

SmartGrids-Assistent als Werkzeug für Netzbetrieb und Netztraining

Dipl.-Ing. Bernhard Fenn, HEAG Süd Hessische Energie AG, Darmstadt, bernhard.fenn@hse.ag

Prof. Dr.-Ing. Dieter Metz, Hochschule Darmstadt, Darmstadt, metz@eit.h-da.de

M.Sc. Dipl.-Ing. (FH) Thorsten Fiedler, Hochschule Darmstadt, Darmstadt, fiedler@eit.h-da.de

M.Sc. Dipl.-Ing. (FH) Darlus France Mengapche, Hochschule Darmstadt, Darmstadt, mengapche@eit.h-da.de

Kurzfassung

SmartGrids werden als zellenartig strukturierte, intelligente Versorgungsgebiete mit eigenen, dezentralen und regenerativen Einspeisungen und Speichern verstanden. Die Intelligenz besteht in der informationstechnischen Vernetzung und Steuerung, insbesondere um Last und Erzeugung aufeinander abzustimmen. Da hierfür typischerweise eine Vielzahl von Optionen bestehen, wird diese Aufgabe nicht vollständig automatisiert ablaufen können. Der Einbezug der neuen Komponenten stellt die Verteilnetzbetreiber und das Personal der Leitstelle vor neue Aufgaben. Das Spektrum des operativen Netzbetriebs wird um das Management der stark fluktuierenden Erzeugungen und Lasten sowie der Stromspeicher erweitert. Möglicherweise werden aufgrund des gesetzlichen Rahmens auch neue Strukturen für die Mitarbeiter der Leitstelle geschaffen, die dann die neuen Tätigkeiten außerhalb des regulierten Netzbetreibers ausführen. Die jeweilige Erzeugungssituation und die Transporte dafür müssen bewältigt, die Spannung stabilisiert und die Netzkomponenten und ihr Einsatz optimiert werden. Die Hochschule Darmstadt entwickelt in Zusammenarbeit mit der HEAG Süd Hessischen Energie AG (HSE) einen elektronischen SmartGrids-Assistenten als eine EMS-Funktion des Leitsystems. Er unterbreitet dem Schaltpersonal regelmäßig Vorschläge, wie die Komponenten und Ressourcen des Netzes optimal einzusetzen sind. Der SG-Assistent wird zunächst im Netztraining eingesetzt, um das Personal der Leitstelle auf die neuen Aufgaben vorzubereiten und soll dann im operativen Betrieb als Online-Entscheidungshilfe dienen.

Abstract

SmartGrids are understood as cell-wise structured, intelligent supply areas with own, distributed and renewable generators and storages. The actual intelligence is the IT-supported structure and control, especially to match generation and load. Since there are typically a number of options, this will not happen completely automatically. With the integration of the new components, the distribution system operators and their personnel face new tasks. The scope of operational grid control is extended with the management of fluctuating generators and loads and storage units. Possibly, the legal framework will be reason to establish new structures for the control center staff to perform the new activities beyond the regulated DSO. The individual generation situation and the transports have to be managed, the voltage stabilized and the grid components have to be dispatched. The University of Applied Sciences Darmstadt in cooperation with the local supplier HEAG Süd Hessische Energie AG (HSE) is developing the electronic SmartGrids-Assistant (SGA) as an EMS function of the SCADA system. It cyclically submits proposals to the control center staff how to dispatch the grid's components and resources optimally. The SG-Assistant will be used for operational training at first to prepare the staff for the new tasks and then serve as an online decision assistant for grid operation.

1 Einführung

Die Stromversorgung der künftigen Smart Cities geschieht mit SmartGrids, das sind zellenartig strukturierte, intelligente Netze, die untereinander vernetzt sind und Informationen und Energie austauschen können. In jedem Smart-Grid wird das Personal in einer Leitstelle das Netz und die Vielzahl der dezentralen, regenerativen Einspeiseanlagen (RES), die zugeordneten Kraftwerke innerhalb und außerhalb des Netzgebietes, die Lasten und die Speicher überwachen und einsetzen. Manche der RES-Anlagen laufen autark, andere sind zu virtuellen Kraftwerken zusammengefasst und werden zentral gesteuert.

Die künftige Stromversorgung besteht damit aus einem Mix aus konventionellen und regenerativen Quellen. Die konventionellen Erzeugungen sind gut plan- und regelbar, ebenso die Biogasanlagen und die Wasserkraft. Ein Großteil der künftigen, regenerativen Erzeugung kommt aus vielen dezentralen und in der Fläche verteilten Erzeugungseinheiten, aus Windkraft und Photovoltaik, die witterungsabhängig und damit unsicher sind. Somit können Defizite und Überschüsse gegenüber der Netzlast auftreten. Die Novellierung des EEG von 2009 sieht zwar vor, dass RES-Anlagen mit einer Nennleistung ab 100kW in begründeten Fällen für bestimmte Zeit und stufenweise abgeregelt werden dürfen. Die von den Anlagen erzeugte Energiemenge muss jedoch vergütet werden. Diese Option ist nicht wirtschaftlich und nur in Grenzfällen sinnvoll. Ei-

ne Alternative ist die Speicherung der Überschussenergie in Stromspeichern und der Auspeisung in Hochlastzeiten. Der Einsatz von Stromspeichern, insbesondere Batterieeinheiten, kann damit gleich mehrfach positiv wirken [1], beispielsweise auch die Spannung stabilisieren.

Im Zusammenhang mit dem Stromversorgungskonzept der Zukunft sind die Begriffe MicroGrid, SmartGrid und SuperGrid entstanden. Noch existieren keine verbindlichen Definitionen hierfür. Die Autoren definieren die Terminologie aus technischer Sicht und in Hinblick auf die räumliche Ausdehnung, wie folgt: MicroGrids sind kleine Netzgebiete, z. B. ein Speisebereich eines 110/20-kV Leistungstransformators einer Umspannanlage. Neben der Verbundeinspeisung leisten interne verbrauchernahe Stromerzeuger, auch kleinere regenerative Anlagen und Speicher, einen Beitrag der Stromversorgung für Wärme, Kälte, Industrie, Büros und Haushalte. SmartGrids sind den MicroGrids übergeordnete Netzgruppen, beispielsweise das Mittelspannungsnetz eines Verteilnetzbetreibers. In der Leitstelle des SmartGrids werden die Komponenten und Zustände der die MicroGrids überwacht. Den SmartGrids übergeordnet ist eine nationale oder übernationale Leitstelle, beispielsweise auf UCTE-Ebene, die den Energieaustausch zwischen den SmartGrids koordiniert, sowie Handelsplattformen dafür. [5]

In jüngster Zeit sind mehrere Ansätze zum Management der Netzkomponenten auf diesen verschiedenen Ebenen entstanden. Als Weiterentwicklung der Smart-Meter werden für das häusliche, lokale Energiemanagement sogenannte Energiebutler angeboten [4], die Haushaltskunden in Abhängigkeit des Tarifs eine manuelle oder automatische Steuerung ihrer Endgeräte ermöglichen. Eine Kommunikation zwischen solchen Energieagenten ermöglicht damit eine Bezugsoptimierung innerhalb eines MicroGrids, oder sogar einen Energieaustausch, insofern die Zelle über eigene dezentrale Erzeugungseinheiten verfügt.

Auf einen transkontinentalen Energietransport ist das Desertec-Konzept ausgerichtet, welches Solarstrom aus Afrika in die europäischen Netze bringen soll. Ein europaweiter HGÜ-Ring soll den verlustarmen Transport leisten und damit auch die bestehenden Transportengpässe im UCTE-Netz beseitigen. Jedoch ist dieses Projekt zum gegenwärtigen Zeitpunkt in einer Vorplanungsphase.

Die vorgenannten Lösungsansätze sind interessant und müssen sich noch in der Praxis bewähren, bzw. überhaupt realisiert werden. Vordringlich ist auch folgendes Problem zu bearbeiten: Der Einbezug von regenerativen Einspeisungen und Speichereinheiten stellt die Verteilnetzbetreiber und insbesondere das Schaltpersonal in den Leitwarten vor oben genannten neuen Aufgaben mit den erweiterten Systemdienstleistungen.

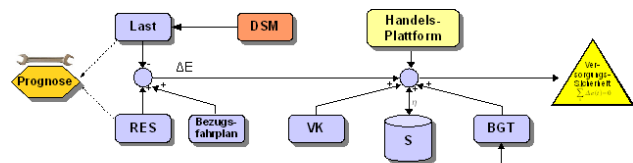


Bild 1: Regelungsmöglichkeiten im SmartGrid

Bild 1 verdeutlicht die neue Aufgabe: Die Netzlast und die erzeugte Arbeit aus regenerativen Quellen wird mit Prognosewerkzeugen im Voraus bestimmt. Die Vorhersagen sind jedoch naturgemäß mit einem Fehler behaftet, der mit der Tiefe des Prognosehorizonts ansteigt. Wenn z.B. ein Zeitraum von 24 Stunden in 15-Minuten Intervallen aufgelöst wird, entsteht für jeden Viertelstundenbezug eine Abweichung ΔE vom vorher vereinbarten Fahrplan, die ausgeregelt werden muss. Dies kann über Eingriffe auf virtuelle Kraftwerke (VK), Batteriespeicher (S) oder Biogasanlagen (BGT) mit oder ohne Gasnetzanbindung an das Hochdrucknetz (HD) geschehen. Als Demand-Side-Management (DSM) werden verschiedene Methoden zur Beeinflussung der Last zusammengefasst, so beispielsweise das Ein- oder Ausschalten von steuerbaren Lastgruppen, eine Spannungsanpassung oder das Senden von Niedrig-/Hochtarifsignalen an Kunden bzw. deren Energiebutler. Darüber hinaus sind Intraday-Geschäfte an der Handelsplattform möglich. Hier kann zusätzliche Energie geordert werden, ebenso können eigene Speicherinhalte angeboten werden. Jeder dieser Eingriffe in das Netz hat Konsequenzen hinsichtlich des Lastflusses, der Spannungen, der Verluste, der Kosten, der Verträge, der Emissionsbilanz usw.

Die Komplexität der zukünftigen Netzführung liegt sowohl im Management der stark fluktuierenden Erzeuger und Lasten und Speicher als auch in der richtigen Nutzung der informationstechnischen Anbindung der Vielzahl von dezentralen Einheiten. Ziel ist beispielsweise ein kostenoptimaler Einsatz der Komponenten.

Einmal getroffene Entscheidungen beispielsweise für eine Zu- oder Abschaltung von schaltbaren, dezentralen Lastgruppen sind dann gesichert und möglichst verzögerungsfrei umzusetzen. Zurzeit werden für diese Anbindung Lösungen auf Basis des IEC Standards 61850 entwickelt. [1,2]. Es ist noch nachzuweisen, dass die geplanten Übertragungsmedien und -netze dies leisten. Nicht zu unterschätzen ist die enorme Informationsmenge. Sie ist zu bündeln und weitgehend automatisiert zu verarbeiten. Nur die nicht automatisiert lösbaren Aufgaben sind dem Schaltpersonal in komprimierter Form zu präsentieren. Neue Leitsystemfunktionen sind in der Entwicklung, welche die Prozessdaten entsprechend aufbereiten und die Bediener beim Management der neuen Komponenten unterstützen. Eine wichtige Aufgabe besteht auch darin, das Personal der Leitstelle durch Schulung und Training auf die neuen Aufgaben vorzubereiten. Diese Art der Weiterbildung ist unerlässlich, um die neuen Aufgaben sicher und für das Unternehmen gewinnbringend zu bewältigen.

2 Der SmartGrids-Assistent in der Leitsystemumgebung

Aus dieser Motivation entwickelt die Hochschule Darmstadt in Zusammenarbeit mit der HEAG Südthessischen Energie AG (HSE) den elektronischen SmartGrids-Assistenten (SGA) als eine Online-EMS-Funktion des Leitsystems. Er unterbreitet dem Schaltpersonal in regelmäßigen Intervallen, aber nur wenn notwendig, Vorschläge, wie die Komponenten und Ressourcen des Netzes einzusetzen sind, um hinsichtlich der vorgegebenen Ziele ein Optimum zu finden.

Der SGA kann in zwei Betriebsmodi genutzt werden: Im Echtzeitmodus (Netzbetrieb) und im Simulationsmodus. Im Echtzeitmodus wird der SG-Assistent die Werte im Stromnetz verfolgen und zyklisch, typischerweise alle 15 Minuten, eine Werteprüfung durchführen. Mit den aktualisierten dynamischen Daten wird ein Prognose- und Optimierungsalgorithmus ausgeführt. Als Ergebnis erfolgt die Ausgabe einer Vorschlagsliste in der Visualisierung des Leitsystems. Der Bediener erhält Vorschläge, Eingriffe auf virtuelle Kraftwerke (VK), auf Erzeuger in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), auf Speicher (B), auf Biogasanlagen (BGT) mit Gasnetzanbindung (HD), über Demand-Side-Management (DSM) usw. vorzunehmen. Auch Vorschläge zu externen Geschäfte über eine Handelsplattform sind möglich, die disponiblen Speicherinhalte können dort ebenso angeboten werden. Situationsabhängig kann die Liste keinen, einen oder mehrere Vorschläge enthalten (siehe Einsatzbeispiel).

Weiterhin kann der SmartGrids-Assistent im Trainingsmodus betrieben werden, was insbesondere für Netzplanungsaufgaben, für Schulung und das Netztraining von Interesse ist. Der reale Prozess wird dabei durch eine Netzsimulation ersetzt, die ein Szenario im Zeitraffer durchrechnet. Es können Trainingssequenzen, die einen Zeitraum von mehreren Tagen oder Wochen abbilden, in kurzer Zeit durchlaufen werden.

3 Methodischer Ansatz

Die Berechnungsgrundlage für den SmartGrids-Assistenten ist das Datenmodell des Netzes wie netzeigene regenerative Einspeisungen, Speicher, Gasturbinen, Virtuelle Kraftwerke, die Möglichkeiten des Demand-Side-Managements und der Zugriff auf eine Handelsplattform. Auf Basis dieser Daten und der dynamischen Zustände der Komponenten, Messwerte und Prognoseabweichungen wird dann eine Optimierungsrechnung durchgeführt. Das Ergebnis der Optimierungsrechnung ist eine Vorschlagsliste, welche Maßnahme für die Situation die geeignetste ist. Die Optimierung verfolgt vorab definierte Ziele, beispielsweise die kostengünstigste Lösung oder eine CO₂-optimierte Lösung zu finden. Randbedingungen wie Transportkapazitäten usw. können berücksichtigt werden.

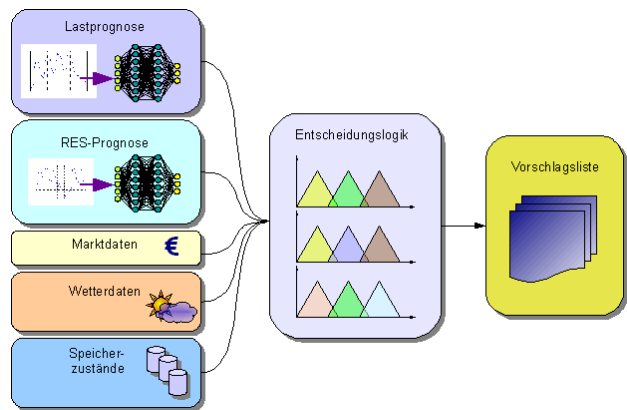


Bild 2: Aufbau des Entscheidungssystems

Der methodische Ansatz zur Lösung des Optimierungsproblems ist ein hybrides Entscheidungssystem, welches in **Bild 2** dargestellt ist. Künstliche Neuronale Netze leisten die Prognose der Lasten und regenerativen Erzeuger. Die prognostizierten Werte werden zusammen mit Markt- und Wetterdaten sowie Informationen über die Speicherzustände einer Entscheidungslogik zugeführt. Hier wird mit festgelegten Regeln eine Vorschlagsliste errechnet.

In der hybriden Kombination aus neuronalen Strukturen und festen Regeln sind gleichzeitig klare Strukturen als auch größere Flexibilität bei seltenen Betriebsfällen handhabbar.

4 Einsatzbeispiel

An einem Beispiel wird die Optimierung der Strombeschaffungskosten deutlich, siehe **Bild 3**. Für eine kommende Viertelstunde hat der Assistent ein Defizit der elektrischen Arbeit von 80 MWh prognostiziert. Ziel ist, diese kostengünstig mit den netzeigenen Erzeugungen bzw. durch Beschaffung über eine Handelsplattform abzudecken. Zunächst erfolgt eine Analyse zur Verfügung stehenden (Reserven der) Betriebsmittel bzw. Eingriffe und eine Prüfung der Randbedingungen. Für durchführbare Maßnahmen erfolgt eine nach den spezifischen Kosten aufsteigende Sortierung der Maßnahmen zum Planungszeitpunkt:

Maßnahme	Minimale Leistung	Maximale Leistung	Minimale Kosten	Maximale Kosten	Minimale CO ₂ -Emissionen	Maximale CO ₂ -Emissionen	Minimale Verluste	Maximale Verluste	Minimale Verluste	Maximale Verluste
1. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
2. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
3. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
4. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
5. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
6. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
7. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
8. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
9. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
10. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
11. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
12. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
13. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
14. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
15. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
16. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
17. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
18. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
19. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
20. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
21. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
22. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
23. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
24. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
25. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
26. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
27. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
28. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
29. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
30. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
31. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
32. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
33. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
34. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
35. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
36. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
37. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
38. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
39. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
40. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
41. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
42. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
43. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
44. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
45. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
46. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
47. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
48. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
49. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
50. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
51. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
52. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
53. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
54. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
55. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
56. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
57. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
58. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
59. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
60. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
61. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
62. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
63. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
64. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
65. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
66. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
67. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
68. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
69. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
70. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
71. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
72. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
73. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
74. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
75. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
76. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
77. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
78. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
79. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0
80. Speicher	0	2	1,1	1,1	0	0	0	0	0	0

Bild 3: Optimierung der Strombeschaffungskosten für eine Viertelstunde

Im oben stehenden Beispiel ist die in Stromspeichern gespeicherte Energie mit 12€/MWh bzw. 14€/MWh am

günstigsten bewertet, gefolgt von einer möglichen Tarifumschaltung Hochpreis, dem Einsatz einer Gasturbine für 52€/MWh sowie dem Bezug von externer Energie (55€/MWh) und der ferngesteuerten Anschaltung von virtuellen Kraftwerken (78€/MWh).

Der Assistent schlägt vor, die vorhandenen Reserven auszuschöpfen und in der genannten Reihenfolge voll einzusetzen, bis die Differenz gedeckt ist. Die spezifischen Erzeugungskosten für das gezeigte Szenario errechnen sich zu 53,08 €/MWh, was günstiger ist als die Beschaffung von Regelenergie.

Das SmartGrids-Optimierungswerkzeug ist ein Prototyp. In der Realität künftiger SmartGrids kann die Aufgabe komplexer als das oben gezeigte Beispiel werden. Hier werden mehrere ansteuerbare Erzeugergruppen und Lastgruppen sowie Gasturbinen zur Verfügung stehen. Neben den spezifischen Kosten spielen die Prognosen für Last und RES, die Marktentwicklung und Wetterdaten eine erhebliche Rolle. Es gilt auch, ein Gesamtoptimum für den Einsatz der Speicher und anderen Komponenten über einen variablen Zeitraum, beispielsweise von 24 Stunden zu finden. Dies erfordert einen anderen algorithmischen Ansatz auf Basis künstlicher Intelligenz, der zurzeit an der Hochschule Darmstadt entwickelt wird.

5 Ausblick: Einsatz im Netzbetrieb und Netztraining

Die Autoren arbeiten in Zusammenarbeit mit dem regionalen Energieversorger in Darmstadt, der HSE AG, an der Entwicklung eines SmartGrid-Assistenten. Der SGA wird zunächst als Werkzeug für das Netzbetriebstraining eingesetzt. Als EMS-Funktion fügt er sich nahtlos in den Netztrainingssimulator der Hochschule Darmstadt ein. In dieser dynamischen Netzsimulation können der Betrieb von SmartGrids, der Einsatz von Stromspeichern und weitere Netzeingriffe risikolos erlernt und geübt werden. So werden Studierende in Lehrveranstaltungen und auch Schaltungingenieure aus der Industrie im Sinne der Weiterbildung praxisnah auf den Betrieb der künftigen Versorgungsnetze vorbereitet. In einem weiteren Schritt wird der Assistent dann das Leitstellenpersonal im operativen Betrieb der Netze mit Vorschlägen zu Schaltungen und Netzeingriffen unterstützen.

6 Literatur

- [1]: Fenn, B.; Metz, D.; Fiedler, Th.; Röglin, A.: "Der Einsatz dezentraler Stromspeicher in Verteilnetzen", Konferenzbeitrag, VDE Kongress Leipzig, 2010
- [2]: Projekt "Web2Energy", <http://www.web2energy.com>
- [3]: Forschungsprojekt "SmartGrids" an der Hochschule Darmstadt, <http://smartgrids.eit.h-da.de>
- [4]: MVV Energie AG; <http://www.mvv-energie.de>
- [5]: Fenn, B.; Metz, D., Fiedler, T., Röglin, A.: Einsatzmöglichkeiten stationärer und mobiler Stromspeicher

in Verteilnetzen, 11. Symposium Energieinnovation der TU Graz, 10.-12.2.2010, Konferenzband, ISBN 978-3-85125-082-4