

NETZ- UND MARKTKONFORMES BIDIREKTIONALES ENERGIEMANAGEMENT FÜR LASTEN UND DEZENTRALE ERZEUGER IM NIEDERSPANNUNGSNETZ

Jan RINGELSTEIN¹, Dr. Christian BENDEL, David NESTLE

Einführung

Die derzeitige Diskussion über nationale und internationale Ziele zu Klimaschutz und Energieeffizienz sowie nicht zuletzt die immer weiter steigenden Energiepreise haben zu einer noch nicht da gewesenen Präsenz des Themas „nachhaltige Energieversorgung“ geführt. Im Zusammenhang damit wird derzeit viel über „Smart Grids“ als Vision zukünftiger elektrischer Energieversorgungssysteme gesprochen. Diese sollen zentrale, regenerative als auch dezentrale Energieumwandlungsanlagen (DEA) integrieren. Regenerative Erzeuger tragen dabei zur Verringerung der CO₂-Emission, DEA in räumlicher Nähe des Energieverbrauchers, wie Mikro-KWK-Anlagen, zusätzlich zur Erhöhung der Primärenergieeffizienz bei. Zur Ausregelung fluktuierender Einspeisung soll in einem Smart Grid neben regelbaren Erzeugern auch die Lastseite mit einbezogen werden. Außerdem soll der Kunde durch aktuelle Verbrauchsinformationen zu Energieeinsparungen angehalten werden. Insgesamt ist dadurch mit einer Erhöhung der Nutzung fluktuierender Energiequellen und DEA geringer Leistung zu rechnen, wie sie sich in den letzten Jahren bereits abzeichnet. Allein für Deutschland werden die praktisch realisierbaren Potenziale aus Wind und Photovoltaik (PV) auf jeweils 30-40 % der Stromerzeugung geschätzt. Die Integration dieser fluktuierenden Erzeugung im Netz - auch mit Hilfe von Lastmanagement - erfordert entsprechende technische und algorithmische Lösungen, um einen stabilen Netzbetrieb gewährleisten zu können. Von Expertenseite wird daher eine weitgehende Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit auch kleiner Erzeuger und Lasten gefordert. Dies betrifft auch das Niederspannungsnetz, an das ein großer Teil der elektrischen Lasten angeschlossen ist und in dem vermehrt DEA angeschlossen werden.

Strategie und Lösungsansatz

Bei entsprechenden technischen Lösungen ist darauf zu achten, dass der entstehende Kommunikationsaufwand handhabbar bleibt. Außerdem muss die Lösung die Schnittstellen des liberalisierten Marktes beachten und langfristig in diesen Markt integrierbar sein. Um überflüssige Redundanz zu vermeiden, ist es außerdem sinnvoll, die oben genannten Ziele Erzeugungs- und Lastmanagement sowie Kundenin-



Abb. 1: BEMI im Feldtest / KWK-Anlagen © ISET

formation im Sinne von Smart Metering zu einer technischen Einheit zu kombinieren. Die Aufgabe des Energiemanagements bei großer Anzahl räumlich verteilter Anlagen kleiner Leistung ist durch direkte Fahrplanvorgaben für jedes Gerät durch eine Zentrale technisch nicht sinnvoll zu lösen. Insbesondere in der Niederspannungsebene ist ein Energiemanagement mit dezentraler Organisation günstiger. Im Projekt DINAR sowie weiteren Aktivitäten des ISET wurde daher das Konzept der dezentralen Entscheidung entwickelt, das auf einem lokalen Energiemanagement basiert. Hierbei gibt es zwar eine Leitstelle, die Entscheidungen über den Geräteeinsatz werden aber nur lokal getroffen. Die Leitstelle übermittelt lediglich zentrale Informationen, die für diese Entscheidungen relevant sind.

¹ Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e.V., Königstor 59, D-34119 Kassel, Tel.: (0561) 7294-208, Fax: (0561) 7294-200, Email: jringelstein@iset.uni-kassel.de

Technische Umsetzung

Als technische Lösung wurde der Netzanschlusspunkt beim Endkunden zum Bidirektionalen Energiemanagement-Interface (BEMI) erweitert. Das Konzept wurde im Rahmen des Projekts DINAR praktisch in Hardware umgesetzt und in einem Feldtest erprobt (Abb. 1). Parallel werden auch Untersuchungen zum Gesamtverhalten einer großen Anzahl von Privathaushalten mit dezentralem Energiemanagement (bis zu 10.000) mittels eines Simulationsprogramms durchgeführt. Dabei wird auch untersucht, wie fluktuierende PV- und Windstromerzeugung optimal eingebunden und der Bedarf zur Stromspeicherung und zum

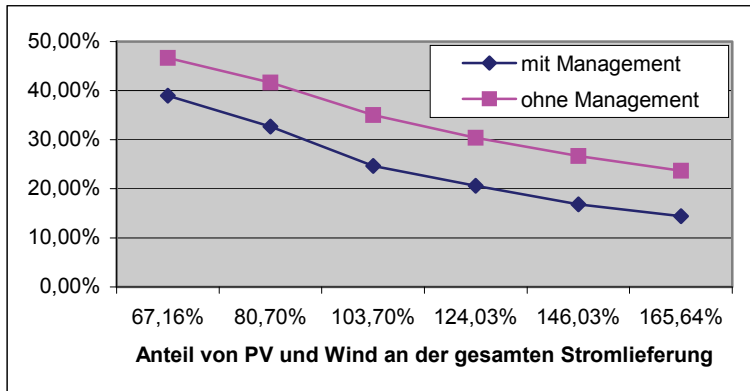


Abb. 2: Nötige Arbeit aus regelbaren Kraftwerken bei unterschiedlichem Erzeugungsanteil aus PV und Wind (6400 BEMIs mit Kühlschränken und Waschmaschinen) © ISET

Mit einem im BEMI integrierten Zähler wird das tatsächliche Kundenverhalten als Last- und Erzeugungsprofil aufgezeichnet und an die zentrale Leitstelle übermittelt. Mit Hilfe dieser zeitlich und räumlich hoch aufgelösten Rückkopplung können Netzbetreiber und Energiehändler das Kundenverhalten relativ genau prognostizieren. Damit stellt die Verteilung von variablen Tarifen ein für Netzbetreiber und Energieanbieter verlässliches, für den Kunden transparentes und flexibles Instrument dar. So kann z.B. die Nachfrage an das fluktuierende Angebot aus regenerativen Quellen angepasst werden.

Neue Anwendungen des Prinzips der dezentralen Entscheidung

Stattet man einen Pool von Verbrauchern (Privathaushalte, Gewerbe, Industrie etc.) sowie DEA mit BEMI aus, lassen sich weitere Vorteile für die Marktteilnehmer im liberalisierten Markt (Abb. 3) erschließen. Hierzu ist es sinnvoll, dass ein übergeordneter Manager, das „Pool-BEMI“, von einem Energiedienstleister betrieben wird und dezentrale Informationen von den verteilten BEMI sammelt. Damit ist einerseits eine Verbesserung der Prognose der Kundenreaktion denkbar. Andererseits führen die im Netz verteilten BEMI auch Messungen an den Netzanschlusspunkten aus. Diese Messungen können mit der verteilten Intelligenz der BEMI kombiniert und genutzt werden, um neben dem Energiemanagement weitere Dienstleistungen zur Unterstützung des Netzbetriebs, wie beispielsweise eine Engpassüberwachung, zu erschließen. Solche Verteilnetz-Dienstleistungen sind in allen Betriebszuständen des Systems vom Normalbetrieb bis zum Störbetrieb denkbar, so dass sich eine große Bandbreite für Anwendungen des Prinzips der dezentralen Entscheidung ergibt. Die Entwicklung des BEMI, die Ergebnisse des Feldtests auf Basis zweier unterschiedlicher Typen von Mikro-KWK-Anlagen sowie die Simulationsergebnisse eröffnen somit Möglichkeiten für eine künftige netzkonforme Massenapplication von dezentralen Erzeugern und Lasten.

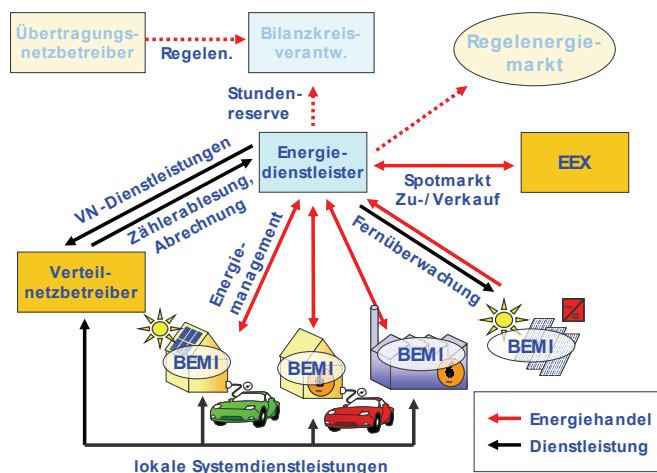


Abb. 3: BEMI im Umfeld des liberalisierten elektrischen Energiemarktes © ISET

und zum Regelenergieeinsatz durch Lastmanagement minimiert werden kann (Abb. 2). Das BEMI empfängt von einer zentralen Leitstelle bestimmte Vorgaben als zentrale Information, z.B. das Preisprofil für den Folgetag. Auf Basis von Stammdaten (Last- bzw. Erzeugerprofile), dezentralen Informationen vom Netzanschlusspunkt und zentralen Informationen von der Leitstelle berechnet ein Optimierungsalgorithmus im BEMI-Rechnerkern optimale Einsatzpläne für alle angeschlossenen Geräte.