

# 基于直流互联的交流电网频率稳定控制研究

孙凯祺<sup>1</sup>, 李可军<sup>1</sup>, Sundaresh Lakshmi<sup>2</sup>, 刘奕路<sup>2</sup>, 潘久平<sup>3</sup>, 孙华东<sup>4</sup>

(1. 山东大学电气工程学院, 山东省 济南市 250061; 2. 田纳西大学诺克斯维尔分校电气工程与计算机科学学院, 田纳西州 诺克斯维尔 37996; 3. ABB 北美研发中心, 北卡罗来纳州 罗利 27606; 4. 中国电力科学研究院有限公司, 北京市 海淀区 100192)

## Frequency Stability Control Research of AC Grid Based on HVDC Transmission System

SUN Kaiqi<sup>1</sup>, LI Kejun<sup>1</sup>, SUNDARESH Lakshmi<sup>2</sup>, Yilu LIU<sup>2</sup>, PAN Jiuping<sup>3</sup>, SUN Huadong<sup>4</sup>

(1. School of Electrical Engineering, Shandong University, Jinan 250061, Shandong Province, China;

2. The Department of Electrical Engineering and Computer Science, the University of Tennessee- Knoxville, Knoxville 37996, Tennessee, United States; 3. ABB Corporate Research, Raleigh 27606, North Carolina, United States; 4. China Electric Power Research Institute, Haidian District, Beijing 100192, China)

**ABSTRACT:** Interconnecting AC grids with HVDC transmission system has become a promising solution for solving the issues of large grid interconnection. Sharing frequency response reserves through HVDC transmission system among the asynchronous power systems is expected to improve the economics of grid operation and the frequency recovery against critical disturbances. In this paper, a novel frequency response control strategy for HVDC link was proposed. The HVDC transmission system will take part in the primary frequency control to provide fast emergency power support to stabilize the system frequency and help the system to establish a secure settling frequency. The HVDC transmission system will also participate in the secondary frequency control for returning the system to the nominal operation frequency. Simulation results show that the proposed control is effectiveness and have good performance.

**KEY WORDS:** HVDC; AC grid; frequency stability control; primary frequency control; secondary frequency control

**摘要:** 直流互联交流电网已经成为解决大电网互联问题的一种有效手段。互联交流电网的直流联络线可以实现区域备用互补, 提高电网运行经济效益, 并改善电网受到扰动后的频率波动情况。该文基于直流联络线控制提出一种用于互联交流电网频率支援及恢复策略。该策略可以实现事故时的紧急功率控制, 减小交流电网事故后的频率急剧下降和波动。同时, 在事故后参与到电网恢复过程, 起到保障电网在安全频

率范围内运行和加速电网频率恢复的作用。最后, 通过仿真软件 PSCAD/EMTDC 进行仿真验证, 结果表明所提策略充分利用了直流调频能力, 提高了互联电网的经济性和稳定性。

**关键词:** 直流互联; 交流电网; 频率稳定控制; 一次调频控制; 二次调频控制

## 0 引言

随着能源互联网的发展, 远距离输电的需求不断增长, 可再生能源发电占比不断提高, 传统交流输电在大规模新能源接入和远距离能源输送方面面临诸多技术挑战<sup>[1]</sup>。为了进一步提高电网的灵活性、经济性和可靠性, 电网的互联规模日益扩大。然而, 由于互联电网结构的复杂性, 各区域负荷特性和系统运行方式具有显著差异。当互联电网遭遇扰动, 区域电网的稳定性将受到影响, 互联电网面临低频振荡、连锁故障等问题<sup>[2]</sup>。

由于直流功率对交流电网频率波动具有不敏感性, 利用直流联络线互联交流电网, 在保证互联电网的灵活经济性基础上, 可有效降低电网连锁故障的发生, 提高互联电网的抗扰动能力<sup>[3-4]</sup>。目前, 已经有部分电力公司尝试利用传统直流输电技术 (line commutated converter-based high voltage DC; LCC-HVDC) 对遭受扰动的电网进行功率支援及频率稳定控制<sup>[5-7]</sup>。LCC-HVDC 潮流反相控制时, 需要反转电压极性, 限制了其频率控制的能力。基于电压源型换流器的柔性直流输电技术 (voltage source converter-based high voltage DC, VSC-

**基金项目:** 国家自然科学基金项目(51771116); 国家电网公司科技项目(PDB17201700161)。

Project Support by National Natural Science Foundation of China (51771116); Science and Technology Project of State Grid Corporation (PDB17201700161).

HVDC)具有快速功率反向能力,有功功率与无功功率独立控制,黑启动以及可连接弱交流网络等诸多优势,可提高互联电网相互支援能力和区域备用互补的灵活性<sup>[8-12]</sup>。由于直流输电具有快速精确的频率响应能力,通过直流输电对交流电网进行频率控制,在故障时可以实现快速功率支援,保证交流电网的暂态安全;稳态运行时,可通过共享电网备用容量的方式降低电网自有备用容量,显著提高电网经济效益。以美国电网为例,其三大电网(西部互联电网、东部互联电网和德克萨斯电网)基于历史电源切除事故信息,电网热备用容量的要求分别为2740MW、4500MW和2750MW。加入直流联络线后,假设每条直流联络线可传输900MW紧急功率支援,则每个电网热备用容量可减少1800MW。鉴于利用直流联络线共享电网备用容量的经济性,西北太平洋国家实验室也在探索利用多端柔性直流输电对北美电网进行频率稳定控制的可行性<sup>[13-15]</sup>。

近年来,国内外已有相关利用直流输电进行互联电网频率稳定控制的研究<sup>[9,13-20]</sup>。文献<sup>[13-14]</sup>提出一种可以实现频率响应,连接不同类型负荷和可再生能源以及提高能源交易效率的多用途直流网络。文献<sup>[9]</sup>提出一种基于本地控制的附加频率控制策略,以实现当一个交流电网发生较大频率波动时,其余交流电网对其进行功率支援。文献<sup>[15]</sup>提出一种利用直流联络线共享电网备用容量的方法,在保证电网暂态稳定的前提下,有效降低各区域自有电网备用容量,提高经济效益。然而,事故时的紧急功率支援仅仅是电网频率恢复过程的一部分,电网频率的恢复是一个复杂的过程。电网遭遇扰动后的频率控制一般划分为一次调频控制和二次调频控制。一次调频控制属于紧急功率支援控制,目的是在电网遭遇扰动后,快速稳定电网频率,减少电网频率变化;电网二次调频控制属于频率恢复控制,一般采用自动发电控制(automatic generation control, AGC)的方式,将扰动后的电网频率逐步恢复至电网额定频率。目前国内外直流联络线参与电网频率控制的研究主要集中于扰动发生后的直流功率支援响应问题,完整的直流联络线参与电网扰动后频率控制的直流控制策略鲜有研究。

本文提出一种用于直流联络线互联交流电网的直流互联频率支援及恢复策略。该策略在稳定运行时,降低电网旋转备用,提高电网运行效益;当电网遭遇扰动时,可以实现紧急功率控制,减小交

流电网事故后的频率变化量;扰动后,该策略可以继续参与到电网频率恢复过程中,起到稳定频率和加速电网频率恢复的作用。通过在PSS/E北美电网简化模型基础上搭建的两端直流互联仿真模型,验证本文所提出的控制策略的有效性。

## 1 直流互联频率支援与恢复控制策略

针对电网频率稳定及恢复的各个过程,本文提出的考虑直流联络线参与的直流互联频率支援与恢复控制策略如下。

本文提出的直流互联频率支援与恢复控制策略可以应用在采用LCC-HVDC技术上的直流输电系统,也可以应用在采用VSC-HVDC技术的直流输电系统。如图1所示,直流互联频率支援与恢复控制策略具体包括以下3部分:1)直流互联紧急支援控制,2)频率安全辅助控制以及3)直流互联调频恢复控制。其中,直流互联紧急支援控制和频率安全辅助控制对应电网一次调频控制,统称为直流互联频率支援控制;直流互联调频恢复控制对应电网二次调频控制。



图1 直流互联频率支援与恢复控制策略

Fig. 1 HVDC primary & secondary frequency control strategy

### 1.1 直流互联紧急支援控制

直流互联紧急支援控制以减小交流电网事故后的频率变化量为目标。在传统的换流站中,其直流互联频率控制多采用固定的比例系数,未考虑参与调频的对侧交流电网调频能力,这导致在利用直流互联支援功率的过程中,对侧交流电网频率可能会发生较大偏差,影响其自身的安全稳定运行。为避免该问题,本文采用两侧频率偏差量作为控制量。图2为直流互联紧急支援控制的控制器结构。图中, $f_{ref}$ 为电网稳态频率; $f$ 为电网实际频率; $K$ 表示有功-频率的调节斜率; $f_{deadband}$ 为频率偏差死区; $P_{max}/P_{min}$ 为有功功率控制上限/下限; $P_{frecy}$ 为直流互联紧急支援控制输出的有功功率值。有功-频率调节斜率 $K$ 通过考虑直流联络线两侧交流电网

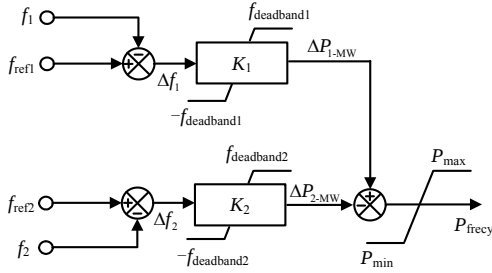


图2 直流互联紧急支援控制结构示意图

Fig. 2 Control diagram of

## HVDC primary frequency control

的在线备用容量和惯量来确定取值。

如图2所示，假设直流联络线两侧电网为电网一和电网二。当电网一受到扰动导致频率降低，电网一出现不平衡频率，通过直流互联紧急支援控制，直流联络线功率将改变为：

$$P_{DC} = P_{ref} + K_1 \times (f_{ref1} - f_1) \quad (1)$$

电网二将向电网一提供额外的功率以稳定电网一频率。此时，电网二出现不平衡功率，频率也将降低，此时直流联络线功率为：

$$P_{DC} = P_{ref} + K_1 \times (f_{ref1} - f_1) + K_2 \times (f_{ref2} - f_2) \quad (2)$$

由式(1)和(2)可知，直流互联紧急支援控制可以响应直流联络线两侧交流电网的频率变化情况，随时调节直流联络线功率。通过设置不同的频率偏差死区和控制斜率，对于两侧交流电网调频能力不同的情况，可以独立调节两侧换流站对另一侧交流电网频率波动的响应能力，在保证本侧交流电网安全运行的同时，向对侧交流电网提供紧急功率支援，防止出现支援电网向受援电网提供超过自身备用容量功率支援的情况。

## 1.2 频率安全辅助控制

直流互联紧急支援控制的目的是减小交流电网事故后的频率变化量。当电网频率趋于稳定后，直流联络线面临2个问题：1) 如何确定直流互联紧急支援控制已经结束；2) 稳定后的电网频率是否能保证受扰动电网安全运行。

为了解决上述2个问题，本文在直流互联紧急支援控制后加入频率安全辅助控制。频率安全辅助控制分为2个控制器：1) 频率稳定识别控制器；2) 频率校正控制器。

频率稳定识别控制器的目的是判断直流互联紧急支援控制的结束时刻，以使直流联络线在电网频率稳定后自动保持当前直流联络线上的功率量。

图3为频率稳定识别控制器的结构。图中， $f$ 为电

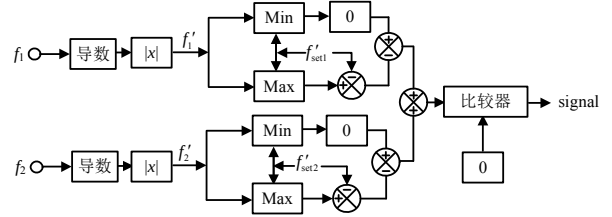


图3 频率稳定识别控制器结构示意图

Fig. 3 Control diagram of frequency

## stabilization identification

网实际频率， $f'_{set}$ 为频率目标导数，signal为频率稳定后控制器输出的信号。

如图3所示，控制器通过监测直流站所连接交流电网的频率一次导数变化，判断电网频率波动状况。由于电网稳态频率仍会有小范围波动，根据直流联络线两侧电网的实际情况，可设置不同的频率目标导数值。当直流联络线两侧交流电网的频率波动均小于其设定值时，控制器发出信号，保持当前直流联络线上的功率量不变。

频率稳定识别控制器可以同时识别两侧电网的频率波动情况，确保两侧电网均稳定后再退出直流互联紧急支援控制。同时，如果电网再次受到扰动，通过频率稳定识别，当频率波动大于频率目标导数设置值，直流互联紧急支援控制将再次介入稳定交流电网频率。

在某些情况下，由于电网内部发电机调速能力不足，虽然通过直流互联紧急支援控制减少了交流电网频率变化量，但依然可能出现电网稳定后的频率不在安全运行频率范围内的情况。目前，我国电网正常运行情况下的频率偏差限值不超过 $\pm 0.2\text{Hz}$ <sup>[22]</sup>。为了保证电网稳定后处于安全运行频率范围内，在电网频率稳定后，加入了频率校正控制器。图4为频率校正控制器结构。 $\Delta f_{safe}$ 为安全频率 $f_{safe}$ 与电网稳态频率 $f_{ref}$ 偏差目标值， $\Delta P_{safe-MW}$ 为频率校正控制后输出的功率调节量， $K$ 表示有功-频率的调节斜率。频率校正控制器的有功-频率调节斜率 $K$ 的确定方式与直流互联紧急支援控制相同，通过考虑直流联络线两侧交流电网的在线备用容

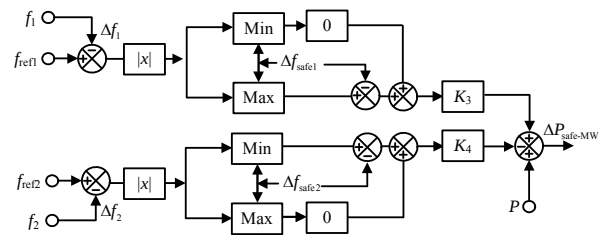


图4 频率校正控制器结构示意图

Fig. 4 Control diagram of frequency correction control

量和惯量来确定取值。

如图4所示,当电网频率稳定后,频率校正控制器将启用并判断当前电网频率与电网稳态频率的偏差量是否在允许范围内。如果直流联络线一侧电网稳定后的频率超过安全运行频率范围,则控制器将向电网输入一个额外功率调节量 $\Delta P_{\text{safe-MW}}$ ,校正该侧电网频率,使其继续升高到安全频率限值。

$$\Delta P_{\text{safe-MW}} = K_3 \times (\Delta f_1 - \Delta f_{\text{safe1}}) + K_4 \times (\Delta f_2 - \Delta f_{\text{safe2}}) \quad (3)$$

由于控制系统可能存在控制输出量与设定最低安全运行频率值存在偏差的问题。因此,在设定的最低安全运行频率基础上,增加频率裕度 $\delta$ ,保证控制结束后频率稳定在最低安全运行频率:

$$\Delta f_{\text{safe}} = f_{\text{ref}} - f_{\text{safe}} - \delta \quad (4)$$

频率校正控制器可以同时判断直流联络线两侧电网稳定后的频率情况,确保两侧电网的安全稳定运行。频率校正控制器通过频率稳定识别的信号启动,避免了在直流互联紧急支援控制时同时运行,影响直流互联紧急支援控制。

通过频率安全辅助控制的两个控制环节,可以保证在直流互联紧急支援控制结束后,受扰动电网的稳定频率在其安全运行频率范围内,保证受扰动电网在结束一次调频后的安全稳定运行。

### 1.3 直流互联调频恢复控制

电网一次调频控制属于有差调节,当电网通过一次调频控制稳定频率后,其频率与稳态运行频率一般存在一定的差值。为了使电网频率恢复到稳态运行频率,需要电网二次调频控制。为了使电网尽快恢复到额定运行频率,在直流联络线参与电网一次调频控制后,采用直流调频恢复控制,继续参与到电网二次调频控制,提高电网二次调频速度。考虑直流联络线参与电网二次调频中,应确定直流联络线在电网中所代表的调差系数。根据电力系统二次调频特性,其调差系数 $K_{\text{DC}}$ 可定义为:

$$K_{\text{DC}} = -\frac{\Delta f^*}{\Delta P_{\text{DC}}} = -\frac{\frac{\Delta f}{f_0}}{\frac{\Delta P_{\text{DC}}}{P_{\text{DC0}}}} \quad (5)$$

式中: $\Delta f^*$ 为当前频率与电网频率偏差量的标么值; $\Delta P_{\text{DC}}$ 为直流功率偏差量标么值; $\Delta f$ 为当前频率与电网频率偏差量; $f_0$ 为电网稳态频率; $\Delta P_{\text{DC}}$ 为功率偏差量; $P_{\text{DC0}}$ 为换流站容量。假设受到扰动的电网内部有 $n$ 台参与到二次调频的发电机,采用无差调节的积分调节法,考虑直流参与二次调频,则有:

$$\begin{cases} \int \Delta f^* dt + K_{\text{G1}} \times \Delta P_{\text{G1}}^* = 0 \\ \dots\dots \\ \int \Delta f^* dt + K_{\text{Gi}} \times \Delta P_{\text{Gi}}^* = 0 \\ \dots\dots \\ \int \Delta f^* dt + K_{\text{Gn}} \times \Delta P_{\text{Gn}}^* = 0 \\ \int \Delta f^* dt + K_{\text{DC}} \times \Delta P_{\text{DC}}^* = 0 \end{cases} \quad (6)$$

式中: $\Delta f^*$ 为当前频率与电网频率偏差量标么值; $\Delta P_{\text{Gi}}^*$ 为第 $i$ 个调频机组的有功功率变化量标么值; $K_{\text{Gi}}$ 为第 $i$ 调频机组的有差调节器的调差系数。直流互联调频恢复控制参与到电网二次调频控制中,其电网调频方程为:

$$\Delta P^* = \sum_{i=1}^n \Delta P_{\text{Gi}}^* + \Delta P_{\text{DC}}^* = -\int \Delta f^* dt \times \left( \sum_{i=1}^n \frac{1}{K_{\text{Gi}}} + \frac{1}{K_{\text{DC}}} \right) \quad (7)$$

式中 $\Delta P^*$ 为恢复电网稳态频率所需的功率增加量标么值。假设电网中各点频率是一致的,则各机组的频率积分 $\int \Delta f \times dt$ 可以认为是相等的。则有

$$\int \Delta f^* dt = -\frac{\Delta P^*}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{K_{\text{Gi}}} + \frac{1}{K_{\text{DC}}}} \quad (8)$$

则在电网二次调频中,直流联络线所承担的电网二次调频功率的标么值为:

$$\Delta P_{\text{DC}}^* = -K_{\text{Secondary}} \times \Delta P^* = -\Delta P^* / \left( \sum_{i=1}^n \frac{K_{\text{DC}}}{K_{\text{Gi}}} + 1 \right) \quad (9)$$

式中 $K_{\text{Secondary}}$ 为直流互联调频恢复控制功率分配系数。

$$K_{\text{Secondary}} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{K_{\text{DC}}}{K_{\text{Gi}}} + 1} \quad (10)$$

直流互联频率支援与恢复控制策略总控制器结构如图5所示。当电网频率出现异常波动,电网

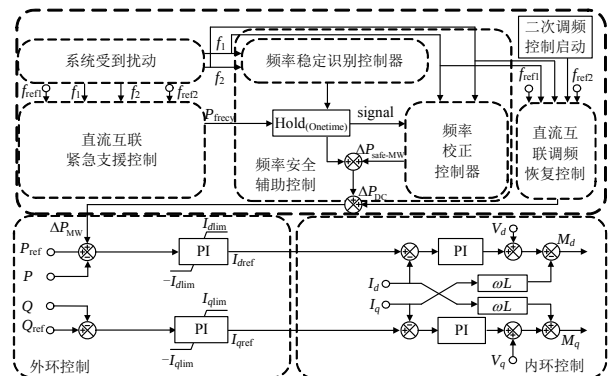


图5 直流互联频率支援与恢复控制策略总控制器结构示意图

Fig. 5 General control diagram of HVDC primary & secondary frequency control

一次调频控制介入。此时，直流互联紧急支援控制启动，向受扰动电网提供紧急功率支援。同时，安全频率辅助控制启动，安全频率辅助控制内部的频率稳定识别控制器时时识别直流联络线两侧频率。当线路两侧频率均稳定后，频率稳定识别控制器发出信号，保持直流互联紧急支援控制当前直流控制量不变，并启动频率校正控制器，频率校正控制器判断当前电网频率是否在其安全稳定运行范围内，如果超出范围，则直流联络线进一步向受扰动电网提供功率支援，直到受扰动电网频率进入其安全稳定运行范围内。当电网二次调频控制启动后，直流互联调频恢复控制收到启动信号，通过与电网自身调频机组配合，实现电网频率无差调节，将电网运行频率快速恢复到稳态运行频率。

2 仿真分析

2.1 仿真平台介绍

为验证所提出的控制策略的有效性，本文在基于 PSS/E 软件平台开发的简化北美电网模型基础上，利用 ABB 公司的 HVDC Light®模型建立了如图 6 所示的直流互联仿真模型。

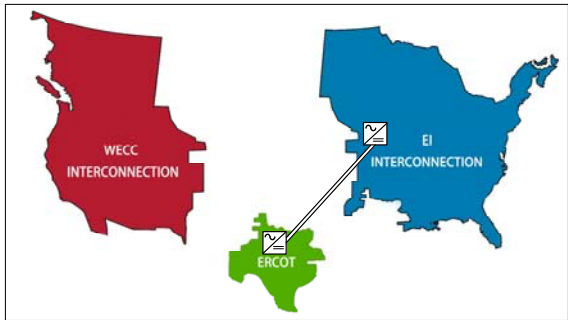


图 6 北美电网直流互联仿真模型结构示意图

Fig. 6 Diagram of simulation model: The reduced model of the North American system with two terminal HVDC link

如图 6 所示，本文采用的北美电网简化模型由西部互联电网、东部互联电网和德克萨斯电网组成<sup>[23]</sup>。3 个互联电网互为异步系统，简化的东部互联电网具有 528 个节点，简化的西部互联电网具有 191 个节点，简化的德克萨斯电网具有 225 个节点。在该模型中，系统的频率响应和主要传输走廊中的功率流与实际电网一致。

在本研究中，基于 ABB HVDC Light®模型<sup>[24]</sup>，建立了互联东部互联电网和德克萨斯电网的两端直流输电系统。根据本文所提出的控制策略，基于 HVDC Light®模型自带的有功功率调制控制器，在

PSS/E 中自定义了直流互联频率控制器，实现了直流互联紧急支援控制，频率安全辅助控制以及直流互联调频恢复控制。所建立的两端直流系统及直流互联频率控制器具体参数如表 1 所示。

表 1 两端直流系统及直流互联频率控制器参数

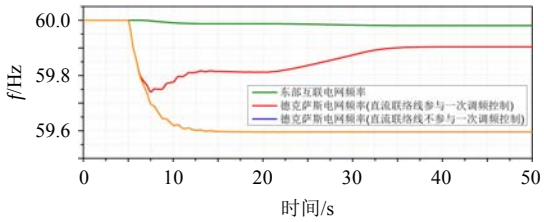
Tab. 1 Parameters of HVDC transmission system and HVDC frequency response controller

| 内容             | 东部互联电网 | 德克萨斯电网 |
|----------------|--------|--------|
| 换流站容量/MW       | 1200   |        |
| 电压等级/kV        | ±320   |        |
| 直流互联紧急支援控制调节斜率 | 2500   | 4000   |
| 频率安全辅助控制调节斜率   | 10     |        |

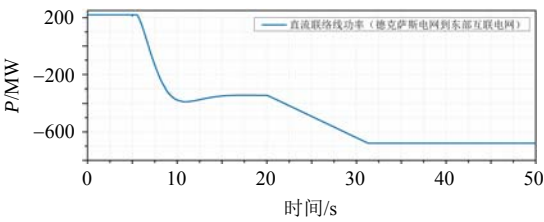
在紧急支援控制策略下，东部互联电网最多向德克萨斯电网输送 750MW，德克萨斯电网最多向东部互联电网输送 500MW。初始状态下，德克萨斯电网通过换流站向东部互联电网换流站固定传输功率 200MW。

2.2 仿真 1：直流联络线参与一次调频控制

在 5.0s 时刻，德克萨斯电网内部一台容量为 1055.038MW 的发电机掉站。假设电网安全运行最低频率为 59.90Hz。仿真结果如图 7 所示。



(a) 东部互联电网和德国克萨斯电网频率



(b) 德国克萨斯和东部互联电网直流联络线功率

图 7 算例 1 仿真结果

Fig. 7 Study case 1

如图 7 所示，5.0s 前，德克萨斯电网处于稳态运行状态。5.0s 时，发电机掉站故障发生，德克萨斯电网频率开始下降。

由于直流联络线参与到系统一次调频，直流互联紧急功率支援控制工作，直流联络线上的功率随着电网频率降低而增加。如图 7(a)所示，在仿真中，德克萨斯电网在 7.5s 下降到频率最低点，频率最低点为 59.75Hz。随后电网频率恢复，最终在 12.5s 稳定在 59.79Hz。直流联络线功率由德克萨斯电网

向东部互联电网输送 200MW 翻转为由东部互联电网向德克萨斯电网输送 400MW。

在系统频率稳定后,频率安全辅助控制启动。频率稳定识别控制器作用,判断频率稳定后,保持当前直流互联紧急功率支援控制的直流控制量,并启动频率校正控制。由于此时电网稳定频率小于电网最低安全运行频率 59.90Hz,频率校正控制启用,通过直流联络线由东部互联电网向德克萨斯电网输送功率进一步增加,电网频率继续升高。最终,系统频率在 32.5s 恢复至 59.90Hz,通过直流联络线由东部互联电网向德克萨斯电网输送功率达到 680MW。

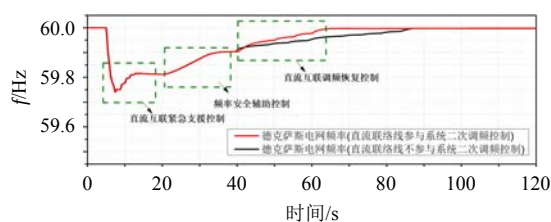
如果直流联络线不参与电网一次调频控制,如图 7(b)所示,在仿真中,德克萨斯电网在 15s 下降到频率最低点 59.60Hz,相比直流联络线参与电网一次调频控制的频率最低点低 0.15Hz;并最终稳定在 59.60Hz,没有频率恢复过程。

由仿真结果可知,仅依靠电网一次调频控制,电网受到扰动后频率波动较大,频率最低点相比直流联络线参与一次调频控制较低,且一次调频结束后,电网无法恢复到最低安全运行频率,影响电网安全运行。直流联络线参与到电网一次调频控制,可以提高电网受到扰动后的频率最低点,减小电网频率波动量;同时快速稳定电网频率,减少电网低频运行时间。此外,直流联络线参与到电网一次调频控制,还可以根据电网安全运行要求,进一步提高电网稳定频率至安全运行频率范围内,保证电网安全运行。

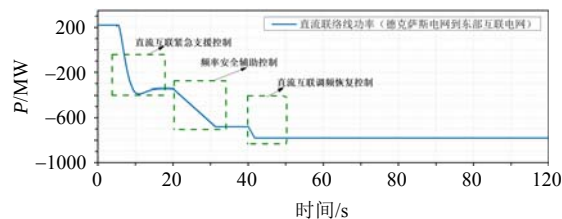
### 2.3 仿真 2: 直流联络线参与电网二次调频控制

电网二次调频控制在系统受到扰动后 40s 后启动。仿真结果如图 8 所示。

图 8 仿真结果包含了直流联络线参与电网调频控制的全过程,其中 40s 前仿真结果与仿真 1 一致,不再重复介绍,重点关注直流联络线参与电网二次调频的运行工况。如图 8 所示,40.0s 前,德克萨斯电网经过一次调频后稳定运行,其电网频率 59.90Hz,通过直流联络线由东部互联电网向德克



(a) 东部互联电网和德国克萨电网频率



(b) 德国克萨和东部互联电网直流联络线功率

图 8 算例 2 仿真结果

Fig. 8 Study case 2

萨斯电网输送功率达到 680MW。40.0s 时,系统二次调频控制工作。由于直流联络线参与到系统二次调频,直流互联调频恢复控制作用,直流联络线上的功率开始增加,同时,德克萨斯电网频率开始上升。最终电网频率在 68.0s 恢复至 60Hz 额定频率,并稳定运行。通过直流联络线由东部互联电网向德克萨斯电网输送功率由 680MW 上升至 750MW。

如果直流联络线不参与电网二次调频控制,系统二次调频工作后,其电网频率增加,直至 89.0 秒稳定在 60Hz 额定频率。由仿真结果可知,利用直流联络线参与到系统二次调频控制,可以提高电网恢复到额定运行频率的速度,使电网尽快达到额定运行频率,减少电网内设备非额定频率运行的时间,提升电网运行经济效益。

## 3 结论

本文提出一种用于互联交流电网的直流互联频率支援及恢复策略控制。该策略可以实现事故时的紧急功率支援,减小交流电网事故后的频率变化量;事故后,该策略参与频率的恢复过程,协助电网快速进入安全频率运行内和恢复电网额定频率。本文与已有工作的不同之处在于提出的控制策略充分考虑了直流输电系统快速精确的频率响应能力,并利用所提出的频率校正控制保证电网在频率控制各个过程的安全稳定运行,使直流联络线完整的参与到电网的一次调频控制和二次调频控制,提高了电网运行可靠性和经济性。通过 PSCAD/EMTDC 软件建立两区域直流互联仿真模型,验证本文所提出的直流互联频率支援及恢复策略的有效性。

## 参考文献

- [1] 汤广福, 罗湘, 魏晓光. 多端直流输电与直流电网技术[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(10): 8-17.  
Tang Guangfu, Luo Xiang, Wei Xiaoguang. Multi-terminal HVDC and DC-grid technology[J]. Proceedings

- of the CSEE, 2013, 33(10): 8-17(in Chinese).
- [2] 赵成勇, 孙莹, 李广凯. 双馈入直流输电系统中 VSC-HVDC 的控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(7): 97-103.
- Zhao Chengyong, Sun Ying, Li Guangkai. Control strategy of VSC-HVDC in dual-infeed HVDC systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(7): 97-103(in Chinese).
- [3] Rakhshani E, Mehrjerdi H, Remon D, et al. Frequency control of HVDC interconnected system considering derivative based inertia emulation[C]//2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting. Boston, MA, USA: IEEE, 2016: 1-5.
- [4] Sato T, Umemura A, Takahashi R, et al. Frequency control of power system with large scale wind farm installed by using HVDC transmission system[C]//2017 IEEE Manchester PowerTech. Manchester, UK: IEEE, 2017: 1-6.
- [5] Davies M, Kolz A, Kuhn M, et al. Latest control and protection innovations applied to the Basslink HVDC interconnector[C]//Proceedings of the 8th IEE International Conference on AC and DC Power Transmission. London, UK: IEEE, 2006.
- [6] Mazzoldi F, Taisne J P, Martin C J B, et al. Adaptation of the control equipment to permit 3-terminal operation of the HVDC link between Sardinia, Corsica and mainland Italy[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1989, 4(2): 1269-1274.
- [7] Chand J. Auxiliary power controls on the nelson river HVDC scheme[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1992, 7(1): 398-402.
- [8] Sun Kaiqi, Li Kejun, Wang Zhuodi, et al. Operation modes and combination control for urban multivoltage-level DC grid[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2018, 33(1): 360-370.
- [9] 朱瑞可, 王渝红, 李兴源, 等. 用于 VSC-HVDC 互联系统的附加频率控制策略[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(16): 81-87.
- Zhu Ruike, Wang Yuhong, Li Xingyuan, et al. An additional frequency control strategy for interconnected systems through VSC-HVDC[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(16): 81-87(in Chinese).
- [10] 文劲宇, 陈霞, 姚美齐, 等. 适用于海上风场并网的混合多端直流输电技术研究[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(2): 55-61.
- Wen Jinyu, Chen Xia, Yao Meiqi, et al. Offshore wind power integration using hybrid multi-terminal HVDC technology[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(2): 55-61(in Chinese).
- [11] 李卫东, 晋萃萃, 温可瑞, 等. 大功率缺失下主动频率响应控制初探[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(8): 22-30.
- Li Weidong, Jin Cuicui, Wen Kerui, et al. Active frequency response control under high-power loss[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(8): 22-30(in Chinese).
- [12] Van Hertem D, Ghandhari M. Multi-terminal VSC HVDC for the European supergrid: Obstacles[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2010, 14(9): 3156-3163.
- [13] Osborn D. Conceptual interregional HVDC network-MISO energy[EB/OL]. [https://www.misoenergy.org/Library/Repository/Meeting%20Material/Stakeholder/Workshops%20and%20Special%20Meetings/2014/20141016%20HVDC%20Network%20Update/20141016%20HVD C%20Network%20Update\\_HVDCnet.pdf](https://www.misoenergy.org/Library/Repository/Meeting%20Material/Stakeholder/Workshops%20and%20Special%20Meetings/2014/20141016%20HVDC%20Network%20Update/20141016%20HVD C%20Network%20Update_HVDCnet.pdf).
- [14] Osborn D. Transmission planning[EB/OL]. (2016-09-29). <https://arpa-e.energy.gov/sites/default/files/ARPA-E%20Dale%20Osborn.pdf>.
- [15] Alaywan Z. The Tres Amigas superstation: Linking renewable energy and the nation's grid(July 2010)[C]//IEEE PES General Meeting. Providence, RI, USA: IEEE, 2010: 1-5.
- [16] Gonzalez-Longatt F, Steliuk A, Hugo H M V, et al. Flexible automatic generation control system for embedded HVDC links[C]//2015 IEEE Eindhoven PowerTech. Eindhoven, Netherlands: IEEE, 2015.
- [17] Gu Wei, Liu Wei, Zhu Junpeng, et al. Adaptive decentralized under-frequency load shedding for islanded smart distribution networks[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2014, 5(3): 886-895.
- [18] McNamara P, Milano F. Model predictive control-based AGC for Multi-terminal HVDC-connected AC grids[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(1): 1036-1048.
- [19] Rakhshani E, Remon D, Cantarellas A M, et al. Virtual synchronous power strategy for multiple HVDC interconnections of multi-area AGC power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(3): 1665-1677.

- [20] Glavitsch H, Stoffel J. Automatic generation control[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 1980, 2(1): 21-28.
- [21] 国家电网公司. 火力发电机组一次调频试验导则[M]. 北京: 中国电力出版社, 2012.
- SGCC. Guidelines for primary frequency regulation test of thermal power generating units[M]. Beijing: China Electric Power Press, 2012(in Chinese).
- [22] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局, 中国国家标准化管理委员会. GB/T 15945—2008 电能质量 电力系统频率偏差[S]. 北京: 中国标准出版社, 2008.
- State Standardization Management Committee of the General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China. GB/T 15945—2008 Power quality—Frequency deviation for power system[S]. Beijing: China Standard Press, 2008(in Chinese).
- [23] 北美电网简化模型[EB/OL]. <https://db.bettergrids.org/bettergrids/handle/1001/414>.
- [24] Björklund P E, Srivastava K, Quaintance W. HVDC Light® modeling for dynamic performance analysis [C]//2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition. Atlanta, GA, USA: IEEE, 2006.



孙凯祺

收稿日期: 2018-10-29。

作者简介:

孙凯祺(1992), 男, 博士研究生, 主要研究方向为直流输电控制与应用, skqlxf@gmail.com;

李可军(1971), 男, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为配电网自动化技术, 新能源并网技术、FACTS 及直流输电技术应用, lkjun@sdu.edu.cn;

Sundaresh Lakshmi(1989), 女, 博士研究生, 主要研究方向为直流输电技术, lsundare@vols.utk.edu;

刘奕路(1959), 女, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为电力系统超广域测量与控制、电力系统动态稳定性分析等, liu@utk.edu;

潘久平(1955), 男, ABB 高级首席科学家, 主要研究方向为直流输配电技术、电力系统分析、大规模可再生能源接入, jiuping.pan@us.abb.com;

孙华东(1975), 男, 教授级高级工程师, 主要研究方向为电力系统稳态及动态分析、电力系统运行与控制, sunhd@epri.sgcc.com.cn。

(责任编辑 邱丽萍)