改善异步分区电网频率稳定性的VSC-HVDC 控制策略

付 聪1, 卞志鹏2, 王 钤1, 唐景星1,徐 政2

(1. 广东电网有限责任公司电力科学研究院,广东 广州 510080;2. 浙江大学 电气工程学院,浙江 杭州 310027)

摘要:为了缓解同步换相失败问题,广东电网规划采用基于电压源换流器型高压直流(VSC-HVDC)输电系统 的电网分区技术,将东、西2个电网异步相连。但在分区后,电网的调频容量变小,频率稳定性变差,此时 VSC-HVDC系统有必要参与分区系统的频率控制。设计了一种VSC-HVDC输电系统的频率控制策略:VSC 换流站的d轴频率控制策略使得VSC换流站自动调节自身输出的有功功率;q轴辅助频率控制进一步稳定系 统频率。使用 PSS/E在广东电网中进行仿真分析,结果表明所提出的VSC频率控制策略有效提升了分区电 网的频率稳定性。

0 引言

近年来,传统高压直流输电技术以其在经济性、 技术性上的优势成为跨区域远距离、大容量输电的 优选方案^[1-2]。在"西电东送"的背景下,我国出现了 多个多直流落点的受端系统,例如广东电网^[3-4]。但 是,由于在多直流落点受端系统中,逆变站之间的电 气距离较近,在故障下,多条传统直流会同时发生换 相失败。该类故障会造成受端系统的有功功率大量 缺失,从而危害多直流馈入系统的稳定性^[5-6]。

为了提高电网的安全稳定性,广东电网规划采 用基于电压源换流器型高压直流(VSC-HVDC)输电 系统的电网分区技术将广东电网分隔成东、西2个 异步运行的分区,在各个分区电网中,均有多条传统 直流落点。该分区方案降低了各传统直流之间的耦 合程度,有效减少了故障下同时发生换相失败的换 流站个数,提高了系统的安全稳定水平,同时还能有 效防止短路电流超标^[78]。然而,针对广东电网的分 析表明,根据规划将电网分隔成2个异步运行的分 区后,广东电网东部分区的发电机调频容量相对较 小,调频能力受限。而且,在分区后,电网西部分区 不主动响应东部分区的频率变化,也降低了东部分 区的调频能力。在此场景下,用于分区的 VSC-HVDC输电系统有必要参与东部分区系统的频率控 制,从而实现电网西部分区对东部分区的频率支援。

在利用VSC-HVDC输电系统改善交流系统频率 稳定性方面,文献[9]针对VSC控制器,设计了一种 频率下垂控制,该控制器能根据交流系统频率的变

收稿日期:2019-04-08;修回日期:2019-08-25

基金项目:广东电网有限责任公司科技项目(GDKJXM2016-1786)

Project supported by the Science and Technology Project of Guangdong Power Grid Co.,Ltd.(GDKJXM20161786) 化,调节VSC换流站的有功功率,从而实现对系统频率的调节。文献[10]中,VSC换流站被视为一个负荷,当系统频率变化时,该负荷的频率调节系数会动态变化,起到调节系统频率的作用。文献[11]提出一种惯性模拟控制,在该控制器下,VSC-HVDC系统可模拟同步发电机的惯性,增大系统惯性,从而改善电网的暂态频率特性。文献[12-13]针对VSC控制器,设计了同步发电机模拟控制策略,在VSC外环控制器上添加一阶惯性控制环节。但现有控制器均未考虑在VSC控制器中加入q轴辅助频率控制环节。

本文针对广东电网通过VSC-HVDC输电系统异 步分区后的场景,在VSC控制器上,分别设计了d轴 频率控制、q轴辅助频率控制策略来调节东部分区电 网的频率。在PSS/E平台上搭建了仿真模型,研究 了东部分区发生短路故障和传统直流双极闭锁故障 的特性,仿真结果表明利用所提出的控制策略可以 有效提高系统的频率稳定性。

1 广东直流分区工程介绍

1.1 工程概况

如图1所示,广东电网被分割为东、西2个异步运行的分区电网。在该分区方案下,有2条VSC-HVDC 输电通道,VSC换流站的容量均为2000 MV·A。 VSC-HVDC输电系统的直流电压为±350 kV。在东部 分区中,有4个高压传统直流落点,分别为云广直流 (GD01)、三广直流(HUIZ)、贵广Ⅱ直流(GD)、滇西 北直流(GD09)的逆变站。4条传统直流的容量分别 为5000、3000、3000、5000 MW。

广东电网东部分区的频率支撑能力较差。在单回5000 MW传统直流双极闭锁故障下,电网东部分区的频率最低值达到48.7 Hz,危害系统的频率稳定性。因此,VSC-HVDC输电系统需要参与广东电网东部分区的频率控制。



图1 广东电网2025年接线图

Fig.1 Wiring diagram of Guangdong Power Grid in 2025

1.2 VSC 控制模式

如图1所示,位于东部分区的2个VSC换流站采 用有源控制模式,d轴控制环采用定有功功率控制,q 轴控制环采用定无功功率控制。在有源系统中,VSC 控制器可通过锁相环(PLL)来获得同步相位^[14]。

在 dq 旋转坐标系下, VSC 换流站向广东电网东 部分区传输的有功、无功功率可表示为^[15]:

$$P_{s} = -\frac{3}{2} u_{sd} i_{sd} - \frac{3}{2} u_{sq} i_{sq}$$
(1)

$$Q_{s} = \frac{3}{2} u_{sd} i_{sq} - \frac{3}{2} u_{sq} i_{sd}$$
(2)

其中, i_{sd} 、 i_{sd} 分别为VSC的d、q轴电流分量; u_{sd} 、 u_{sd} 分别为VSC换流变压器网侧母线电压的d、q轴分量。 在稳态下,由于PLL的作用, $u_{sq}=0$ ^[16],可得:

$$\begin{cases} P_s = -\frac{3}{2} u_{sd} i_{sd} \\ Q_s = \frac{3}{2} u_{sd} i_{sq} \end{cases}$$
(3)

位于东部分区的VSC换流站的外环控制环节如 图 2(a)、(b)所示^[15]。其频域方程如下^[17]:

$$i_{\rm sdref} = (k_{\rm P1} + k_{\rm 11}/s) (P_{\rm sref} - P_{\rm s})$$
 (4)

$$i_{\rm sqref} = (k_{\rm P2} + k_{\rm 12}/s)(Q_{\rm sref} - Q_{\rm s})$$
 (5)

其中, i_{sdref} 、 i_{sqref} 分别为由外环控制器生成的d、q轴电流指令值; P_{sref} 、 Q_{sref} 分别为 P_s 、 Q_s 的稳态指令值。

如图1所示,位于西部分区的2个VSC换流站的*d* 轴控制环采用定直流电压控制,q轴控制环采用定无 功功率控制。定直流电压控制环节如图2(c)所示。

定直流电压控制器的频域方程如下[18]:

$$i_{\rm sdref} = (k_{\rm P3} + k_{\rm I3} / s) (U_{\rm dcref} - U_{\rm dc})$$
 (6)

其中, U_{de} 为VSC-HVDC输电系统的直流电压; U_{deref} 为 U_{de} 的指令值。



Fig.2 Outer control loop of VSC station

2 频率控制策略

为了提升广东电网东部分区的稳定性,保证频 率稳定是至关重要的。本节针对位于东部分区的 VSC换流站,提出适合该运行场景的频率控制策略。

2.1 d轴频率控制策略

对于落点在东部分区的2个VSC换流站,在其*d* 轴控制环添加了带死区的有功-频率(*P*-*f*)下垂控 制。控制特性如图3所示。图中,*P*_s为VSC换流站 向东部分区传输的有功功率;*f*为VSC换流站通过 PLL环节检测到的系统频率值,该PLL环节采用解 耦双同步参考坐标系下的锁相环(DDSRF-PLL)同步 技术^[19],从而使得PLL环节在电网电压存在畸变和 不平衡的工况下仍能够使用;稳态下的频率值*f*_{norm}= 50 Hz;*P*_{smax}、*P*_{smin}分别为VSC换流站输出有功功率的 最大值与最小值。在暂态下,当系统频率值处于 *f*_{reft}、*f*_{ref2}之间时,*P*-*f*下垂控制不起作用。



图 3 VSC 换流站 P-f 下垂控制特性



当东部分区的频率变化时,P-f下垂控制会自动调整VSC换流站的有功功率参考值,在电网频率升高时,减少VSC换流站向东部分区输送的有功功率,反之亦然,从而提升广东电网东部分区的暂态频率稳定性。

当东部分区的有功功率变化较大时,例如发生 单回传统直流的双极闭锁故障,位于东部分区的2 个 VSC 换流站应开启紧急功率支援控制。由于 VSC-HVDC输电系统可以快速地控制其输出的有功 功率,因此 VSC 换流站的紧急功率支援控制可以有 效地减小系统的功率变化,从而减小频率的变化。 根据系统规划者预先确定的策略表,可以得到紧急 功率支援控制下的 VSC 换流站的有功功率参考值。

2.2 q轴辅助频率控制策略

由图1可知,在广东电网东部分区中,北通道的 VSC换流站连接在母线3上,GD01传统直流的逆变 站连接在母线5上,2条交流母线的电气距离较近。 由于VSC-HVDC输电系统可独立地控制其输出的有 功、无功功率^[20],因此当北通道的VSC换流站采用无 功-交流电压(Q-u)下垂控制时,该换流站能有效支 撑GD01直流逆变站的换流母线电压。Q-u下垂控 制的特性见图4。图中, Q_s 为VSC换流站向东部分 区传输的无功功率; u_s 为母线3的交流电压值; u_{snorm} 为 u_s 的稳态值; Q_{smax} 、 Q_{smin} 分别为VSC换流站输出无 功功率的最大值与最小值。在暂态下,当母线3的电 压值位于 u_{sreft} 、 u_{sref2} 之间时,Q-u下垂控制不起作用。





Fig.4 Q-u droop control characteristic of VSC station

当电网东部分区发生短路故障时,GD01传统直流可能发生换相失败,Q-u下垂控制会自动提升位于母线3的VSC换流站输出的无功功率。该换流站提供的电压支撑能够有效加速GD01直流功率的恢复,从而加速东部分区的有功功率平衡,提升系统的暂态频率稳定性。

当广东电网东部分区发生剧烈的有功功率变化时,例如发生单回传统直流的双极闭锁故障,系统的发电机功角和交流母线电压会出现较大振荡,GD01 直流的功率会出现较大波动,系统频率特性会进一步恶化。当VSC换流站为母线5提供电压支撑时, GD01直流功率的波动减小,从而有效减小了系统的 有功功率波动,支撑了东部分区的频率。该方法通 过控制GD01换流站母线的电压,提升了GD01直流 功率和东部分区频率的稳定性,故称为q轴辅助频 率控制。

图 5 为连接在母线 3 上的 VSC 换流站的 d 轴频 率和 q 轴辅助频率控制框图。图中, T_f 为滤波时间常





Fig.5 Block diagram of VSC frequency control

数; K_{f} 为P-f下垂控制的斜率; i_{sd}^{*} , i_{sq}^{*} 为VSC的外环电流值; K_{u} 为Q-u控制的斜率系数; i_{sdlim} 、 i_{sqlim} 分别为d、q轴的电流限幅值。由于q轴辅助控制还能够有效提升受端交流电网的电压稳定性,因此在南通道的VSC换流站也采用图5所示的控制模式。

3 仿真验证

为了验证频率控制策略的有效性,针对如图1 所示的广东电网在PSS/E仿真软件中进行了仿真。

VSC-HVDC 输电系统是基于模块化多电平换 流器(MMC)拓扑,其仿真参数如下:MMC 额定直流 电压为±350 kV, MMC 额定直流电流为 2.857 kA, MMC 额定容量为 2 000 MV·A,变压器额定容量为 2 400 MV·A,变压器漏抗为 0.1 p.u., MMC 平波电抗 器电感值为 250 mH。VSC 的电流限幅值设为额定 电流的 1.1 倍。在重载运行下,广东电网东部分区的 负荷为 68 693 MW。在稳态下,位于东部分区的 2 个 VSC 换流站向电网输送的有功功率为 1 000 MW。 VSC 换流站向电网输送的有功功率为 1 000 MW。 VSC 换流站向电网输送的有功功率为 1 000 MW。

3.1 东部分区双回线路短路故障

图 6、7 展示了广东电网东部分区发生双回线 路短路故障的系统仿真波形图(图中电压、功率为标







Fig.7 Response of VSC-HVDC system under Line 13-14 fault

幺值)。仿真故障为图1中的母线13至母线14的 500 kV 双回线路三相金属性接地故障,故障发生在 靠近母线13一侧。故障发生在1s时,并于0.1s后 切除线路。图中,GD01换流母线电压、直流功率, VSC换流站有功功率、无功功率以及VSC-HVDC输 电系统直流电压均为标幺值。

142

为了更好地说明频率控制器的效果,本节针对 位于东部分区的VSC换流站的3种控制方法进行对 比仿真,分别为:①VSC传统有源控制器;②加入*d* 轴频率控制的VSC控制器;③加入*d*、q轴频率控制 的VSC控制器。

图6(a)为3种控制方式下电网东部分区的频率 响应波形图,当采用传统VSC控制器时,在暂态过程 中,电网东部分区的频率变化最大值为0.41 Hz,而 加入d轴频率控制后,系统频率变化的最大值减小 为0.35 Hz。图7(a)、(b)为位于东部分区的2个VSC 换流站向系统输送的有功功率波形图。在双回线路 短路故障期间,电网东部分区的频率变化,当VSC换 流站采用d轴频率控制时,P-f下垂控制开启,VSC 换流站输出的有功功率自动调节,稳定了东部分区 的系统频率。由图7(e)、(f)可知,暂态过程中2回 VSC-HVDC输电系统的直流电压均处于稳定范围内。

图 7(c)、(d)为 VSC 换流站向电网东部分区传输的无功功率波形图。由图 6(b)可知,当短路故障

发生时,GD01传统直流换流母线的交流电压跌落。 当位于母线3的VSC换流站采用q轴辅助频率控制 时,Q-u下垂控制开启,在暂态过程中,北通道的 VSC换流站输出的无功功率增加。如图6(b)所示, Q-u下垂控制加速了GD01直流换流母线的交流电 压恢复,提升了故障下换流母线电压最低值。由图6 (c)可知,位于母线3的VSC换流站的Q-u下垂控制 提升了GD01直流功率在故障清除后的恢复速度。

图 6(a)展示了 q 轴辅助频率控制的效果。当 VSC 控制器采用 d、q 轴频率控制时,在故障清除后 系统频率能够更快地恢复到稳态值附近。VSC 换流 站提供的电压支撑能够保证 GD01 直流功率的快速 恢复,从而加速东部分区的有功功率平衡,使得在暂 态下系统频率能够更快稳定。

3.2 GD09传统直流双极闭锁故障

图 8、附录中图 A1 展示了广东电网东部分区 GD09传统直流发生双极闭锁故障的系统响应曲线, GD09直流容量为5000 MW。故障发生在1s时,针对 东部分区 VSC换流站的3种控制方法进行对比仿真。

图 8(a)为3种控制方式下的电网东部分区的频率响应特性,当VSC换流站不采用调频控制时,由于 广东电网东部分区的暂态频率最低值低于49 Hz且 持续时间超过0.2 s,因此会采取第1级减负荷操作, 切除4%的负荷。由图 8(a)可知,在该种控制方式



图 8 GD09双极闭锁故障下交流系统响应 Fig.8 AC system response under bipolar blocking fault of GD09

下,电网东部分区的频率最低值为48.8 Hz。当加入 d轴频率控制时,东部分区的频率最低值提升至 49.63 Hz。附录中图 A1(a)、(b)为位于电网东部分 区的 2个 VSC 换流站输出的有功功率响应曲线,在 GD09 直流发生双极闭锁故障期间,VSC 换流站开 启紧急功率控制,控制的动作响应时间为150 ms,在 紧急功率控制下,VSC 换流站的有功功率指令值为 1.1 p.u.。由图8(a)可知,在紧急功率控制下,电网东 部分区的暂态频率稳定性得到了显著提升。附录中 图 A1(e)、(f)为2回 VSC-HVDC系统的直流电压,在 故障期间,直流电压均处于稳定范围内。

位于电网东部分区的2个VSC换流站传输的无 功功率波形图如附录中图A1(c)、(d)所示。由图8 (b)可知,当GD09传统直流发生双极闭锁故障时, 母线5的交流电压出现较大的振荡。当位于母线3 的VSC换流站采用q轴辅助频率控制时,Q-u下垂控 制开始起作用,在故障期间,北通道的VSC换流站输 出的无功功率自动调节。由图8(b)、(c)可知,在q 轴辅助频率控制下,母线5的交流电压波动变小,在 暂态过程中,GD01直流功率能够保持稳定。如图8 (c)所示,在故障下,GD01传统直流开启紧急功率控 制,功率指令值设置为1.1 p.u.。

由图8(a)可知,当采用d、q轴频率控制时,在故

障下,电网东部分区的频率最低值为49.74 Hz,并且 系统频率能更快地恢复到稳态值附近。位于母线3 的 VSC 换流站提供的无功功率能支撑 GD01 直流换 流母线的交流电压,并且在暂态下稳定 GD01 直流功 率,从而有效提升广东电网东部分区的频率稳定性。

4 结论

为了提升广东电网通过VSC-HVDC输电系统异 步运行后东部分区的频率稳定性,本文针对位于东 部分区的VSC换流站设计了d轴频率控制、q轴辅助 频率控制方法。

当 VSC 控制器采用 d 轴频率控制时, VSC 换流 站能够自动调节自身输出的有功功率, 从而支撑东 部分区的系统频率。q 轴辅助频率控制方法的作用 是支撑 GD01 传统直流的换流母线电压, 从而稳定 GD01 直流功率, 加速东部分区的有功功率平衡, 进 一步提升东部分区的频率稳定性。仿真验证分别在 东部分区发生双回线路短路故障、单回传统直流双 极闭锁故障的工况下进行, 经过仿真分析可以得到: 当位于东部分区的 VSC 换流站采用 d 轴频率控制 时, 在暂态过程中, 东部分区的频率变化值变小; 当采 用 q 轴辅助频率控制后, 东部分区的频率特性得到 进一步提升。结果表明, 所提 VSC 换流站频率控制 策略能有效提升广东电网东部分区的频率稳定性。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

- [1] 徐政. 交直流电力系统动态行为分析[M]. 北京:机械工业出版社,2004:1-10.
- [2]黄弘扬,杨汾艳,徐政,等.基于改进轨迹灵敏度指标的动态无 功优化配置方法[J].电网技术,2012,36(2):88-94.
 HUANG Hongyang,YANG Fenyan,XU Zheng, et al. A dynamic VAR configuration method based on improved trajectory sensitivity index[J]. Power System Technology, 2012, 36(2): 88-94.
- [3]隋国平.云广特高压直流输电线路双极闭锁时安稳装置的动作分析[J].高电压技术,2012,38(2):421-426.
 SUI Guoping. Power safe system analysis of ±800 kV Yun-Guang UHVDC when bipole blocking[J]. High Voltage Engineering,2012,38(2):421-426.
- [4]黄弘扬.交直流电力系统暂态稳定分析与控制问题研究[D]. 杭州:浙江大学,2014.
 Huang Hongyang. AC/DC power system transient stability analysis and control[D]. Hangzhou:Zhejiang University,2014.
- [5] 李妮,李兴源,冯明,等.改善多馈入直流系统电压无功特性的 直流控制策略[J].电力自动化设备,2016,36(2):25-31.
 LI Ni,LI Xingyuan,FENG Ming, et al. DC control for improving voltage and reactive power characteristics of multi-infeed HVDC system[J]. Electric Power Automation Equipment,2016, 36(2):25-31.
- [6] XU Z, BIAN Z P, CHENG B J. An approach to the ultimate goal of power grid development-constant voltage operation [J]. CSEE Journal of Power & Energy Systems, 2017, 3(4): 380-389.
- [7]程斌杰,徐蔚,徐政.基于多直流落点系统稳定性的电网静态

分区方案选择方法[J]. 电力自动化设备,2016,36(12): 129-135.

144

CHENG Binjie,XU Wei,XU Zheng. Static segmentation scheme selection based on stability of multi-infeed HVDC system[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(12):129-135.

- [8] HUANG H Y,XU Z,LIN X. Improving performance of multiinfeed HVDC systems using grid dynamic segmentation technique based on fault current limiters [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(3):1664-1672.
- [9] 刘昇,徐政,李文云,等.用于改善交流系统暂态稳定性的 VSC-HVDC交流电压-频率协调控制策略[J].中国电机工程 学报,2015,35(19):4879-4887.
 LIU Sheng,XU Zheng,LI Wenyun, et al. VSC-HVDC AC voltage-frequency coordination control strategy for improving AC system transient stability[J]. Proceedings of the CSEE,2015, 35(19):4879-4887.
- [10] 丁理杰,王渝红,张振,等. VSC-HVDC提高送端交流系统频率 稳定性的研究[J]. 华东电力,2012,40(9):1521-1524.
 DING Lijie,WANG Yuhong,ZHANG Zhen, et al. Improvement of delivery side AC system frequency stability using VSC-HVDC facility[J]. East China Electric Power, 2012,40(9): 1521-1524.
- [11] ZHU J, BOOTH C D, ADAM G P, et al. Inertia emulation control strategy for VSC-HVDC transmission systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(2):1277-1287.
- [12] GUAN M Y, PAN W L, ZHANG J, et al. Synchronous generator emulation control strategy for Voltage Source Converter (VSC) stations[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(6):3093-3101.
- [13] GUAN M Y,CHENG J Z,WANG C,et al. The frequency regulation scheme of interconnected grids with VSC-HVDC links
 [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(2):864-872.
- [14] 钟庆,冯俊杰,王钢,等.闭环控制下单相VSC低次谐波分析模型与抑制策略[J].电力自动化设备,2018,38(8):52-58.
 ZHONG Qing,FENG Junjie,WANG Gang, et al. Low-order harmonic analysis model and mitigation strategy for SPVSC with closed-loop control[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018,38(8):52-58.
- [15] 卞志鹏,徐政,宣羿.提升无源工业负荷故障穿越能力的 VSC-HVDC 控制策略[J].电力系统自动化,2016,40(7):61-67.

BIAN Zhipeng, XU Zheng, XUAN Yi. Enhanced fault ridethrough methods for a VSC-HVDC supply of passive industrial installations [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(7):61-67.

- [16] 管敏渊,徐政. 模块化多电平换流器型直流输电的建模与控制
 [J]. 电力系统自动化,2010,34(19):64-68.
 GUAN Minyuan, XU Zheng. Modeling and control of modular multilevel converter in HVDC transmission[J]. Automation of Electric Power Systems,2010,34(19):64-68.
- [17] LIU Y,ZHE C. A flexible power control method of VSC-HVDC link for the enhancement of effective short-circuit ratio in a hybrid multi-infeed HVDC system [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(2):1568-1581.
- [18] LIU S,XU Z,HUA W,et al. Electromechanical transient modeling of modular multilevel converter based multi-terminal HV-DC systems [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(1):72-83.
- [19] 徐政. 柔性直流输电系统[M]. 2版. 北京:机械工业出版社, 2016:119-130.
- [20] 卞志鹏,徐政,肖亮,等.柔性直流送出的海上风电场接入点选择方法[J].高电压技术,2018,44(7):2189-2197.
 BIAN Zhipeng,XU Zheng,XIAO Liang, et al. Method for choosing access point of offshore wind farm transmitted by VSC-HVDC system [J]. High Voltage Engineering, 2018, 44 (7): 2189-2197.

作者简介:



付 聪

付 聪(1988—),男,湖北赤壁人,高级 工程师,硕士研究生,研究方向为电力系统 分析和电网稳定控制(E-mail:fucong_vip@ 126.com);

卞志鹏(1992—),男,江苏无锡人,博士 研究生,研究方向为新能源接入问题与柔性 直流输电(**E-mail**:11410043@zju.edu.cn);

徐 政(1962—),男,浙江海宁人,教 授,博士研究生导师,博士,研究方向为大规

模交直流电力系统分析、直流输电与柔性交流输电、风力发 电技术与风电场并网技术(E-mail:xuzheng007@zju.edu.cn)。

VSC-HVDC control strategy for enhancing frequency stability of segmented power grid FU Cong¹, BIAN Zhipeng², WANG Qian¹, TANG Jingxing¹, XU Zheng²

FU Cong , DIAN Zimpeng , wanto Qian , TANG Jingxing , AU Zineng

Electric Power Research Institute of Guangdong Power Grid Corporation, Guangzhou 510080, China;
 College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China)

Abstract: In order to alleviate the problem of concurrent commutation failures, the DC-segmentation technique based on VSC-HVDC transmission technology is planned to split Guangdong Power Grid into two asynchronously operated sectors of the eastern and western sectors. However, the frequency regulation capacity of the power grid becomes smaller and the frequency stability becomes worse after segmentation. In this case, it is necessary for the VSC-HVDC system to participate in the frequency control of the segmented power grid. A frequency control strategy is designed for the VSC-HVDC transmission system. In this strategy, the d-axis control scheme of VSC station can achieve the automatic adjustment of the active power of VSC station, and the q-axis auxiliary frequency control scheme can further enhance the frequency stability of the system. The simulation is carried out in Guangdong Power Grid by PSS/E, and the simulative results show that the proposed frequency control strategy of VSC station can efficiently improve the frequency stability of the segmented power grid.

Key words: VSC-HVDC transmission system; frequency stability; segmented power grid; multi-infeed HVDC transmission system; frequency control



图 A1 GD09 双极闭锁故障下 VSC-HVDC 系统响应 Fig.A1 Responses of VSC-HVDC system under bipolar blocking fault of GD09 LCC-HVDC link

附录