

第 1 章

概 论

1.1 电气设备的绝缘故障及其危害性

电气设备是组成电力系统的基本元件,是保证供电可靠性的基础。无论是大型关键设备如发电机、变压器等,还是小型设备如电力电容器、绝缘子等,一旦发生失效,都可能引起局部甚至全部地区的停电。

大量资料表明,绝缘劣化是导致设备失效的主要原因之一。例如,2002—2005年间,国家电网公司系统 110kV 及以上等级电力变压器事故统计分析表明,绕组、主绝缘和引线等处绝缘是变压器发生事故的主要部位。各个电压等级的纵绝缘和主绝缘事故占总事故的比例达到了 78.6%^[1-3]。根据 1998 年 1 月—2003 年 3 月京津唐电网在役 100MW 以上发电机的故障、障碍和缺陷的统计结果,包括定子绕组端部手包绝缘、转子绕组匝间短路在内的绝缘缺陷所占比例高达 75%^[4]。2000—2001 年全国共发生了 7 台次 500kV 电流互感器在正常运行电压下的绝缘击穿事故,包括油浸电容型 3 台次、油浸倒置型 2 台次和 SF₆ 气体绝缘型 2 台次^[5,6]。湖北省对 1987 年前发生故障的 22 台电压互感器、45 台电流互感器和 45 只套管的统计表明,绝缘故障占总事故台次的比例分别为 86%、69%和 64%^[7]。

国外的统计结果也类似。例如,北美电力系统曾因绝缘故障引起至少三个电力局的 230kV 电流互感器爆炸。对美国某 4.8kV 配电系统在 1980—1989 年失效电容器的统计分析表明,其中 92%是因绝缘劣化引起失效^[8]。日本日新公司对故障变压器的统计结果中,绝缘故障占 45%。2003 年 8 月 14 日发生的北美电力系统大停电,波及美国 8 个州和加拿大 1 个省,估计美国的总损失为 40 亿~100 亿美元,而加拿大 8 月份的国内总产值下降了 0.7%。为研究停电原因和改进措施,成立了美国-加拿大电力系统停电特别工作组,工作组的最终分析报告指出:造成停电的最主要原因是俄亥俄州的地区电力局计算机失效和几条关键的 345kV 输电线对生长过速的树木放电引起的对地短路事故^[9]。

可见电气设备故障中绝缘性故障占有很大的比例。其原因是电气设备的绝缘在运行中受到电场、热、机械应力、环境等多种因素的作用,其内部发生复杂的物理或化学变化,造成性能逐渐劣化而导致绝缘故障。例如:变压器短路故障产生的巨大电磁力会引起绕组变形,使绝缘受损伤而导致匝间击穿;变压器内局部过热可导致油温上升,使绝缘过热而发生

裂解,最后发展为放电性绝缘故障。

电力设备,特别是大型设备故障会造成巨大的经济损失。例如,某地区在 1992 年前后发生的三起重大事故中,有两起是由于 220kV 变压器因绝缘故障导致起火,直接损失费用(包括设备损失和电量损失)超过 200 万元,加上由于停电引起的间接损失,总损失约为 500 万元。以一台三相 500kV、360MV·A 的大型变压器为例,若发生绝缘故障,其维修费用应当在数百万元,停电一天的直接电量损失(按 $1\text{kW}\cdot\text{h}$ 电 0.4 元计)达 280 万元,而因停电引起的间接损失(按 $1\text{kW}\cdot\text{h}$ 电产值为 4 元计)可高达 2800 万元。若计入社会损失,例如,按我国权威部门指出的直接损失、间接损失和社会损失的比例为 1:4:6 来估计损失,那么它给整个社会造成的损失将更大。

有些非大型设备虽自身价值并不昂贵,但故障后果严重。例如,以往互感器、电容器、避雷器常因绝缘故障发生爆炸和起火,不仅会波及邻近设备,且由于故障的突发性,会因爆炸而造成人员伤亡。

鉴于绝缘故障在故障中所占的比重及其故障后果的严重性,电力运行部门历来十分重视电气设备的绝缘监督。各省、市电力公司均设有绝缘监督的专职工程师,上至总公司,也均有相应的机构和人员来管理设备的绝缘监督工作,并规定每年春天对设备进行一次全面的绝缘性能检查。

1.2 在线监测与状态维修的必要性和意义

1.2.1 预防性维修和试验

对电气设备进行绝缘监督的主要手段,以往一直是采用定期进行绝缘预防性试验,即根据《电力设备预防性试验规程》,针对不同设备所规定的项目和相应的试验周期^[10,11],定期在停电状态下进行绝缘性能的检查性试验。以电力变压器为例,油中溶解气体色谱分析可视变压器的电压、容量每 3(6 或 12)个月进行一次,绕组的绝缘电阻和吸收比测试 1~3 年进行一次,绕组连同套管的泄漏电流测试也是 1~3 年进行一次。

预防性试验一般在每年雷雨季节前的春检时进行。将预试结果和上述规程中的标准进行比较,若有超标,则应安排维修计划对设备进行停电检修,即进行预防性维修^[12]。

此外,还要根据电力设备运行规程,按规定的期限和项目,对设备进行定期检修。以变压器为例,主变压器在投入运行后的第 5 年和以后每隔 5~10 年大修 1 次^[13],在此时间范围内按试验结果确定大修时间。即使预试不超际,到了期限也要进行大修(吊芯检修)。预防性维修是一种计划性维修方式。

从上述的预试到维修可统称为预防性维修体系,其在我国已沿用了 40 多年。该维修体系无疑在防止设备事故的发生和保证供电安全可靠方面起到了很好的作用。但长期的工作经验也表明,这样一个维修体系有一定的局限性。

从经济角度看,定期试验和大修均需停电,不仅要造成很大的直接和间接的经济损失,而且增加了工作安排的难度。此外,定期大修和更换部件也需要投资,而这种投资是否必要尚不好确定。因为设备的实际状态可能完全不必作任何维修,而仍能继续长期运行。若维修水平不高,反而可能使设备越修越坏,从而产生新的经济损失。

英国人 P. J. 达夫勒研究了定期检查和维修(计划维修方式)的经济效益问题^[14],他认为,只有 60%的维修费用是该花的。而另一种估计则认为,定期维修更换下来的设备中,有 90%是没有必要更换的。总之,不论怎样估计,这种维修体系都不是最经济的。

从技术角度分析,离线的定期预防性试验有两个方面的局限性。首先,它们的试验条件不同于设备运行条件,多数项目是在低电压下进行检查。例如,介质损耗角正切 $\tan\delta$ 是在 10kV 下测试的,而设备的运行电压,特别是超高压、特高压,远比 10kV 要高,并且运行时还有诸如热应力等其他因素的影响,无法在离线试验时再现,这样就很可能发现不了绝缘缺陷和潜在的故障。

其次,绝缘的劣化和缺陷的发展具有统计性,绝缘劣化发展速度有快有慢,但总有一定的潜伏和发展时间。在此期间会有反映绝缘状态变化的各种信息发出。而预试是定期进行的,经常不能及时准确地发现故障。第一是漏报,即预试通过后仍有可能发生故障,甚至发生严重事故。例如,前述的一台 220kV 变压器爆炸起火事故,该变压器自 1982 年大修后预防性试验结果一直正常,却在 1999 年底突然爆炸起火烧毁。第二是误报或早报。例如,预试结果虽局部超标,但若故障不进一步发展,可不必马上停电检修,而仍可继续运行,只需加强监视即可。若按预防性试验结果马上进行维修,就要耗费停电检修的费用。

1.2.2 状态维修和在线监测

20 世纪 70 年代以来,随着世界上装机容量的迅速增长,对供电可靠性的要求越来越高。考虑到原有预防性维修体系的局限性,为降低停电和维修费用,提出预知性维修或状态维修这一新概念。其具体内容是对运行中的电气设备的绝缘状况进行带电检测或连续在线监测(或称状态监测),随时获得能反映绝缘状况变化的信息;进行分析处理后,对设备的绝缘状况做出诊断;根据诊断的结论安排必要的维修,即做到有的放矢地进行维修。故状态维修应包括三个步骤,即设备状态量获取→状态评价及分析诊断→预知性维修。

状态维修有以下优点:

- (1) 可更有效地使用设备,提高了设备的利用率;
- (2) 降低了备件的库存量以及更换部件与维修所需的费用;
- (3) 有目标地进行维修,可提高维修水平,使设备运行更安全、可靠;
- (4) 可系统地向设备制造部门反馈设备的质量信息,用以提高产品的可靠性。

状态维修的组成及相互关系可用图 1-1 所示的框图来表示。在线监测是开展状态评估的重要依据之一。当然为设备建立一套在线监测系统也需要投资,因此在分析某电气设备是否有必要建立在线监测系统时,应进行经济核算,根据其经济效益来做出决定。

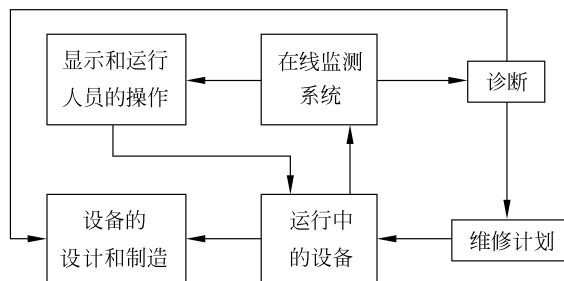


图 1-1 状态维修体系框图

建立一套在线监测系统需要的投资和设备本身的价值有关。英国人 P. J. 达夫勒认为,对一般工业部门,电机的监测系统约是设备费的 5%^[14]。美国麻省理工学院(MIT)认为,为单台价值 100 万美元的大型变压器建立一套完整的监测和诊断系统需 8 万美元,并认为该系统的经济效益将超过 200 万美元^[15]。在我国,仍以一台三相 500kV、360MV·A 变压器为例,其价值在 2000 万元左右,为其建立一套监测系统,投资不会超过设备价值的 5%。何况一套在线监测系统,除传感器等部分单元外,可巡回监测多台电气设备,这样,投资的实际比例还将降低。

在线监测和状态维修带来的经济效益是十分显著的。例如,据美国某发电厂统计,采用状态维修体系后,每年可获利 125 万美元。英国中央发电局(CEGB)的统计结果表明,利用气相色谱分析对充油电气设备进行诊断,可使变压器的年维修费用从 1000 万英镑减少到 200 万英镑。日本资料介绍,监测和诊断技术的应用,使每年维修费用减少 25%~50%,故障停机时间则可减少 75%。

有资料报道,若以 1000MW 的火电或核电机组的电厂为例,应用监测和诊断技术使设备可用率提高 1%,则每年可增收电费约 400 万美元。我国有相关人员针对电容型电气设备采用在线监测后的经济效益作了以下估计:以全国售电量 6000 亿 kW·h 为例,若每座 110kV 及以上变电站,用于电容型设备(包括电容型套管、耦合电容器、电容式电压互感器、电流互感器等)的停电维修时间为 10 天,则每年将少送电 164 亿 kW·h。当运用在线监测技术后,可减少不必要的停电,若减少其中的 10%,则可多送电 16.4 亿 kW·h,直接效益为 6.56 亿元(按每 kW·h 电 0.4 元计),间接效益为 65.6 亿元(按每 kW·h 电 4 元计)。

1.3 在线监测技术的国内外发展概况及趋势

在线监测这一设想由来已久。早在 1951 年,美国西屋公司的约翰逊(John S. Johnson),针对运行中发电机因槽放电的加剧导致电机失效,提出并研究了在运行条件下监测槽放电的装置^[16]。这可能是最早提出的在线监测思想。限于当时的技术条件,来自线路的干扰无法被抑制,只能在离线条件下进行检测,但是在线监测的基本思想则沿用至今。

20 世纪 60 年代,美国最先开发监测和诊断技术,成立了庞大的故障诊断研究机构,每年召开 1~2 次学术交流会议^[17]。20 世纪 60 年代初,美国就已经使用可燃性气体总量(TCG)检测装置来测定变压器储油柜油面上的自由气体,以判断变压器的绝缘状态。但在潜伏性故障阶段,分解气体大部分溶于油中,因此这种装置不能检测潜伏性故障。

针对这一局限性,日本等国研究使用气相色谱仪,在分析自由气体的同时,分析油中溶解气体,从而能够发现早期故障。其缺点是要取油样,需在实验室进行分析,试验时间长,故不能在线连续监测。20 世纪 70 年代中期,能使油中气体分离的高分子塑料渗透膜的发明和应用,解决了在线连续监测问题。20 世纪 70 年代末以来,日本研制了油中 H₂、三组分气体(H₂, CO, CH₄)和六组分气体(H₂, CO, CH₄, C₂H₂, C₂H₄, C₂H₆)的油中气体监测装置^[18,19]。加拿大于 1975 年研制成功了油中气体分析的在线监测装置,随之由 Syprotec 公司开发为正式产品,称为变压器早期故障监测器。

近年来,我国也研制出能够同时监测 H₂、CO、CH₄、C₂H₂、C₂H₄、C₂H₆、CO₂ 七种气体组

分和微水含量的变压器在线监测系统,并将其安装于多个变电站,取得了宝贵的运行经验,该系统在变压器在线监测和状态评估中发挥了重要作用。

气相色谱分析技术已日趋成熟,并为长期的实践所证明是一种行之有效的监测和诊断技术,目前已广泛应用于各种充油电气设备的监测。其局限性是气体的生成有一个发展过程,故对突发性故障不灵敏,这就要借助于局部放电的监测。

局部放电的在线监测难度较大,数十年来它的发展一直受到限制。随着传感器技术、信号处理技术、电子和光电技术、计算机技术的发展,其监测灵敏度和抗干扰水平有所提高。例如,近 20 年来,压电元件灵敏度的提高和低噪声集成放大器的应用,大大提高了超声传感器的信噪比和监测灵敏度,使其得以广泛用于局部放电的在线监测。

到了 20 世纪 80 年代,局部放电的监测技术已有较大发展。加拿大安大略水电局^[20]研制了用于发电机的局部放电分析仪(PDA),并将其成功地用于加拿大等国的水轮发电机上。这种装置在 1981—1991 年间共装备了 500 多台。

魁北克水电局研究所(IREQ)研制了一套多参数的监测系统(AIM),除可对 735kV 变压器监测其局部放电外,还可分析油中的溶解气体组分及线路过电压,并具有初步的自动诊断功能^[21]。日本东京电力公司于 20 世纪 80 年代研制了变压器局部放电自动监测仪,用光纤传输信号,采用声、电联合监测和抑制干扰,并对放电源进行故障点定位^[22]。英国 DMS (Diagnostic Monitoring System)公司于 1993 年开发出世界上第一套基于超高频信号检测的局部放电在线监测系统,是国际上对全封闭组合电器(gas insulation substation, GIS)类设备普遍采用的局部放电检测技术,检测信号的频段为 100MHz~1500MHz^[23]。意大利 Techimp 公司所研制的高频局部放电带电检测装置,采用 100MSa/s 的采样率获取局部放电信号的原始波形,采用等效时频分离技术来分离信号与噪声或者不同类型的放电信号,在电力电缆的带电检测和在线监测中得到了广泛应用^[24,25]。

自 20 世纪 80 年代以来,我国的在线监测技术也得到了迅速发展。各单位都相继研制了不同类型的监测装置,特别是各省电力部门,如安徽、吉林、河北、内蒙古、广东和湖南等地,都研制了电容型设备的监测装置,主要监测电力设备的介质损耗、电容值、三相不平衡电流。电力部电力科学研究所、武汉高压研究所和东北电力试验研究院等单位,除研究电容型设备的监测外,还研制了各种类型的局部放电监测系统。电力科学研究所和西安交通大学还结合油中气体分析,开展了用于绝缘诊断的专家系统的研究工作。

近年来,我国智能电网的研究及应用大力发展,取得了多项具有世界先进水平的成果。在智能电网的变电环节,提出了实现高压设备的智能化;在信息化接入方面,提供了完整的解决方案。针对电力变压器、断路器、避雷器、互感器、GIS 等设备在线监测与诊断评估,以及电介质材料老化检测和故障机理分析等方面开展了大量的研究与实践,红外线测温、多组分油色谱在线监测、GIS 超高频局部放电在线监测等技术已经被广泛应用,使监测技术和手段得到了大大的提升。

从以上国内外发展的总体情况来看,电力设备在线监测与诊断系统正在朝着远程化、智能化和综合化的方向发展。

我国近年来成功研制了变压器、断路器、电容型设备等综合监测系统,这些监测系统也逐步得到了应用。以变压器综合在线动态监测与故障诊断系统为例,它由在线监测和故障诊断两大部分组成。在线监测部分包括油中溶解气体及微水、套管介质损耗因数和局部放

电等基本监测单元,并可扩展铁芯接地、绕组变形、温度负荷和开关量输入接口(冷却风扇、油泵、瓦斯继电器)等的在线监测。故障诊断部分包括故障有无判断模块、故障定性与定位诊断模块、故障严重程度与发展趋势分析模块、故障危害性评估模块和维修策略模块。

在上述针对某类设备的监测系统的基础上,又研制了变电站综合在线监测系统和输电线路综合监测系统。例如,变电站监测系统集成了变压器、GIS、电容型设备、避雷器、开关柜等变电站内高压设备的多项监测单元,实时地多通道采集各种运行数据,实现对变电站内高压设备状态的综合数据分析与诊断。系统能够在第一时间发现设备内部的潜伏性故障,根据综合监测数据的分析结果,估算出高压设备的运行特性和寿命损失,为设备安全运行提供可靠依据。

以上研究成果代表了在线监测技术的发展趋势。图 1-2 所示是一个变电站的电力设备的监测系统示意图,变电站的监测智能电子设备(intelligent electronic device,IED)或常规监测装置采集变压器与断路器等一次设备的测量与状态信息。综合监测单元用于接入常规在线监测装置,确保与站端监测单元进行 IEC61850 标准化数据通信。变电站配置描述语言(substation configuration description language,SCL)用于综合监测单元与监测 IED 功能模型与通信模型的描述与配置。公共信息模型(common information model,CIM)通过网络服务描述语言(web service description language,WSDL)服务模型实现主站对变电站模型的共享^[26]。

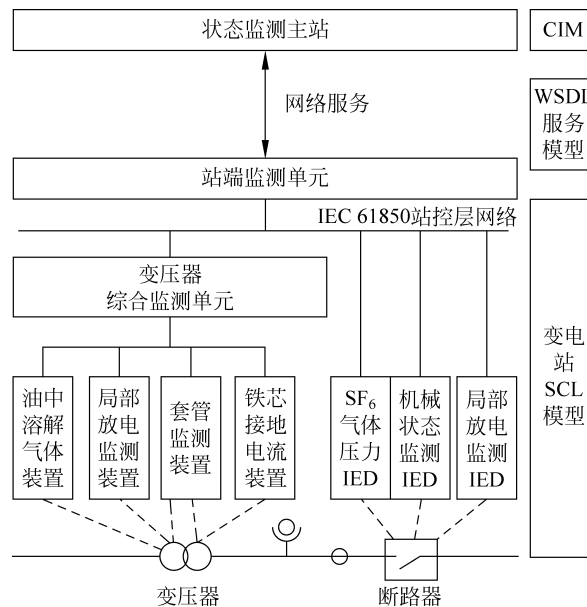


图 1-2 变电站综合在线监测系统示意图

1.4 在线监测系统的技术要求

在线监测系统的技术要求可归纳为:

- (1) 系统的投入和使用不应改变和影响一次电气设备的正常运行;

- (2) 能自动地连续进行监测、数据处理和存储;
- (3) 具有自检和报警功能;
- (4) 具有较好的抗干扰能力和合理的监测灵敏度;
- (5) 监测结果应有较好的可靠性和重复性,以及合理的准确度;
- (6) 具有在线标定其监测灵敏度功能;
- (7) 具有对电气设备故障的诊断功能,包括故障定位、故障性质和故障程度的判断以及绝缘寿命的预测等;
- (8) 具有统一的通信接口和数据远传功能。

思考题和讨论题

1. 与预防性维修相比,输变电设备带电检测或在线监测的优、缺点各是什么?
2. 电力设备在线监测和故障诊断系统的发展趋势是什么?
3. 电力设备在线监测系统有哪些技术要求?

参 考 文 献

- [1] 王梦云. 2002—2003 年国家电网公司系统变压器类设备事故统计与分析(一)[J]. 电力设备, 2004, 5(10): 20-26.
- [2] 王梦云. 2004 年度 110kV 及以上变压器事故统计与分析[J]. 电力设备, 2005, 6(11): 31-37.
- [3] 王梦云. 2005 年度 110(66)kV 及以上变压器事故与缺陷统计分析[J]. 电力设备, 2006, 7(11): 99-102.
- [4] 白恺, 白亚民. 京津唐电网发电机缺陷统计及分析[J]. 华北电力技术, 2003(8): 42-45/49.
- [5] 王梦云. 2000—2001 年全国超高压变压器、电流互感器事故和障碍统计分析[J]. 电力设备, 2002, 3(4): 1-6.
- [6] 沈力, 李龙, 王梦云, 等. 2005 年度 110(66)kV 及以上电压等级互感器事故与缺陷统计分析[J]. 电力设备, 2007, 8(1): 11-14.
- [7] 操敦奎. 变压器油中气体分析诊断与故障检查[M]. 北京: 中国电力出版社, 2005.
- [8] 王昌长, 郑光辉, 郑振中. 电力电容器的可靠性评估和失效分析[J]. 清华大学学报, 1991, 31(4): 107-112.
- [9] U. S. -Canada Power System Outage Task Force. Final report on the August 14, 2003 blackout in the United and Canada: causes and recommendations[R]. April 2004.
- [10] 中华人民共和国电力工业部. 电力设备预防性试验规程: DL/T 596—1996[S]. 北京: 中国电力出版社, 1997.
- [11] 中国南方电网有限责任公司. 电力设备预防性试验规程: Q/CSG 114002—2011[S]. 广州: [出版者不详], 2011.
- [12] 全国电工电子可靠性与维修性标准化技术委员会. 可靠性、维修性术语: GB/T 3187—1994[S]. 北京: 中国标准出版社, 1995.
- [13] 中华人民共和国电力工业部. 电力变压器检修导则: DL/T 573—1995[S]. 北京: 中国电力出版社, 1995.
- [14] 姜建国, 史家燕泽. 电机的状态监测[M]. 北京: 水利电力出版社, 1992.
- [15] CROWLEY T H. Expert system for on-line monitoring of large power transformers[R]. MIT, 1985.

-
- [16] JOHNAON J S, WARREN M. Detection of slot discharge in high-voltage stator windings during operation[J]. AIEE. Trans. Part II, 1951, 70: 1998-2000.
- [17] 湖北电力技术编辑部. 诊断技术在电力设备中的应用[J]. 湖北电力技术, 1987(1): 1-7.
- [18] 顾国城. 变压器油中气体的连续监测—日本近年来用高分子膜作为分离油中气体的研究工作一览[J]. 高电压技术, 1983, 9(4): 422-428.
- [19] TSUKIOKA H, SUGAWARA K, MORI E, et al. New apparatus for detecting transformer faults [J]. IEEE Trans. on EI, 1986, 21(2): 221-229.
- [20] STONE G C. Practical techniques for measuring PD in operating equipment[J]. Electrical Insulation Magazine, 1991, 7(4): 9-19.
- [21] MALEWSKI R, DOUVILLE J, BELANGER G. Insulation diagnostic system for HV power transformer in service [C]. CIGRE 1986 Session, No. 12-01.
- [22] 严璋. 日本绝缘在线监测的发展动向[J]. 高电压技术, 1991, 17(4): 39-45.
- [23] 金春峰, 胡煜亮, 陆为赞. 超高频局部放电在线监测系统的原理及应用[J]. 上海电力, 2010(6): 382-384.
- [24] CAVALLINI A, MONTANARI G C, CONTIN A, et al. A new approach to the diagnosis of solid insulation systems based on PD signal inference [J]. IEEE Electrical Insulation Magazine, 2003, 19(2): 23-30.
- [25] 陈腾彪, 邬韬, 魏前虎, 等. 高频脉冲电流法在高压电缆带电局部放电检测以及定位中的应用[J]. 广东电力, 2014, 27(1): 114-119.
- [26] 王德文, 阎春雨. 变电站在线监测系统的一体化建模与模型维护[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(23): 78-82/113.

第 2 章

监测系统的组成

2.1 系统的组成和分类

2.1.1 系统的组成

不论监测系统是什么类型,它均应包括以下基本单元。

1) 信号变送

一般由相应的传感器来完成,它从电气设备上监测出反映设备状态的物理量,例如电流、电压、温度、压力、气体成分等,并将其转换为合适的电信号传送到后续单元。

2) 信号预处理

其功能是对传感器变送来的信号进行适当的预处理,将信号幅度调整到合适的电平;对混叠的干扰采用滤波器、极性鉴别器等硬件电路进行抑制,以提高系统的信噪比。

3) 数据采集

将经过预处理的信号转换为数字量并进行存储。

4) 信号传输

将监测结果按照统一的格式发送到监测平台,一般使用光纤以太网进行数据传输。对固定式监测系统,因数据处理单元远离现场,故需配置专门的信号传输单元。对便携式带电检测或监测装置,只需现场显示、记录或通过通用分组无线服务技术(GPRS)等手段进行远程数据传输。

5) 数据处理

对所采集到的数据进行处理和分析,例如,对获取的数字信息作时域和频域分析,利用软件滤波、平均处理等技术,对信号作进一步的处理,以提高信噪比。获取反映设备状态的特征值,为诊断提供有效的数据和信息。

6) 诊断

对处理后的数据和历史数据、判据及其他信息进行比较、分析后,对设备的状态或故障部位作出诊断。必要时采取进一步措施,例如,安排维修计划、是否需要退出运行等,一般在监测系统后台完成。

上述 6 个基本单元可用图 2-1 所示的框图表示。

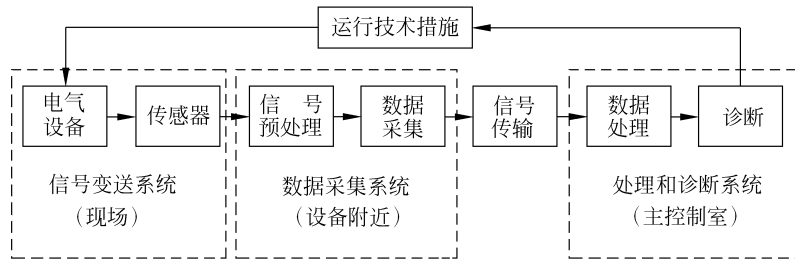


图 2-1 在线监测系统组成框图

整个监测系统可归纳为以下 3 个子系统：

- (1) 电气设备和传感器,在设备现场;
- (2) 信号预处理和数据采集子系统(监测 IED),一般在被监测设备附近,也在现场;
- (3) 数据处理和诊断系统,是一台微型计算机和监测系统专用软件,位置在距现场数十至数百米的主控室内。

2.1.2 系统的分类

1. 按使用场所分类

监测系统按其使用场所分为便携式和固定式。

1) 便携式

整个系统构成较简单,便于携带,可以在不同地点进行带电检测或监测,常用液晶屏直接显示监测结果。也可配备便携式计算机进行数据处理、显示、存储和诊断。其优点是便于携带,使用灵活,可实现对多台设备的巡回检测。缺点是无法实现长期连续不断的监测,另外针对性稍差。

2) 固定式

针对某处或某种设备,配置有针对性的专用监测系统,固定安装在某处设备上。其抗干扰能力和监测灵敏度比便携式稍高,可对设备实现连续监测,功能强,成本高,适合于重要场所和重大设备的监测。

2. 按监测功能分类

监测系统按监测功能可分为单参数监测系统和多参数综合性诊断系统。

1) 单参数监测系统

选择某类或某个能反映绝缘状态的物理量进行监测,例如局部放电量、介质损耗角正切等。其监测功能比较单一,是当前广泛使用的机型。

2) 多参数综合性监测系统

可以监测反映设备状态的各类参数,对设备进行全面的状况监测,进而形成对整个变电站设备进行全面监测的分布式在线监测系统,这是监测系统的发展方向。

3. 按诊断方式分类

监测系统按诊断方式可分为人工诊断和自动诊断。

1) 人工诊断

目前多数监测系统的诊断还是根据运行经验,由试验人员最后作出诊断。