

Dezentrale Energieeinspeisung ins Niederspannungsnetz - technische und wirtschaftliche Entwicklungslösungen -

Dr. Christian Bendel, David Nestle, Stefan Malcher*

Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e.V., Königstor 59, D-34119 Kassel,
Tel.: (0561) 7294-226, Fax: (0561) 7294-200, e-mail: cbendel@iset.uni-kassel.de

*EUS GmbH, Joseph-von Fraunhofer-Str.20, 44227 Dortmund

Tel.: (0231) 9700702, Fax: (0231) 9700701, e-mail: malcher@eus.de

Einführung

Derzeitig werden sowohl regenerative als auch fossil „befeuerte“ dezentrale Energieerzeugungsanlagen (DEA) an das Niederspannungsnetz angeschlossen, wobei die maximal erzeugte Energie, die auf Grund des Primärenergieangebots zur Verfügung steht, ins Netz eingespeist wird. D.h. es erfolgt ein Anschluss der Anlagen und keine wirkliche Integration in das Netz, im folgenden als Strategie „Maximale Energieeinspeisung“ bezeichnet. Mit rasanter Zunahme der Anzahl von DEA, wie z.B. Photovoltaik (PV)- und Kraftwärmekopplungs (KWK)-Anlagen (Brennstoffzellen, Mikrogasturbinen befinden sich in Erprobung), steigt auch die installierte Leistung. Zu welchem Zeitpunkt und in welcher Höhe die Einspeisung erfolgt, bleibt letztlich dem Anlagenbetreiber vorbehalten bzw. wird vom Wetter und der Tageszeit bestimmt. Die Netzbetreiber sind wegen fehlender Beobachtbar- und Steuerbarkeit der DEA „blind“ bezüglich der Einspeisung auf der Niederspannungsseite.

In Fachkreisen spricht man von beginnenden ernstesten Netzproblemen, wenn eine dezentrale Einspeisung von ca. 20-25% der gesamten Energieerzeugung erreicht und die jetzige Strategie „Maximale Energieeinspeisung“ weiter verfolgt wird. Hintergrund für diese Einschätzung ist der Sachverhalt, dass 50% des gesamten Stromumsatzes auf der Niederspannungsseite erfolgt (u.a. Gewerbe, Haushalte, s.a. Tab. 1). Es werden hier auch die anzahlmäßig hohen Zuwachsraten der DEA erwartet. Das Forschungsprojekt DINAR [1][2], gefördert durch das BMU und mit finanzieller Beteiligung von 17 Industriepartnern, hat sich die Aufgabe gestellt, eine wirtschaftliche und technische Lösung zu finden, um das oben beschriebene Szenario zu verhindern. Es besteht außerdem ein hohes Interesse der Energieversorgungsunternehmen, dieses Potenzial zur eigenen Managementstrategie zu nutzen.

| Verbrauchergruppe | Verbrauch / TWh | |
|--------------------------------|------------------------|---|
| Stahlindustrie | 23.9 | |
| Chemie- und Mineralölindustrie | 56.3 | |
| andere Industriezweige | 160.8 | |
| Transport | 15.5 | |
| öffentl. Verbraucher | 40.0 | } 246,0 TWh (Nieder- spannungsnetz) |
| Landwirtschaft | 7.0 | |
| private Haushalte | 131.0 | |
| Handel und Verkehr | 68.0 | |
| Gesamt | 502.5 | |

Tab. 1: Energieverbrauch pro Verbrauchergruppe in 2001 [3]

Defizite und neue Strategie

In paritätischer Projektpartnerschaft des ISET [4] und der EUS GmbH [5] sowie mit Unterstützung durch 17 Industriepartner [1] werden Lösungen für den bidirektionalen Energietransfer inklusive des Energiemanagements bei gleichzeitiger bidirektionaler Kommunikation erarbeitet, die künftig eine neue Strategie – die „Optimierte Energieeinspeisung“ - ermöglichen sollen. Bild 1 zeigt in einer graphischen Übersicht die Ziele des Projektes.

Die Komplexität solcher Lösungsstrategien erfordert die Berücksichtigung der derzeitigen gravierenden Veränderungen des Strommarktes. Die heutige Stromversorgung ist weiterhin durch eine starke zentrale Einspeisung auf der Hochspannungsebene geprägt. Die Systemdienstleistungen (z.B. Wirk- und Blindleistungsregelung) werden quasi vollständig durch Großkraftwerke erbracht.



Bild 1: Ziel und Teilziele des Forschungsprojektes DINAR © EUS

Bei dezentralen Energieerzeugungsanlagen, die an das Niederspannungsnetz angeschlossen werden, wird heute in der Regel die eingespeiste Wirkleistung (nach EEG [6]) vergütet, so dass die Anlagen jeweils die maximal mögliche Wirkleistung einspeisen. Systemdienstleistungen werden durch die DEA nicht erbracht. Das Hauptproblem liegt in der schwankenden Verfügbarkeit von DEA, wenn diese von dargebotsabhängigen Energiequellen wie z.B. der Sonne gespeist oder wenn KWK-Anlagen wärmegeführt betrieben werden. Dadurch wird in naher Zukunft der Netzbetrieb „unruhiger“ – wenn keine Vorsorgemaßnahmen getroffen werden – und Regelenergie muss verstärkt zum Ausgleich dieser schwankenden Leistungseinspeisung der dezentralen Erzeuger eingesetzt werden. Wenig genutzt werden bisher Möglichkeiten, dezentrale Energieerzeugungsanlagen über ein Erzeugungs- bzw. Lastmanagement auf der Niederspannungsseite in die Netzregelung einzubeziehen.

Damit ergibt sich das Ziel, eine dezentrale Energieeinspeisung zu entwickeln, die technisch und wirtschaftlich sinnvoll ist, die die Marktentwicklungspotenziale der umweltfreundlichen

Um das Erzeugungs- und Lastmanagement auf der Niederspannungsseite umzusetzen, verfolgt das Projekt DINAR den Einsatz eines „Bidirektionalen Energiemanagement Interfaces – BEMI“ [7], das die Einzelaufgaben koordiniert. Das bedeutet, dass das BEMI durch verabredete Schnittstellen, Protokolle und implementierte Algorithmen quasi als „Energiemanager“ an der Anschlussstelle zum Niederspannungsnetz fungiert. Durch die Nutzung dieser neuen dezentralen Intelligenz soll der notwendige Innovationsschub bei der dezentralen Energieeinspeisung erreicht werden. Im Bild 3 wird ein praxisrelevanter Musteraufbau gezeigt, der die Größenordnung der Netzanschlussstelle BEMI zeigt. Ziel war die Realisierung mit marktverfügbaren hutschienenmontierbaren Komponenten.

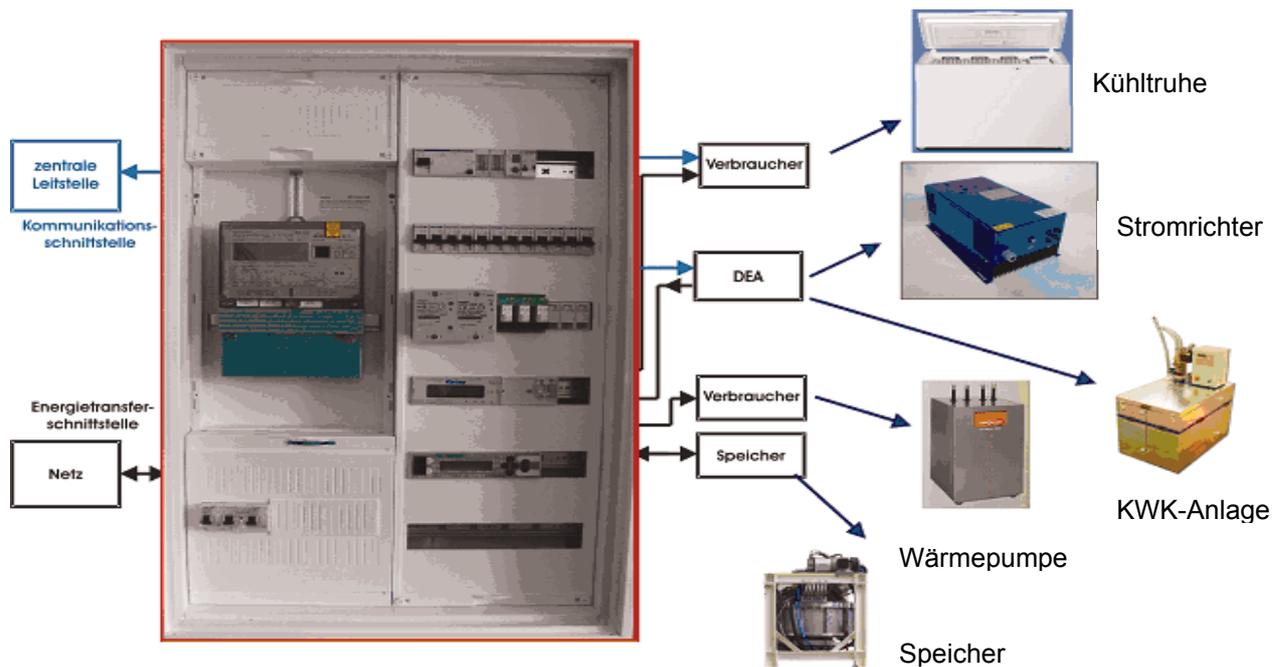


Bild 3: Musteraufbau einer BEMI mit Hutschienenkomponenten © ISET

Im Folgenden soll die Funktion des BEMI beispielhaft dargestellt werden: Da im technischen Aufbau alle wichtigen Komponenten für ein bidirektionales Energiemanagement implementiert sind – Kommunikationsinterface, Rechner, verschiedene Bus-Schnittstellen, Sicherheitsinterface (BISI), Mehrtarifzähler, rechnergestützte Laststeuereinheit – können DEA, Verbraucher und Speicher für das eigene und übergeordnete Energiemanagement genutzt werden. Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass keine Online-Kommunikation erfolgen muss, weil in der vorgesehenen dezentralen Intelligenz entsprechende anlagenspezifische Erzeugungsprofile abgespeichert sind und damit optimierte Fahrweisen auf Grundlage von Modellen möglich sind. Nur bei zu starken Abweichungen von der „optimierten Einspeisung“ und wenn die Problemlösung vor Ort nicht möglich ist, nimmt das BEMI Kontakt mit einer Leitstelle auf, die daraufhin ein neues Einspeiseprofil vorgibt. Umgekehrt kann die Leitstelle das BEMI kontaktieren, um auf Basis zentraler neuer Anforderungen ebenfalls ein neues Erzeugungsprofil einzufordern. Diese Änderungen bedürfen keiner schnellen und damit kostenintensiven Kommunikation.

Durch das implementierte Sicherheitsinterface BISI wird nicht nur eine ungewollte Inselnetz- bildung [8] verhindert, darüber hinaus kann das BISI auf Grund seines technischen Konzepts

auch die Frequenz, die Oberschwingungen und die kapazitiven bzw. induktiven Anteile der Netzimpedanz am Anschlusspunkt bestimmen. Eine entsprechende Auswertung erfolgt durch die „dezentrale Intelligenz“, die auch gleichzeitig entsprechende Maßnahmen vorschlägt. So kann künftig eine $\cos \varphi$ -Kompensation sehr effizient sowie eine Oberschwingungskompensation sehr zeitnah durchgeführt werden.

Auf diese Weise können zukünftig auch Systemdienstleistungen erbracht werden, die bisher ausschließlich von den Großkraftwerken zur Verfügung gestellt wurden. Z.B. sind KWK-Anlagen verlässlich in der Lage, Wirkleistung in entsprechenden Zeitfenstern bedarfsgerecht zur Verfügung zu stellen. Zusätzlich kann über das BEMI eine Lastabschaltung erfolgen, mit dem Ziel ein Spitzenlastmanagement zu betreiben. Über Prognosemodelle werden künftig die regenerativen saisonalen DEA optimierter ihre Energie ins Netz einbringen, weil nur noch die Prognoseunsicherheiten ausgeglichen werden müssen. Dazu sind aber noch weitergehende Untersuchungen erforderlich.

Resümee und Perspektiven

Durch das Erzeugungs- und Lastmanagement kann eine optimierte Netzintegration von DEA wirkungsvoll unterstützt werden. Mit der BEMI wird hierzu ein technischer Lösungsansatz verfolgt.

In der derzeitigen Projektarbeitsphase werden vom ISET exemplarisch die ausgewählten Komponenten der BEMI getestet, um die sofortige Einsetzbarkeit innerhalb der geforderten Rahmenbedingungen bzw. die Notwendigkeit einer Modifikation oder Weiterentwicklung zu prüfen.

Parallel werden vom Projektpartner EUS Kostenmodelle für die verschiedenen neuen DEA-Funktionen Blindleistungskompensation, Erzeugungsmanagement, Lastmanagement sowie für alternative Betreibermodelle entwickelt und deren wirtschaftliche Realisierbarkeit untersucht. In diesem Zusammenhang werden auch veränderte Rahmenbedingungen analysiert und ggf. Änderungsvorschläge erarbeitet.

Literatur

- [1] <http://www.projektdinar.de/partner>
- [2] Bendel, C. Nestle, D.: *Decentralized Electrical Power Generators in the Low Voltage Grid – Development of a Technical and Economical Integration Strategy*, International Journal of Distributed Energy Ressources, 01/2005, S. 63-70
- [3] Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA), Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: *Energiedaten 2000*, Berlin, 2003
- [4] <http://www.iset.uni-kassel.de>
- [5] <http://www.eus.de>
- [6] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes vom 29. März 2000; BGBl. Jahrgang 2000 Teil I Nr. 13, Bonn, 31. März 2000
- [7] Patentanmeldung EP 1 339 153, „Einrichtung zum Anschluss eines Gebäudes oder dgl. an ein elektrisches Niederspannungsnetz“, Priorität: 19.02.2002, Offenlegung: 27.08.2003
- [8] Bendel, C. Nestle, D. Viotto, M.: *Safety aspects of decentralised net-coupled electrical generators*, 19th European PV Solar Energy Conference and Exhibition, Paris, 2004

Decentralized Generation in the Low Voltage Grid

- technical and economical developments -

Dr. Christian Bendel, David Nestle, Stefan Malcher*

Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e.V., Königstor 59, D-34119 Kassel,
Tel.: (0561) 7294-226, Fax: (0561) 7294-200, e-mail: cbendel@iset.uni-kassel.de
*EUS GmbH, Joseph-von Fraunhofer-Str.20, 44227 Dortmund
Tel.: (0231) 9700702, Fax: (0231) 9700701, e-mail: malcher@eus.de

Abstract

Currently decentralized electrical generation units (DG units) are connected to the network in Europe with an increasing number and generation capacity. Currently the operator of a DG unit or the availability of fluctuation primary energy determines the power and time of the generation fed into the grid. The distribution system operator (DSO) is „blind“ towards the current power of the DG units in his grid because of the lack of observability and controllability of these generators in the low voltage level. Therefore a new strategy for the integration of DG units into grid operation will be required. This strategy will include energy management with controllable generators as well as controllable loads.

In the concept developed in the project DINAR the point of common coupling (PCC), which acts as the technical as well as legal interface between grid operator on the one side and operator of the generator on the other side, will be extended by a communication interface. This allows a technically efficient design of an energy management system and avoids fundamental organizational changes to the current grid regime. The design of such a bidirectional energy management interface as a new implementation of the PCC is also presented within the article.