

一种智能化母线保护大差高低值判别逻辑分析

王俊康¹, 谭小兵¹, 朱小燕², 汪卫东¹

(1. 浙江省送变电工程有限公司, 杭州 310020; 2. 杭州市电力设计院有限公司, 杭州 310004)

摘要: 母线保护装置的可靠性关系到电力系统的安全、稳定运行。通过对各主流厂家母线保护装置大差比率制动系数高低值判别逻辑的总结, 结合工程实际中遇到的两个较为典型的问题, 分析了问题的症结所在, 提出了解决方案, 并对解决方案进行了理论分析和实例验证, 对类似工程有一定的指导意义。

关键词: 母线保护; 双母单分段; 大差比率制动系数; 高值; 低值

文章编号: 1007-1881(2020)01-0053-07

DOI: 10.19585/j.zjdl.202001009

中图分类号: TM773

文献标志码: B

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



Analysis of Large Difference Discrimination Logic for Intelligent Bus Protection

WANG Junkang¹, TAN Xiaobing¹, ZHU Xiaoyan², WANG Weidong¹

(1. Zhejiang Electric Transmission & Transformation Engineering Co., Ltd., Hangzhou 310020, China;

2. Hangzhou Electric Power Design Institute Co., Ltd., Hangzhou 310004, China)

Abstract: The reliability of bus protection is crucial to operation safety and stability of the power system. By comparing large difference discrimination logic of braking ratio of bus protection devices from mainstream manufacturers, the paper analyzes the causes of the problem based on two typical problems in engineering practice and proposes the solutions. Besides, the paper conducts theoretical analysis and verification of the solutions, guiding similar projects.

Keywords: bus protection; double bus single segment; large difference ratio braking coefficient; high value; low value

0 引言

母线是变电站内的重要设备之一, 起着汇聚和分配负荷电流的作用。500 kV 变电站内的 220 kV 母线, 常用的接线方式有双母线、双母单分段和双母双分段 3 种^[1], 其中双母单分段接线方式兼具双母线和单母分段 2 种接线方式的特征, 因此该接线方式除具有双母线接线的灵活性外, 还可以满足限制母线短路电流或系统解列运行的要求^[2-3]。

近年来, 浙江电网新建 500 kV 变电站均为智能变电站, 其中 220 kV 母线保护装置均已采用以“直采直跳”为特征的智能化设备。智能化母

线保护设备虽然完全继承了微机母线保护装置的原理, 但是由于采用全新的硬件平台, 并以实现变电站内智能电气设备间信息共享、互操作和保护间隔下放为目的, 因此外在接口、面板操作和信息交互等方面都与传统微机母线保护有着显著差异, 甚至影响某些逻辑功能的实现。

母线保护的核心逻辑功能之一是比率制动差动保护, 为防止在母线分列运行的情况下, 电源侧母线发生故障时大差比率差动元件的灵敏度不够, 部分厂家的母线保护中设置了比率制动系数高、低两个定值。当母线判别为并列运行状态时大差比率制动差动元件采用比率制动系数高值, 而当母线判别为分列运行状态时自动转用低值; 小差则始终固定比率制动系数不变^[4-5]。

本文对针对双母单分段接线方式的母线保护在实际工程调试中遇到的问题进行了深入的分析, 并给出了解决方案和建议, 为程序的优化和

现场虚回路的合理配置提供思路。

1 大差比率制动系数高低值判别逻辑

1.1 双母单分段母线保护大差比率制动系数高低值的设置

对于双母单分段接线方式,其母线共有3段,即正母 I 段、正母 II 段和副母(如图 1 所示),正母 I 段和副母通过 1 号母联相连,正母 II 段和副母通过 2 号母联相连,正母 I 段和正母 II 段通过正母分段相连,1 号母联、2 号母联和正母分段可统称为联络开关。很显然,三个联络开关如果仅断开一个,并不能将三段母线完全隔离(穿越性电流可通过另两个联络开关在母线上流通),因此只有两个及以上联络开关断开之后,才可能将双母单分段的母线系统隔离为两段或者三段相互独立的母线,此时才能认为母线处于分列运行状态。因此,双母单分段母线保护的比率制动系数高低值设置的基本思想是:两个及以上联络开关处于闭合状态时使用高值,两个及以上联络开关处于断开状态时使用低值。

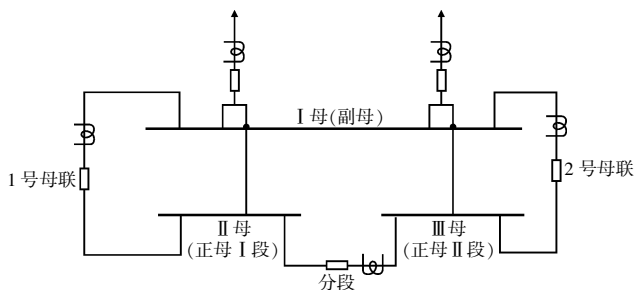


图1 双母单分段母线一次主接线

联络开关之于母线保护装置所谓的“闭合”和“断开”状态,是需要通过一系列的判别逻辑来实现的。各主流厂家对联络开关位置的判别有着不同的理解,根据说明书描述,其中一种判别逻辑可总结如下:

(1)“闭合”状态:“分列压板”和“TWJ”开入均为0且“HWJ”为1,称此状态为“高值”状态。

(2)“断开”状态:“TWJ”=1且“HWJ”=0或位置异常或“分列压板”开入为1,称此状态为“低值”状态。

另外,经过咨询厂家以及现场试验,确认了母线是否处于互联状态(采用间隔隔离开关双跨

或者互联软压板投入两种方式实现)与大差高低值判别逻辑没有联系,也就是说,大差高低值判别仅与联络开关位置信号及“分列压板”状态相关。

1.2 各主流厂家大差高低值判别逻辑

研究国内六大主流厂家标准化设计的母线保护装置可知,南瑞科技 NSR-371 型、北京四方 CSC-150A 型、国电南自 SGB-750 型母线保护装置大差比率制动系统固定,未设置高低值,因此不需考虑本文提出的问题。南瑞继保 PCS-915A 型保护装置只需同时满足大差高值、小差低值或者大差低值、小差高值两种条件,母线差动保护即可动作,与联络开关位置、分列压板等状态无关,逻辑较为简单。长园深瑞 BP-2C 型和许继电气 WMH-801 型母线保护装置均设置了大差比率制动系数高低值自动切换的功能,两者对于高低值的判别也有一定区别,通过试验、厂家说明书等相关内容分析,总结得到图 2、图 3 所示的高低值判别逻辑流程。

从图 2 和图 3 所示逻辑流程示意图可总结出大差高低值的判别有下列 3 个共性特征:

(1)联络开关 TA(电流互感器)变比一次值会影响大差高低值判别

这是一个较为隐晦的判别条件,联络开关 TA 变比定值一次值可分为“0”和“非 0”两种情况,对于 BP-2CD-DA-G 装置,当整定为“0”时,保护装置认为该联络开关间隔实际不存在,相应的母线处于“硬连接”状态,这是一种类似于母线并列运行的状态,因此此时该联络开关按“高值”状态考虑;对于 WMH-801D-DA-G 装置,当整定为“0”时,保护装置对该不存在的间隔的理解是无一次设备,相应的母线之间没有一次设备联系,也就是说处于分列运行状态,因此按“低值”考虑。

(2)联络开关的位置状态是影响大差高低值判别的重要依据

当联络开关 TA 变比一次值整定为“非 0”时,保护装置认为该联络开关间隔实际存在,其“高低值”状态则决定于“分列软压板”和联络开关位置状态。“分列软压板”可通过运行操作进行投退,与“高低值”判别的关系比较明显;通过联络开关位置判别“高低值”状态则较为复杂。从图中可知,联络开关位置判别与该间隔是否投入、是否正确完成 GOOSE(面向通用对象的变电站事件)配置、

是否 GOOSE 断链、是否GOOSE 检修不一致以及联络开关实际位置状态均有关系, 具体判别逻辑如图 2 和图 3 中所列, 此处不再赘述。

(3)大差比率制动系数是三个联络开关状态综合判断的结果, 具体原因如 1.1 节中所述。

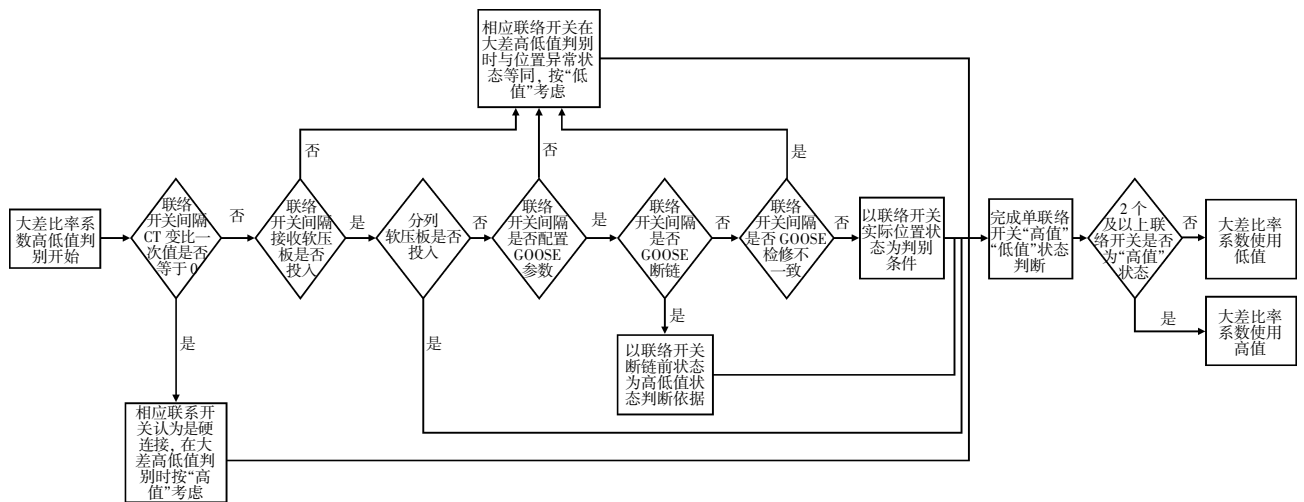
2 运行中存在的问题

按图 2 和图 3 所示逻辑进行大差高低值判别, 说明主流厂家在设计保护逻辑时已经考虑了部分仅智能站中存在的特殊情况, 但是该判别逻辑

应用于工程中的某些特殊情况存在改进的空间, 下面从工程中遇到的两方面问题进行探讨, 分析的前提是各装置工作正常、通信链路正常、无缺陷情况存在。

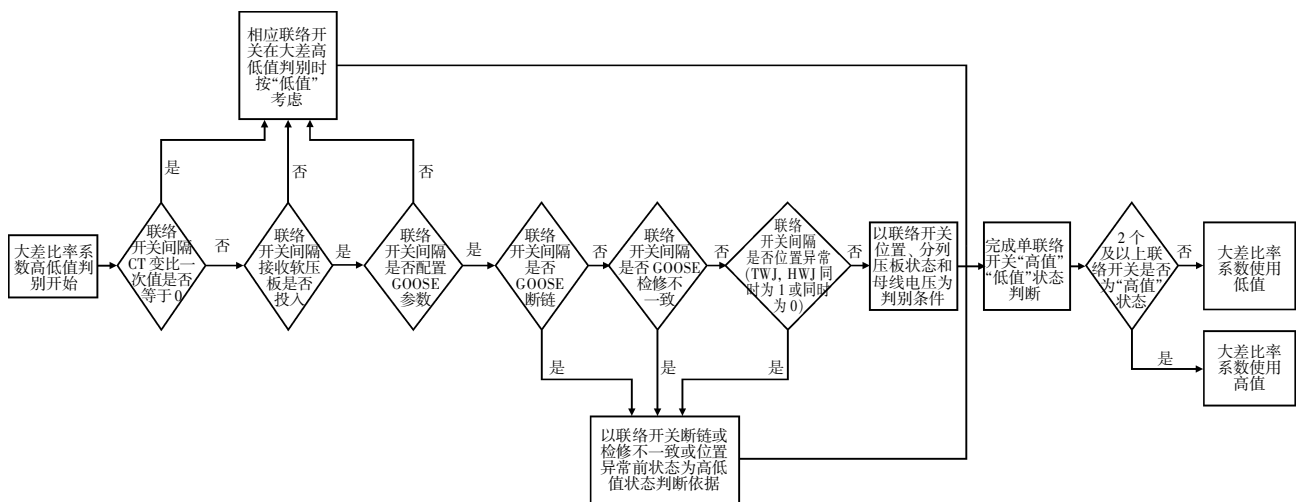
2.1 本期未上联络开关间隔 TA 变比一次值整定问题

某新建 500 kV 智能站, 220 kV 母线远景采用双母单分段接线方式, 但是一期只新建双母线(图 4 中虚线框所示的正母 I 段和部分副母)及 1 号母联, 无正母分段和 2 号母联间隔。



注: 母线互联(隔离开关双跨或者互联软压板投入)状态与大差高低值判断逻辑开关; 联系开关“高值”状态定义: “分列压板”和 TWJ 开入均为 0 且 HWJ 为 1; 联络开关“低值”状态定义: TWJ=1 且 HWJ=0 或位置异常(TWJ, HWJ 同时为 1 或同时为 0)或“分列压板”开入为 1。

图 2 BP-2CD-DA-G 型母线保护大差比率制动系数高低值判别逻辑



注: 母线互联(隔离开关双跨或者互联软压板投入)状态与大差高低值判断逻辑开关; 联系开关“低值”状态定义: TWJ=1 且 HWJ=0 且“分列压板”开入为 1 且所联两段母线均满足任一相电压大于 50 V; 联络开关“高值”状态定义: “低值”状态三个条件任一条件不满足。

图 3 WMH-801D-DA-G 型母线保护大差比率制动系数高低值判别逻辑

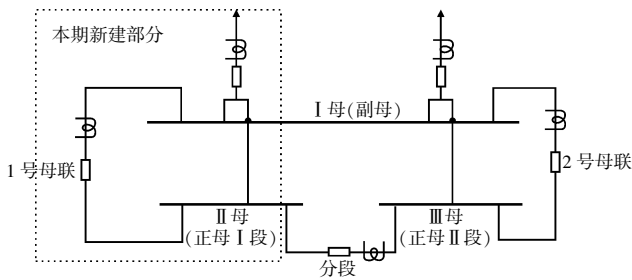


图4 某新建500 kV智能站220 kV母线本期及远景接线

在集成联调阶段，调试人员考虑到本期新上设备与远景规模不对应可能会导致一系列问题，经与业主、设计等部门协商，明确220 kV母线保护程序的两点配置原则，该配置原则符合电网安全稳定运行的要求，具有普遍意义：

(1) 考虑到远景扩建时，尽可能缩短原运行母线、线路和主变压器(以下简称“主变”)间隔的停役时间，尽可能降低母线、新联络开关、新线路和主变间隔扩建时试验工作对运行母线、线路间隔造成的风险，要求本期母线保护程序按远景的双母单分段母线保护程序配置。之所以提此要求，主要是考虑到尽管双母单分段母线保护和双母线保护的装置硬件可以通用，但是两者保护程序和模型必然不同，若本期用双母线保护程序，后期母线扩建时再升级保护程序，势必导致母线保护模型的变动，进而使得连接于该母线的线路保护、主变保护、间隔智能终端等设备的配置需重新下装及调试，工作量和停电时长会增加很多；如果直接采用双母单分段母线保护的程序，后期扩建时运行间隔的配置不需变动，仅在母线保护完成新配置下装后，相应保护装置改信号进行简单验证即可，停电时间大大缩短，发生电网事故风险也大大降低^[6-8]。

(2) 按照远景配置双母单分段母线保护后，需采取相应措施，或者程序本身有相应的功能，保证本期一次及二次设备未完整建设的情况下，母线保护装置能够正常运行，且不出现任何告警信息。

按上述原则配置保护程序之后，在现场试验时发现整定单中，由于本期实际无正母分段和2号母联间隔，按常规理解，应将这两个间隔TA变比一次值整定为0，以保证与实际一次设备相

对应，但却由此产生一个问题。从1.2节第(1)点说明可知，当联络开关TA变比一次值整定为0，保护装置确实是认为该联络开关间隔不存在，但是不同厂家对于联络开关间隔的理解不同，认为母线处于硬连接状态或者处于分列状态，都明显与实际情况不符。在这种定值整定方式下，母线保护固定有两个联络开关处于“高值”状态或者“低值”状态，因此1号母联开关处于任何状态都不会影响母线保护整体大差高低值的判别，导致大差比率制动系数出现固定为高值或者固定为低值的现象。

这种情况的出现显然是与大差高低值的设置初衷相违背的。以BP-2CD-DA-G装置为例，对于本期已上双母线系统，当1号母联处于分位时，I母和II母实际是两段分列运行的母线，因此大差应使用低值，而母线保护中大差却以高值在运行，这将可能导致母线分列运行时差动保护无法灵敏动作。下面举一个简单的例子(该例不考虑间隔TA变比和角度的传变误差问题，各间隔TA变比相同，以二次值进行计算)，如图5所示。假设L2，L3间隔运行于II母，且负荷较重；L1间隔运行于I母，对侧是弱电源系统。当I母上发生接地故障时，L2，L3间隔电流自行平衡，即 $I_{L2}=I_{L3}$ ，假设 $I_{L2}=I_{L3}=1\text{ A}$ ，此时差流全来自于L1间隔，故障电流即差流， $I_d=I_{L1}$ ，制动电流为三个间隔电流模值之和，即 $I_r=I_{L1}+I_{L2}+I_{L3}$ 。此时，大差的复式比率制动系数本应采用低值0.3，即故障电流 $I_d>0.3\times(I_r-I_d)=0.3\times(1+1)=0.6\text{ A}$ 即可灵敏动作，但是由于前述情况的存在(高值为0.5)，导致差流 $I_d>0.5\times(I_r-I_d)=0.5\times(1+1)=1\text{ A}$ 大差才会动作，显然显著降低了保护动作的灵敏性。假如L1对侧弱电源系统只能提供0.7 A的故障电流，差动保护无法动作，将导致保护拒动。

对于WMH-801D-DA-G保护装置也有类似的问题，只不过大差比率制动系数被固定为低值，在区外故障有较大穿越性电流流过母线，TA传变误差增大的情况下，增加了保护误动的可能性^[9]，本文不再赘述。

2.2 联络开关正常操作过程中出现的问题

双母线上某间隔进行倒母操作时，为防止母线通过隔离开关双跨形式互联时，母联开关因为误操作、故障跳闸、偷跳等原因跳开，负荷电流

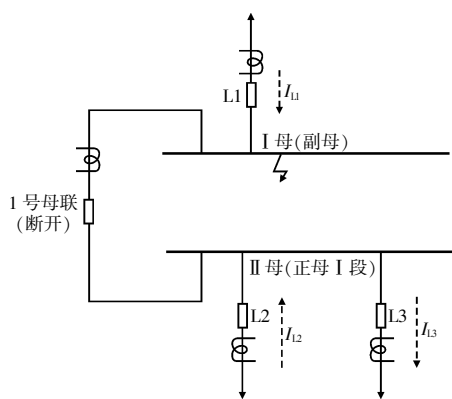


图5 双母线分列运行母线故障示意

从被操作的母线隔离开关处流过而导致带负荷分合隔离开关,因此操作过程中会有一个临时的“母联/分段开关合位非自动”状态,即母联/分段开关处于合位状态时断开控制电源。如1.1节所述,母线互联状态不影响大差高低值判别逻辑,仍然以联络开关位置进行判别。微机母线保护的“TWJ”概念是指联络开关控制回路中的分位监视继电器的动作节点信号,智能化母线保护在继承这一概念的基础上还加入了“HWJ”开入信号,设计人员在考虑虚端子连线时也遵循了智能终端控制回路信号的理念。但是实际工程中,这种连线方式存在着另一个问题。

当母联开关处于合位状态时,如1.2节中分析,大差应使用高值进行计算。然而在倒闸操作过程中,一旦拉开联络开关控制回路电源,联络开关进入“合位非自动”状态时,由于控制回路失电,导致智能终端“TWJ”和“HWJ”信号均为0,即处于位置异常状态。此时,母线保护会显示相应联络开关“位置异常”的报警信号,影响运维人员监盘,这个问题在所有厂家的母线保护装置中均存在。

从大差高低值逻辑判别方面来看,按照图2逻辑流程可知,BP-2CD-DA-G型保护装置大差比率制动系数将自动转为低值,这将使得倒母操作时母线保护误动的风险提高,因为如果此时恰好遇到母线区外故障,有较大的穿越性故障电流流过母线,因为故障电流非周期分量等因素导致TA传变误差增大,则母线保护大差很有可能运行在高值制动区与低值动作区相重叠的区域;此时由于保护检测母线处于互联状态,小差已经不

起作用,将导致大差直接跳开母线上的所有间隔。不过,按照图3的逻辑流程,WMH-801D-DA-G型保护装置则保持联络开关位置异常前状态,即仍为高值,因此不影响逻辑计算。

3 解决方案

3.1 本期未上联络开关间隔TA变比解决方案

该问题的症结在于母线保护装置程序所认为的母线状态是否与实际母线状态相一致,若出现2.1节所述情况,可考虑采用如下3种解决方案。

方案一:将至少一个本期未上联络开关间隔TA变比一次值整定为“非0”,同时退出间隔接收软压板。

此方案能够在不改变当前保护程序的基础上,从功能方面较快地解决上述问题。但是,将实际不存在也没有相关二次设备的间隔TA变比一次值整定为“非0”定值,与调度部门的整定原则相冲突,也与运维、检修人员的直觉相违背,同时并没有成功运行的先例可循,厂家研发人员也不推荐现场如此实施。

方案二:为至少一个本期未上联络开关间隔配置1台合并单元和1台智能终端,该间隔按正常联络开关间隔配置,运行时投入相应的间隔接收压板、分列软压板。

此方案是不改变当前程序的情况下最为稳妥的解决方案。所配置的备用合并单元和智能终端作为待用联络开关间隔的二次设备,模拟相应一次设备发送采样值(实际无值)和位置(通过回路改接将开关强制置为分位)信号,对于母线保护来说,该联络开关间隔就可以按有实际设备的方式考虑。这种方案需要注意的是备用合并单元和智能终端的安装位置、电源引接方式需要妥善选择;同时由于没有相应的一次设备,还需注意如何消除和管理装置的告警信息和告警状态。在工程时间和预算允许的情况下,可使用此方案。

方案三:修改保护程序,增加能够区分本期未上联络开关硬连接状态和无设备(即分列)状态的内部控制字或软压板。

TA变比一次值整定问题的本质是程序问题,是在程序设计时未全面考虑实际工程中可能遇到的各类特殊情况所导致的,因此修改判别逻辑才是彻底解决问题的最好途径。修改判别逻辑

的思路有多种,本文提供一种较为实用的修改思路:在保护装置厂家内部定值中增加一项针对联络开关状态设定的内部控制字或软压板,通过该控制字或软压板的投退,能够明确本期未上的联络开关间隔是处于母线“硬连接”状态还是“无设备”状态,从而使大差高低值判别能更符合实际情况。本方案的缺点在于,程序完成修改后,还需通过国网电科院等专业部门的检测,耗时较长。若工期允许,应尽量采用此方案彻底解决程序中的此项逻辑问题。在2.1节所述的案例中,若采用此方案,需要将分段开关状态设置为“硬连接”,母联2开关状态设置为“无设备”,才能使得大差比率制动系数与母联1实际位置相对应。

3.2 联络开关正常操作过程中“合位非自动”状态解决方案

该问题的症结在于联络开关正常操作过程中控制电源断电会导致联络开关控制回路断线,从而出现“HWJ”和“TWJ”均为0的非正常状态。为解决该问题,可以考虑采用以下2种解决方案。

方案一:修改保护程序,修改联络开关位置异常时大差高低值判别的依据。

该方案能够直接解决倒母操作时由于联络开关控制电源失电导致的大差高低值错误切换问题,本文提供2种程序修改思路:

(1)将母线互联状态作为大差高值判别的条件之一,即一旦判别母线处于互联状态,大差比率制动系数自动调整为高值。

(2)在联络开关判出位置异常后,大差高低值判别保持异常前的结果。

但是该方案无法解决联络开关控制电源失电导致的位置异常报警问题,同时考虑修改程序后的检测工作,不推荐此方案。

方案二:修改虚端子配置,母线保护接收联络开关“TWJ”“HWJ”信号改用开关分相遥信位置虚端子。

若不考虑遥信电源事故失电的因素,该方案可彻底解决倒母操作中联络开关位置异常的问题,因为控制电源失电不会影响遥信位置的上送。常规站之所以采用开关“TWJ”信号,是因为可以和“SHJ”信号一起从操作箱的继电器辅助接点取得,方便回路实现;智能站的“TWJ”“HWJ”“SHJ”信号与位置遥信信号都是通过智能终端以GOOSE

报文的形式上送,因此位置信号不论采用操作回路还是遥信位置信号,都可以比较方便地实现。

同时,值得注意的是上述两种信号的性质有所不同。“TWJ”“HWJ”表征的是合闸、分闸控制回路的通断情况,合闸、分闸回路在开关动作瞬间实际也是通过开关辅助接点瞬间开断的,只不过接通时间可能因为油压、气压等因素有所延迟,而且“TWJ”“HWJ”目前已经基本不采用继电器、而是使用光耦作为信号采集元件,响应时间很短;遥信位置信号就是开关辅助接点随开关动作而变化的信号。由此可见,两者在开关动作瞬间动作性质基本一致,而母线保护中联络开关位置信号所参与的逻辑功能——如联络开关死区保护、充电至死区保护等,均是以开关或保护动作之后短时间内位置变化作为逻辑判断的依据,至于位置何时返回,并无明确要求。甚至在某些特殊情况下,若使用“HWJ”“TWJ”作为位置信号,联络开关合上之后由于储能打压时间较长,在此期间“TWJ”已返回,“HWJ”未动作,又出现了联络开关位置异常的情况,大差比率制动系数又会错误地采用低值。

通过上述分析可知,采用联络开关分相遥信位置代替“TWJ”“HWJ”信号接入母线保护,更为合理、可靠。值得注意的一点是,按文献[10]第4.2.3条要求,“智能站保护装置对应一台IED(智能电子设备)应只接收一个GOOSE发送数据集,该数据集应包含保护所需的所有信息”,由于各厂家建模理念不同,分相遥信位置与“SHJ”信号可能不在一个数据集内发出,因此实际操作中还需根据智能终端的发送数据集模型来决定是否可按此方案执行。

4 结语

对于新建工程中继电保护的安装调试,除了完成基本逻辑功能和回路功能试验外,还要从系统运行的角度做好安全预控,分析各种运行方式下的危险点;然后从二次回路(虚回路)与装置逻辑2个方面进行调试验证,在装置逻辑的调试过程中,要特别注重不同厂家对某些特殊接线方式的不同实现方法,全面思考并验证其逻辑是否符合实际运行条件,尽早发现逻辑上的缺陷,降低投运以后带来的安全风险。

参考文献:

- [1] 电力规划设计总院.220~750 kV 变电站设计技术规程:DL/T 5218—2012[S].北京:中国电力出版社,2012.
- [2] 李会杰.广东地区 220 kV 变电站 220 kV 接线方式探讨[J].广东电力,2012,25(6):106-109.
- [3] 杨卫东,金东海,谷立军,等.双母线单分段母线差动保护逻辑设计及带负荷检测[J].电气应用,2011,30(11):28-31.
- [4] 廖燕茂.复式比率差动母线保护大差高值动作特性分析[J].低碳世界,2015(20):39-40.
- [5] 莫玲,肖立军.双母线分段接线的若干问题探讨[J].电工技术,2014(4):67-69.
- [6] 高解放.双母线单分段改造工程中继电保护问题的几点研究[J].科技致富向导,2012(17):110-111.
- [7] 张向东.双母线单分段改造工程中继电保护专业应注意的几个问题[J].北京电力高等专科学校学报,2010,28(2):93.
- [8] 陆强.继电保护在母线扩建工程中的改造方案[D].北京:华北电力大学,2012.
- [9] 邱建,曾耿晖,李一泉,等.母线差动保护比率制动系数整定分析及应用[J].广东电力,2012,25(6):77-80.
- [10] 国家电网公司.变压器、高压并联电抗器和母线保护及辅助装置标准化设计规范:Q/GDW 1175—2013 [S].北京:中国电力出版社,2013.
- [11] 庄建煌.一起 10 kV 母线接地故障原因分析及对策[J].内蒙古电力技术,2018,36(3):72-75.
- [12] 原敬磊,田浩,韩培洁.一起典型智能变电站合并信号的处理过程分析[J].山西电力,2018(1):20-22.

收稿日期:2019-11-07

作者简介:王俊康(1989),男,工程师,从事变电站继电保护及监控系统调试工作。

(本文编辑:童凯)