

## 配电自动化简介

配电是电力系统发电、输电和配电(有时也称供电和用电)中直接面向电力用户的功能。由配电设备,包括馈线、降压变压器、断路器、各种开关在内构成的配电网和继电保护、自动装置、测量和计量仪表以及通信和控制设备构成一个配电系统,按一定的规则运行,以高质量的电能持续地满足电力用户需求。就我国电力系统而言,配电网是指 110 kV 及以下的电网。在配电网中,通常把 110 kV, 35 kV 级称为高压, 10 kV 级称为中压, 0.4 kV 级称为低压。因此,完整地说,配电自动化应该是指整个配电网并包括电力用户在内的自动化。

随着国民经济的发展和人民生活水平的提高,用户对电能质量的要求愈来愈高。对用户电能质量的评价主要有以下几个指标:一是电压质量,它包括电压偏差、电压波动和电压闪变 3 个方面的要求;二是频率;三是供电可靠率,它是配电网对用户持续供电能力的量度,有多至 11 项的评价指标,其中主要是年平均供电可靠率,即用户年平均供电时间的百分数;四是谐波含量,应不高于规定的含量。

提高电能质量要由改善整个电力系统的装备和运行来达到。显然,限于配电网设备及用户所具有的能力,配电网只能对电能质量中的某些指标起到显著的作用,如提高供电可靠率和电压质量。而且,众所周知,合理而完善的配电网结构对于提高供电可靠率和电压质量至关重要,在某种意义上讲是起主要作用的。

从另一方面说,保护、监测和控制的改进并逐步达到自动化,对于配电网的运行也十分重要,且其重要性和作用正逐渐增大,在某些方面,如故障隔离,是必不可少的。

当然,电力系统应以最经济的能源消耗、最有效的运行管理,以最合理和便宜的价格向用户供电。配电网及其控制和用户管理也关系到供电的经济性。因此,可以说,实现或实施配电自动化的目的是采用现代电子、通信和计算机等技术和装备对配电网和用户在正常运行和事故情况下实行监测、保护、控制和管理,提高供电质量和经济性,改善服务和提高工作效率。

### 1 我国配电网的状况

我国目前的配电网很薄弱,绝大多数为树状结构,且多为架空线,可靠性差,尤其在农村,送电距离太长,损耗严重,电压质量差。配电设备比较陈旧,大多是不可遥控的。配电网运行状态监测设备少,信息传输通道缺乏,因而信息搜集量少,这些导致事故处理自动化程度低,处理时间长,事故后恢复供电慢。

近几年,一些地区发生电网事故,导致重要用户停电,除了某些人为的因素以外,电网结构薄弱、可靠性低,是其主要原因;自动化程度低、管理不善也是重要原因之一。加强电网建设,除了强化输电网以外,加强配电网建设是当务之急。这是因为长期以来在配电网投资欠账太多,其薄弱的程度大大甚于输电网。因此国家在近期内投资建设的重点在改造和建设配电网,合理增加变电

站,完善配电网,更换陈旧的开关设备,提高配电自动化水平,这是非常正确的,也是迫切需要的。在建设过程中首先要做好规划,而且在做好配电网一次系统规划的同时,应同时做好配电自动化的规划,与输电网相比较,这一点尤其重要。这是由于配电网一次系统中的设备选择与配电自动化关系密切。例如,在选择开关设备时可以有多种选择,如断路器、重合器、重合分段器、分段器、电动负荷开关……,这与配电自动化采取何种方式有关;其次,某些一、二次结合设备,如电流(或电压)互感器等,也与配电自动化的实施方案有关。

## 2 配电自动化的内容

配电自动化是 80 年代末首先由美国而后到其他工业发达国家逐步发展起来的,其内容也在不断变化。

配电自动化发展到今天,其内容大致可以分为 4 个方面:一是馈线自动化,即配电线路自动化;二是用户自动化,这与需方管理含义是相同的;三是变电站自动化,它常常是输电和配电的结合部,因此,这里仅指其与配电有关的部分;四是配电管理自动化,其中包括网络分析。

目前还没有哪一个权威机构对配电自动化下过严格的定义,也有人把这 4 个方面的内容统称为配电管理系统(distribution management system, 简称为 DMS),也有人把上述前 3 个方面的内容称为配电自动化系统(DAS)。事实上,上述 4 个方面的内容可以相互独立运行,并不是其中某一个必须以另一个或几个方面的存在为前提,也不存在孰低孰高的问题,但有一点必须指出,它们之间的联系十分密切,特别是信息的搜集、传递、存储、利用以及这些信息经过处理作出的决策和控制是相互影响的。应在通盘设计的前提下,分步骤地从纵向和横向两个方向逐步实施、衔接和完善。因此,从这个意义上讲这四方面是一个集成系统。它又可以与 EMS, MIS 等构成一个大的集成系统,换句话说,从信息化的角度来看,它是一个 IMS(information management system)。

## 3 馈线自动化

馈线自动化是指配电线路的自动化。广义地说,馈线自动化应包括配电网的高压、中压和低压 3 个电压等级范围内线路的自动化,它是指从变电站的变压器二次侧出线口到线路上的负荷之间的配电线路。对于高压配电线,其负荷一般是二次降压变电站;对于中压配电线,其负荷可能是大电力用户或是配电变压器;对于低压配电线,其负荷是广大的用户。各电压等级馈线自动化有其自身的技术特点,特别是低压馈线,从结构到一次、二次设备和功能,与高、中压有很大的区别。因此目前在论述馈线自动化时是指中、高压馈线自动化,而且特别是指中压馈线自动化,在我国尤其是指 10 kV 馈线。因此下面的叙述是指此范围。

馈线自动化要达到 4 个目的,也可以说有 4 个功能。

a.运行状态监测。它又可分为正常状态和事故状态下的监测。正常状态监测的量主要有电压幅值、电流、有功功率、无功功率、功率因数、电量等和开关设备的运行状态,监测量是实时的,监

测装置一般称为线路终端(FTU)。在有数据传输设备时,这些量可以送到某一级的 SCADA 系统;在没有传输设备时,可以选择某些可以保存或指示的量加以监测。由于配电网内测点太多,因此要选择确有必要的量加以监测,以节省投资。

装有 FTU 的配电网,同样可以完成事故状态下的监测。没有装设 FTU 的地点也可以装设故障指示器,通常它装在分支线路和大用户入口处,具有一定的抗干扰能力和定时自复位功能。如果故障指示器有触点,也可以经过通信设备把故障信息送到某一级 SCADA 系统。

b.控制。它又分为远方控制和就地控制,这与配电网中可控设备(主要是开关设备)的功能有关。如果开关设备是电动负荷开关,并有通信设备,那就可以实现远方控制分闸或合闸;如果开关设备是重合器、分段器、重合分段器,它们的分闸或合闸是由这些设备被设定的自身功能所控制,这称为就地控制。譬如:重合器本身具有故障电流检测和操作顺序控制功能,可按要求预先设定分闸—重合操作顺序,它本身又具有继电保护功能,可以断开故障电流;分段器是一种智能化开关,可以记录配合使用的断路器或重合器的分闸操作次数,并按预先设定的次数实现分闸控制;重合分段器可以在失电压后自动分段,重新施加电压后又能按一定延时自动重合。

远方控制又可以分为集中式和分散式两类。所谓集中式,是指由 SCADA 系统根据从 FTU 获得的信息,经过判断作出控制,通常称为 SCADA—mate 方式,也可以称为主从式;分散式是指 FTU 向馈线中相关的开关控制设备发出信息,各控制器根据收到的信息综合判断后实施对所控开关设备的控制,也称为 peer to peer 方式。控制方式的选用要根据配电网结构的复杂程度和对控制方式的适应性等要求而确定,SCADA—mate 方式适应性强,可用于各种结构复杂的配电网和采用环网开关柜的配电网中,配电网变化时软件修改也很方便。

除了上述事故状态下的控制以外,在正常运行时还可以实行优化控制,譬如选择线损最小或较小的运行方式对开关设备进行的控制;在某些设备检修状态或事故后状态下进行网络重构的控制等。

c.故障区隔离,负荷转供及恢复供电。在配电网中,若发生永久性故障,通过开关设备的顺序动作实现故障区隔离;在环网运行或环网结构、开环运行的配电网中实现负荷转供,恢复供电。这一过程是自动进行的。在发生瞬时性故障时,通常因切断故障电流后,故障自动消失,可以由开关自动重合而恢复对负荷的供电。

配电网按导线区分有架空线和电缆线,按结构分有环网和树状网。环网的运行方式又可以有闭环和开环两种。因此,故障区隔离的过程因配电网中采用的开关设备、继电保护设备的不同而各不相同。一般,对于远郊区或广大农村,若无重要用户,环网供电成本太高、经济上不合算时,可用树状网。在分支线路上,可装设分段器和熔断器,并安置故障指示器。在城区配电网,以双电源或多电源的环网结构开环运行为好。线路的分段和开关设备类型的选择可以有多种方案,一般配电网分段的方法可以通过优化设计,根据供电可靠率指标,比较投资、运行费用与失电损失后确定,或以某种准则(如等负荷等)而确定。对于特别重要的地区,则可以闭环运行,并配置合适的继电保护

装置。总之，这一功能对于提高供电可靠率有着十分重要的作用，因此在设计时要进行多方案比较。

d.无功补偿和调压。配电网中无功补偿设备主要有安装在变电站和用户端两种。前者在变电站自动化中加以控制和调节，后者一般为就地控制。但是在小容量配变难以实现就地补偿的情况下，在中压的配电线路上进行无功补偿仍有广泛的应用。通常采用自动投切开关或安装控制器两种方法加以实施。配电网内无功补偿设备的投切一般不作全网络的无功优化计算，而是以某个控制点(通常是补偿设备的接入点)的电压幅值为控制参数，有的还采用线路或变压器潮流的功率因数和电压幅值两个参数的组合为控制参数。这一功能旨在保持电压水平，提高电压质量，并可减少线损。

#### 4 用户自动化

用户自动化这一说法见诸于我国出版的权威性出版物《电机工程手册》。国外文献中也有这种说法。在国内外许多文献中有一种称为需方管理(DSM)的功能，其内容大体相同，有控制和自动化的内容，但更多的是一种管理，主要有负荷管理、用电管理、需方发电管理等。

a.负荷管理。我国传统的负荷管理(负荷控制)是在发电容量不足的情况下采取抑制负荷的方法改善负荷曲线(用削峰、填谷和错峰等控制手段)。这种控制曾在我国配电网中普遍采用。随着发电容量的增加，这种落后的负荷控制方式必须改变。先进的负荷管理是根据用户的不同用电需求，根据天气状况及建筑物的供暖特性，并依据分时电价，确定满足用户需求的最优运行方式，并加以用电控制，以使用最少的电量获得最好的社会、经济效益以及用电的舒适度。这将导致平坦负荷曲线，节约电力，减少供电费用，推迟电源投资和减少用户电费支出。

b.用电管理。它主要包括自动计量计费、业务扩充、用户服务等内容。

自动计量计费可应用于不同层次，有为适应电力市场的交易，满足发电、输电、配电以及转供等需要的计量计费系统，有适合于不同的发电厂家、不同的供电部门(公司)的计量计费系统；还有直接记录各家各户的自动抄表系统。它们都涉及到计量设备、数据传输(通信)和计费，甚至涉及与费用结算部门(银行)之间的信息交换。

业务扩充是指用户报装、接电等一系列的用电业务的服务。现在已可利用计算机等设备进行操作，以提高处理事务的自动化程度，节省劳动力，改善劳动条件，并可提高服务质量，也便于对数据进行检查和管理，有的供电局已实现了无纸化作业，其自动化程度可见一斑。

用户服务方面如停电报告及处理、交费及票据处理等，也均可利用计算机及通信等较先进的技术和设备，使服务的自动化水平和质量得以提高。

c.需方发电管理。这是将用户的自备电源纳入直接或间接的控制之中。出于种种原因，用户装有各种自备电源，如电池蓄能的逆变不间断电源，柴油机发电，太阳能、风能等发电，联合循环发电以及自备热电站和小水电等。它们在提供当地用户相当的电力之后，可能有部分电力注入配电网，

尤其在晚间,有可能恶化电网的运行。如将这些电源置于控制或管理之中,将有利于配电网的运行,增加供电的可靠性,并有可能调节电网发电机组的运行,从而提高经济性。

用户自动化的几个内容涉及电力供需双方,甚至与电力管理体制有关,必须通过立法和制订相应的规则,并最终由电力市场来调节。可以看到,电力的供需双方不仅仅是一种电力买卖关系,也是以双方利益为纽带的合作伙伴关系,在电力市场环境下,用户自动化必将被重视。

## 5 变电站自动化

变电站在配电网中的地位十分重要。它既是高压配电网中的负荷,又是下一级配电网的电源。变电站自动化是配电自动化的重点。也正因为如此,它已发展成一个相对独立的技术领域。

近几年来变电站自动化发展十分迅速。概括地说,它至少有如下一些基本功能:各种电器设备运行参数的监测;开关就地或远方控制;与继电保护通信;与智能电子装置联接,并实行控制;与上级控制中心或其他控制系统通信;简单的数据处理。

变电站自动化在技术上的进步也很快,这里不详述了。下面仅叙述变电站自动化与馈线自动化的接口和配合的问题。

a.与继电保护配合。实现馈线自动化有多种方法,开关设备也有断路器、重合器等多种设备。馈线的负荷电流要考虑到负荷转移的情况,因此在保护的配置(包括重合闸)和定值的设置上要加以综合考虑。

b.如果馈线自动化是采用由馈线上的 FTU 采集信息送到某一级 SCADA 系统,由软件处理信息并作出判断,而后进行故障区隔离和负荷转移,恢复供电,那么,这个 SCADA 系统可以是在配调中心的主站,或者就是设在变电站自动化系统。前一种方式,如果采用有线传输信息,变电站至少要将信息转发至配调中心;后一种方式,变电站的 SCADA 系统要增加馈线自动化的应用软件,这样它就成为二级主站(如果配调中心的主站称为一级主站的话)。采用哪一种方式,要根据不同的配电网具体地选择。前一种方式,大大增加了变电站到配调中心主站的通信量,但简化了变电站的 SCADA 系统。后一种方式,实行了信息和功能的分层,但增加了变电站自动化的技术难度。

## 6 配电管理自动化

顾名思义,配电管理自动化是指用现代计算机、通信等技术和设备对配电网的运行进行管理,从信息的角度看,它是一个信息收集和处理的系统。

首先,要有一个计算机平台,它在操作系统、数据库、人机界面、通信规约上遵守现行的工业标准,是一个开放系统,因此是一个可以不断集成和扩展的灵活的计算机系统。在这一点,与调度自动化系统的计算机平台是一样的。所不同的是,它面对的是信息量特别大,通信又较为薄弱的一

个配电网。

由于配电网直接面向用户，尤其是城市配电网，电器设备的布局、馈线的走廊与地理位置、城市房屋、街道走向关系密切。如果把配电网的设备和运行信息与地理信息、自动绘图(GIS/AM)相联系，将使配电网信息的含义表示得更直观，也对运行带来极大的方便(而在输电网中，地理位置与输电网的信息关系就较疏远些)。因此与调度自动化系统不同，配电管理自动化中 GIS 技术十分必要。

从某种意义上说，GIS/AM 是计算机平台的一部分，它可以在许多离线和在线的应用功能中使用。

配电管理自动化可以是集中式，即由一个配电管理自动化主站，实行对整个配电网的数据采集，并和馈线自动化、变电站自动化、用户自动化集成为一个系统，这个系统可以称为配电管理系统(DMS)。配电管理系统也可以是分层、分布式的结构，如前面已讲到的，在变电站中设立二级主站，整个配电自动化由一个一级主站、若干个二级主站以及若干个子系统，如用电管理子系统、负荷管理子系统等集成，这样信息的收集和处理也是分层和分布的，这种结构最适合采用计算机网络技术。

实现配电管理自动化，可以有这样的设计思想，一种思路是从配电自动化的目的是提高供电质量和经济性出发，提出对功能的要求，从而确定需要哪些信息；另一个思路是从所能获得的信息出发，对信息加以处理，以获得有用的信息和决策。后一种思路就是我们所说的从 IMS 到 DM(data mining)。因此，归纳起来主要功能有：数据采集与控制，运行状态监控，配电设备管理，停电管理，检修管理，计量计费，负荷管理，网络分析，营业管理，工作管理，网络重构，与相关系统通信。这些功能及其所需要的信息，有的属于馈线自动化、用户自动化和变电站自动化，这取决于配电管理系统的结构。

功能的划分和名称，以及它所包含的具体内容，不同的人、不同的文献有不同的提法，目前也无权威机构的规定。这些功能所需要的信息，有配电网内变电站、线路、开关、继电保护、自动装置、电杆的所有技术参数，生产厂家以及这些设备的维修记录；有配电网的所有运行实时信息，如电流、电压、功率、电量和电力设备运行状态的实时信息；有称为用户信息(CIS)的用户名称、地址、电话、账号、缴费和供电优先级、用电量和负荷，停电次数、时间，电压水平等；有备品备件及其参数、仪器仪表、工具等；有人员名称、工种、技术等级、操作票记录等，信息之多不胜枚举，这里不再一一罗列。

下面对几个功能及 GIS/AM 作一简单说明。

a.关于 GIS/AM 应用。有些文献将设备管理(FM)与 GIS/AM 写在一起(AM/FM/GIS)，给人感觉 GIS/AM 只用于 FM。其实这是一种误解。GIS/AM 是一种技术，可以离线应用，如设备管理(FM)，用电管理；而且很适合用于规划设计，如馈线扩充、走线路径选择、配电设备定位等。GIS/AM 的在线应用可与 SCADA 系统的动态着色相接口，在地理图上显示配电网带电状况和潮流、电压分布；也可与 TCM 相接口，显示故障位置，以便选择合理的操作顺序和恢复供电路由。

b.网络分析。它包括负荷预测、网络拓扑、潮流计算、线损计算分析等一些应用软件。这些软件与调度自动化系统的相类似，所不同的是在配电网中由于不对称程度较严重，可能要采用三相计算。另外由于配电网络结构与输电网的不同，其算法也有较大的不同。网络分析功能旨在全面了解配电网的运行状态，以便进一步减少线路损耗和提高供电质量。

c.网络重构。由于计划检修或事故，以及扩建、业扩等各种原因导致配电网内某些设备的停运，需要改变原来的正常运行方式，这就有可能引起某些设备的过负荷或损耗的增加，导致不安全或降低经济性。在这种情况下，就要将配电网结构加以调整，对各种可能的运行方式进行比较，选择最好的配电网连接方式，这个过程叫作网络重构。它本质上是一个离线的优化计算过程，不是一个闭环的自动控制过程，需要配电网实时的或预计的数据以及网络的参数和结构数据。在获得网络重构的结果后，由调度员操作实施。

d.停电管理。现在普遍认为，故障处理的快慢及停电期间对用户质询的答复，是供电部门服务的重要内容，因此停电管理是 DMS 中的重要内容，在电话通信已经普及的情况下，尤其如此。从自动停电监测系统或电话投诉获得信息后，停电管理进程就会启动 GIS，CIS，SCADA 等相应的功能模块和检索有关数据库，迅速判断故障地点和范围，作出事故处理的决策，然后将决定送达工作管理模块，必要时还要查询备品备件状况。工作管理程序启动后，就会派出人员，调动车辆，并根据操作票的内容携带必要的工具和备品备件去处理事故。一个好的停电处理功能能够在有关的控制室显示处理过程。与此同时，还会把处理过程中的重要信息和结果送入投诉电话的应答装置。

## 7 几个重要的技术问题

### 7.1 通信

#### 7.1.1 通信设计

配电自动化需要有效的通信手段，以便在主站与大量远方终端之间传递信息和控制信号。虽然有多种通信技术和装备可以使用，但配电网结构复杂，城市和农村各有特点，新建的和原有的配电网在设备和网络结构上也不尽相同。配电自动化的通信点较多，且分布极为分散，但单个通信点信息量少，通信设备环境条件差。因此目前还难有某个单一的通信方式可很好地满足所有配电自动化的需要。

配电自动化使用的通信还应考虑到：

a.配电设备大多安装在室外，因此 FTU 也大多是在户外或在开关柜中，它受到高温、低温、雨、雪、风等的影响和强电、磁场的干扰，所以要求通信设备应能适应恶劣的工作环境。

b.不同的通信方式，其建设、安装、运行费用差别较大。由于配电网中通信点多，其费用是一

个敏感的问题。

c.因为配电自动化需要对停电区内的配电设备采集数据和输送控制信号，因此它要有在停电区通信的能力。

配电网因扩建等原因经常变化，因此与其配套的通信也处于同样的状况，这就要求配电自动化的通信易于扩充，易于维护。

### 7.1.2 通信方式

目前主要有配电载波、无线、电话线、光纤、微波、卫星、电缆等，在某些场合也可采用RS—422/485 的低速总线，也有用局域网/现场总线，其媒介可用光纤、同轴电缆或双绞线。重要的变电站有些已采用卫星通信技术。实际上，在配电自动化中，在不同地区、不同投资条件、不同场合、不同设备之间采用混合通信方式更符合实际。

### 7.1.3 通信规约

目前输电网中普遍采用的 CDT 和 Polling 规约不完全适用于配电自动化，它的主要问题是缺少事件驱动上报功能。在我国已经实施配电自动化的一些工程中，采用了 DNP 3.0 规约或 Modbus 规约。但是，根据国家对于标准的使用原则，我国应采用或等效采用 IEC 的规约，即 IEC 60870—5 系列规约。因此这个问题应该及早研究解决。

## 7.2 开关设备和终端设备

配电网中许多开关设备和终端设备是在户外使用的，且常常要在停电区内进行操作，因此，其抗恶劣环境(包括气象环境和电、磁环境)的能力是一个必须解决的问题。另外，除了在正常运行时用电压互感器提供电源外，停电时的工作电源也必须解决。电源本身也要适应高、低温差大的环境。

## 8 对当前配电自动化工作的几点意见

我国政府决定投资改造、建设城市、农村配电网。应该趁这个机会把配电网、配电自动化和配电设备的制造以及有关的科学研究和开发工作扎扎实实地向前推进。我们有许多有利的条件：政府的重视和资金的投入；几十年来电力建设的经验；已有一支相当水平的电力自动化研究和工程队伍和较强的配电设备制造能力。但是正如前面已经提到的，在技术上还有若干问题需要解决，在经验上还比较缺乏；配电设备的某些性能还不能适应配电自动化的要求；还没有一个较完善的配电管理系统的实践经验。因此必须十分认真地来迎接这一挑战。

a.做好规划，首先是配电网一次系统的规划，与此同时做好配电自动化的规划，要考虑多个方案，并进行比较。在规划中对配电自动化几个方面的功能，都应全面考虑到，但不一定要同时实



施，而应选择对改善供电质量最有效、技术上较成熟的先实施，然后逐步扩充功能，不断完善，以便保护投资，避免浪费。在选择采用的技术和设备时，应该按照先进、实用的原则，在选择实施方案时应按照各自配电网的不同情况，遵循因地制宜的原则。

b.在设计计算机系统(主站)、数据采集和传送方案时，要从信息化的角度统一考虑 EMS, DMS, MIS 等，尽量利用计算机网络技术，做到信息资源共享。

c.提高开关设备、FTU、控制终端等设备的技术性能和质量，特别是提高它们抗恶劣环境的能力。

d.加强配电自动化的通信技术、设备的开发及规约的规范化。

e.加强配电自动化应用软件的开发。EMS 的应用软件可以借鉴，但是配电网的结构和运行有其自身的特点，有许多功能是配电自动化所特有的。软件生产周期较长，投入大，要早作安排。

f.加强科研、生产制造和工程的结合，走国产化道路。这是利国利民的大好事。

g.加强人才培养。多年来已经培养了一批调度自动化专业技术人才，但从事配电自动化的技术人员，无论是数量还是学识、技术水平都远远不能满足配电自动化的需要，配电自动化的建设和运行维护都需要人才。

h.当前配电自动化的重点应是中压配电网(10 kV)的馈线自动化。因为这与配电网的改造和建设关系最密切，对提高供电可靠率有明显的作用，且技术上较为成熟。

i.研究配电网一次系统的几个问题。主要是中压配电电压采用 20 kV 的可行性研究；变电站变压器配置(2 台还是 3 台)的研究，这涉及到在变电站中变压器发生故障停运时对供电可靠性的要求；还有高可靠性配电网结构和开关配置的研究，例如对 4×6 网络开关配置配电网系统的研究等。

j.加强指导。除了采用发文件、规范等作指导外，还可以用示范、交流、现场会等各种方式进行指导，以减少盲目性，避免错误和浪费，使配电自动化真正为国民经济和人民生活服务。