

Ein Security Constrained Optimal Power Flow zur Berücksichtigung bipolarer HGÜ-Konfigurationen in vermaschten AC- und DC-Übertragungsnetzen

Felix Rudolph

FGH GmbH, Roermonder Str. 199, 52072 Aachen, +49 241 997857-198, felix.rudolph@fgh-ma.de, <http://www.fgh-ma.de>

Kurzfassung: Der geplante Ausbau von Multiterminal-HGÜs in der Nordsee als auch auf dem Festland wird vor allem mit bipolaren DC-Konfigurationen realisiert. Durch die Verwendung eines metallischem Rückleiters besteht die Möglichkeit, dass eine Ausfallsituation im DC-Netz anstatt zu einem Komplettverlust des Konverters nur zu einem Verlust von 50 % der Übertragungskapazität führt. In diesem Paper wird ein Security Constrained Optimal Power Verfahren vorgestellt, welches gleichzeitig in AC und DC-Netzen für (n-0) und (n-1) Situationen ein engpassfreies Gesamtsystem ermitteln kann. Dafür wird ein bestehendes Verfahren erweitert, sodass je nach Konfiguration der Ausfall einer bipolaren DC-Verbindung entweder als Komplettausfall oder 50 % Ausfall berücksichtigt wird.

Das Verfahren wird anhand eines modifizierten IEEE 118-Knotennetzes verifiziert. Dabei zeigt sich, dass alle Engpässe im Testnetz identifiziert und behoben werden können. Durch den Einsatz eines Rückleiters in der bipolaren DC-Verbindung können zusätzliche Anpassungen der Wirkleistungsübertragung von Konvertern bei einem präventiven Redispatch vermieden werden.

Keywords: Optimal Power Flow, HVDC, Power System Simulation, Optimisation

1 Einleitung

Die aktuellen Ausbauziele der deutschen Bundesregierung für die Offshore-Windenergie sehen für das Jahr 2045 mindestens eine installierte Leistung von 70 GW vor [1]. Zukünftige technische Entwicklungen werden in Zukunft die Anbindung der dafür notwendigen Offshore-Windparks (OWP) über vermaschte Offshore-Hochspannungsgleichstrom-Übertragungsnetze (HGÜ) an das bestehende Onshore-Übertragungsnetz ermöglichen. Ein vermaschtes Offshore-HGÜ-Netz bietet im Vergleich zu radialen Netzanbindungen von OWP gewisse Vorteile, wie eine erhöhte Verfügbarkeit und die Bereitstellung zusätzlicher Übertragungskapazitäten zwischen den verbundenen Onshore-Übertragungsnetzen. Zusätzlich soll ebenfalls das Übertragungsnetz auf dem Festland durch HGÜ-Verbindungen verstärkt werden. Die zukünftige lastferne erzeugte Energie muss zu den Verbrauchszentren im Süden transportiert werden. Aufgrund der hohen Transportmengen bietet sich hier ebenfalls der Einsatz von Multiterminal-HGÜs an.

Aktuelle Planungen sehen eine Realisierung der HGÜ-Verbindungen in einer bipolaren Konfiguration vor. Durch die Verwendung eines zusätzlichen metallischen Rückleiters besteht die Möglichkeit, dass eine Ausfallsituation im DC-Netz nicht zu einem Komplettausfall der

Verbindung führt, sondern 50 % der Übertragungsleistung bestehen bleiben. Die Übertragungsnetzbetreiber führen im Rahmen ihrer Betriebsplanungsprozesse verschiedene simulative Maßnahmendimensionierungen zur Engpassbehebung durch. Im Folgenden wird ein Security Constrained Optimal Power Flow (SCOPF) Verfahren zur Berücksichtigung dieser bipolaren DC-Konfigurationen bei der Engpasssimulation für (n-0) und (n1)-Situationen vorgestellt.

2 Übersicht bestehender Methoden

Mehrere Ansätze in der Literatur beschäftigen sich mit der Ermittlung eines optimalen Leistungsflusses in AC und DC-Netzen. In [4] ist eine einheitlicher SCOPF Methode für ein synchrones AC-Übertragungsnetz und ein überlagertes DC-Übertragungsnetz vorgestellt. Es erfolgt eine Optimierung hinsichtlich der Erzeugungskosten und auf Basis synthetischer Testnetze verifiziert. Erzeugungsanlagen innerhalb des vermaschten HGÜ-Netzes werden nicht berücksichtigt.

Andere Veröffentlichungen beschäftigen sich mit der Integration von Multiterminal HGÜ-Netzen in bestehende OPF. In [5] wird ein Verfahren zur Minimierung der Verluste in einem AC-Netz mit einem Multiterminal-HGÜ-Netz vorgestellt. Zur Validierung wird ein 32-knoten Nordic System verwendet. In [6] wird ein sequenzieller OPF zum Lösen von AC und DC-Netzen vorgestellt. Das sequenzielle Verfahren hat gegenüber einem einheitlichen Lösen des OPF für AC und DC-Systeme den Nachteil einer langen Rechenzeit durch die vielen Iterationen aufgrund von Veränderungen im vorherigen Rechenschritt. Beide Verfahren berücksichtigen keine Ausfallsituationen und ermitteln daher nur einen optimalen Grundlastfluss.

3 Methodik

3.1 Bestehendes Verfahren

Für die Ermittlung eines optimalen Leistungsflusses unter Berücksichtigung von Ausfallsituationen wurde in [7] ein Verfahren entwickelt, welches durch die lineare Abbildung von Leistungsänderungen im Netz eine schnelle Lösung in wenig Iterationen findet. Da das ursprüngliche Verfahren nur für die Optimierung eines AC-Übertragungsnetzes mit Punkt-zu-Punkt HGÜs und präventiven Maßnahmen entwickelt wurde, muss das Verfahren zur gleichzeitigen Optimierung von AC- und DC-Netzen für (n-0) und (n-1) Situationen bei gleichzeitiger Berücksichtigung unterschiedlicher DC-Konfigurationen erweitert werden.

In dem Verfahren wird das AC-System in einer (n-1) Ausfallsituation durch eine Ausfallapproximation auf Grundlage einer virtuellen Leistungseinspeisemethode bewertet. Die Ausfälle eines Zweiges oder Transformators werden durch das Löschen der entsprechenden vier Poladmittanzen in der Admittanzmatrix simuliert. Zur Vermeidung einer vollständigen Leistungsflussberechnung wird die Jacobimatrix aus der angepassten Admittanzmatrix abgeleitet und deren Slack und PV-Knoten modifiziert. Zusammen mit den berechneten komplexen Scheinleistungen ist es möglich, die Spannungsänderungen in der Ausfallsituation zu bestimmen. Durch Überlagerung mit dem Grundlastfall und dem modifizierten Netzmodell lässt sich der Ausfallzustand approximieren. Mit den resultierenden Spannungen der

Ausfallsituation lässt sich der Strom auf den verbleibenden Zweigen des Systems für den (n-1) Fall berechnen.

Der ermittelte Zustand des Systems für den (n-0) Fall und die (n-1) Situationen wird zur Formulierung des nichtlinearen Optimierungsproblems (OP) verwendet. Um das OP zu linearisieren, erfolgt die Berechnungen von Sensitivitäten. Diese bilden die Auswirkungen auf Strom und Spannung bei Änderungen der Wirk- und Blindleistungen von Variablen (z.B. Generatoren) im System ab. Anschließend wird das lineare OP in einem iterativen Optimierungsverfahren gelöst und mit einer Leistungsflussberechnung auf Konvergenz geprüft. Ist die Lösung konvergent, wird durch eine neue Ausfallapproximation auf noch verfügbare oder neue zusätzliche Engpässe im (n-1) Fall getestet und die zuvor genannten Optimierungsschritte wiederholt. Schlägt der Konvergenztest dagegen fehl, wird die zuvor ermittelte Lösung zurückgezogen und die Optimierung beginnt von neuem. Der SCOPF ist beendet, wenn entweder keine Engpässe mehr in den (n-0) und (n-1) Situationen vorhanden sind oder eine maximale Iterationsanzahl erreicht ist.

3.2 Erweiterung des Verfahrens

3.2.1 Ausfallapproximation

In einem ersten Schritt werden Ausfallsituationen definiert. Dies kann über spezifische Zweige erfolgen oder über einen Schwellwert für die Auslastung der Betriebsmittel. Wird dieser Schwellwert nach einem Leistungsflussberechnung überschritten, so wird für den entsprechenden Zweig oder Konverter eine neue Ausfallsituation angelegt. Für jede Ausfallsituation werden die resultierenden Ströme im Übertragungsnetz durch die Ausfallapproximation berechnet.

In der Ausfallapproximation werden neben den Ausfällen von AC-Zweigen auch die Ausfälle von DC-Zweigen und Konverterstationen berücksichtigt. DC-Sammelschieneausfälle werden nicht berücksichtigt. Ebenso führt der Ausfall eines Konverters zur Aufnahme des direkt an den Konverter angeschlossenen DC-Zweiges in die Ausfallsituation. Ebenso wird bei einem Ausfall eines DC-Zweiges ein angeschlossener Konverter mit in die Ausfallsituation aufgenommen.

Für die Berechnung der Ausfallsituation erfolgt eine Modifikation der Admittanzmatrix, welche das gesamte Netz, aufgeteilt in einen AC- und DC-Teil, enthält. Durch die Addition der Admittanzen $Y_{a,DCij}$ und $Y_{a,DCji}$ (1) an der entsprechenden Reihen- und Spaltenposition des Zweiges in der Matrix wird dessen Eintrag auf null gesetzt und dessen Komplettausfall berücksichtigt. Ebenso müssen von den zugehörigen Diagonaleinträgen die Admittanzen subtrahiert werden, sodass nur verbleibende DC-Zweige an den Knoten verbleiben.

$$Y_{a,DCij} = \frac{1}{R_{DCij}} \text{ bzw. } Y_{a,DCji} = -\frac{1}{R_{DCji}} \quad (1)$$

Handelt es sich um eine bipolare Konfiguration mit Rückleiter, so wird nur der halbe Wert der Admittanzen addiert bzw. subtrahiert. Auf Basis der modifizierten Admittanzmatrix wird im nächsten Schritt eine neue Jacobimatrix (J^a) gebildet. Anschließend wird ein virtueller Einspeisevektor $\vec{S}_{a,Ein}$ mit allen Ausfallelementen gebildet, welcher die Wirkleistungsflüsse aus dem Grundfall als Injektionen für die Anfangs- und Endknoten enthält. Hierbei wird ebenfalls

unterschieden, ob es sich um einen Komplettausfall oder einen Teilausfall handelt. Falls ein Konverter Teil der Ausfallsituation ist, werden neben den Wirkleistungs- auch Blindleistungsinjektionen an den entsprechenden Positionen der AC-Knoten hinzugefügt. Die resultierende Veränderung der Spannung kann durch das Lösen (2) von berechnet werden.

$$J^a * \Delta \vec{U}^a = \vec{S}_{a, Ein} \quad (2)$$

Durch die Anwendung des Superpositionsverfahrens mit dem modifizierten System der Leistungseinspeisungen auf das System im Grundlastfall (siehe Abbildung 1) können die AC und DC-Systeme während einer Ausfallsituation approximiert werden. Die ermittelten Spannungen der Ausfallsituation \underline{U}^a werden im Anschluss für die Berechnung der Ströme der Ausfallsituation \underline{I}_{Z}^a verwendet. Durch diese kann die Auslastung der einzelnen Zweige in der (n-1) Situation berechnet werden.

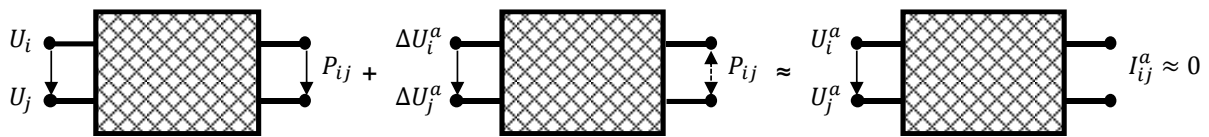


Abbildung 1: Superpositionsverfahren mit virtuellen Einspeisungen in der Ausfallapproximation

3.2.2 Sensitivitätsberechnung

Um das ursprünglich nichtlineare Optimierungsproblem für das AC-Netz linear abbilden zu können, erfolgt die Berechnung linearer Ableitungen der Änderungen von beeinflussbaren Parametern wie Strom und Spannung (siehe [7]). Für das DC-Netz erfolgt die Berechnungen der Sensitivitäten analog.

Die sogenannte Knoten-Zweig-Sensitivität für die Wirkleistungsänderung eines Konverters und der resultierende Einfluss auf den Strom eines DC-Zweiges für (n-0) kann durch (3) beschrieben werden. Die Wirkleistungsänderung eines Konverters führt zu einer Änderung der Spannung am Zweiganfang und -ende. Dies führt zu einer Änderung des Stromflusses durch diesen Zweig.

$$\frac{\partial I_{Zweig}}{\partial P_{Konv}} = \frac{\partial I_{Zweig}}{\partial U_{Zweig,1}} * \frac{\partial U_{Zweig,1}}{\partial P_{Konv}} + \frac{\partial I_{Zweig}}{\partial U_{Zweig,2}} * \frac{\partial U_{Zweig,2}}{\partial P_{Konv}} \quad (3)$$

Durch die Knoten-Zweig-Ausfall-Sensitivität (4) kann der lineare Einfluss eines ausgefallenen Zweiges auf andere Zweige im DC-Netz bei einer Wirkleistungsänderung des Konverters abgebildet werden.

$$\frac{\partial I_{Zweig}^{\delta a}}{\partial P_{Konv}} = \frac{\partial I_{Zweig}^{\delta a}}{\partial U_{Zweig,1}^{\delta a}} * \frac{\partial U_{Zweig,1}^{\delta a}}{\partial P_{Konv}} + \frac{\partial I_{Zweig}^{\delta a}}{\partial U_{Zweig,2}^{\delta a}} * \frac{\partial U_{Zweig,2}^{\delta a}}{\partial P_{Konv}} \quad (4)$$

Durch die Kombination der Knoten-Zweig-Ausfall-Sensitivität mit der Knoten-Zweig-Sensitivität kann die Stromänderung eines Zweiges bei Ausfall eines anderen Zweigs a linearisiert werden (5).

$$\frac{\partial I_{Zweig}^a}{\partial P_{Konv}} = \frac{\partial I_{Zweig}}{\partial P_{Konv}} + \frac{\partial I_{Zweig}^{\delta a}}{\partial P_{Konv}} \quad (5)$$

3.2.3 Optimierungsproblem

In dem Verfahren erfolgt der Aufbau eines Optimierungsproblems, welches an einen externen Solver zum Lösen übergeben wird. Aufgrund der zuvor vorgestellten Linearisierung durch die Sensitivitäten, wird das Optimierungsproblem als ein Mixed Integer Linear Program (MILP) formuliert. Im Folgenden werden die Variablen und Nebenbedingungen definiert. Da dies für das AC-Netz bereits in [7] erfolgt, wird nur auf die Neuerungen des Verfahrens für das DC-Netz eingegangen.

Variablen

Während im AC-Netz unterschiedliche Variablen in der Optimierung zu berücksichtigen sind, so erfolgt im DC-Netz nur die Berücksichtigung von Konvertern als Variable. Für die Konverter sind im Optimierungsproblem die Wirkleistungsgrenzen zu berücksichtigen (6). Per Definition wird ein positiver Wirkleistungswert am Konverter (P_{Konv,AC_i}) als eine Leistungseinspeisung in das AC-Netz definiert. Ein negativer Wert dagegen als eine Leistungseinspeisung in das DC-Netz.

$$P_{Konv,i,min} \leq P_{Konv,AC_i} \leq P_{Konv,i,max} \quad (6)$$

Aufgrund der Vernachlässigung von Verlusten in diesem Paper, kann das Verhältnis der Leistungseinspeisungen in das AC und DC-Netz an einem Konverter mit (7) beschrieben werden.

$$P_{Konv,DC_i} = -P_{Konv,AC_i} \quad (7)$$

Um die Auswirkungen der Leistungsabsenkung eines OWP auf das DC-Netz direkt im MILP zu berücksichtigen, werden der offshore Konverter und der zugehörige OWP über eine Nebenbedingung miteinander gekoppelt (8).

$$P_{OWP} = -P_{Konv,AC_i} \quad (8)$$

Nebenbedingungen

Die DC-Zweige werden im MILP durch ihre thermischen Leistungsgrenzen abgebildet. Die maximale thermische Strombelastbarkeit im (n-0)-Fall für einen DC-Zweig zwischen den Knoten i und j ist in (9) dargestellt. Diese Stromgrenze kann für den (n-1)-Fall abweichen, sodass die Zweiggrenzen für die Ausfallsituation durch zusätzliche Nebenbedingungen abgebildet werden (10). Die minimale und maximale Leistungsgrenze der DC-Zweige haben den gleichen Absolutwert im Verfahren (11).

$$I_{Zweig,DC_{ij},min} \leq I_{Zweig,DC_{ij}} \leq I_{Zweig,DC_{ij},max} \quad (9)$$

$$I_{Zweig,DC_{ij},min}^a \leq I_{Zweig,DC_{ij}}^a \leq I_{Zweig,DC_{ij},max}^a \quad (10)$$

$$I_{Zweig,DC_{ij},min} = -I_{Zweig,DC_{ij},max} \quad (11)$$

Um die Lösbarkeit des Verfahrens zu beschleunigen, werden die direkt an einem Konverter angeschlossenen DC-Zweige nicht direkt im MILP über eine Nebenbedingung berücksichtigt. Der Leistungsfluss auf diesen Sticleitungen ist direkt von dem angeschlossenen Konverter abhängig. Da davon ausgegangen wird, dass die Leistungsgrenzen des DC-Zweiges mindestens den Leistungsgrenzen des Converters entsprechen, ist eine Überlastung der Sticleitung durch den Konverter nicht möglich.

Um die Bilanz des DC-Netzes bei einer Leistungsänderung eines Konverters beizubehalten, ist eine zusätzliche Nebenbedingung für die Leistungskonformität notwendig (12). Die Summe der Wirkleistungsein- und -ausspeisungen über alle Konverter des DC-Netzes muss Null betragen. Durch diese Konformitätsnebenbedingung werden stets mindestens zwei Konverter mit ihren Einstellungen angepasst.

$$\sum_{i=1}^n P_{Konv,DC_i} = 0 \quad (12)$$

Um die Lösbarkeit des MILP zu gewährleisten, wird der Lösungsraum durch die Einführung von Slackvariablen erweitert. Zum einen können bereits zum Start der Optimierung Überlastungen auftreten, andererseits ist mitunter nur eine Lösungsfindung mit verbleibenden Engpässen möglich. Durch die Slackvariablen wird dies ermöglicht. Die Slackvariablen für die DC-Zweige sind jeweils für die (n-0) und (n-1) Situation definiert.

$$0 \leq \Delta I_{Zweig,DC,slack} < \infty \quad (13)$$

$$0 \leq \Delta I_{Zweig,DC,slack}^a < \infty \quad (14)$$

In die Zweignebenbedingungen integriert führt dies zu (15) und (16).

$$I_{Zweig,DC_{ij}} \leq I_{Zweig,DC_{ij,max}} + \Delta I_{Zweig,DC,slack} \quad (15)$$

$$I_{Zweig,DC_{ij}}^a \leq I_{Zweig,DC_{ij,max}}^a + \Delta I_{Zweig,DC,slack}^a \quad (16)$$

Zielfunktion

Das Ziel des Verfahrens ist die Bestimmung eines engpassfreien Betriebszustandes für das AC und DC-System. Dafür wird die Zielfunktion aus den Kostentermen für die Konverter (17), den marktbezogenen Maßnahmen (18) und dem Einsatz der Slackvariablen (19) zusammengesetzt.

Der Einsatz von Converttern bzw. deren Wirkleistungsänderung ist in der Regel eine Maßnahme, welche mit keinen Kosten verbunden ist. Da allerdings ein Kostenkoeffizient $c_{|P|,Konv,i}$ von null zu einem ungewünschten Verhalten führen kann, wie z.B. Ringflüsse auf parallelen Converttern, wird die Änderung der Wirkleistungsübertragung von Converttern mit sehr geringen Strafkosten bepreist.

$$C_{Konv} = \sum_{i \in N} (c_{|P|,Konv,i} * |\Delta P_{Konv,i}|) \quad (17)$$

Bei den marktbezogenen Maßnahmen handelt es sich um die Anpassung der Leistungseinspeisungen von Kraftwerken und die Leistungsabsenkung von EE-Anlagen. Bei den Kostkoeffizienten für den Leistungsänderung von Kraftwerken handelt es sich um die Grenzkosten der jeweiligen Kraftwerke. Bei den Kosten für die Abregelung von EE-Anlagen handelt es sich um die in Deutschland eingesetzten kalkulatorischen Preise. Dadurch erfolgt die Leistungsabsenkung von EE-Anlagen nachgelagert zu dem Redispatcheinsatz der Kraftwerke.

$$C_{Markt} = \sum_{j \in G} (c_{|P|,Gen,j} * |\Delta P_{Gen,j}|) + \sum_{k \in E} c_{|P|,EE,k} * |\Delta P_{EE,k}| + \sum_{l \in L} c_{|P|,Last,l} * |\Delta P_{Last,l}| \quad (18)$$

Der Einsatz der Slackvariablen soll innerhalb des Optimierungsproblems möglichst gering erfolgen. Die Kostenkoeffizienten der Slackvariablen sind daher entsprechend hoch parametrisiert. In (19) ist der Kostenterm für den Einsatz der Slackvariablen von DC-Zweigen formuliert. Für die Zweige des AC-Systems erfolgt dieses analog.

$$C_{Slack} = \sum_{b \in B} c_{Zweig,DC,b} * |\Delta I_{Zweig,DC,slack,b}| + \sum_{o \in O} c_{Zweig,DC,o}^a * |\Delta I_{Zweig,DC,slack,o}^a| \quad (19)$$

Bei der Zielfunktion erfolgt eine Minimierung der vorgestellten Kostenterme, d.h. die Behebung von Engpässen erfolgt durch die kostengünstigsten Maßnahmen.

$$\min (ZF) = \min_f (C_{Konv} + C_{Markt} + C_{Slack}) \quad (20)$$

4 Exemplarische Ergebnisse

Für die exemplarischen Ergebnisse wurde das bekannte IEEE 118-Knotennetz zu einem 380 kV und 110 kV Übertragungsnetz modifiziert. Zusätzlich ist es um ein vermaschtes 320 kV DC-Netz erweitert (siehe Abbildung 2). Die Konverter 1 und 2 verbinden dieses DC-Netz mit dem bestehenden AC-Netz. Die Konverter 3 bis 5 sind jeweils mit einem OWP verbunden. Zusätzlich ist über den Konverter 6 ein stark vereinfachtes asynchrones AC-Netzgebiet angebunden. Das gesamte DC-Netz kann entweder als bipolares Netz ohne Rückleiter oder mit einem metallischen Rückleiter betrieben werden.

Für das DC-Netz ist ein selektives Schutzsystem hinterlegt, d.h. jeder DC-Zweig ist über einen DC-Leistungsschalter an eine DC-Sammelschiene angeschlossen. In einer Ausfallsituation kommt es somit stets zum Ausfall eines Zweiges, Mehrfachausfälle werden nicht berücksichtigt.

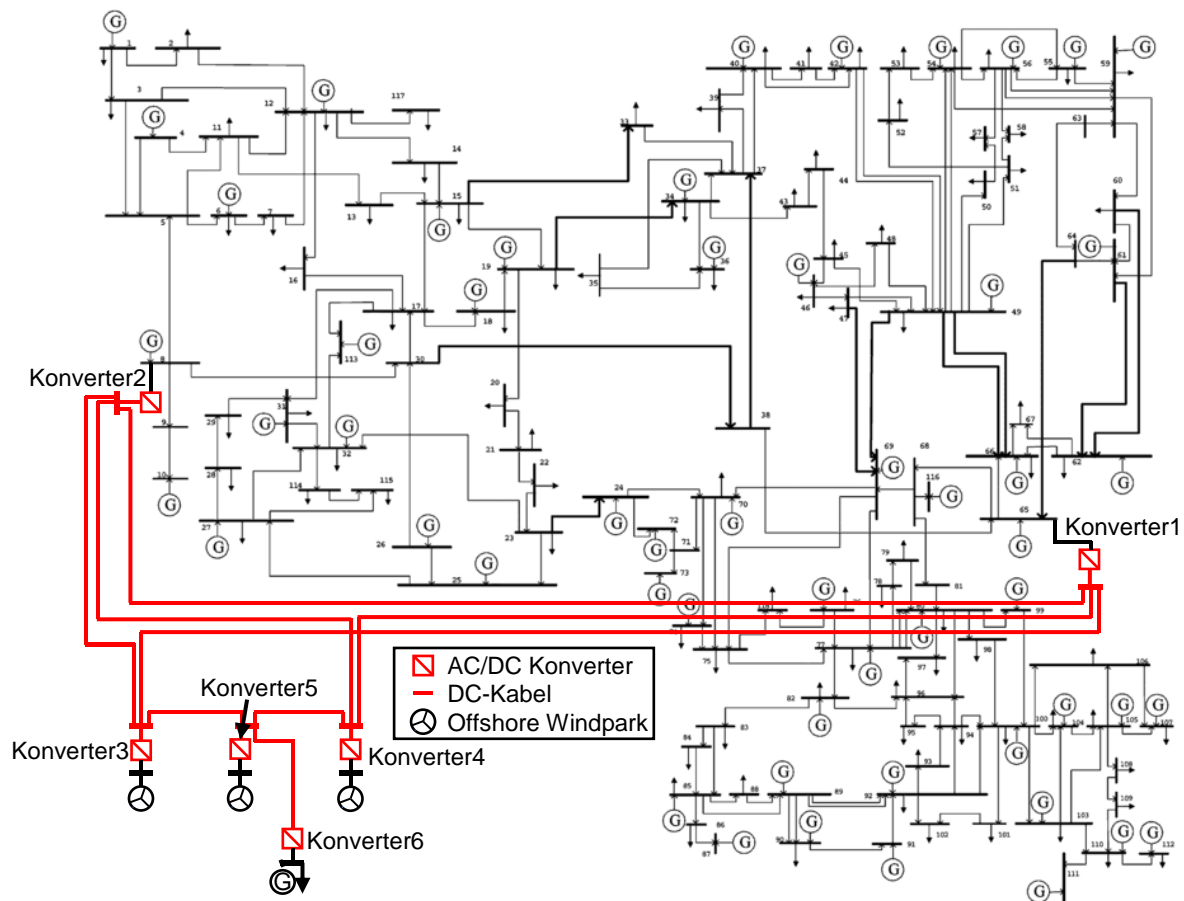


Abbildung 2: modifiziertes IEEE 118-Knotennetz mit einem vermaschten HGÜ-Netz

Durch die zusätzliche Integration der OWP in das IEEE System und den initialen Wirkleistungseinstellungen an den Konvertern kommt es bereits im (n-0)-Fall vor der Optimierung zu Überlastungen im AC-Netz als auch im DC-Netz. Durch die Ausfallapproximation werden die Auslastungen der Zweige für den (n-1)-Fall berechnet. Im Verfahren erfolgt stets die Berücksichtigung der Ausfallsituation mit dem größten Einfluss auf einen Zweig.

Der SCOPF bestimmt den notwendigen Redispatch und die Konvertereinstellungen zur Reduzierung der Engpässe. Die Zielauslastung beträgt für den (n-0)-Fall 80 % und im (n-1)-Fall 100 % für einen Zweig. Die Berechnungen werden jeweils einmal ohne und mit metallischen Rückleiter bei den bipolaren DC-Verbindungen durchgeführt. Durch den Rückleiter führt ein Ausfall der Verbindung nicht zu einem Totalausfall, sondern nur zu einem Verlust von 50 % der Übertragungskapazität. Im Allgemeinen zeigen die Ergebnisse, dass durch das Verfahren alle Engpässe behoben werden können (siehe Abbildung 3). Die Zweigauslastungen können jeweils im (n-0)-Fall auf 80 % oder weniger und im (n-1)-Fall auf 100 % oder weniger reduziert werden. Dabei zeigt sich, dass bei Berücksichtigung des Rückleiters die (n-0) Auslastungen nach der Optimierung höher ausfallen als ohne Rückleiter. Dies ist darauf zurückzuführen, dass geringere präventive Anpassungen notwendig sind, um die Zweige engpassfrei zu bekommen.

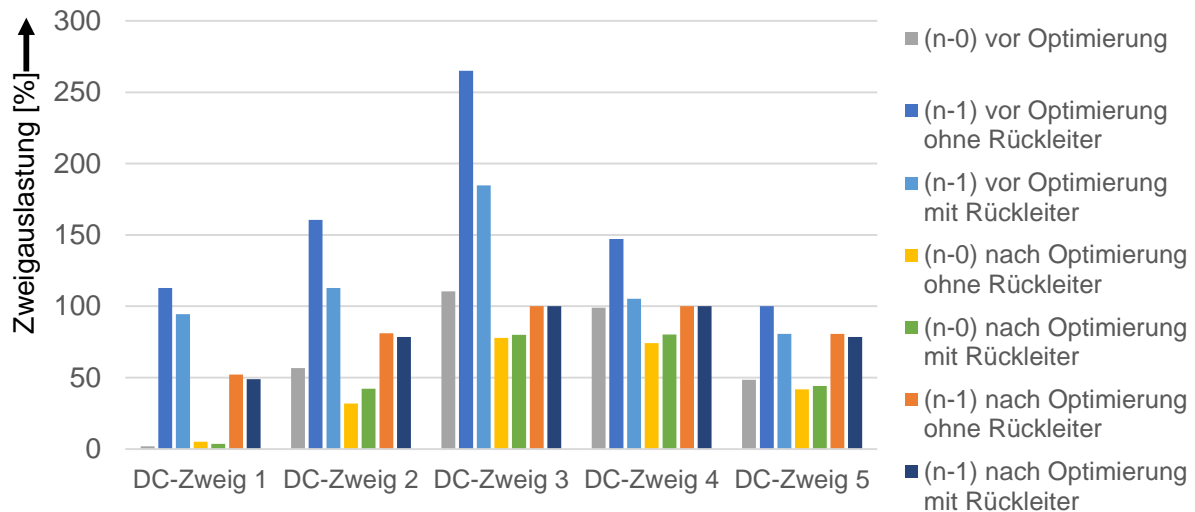


Abbildung 3: DC-Zweigauslastung jeweils vor und nach der Optimierung

Die Konvertereinstellungen jeweils vor und nach Optimierung können Tabelle 1 entnommen werden. Die Berücksichtigung eines Rückleiter im Verfahren führt zu deutlich geringeren Anpassungen der Konvertereinstellungen als ohne Rückleiter. Dies ist aufgrund der verbleibenden Übertragungskapazität im (n-1)-Fall für die Konfiguration mit Rückleiter erwartbar gewesen.

Tabelle 1: Wirkleistungseinstellungen der HGÜ-Konverter jeweils vor und nach der Optimierung

	Konvertereinstellung vor Optimierung	Konvertereinstellung nach Optimierung ohne Rückleiter	Konvertereinstellung nach Optimierung mit Rückleiter
Konverter 1 (onshore)	400 MW	251 MW	326 MW
Konverter 2 (onshore)	400 MW	329 MW	365 MW
Konverter 3 (offshore)	-400 MW	-255 MW	-328 MW
Konverter 4 (offshore)	-400 MW	-325 MW	-363 MW
Konverter 5 (offshore)	-400 MW	-400 MW	-400 MW
Konverter 6 (onshore)	400 MW	-400 MW	-400 MW

5 Zusammenfassung

In dem Paper wird ein SCOPF-Verfahren zur Berücksichtigung von bipolaren DC-Verbindungen mit metallischem Rückleiter in einem bestehenden Verfahren zur Engpassbehebung von Übertragungsnetzen vorgestellt. Durch die Erweiterung der

Ausfallapproximation kann das Verfahren die Ausfallsituationen je nach DC-Konfiguration entweder als Komplettausfall oder mit Verbleib einer Übertragungsleistung von 50 % berücksichtigen. Die Anwendung auf ein modifiziertes IEEE 118-Knotennetz hat die Funktionsfähigkeit des Verfahrens bestätigt. Die Engpässe der Zweige werden beseitigt und die Berücksichtigung eines Rückleiters führt im DC-Netz zu geringeren präventiven Anpassungen.

6 Literatur

- [1] Die Bundesregierung, „Mehr Windenergie auf See“, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/windenergie-auf-see-gesetz-2022968> (Aufgerufen 01. Dezember 2023)
- [2] D. van Hertem, O. Gomis-Bellmunt, und J. Liang, “HVDC Grids for Transmission of Electrical Energy: Offshore Grids and a Futu”, 1st ed. New Jersey: John Wiley & Sons, 2016
- [3] The European Commission, “Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation”, <http://data.europa.eu/eli/reg/2017/1485/2021-03-15> (Aufgerufen am 01. Dezember 2023)
- [4] R. Wiget, “Combined AC and DC Multi-Terminal HVDC Grids – Optimal Power Flow Formulations and Dynamic Control” (Zurich, 2015)
- [5] W. Feng, L. B. Tjernberg, L. A. Tuan, A. Mannikoff and A. Bergman, "An extended OPF incorporating multi-terminal VSC-HVDC and its application on transmission loss evaluation," *2013 IEEE Grenoble Conference*, Grenoble, France, 2013, pp. 1-6
- [6] J. Beerten, S. Cole and R. Belmans, "A sequential AC/DC power flow algorithm for networks containing Multi-terminal VSC HVDC systems," *IEEE PES General Meeting*, Minneapolis, MN, USA, 2010, pp. 1-7
- [7] J. F. Eickmann, “Simulation der Engpassbehebung im deutschen Übertragungsnetzbetrieb”, Aachen: printproduction, 2015