

变电站一次设备故障诊断与维护技术

姜 军

澄合矿业有限公司电力分公司 陕西 渭南 715200

摘要: 变电站作为电力系统中电能传输、分配与控制的核心枢纽,一次设备是其实现电能转换与故障隔离的关键载体,主要包括变压器、断路器、互感器、隔离开关及母线等设备。这些设备的稳定运行直接决定电力系统的供电可靠性,一旦发生故障可能引发区域停电,对工业生产与民生用电造成严重影响。本文先重点分析变电站一次设备在运行中的常见故障以及诊断方法,然后对各类一次设备的运行维护技术要点进行系统阐述,以期促进变电站运维效能的提升。

关键词: 变电站一次设备;故障诊断技术;维护技术

引言

变电站在电力系统中主要承担着电压等级变换、电能分配及故障隔离等功能,

一次设备作为变电站的“硬件核心”,直接参与电能的传输与控制过程。随着电力系统逐渐向高电压、大容量、智能化方向发展,一次设备的结构也更加复杂,对运维检修工作提出了更高的要求 and 标准。怎样构建更加科学高效的一次设备运维体系和掌握更加精准高效的故障诊断技术,成为现阶段变电站运维中的关键和重点。

1 变电站一次设备概述

变电站一次设备是指直接参与电能生产、传输、分配与使用的电气设备,如变压器、断路器、互感器、隔离开关、母线等设备,其主要功能是电能的变换、控制与隔离,与继电保护、自动化装置等二次设备相比,一次设备的额定电压、额定电流更高,结构更复杂,运行环境更恶劣,故障后果也更严重^[1]。一台设备的故障类型与其结构、工作原理密切相关,不同设备的故障表现出不同的特征,准确掌握不同设备的故障特征并采用相应的诊断技术,对于变电站的安全运行具有重要意义。

2 变电站一次设备常用的故障诊断技术分析

2.1 变压器故障诊断技术

变压器是变电站中造价最高、维护难度最大的核心设备,其故障主要集中在绕组、铁芯及油箱附件三大部位,比如绕组绝缘老化、击穿、短路或变形;铁芯多点接地、铁芯叠片短路或铁芯绝缘损坏;油箱漏油、套管绝缘受潮、冷却系统故障(如油泵停转、散热器堵塞)等。对于不同的变压器故障类型,现阶段已经形成了极

其成熟的诊断体系。

2.1.1 油中溶解气体分析(DGA)技术

变压器多采用油浸式结构,绝缘油不仅起到绝缘作用,还承担散热功能。当变压器内部发生故障时,局部高温或电弧会导致绝缘油与绝缘纸分解,产生甲烷(CH_4)、乙烷(C_2H_6)、乙烯(C_2H_4)、乙炔(C_2H_2)、氢气(H_2)等特征气体,这些气体溶解在绝缘油中,其组分与含量直接反映故障类型与严重程度^[2]。

DGA技术通过气相色谱仪检测油中特征气体的浓度,结合故障气体生成规律判断故障性质:例如,低温过热($< 150^\circ\text{C}$)故障以甲烷、氢气为主;中温过热($150\text{-}300^\circ\text{C}$)故障甲烷、乙烷含量显著增加;高温过热(300°C)故障则以乙烯为主要特征气体;电弧放电故障会产生大量乙炔与氢气。工程中常用“三比值法”(基于 $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ 、 CH_4/H_2 、 $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_4$ 的比值)或“大卫三角形法”进一步缩小故障范围,提高诊断准确性。该技术可实现故障的早期预警,是变压器离线诊断与在线监测的核心手段。

2.1.2 局部放电检测技术

局部放电是变压器绝缘老化的重要征兆,当绕组或套管绝缘存在微小缺陷(如气泡、杂质)时,缺陷处电场强度集中,会发生局部击穿放电,长期放电会逐步扩大绝缘缺陷,最终导致绝缘击穿。局部放电检测技术通过捕捉放电过程中产生的电信号、超声信号或电磁辐射信号,实现绝缘缺陷的识别与定位。常用的有超声波检测和超高频检测两种,前者是利用超声波进行检测,而后者则是通过超高频传感器来进行检测。

2.1.3 绕组变形检测技术

变压器绕组变形主要由短路电流冲击、运输振动或安装不当引起,表现为绕组轴向或径向位移、匝间短

作者简介: 姜军(1990.02-),男,汉族,辽宁辽阳,中级工程师,本科,主要研究方向:电力系统及其自动化。

路,会导致变压器阻抗变化、电压比偏差,严重时引发绕组烧毁。现阶段多采用频响分析法(FRA)检测绕组变形,这是因为当绕组发生变形时,等效电路参数(电感、电容)发生变化,导致其频率响应特性(输入电压与输出电压的比值随频率的变化曲线)改变^[3]。在具体检测时,需要向绕组注入0.1kHz-2MHz的扫频信号,记录频率响应曲线,与设备出厂时或历史检测的基准曲线对比:若曲线重合度高(相关系数 >0.9),说明绕组无明显变形;若曲线出现峰值偏移、幅值变化或新的谐振点,表明绕组存在变形,需进一步评估变形程度。FRA技术具有检测灵敏度高、非破坏性的优点,已成为变压器大修后或短路故障后的必检项目。

2.2 断路器故障诊断技术

断路器的核心功能是开断故障电流,其故障主要分为机械故障与电气故障,

(1) 机械故障:包括操作机构卡涩(如弹簧机构疲劳、液压机构漏油)、连杆松动、触头磨损或变形,这类故障会导致断路器分合闸时间延长、弹跳加剧,甚至无法正常动作,影响故障切断能力。

(2) 绝缘故障:灭弧室绝缘受潮、套管绝缘老化、瓷瓶破损都属于绝缘故障,主要由环境湿度高、污秽积累或长期运行老化引起,会导致绝缘强度下降,引发对地闪络。

(3) 灭弧室故障:针对SF₆断路器,主要包括SF₆气体泄漏(密度降低)、气体湿度超标,会导致灭弧能力下降,甚至引发灭弧室爆炸;针对真空断路器,主要包括真空度下降,会导致灭弧室内部放电,影响开断性能^[4]。

断路器诊断中常采用的技术有以下几类:

(1) 机械特性检测技术。该方法主要是通过高速摄像机记录触头运动轨迹,或通过位移传感器(如激光位移传感器)采集触头行程信号,结合时间同步装置计算机械特性参数,如果参数不符合标准要求,则说明存在隐患。

(2) SF₆气体状态检测技术。SF₆气体是高压断路器的主要灭弧介质,其状态直接影响断路器性能。SF₆气体状态检测包括密度检测与湿度检测两类,密度降低会导致绝缘强度下降,检测时通过密度继电器或在线密度传感器实时监测,当密度低于额定值(通常为0.6MPa, 20°C时)时,需及时补气并查找泄漏点;而湿度检测主要是因为低温环境下, SF₆气体中水分过高会导致绝缘受潮,引发绝缘闪络,检测时主要通过露点仪测量气体露点温度,然后换算为湿度值,进而判断是否存在受潮的情况。

(3) 红外热成像检测技术。该技术主要通过热成像设备直接直观地观察断路器表面的发热情况,生成温度分布图像,对比不同部位的温度差,如果设备在运行中误差过大,则可以被判定为存在过热故障,该技术具有非接触、直观、快速的优点,适用于变电站巡检中的批量故障筛查。

2.3 互感器故障诊断技术

互感器(CT与VT)是连接一次系统与二次系统的关键设备,其故障会导致测量误差或继电保护误动。其中,电流互感器(CT)主要会呈现绕组短路(匝间或对地短路)、铁芯饱和、绝缘老化等故障,绕组短路会导致二次侧电流降低,影响保护装置动作;铁芯饱和会导致CT励磁电流增大,测量误差超标。电压互感器(VT)故障的表现表现为绕组击穿(匝间或对地击穿)、绝缘受潮、熔断器熔断等情况,绕组击穿会导致VT爆炸,熔断器熔断会导致二次侧无电压信号,影响仪表与保护^[5]。

互感器的故障诊断常采用变比与误差检测技术和绝缘电阻与介损检测技术。

(1) 变比与误差是CT、VT的核心性能指标,其能够直接反映设备精度。CT变比检测时,在一次侧通入标准电流(如额定电流的5%、100%、120%),测量二次侧输出电流,计算变比(变比=一次电流/二次电流),若变比偏差超过 $\pm 0.5\%$,则可能存在绕组短路;VT变比检测时,在一次侧施加标准电压(如额定电压的80%、100%、120%),测量二次侧输出电压,计算变比偏差,偏差超标需排查绕组故障。误差检测包括比值误差与相位误差,CT比值误差应 $\leq \pm 0.2\%$ (0.2级),VT比值误差应 $\leq \pm 0.5\%$ (0.5级),误差超标通常源于铁芯饱和或绕组参数异常。

(2) 绝缘电阻与介损检测技术。绝缘电阻与介损($\tan\delta$)是评估互感器绝缘性能的关键指标。绝缘电阻检测时,使用2500V兆欧表测量互感器绕组对地、绕组间的绝缘电阻,油浸式CT的绝缘电阻应不低于1000M Ω (20°C时),干式VT的绝缘电阻应不低于500M Ω ,绝缘电阻下降通常表明绝缘受潮或老化。介损检测时,使用介损测试仪测量绝缘介质的损耗角正切值,介损越大,绝缘性能越差,油浸式互感器的介损(20°C时)应 $\leq 0.5\%$,干式互感器应 $\leq 0.8\%$,介损超标需进行干燥处理或更换绝缘部件。除此以外,也可以采用红外热成像技术监测互感器的过热故障,因为互感器过热多是由于铁芯多点接地或者绕组短路所引起的,该类故障出现时会出现局部温度的升高,出现明显热点,但是在检测时需注意对比同型号、同负荷下互感器的温度,避免误判。

2.4 隔离开关与母线故障诊断技术

隔离开关与母线的故障虽不直接影响故障切断,但会影响电能传输效率,甚至引发绝缘闪络。其中,隔离开关常见故障为触头接触不良、操作机构卡涩与绝缘闪络,接触不良会导致触头温度升高,所以可以采用红外热成像技术进行检测;然后操作机构卡涩则可通过操作力矩检测,使用力矩扳手测量隔离开关分合闸时的操作力矩,如果力矩增大则说明机构卡涩,需润滑或更换磨损部件;绝缘闪络问题可以利用紫外成像仪捕捉绝缘闪络中产生的紫外辐射。

母线常见故障为接头过热与绝缘闪络。由于在母线接头接触不良时会出现明显过热现象,所以对于接头过热故障可以采用红外热成像技术检测;而对于气体绝缘母线(GIS)的绝缘闪络故障则可以采用局部放电技术进行检测,因为缺陷会产生局部放电,UHF传感器可检测放电信号;而对于敞开式母线,采用绝缘电阻检测,定期测量母线绝缘子的绝缘电阻,绝缘电阻下降需清扫或更换绝缘子。

3 变电站一次设备的维护技术要点分析

3.1 变压器设备维护要点

变压器作为变电站核心电能变换设备,其维护需结合油质状态、绝缘性能与机械结构健康度制定差异化方案。运维人员需每3-6个月开展油质检测,包括油中溶解气体分析(DGA)、击穿电压($\geq 35\text{kV}$)与水分含量($\leq 10\text{ppm}$)检测,油质指标劣化时需进行真空过滤或整体换油;针对局部放电超标的变压器,需采用真空干燥或绝缘修补技术处理绝缘缺陷;冷却系统需每月清理散热器表面积尘,每半年检查油泵与风扇运行状态,确保油温超过 65°C 时冷却系统能自动投入,防止绕组因过热加速老化。

3.2 断路器维护要点

断路器的维护重点聚焦于灭弧介质状态与机械操作性能,需结合诊断数据动态调整维护周期。对于 SF_6 断路器,运维人员需每季度通过密度继电器监测气体密度(保持 $0.6\text{MPa}/20^\circ\text{C}$),每半年检测气体湿度(露点 $\leq -40^\circ\text{C}$),泄漏率超过 $0.5\%/年$ 时需使用氦质谱检测仪定位泄漏点并补漏;真空断路器需每年采用超声检测或耐压试验($42\text{kV}/1\text{min}$)评估真空度,真空度下降时需更换灭弧室;机械部件需每半年润滑操作机构,每年度检测分合闸时间(12kV 真空断路器分闸时间 $\leq 0.05\text{s}$ 、合闸时间 $\leq 0.06\text{s}$),参数超差时需调整连杆间隙或更换磨损的弹

簧、轴承。

3.3 互感器要点

互感器维护需要重点关联变比误差、绝缘电阻与介损数据。运维人员需每2年开展变比与误差校准,确保电流互感器(CT)变比偏差 $\leq \pm 0.5\%$ 、电压互感器(VT)变比偏差 $\leq \pm 0.5\%$,误差超限时需拆解检查绕组是否存在匝间短路;每年度使用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻,油浸式CT绝缘电阻低于 $1000\text{M}\Omega$ 、干式VT低于 $500\text{M}\Omega$ 时,需进行热风干燥处理;介损检测中,若油浸式互感器介损(20°C)超过 0.5% 、干式互感器超过 0.8% ,需更换老化的绝缘纸或环氧树脂部件。

3.4 隔离开关与母线的维护

隔离开关与母线的维护侧重接触性能与绝缘状态,隔离开关需每半年使用力矩扳手测量操作力矩, 110kV 隔离开关分合闸力矩超过 $30\text{N}\cdot\text{m}$ 时需拆解润滑传动部件;每季度采用红外热成像仪检测触头温度,温升超过 60K (相对于环境温度)时需打磨触头表面氧化层;母线维护中,气体绝缘母线(GIS)需每年度开展局部放电检测,敞开式母线需每季度清扫绝缘子表面积污,每半年测量绝缘子绝缘电阻($\geq 300\text{M}\Omega$),电阻下降时需更换绝缘子,接头过热时需重新紧固并涂抹导电膏,降低接触电阻。

结语

为确保变电站的安全稳定运行,针对不同故障应合理采用相应的诊断技术,并结合各类一次设备的运行特点加强维护检修,尽可能降低一次设备的故障发生率。随着科技的发展,在今后需要进一步加强对高灵敏在线监测传感器、数字孪生技术、人工智能技术等的应用,进一步提升变电站运维的自动化和智能化程度。

参考文献

- [1]彭云.变电站一次设备故障诊断与维护技术[J].工业控制计算机,2025,38(06):175-176.
- [2]姜修林.变电站一次设备检修工作的策略管窥[J].中国设备工程,2025,(10):181-183.
- [3]苏平.变电站一次设备检修在线监测技术应用及研究[J].电力设备管理,2025,(03):121-123.
- [4]徐涛,冯驰域.变电站一次设备运行问题与状态检修分析[J].集成电路应用,2024,41(12):286-287.
- [5]周凤婷,赵慧明.变电站一次设备状态监测与故障诊断技术研究[J].电子元器件与信息技术,2024,8(07):181-183.