

· 专题论述 ·

浅谈数字化变电站的发展及应用

Brief Introduction of the Development and Application of Digital Transformer Substation

王大鹏¹, 栗俊凯², 晁军征³

(1. 山东电力研究院, 山东 济南 250002;

2. 山东省平原县电业公司, 山东 平原 253100;

3. 山东济宁运河发电有限公司, 山东 济宁 272000)

摘要 介绍了数字化变电站的发展过程、研究现状以及理想的数字化变电站模式, 和已经实施的数字化变电站系统。

关键词 数字化变电站; 发展; 实施

Abstract: The development of digital transformer substation, current research situation, and patterns of the ideal digital transformer substation is introduced in this paper. Also, systems of implemented digital transformer stations are discussed.

Key words: digital transformer substation; Development; Implementation

中图分类号: TM63

文献标识码: A

文章编号: 1007-9904(2007)01-0014-05

0 引言

我国变电站自动化技术经过十多年的发展已经达到一定的水平。新建变电站, 无论电压等级高低, 基本都采用变电站综合自动化系统。许多老变电站也通过改造实现变电站综合自动化。变电站综合自动化技术的广泛采用提高了电网建设的现代化水平, 增强了电网输配电能力和电网调度的能力, 降低了变电站建设的总造价。随着智能化开关、光电式电流电压互感器、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、传输和处理全部数字化将成为变电站自动化建设的必然趋势。

1 数字化变电站国内外发展情况

数字化变电站是基于 IEC61850 标准。1999 年 IEC TC57 京都会议和 2000 年 SPAG 会议提出将 IEC61850 作为无缝通信标准。IEC61850 标准的 1~9 部分现已正式发布。IEC61850 的工作方向是: 追求现代技术水平的通信体系, 实现完全的互操作性, 体系向下兼容, 基于现代技术水平的标准信息和通信技术平台, 在 IT 系统和软件应用通过

数据交换接口标准化实现开放式系统。

IEC61850 标准提供了变电站自动化系统功能建模、数据建模、通信协议、通信系统的项目管理和一致性检测等一系列标准。按照 IEC61850 标准建设变电站的通信网络和系统, 是建设数字化变电站的有效途径。IEC61850 标准的发布和符合其标准的设备的推出, 为建设数字化变电站提供了坚实的基础。

国外针对 IEC 61850 标准的应用和研究开始较早, 相应的示范工程在制定 IEC 61850 的过程中就开始实施。美国、德国、荷兰等国都有示范工程, 用以验证标准, 通过实践来促进标准的进一步完善。在德国有一个示范工程, 参加这个工程的有 SIEMENS、ABB、ALSTOM 等公司, 用一个公司的变电站主站和其他公司的 IED 相联, 然后用另一个公司的变电站主站和其他公司的 IED 相联, 示范工程的总结已在 2000 年 CIGRE 会议上发表。

我国引进 IEC61850 的工作于 2001 年开始, 2005 年完成。我国的各主要电力设备制造商也积极研究符合 IEC61850 标准的变电站一次和二次设备, 已有不少产品通过了鉴定和投入运行。同时, 一些研究机构和试验仪器制造商也正在研制数字接口的一次和二次设备的测试仪器。

2 数字化变电站国内外研究现状

2.1 国外研究现状

国外厂商已经在开发符合 IEC61850 要求的智能电子设备,不但有保护装置,还有符合该标准的过程层设备,如智能断路器,带数字接口的光 CT、光 PT 等。从标准制订初期,就有数家大公司开始进行设备互操作试验,到目前为止已进行了数次试验。

从 1998 年到 2000 年,ABB、ALSTOM 和 SIEMENS 合作在德国进行了 OCIS(Open Communication in Substations)计划,完成了间隔层设备和主控站之间的互操作试验。试验中由 ABB 完成主控站通过在以太网上实现 IEC61850-8-1 来连接 ABB、ALSTOM 和 SIEMENS 的设备。

2001 年,ABB 和 SIEMENS 在加拿大进行了间隔层设备的互操作试验,由 SIEMENS 的保护装置向 ABB 的开关模拟器发送跳闸信号,ABB 的开关模拟器收到信号后将开关打开并将开关打开的 GOOSE 信息发给其他设备,配置为重合闸装置的 ABB 保护向断路器发送重合命令。

2002 年 1 月,ABB 和 SIEMENS 在美国,进行了采样值传输互操作试验,同年 9 月,这两个公司又进行了跳闸和采样值互操作性试验,试验都很成功。

2002 年到 2004 年之间,ABB、ALSTOM 和 SIEMENS 在德国柏林进行了间隔层设备的互操作试验,这次成功的试验证明了互操作性和简化工程难度的可行性。

2.2 国内研究的现状

中国电科院和国内的各大电力设备制造厂商从 2001 年就开始关注 IEC61850,并且开始对该标准进行翻译。国内较有影响力的电力自动化设备供应商积极响应并参与了此互操作性试验,相关单位有:国调中心、电科院、南瑞继保、国电南自、国电南瑞、北京四方、东方电子、鲁能积成、融科联创等。按照计划,在 2006 年底,参与厂商提供的各种设备应能完成 IEC 61850 规约定义的所有功能,能达到标准规定的一致性测试和无缝互操作要求。

国内许多电力公司都在跟踪数字化变电站的最新发展,并做了大量实际工作。河南省、浙江省和

天津市等电力公司已经开始按 IEC61850 标准进行试点变电站的规划,并准备在近期内实施。山东聊城已建成了全部使用光电互感器的 110kV 数字化变电站,于 2005 年初投入运行。

我国在数字式变电站设备领域的研究也取得长足进展。具有国际先进水平的国产的光电互感器已通过国家级鉴定,最长有 18 个月的连续稳定运行经验。国内一些主要二次设备生产厂家已具备生产能与智能一次设备直接接口的二次设备,一些成熟的国产二次设备可以通过改造增加过程层通信接口,避免因全部使用新设备导致技术风险过大。山东聊城的数字化变电站采用的一次设备和二次设备均为国产设备。

国内的电子式互感器研制厂家均开展了用于 GIS 的光电互感器研究。由于 GIS 用光电互感器的技术难度相对较小,将敞开式电子式互感器移植到 GIS 上所需的研究时间短、风险小。

3 理想数字化变电站

数字化变电站的基本概念为变电站的信息采集、传输、处理、输出过程全部数字化,基本特征为设备智能化、通信网络化、模型和通信协议统一化、运行管理自动化等。数字化变电站建设的关键是实现能满足上述特征的通信网络和系统。IEC61850 标准包括变电站通信网络和系统的总体要求、功能建模、数据建模、通信协议、项目管理和一致性检测等一系列标准。按照 IEC61850 标准建设通信网络和系统的变电站,可符合数字化变电站的要求。

数字化变电站的主要一次设备和二次设备都应应为智能设备,这是变电站实现数字化的基础。智能设备具备可与其他设备交互参数、状态和控制命令等信息的通信接口。如果确需使用传统非智能设备,应通过配置智能终端将其改造为智能设备。设备间信息传输的方式为网络通信或串行通信,取代传统的控制电缆、CT 电缆和 PT 电缆等硬接线。

数字化变电站的设备状态信息应包括其自身健康状态。设备根据需要设计相应的在线检测功能,实时提供设备的健康状态信息,变电站自动化系统可根据设备健康状态提出检修要求,实现计划检修向状态检修的转变。

数字化变电站不需解决不同制造商设备信息代码表不统一的问题。数字化变电站的设备信息应符合标准的信息模型,具有“自我描述”机制。采用面向对象自我描述的方法,传输到自动化系统的数据都带说明,马上建立数据库,使得现场验收的验证工作大大简化,数据库的维护工作量大大减少,实现设备的“即插即用”。

按照 IEC61850 标准,变电站的功能应分为站控层、间隔层和过程层。变电站通信系统应有以下直接通信接口:

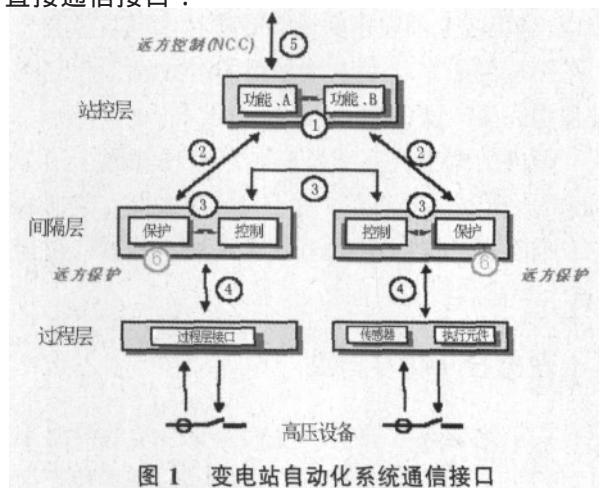


图1 变电站自动化系统通信接口

- ① 站控层设备之间的通信接口
- ② 站控层与间隔层设备的通信接口
- ③ 间隔层设备之间的通信接口
- ④ 间隔层与过程层设备的通信接口
- ⑤ 站控层设备与远方控制中心的通信接口
- ⑥ 间隔层设备与远方保护的通信接口

其中通信接口③根据情况在通信接口②或④上实现,通信接口①和②在小规模的变电站可共用一个物理通信网络。通信接口①~④应按照IEC61850标准建设。为了能与现有的调度系统接口,通信接口⑤仍采用 IEC61850-101 或 104,但远动通信接口设备应有能升级到 IEC61850+ 的能力。通信接口⑥主要用于纵差保护、远跳装置等,由设备制造厂定义,应能在变电站间的通信系统上实现。

数字化变电站的物理设备间应能实时、高效、可靠的交换信息,以太网通信技术是满足这种要求的最佳选择。根据 IEEE 及 EPRI 的实验报告表明,现有的以太网通讯技术能够满足变电站自动化的通讯要求。以太网技术是主流的通信技术,具有极

佳的经济性,并且还在快速发展中,为变电站自动化系统提供了广阔的发展空间。

数字化变电站所有设备的功能和数据按 IEC61850 建模,采用映射到 MMS(制造报文规范)的 ACS(抽象通信服务接口)、GOOSE(面向变电站事件的通用对象)、SV(采样值)、SNTP(时间同步)等通信协议实现各种通信功能。由于所有设备使用统一的功能模型、数据模型和通信协议,实现了不同厂家设备间的可互操作性。

数字化变电站的信息充分共享,满足功能分布实现的要求。变电站中所有设备均从通信系统中获取所需要的其他设备的信息,并通过通信系统向其他设备传输输出信息和控制命令。按 IEC61850 通信协议,可传输设备的完整信息,包括状态、配置参数、工作参数、与其他设备的逻辑关系、软硬件版本等。变电站的功能可分布在多个物理设备上,不需为涉及到多个间隔的功能设计庞大复杂的物理设备(例如母差保护、VQC 等功能)。同一物理设备可参与多个功能实现,避免了变电站的物理设备的重复设置。

数字化变电站通信系统可实时、可靠的交换所有设备的完整信息,利用高级应用软件能自动生成报表、操作票和操作记录、系统拓扑图、设备检修通知、故障分析报告等,实现管理自动化和智能决策。

数字化变电站可降低变电站整个生命周期的费用。由于设备的可互操作性,设备选型时可选择不同厂家的技术经济性最优的设备。避免物理设备的重复设置,减少了设备采购数量。系统扩展或部分设备更换和升级时其它设备的软硬件基本不变,达到保护投资的目的。提高管理自动化水平,减少人力资源投入。

数字化变电站采用冗余技术保证系统可靠性。按照 IEC61850-3 的“故障弱化”的原则,当变电站自动化系统的任一通信元件发生故障时,变电站仍应是持续可操作的。应当不存在这样一个故障点,由于它而使整个站不可操作,应当保持足够的当地监视和控制功能。任何元件的故障不应导致不可检出的功能失效,也不应导致多个和级联的元件故障。而且,也不应存在使 220kV 及以上电压等级保护功能和断路器控制功能失效的故障点。为满足

上述原则,应将相应元件或设备双重化(例如网络、CT和保护等双重化),而且所有元件均有充分的自检功能,在任一元件或设备故障时均能及时报出。

4 实施的数字化变电站简介

按数字化变电站的要求建设的220kV和110kV数字化变电站,与现有的典型综合变电站在建设、维护、运行和管理等方面相比有以下特点:

(1) 220kV和110kV电流电压互感器选用输出数字信号的电子式互感器。

(2) 220kV和110kV开关设备用传统GIS开关设备配置智能终端实现智能化。现在一些国外公司已能提供全套的、符合IEC61850标准的智能一次设备。一些国内公司正在研制或开发智能一次设备,部分设备已通过鉴定。也可采用传统一次设备,为其配置智能终端实现智能化。由于智能化的开关设备型号很少,选型难度大。因此为传统开关设备配置智能终端是最经济、可靠的方法。

(3) 10kV由于二次设备下放到开关柜,信号传输距离很小,互感器选用输出模拟信号的电子式互感器,开关设备选用传统开关设备。

(4) 二次设备(包括后台软件)应符合IEC61850。一种方法是选择符合IEC61850标准的二次设备;另一种方法是按IEC61850标准改造现有二次设备的通信协议,并将其对一次设备的输入输出接口改为过程层总线接口。对选用的设备应按IEC61850标准进行一致性测试,以验证其互操作性。

(5) 通信光缆或电缆替代设备间的控制和信号电缆。与常规综合站相比,间隔层设备之间以及间隔层和过程层设备之间的信息交换也用通信网络实现。考虑电磁兼容性能,一次设备和二次设备间的过程层通信总线采用光纤通信技术。

(6) 变电站监控、在线检测、五防、VQC和保护信息等原本独立的系统实现信息共享,共用一个通信网络和系统。利用数字化变电站提供的信息平台,实现自动故障分析、自动状态检修策划等高级应用功能,提高自动化水平。

(7) 功能分布实现。功能分布实现的功能可分为两种。一种需要高度的实时性,例如母差保护、备自投

等;一种实时性要求相对较低,如VQC。前者需通过过程层总线接口,直接与功能涉及到的若干间隔的过程层设备交换信息,以保证高度实时获取采样数据和输出控制命令。后者工作在站级层设备上,通过图1中的通信接口②与间隔层设备通信,利用间隔层的测控功能作用信息采集终端和命令执行终端,不需与过程层设备直接通信。

(8) 数字接口设备的调试和校验。CT、PT、保护和测控等设备的模拟接口都由数字接口代替,应配置适应数字接口设备的试验仪器和试验规程。

如图2所示的变电站系统图,与典型的220kV综合站相似,主要区别在间隔层设备和过程层设备通过通信网络交换信息。图中的ECT和EPT分别表示数字接口的电子式电流互感器和电压互感器。

如母差保护、变压器保护和备自投等功能,需要与多个间隔的过程层设备直接通信。图2中母差保护点对点通信接收各间隔互感器的输出信息,并用交换机连接各间隔的过程层总线与该间隔的智能设备交换信息。变压器和备自投等设备与之类似,在图中未画出。

如果确需用到不符合IEC61850标准的智能设备,可通过规约转换器接入自动化系统。

系统中变电站层与间隔层间通信网络、间隔层与过程层间通信网络都双重化,以保证某一通信网络故障时不影响变电站的重要功能。

由于电子式互感器配套的母差保护实现的难度较大,另配置一套传统母差保护与其并列运行以降低变电站的风险。

考虑经济性、技术成熟性、工程进度、降低风险等因素,实施的变电站建设方案与理想数字化变电站有一些非原则性的差异,在表1中列出。

5 结束语

综上所述,实现数字化变电对于我国变电站的自动化运行和管理将带来深远的影响和变革,具有非常重大的技术和经济意义。

在技术上,实现数字化变电站可以减少设备的退出次数和退出时间,提高设备的使用效率;避免信号传输和处理带来的附加误差,提高保护、测量

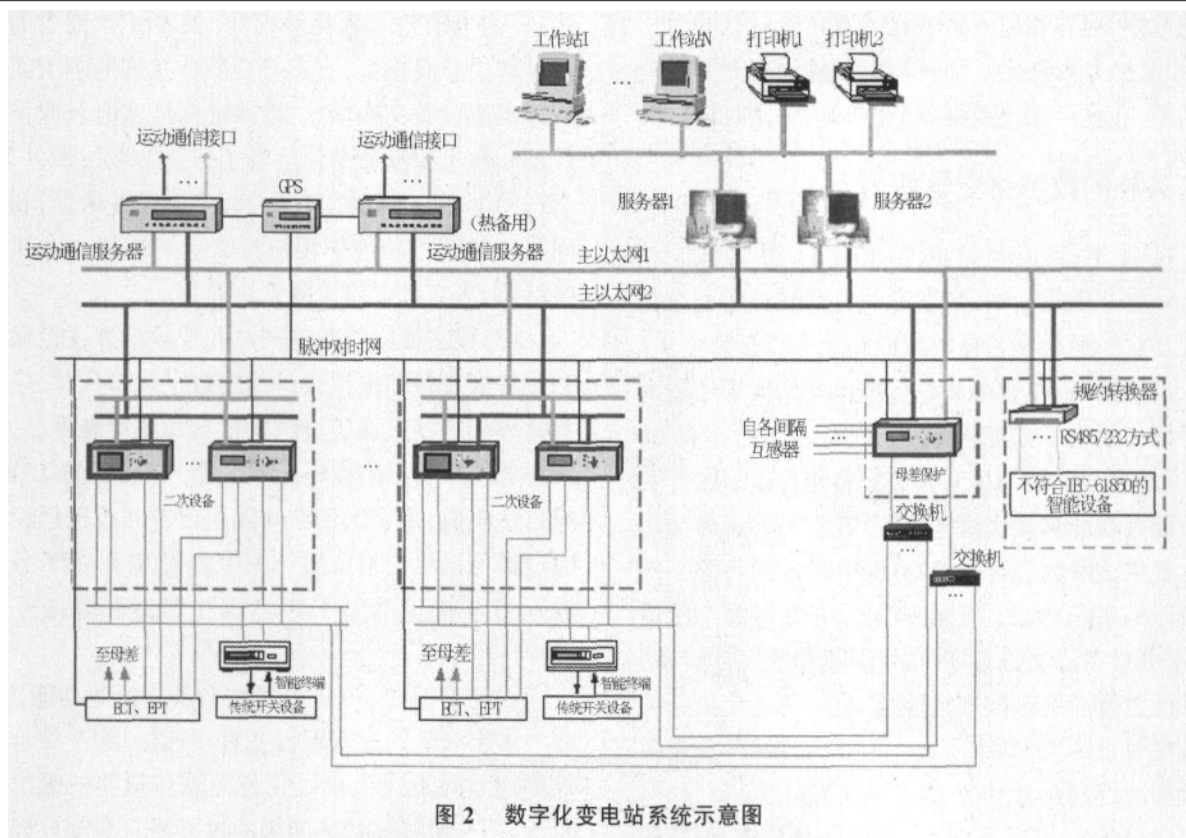


图2 数字化变电站系统示意图

表1 数字化变电站实施方案与理想数字化变电站差异

数字化变电站实施方案	理想数字式变电站方案	原因
中高压开关设备采用传统开关设备配置智能终端	开关设备选用智能开关设备	智能开关设备造价高昂,采购困难。配置智能终端的传统开关可基本替代智能开关
低压开关设备选用传统开关设备	开关设备选用智能开关设备	二次设备下放到开关柜,信号传输距离小,用智能开关造价高,但技术优势不大
低压互感器选用输出模拟信号	互感器输出数字信号	二次设备下放到开关柜,信号传输距离小,用数字输出的电子式互感器造价高,但技术优势不大
中高压互感器与二次设备间用点对点通信,开关设备与二次设备间光纤以太网交换网	互感器和开关设备用同一过程层总线与二次设备交换信息	点对点通信的传输延时稳定,在同步网故障时二次设备可用插值法实现同步

和计量系统的精度;减少自动化设备数量,简化二次接线,提高系统的可靠性,设备具有互操作性,方便了设备的维护和更新,减少投运时间,提高工作效率;方便变电站的扩建及自动化系统的扩充。

在经济上,可以实现信息在运行系统和其他支持系统之间的共享,减少重复建设和投资;减少占地面积,从而减少建设投资;减少变电站生命周期内的总体成本,包括初期建设成本和运行维护成本。

参考文献

[1] 高翔, 数字化变电站应用展望[M].

[2] 朱子坤, 数字化变电站自动化系统[M].
 [3] 时雷春, 遵循 IEC61850 标准的数字化变电站过程层的研究[M].
 [4] 徐礼葆, 刘宝志, 郝燕丽开放式数字化变电站自动化系统的讨论[M].
 [5] 陈文升, 林勇峰, 李超群数字化变电站理论研究及其在上海电网的应用[M].

收稿日期: 2006-9-18

作者简介:

王大鹏(1970-), 高级工程师, 长期从事继电保护研究工作。