

110kV 扩大内桥变电站备自投动作逻辑安全缺陷及解决办法

丁朝辉, 朱俊飞

(镇江供电公司, 江苏 镇江 212000)

摘 要: 针对近期本地区户内终端型 110kV 变电站, 高压侧采用扩大内桥接线, 配置高压备用电源自动投切装置。实际应用中, 由于其建设规模及备自投与主变保护 CT 配置技术方案的不同, 导致主变保护闭锁高压侧备自投的结果存在一定差异, 其中部分不合理配置方式将会导致局部失去保护或备自投误动作等安全缺陷, 为此, 本文侧重详细分析、比较不同建设规模条件下高压侧备自投和主变保护的 CT 配置技术方案, 以保护完整和备自投准确动作为目标, 兼顾远景扩建减少二次接线调整, 推出不同规模时 CT 配置优化方案图, 便于设计应用推广。

关键词: 扩大内桥; 备自投; 主变保护; 安全; 优化; 技术方案

0 前言

当前, 全国性的城乡电网建设任务异常繁重, 为了保证本地区“资源节约型、环境友好型”电网项目稳步、有序、高效的建设, 实现统一规划、统一标准、统一建设的要求, 积极推广应用国网公司输变电工程通用设计和江苏省标准化设计, 城区终端变电站为减少占地面积, 110kV 配电装置选择先进的户内 GIS 设备, 但采用经济适用的扩大内桥接线, 以达到统一工程建设标准、规范建设管理、合理控制造价的目的。

目前 110kV 扩大内桥变电站的备自投装置有多种, 在工程应用中, 变电站暂时仅配置 1 台或 2 台主变 (不完善配置) 时, 若不仔细考虑备自投与主变保护的二次接线配合, 将导致局部失去保护或备自投误动作的可能, 而且在调试阶段也未必能发现, 一旦变电站投入运行, 出现安全问题时影响较大。本文以 110kV 扩大内桥变电站 3 台主变的备自投完善配置方案为基础, 分别对 1 台或 2 台主变时配置技术方案作深入的探讨。

1 前提条件和设计目标

1.1 变电站现状

本文以地区一般建设规模的 110kV 全户内终端型变电站为分析对象, 其标准设计方案远景规模: 主变 3×80 (100) MVA, 分体式油浸变压器; 110kV 采用扩大内桥接线, GIS 设备; 10kV 采用单母线六分段环形接线, 出线 36 (48) 回, 中置柜。据规划

适度超前的思路, 变电站一般分阶段实施, 一期时仅上 1 台或 2 台 80MVA 主变的情况比较普遍, 10kV 配电装置与主变匹配。

1.2 前提条件

合理假设及前提条件分析如下:

1) 110kV 采用扩大内桥接线, 户内 GIS 设备, 根据 GIS 设备的相关管理规定及建设实际情况, 按一次性建成考虑;

2) 变电站一般分阶段实施, 分别为 1 台、2 台、3 台主变, 主变保护柜 (含完整、独立的差动保护和后备保护以及相应的非电量保护) 也对应按 1 套、2 套、3 套配置考虑。

3) 为减少备自投无效动作的可能, 除 110kV 配置母线压变外, 线路侧按配置压变考虑;

4) 110kV 进线间隔差动保护以外故障, 按 110kV 线路故障考虑。

5) 如果扩大内桥变电站的内桥配置充电保护, 由于充电保护在手动 (遥控) 合闸的瞬间启动, 开放时间一般 15s, 而备自投实际充电时间不小于 20s, 故内桥充电保护按不影响备自投考虑。

6) 变电站高压侧备自投动作方式分进线、桥备自投两类方式。

7) 由于保护动作跳相应的开关, 为了可靠、最小限度隔离故障区, 保障非故障设备的供电; 而备自投则为上级故障, 本级按预定模式自动调整运行方式提高供电可靠性的一种手段; 则主变保护动作闭锁备自投信号包括差动、高后备和非电量保护动作信号, 低后备动作范围由于不涉及 110kV 设备,

按不列入闭锁考虑。

8) 考虑保护拒动情况, 但不考虑保护装置本身失灵的情况。

1.3 设计目标

针对 110kV 扩大内桥变电站, 依据标准化的要求, 设计目标如下:

1) 高压侧备自投和保护的配置完善、相互协调, 避免变电站 110kV 系统局部失去保护或存在备自投误动作的可能;

2) 最大限度的使用备自投功能, 提高变电站的供电可靠性;

3) 建立标准化 CT 配置技术方案, 使得设计、安装、运行维护的统一性, 远景扩建时减少二次接线调整, 并便于应用推广。

2 技术方案分析

依据 110kV 扩大内桥接线备自投的相关研究和以往内桥方式的应用结果, 以及上述前提假设条件, 分别逐一 3 台、2 台、1 台主变时高压侧备自投和主变保护的 CT 配置技术方案以及二者相互配合存在问题的进行分析。

2.1 三主变配置技术方案

110kV 扩大内桥变电站三台主变时, 按保护适当交叉, 避免死区, 高压侧备自投和主变(以双卷变为例, 下同)保护的 CT 配置技术方案示意图见图 1, 即配置高压备自投装置 1 套和主变差动保护装置 3 套。

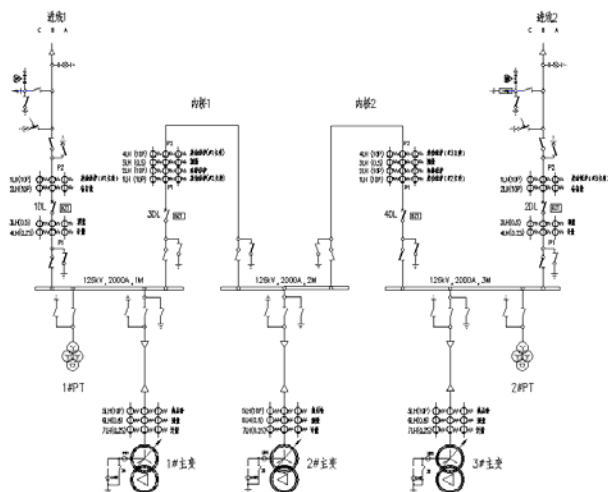


图 1 三台主变备自投和保护配置技术方案示意图

按上述条件, 110kV 扩大内桥备自投共设四种动作逻辑, 分别为进线 1QF、2QF 自投、内桥开关

3QF、4QF 自投。由于进线、内桥开关相互对称, 本文仅以进线 1QF 自投、内桥 3QF 自投为分析对象。

2.1.1 分段开关 3QF 自投

充电条件: 1QF、2QF、4QF 合位, 3QF 分位; I 母有压、II 母有压; 经 20"后充电完成。

放电条件: 3QF 在合位; 手跳 1QF、2QF 或 4QF; 1#主变故障信号; 2#主变故障信号; 3#主变故障信号时, 并保持 20s, 再判 4QF 不是分位, 放电。

动作逻辑: I 母无压, #1 进线无流, II 母有压则经 T1 延时后跳开 1QF, 确认 1QF 跳开后经延时 T3 合上 3QF; II 母无压, #2 进线无流, I 母有压则经延时 T2 后跳开 2QF, 确认 2QF 跳开后, 经延时 T3 合上 3QF; 若 3#主变故障时, 确认 4QF 在分位, 经延时 T3 合上 3QF。

2.1.2 进线 1QF 自投

充电条件: I 母、II 母均三相有压; 2QF、3QF、4QF 合位, 1QF 在分位; 经 20s 后充电完成。

放电条件: 1QF 合上; 手跳 2QF、3QF、4QF; 1#主变故障信号; 3#主变故障信号时, 并保持 20s, 再判 4QF 不是分位, 放电; 2#主变故障信号时, 并保持 20s, 再判 3QF 不是分位, 放电; 检线路 UL1 无压延时 60s 放电。

动作逻辑:

1) I 母、II 母均无压且#2 进线无流, 线路 UL1 电压大于有压定值 U_{dz3} 时, 经 T2 延时跳开 2QF。

(1) 确认 2QF 跳开后, 线路 UL1 电压大于有压定值 U_{dz3} 时, 经延时 T6 合上 1QF;

(2) 若 3#主变故障时, 确认 4QF 在分位, 线路 UL1 电压大于有压定值 U_{dz3} , 经延时 T6 合上 1QF。

2) I 母无压, II 母有压, 若 2#主变故障时, 确认 3QF 在分位, 线路 UL1 电压大于有压定值 U_{dz3} , 经延时 T6 合上 1QF。

3) I 母无压, II 母有压, 3QF 或 4QF 在分位, 线路 UL1 电压大于有压定值 U_{dz3} , 经延时 T6 合上 1QF。

2.1.3 配合分析

由于 1#~3#主变差动保护 CT 相互交叉, 保证了无保护死区; 1#~3#主变故障, 判 3QF 或 4QF 位置信号, 确定最小化区域故障并安全隔离后, 备自投动作。可见上述 CT 配置方案实现了故障区域的

可靠判别,确保了备自投和保护协调配合,最大限度的使用高压备自投功能。

2.2 双主变配置技术方案

110kV 扩大内桥变电站两台主变时,如果为了避免远景二次接线调整,在设计、施工时高压侧备自投和主变保护 CT 配置技术方案直接采用图 1,即配置高压备自投装置 1 套和主变差动保护装置 2 套。

2.2.1 配合分析

由于 1#、2#主变差动保护 CT 相互交叉,保证了 110kV I、II 段无保护死区;但由于未配置 3#主变差动保护装置,导致进线 2 间隔 1LH 至内桥 2 间隔 1LH 之间为保护死区,该区间故障必然需依靠上级线路的远后备保护动作,导致高压备自投装置误判为线路故障,而本级未能可靠安全隔离故障区域(无区内故障信号闭锁),则备自投依据相应的逻辑进行动作,合上进线或分段开关,即带故障合闸,再依靠上级另外线路的远后备保护动作切线路,直接造成本变电站全站失电。显然,该方案从技术角度不可行。

2.2.2 优化配置方案

为了解决 110kV III 段母线(进线 2 间隔 1LH 至内桥 2 间隔 1LH)保护死区问题,同时不增加保护装置,工程中将 2#主变高压侧差动范围由原内桥 2 间隔 1LH 延伸至进线 2 间隔 1LH,则高压备自投和主变保护的 CT 配置技术方案示意图见图 2。

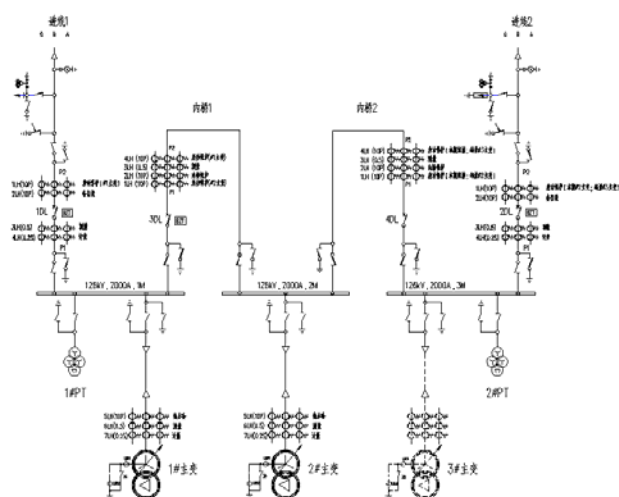


图 2 两台主变备自投和保护配置技术方案示意图

以此调整二次接线后,110kV III 段母线故障也认定为 2#主变故障,对前述分段开关和进线开关自投动作逻辑分析。

1) 进线 1QF 自投,正常充电后,110kV III 段母线故障,2#主变差动保护动作出口跳 2QF、3QF,并形成 2#主变故障信号,装置无放电条件满足,则跳 2QF,延时合 1QF。

2) 进线 2QF 自投,正常充电后,110kV III 段母线故障,2#主变差动保护动作出口跳 2QF、3QF,并形成 2#主变故障信号,而 4QF 无任何跳闸信号,一直保持合位,导致装置放电,闭锁动作逻辑。

3) 分段开关 3QF 和 4QF 自投,正常充电后,110kV III 段母线故障,同样形成 2#主变故障保持信号,装置放电,闭锁动作逻辑。

从上述动作结果可见,2#主变由于其差动保护范围的延伸,导致其在任何运行方式下均被“无辜”切除;1#主变在“进线 2QF 自投”方式下也被强迫停运,其他方式能正常运行。显然,2#主变差动保护 CT 的调整,而备自投动作方式不作调整,无法最大限度的提高供电可靠性。

2.2.3 改进措施

从上述动作逻辑分析过程,可以采用“增加判别故障范围”和“调整备自投动作方式”两方面考虑改进措施。

1) 启用内桥充电保护装置的过电流保护功能,并与 2#主变差动保护装置配合,即当进线 2 间隔 2QF 合闸时,两装置同时动作,2#主变故障、III 母无故障,应该跳 3QF、4QF;过电流保护未动而 2#主变差动动作,2#主变无故障、III 母故障,应该跳 2QF、4QF。当进线 1 间隔 1QF 合闸时,两装置同时动作,2#主变无故障、III 母故障,应该跳 2QF、4QF;过电流保护未动而 2#主变差动动作,2#主变故障、III 母无故障,应该跳 3QF、4QF。

2) 采用仅增加 3#主变差动装置,由其判别 III 母故障,而 2#主变差动保护范围不作延伸,仍为原范围,则其备自投动作逻辑可与 3 台主变时一致,其 CT 的配置见图 1。

3) 由于 GIS 设备可靠性较高,则可以将进线 2 间隔、2#PT 间隔、3#主变间隔划入线路部分(该部分故障认定为上级线路故障),即将接线简化为常规的内桥接线方式,备自投进线 2 电流采样值取自内桥 2 间隔,110kV II 段母线电压依然取切换后电压,4QF 按进线开关设置,其 CT 配置见图 1,但备自投动作逻辑需调整为内桥接线备自投方式。但需注意避免 2QF 操作,因其一旦分闸将导致进线自投动

作。

4) 由于 GIS 设备可靠性较高, 还可以将内桥 2 间隔、3#主变间隔当作母线一部分, 运行中严禁操作, 同样将接线简化为常规的内桥接线方式, 其 CT 配置见图 1, 但备自投动作逻辑调整为内桥接线备自投方式。

对比不同改进思路的四种措施, 具体技术特性对比分析见表 1。

表 1 技术特性对比分析表

类别	“增加判别故障范围”		“调整备自投动作方式”	
具体措施	利用内桥充电保护装置增加 3#主变和 2#主变差动装置配合		进线 2 间隔、2#PT 间隔、3#主变间隔划入线路部分	将内桥 2 间隔、3#主变间隔固定, 作为母线一部分
技术可行性	较复杂、实施困难, 不可行	简单、可靠, 远景二次接线不作调整, 受配置限制	本站设备存在保护死区, 由上级线路远后备保护	无保护死区; III 母故障, 2#主变强迫停运
备自投方式	扩大内桥自投方式	扩大内桥自投方式	内桥自投方式	内桥自投方式
CT 配置	见图 1	见图 1	见图 1 修改	见图 2

由表对比可知, 最理想方案即增加 3#主变差动装置作为 III 段母线保护, 可靠区分故障范围, 但由于设备招标限制, 实施较为困难, 有条件应作为首选; 因 GIS 设备可靠性较高, III 母故障几率较小, 即 2#主变强迫停运几率也较小; 同时 GIS 故障需快速切除, 故目前推荐选择“调整备自投动作方式”, 将原 II 母、内桥 2 间隔、3#主变间隔、原 III 母全部视同 II 段母线 (即设备严禁操作), 采用常规内桥自投方式, 确保备自投安全、可靠动作, 其 CT 配置见图 2。

2.3 单主变配置技术方案

110kV 扩大内桥变电站一台主变时, 与两台主变类似, 最理想方案即增加 1 套主变差动装置用作为 II、III 段母线保护, 能可靠区分内桥 1 间隔 1LH 至进线 2 间隔 1LH 故障范围, 同时该套主变保护装置动作跳 2QF、3QF、4QF, 发 2#主变、3#主变故障信号; 无条件时, 推荐选择“调整备自投动作方式”, 将原 I 母、内桥 1 间隔、原 II 母、内桥 2 间隔、3#主变间隔、原 III 母全部视同 I 段母线, 仅采用线路自投方式, 确保备自投安全、可靠动作, 其 CT 的配置见图 3。

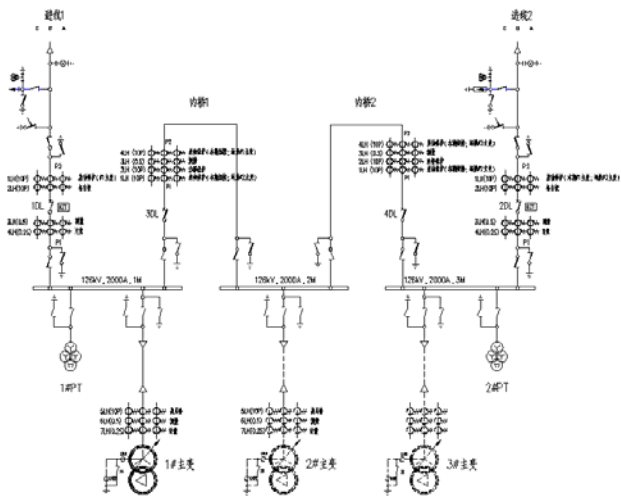


图 3 一台主变备自投和保护配置技术方案示意图

3 结论

随着本地区多座按统一配置技术方案建设的 110kV 扩大内桥变电站陆续投运, 部分已运行多年, 经历了 110kV 系统运行方式的调整, 均按预定的动作逻辑安全、可靠运行。可见, 高压备自投和主变保护的 CT 配置技术方案一致性可行, 并提高了后期安装调试、运行维护的效率; 为今后类似工程的设计提供了成熟经验。

但上述分析均基于保护装置 100%可靠 (即条件假设 8), 如果故障点位于 1LH (4LH) 与 5LH 之间, 仅差动装置有故障电流, 主变高后备无; 一旦差动保护装置本身失灵, 必然需依靠上级线路远后备保护动作, 导致备自投装置误判为上级线路故障, 依据相应的逻辑进行动作, 将会造成带故障备自投重合, 其影响严重。建议增加备自投装置本身判别区域内和外部穿越故障电流的能力, 杜绝上述情况的发生。

参考文献:

[1] DL/T526-2002, 静态备用电源自动投入装置技术条件[S]. 北京: 中国电力出版社, 2002.

[2] Q/GDW 203-2008 《110kV 变电站通用设计规范》. 国家电网公司企业标准.

[3] 国电南京自动化股份有限公司. PSP691 备用电源自投装置技术说明书[Z]. 南京: 国电南京自动化股份有限公司, 2010.

[4] 王维俭. 电气主设备继电保护原理与应用 (第二版) [M]. 北京: 中国电力出版社, 2001.

[5] 国家电力调度通信中心.电力系统继电保护规定汇编[M].
北京: 中国电力出版社, 2000.

作者简介:

丁朝辉 (1977-), 男, 江苏丹阳人, 工程师, 从事电力设计咨询工作;

朱俊飞 (1976-), 男, 江苏镇江人, 高级工程师, 从事电力设计咨询工作。