



Das Stromnetz benötigt künftig neue technische Lösungen, um die nötige Blindleistung bereitzustellen.

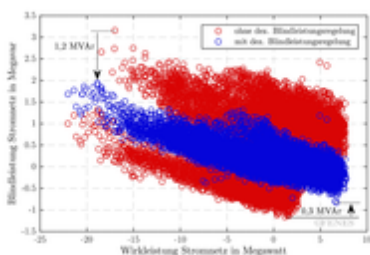
© thinkstock, moomama

Mittelspannungsnetze

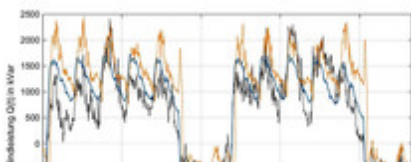
17.05.2018



Schematische Darstellung des autarken dezentralen Regelkonzepts mit Prognose des Blindleistungsverhaltens des Stromnetzes mittels lokaler Führungsgrößen bzw. historischer Messdaten. Abbildung nach [1]. © Matthias Haslbeck, Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES), OTH Regensburg



Einfluss der dezentralen Blindleistungsregelung auf die Wirk-Blindleistungsbilanz des untersuchten Mittelspannungsnetzes im Feldversuch. Das unbeeinflusste Ausgangsverhalten ist in rot und das mit aktiver dezentraler Blindleistungsregelung durch die Kompensationsanlagen eines Betriebes ist in blau dargestellt. © Matthias Haslbeck, Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES), OTH Regensburg



Blindleistungsmanagement in der Praxis

Die Energiewende stellt Netzbetreiber vor neue Herausforderungen. Ein Aspekt ist dabei die Bereitstellung von Blindleistung. Im Stromnetz beeinflussen Blindleistungsflüsse die Spannungshaltung und Netzstabilität. Derzeit werden diese vorrangig von konventionellen Kraftwerken ausgeglichen. Mit der Abschaltung großer Kernkraftwerke benötigt das Stromsystem neue Lösungen.

Wie lässt sich künftig der Blindleistungsbedarf von Mittelspannungsnetzen bereitstellen, wenn konventionelle Kraftwerke eine immer geringere Rolle bei der Stromversorgung spielen? Dieser Frage gehen Wissenschaftler im Forschungsprojekt SyNERgie (Systemoptimierendes Netz- und Energiemanagement für die Verteilungsnetze der Zukunft) nach. Dazu identifizierten und bewerteten sie die Optionen, die dezentrale Anlagen im Stromnetz (Erzeugungsanlagen aber auch Betriebe mit Kompensationsanlagen) bieten. Die Ergebnisse ihrer Untersuchungen wurden durch die beteiligten Netzbetreiber hinsichtlich der Implementierbarkeit in Netzplanungs- und -betriebskonzepten für Mittelspannungsnetzbetreiber evaluiert.

Im Fokus der Untersuchungen standen betriebliche Anlagen zur Kompensation von Blindleistung (Q) im Netz großer Firmen, die in der Mittelspannungsebene angeschlossen sind, sowie dezentrale Einspeiser wie z. B. Solar- und Windenergieanlagen. In einem ersten Schritt ermittelten die Projektpartner das theoretische Blindleistungspotenzial über analytische Ansätze. Anschließend wurde dieses an ausgewählten realen Anlagen genauer über Messungen bestimmt. Hierbei wurden bis zu 18 Messgeräte zeitgleich eingesetzt, die eine Auflösung bis in den Ein-Sekundenbereich ermöglichten.

„Bei der Analyse der Betriebe konnten sowohl kapazitive Potenziale, aber

Vergleich der Blindleistungsprognosen mit den vorgestellten Methoden zum realen Ist-Blindleistungsverhalten am UW-Transformator am Beispiel von KW 36/37 (Jahr 2017) mit realen Daten aus dem Feldversuch

© Matthias Haslbeck, Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES), OTH Regensburg

teilweise auch durchgängig verfügbare induktive Potenziale nachgewiesen werden, was im Zuge einer gegebenenfalls zukünftig marktwirtschaftlichen Blindleistungsbeschaffung interessante Optionen ermöglicht.“, sagt Prof. Dr.-Ing. Oliver Brückl, der die Forschungsarbeiten gemeinsam mit dem Team von Matthias Haslbeck für die Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg wissenschaftlich begleitete.

Die erarbeiteten technischen Lösungsansätze zur Blindleistungsbereitstellung in Verteilungsnetzen wurden über Feldversuche bei der Main-Donau Netzgesellschaft mbH und Mainfranken Netze GmbH unter Realbedingungen mit Unterstützung einzelner Firmen erprobt. Die Hard- und Softwareanpassungen an den Kompensationsanlagen wurden dabei von den Projektpartnern FRAKO Kondensatoren- und Anlagenbau GmbH sowie die KBR GmbH vorgenommen. Hierbei wurden netzdienliche und damit eine gänzliche neue Funktionalität an den Kompensationsanlagen und übergeordneten Regeleinheiten umgesetzt.

Das Resümee von SyNErgie wird wie folgt vom Projektverbund beschrieben: „Blindleistungspotenziale bei Betrieben wurden nachgewiesen. Die Grundsteine für technische Lösungen zur Hebung von Blindleistungspotenzialen bei Betrieben wurden gelegt. Nun bedarf es seitens der regulatorischen Randbedingungen Impulse, um die Entwicklungen auf diesem Gebiet voran zu bringen“. Einen ersten Schritt hierfür könnte die aktuell geführte Diskussion über die künftige Beschaffung von Blindleistung liefern.

Konzept der dezentralen Blindleistungsregelung

Ein exemplarisches Projektergebnis ist das Konzept der dezentralen Blindleistungsregelung, das im Rahmen eines Feldversuchs getestet wurde. Großflächige Mittelspannungsnetze verfügen über eine Vielzahl von potenziellen Blindleistungsquellen, die über das Versorgungsgebiet verteilt sind und in der Regel nicht über Kommunikationstechnik an die Netzleitstelle angebunden sind. Für solche Fälle strebt der Projektverbund die Entwicklung eines autarken Regelkonzeptes an (s. Abb.). Ziel war, die Blindleistungsquellen nur über lokal verfügbare Messgrößen und/oder historische Messdaten netzdienlich zu steuern. Die Einhaltung von Strom- und Spannungsrestriktionen im Mittelspannungsnetz werden dabei nicht über Messtechnik, sondern über Planungsansätze sichergestellt. Um einen zielgerichteten Blindleistungsabruf an der jeweiligen Blindleistungsquelle koordinieren zu können, bedarf es geeigneter Methoden zur Prognose des Blindleistungsverhaltens bzw. des Blindleistungsbedarfs des Stromnetzes, welche im Folgenden näher erläutert werden sollen.

Dezentrale Bedarfsprognose als Schlüssel der dezentralen Blindleistungsregelung

In SyNErgie wurden zwei unterschiedliche Prognoseansätze untersucht: die Regressions- und Zeitreihenanalyse. Die Regression stellt einen mathematischen Zusammenhang zwischen der Blindleistung und einer geeigneten Führungsgröße her. In einer umfangreichen Korrelationsuntersuchung konnten die Wissenschaftler beispielsweise bei Betrieben den Wirkleistungsbezug und bei Photovoltaikanlagen die Wirkleistungseinspeisung als hinreichend genaue Führungsgrößen im betrachteten Feldversuchsnetz identifizieren.

Die zweite Methode beruht auf einer Zeitreihenanalyse. Hierbei werden historische Messdaten für das Verhalten der Blindleistung in verschiedene Bestandteile zerlegt: Während die Zykluskomponente den mittleren Wochenverlauf eines Jahres beschreibt, spiegelt die Trendkomponente den jahreszeitlichen Einfluss wider. Stochastische Abweichungen und sonstige Störungen, die nicht diesen beiden anderen Komponenten zugeordnet werden können, werden in einer Restkomponente zusammengefasst. Zur Prognose werden die Zyklus- und Trendkomponente additiv überlagert, während die Restkomponente nicht in die Prognose übernommen wird. Von großer Relevanz sind zudem das periodische Verhalten des Betriebes im wöchentlichen Rhythmus sowie die unterschiedlichen Verläufe an Werktagen, Wochenenden, Feiertagen.

Beide Prognosen zeigen im untersuchten Zeitbereich gute Übereinstimmung mit der Messung aus dem Feldversuch. Die Genauigkeit einer Prognose hängt vor allem von der Dominanz eines Betriebes oder eines

Einspeiseanlagentyps (z. B. PV) ab, da dieser das Blindleistungsverhalten des Stromnetzes maßgeblich beeinflusst. Im betrachteten Stromnetz herrscht ein ausgeglichenes Verhältnis zwischen Einspeisung und Verbrauch. Deshalb wurde für die Auswertung der dezentralen Blindleistungsregelung im Feldversuch eine Kombination aus beiden Prognoseansätzen verwendet. In Abbildung 3 sind Zeitreihen der beschriebenen Prognosemethoden den realen Messdaten aus dem Feldversuch in einem exemplarischen Ausschnitt von zwei Wochen gegenübergestellt.

Vielversprechende Ergebnisse des Feldversuchs

Abbildung 2 zeigt als Beispiel den Einfluss auf das Wirk-Blindleistungsverhalten eines Mittelspannungsnetzes. Hierbei wird über einen Betrieb, der mit Hilfe des Ansatzes der dezentralen Blindleistungsregelung Blindleistung bereitstellt, versucht die Blindleistungsbilanz der Netzgruppe gegen null zu kompensieren. Unter Berücksichtigung des Blindleistungspotenzials des betrachteten Betriebes (ca. -6 MVar bis ca. 4 MVar) und im Rahmen der Prognosegenauigkeit ($\mu = -2,3 \text{ kVar}$, $\sigma = 427 \text{ kVar}$) kann das induktive Maximum um ca. 1,2 MVar, d. h. fast um 50% reduziert werden. Auch das kapazitive Extrema kann um ca. 0,3 MVar reduziert werden, da der betrachtete Betrieb ein durchgängiges, d. h. ein auch nachts und am Wochenende verfügbares induktives Potenzial aufweist.

Forschungsergebnisse Online

Eine ausführlichere Darstellung aller Ergebnisse ist im Abschlussbericht unter www.fenes.net und <http://forschung-stromnetze.info/projekte/neues-blindleistungsmanagement-fuer-verteilnetze/> zu finden.

(me)