

CO-SIMULATION ZUR VORABANALYSE EINES NETZBETREIBERÜBERGREIFENDEN BLINDLEISTUNGSMANAGEMENTS IM VERTEILNETZ

Irene HAMMERMEISTER¹, Zheng LIU², Andrea MAURUS³, Norina ROGG³ Tobias
KERBER⁴, Peter SCHWAEGERL⁴

Inhalt

Die VDE Anschlussregel „TAR Mittelspannung“ sieht die Blindleistungseinspeisung durch dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) zur Verbesserung der Netzstabilität vor [1]. Durch die gezielte Bereitstellung kapazitiver oder induktiver Blindleistung können DEA dazu beitragen, die Netzspannung in vorgegebenen Grenzen zu halten. Gleichzeitig führt Blindleistungseinspeisung zu zusätzlicher Netzbelastung. Positive wie negative Effekte können Auswirkungen auf vorgelagerte Netze bis hin zum Übertragungsnetz haben. Daher müssen bei der Entwicklung innovativer Regelungsstrategien zur zielgerichteten Nutzung von Blindleistung Wechselwirkungen zwischen den Netzebenen berücksichtigt werden. Diese Arbeit beschreibt den Aufbau einer gekoppelten System- und Simulationsumgebung zur Entwicklung und Untersuchung von spannungsebenen- und netzbetreiberübergreifendem Blindleistungsmanagement, die im Rahmen des Forschungsprojekts RPC2 (Reactive Power Control 2) [2] aufgesetzt wurde.

Methodik

Im Rahmen von RPC2 werden lokale und zentrale Strategien zur Blindleistungsbereitstellung durch in der Mittelspannung angeschlossene Anlagen und der Einfluss durch Trafostufung untersucht. Um dabei Wechselwirkungen zwischen gekoppelten Netzen sowie Effekte auf den Netzbetrieb berücksichtigen zu können, wurde eine Entwicklungsumgebung bestehend aus einer Netzsimulation und den Modulen für das zentrale Blindleistungsmanagement aufgesetzt. Im weiteren Projektverlauf wird die Regelungsstrategie im Rahmen eines Feldtests mit den Netzbetreibern AllgäuNetz und LEW Verteilnetz erprobt.

Netzsimulation

Basis für lokales und zentrales Blindleistungsmanagement sind notwendige Informationen über den aktuellen Netzzustand (z.B. Knotenspannungen (U), eingespeiste Wirkleistung (P), etc.). Für eine Vorabanalyse der Regelungsstrategien wird der Zustand des verwobenen Netzes zweier Netzbetreiber für unterschiedliche Zeitpunkte bzw. Szenarien simuliert, wobei in jedem Zeitpunkt eine Lastflussberechnung mit pandapower [3] erfolgt. Die Blindleistungseinspeisung durch DEA wird dabei (z.B. abhängig von U oder P) entsprechend der betrachteten Regelungsstrategie ermittelt. Die Effekte von lokaler Blindleistungsregelung und durch Trafostufung werden mit dieser Netzsimulation untersucht.

Systemumgebung für das zentrale Blindleistungsmanagement

Bei der zentralen Regelung von Blindleistungseinspeisung müssen mögliche Wechselwirkungen mit dem benachbarten Netz berücksichtigt werden, beispielsweise aufgrund von Blindleistungsquerflüssen über die Kuppelstellen. Aus diesem Grund ist der Austausch von Informationen über die Netze und aktuelle Zustände notwendig. Netzdaten sind jedoch in der Regel vertraulich. Zum Schutz der Daten sollten auszutauschende Informationen daher möglichst gering und anonymisiert sein.

Folgende Teilschritte werden bei der zentralen Blindleistungsregelung durchlaufen (vgl. Abbildung 1):

1. State-Estimation
2. Netzäquivalentbildung
3. Zusammenführung der Netzdaten
4. Optimierung der Blindleistungs(Q)-Sollwerte

¹ Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, Königstor 59, 34119 Kassel, Tel.: +49 561 7294-270, irene.hammermeister@iee.fraunhofer.de, www.iee.fraunhofer.de

² Universität Kassel, Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze, Wilhelmshöher Allee 71-73, 34121 Kassel, Tel.: +49 561 8046-409, zheng.liu@uni-kassel.de, www.uni-kassel.de

³ Allgäunetz GmbH & Co. KG, Illerstraße 18, 87435 Kempten, Tel.: +49 831 96006-532, andrea.maurus@allgaeunetz.com, norina.rogg@allgaeunetz.com, www.allgaeunetz.com

⁴ LEW Verteilnetz GmbH, Schaezlerstraße 3, 86150 Augsburg, Tel.: +49 821 328-1342/-1344, tobias.kerber@lew-verteilnetz.de, peter.schwaegerl@lew-verteilnetz.de, www.lew-verteilnetz.de

Da ein weiteres Projektziel in der Bestimmung des Netzzustands bei einer geringen Zahl zur Verfügung stehender Messwerte besteht, wird zunächst eine State-Estimation⁵ für das jeweilige Netz durchgeführt. Darauf basierend wird jeweils ein Netzäquivalent gebildet, so dass es auf relevante Informationen reduziert ist. Die Netzäquivalente werden untereinander ausgetauscht und mit den eigenen Netzinformationen zu einem Gesamtbild zusammengeführt. Für den betrachteten Netzzustand werden dann die Q-Sollwerte für die DEA im eigenen Netz optimiert, wobei in jeder Iteration des Optimierungsverfahrens Informationen über die Netzäquivalente ausgetauscht werden.

Technische Realisierung

Die beschriebenen Komponenten wurden in der Systemumgebung beeDIP (**B**etriebsführungs- und **E**nergie-management **D**atenintegrations**p**lattform) [4] implementiert. Für die simulationsgestützte Vorabanalyse wird je eine beeDIP-Instanz pro Netzbetreiber mit der Netzsimulation gekoppelt. Dies erfolgt in der Simulationsumgebung OpSim [5], die die Erprobung von Regelungskonzepten durch Co-Simulation in Echtzeit ermöglicht. Simulierte Messwerte (z.B. U, P) des Netzbereichs werden über den OpSim Message Bus an die jeweilige beeDIP-Instanzen übermittelt. Die resultierenden optimierten Q-Sollwerte für die DEA, die im Netzbereich des jeweiligen Netzbetreibers angeschlossen sind, werden über OpSim an die Netzsimulation übergeben und in darauffolgenden Simulationszeitschritten berücksichtigt. Die beschriebene Entwicklungsumgebung sowie der Datenfluss ist in Abbildung 1 veranschaulicht.

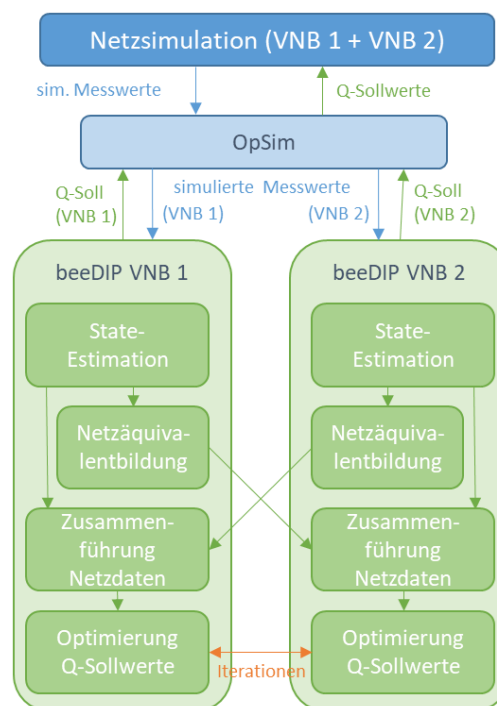


Abbildung 1: System- und Simulationsumgebung zur Vorabanalyse von lokalen und zentralen Blindleistungs-Regelungsstrategien

Ergebnisse

Die aufgesetzte System- und Simulationsumgebung ermöglicht die Entwicklung und Analyse von lokalen und zentralen Blindleistungs-Regelungsstrategien im Einzelnen sowie in Kombination. Bei der betrachteten Vorgehensweise werden bei nur geringem Informationsaustausch zwischen benachbarten Netzbetreibern die spannungsebenen- und netzbetreiberübergreifenden Wechselwirkungen berücksichtigt. Unter Verwendung dieser System- und Simulationsumgebung werden basierend auf den Netzdaten der Netzbetreiber AllgäuNetz und LEW Verteilnetz Effekte von Blindleistungseinspeisung durch DEA simuliert. Aufgrund der am geplanten Feldtest angelegten Kommunikationsstruktur der Entwicklungsumgebung erfolgt die Simulation unter realitätsnahen Bedingungen.

Hinweis

Die Veröffentlichung entstand im Rahmen des Forschungsprojekts RPC2 (FKZ:0350003A) der Forschungsinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“. Die Autoren danken dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie für die Förderung aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Referenzen

- [1] „Technische Anschlussregel Mittelspannung (VDE-AR-N 4110),“ VDE FNN, 2019. [Online]. Available: www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/tar/tar-mittelspannung-vde-ar-n-4110.
- [2] „RPC2 - Netzbetreiberübergreifendes Blindleistungsmanagement in Verteilnetzen,“ Fraunhofer IEE, 2019. [Online]. Available: <https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/laufende/rpc2.html>.
- [3] pandapower, [Online]. Available: <http://www.pandapower.org/>.
- [4] „beeDIP,“ Fraunhofer IEE, 2019. [Online]. Available: www.iee.fraunhofer.de/beeDIP.
- [5] OpSim, 2019. [Online]. Available: www.opsim.net.

⁵ Auf Basis neuronaler Netze