



Doctoral Thesis

Voltage Source Converter Based HVDC - Modelling and Coordinated Control to Enhance Power System Stability

Author(s):

Imhof, Markus

Publication Date:

2015

Permanent Link:

<https://doi.org/10.3929/ethz-a-010525485> →

Rights / License:

[In Copyright - Non-Commercial Use Permitted](#) →

This page was generated automatically upon download from the [ETH Zurich Research Collection](#). For more information please consult the [Terms of use](#).

DISS. ETH NO. 22914

Voltage Source Converter Based HVDC – Modelling and Coordinated Control to Enhance Power System Stability

A thesis submitted to attain the degree of

DOCTOR OF SCIENCES of ETH ZURICH

(Dr. sc. ETH Zurich)

presented by

MARKUS CHRISTIAN IMHOF

MSc ETH EEIT, ETH Zurich

born on 13.01.1983

citizen of

Bürglen UR and Zürich ZH, Switzerland

accepted on the recommendation of

Prof. Dr. Göran Andersson, examiner

Prof. Dr. Christian Rehtanz, co-examiner

2015

Abstract

The power systems of today are large complex structures where electrical power is transported from large generators over AC transmission lines to loads in the distribution system. The classical top-down power flow is changing with the so called *Energiewende* as more decentralized and intermittent renewable energy sources are integrated at all system levels. As a result, power system operation faces new challenges to ensure system stability and reliability.

Voltage source converter-based HVDC (VSC-HVDC) may provide an attractive solution to add flexibility that can enhance the future power system performance. During normal operation, VSC-HVDC can add additional controllability to the AC system. Transmission system operators can optimize the VSC-HVDC set-points in order to optimize the AC power flow and avoid congestions. During a disturbance in the AC system, VSC-HVDC links are able to enhance power system stability by modulating their active and reactive power with the help of a grid controller.

This thesis investigates how the active and reactive power of VSC-HVDC links can be modulated in a coordinated way in order to enhance power system stability after a disturbance. First, appropriate VSC-HVDC models are developed for steady state analysis and dynamic studies. The steady state models are used for power flow and optimal power flow calculations. Two dynamic models are introduced. The detailed dynamic model is based on the dynamic power response of an ABB black-box benchmark model. It includes dynamic elements as well as a detailed converter control. It is further shown how the controller of the model may be tuned according to a benchmark model. The simplified dynamic model maintains the basic dynamic response of

the power with a reduced number of states. Both dynamic models can be used for power stability studies.

Most operation schemes for VSC-HVDC links use a constant power reference at the converters. It is typically changed according to the market by the system operator. Existing power system stability controllers use local measurements for controlling the active and reactive power of VSC-HVDC links and do not coordinate their control. This thesis introduces model predictive control (MPC) based control schemes for inter-area oscillation damping and voltage stability control. The advantage of a MPC-based controller compared to a local rule based controller is, that it is possible to predict the system response of the control actions of the VSC-HVDC links and coordinate the control actions of all the VSC-HVDC links to enhance power system stability. It is shown in small and large networks that the MPC-based inter-area oscillation damping controller and the MPC-based voltage stability controller beneficially modulate the active and reactive power of the VSC-HVDC links to enhance power system stability.

Controlled islanding is the last resort of emergency control in order to prevent a large disturbance to spread throughout the system and causing a system-wide blackout. Power exchange between the islands with AC transmission line is not possible. Hence, this thesis develops a controlled islanding algorithm based on k -means clustering, considering VSC-HVDC links in the system, in order to connect the islands with DC connections. Thus, the exchange of power between the islands is possible in order to minimize the generation-load imbalance. Therefore load shedding and generator tripping can be prevented to reduce the economic cost of a large disturbance.

In conclusion, VSC-HVDC links are able to enhance power system stability if they are controlled in a coordinated way. Simulation studies of the European system have shown, that even with a small VSC-HVDC transmission capacity compared to the entire network, VSC-HVDC links can significantly improve power system stability.

Kurzfassung

Heutige elektrische Energiesysteme sind grosse komplexe Strukturen, in welchen elektrische Energie von grossen Generatoren zu den Lasten im Verteilnetz mittels Wechselstrom (AC) Übertragungsleitungen transportiert wird. Der klassische unidirektionale Leistungsfluss von den Generatoren zu den Lasten ändert sich mit der *Energiewende* zu einem bidirektionalen Fluss, da vermehrt dezentrale und intermittierende neue erneuerbaren Energiequellen in allen Spannungsebenen installiert werden. Demzufolge begegnen Übertragungsnetzbetreiber neuen Herausforderungen, um die Systemstabilität und Zuverlässigkeit zu gewährleisten.

Spannungsgeführte Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) kann eine attraktive Lösung sein, um die Flexibilität im elektrischen Übertragungsnetz zu erhöhen und die Systemstabilität zu steigern. Im Normalbetrieb kann eine HGÜ Verbindung zusätzliche Steuerbarkeit bieten, indem der Übertragungsnetzbetreiber die Sollwerte so einstellt, dass der AC-Leistungsfluss optimiert wird und Netzengpässe vermieden werden. Während einer Störung im System können HGÜ Verbindungen die Netzstabilität verbessern, indem sie die Wirk- und Blindleistung dynamisch regulieren. Dies kann entweder lokal oder durch einen übergeordneten Netzregler geschehen.

Diese Doktorarbeit untersucht wie die Wirk- und Blindleistung von HGÜ Verbindungen koordiniert moduliert werden sollen, um die Netzstabilität nach einer Störung zu verbessern. Es wurden geeignete HGÜ Modelle für stationäre Analysen und dynamische Studien entwickelt. Die stationären Modelle werden vorwiegend für Lastfluss und optimale Lastflussberechnungen genutzt. Die dynamischen Modelle werden vorwiegend für Netzstabilitätsstudien verwendet. Ein detailliertes dynamische Modell basiert auf der Antwort eines ABB Blackbox-Bezugsmodells.

Es beinhaltet dynamische Elemente sowie eine detaillierte Umrichterregelung. Es wird weiter gezeigt, wie der Umrichterregler gemäss dem Bezugsmodell eingestellt werden kann. Ein vereinfachtes dynamische Modell bildet die wichtigsten dynamischen Eigenschaften der Wirk- und Blindleistungsantwort nach einer Änderung ab, während die Anzahl dynamischen Zustände reduziert wurden.

Die meisten Betriebspläne für HGÜ-Verbindungen sehen eine konstante Leistungsreferenz an den Umrichtern vor. Typischerweise werden sie vom Netzbetreiber nach den Vorgaben des Markts verändert. Es gibt hingegen schon Stabilitätsregler für das Energienetz welche die Wirk- und Blindleistung der HGÜ gemäss lokalen Messwerten, das heisst ohne koordinierte Regelung, verändern. Diese Doktorarbeit präsentiert modellprädiktive Regelsysteme (MPC) welche die Wirk- und Blindleistung von HGÜ Verbindungen modulieren um Netzpendelungen zu dämpfen und die Spannungsstabilität verbessern. Der Vorteil von MPC-basierten Reglern gegenüber regelbasierten Reglern ist, dass sie das Systemverhalten inklusiv das Verhalten der HGÜs vorhersagen können, sowie die HGÜs aufeinander abgestimmt geregelt werden können. In kleinen und grossen Netzen wird gezeigt, dass der MPC-basierte Netzpendelungsdämpfungsregler sowie der MPC-basierter Spannungsstabilitätsregler die Wirk- und Blindleistung vorteilhaft modulieren um die Netzstabilität zu erhöhen.

Kontrollierter Inselbetrieb von elektrischen Energiesystemen ist das letzte Mittel der Notfallsteuerung um zu verhindern, dass sich eine grosse Störung im gesamten Netz verbreitet und letztendlich zu einem Stromausfall des gesamten Systems führt. Der Austausch von Leistung zwischen zwei Netzsinseln über AC-Leitungen ist jedoch nicht möglich. Diese Doktorarbeit stellt eine Methode basierend auf k -means Clustering vor, welche beim Bilden des kontrollierten Inselbetriebes die verschiedenen Netzsinseln mit HGÜs verbindet. Somit ist es möglich elektrische Energie zwischen den Netzsinseln auszutauschen um das Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu verringern. Somit kann der Lastabwurf und die Generatorenabschaltung verringert werden.

Abschliessend kann gesagt werden, dass HGÜ-Verbindungen in der Lage sind die Netzstabilität zu erhöhen, falls die Wirk- und Blindleistung aufeinander abgestimmt geregelt werden. Simulationsstudien mit dem europäischen System haben gezeigt, dass die Netzstabilität sogar mit relative geringer HGÜ-Übertragungskapazität, verglichen zur Gesamtkapazität vom Netz, bedeutend erhöht werden kann.