

安谷水电站 220 MVA 主变压器差动保护 未接入高厂变分支电流的分析

何国珍, 梁兵钰

(中国水电建设集团圣达水电有限公司, 四川 乐山 614013)

摘要:安谷水电站 15 MVA 主变压器差动保护接入了厂用分支电流,而 220 MVA 主变压器未接入高厂变分支电流。对未接入高厂变分支电流进行了计算分析,明确了其是否需要接入。

关键词:主变压器;差动保护;分支电流;安谷水电站

中图分类号:TV7;TV735;TV737

文献标识码: B

文章编号:1001-2184(2018)01-0036-03

1 安谷水电站主接线及主变保护配置情况

安谷水电站位于四川省乐山市市中区安谷镇与沙湾区嘉农镇接壤的大渡河干流上,为大渡河干流梯级开发中的最后一级。坝址距上游沙湾水电站约 35 km,下游距乐山市区 15 km。电站采用一级混合式(河床式厂房加长尾水渠)开发,电站正常蓄水位高程 398 m,安装容量为 $4 \times 190 \text{ MW} + 1 \times 12 \text{ MW}$ (生态机组)轴流转桨式水轮发电机组,属国家大(一)型规模电站。

电站首台机组于 2014 年 12 月 8 日并网,至 2015 年 8 月第五台机组并网发电,1 年时间内 5 台机组全部建成投产。

1.1 主接线及厂用 10 kV 系统接线

安谷水电站 5 台机组采用单元接线方式,配置 4 台 220 MVA 主变压器和 1 台 15 MVA 主变压器,190 MW 机组(1~4F)额定电压为 13.8 kV,生态机组(5F)额定电压为 10 kV,机组出口经过 5 台主变压器升压至 220 kV、通过同塔双回线路接入峨眉南天 500 kV 变电站。1~4F 出口通过分相封闭母线与主变压器低压侧联接,5F 出口通过电缆与主变压器低压侧联接。220 kV 升压站采用 GIS 结构。

安谷水电站厂用 10 kV 系统共设计有 V 段母线,Ⅰ、Ⅱ段母线进线从 1、3#主变压器低压侧经 1、2#高厂变(13.8 kV)降至 10 kV 引入,Ⅲ段母线进线从 5#主变压器低压侧经快熔限流装置引入,Ⅳ段母线进线通过外来 35 kV 电源经降压引入,Ⅴ段母线进线进线动 10 kV 柴油发电机出口引

入,V 段母线可按顺序通过母联断路器首尾联接。正常运行方式下,厂用电 10 kV 系统Ⅰ、Ⅱ段相联,Ⅲ、Ⅳ、Ⅴ段相联运行。

1.2 主变保护配置及差动整定情况

在安谷水电站主设备继电保护配置中,220 kV 线路、220 kV 母线、主变压器、机组的保护装置均为双套配置。

由图 1 可以看出:1~4#主变压器保护主要配置了差动、复压过流、零序(接地、间隙)、过励磁、非全相保护;5#主变也配置了差动、复压过流、零序(接地、间隙)、过励磁、非全相保护。其中 1、3#主变的差动保护未引入高厂变分支电流,而 5#主变差动保护则将厂用电分支电流引入。

1.2.1 1、3#主变差动保护整定情况

主变差动保护(RCS-985TW)装置以主变低压侧为基准侧(表 1),采用标△值整定,设低压侧额定二次电流为 I_{e2} 。

保护定值:

(1)差动启动定值: $I_{cdqd} = 0.3 \times I_{e2}$

(2)差动速断定值: $6 \times I_{e2}$

(3)差流报警定值: $0.2 \times I_{e2}$

(4)比率制动起始斜率: $K_{b1} = 0.15$

(5)比率制动最大斜率: $K_{b2} = 0.5$

谐波制动比:0.15

运行方式控制字整定:

(1)差动速断投入:1

(2)比率差动投入:1

(3)涌流闭锁原理:0(二次谐波闭锁)

(4)TA 断线闭锁比率差动:0(不闭锁)

收稿日期:2017-09-25

保护瞬时动作于发信,跳发电机出口断路器,跳主变高压侧断路器,跳厂高变低压侧断路器(仅 1、3#主变),启动故障录波,启动 220 kV 侧断路器和发电机断路器失灵保护。

1.2.2 5#主变差动保护整定情况

主变差动保护(RCS-985TW):装置以主变低压侧为基准侧(表 1),采用标么值整定,设低压侧额定二次电流为 I_{e2} 。

保护定值:

- (1)差动启动定值: $I_{cdqd}=0.3\times I_{e2}$
- (2)差动速断定值: $6\times I_{e2}$
- (3)差流报警定值: $0.2\times I_{e2}$
- (4)比率制动起始斜率: $K_{b1}=0.15$
- (5)比率制动最大斜率 $K_{b2}=0.5$

谐波制动比:0.15

运行方式控制字整定:

- (1)差动速断投入:1
- (2)比率差动投入:1
- (3)涌流闭锁原理:0(二次谐波闭锁)
- (4)TA 断线闭锁比率差动:1(闭锁)

保护瞬时动作于发信,跳发电机出口断路器,跳主变高压侧断路器,跳厂用电分支断路器,启动故障录波,启动 220 kV 侧断路器和发电机断路器失灵保护。

2 问题的提出

2015 年 7 月 20 日 23 时,安谷水电站厂用 10 kV 系统正常方式下运行,大坝 10 kV IV 段至库尾 10 kV 馈线受雷击引起两相短路,造成Ⅲ、Ⅳ、Ⅴ段失电、5#主变和 5#机组非计划停止运行。现场检查为Ⅲ段进线限流装置熔断器熔断,5#主变差动保护动作。

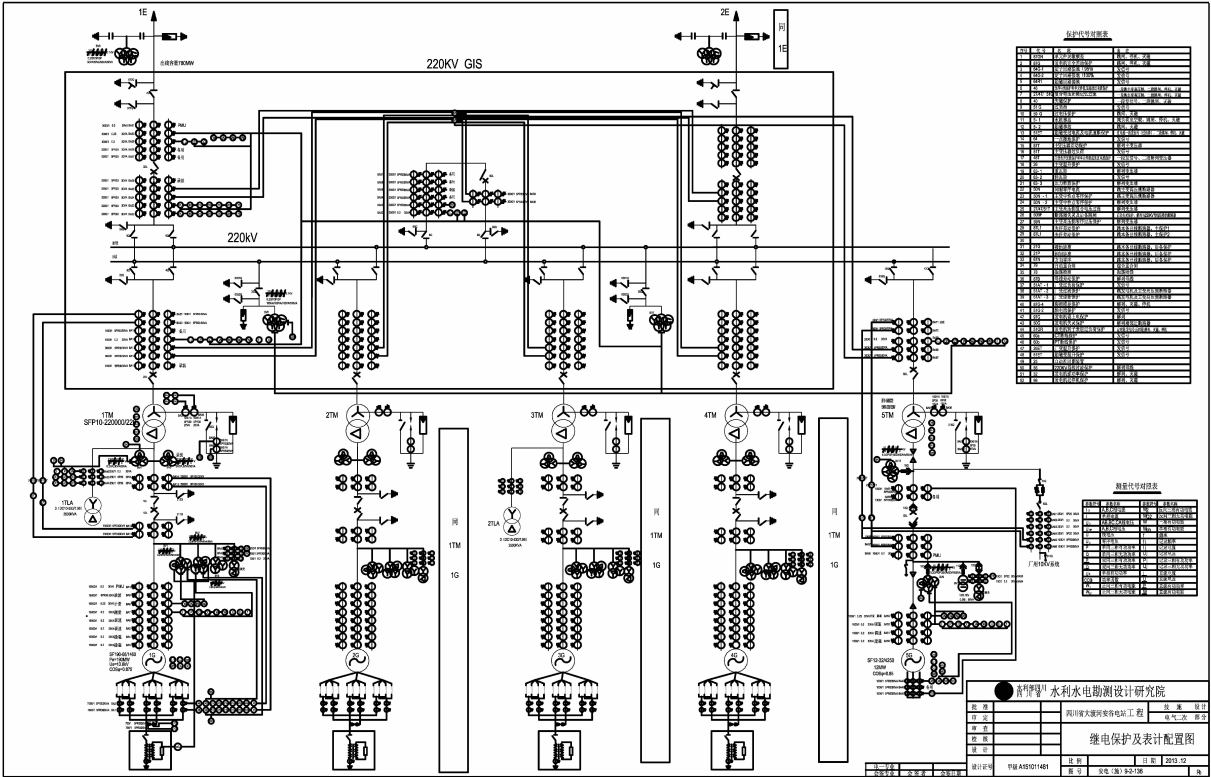


图 1 阻抗计算过程图

表 1 安谷水电站电压等级、基准电流对应表

	220 kV 系统	发电机机端	发电机机端	10 kV 工作段	400 V 工作段
基准电压 U_B (KV)	230	13.8	10.5	10	0.4
基准电流 I_B (KA)	0.251	4.184	5.499	5.774	144.342

事件发生后,安谷水电站立即组织技术人员 进行分析,查明故障点位于 5#主变差动保护范围

界外,线路雷击故障不应引起 5#主变差动保护误动,在对 5#主变差动保护装置及其厂用分支电流回路进行检查时均未发现问题。随后向厂方调试人员反映了该情况,调试人员检查其原因为调试时装置内部程序未将厂用分支电流纳入差动保护的差流计算,从而造成差动保护区界外保护错误动作,扩大了事件停电范围,随后厂方派人到现场进行了处理。

此次事件的发生是由于厂方调试人员疏忽,将已经接入厂用电流分支的差动保护在逻辑上未参与计算造成的。

由此提出笔者的论点:对 1、3#主变及 5#主变均有厂用分支,5#主变差动在 10 kV 厂用系统故障时,厂用分电流设置错误会造成主变差动保护误动作。那么,1、3#主变差动保护在设计上未将高厂变电流分支接入,会不会存在厂用 10 kV I、II 段故障时发生 1、3#主变差动保护动作的情况呢?

3 计算过程

由于高厂变高压侧没有装设断路器,也没有安装熔断器,当高厂变支路(包括厂用变直至高厂变低压侧断路器位置的范围)故障时,保护动作对象与主变保护是一样的,需要切除主变两侧断路器,因此,高厂变支路是否需要装设 CT 接入

主变差动保护的判断依据是:当厂用变低压侧发生三相金属短路时,所产生的短路电流是否会启动主变差动保护,如果不会启动差动保护,当然就不需要。

基准容量选择为 $S_B = 100 \text{ MVA}$ 。

1#高厂变低压短路电流计算阻抗变化情况见图 1。

高厂变低压母线短路时,短路阻抗为 2.446Ω ,归算到高厂变高压侧短路电流为:

$$\begin{aligned} I_d &= 1/2.446 \times 4.184 \\ &= 1.7105 (\text{kA})/1710.5 (\text{A}) \end{aligned}$$

4 结 语

主变低压侧额定电流为 9204.4 A ,主变差动保护启动电流为 $0.3 I_n = 0.3 \times 9204.4 = 2761.3 (\text{A})$;通过上述计算得知:高厂变低压侧母线短路时,归算到高压侧的电流为 1710.5 A ,小于主变差动启动电流 2761.3 A ,因此,主变差动保护不需要接入高厂变支路 CT 回路。

作者简介:

何国珍(1974-),男,湖北咸宁人,工程师,从事水电站运行技术与管理工作;
梁兵钰(1967-),男,四川乐山人,工程师,从事水电站电气设备维护技术工作。

(责任编辑:李燕辉)

=====

2020 年有望有效解决弃水弃风弃光

国家发改委、能源局日前印发了解决弃水弃风弃光问题实施方案。各省市将提出年度解决弃水弃风弃光的工作目标,确保弃水弃风弃光电量和限电比例逐年下降,并计划到 2020 年在全国范围内有效解决弃水弃风弃光问题。根据规划,2017 年可再生能源电力受限严重地区弃水弃风弃光状况将实现明显缓解。其中,云南、四川水能利用率力争达到 90%左右。甘肃、新疆弃风率降至 30%左右,吉林、黑龙江和内蒙古弃风率降至 20%左右。甘肃、新疆弃光率降至 20%左右,陕西、青海弃光率力争控制在 10%以内。其他地区风电和光伏发电年利用小时数应达到国家能源局 2016 年下达的本地区最低保障收购年利用小时数。未来将统筹煤电与可再生能源电力发展,把防范化解煤电产能过剩风险与促进可再生能源电力有序发展有机结合,确保 2020 年全国投产煤电装机控制在 11 亿千瓦以内。同时,坚持集中式与分布式并举,统筹可再生能源电力开发建设与市场消纳。国家能源局对各地区年度可再生能源电力限电情况进行了评估,在确保限电比例下降的前提下合理确定了年度新增建设规模。为推进解决弃水弃风弃光问题,将进一步落实可再生能源优先发电制度,在编制年度优先发电、优先购电计划时,要预留规划内可再生能源发电保障性收购电量,并会同能源管理部门做好可再生能源发电保障性收购与电力市场化交易的衔接。按年度确定各省级区域全社会用电量中可再生能源电力消费量最低比重指标。各类电力相关市场主体共同承担促进可再生能源利用的责任,完成本供电区域内可再生能源电力配额。与此同时,推进可再生能源电力参与市场化交易。在国家核定最低保障收购年利用小时数的地区,对最低保障收购年利用小时数之外的可再生能源电量,鼓励通过市场化交易促进消纳利用。与之相适应,将建立可再生能源电力消纳激励机制,完善电力调峰辅助服务补偿机制,建立风光水火协调运行的激励机制。有序放开省级区域内发用电计划及用户和售电企业的省外购电权。研究做好可再生能源电力消纳与碳排放、节能减排、能源消费总量控制等各种考核政策的衔接。