



电网设备 监控 实用技术

朱 斌 主编



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

电网设备 监控 实用技术

主 编 朱斌

副主编 刘金官 孙大雁 吴奕



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

设备监控源于变电运行专业,对变电站设备实施调度集中监控,可以成为调度运行与变电设备运行业务融合的纽带与桥梁,对调度的异常事故处理提供判断。

本书从设备监控专业知识构建着手,从基本的监控信息释义到深入的设备运行结构原理都有涉及,详细介绍了监控技术支持系统,变电站一、二次设备,公共回路,辅助设备以及输变电设备状态在线监测的基本工作原理,解释了典型设备监控信息的含义与发出机制。

本书共分为 11 章,具体包括监控技术支持系统、变电站主接线方式、一次设备、继电保护、公共回路、安全及自动化装置、智能变电站设备、辅助设备、无功及功率因数、监控信息辨识、输变电设备状态在线监测。

本书可作为监控(调控)运行人员和监控专业管理人员的专业参考书和培训教材,也可供大中专院校的相关专业师生参考。

图书在版编目(CIP)数据

电网设备监控实用技术/朱斌主编. —北京:中国电力出版社, 2015.5

ISBN 978-7-5123-7549-9

I. ①电… II. ①朱… III. ①电网-电气设备-电力监控系统
IV. ①TM7

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2015)第 071811 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>)

北京市同江印刷厂印刷

各地新华书店经售

*

2015 年 5 月第一版 2015 年 5 月北京第一次印刷

787 毫米×1092 毫米 16 开本 19 印张 459 千字

印数 0001—2000 册 定价 61.00 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

《电网设备监控实用技术》

编 委 会

主 编 朱 斌

副 主 编 刘金官 孙大雁 吴 奕

编 写 人 员 (按姓氏笔画排序)

王同发 王 浩 刘 翌 刘新新

朱海兵 许 炜 李世倩 陈 娜

范 青 黄 梅 龚 蕾 蒋 宇

韩 锋 熊 浩

序

设备监控源于变电运行专业，是变电站运行值班人员的一项核心业务。变电站值班员通过站内综合自动化系统实现对变电站内各类电气设备的运行实时监控，同时肩负着对变电站内消防系统、安防系统和视频系统的监视职责。

随着电网规模不断扩大和变电站综合自动化水平的提高，一些地区陆续出现了集控中心，承担一定地域范围内多座变电站的集中监控工作。初期的集控中心可以分为两类，一类是独立建设的集控站监控系统，另一类是直接将站端的监控系统通过拖终端的方式延伸至集控中心。由于技术条件限制和管理方面的差异，当时的集控中心管辖的变电站数量不多，一个地区往往需要建设多个集控中心，监控效率较低。

国家电网公司实施管理创新、大力推进“三集五大”体系建设以来，变电站设备监控业务改由各级调度中心承担，设备监控业务正式并入调度体系，调度中心也相应地改名为调控中心。变电站实施调度集中监控后，规模效益十分明显，调控中心负责监控的变电站数量大大增加，所需监控值班员与集控中心时相比大大减少，监控效率得到明显提升。

值班监控员肩负着变电站各种电气设备的运行监视职责，同时还负责变电站母线电压、主变压器功率因数的调节、输变电设备状态在线监测系统的监视、规定范围的电气设备遥控操作、调度预令转发等多项职责。一名合格的监控员，需要细心、耐心、恒心和责任心，杜绝“漏监视、误操作”，不仅需要及时发现各种异常与故障，更应对故障和异常做到心中有数，能够给调度的异常事故处理提供初步判断。由于监控员不直接面对现场设备，对于现场缺少直观感受，需要对现场设备运行原理和结构不断进行学习，熟悉现场信号和现场基本操作，保持敏感度，真正起到调度运行和变电设备运行业务融合纽带和桥梁的作用。

本书从设备监控专业知识构建着手，从基本的监控信息释义到深入的设备运行结构原理都有涉及，详细介绍了监控技术支持系统、变电站一、二次设备、公共回路、辅助设备以及输变电设备状态在线监测的基本工作原理，解释了典型设备监控信息的含义与发出机制。本书理论联系实际，从实际工作需求出发，结合编者多年工作经验，对现场常规操作产生的伴随信息、频发信息和典型事故信息组合进行了分析，选择不同地区发生过的监控专业典型异常和事故案例进行剖析，对监控员最困扰的问题进行重点解读，针对性强。相信该书的出版将进一步加强供电企业专业人员现场培训效果，提高相应的岗位履职能力、工作技能水平。



2015年1月

前言

随着国家电网“三集五大”体系建设不断深入，目前各级调控中心均开展了变电站的实时集中监控业务，500kV 及以下变电站基本实现了无人值守。与以往传统的变电站有人值班监控模式相比，现在调控中心的值班监控人员监控的变电站数量更多、设备技术变革更快，变电站运维方式将全面实行无人化。值班监控人员将成为电网运行与设备管理之间一个必不可少的连接及契合点。

在新的电网、设备运行管理要求下，值班监控人员应对变电站现场设备结构及运行原理不断学习，熟悉设备信息，掌握现场基本操作，保持对各类监控信息的敏感度，这也是本书编写的出发点。

本书从电网设备监控专业知识构建着手，从基本的监控信息释义到设备运行结构原理都有涉及，详细介绍了监控技术支持系统、变电站主接线方式、一次设备、继电保护、智能变电站设备、监控信息辨识、输变电设备状态在线监测等各方面相关知识。同时，从实际工作需求出发，结合编者多年实际工作经验，增加了现场的一些实际操作及异常事故处理时的相关监控信息分析，对于未在变电站现场实际工作过的监控人员有着较高的参考价值。

本书编制过程中得到了多名具有长期现场工作经验的设备监控、变电运行及设备检修专家的帮助及审查，参考了国家电网设备集中监控相关规章制度及标准规范，同时参考了国内外相关的科研成果、论文著作，在此一并表示诚挚的感谢！

由于编者水平有限，再加上成书仓促，书中缺陷在所难免，欢迎读者批评指正。

编 者

2015 年 4 月

目录

序
前言

1	监控技术支持系统	1
1.1	主站系统	2
1.2	变电站自动化系统	8
1.3	远动通道	13
1.4	四遥信号及验收	15
2	变电站主接线方式	19
2.1	单母线接线	19
2.2	双母线接线	20
2.3	3/2 断路器接线	23
2.4	简易接线	23
2.5	总结	25
3	一次设备	27
3.1	隔离开关	27
3.2	变压器	34
3.3	断路器	49
3.4	高压开关柜	63
3.5	GIS/HGIS	65
3.6	电力电抗器	69
3.7	消弧线圈	73
3.8	电压互感器	82
3.9	电流互感器	95
3.10	电力电容器	107
3.11	避雷器	114
4	继电保护	117
4.1	概述	117
4.2	主变压器保护	118
4.3	断路器保护	133
4.4	母线保护	140
4.5	线路保护	151

4.6	电容器保护	169
4.7	电抗器保护	177
4.8	“六统一”介绍	181
5	公共回路	185
5.1	防误	185
5.2	电压并联装置	194
5.3	变电站交直流系统	198
6	安全及自动化装置	202
6.1	站端自动化装置	202
6.2	安全自动化装置	216
7	智能变电站设备	223
7.1	智能变电站网络架构及信息流	223
7.2	智能电子设备	226
7.3	智能变电站特有的异常信号	230
8	辅助设备	242
8.1	变电站安防、技防系统	242
8.2	视频系统	244
9	无功及功率因数	248
9.1	电力系统电压与无功的基本概念	248
9.2	影响电力系统电压及无功的因素	251
9.3	电力系统无功电源设备及无功补偿配置的基本原则	252
9.4	电力系统无功设备补偿及调压	252
9.5	无功优化系统 (AVQC 系统)	255
10	监控信息辨识	259
10.1	常规操作信息	259
10.2	频发信息	266
10.3	典型事故信息	270
11	输变电设备状态在线监测	277
11.1	变压器油中溶解气体在线监测	277
11.2	电容设备绝缘监测装置	280
11.3	金属氧化物避雷器泄漏电流在线监测	281
11.4	断路器 SF ₆ 气体压力及水分监测	282
11.5	架空线路在线监测	283
11.6	杆塔倾斜监测	288
	参考文献	291

电力系统由发电厂、变电站、输电线路、配电线路和用户的用电设备等组成，并由调度控制中心对全系统的运行进行统一的管理。管理的基本技术手段和任务就是将表征电力系统运行状态和发电厂、变电站的有关线路负荷、断路器位置、保护装置动作情况等实时信息采集到调度控制中心，再把调度控制中心控制断路器开或者断、主变压器分接头位置升或者降、发电机出力增加或者减少等命令发往发电厂和变电站，对设备进行控制和调节。因此，为了适应这种管理需要，逐步发展了远动技术，又称调度自动化技术，即应用通信、计算机技术对远方的运行设备进行监视和控制，以实现远程测量、信号、控制和调节等各项功能。监控技术支持系统的核心功能为监视控制和数据采集（SCADA），从功能上看，属于调度自动化系统功能之一，因此，监控技术支持系统既可以独立建设，也可以作为调度自动化系统的一部分使用。从目前调度、监控专业合一的趋势看，后者是发展的方向。传统意义上，调度自动化系统是与电力系统统一调度、分级管理的体制相适应的，并进行分层分区控制，各级系统按照管辖范围完成有关监视和控制功能，同时接受上级管理。

按照 DL/T 5003—2005《电力系统调度自动化设计技术规程》的要求，调度自动化系统包含功能很多，有数据采集和监视控制（SCADA）、计算机通信、自动化发电控制（AGC）、网络拓扑（NT）、状态估计（SE）、调度员潮流分析（LA）等。但作为最基本的 SCADA 功能，必须包含三个组成部分：主站系统、信息传输通道、变电站自动化系统，缺一不可，这也是远程监控技术实现的基础。电力系统调度自动化系统结构如图 1-1 所示。

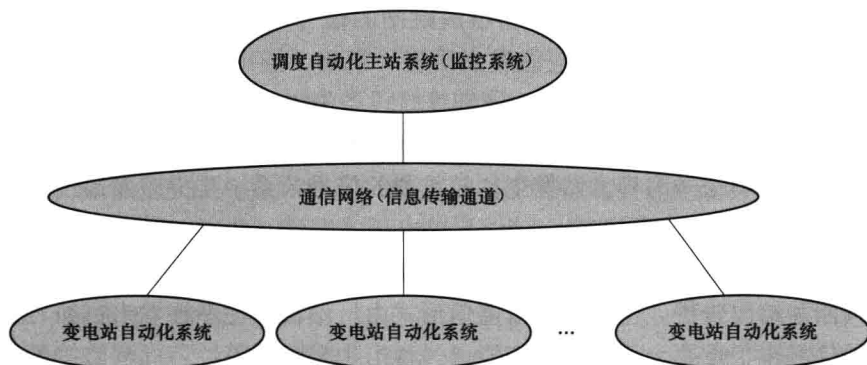


图 1-1 电力系统调度自动化系统结构图

■ 1.1 主 站 系 统

主站系统是通过计算机、网络通信、数据库管理、软件等技术构成的计算机系统，由服务器、工作站、配套设备硬件和操作系统、应用系统等软件构成，一般为分布式结构，以完成数据采集、数据通信、数据处理、告警及告警抑制等多项功能。主站系统监控着所有变电站的运行情况，一旦故障，将造成不可估量的损失。因此，条件具备的地区可以建设主、备两套主站系统，各自实现相同的功能，互为备用，这样极大地提高了主站系统的运行可靠性。

1.1.1 系统功能

1.1.1.1 数据采集

主站系统能够采集反映电网运行情况的信息，包括模拟量（如线路功率、母线电压、主变压器温度等）、状态量（如断路器和隔离开关位置、保护压板位置、操作把手位置、异常信号等）、带时间标志的事件顺序记录（SOE，用以进行事故分析）、其他需要的数据（如继电保护和安全自动装置的事件等）。

1.1.1.2 数据通信

具有与厂站端自动化系统、上下级电网调度自动化系统主站及其他相关系统交换数据的能力，当然也包括主站系统内各设备之间的内部通信。

1.1.1.3 数据处理

系统能实现以下数据处理、运算和存储的功能：

（1）数据合理性检查及处理，比如根据网络拓扑关系，判断断路器、隔离开关位置是否正确；根据设备额定值等参数，判断功率、电流等数据是否合理。

（2）异常数据处理，比如遥测不变化、遥测突变、双位置遥信位置不对应等异常情况的处理。

（3）事件分类处理，有的监控系统将事件根据重要程度，分为提示类、告警类、事故类等，不同的类别信号可以发出不同的告警。例如可以根据监控信息重要程度，将信息分成5类：A类为电网事故类，能够反映断路器事故跳闸的信号，比如“断路器位置”“事故总”“保护动作”等信号，这类信号系统应能发出语音、声响、推出图形等多种警报，能够立即引起监控员的注意；B类为异常信息类，能够反映设备失电、闭锁、告警、通信中断、机构异常等状态，比如“开关弹簧未储能”“保护装置通信中断”“控制回路断线”“保护装置功能闭锁”等信号，这类信号为日常监控中比较重要的信号，系统至少应能通过弹出告警窗和警铃声提醒监控员；C类为越限信息，能够反映电压、电流、功率、温度、功率因数越限的情况，比如“母线电压越下限”“线路潮流越上限”等，越限信号一般由主站系统根据采集的遥测数值判断并给出告警，也有部分以遥信形式由厂站自动化系统发出，如“主变压器超温”等，这类信号也很重要，系统至少应能通过弹出告警窗和警铃声提醒监控员；D类为变位信号，能够反映隔离开关、切换开关、压板等位置变化情况，比如“操作把手就地位置”“重合闸软压板投入”等；E类为提示类信号，仅提供提醒作用，比如主变压器挡位位置变化、气泵或者油泵启动、空气压缩机启动、排水泵启动、在线滤油等信号。后两类信号原则

上可以不发出警铃声，甚至可以不在监控员的重点监视窗口内弹出。当然，信号分类和告警行为可以根据各地区监控员的监控习惯设置。

(4) 多源数据处理，即可以通过不同途径收集到的关于同一测量对象、在同一时间点(段)的数据，自动选择其中质量高的一个数据提供给后续数据处理过程(显示、计算等)并供查询使用。比如某条跨地区的线路，线路两端的遥测数据分别由两个地区调控主站系统分别采集，其中一个地区调控主站系统可以将对方的遥测数据获取并作为本端线路遥测数据的备用测量点，一旦本端线路数据采集故障，备用测量点可以立即自动启用，这样不至于因地区供电负荷统计而引起异常。对于有旁路的运行方式，当旁路带供时，将旁路间隔采集的遥测数据自动填充到被带间隔，就是一种典型的多源数据处理方式。

(5) 支持各种常用运算功能，包括调度参数运算、算术运算、代数运算、三角运算及逻辑运算等。

(6) 历史数据处理：能够支持灵活设定历史数据存储周期的功能，具有一定时间的历史数据的存储能力，具有灵活的统计计算能力，具有方便的历史数据查询的能力。

(7) 具有处理和存储由子站发送的带时标的事件顺序记录信息的能力并提供查询手段。

(8) 具有处理并存储变电站自动化系统或其他系统采集的各种继电保护及安全自动装置信息的能力。

1.1.1.4 告警及告警抑制功能

系统能够发出遥测量异常告警(如遥测越限、数据不合理、数据不变化等)、遥信变位提示及告警(如断路器由合到分、机构异常、保护装置动作等)、计算机系统异常告警(应用服务器切换、故障、进程退出等)、数据通信异常告警(如工作站网络通信中断、变电站远动通道退出等)。告警能够以推画面、发音响(语音、笛音)、弹出提示窗等方式显示，并能够按电压等级、厂站、事件等作分类告警检索。监控员还能方便地确认告警。对于一些已知的、频繁发出告警的信号，监控员还可以有选择地实现告警抑制，防止无用告警信号干扰正常监视过程。但是告警抑制功能仅能屏蔽这些信号的告警行为，表面上不再有语音等干扰，但是实际上该信号仍然在发送并存储到数据库内。非常高频率的发送信号，一是占用系统 CPU 处理资源，二是占用大量数据传输带宽，三是会使数据库存储空间迅速减少，四是如果发生真实的异常情况，该信号又被屏蔽了，则无法引起监控员注意。因此监控员日常应密切注意告警抑制信号的后续处理。

1.1.1.5 图形功能

系统能够采用全图形、多窗口技术，具有世界图、层次显示、画面缩放、漫游、平面叠加等功能；能支持各种图形、表格、曲线、棒图、饼图等表达形式；支持告警推画面功能；支持画面拷贝；屏幕显示应支持多种字体汉字。这是调控人员直接面对的系统功能，因此要求图形能够方便调阅、显示，各级调度机构都应颁布相应地区的调控画面规范以适应人员工作习惯，主站系统即使更新换代，调控画面也应延续之前使用习惯，满足规范要求。

1.1.1.6 制表与打印功能

系统显示的内容，都应该能够打印出来；也可根据用户的需求，制作相应的报表并打印。

1.1.1.7 控制功能

系统能够对厂站内的可控制元件进行遥控，可以对某个对象人工控制，也可以通过预先

设定控制顺序，然后由系统自动进行一组元件的程序化远方控制（又称“顺控”）。主站系统还应具备遥调功能，通过基于设定值和升降命令的遥调功能，如远方进行保护定值区切换操作。

1.1.1.8 系统时间同步功能

主站能接收全球定位系统（GPS）或者北斗卫星的标准时间信号，甚至可以配备原子钟，以此同步主站系统内各计算机设备的时钟，使其与标准时钟的误差保持在要求之内；还可以向厂站端自动化系统发送时间信号，同步主站和厂站有关装置和系统的时间。但是厂站如果具备时间同步装置，则主站下发的时钟信号仅作为备用。系统时间同步功能非常重要，这是电网事故发生后进行分析的基础，试想一下，如果各变电站、主站时间不一致，那么电网发生多个变电站连续跳闸后，又怎么能够知道保护动作、断路器分闸等事件的先后顺序呢？目前要求各变电站之间时间误差不能超过 10ms，一个变电站内各装置时间之差不能超过 2ms。

1.1.1.9 事故追忆

主站通过记录事故发生前后电网的各类事件序列，例如开关跳开与闭合、保护动作、遥测异常等信息，形成事故分析的信息基础，通过事故追忆的反演功能，将保存的事故追忆按当时的情景进行重演。主站可以通过自动方式启动事故追忆，并可以设定事故前后记录的时间长度及密度，可设置事故追忆启动点，可选择事故追忆记录点或保存全部记录，可用灵活直观的手段正确反演事故的过程，可长期保存并随时调用已记录的事故数据及有关画面。事故追忆功能以时间同步为前提。

1.1.1.10 厂站自动化系统通道监视

主站能够用单位时间内主站与子站通信不成功的次数、通信过程中误码率来评估通道质量，并发出提示信息；在通信中断时发出告警信息。比如发出通道异常、通道退出、厂站通信退出等告警内容。对于多通道的厂站，其中 1 个通道退出不影响对该站的监控，但是全部退出导致失去对该厂站的监控时，就需要运维人员现场值班了。

1.1.1.11 人工置数

用户可以人工设置电网设备的测量值、状态位置、挂/撤各种标志牌。不同的标志牌甚至可以影响有关设备监控信息的处理。比如可以设置“检修”牌，在某间隔挂上检修标志牌期间，该间隔发出的遥测、遥信等信号主站系统都不做处理，遥信不上告警窗，遥测不做统计、计算用等；也可以设置“验收”牌，验收期间该间隔信号可以独立显示在某个告警窗口，不影响正常的运行设备信息监控。

1.1.1.12 网络拓扑和动态着色

有的主站系统还能够基于网络拓扑分析，用特定的颜色和图形动态地显示设备的特定运行状态（如停电、解列、接地等）。这样系统能够更直观地显示有电、无电区域，提高调控人员的监视效率。

1.1.1.13 责任区和权限设置

调控人员使用主站系统需要具备一定的权限，权限可以根据不同的应用要求进行设定。比如有的调控人员只能使用特定的工作站，有的可以使用多个；有的调控人员可以监控管辖范围的所有厂站，有的仅需要监控某个电压等级设备等；有的调控员可以进行控制，有的则不能控制或者仅能控制部分设备等。系统可以提供权限和责任区功能实现上述需求。每个使

用系统的调控人员都有自己的用户名和密码，但需要注意的是，在使用计算机时，首先需要输入操作系统的用户和密码，然后才能在应用系统界面上进行用户登录，这两个用户含义是完全不同的。责任区可以按照电压等级和变电站进行划分，电网每个设备可以对应一个或多个责任区，但每个计算机节点同时只能对应一个责任区。通过平台统一的权限管理工具可对每类操作设置权限，为每个用户分配具体的权限。相应的，用户只能对管辖范围内的设备进行指定权限的操作。责任区的划分能够灵活地实现调控人员工作的需要。比如处于实习阶段的调控员，他的权限就只能监视而不能控制，如果想按照电压等级而不是按照变电站进行调控职责划分，只需要按照电压等级进行责任区设置就能实现。

1.1.2 系统构成

1.1.2.1 硬件设备

满足监控人员工作要求的最简单的主站系统硬件由数据库服务器、SCADA 应用服务器、前置采集应用服务器、电压无功自动控制应用服务器、报表应用服务器、监控工作站、维护工作站、串行通信设备、调度数据网接入交换机、主站网络交换机等构成，如图 1-2 所示。

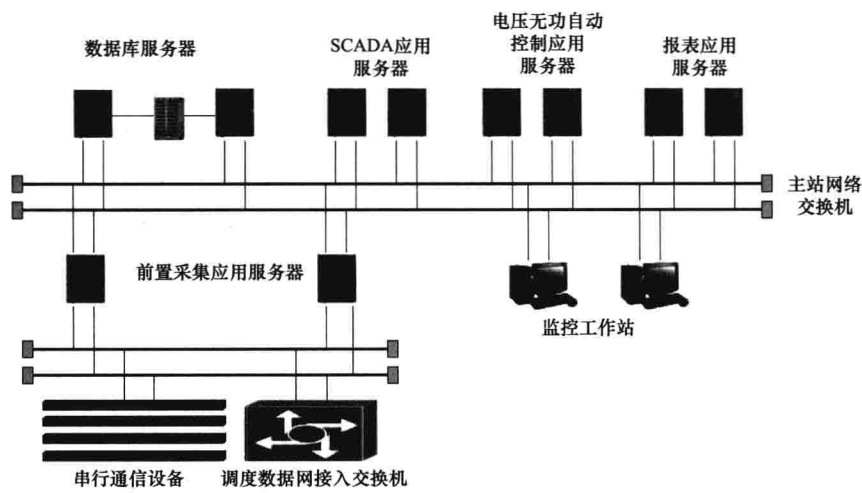


图 1-2 主站系统硬件结构图

除了串行通信和网络交换机，其他都是计算机设备。为了保证主站系统的安全可靠运行，主要设备均需要冗余配置，硬件采用可靠性高、易维护、可扩展的当前主流通用产品。可以看出，如果需要扩展其他应用，比如网络分析功能，只要增加电网高级应用服务器即可。较为先进的主站系统，还允许不同厂家的硬件混用，这样可以解决硬件升级的后顾之忧。

有时为了降低硬件投资，还可以在同一台硬件服务器上，集成多个应用服务，比如 SCADA 应用和电压无功控制应用服务都在同一台硬件服务器上。但是从系统运行的可靠性、资源消耗角度上考虑，尽量采用分开方式配置较好。

1.1.2.2 软件系统

软件上，主站系统由操作系统、支撑软件、应用系统构成，如图 1-3 所示。

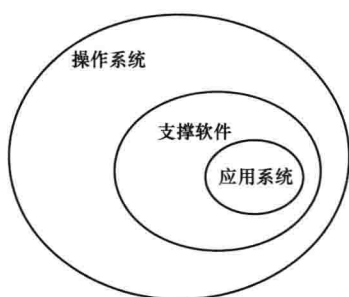


图 1-3 主站系统软件系统构成

常用的操作系统有 Unix（包含 Tru64 Unix、IBM AIX、SUN Solaris、HP-UX）、Linux、Windows 等，为了保证系统安全性，一般服务器选择 Unix，工作站可以选择 Windows 或者桌面 Linux，报表等其他计算机可以使用 Windows。为了保证安全性，目前正在减少使用 Windows 操作系统。

支撑软件一般指数据库管理系统、程序编译软件等，这些软件由第三方提供，仅由维护人员和开发人员使用。

应用系统就是我们常提及的调控主站系统的型号，比如“OPEN3000”“D5000”等，由主站系统提供商开发、出售和服务。调控人员根据应用系统提供的人机接口，比如主画面、一次接线图、告警光子牌图、告警弹出窗口、历史数据查询工具等监控电网运行。这是调控人员需要熟悉使用的软件系统，必须掌握其各种功能的使用方法。

1.1.2.3 SCADA 数据流向

调控人员在工作站上可以看到电网运行的测量、状态信息，也能发出控制命令、查询历史数据、进行挂牌，以下简单介绍调控工作站与系统其他设备间的数据流向。不同的主站系统设计有其独特之处，但一般情况下，SCADA 数据流向如图 1-4 所示。

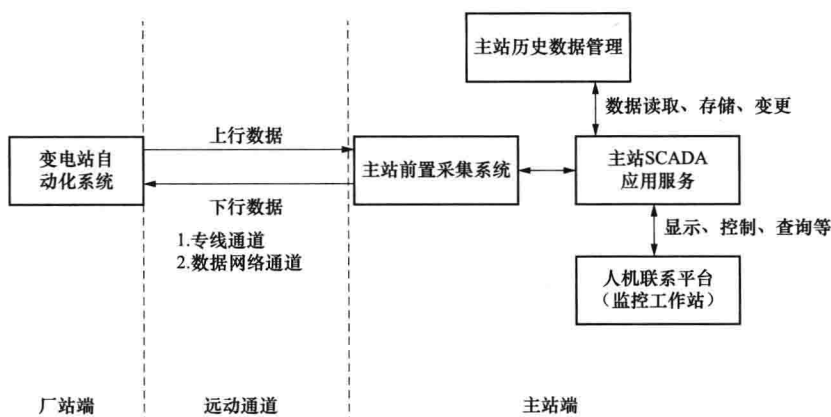


图 1-4 主站系统 SCADA 数据流向图

变电站自动化系统所采集的遥测、遥信、遥控返校等上行数据，由变电站总控装置经过远动通道发送给主站系统前置采集应用服务器。主站下发的对时命令、遥控选择和执行命令等下行数据，由前置采集系统发送到变电站自动化系统。主站前置系统直接采集未经处理的数据称为“生数据”，主站前置系统处理过的数据称为“熟数据”。熟数据经过 SCADA 应用服务器辨识、多点源等处理后发送给各工作站、主站历史数据管理等设备。无论是接收变电站上行数据，还是发送下行控制命令、查询历时数据，调控工作站接收和发送的信息一般都要经过 SCADA 应用服务处理。

1.1.3 系统应用分析

调控人员需要熟悉调控主站系统的界面，掌握日常监视、巡视检查、控制操作、异常及缺陷处理、检修设备和新设备投运前验收等方法。

1.1.3.1 日常监视和巡视检查

调控人员需要实行 24h 不间断监视主站系统有关界面，重点监视变电站一二次设备状态、变电站运行工况、系统电压与功率因数、线路与主变压器负荷、注油设备温度等。监控工作站正常应保持在运行界面，事故、告警音响正常应开启。对于调控范围至少有几十座变电站的调控人员来说，逐一检查各变电站一次接线图、光字牌图，仔细核对运行方式和电网设备运行状态是不现实的，因此，需要主站监控界面能够将重点监控信息集中在一张图形上，比如，所有变电站事故总信号、所有变压器温度、挡位信息、所有变电站交直流数据、所有变电站远动通道状态等分别显示在集中集控图形中，并且，采用数据闪烁、变色、告警窗口弹出、音响和语音报警等形式提示调控人员关注异常状态。除了图形和告警窗口，调控人员在检查、巡视各变电站运行情况时，还可以利用实时和历史数据查询工具统计出各变电站异常信息，这样极大地方便了调控人员交接班工作，减少了调阅图形的工作量。

1.1.3.2 遥控操作

调控人员的控制操作方式一般有两种类型，一是监护遥控，另外一种是直接遥控。监护操作指在遥控时，遥控过程需要监护人员介入，只有监护人员许可后，才能执行。监护人员可以在不同的监控工作站上、也可以在同一台工作站上确认，这一般由操作执行人选择。直接遥控指操作执行人不需要其他人在主站系统上的确认而直接遥控的过程。监护遥控和直接遥控是由自动化主站维护人员在被控设备遥控类型中设定的，调控人员无法直接修改。通常，运行规程中规定调控人员的遥控操作需要被监护。

遥控操作失败时，调控人员需检查、分析原因。遥控过程有“预置”“返校”“执行”等步骤，遥控失败有的是进行了“预置”，但没有收到“返校”，有的是预置成功了，也下发了“执行”命令，但被控设备没有反应。调控人员需要检查被控设备有无“控制回路断线”“分合闸闭锁”“测控装置异常”“测控装置通信中断”等信号，测控装置“远方/就地”切换开关是否在“远方”位置等。在远动数据传输的过程中，遥控信息优先级是低于遥信变位的，为了避免遥控操作时正好有变位遥信上送，后者避免出现远动通道误码等问题，当遥控不成功时，还可以通过间隔一段时间再次进行遥控，可以提高遥控操作成功率。

除了调控人员的手动遥控外，还存在电压无功功率因数自动化控制系统、顺序控制等自动遥控操作。自动控制均为依据预先设定好的规则，由软件自动进行遥控的方式，这种方式不需要人工监护过程，因此需要特别关注自动遥控方式的条件、对象、电网模型变化时的审查。

1.1.3.3 异常及缺陷处理

主站系统能够提供许多方法来提示调控人员电网运行的异常、事故状态和主站系统运行异常状态。

(1) 测量数据不变化、越限时，数据会闪烁、增加醒目的底色、弹出越限告警窗口和音响报警等。

(2) 状态量信息变位时，设备图元会闪烁、音响报警，断路器跳闸时还会有语音报警。

无论是测量还是状态量数据，由变电站发送出来时，有的还会打上质量标签，也就是变电站侧判断的数据是否有效的标志，一般当有关测控装置通信中断、装置故障时，相应的测量和状态量数据标签就表示无效，主站系统显示的数据也应该给出明显的提示。

主站系统运行状态一般也会以弹出告警窗口的形式表示，因此调控人员需要及时查看告警窗口，周期性的调阅有关画面。

主站系统提供何种告警方式，调控人员应根据自身需求和运行规程和有关规范，联系主站自动化维护人员设置。

1.1.3.4 检修设备和新设备投运前验收

未经调控人员验收的检修设备和新设备，不能投入运行。在检修设备检修过程、检修设备和新设备验收过程中，主站系统会有很多声、光、电信号出现，为了避免影响正常监控，主站还应能提供挂“检修”工作牌、“验收”工作牌的功能，“检修”工作牌可以屏蔽检修时的信号显示在正常监控窗口内，相当于信号告警抑制功能。可以按照间隔、按照某个信号进行屏蔽。“验收”工作牌能够将有关信号仅仅显示在独立的告警窗口内，不影响正常监控工作。

■ 1.2 变电站自动化系统

变电站自动化系统广义上包含变电站监控系统、视频监控系统、在线监测系统等诸多采用自动化技术实现的测量、控制、监视等功能的计算机系统。狭义上就是指变电站监控系统。

变电站监控系统又称为变电站计算机监控系统，利用计算机技术、现代电子技术、通信技术和信号处理技术，将变电站二次设备（包含测量仪表、信号系统、继电保护、自动装置和远动装置等）经过功能的组合和优化设计，实现对厂站主要电气设备和输电线路的自动监视、测量、自动控制和保护，以及与调度通信等综合性自动化功能。

变电站自动化系统技术发展对无人值班管理模式起到了极大的促进作用。无人值班和有人值班是两种不同的管理模式，变电站综合自动化系统的发展和功能的不断完善为无人值班模式的应用提供了必要的基础，智能变电站一体化平台系统的应用，也将进一步促进无人值班管理模式的推广和完善。

1.2.1 变电站自动化系统功能

变电站自动化系统的功能包含主站系统所有的功能，从运维人员监控的角度看，每个变电站自动化系统就是一套独立的监控系统，具备数据采集、数据处理、告警、图形、控制、制表及打印、事故追忆、远程维护及诊断、系统对时等监控子系统功能。同时，变电站自动化系统还包含继电保护子系统、电压无功综合控制子系统、低频低压减负荷、备用电源控制，以及各子系统间及与调度中心通信等功能。但各种功能实现的软硬件设备与主站系统有很大不同。

1.2.2 变电站自动化系统的发展和组成

变电站自动化系统的发展与计算机、远动等技术的发展密切相关。20 世纪 60 年代，变

电站开始应用遥测、遥信技术，从而进入了远方监视的阶段。但这个时候调度人员只能根据很少的信号去了解变电站运行状况，有的只能知道发生了故障，至于是哪个间隔、什么类型的故障，只能要求运维人员去现场确认，而且还不能对开关进行控制。80 年代中后期，随着微处理器和通信技术发展，利用微型机构成的远动装置（又称“RTU”）的功能和性能有很大的提高，具备了遥测、遥信、遥控、遥调功能，监控信号量也有了很大的进步。90 年代后期，出现了综合自动化系统，它具有比原有 RTU 更高的优越性。通过利用当代计算机和通信技术，改变了传统二次设备通信模式，实现了信息共享，减少了连接电缆和占地面积；提高了自动化水平，减轻了值班员操作量，减少了维修工作量；能够提供各级调度中心更多的信息，以便及时掌握电网及变电站运行情况；提高变电站可控性，更多地采用了远方集中控制、操作、反事故措施等；促进无人值班管理模式推广，甚至推广到更高的电压等级变电站，提高劳动效率，减少人为误操作的可能。2000 年后，电子产品性能的极大提高和电子式及光电式互感器的应用，又产生了可以在户外恶劣环境下工作的二次装置，促进了网络化、数字化、全分散式的数字化变电站的出现。对数字化变电站提出更高级别的应用功能和管理的要求，就出现了智能化变电站一体化监控系统。

目前以上变电站自动化系统都还存在，各种类型的系统都具有自身的特点和优势，以下简单介绍 RTU 模式、综合自动化系统、智能变电站自动化系统这三种类型。

1.2.2.1 RTU 模式

图 1-5 为典型的 RTU 模式结构图，可以看出，采用 RTU 模式的变电站中，RTU 为全站的通信核心，全站所有的通信、控制功能均由 RTU 主机实现。这种模式的特点是结构简单，经过多年的运行，技术成熟、可靠。但是由于所有变电站信号都接入 RTU，因此一旦 RTU 发生故障，变电站所有监控功能都将失去。而且 RTU 集中接入的遥测、遥信、遥控能力是有限的，对于间隔数量多、重要性高的变电站，不能反映全部电网及自动化设备运行状态。因此，该模式可以在 35kV 及以下电压等级非重要变电站应用。目前推广的配网自动化配电终端（DTU），性能就类似于 RTU。随着技术和变电站监控需求的发展，RTU 模式终究会被淘汰。

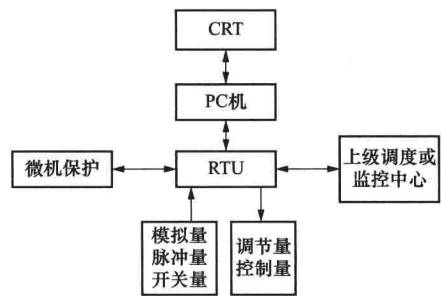


图 1-5 RTU 模式结构图

1.2.2.2 综合自动化系统

综合自动化系统最大的特点是采用了分层分布式的结构，可以按照电网一次间隔来配置二次装置，并将所有二次装置通过通信总线连接起来，实现数据共享和控制等功能。如图 1-6 所示，系统将变电站分为“两层一网”结构，“两层”分别为站控层和间隔层，每层由不同的设备或子系统构成，完成不同的功能，“一网”为站控层网络。

综合自动化系统的特点为：

(1) 分层分布式结构具有软件相对简单、调试维护方便、组态灵活、系统整体可靠性高、可扩充能力强的特点。