

GESCHÄFTSMODELLE FÜR VERSCHIEDENE AKTEURE IN HYBRIDEN ENDKUNDENMÄRKTEN – EINE POWER2HEAT-FALLSTUDIE

Daniel SCHWABENEDER¹, Georg LETTNER¹,
Andreas FLEISCHHACKER¹, Hans AUER¹

Inhalt

Durch die Weiterentwicklung der europäischen Energiemärkte ergeben sich neue Herausforderungen aber auch Geschäftsmöglichkeiten für verschiedene Akteure innerhalb der Energie-Versorgungskette. Im Allgemeinen können Energiedienstleistungen für Endkunden (Beleuchtung, Heizen, etc.) von diversen Energieträgern zur Verfügung gestellt werden. Daher konkurrieren Strom-, Wärme- und Gasversorger um die Nachfrage der Endkunden. Berücksichtigt man gewisse Kopplungspunkte (KWK, Wärmepumpen, etc.), so können die unterschiedlichen Verteilnetze als ein hybrides (energieträgerübergreifendes) Energienetz interpretiert werden.

Die vorliegende Arbeit ist Teil des europäischen FP7-Projekts „Optimising Hybrid Energy grids for smart cities“ (OrPHEuS). Ziel dieses Projektes ist die Entwicklung und Analyse von Steuerungsstrategien und Geschäftsmodellen für hybride Energienetze. Für die ökonomische Evaluierung wurde ein formales Framework in der Form von individuellen Optimierungsmodellen für die jeweiligen Marktteilnehmer (Verteilnetzbetreiber, Versorger und Endkunden) entwickelt.

In diesem Beitrag wird eine Fallstudie für eine Power2Heat-Anwendung in einem Niederspannungsnetzabschnitt in Ulm, Deutschland, mit einem hohen Anteil an Endkunden mit PV-Systemen vorgestellt. Es wird untersucht, ob bei einem weiteren Zuwachs an PV-Installationen der Einbau von Heizstäben in den Warmwasserspeichern der einzelnen Haushalte und die Verwendung von PV-Überschussstrom zur Warmwasserbereitung eine wirtschaftliche Alternative zur Reinvestition in das Verteilnetz (in diesem Fall in einen leistungsstärkeren Transformator) darstellt.

Methodik

Um die Auswirkungen der Überschussstromnutzung für die Warmwasserbereitung zu ermitteln, wird ein Lineares Optimierungsproblem implementiert, das die Energiegestehungskosten für die 133 Haushalte in dem betrachteten Netzabschnitt minimiert. Für unterschiedliche PV-Ausbauszenarien wird dieses Modell jeweils ohne und mit installierten Heizstäben und entsprechender koordinierter Steuerung unter der Annahme von perfekter Voraussicht gelöst. Die Resultate werden in Bezug auf Kosten für den Netzbetreiber, Kosten für die Endkunden (aufgeschlüsselt nach Kunden mit und ohne PV-Systemen) und Auslastung des Transformators miteinander verglichen und nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten bewertet. Dabei wird auch nach unterschiedlichen Rahmenbedingungen (den Netztarif auf die Überschussstromnutzung und die Einspeisevergütung für PV-Anlagen betreffend) differenziert.

Ergebnisse

Derzeit ist die Analyse dieser Fallstudie noch nicht zur Gänze abgeschlossen. Die Ergebnisse werden für die unterschiedlichen PV-Ausbauszenarien jeweils ein Ranking der unterschiedlichen Alternativen für das Geschäftsmodell des Verteilnetzbetreibers zeigen. Die vorläufigen Resultate der Modellierung lassen vermuten, dass die Überschussstromnutzung für die Warmwasserbereitung in den meisten Szenarien keine wirtschaftliche Alternative zu einer Reinvestition in einen neuen Transformator darstellt.

¹ Technische Universität Wien, Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801 370375, schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at