

数字化变电站技术丛书

DIGITAL SUBSTATION

成果与展望分册

郑建平 主编



中国电力出版社

www.cepp.com.cn

数字化变电站技术丛书

成果与展望分册



中国电力出版社

www.cepp.com.cn

内 容 提 要

目前,数字化变电站试点及应用都取得了一些成果,为给今后工作提供借鉴,本书在大量收集整理国内外数字化变电站相关素材基础上,结合广东电网中山220kV变电站数字化改造的成果与工程经验,从设计、制造、安装调试、测试、运行维护、状态检修及成果与展望7个方面进行总结与归纳,分7个分册出版,形成本套《数字化变电站技术丛书》。

本书为《数字化变电站技术丛书 成果与展望分册》,全书分为4章,包括数字化变电站建设背景、数字化变电站优点、数字化变电站的建设成果和经验、数字化变电站变革与展望。附录为书中提到的相关截图。

本书可供工作在各电网(力)公司、电力科研部门及建设施工单位以及其他相关专业领域的工程技术人员参考,也可作为高等学校相关专业本科生和研究生的学习参考书。

图书在版编目(CIP)数据

数字化变电站技术丛书. 成果与展望分册 / 郑建平主编.
北京: 中国电力出版社, 2010

ISBN 978-7-5123-0027-9

I. ①数… II. ①马… III. ①数字技术-应用-变电所-概况 IV. ①TM63-39

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2010)第 007642 号

中国电力出版社出版、发行

(北京三里河路6号 100044 <http://www.cepp.com.cn>)

航远印刷有限公司印刷

各地新华书店经售

*

2010年1月第一版 2010年1月北京第一次印刷

710毫米×980毫米 16开本 5.75印张 103千字

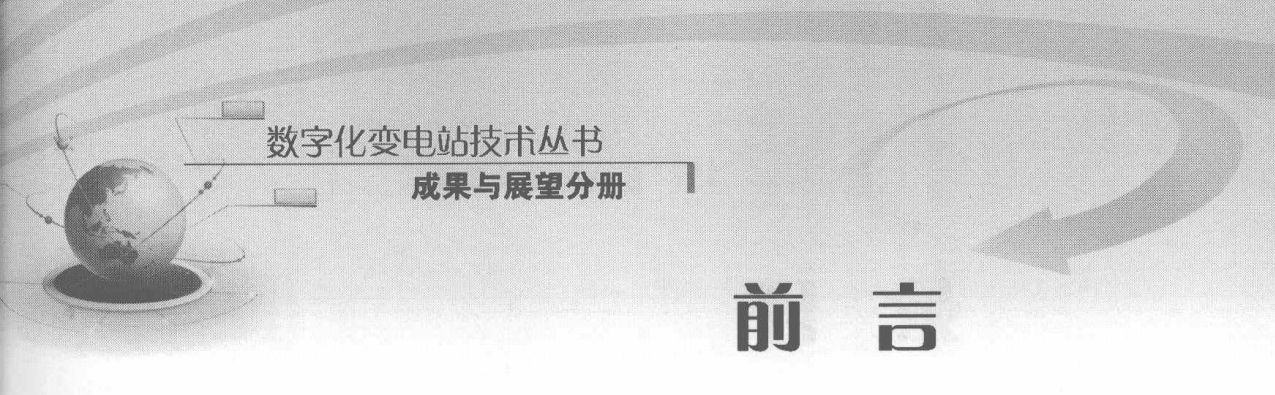
印数 0001—2000册 定价 18.00元

敬告读者

本书封面贴有防伪标签,加热后中心图案消失

本书如有印装质量问题,我社发行部负责退换

版 权 专 有 翻 印 必 究



数字化变电站技术丛书

成果与展望分册

前言

近几年对数字化变电站新技术的研究及应用成为热点，数字化变电站已在国内电力系统试点应用并取得一定经验，但尚未有一套完整的书籍对数字化变电站设计、制造、验收、安装调试、运行维护等方面进行归纳总结。本套丛书旨在全面总结广东电网公司中山供电局 220kV 三乡数字化变电站技术改造研究成果，并对今后数字化变电站设计及建设运行提供借鉴。该套丛书由广东电网公司组织有关单位技术人员编著而成，分为设计、制造、安装调试、测试、运行维护、状态检修、成果与展望 7 个分册。

《数字化变电站技术丛书 成果与展望分册》一书共分 4 章，由郑建平担任主编。各章编写人员及编写分工如下：第 1、2 章由广东电网公司中山供电局郑建平编写；第 3 章由广东电网公司中山供电局蔡永智编写；第 4 章由广东电网公司中山供电局张勇志编写。

本书在编写的过程中，广东电网公司、广东电网公司电力科学研究院、广东省电力设计研究院、广东省电力调度通信中心、南瑞继保电气有限公司、武汉大学、四川大学等单位给予了大力支持。编写时还参阅了有关参考文献、国家标准、运行规程、技术说明书等。在此，对以上单位及有关作者表示衷心的感谢。

由于时间仓促，编者水平有限，书中疏漏和不足之处在所难免，恳请读者批评指正。

编 者

2009 年 12 月

目 录

前言

第 1 章 数字化变电站建设背景	1
1.1 常规变电站主要问题	1
1.2 数字化变电站结构	4
第 2 章 数字化变电站优点	8
2.1 数字化变电站特征	8
2.2 数字化变电站在技术上的优点	11
2.3 数字化变电站带来的经济效益	15
第 3 章 数字化变电站的建设成果和经验	16
3.1 专利	16
3.2 各阶段成果与经验	34
第 4 章 数字化变电站变革与展望	51
4.1 数字化变电站带来的变革	51
4.2 数字化变电站发展中存在的问题	57
4.3 数字化变电站展望	60
附录	77
参考文献	86

数字化变电站建设背景

1.1 常规变电站主要问题

目前常规变电站采用了电磁型互感器、传统开关等一次设备，以及集中式或分布式变电站自动化系统（包括 RTU 设备）、继电保护及电能计量装置等二次系统，其中二次设备均采用模拟输入、输出。其简单结构示意图如图 1-1 所示。

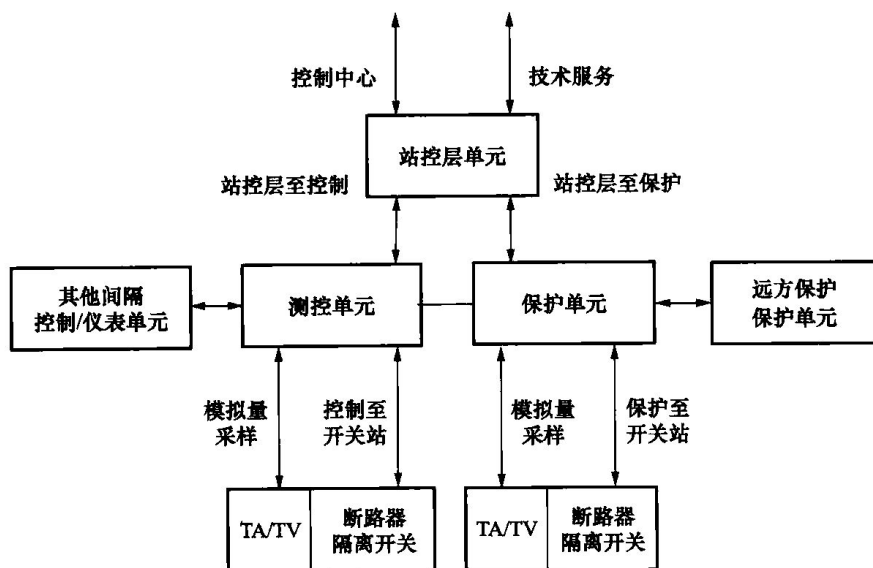


图 1-1 常规变电站通信系统结构示意图

图 1-1 中保护单元和测控单元在电网运行中所履行的职责并不相同，保护装置承担事故时快速切除和隔离故障、恢复系统正常运行等功能。因此，继电保护装置须依据故障时感知的准确电气特征作出响应，而此时故障电流往往超过额定电流的十几倍，甚至数十倍。而对于测量单元、计量系统而言，主要反应的是正常运行工况下的电流信号，一般均在额定电流之下或轻负荷情况下。所以，这两种应用对于电流互感器（TA）的工作范围及角度要求是不一样的。传统 TA 受其特性限制，难以做到在如此宽泛的工作范围内同时满足保护和测控单元的精度要求，因此常规 TA 往往分为保护级与计量级等不同等级，测控单元、计量系统和保护装置依据需求分

别取自不同特性的电流互感器。

此外, 常规 TA 存在二次负载问题, 对于二次回路线路过长、所接设备多等负载重的情况, 如果超过了 TA 的二次额定负载能力, 需要考虑用负载能力强的 TA 或多组 TA 串接以提高负载能力。所以, 在现场应用中往往可以看到反应同一电流的位置上安装了一串不同型号、不同类型的 TA, 设备投资大, 占地多, 与二次设备的配合复杂。

常规变电站二次系统采用单元间隔的布置形式, 装置之间相对独立, 装置间缺乏整体的协调和功能优化, 主要存在以下突出问题。

1.1.1 信息难以共享

变电站自动化系统接入的信息大致可以分为:

- (1) 电力系统运行信息, 如电流、电压、频率等;
- (2) 变电站设备运行状态信息, 如一次设备、二次设备运行状态信息等;
- (3) 变电站设备异常信息, 如测控装置异常、保护装置直流消失等;
- (4) 电网事故信息, 如开关、保护动作跳闸等。

由于信息采集部分来自于不同互感器, 因此变电站自动化系统、继电保护装置、故障录波器、电能计量装置等设备, 其信息的应用、处理分属于不同的专业和管理部门。不同的设备以功能划分, 独立运行, 二次系统缺乏统一的建模标准和通信标准, 无法实现变电站内二次设备即插即用, 以及变电站内相关系统的信息共享。

网络通信技术发展、IEC61850 标准应用已经使变电站二次系统接入和共享信息成为可能。为减少设备重复投资, 提高电力系统运行和管理效率, 需要对变电站各种信息的对象进行统一建模, 把属于不同技术管理部门、各自相对独立发展的其他一些技术集成到变电站自动化系统中, 使得变电站的信息在相应的运行和管理部门之间得到充分共享^[1]。

1.1.2 设备不具备互操作性

在变电站自动化系统发展初期, 人们就期待解决不同生产供应商二次设备之间的互操作性 (interoperability), 甚至互换性 (interchangeability)。本书所讨论设备之间的互操作性是指智能电子设备 (IED) 在同一个网络上或通信通道上能够工作, 实现共享信息和命令的能力; 互换性是指一个供应商的 IED 可用另一个供应商的 IED 替换, 而不需要改变系统中的其他元件。由于二次设备缺乏统一的功能和接口规范, 通信标准的采用缺乏一致性, 各供应商对于相同规约实现上的差异, 不能实现不同供应商 IED 之间的互操作^[1]。

通信标准对二次设备互操作性的影响表现在以下三个方面:

- (1) 规约制定、执行具有一定的滞后性。

20 世纪 90 年代初期为了实现各种 IED 之间的互操作,国际电工组织 IECTC57 和 IECTC9 成立了联合工作组,并开始制定 IEC60870 系列标准,直到 2004 年才完成 IEC60870-5 系列标准,IEC60870-5 系列规约的发展经过了 10 年的时间。90 年代中期分层分布式变电站自动化系统开始在我国电力系统得到推广和应用,国内于 1999 年等同采用 IEC60870-5 系列规约,规约标准化的实施滞后于国内分层分布式变电站自动化系统的应用。目前大量在我国电力系统运行的变电站自动化系统,二次 IED 设备之间的互连是供应商之间根据工程要求制订相应的“厂方协议”来实现的。不同的设备供应商之间、应用于不同地区乃至同一地区不同时期的变电站自动化系统,其 IED 之间的互连协议都可能存在差别,这种差别严重妨碍了供应商 IED 之间的互操作性^[1]。

(2) 规约与网络通信机制不一致。

IEC60870-5-103 标准是基于 RS232/485 串行通信,其本质上是一种问答式规约。而变电站自动化系统是基于网络通信的,不能完全采用 IEC60870-5-103 标准。为了提高系统重要信息的实时响应速度,需要增加 IED 主动传输重要事件的通信机制,不同供应商实现这一机制的技术方案也存在相当差异,这些都妨碍了 IED 之间的互操作性^[1]。

(3) 规约结构的不完整性。

IEC 制定 IEC60870-5-103 标准时,提出继电保护装置等 IED 通过采用通用报文来实现“自我描述”的概念,但标准缺乏通用报文具体应用时的指导性规范。为了考虑标准与此前开发并已实际应用的 IED 设备相兼容,在等同采用 IEC 标准时,相应的电力行业标准在其附录中补充了很多不符合互操作性原则的专用报文,因此没有很好地解决互操作性问题^[1]。

由于缺乏统一的功能和接口规范,不同供应商的 IED 缺乏互操作性,缺乏互操作性的 IED 对于变电站自动化系统的长期维护和运行是一个巨大的障碍^[1]。

1.1.3 系统的可扩展性差

按照摩尔定律,计算机芯片的集成度每 18 个月翻一番,随着 IT 技术的迅猛发展,与变电站自动化系统相关的通信、嵌入式应用等技术的更新速度比变电站自动化系统(一般认为其更新周期应在 12 年以上)的更新速度快得多。由于互操作性和信息模型等原因,现有的变电站自动化系统在系统扩展或设备部分更新时需要付出很大的附加成本^[1]。

在变电站增加间隔或自动化系统中更新测控装置或继电保护装置时,由于通信接口和通信协议的差别往往需要增加规约转换设备,并且需要进行现场调试,甚至还可能需要更改自动化系统的数据库定义,并进行相应的试验验证,采用不同供应商的设备更新时则更加困难^[1]。

1.1.4 可靠性受二次电缆影响

虽然现有变电站自动化系统实现了设备的智能化,但这些 IED 之间以及 IED 与一次系统设备和变电站自动化系统之间大多采用电缆连接,二次系统的安全性取决于变电站 IED 具有的耐受电磁干扰的能力,同时必须确保引入到 IED 的电磁干扰低于装置本身可以耐受的水平。实际运行中由于种种原因,经常发生由于电缆遭受电磁干扰和一次设备传输过电压引起 IED 运行异常;尽管电力行业的有关规定中要求继电保护二次回路一点接地,但由于二次回路接地点的状态无法实时检测,二次回路两点接地的情况仍时有发生,并对继电保护产生不良影响,甚至造成设备误动作。在二次电缆比较长的情况下,由于电容耦合的干扰,可能造成继电保护误动作。国家电力调度通信中心主编的《电力系统继电保护典型故障分析》的 215 个事故案例中,因二次系统问题引起的保护不正确动作有 92 次,二次电缆实际上构成了变电站安全运行的主要隐患^[1]。

1.2 数字化变电站结构

数字化变电站是指按照 DL/T 860 标准分站控层、间隔层、过程层构建,采用 DL/T 860 数据建模和通信服务协议,过程层采用电子式互感器等具有数字化接口的智能一次设备,以网络通信平台为基础,实现变电站监测信号、控制命令、保护跳闸命令的数字化采集、传输、处理和数据共享,可实现网络化二次功能、程序化操作、智能化功能等的变电站。数字化变电站建设的关键是实现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,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均应为智能设备,这是变电站实现数字化的基础。智能设备具有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,取代传统的二次电缆等硬接线。

数字化变电站的设备根据需要设计相应的在线检测功能,变电站自动化系统可根据设备实时提供的健康状态提出检修要求,实现计划检修向状态检修的转变^[2]。

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,立即建立数据库,使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”^[2]。

按照 IEC61850, 变电站架构体系如图 1-2 所示。

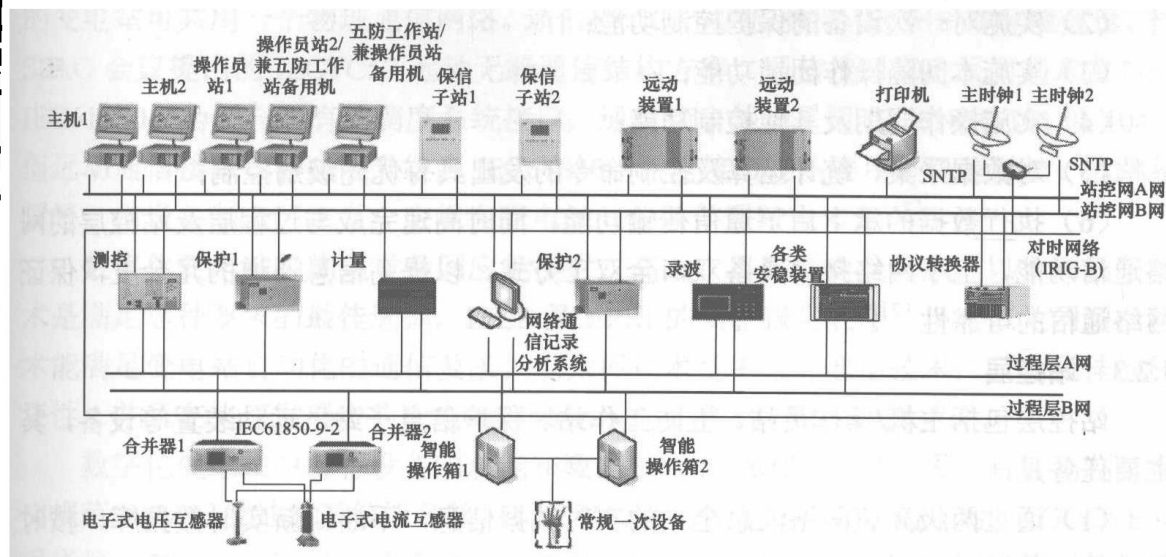


图 1-2 数字化变电站架构体系

1.2.1 过程层

过程层包括电子式互感器和智能开关设备，其主要功能分为以下三类：

(1) 运行电气量检测。与传统的功能一样主要是电流、电压、相位以及谐波分量的检测，其他电气量，如有功、无功、电能量可通过已有运行电气量运算得到。与常规方式相比所不同的是传统的电磁式电流互感器、电压互感器被电子式互感器取代，采集传统模拟量被直接采集数字量所取代，动态性能好，抗干扰性能强，绝缘和抗饱和特性好^[2]。

(2) 设备状态检测。变电站需要进行状态参数检测的设备主要有变压器、断路器、隔离开关、母线、电容器、电抗器以及直流电源系统等。在线检测的主要内容有温度、压力、密度、绝缘、机械特性以及工作状态等数据^[2]。

(3) 控制命令执行，包括变压器分接头调节控制，电容、电抗器投切控制，断路器、隔离开关合分控制以及直流电源充放电控制等。过程层的控制命令执行大部分是被动的，即按上层控制指令而动作，如接到间隔层保护装置的跳闸指令、电压无功控制的投切命令、断路器的遥控开合命令等，并具有一定的智能性，能判别命令的真伪及合理性，如实现动作精度的控制，使断路器定相合闸，选相分闸，在选定的相角下实现断路器的合分等^[2]。

1.2.2 间隔层

间隔层包括测控装置、保护装置、安全自动装置、故障录波器、电能计量装置等设备，其主要功能是：

- (1) 汇总本间隔过程层实时数据信息;
- (2) 实施对一次设备的保护控制功能;
- (3) 实施本间隔操作闭锁功能;
- (4) 实施操作同期及其他控制功能;
- (5) 对数据采集、统计运算及控制命令的发出具有优先级别控制;
- (6) 执行数据的承上启下通信传输功能, 同时高速完成与过程层及站控层的网络通信功能, 上下网络接口具备双口全双工方式, 以提高信息通道的冗余度, 保证网络通信的可靠性^[2]。

1.2.3 站控层

站控层包括主机/操作员站、五防工作站、保护信息子站、远动装置等设备, 其主要任务是:

- (1) 通过两级高速网络汇总全站的实时数据信息, 不断刷新实时数据库, 按时登录历史数据库;
- (2) 将有关数据信息送往电网调度或控制中心;
- (3) 接受电网调度或控制中心有关控制命令, 并转间隔层、过程层执行;
- (4) 具有在线可编程的全站操作闭锁控制功能;
- (5) 具有(或备有)站内当地监控、人机联系功能, 显示、操作、打印、报警等功能以及图像、声音等多媒体功能;
- (6) 具有对间隔层、过程层设备在线维护、在线组态、在线修改参数的功能。

变电站通信系统应有以下直接通信接口: 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。变电站自动化系统通信接口如图 1-3 所示。

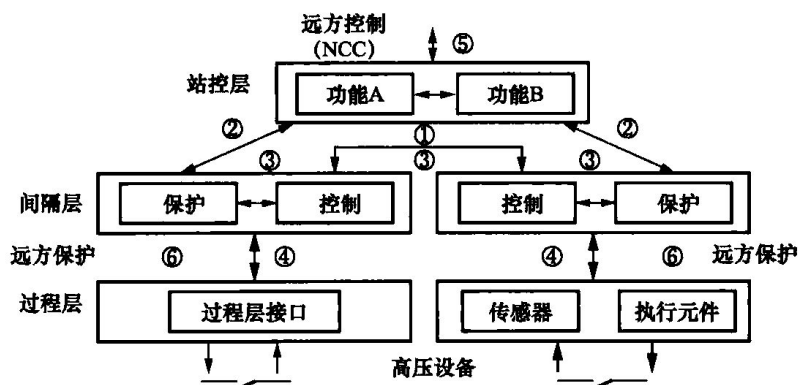


图 1-3 变电站自动化系统通信接口

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。按 SPAG 会议提出的 IECTC57 远动无缝通信结构方案,通信接口⑤应采用尚未发布的 IEC61850。为了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能升级到 IEC61850。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^[2]。

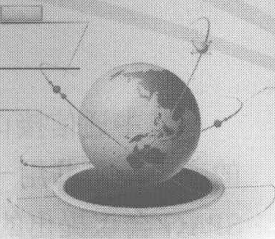
数字化变电站的物理设备间应能实时、高效、可靠地交换信息,以太网通信技术是满足这种要求的最佳选择。IEEE 及 EPRI 的实验报告表明,现有以太网通信技术能满足变电站自动化的通信要求。以太网技术是主流的通信技术,具有极佳的经济性,并且在快速发展中为变电站自动化系统提供了广阔的发展空间。

数字化变电站中所有设备的功能和数据按照 IEC61850 建模,采用映射到制造报文规范(MMS)的抽象通信服务接口(ACSI)、面向变电站事件的通用对象(GOOSE)、采样值(SV)、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,实现了不同供应商设备间的互操作性^[2]。

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。按照 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(如母差保护、VQC 等功能)。同一物理设备可参与多个功能实现,避免了变电站物理设备的重复设置^[2]。

数字化变电站自动化系统可实时、可靠地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、故障分析报告等。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,其他设备的软硬件基本不变,达到了保护投资的目的,提高了管理自动化水平,减少了人力资源投入^[2]。

第2章



数字化变电站优点

2.1 数字化变电站特征

数字化变电站概念的提出是基于光电技术、微电子技术、信息技术、网络通信技术的发展,在应用方面直接表现为变电站二次系统的信息应用模式发生巨大的变化。

数字化变电站采用低功率、紧凑型、数字化的新型电流和电压互感器代替常规互感器,将高电压、大电流直接变换为低电平信号或数字信号,利用高速以太网构成变电站数据采集及传输系统,实现基于 IEC61850 标准的统一信息建模,并采用断路器智能化等技术,使得变电站自动化技术在常规变电站自动化技术的基础上实现了巨大跨越。数字化变电站技术特征主要体现在以下几个方面。

2.1.1 数据采集数字化

数字化变电站的主要标志是采用数字化电气量测系统(如光电式互感器或电子式互感器)采集电流、电压等电气量,实现了电气量数据采集环节的数字化应用,其特点在于可以实现一、二次系统在电气上的有效隔离;增大了电气量的动态测量范围,并提高了测量精度,从而为实现常规变电站装置冗余向信息冗余的转变以及信息集成化应用奠定了基础;对于低驱动功率的变电站二次系统设备可以直接实现数字化接口应用^[3]。

2.1.2 系统分层分布化

根据 IEC61850 标准的描述,变电站的一、二次设备可以分为站控层(变电站层)、间隔层、过程层三层。过程层主要是指变电站内的变压器和断路器、隔离开关及其辅助触点,电流、电压互感器等一次设备。变电站综合自动化系统主要指间隔层和站控层。间隔层一般按断路器间隔划分,具有测量、控制元件或继电保护元件。测量、控制元件负责该间隔的测量、监视、断路器的操作控制和联闭锁以及时间顺序记录等,保护元件负责该间隔线路、变压器等设备的保护、故障记录等。因此,间隔层由各种不同间隔的装置组成,这些装置直接通过局域网或者串行总线与站控层联系;也可设有数据管理机或保护管理机,分别管理各测量、监视元件和各保护元件,然后集中由数据管理机和保护管理机与站控层通信。站控层包括监控主机、远动通信机等。站控层设现场总线或局域网,实现各主机之间、监控主机与间隔层之

间的信息交换^[3]。

基于 IEC61850 标准的数字化变电站确立了电力系统的建模标准,采用面向对象建模技术、软件复用技术、高速以太网技术、嵌入式系统技术和嵌入式实时操作系统 RTOS (real time operation system) 技术以及 XML 技术等,体现了“软总线”的概念,实现软件领域的“即插即用”。满足了电力系统实时性、可靠性要求,有效地解决了异构系统间的信息互通、数据内容与显示分离、自定义性和可扩展性等问题,使得变电站分层分布式方案的实施具备了可靠的技术基础。

2.1.3 系统结构紧凑化

数字化电气量测装置具有体积小、质量轻等特点,可以将其集成在智能开关设备系统中,按变电站机电一体化设计理念进行功能优化组合和设备布置。在高压和超高压变电站中,保护装置、测控装置、故障录波及其他自动装置的 I/O 单元(如 A/D 变换、光隔离器件、控制操作回路等)作为一次智能设备的一部分,实现了 IED 的近过程化(process-close)设计;在中低压变电站可将保护及监控装置小型化、紧凑化,并完整地安装在开关柜上^[3]。

紧凑型变电站的主要特点是:站内元件少和设备数量少、设备布置灵活紧凑、占地面积小、大量减少土建成本,一次和二次设备的集成使绝大部分设备的试验工作可在工厂内完成,大大减少了现场的装配、安装、试验等工作量。所有带电触头密封于 SF₆ 气室内,断路器和整个二次系统可进行连续在线诊断和监视,无需定时检查,可实现状态维修和基于局域网的远方监控,大大提高了设备的可用率和可靠性^[3]。

2.1.4 系统建模标准化

IEC61850 为变电站二次系统定义了统一、标准的信息模型和信息交换模型,其意义主要体现在实现智能设备的互操作性、实现变电站的信息共享和简化系统的维护、配置和工程实施等方面。

数字化变电站应用的标志之一就是,各个 IED 和各变电站的数据都是自我描述、重复使用数据类、简化数据维护、无缝的命名规则、对数据统一建模、容易集成到 WEB 技术,具有灵活性、可扩展性、可用性^[3]。

2.1.5 信息交互网络化

数字化变电站采用低功率、数字化的新型互感器代替常规互感器,将高电压、大电流直接变换为数字信号。变电站内设备之间通过高速网络进行信息交互,二次设备不再出现功能重复的 I/O 接口,常规的功能装置变成了逻辑的功能模块,即通过采用标准以太网技术真正实现了数据及资源共享。具体包括:

(1) 过程层与间隔层之间的信息交换,即过程层的各种智能传感器和执行器可

以方便地与间隔层的装置交换信息;

- (2) 间隔层内部的信息交换;
- (3) 间隔层之间的通信;
- (4) 间隔层与站控层的通信;
- (5) 站控层不同设备之间的通信。

2.1.6 信息应用集成化

数字化变电站对原来分散的二次系统装置进行了信息集成及功能优化处理,因此可以有效地避免常规变电站的监视、控制、保护、故障录波、测量与计量等装置存在的硬件配置重复、信息不共享及投资成本大等问题的发生。

集成型自动化系统就是将间隔层的控制、保护、故障录波、事件记录和运行指示系统的数据处理等功能集成在一个统一的多功能数字装置内,间隔内部和间隔间以及间隔同站级间的通信使用少量的光纤总线实现,取消传统的硬线连接。自动化系统的集成可分为两个层次,即间隔层和站控层^[3]。

间隔层的集成是构筑一个通用的硬件和软件平台,将间隔内的控制、保护、监视、操作闭锁、诊断计量等功能集成在该通用平台上。通用的硬件平台是由一组元件组成的多功能装置,这种通用硬件平台可以是多 CPU 组成的并列处理系统。通用的软件平台指的是在多功能硬件装置内建立统一的数据输入与数据库,按功能建立功能软件模块,完成各种功能任务,并进行功能协调优化。这样原来间隔内必须执行的功能可不再配置专用的硬件装置^[3]。

站控层的集成是指需要在站控层处理的各个功能通过站内通信网络组合在统一的系统中,这样不再需要面向不同任务的分隔系统和多个通信网络,从而简化了网络结构和通信规约。间隔层和站控层功能集成的划分原则是:凡间隔层能执行的功能不应由站控层来执行,凡过程层能执行的功能不应由间隔层处理,以实现功能分层分布优化处理。通过统一的通信网络与站控层连接,由站控层的计算机系统对各功能进行协调^[3]。

数字化变电站将是未来“数字化电力系统”中的功能和信息节点。IEC 针对电力系统操作与运行制定了一整套标准,以逐步统一电力系统内各自动化系统的信息模型和信息交换模型,消除由于缺乏统一建模和系统异构而导致的各种“信息孤岛”。

2.1.7 设备检修状态化

状态检修建立在设备状态有效监测的基础上,根据监测和分析诊断的结果安排检修时间和项目,主要包含设备状态监测、设备诊断;检修决策三个环节。状态监测是设备诊断的根据和状态检修的基础;检修决策就是结合在线监测与诊断情况,综合设备和系统的技术应用要求,确定具体的检修计算或策略。电力系统长期以来

实行的以预防性计划检修为主的检修体制，主要依据检修规程来确定检修项目，存在设备缺陷较多的检修不足、设备状态较好的又检修过度的状况，一定程度上导致了检修的盲目性，定期检修模式实际上很难实现“应修必修，修必修好”的检修目标^[3]。

在数字化变电站中，可以有效地获取电网运行状态数据以及各种 IED 装置的故障和动作信息，实现对操作及信号回路状态的有效监视。数字化变电站中几乎不再存在未被监视的功能单元，设备状态特征量的采集没有盲区。设备检修策略可以从常规变电站设备的“定期检修”变成“状态检修”，从而大大提高系统的可用性^[3]。

2.1.8 设备操作智能化

高压断路器二次技术的发展趋势是用微电子、计算机技术和电子式互感器建立新的断路器二次系统，如 ABB 公司的 PASS、西门子公司公司的 HIS 等，其主要特点是：

(1) 以微电子、计算机技术为基础的控制回路组成执行单元，代替常规机械结构的辅助开关和辅助继电器，可按电压波形控制跳、合闸角度，精确控制跳、合闸过程的时间，减少暂态过电压幅值；

(2) 断路器设备的专用信息由装在断路器设备内基于计算机技术的控制单元直接处理，使断路器能独立地执行其他功能，而不依赖于站控层的控制系统；

(3) 电子式互感器与微机型控制元件相配合，独立采集运行状态数据，可有效地判断断路器的工作状况；

(4) 连续自我检测和监视断路器一次、二次系统设备，可检测设备缺陷和故障，在缺陷变为故障之前发出报警信号，为状态维修提供参考。

实现断路器的智能化必须在断路器内嵌入电压和电流变换器，并作为智能控制元件的输入，断路器系统的智能性由微机型控制单元、智能型接口装置和相应的控制软件来实现。保护和控制命令可以通过光纤网络而非变电站二次回路系统，实现与断路器操作机构的数字化接口应用^[3]。

2.2 数字化变电站在技术上的优点

数字化变电站近年成为业内关注的热点，主要是源于其在建设、运行、维护和管理等方面具有独特的优势。

2.2.1 互感器采样精度提高

数字化变电站采用电子式互感器实现信号的测量，并在二次侧直接输出数字信号通过光纤传输，可根本性地避免传统电磁式互感器由于采用铁芯而导致的饱和和铁磁谐振等因素的影响，提高保护测量精度；电子式互感器频率响应宽、动态性能

好,可进行暂态电流、高频大电流和直流的测量,从而为保护和自动装置提供更加准确的电气暂态特性。

常规变电站内设备通过大量的电缆相连,信号传输环节较多,其间存在的电缆损耗、电磁兼容、电磁干扰、施工工艺等问题都会导致传输的模拟信号出现误差及失真;而数字化变电站电子式互感器输出、二次设备间通信等信号都通过光缆以数字量的形式传输,极大地增强了变电站信号传输环节的抗干扰能力,增强了系统的电磁兼容性,提高了系统的可靠性。

2.2.2 一次设备智能化

一次设备被检测的信号回路和被控制的操作驱动回路采用微处理器和光电技术设计,简化了常规机电式继电器及控制回路的结构,数字程控器及数字公共信号网络取代传统的导线连接。换言之,变电站一次设备中常规的继电器及其逻辑回路被可编程序代替,常规的强电模拟信号和控制电缆被光电数字和光纤代替。一次设备还实现了故障的自动检测、诊断、信息上传,减少了停电检修的几率,提高了电网运行的可靠性。

(1) 电子式互感器。

随着电网容量的不断增大和电压等级的提高,传统的电磁式互感器面临很多问题:绝缘技术复杂、成本高、体积大而笨重;互感器铁芯饱和问题;TA 输出端不能开路,TV 可能产生铁磁谐振等。电子式互感器绝缘结构简单,可以实现与高压一次侧的有效电气隔离,避免了常规互感器采用油绝缘而可能导致的漏油、易燃、易爆等危险;电子式互感器具有抗电磁干扰、不饱和、测量范围大、动态范围大、频率响应宽、体积小、质量轻等优点,解决了传统电流互感器二次开路、电压互感器二次短路及谐振等重大问题。

(2) 智能化高压电器。

智能化高压电器是将计算机、传感器、信息技术与传统高压电器组合,形成具有智能功能的高压电器。它具有自动监测自身故障、自动测量、自动控制、自动调节、与远方控制中心通信等功能。目前国内的智能化高压电器主要侧重于自动控制方面,如智能化组合电器等。但是,智能化高压电器的研究相对落后于自动化系统等二次技术。

(3) 避雷器。

避雷器的运行参数远传,实现避雷器泄漏电流、绝缘污秽情况、动作次数的信息远传、智能分析。系统将现场传送来的避雷器漏电流等参数通过远方的多路转换器依次送往测量单元,同时将该避雷器对应的 TV 电压信号也送至测量单元,再经过隔离装置送至 AO 转换器,由 CPU 统一采集。漏电流的全电流值由采集到的电流