第一章　电力系统自动化概论

第一节　概　　述

当人类跨入 21 世纪的时候，对电力系统自动化的深度和广度的认识将会产生一个飞跃。首先让我们来描述一下什么是电力系统自动化。电力系统自动化简单说来，就是根据电力系统本身特有的规律，应用自动控制原理，采用自动控制装置来自动地实现电力生产的安全可靠运行。换句话说有了自动化，就可以保证电力系统安全可靠运行，有了自动化，就可以大大减轻人的劳动强度，提高生产效率。其次再来分析一下：为什么要搞电力系统自动化。电能的生产是一个有机的整体，发电、送电、输电、用电是同时完成的，也就是说，电能是不能储存的。此外电力系统分布十分辽阔宽广，各部分联系非常紧密，暂态过程非常迅速。试想，对于这样一个结构复杂而庞大的系统，如果没有一系列的安全自动装置系统为它服务，那么这个系统是一刻也不能运行的。

电力系统自动化也是自动化的一种具体形式，它是指应用各种具有自动检测、决策和控制功能的装置，通过信号系统和数据传输系统对电力系统各元件、局部系统或全系统进行就地或远方的自动监视、调节和控制，保证电力系统安全经济运行和具有合格的电能质量。根据电力系统的组成和运行特点，电力系统自动化大致可以分成以下几种不同内容的系统。

一、电力系统自动监视和控制系统

系统主要是为电网调度服务的。我们知道，电力系统是由许许多多发电厂、变电所、输电线以及用户所组成的，这些发电厂、变电所的实际运行状况以及线路的有功无功潮流，以及母线电压等信息，一般是通过装设在各厂站的远动装置送至调度所。调度所有大有小，我国一般分为五级调度，即国家调度、大区调度、省级调度、地区调度和县级调度，各级调度的职能和管辖范围是不同的，这些远动信息送至调度后，由调度中心的运行人员和计算机系统，对当前系统运行状态进行分析计算，最后再将计算结果及决策命令通过远动的下行通道送至各个厂所，从而实现电力系统的安全经济运行。因此，电力系统调度的主要任务可以概括为，控制整个电力系统的运行方式，使整个电力系统在正常状态下能满足安全优质和经济地向用户供电的要求，在事故状态下能迅速消除故障的影响和恢复正常供电。

二、电厂动力机械自动控制系统

系统主要是为电厂的动力机械自动控制服务的。动力机械随电厂的类型不同而不同，如火电厂需要控制的是锅炉汽机等热力设备，大容量火力发电机组自动控制系统主要有计算机监视和数据系统，机炉协调主控系统，锅炉自动控制系统，汽机自动控制系统，发电机电气控制系统以及辅助设备自动控制系统等。水电厂则需要控制的是水轮机、调速器以及水轮发电机励磁自动控制系统等。一般而言，水电厂的自动化程度比火电厂要高，如我

国目前建成的葛洲坝水电厂和正在建设的三峡水电厂是可以实现全自动的。除火电和水电之外，目前核电也是我国正在大力发展电源之一，核电自 1951 年 12 月美国首次实验利用核电发电到 1954 年 6 月原苏联第一座核电站首次向电网送电，已经经历约 50 年的历史，实践证明核电已是成熟的发电技术，它已成为继火电、水电之后的第三个能大量向人类提供电能的能源。目前人类消耗的电能大约有 16% 的来自核电，据不完全统计，目前大约有 32 个国家可运行的核电厂 434 座，总容量为 348.9GW，我国自主设计建造的秦山核电厂（300MW 压水堆机组）也于 1997 年底并网发电，以后相继建成和正建设的核电站有大亚湾核电厂（两台 944MW 压水堆机组），秦山第二、第三核电厂（分别为 2 台 600MW 机组）也将在 2005 年建成投产，核电的自动控制系统将更加先进，更加可靠。

三、变电站自动控制系统

变电站的自动控制系统是在原来常规变电二次系统的基础上发展起来的，随着微机监控技术在电力系统和电厂自动化系统中的不断发展，微机监控监测技术也开始引入变电站，目前已实现了变电站的远方监视控制，远动和继电保护已实现了微机化，目前各地正大力开展无人值班变电站设计改造工作。无人值班变电站将会使变电站综合自动化程度推向一个更高的阶段，其功能包括变电站的远动、继电保护、远方开关操作、测量及故障、事故顺序记录和运行参数自动打印等功能。

四、电力系统自动装置系统

系统主要是为电力系统安全可靠经济运行服务的，它主要是指发电机组的自动控制装置如发电机组的自动并列装置，自动励磁装置，自动解列装置，发电厂变电所主接线操作和运行的自动控制装置，以及电力系统的安全自动控制装置如低频减载装置，自动重合闸装置，继电保护装置等，这些装置都是直接为电力系统的安全可靠经济运行服务的。

第二节　电力调度自动化系统简介

电力调度自动化系统已经历了几个不同的发展阶段。在早期，系统调度中心是没有办法及时了解和监视各个电厂或线路的运行情况的，更谈不上对各电厂和输电网络进行直接控制，线路的潮流、各节点电压、各电厂各机组的出力以及出力的分配是否合理等情况，调度中心都不能及时掌握。调度员和系统内各厂站的惟一联系就是电话。每天由各厂站值班人员定时打电话向调度员报告本厂站的机组出力、线路潮流、母线电压等数据，调度员需根据这些情况进行汇总、分析，需要花费很长的时间才能掌握电力系统运行状态的有限信息。严格说来，这些信息已经属于“历史”信息。调度员只能事前通过大量人工计算得到的各种系统运行方式，结合这些有限的“历史”性的信息，加上个人的经验，选择一种运行方式，再用电话通知各厂站值班人员进行调整控制。一旦发生事故，也只能通过电话了解跳了那些断路器，停了那些线路，事故现场情况及事故损失情况，然后凭经验进行事故处理，这就需要较长的时间才能恢复正常运行。显然，这种落后的状况与电力系统在国民经济发展中所占的重要地位是很不相称的，必须要用现代化的先进设备装备调度中心，以适应国民经济快速发展的需要。

电力调度自动化系统的第二个发展阶段，是远动技术的采用。安装于各厂站的远动装

置，采集各机组出力、各线路潮流和各母线电压等实时数据，以及各断路器等开关的实时状态，然后通过远动通道传送给调度中心并直接显示在调度台的仪表和系统模拟屏上，调度员可以随时看到这些运行参数和系统运行方式。还可以立刻“看到”断路器的事故跳闸。遥测、遥信方式的采用，等于给调度中心安装了“千里眼”，可以有效地对电力系统的运行状态进行实时的监视。远动技术还提供了遥控、遥调的手段，采用这些手段，可以在调度中心直接对开关进行投入和切除的操作，对发电机的出力进行调节，变电所可以实现无人化。远动技术已经成了调度中心非常重要的工具，而且也是实现电力系统调度自动化的重要基础。

电力调度自动化系统的第三个发展阶段，是电子计算机在电力系统调度工作中的应用。虽然远动技术使电力系统的信息直接进入了调度中心，调度员可以及时掌握系统的运行状态，及时发现电力系统的事故，为调度计划和运行控制提供了科学的依据，减少了调度的盲目发生和失误。但是，现代电力系统的结构和运行方式越来越复杂。同时，现代工业和人民生活对电能质量及供电可靠性的要求越来越高，由于能源紧张，人们对系统运行的经济性也越来越重视。要全面解决这些问题，就需要对大量数据进行复杂的计算。此外调度人员面对着大量不断变动的实时数据，有时可能反而会弄得手足无措，特别是在紧急的事故情况下更是如此。这些情况表明，调度中心只是装备了“千里眼”甚至“千里手”，也还不能满足日益复杂的电力系统的实际需要，还需要装备类似人的“大脑”的设备，这就是电子计算机。

从20世纪60年代开始，数字计算机首先用来实现电力系统的经济调度，取得了显著的效益。但是，在20世纪60年代中期，美国、加拿大和其它一些国家的电力系统曾相继发生了大面积停电事故，在全世界引起大震动。人们开始认识到，安全问题比经济调度更加重要，一次大面积停电事故给国民经济造成的损失，远远超过许多年的节煤效益。因此，计算机系统应首先参与电力系统的安全监视和控制，这样，就出现了SCADA系统（Supervisory Control And Data Acquisition），出现了电力系统安全分析（Security Analysis）等许多功能，调度中心装备了大型数字计算机，配置了彩色屏幕显示器（CRT）等人机联系手段，在厂站端则配置基于微机的远方终端（RTU），使调度中心得到信息的数量和质量都大大超过了旧式布线逻辑式远动装置。在SCADA系统基础上，又发展为包括许多高级功能在内的能量管理系统EMS（Energy Management System），近年来还研制了可以模拟电力系统各种事故状态用以培训高水平调度员的“调度员培训模拟装置”。目前，电力系统调度自动化发展很快，许多新领域、新方向都在研究之中，随着计算机微机技术的飞速发展，调度自动化技术正日新月异，方兴未艾。

我国电网调度自动化研究工作起步较早，但与工业发达国家的距离很大。1978年8月，我国第一套计算机监控的调度自动化系统在华北京津唐电网投入运行，在以后的几年中，又相继开发了一些新的系统，从国外也引进了一些先进的装备和若干套电网调度自动化系统。应当说，我国的电力调度自动化工作已经具备了相当好的基础，目前我国电网已进入大电网、大电厂、大机组、高电压输电、高度自动控制的新时代。根据我国电网“十五”规划，我国电网调度机构在“十五”期间将基本实现“五化”目标：①主干通道光纤化，即要建设以光纤通信和大容量数字微波为主的现代化电力通信传输干线网络；②信息

传输网络化，即要充分利用现有国家电力数据网络逐步改造成为调度系统实时控制专用网络，同时完善国家级网，建成所有大区二、三级网；③电网调度智能化，即要完善国调、网调、省调 EMS 的互联与数据交换，使调度由经验型向分析型、智能型发展；④运行指标国际化，即实现国际一流的调度机构，全面与国际先进水平接轨；⑤管理手段现代化，即要建立现代化的调度 MIS 系统，真正实现信息共享，专业管理和办公自动化。

第三节　电力系统的分级控制和各级调度职责

一、电力系统的分级调度

电力系统是一个分布面广、设备量大、信息参数多的系统。电能的生产、输送、分配和消费均在一个电力系统中进行的。我国目前已建成五个大电网（华北、东北、华东、华中、西北电网）以及一些省网，并且在大网之间通过联络线进行能量交换（从葛洲坝到上海的葛一沪 500kV 直流输电线将华东和华中两大电网联系起来）。随着三峡工程的完成，全国统一大电网格局亦将渐呈雏形。另外按照各省、市行政体制的划分，电力系统的运行管理本身也是分层次的，各大区电管局，各省电力局，各市、县供电局均有其管辖范围，它的运行方式和出力、负荷的分配受到上级电力部门的管理，同时又要管理下一级电力部门，以保证整个电力系统能够安全、经济、高质量地发供电。

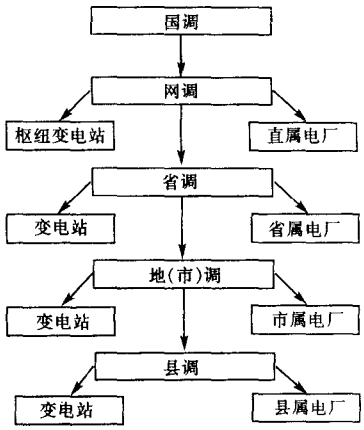


图 1-1　电网分层控制示意图

受我国现行电网运行、管理体制的制约，我国电网实行五级调度管理：即国家调度控制中心、大区电网调度控制中心、省电网调度控制中心及地（市）县电网调度控制中心，图 1-1 是电网分级控制的示意图。随着我国电力体制改革进程的不断深入，“十五”期间实施厂网分开，组成发电企业和电网企业，组建国家电力监管委员会，设立五大发电集团，即中国国电集团公司、中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、中国电力投资集团公司，两大电网公司即国家电网公司和南方电网公司，以改革现行的不合理电力体制，打破垄断，引入竞争，提高效益，降低成本，促进电力工业的持续、快速、健康发展。

电网调度管理实行分级管理，因而调度自动化系统的配置也必须与之相适应，信息分层采集，逐级传送，命令也按层次逐级下达。分级调度可以简化网络的拓扑结构，使信息的传送变得更加合理，从而大大节省了通信设备，并提高了系统运行的可靠性。为了保证电力系统的安全、经济、高质量地运行，对各级调度都规定了一定的职责。

二、各级调度的职责

1. 国家调度中心的职责

(1) 负责跨大区电网间联络线的调度管理。

(2) 掌握、监督和分析全国各电网运行状况。

(3) 审查、协调各电网的月度发、用电计划，并检查、监督其执行情况。

（4）监督各电网的计划用电和水电厂水库水位计划和执行情况。

（5）配合有关部门制定年度发用电计划及煤耗、厂用电、线损等技术经济指标。

（6）参加全国电网发展规划、系统设计和工程设计的审查。

2．大区电网调度中心的职责

（1）负责所辖电网的安全稳定运行。

（2）制定大区主电网运行方式或核准省网与大区主网相关部分的运行方式。

（3）编制全网月发电计划或省网间联络线送电月计划和直调发电厂的月发电计划，编制下达日调度计划。

（4）核准省网计划外送电，做好全网经济调度工作。

（5）指挥管辖设备的运行操作和系统性事故处理。

（6）领导全网的频率调整和主电网的电压调整，并负责考核。

（7）监督省网间联络线的送受电力、电量计划或省网发用电计划执行情况，并指挥省网调整计划。

（8）参加制定年度发用电计划和各项有关技术经济指标，批准管辖范围内主要发供电设备的检修。

（9）负责全网计划用电和负荷管理工作。

（10）按要求向国调和省调或地调传送实时信息。

3．省级电网调度中心的职责

（1）在保证全网安全经济的前提下，负责本网的安全运行。

（2）参加全网运行方式计算分析，负责编制本网运行方式，与网调管辖有关部分应报网调核准。

（3）编制本网发、供电设备检修计划。

（4）根据上级调度下达的联络线出力、电量计划和直调厂发电计划或本网的发电调度计划，编制本网和调度管辖的独立核算发电厂的发电计划。

（5）负责管辖设备的运行、操作、事故处理以及无功、电压调整。

（6）监督本网计划用电执行情况。

（7）按规定向网调、地调传送实时信息。

4．地区电网调度中心的职责

（1）管辖范围的运行操作和事故处理。

（2）管辖范围的设备检修计划。

（3）监督本地区和用户的计划用电执行情况。

（4）管辖范围的电压和无功功率调整。

（5）按规定向省调、县调传送实时信息。

5．县级电网调度中心的职责

（1）管辖范围的运行操作和运行管理。

（2）管辖范围的设备检修计划。

（3）监督本地区和用户的计划用电执行情况。

（4）按规定向地调传送实时信息。

三、各级调度自动化系统的职责

1. 国家调度中心

（1）通过计算机数据通信收集各大区电网和独立省网的重要信息，监视全国电网的运行工况。

（2）进行大区互联系统的运行方式及经济调度计算。

（3）统计、分析全国电网运行情况。

（4）负责或组织全网、省级以上调度员和负责人岗位培训。

2. 大区电网调度中心

（1）实现电网的数据收集、监控、经济调度以及实用效益的安全分析。

（2）实现自动发电控制功能。

（3）进行运行方式以及经济调度计算，并上报、下传。

3. 省级调度中心

省级调度中心在独立网或在大区内作为一个发、供电独立控制区域，其职责是：

（1）实现电网的数据收集、监控、经济调度以及有实用效益的安全分析。

（2）实现自动发电控制功能。

（3）进行运行方式及经济调度计算，并上报、下传。

（4）监视、统计有关联络线的电力、电量。

（5）独立省调应与国家调度、地调实现计算机数据通信。

由大区电网调度中心统一调度的省级调度中心的职责如下：

（1）实现电网的数据收集、监控、经济调度以及有实用效益的安全分析。

（2）进行运行方式及经济调度计算，并上报、下传。

（3）监视、统计有关联络线的电力、电量。

（4）省级调度应实现与大区网调、地区调度间的计算机数据通信。

4. 地区电网调度中心

（1）实现数据采集和安全监视职责。

（2）负责断路器的遥控操作，变压器分接头的调整，电力电容器的投切等。

（3）负责用电负荷管理。

（4）实现与省调、县调间的数据通信。

5. 县级电网调度中心

（1）实现数据采集和安全监视职责。

（2）断路器的遥控操作及电力电容器的投切。

（3）实现负荷控制职责。

（4）向地调传送必要的实时信息。

第四节　电网调度自动化系统功能简介

由于各级调度中心的职责不同，因而对其调度自动化系统的功能要求也是不同的。另外，调度自动化系统的功能也有一个层次之分，其高一级的功能往往是建立在某一级基础

功能之上。下面简单介绍其主要功能的内容和含义。

一、数据采集和监控（SCADA）系统

SCADA 是数据采集和监控的英文缩写，它是调度自动化系统的基础功能，也是地区或县级调度自动化系统的主要功能。它主要包括以下几个方面：

（1）数据采集。包括模拟量、状态量、脉冲量、数字量等。

（2）信息的显示和记录。包括系统或厂站的动态主接线、实时的母线电压、发电机的有功和无功出力、线路的潮流、实时负荷曲线、负荷日报表的打印记录、系统操作和事件顺序记录信息的打印等。

（3）命令和控制。包括断路器和有载调压变压器分接头的远方操作，发电机有功出力和无功出力的远方调节。

（4）越限告警。

（5）实时数据库和历史数据库的建立。

（6）数据预处理。包括遥测量的合理性的检验、数字滤波、遥信量的可信度检验等。

（7）事故追忆 PDR（Post Disturbance Review）。对事故发生前后的运行情况进行记录，以便分析事故的原因。

二、自动发电控制（AGC）

自动发电控制功能 AGC（Automatic Generation Control ）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出力，以保持电网频率为额定值。

（2）对跨省的互联电网，各控制区域 AGC 的功能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额定值，又要保持其联络线交换功率为规定值。

三、经济调度控制功能 EDC（Economic Dispatch Control）

与 AGC 相配套的在线经济调度控制是实现调度自动化系统的一项重要功能。如果说 AGC 功能主要保证电网频率质量的话，那么 EDC 则是为了提高电网运行的经济性。

EDC 通常都同 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（通常可设定为 5～10min），启动 EDC 程序重新分配机组出力，以维持电网运行的经济性，并恢复调频机组的调节范围。

四、能量管理系统 EMS（Energy Management System）

EMS 是现代电网调度自动化系统硬件和软件的总称，它主要包括 SCADA、AGC/EDC 以及状态估计、安全分析、调度员模拟培训等一系列功能。 SCADA/AGC/EDC 在上面已作介绍，下面只简单介绍 EMS 中的一些其他功能。

1. 状态估计 SE（State Estimator）

电力系统状态估计是电力系统高级应用软件中的一个重要模块，许多安全和经济方面的功能都要用可靠数据集作为输入数据集。而可靠数据集就是状态估计程序的输出结果。因此，状态估计是一切高级软件的实现基础，真正的能量管理系统必须有状态估计功能。状态估计是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“可靠的数据集”。

2. **安全分析** SA（Security Analysis）

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。一个正常运行着的电网常常存在着许多潜在危险因素，静态安全分析的方法就是对电网的一些可能发生的事故进行假想的在线计算机分析，校核这些事故发生后电力系统稳态运行方式的安全性，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，使系统在有足够安全储备的方式下运行。**

（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导致失去稳定，校核因假想事故发生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，难以满足实施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** DTS（Dispatcher Training Simulator）

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。调度自动化系统的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。**

第五节　电力系统自动化发展趋势及新技术的应用与展望

一、电力系统自动化总的发展趋势

现代社会对电能供应的“安全、可靠、经济、优质”等各项指标的要求越来越高，相应地，电力系统也不断地向自动化提出更高的要求。电力系统自动化技术不断地由低到高、由局部到整体发展。当今电力系统的自动控制技术正趋向于：

（1）**在控制策略上日益向最优化、适应化、智能化、协调化、区域化发展。**

（2）**在计算分析上日益要求面对多机系统模型来处理问题。**

（3）**在理论工具上越来越多地借助于现代控制理论。**

（4）**在控制手段上日益增多了微机、电力电子器件和远程通信的应用。**

（5）**在研究人员的构成上日益需要多“兵种”的联合作战。**

整个电力系统自动化的发展则趋向于：

（1）**由开环监测向闭环控制发展，例如从系统功率总加到** AGC **（自动发电控制）。**

（2）**由高电压等级向低电压扩展，例如从** EMS **（能量管理系统）到** DMS **（配电管理系统）。**

（3）**由单个元件向部分区域及全系统发展，例如** SCADA **（监测控制与数据采集）的发展和区域稳定控制的发展。**

（4）**由单一功能向多功能、一体化发展，例如变电站综合自动化的发展。**

（5）装置性能向数字化、快速化、灵活化发展，例如继电保护技术的演变。

（6）追求的目标向最优化、协调化、智能化发展，例如励磁控制、潮流控制。

（7）由以提高运行的安全、经济、效率为完成向管理、服务的自动化扩展，例如MIS（管理信息系统）在电力系统中的应用。

近 20 年来，随着计算机技术、通信技术、控制技术的发展，现代电力系统已成为一个计算机（Computer）、控制（Control）、通信（Communication）和电力装备及电力电子（Power System Equiqmenls and Power Eleetronics）的统一体，简称为“CCCP”。其内涵不断深入，外延不断扩展。电力系统自动化处理的信息量越来越大，考虑的因素越来越多，直接可观可测的范围越来越广，能够闭环控制的对象越来越丰富。

面对如此广阔且发展极为迅速的领域，要用很小的篇幅讲清其走向是很困难的，所以本节只介绍与电力系统控制和监测有关的局部的情况，即着重介绍未来电力系统自动化领域中具有变革性重大影响的三项新技术：电力系统的智能控制、FACTS（柔性交流输电系统技术）和 DFACTS（用于配电系统的柔性交流输电系统）技术以及基于 GPS（全球卫星定位系统）统一时钟的新一代动态安全监测系统。

二、具有变革性重要影响的三项新技术

在电力系统的工程实际中，如能靠二次设备解决问题，则往往比靠增加或改善一次设备更快、更省。专家预言，21 世纪初电力系统主要元件如发电机、变压器等将无大改观，而电力系统控制将有突飞猛进的发展。下面，分别对三项具有变革性重要影响的新技术进行介绍。

（一）电力系统的智能控制

电力系统的控制研究与应用在过去的 40 多年中大体上可分为三个阶段：基于传递函数的单输入、单输出控制阶段；线性最优控制、非线性控制及多机系统协调控制阶段；智能控制阶段。电力系统控制面临的主要技术困难有：

（1）电力系统是一个具有强非线性的、变参数（包含多种随机和不确定因素的、多种运行方式和故障方式并存）的动态大系统。

（2）具有多目标寻优和在多种运行方式及故障方式下的鲁棒性要求。

（3）不仅需要本地不同控制器间协调，也需要异地不同控制器间协调控制。

智能控制是当今控制理论发展的新的阶段，主要用来解决那些用传统方法难以解决的复杂系统的控制问题；特别适于那些具有模型不确定性、具有强非线性、要求高度适应性和鲁棒性的复杂系统。

智能控制系统所具有的新的功能有：

（1）自适应功能。

（2）自学习功能。

（3）自组织功能等。

智能控制的主要设计手段包括专家系统、人工神经网络、模糊集、自学习控制等。

智能控制在电力系统工程应用方面具有非常广阔的前景，其具体应用有快关汽门的人工神经网络适应控制，基于人工神经网络的励磁、电掣动、快关综合控制系统结构，多机系统中的 ASVG（新型静止无功发生器）的自学习功能等。

（二）FACTS 和 DFACTS

1.FACTS概念的提出

在电力系统的发展迫切需要先进的输配电技术来提高电压质量和系统稳定性的时候，一种改变传统输电能力的新技术——柔性交流输电系统（FACTS）技术悄然兴起。

所谓“柔性交流输电系统”技术，又称“灵活交流输电系统”技术（Flexible Altemative Current Transmission Systems，简称 FACTS），就是在输电系统的重要部位，采用具有单独或综合功能的电力电子装置，对输电系统的主要参数（如电压、相位差、电抗等）进行调整控制，使输电更加可靠，具有更大的可控性和更高的效率。这是一种将电力电子技术、微机处理技术、控制技术等高新技术应用于高压输电系统，以提高系统可靠性、可控性、运行性能和电能质量，并可获取大量节电效益的新型综合技术，世界各国电力部门对这项具有革命性变革作用的新技术都十分重视。该技术从一开始就得到了迅速发展，其良好发展势头来自于良好的背景条件。它可以概括为：输电系统建设（充分利用现有线路、减少输电走廊占地、节省输电网建设投资）和运行（安全性、经济性、灵活性）的需要；克服直流输电存在网络结构方面（不便于中间落点等问题）严重缺陷的需要；电力电子技术和元器件的发展支持；已有 FACTS 技术产品的研制和运行经验的积累等四个方面。其中前两个是发展 FACTS 的需求动力；后两个是支撑条件。FACTS 技术发展顺利的原因，就在于这两方面较完美的结合。

现有的 FACTS 包括以下一些主要装置：

（1）新型静止无功发生器（Advanced Static Var Cenerator），又称 Statcon 静止调相器（Static Condenser）。

（2）可控串联电容补偿器（Thyristor-Controlled Series Compensation）。

（3）UPFC 综合潮流控制器（Unitied Power Flow Controllor）。

（4）SVC 静止无功补偿器（Static Var Compensator）。

（5）TCPR 可控移相器（Thyristor-Controlled Phase Angle Regulator）。

（6）SSCB 固态断路器（Solid-State Circuit Breaker）。

（7）NCH-SSR Damper 次同步振荡阻尼器（Narain C. Hingorani Subsynchronous Resonance）。

（8）超导蓄能器（Superconducting Magnetic Energy Storage）。

（9）BESS 电池蓄能系统（Battery Energy Storage System）等等。

FACTS 与现行的交流输电系统是并行发展的，具有完全的兼容性，即其可以在现有设备不做重大变化的条件下，充分发挥现有电网的潜力，以渐进的方式改变电力系统的面貌，这一点特别适合我国远距离输电较多、输电极限低而发展资金又相对比较紧张的状况。

2.FACTS 的核心装置之一——ASVC 的研究现状

各种 FACTS 装置的共同特点是：基于大功率电力电子器件的快速开关作用和所组成逆变器的逆变作用。ASVC 是包含了 FACTS 装置的各种核心技术且结构比较简单的一种新型静止无功发生器。

ASVC 由三相逆变器和并联电容器构成，其输出的三相交流电压与所接电网的三相电

压同步。它不仅可校正稳态运行电压，而且可以在故障后的恢复期间稳定电压，因此对电网电压的控制能力很强。与旋转同步调相机相比， ASVC 的调节范围大，反应速度快，不会发生响应迟缓，没有转动设备的机械惯性、机械损耗和旋转噪声，并且因为 ASVC 是一种的固态装置，所以能响应网络中的暂态也能响应稳态变化，因此其控制能力大大优于同步调相机。

由于 ASVC 的应用前景广阔，目前除了日本 ±80Mvar 和美国 ±100Mvar 的 ASVC 已研制完成并投入运行外，日本有关电力公司以及日立、东芝和三菱电器制造公司，最近又在联合研制用于 275kV 系统的容量为 300Mvar 的自励式 ASVC 装置。

目前，在国内，一些科研、设计、生产单位已开始 FACTS 技术方面的规划和研究试制工作。清华大学与河南省电力局合作研制的 ±20Mvar ASVC 装置已在洛阳成功运行，标志着我国具有自主知识产权的柔性输电技术达到了工程实用阶段。从我国远距离输电多、电网相对薄弱的特点出发，再考虑到电力市场化越深入发展对加强网络建设的需求越迫切，FACTS 技术在我国必将有广阔的发展前景。

3.DFACTS 的研究态势

随着高科技产业和信息化的发展，电力用户对供电质量和可靠性越来越敏感，电器设备的正常运行甚至使用寿命也与之越来越息息相关。可以说，信息时代对电能质量提出了越来越高的要求。

DFACTS 是指应用于配电系统中的灵活交流技术，它是 Hingorani 于 1988 年针对配电网中供电质量提出的新概念。其主要内容是：对供电质量的各种问题采用综合的解决办法，在配电网和大量商业用户的供电端使用新型电力电子控制器。

DFACTS 在电力系统中的一个应用范例是清华大学与澳门大学的学者合作于 1997 年提出的综合电能质量控制器（DS-Unicon）的概念。即：快速补偿供电电压中的突降或突升、波动和闪变、谐波电流和电压、各相电压的不平衡以及故障时的短期电压中断。在这种装置中，主要有两个重要部分：并联交流单元和蓄电池单元。具有一定的调峰能力，利用蓄电池的储能和释能，对用电负荷进行短期的电能调节。

目前，在国内，实现 DS-Unicon 的技术困难已基本得到解决，系列样机已于 2000 年至今陆续研制成功。

（三）基于 GPS 统一时钟的新一代 EMS 和动态安全监控系统

1.基于 GPS 统一时钟的新一代 EMS

目前应用的电力系统监测手段主要有侧重于记录电磁暂态过程的各种故障录波仪和侧重于系统稳态运行情况的监视控制与数据采集（SCADA）系统。前者记录数据冗余，记录时间较短，不同记录仪之间缺乏通信，使得对于系统整体动态特性分析困难；后者数据刷新间隔较长，只能用于分析系统的稳态特性。两者还具有一个共同的不足，即不同地点之间缺乏准确的共同时间标记，记录数据只是局部有效，难以用于对全系统动态行为的分析。

1995 年以来，GPS （全球卫星定位系统）技术在电力系统中开始推广使用，它为电力系统提供了较方便的全网统一时钟信号，其定时精度小于 1μs。给实测数据加上时间标签，可以实现异地数据在相同的时间参考坐标系中进行比较。 GPS 系统的出现及其在电

力系统中的应用，使电力系统的运行人员和科研人员首次得以在时间和空间两维坐标下实时地研究和观察动态问题，具有十分重要的意义

迄今，GPS 技术、通信技术、 DSP （数字信号处理）技术以及电力系统的动态电量测量和在线参数辨识等关键技术的发展，已经给实现电力系统 EMS 具有整体动态监测功能提供了必要的条件，从而可使已有的状态估计及安全分析等功能发展为动态监测和分析或控制的工具。美国、法国等都相继研制了基于 GPS 技术的电压的测量装置，并开展了基于电压相量的电力系统的监视、保护和稳定控制的理论及应用研究工作。国内也有不少单位着手这方面的研究工作，并取得了一些成果。

2.基于 GPS 的新一代动态安全监控系统

基于 GPS 的新一代动态安全监控系统，是新动态安全监测系统与原有 SCADA 的结合。电力系统新一代动态安全监测系统，主要由同步定时系统、动态相量测量系统、通信系统和中央信号处理机四部分组成。采用 GPS 实现的同步相量测量技术和光纤通信技术，为相量控制提供了实现的条件。 GPS 技术与相量测量技术结合的产物——PMU （相量测量单元）设备，正逐步取代 RTU 设备实现电压、电流相量测量（相角和幅值）。

我国将 GPS 用于大电力系统稳定和振荡监控的研究已取得初步成果。以 GPS 同步相量测量装置为基础的监测系统已在我国南方联营电网投入运行。南方电网骨干联络线天广 500kV 线路的功角振荡已可在电网调度中心实时观测基于 GPS 新一代动态监测系统现阶段可实现的主要功能有：

（1）正常运行监测：①域内最大相角差监测； ②系统稳态运行中调工装置动态品质监测；③在线静态安全分析；④静态电压稳定监测。

（2）主系统故障动态监测：①电网故障定区； ②不同时段的故障发展报告；③故障严重程度分类（可按冲击大小、冲击性质、影响范围、是否会引起稳定问题、是否引起后续事故来重新分类）；④失步模式监测；⑤故障过程保护及自动装置行为评价。

（3）系统稳定预测。

（4）系统机电暂态过程动态监测。

（5）解列后各子系统动态行为监测。

（6）系统恢复控制监测。

图 1-2 给出了上述新一代动态安全监测系统的近期可能应用领域，从中可见新一代动态监测系统将使电力系统的监测与控制完全改观。

电力系统调度监测从稳态／准稳态监测向动态监测发展是必然趋势。 GPS 技术和相量测量技术的结合标志着电力系统动态安全监测和实时控制时代的来临。

以直接测量系统状态变量为基础的动态安全监测是未来电力系统监测技术的发展方向，它必将使现有的 SCADA 和 EMS 系统发生重大变革，并为电力系统稳定控制提供可靠和实时的数据资源。电力系统的稳态监测及动态实时监测的结合，将使电力系统的在线监测和控制日臻完善。

三、21 世纪电力系统自动化的展望

电力系统自动化的深度和广度都会在 21 世纪有更加飞速的发展；电力系统智能控制将迅速由研究走向实用，对计算机技术实时地进行自学习，以帮助运行人员快速正确地作

出决策。近年来，专家系统已在一些电力公司得到应用，神经元网络和模拟进化算法在电力系统中的实际应用正在加紧研究。多种不同方法的混合使用也是正在进行的研究课题之一。我国 ASVC 的研究已经达到工程实用水平。由于我国电网的特点， FACTS 和 DFACTS 技术将在我国有异乎寻常的需求和发展。

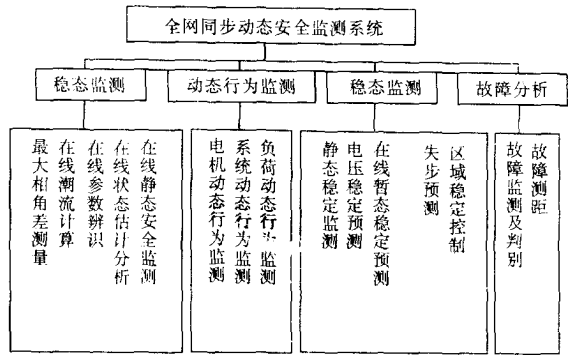


图 1-2 全网动态安全监测系统的近期可能应用领域

基于 GPS 统一时钟的新一代动态安全监测系统将在各大电网得到普及，动态安全控制系统将逐步得到应用。 GPS 相量测量系统提供了可实时跟踪功角变化轨迹的可能性，从而可通过预测不稳定现象的演化适时决定应采取的控制措施（如切机、快关等）。可以预期，GPS相量测量装置与常规 RTU 相结合，使调度中心的 EMS 系统功能从稳态向动态转变，将使大电力系统的全局稳定和恢复控制成为可能

随着计算机技术、控制技术及信息技术的发展，电力系统自动化面临着空前的变革。多媒体技术、智能控制将迅速进入电力系统自动化领域，而信息技术的发展，不仅会推动电力系统监测的发展，也会推动电力系统控制向更高水平发展。

第二章　电力系统信息监测基本技术

电力系统是每时每刻都在发生变化的复杂多变的多变量大系统，为了能够掌握电力系统的运行情况，及时地对电力系统运行状态进行必要的调整和控制，保证电力系统最大可能地安全经济运行，必须实时地将各处的大量数据迅速准确地采集起来，并传送到电力系统调度中心去进行处理。这些信息可以分成两大类，一类为电力系统结构状态信息，它包括组成电力系统的各个元件的等值参数以及它们连接方式，另一类是运行状态信息，即各厂站母线电压，各条线路有功、无功潮流等，这两类信息是不断变化的。本章将主要介绍信息的采集及其电网调度自动化系统的基本构成。

第一节　电网调度自动化系统的基本结构

电网调度自动化系统按其功能可以分成以下四个子系统。

一、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所中的远动终端向调度控制中心传送信息的子系统。

远动终端（RTU）与主站配合可以实现四遥功能：即遥测、遥信、遥控、遥调。RTU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，如发电机出力、母线电压、系统潮流、有功负荷和无功负荷、线路电流、电度量等；RTU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动作信息、断路器的状态信息等；RTU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；RTU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，调整发电机的有功出力或无功出力。

信息采集和命令执行子系统除了完成上述四遥的基本功能外，还有一些其他功能，如事件顺序记录、当地监控等。

表2-1和表2-2分别列出了电力系统运行所需的主要信息和电力系统运行的主要控制、调节命令。

二、信息传输子系统

由于电网调度自动化系统中的主站和远动终端之间一般都有较远的距离，因而信息传输子系统也是一个重要的子系统。信息传输子系统按其信道的制式不同，可分为模拟传输系统和数字传输系统两类。

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耗一频率特性，相移一频率特性、信噪比等来反映，它们都影响到远动数据的误码率。

表 2-1　　电力系统运行所需的主要信息

传送方向	类　别	信　息　名　称
发电厂或变电所↓调度控制中心	遥测信息	线路有功、无功功率或电流 变压器有功、无功功率或电流 发电机有功、无功功率 变压器分接头位置 母线电压（电压控制点） 频率（每一个可解列部分） 功率角 水库水位 电能量
	遥信信息	断路器分、合闸状态 隔离开关分、合状态 继电保护和自动装置动作状态 发电机开、停状态
	其他信息	事件顺序记录 转发其他厂站信息 返送校核信息 RTU 工作状态信息 事故追忆信息 故障录波信息

表 2-2　　电力系统运行的主要控制、调节命令

传送方向	类　别	信　息　名　称
调度控制中心↓发电厂变电所	遥控信息	断路器分闸合闸 发电机开机停机 并联电容器投切操作命令
	遥调信息	发电机组功率调整 发电机组电压调整 变压器分接头调整信号
	其他信息	对时信息 查询信息 RTU 远方诊断 RTU 参数设置

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提高。

三、信息的收集、处理和控制子系统

大型电力系统往往跨几个省，具有许多发电厂和变电所。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所的实时信息，对这些信息进行分析和处理，并将分析和处理的结果，显示给调度员或产生输出命令对系统进行控制。

四、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，应该使被控制的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后，再通过键盘、鼠标等操作，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、制表打印设备、屏幕拷贝设备、记录型仪表等。

第二节　电力系统信息采集系统

在电网监控系统中，为了实现对电网的监视和控制，首先必须获得表征电网实时运行状态的遥测量值和遥信状态，以便对这些信息进行适当的加工处理，形成控制电网安全、

稳定和经济运行的遥控、遥调命令。数据的收集与测量，在电网中主要由厂站端的 RTU 装置来完成，整个数据采集系统，如图 2-1 所示

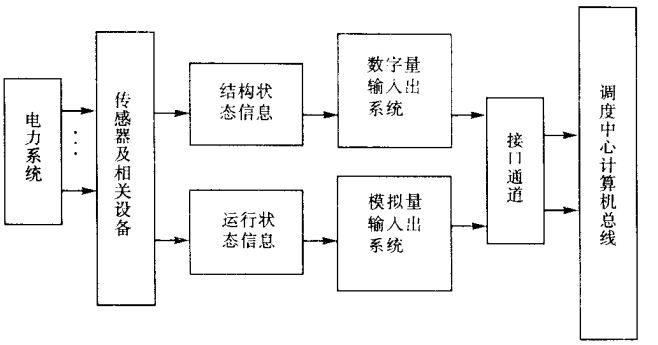


图 2-1　数据采集系统原理框图

由图 2-1 可见，由电力系统 RTU 及传感器输送的系统结构状态信息和运行状态信息通过模拟和数字量输入输出系统将信息传输到接口电路，然后送至调度控制中心计算机系统。其主要任务是实现对现场信号的采集处理。按其功能可分为模拟量输入／输出子系统和数字量输入／输出子系统。

模拟量子系统使计算机对电网现场的模拟量进行采集，该子系统将传感器送来的模拟信号经过信号调节，有的要经放大、滤波、多路开关分时采样后，经模／数转换进入计算机。

模拟量输出子系统主要用来由计算机对控制设备进行调节控制，通过数／模转换，有的还要经过适当放大后，再去控制对象。

数字量输入通道用于处理生产过程中的数字信号，如数字式传感器信号、开关信号、状态开闭、限值的高低或脉冲信号等。数字式传感器的输出，根据位数可并行输入，通过适当的信号处理，将各位状态通过接口接入计算机。数字量输出系统是为控制对象提供数字信号或控制其动作。在电网现场一些重要的开关或状态发生变化时，要计算机立即处理，一般将这种状态量接人中断处理。

上述输入／输出通道都有自己的接口电路，从而实现 CPU 对各通道的控制。以下重点介绍输入、输出处理。

一、模拟量输入通道

模拟量输入通道由变送器或传感器、多路模拟开关、放大器、采样保持器（S/H）A/D 转换器以及接口和控制逻辑电路构成，如图 2-2 所示。以下简要介绍各部分的作用。

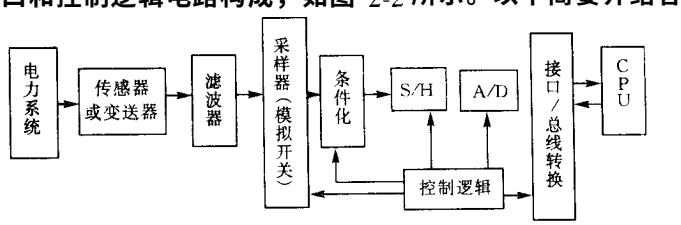


图 2-2　模拟量输入通道图

(一)传感器或变送器

它的作用就是将电力系统的电压、电流、功率、电量、等量转换成计算机可以统一处理的信号。就电流、电压变送器而言，目前相当多的系统采用将 TA、TV 二次信号降低，而后整流成直流的形式来测量。这种电路简单可靠，但整流不能立即反映电网变化情况，响应性较差。

新的霍尔测量技术大大改善了传统电力变送器的性能，无论在性能、精度上均优于传统变送器。

霍尔效应是物理学家 E.H.Hall 于 1879 年发现的半导体基本电磁效应之一。如果把一片半导体材料的薄片放在磁场中，并使磁场磁力线与薄片平面垂直，当在薄片的 1、2 端通以电流 I_c 时，则在垂直于磁场方向和电流方向的 3、4 端就会有电动势 E_H 产生，如图 2-3 所示。这一物理现象称为霍尔效应， E_H 称为霍尔电动势

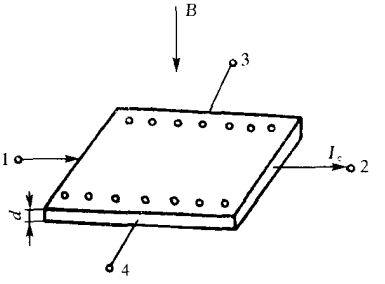


图 2-3 霍尔元件工作原理

根据实验及经典统计得知，霍尔电动势可表示为

$$E_H = \frac{R_H}{d} I_c B \cos\theta \times 10^{-8} \qquad (2\text{-}1)$$

式中：R_H 为霍尔系数，与材料性质有关， cm^3/c；d 为薄片厚度，cm；I_c 为控制电流，A；B 为磁感应强度，T；θ 为磁感应强度 B 与金属薄片平面法线的夹角。

霍尔元件的应用范围极广，这是由于它的输出比例于两个输入量的乘积，可以方便而准确地实现乘法运算，输出信号的信噪比大；频率范围广，最高可达 10^{12}Hz；体积小，重量轻，可靠性高，稳定性好，寿命长。

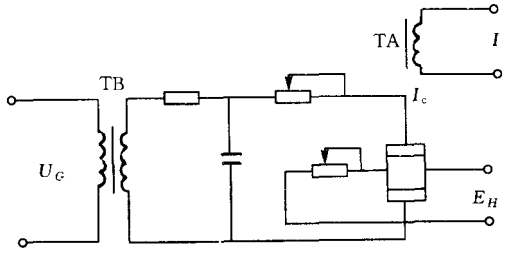


图 2-4 为单相霍尔功率变送器电路

由于磁场与霍尔元件的输出有良好的线性关系，因此可以利用霍尔元件测量信号大小，直接反映出电流电压和功率等信号。图 2-4 为单相霍尔功率变送器电路原理，发电机电压互感器二次侧电压 U_G 加在带气隙变压器 TB 的一次侧，其二次侧通过微调电阻接到霍尔片的控制端上，产生控制电流 I_c，则有

$$I_c = K_1 U_G \qquad (2\text{-}2)$$

电流互感器二次侧的电流 I 接至变流器 TA 的绕阻上，在气隙内产生磁场强度 H，霍尔片置于气隙内，则磁感应强度 B 为

$$B = K_2 I_G \qquad (2\text{-}3)$$

因此

$$E_H = K_3 I_c B = K_1 K_2 K_3 U_G I_G \qquad (2\text{-}4)$$

显而易见，控制电流 I_c 则可代表电压，磁感强度 B 即可代表电流，而霍尔电势 E_H 则可代表功率。

(二)滤波器