

直流融冰运行模式下直流故障对交流保护的影响

卢志良¹, 刘涛², 赵青春³

(1. 南方电网超高压输电公司检修试验中心, 广东 广州 510663; 2. 许继电气有限公司, 河南 许昌 461000;
3. 南瑞继保电气有限公司, 江苏 南京 211100)

摘要: 主要研究±500 kV 高肇直流通过修改直流极控、直流站控和 HMI 软件, 新增直流背靠背运行融冰模式, 当直流系统出现单极闭锁时, 直流控制保护系统双极保护联动闭锁, 对交流系统的影响。通过对实际高肇直流控制保护系统新增融冰模式后进行 RTDS 仿真试验, 同时对试验所得交流系统电压、电流数据进行变化量方向判别。试验及数据仿真计算表明, 直流系统背靠背运行于融冰模式, 出现单极故障时, 双极保护联动闭锁对交流系统交流保护不产生误动现象。

关键词: 高压直流输电; 背靠背融冰运行模式; 输电线路融冰; 直流融冰装置; 直流融冰技术

The impact of the HVDC system fault on AC protection running in the deicing mode

LU Zhi-liang¹, LIU Tao², ZHAO Qing-chun³

(1. M&T Center of EHV Power Transmission Company, Guangzhou 510663, China;
2. XJ Electric Co., Ltd, Xuchang 461000, China; 3. Nari-realys Electric Co., Ltd, Nanjing 211100, China)

Abstract: Through modifying the DC polar control, DC station control and HMI software, DC back-to-back deicing mode is added to ±500 kV Gao-Zhao HVDC, the impact of which on AC system when DC control protection system bipolar linkage locking occurs due to monopole locking is studied. RTDS (real-time digital simulation) testing of practical Gao-Zhao HVDC C& P system after adding the deicing mode is carried out, and the variation direction of AC system voltage and current data derived from the testing is identified. The testing and data simulation calculation shows that AC protection is not affected by bipolar linkage locking when monopolar fault occurs in DC system back-to-back deicing mode.

Key words: HVDC; back-to-back deicing mode; transmission line deicing; DC deicer; DC-based deicing technology

中图分类号: TM72 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2010)20-0172-04

0 引言

2008年1~2月,低温雨雪冰冻天气大面积袭击我国南方、华中、华东地区,导致贵州、湖南、广东、云南、广西和江西等省输电线路大面积、长时间停运,给国民经济和人民生活造成巨大损失。据统计,2008年1~2月发生的低温雨雪冰冻灾害,共造成全国范围电网停运电力线路36740条,停运变电站共2018座,110~500 kV线路共有8381基杆塔倾倒及损坏,全国共170个县(市)发生供电中断^[1]。南方电网供电区域的贵州大部分地区、广西桂北地区、广东粤北地区和云南滇东北地区电网设施遭受到严重破坏,西电东送任务受到严重影响。这次气象灾害范围广、强度大、持续时间长、灾害影响重,很多地区为50年一遇,部分地区为100年一遇,属历史罕见。

随着电网的迅速发展,跨越覆冰地区的高压、

超高压输电线路越来越多,极端天气灾害造成电网受灾的可能性也越来越大。特别是随着全球气候的变暖和特高压输电工程的建设,冬季输电线路发生冻雨覆冰的范围越来越广。

冰灾(覆冰)是电网所面临的重大威胁之一,融冰则是电力系统应对冰灾的重要手段^[2-6]。为提高高肇直流线路抗冰能力,南方电网公司对高肇直流线路融冰技术可行性开展了专题分析,最终确定采用高肇直流两端背靠背运行模式进行融冰或保线的方案,并于2010年初完成现场实施。

1 直流融冰原理

直流融冰是指利用直流融冰装置将来自电力系统或交流发电机的交流电能转换为直流电能,并将直流电流加在待融冰线路上使导线上的覆冰融化的方法^[7]。作为设计直流融冰方案的基本原则,架空覆冰线路通过的电流需大于融冰电流同时小于线路

最大允许电流^[8]。直流融冰装置有配置专用整流变压器与不配置专用整流变压器两种类型。直流融冰时的线路组合形式有多种, 主要包括选取三相中的两相构成电流回路、三相线路同时构成电流回路两种, 其原理如图 1 所示。

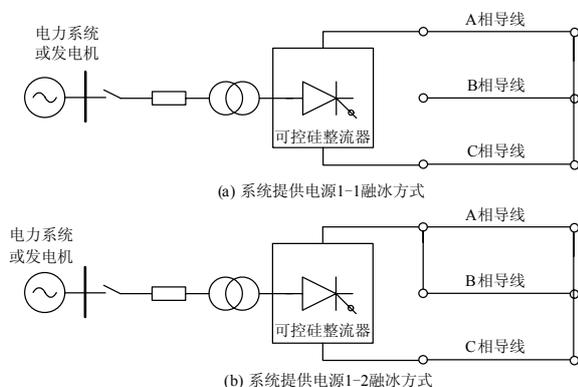


图 1 直流融冰电路接线示意图

Fig.1 Transmission line connection configuration of DC deicing

2 高肇直流线路融冰保线运行方案

2.1 高肇直流运行情况

高肇直流西起贵州省安顺市安顺换流站, 东至广东省高要市肇庆换流站, 输电电压为 ± 500 kV, 输电容量为 3 000 MW。2008 年, 一场 80 年一遇的特大雨雪冰冻灾害席卷了南方电网所管辖的西电东送主网架。直径只有 2 cm 的导线, 被裹上厚达 18 cm 的冰层, 巨人般的铁搭扭成了麻花, 趴倒在地上, 南方电网所辖“六交三直”九条西电东送大通道中, “两交一直”被迫停运, 其中“一直”指的就是高肇直流。

2.2 高肇直流融冰保线运行方案

为提高 ± 500 kV高肇直流线路抵御低温凝冻灾害的能力, 进一步加强南方电网主网架安全稳定运行, 结合该直流设备实际运行能力, 在原有运行模式下, 新增直流融冰运行模式^[9]。直流输电系统融冰运行模式是冬季直流线路覆冰时为了保护线路的一种特殊运行方式。在该运行模式下采用一极正送功率, 另一极反送功率, 每站一极整流运行, 另外一极逆变运行, 通过升高两极的负荷电流, 利用负荷电流的焦耳热效应使附着在线路上的冰融化脱落。融冰运行模式下双极功率传输方向相反, 双极都可以运行较大的功率, 但双极总的传输功率较小, 对两侧交流系统影响较小, 拓扑结构如图 2 所示。

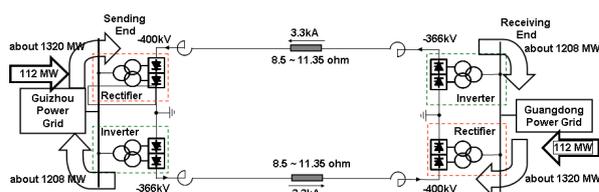


图 2 直流背靠背融冰运行模式拓扑图

Fig.2 HVDC back to back deicing mode topology

2.3 直流背靠背运行模式控制保护控制策略

高肇直流新增背靠背融冰运行模式, 需对原有直流极控、直流站控及 HMI 进行修改, 其中极控系统通过 LAN 网接收直流站控送来的融冰模式、正常模式、正向融冰、反向融冰信号, 通过这些信号来改变相应的逻辑, 准备进入融冰运行模式必需的条件, 比如调整功率方向, 强制电流模式等, 运行人员还可以从 HMI 选择融冰模式下电压等级、电流参考值和电流速率, 实现融冰保线目的。同时对于极控系统内部的后备监视功能也分为闭锁和跳闸两种, 还有极控系统的 CSD/FASOFF 功能, 以及保护送过来的闭锁和直流线路故障信号, 需要将这些监视功能均改为跳闸出口, 可以保证在融冰模式下一极停运, 同时尽可能快地将另外一极的电流阶跃至最小值后闭锁。

直流站控修改后将根据当前的直流场配置以及阀组的解闭锁状态产生融冰模式/正常模式, 正向融冰/反向融冰切换的允许位上送至 HMI, 并接收 HMI 下发的融冰模式/正常模式命令, 正向融冰/反向融冰命令。在直流场双极配置时, 双极闭锁且与极控 LAN 通信正常的情况下才能下发融冰模式及正向融冰和反向融冰模式命令。当站控接收到融冰模式命令后转入融冰运行模式时会返回一个融冰状态上送 HMI 和极控极 1 和极 2 及对站, 只有在融冰模式下运行人员才能下发正向或反向融冰指令, 正向融冰和反向融冰模式发送到极控和对站。融冰模式/正常模式, 正向融冰/反向融冰指令均设计成系统级命令, 这样在站间通信正常运行在系统级时, 只需要在主站操作即可。当站间通信故障时, 这些指令自动变成站级命令, 可以在两站独立执行, 融冰相关逻辑是完全独立的, 不会对原有的站控程序产生任何干扰。

3 高压直流融冰模式单极闭锁对交流系统影响分析

3.1 高压直流融冰模式的特殊保护策略

高肇直流背靠背运行模式下, 双极功率传输方

向相反，双极都可以运行较大的功率，但双极总的传输功率较小，对两侧交流系统影响较小，且可达到线路大电流保线作用。若出现单极故障闭锁，由于故障闭锁前，双极均运行于最大功率，为保证直流融冰运行模式下，高肇直流系统对南方电网系统潮流作用最小，控制保护策略采用单极故障闭锁双极保护联动的控制策略。

直流线路融冰模式运行时，采用1极正送，另1极反送的运行模式。此时直流系统两侧仅从交流系统吸收或送出少量有功功率，当1极发生故障时，紧急闭锁本极，另1极联动闭锁，间隔时间约100~200 ms，整个过程中从正常运行开始，后发声直流故障冲击、单极闭锁、双极闭锁、交流滤波器退出，到直流系统退出运行，整个过程中，特别是单极闭锁到双极闭锁期间，交直流系统交换的有功功率从很小突变到额定，对交流系统冲击较大，对交流继电保护的影响，特别是对交流线路保护的影响，需要进行试验研究分析。

3.2 RTDS仿真试验

根据以上考虑，采用先进的 RTDS 仿真试验手段，利用南方电网一体化综合仿真试验平台，由 RTDS 与高肇直流控制保护装置构成闭环试验系统，并配置具有融冰功能的程序。试验系统结构如图 3 所示。

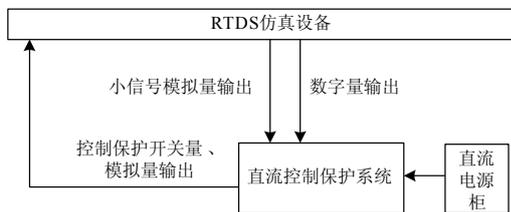


图 3 RTDS 闭环测试系统示意图
Fig.3 RTDS closed-loop test system diagram

仿真一次系统模型按照高肇直流原型建模，如图 4 所示，为验证最严酷条件下，对交流线路保护的考核，贵州侧仅仿真 1 条交流线路供电，线路以纳高线为原型，如表 1 所列。

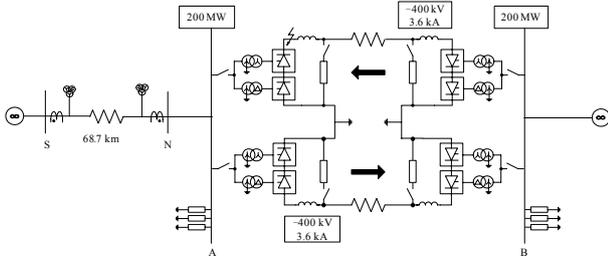


图 4 仿真系统主接线示意图
Fig.4 Main wiring diagram of simulation system

表 1 纳高线参数表

Tab.1 Gaona line parameter table

序号	类型	参数
1	线路长度/km	78.634
2	导线型号	4×LGJ-400/50
3	$r_1/(\Omega/\text{km})$	0.020 1
4	$x_1/(\Omega/\text{km})$	0.278 4
5	$c_1/(\mu\text{F}/\text{km})$	1.300E-02
6	$r_0/(\Omega/\text{km})$	0.243 7
7	$x_0/(\Omega/\text{km})$	1.123 0
8	$c_0/(\mu\text{F}/\text{km})$	8.00E-03

试验模拟融冰模式下将肇庆站极1进线开关手动跳开（无故障）、安顺站极1（逆变侧高压阀短路故障）跳闸、肇庆站极1（整流侧高压阀短路故障）跳闸、安顺站极1（整流侧高压阀短路故障）跳闸、肇庆站极1（逆变侧高压阀短路故障）跳闸等故障测试，并对试验数据进行分析^[10]。

3.3 数据仿真结果

直流融冰大功率运行模式下，试验模拟整流侧阀侧绕组相间故障，故障持续时间0.02 s，极1跳闸；双极保护联动启动，25 ms后极2闭锁，RTSD录波波形如图5所示。

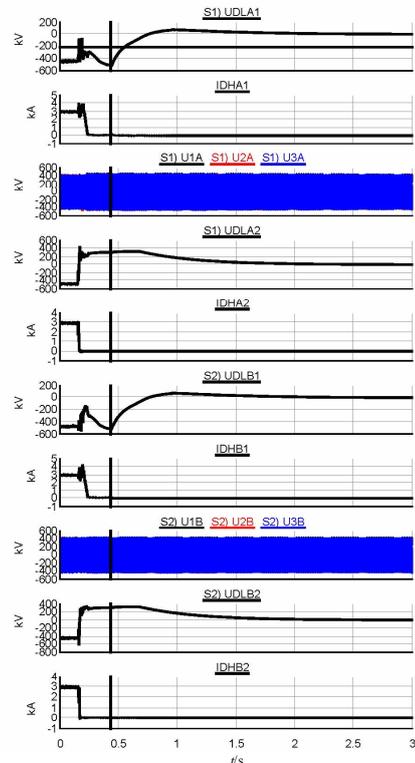


图 5 整流侧极1故障试验波形
Fig.5 Rectifier pole1 fault test waveforms

利用仿真试验故障前后双极交流侧电压及电流数据, 进行变化量方向判别, 结果图 6~图 10 所示。

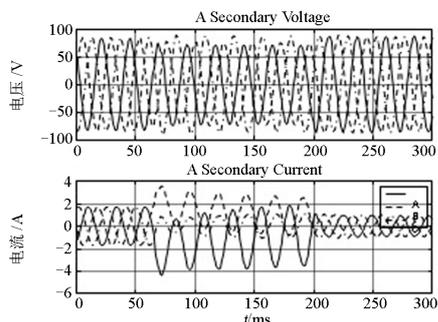


图 6 整流侧电压、电流波形

Fig.6 Rectifier voltage and current waveforms

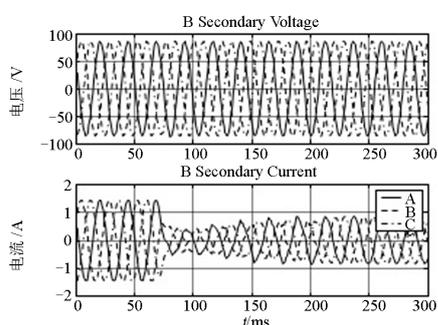


图 7 逆变侧电压、电流波形

Fig.7 Inverter voltage and current waveforms

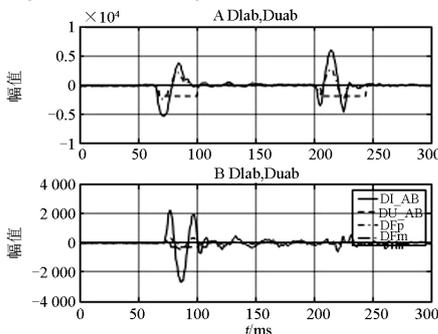


图 8 两侧 AB 相间变化量方向判别

Fig.8 The change in direction on both sides of AB phase discrimination

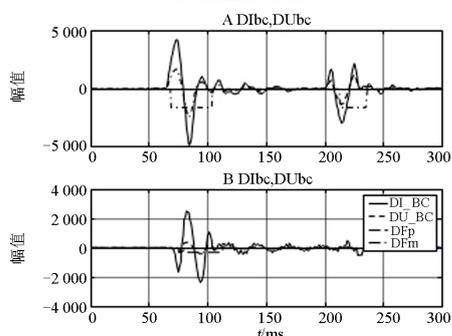


图 9 两侧 BC 相间变化量方向判别

Fig.9 The change in direction on both sides of BC phase discrimination

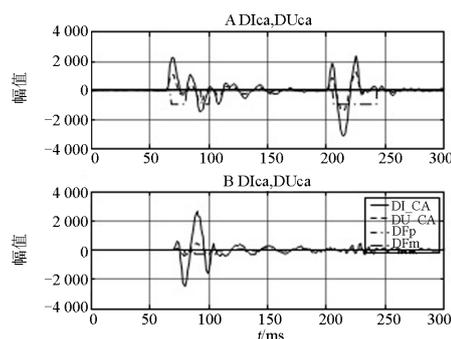


图 10 两侧 CA 相间变化量方向判别

Fig.10 The change in direction on both sides of CA phase discrimination

由试验数据分析可知, 上述两侧换流站故障前后均间断性地判为反方向。同时, 对直流融冰模式运行下, 逆变侧单极阀侧故障、单极线路故障、单极闭锁等情况均进行如上述试验研究, 两侧换流站交流保护的变化量方向均判为反方向, 或者无方向判别结果。

4 结论

高肇直流新增直流两端背靠背融冰运行模式, 采取单极故障, 双极保护联动闭锁控制策略, 在交流系统不发生故障的情况下, 直流系统的变化, 对交流保护为区外扰动。即使在扰动电流较大的情况下, 两侧换流站交流保护的变化量方向均判为反方向, 或者无方向判别结果, 纵联变化量方向均不会发生误动, 不造成交流保护误动现象。

参考文献

- [1] 饶宏, 傅闯. 南方电网直流融冰技术的研究和应用[J]. 南方电网技术, 2008, 6(2): 7-12.
- RAO Hong, FU Chuang. Reseacher & application of DC-based deicing technology in CSG[J]. Southern Power System Technology, 2008, 6(2): 7-12.
- [2] HORWILL C, DAVIDSON C C, GRANGER M, et al. An application of HVDC to the de-icing of transmission lines[C]. //Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005/2006 IEEE PES. Dallas: USA.
- [3] DERY A, GINGRAS J, HYDRO P. Quebec De-icing Projects[C]. //11th Int. Workshop on Atmospheric Icing of Structures. Montreal(Canada): 2005.
- [4] GRANGER M, DUTIL A, NANTEL A. Performance aspects of Levis substation de-icing project using DC technology[C]. //11th Int. Workshop on Atmospheric Icing of Structures. Montreal(Canada): 2005.

(下转第 178 页 continued on page 178)

继电器动作方程为:

$$\Delta U^* = 2U^* \sin \frac{\delta}{2} = 2U^* \sin \frac{\omega_{hc} t}{2} \quad (9)$$

1) 频率不相等时

$$t_{op} \omega_s = \delta_{op} + \delta_{re} = (1 + K_{re}) \delta_{op} \quad (10)$$

将发电机最大允许滑差 ($\omega_{yx} = \omega_s$) 式 (8)、
断路器的固有合闸时间 ($t_{dl} = t_{op}$) 代入式 (10),
得

$$\delta_{op} = \frac{0.12\omega_{yx}}{(1+0.8)} = 21.39^\circ \quad (11)$$

在 t_{op} 这段时间内继电器的常闭触点是闭合的,
如果 t_{op} 大于 t_{dl} , 则发电机断路器合闸成功且对合闸
冲击电流在允许范围内; 如果 t_{op} 小于 t_{dl} , 则继电器
不动作, 断开发电机的合闸回路。

2) 电压幅值差

由式 (3) 的结果: $\Delta U^* \leq (0.0914 \sim 0.1828)$;
 $\Delta U \leq (9.14\% \sim 18.28\%)$, 代入式 (9) 得

$$\delta_{op} = 2 \arcsin(2\Delta U^*) \leq (21.06^\circ \sim 42.88^\circ)$$

3) 合闸相角差

由式 (5) 结果: $\Delta U^* \leq 0.0914$; $\Delta U \leq 9.14\%$,
代入式 (9) 得

$$\delta_{op} = 2 \arcsin(2\Delta U^*) \leq 21.06^\circ$$

4 整定计算值的确定

1) 通过分析计算, 求取三种并网状态下继电器
动作方程解的全集, 即

$\delta_{op} = (21.06^\circ \sim 42.88^\circ)$, 考虑误差等因素, 最
终取 $\delta_{op} = (20^\circ \sim 40^\circ)$ 。

2) 将并网冲击电流瞬时值限制在 1.0~2.0 倍发
电机额定电流 i_{gn}^* 以下, 为同期闭锁继电器整定的
基本原则。

5 总结

综上所述, 待并系统两侧电气量的电压幅值差、
频率差、相角差的允许范围, 都是以发电机组本身
所能承受的冲击电流来确定的, 同期闭锁继电器的
启动值的整定更是以上述结论为依据而确定的。我
们应当看到三种同期并列状态其实质都是在电气一
次系统中产生了电压差, 而同期闭锁继电器正是通
过测量、比较待并系统两侧电压差而动作的, 进而
将并列时产生的冲击电流对发电机组产生的影响降
至最低。

参考文献

[1] 杨冠城. 电力系统自动装置原理[M]. 三版. 北京: 中
国电力出版社, 2005.
YANG Guan-cheng. Principles of power system
automatic device[M]. Third edition. Beijing: China
Electric Power Press, 2005.

收稿日期: 2009-11-03; 修回日期: 2009-12-07

作者简介:

牛国勇 (1979-), 男, 本科, 助理工程师, 从事继电保
护技术管理工作; E-mail: LZRD_JDBH@163.com

郭安利 (1979-), 女, 本科, 助理工程师, 从事电力系
统管理工作。

(上接第 175 页 continued from page 175)

[5] Maurice Huneault, Christian Langheit. Combined models
for glaze ice accretion and de-icing of current-carrying
electrical conductors[J]. IEEE Trans on Power Delivery,
2005, 20(2): 1611-1616.
[6] 饶宏, 李立成, 黎小林. 南方电网融冰技术及应用研究
[R]. 贵阳: 中国南方电网公司有限责任公司, 2008,
2(2): 7-12, 36.
RAO Hong, LI Li-cheng, LI Xiao-lin. Study of DC based
de-icing technology in China southern power grid[J].
Southern Power System Technology, 2008, 2(2): 7-12,
36.
[7] 许树楷, 杨煜, 傅闯. 南方电网直流融冰方案仿真研
究[J]. 南方电网技术, 2008, 2(2):31-36.
XU Shu-kai, YANG Yu, FU Chuang. Simulation study of
DC de-icing scheme for China southern power grid[J].

Southern Power System Technology, 2008, 2(2): 31-36.
[8] 饶宏, 李立成, 黎小林, 等. 南方电网融直流融冰技
术研究[J]. 南方电网技术, 2008, 2(2): 7-12, 36.
[9] 南方电网技术研究中心. 超高压输电公司线路融冰技
术应用可行性和实施方案[R]. 广州: 南方电网技术研
究中心, 2009.
[10] 南京南瑞继保工程技术有限公司. 南网超高压仿真分
析说明[R]. 2010.

收稿日期: 2010-09-08

作者简介:

卢志良 (1979-), 男, 本科, 工程师, 主要从事高压直
流输电控制保护、电能质量分析、静止型无功补偿装置等研
究。E-mail: Allenlzl@sina.com.cn