第一章

变电站综合自动化技术基础

第一节 变电站综合自动化的基本概念

一、常规变电站状况

常规变电站的二次系统主要由继电保护、就地监控、远动装置、录波装置所组成。在实际应用中，是按继电保护、远动、就地监控、测量、录波等功能组织的，相应的就有保护屏、控制屏、录波屏、中央信号屏等。每一个一次设备，例如一台变压器、一组电容器等，都与所有这些屏有关，因而，每个设备的电流互感器的二次侧，都需要分别引到这些屏上；同样，断路器的跳、合闸操作回路，也需要连到保护屏、控制屏、远动屏及其他自动装置屏上。此外，对同一个一次设备，与之相应的各二次设备（屏）之间，保护与远动设备之间都有许多连线。由于各设备安装在不同地点，因而变电站内电缆错综复杂。

正是由于常规变电站的上述情况，决定了常规变电站存在着不少缺点：

(1) 安全性、可靠性不高。传统的变电站大多数采用常规的设备，尤其是二次设备中的继电保护和自动装置、远动装置等（有不少变电站没有自动装置和远动装置）采用电磁型和晶体管式，结构复杂、可靠性不高，本身又没有故障自诊断的能力，只能靠一年一度的整定值的校验发现问题，才进行调整与检修，或必须等到保护装置发生拒动或误动之后才能发现问题。

(2) 电能质量可控性不高。随着国民经济的持续发展，人们生活水平和生活质量不断提高，家用电器、个人计算机越来越多地进入各家各户。不仅各工矿企业，而且居民用户对保证供电质量的要求越来越高。衡量电能质量的主要指标是频率和电压，目前还应考虑谐波问题。频率主要由发电厂调节、保证。而电压的合格，不仅单靠发电厂调节，各变电站，特别是枢纽变电站也应该通过调节变压器分接头位置和控制无功补偿设备进行调整，使其运行在合格的范围内。但传统的变电站，大多数不具备调压手段，至于谐波污染造成的危害，还没有引起足够的重视和采取有力的解决措施，且缺乏科学的电能质量管理办法，不能满足目前发展的电力市场的需求。

(3) 占地面积大。实现了综合自动化的变电站与传统变电站相比，在一次设备方面，目前还没有多大差别，而差别较大的是二次设备。传统的变电站，二次设备多采用电磁式或晶体管式，体积大、笨重，因此，主控室、继电保护室占地面积大。这对于人口众多的我国，特别是对人口的密度很大的城市来说，是一个不容忽视的问题。如果变电站实现综合自动化，则会大大减少占地面积，这对国家眼前和长远的利益都是很有意义的。

需要全本请访问 www.ertongbook.com

(4) 实时计算和控制性不高。电力系统要做到优质、安全、经济运行，必须及时掌握系统的运行工况，才能采取一系列的自动控制和调节手段。但传统的变电站不能满足向调度中心及时提供运行参数的要求；一次系统的实际运行工况，由于远动功能不全，一些遥测、遥信无法实时送到调度中心；而且参数采集不齐，不准确，变电站本身又缺乏自动控制和调控手段，因此没法进行实时控制，不利于电力系统的安全稳定运行。

(5) 维护工作量大。常规的继电保护装置和自动装置多为电磁型或晶体管型，例如晶体管型继电保护装置，其工作点易受环境温度的影响，因此其整定值必须定期停电检验，每年校验保护定值的工作量是相当大的；也无法实现远方修改继电保护或自动装置的定值。

二、变电站综合自动化的基本概念

基于上述常规变电站的状况，同时，随着计算机技术的发展，变电站的装置都开始采用微机技术而成为微机型继电保护装置、微机监控、微机远动、微机录波装置。微机化后的设备体积缩小，可靠性提高。这些微机型的装置尽管功能不一样，其硬件配置都大体相同。除微机系统本身外，无非是对各种模拟量的数据采集，以及输入/输出接口电路，并且装置要采集的量和要控制的对象还有许多是共同的，因而显得设备重复、数据不共享、通道不共用、模板种类多、电缆依旧错综复杂等问题依然存在。因此，人们自然的提出这样一个问题：在当今的技术条件下，是否应该跳出历史造成的专业框框，从技术管理的综合自动化来考虑全微机化的变电站二次部分的优化设计，合理地共享软件资源和硬件资源。这就是变电站综合自动化名称的来历。

十余年来，国内外都对变电站综合自动化技术展开了讨论、研究。随着自动化技术、计算机技术和通信技术的发展，变电站综合自动化技术得到了迅速发展。有许多按新概念、新原理设计的变电站综合自动化系统投入运行。展现了其极强的生命力，并成为我国电力工业推行技术进步的重点之一。

变电站自动化是应用控制技术、信息处理和通信技术，利用计算机软件和硬件系统或自动装置代替人工进行各种运行作业，提高变电站运行、管理水平的一种自动化系统。变电站自动化的范畴包括综合自动化技术、远动技术、继电保护技术及变电站其他智能技术等。

变电站综合自动化是将变电站的二次设备（包括测量仪表、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，利用先进的计算机技术、现代电子技术、通信技术和信号处理技术，实现对全变电站的主要设备和输、配电线路的自动监视、测量、自动控制和微机保护，以及与调度通信等综合性的自动化功能。

变电站综合自动化系统是利用多台微型计算机和大规模集成电路组成的自动化系统，代替常规的测量和监视仪表，代替常规控制屏、中央信号系统和远动屏，用微机保护代替常规的继电保护，改变常规的继电保护装置不能与外界通信的缺陷。因此，变电站综合自动化是自动化技术、计算机技术和通信技术等高科技在变电站领域的综合应用。变电站综合自动化系统可以采集到比较齐全的数据和信息，利用计算机的高速计算能力和逻辑判断功能，可方便的监视和控制变电站内各种设备的运行和操作。变电站综

合自动化系统具有功能综合化、结构微机化、操作监视屏幕化、运行管理智能化等特征。它的出现为变电站的小型化、智能化、扩大控制范围及变电站安全可靠、优质经济运行提供了现代化手段和基础保证。它的应用将为变电站无人值班提供强有力的现场数据采集及控制支持。变电站综合自动化系统的基本配置如图 1-1 所示。

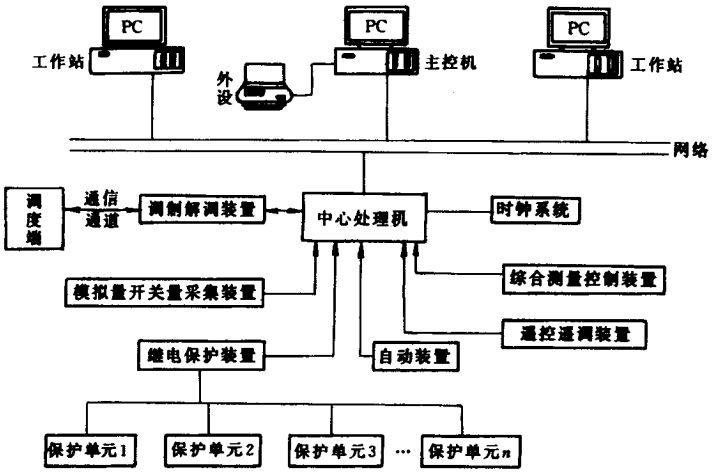


图 1-1　变电站综合自动化系统的基本配置

三、变电站实现综合自动化的优越性

与常规变电站二次系统相比，变电站实现综合自动化可以在下面几个方面体现出独特的优越性：

(1) 在线运行的可靠性高。变电站综合自动化系统可以利用软件实现在线自检，具有故障诊断功能。微机系统的软件设计，考虑到电力系统各种复杂的故障，具有很强的综合分析和判断能力，在软件程序的指挥下，微机系统可以在线实时的对有关硬件电路中各个环节进行自检；利用有关的硬件和软件相结合技术，可有效防止干扰进入微机系统后可能造成的严重后果，更为重要的是变电站综合自动化系统中的各子系统如微机保护装置和微机自动装置具有故障自诊断功能，这是综合自动化系统比起常规的自动装置突出的特点。使变电站的一次、二次设备运行的可靠性方面已经远远超过了常规变电站。

(2) 供电质量高。由于在变电站综合自动化系统中包括有电压、无功自动控制功能，故对于具有有载调压变压器和无功补偿电容器的变电站，可以大大提高电压合格率，保证电力系统主要设备和各种电器设备的安全，使无功潮流合理，降低网损，节约电能损耗。

(3) 专业综合，易于发现隐患，处理事故恢复供电快。变电站传统的二次设备专业分工过细，每块配电盘都固定地隶属于一个专业来维护，这样不利于综合监视运行情况，也不利于发现隐患，一旦发生事故，恢复供电的时间较长。实现综合自动化以后，各专业综合考虑，并装备有先进的计算机，可以收集众多需要的数据和信号，利用计算机高速计算

和正确判断的能力，将数据和信号经计算机处理后，以综合的结果反映给值班人员，还可提供事件分析的结果以及如何处理的参考意见。这样可以很快的发现问题，很快处理事故，尽早恢复供电。对提高供电的可靠性起着重要的作用。

（4）变电站运行管理的自动化水平高。在常规变电站中，由于装设的二次系统仅适合于肉眼监视、人工抄表、手动操作，很难采用计算机技术进行高水平的自动化管理。最简单的例子，人工抄表所记录的数据，误差大、离散性高、可信度低，更重要的是所记录的报表无法再利用，长年累月大量堆积，无法从中得到有用的数据。采用综合自动化以后，可以将这些宝贵的数据记录在历史库中，必要时可以从中得到重要的数据，对电力调度、系统的规划等方面提供重要的依据。变电站实现自动化后，监视、测量、记录、抄表等工作都由计算机自动进行，既提高了测量的精度，又避免了人为的主观干预，运行人员只要通过观看 CRT 屏幕，对变电站主要设备和各输、配电线路的运行工况和运行参数便一目了然。综合自动化具有与上级调度通信功能，可将检测到的数据及时送往调度中心，使调度员能及时掌握各变电站的运行情况，也能对它进行必要的调节和控制，且各种操作都有事件记录可供查阅，大大提高运行管理水平。

（5）减少控制电缆，缩小占地面积。变电站实现综合自动化以后，需要获得电力系统测量数据和运行信息的各个部分都可以统一考虑，统一规划，获得所有数据和信号，可以由各个部分分享，这样就可以节省大量的控制电缆。变电站综合自动化系统，由于采用计算机和通信技术，可以实现资源共享和信息共享，同时由于硬件电路多采用大规模集成电路，结构紧凑、体积小、功能强，与常规的二次设备相比，可以大大缩小变电站的占地面积，而且随着处理器和大规模集成电路的不断降价，微计算机性能/价格比逐步上升，发展的趋势是综合自动化系统的造价会逐渐降低，而性能功能会逐步提高，因而可以减少变电站的总投资。

（6）维护调试方便。由于综合自动化系统中，各子系统有故障自诊断能力，系统内部有故障时能自检出故障部位，缩短了维修时间。微机保护和自动装置的定值又可在线读出检查，可节约定期核对定值的时间。

（7）为变电站实现无人值班提供了可靠的技术条件。变电站有人值班和无人值班是变电站运行管理的一种模式，而变电站综合自动化是自动化技术在变电站应用的一种集中体现。变电站综合自动化系统可以收集到非常齐全的数据信息。有强大的计算机计算能力和逻辑判断功能，可以极方便地监视和控制变电站的各种设备。如监控系统的抄表、记录自动化，值班员可不必定期抄表、记录，可实现少入值班，如果配置了与上级调度的通信功能，能实现遥测、遥信、遥控、遥调。因此，目前新建的变电站在投资允许的情况下，采用综合自动化系统，不仅可以全面提高无人值班变电站的技术水平，也为变电站安全稳定运行提供了可靠保证。

当然，变电站实现综合自动化技术后，也出现一些问题，如与传统的变电站监控装置有根本性的背离，对长期从事传统监控装置维护、运行人员来说是不熟悉的，在操作和维护过程中，使用人员较难掌握，当出现一些小问题时，就不得不依靠供货商来解决。所以要普遍使用则要有一个过程。另外变电站综合自动化系统也有一些缺点，如硬件淘汰快；

要求硬件和软件有高度可靠性；使用者较难维护等。

不过，这些优缺点取决于技术方面，同时又与各国的技术经济发展状况有关。相信随着技术的不断更新和完善，以及运行人员技术水平的不断提高，变电站综合自动化技术必将发挥它应有的巨大作用。

四、对变电站综合自动化系统的要求

(1) 变电站综合自动化系统应能全面代替常规的二次设备。综合自动化系统应集变电站的继电保护、测量、监视、运行控制和通信于一个分级分布式的系统中，此系统由多个微机保护子系统、测量子系统、各种功能的控制子系统组成，应能代替常规的继电保护、仪表、中央信号、模拟屏、控制屏和运行控制装置，才能提高变电站的技术水平和可靠性。

(2) 变电站微机保护的软、硬件设置既要与监控系统相对独立，又要相互协调。微机保护是综合自动化系统中很重要的关键环节，因此软、硬件配置要相对独立，即在系统运行中，继电保护的动作行为仅与保护装置有关，不依赖于监控系统的其他环节，保证在综合自动化系统中，任何其他环节故障只影响局部功能的实现，不影响保护子系统的正常工作。但与监控系统要保持紧密通信联系。

(3) 微机保护装置应具有串行接口或现场总线接口，向计算机监控系统或 RTU 提供保护动作信息或保护定值等信息。

(4) 变电站综合自动化系统的功能和配置，应满足无人值班的总体要求。随着我国电力工业进入大电网、大机组时代，无人值班变电站的实施已成为电网调度自动化深入发展的必然趋势，是电网调度管理的发展方向。传统的四遥装置，无论从可靠性、测量精度、传输速率和技术水平等方面，都不能满足现代电网调度、管理的要求。变电站综合自动化系统的功能设计，要从电力系统的安全、稳定运行、提高经济效益等综合指标和提高电网基础自动化水平的综合要求出发，其软、硬件的配置必须考虑具备与上级调度通信的能力，必须具备 RTU 的全部功能，以满足和促进变电站无人值班的实施。

(5) 要由可靠、先进的通信网络和合理的通信协议。

(6) 必须保证综合自动化系统具有较高的可靠性和强的抗干扰能力。变电站安全运行是变电站设计的基本要求，为此，在考虑系统的总体结构时，要注意主、次分清。对关键环节，要有一定的冗余。综合自动化系统中的各个子系统要相对独立，一旦系统中某部分出现故障，应尽量缩小故障影响的范围并能尽快恢复故障。为此，各子系统应具有独立的故障自诊断和自恢复功能，任一部分发生故障时，应通知监控主机发出警告指示，并能迅速将自诊断信息送往控制中心。

(7) 系统的可扩展性和适应性要好。随着我国经济建设的发展，每年有不少新建变电站要设计、建设和投产，它们需要有技术先进、功能齐全、性能价格比高的自动化系统提供选用。此外，每年有大量各式各样的老站需要改造，这些老站由于投资水平不同，在系统中的地位和原来采用的设备以及基础各不相同，因此，要求自动化设备应能根据变电站的不同要求，组成不同规模和不同技术等级的系统。

(8) 系统的标准化程度和开放性能要好。研究新产品时，应符合国家或部颁标准，使

需要全本请访问 www.ertongbook.com

系统开放性能好，也便于升级。

(9) 必须充分利用数字通信的优势，实现数据共享。数据共享应该是综合自动化系统发展的趋势，只有实现数据共享，才能简化自动化系统的结构，减少设备的重复，才能降低造价。

(10) 变电站综合自动化系统的研究和开发工作，必须统一规划，统一指挥。变电站综合自动化系统是一项技术密集、涉及面广、综合性很强的基础自动化工程。在研究、开发和应用过程中，各专业要互相配合，避免各自为战，整个系统才能协调工作，对系统的信息才能集中管理和共享，避免不必要的重复和相互干扰。

以上几条原则和要求可作为设计综合自动化系统时参考。

第二节 变电站综合自动化系统的基本特征

变电站综合自动化就是通过监控系统的局域网通信，将微机保护、微机自动装置、微机远动装置采集的模拟量、开关量、状态量、脉冲量及一些非电量信号，经过数据处理及功能的重新组合，按照预定的程序和要求，对变电站实现综合性的监视和调度。因此，综合自动化的核心是自动监控系统，而综合自动化的纽带是监控系统的局域通信网络，它把微机继电保护、微机自动装置、微机远动功能综合在一起形成一个具有远方功能的自动监控系统。变电站综合自动化系统最明显的特征表现在以下几个方面：

(1) 功能综合化。变电站综合自动化技术是在微机技术、数据通信技术、自动化技术基础上发展起来的。是个技术密集，多种专业技术相互交叉、相互配合的系统。它综合了变电站内除一次设备和交、直流电源以外的全部二次设备。在综合自动化系统中，微机监控系统综合了变电站的仪表屏、操作屏、模拟屏、变送器屏、中央信号系统等功能、远动的 RTU 功能及电压和无功补偿自动调节功能；微机保护（和监控系统一起）综合了故障录波、故障测距、小电流接地选线、自动按频率减负荷、自动重合闸等自动装置功能。上述综合自动化的综合功能是通过局域网各微机系统硬、软件的资源共享形成的，因此对微机保护和自动装置提出了更高的自动化要求。

应该指出，综合自动化的综合功能，对于中央信号系统及仪表和对设备控制操作的功能综合是通过监控系统的全面综合，而对于微机保护及一些重要的自动装置（如备用电源自动投入）是接口功能综合，是在保证其独立的基础上，通过远方自动监视与控制而实现的，例如对微机保护装置仍然要求保证其功能的独立性，但通过对保护状态及动作信息的监视及对保护整定值查询修改，保护的投退、录波远传、信号复归等远方控制来实现其对外接口功能的综合。这种综合的监控方式，既保证了保护和一些重要自动装置的独立性和可靠性，又把保护和自动装置的自动化性能提高到一个更高的水平。

(2) 结构分布、分层化。综合自动化系统是一个分布式系统，其中微机保护、数据采集和控制以及其他智能设备等子系统都是按分布式结构设计的，每个子系统可能有多个 CPU 分别完成不同功能，这样一个由庞大的 CPU 群构成了一个完整的、高度协调的有机综合（集成）系统。这样的综合系统往往有几十个甚至更多的 CPU 同时并列运行，以实

现变电站自动化的所有功能。另外，按照变电站物理位置和各子系统功能分工的不同，综合自动化系统的总体结构又按分层原则来组成。按 IEC （国际电工委员会）标准，典型的分层原则是将变电站自动化系统分为两层，即变电站层和间隔层，由此可构成分散（层）分布式综合自动化系统。

(3) 操作监视屏幕化。变电站实现综合自动化后，不论是有人值班还是无人值班，操作人员不是在变电站内，就是在主控站或调度室内，面对彩色屏幕显示器，对变电站的设备和输电线路进行全方位的监视与操作。常规庞大的模拟屏被 CRT 屏幕上的实时主接线画面取代；常规的在断路器安装处或控制屏进行的跳、合闸操作，被 CRT 屏幕上的鼠标操作或键盘操作所取代；常规的光字牌报警信号，被 CRT 屏幕画面闪烁和文字提示或语言报警所取代，即通过计算机上的 CRT 显示器，可以监视全变电站的实时运行情况和对各开关设备进行操作控制。

(4) 通信局域网络化、光缆化。计算机局域网络技术和光纤通信技术在综合自动化系统中得到普遍应用。因此，系统具有较高的抗电磁干扰的能力，能够实现高速数据传送，满足实时性要求，组态更灵活，易于扩展，可靠性大大提高，而且大大简化了常规变电站繁杂量大的各种电缆，方便施工。

(5) 运行管理智能化。变电站综合自动化另一特征是运行管理智能化。智能化不仅表现在常规的自动化功能上，如自动报警、自动报表、电压无功自动调节、小电流接地选线、事故判别与处理等方面，还表现在能够在线自诊断，并不断将诊断的结果送往远方的主控端。这是区别常规二次系统的重要特征。简而言之常规二次系统只能监测一次设备，而本身的故障必须靠维护人员去检查、去发现。综合自动化系统不仅监测一次设备，还每时每刻检测自己是否有故障，这就充分体现了其智能性。

运行管理智能化极大地简化了变电站二次系统，取消了常规二次设备，功能庞大，信息齐全，可以灵活地按功能或间隔形成集中组屏或分散（层）安装的不同的系统组态。进一步说，综合自动化系统打破了传统二次系统各专业界限和设备划分原则，改变了常规保护装置不能与调度（控制）中心通信的缺陷。

(6) 测量显示数字化。长期以来，变电站采用指针式仪表作为测量仪器，其准确度低、读数不方便。采用微机监控系统后，彻底改变了原来的测量手段，常规指针式仪表全被 CRT 显示器上的数字显示所代替，直观、明了。而原来的人工抄表记录则完全由打印机打印、报表所代替。这不仅减轻了值班员的劳动，而且提高了测量精度和管理的科学性。

正是由于变电站综合自动化系统具有的上述明显特征，使其发展具有强劲的生命力。因此，近几年来，研究变电站综合自动化进入了高潮，其功能和性能也不断完善。变电站综合自动化将成为今后新建变电站的主导技术。同时也是变电站改造的首选产品。

第三节 变电站综合自动化系统的内容、主要功能及信息量

一、变电站综合自动化系统的内容

随着新技术的发展和计算机技术、通信技术的发展，当保护、监控、通信应用软件

达到一体化时，就是所述的综合自动化。随着改革开放的进一步深入和国民经济的高速发展，社会对电力的需求日益增强，各行各业对电力质量的要求越来越高。电力行业针对自身所存在的自动化水平低，难以满足社会对高质量电能的要求等问题日益突出，于是提出对现在老式变电站进行改常规控制、人工操作为主的控制模式为以计算机监控系统为基础的综合自动化改造或新建，以利于提高电能的质量及电力系统的可靠性。综合自动化系统的出现在电力系统的实际应用中产生了较好的影响力，并成为当前我国电力工业推行技术进步的重点之一，之所以如此，是因为：①随着我国电力工业和电力系统的发展，对变电站的安全、经济运行要求越来越高，实现变电站综合自动化，可提高电网的安全、经济运行水平，减少基建投资，并为推广变电站无人值班提供了手段；②随着电网繁杂程度的提高，各级调度中心要求更多的信息，以便及时掌握电网及变电站的运行情况；③为提高变电站的可控性，要求采集更多的远方集中控制、集中操作和反事故措施等；④利于现代计算机技术、通信技术等，提供先进的技术装备，可改变传统的二次设备模式，实现信息共享，简化系统，减少电缆，减少占地面积；⑤对变电站进行全面的技术改造。

因此，十多年来，我国开展变电站自动化的研究与开发工作，主要包括如下两方面的内容：

1）对 220kV 及以下中、低压变电站，采用自动化系统，利用现代计算机和通信技术，对变电站的二次设备进行全面的技术改造，取消常规的保护、监视、测量、控制屏，实现综合自动化，以全面提高变电站的技术水平和运行管理水平，并逐步实现无人值班或减入增效。

2）对 220kV 以上的变电站，主要是采用计算机监控系统以提高运行管理水平，同时采用新的保护技术和控制方式，促进各专业在技术上的协调，达到提高自动化水平和运行管理水平的目的。

总之，变电站组合自动化的内容应包括：

1）电气量的采集和电气设备（如断路器等）的状态监视、控制和调节。

2）实现变电站正常运行的监视和操作，保证变电站正常运行和安全。

3）发生事故时，由继电保护和故障录波等完成瞬态电气量的采集、监视和控制，并迅速切除故障设备和完成事故后的恢复正常操作。

从长远的观点看，综合自动化系统的内容还应包括高压电气设备本身的监视信息（如断路器、变压器和避雷器等的绝缘和状态监视等）。除了需要将变电站所采集的信息传送给调度中心外，还要送给运行方式科和检修中心，以便为电气设备的监视和制定检修计划提供原始数据。

实现变电站组合自动化的目标是提高变电站全面的技术水平和管理水平，提高安全、可靠、稳定运行水平，降低运行维护成本，提高经济效益，提高供电质量，促进配电系统自动化。实现变电站组合自动化是实现以上目标的一项重要技术措施。

二、变电站综合自动化系统的主要内容及信息量

变电站综合自动化系统的概念在国际上一直没有一个明确的定义。最近，国际电工委

员会（IEC）已不再采用综合自动化名词，而称为变电站自动化系统。本书所讲的综合自动化系统是引用习惯说法。变电站综合自动化是多专业性的综合技术，它以微型计算机为基础，实现了对变电站传统的继电保护、控制方式、测量手段、通信和管理模式的全面技术改造，实现了电网运行管理的一次变革。仅从变电站自动化系统的构成和所完成的功能来看，它是将变电站的监视控制、继电保护、自动控制装置和远动等所要完成的功能组合在一起，通过计算机硬件、模块化软件和数据通信网构成一个完整的系统。因此，其功能可以从以下几个方面来说明。

（一）继电保护的功能

变电站综合自动化系统中的微机继电保护主要包括输电线路保护、电力变压器保护、母线保护、电容器保护、小电流接地系统自动选线、自动重合闸。由于继电保护的特殊重要性，综合自动化系统绝不能降低继电保护的可靠性。因此要求：

1）系统的继电保护按被保护的电力设备单元（间隔）分别独立设置，直接由相关的电流互感器和电压互感器输入电气量，然后由触点输出，直接操作相应断路器的跳闸线圈。

2）保护装置设有通信接口，供接入站内通信网，在保护动作后向变电站层的微机设备提供报告等，但继电保护功能完全不依赖通信网。

3）为避免不必要的硬件重复，以提高整个系统的可靠性和降低造价，特别是对 35kV 及以下设备，可以配给保护装置其他一些功能，但应以不因此降低保护装置可靠性为前提。

4）除保护装置外，其他一些重要控制设备，例如备用电源自动投入装置、控制电容器投切和变压器分接头有载切换的无功电压控制装置等，也不依赖通信网，而设备专用的装置放在相应间隔屏上。

继电保护是变电站综合自动化系统的关键环节，其最重要的功能就是要有独立的、完整的继电保护功能，在此基础上还必须具备下列附加功能：

（1）继电保护的通信功能及信息量。综合自动化系统中的继电保护对监控系统而言是相对独立的，因此，继电保护应具有与监控系统通信的功能。继电保护能主动上传保护动作时间、动作性质、动作值及动作名称，并按控制命令上传当前的保护定值和修改定值的返校信息。具体内容主要有：

1）接受监控系统查询。若返回正确应答信号，则表明保护装置及通信接口完好；若超时无应答或应答错误，则表明通信接口或保护装置本身出现故障。

2）向监控系统传送事件报告，包括跳闸时间（分辨率 2ms）、跳闸元件、相别、测距、故障波形等，且失电后信息能保留。

3）向监控系统传送自检报告，包括装置内部自检和对输入信号的检查。

4）修改时钟及与监控系统对时，目前至少应有通信广播对时及分秒中断对时。

5）修改保护定值。定值要经过系统上传、下装、返校、确认等环节后，保护装置才予以修改。

6）接受监控系统投退保护命令，保护信号应具有失电自保持，能够被远方或就地复

归。

7）接受监控系统查询定值并送出定值。

8）实时向监控系统传送保护主要状态，如功能投入情况、输入量值以及保护动作信号。

(2）具有与系统统一时钟对时功能。时间的精确和统一在电网运行中显得十分重要，尤其是当继电保护动作时，只有借助精确统一时间才能根据各套继电保护动作的先后顺序正确分析电网发生事故的原因。因此， 1991 年 7 月原能源部在颁布的《电力调度系统计算机网络规划大纲》中，已明确建议在同一电网内采用统一的对时方式，以便准确记录发生故障和保护动作时间。

(3）存储各种保护整定值功能。

(4）当地显示与远处观察和授权修改保护整定值。对保护整定值的检查与修改要直观、方便、可靠。除了在各保护单元上要能显示和修改保护定值外，考虑到无人值班的要求，通过当地的监控系统和远方调度端，应能观察和修改保护定值。同时，为了加强对定值的管理，避免差错，修改定值要有校对密码措施，以及记录最后一个修改定值的密码。

(5）设置保护管理机或通信控制机，负责对各保护单元的管理。保护管理机（或通信控制机）在自动化系统中起承上启下的作用。把保护子系统与监控系统联系起来，向下负责管理和监控保护子系统中各单元的工作状态，并下达由调度或监控系统发来的保护类型配置或整定值修改信息；如发现某一保护单元故障或工作异常，或有保护动作的信息，应立刻上传给控制系统或上传至远方调度端。

由于保护管理机沟通了监控系统与各保护单元间的联系，起上传下达作用，因而隔开了各保护单元与监控系统的直接联系，不仅可以减少连接电缆，降低成本，而且可以减少相互间的影响和干扰，有利于提高保护系统的可靠性。

(6）故障自诊断、自闭锁和自恢复功能。每个保护单元应有完善的故障自诊断功能，发现内部有故障，能自动报警，并能指明故障部位，以利于查找故障和缩短维修时间，对于关键部位故障，例如 A/D 转换器故障或存储器故障，则应自动闭锁保护出口。如果是软件受干扰，造成程序“出轨”的软故障，应有自启动功能，以提高保护装置的可靠性。

(7）自动重合闸功能。其功能和设置在输电线路保护内。 110kV 及以下线路一般采用三相一次重合闸，其同期检定方式和重合闸延时时间应能整定。同期检定方式可选择不检定方式、检无压方式、检同期方式、检无压方式和检同期方式等。

（二）监视控制的功能

变电站综合自动化系统应能改变常规继电保护装置不能与外界通信的缺陷，取代常规的测量系统，如变送器、录波器、指针式仪表等；改变常规的操动机构，如操作盘、模拟盘、手动同期及手控无功补偿等装置；取代常规的告警、报警装置，如中央信号系统、光字牌等；取代常规的电磁式和机械式防误闭锁设备；取代常规远动装置等。现将其基本功能分述如下。

1. 实时数据采集与处理

采集变电站电力运行实时数据和设备运行状态，包括各种状态量、模拟量、脉冲量、

数字量和保护信号，并将这些采集到的数据去伪存真后存于数据库供计算机处理之用。

（1）模拟量的采集。变电站采集的典型模拟量有：各段母线电压；线路电流、电压和功率值；馈线电流、电压和功率值；主变压器电流、功率值；电容器的电流、无功功率及频率、相位、功率因数。此外，还有主变压器的油温、变电站室温、直流电源电压、站用电电压和功率等。

（2）状态量的采集。变电站的状态量有：断路器的状态、隔离开关状态、有载调压变压器分接头的位置、同期检查状态、继电保护动作信号、运行告警信号等。这些信号都以状态量的形式，通过光电隔离电路输入至计算机，但输入的方式有区别。对于断路器的状态，需采用中断输入方式或快速扫描方式，以保证对断路器变位的分辨率能在 5ms 之内。对于隔离开关状态和分接头位置等状态信号，不必采用中断输入方式，可以用定期查询方式读入计算机进行判断。至于继电保护的动作信息输入计算机的方式有两种情况，常规保护装置和前几年研制成功的微机保护装置由于不具备串行通信能力，故其保护动作信息往往取自信号继电器的辅助触点，也以状态量的形式读入计算机中。近年来研制成功的微机继电保护装置，大多数具有串行通信能力，因此其保护动作信号可通过串行口或局域网络通信方式输入计算机，这样可节省大量的信号连接电缆，也节省了数据采集系统的 I/O 接口量，从而简化硬件电路。

（3）脉冲量的采集。变电站采集的典型脉冲量是脉冲电能表输出的电能量。这种量的采集在硬件接口上与状态量的采集一样经光电隔离后输入进微机系统，是对电能量（包括有功电能和无功电能）的采集。众所周知，对电能量的采集，传统的方法是采集机械式的电能表，由电能表盘转动的圈数来反映电能量的大小。这些机械式的电能表，无法与计算机直接接口。为了使计算机能够对电能量进行计量，开发计算机监控系统的科技人员和电能表生产厂家十多年来做了许多研究和开发工作，使监控系统的电能计量有可喜的进展，也有多种解决办法，下面介绍其中的两种。

1）电能脉冲计量法。这种方法的实质是传统的感应式电能表与电子技术相结合的产物，即对原来感应式的电能表加以改造，使电能表转盘每转一圈便输出 1 个或 2 个脉冲，用输出的脉冲数代替转盘转动的圈数，计算机可以对这个输出脉冲进行计数，将脉冲数乘以标度系数（与电能常数、电压互感器 TV 和电流互感器 TA 的变比有关），便得到电能量。这种脉冲法有两种常用类型的仪表可供选用：①脉冲电能表；②机电一体化电能计量表。

20 世纪 80 年代后期，微机监控系统对电能脉冲的计量，最普遍的方法是利用光电管构成脉冲发生电路，安装在普通感应式电能表中，然后在表的转盘上打 1 个小孔（有的为了平衡起见，也有打 2 个或 4 个小孔的），当转盘的小孔对准光电管时，脉冲发生电路便输出一个脉冲，但很快发现，转盘上打小孔，脉冲宽度受到孔径的限值，因此又改为在转盘上的一定扇形面积上涂上一层黑漆，利用光反射的差别，每当黑漆部分对着光电管时，便输出脉冲，这种方法比在转盘上打一个小孔还方便，而且脉冲宽度容易满足，因此直至现在，国内不少生产常规电能表的厂家还在采用。这种脉冲电能表价格比普通电能表略贵些，但相对其他类型的电能计量表便宜，因此有一定的市场。特别对于老站改造更适用，

需要全本请访问 www.ertongbook.com

可利用原来的电能表，只需要少量的投资，便改造为脉冲电能表。但这种由脉冲电能表输出脉冲，传送到监控机或专门电能计量模块去统计脉冲，并转换为电能量的方法，由于脉冲传送过程避免不了会有干扰，容易发生漏计脉冲，或把干扰信号当电能脉冲而多计脉冲的误差，因此不少研究单位和生产厂家都在研究电能计量的新方法，并已获得实用化的成果。机电一体化电能计量仪表就是其中一种，它的核心仍然是感应式的电能表和现代电子技术相结合构成的，但它克服脉冲电能表只输出脉冲，传送过程中抗干扰能力差的缺点，它的电子电路部分由单片微型计算机、集成电路芯片和光电管脉冲产生电路等组成。利用单片机的智能和存储器的记忆功能，将电能表转盘转动时产生的脉冲，就地统计处理成电能量并存储起来，可供随时查看；并利用单片机的串行通信功能，将电能量以数字量形式传送给监控机或专用电能计量机；还可输出脉冲量供给需要用脉冲计量电能的电能计量机用；同时这种电能计量仪表，还可利用单片机的计算能力对电能量进行分时统计，便于实现分时计费，满足电力市场发展的需要。因此，机电一体化的电能计量仪表准确度比普通脉冲电能表高、功能多，但价格相对较贵。目前生产机电一体化的电能计量仪表的厂家已有多家，并且已得到计量部门鉴定、认可。

任何事物总是一分为二的，上述机电一体化的电能计量仪表虽然准确度比脉冲电能表高，但它的准确度仍然依赖于原来机械式电能表，而且体积大、价格高。因为除了原来的电能表外，还要加上微计算机部分，故体积大、价格高就可想而知了。因此，还有必要利用技术的发展去开发新的产品，研究新的电能计量方法。

2）软件计算方法。软件计算机方法并非不需要任何硬件设备，其实质是数据采集系统利用交流采样得到的电流、电压值，通过软件计算出有功电能和无功电能。因为电压量 u、电流量 i 的采集是监控系统或数据采集系统必须采集的基本量，因此利用所采集的 u、i 值计算出电能量，不需要增加专门的硬件投资，而只需要设计好计算程序，故称软件计算法。目前软件计算电能也有两种途径：①在监控系统或数据采集系统中计算；②用微机电能计量仪表计算。

在监控系统或数据采集系统中，根据采集的 u、i，分别计算出主变压器和各输电线路的有功电能和无功电能。这种方法的最大优点是投资少和占地面积小，但如果在监控系统或一般的数据采集系统中，计算电能量，作为计费的依据，目前还不易为大家所接受，但随着集成电路的发展，断电保持的电子盘存储器可靠性和容量的提高，这种方法会越来越可靠，目前这种方法适合非考核的线路，其计算结果可作为参考。

专用的微机型电能计量仪表，彻底打破了传统机械式仪表的结构和原理，全部由单片机和集成电路构成，通过采样电压量和电流量，由软件计算出有功电能和无功电能。因为这种装置是专门为电能计量而设计的，因而计量的准确度比较高，而且不仅能保存电能值，方便地实现分时统计；还具有串行通信功能，也可同时输出脉冲量。因此，微机电能计量仪表从功能、准确度和性能价格比上都大大优于脉冲电能表，是今后发展的方向。

（4）数字量的采集。数字量的采集主要是指采集变电站内由计算机构成的保护或自动装置的信息。主要有：①通过监控系统与保护系统通信直接采集的各种保护信号，如保

护装置发送的测量值及定值、故障动作信息、自诊断信息、跳闸报告、波形等；②全球定位系统（GPS）信息；③通过与电能计费系统通信采集的电能量等。

2. 运行监视功能

所谓运行监视，主要是指对变电站的运行工况和设备状态进行自动监视，即对变电站各种状态量变位情况的监视和各种模拟量的数值监视。

通过状态量变位监视，可监视变电站各种断路器、隔离开关、接地开关、变压器分接头的位置和动作情况、继电保护和自动装置的动作情况以及它们的动作顺序等。

模拟量的监视分为正常的测量和超过限定值的报警、事故模拟量变化的追忆等。

当变电站有非正常状态发生和设备异常时，监控系统能及时在当地或远方发出事故音响或语音报警，并在 CRT 显示器上自动推出报警画面，为运行人员提供分析处理事故的信息，同时可将事故信息进行打印记录和存储。

对于一个典型的变电站，应报警的参数有：母线电压报警，即当电压偏差超出允许范围且越限连续累计时间达 30s （或该时间按电压监视点要求）后报警；线路负荷电流越限报警，即按设备容量及相应允许越限时间来报警；主变压器过负荷报警，按规程要求分正常过负荷、事故过负荷及相应过负荷时间报警；系统频率偏差报警，即在系统解列有可能形成小系统时，当其频率监视点超出允许值的报警；消弧线圈接地系统中性点位移电压越限及累计时间超出允许值时报警；母线上的进出功率及电度量不平衡越限报警；直流电压越限报警。

越限报警的各个参数量，有一个允许运行时间限额，为此除越限报警外还应向上级调度（控制）人员提供当前极限运行时间，即允许运行时间减去越限运行的累计时间。

异常状态报警的是：非正常操作时，断路器变位信号、保护故障动作信号、监控和保护设备异常状态信号以及数据采集的状态量中其他报警和异常信号。

报警方式主要有：自动推出画面、报警、音响提示（语音或可变频率音响）、闪光报警、信息操作提示，如控制操作超时等。

3. 故障录波与测距功能

110kV 及以上的重要输电线路距离长、发生故障影响大，当输电线路故障时必须尽快查出故障点，以便缩短维修时间，尽快恢复供电，减少损失。设置故障录波和故障测距是解决此问题的最好途径。变电站的故障录波和测距可采用两种方法实现：①由微机保护装置兼作故障记录和测距，再将记录和测距的结果送监控机存储及打印输出或直接送调度主站，这种方法可节约投资，减少硬件设备，但故障记录的量有限；②采用专用的微机故障录波器，并且录波器应具有串行通信功能，可以与监控系统通信。

4. 事故顺序记录与事故追忆功能

事故顺序记录就是对变电站内的继电保护、自动装置、断路器等在事故时动作的先后顺序自动记录。记录事件发生的时间应精确到毫秒级。自动记录的报告可在 CRT 显示器上显示和打印输出。顺序记录的报告对分析事故、评价继电保护和自动装置以及断路器的动作情况是非常有用的。

事故追忆是指对变电站内的一些主要模拟量，如线路、主变压器各侧的电流、有功功

率、主要母线电压等，在事故前后一段时间内作连续测量记录。通过这一记录可了解系统或某一回路在事故前后所处的工作状态，对于分析和处理事故起辅助作用。

追忆的时间越长，需要的数据库容量越大。可根据系统的实际情况和需要来确定追忆时间的长短。一般事故前的追忆时间为 5s～1min，事故后为 5s～1min。事故追忆一般以召唤方式在 CRT 上显示或打印。

5. 控制及安全操作闭锁功能

操作人员可通过 CRT 屏幕对断路器、隔离开关进行分闸、合闸操作；对变压器分接头进行调节控制；对电容器组进行投、切控制，同时要能接受遥控操作命令，进行远方操作；并且所有的操作控制均能就地和远方控制、就地和远方切换相互闭锁，自动和手动相互闭锁。

操作管理权限按分层（级）原理管理。监控系统设有专用密码的操作口令，使调度员、遥调、遥信操作员、系统维护员和一般人员能够按权限分层（级）操作和控制。

操作闭锁应包括以下内容：操作系统出口具有断路器跳闸、合闸闭锁功能。根据实时信息，自动实现断路器、隔离开关操作闭锁功能。适应一次设备现场维护操作的“电脑五防操作及闭锁系统”。“五防”功能是指防止带负荷拉、合隔离开关；防止误入带电间隔；防止误分、合断路器；防止带电挂接地线；防止带地线合隔离开关。 CRT 屏幕操作闭锁功能，只有输入正确的操作口令和监护口令才有权进行操作控制。

6. 数据处理与记录功能

监控系统除了完成上述功能外，数据处理和记录也是很重要的环节。历史数据的形成和存储是数据处理的主要内容。此外，为满足继电保护专业和变电站管理的需要，必须进行一些数据统计，其内容包括：①主变压器和输电线路有功功率和无功功率每天的最大值和最小值以及相应的时间；②母线电压每天定时记录的最高值和最低值以及相应时间；③计算受配电电能平衡率；④统计断路器动作次数；⑤断路器切除故障电流和跳闸次数的累计数；⑥控制操作和修改定值记录。

7. 人机联系功能

（1）人机联系的桥梁，包括 CRT 显示器、鼠标和键盘。变电站采用微机监控系统后，无论是有人值班还是无人值班站，最大的特点之一是操作人员或调度员只要面对 CRT 显示器的屏幕通过鼠标或键盘，就可对全站的运行情况和运行参数一目了然，可对全站的断路器和隔离开关等进行分、合操作，彻底改变了传统的依靠指针式仪表和依靠模拟屏或操作屏等手段的操作方式。

（2）CRT 屏幕显示的内容。作为变电站人机联系的主要桥梁和手段的 CRT 显示器，不仅可以取代常规的仪器、仪表，而且可以实现许多常规仪表无法完成的功能。它可以显示的内容，归纳起来有以下几个方面：

1）显示采集和计算的实时运行参数。监控系统所采集和通过采集信息所计算出来的 U、I、P、Q、$\cos\varphi$、有功电能、无功电能以及主变压器温度 T、系统频率 f 等。都可在 CRT 的屏幕上实时显示出来，同时在潮流等运行参数的显示画面上应显示出日期和时间（年、月 、日、时、分、秒）。屏幕刷新周期可在 2～10s 间（可调）。

2）显示实时主接线图。主接线图上断路器和隔离开关的位置要与实际状态相对应。进行对断路器或隔离开关的操作时，在所显示的主接线图上，对所需操作的对象应有明显的标记（如闪烁等）。各项操作都应有汉字提示。

3）事件顺序记录（SOE）显示。显示所发生事件的内容及发生事件的时间。

4）越限报警显示。显示越限设备名、越限值和发生越限的时间。

5）值班历史记录。

6）历史趋势显示。显示主变压器负荷曲线、母线电压曲线等。

7）保护定值和自控装置的设定值显示。

8）其他。包括故障记录显示、设备运行状况显示等。

（3）输入数据。变电站投入运行后，随着送电量的变化，保护定值、越限值等需要修改，甚至由于负荷的增长，需要更换原有的设备，例如更换 TA 变比。因此在人机联系中，必须有输入数据的功能。需要输入的数据至少有以下几种内容：

1）TA 和 TV 变比；

2）保护定值和越限报警定值；

3）自控装置的设定值；

4）运行人员密码。

特别要强调的是：对无人值班变电站也必须设置必要的人机联系功能，以便当巡视或检修人员到现场时，能通过液晶显示或七段显示器或 CRT 显示器或便携机观察到站内各设备的运行状况和运行参数，对断路器等的控制应具有人工当地紧急操作的措施。

8．打印功能

对于有人值班的变电站，监控系统可以配备打印机，完成以下打印记录功能：①定时打印报表和运行日志；②开关操作记录打印；③事件顺序记录打印；④越限打印；⑤召唤打印；⑥抄屏打印；⑦事故追忆打印。

对无人值班变电站，可不设当地打印功能，各变电站的运行报表集中在控制中心打印输出。

9．运行的技术管理功能

变电站综合自动化系统能对运行中的各种技术数据、记录进行管理。主要体现在三个方面：

（1）历史数据处理、存档、检索。历史数据处理包括历史统计值，历史累计值，历史曲线三部分。

（2）统计值处理。监控系统可以对电压、潮流、功率因数等参数进行统计，统计值包括：

1）时统计：统计整点值及状态；

2）日统计：典型时的值，有最大、最小值，平均值，波动率，日不合格率时间和合格率等；

3）月统计：统计月典型时的最大、最小值及日期，平均值，月最大、最小值及日期，月不合格率时间和合格率；

4) 典型日统计：统计典型日的整点值及状态，典型时的值，日最大、最小值，平均值，合格率。

(3) 累计值处理。累计值包括小时、日、月、典型日累计等。

进行技术管理内容主要有：①变电站主要设备的技术参数档案表；②各主要设备故障、检修记录；③断路器的动作次数记录；④继电保护和自动装置的动作记录；⑤运行需要的各种记录、统计，等等。

10. 谐波的分析和监视功能

一个理想的电力系统和供电系统，仅用恒定的工业频率和规定的电压水平这两个指标来表征电能的质量是很不完善的。波形畸变、电压闪变和三相交流电力系统及供电系统中三相电压或电流的不平衡也是影响电能质量的重要因素。随着电力电子技术的发展及其在工业和交通部门以及在用电设备上的广泛应用等，使谐波对电力设备、电力用户和通信线路等的有害影响已十分严重。因此，在变电站综合自动化系统中，要重视对谐波含量的分析和监视。对谐波污染严重的变电站采取适当抑制措施，降低谐波含量。

(1) 电力系统中的谐波源。国际上公认的谐波含义为：“谐波是一个周期电气量的正弦波分量，其频率为基波频率的整倍数。”电力系统中的主要谐波源可分为两大类：第一类为含半导体非线性元件的谐波源，如整流设备、交直流换流设备、变流器等。第二类为含电弧和铁磁非线性设备的谐波源，如交流电弧炉、交流电焊机、日光灯、发电机、变压器等。家用电器设备分属于上述两类谐波源。

几种重大谐波源产生谐波的机理如下：

1) 电网的主变压器和配电变压器。变压器铁芯柱的设计，磁通密度往往已超过磁化曲线的弯曲点，磁通密度和励磁电流的变化成非线性关系，即使励磁电流是正弦波，磁通量变化也并非正弦波，超高压的大型变压器更是如此。

2) 电气化铁路。近几年来，为了解决交通、运输的瓶颈问题，发展了许多电气化铁路，使电气机车能提速行驶，对促进国民经济的发展和方便广大人民群众起了很大的作用。但电力机车是大谐波源，又是单相大负荷，造成三相负荷不平衡。电力机车在区间运行时，上下坡负荷变化甚大；平坡行驶时，两站间速度快，进出站速度慢；启动和行驶时，负荷急剧变化。因此电气化铁路是个不平稳的大谐波源。

3) 电弧炼钢炉。炼钢炉电弧电流不规则的急剧变化，使电流波形产生严重畸变，引起电网电压波形严重畸变。电弧炉的谐波主要是 2~7 次谐波。

4) 家用电器。家用电器如收音机、电视机、电风扇、空调等都会产生谐波，彩色电视机产生的谐波比黑白电视机更严重，主要是 3，5，7，9 次谐波。目前有许多高层建筑，负荷比较集中，彩电类的负荷较多，因此谐波污染比较严重。

(2) 谐波的危害性。

1) 对旋转电机（发电机和电动机）产生附加功率损耗和发热、产生脉冲转动和噪声。

2) 对无功补偿电容器组引起谐振或谐波电流的放大，从而导致电容器因过负荷或过电压而损坏；对电力电缆也会造成电缆的过负荷或过电压击穿。国内外在这方面的教训是深刻的。国内在许多电力系统和用户系统内发生过无功补偿电容器组无法投入运行，大批

电容器损坏的事故。

3）增加输电线路的损耗。

4）对继电保护和自动控制装置产生干扰和造成误动或拒动。尤其是一些衰减时间较长的暂态过程，如变压器合闸涌流中的谐波分量，由于其幅值强大，谐波含量也很大，更容易引起继电保护的误动作。

我国电力系统中，曾发生过电气化铁道负荷造成的负荷电流畸变和不对称，使某电厂一台 20万 kW 机组的保护跳闸和某系统中的 220kV线路保护跳闸，造成大面积停电的严重事故。110kV 供电线路因电铁谐波和负序影响跳闸和误指示的情况则更频繁发生。

国外经验表明，各种类型继电器在波形畸变下运行性能都不尽相同，不同制造厂生产的相同型式的继电器对同样畸变的反映也不相同。改变电压或电流的基波分量与谐波分量间的相角可明显地改变继电器的反映。双输入继电器各输入量中谐波间的相角关系也影响继电器的性能。大多数研究结果表明，在没有进行试验前很难预料继电器的性能变化。

5）影响电力系统中的设备。如测量仪表的测量误差增加；受谐波影响较大的计量电能的感应型电能表；用电设备的安全性下降；电动机产生额外的热损耗。

谐波除电表本身产生误差外，谐波负荷从系统中吸收基波功率而向系统送出谐波功率，这样受谐波影响的用户既从系统吸收基波功率又从谐波源吸收无用的谐波功率，其后果是谐波源用户少付电费而受害的用户反要多付电费。

6）对通信设备的干扰。

（3）谐波的管理和监测。在我国有些电力系统和供电系统中，上述一些危害，如无功补偿电容器组的谐波电流放大和谐振及损坏、变压器保护误动跳闸、输电线路继电保护的误动作、电动机因过热而大批损坏等，已经多次发生，而且谐波和负序电流产生的综合危害曾引起大容量发电机的跳闸，谐波干扰也曾造成 220kV 线路保护误动作跳闸而造成大面积停电，因此，不论从保证电力系统和供电系统的安全经济运行或是从保证设备和人身的安全来看，对谐波污染造成的危害影响加以经常监测和限制都是极为迫切需要的。1985 年原水利电力部颁发了 SD 126—1984 《电力系统谐波暂行规定》，1993年国家技术监督局颁发国家标准《公用电网谐波》。这两个标准对公用供电系统谐波基本允许值和谐波源注入供电点的谐波电流值作出了规定。一方面，电力部门加强了对谐波源和供电点电压或电流的谐波含量或畸变值的经常性监测，对新接入的谐波源负荷进行必要验算和管理，以保证电能的质量及广大用户设备的安全运行和正常工作；另一方面，电力用户为了保证自身设备的安全和正常运行，也应当把自己的用电设备产生的谐波畸变保持在规定的限度以下。

由于谐波对系统的污染日趋严重并造成危害，因此，在变电站综合自动化系统中，需要考虑监视谐波含量是否超过部颁标准问题，如果超标，应采取相应的抑制谐波的措施。

11. 自诊断、自恢复和自动切换功能

自诊断功能是指对监控系统的硬件、软件（包括前置机、主机、各种模件、通道、网

需要全本请访问 www.ertongbook.com