

EINFLUSS KURZFRISTIG STEUERBARER NETZBETRIEBSMITTEL AUF DEN ÜBERTRAGUNGSNETZBETRIEB UNTER STEIGENDEN UNSICHERHEITEN

Tobias VAN LEEUWEN(*)¹, Jonas EICKMANN¹ und Albert MOSER¹

Kurzfassung: Steigende Unsicherheiten im Betrieb von Übertragungsnetzen, wie Prognosefehler von Erneuerbaren Energien, stellen Betreiber von Übertragungsnetzen vor große Herausforderungen. Zur Vermeidung von unvorhergesehenen Engpässen müssen Sicherheitsmargen geschaffen werden, die ökonomisch nicht optimal sind. Daher wird in diesem Beitrag ein Verfahren vorgestellt, das eine optimale Koordination von Engpassbehebungsmaßnahmen unter Unsicherheiten simuliert. Dazu gehören präventive, kurative und korrektive Umsetzungsstrategien. Dieses Verfahren ermöglicht es, den Einfluss von kurzfristig und flexibel einsetzbaren Netzbetriebsmitteln auf den notwendigen Redispatchbedarf zu bewerten. Anhand von exemplarischen Untersuchungen auf Basis eines Modells des europäischen Übertragungsnetzes wird dieser Einfluss quantifiziert.

Keywords: Übertragungsnetzbetrieb, Unsicherheiten, Prognosefehler, pSCOPF, Redispatch, Netzsicherheit

1 Einleitung

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 was immense Redispatchkosten nach sich zieht [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

¹ Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, Tel: +49 241 80 96731, Fax: +49 241 80 92197, tl@iaew.rwth-aachen.de, <http://www.iaew.rwth-aachen.de>

Betriebsauslegung zur Beherrschung von Unsicherheiten würde daher hohe Redispatchmengen erfordern und ist volkswirtschaftlich nicht sinnvoll.

Netzbetriebsmittel, wie etwa HGÜ-Strecken, FACTS oder Phasenschiebertransformatoren ermöglichen eine sehr kurzfristige Steuerbarkeit von Leistungsflüssen im Übertragungsnetz. Betriebsstrategien, die dieses kurzfristige Potential nutzen, können somit ideal zur Beherrschung von Unsicherheiten eingesetzt werden.

Daher wird im Rahmen dieses Beitrages ein Verfahren vorgestellt, das den Einfluss von kurzfristig steuerbaren Netzbetriebsmitteln auf die Netzsicherheit und die notwendigen Redispatchmaßnahmen simuliert. Dazu wird ein probabilistisches Optimierungsproblem formuliert, das präventive, kurative und korrektive Maßnahmenumsetzungsstrategien berücksichtigt.

2 Untersuchungsmethodik

Der schematische Ablauf der Untersuchungsmethodik ist in Abbildung 1 dargestellt. Neben einem Modell des Übertragungsnetzes und verfügbaren Engpassbehebungsmaßnahmen werden Unsicherheiten in Form von Szenarien als Eingangsdatum genutzt. Diese Szenarien repräsentieren möglicherweise auftretende Last-Einspeisesituationen (LES) über einen ausgewählten Betrachtungszeitraum. In dem nachfolgenden Schritt, wird das Optimierungsproblem mit den entsprechenden Nebenbedingungen und Freiheitsgraden formuliert und gelöst. Dabei werden szenario- und zeitkoppelnde Nebenbedingungen berücksichtigt, die die Simulation von präventiven, kurativen und korrektiven Maßnahmenumsetzungsstrategien ermöglichen. Als Ergebnis werden probabilistische Leistungsflussergebnisse, die notwendigen Maßnahmen zur Engpassbehebung sowie die Kosten des Netzbetriebs ausgegeben.

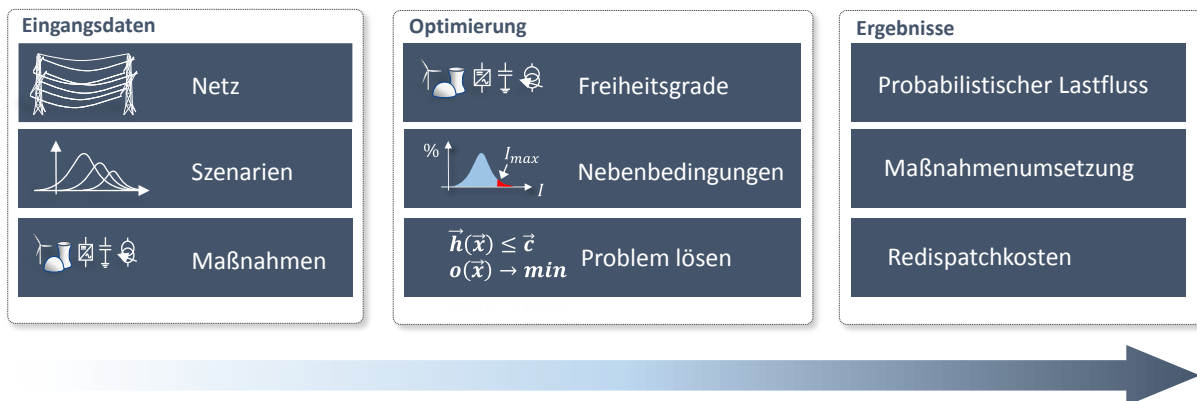


Abbildung 1: Schematischer Ablauf der Untersuchungsmethodik

2.1 Maßnahmenumsetzung unter Unsicherheiten

Zur Gewährleistung der Netzsicherheiten und zur Vermeidung von Engpässen haben Betreiber von Übertragungsnetzen vielfältige Handlungsoptionen, die sich insbesondere in ihrer Wirksamkeit und Umsetzungsdauer unterscheiden. Eine Möglichkeit diese im Umgang mit Unsicherheiten einzusetzen ist die Schaffung von Redundanzen äquivalent zum (n-1)-Kriterium. So kann sichergestellt werden, dass es bei stärker als erwarteten Betriebsmittelbelastungen nicht zu Überlastungen kommt. Dieses rein präventive Vorgehen ist

jedoch aufgrund einer schlechten Ausnutzung der vorhandenen Infrastruktur ökonomisch nicht optimal. So ist es sinnvoller abzuwarten und zusätzliche Informationen über kommende Betriebszustände zu sammeln. Maßnahmen werden umgesetzt, sollte sich eine kritische Situation entwickeln. Dabei muss zur Gewährleistung der Netzsicherheit immer eine ausreichende Menge an Maßnahmen zur Verfügung stehen. Die Umsetzung von Maßnahmen als Reaktion auf die Entwicklung des Betriebszustands wird im Weiteren als kurative Maßnahmenumsetzung bezeichnet.



Abbildung 2: Betriebsmittelbelastung in Abhängigkeit der Belastungsdauer

Darüber hinaus ermöglichen thermische Zeitkonstanten von Betriebsmitteln eine korrektive Maßnahmenumsetzung nach einem Ausfall. Das hat den Vorteil, dass aufgrund geringer Ausfallwahrscheinlichkeiten nur in sehr wenigen Fällen eine Maßnahme tatsächlich umgesetzt werden muss. Voraussetzung für die korrektive Maßnahmenumsetzung ist, dass eine Maßnahme innerhalb einer gewissen Zeit τ_{corr} greifen muss ehe die thermische Belastungsgrenze überschritten wird. In der Regel beträgt diese Zeit 15 Minuten, in der anstelle der Dauerbelastungsgrenze I_{PATL} (PATL: permanent admissible transmission loading) die temporäre Strombelastung I_{TATL} (TATL: temporary admissible transmission loading) als limitierend gilt, siehe Abbildung 2. Dabei müssen sowohl die temporäre als auch die dauerhafte Strombelastung unterhalb der Auslösegrenze I_{TC} (TC: tripping current) liegen.

2.1.1 pSCOPF Modell

Zur Quantifizierung des Einflusses von kurzfristig einsetzbaren Netzbetriebsmitteln auf den Übertragungsnetzbetrieb ist ein probabilistisches Optimierungsproblem 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. Diese Szenarien beinhalten korrelierte Einspeiseunsicherheiten von Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien und repräsentieren im Übertragungsnetzbetrieb möglicherweise auftretende Betriebszustände über einen gewissen Betrachtungszeitraum, wie in Abbildung 3 dargestellt ist.

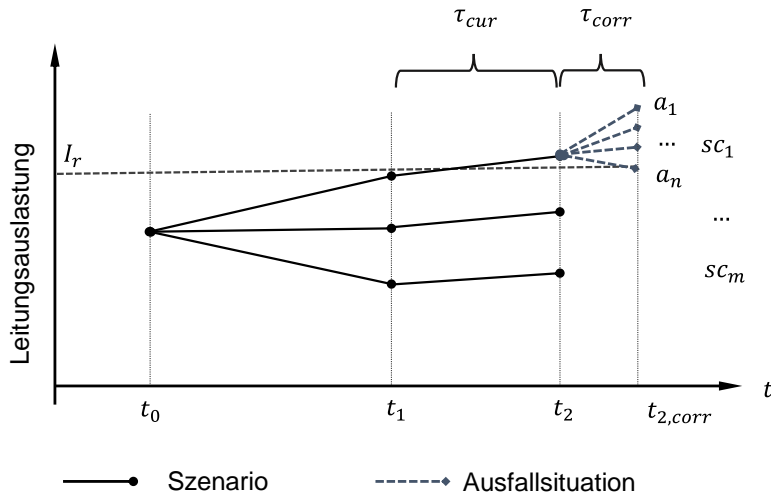


Abbildung 3: Berücksichtigung von Unsicherheiten als Szenarien

Für jedes Szenario werden Ausfallsituationen berücksichtigt, so dass für jedes Szenario Strom- und Spannungsgrenzwerte im gestörten sowie ungestörten Betrieb berücksichtigt werden können. Relevante Freiheitsgrade, wie HGÜ-Strecken, Transformatoren und Erzeugungsanlagen werden in ihrer Wirkung auf einzelne Szenarien und Ausfallsituationen abhängig von ihrer Aktivierungszeit berücksichtigt. Kann eine Maßnahme innerhalb der Aktivierungszeit von τ_{cur} kurativ umgesetzt werden, so besteht nur eine Rückwirkung auf einen einzelnen Zeitschritt eines Szenarios. Maßnahmen, die innerhalb von τ_{corr} nach einer Ausfallsituation eingesetzt werden können, haben nur Rückwirkung auf eine einzelne Ausfallsituation.

Die zur Einhaltung dieser Systematik formulierten Freiheitsgrade und Nebenbedingungen werden in den folgenden Abschnitten näher beschrieben. Dazu werden alle Betriebszustände als Situationen $s \in \Omega$ beschrieben. Dazu zählen Situationen im ungestörten Betrieb $s_0 \in \Omega_0$ sowie Situationen im gestörten Betrieb $s_a \in \Omega_a$. Darüber hinaus wird der Satz von Situationen in Situation pro Zeitschritt pro Szenario unterteilt. Dabei beschreibt Ω^{sc} alle Situationen in einem Szenario und $\Omega^{sc,t}$ alle Situationen für einen Zeitschritt in einem Szenario. Situationen nach einem Ausfall werden darüber hinaus als $\Omega_{a,\tau_c}^{sc,t}$ zusammengefasst.

2.1.2 Nebenbedingungen

Zur Gewährleistung der Netzsicherheit müssen in allen Betriebsituationen alle betrieblichen Grenzwerte eingehalten werden. Daher muss der Anfangs- und Endstrom auf allen Leitungen B_z unterhalb der maximalen Betriebsmittelbelastung $I_{z,max}$ liegen.

$$I_z^s = \begin{pmatrix} |I_{1,b}| \\ |I_{1,e}| \end{pmatrix} \leq I_{z,max} \quad \begin{array}{l} \forall s \in \Omega \\ \forall z \in B_z \end{array} \quad (1)$$

Der maximale Betriebsstrom hängt von der betrachteten Situation ab. Im ungestörten Betrieb beträgt dieser $I_{z,max}^{PATL}$ und im gestörten Betrieb $I_{z,max}^{TATL}$

$$I_{z,max} = \begin{cases} I_{z,max}^{PATL} & \text{für } s \in \Omega_0 \\ I_{z,max}^{TATL} & \text{für } s \in \Omega_a \end{cases} \quad (2)$$

Darüber hinaus muss die Spannung an allen Sammelschienen N innerhalb des erlaubten Spannungsbandes liegen, um einerseits Spannungsstabilitätsprobleme und andererseits beschleunigte Alterungsprozesse zu vermeiden. Dabei ist für Sammelschienen Spannungen keine kurzfristige Überlastbarkeit angenommen worden.

$$V_{min,i}^s \leq |V_i^s| \leq V_{max,i}^s \quad \begin{array}{l} \forall s \in \Omega \\ \forall i \in N \end{array} \quad (3)$$

Im Kontext von Unsicherheiten kann die Einhaltung aller Nebenbedingungen nicht immer garantiert werden. Um dennoch eine Lösung des Optimierungsproblems zu ermöglichen, werden Schlupfvariablen eingeführt, die mit hohen Kosten für Grenzwertverletzungen belegt werden.

$$I_z^s \leq I_{z,max} + v_{I,z}(s) \quad \begin{array}{l} v_{I,z}(s) \in \mathbb{R}_0^+ \\ \forall s \in \Omega \\ \forall z \in B_z \end{array} \quad (4)$$

$$\begin{array}{l} V_{min,i}^s - v_{V,z}^-(s) \\ \leq |V_i^s| \leq V_{max,i}^s + v_{V,z}^+(s) \end{array} \quad \begin{array}{l} v_{U,z}^{+/-}(s) \in \mathbb{R}_0^+ \\ \forall s \in \Omega \\ \forall i \in N \end{array} \quad (5)$$

2.1.3 Freiheitsgrade

Zur Einhaltung der Nebenbedingungen werden im Simulationsverfahren eine Reihe von Freiheitsgraden berücksichtigt. Dazu gehören Kraftwerke, EE-Anlagen, Transformatoren sowie HGÜ-Strecken.

Für jedes Kraftwerk g kann innerhalb der Scheinleistungsgrenzen der Arbeitspunkt angepasst werden. Dabei wird ein vereinfachtes linearisiertes Betriebsdiagramm für Kraftwerke angenommen.

$$\Delta S_g(s) = \Delta P_g(s) + j \cdot \Delta Q_g(s) \leq \Delta S_{max,k} \quad g \in G_g \quad (6)$$

Die Wirk- und Blindleistungsgrenzen gelten dabei für eine Änderung der Leistung als präventive $\Delta S_{g,prev}$, kurative $\Delta S_{g,cur}$ und korrektive Maßnahme $\Delta S_{g,corr}$. Dabei muss jedoch berücksichtigt werden, dass Leistungsgradienten den korrektiven und kurativen Einsatz einschränken. Die maximale kurative und korrektiven Leistungsanpassung sind in den Formeln (7) und (8) beschrieben.

$$\Delta P_{g,cur} \leq \left(\frac{\partial P}{\partial \tau} \right)_{g,max} \cdot \tau_{cur} \quad (7)$$

$$\Delta P_{g,corr} \leq \left(\frac{\partial P}{\partial \tau} \right)_{g,max} \cdot \tau_{corr} \quad (8)$$

Ist das herkömmliche Redispatchpotential nach §13.1 EnWG ausgeschöpft, können Übertragungsnetzbetreiber auf Anlagen auf Basis von Erneuerbaren Energien zurückgreifen

und diese abregeln. Dabei ist zu beachten, dass in diesem Modell die Abregelung von EE-Anlagen lediglich als kurative Maßnahme abgebildet ist.

$$0 \leq P_{res}(s) = P_{0,res} + \Delta P_{res}(s) \leq P_{0,res} \quad res \in RES \quad (9)$$

HGÜ-Strecken sind jeweils als zwei Konverter mit einer verbindenden HGÜ-Leitung modelliert. Die übertragende Wirk- und Blindleistung sind dabei durch die maximale Scheinleistung des Konverters sowie die Belastung der HGÜ-Leitung beschränkt.

$$\begin{aligned} \underline{S}_{dc}(s) &= P_{dc}(s) + jQ_{dc}(s) \\ &= \underline{S}_{0,dc}^{\Omega^{t,sc}} + \Delta \underline{S}_{dc}(s) \leq \underline{S}_{dc,max}(V) \end{aligned} \quad dc \in DC \quad (10)$$

Aufgrund von sehr schnellen leistungselektronischen Elementen kann die Arbeitspunktanpassung von HGÜ-Strecken in kurativer und in korrektiver Form durchgeführt werden. Die maximale Leistungsänderung ist dabei abhängig von der Betrachtungszeit.

$$\left| \left(P_{dc}^t(s) - P_{dc}^{t+\tau}(s) \right) \right| \leq \Delta P_{dc,max,\tau_{cur/corr}} \quad dc \in DC \quad (11)$$

Die Stufung r eines Transformators γ ist als Änderung der Vierpolparameter des Transformators abgebildet. Eine detaillierte Beschreibung dieses Vorgehens kann in [3] gefunden werden.

$$\underline{Y}_r(s) = \underline{Y}_r(\gamma_r(s)) = \underline{Y}_k \left(\gamma_{0,r}^{\Omega^{sc,t}} + \Delta \gamma_r(s) \right) \quad \begin{array}{l} \forall \gamma \in \Psi_r \\ \forall r \in R \end{array} \quad (12)$$

2.1.4 Zielfunktion

Um allen Aspekten des Übertragungsnetzbetriebs gerecht zu werden, ist die Zielfunktion als multikriterielle Zielfunktion formuliert worden. Dabei werden die Erwartungswerte der Abweichungen der initialen Arbeitspunkte aller Freiheitsgrade monetär bestraft, um eine minimale Maßnahmenumsetzung zur erzielen. Dieses Vorgehen entspricht dem der Übertragungsnetzbetreiber im realen Übertragungsnetzbetrieb.

Die Kosten für die Anpassung eines Kraftwerks im Redispatch sind abhängig von den jeweiligen Grenzkosten c_p sowie von einem Mengenkostenfaktor $c_{|p|}$ für Wirkleistung und $c_{|q|}$ für Blindleistung. Darüber hinaus sind kurative und korrektive Maßnahmen mit der Auftrittswahrscheinlichkeit eines Szenarios $p(sc)$ bzw. einer Ausfallsituation $p(a)$ gewichtet, um den Erwartungswert der Redispatchkosten zu minimieren. Das führt dazu, dass priorisiert korrektive vor kurativen und vor präventiven Maßnahmen umgesetzt werden. Sind keine ausreichenden korrektiven Handlungsoptionen verfügbar, werden kurative Maßnahmen umgesetzt. Sind keine ausreichenden kurative Maßnahmen verfügbar, werden entsprechend präventive Maßnahmen umgesetzt. Die gesamten Redispatchkosten setzen sich wie folgt zusammen.

$$C_{red} = C_{red,prev} + C_{red,cur} + C_{red,corr} \quad (13)$$

$$C_{red,prev} = \sum_{g \in G} c_p \cdot \Delta P_g + c_{|p|} \cdot |\Delta P_g| + c_{|q|} \cdot |\Delta Q_g| \quad (14)$$

$$C_{red,cur} = \sum_{sc \in S} p(sc) \sum_{g \in G} c_P \cdot \Delta P_{g,cur} + c_{|P|} \cdot |\Delta P_{g,cur}| + c_{|Q|} \cdot |\Delta Q_{g,cur}| \quad (15)$$

$$C_{red,corr} = \sum_{sc \in S} p(sc) \sum_{o \in O} p(a) \sum_{g \in G} c_P \cdot \Delta P_{g,corr} + c_{|P|} \cdot |\Delta P_{corr}| \quad (16)$$

Netzbezogene Maßnahmen müssen nach regulatorischen Vorgaben vor marktbezogenen Maßnahmen umgesetzt werden. Aus diesem Grund werden für die modellierten Freiheitsgrade von Transformatoren und HGÜs keine Grenzkosten angesetzt. Zur Vermeidung von häufigen Schalthandlung und somit zur Vermeidung von vorzeitigen Alterungserscheinungen wird jedoch eine geringe Schalthäufigkeit angestrebt. Diese ist durch mengenbezogene Kosten im Simulationsverfahren berücksichtigt. Die Gesamtkosten für netzbezogenen Maßnahmen setzen sich aus den Kosten für HGÜs und Transformatoren zusammen.

$$C_{net} = C_{DC} + C_R \quad (17)$$

$$C_R = \sum_{sc \in S} p(sc) \sum_{k \in K} c_r \cdot \Delta \gamma_r(s) \quad (18)$$

$$C_{DC} = \sum_{sc \in S} p(sc) \left(\sum_{dc \in DC} |c_P| \cdot \Delta P_{dc}(s) + |c_Q| \cdot \Delta P_{dc}(s) \right) + \sum_{o \in O} p(a) \cdot \left(\sum_{dc \in DC} |c_P| \cdot \Delta P_{dc}(s) + |c_Q| \cdot \Delta P_{dc}(s) \right) \quad (19)$$

Darüber hinaus werden hohe Kosten für die Schlupfvariablen angesetzt, um Grenzwertverletzungen zu minimieren.

$$C_v = \sum_{sc \in S} p(sc) \cdot \left(\sum_{z \in B} c_{I,z}^s \cdot v_{I,z}(s) + \sum_{i \in N} c_{V,i}^{+,s} \cdot v_{V,z}^+(s) + c_{V,i}^{-,s} \cdot v_{V,z}^-(s) \right) \quad (20)$$

Durch Addition der einzelnen Kostenkomponenten lässt sich dann der gesamte Zielfunktionswert bestimmen.

$$f_{obj} = C_{red} + C_{net} + C_v \quad (21)$$

2.2 Lösungsverfahren

Aufbauend auf den Nebenbedingungen, Freiheitsgraden und der Zielfunktion kann ein Optimierungsproblem formuliert werden. Es ist üblich Leistungsflussoptimierungsprobleme als lineares Optimierungsproblem zu formulieren. Dabei wird die eigentliche Optimierung von der Leistungsflussberechnung getrennt. Die Linearisierung erfolgt auf Basis der Jacobimatrix des Newton Raphson Lastflusses, so dass das lineare Optimierungsproblem wie folgt beschrieben werden kann:

$$\begin{aligned} \min f_{obj}(\vec{u}) \\ \text{mit } \mathbf{A} \cdot \vec{u} \leq \vec{b} \end{aligned} \quad (22)$$

Die Lösung des Optimierungsverfahrens erfolgt sukzessive mit einer Reihe von Zwischenschritten zur Reduktion der Problemgröße. Das Lösungsverfahren basiert auf dem in [2] vorgestelltem Verfahren und soll an dieser Stelle nicht weiter vertieft werden.

3 Exemplarische Ergebnisse

Im Folgenden werden exemplarische Untersuchungen gezeigt, die den Einfluss von kurzfristig steuerbaren Netzbetriebsmitteln auf den Übertragungsnetzbetrieb darstellen. Die Untersuchungen sind auf einem Modell des europäischen Übertragungsnetzes durchgeführt worden. Dieses Modell basiert auf öffentlichen Daten und beinhaltet rund 3000 Knoten und 5000 Zweige, siehe Abbildung 4 links [4]. Der Kraftwerkseinsatz basiert darüber hinaus auf einem Marktsimulationsverfahren, das den stündlichen europäischen Kraftwerkseinsatz für das Jahr 2025 simuliert [5]. Die Einspeisung von Windenergieanlagen basieren auf historischen Wetterdaten für verschiedene Regionen in Europa. Darüber hinaus sind Prognosefehler von Windenergieanlagen als 41 Szenarien modelliert worden. Die Prognosefehler sind als normalverteilt angenommen und berücksichtigen räumliche Korrelationen.

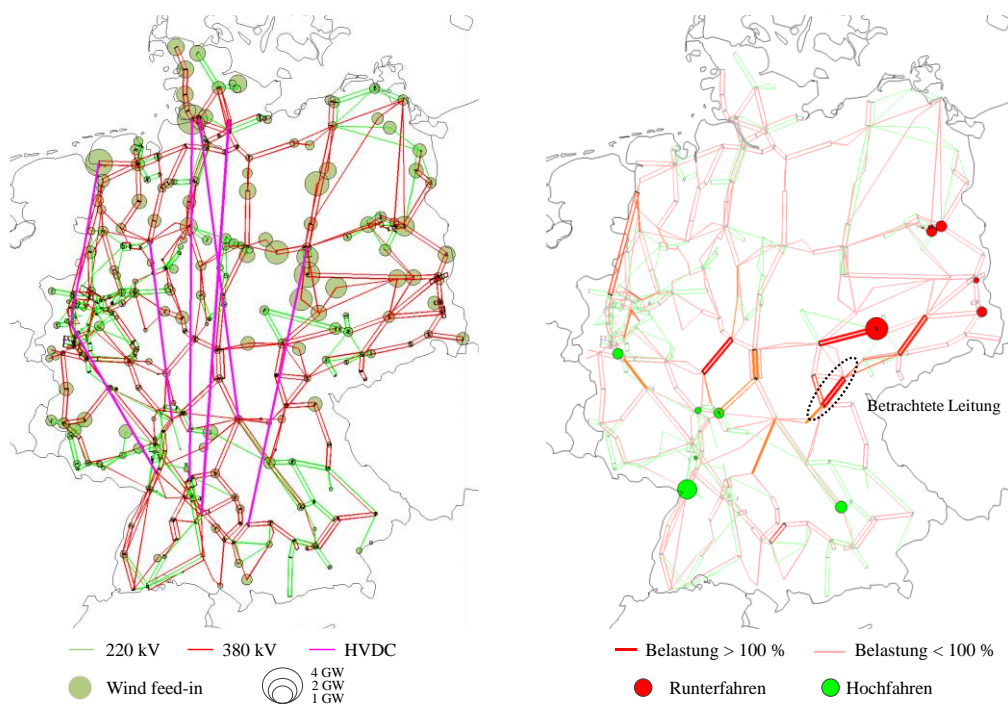


Abbildung 4: Modell des Übertragungsnetzes (links). Probabilistische Lastflussergebnisse und Redispatcheinsatz (rechts)

Die rechte Karte in Abbildung 4 zeigt den erwarteten Redispatcheinsatz für eine Einzelstunde sowie die probabilistische Leitungsbelastung. Dabei sind mehrere Engpässe auf Nord-Süd Trassen zu erkennen.

Neben den Untersuchungen für einen exemplarischen Netznutzungsfall sind drei Simulationen für 8760 Netznutzungsfälle eines exemplarischen Jahres 2025 durchgeführt worden. Die Jahressimulationen unterscheiden sich dabei in der Berücksichtigung von Freiheitsgraden sowie in der Maßnahmenumsetzung, wie folgende Tabelle zeigt:

| RECHNUNG | FREIHEITSGRADE | UMSETZUNG |
|----------------|--|----------------------------------|
| UNTERSUCHUNG A | Kraftwerke | Präventiv |
| UNTERSUCHUNG B | Kraftwerke, Stelltransformatoren und HGÜ | Präventiv und kurativ |
| UNTERSUCHUNG C | Kraftwerke, Stelltransformatoren und HGÜ | Präventiv, kurativ und korrektiv |

Tabelle 1: Untersuchte Szenarien

Das aggregierte Redispatchvolumen ist in Abbildung 5 dargestellt. Die Berücksichtigung eines rein präventiven Redispatches für Kraftwerke erfordert ein Redispatchvolumen von rund 6,5 TWh. Die Berücksichtigung von innerdeutschen HGÜ-Strecken und Stelltransformatoren mit der Möglichkeit der kurativen Maßnahmenumsetzung kann den notwendigen erwarteten Redispatchaufwand signifikant reduzieren. So wird in diesem Fall noch rund 1 TWh an präventiven Redispatchmaßnahmen umgesetzt. Weitere 1,5 TWh werden in Form von kurativen Maßnahmen als HGÜ-Einsatz oder kurzfristigen Kraftwerksanpassungen vorgenommen.

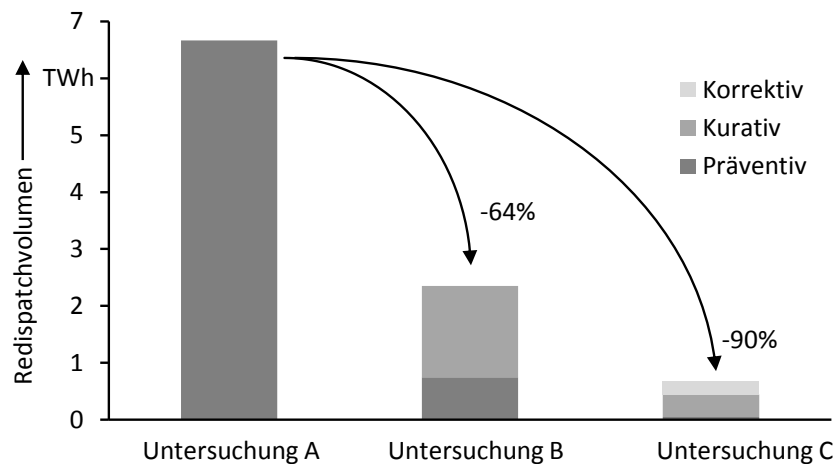


Abbildung 5: Redispatchvolumen in Abhängigkeit der Maßnahmenumsetzung.

Durch die weitere Berücksichtigung einer korrektiven Maßnahmenumsetzung von HGÜ-Strecken und Stelltransformatoren kann der Redispatchaufwand um insgesamt 90 % reduziert werden. Präventive Redispatchmaßnahmen werden dabei auf unter 0,1 TWh reduziert.

4 Zusammenfassung

In diesem Beitrag wurde ein pSCOPF Modell zur Simulation der Engpassbehebung im Übertragungsnetz vorgestellt. Dieses Modell beinhaltet präventive, kurative und korrektive Maßnahmenumsetzung von relevanten Freiheitsgraden. Es hat sich gezeigt, dass insbesondere Freiheitsgrade, die sehr kurzfristig und flexibel einsetzbar sind, großen Einfluss auf den Übertragungsnetzbetrieb haben und ein großes Potential für den Einsatz im Kontext von Unsicherheiten bieten.

5 Referenzen

- [1] „Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt. Monitoringbericht 2014“.
- [2] J. Eickmann, C. Bredtmann und A. Moser, „Security-Constrained “Optimization Framework for Large-Scale Power Systems Including Post-Contingency Remedial Actions and Inter-Temporal Constraints,“ in *International Symposium on Energy System Optimization*, Heidelberg, 2015.
- [3] J. Eickmann, „Simulation der Engpassbehebung im deutschen Übertragungsnetzbetrieb,“ *Aachener Beiträge zur Energieversorgung*, Bd. 164, 2015.
- [4] R. Hermes, T. Ringelband, S. Prousch und H.-J. Haubrich, „Netzmodelle auf öffentlich zugänglicher Datenbasis,“ *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Bd. 59, pp. 76-78, 2009.
- [5] T. Mirbach, „Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im europäischen Strommarkt,“ *Aachen: ABEV Bd. 128*, Nr. Klinkenberg Verlag, 2009.