

北川 110 kV 智能变电站监控系统调试工作研究与分析

李成鑫, 冯世林

(1 华北电力大学, 北京 102206; 2 四川电力科学研究院, 四川 成都 610072)

摘要: 针对北川 110 kV 智能变电站监控系统调试工作, 阐述了北川智能变电站的特点和调试的各个阶段的工作内容。并对智能变电站监控系统调试工作中遇到的一些故障和问题进行了分析, 并归纳提出了解决方案。

关键词: 智能变电站; 监控系统; 调试; 故障和问题; 解决方案

Abstract: Aiming at the commissioning of monitoring and control system of 110 kV Beichuan Smart Substation, the characteristics of 110 kV Beichuan Smart Substation and the commissioning of monitoring and control system in each stage are described. Moreover, several failures and problems encountered during the commissioning of smart substation are analyzed, and the resolutions are concluded and proposed for the failures and problems of testing work.

Key words: smart substation; monitoring and control system; commissioning; failures and problems; resolutions

中图分类号: TM762 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2010)02-0014-04

1 智能变电站概况

北川 110 kV 智能变电站是国家电网公司智能变电站第二批试点工程项目之一, 是国内首个投运的 110 kV 智能变电站。该变电站包含 2 台三相双圈有载调压主变压器, 2 回 110 kV 出线, 24 回 10 kV 出线以及 $4 \times 4\ 008\ \text{kvar}$ 的 10 kV 无功补偿装置和 $2 \times 250\ \text{kVA}$ 自动跟踪补偿消弧线圈装置。主接线采用 110 kV 的内桥接线和 10 kV 的单母线分段接线。

2 智能变电站通信网络结构分析

北川 110 kV 智能变电站系统结构上分为三层, 即站控层、间隔层、过程层。设备模型的建立和信息传输的通信协议遵循 DL/T 860 (IEC 61850) 的相关要求。全站组建站控层网络和过程层网络, 物理隔离。三层设备通过站控层网络和过程层网络连接。保护出口采用光纤直跳方式 (如图 1)。

站控层网络单网配置, 由主机兼操作员站、远动通信装置及网络通信记录分析系统构成, 提供站内运行的人机联系界面, 实现管理控制间隔层、过程层设备等功能, 形成全站监控、管理中心, 并与调度通信中心和集控站通信。10 kV 部分保护测控合一装置直接与站控层网络连接。

间隔层由若干个二次子系统组成, 在站控层及站

控层网络失效的情况下, 仍能独立完成间隔层设备的就地监控功能。

过程层由电子式互感器、合并器、智能单元等构成, 组建了双重化冗余配置的 GOOSE 网络。过程层控制命令、就地智能单元采集的一次设备信息通过 GOOSE 网络传输, 完成实时运行电气量的采集、设备运行状态的监测、控制命令的执行等。过程层采样值的传输, 对于 110 kV 部分、主变压器各侧、10 kV 母线 TV、10 kV 分段采用 61850-9-1 的点对点方式; 对于 10 kV 其余部分采用小模拟量方式。

全站的设计基本上实现了自动完成信息采集、测量、控制、保护、计量和监测等基本功能, 并可根据需要支持电网实时自动控制、智能调节、在线分析决策、协同互动等高级功能, 实现一次设备智能化、信息交换标准化、系统高度集成化。

3 智能变电站监控系统调试工作研究与分析

作为智能电网试点工程的北川 110 kV 智能变电站, 监控系统采用了多种新的技术, 与传统变电站监控系统相比, 智能变电站中的主要自动化功能都以数据通信的方式实现, 在调试设备、调试方法存在巨大差别。无论在调试人员、调试方法、调试经验上都需要进行探索和积累, 因此需要针对智能变电站研究新的调试方式和手段。为了准确把握智能变电站的调

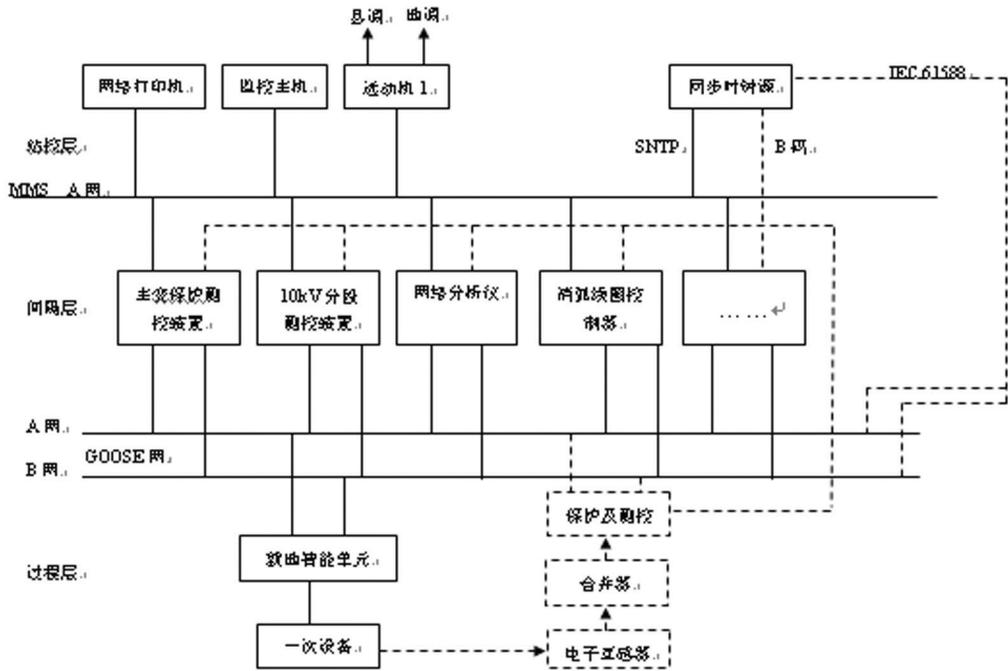


图 1 北川智能变电站网络通信结构图

试、运行、维护需求,需要从设备单元、系统集成、总体性能三个方面进行系统分析,从调试方案编写、设备验收、现场调试三个方面有侧重地进行分析,并提前开展有关工作。

3.1 调试方案编写与审定阶段

编制调试大纲和各项目调试方案过程中,着重分析智能变电站监控系统与常规变电站的差异,不仅包括了常规变电站监控系统调试项目,如遥控与遥测信号检查、监控后台常规功能检查等,还重点对智能设备模型一致性文件检查、网络对时测试、全站光纤链路检查等重点项目进行方案编写,并进行了测试方法预演。

3.2 设备验收阶段

由于在北川 110 kV 智能变电站采用了具备同步采样校时功能的光纤机,站内采用电子式互感器,保护测控一体化的新型设备;计算机监控系统也要符合智能变电站有关技术要求,所涉及的智能装置厂家配合需要进一步磨合;因此提早参加设备出厂验收,有利于相关的设备和软件在现场调试期间能够正常工作和组网运行。

为保证调试顺利,四川电力科学院调试人员提早介入,早发现问题,解决问题,多次派人到到多个厂家进行了出厂验收。在厂家验收的过程中,调试人员充分审查了厂家的工程实施方案、设备图纸、技术说明书和相关设备的配置软件,及时解决在出厂验收阶段发现的设备和功能的缺陷,例如:本次出厂验收发现

光纤交换机不能实现采样同步校时功能、监控软件中主变压器调档无档位显示、在线监测系统的远方终端设计错误、监控系统画面内容不充实等等,针对这些问题都会同厂家及时提出了解决方案。调试人员尽早介入出厂调试,有利于熟悉设备,在现场调试时合理调整试验方案和工作进度。

3.3 现场调试阶段

3.3.1 现场调试概况

由于北川 110 kV 智能变电站的建设工程工期紧,任务重,电气二次调试工作仅安排了 7 d 左右的短暂工期,为了保质保量按时完成变电站投运,调试人员在高温高湿的环境条件下,上下团结、攻关克难,以高度负责的专业精神精心调试,保证了变电站顺利投运。

3.3.2 现场调试工作的主要内容

北川智能变电站的监控系统现场调试主要包括:间隔层的测控设备、保护测控一体化设备(含 110 kV 和 10 kV 保护测控装置)、网络设备、主机兼操作员站、一体化电源系统、GPS 对时系统、监控系统软件系统(系统软件、支持软件、应用软件)和远动工作站。主要开展的调试工作的内容如下。

①模型文件检查:包含声明文件检查,即模型实现一致性声明(MICS)、协议实现一致性声明(PICS)和协议实现额外信息(PXII)三个文件的检查;ICD 文件检查,即所有保护、测控设备(包含 110 kV 和 10 kV 线路保护测控装置、10 kV 站用变保护测控装置、

10 kV 电容器保护测控装置、10 kV 分段保护测控自备投装置以及一体化电源系统)的 ICD 文件检查。

②系统配置情况检查:主要是根据网络配置文件设置网络状态监测系统设备的功能、参数(包括 MAC 地址、网络 IP 地址)。

③站控层 MMS 报文监测:检查与网络状态监测系统功能相关的 MMS 通信状态正常。

④监控后台功能检查:包含数据库功能检查;画面生成和管理功能检查;报警管理功能检查;事故追忆功能检查;在线计算和记录功能检查;历史数据记录管理功能检查;打印管理功能检查等。

⑤保护测控装置定值功能检查:包含检查保护状态、定值、软压板的召唤功能;保护告警信息、开关量信息、保护动作信息的报警功能等。

⑥顺序控制功能测试:主要是依据运行状态要求对多个具备远方操作功能的设备按五防规则一次性进行操作,如:由运行状态转为冷备用,由冷备用转热备用等。

⑦交换机检查:根据网络配置文件设置交换机功能、参数、端口和接线(包括 MAC 地址、网络 IP 地址)。

⑧通信光缆检查:包含光缆规格正确,标识正确,连接正确;光纤链路衰耗(两端)测试;光纤端面洁净度(两端)检查;备用芯可用性检查;采样值光纤网络测试(抽查方式)。

⑨通信铜缆检查:包含铜缆规格正确,标识正确,连接正确,接地应可靠。

⑩网络通信测试:包含过程层 GOOSE 网测试;站控层 MMS 网测试;双网切换期间性能测试;网络自恢复功能检查,即依据网络自恢复机制,模拟各类网络物理故障点,检查记录网路自恢复功能的实现情况以及在自恢复过程中的系统运行情况。

⑪硬件检查:包含设备外观和接线检查;装置电源检查;各电源回路的绝缘电阻检查。

⑫操作控制权切换功能:主要是对设备的远方、就地控制权限及权限级别配合进行验证。

⑬系统自诊断和自恢复功能检查。

⑭配合智能组件的监控功能调试:包含站内设备状态监视功能测试;站内模拟量监视功能测试;站内开关量监视功能测试;遥控功能测试;遥调控制功能测试;定值管理功能测试;监控系统技术指标测试等。

⑮远动遥信功能调试:检查远动通信系统遥信变

化情况与实际现场设备状态一致。

⑯远动遥测功能调试:检查远动通信系统遥测精度和线性度满足技术要求。

⑰远动遥控功能调试:检查远动通信系统遥控与预设控制策略一致。

⑱运动遥调功能调试:检查远动通信系统遥调控制与遥调控制策略一致。

⑲通信网络主备切换功能测试:检查远动系统主备切换功能满足技术要求。

⑳通信故障行为检查:检查远动通信故障时,站控层设备工作状态检查。

3.3.3 现场调试过程中发现的问题和解决方法

在现场调试的过程中,发现了一些实际问题,四川电力科学院院调试人员进行了积极解决,举例分析如下。

(1)提前核查光纤型号

在对通信光纤进行线对和规格检查时,发现大量的由开关场到主控室的光缆和主控室内部的屏间光缆存在类型不匹配的情况,前者采用了 50/125 μm 的规格,而后者的规格是 62.5/125 μm ,二者在光纤芯径上面不同,导致无法进行熔接,如直接进行熔接,会造成光纤信号的畸变和模场干扰,可能会导致保护装置闭锁,对保护和测控装置来说是个较严重的隐患。发现问题后,厂家和施工人员立即对光纤进行了更换和熔接。

(2)保证光纤链路通畅

调试人员在通信光纤进行端面污秽检查时,发现大量的光纤跳线端面污秽严重,这不仅会污染信号接受设备的光口,而且严重影响保护测控装置的光信号接受,会导致设备发生不可预见的误动、拒动、闭锁或烧毁光口,从而使变电站失去保护功能,如图 2。经过分析,该缺陷主要由于光纤供应商在制作完跳线后,没有进行端面清洁即封装发货,而二次设备厂家误认为跳线是原装且符合要求,设备到达现场现场发现该缺陷后,厂家对所有的光纤跳线进行了端面清洁工作,消除了这个隐患。

(3)高度重视 ICD 文件配置

在进行全站设备传动试验时,多次发现个别设备的状态信号丢失、错误或错位,调试人员对此进行了仔细的查找和分析,发现出现这些问题的主要原因是由于配置文件(如 ICD 文件)有问题。由于常规变电站的监控装置主要需要考虑二次回路和监控后台配

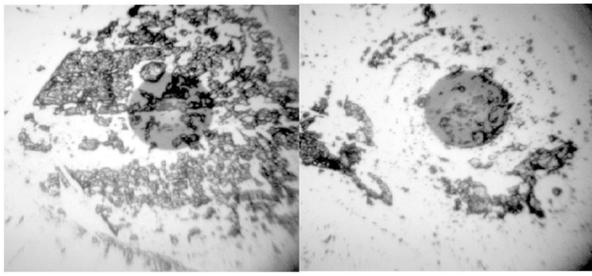


图 2 光纤端面污秽

置正确,而要保证智能变电站监控系统各信号正确,除了要保证后台计算机的软件和数据库正确外,还要保证通信链路和装置的配置软件正确对应。ICD 文件中对于逻辑节点的配置如出现缺失、错误或错位,则容易发生信号异常。因此在今后的调试工作中应当对装置的 ICD 文件配置给予高度重视。

(4) 综合分析监控系统通讯不畅的原因

在试验过程中多次出现保护测控装置不能联网通信的现象,导致信号丢失或无法操作。经分析,除

了装置 ICD 配置文件容易出现问題外,还可能由于下述原因引起:光纤收发反接、光纤接线错位、光纤链路受损(如被电焊机烧蚀、机械压力或转角过小导致光缆受损)、交换机 VLAN 划分错误造成信息包的标签错误、交换机端口镜像错误配置、以太网 A/B 子网段划分不合理导致负载不均衡、后台计算机数据库配置错误等等。

4 结束语

由于智能变电站大量引入了网络通信技术,使得通信和平台软件调试在整个调试工作中占用相当大的工作时间和工作量,要求调试人员要在常规变电站的调试技术上,不断提高相关通信硬件和软件方面的专业水平,提高监控和保护综合调试能力,适应电子式互感器运用带来的一二次设备的融合和发展,才能满足未来智能变电站调试工作的需要。

(收稿日期:2011-01-04)

(上接第 13 页)

行方式,结合电子式互感器输出信号的特点及计量有关标准,重点讨论了数字式电能表工作方式和原理,并对其对应的数字电能计量检测系统和溯源原理进行了论述,在具体的技术下提出了数字式电能表检定方案,可供有关工程技术人员对数字化变电站调试参考。

随着对智能变电站电能计量和检测新技术进行积极的研究探讨,逐步积累智能变电站运行经验基础上,电能表的标准体系逐渐完备,数字化变电站计量技术相关试验及检测标准即将形成规范。智能变电站是电力系统发展的必然趋势,是通讯技术、信息技术和计算机技术发展的必然结果。

参考文献

[1] 李来伟,李书全,孙晓莉.面向 21 世纪的电能计量装置——浅谈电能计量装置的发展与未来[J].电力设备,2004(4):1-4.
 [2] 马伟,张晓春.数字化变电站的建设与研究[J].价值工程,2010,29(13):164-165.
 [3] 高翔.数字化变电站应用技术[M].北京:中国电力出版社,2008.
 [4] 包红旗.HGIS 与数字化变电站[M].北京:中国电力出版社,2009.
 [5] IEC 60044-7. Instrument Transformers Part 7 Electronic

Voltage Transformers[S]. [S 1]: IEC. 1999.
 [6] IEC 60044-7. Instrument Transformers Part 8 Electronic Current Transformers[S]. [S 1]: IEC. 2002.
 [7] IEC 61850. Communication Networks and Systems in Substations[S]. [S 1]: IEC. 2003.
 [8] 赵丽君,席向东.数字化变电站技术应用[J].电力自动化设备,2008(5):118-121.
 [9] 李静,杨以涵,于文斌,等.电能计量系统发展综述[J].电力系统保护与控制,2009,(37)11:130-133.
 [10] Kojovic L, Rogowski Coils Suit Relay Protection and Measurement of Power System[J]. IEEE Computer Applications in Power, 1997, 10(3): 47-52.
 [11] Bohnert K. Fiber-optic Voltage Sensor for SF₆ Gas-insulated High-voltage Switchgear[J]. Applied Optics, 1999, 38(10): 1926-1932.
 [12] Cease TW, Johnston P. A Magneto-optic Current Transducer[J]. IEEE Trans on Power Delivery, 1990, 5(2): 548-555.
 [13] Sawa T, Kurosawa K, KAMINISHI T, et al Development of Optical Instrument Transformers[J]. IEEE Trans on Power Delivery, 1990, 5(2): 884-891.

作者简介:

艾兵(1985),男,工程师,主要从事电能计量和互感器相关的研究;

江波(1953),男,高级工程师,长期从事互感器和电能计量的研究。
(收稿日期:2011-01-04)