

分类号_____

密级_____

UDC _____

学 位 论 文

变电站综合自动化系统的设计与工程实现

作 者 姓 名：王永华

指 导 教 师：高宪文 教授 东北大学信息科学与工程学院

张东海 高级工程师 首钢迁安钢铁有限责任公司

申请学位级别：硕士

学 科 类 别：专业学位

学科专业名称：控制工程

论文提交日期：2012年12月3日 论文答辩日期：2012年12月7日

学位授予日期： 年 月 答辩委员会主席：井元伟

评 阅 人：徐林、施明才

东 北 大 学

2012年12月

A Thesis in Control Engineering



The Design and Engineering Realization of Integrated Automation System for Substation

By Wang Yonghua

Supervisor : Professor Gao Xianwen

Senior Engineer Zhang Donghai

Northeastern University

December 2012

独创性声明

本人声明，所呈交的学位论文是在导师的指导下完成的。论文中取得的研究成果除加以标注和致谢的地方外，不包含其他人已经发表或撰写过的研究成果，也不包括本人为获得其他学位而使用过的材料。与我一同工作的同志对本研究所做的任何贡献均已在论文中作了明确的说明并表示谢意。

学位论文作者签名：王永华

日期：2022年12月7日

学位论文版权使用授权书

本学位论文作者和指导教师完全了解东北大学有关保留、使用学位论文的规定：即学校有权保留并向国家有关部门或机构送交论文的复印件和磁盘，允许论文被查阅和借阅。本人同意东北大学可以将学位论文的全部或部分内容编入有关数据库进行检索、交流。

作者和导师同意网上交流的时间为作者获得学位后：

半年 ☐ 一年 ☐ 一年半 ☐ 两年 ☒

学位论文作者签名：王永华

导师签名：刘庆文

签字日期：2022年12月7日

签字日期：2022年12月7日

变电站综合自动化系统的设计与工程实现

摘 要

随着科学技术的不断进步,我国电力工业的自动化控制水平得到长足进步,变电站综合自动化系统的技术应用也日趋完善,并迈入了实用化的阶段。综合自动化控制系统是建立在计算机硬件技术、数据通讯技术、模块化软件技术基础上发展起来的,是一种集控制、保护、测量及远动等功能为一体的微机控制系统。

论文根据首钢迁钢冷轧工程的整体规划和现场实际情况,以工程 23 个新建 10~35kV 变电站为背景,对其综合自动化控制系统进行了深入开发和总体设计,采用总体规划、分期实施加预留的方式,设计了一种带有集控的一主站对多子站模式总体架构。

论文对变电站微机保护测控系统的硬件构成、软件程序及保护算法和功能要求进行了系统开发和设计,对目前应用较广的傅氏微机保护算法进行了重点研究和阐述,针对工程一次设备实际情况提出了不同类型保护测控装置的具体配置和设计方案。

上位机后台监控在变电站综合自动化系统中占据重要作用。本文在分析后台上位监控系统的硬件配置、软件体系构成的基础上,采用分层次、模块化的结构程序设计思想,将后台监控系统主要分为八大功能模块进行设计,并对各个模块加以具体描述;

通信网是变电站综合自动化系统的一个重要组成部分。本文通过对通信网络的系统研究,提出适合工程实情的通信组网方案,解决了通信互连与远动通信问题;

根据以上总体设计思路,经过分步建设,最终完成了 23 个新建变电站综合自动化系统的工程实现。运行实践表明,系统整体性能达到设计要求,极大提升了企业自动化管理水平,并在经济性、安全性、可靠性三个方面取得了良好效果。尤其通过无人值守模式的实施和推广,减员增效,为企业创造了明显的经济效益。

论文最后针对变电站综合自动化系统在实际应用中的优势,设计实施过程中存在的难点和问题进行了系统总结,提出了相应改进措施和建设性意见,为后续变电站自动化工程项目实施指明了方向。

关键词: 变电站综合自动化; 保护测控装置; 监控系统; 通信网络; 工程实现

The Design and Engineering Realization of Integrated Automation System for Substation

Abstract

With the continuous development of science and technology, the control ability of our country's electric power industry has improved a lot. Also the integrated automation system technology of substation is being completed, and has entered the practical stage. Substation automatic control system is based on the technology of computer hardware, data communication and module software. It is a microcomputer control system which combines control, measuring, protection and remote function.

In Shougang Qian An steel, based on the integral planning and the actual situation of the cold rolling project, this paper has made profound exploitation and overall design of the automation system setted in 23 10~35kV new substation. The total frame of a master station to multi substation mode with a centralized control heart has been designed by a way of integral planning, staging execution with performed units. The global frame of the system has spacing layer, communication layer and monitoring layer with distributed and layered structure.

In this paper, overall exploitation and design has been giver for the substation microcomputer protection system of hardware components, software program, the protection algorithm and the function requirement, the most widely used Fourier microcomputer protection algorithm are studied and described as a key point, according to the actual situation primary equipment in actual engineering, the specific configuration design scheme of the different types of protection and monitoring device is given.

PC upper monitoring system in substation automation system plays an important role. Based on the analysis of hardware configuration, software system composition of the upper monitoring system using a hierarchical, modular structure program design idea, the background monitoring system is mainly divided into eight functional module to design, and each module are described.

The communication network is an important part of the substation automation system. Based on the system research of communication network, the communication system scheme which meets the project actual situation has been put forward, also solved the problems of communication interconnection and telecontrol communication.

According to the overall design, through construction step by step, finally 23 new substation's automation system has been finished in engineering realization. The practical application shows that, the overall performance of the system meets the design requirements, which greatly enhance automation management level of the enterprise, and achieved good results in the economy, safety, reliability. Especially through the unattended mode implementation and promotion, synergism of depletion of numbers, remarkable economic benefits is created for the enterprise.

Finally, through the analysis of the advantage, difficulty and problem existing in the practical design and application of substation integrated automation system, the paper gives a systematic summary, the relevant improved step, and the suggestion pointing out the direction of succeeding project in substation automation.

Keywords: substation integrated automation; monitoring and control system; protecting and monitoring device; communication network; engineering realization

目 录

独创性声明	I
摘 要	II
Abstract	III
第 1 章 绪 论	1
1.1 引言	1
1.2 课题研究背景及意义	2
1.2.1 课题研究背景	2
1.2.2 意义	3
1.3 国内外现状与发展历程	4
1.3.1 国内外现状	4
1.3.2 发展历程	5
1.4 本文主要工作	6
第 2 章 控制系统总体设计	7
2.1 引言	7
2.2 系统整体架构设计	8
2.2.1 系统结构设计	8
2.2.2 系统开发设计原则	9
2.3 系统整体功能设计	10
2.4 本章小结	10
第 3 章 保护测控系统开发与设计	11
3.1 引言	11
3.2 装置硬件结构	11
3.3 装置典型软件构成	13
3.4 微机保护算法对比研究	14
3.4.1 半周积分算法	15

3.4.2 两点乘积算法	15
3.4.3 傅氏级数算法	16
3.4.4 保护算法的评价	19
3.5 保护测控功能开发与设计	20
3.5.1 装置功能开发与设计	20
3.5.2 不同类型保护测控装置具体配置	21
3.5.3 保护测控功能举例	22
3.6 本章小结	22
第 4 章 SCADA 系统构成与功能开发	23
4.1 引言	23
4.2 硬件系统	23
4.3 软件体系	24
4.3.1 系统软件	24
4.3.2 支撑平台	25
4.3.3 应用软件	26
4.4 SCADA 系统功能开发设计	27
4.5 本章小结	28
第 5 章 通信系统研究与设计	29
5.1 引言	29
5.2 通信网络研究	29
5.2.1 变电站通信流分析	29
5.2.2 通信信道、介质与通信协议	30
5.2.3 串行通信接口和现场总线技术	32
5.2.4 以太网通信网络	35
5.3 通信系统设计方案	37
5.3.1 主站网络层	37
5.3.2 子站网络层	38
5.3.3 终端单元层	38
5.4 本章小结	38

第 6 章 控制系统的工程实现..... 39

6.1 引言 39

6.2 系统调试..... 39

6.3 系统实现..... 39

6.3.1 SCADA 系统性能指标 39

6.3.2 主站 SCADA 系统 39

6.3.3 子站 SCADA 系统 39

6.3.4 保护测控系统..... 39

6.4 通信系统..... 39

6.4.1 通信介质与网管 39

6.4.2 通信协议..... 39

6.5 系统整体功能实现..... 39

6.6 工程实施效果和存在的问题..... 39

6.7 本章小结..... 39

第 7 章 结论与展望..... 39

7.1 结论..... 39

7.2 展望..... 39

参考文献..... 39

致 谢..... 39

第1章 绪论

1.1 引言

随着科学技术的不断进步,我国电力工业的自动化控制水平得到长足进步,变电站自动化系统的技术应用也日趋完善,并迈入了实用化的阶段。变电站综合自动化是指变电站二次系统通过利用计算机技术、现代控制技术、网络通信技术和图形显示技术,实现将常规变电站的控制、测量、信号、保护、计量、安全自动装置、远动等功能整合于一体的计算机监控系统。这项技术涉及多个技术领域,是自动化技术、计算机技术和通信技术等高科技在变电站领域的综合应用^[1]。

依据大电网会议 WG34.03 工作组的分析,变电站自动化系统较为严格的定义为:

- (1) 远动功能;
- (2) 自动控制功能;
- (3) 测量表计功能;
- (4) 继电保护功能;
- (5) 与继电保护有关的功能;
- (6) 接口功能;
- (7) 系统功能。

建立现代意义的变电站自动化系统的目的就是原来分隔开的控制、监视、保护、通信和测量等几大功能结合在一起,把分散的装置进行集成后组成自动化系统。变电站自动化系统实质上是由多台微机组成的分层分布式控制系统,包括微机监控、微机保护、电能质量自动控制等多个子系统。在多个子系统中,往往又由多个智能模块组成,例如保护测控装置、直流装置、电度量装置、小电流接地选线装置等。变电站综合自动化的目的,就是实现这些装置的信息共享,由此可减少变电站使用的电缆数量并简化各子系统的互连,既减少重复投资,又提高系统整体的安全性和可靠性。

随着计算机技术、网络技术和通信技术的发展及其在电力系统中的广泛应用,变电站综合自动化系统的技术水平也在不断提高。总的发展趋势可以从以下几个不同角度来描述:(1) 系统总体结构向开放和全分散型发展;(2) 子站模块设计向综合化、多功能发展;(3) 通信媒介将更多地引入光纤;(4) 从传统控制方法向综合智能方向发展;(5) 从单纯的屏幕数据监视到多媒体监视^[2]。

1.2 课题研究背景及意义

1.2.1 课题研究背景

河北省首钢迁安钢铁有限责任公司（简称首钢迁钢公司），是首钢集团落实科学发展观，服从首都环保大局，平稳实施首钢北京地区钢铁业搬迁调整规划，依托首钢迁安矿山基地，集成炼铁-炼钢-热轧-冷轧等多工序工艺技术创新、生产流程优化、精品板材产品研发的大型现代化钢铁生产基地。自2003年3月奠基，历经三步工程建设，截至目前已具备年产780万吨铁、800万吨钢、780万吨热轧板带钢的生产能力。

冷轧工程作为首钢迁钢公司终端产品生产集群，集中了国内外高端和前沿先进工艺技术，主要建设1450mm冷轧硅钢生产线，包括无取向硅钢生产车间和取向硅钢生产车间，可规模化生产国内急缺的最高等级电工用钢，填补河北省乃至华北地区高精尖产品空白，引领精品钢生产先进水平，为集团公司重点工程。冷轧工程采取整体规划、分期实施加预留方式进行建设，目前工程已部分建成投产。

为满足工程电力供应，本工程配套建设一座110/35/10kV变电站。根据北京国电华北电力工程有限公司关于“首钢迁钢冷轧工程110kV总降变电站接入系统设计”，该站两路110kV电源引自唐山驿南府220kV变电站。作为冷轧工程专属电源站，总降变电站采用35kV、10kV向冷轧各机组及公辅区一期工程共计23个子变电站呈放射式供电，其中10kV电压等级20个，35kV电压等级3个。子站地理分布较为分散。

冷轧工程车间电力负荷多数属于一、二级，要求采用两个独立电源供电；对特殊重要的负荷要求两个独立电源点供电，并配置柴油发电机组作为后备电源。基于冷轧工程对电力供应要求的苛刻性，在工程规划阶段，即提出电力系统设计指导思想和设计原则：

- (1) 坚持技术的高起点，充分满足用电设备对供电可靠性和电能质量的要求；
- (2) 接线方式力求简单可靠、操作安全、运行灵活、便于维修；
- (3) 变电中心深入负荷中心，减少不必要电压等级；
- (4) 总体布局合理紧凑，减少中压系统的供电距离；
- (5) 提高变电站的自动化水平，减少变电站内的人员配置。

本课题即以“提高变电站的自动化水平，减少变电站内的人员配置”为主要研究对象，对工程项目23个变电站的综合自动化系统建设采取“采取整体规划、分期实施加预留方式”进行整体规划和设计，分期、分步实施，并预留未来接入接口，完全结合工程建设方式，为保证工程项目顺利推进和长期稳定生产提供安全、可靠的电力保障。

1.2.2 意义

相比常规站，新建变电站实现综合自动化，在以下几个方面体现出独特的优越性：

(1) 在线运行的可靠性高。变电站综合自动化系统利用软件实现在线自检，具有故障诊断功能。微机系统在软件故障时，考虑到电力系统各种复杂的故障，可以在线实时地对有关硬件电路各个环节进行自检，具有很强的综合分析和判断能力；可以防止干扰进入微机系统后造成严重后果，加之各子系统具有故障自诊断能力，使得变电站的一次、二次设备运行的可靠性远远超过常规站。

(2) 供电质量高。变电站综合自动化系统中的电压、无功自动控制功能，对具有有载调压变压器和无功补偿电容器的变电站，可大大提高电压合格率，保证电力系统主要设备和各种电器的安全，降低网损，节约电能损耗。

(3) 专业综合，易于发现隐患，处理事故恢复供电快。变电站实现综合自动化后，各专业综合考虑，可收集众多需要的数据和信号，利用计算机高速计算和正确判断的能力，将数据和信号经计算机处理后，以综合的结果反映给值班人员，还可以提供事件分析的结果及如何处理的参考意见，便于快速发现问题、处理问题，提高供电可靠性。

(4) 变电站运行管理的自动化水平高。常规站中，二次系统是用肉眼监视、人工抄表、手动操作，很难利用计算机技术进行自动化管理。综合自动化后，运行数据记录在历史库中，必要时从中调出，可以为电力调度、系统规划提供重要依据。监视、测量、记录、抄表等工作都由计算机自动进行，避免了人工干预，降低了劳动强度。

(5) 减少控制电缆，缩小占地面积。变电站实现综合自动化后，需要获得电力系统测量数据和运行信息的各个部分可统一考虑、统一规划，节省大量控制电缆。系统采用计算机和通信技术实现资源共享和信息共享，硬件电路多采用大规模集成电路，结构紧凑、体积小、功能强，大大缩小变电站的占地面积，节约工程建设资金。

(6) 维护调试方便。综合自动化系统中，各子系统有故障自诊断能力，系统内部有故障时能自检出故障部位，缩短了维修时间。微机保护和自动装置的定值可在线读出检查并实现远方修改，节约定期核对定值的时间。

(7) 为变电站无人值班提供了可靠的技术条件。变电站综合自动化系统可以收集非常齐全的数据信息。值班人员通过远方监视，可以方便地监测和控制变电站的各种设备。目前新建变电站一般都采用综合自动化系统，提高无人值班技术水平，减员增效^[3]。

1.3 国内外现状与发展历程

1.3.1 国内外现状

国际上对于变电站综合自动化的研究,已经进行多年。变电站综合自动化目前在国内外已得到较普遍的应用。例如美国、德国、法国、意大利等国家,在他们所属的某些电力公司里,大多数的变电站都实现了综合自动化及无人值班方式。早在七十年代末,日本就研制出世界上第一套综合数字式保护和控制系统 SDCS- I。此后,美国、英国、法国、德国等一些发达国家也相继在此领域内取得不同程度的进展。在八十年代初,美国一家电力公司研制了 IMPac 模块化保护和控制系统。美国西屋公司和 EPRI 联合研制出了 SPCS 变电站保护和综合自动化系统。到 1984 年,瑞士的 BBC 公司首次推出了他们的变电站综合自动化系统。1985 年,德国的西门子公司又推出了他们研制的第一套变电站综合自动化系统 LSA678。

新加坡公用电力局在 20 世纪 80 年代中期投运并在 90 年代加以发展和完善的大型配电网的 SCADA 系统,其规模最初覆盖其 220KV 配电网的 1330 个配电所,目前已将网络管理功能扩展到 6.6KV 配电网,进而覆盖约 4000 个变电站。

芬兰“Espoo Sahko”电力配电公司的配电自动化覆盖了该公司 85000 个用户,8 座 110/20KV 的一次配电所,1100km 的 20KV 馈电线和 1400 个 20/0.4KV 的配电变电站。

香港电灯公司的 3000 多个中压开关全部可以遥控;韩国、中国台湾地区也于 90 年代完成局部配电系统的馈线自动化,并建立了自己的变配电自动化实验网络^[6]。

我国变电站综合自动化控制系统的研究工作起步较晚,与国外的研究相差将近有 10 年的差距。从 80 年代开始着手对计算机继电保护的研究,最初主要是为了解决传统变电站二次保护可靠性低、反映慢、没有记忆功能等问题。1984 年原华北电力学院研制的输电线路微机保护装置首先通过鉴定,并在系统中获得应用,揭开了我国继电保护的发展序幕。初期的变电站自动化,只是在常规二次设备配置的基础上增加了计算机管理功能,如 CRT 屏幕监视、数值计算、自动巡检打印报表等,所增加的这些计算机功能并不能取代常规的操作监视设备,因而这种自动化方式只能称作计算机辅助管理。进入 90 年代后,随着计算机技术的迅速发展,不同原理、不同型式、功能更强的微机保护装置投入运行。电力系统变电站的二次回路保护及控制系统的微机化进程越来越快,不断推出各类功能强大、可靠性高、自动化程度高的保护装置。随着微机保护装置的研究,在微机保护软件、算法等方面也取得了很大成果。可以说从 90 年代开始我国继电保护技

术已经进入了微机保护时代，一大批集保护、测量、控制及远动功能的微机保护相继研制成功并投入运行^[5]。这些微机保护单元的基本功能是对供电系统的每个回路实现微机化控制保护，它的每一个控制和保护单元均由独立 CPU 构成，采用一对一结构，它可以自主的对回路进行保护、测量和控制，也可以按照一定的通讯规约向上位机传送信息和接受上位机发来的命令，实现自动和远动，为实现变电站的自动化和网络化提供了条件，使得变电站综合自动化技术产生了一个飞跃。国内许多高等院校及科研单位在这方面做了大量的工作，为国内变电站自动化技术的发展起到了卓有成效的推动作用。

经过多年的发展，国内变电站综合自动化系统基本能够满足电力系统应用的需求。但是随着我国大系统联网和电力市场的进一步发展，对配电网自动化系统的要求越来越高，变电站综合自动化系统也将不断地发展，并逐步满足电力系统规模不断扩大的需求和对电能质量要求不断提高的需求。根据中国电力联合会权威人士透漏，“十二五”期间，国家电网将重点发展大电网和目前的薄弱点——配电网。分析人员认为，国网“十二五”加强对配电网建设的投入意味着，变电站综合自动化系统的市场将随之大幅增容。变电站综合自动化系统已成为电力自动化的热门技术，是电力系统发展的大势所趋^[10]。

1.3.2 发展历程

到目前为止，变电站综合自动化系统的发展大致经历了三代：

第一代变电站综合自动化系统以 RTU 为基础，基于变送器及继电保护与自动装置等设备。该类系统是在常规继电保护及二次接线的基础上增设 RTU，以实现“四遥”功能。有关信息通过硬接点送给 RTU 装置，RTU 的控制输出一经遥控执行柜发出控制命令。

该类系统特点：系统功能不强、硬件设备重复、整体性能指标低、系统连接复杂、可靠性低，但其结构简单、成本低，适合于老变电站的改造。

第二代变电站综合自动化系统是以单片机为基础、按功能划分硬件结构的综合自动化系统。20 世纪 80 年代后期，随着以 8051、8098 为代表的单片机技术的成熟，出线了大量的站内微机化装置，将这些微机化单元组合在一起，即形成了按功能分布的综合自动化系统：包括数据采集单元（模拟量、开关量、模拟量）、监控主机（总控单元）、综合监控单元、微机保护单元，各单元大都由 16 位或 32 位单片机组成，各功能模块间采用串行通信方式实现数据通信，可以采用双绞线以 RS485 接口连接。

该类系统的特点：选用单片机负责数据采集，使工控机从大量单调的数据采集工作中解脱出来，去完成较复杂的任务调度、网络通信和数学计算等工作。该类系统具有较强的在线功能，各种功能比较完善，且人机界面较好，但系统仍然比较复杂，连接电缆

多，系统可靠性不高。

第三代变电站综合自动化系统是以现场总线、局域网技术为基础的分散式综合自动化系统。现场总线是 20 世纪 90 年代新兴起的一种先进工业控制技术，是应用于自动化系统现场设备和现场仪表互连的通信网络，随后局域网技术的发展为变电站综合自动化系统的结构向分散式发展创造了有利的条件。

该类系统具有以下特点：简化了变电站二次设备的配置，大大缩小了控制室的面积；减少了施工和设备安装工作量；简化了二次设备之间的互连线，节省了大量连接电缆；可靠性高、组态灵活、检修方便^[14]。

1.4 本文主要工作

本文正是以首钢迁钢冷轧工程一期 23 个子变电站（电压等级为 10、35KV）为研究对象，在对第三代变电站综合自动化系统深入研究的基础上，结合作者所在单位实际情况，综合学科前沿进展，深入探析变电站综合自动化系统的体系构成、功能配置，在工程规划阶段提出了总体设计方案，对微机保护测控系统、SCADA 系统及通信系统进行理论研究和技术开发，搭建了适合工程项目实情的设计方案，为前期设备选型与购置提供了有利参考。根据以上设计思路，对于变电站综合自动化系统在工程项目中的系统实现做了积极有益的探索，经过历时三年施工建设，工程一期 23 个变电站及其综合自动化系统已经全部建成投运，达到预期设计效果，为企业创造了良好的经济效益。

第 2 章 控制系统总体设计

2.1 引言

根据 IEC61850 标准，变电站综合自动化系统的结构可分为三个层次（见表 2.1）：

表 2.1 系统层次结构

Table 2.1 Hierarchical structure of the system

层级	层级说明
2 层次	变电站层
1 层次	单元层/间隔层
0 层次	生产过程层

0 层次：称为过程层，包括开关、变压器等一次设备以及各种互感器、带有电子设备的智能传感器和执行器的智能电子设备（IED）等接口设备；

1 层次：称为现场保护控制单元层，又称间隔层，包括保护、测量、控制、以及扰动记录等二次设备；

2 层次：为变电所层，包括通信处理机、当地监控主站等。习惯上，人们将变电所层的设备称为上位机或后台机^[6]。

构成变电站综合自动化系统首先要确定其结构形式。变电站综合自动化系统体系结构从设计思想上划分有集中式、分布式、分散分布式；从安装物理位置上分有集中组屏、分层组屏和分散在一次设备间隔安装等形式。

集中式的变电站系统结构，信息集中采集、处理和运算，功能模块的通过模块化软件来实现，对监控主机性能要求高、但处理能力有限、开发手段少；系统开放性、扩展性及维护性差，抗干扰能力不强。

分布式结构则按功能设计，采用主从 CPU 协同工作方式，功能模块之间采用网络技术和串行方式实现数据通信，它有助于系统扩展和维护，可靠性好，局部故障不影响系统其它模块正常运行，在安装上可以形成集中组屏或分层组屏方式。

分散分布式结构采用面向电气一次回路设备或电气间隔设备设计，间隔层中数据、采集、控制单元和保护就地分散安装在开关柜上或其他一次设备附近，相互间通过通信网络相连与监控，此系统结构特点是功能分散化、管理集中化。

目前应用最为广泛的是分层次、分散分布式结构^[12]。

2.2 系统整体架构设计

2.2.1 系统结构设计

分散分布式与集中相结合的综合自动化系统结构，是目前国内外最为流行、结构最为合理、比较先进的一种自动化系统。它是采用“面向对象”即面向电气一次回路中各数据或电气间隔的方法进行设计的。间隔层中各数据采集、监控单元和保护单元做在一起，设计在同一机箱中，并将这种机箱就地分散安装在开关柜上或其他一次设备附近。各间隔单元的设备相互独立，仅通过电缆网络由站控机对他们进行管理和交换信息。

分散分布式与集中相结合的综合自动化系统，其典型结构如图 2.1 所示，一般由站控层的计算机监控系统、通信控制器以及间隔层的测控装置、保护装置、保护测控一体化装置及其他智能电子设备组成。站控层设备与间隔层设备通过通信网络相连。

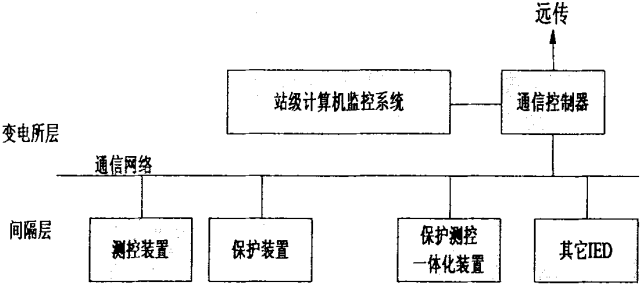


图 2.1 变电站自动化系统典型结构图

Fig. 2.1 Typical structure drawing of SA

工矿企业配电结构复杂，测量点较多，如果按照传统集中式系统结构，一个系统只设置一个中心站（主站），所有测控终端都与中心站通讯，将使得中心站容量过大，造成维护量大而且冗余数据多。另外，必然使得通信线路冗余，浪费通讯资源。

根据工程变电站点多分散的特点，若设置一个中心主站，实现对整个配电网的数据采集，并对所有子站系统进行监视和控制，能够最大程度实现减员增效。在主站后台上能显示所有子站的主接线图、设备运行状态、各种模拟量、信息量、状态量等。见图 2.2。

在区域范围内的测控终端与子站通讯，子站再与主站通讯。在系统的各个层面之间采用通信介质建立通信联系，进行信息交换，实现对整个配电网的最优管理。采用这种分层结构：（1）有效减轻了主站负荷，测控终端采集的数据先经过子站的处理，子站只上送重要信息，主站可以只处理它所关心的数据；（2）它使我们可以合理构筑系统的通讯拓扑结构，从而节省通讯资源并提高利用率。

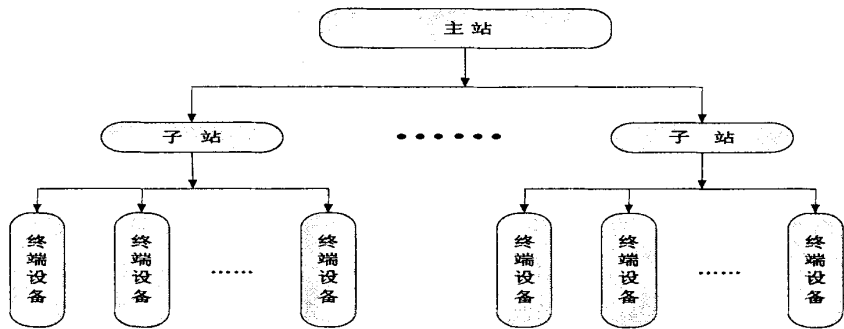


图 2.2 一主站多子站模式自动化系统

Fig. 2.2 The pattern of one master station to multi substation

首钢迁钢冷轧工程变电站自动化系统即选择采用分散布置、分层分布、开放的体系结构设计，主要由集控中心主站、子站、保护控制终端及通信网络等构成。

第一层：主站、子站。主站后台设在集中监控室，子站后台设置在子站控制室内，包括操作员工作站、打印机等，用于就地维护及操作管理，主要负责变电站设备的运行监控和管理，完成数据收集及处理、数据库管理、异常检测与告警、人机接口等功能。

第二层：单元控制层。由分散布置的微机综合保护装置构成，开关设备的综合保护装置分别放在各自开关柜内。装置保护与测控功能相对独立，通过安装在各配电室的终端装置判别故障区段，通过合理的通信方式发送到子站和主站的运行值班人员。

第三层：通信层。通信完成与当地监控系统、远方集控主站、智能直流屏、智能电度表屏、微机“五防”系统及通信电源的信号传送。变电站自动化要借助可靠的通信手段，将控制中心的控制命令下发到各执行机构或远方终端。

2.2.2 系统开发设计原则

在进行系统开发和规划时，可靠、实用、技术先进和有利于推广是系统设计的基本指导思想。变电站综合自动化系统设计过程中，可靠性与系统总体设计及软硬件结构和工艺关系密切，在考虑软硬件总体方案时，可靠性必须放在第一位。其次应强调性能价格比这个重要指标，机型选择、硬件配置上，应从应用对象实际情况出发。变电站综合自动化系统设计工作遵循以下原则：

- (1) 标准性 系统均遵循国际国内标准，例如操作系统采用 Windows；数据网络通信采用 TCP/IP 协议，商用数据库访问遵循 ANSI SQL 标准。
- (2) 一体化设计 系统遵循一体化设计思想，采用分布式系统结构，在统一的支撑平台的基础上，可灵活扩展、集成和整合各种应用功能。

(3) 可靠性 系统的重要单元应为冗余配置；系统应能够隔离故障，切除故障应不影响其它各节点的正常运行；硬件设备要求质量可靠，软件设计要求程序运行稳定。

(4) 安全性 系统具有高度的安全保障特性，能保证数据的安全和具备一定的保密措施；系统有坚固有效的专用防火墙和数据访问机制。

(5) 开放性 支持用户和第三方应用软件程序的开发；良好的软件和硬件可扩展性，可以逐步建设、逐步扩充、逐步升级，从而可使系统可以整体设计、分步实施。

(6) 易用性 系统应方便系统维护人员画图、建模、建库，图模库一次生成，并保证三者数据的同步性和一致性；具备简便、易用的维护诊断工具。

2.3 系统整体功能设计

鉴于本工程电力系统设计指导思想，系统实现以减员增效，无人值守，提高自动化水平为目的，利用综合自动化来实现远动、测量、保护及控制等功能。

主要功能设计概况起来有三个方面：

(1) 保护测控系统：保护分为线路保护、变压器保护、电容器保护、电动机保护、母线保护等。这些微机化的智能装置均设计有通信接口，能够上传保护定值以及采集模拟信号和开关状态信息，同时接收主站端下达操作、控制、定值修改等命令；操作控制主要是断路器、隔离刀闸等电器设备的投切；

(2) 数据采集及监控：即 SCADA 监控功能。采集反应变电站实时运行状态的数据，包括模拟量（线路电压、电流、有功、无功、频率等）、状态量（断路器状态、接地刀状态等）、电度量或脉冲量、继电保护以及各种自动装置的动作信息等。在监控屏幕上，用各种报表、曲线图显示变电站装置的运行工况，保护整定值以及事件顺序记录结果等，事故时自动报警；同时，提供操作界面，下发各种操作、控制及定值修改命令；

(3) 本地和远动通信：本地和远动通信功能是将当地监控和保护信息管理功能通过通信在本地或远方实现互通互连，是变电站实现无人值班的前提条件。

2.4 本章小结

本章主要探讨了变电站综合自动化系统的概念和典型结构，针对工程项目具体情况设计了一种分层次、分散分布式与集中式相结合的一主站对多子站结构综合自动化系统，对其设计思想和原则进行了论述。结合工程要实现的目标对变电站综合自动化系统的整体功能提出总体设计，为后续章节展开做了有力铺垫。第3、4、5章节将从保护测控系统、SCADA 系统和通信系统三个方面做进一步开发和设计。

第 3 章 保护测控系统开发与设计

3.1 引言

变电站综合自动化系统包括微机监控系统与保护测控系统两大部分。其中保护测控系统主要根据采集到的系统运行参数，通过故障分析，从电网中迅速切除设备和线路，或发出告警信号由值班人员消除异常工况根源或直接发出跳闸命令以终止事件，以减轻或避免设备的损坏和对相邻设备的影响，是实现变电站综合自动化的核心部件。

目前，保护测控系统广泛采用数字式微机保护测控一体化装置，它具备完善的保护、测量、控制与监视功能。可以实现“四遥”即遥信、遥测、遥控和遥调。由于其可集中组屏，开关柜就地安装，各间隔相互独立，相互间以及与站控层之间通过通信网互联，不仅大大减少二次电缆使用量，而且大大提高了系统的可靠性，尤其是根据全新设计理念形成的模块化功能设计，同时配备功能完善的诊断、调试工具，使得装置具有高度稳定性、灵活性、可维护性以及对不同现场的适用性。实践证明，保护测控一体化装置越来越得到重视和推广^[22]。

3.2 装置硬件结构

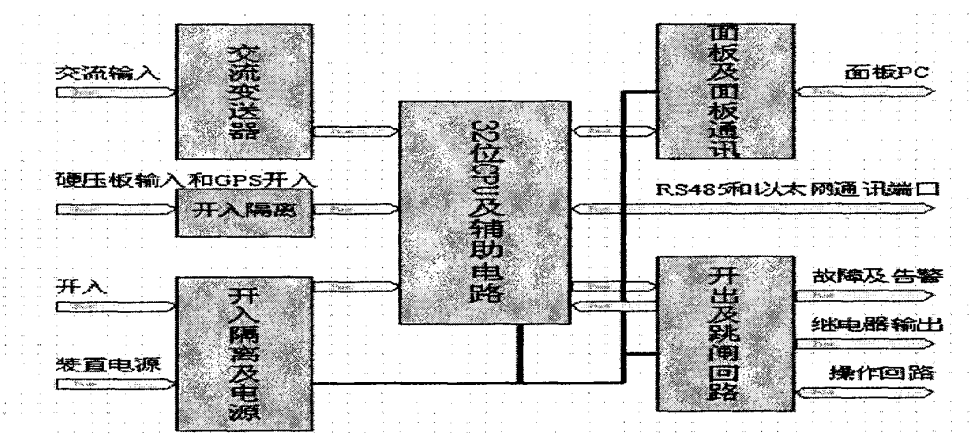


Fig. 3.1 The hardware structure diagram

目前的微机保护测控单元，广泛采用插件式结构。这种结构把整个硬件逻辑网络按照功能和电路特点划分为若干部分，每个部分做在一块印刷电路插件板上，板上对外联系的引线通过插头引出。微机保护装置有相应的插座，插件板可方便地插入和拔出。通

过机箱插座间的连线将各个插件板连成整体并实现端子排的输入输出线的连接。（硬件结构见图3.1）

（1）交流和开入插件（AC/DI）

微机保护装置输入信号主要有两类，即开关量和模拟量信号。信号输入部分就是妥善处理这两类信号，完成主CPU输入信号接口功能。由于输入的电压和电流信号为模拟量信号，而微机是一种数字电路设备，只能接受数字脉冲信号，所以需要将这一类模拟信号转换为数字信号，如图3.2所示。

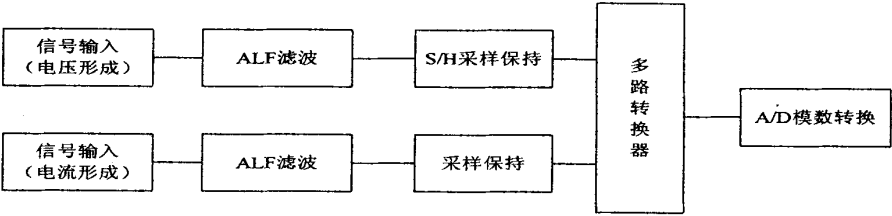


图 3.2 交流模拟量输入

Fig. 3.2 AC analog input

交流插件包含电压变换器和电流变换器，他们将CT或PT二次侧电流电压转换为数据采集系统可以处理的数字信号，并起到电气隔离的作用。

（2）单片微机插件（CPU）

微机保护装置的核心是单片微机系统，它是由单片微机和扩展芯片构成的一台小型工业控制微机系统，除硬件外，还有存储在存储器里的软件系统。这些硬件和软件构成的整个单片微机系统主要任务是完成数值测量、逻辑运算及控制和记录等智能化任务。除此之外，还要求具备各种远动功能。例如发送保护信息并上传至监控系统，接收集控站的控制和管理信息。CPU外围接口如图3.3所示。

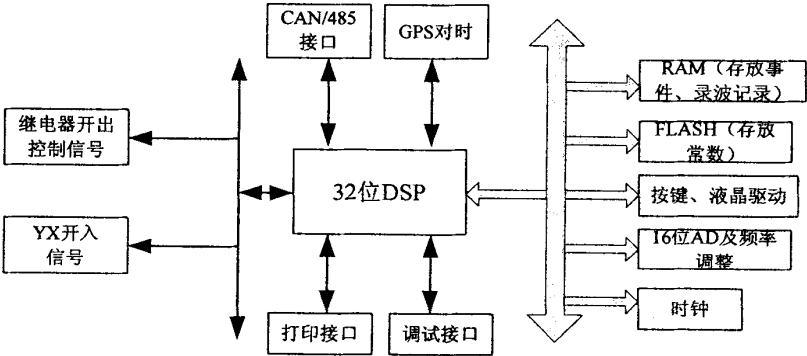


图 3.3 CPU 硬件系统

Fig. 3.3 CPU hardware system

(3) 开出插件 (DO)

输出通道部分是对控制对象实现控制操作的出口通道,通常这种通道主要任务是将小信号转换为大功率输出,满足驱动输出要求。在出口通道里还要防止控制对象对微机系统的反馈干扰,因此,出口通道也要光隔离。

开出模块提供保护跳合闸控制、遥控跳合闸控制、动作/告警信号输出等功能,并起到电气隔离的作用。

(4) 人机接口 (MMI)

在许多情况下,单片微机系统必须接收操作人员的干预,如整定值输入、工作方式变更,对单片机微机系统状态的检查等都需要人机对话。微机保护的人机接口回路是指键盘、显示器及接口CPU插件电路。人机接口的主要作用,是通过键盘和显示器完成人机对话任务,时钟校对及各保护CPU插件通信和巡检任务。

MMI模块采用内部通信方式与CPU模块进行数据交换,完成液晶显示驱动、按键信号采集功能,为用户提供对装置的本地操作接口。

(5) 电源插件 (POW)

微机保护系统对电源要求较高,通常这种电源是逆变电源。电源模块利用逆变原理将直流220V/110V转换为装置工作所需的三组直流电压,它把变电站的强电系统的直流电源与微机弱电系统电源完全隔离开来,几组工作电压均不共地且采用浮地方式,具备极强的抗干扰能力。

目前,微机保护测控装置均按模块化进行设计,对于成套的微机保护装置,基本由以上几部分模块电路组成。

3.3 装置典型软件构成

微机保护软件是微机保护装置的主要组成部分,它主要涉及继电保护原理、算法、数字滤波及计算机程序结构。保护程序分为主程序和两级中断程序,程序结构框图见图3.4。在微机上实现不同的继电保护,主要通过与其数学模型相对应的程序来实现,因此微机继电保护的程序是多种多样的,但也有一些基本、共同的特点。

主程序按固定的采样周期接收采样中断进入采样程序,在采样程序中进行模拟量采集与滤波、开关量的采集、装置硬件自检、交流电流断线和启动判据的计算,根据是否满足启动条件而进行正常运行程序或故障计算程序。其他功能包括:测量、控制功能、状态监视、事件记录、故障滤波、通信功能。在主程序中主要完成变量的初始化、测量值的计算、向管理CPU发送数据、保护板自检、信号继电器出口及返回。

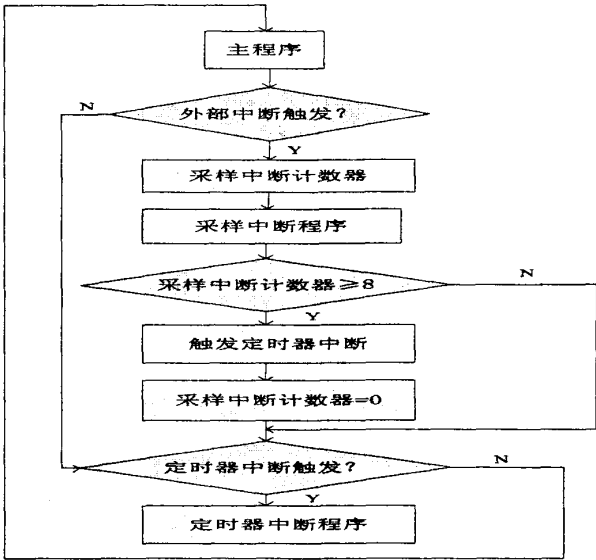


图 3.4 程序逻辑框图

Fig. 3.4 Logic block of program

主程序按固定的采样周期响应外部中断进入采样中断程序中，主要完成以下任务：读取A/D采样结果、开关量的采集、完成保护逻辑中要用到的所有量的计算、保护启动判据计算、主要的保护逻辑运行、启动录波。

每8个采样中断后触发一次定时中断，在该中断程序中主要完成以下任务：频率跟踪计算、采样频率调整、告警模块的运算、低频解列逻辑运算。程序逻辑图见3.4。

3.4 微机保护算法对比研究

微机保护装置根据模数转换器提供的输入电气量的采样数据进行分析、运算和判断，以实现各种继电保护功能的方法称为算法。

算法是研究微机保护的重点之一，分析和评价各种不同算法优劣的标准是精度和速度。精度和速度是互相矛盾的，研究算法的实质是如何在速度和精度两方面进行权衡。

按算法的目标可以分为两大类：一类是根据输入电气量的若干采样点采样值通过一定的数学式或方程式计算出保护所反映的量值，然后与定值进行比较。这一类算法利用了微机能进行数值计算的特点，从而实现许多常规无法实现的功能。另一类算法，直接模仿模拟型距离保护的实现方法，根据动作方程来判断是否在动作区内，而不计算出具体值。这一类算法的计算工作量略有减小。不管哪一类保护的算法，其核心问题归根结底不外乎是算出可表示被保护对象运行物理量，如电压、电流等的有效值和相位、视在阻抗等，或者算出它们的序分量、基波分量，或某次谐波分量的大小和相位等。有了这

些基本的电气量计算值,就可以很容易地构成各种不同原理的保护算法。交流采样常用算法有基于正弦函数模型、周期函数模型、随机函数模型的算法。下面仅以基于正弦函数模型的半周积分算法、两点乘积算法和基于周期函数模型的傅氏级数算法为例说明。

3.4.1 半周积分算法

半周积分算法的假定条件为输入信号为纯正弦量

$$i(t) = \sqrt{2}I \sin(\omega t + \alpha) \quad (3-1)$$

离散化后

$$i(nT_s) = \sqrt{2}I \sin(\omega nT_s + \alpha) \quad (3-2)$$

半周积分算法的依据是一个正弦信号在任意半个周期内绝对值的积分正比于其幅值,即

$$S = \int_0^T \sqrt{2}I |\sin(\omega t + \alpha)| dt = \int_0^T \sqrt{2}I \sin(\omega t) dt = \frac{2\sqrt{2}}{\omega} I \quad (3-3)$$

半周积分算法需要的数据窗为 10ms,显然比较长,该算法具有一定的滤除高频分量的作用。

3.4.2 两点乘积算法

若 i_1, i_2 是相差 90 度的两个采样值,采样时刻分别为 n_1, n_2 ,则

$$\omega(n_2T_s - n_1T_s) = \frac{\pi}{2} \quad (3-4)$$

$$i_1(n_1T_s) = \sqrt{2}I \sin(\omega n_1T_s + \alpha_0) = \sqrt{2}I \sin \alpha_1 \quad (3-5)$$

$$i_2(n_2T_s) = \sqrt{2}I \sin(\omega n_2T_s + \alpha_0) = \sqrt{2}I \cos \alpha_1 \quad (3-6)$$

$$2I^2 = i_1^2 + i_2^2 \quad \operatorname{tg} \alpha_U = \frac{i_1}{i_2} \quad (3-7)$$

$$2U^2 = u_1^2 + u_2^2 \quad \operatorname{tg} \alpha_{Iu} = \frac{u_1}{u_2} \quad (3-8)$$

阻抗模值和幅角

$$Z = \frac{U}{I} = \sqrt{\frac{u_1^2 + u_2^2}{i_1^2 + i_2^2}}, \quad \alpha_Z = \alpha_{Iu} - \alpha_U = \operatorname{tg}^{-1}\left(\frac{u_1}{u_2}\right) - \operatorname{tg}^{-1}\left(\frac{i_1}{i_2}\right) \quad (3-9)$$

以上表明,只要知道两相隔 $\frac{\pi}{2}$ 的正弦量之瞬时值,即可计算出电流的有效值和相位,同理也可以利用上述原理计算出电压的有效值和相位。本算法由于利用了两种相隔 $\frac{\pi}{2}$ 的采样值,所以其数据窗长度为1/4周期,即5ms。这种算法假设输入量为纯正弦波,所以对于有暂态分量的电气量应先进行数字滤波。

3.4.3 傅氏级数算法

实际的电力系统在故障状态下输入量是直流分流、基波和各高次谐波的合成量,并不是纯正弦函数。基于周期函数模型算法是将输入信号看作周期性函数,或者可以近似地作为周期函数处理。当信号是周期函数时,它可以被分解为一个函数序列之和,即级数。傅氏级数算法的基本思路来自傅立叶级数,它假定被采样的模拟信号是一个周期性时间函数,除基波外不含有衰减的直流分量和各次谐波,可表示为:

$$x(t) = \sum_{n=0}^{\infty} [b_n \cos \omega_1 t + a_n \sin n \omega_1 t] \quad n=0,1,2,\dots \quad (3-10)$$

基波分量部分为:

$$x_1(t) = a_1 \sin \omega_1 t + b_1 \cos \omega_1 t = \sqrt{2} x \sin(\omega_1 t + \alpha_1) \quad (3-11)$$

$$a_1 = \frac{2}{T} \int_0^T x(t) \sin \omega_1 t dt, \quad b_1 = \frac{2}{T} \int_0^T x(t) \cos \omega_1 t dt \quad (3-12)$$

x 为基波有效值, α_1 为 $t=0$ 时基波分量相角。可根据 a_1 , b_1 求出有效值与相角,即

$$2x_1^2 = a_1^2 + b_1^2, \quad \tan \alpha_1 = \frac{b_1}{a_1} \quad (3-13)$$

用计算机处理时,离散化的公式为

$$a_1 = \frac{1}{N} [2 \sum_{k=1}^{N-1} x_k \sin k \frac{2\pi}{N}] \quad (3-14)$$

$$b_1 = \frac{1}{N} [x_0 + 2 \sum_{k=1}^{N-1} x_k \cos k \frac{2\pi}{N} + x_N] \quad (3-15)$$

x_1 的幅值为:

$$x_1 = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{a_1^2 + b_1^2} \quad (3-16)$$

x_1 的相位为:

$$\alpha_1 = \arctg \frac{b_1}{a_1} \quad (3-17)$$

全波傅氏算法的优点是精度高、滤波效果好，能滤除直流分量，2,3, ..., N/2 次谐波分量，且稳定性好。但这种算法需要一个周期内的 N 个采样数据，其数据窗为一个整周期 T，即 20ms，所以响应速度较慢。

半波傅氏算法的特点是所需的数据窗比较短，相当于全波傅氏算法的一半，响应速度快，但其滤波功能较弱，不能滤除偶次谐波和直流分量。

$$a_1 = \frac{4}{T} \int_0^{T/2} x(t) \sin \omega_1 t dt, \quad b_1 = \frac{4}{T} \int_0^{T/2} x(t) \cos \omega_1 t dt \quad (3-18)$$

用计算机处理时，离散化的公式为

$$a_1 = \frac{2}{N} \left[2 \sum_{k=1}^{N-1} x_k \sin k \frac{2\pi}{N} \right] \quad (3-19)$$

$$b_1 = \frac{2}{N} \left[x_0 + 2 \sum_{k=1}^{N-1} x_k \cos k \frac{2\pi}{N} + x_N \right] \quad (3-20)$$

但是若输入信号中含有衰减的非周期分量，无论全波傅氏算法还是半波傅氏算法所计算出的 n 次谐波的实部和虚部与理论值相比，均存在一定误差。实验证明，若不采取措施，在最严重的情况下，由衰减非周期分量造成的基频分量的计算误差可能超过 10%。常用的消除衰减非周期分量的方法有补偿法及差分滤波法。

下面以全波/全波差分傅氏算法的频率响应/时间响应和半波/半波差分傅氏算法的频率响应/时间响应进行对比与分析。（见图 3.5、3.6、3.7、3.8）

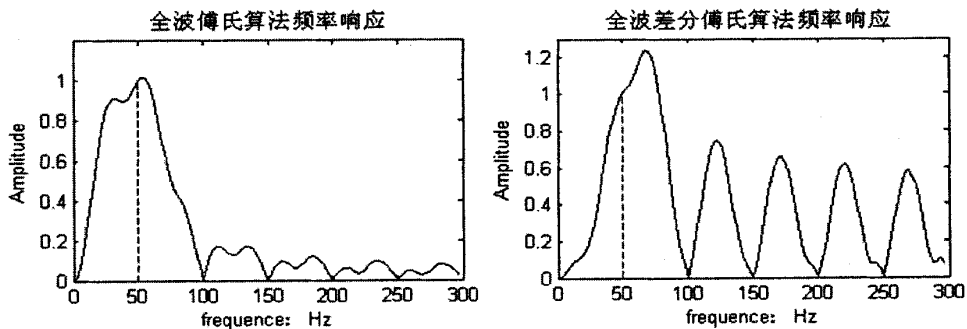


图 3.5 频率响应对比(全波/全波差分)

Fig. 3.5 Comparison of frequency response (full wave/differential full wave)

全波傅氏算法能完全滤除直流分量和各整次谐波分量，但是对衰减直流分量，频率小于 50Hz 的低频分量和非整次谐波抑制效果不佳。

全波差分傅氏算法对低于 50Hz 的低频分量抑制效果较好，而对非整次谐波的抑制效果较差，尤其是对 1.5 次谐波有一定放大作用。

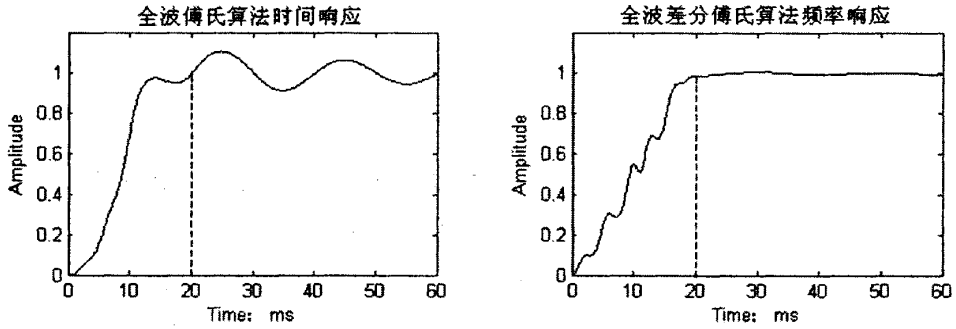


图 3.6 时间响应对比(全波/全波差分)

Fig. 3.6 Comparison of time response (full wave/differential full wave)

全波傅氏算法对低频分量和非整次谐波的抑制效果不好，而衰减直流分量中就含有这些分量。全波差分傅氏算法对衰减直流分量滤波效果较好。

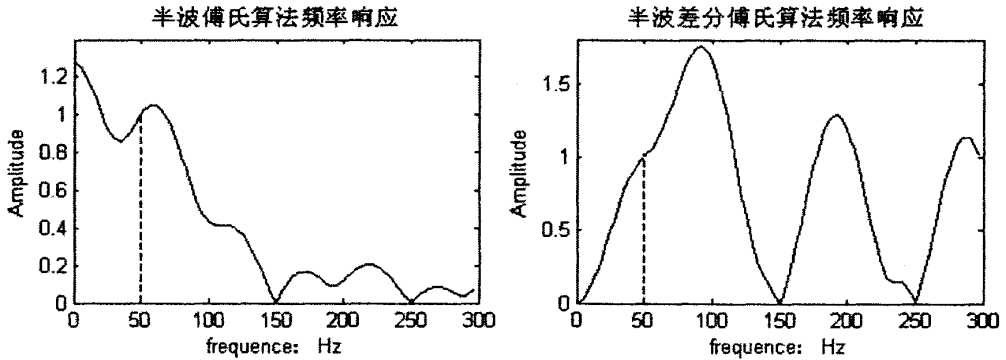


图 3.7 频率响应对比(半波/半波差分)

Fig. 3.7 Comparison of frequency response (semi wave/differential semi wave)

半波傅氏算法能滤除奇次谐波，但不能滤除直流分量和各偶次谐波分量；半波差分傅氏算法虽能滤除直流分量，但对偶次谐波有一定放大作用。

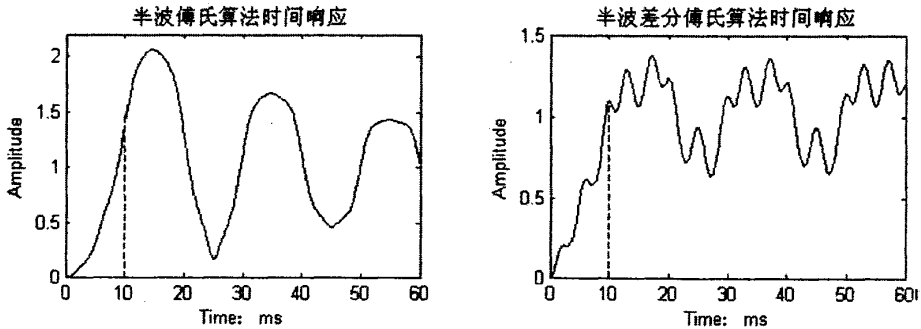


图 3.8 时间响应对比(半波/半波差分)

Fig. 3.8 Comparison of time response (semi wave/differential semi wave)

半波傅氏算法时间响应很不稳定,这是由于该算法对低频分量和偶次谐波均不能滤除的结果。半波差分傅氏算法较半波傅氏算法好,主要是半波差分对衰减直流分量的抑制效果优于半波傅氏算法^[27]。

傅氏算法在继电保护中极具实用性,全波傅氏算法和半波傅氏算法各有所长各有缩短,两者之间的取舍就是在电力系统中滤波效果和滤波速度的取舍;另外,为消除非周期分量导致的算法误差,多采用差分傅氏算法。目前主流微机保护多数采用两种傅氏算法的改进算法,例如改进的FFT算法。

3.4.4 保护算法的评价

保护算法中要解决的关键问题是精度和速度的问题。因此,算法评价的标准也可以从算法的精度和速度两个方面考虑。从算法的精度看,则应注重算法的滤波特性和抑制非周期分量的能力,从算法的速度看,则应关心算法所用数据窗的长度和算法设计的运算量。一般来说,对精度和对速度的要求常常是互相矛盾的,要精确计算往往要使数据窗加长,并加大运算工作量,所以研究算法的实质是如何在速度和精度两方面进行权衡。

半周积分算法需要的数据窗为10ms。该算法本身具有一定的滤除高频分量的作用,因为在积分的过程中,谐波分量的正、负半周相互抵消,而剩余的未被完全抵消的部分所占的比重相对减少。但是该算法不能滤除直流分量。由于该算法运算量小,因而对精度要求不高时可以采用此种算法。

两点乘积算法同样假定输入信号为正弦量。由于故障信息中含有大量谐波分量,使得输入信号不是纯正弦量,因此上述两种算法均存在误差较大的问题。其中,半周积分算法在个别精度要求不高的场合仍有应用。

傅氏算法是正交样品函数算法,具有较好的滤波特性。不仅能完全滤除各种整次谐波及纯直流分量,对非整次高频分量和按指数衰减的非周期分量所包含的低频分量也有一定抑制作用。傅氏算法需要一个周波的数据窗长度,它假定被采样信号是周期性的,符合这一假定时,它可以准确地求出基频分量。但实际上,电流中的非周期分量不是纯直流而是按指数规律衰减的,由于频谱曲线是连续的,表明衰减直流分量中不但含有纯直流分量,还有低频分量和分次谐波。无论全波傅氏算法还是半波傅氏算法都不能有效克服非周期分量带来的测量误差,现行微机保护装置常采用差分傅氏算法来削弱非周期分量对算法精度的影响,并结合全波傅氏算法和半波傅氏算法的优点,开发出基于傅氏算法的改进FFT算法,改进算法精度较好,速度相对较快,因此充分满足了工程现场的实际需求,也因此被众多微机继保产品生产厂家所选用^[27]。

3.5 保护测控功能开发与设计

3.5.1 装置功能开发与设计

- 测量表计

测量表计功能包括设备的实时运行数据计算。如电流 I_a , I_b , I_c ; 电压 U_a , U_b , U_c ; 线电压 U_{ab} , U_{bc} , U_{ca} ; 有功功率 P , 无功功率 Q , 功率因数 $\cos\varphi$, 频率 f 等数据参数。

- 断路器控制

断路器正常分合操作可通过通信端口、保护屏柜上的操作手柄来执行。

- 运行方式控制

要求提供5组定值管理功能, 满足绝大多数情况下的运行方式变化。

- 事故记录和分析

装置能实时监视并记录运行设备、相关二次回路及装置自身的运行工况, 包括故障记录、录波记录、事件顺序记录和装置操作记录。

- 故障记录

装置在驱动跳闸出口触点、点亮面板LED指示灯, 驱动事故信号触点以及发送故障报告时, 同时记录有重要参考价值的数据以便于故障分析并通过通信端口向上级传递。

- 录波记录

录波功能是用来捕捉某一事件前后预定义长度的模拟量数据和状态量数据, 再现被保护设备在事件前后的运行轨迹。

- 事件顺序记录(SOE)

装置实时监视记录动作事件、告警事件、开关输入、输出和保护压板的状态变化, 记录事件发生的时标、原因和当前状态, 并由通信端口实时传递到站级控制中心。

- 操作记录

装置记录重要运行参数的修改操作和遥控跳合闸操作, 记录装置操作的操作对象、发生的时间、数据的修改情况等, 为事故追溯提供依据。

- 通信与GPS对时

装置配备一个RS232 调试端口用来连接PC机, PC机借助工具软件可对装置进行参数设置、功能测试、下载软件 and 数据分析等访问操作。通过GPS对时实现全网统一时钟。

- 人机接口功能

人机接口通过内部通信方式与CPU进行数据交换, 提供对装置的本地操作接口。

3.5.2 不同类型保护测控装置具体配置

保护功能中,根据现行国家标准和通用保护整定、设计原理,系统应具备线路保护装置、变压器差动保护装置、变压器高压侧保护装置、站用变保护装置。在实际应用中,同、异步电机也有对应的保护装置。

结合作者所在单位工程项目实际情况,保护测控一体化装置分为线路、变压器、电动机、电容器四大类。四种类型保护测控装置的功能配置如下:

- 线路保护测控装置

保护功能最低配置标准:三段式定时限过流保护;三段式定时限零序过流保护;过负荷告警;小电流接地选线。

测控功能最低配置标准:a)15路开入遥信采集、装置遥信变位、事故遥信;b)正常断路器遥控分合;c) U_a 、 U_b 、 U_c 、 I_a 、 I_b 、 I_c 、 U_{ab} 、 U_{bc} 、 U_{ca} 、 P 、 Q 、 $\cos\varphi$ 、 f 等模拟量的摇测;d)事件SOE记录。

- 变压器保护测控装置

保护功能最低配置标准:三段式定时限过流保护;两段式高压侧零序电流保护;三段式低压侧零序电流保护;过负荷告警;低电压保护;非电量保护(温度、瓦斯等)。

测控功能最低配置标准:a)15路开入遥信采集、装置遥信变位、事故遥信;b)正常断路器遥控分合;c) U_a 、 U_b 、 U_c 、 I_a 、 I_b 、 I_c 、 U_{ab} 、 U_{bc} 、 U_{ca} 、 I_{0L} 、 I_{0H} 、 P 、 Q 、 $\cos\varphi$ 、 f 等模拟量的摇测;d)事件SOE记录。

- 电动机保护测控装置

保护功能最低配置标准:过热保护;启动时间过长保护;过流速断保护;过负荷保护(可以选择告警或跳闸);负序过流保护;零序过流保护;低电压保护;非电量保护;自启动判别功能。

测控功能最低配置标准:a)15路开入遥信采集、装置遥信变位、事故遥信;b)正常断路器遥控分合;c) U_a 、 U_b 、 U_c 、 I_a 、 I_b 、 I_c 、 U_{ab} 、 U_{bc} 、 U_{ca} 、 P 、 Q 、 $\cos\varphi$ 、 f 、 $\text{Max}I$ 、 T_{start} 等模拟量的摇测;d)事件SOE记录。

- 电容器保护测控装置

保护功能最低配置标准:速断保护;过流保护;零序或不平衡电流保护;低电压保护;过电压保护;不平衡电压保护;非电量保护。

测控功能最低配置标准:a)15路开入遥信采集、装置遥信变位、事故遥信;b)正常断路器遥控分合;c) U_a 、 U_b 、 U_c 、 U_{ab} 、 U_{bc} 、 U_{ca} 、 I_a 、 I_c 、 Q 、 f 等模拟量的摇测;d)各种事件SOE记录等。

3.5.3 保护测控功能举例

微机继电保护是用数学运算方法实现故障量的测量、分析和判断的。而运算基础是若干个离散、量化的数字采样序列。交流输入信号经过低通滤波后通过A/D变换进入保护CPU，软件采用傅氏算法实现线路、变压器、电动机、电容器等保护功能。以线路保护测控装置的PT断线检测举例（见图3.9）：

PT回路监视用来检测PT回路单相断线、两相断线或三相失压故障，在满足下面三个条件之一时，且满足保护未启动，经过延时确认后，装置报告“PT断线或失压”，并驱动告警信号触点和LED指示灯。

- a)自产 $3U_0 < 8V$ 且三相电压均 $< 8V$ ，电流大于无流门槛值，判为三相失压；
- b)自产 $3U_0 > 8V$ ，最小线电压 $< 16V$ ，判为两相PT断线；
- c)自产 $3U_0 > 8V$ ，最大线电压与最小线电压差 $> 16V$ ，判为单相PT断线。

其中，PT回路监视功能用模拟量自检控制字投退。

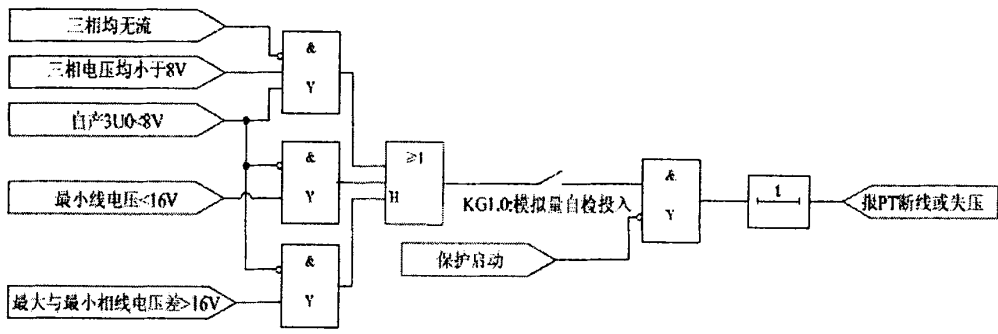


图 3.9 PT 断线检测逻辑图

Fig. 3.9 Logic diagram of PT disconnection

3.6 本章小结

保护测控系统是实现变电站综合自动化的核心单元，本章结合全新的设计理念，对保护测控一体化装置进行了深入的硬件、软件研究，对几种常用的微机保护算法进行了理论推导和对比，重点综合论述了目前应用最广泛的傅氏算法。最后根据工程需要对保护测控一体化装置功能配置进行总体开发和设计，对线路、变压器、电机、电容器几种不同类型保护测控装置提出具体配置方案，并以PT断线检测加以举例说明。

第 4 章 SCADA 系统构成与功能开发

4.1 引言

SCADA（Supervisory Control And Data Acquisition），即数据采集与监视控制系统。在电力系统中，SCADA系统应用最为广泛，技术发展也最为成熟，有着信息完整、提高效率、正确掌握系统运行状态、加快决策、能帮助快速诊断出系统故障状态等优势，现已经成为电力运行不可缺少的工具。

作为变电站自动化的一个基本子系统，它可以作为一个独立的系统存在，为值班人员对电网进行集控管理提供人机交互界面。在SCADA系统平台上运行各种高级应用软件，即可实现各种变电站运行自动化功能。

SCADA 系统由主站、通信网络、各种现场监控终端组成。如图 4.1 所示。

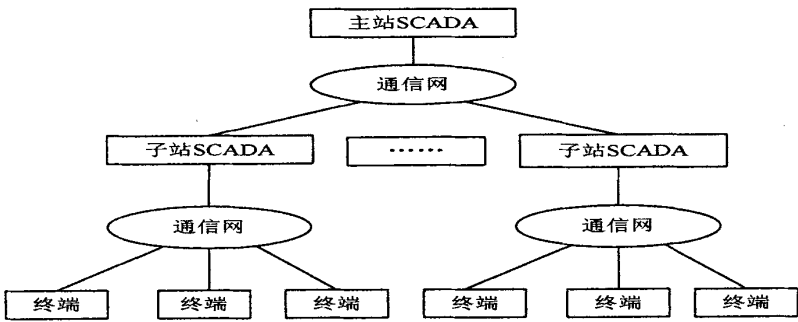


图 4.1 SCADA 系统框图

Fig. 4.1 Block of SCADA

SCADA 系统是变电站综合自动化的系统集成、人机交互接口和最终实现工具。完成变电站所有信息最终处理、显示和监测，对变电站一次、二次侧设备的控制，以及运行历史信息的检索查询和故障录波分析等功能^[28]。

4.2 硬件系统

监控终端通常采用用户/服务器（C/S）结构。服务器用以保存与管理各种共享的SCADA实时数据、历史数据、设备属性数据以及电网接线关系数据等。其他计算机称为用户端，通过高速局域网访问服务器读取或者保存各种数据，完成独立的系统功能，如前置机、调度员工作站、管理员工作站、WEB 服务器等。

（1）数据库服务器

数据库服务器是系统的核心，可靠性要求高，通常选中高档PC服务器或RISC 服务器，并采取多种容错措施，如双CPU、双电源、双风扇等。为了获得更好的安全性能，服务器可以采用冗余配置。一种模式是双服务器镜像系统，需要两台服务器，正常情况下一台主服务器接收数据，保存记录，另一台服务器通过网络复制主服务器数据库镜像；主服务器故障时，镜像服务器直接接收数据、保存记录，另一台服务器修复后，转为镜像服务器工作方式。另一种模式是可靠性更高的磁盘阵列（RAID）系统，两台服务器互为热备用，共享一个大的逻辑磁盘，磁盘阵列中任意一块硬盘数据损失都能通过其他磁盘恢复数据，任意一块硬盘都可以进行热插拔更换。

（2）前置机

前置通信处理机（简称前置机）与现场终端装置通信，对数据预处理，以减轻主机（服务器）负担，此外，还有系统时钟同步、通道的监视与切换以及向其他自动化系统或MIS系统转发数据等功能。前置机向上接入主站局域网，与后台机交换数据；向下与各种现场终端装置通信，采集变电站实时运行数据，下发控制调节命令。前置机功能实时性很强，如出现故障，将造成不可挽回的实时数据丢失，因而对其可靠性要求很高。一般是选用高可靠性的工业控制计算机，并采用双机热备用工作方式。

（3）调度员工作站

调度员工作站完成调度员人机联系功能。为了进一步方便运行人员观察与操作，调度员工作站可以驱动大屏幕投影仪、动态模拟显示屏，也可以驱动双显示器，完成多屏显示。调度员工作站一般采用双机配置、互为备用，两台工作站构成一个调度台，负责调度一个或几个变电站；一个主站可以包括几套调度台、若干调度员工作站。

（4）管理员工作站

管理员工作站负责整个系统的协调和管理，供系统管理员对主站系统进行配置、维护，如修改数据库、设置工作人员操作口令与权限等。

4.3 软件体系

主站系统软件可分为系统软件、支撑平台及应用软件三大类。

4.3.1 系统软件

系统软件主要是指计算机的操作系统，是整个软件系统的基础。

Windows 是应用比较广泛的操作系统，有着丰富的软件工具以及商用软件包供选

用,使用起来十分方便。在WindowsNT 技术基础上构建的Windows2000 操作系统具有易学、易用、易于维护、更加稳定的特点,并且有着良好的兼容性。

Unix操作系统是世界上性能最稳定、扩展最方便的操作系统,但是因为它有使用复杂、支持开发的工具少、各厂家提供的版本不统一等弊端,一般只适用于重要的部门用户或要求特别严格的大企业用户。

Linux 操作系统是近几年兴起的自由共享软件,它具有性能稳定、扩展方便等特点,已有厂商开发出基于Linux 的SCADA主站系统,并用于实际工程中。实际应用中,不少供电企业选择一种可靠性与使用方便相结合的折衷方案,对可靠性要求高的服务器选用UNIX 操作系统,而用户工作站选用通用、易于掌握的Windows NT/2000 操作系统。

4.3.2 支撑平台

支撑平台,又称支撑软件或支撑环境,在操作系统基础上构建,为具体应用软件提供数据存储、处理、显示、制表以及网络通信、数据交换、系统管理服务。支撑平台介于操作系统与应用软件之间,直接决定了系统是否具有良好的开放性 & 扩展能力。

(1) 数据库管理系统

数据库是由储存在硬盘上的文件构成的,它记录和保持配电网运行及管理数据。一个通用的管理机制被用来搜索和更新数据,称为数据库管理系统(DBMS, Data Base Management System)。数据库管理系统不仅为计算机内部的应用程序或用户(终端操作)提供数据,同时为支撑平台的其他软件模块提供一个数据存储和处理的基础。

(2) 网络管理系统

网络管理(简称网管)系统是按国际标准开发的分布式网络管理软件,它驻留在每一台机器中,负责网络信息的接收和发送。

主站系统网络上各机器上层软件之间的通信,都要经过网管系统进行,由其选择路由、控制流量、判断数据完整性。网管系统还提供标准的应用程序接口。上层软件以及用户自己开发的程序都通过此接口实现进程之间的通信。上层软件在与其他进程交换信息时,只需要指明要通信的进程名,把信息发给网管系统即可,具体的路径判断和收发控制是由网管系统负责。

(3) 图形管理系统

系统的用户界面,需要绘制大量的接线图、地理图、曲线图、棒图以及各种电力应用图形,对电网进行监视、控制和管理。一个优秀的图形管理系统,可以成倍地减少工程技术人员的工作负担,提高工作效率。

用户可利用画面编辑器提供的多种手段,对图形进行移动、拷贝、旋转、变形、变色等处理,以及定义与数据库的连接,从而生成所需的各种画面,如一次主接线图、曲线图、棒图、饼图、仪表图、实时报表、历史报表等。用户可以方便的查询、调用和管理各种图形;基于图形,完成各种日常运行操作,如遥控、设备状态查询等。

电网分析计算离不开电力网络拓扑数据。传统的方法是对电气母线和电气设备进行手工编号,并采用人工录入的办法描述电气元件之间的连接关系。这样不仅容易出错,而且效率很低,不易扩展和维护。最新的做法是将电力网络拓扑转化为图来描述,采用图库模一体化技术,在绘制接线图的同时,由系统自动生成网络拓扑关系,和相应设施的属性数据加以整合,并保存至拓扑关系库;拓扑关系库可以在线动态更新。在拓扑关系库的基础上利用连通图的方法,方便地完成局部或全局动态着色,即用不同的颜色反映电气元件是否带电,如红色代表带电,蓝色或绿色代表不带电。

(4) 报表管理系统

报表是企业进行生产管理的主要手段。报表管理系统主要完成报表的编辑与报表的预览和打印功能。一般利用美国微软公司的EXCEL作为支撑软件,开发报表软件。

(5) 安全管理系统

SCADA系统担负着电网的实时监控任务,对可靠性要求很高,要有完善的安全保证措施。因此,要有防止外部干扰以及黑客恶意侵入的措施。系统要有物理隔离措施,通过路由器、网桥与其它系统相连。

4.3.3 应用软件

应用软件是在操作系统、支撑平台基础上开发的,实现变电自动化应用功能的软件程序,包括基本应用软件及高级应用软件。应用程序在使用数据库数据时,许多不同的应用程序可能使用同一个接口程序。应用程序与数据分离,可以很方便地开发新的应用程序,而不必改变数据库的结构。

(1) 基本应用软件

指的是完成数据采集与监控(SCADA)应用软件,完成数据采集、报警事件处理、数据统计、事故追忆等功能。

(2) 高级应用软件

高级应用软件指的是在SCADA 平台上运行的完成高级配电自动化应用功能的软件,如馈线自动化、网络拓扑、状态估计、潮流分析、负荷预测等^[31]。

4.4 SCADA 系统功能开发设计

● 数据采集与处理

数据采集信号的类型有三大类：模拟量信号、开关量信号、智能设备接口。其中模拟量信号包括：电流、电压、有功功率、无功功率、频率、功率因数、温度；开关量信号包括：位置和状态信号、事故信号、预告信号、中央信号、公用信号；智能设备接口指提供与智能直流系统、电度量其他保护的接口。

采集信号的处理分为模拟量的采集处理、状态量的采集处理、脉冲量的采集处理。

模拟量的采集处理包括定时采集、越限报警、记录追忆。

状态量的采集处理包括定时采集、设备异常报警、事件顺序记录。

脉冲量的采集处理指有功和无功电度量，可通过计算公式进行计算。

● 运行监视与事件处理

运行人员通过人机界面监视采集到的配电网数据，对状态量变化、量测量越限事件进行处理。正常运行情况下，在工作站计算机画面上显示配电网接线图、变电所一次接线图、电网实时数据以及断路器、隔离开关、负荷开关分合状态等，并具有动态着色功能。监控界面还能显示量测量变化趋势，绘出24小时实时负荷曲线图及计划负荷曲线图，此外，还显示电压棒图、主要事件顺序、继电保护定值参数表等，供运行人员全面掌握配电网运行状况。在状态量有变化（如断路器变位）时产生一个事件，记录其时间，与设备正常运行状态相比较，可产生一个正常或非正常的设备运行状态。在设备出现异常运行状态时，产生事故报警信息，自动推出一个窗口画面报警，并辅以足够的声光效果，以引起运行人员注意。报警信息应长期保留，可随时查询。SCADA系统连续监视量测量变化，并与预先设定限值相比较，在量测量越限，也产生一个事件，并进行报警。

报警处理分两种方式，一种是事故报警，另一种是预告报警。事故报警包括非操作引起的断路器跳闸、保护装置动作。事故状态发生时，公用事故报警器要求立即发出音响报警、CRT画面上用颜色改变和闪烁表示该设备变位，数据转发装置向远方控制中心发送报警消息。预告报警一般指设备变位、状态异常信息、模拟量越限报警等。

● 事件顺序记录及事故追忆功能

当变电站的线路、变压器、电容器发生短路或接地故障，引起保护及自动装置动作，开关跳闸，产生事故总信号时，系统能把事件过程中各测点动作顺序正确记录，进行显示、打印和存贮，供事故分析、处理和查询。在出现事故时，要收集、记录事故数据，供运行人员对事故进行分析、处理，为预防事故提供宝贵的资料。它分为顺序事件记录（SOE）与事故追忆（PDR, Post Disturbance Review)两部分。

SOE是在状态量出现变化时，按现场终端内部时钟准确地记录下来，时间分辨率达

到毫秒级。PDR用于记录事故前后量测数据和状态数据，供事后在接线图上“实时”再现事故过程，以方便事故的研究与分析。在出现规定的状态量变化或量测值越限事件，将连续记录的规定的数据集或测量数据，送到设定的事故追忆存储区。

- 开关量控制操作

运行人员通过监控后台的人机界面，向现场终端下发命令，遥控断路器分合、电容器（电抗器）组投切、备用变压器投切等；还可向现场保护监控装置下发校时命令以及整定参数表等。遥控可以是单点执行方式，也可以按照预先设定的程序成批执行。

为保证安全及操作的正确性，系统在进行断路器分合操作时分两步进行。首先，下发命令，选择被操作对象，在接收到现场装置上发的允许操作命令后，再下发分闸或合闸命令，如在规定的时间内收不到返校信号，则取消操作。简称为“遥控返校”。

- 在线计算及制表

交流采样后可计算出电气量一次值： I 、 U 、 P 、 Q 、 f 、 $\cos\varphi$ ；电度累计值和分时段值；功率总加、电能总加；安全运行天数累计等。制表功能包括实时值表、正点值表、负荷运行日志、电能量表、事件顺序记录一览表、报警记录一览表。

- 图形显示

图形显示内容包括：全所电气主接线图、分区及单元接线图、光子牌图、实时曲线及趋势曲线、历史曲线、报警图、表格显示、报告显示、直流系统图等。

- 系统自诊断

计算机监控系统能在线诊断全部软件和硬件的运行工况，当发现异常及故障能及时显示和打印报警信息。

- 维护功能

维护功能主要分为数据库维护、图形画面及报表在线处理。

要求系统可以用人机交互方式对数据库中的各个数据进行修改和增删。同时，系统能够提供灵活方便的图形画面和报表在线生成工具，具有在线生产、编辑、修改和定义图形画面和报表的功能。

4.5 本章小结

本章在研究上位监控系统硬件、软件构成的基础上，对 SCADA 系统功能进行开发设计。经分析对比，选用北京四方 CSC2000 和国电南瑞 NS2000 两种自动化系统。两种系统均采用“平台+应用”分层体系结构，具备强大跨平台特性，可兼容各种硬件平台（服务器、工作站、微机），又可运行于不同的操作系统（Windows、Linux、Unix），全面满足电力监控系统对运行环境的不同要求。

第5章 通信系统研究与设计

5.1 引言

通信网是变电站综合自动化系统的一个重要组成部分，它担负着设备及用户与自动化的联络，起着纽带作用。担负着信息的处理、命令的发送和返回。构建一个快速、稳定、可靠和富有弹性的站内通信网络是变电站自动化系统的基本要求，也是整个电力系统运行管理自动化的根本前提。

通信系统基本要求：容量应满足规划期系统规模对数据传输的要求；通信速率满足系统主要指标及事故处理的要求；信道可靠性高，电网停电或故障时不影响通信，信道故障能自愈；尽可能利用现有信道资源；以数据通信为主，维护少、扩容方便、造价低。

具体体现在以下五个方面

(1) 可靠性：尽量避免各种电磁干扰、工频干扰，保证长期稳定可靠地工作；并备有后备电源，在线路停电情况，通信系统仍能正常工作。

(2) 经济性：考虑到总体经济效益，通信系统的投资不应过大，在满足实际应用的基础上进行主、配网整体规划和优化设计，避免重复投资。

(3) 寻址量大：通信系统要求寻址量大，不仅要满足目前及未来的数据传输的需要，还要考虑系统功能升级的要求。

(4) 双向通信：系统要实现遥测、遥信、遥控功能，就必须具有双向通信能力。

(5) 容易操作和免维护：部分设备安装在线路上和环网柜中，操作空间狭窄，安装调试不方便，包括传送、接收和网络系统都很复杂，因此要求配网通信设备能够便于安装和调试，充分考虑维护的方便性，最大的减少工作人员的负担^[32]。

5.2 通信网络研究

5.2.1 变电站通信流分析

变电站自动化系统的通信分为两大部分，即变电站内的信息传输和变电站自动化系统与控制中心或调度中心的信息传输。

(1) 过程层与间隔层的信息交换

过程层提供的信息主要有两种：

★模拟量

★状态信息，主要为断路器或间隔刀闸的辅助触点。

(2) 间隔层内设备间的通信

间隔层设备间内部通信，主要解决两个问题：

★数据共享

★互相闭锁

(3) 间隔层与变电站层的通信

间隔层和变电站层的通信内容有以下4类：

★测量信息

★状态信息

★操作信息

★参数信息

(4) 变电站层的内部通信

变电站层不同设备间的通信，根据各设备任务和功能的特点，传输所需的测量信息、状态信息和操作信息等。

变电站内与微机综合保护有关的数据有三个流向：第一个流向是保护设备到变电站上位监控机，主要传递反映一次系统运行状态的信息；第二个流向是从上位监控机到保护设备，通常为上位监控机下达对保护设备的修改整定参数命令及一些其它控制信息；第三个流向是保护设备之间的横向数据交换，此类数据视系统设计及功能划分而定。

根据收发通信双方是否同时工作，可以分为全双工、半双工和单工三种不同的方式。

全双工：通信双方都有发送和接收设备，由一个控制器协调收发两者之间的工作，接收和发送可以同时进行，称为全双工，如 RS232。

半双工：通信双方都有接收和发送能力，但接收器和发送器不能同时工作，通过收发转换控制器决定工作于接收状态还是发送状态，如 RS485。

单工：收和发固定于一种方式，只能实现数据单向传输。

5.2.2 通信信道、介质与通信协议

在数据通信网络中各站点之间的联系都是通过通信信道来完成的。

随着通信手段的不断出新，目前可供使用、选择的通信方式有多种多样。按照传统的分类方法，可简单地分为有线信道和无线信道，其中有线方式包括：架空明线或电缆、配电线载波、光纤、现场总线 RS485、专线等；无线方式包括：微波中继、短波、无线

扩频、卫星通信、无线寻呼等。

传输介质指设备到接收设备之间信号传递所经媒介。可用于数据交换通信的传输介质很多。在变电站综合自动化中较为常见的有：屏蔽电缆、双绞线、同轴电缆、光纤光缆和无线通信信道。

其中，屏蔽电缆通常用于 RS232 通信接口连接中；双绞线通常用于 RS485/CAN/LON 现场总线连接和 LAN 网络连接；同轴电缆通常用于 LAN 网络连接；光纤通常用于站控和站调两端通信连接，或用于采用光通信的间隔层连接；无线通信信道通常用于站控或站调两端通信连接。

(1) 双绞线：价格低、带宽可达 268kHz，有一定抗干扰性，100m-15km，误码率 10^{-5} - 10^{-6} ；

(2) 同轴电缆：价格适中，速率可达 10Mbit/s，最大距离限制在几公里范围内，误码率约 10^{-7} ；

(3) 光缆：价格较贵，性能最好，速率可达数百 Mbit/s，不加中继可达 6-8km，误码率低于 10^{-10} ；

(4) 无线通信信道：微波通信 ($10^9 \sim 10^{10}$ Hz)、红外通信 ($10^{11} \sim 10^{14}$ Hz)。

通信协议(Protocol)是通信实体间进行数据交换的规约。规约规定怎样开始/结束通信，谁管理通信，怎样传输信息，数据是怎样表示与保护的，工作机理，支持的数据类型、怎样检测/纠正错误等内容。

早期的电力远动通信规约是自发形成的，各电力自动化设备制造商开发出了许多不同的通信规约。目前，世界各地应用的不同版本的电力远动通信规约有近百种，它们互相之间不兼容，给自动化系统集成带来了极大的不便，造成了很大的投资浪费。现在国际标准化组织新颁布的电力系统通信规约，都是依据开放式系统互联模型标准 OSI 制定的。OSI 是国际标准化组织 ISO 为保证不同的计算机系统之间能够相互通信交换数据定义的。OSI 模型将通信协议分成 7 个层次上的内容，即物理层、数据链路层、网络层、传输层、会话层、表示层和应用层。

目前，变电站自动化中使用的通信规约可分为两种，一种用于点对点连接的专线或数字传输通道，只包括物理层、链路层以及应用层三个层次的内容；另一种用于数据通信网络，除前述三个层次上的内容，还使用 TCP/IP 作为网络层传输协议。各种计算机软件以及数据库、远动装置都是由计算机软件进行数据交换，在实际计算机运行过程中的某一种规定的方式进行，通讯规约一般是由设备自身来设定的，同一生产单位的产品规约是一致的，当有不同生产厂家时，通讯规约不一致，则导致数据传递失败。

计算机通讯，主要是通讯规约问题，对于我国电力系统，采用了标准的通讯规约，由国家和行业远动、通讯标准来决定，通常的规约为 CDT、POLLIG 等。系统通信规约应尽可能统一、标准化。推荐主站与子站之间采用 IEC60870-5-104、101；站控终端（子站）和监控终端之间采用 IEC60870-5-101、104 或其他规约。

在变电站内，不同厂家的各种设备要连到监控、远动等信息处理主站，而目前还做不到所有厂家按照同一标准互联，需要协议转换器来实现不同介质、不同协议设备间的信息交换。例如网络信息管理与控制装置 CSM-320EP 全面支持多种远动规约：如 DL451-91(部颁 CDT)、DL/T634-1997、DNP3.0、N4F、SC1801、8890、CDC-TYPE II、DL476-92 等常用远动规约^[33]。

5.2.3 串行通信接口和现场总线技术

由于变电站自动化系统是一个功能和信息高度集成的系统，并且配电终端设备分散极广，自动化系统中通信终端节点数量极大，同时还有通信节点分散、通信距离短、每一节点的通信数据量小以及数率要求相对较低等特点，选择合适的通信方式至关重要。

配电网自动化系统中，两个通信点之间的距离及其对通信速率的要求变化比较大，需根据具体情况选择合适的通信方式。总体比较各种通信方式的优劣应综合考虑如下几点：（1）通信的可靠性；（2）通信技术的先进性；（3）可行性和使用维护的方便性；（4）配电通信的实时性；（5）通信系统的可扩充性。

（1）串行通信接口 EIA-RS-232C 和 EIA-RS-422/485

EIA-RS-232 接口标准是早期串行通信接口标准。是美国电子工业协会（EIA）于 1973 年制定的数据传输标准接口。因接口简单，因此也广泛应用于变电站综合自动化系统内部的通信，但其主要缺点是易受干扰，故传输距离短，速率低，最大传输距离为 15 米。而在距离 15 米时，最大传输速率为 20Kbps。

RS422 对 RS232C 的电路进行改进，采用了平衡差分的电气接口，RS422 加强了抗干扰能力，使传输速率和距离比 RS232 有很大的提高。由 RS422 标准变形为 RS485。RS422 用 4 根传输线，工作于全双工，RS485 只有两根传输线，工作于半双工，它们的传输距离可到 1200M，传输速度 100K。^[15]

常用串行通信标准接口对比如表 5.1 所示。

表 5.1 常用串行通信标准接口

Table5.1 Common serial communication standard interface

		RS232C	RS232	RS485
操作方式		单端	差分	差分
最大电缆距离		15m	1200m	1200m
最大传输速率	12m	20K(15m)	10M	10M
(bps)	120m	--	1M	1M
	1200m	--	100K	100K

RS422/485的优点:

- ① 接口简单，仅需一根信号电缆，便可实现多节点互联。
 - ② 可采用标准传输规约，例如：IEC60870-5-103协议（我国行标为DL/T 667-1999）
- 由于以上优点，间隔层设备间的通信常采用RS-232或RS-485串行接口。

RS422/485的缺点:

- ① 能连接的通信点数≤32个。
- ② 通信多为查询方式。

(2) 现场总线通信网络

在早期的变电站自动化系统中，由于受当时技术条件的限制，广泛采用简单串行通信技术来实现通信网络。由于简单串行通信技术通信速率低、性能低下，而用户对变电站自动化系统的功能要求不断提高，简单串行通信技术很快便被现场总线技术所取代。

现场总线是连接智能化的现场设备和自动化系统的双向传输、多分支结构的通信网络，它适合于 FTU 和附近区域工作站的通信，以及变电站内部各个智能模块之间的内部通信，现场总线可分为 CANBUS(Controllor Area Network)、LON WORKS(Local Operating Networks)和 PROFI BUS(Process Field Bus)等，对于一些实时性要求不高的场合，可以利用 RS-485 代替现场总线进行数据信号的传输。

现场总线定义: 根据国际电工委员会IEC(International Electro-technical Commission)标准和现场总线基金会FF(Fieldbus Foundation)的定义：现场总线是连接智能现场设备和自动化系统的数字式、双向传输、多分支结构的通信网络。

现场总线作为工厂数字通信网络的基础，沟通了生产过程现场及控制设备之间及其与更高层次之间的联系。它不仅是一个基层网络，而且还是一种开放式、新型全分布控制系统。现场总线具有可靠性高、稳定性好、抗干扰能力强、通信速率快，造价低廉、维护成本低等优点。

几种典型的现场总线:

1) CAN

CAN是Controller Area Network(控制器局域网)的缩写,是一种具有很高可靠性、支持分布式实时控制的串行通信网络。

CAN可以点对点、一点对多点及全局广播等几种方式传送和接收数据,可以多主方式工作,网络上任意一个节点均可以在任意时刻主动地向网络其他节点发送信息,可以方便地构成多机备份系统。

CANBUS上的节点数,理论值为2000个,实际值是110个。直接通信距离为10km/5kbit/s, 40m/1Mbit/s。传输介质为双绞线或光纤。

2) LONWORKS

LONWORKS是Local Operation Networks(局部操作网络)的简称,应用范围几乎包括测控应用的所有范畴。

LONWORKS的通信协议LONTALK协议遵循ISO/OSI参考模型,提供OSI所定义的全部7层服务。是现场总线中唯一提供全部服务的现场总线。

LONWORKS的直接通信距离为2700m/78kbit/s、130m/1.25Mbit/s;节点数32000个,传输介质支持双绞线、同轴电缆、射频、红外线、电力线等多种通信介质,且多种介质可以在同一网络中混合使用。

3) PROFIBUS

PROFIBUS是Process FieldBus(过程现场总线)的简称,是一种用于工厂自动化车间级监控和现场设备层数据通信与控制的现场总线技术,为实现工厂综合自动化和现场设备智能化提供了可行的解决方案。

PROFIBUS传输速率为9.6kbit/s到12Mbit/s,最大传输距离在12Mbit/s时为100m,在1.5Mbit/s时为400m,可用中继器延长到10km。其传输介质可以是双绞线,也可以是光纤,最多可挂接127个站点。

4) FF总线

FF总线是Foundation Fieldbus(基金会现场总线)的简称,在过程自动化领域得到广泛支持,具有良好发展前景。

FF总线分低速H1和高速H2两种通信速率。H1的传输速率为3125kbit/s,通信距离可达1900m, H2的传输速率为1Mbit/s和2.5Mbit/s两种,其通信距离为750m和500m。物理传输介质可支持双绞线、光缆和无线发射^[34]。

基于网络技术的现场总线无论在通信速率和实时性,还是在可靠性和组网的灵活性上均远高于简单的串行通信技术,因此在很短时间内便成为变电站自动化系统的主流通信技术,同时也使变电站自动化系统的整体结构发生了本质的变化。现场总线是专为小数据量工业控制领域的通信设计的廉价网络,当作为变电站自动化的主干网时,总体性能随节点数的增长迅速下降。由于强调专用性而牺牲了通用性,长期缺乏统一的国际标准。在通信节点多,通信数据量大的变电站中,现场总线存在以下局限性:

- a) 当变电站通信节点超过一定数量后,响应速率下降到不能接受的水平,不能适应大型变电站对通信的要求;
- b) 带宽有限使录波等数据的传输延迟大到不能令人满意的程度;
- c) 总线型拓扑结构在网络任一点故障时均可能导致整个系统崩溃。

现场总线技术的成功和不足让我们认识到,变电站自动化通信系统需要计算机网络技术,更需要带宽、通用性和符合国际标准的网络技术。在带宽、可扩展性、可靠性、经济性、通用性等方面的综合评估中,计算机网络技术必将成为通信技术发展的趋势。

当前实施变电站自动化的关键是在实践的基础上开发出经济的、可靠的、实用的变电站通信系统。为实现变电站自动化,主站、子站及各终端设备之间具体采用何种通信方式,国家目前尚无明确的规定,工业界也尚未形成统一的标准,在选择通信方式时应因地制宜。在具体工程设计时,可采用以上一种或几种通信方式的有机组合,并遵循先进性、实用性、经济性及可扩充性的原则,以达到最优性能价格比。

5.2.4 以太网通信网络

在以太网出现之前,无论 RS-232C、EIA-422/485 都无法避免通信系统繁琐、通讯速度缓慢的缺陷。现场总线的应用部分地缓解了变电站自动化系统对通信的需求,但在系统容量较大时依然显得捉襟见肘,以太网的应用,使通讯问题迎刃而解。特别是工业控制出现的嵌入式技术,利用嵌入式软、硬件,设计者可以在单片机协同系统上实现以太网技术即嵌入式以太网,为综合自动化系统提供了实现站内通信网络的新途径。

由于采用的网络标准其开放性好、应用广泛以及价格低廉、使用 TCP/IP 协议,且解决了通信实时性、网络安全性、本质安全与防爆防爆技术等技术问题,并且采用了适合工业恶劣环境的措施,以太网已经成为变电站自动化领域的主要通信标准。

网络拓扑是指用传输媒体互连各种设备的物理布局,常用的计算机网络拓扑结构有四种,它们是总线网络、环形网络、星型网络和网状网络。其中,以太网组网最常用的为总线网络和星型网络。

(1) 总线网络

总线结构是使用同一媒体或电缆连接所有端用户的一种方式，也就是说，连接端用户的物理媒体由所有设备共享。(如图 5.1)

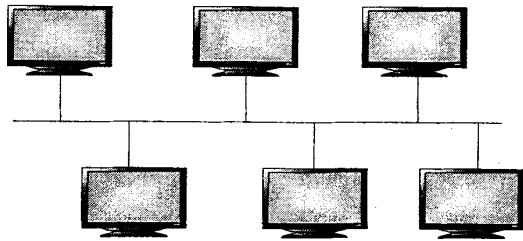


图 5.1 总线式网络

Fig. 5.1 Bus pattern network

总线型网络使用一定长度的电缆将设备连接在一起，设备可以在不影响系统中其他设备工作的情况下从总线中取下。总线型网络中最主要的实现就是以太网。

(2) 星型网络

星型结构是目前使用最普遍的以太网星型结构，处于中心位置的网络设备为集线器 (Hub) 或交换机。(如图 5.2)

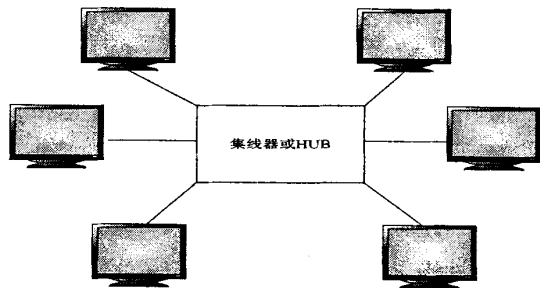


图 5.2 星型网络

Fig. 5.2 Star pattern network

这种结构便于集中控制，因为端用户之间的通信必须经过中心站。由于这一特点，也带来了易于维护和安全等优点。端用户设备因为故障而停机时也不会影响其他端用户间的通信。缺点为，中心系统必须具有极高的可靠性，因为系统一旦损坏，整个系统便趋于瘫痪。因此通常采用双机热备份，以提高系统的可靠性。

以太网在带宽、可扩展性、可靠性、经济性、兼容性等方面的优势使其成本变电站自动化系统中通信网络的发展方向。在变电站综合自动化系统内部，各种自动装置或微机保护与监控系统之间，为了减少连接电缆，简化接线，降低成本，通常采用以太网通信方式，接口标准使用 RJ45，使用 TCP/IP 协议实现信息共享。

5.3 通信系统设计方案

变电站综合自动化系统是由多台微机组成的分级分布式控制系统，包括微机监控、微机保护、电能质量自动控制等多个子系统。在各子系统中，往往又由多个智能模块组成。如微机保护子系统中，有变压器保护、电容器保护和线路保护等。因此，在自动化系统内部，必须通过内部数据通信，实现各子系统内部和各子系统之间的信息交换和实现信息共享，以减少变电站二次设备的重复设置和简化各子系统间的互连。见图 5.3。

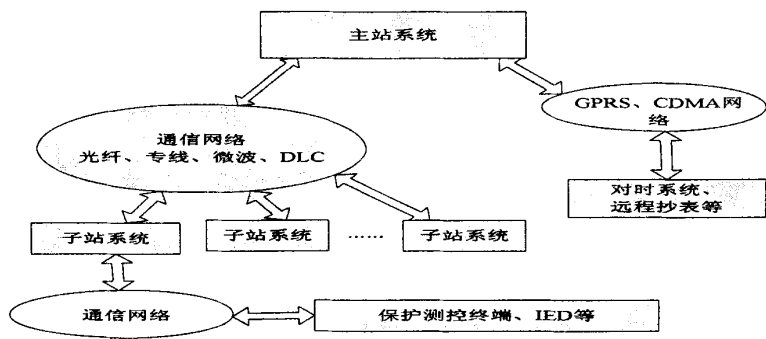


图 5.3 通信系统结构图

Fig. 5.3 Structure of communication system

变电站综合自动化系统的数据通信包括两方面内容：一是综合自动化系统内部各子系统或各种功能模块间的信息交换；二是变电站与控制中心间的通信。通信方案选择和设计应遵循下列基本原则：通信网络具有合理的分层式结构；各层之间和层内选择适当的通信方式；高可靠性和快速实时响应能力；优良的电磁兼容性能。

变电站通信系统的结构配置，应按照分布式系统的设计原则，尽量将计算处理能力安排到信息源点，就近进行采集与处理，就近控制，只有参与协调控制的必要的信息才进行相互间的传递，以提高系统运行效率，减少系统对通信的依赖性。

由于通信系统分布点多面广、终端数目多，因此通信网络大多也采用分层网络结构，以减少通信网络的复杂性。目前在冷轧工程总体规划中通信网络也是分为三个层次。工程采用 IEC 国际标准认可的现场总线技术，具有极高的可靠性和传送能力，网络上任一单元故障不影响网络内其他单元的正常通讯，网络扩充方便，可满足将来扩展需要。

5.3.1 主站网络层

主站网络层，连接自动化信息系统的各个工作站和服务器。其网络基本结构是双网备份的以太网网络。

- 1) 主站内采用双网机制, 由交换机连接服务器和主网计算机结点。
- 2) 主站可采用光纤通过两种方案与子站相连
 - a. 网络交换机+高速光纤调制解调器
 - b. 光纤收发器
- 3) 主站网络设备配置
 - a. 高端网络交换机; b. 路由器; c. 网络管理服务器

5.3.2 子站网络层

子站内部采用单或双以太网。子站与终端设备之间目前一般采用双绞线、RS485 总线和无线等多种通信手段混合的方式。

子站应能按照上级集控中心主站要求的通讯规约进行数据通讯, 进、出线开关的控制、状态、测量数据、状态数据和带时标的事件或事故信息通过光纤网送到集控中心主站。为确保能在集控中心主站实现对各子站的监视, 各监控系统应按能源中心集中监控站要求的通讯规约、通讯方式、波特率及信息量等实现通讯, 并确保联调成功。

在主站与子站之间采用光纤通信。子站应能通过单/双以太网接收微机保护综合装置的有关信息, 查看和设定保护定值。子站应能通过串行通信口与直流屏微机接口按相应规约传送实时数据及运行工况, 并确保联调成功。

5.3.3 终端单元层

为满足自动化系统组网需要, 保护测控等终端装置提供两类通信端口可供选择: 以太网接口和485现场总线接口。装置须支持IEC60870-5-103通信规约。通过通信端口和相应通信规约, 装置可以向子站监控SCADA系统传送各类实时运行信息(如测量数据、开关位置、事件记录)。子站也可以通过通信端口向装置下发控制命令或进行保护信息管理。直流屏、电度计量、小电流接地选线通过RS485总线与子站、主站实现串行通信。

5.4 本章小结

本章首先介绍了通信系统对变电站自动化的重要作用, 随后从变电站信息流分析、通信通道、通信协议、串行通信接口和现场总线技术、以太网通信网络等多个方面对通信系统进行深入研究, 最后通过对比和选择, 针对工程项目实际, 提出了由主站层、子站层以及终端单元层的三层式通信组网设计方案。

第 6 章 控制系统的工程实现

6.1 引言

首钢迁钢冷轧工程上级总降压变电站为 110/35/10KV 系统，进线 3 回，出线 3 回；35kV 出线 6 回，10kV 出线 46 回。110kV 主接线为双母线接线方式，上级 110kV 电源分别引自驿南府 220kV 变电站 110kV 母线，总降变电站通过三台 90000KVA 三卷电力主变，将 110KV 电压降压为 10KV、35KV 两个电压等级，10KV、35KV 均为单母线分段（三段）形式，为本工程 23 个 10KV、35KV 变电站呈放射式提供电源。（如图 6.1）

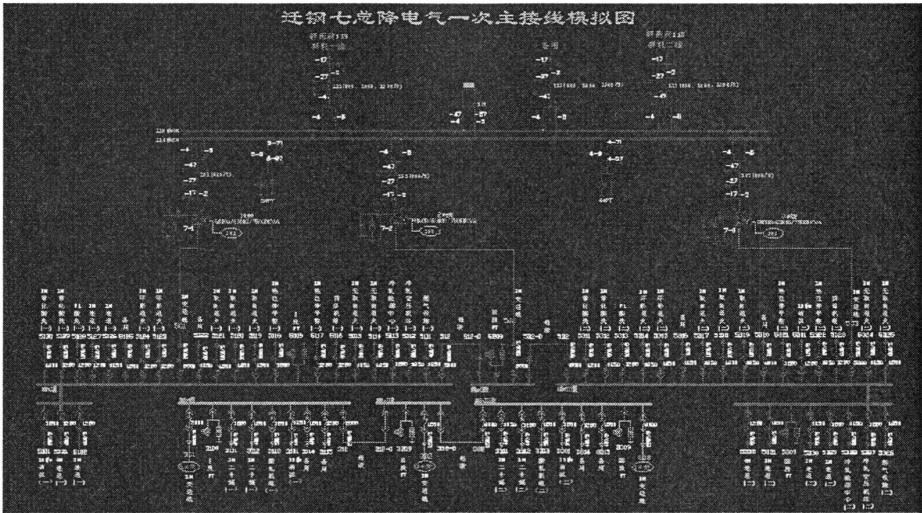


图 6.1 总降变电所一次系统图

Fig. 6.1 Secondary system of the upper step-down substation

为提高工程变电站自动化水平，保证电力系统安全运行，并结合生产管理机制，该工程规划设置全厂分层分布式配电微机综合自动化及监控系统。即在保安电源子站复合设置集控中心主站，其余22个子站全部以光纤方式实现与集控中心主站的通信互连。

集控中心主站的简单示意图如图 6.2 所示，预留出足够的接口，以后根据实际情况逐步接入更多的受控站。

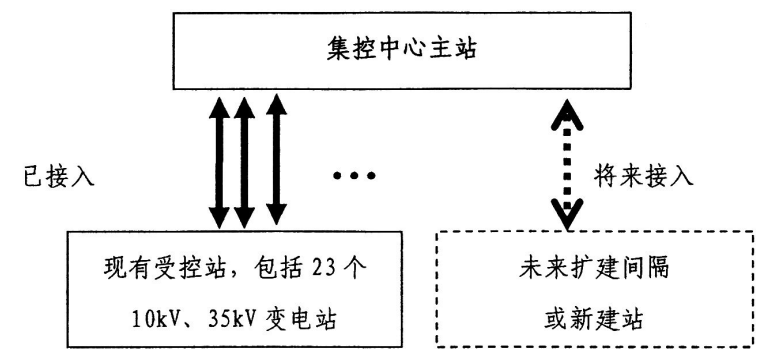


图 6.2 集控中心建设模式

Fig. 6.2 Construction mode of the centralized control center

在集控中心主站设1套集控系统，采集所有受控子站的数据、告警信息，并对这些受控站进行集中监视、控制。（见图6.3）。按照“结构分层、功能分级、布置就近、信息集中、控制可靠”的原则，在外围设置22个自动化分控站，其中35kV电压等级子站3个，10kV电压等级20个，系统覆盖全部厂区，一期工程共有电源线路46条，配电变压器线路近200条，电动机线路20条，电容无功补偿线路12条。



图 6.3 集控主站主界面

Fig. 6.3 The main interface of the centralized control station

截止 2012 年 6 月，一期工程 23 个子站已经实现集中监控；随着工程逐步推进，其余二期工程预留子站也将逐步以光纤组网方式实现集中监控，以便适应快速增长的用电需求。最终形成全部子站无人值守的格局，在减少人员配置的基础上，提升变电站自动化水平，实现减员增效，极大节约企业工程投资和生产运营成本，以先进的综合自动化技术手段，确保厂区电网长期安全可靠和经济高效运行。

6.2 系统调试

系统调试是变电站综合自动化系统功能实现的关键步骤，其重要性体现在它是保证系统运行质量与可靠性的最后一道关口，是对整个系统开发过程中包括系统规划、系统设计和系统实施的最终审查。

系统测试的对象是所有参与到最终画面监控的模拟量、开关量，包括一次设备状态、微机保护测控装置、直流装置、电度计量、通信管理机、GPS 对时、网络交换机、光电转换装置等，主要是为了发现软件的错误，本系统采用的测试方法是人工复查法及打点校对法与运行考核法相结合的形式进行。本系统调试流程如下：

- 模块测试（单元测试）：将该程序中的一个模块或一个子程序进行相对独立的测试，主要断路器工作/试验位置、分合位置、接地刀分合状态、断路器远方/就地操作等开关量信息变位情况进行分部调试。
- 整组测试（组装测试）：对每个模块完成了单元测试以后，按照层次把它们连接起来进行综合测试，如直流屏、电度表等 IED 智能设备接入测试，主站、子站通信互连测试，主要依据系统详细设计和程序设计。
- 试运行测试（考核测试）：经过系统总体测试，对一些测量功能，还需要进行试运行测试，以进一步检查软件是否符合需求规格说明书的全部要求，确认测试是完全面向用户实际需求的，检查整个软件是否在功能上、性能上、配置上符合用户的要求。

冷轧工程项目23个子站综合自动化系统采取“采取整体规划、分期实施加预留方式”进行整体规划和设计，伴随项目推进逐步逐站进行整体调试，自2009年12月至2012年6月完成一期工程全部23个子站整体调试及集控中心主站整体调试，为日后长期稳定生产提供可靠的电力保障。（调试终端设备情况见表6.1）

表 6.1 调试终端设备统计
Table6.1 Count of debug terminal units

设备 类型	保护测控装置					其他 IED	
	线路	变压器	电容器	电机	直流	电度表	小电流
1#子站	4	20	2		1	6	1
2#子站	4	16	2		1	6	1
3#子站	2	3				5	
4#子站	3	16		1	1	18	
5#子站	3	12	2		1	18	

续表 6.1 调试终端设备统计

6#子站	3	6	2	4	1	11	
7#子站	3	2		9	1	5	
8#子站	3	2	2	7	1	5	
9#子站	3	10			1	13	
10#子站	3	9			1	12	
11#子站	3	14			1	17	
12#子站	3	5			1	8	
13#子站	3	2			1	5	
14#子站	3	8			1	11	1
15#子站	2	11	1			13	1
16#子站	2	11	1		1	13	
17#子站	3	12			1	15	
18#子站	3	12			1	15	
19#子站	3	13			1	16	
20#子站	3	11			1	14	
21#子站	3	12				15	
22#子站	3	4			1	7	
23#子站	3	3			1	6	

6.3 系统实现

6.3.1 SCADA 系统性能指标

（1）模拟量处理

- 遥测合格率 ≥ 99.9%;
- 电压/电流误差 ≤ 0.2%;
- 有功/无功功率误差 ≤ 0.5%;
- 频率误差 < 0.01Hz;

（2）状态量处理

- 遥信正确有效率 = 100%;
- SOE 分辨率 站内 < 2 ms;

事故报警正确率 = 100%。

(3) 遥控操作

遥控遥调正确率 100%。

(4) 响应时间要求

状态量变位传送（显示到屏）时间 < 2s；

遥控/遥调命令传送时间 < 2s；

遥测数据扫描周期 1~5s；

脉冲量扫描周期 $5 \times n (n=1, 2, \dots, 12)s$ ；

画面调用响应时间 $\leq 1s$ ；

画面动态刷新时间 1~10s；

计算机通信实时数据同步 $\leq 2s$ ；

模拟屏数据刷新时间 3~10s；

热备用双计算机的切换时间（人工） $\leq 2s$ ；

双机故障切换时间（自动） $\leq 2 \sim 30s$ 。

6.3.2 主站 SCADA 系统

监控系统考虑当前系统容量和下一步扩展需求，设置两台前置机兼服务器，单独设前置子网，配置两台工作站，进行调度监视、操作，配置一台维护工作站进行系统维护，配置一台报表工作站，用于报表制作和打印。前置采集网和后台中心网络均采用双网冗余热备方式。正常情况下，双网采用负荷平衡工作方式，一旦某一网络出现故障，另一网就完全接替全部通信负荷。其网络结构如图 6.4 所示：

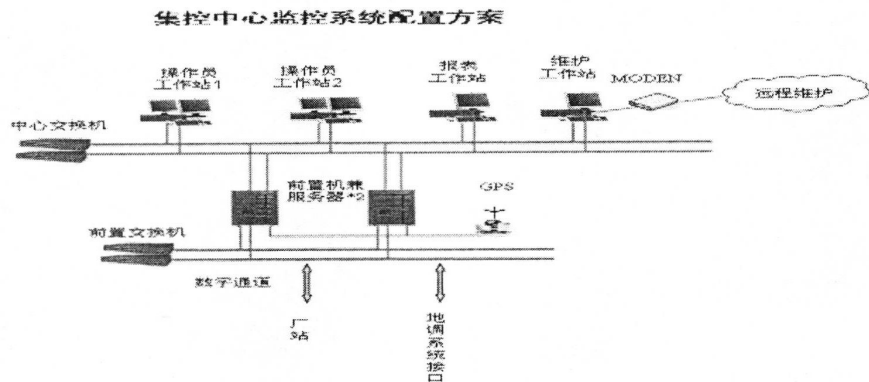


图 6.4 集控中心监控系统配置方案

Fig. 6.4 Monitoring system configuration of the centralized control center

在主站上位机上不仅能显示各子站主接线图、设备的运行状态、各种模拟量、信息量、状态量，而且可对各子站所有开关进行操作控制。

主站硬件配置与软件体系：

- (1) 前置机兼服务器：2 台
- 服务器主机：主频：3.0 GHz；内存：4G，硬盘 250 GB，光驱 24XDVD，22 "液晶彩显（PHILIPS），键盘、鼠标、USB2.0 接口， 2 个以太网卡）
- (2) 操作员工作站：2 台
- 主机：主频：3.0 GHz；内存：2G，硬盘 250 GB，光驱 24XDVD，22 "液晶彩显（PHILIPS），键盘、鼠标、USB2.0 接口， 2 个以太网卡）
- (3) 报表工作站：1 台
- 主频：3.0 GHz；内存：2G，硬盘 250 GB，光驱 24XDVD，22 "液晶彩显（PHILIPS），键盘、鼠标、USB2.0 接口，2 个以太网卡），打印机 LQ-1900K 一台、A3(EPL2180)激光打印机一台
- (4) 维护工作站：1 台
- 主频：3.0 GHz；内存：2G，硬盘 250 GB，光驱 24XDVD，22 "液晶彩显（PHILIPS），键盘、鼠标、USB2.0 接口， 2 个以太网卡），MODEM
- (5) 其他硬件设备还包括系统网络交换机、GPS 对时及时钟同步系统、光电转换器、光纤接口盒及跳线、UPS 电源等。

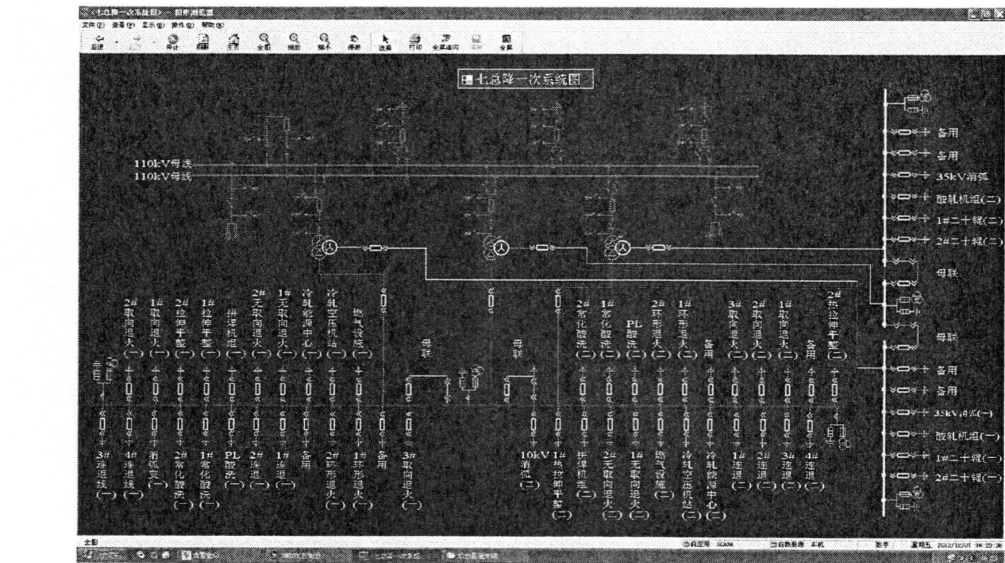


图 6.5 集控主站主界面（南瑞 NS2000）

Fig. 6.5 The main interface of the centralized control station(NARI NS2000)

操作系统为 Windows NT 的 WorkStation/Server 版本,数据库系统采用通用商用数据库,接口支持微软公司开放数据库连接接口,图形系统采用 WIZCON 图形平台。
集控中心监控画面见图 6.5、6.6、6.7。



图 6.6 集控主站主界面（南瑞 NS2000）

Fig. 6.6 The main interface of the centralized control station(NARI NS2000)

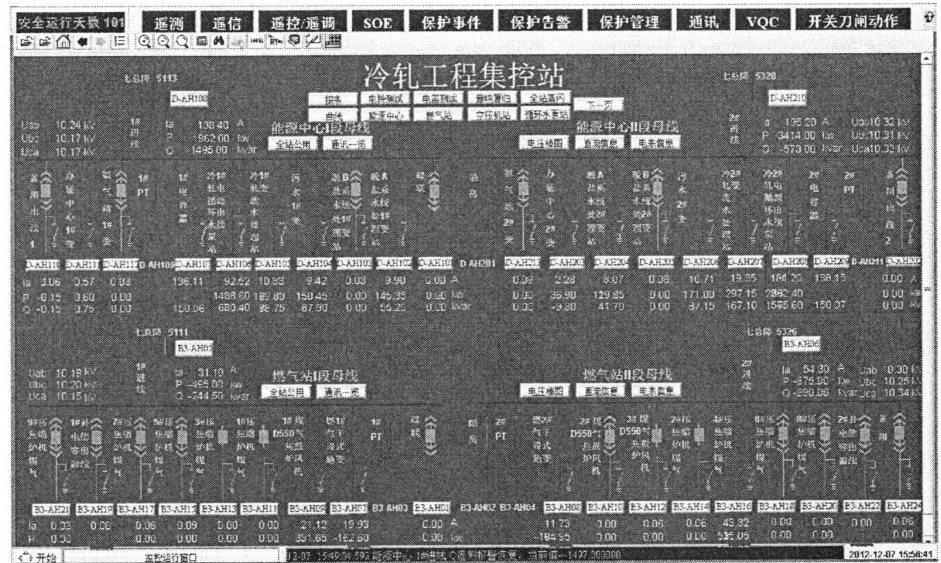


图 6.7 集控主站主界面（四方 CSC2000）

Fig. 6.6 The main interface of the centralized control station(SIFANG CSC2000)

6.3.3 子站 SCADA 系统

在子站上位机上不仅能显示子站主接线图、设备的运行状态、各种模拟量、信息量、状态量，而且可对所有开关进行操作控制。由于本工程子站较多，以某标准子站举例：

标准子站具备完整的SCADA功能，对线路、变压器、电机、电容器等设备进行运行监控和管理，实现数据收集及处理、数据库管理、异常检测与告警、人机接口等功能，在此基础上完成故障线路检测、故障隔离等功能，并实现与SCADA主站之间的数据转发。（子站构成见图6.8）

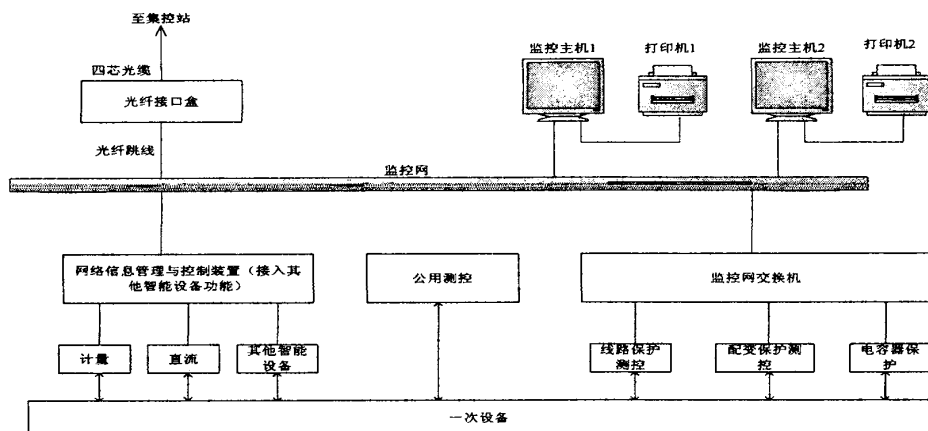


图 6.8 子站构成示意图

Fig. 6.8 Substation structure diagrammatic sketch

各配电子站主机及操作员工作站：主要完成该站的电气模拟量、开关量、脉冲量、温度量及保护信息等的数据采集、计算、判别、报警、保护、事件顺序记录（SOE）、报表统计、曲线分析等，并根据需要向各保护测控单元发出指令，实现对各电气设备的控制和调节；同时实现间隔层设备工作方式选择，实现各种工况下的操作闭锁逻辑功能等。

子站监控系统标准配置：

（1）监控主机 2 套

主频：3.0GHz；内存：2G，硬盘 160GB，光驱 24XDVD，22"液晶彩显（PHILIPS），键盘、鼠标、USB2.0 接口，2 个以太网卡

（2）打印机 2 台

LQ-1900K 一台、A3（EPL2180）激光打印机一台

（3）软件系统

系统软件、网络通信软件、支撑软件、系统维护及诊断软件、应用软件，包括：各项功能软件，远动数据处理及通信软件、GPS 对时软件、以及与智能设备接口软件

(4) 通信管理和测控装置

- 远动装置主频：400MHz；内存：128M；电子盘：128M，4个以太网卡，8个串口；
- 卫星时钟接收和时钟同步系统（GPS），1台；
- 通讯管理公用测控装置（测量母线电压、公用遥信开入）1台；
- 网络交换机，2台

6.3.4 保护测控系统

保护测控系统分别选用四方 CSC-280 系列或国电南瑞公司 NSR600RF 系列测控保护一体化装置（具体型号及数量根据各子站实际规模各异）。

以四方公司 CSC280 系列保护装置为例（见图 6.9），其采用全新设计理念，所有装置均建立在一个通用的软硬件平台基础上，各种功能均按模块化设计，同时配备了功能完善的诊断、调试工具，其具备完善的保护、测量、控制与监视功能，具有高度的稳定性、灵活性和可维护性，完全满足了本工程设计要求和现场需求，为可靠稳定供电提供有力保障。

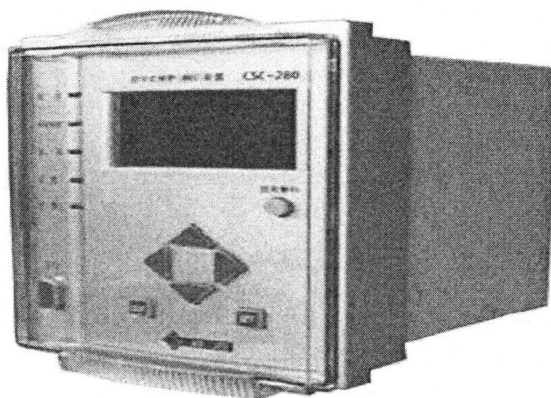


图 6.9 四方 CSC280 系列保护测控装置

Fig. 6.9 Protection and controlling unit(SIFANG CSC280)

其可实现的测控功能包括：测量表计、断路器控制、运行方式控制、事故记录和分析、故障记录、录波记录、事件顺序记录、操作记录。人机接口 MMI 提供了便捷的本地操作接口，五个指示灯实时指明装置运行状态，全中文液晶显示，界面友好，为系统调试和后续维护提供了极大便利。

CSC280 系列保护测控装置主要技术参数：

a) 额定参数

- 直流电压：220V；

- 频率：50Hz。

b) 整定范围

- 电流整定范围：0.08In~20In；

- 电压整定范围：1.0~120V；

- 短延时时间定值整定范围：0.0~32.00s；

- 长延时时间定值整定范围：1.0~6000s。

c) 动作值误差

- 电流整定在 0.1~20In 时，电流动作值误差不超过 $\pm 3\%$ ；

- 延时段动作值平均误差不超过 $\pm 40\text{ms}$ 或 1.5%；

- 事件记录分辨率： $\leq 2\text{ms}$ 。

d) 测量表计精度

- 电流、电压：0.2 级；

- 功率、电度：0.5 级。

e) 通信端口规范

- 电 RS485 端口：屏蔽双绞线接口；

- 电以太网端口：RJ45 接口。

f) 跳合闸电流

- 跳闸电流：0.5~4A；

- 合闸电流：0.5~4A。

h) 其他设备还包括直流屏、电度表等，均通过 RS485 方式接入系统。

6.4 通信系统

6.4.1 通信介质与网管

集控主站与子站间通过以光纤实现互连。

子站与现场终端层采用双以太网数据线和 RS485 总线实现组网。

在冷轧工程标准子站均采用 CSM-320EP 系列网络信息管理与控制装置。CSM-320EP 系列装置是一种新型的变电站自动化信息综合管理设备，适用于各种电压等级、不同规模、不同功能要求的变电站自动化系统。

CSM-320EP 既可作为单纯分布式 RTU，也可以作为扩展化 RTU，CSM-320EP 具备

6个以太网接口,可以方便接入局域网和广域网。它还具有以下优势:1)按需配置、灵活方便;2)实时系统,响应迅速;3)接口丰富,扩展容易;4)冗余设置,安全可靠;5)模块结构,开放性好;6)调试简便,界面友好。

CSM-320EP在协议转换器应用方面,可以作为RS-232、RS485方式通信的装置接入Lon works网络的转换器,也可以作为Lon works接入以太网、RS-485的转换器。作为在冷轧工程的应用中,直流屏、智能电压表、智能电流表、智能操控显示装置、小电流接地装置、消谐装置均通过RS485总线与CSM-320EP互连互通,并进一步通过网络交换机与子站上位机、集控主站进行数据通信。

6.4.2 通信协议

子站以太网组网使用通用的TCP/IP协议。而不同厂家的各种IED设备要连到监控、远动等信息处理主站,而目前还做不到所有厂家按照同一标准互联,需要协议转换器来实现不同介质、不同协议设备间的信息交换。网络信息管理与控制装置CSM-320EP全面支持多种远动规约:如DL451-91(部颁CDT)、DL/T634-1997、DNP3.0、N4F、SC1801、8890、CDC-TYPE II、DL476-92等常用远动规约,满足了工程需要。

在工程实践中,要求子站微机监控系统能够按照上级主站要求的通讯规约进行数据通讯,下级的各35kV、10kV开关站的进、出线开关的控制、状态、测量数据、状态数据和带时标的事件或事故信息通过光纤网上送到集控中心主站。为确保能在集控中心主站实现对各35kV、10kV开关站的监视,各子站监控系统应按主站要求的通讯规约\通讯方式\波特率及信息量等实现通讯。

集控主站采用国电南瑞 NS2000 变电站自动化系统,而部分子站采用四方公司 CSC-2000(简称 V2)变电站自动化系统。两个不同系统的远动规约采用基于部颁循环式远动规约 DL451-91 基础上完成 DISA 规约。规定如下:

(1) 不支持信息字插入,采用帧插入方式;

(2) 为保证插入的速度,将信息帧分帧传送,以8个信息字为最大单位;

(3) 利用 DISA 系统支持 ISA/LSA 信息,完成四方 CSC2000 系统远方调/定值,远方信号复归,远方询问事件信息的功能。

6.5 系统整体功能实现

(1) 实时数据采集与处理

数据采集与处理是实现变电站安全监视和控制的基础。微机监控系统采集的信息包

括开关量（断路器、刀闸双位置信号，电机信号，继电保护及自动装置信号，以及设备运行状态等）、模拟量（电流、电压、有功、无功、功率因素、频率）和电度量。（图 6.10）

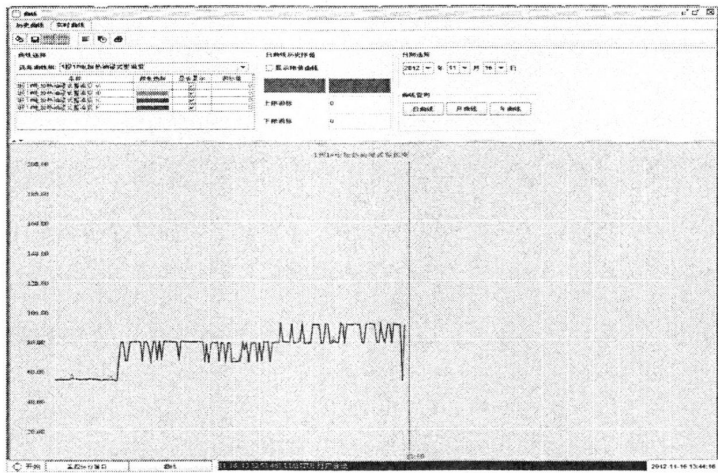


图 6.10 实时电流曲线

Fig. 6.10 Real-time current tendency

(2) 控制操作

控制操作即可就地手动控制，也可在配电子站操作员工作站进行，还可以在上级轧集控站操作。为保证安全及操作正确，操作步骤按选择-返校-执行等顺序进行，确保操作的合法性、合理性，在进行断路器分合操作时分两步进行。首先，下发命令，选择被操作对象，在接收到现场装置上发的允许操作命令后，再下发分闸或合闸命令，如在规定的时间内收不到返校信号，则取消操作。简称为“遥控返校”。（图6.11）

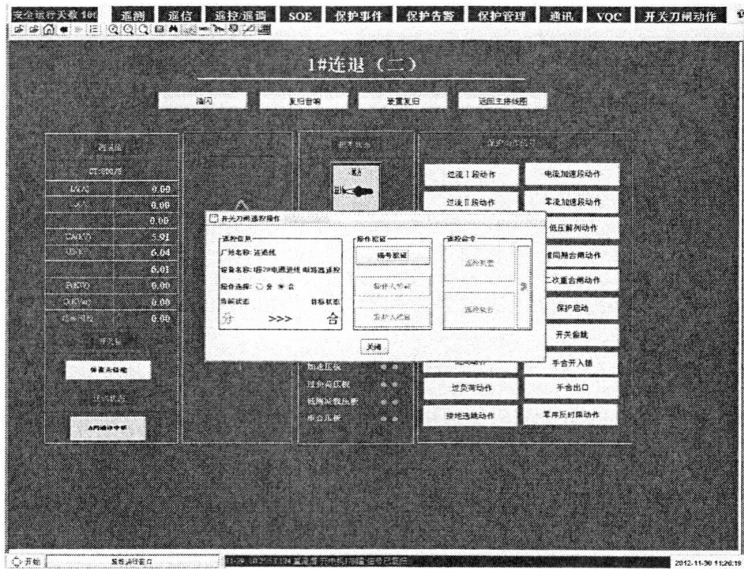


图 6.11 控制操作

Fig. 6.11 Controlling operation

微机监控系统应具有防止硬件及软件损坏而导致误操作的能力，可实现一次设备闭锁、软件防误。系统应具有操作控制权限等级管理，只有具有权限的运行人员在输入正确操作和监护口令下才有权进行操作控制。

(3) 报警处理

报警的内容包括模拟量越限报警和开关量状态变位报警。

事故报警包括非操作引起的断路器跳闸、保护装置动作。事故状态发生时，公用事故报警器要求立即发出音响报警、CRT 画面上用颜色改变和闪烁表示该设备变位，数据转发装置向远方控制中心发送报警消息，以及时提醒运行值班人员。

预告报警一般指设备变位、状态异常信息、模拟量越限报警等。（图 6.12）

报警时间		报警内容
☒	11-13 04:06:08.733	1段1#电加热油浸式整流变 P 遥测报警恢复, 当前值=1534.416504
☒	11-13 04:06:07.405	1段1#电加热油浸式整流变 P 遥测越上限, 越限值=1800.445313
☒	11-13 04:05:48.920	1段1#电加热油浸式整流变 P 遥测报警恢复, 当前值=1534.416504
☒	11-13 04:05:47.592	1段1#电加热油浸式整流变 P 遥测越上限, 越限值=1806.779297
☒	11-13 04:05:38.327	1段1#电加热油浸式整流变 P 遥测报警恢复, 当前值=1640.511230
☒	11-13 04:05:36.998	1段1#电加热油浸式整流变 P 遥测越上限, 越限值=1805.195801
☒	11-13 04:05:18.545	1段1#电加热油浸式整流变 P 遥测报警恢复, 当前值=1640.511230
☒	11-13 04:05:17.202	1段1#电加热油浸式整流变 P 遥测越上限, 越限值=1809.946533
☒	11-13 04:05:07.983	1段1#电加热油浸式整流变 P 遥测报警恢复, 当前值=1645.261719
☒	11-13 04:05:06.670	1段1#电加热油浸式整流变 P 遥测越上限, 越限值=1814.697021
☒	11-13 04:04:58.748	1段1#电加热油浸式整流变 P 遥测报警恢复, 当前值=1543.917480
☒	11-13 04:04:57.373	1段1#电加热油浸式整流变 P 遥测越上限, 越限值=1811.530029
☒	11-13 04:04:48.092	1段1#电加热油浸式整流变 P 遥测报警恢复, 当前值=1642.094727
☒	11-13 04:04:46.733	1段1#电加热油浸式整流变 P 遥测越上限, 越限值=1814.697021
☒	11-13 04:04:38.811	1段1#电加热油浸式整流变 P 遥测报警恢复, 当前值=1536.000000
☒	11-13 04:04:37.452	1段1#电加热油浸式整流变 P 遥测越上限, 越限值=1808.363037
☒	11-13 04:04:28.233	1段1#电加热油浸式整流变 P 遥测报警恢复, 当前值=1631.010254

图 6.12 越限报警

Fig. 6.12 Over-limitation alarm

(4) 事件顺序记录（SOE）、事件记录和故障分析报告

事件顺序记录的功能是自动记录和打印断路器及保护信号的动作先后顺序。事件记录信息应带时标及时发送至上级集控中心主站，供查询和打印。

故障分析报告的功能主要是：故障录波和有关数据的搜集、分析、打印。

(5) 实时画面显示

实时画面是在主控室操作员工作站实现，运行人员通过各种实时画面的调用显示，可对全站的生产运行状况进行监控。

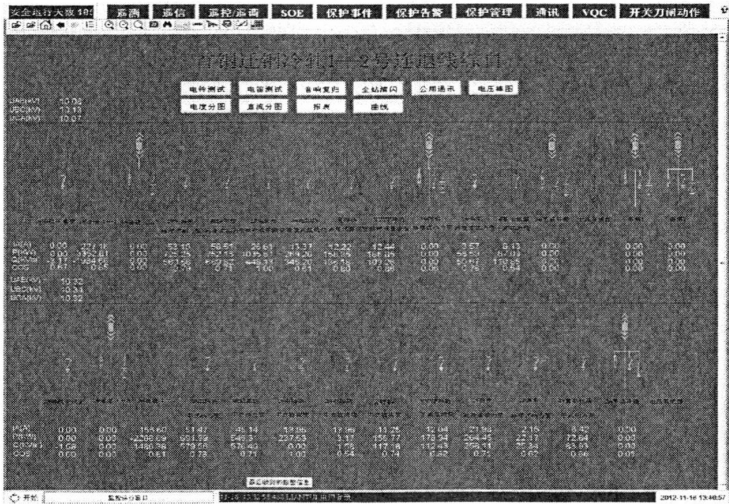


图 6.13 电气主接线实时监控画面

Fig. 6.13 Real-time supervisory interface

实时画面显示功能包括：显示全站电气主接线图（图 6.13）、按电压等级划分的接线图、按单元划分的单元接线图等；显示各种曲线，包括：负荷曲线、动态趋势曲线及历史趋势曲线等；显示各种参数；显示当前报警与历史报警；显示事件顺序记录；显示时间和安全运行天数；显示微机监控系统运行工况图。

(6) 制表打印

可通过监控系统实现网络打印方式，打印每台综合保护装置定值，当前电度计量、历史事故、故障报告、故障录波图形等。（电度计量报表见图 6.14）

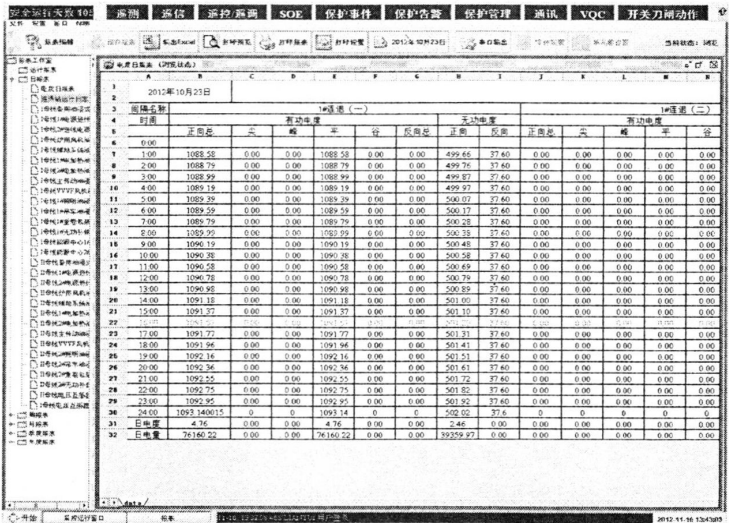


图 6.14 电度计量报表

Fig. 6.14 Real-time electric energy chart

(7) 保护定值的远方整定、投切及定值选择 (图 6.15)



图 6.15 保护定值远方整定

Fig. 6.15 Remote setting of protection value

6.6 工程实施效果和存在的问题

变电站综合自动化系统在首钢迁钢冷轧工程的实施尚处于一期阶段，即已体现出多方面优势：减少了停电次数，明显提高了供电可靠性；为事故分析提供准确依据，便于事故起因认定；强大的提前预警报警功能，有效预防事故发生；提高了劳动效率，减轻了值班和维护人员劳动强度；与常规变电站相比，节约 1/3 占地面积，建设工期缩短，节约了工程资金；免维护型智能化设备广泛应用，降低了维护费用；使运行人员对网络的运行状况掌握得更加全面快捷；尤其通过无人值班模式的实施和推广，达到了减员增效的目的，为企业创造了良好的经济效益。

但在应用中也遇到了一定的问题，表现在：

- (1) 由于工程规模较大，子站布局较为分散，终端设备更为零星分布，在前期规划中，对一些规划和预留问题统筹考虑不足，增加了自动化系统的实施难度；
- (2) 由于工程巨大，设备招标工作分步进行，形成设备供应厂家五花八门的现象，接口不统一、智能化程度不一致，个别设备不具备接入配网自动化系统条件，造成了监控盲点，不利于无人值班模式的全面实施；
- (3) 由于变电站综合自动化系统采用国电南瑞和北京四方两种不同的产品，且在中心主站和子站中均有所应用，互相交叉，通信规约不一致，增加了集控系统远动通信的实施难度，尤其涉及众多 IED 设备供应厂家，造成通信连接的困难和以后维护的隐患；

(4) 自动化系统的采用减少了二次电缆，降低了施工难度，提升了系统性能，但同时意味着系统信息量的急剧提升，加大了集控系统数据库的运行维护难度；

(5) 变电站实现综合自动化为无人值守模式的推广创造了技术条件，但是受制于视频监控系统的设计与实施滞后的制约，形成潜在运行隐患；

(6) 变电站综合自动化系统的实施，改变了传统的技术分工和专业管理模式，且对运行人员素质提出了较高的要求，需要尽快培养出能够熟悉电气、自动化、计算机、通信等领域的复合型、高素质专业技术和运行人员。

6.7 本章小结

本章从集控中心主站、子站、通信系统等多个方面详细介绍了变电站综合自动化系统在首钢迁钢冷轧工程中的系统调试及应用情况，并进一步阐述了在变电站综合自动化对于基层生产企业的重要意义，分析了系统实施过程中存在的难点和问题，为后续工程建设提供了有益借鉴和参考。

第7章 结论与展望

7.1 结论

本课题以首钢迁钢冷轧工程一期项目共计23个变电站建设项目为依托,以10~35kV变电站综合自动化系统为平台,设计并系统实现了变电站综合自动化系统,使得变电运行管理规范化、标准化、制度化,在提升供电稳定性和工作效率的同时,极大减少人员配置,使企业获得明显经济收益。系统应用至今运行稳定、可靠,为保证工程项目顺利有序推进和长期稳定生产提供了安全、可靠的电力保障。

本文的主要工作和结论:

(1) 论文对变电站微机保护测控系统的硬件构成、软件程序及保护算法和功能要求进行了系统开发和设计,对目前应用较广的傅氏微机保护算法进行了重点研究和阐述。针对工程一次设备实际情况提出了不同类型保护测控装置的具体配置和设计方案。

(2) 上位机后台监控在变电站综合自动化系统中占据重要作用。本文在分析后台上位监控系统的硬件配置、软件体系构成的基础上,采用分层次、模块化的结构程序设计思想,将后台监控系统主要分为八大功能模块进行设计,并对各个模块加以具体描述;

(3) 通信网是变电站综合自动化系统的一个重要组成部分。本文通过对通信网络的系统研究,提出适合工程实情的通信组网方案,解决了通信互连与远动通信问题;

(4) 根据以上总体设计思路,经过分步建设,最终完成了23个新建变电站综合自动化系统的工程实现。运行实践表明,系统整体性能达到设计要求,极大提升了企业自动化管理水平,并在经济性、安全性、可靠性三个方面取得了良好效果。

(5) 论文最后针对变电站综合自动化系统在实际应用中的优势,设计实施过程中存在的难点和问题进行了系统总结,提出了相应改进措施和建设性意见,为工程后续增建变电站的自动化系统建设指明了方向。

通过本次论文写作,系统地掌握了变电站综合自动化系统的发展过程及发展趋势、系统规划设计的过程和方法。利用所学理论知识,并结合单位的工程项目实际,进行了系统集成设计与工程实现。经过对变电站综合自动化系统全过程开发工作,进一步明确了如何构建测量保护、通信、监视控制一体化体系,加深了对保护控制理论的认识,巩固了计算机知识和通信知识,锻炼并提高了自己独立开展专业工作的能力。

7.2 展望

变电站综合自动化系统是一项综合性工程，规划性强，涉及多专业、多学科，其具体应用是由企业条件和经济效益综合决定的，设计工作应依据企业整体规划进行，避免盲目性。伴随电网规模日新月异的发展，自动化设备性能的完善和提高，变电站综合自动化必然会是今后发展、应用的主流模式。它给我们带来技术应用上质的飞跃，为电力系统高质量运行提供了强大的技术保证。

经过多年发展，微机保护原理和算法目前也日趋成熟，但是电力系统是个复杂的非线性系统，目前的算法仍然没有很好的同时解决电力系统继电保护所要求的快速性、安全性、可靠性，对微机保护算法的研究仍需继续深入。变电站的综合自动化设计还缺乏相关的规程规范，其应用情况受生产厂家影响巨大，因此亟需加强关于变电站自动化方面的标准和规范的制定，更好地解决变电站自动化要做什么、怎么做的问题，统一标准、统一规范、统一规约，力争达到设备通用，软、硬件兼容，充分利用和共享系统资源。另外如何配置系统功能，使它将现场监控、远方监控、保护、自动化以及一次设备有机地结合到一起，向计算机化、网络化、智能化，以及保护、控制、测量和数据通信一体化的方向发展，最大限度地实现优化配置，值得进一步分析探讨和研究改进。成套自动化产品生产厂家也须紧跟当前计算机、数据网络、图形处理、数据库、Internet/Intranet、人工智能等飞速发展的形势，使变电站综合自动化系统更具开放性，实现系统间的互操作和“即插即用”，开发出更加开放、更加实用的新系统。

参考文献

1. 栗云江.变电站综合自动化技术问题[M], 北京: 化学工业出版社, 2009
2. 崔明.变电站与水电站综合自动化[M], 北京: 中国水利水电出版社, 2000
3. Muphy L.Wu Felix. An open design approach for distributed energy management system[A].IEEE/PES 1992 Summer
4. Haykin S.Modern Filters. New York: Macmillan Publishing Company,2006.9
5. 黄益庄.变电站综合自动化技术[M], 北京: 中国电力出版社, 2000
6. 贺家李.宋从矩.电力系统继电保护原理[M], 北京: 水利电力出版社, 1994
7. AUDSLAY N. BURNS A. WELLING A J. Applying new scheduling theory to staticpriority pre-emptive scheduling. Software Engineer Journal,1993,8(5):284-292
8. TINDELL K W. HANSSON H. WELLINGS A J. Analysing real-time communications: Controller Area Network(CAN).In: Proceedings of the IEEE real time systems symposium(RTss'94).San Juan(Puerto Rico):1997.259-263
9. CIGRE WG34.03.Communication requirement in terms of data flow within substation. ELECTRA NO.173 August 1997
10. 徐立子.变电站自动化系统的分析和实施[M], 电网技术, 2005, 24 (5): 25-29
11. 路文梅.变电站综合自动化技术(第二版)[M], 北京: 中国电力出版社, 2007
12. 董永.戴永涛.于海娟.变电站综合自动化[J], 黑龙江电力, 2001 (5)
13. 王丽萍.叶小华.王坚.变电站综合自动化系统的应用研究[J], 武汉科技学院学报, 2006, 19 (12)
14. 江智伟.变电站自动化新技术[M], 北京: 中国电力出版社, 2006
15. 陈维千.光纤通信技术及其在电力系统中的应用[J], 电力系统自动化, 2008, 5(4)
16. 王远璋.变电站综合自动化现场技术与运行维护[M], 北京: 中国电力出版社, 2004
17. 欧文欣.变电站综合自动化改造常见问题分析[J], 云南电力技术, 2006, 11 (6)
18. Olivera G C. Costa A P C. Large scale transmission network planning using optimization and heretic techniques. IEEE Trans on Power Systems,1995.Vol.10.No 4:1828-1835
19. El-Sobkl SM.El-Melually M. New Approach for planning high-voltage trasmission network. IEEE Proceedings-C,1986,Vol.5,No7):133-138
20. Albuywh F. James J S.A Transmission network planning method for comparative studdies. IEEE Trans on PAS,1982,Vol.101,NO 11:1679-1684
21. 王海峰.丁杰.对变电站内若干网络通信问题的探讨[J], 电网技术, 2004,28 (24): 65-68
22. 戴庆涛.于海娟.变电站综合自动化[J], 黑龙江电力, 2001, 4 (10)
23. 桂洲.何甜.变电站自动化及智能化发展方式展望[J], 湖北电力, 2010,34 (3)
24. Chang G,Zrida J. Birdwell JD. Knowledge-based distribution system snalysis and reconfiguration. IEEE Trans on Power Systems,1990,Vol.5 No8:744-749

25. Wen Fushuan, Chang C S. Transmission network optimal planning using the tabu search method. Electric Power Systems Research, 1997, Vol. 42 No. 10: 153-163
26. Kim K J, Park Y M, Lee K Y. Optimal long term transmission expansion planning based on maximum principle. IEEE Trans on Power Systems, 1998, Vol. 3 No. 11: 1494-1501
27. 杨新民. 电力系统微机保护培训教材[M], 北京: 中国电力出版社, 2000
28. 王善祥, 李钢, 周劭亮等. 新型保护测控及电能质量一体化装置[J], 电力系统自动化, 2005, 29 (3)
29. 李均华. 变电站综合自动化系统的选型[J], 四川电力技术, 2006, 29 (5): 34-37
30. 田世明, 罗四夕, 刘强等. 基于分布式对象技术的配电管理系统[J], 配电网自动化分专委会第二届学术研讨会论文集, 2000 (11)
31. 王英男, 赵庆杞. 沈阳供电公司配电自动化的研究与实践[J], 配电网自动化分专委会第二届学术研讨会论文集, 2000 (11): 80-85
32. 鲁国刚, 任洛卿, 丁杰等. 变电站自动化技术的发展综述[J], 电力系统自动化, 2000, 24 (18)
33. 赵祖康, 王伟. 中国城市配电网自动化与网络结构优化[J], 电力系统自动化, 2000, 24 (19): 43—46
34. 刘琦. 变电站自动化系统设计分析[J], 中国高新技术企业, 2010.13.119-120

致 谢

通过对毕业论文的撰写，我对在研究生阶段所学习的课程有了更深刻的理解，对变电站综合自动化系统的系统设计和工程实现有了更加全面的认识。值此论文完成之际，我首先向尊敬的导师高宪文教授表示最深切的敬意和感激。本文正是在导师的精心指导下完成的。在选题、课题研究和开发，直至实际应用过程中，高教授都给予了认真的指导并倾注了大量的心血。高教授渊博的知识、严谨务实的治学态度使我受益匪浅。

同时，在论文撰写过程中得到东北大学信息科学与工程学院徐林、张颖伟等多位老师的及时指点和指导，北京四方公司、国电南瑞公司多位工程技术人员以及作者单位领导和同事也都给予了大力支持与帮助，在此一并表示感谢。