



# 变电站

# 综合自动控制系统

BIANDIANZHAN  
ZONGHE ZIDONGHUA XITONG  
YUNXING JISHU

# 运行技术

王显平 主编



中国电力出版社  
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

# 变电站 综合自动化系统 运行技术

主 编 王显平  
副主编 赵蔚娟 周永忠  
编 写 王微波 刘永超  
田娟娟 唐顺志



中国电力出版社  
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

## 内 容 提 要

本书紧密联系变电站综合自动化系统工程实际, 阐述变电站综合自动化系统的运行要求、构成原理、工程设计、安装调试、运行维护与故障处理, 并介绍智能变电站新技术。

全书共分六章, 分别为变电站综合自动化系统概述、变电站综合自动化系统构成原理、变电站综合自动化系统工程设计案例、变电站综合自动化系统工程调试、变电站综合自动化系统的运行管理与故障处理、智能变电站等。

本书可作为大专院校电力工程类电力系统及其自动化和电力系统继电保护、供用电专业的专业课教材, 还可作为变电站综合自动化系统技术人员的培训教材和电力行业工程技术人员的参考用书。

## 图书在版编目 (CIP) 数据

变电站综合自动化系统运行技术/王显平主编. —北京: 中国电力出版社, 2012. 7

ISBN 978 - 7 - 5123 - 3316 - 1

I. ①变… II. ①王… III. ①变电所—自动化系统 IV. ①TM63

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2012) 第 162686 号

中国电力出版社出版、发行

(北京市东城区北京站西街 19 号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)

北京市同江印刷厂印刷

各地新华书店经售

\*

2012 年 10 月第一版 2012 年 10 月北京第一次印刷

787 毫米×1092 毫米 16 开本 13 印张 320 千字

印数 0001—3000 册 定价 30.00 元

## 敬告读者

本书封底贴有防伪标签, 刮开涂层可查询真伪  
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

变电站综合自动化系统是集成计算机应用技术、现代通信技术、电子技术和继电保护自动化技术等多学科的综合应用，为了配合专业课程设置和便于教学安排，本书弱化了继电保护及安全自动装置的工作原理介绍，强化了变电站计算机监控系统，而在实际案例中注重继电保护及安全自动装置的配置应用。全书理论联系电力生产实际，以变电站综合自动化系统的运行要求、构成原理、工程设计、安装调试、运行维护、故障处理以及智能变电站新技术工作过程为主线，在教学过程中提倡项目导向、任务驱动、工学结合，尽量避免复杂的专业理论，注重工程应用，提升专业技能。在内容编排上采用模块化结构，便于教学安排。

全书共分六章，依次为变电站综合自动化系统概述、变电站综合自动化系统构成原理、变电站综合自动化系统工程设计案例、变电站综合自动化系统工程调试、变电站综合自动化系统的运行管理与故障处理和智能变电站。

本书第1章由重庆电力高等专科学校王显平编写，第2章由重庆市电力公司市区供电局王微波编写，第3章由重庆市电力公司重庆电力设计院刘永超及重庆市电力公司电科院田娟娟编写，第4章、第5章由重庆市电力公司调控中心赵蔚娟编写，第6章由重庆市电力公司重庆电力设计院周永忠编写，思考与练习题由重庆电力高等专科学校唐顺志编写。王显平担任主编并负责全书统稿，赵蔚娟、周永忠担任副主编。本书在编写过程中得到了重庆市电力公司、四川省电力公司、重庆电力设计院和西南电力设计院相关工程技术人员的支持和帮助，并对本书的编写内容提出了宝贵意见，在此一一表示感谢。

由于水平有限，书中难免存在不妥之处，恳切希望广大师生和读者批评指正。

编 者

## 目 录

前言

<b>第 1 章 变电站综合自动化系统概述</b> .....	1
模块 1 变电站在电力系统中的地位与作用 .....	1
模块 2 变电站运行要求 .....	3
模块 3 变电站综合自动化系统功能与结构 .....	5
<b>第 2 章 变电站综合自动化系统构成原理</b> .....	16
模块 1 间隔层微机自动化装置 .....	16
模块 2 GPS 同步时钟 .....	26
模块 3 变电站综合自动化通信的基本概念 .....	29
模块 4 站控层网络通信设备 .....	39
模块 5 变电站综合自动化系统的通信网络 .....	42
模块 6 站控层硬件及软件配置 .....	53
模块 7 远距离数据通信及电网调度自动化系统 .....	55
模块 8 提高变电站综合自动化系统可靠性措施 .....	69
<b>第 3 章 变电站综合自动化系统工程设计案例</b> .....	78
模块 1 变电站综合自动化系统工程设计原则 .....	78
模块 2 变电站综合自动化系统工程设计实例 .....	98
<b>第 4 章 变电站综合自动化系统工程调试</b> .....	127
模块 1 变电站综合自动化系统工程调试概述 .....	127
模块 2 变电站综合自动化系统数据库定义 .....	128
模块 3 变电站综合自动化系统监控画面编辑 .....	135
模块 4 监控系统在线操作 .....	140
模块 5 变电站综合自动化系统调试 .....	146
<b>第 5 章 变电站综合自动化系统的运行管理与故障处理</b> .....	161
模块 1 变电站综合自动化系统的运行管理 .....	161
模块 2 变电站综合自动化系统的故障处理 .....	163
<b>第 6 章 智能变电站</b> .....	168
模块 1 智能变电站概述 .....	168
模块 2 智能变电站的关键技术 .....	176
模块 3 智能变电站通信网络 .....	188
模块 4 智能变电站技术的工程应用 .....	194

## 变电站综合自动化系统概述

### 本章学习任务

对变电站综合自动化系统有较全面的了解，了解变电站的作用、运行要求；掌握变电站综合自动化系统的功能、结构形式及其特点。

### 知识点

1. 变电站的种类、运行特点、基本要求
2. 对变电站的运行要求及其控制
3. 变电站综合自动化系统的功能
4. 变电站综合自动化系统的结构形式及其特点
5. 变电站综合自动化系统的发展现状与前景

### 重点、难点

1. 变电站综合自动化系统的功能
2. 变电站综合自动化系统的结构形式及其特点

## 模块 1 变电站在电力系统中的地位与作用

### 模块描述

本模块包含了变电站分类、变电站主要一次电气设备及变电站在电力系统中的地位与作用。通过要点归纳、原理介绍，了解变电站在电力系统中的地位与作用。

### 【正文】

#### 一、变电站分类

变电站的类型按不同的分类方法有以下几种：

(1) 按变电站在电力系统中的地位和作用分类。

1) 枢纽变电站。枢纽变电站位于电力系统的枢纽点，其电压是系统最高输电电压。目前枢纽变电站的电压等级有 220、330、500、750kV 和 1000kV，1000kV 晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程于 2009 年 1 月正式投运。通常，电力网通过枢纽变电站连成环网，枢纽变电站的特点是主变压器容量大，供电范围广，全站停电后，将引起系统解列，甚至整个系统瘫痪，因此对枢纽变电站的可靠性要求较高。

2) 地区一次变电站。地区一次变电站位于地区网络的枢纽点，是与输电主网相连地区的受电端变电站，其任务是直接从输电主网受电，向本供电区域供电。全站停电后，可引起地区电网瓦解，影响整个区域供电。地区一次变电站的电压等级一般采用 220kV 或 330kV。地区一次变电站的主变压器容量较大，出线回路数较多，对其供电的可靠性要求也比较高。

3) 地区二次变电站。地区二次变电站受电于地区一次变电站，直接向本地区负荷供电，供电范围小，其主变压器容量与台数根据电力负荷而定。全站停电后，只有本地区中断供电。

4) 终端变电站。终端变电站在输电线路终端，接近负荷点，经降压后直接向用户供电，全站停电后，只是终端用户停电。

(2) 按变电站的使用功能分类。

1) 升压变电站。升压变电站是把低电压变为高电压的变电站，例如发电厂需要将发电机出口电压升高至系统电压，就是升压变电站。

2) 降压变电站。降压变电站与升压变电站相反，是把高电压变为低电压的变电站，在电力系统中，大多数的变电站是降压变电站。

按变电站安装位置可分为室外变电站、室内变电站、地下变电站、箱式变电站、移动变电站，按照值班方式分为有人值班变电站和无人值班变电站。

## 二、变电站主要一次电气设备

变电站主要一次电气设备有：起变换电压作用的变压器，开闭电路的开关设备，汇集电流的母线，计量、控制用互感器和防雷保护装置，无功补偿设备。变电站的主要一次电气设备和连接方式，按其功能不同而有所差异。变电站的基本接线方式有单母线及单母线分段接线、双母线及双母线分段接线、单母线或双母线带旁路接线、一个半断路器接线、多角形接线、桥形接线等。

变压器是变电站的主要设备，分为双绕组变压器、三绕组变压器和自耦变压器。变压器按其作用可分为升压变压器和降压变压器，前者用于电力系统送端变电站，后者用于受端变电站。变压器的电压需与电力系统的电压相适应。为了在不同负荷情况下保持合格的电压，有时需要切换变压器的分接头。按分接头切换方式变压器分为有载调压变压器和无载调压变压器，有载调压变压器主要用于受端变电站。

电压互感器和电流互感器的工作原理与变压器相似。它们把高电压设备和母线的高电压、大电流按规定比例变成测量仪表、继电保护装置及控制设备的低电压和小电流。在额定运行情况下，电压互感器的二次线电压为 100V，电流互感器的二次电流为 5A 或 1A。

开关设备包括断路器、隔离开关、负荷开关、高压熔断器等设备。断路器在电力系统正常运行情况下用来合上和断开电路，故障时在继电保护装置的控制下自动把故障设备和线路断开，还可以有自动重合闸功能。在我国，220kV 以上断路器使用较多的是空气断路器和六氟化硫断路器。隔离开关的主要作用是在设备或线路检修时隔离电压，以保证安全。它不能断开负荷电流和短路电流，应与断路器配合使用。在停电时应先拉断路器后拉隔离开关，送电时应先合隔离开关后合断路器。如果误操作将造成设备损坏和人身伤亡。负荷开关能在正常运行时断开负荷电流，但没有断开故障电流的能力，一般与高压熔断器配合用于 10kV 及以上电压且不经常操作的变压器或出线上。



为了减少变电站的占地面积,近年来积极发展六氟化硫全封闭组合电器(GIS)。它把断路器、隔离开关、母线、接地开关、互感器、出线套管或电缆终端头等分别装在各自的密封间隔中,集中组成一个整体外壳,并充以六氟化硫气体作为绝缘介质。这种组合电器具有结构紧凑、体积小、质量轻、不受大气条件影响、检修间隔长、无触电事故和电噪声干扰等优点。

变电站的防雷保护装置主要有避雷针和避雷器。避雷针的作用是使雷电对其自身放电,将雷电流引入大地,防止变电站遭受直接雷击。在变电站附近的线路上落雷时,雷电波会沿导线进入变电站,产生过电压。另外,断路器操作等也会引起过电压。避雷器的作用是当过电压超过一定限值时,自动对地放电,降低电压,保护设备,放电后又迅速自动灭弧,保证系统正常运行。目前,使用最多的是氧化锌避雷器。

### 三、变电站在电力系统中的地位与作用

电力系统是由生产、输送、分配和消费电能的各种电气设备连接在一起而组成的整体。在电力系统中,变电站是联系发电厂和用户的中间环节,起着变换和分配电能的作用,是控制电力流向和调整电压的电力设施,通过其变压器将各级电压的电网联系起来形成联合电力网。变电站在电力系统中具有十分重要的地位,其安全运行对电力系统具有十分重要的意义。



#### 【思考与练习题】

1. 变电站是如何分类的?它们在电力系统中的作用是什么?
2. 变电站中的一次电气设备有哪些?它们的作用是什么?

## 模块 2 变电站运行要求



#### 模块描述

本模块包含了变电站运行监视的范围,变电站操作,变电站的电气保护、远方监视与控制及信号系统。通过要点归纳、原理介绍,掌握变电站运行要求。

#### 【正文】

为确保变电站安全、经济运行,保证电能质量,必须对变电站设备的运行工况进行监视、控制、调节和保护。

#### 一、变电站运行监视的范围

##### 1. 变电站运行监视的模拟量

变电站的电气设备,应运行在它们允许的额定参数范围内,长期偏离它们允许的额定参数范围将缩短其使用寿命,甚至引发事故。

变电站运行监视的模拟量主要有:6~10kV线路的单相电流,35kV及以上电压等级线路的三相电流、三相电压、有功功率、无功功率,与电气设备或线路非直接连接的断路器的三相电流,各级交流系统的母线电压和频率,主变压器的油温、绕组温度,主变压器各侧的三相电流、三相电压、三相有功功率、三相无功功率,站用变压器高压侧及低压侧的三相电流、三相电压,35kV/10kV电抗器的三相电流、无功功率,补偿电容器的三相电流、无功



功率，直流系统的母线电压，充电装置进线电流、电压，蓄电池进线电流和电压，浮充电进线电流、电压，直流绝缘监视的正对地电压、负对地电压，UPS系统的输出电压、电流及频率，室外温度，一次配电室和二次设备间的温度。

## 2. 变电站运行监视的开关量

变电站运行监视的开关量主要有：各级电压系统的断路器、隔离开关和接地开关的位置信号，主变压器分接头的位置信号，站用变压器高压侧及低压侧断路器的状态信号，380V母线分段断路器的状态信号，380V馈出回路的状态信号，变电站各电气间隔的继电保护装置、自动装置的动作及报警信号，直流系统的状态异常信号，UPS系统的状态异常信号，就地/远方（含主控室和调度端）切换开关的位置信号，通信系统（包括载波机、光端机及PCM（如果需要））的报警信号。

## 二、变电站操作

变电站操作包括自动调节控制和人工操作控制。

### 1. 自动调节控制

自动调节控制可由站内操作员站或远方控制中心设定其是否采用。它可以由运行人员投入/退出，而不影响手动控制功能的正常运行。

(1) 电压—无功功率自动调节控制 (AVQC)。原电力工业部安全生产司于1997年颁布的关于《电力行业一流供电企业考核标准》(试行)的通知中，明确提出一流供电企业必备条件之一是供电电压合格率大于或等于98%，其中A类电压的电压合格率大于或等于99%。根据SD 325—1989《电力系统电压和无功电力技术导则》的规定，各级供电母线电压的允许波动范围（以额定电压为基准）如下：500（330）kV变电站的220kV母线，正常时0%~+10%，事故时-5%~+10%；220kV变电站的35~110kV母线，正常时-3%~+7%，事故时-10%~+10%。配电网的10kV母线：10.0~10.7kV。

电力系统长期运行的经验和研究、计算的结果表明，造成系统电压下降的主要原因是系统的无功功率不足或无功功率分布不合理。对电压和无功功率进行合理的调节，可以提高电能质量、提高电压合格率、降低网损。因此，要对电压和无功功率进行综合调控，保证实现包括电力部门和用户在内的最佳总体运行技术指标和经济指标。

通过实时采集母线电压、变压器无功功率和变电站运行方式，结合设定的各种参数进行判断计算后，根据调度下达的电压曲线或AVQC控制策略自动对电容器或电抗器断路器发出投入或切除的指令，从而控制电容器、电抗器等无功设备的投运或停运，调节主变压器分接头，实现对控制目标值（电网电压和无功功率）的自动调节和闭环控制，使其在允许的范围内变化。AVQC功能可在站级监控系统中用软件实现或采用电压—无功功率自动调节装置实现。

(2) 自动按频率减负荷控制。电力系统的频率是衡量电能质量的重要指标之一。电力系统正常运行时，频率必须维持在50Hz±(0.1~0.2)Hz的范围内。系统频率偏移过大时，轻则影响工农业产品的质量和产量，重则损坏汽轮机、水轮机等重要设备，甚至引起系统的频率崩溃，致使大面积停电，造成巨大的经济损失。

当系统出现有功功率缺额时，系统频率将下降，为抑制系统频率下降，应自动按频率减负荷。

(3) 备用电源自动投入。对于有备用变压器或互为备用的母线段的终端变电站，为提高其供电可靠性，应装设备用电源和备用设备的自动投入装置。

## 2. 人工操作控制

操作员可对需要控制的断路器、隔离开关进行控制操作。监控系统应具有操作及监护功能,允许监护人员在不同的操作员站上实施监护,避免误操作;当一台工作站发生故障时,操作人员和监护人员可在另一台工作站上进行操作和监护。

人工操作控制分为四级:第一级控制,设备层就地检修控制。该级控制具有最高优先级的控制权。当操作人员将就地设备的远方/就地切换开关放在就地位置时,将闭锁所有其他控制功能,只能进行现场操作。第二级控制,间隔层后备控制。其与第三级控制的切换在间隔层完成。第三级控制,站控层控制。该级控制在操作员站上完成,具有调度中心与站内主控层的切换功能。第四级控制,远方控制,优先级最低。

原则上间隔层和设备层只作为后备操作或检修操作手段。为防止误操作,在任何控制方式下都需采用分步操作,即选择、返校、执行,并在站级层设置操作员、监护员口令及线路代码,以确保操作的安全性和正确性。对任何操作方式,应保证只有在上一操作步骤完成后,才能进行下一步操作。同一时间只允许一种控制方式有效。人工操作控制应具备全站防误闭锁功能。

对于同期检测点的断路器,应能实现同期检测及操作。合闸检测分为检无压合闸和检同期合闸。同期检测部件的检测信息来自断路器两侧的母线 TV 及线路 TV 的输入电压的幅度、相角及频率的瞬时值,同期检测实行自动同期捕捉合闸。

## 3. 变电站的电气保护

变电站的电气设备在运行中可能出现故障和不正常工作状态,应根据继电保护和自动装置技术规程配置相应的电气保护系统。

## 4. 变电站的远方监视与控制

变电站的远方监视与控制包括遥测、遥信、遥控、遥调和遥视。它是电力系统调度自动化的重要组成部分,也是无人值班变电站运行管理的重要手段。

## 5. 变电站的信号系统

变电站的信号系统应包括事故报警和预告报警信号系统。当发生因非正常操作而引起的断路器跳闸和保护装置动作时,应发出事故报警信号;当发生一般设备变位、状态信息异常、模拟量或温度量越限时,应发出预告报警信号,以便运行人员及时处理。



### 【思考与练习题】

1. 变电站运行监视的内容是什么?
2. 变电站自动调节控制和人工操作控制的内容是什么?

## 模块 3 变电站综合自动化系统功能与结构



### 模块描述

本模块包含了变电站综合自动化系统的基本功能和要求、结构形式、发展方向。通过要点归纳、原理讲解、图解示意,掌握变电站综合自动化系统的基本功能、结构形式,熟悉变电站综合自动化系统的要求和发展方向。

### 【正文】

变电站综合自动化系统利用先进的计算机技术、现代电子技术、通信技术和数字信号处理等技术,实现对变电站主要设备和输、配电线路的自动监视、测量、控制、以及保护。变电站综合自动化系统是高度协调、统一、全数字化、智能的变电站自动化系统,它包括了除变电站一次系统、操作电源和站用交流电源之外的电气二次系统。

#### 一、变电站综合自动化系统的基本功能和要求

变电站综合自动化系统的基本功能和要求,从不同的角度有不同的描述,例如:国际大电网会议 WG34.03 工作组在研究变电站的数据流时,分析了变电站自动化需完成的功能大概有 63 种,但从变电站运行要求的角度可归纳为以下几种子系统功能:①监控子系统功能;②微机继电保护及安全自动装置子系统功能;③通信管理子系统功能。

##### 1. 监控子系统功能

监控子系统完成对变电站一次系统的运行监视与控制,应具有如下功能:

(1) 数据采集和处理功能。变电站综合自动化系统通过 I/O 测控单元实时采集变电站运行监视所需要的模拟量、开关量等信息量,并对所采集的实时信息进行数字滤波、有效性检查、工程值转换、信号接点抖动消除、刻度计算等加工,从而提供可应用的电流、电压、有功功率、无功功率、功率因数等各种实时数据,并将这些实时数据带品质描述传送至站控层和各级调度中心。

(2) 操作控制功能。无论是无人还是少人值班的变电站,运行人员都可通过计算机 CRT 屏幕对断路器、允许远方电动操作的隔离开关和接地开关进行分、合闸操作;对变压器分接头位置进行调节控制;对电容器、电抗器补偿装置进行投、切控制,同时要能接受遥控操作命令,进行远方操作,满足变电站操作控制的运行要求。

(3) 报警处理功能。监控系统应具有事故报警和预告报警功能。事故报警包括非正常操作引起的断路器跳闸和保护装置动作信号;预告报警包括一般设备变位、状态异常信息、模拟量或温度量越限等。

当发生事故时,事故报警立即发出音响报警(报警音量可调),运行监控主机的显示画面上改变颜色并闪烁表示设备变位,同时显示红色报警条文,报警条文可以选择随机打印或召唤打印。

事故报警通过手动或自动方式确认,每次确认一次报警,自动确认时间可调。报警一旦确认,声音、闪光即停止。

第一次事故报警发生阶段,允许下一个报警信号进入,即第二次报警不应覆盖上一次的报警内容。报警装置可在任何时间进行手动试验,试验信息不予传送、记录。报警处理可以在主计算机上予以定义或退出。事故报警应有自动推画面功能。

预告报警发生时,除不向远方发送信息外,其处理方式与上述事故报警处理相同(音响和提示信息颜色应区别于事故报警)。部分预告信号应具有延时触发功能。

对每一测量值(包括计算量值),可由用户设置四种规定的运行限值(低低限、低限、高限、高高限),分别可以定义作为预告报警和事故报警的限值。四个限值均设有越/复限死区,以避免实测值处于限值附近频繁报警。

开关事故跳闸到指定次数或开关拉闸到指定次数,应推出报警信息,提示用户检修。

(4) 事件顺序记录(SOE)及事故追忆功能。当变电站一次设备出现故障时,将引起继

电保护动作、开关跳闸，事件顺序记录 SOE (Sequence Of Events) 功能将事件过程中各设备动作顺序，带时标记录、存储、显示、打印，生成事件记录报告，供查询。系统保存 1 年的事件顺序记录条文。事件分辨率：测控单元不大于 1ms，站控层不大于 2ms。事件顺序记录应带时标及时送往调度主站。

事故追忆范围为事故前 1min 到事故后 2min 的所有相关运行数据，采样周期与实时系统采样周期一致。系统可生成事故追忆表，可以实现重演及显示、打印方式输出。

(5) 画面生成及显示功能。监控系统应具有电网拓扑识别功能，实现带电设备的颜色标识。所有静态和动态画面应能存储，并能以 jpeg、bmp、gif 等图形格式输出。应具有图元编辑图形制作功能，使用户能够在任一台主计算机或人机工作站上方便直观地完成实时画面的在线编辑、修改、定义、生成、删除、调用和实时数据库连接等功能，并且对画面的生成和修改应能够通过网络广播方式提供给其他工作站。在主控室运行工作站 CRT 上显示的各种信息应以报告、图形等形式提供给运行人员。

画面显示内容应有全站电气主接线图（若幅面太大时可用漫游和缩放方式），分区及单元接线图，实时及历史曲线显示，棒图（电压和负荷监视），间隔单元及全站报警显示图，监控系统配置及运行工况图，保护配置图，直流系统图，站用电系统图，报告显示（包括报警、事故和常规运行数据），表格显示（如设备运行参数表、各种报表等），操作票显示，日历、时间和安全运行天数显示。

输出方式及要求：电气主接线图中应包括电气量实时值，设备运行状态、潮流方向，断路器、隔离开关、地刀位置，“就地/远方”转换开关位置等；图形和曲线可储存及硬拷贝；用户可生成、制作、修改图形；在一个工作站上制作的图形可送往其他工作站；电压棒图及曲线的时标刻度、采样周期可由用户选择；每幅图形均标注有日历时间；图形中所缺数据可人工置入。

(6) 在线实时计算及制表功能。在线计算应具有加、减、乘、除、积分、求平均值、求最大最小值和逻辑判断，以及进行功率总加、电量分时累计等计算功能。供计算的数据可以是采集量、人工输入量或前次计算量，这些计算从数据库取变量数据，并把计算结果返送数据库。计算结果可以处理和显示，并可以对计算结果进行合理性检查。可以由用户用人机交互方式或编程方式定义一些特殊公式，并按用户要求的周期进行计算。

监控系统应能生成不同格式的生产运行报表，提供的报表包括：实时值表、正点值表、开关站负荷运行日志表（值班表）、电能量表、交接班记录、事件顺序记录一览表、报警记录一览表、微机保护配置定值一览表、主要设备参数表、自诊断报告、其他运行需要的报表。

输出方式及要求：实时及定时显示；召唤及定时打印；生产运行报表应能由用户编辑、修改、定义、增加和减少；报表应按时间顺序存储，报表的保存量应满足运行要求。

(7) 时钟同步功能。监控系统设备应从站内时间同步系统获得授时（对时）信号，保证 I/O 数据采集单元的时间同步达到 1ms 精度要求。当时钟失去同步时，应自动告警并记录事件。监控系统站控层设备优先采用 NTP (Network Time Protocol 是用来使计算机时间同步化的一种网络时间协议) 对时方式，间隔层设备的对时接口优先选用 IRIG-B 对时方式。

(8) 人-机联系功能。人-机联系是值班员与计算机对话的窗口，值班员可借助鼠标或键盘在屏幕上与计算机对话。人-机联系包括：调用、显示和拷贝各种图形、曲线、报表；发

出操作控制命令；数据库定义和修改；各种应用程序的参数定义和修改；查看历史数值以及各项定值；图形及报表的生成、修改、打印；报警确认，报警点的退出/恢复；操作票的显示、在线编辑和打印；日期和时钟的设置；运行文件的编辑、制作；主接线图人工置数功能；主接线图人工置位功能；监控系统主机上应有系统硬件设备配置图，该配置图能反映所有连接进系统的硬件设备的运行状态。

(9) 系统自诊断和自恢复功能。远方或变电站负责管理系统的工程师可通过工程师工作站对整个监控系统的所有设备进行诊断、管理、维护、扩充等工作。系统具有可维护性，容错能力及远方登录服务功能。

系统具有自监测的功能，提供相应的软件给操作人员，使其能对计算机系统的安全与稳定进行在线监测。系统具有自诊断和自恢复的功能，能够在线诊断系统硬件、软件及网络的运行情况，一旦发生异常或故障应立即发出告警信号并提供相关信息。应具有看门狗和电源监测硬件，系统在软件死锁、硬件出错或电源掉电时，能够自动保护实时数据库。在故障排除后，能够重新启动并自动恢复正常的运行。某个设备的换修和故障，应不会影响其他设备的正常运行。

(10) 与其他设备的通信接口功能。

1) 监控系统与继电保护的通信接口。监控系统以串口或网口的方式与保护装置信息采集器或保护信息管理子站连接获取保护信息。监控系统与保护装置、保护及故障信息管理子站的联网方案如下：①如果不考虑在监控系统后台实现继电保护装置软压板投退、远方复归的功能，则监控系统仅采集与运行密切相关的保护硬接点信号，站内所有保护装置与故障录波装置仅与保护及故障信息管理子站连接；保护及故障信息管理子站向监控系统转发各保护装置详细软报文信息。②如果考虑在监控系统后台实现继电保护装置软压板投退、远方复归的功能，则保护及故障信息管理子站系统与监控系统分网采集保护信息。保护装置可按照子站系统和监控系统对保护信息量的要求，将保护信息分别传输至子站系统和监控系统。

2) 监控系统与保护测控一体化装置(35kV/10kV)的通信接口。监控系统以串口或网口的方式与保护测控一体化装置(35kV/10kV)通信，采集测控信息。

3) 监控系统与其他智能设备的通信接口。其他智能设备主要包括直流电源系统、交流不停电系统、火灾报警装置、电能计量装置及主要设备在线监测系统。监控系统智能接口设备采用数据通信方式(RS-485通信口)收集各类信息，经过规约转换后通过以太网传送到监控系统主机。

(11) 运行管理功能。监控系统根据运行要求，应实现如下管理功能：

1) 事故分析检索：对突发事件所产生的大量报警信号进行分类检索。

2) 操作票：根据运行要求开列操作票、进行预演，并能进行纠错与提示。

3) 模拟操作：提供电气一次系统及二次系统有关布置、接线、运行、维护及电气操作前的实际预演，通过相应的操作画面对运行人员进行操作培训。

4) 变电站其他日常管理，如操作票、工作票管理，运行记录及交接班记录管理，设备运行状态、缺陷、维修记录管理，规章制度等。

5) 管理功能应满足用户要求，适用、方便、资源共享。各种文档能存储、检索、编辑、显示、打印。

6) 测控单元应具有当地维护、校验接口，满足交流采样运行检验管理的要求。



## 2. 微机继电保护及安全自动装置子系统功能

微机继电保护及安全自动装置子系统功能是变电站综合自动化系统的最基本、最重要的功能，它包括变电站的主设备和输电线路的全套保护：高压输电线路保护和后备保护，变压器的主保护、后备保护以及非电量保护，母线保护，低压配电线路保护，无功补偿装置保护，站用变压器保护。为了保障电网的安全可靠经济运行，提高电能质量，变电站综合自动化系统中根据不同情况设置有相应的安全自动控制子系统，主要包括以下功能：①电压、无功自动综合控制；②低周减载；③备用电源自投；④小电流接地选线；⑤故障录波和测距；⑥同期操作；⑦五防操作和闭锁；⑧声音、图像远程监控。

各保护及安全自动装置单元，除应具备独立、完整的保护及安全自动装置功能外，还应具有以下附加功能：

(1) 具有事件记录功能。事件记录包括发生故障、保护动作出口、保护设备状态等重要事项的记录。

(2) 具有与系统对时功能。以便准确记录发生事故和保护动作的时间。

(3) 具有存储多种保护定值功能。

(4) 具有当地人机接口功能。不仅可显示保护单元各种信息，还可通过它修改保护定值。

(5) 具有通信功能。提供必要的通信接口，支持保护单元与计算机监控子系统通信协议。

(6) 具有故障自诊断功能。通过自诊断，及时发现保护单元内部故障并报警。对于严重故障，在报警的同时，应可靠闭锁保护出口。

各保护单元满足上述功能要求的同时，还应满足保护装置的快速性、选择性和灵敏性要求。

## 3. 通信管理子系统功能

综合自动化系统的通信管理子系统功能包括三方面内容：①各子系统内部的信息管理；②通信控制器（管理机）对其他公司产品的信息管理；③综合自动化系统与上级调度的远动通信。

远动通信装置应直接从间隔层测控单元获取调度所需的数据，实现远动信息的直采直送。远动通信装置具有远动数据处理、规约转换及通信功能，满足调度自动化的要求，并具有串口输出和网络口输出能力，能同时适应通过专线通道和调度数据网通道与各级调度端主站系统通信的要求。

通信管理子系统应能够同时和各个调度中心 EMS/SCADA 及站内 SCADA 系统通信，且能对通道状态进行监视。为保证远程通信的可靠，通信口之间应具有手动/自动切换功能，且 MODEM 也应有手动/自动切换功能。

通信管理子系统应能正确接收、处理、执行变电站 SCADA 系统或各个调度中心的遥控命令，但同一时刻只能执行一个主站的控制命令。

通信管理子系统在综合自动化系统内占有重要位置，应具有快速的实时响应能力、高度的可靠性和优良的磁兼容性。

## 二、变电站综合自动化系统的结构形式

变电站综合自动化系统是随着调度自动化技术的发展而发展起来的，为了实现对变电站的遥测、遥信、遥控和遥调远动功能，在变电站设置远程终端单元 RTU (Remote Terminal Units)，作为数据采集与监控系统 SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) 的

子站，并与调度主站通信。1954年，我国从前苏联引进了远方终端装置 RTU，到 1959 年全国已经有 29 个变电站实现遥控和无人值班。20 世纪 60 年代中期，随着电子技术的迅速发展，许多国家都开始了基于计算机的数据采集和监控系统 SCADA 的研制，20 世纪 70 年代基于微处理器技术的微型机远动装置问世。20 世纪 80 年代中期开始的四大网引进工程极大地推动

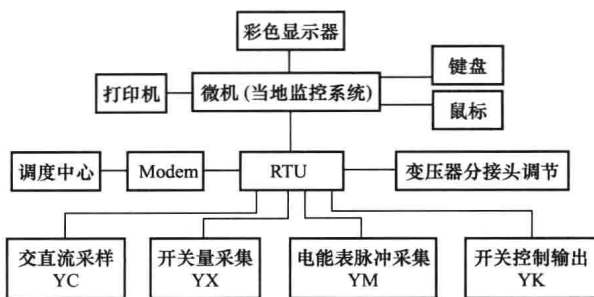


图 1.1 以 RTU 为基础的变电站计算机监控系统

动了我国微型机 RTU 技术的发展，从而也大幅度地提高了我国变电站自动化技术的水平。随着微机技术在变电站中的应用，实现了以 RTU 为基础的变电站计算机监控系统，如图 1.1 所示。该系统在 RTU 的基础上加一台微机作为中心的当地监控系统，不但未涉及继电保护，而且保留了原有的传统控制屏台，因此这只能称为变电站计算机监控系统，而不是变电站综合自动化系统。

20 世纪 80 年代中期，我国开始了微型机继电保护装置的研究工作，最早通过鉴定的微型机继电保护装置是 WXB-01 型，随后研制的 WXB-11 型线路保护性能得到了很大的提高，产品的实用化水平也不断提高。在微型机线路保护广泛使用的同时，微型机的元件保护、微型机监控系统、微型机的故障录波器设备等也逐渐在电力系统中投入使用。这些微型机智能设备的广泛使用，为变电站综合自动化系统的提出提供了一个基本的技术基础。与此同时，国外变电站综合自动化技术开始走上系统协同设计的道路，再一次拉开与国内技术水平的领先差距。国内变电站综合自动化系统最初是在 1993 年提出来的，当时国内微型机远动装置逐渐走向成熟，变电站内微机化保护和控制设备的使用量大幅度增加。这个系统提出的另外一个背景是国外技术发展的影响，国外变电站综合自动化系统设计思路对国内变电站综合自动化技术发展的影响巨大。

变电站综合自动化系统的结构形式，从应用和发展的历程来看，大体经历了集中式和分布式两个主要阶段。因此，变电站综合自动化系统的结构形式可分为集中式和分层分布式两种。

### 1. 集中式变电站综合自动化系统

集中式变电站综合自动化系统通过集中组屏布置的方式采集变电站的模拟量和开关量等信息，并同时完成微机保护、自动控制以及调度通信等功能。

90 年代初研制出的变电站综合自动化系统是在变电站控制室内设置计算机系统作为变电站综合自动化系统的控制中心，另设置数据采集和控制部件用以采集数据和发出控制命令。微机保护柜除保护元件外，每柜有一管理单元，其串行口和变电站综合自动化系统的数据采集和控制部件相连接，传送保护装置的各种信息和参数，整定和显示保护定值，投退保护装置。集中式变电站综合自动化系统结构框图如图 1.2 所示。

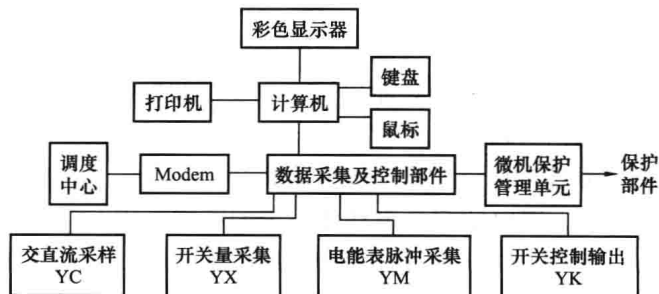


图 1.2 集中式变电站综合自动化系统结构框图



由于早期综合自动化设备的技术不够成熟,设备抗电磁干扰和高温潮湿的性能有限,使得设备只能安装在能够提供良好环境的主控室运行。这种结构形式的综合自动化系统国内早期的产品较多,通常组屏按功能分为主机屏、遥测屏、遥信屏、遥控屏。集中式变电站综合自动化系统的缺点:①所有待监控的设备都需要通过电缆接进入主控室或继电保护室,特别是大量 10kV 设备二次电缆的安装敷设,造成变电站安装成本高、周期长、不经济,同时增加了 TA 二次负载。②前置管理机任务繁重、引线多,形成了信息的“瓶颈”,降低了整个系统的可靠性。在前置管理机故障的情况下,将失去当地及远方的所有信息及功能;此外,扩展一些自动化需求的功能较难。变电站二次产品早期的开发过程是按保护、测量、控制和通信部分分类、独立开发的,没有按整个系统设计的指导思想进行,工程设计时大多采用按功能“拼凑”的方式开展,从而导致系统工程化实施后的性能指标不尽人意。

## 2. 分层分布式变电站综合自动化系统

20 世纪 90 年代中期,随着计算机技术、网络通信技术的飞速发展,出现了分层分布式变电站综合自动化系统。所谓分层是指系统按变电站的控制层次和对象设置全站控制(站控层,又称变电站层)和就地单元控制(间隔层)的二层式分布控制系统结构。所谓分布式是指在逻辑功能上站控层 CPU 与间隔层 CPU 按主从方式工作。

(1) 站控层设备配置及基本功能。站控层设备大致包括监控主机、操作员站、五防主机、远动主机、工程师站、GPS 时钟同步装置、网络设备等。

监控主机具有快速的信息响应能力及相应的信息处理分析功能,完成站控层数据收集、处理、存储及网络管理、运行管理和控制监察。

操作员站是站内监控系统的主要人机界面,用于图形及报表显示、事件记录、报警状态显示和查询、设备状态和参数的查询、操作指导、操作控制命令的解释和下达等。运行人员可通过运行工作站对变电站各一次及二次设备进行运行监测和操作控制,例如:变电站内一次设备电气量监视、断路器/隔离开关运行状态监视、事件记录管理、断路器/隔离开关控制等。

值得注意的是,对于 110kV 及以下的规模较小的变电站,通常采用主机兼操作员站模式。

五防主机与监控主机通信获取信息,在五防工作站上可进行操作预演,可检验、打印和传输操作票,并对一次设备实施五防强制闭锁。为优化系统功能,微机五防功能应整合到监控主机中。

远动主机(或称总控单元、远动管理机)的作用:①采集间隔层测控保护装置数据,经过归并、筛选处理按远动规约传给远方调度中心,并接收调度中心遥控、遥调命令,交给间隔层测控保护装置执行,同时也将数据传给监控主机。②实现就地通信规约和远动通信规约的转换。③适配各种通信接口。在以太网构建的变电站综合自动化系统中,远动主机通常直采直送,通过专用通道点对点方式将站内的数据网接入设备向各级调度传送远动信息。

工程师站用于整个监控系统的维护、管理,可完成数据库的定义、修改,系统参数的定义、修改,报表的制作、修改,以及网络维护、系统诊断等工作。对监控系统的维护仅允许在工程师站上进行,并需有可靠的登录保护。

GPS 时钟同步装置以 GPS 卫星信号或外部输入 IRIG-B 码为时间基准,通过各种扩展接口输出秒脉冲、分脉冲、IRIG-B 码、串口对时报文以及网络对时报文等对时信号,为站

控层和间隔层设备进行时间同步。

网络设备包括规约转换装置、网络交换机、光/电转换器、接口设备（如光纤接线盒）、网络连接线、电缆、光缆等。规约转换装置用于多种继电保护装置及其他智能电子设备与当地站控层通信。在间隔层通过多种类型的标准通信接口与继电保护、故障录波器、电能表、直流屏等装置进行通信，采集各类信息，通过网络或串口，经规约转换后上送当地站控层。

网络交换机以高网络传输速率（ $\geq 100\text{Mbit/s}$ ）进行数据传输，构成分布式高速工业级以太网，实现站级单元的信息共享，站内设备的在线监测、数据处理以及站级联锁控制。

(2) 间隔层设备配置及基本功能。间隔层设备按站内一次设备（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和主站，特殊功能例外，如分散式录波及小电流接地选线等功能。这种结构相比集中式处理的系统具有以下明显的优点：可靠性提高，任一部分设备故障只影响局部；风险分散，当站控层系统或网络故障，只影响到监控部分，而最重要的保护、控制功能在间隔层仍可继续运行，间隔层任一智能单元损坏不会导致全站的通信中断；可扩展性和开放性较高，利于工程的设计及应用。

变电站综合自动化系统采用分布式结构可以大大减少电缆，降低造价，但分布的方式和程度，应保证变电站的安全可靠运行，变电站综合自动化系统的分布式结构与间隔的划分有密切关系。变电站间隔层的划分与变电站的类型、一次设备的配置和布局、变电站内设备的数据流及通信总线的结构有关。根据变电站的具体情况，一个电力系统元件、两种电压等级之间带断路器的变压器、带断路器和相关隔离开关及接地开关的母联断路器、在进线或出线及母线之间的断路器等都可定义为间隔。因此，变电站综合自动化系统的分布结构应按具体变电站所划分的过程层、间隔层和变电站层及通信总线要求决定。

通信集中配置的分层分布式变电站综合自动化系统典型结构框图如图 1.3 所示，在 20 世纪 90 年代属于主流，由于间隔层设备通信接口种类不唯一，或用 RS-485 组网，或用现场总线组网，为了能与站控层通信，间隔层设备必须通过通信总控制器（或通信管理机）进行通信接口适配。在这种结构下，间隔层设备与站控层设备的通信流将不可避免的通过通信总控制器（或通信管理机）。因此，通信总控制器成为整个系统通信的瓶颈，特别是在设备较多的事故情况下，其通信效果不是那么满意。

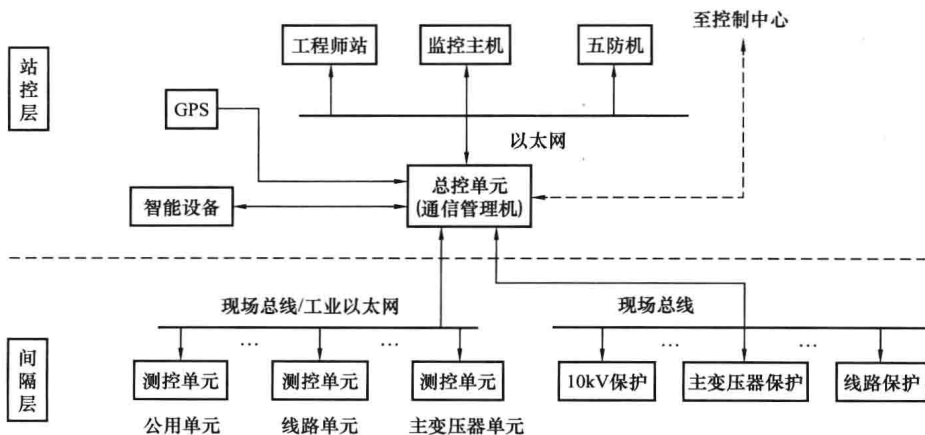


图 1.3 通信集中配置的分层分布式变电站综合自动化系统典型结构框图