

高压直流典型线路雷击故障的控制保护响应研究

邬乾晋, 周全, 黄义隆, 杨光源

(中国南方电网超高压输电公司检修试验中心, 广东 广州 510663)

摘要: 随着糯扎渡和溪洛渡直流工程的陆续投运, 南方电网“强直弱交”的格局越来越明显, 直流线路故障特别是雷击引起的故障导致的直流系统闭锁严重影响着南方电网的安全稳定运行。选取南方电网所辖直流工程 2013 年发生的三次典型直流线路遭受雷击故障致直流闭锁的事件, 剖析了电弧未熄灭、绝缘强度未恢复、连续遭受雷击等不同情况下的直流控制保护响应, 得到线路故障重启逻辑中去游离时间和故障计数模块窗口时间设置的不足。提出了线路故障情况下避免直流不必要闭锁停运的建议。

关键词: 直流输电; 雷击; 线路故障; 闭锁; 控制保护

Research of HVDC control and protection response for lightning stroke failures occurred in transmission lines

WU Qian-jin, ZHOU Quan, HUANG Yi-long, YANG Guang-yuan

(China Southern Power Grid EHV Maintenance & Test Center, Guangzhou 510663, China)

Abstract: The feature of strong DC system and weak AC system in the CSPG becomes more obvious after Nuozhadu and Xiluodu HVDC system was put into operation. Transmission line fault, especially HVDC system block caused by lightning stroke fault impacts the safety and stability of power network for CSPG. This paper selects three typical lightning stroke fault which led to HVDC block in CSPG in 2013 to analyze response strategy of control and protection logic in different cases such as arc is not extinguished, dielectric strength is not restored, and transmission line is struck by lightning continuously. It points out the shortage of deionization time and the set time of fault counter. Finally, it suggests to avoid unnecessary HVDC system outage.

Key words: DC transmission line; lightning stroke; line fault; block; control and protection

中图分类号: TM77 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2014)20-0140-06

0 引言

高压直流输电因其适宜大容量、远距离输电的优势在西电东送事业中发挥着重要的作用, 2013 年随着糯扎渡直流工程和溪洛渡直流工程的陆续投运, 南方电网“强直弱交”的格局将愈加明显, 直流系统发生闭锁停运将严重影响到南方电网的安全稳定运行^[1-4]。据统计, 南方电网所辖直流工程每年均会发生数次因直流线路故障导致直流闭锁停运的事件。西电东送直流工程的直流线路较长, 且有相当比例的线路穿越雷区, 采取提高防雷水平、执行线路故障重启等措施, 有效地降低了雷击故障导致的直流闭锁, 提高了直流输电的可靠性^[5-8]。但在运行过程中亦多次出现雷击未故障情况下直流线路故障重启失败的情况, 反映出现有的直流控制保护逻辑存在不完善之处。

选取 2013 年南方电网所辖直流过程发生的三次因直流线路遭受雷击后故障重启失败导致的直流闭锁事件: 分别是楚穗直流线路遭受雷击, 去游离过程结束后, 电弧未熄灭, 故障未消除, 直流建立电压失败导致直流闭锁; 兴安直流线路连续遭受雷击后因控制保护逻辑中线路故障计数时窗的限制闭锁; 天广直流线路遭受雷击, 去游离过程结束后, 因绝缘强度未恢复, 连续三次重启失败闭锁。三次闭锁事件发生后, 直流系统均试送成功, 说明线路上并无永久性故障点, 闭锁均为不必要的停运事件。通过对线路故障控制保护策略的研究并对比 SIEMENS 和 ABB 的线路故障重启策略, 提炼出发生直流线路故障后避免不必要闭锁的建议。

1 直流线路故障控制保护逻辑

南方电网所辖直流工程中直流线路配置的保

护主要有：行波保护(WFPDL)、电压突变量保护(27du/dt)、线路低电压保护(27DCL, 仅在天广直流、溪洛渡直流中应用)、线路纵差保护(87DCLL)、交直流碰线保护(81-I/U)。单极金属回线方式下配置有横差保护(87DCLT)、金属回线纵差保护(87MIL)^[9]。各保护的原理在相关文献已有详细阐述^[10-11]，此处不再赘述，仅对三次线路故障闭锁事件中涉及的保护做简要介绍。

1.1 行波保护

直流线路发生故障后，在故障点产生向线路两端传输的行波，行波保护原理是利用故障时产生的行波特征检测故障，由于保护利用的均是故障初期电气量中含有的故障信息，因此它能在极短的时间内检出故障^[12]。目前国内直流工程中采用的是以SIEMENS和ABB为代表的行波保护，南方电网所辖直流工程中，高肇直流、兴安直流、楚穗直流和糯扎渡直流采用SIEMENS技术，天广直流和溪洛渡直流采用ABB技术。

SIEMENS的行波保护原理是通过检测电压变化率、电压变化量和电流变化量来实现线路故障的识别。其中，电压变化率用以检测最能表征线路故障的行波波头，电压变化量和电流变化量用以实现故障选极^[13]。楚穗直流和兴安直流行波保护判据如表1所示。

表1 楚穗直流、兴安直流行波保护判据

Table 1 Criterion of WFPDL in Chuxiong-Suidong and Xingren-Baoan HVDC Project

	保护定值		出口时间	出口方式
	整流站	逆变站		
行波保护	$d(U_{dH})/dt > \Delta_1$ $\Delta U_{dH} > \Delta_2$ $\Delta I_{dLH} > \Delta_3$	$d(U_{dH})/dt > \Delta_1$ $\Delta U_{dH} > \Delta_4$ $\Delta I_{dLH} < \Delta_5$	0 ms	启动直流线路故障重启顺序

ABB的行波保护原理是构造反向行波即极波，极波经过变换得到共模行波 $Com_b(t)$ 和线模行波 $Diff_b(t)$ 。利用线模行波和共模行波波速不一致，到达测量装置的时刻不一致这一特征，通过对线模行波变化率和变化量的检测实现故障的识别，对共模行波的变化率和变化量的检测实现故障极的甄别。2011年7月，天广直流曾发生阀冷系统故障，逆变站紧急停运投旁通对后，行波保护满足条件误动的情况。为了防止行波保护在区外故障时误动作，取消了线模突变量判据，保留共模突变量判据，修改后的天广直流行波保护判据如表2所示。

表2 天广直流行波保护判据

Table 2 Criterion of WFPDL in Tianshengqiao-Guangzhou HVDC Project

	判据	出口时间	出口方式
行波保护	$\Delta(Com_b(t)) > Com_dt_set$ $\int(Diff_b(t)) > Dif_int_set$ $\int(Com_b(t)) > Com_int_set$	0 ms	启动直流线路故障重启顺序

1.2 电压突变量保护

线路电压突变量保护作为行波保护的后备保护，同时具有微分保护（电压突变量保护）和线路低电压保护的功能，其通过在线路低电压水平下检测直流线路电压的变化率实现线路故障的识别。电压突变量保护判据如表3所示。

表3 电压突变量保护判据

Table 3 Criterion of 27du/dt

	判据	出口时间	出口方式
电压突变量保护	$dU/dt > \Delta_1$ $U_{dL} < \Delta_2$	100 ms	启动直流线路故障重启顺序

1.3 线路低电压保护

针对行波保护和电压突变量保护在高阻接地故障时灵敏度不高的不足，各回直流均配置了线路纵差保护，天广直流还配置了线路低电压保护，其保护判据如表4所示。

表4 线路低电压保护判据

Table 4 Criterion of 27DCL

	判据	出口时间	出口方式
线路低电压保护	$U_{dL} < \Delta$	通信正常, Delay Time = 120 ms 通信故障, Delay Time = 200 ms (对站状态已知)或 800 ms(对站状态未知)	启动直流线路故障重启顺序

1.4 线路故障重启策略

直流线路故障多为瞬时性故障，执行线路故障重启逻辑能有效避免线路瞬时性故障导致的直流闭锁。其逻辑是保护检测到线路故障后，将线路故障信号送往极控，极控根据运行人员设定的去游离时间和允许重启的次数开始执行线路故障重启，整流侧快速移相，整流侧和逆变侧同时使线路放电，直流电流快速下降为0，有助于电弧的快速熄灭，待去游离过程结束后，再调整整流侧的触发角，重新恢复系统运行^[14-15]。

直联网模式下，直流线路故障重启策略为：
 ①单极直流线路故障允许重启；②单极直流线路故障重启成功后另一极发生线路故障，新的单极线路故障也允许重启；③一极 BLOCK 或 ESOF 后一段时间 T 内南方电网交直流系统可以进入稳定运行状态，当一极停运 T 时间后另一极发生直流线路故障，允许故障重启， T 时间以内另一极发生线路故障，该极直接被闭锁；④一极直流线路发生故障在重启恢复过程中，另一极也发生直流故障则直接闭锁双极。

直流孤岛运行模式下的线路故障重启策略在联网模式下重启策略基础上提出了更严格的限制：
 ①仅在双极运行方式下允许线路故障重启，且单极直流线路故障仅允许重启 1 次，如果重启失败，故障极直接被闭锁；②单极直流线路故障重启成功一段时间 T 内，另一极又发生线路故障，则故障极直接被闭锁，若线路故障再次故障的时间大于 T ，允许重启一次。

2 三次直流线路雷击故障过程的分析

2.1 楚穗直流线路雷击故障后闭锁

2013 年 5 月 10 日，楚穗直流双极全压联网运行，楚穗直流线路极 1 线路遭受雷击后，楚雄站极 1 两套行波保护（WFPDL）动作，穗东站极 1 两套电压突变量保护（ $27du/dt$ ）动作，楚雄站行波保护先于穗东站电压突变量保护动作，楚雄站极 1 极控执行一次线路故障全压重启，重启不成功，极 1 双阀组闭锁。两套控制保护系统的动作情况基本相同，下面以楚雄站极 1 控制系统 1、保护系统 1 为例对控制保护响应情况进行分析。

根据控制保护系统的响应过程将此次事件分为三个阶段分析，楚雄站的故障录波如图 1 所示，图中分别为极 1 线路电压、线路电流、电压变化率、电压变化量、电流变化量、线路故障重启请求信号、极 1 高低端阀组的触发角、高低端阀组触发脉冲使能信号。

(1) 第一阶段

由图 1 可见，极 1 线路遭受雷击后，楚雄站线路电压 U_{dH} 快速下降，电流快速上升，符合线路故障特征，满足行波保护动作条件，保护正确动作。直流线路行波保护将线路故障信号送往极控系统申请重启，极控将该信号送到组控后由组控开始移相，整流站触发角移相到 120° ，当直流电流降低到零时整流站触发角设定到 160° 的限制值。移相动作的时间即为电弧的去游离时间（录波显示为 259

ms），楚穗直流设置的直流线路故障再启动次数为 1 次，重启参数设置如表 5 所示。

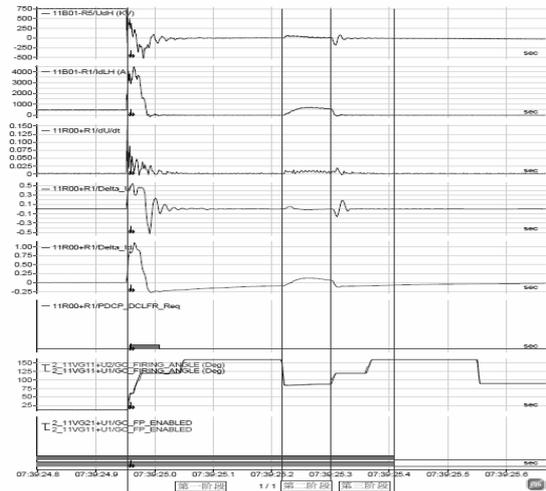


图 1 楚雄站故障录波

Fig. 1 Fault recorder of Chuxiong station

表 5 楚穗直流线路故障重启逻辑设置

Table 5 Logic of Dc line fault recovery in Chuxiong-Suidong HVDC Project

重启次数	去游离时间	重启电压
第 1 次重启	250 ms	800 kV

与贵广两回直流保护逻辑中行波保护和电压突变量保护出口逻辑不同，楚穗直流保护程序对此进行了优化：行波保护动作后，闭锁电压突变量保护，尽管 $27du/dt$ 的定值和出口时间均已满足，但不会出口。

(2) 第二阶段

线路故障重启以后，若线路故障点未清除，重启后直流线路电压会持续在很低水平，此时直流线路保护可能检测不到该故障，故极控系统中亦提供了直流线路故障检测功能：去游离过程结束 75 ms 后，若线路电压 U_{dH} 小于 0.1 p.u.，极控判定建立电压失败，重启不成功，并再次发线路故障重启请求。

当去游离过程结束以后，整流站组控将下调触发角开始建立直流电流，同时逆变站建立电压。极 1 线路故障重启过程如图 2 所示。当触发角下调至小于 90° 后，直流电流开始建立，同时逆变站开始建立直流电压，录波显示直流电压未建立成功，根据极控中线路故障重启失败的判断逻辑，75 ms（录波显示为 79 ms）后极控判定线路故障重启失败，发再次故障重启的请求。直流电压未建立成功是在去游离时间内电弧并没有完全熄灭，导致故障点未能清除。

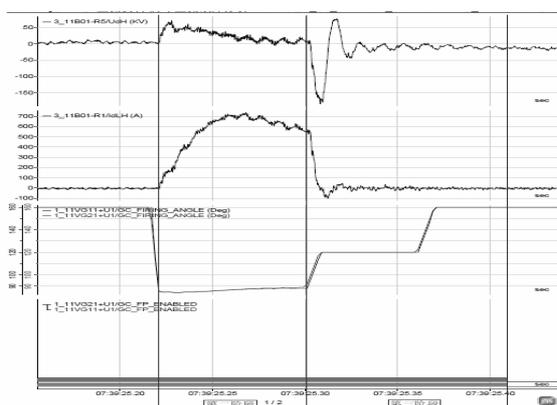


图 2 重启建立电压失败后极 1 闭锁过程

Fig. 2 Pole 1 blocked after failure of voltage setup

(3) 第三阶段

楚雄站设置重启次数为 1 次，线路故障重启次数达到上限值，极 1 执行闭锁顺序，闭锁过程如图 2 所示。电流定值降至最小值，整流侧组控开始移相，移到 120°，电流过零之后，整流侧移相到 160°，延时闭锁触发脉冲，极 1 双阀组闭锁。

穗东站行波保护因电流变化量不满足定值正确不动作，电压突变量保护满足定值，保护正确动作，发直流线路故障重启请求，受篇幅限制，穗东站保护动作情况不再详述。直流线路保护将线路故障重启请求信号送往极控系统，由于楚雄站已在执行直流线路故障重启顺序，不再执行穗东站发出的直流线路故障重启请求。

2.2 天广直流线路雷击故障后闭锁

2013 年 3 月 23 日，天广直流极 2 三套线路行波保护 (WFPDL) 和电压突变量保护 (27du/dt) 动作，一次全压重启不成功，线路低电压保护 (27DCL) 动作，两次降压至 400 kV、350 kV 重启均不成功，极 2 转至备用状态，天生桥站故障录波如图 3 所示。直流线路故障再启动设置如表 6 所示。

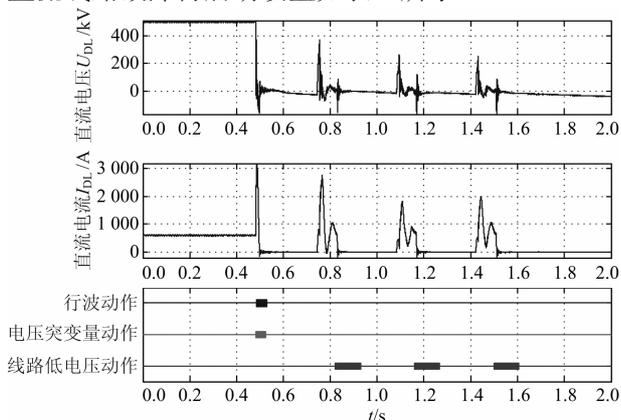


图 3 天生桥站故障录波

Fig. 3 Fault recorder of Tianshengqiao station

表 6 天广直流线路故障重启逻辑设置

Table 6 Logic of DC line fault recovery in Tianshengqiao-Guangzhou HVDC Project

	去游离时间	重启电压
第 1 次重启	250 ms	500 kV
第 2 次重启	250 ms	400 kV
第 3 次重启	250 ms	350 kV

由图 3 可见，与楚穗直流线路故障事件中电压建立不成功不同，天广直流线路雷击故障后，三次线路重启电压均是在建立达到一定幅值后又快速降低，分析认为故障清除后绝缘强度还未恢复，在升压过程中再次发生击穿导致线路低电压保护动作并再发故障重启请求，当达到线路故障重启次数后直流闭锁，极控执行重启逻辑的过程与 2.1 节相似，此处不再赘述。

2.3 兴安直流线路雷击故障后闭锁

2013 年 4 月 2 日 05:58:39.265，兴安直流极 2 线路遭受雷击，兴仁站极 2 三套直流线路行波保护动作，-400 kV 降压重启成功，05:58:43.615，极 2 线路再次发生雷击故障，兴仁站极 2 三套直流行波保护动作，05:58:43.682，兴仁站极 2 极控发出闭锁请求，极 2 转为闭锁状态。兴仁站故障录波如图 4 所示，图中分别为极 2 线路电压、线路电流、触发角、线路故障重启请求信号。

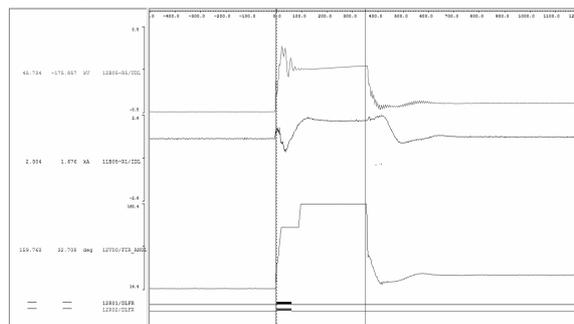


图 4 极 2 降压重启成功录波

Fig. 4 Fault recorder of pole 2 DC line recovery successfully

由图 4 可见，极 2 极控接收到线路故障重启请求后，极控强制移相使故障能量释放后，故障点绝缘强度恢复，线路降压重启成功，因篇幅所限，控制保护的响应过程不再赘述。

05:58:43.615 时刻，极 2 线路再次遭受雷击，线路行波保护动作发出故障重启请求。由于两次雷击故障间隔时间 4.4 s 小于极控设定的直流线路故障计数设置值 5 s，极控将 05:58:43 时刻保护动作后启动的直流线路故障重启次数计为第 2 次，超过了兴仁站设定的线路故障重启次数 1 次，故极控不执

行重启请求, 直接将极 2 闭锁。第二次雷击故障录波如图 5 所示, 图中分别为极 2 线路电压、线路电流、触发角、极 2 解锁状态信号、线路故障重启请求信号。

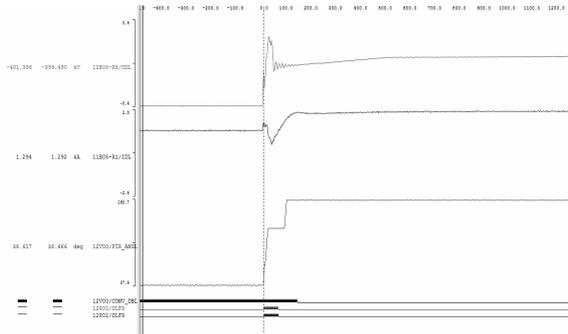


图 5 极 2 重启失败闭锁录波

Fig. 5 Fault recorder of pole 2 blocked after DC line recovery failed

3 直流线路故障重启控制策略不足分析

三次闭锁事件发生后, 各回直流均试送成功, 说明线路遭受雷击后并未形成永久故障点, 三次直流闭锁均为不必要的停运事件。需要从线路故障重启的控制策略入手分析现有控制逻辑的不足, 针对性地提出逻辑优化思路。

楚穗特高压直流线路电压较高, 为常规直流的 1.6 倍, 为了确保线路故障后能有效熄弧, 在设计之初其重新启动去游离时间设置为 350 ms。1.4 节中线路故障重启逻辑中规定一极闭锁后 T 时间内, 另一极线路故障禁止重启, 该逻辑无疑增加了直流双极相继闭锁的风险, 为了在保证南方电网系统稳定的前提下降低该风险, 2013 年 4 月, 楚穗直流取消了该故障重启逻辑限制并将去游离时间修改为 250 ms。此次事件中反映出 250 ms 的去游离时间可能不足以使电弧完全熄灭, 去游离时间的整定值需从线路雷击后的电弧燃烧时间和系统稳定两个角度进一步的分析。

天广直流线路雷击故障后, 因绝缘强度未恢复连续三次降压重启不成功而闭锁, 已较难通过控制策略的优化避免此类情况的发生。

兴安直流闭锁原因为连续遭受雷击的间隔时间小于极控的故障计数设定时间。现有的线路故障计数窗口时间参数的确定仅根据控制保护设备厂商的设计及运行经验, 且国内运行的直流输电工程在该窗口时间设置上共分为两类, 基于西门子技术的控制系统设置为 5 s, 基于 ABB 技术的控制系统设置为 30 s, 两种技术的窗口时间差别很大, 南方电网直流过程窗口设置时间情况如表 7 所示。

表 7 故障计数窗口设置时间

Table 7 Set time of fault counter

窗口时间/s	南网直流工程
5	高肇直流、兴安直流、楚穗直流、糯扎渡直流
30	天广直流、溪洛渡直流

本次事件中, 若两次雷击的间隔时间略大于 5 s, 则可以降低直流闭锁事件发生的几率。但在 ABB 技术路线中, 极控采用的窗口时间为 30 s, 直流闭锁的风险大大提高, 如何优化直流线路故障计数模块的窗口时间, 使之能够满足电网系统稳定性的要求, 并尽可能避免直流发生不必要的闭锁还有待进一步研究。

4 结语

对南方电网所辖直流量过程发生的三次典型的因电弧未熄灭、绝缘强度未恢复、连续遭受雷击导致直流线路故障闭锁事件的剖析, 得到以下结论:

(1) 通过对线路雷击故障不同情况下故障特点的分析, 反映出直流线路故障的复杂性和不同故障条件下控制保护系统的响应特性差异性。

(2) 三次雷击故障事件均未形成永久性故障点, 反映出有直流控制保护逻辑存在直流线路瞬时性故障导致不必要直流闭锁的风险。

(3) 楚穗直流电压等级高, 传输容量大, 将去游离时间由 350 ms 修改为 250 ms 不利于故障点熄弧, 增大了直流闭锁的风险, 建议开展仿真验证工作, 继续优化线路故障重启时间。

(4) SIEMENS 和 ABB 直流线路故障计数模块的窗口时间的设定均来自于设计和运行经验, 且窗口时间的设置值差异很大, 有进一步探讨故障次数计数窗口时间的必要性。

参考文献

- [1] 张建设, 张尧, 张志朝, 等. 直流系统控制方式对大扰动后交直流混合系统电压和功率恢复的影响[J]. 电网技术, 2005, 29(5): 20-24.
ZHANG Jian-she, ZHANG Yao, ZHANG Zhi-chao, et al. Influence of DC system control modes on voltage and power recovery after large disturbance in hybrid AC/DC systems[J]. Power System Technology, 2005, 29(5): 20-24.
- [2] 毛晓明, 吴小辰. 南方交直流并联电网运行问题分析[J]. 电网技术, 2004, 28(2): 6-9, 13.
MAO Xiao-ming, WU Xiao-chen. Analysis on operation problems in South China AC-DC hybrid power grid[J].

- Power System Technology, 2004, 28(2): 6-9, 13.
- [3] 王瑶. 特高压直流输电控制与保护技术的研究[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(15): 53-58.
WANG Yao. Study on the control and protection system of ultra high voltage direct current transmission[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(15): 53-58.
- [4] 周俊, 郭剑波, 胡涛, 等. 高压直流输电系统数字物理动态仿真[J]. 电工技术学报, 2012, 27(5): 221-228.
ZHOU Jun, GUO Jian-bo, HU Tao, et al. Digital/analog dynamic simulation for ± 500 kV HVDC transmission system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2012, 27(5): 221-228.
- [5] 杨汾艳, 徐政. 直流输电系统典型暂态响应特性分析[J]. 电工技术学报, 2005, 20(3): 45-52.
YANG Fen-yan, XU Zheng. Typical transient responses in HVDC transmission system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2005, 20(3): 45-52.
- [6] 罗磊, 盛琰, 王清坚, 等. 特高压直流输电系统顺序控制的研究[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(23): 30-38.
LUO Lei, SHENG Yan, WANG Qing-jian, et al. Research on sequence control in UHVDC system[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(23): 30-38.
- [7] 束洪春, 田鑫萃, 董俊, 等. 基于多重分形谱的高压直流输电线路区内故障识别方法[J]. 电工技术学报, 2013, 28(1): 251-258.
SHU Hong-chun, TIAN Xin-cui, DONG Jun, et al. Recognition method of HVDC transmission line fault based on multifractal spectrum[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(1): 251-258.
- [8] 赵军, 曹森, 刘涛, 等. 贵广直流输电工程直流线路故障重启策略研究及优化[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(23): 126-131.
ZHAO Jun, CAO Sen, LIU Tao, et al. Research and optimization on DC line fault recovery strategy used in Gui-Guang HVDC Project[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(23): 126-131.
- [9] 胡宇洋, 黄道春. 葛南直流输电线路故障及保护动作分析[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(8): 102-107.
HU Yu-yang, HUANG Dao-chun. Faults and protection analysis of Gezhouba-Nanqiao DC transmission line[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(8): 102-107.
- [10] 束洪春, 田鑫萃, 董俊, 等. ± 800 kV 云广直流输电线路保护的仿真及分析[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(31): 179-188.
SHU Hong-chun, TIAN Xin-cui, DONG Jun, et al. Simulation and analyses for Yun-Guang ± 800 kV HVDC transmission line protection system[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(31): 179-188.
- [11] 赵晓君. 高压直流输电工程技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2004.
- [12] 葛耀中. 新型继电保护与故障测距原理与技术[M]. 西安: 西安交通大学出版社, 1996.
- [13] 李爱民. 高压直流输电线路故障解析与保护研究[D]. 广州: 华南理工大学, 2010.
- [14] 王海军, 吕鹏飞, 曾南超, 等. 贵广直流输电工程直流线路故障重启功能研究[J]. 电网技术, 2006, 30(23): 32-35.
WANG Hai-jun, Lü Peng-fei, ZENG Nan-chao, et al. Research on DC line fault recovery sequence of Guizhou-Guangdong HVDC Project[J]. Power System Technology, 2006, 30(23): 32-35.
- [15] 周红阳, 刘映尚, 余江, 等. 直流输电系统再启动功能改进措施[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(19): 104-107.
ZHOU Hong-yang, LIU Ying-shang, YU Jiang, et al. Analysis and improvement of force retard function of HVDC transmission systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(19): 104-107.

收稿日期: 2013-12-23

作者简介:

郭乾晋(1986-), 男, 通信作者, 硕士, 主要从事直流输电系统控制保护工作; E-mail: willwqj@163.com

周全(1984-), 男, 硕士, 主要从事直流输电系统控制保护工作;

黄义隆(1989-), 男, 硕士, 主要从事直流输电系统控制保护工作。