

Untersuchung des Einflusses einer Redundanzanforderung für kurative Maßnahmen auf das Potenzial der kurativen Netzbetriebsführung

Tobias SOUS*, Katharina KOLLEND*, Albert MOSER

IAEW an der RWTH Aachen University, Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, Deutschland,
t.sous@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

Kurzfassung: Das Konzept der kurativen Netzbetriebsführung stellt eine Möglichkeit zur effizienteren Nutzung der bestehenden Netzinfrastruktur und zur Senkung der Kosten für Engpassmanagement dar. Die damit einhergehende Höherauslastung führt das Übertragungsnetz näher an seine physikalischen Grenzen, wodurch Aspekte der Systemsicherheit zunehmend in den Fokus rücken. Für die Realisierung einer kurativen Netzbetriebsführung besteht deshalb ein Ziel darin, die Zuverlässigkeit von kurativen Maßnahmen durch Redundanz zu erhöhen. In diesem Beitrag wird ein mögliches Redundanzkonzept für kurative Maßnahmen beschrieben und ein Simulationsverfahren zur integrierten Optimierung des präventiven und kurativen Engpassmanagements unter Berücksichtigung der Redundanzanforderung vorgestellt. Die Forderung nach Redundanz stellt eine zusätzliche Einschränkung bei der Planung des Engpassmanagements dar. Zur Untersuchung des Einflusses der Redundanzanforderung auf das Höherauslastungspotenzial der kurativen Netzbetriebsführung werden Netzbetriebssimulationen auf Basis eines Zukunftsszenarios durchgeführt. Anhand der Erkenntnisse werden mögliche Weiterentwicklungen des Verfahrens beschrieben.

Keywords: Übertragungsnetzbetrieb, Präventives und kuratives Engpassmanagement, Kurative Maßnahmen, Redundanz

1 Motivation und Hintergrund

Der verstärkte Zubau von erneuerbaren Energieanlagen (EE) sowie die Harmonisierung der europäischen Strommärkte führen zu einem steigenden Transportbedarf im europäischen Übertragungsnetz, woraus sich ein erhöhter Bedarf an Engpassmanagementmaßnahmen (EMM) ergibt [1]. Das Konzept der kurativen Netzbetriebsführung stellt eine vielversprechende Möglichkeit zur effizienteren Nutzung der bestehenden Netzinfrastruktur und zur Senkung der Kosten für Engpassmanagement dar [2–4]. Hierbei werden EMM für eine betrachtete Ausfallsituation nicht präventiv umgesetzt, sondern erst nach Auftreten eines Betriebsmittelausfalls. Im störungsfreien Grundfall (n-0) kann das Netz bei einer kurativen Netzbetriebsführung somit höher ausgelastet und der Bedarf an präventiven EMM verringert werden. Da die Umsetzung kurativer EMM erst nach einem Betriebsmittelausfall beginnt, erfolgt eine kurzfristige Überschreitung der permanent zulässigen Strombelastbarkeit (PATL¹) verbleibender Betriebsmittel im Zeitraum zwischen Ausfallereignis und vollständiger

¹ Permanently Admissible Transmission Loading (PATL)

Wirksamkeit der kurativen EMM. Die Höherauslastbarkeit hängt hierbei von den thermischen Reserven der Betriebsmittel ab und ist damit zeitlich begrenzt. [5, 6]

Die angestrebte Höherauslastung im Grundfall (n-0) bei Einsatz von kurativen Netzbetriebsführungskonzepten führt das Übertragungsnetz näher an seine physikalischen Grenzen, weshalb die Systemsicherheit bei der Untersuchung genannter Konzepte immer stärker in den Fokus rückt. Insbesondere Nichtverfügbarkeiten (d.h. keine bzw. verringerte Wirksamkeit) von kurativen EMM gefährden den sicheren Systembetrieb, da sie zur dauerhaften Überlastung und damit zur Beschädigung von Betriebsmitteln sowie zu weiteren Ausfällen führen können. Im Gegensatz zur präventiven Netzbetriebsführung bleibt bei der kurativen Umsetzung von Maßnahmen deutlich weniger Zeit auf Nichtverfügbarkeiten oder Störungen zu reagieren und entsprechende Gegenmaßnahmen einzuleiten. Für eine Umsetzung von kurativen Netzbetriebsführungskonzepten in der Praxis besteht deshalb ein Ziel darin, die Zuverlässigkeit von kurativen EMM zu erhöhen. Die Besicherung von kurativen EMM durch redundante Planung und Vorhaltung dieser stellt dabei einen möglichen Ansatz dar. [5, 7]

Die Forderung einer redundanten Dimensionierung des kurativen Engpassmanagements bewirkt, dass für jede kurativ behandelte (n-1)-Ausfallsituation weitere redundante Maßnahmen zur Verfügung stehen und vorgehalten werden müssen. Wenn für die Behebung einer (n-1)-Überlastung nicht sowohl eine primäre als auch eine redundante kurative EMM zur Verfügung stehen, kann diese Überlastung nicht kurativ behoben werden, was die Behebung durch präventives Engpassmanagement erzwingt. Dies stellt eine zusätzliche Einschränkung bei der Ermittlung von kurativen EMM in der Betriebsplanung dar.

Ziel dieses Beitrags ist die Untersuchung des Einflusses einer Redundanzanforderung für kurative EMM auf die Reduktion des Höherauslastungspotenzials kurativer Netzbetriebsführung. Dazu wird ein bestehendes Verfahren zur integrierten Optimierung präventiver und kurativer EMM erweitert, um die Redundanzanforderung zu berücksichtigen. Durch Vergleich der verbleibenden präventiven Engpassmanagementvolumina auf Basis durchgeführter Jahressimulationen des Engpassmanagements wird anschließend der Einfluss der Redundanzanforderung abgeleitet.

2 Redundanzkonzept für kurative EMM

Zur Schaffung von Redundanz für kurative EMM sind grundsätzlich verschiedene Konzepte denkbar. Neben der Option kurativ eingesetzte Betriebsmittel redundant auszulegen (z.B. durch einen modularen Aufbau mit mehreren unabhängigen Teilsystemen) ist auch eine Besicherung durch zusätzliche Planung weiterer diverser kurativer EMM (sog. diversitäre Redundanz) möglich [8, 9]. Da im europäischen Übertragungsnetz meist mehrere alternative Betriebsmittel zur Verfügung stehen, die prinzipiell für eine kurative Engpassbehebung geeignet wären, liegt die Absicherung dieser durch diversitäre Redundanz nahe. Zudem wird die Wahrscheinlichkeit systematischer Fehler (z.B. Konstruktionsfehler) durch Einsatz diverser Betriebsmittel verringert [9].

Um diversitäre Redundanz für kurative EMM zu erreichen, werden dementsprechend kurative Ersatzmaßnahmen (im Folgenden „Redundanzmaßnahmen“ genannt) mit äquivalenter Wirkung für die Engpassbehebung geplant. Folglich werden im betrachteten Konzept für jede

kurativ behandelte (n-1)-Situation sowohl eine primäre kurative EMM als auch eine kurative Redundanzmaßnahme ermittelt. Im Falle einer Nichtverfügbarkeit der primären EMM kann somit die redundante kurative EMM umgesetzt werden.

Die zeitlich versetzte Aktivierung von primärer und redundanter EMM wirkt sich hierbei auf die Gesamtreaktionszeit, d.h. die Zeit zwischen Ausfallereignis und vollständiger Wirksamkeit der kurativen EMM, aus. Abhängig vom eingesetzten Fehlerdetektions- und Auslösekonzept summieren sich im schlechtesten Fall somit die einzelnen Reaktionszeiten der primären und redundanten Maßnahmen. Umgekehrt verringern sich bei gleichbleibender Gesamtreaktionszeit die zulässigen Reaktionszeiten der primären und redundanten EMM unter Einhaltung der Redundanzanforderung, sodass innerhalb dieser Zeit betriebsmittelabhängig ggf. nur ein verringerter Stellbereich für den kurativen Einsatz zur Verfügung steht. Alternativ kann bei Einführung der Redundanzanforderung die Gesamtreaktionszeit vergrößert werden, was sich auf die temporär zulässige Strombelastbarkeit (TATL²) der Betriebsmittel und somit ebenfalls auf die Dimensionierung des Engpassmanagements auswirkt.

3 Modellierung

3.1 Modellstruktur und Verfahrensablauf

Der Ablauf des verwendeten Verfahrens zur Simulation des Übertragungsnetzbetriebs [2, 10] ist in Abbildung 1 schematisch dargestellt. Auf Basis einer AC-Leistungsflussrechnung werden bestehende Netzengpässe im Betrachtungsgebiet ermittelt. Die Ausfallapproximation erfolgt mittels linearer Sensitivitätsfaktoren (LODF³). Zur Behebung dieser wird ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem (MILP) mit linear abgebildeten Netzrestriktionen aufgestellt. Ebenfalls durch Sensitivitätsfaktoren (PTDF⁴ und PSDF⁵) wird der Einfluss der Freiheitsgrade auf die Netzauslastung abgeschätzt. Die Dimensionierung präventiver und kurativer EMM erfolgt hierbei koordiniert durch eine geschlossene Formulierung des Optimierungsproblems. Zielgröße der Optimierung ist die Minimierung der Gesamtkosten für EMM. Wesentliche Nebenbedingungen sind die Einhaltung der dauerhaft und temporär zulässigen Stromgrenzwerte PATL und TATL und der Leistungsbilanz sowie der technischen und betrieblichen (z.T. zeitgekoppelten) Restriktionen sämtlicher präventiver und kurativer Stellgrößen. Nach Lösung des Optimierungsproblems wird geprüft, ob sich auf Basis des ermittelten EMM-Einsatzes neue Netzengpässe ergeben. Falls dies der Fall ist, werden die zusätzlich identifizierten Engpässe hinzugefügt und eine erneute Formulierung und Lösung des Optimierungsproblems durchgeführt. Dieses iterative Verfahren wird solange wiederholt bis keine neuen Engpässe mehr identifiziert werden. Als Freiheitsgrade des Engpassmanagements stehen abhängig von der gewählten Parametrierung sowohl netz- als

² Temporary Admissible Transmission Loading (TATL)

³ Line Outage Distribution Factors (LODF)

⁴ Power Transfer Distribution Factors (PTDF)

⁵ Phase Shifting Distribution Factors (PSDF)

auch marktbezogene Maßnahmen sowie weitere Potenziale durch die Abregelung von EE zur Verfügung.

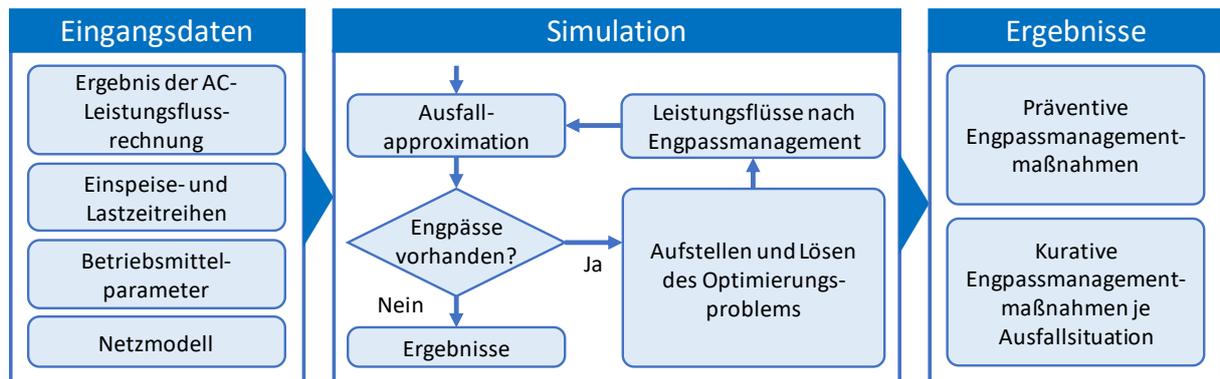


Abbildung 1: Ablauf des Verfahrens zur Simulation des Übertragungsnetzbetriebs nach [2]

3.2 Abbildung kurativer Maßnahmen

Die Abbildung kurativer Maßnahmen im Optimierungsproblem erfolgt nach [2, 10] durch Hinzufügen von Optimierungsvariablen $\Delta P_{cur,k,\phi}^{prim}$ für die Leistungsänderung oder Phasenverschiebung der Einheit k bei kurativem Einsatz in einer Ausfallsituation ϕ . Die Einheit k ist hierbei Teil der Menge K aller als primäre kurative EMM einsetzbaren Betriebsmittel. Diese werden durch Nebenbedingungen zur Einhaltung technologiespezifischer und netzbetrieblicher Restriktionen sowie der Leistungsbilanz verknüpft. Die geschlossene Formulierung der Netznebenbedingungen für das präventive und kurative Engpassmanagement kann den Gleichungen (1) bis (3) entnommen werden.

Im Grundfall vor Eintritt einer Ausfallsituation ist die Übertragungsleistung einer Leitung l in jedem Zeitpunkt t durch ihren PATL-Grenzwert S_l^{PATL} limitiert (1). $S_{F,l}^{n-0}$ beschreibt hierbei den berechneten Leistungsfluss auf Leitung l vor Einsatz präventiver EMM $\Delta P_{prev,m}$ sämtlicher präventiv einsetzbarer Erzeugungseinheiten $m \in M$. Durch Multiplikation mit der linearen Sensitivität $H_{l,m}^{n-0}$ kann die Leistungsänderung auf Leitung l bei präventiver Einspeiseänderung oder Phasenverschiebung der Einheit m berechnet werden. [2]

$$-S_l^{PATL}(t) \leq S_{F,l}^{n-0}(t) + \sum_{m \in M} H_{l,m}^{n-0} \cdot \Delta P_{prev,m}(t) \leq S_l^{PATL}(t) \quad (1)$$

Der präventive EMM-Einsatz beeinflusst ebenfalls die temporäre Höherauslastung in einer Ausfallsituation (n-1) vor Umsetzung kurativer Maßnahmen. Für alle Ausfallsituationen $\phi \in \Phi$ müssen unter Berücksichtigung des präventiven EMM-Einsatzes die TATL-Grenzwerte S_l^{TATL} der Leitungen eingehalten werden (2). Der in einer Ausfallsituation ϕ gültige Leistungsfluss wird durch $S_{F,l,\phi}^{n-1}$ repräsentiert, während $H_{l,m,\phi}^{n-1}$ die Sensitivität von Einheit m auf Leitung l in dieser Ausfallsituation beschreibt. [2]

$$-S_l^{TATL}(t) \leq S_{F,l,\phi}^{n-1}(t) + \sum_{m \in M} H_{l,m,\phi}^{n-1} \cdot \Delta P_{prev,m}(t) \leq S_l^{TATL}(t) \quad (2)$$

Nach vollständiger Umsetzung der präventiven und der kurativen EMM in Ausfallsituation ϕ muss die Leitungsauslastung wieder im permanent zulässigen Bereich liegen (3) [2]:

$$-S_l^{PATL}(t) \leq S_{F,l,\phi}^{n-1}(t) + \sum_{m \in M} H_{l,m,\phi}^{n-1} \cdot \Delta P_{prev,m}(t) + \sum_{k \in K} H_{l,k,\phi}^{n-1} \cdot \Delta P_{cur,k,\phi}^{prim}(t) \leq S_l^{PATL}(t) \quad (3)$$

3.3 Abbildung der Redundanzanforderung für kurative Maßnahmen

Wie in Abschnitt 2 beschrieben, wird für kurative EMM eine Redundanzanforderung definiert, sodass für jede Ausfallsituation ϕ eine primäre und eine redundante kurative EMM dimensioniert werden müssen. Hierzu werden auf Basis von [10] neben den bereits beschriebenen Variablen $\Delta P_{cur,k,\phi}^{prim}$ für die primären kurativen EMM weitere Variablen $\Delta P_{cur,n,\phi}^{red}$ definiert, welche die Leistungsänderung (Phasenverschiebung im Falle von PST) der Einheit n in der jeweiligen Ausfallsituation repräsentieren. Die Einheit n ist Element der Menge N aller als kurative Redundanzmaßnahme einsetzbaren Betriebsmittel.

Wie die primäre kurative EMM muss auch die Redundanzmaßnahme so dimensioniert werden, dass sie in Kombination mit den präventiven EMM die Leitungsauslastung nach vollständiger Umsetzung unterhalb des PATL-Grenzwerts führt. Folglich wird Gleichung (3) für die Redundanzmaßnahme dupliziert und als weitere Nebenbedingung (4) dem Optimierungsproblem hinzugefügt:

$$-S_l^{PATL}(t) \leq S_{F,l,\phi}^{n-1}(t) + \sum_{m \in M} H_{l,m,\phi}^{n-1} \cdot \Delta P_{prev,m}(t) + \sum_{n \in N} H_{l,n,\phi}^{n-1} \cdot \Delta P_{cur,n,\phi}^{red}(t) \leq S_l^{PATL}(t) \quad (4)$$

Um Redundanz herzustellen, muss sichergestellt werden, dass die als primäre kurative EMM eingesetzte Einheit $k \in K$ und die als redundante kurative EMM eingesetzte Einheit $n \in N$ für Ausfallsituation ϕ und Zeitpunkt t nicht identisch sind. Dies wird durch eine vorgelagerte Aufteilung der kurativen Freiheitsgrade in zwei disjunkte Mengen K und N erreicht. Die als primäre EMM einsetzbaren Einheiten der Menge K können auf diese Weise nicht als redundante EMM eingesetzt werden. Andersherum können auch die als redundante Maßnahme einsetzbaren Einheiten N nicht als primäre kurative EMM genutzt werden. Mit Definition der Menge A aller kurativ einsetzbaren Betriebsmittel gilt:

$$K \subset A, \quad N \subset A, \quad K \cap N = \emptyset \quad (5)$$

Welche Betriebsmittel primär und redundant eingesetzt werden können, lässt sich über die Parametrierung des Simulationsmodells vorgeben und wird im Rahmen der Untersuchungen variiert.

4 Ergebnisse

4.1 Untersuchungsrahmen

Zur Untersuchung des Einflusses der Redundanzanforderung werden exemplarische Netzbetriebssimulationen des deutschen Energieversorgungssystems mit einem energiewirtschaftlichen Szenario für das Jahr 2030 durchgeführt. Die installierten Erzeugungsleistungen sowie die Verbraucherlast basieren für Europa auf dem Szenario „Sustainable Transition 2030“ des Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2018 [11]. Für Deutschland wird hierfür das Szenario 2030B des Netzentwicklungsplans (NEP) 2030 (2019) [12] herangezogen. Auf Basis einer Regionalisierung werden Einspeisezeitreihen für

die regenerative Erzeugung und die Verbraucherlast ermittelt [13–15]. Eine Strommarktsimulation liefert anschließend Zeitreihen für die Erzeugungsleistung der konventionellen Kraftwerke und den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken [16].

Das verwendete Netzmodell wurde auf Basis öffentlich zugänglicher Daten konstruiert und beinhaltet die Höchstspannungsebene (HöS) in Kontinentaleuropa (220 kV und 380 kV) sowie unterlagerte Hochspannungsnetze (63-150 kV) in Deutschland und den Nachbarländern [17]. Netzausbaumaßnahmen werden auf Basis des TYNDP 2016, des NEP 2030 (Version 2017) und anhand nationaler Netzentwicklungspläne berücksichtigt [18, 19]. Für Deutschland werden zur Abbildung möglicher Verzögerungen des Netzausbaus nur die bis 2025 geplanten Ausbaumaßnahmen umgesetzt. Insgesamt beinhaltet das Netzmodell somit etwa 25.000 Knoten und 46.800 Kanten. Für das netzbezogene Engpassmanagement stehen im deutschen Übertragungsnetz sieben Stationen mit PST (± 32 Stufen, maximal 30 Grad Phasenverschiebung) und fünf HGÜ-Systeme (jeweils 2 GW Nennleistung) zur Verfügung. Die an Kuppelleitungen installierten PST werden hingegen nicht im Engpassmanagement berücksichtigt, da ihr Arbeitspunkt marktbasierend festgelegt wird [2]. Die Engpassmanagement-simulation erfolgt auf stündlicher Basis (insgesamt 8760 Stunden) und wird ausschließlich auf das deutsche HöS-Netz angewendet, während die zugrundeliegende Leistungsflusssimulation mit dem vollständigen Netzmodell für Kontinentaleuropa durchgeführt wird. Eine Übersicht des Netzmodells und die auf Basis der Leistungsflusssimulation berechneten maximalen (n-1)-Auslastungen der Leitungen sind in Abbildung 2 visualisiert.

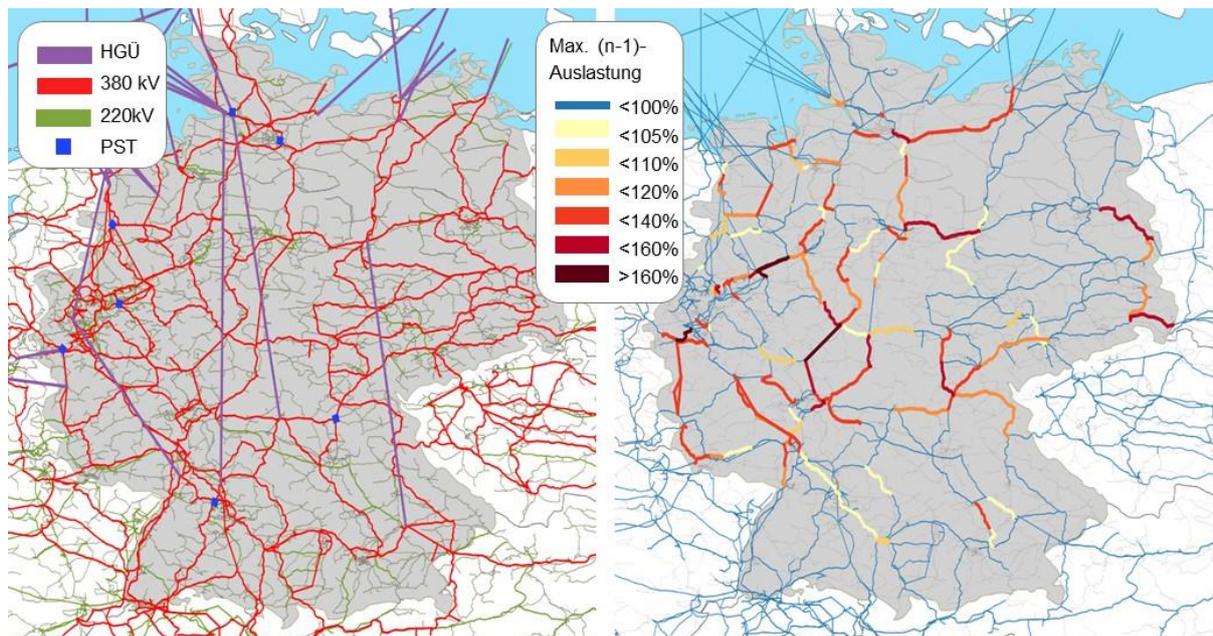


Abbildung 2 Übersicht des verwendeten Netzmodells (links) und maximale (n-1)-Auslastung der Leitungen (rechts)

Die Parametrierung der Engpassmanagementsimulation wird so gewählt, dass als präventive EMM Fahrplananpassungen konventioneller Kraftwerke, die Abregelung der Einspeisung aus EE-Anlagen (Wind Onshore, Wind Offshore, PV) sowie die Änderung der Arbeitspunkte (AP) von HGÜ-Systemen und PST möglich sind. Die als kurative EMM einsetzbaren Betriebsmittel werden im Rahmen der Untersuchungen variiert. Abhängig von der Untersuchungsvariante werden kurative Arbeitspunktanpassungen von HGÜ-Systemen und PST zugelassen oder die kurative Abregelung von Offshore-Windkraftanlagen durchgeführt. Für Letztere ist zum

bilanziellen Ausgleich das simultane Hochfahren von Pumpspeicherkraftwerken notwendig. Für PST und HGÜ-Systeme wird der präventive Einsatz gegenüber dem kurativen Einsatz bevorzugt, indem für den kurativen Einsatz höhere Kostenkoeffizienten im Optimierungsproblem definiert werden. Die Berechnung der TATL-Stromgrenzwerte erfolgt mit einem pauschalen Faktor von 120% des PATL für alle 200kV und 380kV Leitungen. Es wird dabei angenommen, dass die Reaktionszeit der kurativ eingesetzten Betriebsmittel hinreichend kurz ist, sodass keine thermische Überlastung der Leitungen stattfindet. Um weitere systemische Grenzen der Leiterströme, wie z.B. Schutzauslösung oder Stabilitätsgrenzen mit abzubilden, werden die PATL und TATL mit einer absoluten Obergrenze von 4000 A limitiert.

Wie in Abschnitt 3.3 beschrieben, erfordert die gewählte Modellierung eine vorgelagerte Definition zweier disjunkter Betriebsmittelmengen, die jeweils als primäre bzw. redundante kurative EMM eingesetzt werden können. Die Einteilung in disjunkte Mengen (Gleichung (5)) erfolgt im Folgenden auf Basis der Technologietypen der Betriebsmittel. Auf diese Weise werden kurative EMM eines Technologietyps durch redundante EMM eines anderen Technologietyps besichert. Eine Übersicht des gewählten Untersuchungsrahmens mit den jeweils primär und redundant einsetzbaren Betriebsmitteln ist in Tabelle 1 gegeben. Als Referenzszenario wird eine Betriebssimulation mit ausschließlich präventivem Engpassmanagement durchgeführt. In den Untersuchungsvarianten „*Kurativ <Technologie>*“ wird der kurative Einsatz der jeweiligen Technologien zugelassen, aber keine Redundanzanforderung für kurative EMM gestellt. Die Varianten „*Kur. Redundant*“ bilden hingegen die Redundanzanforderung ab. Dabei werden verschiedene, sich gegenseitig besichernde Technologiekombinationen untersucht.

| Untersuchungsvariante | Kurative EMM (primär) | Kurative EMM (redundant) |
|---------------------------------|---|---|
| Referenz | - | - |
| Kurativ PST | AP-Anpassung von PST | - |
| Kurativ HGÜ | AP-Anpassung von HGÜ-Systemen | - |
| Kurativ OFF | Abregelung von Wind Offshore und Erhöhung von Pumpspeichern | - |
| Kurativ PST + HGÜ | AP-Anpassung von PST und HGÜ-Systemen | - |
| Kur. Redundant PST - HGÜ | AP-Anpassung von PST | AP-Anpassung von HGÜ-Systemen |
| Kur. Redundant PST - OFF | AP-Anpassung von PST | Abregelung von Wind Offshore und Erhöhung von Pumpspeichern |

| | | |
|---|---------------------------------------|---|
| Kur. Redundant HGÜ - OFF | AP-Anpassung von HGÜ-Systemen | Abregelung von Wind Offshore und Erhöhung von Pumpspeichern |
| Kur. Redundant PST + HGÜ - OFF | AP-Anpassung von PST und HGÜ-Systemen | Abregelung von Wind Offshore und Erhöhung von Pumpspeichern |

Tabelle 1 Übersicht des Untersuchungsrahmens

4.2 Einfluss der Redundanzanforderung auf das kurative Potenzial

Auf Basis der in Tabelle 1 definierten Varianten werden Netzbetriebssimulationen durchgeführt. Die resultierenden präventiven Redispatch-Volumina (RD) sind in Abbildung 3 als Relativwerte, bezogen auf das präventive RD-Volumen in der Referenzrechnung, dargestellt. Die Ergebnisse für die Varianten „Kurativ“ zeigen die Potenziale der einzelnen eingesetzten Technologietypen zur Senkung des präventiven RD-Bedarfs. Es ist zu erkennen, dass für das betrachtete Szenario die Abregelung von Offshore-Windkraftanlagen (mit bilanziellem Ausgleich durch Leistungserhöhung von Pumpspeicherkraftwerken) das größte kurative Potenzial aufweist und den Bedarf an präventivem RD-Volumen auf 55 % des Referenzbedarfs reduziert. Der kurative Einsatz von HGÜ-Systemen bewirkt hingegen nur eine Reduktion um etwa 6 %. Über alle Untersuchungsvarianten hinweg werden überwiegend thermische Kraftwerke und Onshore-Windkraftanlagen sowie in geringerem Maße auch die Abregelung von PV und Offshore-Windkraftanlagen als präventive EMM eingesetzt.

Für die Szenarien „Kurativ Redundant“ wird jeweils eine Simulation unter der Annahme, dass für die kurativ eingesetzten Betriebsmittel der vollständige technisch nutzbare Stellbereich zur Verfügung steht, durchgeführt. Aufgrund der in Abschnitt 2 beschriebenen sequentiellen Umsetzung von Primär- und Redundanzmaßnahme verringert sich bei Berücksichtigung der Redundanzanforderung und gleichbleibender Gesamtreaktionszeit die zulässige Reaktionszeit der Einzelmaßnahmen. Im Folgenden wird angenommen, dass sich die Gesamtreaktionszeit zwischen den Varianten „Kurativ“ und „Kurativ Redundant“ nicht ändert und somit bei Letzteren nur jeweils die Hälfte der Zeit für primäre und redundante EMM zur Verfügung stehen. Um die Verringerung der zulässigen Reaktionszeit von Primär- und Redundanzmaßnahme im Vergleich zu den Varianten „Kurativ“ vereinfacht abzubilden, werden zusätzliche Simulationen mit Beschränkung der kurativen Stellbereiche auf 50 % für alle Varianten „Kurativ Redundant“ durchgeführt. Die TATL-Stromgrenzwerte, welche von der Gesamtreaktionszeit abhängen, bleiben somit bei allen Untersuchungsvarianten identisch.

Durch Vergleich der präventiven RD-Volumina lässt sich der Einfluss der Redundanzanforderung ableiten. Es wird sichtbar, dass das kurative Potenzial in den Varianten „Kurativ Redundant“ im Wesentlichen durch die als Primär- oder Redundanzmaßnahmen eingesetzte Technologie mit dem geringeren kurativen Potenzial bestimmt wird. Während in den Varianten „Kurativ OFF“ und „Kurativ HGÜ“ präventive RD-Volumina von 55 % bzw. 94,3 % erreicht werden, ergibt sich in Variante „Kur. Redundant HGÜ-OFF“ mit gegenseitiger Besicherung der beiden Technologietypen ein Volumen von 96,4 % gegenüber der Referenzrechnung. Die Redundanzanforderung bewirkt, dass (n-1)-Überlastungen nur dann kurativ behoben werden können, wenn gleichzeitig sowohl eine Primär- als auch eine Redundanzmaßnahme mit ausreichendem Stellbereich und

entsprechender Sensitivität auf den Engpass verfügbar sind. Es existieren allerdings Überlastungen, die ohne Berücksichtigung der Redundanzanforderung kurativ behoben werden könnten, für die diese Forderung jedoch nicht erfüllt wird. Dies hat zur Folge, dass sich für die Varianten „Kurativ Redundant“ höhere präventive RD-Volumina als für die der kombinierten Einzeltechnologien ergeben. Insgesamt zeigen sich durch diesen Effekt nur geringe Erhöhungen des RD-Volumens von etwa 2-5 % des Referenzvolumens (Annahme: 100 % kurativer Stellbereich). Bei Vergleich der präventiven RD-Volumina der Varianten „Kurativ OFF“ mit der redundanten Technologiekombination „Kur. Redundant PST+HGÜ – OFF“ zeigt sich hingegen ein deutlicher Anstieg des RD-Bedarfs von 55 % auf über 80 % des Referenzvolumens.

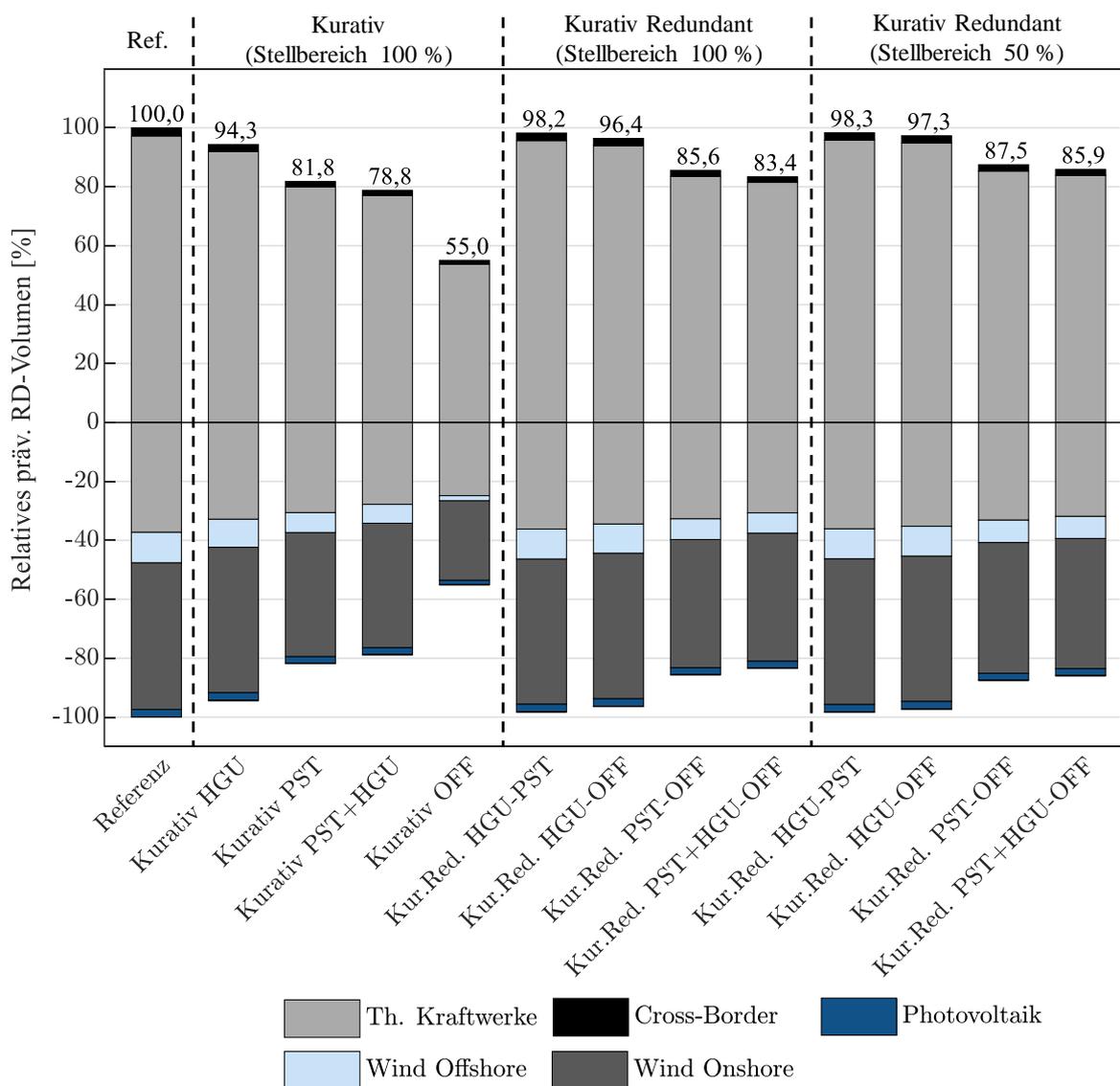


Abbildung 3 Relative präventive Redispatch-Volumina je Technologie und Untersuchungsvariante bezogen auf die präventive Referenzrechnung

Des Weiteren wird in Abbildung 3 sichtbar, dass die Einschränkung des kurativen Stellbereichs auf 50 % nur zu einer geringfügigen Erhöhung der resultierenden präventiven RD-Volumina (zwischen 0,1 % und 2,5 % des Referenzvolumens) führt. Der kausale Zusammenhang hierzu kann aus Abbildung 4 abgeleitet werden, in welcher der kurative Einsatz von PST, HGÜ-

Systemen und Offshore-Windkraftanlagen (kombiniert mit Pumpspeicherkraftwerken) dargestellt ist. Die kurativen Einsätze werden je Netzsituation (beschreibt die Kombination eines Netznutzungsfalls mit einer (n-1)-Ausfallsituation) als Summe über alle Anlagen in absteigend sortierter Reihenfolge abgebildet. Es ist zu erkennen, dass sich der kurative Einsatz zwischen den Untersuchungsvarianten mit vollständigem und reduziertem Stellbereich nur in Netzsituationen mit starkem kurativen EMM-Einsatz wesentlich unterscheidet. Zudem wird deutlich, dass auch ohne Einschränkung des Stellbereichs nur in wenigen Netzsituationen das Stellpotenzial der Anlagen vollständig ausgenutzt wird. Demnach wirken die kurativen Stellpotenziale unter den gewählten Annahmen nur in wenigen Netzsituationen limitierend für die Dimensionierung des kurativen EMM-Einsatzes. Übereinstimmend mit den resultierenden RD-Volumina ergeben sich für die Untersuchungsvarianten „Kur. Redundant PST-OFF“ und „Kur. Redundant PST+HGÜ-OFF“ mit über 10k die meisten Netzsituationen mit kurativem Einsatz. In den Varianten „Kur. Redundant HGÜ-PST“ und „Kur. Redundant HGÜ-OFF“ wird kuratives Engpassmanagement hingegen nur für ca. 2000 bzw. 3000 Netzsituation geplant.

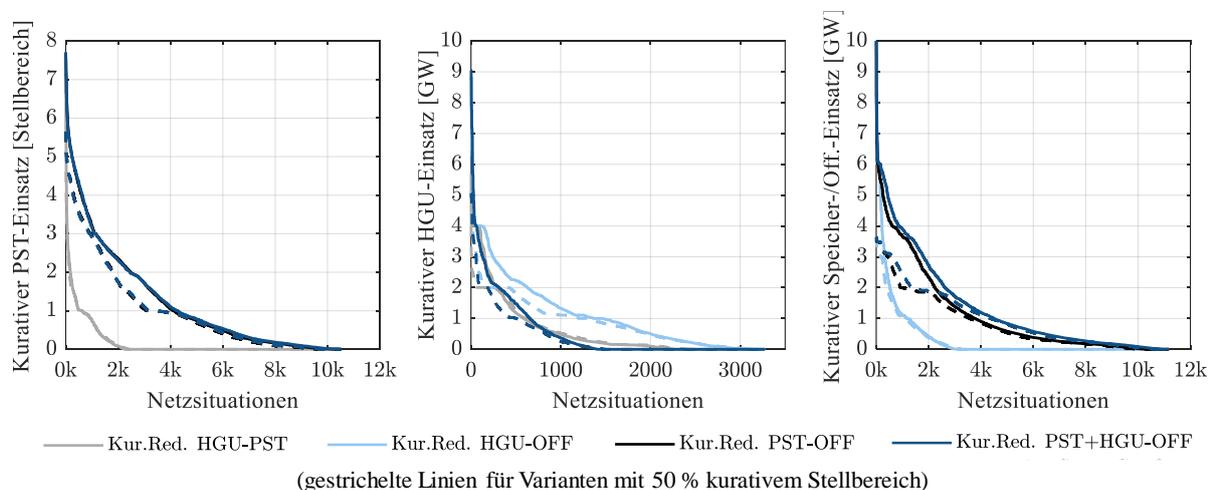


Abbildung 4 Aggregierter kurativer PST-Einsatz (links), HGÜ-Einsatz (mittig) und Speicher-/Offshore-Einsatz (rechts) je Netzsituation in absteigend sortierter Reihenfolge

5 Fazit und Ausblick

Im vorliegenden Beitrag wird ein Konzept zur Besicherung kurativer EMM durch diversitäre Redundanz vorgestellt. Die Redundanzanforderung beschreibt hierbei, dass für jede (n-1)-Überlastung, die kurativ behoben wird, sowohl eine primäre als auch eine redundante kurative EMM vorgehalten werden muss. Zudem wird ein entsprechendes Simulationsverfahren zur koordinierten Optimierung des präventiven und kurativen Engpassmanagements unter Berücksichtigung der Redundanzanforderung beschrieben. Zur Untersuchung des Einflusses der Redundanzanforderung auf das Höherauslastungspotenzial der kurativen Netzbetriebsführung werden Netzbetriebssimulationen auf Basis eines energiewirtschaftlichen Szenarios für das Jahr 2030 durchgeführt. Die gewählte Modellierung geht mit einer vorgelagerten Aufteilung der kurativen EMM in primär und redundant einsetzbare Freiheitsgrade einher. In diesem Beitrag wird die Einteilung der Freiheitsgrade zunächst vereinfacht anhand der Betriebsmitteltechnologien vorgenommen.

Ohne Berücksichtigung der Redundanzanforderung kann das präventive RD-Volumen im untersuchten Szenario durch kurative Abregelung von Offshore-Windkraftanlagen auf 55 %

des Volumens der präventiven Referenzrechnung reduziert werden. Wird die Redundanzanforderung berücksichtigt, resultiert eine maximale Reduktion des präventiven RD-Volumens auf 85,9 % des Referenzvolumens. Das Potenzial der kurativen Netzbetriebsführung zur Senkung des präventiven EMM-Bedarfs wird somit unter den getroffenen Annahmen deutlich eingeschränkt. Aus den Simulationsergebnissen ist erkennbar, dass sich die kurativen Potenziale der einzelnen Technologien stark unterscheiden. Wird die vorgelagerte Einteilung der Freiheitsgrade, wie in diesem Beitrag, anhand der Technologietypen getroffen, hängt die Reduktion des Potenzials im Wesentlichen von der Kombination der primär- und redundant einsetzbaren Technologien ab.

Die vorgestellte Modellierung ist folglich geeignet, um das gewählte Redundanzkonzept abzubilden. Die vorgelagerte Einteilung der kurativen EMM hat jedoch erheblichen Einfluss auf das resultierende Potenzial der kurativen Netzbetriebsführung. Der gewählte Ansatz für die Sicherstellung der Redundanz, in welchem die Maßnahmeneinteilung anhand von Technologien getroffen wird, schränkt das Optimierungsproblem aufgrund der unterschiedlichen kurativen Potenziale zwischen den Technologien stark ein. Es bleibt zu untersuchen, ob durch eine bedarfsgerechte Maßnahmeneinteilung das verbleibende präventive RD-Volumen im Vergleich zum bisherigen Ansatz weiter reduziert werden kann. Hierzu können zukünftig primär und redundant einsetzbare Freiheitsgrade unabhängig von der Technologie (insbesondere auch die gegenseitige Besicherung durch Betriebsmittel derselben Technologie) auf Basis einer Voranalyse der Netzengpasssituation ausgewählt werden. Die Entwicklung eines entsprechenden Verfahrens ist Gegenstand weiterer Forschungsarbeit. Weiterhin sind neben dem vorgestellten Konzept weitere Redundanzkonzepte zur Erhöhung der Zuverlässigkeit kurativer EMM denkbar und bedürfen zusätzlicher Untersuchungen.

6 Referenzen

- [1] Bundesnetzagentur and Bundeskartellamt, "Monitoringbericht 2021," 2021. Accessed: Dec. 29 2021. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [2] A. Hoffrichter, K. Kollenda, M. Schneider, and R. Puffer, "Simulation of Curative Congestion Management in Large-Scale Transmission Grids," in *2019 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Bucharest, Romania, Sep. 2019 - Sep. 2019, pp. 1–6.
- [3] Consentec GmbH, "The Benefits of Innovative Grid Technologies: Final Report," Dec. 2021. Accessed: Dec. 29 2021. [Online]. Available: https://www.currenteuropa.eu/wp-content/uploads/2021/12/currentENT_Consentec_BenefitsOfInnovativeGridTechnologies_FinalReport_20211208_clean.pdf
- [4] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET), "Höhere Auslastung des Stromnetzes: Maßnahmen zur höheren Auslastung des Bestandsnetzes durch heute verfügbare Technologien," 2017.
- [5] T. van Leeuwen, A.-K. Meinerzhagen, S. Raths, and A. Roehder, "Integration kurativer Maßnahmen in das Engpassmanagement im deutschen Übertragungsnetz," in *2020 16. Symposium Energieinnovation, Graz/Austria*, Feb. 2020 - Feb. 2020.

- [6] D. Westermann *et al.*, “Curative actions in the power system operation to 2030,” in *International ETG-Congress 2019; ETG Symposium*, 2019, pp. 1–6.
- [7] K. Kollenda, A. Hoffrichter, M. Schneider, A. Schrief, and A. Moser, “Planungsorientierte Simulation kurativer Maßnahmen im Deutschen Übertragungsnetz,” in *2020 16. Symposium Energieinnovation*, Graz/Austria, Feb. 2020 - Feb. 2020, pp. 1–12.
- [8] *Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems: Part 7: Overview of techniques and measures*, IEC 61508-7:2010, IEC, 2010.
- [9] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, “Redundanz - Modularität - Skalierbarkeit,” 2018. Accessed: Dec. 31 2021. [Online]. Available: https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/RZ-Sicherheit/redundanz-modularitaet-skalierbarkeit.pdf;jsessionid=946BC38C2515773873BD7F8FBB967717.internet081?__blob=publicationFile&v=1
- [10] A. Hoffrichter, “Verfahren zur Betriebssimulation zukünftiger elektrischer Übertragungsnetze,” Dissertation, RWTH Aachen, 2020.
- [11] ENTSO-E, “Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2018 Scenario Report,” [Online]. Available: <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/scenario-report/>
- [12] Bundesnetzagentur, “Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030,” Jun. 2018. Accessed: Jan. 6 2022. [Online]. Available: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2019-2030_Genehmigung_0_0.pdf
- [13] D. Beulertz and A. Schnettler, “Impact of technical parameters and data quality on wind energy modeling in Germany,” 17th Wind Integration Workshop (WIW), Stockholm, 2018.
- [14] S. Raths *et al.*, “The Energy System Development Plan (ESDP),” *International ETG Congress 2015*. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?punumber=7388453>
- [15] C. Müller *et al.*, “Integrated Planning and Evaluation of Multi-Modal Energy Systems for Decarbonization of Germany,” *Energy Procedia*, vol. 158, pp. 3482–3487, 2019, doi: 10.1016/j.egypro.2019.01.923.
- [16] S. Raths, “Ein Marktsimulationsverfahren für einen dezentral geprägten Strommarkt,” Dissertation, Institut für Hochspannungstechnik (IFHT), RWTH Aachen University, Aachen, 2019.
- [17] A. Hoffrichter, H. Barrios, J. Massmann, B. Venkataramanachar, and A. Schnettler, “Impact of Considering 110 kV Grid Structures on the Congestion Management in the German Transmission Grid,” *J. Phys.: Conf. Ser.*, vol. 977, p. 12004, 2018, doi: 10.1088/1742-6596/977/1/012004.
- [18] European Network of Transmission System Operators for Electricity, *Ten Year Network Development Plan 2016*. [Online]. Available: <https://tyndp.entsoe.eu/2016/> (accessed: Jan. 6 2022).
- [19] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, and TransnetBW GmbH, “Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017: Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber,” 2017.