

MODERNE OPTIMIERUNGSVERFAHREN ZUM BETRIEB VON WINDPARKCLUSTERN IN NORDDEUTSCHLAND

David Sebastian STOCK¹, Lutz HOFMANN^{1,2}

Vorbemerkung

Die nachfolgenden Ergebnisse sind im Rahmen des Forschungsprojektes „IMOWEN“ [8] entstanden, welches durch das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen der Förderinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“ finanziert wird.

Hintergrund und Zielstellung

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vereinbaren in Deutschland mit ihren unterlagerten 110-kV-Verteilnetzbetreiber (VNB) bilateral Grenzen für den Blindleistungsaustausch. In Regionen in denen in der 110-kV-Ebene sehr viel Windleistung installiert ist, wie z. B. in Norddeutschland, ist die Einhaltung dieser Grenzwerte aufgrund ähnlicher Einspeisesituationen im überlagerten und unterlagerten Netzen (z. B. jeweils Blindleistungsüberschuss) eine besondere Herausforderung [1].

Das am Fraunhofer IWES entwickelte Windpark Cluster Management System (WCMS) ist konzeptionell für eine Vielzahl von Anwendungsmöglichkeiten zur Unterstützung der Netzbetriebsführung ausgelegt [2, 3]. Im Rahmen des Projektes IMOWEN und in dieser Veröffentlichung wird das Ziel verfolgt, eine große Anzahl von Windparks in das Spannungs-/ Blindleistungskonzept eines 110-kV-Verteilnetzbereichs so einzubinden, dass zum einen die Grenzwerte des Blindleistungsaustausches eingehalten werden und zum anderen die Einhaltung bindender Nebenbedingungen wie den Spannungsbändern, Stromtragfähigkeiten, etc. gewährleistet ist. Die einzelnen, an unterschiedlichen Netzknoten angeschlossenen Windparks, werden dabei aus Netzbetriebssicht zu einem Windpark-Cluster zusammengefasst und durch das WCMS als Ergänzung zum bestehenden Netzleitsystem automatisiert angesteuert.

Durch dieses Konzept sollen die grundsätzlichen Möglichkeiten der Blindleistungs-bereitstellung, über die moderne Windparks verfügen, aktiv und netzdienlich für den Systembetrieb erschlossen und genutzt werden.

Das WCMS erhält zu regelmäßigen festen Zeitpunkten für jeden Windparkstandort Windleistungseinspeiseprognosen aus einem Windprognosemodul, was auf eine verbesserte Prognosegüte im Kurzzeitbereich von bis zu 3 Stunden ausgelegt ist. Dieses Prognosetool wird ebenfalls im IMOWEN-Projekt entwickelt. Weiterhin gehen Betriebsmittel-, Last-, Einspeise- und Topologie-Informationen aus dem Netzleitsystem ein, um damit ein Lastflussmodell innerhalb des WCMS aufzubauen. Dieses Modell ist derart konzipiert, dass größere Abweichungen von derzeitigen Betriebspunkt, die im Rahmen der Analysen mit den Prognosewerten entstehen können, zulässig sind. Das WCMS errechnet dann zentral mit einem angepassten Optimal Power Flow Algorithmus Blindleistungssollwerte für jeden Windpark, die dann an die Parkregler übermittelt und durch diese umgesetzt werden.

Methodik

Für die Erreichung der Zielstellung wird ein angepasster Optimal Power Flow (OPF) Algorithmus erstellt. Allgemein ist es das Ziel eines OPF, Sollwerte für die Optimierung eines gegebenen Netzzustandes abzuleiten, um Ziele wie z. B. die Minimierung der Gesamterzeugungskosten, Systemverluste, Spannungsabweichungen, CO₂-Gesamtemission der Erzeugungseinheiten, Anzahl der Netzeingriffe zu erreichen. Dies muss unter Einhaltung von Nebenbedingungen wie den maximal zulässigen Betriebsmittelauslastungen, zulässige Bänder für die Knotenspannungen und weiteren Kriterien der Netzbetriebssicherheit geschehen [4]. Der Kern des WCMS ist ein in GAMS (General Algebraic Modeling System) entwickelte Umgebung zur komplexen Leistungsflussberechnung und -optimierung.

¹ Fraunhofer IWES, Königstor 59, 34119 Kassel, Tel.: +49 561 7294-458, sebastian.stock@iwes.fraunhofer.de

² Leibniz Universität Hannover, Institut für Elektrische Energiesysteme, Appelstrasse 9A, 30167 Hannover, Tel.: +49 511 762-2263, hofmann@ifes.uni-hannover.de

Die Stärken einer solchen algebraischen Hochsprache liegen in der einfachen Handhabung und „direkten“ Umsetzung der mathematischen Probleme in Programmcode [5]. Dabei werden die Interior-Point-Solver „IPOPT“ oder „KNITRO“ verwendet [6, 7]. Die Besonderheit des hier gewählten Ansatzes liegt darin, ein Lastflussziel zu realisieren, welches für Standard OPF-Verfahren nicht im Fokus liegt. Des Weiteren wird durch die Umsetzung als mathematisches Verfahren (im Gegensatz zu heuristischen Verfahren) sichergestellt, dass die Ergebnisse bei gleichen Eingangsgrößen reproduzierbar sind.

Ergebnisse

Die Zielfunktionen des vorliegenden zweistufigen Optimierungsablaufes bestehen im ersten Schritt in der Einhaltung eines Blindleistungssollwertes der 110-kV-Netzgruppe. Im zweiten Prozessschritt wird diese dann fixiert, als weitere Nebenbedingung eingefügt, und es wird eine Verlustminimierung durchgeführt. Als Flexibilitäten dienen jeweils die Windparks in dem Netz, welche als Cluster zusammengefasst sind. Können die Sollwerte nicht erreicht werden, wird die entsprechend maximal mögliche induktive oder kapazitive Fahrweise der Netzgruppe angestrebt. Als Nebenbedingungen gelten die komplexen Lastflussgleichungen, alle technischen Betriebsmittelgrenzen in dem Netz und die zulässigen Spannungsbänder. Das Ergebnis erreicht somit das Übergabeziel bei Verlustminimalität. Abbildung 1 zeigt die Ergebnisse an dem (zunächst) vereinfachten norddeutschen Netz. Die gestrichelten Linien zeigen den gesamten Möglichen Blindleistungsbereich der Netzgruppe. Die blaue Linie („Lastfluss“) das Ergebnis falls die Windparks fest auf $\cos \varphi = 1$ eingestellt sind. Die Kennlinie „Loss-OPF“ zeigt die Übergabeblindleistung falls die Netzverluste der Netzgruppe alleiniges Optimierungsziel sind. Die Kennlinie „Q-OPF“ zeigt die Übergabeblindleistung für das beschriebene zweistufige Verfahren. Als Ziel wurden hier 200 Mvar hinterlegt. Als Stellbereich für die Windparks wurde für alle Untersuchungen $\cos \varphi = 0.95$ induktiv und kapazitiv unterstellt.

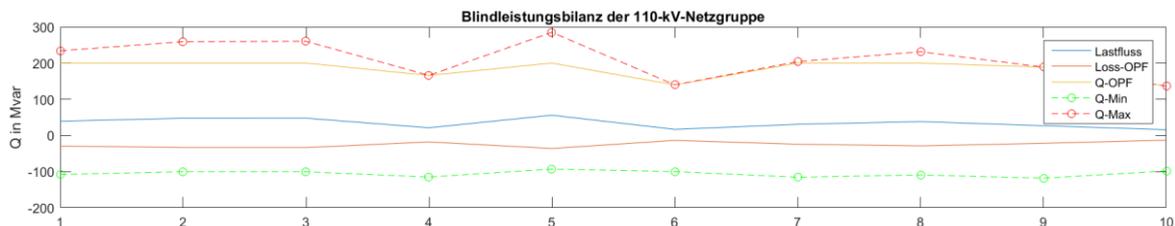


Abbildung 1: Ergebnisse von 10 untersuchten Szenarien für eine reine Verlustminimierung („Loss-OPF“) und die optimierte zweistufige Sollwerterreichung der Netzgruppe („Q-OPF“).

Referenzen

- [1] Bundesnetzagentur, EEG-Statistikbericht 2010.
- [2] S. Stock, L. Faiella, K. Rohrig, L. Hofmann, and K. Knorr, "Improving Grid Integration of Wind Energy Power Plants," Bremen, 2012.
- [3] K. Rohrig and B. Lange, "Improvement of the Power System Reliability by Prediction of Wind Power Generation," in IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007, pp. 1-8.
- [4] J. Zhu, Optimization of power system operation. Piscataway, NJ, Hoboken, New Jersey: IEEE Press, 2015.
- [5] B. A. McCarl, McCarl GAMS User Guide: GAMS Development Corporation, 2008.
- [6] A. Wächter, An Interior Point Algorithm for Large-Scale Nonlinear Optimization with Applications in Process Engineering. Pittsburgh, 2002.
- [7] R. H. Byrd, M. E. Hribar, and J. Nocedal, "An interior point algorithm for large scale nonlinear programming," SIAM Journal on Optimization, p. 9(4):877-900, 1999.
- [8] IMOWEN: Integration großer Mengen On- und Offshore erzeugter Windenergie in das elektrische Netz durch intelligente Netzanalyse und Clusterbetriebsführung, <http://forschung-stromnetze.info/projekte/windpark-cluster-sicher-ins-netz-integrieren>