

全主式就地化变压器保护实现方案

胡兵^{1,2}, 郭晓^{1,2}, 陈福锋^{1,2}, 李玉平^{1,2}, 行武^{1,2}, 王哲^{1,2}
(1. 国电南京自动化股份有限公司, 南京 210003; 2. 南京国电南自自动化有限公司, 南京 211153)

摘 要:为了解决目前智能变电站中变压器保护装置存在速动性和可靠性不足的问题,提出了一种全主分布式就地化变压器保护实现方案,在变压器各侧开关安装保护子机,子机之间通过内部高速环网交互数据,每个子机均配置完整的变压器保护功能,保护动作时直接通过电缆跳开与子机相连的开关,提高保护的速动性。在总体实现方案对比分析的基础上,着重论述了装置三层网络通信机制、远程人机管理等关键技术。

关键词:智能变电站;变压器;保护装置;全主式;分布式;就地化;通信机制;人机管理

中图分类号:TM 621.8 **文献标志码:**A **文章编号:**1674-1951(2017)09-0023-04

0 引言

近年来,我国变电站继电保护与自动化技术取得了长足的进步,以全站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化为特征的智能变电站得到了全面发展^[1-2],随着新技术和新设备推广应用的不断深入,继电保护装置在速动性、可靠性等方面也暴露出新的问题^[3-4]。

目前,智能变电站采用“合并单元+保护装置+智能终端”的层次架构^[5],中间传输及转化环节过多,造成保护动作速度下降。另外,变压器、母线、站域等保护装置共用一套合并单元和智能终端,当合并单元或智能终端异常时,将同时导致这些保护装置不正常运行^[6],可能造成主保护和后备保护同时退出,威胁电网的安全稳定。

传统变电站的继电保护装置组屏布置于保护小室中,二次电缆过长,电磁串扰、两点接地等回路问题突出。对于分相操作机构,变压器保护装置跳闸时需要通过继电器重动跳三相,保护装置实际切除故障的时间较长。

针对目前智能变电站和传统变电站继电保护存在的不足,国内专家学者进行了积极探索,提出了继电保护就地化解决思路^[7-9],取消合并单元和智能终端过程层设备,保护装置直接下放就地安装,通过电缆直接采样和跳闸。继电保护的就地化不仅可以优化二次回路,缩短故障切除时间,同时也实现了保护装置回路的解耦。

电力变压器各侧开关相距较远,如果将现有常规变压器保护装置直接就地安装,其二次电缆仍然会较长,二次回路优化效果不佳。另外,现有装置的

体积和重量较大,直接就地安装,装置散热、防水、抗振等自防护能力难以保证,而且更换式检修成本过高。为此,有必要将现有集中式变压器装置拆分为按间隔安装的分布式装置。

1 总体方案分析

分布式变压器保护装置按开关配置保护子机,子机就地安装,通过电缆直接采样和分相跳闸,子机之间通过内部高速网络高可靠性无缝冗余(HSR)环网进行数据交互。110 kV 分布式变压器保护的典型配置如图 1 所示,图中:GOOSE 为通用面向变电站事件;SV 为采样值。

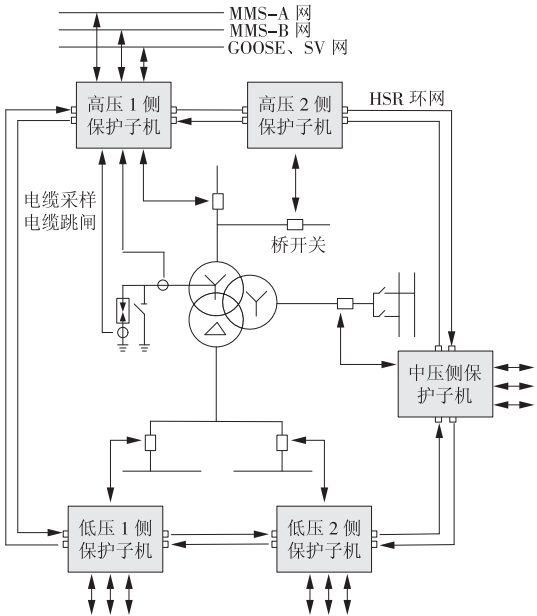


图 1 110 kV 分布式变压器保护装置典型配置

分布式保护装置通常由主机和子机组成,子机负责就地采样和跳闸,主机收集子机采集数据后进行保护逻辑运算。考虑到装置的经济性,尽量减少装置数量,因此,分布式变压器保护不独立配置主

机,保护功能集成于子机中。根据集成方式的不同,有 2 种实施方案:单主式和全主式。

单主式,即仅其中一个子机兼作主机,配置保护功能和对外接口功能,其他子机仅负责就地采样和跳闸。例如,由高压 1 侧保护子机兼作主机,一方面就地采集本间隔的交流量,另一方面接收其他子机的采样数据,经保护逻辑运算后,如果差动保护动作,主机通过电缆跳开本间隔开关,同时经内部高速网络向子机发送跳闸指令,由子机跳开其对应间隔的开关。

全主式,即所有子机均配置保护功能,每个保护子机不仅就地采集本间隔的数据,同时也通过内部高速网络接收其他子机的数据,并进行保护逻辑运算,当差动保护动作时,各保护子机通过电缆直接跳开其对应间隔的开关。

对于上述 2 种方案,在性能上存在以下差异。

(1)速动性。单主式方案类似于目前智能变电站中“保护 + 合并单元 + 智能终端”的模式,保护速动性优化不足;全主式方案相比于单主式方案,减少了主机与子机之间跳闸指令传输及执行时间,保护动作速度更快。

(2)可靠性。单主式方案只有一个主机,如果该主机出现异常将导致整套保护退出;而对于全主式,每个子机都是对等的,都具有完整的主保护和后备保护,任意子机异常仅影响与该子机相关的保护功能,而且如果将故障子机对应间隔退出时,整套保护可恢复正常运行。

(3)运维检修便捷性。如果依据“一次设备检修,二次设备陪停”的检修原则,当高压 1 侧开关检修时,单主式变压器保护将因主机陪停而退出运行,而全主式变压器保护在退出该间隔所对应的使能压板后,仍然可以继续运行。

单主式变压器保护方案和全主式变压器保护方案性能对比分析见表 1。

基于上述分析,相比于单主式方案,全主式方案具有明显的性能优势,是分布式就地化变压器保护装置更为合理的实施方案。

2 全主式变压器保护实施方案

全主式变压器保护内部采用 HSR 环网作为子

机之间的数据交互通道,对外与其他保护装置通过 GOOSE 网络交互联闭锁信号,同时每个子机均作为间隔层智能电子设备 (IED) 接入制造报文规范 (MMS) 网络。

2.1 内部 HSR 环网

子机之间通过 HSR 环网共享采样数据,为了减少数据传输延时,HSR 环网带宽为 1000 M。HSR 环网实质为双向冗余传输网络^[10],如图 2 所示,每个节点 (子机) 均有 2 组用于收发报文的通信接口,分别用 A 口和 B 口表示,当环网报文由节点的 A 口接收时,则从 B 口转出,反之亦然。

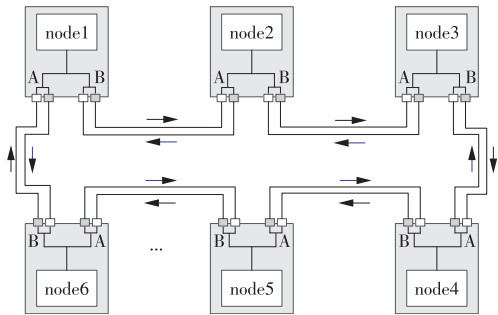


图 2 HSR 网络拓扑结构

源节点将环网报文通过 A/B 两个端口同时发出,根据发送端口的不同,报文分别标志为“A 帧”和“B 帧”。每个目标节点接收到报文后,沿相同的方向转发该报文。目标节点根据“A 帧”“B 帧”报文到达的先后顺序,接收先到的报文,丢弃后到的报文,从而避免报文的重复接收。源节点不转发环网中由自身发出的报文,作为报文传输的终点。

由于 HSR 环网为双向传输的冗余网络,任一节点之间的传输链路中断,仍然可以保证各节点数据传输的完整和畅通,因此,相比于目前智能变电站中的星型网络,HSR 环网可靠性更高。

HSR 环网采用延时可测机制,采样报文自带延迟时间,源节点根据 RC 滤波回路时间常数和 A/D 转换时间计算采样延时,报文在环网内转发过程中,每经过一个节点的转发自动累加相应的链路传输延时和报文转发驻留延时。基于 HSR 环网延时可测机制,分布式变压器保护采用插值方式进行采样同步,各子机根据本地采样延时和环网数据采样延时,进行插值同步。相比于序号同步方式,插值同步不依赖于外部同步时钟,可靠性更高^[11-12]。

表 1 方案性能分析

装置性能	单主式	全主式
速动性	主机需向子机发送跳闸指令,子机执行跳闸操作	子机直接电缆跳闸,故障切除时间更短
可靠性	主机异常将导致整套保护退出	任意子机异常仅影响与其相关的保护功能
检修便捷性	主机所在间隔检修时影响保护	间隔检修不影响保护

2.2 过程层 GOOSE 网络

为了缩短设备之间的连接电缆,简化二次回路,变压器保护装置与其他保护装置之间的联锁信号通过 GOOSE 网络进行收发,具体如下。

(1)接收来自于母线保护或断路器保护的失灵联跳信号。每个子机均通过 GOOSE 网络接收失灵联跳输入,从而实现完整的变压器保护逻辑运算。

(2)发送跳母联、跳分段、闭锁备自投等信号。变压器复压过流保护通常第 1 时限跳母联和分段开关,第 2 时限跳本侧开关,第 3 时限跳变压器各侧开关,当变压器保护需要跳母联开关时,则通过 GOOSE 报文向母联保护装置发送跳闸指令,由母联保护跳开母联开关。

全主式变压器保护 GOOSE 网络结构如图 3 所示。由于每个子机均是对等的,如果同时对外发送相同的 GOOSE 报文,一方面会增加网络传输压力,另一方面可能导致其他保护装置误判为网络风暴报文,造成数据接收混乱。为此,有必要在子机中设置“GOOSE 发送软压板”,当该软压板投入时,子机才可发送 GOOSE 报文,反之则不发送。所有子机中只有一个子机的“GOOSE 发送软压板”处于投入状态,从而确保数据发送的唯一性。

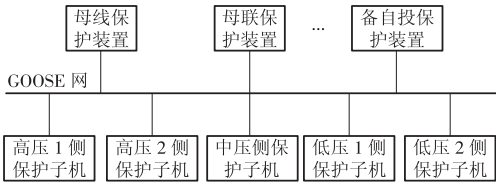


图 3 全主式变压器保护 GOOSE 网络结构

2.3 间隔层 MMS 网络

目前,继电保护装置一般通过站控层 MMS 网络将“四遥”、动作报告、运行状态等信息上送运行监控系统和调度端,每套继电保护作为一个 IED。全主式就地化变压器保护装置的每个子机均配置了完整的变压器保护功能,其动作信息、运行状态可能会存在不一致,如果要归并为一个 IED 接入 MMS 网络通信,势必要将各个子机的信息进行合并后上送。考虑到将各个子机的动作事件参数、录波、遥测量等信息合并较为困难,而且会导致环网内交互数据过于复杂,影响保护的可靠性,因此,全主式变压器保护的每个子机作为独立的 IED 均接入间隔层 MMS 网络。

另外,为了确保各子机保护定值的一致性,同时减少对多个子机重复整定操作的工作量,保护定值整定可以由远程人机管理单元进行批处理完成。

3 远程人机管理

分布式装置靠近一次系统就地无防护安装,运

行环境十分恶劣,传统的“液晶显示 + 按键操作”人机交互方式无法满足装置的防水、抗振动、抗撞击等防护性能要求。因此,本文所述的分布式变压器保护装置取消液晶和按键,而采用远程人机管理——人机接口(HMI)管理单元。

HMI 管理单元采用双套冗余配置,安装于监控小室中,通过站控层 MMS 网络对装置进行运维管理,网络结构如图 4 所示。与监控系统不同,HMI 管理单元主要用于装置的调试、巡检、检修、定值整定、配置管理及故障诊断,功能上等效于装置就地人机界面,因此,能够获取比监控主机更详细的装置运行状态和告警信息。

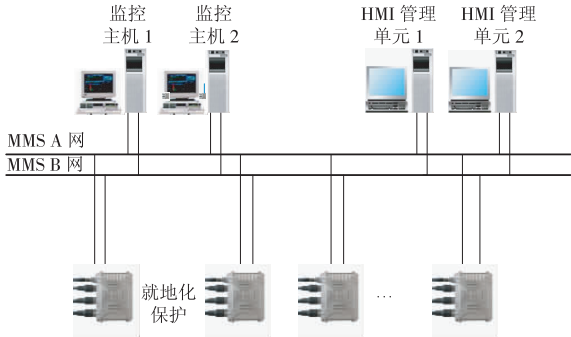


图 4 HMI 管理单元网络结构

HMI 管理单元作为变电站的集中式人机接口设备,需要同时管理站内不同厂家、不同型号的继电保护装置,因此采用标准协议与保护装置通信是解决兼容性问题的必然要求。IEC 61850 作为目前智能变电站普遍采用的标准通信协议,为 HMI 管理单元的实现提供了基础。

在继电保护装置的 iced(IED 能力描述)文件中增加面向于远程人机管理的逻辑设备(LD),命名为 Hmi,用于描述装置操作界面菜单信息,包括信息查看、定值整定、运行操作、报告查询、装置调试及装置设置菜单。根据信息属性的不同,HMI 管理单元对不同菜单下的信息交互采用不同通信服务,如图 5 所示。

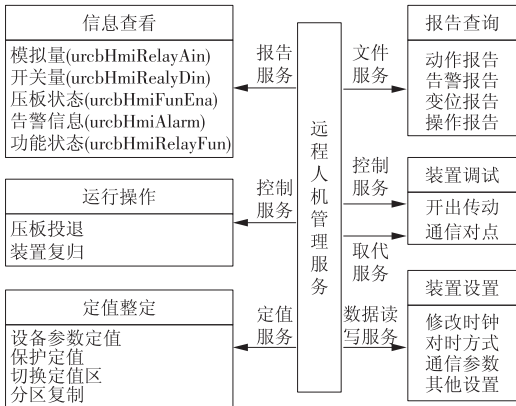


图 5 HMI 管理单元菜单设置及相应通信服务

需要指出的是,远程 HMI 管理单元依赖于 IEC 61850 通信服务,当装置通信服务异常或中断时,HMI 管理单元将失去对装置的控制,因此,其可靠性和稳定性相比于原有的就地人机界面更低,需要在今后的应用实践中进一步验证和完善。

4 结束语

本文提出的全主式就地化变压器保护实现方案,在变压器各侧开关分别就地安装保护子机,子机之间通过内部环网建立数据共享通道,确保了变压器保护装置采样和跳闸回路的独立性,提高了保护的可靠性。子机通过电缆直接跳闸,避免了跳闸指令的传输和执行延时,提高了保护的速动性。

全主式就地化变压器保护装置的每个子机均接入了 MMS 和 GOOSE 网络,存在通信信息冗余问题,增加了监控系统和调度端的数据维护量,需要在今后的研究中进一步优化。基于 IEC 61850 通信的远程 HMI 管理单元,很好地解决了就地化装置的人机管理问题,但是由于依赖于通信服务,其可靠性有待进一步验证。

参考文献:

[1]张春合,陆征军,李九虎,等. 数字变电站的保护配置方案和应用[J]. 电力自动化设备,2011,31(6):122-125.
[2]高吉普,张沛超,何旭,等. 智能变电站保护系统可靠性的自动分析方法[J]. 电力系统保护与控制,2014,42(15):107-112.
[3]顾锦书,袁涤非,俞春林,等. GRC 复合材料预制式二次

(上接第 22 页)

5 结束语

基于 D-S 证据理论的变压器绝缘老化诊断模型还是一个比较新的课题,通过本文的论述,D-S 证据理论可以很好地将多种信息相融合得到最优的结论,最后的实例也验证了此模型的可行性。此方法还有很大的研究空间,在这个模型中,如果变压器运行过程中换过变压器油,则诊断结果会有较大出入,这是日后需要进一步研究的课题。

参考文献:

[1]杨启平,薛五德,蓝之达. 变压器绝缘老化评估技术的研究[J]. 变压器,2006,43(5):1-5.
[2]贡春艳. 极化去极化电流法和回复电压法融合的油纸绝缘老化状态评估[D]. 重庆:重庆大学,2013.
[3]梁颖辉,欧树华,KACHLER A J. 诊断变压器绝缘状态及老

设备舱结构及仿真分析[J]. 华电技术,2015,37(4):25-27.
[4]赵自刚,朱辉. 2000 年度河北南网 220 kV 及以上系统继电保护缺陷统计分析[J]. 继电器,2002,30(7):17-22.
[5]智能变电站合并单元技术规范:Q/GDW 426—2010[S].
[6]李斌,薄志谦. 面向智能电网的保护控制系统[J]. 电力系统自动化,2009,33(20):7-12.
[7]牛强,钟加勇,陶永健,等. 智能变电站二次设备就地化防护技术[J]. 电力建设,2014,35(9):76-81.
[8]裘愉涛,王德林,胡晨,等. 无防护安装就地化保护应用于实践[J]. 电力系统保护与控制,2016,44(20):1-5.
[9]周小波,汪思满,吴正学,等. 环网分布式母线保护装置就地化实现探讨[J]. 电力系统保护与控制,2015,43(6):104-108.
[10]许铁峰,徐习东. 高可用性无缝环网在数字化变电站通信网络的应用[J]. 电力自动化设备,2011,31(10):121-125.
[11]冯亚东,李彦,王松,等. IEC 61850-9-2 点对点采样值传输在继电保护中的实现与应用[J]. 电力系统自动化,2012,36(2):82-85.
[12]刘慧源,郝后堂,李延新,等. 数字化变电站同步方案分析[J]. 电力系统自动化,2009,33(3):55-58.

(本文责编:白银雷)

作者简介:

胡兵(1984—),男,江西新余人,工程师,从事变压器保护装置应用与开发方面的工作(E-mail:bing-hu@sac-china.com)。
郭晓(1982—),男,山东淄博人,工程师,从事变压器保护装置应用与开发方面的工作。
陈福锋(1979—),男,江苏宜兴人,高级工程师,从事电力系统继电保护方面的工作。

化的 PDC 技术的研究[J]. 变压器,2007,44(6):35-39.
[4]乐波,成永红,陈小林,等. 基于人工智能的大电机主绝缘老化状态评估软件[J]. 电力系统自动化,2005,29(14):78-82.
[5]何小飞,童晓阳,孙明蔚. 基于贝叶斯网络和 D-S 证据理论的分布式电网故障诊断[J]. 电力系统自动化,2011,35(10):42-47.
[6]江玉蓉,王霄峰,符杨,等. 基于模糊综合评判的电力变压器绝缘老化诊断[J]. 上海电力学院学报,2012,28(5):431-434.
[7]油浸式变压器绝缘老化判断导则:DL/T 984—2005[S].
[8]杨启平,薛五德,蓝之达. 变压器绝缘老化的诊断与寿命评估[J]. 变压器,2004,41(2):13-17.

(本文责编:刘芳)

作者简介:

许寅卿(1993—),男,上海人,工程师,工程硕士,从事高压电气设备运行维护方面的工作(E-mail:qq49876545@163.com)。