

区外故障引起变电站主变差动保护 动作原因分析及对策

何 豈

(华能泸定水电工程筹建处, 四川 成都 610041)

摘要:介绍了某35 kV变电站10 kV线路故障引起主变差动保护动作,造成变电站全停事故的发生和演变过程,并根据事故发展的阶段,分别对相关设备状况和保护信息进行了分析。分析表明:该事故属于比较少见、不宜察觉的保护装置隐性缺陷,该主变成套保护装置内部控制字的不合理整定导致事故停电或范围扩大。根据该保护装置的结构特点,指出了数字式成套保护装置在使用管理过程中易存在的隐患,提出了在出厂验收、现场安装调试及运行管理过程中应注意的问题。

关键词:主变成套保护装置;差动保护;内部控制字;隐形缺陷

中图分类号:TV7;TV737;TV738

文献标识码: B

文章编号:1001-2184(2014)增1-0146-04

0 引言

差动保护作为变压器主保护是主变最重要的保护之一,其对保障电网安全及可靠供电意义重大。为防止误动,主变差动保护装置一般配置有两种不同原理的差动保护:(1)在变压器空投时防止励磁涌流引起保护误动的二次谐波制动;(2)在变压器区外故障时差动保护有可靠制动作用,同时在内部故障时有较高灵敏度的比率制动。而数字式变压器成套保护装置是以差动保护、后备保护和瓦斯保护为基本配置的成套变压器保护装置,其基本配置设有完全相同的硬件回路,分别完成变压器差动保护及变压器各侧后备保护功能,各种保护功能均由软件实现,保护配置和各保护时限的跳闸逻辑可在线编程。但是,数字式变压器保护装置在人性化、大资源、高可靠性、开放性、透明化、免调试等方面的优越性能为安装调试及运维管理带来极大方便的同时,其关键内部控制由于是在厂内设置而未对用户开放,一旦误整定,可能会出现不合理的保护动作逻辑并扩大故障范围,这是一种典型的隐性缺陷。这类隐性缺陷一旦暴露,很可能会扩大事故范围引起连锁故障。笔者介绍了2013年某大型水电站建设施工供电系统出现的一起停电事故。故障起因是施工单位在使用吊车吊装作业时触及到10 kV供电线路,线路接地告警,进而线路限时电流保护启动,主变差动保护动作跳开主变高低压侧开关,变电

站全停。介绍了该事故发生的起因及主要的演化过程,详细分析了故障扩大的原因,指出了该变电站数字式变压器差动保护存在的隐性缺陷,该缺陷在使用管理过程中不易被发现,很可能长期存在而导致事故时的范围扩大。笔者最后提出了改进建议及需要采取的必要措施。

1 相关设备及运行方式

发生事故的35 kV变电站为某大型水电站建设施工供电系统的闸首施工变电站,该施工变电站的35 kV接线形式采用单母线接线,10 kV接线形式亦采用单母线接线。二回35 kV线路:一回至沈村变电站,一回至厂房施工变电站,;一回35 kV变压器;一回35 kV站用变;六回10 kV出线;一回10 kV并联无功补偿装置。35 kV施工变电站采用箱式变电站布置,35 kV和10 kV配电设备均采用KYN型户内成套开关柜;变压器为干式变压器,35 kV和10 kV配电设备和变压器均安装在箱式变电站内(图1)。箱式变电站按“无人值班”的原则设计,采用微机综合自动化系统进行控制。事故发生期间,闸首施工变电站主变由一回至厂房施工变电站的35 kV线路供电,10 kV闸止、闸刘线均带电运行。

(1) 闸首施工变电站部分元件参数:

35 kV 主变压器:

型号:SC10-8000/35;Y/d11; $S_e = 8$ MVA; $\pm 3 \times 2.5\%/10.5$ kV

高压侧额定电压: $U_{nh} = 35$ kV

收稿日期:2014-01-17

高压侧额定电流: $I_{eh} = 131.97 \text{ A}$
 高压侧差动 CT 变比: $500/5 = 100$
 低压侧额定电压: $U_{enl} = 10.5 \text{ kV}$
 低压侧额定电流: $I_{enl} = 439.9 \text{ A}$
 低压侧 CT 变比: $500/5 = 100$
 10 kV 线路:
 线路 CT 变比: $300/5 = 60$
 最大馈线容量: 暂按 1 500 kVA 考虑。

(2) 变压器差动保护(二次谐波闭锁,比率制动)。

差动保护高压侧二次侧额定电流:
 $I_{eh} = 131.97/100 = 1.32 \text{ (A)}$

平衡系数: 保护装置根据变压器各侧 CT 变比和接线方式以及变压器绕组接线方式和额定电压自动调整电流平衡。

选定高压侧为基准侧;

①启动电流 $I_q = 0.4 \times I_{eh} = 0.4 \times 1.32 = 0.53 \text{ (A)}$;

②二次谐波制动比 $\eta = 0.14$ (防止励磁涌流);

③差动速断电流 $I_s = 6 \times 1.32 = 7.92 \text{ (A)}$;

④解除 TA 断线: 0 (不闭锁)。

差动保护瞬时动作于发信,跳开变压器高压侧 2AH3、2AH6 柜内断路器,跳开低压侧 1AH4 柜内断路器。

(3) 馈线限时电流速断保护:

馈线保护额定电流: $I_e = 1500 / (1.732 \times 10.5 \times 60) = 1.37 \text{ (A)}$ 。

①保护动作电流: $I_g = 5 \times I_e = 5 \times 1.37 = 6.85 \text{ (A)}$;

②保护延时 $t_1 = 0.4 \text{ s}$,动作于发信,跳开馈线断路器。

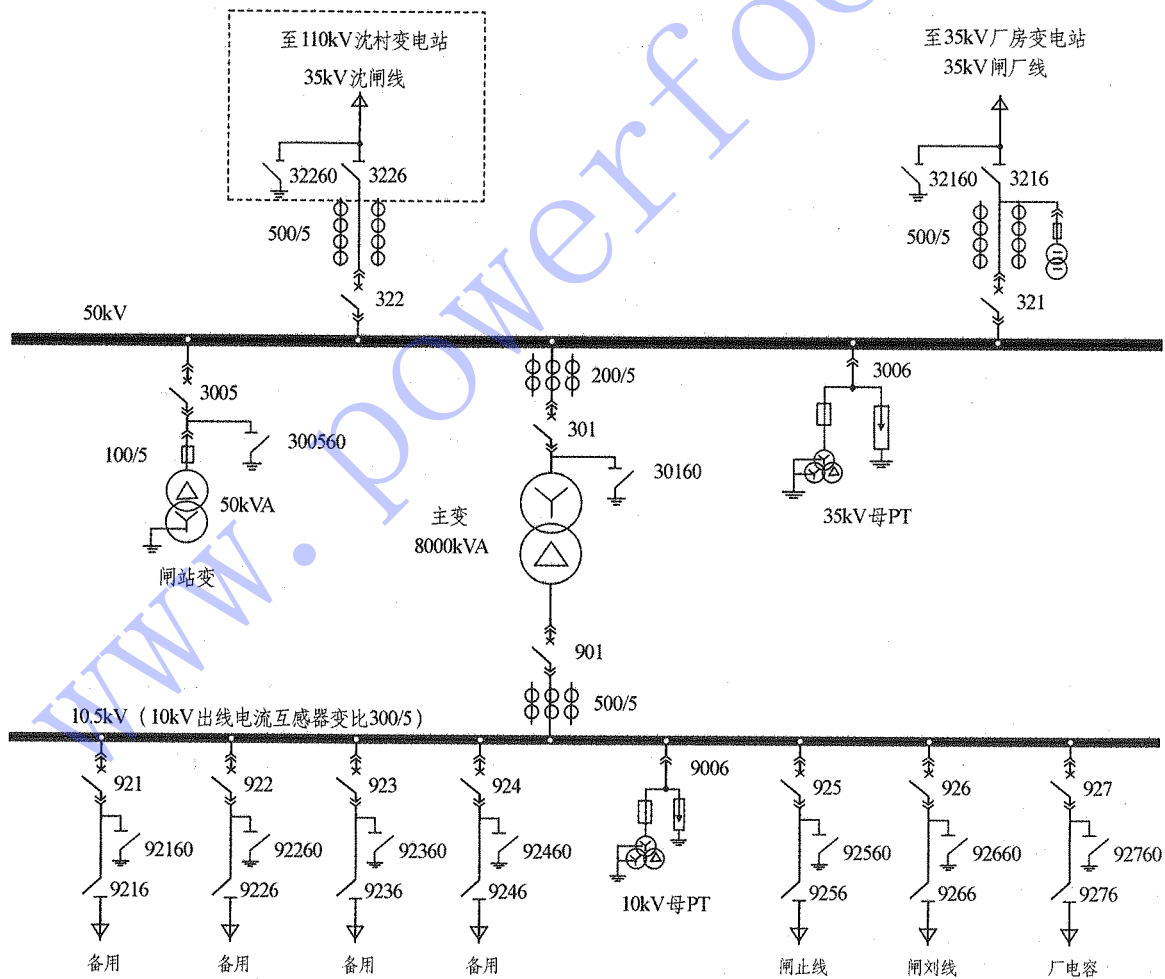


图 1 闸首施工变电站主接线图

2 事故经过

2013年3月8日8时8分,由于施工单位在使用吊车吊装作业时触及闸首变电站10 kV 闸刘线,10 kV 单相接地报警,进而10 kV 闸刘线保护启动(2013年3月8日8时8分;711 ms 过电流保护启动,最大相电流10.255 A、最小线电压为6.341 V),闸首变电站主变压器差动保护动作(2013年3月8日8时8分,718 ms 差动保护出口动作,最大相电流为0.755 A),将变电站主变高低压开关跳开,变电站事故全停。

3 原因分析

(1)对10 kV 闸刘线保护拒动原因进行分析:经查,2013年3月8日8时8分,711 ms 闸刘线过电流保护启动但未动作出口,经进一步检查闸刘线保护定值,发现闸刘线限时电流速断保护定值为6.85 A 并有0.4 s 的延时,而主变差动的动作出口时间在闸刘线过电流保护启动时间后7 ms,远小于闸刘线限时电流速断保护的延时400 ms,此时闸刘线保护还未及时出口,先由主变差动保护动作跳开故障,造成事故范围扩大。

(2)变压器差动保护动作原因及过程分析:主变差动保护范围为35 kV 母线及主变,但主变差动保护区外的故障在比率制动作用下差动保护亦不应启动动作。进一步分析认为:在变压器区外故障时差动保护有可靠的制动作用,同时在内部故障时有较高的灵敏度,其比率制动差动保护的判据为:

$$I_{cdd} \geq I_{cd} \text{ 并且 } I_{zdd} \leq I_{zd};$$

$$\text{或 } 3I_{zd} > I_{zdd} > I_{zd}, I_{cdd} - I_{cd} \geq K1 \times (I_{zdd} - I_{zd});$$

$$\text{或 } I_{zdd} > 3I_{zd}, I_{cdd} - I_{cd} - K1 \times 2I_{zd} \geq K2 \times (I_{zdd} - 3I_{zd}).$$

注:判据中的 I_{cd} 为差动保护电流定值; I_{cdd} 为变压器差动电流; I_{zdd} 为变压器差动保护制动电流; I_{zd} 为差动保护比率制动拐点电流定值,软件设定为高压侧额定电流值; $K1, K2$ 为比率制动的制动系数,软件设定 $K1 = 0.5, K2 = 0.7$ (图2)。

根据事故采样记录,10 kV 线路侧最大相电流为10.255 A,10 kV 出线CT变比为300/5 = 60,主变高压侧CT变比为500/5 = 100,故计算主变高压侧故障电流 $I_{zdd} = 10.255 \times 60/100/3.5(35 \text{ kV}/10 \text{ kV}) = 1.758(\text{A})$,主变高压侧额定电

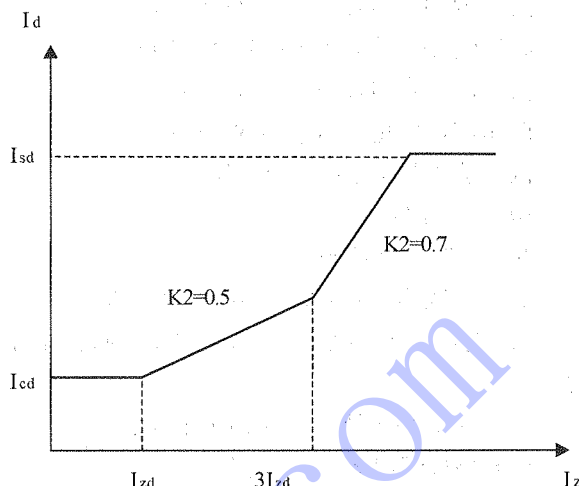


图2 比率制动曲线图

为 $I_{zd} = 1.32 \text{ A}$,差动保护电流定值为 $I_{cd} = 0.53 \text{ A}$,而主变差动保护事故动作电流及 $I_{cdd} = 0.755 \text{ A}$ 。利用判据公式计算如下:

$$3I_{zd}(3 \times 1.32 \text{ A}) > I_{zdd}(1.758 \text{ A}) > I_{zd}(1.32 \text{ A}), \text{比率制动位于 } K1(0.5) \text{ 段};$$

$$I_{cdd} - I_{cd} = 0.755 \text{ A} - 0.53 \text{ A} = 0.225 \text{ A};$$

$$K1 \times (I_{zdd} - I_{zd}) = 0.5 \times (1.758 \text{ A} - 1.32 \text{ A}) = 0.219 \text{ A};$$

$$0.225 \text{ A} \geq 0.219 \text{ A}, \text{差动保护动作,比率制动结果正确。}$$

(3)主变差动电流产生原因分析:在主变差动保护区外的故障,亦不应产生较大的主变差动电流。变电站恢复试送电后,经检查发现主变差动保护装置CPU的采样值有三侧有效保护电流,而现场主变应只有35 kV 和10 kV 两侧电流,随后与厂家联系对主变差动保护定值及各项参数复核发现其内部控制字(该参数为厂内整定,并未对用户开放)里将两侧差动误整定为三侧差动,因此将主变高后备的保护采样电流作为了主变差动的第三侧电流(即中压侧电流)计算。若按照三侧差动保护计算差动电流,其结果分析如下:

经查保护装置技术说明书并复核保护定值:
高压侧平衡系数 = 1。

$$\text{中压侧平衡系数} = MCT \times MDY / (HCT \times HDY \times 1.732)$$

$$= 100 \times 10.5 / 100 \times 35 \times 1.732 = 0.1732。$$

$$\text{低压侧平衡系数} = LCT \times LDY / (HCT \times HDY)$$

$$= 100 \times 10.5 / (100 \times 35) = 0.3。$$

注: HCT, MCT, LCT 分别表示高压侧、中压侧、低压侧的TA变比值; HDY, MDY, LDY 分别表示高压侧、中压侧、低压侧的额定电压值。

主变高压侧差动CT变比为100(对应主变高

压侧)。

主变高后备 CT 变比为 40(对应主变中压侧)。

主变低压侧差动 CT 变比为 =100(对应主变低压侧)。

闸刘线最大故障相电流为 10.255 A。

根据以上数据,可以得出 10 kV 主变低压侧一次故障电流为 10.255×60 (出线 CT 变比 300/5) = 615.3 (A), 故主变高压侧一次故障电流为 $615.3/3.5$ (35 kV/10 kV) = 175.8(A),

$$\begin{aligned} I_{cdd} &= \text{高压侧二次电流} \times Kh + \text{中压侧二次电} \\ &\text{流} \times Km - \text{低压侧二次电流} \times Kl \\ &= 176/100 \times 1 + 176/40 \times 0.174 - \\ &615.3/100 \times 0.3 = 1.76 + 0.77 - 1.8 \\ &= 0.73 \end{aligned}$$

考虑到互感器、采样装置、回路的误差及采样时差,计算得出的差动电流 I_{cdd} 与主变差动实际动作电流 0.75 基本吻合。

根据以上分析,验证了主变差动保护跨区动作的原因。现将保护装置内部控制修改为两侧差动(内部控制值从 00FF 修改为 FFF5)。经检查,保护装置差动 CPU 对中压侧采样值及差动电流采样值均几乎为零。

由于投运前现场保护试验是按照两侧差动方式接入试验电流,第三侧(即中压侧)并未接入试验电流,试验阶段亦不能反应差动电流真实的计算结果,故未能发现该装置的缺陷。而现阶段变电站在运行期间,由于所带负荷均不到额定容量的 10%, 负荷电流较小,差流亦较小,仍不易察觉,故该装置缺陷长期存在而未被发现。

4 应对措施

为避免因成套保护装置内部控制字的不合理整定未及时被发现而导致保护误动,造成事故停电及范围扩大,笔者提出了以下应对措施并予以实施。

(1) 产品出厂阶段:一是按照每个具体项目保护配置的最终设计成果要求建立专项内部控制字

定值单,并在出厂前严格按照定值单复核整定内部控制字,定值单应向用户开放并随出厂资料一并提交项目接收单位;二是在成套保护装置出厂试验时增加交流采样单元,同时输入额定电流后对运算显示结果逐项检查校验的项目进行再次复核。

(2) 现场安装试验阶段:一是在现场安装调试前,按照随出厂资料提供的内部控制字定值单复核检查设置正确;二是由于此类施工变电站在投运初期主变负荷较轻(低于主变额定容量的 15%),因而无法准确绘制主变差动保护的向量六角图。因此,笔者建议:在有条件的情况下应尽量提高主变负荷率(高于主变额定容量的 15%),以准确绘制向量六角图进行校验。

(3) 运行管理阶段:保护装置运行期间,运行人员应注意监视变压器不同负荷率时的对应差动电流是否有异常变化情况发生,并及时进行分析检验。

5 结 语

笔者提出的措施建议对降低成套保护装置存在类似隐性缺陷的风险十分有益。随着数字式保护装置日新月异的改进,其在人性化、大资源、高可靠性、开放性、透明化、免调试等方面所具有的优越性能为安装调试及运维管理带来极大方便的同时,需要在出厂检验、现场调试、运行管理各阶段针对保护装置的特性和配置不断更新、调整管理要求、完善优化有关试验项目,加强各方专业人员的交流培训、熟悉掌握装置技术特性及原理,更加及时、有效地发现问题、处理问题,以提高电网安全稳定运行水平和供电的可靠性。

参考文献:

- [1] 周德义,郑自奎,林东参,等. 继电保护及自动装置[M]. 西安:西安交通大学出版社,1990.
- [2] 贺家李,宋从矩. 电力系统继电保护原理[M]. 北京:中国电力出版社,1994.

作者简介:

何 昱(1976-),男,四川广元人,副主任,工程师,注册安全工程师,从事水电站建设及机电技术与管理工。

(责任编辑:李燕辉)

云南糯扎渡水电站全面建成投产

6月26日,华能糯扎渡水电站最后一台机组正式投产发电。至此,总装机容量585万千瓦的华能糯扎渡水电站全面建成投产。糯扎渡水电站位于澜沧江下游的云南省普洱市境内,是澜沧江中下游河段梯级规划“二库八级”中的第五级,水库总容量237.03亿立方米,相当于16个滇池的蓄水量。作为国家实施“西电东送”、“云电外送”的重大战略工程之一,糯扎渡水电站是澜沧江流域装机和库容最大的电站,共安装9台单机容量65万千瓦机组,首台机组于2012年9月投产。截止2014年6月26日零时,该电站9台机组均高质量投产,自投产至今已累计发电321.04亿千瓦时,机组安全运行673天,电站保证处理240.6万千瓦,多年平均发电量239.12亿千瓦时,相当于每年为国家节约956万吨标煤,减排二氧化碳1877万吨,对云南省培育以水电为主的电力支柱、打造国家清洁能源基地和带动地方经济社会又好又快发展发挥了重要作用。