

# EINFLUSS KURZFRISTIG STEUERBARER NETZBETRIEBSMITTEL AUF DEN ÜBERTRAGUNGSNETZBETRIEB UNTER STEIGENDEN UNSICHERHEITEN

Tobias VAN LEEUWEN<sup>1</sup>, Jonas EICKMANN<sup>1</sup>, Albert MOSER<sup>1</sup>

## Hintergrund

Betreiber von Übertragungsnetzen stehen im Kontext des strukturellen Wandels des Elektrizitätsversorgungssystems vor großen Herausforderungen. Der Ausbau von dezentralen dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen sowie der zunehmende Handel mit elektrischer Energie auf europäischer Ebene führen das Übertragungsnetz näher an betriebliche Grenzen. Darüber hinaus kommt es zu Verzögerungen beim Netzausbau, so dass Übertragungsnetzbetreiber vermehrt aktiv in den Netzbetrieb eingreifen müssen [1]. Zunehmende Unsicherheiten auf der Erzeugungsseite, wie Prognosefehler von Erneuerbaren Energien, erschweren den Übertragungsnetzbetrieb zusätzlich, da es zu Abweichungen von antizipierten Betriebszuständen kommen kann. Auf unerwartete Überlastungen müssen Übertragungsnetzbetreiber im Systembetrieb reagieren und entsprechende Maßnahmen einleiten. Dabei ist zu beachten, dass die Verfügbarkeit dieser Maßnahmen durch Aktivierungszeiten eingeschränkt ist. Situationen mit unzureichenden Reaktionsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber sind deshalb unbedingt zu vermeiden. Daher ist eine redundante Auslegung des Übertragungsnetzbetriebs eine Möglichkeit mit diesen Unsicherheiten umzugehen. Dies wird zwar im Rahmen des (n-1)-Kriteriums schon heute so gehandhabt, ist aber im Kontext von hohen Einspeiseunsicherheiten möglicherweise nicht immer ausreichend. Eine rein redundante Betriebsauslegung zur Beherrschung von Unsicherheiten würde daher hohe Redispatchmengen erfordern und ist volkswirtschaftlich nicht sinnvoll.

Daneben ermöglichen Netzbetriebsmittel, wie etwa HGÜ-Strecken, FACTS oder Phasenschiebertransformatoren, die sehr kurzfristige Steuerbarkeit von Leistungsflüssen im Übertragungsnetz. Betriebsstrategien, die dieses kurzfristige Potential nutzen, können daher ideal zur Beherrschung von Unsicherheiten eingesetzt werden. Durch eine kurative oder korrektive Maßnahmenumsetzung, wie z.B. die HGÜ-Arbeitspunktanpassung nach einem Ausfall, können die notwendigen präventiven Redispatchmengen zur Schaffung von Redundanzen deutlich reduzieren.

## Methodik

Zur Quantifizierung des Einflusses von kurzfristig einsetzbaren Netzbetriebsmitteln auf den Übertragungsnetzbetrieb ist ein probabilistisches Optimierungproblem formuliert worden. Der „probabilistic security-constrained optimal power flow (pSCOPF)“ basiert dabei auf einem linearen deterministischen Optimierungsverfahren, das bereits für viele Fragestellungen auf Netzmodellen des europäischen Übertragungsnetzes eingesetzt wurde [2]. Dieses Optimierungsverfahren ist um die Berücksichtigung von Szenarien erweitert worden. Die Szenarien beinhalten korrelierte Einspeiseunsicherheiten von Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien und repräsentieren im Übertragungsnetzbetrieb möglicherweise auftretende Betriebszustände. Für jedes Szenario werden Strom- und Spannungsgrenzwerte sowie relevante Freiheitsgrade (HGÜ-Strecken, Transformatoren und Erzeugungsanlagen) berücksichtigt. Darüber hinaus sind szenario- und zeitkoppelnde Nebenbedingungen formuliert worden, um die Aktivierungszeit vorhandener Engpassbehebungsmaßnahmen adäquat abbilden zu können. Diese Formulierung erlaubt es somit eine präventive, kurative und korrektive Maßnahmenumsetzung im Übertragungsnetzbetrieb zu simulieren. Damit ist es möglich Steuerungsstrategien sowie Freiheitsgrade im Übertragungsnetzbetrieb unter dem Einfluss von Unsicherheiten zu bewerten. Das Optimierungsproblem ist als sukzessives lineares Optimierungsproblem formuliert. Zahlreiche Heuristiken erlauben außerdem die Anwendung des Verfahrens auf Modelle des Übertragungsnetzes auf europäischer Ebene.

---

<sup>1</sup> RWTH Aachen, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, Tel.: +49 241 80 96731, Fax: +49 241 80 92197, [tl@iaew.rwth-aachen.de](mailto:tl@iaew.rwth-aachen.de), [www.iaew.rwth-aachen.de](http://www.iaew.rwth-aachen.de)

## Exemplarische Ergebnisse

Exemplarische Ergebnisse sind für ein Erzeugungsszenario des Jahres 2024 auf einem Modell des deutschen Übertragungsnetzes simuliert worden. Dieses Modell enthält rund 2500 Knoten und 4000 Zweige. Die Ergebnisse zeigen, dass kurzfristig steuerbare Netzbetriebsmittel einen großen Einfluss auf die netzbetrieblichen Kosten und die notwendigen Redispatchmengen haben. Dabei ist insbesondere der Einsatz von HGÜ-Strecken bei einer korrektiven Maßnahmenumsetzung hervorzuheben, wodurch sich der zur Netzsicherheit notwendige Redispatchaufwand massiv reduzieren lässt.

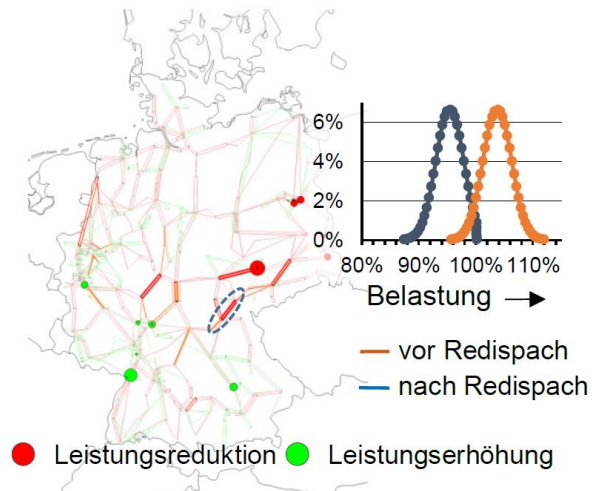


Abbildung 1: Exemplarisches Ergebnis der probabilistischen Optimierung.

## Hinweis

Der Beitrag wird im Rahmen des geförderten Forschungsprojektes „Innovative Tools for Future Coordinated and Stable Operation of the pan-European Electricity Transmission System (UMBRELLA)“, unter dem 7. Rahmenprogramm (RP7) der Europäischen Union (Förderkennzeichen 282775) erstellt.

## Referenzen

- [1] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt. „Monitoringbericht 2014“. 14.11.2014
- [2] J. Eickmann, C. Bredtmann, A. Moser. Security-Constrained “Optimization Framework for Large-Scale Power Systems Including Post-Contingency Remedial Actions and Inter-Temporal Constraints”. International Symposium on Energy System Optimization, Heidelberg 2015.