

EINFLUSS VON KONVENTIONELLEN KRAFTWERKEN AUF DIE SPANNUNGSSTABILITÄT IM ÜBERTRAGUNGSNETZ UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DEZENTRALER ERZEUGUNG

Sebastian DIERKES^{*1}, Tobias VAN LEEUWEN¹,
Lukas VERHEGGEN¹ und Albert MOSER¹

Inhalt

Durch politische Anreize kam es in den vergangenen Jahren zu einem rasanten Ausbau von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) in Deutschland. Auch für die nahe Zukunft ist ein schneller Zubau von erneuerbaren Energien, wie bspw. Wind und Photovoltaik zu erwarten. Da EE-Anlagen bevorzugt an Standorten mit hohem Primärenergiedargebot errichtet werden, kann es zu lokalen Ungleichgewichten zwischen Erzeugung und Verbraucherlast kommen. Dadurch erhöhen sich die mittleren Transportentfernungen und das Übertragungsnetz wird stärker belastet. Lange und stark belastete Leitungen können das System infolge des höheren Blindleistungsbedarfs näher an die Spannungsstabilitätsgrenze bringen. Verstärkt wird diese Problematik durch die Verdrängung von konventionellen thermischen Kraftwerken aufgrund der Vorrangregelung für EE-Anlagen sowie dem deutschen Ausstieg aus der Kernenergie. So stehen im Übertragungsnetz weniger spannungsregelnde Synchrongeneratoren und damit Wirk- und Blindleistungsreserven zur Verfügung. Da EE-Anlagen meist an das Verteilungsnetz angeschlossen sind, liefern sie keinen gleichwertigen Ersatz zur Kompensierung der geringeren Blindleistungsreserven [1].

Methodik

Für die Bewertung der Spannungsstabilität ist eine Überprüfung der Spannungsbänder nicht ausreichend. In der Literatur wird für die Bewertung der Spannungsstabilität häufig der Continuation Power Flow (CPF) [2] verwendet. Es handelt sich hierbei um ein um eine Fortsetzungsmethode erweitertes Lastflussverfahren, um numerische Probleme im Bereich hoher Netzbelastungen zu vermeiden. Ziel dieses Verfahrens ist es, die Spannungsstabilität des Systems zu quantifizieren.

Der im Rahmen der Veröffentlichung entwickelte Ansatz stellt eine Erweiterung des CPFs dar. Um den Einfluss von dezentraler Einspeisung und Lasten sowie deren Rückwirkung auf den konventionellen thermischen Kraftwerkeinsatz auf die Spannungsstabilität bewerten zu können, wird ein mehrdimensionaler Ansatz verwendet. Das System wird, startend bei einer stabilen Netznutzungssituation, in sämtliche mögliche Richtungen ausgelenkt – eine sogenannte mehrdimensionale Parametervariation wird im Λ – Raum durchgeführt, siehe hierzu Abbildung 1. Somit ist die Parametervariation von Wirk- und Blindleistung an sämtlichen Netzknoten n gegeben durch

$$\Delta \vec{S}_n = \lambda \cdot T \vec{\Lambda}_i \quad (1)$$

mit dem Kontinuitätsparameter λ , der Parametervariationsrichtung $\vec{\Lambda}_i = (\lambda_1, \dots, \lambda_n)^T$; $\|\vec{\Lambda}_i\| = 1$ und der Leistungstransformationsmatrix T , die die einzelnen Dimensionen der Parametervariation λ_i in direkte Leistungsvariation an den Netzknoten transformiert. Über die iterative Anpassung der Parametervariationsrichtung können beliebige Einflussgrößen bewertet werden, wie beispielsweise der Einfluss zusätzlicher Windeinspeisung (z.B. λ_1), der Einfluss zusätzlicher Last (z.B. λ_2) sowie die bedingte Anpassung des Kraftwerkeinsatzes zur Einhaltung der Leistungsbilanz (z.B. λ_3). Die Parametervariation wird bis Erreichen der Spannungsstabilitätsgrenze durchgeführt: $\lambda = \lambda_{max}$. Desweiteren wird in der Methodik eine heuristische Ausfallsimulation zur Ermittlung der kritischen Ausfälle mit maximalem Einfluss auf die Spannungsstabilität durchgeführt.

¹ Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, Tel: +49 241 80 96713, Fax: +49 241 80 92197, sd@iaew.rwth-aachen.de, <http://www.iaew.rwth-aachen.de>

Ein Freiheitsgrad liegt in der Änderung des Kraftwerkseinsatzes. Lastferne Kraftwerke können einen negativen Einfluss auf die Spannungsstabilität haben, da sich die durchschnittlichen Übertragungsentfernungen erhöhen. Im Gegensatz dazu, können Kraftwerke in unmittelbarer Nähe zum kritischen Netzbereich unterstützenden Einfluss auf die Spannungsstabilität haben, indem die durchschnittliche Leitungsbelastung und damit Blindleistungsverluste reduziert werden.

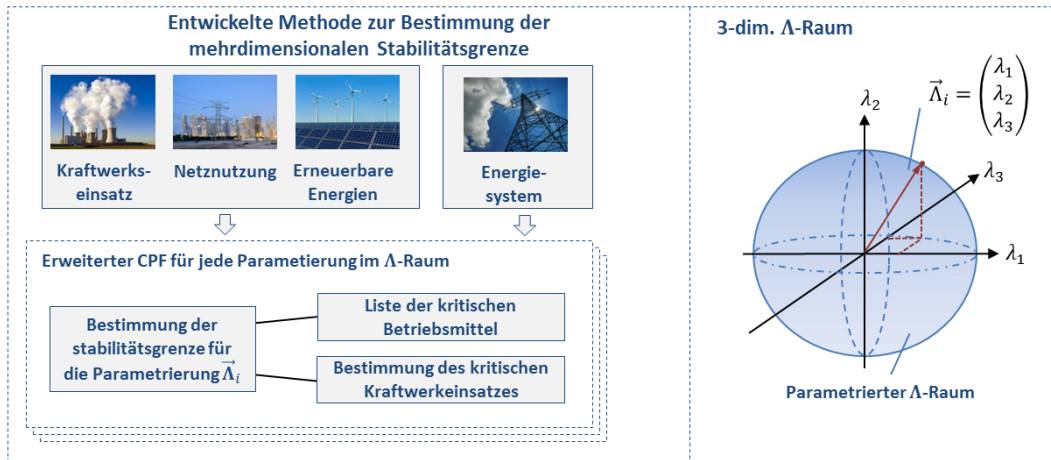


Abbildung 1: Methodik zur Bestimmung der mehrdimensionalen Stabilitätsgrenze

In realen Systemen, mit einer Vielzahl thermischer und hydraulischer Kraftwerke, existiert eine Kombination von Kraftwerkseinspeisungen, die den besten bzw. schlechtesten Einfluss auf die Spannungsstabilität hat. Diese Kraftwerkseinsätze können als Sicherheitsreserve und als der optimale Redispatch im Sinne der Spannungsstabilität interpretiert werden. Im Rahmen der entwickelten Methodik wird die Bewertung des Kraftwerkseinsatzes über eine heuristische Ermittlung der Sicherheitsreserve und des optimalen Redispatches durchgeführt.

Ergebnisse

Die in Abbildung 2 dargestellten Ergebnisse wurden mit einem europäischen Netzmodell [3] berechnet, welches für das Jahr 2016 parametrier ist. Dargestellt ist, die bzgl. der Spannungsstabilität, kritische Netzregion im Süden Deutschlands sowie die kritischen Zweig- und Kraftwerksausfälle in dieser Situation. In Grün ist der Kraftwerkseinsatz dargestellt, welcher für die Spannungsstabilität besonders kritisch ist und die Sicherheitsreserve darstellt. Es wird der Einfluss eines Kraftwerks im Süden Deutschlands auf die Spannungsstabilität quantifiziert und die Systemrelevanz des Kraftwerks abgeleitet.

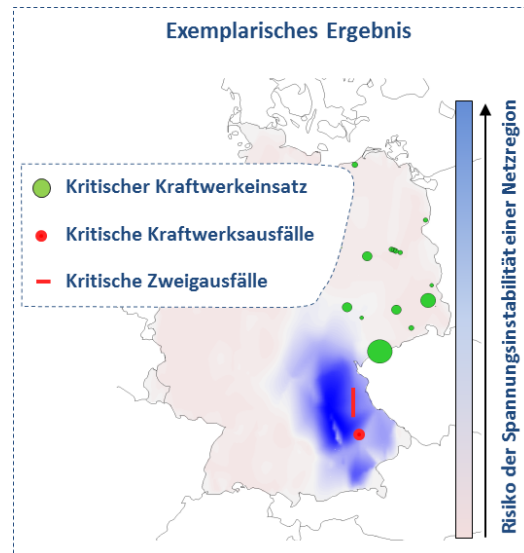


Abbildung 2: Exemplarische Ergebnisse der Methodik

Referenzen

- [1] S. Dierkes, A. Wagner, J. Eickmann und A. Moser, „Wirk- und Blindleistungsverhalten von Verteilungsnetzen mit hoher Durchdringung dezentraler Erzeugung,“ Internationaler ETG-Kongress, Berlin, 2013.
- [2] P. Kundur, Power System Stability and Control, New York: McGraw-Hill Inc., 1994.
- [3] R. Hermes, T. Ringelband, S. Prousch und H.-J. Haubrich, „Netzmodelle auf öffentlich zugänglicher Datenbasis,“ Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Band 59 (2009), Heft 1, S. 76-78, 2009.