

VERFAHREN ZUR BERÜCKSICHTIGUNG TOPOLOGISCHER MAßNAHMEN IN REDISPATCHSIMULATIONEN

Andrea Ewerszumrode, Niklas Erle, Lukas Kalisch, Simon Krahl, Albert Moser

FGH e.V., Roermonder Straße 199 52072 Aachen, +49 241 997857-153,
andrea.ewerszumrode@fgh-ma.de, <https://www.fgh-ma.de/>

Kurzfassung: Um die Netzsicherheit gewährleisten zu können, stehen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) im Rahmen der Betriebsplanungsprozesse unterschiedliche Maßnahmen zur Verfügung. Darunter bieten vor allem topologische Maßnahmen den ÜNB eine kostengünstige Möglichkeit Gefährdungen der Netzsicherheit zu vermeiden oder zu verringern. Betrieblich werden topologische Maßnahmen oft basierend auf der Betriebserfahrung der zuständigen Schaltungingenieure ausgewählt. Auf Netzberechnungs- und Optimierungsverfahren basierende Empfehlungen können den Netzbetrieb zukünftig unterstützen, indem eine integrierte Betrachtung aller markt- und netzbezogenen Maßnahmen erfolgt. Auf diese Weise ermittelte topologische Maßnahmen können als Entscheidungshilfe für die Schaltungingenieure dienen. In diesem Beitrag wird ein Verfahren vorgestellt, das topologische Maßnahmen anhand von Optimierungsverfahren identifiziert. Hierfür wurde auf einem bereits bestehenden Verfahren zur Redispatchsimulation aufgebaut. Innerhalb des iterativen Verfahrens werden in mehreren Schritten Topologie und Redispatch unabhängig voneinander optimiert. Geeignete topologische Maßnahmen werden basierend auf Lastflussberechnungen und Approximationen bestimmt. Exemplarische Untersuchungen basierend auf realen Netzmodellen des europäischen Übertragungsnetzes zeigten ein Potential zur Senkung marktbezogener Maßnahmen von bis zu 30%.

Keywords: Topologische Maßnahmen, Redispatchsimulationen, Übertragungsnetzbetrieb

1 Motivation

Im Rahmen der aktuellen energiepolitischen Entwicklungen kommt es zu einer signifikanten Transformation des Energiesektors mit weitreichenden Auswirkungen auf heutige und zukünftige Energiesysteme. Der Ausbau von Erzeugungskapazitäten auf Basis regenerativer Energien fern der Lastzentren bewirkt einen verstärkten Transportbedarf. Da der Netzausbau jedoch nur langsam voranschreitet, sind nicht immer ausreichende Transportkapazitäten vorhanden. In diesen Situationen setzen die ÜNB geeignete Gegenmaßnahmen ein, um den zuverlässigen und sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes zu gewährleisten. Topologische Maßnahmen bieten eine kostengünstige Möglichkeit Gefährdungen der Netzsicherheit - insbesondere Überlastungen von Betriebsmitteln - zu vermeiden oder zu verringern. [1] [2]

Im Betrieb werden topologische Maßnahmen häufig basierend auf der Betriebserfahrung der zuständigen Schaltungingenieure ausgewählt [3]. Eine integrierte Betrachtung aller markt- und netzbezogenen Maßnahmen, basierend auf Netzberechnungs- und Optimierungsverfahren, kann zukünftig den Netzbetrieb unterstützen. Auf diese Weise ermittelte Maßnahmen stellen eine mögliche Entscheidungshilfe für Schaltungingenieure dar. Nachfolgend soll daher ein

Verfahren vorgestellt werden, das die Identifikation geeigneter topologischer Maßnahmen anhand von Optimierungsverfahren ermöglicht.

2 Analyse

Im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) werden Maßnahmen definiert, die Netzbetreibern zur Beseitigung von Gefährdungen oder Störungen dienen sollen. Der Maßnahmenkatalog umfasst:

- Netzbezogene Maßnahmen
- Marktbezogene Maßnahmen
- Netzreserve
- Anpassungsmaßnahmen

Nachfolgend werden diese Maßnahmen genauer erläutert. [4] [6]

2.1 Netzbezogene Maßnahmen

In §13 Abs. 1 EnWG werden zum einen netzbezogene Maßnahmen definiert. Zu den netzbezogenen Maßnahmen gehört unter anderem die Änderung von Schaltzuständen im Netz und damit die Änderung der Topologie durch Schaltmaßnahmen. Außerdem gehören Variationen der Transformatorstufenstellung und die Anpassung von Kompensationsanlagen zu den netzbezogenen Maßnahmen. [5] [7] [8]

Netzbezogene Maßnahmen bieten den Vorteil, dass sie für den Netzbetreiber nicht mit direkten Kosten verbunden sind. Obwohl Schalhandlungen teilweise zu einer Reduktion der Übertragungsverluste beitragen können, steigen dadurch in der Regel die Verluste [9]. Durch das Schalten können daher höhere Kosten für Verlustenergie anfallen. Weiterhin trägt jede Schalhandlung zu Alterung und Verschleiß des Schaltgeräts bei. Insbesondere verschlechtert sich die Isolationsfähigkeit des Betriebsmittels. Infolgedessen muss nach einer gewissen Anzahl an Schalhandlungen das Schaltgerät ersetzt werden. Im Vergleich zu Anpassungen der Transportaufgabe, sind die Kosten jedoch gering. Insofern sind topologische Maßnahmen ein effizientes Mittel zur Engpassbehebung. [8] [10]

Die Auswahl von topologischen Maßnahmen ist durch die hohe Anzahl an möglichen Kombinationen komplex. Das gilt insbesondere für den Echtzeit-Betrieb des Netzes. Diese Tatsache lässt sich ebenfalls auf die kurzfristige Betriebsplanung ausdehnen. Als vermeintliche Folge dessen, werden topologische Maßnahmen betrieblich oftmals nicht durch analytische Netzberechnungsverfahren optimiert, sondern basierend auf Betriebserfahrungen eingesetzt. [3] [11]

Die Bedingungen an Schaltzustände sind vielfältig, was die Auswahl geeigneter Zustände erschwert. Im vorgestellten Verfahren wird die Sensitivität einer Schalhandlung auf Zweigströme fokussiert. Eine geeignete Vorauswahl möglicher, betrieblicher Schaltzustände wird vorausgesetzt. [8]

2.2 Marktbezogene Maßnahmen

Reichen netzbezogene Maßnahmen nicht aus, um einen Engpass zu beseitigen, kann zusätzlich auf marktbezogene Maßnahmen zurückgegriffen werden. Im Wesentlichen können die Maßnahmen in Redispatch und Countertrading unterschieden werden. Zum einen können Netzbetreiber Kraftwerke und Speicher anweisen ihre Einspeisung oder ihren Energiebezug zu senken oder zu erhöhen. Diese Anweisung zur Änderung des Anlagenfahrplans wird als Redispatch bezeichnet. Für den Redispatch werden betroffene Anlagenbetreibern entschädigt, indem sie eine Vergütung erhalten, durch die sie weder besser noch schlechter dastehen als ohne Redispatch. Die Anforderungen an die Vergütung sind im EnWG §13a definiert. Weiterhin können ÜNB sogenannte „abschaltbare Lasten“ drosseln. Die „abschaltbare Lasten“ werden durch Betreiber freiwillig gegen eine Vergütung zur Verfügung gestellt, werden jedoch im Rahmen des Engpassmanagement nur in einem geringen Maß eingesetzt. [5] [6] [12] [13]

Eine weitere Möglichkeit Netzengpässen entgegenzuwirken, besteht im Countertrading. Dabei veranlasst der ÜNB präventiv oder kurativ gegenläufige, regelzonenübergreifende Handelsgeschäfte, die dem Engpass entgegenwirken. Für solche Handelsgeschäfte können die ÜNB den Day-Ahead und Intraday-Markt nutzen. Durch solche Geschäfte können nur Netzengpässe zwischen Gebotszonen oder Regelzonen behoben werden, da teilnehmende Anlagen an den Day-Ahead und Intraday-Märkten sich nur einer Gebotszone und in Deutschland auch ihrer Regelzone zuordnen lassen. Eine genaue räumliche Zuordnung erfolgt jedoch nicht. [13] [14]

2.3 Netzreserve

Netzreservekraftwerke nehmen nicht am Strommarkt teil und sind daher in der Regel nicht betriebsbereit. Bis zur Betriebsbereitschaft weisen sie lange Anfahrzeiten auf. Aufgrund der langen Vorlaufzeiten muss Netzreserve bereits im Rahmen von Vorabmaßnahmen in der Betriebsplanung angefordert werden. [13] [15]

Im Rahmen von EnWG §13d und §13i und der darauf aufbauend erlassenen Netzreserveverordnung ermitteln ÜNB jährlich im Rahmen einer Systemanalyse den zukünftigen Reservebedarf. Dieser wird anschließend durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) geprüft und der Netzreservebedarf festgestellt. Anschließend werden die notwendigen Reservekraftwerke durch die ÜNB kontrahiert. [16]

2.4 Anpassungsmaßnahmen

Die Anpassungsmaßnahmen stehen den ÜNB nach EnWG § 13 Abs. 2 zur Verfügung, falls durch Maßnahmen nach EnWG § 13 Abs. 1 Engpässe nicht rechtzeitig behoben werden können. In diesen Fällen sind ÜNB im Rahmen der Zusammenarbeit nach § 12 Absatz 1 verpflichtet, Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen in ihren Regelzonen anzupassen, um einen sicheren und zuverlässigen Betrieb zu ermöglichen. Die Anpassungsmaßnahmen werden als Notfallmaßnahmen nicht entschädigt. [5] [12] [13]

3 Modellbildung

Um eine Auswahl geeigneter topologischer Maßnahmen zu treffen, sind die Auswirkungen der zur Verfügung stehenden Maßnahmen auf die betrachteten kritischen Ausfallsituationen zu bestimmen. Das vorgestellte Verfahren verwendet Sensitivitätsberechnungen zur Approximation der Ausfallsituationen und der topologischen Maßnahmen. Dazu ist zu Beginn des Verfahrens eine Lastflussberechnung durchzuführen. Die verwendeten Sensitivitäten werden aus der Jacobi-Matrix der initialen Lastflussberechnung abgeleitet. Für die Topologieoptimierung werden Ausfälle durch Line Outage Distribution Factors (LODFs) modelliert. Das Entkuppeln und Kuppeln von Sammelschienen als mögliche topologische Maßnahmen wird über LODFs und über Line Closure Distribution Factors (LCDFs) abgebildet [17]. Die Auswirkungen des Fehlers und der Schalthandlung werden im Rahmen des Verfahrens superponiert. [18]

3.1 Approximation für das Kuppeln von Sammelschienen

Ziel der Approximation ist es, den Fluss über einen Zweig im (n-1)-Fall zu bestimmen, ohne dazu einen neuen Lastfluss zu berechnen. Abbildung 1 zeigt schematisch den abzubildenden Zustand. Durch den Ausfall des Zweigs β kommt es zu einer Flussänderung auf Zweig α . Es gilt daher den resultierenden Zweigfluss auf Zweig α zu ermitteln.

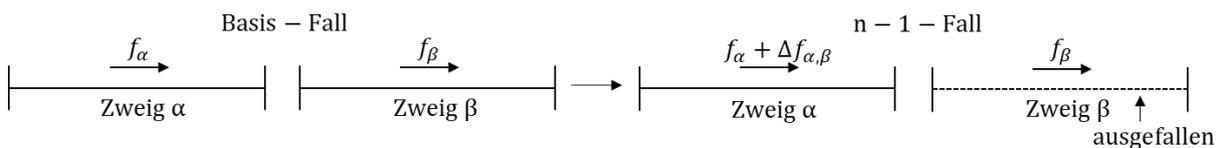


Abbildung 1: Zweigflüsse im Basis- und (n-1)-Fall [17]

Durch Ausfallapproximation kann mithilfe von Sensitivitäten der Fluss f_α^{neu} auf einem Zweig α bei Ausfall eines Zweiges β approximiert werden. Daraus kann dann die, durch den Ausfall bedingte, Flussänderung $\Delta f_{\alpha,\beta}$ auf Zweig α bestimmt werden. Anschließend können LODFs bestimmt werden, indem die Flussänderung $\Delta f_{\alpha,\beta}$ auf den Fluss f_β über Zweig β , vor dem Ausfall, bezogen wird. Dieser Zusammenhang ist in Formel (1) dargestellt.

$$d_{\alpha,\beta} = \frac{\Delta f_{\alpha,\beta}}{f_\beta} \quad (1)$$

Zwischen dem neuen Fluss f_α^{neu} auf Zweig α und dem LODF $d_{\alpha,\beta}$ besteht damit folgender Zusammenhang:

$$f_\alpha^{neu} = f_\alpha + \Delta f_{\alpha,\beta} = f_\alpha + d_{\alpha,\beta} \cdot f_\beta \quad (2)$$

Das Öffnen von Kupplungen und Zweigen, wird in dieser Arbeit analog zu einem Ausfall modelliert. Die Auswirkungen auf Zweige im Netz werden ebenfalls durch LODFs abgebildet. Für eine gleichzeitige Betrachtung eines Ausfalls ((n-1)-Fall) und des Öffnens eines Zweiges müssen die Einflüsse von ausfallendem und zu öffnendem Zweig aufeinander betrachtet werden. Der zu betrachtende Fall wird nachfolgend als (n-1)⁺-Fall bezeichnet und ist in Abbildung 2 schematisch abgebildet.

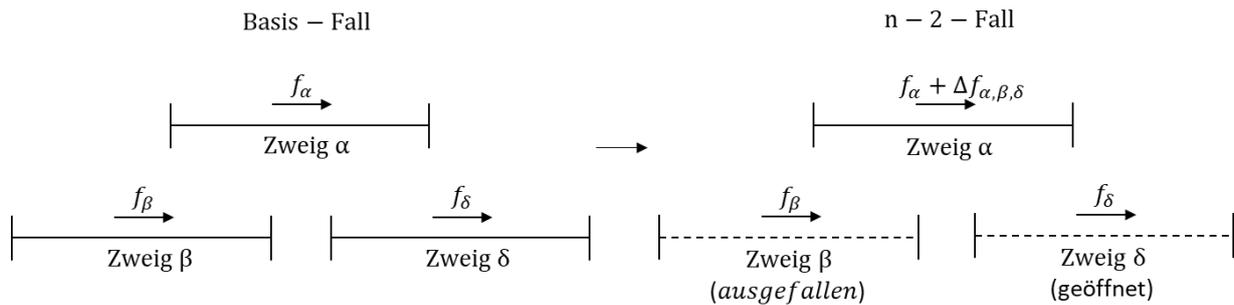


Abbildung 2: Zweigflüsse im Basis- und $(n-1)^+$ -Fall mit geöffnetem Zweig [17]

Es gilt $(n-1)^+$ -Flussänderungen $\Delta f_{\alpha, \beta, \delta}$ zu bestimmen, die auf Zweig α auftreten, wenn zum einen Zweig β ausfällt und zum anderen die Kupplung geöffnet wird, die hier als Zweig δ bezeichnet wird. Um die $(n-1)^+$ -Flussänderungen $\Delta f_{\alpha, \beta, \delta}$ auf Zweig α zu bestimmen, kann der in Formel (3) dargestellte Zusammenhang verwendet werden. [18]

$$\Delta f_{\alpha, \beta, \delta} = \begin{bmatrix} d_{\alpha, \beta} & d_{\alpha, \delta} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & -d_{\beta, \delta} \\ -d_{\delta, \beta} & 1 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} f_\beta \\ f_\delta \end{bmatrix} \quad (3)$$

Damit folgt der resultierende Fluss f_α^{neu} auf Zweig α gemäß Formel (4). [18]

$$f_\alpha^{neu} = f_\alpha + \Delta f_{\alpha, \beta, \delta} \quad (4)$$

Die Ergebnisse dieser Approximationen, dienen als Eingangsdaten für die Optimierung. Die Flüsse f , die im Rahmen dieser Arbeit zur Berechnung der LODFs verwendet werden, sind die Stromflüsse, die auch Gegenstand der Optimierung sind.

3.2 Approximation für das Kuppeln von Sammelschienen

Ziel dieser Approximation ist die Ermittlung von Zweigflüssen im Fall, dass eine Kupplung neu geschlossen wird. Die Kupplungen werden im Rahmen dieser Arbeit als Zweige mit sehr geringer und daher zu vernachlässigender Impedanz modelliert. Abbildung 3: zeigt schematisch den hier betrachteten Fall. Es gilt zu bestimmen wie sich das Anschließen eines Zweigs β auf den Zweigfluss über Zweig α auswirkt.

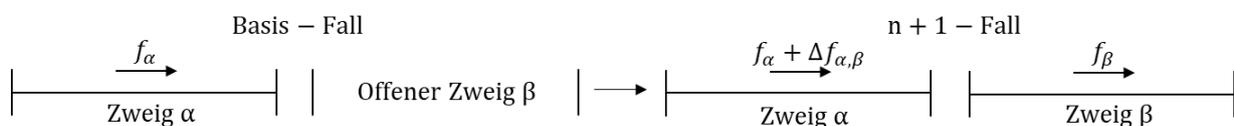


Abbildung 3: Zweigflüsse im Basis-Fall und mit neu angeschlossenenem Zweig [17]

Um die Auswirkungen des Schließens der Kupplung zu bestimmen, muss zunächst der Stromfluss bestimmt werden, der nach dem Schließen über die Kupplung fließt. Die offenen Kupplungen werden, wie in der Lastflussrechnung üblich, als hochohmige Verbindungen modelliert und damit vernachlässigt. Folglich ist auch hier eine Approximation des Stroms über die Kupplung, nachdem sie geschlossen wird, notwendig. Abbildung 4 zeigt das Modell für das Kuppeln zweier Sammelschienen.

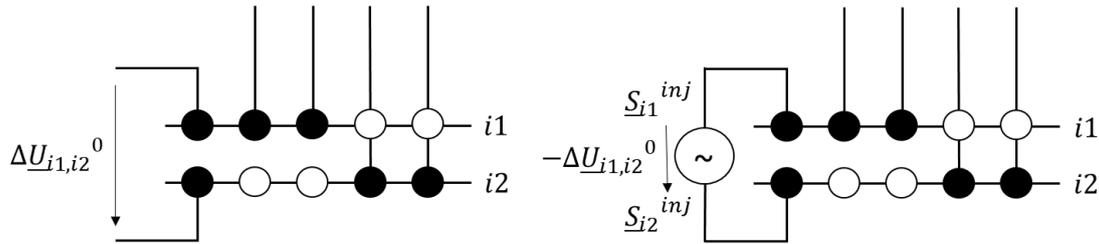


Abbildung 4: Model für das Schließen einer Kupplung [19]

Es wird angenommen, dass für die direkte Verbindung zweier elektrischer Knoten die Gleichung $\underline{U}_{i1} = \underline{U}_{i2}$ gilt. Folglich muss der Strom \underline{I}_S über die Kupplung so gewählt werden, dass der Spannungsabfall $\Delta U_{i1,i2}$ zwischen den Sammelschienen kompensiert wird. Für den Strom und die resultierende Spannungsänderungen gilt Gleichung (5). [19]

$$\begin{pmatrix} 0 \\ \vdots \\ -\underline{I}_S \\ \vdots \\ \underline{I}_S \end{pmatrix} = \underline{Y} \cdot \begin{pmatrix} \Delta \underline{U}_1 \\ \vdots \\ \Delta \underline{U}_{i1} \\ \vdots \\ \Delta \underline{U}_{i2} \end{pmatrix} \Leftrightarrow \begin{pmatrix} 0 \\ \vdots \\ -1 \\ \vdots \\ 1 \end{pmatrix} = \underline{Y} \cdot \begin{pmatrix} \Delta \underline{U}_1 / \underline{I}_S \\ \vdots \\ \Delta \underline{U}_{i1} / \underline{I}_S \\ \vdots \\ \Delta \underline{U}_{i2} / \underline{I}_S \end{pmatrix} \quad (5)$$

$\Delta \underline{U}_{i1} / \underline{I}_S$ und $\Delta \underline{U}_{i2} / \underline{I}_S$ können durch Lösen des Gleichungssystems (5) bestimmt werden.

$$\underline{U}_{i1} = \underline{U}_{i2} \quad (6)$$

$$\underline{U}_{i1} = \underline{U}_{i1}^0 + \Delta \underline{U}_{i1} \quad (7)$$

$$\underline{U}_{i2} = \underline{U}_{i2}^0 + \Delta \underline{U}_{i2} \quad (8)$$

Unter Annahme von Formeln (6) bis (8) folgt für den Strom \underline{I}_S Gleichung (9).

$$\underline{I}_S = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{\underline{U}_{i1}^0 - \underline{U}_{i2}^0}{\Delta \underline{U}_{i2} / \underline{I}_S - \Delta \underline{U}_{i1} / \underline{I}_S} \quad (9)$$

Eine andere Möglichkeit ist die Berechnung mithilfe der Elemente der Impedanz-Matrix und Formeln (10) bis (12).

$$\frac{\Delta \underline{U}_{i1}}{\sqrt{3} \cdot \underline{I}_S} = -\underline{Z}_{i1,i1} + \underline{Z}_{i1,i2} \quad (10)$$

$$\frac{\Delta \underline{U}_{i2}}{\sqrt{3} \cdot \underline{I}_S} = -\underline{Z}_{i2,i1} + \underline{Z}_{i2,i2} \quad (11)$$

$$\frac{\Delta \underline{U}_{i2} - \Delta \underline{U}_{i1}}{\sqrt{3} \cdot \underline{I}_S} = \underline{Z}_{network}^{i1,i2} = \underline{Z}_{i1,i1} + \underline{Z}_{i2,i2} - \underline{Z}_{i1,i2} - \underline{Z}_{i2,i1} \quad (12)$$

Der Zusammenhang in Formel (12) entspricht der Netzimpedanz der Thevenin-Ersatzschaltung (Thevenin-Äquivalent oder Ersatzspannungsquelle). Setzt man diesen Zusammenhang in Formel (9) ein folgt für den Strom über die Kupplung Formel (13). [19]

$$\underline{I}_S = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{\underline{U}_{i1}^0 - \underline{U}_{i2}^0}{\underline{Z}_{network}^{i1,i2}} \quad (13)$$

Basierend auf dem Strom können die Leistungs-Injektionen gemäß (14) und (15) berechnet werden.

$$S_{j1}^{inj} = -\sqrt{3} \cdot \underline{U}_{j1}^0 \cdot I_S^* \quad (14)$$

$$S_{j2}^{inj} = \sqrt{3} \cdot \underline{U}_{j2}^0 \cdot I_S^* \quad (15)$$

Die Leistungsinjektion kann anschließend basierend auf der Netzwerk-Topologie vor Kuppeln der Sammelschienen durchgeführt werden [19]. Mithilfe der Inversen Jacobi-Matrix können so Spannungsbetrags- und Winkel-Änderungen, die aus der Leistungsinjektion resultieren, berechnet werden. Durch Überlagerung lassen sich die neuen Spannungen gemäß Formel (16) berechnen.

$$\underline{U}^{neu} = (U + \Delta U)e^{j \cdot (\theta + \Delta \theta)} \quad (16)$$

Der Strom über einen Zweig b zwischen zwei Knoten i und j kann gemäß Formel (17) mithilfe der neuen Spannungen und den Admittanzen berechnet werden. [20]

$$|I_b| = |Y_{ii} \cdot \underline{U}_i + Y_{ij} \cdot \underline{U}_j| \quad (17)$$

Durch Berechnung der Stromänderung und beziehen auf den approximierten Strom über die Kupplung, werden analog zu den LODFs Faktoren für das Schließen der Kupplung berechnet. Diese Faktoren werden hier auch als LCDFs bezeichnet [17]. Darauf basierend folgt auch die Approximation von Strömen im $(n-1)^+$ -Fall mit neu geschlossener Kupplung analog zu LODFs gemäß Formel 3. Abbildung 5 zeigt schematisch die betrachtete Situation.

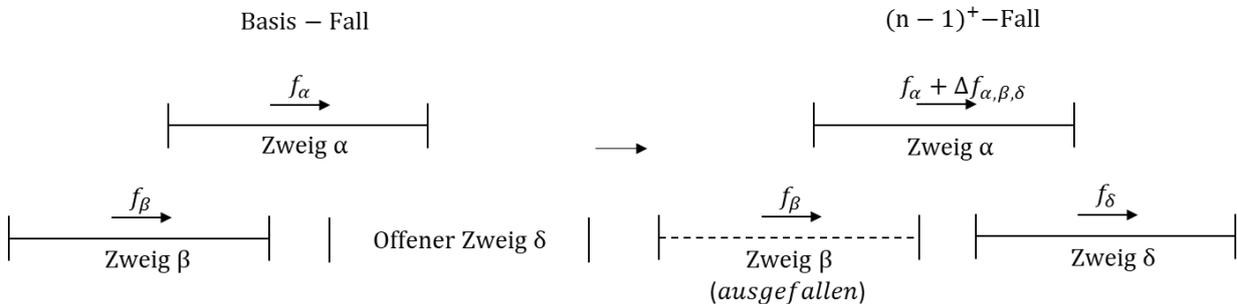


Abbildung 5: Zweigflüsse im Basis-Fall und $(n-1)^+$ Fall mit neu angeschlossenenem Zweig [17]

4 Verfahren

4.1 Verfahrensaufbau

Basierend auf den LODF und LCDF und den Leistungsflüssen aus der initialen Lastflussberechnung wird mittels linearer Optimierung ein optimiertes Set topologischer Maßnahmen ermittelt. Ziel der Optimierung ist die gesamte Engpassleistung zu minimieren. Zur integrierten Betrachtung von topologischen Maßnahmen und Redispatchmaßnahmen wurde die Topologieoptimierung in ein bestehendes Verfahren zur Redispatchsimulation integriert, wie in Abbildung 6 dargestellt. Im Rahmen der Redispatchsimulation erfolgt ein Security Constrained Optimal Power Flow (SCOPF), aus dem geeignete Redispatchmaßnahmen und optimierte Trafostufen hervorgehen. Die Topologieoptimierung

erfolgt entkoppelt vom SCOPF. Durch die entkoppelte Betrachtung von Redispatch und topologischen Maßnahmen soll eine schnellere Lösbarkeit ermöglicht werden. Weiterhin erfolgt die Optimierung von Redispatch und topologischen Maßnahmen iterativ. So können Maßnahmen aus vorangegangenen Iterationen bereits mitbetrachtet werden. Gegebenenfalls können so abhängig von der resultierenden Lastflusssituation Maßnahmen zurückgenommen und durch geeignetere Maßnahmen ersetzt werden. Um zyklisches Schalten in den Iterationen zu vermeiden, wird die Anzahl an Iterationen, in denen die Topologieoptimierung durchgeführt wird, begrenzt und die Topologie anschließend fixiert. Für erste exemplarische Untersuchungen in Abschnitt 5 wurde ein Limit von 2 Iterationen gewählt.

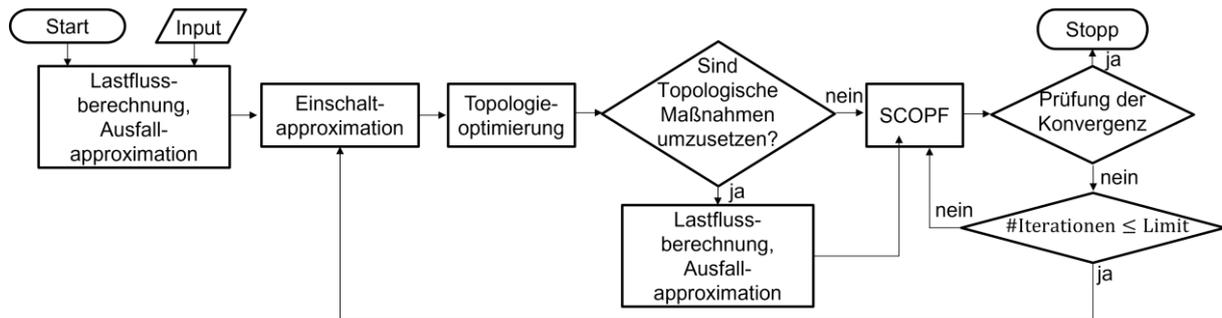


Abbildung 6: Schematischer Verfahrensaufbau.

4.2 Optimierungsproblem

Das Optimierungsproblem dient der Auswahl jener Schaltzustände, die Zweigauslastungen über 100% im (n-1)-Fall, am stärksten reduzieren. Dazu werden zunächst einmal Entscheidungsvariablen ∂_i für umzusetzende Schaltzustände definiert. Jeder Index i steht dabei für einen möglichen Schaltzustand. Der Variablenwert 0 bedeutet keine Änderung des Schaltzustands, der Wert 1 bedeutet eine zuvor offene Kupplung wird geschlossen oder eine geschlossene Kupplung geöffnet. Um die Überschreitungen des erlaubten Stromgrenzwerts und damit die Überlastungen in Abhängigkeit vom Schaltzustand ∂ zu bestimmen, wurden zwei Variablen E_j und D_j definiert, die Überschreitungen in positive oder negative Flussrichtung für alle relevanten Zweige j enthalten. Weiterhin wurde eine Variable $I_{neu,j}$ für den Strom nach Umsetzung der Schaltzustände definiert. Die Optimierungsvariablen sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Variable	Beschreibung
$\partial_i \in \{0; 1\} \forall i$	Entscheidungsvariablen für umzusetzende Schaltzustände (i)
$E_j, D_j \in \{\mathbb{R}^+\} \forall j$	Überschreitungen in positive oder negative Flussrichtung für alle relevanten Zweige j
$I_{neu,j} \in \{\mathbb{R}\} \forall j$	Strom nach Umsetzung der Schaltzustände für alle relevanten Zweige j

Tabelle 1 Optimierungsvariablen

Die Konstanten, die als Eingangsdaten für die Optimierung dienen, sind in Tabelle 2 aufgeführt.

Konstante	Beschreibung
$I_{alt,j}$	Bisheriger Stromfluss auf Zweig j
$I_{Limit,j}$	Limit für Stromfluss auf Zweig j
$\Delta I_{j,n-1}$	Stromänderung auf Zweig j im (n-1)-Fall
$\Delta I_{j,i,n-1}$	Stromänderung auf Zweig j im (n-1)-Fall bei Umsetzen der Schaltung i
∂_{Limit}	Limit für Anzahl umzusetzender Schalthandlungen
∂_i^0	Konstante für Schaltzustandsänderungen i der vorherigen Iteration

Tabelle 2 Optimierungskonstanten

Zum Aufbau des Optimierungsproblems werden zuvor die Zweig-Ausfall-Kombinationen bestimmt, die zur höchsten Auslastung auf den betrachteten Zweigen führen. Aus dieser Kombination resultiert $\Delta I_{j,n-1}$, der hier mittels LODFs berechnet wird. Weiterhin lässt sich, basierend auf dieser Kombination, für jeden möglichen Schaltzustand $\Delta I_{j,i,n-1}$ bestimmen. Die Berechnung erfolgt basierend auf LODFs und LCDFs wie in den vorangegangenen Kapiteln beschrieben.

Ziel der Optimierung ist es Grenzwertüberschreitungen im (n-1)-Fall bestmöglich zu reduzieren. Dazu sind die Grenzwertüberschreitungen E_j und D_j zu berechnen. Zur Bestimmung der Überschreitungen ist es notwendig, den Strom $I_{neu,j}$ abhängig von den Entscheidungsvariablen ∂_i zu definieren. Dies geschieht in Form der Nebenbedingung(18).

$$I_{neu,j} = I_{alt,j} + \Delta I_{j,n-1} + \left(\sum_i \partial_i \cdot (\Delta I_{j,i,n-1} - \Delta I_{j,n-1}) \right) \forall j \quad (18)$$

Basierend auf dem neuen Strom werden mithilfe der Nebenbedingungen (19) und (20) die Überschreitungen bestimmt.

$$I_{neu,j} \leq I_{Limit,j} + E_j \forall j \quad (19)$$

$$I_{neu,j} \geq -I_{Limit,j} - D_j \forall j \quad (20)$$

Mittels Nebenbedingung (21) wird sichergestellt, dass während der zwei Iterationen der Topologieoptimierung insgesamt nur eine bestimmte Zahl ∂_{Limit} Schaltzustände insgesamt umgesetzt wird.

$$\sum_i |\partial_i - \partial_i^0| \leq \partial_{Limit} \quad (21)$$

Weiterhin wird in der Optimierung sichergestellt, dass die Reduktion des Flusses, durch umgesetzte Schaltzustände, eine minimale Sensitivität auf die relevanten Zweige überschreitet, um nicht für eine sehr geringe Erleichterung der Überlastung, eine Vielzahl Schalthandlungen durchzuführen.

Die Zielfunktion dient der Minimierung der Summe der Grenzwertüberschreitungen E_j und D_j über alle relevanten Zweige, wie in (22) dargestellt.

$$\min z = \sum_j E_j + D_j \quad (22)$$

5 Exemplarische Untersuchungen

Die Validierung des Verfahrens erfolgte durch exemplarische Untersuchungen anhand eines europäischen Netzdatensatzes. Bei den betrachteten Maßnahmen handelt es sich um Zustandsänderungen von Sammelschienenkupplungen in ausgewählten Schaltanlagen. Zur Simulation erfolgt eine Limitierung auf maximal fünf durchzuführende topologische Maßnahmen. Weiterhin wird die Topologieoptimierung auf zwei Iterationen begrenzt, um zyklisches Schalten zu verhindern.

Mit dem zuvor beschriebenen Verfahren erfolgte die Betrachtung eines Testdatensatzes, in dem zunächst 48 Zweige im (n-1)-Fall überlastet waren. In der ersten Iteration der Topologieoptimierung wurden 5 Sammelschienenkupplungen ermittelt, die geöffnet werden sollten, um eine Reduktion der Engpassleistung von rund 18% zu erzielen. Anschließend werden zunächst Redispatch und Trafostufen optimiert. Mit den ermittelten topologischen und Redispatchmaßnahmen verblieben 21 Netzengpässe. In einer zweiten Iteration wurde eine der zuvor gewählten topologischen Maßnahmen zurückgenommen und dafür eine andere Kupplung geöffnet. Dadurch wurde eine weitere Reduktion der Engpassleistung um rund 3% erzielt. Die Netzengpässe und Lage der relevanten Kupplungen sind in Abbildung 7 dargestellt. Insgesamt zeigt sich, dass das Optimierungsziel – die gesamte Engpassleistung zu minimieren – erreicht wurde.

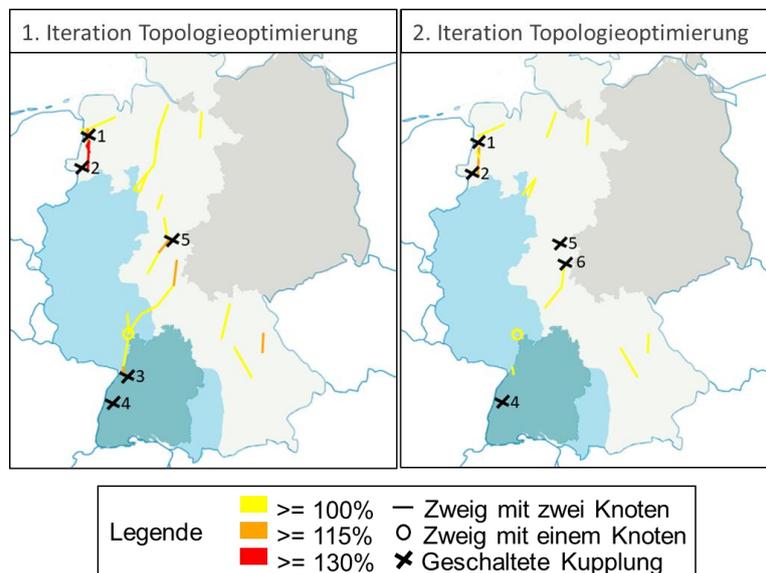


Abbildung 7: Ergebnis der einzelnen Iterationen der Topologieoptimierung

Durch die topologischen Maßnahmen ließ sich im betrachteten Szenario eine Reduktion der ermittelten Redispatchmenge von rund 29% im Vergleich zum Ergebnis ohne Topologieoptimierung erzielen. Durch eine erste Iteration der Topologieoptimierung wurde in diesem Szenario bereits eine Reduktion der aggregierten Engpassleistung um rund 18% erzielt. Die Verteilung des Redispatch für das betrachtete Szenario mit und ohne Topologieoptimierung ist in Abbildung 8 dargestellt.

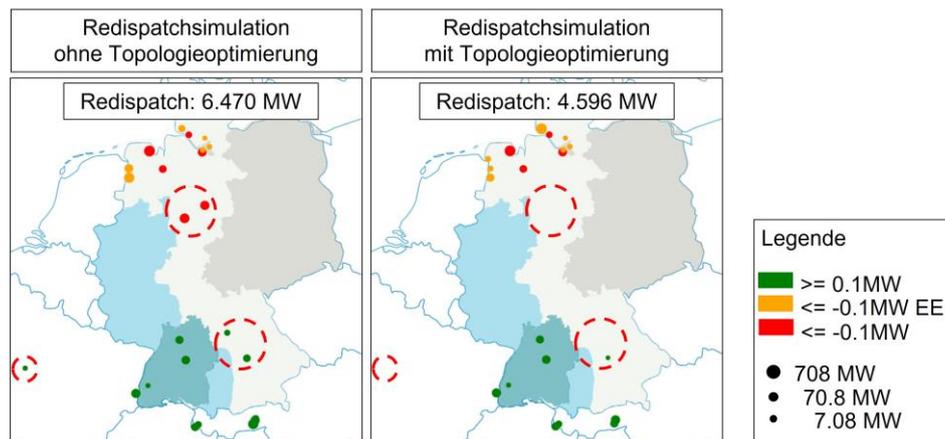


Abbildung 8: Vergleich der Simulationsergebnisse mit und ohne Topologieoptimierung

6 Zusammenfassung

Die aktuellen Entwicklungen der Erzeugungsstruktur in Deutschland, im Rahmen von Energiewende, Atom- und Kohleausstieg, wirken sich auf den Transportbedarf in Deutschland aus. Gleichzeitig schreitet der Netzausbau nur langsam voran.

Um die Netzsicherheit auch mit verändertem Transportbedarf und dem bestehenden Netz gewährleisten zu können, stehen Übertragungsnetzbetreibern unterschiedliche Maßnahmen zur Verfügung. Topologische Maßnahmen sind für Netzbetreiber eine kostengünstige Möglichkeit durch Veränderungen der Netztopologie Netzengpässe zu vermeiden oder zu verringern. Sie sind der Anpassung von Erzeugungsleistungen der einspeisenden Kraftwerke nicht nur aus Kostengründen, sondern auch durch die aktuelle Regulatorik vorzuziehen. Insbesondere ist eine geeignete Auswahl von topologischen Maßnahmen zu treffen, um Überlastungen möglichst effizient zu beseitigen.

Es wurde ein Verfahren entwickelt, das basierend auf Approximationen den Einsatz möglicher Schalthandlungen optimiert. Das Verfahren wurde in eine bestehende Redispatchsimulation integriert, um eine gemeinsame Ermittlung von Redispatch und topologischen Maßnahmen zu erreichen. Ziel ist die Ableitung von Schaltungsempfehlungen für den Netzbetrieb.

Die Topologieoptimierung liefert in den betrachteten Szenarien plausible Ergebnisse. Das Potential zur Senkung notwendiger marktbezogener Maßnahmen liegt bei bis zu 30%. Die Umsetzung erfordert jedoch grundsätzlich eine Definition möglicher Schalthandlungen durch den ausführenden Schaltungstechniker. Dabei müssen weitere technische Randbedingungen, wie beispielsweise Stabilitätskriterien mitberücksichtigt werden.

7 Literaturverzeichnis

- [1] L. Hirth, I. Schlecht, C. Maurer und B. Tersteegen, "Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland ", Consentec, Neon, 2019.
- [2] A. F. Kaptue Kamga, "Regelzonenübergreifendes Netzengpassmanagement mit optimalen Topologiemassnahmen", Fachbereich Elektrotechnik, Informationstechnik, Medientechnik, Bergische Universität Wuppertal, 2009.
- [3] Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), Forschungsgesellschaft Energie, "Jahresbericht 2016", Aachen, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, 2016.
- [4] M. Döring et al., "Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz: Maßnahmen zur Optimierung des operativen Stromnetzbetriebs – Endbericht“, Ecofys, Consentec, BBH, 27. Apr. 2018.
- [5] Energiewirtschaftsgesetz: EnWG, 2021.
- [6] Bundesnetzagentur, "Monitoringbericht 2015“, 2016.
- [7] K. F. Schäfer, Netzberechnung. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2020.
- [8] A. Moormann, "Ermittlung robuster Schaltzustände für den Betrieb elektrischer Übertragungsnetze“, Aachen, 2019.
- [9] A. K. Yadav und V. Mahajan, "Transmission Line Switching For Loss Reduction And Reliability Improvement“, 2019.
- [10] R. Aazami, V. Talaeizadeh und S. Daniar, "Transmission switching cost modeling and determination candidate lines for participation in joint energy and reserve markets“, 2016.
- [11] M. F. de Medeiros und A. V. Da Costa Oliveira, "Power system security by Corrective Switching“, 2010.
- [12] H. Weyer und F. Müsgens, "Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem: Regelungsfelder, Status quo und Handlungsoptionen“, 2020.
- [13] O. Risse, C. Stephanos und B. Erlach, Hg., "Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem: Optionen zur Weiterentwicklung des Marktdesigns. " Halle (Saale), Mainz, München: Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e.V. - Nationale Akademie der Wissenschaften; Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V; acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V, 2020.
- [14] Bundesnetzagentur, Hg., "Monitoringbericht 2013“, 2014.
- [15] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, "Durchführung und Abrechnung von Redispatch-Massnahmen“, 2019.
- [16] BMWi, "Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 Absatz 2a EnWG“, 2020.
- [17] H. Zhu, "ECE 530 – Analysis Techniques for Large-Scale Electrical Systems: Lecture 17: Distribution Factors and Applications", 2015.
- [18] Y. Salami, "Multiple Contingency Analysis of Power Systems", Memorial University of Newfoundland, St. John's Newfoundland and Labrador, Canada, 2017.
- [19] J. Eickmann, J. Kellermann und A. Moser, "Efficient Power Flow Approximation Methodology for Topology Optimization Algorithms in Transmission System Operation“, Institute of Electrical and Electronics Engineers; International Conference on Clean Electrical Power; ICCEP, Piscataway, NJ, 2015.
- [20] S. Polster und H. Renner, "Berechnung elektrischer Energienetze“, 2017.