

南方交直流混合电网区域振荡的协调控制策略

毛晓明^{1,2}, 张 尧¹, 管 霖¹, 吴小辰³, 彭显刚²

(1. 华南理工大学电力学院, 广东省广州市 510640; 2. 广东工业大学自动化学院, 广东省广州市 510090)

(3. 中国南方电网技术研究中心, 广东省广州市 510620)

摘要: 针对南方电网弱阻尼区域振荡模式的抑制问题, 在分析了电力系统稳定器(PSS)、直流阻尼调制的控制机理及其控制效果的基础上, 考虑到南方电网近距离直流多落点的特点, 提出了一种 PSS 和直流阻尼调制的协调控制策略。在该策略中, 结合模式可控性指标首先进行相关控制点的 PSS 参数优化以抑制直流调制不敏感的模式, 在前一层优化的前提下再进行直流阻尼调制控制器的参数优化。这样既能保证二者的协调控制, 又能有效地控制优化进程和降低计算量。最后通过仿真计算验证了协调控制策略的合理性和有效性。此工作可为研究近距离直流多落点交直流混合电网的低频振荡抑制问题提供新思路。

关键词: 区域振荡; 电力系统稳定器; 直流调制; 协调控制; 交直流混合电网

中图分类号: TM712

0 引言

低频振荡是困扰大规模互联电网安全稳定运行的难题之一, 如何通过适当的控制来有效抑制电网区域间低频振荡是广为关注和亟待解决的研究课题。电力系统抑制低频振荡的有效手段包括电力系统稳定器(PSS——power system stabilizer)和直流阻尼调制等^[1], 人们单独讨论了多机电力系统 PSS^[2,3] 及几个直流阻尼调制控制器的参数协调配置问题^[4,5], 但对二者之间如何协调配合以优化其对低频振荡的全局抑制效果缺乏讨论。

南方电网是典型的大容量远距离多区域互联电网, 也是我国首个近距离直流多落点交直流混合电网。本文针对 2005 年南方电网的区域振荡抑制问题, 在对电网进行全面的小干扰稳定性分析的基础上, 提出了一种 PSS 和直流阻尼调制的协调控制策略, 并通过在南方电网中的应用研究验证了该协调控制策略的合理性和有效性。

1 2005 年南方交直流混合电网简介

南方电网是我国目前惟一正在运行的具有交直流并联运行通道的交直流混合电网。主网架北通道包括额定传输容量 3 000 MW 的贵广直流工程和青岩-罗洞双回交流输电工程; 南通道包括额定传输容量 1 800 MW 的天广直流工程、天生桥-罗洞双回交流及天生桥-茂名交流输电工程; 异步连接的三

广直流工程北起华中电网、落点广东电网, 形成了“五交三直”的混合网架结构。2005 年南方电网主网架接线示意图如图 1 所示。

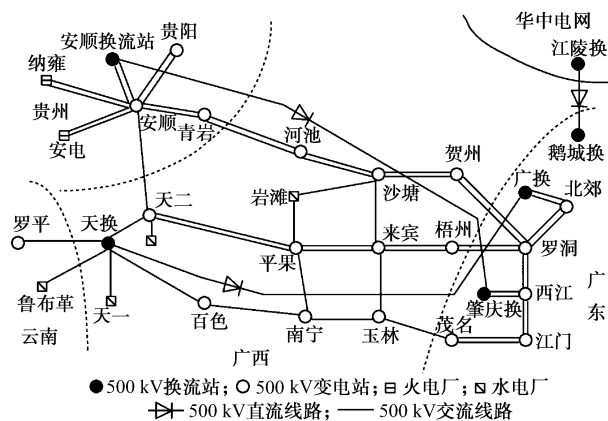


图 1 2005 年南方电网主网架
Fig. 1 Structure diagram of 2005 China Southern Power Grid

本研究重点考察了南方电网的丰大运行方式, 分析规模包含了广东、广西、云南、贵州、香港 5 省区主干网架, 分析工具采用了大型集成软件包 NETOMAC。

2 南方电网小干扰稳定性分析

特征分析表明, 2005 年南方电网存在 2 个弱阻尼(振荡阻尼比小于 5%)的区域振荡模式: 云南、贵州电网对广东、广西电网的振荡模式, 记为模式 1, 其振荡频率和阻尼比分别为 0.488 Hz 和 3.3%; 云南电网对贵州电网的振荡模式, 记为模式 2, 其振荡

频率和阻尼比分别为 0.603 Hz 和 1.6%。记线路功率对模式的最大可观性指标为 1,表 1 给出了主要线路功率对模式的归一化可观性指标。

表 1 主要线路传输功率对区域振荡模式的可观性指标
Table 1 Observability index for the transmitted power on main transmission lines to weak damped inter-area oscillation modes

输电线名称	可观性指标	
	模式 1	模式 2
罗马线(罗平-天换)	0.69	1.0
安天线(安顺-天生桥)	0.71	0.94
玉茂线(玉林-茂名)	1.00	0.18
青河线(青岩-河池)	0.45	0.24
天平线(天生桥-平果)	0.60	0.04

制定区域振荡的控制策略必须针对特定振荡模式选择最佳控制地点,这有赖于控制器对振荡模式的控制灵敏度分析。采用传递函数留数,把表征发电机组和直流系统对模式可控性的传递函数分别选为式(1)和式(2):

$$G(s) = \frac{\Delta\omega}{\Delta V_s} \tag{1}$$

$$G(s) = \frac{\Delta\delta}{\Delta P} \tag{2}$$

式中: $\Delta\omega, \Delta V_s$ 分别表示发电机组转速和 PSS 输出的变化; $\Delta\delta, \Delta P$ 分别表示换流母线相角变化和节点注入功率变化。

分析表明:粤港机组对于模式 1 可控性较大;云贵机组对于模式 2 可控性较大;天广和贵广直流功率调制对模式 1 有较好的可控性;贵广直流还对模式 2 有一定的可控性。记机组对模式的最大可控性指标为 1,系统中对区域模式控制灵敏度高的机组的归一化可控性指标见表 2。

表 2 主要机组对弱阻尼区域振荡模式的可控性指标
Table 2 Controllability index of key generators to weak damped inter-area oscillation modes

机组名称	所在区域	可控性指标	
		模式 1	模式 2
漫湾 1,2	云南	0.12,0.11	0.98,0.83
大朝山 1,2	云南	0.08,0.12	0.58,1.0
乌江 1,2,3,4	贵州	0.04,0.04,0.06,0.04	0.6,0.6,0.8,0.6
青山 1,2	香港	0.15,1.0	0.02,0.11
妈湾	广东	0.965	0.1
岭澳	广东	0.63	0.07

3 PSS 和直流阻尼调制的协调控制策略

南方电网中抑制系统低频振荡的主要手段包括 PSS 和直流阻尼调制,系统区域振荡的全局协调控制策略的制定应在充分分析 PSS 和直流阻尼调制

的特点和适应性的基础上,以最大化系统全局阻尼为控制目标。

PSS 常选择发电机组的转速或有功功率为输入,其输出接入励磁调节器的信号放大环节,通过励磁系统调节机组的输出电磁功率相位来提供阻尼转矩。一般认为,PSS 对于局部模式和区域模式均会产生良好的阻尼效果。文献[6]进一步指出:对于振荡频率极低的大区间振荡模式,PSS 的抑制效果往往不显著。究其原因,系统中的极低频机电振荡模式只会发生于转动惯量很大的区域电网间,这时单靠少数机组 PSS 产生的有限的功率相位调节难以对众多机组均参与的区域模式产生显著的影响,除非在系统中大量装设 PSS。南方电网的弱阻尼模式 1 当属此类。

天广、贵广直流系统均配置有阻尼调制功能,它们以整流、逆变侧交流系统频率差为输入信号,通过提供与两侧交流系统转速差成正比的功率调制量,能对经平行的交直流联络线而互联的交流电网间的区域振荡模式产生良好的抑制效果,对其他模式则影响不大。前述直流调制控制灵敏度定量分析已证实了这一点。由于直流阻尼调制主要在大扰动后互联区域电网间出现摇摆时发挥作用,对于像南方电网这样的近距离直流多落点交直流混合电网,在扰动后系统恢复初期,过大的直流调制功率不仅可能造成较大的无功功率需求而影响交流系统电压水平,而且可能恶化直流系统本身的恢复和运行特性,因而常常是不希望的。

综上,对于南方电网,单纯依靠 PSS 控制或独立优化直流阻尼控制器均不能获得区域间模式的全局最优抑制效果。鉴于此,本文提出一种分层优化策略:结合模式可控性指标,首先配置并优化机组 PSS 以抑制直流调制控制灵敏度不高的模式 2;当模式 2 的阻尼比达到满意水平时,再进行直流阻尼调制控制器的参数整定以完成对模式 1 的抑制。由于电网中 2 个弱阻尼区域振荡模式的振荡频率相差不远,针对模式 2 进行的 PSS 配置和参数优化工作会对模式 1 产生有益的影响。当模式 2 的阻尼比达到满意效果时,较小的直流调制功率则可对模式 1 产生良好的抑制效果。而且,该协调控制策略中后级优化在前级优化的前提下进行,既能保证二者的控制协调,又能有效控制优化进程和降低计算量,具有良好的实用价值。

4 南方电网 PSS 和直流调制的参数分层优化

采取第 3 节提出的控制策略,首先进行相关控

制点的 PSS 参数优化,在此基础上针对直流阻尼调制控制器参数进行优化。由于该控制策略要求对多机电力系统中选定的 PSS 和数个直流阻尼调制器进行协调参数优化,恰当优化算法的选择是另一个必须考虑的问题。

4.1 优化算法简介

本研究采用了文献[7]提出的多个阻尼调制器的协调参数优化算法。该算法选择某种大扰动激发系统振荡,并以最小化二次型性能指标为目标同时对事先选定的多个控制器参数进行调整,每得到一组新的参数均进行时域仿真,直至目标函数最优或寻优停止条件满足。二次型性能指标如下:

$$\min J = \int_0^T \hat{\mathbf{x}}^T \mathbf{Q} \hat{\mathbf{x}} dt \quad (3)$$

式中: $\hat{\mathbf{x}}$ 为系统中线路功率、电流或机组转速、功角等状态变量相对其稳态终值的偏移矢量; $\mathbf{Q}$ 为 n 阶对角系数矩阵; T 为仿真时间。

该优化算法的优点是可以实现多控制参数的同时优化调整,而且优化策略直接针对系统大扰动进行参数配置,较好地捕捉了非线性系统暂态过程中的复杂动态行为,保证控制器在大扰动下的良好控制效果。文献[7]指出:该优化算法中,控制器参数优化结果对扰动方式的选择并不敏感,算法应用中的关键问题是目标函数中状态变量的选取。由于实际电网中运行变量与状态变量数量庞大,合理选择控制目标将对优化性能和结果产生直接影响。本研究采用了模式可观性强的系统状态变量,系统扰动选为安顺母线发生三相短路并于 0.1 s 后切除。

图 2 给出了在现有控制器参数配置下,扰动后天广、贵广直流系统及西电东送主要交流通道的动态响应仿真结果。

图 2(a)的实、虚线分别为贵州与广东、云南与广东电网的频差;图 2(b)的实、虚线分别为贵广、天广直流系统阻尼调制输出 O_{POD} ;图 2(c)的实、虚线分别为贵广、天广直流系统传输功率;图 2(d)为各线路的有功潮流。可见,系统阻尼明显不足,一些线路功率振荡严重,安顺母线三相接地故障同时激发前述 2 个区域振荡模式。

4.2 PSS 参数优化

南方电网中有多台机组配置有 PSS,其中对模式 2 控制灵敏度高的漫湾、大朝山 4 台机组励磁系统特性一致,其 PSS 采取发电机转速偏差信号 $\Delta\omega$ 为输入,传递函数如图 3 所示。

控制参数为: $K=20$; $T_Q=10$; $T_1=0.484$; $T_2=0.066$; $V_{s,\max}=0.1$; $V_{s,\min}=-0.1$; $N=1$ 。PSS 控制包括控制增益、隔直和相位补偿 3 个环节,其中隔直

环节一般是给定的。本文选取其 PSS 的控制参数 K, T_1, T_2 和 N 为优化参数,优化目标选为使对模式 2 可观性较强的罗马线、安天线功率振荡对时间的积分最小,即

$$\min J = \int_0^T \sum_{i=1}^2 \left(\frac{P_i - P_{i0}}{P_{i0}} \right)^2 dt \quad (4)$$

式中: P_{10}, P_{20} 和 P_1, P_2 分别为罗马线、安天线扰动前后的有功潮流。

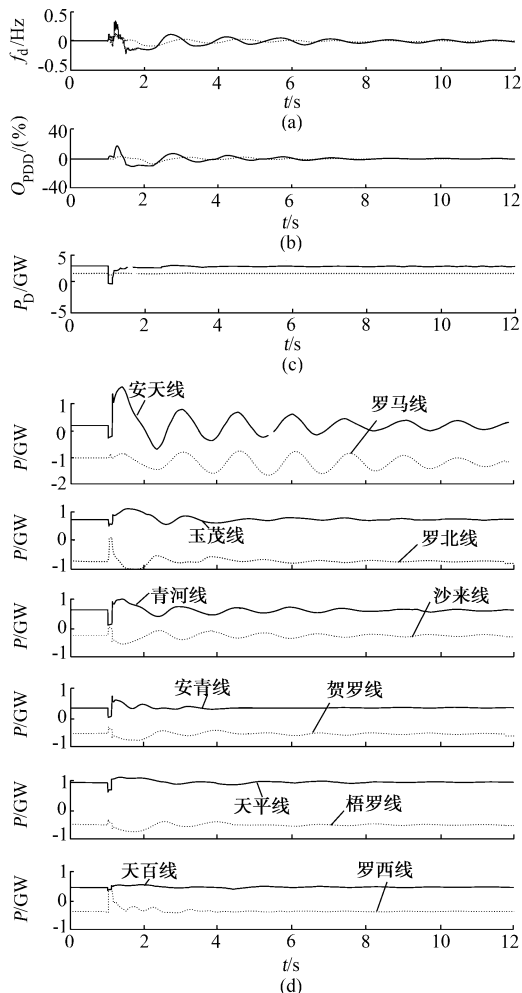


图 2 优化前安顺母线三相接地 0.1 s 系统响应图
Fig. 2 System response to 0.1 s three-phase fault at Anshun with the initial HVDC modulation and PSS settings

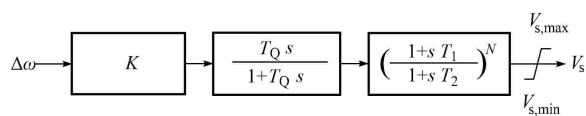


图 3 漫湾、大朝山机组 PSS 传递函数
Fig. 3 Transfer function of PSS

优化结果如下: $K=40$; $T_1=0.28$; $T_2=0.01$; $N=3$ 。对漫湾、大朝山 4 台机组的 PSS 采取上述优

化参数后,模式 1 和模式 2 的阻尼比分别达到了 3.7%和 3.8%。对比优化前后的 PSS 参数,其优化趋势为:增大控制增益,增加补偿角度。其中,增大控制增益意味着提高 PSS 在暂态过程中的影响,增大补偿角度的机理可通过分析机组励磁系统的特性来揭示。

为进一步增强系统对模式 2 的阻尼能力,本文又继续在对模式 2 具有高控制灵敏度的乌江电厂 4 台机组上配置了其优化的 PSS 参数。计算表明:区域模式阻尼比有了进一步提高,模式 2 阻尼比已超过 7%,模式 1 阻尼比约 4%。上述 8 台机组采用 PSS 优化参数后,系统中其他 0.1 Hz~1.0 Hz 间的机电振荡模式阻尼比也有不同程度的提高,PSS 参数优化全面提高了系统的阻尼特性。

4.3 直流调制控制器参数优化

天广、贵广直流系统阻尼调制控制器示意图如图 4 所示。图中: f_r 与 f_i 分别表示整流侧与逆变侧实测频率; f_0 为额定频率; K 为控制增益; P_{mod} 为直流调制功率。二者目前的控制增益分别为 $K_T = 5.55, K_G = 0.75$ 。

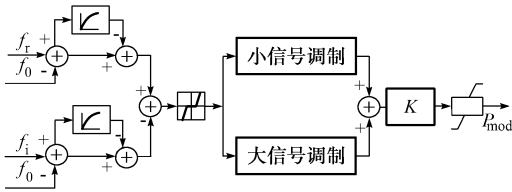


图 4 实际直流系统阻尼调制控制器

Fig. 4 Transfer function of practical HVDC damping modulation controllers

本文选择控制增益 K_T 和 K_G 为优化参数对 2 个阻尼控制器进行协调优化,以期进一步提高整个交直流系统的全局阻尼能力,并以对模式 1 可观性较强的玉茂线、天平线、青河线功率振荡对时间的积分最小为优化目标,即

$$\min J = \int_0^T \sum_{i=1}^3 \left(\frac{P_i - P_{i0}}{P_{i0}} \right)^2 dt \quad (5)$$

式中: P_{10}, P_{20}, P_{30} 和 P_1, P_2, P_3 分别为玉茂线、天平线和青河线扰动前后的有功潮流。

优化结果为 $K_T = 15, K_G = 1.0$ 。

5 数字仿真验证

采取上述 PSS 和直流调制优化参数,首先仍采用安顺母线三相短路且在 0.1 s 后切除为扰动进行仿真,系统响应见图 5,图中各坐标含义同图 2。

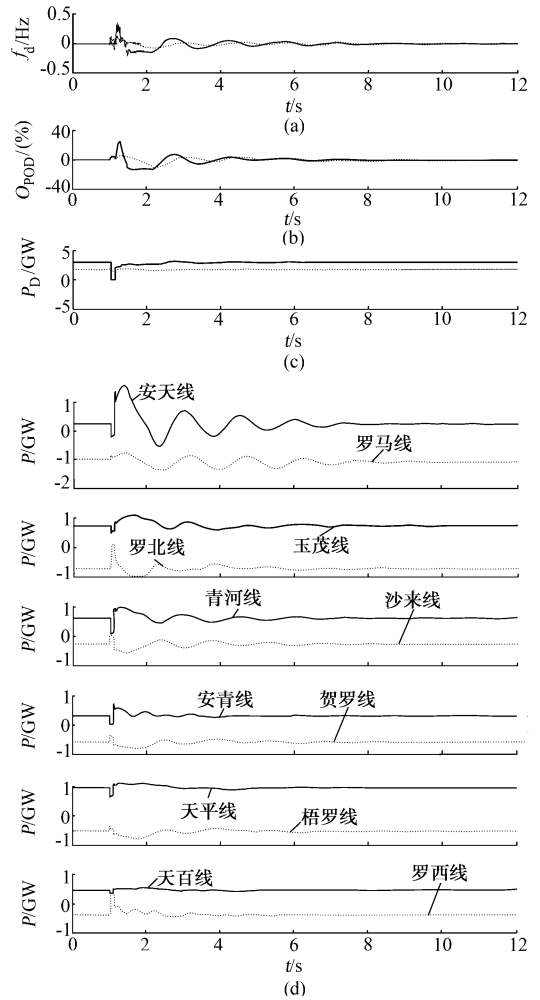


图 5 协调和优化后安顺母线三相接地故障系统响应
Fig. 5 System response to 0.1 s three-phase fault at Anshun with optimized HVDC modulation and PSS settings

对比图 2 和图 5 可见,PSS 配合直流阻尼调制的协调方案取得了很好的效果。

为了验证所提出的控制策略的合理性,本文在优化了漫湾、大朝山和乌江电厂 8 台机组后,针对模式 1 的抑制对青山、妈湾、岭澳机组的 PSS 参数进行了优化,仿真和计算表明其控制效果确实不如 PSS 加直流调制的组合;不优化 PSS,单独优化直流阻尼调制,系统全局动态特性十分不理想;即使在优化了漫湾、大朝山 4 台机组后进行直流调制的参数优化,全局控制效果仍不理想。以上计算全面证实了前述分析和所提出的控制策略的合理性。

为深入探讨控制策略的优化效果在不同运行方式、故障形式下控制性能的鲁棒性,本文进一步选取各种不同的扰动地点和扰动类型对优化前后的控制响应进行了对比分析,限于篇幅不一列出。仿真测试表明本文提出的控制器参数优化在多种测试下

均表现出良好的区域振荡抑制效果。

6 结语

大容量、远距离、多区域互联电网的区域间低频振荡是困扰电网安全稳定运行的突出问题。本文在分析 PSS 和直流阻尼调制的控制机理和控制效果的基础上,针对南方电网近距离直流多落点的特点提出了 PSS 和直流阻尼调制的协调控制策略,并结合 2005 年南方电网区域振荡模式的抑制问题,进行了 PSS 和直流阻尼控制器的参数分层优化。研究表明本文提出的协调控制策略较好地改善了交直流混合系统的全局阻尼能力。研究成果对南方电网稳定控制策略的制定有参考价值,也为大型交直流混合电网的低频振荡抑制问题提供了新思路。

参考文献

- [1] LIU Guo-ping, XU Zheng, HUANG Ying et al. Analysis of Inter-area Oscillation in the South China Interconnected Power System. *Electric Power System Research*, 2004, 70 (1): 38—45.
- [2] 韩英铎,童陆园,肖晋宇,等.采用广域测量信号的互联电网区间阻尼控制. *电力系统自动化*, 2004, 28(2): 37—40.
HAN Ying-duo, TONG Lu-yuan, XIAO Jin-yu et al. Inter-area Damping Control of Interconnected Power Systems Using Wide-area Measurements. *Automation of Electric Power Systems*, 2004, 28(2): 37—40.
- [3] 薛禹胜,贺仁睦,常鲜戎,等.基于等值二机模型的多机 PSS 极点配置. *电力系统自动化*, 1999, 23(22): 28—30, 36.
XUE Yu-sheng, HE Ren-mu, CHANG Xian-rong et al. Pole Disposition of Power System Stabilizers in Multi-machine Power

System Based on Equivalent Two-machine model. *Automation of Electric Power Systems*, 1999, 23(22): 28—30, 36.

- [4] 刘红超,李兴源,王路,等.多馈入直流输电系统中直流调制的协调优化. *电网技术*, 2004, 28(1): 5—9.
LIU Hong-chao, LI Xing-yuan, WANG Lu et al. Coordination and Optimization of HVDC Modulations in Multi-infeed HVDC Transmission System. *Power System Technology*, 2004, 28(1): 5—9.
- [5] 金丽成,刘海峰,徐政.多馈入直流输电系统小信号调制器的协调优化整定. *电力系统自动化*, 2003, 27(16): 10—15.
JIN Li-cheng, LIU Hai-feng, XU Zheng. Coordination and Optimization of Small Signal Modulators in Multi-infeed HVDC Systems. *Automation of Electric Power Systems*, 2003, 27(16): 10—15.
- [6] 赵书强,常鲜戎,潘长江,等.多机系统低频振荡模式阻尼分配规律分析. *电网技术*, 1999, 23(7): 26—27, 54.
ZHAO Shu-qiang, CHANG Xian-rong, PAN Yun-jiang et al. Analysis of Damping Apportionment in Multi-machine Power System. *Power System Technology*, 1999, 23(7): 26—27, 54.
- [7] LEI X Z, LERCH E N, POVH D et al. Optimization and Coordination of Damping Controls for Improving System Dynamic Performance. *IEEE Trans on Power Systems*, 2001, 16(3): 473—480.

毛晓明(1971—),女,博士研究生,副教授,研究方向为交直流电力系统的运行、分析和控制。E-mail: mxmsunny@163.com

张尧(1948—),男,博士,教授,博士生导师,从事电力系统分析及电压稳定的研究工作。

管霖(1970—),女,博士,副教授,从事电力系统稳定控制的研究工作。

Research on Coordinated Control Strategy for Inter-area Oscillations in China Southern AC/DC Power Grid

MAO Xiao-ming^{1,2}, ZHANG Yao¹, GUAN Lin¹, WU Xiao-chen³, PENG Xian-gang²

(1. South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

(2. Guangdong University of Technology, Guangzhou 510090, China)

(3. Technology Research Center of China Southern Power Grid, Guangzhou 510620, China)

Abstract: In order to suppress weakly-damped inter-area oscillation in the China Southern Power Grid (CSG), control mechanism of power system stabilizers (PSS) and HVDC damping modulation as well as their control effects are analyzed, and a coordinated control strategy between PSS and HVDC damping controllers is put forward in view of multi-HVDC inverters electrically adjacent in the same AC system of CSG. In the proposed scheme, referring to the controllability indices, parameter optimization of selected PSS is firstly implemented to suppress the modes to which HVDC modulation shows low control sensitivity. Based on the first level of optimization, the parameter optimization of HVDC damping controllers in CSG are then realized. The advantage of this arrangement is that it can achieve the coordination between both means while control the optimization course and decrease the calculation quantum, which facilitates its application in practical large-scale AC/DC hybrid grid. Finally, the rationality and validity of the control strategy supposed are verified by simulation tests. Researches in this paper provide new idea for suppression of inter-area oscillations in large-scale AC/DC hybrid grid with multi-inverter stations located in the proximity of the same AC system.

This work is jointly supported by the Key Project of National Natural Science Foundation of China (No. 50337010) and Natural Science Foundation of Guangdong Education Bureau (No. Z03031).

Key words: inter-area oscillation; power system stabilizer (PSS); HVDC modulation; coordinated control; AC/DC hybrid grid