

ZHINENG BIANDIANZHAN JIDIAN
BAOHU JISHU YINGYONG YANJIU

智能变电站继电 保护技术应用研究

方涛 樊越甫◎主编



中国矿业大学出版社

China University of Mining and Technology Press

智能变电站继电保护 技术应用研究

方涛 樊越甫 主编

RFID

中国矿业大学出版社

内 容 提 要

随着我国经济的不断发展,投入的配电网建设资金不断增加,提高了配电网供电的可靠性以及供电的质量,达到了客户的使用需求。但从我国当前配电网实际运行情况来看,仍有很多问题存在,需要对其进行分析,找出相应的解决措施,本书也正是基于此撰写的。本书主要包括:智能变电站继电保护技术概述、智能变电站过程层设备、智能变电站继电保护系统与配置、智能变电站继电保护实现技术、继电保护系统测试技术等。

图书在版编目(CIP)数据

智能变电站继电保护技术应用研究 / 方涛, 樊越甫主编. --徐州:
中国矿业大学出版社, 2019.4
ISBN 978-7-5646-4422-2

I. ①智… II. ①方… ②樊… III. ①智能系统—变电所—
继电保护—研究 IV. ①TM63-39②TM77-39

中国版本图书馆CIP数据核字(2019)第084317号

书 名 智能变电站继电保护技术应用研究

主 编 方 涛 樊越甫

责任编辑 耿东锋

出版发行 中国矿业大学出版社有限责任公司

(江苏省徐州市解放南路 邮编 221008)

营销热线 (0516)83884103 83885105

出版服务 (0516)83995789 83884920

网 址 <http://www.cumtp.com> E-mail: cumtpvip@cumtp.com

印 刷 廊坊市安次区华旺印刷厂

开 本 787×1092 1/16 印张 12.5 字数 257 千字

版次印次 2019年5月第1版 2019年5月第1次印刷

定 价 68.00 元

(图书出现印装质量问题,本社负责调换)

前 言

随着经济的进步与发展,不管是城市的工业还是乡村的农业,甚至人们平时的生活,都已经离不开电力资源。变电站影响着电力的供应,而继电保护措施则影响着变电站的安全、稳定运行。变电站的日益现代化、智能化,使得继电保护技术也在不断革新。智能变电站作为我国电网智能化的重要组成部分,在建设过程中核心技术为继电保护技术。对继电保护技术进行完善,能够有效推动智能变电站构建,提高智能变电站安全性能,促进我国电网智能化建设。

近年来继电保护技术取得了较快的进步,而且在实际应用中也取得了较好的成效。特别是在智能变电站继电保护技术更具有较大的优势,依据智能变电站的特点,对智能变电站继电保护技术中存在的缺陷进行分析,从而采取有效的措施对智能变电站继电保护技术进行优化,能有效地提高继电保护的安全性、实时性和稳定性,保证变电站安全、稳定运行。

本书全面论述了智能变电站过程层设备、智能变电站继电保护系统与配置、智能变电站继电保护实现技术、继电保护系统测试技术等内容。

由于作者水平和时间有限,对提出的一些想法还有待于在以后的研究工作中进一步完善,如有不足之处,望广大读者积极指正。

作 者

2018年12月



目 录

第一章 智能变电站继电保护技术概述	1
第一节 智能变电站基本概念及主要技术特点	1
第二节 智能变电站继电保护技术特点	5
第三节 工程建设和调试的变革	11
第二章 智能变电站过程层设备	17
第一节 电子式互感器	17
第二节 合并单元	38
第三节 智能终端	60
第三章 智能变电站继电保护系统与配置	72
第一节 网络报文记录分析及故障录波装置	72
第二节 继电保护故障信息处理系统子站	80
第四章 智能变电站继电保护实现技术	87
第一节 保护装置总体设计	87
第二节 采样技术	95
第三节 对时技术	120
第四节 网络通信技术	134
第五节 IEC 61850 标准建模与配置	144
第六节 分布式母线保护实现技术	157
第五章 继电保护系统测试技术	162
第一节 继电保护系统测试基础	162
第二节 集成仿真测试技术	177
参考文献	193



第一章

智能变电站继电保护技术概述

第一节 智能变电站基本概念及主要技术特点

一、基本概念

智能变电站（简称智能站）是智能电网的重要组成部分。按照国家电网公司企业标准 Q/GDW 383—2009《智能变电站技术导则》的定义，智能变电站是采用先进、可靠、集成、低碳、环保的智能设备，以全站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化为基本要求，自动完成信息采集、测量、控制、保护、计量和监测等基本功能，并可根据需要支持电网实时自动控制、智能调节、在线分析决策、协同互动等高级功能的变电站。

智能变电站采用 IEC 61850 标准，将变电站一次、二次设备按功能分为三层，分别是站控层、间隔层和过程层，如图 1-1 所示。

站控层包括监控主机、操作员工作站、远动工作站、对时装置等。站控层提供站内运行人机界面，实现对间隔层设备的管理控制，并通过电力数据网与调度中心或集控中心通信，实现面向全站设备的监视、控制、告警及信息交互功能，完成数据采集和监视控制（SCADA）、操作闭锁以及同步相量采集、电能量采集、保护信息管理等相关功能。

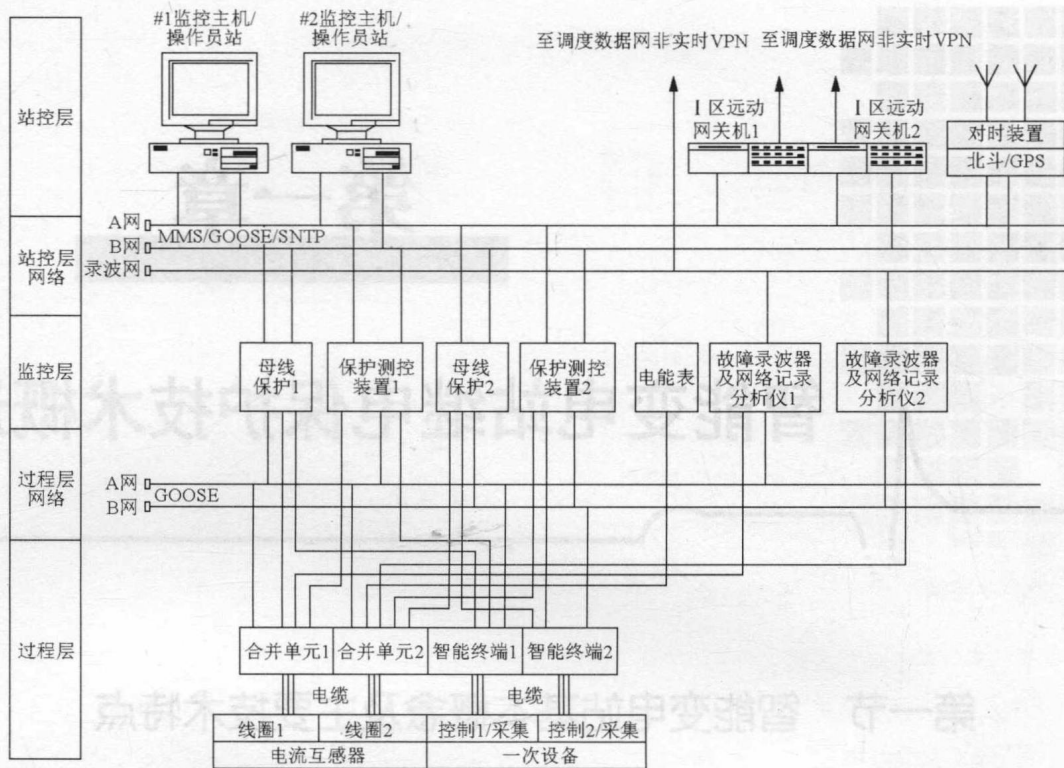


图 1-1 三层两网结构的智能变电站二次系统

间隔层包括继电保护装置、测控装置、监测功能组主 IED 等二次设备。间隔层设备汇总本间隔中过程层设备发送的实时数据信息，通过网络传送给站控层设备，同时接收站控层发出的控制操作命令，实现操作命令的承上启下通信传输功能。间隔层还具备对一次设备的保护控制和操作闭锁等功能。

过程层包括变压器、断路器、隔离开关、电流/电压互感器等一次设备及其所属的智能组件以及独立的智能电子装置。过程层主要完成模拟量采样、开关量输入/输出和操作控制命令发送等与一次设备相关的功能。

如图 1-1 所示，变电站通信网络由站控层网络和过程层网络组成。站控层网络是站控层设备和间隔层设备之间的网络，实现站控层内部以及站控层与间隔层之间的数据传输。过程层网络是间隔层设备和过程层设备之间的网络，实现过程层设备与间隔层设备之间的数据传输。间隔层设备之间的通信，物理上可以映射到站控层网络，也可以映射到过程层网络。

站控层通信网络一般采用星型结构的 100 Mb/s 高速工业以太网。



二、主要技术特点

1. 一次设备智能化

一次设备智能化是智能变电站区别于常规变电站（简称常规站）的重要特征之一。目前，智能变电站通过配置合并单元和智能终端进行就地采样控制，实现一次设备的测量数字化、控制网络化；通过传感器与一次设备的一体化安装实现设备状态可视化，通过对各类状态监测后台的集成，建立设备状态监测系统，为实现状态检修提供条件，进而提高一次设备管理水平，延长设备寿命，降低设备全寿命周期成本。

2. 通信规约标准化

智能变电站所有智能设备统一采用 IEC 61850 标准建立信息模型和通信接口，设备间可实现互操作和无缝连接。各类设备按统一的通信标准接入变电站通信网络，不需要为不同功能建设各自的信息采集、传输和执行系统，减少了软硬件的重复投资，实现了设备间的互操作以及信息的共享，为未来实现设备的互换性提供了条件。

3. 光纤取代电缆，数字取代模拟

常规变电站中的二次设备与一次设备之间、二次设备间采用电缆进行连接，电缆感应电磁干扰和一次设备传输过电压可能引起二次设备运行异常。长电缆的电容耦合干扰以及二次回路两点接地可能造成继电保护误动作。智能变电站增加了过程层网络，合并单元、智能终端采用就地安装，用光纤取代了传统站中的大量长电缆（见图 1-2），大大节省了全站控制及信号电缆长度，同时避免了电缆带来的电磁干扰、传输过电压和两点接地问题，提高了信号传输的可靠性；另外还缩小了电缆沟尺寸，节约了土地，减轻了现场安装调试维护工作量。

4. 功能集成，设备简化

采样控制就地化以及信息传输网络化，使二次设备采样、执行机构简化，促进了装置集成，例如保护测控一体化装置、合并单元智能终端一体化装置、网络化故障录波装置的应用，减少了二次设备的数量，同时也促进了设备接口的规范和简化。智能变电站中用虚端子方式取代了常规站中装置的端子和端子排，通过虚端子的逻辑连线实现装置之间的配合，端子排及电缆接线简化为光口及光缆连接。由于逻辑回路取代了大量的继电器回路，

以往的保护功能投退及跳闸出口等硬压板可被软压板取代，相应功能由装置软件内部的控制字设置来实现，也促进了硬件的简化。

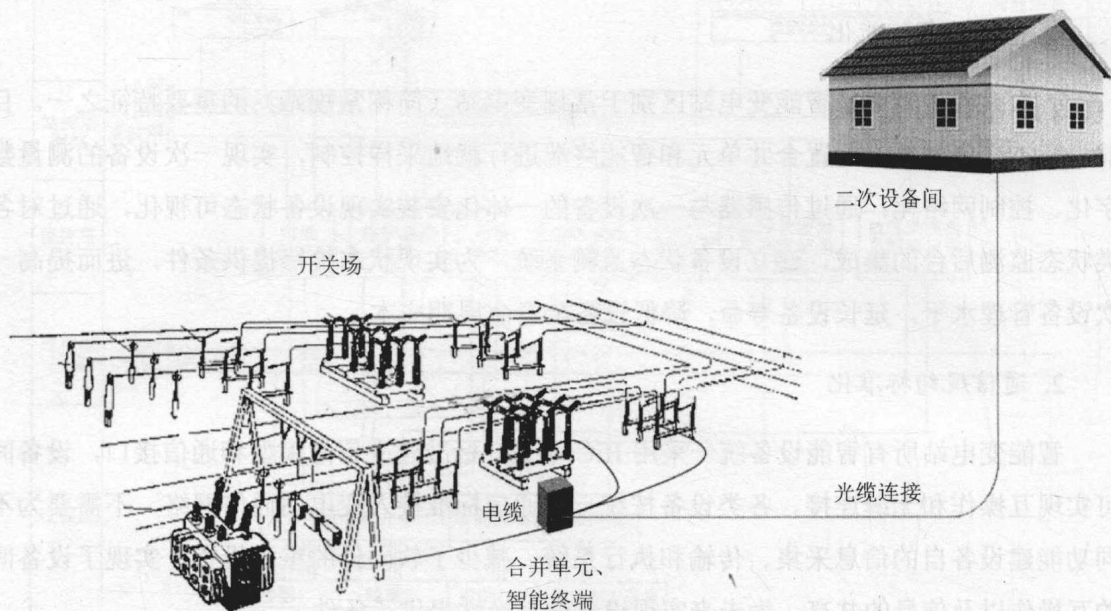


图 1-2 光纤取代电缆

此外，交直流一体化电源系统的采用实现了站内各类电源系统的一体化设计、配置、监控，减少了蓄电池数量，简化了跨屏接线，实现了统一管理。智能辅助控制系统的建立，解决了常规站缺乏全面的环境监视、依赖人工巡检、辅助系统孤立、无智能告警联动、管理难度大的问题，减少了辅助系统的人工干预，减少了误判误动，达到了对变电站辅助系统实行智能运行管理的目的。

5. 调试手段变革

随着智能变电站全站信息数字化的推进、通信标准的统一、接线的简化及接口标准化，变电站自动化系统的大量二次电缆接线模式演变成虚端子虚回路的配置。相比于传统变电站围绕着纸质图纸，智能变电站围绕着全站系统配置文件（substation configuration description, SCD），设计和系统集成将逐渐融合，设计可以直接提交包含全站模型信息的 SCD 文件并提供给各设备厂商，供其直接导入，完全避免了原先对照图纸、依靠人力进行信息输入和现场接线的弊端，从而在工程实施这个关键环节体现智能变电站的优势和价值，实现“最大化工厂工作量、最小化现场工作量”。



6. 提高运行自动化水平,降低设备全寿命周期成本

智能变电站一次设备、二次设备和通信网络都具备完善的自检功能,可根据设备的健康状况实现状态检修,从而有效降低设备全寿命周期成本。

智能变电站的设备间信息交换均按照统一的 IEC 61850 标准通过通信网络完成,通信系统的可靠性和实时性大幅提高,传输的信息更完整,变电站因此可实现更多更复杂的自动化功能。在扩充功能和扩展规模时,只需在通信网络上接入符合相应国际标准的设备,无须改造或更换原有设备,即可保护用户投资,减少变电站全寿命周期成本。

智能变电站的各种功能的采集、计算和执行分布在不同设备上实现。变电站在新增功能时,如果原来的采集和执行设备已能满足新增功能的需求,可在原有设备上运行新增功能的软件,不需要硬件投资。

7. 精简设备配置,优化场地布置

在安全可靠、技术先进、经济合理的前提下,智能变电站的总布置遵循资源节约、环境友好的技术原则,结合新设备、新技术的使用条件,实现配电装置场地和建筑物布置优化。例如,常规变电站为了减少电缆、提高抗干扰能力,在配电装置场地设置多个继电保护小室,而智能变电站中智能终端、合并单元的就地安装使保护测控装置与现场二次电缆大量减少,因此可根据现场情况减少继电保护小室的建筑面积、占地面积和数量。

由于光缆大量替代电缆,可缩小智能变电站内的电缆沟尺寸,减少敷设材料,实现电缆沟优化。

第二节 智能变电站继电保护技术特点

一、数字式保护装置与常规微机保护装置的主要区别

智能变电站采用数字式的新型继电保护装置,与常规微机保护装置相比,在保护原理、软件算法方面区别不大,在模拟量采样、开关量输入输出、对外通信接口方面有了全新的实现方式。数字式保护装置是微机保护的最新发展阶段。

由于数字式继电保护装置不再担负电流、电压模拟量的模数转换和开关量的强弱电转换隔离工作,在硬件配置上与常规微机保护装置有很大区别。通过对比图 1-3 和图 1-4 可见:

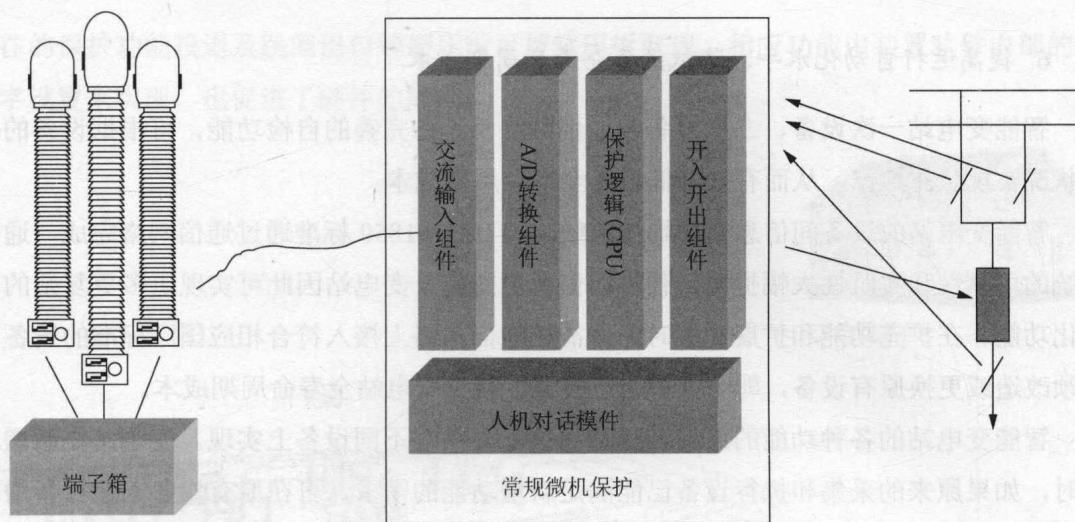


图 1-3 常规微机保护装置的结构图

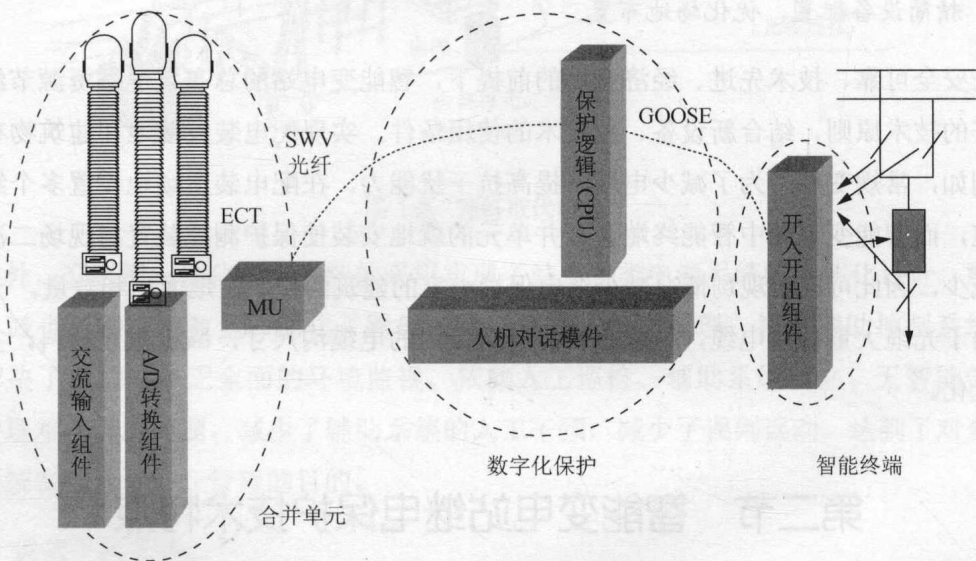


图 1-4 数字式保护装置的结构图

(1) 数字式保护装置没有了模拟量采集组件和 A/D 转换组件，取而代之的是光纤高速数据接口。模拟量采集和 A/D 转换由合并单元来完成。

(2) 数字式保护装置没有了开关量输入输出组件，开关量采集和断路器操作由智能终端来执行。

与常规微机保护装置相比，数字式保护装置减少了交流输入插件、开关量输入/输出插件、采样保持插件和信号插件，增加了过程层光口插件。数字式保护装置拥有更多的通信网络接口、更高的数据处理能力。另外，为了满足继电保护远程控制和监控系统顺序控



制操作的要求，数字式继电保护装置大幅减少了硬压板数量，原有的出口硬压板和功能投退硬压板均被软压板取代，以满足远方投退的需要。按照国家电网公司继电保护“六统一”（包括输入输出量、压板、端子、通信接口类型与数量、报告和定值）标准生产的数字式保护装置只保留了“检修投入”和“远方控制”两个硬压板。

软件方面，数字式保护装置与常规微机保护装置相比，在保护功能、原理上基本保持一致。除了具有常规微机保护装置的保护逻辑软件和人机接口软件外，数字式保护增加了SV采样值接收、GOOSE开关量收发的数据处理模块。为了适应合并单元、电子式互感器的应用，数字式保护进行了一些算法优化和容错，增加过程层通信的通道中断、丢帧、校验错、数据无效等异常状态的监测、告警及应对处理模块。

二、智能变电站继电保护装置技术特点

1. 采样方式

如图 1-5 所示，常规保护装置通过模拟量电缆直接接入常规电流互感器（TA）和电压互感器（TV）的二次侧电流和电压，保护装置自身完成对模拟量的采样和 A/D 模数转换。

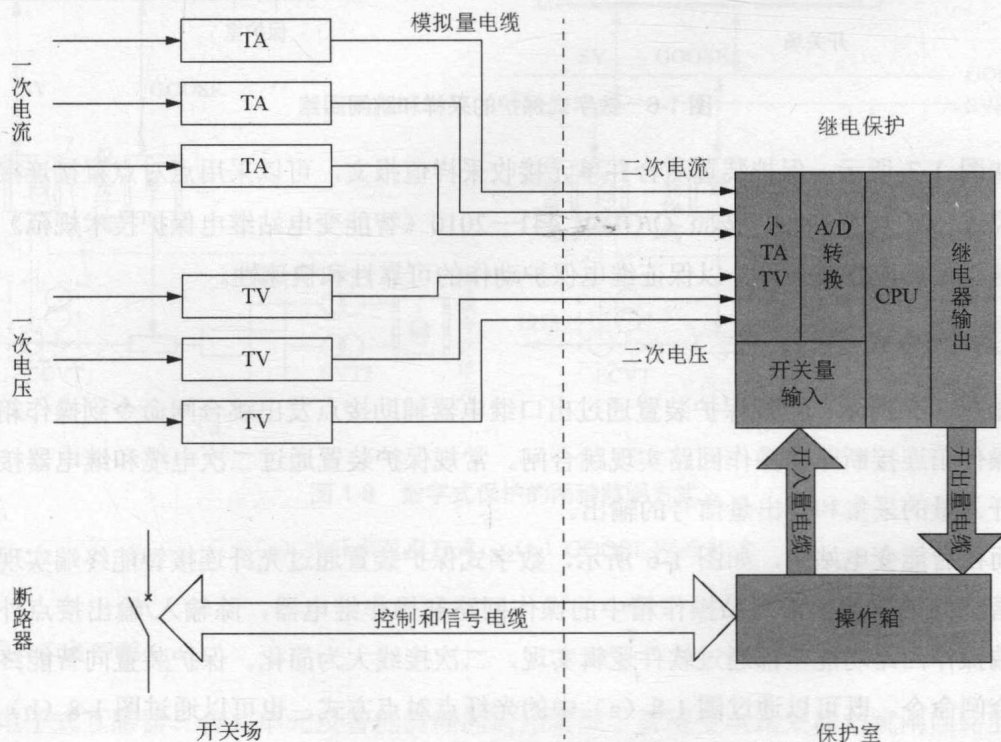


图 1-5 常规保护的采样和跳闸回路



而在智能变电站中，如图 1-6 所示，模拟量采样和 A/D 模数转换一般由电子式互感器或合并单元完成，数字式保护装置从合并单元处直接接收数字化采样值报文。

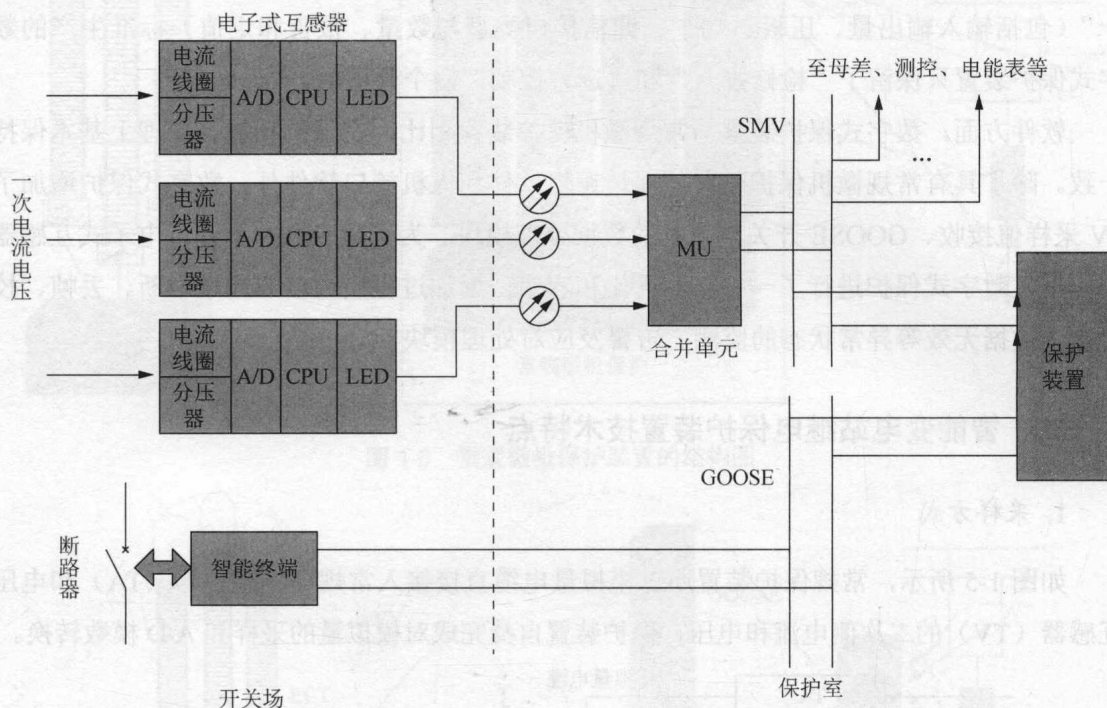


图 1-6 数字式保护的采样和跳闸回路

如图 1-7 所示，保护装置从合并单元接收采样值报文，可以采用点对点直接连接，也可以经过 SV 网络接收。按照 Q/GDW 441—2010《智能变电站继电保护技术规范》的要求，继电保护应直接采样，以保证继电保护动作的可靠性和快速性。

2. 跳闸方式

如图 1-5 所示，常规保护装置通过出口继电器辅助接点发出跳合闸命令到操作箱，然后由操作箱连接断路器操作回路实现跳合闸。常规保护装置通过二次电缆和继电器接点完成对开入量的采集和开出量信号的输出。

而在智能变电站中，如图 1-6 所示，数字式保护装置通过光纤连接智能终端实现跳合闸。智能终端取代了常规站操作箱中的操作回路和操作继电器，除输入/输出接点外，智能终端操作回路功能全部通过软件逻辑实现，二次接线大为简化。保护装置向智能终端发送跳合闸命令，既可以通过图 1-8 (a) 中的光纤点对点方式，也可以通过图 1-8 (b) 中 GOOSE 网络方式。考虑减少中间环节以提高保护动作跳闸的可靠性和快速性，Q/GDW 441—2010《智能变电站继电保护技术规范》规定，对于单间隔保护（如线路保护、母联保护）



应采用点对点方式直接跳闸，涉及多间隔的保护（如变压器保护、母线保护）宜直接跳闸。

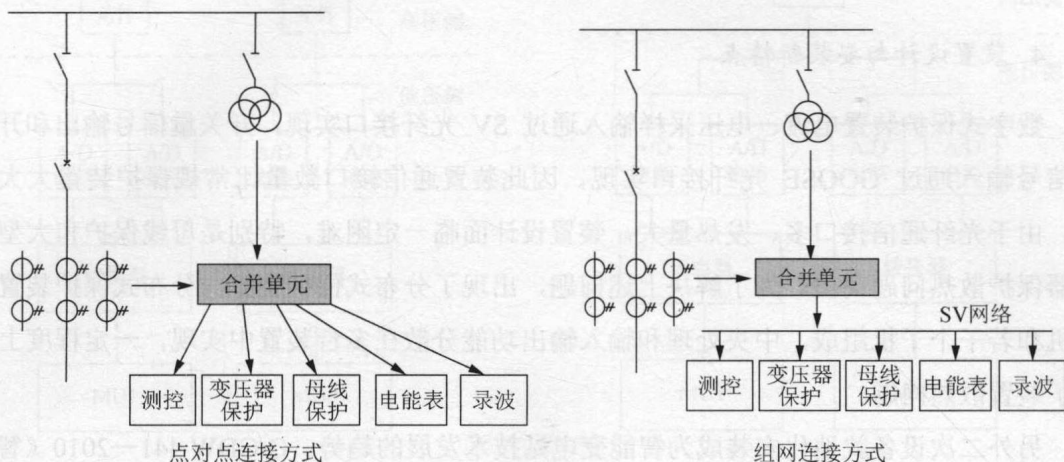


图 1-7 数字式保护的两种采样方式

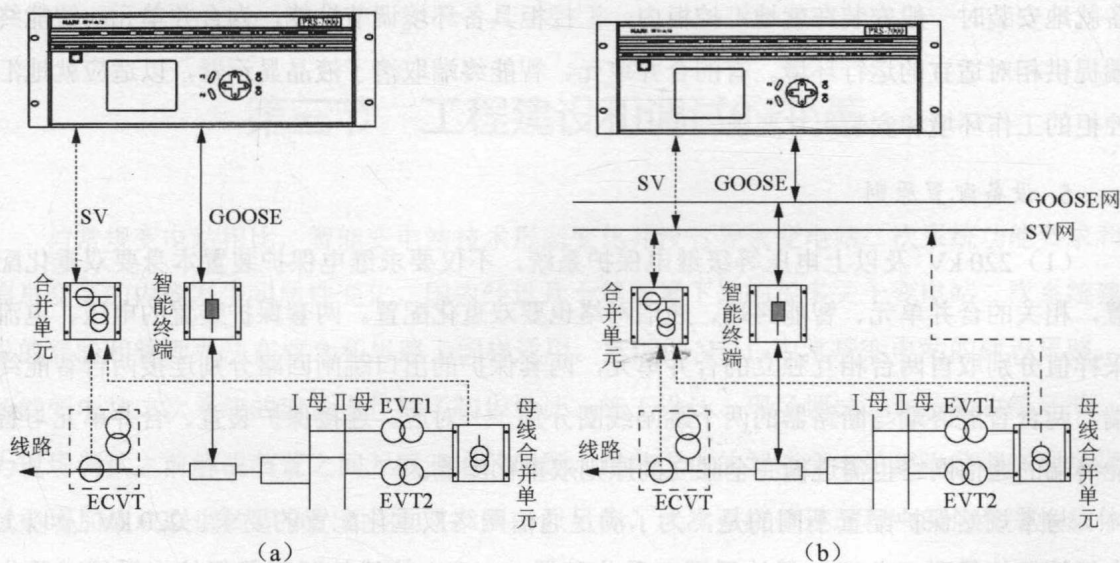


图 1-8 数字式保护的两种跳闸方式

(a) 光纤点对点方式；(b) GOOSE 网络方式

3. 二次回路

电子式互感器、合并单元及智能终端的应用实现了智能变电站采样与跳闸回路的数字化和网络化，常规变电站中的二次电缆、继电器接点被光纤、交换机网络代替，不仅克服



了常规变电站二次电缆回路接线复杂、抗干扰能力差等问题，还通过通信过程的不断自检实现了装置间二次回路的智能化监测，从而提高了变电站二次回路工作的可靠性。

4. 装置设计与安装新特点

数字式保护装置电流、电压采样输入通过 SV 光纤接口实现，开关量信号输出和开关量信号输入通过 GOOSE 光纤接口实现，因此装置通信接口数量比常规保护装置大大增加。由于光纤通信接口多、发热量大，装置设计面临一定困难，特别是母线保护和大型变压器保护散热问题突出。为了解决上述问题，出现了分布式保护装置。分布式保护装置由主机和若干个子机组成，中央处理和输入输出功能分散在多台装置中实现，一定程度上缓解了装置散热问题。

另外二次设备就地化安装成为智能变电站技术发展的趋势。Q/GDW 441—2010《智能变电站继电保护技术规范》提出保护装置宜独立分散、就地安装。当前智能变电站二次设备就地安装时一般安装在就地汇控柜内，汇控柜具备环境调节功能，为合并单元、智能终端提供相对适宜的运行环境。有的合并单元、智能终端取消了液晶显示器，以适应就地汇控柜的工作环境和安装尺寸要求。

5. 设备配置原则

(1) 220 kV 及以上电压等级继电保护系统，不仅要求继电保护装置本身要双重化配置，相关的合并单元、智能终端、通信网络也要双重化配置。两套保护装置的电压、电流采样值分别取自两台相互独立的合并单元，两套保护的出口跳闸回路分别连接两台智能终端，两台智能终端与断路器的两个跳闸线圈分别一一对应。连接保护装置、合并单元与智能终端的通信网络也需遵循完全独立的原则双重化配置。

与常规站保护配置不同的是，为了满足通信网络双重化配置的要求，220 kV 及以上电压等级的母联（分段）保护采用双重化配置，3/2 主接线的断路器保护也采用双重化配置。

(2) 采用电子式互感器的智能变电站，电子式互感器内应由两路独立的采样系统进行采集，每路采样系统应采用双 A/D 系统接入合并单元（MU），每个合并单元输出两路数字采样值由同一路通道进入一套保护装置，以满足双重化保护相互完全独立的要求。其结构如图 1-9、图 1-10 所示。

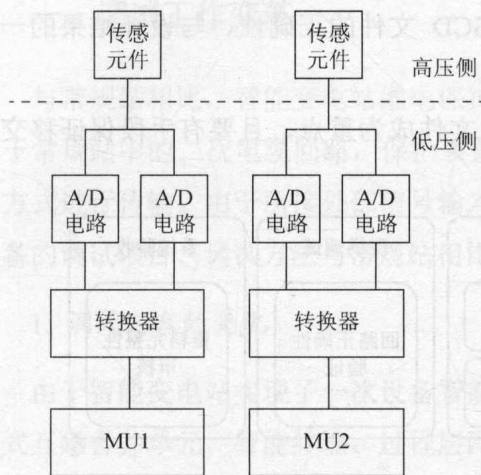


图 1-9 罗氏线圈电流互感器结构图

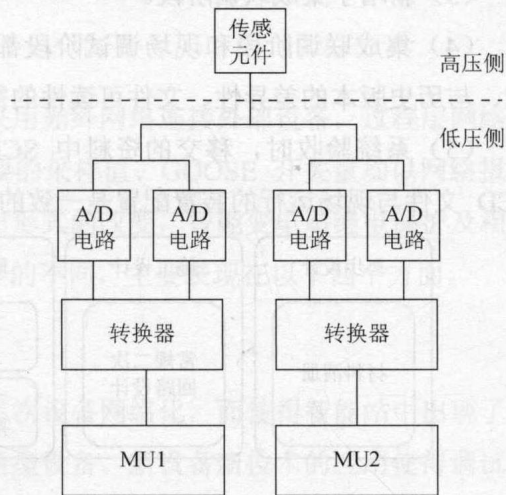


图 1-10 电子式电压互感器结构图

第三节 工程建设和调试的变革

与常规变电站相比，智能变电站技术形态变化并没有导致变电站二次系统功能要求和信息交互的内容发生实质性变化，国内经过几十年积累下来的很多关于变电站二次系统建设的经验和管理办法在概念和思路同样适用。延续图 1-11 中常规变电站的建设思路，智能变电站二次系统的建设也包括了初步设计、施工设计、现场调试、系统验收等环节。为现场调试之前解决装置之间互联互通的问题，目前国内的智能变电站建设普遍在现场调试前增加集成联调的环节，如图 1-12 所示。另外，二次系统建设过程中的信息交换载体由过去单纯的设计图纸变成了符合 IEC 61850 标准的 ICD、SCD、CID 配置文件，这就引起每个环节中的工作内容、输入/输出及深度要求发生了很大的变化，进而对每个环节工作方式方法及手段提出了新的要求。

对比常规变电站，智能变电站有如下新的要求：

(1) 施工设计需要依赖于符合标准的 ICD 文件。

(2) 设计人员在设计阶段能够进行虚端子设计，并且设计阶段应保证设计结果与 SCD 文件的一致性，同时还要保证整个调试过程中 SCD 版本与设计结果的同步更新。



(3) 新增了集成联调阶段。

(4) 集成联调阶段和现场调试阶段都有对 SCD 文件的正确性、与设计结果的一致性、与历史版本的差异性、文件可读性的需求。

(5) 系统验收时,移交的资料中 SCD 配置文件成为重点,且要有手段保证移交的 SCD 文件与现场运行的装置配置是一致的。

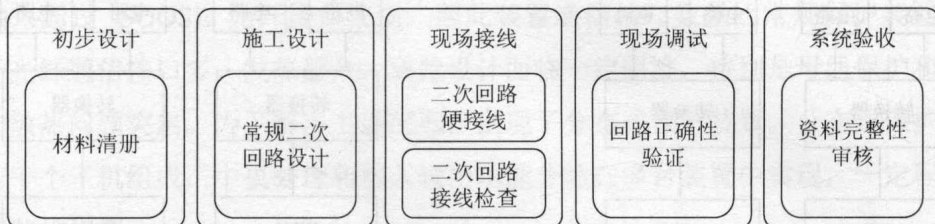


图 1-11 常规站建设过程中的业务活动

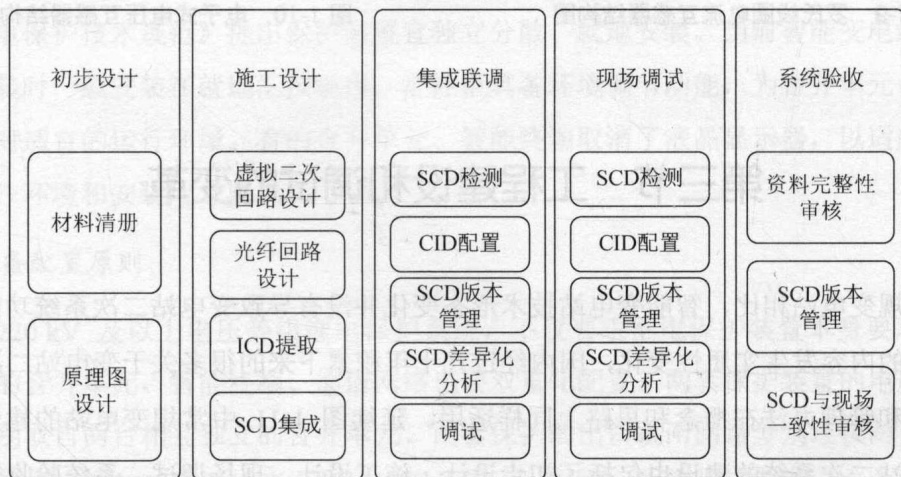


图 1-12 智能站建设过程中的业务活动

智能变电站二次系统集成过程以 SCD 文件为核心。从二次设备制造商生成 ICD 文件,到设计院开展二次系统设计完成回路图纸,基于 ICD 文件和回路设计生成 SCD 文件,再到系统联调、现场调试、系统验收等环节对 SCD 文件进行验证和完善,整个过程包括多个阶段,每个阶段都可能需要二次设备制造商、设计院、调试单位、系统集成商等多个角色参与,二次系统的建设过程是一个经过多个阶段,由多方参与、共同协作的复杂过程。

智能变电站一次设备智能化和二次设备网络化带来的变革,使得继电保护及相关设备的调试内容和要求与常规站相比有明显不同,本节系统总结了智能变电站二次设备调试工作的变化,以支持现场生产验收调试。