

特高压直流同塔双回输电线路互感对电压 突变量保护动作特性的影响

禹佳¹ 孙文¹ 周波²

(1. 国家电网公司运行分公司宜宾管理处, 四川 宜宾 644000;

2. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610072)

摘要: 针对宾金特高压直流 2014 年 7 月 31 日不对称运行时所出现的极 1 故障导致极 2 闭锁事件进行了细致的分析。分析结果表明, 由于特高压直流线路采用同塔双回方式架设, 线路间互感作用明显, 在暂态过程中一极电流突变会在另一极中产生明显的感应电压, 导致直流电流失控。对特高压直流同塔双回输电线路互感作用的机理进行了分析, 并探讨了互感在暂态过程中对电压突变量保护的影响。最后根据试验结果对电压突变量保护的定制修改提出了建议。

关键词: 特高压直流输电; 输电线路; 互感; 电压突变量保护

Abstract: During the asymmetric operation of HVDC transmission project from Yibin to Jinhua on 31st July 2014, its first pole ran up against a fault condition, which resulted in the blocking of the second pole, so a detailed analysis is carried out. As the two circuits of HVDC transmission lines share the same tower, there exists an obvious mutual inductance between the lines. So the sudden change of the current in one pole under transient process will give rise to an evident induced voltage in the other pole, which will lead to the direct current out of control. The mutual inductance action mechanism of HVDC double-circuit lines on the same tower is analyzed and the influence of the mutual inductance on the voltage fault component protection is discussed. Finally, the advices for modifying the setting values of the voltage fault component protection are given based on experimental results.

Key words: UHVDC; transmission line; mutual inductance; voltage fault component protection

中图分类号: TM774 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2015)02-0001-05

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2015.02.001

0 引言

随着中国西部大开发和电力能源战略的推进, 集中于四川金沙江、雅砻江流域的多条特高压直流输电工程已逐渐投运^[1-3]。四川境内锦苏、复奉以及宾金 3 条 ±800 kV 特高压直流输电工程总输送容量达到 21 600 MW, 已达到四川电网总外送能力的 80%。

由于输电通道的限制, 锦苏、复奉以及宾金 3 条直流输电线路均采用同塔双回方式架设。双极线路间的互感对直流系统的暂态特性会产生明显的影响, 甚至导致保护误动作。

2014 年 7 月 31 日, 宾金直流极 1 双阀组、极 2

单阀组运行, 双极直流功率 6 000 MW。17:34 极 1 直流线路故障, 再启动 2 次, 重启成功。然而极 1 直流线路故障时刻, 金华站非故障极(极 2)却发生电压突变量保护动作, 导致宾金直流极 2 低端阀组闭锁。

1 事件简介

宾金直流极 1 双阀组 800 kV、极 2 单阀组(低端阀组) 400 kV 运行, 双极直流功率 6 000 MW。

极 1 直流线路故障, 再启动 2 次, 重启成功。

极 1 直流线路故障时刻, 金华站极 2 电压突变量保护动作, 宾金直流极 2 低端阀组闭锁。

其中, 事件相关的录波波形如图 1、图 2 所示。

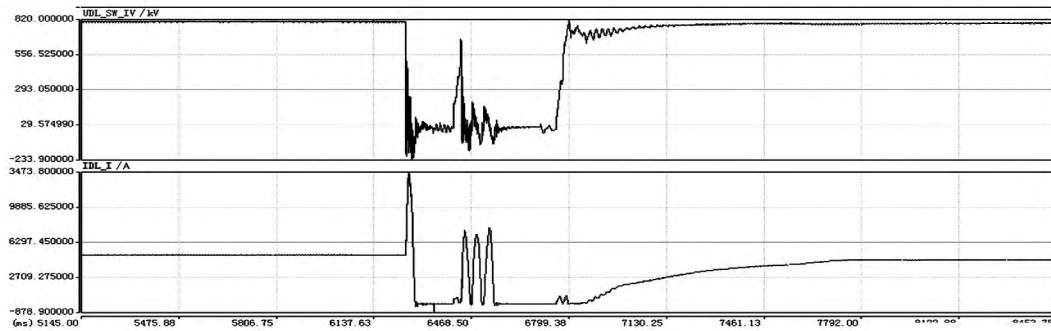


图1 宜宾站极1线路故障重启成功波形

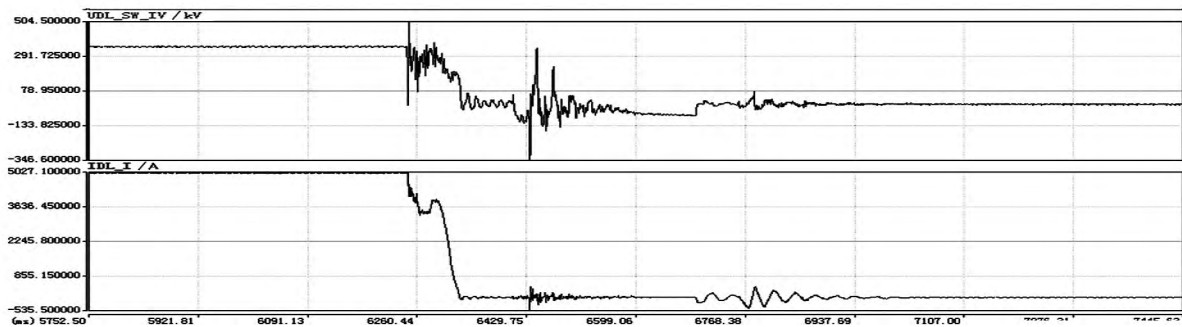


图2 金华站极2电压突变量保护动作极2闭锁波形

2 特高压直流线路互感作用的机理分析

架空线路具有4个电气参数(电阻 r 、电感 L 、导纳 g 、电容 c)，由于通常线路绝缘良好，泄漏电流很小，可以将它忽略，故认为 $g=0$ ；为了简化分析，忽略对地电容，即认为 $c=0$ 。如果系统双极运行时，当极1线路发生接地故障，故障清除后系统重启过程中的等效电路可用图3来表示。

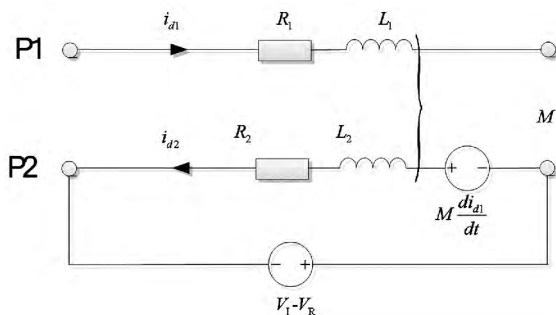


图3 暂态过程中线路耦合等效图

极1重新启动时极2线路上由自电感和互电感引起的感应电动势为

$$\Delta U = L_2 \frac{di_{d2}}{dt} - M_{12} \frac{di_{d1}}{dt}$$

对 ΔU 进行定性分析能很好地解释短路过程中

的暂态过程，计算可得溪浙特高压直流架空线路极导线的单位长自电感为 1.7 mH/km ，互电感为 0.92 mH/km ，单位长电阻为 $0.0053 \text{ } \Omega/\text{km}$ ，单位对地电容为 $0.012 \text{ } \mu\text{F/km}$ 。考虑线路全长，故可得

$$\Delta U = 2.8 \frac{di_{d2}}{dt} - 1.5 \frac{di_{d1}}{dt}$$

1) 暂态情况下，如果是极1线路故障或重启，直流电流迅速增加，即 di_{d1}/dt 较大(如 150 ms 电流升高 5000 A ，此时约为 35000)，极2直流电流变化不大，可认为 $di_{d2}/dt \approx 0$ ，此时极1电流变化在极2引起感应电动势 ΔU ，从而在极2电流回路中产生与极2直流电流同方向的较大电流。

2) 暂态过程中极2直流电流是由上述感应电动势和直流/逆变侧换流器直流电压差两部分构成，当 ΔU 值较大时候，可能造成整流侧电流控制器失控的情形。

3 直流线路互感对电压突变量保护的影响

3.1 电压突变量保护原理

保护检测直流电压和直流电流，直流线路接地故障的特征为直流电压以较高的速率下降到一个较

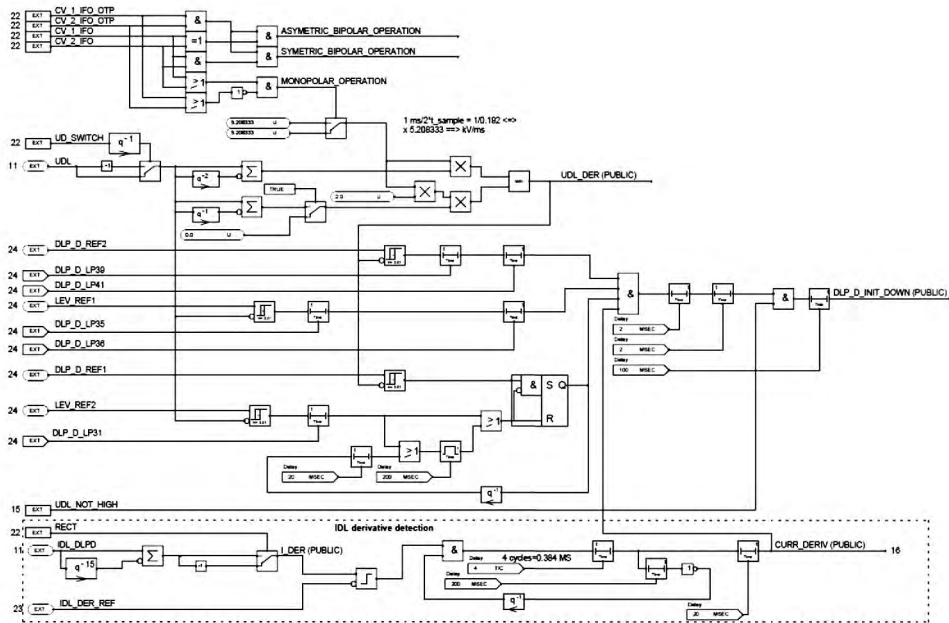


图 4 特高压直流电压突变量保护原理图

低值(突变量)。保护的执行部分仅在整流站有效。突变量部分非常快速,可实现 2~3 ms 内的故障检测。

突变量检测由微分电路构成,与两个参考值进行比较。较小的突变量参考值用于启动检测电路,如果突变量超过较大的参照值,则达到突变量动作条件。为了区分站内故障和直流线路故障,采用电压时间微分(du/dt)与直流线路电流时间微分(di/dt)相结合的方法。为确保突变量保护可靠,避免因电压暂态变化导致的意外动作,保护配置有直流低电压辅助判据。

四川特高压直流电压突变量保护原理如图 4 所示。

图 4 中,直流线路额定电压 $UDL_NOM = 800$ kV(两个换流器正常运行且没有降压); $UDL_NOM = 560$ kV(两个换流器正常运行且降压); $UDL_NOM = 400$ kV(仅一个换流器正常运行); UDL_SW $q-n$ 为 n 个采样周期前的直流线路电压; UDL_DER 为直流线路电压突变量; 电流突变量参考值 $CUR_DER_REF = 0.1$ (两个换流器正常运行), $CUR_DER_REF = 0.05$ (非两个换流器正常运行)。

宾金直流电压突变量保护采用 4 个判据,综合判断两段电压突变量、电压跌落以及电流突变量 4 个判据均满足后在出口前辅助直流线路低电压判据。

3.2 宾金直流电压突变量保护定值

宾金特高压直流电压突变量保护定值如表 1 所示。

3.3 直流线路互感对电压突变量保护仿真研究

为验证宾金直流一极直流线路故障对另一极的影响以及分析电压突变量保护动作问题,在实验室开展了“7.31”宾金直流线路故障实验室仿真试验。

表 1 宾金特高压直流电压突变量保护定值

物理量	定值
低电压定值	0.55
低电压动作延时/ms	0.2
低电压动作展宽时间(单阀组运行)/ms	1.0
低电压动作展宽时间(双阀组运行)/ms	0.1
复归定值	0.05
电压复归延时/ms	20
du/dt 定值 1	-0.7
du/dt 定值 2	-0.95
定值 2 动作延时/ms	0.1
定值 2 动作展宽时间/ms	2.0
低电压判据定值	0.7

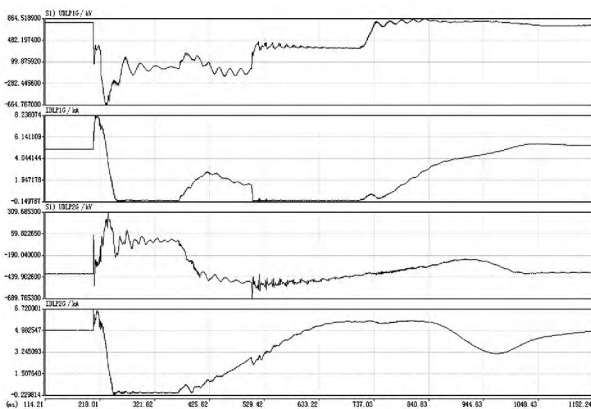
试验中宾金特高压直流工程控制保护仿真系统控制保护设备与工程现场一致,随工程同期建设,在该系统上完成了宾金直流控制保护系统与阀控设备、安控装置和光 TA 等接口设备的联调试验。

试验工况与现场保持一致:极 1 双阀组 800 kV、极 2 单阀组(低端阀组) 400 kV 运行,双极直流功率 6 000 MW,极 1 直流线路故障,故障点距宜站 100 km,故障接地时间 300 ms(模拟 2 次重启)。

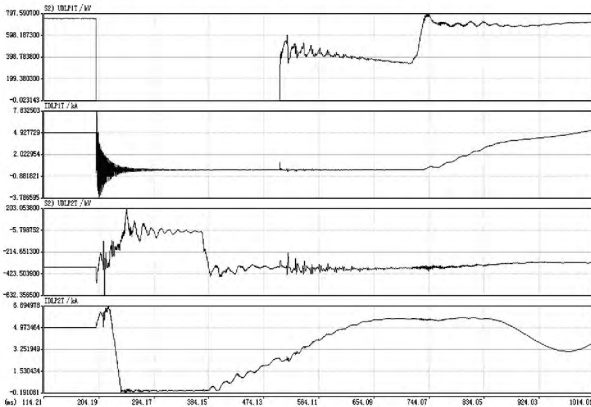
仿真试验录波如图 5 所示。

试验结果表明试验中极 1 线路故障,行波保护,电压突变量保护动作,极 1 重启 2 次,重启动成功。

极1接地故障期间极2电压、电流扰动较大。对比RTDS仿真试验和现场实际故障,故障特征较为接近。



(a) 宜宾站试验录波(极1、极2电压、电流)



(b) 金华站试验录波(极1、极2电压、电流)

图5 仿真试验波形

通过仿真试验可知,宾金直流在不对称运行方式下(一极800 kV一极400 kV运行)800 kV运行极线路故障导致400 kV运行极电压突变量保护动作。保护动作原因为故障极对非故障极电压、电流造成的较大扰动符合电压突变量保护判据,按照当前的保护设置难以区分是区内故障还是区外故障,因此保护动作。

3.4 相关风险排查

为充分验证一极直流线路故障对另一极的影响,在实验室开展了宾金直流不同运行方式下的直流线路故障试验。

3.4.1 不对称运行800 kV运行极接地故障

进行极1双阀组800 kV、极2单阀组400 kV运行,功率6000 MW运行工况下,极1直流线路接地故障试验。分别进行了极1直流线路首端、距离首端100 km处、线路末端接地故障。试验结果如表2。

3.4.2 不对称运行400 kV运行极接地故障

进行极1双阀组800 kV、极2单阀组400 kV运行,功率6000 MW运行工况下,极2直流线路接地故障试验。

表2 不对称运行800 kV运行极接地故障计算结果

序号	极1故障点位置	极2整流站电压突变量	极2逆变站电压突变量
1	首端接地		✓
2	100 km处接地		✓
3	末端接地	✓	

分别进行了极2直流线路首端、距离首端100 km处、线路末端接地故障。该运行方式下极1整流站、逆变站电压突变量保护均未动作。

3.4.3 双极对称运行

进行双极均800 kV、直流功率8000 MW以及双极均400 kV、直流功率4000 MW运行工况下,极1直流线路接地故障试验。

分别进行了极1直流线路首端、距离首端100 km处、线路末端接地故障。该运行方式下极2整流站、逆变站电压突变量保护均未动作。

3.4.4 试验结论及发现的问题

通过双极对称运行、不对称运行方式下,开展的不同故障点位置的仿真试验发现,在不对称运行方式下800 kV运行极接地故障易引起了400 kV运行极的电压突变量保护动作。

4 改进措施分析

宾金直流电压突变量保护中直流低电压判据为0.7。根据仿真试验结果,在极1故障时对极2造成的电压扰动(2~3 ms后第一个波头过后),极2电压通常跌落在230~290 kV之间。当前程序中直流低电压判据为0.7(400 kV运行时为280 kV),达到了低电压条件。因此,适当降低低电压判据有利于防止误动。

另外,从故障特征分析,对于区外故障造成的扰动,直流电压在振荡一段时间后即会升高,而区内故障将会引起直流电压持续降低,因此,延长低电压的判断时间以及采用平滑处理有利于防止误动。

根据仿真试验结果,提出宾金直流电压突变量改进措施如下。

(1) 电压突变量保护中直流低电压判据由0.7 p.u. 改为0.5 p.u.;

表3 仿真校验结果

序号	直流功率/MW	故障位置	极1		极2	
			整流站	逆变站	整流站	逆变站
1	6 000	极1首端	行波电压突变量	电压突变量	×	×
2	6 000	极1末端	行波电压突变量	电压突变量	×	×
3	6 000	极1中点	行波电压突变量	电压突变量	×	×
4	6 000	极2首端	×	×	行波电压突变量	电压突变量
5	6 000	极2末端	×	×	行波电压突变量	电压突变量
6	6 000	极2中点	×	×	行波电压突变量	电压突变量
7	6 000	极1首端	行波电压突变量	电压突变量	×	
8	6 000	极1末端	行波电压突变量	电压突变量	×	
9	6 000	极1中点	行波电压突变量	电压突变量	×	
10	6 000	极2首端	×	×	行波电压突变量	电压突变量
11	6 000	极2末端	×	×	行波电压突变量	电压突变量
12	6 000	极2中点	×	×	行波电压突变量	电压突变量

(2) 电压突变量判断逻辑出口后的展宽和延时由 2 ms 改为 18 ms ,并进行 2 ms 的平滑处理。

对宾金直流进行上述改动后 ,进行了多种典型运行方式和不同故障位置的线路接地故障试验 ,其结果如表 3 所示。

表 3 结果表明 ,当电压突变量保护定值修改后 ,非故障极电压突变量保护均未动作。

5 结 论

针对 2014 年 7 月 31 日宾金特高压直流不对称运行时所出现的极 1 故障导致极 2 闭锁事件进行了细致的分析 ,得到了以下结论。

(1) 由于特高压直流线路同塔双回架设 ,相互之间存在明显的互感。暂态情况下 ,如果是极 1 线路故障或重启 ,直流电流迅速增加 ,此时极 1 电流变化在极 2 引起感应电动势 ΔU ,从而在极 2 电流回路中产生与极 2 直流电流同方向的较大电流。暂态过程中极 2 直流电流是由上述感应电动势和直流/逆变侧换流器直流电压差两部分构成 ,当中 ΔU 值较大时候 ,可能造成整流侧电流控制器失控的情形。

(2) 通过双极对称运行、不对称运行方式下 ,开展的不同故障点位置的仿真试验发现 ,在不对称运行方式下 ,800 kV 运行极接地故障易引起了 400 kV 运行极的电压突变量保护动作。

(3) 根据仿真试验结果 ,提出宾金直流电压突变量改进措施如下。

1) 电压突变量保护中直流低电压判据由 0.7 p. u. 改为 0.5 p. u. ;

2) 电压突变量判断逻辑出口后的展宽和延时由 2 ms 改为 18 ms ,并进行 2 ms 的平滑处理。

对宾金直流进行上述改动后 ,进行了多种典型运行方式和不同故障位置的线路接地故障试验 ,非故障极电压突变量保护均未动作。

参考文献

- [1] 谢绍宇,王秀丽,王锡凡. 交直流混联系统可靠性评估[J]. 电力自动化设备, 2011, 31(7): 10-16.
- [2] IEEE PES Transmission and Distribution Committee. IEEE Guide for Planning DC Links Terminating at AC Locations Having low Short-circuit Capacities [R]. New York: IEEE, 1997.
- [3] Aik D L H, Andersson G. Power Stability Analysis of Multi-infeed HVDC Systems [J]. IEEE Trans. on Power Delivery, 1998, 13(3): 923-931.
- [4] 郑晓冬,郇能灵,杨光亮,等. 特高压直流输电系统的建模与仿真[J]. 电力自动化设备, 2012, 32(7): 10-14.
- [5] 李璟延,吴方劼,聂定珍. ± 800 kV 特高压直流输电工程换流器谐波特性分析[J]. 电力建设, 2012, 33(7): 12-16.
- [6] 马春,李明,曹燕明. ± 800 kV 锦屏—苏南特高压直流输电工程交流滤波器暂态额定值计算[J]. 电力建设, 2012, 33(12): 32-36.

作者简介:

禹 佳(1983),工程师,研究方向为特高压直流输电技术;

孙 文(1980),工程师,研究方向为特高压直流输电技术。

(收稿日期:2014-10-20)