

特高压直流输电系统换相失败 预测环节对送端电网影响分析

朱清代 滕予非 李小鹏

(国网四川省电力公司电力科学研究院 四川 成都 610041)

摘要: 分析了计及换相失败预测环节对特高压直流工程在逆变侧交流故障情况下的响应行为,探讨了特高压直流换相失败预测环节对送端电网直流送端电气量的影响以及换相失败预测控制环节参数的灵敏度。结果表明,换相失败预测环节的投入可以起到减少换相失败持续时间的作用。最后,在逆变侧电压跌落出现换相失败后,分析了其对传输有功功率恢复速度及送端交直流系统的稳定性能的影响。

关键词: 换相失败预测环节; 逆变侧; 触发角; 功角稳定

Abstract: The response behavior of UHVDC project under AC fault condition of inverter side are analyzed with consideration of commutation failure prediction. The impact of HVDC commutation failure prediction on electrical quantity of DC transmission terminal is discussed, and the sensitivity of the parameters in the predictive control of commutation failure is analyzed. The results show that the input of commutation failure prediction can really reduce the duration of commutation failure. Finally, after the commutation failure occurring in the voltage sag of inverter side, its influence on the recovery speed of active power and the stability of AC / DC system is analyzed.

Key words: commutation failure prediction; inverter side; trigger angle; power angle stability

中图分类号: TM721 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2017)06-0012-04

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2017.06.003

0 引言

由于特高压直流输电技术在远距离大容量输电、大区电网非同步互联、电网安全稳定控制方面的优势,目前世界各国均积极开展特高压直流输电相关领域的研究,并且在特高压直流送端电网安全稳定特性分析研究方面取得了大量研究成果^[1-2]。

大量学者利用 PSCAD、BPA 以及 PSASP 等仿真工具,针对特定的直流工程对送端电网的安全稳定特性进行了详细的分析。

换相失败是直流输电系统的常见故障,一直是业界研究的热点^[3-4]。研究表明,在直流输电工程换相失败过程中,各电气量均发生剧烈波动,其中换流母线电压最低可降至 0,直流电流一般可增加到额定电流的 1.5 倍,直流有功功率可瞬时下降至 0 甚至短时反向(最低至 -1.0 p. u.),直流无功功率过剩;在换相失败恢复过程中换流站短时向系统注入大量无功^[5-7]。

下面在介绍高压直流输电系统逆变侧交流电压

快速跌落及恢复时直流功率动态特性的基础上,利用仿真分析的方法,分析了换相失败预测环节对送端电网直流电气量的影响;在逆变侧电压跌落出现换相失败后,分析了其对传输有功功率恢复速度及送端交直流系统的稳定性能的影响。

1 逆变侧交流电压快速跌落及恢复时直流功率动态特性

1.1 换相失败预测环节

在逆变侧交流系统出现故障时,由于换流站母线单相或三相交流电压下降,直流输电存在换相失败风险。为防止换相失败发生并在故障结束后加快直流恢复,直流工程往往引入换相失败预测环节。该环节在检测到交流系统故障后,会使熄弧角值增加以提前触发,也会影响 A_{max} 环节使得最大 α 角限制值减小。换相失败预测增加逆变侧 γ 角可以有 3 个来源。

第 1 是逆变侧确实出现换相失败,其检测条件与换相失败保护检测条件相同,此时 γ 角会增加

5°;第2是逆变侧交流电压出现零序分量,当零序分量过大时,控保系统会根据零序分量大小相应增加 γ 角,最大可增加25.84°。第3是逆变侧交流三相电压有效值下降,当下降程度较大时,控保系统会根据三相电压有效值下降程度相应增加 γ 角,最大可增加25.84°。最终换相失败预测的输出取以上3个输出的最大值。

1.2 高压直流输电系统结构

为了分析逆变侧交流电压快速跌落及恢复时直流功率动态特性,在电磁暂态仿真软件PSCAD/EMTDC中,建立如图1所示的特高压直流输电系统。该系统额定电压为 ± 800 kV、额定电流为5 kA,因此双极额定功率达到8 000 MW。

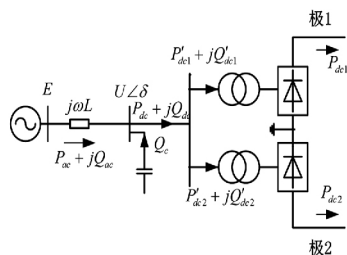


图1 高压直流输电系统仿真模型

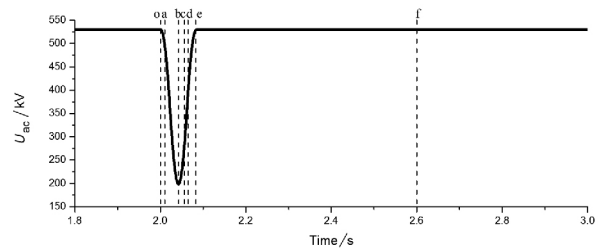
当直流受端近区交流母线出现短路故障时,随着故障的发生及清除,换流站交流母线电压将出现快速的跌落及恢复。为了描述该过程,可设置如下情景:

令直流输电送、受两端换流站交流母线三相短路容量均为57 200 MVA,同时设置受端电压电动势跌落深度 ΔE_i 为0.65 p. u.、变化频率 f_s 为8 Hz。在换相失败预测环节方面,设置熄弧角 γ 最大提升量为 $\Delta\gamma_{\max} = 25.8419^\circ$,交流母线电压恢复后熄弧角 γ 的恢复时间常数 $T_{\text{fcdc}} = 20$ ms。在上述设置下,分别考虑控保系统中是否配置换相失败预测环节两种工况,对高压直流系统的动态响应特性进行仿真分析。

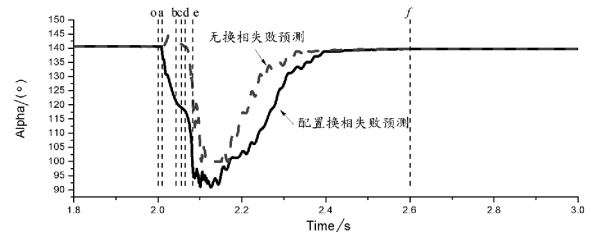
1.3 仿真分析

在考虑控保系统中配置换相失败预测环节与不配置换相失败预测环节两种工况下,两侧换流器触发角以及直流电压、直流电流的变化情况如图2所示。

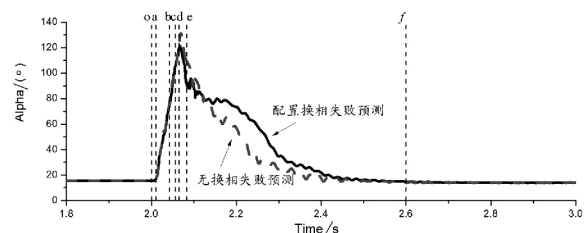
由图2可知,当高压直流逆变侧交流母线电压发生快速变化,特高压直流控制系统及电气参数的主要响应特征解析如下:



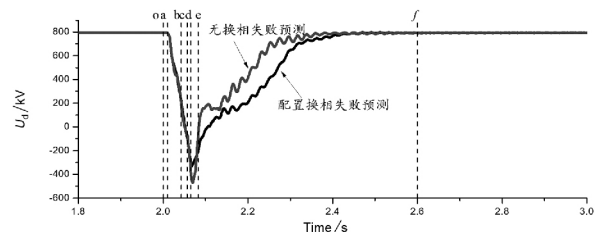
(a) 逆变侧 U_{ac} 仿真波形



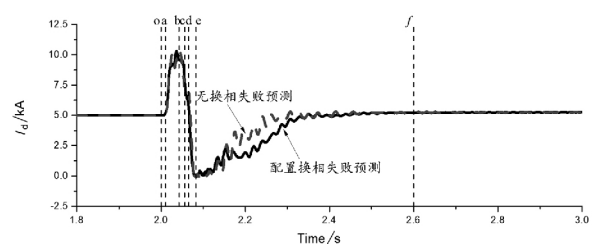
(b) 逆变侧触发角 α 仿真波形



(c) 整流侧触发角 α 仿真波形



(d) 直流电压仿真波形



(e) 直流电流仿真波形

图2 电压快速变化时整流侧电气量轨迹图

1) U_{ac} 初始跌落的换相正常阶段(oa阶段)。在此过程中电压轻微下降,直流电压电流变化并不明显,逆变侧换流器未发生换相失败,控制器触发角输出变化不大。

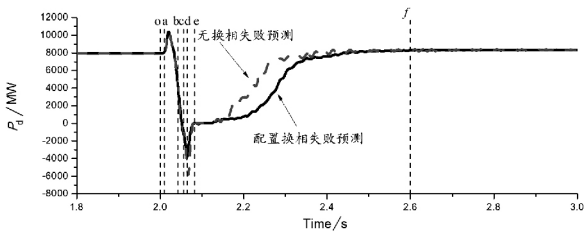
2) U_{ac} 深度跌落后换相失败阶段(配置换相失败预测环节工况:a-b-c阶段;未配置换相失败预测环节工况:a-b-d阶段)。由于逆变侧交流母线电压持续下降,逆变侧换流器出现换相失败现象。在换相失败发生后,下一个换流阀换相完成将导致换

流阀形成旁通,这相当于逆变侧换流阀直流侧发生了短路、交流侧发生了开路,将导致直流电压显著下降,而直流电流迅速增加。在此阶段下,由于直流电流的快速增加,整流侧的触发角将会快速下降。对于逆变侧控制指令而言,如果直流控制系统未配置换相失败预测环节,逆变侧控制器将继续维持预测型定熄弧角控制方式,触发角指令变化范围不大。反之,如果直流控制系统配置了换相失败预测环节,由于逆变侧交流母线电压的下降,逆变侧控制器将增加熄弧角的指令值,导致触发角指令显著降低。在换相失败预测控制环节的作用下,配置该环节工况下逆变侧换流器较未配置该环节工况下提前 8.4 ms 结束换相失败。

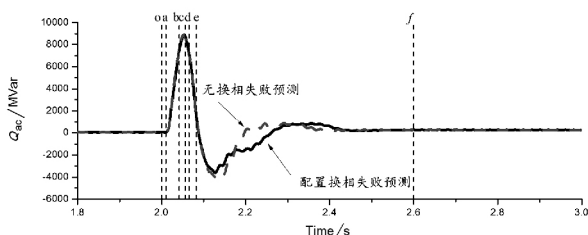
3) U_{ac} 恢复、逆变侧换流器换相正常后直流电压、电流调整阶段(配置换相失败预测环节工况: c-e-f 阶段;未配置换相失败预测环节工况: d-e-f 阶段)。逆变侧换流器换相正常后,由于整流侧换流器触发角显著增加,直流电流难以快速恢复,从而进入低直流电流状态。此过程中,整流侧、逆变侧控制器同时进入定电流控制模式,经 400 ms 左右的调整后,直流恢复正常运行状态。

对比两种工况可知,当配置了换相失败预测环节,导致换相失败预测期间逆变侧触发角指令值明显小于未配置该环节的工况。这一举措使得交流电压恢复后直流电压、电流恢复期间,直流电压、电流的恢复速度明显降低。

图3所示是对应整流侧交流母线电压的变化,整流侧有功功率及整流站与交流系统无功功率交换情况的变化轨迹。



(a) 有功功率仿真波形



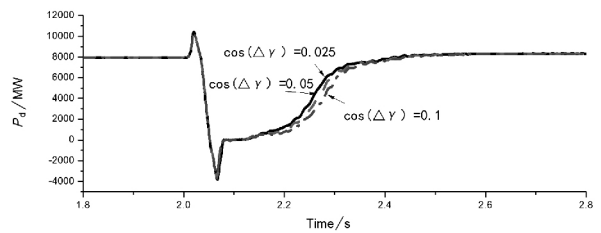
(b) 送端换流站无功功率仿真波形

图3 电压快速变化时整流侧功率轨迹图

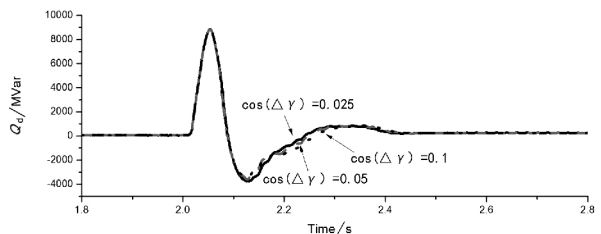
由图3可知,当直流系统配置了换相失败预测环节后,在交流电压恢复、直流进入电压、电流调整期间,由于直流电压、电流恢复速度变慢,因此直流有功功率的恢复速度也相应变慢。同时,也相应增加了无功功率的恢复时间,导致换流站在滤波器的作用下,输出容性无功时间明显增加。

1.4 $\Delta\gamma_{max}$ 对动态响应特性影响

保持其他因素不变,分别设置逆变侧换流器换相失败后,换相失败预测环节熄弧角 γ 最大提升量余弦值分别为 0.025、0.05 及 0.01(对应提升角度分别为 12.83° 、 18.19° 、 25.84°),由此可以得到逆变侧交流电压扰动期间,直流系统功率动态响应轨迹如图4所示。



(a) 有功功率仿真波形



(b) 送端换流站无功功率仿真波形

图4 RAML 不同输出情况下时整流侧功率轨迹图

由图4可知,熄弧角 γ 最大提升量的增加降低了直流换相失败期间的逆变侧换流器触发角,因此导致有功功率恢复速度进一步降低;同时电压恢复期间整流侧换流站释放的无功功率也会相应而增加。

2 换相失败预测环节对送端交直流系统功角稳定性影响分析

由扩展等面积法则(extended equal area criterion EEAC)可知,当直流控制保护系统配置了换相失败预测环节后,当直流系统由于逆变侧电压跌落而出现换相失败后,直流系统传输有功功率恢复速度将较未配置换相失败预测环节时有所降低。因此,对于逆变侧单次故障工况,换相失败预测环节的引入将降低

送端交流系统的稳定性能。换相失败期间熄弧角 γ 最大提升量越大,对稳定性能的影响也越大。

3 仿真算例

建立如图5所示单机-直流-无穷大系统,其中特高压直流的额定直流电压为 ± 800 kV,额定电流为 5 kA,额定送电功率为 8 000 MW。 $U_c \angle 0^\circ$ 为无穷大系统, $E_i \angle \delta$ 为一台发电机, P_d 为传输的有功功率。

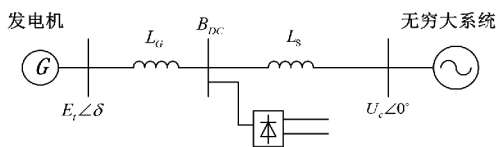
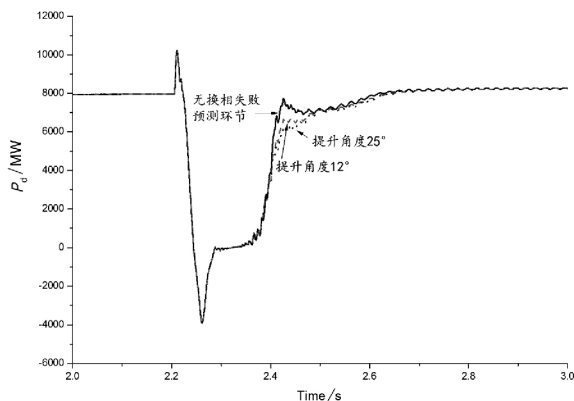


图5 单机-直流-无穷大算例系统

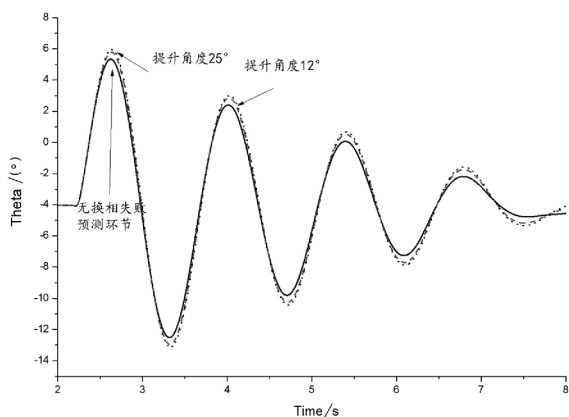
令: $L_G = 0.068$ H

$L_S = 0.0203$ H

在此工况下,特高压直流整流站交流母线 BDC 短路容量约为 56 400 MVA。



(a) 直流功率



(b) 发电机功角

图6 仿真结果

短路故障为:

$t = 2.0$ s 特高压直流整流站逆变母线出现三相短路故障; $t = 2.1$ s 特高压直流整流站逆变母线故障切除。

设置未配置换相失败预测环节、 $\Delta\gamma_{\max} = 12.83^\circ$ 以及 $\Delta\gamma_{\max} = 25.8419^\circ$ 三种场景下的仿真结果如图6所示。

图6中,不同场景下发电机功角振荡的峰值以及阻尼比如表1所示。

表1 不同场景下发电机振荡峰值

场景	振荡峰值/($^\circ$)
未配置换相失败预测	17.8
$\Delta\gamma_{\max} = 12.83^\circ$	18.7
$\Delta\gamma_{\max} = 25.8419^\circ$	19.04

由表1可知,在此工况下,配置了换相失败预测环节后,当逆变侧交流母线出现故障后,送端电网系统的稳定性能较未配置前有所下降,且换相失败期间熄弧角增加值越大,稳定性越差。

4 结语

对特高压直流工程在逆变侧交流故障情况下的控制行为及响应行为进行分析后,得到以下结论:

1) 利用仿真分析的方法探讨了特高压直流换相失败预测环节对送端电网直流送端电气量的影响;分析了换相失败预测控制环节参数的灵敏度。分析结果表明,换相失败预测环节的投入的确可以起到减少换相失败持续时间的目的。

2) 当直流系统由于逆变侧电压跌落而出现换相失败后,直流系统传输有功功率恢复速度将较未配置换相失败预测环节时有所降低。因此,对于逆变侧单次故障工况,换相失败预测环节的引入将降低送端交流系统的稳定性能。换相失败期间熄弧角 γ 最大提升量越大,对稳定性能的影响也越大。

参考文献

- [1] 赵晓君. 高压直流输电工程技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2014.
- [2] 郑超. 直流逆变站电压稳定测度指标及紧急控制[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(2): 344-352.
- [3] Rahimi E, Gole A M, Davies J B, et al. Commutation Failure Analysis in Multi-infeed HVDC Systems[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2011, 26(1): 378-384.

(下转第33页)

2) 令线路 L2、L5 同时故障退出 $t = 6$ s 跳 QF₂₂ 及 QF₂₄ $t = 7$ s 合 QF₂₁ $t = 8.31$ s A 站 QF₁₃ 合上 QF₅₃ B 站失压母线恢复。

可知 B 站分段开关 QF₂₅ 故障前为检修状态, 故其 SBATS 模式 3/模式 4 因 I、II 母均失压被同时启动, 分别跳开故障线路开关 QF₂₂ 及 QF₂₄。在执行 2.4.2 节流程 4) 时模式 3 判断存在满足条件的 QF₂₁ 而模式 4 判断不存在满足条件的开关, 向 MBATS 发送援助指令, MBATS 通过拓扑信息搜索到可作为恢复电源的 A 站 II 母线, 并由此生成控制策略。故 QF₂₁ 由 B 站 SBATS 模式 3 直接合上, 而 QF₁₃ 由 MBATS 向 A 站下发控制策略合上, 用时也较合上 QF₂₁ 的时间长。

3) 图 5 中 F、G 和 H 3 个站为串接状态并由线路 L13 供电。不考虑 L13 传输功率限额, 设 L14 - L15 传输功率限额为 130 MW。①当 L15 为正常状态时, 令 L13 故障退出 $t = 6$ s 跳 QF₆₂ $t = 7$ s 合 QF₈₂, L15 传输功率为 180 MW; ②当 L15 为检修状态时, 令 L13 故障退出 $t = 6$ s 跳 QF₆₂ $t = 8.37$ s 跳 QF₇₁ $t = 8.38$ s 合 QF₇₁ 及 QF₉₆, 其中 L14 传输功率为 120 MW, L16 传输功率为 60 MW。

可知①中故障后 F、G 和 H 站 SBATS 模式 5 均启动, H 站 SBATS 合上 QF₈₂ 后 3 个站失压母线均恢复, 但各 SBATS 互不通信, 且其控制策略中无功功率校验环节, 致 L15 传输功率越限。为避免此情况, 需充分考虑 $N - 1$ 故障后 SBATS 连锁动作影响, 对运行方式安排要求较高。②中故障后 3 个站 SBATS 都无法靠自身恢复, 故 MBATS 在校核功率后将单个 MCR 拆分为 2 个, 生成控制策略在跳开 QF₇₁ 后合上 QF₇₁ 及 QF₉₆, 失压母线恢复且无线路传输功率越限。

4 结 语

网络备自投控制策略适用于单母分段型变电站多种特殊接线方式, 当主电源失去、后备用电源恢复

过程中, 其能够兼顾时效性和整体协调性, 主要体现在: 1) 电网拓扑变化及站点增减后仅需完成 SBATS 运行模式划分表及 MBATS 中网络拓扑信息修正; 2) SBATS 依据运行模式及开关位置选择可独立完成的恢复策略或向 MBATS 求助; 3) MBATS 计算并校核后下发的恢复策略符合静态稳定约束。

参考文献

[1] 邱建, 蔡泽祥, 李爱民, 等. 基于 $N - 1$ 准则的备自投退控制策略[J]. 电网技术, 2009, 33(8): 66 - 71.

[2] 沈琼, 许正涛, 吴祖升. 220 kV 变电站单主变运行的备自投实现方式[J]. 继电器, 2006, 34(15): 80 - 82.

[3] 杨合民, 路小俊, 王军, 等. 一种适用于串联电网接线的远方备自投装置[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(20): 94 - 99.

[4] 赵达维, 刘天琪, 卢政尧. 城市电网中的远方备用电源自动投入[J]. 电力系统及其自动化学报, 2013, 25(3): 103 - 107.

[5] 汤大海, 杨合民, 刘春江, 等. 一种自适应的扩大内桥备自投装置[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(15): 107 - 111.

[6] 吕浩, 何胜利, 龚志辉. 备自投组在 110kV 扩大外桥和 10 kV 单母 IV 分段主接线变电站中的应用[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(5): 81 - 83.

[7] 杨浚文, 吴文传, 孙宏斌, 等. 一种基于 EMS 的广域备自投控制系统[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(11): 61 - 67.

[8] 李明, 李景强. 一种基于智能电网的广域备自投方案[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(11): 129 - 133.

[9] 周伊琳, 孙建伟, 陈炯聪. 区域网络备自投及其测试关键技术[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(23): 109 - 113.

作者简介:

江东林(1986), 工程师, 研究方向为电力系统分析计算与稳定控制;

唐小菊(1992), 助理工程师, 研究方向为电力系统分析计算与稳定控制。

(收稿日期: 2017 - 08 - 26)

(上接第 15 页)

[4] 王春明, 刘兵. 区域互联多回直流换相失败对送端系统的影响[J]. 电网技术, 2013(4): 1052 - 1057.

[5] 滕予非, 汤涌, 周波, 等. 基于高频电压突变变量的特高压直流输电系统接地极引线故障监测方法[J]. 高电压技术, 2016, 42(1): 72 - 78.

[6] 代贤忠, 沈沉. 基于端口供给功率的低频振荡强相关机

组织识别方法[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(16): 65 - 70.

作者简介:

朱清代(1966), 高级工程师, 研究方向为特高压直流控制系统研究;

滕予非(1984), 高级工程师, 研究方向为电力系统安全稳定分析。

(收稿日期: 2017 - 10 - 08)