

# Planungsorientierte Simulation kurativer Maßnahmen im Deutschen Übertragungsnetz

Katharina Kollenda, André Hoffrichter, Maximilian Schneider, Alexander Schrief, Albert Moser

IAEW an der RWTH Aachen University, Schinkelstr. 6 – D-52062 Aachen, Telefon: +49 (241) 80 92472, k.kollenda@iaew.rwth-aachen.de , Internet: [www.iaew.rwth-aachen.de](http://www.iaew.rwth-aachen.de)

**Kurzfassung:** Der Einsatz kurativer Engpassmanagementmaßnahmen (EMM) ist ein vielversprechender Ansatz für die effizientere Nutzung der bestehenden Transportkapazitäten des elektrischen Übertragungsnetzes. In diesem Beitrag wird der Einfluss verschiedener Annahmen zur Strombelastbarkeit von Freileitungen auf das theoretische Potential kurativer EMM anhand eines exemplarischen Zukunftsszenarios untersucht. Die zur Behebung von Netzengpässen notwendigen präventiven und kurativen EMM werden mit Hilfe eines planungsorientierten Simulationsverfahrens des Übertragungsnetzbetriebs ermittelt. Die Ergebnisse zeigen eine starke Abhängigkeit des Potentials kurativer Maßnahmen von der unterstellten temporären thermischen Strombelastbarkeit der berücksichtigten Betriebsmittel und der angenommenen absoluten oberen Stromgrenze. Auf Grundlage der gewonnenen Erkenntnisse werden die Grenzen der Untersuchung und des planungsorientierten Verfahrens sowie konzeptionelle Ansätze notwendiger Weiterentwicklungen für eine betriebsorientierte Simulation diskutiert.

**Keywords:** Übertragungsnetzbetrieb, Präventives und kuratives Engpassmanagement, Redispatch, Dauerhafte und temporäre Strombelastbarkeit

## 1 Motivation und Hintergrund

Der Einsatz kurativer Maßnahmen im operativen Engpassmanagement ist ein vielversprechender Ansatz für die effizientere Nutzung der bestehenden Transportkapazitäten des Übertragungsnetzes und die Reduzierung kostenintensiver Engpassmanagementmaßnahmen (EMM) [1], [2], [3], [4]. Im Gegensatz zur heutigen, weitgehend präventiven Durchführung von markt- und netzbezogenen Maßnahmen zur Erfüllung des (n-1)-Kriteriums, werden kurative Maßnahmen erst bei Eintreten eines Fehlerfalls unter Ausnutzung der temporären Überlastfähigkeit der Betriebsmittel durchgeführt. Hierfür sind Technologien mit ausreichend kurzen Reaktionszeiten notwendig.

Zur Abschätzung des theoretischen Potentials verschiedener Konzepte und Ausprägungen für den Einsatz kurativer EMM können planungsorientierte Verfahren zur Simulation des Übertragungsnetzbetriebs eingesetzt werden. Die hierbei erzielten Ergebnisse können als Grundlage für die Ausgestaltung betriebsorientierter Simulationsmodelle dienen, die die Restriktionen und Prozesse der realen Betriebsplanung und Systemführung genauer abbilden.

Ziel dieses Beitrags ist die Vorstellung eines planungsorientierten Simulationsverfahrens. Mit diesem wird der Einfluss verschiedener Annahmen zur Strombelastbarkeit von Freileitungen, die eine wesentliche Randbedingung in der Ausgestaltung kurativer Betriebskonzepte

darstellt, auf den EMM-Einsatz untersucht. Auf dieser Basis werden konzeptionelle Ansätze notwendiger Weiterentwicklungen für eine betriebsorientierte Simulation diskutiert, die im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Forschungsprojektes „Innovationen in der Systemführung bis 2030“ (InnoSys 2030) geplant sind.

## 2 Modellierung

### 2.1 Modellstruktur und Verfahrensablauf

Der grundlegende Verfahrensablauf der eingesetzten planungsorientierten Methode zur Simulation des Übertragungsnetzbetriebs [1] ist in Abbildung 1 gezeigt. Als Eingangsdaten des Verfahrens dienen die marktbasierten Einspeise- und Lastzeitreihen aller Erzeuger und Verbraucher sowie ein Modell des betrachteten Übertragungsnetzes. Mit Hilfe einer AC-Leistungsflussberechnung werden initiale Arbeitspunkte für jeden Netznutzungsfall (NNF) bestimmt. Hieran schließt sich eine Ausfallsimulation mit Hilfe von linearen Sensitivitätsfaktoren (engl. Line Outage Distribution Factors, LODF), welche zur Approximation der (n-1)-Sicherheit und der Auswirkungen von Ausfällen auf die Leistungsflüsse auf den verbleibenden Leitungen dienen. Zur Auflösung der hierbei ermittelten Netzengpässe werden präventive und kurative EMM in der anschließenden Netzbetriebsoptimierung zentral koordiniert. Die Formulierung erfolgt als gemischt-ganzzahliges, lineares Optimierungsproblem. Zielgröße ist hierbei die Minimierung der Kosten für EMM. Dabei werden präventive und kurative EMM endogen über die Zielfunktion und die Netznebenbedingungen verknüpft. Zur Abbildung des Einflusses des EMM-Einsatzes auf die Leistungsflüsse im Netz werden lineare Sensitivitätsfaktoren, sogenannte Power Transfer Distribution Factors (PTDF) bzw. Phase Shifting Distribution Factors (PSDF) verwendet.

Wesentliche Nebenbedingungen sind die Einhaltung der dauerhaft und temporär zulässigen Stromgrenzwerte  $I_{PATL}^1$  und  $I_{TATL}^2$  der Freileitungen und der Leistungsbilanz (bilanzneutrale Leistungsanpassungen) sowie der technischen und betrieblichen Restriktionen sämtlicher präventiver und kurativer Stellgrößen. Spannungsbedingte Maßnahmen werden in der Formulierung nicht berücksichtigt. Zur Reduzierung der Komplexität des zu lösenden Optimierungsproblems, insbesondere unter Berücksichtigung zeitkoppelnder Nebenbedingungen von Kraftwerken und Speichern, wird der Betrachtungszeitraum in überlappende Zeitscheiben unterteilt. Die resultierenden Teilprobleme werden sukzessive gelöst und die Ergebnisse abschließend zusammengeführt. Dabei würde die direkte Berücksichtigung aller Ausfallsituationen in ausgedehnten Übertragungsnetzen zu einer kaum beherrschbar großen Anzahl an Nebenbedingungen führen. Entsprechend werden, ausgehend von der initialen Lösung der AC-Leistungsflussberechnung, die Ausfallsimulation und EMM-Optimierung solange iterativ wiederholt, bis alle zusätzlichen Ausfälle, welche durch den EMM-Einsatz verursacht werden, erfasst und berücksichtigt werden.

---

<sup>1</sup> Permanently Admissible Transmission Loading (PATL)

<sup>2</sup> Temporarily Admissible Transmission Loading (TATL)

Als Freiheitsgrade des Engpassmanagements stehen heutige netz- und marktbezogene EMM gemäß §13 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) [5] zur Verfügung. Diese umfassen die Anpassung der Arbeitspunkte leistungsflusssteuernder Betriebsmittel wie Hochspannungsgleichstrom (HGÜ)-Systeme und Phasenschiebertransformatoren (PST), aber auch Redispatch mit thermischen Kraftwerken, (Pump-)Speicherkraftwerken und dezentralen Erzeugungsanlagen (Power-to-Gas- und Power-to-Heat-Anlagen). Hinzu kommen Potentiale aus dem Verteilnetz sowie die Abregelung der Erzeugung aus Erneuerbaren Energieanlagen (EE-Anlagen). Alle Freiheitsgrade können in der Parametrierung sowohl für den präventiven als auch für den kurativen Einsatz gewählt werden.

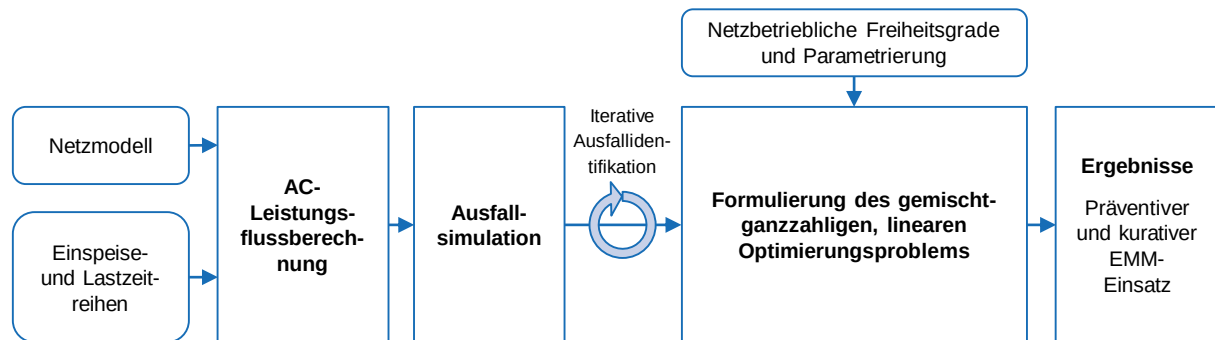


Abbildung 1: Ablauf des planungsorientierten Verfahrens zur Simulation des Übertragungsnetzbetriebs.

## 2.2 Abbildung kurativer Maßnahmen

In der kurativen Netzbetriebsführung wird die Strombelastung jeder Freileitung im Grundfall, die sich aus der Summe der Vorbelastung  $I_{n-0}$  und der Stromänderung durch den Einsatz präventiver Maßnahmen  $\Delta I_{präv}$  zusammensetzt, gemäß Gleichung (1) durch den dauerhaft zulässigen Stromgrenzwert  $I_{PATL}$  begrenzt. Im (n-1)-Fall kommt es zu einer zusätzlichen Stromänderung  $\Delta I_{Ausfall}$ . Die Belastung jeder Leitung ist durch den zum Zeitpunkt der Wirkung kurativer Maßnahmen temporär zulässigen Stromgrenzwert  $I_{TATL}$  beschränkt (siehe Gleichung (2)). Hierbei wird die temporäre Überlastfähigkeit der Betriebsmittel ausgenutzt, welche auf thermischen Ausgleichsvorgängen im Fehlerfall beruht. Die erzielte Stromänderung durch den Einsatz kurativer Maßnahmen  $\Delta I_{kur}$  muss zu einer Reduzierung der Belastung auf ein Niveau unterhalb von  $I_{PATL}$  führen. Dies wird durch die Formulierung weiterer Nebenbedingungen gemäß Gleichung (3) sichergestellt.

$$I_{(n-0)} + \Delta I_{präv} \leq I_{PATL} \quad (1)$$

$$I_{(n-0)} + \Delta I_{präv} + \Delta I_{Ausfall} \leq I_{TATL} \quad (2)$$

$$I_{(n-0)} + \Delta I_{präv} + \Delta I_{Ausfall} + \Delta I_{kur} \leq I_{PATL} \quad (3)$$

Abbildung 2 (links) verdeutlicht für eine exemplarische Freileitung den prinzipiellen Zusammenhang zwischen der maximalen Reaktionszeit  $\Delta t_{max}$ , innerhalb welcher eine kurative Maßnahme nach Eintritt eines Fehlerfalls zum Zeitpunkt  $t_{Fehler}$  wirksam wird, und dem resultierenden temporär zulässigen Stromgrenzwert  $I_{TATL}$ . Vor Fehlerfall ergibt sich der dauerhaft zulässige Stromgrenzwert  $I_{PATL}$  aus dem Minimum des dauerhaft zulässigen thermischen Stromgrenzwertes  $I_{therm,perm.}$  und einer gegebenenfalls vorliegenden absoluten oberen systemisch oder sonstig bedingten Grenze der Strombelastbarkeit  $I_{grenz}$ . Aufgrund thermischer Ausgleichsvorgänge kann die Freileitung nach Eintritt eines Fehlerfalls zum



Strommarktes Zeitreihen für die konventionelle Erzeugung und den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken [14]. Die Erzeugungs- und Lastzeitreihen sind mit einem detaillierten Modell des kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzes mit 25.500 Knoten und 46.800 Kanten verknüpft. Das Netzmodell basiert auf öffentlich zugänglichen Daten und besteht aus der Höchstspannungsebene (HöS) in Kontinentaleuropa (220 kV, 380 kV) und untergeordneten Hochspannungsnetzen in Deutschland und den Nachbarländern (63-150 kV) [15]. Die Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen erfolgt gemäß TYNDP 2016, NEP 2030 (2017) und weiteren nationalen Netzentwicklungsplänen [16], [17]. In Deutschland werden nur die bis 2025 geplanten Ausbaumaßnahmen berücksichtigt, um Verzögerungen des Netzausbaus abzubilden. Es sind fünf HGÜ-Systeme (Nennleistung jeweils 2 GW) und sieben Stationen mit PST (Maximale Phasenverschiebung um 30 Grad, 32 Stufen, basierend auf [18]) Teil des deutschen Übertragungsnetzes. Während die Leistungsflusssimulationen mit dem vollständigen Netzmodell durchgeführt werden, wird die Engpassmanagementsimulation ausschließlich auf das deutsche HöS-Netz angewendet. Zur Untersuchung des Einflusses der temporären thermischen Strombelastbarkeit der Leitungen sowie des Einflusses der angenommenen absoluten oberen Grenze der Strombelastbarkeit auf den EMM-Einsatz werden Parametervariationen durchgeführt. In den Untersuchungsszenarien stehen als präventive EMM Fahrplananpassungen konventioneller Kraftwerke und Speicher, die Abregelung der Einspeisung aus EE-Anlagen (PV, Wind Onshore und Wind Offshore) sowie die Veränderung der Arbeitspunkte von HGÜ-Systemen und PST zur Verfügung. Kurative Anpassungen werden in der gewählten Parametrierung nur für Pumpspeicher (Erhöhung) und Offshore-Wind-Anlagen (Reduzierung) sowie HGÜ-Systeme und PST zugelassen. Hierbei wird angenommen, dass die entsprechenden Anlagen über ausreichend kurze Reaktionszeiten verfügen, um im Fehlerfall die Grenzen der temporären Strombelastbarkeit nicht zu überschreiten.

### **3.1 EMM-Einsatz im Referenzfall**

Als Vergleichsbasis der Parametervariation dienen die Ergebnisse des Referenzfalls, in dem nur der präventive EMM-Einsatz zugelassen wird. Als absolute obere Grenze wird eine Strombelastbarkeit der Leitungen von 3600 A angenommen. Abbildung 3 (links) zeigt die maximale auftretende (n-1)-Stromkreisauslastung innerhalb der untersuchten 8760 Netznutzungsfälle (Jahreslaufsimulation in stündlicher Auflösung), resultierend aus einer Leistungsflussberechnung und (n-1)-Sicherheitsanalyse. Engpässe treten insbesondere in der Mitte und im westlichen Teil Deutschlands auf Leitungen mit Nord-Süd-Ausrichtung auf. Die Jahressumme des präventiven EMM-Einsatzes je Technologie ist für den Referenzfall in Abbildung 3 (rechts) georeferenziert dargestellt. Zur Engpassbehebung wird vorrangig die Einspeisung aus EE-Anlagen in nördlichen und östlichen Regionen reduziert (nach unten gerichtete Dreiecke), was zu einem verstärkten Einsatz konventioneller Kraftwerke (nach oben gerichtete Dreiecke) sowie einer Anpassung des Speichereinsatzes (Rauten) führt.

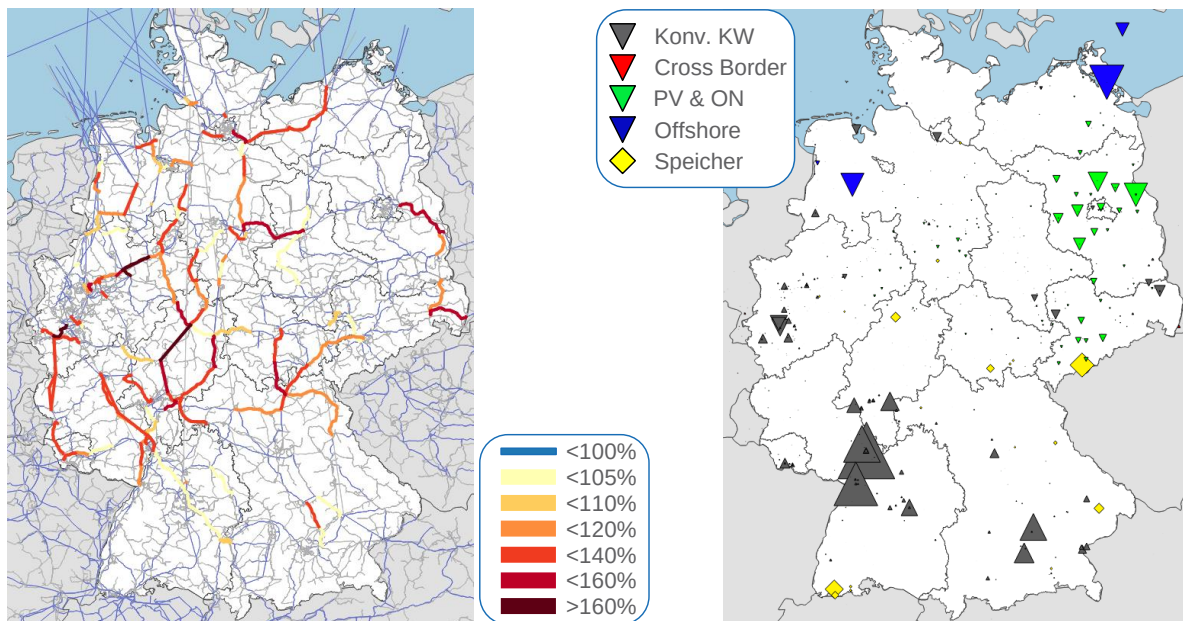


Abbildung 3: Maximale Leitungsauslastung im (n-1)-Fall (links) und Orte des präventiven EMM-Einsatzes (rechts) im Referenzfall.

### 3.2 Einfluss der temporären thermischen Strombelastbarkeit

Ein wesentlicher Einflussfaktor für das Potential zur Reduktion präventiver EMM ist die Differenz zwischen  $I_{TATL}$  und  $I_{PATL}$  der im (n-1)-Fall stärker belasteten Leitungen (siehe Gleichungen (1) - (3)). Zur Untersuchung des Einflusses der Annahmen zur temporären thermischen Strombelastbarkeit  $I_{therm,temp.}$  auf den EMM-Einsatz werden Simulationen unter Variation des Verhältnisses der thermischen Stromgrenzen  $\alpha$  durchgeführt. Eine absolute obere Stromgrenze  $I_{grenz}$  wird hierbei analog zum Referenzfall nur für  $I_{therm,perm.}$  angenommen. Abbildung 4 (links) zeigt die aus den Annahmen resultierende maximale dauerhafte und temporäre Strombelastbarkeit je Leitung für einen exemplarischen Netznutzungsfall. Die dauerhaften Stromgrenzwerte  $I_{PATL}$  sind einheitlich für alle Varianten. Untersucht werden zwei temporäre Überlastfähigkeiten ( $\alpha = 110\%$  bzw.  $\alpha = 120\%$ ) sowie eine unbeschränkte temporäre Überlastfähigkeit ( $TATL \rightarrow \infty$ ), um die maximalen Potentiale abzuschätzen.

Der Einsatz der definierten kurativen Maßnahmen führt bei Annahme einer temporären Überlastfähigkeit von 110 % bzw. 120 % des dauerhaften Stromgrenzwerts zu einer Verringerung des präventiven EMM-Einsatzes gegenüber dem Referenzfall um 44,1 % bzw. 57,6 % (siehe Abbildung 4 (rechts)). Das für das unterstellte Szenario maximale Reduktionspotential für den Einsatz der kurativen Maßnahmen ergibt sich bei unbeschränkter temporärer Überlastfähigkeit zu 63,2 %. Dieser Sockel ist unabhängig von der temporären Überlastfähigkeit und wird nur durch den Umfang der kurativ einsetzbaren Technologien und von (n-0)-Überlastungen verursacht. Letztere können nur durch den Einsatz präventiver EMM behoben werden. Durch den kurativen Maßnahmeinsatz wird insbesondere die präventive Abregelung von EE-Anlagen verringert, was durch ihre nachrangige Stellung in der Einsatzreihenfolge sowie den hiermit verbundenen Kosten begründet ist.



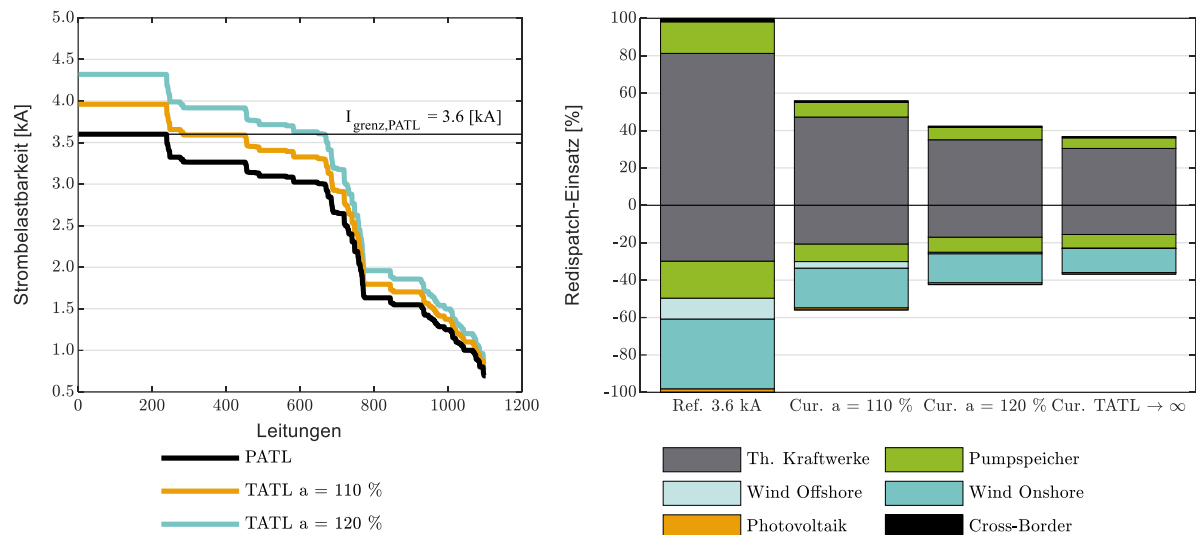


Abbildung 4: Links:  $I_{PATL}$ - und  $I_{TATL}$  aller im Engpassmanagement berücksichtigten Freileitungen für einen exemplarischen Netznutzungsfall. Rechts: Resultierender präventiver EMM-Einsatz je Untersuchungsvariante.

Der kurative Maßnahmenereinsatz führt zu umfangreichen Anpassungen der Arbeitspunkte der leistungsflusssteuernden Betriebsmittel sowie der Einspeisung von Pumpspeicherkraftwerken im (n-1)-Fall. Abbildung 5 zeigt die Jahresdauerlinien des kurativen Einsatzes der verfügbaren Technologien je Netzsituation für die untersuchten Varianten. Hierbei sind die Graphen jeweils absteigend nach dem Umfang des kurativen EMM-Einsatzes sortiert. HGÜ-Systeme werden im Vorfehlerfall üblicherweise mit ihrer Nennleistung von 2 GW betrieben und im Fehlerfall abgeregelt. Bei Annahme einer temporären Überlastfähigkeit von 110 % des dauerhaft zulässigen Stromgrenzwerts (Variante  $Cur. a = 110\%$ ) kommt es in rund 8.000 Ausfallsituationen zur Anpassung der gesteuerten HGÜ-Systeme. Verglichen mit der Variante  $Cur. I_{TATL} \rightarrow \infty$ , sind die Anpassungen jedoch weniger umfangreich. Die Arbeitspunkte des PST-Einsatzes werden in rund 22.000 Ausfallsituationen angepasst, wobei die Anpassung maximal die Hälfte des verfügbaren Stellbereiches umfasst. Eine Erhöhung der Einspeisung von Pumpspeicherkraftwerken und eine damit verbundene, bilanziell gleiche Abregelung der Einspeisung von Wind-Offshore-Anlagen treten in rund 17.000 Ausfallsituationen auf. Hier zeigen die Annahmen zu  $I_{TATL}$  einen deutlich größeren Einfluss auf den Umfang als im Fall der PST.

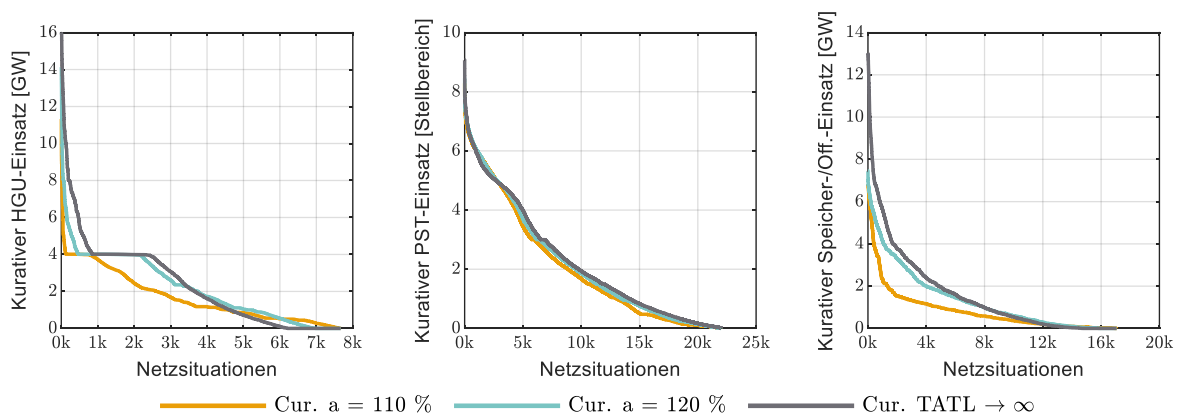


Abbildung 5: Jahresdauerlinien des kurativen Einsatzes von HGÜ-Systemen (links), PST (Mitte) und Pumpspeicherkraftwerken / Wind Offshore-Anlagen (rechts) je (n-1)-Netzsituation unter Variation der Annahmen zur temporären thermischen Strombelastbarkeit.

### 3.3 Einfluss der absoluten oberen Stromgrenze

Die dauerhafte und temporäre Strombelastbarkeit der Leitungen und damit das Potential für den Einsatz kurativer Maßnahmen wird neben der thermischen Strombelastbarkeit durch die Grenzen der Stabilität oder des Schutzes bzw. weiterer Faktoren limitiert. Der Einfluss auf das Potential zum Einsatz kurativer Maßnahmen wird exemplarisch für eine maximale Strombelastbarkeit von 4000 A und 5000 A untersucht. Hierbei wird unterstellt, dass im Rahmen der Reaktionszeit der kurativen Maßnahmen nicht die temporäre thermische Strombelastbarkeit, sondern die angenommene absolute obere Grenze limitierend auf  $I_{TATL}$  wirkt. Bei Bestimmung von  $I_{PATL}$  wird eine Erhöhung der Strombelastbarkeit für alle Leitungen angenommen, deren Strombelastbarkeit initial bei 3600 A liegt. Für alle übrigen Leitungen wird angenommen, dass die verringerte Strombelastbarkeit auf anderen Faktoren beruht und damit nicht beeinflusst werden kann. Abbildung 6 (links) zeigt die resultierenden  $I_{PATL}$ -Werte derjenigen Leitungen, welche im Engpassmanagement berücksichtigt werden und deren  $I_{PATL}$ -Werte durch die Variation der Annahmen für  $I_{grenz}$  beeinflusst werden. Die Werte aller übrigen Leitungen stimmen für alle untersuchten Varianten mit denen des Referenzszenarios (siehe Abbildung 4 (links)) überein. Die resultierenden  $I_{TATL}$ -Werte entsprechen für alle Leitungen dem in der jeweiligen Variante angenommenen Wert für  $I_{grenz}$ . Zur Abschätzung des maximalen, theoretischen Potentials kurativer Maßnahmen wird zusätzlich die Variante „Cur. Max.“ mit einer Begrenzung des  $I_{PATL}$ -Wertes auf 5000 A und einem unbeschränkten  $I_{TATL}$  ( $TATL \rightarrow \infty$ ) untersucht.

Die Ergebnisse der untersuchten Varianten sind in Abbildung 6 (rechts) den entsprechenden Referenzfällen mit angepasstem absoluten oberen Stromgrenzwert gegenübergestellt. Bei Annahme einer absoluten oberen Grenze von 4000 A bzw. 5000 A kommt es in den Referenzfällen („Ref. 4 kA“ bzw. „Ref. 5 kA“) zu einer Verringerung des präventiven EMM-Einsatzes um 6,9 % bzw. 8,8 % im Vergleich zum ursprünglichen Referenzfall („Ref. 3.6 kA“). Werden kurative EMM („Cur. 4 kA“ bzw. „Cur. 5 kA“) zugelassen, reduziert sich der Einsatz präventiver EMM um 58,6 % bzw. 63,7 %. Durch die Annahme höherer  $I_{TATL}$ -Werte (Variante „Cur. Max.“) zeigt sich keine wesentliche weitere Reduktion. Die absolute obere Grenze von 5000 A wird für den kurativen EMM-Einsatz nur in wenigen Ausfallsituationen vollständig genutzt. Der verbleibende präventive EMM-Bedarf ist, wie auch in der Untersuchung des Einfluss der temporären thermischen Strombelastbarkeit in Abschnitt 3.2 beobachtet, durch den Umfang der kurativ einsetzbaren Technologien und die zu lösenden Überlastungen im Grundfall bedingt.



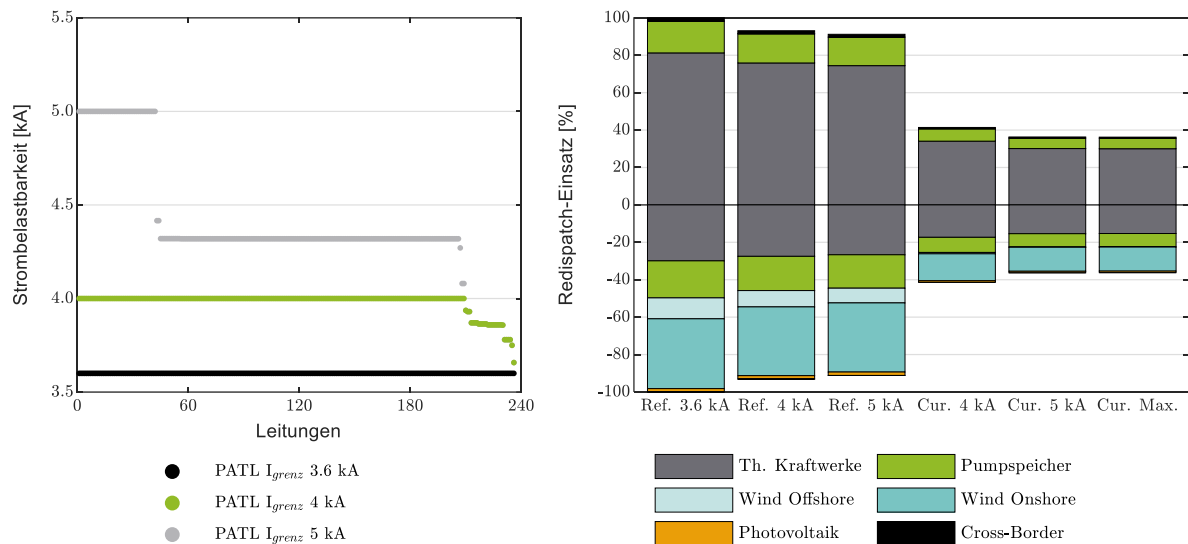


Abbildung 6: Links:  $I_{\text{PATL}}$ -Werte je Untersuchungsvariante aller Freileitungen, die im Engpassmanagement berücksichtigt und durch die Variation der Annahme von  $I_{\text{grenz}}$  beeinflusst werden, für einen exemplarischen Netznutzungsfall. Rechts: Resultierender präventiver EMM-Einsatz je Untersuchungsvariante.

Die Erhöhung der zulässigen Strombelastbarkeit über 4000 A hinaus führt zu einer Erhöhung von Umfang und Häufigkeit des kurativen Einsatzes von HGÜ-Systemen und Pumpspeicherkraftwerken. Der Einsatz von PST wird im untersuchten Szenario vergleichsweise wenig beeinflusst, siehe Abbildung 7.

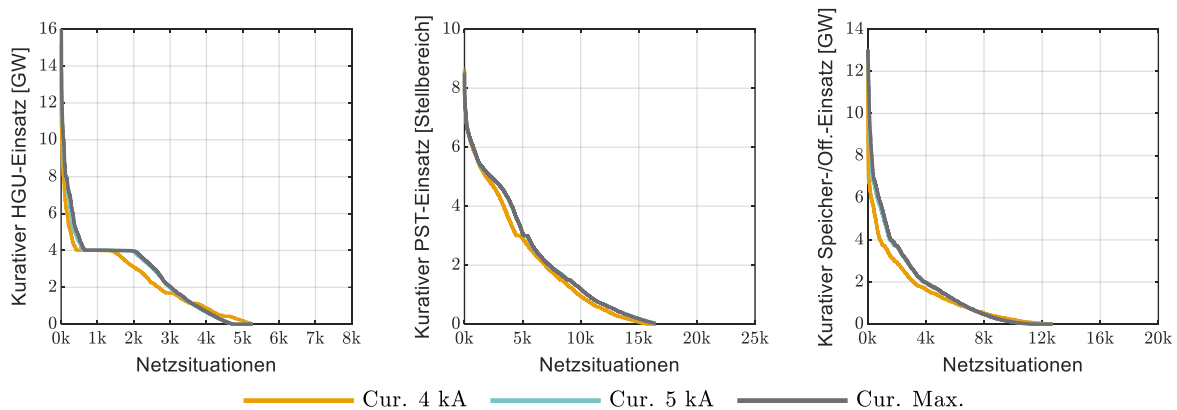


Abbildung 7: Jahresdauerlinien des kurativen Einsatzes von HGÜ-Systemen (links), PST (Mitte) und Pumpspeicherkraftwerken / Wind Offshore-Anlagen (rechts) je Netzsituation unter Variation der Annahme von  $I_{\text{grenz}}$ .

## 4 Grenzen der Untersuchung und Diskussion

In der planungsorientierten Simulation des Übertragungsnetzbetriebs werden Annahmen getroffen, um das Verfahren auf realskalige Übertragungssysteme anwenden zu können und Rechenzeiten zu begrenzen. Für die Einbindung kurativer Maßnahmen in den Realbetrieb von Übertragungsnetzen sind diese Annahmen tiefergehend zu untersuchen. Zur sachgerechten Bewertung kurativer Netzbetriebsführungskonzepte bedarf es einer betriebsorientierten Simulation, welche alle relevanten technischen und betrieblichen Restriktionen der Betriebsplanungs- und Systemführungsprozesse abbildet, um die Systemsicherheit weiterhin zu gewährleisten. In diesem Zusammenhang sind die folgenden, ausgewählten Aspekte zu analysieren und weiterzuentwickeln:

- Im vorgestellten planungsorientierten Ansatz werden zur Bestimmung der temporären thermischen Stromgrenzwerte  $I_{therm,temp.}$  pauschale prozentuale Erhöhungen der dauerhaften thermischen Stromgrenzwerte  $I_{therm,perm.}$  angenommen. In einer betriebsorientierten Simulation sind temporäre Überlastfähigkeiten je Stromkreis und in Abhängigkeit des Leitertyps, der Vorbelastung im Grundfall, der Witterungsbedingungen sowie der zulässigen Belastungsdauer zu bestimmen. Da die Vorbelastung abhängig vom präventiven Maßnahmenereinsatz ist, welcher wiederum mit dem kurativen Einsatz wechselwirkt, müssen die temporären Stromgrenzwerte iterativ bzw. modellendogen bestimmt oder entsprechend abgeschätzt werden.
- Neben strombedingten Engpässen auf Freileitungsübertragungsstrecken sind auch andere Betriebsmittel, wie Kabel oder Transformatoren, in den Betrachtungsbereich aufzunehmen, da diese gegebenenfalls begrenzend auf den EMM-Einsatz wirken können.
- Die technologiespezifischen Reaktionszeiten kurativer Maßnahmen sind detaillierter zu analysieren, um zu gewährleisten, dass die zulässigen temporären Stromgrenzwerte im Fehlerfall eingehalten werden können. Ebenso sind auch geeignete Redundanz- und Ablösekonzepte für den kurativen Maßnahmenereinsatz zu diskutieren, durch welche der sichere Netzbetrieb bei Nichtverfügbarkeit bzw. nach Ende der Wirkdauer einer geplanten kurativen Maßnahme im Fehlerfall gewährleistet wird.
- Zur Abbildung realitätsnaher Betriebsplanungs- und Systemführungsprozesse ist eine hochaufgelöste Betrachtung des vor- und untertägigen Zeitbereichs in einem rollierenden Verfahren mit beschränkter Voraussicht unter Berücksichtigung des Einflusses von Unsicherheiten essentiell.
- Im Rahmen der Untersuchungen wurde ein umfangreiches kuratives Stellpotential angenommen. Die unter dieser Annahme beobachteten, teils sehr umfangreichen Leistungsanpassungen im Fehlerfall können insbesondere für hohe  $I_{TATL}$ -Werte potentiell die Systemstabilität beeinflussen und stellen hohe Anforderungen an die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit der notwendigen Infrastruktur zur Umsetzung der kurativen Maßnahmen. Eine Begrenzung des kurativen Stellpotentials sowie des zulässigen kurativen EMM-Einsatzes hat jedoch eine Einschränkung des Potentials zur Reduktion des präventiven EMM-Einsatzes zur Folge [1].
- Für die Bewertung und Gewährleistung der Durchführbarkeit von präventiven und kurativen EMM ist die Bestimmung einer zulässigen zeitlichen Abfolge der Teilmaßnahmen notwendig. Der sogenannte Transitions Pfad beschreibt dabei den Übergang des Systems von einem Ausgangszustand in einen identifizierten Zielzustand. Hierbei muss sichergestellt werden, dass die nach Fehlereintritt eingeleiteten Eingriffe schnellstmöglich zu einer Behebung der entstehenden Überlastungen führen und keine unzulässigen temporären oder anhaltenden Verletzungen von technischen oder betrieblichen Restriktionen zur Folge haben. In diesem Kontext muss die Validität von Systemzuständen und -übergängen auch aus Sicht der Systemstabilität, insbesondere der Spannungsstabilität, überprüft werden. Um die Blindleistungsflüsse im Übertragungsnetzmodell sachgerecht abbilden zu können, ist die Modellierung realer Kompensationsanlagen zur Blindleistungsbereitstellung erforderlich.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Der Beitrag stellt ein planungsorientiertes Verfahren zur Simulation des Übertragungsnetzbetriebs vor. Anhand eines exemplarischen Zukunftsszenarios werden Jahreslaufsimulationen unter Variation der Annahmen zu den dauerhaft und temporär zulässigen Stromgrenzwerten  $I_{PATL}$  und  $I_{TATL}$  durchgeführt, um deren Einfluss auf den EMM-Einsatz zu untersuchen. Die Ergebnisse zeigen eine starke Abhängigkeit des Potentials kurativer Maßnahmen von der unterstellten temporären thermischen Strombelastbarkeit der berücksichtigten Betriebsmittel und der angenommenen absoluten oberen Stromgrenze. In den untersuchten Varianten ergibt sich eine deutliche Reduzierung des Bedarfes an präventiven EMM durch den Einsatz umfangreicher kurativer EMM.

Um aufbauend auf den gewonnenen Erkenntnissen praxistaugliche Konzepte für kurative Maßnahmen abzuleiten, bedarf es jedoch eines betriebsorientierten Simulationsverfahrens, welches die Restriktionen der Betriebsplanungs- und Systemführungsprozesse sowie den Einfluss von Unsicherheiten genauer abbildet. Die Entwicklung eines solchen, rollierenden Simulationsverfahrens mit Fokus auf den vor- und untertägigen Zeitbereich ist Bestandteil laufender und zukünftiger Arbeiten im Rahmen des Forschungsprojektes "Innovationen in der Systemführung bis 2030 (InnoSys 2030)". Hierbei sollen sowohl die Stromgrenzwerte exakter bestimmt als auch der Einfluss von Unsicherheiten abgebildet werden. Weiterhin wird die stationäre EMM-Optimierung mit Verfahren zur Bewertung der Systemstabilität und zur Ermittlung möglicher Transitionspfade verknüpft, um die Validität der ermittelten EMM und deren Kombinationen zu prüfen und deren Umsetzbarkeit zu gewährleisten.

## 6 Literatur

- [1] A. Hoffrichter, K. Kollenda und M. Schneider, „Simulation of Curative Congestion Management in Large-Scale Transmission Grids“ in *2019 54rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Bucharest, 2019.
- [2] T. van Leeuwen, „Einfluss von Unsicherheiten und Flexibilität auf den deutschen Übertragungsnetzbetrieb; 1. Auflage“. Dissertation, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen University, Aachen, 2018.
- [3] S. C. Müller, „Techno-economic analysis of congestion management in the European transmission system under consideration of flexibility and uncertainty“. Dissertation.
- [4] Deutsche Energie-Agentur GmbH und BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, „Höhere Auslastung des Stromnetzes: Maßnahmen zur höheren Auslastung des Bestandsnetzes durch heute verfügbare Technologien“. Ergebnispapier des dena-Stakeholder-Prozesses, Berlin, Sep. 2017. [Online] Verfügbar unter: [https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads\\_Dateien/esd/9209\\_Ergebnispapier\\_dena-Stakeholder-Prozess-Hoehere\\_Auslastung\\_Stromnetze.pdf](https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9209_Ergebnispapier_dena-Stakeholder-Prozess-Hoehere_Auslastung_Stromnetze.pdf). Zugriff am: 21. Oktober 2018.
- [5] *Energiewirtschaftsgesetz (Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung): EnWG*, vom 2005.
- [6] J. Iglesias und F. Jakl, *Guide for thermal rating calculations of overhead lines: Working group B2.43*. Paris: CIGRÉ, op. 2014.
- [7] IEEE, „IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors“, *IEEE Std 738-2012 (Revision of IEEE Std 738-2006 - Incorporates IEEE Std 738-2012 Cor 1-2013)*, S. 1–72, 2013, <https://ieeexplore.ieee.org/document/6692858>. Zugriff am: 27. Januar 2020.
- [8] M. Schneider, A. Hoffrichter und R. Puffer, „Theoretical Potential of Dynamic Line Ratings for Congestion Management in Large-Scale Power Systems“ in *2019 IEEE Milan PowerTech*, Milan, Italy, Jun. 2019 - Jun. 2019, S. 1–6.
- [9] Bundesnetzagentur, „Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030“, Bonn, Jun. 2018.

- [10] European Network of Transmission System Operators for Electricity, „Ten Year Network Development Plan 2018 (TYNDP 2018): Scenario Report“, Brussels, 2017. [Online] Verfügbar unter: <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018>. Zugriff am: 15. Januar 2020.
- [11] D. Beulertz und A. Schnettler, „Impact of technical parameters and data quality on wind energy modeling in Germany“ in *17th Wind Integration Workshop (WIW)*, Stockholm, 2018.
- [12] S. Raths *et al.*, „The Energy System Development Plan (ESDP)“ in *[ETG Congress 2015 - Die Energiewende, ETG 2015, 17.11.2015-18.11.2015, Bonn, Germany]*, 2015, 8 S.
- [13] C. Müller *et al.*, „Integrated Planning and Evaluation of Multi-Modal Energy Systems for Decarbonization of Germany“, *Energy Procedia*, Jg. 158, S. 3482–3487, 2019.
- [14] S. Raths, „Marktsimulationsverfahren für einen dezentral geprägten zukünftigen Strommarkt“. Dissertation, Institut für Hochspannungstechnik (IFHT), RWTH Aachen University, Aachen, 2020.
- [15] A. Hoffrichter, H. Barrios, J. Massmann, B. Venkataramanachar und A. Schnettler, „Impact of Considering 110 kV Grid Structures on the Congestion Management in the German Transmission Grid“, *J. Phys.: Conf. Ser.*, Jg. 977, S. 12004, 2018.
- [16] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, „Grid Development Plan 2030: Version 2017“. 2. Entwurf, 2017.
- [17] European Network of Transmission System Operators for Electricity, „Ten Year Network Development Plan 2016“, Brüssel, 2016. [Online] Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/publications/tyndp/tyndp-2016/>. Zugriff am: 15. Januar 2020.
- [18] J. Verboomen, D. van Hertem, P. H. Schavemaker, W. L. Kling und R. Belmans, „Phase shifting transformers: principles and applications“ in *2005 International Conference on Future Power Systems*, Amsterdam, The Netherlands, Nov. 2005 - Nov. 2005, 6 pp-6.

## 7 Förderhinweis

Dieser Beitrag wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) innerhalb des Forschungsprojektes „Innovationen in der Systemführung bis 2030 (InnoSys 2030)“ gefördert (FKZ: 0350036).