

Kapitel 2

Energiesysteme und das Paradigma des Agenten

Andreas Beck, Christian Derksen, Sebastian Lehnhoff, Tobias Linnenberg,
Astrid Nieße und Gregor Rohbogner

Zusammenfassung Das Paradigma des Agenten findet zunehmend Anwendung in hochdynamischen und komplexen Bereichen, welche koordinierte oder koordinierende Prozesse erfordern. In diesem Beitrag werden neue Anforderungen an die Systeme der Energieversorgung und des Netzbetriebes vorgestellt und diskutiert, inwieweit das Agenten-Paradigma diesen gerecht werden kann.

2.1 Einleitung

Die politischen Vorgaben für die Strukturen der Energieversorgung ab dem Jahre 2020 und darüber hinaus stellen das Energiesystem vor große Herausforderungen. Die Liste der Aufgabenstellungen reicht dabei von rein technisch, ingenieurwissenschaftlichen Problemen, bis hin zu informationstechnologischen, wirtschaftlichen und soziologischen Fragestellungen. Aus technologischer Sicht liegt die größte Herausforderung in der aktiven Gestaltung eines Transformationsprozesses, der durch die Zunahme volatiler, häufig regenerativer Energieumwandlungsanlagen

Andreas Beck (✉)

IAS, Universität Stuttgart, Pfaffenwaldring 47, 70569 Stuttgart, Deutschland

e-mail: Andreas.Beck@ias.uni-stuttgart.de

Christian Derksen

DAWIS, Universität Duisburg-Essen, Schützenbahn 70, 45127 Essen, Deutschland

e-mail: Christian.Derksen@icb.uni-due.de

Tobias Linnenberg

IfA, Helmut-Schmidt-Universität Hamburg, Holstenhofweg 85, 22043 Hamburg, Deutschland

e-mail: Tobias.Linnenberg@hsu-hh.de

Sebastian Lehnhoff, Astrid Nieße

Institut für Informatik, FuE-Bereich Energie, OFFIS, Escherweg 2,

26121 Oldenburg, Deutschland

e-mail: Sebastian.Lehnhoff@offis.de, Astrid.Niesse@offis.de

Gregor Rohbogner

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Heidenhofstr. 2, 79110 Freiburg, Deutschland

e-mail: Gregor.Rohbogner@ise.fraunhofer.de

bei gleichzeitiger Reduktion bisher systemstabilisierender Großkraftwerke ausgelöst wird.

Dieser Transformationsprozess beschränkt sich aber nicht allein auf die Umstrukturierung des Kraftwerksparks. Vielmehr umfasst der Wandel sämtliche Prozesse des heutigen Energiesystems: Angefangen bei der Schutz- und Automatisierungstechnik in Nieder- und Mittelspannungsnetzen, über die Betriebsführung von Energieeinspeisern auf allen Netzebenen, dem Lastmanagement flexibler Stromverbraucher bis hin zu den Energiemärkten.

Unter dem Stichwort Smart Grids oder intelligente Stromnetze werden in Forschung und Praxis Ansätze auf Basis der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) entwickelt. Diese sollen in dem angestoßenen Transformationsprozess eine neue Betriebsführung für Stromerzeuger, Speicher, elektrische Verbraucher und im Netz befindliche Betriebsmittel ermöglichen. Den zunehmenden Kapazitätsproblemen im Netz soll damit nicht nur über Ausbaumaßnahmen, sondern ergänzend hierzu durch eine effizientere Nutzung der Netzkomponenten sowie durch Koordinationsansätze in Erzeugung, Verteilung und Verbrauch begegnet werden.

Durch Smart Grids entsteht somit ein informationstechnologisch angereichertes, verteiltes, dynamisches und technisch diversifiziertes System, das aus Automatisierungssicht aus einer Vielzahl von autonomen Teilsystemen besteht. Diese Teilsysteme bedürfen einer Koordination, die auch zukünftig eine sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung gewährleisten kann (§ 1 EnWG).

Der vorliegende Beitrag, der von Mitgliedern der Untergruppe Energie des Fachausschusses Agenten der VDI Gesellschaft für Mess- und Automatisierungstechnik verfasst wurde, stellt das Agenten-Paradigma alten und neuen Herausforderungen des dargestellten Transformationsprozesses gegenüber. Dazu wird zunächst in Abschn. 2.2 ein kurzer Überblick über die heutige Energieversorgung gegeben. Im darauf folgenden Abschnitt werden typische Betriebsführungsstrukturen die in Energieleitsystemen zur Anwendung kommen eingeführt. Abschnitt 2.4 widmet sich den Anforderungen an die Verteilnetzautomatisierung und zukünftigen Leitsysteme, bevor in Abschn. 2.5 das Agenten-Paradigma vorgestellt und auf die vorher definierten Anforderungen hin geprüft wird. Abschließend diskutieren wir den Forschungsbedarf im Schnittbereich von Energietechnik, Elektrotechnik und Informatik, der sich nach Meinung der Autoren aus dem Dargestellten ergibt.

2.2 Das elektrische Energiesystem heute

2.2.1 Elektrische Energieerzeuger und Speicher

Die wichtigsten Energieumwandlungsanlagen sind thermische Großkraftwerke. Diese differenziert man anhand der eingesetzten Primärenergieträger sowie der zeitlichen Verfügbarkeit. So unterscheidet man nukleare und fossile Kraftwerke, welche typischerweise auf der Hochspannungsebene einspeisen. Diese Kraft-

werkstypen können in engen Grenzen geregelt werden. Man nutzt sie daher zur Deckung der Grundlast. Gasturbinen- und Pumpspeicherkraftwerke lassen hingegen eine schnelle Regelung über ein weites Spektrum zu. Daher werden Gasturbinenkraftwerke häufig als notwendiges Gegenstück zu regenerativen Energieumwandlungsanlagen wie Windkraftanlagen oder Solarparks installiert. Diese basieren auf fluktuierenden Primärenergieträgern und können somit nur bedingt zuverlässig Strom erzeugen. Als invariable regenerative Energieumwandlungsanlagen können Biogas- und Wasserkraftwerke angeführt werden.

Es wird versucht die dynamische Einspeisung durch moderne Speichertechnologien zu verstetigen. Insbesondere Pumpspeicherkraftwerke haben seit langem eine systemstabilisierende Rolle in Starklastphasen. Schnell reagierende Schwungmassespeicher sind parallel hierzu in Pilotprojekten im Einsatz [1, 2].

2.2.2 Elektrische Netze

Die Struktur des kontinentaleuropäischen Elektrizitätsnetzes gliedert sich in zwei Ebenen: Das Übertragungsnetz sowie das Verteilnetz.

Das Transport- bzw. Übertragungsnetz bildet die übergeordnete Struktur. Es wird im Bereich der Hoch- bzw. Höchstspannung (220, 380 oder 400 kV) betrieben, was eine verlustarme Übertragung von Strom aus Großzeugern ermöglicht. Um lokale Störungen zu kompensieren, ist diese überlagerte Netzebene in den Grenzen Kontinentaleuropas eng vermascht und gut überwacht. Der Stromaustausch wird auf der Verteilnetzebene auf Mittelspannungsniveau (10 bis 20 kV) realisiert, hier speisen vermehrt dezentrale und volatile Stromerzeuger ein. Auf Grund des Mangels an Mess-, Steuer- und Regelungstechnik ergeben sich hierdurch zunehmend kritische Situationen, welchen durch eine gezielte Steuerung regelbarer Erzeuger und Verbraucher, auf der tiefsten Stufe des Netzes – dem sternförmigen bzw. radialen Ortsnetz im Bereich der Niederspannung (230 oder 400 V), zukünftig begegnet werden soll. Die Verbindung zwischen den einzelnen Netzebenen bilden Transformatoren in leittechnisch gut bestückten Umspannwerken zwischen Hoch- und Mittelspannungsebene sowie mit rudimentären Schutzmechanismen versehenen Transformatorenstationen zwischen der Mittel- und Niederspannungsebene.

2.2.3 Elektrische Energieverbraucher

Ein elektrischer Energieverbraucher ist ein Gerät oder ein System von Geräten, das einen Teil der elektrischen Energie in eine für den Endnutzer nützliche Energieform umwandelt. Der Energiebedarf eines elektrischen Energieverbrauchers wird durch die auszuführenden Systemfunktionen bestimmt. Dieser ist abhängig von verschiedenen Einflüssen, aus denen sich mögliche Freiheitsgrade für die Optimierung zur Laufzeit ergeben. Einerseits können zwischen elektrischen Energieverbrauchern

oder einzelnen Geräten leitungsgebundene oder räumliche Interaktionen oder Einflüsse bestehen. Das heißt, die einzelnen Energieverbraucher beeinflussen ihren Energiebedarf gegenseitig. Andererseits – und dies ist in der Regel der Haupteinflussfaktor – bestimmt die Bedienung durch den Nutzer und dessen Anforderungen an die ausgeführten Systemfunktionen den Energiebedarf eines elektrischen Energieverbrauchers. Diese Faktoren mit Einfluss auf den Zeitraum und die Intensität stellen die möglichen Freiheitsgrade dar, die zur Optimierung (z. B. hinsichtlich Versorgungssicherheit oder Energiekosten) mit den Einflussfaktoren auf die Energiebereitstellung koordiniert werden müssen. Heutzutage werden bei elektrischen Energieverbrauchern nur einzelne Faktoren optimiert wie z. B. ein zeitabhängig implementierter automatischer Stromsparmmodus. Für eine koordinierte Optimierung der elektrischen Energieverbraucher sind allerdings Vernetzung und Kommunikation erforderlich, um die aktuelle Betriebssituation erfassen und die Einflussfaktoren entsprechend anpassen zu können. Hier existieren vor allem im industriellen Umfeld und im Bereich der Hausautomation unterschiedliche Ansätze (z. B. [3–5]).

2.2.4 Lastermittlung und Netzsteuerung heute

Das zurzeit gängige Verfahren in der Auslegung und dem Betrieb elektrischer Netze im Bereich der Nieder- und Mittelspannungsebene basiert auf Bilanzen und Prognosen, welche sich auf Standardlastprofile (SLP) stützen. Dabei handelt es sich um Lastgänge, welche nach unterschiedlichen Konsumenten mit einem Maximalverbrauch von bis zu 100.000 kWh/a differenziert werden. Jedoch liefert dieses Verfahren lediglich eine vereinfachte statische Abschätzung des Gesamtverbrauchs und der damit verbundenen Netzauslastung.

In Anbetracht der wachsenden Durchdringung volatiler, dezentraler Energieumwandlungsanlagen (DEA) in den unteren Spannungsebenen des Elektrizitätsnetzes kommt es vermehrt zu Konstellationen, in welchen eine statische Netzlastberechnung keine adäquaten Resultate liefern kann. Ein erster Schritt um dieser Problematik zu begegnen ist die Nutzung von digitalen Stromzählern, mit deren Hilfe der aktuelle Energieverbrauch der Haushalte automatisiert übermittelt werden kann. So ist eine dynamische und kundenspezifische Lastabschätzung für den Energieversorger, aber prinzipiell auch für den Netzbetreiber möglich; zusätzlich ist es beispielsweise auch möglich, dem Kunden sekundengenaues Feedback über die verbrauchte elektrische Energie und Gasmenge zu geben [6].

Das deutsche Energiewirtschaftsgesetz sieht die Installation solcher „Smart Meter“ in Neubauten vor, Energieversorgungsunternehmen haben dabei einen lastvariablen oder tageszeitabhängigen Tarif anzubieten (§ 40 Abs. 5 EnWG). In Ländern wie Italien [7], Kalifornien [8] oder Schweden [9] sind Smart Meter bereits heute weit verbreitet.

Ziel der Anstrengungen ist es, zeitvariable Verbraucher in abnahmeschwache Perioden zu verlagern. In diesen wird die sogenannte „Grundlast“, das absolute Minimum des Energiekonsums, abgenommen. Die Mittellast, welche den darüber

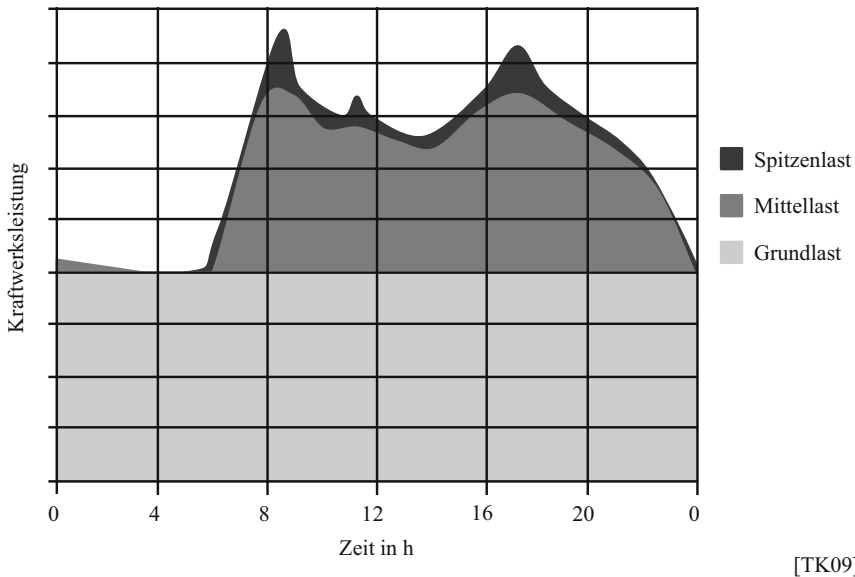


Abb. 2.1 Stromnachfrage und -bereitstellung an einem Durchschnittstag (Quelle: [10])

hinausgehenden Teil der konsumierten Energiemenge darstellt, wird während des Tages benötigt. Im Gegensatz hierzu wird die Spitzenlast in wesentlich geringerem Umfang abgefragt. Sie repräsentiert kurze Lastspitzen, starke Lastanstiege und plötzlichen Energiebedarf. Siehe hierzu Abb. 2.1, welche eine Übersicht der Lastkurve über einen gesamten Tag gibt. Auch industrielle Großverbraucher beteiligen sich durch Verschiebung ihrer Spitzenlasten an diesem Prozess. Durch das Management eigener Energieportfolios sowie der Errichtung von Erzeugungskapazitäten machen sie sich zunehmend unabhängig von Kapazitäts- und Preisschwankungen an den Energiemärkten.

2.2.5 Herausforderungen für das zukünftige Energiesystem

Die Annahme streng hierarchischer Netztopologien in der Energieversorgung ist nicht mehr zeitgemäß. Gleiches gilt für die Anwendung von SLPs, da diese rein statischen Verfahren nicht in der Lage sind, volatile Energieerzeugung und deren Verbrauch zeitlich aufzulösen. Eine Auslegung zukünftiger Netze und Anlagen ist somit erschwert. Für die Entwicklung zukünftiger elektrischer Energiesysteme lassen sich derzeit zwei wesentliche Herausforderungen identifizieren:

- Für die Optimierung der unterschiedlichen Einflussfaktoren auf den Energiebedarf im funktionalen Kontext der elektrischen Energieverbraucher ist eine koordinierte Analyse, Interpretation und Handlungsauslegung von Informationen

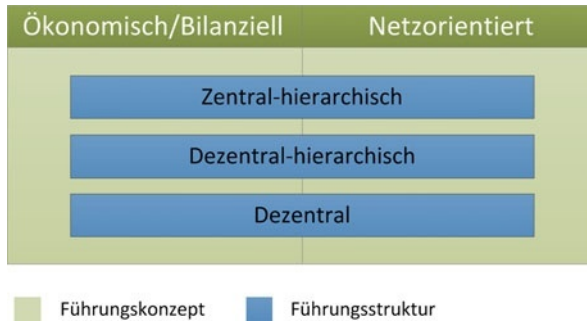


Abb. 2.2 Führungssystem = Führungskonzept (Hintergrund) + Führungsstruktur (Vordergrund)

erforderlich, deren Komplexität durch den Bedarf an quantitativ, zeitlich und räumlich differenzierteren Prognosen ansteigt.

- Mit Hilfe der zu entwickelnden neuen Mess-, Steuer- und Regel-Infrastruktur ist eine Lastverlagerung in die Nachtstunden zu erwirken, um so eine Reduzierung der Spitzenlasten am Tage zu erreichen. Diese Forderung ist unter anderem auf den prognostizierten höheren Energieerzeugungsanteil der Windenergie zurückzuführen.

Ungeachtet dieser Forderungen sind jedoch Faktoren wie zusätzliche Installations- und Wartungskosten, Kompatibilitätsprobleme mit aktuellen und zukünftigen Systemen, sowie die Lebensdauer der verwendeten Komponenten zu beachten.

2.3 Typische Betriebsführungskonzepte und -strukturen in der wissenschaftlichen Literatur

Wie Abschn. 2.2 gezeigt hat, ist die Steuerung der heutigen elektrischen Netze zentralistisch und statisch ausgelegt. Auch wenn dieser Ansatz heute noch angewendet wird, erzwingen die Herausforderungen, die mit den Erneuerbaren Energien erwachsen, perspektivisch eine Veränderung der netzleittechnischen Führungssysteme.

Um in den nachfolgenden Abschnitten die Anwendbarkeit des agentenbasierten Ansatzes im Smart Grid bewerten zu können, wollen wir in diesem Abschnitt die in der Literatur als auch in der Anwendung bekannten Führungssysteme aufzeigen. Dabei unterscheiden wir im Folgenden zwischen der Führungsstruktur und dem Führungskonzept. Beides zusammen ergibt das Führungssystem (vgl. Abb. 2.2). Dabei kann jedes Führungssystem aus einer oder mehreren Führungseinheiten (in Abb. 2.3 als Control System – CS bezeichnet) bestehen, welche jeweils für ein physikalisches System verantwortlich sind. Unter der Führungsstruktur versteht man die Organisation der einzelnen Führungseinheiten mit ihren Beziehungen untereinander. Im Wesentlichen unterscheiden sich die Führungsstrukturen durch die

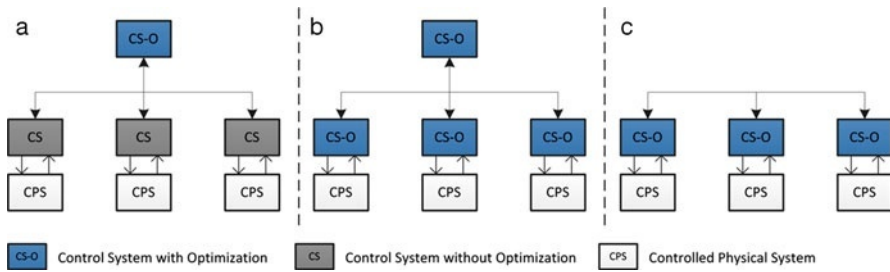


Abb. 2.3 a Zentral-hierarchische, b dezentral-hierarchische und c dezentrale Führungsstruktur

Verortung der „höheren“ Informationsverarbeitung (in den meisten Fällen eine Optimierung) und der Datenhaltung. Das Führungskonzept dagegen beschreibt, mit welcher Zielsetzung bzw. welchem Optimierungsziel das Führungssystem arbeitet. Bei den Führungskonzepten kann im Rahmen der Smart Grid Forschung zwischen „ökonomisch-/bilanzorientiertem“ und „netzorientiertem“ Führungssystem unterschieden werden.

Im Folgenden sollen im Detail nur die Führungsstrukturen betrachtet werden, welche sowohl bei Führungssystemen mit einem „netzorientierten“ Konzept als auch bei „ökonomisch/bilanziellen“ Konzepten zur Anwendung kommen können.

2.3.1 Zentral-hierarchische Führungsstruktur

Sowohl in der industriellen Automatisierung als auch für den Betrieb elektrischer Netze werden Führungsstrukturen in aller Regel zentral-hierarchischen ausgelegt. Abbildung 2.3a zeigt diese Struktur. Ein zentral-hierarchisches System besteht dabei aus zwei oder mehreren Ebenen, bei welchen die jeweils unterlagerte Führungsebene die Sollgrößen der überlagerten zentralen Führungseinheit erhält und umsetzt. Erste Forschungsprojekte, die sich mit einem Energie Management System in den Verteilnetzen beschäftigt haben, verfolgten im Wesentlichen eine zentral-hierarchische Struktur. In „Dispower“, als einem der frühen Forschungsprojekte in diesem Kontext, wird ein Energiemanagement für Niederspannungsnetze mittels einer zentralen Einheit und dezentralen Schnittstellen an den im Niederspannungsnetz angeschlossenen Verbraucher und Erzeuger umgesetzt. Während die zentrale Einheit die Optimierung des gesamten Netzes in Hinblick auf die Netzstabilität ausführt, erhalten die dezentralen Komponenten nur einen fertigen Fahrplan, welcher die Sollgrößen für die Erzeuger und Verbraucher enthält [11]. Ähnliche Konzepte, mit ökonomischen und weniger netzoptimierenden Hintergrund, welche eine zentral-hierarchische Struktur umsetzten, sind unter dem Namen „Virtuelles Kraftwerk“ bekannt. Als Beispiel kann das von der Firma Schmack Biogas AG, Solarworld AG und Enercon GmbH entwickelte „Kombikraftwerk 1“ genannt werden. Hier werden über eine zentrale Führungseinheit verteilte Erneuerbare-Energien-

Kraftwerke verschiedener Art (Windkraftanlagen, Fotovoltaikanlagen, Biogas oder Wasserkraft) mittels Informations- und Kommunikationstechnologie vernetzt und gesteuert [12]. Während die zentrale Führungseinheit Daten speichert und verarbeitet, fungieren die dezentralen Recheneinheiten an den Erzeugern als Kommunikationsschnittstellen, welche „nur“ für die Umsetzung der zentral errechneten Sollgröße verantwortlich sind.

2.3.2 Dezentral-hierarchische Führungsstruktur

Eine der zentral-hierarchischen Struktur sehr ähnliche, ist die dezentral-hierarchische Struktur. Wie Abb. 2.3b zeigt, besteht dieses Struktur jedoch aus verteilten Führungseinheiten, welche nicht nur Sollgrößensignale umsetzen, sondern eine „höherwertige“ Informationsverarbeitung besitzen. Diese „höherwertige“ Informationsverarbeitung kann durch lokal vorhandene Optimierungsalgorithmen oder als lernendes System umgesetzt sein. Neben der lokalen bzw. dezentralen Informationsverarbeitung kann auch die Datenhaltung in dezentraler Weise erfolgen. Zur Sicherstellung der Erreichung eines globalen Optimums (zum Beispiel für ein betrachtetes Teilnetz), ganz gleich ob in Hinblick auf eine stabile Netzführung oder aus ökonomischem Antrieb, erfolgt dabei der Informationsaustausch zwischen den dezentralen Elementen immer über eine zentrale Einheit. Eine Vielzahl von Forschungsprojekten der letzten Jahre hat diese Struktur umgesetzt. Gerade auch solche, die einen agentenbasierten Ansatz verfolgen. In Abschn. 2.5.2 wollen wir darauf näher eingehen und hier lediglich ein kurzes Beispiel anführen. Im Rahmen eines E-Energy¹ Projekts „eTelligence“ wurde für die Modellregion Cuxhaven ein Stromvermarktungssystem entworfen. Es handelt sich dabei um dezentrale Führungseinheiten, welche, verantwortlich für den wirtschaftlichen Betrieb ihnen zugeordneter physikalischer Systeme (z. B. Schwimmbad, Kläranlage), mit einer zentralen Einheit Strompreise aushandeln [13].

2.3.3 Dezentrale Führungsstruktur

Als letzte Struktur von Führungssystemen kann die dezentrale Führungsstruktur genannt werden. Heute noch im Bereich der Leittechnik der Energieversorgung weitgehend im Forschungs- und Entwicklungsstatus, entspricht diese Führungsstruktur wohl am ehesten den Konzepten und Grundgedanken von Agentensystemen. So gibt es in dieser Struktur keine dedizierte zentrale Führungseinheit mehr.

¹ Ein Förderprogramm des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie für ein Informations- und Kommunikationstechnologie basiertes Energiesystem der Zukunft (www.e-energy.de).

Alle verteilten Führungseinheiten arbeiten, neben der lokalen Informationsverarbeitung, kooperativ für die Erreichung eines Gesamtziels zusammen.

2.3.4 *Kritische Auseinandersetzung*

In einem zukünftigen Smart Grid ist nicht davon auszugehen, dass sich ein dediziertes Führungssystem für das Smart Grid durchsetzen wird. Vielmehr wird es zu einer Ergänzung der jetzigen Führungssysteme kommen und hier zu einem Nebeneinander verschiedener Führungsstrukturen. Welche Struktur im Einzelnen zielführend ist, muss im jeweiligen Einsatzfall entschieden werden. Im Folgenden wollen wir die Führungsstrukturen deshalb beispielhaft an ein paar wesentlichen Eigenschaften kritisch gegenüberstellen, um sie später gegen Anforderung von Smart Grid Anwendungen zu prüfen².

Steht die Optimierung eines geringfügig varianten Gesamtsystems³ (z. B. ein Niederspannungsnetz) im Fokus der Führungsbestrebungen, so scheint die zentral-hierarchische Struktur am geeignetsten. Alle Daten die in unterlagerten Führungseinheiten gesammelt wurden, sind einfach und mit einem direkt Zugriff für die zentrale Einheit verfügbar. Diese zentrale Verarbeitung bringt zwar einen erheblichen Datentransfer mit sich, führt aber zu einem vollständigen Systemmodell, mit welchem ein globales Optimum (im betrachteten Teilnetz) gefunden werden kann. Um das Kommunikationsaufkommen zu reduzieren und die Datensicherheit zu gewährleisten, eröffnet die dezentral-hierarchische Struktur die Möglichkeit der Speicherung und Verarbeitung von Informationen und Daten an der Stelle, an der sie anfallen. Daten und Informationen werden also schon vorverarbeitet und erst dann abstrahiert verteilt. Dies mindert die zu übermittelnde Datenbreite und erhöht die Menge an Daten, die im Einflussbereich des unterlagerten Systems bleiben (Datenkapselung). In vielen der durchgeführten Smart Grid Projekte (Dezent, PowerMatcher, eTelligence, um nur einige zu nennen) wurden Strompreise und -mengen als Führungsgröße verwendet. Nachteil dieser Dezentralisierung ist jedoch eine mögliche Verlängerung der Antwortzeit (bedingt durch dezentrale Berechnungen und Datenverarbeitung) zwischen zentraler und dezentraler Einheit. Neben dem Vorteil, dass die zu übertragene Datenmenge reduziert wird, bei gleichzeitiger Sicherstellung einer globalen Optimierung, bleibt jedoch der „Single Point of Failure“, wie im zentral-hierarchischen System, bestehen. Abhilfe würde hier das dezentrale System, ohne dezidierte zentrale Einheit, schaffen. Nachteil dieser Struktur ist jedoch, der mit der Dezentralisierung steigende Kommunikationsaufwand, da der Austausch

² Diese kritische Auseinandersetzung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, sondern stellt einen Teil der Erfahrungen des Autorenteam vor.

³ Geringfügig variant ist hier im regelungstechnischen Sinne zu verstehen und spielt auf ein annähernd zeitlich invariantes System (z. B. Teilnetz) an. Es kommt also nur sehr selten zu einer Veränderung der Netzzusammensetzung, bei der ein neuer Verbraucher oder Erzeuger dazukommt oder wegfällt.

nicht nur zwischen zwei Einheiten sondern ungerichtet zwischen einer unbestimmten Zahl von Führungseinheiten stattfindet. Auch die Koordination (z. B. Zeitsynchronisierung) stellt eine Herausforderung dar, welche sich im Wesentlichen nur bei dezentralen Strukturen ergibt. Ist jedoch die Skalierbarkeit, sowie die Robustheit gegen Streckenänderungen und die Fehlertoleranz gegenüber dem Ausfall der Kommunikationsinfrastruktur oder einer der Führungseinheiten von entscheidender Bedeutung, ist das dezentrale System dem zentral- und dezentral-hierarchischen System überlegen.

2.4 Spezielle Anforderungen an die Verteilnetzautomatisierung

Im Umfeld elektrischer Energieversorgungssysteme wird zwischen Primärtechnik (Transformatoren, Kabel, Schalter etc.) und Sekundärtechnik unterschieden. Die Sekundärtechnik umfasst das Messen, Steuern und den Betrieb von Energieversorgungssystemen bis hin zu Funktionen, die den Energiemarkt betreffen. Die Prozesse der Schutz- und Leittechnik, die den Systembetrieb wirtschaftlich-technisch optimieren und insbesondere störungssicher machen sollen, bilden einen zentralen Bestandteil dieser Sekundärtechnik. Besondere Anforderungen an die Schutz- und Leittechnik reichen dabei von einer systemweiten Überwachung von Netzen großer räumlicher Ausdehnung (z. B. das europäische (Verbund-)Netzgebiet) bis hin zu Reaktionen und Prozessabläufen in kürzesten zeitlichen Intervallen (wenige Millisekunden) bei auftretenden Störungen. Wesentlich ist hierbei die Forderung nach größtmöglicher Selektivität, was bedeutet, dass Schutz- und Leittechnikkomponenten eine Störung durch eine möglichst minimale, lokal beschränkte Versorgungsunterbrechung beseitigen bzw. minimal stabilisierend auf unerwünschte Betriebsphänomene reagieren. Diesen besonderen und extremen Anforderungen an die Schutz- und Leittechnik wird bislang mit proprietären (zumeist nicht interoperablen) und auf einzelne spezielle Anwendungsfälle hin entwickelten teuren Lösungen begegnet.

Mit steigender Zahl von DEA muss zwangsläufig die Anzahl aktiver schutz- und leittechnischer Komponenten steigen, welche auf Seiten der DEA aber auch innerhalb der bestehenden Netzinfrastruktur installiert werden, um notwendige Schutz- und Steuerungsfunktionen für die Versorgungssicherheit in den Netzen zu gewährleisten.

In den Verteilnetzen der Mittelspannung erfordert der Zuwachs an DEA mit unvorhersehbarer fluktuierender Einspeisung (zusätzlich zu den bereits vorhandenen prognoseunsicheren Verbrauchsprozessen) eine kontinuierliche Neubewertung von, der Prozesssteuerung und Schutztechnik zugrunde liegenden, Netzmodellen und Parametern. Getrieben werden diese Änderungen im Wesentlichen durch den Zu- bzw. Ausbau von Windkraftanlagen und Blockheizkraftwerken größerer Leistung in den Mittelspannungsnetzen sowie PV-Anlagen in den Niederspannungsnetzen, aber auch die zu erwartende Integration der Elektromobilität. Während in der Vergangenheit eine nahezu konstante Kurzschlussleistung und ein gerichte-

ter Lastfluss von den höheren zu den niedrigeren Spannungsebenen als Berechnungsgrundlage für die Parametrierung der Schutzgeräte in den Schaltanlagen (z. B. Überstrom-Zeit-Schutz) dienen, müssen neuartige Schutz- und Leitsysteme adaptiv auf hochdynamische Betriebssituationen reagieren. Eine Koordination zwischen sekundärtechnischen Komponenten der (Verteil-)Netzautomatisierung ist hier unbedingt erforderlich, um eine rechtzeitige automatisierte Regelung bei größtmöglicher Selektivität zu gewährleisten und somit ein hohes Maß an Versorgungssicherheit zu erreichen. Ein Mangel an adäquaten Hard- und Softwarekomponenten, die dank offener Kommunikationsschnittstellen austauschbar eine herstellerunabhängige Kommunikation ermöglichen würden, stellt hier jedoch derzeit noch ein Hindernis für Anwendungen und den Einsatz derartiger koordinierter Automatisierungsfunktionen in den elektrischen Verteilnetzen dar.

2.4.1 Smart Grid Literatur Architektur

Derartige neue Prozesse sind nur erste Anwendungen von komplexen Funktionen in zukünftigen Smart Grids. Weitaus anspruchsvollere Prozesse sind dann umzusetzen, wenn viele verschiedene Anlagen, Netzkomponenten und Marktteilnehmer ggf. über Branchengrenzen hinweg gemeinsam eine Funktion im elektrischen Energieversorgungssystem realisieren müssen.

Zur Abbildung und Klassifizierung derartiger Funktionen arbeiten europäische Normungsorganisationen im EU Smart-Grid-Mandat M/490 an einer europäischen Literaturarchitektur im Bereich Smart Grid. Ziel dieser Architektur ist es, die Identifikation und Bearbeitung gemeinsamer komplexer sowie innovativer Funktionen zu erleichtern. So lassen sich mittels Funktionsbeschreibungen wichtige Schnittstellen definieren und auch Komplexität und nicht funktionale Anforderungen bestimmter Aufgaben ableiten. Letztere sind gerade vor dem Hintergrund des Entwurfs agentenbasierter Energiemanagement- und Leitsysteme von großer Bedeutung.

2.4.2 Anforderungen an zukünftige Netzleitsysteme

Die Aufgabe eines Netzleitsystems ist die Koordination und die Verwaltung einer großen Anzahl dezentraler Akteure und Messstellen und der damit verbundenen Prozesse und Aufgaben im elektrischen Energieversorgungssystem mit dem Ziel eines sicheren und zuverlässigen Betriebs des Gesamtsystems. Bis dato beschränken sich elektrische Netzleitsysteme auf die übersichtliche Darstellung des komplexen zeitlichen und räumlichen Systemzustands, um einen steuernden menschlichen Eingriff zu unterstützen oder überhaupt erst zu ermöglichen. Wie bereits dargestellt, wird sich jedoch die Qualität und Quantität der Steuer-, Regel- und allgemeiner der Automatisierungsaufgaben und -prozesse im zukünftigen Smart Grid drastisch verändern. Die Erfüllung der energiepolitischen Anforderungen Versorgungssicher-

heit, Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit kann dabei durch folgende Schritte sichergestellt werden:

- Versorgungssicherheit durch Redundanz im Netz: der Verletzung von Betriebsgrenzen oder dem Ausfall von aktiven Komponenten ist durch (zu minimierenden) Einsatz vorgehaltener Reserven und z. T. durch Restrukturierungsmaßnahmen zu begegnen, so dass die Versorgungsqualität im Idealfall unbeeinträchtigt bleibt. Die Versorgungsstabilität ist bei fortschreitender Verdrängung konventioneller Kraftwerke durch die Übernahme netzstabilisierender Systemdienstleistungen durch dezentrale Netzkomponenten und -akteure zu gewährleisten.
- Wirtschaftlichkeit durch günstige IKT-Integration und effiziente Nutzung: der wirtschaftliche Einsatz von IKT soll durch einfache und etablierte (off-the-shelf) Systeme und Komponenten ermöglicht werden. Hierzu sind möglicherweise Rückgriffe auf existierende Komponenten und bewährte Lösungen der Industrieautomatisierung möglich, welche bereits heute hohe Anforderungen an Echtzeit, Verfügbarkeit und Sicherheit erfüllen müssen.
- Nachhaltigkeit durch effiziente Energienutzung und Integration Erneuerbarer Energien: aktive Komponenten sollen ihre internen Zustände kontinuierlich anpassen, um eine effiziente und damit nachhaltigere Nutzung der zur Verfügung stehenden Ressourcen zu ermöglichen. Dabei ist auch hier zu erwarten, dass sich dezentrale, agentenbasierte Ansätze deutlich flexibler und damit effizienter und wirtschaftlicher in hochdynamischen Umgebungen betreiben lassen als konventionelle zentrale Organisationsstrukturen.

Für ein zukünftiges IKT-basiertes Netzleitsystem lassen sich aus diesen Anforderungen folgende nicht-funktionale Eigenschaften ableiten:

- Restrukturierungsfähigkeit: erlaubt die transparente Integration, Segregation und Substitution von Systemkomponenten in das IKT-System.
- Skalierbarkeit: die Eigenschaft des IKT-Systems, eine Vielzahl dezentraler Erzeuger und Verbraucher zu integrieren, um ihre Potentiale nutzbar zu machen sowie bestehende Aggregationsformen wie virtuelle Kraftwerke um neue Komponenten zu erweitern.
- Robustheit: strebt die Vermeidung eines Single-Point-of-Failure durch die Verteilung kritischer Systemfunktionen auf mehrere redundante dezentrale IKT-Komponenten an.
- Verfügbarkeit: Vorhersagbarkeit des aggregierten Leistungspotenzials fluktuierender dezentraler Akteure. Abhängig von Populationsgrößen lassen sich so Verfügbarkeiten, trotz des stochastischen Charakters individueller fluktuierender Erzeuger und Verbraucher, in bestimmten Grenzen garantieren.
- Echtzeitfähigkeit: muss für dezentral bereitgestellte Dienstleistungen gelten, die zur Netzstabilisierung und zur Versorgungssicherung notwendig sind und daher innerhalb fester betrieblich bedingter Reaktionszeiten aktiviert werden müssen.

- Fähigkeit zur Relokation von Funktionen: ermöglicht es dem System, (Teil-) Funktionen auf andere, mächtigere IKT-Komponenten, z. B. IEDs⁴ neuerer Technologie, zu verlagern. Die unterschiedlichen Lebenszeiten der IKT-Komponenten und die damit einhergehenden unterschiedlichen Fähigkeiten machen dies zu einem vielversprechenden Konzept für Smart Grids.

Diese Anforderungen/Eigenschaften stellen somit die anzusetzenden Kriterien bei der Bewertung der Eignung eines agentenbasierten Ansatzes für ein zukünftiges Netzleitsystem dar. Hierzu werden nachfolgend agentenbasierte Betriebsführungskonzepte betrachtet und im Anschluss hinsichtlich dieser Kriterien diskutiert.

2.5 Agenten und Agentenbasierte Betriebsführung

Agenten und Agentensysteme sind bereits seit vielen Jahren in verschiedenen Disziplinen fester Bestandteil der wissenschaftlichen Forschung. Die Idee ihrer automatisierungstechnischen Anwendung im Bereich der Energieversorgung hingegen ist vergleichsweise jung und steht im Zusammenhang mit der Dezentralisierung von Energieerzeugern und -verbrauchern. Dieser Abschnitt erläutert den Begriff des Agenten sowie die Eignung dieses Modellierungs- und Implementierungsansatzes auf die Anforderungen zukünftiger Energiesysteme. Ergänzend hierzu werden Konzepte der agentenbasierten Betriebsführung aus der wissenschaftlichen Literatur vorgestellt. Der Abschnitt schließt mit einer Betrachtung agentenbasierter Simulationen, die zur systematischen Evaluation bei der Weiterentwicklung einer intelligenten Energieversorgung genutzt werden können.

2.5.1 Agenten und ihr Einsatz in Smart Grids

Das Paradigma des Agenten stellt einen Modellierungs- und Implementierungsansatz für Softwaresysteme zur Verfügung: Spezielle Eigenschaften geben dieser Art von Software erweiterte Fähigkeiten und Freiheitsgrade, die einerseits einen erweiterten Handlungsspielraum ermöglichen, es jedoch gleichzeitig erlauben, Szenarien aus der Realität intuitiver zu modellieren und in ein Softwaresystem zu überführen.

Allgemein formuliert ist ein Agent ein Softwareartefakt oder ein Computer System, welches in eine Umgebung eingebettet ist und dabei in der Lage ist, in dieser Umgebung autonom zu agieren, um so seine (ggf. vorgegebenen) Ziele zu verfolgen. Diese Beschreibung orientiert sich weitestgehend an der in der wissenschaftlichen Literatur häufig zitierten Definition von Wooldridge und Jennings [14].

⁴ IED: Intelligent Electronic Device – nach IEC 61850 ein prozessorbasierter Controller, vereinfacht eine Rechner-Einheit, die einer Komponente des elektrischen Energieversorgungssystems auf der Feldebene zugeordnet ist und eine Kommunikationsschnittstelle zur Komponente bietet.

Ergänzend hierzu wird in einem automatisierungstechnischen Kontext ein technischer Agent als Kombination von Hard- und Software verstanden [15].

Neben der genannten Eigenschaft der Autonomie werden Agenten häufig weitere Merkmale zugeschrieben. Zu diesen gehören die kommunikativen und kooperativen Fähigkeiten, das reaktive oder proaktive Verhalten sowie ggf. Lernfähigkeit und Mobilität [16]. Diese Eigenschaften stellen jedoch keine notwendigen Befähigungen eines Agenten dar. Vielmehr können sie, abhängig vom konkreten Einsatzzweck des Agenten, optional hinzugefügt werden. Als Mindestvoraussetzung zur Klassifizierung eines Softwareartefakts als Agent seien an dieser Stelle Autonomie und Kommunikationsfähigkeit als minimale Ausprägung der kooperativen Fähigkeiten genannt.

Kommen in einem Szenario mehrere Agenten zum Einsatz, die in gemeinsam abgestimmten Prozessen eine bestimmte Aufgabe lösen sollen, wird vom Einsatz eines Multi-Agentensystems bzw. eines Agentensystems gesprochen.

Eine grundsätzliche Möglichkeit der Klassifizierung von Agenten besteht in der Art, wie ein Agent die Entscheidung für seine nächste Handlung trifft. Hier wird im Wesentlichen in zwei Kategorien unterschieden: den reaktiven Agenten und den deliberativen (abwägenden) Agenten. Während reaktive Agenten auf Grund einer einfachen Musterunterscheidung auf Anfragen oder Veränderungen in ihrer Umgebung reagieren, erfolgt innerhalb eines deliberativen Agenten ein interner Abwägungsprozess, der nach der besten nächsten Handlungsoption für den Agenten sucht. Hierbei sind diese Abwägungsprozesse stark abhängig von der konkreten Aufgabe des Agenten, was zu einer Vielzahl von Implementierungen führen kann (Padgham und Winikoff 2004). Das aus Agentensicht bekannteste Konzept ist das sogenannte BDI-Konzept (Belief, Desire, Intention), auf das an dieser Stelle jedoch nur verwiesen werden soll [17, 18]. Im Gegensatz zum reaktiven Agenten, können Abwägungsprozesse in deliberativen Agenten ein zeitlich nicht-deterministisches Verhalten verursachen, welches abhängig vom Einsatzzweck eines Agenten jedoch unerwünscht sein kann.

Betrachtet man die Strukturen, die Anforderungen und die verschiedenen Konzepte der Betriebsführung zukünftiger aber auch heutiger Energiesysteme, zeigen sich eine Reihe von Vorteilen, die sich aus einem agentenbasierten Modellierungs- und Implementierungsansatz ergeben. Diese Vorteile lassen sich insbesondere in Bezug auf die Entwicklung hochgradig verteilter Anwendungen beschreiben:

- Im Gegensatz zu einem objektorientierten Modellierungsansatz ist die Abbildung verteilter Probleme mit einem agentenbasierten Ansatz direkt abbildbar, indem unterschiedliche und eigenständige Akteure koordiniert zusammenarbeiten, um ein gemeinsames Ziel zu erreichen. Ein denkbare Ziel könnte es hierbei z. B. sein, lokale Netzstabilität zu gewährleisten. Ebenso wird bei der Implementierung eines agentenbasierten Systems der verteilte Charakter eines Problems direkt berücksichtigt. Dabei kommen in der Regel Agentenplattformen oder -Frameworks zum Einsatz, die die Kapselung der Agenten als autonomen Prozess bereits vorsehen und ein situationsabhängiges Verhalten unterstützen.

- Durch die Delegation von Aufgaben auf aktive und eigenständige Agenten können zentrale Koordinations- und Monitoring-Prozesse kalkulatorisch und kommunikativ entlastet werden. Überwachungs-, Auswertungs- und Planungsfunktionen werden dabei in erster Linie vor Ort ausgeführt. Ein kommunikativer Austausch findet nur bei Bedarf statt.
- Durch die selbstüberwachenden und selbstkonfigurierenden Fähigkeiten von Agenten können sich diese dynamisch an Veränderungen in ihrer Umgebung anpassen. Im Kontext eines sich verändernden Strom- bzw. Energienetzes ist diese Eigenschaft von besonderem Vorteil, da so das Netz über eine geeignete Agenten-Struktur selbst in die Lage versetzt wird, auf veränderte Systemzustände zu reagieren, ohne dass ein menschlicher Eingriff erforderlich ist.
- Im Gegensatz zu den Investitionskosten bei automatisierungstechnischen und regelungstechnischen Anlagen lassen sich Agenten bereits auf kostengünstigen Hardwarestrukturen ausführen. Dieser Aspekt ist besonders für den Haushalts- und Endkundenbereich interessant und erlaubt somit einen breiten und flächendeckenden Einsatz der Agententechnologie.

Mit den vorab genannten Eigenschaften und Aspekten ist eine agentenbasierte Führungsstruktur nicht nur für die Entwicklung zukünftiger Energiesysteme geeignet. Vielmehr ermöglicht eine agentenbasierte Führung elektrischer Systeme eine Konsolidierung und Restrukturierung der aktuellen Systeme, die an den heutigen Stand der Technik anknüpfen kann. Hieraus ergibt sich eine Vielzahl an neuartigen Fragestellungen und Aufgaben, die sowohl technischer, als auch ökonomischer Natur sind.

2.5.2 Agentenbasierte Führungssysteme in der elektrischen Energieversorgung

Agentenbasierte Ansätze haben in der elektrischen Energiewirtschaft erst in den letzten 10 bis 15 Jahren eine zunehmende Beachtung in der Forschung gefunden. Hier muss zwischen zwei grundlegenden Optimierungsfeldern bzw. Führungskonzepten (vgl. Abschn. 2.3) unterschieden werden.

Bei den bilanziellen Ansätzen wird typischerweise ein Aggregationskonzept umgesetzt, dass eine ökonomische Optimierung vorsieht und die so an Energiemärkten erzielten Gewinne an die Betreiber der aggregierten Anlagen weitergibt. Dem gegenüber stehen netzorientierte Betriebsführungskonzepte, die den Betrieb der elektrischen Verteil- und Übertragungsnetze optimieren bzw. die Reaktion auf kritische Netzzustände innerhalb vorgegebener Echtzeitanforderungen ermöglichen. Bilanzielle Ansätze stellen eine Erweiterung bestehender Konzepte der Energiewirtschaft bzw. eine Anpassung an eine geänderte zunehmend dezentrale Energieumwandlungsstruktur dar, während die netzoptimierenden Ansätze auf neue Herausforderungen in der Systemführung der Netze Antworten geben wollen, die über Netz- und Kraftwerksausbau hinausgehen.

Für den Bereich der Inhouse-Optimierung werden ebenfalls agentenbasierte Konzepte entwickelt, die eine Steuerung dezentraler Erzeuger und Verbraucher innerhalb eines Haushaltes umsetzen. Diese Ansätze sind aber meist Bestandteil eines darüber gelagerten Konzeptes (sei es nun aus bilanzieller oder netzoptimierender Sicht), daher werden sie an dieser Stelle nicht dediziert ausgeführt.

Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über exemplarische Ansätze der beiden erstgenannten Kategorien gegeben.

Mit dem PowerMatcher-Ansatz [19] wurde bereits früh ein auktionsbasiertes Agentensystem für das dezentrale Energiemanagement entwickelt. Jeder Anlage ist ein lokaler Anlagenagent zugeordnet, der als Kontrollagent eine ökonomische Optimierung für diese Anlage anstrebt. Dieser Agent kauft oder verkauft gemeinsam mit den Agenten seines Verbundes Elektrizität an elektronischen Märkten. Wurde das Konzept zunächst für den lokalen Abgleich von Erzeugung und Verbrauch konzipiert, so findet sich in mit der Erweiterung um den objective agent die Möglichkeit, andere Zielfunktionen zu hinterlegen, die z. B. die Geschäftslogik eines virtuellen Kraftwerks abzubilden. Der PowerMatcher-Ansatz wird bereits in mehreren Feldversuchen erfolgreich eingesetzt [20].

Ein ähnlicher Ansatz wird in DEZENT verfolgt [21, 22]: Hier schließen sich dezentrale und teilweise regenerative stochastische Energieumwandlungsanlagen unter Berücksichtigung technischer, wirtschaftlicher und ökologischer Randbedingungen zu regionalen Bilanzkreisen zusammen. Mit einem so gearteten verteilten agentenbasierten Verhandlungssystem für Verbraucher und Erzeuger sollen kurzfristige Freiheitsgrade in der Erzeugung und beim Verbrauch für eine Glättung der Lastprofile nutzbar gemacht werden. Ebenso wie bei PowerMatcher handelt es sich um ein System ohne prädiktive Planung, d. h. es wird nur für die nächste Verhandlungsperiode (hier: 500 ms) gehandelt. Eine Berücksichtigung der Netztopologie wird vorgesehen, indem die Hierarchie des Netzes über den Agententyp Bilanzgruppenmanager als aggregierende Einheit an den jeweiligen Transferstellen der Spannungsebenen abgebildet wird.

[23] widmet sich insbesondere der Frage, wie in dezentralen agentenbasierten Betriebsführungskonzepten die lokalen Anlagenrestriktionen informationstechnisch abgebildet werden können. In dieser Arbeit wird ein agentenbasiertes Energiemanagement mit einer Abbildung lokaler Restriktionen mittels Support Vector Machines (SVM) kombiniert. Ebenfalls unter besonderer Beachtung anlagenlokaler Restriktionen wurde das agentenbasierte Energiemanagementkonzept holonischer virtueller Kraftwerke entwickelt [24], deren Besonderheit in der dynamischen Reorganisation der internen Agenten-Organisation zur Minimierung des Kommunikationsaufwandes besteht. Im Gegensatz zu den anderen Arbeiten ergänzen sich hier prädiktive und reaktive Einsatzplanung zur Integration in die Konzepte der heutigen Energiewirtschaft.

Eine echte Substitution thermischer Kraftwerke durch dezentrale (erneuerbare) Energieumwandlungsanlagen kann nur dann erfolgen, wenn auch systemstabilisierende Aufgaben durch dezentrale Anlagen übernommen werden. Die Arbeiten aus dem Bereich agentenbasierter netzbezogener Betriebsführungskonzepte orientieren sich häufig an diesem Anspruch und können weiter nach detaillierten betrieblichen

Führungsgrößen und -zielen unterteilt werden wie z. B. Frequenz- und Spannungsregelung, Engpassmanagement, Microgrid-Betrieb und Schwarzstartfähigkeit. Die folgende Darstellung kann daher nur einen Ausschnitt der Arbeiten darstellen.

In [25] wird ein Ansatz zu agentenbasierter Steuerung der Frequenz vorgestellt, der auf einem ähnlichen Prinzip wie DEZENT basiert und diesen um die lokale Messung und Anpassung der Frequenz erweitert. In Simulationen kleinerer Netzbereiche zeigt der Ansatz gute Ergebnisse; die Dämpfung eines zu erwartenden überregionalen Schwingungsverhaltens ist noch nicht abgebildet, soll jedoch in weiteren Arbeiten berücksichtigt werden.

Die Spannungshaltung muss – im Gegensatz zur Frequenzhaltung – lokal erfolgen, weshalb dezentrale Anlagen dafür sehr geeignet sind, sofern sie die technischen Grundvoraussetzungen (Fähigkeit zur Blindleistungsbereitstellung) erfüllen. Im Niederspannungsnetz wird bisher die Spannung weder erfasst noch geregelt, was immer häufiger zu Problemen im Netzbetrieb führt, die erst dann erkennbar werden, wenn sich entsprechend gegen Über- bzw. Unterspannung geschützte Komponenten vom Netz trennen. In der Dissertation von Richardot [26] wurde ein agentenbasierter Ansatz zur hierarchisch koordinierten Anpassung der Blindleistungslieferung durch dezentrale Komponenten vorgestellt. Dabei werden Netzbezirke zu Regelungszonen zusammengefasst, innerhalb derer dedizierte Messpunkte (sogenannte pilot busses) zur Ermittlung der erforderlichen Blindleistung platziert werden. Insbesondere die optimale Messstellenkonfiguration stellt dabei eine große Herausforderung dar [27].

Unter der Thematik der koordinierten Lastflusssteuerung werden Arbeiten zusammengefasst, die im Rahmen eines Engpassmanagements eine gleichmäßige Nutzung der Netze innerhalb zulässiger Betriebsgrenzen verfolgen. So können z. B. die angeschlossenen Energieumwandlungsanlagen so gesteuert werden, dass das Netz innerhalb der zulässigen Grenzen betrieben wird. In [28] wird ein agentenbasierter und verteilter Ansatz für ein solches Verfahren beschrieben. Möglich ist es weiterhin, die Leistungsflüsse innerhalb des Netzes mit Hilfe sogenannter Leistungsflussregler (z. B. FACTS-Geräte oder konventionelle Querregler) durch Anpassung von Spannung oder Impedanz zu beeinflussen und so die Netze möglichst gleichmäßig zu belasten. Ein agentenbasierter und verteilter koordinierter Ansatz zur Lastflusssteuerung im Übertragungsnetz wird in [29] beschrieben.

2.5.3 Evaluation agentenbasierter Betriebsführungskonzepte

Die vorgestellten Arbeiten zur agentenbasierten Betriebsführung unterstreichen das große Interesse an der Agententechnologie und deren Einsatz in der Energieversorgung. Viele der angeführten Arbeiten betrachten jedoch häufig nur einzelne Teilprobleme oder stellen eine proprietäre Individuallösung dar, was insbesondere auf den Haushalts- und Endkundenbereich zutrifft. Eine Vielzahl von unterschiedlichen und untereinander nicht abgestimmten Einzellösungen kann aber bei einem konsequenten Umbau der Energieversorgung hin zu einem dezentral geführten Sys-

tem zu ungewollten Nebeneffekten führen, die letztlich die Versorgungssicherheit gefährden können. Entsprechend ist der Einsatz geeigneter Methoden und Werkzeuge notwendig, die die Charakteristik der zukünftig „smarten“ bzw. „intelligenten“ Energieversorgung repräsentieren können und einen wertfreien und kostengünstigen Versuchsraum für die systematische Entwicklung zukünftiger Regeln und Vereinbarungsmechanismen bieten. Einen vielversprechenden Ansatz stellen hier agentenbasierte Simulationen dar, da sie dezentrale Systeme inhärent repräsentieren.

Grundsätzlich besteht eine agentenbasierte Simulation aus der Modellierung eines Szenarios als Agentenmodell. Aktive Einheiten im Modell werden dabei als Agenten abgebildet, die mit ihren Verhaltensweisen die simulierte Umgebung beeinflussen können, in der sie eingebettet sind [30]. Wie bei anderen Simulationstechniken auch sollen mit dieser Art der Simulation Schlüsse gezogen werden können, die dem Verhalten eines realen Systems entsprechen und die das empirische bzw. normative Verständnis für vorgegebene Szenarien erhöhen können.

Jedoch gibt es im Vergleich zu konventionellen Simulationsmethoden einen entscheidenden Unterschied, der in Hinblick auf die Simulation einer dezentralen Energieversorgung sehr vorteilhaft ist. Dieser besteht darin, dass das hohe Maß an Individualität und Unabhängigkeit der beteiligten Teilsysteme berücksichtigt werden kann, was einen nahezu beliebigen Detaillierungsgrad erlaubt. So lassen sich verschiedene Aspekte und Verhaltensweisen der beteiligten Komponenten (bzw. der Agenten) im Kontext eines Gesamtsystems vergleichen und beurteilen [31].

Die Entwicklung einer agentenbasierten Simulation stellt Entwickler aber auch vor Herausforderungen bei der Modellierung, der Implementierung und der Ausführung des entwickelten Agentensystems. Dies beginnt bei der schon erwähnten Frage nach dem notwendigen Detaillierungsgrad der einzelnen Komponenten und der Frage, welches Verhaltensweisen hinreichend bzw. notwendig sind. Der Aufwand zur Entwicklung einer agentenbasierten Simulation ist bezüglich der funktionalen Anforderungen vergleichbar mit der Entwicklung eines in der Realität eingesetzten agentenbasierten Systems. Hinzu kommen Aufwände zur Schaffung einer virtuellen Umgebung und der simulierten Verhaltensweisen einzelner Komponenten [32].

Die Idee und der Einsatz agentenbasierter Simulationen in der Energiewirtschaft ist ebenfalls nicht neu, wobei in den wissenschaftlichen Arbeiten jedoch zwischen ökonomischen und technischen Simulationen differenziert werden muss: Während in ökonomischen Simulationen häufig deliberative Eigenschaften von Agenten verwendet werden, um die Entscheidungsprozesse einzelner Marktteilnehmern abzubilden, konzentrieren sich vor allem die aktuellen technischen Arbeiten auf die Entwicklung von Smart Grids. Eine kurzen Überblick, Hinweise zu weiterführender Literatur sowie Betrachtungen zu eingesetzten Software-Werkzeugen für technische agentenbasierte Simulationen finden sich in [33].

Im Kontext der Entwicklung agentenbasierter Betriebsführungssysteme erscheint die agentenbasierte Simulation als nützliches Mittel, um eine Evaluation und Validierung neuer Betriebsführungskonzepte zu gewährleisten bevor diese in der Realität eingesetzt werden. Überdies bietet eine agentenbasierte Simulati-

on, durch die mögliche Abbildung von Betriebsmitteln aus realen Szenarien auf Agenten in simulierten Szenarien eine systematische Vorgehensweise an, die eine Übertragung von zuverlässigen Verhaltensweisen auf in der Realität agierende Agenten erlaubt.

2.6 Forschungsaktivitäten, -fragen und -bedarf

Die vorangegangenen Abschnitte haben aufgeführt welche Herausforderungen im Bereich der zukünftigen Energieversorgung bestehen und welches Potenzial ein agentenbasiertes Energiemanagementsystem besitzt. Dennoch besteht weiterer Forschungsbedarf in der Herausarbeitung des Nutzens von Agentensystemen und -technologien unter realen, zumeist sicherheitskritischen Anforderungen in zukünftigen Energiesystemen. Eine wesentliche Herausforderung ist dabei der Entwurf sowie die Analyse solcher Systeme mit aus der Informations- und Kommunikationstechnologie stammenden und dort etablierten Modellierungs- und Implementierungstechniken sowie die Akzeptanz innerhalb eines interdisziplinären Smart Grid Forschungskreises. Damit dies gelingt sind weitere Forschungsbemühungen sowohl im Bereich der (Selbst-) Organisation und Interaktion von Agenten, als auch im Bereich der hardwarenahen Implementierung notwendig.

Das Antwortzeitverhalten bei der Interaktion von Agenten wird hierbei eine entscheidende Rolle spielen. Zuvor ist jedoch zu klären, was Echtzeitfähigkeit im Kontext von Smart Grid Anwendungen zu bedeuten hat und wie bzw. ob diese mit vertretbarem Aufwand und unter realen Bedingungen umsetzbar ist. Diese Frage gilt es insbesondere in Hinblick auf die vorhandene bzw. benötigte Kommunikationsinfrastruktur hin zu überprüfen. Weiter stellt sich in diesem Zusammenhang die Frage, in wie weit sich Reichweite und Daten- bzw. Informationsmengen bei der Kommunikation zwischen Agenten minimieren lassen.

Auch stellen sich Fragen hinsichtlich der Mechanismen und der Semantik kommunizierender Agenten. Standards der FIPA⁵ und des IEEE dienen schon heute vielen Agentensystemen als Kommunikationsgrundlage. Hier ist zu klären, ob diese als Grundlage für ein agentenbasiertes Smart Grid genügen oder ob es hier einen Weiterentwicklungsbedarf gibt: Lassen sich diese Standards beispielsweise mit etablierten Automatisierungsstandards (z. B. OPC-UA) kombinieren?

Auch besteht Forschungsbedarf bei der Harmonisierung von Datenstrukturen und Ontologien. Als Grundlage für eine Abstimmung könnten dabei die derzeit in der Energietechnik zur Anwendung kommenden Standards wie IEC61850, IEC61970/61968 (CIM⁶) oder EDI@Energy dienen [34]. Diese Abstimmung scheint gerade vor dem Hintergrund des interdisziplinären Charakters notwendiger Forschung und Entwicklung im Smart Grid sowie dem Vorhaben verschiedene Energienetze für Strom, Wärme und Gas systemtechnisch zu integrieren, eine

⁵ Foundation for Intelligent Physical Agents.

⁶ Common Information Modell.

entscheidende Rolle zu spielen. Eine mögliche Selbstadaption verteilter agentenbasierter Systeme erfordert hierzu ein hohes Maß an Standardisierung von Informationen.

Auch bei der Implementierung und dem Design von Agenten besteht noch Forschungsbedarf. Zwar werden in vielen agentenbasierten Systemen Lern- und Anpassungsfähigkeit implementiert, doch fehlen noch Ansätze die eine einfache automatisierte Umgebungsmodelladaptation auf das dem Agenten unterlagerte physikalische System erlauben. Gerade im privaten Anwendungsbereich ist die automatisierte Anpassung des Umgebungsmodells und die damit verbundene individuelle Agentenstrategien von großer Bedeutung für die Akzeptanz durch den Nutzer [35].

Abhängig vom konkreten lokalen Anwendungsfall für ein smartes Mittel- oder Niederspannungsnetz gilt es qualitative und quantitative Kriterien zu finden, die eine objektive Bewertung hinsichtlich der in Abschn. 2.3 erläuterten Führungsstrukturen erlauben. Hierbei muss z. B. die Frage beantwortet werden, welche Vor- bzw. Nachteile dezentrale agentenbasierte Systeme gegenüber zentralen oder dezentral-hierarchisch organisierten Systemen aufweisen.

2.7 Zusammenfassung

Dieser Artikel zeigt potenzielle Anwendungsfelder von Agentensystemen in der Energietechnik auf und diskutiert bereits entworfene und implementierte Ansätze. Hierfür werden einführend die grundlegenden Eigenschaften des elektrischen Energienetzes und seiner Komponenten sowie die daraus resultierenden Herausforderungen an die Automatisierungstechnik diskutiert. Als mögliche Strukturen für die Betriebsführung werden zentral-hierarchische, dezentral-hierarchische oder vollständig dezentrale Führungsstrukturen gegenübergestellt. Weiter diskutiert dieser Artikel funktionale und nichtfunktionale Anforderungen an zukünftige Netzleitsysteme, verschiedene Optimierungsansätze und -ziele sowie Ansätze zur Evaluierung von agentenbasierten Betriebsführungsstrukturen.

Vor dem Hintergrund der avisierten Modifikationen des deutschen – sowie des europäischen Energieversorgungssystems werden hierbei unter anderem folgende Anforderungen an ein zukünftiges Netzleitsystem definiert, die im Besonderen durch Agentensysteme abgedeckt werden können: Restrukturisierungsfähigkeit, Skalierbarkeit, Robustheit, Verfügbarkeit, Echtzeitfähigkeit und Fähigkeit zur Re-Allokation einzelner Software-Fragmente. In Hinblick auf Echtzeitaspekte, Kommunikationsstandards, Normierungen und die Kooperationsfähigkeit von Agentensystemen wird ein wesentlicher Forschungsbedarf gesehen.

In zukünftigen Veröffentlichungen der Untergruppe Energie des GMA Fachausschusses 5.15 sollen die Bewertung agentenbasierter Betriebsführungskonzepte sowie die Themenfelder Gas und Wärme mit in die Betrachtungen integriert werden. Darüber hinaus wird sich die Gruppe der Identifikation und Evaluierung weiterer potenzieller Anwendungsgebiete aus der Energietechnik widmen.

Literatur

- [1] Lazarewicz, M.: Status of flywheel storage operation of first frequency regulation plants. Technical report, Beacon Power Corporation, S. 10 (2011)
- [2] Crow, M.L., Arsoy, A., Liu, Y., Ribeiro, P.F., Johnson, B.K.: Energy storage systems for advanced power applications. *Proc. IEEE* **89**, 1744–1756 (2001)
- [3] PROFIBUS Nutzerorganisation e. V. Profienergy. online, 5 (2012)
- [4] RWE. Rwe smart home. online, 5 (2012)
- [5] What is KNX? Knx association [official website]. online, 05 (2012)
- [6] EWE AG. Ewe trio smartbox, 04 (2012)
- [7] ENEL. Smart metering system. online, 4 (2012)
- [8] Southern California Edison. Edison's smarter meter. Technical report, Southern California Edison, 04 (2012)
- [9] Iiro Rinta-Jouppi. Smart meter – a field report from sweden, 5 (2009)
- [10] Kästner, A., Kießling, T.: *Energie in 60 Minuten: Ein Reiseführer durch die Stromwirtschaft*. VS Verlag für Sozialwissenschaften, Wiesbaden (2009)
- [11] Strauss, P., Degner, T., Schmid, J. (Hrsg.): *Dispower Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources* (2006)
- [12] Iwes, kombikraftwerk, 05 (2012)
- [13] Erge, T., Hollinger, R.: Integrative energy market as system integrator of decentralized generators (2012)
- [14] Wooldridge, M., Jennings, N.R.: *Intelligent agents: theory and practice*. Knowledge Eng. Rev. (1994). Submitted to Revised
- [15] VDI/VDE 2653 Blatt 1–3. *Agentensysteme in der Automatisierungstechnik – Grundlagen, Entwicklung, Anwendung* (2010–2012)
- [16] Wooldridge, M.: *An Introduction to MultiAgent Systems*, 2. Aufl. Wiley & Sons, Hoboken (New Jersey) (2009)
- [17] Rao, A.S., Georgeff, M.P.: Bdi agents: from theory to practice. In: Lesser, V.R., Gasser, L. (Hrsg.) *ICMAS*, S. 312–319. The MIT Press, Cambridge (Massachusetts) (1995)
- [18] Sudeikat, J., Braubach, L., Pokahr, A., Lamersdorf, W., Renz, W.: Validation of bdi agents. In: Bordini, R.H., Dastani, M., Dix, J., El Fallah-Seghrouchni, A. (Hrsg.) *PROMAS. Lecture Notes in Computer Science*, Bd 4411, S. 185–200. Springer, Berlin Heidelberg (2006)
- [19] Kok, K., Warmer, C., Kamphuis, R., Mellstrand, P., Gustavsson, R.: Distributed control in the electricity infrastructure. *Proc. Int. Conf. Future Power Syst.* **2005** (2005)
- [20] Kamphuis, R., Roossien, B., Blik, F., van der Noort, A., van der Velde, J., de Wit, J., Eijgenlaar, M.: Architectural design and first results evaluation of the PowerMatching city field test. 4th International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Resources, EPRI. Albuquerque (2010)
- [21] Lehnhoff, S.: *Dezentrales vernetztes Energiemanagement – Ein Ansatz auf Basis eines verteilten Realzeit-Multiagentensystems*. Vieweg + Teubner, Wiesbaden (2010)
- [22] Lehnhoff, S., Krause, O., Rehtanz, C., Wedde, H.F.: Dezentrales autonomes Energiemanagement Distributed Autonomous Power Management. *at – Automatisierungstechnik* **3**, 167–179 (2011)
- [23] Platt, G.: The decentralised control of electricity networks – intelligent and self-healing systems. *Grid-Interop-Forum* **2007**, 1–6 (2007)

- [24] Tröschel, M.: *Aktive Einsatzplanung in holonischen Virtuellen Kraftwerken*. Universität Oldenburg, Fakultät II – Informatik, Wirtschafts- und Rechtswissenschaften (2010)
- [25] Linnenberg, T., Wior, I., Schreiber, S., Fay, A.: A market-based multi-agent-system for decentralized power and grid control. 16th IEEE International Conference on Emerging Technologies and Factory Automation (IFTA2011), Toulouse, France (2011)
- [26] Richardot, O.: *Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée*. PhD thesis, Grenoble, France (2006)
- [27] Richardot, O., Bésanger, Y., Radu, D., Hadsaid, N.: Optimal location of pilot buses by a genetic algorithm approach for a coordinated voltage control in distribution systems. 2009 IEEE Bucharest PowerTech, S. 1–7. Bucharest, Romania (2009)
- [28] Miller, S., Ramchurn, S.D., Rogers, A.: Optimal decentralised dispatch of embedded generation in the smart grid. *AAMAS* **2012**(June), 4–8 (2012)
- [29] Häger, U., Lehnhoff, S., Rehtanz, C.: Verteilte koordinierte Lastflusssteuerung in elektrischen Energieübertragungsnetzen. *at – Automatisierungstechnik* **3**, 153–160 (2011)
- [30] Drogoul, A., Vanbergue, D., Meurisse, T.: Multi-agent based simulation: Where are the agents? In: Simão Sichman, J., Bousquet, F., Davidsson, P. (Hrsg.) *MABS. Lecture Notes in Computer Science*, Bd. 2581, S. 1–15. Springer, Berlin Heidelberg (2002)
- [31] Klügl, F.: A validation methodology for agent-based simulations. In: Wainwright, R.L., Haddad, H. (Hrsg.) *SAC*, S. 39–43. ACM (2008)
- [32] Derksen, C., Branki, C., Unland, R.: Agent.gui: A multi-agent based simulation framework. In: Ganzha, M., Maciaszek, L.A., Paprzycki, M. (Hrsg.) *FedCSIS*, S. 623–630 (2011)
- [33] Derksen, C., Branki, C., Unland, R.: A framework for agent-based simulations of hybrid energy infrastructures. In: Ganzha, M., Maciaszek, L.A., Paprzycki, M. (Hrsg.) *FedCSIS*, page to be published (2012)
- [34] Davidson, E.M., Catterson, V., Dimeas, A.L., Hatziaargyriou, N.D., Ponci, F., Funabashi, T., McArthur, S.D.J.: Multi-agent systems for power engineering applications—part ii: Technologies, standards, and tools for building multi-agent systems (2007)
- [35] Rohbogner, G., Fey, S., Hahnel, U.J.J., Benoit, P., Wille-Haussmann, B.: What the term agent stands for in the smart grid definition of agents and multi-agent systems from an engineer's perspective. *FedCSIS*, page to be published (2012)

Agentensysteme in der Automatisierungstechnik

Göhner, P. (Hrsg.)

2013, XIV, 303 S. 113 Abb., Hardcover

ISBN: 978-3-642-31767-5