



摘要

继电保护及故障信息系统是对二次装置进行监测、控制、管理的技术支持系统，同时又是对电网故障进行信息支持、故障分析、诊断的决策系统。继电保护及故障信息系统的建设，对提高电网调度的智能化、信息化水平，增强电网故障处理、分析能力，具有重要的意义和价值。

本文论述了建立继电保护及故障信息系统的必要性及意义，对现有继电保护及故障信息系统的组网结构、主站系统、子站系统及通信系统的结构及功能，存在的不足等进行了深入的分析，并对其通信系统中的通道构建问题进行了详细的研究，提出了三种适用于不同状况的主备用通道方案。根据呼伦贝尔电网的运行状况，研究了继电保护及故障信息系统在呼盟电网的应用中的适合于各类子站系统的主备用通道方案，为继电保护及故障信息系统的稳定运行提供了保障。

关键词：继电保护，故障信息，备用通道，策略

ABSTRACT

Relay protection and fault information system (RFIS) is monitoring, controlling and managing of secondary device. It is a technology support system as well as an information support, fault analysis, diagnosis and decision system. The establishment of RFIS has important theory and application value to improve the level of intelligent and informational in power dispatching, enhance the capacity of analysis and handling in grid fault.

The paper described the necessity and significance of developing the RFIS. It has thorough analysis in the study status and architecture of RFIS, and the structure and function of sub-station, master-station and communication system, as well as the deficiency of RFIS. In view of the problem of channel construction in communication system, it presents three proposals of main and standby channel to meet different situation. According to the operation status of Hulunbeir power grid, it researched the building of RFIS in Hulunbeir, and construct suitable main and standby channel for various kinds of sub-station system. It provides guarantee to stable operation of RFIS.

Xu Ping(Electrical Engineering)

Directed by prof. Liu Baozhu

KEY WORDS: Protective Relay, Fault Information, Main and Standby Channel, Strategy

目 录

中文摘要

英文摘要

第一章 引言	1
1.1 研究背景及意义	1
1.2 继电保护及故障信息系统的现状	2
1.3 信息传输通道的研究现状	3
1.4 本文的主要内容	4
第二章 继电保护及故障信息系统组成与功能	6
2.1 系统总体结构	6
2.2 主站系统结构与功能	7
2.2.1 主站系统结构	7
2.2.2 主站系统功能	9
2.3 子站系统结构与功能	13
2.4 通信子系统	15
2.5 继电保护及故障信息系统问题分析	16
2.5.1 系统运行中遇到的问题	16
2.5.2 外部通道存在问题分析	17
2.6 本章小结	18
第三章 继电保护及故障信息系统的通道备用策略	19
3.1 光纤通道	19
3.1.1 光纤通道的基本组成	19
3.1.2 光纤通道的特点	20
3.2 电力线载波通道	20
3.2.1 电力线载波通道的基本组成	21
3.2.2 电力线载波通道的特点	21
3.3 电力微波通道	22
3.3.1 电力微波通道的基本组成	23
3.3.2 微波通道的特点	23
3.4 移动通道	23
3.4.1 移动通道的基本组成	24

3.4.2 移动通道的特点	24
3.5 通道备用策略	25
3.5.1 光纤—光纤主备用通道策略	26
3.5.2 光纤—电力线载波—GPRS 主备用通道策略	28
3.5.3 微波—电力线载波—GPRS 主备用通道策略	32
3.5.4 通道可用性策略	33
3.6 本章小结	33
第四章 继电保护及故障信息系统的应用研究	34
4.1 呼盟电网概况	34
4.2 呼盟电网继电保护及故障信息系统简析	34
4.2.1 系统概况	34
4.2.2 主站系统	35
4.2.3 子站系统	40
4.3 呼盟电网继电保护及故障信息系统通信通道的研究	42
4.3.1 通信通道现状	42
4.3.2 呼盟电网通信通道备用策略分析	42
4.4 呼盟电网继电保护及故障信息系统应用分析	44
4.5 本章小结	47
第五章 结论与展望	48
5.1 结论	48
5.2 展望	49
参 考 文 献	50
致 谢	54
在学期间发表的学术论文和参加科研情况	55

第一章 引言

1.1 研究背景及意义

近年来，随着国民经济的持续发展，为了满足人们对电力与日俱增的巨大需求，现代电网的规模在不断扩大、电网的结构也越来越复杂，已逐步向区域联网和全国联网的方向发展。面对如此庞大和复杂的电网，尤其在国内外几次大停电发生后，如何能使电网发生故障后快速、有效的恢复，是电网安全运行面临的一个重大课题。当电力系统发生大面积复杂故障时，避免事故扩大发生并快速使系统恢复正常运行的重要前提是电网具备有效地电网监视手段，可以对电网变化信息具有全面的掌握，从而能够采取相应的措施，恢复电网的安全、稳定运行。随着电网的发展，调度运行人员若只单纯的依靠传统的SCADA系统所提供的信息对电网故障做出准确的判断是很困难的，原因在于其对电网实施的是静态监视，只能反应电网某一时刻的情况，对电网事故分析、保护的动作信息以及重合闸过程等判断故障的关键信息并不能系统的反应出来，更不能实现对上述信息进行有效关联和汇总分析的处理^[1]。为了能够解决电网中的这种缺陷，确保调度运行人员能够对电网故障做出快速、正确的判断，需要引入一个具有对保护故障信息进行监视及整合分析的系统，继电保护及故障信息系统就是在此需求下应运而生的，国家电力公司十五发展规划中将全面建设电网的继电保护及故障信息系统列为重要纲领项目，其已成为了国内研究的一个重要课题。

继电保护及故障信息系统以故障录波器和集成继电保护为应用特征，既可以为继电保护运行及管理提供技术支持，又可在电网故障时为电网提供相应的信息分析及决策的管理支持。它主要可在正常及电网故障时，对二次装置信息进行监视及控制，对工作异常的继电保护装置进行检修提示，自动分析电网故障，准确、快速地诊断出故障区域、故障点及故障性质，自动分析继电保护动作行为，使继电保护专业管理更加网络化、标准化和规范化。

继电保护及故障信息系统主要由子站系统、主站系统以及电力通信网构成，其中电力通信网是连接子站系统和主站系统的信息纽带，电力通信网的稳定运行是继电保护及故障信息系统稳定运行的保障。目前，我国对于电力通信网具有明确规定，重要厂站必须具有两路及以上独立的通信通道，以确保电力通信的稳定运行。但是，电网对电力通信网中主备用通道如何设置、故障时如何实现切换却鲜有研究及相应的规范，这对继电保护及故障信息系统的稳定运行是个巨大的威胁。

建立继电保护及故障信息系统，建立适应其运行的健全的电力通信网络，可适

应现代电网对现场的迫切需求，大大提高电力调度自动化水平，对电网安全运行提供更高的保障，对其相关理论和技术进行深入的研究，加大对继电保护及故障信息系统运行机制的完善，对电网建设具有重要的理论意义和很高的实用价值。

1.2 继电保护及故障信息系统的现状研究

继电保护及故障信息系统的开发与应用基本始于 20 世纪 90 年代末，当时微机保护及故障录波器等二次装置本身虽已具备了很高的信息化及智能化水平，但从调度运行管理的角度讲，其运行状态监视、设备管理、动作定值整定以及对二次设备所记录的电网异常或故障信息的综合有效运用分析等，仍普遍处于较低的自动化水平，无法满足调度运行管理自动化的要求。为了解决继电保护信息管理方面存在的问题，国内对继电保护及故障信息系统进行了大量的研究工作。

在系统结构设计上，继电保护及故障信息系统的结构构成基本一致，都包括主站系统、子站系统和通信网络^[2-5]。主站系统主要位于调度中心侧，用于完成从子站采集、处理及储存数据，并根据实际需要实现录波数据分析、电网故障分析等功能；子站系统主要位于变电站、发电厂侧，用于完成装置接入、数据接收、转发和处理等功能；通信网络用于实现子站系统和主站系统的通信。近年来，随着计算机技术和网络技术的发展，站内所用的通信采用了现场总线和以太网技术，主站可直接连接更多的子站，调度各层主站之间普遍通过 Internet 或电力数据专网实现数据共享，系统装置接入数量、通信速率以及组网的灵活性都较原来有了较大的改善^[6]。

同时，继电保护及故障信息系统功能也由简单的信息收集转发发展到具有各种后台分析功能，如故障诊断、故障测距、故障报告、继电器动作特性、谐波分析、向量分析、功率分析、序分量分析、差动再现和数值分析等功能。系统还可以对故障数据和录波数据进行简单处理，其主站侧的功能也逐渐增强，除了原有的故障信息及录波数据分析外，运行管理、设备管理、定值计算、统计分析等专业管理也纳入了继电保护及故障信息系统的范畴^[7-9]。

由于变电站各设备种类繁多、型号复杂、生产厂家所用规约各有不同，通信协议的使用和转换就成为了继电保护故障信息系统的研究及应用关键问题^[10-16]。日前，IECTC57(国际电工委员会第 57 技术委员会)为传输电力系统信息而制定的国际标准：远动通信规约 IEC60870-5 系列，主要用于变电站与调度中心之间的通信；IEC60870-6 TASE.2 主要用于调度中心之间的网络通信；IEC61850，它以 UCA 为基础，是面向未来的主要方案。IEC61850 标准和 IEC61970 标准的正式发布，将无缝通信体系的概念引入了继电保护及故障信息系统。所谓无缝通信体系是指在变电站内、变电站与主站端之间采用统一的通信协议体系，从而实现装置到子站系统、子站系统到主站系统的无缝通信^[17]。为了真正适应网络技术和计算机技术的发展，采

用无缝通信协议是今后的发展趋势，目前，各厂家也都认可这一趋势，如南京银山公司的 YS3000A 系统、深圳南瑞 PRS-700P 继电保护及故障信息管理系统等，都可以无缝接入不同厂家的保护测控装置和其他站用智能设备。

但是，就目前国内已经投入运行的继电保护故障信息系统而言，在实现方法和功能上还存在以下不足：

- (1) 存在大量的规约转换，数据传输受到限制，在一定程度上制约了一些功能的实现。
- (2) 高级分析应用功能有待改进。大部分分析功能实际上都只是简单地将变电站录波器的分析功能块移植到调度端系统，没有充分发挥出调度端系统信息全面、计算能力强的优势，某些功能如双端测距、故障过程分析等由于受数学模型和算法的限制，精度不高，应用的效果也不理想。
- (3) 系统的开放性不强，不能与已经建立的 SCADA 等系统实现信息的共享。
- (4) 系统的安全性不强，二次装置的厂家较多，接口太多，安全管理有一定的难度。
- (5) 各厂家保护通信口上送的信息不全或不符合本省的规范要求，包括数据格式和通信规约；各厂家的子站功能皆未达到设计要求，主要问题：保护动作、开关信息的未进行关联和过滤，造成无用信息大量送入主站；保护动作后的保护短录波有的子站未能处理并上送主站；不能处理集中录波并有选择地上送主站；工控机子站故障率较高(主要是硬盘、或死机等)，未解决保护动作信息与录波信息有效关联的问题。

这些不足也是今后进一步研究继电保护故障信息系统时需要解决的问题。

1.3 信息传输通道的研究现状

信息传输通道是继电保护及故障信息系统通信的基础，其技术的应用和发展对继电保护及故障信息系统的通信具有至关重要的作用。目前，国内电力通信网络使用较多、较为成熟的通信技术主要由光纤技术、电力线载波技术、微波技术以及新兴的 GPRS 技术^[18]。

光纤通信以光波作为信息载体、以光导纤维作为传输介质的先进通信手段，其具有通信容量大、传输频带宽、传输损耗小、传输距离长以及扩展性强、抗干扰能力强等优点。目前，光纤通信以其较高的总体性价比，已在电力系统中获得了广泛的应用，成为了电力通信主通道的首选通信方式，并且在一些重要厂站之间设置光纤环网^[19]。但是，光纤也有其弱点，其建设成本高、架设难度大，对于偏远山区及农村来讲，光纤通信并不是这些地区的首选通信通道。

电力线载波利用高电压输电线作为传输通道的载波通信方式，不需要再架设通

信线路，是电力系统特有的通信方式。但是，电力线载波技术具有其固有的缺陷：通道干扰大、传输速率低、信息量小、接口单一等等，随着光纤技术的成熟和推广，载波通道已慢慢被光纤取代，成为了其备用通道，但是在 110kV 和 35kV 农电系统中及新兴的小区楼宇通信中，电力线载波通信仍然具有很强的生命力^{[20][21]}。

微波通信技术是在微波频段通过地卖弄视距进行信息传播的一种无线通信手段，20世纪80年代后期数字微波通信得到了很大的发展，但是随着电网进入到跨省、跨网互联，向全国联网的发展，在电力系统应用中，微波通信通道相对拥挤、可利用频谱少、抗干扰能力弱、保密性差等缺点表现的越来越明显，局域性越来越大，目前，其已逐渐被其他通信方式所取代，但是由其发展起来的一点多址微波通信，以其配置灵活、扩容方便等优点，在地区及县级电网通信和农网通信中有较快的发展，在这些地区一点多址微波通信可作为通信通道的一个选择，此外，其在移动应急容灾通信通道的建设方面也有很大的发展空间^[22]。

GPRS 技术是通用分组无线业务的简称。与原有的电路型业务相比较，用户使用 GPRS 业务将具有建链时间短、数据传输速力高、费用低等特点，作为将移动通信与数据通信合二为一的技术，其可以根据电力企业的需求，建立电力企业虚拟网络 VPN，在电力抢修监控调度、配电系统数据采集和自动化、通信监控、电力 Intranet 无限延伸、图像监控中得以应用，对电力系统起到重要作用^{[23][24]}。

目前，电力系统通信主要以光纤通信为主，微波、载波通信及其它通信技术为辅，多种通信手段并存进行通信。但是，对于各个不同情况地区，其主备用通道应该如何配置选择，所选主备用之间的切换方式以及相应的规则却很少有研究涉及，这为电力系统安全运行留下了隐患。

1.4 本文的主要内容

本文在介绍继电保护及故障信息系统的结构及功能的基础上，着重对该系统通信网络中主备用通信通道进行了深入的分析和研究，所做工作主要包括以下几个方面：

第一部分：从系统结构设计、系统功能、通信协议等多个方面入手，收集资料，对所有的资料进行归类整理，对继电保护及故障信息系统的现状及问题进行分析。对目前信息传输通道所用技术进行研究，分析各通信方式优缺点及适用范围，指出目前电力通信中的不足。

第二部分：结合已有资料和生产实际，总结继电保护及故障信息系统的相关内容及特点，深入分析继电保护及故障信息系统的总体设计及其功能，并对主站系统及子站系统的结构模块进行深入研究，通过引入最新的国际标准，建立了一个能够实现

分布式异构系统的互联、互通的，支持各种应用扩展的，支持系统免维护的、兼容自动化系统技术发展的完整技术体系。

第三部分：研究电力通信中光纤、电力线载波、微波及无线通信技术的工作原理、特点及适用范围，为电力通信主备用通道的选择提供技术支持。设计针对三种不同情况不同地区的主备用通道方案，并设计主备用通道自动切换原则及相关流程，对各类通道的日常维护制定规范，为电力通信的安全、稳定运行提供支持。

第四部分：分析呼盟地区电力系统的基本情况，对其继电保护及故障信息系统应用情况及相应的不足作以分析，针对呼盟电网所发生的通信通道故障采用本文所提出的主备用通道方案进行研究并进行经验总结，提出需要改进完善的问题。

第二章 继电保护及故障信息系统组成与功能

继电保护是保证电网安全稳定运行的最有效、最直接、最可靠的技术手段，继电保护及故障信息系统则是提高继电保护运行管理水平的极为重要的措施之一。它是一个继电保护运行、管理的技术支持系统，同时又是一个电网故障时的信息支持、辅助分析和决策系统。它能在正常和电网故障时，实时传送电网数据，使电网的运行管理部门可以及时掌握电网及继电保护的运行状况和事故的演变过程，以及对事故中保护的动作行为进行综合分析、为提高事故分析水平提供可靠的依据，尤其是为快速处理事故、恢复电网正常运行提供技术支持^[25]。继电保护及故障信息系统不仅仅是只为继电保护专业提供信息的一个系统，它还是参与整个电网运行和管理的信息系统，是电网信息的一个共享平台，能够满足对信息“快速、准确、完整”的采集要求，为事故分析提供可靠的信息依据。因此，继电保护故障信息系统的建立，不仅仅是简单的服务于继电保护专业，而应满足电网调度和运行管理的多重需要，为生产管理现代化服务^[26]。

2.1 系统总体结构

继电保护及故障信息系统是由位于调度端的主站系统和分布于不同地区的电厂、变电站内的厂站端子站系统及介于主站系统与子站系统之间的通信子系统构建而成。各分布子站系统能采集厂站内故障录波装置和继电保护的运行数据，在子站系统实现信息的汇集、分类、规约转换等，并按照运行数据制定相应策略通过电力通信网远传至调度端的主站系统进行集中分析处理，调度运行人员可以通过主站系统对子站系统下发各种指令以获取子站系统及子站系统内接入装置的运行信息，从整个系统看，子站系统侧重于信息的采集和通信，而主站系统侧重于信息的分析、处理和管理。继电保护及故障信息系统拥有完善的电网故障数据分析能力，以及为适应管理模式而定制的对继电保护和故障录波装置的运行管理能力，综合分析线路故障时的装置上送数据能迅速对故障点进行定位，为装置异常和事故处理的快速响应提供了强有力的科学依据^[28-34]。

电网内某一子站系统往往涉及到多个管理单位，而每个管理单位往往又要管理多个子站，为适应管理和应用的需要，主站系统与子站系统通过通信网络采用多级、分层管理模式进行连接，图 2-1 所示为继电保护及故障信息系统组成架构。

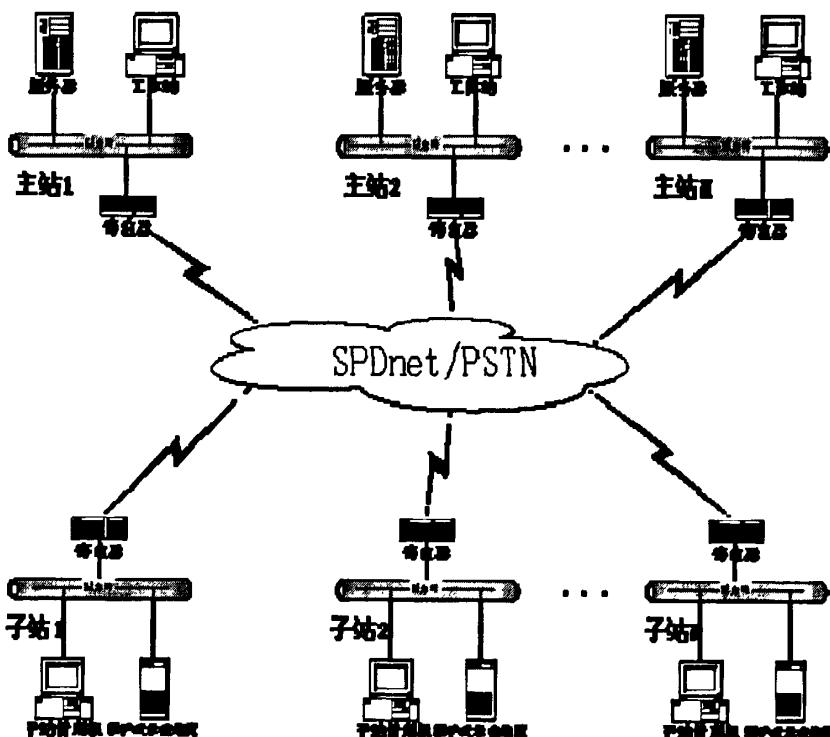


图 2-1 继电保护及故障信息系统组成架构图

其中，主站 1 至主站 M 分别对应不同的管理部门，诸如地调、省调、网调等，子站 1 至子站 N 则分别对应不同的厂站。主站系统与子站系统之间的通信方式的选择可根据不同地区的通信通道状况而确定，可以采用光纤、电力线载波、微波以及无线等多种通信方式的主备用通信通道组合的方式进行通信。

2.2 主站系统结构与功能

继电保护及故障信息系统的主站系统主要负责收集系统各子站的信息，并利用不同的功能模块对所收集的信息进行归类、综合、分析，完成故障数据到故障信息的处理过程，是继电保护及故障信息系统运行的核心，也是整个系统的指挥中心。它需要对于来自多个子站故障信息进行综合分析得出可信的结果，使得调度中心可以迅速掌握电网实际故障状况以及继电保护动作行为，及时分析电网事故性质和事故波及范围^[35-38]。

2.2.1 主站系统结构

主站系统可以适用于国调中心、网省调中心、超高压局、地区调度部门的等调度管理部门，是管理子站系统中二次设备对应的电网元件关系、电网相应元件、实时监测信息、管理历史故障信息的数据平台，也是根据故障信息对故障进行诊断、

分析以及各种故障再现的智能系统。主站系统主要由通信服务器、数据服务器、WEB 服务器和应用服务器(工程师工作站)等构成, 图 2-2 为主站系统的系统结构图。

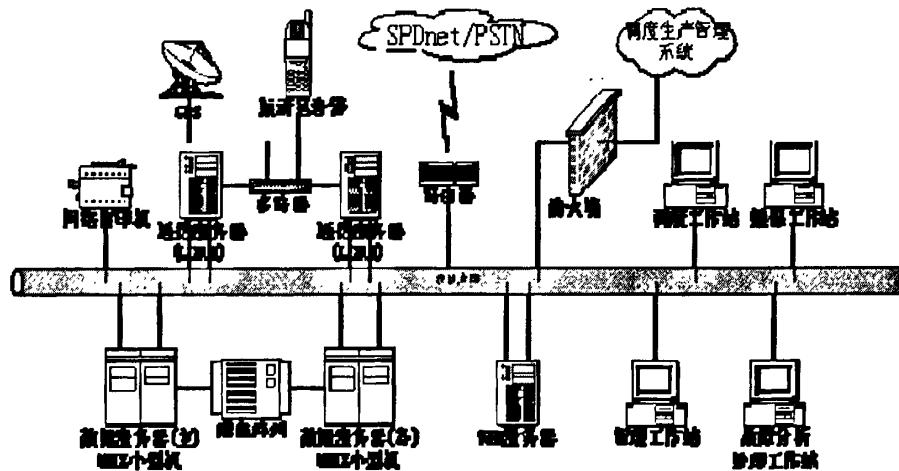


图 2-2 主站系统结构图

一般, 主站系统均采用双机冗余配置的通信服务器, 以确保系统稳定的运行, 它主要保证整个系统的正常通信, 负责与所有子站系统内保护管理单元和故障录波单元的信息通信, 按数据业务量调整通信服务器的数量。在设备连接上, 通信服务器一端与数据服务器连接, 一端与通信网络连接, 充当着信息传输的中转站。

数据服务器一般也采用双机冗余配置, 其上运行数据库软件, 用来存放系统从子站系统采集到的信息以及整理过的所有的历史故障数据, 同时, 具备系统恢复能力。

WEB 服务器需要通过利用网络安全隔离设备实现不同安全区的隔离, 管理区的 WEB 终端实际上是具有系统访问权限人员的办公计算机, 位于管理区的合法用户均有权限访问 WEB 服务器提供的数据, 但不具备对控制区设备进行操作的权限。

应用服务器主要包括管理工作站、故障分析处理工作站、继保工作站、调度工作站等实现各种主站系统功能工程师工作站, 以及为与控制区的其他支撑系统和专业系统(如 SCADA、EMS 等)进行信息交互而预留的网络接口, 向客户端提供服务, 实现对系统的操作控制、信息整理、维护与发布管理以及所有数据及功能的权限管理, 而且还承担着将控制区的数据单向传送给管理区, 以实现两区之间数据同步的任务, 两个区域之间的数据要遵守电力系统安全防护规范进行流通, 只能从控制区流向管理区, 不可反向流入控制区。

2.2.2 主站系统功能

继电保护及故障信息系统的效用主要在于主站系统应用功能的实现，其功能按照各部分模块的功效可分六大类：图形管理、数据管理、运行监控、故障分析、统计分析、网络管理。

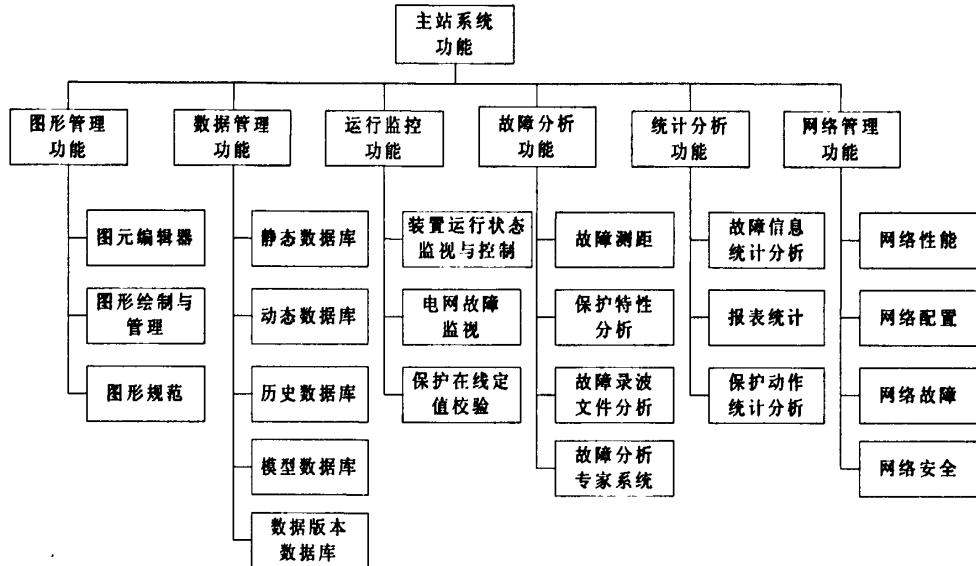


图 2-3 主站系统功能框架图

计分析、网络管理等，同时还涉及故障信息数据挖掘以及故障分析专家系统等应用功能，图 2-3 为主站系统功能框架图。

(1) 图形管理功能

继电保护及故障信息系统的图形管理功能具有对图形配置、采集、管理分析的功能，主要是为了满足主站系统基本要求而设置的，采用公用的图形规范以实现系统之间的图形交换与共享。图形管理主要包含：图元编辑器，主要用于制作电力系统中各种装置的图元库，以便于在制图时方便地调用所需的元件；图形绘制与管理，提供图形编辑和维护，支持按模型进行图元组合和定义，能够建立图元与资源之间、电网拓扑与图形之间的关联关系，支持画面分层、分级显示，支持电网接线图的合并与拆分；图形规范，采用 SVG 格式，并在电力一、二次设备的图元描述、电网拓扑描述、图元对象与资源关联关系描述语义等方面进行了扩展，其中扩展的方法应该遵循统一的规定。

主画面显示区域地图叠加电网走线示意图，标识具体的厂站。双击厂站示意图标可弹出具体的厂站主接线图，包含母线、线路、变压器及开关。在一次设备旁标注微机保护装置的图标和名称，选择微机装置图标击键后弹出可对该装置和其在数据库的信息操作的各种命令的菜单。

(2) 数据管理功能

数据管理功能主要实现对各种应用功能所需的数据、模型、数据版本等进行统一管理，并提供生成、维护和修改的工具。

为了实现数据管理功能，主站系统必须配置相应的数据库，其包括：静态数据库、动态数据库、历史数据库、模型管理数据库和数据版本数据库。静态数据库主要存储依次输入以及已包含情况下不再修改的数据；动态数据库用于存放继电保护及故障信息系统运行中经常变化的信息；历史数据库是为了方便维护系统及保证动态数据库的运行效率而引入的；模型管理数据库是电力一、二次系统建模的工具，它支持模型生成及参数录入，能够根据子站系统提供的资源配置文件自动生成或更新模型，并且它支持二次装置模型添加、删除及模型描述文件的导入、导出；数据版本管理需要根据版本信息再现历史上某一时刻的一整套的数据环境以支持特定的应用研究。

(3) 运行监控功能

运行监控功能主要是实现对装置运行情况和电网运行情况的监控。

装置运行状态监控中所提到的装置主要是针对继电保护及故障信息系统自身，主要包括对主站系统设备、子站系统设备以及子站系统所连接的智能装置进行监视和控制。在继电保护及故障信息系统正常运行状态下，能够实现主站系统、子站系统装置的自检，实时监视运行定制等运行状态信息以及状态的变更，并且能够执行连接片投退及定值区切换操作、定制修改及核对操作等；在继电保护及故障信息系统异常运行时，系统自动反馈异常装置、类型、参数和时间等信息，并且自动记录并报警。

对于电网故障情况的监控，主要包括对电网故障监视和保护在线定值校验。当电力系统发生故障时继电保护及故障信息系统能够提供故障位置、故障类型、故障性质，并且能够提供断路器和保护动作行为、相关保护、断路器的动作行为分析报告，并能够提供完整的事件顺序记录以及故障录波器数据。为对因定值设置不合适而存在误动、拒动等事故隐患的保护给出报警信息，继电保护及故障信息系统以保护运行的灵敏性和选择性为保护的定量评价标准，对定值不合适的保护进行在线校验。保护在线定值校验主要是通过获取的电力系统实时数据，根据当前的保护定值、保护配置和保护的整定原则以及校验原则，对当前系统中的各种继电保护定值进行在线校验。

(4) 故障分析功能

故障分析主要包括对保护动作特性、故障录波文件进行分析，并且能够实现故障测距以及故障分析专家系统等应用功能。

故障录波文件主要采用 COMTRADE 格式，对其进行分析需要能够实现：向量分析，任意选择三相模拟量通道和时间间隔，可计算并显示各相、序分量的向量图，并像是幅值及相角；谐波分析；波形分析；功率计算；可进行基本的故障判断，分

析故障时刻、故障判断以及故障相别；生成总体事故列表信息，可按照事件时间排序，也可按照开关量通道排序；最后生成综合上述分析的分析报告。

故障测距要根据单端或双端故障录波数据，提供便利的界面，实现数据组合，运用各种测距算法进行计算和综合分析判断，给出准确的故障点、故障相别和巡线时间。

保护动作特性同样是根据故障录波信息，加上保护装置滋生记录的时间信息，结合保护原理，利用软件对事故进行重现，从而对保护动作特性进行分析。当保护出现不正确动作时，利用这种分析方法，能够找出保护误动原因，同时可及时制定反故障措施，以避免同类事故重复发生。

电网发生故障后，故障分析专家系统，收集来自各子站系统的故障录波信息、保护动作信息以及断路器跳闸信息等，运用专家系统进行综合判断，给出准确的故障区域和故障性质，对继电器动作行为进行评价，并为事故处理提供参考意见，综合各种故障分析结果，提供综合故障分析报告。

(5) 统计分析功能

主站系统可提供多种统计分析功能，具体有：故障信息及保护动作情况统计分析、设备可靠性统计分析、故障信息数据挖掘、报表统计。

故障信息及保护动作情况统计主要对故障设备、故障类型及时段、继电保护及安全自动装置正确动作率、线路重合闸成功率、录波完好率、继电保护装置故障率、投运率及故障切除率等进行统计。

设备可靠性统计主要根据设备的实际投运情况，结合可靠性统计指标（可靠度、可用率、平均寿命）和要求，判断设备在规定条件下和规定时间内，是否能够完成规定功能，以实现对设备的可靠性统计分析。

进行故障信息数据挖掘可以找出电力系统故障偶然性背后隐藏的规律性，建立电力系统故障数据仓库，采用数据挖掘的方法对电网故障进行统计分析，有助于辅助决策，合理安排检修计划，减小气候和负荷变化对故障的影响，从而提高供电质量。

报表统计主要是针对继电保护及故障信息系统设定一套特有的报表格式，以便于实现其它应用功能中，对各类报表进行调用时，出现差错。

(6) 网络管理功能

网络系统和通信是继电保护及故障信息系统运行的重要基础，对网络性能、配置、故障以及安全进行监控，在其出现异常时及时进行报警，是继电保护及故障信息系统稳定运行的保障。可显示网络设备的运行状态，设备配置，网络数据流量异常时报警，自动形成网络拓扑，对网络性能进行统计分析，实时监视、检测定位并报告网络故障情况，自动检测计算机主机的CPU个数，监视计算机系统外部存储器使用情况。设置网络安全管理，保障合法用户对资源安全访问，防止并杜绝黑客蓄

意攻击和破坏，切实保证继电保护及故障信息系统的稳定、安全的运行。

总而言之，以上各个功能都是为了使继电保护及故障信息系统主站系统能够实现电网发生故障后实时的对故障进行通知，并进行故障判断、分析、处理和决策等，

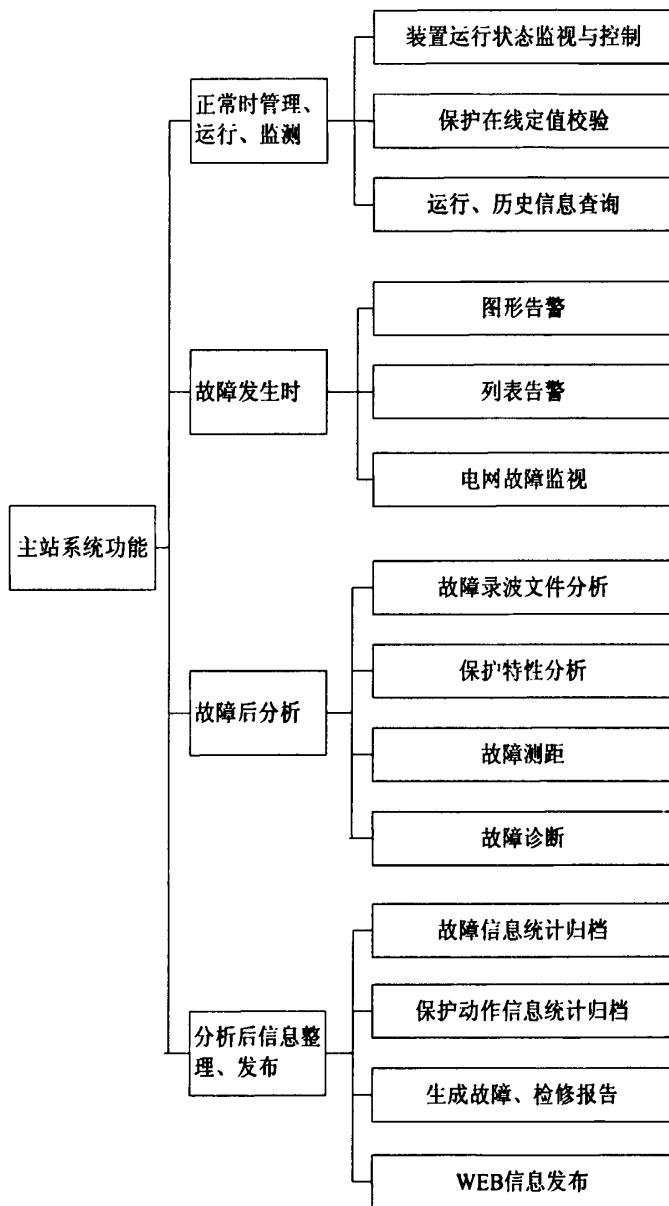


图 2-4 主站系统功能示意图

以及电网正常运行时对二次系统本身(而不是对一次电网)进行实时监视、管理和控制。为了更好的理解主站系统各个功能在电网运行时的应用，将其根据电网正常运行、发生故障时和故障后的应用，利用图 2-4 表现出来。

2.3 子站系统结构与功能

继电保护及故障信息系统是一个典型的基于分布式智能装置的信息采集、收集的信息分析系统，一般一个变电站内存在多个电压等级的设备，由不同的上级主站进行调度和监视，因此，子站系统必须向多个主站传输信息，而且在一些变电站还要配置厂站的继电保护及故障信息系统。从广泛意义上讲，调度端的主站、厂站的继电保护故障信息分析系统均可泛称为主站，因此，子站系统可以定义为变电站保护装置、故障录波器装置和相关自动装置的接入和信息集成，同时面向多个主站提供信息的系统^[39-41]。

近年来，由于故障录波器和数字式保护的普遍使用，对于这些设备的信息集成和传输已成为变电站系统建设中的一种基本配置。目前，变电站存在这两种独立的系统：保护管理机系统和故障录波联网系统。对于每一种系统，可能有若干个不同装置组成的子系统，这是由于不同制造商的保护或故障录波器无法做到互通互联。

保护管理机系统是在变电站继电保护小室建立一面保护管理机屏，保护装置通过直接连线，或通过保护装置厂家提供的信息集中器(或称通信服务器、保护管理机)先将该厂家的保护装置集中，再接入保护管理机屏上的工业控制机上。保护管理机基本上由保护装置厂家提供软件，提供该厂家的保护的信息查询、采集、分析、打印等功能。一般220kV及以上变电站运行着2-3个厂家的保护装置。由于不同厂家的设备不能在同一个软件上调用和分析，需要建立不同的保护管理机，在实际使用中十分不方便。

故障录波器的录波信息是继电保护及故障信息系统分析故障的重要信息，但它必须与保护装置的信息、断路器动作信息有机结合才能发挥真正的作用。因此在变电站侧建立一个同一的信息采集和信息集成平台，同一调用和分析不同保护厂家的保护装置信息，继而取代原先分别设置的系统，成为一种必然的选择。

继电保护及故障信息系统子站系统位于变电站层，主要负责收集、分析和显示变电站内继电保护装置、故障录波器、安全自动装置的正常运行和故障信息，对变电站内的故障及相关信息，按不同的优先级主动或按照主站系统的命令上传到主站进行进一步的分析处理，并可接受主站系统的命令，实现对保护装置的直接操作。

子站系统主要包含主机、网络交换机、协议转换器以及其它附属设备等。子站系统是连接主站和保护、故录装置的关键设备，通过RS-232/485串口与厂站中各个保护、安全自动装置、故障录波器和接口装置以及与以太网连接，图3-5为子站系统结构框架图。

考虑到厂站内存在不同厂家、不同型号、不同安装时期以及接口方式和通讯协议不同的实际情况，系统中有支持以太网通讯的装置；也有支持RS-232/485串口通讯的装置，这些装置的信息输出统一为IEC60870-5-103/TCP/IP协议，再转发给

主站。在装置层面仍可保留各自不同的通信协议，协议转换器可设计各种装置的通信接口和不同厂家协议，但一般都是一个协议转换器只负责转换同一保护厂家的多台装置数据。

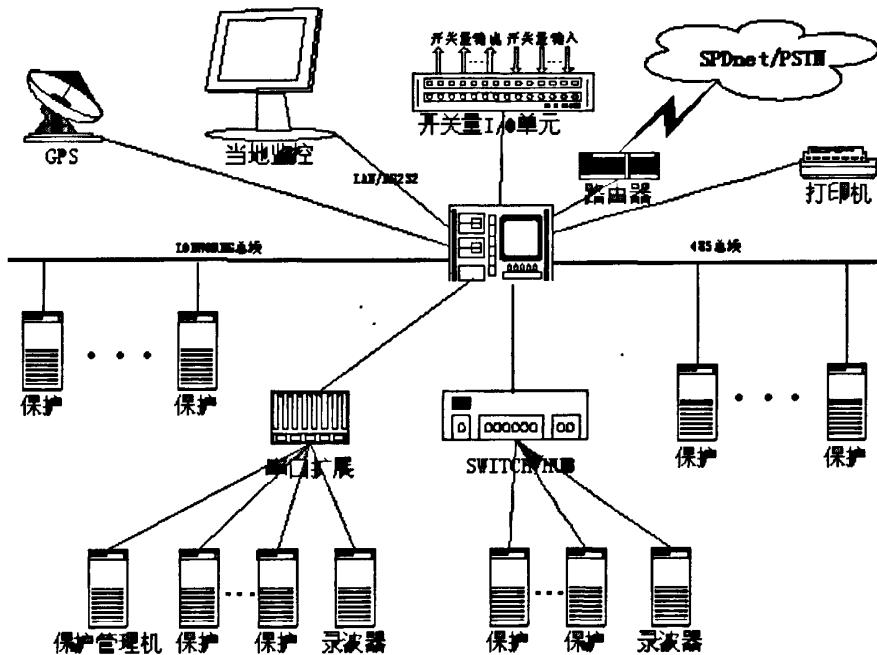


图 2-5 子站系统结构框架图

子站系统的主要功能是接入厂站内的继电保护和故障录波及其它自动装置，并且能够准确无误地采集这些装置在运行状态下产生的各种瞬间数据，再将采集到的各类数据进行整理就地存储并发往主站，供调度中心进行分析处理。其具体功能如下：

- (1) 装置接入与规约转换。子站系统能够适应多种通信方式及通信规约接入厂站内不同的继电保护和故障录波以及其它自动装置。任一套微机装置退出或发生通信故障不影响子站系统与其他点的正常通信，且接入新的装置不改变现存的网络结构，不改动其他点的参数设置。子站系统内装置型号繁杂，同一信息序号的语义表述往往不尽相同，不便于管理，子站系统能够实现标准信息的建模和转换功能，将规约不同的信息转换为统一规约的信息后再进行传输，通信规约转换软件具有良好的扩展性能，且能适应各种类型装置的通信速率。转换的统一规约优先选用 IEC103 规约，它可以方便的向 IEC61850 规约过度，实现真正的无缝通信。

- (2) 数据采集与存储管理。子站系统为适应管理要求能自动或手动采集装置的

运行数据，自动方式下的采集为适应规约要求又分为主动和被动两种方式，并且能够像自动化监控系统提冲微机装置的动作和异常信息。子站系统不间断的运行，会采集大量的信息，为便于对采集的数据进行处理和存档，系统采用数据库管理系统，用以存储管理所采集到的各类数据，并对数据的存储容量进行实时监测，当采集的数据接近子站的存储容量时会给出告警提示，或按子站设定的存储策略进行转储或删除。

- (3) 自检及告警提示。子站定时自动检测自身硬件及与装置的通讯链路，当厂站内装置出现自检错误和动作行为时，子站系统给出告警提示，并使图形化界面上装置示意图相应的装置闪烁，还可通过开关量控制单元控制声光电信号开关的开合，起到告警提示作用。
- (4) 时钟同步。子站系统接收 GPS 输出的时钟报文，对厂站内接入的智能化装置授时。
- (5) 信息处理与传输。子站系统将装置按不同规约上送的各类数据进行解释存储并能按标准通信规约进行转发，并对经规约转化后的信息进行智能预处理，即可由用户预先设定在电网故障时所需主动上传主站的信息。同时，为适应管理需要，子站可以设定信息上送策略，并按上送策略将信息发往不同的主站及本地监控。对于无用的装置采集数据（检修装置的测试数据等）可以进行屏蔽。
- (6) 用户管理。对用户登录到系统按 WINDOWS 的用户管理模式进行严格的管理。为确保系统所采集数据的正确性，防止误改、误删等操作，需对登录到系统的用户及其行为进行严格的跟踪管理，即：将所有操作轨迹产生系统日志，便于事后检索跟踪，以保障系统的稳定安全运行。
- (7) 波形分析。对录波数据的波形进行集成，并显示波形及分析工具。

2.4 通信子系统

继电保护及故障信息系统通信子系统主要负责信息的远程传输，可靠的电力通信网络是构成继电保护故障信息系统的重要环节，是实现继电保护及故障信息系统各种应用的基础。继电保护及故障信息系统通信网络从与子站系统到主站系统，连接变电站的智能设备（保护装置、故障录波器装置等）、主站侧的数据库、主站侧的应用服务器、主站侧客户端界面，是一个典型的分散级数据采集、传输、数据汇集的过程，是贯穿继电保护及故障信息系统运行始终的重要部分^[42-44]。整个通信体系主要包括智能设备终端与子站系统的通信以及子站系统与主站系统的通信两个方面。

在继电保护及故障信息系统的通信中，保护装置和故障录波器首先在子站系统

侧经过转换规约实现联网和信息集成，以完成智能设备终端与子站的通信，然后再以统一的接口、统一的传输规约将保护和故障信息传送到主站，完成子站系统与主站系统的通信，当主站系统需要子站系统的某一特殊信息时，主站系统会通过通信网络向子站系统发送调用信息指令，子站系统再将主站系统所需信息发送至主站，至此，整个继电保护故障信息系统的通信过程才得以结束。

为了避免信息在子站系统内进行大量的规约转换工作，采用 IEC61850 标准作为统一的通信标准和规约。同时，为了实现整个电网的信息共享化和应用集成化，子站系统的信息在统一汇集后上传至主站系统的过程中，需要将所要上传的子站系统信息转换为主站系统可以识别并利用的信息，但主站系统应用模块主要采用面向未来的 IEC61970 标准，所以在此信息传递环节中需要对 IEC61850 标准和 IEC61970 标准进行转换协调，将子站系统中符合 IEC61850 标准的信息转换为符合 IEC61970 标准的信息，从而在真正意义上实现电网信息应用的集成化和信息的共享化。

为了在电网发生故障后使所产生的信息能够快速传输到主站系统，通信子系统应具备以下一些策略上的功能：

- (1) 可靠传输。在子站系统上传必须送达主站系统信息期间，当通讯发生中断并恢复正常通信后继续将未能上传的数据上传到主站，可靠传输必须上传的数据。
- (2) 断点续传。当召唤录波数据时，若在传输过程中断后恢复传输，则录波数据传输可从断点处继续，即可节省传输时间，提高工作效率，又可解决网络不稳定情况下带来的重复传输问题。
- (3) 紧急发送。电网发生故障时，子站系统所采集的数据量非常庞大，为能在第一时间迅速将运行人员所关心的主要信息传输到主站系统，子站系统会优先紧急上送装置的事件和动作报告，再传送故障录波数据。
- (4) 报文监视。方便的主子站系统之间的报文传输显示监视，直观实时地监视主子之间的通讯链路状况。

2.5 继电保护及故障信息系统问题分析

2.5.1 系统运行中遇到的问题

就目前国内已投入运行的继电保护及故障信息系统而言，其在运行中遇到的问题：

- (1) 继电保护及故障信息系统多采用单一的通信通道方式，实现有各子站系统向主站系统的信息传输，随着通信设备使用时间的增加，一旦通信通道出

现故障或需要进行检修或改造，则信息传输即要中断。

- (2) 子站系统不可避免要面对系统变电站中大批 20 世纪 90 年代初的老旧保护，这些保护对综自功能考虑较少，能够提供的信息很少，如果要将这些保护继续使用，就要对所有的这些保护进行通信协议的改造，其过程无疑是相当困难的。
- (3) 某些继电保护虽是近两年采用综自版的新产品，但其仅有 1 个通信接口接入后台，并没有余下的通信接口接入继电保护及故障信息系统。某些最近几年新上的继电保护装置，虽然具备通讯接口，但其提供的报文很不稳定，保护装置在系统故障跳闸后，不能上传自己的保护动作。
- (4) 系统存在大量规约的转换，使得信息传输受到限制，在一定程度上制约了某些功能的实现。
- (5) 系统开放性不强，不能完全实现与 SCADA、EMS 等系统实现信息共享。而且由于二次装置的生产厂家较多，导致其接口过多，在安全管理上有一定的难度。
- (6) 一些高级分析功能有待改进。主站系统中的分析模块很大部分是将故障录波器的分析模块移植过来的，其并没有充分发挥出主站系统对故障信息全面分析的优势，某些功能如故障测距、故障过程重现等由于受到数学模型和算法的制约，精度不高，应用的效果并不理想。
- (7) 各厂家的保护和故障录波装置的通信口输送的信息很多不符合区域的规范要求，一些厂家的子站系统功能也达不到设计的要求，造成系统无法发挥最佳功效。

2.5.2 外部通道存在问题分析

通信是继电保护及故障信息系统稳定运行的关键和核心，而其中的通信通道则是主站系统与子站系统及智能终端装置相互连接的纽带，继电保护及故障信息系统需要借助有效的通信通道，才能准确、及时的采集、传输、汇集信息。如果通信通道出现了异常，则可能出现子站系统无法获得保护装置及故障录波器的发送的信息，也可能出现子站系统的无法传输到主站系统，主站系统也无法调用其所需要的紧急信息，这对电网故障的扩大的避免以及有效、及时的恢复具有巨大威胁，所以，通信通道的稳定运行，已直接关系到继电保护及故障信息系统运行的稳定，更关系到电网运行的安全，在电网自动化迅速发展普及的今天，通信通道的建设对电网安全、稳定、经济的运行已具有至关重要的作用。

同时，通信通道的建设具有复杂性和多样性，其根据区域不同，条件不同，资金投入不同等多方面的差异，给通信的方案的制定更加大了难度。通信通道主要采

用光纤、电力线载波、微波、GPRS 等通信方式，其中每种通信方式都有各自的特点（各种通信方式的特征将在下一章进行详细的介绍），如何利用好每个通信方式的特点，也是通信通道建设的难点。目前，通信通道的建设主要存在着以下缺陷：

- (1) 通信通道单一。目前，很多地区低电力通信都以单一通信通道的方式运行，或采用单一的光纤通信方式，或采用电力线载波等通信方式，即便设有备用通道，备用通道也多处于闲置的状态，起不到别用的功效。这种状况下，一旦通信通道出现故障，则通信中断，持续中断的时间短则几分钟，长则几天，甚至上百天，这为电网安全稳定运行留下了巨大的隐患。
- (2) 通道切换自动化水平低。对于采用主备用通道通信方式的地区，其在备用通道进行切换时主要依靠运行人员进行手动操作，这样的切换方式，往往在切换过程中不能保证通信恢复的及时性。从检测出通道故障，到系统对故障进行告警，再到下达指令进行切换，最后执行切换，这样的切换过程太过费时，而且也不能保证切换中操作人员不会出现误操作，这不但使得通信业务得不到较快的转移，同时也加大了切换的风险。
- (3) 通信体制机制有待完善。多种多样的通信方式为电力通信提供了多样化的选择，但是，对于这样多样化的选择，如果不制定出适应不同地区、不同条件等因素的完事的通信机制，会使电力通信陷入杂乱的局面。目前，我国对于在备用通道的设置并没有相关的管理机制，对于主备用通信设备的维护及检修也应该制定更加详尽的管理机制。并且应该建立完善的通信应急体系机制，当出现重大灾情时，能够为电网运行提供可靠的保证。
- (4) 在继电保护及故障信息系统中缺乏统一的通信平台。统一的通信平台可以对各主站系统所在的各地区调度中心之间以及子站系统的厂站的通信通行统一调度，并且还可以加强各地区间通信的相互连接支持，从而增加通信的统一性和灵活性。

2.6 本章小结

本章从继电保护及故障信息系统在电力系统中的作用及地位说起，介绍了继电保护及故障信息系统的总体结构，并分别详尽分析了构成继电保护及故障信息系统的主站系统、子站系统和通信系统的系统结构，搭建了各系统的实现平台，并研究了各系统在继电保护及故障信息系统运行中所承担的工作及功能，最后提出了继电保护及故障信息系统所存在的不足，为继电保护及故障信息系统的研究提供了理论与技术的支持。

第三章 继电保护及故障信息系统的通道备用策略

电力通信是国家专用通信网之一，是确保电网安全、稳定、经济运行的重要手段，也是实现电力系统现代化关系的重要前提。由于电力工业地位的特殊性和重要性，电力通信就要求具备高度的可靠性和实时性，以满足电力系统的调度指挥通信、实时运行状况和管理信息的传送和交换、远方继电保护装置的运行及电力线路检修等多方面的需要。随着电力工业的日益发展，电力通信作为现代电力系统的一个重要组成部分，正在不断地发展和完善，并发挥着越来越重要的作用，和电力系统安全稳定控制系统、调度自动化系统一起，构成了现代电网安全稳定运行的三大支柱^{[45][46]}。

电网的发展离不开通信的支持，可以说电力通信的发展是和电网的发展同步的。随着电网的发展，电力通信方式从五六十年代的音频电缆和明线电话，经历了七十年代的电力线载波方式，八十年代的模拟微波和后期的数字微波通信方式，发展到现在广为应用的光纤通信方式，电力通信网已基本覆盖了全国，形成了覆盖全国的电力通信综合业务网，建立了以光纤通信为主，一点多址微波、载波通信为辅的多种通信手段并存的宽带综合通信网，形成了多媒体、多业务、综合化的网络通信平台，能满足电力通信的实时性、准确性、可靠性的要求。

3.1 光纤通道

光纤通信是以光波为载波，以光纤为传输媒介的一种通信方式^[46-48]。目前，我国电力系统光纤通信发展很快，一些省区实现了光纤环网，大容量光纤系统正在全国全面铺展，光纤保护、光纤高压测量等技术也已开展应用。除普通光纤外，一些专用于电力系统的特种光纤也在店里通信中大量使用，主要包括全介质自承式光缆ADSS、架空地线复合光缆OPGW、缠绕式光缆GWWOP。

3.1.1 光纤通道的基本组成

光纤通信系统主要由光缆、光端机、电端机及辅助系统组成。其中光缆中用作传送光信号的介质是光导纤维，简称光纤。光纤简单的分为多模光纤和单模光纤。目前我们通信工程中使用的几乎均为单模光纤，多模光纤主要用于计算机局域网通信。光端机的作用是收发光信号，并进行光-电转换。电端机又称为PCM、接入设备，其主要作用是对电信号进行速率变换和A/D、D/A转换。辅助系统主要由电源系统、监控系统、切换系统和公务电话系统等。

以单向传输的光纤通信系统为例，信源把用户信息转换为原始电信号（即基带信号）。基带信号发射给电发射机，并转换为适合信道传输的信号，这个转换如果需要调制，则其输出信号称为已调信号。然后把这种已调信号输入光发射机。不管是数字系统，还是模拟系统，输入到光发射机带有信息的电信号，都通过调制转换为光信号。光载波经过光纤线路传输到接收端，再由光接收机把光信号转换为电信号。此时的电信号输出到电接收机，电接收机的功能和电发射机的功能相反，它把接受的电信号转换为基带信号，最后由信宿恢复用户信息。

3.1.2 光纤通道的特点

在光纤通信系统中，作为载波的光波频率要比电波频率高很多，而作为传输介质的光线又比同轴电缆或波导管的损耗低得多，因此，相对于其他的通信方式，光纤通信具有许多独特的优点。

- 1) 光纤方式相对其他通信方式，其允许的频带宽，传输的速率高（单波长光纤通信系统的传输速率一般为 2.5Gb/s 和 10Gb/s，采用外调制技术，传输速率可以达到 40Gb/s。），传输容量大（最高水平可达到 132 个信道）。
- 2) 信息在光纤通信传输过程中的损耗小，从而其中继的距离相对较长，再加之其传输容量大、传输误码率低等优点，使得光纤通信系统不仅适用于作为长途干线网，而且适合于作为接入网适用，这也是光纤性价比高的主要原因。
- 3) 相对于电缆，光缆的重量轻、体积也小得多。
- 4) 光纤主要由与电绝缘的石英材料制成，所以光纤通信线路不易受各种电磁场的干扰和闪电雷击的损坏，其抗电磁干扰性能好。无金属的光缆适合用于存在强电磁场干扰的高压电力线附近以及煤矿、油田等易燃易爆环境中。
- 5) 光纤通信的泄露小，保密性能好，安全性高。没有专用的特殊工具，光纤不能分接，因此信息在光纤中传输非常安全。
- 6) 节约金属材料，有利于资源合理使用。

3.2 电力线载波通道

电力线载波通信（PLC-Power Line Carrier）是利用高电压输电线作为传输通道的载波通信方式，不需要再架设通信线路，是电力系统特有的通信方式，用于电力系统的调度通信、远动、保护、生产指挥、行政业务通信及各种信息传输^{[45][46]}。电力线是为输送 50Hz 强电设计的，线路衰减小，机械强度高，传输可靠，电力线载波通信复用电力线进行通信不需要通信线路建设的基建投资和日常维护费用，在

电力系统中占有重要的地位。近年来，虽然光纤通信方式在电力系统 220kV 和 500kV 得到了广泛的应用，但是光纤通信高额的费用和施工维护所带来的困难，使得其难以取代电力载波通信，在今后相当长的一段时间里，特别是数字技术在电力载波设备中的成功使用及 110kV 和 35kV 农电系统中，电力载波通信将更加具有生命力。

3.2.1 电力线载波通道的基本组成

电力线载波通信系统主要由电力线载波机、电力线和耦合设备组成。其中电力载波机是电力线载波通信系统的主要组成部分，它经历了从七十年代的晶闸管式到九十年代的集成电路式再到底现在的数字式三个发展阶段，它主要实现调制和解调，即在发端将音频搬移到高频段电力线载波通信频率，完成频率搬移载波机性能好坏直接影响电力线载波通信系统的质量。耦合设备是电力载波通信系统特有的几种辅助户外设备，包括线路阻波器结合滤波器、耦合电容器、高频电缆及安全接地刀闸，它们主要是完成高频信号的耦合，并使高频信号的传输衰减尽可能的减小，同时保证 50Hz 的工频电能安全、可靠的输送，以及高压、超高压工频电压的隔离，确保设备及人身的安全。

3.2.2 电力线载波通道的特点

- 1) 电力线载波信号是通过电力线进行传播的，是电力系统所特有的通信方式，其基建投资和维护费用低，具有相当高的经济性。而且，由于电力线结构十分牢固，不易受自然灾害和人为盗窃等外力的破坏，所以电力线载波通信相对于其他通信方式更稳定。
- 2) 由于电力线上有工频大电流通过，所以电力载波通信设备必须通过高效、安全的耦合设备才能与电力线相连，这类耦合设备是电力载波通信所独有的，其既要使载波信号有效传送，又要不影响工频电流的传输，还要能方便的分离载波信号与工频电流，同时，这些耦合设备还必须防止工频电压、大电流对载波通信设备的损坏，以确保安全。
- 3) 电力线载波通信能使用的频谱安排具有特殊性，其需要具有：电力线本身的高频特性；避免 50Hz 工频的干扰；考虑载波信号的辐射对无线电广播和无线电通信的影响。我国统一规定电力线载波通信使用的频率范围为 40~500Hz。
- 4) 以单路载波为主。电力载波通信主要以单路载波为主，其往往要依靠发电厂及变电站同一母线上不同走向的电力线开设载波来构建这一方向的通信。所以，从能使用频谱的限制、通信方向的分散以及组网灵活性来考虑，电力线通信大量采用单路载波设备。

- 5) 由于电力线上存在强大的电晕等干扰噪声，因此电力线载波通信存在强大的电磁干扰。

3.3 电力微波通道

微波通信是利用微波(射频)作载波携带信息，通过无线电波空间进行中继(接力)的通信方式^{[45][46]}。常用微波通信的频率范围为 1~40GHz。微波按直线传播，若要进行远程通信，则需在高山、铁塔或高层建筑物顶端安装微波转发设备进行中继通信。

微波通信发展于六、七十年代，在光纤通信发展成熟前，微波通信曾作为远距离干线传输的主要手段，目前，微波通信在我国电力通信中仍占主要地位，但其发展速度正在减缓，作用也开始由主网逐渐向配网、备用网和农网转变。面对目前电力通信的发展和需求，微波技术也在原有技术的基础上拓展了新型的通信方式，主要的方式有 SDH 微波通信，一点多址微波通信及卫星通信技术。

SDH 微波通信使兼具 SDH 体制与微波通信的结合体，具有两者的优点。SDH 是新一代的数字传输体制，它不仅可以用于光纤通信系统中，而且还可以运用与微波通信、卫星通信中，现在电力系统新上的微波通信系统多是 SDH 微波通信系统。虽然微波通信在容量方面与光纤通信无法比拟，但是不管是通信干线上还是支线上，SDH 微波网仍然是光纤网不可缺少的补偿和保护手段，在光纤通信网因环境因素无法形成闭合环路时，其可作为补充通信方式，帮助光纤形成环网，其可作为光纤通信的备用通道，或与光纤通信系统串联使用等等。

一点多址微波通信是近年来发展起来的一种通信方式，主要用于一些幅员辽阔、用户分散、人口密度相对较低、话务量较小的地区，如在地形复杂、用有线方式难以到达的山区和海岛。一点多址微波通信属于一种分布是无线通信系统，由一个中心站(又称为基站)和不同方向的多个外网站(即用户站、远端站)组成，它以基站向四面八方辐射若干个站，组成一个星型网，通过这个来完成中心站到用户站、用户站到用户站的通信。一点多址微波通信系统除中心站外，可根据需要配置几个、十几个到几十个用户站，它配置灵活，扩容方便，一个系统配置多少用户站及每个用户站配置多少用户都非常灵活并可方便的对已运行的系统进行用户站及用户占用户数量的扩容，且其设备简单。

卫星通信实际上是一种特殊的微波通信，其工作频率仍是微波频段(1GHz~10GHz)，只是其通信中继站为空间轨道上运行的与地球自转速度相同的同步人造地球通信卫星。卫星通信部首大气层骚动的影响，通信可靠、频带宽、容量大，可实现多址通信和信道的按需分配，通信灵活机动、建站灵活方便，建设周期短、通信距离远，但卫星使用寿命有限，而且安全性和保密性差；又由于信号传输延时长，

不适宜传输实时性强的信息。卫星通信对于山区等不便或不必要花费过大投资组建其他通信系统的地区的经济性是显著的，同时它也可以作为干线微波通信的备用通道，以提高通信网的可靠性。

3.3.1 电力微波通道的基本组成

微波通信是无线通信的一种方式。进行无线通信，发信端需把待传信息转换成无线电信号，依靠无线电波在空间传播；收信端需把无线电信号还原出发信端所传信息。微波通信系统主要由两端的终端站和若干个中间站构成的。

微波通信系统的简单工作原理是：首先将用户终端（及信源）的电信号传送到微波站；经过时分复用设备完成信源编码和信道编码，并在微波信道机（包括调制机和微波发信机）上完成调制、变频和放大作用；微波已调波信号经过中间站转发，到达另一端的微波端站。收端微波站中的设备与发端微波站中的设备相对应，其功能与作用正好相反，最后将电信号传送到收端的用户终端。

3.3.2 微波通道的特点

微波频段受工业、天电和宇宙等外部干扰的影响很小，使微波通信的传输可靠性提高。

微波频段占有频带很宽，可以容纳更多的无线电设备工作。占有频带越宽，可容纳同时工作的无线电设备越多，信息容量就越大。

微波射束在视距范围内直线、定向船舶，天线的两站间的通信，距离不会太远，一般为 50km。

3.4 移动通道

移动通信是指通信的一方或双方是在移动中实现信息交换的通信^{[45][46]}。也就是说至少通信一方处在运动中或暂时停留在某一非预定的位置上。目前，电力系统常用的移动通信系统主要有：GSM 系统、GPRS 技术和 CDMA 系统等。

1. GSM 系统是泛欧数字蜂窝移动通信网的简称，是当前发展最成熟的一种数字移动通信系统，即为“全球数字移动通信系统”。GSM 系统具有较好的保密功能、其移动台可具有漫游功能（可实现国际漫游）、可提供多种业务、能够实现越区切换功能。GSM 系统主要采用了时分多址传输技术，系统容量大，通话音质好，便于数字传输，可与今后的综合业务数字网兼容。

2. GSM 系统通向 3G 的一个重要里程碑即为 GPRS 技术，GPRS 是通用分组无线业务的简称。GPRS 是 GSM Phase2.1 规范实现的内容之一，能提供比现有 GSM 网络

9.6kb/s 更高的数据率^[49]。GPRS 使用的是现有 GSM 的无线网络，GSM 网络作为 GPRS 的承载网，GPRS 和 GSM 共用相同基站，统一的频谱资源，这就决定 GPRS 网络与 GSM 网络优化既相互相关，又相互制约。与原有的电路型业务相比较，用户使用 GPRS 业务将具有建链时间段、数据传输速率高、费用低等特点，而对于运营商来说，提供一定规模的数据业务服务，将会在无线资源利用率上有一定的提高，但同时在网络设施建设尚需做大量的调整。GPRS 的特点有：

- 1) GPRS 无线信道的分配方式十分灵活，实现便利。
- 2) GPRS 通信方式实现了与标准 Internet 的无缝连接，以及与外部 IP 网络的同名与非同名的链接，支持特定的点对点和点对多服务，以实现一些特殊应用如远程信息处理。
- 3) 以灵活的方式与 GSN 语音业务共享无线与网络资源，采用了灵活的速率，实现数据与新业务共存。
- 4) GPRS 非常适合突发数据应用业务，并具有相当高的安全功能，资源利用率高。

GPRS 作为将移动通信与数据通信合二为一的技术，其可以根据电力企业的需求，建立电力企业虚拟网络 VPN，在电力抢修监控调度、配电系统数据采集和自动化、通信监控、电力 Intranet 无限延伸、图像监控中得以应用，对电力系统起到重要作用。

3. CDMA 移动通信系统采用码分多址技术及扩频通信的原则，可在系统中使用多宗先进的信号处理技术，为系统带来了大容量、软容量、软切换、高话音质量和低发射功率、话音激活和保密等优点。CDMA 网络结构与 GSM 系统大体一致，由提东交换中心、基站系统、移动台、操作和维护中心、市话网及综合业务数字网组成。

3.4.1 移动通道的基本组成

移动通信系统一般由移动台、基站及移动业务的控制交换中心组成，与市话网通过中继线相连接。基站及移动台均设有收、发信机和天线等装置，由基站和移动台之间发射和接收功率以实现通信，每个基站都可提供可靠通信服务的范围。移动业务控制交换中心主要提供路由器，对信息进行处理以及对整个系统进行集中控制管理。移动通道作为电力通信网的延伸和补充，移动通信在电力线维护、事故抢修、行政管理等方面发挥着积极的作用。

3.4.2 移动通道的特点

- 1) 移动通信的传输信道必须使用无线电波传输。

- 2) 在移动通信（特别是陆上移动通信）中，由于移动台的不断运动导致接收信号强度和相位随时间、地点而不断变化，电波传输条件十分恶劣，电波传输特性复杂。
- 3) 由于移动通信网多电台、多波道通信系统，因而，通信设备除受城市噪声干扰外，电台干扰（同频干扰、互频干扰）较为突出，干扰多而复杂。同时，其是一种通信条件比较差的通信方式，受到地形、物体和环境的干扰也比较严重。
- 4) 组网方式多样灵活，控制能力强。移动通信系统组网方式可分为小容量大区制和大容量小区制两大类。前者采用一个基站管辖和控制所属移动站，并通过基站与公用电话网相连接，以进行无线用户与有线用户之间的通信。小区制根据服务区域，可组成线状网（铁路、公路沿线）或面状蜂窝网。移动通信网为满足这些要求，必须具有很强的控制能力，如通信（呼叫）的建设和拆除，频道的控制和分配，用户的等级和定位，以及过境和漫游的控制等。
- 5) 用户量大而频率资源有限。为了解决好这一矛盾，除了要开辟新的频段外还要缩小频道间隔，研究各种有效利用频率技术和新的体制是移动通信面临的重要课题。

3.5 通道备用策略

电力系统调度及保护规程中明确规定：重要的发电厂以及枢纽变电站必须具有两路以上独立的通信信道。当主通道发生故障时，通信通道将自动切换到备用通道上。

目前，光纤通信技术的总体性价比高在电力系统中已成为电力通信主通道的首选备用通道。但是光纤有可能损坏，光设备也有出现异常或被破坏的可能，这将导致通信的暂时中断，通道的中断对于自动化程度高的继电保护及故障信息管理系统来说非常不利，甚至可能导致严重的故障或事故。因此，光纤通道需要设置另外独立的通道作为备用和补充，以避免重大意外事故的发生^[50-55]。

本系统针对电力设备的建设以及不同地区的实际状况，设计了三种备用方案，分别是：光纤-光纤主备用通道，光纤+电力线载波主备用通道以及电力线载波+GPRS 主备用通道。

3.5.1 光纤-光纤主备用通道策略

光纤-光纤主备用通道通信方案主要适用于具有光纤环网结构、对通信通道具有高度要求的厂站。光纤环网主要分为两纤单向通道保护环、两纤单向复用段保护环、两纤光通道保护环、四纤双向复用段保护环等，具备大容量及多业务性能和良好的扩展性、灵活性、互联互通性等优点。在电力通信主备用通道的选择中，两纤单向通道保护环以其切换时间最短、切换原理简单的特性成为光纤-光纤主备用通道方案的首选结构。光纤-光纤主备用通信通道简单结构图如图 3-1。

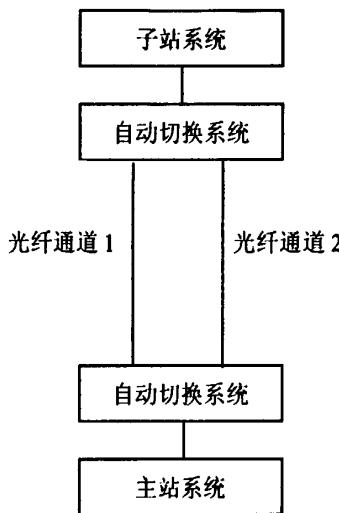


图 3-1 光纤+光纤主备用通道结构图

在此方案中，除要在子站及主站中设置光纤通信所需的前置机及架设光缆外，还需要在子站系统及主站系统之间装设自动切换系统。该系统的主要功能是对主备用通信通道—光纤通道 1 及光纤通道 2 进行自动切换，它由通道切换装置、测控装置及判断主备用通道工作状况的软件构成。具体的自动切换原则如下：

1. 自动切换系统首次运行时，例如判断子站系统能否通过光纤通道 1（作为主通信通道）与主站系统建立通信联系。
2. 如果光纤通道 1 能与主站系统建立通信联系，则自动切换装置中通道选项标记为 1（1 为主通道运行，0 为备用通道运行），测控装置不向通道切换装置发送切换命令。
3. 自动切换装置通过光纤通道 1 向对侧的自动切换装置发送脉冲信号，使对侧自动切换装置的通道选项置为 1，其通道切换装置切换到光纤通道 1 的位置。
4. 如果光纤通道 1 不能与主站系统建立通信联系，则自动切换系统向光纤通道 2（备用通道）发送检测信号，判断光纤通道 2 是否工作正常，如果光纤

通道 2 通信正常且此时其并不与主站系统进行通信，则软件中通道选项置为 0，通道切换装置发送切换命令。

5. 同时自动切换装置向对侧的自动切换装置发送脉冲信号，使对侧自动切换装置的通道选项置为 0，其通道切换装置切换到光纤通道 2 的位置。

由于光纤环网中光纤通道 1 与光纤通道 2 互为主备用通道，此种方案对于两种通道都未有绝对的优先权。所以即使光纤通道 1 恢复正常工作后，将仍通过光纤通道 2 与主站系统进行通信，只有当光纤通道 2 出现异常或故障时，才会又切换回光纤通道 1 进行通信。自动切换装置运行流程图如图 3-2。

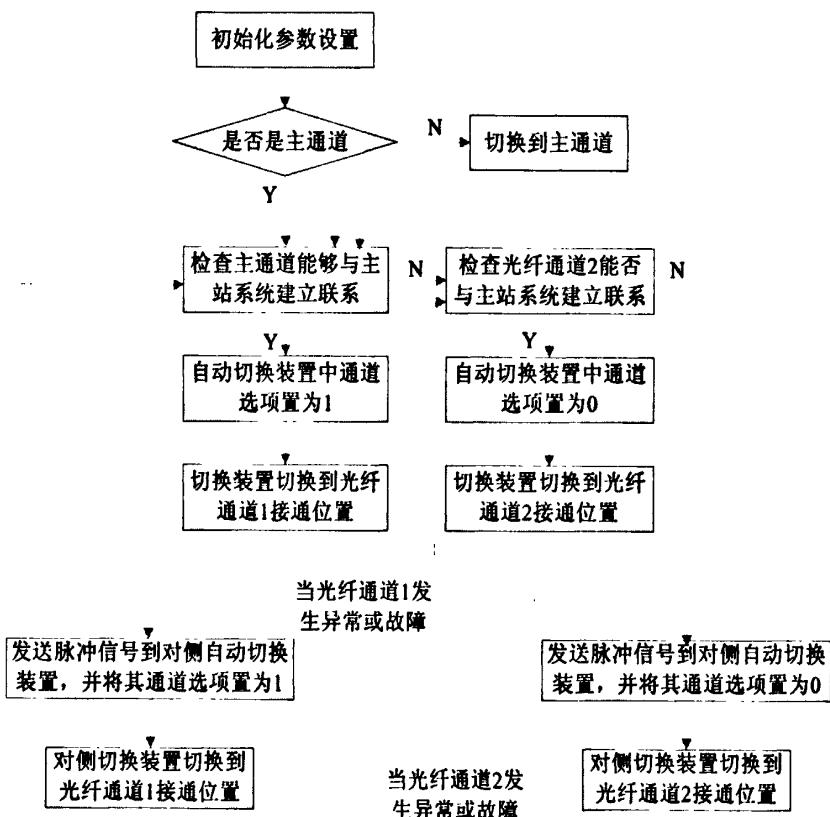


图 3-2 光纤-光纤自动切换装置运行流程图

判断光纤通道传输数据是否异常可以采用在自动切换装置中设置检验传输数据误码率的功能，装置中给定允许误码率的范围，若传输数据的误码率超出允许范围，则正在运行的光纤通道则被认为是出现异常或发生故障，此时执行利用备用通道进行通道的响应程序。

此自动切换装置相较于传统的一些单纯依靠硬件进行切换的切换方法更加灵活，对切换硬件的要求较低，大幅降低了硬件的成本，并提高了主备用通信通道切换的可靠性和稳定性。

光纤-光纤主备用通信通道方案除具备普通光纤通信传输容量大、速率高、干扰小、传输距离长等特点外，相较普通的光纤通信具有更加稳定、可靠、经济的性能，并且其自动切换装置使此通信方案具有更高的灵活性，为继电保护及故障信息系统的稳定运行提供了更加稳定、高效的手段。

3.5.2 光纤—电力线载波—GPRS 主备用通道策略

针对建有一条光纤通道但没有架设光纤环网或同一通道中没有两条光纤通道的地区，可以选择电力线载波通道这一电力系统所特有的通信方式作为备用通道。但是载波通道由于其传输容量小、传输速率低等弱点，不足以独立作为光纤通道的备用通道，所以本文同时采用传输速率高、相对微波通信不易受到干扰、误码率低的 GPRS 通信方式作为光纤通道的另一备用通道。此方案以光纤通道作为通信通道的主通信通道，当光纤通道发生异常或故障时，由自动切换装置同时切换至载波备用通道及 GPRS 备用通道进行双备用通道共同工作的模式。电力系统通信业务按照信息类型可分为语音、数据及多媒体业务三种，该备用通道方案中将此三种通信业务进行分类传输，载波备用通道受到其传输容量的限制主要用于传输数据信息；语

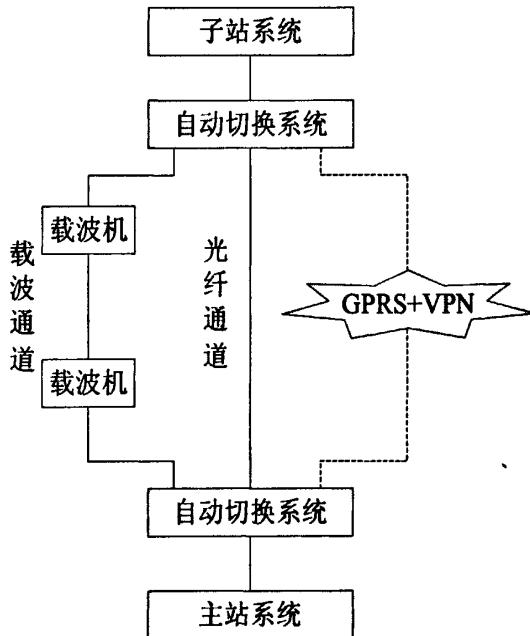


图 3-3 光纤-电力线载波-GPRS 主备用通道结构图

音及多媒体业务主要由备用 GPRS 通信方式传输，图 3-3 为光纤-电力线载波-GPRS 主备用通信通道的简单结构图。

GPRS 通信方式依托于移动通信公司，具有高速率、费用低廉、永远在线等优点，采用 GPRS 通信方式作为备用通道在数据传输方面即可满足电力系统通信的需

求，但根据电力系统规程规定，远动通信必须采用专用通道以保证信息的安全性和可靠性，所以本文在该 GPRS 备用方案中引入 VPN 专网的概念，采用 GPRS+VPN 结构共同作用进行通信。

VPN（虚拟专用网——Virtual Private Network）是依靠 ISP（Internet 服务提供商）和其他 NSP（网络服务提供商），在公用网络中建立的专用数据通信网络技术。VPN 中，连接任意两个节点并不需要传统专网所需的端对端的物理链路，而是利用某种公众网的资源来动态组成，并通过私有的隧道技术在公共数据网络上仿真出一条点对点的专线技术。为了确保用户数据传输的安全可靠性，VPN 使用点到点协议用户级身份验证的方法进行验证，只有在内部 Intranet 上拥有适当权限的用户通过远程访问才能建立与 VPN 服务器的 VPN 连接。要实现 VPN 连接，需在系统内部配置一台 VPN 服务器，服务器既要连接在内部专用网络上，同时，又要使其连接到 Internet 上，即 VPN 服务器必须拥有一个公用的 IP 地址。

GPRS+VPN 通信系统主要由三部分组成：设置在子站系统中的终端、GPRS 无线网络以及设置在主站系统中的 VPN 服务器。其结构形式可分为点对点和多点对一点的方式，本文采用多个终端通过 GPRS+VPN 通道与一个主站进行通信的多点对一点的形式，该方式具有投入设备少、灵活性强、可靠性高、系统容量大等优点，其结构图如图 3-4。

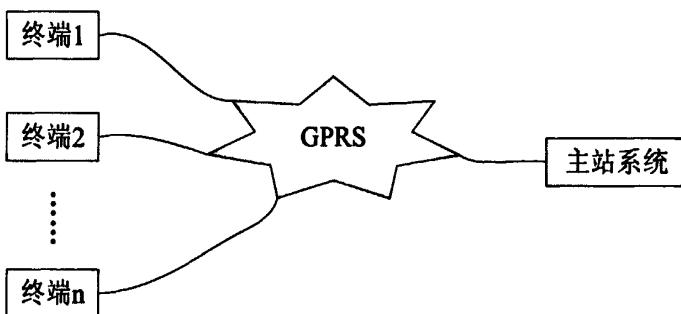


图 3-4 GPRS+VPN 通道多对一结构图

子站系统中终端的作用主要是将子站系统中需要发送的信号传输到 GPRS 通信网络上，终端中必须配有专用的无线通信模块（SIM 卡），确保能通过 GPRS 网络，利用 TCP/IP 网络方式实现与主站的通信。GPRS 的资费是根据供电公司与无线运营商协定的，一般是按照数据流量付费的，当光纤主通道正常工作时，终端平时仅仅保持一个心跳测试，基本不产生流量；当光纤通道异常或发生故障时，启动终端不间断实时发送数据，以保证继电保护及故障信息系统信息正常传输，待光纤通道恢复正常后再停止终端数据发送。主站系统以 VPN 专线的方式接入 GPRS 网络中，通过固定 IP 接收 GPRS 网络传送来的数据，并将网络数据转换成主站系统所需信

号。

光纤-电力线载波-GPRS 主备用通信通道方案的自动切换原则如下：

1. 自动切换系统首次运行时，例如判断子站系统能否通过光纤通道（作为主通信通道）与主站系统建立通信联系。
2. 如果光纤通道能与主站系统建立通信联系，则自动切换装置中通道选项标记为 1（1 为主通道运行，0 为备用通道运行），测控装置不向通道切换装置发送切换命令。
3. 自动切换装置通过光纤通道向对侧的自动切换装置发送脉冲信号，使对侧自动切换装置的通道选项置为 1，其通道切换装置切换到光纤通道 1 的位置。
4. 当光纤通道出现异常或故障时，自动切换系统同时启动电力线载波通道及 GPRS 通道（备用通道）的前置机并发送通道检测信号，判断两个备用通道是否工作正常，如果两个备用通道通信正常且此时其并不与主站系统进行通信，则切换装置中通道选项置为 0，通道切换装置发送主备用通道切换命令。
5. 同时，自动切换装置向对侧的自动切换装置发送脉冲信号，使对侧自动切换装置的通道选项置为 0，其通道切换装置切换到电力线载波通道及 GPRS 通道开通的位置。在信息传输时，将附加编码 00 打包到数据信息中，将附加编码 01 打包到语音及多媒体信息业务，将带有附加编码 00 的信息通过电力线载波通道进行传输，将带有附加编码为 01 的信息通过 GPRS 通道进行传播，即实行信息分类传播。
6. 若备用通道运行时，电力线载波通道和 GPRS 通道中任意一条通道出现异常时，自动切换装置动作，切换回主通道工作模式。
7. 若主通道仍处于故障状态且其中一条备用通道也处于故障状态，则自动切换装置检验哪条备用通道是可用的，由该条备用通道承担通信传送。此时由于该备用通道不足以承担所有信息的传输，可由子站系统为所发信息制定出优先次序，先发送紧急信息再发送其他信息，以避免备用通道出现信息拥堵的现象。
8. 当光纤通道修复后，主站系统向自动切换系统发送信令信号，使其由备用通道工作模式切换回主通道工作模式。

光纤-电力线载波-GPRS 主备用通信通道方案的自动切换系统运行流程图与光纤-光纤主备用通信通道自动切换系统运行流程图类似。

采用备用通道传送信息时，利用 GPRS 备用通道传输的语音及多媒体信息，其对实时性要求较高，但是对传输数据流的完整性要求没有信令数据信息要求的高，在传输过程中偶尔丢失小部分数据并不影响正常的通话交流，所以其判断通道工作

异常与否利用误码率这以标准即可。但是对于电力线载波备用通道传输的数据中，信令信息是用来传递业务指令的，其特点是数据不允许出错及丢失，也不能重复，所以，本文采用将信令信息进行编号后再进行传送的方法进行数据传输，若接收到的信息序号不连续，则采取重发机制，若重发后收到的信息序号仍不连续则判断此通道工作异常。其具体传输原则如下：

1. 对发送的每个信令信息进行序列编号，并将序列号作为信息的编号打包进信息中。序列号由 0~65535 依次递增循环计数。
2. 信息发送到接收端，接收端将其信息序列号取出，并与接收到的前一条信息的序列号作以比较，如果出现序列号不连续，则说明有信息丢失。例如，前一条信息的序列号为 5，本次信息的序列号为 7，则 6 号信息丢失。
3. 接收端若发现有信息丢失，则向发送端发送信息请求再次发送丢失的那个序列号的信息。
4. 发送端受到再次发送的请求后，重发指定序列号的信息。
5. 接收端收到重发的信息后需将信息进行重新排序，然后再进行应用。如此处理是因为信令信息是有先后顺序的，如果顺序错乱则执行应用则会先



图 3-5 附带序列号信息的传送时序图

错误。例如，接收端收到 7 号信息时，6 号信息因为丢失而在接收端，则 7 号信息此时不会发送进行应用，而是等待 6 号信息重发到达接收端后，接收端将 7 号及 6 号信息进行重新排号后，将 6 号、7 号信息依次发送进行应用。

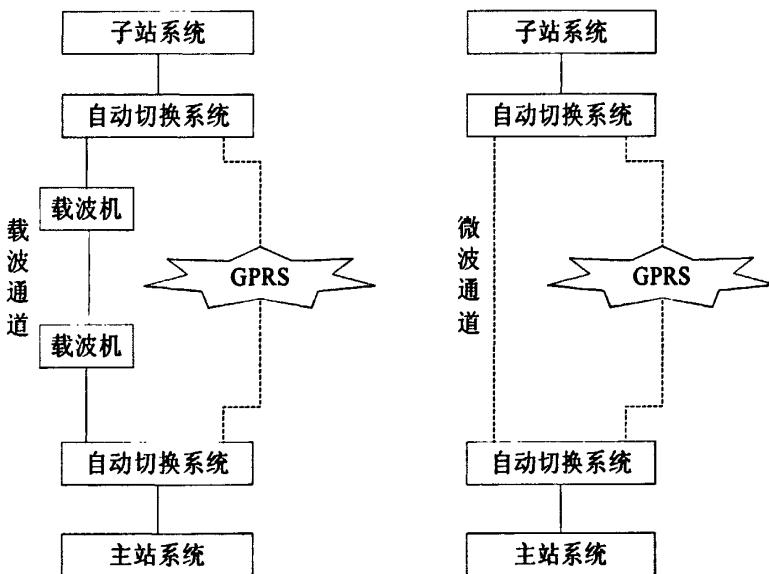
6. 若重发失败，则向自动切换装置发送信号切换通信通道。

实现此信号传输方式需要设置三个数据缓存区：发送端缓存区，用于保留最近发送的至少 10 个编号的信息，以便实现重发功能，当收到接收端发来的重发请求时，发送端可以找回相应序号的信息进行重新发送；接收端缓存区，用于存放从发送端接收到的信号；有效缓存区，设置在接受端，用于存放有效的已经经过次序确认的信令信息，直接可以应用。图 3-5 是此传输方式的传输时序图。

光纤-电力线载波-GPRS 主备用方案，为电力系统通信稳定运行提供了可靠的保证，其优越性主要表现在：在主备用通道切换方面采用了自动切换装置，使切换更加灵活、可靠；而且，在备用方案上采用了将信息分类后再进行传输的双备用通道共同运行的思想，解决了依靠单一备用通道易产生信息拥堵的问题；同时，将 VPN 专用网引入到 GPRS 网络中，大大提高了通信的安全性；在传送信令信息时，采取将信息进行编号后传送的策略，更加确保了该备用方案的稳定性及可靠性。

3.5.3 微波一电力线载波—GPRS 主备用通道策略

针对幅员辽阔、用户分散、人口密度相对较低、信息通信量较小的地区，如农村及用有线方式难以到达的山区和海岛，若采用光纤通信的方式，架设光纤，其投资大，性价比低，且其建设难度大。针对能够架设有线的地区，如广大农村，本文采用电力线载波+GPRS 主备用通道方案；针对有线难以达到的地区，如海岛和山区，本文采用一点多址微波通信+GPRS 主备用通道方案，其简单结构图为图 3-6。



(a) 载波-GPRS 主备用通道结构图

(b) 微波-GPRS 主备用通道结构图

此方案的自动切换原则为：

1. 自动切换系统首次运行时，例如判断子站系统能否通过电力线载波\微波（作为主通信通道）与主站系统建立通信联系。其中采用一点多址微波通信方式时，需在主站系统中设置中心站。
2. 如果主通信通道能与主站系统建立通信联系，则自动切换装置中通道选项标记为 1（1 为主通道运行，0 为备用通道运行），测控装置不向通道切换装置发送切换命令。
3. 自动切换装置通过主通道向对侧的自动切换装置发送脉冲信号，使对侧自动切换装置的通道选项置为 1，其通道切换装置切换到主通道的位置。
4. 如果主通道不能与主站系统建立通信联系，则启动 GPRS 前置机和 VPN 服务器然后（备用通道）发送检测信号，判断 GPRS 通道是否工作正常，如果 GPRS 通道通信正常且此时其并不与主站系统进行通信，则切换装置中通道选项置为 0，通道切换装置发送切换命令。
5. 同时自动切换装置向对侧的自动切换装置发送脉冲信号，使对侧自动切换装置的通道选项置为 0，其通道切换装置切换到光纤通道 2 的位置。
6. 当主通道修复时，主站系统向自动切换系统发送信号，其由 GPRS 通道切换至主通道进行通信。

3.5.4 通道可用性策略

1. 利用监控系统每日对子站系统及主站系统中各种通信方式的前置机进行预防性监视，在无故障或明显故障迹象时，不提倡随意乱动机器设备，尽量减少人为障碍。
2. 每日对各个备用通道给予一个心跳测试，以确保备用通道的可用性。
3. 通信系统中，各通信设备的电源具有十分重要的位置，所以对个通信设备要采用双电源的结构，以增加通信的可靠性。
4. 定期（根据各地区的情况而定）对通信通道、设备和电路进行全面的检修，此时要做好主备用通道的使用计划。

3.6 本章小结

本章详细介绍了光纤通信、电力线载波通信、微波通信及移动通信等多种通信方式的系统构成、其通信原理及各自的通信特点，为主备用通信方案的制定提供了理论基础。最后，根据不同地区，不同条件等因素，制定了三种主备用通道的通信方案。在通道切换中，引入了自动切换装置，并详尽的研究了每种主备用通道通信方式的自动切换规则，制定了完善的机制。最后，对通信设备的日常维护及检修制定了详尽的管理机制，为继电保护及故障信息系统的稳定运行提供了可靠的保障。

第四章 继电保护及故障信息系统的应用研究

4.1 呼盟电网概况

内蒙呼盟电网包括岭西电网、岭东电网、根河林业电网。岭西电网主要包括满洲里、海拉尔、牙克石及伊敏地区；岭东电网由四部分组成，即扎兰屯地区电网、阿荣旗地区电网、莫旗地区电网及鄂伦春地区电网。伊敏地区及海拉尔地区部分负荷通过伊矿甲线并入伊敏电厂。扎兰屯地区电网并入呼兴区域电网；莫旗 110KV 甘河变、鄂伦春 110KV 大杨树变及大杨树东电厂经 220KV 莫力达瓦变并入呼兴区域电网；阿荣旗电网及莫旗尼尔基变分别通过 110KV 甘阿线（甘南变～那吉屯变）、110KV 拉尼线（拉东变～尼尔基变）并入齐富安电网运行。

截止 2009 年度末，呼伦贝尔电网装机容量 1260.5MW，其中火电装机容量 1052MW，火电机组 41 台；水电装机容量 10.5MW，水电机组 2 台；风电装机容量 198MW，风电机组 132 台。呼伦贝尔电网已投运 220kV 变电站 13 座，220kV 主变 13 台，变电总容量 1356MVA；110kV 变电站 37 座，110kV 主变 59 台，变电总容量 1452.8MVA。呼伦贝尔电网 220kV 线路共 17 条，线路总长 1263.69 km；110kV 线路 60 条，线路总长 2206.615 km。

呼盟电网规模小，承受干扰、故障能力差，因此对继电保护的要求就更高，在电网出现故障时，要求继电保护装置必须迅速、可靠动作切除故障线路，否则将扩大事故，甚至造成电网瓦解。2004 年厂网分开后，呼盟电网进入了一个大发展的阶段，在 2 年的时间里新建成 4 座 220KV 变电站，1 座 110KV 变电站，改造 2 个 220KV 变电站，并且这 7 座变电站全部都是微机保护，故障录波装置，220KV 线路及主变保护都实现了双重化保护。

4.2 呼盟电网继电保护及故障信息系统简析

4.2.1 系统概况

呼盟电网虽然规模小，但供电半径大，负荷分散，站与站距离远，并且有的 220KV 枢纽变电站受三级调度，基于以上原因及新技术的不断出现，在现代化复杂电网的运行中除改善一次系统和一次设备、提高继电保护装置和其他自动化装置的性能外，还要加快信息的报送速度。因此，2005 年初，呼盟据在经过充分调研及可行性研究的基础上，设计了呼伦贝尔电网继电保护及故障信息处理系统的结构、规模及其实现方式，确定了系统的技术方案，通过招标选用了南京银山 YS-3000 故障信息

系统，并于 2005 年 1 月 26 日建成并投入运行，建设之初，系统包括一个位于呼盟调度端的主站和 220kV 海东变电站、扎兰屯西郊变电站、伊敏一次变、牙克石西郊变电站和 110kV 西山变电站，共五个子站，规模较小。经过这几年的建设和改造，目前，该系统在呼伦贝尔电网已经在宝日希勒变，胜天池变，呼伦变，满洲里变，牙克石东郊变，莫旗变，哈达图变，东能变，阿伦变，五牧场变建设了继电保护及故障信息系统子站系统，目前，呼伦贝尔电网已实现了运行 15 个故障信息系统子站^{[56][57]}，其继电保护及故障信息系统总体结构图如图 4-1。

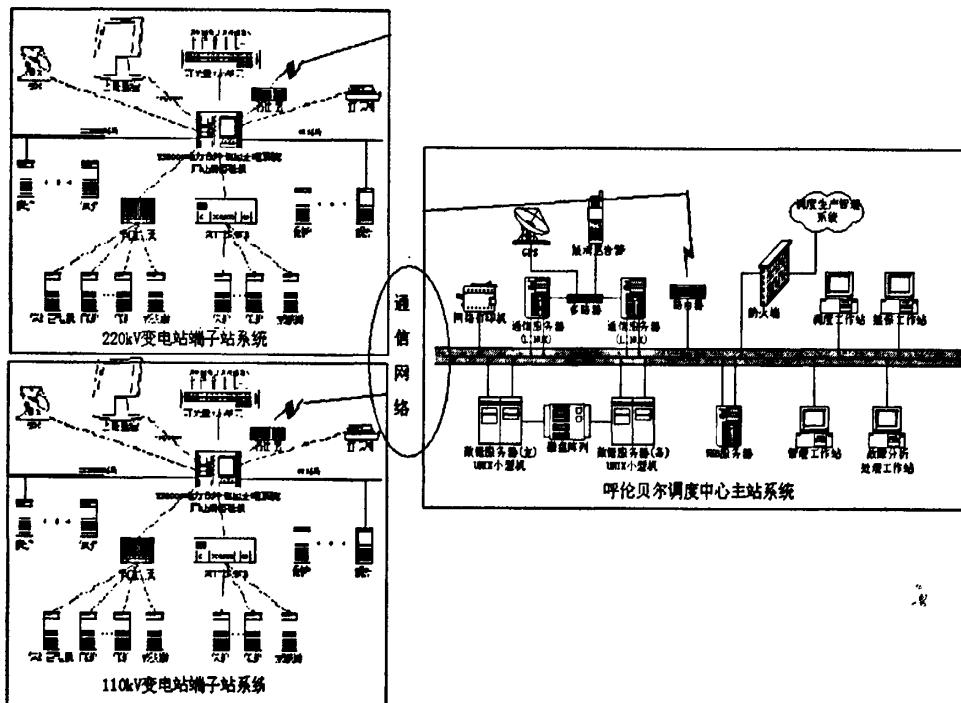


图 4-1 呼伦贝尔电网继电保护及故障信息系统结构图

继电保护及故障信息系统在呼伦贝尔电网中的应用，为呼伦贝尔电网更加安全、稳定、经济的运行提供了有力的保障，提高了电网及二次装置的自动化管理水平，为电网故障有效的监控、分析和诊断提供了技术支持，为电网故障有效地快速恢复创造了条件。

4.2.2 主站系统

呼伦贝尔电网的继电保护及故障信息系统的主站系统设于呼伦贝尔中调，由中调所继电保护及故障信息系统室进行操作。主站系统共设置：数据存储服务器 2 台，通信服务器 2 台（IBM 或同档次：双路 CPU 2.8G 及以上，内存 2G，二级缓存 512K 以上，硬盘 2*146.4G，光驱 40XCD，21 英寸液晶显示器），磁盘阵列柜 1 台，保护

工程师工作站 2 台，调度工作站计算机 1 台（IBM 或同档次：2.40GHz 主频，512MB 内存，40GB 硬盘，液晶显示器），一台卫星对时系统，一台网络打印机（彩色激光），交换机，UPS 一台（2000VA），系统软件以及相应的附件。

为了能够适应电力系统网络化办公的需求，使电力调度运行人员能够更加方便的了解整个电网及厂站端装置的运行情况，置于呼伦贝尔电业局的主站系统装置有运行信息的 WEB 信息发布管理功能，相关运行管理人员可以通过浏览器上网查询阅读继电保护及故障信息系统发布的信息，图 4-2 为继电保护及故障信息系统的网络运行界面。

继电保护及故障信息系统具有用户权限管理功能，用户需在图 4-2 所示的界面图中的用户登陆栏中填写正确的用户名和密码才能访问继电保护及故障信息系统。系统界面对最新的故障信息和自检信息具有记录显示，方便运行人员在进入继电保护及故障信息系统时，对最新的系统运行状态有一个清晰地了解。



图 4-2 呼盟电网继电保护及故障信息系统 WEB 界面图

当电网正常运行时，主站系统页面显示为区域地理图叠加电网走线示意图，如图 4-3，该示意图用以实现系统的图形化监控功能。系统能够实现主站系统、子站系统及接入装置的自检，实时监视运行定制等运行状态信息以及状态的变更，并且能够执行定制修改及核对操作等。区域示意图中，对各子站系统具有具体的显示，当双击任一子站系统示意图图标时，可弹出该变电站的具体电气主接线图，其中包含母线、变压器、线路及开关。并且，在一次设备旁有继电保护和故障录波装置的配置图和

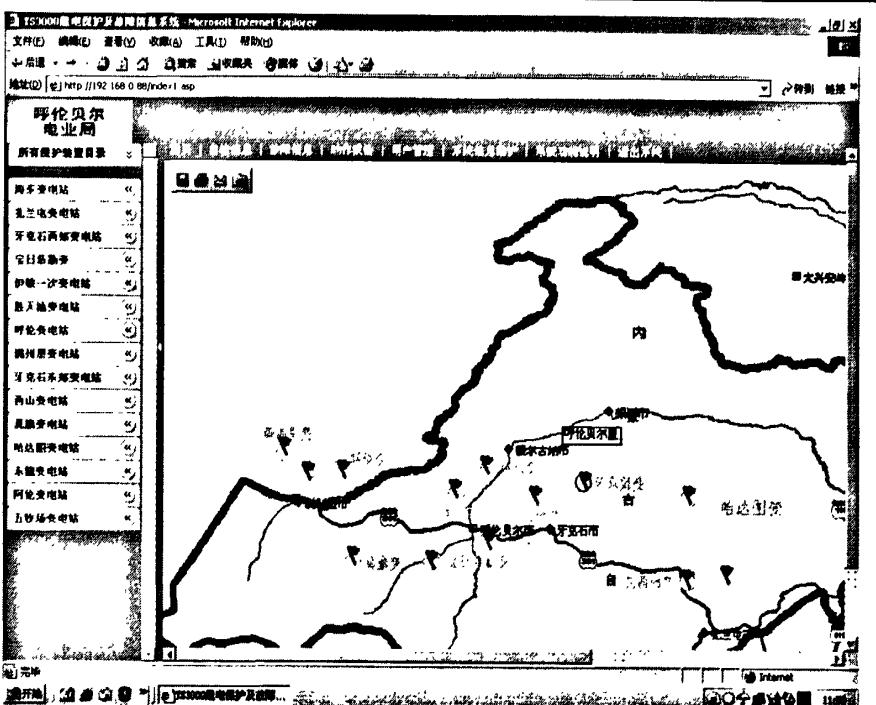


图 4-3 继电保护及故障信息系统主界面

相应的名称，选择所要查询的装置图标，双击后可调出对该装置和其他数据库的信息操作的各种命令的菜单，运行人员可根据需求查看该装置的历史数据以及对其进行相应地操作，例如：对于保护进行在线定值校验，对装置运行状态进行监视和控制等等，实现了远程操作功能。对于主站系统中所涉及的图形具有便捷的编辑功能，可添加、删除、修改相应的设备图形，这些图形皆存储在系统数据库中。此外，为了便于管理，使系统界面中子站系统更加清晰化，系统还设置了子站系统菜单栏，所有子站系统的名称在此菜单栏中都有显示，单击其中的子站系统名称可实现与图标相同的功能。系统设有 GPS 装置，可以精确地同步各装置的时钟，极大地提高了系统故障分析的准确性，消除了因时钟的影响而造成事故分析不便的隐患。

运行人员日常可对运行信息及历史信息进行查询，图 4-4 和图 4-5 为系统自检查询和故障查询的界面。查询可通过管理单位、子站名称、开始时间和结束时间进行定位查询，查询结果可通过报表的形式显示或打印输出，以便于运行人员更加了解电网的状态，为电网稳定运行提供有效信息的支持。系统不间断的运行，会产生大量的信息，系统信息的采集以及各类信息的查询都需要强大的数据库进行支持，本系统采用关系型数据库管理系统，可实现有效的数据分类存取，完成对各类数据的操作，查询处理，完整性检查等功能，以及对故障信息、自检信息和动作信息形成统一的报表，为继电保护及故障信息系统的运行提供了强有力的保障。

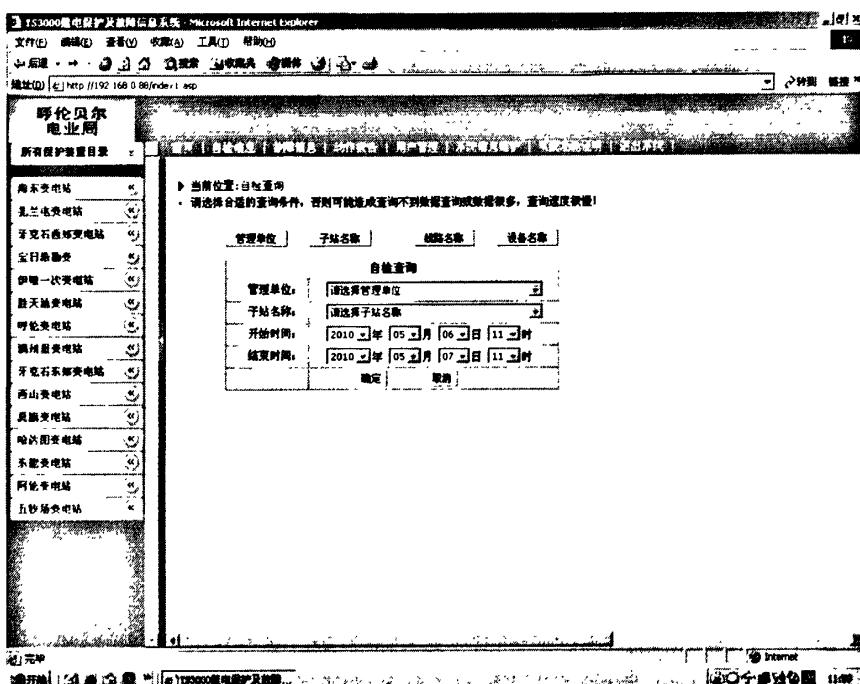


图 4-4 继电保护及故障信息系统自检查询界面

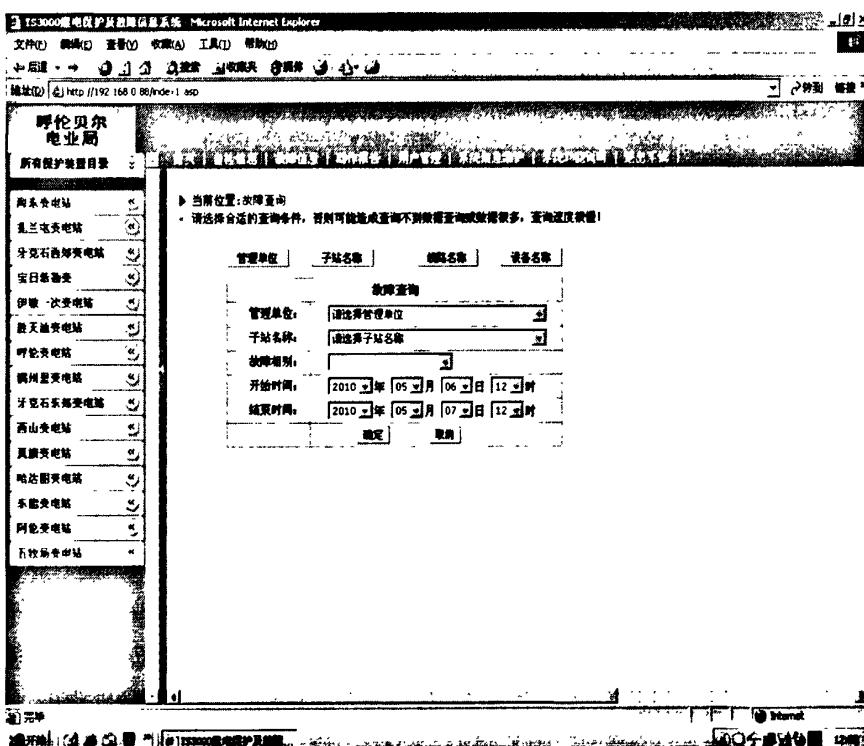


图 4-5 继电保护及故障信息系统故障查询界面

当电网发生故障时，主站系统接收到子站系统上传的自检或故障信息，继电保护及故障信息系统告警提示功能启动，系统发出告警提示音（持续时间可调整），主界面有明显标志自动显示故障报告的存在，显示相关上传信息的文字描述，并自动推出相应的子站系统画面，变电站主接线图中相关设备的图标保持闪烁，实现图形告警的功能，直至用户做出相应的反应。根据需要，告警文字还可通过 GSM 的短信服务发送到制定的手机。系统电网故障监视功能作用，自动反馈异常装置、类型、参数和时间等信息，提供完整的事件顺序记录以及故障录波器数据。

故障发生后，对保护装置及故障录波器数据进行故障综合分析，完成故障量的有效值、峰峰值、直流分量、各序分量、阻抗等数据的计算和显示；计算有功、无功、视在功率；谐波分析、频率分析；实现单端、双端故障测距等。利用双端信息对故障进行定位时，提供便利的界面，实现数据组合，运用两种以上的测距算法进行计算和综合分析判断，以保证测距的精度，故障测距误差小于 2%，最终能够给出准确的故障点、故障相别和巡线时间。系统还可根据预先设定的各种继电器动作特性，用故障时的模拟量对继电保护安装处的继电器进行重现，从而对保护动作特性进行分析，当保护出现误动时，利用这种分析方法，能够找出保护误动原因，同时可即使制定反故障措施，以避免同类事故重复发生。系统中的故障分析专家系统，最终根据故障信息，给出准确的故障区域和故障性质，对继电器动作行为进行评价，并为事故处理提供参考意见，综合各种故障分析结果，提供综合故障分析报告。此外，系统可提供方便的公式生成器或用户自定义函数对故障量进行分析。

故障分析处理后，对故障信息、动作信息及自检信息进行归档统计，将统计数据存放到数据库中以便查询，对故障信息进行数据挖掘，找出电力系统故障偶然性背后隐藏的规律性，采用数据挖掘的方法对电网故障进行统计分析，并对最新的信息进行 WEB 信息发布，最后生成故障检修报告，为电网的安全稳定运行提供辅助决策，提高了二次设备管理的自动化水平。

此外，系统还设置了用户信息管理功能，对用户登陆名、密码、用户的级别、访问权限等都有设定，为系统运行的网络安全提供了保障，图 4-6 用户信息浏览界面。

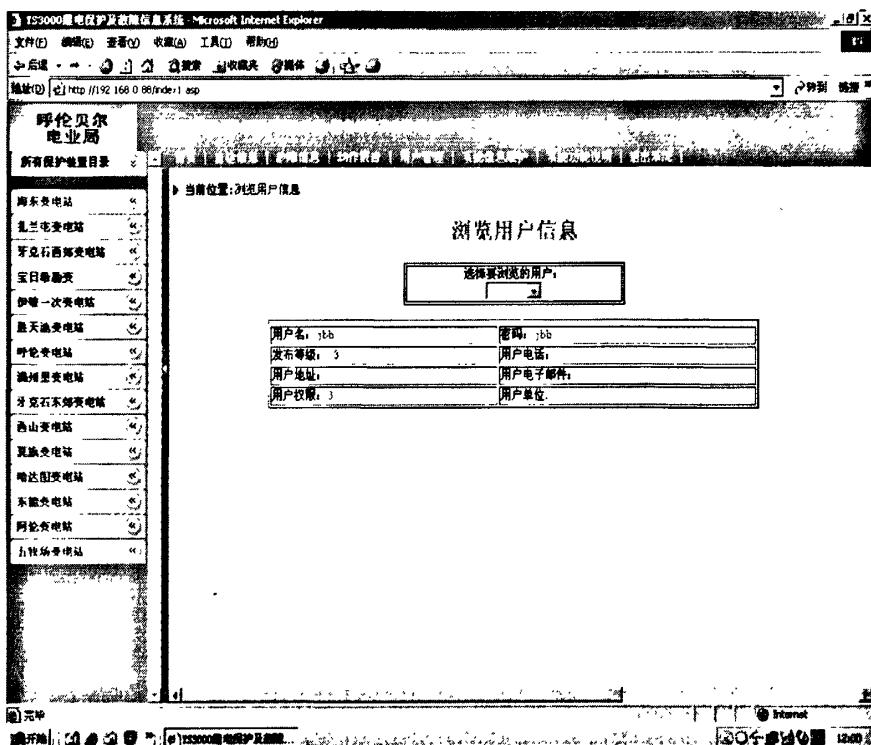


图 4-6 继电保护及故障信息系统用户信息浏览

4.2.3 子站系统

呼伦贝尔电业局继电保护及故障信息系统的子站系统分别设置于 15 个变电站内，采用的是 YS-3000 继电保护及故障信息系统的子站系统，其连接了目前使用较多的微机型线路保护、母差保护、故障录波装置及部分变压器保护，其中线路保护装置采用的型号有：南瑞 RCS-902B 型高频保护、南瑞光纤差动 RCS-931、北京四方高频 CSC-101B、CSC-103B、CSC-161 系列、许继光纤差动 WXB-803、许继光纤高频 WXB-802、国电南自生产的 PSL-622、PSL-602 系列保护等、深圳南瑞 ISA-300 系列。母差保护的型号有：深圳南瑞生产的 BP-2B、南京南自 WMZ-41B 等、成都府河 LR2000 等。变压器保护装置的型号有：国电南自生产的 WBZ-500H、许继生产的 WXB-801、北京四方 CSC -300 系列等。子站系统能够通过子站系统的串口，通过 IEC-103、CSC2000 或者 LEP 规约接入各个不同生产厂家的继电保护、故障录波以及其它安全自动设备到子站系统，并完成各种数据的格式的转换，输出地数据格式与 ANSI/IEEEc37, 111-1991 COMTRADE 格式标准兼容，与主站、子站之间的通信协议满足华北电集调[2003]13 号“主站—子站通信规范（V1.00）”要求，采集和整理信息，并将有效的信息及时、准确地送给主站系统及其它自动化系统，同时，实现自检、远程维护、确保网络安全等功能，系统具有就地显示后台、报表打印、事件告

警和记录查询等人工操作功能，还有可以对采集的数据进行简单的数据预处理功能。此外，针对呼伦贝尔电网的实际情况，一些子站系统还可根据需要接入目前无法检测的变电站的保护信号并接入了部分开关量信号，如子站中的西山变接入了西海 I 回、西海 II 回、西拉线的开关变位等信息。子站系统主要包含的装置有：各厂家的继电保护装置、故障录波装置、监视器、路由器、卫星对时系统、交换机、打印机、工控机、开关量采集装置、连接所有微机保护和故障录波装置的线缆及通信接口转换附件、站端系统软件以及相应的附件，其结构图如图 4-7。

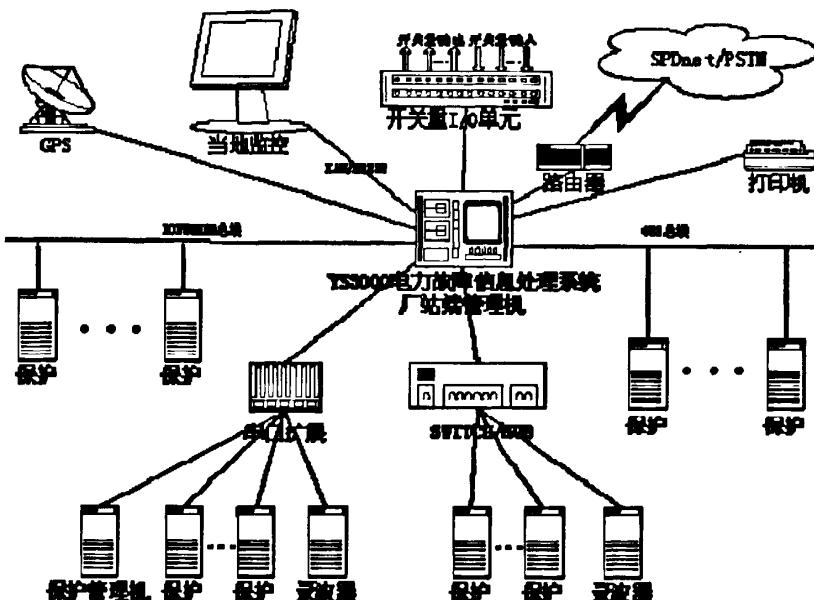


图 4-7 呼盟电网继电保护及故障信息系统子站系统结构图

子站系统可监视保护和录波装置的运行状态及各通信口的运行状态，在电力系统出现故障时，装置应能正确启动，快速收集保护、录波器及开关量采集装置的动作、告警等情况，并能按照设定的原则进行筛选过滤和按照设定的优先级别自动上传报告。保证不丢失任何数据，不发生死机现象。装置应能自动完成对各个微机保护和录波装置的正常查询及自检、动作报告（包括各保护板的详细报告及采样值）的搜集整理、定值及定值区号改变情况的检查、记录开关量变位时间并给出汉化的变位信息和有关提示、信号复归、对时、波形分析等功能。装置应对线路故障提供完善的故障测距功能，故障测距误差小于 2%。子站应能对接入的保护和录波装置的运行、故障退出、检修等状态进行设置。应能实现 GPS 对时，供所有装置共享，校正其它设备的时钟。

4.3 呼盟电网继电保护及故障信息系统通信通道的研究

4.3.1 通信通道现状

呼伦贝尔电网电力光缆主要由两条干线构成，辐射全地区。一条是满洲里～呼伦变～友好变～牙克石西郊变～扎兰屯西郊变～兴安电网的音德尔变，由西向东形成了呼伦贝尔电力系统光缆通信主干线网。另一条是海拉尔热电厂～宝日希勒变～海拉尔东郊变～氯碱变～友好变～伊敏一次变～伊敏电厂，由北向南形成另一条光缆通信主干线。现有光缆线路总长度 1652.8 公里，其中 OPGW 光缆 1040 公里，ADSS 光缆 586 公里，其它光缆 26.8 公里。

呼伦贝尔载波通信覆盖到网内变电站和电厂，作为辅助通道使用，在光纤通道未覆盖到的变电站和电厂作为主用通道。现主系统运行的载波机 138 台(不含农网)。

呼伦贝尔地区农网有其自己的特点，分布零散，农网地理面积占全网覆盖面积的 90%以上，而且用电负荷小，农网通信设备发展落后，没有可靠的通信通道，远动信息误码率高、无法准确传递。光纤覆盖率低，共有光纤 8 条，总长 51.9 公里，已经不能为新农村建设提供很好的服务。

目前，呼伦贝尔电网的通信通道单一，对于大部分地区均采用单光纤或单载波通信。光纤主干网均为单路由，由于规划时间短，建设投资少，网架比较薄弱，如光缆因外力中断，则将导致该通信站点信号中断，威胁呼伦贝尔电网的安全和稳定运行。2009 年呼伦贝尔就出现多次单通信通道故障而导致通信信号中断的情况：海牙线海东变引入缆因冻害中断 1217 分钟；区调至海东变线路因外力破坏中断 1270 分钟；牙东郊变对牙西郊方向光板故障，中断 734 分钟等，由于通信通道单一，导致了通信信号中断，为呼伦贝尔电网的安全和稳定运行留下了巨大的隐患。此外，随着电网的发展，部分老旧通信通道，如单载波通道，已经不能承担越来越多的业务。同时，呼伦贝尔电力光纤传输网于 2003 年开始建设，至今已有 8 年时间，部分变电站光端机已接近使用年限，板件逐渐出现故障，且无备板，需要进行更换和维护设备，由于采用单通信通道，设备更换和维护过程中势必引起通信信号的中断。

通信通道是继电保护及故障信息系统运行的重要组成部分，是连接主站系统、子站系统和各二次装置的关键纽带，是信息采集、传递的有效途径，如果通信通道无法满足继电保护及故障信息系统的需要，保证做到无中断，那么继电保护及故障信息系统的作用则会无法显示。所以针对以上呼伦贝尔电网通信通道所存在的问题，急需对其通信通道的问题进行深入的研究。

4.3.2 呼盟电网通信通道备用策略分析

目前，呼伦贝尔电网继电保护及故障信息系统在 15 个变电站内拥有子站系统，

子站系统多采用单一的通信通道与位于呼盟电网中调的主站系统进行通信，为确保继电保护及故障信息系统能够及时、准确的获得电网二次装置的运行信息以及故障动作报告等信息，继电保护及故障信息系统应根据各子站系统的所处的地理环境、原有通信通道的运行状况以及配置情况等条件，对继电保护及故障信息系统通信通道进行主备用方案的改造。

根据目前呼伦贝尔电网电力光缆建设的情况，海东变、扎兰屯变、牙克石西郊变、宝日希勒变、伊敏一次变、胜天池变、呼伦变、满洲里变、牙克石东郊变、西山变等 10 个 220kV 的变电站采用光纤通道进行通信，此类子站系统多处于电力负荷相对集中的地区，其需要采集、传递的信息量巨大，为此，此类子站系统应采用光纤-光纤主备用通信通道的方案进行通信。针对地理环境及电力负荷的特点，可在主站与海东变、牙克石西郊变、牙克石东郊变、扎兰屯变和西山变、满洲里变、胜天池变、呼伦变分别建立光纤环网，利用本文第三章中提出的光纤-光纤主备用方案，在主站系统及子站系统中分别安装自动切换装置，按照切换原则进行主备用通信通道的切换。对于没有组成光纤环网的宝日希勒变和伊敏一次变，可以与主站间再单独建立一条光纤通信通道，两个光纤通道间相互独立，也采用本文提出的光纤-光纤主备用通道的方案进行通信，两个通道利用自动切换装置互为备用。对信息量大的子站系统采用光纤-光纤主备用通信通道方案，相较单一的光纤通信具有更加稳定、可靠、经济的性能，在某一通道发生故障时，可以灵活、快速的切换到另一个通信通道上，避免了信号的中断，为继电保护及故障信息系统的稳定运行提供了更加稳定、高效的手段。此外，对于某些子站系统接入某一没有设置子站系统的变电站的开关量信号，如子站中的西山变接入了西海 I 回、西海 II 回、西拉线的开关变位等信息，其通信通道也可采用主备用通信通道的方案，具体采用哪种方案要根据地理环境、经济条件等进行选择。

继电保护及故障信息系统的子站系统中，莫旗变、哈达图变和东能变均采用单一的光纤通信的方式与主站进行通信，但由于这三个子站系统所处理的信息量没有以上子站系统的信息量大，如果除原有的光纤通道外选择架设另一条光纤通道作为备用通道，从经济成本上讲，其投资大，建设性价比低，同时对资源也会造成一种浪费，所以，对于此类子站系统，可以选择第三章中提出的光纤-电力线载波-GPRS 主备用通道方案进行通信。其在备用通道中采用的电力线载波与 GPRS+VPN 专用网通信方式分类传递数据信息的方式，既去除了单一通道通信为系统运行带来的隐患，又解决了备用通道传输信息时可能存在的信息拥堵问题，同时，专网的引入又为信息传输的安全性提供了保障，将数据进行编号传输，也为数据完整性传输提供了有效的途径。

对于 15 个子站系统中余下的阿伦变电站和五牧场变电站，它们处于幅员辽阔的地区，供电地区用户分散、人口密度较低、信息通信量较小，此类变电站若采用

光纤方式通信其不但建设难度大，而且投资也大，经济性低，所以宜采用投资成本相对较低且适于长距离传递信息的通信方式进行通信。该子站系统可以选择本文第三章所提出的电力线载波+GPRS 主备用通道方案或一点多址微波通信+GPRS 主备用通道方案进行通信。其它农电用变电站也可以采用这两类主备用通道方案，该主备用通道方案既满足了可以稳定、灵活的进行电网通信的要求，又对资源进行了优质的配置，满足经济性的要求。

此三大类主备用通信通道方案，可以适用于不同的地理环境、不同规模的电力负荷区域以及不同信息量的传递，提高了电网通信的稳定性、灵活性和安全性，为电网安全稳定的运行提供了强有力的保证。

与此同时，在继电保护及故障信息系统主站系统中，需要建立一个通信通道的管理应用功能，以提高继电保护及故障信息系统通信通道的自动化管理水平，为通信通道的统一调度提供一个可视操作平台，其应具备以下功能：

- (1) 图形化监视功能。在继电保护及故障信息系统主站系统操作界面中，除可以体现地理图与电网走线叠加示意图外，还要对子站系统与主站系统通信通道具有直观的走线表述，让操作人员对当前各子站系统与主站系统通信通道正采用哪种主备用通道方式、有哪个通道正处于备用逃到通信的状态等都可以进行直观的观察。其中，对于各种主备用通道的图形及颜色要有明确的规定，例如：光纤-光纤主备用通道连接中，正在运行的光纤通道采用黑色表示，未运行的光纤通道采用黑色虚线表示，当某条通道因故障而处于中断通信时，其用红色表示。
- (2) 继电保护及故障信息系统对其运行通道具有自检功能。
- (3) 任一通信通道故障时，继电保护及故障信息系统将会发出告警音，并在主站系统中弹出通道故障报告，以便于操作人员对其进行恢复。
- (4) 数据库中存放有每个通道的具体信息。当系统处于通信通道管理界面时，双击任意通道则会弹出其相应的线路信息，以及其传输数据信息的速率，并对其传输的误码率进行监控，当误码率超出允许范围时，系统告警。

4.4 呼盟电网继电保护及故障信息系统应用分析

当呼盟电网某处发生故障时，继电保护及故障信息系统将发出告警，主站系统显示器中自动推出故障处相应子站系统的站内示意图，以图 4-8 为例，示意图显示变电站主接线图中各线路所接入的相关装置，其中对于已动作的装置其图标保持闪烁，实现图形告警的功能。

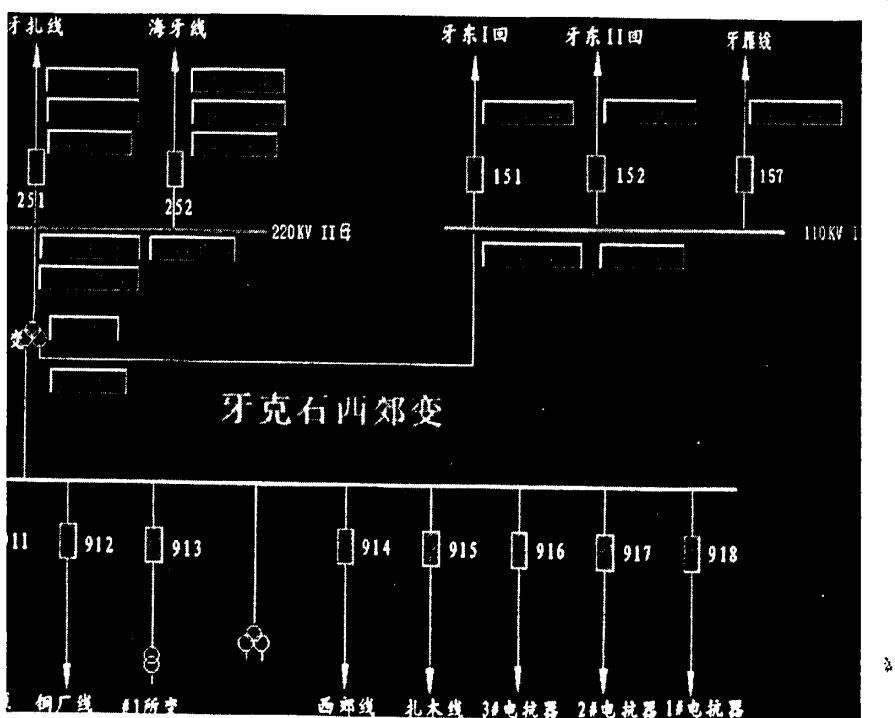


图 4-8 故障处相应子站系统站内图

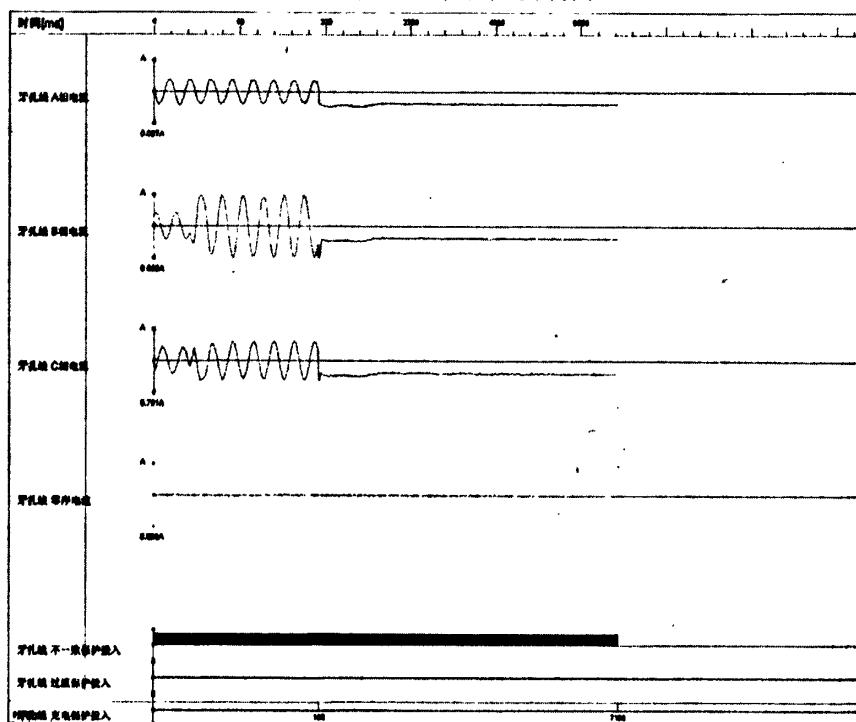


图 4-9 故障波形示意图

其后，继电保护及故障信息系统将转化为统一标准的故障信息通过通信通道传

递给主站系统，在主站系统上实现故障分析功能。系统可以选择任意录波曲线进行比较分析，如图 4-8，图中将故障线路的三相电流及零序电流故障录波曲线放置在同一个窗口进行比较，图中显示故障持续时间、每条曲线的最值、即时值、有效值、时间点以及线路不一致保护投入、过流保护投入和充电保护投入等信息，系统可以对波形曲线进行幅度放大和缩放、时间轴拉伸及压缩。同时，调度运行人员还可以根据需要设置显示其它相关的信息，如：相角值、功率值、波形值、采样间隔等信息，如图 4-10，图中所示波形图为三相电流、零序电流及三相电压的比较图，各曲线波形图的最值、时间及即时值等信息同样在图中有显示，各波形也具备幅度放大和缩放、时间轴拉伸及压缩等功能。系统根据所得故障数据，还可绘制出故障数据序分量及相分量的矢量图，并进行单端/双端测距，进行故障分析，提供故障时间、故障线路、故障相别、故障距离、保护动作时间、重合闸时间以及开关变化等信息的报告。并进行保护动作行为的判别，实现对故障数据的实时分析，保护动作特性的比校，判别保护装置动作的正确性，最后将故障分析结果发布给调度运行人员。

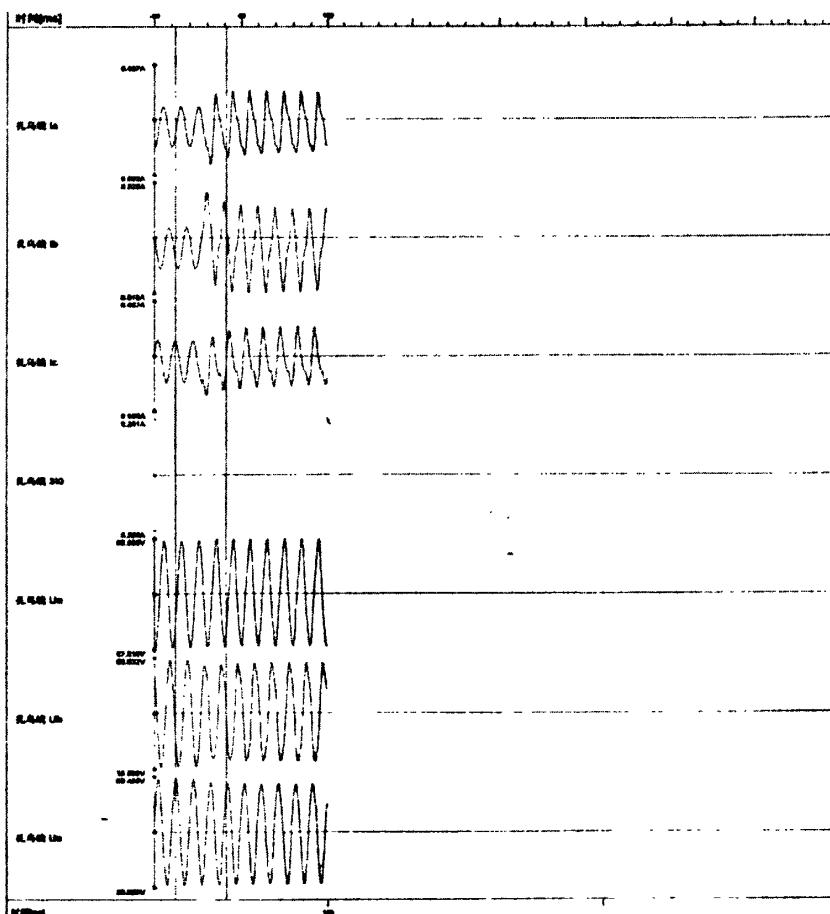


图 4-10 故障电流电压波形示意图

及有关的运行管理部门进行统计分析，对分析结果按时间、子站、设备、故障类型等信息进行分类整理，并将其输出、打印、保存。

4.5 本章小结

本章中，结合呼伦贝尔电网的实际状况阐述了在呼伦贝尔电网建立继电保护及故障信息系统的意义，并详细介绍了其继电保护及故障信息系统主站和子站系统的结构和各自的应用功能以及继电保护及故障信息系统运行中存在的问题。最后根据各子站系统不同的条件，提出了各子站系统与主站系统通信通道主备用方案，并提出在主站系统中增加通信通道管理应用功能，为电网通信提供了可靠的保证，提高了电网通信的自动化管理，为继电保护及故障信息系统的稳定、可靠的运行提供了技术支持，从而增强了电网运行的稳定性和安全性。

第五章 结论与展望

随着系统二次装置在电网中越来越广泛的应用以及其自身智能化水平的日益提高，二次装置在电网故障中起到的作用越来越明显，其提供的故障信息是电网进行故障分析和诊断的重要依据，但二次装置面对的“信息孤岛”问题，如何能够将不同厂家的二次装置的信息进行采集，并进行统一的分析管理的难题，是其功能得到最好发挥的阻碍，继电保护及故障信息系统的适时出现即解决了这个难题，为二次装置的运行和管理提供了强有力的技术支持，实现了二次装置管理的网络化、自动化和信息传递的实时化，为电力系统电网安全稳定运行提供了可靠的保障，使二次装置的自动化水平以及电网自动化管理水平迈上了新台阶。

5.1 结论

论文从继电保护及故障信息系统的研究现状、总体结构、应用功能等几个方面对系统进行了深入的研究。着重于系统通信通道主备用方案的建立与实现以及其在系统中管理功能的体现。结合呼伦贝尔电网的实际情况，对其继电保护及故障信息系统的结构和功能应用，并对其继电保护及故障信息系统通信如何建立可靠的主备用通道给予了具体的分析。全文的主要工作有：

1、从继电保护及故障信息系统和信息传输通道的研究背景及现状入手，了解目前继电保护及故障信息系统发展的状况，明确研究的意义。深入研究继电保护及故障信息系统在电力系统运行中所起到的作用，确定了其组网结构，构建了继电保护及故障信息系统的结构框架，对主站系统和子站系统的构成、各自的功能模块进行了详细的研究，并对系统及通信通道存在的不足进行了分析。

2、针对继电保护及故障信息系统在通信通道中存在的不足，本文意在提出稳定、灵活、可靠的通信通道方案。本文从目前应用较多的通信方式入手，分别对其适用环境、工作原理以及通信特点等进行了研究，通过分析比较各个通信方式的特征，提出了三种适用于不同环境及满足不同电力需求的主备用通信通道方案：光纤-光纤主备用通道方案、光纤-电力线载波-GPRS 主备用通道方案和电力线载波/微波-GPRS 主备用通道方案。对每种主备用通道方案都构建了其结构框架，规定了主备用通道之间的切换原则。在使用 GPRS 通道进行通信中，将 VPN 专网引入其中，以确保电力通信的安全性。提出了电力线载波与 GPRS 通信方式共同组网作为备用通道将信息分类传输的方式，解决了单通信通道作为备用时信息拥堵的问题，并对所需信息采用标号传输的方式，以确保信息传递的完整性。提出了主备用通信通道方式中通信设备的日常维护规范，为设备的可靠性提供了保障。

3、根据呼伦贝尔电网的概况，建立其继电保护及故障信息系统，分析其主站系统及子站系统的构造和功能模块，并对系统运行中存在的不足进行分析。根据呼伦贝尔电网继电保护及故障信息系统各子站系统所处的不同地理环境及信息处理需求，由第三章所提出的主备用通信通道方案，为各子站系统选择适合的主备用通道方案，提出通信通道管理功能，使通信通道管理更加智能化、网络化。

5.2 展望

继电保护及故障信息系统的运行对电网安全及二次装置的管理具有重要的意义，其构成中的通信系统是子站系统与主站系统间进行信息传递的媒介，也是继电保护及故障信息系统运行的基础，通信系统中的通信通道是连接子站与主站的纽带，如若通信通道的配置单一、不够稳定、出现故障引起信息中断的可能性较大，则继电保护及故障信息系统就不可能稳定运行。本文着重研究确保继电保护及故障信息系统稳定获得信息的主备用通信通道方案，对不同情况的主备用通道方案进行了构造，提出了各自的自动切换原则，并提出了在继电保护及故障信息系统中添加通信通道管理功能。但是，对于通信通道管理功能只是提出了一个构想，并没有在实际系统中得到实现，希望在今后的工作中能够将通信通道管理功能模块在继电保护及故障信息系统中实现并得以应用，相信其会对继电保护及故障信息系统稳定、可靠的运行提供有效的支持。

参 考 文 献

- [1] 高翔, 张沛超, 章坚民. 电网故障信息系统应用技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2007:3-23
- [2] 杨华. 电网继电保护运行及故障信息管理系统[J]. 四川电力技术, 2002, 12(1): 9~10
- [3] 许丽霞. 继电保护及故障信息系统在电力系统的应用[J]. 电工技术, 2008, 20(3): 11~13
- [4] 夏乐天, 周志浩. 简论继电保护故障信息系统的发展策略[J]. 浙江电力, 2006, 20(4): 43~46
- [5] 曾建华, 吴勇. 继电保护与故障信息管理系统的应用及发展[J]. 广州电力, 2007, 24(7): 30~33
- [6] 倪益民, 丁杰, 赵金荣等. 电网继电保护及故障信息管理系统的应用与实现[J]. 电力系统自动化, 2003, 21(17): 86~88
- [7] Simunie J, Kostovic K.Z. Information systems of relay protection for power system analyzing[C]. MELECON: IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference, 2006: 518~520
- [8] 樊丽琴, 田俊杰, 陈佩琳. 继电保护故障信息系统应用功能探讨[J]. 山西电力, 2006, 21(6): 58~61
- [9] 刘志超, 黄俊, 承文新. 电网继电保护及故障信息管理系统的实现[J]. 电力系统自动化, 2003, 27(1): 72~75
- [10] 史志鸿, 刘伟, 廖泽友等. 继电保护故障信息系统的通信协议探讨[J]. 继电器, 2004, 32(9): 40~44
- [11] Kostic, T ; Preiss, O; Frei, C. Towards the formal integration of two upcoming standards: IEC 61970 and IEC 61850[C]. In: Power Engineering 2003 Large Engineering Systems Conference, 2003: 24~29
- [12] 谭文怒. 变电站通信网络和系统协议 IEC61850 介绍[J]. 电网技术, 2001, 25(9): 8~11
- [13] 任雁铭, 秦立军, 杨奇逊. IEC61850 通信协议体系介绍和分析[J]. 电力系统自动化, 2000, 24(8): 62~64
- [14] IEC 61850. Communicating Networks and Systems in Substation[S] . In: Configuration Description Language for Communication in Electrical Substations related to IEDs, 2003:3-10

- [15] Schwarz K. Standard IEC 61850 for Substation Automation and other Power System Applications. In: the international conference on Power System and Communications Infrastructures for the future, Beijing: 2002
- [16] Andersson L, Brand K P. The Benefits of the Coming Standard IEC 61850 for Communication in Substations[C]. In: Southern African Conference on Power System Protection, 2000: 238~240
- [17] 谭文怒. 远动的无缝通信系统体系结构[J]. 电网技术, 2001, 25(8):8~11
- [18] 王予倩, 李佰国, 高贵熙. 电力调度系统使用的几种备用通道技术以及比较[J]. 四川电力技术, 2007, 30(2): 80~83
- [19] 梁成升. 光纤通信与电网调度自动化[J]. 通信技术, 2009, 42(6): 202~203
- [20] 汤效军. 改革开放30年电力线载波通信的回顾与展望[J]. 电力系统通信, 2009, 30 (1) : 26-31
- [21] 罗国友, 邹珺. 电力线通信技术的发展与未来[J]. 科协论坛, 2008, 20 (6): 79~80
- [22] 熊煌. 电力系统微波通信的发展探讨[J]. 电力系统通信, 2007, 173(28) : 1~3
- [23] 王亚非, 胡四全, 马力. 基于 GPRS 网络的调度备用通道[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37 (16) : 80~83
- [24] 金湘力. 以 GPRS 技术推进电力系统通讯[J]. 江苏科技信息, 2009, 21 (3) : 50~51
- [25] 国家电力调度通信中心. 电力系统继电保护典型故障分析[S]. 北京:中国电力出版社, 2001
- [26] 张全元. 变电站综合自动化现场技术问答[M]. 北京: 中国电力出版社, 2008: 21-30
- [27] 韩晓萍, 李佰国, 王肃. 继电保护及故障信息系统的级联设计与实现[J]. 电网技术, 2004, 27(9): 16~19
- [28] J. D. McDonald. Substation automation; IED integration and availability of information[J]. IEEE power and energy magazine, 2003,21(3):34-38
- [29] Amir&Maria Makki , Spokane , Washington . Relay Information Management[C]. In: 28th Annual Western Protective Relay Conference, 2001, 50-55
- [30] 刘之尧, 刘正超, 杜杨华. 继电保护及故障信息系统的分级体系[J]. 广东电力, 2006, 19 (12) : 44~46
- [31] Simunic. J, Kostovic K.Z. Information systems of relay protection for power system analyzing[C]. In: Electrotechnical Conference, 2006: 518~520

- [32] 刘清瑞. 继电保护与故障信息管理系统的结构、功能及其实现[J]. 电力自动化设备, 2004, 24 (4) : 93~96
- [33] 周永红. 衢州电网继电保护故障信息系统的研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2009
- [34] 高扬. 继电保护故障信息系统在北京电网的应用: [D]. 北京: 华北电力大学, 2009
- [35] 黄树帮, 叶留金, 袁宇波. 电网继电保护及故障信息处理主站系统的设计和实现[J]. 电力系统自动化, 2004, 16 (1) : 88~92
- [36] 李玉芳; 刘志远, 杨畅. 宁夏电网继电保护及故障信息主站系统的可行性研究及建设思路[J]. 宁夏电力, 2008, 17 (2) : 1~7
- [37] 章坚民; 朱炳铨, 蒋月良. 继电保护故障信息处理主站系统设计的核心问题. 电力系统自动化, 2003, 14 (2) , 72~74
- [38] Apostolov A. Fundamentals of Protective Relays Object Modeling[C]. In: ALSTOM T&M Protection&Control, 2001: 336-340
- [39] 杨文海. 继电保护及故障信息管理子站的设计与实现[J]. 电力信息化, 2009, 17(9) : 78~81
- [40] 王振树, 张波, 孟昭勇. 电力系统继电保护及故障信息子站系统的方案设计[J]. 继电器, 2006, 22(7): 65~69
- [41] 王文龙, 张兆广, 李友军. 嵌入式继电保护信息系统子站几个关键问题的研究[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 13(2): 29~31
- [42] Brodt M, Dinges R, Schinmmel G, et al. Application of IEC 61850 for modeling of the control center view of a substation and for the communication between substation and control centers[C]. In: Report to the IEC TC57 SPAG, 2002:245-248
- [43] 周勇彪. 浅谈继电保护信息系统通信的实现方式[J]. 科技咨询导报, 2007, 9: 8
- [44] 古锋. 继电保护及故障信息系统通信模型研究[J]. 电网技术, 2007, 21(7): 73~77
- [45] 张淑娥, 孔英会, 高强. 电力系统通信技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2005:35-80
- [46] 潘莹玉. 电力通信设备[M]. 北京: 中国电力出版社, 2003:1-20
- [47] 程达, 姚琦. 电力系统光纤通信工程应用探讨[J]. 民营科技, 2009, 23(10): 26
- [48] 梁成升. 光纤通信与电网调度自动化[J]. 通信技术, 2009, 21(6): 208~213
- [49] 邝国安. GPRS 通信在调度自动化系统中的应用[J]. 电工技术, 2008, 17(9): 3~5

- [50] 王登云. 电力通信备用通道在冰雪灾害中的应用[J]. 江西电力, 2008, 32(1): 11~12
- [51] 马佳, 马敬. 远动双通道切换的实现[C]. 北京: 第十届中国科协年会环境保护与生态文明建设论坛论文集, 2008: 327~329
- [52] 王胜昔. 冰冻灾害时期通信运行管理经验交流 [C]. 北京: 2008 年抗冰保电技术论坛, 2008: 162~166
- [53] 刘伟, 李伟. 混合通信方式在配电网自动化系统中的应用[J]. 继电器, 2002, 12(1): 63~65
- [54] 焦振有, 焦艳莉, 李严平. 配电自动化中的光纤载波混合通信方案[J] . 继电器, 2002, 7: 44~46
- [55] 曾小宁. 调度系统中双通道数据通信的实现[J]. 计算机与现代化, 2009, 21 (5) : 120~125
- [56] 李慧敏, 陈连君. 呼伦贝尔电业局光纤通信网的完善[J] . 内蒙古电力技术, 2006, 24 (2) : 46~47
- [57] 林海涛, 沃志民, 王静. 继电保护及故障信息系统在呼伦贝尔电网中的建设和使用[J] . 内蒙古科技与经济, 2008, 22 (3) : 325~326

致 谢

本论文是在导师刘宝柱副教授的悉心指导下完成的。

研究生期间，刘老师在学习和生活上给予我谆谆的教诲和无微不至的关怀，这些我都将铭记于心。导师严谨的治学态度、高尚的为人品格、开阔的科研思路和实事求是的工作作风必将使我受益终身。在此，谨向我的导师致以最诚挚的感谢！

感谢陪同我一起走过年研究生生活的全体老师和同学，他们对我学业上和生活上的帮助让我心怀感恩，受益匪浅，并成为我硕士研究生阶段宝贵的回忆。

感谢父母对我的教育和培养，没有他们多年来的辛苦操劳，没有他们对我的理解和支持，就没有我的今天。

最后，向所有关心、鼓励和帮助过我的老师、同学、朋友和亲人表示诚挚的谢意。

在学期间发表的学术论文和参加科研情况

- [1] 徐萍. 220kV 音扎线保护动作原因分析. 内蒙古电力技术, 2008, 3: 57~58

