

智能变电站调试 与应用技术

主 编 李 靖 崔建业
副主编 钱 肖 刘乃杰 王韩英



中国水利水电出版社
www.waterpub.com.cn

智能变电站调试 与应用技术

主 编 李 靖 崔建业
副主编 钱 肖 刘乃杰 王韩英



中国水利水电出版社
www.waterpub.com.cn

· 北京 ·

内 容 提 要

本书结合智能变电站运维检修实际, 总结归纳了多年来现场调试及应用的宝贵经验。全书共分为8章, 包括智能变电站概述、智能变电站构成、智能变电站调试工作基础、智能变电站单体调试、智能变电站设备保护整组联动、智能变电站常见安全措施及示例、智能变电站调试常见问题及处理和智能变电站继电保护验收等内容。

本书既可作为从事智能变电站运行管理、检修调试、设计施工等相关人员的专业参考书和培训教材, 也可作为高等院校相关专业师生的教学参考书。

图书在版编目(CIP)数据

智能变电站调试与应用技术 / 李靖, 崔建业主编

. — 北京: 中国水利水电出版社, 2018. 10

ISBN 978-7-5170-7065-8

I. ①智… II. ①李… ②崔… III. ①智能系统—变电所—调整试验 IV. ①TM63

中国版本图书馆CIP数据核字(2018)第242815号

书 名	智能变电站调试与应用技术 ZHINENG BIANDIANZHAN TIAOSHI YU YINGYONG JISHU
作 者	主 编 李 靖 崔建业 副主编 钱 肖 刘乃杰 王韩英
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 (营销中心)
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	天津嘉恒印务有限公司
规 格	184mm×260mm 16开本 14印张 332千字
版 次	2018年10月第1版 2018年10月第1次印刷
印 数	0001—4000册
定 价	49.00元

凡购买我社图书, 如有缺页、倒页、脱页的, 本社营销中心负责调换

版权所有·侵权必究

本书编委会

主 编 李 靖 崔建业

副主编 钱 肖 刘乃杰 王韩英

参编人员 江应沪 李有春 黄 健 何明锋 陈文胜

杜浩良 刘 畅 吴雪峰 金慧波 徐 峰

刘 栋 郑 燃 郑晓明 李跃辉 杜文佳

沈尖锋 朱兴隆 潘铭航 张 伟 郑 航

叶 玮 吴 珣 杨运有 左 晨 梅 杰

前 言

全球能源互联网战略加快了世界各国能源互联互通的步伐，科技的进步有力地促进了国内智能电网的快速发展。智能变电站是智能电网的重要组成部分，随着智能变电站的不断建设和广泛应用，电网安全稳定运行面临着新形势、新任务、新挑战。为了适应智能电网发展需要，提高智能变电站从业人员的理论知识和实操技能，我们编写了《智能变电站调试与应用技术》一书。

该书从智能变电站概念、特征、构成、体系入手，深入浅出地介绍了有关智能变电站的基本理论，根据工程实际，详细地阐述了智能变电站实际应用过程中的技术难点和解决方案，内容主要由智能变电站概述、智能变电站构成、智能变电站调试工作基础、智能变电站单体调试、智能变电站设备保护整组联动、智能变电站常见安全措施及示例、智能变电站调试常见问题及处理和智能变电站继电保护验收几个部分组成，旨在提升一线员工对智能变电站的深入理解及分析问题、解决问题的能力。

本书编写人员均为从事一线生产和技术管理的专家，编写力求贴近现场工作实际，采用浅显易懂的语言和容易理解的方法进行阐述，具有内容丰富、实用性和针对性强等特点。希望通过对本书的学习，可以使更多一线员工快速掌握智能变电站调试与应用技术，提高自身专业技能和工作能力。

在本书的编写过程中得到许多领导和同事的支持和帮助，使得内容更加全面、重点更加突出，在此向他们表示衷心的感谢。本书的编写参阅了大量的参考文献，在此对其作者一并表示感谢。

由于编者水平有限，书中难免有疏漏和不足之处，恳请读者批评指正。

编者

目 录

前言

第 1 章 智能变电站概述	1
1.1 智能变电站的发展	1
1.2 智能变电站的结构、功能与特征	5
1.3 智能变电站调试特点	8
第 2 章 智能变电站构成	11
2.1 典型结构.....	11
2.2 过程层设备.....	12
2.3 间隔层设备.....	18
2.4 站控层设备.....	24
第 3 章 智能变电站调试工作基础	26
3.1 调试相关规程.....	26
3.2 智能变电站调试项目及流程.....	28
3.3 调试常用软件.....	39
3.4 调试工器具的使用.....	42
第 4 章 智能变电站单体调试	52
4.1 MU 调试.....	52
4.2 智能终端调试.....	62
4.3 数字化保护装置调试.....	67
4.4 网络设备测试.....	85
4.5 监控后台系统调试.....	88
4.6 测控装置调试.....	91
第 5 章 智能变电站设备保护整组联动	96
5.1 保护整组联动.....	96
5.2 检修压板功能验证	103
5.3 GOOSE 二维表检查	106
5.4 整站通流试验	115
第 6 章 智能变电站常见安全措施及示例	121
6.1 智能变电站装置安全措施隔离技术及原则	121
6.2 220kV 线路保护安全措施	123
6.3 主变保护安全措施	126
6.4 220kV 母线保护安全措施	128

6.5	220kV 母联保护安全措施	129
6.6	110kV 备自投装置安全措施	130
6.7	110kV 线路保护安全措施	132
6.8	110kV 母线保护安全措施	133
6.9	远景技术条件下的安全措施	134
第7章	智能变电站调试常见问题及处理	136
7.1	MU 常见问题及处理	136
7.2	智能终端常见问题及处理	151
7.3	数字化保护装置常见问题及处理	160
7.4	测控装置常见问题及处理	165
7.5	监控后台常见问题及处理	167
7.6	现场案例	169
第8章	智能变电站继电保护验收	174
8.1	配置文件及资料验收	174
8.2	屏柜外观、二次回路、光纤及网络性能验收	175
8.3	保护装置功能及性能验收检查	177
8.4	智能变电站继电保护验收卡示例	181

第1章 智能变电站概述

1.1 智能变电站的发展

变电站是电力系统中连接发电厂与电力用户的重要节点，发电厂要将生产的电能远距离传输就需要将电压升高；电能要送到用户附近，满足用户电气设备的电压要求就需要将电压降低。这种将电压升高、降低的工作由变电站来完成。变电站在电力系统中除了升、降电压外，还是系统负荷分配、控制电流流向、连接不同电压等级电网的场所。为满足电网经济运行的需要，伴随着电力系统的发展，变电站经历了常规变电站、综合自动化变电站、数字化变电站的发展历程，正逐步向智能化变电站演化。

1.1.1 变电站阶段划分

第一阶段：1990年前，为传统二次系统，常规继电器实现保护测控。

第二阶段：1990—2005年，综合自动化变电站推广，技术发展较快。20世纪90年代中期，IEC提出了IEC 61850标准。

第三阶段：2005—2009年，数字化变电站开始出现。到今天，综合自动化变电站技术已经比较成熟，向数字化变电站过渡。

第四阶段：2009年以后，智能电网的发展加快了数字化变电站的发展，智能变电站开始推广。

1.1.2 综合自动化变电站

综合自动化变电站的概念是在微机保护在变电站得到广泛应用的背景下提出来的。由于变电站微机保护装置普及，微机保护除了具备强大的保护功能外，还具备强大的数据采集功能和通信功能。因此，如果能够将微机保护的数据采集功能充分利用起来，不但有助于降低监控系统的造价，而且还有助于提高变电站运行的自动化水平。

常规综合自动化变电站的一次设备采集模拟量，通过电缆将模拟信号传输到测控保护装置，进行模数转换后处理数据，然后通过网络将数字量传到后台监控系统。同时监控系统和测控保护装置对一次设备的控制通过电缆传输模拟信号实现其功能。

综合自动化变电站的发展经历了两个阶段：第一阶段（自20世纪90年代中期开始）主要是以110kV及以下电压等级的变电站为对象开发出了星形结构的综合自动化系统；第二阶段（自20世纪初开始）主要是以220kV及以上电压等级的变电站为对象开发出了总线结构的综合自动化系统。综合自动化变电站是借助于通信技术，将变电站内以微机保护为主体的一系列智能装置所提供的信息综合起来所构成的保护监控一体化变电站。目前运行的变电站综合自动化系统是利用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）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。

1.1.3 数字化变电站

数字化变电站是由电子式互感器、智能化终端、数字化保护测控设备、数字化计量仪表、光纤网络和双绞线网络以及 IEC 61850 规约组成的全智能的变电站模式，按照分层分布式来实现变电站内智能电气设备间信息共享和互操作性的现代化变电站。数字化变电站的所有信息采用统一的信息模型，按统一的通信标准接入变电站通信网络。变电站的保护、测控、计量、监控、远动、VQC 等系统均用同一个通信网络接收电流、电压和状态等信息，并发出控制命令，不需为不同功能建设各自的信息采集、传输和执行系统。

与综合自动化变电站比较，数字化变电站含有以下多种技术的研究应用：IEC 61850 的应用，电子式互感器及智能高压电器，基于 IEC 61850 标准、电子互感器、智能高压电器等应用的继电保护、测控技术与装置，基于 IEC 61850 标准的电能计量技术，数字化变电站稳定安全可靠，数字化变电站相关的设计、试验、验收、运行、维护技术标准与规范研究。同是站控层—间隔层—过程层，综合自动化变电站与数字化变电站典型结构比较如图 1.1 所示。

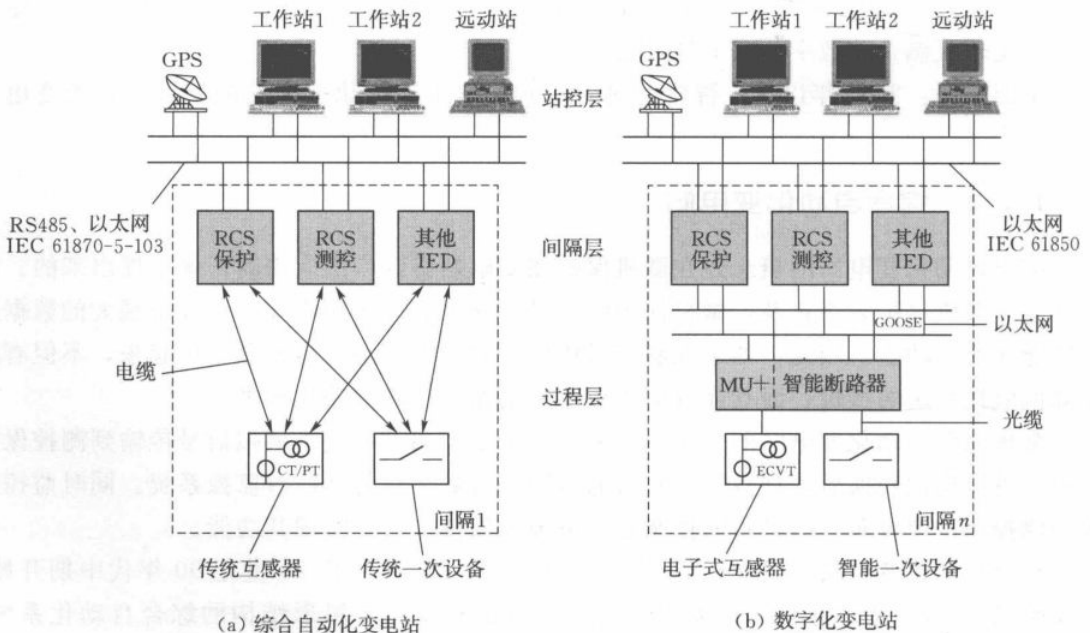


图 1.1 综合自动化变电站与数字化变电站典型结构比较图

数字化变电站对比综合自动化变电站的优势如下：

(1) 避免重复建设，共享统一信息模型。综合自动化变电站由于各种功能采用的通

信标准和信息模型不尽相同，二次设备和一次设备间用电缆传输模拟信号和电平信号，各种功能需建设各自的信息采集、传输和执行系统，增加了变电站的复杂性和成本。

(2) 减少变电站全生命周期成本。数字化变电站的设备间信息交换均通过通信网络完成，数字化变电站在扩充功能和扩展规模时，只需在通信网络上接入新增设备，无须改造或更换原有设备，保护用户投资。数字化变电站各种功能的采集、计算和执行分别在不同设备实现，变电站在新增功能时，如果原来的采集和执行设备能满足新增功能的需求，可在原有的设备上运行新增功能的软件，不需要硬件投资。

(3) 二次接线将大幅度简化。数字化变电站的一次设备和二次设备间、二次设备之间均采用计算机通信技术，一条信道可传输多个通道的信息，同时采用网络通信技术，通信线的数量约等于设备数量，因此数字化变电站的二次接线将大幅度简化。

(4) 信号传输采用计算机通信技术实现。数字化变电站的信号传输均用计算机通信技术实现。通信系统在传输有效信息的同时传输信息校验码和通道自检信息，一方面杜绝误传信号；另一方面在通信系统故障时可技术告警。

综合自动化变电站一次设备和二次设备间直接通过电缆传输没有校验信息的信号，当信号出错或电缆断线、短路时都难以发现，而且传输模拟信号难以使用光纤技术，易受干扰。

(5) 数字化变电站可实现更复杂的自动化功能。传统综合自动化变电站由于通信系统传输信息的完整性、实时性和可靠性有限，许多自动化技术只能停留在试验室阶段，难以工程应用。数字化变电站的采用智能一次设备，所有功能均可遥控实现。通信系统传输的信息更完整，通信的可靠性和实时性都大幅度提高，因此可实现更多、更复杂的自动化功能，提高自动化水平。

1.1.4 智能变电站

近年来，我国经济发展迅速，电力需求同步增强，在电网建设与改造上投入了大量资金，电网的覆盖面、供电能力以及设备的数字化程度都有了大幅度提高。根据我国能源资源的分布特点和国家发展战略部署，我们必须建设中国特色的坚强智能电网。

目前，国内在智能电网相关技术领域已经开展了大量的研究和实践，输电技术已经达到国际先进水平，配用电领域的智能化应用研究也在积极探索之中。2007年，华东电网公司启动了以提升大电网安全稳定运行能力为目的的智能互动电网可行性研究项目，启动了高级调度中心和统一信息平台等智能电网试点工程。2008年，华北电网公司也开始进行智能电网相关的研究和建设，致力于打造智能调度体系，搭建智能电网信息架构，研发清洁能源关键技术，为建设智能输电网奠定基础。上海市电力公司也相继开展了智能配电网研究，重点关注智能表计、配电自动化以及用户互动等方面。同时，天津大学、华中科技大学等高校也相继成立了智能电网研究机构，对相关技术领域进行研究和探索。

2009年5月，国家电网公司提出了立足自主创新，以统一规划、统一标准、统一建设为原则，建设以特高压电网为骨干网架，各级电网协调发展，具有信息化、自动化、互动化特征的统一坚强智能电网的发展目标，并提出了三个阶段的发展计划，其中变电环节

中智能变电站建设是关键技术。智能变电站是坚强智能电网的重要基础和支撑，设备信息数字化、功能集成化、结构紧凑化、检修状态化是变电站发展的方向，最终是要实现运行维护的高效化的目标。

智能变电站是采用先进、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。它基于 IEC 61850 标准，体现了集成一体化、信息标准化、协同互动化的特征。

智能变电站的设计及建设应遵循“统一规划、统一标准、统一建设”的原则，满足《电力系统安全稳定控制系统通用技术条件》(DL/T 1092—2008)三道防线要求和《电力系统安全稳定导则》(DL/T 755—2001)三级安全稳定标准，以及《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)继电保护选择性、速动性、灵敏性、可靠性的要求，遵守《电力二次系统安全防护总体方案》；应实现高压设备运行状态信息采集功能的接收、执行指令，反馈执行信息，实现保护宿主高压设备功能的逻辑元件（即测量、控制、保护等单元）满足相应行业标准；应建立包含电网实时同步运行信息、保护信息、设备状态、电能质量等各类数据的标准化信息模型，满足基础数据的完整性及一致性的要求。其采集的变电站数据不仅包含实时稳态、暂态、动态数据，还要有信息模型、设备在线监测、视频等数据。

智能变电站与数字化变电站的差异主要体现在以下方面：

(1) 数字化变电站主要从满足变电站自身的需求出发，实现站内一次、二次设备的数字化通信和控制，建立全站统一的数据通信平台，侧重于在统一通信平台的基础上提高变电站内设备与系统间的互操作性。而智能变电站则从满足智能电网运行要求出发，比数字化变电站更加注重变电站之间、变电站与调度中心之间的信息的统一与功能的层次化。需要建立全网统一的标准化信息平台，作为该平台的重要节点，提高其硬件与软件的标准化程度，以在全网范围内提高系统的整体运行水平为目标。

(2) 数字化变电站已经具有了一定程度的设备集成和功能优化的概念，要求站内应用的所有智能电子装置 (IED) 满足统一的标准，拥有统一的接口，以实现互操作性。IED 分布安装于站内，其功能的整合以统一标准为纽带，利用网络通信实现。数字化变电站在以太网通信的基础上，模糊了一次、二次设备的界限，实现了一次、二次设备的初步融合。而智能变电站设备集成化程度更高，可以实现一次、二次设备的一体化、智能化整合和集成。

(3) 智能电网拥有更大量新型柔性交流输电技术及装备的应用，以及风力发电、太阳能发电等间歇式、分布式清洁能源的接入，需要满足间歇性电源“即插即用”的技术要求。

因此，智能变电站是数字化变电站的升级和发展。在数字化变电站的基础上，结合智能电网的需求，对变电站自动化技术进行充实以实现变电站智能化功能。智能变电站的设计和建设必须在智能电网的背景下进行，要满足我国智能电网建设和发展的要求，体现我国智能电网信息化、数字化、自动化、互动化的特征。

1.2 智能变电站的结构、功能与特征

1.2.1 智能变电站体系结构

目前，国内智能变电站大部分采用的是“三层两网”的结构，如图 1.2 所示。

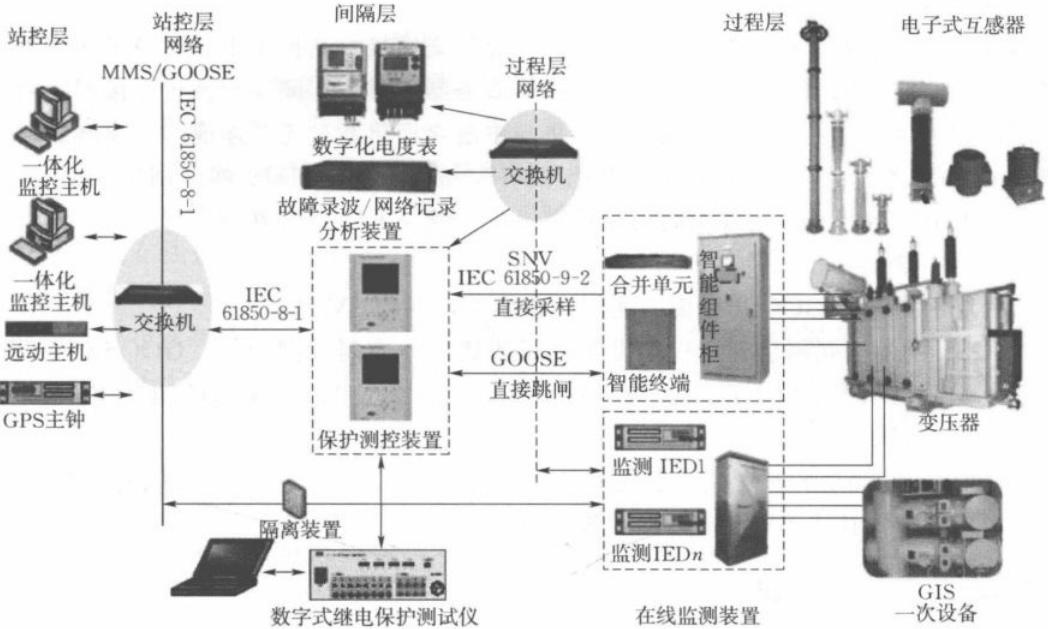


图 1.2 智能变电站“三层两网”典型结构图

1.2.1.1 三层

智能变电站系统分为三层，即过程层、间隔层、站控层。

过程层包含由一次设备和智能组件构成的智能设备、合并单元（Merging Unit, MU）和智能终端，完成变电站电能分配、变换、传输及其测量、控制、保护、计量、状态监测等相关功能。根据国网相关导则、规范的要求，保护应直接采样，对于单间隔的保护应直接跳闸，涉及多间隔的保护（母线保护）宜直接跳闸。智能组件是灵活配置的物理设备，可包含测量单元、控制单元、保护单元、计量单元、状态监测单元中的一个或几个。

间隔层设备一般指继电保护装置、测控装置、故障录波等二次设备，实现使用一个间隔的数据并且作用于该间隔一次设备的功能，即与各种远方输入/输出、智能传感器和控制器通信。

站控层包含自动化系统、站域控制系统、通信系统、对时系统等子系统，实现面向全站或一个以上一次设备的测量和控制功能，完成数据采集和监视控制（SCADA）、操作闭锁以及同步相量采集、电能量采集、保护信息管理等相关功能。

站控层功能高度集成，可在一台计算机或嵌入式装置实现，也可分布在多台计算机或

嵌入式装置中。

1.2.1.2 两网

变电站网络在逻辑上可分为站控层网络和过程层网络。站控层网络是间隔层设备和站控层设备之间的网络，实现站控层内部以及站控层和间隔层之间的数据传输；过程层网络是间隔层设备和过程层设备之间的网络，实现间隔层设备和过程层设备之间的数据传输。间隔层设备之间的通信，在物理上可以映射到站控层网络，也可以映射到过程层网络。

1. 站控层网络

站控层网络设备包括站控层中心交换机和间隔交换机。站控层中心交换机连接数据通信网关机、监控主机、综合应用服务器、数据服务器等设备，间隔交换机连接间隔内的保护、测控和其他智能电子设备。间隔交换机与中心交换机通过光纤连成同一物理网络。站控层和间隔层之间的网络通信协议采用 MMS，故也称为 MMS 网。网络可通过划分 VLAN（虚拟局域网）分割成不同的逻辑网段，也就是不同的通道。

2. 过程层网络

过程层网络包括 GOOSE（面向通用对象事件）网和 SV 网。

GOOSE 网用于间隔层和过程层设备之间的状态与控制数据交换。GOOSE 网一般按电压等级配置，220kV 以上电压等级采用双网，保护装置与本间隔的智能终端之间采用 GOOSE 点对点通信方式。

SV 网用于间隔层和过程层设备之间的采样值传输，保护装置与本间隔的 MU 之间也采用点对点的方式接入 SV 数据，即“直采直跳”。

1.2.2 智能一次设备

高压设备是电网的基本单元，高压设备智能化（或称智能设备）是智能电网的重要组成部分，也是区别于传统电网的主要标志之一。利用传感器对关键设备的运行状况进行实时监控，进而实现电网设备可观测、可控制和自动化是智能设备的核心任务和目标。《高压开关设备智能化技术条件》《油浸式电力变压器智能化技术条件》对一次设备智能化做了相关规定。在满足相关标准要求的情况下，可进行功能一体化设计，包括以下 3 个方面：

(1) 将传感器或执行器与高压设备或其部件进行一体化设计，以达到特定的监测和控制目的。

(2) 将互感器与变压器、断路器等高压设备进行一体化设计，以减少变电站占地面积。

(3) 在智能组件中，将相关测量、控制、计量、监测、保护进行一体化融合设计，实现一次、二次设备的融合。

1.2.3 智能设备与顺序控制

智能变电站中实现智能化的高压设备操作宜采用顺序控制，满足无人值班及区域监控中心站管理模式的要求；应可接收执行监控中心、调度中心和当地后台系统发出的控制指令，经安全校核正确后自动完成符合相关运行方式变化要求的设备控制，即能自动生成不

同的主接线和不同的运行方式下的典型操作票；自动投退保护软压板；当设备出现紧急缺陷时，具备急停功能；配备直观的图形图像界面，可以实现在站内和远端的可视化操作。

1.2.4 智能变电站应实现的高级功能

智能变电站应实现的高级应用功能包括：设备状态监测、防误功能扩展应用、智能告警及事故信息综合分析决策等。

1.2.4.1 设备状态监测

智能变电站设备实现广泛的在线监测，使设备状态检修更加科学可行。在智能变电站中，可以有效地获取电网运行状态数据、各种智能电子装置的故障和动作信息及信号回路状态；智能变电站中二次设备状态特征量的采集上减少了盲区。但就目前的在线监测发展水平来看，尚不具备实现囊括所有设备在内的全面在线监测的可能性，对变电站内主要一次设备采取有针对性的在线监测技术可取得较好的投资效益。对主变、HGIS/GIS、避雷器等设备实现在线监测，监测的参量为主变油色谱、HGIS/GIS SF₆气体微水和局部放电、避雷器泄漏电流、次数等。

状态监测与诊断系统是一套变电站设备综合故障诊断系统，依据获得的被监测设备状态信息，采用基于多信息融合技术的综合故障诊断模型，结合被监测设备的结构特性和参数、运行历史状态记录以及环境因素，对被监测设备工作状态和剩余寿命做出评估。

1.2.4.2 防误功能扩展应用

智能变电站主要采用了以下防误闭锁的关键技术：

(1) 相对于常规变电站的防误闭锁，智能变电站增加了监控中心层面的防误闭锁逻辑。

(2) 顺序控制操作方式。所谓顺序控制是指通过控中心的计算机监控系统下达操作任务，由计算系统独立地按顺序分步骤地实现操作任务。全站有隔离开关、接地开关，防误操作方式为远、近均采用逻辑防误加本间隔电气节点防误。其中逻辑防误通过 GOOSE 传输机制实现，取消常规 HGIS/GIS 跨间隔电气节点闭锁回路，通过 GOOSE 信息实现跨间隔操作的闭锁。

1.2.4.3 智能告警及事故信息综合分析决策

智能变电站监控系统上安装有智能告警及事故信息综合分析决策系统，对信号进行分类显示处理，提取故障告警信息，辅助故障判断及处理。根据变电站逻辑和推理模型，实现对告警信息的分类和信号过滤，对变电站的运行状态进行在线实时分析和推理，自动报告变电站异常并提出故障处理指导意见，为主站提供智能告警，也为主站分析决策提供事件信息。

系统可以根据告警信号的重要性将每个告警信号进行定义，标注重要等级，以实现告警信息按分类分页显示。告警实时显示窗口可由多个页面组成，包括时序信息、提示信息、告警信息、事故及变位信息、检修信息、未复归告警信息。另外，告警信息可按厂站或间隔进行过滤，即只显示某个厂站或间隔的信息。

1.2.5 智能变电站的特征

作为智能电网的一个重要节点，智能变电站是指以变电站一次、二次设备为数字化对

象，以高速网络通信平台为基础，通过对数字化信息进行标准化，实现站内外信息共享和互操作，实现测量监视、控制保护、信息管理、智能状态监测等功能的变电站。智能变电站应坚强可靠，应具有“一次设备智能化、全站信息数字化、信息共享标准化、高级应用互动化”等重要特征。

(1) 坚强可靠的变电站。智能变电站除了关注站内设备及变电站本身可靠性外，更关注自身的自诊断和自治功能，做到设备故障提早预防、预警，并可以在故障发生时自动将设备故障带来的供电损失降低到最小限度。

(2) 一次设备智能化。随着基于光学或电子学原理的电子式互感器和智能断路器的使用，常规模拟信号和控制电缆将逐步被数字信号和光纤代替，测控保护装置的输入输出均为数字通信信号，变电站通信网络进一步向现场延伸，现场的采样数据、开关状态信息能在全站甚至广域范围内共享，实现真正意义的智能变电站。

(3) 全站信息数字化。实现一次、二次设备的灵活控制，且具备双向通信功能，能够通过信息网进行管理，满足全站信息采集、传输、处理、输出过程完全数字化。

(4) 信息共享标准化。基于 IEC 61850 标准的统一标准化信息模型实现了站内外信息共享。智能变电站将统一和简化变电站的数据源，形成基于同一断面的唯一性、一致性基础信息，通过统一标准、统一建模来实现变电站内的信息交互和信息共享，可以将常规变电站内多套孤立系统集成成为基于信息共享基础上的业务应用。

(5) 高级应用互动化。实现各种站内外高级应用系统相关对象间的互动，服务于智能电网互动化的要求，实现变电站与控制中心之间、变电站与变电站之间、变电站与用户之间和变电站与其他应用需求之间的互联、互通和互动。

1.3 智能变电站调试特点

智能变电站的二次设备，从功能实现上来说和传统二次装置基本一致，均为完成对一次设备的监测、控制和保护等功能。与传统变电站的不同在于智能变电站为“三层两网”的结构，即在传统变电站一次设备与传统间隔层的保护、测控等设备之间增加了过程层设备，现阶段过程层设备就指 MU 及智能终端（二合一装置称为智能组件）。过程层与间隔层之间为过程层网络（即 GOOSE+SV 网络，点对点直连以及经交换机组网均属于该网络范畴，该网络替代了传统变电站的二次电缆功能），间隔层与站控层之间为间隔层网络（即 MMS 网络，这与传统变电站类似，传输测控开入信号及间隔层设备的软报文）。由于规约变化、网络结构和二次设备发生了变化，必然带来调试方法的改变，两者的区别主要体现在以下方面。

1.3.1 图样审查

传统变电站调试人员在进场前首先进行图样审查工作，以确保图样设计的内容及二次回路的构成能够满足生产运行及规范要求，智能变电站在进场前同样需要进行图样审查的工作，与传统变电站的图样审查相比有以下不同：

(1) 首先需确定智能变电站各二次设备的版本及模型，应与设计提供虚端子中的设备

版本及模型保持一致，如不一致可能导致各智能设备的虚端子排列顺序及其属性与设计院提供的虚端子不对应，将无法按照虚端子进行 SCD 文件集成。

(2) 根据设计规范及生产要求审查设计院提供的虚端子表。确保虚端子接线无误连、少连或多连，此项工作相当于传统变电站的端子排图二次接线审查。

1.3.2 二次回路检查

二次回路的正确与否关系到二次设备功能能否正常实现。所以传统变电站在调试过程中利用导通法对构成二次系统的所有二次回路的唯一性和正确性进行仔细检查。智能变电站在一次设备和过程层设备之间还保留了传统的二次回路，同样需要用导通法进行逐一检查。智能变电站区别传统变电站的地方在于过程层与间隔层之间的二次系统由过程层网络的虚回路构成，两层的智能设备间由光纤链路构成物理连接，不同变电站二次回路检查的区别如图 1.3 所示。



图 1.3 不同变电站二次回路检查的区别

智能变电站二次回路检查增加的调试内容如下：

(1) 将审查并经设计人员修正后的虚端子表发给集成商集成初版 SCD 文件。利用 SCD 解析软件离线审查该 SCD 文件。审查的依据为设计院提供的虚端子表，对照虚端子表逐条核对。此项工作与传统变电站二次电缆查线类似，重点检查各装置的开入开出及接入各设备的对应属性的正确性。发现错误及时记录整理并通知集成商修正，修正后调试人员再复核。经过几轮修正后最终形成调试用 SCD 文件，保证了虚回路的完整性及正确性。

(2) 光纤链路检查、光功率测试及光介质衰耗测试。由于各智能设备之间的通信均由光缆、尾缆和光纤跳线组成。所以需用激光笔对每一条光纤链路进行检查，确保链路通畅及收发正常。同时还应测试各个光口的收发光功率并计算每条光介质的衰耗。

1.3.3 二次设备单体试验

与传统变电站的二次设备单体调试相比，智能变电站除了定值校验、绝缘检查、继电器校验及常规逻辑检查等项目之外还增加了以下调试项目：

(1) 由于智能变电站保护采样采用双 AD 冗余配置，需进行双 AD 采样通道检查。将调试 SCD 文件导入调试仪，利用调试仪将主、复采关联不同的通道，检验双 AD 虚端子连线的唯一性；然后在双 AD 采样不一致的情况下检查保护装置是否有自动判别及闭锁功能。

(2) 开入虚回路测试。利用测试仪的开出关联二次设备的开入，逐一进行虚开入的唯一性检测。GOOSE 开入如经软压板控制接收，则通过投退压板来检验压板唯一性及对应关系。

(3) 开出虚回路测试。将二次设备的开出映射到测试仪的开入，利用状态序列模拟不同的状态测试智能设备开出的正确性，同时通过投退 GOOSE 出口压板，验证出口压板的对应关系。也可利用装置的开出传动逐一检查开出的正确性及出口软压板的对应关系。

(4) MU 接收压板误退逻辑检查。有流/压情况下退出相应的 MU 接收压板，检查保护的动作为，看装置采样是否清零或实时更新，保护逻辑应闭锁相应的保护，即退电压 MU 接收压板时同 TA 断线处理，退电流 MU 接收压板时退出电流保护，差动保护在差流平衡时退出某一侧 MU 接收软压板应有防止误动的功能。

(5) 虚开入无效逻辑检查。检查断路器位置开入（双点遥信）“00”无效位时智能设备对无效开入的处理机制，是否应保持上一态或开入清零。此项调试目的为模拟智能终端遥信电源断电时各相关智能设备的响应逻辑。

(6) SV 品质位无效时逻辑检查。利用测试仪将 SV 品质设置为无效，然后检查接收装置的响应，且不以装置显示为判断结果，应模拟不同的状态测试 SV 品质位无效时装置是否自动闭锁。

(7) MU 准确度调试。利用测试仪测试 MU 输出各个采样通道的精度，记录相角及变比误差。值得注意的是在测试级联电压的准确度时，应从电压 MU 加电压，在间隔 MU 测试接收侧准确度及延时是否合格。

(8) MU 逻辑检查。包括间隔 MU 的电压切换逻辑测试及母线 MU 的电压并列逻辑测试。

(9) 智能终端逻辑测试。包括手跳、永跳和压力低闭锁重合闸逻辑；直连及组网 GOOSE 报文接收光口区分。

(10) 智能终端虚回路测试。检查智能终端接收一次设备信号后输出虚遥信的正确性；检查智能终端接收 GOOSE 报文后输出硬接点的正确性。

(11) 网络性能测试。包括交换机性能测试、网络风暴测试等。

智能变电站同传统变电站一样需要分别模拟各种运行及故障状态，测试二次设备的动作行为，同时结合传动来验证出口软、硬压板的唯一性及正确性。除此之外智能变电站还应进行如下项目调试：

(1) 进行二次通流通压试验来测试某一间隔采样的同步性。同时从母线 MU 和间隔 MU 前端输入电压和电流，在各个接收装置处检测电流、电压的幅值及角度，以检测相关装置采样数据的正确性。

(2) 测试从不同 MU 同时采集数据的母差保护、主变保护及 3/2 接线保护等二次设备采样的同步性。应同时从各相关 MU 前端输入电压和电流来检查各二次设备的采样，确保不同 MU 采样数据的同步。