

怀化学院精品教材建设项目

智能变电站 工程应用技术

主编 屈 刚 贺达江

西南交通大学出版社

· 成 都 ·

内容提要

本书结合我国智能电网、智能变电站建设的需求，系统全面地介绍了智能变电站各个组成部分（系统）的内容结构、基本特征、主要功能、运维知识等。全书紧密结合智能变电站的设计、建设、调试、运行、维护等各阶段的生产实践，收集整理了各类典型的现场案例，对智能变电站相关技术人员有很好的理论和实践参考价值。

全书共 13 章，第 1 章概要介绍变电站自动化系统的构成及作用，第 2~13 章分别从测控装置、同步相量测量、通信网关、监控系统、时间同步系统、调度数据网络、网络报文分析、二次回路、电源系统、远动 104 协议、IEC61850 协议、电能采集终端等方面进行了阐述。

本书可作为高等学校相关专业教材，也可作为电力系统相关技术人员培训及参考用书。

图书在版编目（CIP）数据

智能变电站工程应用技术 / 屈刚，贺达江主编. —
成都：西南交通大学出版社，2022.5
ISBN 978-7-5643-8462-3

I. ①智… II. ①屈… ②贺… III. ①智能系统—变电所—高等学校—教材 IV. ①TM63

中国版本图书馆 CIP 数据核字（2021）第 258084 号

Zhineng Biandianzhan Gongcheng Yingyong Jishu

智能变电站工程应用技术

主 编 / 屈 刚 贺达江

责任编辑 / 穆 丰

封面设计 / 何东琳设计工作室

西南交通大学出版社出版发行

（四川省成都市金牛区二环路北一段 111 号西南交通大学创新大厦 21 楼 610031）

发行部电话：028-87600564 028-87600533

网址：<http://www.xnjdcbs.com>

印刷：成都中永印务有限责任公司

成品尺寸 185 mm × 260 mm

印张 15.75 字数 344 千

版次 2022 年 5 月第 1 版 印次 2022 年 5 月第 1 次

书号 ISBN 978-7-5643-8462-3

定价 45.00 元

课件咨询电话：028-81435775

图书如有印装质量问题 本社负责退换

版权所有 盗版必究 举报电话：028-87600562

编写组成员名单

主 编 屈 刚 贺达江

副主编 窦仁晖 王治华 冯 可 舒 薇

编写组 叶海明 张琦兵 彭明智 张 亮

余 静 吴艳平 樊 陈 孙勇军

邹 晖 徐春雷 李端超 蒋正威

余 璟 张 帆 计荣荣 戚大为

蔡振辉 关 鹏 赵志梁 祝碧贤

徐 歆 杨 青 蔡 鹃 牛红军

刘柏罕 宋宏彪 陈雷平

前言

PREFACE

智能变电站是以全站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化为基本要求，结合了计算机、网络通信、测量传感、自动控制等多方面先进技术的新型变电站。与传统变电站相比，从设计、生产、建设、调试到运行、维护，其都有了很大变化，传统的变电站设计生产经验已经不适当前智能电网的要求。本书以理论联系实际为出发点，结合智能变电站相关行业规范规程和国内现场的工程实践案例，从构成、功能、运维等方面对智能站各个组成部分进行了阐述。

全书共 13 章，其中第 1 章介绍智能变电站自动化系统的基本概念，第 2~13 章分别从测控系统、同步相量测量、通信网关、监控系统、时间同步系统、调度数据网络、网络报文分析、二次回路、电源系统、远动 104 协议、

IEC61850 协议、电能采集终端等几个方面进行详细阐述。

本书在编写的过程中，得到中国电力科学研究院电力自动化所专家给予的大量技术方面的指导和支持，在此表示衷心的感谢。

由于作者水平有限，书中难免存在疏漏之处，恳请读者批评指正。

编 者

2022 年 2 月

目 录

CONTENTS

1

变电站自动化系统综述001

1.1 变电站自动化系统组成001

1.2 变电站自动化系统的子系统和功能003

1.3 变电站自动化系统的主要设备004

练习题011

2

测控装置的定义及功能012

2.1 测控装置的定义012

2.2 遥测的采集方法013

2.3 遥信的采集方法019

2.4 遥控功能的实现020

2.5 遥调功能的实现023

2.6 主变挡位的采集024

2.7 变压器温度的采集025

2.8 五防闭锁功能的实现028

2.9 测控装置故障案例028

2.10 测控故障处理流程图037

练习题040

3

同步相量测量装置042

3.1 电力系统实时动态监测系统042

3.2 同步相量测量技术042

3.3 同步相量测量装置概念及特点044

3.4 同步相量测量装置结构045

3.5 同步相量测量装置分类047

3.6 同步相量测量装置数据传输048

3.7 同步相量测量装置日常巡视与维护注意事项050

3.8 PMU 故障处理051

3.9 同步相量测量装置 (PMU) 典型故障分析及处理 ...051

练习题057

4

变电站数据通信网关机 058

- 4.1 应用功能 058
- 4.2 性能要求 062
- 4.3 工程配置 063
- 4.4 典型缺陷分析及处理 082
- 练习题 084

5

后台监控系统 085

- 5.1 后台监控系统概念 085
- 5.2 后台监控系统的结构 085
- 5.3 后台监控系统应用功能 086
- 5.4 后台监控系统配置要求 091
- 5.5 后台监控系统告警分类及日常巡视 093
- 5.6 后台监控系统故障处理 094
- 5.7 后台监控系统典型故障分析及处理 097
- 练习题 103

6

变电站时间同步系统 104

- 6.1 时间同步网的组成 104
- 6.2 时间同步系统的组成 104
- 6.3 时间同步系统的配置 105
- 6.4 时间同步装置基本组成 106
- 6.5 时间同步装置功能要求 107
- 6.6 时间同步装置的性能要求 108
- 6.7 时间信号传输介质 113
- 6.8 时间同步在线监测系统 114
- 6.9 时间同步装置典型故障分析及处理 114
- 练习题 117

7

电力调度数据网络 118

- 7.1 概 述 118
- 7.2 调度业务接入 119

| | | |
|-----|---------------------|-----|
| 7.3 | 相关路由技术 | 120 |
| 7.4 | 网络配置要求 | 125 |
| 7.5 | 常见故障处理工具 | 125 |
| 7.6 | 调度数据网典型故障案例分析 | 130 |

8

| | |
|-------------------|-----|
| 网络报文记录及分析装置 | 135 |
|-------------------|-----|

| | | |
|-----|---------------------|-----|
| 8.1 | 网络报文记录及分析装置介绍 | 135 |
| 8.2 | GOOSE 报文解读 | 137 |
| 8.3 | MMS 报文解读 | 141 |
| 8.4 | 案例分析 | 146 |
| 练习题 | | 154 |

9

| | |
|------------|-----|
| 二次回路 | 155 |
|------------|-----|

| | | |
|-----|------------------|-----|
| 9.1 | 控制回路 | 155 |
| 9.2 | 电流、电压回路 | 156 |
| 9.3 | 信号回路 | 159 |
| 9.4 | 二次回路相关反措要求 | 159 |
| 9.5 | 典型故障案例 | 160 |
| 练习题 | | 163 |

10

| | |
|--------------|-----|
| 典型电源系统 | 164 |
|--------------|-----|

| | | |
|------|-------------------|-----|
| 10.1 | 变电站站用电源系统简介 | 164 |
| 10.2 | 直流电源系统 | 166 |
| 10.3 | 变电站 UPS 系统 | 169 |
| 10.4 | 典型故障分析及处理 | 178 |
| 练习题 | | 188 |

11

| | |
|----------------------------|-----|
| 远动 DL/T634.5104 通信规约 | 189 |
|----------------------------|-----|

| | | |
|------|---------------------------|-----|
| 11.1 | 概述 | 189 |
| 11.2 | DL/T634.5104 规约帧结构 | 189 |
| 11.3 | DL/T634.5104 规约信息表示 | 190 |

| | | |
|------|-----------------------------|-----|
| 11.4 | DL/T634.5104 规约传输过程 | 191 |
| 11.5 | DL/T634.5104 规约控制信息 | 192 |
| 11.6 | DL/T634.5104 传输其他规则 | 194 |
| 11.7 | DL/T634.5104 规约典型案例分析 | 195 |
| | 练习题 | 205 |

12

| | |
|-----------------------|-----|
| IEC61850 标准通信协议 | 206 |
|-----------------------|-----|

| | | |
|------|--------------------------|-----|
| 12.1 | IEC61850 标准及国内应用概述 | 206 |
| 12.2 | 智能变电站监控系统架构 | 207 |
| 12.3 | 二次设备模型分层信息组织 | 208 |
| 12.4 | MMS 通信协议 | 214 |
| 12.5 | GOOSE 通信协议 | 216 |
| 12.6 | SV 通信协议 | 217 |
| 12.7 | 典型故障案例分析 | 218 |
| | 练习题 | 234 |

13

| | |
|------------------|-----|
| 电能量采集终端服务器 | 235 |
|------------------|-----|

| | | |
|------|----------------------|-----|
| 13.1 | 终端服务器基本原理 | 235 |
| 13.2 | 终端服务器特点 | 236 |
| 13.3 | 终端服务器工作方式及通信模式 | 236 |
| 13.4 | 站内终端服务器的配置原则 | 237 |
| 13.5 | 站内终端服务器运行方式 | 237 |
| 13.6 | 终端服务器故障分析及处理 | 238 |
| | 练习题 | 239 |

| | |
|----------------------|-----|
| 附录 常见电压互感器二次回路 | 240 |
|----------------------|-----|

| | |
|------------|-----|
| 参考文献 | 241 |
|------------|-----|



变电站自动化系统综述

自工业化以来的近三百年间，世界能源技术飞速发展，有力支撑了全球经济与社会发展。电力系统是现代国家能源使用的主要方式，而变电站是电力系统的主要环节之一，实现了电压变换、电能集中与分配、电能流向控制及电压调整，起到联系发电厂和电力用户的纽带作用。变电站的发展演变大致经历了常规变电站（继电保护及自动装置多为电磁式、晶体管式）、综合自动化变电站（微机保护时代）、数字化变电站及智能变电站几个阶段。进入微机保护时代后，变电站综合自动化的概念开始形成，它从技术管理的角度，将变电站二次部分作为一个整体来考虑，结合日益发展的计算机技术，进行综合优化设计，合理共享二次系统软硬件资源，提高变电站运行、管理水平。

1.1 变电站自动化系统组成

变电站自动化系统包括二次设备、二次回路以及操作电源等多个部分，涵盖范围很广。典型的变电站自动化设备一般包括监控主机与后台、通信网关机、测控装置、电能量采集装置、PMU（相量测量装置）、同步时钟、交换机设备等。

2009年，国家电网公司发布了 Q/GDW 383—2009《智能变电站技术导则》，在导则中首次提出，“智能变电站是采用先进、可靠、集成、低碳和环保的智能设备，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、计量和检测等基本功能，并可根据需要支持电网实时自动控制、智能调节、在线分析决策和协同互动等高级功能的变电站”。这也可以作为智能变电站自动化系统的定义。

图 1-1 所示为变电站自动化系统的架构示意图。

整个变电站自动化系统在逻辑上由站控层、间隔层、过程层组成。

1. 站控层

站控层是变电站自动化系统的最顶层，由带数据库的计算机、操作员工作台、远方通信接口等组成，其功能定位是对整个变电站进行协调、管理和控制，是变电站运行、监视、控制和维护的中心。一方面收集、处理、记录、统计变电站运行数据和变电站运行过程中所发生的保护动作、断路器分合闸等重要事件，同时为运行人员提供可视化界

面，实时显示站内运行情况；另一方面，也通过与远方控制中心交互来接受远方的操作与控制指令，按操作指令或预先设定的规则执行各种复杂工作。

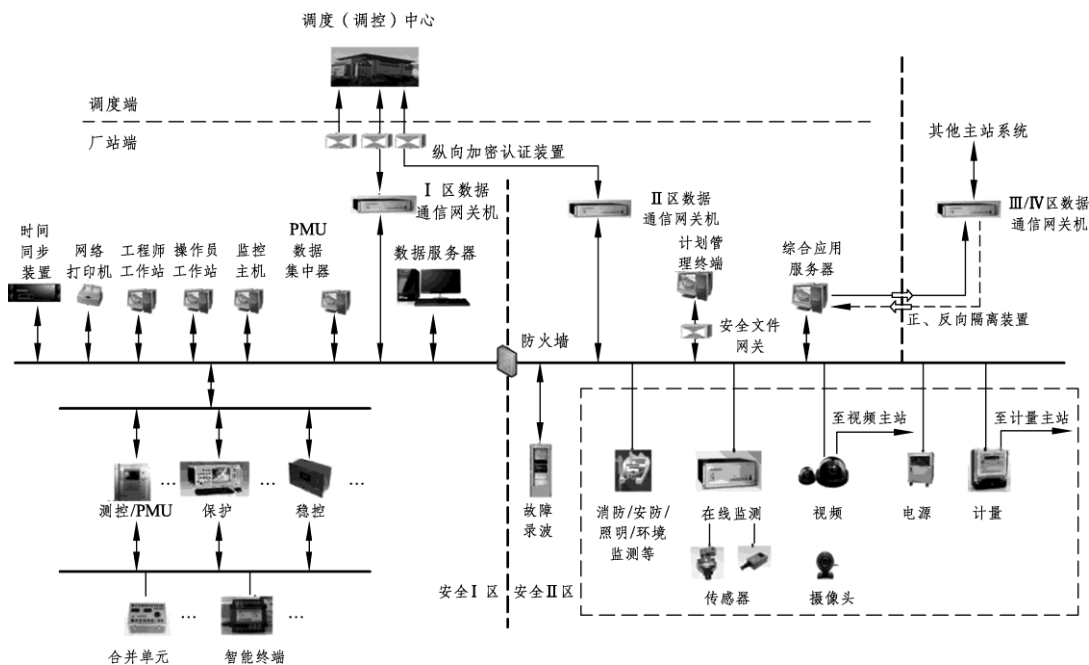


图 1-1 变电站自动化系统架构示意图

2. 间隔层

间隔层是变电站自动化系统的中间支撑层，由每个间隔的测量、控制、保护或监测等功能单元组成。一方面采集和处理来自过程层的数据，完成相关功能，并通过过程层作用于一次设备；另一方面，直接与站控层设备通信，上传处理后的测量数据并接收各类操作命令。间隔层设备通常安装在各继电保护小室，按电气设备间隔配置，不同间隔之间的装置相对独立，通过通信网互联。

3. 过程层

过程层是一次设备与二次设备的结合面，由远方 I/O、智能传感器和执行器等组成，完成电信号和光信号的采集、转换、传输任务，包括电气量、非电气量及位置状态等。

站控层设备与间隔层设备之间是站控层网络，实现站控层内部以及站控层与间隔层之间的数据传输；间隔层设备和过程层设备之间是过程层网，实现间隔层设备与过程层设备之间的数据传输。站控层网络和过程层网络物理上相互独立。在智能变电站中，站控层和过程层网络通常采用高速工业以太网组成，传输带宽大于等于 100 Mb/s，部分中心交换机之间的连接采用 1 000 Mb/s 数据端口互联。在常规变电站中，站控层网络通常采用以太网，过程层一般采用电缆连接的方式。

在智能变电站中，站控层网络一般采用星形结构的 100 Mb/s 或更高速度的工业以

太网，网络设备包括站控层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。间隔层交换机连接间隔内的保护、测控和其他智能电子设备，用于间隔内信息交换。站控层和间隔层之间的网络通信协议采用 IEC 61850，网络可通过划分虚拟局域网（VLAN）分隔成不同的逻辑网段。在常规变电站中，站控层网络结构与智能变电站相似，但站控层和间隔层之间的网络通信协议一般采用 IEC 60870-5-103，也不会划分专用的虚拟局域网（VLAN）。

过程层网络包括用于间隔层和过程层设备之间的状态与控制数据交换的 GOOSE 网和采样值传输的 SV 网。GOOSE 网一般按电压等级配置，采用星形结构，220 kV 以上电压等级通常采用双网，为 100 Mb/s 或更高速度的工业以太网。测控装置与本间隔的智能终端设备之间采用 GOOSE 点对点通信方式。SV 网按电压等级配置，采用星形结构，为 100 Mb/s 或更高速度的工业以太网。保护装置以点对点方式接入 SV 数据网，测控装置以网络方式接入。常规变电站不设置过程层网络。

1.2 变电站自动化系统的子系统和功能

变电站自动化系统的作用是为变电站运行管理提供自动化功能，包括变电站设备及其馈线的监视、控制、保护，以及系统自身的一些维护功能，主要分为六类：

（1）系统支持功能：网络管理、时间同步、物理装置自检。

（2）系统配置或维护功能：节点标识、软件管理、配置管理、逻辑节点运行模式控制、设定、测试模式、系统安全管理。

（3）运行或控制功能：访问安全管理、控制、指示瞬时变化的运行使用、同期分合、参数集切换、告警管理、事件记录、数据检索、扰动/故障记录检索。

（4）就地过程自动化功能：保护功能（通用）、间隔联锁、测量和计量及电能质量监视。

（5）分布自动化支持功能：全站范围联锁、分散同期检查。

（6）分布过程自动化功能：断路器失灵、自适应保护（通用）、反向闭锁、负荷减载、负荷恢复、电压无功控制、馈线切换和变压器转供、自动顺控。

由于管理上的要求，一般又将变电站自动化系统分为一体化监控、输变电设备状态监测、电能量采集、辅助应用、变电站生产与管理、时间同步等多个子系统，这些子系统之间通过标准的访问接口进行交互，其组成关系如图 1-2 所示。

出于安全考虑，在变电站自动化系统内部及变电站自动化系统与远方主站系统之间采取了若干安全隔离措施，典型的测控、保护、PMU（同步相量测量装置）等设备可以直接接入站控系统，输变电状态监测和电能量采集通过防火墙接入站控系统，辅助应用及生产管理则需要通过正反向隔离设备接入站控系统。变电站自动化系统与远方主站系统之间，则是通过纵向加密设备进行安全隔离。

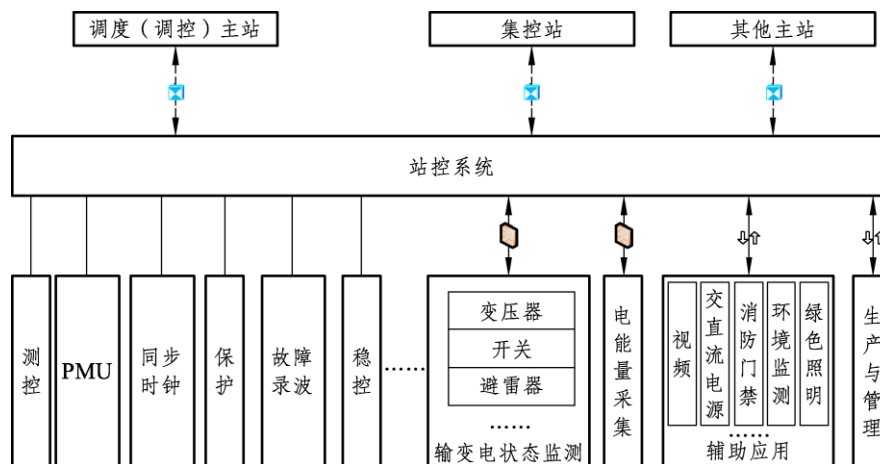


图 1-2 变电站自动化的子系统

1.3 变电站自动化系统的主要设备

变电站自动化系统包含的设备种类很多：有面向间隔的测控装置、PMU（同步相量测量装置）、合并单元、智能终端等；有面向站内运行和检修的监控主机、操作员工作站等；有面向远方主站的数据通信网关机。由于变电站自动化系统逐步走向无人值班，所以对设备的可靠性、可维护性和对远方主站的数据支撑等方面的要求不断提高，对于人机界面和数据报表等方面的要求不断降低。另外，随着 IT（信息技术）的进步，变电站自动化设备升级换代的速度也在不断加快。

1.3.1 站控层设备

站控层主要包括监控主机、操作员工作站、工程师工作站、数据通信网关机、数据库服务器、综合应用服务器、同步时钟、计划管理终端等，用来提供站内运行的人机联系界面，实现管理控制间隔层、过程层设备等功能，形成全站监控、管理中心，并实现与调度通信中心通信。站控层的设备采用集中布置，站控层设备与间隔层设备之间采用网络相连，且常用双网冗余方式。

1. 监控主机

监控主机实现变电站的 SCADA（数据采集与监视控制系统）功能，通过读取间隔层装置的实时数据以及运行实时数据库，来实现站内一、二次设备的运行状态监视、操作与控制等功能，其一般采用双台冗余配置。监控主机是用于对本站设备的数据进行采集及处理，完成监视、控制、操作、统计、分析、打印等功能的处理机，一般采用处理能力较强的国产服务器，配置 Linux 操作系统。监控主机软件可分为基础平台和应用软件两大部分，基础平台提供应用管理、进程管理、权限控制、日志管理、打印管理等支撑和服务，应用软件则实现前置通信、图形界面、告警、控制、防误闭锁、数据计算和分析、历史数据查询、报表等应用功能。

对于 220 kV 及以下电压等级的变电站，监控主机往往还兼有数据服务器和操作员工作站的功能。

2. 综合应用服务器

综合应用服务器的作用与监控主机类似，但接收和处理的是电量、波形、状态监测、辅助应用及其他一些管理类信息。监控主机对数据响应的实时性要求通常不超过 1 s，综合应用服务器的要求为 3~5 s 甚至更低。

一般情况下，综合应用服务器采用的硬件与监控主机相同。当监控主机故障时，综合应用服务器可以作为监控主机的备用机，以提升整个变电站自动化系统的可用性。综合应用服务器的软件同样分为基础平台和应用软件，基础平台与监控主机相同，应用软件则包括网络通信、图形界面、状态监测、保护信息管理、辅助控制等。综合应用服务器不一定有独立的实时数据库和历史数据库，处理后的数据可以选择存储在数据服务器中。

3. 操作员工作站

操作员工作站是运行人员对全站设备进行安全监视与执行控制操作的人机接口，主要完成报警处理、电气设备控制、各种画面报表、记录、曲线和文件的显示、日期和时钟的设定、保护定值及事件显示等。500 kV 以上电压等级的智能变电站，在有人值班时，往往会配置独立的操作员工作站作为值班员运行的主要人机界面。操作员工作站可与监控主机合并，也可根据安全性要求采用双重化配置。

4. 工程师工作站

工程师工作站主要完成应用程序的修改和开发，修改数据库的参数和参数结构，进行继电保护定值查询、在线画面和报表生成和修改、在线测点定义和标定、系统维护和试验等工作。对于特别重要的有人值班变电站，还可以配置独立的工程师工作站用作技术员和开发人员的工作终端。工程师工作站也可与监控主机合并。

5. 数据库服务器

数据库服务器主要为变电站级软件提供集中存储服务，为站控层设备和应用提供数据访问服务。其一般是一台运行数据库管理系统的计算机，支持高效的查询、更新、事务管理、索引、高速缓存、查询优化、安全及多用户存取控制等功能。

6. 数据通信网关机

数据通信网关机是变电站对外的主要接口设备，实现与调度、生产管理等主站系统的通信，为主站系统的监视、控制、查询和浏览等功能提供数据、模型和图形服务。作为主厂站之间的桥梁，数据通信网关机也在一定程度上起到业务隔离的作用，可以防止远方直接操作变电站内的设备，增强运行系统的安全性。

数据通信网关机常用的通信协议有 IEC 60870-5-101、IEC 60870-5-103、IEC 60870-5-104、DNP3.0、DL/T 860、TASE.2 等，少数的早期变电站可能还有 CDT、1801 等通信协议。

根据安全防护的要求，变电站设备按照不同业务要求分为 I 区和 II 区，因此数据通信网关机也分成 I 区数据通信网关机、II 区数据通信网关机和 III/IV 区数据通信网关机。I 区数据通信网关机用于为调度（调控）中心的 SCADA 和 EMS（能量管理系统）系统提供电网实时数据，同时接收调度（调控）中心的操作与控制命令，II 区数据通信网关机用于为调度（调控）中心的保信主站、状态监测主站、DMS（配电管理系统）、OMS（停电管理系统）等系统提供数据，一般不支持远程操作；III/IV 区数据通信网关机主要用于生产管理主站、输变电设备状态监测主站等 III/IV 区主站系统的信息通信。无论处于哪个区，数据通信网关机与主站之间的通信都需要经过隔离装置进行隔离。

7. 电能量采集终端

电能量采集终端实时采集变电站电能量相关信息，并将其上送计量主站和监控系统。电能量采集终端由上行主站通信模块、下行抄表通信模块、对时模块等组成，功能包括数据采集、数据管理和存储、参数设置和查询、事件记录、数据传输、本地功能、终端维护等。电能量计量是与时间变量相关的功率累计值，电能表和采集终端的时钟准确度，直接影响电能量计量精度和电能结算时刻采集与存储数值的准确度。

8. 同步时钟

同步时钟指变电站的卫星时钟设备，接收北斗或 GPS（全球定位系统）的标准授时信号，对站控层各工作站及间隔层、过程层各单元等有关设备的时钟进行校正。常用的对时方式有硬对时、软对时、软硬对时组合三种。当时间精度要求较高时，可采用串行通信和秒脉冲输出加硬件授时。在卫星时钟故障情况下，还可接收调度主站的对时以维持系统的正常运行。

同步时钟的主要功能是提供全站统一、同步的时间基准，以帮助分析软件或运行人员对各类变电站数据和事件进行分析处理。特别是在事后分析各类事件，如电力系统相关故障的发生和发展过程时，统一同步时钟并实现对信息的同步采集和处理具有极其重要的意义。

1.3.2 间隔层设备

间隔是较晚出现的一种描述变电站结构的概念，出现的原因是，变电站通常由一些紧密连接、具有某些共同功能的部分组成，例如：进线或者出线与母线之间的开关设备；由断路器、隔离刀闸及接地刀闸组成的母线连接设备；变压器与两个不同电压等级母线之间相关的开关设备，可以将这些一次断路器和相关设备组成虚拟间隔。间隔概念也适

用于断路器接线和环型母线等变电站配置。这些部分构成电网一个受保护的子部分，如一台变压器或一条线路的一端，对应开关设备的控制，具有某些共同的约束条件，如互锁或者定义明确的操作序列。这些部分的识别区分对于检修（哪些部分同时断开对变电站其余部分影响最小）或扩展（如果增加一条新线路，哪些部分须增加）计划非常重要。这些部分称为间隔，并且由那些统称为“间隔控制器”（即测控装置）的装置管理，配有成套保护，称之为“间隔保护”。

间隔层的功能主要是使用一个间隔的数据并且对这个间隔的一次设备进行操作，这些功能通过不同的逻辑接口实现间隔层内通信，以及与过程层通信，即与各种远方输入/输出、智能传感器和控制器通信。

间隔层设备主要包括测控装置、保护装置、PMU 装置、稳控装置、故障录波器、网络报文记录及分析设备、网络通信设备等。

1. 测控装置

测控装置是变电站自动化系统间隔层的核心设备，主要完成变电站一次系统电压、电流、功率、频率等各种电气参数测量（遥测），以及一、二次设备状态信号采集（遥信）；接受调度主站或变电站监控系统操作员工作站下发的对断路器、隔离开关、变压器分接头等设备的控制命令（遥控、遥调），并通过关联闭锁等逻辑控制手段保障操作控制的安全性；同时还要完成数据处理分析，生成事件顺序记录等。测控的对象主要是变压器、断路器等重要一次设备。测控装置具备交流电气量采集、状态量采集、GOOSE 模拟量采集、控制、同期、防误逻辑闭锁、记录存储、通信、对时、运行状态监测管理功能等，对全站运行设备的信息进行采集、转换、处理和传送。

测控装置主要功能有：

- (1) 开关量变位采集。
- (2) 电压、电流的模拟量采集和计算，其基本内容有电流、电压、频率、功率及功率因数。
- (3) 遥控、遥调命令输出。
- (4) 检同期合闸。
- (5) 事件记录及 SOE（事件顺序记录）。
- (6) 支持电力行业标准的通信规约。
- (7) 图形化人机接口。

2. 同步相量测量装置（PMU）

同步相量技术起源于 20 世纪 80 年代初，但由于同步相角测量需要各地精确的统一时标，以将各地的量测信息以精确的时间标记同时传送到调度中心，对于 50 Hz 工频量而言，1 ms 的同步误差将导致 18°的相位误差，这在电力系统中是不允许的。随着全球定位系统的全面建成并投入运行，GPS 精确的时间传递功能在电力系统中得到

广泛的应用。GPS 每秒提供一个精度可达到 $1\mu\text{s}$ 的秒脉冲信号， $1\mu\text{s}$ 的相位误差不超过 0.018° ，完全可以满足电力系统对相角测量的要求，在这之后同步相量测量装置才获得广泛应用。

同步相量测量装置实现的主要功能包括：

- (1) 相量计算。通过傅里叶算法进行相量计算，同时对频率、功率等信息进行计算。
- (2) 故障录波。当满足启动判据时启动录波并生成录波文件。
- (3) 数据存储分析。装置本地储存 14 天的历史数据，滚动刷新，同时提供原始报文截取和相量数据分析功能。
- (4) 数据共享。将相量数据上传给站内监控及 WAMS（广域测量系统）系统进行分析。
- (5) 时钟同步。与时间服务器进行通信，完成装置对时，并具有守时能力。

3. 继电保护装置

继电保护装置是当电力系统中的电力元件（如发电机、线路等）或电力系统本身发生了故障危及电力系统安全运行时，直接向所控制的断路器发出跳闸命令，以终止这些事件发展的一种自动化设备。

继电保护装置监视实时采集的各种模拟量和状态量，根据一定的逻辑来发出告警信息或跳闸指令来保护输变电设备的安全，需要满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。装置类别包括：

- (1) 电流保护，包括过电流保护、电流速断保护、定时限过电流保护、反时限过电流保护、无时限电流速断等。
- (2) 电压保护，包括过电压保护、欠电压保护、零序电压保护等。
- (3) 瓦斯等非电气量保护。
- (4) 差动保护，包括横联差动保护、纵联差动保护。
- (5) 高频保护，包括相差高频保护、方向高频保护。
- (6) 距离保护，又称阻抗保护。
- (7) 负序及零序保护。
- (8) 方向保护。

保护装置状态量输入，比如断路器位置、刀闸位置、KKJ、SHJ、STJ、低气压闭锁重合闸等 GOOSE 信号直接由智能终端输出虚端子至保护装置，其中断路器、刀闸位置信号采用双位置信号。

4. 保护测控集成装置

保护测控集成装置是将同间隔的保护、测控等功能进行整合后形成的装置形式，其中保护、测控均采用独立的板卡和 CPU 单元，除输入输出采用同一接口、共用电源插件以外，其余保护、测控板卡完全独立。保护、测控功能实现的原理不变，一般应用于

110 kV 及以下电压等级。

5. 安全自动装置

当电力系统发生故障或异常运行时，为防止电网失去稳定和避免发生大面积停电，在电网中普遍采用安全自动保护装置，执行切机、切负荷等紧急联合控制措施，使系统恢复到正常运行状态，包括：

- (1) 保持供电连续性和输电能力的自动重合闸装置。
- (2) 保持稳态输电能力与输电需求的平衡。
- (3) 保持动态输电能力与输电需求的平衡。
- (4) 保持频率在安全范围内的自动装置。
- (5) 保持无功功率紧急平衡的自动控制装置。
- (6) 失步解列装置。

6. 故障录波器

故障录波器用于电力系统，可在系统发生故障或振荡时，自动、准确地记录故障前、后整个过程中各种电气量的变化情况，对这些电气量的分析、比较，对于分析处理事故、判断保护是否正确动作、提高电力系统安全运行水平均有着重要作用。

根据故障录波器所记录波形，相关人员可以正确地分析判断电力系统和设备故障发生的确切地点、发展过程和故障类型，以便迅速排除故障和制定防止对策；分析继电保护和高压断路器的动作情况，能及时发现设备缺陷，揭示电力系统中存在的问题。

故障录波器的基本要求是必须保证在系统发生任何类型故障时都能可靠启动。一般启动方式有：负序电压、低电压、过电流、零序电流、零序电压。

7. 网络报文记录及分析设备

网络报文记录及分析设备自动记录各种网络报文，监视网络节点的通信状态，对记录报文进行全面分析以及回放，实现功能包括：

- (1) 对站控层、过程层通信网络上的所有通信报文及过程进行采集、记录、解析。
- (2) 对分析结果和记录数据进行分类展示、统计、离线分析、输出。
- (3) 自动导入 SCD（变电站配置描述）文件，通过文件内容产生相关模型配置信息。

8. 网络通信设备

网络通信设备包括多种网络设备组成的信息通道，为变电站各种设备提供通信接口，包括以太网交换机、中继器、路由器等。

1.3.3 过程层设备

在智能变电站中，过程层为直接与一次设备接口的功能层。变电站自动化系统的保护/控制等 IED（智能电子设备）装置需要从变电站过程层采集数据，同时也会输出命

令到过程层，其主要指互感器、变压器、断路器、隔离开关等一次设备及与一次设备连接的电缆等，典型过程层的装置是合并单元与智能终端。作为一、二次设备的分界面，过程层装置主要实现了以下功能：

(1) 测量：间隔保护、测控（电流、电压等实时电气量）模拟量采集，支持报文、录波、PMU 的模拟量信息应用。

(2) 控制：测控装置的遥控功能，电气操作和隔离。

1. 合并单元

合并单元是按时间组合电流、电压数据的物理单元，采集多路 ECT/EVT 输出的数字信号并对电气量进行合并和同步处理，并将处理后的数字信号按照标准格式转发给间隔层各设备使用，简称 MU，其主要功能包括：

(1) 接收 IEC 61588 或 B 码同步对时信号，实现采集器间的采样同步功能。

(2) 采集一个间隔内电子式或模拟互感器的电流电压值。

(3) 提供点对点及组网数字接口输出标准采样值，同时满足保护、测控、录波和计量设备使用。

(4) 接入两段及以上母线电压时，通过装置采集的断路器、刀闸位置实现电压并列及电压切换功能。

2. 智能终端

智能终端是指作为过程层设备与一次设备采用电缆连接，与保护、测控等二次设备采用光纤连接，实现对一次设备的测量、控制等功能的装置。与传统变电站相比，可以将智能终端理解为实现了操作箱功能的就地化。其基本功能包括：

(1) 开关量和模拟量（4~20 mA 或 0~5 V）采集功能。

(2) 开关量输出功能，完成对断路器及刀闸等一次设备的控制。

(3) 断路器操作箱（三相或分相）功能，包含分合闸回路、合后监视、重合闸、操作电源监视和控制回路断线监视等功能。

(4) 信息转换和通信功能，支持以 GOOSE 方式上传一次设备的状态信息，同时接收来自二次设备的 GOOSE 下行控制命令，实现对一次设备的实时控制。

(5) GOOSE 命令记录功能，记录收到 GOOSE 命令时刻、GOOSE 命令来源及出口动作时刻等内容，并能便捷查看。

3. 合并单元智能终端集成装置

在智能变电站内，合并单元和智能终端设备有时会选择安装于就地控制柜中。而部分工程就地智能控制柜会出现空间紧张、难散热等问题，对设备的安全运行带来了安全隐患。为进一步实现设备集成和功能整合，简化全站设计，减少建设成本，研制并采用了合并单元智能终端集成装置。其基本原理是把合并单元的功能和智能终端的功能集成

在一个装置中，一般以间隔为单位进行装置集成，但不仅仅是简单的集成，集成后的装置中合并单元模块和智能终端模块配置单独板卡，独立运行，也共用一些模块（如电源模块、GOOSE 接口模块等），而且必须同时达到单独装置的性能要求。

合并单元智能终端集成装置有两个重要的特点：

（1）在合并单元功能或者智能终端功能出现故障时，应互不影响，如合并单元功能失效时，应不影响变电站内保护控制设备通过该装置对断路器和隔离开关的控制操作。

（2）采用了 SV/GOOSE 报文共口技术，在同一个光纤以太网接口既处理 GOOSE 报文，也处理 SV 报文，以减少整个装置的光纤接口数，降低整个装置的功耗。

在目前的智能变电站建设中，合并单元智能终端集成装置一般限定于 110（66）kV 及以下电压等级，110 kV 以上电压等级的合并单元和智能终端装置应独立设置。

合并单元智能终端集成装置按功能类型分为：间隔合并单元智能终端集成装置和母线合并单元智能终端集成装置两种。

练习题

1. 简述变电站自动化系统的概念和组成部分。
2. 简述智能变电站中过程层的几类主要设备及其功能。
3. 简述智能变电站和常规变电站过程层的主要区别。