



普通高等教育“十二五”规划教材
电气工程及其自动化专业规划教材

电网监控技术

(厂站端)

张惠刚 主编



应用型



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS



普通高等教育“十二五”
电气工程及其自动化专业规划教材

电网监控技术

(厂站端)

主编 张惠刚
编写 施志晖 叶 强
主审 张建华 张永健



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

本书为普通高等教育“十二五”规划教材。

全套分为《电网监控技术（厂站端）》和《电网监控技术（主站端）》两册。本书为《电网监控技术（厂站端）》，主要介绍厂站端监控技术。全书共十章，主要包括厂站端监控技术概述、厂站遥测变送器、交流采样及其算法、厂站监控信息采集、厂站监控信息处理、厂站监控系统的遥控与遥调、厂站监控系统通信技术、厂站与主站之间的信息传输、智能变电站技术简介及 RCS-9700 变电站综合自动化监控系统简介等。

本书内容新颖、实践性强，适合作为普通高等学校电力工程、电力自动化专业的教材，也可供电力公司从事智能电网监控、运行、设计和维护的工程技术人员参考。

图书在版编目 (CIP) 数据

电网监控技术：厂站端/张惠刚主编. —北京：中国电力出版社，2013.7

普通高等教育“十二五”规划教材

ISBN 978-7-5123-4157-9

I. ①电... II. ①张... III. ①电力系统—监视控制—高等学校—教材 IV. ①TM734

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2013) 第 043393 号

中国电力出版社出版、发行

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

北京丰源印刷厂印刷

各地新华书店经售

*

2013 年 7 月第一版 2013 年 7 月北京第一次印刷

787 毫米×1092 毫米 16 开本 14.75 印张 358 千字

定价 28.00 元

敬告读者

本书封底贴有防伪标签，刮开涂层可查询真伪
本书如有印装质量问题，我社发行部负责退换

版 权 专 有 翻 印 必 究

前言

电网是电力系统中联系发电和用电设施与设备的统称,电网属于输送和分配电能的中间环节,主要由联结成网的输电线路、变电站、配电所和配电线路组成。电网监控技术就是保障电网安全、可靠、经济运行的各种监控技术,它体现在电网调度自动化系统,配电自动化系统,变电站自动化系统的设计、制造、安装、调试、运行和维护等方面。电子技术、计算机技术和通信与信息技术的发展,有力地推动了电网监控技术的发展,加快了电网监控技术的数字化、智能化的前进步伐。

本书为普通高等教育“十二五”规划教材,编写大纲经中国电力教育协会组织的专家审定。全套分为《电网监控技术(厂站端)》和《电网监控技术(主站端)》两册。《电网监控技术(厂站端)》介绍厂站端监控技术,《电网监控技术(主站端)》介绍主站端监控技术。

《电网监控技术(厂站端)》首先对电网调度自动化系统的整体做简要概述,以此明确电网监控技术的基本内容和要求。本书第一章厂站端监控技术概述,介绍厂站监控系统的功能、结构和组成;第二章厂站遥测变送器,介绍厂站遥测信息的测量技术;第三章交流采样及其算法,着重探讨交流采样及其算法;第四、第五章是厂站监控信息采集和厂站监控信息处理,分别介绍了厂站监控信息的主要采集方法和基本处理技术;第六章厂站监控系统的遥控与遥调,重点介绍了电力系统的遥控和遥调概念以及厂站遥控、遥调的应用技术;第七章厂站监控系统通信技术,用较大的篇幅介绍了目前厂站监控系统中采用的通信技术;第八章厂站与主站之间的信息传输,结合国内主流的远动规约,详细讨论了厂站与主站之间的数据传输问题;第九章智能变电站技术简介,对智能变电站技术做了专题研讨;第十章 RCS-9700 变电站综合自动化监控系统简介,通过实例比较全面地介绍了变电站综合自动化监控系统的组成部分、系统功能及其实现方案,使读者对变电站综合自动化监控系统有一个完整、深入的认识。

本书由南京工程学院张惠刚任主编并负责全书的统稿。绪论、第一~第七章以及第八章第一~第三节由张惠刚编写,第八章第四节以及第九章由南瑞继保电气有限公司施志晖编写,第十章由南瑞继保电气有限公司叶强编写。

非常感谢国网电力科学研究院南瑞科技股份有限公司、南瑞继保电气有限公司有关技术人员为本书提供了大量资料。

本书由华北电力大学张建华教授、上海电力学院张永健副教授主审,上海交通大学杨冠城教授对本书提出了宝贵的意见,在此谨向他们一并表示衷心的感谢。

由于新技术的不断发展,并限于作者水平,书中不足之处在所难免,恳请广大专家和读者批评指正。

张惠刚

2013年6月

目 录

前言

绪论	1
第一节 电能生产特点和电力系统运行基本要求	1
第二节 电力系统运行状态和电网调度自动化系统的作用	2
第三节 电网调度自动化的分层控制	5
第四节 电网调度自动化系统的功能和结构	6
第五节 电网调度自动化技术的发展	11
第一章 厂站端监控技术概述	14
第一节 厂站端监控系统的基本功能	16
第二节 厂站端监控系统的基本结构和组成	20
第三节 远动通信规约概述	27
第二章 厂站遥测变送器	34
第一节 交流电流/交流电压变送器	36
第二节 三相功率变送器	40
第三节 电能测量原理	47
第四节 温度变送器	49
第三章 交流采样及其算法	51
第一节 交流采样原理	51
第二节 交流采样时域算法	53
第三节 交流采样频域算法	61
第四节 交流采样硬件电路	66
第四章 厂站监控信息采集	70
第一节 遥测信息采集电路	70
第二节 遥信信息采集电路	76
第三节 实时时钟的建立和同步电路	80
第五章 厂站监控信息处理	84
第一节 遥测信息处理	84
第二节 遥信信息处理	89
第三节 电能信息处理	91
第六章 厂站监控系统的遥控与遥调	93
第一节 电力系统遥控	93
第二节 电力系统遥调	101
第三节 变电站电压与无功控制	106

第七章 厂站监控系统通信技术	113
第一节 数据通信概述	113
第二节 网络体系结构及 OSI 基本参考模型	118
第三节 现场总线技术	124
第四节 实时以太网通信技术	128
第五节 变电站通信网络系统	132
第八章 厂站与主站之间的信息传输	141
第一节 电力系统远动通信概述	141
第二节 差错控制与编译码	143
第三节 远动通信规约	151
第四节 IEC 61850 通信及建模标准	175
第九章 智能变电站技术简介	185
第一节 智能变电站概述	185
第二节 电子式互感器	189
第三节 智能变电站通信网络系统	196
第四节 智能一次设备	200
第十章 RCS-9700 变电站综合自动化监控系统简介	206
第一节 RCS-9700 变电站综合自动化系统概述	206
第二节 RCS-9700 变电站综合自动化系统后台监控	210
第三节 RCS-9700 变电站综合自动化系统测控装置	215
第四节 RCS-9700 变电站综合自动化系统远动通信装置	221
第五节 RCS-9700 变电站综合自动化系统网络设备	224
参考文献	229

绪 论

第一节 电能生产特点和电力系统运行基本要求

一、电能生产特点

当物质的正、负电荷分离后,即在其周围出现电场,电荷在电场中受到电场力的作用而移动做功的能力即为电能。电能是一种二次能源,同其他形式的能量相比,电能具有许多优点:电能可以方便地转化成其他形式的能量,如机械能、热能、光能、化学能等;电能的输送和分配也易于实现,它可以方便地输送到各工矿企业和生活场所;电能的应用很灵活,可以小量地使用,也可以大量地使用。因此,电能被日益广泛地用于工农业生产、交通运输业以及人民的物质和文化生活中。以电能作为动力,可以促进工农业生产的现代化,保证产品的质量,提高劳动生产效率。在现代信息化社会中,电能发挥着许多不可替代的作用。

电能不仅是使用方便的能源,也是清洁的能源、环保的能源。世界各国都尽可能地将各种能源转换为电能后再使用。将江河流水的机械能经水电站的水轮发电机组转换为电能,将煤炭、石油、天然气等矿物燃料的化学能经火电厂的锅炉、汽轮发电机组转换为电能,将核能经核电厂的核反应堆和汽轮发电机组转换为电能,将风能经风力发电机组转换为电能,将太阳能经光伏电板转换为电能等。

随着国民经济的发展和人民生活水平的提高,人们对电能生产的需求不断增长,因而发电设备的装机容量不断增大,电力系统也从孤立的电网逐步发展成联合电力系统。截至2011年底,我国装机容量达到105 576万kW,年用电量达到46 928亿kWh,电网从地区级发展到省级,通过省级联网形成了跨省区域性电网,并逐步形成了全国联网。

电力系统是由电能的生产、输送、分配和消费各个环节构成的一个整体。它与其他工业系统相比,具有如下特点。

(1) 电能不能大量存储。电能的生产、输送、分配和用户用电过程是同时进行的,电力系统中任何时刻各发电厂、各蓄能电站和各种分布式发电设备产生的功率必须等于该时刻各用电设备所需的功率与输送、分配各环节中损耗的功率之和。因而,对电能生产的协调和管理提出了很高的要求。

(2) 电磁过程的快速性。电能是以光速进行传送的,电力系统中任何一处运行状态的改变或故障,都会很快地影响到与之相连的系统,仅依靠人工操作是无法保证电力系统的正常和稳定运行的。所以,电力系统的运行必须依靠能够对信息就地处理的继电保护和自动装置,以及能够对信息进行全局处理的电网调度自动化系统。

(3) 电能质量要求严格。电能的质量主要反映在电压水平和频率波动两个方面。我国规定了系列电网电压的标称值及其变化范围,也规定了频率允许的波动范围。电力系统正常运行时,电压和频率必须在这个规定的允许范围内变化。

(4) 与国民经济的各部门及人们的日常生活密切联系。供电的突然中断会威胁生产过程中人身和设备的安全,会影响正常的生产和生活,甚至会产生严重的后果。

二、电力系统运行基本要求

为了充分发挥电力系统的功能和作用,电力系统运行需要满足以下基本要求。

(1) 保证安全可靠地供电。在正常情况下,电力系统能满足用户的用电需求;在系统输出功率不足的情况下,保证重要负荷的供电。电力系统必须具有经受一定程度干扰和事故的能力,能够保证安全可靠供电,在严重事故下,能尽量避免事故的扩大,发生事故后能迅速恢复供电。

(2) 保证合格的电能质量。电能质量两个最主要的指标是频率和电压。频率是全系统统一的运行参数,当系统总输出功率与总负荷不平衡时,系统的频率就会发生变化。因此,电力系统运行的一项重要任务就是要根据系统输出功率和负荷的变化,对系统的频率进行监视和控制。

(3) 要有良好的经济性。实行以最小发电成本或最少燃料消耗为目的的经济运行,合理分配系统内并列运行的发电机组输出功率。

(4) 满足环境保护和生态条件的要求。控制火电厂排放的烟气物质的成分、温度和扩散速度,冷却水排水的温度和流速。控制核电厂放射性污染。考虑输电线路、变压器对周围环境的影响。

(5) 合理使用燃料和其他资源。在电力系统中,应根据国家的能源政策和燃料供应、运输条件、价格等因素,综合考虑和协调全系统燃料的使用,积极鼓励使用清洁能源的电厂和电站多发电。

要实现这些基本要求,除了提高电力设备的可靠性,配备足够的备用容量,提高运行人员的素质,采用继电保护和自动装置等外,电网调度自动化系统已成为不可或缺的环节。

第二节 电力系统运行状态和电网调度自动化系统的作用

一、电力系统运行状态

电力系统调度控制的内容与电力系统的运行状态是密切相关的。电力系统的各种运行状态及其相互间的转变关系如图 0-1 所示。

(1) 正常运行状态。在正常运行状态下,电力系统中总的有功输出功率和无功输出功率能满足负荷对有功和无功的需求;电力系统的频率和各母线电压均在正常运行的允许范围内波动;各电源设备和输变电设备也均在额定范围内运行;系统内的发电设备和输变电设备均有足够的备用容量。此时,系统不仅能以电压和频率质量均合格的电能满足负荷用电的需求,而且还具有适当的安全储备,能承受正常的干扰(如断开一条线路或停止一台发电机组)而不致造成不良的后果(如设备过载等)。在正常的干扰下,系统能转移到另一个新的正常运行状态。电网调度自动化系统的任务就是尽量使系统维持在正常运行状态。

在正常运行状态下,由于电力系统负荷的变化,电网调度自动化系统的主要任务就是使得整个系统的输出功率和负荷的需求相适应,以保证电能的频率质量。同时,还应在保证安全运行的条件下,实现电力系统的经济运行。

(2) 警戒状态。在正常状态下,由于一系列干扰的积累,使电力系统总的安全水平逐渐降低,以致进入警戒状态。在警戒状态下,虽然电压、频率都在允许范围内波动,但系统的

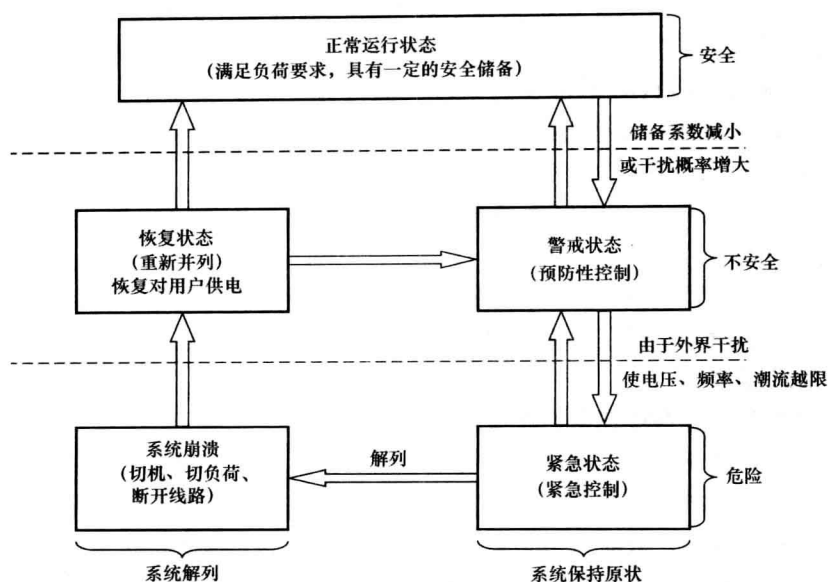


图 0-1 电力系统的各种运行状态及其相互间的转变关系

安全裕度降低了, 因而削弱了对于外界干扰的抵抗能力。当系统发生一些不可预测的干扰或负荷增长到一定程度时, 就可能使电压、频率的偏差超过允许范围, 某些设备发生过载, 使系统的安全运行受到威胁。

电网调度自动化系统要随时监测系统的运行状态, 并通过静态安全分析、动态安全分析对系统的安全水平作出评价。当系统处于警戒状态时, 调度人员应及时采取预防性控制措施(如增加发电机的输出功率、调整负荷、改变运行方式等), 使系统尽快地恢复到正常状态。

(3) 紧急状态。若系统处于警戒状态时, 调度人员没有及时采取有效的预防性措施, 一旦出现足够严重的干扰(如发生短路故障, 或一台大容量发电机组退出运行等情况), 系统就可能从警戒状态进入紧急状态。此时可能有某些线路的潮流或某些主变压器、发电机的负荷超过极限值, 以致系统的电压或频率超过或低于允许值。

在这种情况下, 电网调度自动化系统就担负着特别重要的任务, 它向调度人员发出一系列的告警信号, 调度人员根据监视屏幕或调度模拟屏的显示, 掌握系统的全局运行情况, 以便及时采取正确而且有效的紧急控制措施, 仍有可能使系统恢复到警戒状态, 进而再恢复到正常状态。

(4) 系统崩溃。在紧急状态下, 如果没有及时采取适当的控制措施, 或者措施不够有效, 或者因为干扰及其产生的连锁反应十分严重, 则系统可能失去稳定, 并解列成几个小系统。此时, 由于系统输出功率和负荷间的不平衡, 不得不大量切除负荷及发电机组, 从而导致系统的崩溃。

(5) 恢复状态。系统崩溃后, 整个电力系统可能已解列为几个小系统, 并造成用户大面积的停电和许多发电机组的紧急停机。此时, 要采取各种手段恢复发电机组的输出功率, 逐步对用户恢复供电, 使解列的小系统逐步并列运行, 并使电力系统恢复到警戒状态或正常状态。在这个过程中, 电网调度自动化系统也是调度人员恢复电力系统运行的重要手段。

在电力系统发生故障等大干扰的情况下,需要依靠继电保护等装置的快速反应,及时切除故障的线路或元件;按频率自动减负荷装置是防止系统频率崩溃的基本措施,这些装置都是电力系统稳定运行必不可少的手段。但以现代电力系统的运行要求来看,仅依靠这些手段还不能保证电力系统的安全、优质、经济运行,因为这些装置往往都是根据局部的、事后的信息来处理电力系统的故障,而不能以全局的、事先的信息来预测、分析系统的运行状态和处理系统中出现的各种情况,所以电网调度自动化系统有着它独特的不可取代的作用。

继电保护、安全自动装置、安全稳定控制系统、电网调度自动化系统和电力专用通信系统等现代化技术手段,是保证电力系统安全、优质、经济运行的五大支柱,是现代电力系统运行必不可少的手段。

二、电网调度自动化系统在电力系统中的作用和地位

电力系统运行的可靠性及其电能质量与电网调度自动化系统的水平密切相关。电力系统是一个庞大而复杂的系统,电能的生产、输送及分配是在一个辽阔的区域内进行的,再考虑到电磁过程本身的快速性,故对电力系统的自动化系统提出了非常高的要求。

电力系统的自动化系统由两部分组成:信息就地处理自动化系统和信息集中处理自动化系统(电网调度自动化系统)。

信息就地处理自动化系统具有对电力系统的情况作出快速反应的特点。如高压输电线路上发生短路故障时,继电保护快速而及时地切除故障,保证系统稳定;同步发电机的励磁自动调节系统,在电力系统正常运行时可以保持系统的电压质量和无功输出功率的平衡,可以提高系统的稳定水平;按频率自动减负荷装置能在电力系统出现严重的有功缺额时,快速切除一些较为次要的负荷,以免造成系统频率的崩溃。但由于其获得的信息有局限性,因而不能以全局的角度来处理问题。如频率及有功功率自动调节装置,虽然可以跟踪负荷的变化但不能实现有功输出功率的经济分配。另外,信息就地处理自动装置一般只能“事后”处理出现的事件,而不能“事先”从全局的角度对系统的安全性做出全面而精确的评价,因而有其局限性。

电网调度自动化系统可以通过设置在各发电厂和变电站的远动终端(RTU)或厂站自动化系统采集电网运行的实时信息,通过信道传输到设置在调度中心的主站(MS),主站根据收集到的全网信息,对电网的运行状态进行安全性分析、负荷预测以及自动发电控制、经济调度控制等。当系统发生故障时,继电保护装置动作切除故障线路后,电网调度自动化系统便可将继电保护和断路器的动作状态采集后送到调度员的监视器屏幕和调度模拟屏显示器上。调度员在获取这些信息后可以掌握故障的状况,并采取相应的措施使电网恢复供电。但是由于信息的采集、传输需要一定的时间,所以目前当系统发生故障时,还不能依靠电网调度自动化系统来切除故障。

信息就地处理系统和信息集中处理系统各有其特点,互相补充而不能替代。随着微机保护、厂站自动化等技术的发展,两个信息处理系统之间的相互联系更加紧密。如微机保护的定值可以远方设置,并随着系统运行状态的改变,可以使保护的整定值总是处于最佳状态。可以预料,随着计算机技术和通信技术的发展,电力系统的自动化技术将发展到一个崭新的水平。

第三节 电网调度自动化的分层控制

电力系统是一个规模十分庞大、地域分布辽阔的复杂系统，电力系统运行的特点和要求决定了需要通过调度自动化系统实施对系统的运行监视和控制。随着我国电力发展步伐的不断加快，电网也得到迅速发展，电网系统运行电压等级不断提高，网络规模也不断扩大，全国已经形成了东北电网、华北电网、华中电网、华东电网、西北电网和南方电网 6 个跨省的大型区域电网，以及一些相对独立的省网，大电网之间通过联络线进行能量交换。对于如此庞大的电网，必须实行分级控制和管理。我国电力系统的调度控制和管理分为五级，即国家电网调度控制中心、大区电网调度控制中心、省级电网调度控制中心、地（市）级电网调度控制中心和县级电网调度控制中心。我国电网分层控制的示意图如图 0-2 所示。

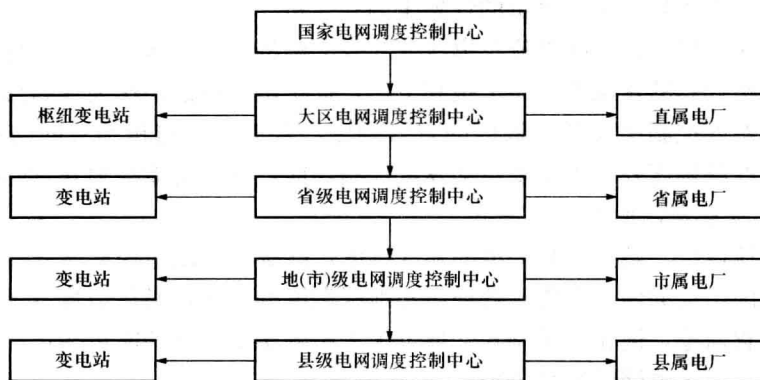


图 0-2 我国电网分层控制的示意图

电网调度实行分层管理，各层次电网调度控制中心的调度自动化系统实行信息分层采集，逐级上传，按层次逐级下达命令，保证电力系统安全、经济、高质量地运行。

1. 国家电网调度自动化系统

国家电网调度自动化系统通过计算机数据通信与各大区电网调度控制中心相连，协调、确定大区电网间的联络线潮流和运行方式，监视、统计和分析全国电网运行情况。其功能包括：

(1) 在线收集各大区电网和有关省网的信息，监视大区电网的重要测点工况及全国电网运行情况，并作出统计分析、生产报表。

(2) 进行大区互联系统的潮流、稳定、短路电流及经济运行分析计算，通过计算机数据通信，校核分析计算的正确性，并向下传送。

(3) 处理所收集的有关信息，作中长期安全、经济运行分析，并提出对策。

2. 大区电网调度自动化系统

大区电网调度自动化系统按统一调度、分级管理的原则，负责超高压电网的安全运行，并按规定的发用电计划及监控原则进行管理，提高电能质量和经济运行水平。其功能包括：

(1) 实现电网的数据采集和监控、经济调度以及安全分析。

(2) 进行负荷预测、制订开停机计划和水火电经济调度的日分配计划、闭环或开环地指

导自动发电控制。

(3) 省(市)间和有关大区电网供受电量的计划编制和分析。

(4) 进行潮流、稳定、短路电流及离线或在线的经济运行分析计算,通过计算机数据通信,校核各种分析计算的正确性,并上报和下传。

3. 省级电网调度自动化系统

省级电网调度自动化系统负责省网的安全运行,并按规定的发电计划及监控原则进行管理,提高电能质量和电网的经济运行水平。独立省网或在大区电网内作为一个独立控制区域,与相邻省网实行联络线控制的省级调度。省级电网调度自动化水平的功能包括:

(1) 实现电网的数据采集和监控、经济调度以及安全分析。

(2) 进行负荷预测、制订开停机计划和水火电经济调度的日分配计划、闭环或开环地指导自动发电控制。

(3) 地区间和有关省网供受电量的计划编制和分析。

(4) 进行潮流、稳定、短路电流及离线或在线的经济运行分析计算,通过计算机数据通信,校核各种分析计算的正确性,并上报和下传,提供给运行部门作为计划编制的依据。

由大区电网调度控制中心统一调度的省级调度,若不存在与相邻省网的联络线控制问题,则除离线的经济调度外,不需要自动发电控制功能,其余功能与独立省网的功能相同。

4. 地(市)级电网调度自动化系统

对容量大、地域广、站点多且分散的地区调度,除少量直接监控的站点外,宜采用由若干个监控站将周围站点的信息汇集、处理后送地区调度的方式,避免信息过于集中,处理困难,并有利于节省通道,简化远动制式,促进无人站的实施。其功能包括:

(1) 实现所辖地区电网的安全监控。

(2) 对所辖电网有关站点(直接站点和集控站点)的开关进行远方操作,调节变压器的分接头和投切电力电容器等。

(3) 用电负荷管理和自动投切。

5. 县级电网调度自动化系统

按照县网容量和厂站数量,县级电网调度所可以分为超大型、大型、中型和小型四个等级。县级电网调度自动化系统主要功能包括数据采集、安全监控、功率总加、电能总加、汉字制表打印、汉字 CRT 显示及操作、模拟屏显示和数据转发。负荷管理对县级调度较为重要,应在调度自动化系统中实现。

大区电网调度、省级调度、地(市)级调度和县级调度都必须具有向上级调度传送本地区信息或转送上级调度所辖厂站有关信息的功能。总之,采用分层控制后,大大减少了信息传输量,从而减轻了上级调度中心的负担,使系统的响应速度和可靠性得到提高。此外,降低了调度自动化系统的设备投资,增强了系统的可扩展性。

第四节 电网调度自动化系统的功能和结构

电网调度自动化系统的功能必须与其调度的功能相适应。由于各级调度的职责不同,因而对其调度自动化系统的功能要求也就不一样。此外,电网调度自动化系统的功能也有层次差别,其高级功能都是建立在某些基础功能之上的。随着电网调度自动化水平的不断提高,

电网调度自动化系统的功能更加丰富，以适应电网智能化运行的要求。

一、数据采集和监视控制 (SCADA) 功能

数据采集和监视控制 (supervisory control and data acquisition, SCADA) 功能简称 SCADA 功能，是电网调度自动化系统的基础功能，也是地（市）级或县级电网调度自动化系统的主要功能。监视是指对电力系统运行信息的采集、处理、显示、告警和打印，也包括对异常或事故的自动识别。控制是指通过人机联系工具，对断路器、隔离开关、静电电容器组等设备进行远方操作的开环性控制。SCADA 功能为自动发电控制、经济运行、安全分析等高层功能提供实时数据和各种实用性支持程序。SCADA 功能主要包括以下几方面：

(1) 数据采集。调度中心控制系统（简称主站）通过远动通道定期对远程的发电厂和变电站（简称厂站）内的远动终端进行数据的采集、检错和纠错处理。数据采集涉及主站与厂站远动终端之间按远动通信标准进行的信息传输，信息传输的通信控制。主站采集的信息包括模拟量、状态量、脉冲量、数字量等，厂站获得的信息包括主站控制电网运行的命令信息以及厂站自动化设备运行的参数信息。

(2) 数据预处理。主站对厂站所送数据进行预处理，包括测量量的处理、状态量的处理、数据计算和监视点状态标记。

(3) 安全监视和告警处理。电力系统运行参数和设备状态的实时显示，以及参数越限和状态变化的报警处理是监控系统识别电力系统运行状态的主要方法。采用丰富的人机联系工具展现电网运行的各类信息，对大部分测量量和计算数据进行越限判别，对电力系统的参数越限、断路器事故跳闸、监控系统或通信系统故障等进行报警处理，对断路器跳闸所引起的失电元件进行画面显示颜色的改变等处理，由人工智能软件依据采集到的信息进行故障判断和定位。

(4) 气象信息的接收和处理。雨、雪、风、雷电、温度、湿度、阴晴等气象变化对电力系统的负荷变化有重要影响，并可构成电力系统安全运行的潜在威胁，气象信息的接收和处理有利于对电力系统的运行方式及控制调节发挥积极的作用。

(5) 制表打印。制表打印的种类主要有定时的统计报表、调度运行的召唤打印，以及报警信息、故障过程记录、调度操作记录等的随机打印。

(6) 人工远程操作。调度员可通过人机联系工具对厂站主要设备进行远方操作，如分合隔离开关、断路器，投切负荷或补偿元件，开停发电机组等。

(7) 故障过程信息记录。为了分析发生事故的原因以及事故的发展过程，并从中吸取教训，需要对电力系统事故发生和发展过程中各种设备的动作和运行参数的变化进行记录，记录结果可显示和打印，供事后分析。其中包括事件顺序记录 (sequence of event, SOE)、事故追忆记录和故障波形记录。

(8) 统计计算。电力系统运行参数和事件的统计计算分为单项数据统计（最大值、最小值、平均值、积分值、合格率等），多项数据统计（全网总功率、水火电发电量、地区用电量等），事件统计（正常操作、异常事故、参数越限、监控系统异常等）。

(9) 计算机网络数据交换。指各级调度中心之间以及调度中心与厂站之间通过计算机网络进行的与调度业务有关的数据交换，如实时数据、统计报表、操作命令、资料文件、数字化图像和语音信息等。

(10) 人机联系。指人和计算机之间的联系。在电网调度自动化系统中，有很多操作员

与计算机之间交换信息的输入和输出设备,包括操作员控制台打印机、控制台终端、程序员终端、一般打印机、交互型调度控制台、远方操作台、调度员工作站、调度模拟屏以及计算机驱动的各类输入、输出设备。

(11) 数据管理。指对数据进行读写、修改、显示和增删的管理,所有数据都由数据库管理系统统一管理。数据库包括实时数据库和历史数据库。

二、自动发电控制和经济调度控制 (AGC/EDC) 功能

1. 自动发电控制

自动发电控制 (automatic generation control, AGC) 功能是以 SCADA 功能为基础而实现的功能,一般写成 SCADA/AGC。自动发电控制是为了实现下列目标:

(1) 对于独立运行的省网或大区统一电网, AGC 功能的目标是自动控制网内各发电机组的输出功率,保持电网频率为额定值。

(2) 对跨省的互联电网、各控制区域 (相当于省网), AGC 功能的目标是既要求承担互联电网的部分调频任务,以共同保持电网频率为规定值,又要保持其联络线交换功率为规定值,即采用联络线偏移控制的方式。在这种情况下,大区电网调度、省级调度都要承担 AGC 任务。

2. 经济调度控制

与 AGC 功能相配套的在线经济调度控制 (economic dispatching control, EDC) 功能是电网调度自动化系统的一项重要功能。AGC 功能主要是为了保证电网频率质量,而 EDC 功能则是为了提高电网运行的经济性。

在给定的电力系统运行方式中,在保证频率质量的条件下,以全系统的运行成本最低为目标,将有功负荷需求分配于各可控机组,并在调度过程中考虑安全可靠运行的约束条件。

EDC 通常与 AGC 相配合进行。当系统在 AGC 下运行较长时间后,就可能会偏离最佳运行状态,这就需要按一定的周期 (通常可以设定为 5~10min) 启动 EDC 程序重新分配机组的输出功率,以维持电网运行的经济性,并恢复调频机组的调节范围。

三、高级应用软件 (PAS) 功能

为了实现对电网的运行控制,确保电网安全可靠运行,除了需要对电网实现 SCADA、AGC/EDC 功能外,还需对电网实现状态估计、安全分析、计算、管理、控制和调度员模拟培训等一系列的高级功能。SCADA、AGC/EDC 在上面已作介绍,下面只简单介绍能量管理系统 (energy management system, EMS) 中的一些主要功能。

1. 状态估计 (state estimation, SE)

根据有冗余的测量值对实际网络的状态进行估计,得出电力系统状态的准确信息,并产生电网的可靠的数据集。

2. 安全分析 (security analysis, SA)

安全分析可以分为静态安全分析和动态安全分析两类。

(1) 静态安全分析。正常运行的电网常常存在着许多潜在危险因素,静态安全分析就是对电网的一组可能发生的事故进行假想的在线计算机分析,校核假想事故后电力系统稳定运行方式的安全性,从而判断当前的运行状态是否有足够的安全储备。当发现当前的运行方式安全储备不够时,就要修改运行方式,使系统在具有足够的安全储备方式下运行。

(2) 动态安全分析。动态安全分析就是校核电力系统是否会因为一个突然发生的事故而

失去稳定。校核假想事故后电力系统能否保持稳定运行的稳定计算。由于精确计算工作量大，难以满足实时预防性控制的实时性要求，因此人们一直在探索一种快速而可靠的稳定判别方法。

3. 调度员模拟培训 (dispatcher training simulator, DTS)

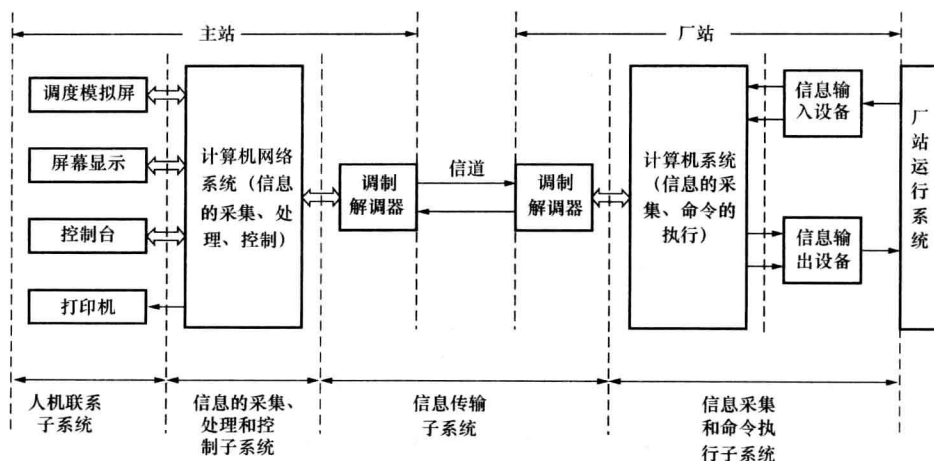
调度员模拟培训系统的主要作用如下：

- (1) 使调度员熟悉本系统的运行特点，熟悉控制系统设备和电力系统应用软件的使用。
- (2) 培养调度员处理紧急事件的能力。
- (3) 试验和评价新的运行方法和控制方法。

电网调度自动化系统的功能是随着电力系统发展的需要和计算机技术及通信技术提供的可能而变化的，电网调度自动化技术的发展可以使电网运行的安全性和经济性达到更高的水平。

四、电网调度自动化系统的结构

以计算机为核心的电网调度自动化系统的基本结构如图 0-3 所示。电网调度自动化系统按其功能可以分为如下四个子系统。



1. 信息采集和命令执行子系统

信息采集和命令执行子系统是指设置在发电厂和变电站中的远动终端（包括变送器屏、遥控执行屏等）或厂站自动化系统的监控部分。

远动终端或厂站自动化系统的监控部分与主站配合可以实现遥测、遥信、遥控和遥调功能。远动终端或厂站自动化系统的监控部分在遥测方面的主要功能是采集并传送电力系统运行的实时参数，如发电机输出功率、母线电压、系统中的潮流、有功负荷和无功负荷、线路电流、电能量等；远动终端或厂站自动化系统的监控部分在遥信方面的主要功能是采集并传送电力系统中继电保护的動作信息、断路器的状态信息等；远动终端或厂站自动化系统的监控部分在遥控方面的主要功能是接收并执行调度员从主站发送的命令，并完成对断路器的分闸或合闸操作；远动终端或厂站自动化系统的监控部分在遥调方面的主要功能是接收并执行调度员或主站计算机发送的遥调命令，调整发电机的有功输出功率或无功输出功率。

2. 信息传输子系统

信息传输子系统完成主站与厂站之间实时信息的传输,是电网调度自动化系统的一个重要子系统。按其信道的制式不同,信息传输子系统可分为模拟传输系统和数字传输系统。

对于模拟传输系统(其信道采用电力线载波机、模拟微波机等),远动终端输出的数字信号必须经过调制(数字调频、数字调相)后才能传输。模拟传输系统的质量指标可用其衰减—频率特性、相移—频率特性、信噪比等来反映,它们都将影响到远动数据的误码率。

对于数字传输系统(其信道采用数字微波、数字光纤等),低速的远动数据必须经过数字复接设备,才能接到高速的数字信道。随着通信技术的发展,数字传输系统所占的比重将不断增加,信号传输的质量也将不断地提高。

3. 信息的收集、处理和控制系统

大型电力系统往往跨几个省,具有许多发电厂和变电站,为了实现对整个电网的监视和控制,需要收集分散在各个发电厂和变电站的实时信息,对这些信息进行分析 and 处理,并将分析和处理的结果显示给调度员或形成输出命令对系统进行控制。

电力系统运行控制的各种高级控制功能需要通过该子系统来实现。信息的收集、处理和控制系统都是由计算机网络系统组成的。

4. 人机联系子系统

电网调度自动化技术的发展并没有使人的作用有所削弱,恰恰相反,高度自动化技术的发展要求调度人员在先进的自动化系统的协助下,充分、深入和及时地掌握电力系统实时运行状态,作出正确的决策和采取相应的措施,使电力系统能够更加安全、经济地运行。为了有效地达到上述目的,应使电力系统及其控制设备(调度自动化系统)与运行人员构成一个整体。从电力系统收集到的信息经过计算机加工处理后,通过各种显示装置反馈给运行人员,运行人员根据这些信息作出决策,再通过键盘、鼠标等操作手段对电力系统进行控制,这就是人机联系,系统越复杂、规模越大,对人机联系子系统的要求也就越高。

人机联系子系统的常用设备一般包括 CRT 显示器、调度模拟屏、键盘和鼠标、有声报警、指标打印设备、屏幕复制设备、记录型仪表等。

第五节 电网调度自动化技术的发展

随着电力系统的快速发展,系统装机容量不断增加,输电电压等级不断升高,电网的覆盖范围不断扩大,对电网运行管理手段的要求越来越高,电网调度自动化技术正随着电网的发展而发展,逐步实现电网调度的智能化。

一、早期阶段

早期的电能生产往往以孤立电厂的方式运行,即一个城市建立一个电厂,对该城市及其周边地区供电,这种电网的结构很简单,管理也比较方便。

孤立电厂供电的可靠性很差,随着工业技术的发展和电能需求的不断增长,孤立电厂供电方式已不能满足工农业生产各方面的要求,必须进行联网运行,为了协调各电厂的运行,成立了电网调度所。早期只能依靠电话来进行调度指挥,正常运行时依靠电话来查询各电厂的输出功率和各地区的负荷。随着电力系统日益发展,厂站数量迅速增加,仅靠电话无法及时进行调度控制,特别是在系统故障时还可能延长事故处理时间,甚至扩大事故。电话