

并联换流器直流输电中换流器区故障分析及处理策略

许训炜¹, 王俊生¹, 李林¹, 蒲莹², 尹健², 张建彪¹

(1. 南京南瑞继保电气有限公司, 江苏省南京市 211102; 2. 国网北京经济技术研究院, 北京市 102209)

摘要: 并联换流器直流输电是实现超大容量输送电能的方式之一, 其要求单换流器内故障不影响非故障换流器的正常运行。在详细分析并联换流器直流输电整流站和逆变站单个换流器区各种位置接地等故障的故障特征基础上, 提出了保护动作后请求整流站换流器移相的处理策略, 在有效隔离故障换流器的基础上, 保持并联的非故障换流器继续运行; 另外作为整流站因故无法完成换流器移相的后备, 建议调整直流线路低电压保护动作延时定值为 50 ms。逆变站交流系统故障时, 存在双换流器均发生换相失败、分担故障电流的情况, 换流器过流小于直流系统参数相近的常规并联型多端直流输电系统的同类情况。

关键词: 直流输电; 并联换流器; 换流器区故障; 策略处理

0 引言

高压、特高压直流输电工程在国内已有近 30 个, 相关技术非常成熟。特高压直流输电目前采用双换流器串联方式, 实现超大容量输送电能^[1-5]; 采用双换流器并联方式, 同样可以实现超大容量输送电能。

多端直流输电能够实现多电源供电、多落点受电, 成为直流输电的一个发展方向^[6-10]; 并联型多端直流在国外有数个实际应用工程^[11-12]。特高压直流双换流器串联方式技术特点相当于多端直流输电拓扑结构中的串联型, 将串联型多端直流的两个换流站合并建设在一个换流站之内; 由于同一个换流站之内双换流器间的通信简易, 因此特高压直流技术难度小于串联型多端直流。同样, 双换流器并联方式技术特点相当于多端直流输电拓扑结构中的并联型, 将并联型多端直流的两个换流站合并建设在一个换流站之内。双换流器并联直流输电计划应用于青海—西藏直流输电并联扩建工程; 研究领域包括并联换流器的系统设计方案、过电压情况、换流站绝缘配合、控制保护策略及仿真等^[13-15]。

在多端直流输电故障分析方面, 文献^[11-12]仅涉及并联型多端直流中的直流线路故障、逆变站网侧交流单相接地故障, 以及单个换流器退出运行等

仿真试验。在串联型多端直流中, 文献^[16-17]讨论了直流线路故障、单相接地故障以及低压限流(VDCL)特性等; 文献^[18]研究含电压源换流器(VSC)的混合四端并联直流输电系统。这些文献均未涉及换流器区内故障。常规直流输电中有文献研究逆变站换流变阀侧单相接地故障及其处理策略^[19-20], 研究阀短路保护动作特性^[21], 以及分析换流器区内阀避雷器爆炸事故^[22]。本文从双换流器并联直流输电换流器区等故障分析出发, 重点探讨如何根据各类故障特点成功隔离故障区域的同时保持并联的非故障换流器继续运行, 探讨与并联型多端直流输电相比故障特性的区别, 得出可行的故障保护和处理策略。

1 并联换流器直流输电的特点

双换流器并联直流输电系统由两个独立的换流器并联连接而成。为了保证单一换流器故障情况下非故障换流器能够正常运行, 一般每个换流器设置快速隔离开关, 以便隔离出故障的换流器。为防止单换流器内接地故障, 非故障换流器提供巨大的短路电流, 将平波电抗器设置于独立的换流器内。为便于单换流器投运前的空载加压绝缘试验, 高压直流电压(U_{DPx} ($x=1, 2$, 下同))测量点设置于独立的换流器内。本文研究用的测点配置如图 1 所示。

设计思想是: 单换流器内的故障, 即独立的换流器快速隔离开关内的故障, 通过控制保护处理措施, 不影响非故障换流器的运行。本文将分析单换流器内的各位置及各类故障, 选择恰当的控制保护处理措施, 保持非故障换流器运行。

收稿日期: 2015-12-25; 修回日期: 2016-05-03。

上网日期: 2016-07-14。

国家电网公司科技项目“多换流器并联特高压直流输电工程的关键技术研究”。

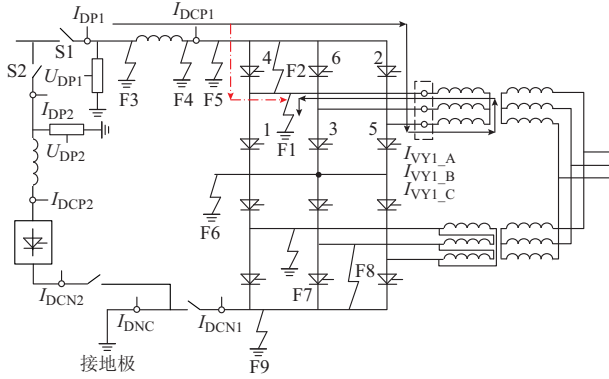


图1 并联换流器主接线、测量点、故障类型及故障位置
Fig.1 Main circuit, measuring positions, fault types and positions of parallel converters

2 单个换流器区故障特征

逆变站单个换流器区内典型故障点如图1所示，整流站典型故障点与图1类似，阀的导通方向与图1中的相反。图1中：F1和F7表示换流变阀侧单相接地故障；F2和F8表示阀短路故障；F3、F4、F5表示单个换流器内高压母线接地故障，分别为平波电抗器线路侧、平波电抗器换流器侧与 I_{DCP2} 测量点之间、 I_{DCP2} 测量点与换流器之间故障；F6表示换流器中点接地故障；F9表示单个换流器内低压母线接地故障。

以图1故障为例，对并联非故障换流器运行产生影响的故障点F1至F5要严重于故障点F6至F9，其中影响最为严重的故障点是F3。

2.1 逆变站换流变阀侧单相接地故障

逆变站换流变阀侧单相接地故障位置点可能发生在阀星侧和阀角侧，这里以图1中影响较为严重的故障点F1为例进行分析。

1) 故障时刻阀V2导通

故障后(图1实线箭头所指为故障电流)，直流电压 U_{DP1} 的关联电路图如图2所示。

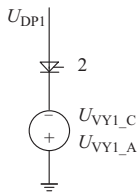


图2 故障后 U_{DP1} 电路图
Fig.2 Circuit connected to U_{DP1} after fault

假设阀V2不关断， U_{VY1_A} 被故障钳位在0V，AC相间电压变化(正负变化)，则 U_{DP1} 也会存在正负变化，直至阀V2关断。可见，延时跳开换流变网侧开关有利于阀V2的关断。

故障期间，阀V4可能导通，电流流向如图1红

色箭头所指。此时，电流 I_{DCP1} 将大于电流 I_{VY1_A} 。随着 U_{DP1} 变为负值，阀V4被关断。

故障期间，阀V6一直没有导通。正常换相V6脉冲期间A相电压高于B相，而A相接地故障使得A相电压为0V，低于B相，所以阀V6处于反压，无法导通。

实时数字仿真系统(RTDS)中故障换流器波形如图3所示。

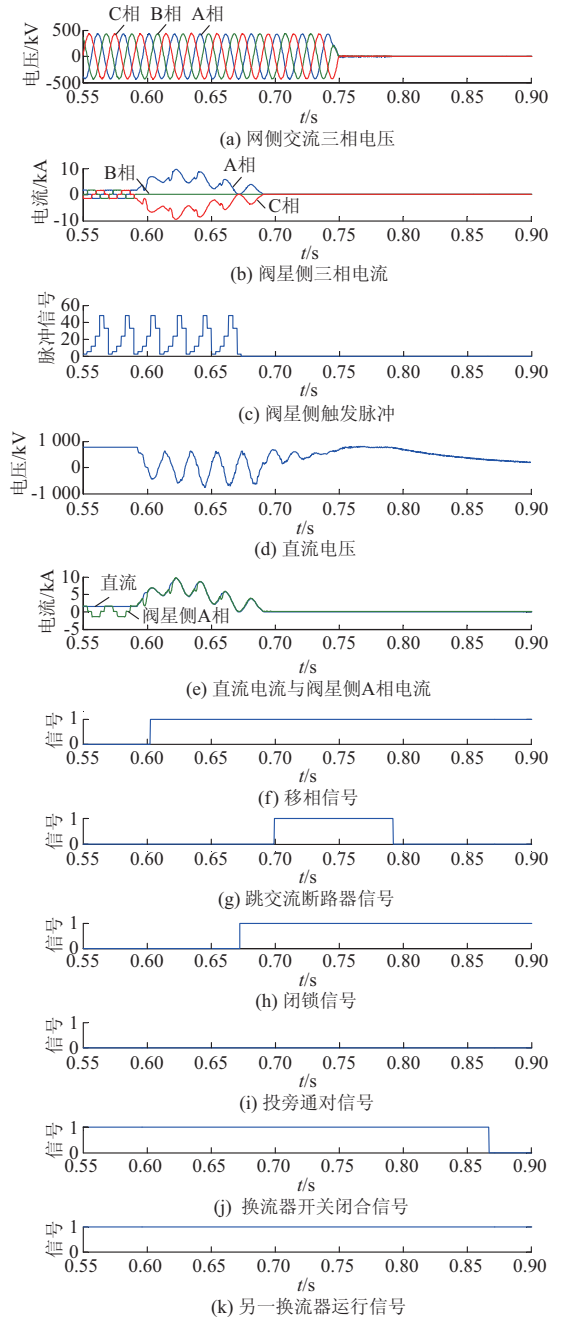


图3 故障换流器波形
Fig.3 Waveforms of faulted converter

直流输电仿真系统基本参数为：额定直流电压

为±800 kV,额定电流为3 125 A,双极额定功率为10 GW,直流线路长度为2 000 km;每个极2组12脉动换流器并联;整流站、逆变站所连接交流系统电压等级分别为530 kV和525 kV,短路电流均为63 kA。故障前直流工况为双极大地、双换流器并联、额定功率运行。本文仿真均考察对并联非故障换流器运行产生最恶劣影响的永久性故障。

图3(b)阀星侧C相电流流经阀星侧A相到接地故障点,一直到约0.675 s位置,电流过零。故障时刻,图3(c)触发脉冲系列数值为6,表明阀V2、V3导通。图3(e)直流电流大于阀星侧A相电流的瞬间,阀V4导通,随后由于 U_{DP1} 变负值而关断。闭锁方式采用无流($\max(I_{DCP1}, I_{DCN1}) < \text{小定值}$)闭锁,无流后,触发脉冲停止。图3(f)和图3(g)延时100 ms跳开换流变开关,不投旁通对(图3(i)),闭锁后20 ms发隔离换流器命令(开关分合信号见图3(j)),另一换流器继续运行(图3(k))。

闭锁后,直流电压接近800 kV,加在阀体V4上,易损坏阀。非故障换流器波形见附录A。

2)故障时刻阀V6导通

故障情况如同阀V2导通,故障电流流经阀星侧B相,而不是阀星侧C相。

3)故障时刻阀V4导通

阀V4导通,导致直流电压 U_{DP1} 直接接入故障点。假设阀V4不关断,则 U_{DP1} 始终为0(如图4所示),直至阀V4关断。详细分析见附录A。非故障换流器波形如图4所示。

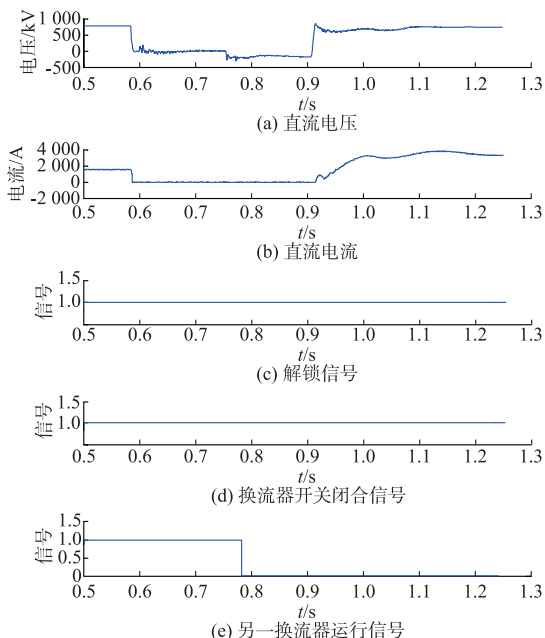


图4 非故障换流器波形

Fig.4 Waveforms of non-faulted converter

直流电压为零,造成整流站线路低电压保护动作(动作延时120 ms),动作后移相约150 ms,再启动成功。直流无功功率输出的时间超过300 ms。

4)小结

此类故障从直流电流角度分析,存在两种情况换流器能够闭锁,恢复另一换流器运行,无需请求整流站移相;存在一种情况由于直流电压为零而导致整流站线路低电压保护动作,动作后,整流站移相,相当于逆变站故障保护动作后延时120 ms请求整流站移相。从直流电压角度分析,不请求整流站移相,会造成阀体过电压而损坏。

故障点F1以下同类故障,更有利于换流器闭锁,恢复另一换流器运行。

2.2 逆变站阀短路故障

以图1中对另一换流器运行影响较为严重的故障点F2为例进行分析。

1)故障时刻阀V2/V3导通

直流电压 U_{DP1} 的关联电路图如图5所示。

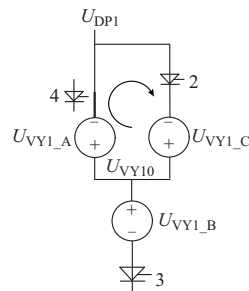


图5 故障后 U_{DP1} 电路图

Fig.5 Circuit connected to U_{DP1} after fault

图5中,阀V4短路,用粗线条替代。阀V4短路后,如果:① $U_{VV1_A} - U_{VV10} > U_{VV1_C} - U_{VV10}$,则存在一个如图5箭头所示的环流, U_{DP1} 与正常换相相比差别不大;② $U_{VV1_A} - U_{VV10} < U_{VV1_C} - U_{VV10}$,则直流电流大部分流过短路的阀V4, U_{DP1} 较正常换相时低一些,造成直流电流增大。

2)故障时刻阀V2/V1导通

Y桥被短路, U_{DP1} 下降,直流电流增大,阀星侧三相电流为0,表现为典型的换相失败特征。

3)故障时刻阀V4导通

故障前,阀V4已经导通,短路故障没有任何影响,直至换相到V6导通。

4)总结

F2点故障时刻阀V6/V5和V6/V1导通,分析类似于故障时刻阀V2/V3和V2/V1导通,只是阀星侧相之间的电压差不同。

对F2点故障而言,故障换流器闭锁后, U_{DP1} 与

U_{VY1_A} 同电位,但是没有故障短路电流回路,这有利于隔离故障换流器。直流电压由串联的3个阀体承担,有过压损坏风险。

可见,逆变站阀短路故障对并联的非故障换流器的影响要小于逆变站换流变阀侧单相接地故障。

2.3 逆变站单个换流器内高压母线接地故障

F3至F5点接地故障后,换流器的任何操作(移相、闭锁等)对故障电流没有任何影响。只有隔离故障换流器(分断图1中开关S1)才能隔离故障点,恢复并联的非故障换流器运行。

F5点接地故障,由常规换流器差动保护动作(差流原理使用模拟量 I_{DCP1} 和 I_{DCN1})。F4点、F3点接地故障,由新增换流器内极线差动保护动作(差流原理使用模拟量 I_{DP1} 和 I_{DCP1})。以F3点接地故障为例,仿真波形见附录A。

2.4 整流站换流变阀侧单相接地故障

与逆变站不同,整流站阀的方向相反。由于阀反向不能导通,故障期间阀存在反向电压(并联的非故障换流器提供),无法导通;故障换流器闭锁后,阀也不能导通。所以,非故障换流器将没有故障电流流向故障点,仿真波形参见附录A。

虽然非故障换流器不提供故障电流,但其直流电压加在单个换流器上(见图1的阀V4),会击穿损坏阀体。

2.5 整流站阀短路故障

非故障换流器不存在流经故障阀的电流通路。

2.6 整流站单个换流器内高压母线接地故障

这类故障与2.3节的逆变站同类型故障特征基本相同;由于故障电流回路中缺少直流线路,所以故障电流较逆变站同类故障要大一些。

F3点接地故障相当于非故障换流器高压区平波电抗器后接地,需选取合适的平波电抗器参数以避免金属性接地故障下引起非故障换流器过流保护快速段动作(动作时间约2ms)。否则,故障换流器的请求整流站换流器移相操作没有充足的时间完成。

3 单个换流器区内故障处理策略

整流站、逆变站单换流器区内故障会导致如下保护动作:(阀)短路保护、换流器差动保护、换流器内极线差动保护。

以下保护动作后处理策略基于如下情形:并联双换流器运行,其中一个换流器发生换流器区内故障。

上述保护动作后处理策略为:整流站按常规直流闭锁策略处理,逆变站采用无流闭锁^[8-9]、不投旁

通对;隔离故障换流器;分断并锁定换流器换流变网侧开关(逆变站(阀)短路保护动作后延时分断^[8]);启动开关失灵保护;请求整流站换流器移相,并收到故障换流器成功被隔离的信号后,结束移相;如果移相执行一段时间后(如500ms),没有收到故障换流器成功被隔离的信号,则闭锁整个极。站间通信故障且逆变站单换流器区内故障时,逆变站采用常规的投旁通对闭锁策略。

站间通信故障情况下,逆变站故障无法请求整流站换流器移相,投旁通对可避免阀体过电压,但导致整个极闭锁。

如果请求整流站换流器移相因故没有执行,作为后备:单换流器区内某些故障依靠整流站的线路低电压保护动作,达到请求整流站换流器移相操作的目的。

依靠整流站的线路低电压保护动作有两个问题需要处理:①移相期间故障无法被成功隔离;②线路低电压保护动作定值时间稍长,故障没有及时处理可能扩大故障的损害程度。

移相期间故障无法被成功隔离;线路低电压保护将再次动作,由线路再启动逻辑移相、重启,直至闭锁整个极。

线路低电压保护动作定值时间稍长:缩短定值时间。目前大部分直流输电工程,这个时间定值分为:站间通信正常时约为120ms(线路再启动后再次动作时间约为80ms),站间通信故障时约为200ms(对站状态已知)或700ms(对站状态未知)。

1)国内工程自2002年龙政线就使用120ms定值;现在通信技术、可靠性和速度较2002年均有较大提高,有条件缩短这个定值时间。定值需考虑:逆变站检测到换相失败的时间 t_1 、逆变站检测到网侧交流系统电压低的时间 t_2 、站间通信延时 t_3 、可靠检测直流系统电压低的时间 t_4 、正常线路故障再启动后电压建立所需的时间 t_5 。定值取 $\max(\max(t_1, t_2) + t_3, t_4, t_5)$ 。综合考虑,120ms可缩短至50ms。

2)200ms定值:适用于双极运行时非逆变站网侧交流系统引起的仅一个极直流电压低的故障。定值还需考虑:检测另一极直流电压是否正常(这里选用正常)的时间 t_6 。定值取 $\max(t_6, t_4, t_5)$ 。200ms也可缩短至50ms。

3)700ms定值:适用于双极运行时逆变站网侧交流系统引起的两个极直流电压均较低的故障。由于并联换流器单换流器区内故障不会引起双极直流电压均较低,所以这个定值无需调整。

调整后的50ms直流线路低电压动作延时,大

大降低了后备措施及时性不足带来的危害。

可选的逆变站故障保证设备安全、不产生过电压的处理策略:投旁通对。投旁通对确保隔离故障换流器过程中不产生过电压,隔离成功后所投的旁通对对非故障换流器运行不产生影响。

4 逆变站交流接地故障特征

逆变站交流故障将导致并联换流器同时换相失败。整流站双换流器运行时,相当于双电源向逆变站发生换相失败的换流器提供故障电流,可能造成直流过流保护快速段动作。

逆变站故障电流存在两种情况:①由双换流器共同承担;②由一个换流器承担。

在 RTDS 仿真试验中,逆变站网侧交流系统 A 相永久性金属性接地故障,双换流器的故障直流电流(I_{DPx})波形如图 6 所示。故障前工况为:两站均为双换流器以额定电压 ± 800 kV、额定功率 5 000 MW 双极大地回线运行。

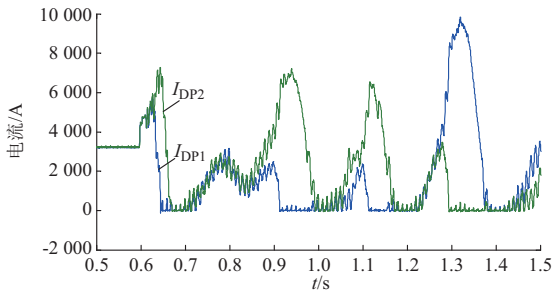


图 6 逆变站双换流器故障电流波形

Fig.6 Current waveforms of two converters in inverter station

由图 6 可见,故障后,一段时期双换流器导通,故障电流由双换流器共同承担,数值不大(最大约为 5 500 A);另一段时期单个换流器导通(前 3 次换流器 2 导通,后一次换流器 1 导通),故障电流由单个换流器承担,数值很大(最大约为 9 800 A)。以额定直流电流为 3 125 A 计算,接近常规直流过流快速段定值 3.8(标么值)。

双换流器并联共用同一个交流系统,逆变站交流系统故障时,存在双换流器均发生换相失败,分担故障电流的情况。过流数值小于直流系统参数相近的常规并联型多端直流输电系统的同类型故障^[8];常规并联型多端同类型交流故障等同于双换流器并联单个换流器承担故障电流的情况。

另外,由于两个并联的换流器有交替发生换相失败的可能,逆变站交流单相等故障导致换相失败保护(双桥)动作这一保护特性要差于常规直流输电的同类型故障;如果将两个并联换流器的换相失败

信号相“或”,则与常规直流的换相失败相同。因此,并联换流器同时工作时,换相失败保护(双桥)的原理及其动作时间定值需进行调整。建议增加双桥换相失败被检测到信号的展宽时间,适当调整动作时间定值与增加的展宽时间数值相适应。

5 结语

本文分析了并联换流器直流输电单个换流器区各种位置接地等故障的故障特征,提出了保护动作后处理策略,在有效隔离故障换流器基础上,保持非故障换流器继续运行。

1)单个换流器区接地等故障,动作后应请求整流站换流器移相。

2)不建议设置换流器区直流电流 I_{DCPx} 测点。

3)建议调整直流线路低电压动作延时定值为 50 ms。

4)逆变站交流系统故障情况下,存在双换流器均发生换相失败,分担故障电流的情况;换流器过流小于直流系统参数相近的常规并联型多端直流输电系统的同类情况。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参考文献

- [1] 刘振亚.特高压电网[M].北京:中国经济出版社,2005:159-166.
- [2] 刘振亚,秦晓辉,赵良,等.特高压直流分层接入方式在多馈入直流电网的应用研究[J].中国电机工程学报,2013,33(10):2-7.
LIU Zhenya, QIN Xiaohui, ZHAO Liang, et al. Study on the application of UHVDC hierarchical connection mode to multi-infeed HVDC system [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(10): 2-7.
- [3] 陶瑜,龙英,韩伟.高压直流输电控制保护技术的发展与现状[J].高电压技术,2004,30(11):8-10.
TAO Yu, LONG Ying, HAN Wei. Development and present situation of HVDC control and protection technology[J]. High Voltage Engineering, 2004, 30(11): 8-10.
- [4] 张庆武,王永平,陈小军.特高压直流控制保护系统设计与开发[J].电力系统自动化,2013,37(21):88-93.
ZHANG Qingwu, WANG Yongping, CHEN Xiaojun. Design and development of control and protection system for UHVDC [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(21): 88-93.
- [5] 陶瑜,马为民,马玉龙,等.特高压直流输电系统的控制特性[J].电网技术,2006,30(22):1-4.
TAO Yu, MA Weiming, MA Yulong, et al. Control characteristics of UHVDC power transmission system [J]. Power System Technology, 2006, 30(22): 1-4.
- [6] 张文亮,汤涌,曾南超.多端高压直流输电技术及应用前景[J].电网技术,2010,34(9):1-6.

- ZHANG Wenliang, TANG Yong, ZENG Nanchao. Multi-terminal HVDC transmission technologies and its application prospects in China [J]. Power System Technology, 2010, 34(9): 1-6.
- [7] 汤广福, 罗湘, 魏晓光, 等. 多端直流输电与直流电网技术[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(10): 8-17.
TANG Guangfu, LUO Xiang, WEI Xiaoguang, et al. Multi-terminal HVDC and DC-grid technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(10): 8-17.
- [8] 王俊生, 傅闯, 胡铭, 等. 并联型多端直流输电系统保护相关问题探讨[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(28): 4923-4931.
WANG Junsheng, FU Chuang, HU Ming, et al. Discussion on the protection in parallel-type multi-terminal HVDC systems [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(28): 4923-4931.
- [9] 王俊生, 吴林平, 郑玉平. 多端高压直流输电系统保护动作策略[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(10): 101-106.
WANG Junsheng, WU Leping, ZHENG Yuping. Discussions on fault clearing actions of protection system for multi-terminal HVDC [J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(10): 101-106.
- [10] 许烽, 徐政, 傅闯. 多端直流输电系统直流侧故障的控制保护策略[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(6): 74-78.
XU Feng, XU Zheng, FU Chuang. A control and protection scheme of multi-terminal DC power system for DC line fault [J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(6): 74-78.
- [11] MCCALLUM D, MOREAU G, PRIMEAU J, et al. Multiterminal integration of the Nicolet converter station into the Quebec-New England phase II HVDC transmission system [C]// CIGRE Session, 1994, Paris, France.
- [12] DESILETS G L, PRIMEAU J, MOREAU G. Quebec/New England multiterminal HVDC network commissioning [C]// CIGRE Session, 1995, Montreal, Canada.
- [13] 李林, 王永平. 多换流器并联特高压直流系统控制策略及仿真[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(24): 80-86. DOI: 10.7500/AEPS20150413007.
LI Lin, WANG Yongping. Simulation of control strategy for multi-converter paralleled HVDC transmission system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(24): 80-86. DOI: 10.7500/AEPS20150413007.
- [14] 李少华, 王秀丽, 张爱玲, 等. 并联换流器高压直流输电系统控制策略[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(21): 132-137. DOI: 10.7500/AEPS20150105001.
LI Shaohua, WANG Xiuli, ZHANG Ailing, et al. Control strategies for HVDC transmission system with parallel connection of converters [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(21): 132-137. DOI: 10.7500/AEPS20150105001.
- [15] 张赞, 舒畅, 殷威扬, 等. 多换流器并联运行的直流输电工程暂态过电压[J]. 电网技术, 2012, 36(2): 48-52.
ZHANG Yun, SHU Chang, YIN Weiyang, et al. Transient overvoltage of HVDC power transmission project with parallelly operated converters [J]. Power System Technology, 2012, 36(2): 48-52.
- [16] YANG Xiaobo, YAO Dawei, YUAN Chunming, et al. A DC fault clearance method for series multiterminal HVDC system [C]// Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), September 14-18, 2014, Pittsburgh, PA, USA: 2663-2669.
- [17] YANG Xiaobo, YUAN Chunming, YAO Dawei, et al. Dynamic performance of series multiterminal HVDC during AC faults at inverter stations [C]// 2014 16th European Conference on Power Electronics and Applications, August 26-28, 2014, Lappeenranta, Finland: 1-9.
- [18] ZHAN Peng, LI Chenghao, WEN Jinyu, et al. Research on hybrid multi-terminal high-voltage DC technology for offshore wind farm integration [J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2013, 1(1): 34-41.
- [19] 王俊生, 朱斌. 逆变站换流变阀侧连接单相接地动作策略分析[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(23): 119-123.
WANG Junsheng, ZHU Bin. Analysis of fault clearing actions under single phase to ground fault of lines connecting transformer and inverter valve [J]. Automation Electric Power Systems, 2010, 34(23): 119-123.
- [20] 朱韬析, 夏拥, 何杰, 等. 逆变侧换流变压器阀侧接地故障特性分析[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(1): 96-99.
ZHU Taoxi, XIA Yong, HE Jie, et al. Analysis on the characteristics of grounding fault at inverter transformer valve side [J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(1): 96-99.
- [21] 张颖, 邵能灵, 徐斌. 高压直流输电系统阀短路保护动作特性分析[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(8): 97-102.
ZHANG Ying, TAI Nengling, XU Bin. Operation characteristics analysis for valve short-circuit protection in HVDC system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(8): 97-102.
- [22] 朱艺颖, 王明新, 印永华. 三广直流输电系统调试中阀避雷器爆炸事故分析[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(11): 74-76.
ZHU Yiyang, WANG Mingxin, YIN Yonghua. Analysis on the accident of valve arrester explosion during the commissioning test of Three Gorges to Guangdong HVDC transmission project [J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(11): 74-76.

许训炜(1976—),男,工程师,主要研究方向:高压直流输电保护系统。E-mail: xuxw@nrec.com

王俊生(1966—),男,通信作者,博士,研究员级高级工程师,IEEE高级会员,主要研究方向:高压直流输电保护系统。E-mail: wangjs@nrec.com

李林(1980—),男,硕士,工程师,主要研究方向:高压直流输电控制系统。E-mail: lilin2@nrec.com

(编辑 孔丽蓓)

(下转第 133 页 continued on page 133)

Analysis and Clearing Action of Converter Area Fault in HVDC Transmission System with Parallel Converters

XU Xunwei¹, WANG Junsheng¹, LI Lin¹, PU Ying², YIN Jian², ZHANG Jianbiao¹

(1. NR Electric Co. Ltd., Nanjing 211102, China; 2. State Power Economic Research Institute, Beijing 102209, China)

Abstract: As one of the huge power transmission modes, high voltage direct current (HVDC) transmission system with parallel converters (HVDC_PC) requires that faults in one converter do not influence another non-fault converter to operate. Based on an analysis of the fault features in different fault positions and types of converter area in HVDC_PC, a clearing action requiring rectifier to retard is proposed to isolate the fault converter while maintaining the non-fault converter operation. As a backup of rectifier not to retard for some reason or other, it is suggested that the trip delay-time of direct current line under-voltage protection be set to about 50 ms. For a grounded fault on alternating current system in the inverter, it is possible for two parallel converters to share the fault current due to commutation failure. The current is less than that for multi-terminals HVDC with parallel type under the condition of similar direct current transmission system parameters.

This work is supported by State Grid Corporation of China.

Key words: direct current transmission; parallel converters; converter area fault; clearing action