-Dienstleistungen anzubieten. Dies ist aus technischen Gründen sinnvoll, weil manche VN-Dienstleistungen eine übergeordnete technische Koordination unter den verteilten Einheiten erfordern. Außerdem gibt es VN-Dienstleistungen, wie z.B. das Netzsicherheitsmanagement, die das Wirkleistungsmanagement beeinflussen. Daher ist die Stellung von VN-Dienstleistungen durch den EDL auch aus regulatorischer Sicht sinnvoll, weil der VNB bei strenger Auslegung des Unbundling keinen Einfluss auf das Wirkleistungsmanagement nehmen darf. Für die VN-Dienstleistungen vergütet der VNB den EDL, der seinerseits die Kunden aufwandsgerecht vergütet.

3.5 Übergeordnetes Management mit dem Pool-BEMI

Um Funktionen von einer großen Anzahl BEMI zu bündeln und damit VN-Dienstleistungen bereitzustellen, wird eine zusätzliche, übergeordnete Komponente benötigt. Dieses „Pool-BEMI“ bildet die technische Schnittstelle zwischen EDL und VNB-Netzleitstelle (NLS) und befindet sich zurzeit in der Entwicklung.

Das Pool-BEMI soll als technische Einheit beim EDL betrieben werden, wo es auch die Verteilung der zentralen Information übernehmen kann. Die entstehenden Interaktionen zwischen den technischen Betriebsmitteln des EDL, des VNB und der dezentralen Marktteilnehmer („Kunden“) sind in **Bild 5** zusammengefasst. Die Darstellung entspricht einer Präzisierung der entsprechenden Marktteilnehmer und Interaktionen aus Bild 1.

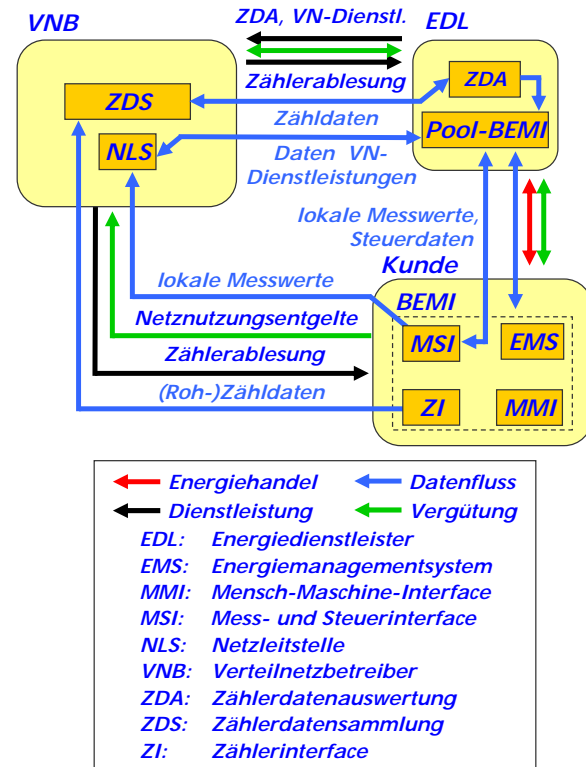


Bild 5: Interaktionen zwischen den Marktteilnehmern im BEMI-Pool

Das Prinzip der dezentralen Entscheidung wird auch beim Pool-BEMI eingesetzt. Das bedeutet, dass auch das Pool-BEMI nicht direkt über den Einsatz der dezentralen Erzeuger und Lasten entscheidet. Der im Projekt DINAR verwendete Mechanismus der variablen Tarife soll jedoch so erweitert werden, dass die BEMI dem Pool-BEMI Informationen über freie Ressourcen - beispielsweise Erzeugungspotenziale - liefern und somit eine aktivere Rolle spielen. Das Pool-BEMI aktiviert diese Ressourcen mit Hilfe von Preissignalen, die es den BEMI als zentrale Information zur Verfügung stellt. Zusätzlich steht es in Verbindung mit dem Verteilnetzbetreiber und steht als technische Schnittstelle für die VN-Dienstleistungen zur Verfügung. Auch DEA wie Photovoltaik- oder Windkraftanlagen können mit der BEMI-Technologie als aktive Einheiten in das System eingebunden werden. Zwischen BEMI und Pool-BEMI wird für die Übertragung von Angeboten ein zusätzlicher bidirektionaler Kanal benötigt.

ler Datenaustausch nötig sein. Aus wirtschaftlichen Gründen ist es wichtig, die im Normalbetrieb benötigte Kommunikation auf ein Minimum zu beschränken. Das kann dadurch erreicht werden, dass die bekannte tägliche Übermittlung von Tarifsignalen im Normalbetrieb beibehalten wird und nur in besonderen Fällen - z.B. der Anforderung von Regelleistung - das Pool-BEMI dezentrale Informationen von den BEMI anfordert. Das Kommunikationssystem muss bei Bedarf schnell und sicher genug sein, um die Anforderungen an eine sichere Betriebsführung auch in kritischen Fällen zu erfüllen. In Fällen, die den sicheren Netzbetrieb gefährden, müssen dazu hoch priorisierte Meldungen verschickt werden können, die im bestehenden System bereits als Mitteilungen über eine „drohende Havarie“ vorgesehen sind.

4 Selbstorganisation und Spontaneität in Energiemärkten

Auch im Projekt SESAM (Selbstorganisation und Spontaneität in Liberalisierten und Harmonisierten Märkten) wird davon ausgegangen, dass zukünftig eine Vielzahl von dezentralen Energieumwandlungsanlagen und steuerbaren Nachfragerlasten in die Niederspannungsnetze zu integrieren sind. Dabei spielen wie im Projekt DINAR die in Kapitel 2 vorgestellten dezentralen Energiemanagementsysteme eine wesentliche Rolle. Anders als in DINAR wird in SESAM jedoch unterstellt, dass ein offener internetbasierter Markt der beste Garant für einen ressourcenschonenden Energieeinsatz ist und so durch einen direkten Handel der Teilnehmer die beste Grundlage für einen nachhaltigen sparsamen Einsatz von Ressourcen bietet.

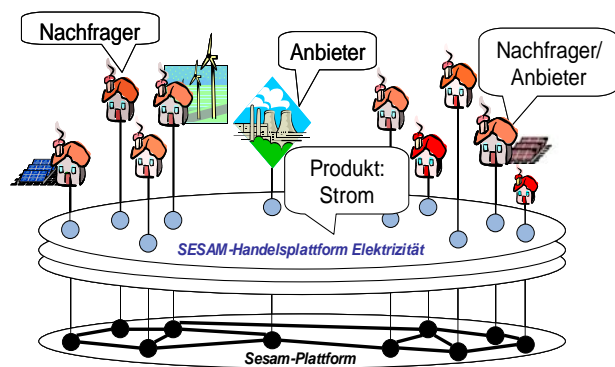


Bild 6: Die SESAM-Handelsplattform

4.1 Vision lokaler sich selbst organisierender Energiemärkte

Das Projekt SESAM verfolgt die Vision eines neu gestalteten Energiesystems, in dem Betreiber dezentraler Energieumwandlungsanlagen, Zwischenhändler und

Nachfrager an lokalen Energiemärkten miteinander handeln. Über die indirekte Vernetzung von dezentralen Anlagen und schaltbaren Lasten über die SESAM-Handelsplattform (vgl. Bild 6) entsteht so ein dezentral organisiertes Virtuelles Kraftwerk. Wichtigster Aspekt ist dabei die Selbstorganisation der Marktteilnehmer. So existiert keine zentrale Leitstelle mehr, die den Einsatz der (dezentralen) Kraftwerke steuert, ein Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage wird vielmehr auf dem lokalen Markt über den Marktpreis hergestellt. Jedoch wird weiterhin davon ausgegangen, dass die zum Feinabgleich von Angebot und Nachfrage benötigte Regelleistung vom Netzbetreiber bereitgestellt wird. Ein Ansatz zur selbst organisierten dezentralen Bereitstellung von Regelleistung soll jedoch bis Ende 2007 entworfen werden.

Ziel des Forschungsvorhabens SESAM ist es, das methodische Wissen und die Techniken bereit zu stellen, die Voraussetzung für das Funktionieren eines solchen Marktes sind. Dabei werden zwei eng miteinander verflochtene Themenfelder betrachtet: Zum einen werden die ökonomischen und rechtlichen Rahmenbedingungen, die für den Erfolg entsprechender elektronischer Märkte notwendig sind, identifiziert. Zum anderen werden Technologien zur Ermöglichung transparenter, rechtsgebietsüberschreitender, robuster und sicherer Informations- und Transaktionsdienste entwickelt.

4.2 Die SESAM-Handelsplattform

Diese Überlegungen fanden in der Planung und Entwicklung der SESAM-Handelsplattform ihren Niederschlag: Sie bietet zunächst einen Marktplatz für den Handel mit Energieprodukten wie Elektrizität oder Wärme. Im Gegensatz zu etablierten Börsen wie der EEX werden dabei Mengen gehandelt, die sich aus dem Verbrauch einzelner Haushalte ergeben. Daher muss noch stärker als bei einer Großhandelsplattform auf Skalierbarkeit sowie niedrige Transaktionskosten geachtet werden. Die wesentlichen Akteure auf diesem Marktplatz sind Anbieter von elektrischer Energie, wie die Betreiber dezentraler Energieumwandlungsanlagen, Nachfrager nach elektrischer Energie sowie Energiedienstleister bzw. Zwischenhändler. Da die Rollenverteilung unter den Akteuren dabei nicht festgelegt ist, kann bspw. ein Betreiber einer dezentralen Anlage sowohl als Anbieter als auch als Nachfrager agieren. Zur Allokation der Produkte werden Auktionen (vgl. Abschnitt 4.2.3) eingesetzt. Unterstützt werden die Anbieter und Nachfrager dabei von einem elektronischen Anwalt, der die Verträge auf Rechtskonformität prüft und Empfehlungen hinsichtlich möglicher vorteilhafter Änderungen gibt (vgl. Abschnitt 4.2.1).

Damit die Marktteilnehmer ihre Angebote und Nachfragen unter Berücksichtigung ihrer Bedürfnisse, Präferenzen und der Marktpreise flexibel anpassen kön-

nen, werden ihnen auf der SESAM-Handelsplattform zudem verschiedene Optimierungswerkzeuge bereitgestellt (vgl. Abschnitte 4.2.2 und 4.2.3).

Voraussetzung für das Funktionieren eines solchen Marktplatzes ist ein hoher Automatisierungsgrad auf Anbieter und Nachfragerseite. So sind neben den Intelligenzen Energiemanagementsystemen z.B. so genannte intelligente Stromzähler notwendig [9]. Die Flexibilität und Dezentralität des Systems wird zudem durch eine diensteorientierte Architektur, übertragen auf die Technologie der Peer-to-Peer-Netze, unterstützt (vgl. Abschnitt 4.3)

Prototypisch umgesetzt wurde die SESAM-Handelsplattform in einem Demonstrator, welcher u.a. 2005 auf der CeBit vorgestellt wurde (vgl. **Bild 7**). Zudem wurden die Konsequenzen der Einführung einer Marktplattform für den Handel mit dezentral erzeugter elektrischer Energie im Rahmen einer Marktsimulation untersucht. Dabei konnte gezeigt werden, dass sich durch den direkten Handel zwischen Marktteilnehmern die Auslastung der dezentralen Anlagen deutlich erhöht und dass die Marktpreise bei weiterhin wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen sinken können. Allerdings gehen diese Vorteile zumindest zum Teil zulasten der Energieeffizienz der dezentralen Anlagen [10].



Bild 7: SESAM-Demonstrator auf der CeBit

4.2.1 Automatisierter Handel

Da es vor allem für Marktteilnehmer mit Nachfragelasten und Energieumwandlungsanlagen geringer Leistung kaum möglich ist, fortwährend am Energiemarkt zu agieren, verfügen sie in der SESAM-Vision über Intelligente Energiemanagementsysteme (IEMS), welche die Aufgabe haben sie am Markt zu „vertreten“. Hierfür wurde ein so genannter Rechtsmediator, d.h. ein modular aufgebauter Algorithmus zur Regelverarbeitung in das IEMS integriert [11]. Der Rechtsmediator ist ein Softwareagent, der die Workflows der Geschäftsprozesse implementiert, um die Bedingungen dieser Prozesse zu prüfen und so als

elektronischer Anwalt der Marktteilnehmer fungieren zu können. Zur Umsetzung des elektronischen Anwalts wurden Regelmodule für die Form der Verträge, zur Prüfung der Geschäftsfähigkeit, der Vertragsbedingungen sowie für das Verbraucherschutzrecht erstellt und in die Marktplattform integriert.

4.2.2 Angebots- und Nachfragemanagement

Neben ihrer Rolle als „Stellvertreter“ am Energiemarkt steuern die IEMS die dezentralen Energieumwandlungsanlagen und optimieren den Einsatz der elektrischen Verbraucher. Hierfür wurden in SESAM Optimierungsalgorithmen entwickelt, die unter Berücksichtigung von Restriktionen wie z.B. Wärmebedarf, Temperaturtoleranzbereiche, Marktpreisen und Präferenzen des Nutzers den Einsatz der elektrischen Verbraucher und dezentralen Anlagen zeitlich optimieren [12].

Zudem sind in SESAM Mechanismen zur Bündelung von Angeboten und Nachfragen vorgesehen. So wird durch die SESAM-Plattform das Auffinden von potenziellen Partnern unterstützt. Nachfrager können so ausgehend von ihren eigenen Verbrauchsprofilen potenzielle Kooperationspartner identifizieren. Ziel ist, aufgrund von Größendegressionseffekten, ausgeglichenen Lastprofilen und geteilten Grundpreisen die Ausgaben der einzelnen Nachfrager zu reduzieren.

Neben der Kooperation von Nachfragern sind zudem Anbieterkooperationen vorstellbar. Von Interesse ist der Zusammenschluss von Anbietern vor allem zur Vervollständigung des angebotenen Portfolios sowie zur optimierten Einsatzplanung ihrer Energieumwandlungsanlagen.

4.2.3 Flexible Mechanismen zur Preisgestaltung

Wie in der Einleitung ausgeführt, ist das in SESAM angestrebte Szenario sich selbst organisierender Märkte, auf denen jeder Teilnehmer Energie nach Bedarf ein- und verkaufen kann, nur realistisch, wenn auch die Einspeisung dezentral erzeugter elektrischer Energie einer marktlichen Koordination unterworfen wird und nicht länger zu konstanten Preisen unabhängig vom Bedarf vergütet wird, wie dies zurzeit durch die Einspeisevergütung für regenerativ erzeugte Elektrizität oder für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen der Fall ist. Das heißt, dass auch Betreiber dezentraler Anlagen in der Lage sein müssen, ihre überschüssige Leistung zu betriebswirtschaftlich sinnvollen Preisen anzubieten. Hierbei unterstützt die SESAM-Handelsplattform die Verkäufer, indem automatisiert auf Basis von prognostizierten Verbräuchen und Preisen sowie unter Einbeziehung von Geboten konkurrierender Anbieter Tarifmenüs zusammengestellt werden, die der Anbieter am Markt veröffentlichen kann. Dies geschieht durch die Wahl von Produktionsmengen und Preisen, die unter Berücksichtigung von Ne-

benbedingungen wie der Kapazität der dezentralen Anlagen die erwarteten Gewinne des Anbieters maximieren [13].

Auf der Plattform kommen unterschiedliche Handelsmechanismen zum Abschluss von Lieferverträgen zum Einsatz. Die einfachste Form, die aus den traditionellen Kunden-Lieferantenbeziehungen abgeleitet ist, ist ein Posted-Offer Markt, auf dem Verkäufer ihre Tarife über das Peer-to-Peer-Netz veröffentlichen. Potenzielle Kunden suchen nach passenden Tarifen und können auf dieser Basis mit dem Anbieter einen Vertrag schließen.

Nachdem diese Marktform die Anforderungen an Spontaneität und den Gedanken der Dezentralisierung nicht hinreichend berücksichtigt, werden als weitere Marktmechanismen Auktionen eingesetzt. Zum einen ist dies eine umgekehrte multiattributive englische Auktion, bei der ein Abnehmer mit mehreren Verkäufern gleichzeitig verhandelt. Dabei kann der Käufer verschiedene Parameter spezifizieren, die einerseits unbedingt zu erfüllende Anforderungen wie einen Mindestanteil an Ökostrom festlegen, zum anderen können Merkmale wie die Preise zu verschiedenen Tageszeiten gewichtet in die Bewertung der Gebote der Verkäufer einfließen.

Schließlich ist als letzte Ausbaustufe derzeit eine dezentrale kontinuierliche zweiseitige Auktion in Vorbereitung, die allen Marktteilnehmern offen steht.

4.2.4 Aufgaben des Zwischenhändlers

Auch in zunehmend dynamischen Märkten wird es Teilnehmer geben, die nicht bereit oder in der Lage sind, ihren Elektrizitätsbedarf an einem solchen dynamischen Markt zu decken. Hier wurde in SESAM eine der Aufgaben des Zwischenhändlers identifiziert [14].

Die Aufgaben des Zwischenhändlers umfassen Losgrößentransformation, Risikoübernahme und Rundumservice. Diese Funktion erfüllt der Zwischenhändler, indem er Kunden Tarife anbietet, die zwar potenziell zeitvariabel sind, jedoch für die Vertragslaufzeit von ihren Konditionen her feststehen. Durch die Bündelung vieler Nachfrager kann der Zwischenhändler Skaleneffekte realisieren, indem er große Mengen einkauft und diese an seine Kunden weiterreicht. Die zweite Aufgabe, Risikoübernahme, hat zwei Dimensionen: Zum einen das Mengenrisiko, d.h. die Gefahr, am Hour- oder Day-Ahead Markt zu viel oder zu wenig Energie einzukaufen. Die Bündelung von Nachfragern hat hier den Vorteil, dass sich Nachfrageschwankungen einzelner Abnehmer zum Teil ausgleichen und somit das Risiko von Prognosefehlern bei der Beschaffung geringer wird. Zum anderen schützt der Zwischenhändler seine Kunden während der Vertragslaufzeit vor Preisrisiken, wofür ihn die Kunden durch eine entsprechende Risikoprämie - wie sie in einer Versicherung oder Option enthalten ist - entlohnen. Schließlich ergibt sich wie oben angespro-

chen durch die Entflechtung der ehemaligen Versorgungsunternehmen, dass Kunden für den Netzanschluss und die eigentliche Energielieferung unterschiedliche Vertragspartner haben. Auch hier unterstützt der Zwischenhändler die Kunden durch das Angebot eines All-Inclusive Vertrages und wird damit zum Dienstleister. Schließlich kann der Zwischenhändler Zählerdienstleistungen erbringen und Abrechnungsservices zum Beispiel für Hausgemeinschaften anbieten.

4.3 Dynamische Energiemärkte durch Peer-to-Peer

In SESAM wurde auf jede Form der zentralen Koordination verzichtet, stattdessen findet der Handel über die Marktplattform auf Basis einer Peer-to-Peer Kommunikation statt. Bei der Entscheidung standen mehrere Gründe im Vordergrund: Zum einen stellt jede zentrale Instanz zugleich einen single point of failure dar, was der Robustheit des Gesamtsystems abträglich ist. Zum anderen wird in der Peer-to-Peer Architektur deutlich besser der Gedanke des dezentralen, spontanen Handels sichtbar, der SESAM zugrunde liegt. Drittens soll es die Plattform ermöglichen, auf jedem Knoten (Peer) entsprechend den Anforderungen des Teilnehmers verschiedene Dienste anzubieten und diese flexibel zu kombinieren. Eine derartige Flexibilität ist nur in einem dezentralisierten System erreichbar.

Zu diesem Zweck wurden in SESAM die beiden Ansätze Peer-to-Peer und Service-orientierte Architekturen (SOA) verbunden. Letztere erlauben die einfache Bereitstellung eigener Dienste ebenso wie den Zugriff auf vorhandene Dienste über definierte Schnittstellen [15]. Die resultierende Architektur ist in **Bild 8** dargestellt: Auf der Kommunikationsschicht setzt die Peer-to-Peer-Schicht auf, in der verschiedene Protokolle zum Einsatz kommen und die der Systemzugangsschicht die Lokalisierung verteilter Dienste erlaubt.

Um die Transaktionen abzusichern, wurden dezentrale Authentifizierungsmechanismen entwickelt, die über vertrauenswürdige Stellen die Identität der Marktteilnehmer sicherstellen.

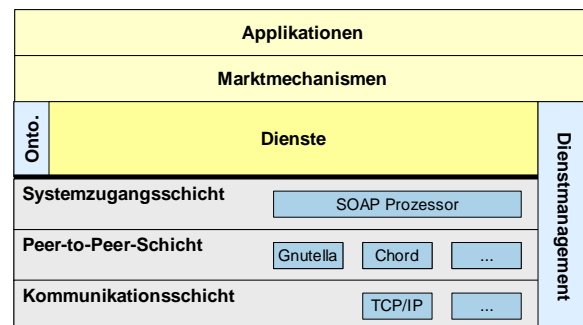


Bild 8: Systemarchitektur SESAM

5 Zusammenfassung und Ausblick

Auf Basis der dargestellten Marktorganisation ist es möglich, ein dezentral organisiertes Energiemanagementsystem einzuführen. Damit kann auch im liberalisierten Energiemarkt ein Energie- und Verteilnetzmanagement betrieben werden. Es wurden Konzepte und Lösungen aus den Projekten SESAM und DINAR vorgestellt, mit denen eine technische Umsetzung mit Hilfe einer webbasierten Kommunikation möglich ist. SESAM und DINAR verfolgen zunächst unterschiedliche Ansätze, die aber durchaus vereinbar sind. So wäre z.B. die Nutzung der in DINAR entwickelten Hardware-Plattform für das BEMI als auch das IEMS möglich. Dies gilt auch für die Nutzung der BEMI-Zählerinterfaces als „intelligente Stromzähler“ gemäß SESAM. Sowohl in DINAR als auch SESAM wurden Optimierungsalgorithmen für die dezentralen Geräte entwickelt und es findet eine Kommunikation zwischen den dezentralen Einheiten statt, für die bereits entsprechende webbasierte Kommunikationsstrukturen entwickelt wurden.

Auf dieser technischen Grundlage ist es denkbar, dass im heutigen Energiemarkt zunächst schrittweise die Ansätze aus DINAR realisiert werden - typischerweise zuerst durch regionale Energieversorger. Danach wäre eine schrittweise Realisierung der SESAM-Ansätze für einen selbstorganisierten Markt möglich, ohne die im ersten Schritt geschaffene Hardware-Plattform zu ändern. Solange noch nicht der gesamte Markt auf Selbstorganisation beruht, kann der EDL als Schnittstelle zu übergeordneten Strommärkten dienen. Die messtechnische Erfassung des Niederspannungsnetzes, das Pool-BEMI als technische Schnittstelle zum VNB sowie die Bereitstellung von VN-Dienstleistungen durch den EDL können auch im selbstorganisierten Markt beibehalten werden.

Die technischen Konzepte von SESAM und DINAR ergänzen sich daher sehr gut und können auf dem Weg hin zu einem dezentral organisierten, auf regenerativen Quellen basierenden Energieversorgungssystem eingesetzt werden.

6 Literatur

- [1] Kommission der europäischen Gemeinschaften (Hg.): Fahrplan für erneuerbare Energien. Erneuerbare Energien im 21. Jahrhundert: Größere Nachhaltigkeit in der Zukunft, Brüssel, 2007
- [2] T. Degner, J. Schmid, P. Strauss (Hg.): DIS-POWER - Distributed Generation with high penetration of Renewable Energy Sources, Final Public Report, Kassel, 2006
- [3] U. Arndt, S. von Roon, U. Wagner: Virtuelle Kraftwerke: Theorie oder Realität? In: BWK Bd. 58 Nr. 6, 2006, S. 52-57
- [4] C. Bendel, D. Nestle, J. Ringelstein: Bidirectional Energy Management Interface (BEMI) - Integration of the low voltage level into grid communication and control, 19th International Conference on Electricity Distribution, Wien, 2007
- [5] A. Eßer, O. Raabe, D. Rolli, M. Schöller: Eine sichere verteilte Marktplattform für zukunftsfähige Energiesysteme, in: Information Technology 4/2006, S. 187-192
- [6] J. Gordijn, H. Akkermans: Business Models for Distributed Generation in a Liberalized Market Environment, in: The Electric Power Systems Research Journal, Vol. 77(9), 2007, S. 1178-1188
- [7] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hg.): Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG), Kurzfassung, Berlin, 2007
- [8] C. Bendel, D. Nestle, J. Ringelstein, K. Schwarz: Data models for the integration of the low voltage level into grid communication and control using decentralized decision, Workshop on International Standardization for Distributed Energy Resources, Oldenburg, 2007
- [9] A. Eßer, M. Franke, A. Kamper, D. Möst: Future Power Markets - Impacts of Consumer Response and Dynamic Retail Prices on Electricity Markets, in: Wirtschaftsinformatik, Heft 5, 2007
- [10] A. Eßer, M. Franke, A. Kamper, D. Möst, O. Rentz: Simulation einer Marktplattform für den Handel mit dezentral erzeugter elektrischer Energie, in: Proceedings of the IEWT, 2007
- [11] P. Sester, T. Nitschke: Softwareagent mit Lizenz zum ...? - Vertragsschluss und Verbraucherschutz beim Einsatz von Softwareagenten, Computer und Recht 7/2004, S. 548-554
- [12] A. Eßer, A. Kamper, M. Franke, D. Möst, O. Rentz: Scheduling of Electrical Household Appliances with Price Signals, in: Proceedings of the Operations Research, 2006
- [13] M. Franke, A. Kamper, A. Eßer: Pricing Energy in a Multi-Utility Market, in: Advances in Data Analysis: Proceedings of the 30th Annual Conference of the German Classification Society (GfKI), Springer, S.433 - 440, 2007
- [14] M. Franke, A. Eßer, A. Kamper: Geschäftsmodelle für Zwischenhändler, Technischer Bericht, Universität Karlsruhe (TH), 2006
- [15] M. Conrad, J. Dinger, H. Hartenstein, M. Schöller, M. Zitterbart: Combining Service-Oriented and Peer-to-Peer Networks, in: KiVS Kurzbeiträge und Workshops, S. 181-184, 2005