

AUSWIRKUNGEN STATISCHER OBERGRENZEN VON ENERGIEÜBERTRAGUNGSSTRECKEN

Patrick Möbius¹, Maik Plenz¹, Johannes Schröder¹, Detlef Schulz¹

Abstrakt/Kurzzusammenfassung:

Fluktuierende Dargebots- und Nachfragestrukturen stellen Energieversorgungssysteme täglich vor große Herausforderungen [1]. Wenn kein lokaler Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch geschaffen werden kann, bestimmen insbesondere die vorhandenen Übertragungskapazitäten, welche Abweichungen zulässig sind. Sobald die Grenzen der Übertragungskapazität spannungs- oder belastungsseitig überschritten werden, müssen Maßnahmen getroffen werden. Das Netzengpassmanagement (Redispatch, Einspeisemanagement und Netzreservekraftwerke) dient dazu, die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems aufrecht zu erhalten [2]. Die eingesetzten klassischen Instrumente, wie die genannten Beispiele Redispatch oder Einspeisemanagement, sind in der Regel aufwendig und kostenintensiv [3]. Dabei wird elektrische Energie mit überwiegend niedrigem Wirkungsgrad bereitgestellt oder die Einspeisung physikalisch verfügbarer erneuerbarer Energien zur Netzstützung reduziert. Deshalb sind Wirtschaft und Forschung auf der Suche nach alternativen Lösungen. Dabei wird zum Beispiel versucht, Verbraucher mit Preissignalen zu lenken, gesteuerte Leistungsabwürfe vertraglich zu regeln und Speicher zur Aufnahme von Übererzeugung zu integrieren. Diese Symptombehandlungen lösen das Problem nicht immer. Strukturell kann der notwendige Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch unter den Herausforderungen nicht rein lokal erfolgen. Ganzheitliche überregionale Ansätze, die auf einem statistischen Ausgleich mit viele Regionen, Nutzern und Betriebsabläufen basieren, können Grundlage einer strukturellen Lösung sein. Dabei sind Energieübertragungsstrecken des Netzes von elementarer Bedeutung. Derzeit werden die Übertragungskapazitäten von Energiekabeln und Stromtrassen mit konservativen und statischen Modellen ausgelegt [4]. Diese elektrischen und thermischen Modelle dienen dazu, den sicheren und fehlerfreien Betrieb zu gewährleisten und thermisches Versagen durch Überlast zu verhindern. Potentiell vorhandene Kapazitäten werden aufgrund fehlender Alternativen zu den statischen Berechnungsmodellen nicht ausgenutzt. Dieser Beitrag untersucht anhand realer Daten der 50Hertz Zone der letzten 10 Jahre, wie die statische und dynamische Veränderung von Übertragungskapazitäten das Netzengpassmanagement und die daraus entstehenden Kosten beeinflusst. Außerdem wird beschrieben, welche Kapazitätserhöhungen notwendig sind, um das Netzengpassmanagement für typische Überlastungsszenarien reduzieren zu können.

Methodik:

Die Methodik umfasst eine detaillierte Literaturrecherche, Datenakquise und die Anwendung statistischer Verfahren. In der Literaturrecherche wird der Stand der Technik zum Aufbau der Verteilnetze und deren Auslastung, zur aktuellen Kapazitätsbestimmung von Freileitungen und Energiekabeln, zu modernen Verfahren zur Kapazitätserweiterung und zu den Maßnahmen des Netzengpassmanagements erarbeitet. Es werden historische Daten der Jahre 2012 bis 2022 aus den Transparenz-Gesetz-konformen Berichten von 50Hertz mittels eines Datencrawlers akquiriert und von einem Parser umformatiert. Darauffolgend werden alle Ereignisse ausgewählt, bei denen der Verteilnetzbetreiber aufgrund der Überlastung einer Freileitung oder eines Kabels die Einspeisung reduzieren musste. Abbildung 1 zeigt hierbei beispielhaft die ausgewerteten Häufigkeiten der Abregelung für die untersuchten Jahre in den Netzebenen der 50 Hertz. Die aufgenommenen Daten bilden Mittelwerte von absoluten Leistungsreduktionen (in MW über je 15 min Blöcke). Diese Zeiträume, die Standarderfassungen innerhalb des ENTSO-E Netzes sind, lassen keine Auswertungen von hochdynamischen Vorgängen zu. Zusätzlich werden absolute Referenzkapazitäten anhand von Standard-Leiteseilen ermittelt, um die relativen Kapazitätserhöhungen zu bestimmen und Szenarien für die Kapazitätserhöhung zu entwickeln. Die Gesamtkapazität $C_{i,Tk}$ des Zeitraums T_i wird aus der Differenz zwischen aktueller Leistungsbilanz $L_{i,k}$ und notwendiger Reduktion $R_{i,k}$ berechnet.

¹ Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg, Holstenhofweg 85, 22045 Hamburg, +49 (040) 6541 - 3495, patrick.moebius@hsu-hh.de, <https://www.hsu-hh.de/ees/>

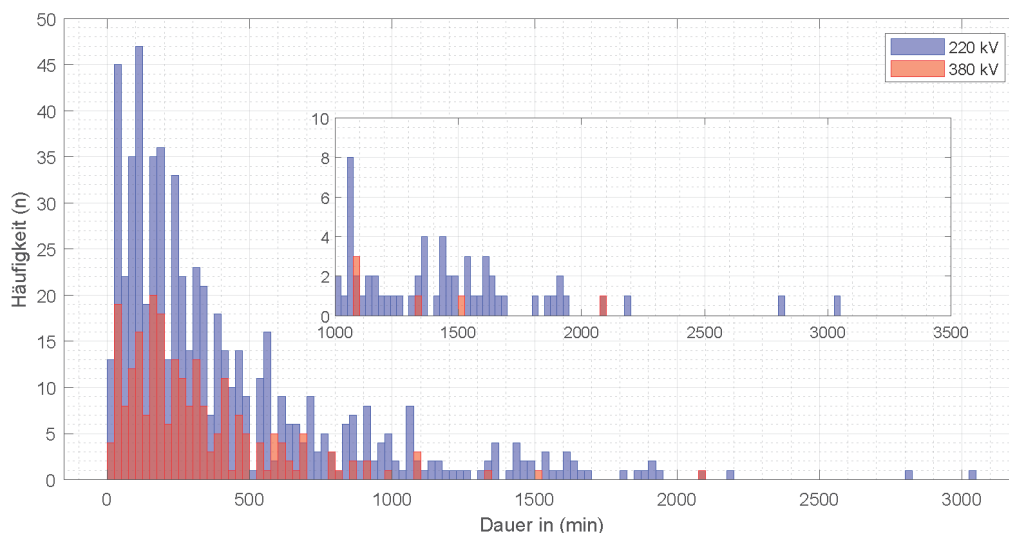


Abbildung 1: ANZAHL DER ABREGLUNGEN IM 220 / 380 KV NETZ DER 50 HERTZ DER JAHRE 2012 BIS 2022.

$$C_{i,k} = L_{i,k} - R_{i,k} \quad (1)$$

Die Kapazitätserweiterung (reduzierte Einspeisungsreduktion $\tilde{R}_{i,k,l}$) wird in l Szenarien Sz_l beschrieben. Die absolute Einspeisung ist Spannungsebenen-abhängig.

$$\tilde{R}_{i,k,l} = \max(R_{i,k,l} - Sz_l \cdot C_{i,k}) \quad (2)$$

Diese Szenarien werden auf Basis vorab identifizierter möglicher Kapazitätspotentiale erstellt, auf die einzelnen Ereignisse angewendet und statistisch ausgewertet. Ebenso werden die Kosten der Maßnahmen abgeschätzt. Es erfolgt eine Aufteilung der Einzelkosten der Maßnahmen des Netzengpassmanagements gemäß der Monitoringberichte der Bundesnetzagentur, der ermittelten Häufigkeiten und der relativen Reduktion durch die Kapazitätserweiterung.

Ergebnisse:

Die Untersuchungen zeigen, dass statische Übertragungskapazitätsgrenzen strukturell ungünstig für die Vermeidung von Netzengpässen sind. Langfristig wird bei der Bestimmung der notwendigen Übertragungskapazität ein ökonomisches Optimum zwischen den Kosten zur Kapazitätserweiterung und den Kosten des Netzengpassmanagements angestrebt. Während die Instandhaltung/Erweiterung und der Ausbau der Netzinfrastruktur notwendig und förderlich für die Energieübertragung sind, werden die absolut erhöhten Übertragungskapazitäten nur selten vollumfänglich ausgenutzt. Konträr dazu existieren Zeitabschnitte unzureichender Kapazitäten, die durch das Netzengpassmanagement ausgeglichen werden müssen. In der 50Hertz-Zone konnte festgestellt werden, dass eine statische Erhöhung der Übertragungskapazität um durchschnittlich 7,86 % bzw. 3,83 % für 220 kV- bzw. 380 kV-Systeme ausreichen, um mindestens 50 % der Einspeisungsreduktion zu verhindern. Um 90 % der Reduktion zu verhindern, sind durchschnittlich 23,70 % bzw. 11,90 % für 220 kV- bzw. 380 kV-Systeme notwendig.

Literatur

- [1] Jens Büchner, Jörg Katzfey, Albert Moser, Henning Schuster und Mathias Uslar, „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie): Abschlussbericht Forschungsprojekt Nr. 44/12“, 2014.
- [2] *Netzengpassmanagement in regenerativ geprägten Energiesystemen*, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://core.ac.uk/download/pdf/197485727.pdf>
- [3] *Regelzonenübergreifendes Netzengpassmanagement mit optimalen Topologiemassnahmen*, 2009. [Online]. Verfügbar unter: <https://elpub.bib.uni-wuppertal.de>
- [4] IEC 60287-1-1 Electric cables – Calculation of the current rating – Part 1-1: Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses –General, 2014