

ZHINENG BIANDIANZHAN
ERCI XITONG

智能变电站 二次系统

芮新花 赵珏斐 等 编著



中国水利水电出版社
www.waterpub.com.cn

智能变电站 二次系统

芮新花 赵瑛斐 等 编著



中国水利水电出版社
www.waterpub.com.cn

内 容 提 要

本书从介绍变电站的发展入手,以不同阶段变电站二次回路为引,详细介绍了和智能变电站相关的二次设备、通信规约、报文及二次系统测试,并拓展介绍了智能站中继电保护事故处理及案例分析。

全书共6章,主要包括电力系统变电站的发展,不同发展阶段变电站二次回路,智能变电站主要二次设备,智能变电站通信,智能变电站二次系统测试,继电保护事故处理及案例分析等内容。

本书适合于从事电力系统继电保护的技术人员和管理人员阅读,也可供高等院校电气工程及其自动化专业的师生参考。

图书在版编目(CIP)数据

智能变电站二次系统 / 芮新花等编著. — 北京 :
中国水利水电出版社, 2016.1
ISBN 978-7-5170-4007-1

I. ①智… II. ①芮… III. ①智能技术—应用—变电
所—二次系统 IV. ①TM645.2

中国版本图书馆CIP数据核字(2015)第321360号

书 名	智能变电站二次系统
作 者	芮新花 赵珏斐 等 编著
出版发行	中国水利水电出版社 (北京市海淀区玉渊潭南路1号D座 100038) 网址: www.waterpub.com.cn E-mail: sales@waterpub.com.cn 电话: (010) 68367658 (发行部)
经 售	北京科水图书销售中心(零售) 电话: (010) 88383994、63202643、68545874 全国各地新华书店和相关出版物销售网点
排 版	中国水利水电出版社微机排版中心
印 刷	北京瑞斯通印务发展有限公司
规 格	184mm×260mm 16开本 21印张 498千字
版 次	2016年1月第1版 2016年1月第1次印刷
印 数	0001—3000册
定 价	48.00元

凡购买我社图书,如有缺页、倒页、脱页的,本社发行部负责调换

版权所有·侵权必究

前 言

建设智能电网是一项跨行业、跨专业的复杂系统工程，对我国的经济、社会发展、能源开发利用和电网建设与改造都有重要影响，而智能变电站是智能电网中的枢纽和核心。

本书对智能变电站的二次系统进行了较为全面的阐述。为了使读者能完整地掌握智能变电站二次系统的组成和工作原理，本书从变电站的发展到不同阶段变电站的二次回路进行了介绍，进而详细地解释了变电站的主要二次设备以及通信规约、报文及通信过程，并对智能变电站的二次系统测试的内容和方法做了详细的介绍。为了扩大读者的知识面，提高读者独立分析问题和解决问题的能力，特辟一章详细介绍智能站继电保护事故处理及案例分析。本书的附录部分收录了大量传统变电站典型的二次接线图、主流测试仪介绍以及大量的智能站调试实例。

本书第1章由北京博电新力电气股份有限公司潘家骏编写；第2、3章及附录4.1~4.4节由南京工程学院芮新花编写；第4章由南京南瑞继保电气有限公司丁敬雷编写；第5章及附录3由南京南瑞继保电气有限公司杜国斌编写；第6章及附录4.5~4.8节由南京供电公司赵珏斐编写。附录2由南京工程学院钟华编写；全书由芮新花负责统稿。

本书编写过程中，参阅了国内外许多单位的有关资料，在统稿和校核过程中得到苏州供电公司薛峰，南京迪奈特自控科技有限公司吴淮宁，南京工程学院邹杰、王璠璐、邓艳和芮铭欢等的大力协助，在此表示衷心的感谢！

由于作者水平有限，书中难免存在错误和疏漏之处，恳请读者批评指正。

编 者

2015年10月

目 录

前言

第 1 章 电力系统变电站的发展	1
1.1 自动化变电站	1
1.2 数字化变电站	6
1.3 智能变电站	7
第 2 章 不同发展阶段变电站二次回路	22
2.1 线路保护的二次回路	22
2.2 断路器控制回路	50
2.3 变压器保护的二次回路	58
2.4 母线保护二次图	79
第 3 章 智能变电站主要二次设备	88
3.1 保护、测控装置	88
3.2 电子式互感器 EVCT	89
3.3 合并单元	94
3.4 智能终端	97
3.5 交换机	103
3.6 故障录波器	140
3.7 对时系统	141
3.8 变电站数据同步技术	143
第 4 章 智能变电站通信	146
4.1 IEC 61850 规约	146
4.2 二次设备重新定位	155
4.3 智能变电站报文分析	165
4.4 调试软件	184
第 5 章 智能变电站二次系统测试	187
5.1 二次系统测试	187
5.2 检验内容和方法	188
第 6 章 继电保护事故处理及案例分析	208
6.1 继电保护事故的主要类型	208
6.2 继电保护事故的处理方法	219
6.3 故障录波图的阅读与分析	223
6.4 继电保护典型案例分析	230

附录 1	典型二次回路基础图	244
附录 2	典型传统变电站二次接线图	248
附录 3	主流测试仪介绍	261
3.1	HELP9000H 使用说明	261
3.2	PWF-3 使用说明	269
3.3	ZH605D 使用说明	275
附录 4	主流测量仪调试实例	279
4.1	高压线路保护调试	279
4.2	主变压器保护调试	293
4.3	母差保护调试	302
4.4	智能终端调试	308
4.5	合并单元调试	310
4.6	电子式互感器调试	316
4.7	低压线路保护调试 (VxWorks)	320
4.8	备自投保护调试 (VxWorks)	321
附录 5	智能电网中常见专业名词汇总	325
参考文献	329

第1章 电力系统变电站的发展

1.1 自动化变电站

1.1.1 自动化变电站的概述

变电站综合自动化系统是利用先进的计算机技术、现代电子技术、通信技术和信息处理技术等实现对变电站二次设备（包括继电保护、控制、测量、信号、故障录波、自动装置及远动装置等）的功能进行重新组合、优化设计，对变电站全部设备的运行情况执行监视、测量、控制和协调的一种综合性的自动化系统。通过变电站综合自动化系统内各设备间相互交换信息、数据共享，完成变电站运行监视和控制任务。变电站综合自动化替代了变电站常规二次设备，简化了变电站二次接线。变电站综合自动化是提高变电站安全稳定运行水平、降低运行维护成本、提高经济效益、向用户提供高质量电能的一项重要技术措施。

1.1.2 自动化变电站的结构和模式

1. 集中式系统结构

系统的硬件装置、数据处理均集中配置，采用由前置机和后台机构成的集控式结构，由前置机完成数据输入、输出、保护、控制及监测等功能，后台机完成数据处理、显示、打印及远方通信等功能。目前国内许多的厂家尚属于这种结构方式。这种结构的不足有：前置管理机任务繁重、引线多，是一个信息“瓶颈”，降低了整个系统的可靠性，即在前置机故障情况下，将失去当地及远方的所有信息及功能，另外不能从工程设计角度上节约开支，仍需铺设电缆，并且扩展一些自动化需求的功能还比较困难。这种结构形成的缘由主要是变电站二次产品早期开发过程按保护、测量、控制和通信部分分类、独立开发，没有从整个系统设计的指导思想下进行，随着技术的进步及电力系统自动化的要求，在进行变电站自动化工程的设计时，大多采用的是按功能“拼凑”的方式开展，从而导致系统的性能指标下降以及出现许多无法解决的工程问题。

2. 分层分布式结构

按变电站的控制层次和对象设置全站控制级（站级）和就地单元控制级（段级）的二层式分布控制系统结构。

站级系统大致包括站控系统（SCS）、站监视系统（SMS）、站工程师工作台（EWS）及调度中心的通信系统（RTU）。

（1）站控系统（SCS）。应具有快速的信息响应能力及相应的信息处理分析功能，完成站内的运行管理及控制（包括就地及远方控制管理两种方式），例如事件记录、开关控

制及 SCADA 的数据收集功能。

(2) 站监视系统 (SMS)。应对站内所有运行设备进行监测, 为站控系统提供运行状态及异常信息, 即提供全面的运行信息功能, 如扰动记录、站内设备运行状态、二次设备投入/退出状态及设备的额定参数等。

(3) 站工程师工作台 (EWS)。可对站内设备进行状态检查、参数整定、调试检验等功能, 也可以用便携机进行就地及远端的维护工作。

上面是按大致功能基本分块, 硬件可根据功能及信息特征在一台站控计算机中实现, 也可以两台双备用, 也可以按功能分别布置, 但应能够共享数据信息, 具有多任务实时处理功能。

段级在横向按站内一次设备 (变压器或线路等) 面向对象的分布式配置, 在功能分配上, 本着尽量下放的原则, 即凡是可以在本间隔就地完成的功能决不依赖通信网, 特殊功能例外, 如分散式录波及小电流接地选线等功能的实现。

自 20 世纪 90 年代初到目前止, 据不完全统计, 我国已有上千套变电站综合自动化系统在现场投运, 充分发挥了作用, 取得了用户的信赖。变电站自动化系统已被广大用户所接受和认可。

变电站自动化系统结构已从早期的集中式结构, 由 1 台、2 台或 3 台微机完成全变电站的保护、监控任务, 现已过渡到分布分散式系统结构, 其可靠性、可扩性、可维护性大大提高。

现有的系统均采用分层的设计思想, 具有一定的分布式特征和相应的独立性, 主要体现在保护和监控相互独立, 故障互不影响。然而在这些系统中, 微机保护、微机监控等设备之间大都通过 RS-422/RS-485 通信口或现场总线相连接, 通信规约迥异, 仅有个别厂家采用 IEC870-5 标准通信规约。由于缺乏统一标准, 通信控制复杂, 难以有效地实现各设备之间信息高速、可靠、准确地交换。系统的可靠性和实时性差, 它不仅影响到变电站综合自动化系统的优势发挥, 而且不能满足电网发展对变电自动化系统所提出的要求。

继电保护方面, 如工频变化量方向继电器、工频变化量距离继电器、区分振荡与短路的新原理等项技术居国际领先水平。

目前, 对 35kV 及以下线路, 保护、测控功能相互融合、信息共享, 集成在一个独立的装置中, 已成为业界共识。保护测控一体化的概念已延伸到馈线自动化中, 用于馈线终端 (FTU)。对高压或超高压线路, 保护、测控装置完全独立, 但有统一设计、组屏的要求。

传统的自动装置正在调整, 逐渐与变电站自动化系统融合, 较为典型的有低周减载、电压无功控制、备用电源自投与分段开关保护测控的融合、自动准同期功能与测控功能集成等。

变电站自动化系统的功能在基本监控功能方面如遥测、遥信、遥控功能已比较成熟, 较高层次上的应用功能, 如变电站防误闭锁、电压无功控制方面, 也取得了不少成绩, 但较高层次上的应用功能还有待于深入研究和发展的。

早期由于技术的限制, 变电站自动化的实施采用发展独立的、单项自动化装置来解决

问题。20世纪70年代初至80年代末，电力行业主要精力在集中利用计算机发展单项自动化装置或系统，如微机保护、微机运动装置等，为变电站自动化发展打下基础。在其发展过程中，人们也逐渐认识到：由于变电站自动化的功能之间存在着不同程度的关联，单单依靠发展单项自动化装置或系统，形成自动化孤岛，很难满足变电站自动化许多功能的要求，且还无法克服在扩大应用规模时确认所需投资的合理性所遇到的困难。这种按“功能定向”的方法，已造成综合化水平非常低，并带来若干反面影响，如功能重叠、数据重复、灵活性很差、维修费用高等。

另外，变电站自动化系统作为一个庞大复杂的、综合性很高的系统性工程，包含众多的设备和子系统，各功能、子系统之间存在着不同程度的关联，其本身及其所用技术又处于不断发展之中，对任一个厂家、制造商而言，无法包揽一切。这就要求变电站自动化采用全面解决的方案，走系统集成之路，使得各种应用之间可共享投资和运行费用，最大限度保护用户原有的投资。

随着计算机、电力电子技术的进步，通信技术的发展，变电站自动化的发展，已由单个孤立的装置微机化（自动化）过渡到系统整体计算机化。

在中低压变电站自动化和馈线自动化方面，现有保护和测控设备相互渗透、相互融合，形成保护测控一体化，保护测控单元不仅具有常规的保护、遥测、遥信和遥控功能，且还集成了自动重合闸、电能质量一些参数的检测功能，甚至集成了断路器的监视功能，且有进一步与断路器、开关相结合，机电一体化，发展成为智能化开关的趋势。显著地降低了建设、运行和维护的综合成本，为提高供电可靠性创造了有利的条件。

高压设备正向着一次和二次设备集成方向发展，出现智能化一次设备。一次设备将断路器与TV、TA及隔离开关组合在一起，使用电子TV、TA替代常规的TV、TA，数字量输出替代了模拟量输出，甚至集成了保护、测控单元。如ABB公司的PASS、ALSTOM公司推出的高压组合电器等一次设备。这样，减少了与二次设备的连线，减少了电磁干扰；线路两侧同步采样，经高速通道交换数据，可提高设备的可靠性，同时也减少了用户的投资。此外，集成了一次设备在线监视、自诊断和控制工具，可提供更好地维护工具管理，使一次设备由定期维修转为状态维修。故障定位和自动恢复送电可以明显地缩短停电时间。有效的解决这一问题，必须以数字式继电保护、变电站自动化系统、电网自动化系统为基础。

1.1.3 变电站综合自动化系统的基本功能

变电站综合自动化系统包含多专业的综合性技术，它以微机为基础来实现对变电站传统的继电保护、控制方式、测量手段、通信和管理模式的全面技术改造，实现对电网运行管理的变革。变电站从一次设备、二次设备、继电保护、自动装置、载波通信等与现代的计算机硬、软件系统和微波通信以及GIS组合电器等相结合，使变电站走向综合自动化和小型化。变电站综合自动化系统的基本功能主要体现在6个方面。

(1) 监控子系统功能。该功能包括数据采集、事件顺序记录、故障测距和录波、控制功能、安全监视和人机联系功能。

(2) 微机保护子系统功能。通信与测控方面的故障应不影响保护正常工作，该功能还

要求保护的 CPU 及电源均保持独立。

(3) 自动控制子系统功能。该功能包括备用电源自动投入装置、故障录波装置等与微机保护子系统应具备各自的独立性。

(4) 远动和通信功能。该功能包括变电站与各间隔之间的通信功能；综合自动化系统与上级调度之间的通信功能，即监控系统与调度之间通信，故障录波与测距的远方传输功能。

(5) 变电站系统综合功能。该功能包括通过信息共享实现变电站 VQC（电压无功控制）功能、小电流接地选线功能、自动减载功能、主变压器经济运行控制功能。

(6) 系统在线自诊断功能。系统应具有自诊断到各设备的插件级和通信网络的功能。

1.1.4 国内变电站综合自动化发展历程

我国变电站综合自动化技术的起步发展虽比国外晚，但我国在 20 世纪 70 年代初期便先后研制成电气集中控制装置和“四合一”装置（保护、控制、测量、信号）。如南京电力自动化设备厂制造的 DJK 型集中控制装置，长沙湘南电气设备厂制造的 WJBX 型“四合一”集控台。这些称为集中式的弱电控制、信号、测量系统的成功研制和投运为研制微机化的综合自动化装置积累了有益的经验。20 世纪 70 年代末 80 年代初南京电力自动化研究院事先研制成功以 Motorola 芯片为核心的微机 RTU 用于韶山灌区和郑州供电网，促进了微机技术在电力系统的广泛应用。1987 年，清华大学在山东威海望岛 35kV 变电站用 3 台微型计算机实现了全站的微机继电保护、监测和控制功能。之后，随着 1988 年由华北电力学院研制的第一代微机保护（O1 型）投入运行，第二代微机保护（WXB-11）1990 年 4 月投入运行，并于同年 12 月通过部级鉴定。将远动装置采用微机技术滞后且更为复杂的继电保护全面采用微机技术成为现实。至此，随着微机保护、微机远动、微机故障录波、微机监控装置在电网中的全面推广应用，人们日益感到各专业在技术上保持相对独立造成了各行其是，重复硬件投资，互连复杂，甚至影响运行的可靠性。1990 年，清华大学在研制鞍山公园变电站综合自动化系统时，首先提出了将监控系统和 RTU 合二为一的设计思想。1992 年 5 月，电力部组织召开的“全国微机继电保护可靠性研讨会”指出：微机保护与 RTU，微机就地监控，微机录波器的信息传送，时钟、抗干扰接地等问题应统一规划并制订统一标准，微机保护的联网势在必行。由南京电力自动化研究院研制的第一套适用于综合自动化系统的成套微机保护装置 ISA 于 1993 年通过部级鉴定以后，各地电网逐步开始大量采用变电站综合自动化系统。1994 年中国电机工程学会继电保护及自动化专委会在珠海召开了“变电站综合自动化分专业委员会”的成立大会，这标志着对变电站综合自动化的深入研究和应用进入了一个新阶段。

1.220kV 及以上变电站综合自动化系统

220kV 以上变电站综合自动化系统结构见图 1-1。

220kV 及以上变电站综合自动化系统技术特点有：面向间隔对象设置；分层分布式结构模式；单层网为主、保护和故障录波宜单独组网；高压保护的可靠性要求高，因而保护与测控独立。

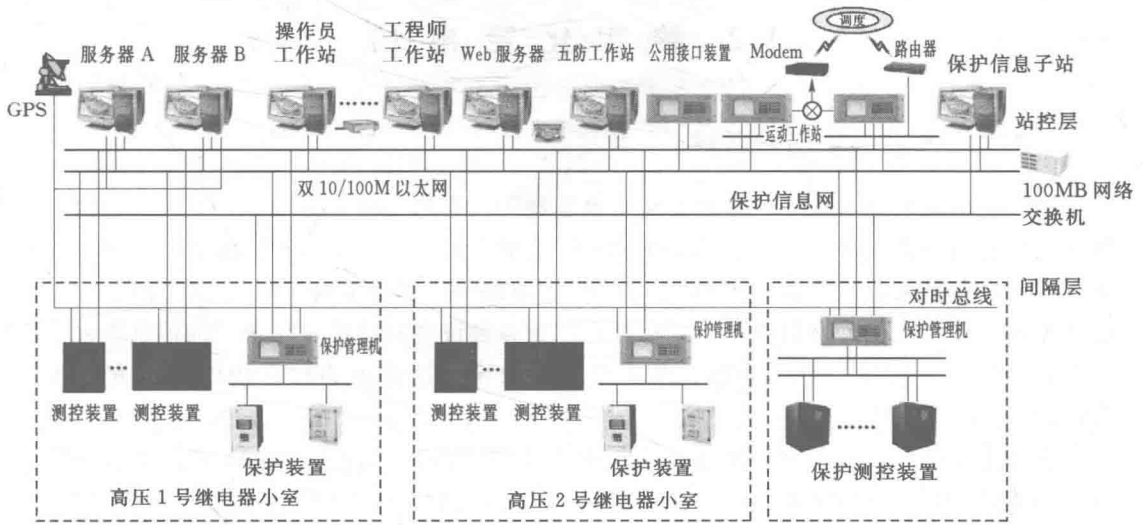


图 1-1 220kV 及以上变电站综合自动化系统结构图

2. 110kV 及以下变电站综合自动化系统

110kV 及以下变电站综合自动化系统结构见图 1-2。

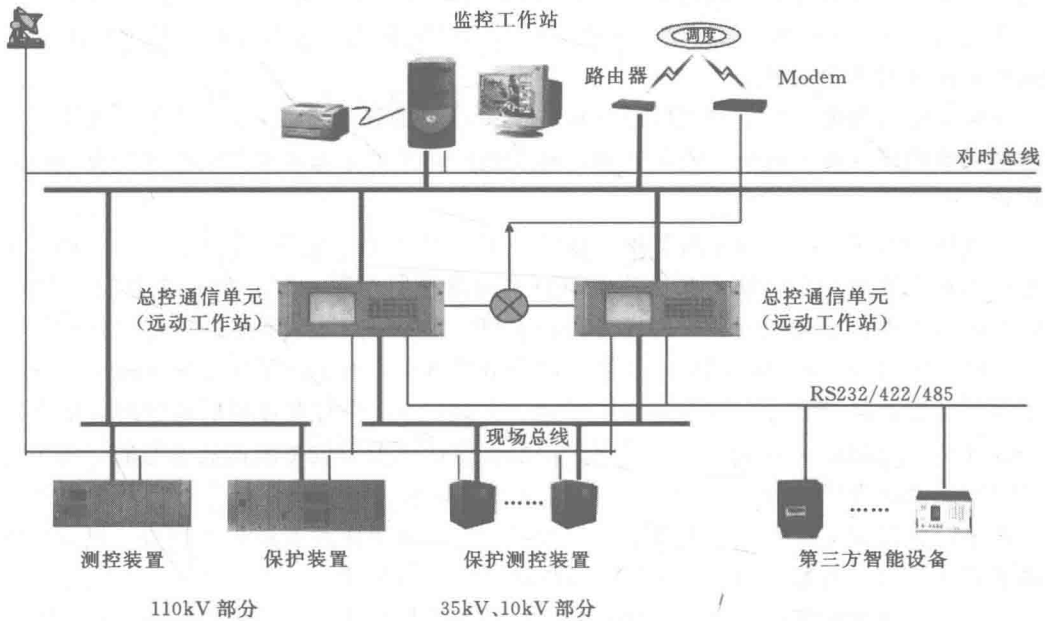


图 1-2 110kV 及以下变电站综合自动化系统结构图

110kV 及以下变电站综合自动化系统技术特点有：10kV 保护测控一体化，110kV 线路保护测控独立、可靠性、经济性；现场总线与以太网并存；以太网取代现场总线；淡化后台作用，加强远动工作站性能、适应集控站模式、无人值班模式。

1.2 数字化变电站

1.2.1 数字化变电站概述

数字化变电站技术是变电站自动化技术发展中具有里程碑意义的一次变革，对变电站自动化系统的各方面将产生深远的影响。数字化变电站3个主要的特征为“一次设备智能化，二次设备网络化，符合 IEC 61850 标准”，即数字化变电站内的信息全部做到数字化，信息传递实现网络化，通信模型达到标准化，使各种设备和功能共享统一的信息平台。这使得数字化变电站在系统可靠性、经济性、维护简便性方面均比常规变电站有大幅度提升。

数字化变电站在我国发展迅速，全国电力系统管理及其信息交换标准化技术委员会（以下简称标委会）自2000年起，将对 IEC 61850 的转化作为工作重点之一。从 CD（委员会草案）到 CDV，从 FDIS 到正式出版物，标委会及其工作组专家密切跟踪 IEC 标准的进展，用近5年的时间，二十多位专家的辛勤工作，完成了 IEC 61850 到行业标准《实施技术规范》（DL/T 860）的转化。

标准转化的同时，国内顶级设备制造商如南瑞集团、北京四方、国电南自、许继电器等同步开展了标准研究和软硬件开发。2006年以来，相继有采用 IEC 61850 标准的变电站投入运行，从110kV到500kV，从单一厂家到多家集成，国内对数字化变电站工程实践的探索正在向纵深发展。

在国家电力调度通信中心（以下简称国调中心）的领导下，从2004年年底开始，标委会成功组织了6次大规模互操作试验，极大地推动了基于 IEC 61850 标准的设备研制和工程化。

为实现 IEC 61850 在国内的有效、有序应用，2007年，标委会将 DL/T 860 标准工程实施技术规范纳入工作计划，并迅速组织有关专家进行起草，经广泛征求意见，2008年该标准通过标委会审查报批，成为指导 DL/T 860 标准国内工程实施的重要配套文件。

目前，国内各网省公司都进行了数字化变电站试点，对 DL/T 860 标准的应用程度和技术水平各不相同，有单在变电站层应用 DL/T 860 的，也有在过程层试验的，还有结合电子式互感器应用的；有单一厂家实现的，也有多达十多家设备制造商参与的。数字化变电站的试点已越来越充分。

未来，在智能电网建设的大背景下，数字化变电站快速发展是必然趋势，但首先要解决电子式互感器的可靠性问题、网络交换机的可靠性问题等。

我国目前已建成或在建的数字化变电站同国外的数字化变电站相比，特点有：国内数字化变电站更重视可靠性问题，故较多采用冗余网络方式；国内数字化变电站较多采用 IEC 61850-9-1，但该标准未来非 IEC 主流推荐，国内需尽快开发基于 IEC 61850-9-2 的系统。因为技术成熟度问题，国内对电子式互感器的应用还比较保守。

IEC 61850 是面向未来的变电站自动化技术标准，也是全世界关于变电站自动化系统的第一个完整的通信标准体系，目前我国投运的数字化变电站均以 IEC 61850 为统一标

准，但在对标准的理解、执行方面还需进一步统一规范。

IEC 61850 的概念思想非常先进，应该讲具有很强的生命力和影响力。电力系统的其他领域都很重视 IEC 61850，有的直接引用其文本形成本领域的标准，有的吸收其思想，编制相关标准。IEC 61850 一套标准涵盖电力系统各个方面是不现实的，但其先进思想和部分技术一定会被广泛引用。

由于 IEC 61850 标准体系庞大，六次互操作，暴露出一些问题。如 IEC 61850 标准本身描述不完全一致；各厂家对标准理解不完全相同；对应用时的一些细节未作要求（系统结构、网络冗余问题、保护装置定值的建模问题等）等。要解决以上问题，应该由多方共同努力完成。

首先国内的用户和设备制造商要有统一标准的共同愿望；其次，标委会要加强组织协调，发挥公正平台作用。进一步细化完善国内工程实施技术规范，配套建立其他如功能标准、设计标准、验收标准等。

随着技术的不断进步和完善，我国数字化变电站的试点建设已经有了相当数量，有必要进行阶段性总结。

1.2.2 数字化变电站层次

数字化变电站自动化系统的结构在物理上可分为两类，即智能化的一次设备和网络化的二次设备；在逻辑结构上可分为三个层次，根据 IEC 61850 通信协议草案定义，这三个层次分别为：过程层、间隔层、站控层。

1.2.3 数字化变电站发展历程

(1) 第一阶段。第一阶段为 IEC 61850 实现监控层通信，主要有：220kV 宜昌猢狲亭变电站（2006 年）、220kV 无锡新光变电站（2007 年）、220kV 苏州虎丘变电站（2007 年）。

(2) 第二阶段。第二阶段为电子式互感器应用，主要有：IEC 60044-8、IEC 61850-9-1 点对点通信，220kV 青岛午山变电站（2008 年），220kV 南昌董家窑变电站（2008 年）。

(3) 第三阶段。第三阶段为 GOOSE 应用，主要有：220kV 绍兴外陈变电站（2008 年）、500kV 金华兰溪变电站（2009 年）。

(4) 第四阶段。第四阶段为过程层全面网络化，主要有：110kV 绍兴大侣变电站（GOOSE、IEC 61850-9-2、IEEE 1588、GMRP）是当时世界上技术领先的变电站，220kV 延寿变电站、三乡变电站、植物园变电站。

1.3 智能变电站

1.3.1 智能变电站概述

智能变电站发展简介见图 1-3。

智能变电站采用先进、可靠、集成、低碳、环保的智能设备，以全站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化为基本要求，自动完成信息采集、测量、控制、保护、计

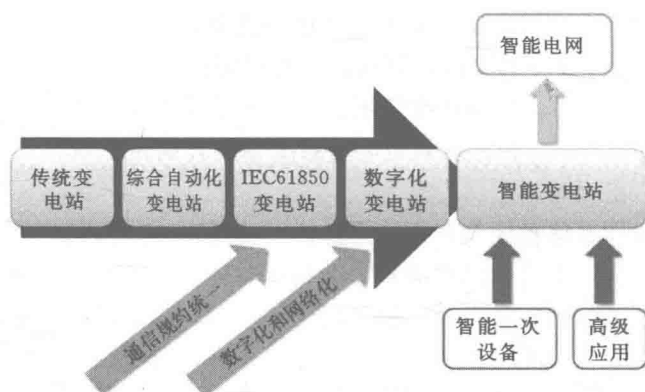


图 1-3 智能变电站发展简介

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的变电站。

1.3.2 智能变电站发展简介

IEC 61850 的推出改变了原有的变电站设计方案，而随着各项新技术的不断成熟，变电站的技术方案也经历了几次比较大的转变，通过目前已经投运的变电站的典型配置方案主要有 5 种情况。

1. 常规 IEC 61850 变电站

2007 年，国内多个新建变电项目，首次采用了基于 IEC 61850 标准的站控层通信协议，此阶段为数字化变电站的初期，变电站系统结构未发生任何变化，仅将站控层 IEC 60870-5-103 通信协议改为 IEC 61850 的 MMS 通信协议。常规 IEC 61850 变电站见图 1-4。

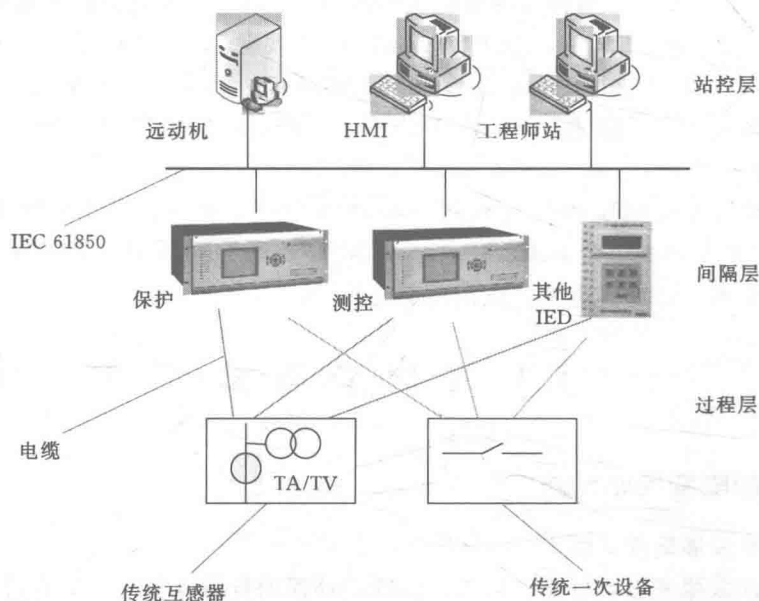


图 1-4 常规 IEC 61850 变电站

常规 IEC 61850 变电站特点有：常规 61850 站即为普通的综合站，只是在站控层采用 IEC 61850 规约，相比于 IEC 103 规约而言，最大优点在于客户端与 IED 的互操作性，不再需要规约转换。由于设备的互操作性强，对于多厂商设备一起集成时，集成效率提高。

2. 带 GOOSE 的半数字化变电站

带 GOOSE 通信的半数字化变电站是通过增加智能终端来实现的，智能终端一般就地安装在户外柜内，户外柜安装于一次设备旁边。智能终端主要完成断路器的操作功能，开入开出功能，开关、刀闸、地刀的控制和信号采集功能，联锁命令输出功能等。而二次设备采样仍保留常规互感器方式，通过电缆进行模拟量采样传输。带 GOOSE 的半数字化变电站见图 1-5。

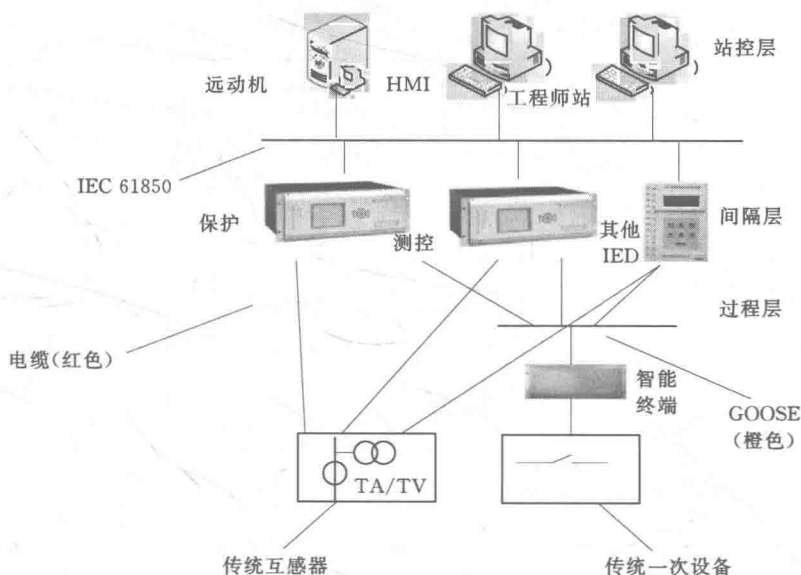


图 1-5 带 GOOSE 的半数字化变电站

带 GOOSE 的半数字化站的特点有：智能终端与间隔层设置之间连接通过光纤接口进行 GOOSE 通信，实现数据的传输；而光纤连接在国家电网（以下简称国网）主要采取点对点直连模式，在南方电网（以下简称南网）采取交换机组网模式；工程应用中，往往点对点与组网方式并存，但传输的数据流不同。

3. 带 SMV 的半数字化变电站

带 SMV 的半数字化变电站是数字化变电站的另一种技术的尝试，主要解决数字化采样的问题，可分为两种：①常规互感器+常规 MU，主要面对只采用一次常规互感器、二次数字采样的方式；② ECVT 互感器+电子式 MU，主要面对一次采用 ECVT，二次采用数字采样的方式。

SMV 从发展历程来说先后经历三种方式：IEC 600044-8 (FT3) 方式、IEC 61850-9-1 方式、IEC 61850-9-2 方式。目前以采用 IEC 61850-9-2 的方式最多。

ECVT 不能直接与保护测控通信，而需要通过合并单元将 ECVT 的信息合并同步后才可与保护测控通信。

合并单元与间隔层装置之间连接通过接口插件 1136（早期采用 1126）来完成，早期全部通过交换机来完成，后期随着国网保护采样采用点对点（直采），测控录波等采用组网的提出，所以 SMV 通信出现组网与点对点共存的局面，南网对此尚无要求，因此 SMV 在南网依然有采用组网的方式。

保护测控直接采用数字采样，因此 A/D 转换不在保护完成，如为 ECVT 方式，A/D 转换在远方采集模块完成；保护测控如为常规采样方式，A/D 转换在常规合并单元完成。开入开出依然采用 GOOSE 方式。带 SMV 的半数字化变电站见图 1-6。

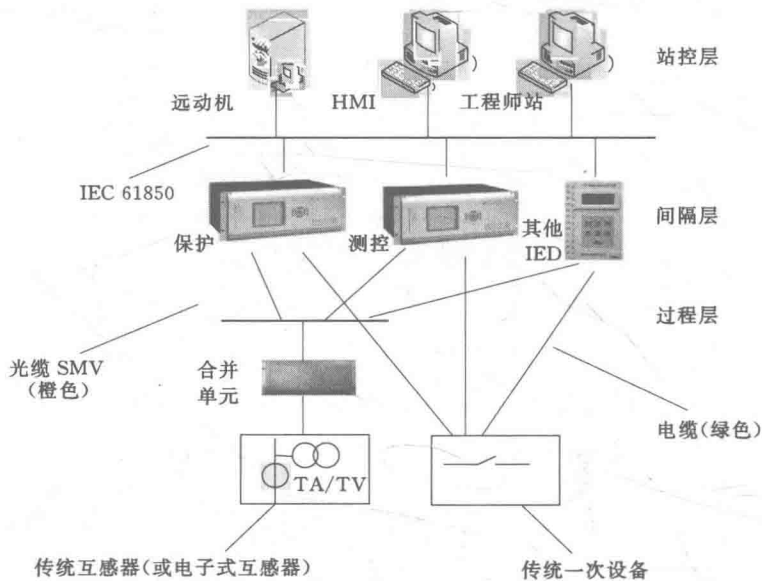


图 1-6 带 SMV 的半数字化变电站

4. 带 GOOSE 及 SMV 的准数字化变电站

带 GOOSE 和 SMV 的数字化变电站即全数字变电站，也是现在数字化变电站应用最广的一种模式。

全数字化变电站典型配置有：一次上采用 ECVT，二次上采用 SMV（目前以 IEC 61850-9-2 为主）和 GOOSE。

全数字化变电站在国网区域主推保护直采直跳、测控组网方式，在南网区域则主推组网方式，对于 SMV 和 GOOSE 是否共网，则需要针对实际变电站来区别对待。带 GOOSE 及 SMV 的准数字化变电站见图 1-7。

5. 带高级应用功能的智能变电站

智能变电站是在数字化变电站基础上提出来的。智能变电站现在依然概念多一点，并没有达到非常成熟的地步。目前已投运的变电站主要是在基于站控层提出一些高级应用功能，如顺控、智能告警及故障信息综合分析决策、远程浏览、设备状态可视化、站域控制、源端维护、辅助控制系统与监控系统联动等。带高级应用功能的智能变电站见图 1-8。

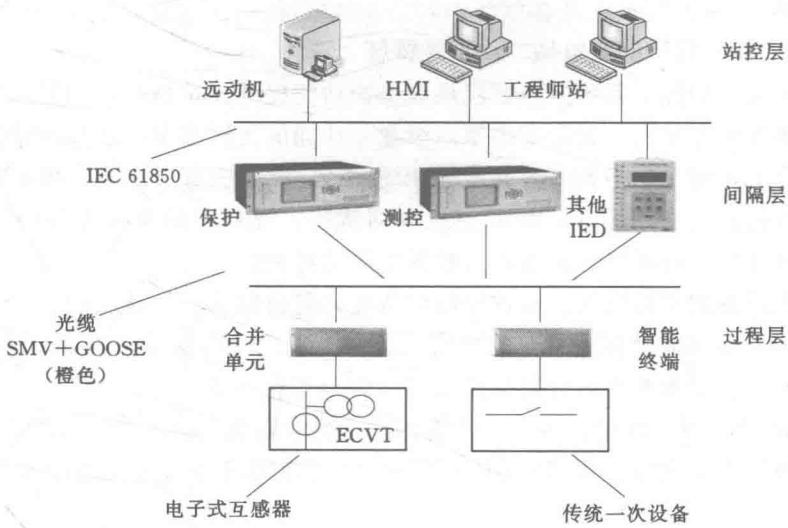


图 1-7 带 GOOSE 及 SMV 的准数字化变电站

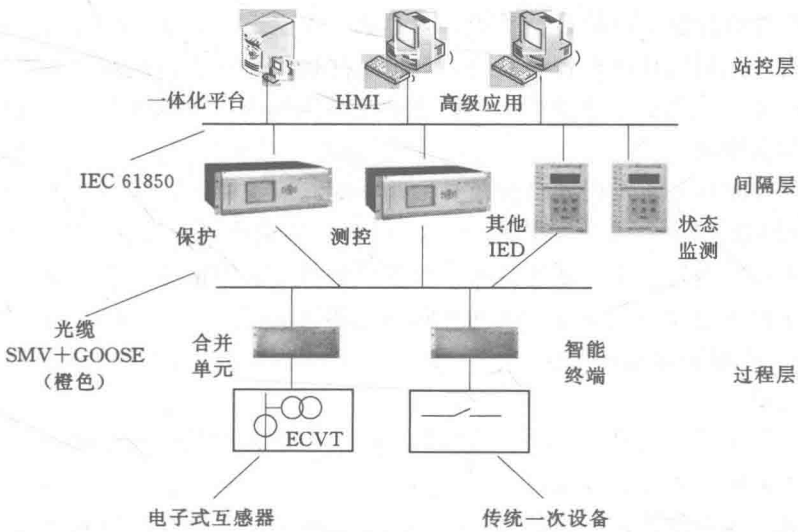


图 1-8 带高级应用功能的智能变电站

1.3.3 新一代智能变电站技术（二次系统）

1.3.3.1 新一代智能变电站建设

(1) 2012 年始，进行新一代智能变电站建设（科技部）概念的设计，新设备的研制，以及 6 项示范工程应用。

(2) 2013 年始，在华东五市标准配送式智能变电站建设（基建部），同时进行了 30 项示范工程，标准化设计、工厂化设计、装配式建设。

(3) 2014 年，新一代智能变电站扩大示范建设（科技部），共有 48 座 220kV、