

常规变电站数字化改造的模式研究

田峰, 孙平, 张士然

(华北电网有限公司承德供电公司, 河北 承德 067000)

摘要: 针对数字化变电站技术的发展, 探讨了针对常规变电站进行数字化改造的必要性、可能性以及改造模式。具体分析常规变电站进行数字化改造的技术途径、技术要求、以及目前可能存在的问题; 并据此提出了相应的建议。以一个实际的110kV变电站数字化改造为例, 对所提出的原则和模式进行了实践。

关键词: 常规变电站; 数字化变电站; IEC61850 标准; 变电站自动化系统; 改造模式

Research on pattern of conventional substation transformed into digitized substation

TIAN Feng, SUN Ping, ZHANG Shi-ran

(Chengde Power Supply Corporation of North China Power Grid CO.,LTD, Chengde 067000, China)

Abstract: This paper discusses the necessity, possibility, transform pattern of conventional substation being transformed into digitized station according to the development of digitized substation technology. It analyzes the technical scheme, technical requirement and the problem present possible existence about conventional substation specifically being transformed into digitized station. And corresponding suggestions are proposed. The principle and pattern are put into use in a real 110kV substation.

Key words: conventional substation; digitized substation; IEC 61850; substation automation system; transform pattern

中图分类号: TM76 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2009)19-0108-05

0 引言

变电站作为电网的重要节点, 其技术水平直接影响着电网的安全稳定水平。因此, 国内外用户和制造商都普遍关注变电站的自动化水平, 努力提高变电站的技术水平。自上世纪八、九十年代以来, 随着计算机、通信、电子等技术的发展, 出现了变电站自动化系统。变电站自动化系统发展很快, 在电网中得到了广泛应用, 产生了良好的社会效益和经济效益。

随着技术的进步, 出现了数字化变电站技术, 该技术能够比较好地解决现有变电站自动化技术存在的上述缺陷。因此, 近来数字化变电站成为国内外研究和开发的热点。国家电网公司在“十一五”科技发展规划中, 就明确提出了研究和推广数字化变电站技术。本文探讨的主题是如何应用数字化变电站技术改造电网中存在的大量基于 RTU/计算机监控系统/综自系统的常规变电站。

1 常规变电站数字化改造的必要性

随着计算机技术和网络通信技术的飞速发展, 变电站已进入数字化技术时代。智能化高压电器、电子式互感器、一次运行设备在线状态检测、变电

站运行操作培训仿真等相关技术日趋成熟, 以及计算机高速网络在实时系统中的开发应用, 变电站中所有信息的采集、传输和处理全数字化的变电站将成为变电站自动化技术发展的必然趋势。传统的一次、二次设备正朝着智能化、数字化方向发展, 一些相关领域的技术如 WAMAP、状态检修、电能质量监测、电网稳定控制等, 也对变电站内信息和技术的共享提出了新的要求。

基于上述原因, 实现变电站内一次设备信息处理的数字化, 通过标准化的网络通信平台, 实现变电站内公用信息的共享, 并在按照 IEC61850 标准族构建未来的数字化变电站架构, 已逐渐为业内人士所认可, 数字化变电站技术已成为变电站现代化技术发展的方向。

数字化变电站具有简洁的二次接线、更好的保护性能、一致化的计测精度、较高的设备使用效率、更高的系统可靠性, 同时数字化变电站设备具有很高的互操作性, 设备较易维护和更新, 信息实现共享的特点。因此, 将传统变电站改造为数字化变电站将是必然趋势。

通过数字化改造, 可以实现以下目标:

1) 通过过程层数字化, 取消大量电缆硬连接, 降低系统成本。

2) 采用 IEC61850 标准, 实现不同厂家设备的互操作, 消除站内信息孤岛。

设备的互操作性使得用户可以选择最好的系统部件, 大幅改善系统集成、现场验收、监视诊断和运行维护等的费用, 节约大量时间, 增加自动化系统使用期间的灵活性。

3) 优化功能布局, 减少设备数量, 简化二次系统。

因此, 对常规变电站进行数字化改造, 对于建设资源节约型、环境友好型社会和科技创新型电力企业, 通过节能调度实现节能降耗, 通过标准化实现信息共享和系统的互联互通, 减少投资, 降低维护工作量, 提高效率和效益, 提高大电网的安全稳定水平和灾变防治能力, 提高电网生产的科学、智能决策水平, 显著提高电网生产效率具有重要的现实意义。

2 常规变电站实现数字化变电站的基本功能要求

IEC61850 按照变电站自动化系统所要完成的控制、监视和保护三大功能提出了变电站内功能分层的概念: 无论从逻辑概念上还是从物理概念上都把变电站的功能分为 3 层, 即站控层、间隔层和过程层。过程层主要完成开关量 I/O、模拟采样和控制命令的发送等与一次设备相关的功能; 间隔层的功能是利用本间隔的数据对本间隔的一次设备产生作用, 如线路保护设备或间隔控制设备; 站控层的功能分为两类, 一是与过程相关的功能, 主要指利用各个间隔或全站的信息对多个间隔或全站的一次设备发生作用的功能, 如母线保护和全站范围内的逻辑闭锁功能, 二是与接口相关的功能, 主要指与远方控制中心、工程师站及人机界面通信等。

目前各种支持 IEC61850 标准的产品日渐增多; 站控层、间隔层实现基于 IEC61850 标准的产品和设备, 较为成熟; 各类基于 IEC61850 标准的产品和设备通过工程实施和实际试运行, 在不断改进和完善; 相关的一致性测试和一致性工程实施规范也在制定和完善中。因此针对常规变电站, 可以采用基于 IEC61850 标准的数字化变电站自动化系统进行改造, 至少在站控层和间隔层实现基于 IEC61850 的数据对象模型和服务。

对于过程层, 由于一次开关类设备不具备数字化、智能化条件, 站内大量采用的是传统互感器, 无论从技术层面还是经济性角度, 暂不具备大面积、

大批量更改, 因此, 有必要根据系统架构配置, 通过采用分布式布置的合并单元 (MU)、智能操作箱等设备进行就地转换的方式, 进行改造。

从长远发展来看, 面向数字化电网的需求, 数字化变电站技术及其相关应用还将涉及到: 变电站之间、变电站与控制中心之间的信息交互; 信息安全及交互加密技术; 广域同步采样技术; 实时动态监测技术等。

因此常规变电站的数字化改造, 在满足常规变电站自动化系统的功能性要求外, 还应考虑实现: 系统架构简洁、系统装备简化、系统功能整合、系统信息共享、出站信息安全可靠、厂站与主网一体等的技术要求。

3 常规变电站数字化改造的技术途径

数字化变电站是以变电站一、二次系统为数字化对象, 对数字化信息进行统一建模, 将物理设备虚拟化, 采用标准化的网络通信平台, 实现信息共享和互操作, 满足安全、稳定、可靠、经济运行要求的现代化变电站。

常规变电站的数字化改造, 也应按照此思路及 IEC61850 的变电站架构进行。具体建议如下:

1) 采用支持 IEC61850 标准的设备

目前对于数字化变电站自动化系统, 各种支持 IEC61850 标准的产品将逐步取代非 IEC61850 产品; 在站控层和间隔层已实现基于 IEC61850 标准的系统, 且较为成熟。故可以直接采用基于 IEC61850 标准的数字化变电站系统进行改造, 在站控层和间隔层实现 IEC61850 数据对象模型和服务, 非 IEC61850 标准的 IED 采用规约转换器接入。

通过支持 IEC61850 标准的后台软件、测控和保护装置、远动工作站、接入其它智能设备的规约转换设备, 组成基于 IEC61850 的变电站自动化系统。

2) 应用智能操作箱

对于过程层, 由于断路器、刀闸等一次设备暂不具备实现数字化的条件, 对需要进行分散控制的开关类设备, 采用智能操作箱实现对一个完整控制单元 (含断路器及相关刀闸) 的 YX/YK 进行处理, 并经过 GOOSE 网与间隔层 IED 进行联系。

3) 模拟量分散采样

而针对互感器, 由于常规变电站均采用的是传统互感器, 全面更换既不可行也十分浪费, 因此, 对于需要进行分散采样的互感器, 采用基于 IEC61850 标准的合并单元 (Merging Unit) 进行同

步分布式采样,其输出依据 IEC61850-9-1 或 IEC61850-9-2 送往相关间隔层 IED。

4) 集中式处理

对于结构简单、进出回路较少、系统功能及逻辑较为简单的常规中低压变电站可以考虑集中分散式架构。即,站控层与分布式架构相同,采用支持 IEC61850 标准的站控层设备,构成基于 IEC61850 标准的数字化变电站站控层。

对于高压进出线、主变等通过一套或数套支持 IEC61850 标准的集中式测控保护装置(每组均需冗余配置),组成基于 IEC61850 的数字化变电站系统,在间隔层实现 IEC61850。对于 35kV 及以下部分,由于基本采用开关柜形式,对于馈线使用的是常规互感器,可以采用支持 IEC61850 标准的间隔层 IED,分散于开关柜分散布置,实现测控、保护功能。

5) 策略选择

对于不同电压等级的常规变电站,考虑到目前智能化高压电器尚不成熟,通过分散布置的智能操作箱实现一次设备智能化的应用较短;各类数字化接口保护装置虽然得到了一些应用,但应用时间也较短;应根据具体情况酌情处理。

因此,针对系统内作用重大、地位重要的 220 kV 及以上变电站,宜采用积极稳妥、渐进发展的原则,进行改造。即:变电站自动化系统在站控层和间隔层实现基于 IEC61850 标准的系统,对于过程层暂时不进行变化;变电站所有装置和后台系统实现 IEC61850,所有改动仅限于通信层面,对变电站现有格局影响最小。当然,可以考虑对其中低压侧进行相应数字化改造。

针对系统内影响较小、结构简单的 110 kV 及以下变电站,可采用积极推进、滚动发展、试验完善的原则,进行改造。即:变电站自动化系统从站控层、间隔层和过程层实现基于 IEC61850 标准的系统;应用分散布置的智能操作箱、分散布置的 MU,实现从站控层、间隔层、过程层全面实现基于 IEC61850 标准的数字化变电站系统。通过这种设计,变电站二次电缆大为减少,总体系统趋于简单。

通过上述改造原则,我们可以看到,这种改造模式的优点在于:

1) 无需对投资较大、更换困难、运行状态尚好的一次开关类设备、互感器设备进行更换,节省巨大投资、减少大量工作量、极大缩短改造周期,实现数字化变电站改造。

2) 针对不同应用,采用不同技术策略,既保证系统的可靠性,又不失技术的先进性,并可为后续技术进步及改进,提供无缝升级和扩展的可能。

3) 充分考虑现实状况,提供不同的技术解决方案,并可以灵活组合,充分适应各类不同应用的需求。

4 需要考虑的问题

数字化变电站在实现信息数字化和信息共享的条件下,与常规变电站有很大的不同,即使是由常规变电站改造而来,也必须考虑其带来的变革,并对一些关键技术点予以考虑。

1) 模拟量采样精度及采样率

常规变电站的模拟量采样,分别由不同的应用系统根据自身业务要求各自完成。但在数字化变电站中,由于实现了信息数字化和信息共享,使得模拟量采样值实现了一致性和归一化,因此,必须考虑适用于不同业务需求的要求。

2) 分布式模拟量采样的同步

与上述同样的原因,常规变电站自动化系统无需考虑采样同步性问题,但在数字化变电站中,由于分布式 MU 的采用,必须考虑这一问题,并且具有严格的要求(依据 IEC61850 标准,不同应用分别具有 1~4 μ s 的要求)。从技术上有多种实现手段,笔者建议采用全站硬同步方式。

3) 模拟量采样值的传输

在 IEC61850 标准中,将 MU 输出的采样值数据映射到 ISO/IEC8802-3,经过 MU 合并后的数据,采用 IEC61850-9-1 传输时,占用带宽较大。以 200 点/周波的采样率,一个标准 MU 合并后的数据传输时,约占 11M 带宽。因此,采用 100M 以太网时,会受到带宽限制。通过理论计算和模拟试验:采用 100 M 以太网,以 200 点/周波的采样率,接入 6~7 个标准的 MU 时,数据丢包率已经达到无法使用的地步。因此,在数字化变电站应用中,需要妥善处理模拟采样值的传输问题。

4) MU 的配置

MU 是应用数据的来源,故对其可靠性应提出非常高的要求。我们并不推荐采用 2 台 MU 备份的做法,因为这样会把系统变得十分复杂。

5) GOOSE 应用

IEC61850 标准通过 GOOSE 机制实现快速信息传递,应用中常用来传递遥信、遥控及保护跳闸报文。通过网络实现相关遥信、遥控及保护跳闸信息交互和传输,相对于传统变电站的大量电缆,具有极大的便利性。因此,需要对 GOOSE 机制有深刻理解和妥善运用。

6) 数据算法

对于常规应用情况,各不同应用系统可以采用不同的技术手段来实现整周期等间隔采样,以利后

续业务处理。但在数字化变电站中,为了保证不失测量系统的同步性,只能采用等间隔采样。这就会在数字信号处理中受到频谱泄漏和栅栏效应影响,同时谐波、初始相角等皆会影响不同的业务应用。因此,在后续业务处理过程中,必须根据具体的业务对象,对算法进行修正。

7) 数据容错

基于通信体系的数据传输,难免遇到丢包、积错、误码等问题的。除了在整个通信架构及通信协议上尽可能地减少此类问题的发生外,各应用系统必须具备一定的容错机制和容错逻辑。

8) 网络设备

数字化变电站中大量运用了网络设备,而其在保证整个数字化变电站的安全性、可靠性上具有重要作用。因此,必须根据应用要求,严格、合理地选择网络设备,精心、仔细地配置网络设备。

5 数字化变电站改造案例

笔者就上述的变电站数字化改造原则和模式在承德西地 110 kV 变电站的数字化改造工程中进行了实践。承德西地 110 kV 变电站是一在运的集中式计算机监控系统变电站,其二次系统为南瑞 BJ-3 系统,已计划进行综合自动化改造。该站采用分期分批逐次完成的方式进行数字化改造。本期改造该站的一半系统,涉及 110 kV 出线 2 回、10 kV 全部线路(6 回出线、2 回电容、2 回站变)、主变 1 台;加装 110 kV 出线电子式电流互感器 1 组(对应西上

线)、就地下放 110 kV 出线原电磁式电流互感器就地 MU 1 套(对应西小线);加装 110 kV 及主变部分相关断路器智能操作单元。其余系统及站内其它公用系统待下期一并改造。

通过本次改造,实现如下目标:

- 光学 ECT 的试用;
- MU 就地下放的应用;
- 智能操作单元的应用;
- 低压分散式测控保护装置的应用;
- 低压 1 对 N 的测控保护装置应用;
- 高压数字化测控保护装置的应用;
- 数字化主变保护的应用;
- 全面实现 IEC61850 标准;
- 具备常规综自系统功能;
- 具备顺控功能;
- 全站基本实现光纤化。

5.1 基本方案

在保持原有二次系统不变的前提下,逐步将后台监控系统、测控装置、保护装置和其它站内智能设备改造为支持 IEC61850 的系统(NS2000)。未改造的设备使用原有的网络及监控后台;已改造的设备及系统构成一个新的符合 IEC61850 的网络,同时接入符合 IEC61850 的后台监控系统(Windows 平台),两个网络互相独立。待全站全面改造完成后,原有二次网络及系统被新的 IEC61850 网络及系统取代,并全面改为正常运行模式,实现变电站的数字化。

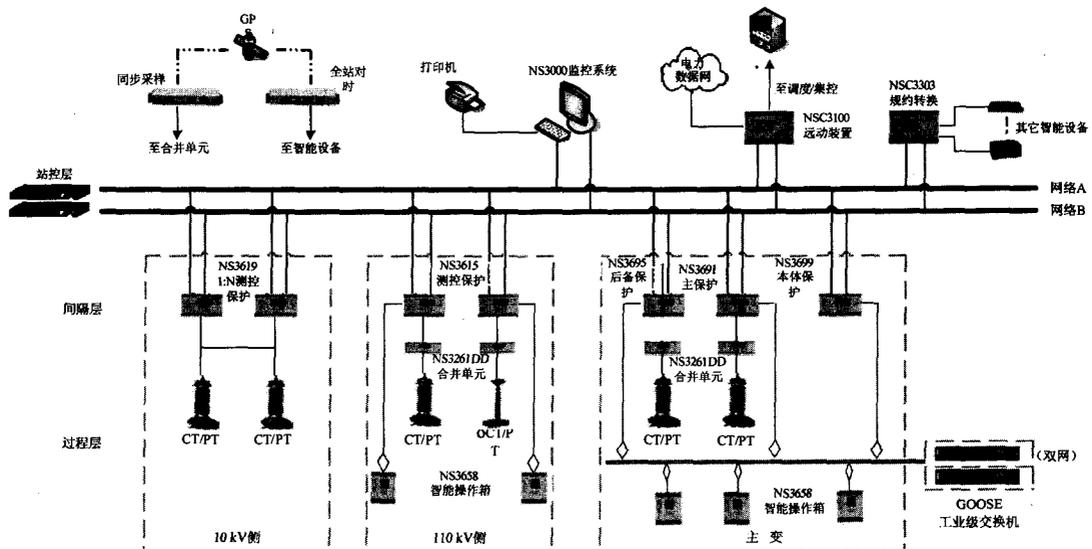


图1 承德西地110 kV数字化变电站自动化系统结构框图

Fig.1 Architecture of 110 kV digital substation automation system in west Chengde

5.1.1 站控层

根据本期改造目的及终期改造目标,本期配置站控层主机/操作员工作站、工程师工作站各一台。考虑到西地 110 kV 变电站是一无人值守站,配置远动工作站 NSC300 一台,实现向调度或集控中心进行 IEC61850 数据的远传,以提高系统可靠性。

5.1.2 10 kV 部分

测控保护一体化 IED 就地下放 10 kV 小室集中组屏。一段出线采用 1 to 8 测控保护一体化 IED,并配置对应操作箱。另一段出线采用点对点面向间隔测控保护一体化 IED。10 kV 出线 IED 采用模拟量输入接口;直接开出控制线路断路器。10 kV 分段母线电压 PT,经由智能切换/并列装置进行切换后,供本段母线 IED 应用。主变低压侧受总用原有电磁式电流互感器,结合切换后的电压,通过模拟 MU 接入数字化,并转发至相应主变保护 IED。主变低压侧受总相关开关、刀闸 YX 量通过就地智能操作单元,通过过程层控制网转发至相应保护 IED。IED 与智能操作单元接口,由智能操作单元依据 IEC61850 实现对本间隔的 YX/YK 功能(含开关及相关刀闸)。

5.1.3 110 kV 部分

110 kV 出线(西上线 118)并列安装 1 组电子式电流互感器。110 kV 出线(西小线 117)原电磁式电流互感器就地安装模拟输入 MU 一套。110 kV 电压切换采用在主控室通过智能并列切换装置进行并列切换,并经 MU 数字化后送相应 IED。2 回 110 kV 出线断路器、母联断路器及 110 kV 母线 PT 均安装智能操作单元,通过过程层控制以太网,依据 IEC61850 实现 YX/YK 功能(含开关及相关刀闸)。所有电压等级出线采用点对点面向间隔的、采用数字接口方式的测控保护一体化 IED。

5.1.4 主变部分

主变保护可以采用 1 to 2 主后备一体化数字式 IED,并按双主机配置。主变保护也可以采用 1 to 1 主、后备数字式 IED,并按主后备配置。高中低三侧分段或母线电压 PT,经由各自智能切换/并列装置进行切换,通过模拟 MU 接入并数字化,供主变保护应用。主变 3 侧受总、零序沿用原有电磁式电流互感器,就地采用模拟输入合并单元,以数字化电流量并转发至相应主保护。3 侧母线电压经切换并列装置后采用模拟输入合并单元,转发至相应后备保护;3 侧过流沿用原有电磁式电流互感器,就地采用模拟输入合并单元,以数字化电流量并转发至相应后备保护。主变 3 侧相关开关、刀闸(含 110 kV 母线及旁母、10 kV 与 35 kV 分段)YX 量通过就地智能操作单元,通过控制网转发至相应保护 IED。主变中性点刀闸(电刀)及主变本体保护,采用安

装就地智能操作单元,一方面就地控制、一方面采集信息,并转发站控层及控制网。非电量采集及相关 YX 通过设置主变测控装置实现。

5.2 项目特点

1) 本站的改造应用了多种技术手段和技术方案,可以验证和比较不同技术方案的优劣,为进一步开展数字化变电站工作夯实基础。

2) 在过程层,可以验证 ECT 的实用化性能、MU 现场下放的技术性能、智能操作单元下放的技术性能;同时比较了采用 ECT、与传统互感器加 MU 两种模式的技术性能,并可在此基础上结合经济性,进行进一步技术经济效益分析,为今后工作奠定基础;针对主变建立的 GOOSE 控制网,实现了过程层的信息采集与控制,并可为今后类似的多点采集、控制业务(如母差保护、备投等)提供经验和借鉴。

3) 在间隔层,针对中低压馈线,采用了面向间隔点对点、以及集中式 1 对多等两种模式,可以同时进行验证和比较,并为不同的改造模式提供选择;针对高压部分,采用了面向间隔点对点的数字化接口 IED,通过智能操作单元实现了基于光纤通讯的 YX/YK 功能;针对主变采用了数字化接口保护装置,利用 GOOSE 控制网,实现了基于光纤通讯的保护功能。

4) 在站控层,构建了基于 IEC 61850 标准的后台监控系统。基于 IEC 61850 的统一的建模和通信,提高了保护和自动化通信的性能,运行人员得到更多的共享信息。取消保护管理机、网关协议转换等装置,保护、自动化调试的工作量减少,工期大大缩短。

5) 采用先进技术和成熟产品,所有产品均通过互操作试验,最大限度地保证了系统的可靠性,减少改造过程中的调试维护时间。

6) 把已改造设备单独组网,最大程度地保证了未改造设备的稳定运行,而且避免了不同系统产生的冲突。

7) 采用数字化接口的主变保护 IED,实现了过程层以上光纤化(除非电量信号);采用数字化接口的 110 kV 线路 IED,实现了过程层以上光纤化,形成基于网络的 IEC61850 系统。

8) 采用“就地智能操作单元、就地 MU”的模式,断路器智能操作单元、MU 的就地化,大大简化了系统网架结构,实现了过程层控制以太网,依据 IEC61850 通过 GOOSE 实现 YX/YK 功能。

9) 可接入电子式互感器及传统互感器,可实现系统无缝升级及扩展。

(下转第 115 页 continued on page 115)

行, 温度、湿度等不易控制, 运行环境差。

(2) 设计问题

根据设计图纸原理, 主变冷控失电的长延时继电器延时触点未经任何闭锁, 触点导通会直接造成主变三侧开关跳闸, 存在隐患。

主变冷控失电信号回路存在缺陷, 在主变冷控失电非电量出口跳闸时才报“主变冷控失电”信号, 运行人员无法及时从后台监视风冷失电情况。

(3) 站用变系统运行方式的问题

在现有运行方式及各自投装置不完善的情况下, 进行泖0号站变倒至泖1号站变运行的操作过程中会造成全站交流电源短时失去。

(4) 设备检验、验收问题

在基建施工阶段施工单位未严格按照相关规定, 对主变非电量保护就地风冷控制箱内二次回路的相关控制元件进行检验, 只进行了整组传动试验。

在交接验收时, 验收人员对主变非电量保护及冷控失电延时跳闸回路进行了多次传动试验, 并针对该延时时间继电器整定设置和动作情况进行了现场多次检查, 当时并未发现异常。但未检查风冷控制箱内元器件是否有出厂检验报告。

6.2 整改措施

(1) 站内同批次、同型号的时间继电器全部进行更换, 更换为性能稳定的继电器, 并检验合格, 提供出厂检验报告和现场试验报告。

(2) 设计单位、施工单位限期对主变冷控失电信号回路进行完善, 在主变“冷控失电”时即报信

号至后台, 便于运行人员监视。鉴于主变风冷控制箱内相关二次回路元器件质量无法保证且冷控失电涉及重要的跳闸回路, 要求设计单位将主变冷控失电延时跳闸回路更改为采用保护装置内延时触点和闭锁逻辑实现。

(3) 变电站运行人员加强风冷系统巡视检查, 监视主变温度及监控后台“1#、2#风冷交流进线电源故障信号”。

(4) 在今后的大修、技改工作中对非电量保护装置的二次回路应结合变压器保护装置的定检工作进行检验, 中间继电器、时间继电器、冷却器的控制元件及相关信号元件等也应同时进行检验。基建新安阶段也应按照有关要求做好全部检验工作。

参考文献

- [1] 中华人民共和国电力工业部 DL/T 572--95 电力变压器运行规程[M].北京: 中国电力出版社, 1996.
People's Republic of China Ministry of Power Industry DL/T 572—95 Power Transformer to Run a Point of Order[M]. Beijing: China Electric Power Press, 1996.

收稿日期: 2009-05-26; 修回日期: 2009-06-06

作者简介:

王克谦(1974-), 男, 工程师, 本科, 从事继电保护整定计算和电网调度运行管理工作; E-mail: xygdgsdds@sina.com

李新(1973-), 女, 工程师, 大专, 从事继电保护管理工作。

(上接第 112 页 continued from page 112)

10) 实现了部分过程层、所有间隔层以上光纤化, 从而实现了从过程层、间隔层到站控层的, 基于 IEC61850 标准的数字化变电站系统。大范围的光纤化, 大大减少了电缆数量, 简化了结构, 减低了二次电缆故障概率, 减轻了维护量, 可以减少土建及工程造价。

6 结语

针对常规变电站的结构、特点, 本文提出了实施数字化改造的技术思路和技术路线, 给出了基于这些原则和方案的一个 110 kV 变电站实际改造的工程实例。通过这个工程实例, 证明了所提原则和方案的合理性、实用性和正确性。

参考文献

- [1] Subramanian R. Substation Control System-Present Practices and Future Trends[A].in: CIGRE Paris SESSION[C]. 2004.

- [2] Gross D R.Substation Control and Protection Systems for Novel Sensors[A]. in:CIGRE Paris SESSION[C]. 2000.

- [3] IEC61850, Communication Networks and Systems in Substations[S].

- [4] 鲁国刚, 刘骥, 张长银.变电站的数字化技术发展[J].电网技术, 2006,30(S2):517-522.

LU Guo-gang, LIU Ji, ZHANG Chang-yin. The Technology Development of Substation Digitization[J]. Power System Technology, 2006,30(S2):517-522.

- [5] 刘骥, 杨晓西, 白钟.数字化变电站对电测量技术的变革, 《第四届全国电磁计量大会》[J]. 计量学报, 2007,28(4).

收稿日期: 2008-11-30; 修回日期: 2009-04-18

作者简介:

田峰(1964-), 男, 高工, 主要从事变电站自动化、电网调度等方面工作; E-mail:tf3402@sina.com

孙平(1957-), 男, 总工, 主要从事电网生产管理工作;

张士然(1975-), 男, 高工, 主要从事变电运行管理工作。