

调度自动化岗位 培训教材

浙江省电力公司 组编



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

调度自动化岗位 培训教材

浙江省电力公司 组编



中国电力出版社

CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

本书系统介绍了调度自动化岗位主要涉及的专业技术知识,内容包括调度自动化系统概述、电力系统基础知识、厂站自动化系统、计算机基础、传输通道与通信规约、电力调度数据网络、电力二次系统安全防护及等级保护、能量管理系统应用程序接口、能量管理系统平台、电网高级应用软件、AGC 和 AVC、调度员培训仿真系统、电能量采集系统、辅助系统。全书力求结合生产实际与岗位需求,并充分反映电力系统最新发展成果。

本书可作为电网调度自动化运行维护人员、调试检修人员的岗位培训及专业培训用书,也可作为相关专业人员及大中专学生的参考用书。

图书在版编目(CIP)数据

调度自动化岗位培训教材/浙江省电力公司组编. —北京:
中国电力出版社, 2013. 3

ISBN 978 - 7 - 5123 - 4121 - 0

I. ①调… II. ①浙… III. ①电力系统调度—调度自动化系
统—岗位培训—教材 IV. ①TM734

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2013) 第 043240 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](http://www.cepp.sgcc.com.cn))

汇鑫印务有限公司印刷

各地新华书店经售

*

2013 年 6 月第一版 2013 年 6 月北京第一次印刷

787 毫米×1092 毫米 16 开本 24.25 印张 575 千字

印数 0001—3000 册 定价 75.00 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

本书编委会

编委会主任 李继红

副主任 李颖毅 郑新伟 吴秋晗

主 编 蒋正威

副 主 编 王文廷 陈利跃

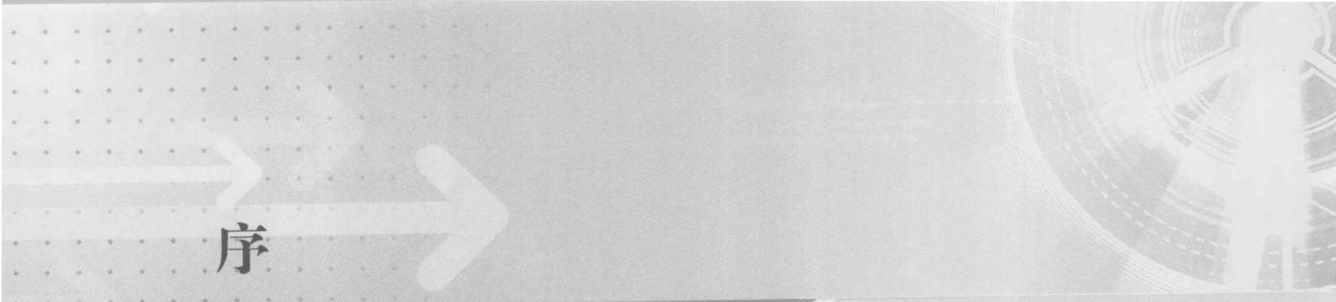
编 委 (按姓氏笔画排序)

王康元 方 磊 叶海明 吕育青 刘华蕾 汤陈芳

严红滨 李 伟 余立人 汪红利 张永军 张海梁

张锋明 陈于佑 洪道鉴 徐红泉 徐奇锋 郭瑞鹏

黄红艳 戚 军 斯 艳 程 平 熊佩华 魏路平

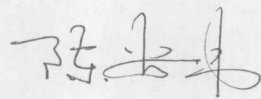


序

调度自动化是一个涉及多学科的综合领域，它和电力系统的运行与控制密切相关，又紧跟计算机技术、信息技术和通信技术的最新发展。近年来坚强智能电网建设的快速推进，又为调度自动化系统应用和专业的发展开辟了广阔的前景。

浙江省电力公司一直十分重视自动化专业人员的技术技能培训，而今，在多年的生产实践及教学培训工作的基础上，组织编写了《调度自动化岗位培训教材》一书。该书理论联系实际，内容具体、通俗易懂，是规范深化自动化岗位培训工作的有益尝试。

希望该书的出版能进一步满足调度自动化专业人才培养的需要，为各级调度自动化专业人员提供积极有益的帮助，从而提高电网调度自动化的整体水平。



前言

为提高调度自动化专业技术人员业务素质,更好地保证调度自动化系统安全、可靠运行,特编写《调度自动化岗位培训教材》一书。本书从电网调度自动化系统的发展、功能、结构出发,紧密结合现场应用,对电网调度自动化各个领域进行了系统介绍,以帮助一线人员,尤其是新入职员工学习和掌握必要的专业技术知识。

本书共分十四章,第一章介绍调度自动化系统结构功能及发展;第二章介绍电力系统基础知识;第三章介绍厂站自动化系统知识;第四、五章介绍计算机基础、传输通道与通信规约;第六、七章介绍电力调度数据网络和电力二次系统安全防护及等级保护;第八~十一章介绍能量管理系统相关知识;第十二章介绍调度员培训仿真系统;第十三章介绍电能量采集系统;第十四章介绍时间同步、大屏幕等相关辅助系统。

本书由具有丰富现场运行经验的技术人员及丰富教学培训经验的专业培训师编写,其中第一章由浙江省电力公司蒋正威、王文廷编写,第二章由浙江省电力公司陈于喆、严红滨、方磊编写,第三章由浙江省电力公司叶海明、张永军、汪红利编写,第四章由浙江省电力公司张锋明、余立人编写,第五章由浙江省电力公司熊佩华、叶海明编写,第六章由浙江省电力公司程平、斯艳编写,第七章由浙江省电力公司徐红泉编写,第八章由浙江大学王康元编写,第九章由浙江省电力公司吕育青、徐红泉编写,第十章由浙江大学郭瑞鹏编写,第十一章由浙江省电力公司魏路平、张永军编写,第十二章由浙江省电力公司徐奇锋编写,第十三章由浙江省电力公司戚军编写,第十四章由浙江省电力公司洪道鉴编写。全书由浙江省电力公司蒋正威、王文廷、斯艳、李伟统稿。

本书在编写过程中,得到了公司系统相关单位及人员的大力支持,浙江大学郭创新、南瑞科技公司高宗和对本书部分章节进行了审阅并提出了重要的修改意见,在此一并致以衷心的感谢!

由于新技术不断发展,加之编写人员水平有限,书中错误和不足之处在所难免,恳请专家和读者批评指正。

编者

2013年4月

目 录

Contents

序	
前言	
第一章 调度自动化系统概述	1
第一节 电力系统与调度自动化	1
第二节 调度自动化系统的发展	4
第三节 调度自动化系统的基本结构和功能	6
第四节 调度自动化主要设备及应用系统	7
第五节 新一代智能电网调度技术支持系统	10
第二章 电力系统基础知识	12
第一节 变电站接线及一次设备	12
第二节 继电保护	28
第三节 电力系统运行	39
第三章 厂站自动化系统	52
第一节 变电站自动化系统	52
第二节 测控技术	59
第三节 远动技术	69
第四节 相量测量装置	73
第五节 电能量采集装置	77
第六节 变电站自动化新技术	79
第七节 发电厂监控系统	82
第四章 计算机基础	87
第一节 服务器	87
第二节 Unix 操作系统	92
第三节 数据库	108
第五章 传输通道与通信规约	118
第一节 传输介质	118
第二节 传输设备	126
第三节 远动通道	130

第四节 通信规约	133
第六章 电力调度数据网络	150
第一节 数据网络基础	150
第二节 多层交换网络	156
第三节 路由网络	160
第四节 MPLS VPN 体系结构	174
第五节 电力调度数据网	186
第六节 典型配置案例	187
第七章 电力二次系统安全防护及等级保护	192
第一节 电力二次系统安全防护方案	192
第二节 安全防护措施及设备	195
第三节 二次系统安全评估及加固	204
第四节 信息安全等级保护	208
第五节 电力二次系统安全等级保护	212
第八章 能量管理系统应用程序接口	215
第一节 IEC 61970 概述	215
第二节 公共信息模型 (CIM)	218
第三节 CIM 实例	227
第四节 IEC 61970 与 IEC 61968、IEC 61850 关系	230
第九章 能量管理系统平台	233
第一节 EMS 系统构架	233
第二节 数据采集处理	242
第三节 操作与控制	245
第四节 数据记录	247
第五节 告警处理	248
第六节 程序化操作	249
第七节 拓扑五防	250
第八节 系统互联	250
第九节 典型应用	251
第十章 电网高级应用软件	254
第一节 网络拓扑	254
第二节 网络等值	255
第三节 状态估计	258

第四节	负荷预测	266
第五节	调度员潮流	270
第六节	静态安全分析	277
第七节	短路电流计算	285
第八节	灵敏度分析	288
第十一章	AGC 和 AVC	292
第一节	AGC	292
第二节	AVC	311
第十二章	调度员培训仿真系统	322
第一节	调度员培训仿真系统概述	322
第二节	DTS 功能模块	324
第三节	上下级调度 DTS 的互联技术	327
第四节	DTS 的应用	331
第十三章	电能量采集系统	334
第一节	系统结构	334
第二节	系统功能	336
第三节	数据流及业务流	339
第十四章	辅助系统	342
第一节	时间同步系统	342
第二节	大屏幕拼接显示系统	354
第三节	KVM 系统	361
第四节	机房 UPS	363
第五节	机房环境及动力监控	367
缩略词		372
参考文献		376

第一章

调度自动化系统概述

【内容概述】 调度自动化系统是电力系统的重要组成部分，是确保电力系统安全、优质、经济运行的基础设施，是提高电力系统运行水平的重要技术手段。本章主要介绍调度自动化与电力系统的关系，调度自动化系统的形成和发展过程，调度自动化系统的基本结构和功能。同时对新一代智能电网调度技术支持系统也做了简要介绍。

第一节 电力系统与调度自动化

一、电力系统的运行状态

电力系统是由发电、变电、输电、配电和用电等环节组成的电能生产、传输、分配和消费的复杂系统。经过一百多年的发展，电力系统的容量和规模逐渐扩大，已发展成特高压、超高压、大容量、区域电网互联的超大规模系统。2009年，1000kV 晋东南—南阳—荆门特高压交流投入运行，2010年向家坝—上海±800kV 特高压直流投运，标志着我国全面进入特高压交直流电网时代。

大规模复杂电力系统的形成，一方面提高了系统的运行效率，增强了大范围资源优化配置的能力；另一方面也增加了系统的不确定性，如发用电平衡破坏、设备故障、局部事故处理不当等情况，都可能引发全局性问题。

电力系统各类故障（大扰动）发生的概率不同，产生的后果也不同。《电力系统安全稳定导则》按严重程度和出现概率，将故障分为三类：第Ⅰ类，单一故障（出现概率较高的故障）；第Ⅱ类，单一严重故障（出现概率较低的故障）；第Ⅲ类，多重严重故障（出现概率很低的故障）。

根据长期运行的经验和多次事故的教训，DL 755—2001《电力系统安全稳定导则》和DL/T 723—2000《电力系统安全稳定控制技术导则》明确指出，电力系统应根据故障的严重程度和可能发生的概率，合理设置三道防线来分别满足电力系统承受三类大扰动的安全要求。第一道防线为保证电力系统正常运行状态及承受第Ⅰ类大扰动时的安全要求，由一次系统设施、继电保护装置、安全稳定预防性控制措施等，迅速切除故障，保持电力系统稳定运行和电网的正常供电；第二道防线为保证电力系统承受第Ⅱ类大扰动时的安全要求，由防止稳定破坏和参数严重越限的紧急控制保持电力系统稳定运行，相关措施包括切除发电机、汽轮机快速控制汽门、发电机励磁紧急控制、动态电阻制动、串联或并联电容强行补偿、HVDC 功率紧急调制和集中切负荷等；第三道防线为保证电力系统承受第Ⅲ类大扰动时的



安全要求，由防止事故扩大避免系统崩溃的紧急控制措施，防止系统全部崩溃，同时避免线路和机组保护在系统振荡时误动作，防止线路及机组连锁跳闸。

为更好地对电力系统进行分析、控制，我国电力工作者提出了将电力系统运行状态分为正常状态、警戒状态、紧急状态、极端紧急状态、崩溃和恢复过程等，系统状态变化和安全稳定控制的作用及目标如图 1-1 所示。

一般情况下，在电力系统处于正常运行、警戒状态和紧急状态等情况时，调度员可根据调度自动化系统随时监测电力系统运行状态信息，并应用其网络分析、自动发电控制等软件，及时采取相关的预防控制和紧急控制策略，保证系统正常运行。当然，在电力系统进入极端紧急状态或系统崩溃后，调度员还可利用调度自动化系统采取各种措施，逐步恢复对用户供电，恢复机组运行，并使系统恢复到正常状态。

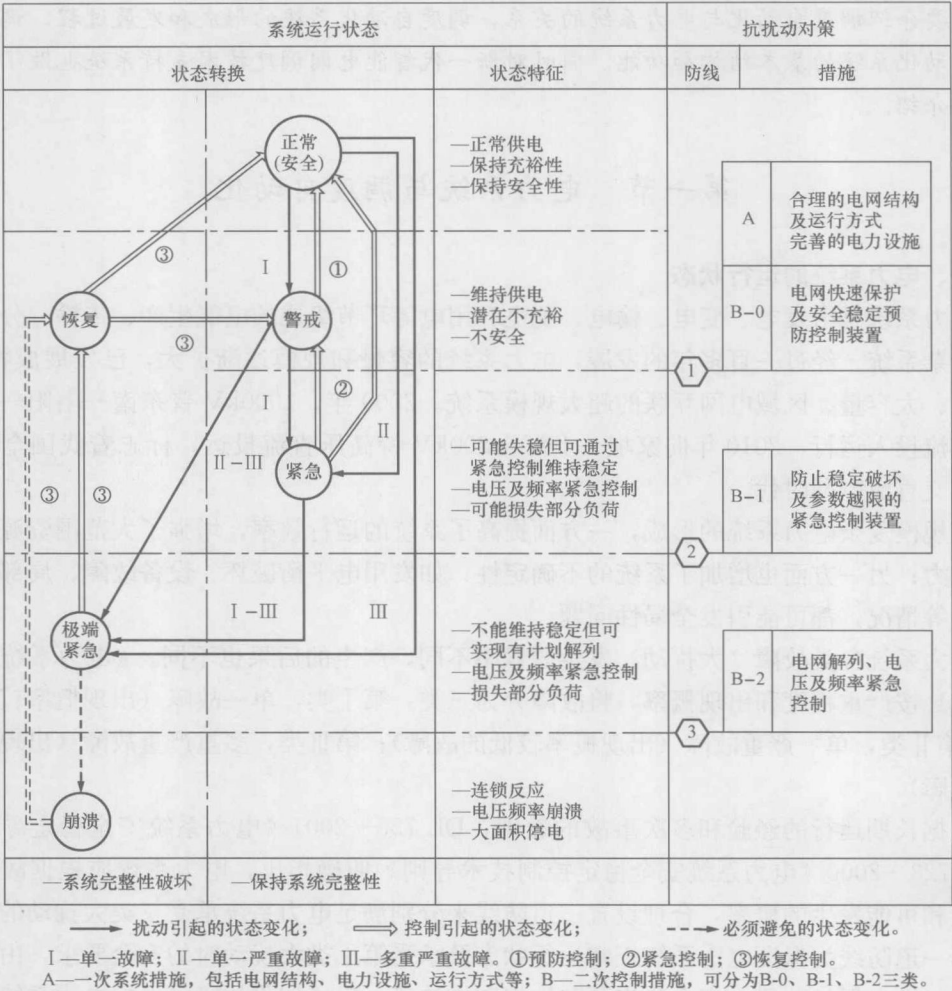


图 1-1 系统状态变化和安全稳定控制的作用及目标

二、调度自动化系统在电力系统运行中的作用

电力系统运行的基本要求为：保证可靠地持续供电、保证良好的电能质量、保证系统运



行的经济性。调度自动化系统为此提供了核心的技术保障。

1. 保证可靠地持续供电

电力中断将使生产停顿、生活混乱,甚至危及人身和设备安全。因此,首先要保障电力系统安全、稳定、正常运行并连续地为电力用户供电。但电力负荷是随时变动的,电力设备的投入/退出均在瞬间完成,电力设备故障、供需平衡破坏、人为错误、恶劣气候和环境条件影响都可能会引起电力系统的扰动或故障。由于电力系统运行方式不同,调度水平不同,系统承受事故冲击的能力也不同,这些扰动或故障差异很大,将可能造成电力系统简单的单一元件故障甚至发生大面积停电事故。

为了保证电力系统安全运行,各种继电保护和安全自动装置组成了就地处理的系统,对电力系统发生的故障做出快速反应。但这种处理通常都是根据局部的、“事后”的信息来处理电力系统的故障,必然有其局限性。通过调度自动化系统,调度部门可以实时监测发电厂、变电站的运行工况和电网安全水平,迅速处理时刻变化的大量运行信息,根据实时的负荷水平优化电网的运行方式,提高电力系统的安全裕度,做到“事前”决策,防患于未然。遇到严重事故时,为保证主网安全和大多数用户的正常供电,调度部门将通过调度自动化系统,根据具体情况采取紧急措施,改变发输电系统的运行方式,必要时临时中断对部分用户的供电,并在故障消除后,迅速、有序地采取措施,尽快恢复供电,减少用户停电时间。

调度自动化水平的高低及其系统运行的可靠性与电力系统运行的可靠性有着密切的联系。例如:在2003年美加“8·14”大停电过程中,调度自动化系统存在的缺陷在大停电发生与扩大过程中起到了推波助澜的作用。在大停电的第一阶段中,由于美国中西部独立电网运营机构(Midwest Independent transmission System Operator, MISO)的数据采集与监视控制系统(Supervisory Control And Data Acquisition, SCADA)缺陷,使得MISO的实时事故分析程序完全失去了作用,失去了采取补救措施让系统重新回到满足N-1要求状况的宝贵时间,进而拉开了整个大停电的序幕。而在大停电的第二阶段,第一能源公司(First Energy Company)系统控制中心由于部分远动装置死机及主备用服务器全停,失去了区域控制误差(Area Control Error, ACE)数据,导致自动发电控制(Automatic Generation Control, AGC)功能失效且电网间联络线负荷失控。在2003年8月28日伦敦南部大停电事故中,由于SCADA系统的告警信号合并不科学,导致调度人员过高地估计了故障的严重性而采取了切除故障变压器的措施,倒闸操作引起的潮流转移触发了继电保护装置中存在的隐性故障最终导致了大停电的发生。而2003年9月28日的意大利大停电事故则是由于各个调度控制中心缺乏数据的实时交互,致使调度人员失去了宝贵的采取预防措施的时间,直接导致了大停电的发生。

2. 保证良好的电能质量

衡量电能质量的主要指标为电压、频率和波形。电能质量指标超出允许偏差,不仅影响用户,导致产生废品、损坏设备,还可能进而威胁电力系统本身的安全稳定运行,甚至引发大面积停电。因此,在电力系统运行过程中要保持频率、电压变动和波形畸变在允许偏差之内。

保证频率质量的关键是保持电力系统有功功率的实时平衡,保证电压质量的关键是保持电力系统无功功率的实时平衡。在实际运行过程中,调度部门依靠先进的调度自动化系统,

通过 AGC、负荷预测等功能实时调整发电出力,满足用电需求,进而实现有功平衡和频率控制;通过自动电压控制(Automatic Voltage Control, AVC)功能实时调整发电机无功、投切电容器电抗器、调节变压器分接头挡位,实现无功平衡和电压控制。

3. 保证系统运行的经济性

电能生产需消耗大量的一次能源,并且在输、变、配等环节的电能损耗也相当可观,因此降低单位发电成本和网损具有重要的意义。为提高系统运行的经济性,调度部门通过调度自动化系统进行机组负荷优化分配,实现节能发电调度,使水电机组充分利用水能、火电机组降低煤耗;通过调度自动化系统合理安排检修和系统运行方式,充分降低电能输、变、配等环节的损耗;通过调度自动化系统进行无功优化,实现无功的就地平衡,有效降低网损。

此外,随着环境保护理念的逐步深入,也可将环境保护的各项指标引入调度自动化系统,如在发电任务的分配上向水电厂倾斜,向烟气脱硫脱硝效率高、煤耗小的火电机组倾斜,以实现绿色调度。

由此可见,电力系统的监测和控制越来越依赖于调度自动化系统的可靠运行,调度自动化系统已高度融入电力系统,已成为保证电力系统安全、优质、经济运行的必要手段。

第二节 调度自动化系统的发展

在电力系统发展的初期,调度控制中心的信息来源主要是电话,调度人员需要花很长的时间才能掌握有限的信息,无法全面了解各厂站、线路的运行工况。即使在发生事故时,也只能通过电话了解断路器跳闸、线路停运状况,然后结合预先确定的运行方式,凭个人的经验做出判断决策,再用电话通知各厂站值班人员进行调整控制。由于实时性差,掌握的信息有限,故障很可能得不到及时处理,导致故障范围扩大,造成更大的经济损失。显然,这种电话调度的方式无法满足电力系统发展的需要,必须采用先进的自动化系统协助进行电力系统运行控制。

一、调度自动化系统的雏形

20 世纪 40 年代,采用电子管和继电器逻辑的远动技术得到了应用。安装于厂站的远动装置可以实时监测发电机出力、线路潮流、母线电压及各断路器位置等关键数据的实时通信。此后,随着电子元器件技术的发展,晶体管技术、集成电路技术逐步在远动装置上得到应用。采用了模数转换、多路复用、抗干扰编码等技术后,远动装置的测量精度和信息传输的可靠性有了大幅提高,使电力系统的实时信息进入调度控制中心并通过模拟盘进行集中展示。调度员可以随时看到这些运行参数、系统运行方式和断路器跳闸等事故信息,可根据这些信息迅速掌握电力系统的运行状态。同时,调度员也可通过远动技术,直接遥控某些断路器,及时处理事故。这就奠定了调度自动化的基础,形成了调度自动化系统的雏形。

二、调度自动化系统的起步

20 世纪 60 年代开始,计算机技术在电力系统调度中得以应用,自动化程度达到了一个新的水平。这一阶段,部署在调度控制中心的计算机与厂站端的远动终端单元(Remote Terminal Unit, RTU),完成了电力系统运行状态的监视、断路器的远方操作和信息统计等功能,出现了数据采集与监视控制(SCADA)系统。



20 世纪 60 年代中期,美国、加拿大和其他一些国家的电力系统相继发生了大面积停电事故,特别是 1965 年纽约大停电,在全世界引起很大震动,迫使电力公司重新考虑电网运行的可靠性问题。1967 年,美国 Dy-Liacco 博士提出了电网安全控制框架,强调除了要解决电网结构、保护和自动装置等问题外,还需要加强对电网的分析、计算和模拟。1970 年,美国 Schweppe 教授提出了电力系统实时状态估计理论并得到了应用。为了培训电网调度员,20 世纪 70 年代末调度员培训仿真系统(Dispatcher Training Simulator, DTS)开始应用,电网调度自动化系统步入了能量管理系统(Energy Management System, EMS)阶段,调度员开始从“经验型”向“分析型”转变。

这一时期,调度自动化系统一般为集中式结构,采用专用的硬件、专用的软件。以浙江电网为例,1979 年浙江省调采用美国引进的 CROMEMCO SYSTEM III 微型计算机和自主研发的 SCADA 系统,以及后来引进的美国 CDC-EMPROS 公司 SCADA 系统都可作为该阶段的代表。

三、调度自动化系统的快速发展

20 世纪 80 年代,随着管理技术和微机技术的发展,管理信息系统开始逐步应用。20 世纪 90 年代,电力市场技术支持系统、电能量采集系统等相继出现。1996 年 7 月和 8 月,美国西部接连发生两次大停电事故,切断了西部 11 个州超过 400 万人口的电力供应,这次大停电直接刺激了人们对负荷模型的重视,也促使了应用全球定位系统(Global Positioning System, GPS)的相量测量装置(Phasor Measurement Unit, PMU)的使用。2003 年 8 月 14 日发生的美加大停电事故,使人们重新反思电网运行的可靠性问题。人们认识到,传统的能量管理系统需要进一步发展,提出了广域全景、实时闭环、综合决策的电网安全预警和决策支持系统。同时期,雷电定位系统、水调自动化系统、脱硫监测系统、发电厂考核系统等也相继出现。

这一时期,随着计算机技术的发展,调度自动化系统逐步转向有限开放式结构,其功能和硬件配置是分布式的,可兼容不同制造厂家的硬件,采用不同的数据库、操作系统,它实质上是一种复杂的“客户机——服务器”结构。这种结构对电力系统公用信息的描述还是“私有”的,是一种有限开放式结构。国内企业通过引进 ABB、西门子等公司产品,开发了 OPEN2000、DF8002、IEC500 等具有自主知识产权的产品,这些系统在调度控制中心投入运行,取得了良好的效果。

四、调度自动化系统的成熟

随着电力系统和计算机技术、通信技术、控制技术的进一步发展,电力调度控制中心需要同时运行多个应用系统,例如能量管理系统、电能量采集系统、调度员培训仿真系统、调度生产管理系统、发电厂考核系统、水调自动化系统、报表系统等。这些系统之间需要互相交换数据、共享信息、实现不同系统间的互操作。因此,从 1996 年开始,国际电工委员会 IEC TC57 的 WG13 工作组开始结合面向对象技术编制能量管理系统应用程序接口标准(Energy Management System Application Program Interface, EMS-API),即 IEC 61970 系列标准。2003 年,标准的 301 部分——公共信息模型(Common Information Model, CIM)基础正式发布。该标准的实施,对于实现异构环境下软件产品的即插即用,使 EMS 与其他系统能互联、互通、互操作有很好的作用。



这一时期，国内厂家紧跟国际步伐，推出了 OPEN 3000、CC2000、DF8003、IEC600 等符合 IEC 61970 标准的调度自动化系统。至此，国内自主知识产权的调度自动化系统已经成熟，大多数调度控制中心都采用了国内自主开发的调度自动化系统。

第三节 调度自动化系统的基本结构和功能

调度自动化系统是计算机技术、远动技术、控制技术、网络技术、信息通信技术在电力系统中的综合应用，贯穿了发、输、变、配、用等电力系统各个环节，其总体结构如图 1-2 所示。按功能，自动化系统可分为数据采集和命令执行子系统、数据传输子系统、数据处理和分析控制子系统、人机联系子系统四个子系统。

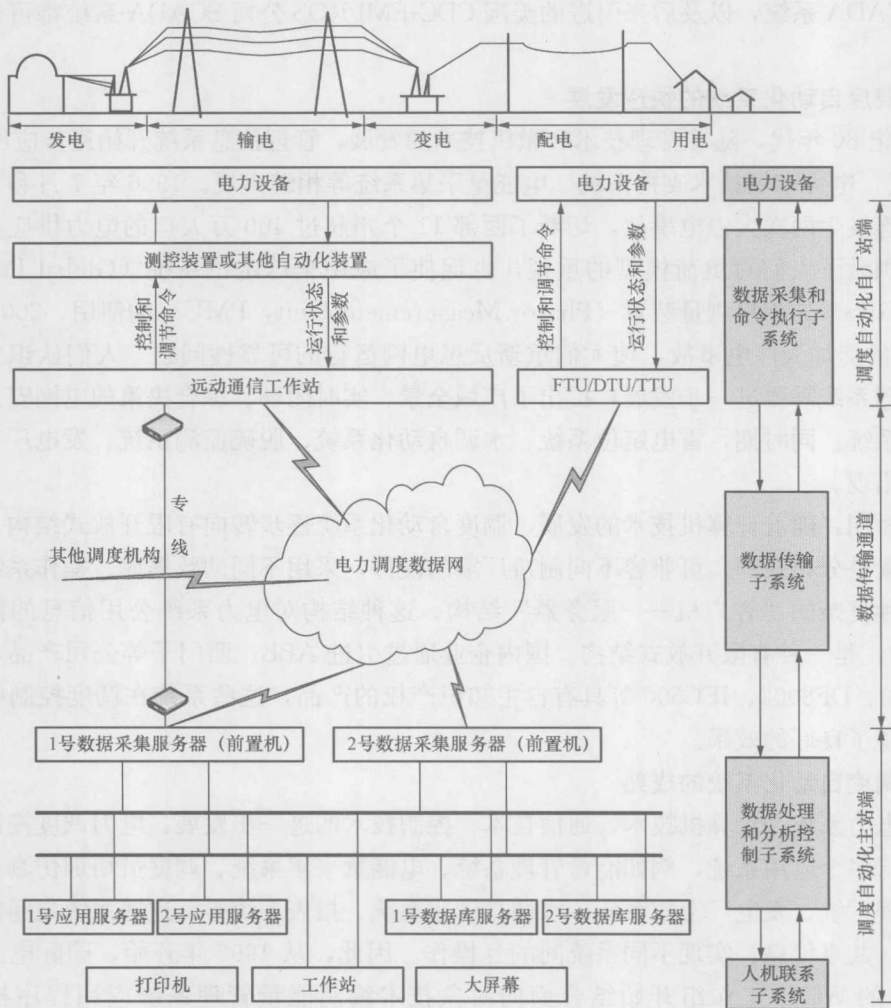


图 1-2 调度自动化系统总体结构

一、数据采集和命令执行子系统

信息采集和命令执行子系统是调度自动化系统的基础，属于自动化厂站端设备，相当于



人类的眼耳和手足，是调度自动化系统可靠运行并发挥其功能的保证。

该子系统主要负责采集电力系统运行的实时数据，并根据需要向调度控制中心转发各种监视、分析和控制所需的信息。采集的数据包括发电机功率、母线电压、线路潮流等遥测量，设备状态、告警信息、继电保护的动作信号等遥信量，以及电度量、水库水位、气象信息等；同时接受上级调度控制中心发出的控制和调节命令，完成对断路器的分合闸操作、变压器分接头位置切换操作、发电机功率调整甚至继电保护的软压板投退、定值区切换等。

二、数据传输子系统

数据传输子系统也是调度自动化系统的一项基础设施，属于数据传输通道部分，相当于人类的神经系统，负责把数据采集和命令执行子系统采集的遥测、遥信信息及时、准确地传送给调度控制中心，同时将调度控制中心的遥控、遥调命令可靠地发送给厂站端。数据传输通道一般可分为专用远动通道（专线）和电力调度数据网络两种方式。

三、数据处理和分析控制子系统

数据处理和分析控制子系统是调度自动化系统的核心，属于调度自动化系统主站端设备，相当于人类的大脑，是电网安全、经济运行的神经中枢和调度指挥的司令部。在保证电力系统可靠持续供电方面，它通过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和处理，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；同时它还具备安全分析功能，通过预想事故分析，观测在预想事故下电力系统是否仍能处于安全运行状态，如果出现不安全运行状态，则给出校正控制对策。在保证电能质量和运行经济性方面，有自动发电控制、自动电压控制等功能，以维持系统频率在额定值附近、联络线交换功率在预定范围之内、系统电压水平在允许的范围之内，同时结合数据统计分析、调度计划安排和网损约束、煤耗约束等功能，确保整个系统运行的经济性。

四、人机联系子系统

人机联系子系统将采集的数据、分析的结果通过大屏幕、显示器、音响报警等方便有效的形式展示给调度员，可为调度员提供完整的电力系统实时状态信息。通过它，调度员可及时掌握系统运行情况、做出判断，并通过鼠标、键盘等十分方便的方式下达决策命令，实现对电力系统的实时控制。通过人机联系子系统，调度人员与调度自动化系统构成一个整体，使调度人员在利用现代化监控手段的基础上，充分发挥对电力系统的调度和控制作用。

第四节 调度自动化主要设备及应用系统

通常，把数据处理和分析控制及人机联系子系统称为主站系统，而把数据采集和控制执行子系统称为厂站端系统。依此，调度自动化又可分为主站端、厂站端及数据传输通道等三部分。由于主站系统的数据处理和分析控制的核心地位，有时也将调度自动化主站系统称为调度自动化系统。需要强调的是，在实际运行中，主站端、厂站端及数据传输通道三部分相辅相成，缺一不可。

一、主站端

为保证电力系统的安全、经济运行，电网调度控制中心需要许多应用系统，辅助进行电网调度运行和决策指挥。例如，为了培训电网调度人员，需要调度员培训仿真系统；为了进

行水电系统的优化调度,需要水调自动化系统;为了做好事故分析和处理工作,需要继电保护信息管理系统;为了实施电力系统的全局动态分析和紧急控制,需要采用相量测量装置提供功角测量的广域相量测量系统;为了更好地了解影响电网运行安全的全局因素,需要安装雷电定位系统;为了对电厂的运行管理开展考核管理、辅助服务提供技术手段,需要发电厂并网运行及辅助服务管理考核系统;为了加强网损管理,对营销、电力交易、三公调度提供电能量基础信息,需要电能量采集系统;为了支持电力市场运营,需要电力市场决策支持系统;为了进行调度控制中心相关的生产管理,需要调度生产管理系统;对于地区电网下属的城市配电网和县级供电企业,还需配电自动化功能。主站端最核心的系统还是能量管理系统。

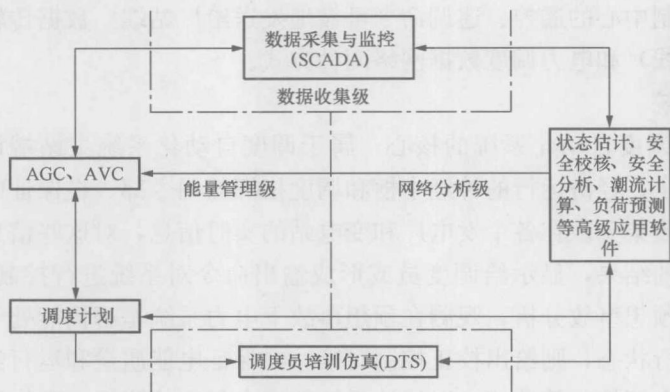


图 1-3 能量管理系统主要功能模块关系

能量管理系统是调度各系统电力系统实时数据的主要来源,也是控制命令下达的主要渠道,其包括的应用软件内容十分庞杂,可分为数据收集级、能量管理级、网络分析级等三类,如图 1-3 所示。

1. 数据收集级

数据收集级是所有应用的数据源,也提供电力系统控制命令的下发渠道。这一级的任务是实时收集电力系统数据并监视其状态,

形成正确表征电网当前运行情况的实时数据库,确定电网的运行状态,对超越运行允许限值的实时信息给出报警信息,提醒调度员注意。数据收集级是能量管理系统与电力系统联系的总接口,它向能量管理级和网络分析级提供实时数据;能量管理系统通过它向电力系统发送控制信号;网络分析可以向它返回量测质量信息。通常所称的数据采集与监控系统(SCADA)就是数据收集级的代表,其主要功能包括数据采集、数据处理、数据计算和统计、人工数据输入、历史数据保存、事件顺序记录、断面监视、备用监视、设备负载率监视、事故追忆和反演、事件和报警处理、遥控和遥调、动态着色、图形显示、趋势曲线、防误操作闭锁等功能。

2. 能量管理级

能量管理级的特点是利用电力系统总体信息进行调度决策,主要目标是提高控制质量和改善运行的经济性。能量管理级的主要应用软件是自动发电控制、自动电压控制及调度计划。AGC 系统将系统频率维持在额定值,将联络线功率维持在预定范围之内;AVC 系统保证系统电压水平在允许的范围之内,同时减小系统网损;调度计划应用软件分为短期和中长期两类,内容包括负荷、机组、发电、交换、燃料、水库、检修等方面的预测和计划。

能量管理级从数据收集级取频率、时间、机组出力和联络线功率等实时数据,向数据收集级送机组等的控制信息,向网络分析级送系统负荷和发电计划,取回机组和联络线交接功率点的网损修正系数及考虑线路功率约束的机组安全限制值。