

富村110 kV数字化变电站在建设、运行过程中存在问题的优化方案

韩四化, 董 楨
(石家庄供电公司, 河北 石家庄 050021)

摘要: 富村110 kV变电站是国网公司重点科技项目、数字化变电站示范工程, 是河北省电力公司第一座数字化变电站, 该文简要介绍了该站的系统结构, 建设情况及建设过程中出现的问题及采取的措施, 为今后数字化站的设计、建设积累了经验。

关键词: 数字化站; 问题; 优化方案

0 引言

富村110kV变电站是国网公司重点科技项目、数字化变电站示范工程, 是河北省电力公司第一座数字化变电站。变电站终期规划建设3台50MVA变压器, 容量比为50/50/50MVA, 110kV终期规划3回出线, 35kV终期规划9回, 10kV终期规划出线30回。本期建设2台主变, 110kV出线2回, 35kV出线6回, 10kV出线20回; 每台主变低压侧安装(3006+5010) kvar无功补偿电容器。110kV、35kV采用户外配电装置, 10kV采用高压开关柜; 110kV向北架空出线、35kV向南架空出线, 10kV电缆出线。

富村110kV变电站立项工作始于2005年底, 2006年4月1日通过可研审查。经招标确定变电站设计工作由河北省电力勘测设计研究院承担。变电站以目前国内数字化变电站的发展水平为前

提, 结合实际工程项目的需求, 给出了一套可行的技术实施方案, 变电站于2007年12月27日顺利投入运行。该变电站的数字化水平在目前国内投产的数字化变电站中, 所采用技术方案居于领先水平。

1 富村110kV数字化变电站系统构成

1.1 一次系统介绍

特点: 有源式光电式互感器运用和一次设备智能化。

光电式互感器主要包括光电式电压互感器和光电式电流互感器, 把模拟信息转换为数字信息并以数字信号传输出去, 不存在二次短路、开路现象, 避免了因电压互感器二次短路、电流互感器二次开路造成用户失电、设备损坏或人身伤亡事故造成的巨大的经济损失。光电互感器与二次设备间采用光纤传输信号, 基本上不消耗能量,

在复杂的操作流程中, 从起点到终点的任何一条路径都有可能被执行。

参考文献

- [1] 清华大学出版社. 图论简明教程: 国外经典教材·计算机科学与技术, 2005, 1. 1.

史宁凯 (1981-), 男, 江苏南京, 助理工程师, 从事微机防误自动化装置的软件研发和工程设计。

张鹏 (1974-), 男, 江苏南京, 工程师, 从事微机防误自动化装置的固件研发和工程设计。

彭彬 (1973-), 男, 江苏南京, 高级工程师, 从事微机防误系统整体研发和变电站自动化研。

可以说是节能降耗的一个典范。

采用传统一次设备（如断路器、主变压器等+智能终端的方法，实现一次设备智能化。

1.2 二次系统介绍

全站二次设备均采用国电南京自动化公司微机保护装置构成综合自动化系统，一、二次设备间信息交换除串行传输外均采用IEC 61850协议通信传输，实现了电流、电压采集的数字化，二次控制、跳闸方式的数字化。主变保护双重化配置、非电量保护就地安装，110kV、35kV、10kV保护与对应单元保护出口均采用高速FT3串

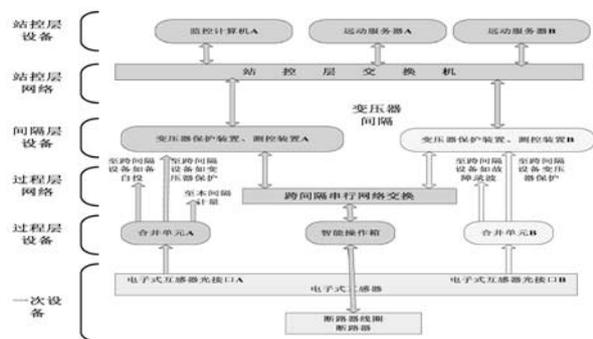


图1 变电站通信网络架构图

行传输方式来实现，采用点对点出口，主变过负荷联切跳闸方式采用光纤连接，间隔层设备采用GOOSE组网实现网络出口。

整站110kV、35kV侧设备为户外敞开式，户外布置智能终端箱；合并器与保护装置集中组屏。35kV线路保护装置直接采集来自合并器的模拟量，并直接与户外智能单元相连采用GOOSE服务传递开关量与跳合闸信息。10kV保护与智能单元就地安装于开关柜上，智能单元就地采集开关量与模拟量信息、并执行保护装置下发的跳合闸命令，保护装置与智能单元间按照IEC 61850-9-1协议扩展开关量连接。

1.3 网络结构

110kV富村变电站基于IEC 61850协议构建而成，分为站控层、间隔层和过程层。间隔层和过程层网络均选用以太网，两层网络分别为站控层网络、过程层网络，间隔层网络采用100M/1000M自适应以太网，过程层网络采用100M以太网，通信介质均采用光纤。变电站通信网络按照单网配置。网络架构如图1所示：

站控层由监控主机和远动主站等设备组成。监控主机、远动主站都从站内通信网上获得所需数据。远动主机通过远动通道向调度端传送信息。监控主机可进行当地操作，并形成当地报表；还可与间隔层设备共同实现小电流接地选线和电压无功综合控制功能(VQC)。

间隔层设备包括测控装置、保护及安全自动装置。

过程层设备包括合并器、智能单元。

1.4 远方“四遥”

各间隔的断路器等设备，可以在调度端、站内监控主机和就地三处进行控制，相互之间具有联锁功能，同一时间内只能由一处控制。开关柜、控制保护屏及公用屏上设有远方/就地切换开关和就地控制开关。站内一、二次设备实时数据、运行状态均由本地监控系统和远动设备实现即时传输和监视，而且无功控制设备和主变调压分接头均可实现远方操作，大大提高了运行操作和日常监视的工作效率。

2 富村110kV数字化建设过程问题及方案的优化

2.1 主变过负荷联切装置实施方案

最初富村站主变过负荷联切装置跳各出线间隔的方案采用通过光纤联接的方式实现。

过负荷联切建议更改实施方案的原因：

安装过程中发现过负荷联切在实施上有着非常大的难度与复杂性。主要原因是富村站低压部分终期为三段母线，其中二段的TV并列需同时考虑与一段和三段的并列这样就需要间隔保护或合并器可同时支持来自2个TV并列装置中来的TV数据，占用了间隔设备的2个FT3接收端口。我们目前的低压设备FT3仅能接收来自2个设备的FT3数据，如再接收来自过负荷联切的点对点跳闸数据就需要对目前的设备进行修改增加FT3接收端口来满足变电站的终期方案。

作为点对点方案并不适合太多的跨间隔操作，过负荷联切有太多的回路操作跨间隔间的联系太多。不适合采用点对点传输，点对点传输适用于跨间隔较少可看成大间隔的设备如主变间隔，线路间隔。

考虑GOOSE组网是未来数字化变电站的必然趋势,也是IEC 61850协议实时传输的精华所在。

采用间隔联闭锁的方案可以很好的解决未来河北南网过负荷联切装置联切低压设备时的组网方案。因为现在低压保护设备(包括国外的保护)大部分不具备可同时与站控层和过程层同时连接的能力。如能够在本站实施过负荷联切GOOSE的服务,应具有非常强的示范意义。并对未来集中式小电流接地选线装置,低周低压装置等方案的实施奠定基础。

此方案的变化大大简化的硬件方面的工作量,省去大量光纤连接。如过负荷联切需联切40间隔,则可省去40根光纤,可以使得现场更加简洁。

方案简述:采用间隔层GOOSE数据传输现在在间隔联闭锁已得到了很好的应用,具体实施方案是在过负荷联切设备内增加GOOSE报文服务,将GOOSE报文不分组,GOOSE报文内含有四段联切服务,由接收端低压设备内配置GOOSE接收服务,然后由定值来决定线路保护装置隶属的过负荷联切的轮次。

2.2 备用电源自投装置实施方案

存在问题:主变保护不能跳开三侧分段开关。

具体现象:传统保护分段与备自投合一,但跳闸独立,但由于采取的是点对点跳闸方式所以必须有与下端智能终端所对应的设备。所以当备自投退出时则不能跳分段开关。

采取的措施:将备自投与分段保护分开。单独实现分段开关跳闸功能。

备用电源自投装置采用的方案介绍。

110kV侧备自投装置: X7501通过数据集中单元(DT板)接收来自#2和#3主变高压侧合并器及桥合并器的遵循IEC60044-8规约的模拟量数据,通过光纤I/O输入输出板(FIO)接收来自#2和#3主变高压侧进线户内智能单元(X701N)的手跳合闸、闭锁备自投信号和开关位置信号,完成备用电源自投功能。#2和#3主变进线开关跳合闸通过FIO板发送信号到相应户内智能单元实现。X7105通过光纤以太网接收桥合并器的模拟量信号,通过光纤I/O输入输出板(FIO)接收来自#2和#3主变B屏保护

跳闸信号,接收来自X7501保护装置的跳合闸信号,并把接收来自桥户内智能单元X701N的开关量位置信号通过FIO发送给X7501保护装置,同时完成分段过流及母线充电保护功能。X701N通过就地DI板接收手分合信号,通过光纤I/O输入输出板(FIO)接收来自#2和#3主变A屏保护跳闸信号,接收来自X7105保护装置的跳合闸信号,并把接收来自桥户外智能单元X701W的开关量位置信号通过FIO发送给X7105保护装置。X701N和X701W之间通过IEC61850 9-1交换数据。

35kV侧备自投装置: X7501通过数据集中单元(DT板)接收来自#2和#3主变中压侧合并器及分段合并器的遵循IEC60044-8规约的模拟量数据,通过光纤I/O输入输出板(FIO)接收来自#2和#3主变中压侧进线户内智能单元(X701N)的手跳合闸、闭锁备自投信号,完成备用电源自投功能。#2和#3主变进线开关跳合闸通过FIO板发送信号

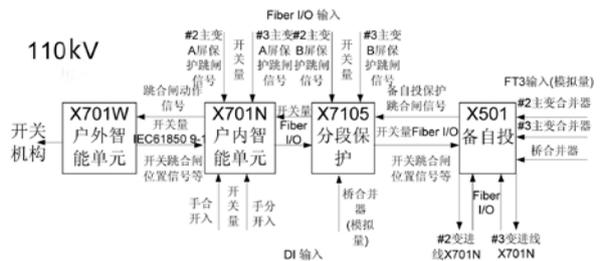


图2 110kV侧备自投装置

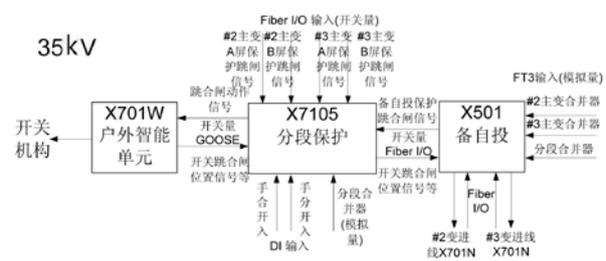


图3 35kV侧备自投装置

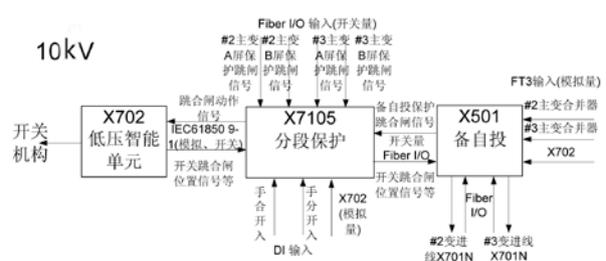


图4 10kV侧备自投装置

到相应户内智能单元实现。X7105通过光纤以太网

接收分段合并器的模拟量信号,通过光纤I/O输入输出板(FIO)接收来自#2和#3主变A、B屏保护跳闸信号及X7501保护跳合闸信号,通过就地DI板接收手分合信号,完成分段过流及母线充电保护功能。X7105通过过程层GOOSE方式与X701W之间交换开入开出数据。

10kV侧备自投装置: X7501通过数据集中单元(DT板)接收来自#2和#3主变低压侧合并器及X702智能单元的遵循IEC60044-8规约的模拟量数据,通过光纤I/O输入输出板(FIO)接收来自#2和#3主变低压侧进线户内智能单元(X701N)的手跳合闸、闭锁备自投信号,完成备用电源自投功能。#2和#3主变进线开关跳合闸通过FIO板发送信号到相应户内智能单元实现。X7105通过光纤I/O输入输出板(FIO)接收来自#2和#3主变A、B屏保护跳闸信号及X7501保护跳合闸信号,通过就地DI板接收手分合信号,完成分段过流及母线充电保护功能。X7105通过IEC61850 9-1与X702低压智能单元交换模拟量和开入开出数据。

2.3 故障录波器的局限性

目前纯粹的数字化故障录波器在开关量录波上还没有真正成熟的产品。所以目前富村站所采用的故障录波器仅能录取模拟量。

3 富村110kV数字化站运行中缺陷的解决方案

3.1 3#变差动速断保护误动原因分析及措施:

问题: 2008年4月09日,处于冷备用状态的高压侧桥开关102TA,由于C相采集器采样回路问题,其AD转化芯片输入端电位异常,其滤波电路元件虚开或虚短引入高电平所致,导致错误传输异常信号使3#主变差动速断保护动作。

原因分析: 考虑到两台主变会采用并列运行方式,主变保护内部配置交流通道时加入了桥电流的接入(内部定值“通道检查控制字”整定为000F)。因此在正常运行中不管102桥开关是否在运行状态,主变保护装置一直监视桥开关TA回路状态。主变保护在设计中差动速断保护只是采取了用较为慢速的全周算法替代了半波算法,并且不经TA断线和涌流及高次谐波闭锁。因此当102TAC相采集器输出异常采样数据,差动速断保

护不能可靠躲过,造成差动速断保护误动。

措施: 考虑电子式互感器的新特点,厂家对主变速段保护对异常电流判别的原理、软件进行完善、优化,针对如C相出现的异常采样数据,对主变保护程序进行了升级,在差动速断保护中增加了波形识别技术,同时引入通道检查压板,当相应通道检查压板退出时,三相保护电流及另序电流将被清零处理,同时退出PT断线检查。提高了异常波形的抗干扰能力。

3.2 各类开关量或信号回路:

问题: 166、167、512、513开关与13-7、167-3、167-5刀闸误发分合报文;主变保护误发动作、复归信号;调度端电流、电压数据不准确。

原因分析及措施: 经厂家和我公司技术人员对误报信息深入分析,确认误发开关分合及保护装置动作、复归信号报文原因是外部开入抖动发出告警信号,升级全站保护程序,并增加遥信变位消抖时间,解决了遥信抗干扰问题,电流、电压数据不准原因为变电站站控层61850规约与调度端101规约在数制转换过程中采用不同算法,造成精度不高,数据不准,通过放大系数的办法提高了电流、电压量的精度,达到了电流、电压数据精度的要求。

4 结束语

高邑富村110kV数字化变电站在河北省公司有关部门的指导下,通过厂家、石家庄供电公司有关部门的通力合作,较顺利地投入运行,在运行过程中发现并解决了大量的实际问题,厂家对部分不成熟的设计进行了改进,目前该站运行状况良好,并且在运行、维护中其优越性日益明显,为今后数字化变电站的建设、运行维护积累了经验,打下了良好的基础。

参考文献

- [1] 国电南京自动化股份有限公司,国电南自新宁光电自动化有限公司.数字化变电站的研究,2006,2.
- [2] 河北南网数字化变电站建设方案和实施计划.数字化变电站技术研讨会会议资料,2006,3.

韩四化(1966-),男,高级工程师,石家庄供电公司农电工作部继电保护管理工程师。

董楨(1976-),女,高级工程师,石家庄供电公司农电工作部通信自动化工程师。