

EIN SECURITY CONSTRAINED OPTIMAL POWER FLOW ZUR BERÜCKSICHTIGUNG BIPOLARER HGÜ-KONFIGURATIONEN IN VERMASCHTEN AC- UND DC-ÜBERTRAGUNGSNETZEN

Felix RUDOLPH¹, Simon KRAHL², Albert MOSER³

Inhalt

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.

Die zukünftigen vermaschten Offshore-HGÜ-Netze werden auf Basis von selbstgeführten HGÜs (*Voltage-Sourced Converter*, (VSC)) in einer bipolaren HGÜ-Konfiguration realisiert. Bei einer bipolaren HGÜ-Konfiguration sind zwei asymmetrische Monopole durch einen gemeinsamen geerdeten Pol miteinander verbunden. Der Betrieb erfolgt parallel. Die beiden Leiter sind jeweils mit der Spannung $+U_n$ und $-U_n$ beaufschlagt. Jeder Konverter ist mit einem Leiter verbunden. Zusätzlich kommen Konverter-Transformatoren zum Einsatz, deren Auslegung auf den DC-Anteil erfolgt. Diese können in einem VSC HGÜ-System unabhängig voneinander betrieben werden, sodass bei einem Verlust eines Converters das gesamte System noch mit 50 % der Übertragungsleistung weiterhin funktionsfähig ist. Die erforderliche Voraussetzung ist die Installation eines metallischen Rückleitungskabels bzw. die Erdung des Systems. Der verbliebene Konverter kann dann weiterhin als asymmetrischer Monopol betrieben werden.[2]

Die Übertragungsnetzbetreiber sind laut System Operation Guideline [3] verpflichtet, zu überprüfen ob in einer (N-1)-Situation die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte innerhalb ihrer Regelzone eingehalten werden können. Diese Überprüfung hat durch Ausfallsimulationen zu erfolgen. Daher sind Berechnungen des optimalen Leistungsflusses (OPF) mit der Berücksichtigung von sicherheitsrelevanten Ausfällen (SCOPF) ein wichtiger Aspekt der Betriebsplanungs- und Systembetriebsprozesse von den europäischen Übertragungsnetzbetreibern.

Eine Anwendung des (N-1)-Kriteriums ist nur für vermaschte Systeme sinnvoll. In dem Paper erfolgt daher die Betrachtung verschiedener Aspekte, ob die Anwendung des (N-1)-Kriteriums auf ein vermaschtes Offshore-HGÜ-Netz notwendig sein sollte. Zusätzlich erfolgt die Vorstellung eines SCOPF für kombinierte vermaschte AC- und DC-Übertragungsnetze. Da bei den Übertragungsnetzbetreibern aktuell noch in Diskussion ist, ob der Ausfall eines Converters in einer bipolaren Verbindung mit einem Verlust von 50 % der Übertragungskapazität oder einem Komplettausfall zu berücksichtigen ist, ermöglicht der SCOPF die schnelle Berechnung von Ausfallsituationen beider Varianten.

Methodik

Ein bestehender SCOPF ermöglicht die schnelle Berechnung von Ausfallsituationen in AC-Übertragungsnetzen [4]. Durch die Erweiterung des Verfahrens ist eine kombinierte Betrachtung von vermaschten AC- und DC-Übertragungsnetzen möglich.

¹ FGH GmbH, Roermonder Str. 199, 52072 Aachen, +49 241 997857-198, felix.rudolph@fgh-ma.de, <http://www.fgh-ma.de>

² FGH e.V., Roermonder Str. 199, 52072 Aachen, +49 241 997857-21, simon.krahl@fgh-ma.de, <http://www.fgh-ma.de>

³ IAEW der RWTH Aachen, Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, +49 241 80 97652, a.moser@iaew.rwth-aachen.de, <http://www.iaew.rwth-aachen.de/>

Die Berechnung von Ausfallsituationen im AC-System erfolgt durch eine Ausfallapproximation auf Basis einer Methode der virtuellen Leistungseinspeisung (siehe linke Seite von Abbildung 1). Das nichtlineare Optimierungsproblem (OP) wird anschließend linearisiert, indem die Auswirkungen auf Strom und Spannung berechnet werden, wenn Änderungen der Wirk- und Blindleistung im System auftreten (Sensitivitätsberechnung). Anschließend wird das lineare OP in einem iterativen Optimierungsprozess gelöst und auf Konvergenz getestet.

Der SCOPF wird durch die Bewertung eines DC-Systems bei Ausfall eines HGÜ-Zweigs oder eines Konverters sowie dessen Einfluss auf das AC-System erweitert (rechte Seite von Abbildung 1). Die Ergebnisse ermöglichen eine Optimierung im Hinblick auf die Systemsicherheit des kombinierten vermaschten AC- und DC-Übertragungsnetzes.

Für dieses OP bilden die Stromgrenzen der Zweige die Nebenbedingungen. Generatoren und Konverter sind die verfügbaren Freiheitsgrade, begrenzt durch ihre jeweiligen unteren und oberen Wirkleistungseinspeisegrenzen. Weitere Nebenbedingungen sind die Kopplung der OWP mit dem zugehörigen Offshore-Konverter zur Begrenzung von dessen Sollwerten. Die Zielfunktion ist auf die Minimierung der Redispatchkosten und die Minimierung von Engpässen unter Einhaltung des (N-1)-Kriteriums ausgelegt.

Alle AC- und DC-Systeme werden gemeinsam durch einen linearen Solver optimiert. Die Vorteile sind eine reduzierte Rechenzeit und ein verbessertes Konvergenzverhalten im Vergleich zu einer separaten Optimierung jedes Systems (AC und DC).

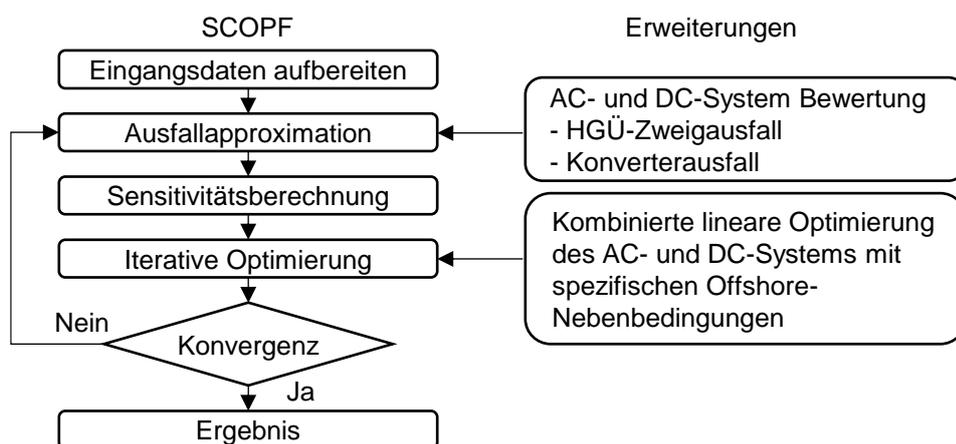


Abbildung 1: Ablauf der Optimierung

Ergebnisse

In exemplarischen Untersuchungen wird eine Validierung des SCOPF durchgeführt. Dafür wird ein bestehendes Testnetz um ein vermaschtes Offshore-HGÜ-Netz erweitert und synthetische Netznutzungsfälle angewendet. Die Ergebnisse zeigen eine Reduzierung der Überlastungen im AC- und DC-System.

Referenzen

- [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] J. F. Eickmann, “Simulation der Engpassbehebung im deutschen Übertragungsnetzbetrieb”, Aachen: printproduction, 2015