

南方电网直流闭锁故障时受端系统电压稳定问题分析

杨雄平, 罗向东, 李扬絮, 杨银国

(广东省电力调度中心, 广东 广州 510600)

摘要: 作为南方电网的受端电网和负荷中心, 有多条交直流落点从云南、广西、贵州送端电网馈入广东电网。对交直流并联电力系统中的直流双极闭锁故障导致的动态电压稳定问题进行了研究, 分析和讨论了动态无功补偿装置、紧急切除线路高抗、保留直流故障线路处电容器组策略, 以提高直流闭锁故障时的暂态电压稳定性, 通过仿真分析对三种策略进行了研究和比较, 对各策略进一步的研究重点及存在的问题给出了建议。

关键词: 交直流并联运行; 双极闭锁; 电压稳定

Voltage stability analysis of receiving-end system in China South Power Grid under the DC block faults

YANG Xiong-ping, LUO Xiang-dong, LI Yang-xu, YANG Yin-guo
(Guangdong Power Dispatching Center, Guangzhou 510600, China)

Abstract: There are several AC and DC parallel tie lines connected to the Guangdong power grid from the else east power grids. This paper studies the voltage stability caused by the DC bipolar block faults. Three strategies including installment of SVC(Static Synchronous Compensator), rapid removal of high voltage reactor in tie AC lines, and reserving the filter of the DC fault line at converter, are proposed and studied to enhance the voltage stability of the receiving-end power grid. These strategies are proved and discussed by simulation and analysis. Suggestion about the emphasis and problems of these strategies are given for further.

Key words: AC/DC parallel; DC bipolar block; voltage stability

中图分类号: TM712 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2008)22-0040-04

0 引言

广东电网是南方电网的受端和负荷中心。随着“西电东送”总体计划的进一步实施, 2008年南方电网内部将形成“八交三直”的并联运行西电东送通道, 将云南、广西、贵州的电力送入广东电网。远方长距离电源供电的比重日益增大, 直流一旦发生闭锁故障, 将导致大规模功率转移到并联的交流联络线, 对广东电网带来重大冲击, 由此引发的受端电网动态无功电压问题已经成为广东电网重大安全运行风险之一^[1-3]。

本文分析了交直流混合并联电力系统中直流闭锁故障导致的受端电网电压稳定问题, 研究了利用动态无功补偿装置、紧急切除线路高抗、保留直流故障线路电容器组等策略, 以提高直流闭锁故障时的暂态电压稳定性, 通过仿真分析对各种策略进行了分析和比较, 对各策略的研究重点问题给出了建议。文中仿真计算均以2008年广东电网夏季大方式数据为基础, 采用中国电科院BPA潮流及稳定计算软件。

1 交直流并联电网交流落点电压稳定问题

1.1 直流闭锁故障罗洞片电压稳定性仿真分析

分别对高肇、兴安直流双极闭锁故障进行了仿真分析, 其中兴安直流双极闭锁故障对交流落点的电压冲击最为严重, 故以下仿真以兴安直流为例说明。

2008年夏季典型大方式下, 兴安直流双极输送3000 MW, 当其发生双极闭锁故障, 虽然系统能够保持稳定(不采取切机切负荷措施), 但是广东电网部分母线电压跌落严重, 其中下降量最大的500 kV母线依次是贤令山、罗洞、茂名站西电东送的三个交流落点的500 kV母线(其中罗洞站是四回西电交流联络线的落点), 三个变电站500 kV母线电压变化情况分别见图1, 其中, 贤令山、罗洞、茂名500 kV母线电压故障时最低电压分别低至417、430、436 kV, 故障后稳定电压分别在475、477、492 kV左右。同时, 电压在故障后有小幅持续波动, 波动幅度为3~5 kV。广东网内跌落最严重(达到低压减载装置动作值)的220 kV母线均分布在罗洞片, 其

中部分 220 kV 母线电压变化情况见表 1。

上述仿真计算表明, 2008 年夏季大方式下, 兴安直流双极闭锁故障, 罗洞、贤令山、茂名西电交流落点处 500 kV 电压及周边 220 kV 母线电压跌落严重。根据广东电网 220 kV 母线低压减载装置设定的第一轮整定值 (共有 5 轮): 电压定值 0.83 p.u., 时间定值 0.5 s, 当发生兴安直流双极闭锁故障时, 镡岗、平胜、丹桂、文华、康乐、三水、仙溪 6 个罗洞片 220 kV 变电站低压减载装置均将达到第一轮动作值而动作。

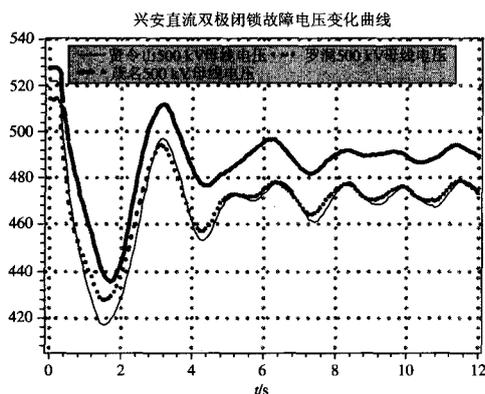


图 1 兴安直流双极闭锁贤令山、罗洞、茂名站 500 kV 母线变化曲线

Fig.1 Voltage curve of Xianlingshan, Luodong, Maoming 500kV buses after Xingan DC bipolar block

表 1 兴安直流双极闭锁故障部分 220 kV 母线电压变化
Tab.1 Voltage of 220 kV buses during Xingan DC bipolar block fault

220 kV 母线	镡岗	平胜	丹桂	文华	康乐	三水	仙溪
故障前电压/kV	222	222	223	223	224	225	226
故障后恢复电压/kV	201	202	203	202	203	204	206
故障时刻最低电压/kV	176	176	177	177	178	180	181
低于 0.83p.u 持续时间/s	1.02	0.96	0.88	0.84	0.80	0.60	0.54

1.2 兴安直流紧急降功率罗洞站电压下降过程实例

2007 年广东电网最大负荷日, 根据 EMS 事故追忆, 在系统达到最高负荷之前的 1 分钟左右, 兴安直流由于故障而采取了紧急降功率措施, 到最高负荷日发生时刻, 兴安直流输送功率已从正常时候的 1260 MW 降至 890 MW, 又经过 2 s, 兴安直流输送功率突降到 150 MW, 在上述兴安直流输送功率短时间内快速下降的三个阶段, 西电交流通道断面“梧罗 I 线+梧罗 II 线+贺罗 I 线+贺罗 II 线+玉茂 I 线+玉茂 II 线”的有功潮流、负载率以及 500 kV 罗洞站电压的变化情况见表 2 所示。

表 2 兴安直流单极紧急降功率过程中交流断面潮流及罗洞站电压变化

Tab.2 Voltage of Luodong bus and flow of AC tie lines after Xingan DC flow drop rapidly

	阶段 1	阶段 2	阶段 3
兴安直流潮流/MW	1260	890	150
交流断面潮流/MW	4782	5258	5960
交流断面负载率/(%)	98	108	123
罗洞站电压/kV	515	513	506

1.3 交流落点电压跌落原因分析

在交直流并联运行电力系统中, 按照目前的直流控制模式, 直流通道输送的功率一般不受电力网稳定问题的限制, 即使在电网发生故障时, 非故障直流线路也会保持恒功率运行。因此, 当兴安直流线路紧急降功率运行, 或发生单极或双极闭锁故障, 大量的功率无法通过闭锁的直流线路或其他正常运行的并联直流线路输送, 而会转移到正常运行的并联交流联络线路上, 给与之并联运行的交流通道带来较大的冲击, 后果类似于交流多回并联线路发生的无故障开断, 可能引发受端电网暂态电压稳定问题:

(1) 直流输电系统所需无功功率主要由换流站的滤波电容器组和固定的电容器组提供, 直流紧急闭锁的同时, 连带切除了换流站的补偿电容器组, 由于直流输电线路起点、落点处的电容器组的容量一般来说相当于输送有功功率的一半左右, 无功补偿装置的瞬间切除将引起送、受端周边电网的电压的暂态下降, 降低了整个系统的动态无功备用。

(2) 潮流大规模、大范围的转移引起了整个系统线路无功损耗的增加, 增加了中间支持系统和受端系统的无功损耗。

(3) 并联运行长距离交流通道有功潮流的增加, 将大幅增大交流线路上的无功损耗, 受端电网交流落点处的电压随之降低, 线路上的无功充电功率及交流落点周边电网的固定电容所提供的无功补偿容量也将减小, 从而使得受端电网形成一个正反馈的电压下降, 最终可能导致受端电压崩溃。

另外, 佛山罗洞片电网一直存在无功负荷分布不均的问题, 区域又没有大电源支撑, 无功负荷较重, 导致该片电网电压一向偏低^[1]。同时, 玉林、梧州、贺州等西电东送中间站本身也存在容性无功缺额、电压偏低, 经常需广东电网倒送无功, 在 2007 年最高负荷日兴安直流紧急降功率时刻, 罗洞站向梧罗双回、贺罗双回线路侧倒送的无功更是达到了 450 Mvar。

2 装设动态无功补偿装置分析

动态无功补偿设备可以提高电网的电压无功调

节能力,更为重要的是提高系统在大故障扰动过程中的暂态稳定水平,动态无功补偿设备在正常运行方式下可以不发出力或很少出力,其备用容量可以作为系统的动态无功储备,在系统受到大故障扰动后提供快速的无功支持。考虑在动态无功缺额较大的罗洞站装设静止无功补偿装置(SVC),针对兴安直流双极闭锁故障条件,对广东电网的暂态电压稳定性进行了仿真计算。

罗洞站装设 400 Mvar 的 SVC 后,当兴安直流发生双极闭锁,罗洞站 500 kV 母线的电压变化曲线见图 2 所示,从图中可以看出,装设 SVC 后,罗洞站 500 kV 母线电压跌落最低点及稳定后电压均有所提高。广东电网 220 kV 母线(主要是罗洞片镗岗、平胜、丹桂、文华、康乐、三水、仙溪)低压减载装置均不会动作,受端电网暂态电压稳定性有了较大的提高。

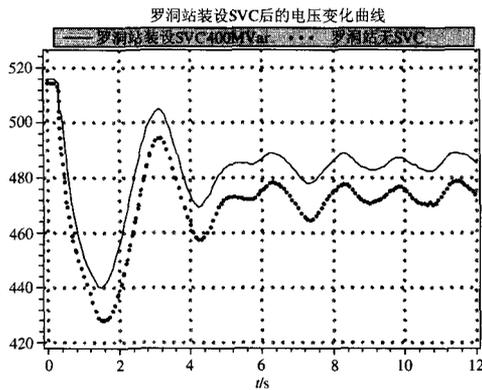


图 2 兴安直流双极闭锁罗洞 500 kV 母线电压变化曲线(罗洞装设 SVC)

Fig.2 Voltage curve of Luodong 500 kV bus after Xing'an DC bipolar block fault (installment of SVC)

表 3 兴安直流双极闭锁故障部分 220 kV 母线电压变化
Tab.3 Voltage of 220 kV buses during Xing'an bipolar block fault

220 kV 母线	Xing'an bipolar block fault							kV
	镗岗	平胜	丹桂	文华	康乐	三水	仙溪	
故障前电压	222	222	223	223	224	225	226	
故障后恢复电压	217	217	218	218	219	220	221	
故障时刻最低电压	192	192	193	193	194	196	197	

3 紧急切除线路高抗计算分析

贺罗双回、梧罗双回交流联络线路属于长距离输电,为防止过电压,在线路两侧均装设了高抗,其中受端罗洞侧投入的高抗容量接近 540 Mvar。线路高抗主要起降低工频暂态过电压和限制操作过电压的作用。但在无功匮乏的故障紧急时刻,线路高

抗却成为了一个巨大的无功消耗源,加剧了电压水平的降低。因此,在故障时刻,可以考虑采用紧急切除线路的措施以临时恢复系统电压水平。

假设受端罗洞站在兴安直流双极闭锁故障时刻采取紧急切除高抗(考虑故障后 15 个周波动作),对闭锁故障后系统的暂态电压情况进行了仿真分析,其中罗洞站 500 kV 母线电压曲线如图 3 所示,罗洞片镗岗、平胜、丹桂、文华低压减载装置将动作,而康乐三水、仙溪低压减载装置不动作。

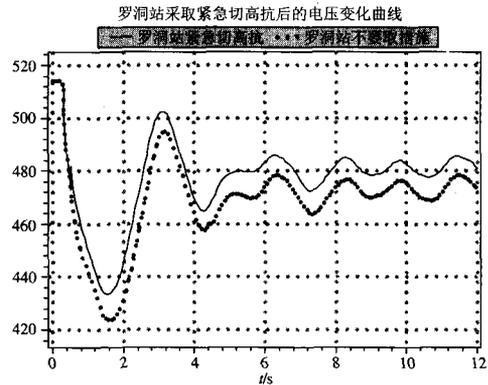


图 3 兴安直流双极闭锁罗洞 500 kV 母线电压变化曲线(罗洞紧急切高抗)

Fig.3 Voltage curve of Luodong 500kV bus after Xing'an DC bipolar block fault (rapid removal of high voltage reactor)

当采取紧急切除高抗措施,在兴安直流闭锁瞬间,由于直流线路本身是一个大的无功消耗源,直流闭锁后罗洞 500 kV 母线电压有少许上升,之后直流两端电容切除,电压马上跌落,随即由于高抗的切除,又出现了一个大的突升,之后又跌落。可见采用紧急切除高抗措施,电压水平的暂态过程更为复杂。从电压的恢复曲线来看,罗洞站在兴安直流双极闭锁故障时采取紧急切除高抗措施,对暂态电压有一定的动态支撑作用。仿真计算表明当送端贺州、梧州站及受端罗洞站均采取紧急切除高抗措施,其暂态电压恢复的效果较为明显。

4 保留闭锁直流线路电容分析

直流紧急闭锁的同时,连带切除了换流站的补偿电容器组,无功补偿装置的瞬间切除将引起送、受端周边电网的电压的暂态下降,降低了整个系统的动态无功备用。因此文献[3]提出保留闭锁直流两侧电容器组,从仿真计算看,当兴安直流双极闭锁时,保留两侧电容器组,对于送、受端均起到了一定的暂态支撑作用,减少了电压的故障瞬间的暂态跌落程度,其中罗洞站 500 kV 母线电压在采取保留

电容器组措施前后的故障变化曲线如图 4 所示, 罗洞片镡岗、平胜、丹桂、文华、康乐、三水、仙溪电压仍达到低压减载装置动作值。

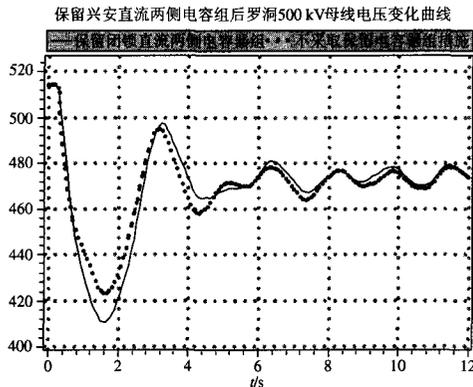


图 4 兴安直流双极闭锁罗洞 500 kV 母线电压变化曲线 (保留直流电容)

Fig.4 Voltage curve of Luodong 500kV bus after Xingan DC bipolar block fault (DC reactive compensation reserved)

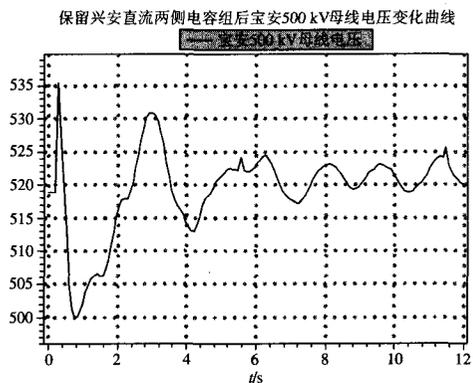


图 5 兴安直流双极闭锁宝安 500 kV 母线电压变化曲线 (保留直流电容)

Fig.5 Voltage curve of Baoan 500kV bus after Xingan DC bipolar block fault (DC reactive compensation reserved)

但是由于受端交直流落点之间有一定的电气距离, 保留电容器组措施对于故障后交流落点处的恢复电压影响不大。另外, 为平衡直流输电系统所需无功功率的换流站电容器组, 在直流闭锁无功消耗源消失后, 为送端及受端落点附近电网提供了大量无功, 导致其电压会瞬间升高。兴安直流双极闭锁时, 保留两侧电容器组, 兴安直流受端落点宝安站 500 kV 母线电压的变化曲线见图 5 所示。从 BPA 仿真计算结果看, 保留闭锁直流两侧电容器组并不会引起危险的过电压, 但该结论需深入的过电压分析及试验加以证明。

5 结论

本文对交直流并联电力系统中直流双极闭锁故

障导致的动态电压稳定问题进行了研究, 对装设动态无功补偿装置、紧急切除线路高抗、保留直流故障线路处电容器组三种提高受端电网电压稳定性的策略进行了仿真分析和研究。

(1) 直流系统故障引起直流系统单极或双极闭锁, 直流功率发生转移, 对与之并联运行的交流通道冲击较大, 潮流转移引起线路无功损耗大大增加, 增加了中间支持系统和受端系统的无功损耗, 降低了系统的动态无功备用, 严重情况下, 可能引发暂态电压稳定问题。

(2) 在交流受端落点罗洞站装设 SVC, 能有效为直流闭锁故障扰动后的受端电网提供快速的无功支持, 减少或避免送端切机、受端低压减载动作及负荷损失。为了提高直流闭锁故障时系统的电压暂态稳定性, 不但要加强受端网, 而且还要加强输电走廊接入的中间系统。更进一步的研究应该从送、中间系统、受端及兼顾多个交流落点动态无功补偿角度综合考虑 SVC 或 STATCOM 的装设地点及容量。

(3) 采取紧急切除交流联络线受端或送端高抗以及保留闭锁直流两侧电容器组的措施, 能够提高直流闭锁故障时系统的暂态电压稳定性。这两种措施可充分利用已有的无功补偿资源, 投资较小, 但还需进一步研究其具体可操作性以及可能造成的过电压问题。

参考文献

- [1] 广东省电力调度中心. 广东电网 2008 年度运行方式报告[R]. 2008.
- [2] 李峰, 管霖, 钟杰峰, 等. 广东交直流混合电网的运行稳定性研究[J]. 电网技术, 2005, 29(11):1-4.
LI Feng, GUAN Lin, ZHONG Jie-feng, et al. Study on Stability of Guangdong AC/DC Hybrid Power Grid[J]. Power System Technology, 2005, 29(11):1-4.
- [3] 白岩, 陈辉祥, 王仲鸿. 直流双极闭锁故障下提高暂态电压稳定性策略探讨[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(15): 93-96.
BAI Yan, CHEN Hui-xiang, WANG Zhong-hong. Discussion on Strategies to Enhance the System Transient Voltage Under the DC Bi-polar Block Fault [J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(15): 93-96.

收稿日期: 2008-05-06; 修回日期: 2008-06-04

作者简介:

杨雄平(1978-), 男, 博士, 从事电力系统运行方式分析计算、运行管理等方面的工作; E-mail: hustyp@163.com

罗向东(1968-), 男, 硕士, 从事电力系统运行方式、运行管理等方面的工作。