

Q/ND

内蒙古电力（集团）有限责任公司企业标准

Q/ND 10501 06-2023

代替 Q/ND 10501 06-2018

输变电设备状态检修试验规程

2023-12-22 发布

2023-12-22 实施

内蒙古电力（集团）有限责任公司
布

发

目 次

前 言.....	II
1 范围.....	1
2 规范性引用文件.....	1
3 术语和定义.....	4
4 符号、代号和缩略语.....	7
5 总则.....	8
6 电力变压器、电抗器和消弧线圈.....	17
7 电流互感器.....	35
8 电压互感器.....	42
9 高压套管.....	49
10 开关设备.....	52
11 电容器.....	68
12 静止无功发生器.....	75
13 无间隙金属氧化物避雷器.....	78
14 电力电缆.....	80
15 接地装置.....	86
16 变电站设备外绝缘及绝缘子.....	87
17 架空线路.....	90
18 绝缘油.....	98
19 SF ₆ 气体及混合气体.....	105
附录 A（规范性附录） 状态量显著性差异分析法.....	109
附录 B（规范性附录） 变压器线间电阻到相绕组电阻的换算方法.....	110
附录 C（资料性附录） 憎水性分级（HC 值）的典型状态.....	111
附录 D（资料性附录） 检修及更换策略的建模.....	112
附录 E（资料性附录） 变压器绕组间及对地电容量的分解算法.....	113
附录 F（资料性附录） 盘形悬式绝缘子现场污秽度与等值盐密/灰密的关系.....	115
附录 G（资料性附录） 断路器回路电阻厂家标准.....	117
附录 H（资料性附录） 分接开关的试验项目周期和标准.....	119
附录 I（资料性附录） 空气绝缘开关柜现场整体局部放电试验方法.....	121
附录 J（资料性附录） X 射线现场检测方法.....	125

前 言

本规程是按照Q/ND 00101—2016《标准编写规范》起草。

本规程由内蒙古电力（集团）有限责任公司生产技术部归口。

本规程起草单位：内蒙古电力（集团）有限责任公司内蒙古电力科学研究院分公司。

本规程主要起草人：薄宏斌、任宇新、张文战、魏小军、辛力坚、郭红兵、付文光、杨军、刘志林、陈少宏、杨建中、苗春、王森、荀华、张建英、郑璐、寇正、赵夏瑶、樊子铭。

本规程参加起草人：杨玥、王琼、车传强、马钊昊、刘鑫荣、李哲君、杨波、燕宝峰、白洁、刘轩、陈波、黄磊、李宁、李显赫、赵鑫、赵旭、艾博、田晓云、王雪松、张松林、于小川、晨旭、崔兰峰、范德明、李龙、褚文超、刘涛、陈志勇、宁飞、任凤君、王智、戴东、赵俊杰、孙晓宇、李浩、明明、周俊峰、张文俊、郭兴帅、葛志杰、亢晓飞、吕向军、韩永灵、肖菲、李继强、杜鑫、董建平、刘畅、赵向征、李兴伟、张欣磊、程文飞、刘亚彬、杨镇、李保阳。

本规程2014年1月首次发布，2017年11月第一次修订，本次为第二次修订。

内蒙古电力（集团）有限责任公司

输变电设备状态检修试验规程

1 范围

本规程规定了内蒙古电力（集团）有限责任公司10kV~500kV输变电设备巡检、检测和试验的项目、周期和技术要求，规范了状态分析的基本方法和停电例行试验周期的调整原则。66kV设备可参照110kV设备执行。

本规程不包括高压直流输变电设备、串联补偿装置、充油电缆等公司暂无的和已经退出运行的设备，也不适用于继电保护装置、自动装置、测量装置等二次系统设备。

本规程适用于内蒙古电力（集团）有限责任公司所属供电、试验研究单位，公司所属发电单位可参照执行。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。下列文件中的条款通过本规程的引用而成为本规程的条款，其最新版本适用于本规程。

- GB/T 261 闪点的测定 宾斯基-马丁闭口杯法
- GB/T 264 石油产品酸值测定法
- GB/T 265 石油产品运动粘度测定法和动力粘度计算法
- GB/T 507 绝缘油 击穿电压测定法
- GB/T 511 石油和石油产品及添加剂机械杂质测定法
- GB/T 1094.1 电力变压器 第1部分：总则
- GB/T 1094.3 电力变压器 第3部分：绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空气间隙
- GB/T 1094.6 电力变压器 第6部分：电抗器
- GB/T 1094.10 电力变压器 第10部分：声级测定
- GB 1094.11 电力变压器 第11部分：干式变压器
- GB/T 1179 圆线同心绞架空导线
- GB/T 2951（所有部分）电缆和光缆绝缘和护套材料通用试验方法
- GB/T 3536 石油产品闪点和燃点的测定 克利夫兰开口杯法
- GB/T 4109 交流电压高于1000V的绝缘套管
- GB/T 5654 液体绝缘材料 相对电容率、介质损耗因数和直流电阻率的测量
- GB/T 5832.1 气体分析 微量水分的测定 第1部分：电解法
- GB/T 5832.2 气体分析 微量水分的测定 第2部分：露点法
- GB/T 5832.3 气体中微量水分的测定 第3部分：光腔衰荡光谱法
- GB/T 7354 高电压试验技术 局部放电测量
- GB/T 7595 运行中变压器油质量
- GB/T 7597 电力用油（变压器油、汽轮机油）取样方法
- GB/T 7598 运行中变压器油水溶性酸测定法
- GB/T 7600 运行中变压器油和汽轮机油水分含量测定法（库仑法）
- GB/T 7601 运行中变压器油、汽轮机油水分测定法（气相色谱法）

- GB/T 7602.1 变压器油、汽轮机油中T501抗氧化剂含量测定法 第1部分：分光光度法
- GB/T 7602.2 变压器油、汽轮机油中T501抗氧化剂含量测定法 第2部分：液相色谱法
- GB/T 7602.3 变压器油、汽轮机油中T501抗氧化剂含量测定法 第3部分：红外光谱法
- GB/T 7602.4 变压器油、汽轮机油中T501抗氧化剂含量测定法 第4部分：气质联用法
- GB/T 10069.1 旋转电机噪声测定方法及限值 第1部分：旋转电机噪声测定方法
- GB/T 11022 高压交流开关设备和控制设备标准的共用技术条件
- GB/T 11023 高压开关设备六氟化硫气体密封试验方法
- GB/T 11017.1 额定电压110kV ($U_m=126kV$) 交联聚乙烯绝缘电力电缆及其附件 第1部分：试验方法和要求
- GB/T 11032 交流无间隙金属氧化物避雷器
- GB/T 11143 加抑制剂矿物油在水存在下防锈性能试验法
- GB/T 12579 润滑油泡沫特性测定法
- GB/T 12022 工业六氟化硫
- GB/T 14542 变压器油维护管理导则
- GB/T 16921 金属覆盖层 覆盖层厚度测量 X射线光谱法
- GB/T 16927.3 高电压试验技术 第3部分：现场试验的定义及要求
- GB/T 17623 绝缘油中溶解气体组分含量的气相色谱测定法
- GB/T 18890.1 额定电压220kV ($U_m=252kV$) 交联聚乙烯绝缘电力电缆及其附件 第1部分：试验方法和要求
- GB/T 19519 架空线路绝缘子 标称电压高于1000V交流系统用悬垂和耐张复合绝缘子 定义、试验方法及接收准则
- GB/T 20141 型线同心绞架空导线
- GB/T 20840.5 互感器 第5部分：电容式电压互感器的补充技术要求
- GB/T 22071.1 互感器试验导则 第1部分：电流互感器
- GB/T 22079 户内和户外用高压聚合物绝缘子 一般定义、试验方法和接收准则
- GB/T 24624 绝缘套管 油为主绝缘（通常为纸）浸渍介质套管中溶解气体分析（DGA）的判断导则
- GB/T 26218.1 污秽条件下使用的高压绝缘子的选择和尺寸确定 第1部分：定义、信息和一般原则
- GB/T 28552 变压器油、汽轮机油酸值测定法（BTB法）
- GB/T 32508 绝缘油中腐蚀性硫（二苄基二硫醚）定量检测方法
- GB 6541 石油产品油对水界面张力测定法（圆环法）
- GB 50149 电气装置安装工程 母线装置施工及验收规范
- GB 50150 电气装置安装工程 电气设备交接试验标准
- GB 50233 110kV~750kV架空输电线路施工及验收规范
- GB 50545 110kV~750kV架空输电线路设计规范
- DL/T 259 六氟化硫气体密度继电器校验规程
- DL/T 263 变压器油中金属元素的测定方法
- DL/T 285 矿物绝缘油腐蚀性硫检测法 裹绝缘纸铜扁线法
- DL/T 303 电网在役支柱瓷绝缘子及瓷套超声波检测
- DL/T 345 带电设备紫外诊断技术应用导则
- DL/T 374.1 电力系统污区分布图绘制方法 第1部分：交流系统
- DL/T 385 变压器油带电倾向性检测方法
- DL/T 393 输变电设备状态检修试验规程
- DL/T 404 3.6kV~40.5kV交流金属封闭开关设备和控制设备

- DL/T 417 电力设备局部放电现场测量导则
- DL/T 421 电力用油体积电阻率测定法
- DL/T 423 绝缘油中含气量的测定方法 真空差压法
- DL/T 429.1 电力用油透明度测定法
- DL/T 429.2 电力用油颜色测定法
- DL/T 429.6 电力用油开口杯老化测定法
- DL/T 429.7 电力用油油泥析出测定方法
- DL/T 432 电力用油中颗粒度测定方法
- DL/T 474.1 现场绝缘试验实施导则 绝缘电阻、吸收比和极化指数试验
- DL/T 474.3 现场绝缘试验实施导则 介质损耗因数 $\tan \delta$ 试验
- DL/T 474.4 现场绝缘试验实施导则 交流耐压试验
- DL/T 474.5 现场绝缘试验实施导则 避雷器试验
- DL/T 475 接地装置特性参数测量导则
- DL/T 506 六氟化硫电气设备中绝缘气体湿度测量方法
- DL/T 538 高压带电显示装置
- DL/T 555 气体绝缘金属封闭开关设备现场耐压及绝缘试验导则
- DL/T 572 电力变压器运行规程
- DL/T 573 电力变压器检修导则
- DL/T 574 电力变压器分接开关运行维修导则
- DL/T 593 高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求
- DL/T 596 电力设备预防性试验规程
- DL/T 626 劣化悬式绝缘子检测规程
- DL/T 627 绝缘子用常温固化硅橡胶防污闪涂料
- DL/T 664 带电设备红外诊断技术应用规范
- DL/T 703 绝缘油中含气量的气相色谱测定法
- DL/T 722 变压器油中溶解气体分析和判断导则
- DL/T 741 架空输电线路运行规程
- DL/T 804 交流电力系统金属氧化避雷器使用导则
- DL/T 832 光纤复合架空地线
- DL/T 887 杆塔工频接地电阻测量
- DL/T 911 电力变压器绕组变形的频率响应分析法
- DL/T 914 六氟化硫气体湿度测定法（重量法）
- DL/T 915 六氟化硫气体湿度测定法（电解法）
- DL/T 916 六氟化硫气体酸度测定法
- DL/T 917 六氟化硫气体密度测定法
- DL/T 918 六氟化硫气体中可水解氟化物含量测定法
- DL/T 919 六氟化硫气体中矿物油含量测定法（红外光谱分析法）
- DL/T 920 六氟化硫气体中空气、四氟化碳、六氟乙烷和八氟丙烷的测定 气相色谱法
- DL/T 921 六氟化硫气体毒性生物试验方法
- DL/T 941 运行中变压器用六氟化硫质量标准
- DL/T 984 油浸式变压器绝缘老化判断导则
- DL/T 991 电力设备金属发射光谱分析技术导则

DL/T 1000.3 标称电压高于1000V架空线路用绝缘子使用导则 第3部分：交流系统用棒形悬式复合绝缘子

- DL/T 1032 电气设备用六氟化硫（SF₆）气体取样方法
- DL/T 1093 电力变压器绕组变形的电抗法检测判断导则
- DL/T 1096 变压器油中颗粒度限值
- DL/T 1154 高压电气设备额定电压下介质损耗因数试验导则
- DL/T 1205 六氟化硫电气设备分解产物试验方法
- DL/T 1250 气体绝缘金属封闭开关设备带电超声局部放电检测应用导则
- DL/T 1253 电力电缆线路运行规程
- DL/T 1355 变压器油中糠醛含量的测定 液相色谱法
- DL/T 1367 输电线路检测技术导则
- DL/T 1419 变压器油再生与使用导则
- DL/T 1430 变电设备在线监测系统技术导则
- DL/T 1459 矿物绝缘油中金属钝化剂含量的测定 高效液相色谱法
- DL/T 1474 交、直流系统用高压聚合物绝缘子憎水性测量及评估方法
- DL/T 1534 油浸式电力变压器局部放电的特高频检测方法
- DL/T 1538 电力变压器用真空有载分接开关使用导则
- DL/T 1540 油浸式交流电抗器（变压器）运行振动测量方法
- DL/T 1550 矿物绝缘油中金属铜、铁含量测定法 旋转圆盘电极发射光谱法
- DL/T 1576 6kV~35kV电缆振荡波局部放电测试方法
- DL/T 1607 六氟化硫分解产物的测定 红外光谱法
- DL/T 1630 气体绝缘金属封闭开关设备局部放电特高频检测技术规范
- DL/T 1753 配网设备状态检修试验规程
- DL/T 1785 电力设备X射线数字成像检测技术导则
- DL/T 1807 油浸式电力变压器、电抗器局部放电超声波检测与定位导则
- DL/T 1837 电力用矿物绝缘油换油指标
- DL/T 1988 六氟化硫气体密度测定法（U型管振荡法）
- DL/T 5154 架空输电线路杆塔结构设计技术规定
- JB/T 501 电力变压器试验导则
- JB/T 8970 高压并联电容器用放电线圈
- JB/T 9674 超声波探测瓷件内部缺陷
- JB/T 10061 A型脉冲反射式超声波探伤仪 通用技术条件
- JB/T 10549 SF₆气体密度继电器和密度表 通用技术条件
- JB/T 10777 中性点接地电阻器
- NB/T 47013.3 承压设备无损检测 第3部分：超声检测
- Q/ND 10602 01 油-油套管、油（气）-气套管及插接式套管电力变压器现场试验通用技术标准

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本规程。

3.1 状态检修 condition-based maintenance

基于设备状态并综合考虑电网及环境安全的一种设备检修策略。

3.2 例行检查 routine maintenance

定期在现场对设备进行的状态检查，含各种简单保养和维修，如污秽清扫、螺丝紧固、防腐处理、自备表计校验、易损件更换、功能确认等。

3.3 巡检 inspection

通过非接触的方式，对运行设备的外观、表计示值（如油温、油位等）、噪声、气味、温度等进行的检查或检测。巡检包括人工巡检、智能巡检和线上巡检。

3.3.1 人工巡检 manual inspection

由作业人员在设备近旁安全位置开展的巡检，又称线下巡检。

3.3.2 智能巡检 intelligent inspection

基于机器人、无人机、直升机、卫星等平台技术及人工智能技术开展的巡检。

3.3.3 线上巡检 online inspection

通过网络远程遥控视频、红外热像等设备，或通过网络调阅智能巡检、在线监测及电网测控等数据，以检查设备是否存在异常的巡检方式。

3.4 例行试验 routine test

为获取设备状态量、评估设备状态、及时发现事故隐患，定期进行的各种带电检测和停电试验。需要设备退出运行才能进行的例行试验称为停电例行试验。

3.5 诊断性试验 diagnostic test

通过巡检、在线监测、例行试验等发现设备状态不良，或经受了不良工况，或受家族缺陷警示，或连续运行了较长时间，为进一步评估设备状态进行的试验。以诊断缺陷为目的，对疑似存在缺陷的运行设备开展试验。

3.6 停电试验 outage test

在退出运行的状态下，由作业人员对设备状态进行的现场检测或试验。

3.7 带电检测 energized test

在运行状态下，由作业人员对设备状态量进行的现场检测或取样。

3.8 在线监测 on-line monitoring

在运行状态下，应用专门装置对设备状态量进行的自主持续测量。通常，测量数据或基于测量数据的分析结果从现场自动上传至主站。

3.9 状态量 condition indicators

直接或间接表征设备状态的各类信息，如数据、声音、图像、现象等，通常需通过巡检、带电检测、在线监测或/和停电试验获取。

3.10 初值 initial value

能够代表数值型状态量原始值的试验值。初值可以是出厂值、交接试验值、投运初期检测或试验值、设备核心部件或主体进行解体性检修之后的首次试验值等。初值差定义见公式（3-1）：

$$\text{初值差 (\%)} = \left(\frac{\text{当前检测或试验值} - \text{初值}}{\text{初值}} \right) \times 100\% \quad (3-1)$$

3.11 注意值 attention value

界定数值型状态量正常与否的经验值。若状态量的当前检测或试验结果不符合注意值要求，表示设备可能存在或可能发展为某种缺陷。

3.12 警示值 warning value

界定具有指纹属性的数值型状态量正常与否的临界值。若状态量的当前检测或试验结果不符合警示值要求，表示设备极有可能存在相关缺陷。

3.13 指纹 fingerprint

反映设备固有属性的状态量的一次检测或试验结果，通常与设备役龄无关。形式上可以是数值、曲线或图像等。原始指纹是指出厂、交接或投运初期提取并留存的指纹。

3.14 同比分析 analysis by comparing with itself

通过与设备自身历次的检测或试验结果比较来分析状态量当前检测或试验结果的一种方法。

3.15 互比分析 analysis by comparing with each other

通过与其他同型设备的检测或试验结果比较来分析状态量当前检测或试验结果的一种方法。单一数值型状态量的互比分析中，互差定义见公式（3-2）。

$$\text{互差 (\%)} = \left| \frac{\text{待分析设备状态量} - \text{参考设备状态量}}{\text{参考设备状态量}} \right| \times 100\% \quad (3-2)$$

3.16 比值分析法 ratio analysis

通过相同检测或试验环境下同型设备间状态量的比值分析设备状态的一种方法。

3.17 热点 hot spot

运行状态下设备或其部件温度明显高于邻近区域的点域，其温度称为热点温度。

3.18 跟踪分析 tracking analysis

应用巡检、带电检测或/和在线监测等可用技术手段对疑似存在缺陷的设备予以持续关注，直至故障风险消除或获得停电检修机会。

3.19 家族缺陷 family defect

经确认由设计、材质、工艺、安装等共性因素导致的设备缺陷。实践中，若同型号、同批次设备的某一缺陷发生率显著高于行业平均水平，通常为家族缺陷。其中，严重影响设备状态的家族缺陷称为重大家族缺陷。如出现这类缺陷，具有同一设计、材质、工艺的其他设备，不论其当前是否可检出同类缺陷，在这种缺陷隐患被消除之前，都称为有家缺陷设备。

3.20 不良工况 undesirable service condition

设备在运行中经受的、可能对设备状态造成不良影响的各种非常规工况，如近区短路、过电压、过

负荷、过励磁、侵入波、开断短路电流、直流偏磁、谐波超标、线路舞动以及地震、覆冰、暴风（雨、雪）、冰雹、高温、沙尘暴等。

3.21 关联状态量 associated condition indicators

与同一缺陷存在因果关系的两个及以上状态量彼此互为关联状态量；与同一缺陷存在因果关系的不良工况与状态量，后者称为前者的关联状态量。

3.22 基准周期 benchmark interval

本规程规定的巡检周期和例行试验周期，作为依据对设备状态进行周期调整的基础。通常巡检的基准周期按变电站及输电线路的电压等级进行分档，例行试验的基准周期则按设备所属系统的电压等级进行分档。

3.23 轮试 in turn testing

对于数量较多的同厂同型设备，若例行试验项目的周期为2年及以上，宜在一个周期内逐年分批全部试验一次的一种试验安排策略。如某批次试验中发现异常，例行试验宜尽快扩展到其余全部设备或部件。

3.24 抽检 sampling test

设备或部件数量极大时的一种试验安排策略。方法是从同一家族（或批次）中随机或按代表性抽取少量样本进行试验，据以判断整个家族（或批次）设备或部件是否符合要求。

4 符号、代号和缩略语

下列符号、代号和缩略语适用于本文件。

U_n : 设备额定电压。

U_0 : 电缆设计用的导体与金属屏蔽或金属套之间的额定电压有效值。

U_m : 设备最高工作电压有效值。

$\tan \delta$: 介质损耗因数。

U_0/U : 电缆额定电压（其中 U_0 为电缆导体与金属套或金属屏蔽之间的设计电压， U 为导体与导体之间的设计电压）。

ADSS: all-dielectric self-supporting optical fiber cable, 全介质自承式光缆。

DSC: differential scanning calorimetry, 差示扫描量热法。

GIL: gas insulated line, 气体绝缘线路。

GIS: gas insulated switchgear, 气体绝缘组合电器。

HGIS: hybrid gas insulated switchgear, 混合式气体绝缘组合电器。

IED: intelligent electronic device, 智能电子设备（以下简称“电子设备”）。

IGBT: insulated gate bipolar transistor, 绝缘栅双极型晶体管。

OLTC: on-load tap changer, 有载分接开关。

OPGW: optical fiber composite overhead ground wire, 光纤复合架空地线。

SOE: sequence of event, 事件顺序记录。

SVC: static var compensator, 静止无功补偿器。

SVG: static var generator, 静止无功发生器。

TSC: thyristor switched capacitor, 晶闸管开关控制电容器。

UPFC: unified power flow controller, 统一潮流控制器。

VBE: valve base electronics supervise and control, 阀基电子监控。

XLPE: cross linked polyethylene, 交联聚乙烯。

5 总则

5.1 状态巡检

在设备运行其间, 按规定的巡检内容和巡检周期对各类设备进行巡检, 巡检内容还应包括设备技术文件特别提示的其他巡检要求。本规程所指状态巡检定位于专业巡检, 有别于变电站日常巡检, 巡检情况应建立状态巡检记录并录入生产管理信息系统。

在雷雨季节前, 大风、降雨(雪、冰雹)、沙尘暴及有明显震感的地震之后, 应对相关设备加强巡检; 新投运的设备、对核心部件或主体进行解体性检修后重新投运的设备, 宜加强巡检; 日最高气温35℃以上时或大负荷其间, 宜加强红外测温。

5.1.1 基本要求

巡检的基本要求如下:

- a) 夏季高温时段及重负荷运行其间, 宜加强红外热像一般检测。经历8级以上大风、暴雨/雪、重雹或5级以上地震之后, 应适时巡检一次。
- b) 新投运或解体维修后重新投运的设备, 宜在投运后12h~24h其间巡检一次。
- c) 经历了严重不良工况的设备, 应及时巡检一次。

5.1.2 异常处理

异常原因分析可遵循5.8所述方法, 并按以下原则处理:

- a) 若原因明确且适宜带电处理, 应及时处理; 若不适宜带电处理, 则适时安排停电检修。
- b) 若原因不明确, 在保证作业人员安全的前提下, 宜应用带电检测、在线监测(如有)并结合不良工况、家族缺陷等查明原因; 若原因仍未能明确, 宜从可能的原因中选择故障风险最高的按上述a)所述原则处理。

5.2 带电检测

5.2.1 基本要求

带电检测的基本要求如下:

- a) 例行带电检测项目应定期进行, 但不可延期。
- b) 诊断性带电检测项目根据设备状态分析需要选择进行。
- c) 对处于跟踪分析状态的设备, 视跟踪需求确定带电检测项目及时间间隔。
- d) 有条件时, 新投运的220kV及以上设备, 宜在3个月内进行一次例行带电检测。

5.2.2 异常处理

异常原因分析可遵循5.8的要求, 并按以下原则处理:

- a) 若原因明确且适宜带电处理, 应及时处理; 若不适宜带电处理, 适时安排停电检修。

- b) 若原因不明确，列出可能的原因，从诊断性带电检测项目中选择关联状态量做进一步检测，并结合在线监测、不良工况、家族缺陷（如有）等查明原因；若原因仍未能明确，宜从可能的原因中选择故障风险最高的并按上述 a) 所述原则处理。

5.3 在线监测

5.3.1 基本要求

在线监测的基本要求如下：

- a) 不增加被监测设备的故障风险，或这种风险极低。
- b) 监测原理清晰，对相关缺陷或故障反应灵敏，监测数据异常时自动告警。
- c) 监测装置可长期持续稳定运行，故障率及误告警率低。

如不满足上述基本要求，不宜推广应用。

5.3.2 监测信息调阅

通过线上巡检等方式定期（周期同巡检或自定）调阅在线监测信息，注意变化态势，如有告警，应及时调阅，核查告警原因，并按时效要求进行处理。

5.3.3 异常处理

根据具体异常情况或告警提示，结合出现异常前的不良工况记录（如有）、巡检及带电检测记录等，遵循5.8所述分析方法综合评估设备状态，并遵循5.2.2所述原则进行处理。

5.4 停电试验基本要求

- a) 进行耐压试验前应先进行低电压下的绝缘测试，以评估缺陷扩大的风险。
- b) 进行与绝缘油相关的试验时，油温不宜低于 5℃。
- c) 现场重新注油或充气后，应按设备技术要求静置足够时间再进行相关检测或试验，如未明确，对于充油设备可按下述要求执行：500kV 宜不少于 72h，220kV 宜不少于 48h，110kV 及以下宜不少于 24h；对于充气设备宜不少于 24h，其中气体湿度检测宜在 24h 后进行。
- d) 停电试验其间一并进行活动部件润滑、表面清扫、螺栓紧固、防腐修补、表计检查、老化及耗损件更换等保养性工作。

5.5 试验分类和说明

5.5.1 试验分类

本规程将试验分为例行试验和诊断性试验。例行试验通常按周期开展，诊断性试验只在诊断设备状态时根据情况有选择地进行。例行试验和诊断性试验均包含带电检测和停电试验。

5.5.2 试验说明

开展输变电设备状态检修试验，应注意以下事项：

- a) 若设备技术文件有要求但本规程未涵盖的检查和试验项目，按设备技术文件要求进行。设备技术文件要求与本规程要求不一致，相同试验项目的试验标准不得低于本规程规定。
- b) 新投设备为未超设备质保期的设备；老旧设备为运行 20 年及以上的设备。
- c) 新投设备在质保期内，以及停运 6 个月以上的设备投运前，应进行例行试验。新投及停运 6 个月以上重新投运的设备 1 个月内开展带电检测。对核心部件或主体进行解体性检修后重新投运的设备，可参照新设备要求执行。

- d) 现场备用设备应视同运行设备进行例行试验；备用设备停运 6 个月以上，投运前应对其进行停电例行试验。
- e) 备用或停运超过 5 年的设备投运前除进行例行试验外，同时宜进行诊断性试验，试验全部符合要求方可投运。
- f) 进行绝缘试验时，除制造厂装配的成套设备外，宜将连接在一起的各种设备分离，单独试验。同一试验标准的设备可连在一起试验。无法单独试验时，已有出厂试验报告的同电压等级不同试验标准的电气设备，也可连在一起进行试验。试验标准应采用连接的各种设备中的最低标准。
- g) 在进行与环境温度及湿度有关的各种试验（如测量直流电阻、绝缘电阻、 $\tan \delta$ 、泄漏电流等）时，应同时测量被试品周围的温度及湿度。绝缘试验应在良好天气且被试物及仪器周围温度不低于 5°C ，且空气相对湿度不高于 80% 的条件下进行。对不满足上述温度、湿度条件情况下测得的试验数据，按照 5.6.5 进行综合分析，以判断电气设备是否可以投入运行。
- h) 除特别说明外，所有电容和介质损耗因数一并测量的试验，设备额定电压 10kV 及以上：试验电压 10kV；设备额定电压 10kV 以下：试验电压 U_n 。

5.6 设备状态量的评价和处置原则

5.6.1 设备状态评价原则

设备状态的评价应基于巡检、例行试验、诊断性试验、在线监测、带电检测、家族缺陷、不良工况等状态信息，包括其现象强度、量值大小及发展趋势，结合与同类设备的比较，做出综合判断。

5.6.2 注意值处置原则

有注意值要求的状态量，若当前试验值超过注意值或接近注意值的趋势明显，对于正在运行的设备，应加强跟踪监测；对于停电设备，如怀疑属于严重缺陷，不宜投入运行。

5.6.3 警示值处置原则

有警示值要求的状态量，若当前试验值超过警示值或接近警示值的趋势明显，对于运行设备应尽快安排停电试验；对于停电设备，消除此隐患之前，一般不应投入运行。

5.6.4 状态量的显著性差异分析

在相近的运行和检测条件下，同一家族设备的同一状态量不应有明显差异，否则应进行显著性差异分析，分析方法见附录A。

5.6.5 易受环境影响状态量的纵横比分析

本方法可作为辅助分析手段。如a、b、c三相（设备）的上次试验值和当前试验值分别为 a_1 、 b_1 、 c_1 、 a_2 、 b_2 、 c_2 ，在分析设备a当前试验值 a_2 是否正常时，根据 $a_2/(b_2+c_2)$ 与 $a_1/(b_1+c_1)$ 相比有无明显差异进行判断，一般不超过 $\pm 30\%$ 可判为正常。

5.7 基于设备状态的周期调整

5.7.1 周期

所有巡检和带电检测项目均执行基准周期，不参与周期调整。

设备停电例行试验（含停电才能进行的保养性工作，见5.4条d款）周期满足限定条件可延长至最长9年，即实际执行周期=基准周期+整批调整+逐台调整+宽限期 \leq 9年，实际执行周期可在基准周期的基础上根据当地设备状态及其运行环境进行调整。开展了带电检测的设备，符合整批调整条件的，其试验周期可调整为基准周期的2倍，如果在此基础上进行逐台调整、宽限期调整则需经盟市供电公司分管安全生产的负责人审核批准。周期调整具体说明如下：

- a) 基准周期：通常为3年，另有说明的除外；
整批调整：整批延长为基准周期的2倍，具体条件见5.7.2；
逐台调整：基于具体设备实际状态进行逐台调整，有增有减，最多延长2年，见5.7.3、5.7.4；
宽限期：受停电计划限制且设备状态允许，实际执行时间最长可延迟1年。
- b) 对于数量较大的设备或部件，如适用，宜采用轮试。若轮试中发现异常并怀疑是家族缺陷时，应按5.7.4的要求及时对未轮试部分进行试验。
- c) 对数量极大的设备或部件，通常采用抽检的方式。如抽检发现异常，应加倍抽样数量再检，如仍有异常，宜进行全面检测或更换。
- d) 输电线路巡检及例行试验周期执行输电线路各类设备的基准周期，不做统一规定。停电试验宜与线路对应变电间隔设备同时开展试验工作，避免重复停电。

5.7.2 可整批延长实际执行周期的情形

符合下列各项条件的设备，实际执行周期可整批延长为基准周期的2倍。

- a) 投运未满30年。
- b) 总体运行情况及其运行环境良好，缺陷及故障率低，无家族缺陷。
- c) 巡检、带电检测或/和在线监测应用规范，设备常见的主要缺陷可得到及时监控。

5.7.3 可进一步延迟试验的情形

符合下列各项条件的设备，可在5.7.2的基础上进一步延长1年~2年。

- a) 巡检中未见需要停电处理的重大异常。
- b) 带电检测、在线监测（如有）显示设备状态良好。
- c) 历次例行试验结果均与初值或原始指纹相近，同比及互比无明显差异。
- d) 上次例行试验以来，未经历严重不良工况。
- e) 无重大家族缺陷警示。

5.7.4 需提前试验的情形

有下列情形之一的设备，应提前或尽快安排例行或/和诊断性停电试验：

- a) 220kV及以上设备新投运满1年，其他设备新投运满3年，或解体维修之后投运满1年的设备。
- b) 巡检、带电检测或在线监测发现异常，且无法带电处理，跟踪分析判定在正常周期内有较大可能发展为故障的设备。
- c) 经受了较为严重不良工况，不进行试验无法确定其是否对设备状态有实质性损害。
- d) 受重大家族缺陷警示，需要停电试验以排查是否存在同类缺陷的设备。
- e) 以往的例行试验有朝着注意值或警示值方向发展的明显趋势或接近注意值或警示值。
- f) 最近一次设备评价结果为非正常状态。
- g) 如初步判定设备继续运行有风险，则不论是否到期，都应列入最近的年度试验计划，情况严重时，应尽快退出运行，进行试验。

5.7.5 诊断性试验

进行诊断性试验之前应先对设备状态进行评估，以确定诊断性试验的项目安排。存在下列情形之一的宜进行诊断性试验：

- a) 经历了重大不良工况，或受重大家族缺陷警示，或出现状态量异常，例行试验尚不能明确设备是否存在缺陷。
- b) 设备解体维修后，或长期备用设备投运前，需要确定是否具备投运条件。

5.7.6 异常处理

异常原因分析可遵循5.8的分析方法，并按以下原则处理：

- a) 例行试验异常，应结合不良工况及家族缺陷等明确异常原因；若原因不明，应列出可能的原因，依次选择关联状态量进行诊断性试验。
- b) 如诊断性试验仍未能明确异常原因，宜通过检修予以发现并消除，或更换新设备。

5.8 设备状态分析

5.8.1 单一状态量分析

下列五种方法适用于单一状态量分析：阈值分析法（通过与注意值或警示值比较进行判断）、指纹分析法（通过与原始指纹比较进行判断）、同比分析法（以下简称“同比”）、互比分析法（以下简称“互比”）、比值分析法。

应用时遵循以下原则：

- a) 有警示值要求的状态量宜采用阈值分析法，如不符合警示值要求，可判定为缺陷。
- b) 具有指纹属性的状态量宜采用指纹分析法，如与原始指纹差异显著，可判定为缺陷。
- c) 有注意值要求的状态量宜采用阈值分析法，如怀疑受到环境影响，可应用比值分析法。如不符合注意值要求，宜结合关联状态量作进一步分析。
- d) 几乎所有状态量均适用于同比及互比分析，如差异显著，宜结合关联状态量查明原因。其中，差异显著与否可采用显著性差异判据进行甄别。

5.8.2 多状态量综合分析

下列原则适用于多状态量综合分析：

- a) 若有两个及以上关联状态量同时出现异常，可以确定存在与之相关的缺陷。
- b) 若发生重大不良工况，可能会导致某种缺陷，此时，如果关联状态量出现异常，可以确定存在前述缺陷。
- c) 如多个状态量异常，但彼此间没有关联关系，宜按故障风险高低次序逐一排查、处理。
- d) 对于更为复杂情形，适宜应用大数据，通过与缺陷案例库比对的方法进行分析。

5.8.3 解体检修及更换决策

决策应遵循以下原则：

- a) 若同批次设备的缺陷率明显高于行业平均水平，宜整批次返厂检修或全部更换。
- b) 若设备已知或疑似存在某种缺陷，且这种缺陷有较大故障隐患，应以综合成本最低为原则，选择解体修复或更换。
- c) 其他更为复杂的情形，宜通过建模定量决策，建模思路见附录 D。

5.9 通用试验项目概述

5.9.1 高压绝缘电阻测量

评估高压绝缘的基本状态时适用，应用时应遵循以下要求：

- 绝缘电阻定义为绝缘电阻表开始测量至计时 60s 的读数；吸收比为计时 60s 与 15s 的读数之比值；极化指数为计时 600s 与 60s 的读数之比值。
- 除另有说明外，宜采用输出电压 5000V、量程不小于 100GΩ、短路电流不小于 1mA 的绝缘电阻表进行测量。
- 相对湿度超过 70%或测量结果异常时，处于测量回路的外绝缘表面泄漏电流宜予以屏蔽。当屏蔽困难时，可用酒精或丙酮等对外绝缘表面进行清洁处理。
- 绝缘电阻通常会随温度增加而降低，除特别说明外，本文件所列注意值均指 20℃的绝缘电阻值。对于油纸绝缘，在进行同比及互比分析时，可按公式（5-1）修正到同一温度。但这种修正存在较大不确定性，因此最好在相近温度下测量并比较。

$$R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1 - t_2)/10} \quad (5-1)$$

式中：

R_2 、 R_1 ——温度 t_2 、 t_1 时的绝缘电阻。

- 设备正常时，即绝缘没有受潮或老化，绝缘电阻不应低于注意值，且同比及互比不应明显偏低（有可比数据时适用），否则，应结合关联状态量作进一步分析。

5.9.2 绕组电阻测量

评估绕组的基本状态时适用，应用时应遵循以下要求：

- 宜采用直流电阻测试仪、电桥或其他适宜的方法进行测量。如有铁芯，测量时宜使铁芯的磁化极性保持一致；非测量绕组（如有）为开路状态；变压器高压绕组的测量电流不宜超过 10A。
- 绕组电阻受温度影响，在进行同比及互比分析时，应按公式（5-2）修正到同一温度：

$$R_2 = R_1 \left(\frac{k + t_2}{k + t_1} \right) \quad (5-2)$$

式中：

R_2 、 R_1 ——温度为 t_2 、 t_1 时的电阻值；

k ——常数，与材料有关，铜材为 235，铝材为 225。

- 设备正常时，按式（5-2）修正到同一温度后，绕组电阻的初值差绝对值通常应在 1% 以内，最大不应超过 2%。如测量结果不满足要求，应查明原因。
- 对于带铁芯绕组，完成测量后宜进行消磁处理。

5.9.3 回路电阻测量

评估导电回路电接触状态时适用，应用时应遵循以下要求：

- 宜采用回路电阻测试仪进行测量。如被测试回路的额定电流小于 100A，测量电流宜为额定电流；如大于 100A，则测量电流可为 100A 至额定电流之间的任何值。
- 回路电阻无适宜的温度修正公式，为便于同比或互比，尽可能在相近温度下测量。
- 如被测试回路中包含开关触头，条件许可时，宜操作几次开关，并比较回路电阻的变化，不应有增大趋势。

- d) 设备正常时，回路电阻应符合设计要求或设备技术要求，且同比及互比无明显偏大。如测量结果不满足要求，应查明原因。

5.9.4 绝缘介质损耗因数（以下简称“介损”）测量

分析绝缘介质受潮或劣化时适用，应用时应遵循以下要求：

- 宜采用介质损耗测试仪进行测量。除特别说明外，测量电压均为 10kV、50Hz 的正弦波。需要规避现场工频干扰时，测量电压频率也可稍高或稍低于 50Hz。
- 优先采用正接线法，不适宜正接线法时可采用反接线法。
- 温度对介损有影响，但无适宜的温度修正公式，因此，同比及互比宜限于相近温度下的测量值之间。除特别说明外，本文件所列注意值均指 20℃时的测量值。
- 通常应一并测量电容量。
- 当相对湿度超过 70%或测量结果异常时，宜对处于测量回路的外绝缘表面泄漏电流予以屏蔽。若屏蔽困难，宜用酒精或丙酮等对外绝缘表面进行清洁处理。
- 设备正常时，介损不应超过注意值，且同比及互比不应明显偏大，电容量初值差的绝对值不应超过警示值，否则，应结合关联状态量作进一步分析。

5.9.5 频域介电谱检测

分析绝缘介质受潮状态时适用，应用时应遵循以下要求：

- 宜采用频域介电谱检测仪进行测量。试验接线及要求类同于绝缘介损测量，测量频率宜涵盖 1mHz~1kHz，测点宜不少于 18 个并按对数大致均匀分布。
- 当相对湿度超过 70%或测量结果异常时，宜对处于测量回路的外绝缘表面泄漏电流予以屏蔽。若屏蔽困难，宜用酒精或丙酮等对外绝缘表面进行清洁处理。
- 设备正常时，频域介电谱曲线与相近温度下的原始指纹曲线相比应无明显向上、向右偏移，介损最小值无明显增大。如有适用的含水量定量分析方法，则要求含水量应无明显增加并符合设备技术要求。否则，应结合关联状态量作进一步分析。

5.9.6 红外热像检测

定量检测设备或部件表面热场及热点温度时适用，应用时应遵循以下要求：

- 采用红外热像仪进行检测，要求红外热像仪的热灵敏度达到或优于 0.04K（30℃时）、准确度达到或优于 ±2℃（或 2%读数），分辨率不低于 320 × 240 像素。
- 户外精确检测宜在阴天或日落之后进行，风速宜小于 1.5m/s。不论户内或户外，检测时应避开其他热辐射源的干扰。
- 对于电流致热或综合致热型热点，宜在负荷水平较高时进行，分析时应考虑检测前一段时间内负荷电流的影响；对电压致热型热点，分析时应注意电压波动的影响。
- 设备正常且工况相近时，设备表面的温度分布特征应无改变，各部件及电气连接处的热点温度同比及互比应无明显偏大，且最热点温度低于安全限值。否则，应跟踪分析，适时处理。
- 详细检测及评定方法按照 DL/T 664 的要求执行。

5.9.7 紫外成像检测

检测表面异常放电时适用（具备条件时），应用时应遵循以下要求：

- 采用紫外成像仪进行检测，要求紫外成像仪支持紫外光和可见光的自然叠加，能够清晰观测异常放电的形态和所在位置。

- b) 检测时风速宜低于 3 级，并应避免其他光源的干扰。重点检测干式变压器及干式电抗器绝缘表面、调相机定子绕组端部、接地端子、阀塔电气连接件等易发生电场畸变或电位悬浮的部位，也可用于检测绝缘子表面以及架空（连接）导线等。
- c) 设备正常时，应无异常放电，如放电从无到有、从弱变强、从偶尔转连续、从电晕发展为流注或局部电弧等。宜通过同比、互比进行分析。必要时，在容易激发异常放电的天气条件下复测一次。其他按照 DL/T 345 的要求执行。

5.9.8 电抗器电感值测量

检测电抗器基本状态时适用，应用时应遵循以下要求：

- a) 采用数字电桥或其他适宜方法进行测量，测量电压应尽可能接近理想正弦波且为额定频率。
- b) 对于空心电抗器，可在幅值不高于额定电压的任何电压下测量；如有铁芯，宜在额定电压下测量，如条件所限，也可在低于额定电压下测量，为了便于同比分析，后续测量宜在同一电压幅值下进行。其他按照 GB/T 1094.6 的要求执行。
- c) 电抗器正常时，电感值具有指纹属性，初值差的绝对值不应大于 2%。如测量结果不满足要求，应查明原因。

5.9.9 电容器电容量测量

检测电容器基本状态时适用，应用时应遵循以下要求：

- a) 采用数字电桥或其他适宜方法进行测量，测试电压应尽可能接近理想正弦波，且幅值不超过电容器额定电压。
- b) 应在规定的测量频率下测量，如无规定，宜在工作频率或邻近工作频率下进行测量。为了进行同比分析，后续测量宜在同一频率下进行。
- c) 电容器正常时，电容量具有指纹属性，初值差的绝对值不应大于 3%，或符合设计要求。对于电容型套管等设备，初值差不应超过一个屏击穿引起的变化量；对于无熔丝的电力电容器，初值差不应超过一个串联段击穿所引起的变化量。如测量结果不符合要求，应修复或更换。

5.9.10 电阻器电阻值测量

检测电阻器基本状态时适用，应用时应遵循以下要求：

- a) 采用数字电桥或其他适宜方法在工作频率或直流下进行测量。测量电流不宜超过电阻器额定电流的 10%，如在工作频率下测量，后续测量宜保持同一频率。
- b) 为了同比及互比分析，宜将测量值修正到同一温度（如有适宜的修正方法）。
- c) 电阻器正常时，电阻值的初值差绝对值不应大于注意值，且互比不应有明显差异。如测量结果不符合要求，应修复或更换。

5.9.11 交流耐压试验

检验设备的交流电压耐受能力时适用，应用时应遵循以下要求：

- a) 除另有规定外，耐压幅值为出厂耐压值的 80%，耐压时间与出厂时一致。
- b) 试验前，应先进行低电压下的绝缘测试，以评估耐压试验可能使缺陷扩大的风险。
- c) 对绕组绝缘进行外施交流耐压时，被试绕组短接后加压，其他绕组短接并与外壳连接后一并接地。
- d) 试验电压应尽可能接近理想正弦波，对试验电压的监测宜在高压端进行，并以峰值/ $\sqrt{2}$ 作为试验电压值，其他按照 GB/T 16927.3 及 DL/T 474.4 的要求执行。

- e) 油浸式电力变压器及电抗器外施交流耐压的试验电压频率应在 40Hz 以上；感应耐压时，如试验电压频率超过 100Hz，耐压时间需按公式 (5-3) 进行折算。除另有规定外，其他设备交流耐压时试验电压可为 10Hz~500Hz 之间任意值。

$$t(s) = \begin{cases} 60 & 10 < f \leq 100 \\ \frac{6000}{f} & 100 < f \leq 400 \\ 15 & 400 < f \leq 500 \end{cases} \quad (5-3)$$

式中：

t——耐压时间，s；

f——试验电压频率，Hz。

- f) 除另有规定外，耐压过程如下：从 20%耐压值及以下开始，平稳升至约 50%、75%的耐压值时短暂停顿（不超过 1min），若无异常，继续以 1%耐压值/s~2%耐压值/s 的速度匀速升至 100%耐压值。耐压结束后，迅速将电压降至最低并切断电源。如同时进行局部放电量检测，应先迅速降至测量电压，测量完成之后再按前述要求切断电源。
- g) 耐压过程中若出现试验电压闪变或被试设备内部发出异常声响，应立即中止试验。
- h) 设备正常时，耐压过程无异常，局部放电量（如检测）不应超过注意值，且耐压后绝缘电阻不应有明显下降（相比耐压前），否则，应查明原因并修复。

5.9.12 通信光纤检查

评估通信光纤的基本状态时适用，应用时应遵循以下要求：

- a) 确认停运之前通信正常，否则应修复。
- b) 调阅通信光强的监视值（如适用，方法咨询制造厂），确认其符合设备技术要求，且同比及互比无明显偏低。
- c) 如未配置光强监测功能，且光纤受到过可能导致损伤的触碰或弯折，宜用光通量计检测受影响光纤的衰减值，检测结果应符合设备技术要求，且满足衰减不超过 3dB 的要求。复原前应清洁光纤端面。
- d) 如运行环境污染较重，宜用光纤端面检测仪检查光纤端面，如需清洁，应用专业光纤端面清洁器清洁或更换光纤。
- e) 因检测或清洁需要而拔下的光纤插头应小心复原到位，并进行测试以确保通信正常。如检测结果不满足要求，应修复或更换老化部件。

5.9.13 激光供能模块检测

评估激光供能模块的工作状态时适用，应用时应遵循以下要求：

- a) 调阅激光管工作电流及光能受端的供电电压（如适用，方法咨询制造厂），确认其符合设备技术要求，且同比及互比无明显异常。
- b) 有停电检测机会时，设置激光供能模块，使其处于额定工作状态，在光能受端测量光功率，与初值比，衰减值应在制造厂规定的限值之内，且互比无明显偏低。如检测结果不满足要求，应修复或更换老化部件。

5.9.14 二次回路绝缘电阻测量

评估二次回路的绝缘状态时适用，应用时应遵循以下要求：

- a) 工作电压满足 100V~500V 的二次回路，宜采用输出电压 500V 或 1000V、量程不小于 500MΩ 的绝缘电阻表；工作电压低于 100V 的二次回路，宜采用输出电压 250V 的绝缘电阻表。

- b) 测量前应断开与设备的连接，用绝缘电阻表测量线芯与屏蔽层（屏蔽管）间的绝缘电阻；如为多芯线缆或捆扎在一起的线缆，应逐根测量，测量时非测量线芯应与屏蔽层（屏蔽管）连接在一起。其他要求见 5.9.1。
- c) 正常时，绝缘电阻不应低于 $2M\Omega$ ，且在相近测量条件下同比及互比无明显偏低。

6 电力变压器、电抗器和消弧线圈

6.1 油浸式电力变压器、电抗器和消弧线圈

6.1.1 巡检项目及要要求

遵循5.1的要求，项目及要要求见表1。其中，电抗器、消弧线圈仅执行适用项目。

表 1 油浸式电力变压器、电抗器和消弧线圈巡检项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	本体检查	a) 500kV: 2周; b) 220kV: 1个月; c) 110kV 及以下: 3个月	无异常	6.1.1.1
2	高压套管检查		见表 25	9.1
3	储油柜及呼吸器检查		无异常	6.1.1.2
4	气体继电器检查		无异常	6.1.1.3
5	压力释放装置检查		无异常	6.1.1.4
6	测温装置检查		无异常	6.1.1.5
7	冷却系统检查		无异常	6.1.1.6
8	有载分接开关检查		无异常	6.1.1.7
9	智能控制柜/汇控柜检查		无异常	6.1.1.8
10	中性点设备检查		无异常	6.1.1.9
11	消防装置检查		无异常	6.1.1.10
12	红外热像一般检测		温度无异常	5.9.6
13	油温和绕组温度		符合设备技术文件要求	6.1.1.11
14	运行监控信息调阅		同上及告警时	a) 记录不良工况信息; b) 在线监测信息 (如有) 无异常

6.1.1.1 本体检查

本体检查内容及要要求如下：

- a) 基础无位移、沉降等异常。
- b) 设备标识、接地标识、相序标识等齐全、清晰。
- c) 出线无位移、散股、断股；线夹无裂纹、滑移；绝缘护套（如有）无破损。
- d) 油箱等无明显锈蚀。
- e) 油箱及油/水（如为水冷）管路无变形，无渗漏油/水（如为水冷）。

- f) 油箱、铁芯及夹件的接地线连接完好。
- g) 无异常声响及振动。必要时按 GB/T 1094.10 测量变压器声级；如振动异常，可定量测量。

6.1.1.2 储油柜及呼吸器检查

储油柜、呼吸器和油位指示器，应按其技术文件要求检查：

- a) 油位指示正常，符合铭牌上标示的油位—温度曲线关系。
- b) 呼吸器外观完好，呼吸畅通；油封及油位正常。
- c) 硅胶潮解变色未超过 2/3；自动干燥型呼吸器（如是）电源及工作指示正常。当 2/3 及以上干燥剂受潮时应予更换；若干燥剂受潮速度异常，应检查密封，并取油样分析油中水分（仅对开放式）。
- d) 冬春交替时应重点检查油封是否存在冰冻阻塞现象，防止冻冰消融造成主变压器重瓦斯误动。

6.1.1.3 气体继电器检查

气体继电器检查内容及要求如下：

- a) 外观无异常，防雨罩（如有）完好。
- b) 无渗漏油或渗漏油痕迹。
- c) 集气盒内应无气体，如有且为非缺陷原因，应将集气排尽。

6.1.1.4 压力释放装置检查

压力释放装置检查内容及要求如下：

- a) 外观无异常，防雨罩（如有）完好。
- b) 压力释放阀防护网（如有）完好，安全气道无堵塞。
- c) 未见喷油痕迹。

6.1.1.5 测温装置检查

测温装置检查内容及要求如下：

- a) 外观无异常，表盘密封良好，未见进水及凝露。
- b) 温度示值同比及互比无异常。如有两个测温装置，温度示值相差应在 5℃ 之内。
- c) 现场温度示值应与远方终端一致，如属不同数据源，彼此相差不超过 5℃。

6.1.1.6 冷却系统检查

6.1.1.6.1 风冷及自冷系统检查内容及要求如下：

- a) 冷却系统外观无异常，出风口和散热器无附着物或严重积污。
- b) 各组散热器的进、出油阀门处于打开状态。
- c) 连接管道无渗漏油，特别关注潜油泵（如有）负压区。
- d) 控制箱内无凝露或积水；电源指示正常；热电偶控制器手动正常。
- e) 油流继电器指示正常；潜油泵、风机运转平稳，无异常声响及振动。
- f) 冷却器开启组数及运行状态与当前控制策略一致，记录冷却器开启组数。
- g) 对于翅片式散热器，带电水冲洗要有足够的水压，以保证清洗效果。

6.1.1.6.2 水冷系统检查内容及要求如下：

- a) 水泵、冷却水管路及散热器外观无异常，无渗漏水现象。

- b) 压差继电器、压力表、温度表、流量计指示正常，指针无抖动。
- c) 冷却塔水位、水温等运行参数在正常范围。
- d) 阀门开启正确，电动机、水泵运转平稳，无异常声响及振动。

6.1.1.7 有载分接开关检查

有载分接开关检查内容及要求如下，检查项目可能会因制造厂或型号的不同有所差异，必要时参考

设备技术文件：

- a) 储油柜油位正常，无渗漏油或渗漏油痕迹。
- b) 气体继电器（如有）集气盒内无气体，如有且为非缺陷原因，应将集气排尽。
- c) 分接位置就地指示与远方终端一致。
- d) 对于三相分体式变压器，各相的分接位置一致。
- e) 机构箱电源指示正常，密封良好，无积水或积水痕迹；加热、驱潮装置运行正常。
- f) 在线滤油装置（如有）工作方式设置正确；电源、压力表指示正常，无渗漏油；按其技术要求检查滤芯，达到使用寿命的滤芯应及时更换。
- g) 如有机会，宜静听调压过程，应无异常声响。

6.1.1.8 智能控制柜/汇控柜检查

智能控制柜/汇控柜检查内容及要求如下：

- a) 基础稳固，外观无异常，柜门锁闭正常。
- b) 柜体无明显锈蚀，如有漆层，应无龟裂及剥落。
- c) 柜门密封良好，打开正常；柜内无积水。
- d) 柜内照明设施完好；线缆进出口封堵状态良好；如有通风口，滤网完好，无堵塞。
- e) 加热除湿装置外观无异常，如符合启动条件，应确认其处于工作状态。
- f) 空调设备（如有）外观无异常，如符合启动条件，应确认其处于工作状态。
- g) 辅助回路及控制回路二次线缆连接、敷设无异常。
- h) 柜内各 IED 通信正常，就地指示灯/屏（如有）显示正常，无告警信息。

6.1.1.9 中性点设备检查

中性点设备检查内容及要求如下：

- a) 各设备及部件外观、电气连接及接地线无异常。
- b) 放电间隙（如有）外观无异常，并检查有无放电痕迹。
- c) 中性点电阻（如有）无过热烧损现象。
- d) 隔离开关、电流互感器、电抗器、电容器、避雷器等设备（如有）见相应章节的巡检内容及要求。
- e) 控制器（如有）电源指示正常，无告警信号。

6.1.1.10 消防装置检查

消防装置检查内容及要求如下：

- a) 水喷淋、泡沫喷雾、消防炮等灭火装置外观完好，阀门位置正确，管道压力正常，密封件良好，无渗漏现象。
- b) 感温电缆、火焰探测器等监测装置外观无异常，工作状态正确。
- c) 排油装置、充氮灭火装置（如有）排油管、注氮管、法兰、排气旋塞和排油阀无渗漏现象。

- d) 消防柜/控制柜电源指示正常。
- e) 后台监控信号正常，无异常报警。
- f) 消防装置说明文件要求的其他检查（如有）无异常。

6.1.1.11 油温和绕组温度

记录油温、绕组温度、环境温度及负荷。

6.1.1.12 运行监控信息调阅

通过线上巡检等方式调阅下列运行监控信息（如有）：

- a) 避雷器动作次数及日期。
- b) 出口或近区短路电流幅值、持续时间及日期。
- c) 过励磁电压、持续时间及日期。
- d) 超过限值要求的直流偏磁电流、持续时间及日期。
- e) 过负荷水平、持续时间及日期。
- f) 有载分接开关动作次数及日期。
- g) 在线监测信息。

6.1.2 例行试验项目及要

遵循5.2、5.4的要求，项目及要要求见表2。其中，电抗器、消弧线圈仅执行适用项目，油—油套管、油（气）—气套管及插接式套管电力变压器现场试验参照Q/ND 10602 01执行。

试验时应注意以下几点：

- a) 试验宜在顶层油温介于 5℃~50℃时进行，并记录顶层油温。
- b) 除特别说明外，有关绕组的试验均包括出线套管或出线电缆。
- c) 低压试验前应进行充分放电。

表 2 油浸式电力变压器、电抗器和消弧线圈例行试验项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	例行检查	3 年	无异常	6.1.2.1
2	有载分接开关例行检测		无异常	6.1.2.2
3	中性点设备检测		无异常	6.1.2.3
4	绕组绝缘电阻测量		a) 绝缘电阻值不应低于产品上次试验值的 70%或 $\geq 10000\text{M}\Omega$ (20℃)； b) 变压器电压等级为 35kV 及以上且容量在 4000kVA 及以上时，应测量吸收比，吸收比与产品上次试验值相比应无明显差别，在常温下 ≥ 1.3 ；当 $R_{60} > 3000\text{M}\Omega$ (20℃) 时，吸收比可不作考核要求； c) 变压器电压等级为 220kV 及以上或容量为 120MVA 及以上时，宜用 5000V 绝缘电阻表测量极化指数。测得值与产品上次试验值相比应无明显差别，在常温下 ≥ 1.5 ；当 $R_{60} > 10000\text{M}\Omega$ (20℃) 时，极化指数可不作考核要求	6.1.2.4

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
5	绕组直流电阻测量		a) 1.6MVA 以上的变压器，相间最大互差 $\leq 2\%$ （警示值），无中性点引出的绕组，线间各绕组互差 $\leq 1\%$ （警示值）； b) 1.6MVA 及以下的变压器，相间最大互差 $\leq 4\%$ （警示值），线间各绕组互差 $\leq 2\%$ （警示值）； c) 同一温度下， 同相初值差 $\leq 2\%$ （注意值）， 同相初值差 $\leq 6\%$ （警示值）； d) 由于变压器结构等原因，差值超过本条第 a)、b) 款时，可只按第 c) 款进行比较，但应说明原因； e) 电抗器参照执行	6.1.2.5
6	绕组连同套管的介质损耗因数（20℃）与电容量		a) 介质损耗因数（20℃）： 500kV： ≤ 0.005 （注意值）； 220kV： ≤ 0.006 （注意值）； 110kV： ≤ 0.008 （注意值）； 35kV 及以下： ≤ 0.015 （注意值）； 与历年的数值比较不应有明显变化（一般 $\leq 30\%$ ） b) 绕组电容量： 初值差 $\leq 2\%$ （注意值）； 初值差 $\leq 3\%$ （警示值）	6.1.2.6
7	铁芯及夹件绝缘电阻测量		$\geq 100M\Omega$ （注意值，新投运 $\geq 1000M\Omega$ ）	6.1.2.7
8	红外热像精确检测		a) 储油柜及套管油位无异常； b) 油箱及各附件温度无异常。	5.9.6
9	铁芯及夹件接地电流测量	a) 500kV：6 个月； b) 220kV 及以下：1 年	a) 铁芯接地电流 $\leq 100mA$ ； b) 夹件接地电流： 500kV： $\leq 150mA$ ； 220kV 及以下： $\leq 100mA$ c) 或初值差 $\leq 50\%$ （注意值）	6.1.2.8
10	水质检测（水冷适用）		a) 目视水样无油膜及固体杂质； b) $7.0 \leq pH \leq 8.5$ （注意值）； c) 总硬度 $\leq 300mgCaCO_3/L$ （注意值）或符合设备技术要求	6.1.2.9
11	绝缘油例行试验		见表 69	18.2
12	高压套管例行试验		见表 26	9.2

6.1.2.1 例行检查

例行检查内容及要求如下：

- 气体继电器：整定值符合运行规程要求，且动作正确；每 6 年校验一次。
- 压力释放装置：检测开启压力，初值差不应超过 $\pm 10\%$ 或符合设备技术要求。

- c) 测温装置：检查停运前的测温数据，应在合理范围内。如有疑问，可与标准温度计进行比对，误差应在 $\pm 2.5^{\circ}\text{C}$ 之内或符合设备技术要求。
- d) 冷却系统：逐一检测控制策略的全部选项，均应正确响应，否则应予修复。强油水冷系统应按制造厂规定的方法和要求进行检测。
- e) 储油柜及胶囊：检测呼吸器中是否有绝缘油，如有，可判定为胶囊破裂，应予更换。如呼吸器无异常而储油柜油位低时，可打开储油柜上部呼吸器管道连接法兰，用细长探油尺小心探测胶囊内部，如油尺显示有油，可判定胶囊破裂，应予更换，否则可判定为油位计发生故障，应予修复或更换。
- f) 智能控制柜（汇控柜）：工作电源、线缆、温控及湿控设备（如有）无异常；各IED工作状态无异常。清洁或更换滤网（如有）。
- g) 二次回路：外观完好，绝缘电阻不小于 $2\text{M}\Omega$ ，其他见5.9.14。
- h) 潜油泵、风机：外观完好，绝缘电阻同比及互比应无明显偏低。

6.1.2.2 有载分接开关例行检测

有载分接开关例行检查内容及要求如下，除定期检测外，如有停电检测机会且运行超过1年，宜进行a)和b)两项检测：

- a) 手动操作无异常；就地电动和远方各操作1个循环，应顺畅无卡滞。必要时，进行6.1.3.14中a)和b)两项检测。
- b) 检查紧急停止功能以及限位装置，应符合设备技术要求。
- c) 水平轴、垂直轴和万向轴状态良好，齿轮盒稳固，内部轴承无锈蚀，密封良好，操作分接开关过程中，传动轴系应无异常声响。
- d) 检查动作特性并测量切换时间。切换时间测量可采用直流法或交流法，直流法测量电流宜大于或等于3A，交流法测量电压宜不小于500V。同一测量方法测量的切换时间与初值比应无明显改变。有条件时一并测量过渡电阻，初值差不应超过 $\pm 10\%$ 。
- e) 绝缘介质检测：充油型见表69序号2、3；充气型见表75序号1；真空有载分接开关应进行油中溶解气体分析。

如上述任何一项有异常或不符合要求，应查明原因，必要时吊芯检查。其他应按照DL/T 574的要求执行，试验项目、周期、标准见附录H。

6.1.2.3 中性点设备检测

中性点设备检测应根据配置选择进行：

- a) 电阻器（如有）：外观无异常，阻值符合设计要求。
- b) 放电间隙（如有）：外观无异常，间隙距离符合设计要求。
- c) 隔离开关、电流互感器、电抗器、电容器、避雷器等设备（如有）参考相应章节的例行试验内容及要求。
- d) 控制器（如有）：外观无异常，测控功能符合设备技术要求。

6.1.2.4 绕组绝缘电阻测量

采用5000V、短路电流不低于3mA、量程不小于 $100\text{G}\Omega$ 的绝缘电阻表进行测量。测量时，铁芯、油箱及非测量绕组接地，被测绕组短路，套管表面应清洁、干燥。其他应按照5.9.1及DL/T 474.1的要求执行。

测量宜在顶层油温低于50℃时进行，并记录顶层油温。绝缘电阻受温度的影响可按 $R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1 - t_2)/10}$ 进行近似修正，式中， R_1 、 R_2 分别表示温度为 t_1 (°C)、 t_2 (°C) 时的绝缘电阻 (Ω)。绝缘电阻下降显著时，应结合 $\tan\delta$ 及油质试验进行综合判断。

6.1.2.5 绕组直流电阻测量

采用直流电阻测试仪进行测量，试验方法参考JB/T 501。测量时，绕组电阻测量电流不宜超过20A，铁芯的磁化极性应保持一致。有中性点引出线时，应测量各相绕组电阻；若无，可测量各线端电阻，然后可按附录B换算至相电阻。分析时应扣除原始差异，其他见5.9.2。

考虑到现场试验设备油面温度计精度、试验过程中油温变化等因素影响，各相电阻初值差不超过±6%（警示值）。不同温度下电阻值按下公式换算：

$$R_2 = R_1(T + t_2)/(T + t_1) \quad (6-1)$$

式中： R_1 、 R_2 分别表示温度为 t_1 (°C)、 t_2 (°C) 时的电阻 (Ω)； T 为常数，铜绕组 T 为235，铝绕组 T 为225。

如测量结果不满足要求并怀疑是温度影响所致，可进行三相比对分析，如三相电阻大小次序未改变且互差不超过2%，可判定为正常。

绕组电阻除按周期测量外，当无励磁调压开关改变分接位置，或有载分接开关进行解体维修后，或更换套管时，也应测量一次。

对于有载调压电力变压器，应进行不小于一半分接位置的直流电阻测试。

6.1.2.6 绕组连同套管的介质损耗因数（20℃）与电容量

应逐个绕组进行测量，其他应按照5.9.4及DL/T 474.3的要求执行。变压器电压等级为35kV及以上且容量在10000kVA及以上时测量 $\tan\delta$ 。测量时，铁芯、油箱及非测量绕组应接地。必要时，宜根据变压器绕组结构对电容量进行分解分析，见附录E。若此电容值发生明显变化，应结合低电压短路阻抗、绕组频率响应曲线等试验数据综合判断绕组状况。

6.1.2.7 铁芯及夹件绝缘电阻测量

夹件独立引出接地的，应分别测量铁芯对夹件及夹件对地绝缘电阻。其中，铁芯与夹件间采用1000V绝缘电阻表，铁芯对地、夹件对地采用2500V（投运10年以上采用1000V）绝缘电阻表进行测量。除注意绝缘电阻的大小外，要特别注意绝缘电阻的变化趋势。其他应按照5.9.1及DL/T 474.1的要求执行。除例行试验之外，当油中溶解气体分析异常时，在诊断时也应进行本项目测试。

6.1.2.8 铁芯及夹件接地电流测量

采用钳形电流表进行测量（优先选用抗干扰型）。测量时钳口应完全闭合，同时尽量让接地线垂直穿过钳口平面。测量其间，沿接地线上下移动并轻微转动钳口，观察测量值，应无较大变化。夹件独立引出接地的，应分别测量铁芯及夹件的接地电流。如测量值超过注意值，应结合油中溶解气体等相关状态量作进一步分析。必要时，可临时在接地线中串联电阻以限制接地电流幅值，等待有停电机会时修复，期间应跟踪分析。

测量夹件对地电流 I_1 和铁芯对地电流 I_2 后，可参照以下原则进行初步判断：

- 当 $I_1 = I_2$ 时，数值在数安培以上则可能上铁轭有多点接地或铁芯与夹件绝缘不良；
- 当 $I_2 > I_1$ 时， I_2 数值在数安培以上则可能下铁轭有多点接地；
- 当 $I_1 > I_2$ 时，则可能夹件与外壳相碰。

6.1.2.9 水质检测

仅水冷系统适用。

对水冷系统的水进行取样检测。如水质检测结果不符合要求，应更换符合要求的水或对现有水进行处理，并查明异常原因。

6.1.3 诊断性试验项目及要求

遵循5.2、5.4的要求，项目及要求见表3。其中，电抗器、消弧线圈仅执行适用项目。油—油套管、油（气）—气套管及插接式套管电力变压器现场试验参照Q/ND 10602 01执行。

试验时应注意以下几点：

- a) 试验宜在顶层油温介于 $5^{\circ}\text{C} \sim 50^{\circ}\text{C}$ 时进行，并记录顶层油温。
- b) 除特别说明外，有关绕组的试验均包括出线套管或出线电缆。
- c) 低压试验前应进行充分放电。

表 3 油浸式电力变压器、电抗器和消弧线圈诊断性试验项目

序号	项目	基本要求	说明条款
1	电压比测量	$ \text{初值差} \leq 0.5\%$ （警示值）	6.1.3.1
2	空载电流及损耗检测	a) 单相变压器相间互差 $< 10\%$ （注意值）；三相变压器的两个边相互差 $< 10\%$ （注意值）。 b) 同比无明显增大。	6.1.3.2
3	负载损耗及短路阻抗检测	a) 负载损耗： 1) 单相变压器相间互差 $< 10\%$ （注意值）；三相变压器的两个边相互差 $< 10\%$ （注意值）。 2) 同比无明显增大 b) 对于阻抗电压 $U_k > 4\%$ 的同心圆绕组对： 1) 容量 100MVA 以上或电压等级 220kV 及以上： 短路阻抗 相对变化率 $\leq 1.6\%$ ，相间互差 $\leq 2\%$ ； 2) 容量 100MVA 及以下且电压等级 220kV 以下： 相对变化率 $\leq 2\%$ ，相间互差 $\leq 2.5\%$	6.1.3.3
4	扫频短路阻抗检测	各频点短路阻抗 初值差 $\leq 2\%$ （注意值）	6.1.3.4
5	绕组频率响应检测	当绕组扫频响应曲线与原始记录基本一致时，即绕组频响曲线的各个波峰、波谷点所对应的幅值及频率基本一致时，可以判定被测绕组没有变形	6.1.3.5
6	绕组频域介电谱检测	a) 与原始指纹比无明显向上偏移；介损最小值无明显增大； b) 含水量符合设备技术要求	6.1.3.6
7	外施交流耐压试验	出厂耐压值的 80%，过程无异常	6.1.3.7
8	长时感应耐压及局部放电试验	a) 感应耐压：出厂试验值的 80%，耐压过程无异常； b) $1.58U_n/\sqrt{3}$ 下放电量 $\leq 250\text{pC}$ （注意值）	6.1.3.8
9	电抗器电感值测量	$ \text{初值差} \leq 2\%$ （警示值）	5.9.8
10	绝缘纸聚合度检测	聚合度 ≥ 250 （注意值）	6.1.3.9
11	整体密封性能检测	0.035MPa 气压持续时间 24h，无渗漏	6.1.3.10

序号	项目	基本要求	说明条款
12	振荡型操作波试验	出厂操作冲击耐压值的 80%，过程无异常	6.1.3.11
13	油流速测量	符合设备技术要求	6.1.3.12
14	有载分接开关诊断性检测	符合设备技术要求	6.1.3.13
15	有载分接开关机械特性检测	a) 驱动电机电流波形与原始指纹无明显差异； b) 调节过程声响无异常	6.1.3.14
16	无励磁分接开关诊断性检测	符合设备技术要求	6.1.3.15
17	局部放电带电检测	不应检测到放电性缺陷	6.1.3.16
18	中性点接地线直流电流测量	a) 不应引起异常噪声或振动； b) 不超过制造厂允许值的 70%（注意值）	6.1.3.17
19	声级及振动检测	a) 声级及振动符合设备技术要求； b) 同比及互比应无显著偏大	6.1.3.18
20	高压套管诊断性试验	见表 27	9.3
21	绝缘油诊断性试验	见表 69	18.2

6.1.3.1 电压比测量

解体维修后，或经历了出口及近区短路、严重过励磁或直流偏磁等不良工况，或受相关家族缺陷警示，或无励磁开关改变分接位置后，排查绕组缺陷时适用。

采用变比测试仪进行测量。对于三绕组变压器，只需测两对绕组的电压比；对于配置了有载分接开关的三绕组变压器，宜测量带有载分接开关绕组对其他两绕组的电压比，且测量应涵盖所有分接位置，并由电动装置调节。其他应按照JB/T 501的要求执行。

6.1.3.2 空载电流及损耗检测

长时间过励磁、高负载率运行，或受家族缺陷警示，排查铁芯及绕组缺陷时适用。

宜在低压绕组加压，其他绕组开路。试验电压为尽可能接近理想正弦波的工频电压（50Hz），幅值尽可能接近额定值。试验电压与接线宜与上次检测保持一致。试验结果分析时一并注意空载损耗的变化。其他应按照JB/T 501的要求执行。

6.1.3.3 负载损耗及短路阻抗检测

经历了出口及近区短路、严重过励磁或直流偏磁等不良工况，或油中溶解气体分析异常，或受相关家族缺陷警示，排查磁屏蔽不良或绕组缺陷时适用。

在最大分接位置上进行测量，负载损耗检测时的试验电流不应低于额定电流的25%，并尽量接近额定电流；短路阻抗检测时的试验电压不应低于380V。试验电流可用额定电流，亦可低于额定值，但宜不小于5A。各项试验条件及分接位置（如有分接开关）宜与上次检测保持一致。其他应按照DL/T 1093的要求执行。

6.1.3.4 扫频短路阻抗检测

更换绕组后，或运输及安装过程受到冲击，或经历了出口短路、严重过励磁、直流偏磁等不良工况，排查绕组变形缺陷时适用。

采用扫频阻抗测试仪器，或扫频信号发生器与宽频功率放大器联合进行检测，频率应覆盖10Hz～1kHz，相邻测点的频率间隔不宜大于10Hz。试验接线同短路阻抗检测，通过试验获得短路阻抗随频率变化曲线。要求各频点短路阻抗均符合要求，否则，应结合关联状态量查明原因。

6.1.3.5 绕组频率响应检测

更换绕组后，或运输及安装过程受到冲击，或经历了出口短路、严重过励磁、直流偏磁等不良工况，排查绕组变形缺陷时适用。

采用变压器绕组频率响应测试仪对各绕组逐一进行检测，基本要求如下：

- a) 检测频率范围应涵盖 1kHz～1MHz。
- b) 测量前，应断开套管出线，并使之远离套管。
- c) 使用专用线缆及线夹，根据变压器绕组的联结组别进行接线。同型变压器应采用相同接线、相同分接位置并在后续检测中保持不变。若带有平衡绕组，宜将其接地端断开。

如同比有明显差异，应检查接线并重测一次，仍有明显差异时应结合关联状态量查明原因。详细可按DL/T 911的规定进行。

6.1.3.6 绕组频域介电谱检测

需要评估主绝缘受潮或老化状态时适用。

采用频域介电谱测试仪进行检测。对于双绕组变压器，测试仪输出电压施加于高压侧，在低压侧测量响应电流；对于三绕组变压器，测试仪输出电压施加于中压侧，将高压侧和低压侧连接在一起测量响应电流。其他应按照5.9.5及DL/T 474.3的要求执行。

6.1.3.7 外施交流耐压试验

直接检验主绝缘强度时适用。

对于分级绝缘变压器，应仅对中性点和低压绕组进行；对于全绝缘变压器，应对各侧绕组分别进行。其他应按照5.9.11及GB/T 1094.3的要求执行。

6.1.3.8 长时感应耐压及局部放电试验

直接检验主绝缘强度并定量检测局部放电水平时适用。

试验前，应根据变压器结构选择合适的接线方式和分接位置，以满足相间及对地的耐压试验要求。现场可采用单相加压方式。如有条件，宜同步进行局部放电监测，见6.1.3.16。其他应按照5.9.11及GB/T 1094.3的要求执行。

感应电压的频率应在100Hz～400Hz范围内。电压为出厂试验值的80%，时间按 $t=(120 \times \text{额定频率}) / \text{试验频率}$ 确定，但应在15s～60s范围内。

在进行感应耐压试验之前，应先进行低电压下的相关试验以评估感应耐压试验的风险。

6.1.3.9 绝缘纸聚合度检测

运行超过30年或长期高负载率运行，或糠醛判断存在严重老化，且有取样机会时适用。

检测纸样宜分别从引线绝缘、垫块、绝缘纸板等处小心提取，其他应按照DL/T 984的要求执行，要求聚合度不小于250。如检测结果不满足要求，宜退役。

6.1.3.10 整体密封性能检测

解体维修后或密封重新处理后适用。

检测时应带冷却器。采用气泵在储油柜顶部施加0.035MPa气压，持续时间24h，试验方法参考DL/T 573，其他应按照GB/T 1094.1的要求执行。检查前应采取措施防止压力释放装置动作，对专门为满足液体膨胀而设计的波纹式油箱，检测前应征询制造厂意见。如发现渗漏油，应对渗漏处进行处置，并重新进行整体密封性能检测。

6.1.3.11 振荡型操作波试验

检验纵绝缘及主绝缘强度时适用。

试验电压施加于变压器低压绕组，非被试绕组应以适当的方式在一点接地。试验电压为出厂操作冲击耐压值的80%，具体波形应符合GB/T 16927.3的要求，试验程序应按照GB/T 1094.3的要求执行。要求试验过程无电压突降或其他异常，否则，应查明原因。

6.1.3.12 油流速测量

顶层油温多个测点间差别较大时适用。

采用超声流量计进行测量，测量结果符合设备技术要求，且同比及互比无明显差异。

6.1.3.13 有载分接开关诊断性检测

例行检测发现异常，或受家族缺陷警示，或达到制造厂要求的吊检条件时适用。

- a) 动、静触头的接触状态良好，无烧蚀及变色。
- b) 触头间的接触压力同比无明显减小，且符合设备技术要求。
- c) 绝缘件紧固良好、洁净，无损伤及碳化。
- d) 电气连接件紧固良好，且导通状态良好。
- e) 分接开关在箱盖上的固定状态良好。
- f) 转轴灵活无卡滞，螺钉、开口销紧固良好。
- g) 测量切换开关主触头的接触电阻，不应大于 $500 \mu\Omega$ 。
- h) 绝缘介质试验。充油型见表 69，充气型见表 75。
- i) 采用数字电桥或其他适宜方法测量各过渡电阻阻值，初值差不应超过 $\pm 10\%$ 。
- j) 需要确认切换时序时，测量切换过程的复合波形，与原始指纹相比应无明显差异。
- k) 对于真空型，若切换开关或选择开关触头有电弧痕迹，应检测真空开关与转换触头的动作配合情况，其他应按照 DL/T 1538 的要求执行，同比应无明显变化。同时，对真空灭弧室断口间进行幅值为 4 倍额定电压、时间为 60s 的工频耐压试验，应无击穿等异常。

如上述任何一项有异常或不符合要求，应修复后再投运。

6.1.3.14 有载分接开关机械特性检测

排查有载分接开关机械性缺陷时适用，在调节分接位置时实施：

- a) 采集驱动电机电流波形，并与相同工况下的原始指纹进行对比，电流幅值、持续时间及波形等主要特征应无明显改变。
- b) 有条件时宜同步记录邻近油箱壁的机械振动信号，用以辅助分析。
- c) 有条件时宜通过多次上述检测以涵盖不同的分接位置。

如上述检测发现异常，宜尽早安排停电试验以查明原因并修复。

6.1.3.15 无励磁分接开关诊断性检测

运行中发现异常，或受家族缺陷警示，或运行超过3年且有检测机会时适用。

- a) 动、静触头的接触状态良好，无烧蚀及变色。

- b) 触头间的接触压力同比无明显减小，且符合设备技术要求。
- c) 绝缘件紧固良好，洁净、无损伤及碳化。
- d) 电气连接件紧固良好，且导通状态良好。
- e) 转轴灵活无卡滞，螺钉、开口销紧固良好。
- f) 前述各项检查正常后，应测量分接开关每一分接位置的接触电阻，测量结果应符合设备技术要求，且同比及互比无明显偏大。

如上述检测任何一项有异常或不符合要求，应修复后再投运。

6.1.3.16 局部放电带电检测

油中溶解气体分析有放电性缺陷，或经历了出口及近区短路、严重过励磁、直流偏磁等不良工况，或受家族缺陷警示，排查放电性缺陷时适用。

可采用特高频法、超声波法及高频脉冲电流法进行检测。其中，特高频法可按照DL/T 1534的要求执行，超声波法可按照DL/T 1807的要求执行，高频脉冲电流法是应用高频小电流传感器采集铁芯和夹件接地引线，或/和中性点接地引线中的高频电流来实现对局部放电的检测，具体可参考检测仪器的技术说明文件。实践中，可只应用其中一种方法，也可联合应用。如有两种及以上检测方法均提示有放电性缺陷，应结合油中溶解气体，密切跟踪分析，必要时安排停电检修。

6.1.3.17 中性点接地线直流电流测量

无直流隔离装置，出现持续异常声响或振动，或临近的变压器出现直流偏磁时适用。

采用钳形直流电流表进行测量。测量时钳口应完全闭合，同时尽量让接地线垂直穿过钳口平面，期间沿接地线上下移动并轻微转动钳口，测量值应无较大变化。如直流电流分量超过注意值，或声响及振动明显增大，应尽快在中性点安装直流隔离装置。长时间异常振动或声响后，应进行油中溶解气体分析，如有异常，宜尽快安排停电检修。

6.1.3.18 声级及振动检测

疑似声响或振动异常，需要定量分析声级及振动时适用。

分别采用便携式声级计及振动计进行检测。如噪声及振动具有间歇性，应在严重时段进行。检测时，应记录分接位置、中性点接地电流的直流分量、系统电压、负荷电流及冷却系统运行情况等。其他按照GB/T 1094.10及DL/T 1540的要求执行。如声级或振动超过设备技术要求，应结合关联状态量尽快查明并排除诱因。

6.2 气体绝缘电力变压器和电抗器

6.2.1 巡检项目及要求

遵循5.1的要求，项目及要求见表4，其中，电抗器仅执行适用项目。试验时应注意以下几点：

- a) 除特别说明外，有关绕组的试验均包括出线套管或出线电缆。
- b) 低压试验前应进行充分放电。

表4 气体绝缘电力变压器和电抗器巡检项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	本体检查	3个月	无异常	6.2.1.1
2	高压套管检查（如有）		见表25	9.1

3	气体密度继电器检查		无异常	6.2.1.2	
4	压力释放装置检查（如有）		无异常	6.2.1.3	
5	冷却系统检查		无异常	6.2.1.4	
6	有载分接开关检查		无异常	6.2.1.5	
7	气体和绕组温度		符合设备技术文件要求	6.2.1.6	
8	测温装置检查		无异常	6.1.1.5	
9	智能控制柜/汇控柜检查		无异常	6.1.1.8	
10	中性点设备检查		无异常	6.1.1.9	
11	红外热像一般检测		温度无异常	5.9.6	
12	运行监控信息调阅		同上及告警时	a) 记录不良工况信息； b) 在线监测信息（如有）无异常	6.1.1.12

6.2.1.1 本体检查

本体检查内容及要求如下：

- a) 基础无位移、沉降等异常。
- b) 设备标识、接地标识、相序标识等齐全、清晰。
- c) 出线无位移、散股、断股；线夹无裂纹、滑移；绝缘护套（如有）无破损。
- d) 箱体及管路等无明显锈蚀。
- e) 压力继电器外观无异常。
- f) 铁芯及夹件的接地线连接完好。
- g) 变压器声响和振动无异常，必要时按 GB/T 1094.10 测量变压器声级，如振动异常，可定量测量。

6.2.1.2 气体密度继电器检查

气体密度继电器检查内容及要求如下：

- a) 外观无异常，指示清晰，示值在正常范围。如为相对压力表，宜同时记录大气压力，分析时需考虑大气压力对示值的影响。
- b) 现场示值应与远方一致（如远传）。

6.2.1.3 压力释放装置检查

压力释放装置检查内容及要求如下：

- a) 防雨措施（户外）完好。
- b) 防护网完好，安全气道无堵塞。

6.2.1.4 冷却系统检查

冷却系统检查内容及要求如下：

- a) 散热器无附着物或严重积污。
- b) 各组散热器的进出气阀门处于打开状态。
- c) 冷却系统控制箱内部无凝露或积水，电源指示正常，热电偶控制器手动正常。
- d) 风机、气泵开启及运行状态与当前控制策略一致。

6.2.1.5 有载分接开关检查

有载分接开关检查内容及要求如下：

- a) 有载分接开关分接位置就地指示与远方终端一致。
- b) 机构箱电源指示正常，密封良好，无积水或积水痕迹；加热、驱潮装置运行正常。
- c) 气体密度继电器外观无异常，示值在正常范围。
- d) 如有机会，静听调压过程，应无异常声响。

6.2.1.6 气体和绕组温度

记录气体温度、绕组温度、环境温度及负荷。

6.2.2 例行试验项目及要求

遵循5.2、5.4的要求，项目及要求见表5。其中，电抗器仅执行适用项目。试验时应注意以下几点：

- a) 除特别说明外，有关绕组的试验均包括出线套管或出线电缆。
- b) 低压试验前应进行充分放电。

表5 气体绝缘电力变压器和电抗器例行试验项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	例行检查	3年	无异常	6.2.2.1
2	有载分接开关例行检测		无异常	6.1.2.2
3	中性点设备检测		无异常	6.1.2.3
4	绕组绝缘电阻测量		$\geq 5000M\Omega$ （注意值），或不低于上次试验值的70%。	6.1.2.4
5	绕组直流电阻测量		a) 1.6MVA以上的变压器，相间互差 $\leq 2\%$ （警示值），无中性点引出的绕组，线间各绕组互差 $\leq 1\%$ （警示值）； b) 1.6MVA及以下的变压器，相间互差 $\leq 4\%$ （警示值），线间各绕组互差 $\leq 2\%$ （警示值）； c) 同一温度下， 同相初值差 $\leq 2\%$ （注意值）， 同相初值差 $\leq 6\%$ （警示值）； d) 由于变压器结构等原因，差值超过本条第b)款时，可只按第c)款进行比较，但应说明原因； e) 电抗器参照执行	6.1.2.5
6	绕组连同套管的介质损耗因数（20℃）与电容量		a) 介质损耗因数（20℃）： 500kV： ≤ 0.005 （注意值）； 220kV： ≤ 0.006 （注意值）； 110kV： ≤ 0.008 （注意值）； 35kV及以下： ≤ 0.015 （注意值）； 与历年的数值比较不应有明显变化（一般	6.1.2.6

			≤30%) b) 绕组电容量: 初值差 ≤2% (注意值); 初值差 ≤3% (警示值)	
7	铁芯及夹件绝缘电阻测量		≥100MΩ (注意值, 新投运≥1000MΩ)	6.1.2.7
8	气体试验	a) 500kV: 6	见表 75	第 19 章
9	红外热像精确检测	个月;	箱体及各附件温度无异常	5.9.6
10	铁芯及夹件接地电流测量	b) 220kV 及 以下: 1 年	接地电流≤100mA; 或初值差≤50% (注意 值)	6.1.2.8
11	高压套管例行试验		见表 26	9.2

6.2.2.1 例行检查

例行检查内容及要求如下:

- 气体密度继电器: 整定值符合运行规程要求, 且动作正确。
- 压力释放装置: 检测开启压力, 初值差不应超过±10%或符合设备技术要求。
- 测温装置: 检查停运前的测温数据, 应在合理范围内。如有疑问, 可与标准温度计进行比对, 误差应在±2.5℃之内或符合设备技术要求。
- 冷却系统: 逐一检测控制策略的全部选项, 均应正确响应, 否则应予修复。
- 智能控制柜(汇控柜): 检查工作电源、线缆、温控及湿控设备(如有), 应无异常; 检查各 IED 的工作状态, 如有告警应排查原因; 清洁或更换滤网(如有)。
- 二次回路: 外观完好, 绝缘电阻不小于 2MΩ, 其他见 5.9.14。

6.2.3 诊断性试验项目及要

遵循5.2、5.4的要求, 项目及要

- 除特别说明外, 有关绕组的试验均包括出线套管或出线电缆。
- 低压试验前应进行充分放电。

表 6 气体绝缘电力变压器和电抗器诊断性试验项目

序号	项目	基本要求	说明条款
1	电压比测量	初值差 ≤0.5% (警示值)	6.1.3.1
2	空载电流及损耗检测	a) 两个边相互差 < 10% (注意值); b) 同比未见明显增大	6.1.3.2
3	负载损耗及短路阻抗检测	a) 负载损耗: 1) 单相变压器相间互差 < 10% (注意值); 三相变压器的两个边相互差 < 10% (注意值) 2) 同比无明显增大 b) 对于阻抗电压 $U_k > 4\%$ 的同心圆绕组对: 1) 容量 100MVA 以上或电压等级 220kV 及以上: 短路 阻抗 相对变化率 ≤1.6%, 相间互差≤2%; 2) 容量 100MVA 及以下且电压等级 220kV 以下:	6.1.3.3

序号	项目	基本要求	说明条款
		相对变化率 ≤2%，相间互差≤2.5%	
4	扫频短路阻抗检测	各频点短路阻抗 初值差 ≤2%（警示值）	6.1.3.4
5	绕组频率响应检测	当绕组扫频响应曲线与原始记录基本一致时，即绕组响应曲线的各个波峰、波谷点所对应的幅值及频率基本一致时，可以判定被测绕组没有变形。	6.1.3.5
6	外施交流耐压试验	出厂耐压值的80%，过程无异常	6.1.3.7
7	长时感应耐压及局部放电试验	a) 感应耐压：出厂试验值的80%，耐压过程无异常； b) $1.58U_n/\sqrt{3}$ 下放电量≤100pC（注意值）	6.1.3.8
8	电抗器电感值测量	初值差 ≤2%（警示值）	5.9.8
9	整体密封性检测	相对漏气速率≤0.5%/年（注意值），或符合设备技术文件要求	19.1.7
10	振荡型操作波试验	出厂操作冲击耐压值的80%，过程无异常	6.1.3.11
11	高压套管诊断性试验	见表27	9.3
12	有载分接开关机械特性检测	a) 驱动电机电流波形与原始指纹无明显差异； b) 调节过程声响无异常	6.1.3.14
13	局部放电带电检测	不应检测到放电性缺陷	6.1.3.16
14	中性点接地线直流电流测量	a) 不应引起异常噪声或振动； b) 不超过制造厂允许值的70%（注意值）	6.1.3.17
15	声级及振动检测	a) 声级及振动符合设备技术要求； b) 同比及互比应无显著偏大	6.1.3.18
16	气体试验（含气体密度继电器校验）	见表75	第19章

6.3 干式电力变压器、电抗器和消弧线圈

6.3.1 巡检项目及要求

遵循5.1的要求，项目及要求见表7，其中，电抗器、消弧线圈仅执行适用项目。

表7 干式电力变压器、电抗器和消弧线圈巡检项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	外观检查	3个月	无异常	6.3.1.1
2	测温装置检查		无异常	6.1.1.5
3	风冷装置检查（如有）		无异常	6.3.1.2
4	绕组温度		符合设备技术文件要求	6.3.1.3
5	红外热像一般检测		温度无异常	5.9.6
6	紫外成像和/或超声检测（条件具	6个月	无异常放电	5.9.7

	备时)			
7	运行监控信息调阅	同上及告警时	a) 记录不良工况信息; b) 在线监测信息(如有)无异常	6.1.1.12

6.3.1.1 外观检查

外观检查内容及要求如下:

- a) 基础无位移、沉降等异常。
- b) 设备标识、接地标识、相序标识等齐全、清晰。
- c) 出线无位移、散股、断股，线夹无裂纹、滑移，绝缘护套(如有)无破损。
- d) 金属部件表面无明显锈蚀。
- e) 绝缘表面无开裂、流胶，无放电痕迹，支撑条无明显移位或脱落，通风道无堵塞。
- f) 接地线位置及连接状态无异常。
- g) 电抗器包封与支架间紧固带无松动、断裂，包封间导风撑条无松动、脱落。
- h) 无异常声响及振动，无异味。
- i) 消弧线圈控制装置无异常。

6.3.1.2 风冷装置检查(如有)

风冷装置(如有)外观无异常，风机运行平稳，无异常声响及振动，记录冷却器开启组数。

6.3.1.3 绕组温度

记录绕组温度、环境温度及负荷。

6.3.2 例行试验项目及要求

遵循5.2、5.4的要求，项目及要求见表8。其中，电抗器、消弧线圈仅执行适用项目。试验时应注意以下几点:

- a) 除特别说明外，有关绕组的试验均包括出线套管或出线电缆。
- b) 低压试验前应进行充分放电。

表8 干式电力变压器、电抗器和消弧线圈例行试验项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	例行检查	3年	无异常	6.3.2.1
2	绕组绝缘电阻测量		$\geq 5000\text{M}\Omega$ (注意值)，或不低于上次试验值的70%。	6.1.2.4
3	绕组直流电阻测量		a) 1.6MVA以上的变压器，相间互差 $\leq 2\%$ (警示值)，无中性点引出的绕组，线间各绕组互差 $\leq 1\%$ (警示值)； b) 1.6MVA及以下的变压器，相间互差 $\leq 4\%$ (警示值)，线间各绕组互差 $\leq 2\%$ (警示值)； c) 同一温度下， 同相初值差 $\leq 2\%$ (注意值)， 同相初值差 $\leq 6\%$ (警示值)；	6.1.2.5

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
			d) 由于变压器结构等原因, 差值超过本条第 b) 款时, 可只按第 c) 款进行比较, 但应说明原因; e) 电抗器参照执行; f) 对于立式布置的干式空心电抗器绕组直流电阻值, 可不进行三相间的比较	
4	铁芯及夹件绝缘电阻测量		$\geq 100\Omega$ (注意值, 新投运 $\geq 1000\Omega$)	6.1.2.7
5	红外热像精确检测 (条件具备时)	6 个月	绕组及铁芯等温度无异常	5.9.6
6	紫外成像检测 (条件具备时)		无异常放电	5.9.7

6.3.2.1 例行检查

例行检查内容及要求如下:

- 测温装置: 检查停运前的测温数据, 应在合理范围。如有疑问, 可与标准温度计进行比对, 误差应在 $\pm 3^{\circ}\text{C}$ 之内或符合设备技术要求。
- 风冷系统: 逐一检测控制策略的全部选项, 均应正确响应, 否则应予修复。
- 智能控制柜 (汇控柜): 检查工作电源、线缆、温控及湿控设备 (如有), 应无异常; 检查各 IED 的工作状态, 如有告警应排查原因; 清洁或更换滤网 (如有)。
- 二次回路: 外观完好, 绝缘电阻不小于 $2\text{M}\Omega$, 其他见 5.9.14。

6.3.3 诊断性试验项目及要

遵循 5.2、5.4 的要求, 项目及要

- 除特别说明外, 有关绕组的试验均包括出线套管或出线电缆。
- 低压试验前应进行充分放电。

表 9 干式电力变压器、电抗器和消弧线圈诊断性试验项目

序号	项目	基本要求	说明条款
1	电压比测量	初值差 $\leq 0.5\%$ (警示值)	6.1.3.1
2	空载电流及损耗检测	a) 两个边相互差 $< 10\%$ (注意值); b) 同比未见明显增大	6.1.3.2
3	负载损耗及短路阻抗检测	a) 负载损耗: 1) 单相变压器相间互差 $< 10\%$ (注意值); 三相变压器的两个边相互差 $< 10\%$ (注意值) 2) 同比无明显增大 b) 对于阻抗电压 $U_k > 4\%$ 的同心圆绕组对: 1) 容量 100MVA 以上或电压等级 220kV 及以上: 短路阻抗 相对变化率 $\leq 1.6\%$, 相间互差 $\leq 2\%$;	6.1.3.3

		2) 容量 100MVA 及以下且电压等级 220kV 以下: 相对变化率 ≤2%, 相间互差≤2.5%	
4	外施交流耐压试验	耐受电压为出厂试验值的 80%, 时间为 60s	6.1.3.7
5	长时感应耐压及局部放电试验	a) 感应耐压: 出厂试验值的 80%, 耐压过程无异常; b) $1.1U_m/\sqrt{3}$ 下放电量≤50pC (注意值)	6.1.3.8
6	电抗器电感值测量	初值差 ≤2% (警示值)	5.9.8
7	干式电抗器匝间绝缘试验	高、低电压下响应波形无明显异常	6.3.3.1
8	局部放电带电检测	不应检测到放电性缺陷	6.1.3.16
9	声级检测	符合设备技术要求	6.1.3.18

6.3.3.1 干式电抗器匝间绝缘试验

有下列情形之一适用: 表面出现明显破损、脱落或龟裂, 有放电痕迹或憎水性能下降严重; 整体或局部出现异常温度升高; 出现异常声响或振动; 受家族缺陷警示。

宜采用高频脉冲振荡法。试验持续时间为60s, 试验电压的初始峰值应为出厂试验值的80%, 振荡频率不大于100kHz, 且试验时间内应产生不少于3000个规定幅值的过电压。要求与标定电压(一般不超过20%全电压)对比, 全电压的波形特征、振荡频率和包络线衰减速度均无明显改变, 且三相之间无明显差异; 试验过程无异常声响及振动。

7 电流互感器

7.1 油浸、干式、浇注式和 SF₆ 气体绝缘电流互感器

凡试验项目后附注绝缘类型的, 仅该类型适用。

7.1.1 巡检项目及要求

遵循5.1的要求, 项目及要求见表10。其中, 外绝缘部分见16.1。

表 10 油浸、干式、浇注式和 SF₆ 气体绝缘电流互感器巡检项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	外观检查	a) 500kV: 2 周; b) 220kV: 1 个月; c) 110kV 及以下: 3 个月	外观无异常	7.1.1.1
2	红外热像一般检测		温度无异常	5.9.6
3	油位检查(油纸)		在正常范围	7.1.1.2
4	气体密度表检查(充气)		在正常范围	7.1.1.3
5	独立式合并单元检查(如有)		无异常	7.1.1.4
6	二次电流检查	3 个月	无异常	7.1.1.5
7	在线监测信息调阅(如有)	同上及告警时	无异常	5.3.2

7.1.1.1 外观检查

外观检查的内容和要求如下，对于电子式，略去没有或者无法检测的内容：

- a) 基础无位移、沉降等异常，底座、支架无变形。
- b) 设备标识、接地标识、相序标识等齐全、清晰。
- c) 出线连接牢固，无移位、断股及过热变色。
- d) 末屏接地线（如有）连接牢固，无位移。
- e) 法兰、屏蔽罩等金属件外观无异常，无明显锈蚀。
- f) 无渗漏油痕迹（油纸）。
- g) 二次接线盒关闭紧密，线缆进出口密封良好。
- h) 无异常声响及振动。
- i) 瓷套无裂纹；复合绝缘外套无电蚀痕迹或破损；无影响设备运行的异物。

7.1.1.2 油位检查

油位检查内容及要求如下：

- a) 通过油位显示装置（如有）或应用红外热像（如适用）检查油位，应在正常范围，无渗漏油及渗漏痕迹。
- b) 未见膨胀器顶起上盖等异常现象。

在记录油位时（图示或照相），应同时记录环境温度及当前负荷电流。

7.1.1.3 气体密度表检查

气体密度表检查内容及要求如下：

- a) 外观无异常，指示清晰，示值在正常范围。如为相对压力表，分析时应考虑大气压力变化对气体密度表示值的影响。
- b) 如测量值已远传，则现场示值应与远方一致。

7.1.1.4 独立式合并单元检查

独立式合并单元检查内容及要求如下：

- a) 机箱外观无异常，线缆连接状态无改变。
- b) 就地指示灯/屏（如有）显示正常，无告警指示。
- c) 通过线上巡检方式调阅相关告警信息，如有，按要求进行处理。

7.1.1.5 二次电流检查

通过线上巡检方式调阅二次电流，同一台电流互感器的冗余输出及接入同一出线的不同电流互感器的输出应保持一致。

7.1.2 例行试验项目及要求

遵循5.2、5.4的要求，项目及要求见表11。其中，外绝缘部分见16.2。

表 11 油浸、干式、浇注式和 SF₆ 气体绝缘电流互感器例行试验项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	红外热像精确检测	a) 500kV: 6 个月; b) 220kV 及以下: 1 年	温度无异常	5.9.6
2	绝缘电阻测量	3 年	a) 一次绕组对地: $\geq 3000\text{M}\Omega$ (注意值);	7.1.2.1

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款										
			b) 末屏对地: $\geq 1000\text{M}\Omega$ (如可测, 注意值); c) 二次绕组间及对地: $\geq 100\text{M}\Omega$ (注意值); 或同比及互比无明显偏低											
3	介损及电容量测量 (电容型)	35kV 及以上: 3 年	a) 电容量 初值差 : 1) 220kV 及以上: $\leq 3\%$ (警示值); 2) 110kV 及以下: $\leq 5\%$ (警示值) b) 介损 (20℃, 注意值): 1) 充硅脂及其他干式电流互感器: ≤ 0.005 ; 2) 其他绝缘介损如下: <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <thead> <tr> <th>U_m</th> <th>$\tan \delta$</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>40.5kV</td> <td>≤ 0.035</td> </tr> <tr> <td>126kV</td> <td>≤ 0.008</td> </tr> <tr> <td>252kV</td> <td>≤ 0.007</td> </tr> <tr> <td>$\geq 550\text{kV}$</td> <td>≤ 0.006</td> </tr> </tbody> </table>	U_m	$\tan \delta$	40.5kV	≤ 0.035	126kV	≤ 0.008	252kV	≤ 0.007	$\geq 550\text{kV}$	≤ 0.006	7.1.2.2
U_m	$\tan \delta$													
40.5kV	≤ 0.035													
126kV	≤ 0.008													
252kV	≤ 0.007													
$\geq 550\text{kV}$	≤ 0.006													
4	独立式合并单元检测 (如有)	3 年	符合设备技术要求	7.1.2.3										
5	绝缘油试验 (油纸)	见表 70	见表 70	第 18 章										
6	气体试验 (充气)	3 年	见表 75	第 19 章										
7	硅橡胶外套憎水性能 检查	3 年	憎水性级别: $< \text{HC5}$	16.2.4										
8	相对介损检测 (电容型) (具备条件时适宜)	a) 500kV: 1 年; b) 220kV 及以下: 2 年	a) 相对介损 ≤ 0.003 (注意值) b) 电容 初值差 $\leq 3\%$ (注意值)	9.2.3										

7.1.2.1 绝缘电阻测量

采用5000V绝缘电阻表测量一次绕组对地绝缘电阻; 采用1000V绝缘电阻表测量二次绕组之间及对地绝缘电阻, 测量时, 被测绕组短路, 其他绕组接地; 采用1000V绝缘电阻表测量末屏对地绝缘电阻 (如有且可测)。其他应按照5.9.1及DL/T 474.1的要求执行。

7.1.2.2 介损及电容量测量(电容型)

- 测量前应确认外绝缘表面清洁、干燥。
- 对于倒立油浸式电流互感器、二次线圈屏蔽直接接地结构, 宜采用反接法测量。
- 其他要求参考 DL/T 474.3 和 5.9.4。

7.1.2.3 独立式合并单元检测

独立式合并单元检测内容及要求如下:

- 基本状态检查: 启动正常, 指示灯/屏 (如有) 显示正常。
- 通信光纤检测: 见 5.9.12。
- 激光供能模块检测 (如有): 见 5.9.13。

d) 告警信息检查：调阅告警信息，如有，应逐一查明并消除告警原因。

7.1.3 诊断性试验项目及要求

遵循5.2、5.4的要求，项目及要求见表12。其中，外绝缘部分见16.3。

表 12 油浸式、干式、浇注式和 SF₆ 气体绝缘电流互感器诊断性试验项目

序号	项目	基本要求	说明条款
1	绝缘油试验（油纸）	见表 70	第 18 章
2	交流耐压试验	a) 一次绕组：试验电压为出厂试验值的 80%，过程无异常； b) 二次绕组之间及末屏对地：2kV，时间为 60s，过程无异常	7.1.3.1
3	局部放电试验	1.2U _m /√3 下放电量： a) ≤20pC（气体）； b) ≤20pC（油纸绝缘及聚四氟乙烯缠绕绝缘）； c) ≤50pC（干式）	7.1.3.2
4	电流比较核	符合设备技术要求	7.1.3.3
5	励磁特性曲线校核	a) 与同类型、同规格、同参数互感器特性曲线或制造厂提供的特性曲线相比较，无明显差别； b) 多抽头电流互感器，可测量使用抽头或最大抽头	7.1.3.4
6	绕组电阻测量	同型号、同规格、同批次电流互感器绕组的直流电阻和平均值的差异宜不大于 10%，倒立式电流互感器单匝一次绕组的直流电阻之间的差异宜不大于 30%。	7.1.3.5
7	气体试验（充气）	见表 75	第 19 章
8	局部放电带电检测	不应检测到放电性缺陷	7.1.3.6
9	末屏介损测量（电容型）	≤0.015（注意值）	7.1.3.7
10	频域介电谱检测（电容型）	a) 与原始指纹比无明显向上偏移，介损最小值无明显增大； b) 含水量符合设备技术要求	7.1.3.8
11	高电压介损测量（电容型）	a) 随电压变化不超过 ±0.0015（注意值）； b) 额定电压下符合表 11 介损要求	7.1.3.9

7.1.3.1 交流耐压试验

需要直接确认主绝缘强度时适用。

一次绕组对地的耐压幅值为出厂试验值的80%，时间为60s；二次绕组对地、末屏对地（电容型）的耐压幅值为2kV，时间为60s，可用2500V绝缘电阻表代替。其他应按照5.9.11及GB/T 22071.1的要求执行。

SF₆气体绝缘电流互感器压力下降到0.2MPa以下，补气后应做老炼和交流耐压试验。

7.1.3.2 局部放电试验

排查放电性缺陷时适用。

如有条件，与交流耐压一并进行。其他应按照DL/T 417的要求执行。

7.1.3.3 电流比较核

有下列情形之一适用：

- a) 二次电流检查发现异常。
- b) 对绕组进行了维修或更换，或进行了交流耐压或局部放电试验。
- c) 对独立式合并单元进行维修或更换。
- d) 对核心部件或主体进行解体性检修之后。
- e) 出现了可能影响电流比的其他情形。

在5%~100%额定电流范围内选择任一幅值的标准工频电流，从一次侧注入，测量各二次侧输出，如有合并单元，应以合并单元输出为最终的二次侧输出，以此校核电流比。用于计费计量时，应同时校核相位差。其他应按照GB/T 22071.1的要求执行。

7.1.3.4 励磁特性曲线校核

当继电保护有要求时进行。

7.1.3.5 绕组电阻测量

排查绕组缺陷时适用。

分别测量一次绕组和二次绕组的电阻。其中，一次绕组电阻的测量见5.9.3；二次绕组电阻的测量见5.9.2，如有多个二次绕组，应逐一测量。

7.1.3.6 局部放电带电检测

排查放电性缺陷时适用。

采用高频脉冲电流法或其他适宜方法进行检测。怀疑有放电性缺陷且适宜带电取样时，宜结合气体分解物检测（充气）或油中溶解气体（油纸）一并进行分析。如两种检测方法均持续提示存在放电性缺陷，应密切跟踪分析，必要时安排停电检修。

7.1.3.7 末屏介损测量

末屏绝缘电阻不满足要求时适用。

采用介质损耗测试仪进行测量，测试电压为2kV。其他应按照5.9.4及DL/T 474.3的要求执行。

7.1.3.8 频域介电谱检测

排查油纸或干式绝缘受潮或老化时适用。

采用频域介电谱检测仪进行检测。测试仪输出电压施加于一次绕组，二次绕组连接在一起接入电流测量端。其他见5.9.5。

7.1.3.9 高电压介损测量

排查主绝缘缺陷时适用。

采用电桥法或其他适宜方法进行测量。测试电压应尽可能接近理想正弦波，频率为50Hz，幅值从10kV逐渐升至额定电压，其间测量主绝缘介损，获得介损随电压的变化曲线。其他应按照DL/T 1154的要求执行。

7.2 电子式电流互感器

包括有源（一次传感器为罗氏线圈及低功率线圈）和无源（一次传感器为光纤）两类。凡试验项目后附注类型的，仅该类型适用。电子设备指一次转换器及合并单元等。

7.2.1 巡检项目及要 求

遵循5.1的要求，项目及要 求见表13。其中，外绝缘部分见16.1。

表 13 电子式电流互感器巡检项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	外观检查	a) 500kV: 2周; b) 220kV: 1个月; c) 110kV 及以下: 3个月	外观无异常	7.2.1.1
2	红外热像一般检测		温度无异常	5.9.6
3	气体密度表检查(充气)		在正常范围	7.1.1.3
4	电子设备检查		无异常	7.2.1.2
5	二次电流检查		无异常	7.1.1.5
6	在线监测信息调阅(如有)	同上及告警时	无异常	5.3.2

7.2.1.1 外观检查

外观检查的内容和要 求如下:

- 基础无位移、沉降等异常，底座、支架无变形。
- 设备标识、接地标识、相序标识等齐全、清晰。
- 出线连接牢固，无移位、断股及过热变色。
- 法兰、屏蔽罩等金属件外观无异常，无明显锈蚀。
- 无异常声响及振动。
- 高压引线、接地线等连接正常。
- 复合绝缘外套无电蚀痕迹或破损。
- 无影响设备运行的异物。

7.2.1.2 电子设备检查

电子设备检查内容及要 求如下:

- 屏蔽壳体或机箱外观无异常，线缆连接状态无改变。
- 就地指示灯/屏(如有)显示正常，无告警指示。
- 激光供能模块(如有)的检查见5.9.13条a)款。
- 通过线上巡检方式调阅相关状态信息，如有异常或告警，按要 求进行处理。

7.2.2 例行试验项目及要 求

遵循5.2、5.4的要 求，项目及要 求见表14。其中，外绝缘部分见16.2。

表 14 电子式电流互感器例行试验项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	红外热像精确检测	a) 500kV: 6个月; b) 220kV 及以下: 1	温度无异常	5.9.6

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
		年		
2	一次绕组绝缘电阻测量	3年	a) 一次绕组对地: $\geq 3000\text{M}\Omega$ (注意值); b) 一次绕组间 (如有): $\geq 100\text{M}\Omega$ (注意值)	7.2.2.1
3	硅橡胶外套憎水性能检查	3年	憎水性级别: <HC5	16.2.4
4	光纤绝缘子直流泄漏电流测量	3年	初值差不大于 20%或符合设备技术要求	7.2.2.2
5	电子设备检测	3年	符合设备技术要求	7.2.2.3
6	气体试验 (充气)	3年	见表 75	第 19 章

7.2.2.1 一次绕组绝缘电阻测量

采用5000V绝缘电阻表测量一次绕组对地绝缘电阻; 如有两个一次绕组, 采用1000V绝缘电阻表测量两个一次绕组之间的绝缘电阻。其他应按照5.9.1及DL/T 474.1的要求执行。

7.2.2.2 光纤绝缘子直流泄漏电流测量

排查光纤绝缘子绝缘缺陷时适用。

采用可调压直流电源, 施加于光纤绝缘子的两端, 平稳升压, 直至电压达到40kV (低电压等级可降低测量电压), 持续5min, 记录此时的泄漏电流, 其间, 泄漏电流不应随时间呈现增加态势。测量前, 应屏蔽高压引线电晕电流及光纤绝缘子外护套绝缘表面漏电流。

7.2.2.3 电子设备检测

电子设备检测内容及要求如下:

- 基本状态检查: 启动正常, 指示灯/屏 (如有) 显示正常。
- 通信光纤检测: 见 5.9.12。
- 激光供能模块检测 (如有): 见 5.9.13。
- 告警信息检查: 调阅告警信息, 如有, 应逐一查明并消除告警原因。

7.2.3 诊断性试验项目及要求

遵循5.2、5.4的要求, 项目及要​​求见表15。其中, 外绝缘部分见16.3。

表 15 电子式电流互感器诊断性试验项目

序号	项目	基本要求	说明条款
1	交流耐压试验	a) 一次: 出厂耐压值的 80%, 过程无异常; b) 二次 (有源): 2kV, 过程无异常	7.1.3.1
2	局部放电试验	1. $2U_m/\sqrt{3}$ 下放电量: a) 气体绝缘: $\leq 20\text{pC}$ (注意值); b) 干式绝缘: $\leq 50\text{pC}$ (注意值)	7.1.3.2

3	电流比较核	符合设备技术要求	7.2.3.1
4	气体试验（充气）	见表 75	第 19 章
5	局部放电带电检测	不应检测到放电性缺陷	7.1.3.6
6	二次绕组绝缘电阻测量（有源）	$\geq 100\text{M}\Omega$ （注意值）；或同比及互比无明显偏低	7.2.3.2
7	绕组电阻测量	同比及互比无明显偏大，且符合设备技术要求	7.2.3.3

7.2.3.1 电流比较核

有下列情形之一适用：

- 二次电流检查发现异常。
- 对一次转换器进行了维修或更换。
- 出现了可能影响电流比的其他情形。

在5%~100%额定电流范围内选择任一幅值的标准工频电流，从一次侧注入，测量各二次侧输出，以此校核电流比。用于计费计量时，应同时校核相位差。其他应按照GB/T 22071.1的要求执行。

7.2.3.2 二次绕组绝缘电阻测量

需排查二次绕组缺陷时适用。

采用250V绝缘电阻表测量二次绕组之间及二次绕组对屏蔽壳的绝缘电阻。测量时，被测绕组短路，其他绕组与屏蔽壳连接。其他应按照5.9.1及DL/T 474.1的要求执行。

7.2.3.3 绕组电阻测量

需排查绕组缺陷时适用。

分别测量一次绕组和二次绕组（有源）电阻。其中，一次绕组电阻的测量见5.9.3；二次绕组电阻的测量见5.9.2，如有多个二次绕组，应逐一测量。

8 电压互感器

8.1 电磁式电压互感器

包括油浸式绝缘（以下简称油浸式）、气体绝缘（以下简称充气）及干式绝缘等类型。凡试验项目后附注绝缘类型的，仅该类型适用。

8.1.1 巡检项目及要求

遵循5.1的要求，项目及要求见表16。其中，外绝缘部分见16.1。

表 16 电磁式电压互感器巡检项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	外观检查	a) 220kV: 1个月; b) 110kV 及以下: 3个月	外观无异常	8.1.1.1
2	红外热像一般检测		温度无异常	5.9.6
3	油位检查（油浸式）		在正常范围	7.1.1.2

4	气体密度表检查（充气）		在正常范围	7.1.1.3
5	独立式合并单元检查		无异常	7.1.1.4
6	二次电压检查	3个月	二次电压无异常	8.1.1.2
7	在线监测信息调阅（如有）	同上及告警时	无异常	5.3.2

8.1.1.1 外观检查

外观检查的内容和要求如下：

- a) 基础无位移、沉降等异常，底座、支架无变形。
- b) 设备标识、接地标识、相序标识等齐全、清晰。
- c) 出线连接牢固，无移位、断股及过热变色。
- d) 法兰、屏蔽罩等金属件外观无异常，无明显锈蚀。
- e) 无渗漏油痕迹（油浸式）。
- f) 二次接线盒关闭紧密，线缆进出口密封良好。
- g) 无异常声响及振动。
- h) 高压引线、接地线等连接正常。
- i) 瓷套无裂纹；复合绝缘外套无电蚀痕迹或破损。
- j) 无影响设备运行的异物。

8.1.1.2 二次电压检查

通过线上巡检方式调阅二次电压，同一台电压互感器的冗余输出应保持一致，且测量值在合理范围。

8.1.2 例行试验项目及要求

遵循5.2、5.4的要求，项目及要求见表17。其中，外绝缘部分见16.2。

表 17 电磁式电压互感器例行试验项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	红外热像精确检测	1年	温度无异常	5.9.6
2	绕组绝缘电阻	3年	a) 一次： $\geq 3000\text{M}\Omega$ （注意值）； b) 二次： $\geq 100\text{M}\Omega$ （注意值） 或同比及互比无明显偏低	8.1.2.1
3	介质损耗因数测量（20℃） （油浸式）	3年	a) 主绝缘： 1) 110kV及以上： 串级式： ≤ 0.02 （注意值）； 非串级式： ≤ 0.005 （注意值）。 2) 66kV： < 0.02 （注意值）， < 0.025 （警示值）。 3) 35kV： < 0.03 （注意值）， < 0.035 （警示值）。 b) 支架绝缘： ≤ 0.05 （注意值）	8.1.2.2
4	独立式合并单元检测（如	3年	符合设备技术要求	8.1.2.3

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
	有)			
5	绝缘油试验(油浸式)	见表 70	见表 70	第 18 章
6	气体检测(充气)	3 年	见表 75	第 19 章

8.1.2.1 绕组绝缘电阻测量

一次绕组采用2500V绝缘电阻表进行测量(如可测),二次绕组采用1000V绝缘电阻表进行测量。测量时,被测绕组短路,其他绕组开路接地。其他应按照5.9.1及DL/T 474.1的要求执行。

8.1.2.2 介质损耗因数测量

可以采用常规法或末端屏蔽法。采用常规法时,一次短路后施加测量电压,全部二次绕组短路后连接在一起接入测量端进行测量;采用末端屏蔽法时,一次绕组首端施加测量电压,末端接入屏蔽,全部二次绕组末端连接在一起接入测量端进行测量。其他应按照5.9.4及DL/T 474.3的要求执行。

8.1.2.3 独立式合并单元检测

独立式合并单元检测内容及要求如下:

- 基本状态检查:启动正常,指示灯/屏(如有)显示正常。
- 通信光纤检测:见 5.9.12。
- 告警信息检查:调阅告警信息列表,如有,应逐一查明并消除告警原因。
- 电压比较核:见 8.1.3.4。

8.1.3 诊断性试验项目及要

遵循5.2、5.4的要求,项目及要

表 18 电磁式电压互感器诊断性试验项目

序号	项目	基本要求	说明条款
1	绕组直流电阻测量	a) 一次绕组直流电阻测量值,与换算到同一温度下的出厂值比较,相差不大于10%; b) 二次绕组直流电阻测量值,与换算到同一温度下的出厂值比较,相差不大于15%	8.1.3.1
2	交流耐压试验	a) 一次:出厂耐压值的80%,过程无异常; b) 二次:2kV,过程无异常	8.1.3.2
3	局部放电试验	1.2U _m /√3下放电量: 油浸式/充气:≤20pC(注意值); 干式绝缘:≤50pC(注意值)	8.1.3.3
4	绝缘油试验(油浸式)	见表 70	第 18 章
5	气体试验(充气)	见表 75	第 19 章
6	局部放电带电检测	符合设备技术要求	7.1.3.6
7	电压比较核	符合设备技术要求	8.1.3.4
8	空载电流和励磁特性测量	a) 在额定电压下,空载电流与出厂数值差	8.1.3.5

		别不大于 30%； b) 在最高测量点下，空载电流不大于最大允许电流	
--	--	---------------------------------------	--

8.1.3.1 绕组直流电阻测量

排查绕组缺陷时适用。

分别测量一次绕组和二次绕组的电阻，其他见5.9.2。

8.1.3.2 交流耐压试验

需要直接确认绝缘强度时适用。

采用感应耐压方式，耐压幅值为出厂试验值的80%，如受二次绕组额定热极限限制，则按实际能够达到的电压值执行，其他见5.9.11；二次绕组之间、二次绕组对地的试验电压为2kV，耐压时间为60s，可用2500V绝缘电阻表代替。

8.1.3.3 局部放电试验

排查放电性缺陷时适用。

如有条件，与交流耐压一并进行。其他应按照DL/T 417的要求执行。

8.1.3.4 电压比较核

排查铁芯磁路、绕组匝间绝缘是否存在异常时适用，有下列情形之一时开展：

- 二次电压检查发现异常。
- 对绕组进行了维修或更换，或进行了交流耐压或局部放电试验。
- 对独立式合并单元进行维修或更换。
- 出现了可能影响电压比的其他情形。

在50%~100%额定电压范围内选择任一幅值的标准工频电压，施加于一次侧，测量各二次侧输出，如有独立式合并单元，应以合并单元输出为最终的二次侧输出，以此校核电压比。用于计费计量时，应同时校核相位差。其他应按照GB/T 22071.1的要求执行。

8.1.3.5 空载电流和励磁特性检测

解体维修之后、交流耐压及局部放电试验后，或继电保护等有要求时适用。

试验电压应为50Hz正弦波，可施加于一次绕组或二次绕组，具体要求如下：

- 励磁曲线应至少包括 $0.2U_n/\sqrt{3}$ 、 $0.5U_n/\sqrt{3}$ 、 $0.8U_n/\sqrt{3}$ 、 $1.0U_n/\sqrt{3}$ 、 $1.2U_n/\sqrt{3}$ 测量点；
- 对于中性点有效接地系统中的电压互感器，最高测量点应不低于 $1.5U_m/\sqrt{3}$ ；
- 对于中性点非有效接地系统中的电压互感器，最高测量点应不低于 $1.9U_m/\sqrt{3}$ ；
- $1.0U_n/\sqrt{3}$ 及以上测点的测量时间不应超过 10s；
- 励磁特性的拐点电压应大于 $1.5U_m/\sqrt{3}$ （中性点有效接地系统）或 $1.9U_m/\sqrt{3}$ （中性点非有效接地系统）；
- 励磁特性应符合设备技术要求，各测点的空载电流与初值相比应无明显变化（10%）；如测量结果不满足上述要求，在排除缺陷之前不宜投运。

8.2 电容式电压互感器

包括油浸式绝缘（以下简称油浸式）和气体绝缘（以下简称充气）两类。凡试验项目后附注绝缘类型的，仅该类型适用。

8.2.1 巡检项目及要

遵循5.1的要求，项目及要要求见表19。其中，外绝缘部分见16.1。

表 19 电容式电压互感器巡检项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	外观检查	a) 500kV: 2周; b) 220kV: 1个月; c) 110kV 及以下: 3个月	外观无异常	8.1.1.1
2	红外热像一般检测		温度无异常	5.9.6
3	油位检查(油浸式)		在正常范围	7.1.1.2
4	气体密度表检查(充气)		在正常范围	7.1.1.3
5	独立式合并单元检查(如有)		无异常	7.1.1.4
6	二次电压检查	3个月	无异常	8.1.1.2
7	在线监测信息调阅(如有)	同上及告警时	无异常	5.3.2

8.2.2 例行试验项目及要

遵循5.2、5.4的要求，项目及要要求见表20。其中，外绝缘部分见16.2。

表 20 电容式电压互感器例行试验项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	红外热像精确检测	a) 500kV: 6个月; b) 220kV 及以下: 1年	温度无异常	5.9.6
2	分压电容器试验(20℃)(可测时)	3年	a) 电容量 初值差 ≤2%(警示值),电容量与额定电容值的偏差不得超过-5%~10%的范围。 b) 介损: 油纸绝缘: ≤0.005(注意值); 膜纸复合: ≤0.0025(注意值)。 c) 极间绝缘: ≥5000MΩ(注意值)	8.2.2.1
3	二次绕组绝缘电阻	3年	≥100MΩ(注意值)或同比及互比无明显偏低	8.2.2.2
4	δ端子对地绝缘电阻测量	3年	≥1000MΩ(注意值)	8.2.2.2
5	独立式合并单元检测(如有)	3年	符合设备技术要求	8.1.2.3
6	气体试验(充气)	3年	见表75	第19章
7	极间绝缘电阻测量	3年	≥5000MΩ	8.2.2.3

8.2.2.1 分压电容器试验

采用5000V绝缘电阻表测量分压电容器极间绝缘电阻；采用介质损耗测试仪测量分压电容器的容量及介损。多节除例行试验外，当二次电压异常时，也应进行本项试验。

串联时应分节测量。其他应按照5.9.4及DL/T 474.3的要求执行。

8.2.2.2 δ端子对地及二次绕组绝缘电阻测量

采用1000V绝缘电阻表进行测量。其中，二次绕组绝缘电阻包括二次绕组之间和二次绕组对地绝缘电阻。若因产品结构原因不便测量可不测量。其他应按照5.9.1及DL/T 474.3的要求执行。

8.2.2.3 极间绝缘电阻测量

采用5000V绝缘电阻表进行测量。其他应按照5.9.1及DL/T 474.3的要求执行。

8.2.3 诊断性试验项目及要求

遵循5.2、5.4的要求，项目及要求见表21。其中，外绝缘部分见16.3。

表 21 电容式电压互感器诊断性试验项目

序号	项目	基本要求	说明条款
1	交流耐压及局部放电试验	a) 出厂耐压值的80%，过程无异常； b) $1.2U_m/\sqrt{3}$ 下放电量不大于10pC（注意值）	8.2.3.1
2	电磁单元感应耐压试验	出厂耐压值的80%，过程无异常	8.2.3.2
3	阻尼装置检查	符合设备技术要求	8.2.3.3
4	电压比较核	符合设备技术要求	8.2.3.4
5	绝缘油试验（油浸式）	见表70	第18章
6	气体试验（充气）	见表75	第19章
7	局部放电带电检测	不应检测到放电性缺陷	7.1.3.6
8	二次绕组电阻测量	与初值相比无明显变化，且符合设备技术要求	8.2.3.5

8.2.3.1 交流耐压及局部放电试验

需直接确认主绝缘强度时适用。

可采用谐振耐压方式，试验前δ端子接地（如有）。试验电压为出厂试验值的80%，耐压时间为60s，其他要求应按照5.9.11及GB/T 20840.5的要求执行。如有条件，宜一并检测局部放电。

8.2.3.2 电磁单元感应耐压试验

需直接确认电磁单元绝缘强度时适用。

试验前先将电磁单元与电容分压器拆开，若因产品结构原因在现场无法拆开，可不进行本项试验。试验电压为出厂试验值的80%，耐压时间为60s，如有跨接载波附件的保护间隙应短接。其他应按照5.9.11及GB/T 20840.5的要求执行。

8.2.3.3 阻尼装置检查

二次电压异常，或受家族缺陷警示，或电磁单元进行了解体维修后适用。

检测阻尼装置各元件（电感、电容及电阻）的参数值，同比及互比应无明显变化。必要时，测量阻尼回路电流，应符合设备技术要求。

8.2.3.4 电压比较核

有下列情形之一适用：

- a) 二次电压检查发现异常。
- b) 对分压电容器或电磁单元进行了维修或更换，或进行了交流耐压或局部放电试验。
- c) 对独立式合并单元进行维修或更换。
- d) 出现了可能影响电压比的其他情形。

在50%~100%额定电压范围内选择任一幅值的标准工频电压，施加于一次侧，测量各二次侧输出，如有独立式合并单元，应以合并单元输出为最终的二次侧输出，以此校核电压比。用于计费计量时，应同时校核相位差。其他应按照GB/T 22071.1的要求执行。

8.2.3.5 二次绕组电阻测量

二次电压异常，或受家族缺陷警示，需排查二次绕组缺陷时适用。

采用电桥或直流电阻测试仪进行测量，测量电流不宜超过1A。若因产品结构原因不便测量可不测量。其他见5.9.2。

8.3 电子式电压互感器

8.3.1 巡检项目及要

遵循5.1的要求，项目及要要求见表22。其中，外绝缘部分见16.1。

表 22 电子式电压互感器巡检项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	外观检查	a) 500kV: 2周; b) 220kV: 1个月; c) 110kV及以下: 3个月	外观无异常	8.1.1.1
2	红外热像一般检测		温度无异常	5.9.6
3	气体密度表检查（充气）		在正常范围	7.1.1.3
4	电子设备检查		无异常	7.2.1.2
5	二次电压检查		无异常	8.1.1.2
6	在线监测信息调阅（如有）	同上及告警时	无异常	5.3.2

8.3.2 例行试验项目及要

遵循5.2、5.4的要求，项目及要要求见表23。其中，外绝缘部分见16.2。

表 23 电子式电压互感器例行试验项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	红外热像精确检测	a) 500kV: 6个月; b) 220kV及以下: 1年	温度无异常	5.9.6
2	一次绕组回路直流电阻	3年	与出厂或初始值数据相比无明显差别	—

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
3	分压电容器试验（电容分压，或阻容分压可测时）	3年	a) 电容量 初值差 $\leq 2\%$ （警示值）。 b) 介损（20℃，注意值）： 油纸绝缘： ≤ 0.005 （注意值）； 膜纸复合： ≤ 0.0025 （注意值）。 c) 极间绝缘： $\geq 5000M\Omega$ （注意值）	8.3.2.1
4	电子设备检测（如有）	3年	符合设备技术要求	7.2.2.3
5	气体试验（充气）	3年	见表 75	第 19 章

8.3.2.1 分压电容器试验

采用5000V绝缘电阻表测量分压电容器极间绝缘电阻。采用介质损耗测试仪测量分压电容器的电容量及介损。多节串联时应分节测量。其他应按照5.9.4及DL/T 474.3的要求执行。

8.3.3 诊断性试验项目及要

遵循5.2、5.4的要求，项目及要

表 24 电子式电压互感器诊断性试验项目

序号	项目	基本要求	说明条款
1	交流耐压及局部放电试验	a) 出厂耐压值的80%，过程无异常； b) $1.2U_m/\sqrt{3}$ 下放电量： $\leq 10pC$ （注意值）	8.2.3.1
2	电压比较核	符合设备技术要求	8.3.3.1
3	气体试验（充气）	见表 75	第 19 章
4	局部放电带电检测	不应检测到放电性缺陷	7.1.3.6

8.3.3.1 电压比较核

有下列情形之一适用：

- 二次电压检查发现异常。
- 对分压器进行了维修或更换，或进行了交流耐压或局部放电试验。
- 对一次转换器进行维修或更换。
- 出现了可能影响电压比的其他情形。

在50%~100%额定电压范围内选择任一幅值的标准工频电压，施加于一次侧，测量各二次侧输出，校核电压比。用于计费计量时，应同时校核相位差。其他应按照GB/T 22071.1的要求执行。

9 高压套管

包括油纸绝缘（以下简称油纸）、气体绝缘（以下简称充气）、油纸与气体混合绝缘（以下简称油气）、树脂浸纸绝缘（以下简称干式）及聚四氟乙烯缠绕绝缘等类型。凡项目后附注类型的，仅该类型适用；附注“电容型”，仅电容型绝缘结构适用。

9.1 巡检项目及要

遵循5.1的要求，项目及要

表 25 高压套管巡检项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	外观检查	a) 500kV: 2周; b) 220kV: 1个月; c) 110kV 及以下: 3个月	外观无异常	9.1.1
2	红外热像一般检测		温度无异常	5.9.6
3	油位检查(油纸)		在正常范围	7.1.1.2
4	气体密度表检查(充气)		在正常范围	7.1.1.3
5	在线监测信息调阅(如有)	同上及告警时	无异常	5.3.2

9.1.1 外观检查

外观检查的内容和要

- a) 设备标识、相序标识等齐全、清晰。
- b) 出线连接牢固，无移位、断股及过热变色。
- c) 末屏及接地线连接正常(如可观测)。
- d) 法兰、箱体等金属件无明显锈蚀。
- e) 无渗漏油或渗漏痕迹(油纸型); 无填充物溢出(环氧树脂浸纸、充胶型等)。
- f) 无异常声响。

9.2 例行试验项目及要

遵循5.2、5.4的要求，项目及要

表 26 高压套管例行试验项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款								
1	红外热像精确检测	a) 500kV: 6个月; b) 220kV 及以下: 1年	温度无异常	5.9.6								
2	绝缘电阻测量	3年	a) 主绝缘: $\geq 10000\text{M}\Omega$ (注意值); b) 末屏对地: $\geq 1000\text{M}\Omega$ (注意值)	9.2.1								
3	电容型套管电容量和介电损耗因数测量(20℃)	3年	a) 电容量 初值差 : 1) 220kV 及以上: $\leq 3\%$ (警示值); 2) 110kV 及以下: $\leq 5\%$ (警示值)。 b) 介损(20℃, 注意值): 1) 聚四氟乙烯缠绕绝缘: ≤ 0.005 2) 其他绝缘介损如下: <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <thead> <tr> <th>电压等级</th> <th>$\tan \delta$</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>110kV 及以下</td> <td>≤ 0.008</td> </tr> <tr> <td>220kV</td> <td>≤ 0.007</td> </tr> <tr> <td>500kV</td> <td>≤ 0.006</td> </tr> </tbody> </table>	电压等级	$\tan \delta$	110kV 及以下	≤ 0.008	220kV	≤ 0.007	500kV	≤ 0.006	9.2.2
电压等级	$\tan \delta$											
110kV 及以下	≤ 0.008											
220kV	≤ 0.007											
500kV	≤ 0.006											

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
4	气体试验（充气/油气）	3年	见表75	第19章
5	相对介损检测 （具备条件且为电容型适用）	a) 500kV: 1年; b) 220kV: 2年	a) 相对介损 ≤ 0.003（注意值）; b) 电容 初值差 ≤ 3%（注意值）	9.2.3

9.2.1 绝缘电阻测量

主绝缘采用5000V绝缘电阻表进行测量，末屏对地绝缘电阻（如可测）采用1000V绝缘电阻表进行测量。其他应按照5.9.1及DL/T 474.1的要求执行。

9.2.2 电容型套管电容量和介质损耗因数测量

采用介质损耗测试仪进行测量。对于变压器套管，测量时，被测套管所属绕组短路加压，其他绕组短路接地。若不便断开高压出线且测量仪器负载能力不足，则试验电压可加在套管末屏的试验端子（如有），套管高压出线接入测量系统，此时，试验电压应在末屏许可值以下（通常为2000V）。环氧树脂浸纸套管介损受温度影响较大，宜尽可能在接近20℃的环境下进行测量，分析时应考虑温度的影响。其他应按照5.9.4及DL/T 474.3的要求执行。

9.2.3 相对介损检测

宜选择同母线下同相的电容型设备为参考设备，优先选择同型设备，之后保持不变。测量时，连续采集多组数据，以均值作为测量值。其中，电容|初值差| $\approx |(k-k_0)|/k_0 \times 100\%$ ，式中， k_0 及 k 分别表示被测设备及参考设备电容电流基波首次测量值的比值及当前测量值的比值。测量及分析时注意空气湿度的影响。

9.3 诊断性试验项目及要

遵循5.2、5.4的要求，项目及要

表 27 高压套管诊断性试验项目

序号	项目	基本要求	说明条款
1	绝缘油试验（油纸/油气）	见表71	第18章
2	末屏介损检测（如可测）	≤ 0.015（注意值）	7.1.3.7
3	交流耐压和局部放电试验	a) 交流耐压：出厂试验值的80%，时间60s； b) $1.05U_m/\sqrt{3}$ 下放电：≤ 10pC（注意值）	9.3.1
4	气体试验（充气/油气）	见表75	第19章
5	穿墙套管局部放电带电检测	不应检测到放电性缺陷	9.3.2
6	频域介电谱检测（电容型）	a) 与原始指纹比无明显向上偏移，介损最小值无明显增大； b) 含水量符合设备技术要求	9.3.3
7	高电压介损检测（电容型）	a) 随电压增量在±0.0015内（注意值）； b) 在额定电压下介损不超过注意值（表26）	9.3.4

9.3.1 交流耐压及局部放电试验

直接确认绝缘强度、排查放电性缺陷时适用。

变压器或电抗器套管需拆下并安装在专门的油箱中进行。如同时进行局部放电检测，耐压完成后，将试验电压迅速降至 $1.05U_m/\sqrt{3}$ ，记录该电压下的放电量。其他应按照5.9.11及DL/T 417的要求执行。

9.3.2 穿墙套管局部放电带电检测

排查放电性缺陷时适用。

采用高频脉冲电流法或其他适宜方法进行检测。怀疑有放电性缺陷且适宜带电取样时，宜结合SF₆气体分解物检测（充气及油气），或油中溶解气体（油纸或油气）一并进行分析。如两种检测方法持续提示存在放电性缺陷，应密切跟踪分析，必要时安排停电检修。

9.3.3 频域介电谱检测

排查电容型套管绝缘受潮或老化缺陷时适用。

采用频域介电谱检测仪进行检测。检测仪输出电压施加于套管出线，末屏接地线接入电流测量端，保护线用于屏蔽测量回路的套管表面泄漏电流。其他见5.9.5。

9.3.4 高电压介损测量

排查主绝缘缺陷时适用。

采用电桥法或其他适宜方法进行测量。测试电压应尽可能接近理想正弦波，频率为50Hz，幅值从10kV逐渐升至额定电压，对于未拆卸的变压器或电抗器套管，最大测试电压以中性点套管绝缘水平为限。升压其间，测量主绝缘介损，获取介损随电压的变化曲线。如果测试电压为其他频率，后续测量也应在该频率下进行，以便比较。其他应按照DL/T 1154的要求执行。

10 开关设备

10.1 SF₆断路器

10.1.1 巡检项目及要

遵循5.1的要求，项目及要要求见表28。其中，外绝缘部分见16.1。

表 28 SF₆断路器巡检项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	外观检查	a) 500kV: 2周; b) 220kV: 1个月; c) 110kV 及以下: 3个月	无异常	10.1.1.1
2	气体密度表检查		密度符合设备技术文件要求	10.1.1.2
3	操动机构检查		无异常	10.1.1.3
4	智能控制柜/汇控柜检查		无异常	10.1.1.4
5	红外热像一般检测		温度无异常	10.1.1.5
6	运行监控信息调阅	同上及告警时	a) 记录开断故障电流情况; b) 在线监测信息 (如有)	10.1.1.6

			无异常	
--	--	--	-----	--

10.1.1.1 外观检查

本体外观检查内容及要求如下：

- a) 基础无位移、沉降等异常。
- b) 设备标识、接地标识、相序标识等齐全、清晰。
- c) 出线无位移、散股、断股，线夹无裂纹、滑移。
- d) 支架、横梁无明显锈蚀，螺栓无松脱。
- a) 并联电容器（如有）无渗漏。
- b) 罐式断路器加热带（如有）电源正常，如符合启动条件，应处于正常工作状态。
- c) 无异常声响及振动。

10.1.1.2 气体密度表检查

气体密度表检查内容及要求如下：

- a) 外观无异常，指示清晰，示值在正常范围。如为相对压力表，应记录大气压力，分析时考虑大气压力对示值的影响。
- b) 现场示值与远方一致（如远传）。

10.1.1.3 操动机构检查

10.1.1.3.1 液压机构检查

液压机构检查内容及要求如下：

- a) 机构外观无异常。
- b) 读取高压油压表指示值，应在正常范围。
- c) 液压系统各管路接头及阀门无渗漏现象，各阀门位置、状态正确。
- d) 通过油箱上的油标观察油箱内的油位，应在最高与最低油位标识线之间。
- e) 记录油泵电机打压次数（如适用），应在正常范围。
- f) 机构储能指示处于“储满能”状态。
- g) 分合位置指示器到位，且和断路器实际位置一致。
- h) 记录操作次数。

10.1.1.3.2 弹簧机构检查

弹簧机构检查内容及要求如下：

- a) 机构外观无异常。
- b) 机构传动部件无锈蚀、裂纹，机构内轴、销无断裂、变形，锁紧垫片无松动。
- c) 缓冲器无漏油痕迹，固定轴正常。
- d) 分、合闸弹簧无裂纹、断裂、锈蚀等异常。
- e) 机构储能指示处于“储满能”状态（合闸状态）。
- f) 分合位置指示器到位，且和断路器实际位置一致。
- g) 记录操作次数。

10.1.1.3.3 气动机构检查

气动机构检查内容及要求如下：

- a) 机构外观无异常。
- b) 气压表压力值在正常范围。
- c) 空压系统各管路接头及阀门外观良好，各阀门位置、状态正确。
- d) 储气罐排水至无水雾喷出为止。如排水过程中出现气压下降导致气泵启动，应停止排水，待气泵停止后再继续。如为自动排水（污），应在打压完成后自动启动。
- e) 记录气泵电机打压次数（如适用），应在正常范围内。
- f) 分合位置指示器到位，且和断路器实际位置一致。
- g) 记录操作次数。

10.1.1.3.4 操作检查

如长期未操作，宜在有操作机会时进行操作检查。

10.1.1.4 智能控制柜/汇控柜检查

智能控制柜/汇控柜检查内容及要求如下：

- a) 柜体基础稳固，外观无异常，柜门锁闭正常。
- b) 柜体无明显锈蚀；如有漆层，应无龟裂及剥落。
- c) 柜门打开正常，密封良好，柜内无凝露、积水。
- d) 柜内照明完好；线缆进出口封堵状态良好；如有通风口，滤网完好，无堵塞。
- e) 分、合闸指示与实际位置相符。
- f) 带电显示装置与线路实际带电情况相符。
- g) 加热除湿装置（如有）外观无异常，如符合启动条件，应处于正常工作状态。
- h) 空调设备（如有）外观无异常，如符合启动条件，应处于正常工作状态。
- i) 辅助回路及控制回路二次线缆连接、布线无异常。
- j) 柜内各 IED 通信正常，就地指示灯/屏（如有）显示正常，无告警信息。

10.1.1.5 红外热像检测

定量检测设备或部件表面热场及热点温度时适用，应用时应遵循以下要求：

- a) 采用红外热像仪进行检测，要求红外热像仪的热灵敏度达到或优于 0.04K（30℃时）、准确度达到或优于±2℃（或 2%读数），分辨率不低于 320×240 像素。
- b) 户外精确检测宜在阴天或日落之后进行，风速宜小于 1.5m/s。不论户内或户外，检测时应避开其他热辐射源的干扰。
- c) 对于电流致热或综合致热型热点，宜在负荷水平较高时进行，分析时应考虑检测前一段时间内负荷电流的影响；对电压致热型热点，分析时应注意电压波动的影响。
- d) 设备正常且工况相近时，设备表面的温度分布特征应无改变，各部件及电气连接处的热点温度同比及互比应无明显偏大，且最热点温度低于安全限值。否则，应跟踪分析，达到危急状态时应及时处理。
- e) 详细检测及评定方法，按照 DL/T 664 的要求执行。

10.1.1.6 运行监控信息调阅

通过线上巡检等方式调阅下列运行监控信息（如有）：

- a) 开断故障电流的幅值、持续时间及日期。
- b) 分、合操作及日期。

c) 在线监测信息。

10.1.2 例行试验项目及要求

遵循5.2、5.4的要求，项目及要求见表29。其中，外绝缘部分见16.2。

表 29 SF₆断路器例行试验项目

序号	项目	基准周期	要求	说明条款
1	红外热像精确检测	a) 500kV: 6个月; b) 220kV及以下: 12个月	温度无异常	10.1.1.5
2	局部放电带电检测(罐式)	a) 500kV: 1年; b) 220kV: 2年; c) 其他: 自定	不应检测到放电性缺陷	10.1.2.1
3	主回路电阻测量	3年	a) 初值差不大于20%(注意值)或符合制造厂要求; b) 同比及互比无明显偏大	10.1.2.2
4	时间特性检测		警示值[单断口仅进行a)和b)]: a) 相间合闸不同期: ≤5ms; b) 相间分闸不同期: ≤3ms; c) 同相各断口合闸不同期: ≤3ms; d) 同相各断口分闸不同期: ≤2ms; e) 合、分、合-分、分-合-分时间符合设备技术要求,且同比无明显改变	10.1.2.3
5	断口间并联电容器容量和介质损耗因数		a) 电容量 初值差 ≤3%(警示值)。 b) 介损: 油浸纸: ≤0.005(注意值); 膜纸复合: ≤0.0025(注意值); 陶瓷电容: 同比及互比无异常	10.1.2.4
6	合闸电阻及预接入时间测量(如有)		a) 电阻值 初值差 ≤5%(注意值); b) 预接入时间符合设备技术要求	10.1.2.5
7	例行检查		无异常	10.1.2.6和 10.1.2.8
8	例行测试		无异常	10.1.2.7和 10.1.2.8
9	智能终端检测(如有)		符合设备技术要求	10.1.2.9
10	气体试验(含密度继电器校验)		见气体检测章节	见第19章

10.1.2.1 局部放电带电检测

排查罐式断路器放电性缺陷时适用。

采用特高频法、超声波法或其他适宜方法。其中，特高频法按照DL/T 1630的要求执行，超声波法按照DL/T 1250的要求执行。实践中，可多种方法联合应用。如某一种方法检测到了放电性缺陷，宜用另一种方法予以核实。如两种及以上检测方法持续显示有放电性缺陷，应适时安排停电检修。

10.1.2.2 主回路电阻测量

在合闸状态下测量进、出线之间的回路电阻。如长期未操作，可操作几次再进行测量。其他应按照5.9.3相关内容及DL/T 593的要求执行。

10.1.2.3 时间特性检测

宜采用开关特性测试仪在额定电源电压下进行测试。要求合、分闸指示正确；辅助开关动作正确；合、分闸时间，合、分闸不同期，合一分及分一合一分时间均满足警示值要求或符合设备技术要求，且同比无明显改变（增加详细时间）。检测结果异常时，应结合分、合闸线圈电流波形及行程特性曲线作进一步分析。

10.1.2.4 断口间并联电容器电容量和介质损耗因数

对于瓷柱式断路器，与断口一起检测；对于罐式断路器，如具备单独检测条件，宜单独检测，否则，在分闸状态下与断口一起检测，如对测量结果存疑，可将电容器拆解下来独立进行检测。其他应按照5.9.4相关内容及DL/T 474.3的要求执行。

10.1.2.5 合闸电阻及预接入时间测量（如有）

采用数字电桥或其他适宜方法对电阻值进行测量，同比分析时宜修正到相同温度。预接入时间按制造厂提供的方法进行测量。若不解体无法测量，则只在解体维修时进行。

10.1.2.6 例行检查项目

例行检查项目及如下：

- a) 金属件无锈迹，如有应进行防腐处理。
- b) 操动机构无渗漏等异常，如有应修复；按力矩要求检查并紧固各螺栓。
- c) 轴、销、锁扣及机械传动部件无变形、松脱等异常，如有应修复。
- d) 操动机构内、外无积污，积污严重时宜进行清洁。
- e) 按设备技术要求对操动机构轴承等活动部件进行润滑。
- f) 检查缓冲器，应符合设备技术要求。
- g) 检查防跳跃装置，应符合设备技术要求。
- h) 检查联锁和闭锁装置，应符合安全联锁和闭锁要求。

10.1.2.7 例行测试项目

例行测试项目及如下：

- a) 采用 500V 绝缘电阻表测量分、合闸线圈对地绝缘电阻，应大于 10M Ω 。
- b) 采用数字电桥或其他适用方法测量分、合闸线圈电阻，初值差不应超过 $\pm 2\%$ 。
- c) 检查储能电动机，应能在 85%~110%的额定电压下正常工作。如有条件，宜检测储能电动机工作电流及储能时间，同比应无明显差异或符合设备技术要求。

- d) 辅助回路和控制回路线缆完好，电缆绝缘电阻不小于 $2M\Omega$ ，其他见通用试验项目概述相关内容。
- e) 在 $85\% \sim 110\%$ 额定电源电压范围，合闸脱扣器应可靠动作；在 $65\% \sim 110\%$ 额定电源电压范围（直流）或 $85\% \sim 110\%$ 额定电源电压范围（交流），分闸脱扣器应可靠动作；低于 30% 额定电源电压时，脱扣器不应脱扣。

10.1.2.8 液（气）压操动机构例行检查或试验项目

对于液（气）压操动机构，还应进行下列检查或试验：

- a) 检查机构操作压力（气压、液压）的整定值，并对机械安全阀进行校验。
- b) 检测分、合闸及重合闸操作时的压力下降值，应符合设备技术要求。
- c) 在分、合闸位置分别进行操动机构的泄漏试验，应符合设备技术要求。
- d) 进行防失压慢分试验和非全相合闸试验，应符合设备技术要求。

10.1.2.9 智能终端检测

测试内容及要求如下：

- a) 逐一检查全部开入、开出，应无异常。
- b) 就地与远方各进行一次分、合操作，要求动作正确、状态指示正确，通信正常。
- c) 按通用试验项目概述对通信光纤进行检测。
- d) 通过线上巡检方式调阅告警信息，如有，应查明并消除告警原因。重新投运前，所有异常应予以排除。

10.1.3 诊断性试验项目及要

遵循5.2、5.4的要求，项目及要

表 30 SF₆断路器诊断性试验项目

序号	项目	要求	说明条款
1	交流耐压试验	出厂耐压值的 80%，过程无异常	10.1.3.1
2	机械行程特性及动态回路电阻测试	a) 机械行程特性与原始指纹相比无明显改变； b) 动态回路电阻与原始指纹比变化在允许范围内	10.1.3.2
3	操动机构状态带电检测（如配置）	各状态量同比及互比无明显差异	10.1.3.3
4	气体试验	符合技术要求	见第 19 章

10.1.3.1 交流耐压试验

解体维修之后，或受家族性缺陷警示，需要直接确认主绝缘强度时适用。

耐压试验包括相对地（合闸状态）和断口间（罐式、瓷柱式定开距断路器，分闸状态）两种方式。其他应按照5.9.11相关内容及DL/T 593的要求执行。

10.1.3.2 机械行程特性及动态回路电阻测试

受家族缺陷警示，或开断过短路电流后适用。

采用电压、电流、位移等传感器及波形记录仪搭建测试系统，或采用专用测试设备，记录整个分、合过程的触头行程及主回路电阻。测试电流宜大于100A，采样速率不小于10kSa/s。若因故无法在正常分、合操作下进行动态回路电阻测试，可通过慢分工装进行不同行程下的静态接触电阻测量来代替，具体测量方法可咨询制造厂。

10.1.3.3 操动机构状态带电检测

需要确认操动机构状态时适用（具备条件时）。

有分、合闸操作机会时，全程记录分、合线圈电压及电流波形和/或触头行程特性曲线，以及分合闸时间及储能时间，同比及互比应无明显差异，否则应跟踪分析，差异特别明显时，应查明原因，如属缺陷应适时安排检修。

10.2 气体绝缘金属封闭开关设备（GIS/HGIS）

10.2.1 巡检项目及要求的

遵循5.1的要求，项目及要求的见表31。其中，外绝缘部分见16.1。

表 31 GIS/HGIS 巡检项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	外观检查	a) 500kV: 2周; b) 220kV: 1个月; c) 110kV 及以下: 3个月	外观无异常	10.2.1.1
2	气体密度表检查		示值在正常范围	10.1.1.2
3	断路器操动机构检查		分合位置、储能状态等正常	10.1.1.3
4	智能控制柜/汇控柜检查		无异常	10.1.1.4
5	红外热像一般检测		温度无异常	10.1.1.5
6	电流互感器二次电流检查	a) 无源: 同上;	无异常	7.1.1.5
7	电压互感器二次电压检查	b) 其他: 6个月	无异常	8.1.1.2
8	运行监控信息调阅	同上及告警时	a) 记录断路器开断故障电流情况; b) 在线监测信息(如有)无异常	10.1.1.6

10.2.1.1 外观检查的内容和要求如下:

- a) 基础无位移、沉降等异常。
- b) 设备标识、接地标识、相序标识等齐全、清晰。
- c) 出线及连接件、接地线连接正常，无移位、断股及烧蚀。
- d) 金属外壳无锈蚀，伸缩节的伸缩量（同时记录环境温度）符合设备技术要求。
- e) 压力释放装置无破损变形。
- f) 无异常声响和振动。

10.2.2 例行试验项目及要求的

遵循5.2、5.4的要求，项目及要求见表32。其中，外绝缘部分见16.2。

表 32 GIS/HGIS 例行试验项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	红外热像精确检测	a) 500kV: 6个月; b) 220kV 及以下: 12个月	a) 等电位连接片温度无异常; b) 同类间隔互比热点温度无异常	10.2.2.1
2	主回路电阻测量	3年	符合制造厂规定值: 初值差 $\leq 20\%$ 或符合制造厂要求; 同比及互比无明显偏大	10.2.2.2
3	各部件例行停电试验	见各部件例行试验基准周期要求	见各部件例行试验要求	10.2.2.3
4	局部放电带电检测	a) 500kV: 6个月; b) 220kV 及以下: 1年	不应检测到放电性缺陷	10.2.2.4
5	气体试验 (含密度继电器校验)	3年	见第19章	见第19章

10.2.2.1 红外热像精确检测

隔室壳体热点温度及等电位连接片温度无异常；同类隔室的热点温度及壳体不同部位的温差互比无明显差异。分析时注意负荷电流及日照的影响。其他见SF₆断路器章节内容。

10.2.2.2 主回路电阻测量

在合闸状态下进行测量。如接地开关导电杆与外壳绝缘，可临时解开接地连接，利用回路上两组接地开关的导电杆直接测量主回路电阻；如接地开关导电杆与外壳不能分开，可分别测量导体和外壳的并联电阻R₀和外壳电阻R₁，然后通过公式 $R=R_0R_1/(R_1-R_0)$ 计算主回路电阻。若GIS母线较长、间隔较多，宜分段测量。其他应按照通用试验项目概述及DL/T 593的要求执行。如测量结果不符合要求，应缩短测量回路以便定位并修复。

10.2.2.3 各部件例行停电试验

具体包括如下，对其中不便开展例行停电试验的部件，可按各设备技术文件规定或状态评价结果确定。

- 电流互感器、电压互感器、金属氧化物避雷器例行停电试验。
- 断路器、隔离开关及接地开关等例行停电试验。
- 快速接地开关分、合闸时间测量。
- 断路器、隔离开关及接地开关之间联锁功能检查。

各部件试验项目及要求见本文件相关设备部分，如试验中出现异常或有不符合要求的项目，应查明并消除原因。

10.2.2.4 局部放电带电检测

可采用特高频法、超声波法或气体分解物法等进行测量。采用特高频法时，外置传感器应放置在盆式绝缘子外沿处，如有金属屏蔽且无预置的特高频信号引出时，可在浇注开口处进行检测，其他应按照DL/T 1630的要求执行；采用超声波法时，传感器通过耦合剂吸附在壳体上，有条件时宜多点布

置，其他应按照DL/T 1250的要求执行；采用气体分解物法时应注意吸附剂的影响。实践中，各种方法可单独或联合应用。如仅用一种检测方法检测到了放电性缺陷，宜用另一种检测方法予以核实；如两种及以上检测方法持续检测到了放电性缺陷，应尽快安排检修。

10.2.3 诊断性试验项目及要求

遵循5.2、5.4的要求，项目及要求见表33。其中，外绝缘部分见16.3。

表 33 GIS/HGIS 诊断性试验项目

序号	项目	要求	说明条款
1	主回路交流耐压试验	出厂耐压值 80%，过程无异常	10.2.3.1
2	断路器操动机构状态带电检测	各状态量同比及互比无明显差异	10.1.3.3
3	GIS 外壳振动检测	同比及互比无明显异常	10.2.3.2
4	GIS 外壳超声探伤	焊缝和焊道无明显瑕疵	10.2.3.3
5	X 射线照相检查	a) 隔离及接地开关分、合闸完全到位； b) 外壳焊缝与焊道无明显瑕疵； c) 无紧固件松动等结构性异常	10.2.3.4
6	局部放电试验	不应检测到放电性缺陷（ $1.2U_n/\sqrt{3}$ 下测量）	10.2.3.5
7	主回路雷电冲击耐压试验	出厂耐压值的 80%，过程无异常	10.2.3.6
8	各部件诊断性试验	见各部件	见各部件章节

10.2.3.1 主回路交流耐压试验

需要直接确认绝缘强度时适用。

试验电压为出厂试验值的80%，时间为60s，试验方法应按照DL/T 555的要求执行。试验前，应将金属氧化物避雷器与主回路断开，电压互感器是否断开咨询制造厂意见。耐压结束后，恢复试验前断开的连接，并施加最高运行电压持续5min进行老炼试验。

耐压试验前宜安装击穿定位装置。如发生击穿，不论是否为自恢复放电，均应打开发生击穿的隔室进行检查，确认放电部位。有绝缘损伤或有闪络痕迹的绝缘部件应予以更换。

10.2.3.2 外壳振动检测

壳体存在异常振动时适用。

采用振动测量仪进行测量。检测时，将振动传感器通过耦合剂固定在待检隔室的外壳上，必要时适当移动，以寻找振动最严重的点位，记录其振幅及频谱等。如振动具有间歇性，应选择在严重时段进行。如检测结果明显高于其他同类隔室，应找出原因。

10.2.3.3 外壳超声探伤

排查外壳及焊接缺陷时适用。

采用超声探伤仪进行探测，超声探伤仪应符合JB/T 10061的规定。耦合剂应具有良好的透声性和浸润性，可选用甘油、浓机油或糨糊等。探测方法应按照NB/T 47013.3的要求执行。如探测到缺陷，应根据缺陷部位及性质给出修复建议。

10.2.3.4 X 射线照相检查

需要确认外壳焊接状态及内部部件形态时适用。

采用X射线成像系统进行检查，检查前应根据被检设备大小、内部结构、外壳材料及厚度等确定合适的发射功率，并按照使用说明做好辐射防护。检查内容可包括：

- a) 隔离开关及接地开关分、合闸是否到位。
- b) 外壳焊缝与焊道是否存在明显瑕疵。
- c) 有无结构件变形、紧固螺栓松动、屏蔽罩及吸附剂罩移位等结构性缺陷。

具体检查内容根据需要确定。其他应按照DL/T 1785的要求执行。如检查中发现缺陷，应根据缺陷部位及性质给出修复建议。

10.2.3.5 局部放电试验

排查放电性缺陷时适用。

宜与主回路交流耐压试验一并进行。其中，局部放电检测仪应具有基频设置功能，测量时应根据实际谐振频率进行基频设定，其他应按照DL/T 417的要求执行。如检测到放电性缺陷，可采用特高频法、超声法和/或气体分解物法进行联合定位，必要时解体检查放电原因并修复。

10.2.3.6 主回路雷电冲击耐压试验

有条件且需直接确认绝缘强度时适用。

优先采用非振荡波形，如条件达不到，也可采用振荡波形。正、负极性的雷电冲击耐压试验应分别考核，各极性按照下列程序加压：

- a) 在约50%试验电压下进行试验回路调整，使电压波形满足试验要求。
- b) 在80%的试验电压下加压1次，进行试验设备的效率校准。
- c) 在100%试验电压下连续施加3次，各次之间的时间间隔不应少于5min。

若雷电冲击耐压试验中发生击穿或试验电压出现闪变，宜应用行波法或气体分解物法等定位故障隔室，解体并确定故障原因，修复后重新进行各项试验。

10.3 真空断路器

10.3.1 巡检项目及要

遵循5.1的要求，项目及要要求见表34。其中，外绝缘部分见16.1。

表 34 真空断路器巡检项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	外观检查	3个月	外观无异常	10.1.1.1
2	操动机构检查		无异常	10.1.1.3
3	智能控制柜/汇控柜检查		无异常	10.1.1.4
4	红外热像一般检测		温度无异常	10.1.1.5
5	运行监控信息调阅	同上及告警时	a) 记录开断故障电流情况； b) 在线监测信息（如有）无异常	10.1.1.6

10.3.2 例行试验项目及要

遵循5.2、5.4的要求，项目及要要求见表35。其中，外绝缘部分见16.2。

表 35 真空断路器例行试验项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	红外热像精确检测	1年	温度无异常	10.1.1.5
2	主回路电阻测量	3年	a) 初值差 $\leq 20\%$ 或符合制造厂要求; b) 同比及互比无明显偏大(表内带序号的列均调整为左对齐)	10.1.2.2
3	时间特性检测		警示值[单断口仅进行a)和b)]: a) 相间合闸不同期: $\leq 5\text{ms}$; b) 相间分闸不同期: $\leq 3\text{ms}$; c) 同相各断口合闸不同期: $\leq 3\text{ms}$; d) 同相各断口分闸不同期: $\leq 2\text{ms}$; e) 合、分、合-分、分-合-分时间符合设备技术要求,且同比无明显改变	10.1.2.3
4	断口并联电容器检测(如有)		a) 电容量 初值差 $\leq 3\%$ (警示值); b) 介损: 油浸纸: ≤ 0.005 (注意值); 膜纸复合: ≤ 0.0025 (注意值); 陶瓷电容: 同比及互比无异常	10.1.2.4
5	例行检查		无异常	10.1.2.6和 10.1.2.8
6	例行测试		无异常	10.1.2.7和 10.1.2.8
7	智能终端功能测试(如有)		符合设备技术要求	10.1.2.9
8	交流耐压试验 (35kV及以下具备条件时开展)		出厂耐压值的80%,过程无异常	10.3.2.1

10.3.2.1 交流耐压试验

耐压试验包括相对地(合闸状态)、断口间(分闸状态)和相邻相间(三相一体式)三种方式。其他应按照5.9.11及DL/T 593的要求执行。如耐压过程中出现异常,缺陷排除前不应投运。

10.3.3 诊断性试验项目及要求

遵循5.2、5.4的要求,项目及要求见表36。其中,外绝缘部分见16.3。

表 36 真空断路器的诊断性试验项目

序号	项目	要求	说明条款
1	交流耐压试验	出厂耐压值的100%,过程无异常	10.3.3.1
2	机械行程特性曲线测试	机械行程特性曲线与原始指纹相比无明显改变	10.1.3.2
3	操动机构状态带电检测(如配置)	各状态量同比及互比无明显差异	10.1.3.3

10.3.3.1 交流耐压试验

解体维修之后，或受家族缺陷警示，需要直接确认绝缘强度时适用。

耐压试验包括相对地（合闸状态）、断口间（分闸状态）和相邻相间（三相一体式）三种方式。其他应按照5.9.11及DL/T 593的要求执行。如耐压过程中出现异常，缺陷排除前不应投运。

10.4 隔离开关和接地开关

10.4.1 巡检项目及要求

遵循5.1的要求，项目及要求见表37。其中，外绝缘部分见16.1。

表 37 隔离开关和接地开关巡检项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	外观检查	a) 500kV: 2周; b) 220kV: 1个月; c) 110kV 及以下: 3个月	外观无异常	10.4.1.1
2	机构箱检查		无异常	10.4.1.2
3	红外热像一般检测		a) 触头区域 $\leq 90^{\circ}\text{C}$ (注意值); b) 出线接头 $\leq 80^{\circ}\text{C}$ (注意值); c) 热点温度同比及互比无异常	10.1.1.5
4	在线监测信息调阅 (如有)		无异常	5.3

10.4.1.1 外观检查

外观检查的内容及要求如下：

- a) 基础无位移、沉降等异常。
- b) 设备标识、接地标识、相序标识等齐全、清晰。
- c) 构架无锈蚀、变形，焊接部位无开裂；连接螺栓无松动；接地无锈蚀，连接紧固。
- d) 合、分闸位置指示正确，“五防”装置完好无缺失。
- e) 导电臂、导电带及传动部件无变形、断片、断股，连接螺栓紧固。
- f) 引弧触头完好，无缺损或移位。
- g) 接线端子或导电基座无过热变色、变形，连接螺栓紧固。
- h) 连接卡、销、螺栓等附件齐全，无锈蚀、缺损。
- i) 拉杆过死点位置正确，限位装置符合设备技术要求。
- j) 机械闭锁盘、闭锁板、闭锁销无锈蚀、变形，闭锁间隙符合设备技术要求。
- k) 底座部件无歪斜、锈蚀，连接螺栓紧固。
- l) 均压环无变形、歪斜、锈蚀，连接螺栓紧固。
- m) 引流线弧垂满足运行要求，无散股、断股；两端线夹无变形、松动、裂纹、变色、滑移；连接螺栓无锈蚀、松动、缺失。

10.4.1.2 机构箱检查

机构箱检查内容及要求如下：

- a) 机构箱体固定可靠，锁闭正常；无变形、锈蚀；接地良好。
- b) 柜门打开正常，柜门密封圈无异常，柜内无积水，开口封堵状态良好。
- c) 辅助回路及控制回路二次线缆连接、敷设无异常。

10.4.2 例行试验项目及要

遵循5.2、5.4的要求，项目及要求见表38。其中，外绝缘部分见16.2。

表 38 隔离开关和接地开关例行试验项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	红外热像精确检测	a) 500kV: 6个月; b) 220kV 及以下: 12个月	a) 触头区域: $\leq 90^{\circ}\text{C}$ (注意值); b) 出线接头: $\leq 80^{\circ}\text{C}$ (注意值); c) 热点温度同比及互比无异常	10.1.1.5
2	主回路电阻测量 (具备条件时)	3年	a) 初值差 $\leq 20\%$ 或符合制造厂要求; b) 同比及互比无明显偏大	10.1.2.2
3	例行检查		无异常	10.4.2.1

10.4.2.1 例行检查

例行检查内容及要求如下:

- a) 接地连接良好。
- b) 操动机构内、外无严重积污，必要时进行清洁；各活动部件无磨损或腐蚀。
- c) 各部位紧固螺栓无缺失或松动。
- d) 动、静触头无严重损伤、烧蚀，否则应予以更换；如脏污严重应清洁。
- e) 弹簧触指压紧力应符合设备技术要求，否则应予更换。
- f) 加热器及电源正常，如符合启动条件，应处于正常工作状态。
- g) 按设备技术要求对轴承等活动部件进行润滑。
- h) 二次回路外观完好，绝缘电阻不小于 $2\text{M}\Omega$ ，其他见通用试验项目概述。
- i) 闭锁装置功能正常。
- j) 就地和远方各操作 2 次，传动部件应灵活无卡滞。

10.4.3 诊断性试验项目及要

遵循5.2、5.4的要求，项目及要求见表39。其中，外绝缘部分见16.3。

表 39 隔离开关和接地开关诊断性试验项目

序号	项目	基本要求	说明条款
1	触头镀银层厚度检测	新投运: $\geq 20\ \mu\text{m}$; 运行中: $\geq 5\ \mu\text{m}$	10.4.3.1
2	超 B 类 (B 类) 接地开关辅助灭弧装置回路电阻测量	a) ≤ 1.2 倍交接试验值; b) 同比及互比无明显偏大	10.4.3.2
3	传动机构轴销材质分析	不锈钢或铝青铜, 或者其他符合设备技术要求的材质	10.4.3.3
4	传动电机电流波形测量	与原始指纹比无明显差异	10.4.3.4

10.4.3.1 触头镀银层厚度检测

有停电机会且自上次检测以来累计操作100次以上，或回路电阻超标时适用。

采用X射线荧光镀层测厚仪或具有镀银层测厚功能的便携式光谱仪等进行触头镀银层厚度检测。其他应按照GB/T 16921的要求执行。如检测结果不符合要求，应更换。

10.4.3.2 超B类（B类）接地开关辅助灭弧装置回路电阻测量

有停电机，且自上次检测以来累计操作100次以上时适用。

在合闸状态下测量进、出线之间的电阻。如长期未操作，可操作几次再进行测量。其他应按照5.9.3及DL/T 593的要求执行。

10.4.3.3 传动机构轴销材质分析

从未检测且有停电机，或更换相关部件适用。

可采用X射线荧光光谱分析仪进行不锈钢材质检测。其他应按照DL/T 991的要求执行。如分析结果不符合要求，应更换合格部件。

10.4.3.4 驱动电机电流波形测量

排查卡滞缺陷时适用（如有条件）。

有分、合闸操作机会时，全程记录分、合闸过程中驱动电机的电流，并将之与原始指纹相比，两者的幅值及时域分布特征应无显著差异。

10.5 高压开关柜

10.5.1 巡检项目及要

遵循5.1的要求，项目及要见40。其中，外绝缘部分见16.1。

表 40 高压开关柜巡检项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	外观检查	3个月	外观无异常	10.5.1.1
2	电子设备检查（如有）		无异常	10.5.1.2
3	红外热像一般检测（如可测）		温度无异常	10.1.1.5
4	在线监测信息调阅（如有）	同上及告警时	无异常	5.3

10.5.1.1 外观检查

外观检查内容及要求如下：

- a) 柜体稳固，无变形、锈蚀；柜门锁闭正常；各类标识齐全、清晰。
- b) 照明及温控装置工作正常，风机运转正常。
- c) 电流表、电压表示值在正常范围。
- d) 闭锁盒、“五防”锁具闭锁良好，锁具标号正确、清晰。
- e) 储能状态指示正常，带电显示及开关分、合闸状态指示正确。
- f) 电缆连接牢固，外观无异常；电缆出口封堵完好，无开裂、封堵不严等异常。
- g) 充气式开关柜气体压力在正常范围。
- h) 配电室内除湿机或空调工作模式正确，温度低于 50℃，湿度在 70%以下。
- i) 柜内无异味和放电声。

10.5.1.2 电子设备检查

电子设备检查内容及要求如下：

- a) 屏蔽壳体或机箱外观无异常，进出线缆连接正常。
- b) 工作电源正常，通信功能正常，数据无异常。
- c) 就地指示灯/屏（如有）显示正常，无告警信息。

10.5.2 例行试验项目及要求

遵循5.2、5.4的要求，项目及要求见表41。其中，外绝缘部分见16.2。

表 41 高压开关柜例行试验项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	常规检查	3 年	无异常	10.5.2.1
2	带电显示装置检查		带电显示正确、清晰，绝缘状态良好	10.5.2.2
3	主回路对地绝缘电阻测量 (具备条件时)		$\geq 1000\text{M}\Omega$ (注意值) 或符合设计要求	10.5.2.3
4	主回路交流耐压试验 (具备条件时)		出厂耐压值的 80%，过程无异常	10.5.2.4
5	主回路电阻测量		a) 初值差 $\leq 20\%$ (注意值)，或符合制造厂要求； b) 同比及互比无明显偏大	10.5.2.5
6	断路器操动机构动作电压检测		见 10.5.2.6	10.5.2.6
7	断路器主回路电阻测量		a) 初值差 $\leq 20\%$ (注意值)，或符合制造厂要求； b) 同比及互比无明显偏大	10.1.2.2
8	断路器时间特性检测		a) 合闸时间与分闸时间同比无异常； b) 分、合闸不同期符合设备技术要求	10.1.2.3
9	断路器交流耐压试验		出厂耐压值的 80%，过程无异常	10.1.3.1
10	二次回路对地绝缘电阻测量		$\geq 2\text{M}\Omega$	5.9.14
11	“五防”功能检查		符合制造厂规定	10.5.2.7
12	暂态地电压测量	变电站电压等级：	相对值： $\leq 20\text{dBmV}$ (注意值)	10.5.2.8
13	超声波检测	a) 500kV：6 个月；	不应检测到放电性缺陷	10.5.2.9
14	特高频检测	b) 220kV：1 年； c) 110kV 及以下：2 年	不应检测到放电性缺陷	10.5.2.10
15	气体湿度检测 (仅对充气柜、SF ₆ 断路器开关柜，有条件时)	3 年	见气体检测相关章节	见第 19 章
16	气体密度表校验		见气体检测相关章节	见第 19 章

	(仅对充气柜、SF ₆ 断路器开关柜，有条件时)			
--	-------------------------------------	--	--	--

10.5.2.1 常规检查

常规检查内容及要求如下：

- 各元件固定、连接牢固，外观无异常，无发热变色。
- 活门、手车轨道无异常。
- 压力释放装置无异常，释放出口无障碍物。
- 触头盒、支柱绝缘子、穿板套管（包括等电位线）等外观完好、清洁。

10.5.2.2 带电显示装置检查

带电显示装置检查内容及要求如下：

- 外观完好，显示清晰，显示结果与设备实际带电状态一致。
- 带电显示装置的传感单元、显示单元、联锁信号输出单元及附件无异常，功能及性能符合设备技术要求。

10.5.2.3 主回路对地绝缘电阻测量

使整段母线的开关柜断路器均处于合闸状态，采用2500V绝缘电阻表测量主回路对地绝缘电阻。如测量结果不符合要求，再逐段测试，以确定异常的部位，必要时，打开异常部位作进一步分析并消除异常原因。

10.5.2.4 主回路交流耐压试验

使整段母线的断路器均处于合闸状态，试验电压逐次施加于各相对地及相间，试验前，应将避雷器及带电显示装置与主回路断开。试验电压取DL/T 593规定的交流耐压值以及电流互感器、电压互感器（如未断开）交流耐压值中的最小值。如耐压过程发生击穿，应找到击穿位置，修复或更换击穿部件。与耐压前相比，耐压后绝缘电阻不应有显著下降。

10.5.2.5 主回路电阻测量

使整段母线的开关柜断路器均处于合闸状态，采用回路电阻测试仪测量进、出线之间的电阻。如回路中的断路器长期未操作，可操作几次再进行测量。其他应按照通用试验项目概述及DL/T 593的要求执行。

10.5.2.6 断路器操动机构动作电压检测

断路器操动机构动作电压检测内容及要求如下：

- 电源电压在85%~110%额定电源电压范围时，合闸脱扣器应可靠动作；在65%~110%额定电源电压范围（直流）或85%~110%额定电源电压范围（交流）时，分闸脱扣器应可靠动作；当电源电压低于30%额定电源电压时，脱扣器不应脱扣。
- 若为电磁机构，合闸电磁铁线圈通流时的端电压达到操作电源额定电压的80%（关合峰值电流等于或大于50kA时为85%）时应可靠动作。

10.5.2.7 “五防”性能检查

“五防”性能检查包括以下内容（仅进行可实施部分）：

- a) 防止误分、误合断路器。
- b) 防止带负荷拉、合隔离开关。
- c) 防止带电（挂）合接地（线）开关。
- d) 防止带接地线（开关）合断路器。
- e) 防止误入带电间隔。

要求各项功能正确，否则应修复。

10.5.2.8 暂态地电压测量

采用暂态地电压检测仪进行测量。测量需在设备投入运行30min之后进行，如有雷电活动应停止测量。相对值为测量值与背景值之差，其中背景值系指开关室内远离高压开关柜的非带电金属件上（如金属门窗等）的测量值。为了互比分析，同一变电站内所有高压开关柜宜采用同一台（或型号）检测仪。如发现异常，可通过同比或互比并结合其他局部放电检测方法进行综合分析。如确认为局部放电，宜进行跟踪分析，如故障风险持续增加，宜安排停电检修。

10.5.2.9 超声波检测

采用非接触式空气耦合超声波局部放电检测仪进行检测，检测应在可能存在放电性缺陷的邻近位置进行，检测时仔细调整传感器的方向及位置，以俘获最大超声波信号。发现有疑似放电信号时，可通过同比或互比并结合其他局部放电检测方法进行综合分析。如确认为局部放电，宜进行跟踪分析，如故障风险持续增加，宜安排停电检修。

10.5.2.10 特高频检测

采用特高频局部放电检测仪进行检测。检测需在设备投入运行30min之后进行，并在有雷电活动时禁止。检测时应注意排除干扰信号。发现有疑似放电信号时，可通过同比或互比并结合其他局部放电检测方法进行综合分析。如确认为局部放电，宜同步进行局部放电源定位，并进行跟踪分析，如故障风险持续增加，宜安排停电检修。

10.5.3 诊断性试验项目及要求

遵循5.2、5.4的要求，项目及 requirements 见表42。其中，外绝缘部分见16.3。

表 42 高压开关柜诊断性试验项目

序号	项目	基本要求	说明条款
1	断路器行程特性曲线及动态回路电阻测试	应符合设备技术要求	10.1.3.2
2	二次回路交流耐压试验	耐压值 1kV，应无击穿	10.5.3.1
3	整体局部放电试验	无放电性缺陷	10.5.3.2
4	交流耐压试验	出厂耐压值的 80%，过程无异常	10.5.2.4

10.5.3.1 二次回路交流耐压试验

全部或部分更换辅助回路及控制回路线缆后适用。

可采用2500V绝缘电阻表测量二次回路对地绝缘电阻代替。

10.5.3.2 局部放电试验

有条件时，排查空气绝缘开关柜内放电性缺陷时适用。

11 电容器

11.1 耦合电容器

11.1.1 巡检项目及要

遵循5.1、5.3的要求，项目及要

表 43 耦合电容器巡检项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	外观检查	a) 220kV: 1个月; b) 110kV 及以下: 3个月	外观无异常	11.1.1.1
2	红外热像一般检测		检测电容器及其所有电气连接部位，红外热像图显示温度无异常	5.9.6
3	在线监测信息调阅(如有)	同上及告警时	无异常	5.3.2

11.1.1.1 外观检查

外观检查的内容和要求如下：

- 基础无位移、沉降等异常，底座、支架无变形。
- 设备标识、接地标识、相序标识等齐全、清晰。
- 出线连接牢固，无移位、断股及过热变色。
- 末屏接地线(如有)连接牢固，无位移，接地端连接无异常。
- 法兰、屏蔽罩等金属件外观无异常，无明显锈蚀。
- 无渗漏油痕迹(油纸)。
- 二次接线盒关闭紧密，线缆进出口密封良好。
- 瓷件无裂纹；无异物附着；无异常声响及振动。

11.1.2 例行试验项目及要

遵循5.2、5.4的要求，项目及要

表 44 耦合电容器的例行试验项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	红外热像精确检测	a) 220kV: 6个月; b) 110kV 及以下: 12个月	检测电容器及其所有电气连接部位，红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差	5.9.6
2	极间绝缘电阻测量	3年	$\geq 5000\text{M}\Omega$ (注意值)	11.1.2.1
3	低压端对地绝缘电阻测量		$\geq 100\text{M}\Omega$ (注意值)	
4	电容量和介质损耗因数测量		a) 电容量初值差不超过-2%~2% (警示值); b) 电容量与额定电容值的偏差不得超过-5%~10%范围; c) 电容叠柱中任何两单元的实测电容之比与这两	11.1.2.2、 5.9.4、5.9.9

			个单元的额定电压之比值的倒数之差 $\leq 5\%$; d) $\tan \delta$: 膜纸复合: ≤ 0.0025 (注意值); 油纸绝缘: ≤ 0.005 (注意值)	
--	--	--	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--

11.1.2.1 绝缘电阻测量

极间绝缘电阻采用5000V绝缘电阻表测量；低压端对地绝缘电阻采用1000V绝缘电阻表测量。多节串联时应分节测量。其他要求按照5.9.1及DL/T 474.1的要求执行。

11.1.2.2 电容量和介质损耗因数测量

多节串联的，应分节测量。测量前应确认外绝缘表面清洁、干燥，分析时应注意温度影响。

11.1.3 诊断性试验项目及要求

遵循5.9的要求，项目及要求见表45。

表 45 耦合电容器诊断性试验项目

序号	项目	基本要求	说明条款
1	交流耐压试验	试验电压为出厂试验值的80%，时间为60s；过程无异常	5.9.11
2	局部放电测量	在 $1.1U_m/\sqrt{3}$ 下： $\leq 10pC$	
3	相对介质损耗因数	a) 具备条件时做本项试验，检测从套管末屏接地线上取信号，单根测试线长度应保证在15m以内； b) 相对 $\tan \delta$ 变化量 ≤ 0.003 (注意值)	11.1.3.1
4	相对电容量比值	a) 具备条件时做本项试验，检测从套管末屏接地线上取信号，单根测试线长度应保证在15m以内； b) 相对电容量比值差 $\leq 5\%$ (警示值)	11.1.3.2

11.1.3.1 相对介质损耗因数

检查介质损耗因数是否满足要求。

- 可取同相的电流互感器末屏电流与本身末屏电流相位差值的正切值。
- 变化量=本次试验值-初值。初值宜选取设备停电状态下 $\tan \delta$ 为合格、带电后一周内检测的数值。
- 相对设备一般选择停电例行试验数据比较稳定的设备。
- 相对设备宜选择与被试设备处于同一母线或直接相连母线上的其他同相同类型设备；同一母线或直接相连母线上无同类型设备，可选择同相异类电容型设备。
- 双母线分裂运动的情况下，两段母线下所连接的设备应分别选择各自的参考设备进行带电检测工作。
- 选定的参考设备一般不再改变，以便进行对比分析。
- 具备条件时开展。

11.1.3.2 相对电容量比值

检查电容量变化是否满足要求。

- 可取同相的电流互感器容值与本身电容的比值。
- 初值宜选取设备停电状态下电容量为合格、带电后一周内检测的数值。

- c) 相对设备一般选择停电例行试验数据比较稳定的设备。
- d) 相对设备宜选择与被试设备处于同一母线或直接相连母线上的其他同相同类型设备；同一母线或直接相连母线上无同类型设备，可选择同相异类电容型设备。
- e) 双母线分列运动的情况下，两段母线下所连接的设备应分别选择各自的参考设备进行带电检测工作。
- f) 选定的参考设备一般不再改变，以便进行对比分析。
- g) 具备条件时开展。

11.2 并联电容器装置

装置中的开关、并联电容器、电压互感器、电流互感器、母线支架、避雷器、干式串联电抗器及二次回路按本规程的有关规定执行。

11.2.1 巡检项目及要

遵循5.2、5.4的要求，项目及要

表 46 并联电容器装置巡检项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款			
1	外观检查	3 个月	外观无异常，无渗油现象	11.2.1.1.			
2	单台保护用熔断器外观检查		外观无明显锈蚀现象，弹簧拉力无明显变化，无其他异常				
3	放电线圈外观检查		外观无异常				
4	单台保护用熔断器红外热像一般检测		检测电气连接部位，红外热像图显示应无异常温升	5.9.6			
5	放电线圈红外热像一般检测		检测电气连接部位，红外热像图显示应无异常温升				
6	红外热像一般检测		检测电容器及其所有电气连接部位，红外热像图显示温度无异常				
7	避雷器持续电流表检查		无明显增大	11.2.1.2			
8	电抗器室内运行温度检查		$\leq 40^{\circ}\text{C}$	—			
9	电容器室内运行温度检查		同上及告警时	代号	最高	24h 平均	—
				A	40 $^{\circ}\text{C}$	30 $^{\circ}\text{C}$	
		B		45 $^{\circ}\text{C}$	35 $^{\circ}\text{C}$		
		C		50 $^{\circ}\text{C}$	40 $^{\circ}\text{C}$		
10	在线监测信息调阅（如有）	同上及告警时	无异常	5.3.2			

11.2.1.1 外观检查

巡检时，具体要求说明如下：

- a) 基础无位移、沉降等异常，底座、支架无变形。
- b) 设备标识、接地标识、相序标识等齐全、清晰。
- c) 出线、接地线连接牢固，无位移、断股及过热变色。
- d) 电容器无油渗漏、无鼓起，金属外壳表面无严重锈蚀；高压引线、接地线连接正常。
- e) 串联电抗器表面无明显破损，无放电痕迹；油浸式电抗器无渗漏油。

- f) 放电线圈外壳无裂纹，油浸式放电线圈无渗漏油。高压引线、接地线等连接正常；无异常声响或放电声；瓷套无裂纹；无影响设备运行的异物；无渗漏油等。
- g) 若并联电容器安装于室内，室内温度应符合设计要求。
- h) 单台保护用熔断器：无明显锈蚀现象，弹簧拉力无明显变化，外观无其他异常。

11.2.1.2 持续电流表检查

持续电流表应无锈蚀或进水，指示清晰、稳定，数据合理；相近工况下，持续电流同比及互比应无明显增大。分析时注意系统电压及环境湿度等因素影响。如运行中持续电流无合理原因造成异常增大，宜跟踪分析。

11.2.2 例行试验项目及要

遵循5.2、5.4的要求，项目及要

表 47 并联电容器装置例行试验项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	红外热像精确检测	1 年	检测电容器及其所有电气连接部位，红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。包含：单台保护用熔断器、放电线圈	5.9.6
2	电容器极对壳绝缘电阻测量	3 年	$\geq 2000\text{M}\Omega$ （注意值）	11.2.2.1
3	电容器电容量测量		电容器组的电容量与额定值的偏差应符合下列要求： a) 3MVar 及以下电容器组，-5%~10%； b) 3MVar 以上电容器组，0%~5%； c) 三相电容器组中任何两线路端子间测得的电容的最大值和最小值之比不应超过 1.02 单台电容器的电容量偏差应符合下列要求： a) 初值差 $\leq 3\%$ （警示值）； b) 额定值的 96%~108%之间； c) 对于内熔丝电容器，当电容量减少超过铭牌标注电容量的 3%时，应退出运行	11.2.2.2
4	放电线圈绕组绝缘电阻测量		放电线圈一次绕组对二次绕组、铁芯和外壳的绝缘电阻 $\geq 1000\text{M}\Omega$ （20℃时）。二次绕组对铁芯和外壳的绝缘电阻 $\geq 500\text{M}\Omega$ （20℃时）	11.2.2.3
5	放电线圈直流电阻测量		初值差 $\leq 2\%$ （警示值）	5.9.2
6	放电线圈绕组绝缘介质损耗因数（20℃）（油浸式）测量		a) 35kV: $\tan \delta < 0.03$ （注意值）， < 0.035 （警示值）； b) 66kV: $\tan \delta < 0.02$ （注意值）， < 0.025 （警示值）	5.9.4
7	串联电抗器线圈电阻测量		初值差 $\leq 2\%$ （警示值）	5.9.2
8	金属氧化物避雷器例行停电试验		见金属氧化物避雷器例行试验	—
9	电流互感器例行停电试验		见电流互感器例行试验	—

11.2.2.1 电容器极对壳绝缘电阻测量

采用2500V绝缘电阻表测量高压并联电容器、集合式电容器极对壳绝缘电阻；集合式电容器极对壳绝缘电阻；对于有6支套管的三相集合式电容器，应同时测量其相间绝缘电阻。其他见5.9.1。

11.2.2.2 电容器电容量测量

采用数字电桥或其他适宜方法进行测量。测量时可不拆连接线，但应逐台测量，其他见5.9.9。除按周期测量外，有下列三种情形之一也宜测量1次：

- a) 新投运6个月至1年内。
- b) 自上次测量又投切超过1000次。
- c) 经历了严重谐波工况。

如测量结果不符合要求，宜进行更换。

11.2.2.3 放电线圈绕组绝缘电阻

一次绕组用2500V绝缘电阻表测量，二次绕组采用1000V绝缘电阻表测量，测量时非被测绕组应接地，同等或相近测量条件下，绝缘电阻应无显著降低。试验方法参考JB/T 8970。

11.2.3 诊断性试验项目及要

遵循5.9的要求，项目及要

表 48 并联电容器装置诊断性试验项目

序号	项目	基本要求	说明条款									
1	电容器极间交流工频耐压试验	按电容器额定电压的 2.15×0.75 倍，10s。试验过程中无闪络和熔丝熔断现象发生。试验前后电容值变化范围不超过 $-3\% \sim 5\%$ 。按出厂耐压值的75%，过程无异常	11.2.3.1									
2	电容器极对壳交流耐压	按出厂耐压值的75%进行，过程无异常	11.2.3.2									
3	电容器局部放电试验	在75%出厂值下： $\leq 50\text{pC}$ （注意值）	11.2.3.3									
4	集合式电容器相间和极对壳交流耐压	按出厂耐压值的75%进行	11.2.3.4									
5	非全密封集合式电容器绝缘油试验（充油型）	见表73	第18章									
6	单台保护用熔断器直流电阻	与出厂值相差 $\leq 20\%$	11.2.3.5									
7	放电线圈误差试验（带有二次绕组时）	在测试条件下放电线圈的电压误差和相位差不应超过下列限值： <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <thead> <tr> <th>准确级</th> <th>电压误差\pm（%）</th> <th>相位差\pm（'）</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0.5</td> <td>0.5</td> <td>20</td> </tr> <tr> <td>1.0</td> <td>1.0</td> <td>40</td> </tr> </tbody> </table>	准确级	电压误差 \pm （%）	相位差 \pm （'）	0.5	0.5	20	1.0	1.0	40	11.2.3.6
准确级	电压误差 \pm （%）	相位差 \pm （'）										
0.5	0.5	20										
1.0	1.0	40										
8	放电线圈励磁特性测量	a) 与出厂值相比应无显著改变； b) 对于有一次绕组公共端子的放电线圈，各绕组应分别进行测试，励磁特性应基本一致； c) 用于电容器装置中开口三角不平衡电压保护的三台放电线圈励磁特性应基本一致，最大与最小的比值 ≤ 1.25	11.2.3.7									
9	放电线圈交流耐压试验	a) 一次绕组耐受80%出厂试验电压，时间根据试验电源频率折算； b) 二次绕组之间及其对地电压2kV	11.2.3.8									
10	放电线圈局部放电测量	$1.2U_m/\sqrt{3}$ 下： $\leq 20\text{pC}$ （气体）（注意值）； $\leq 20\text{pC}$ （液体浸渍）（注意值）； $\leq 50\text{pC}$ （固体）（注意值）	11.2.3.9									
11	放电线圈绝缘油试验	技术要求参见表69和71的相关内容	11.2.3.10									
12	放电线圈绕组直流电阻测量	初值差 $\leq 2\%$ （警示值）	5.9.2									

13	放电线圈空载电流及损耗试验	符合产品技术要求	11.2.3.11
14	串联电抗器电感值测量	$ \text{初值差} \leq 2\%$ （警示值）或符合设备技术要求	5.9.8
15	串联电抗器匝间绝缘试验	无匝间放电	6.3.3.1

11.2.3.1 电容器极间交流工频耐压试验

诊断极间绝缘状况是否满足要求，试验应采用工频并联谐振法。

11.2.3.2 电容器极对壳交流耐压试验

诊断极对壳绝缘性能是否满足要求。确认电容器绝缘强度时适用。

在电容器极间施加工频电压，耐压值为出厂耐压值的75%，持续时间10s。如有条件，同步检测局部放电。其他应按照5.9.11及DL/T 417的要求执行。如果试验结果不满足要求，应予以更换。新的单体电容及更换后整组电容均应符合设备技术要求。

11.2.3.3 局部放电试验

诊断是否存在异常局部放电。试验应采用脉冲电流法。

11.2.3.4 集合式电容器相间和极对壳交流耐压试验

诊断相间和极对壳绝缘性能是否满足要求。试验时极间应用导线短路。

11.2.3.5 单台保护用熔断器直流电阻

诊断熔断器熔丝直阻是否满足要求。

11.2.3.6 放电线圈误差试验

诊断铁芯磁路、绕组匝间绝缘是否存在异常。

误差试验应在额定频率、90%~130%额定电压以及0%~100%额定二次负荷下进行，误差试验采用电桥法。

11.2.3.7 放电线圈励磁特性测量

检查铁芯电磁性能是否满足要求。

- a) 测量方法和试验要求参见JB/T 8970。
- b) 试验时测量0.2倍、0.5倍、0.8倍、1.0倍、1.1倍、1.3倍、1.5倍额定电压下的励磁电压和电流值。
- c) 当有二次绕组时，试验电压可以施加于二次端子上。
- d) 用于励磁曲线测量的仪表应为方均根值表，当发生测量结果与出厂试验报告和型式试验报告相差大于30%时，应核对使用仪器种类是否正确。

11.2.3.8 放电线圈空载电流及损耗试验

检查磁路中的局部缺陷和整体缺陷。

试验应在工频电压和额定电压下进行，可在一次侧加压，二次侧开路；也可以在二次侧加压，一次侧开路。

11.2.3.9 放电线圈交流耐压试验

诊断绝缘介质强度是否满足要求。

一次绕组采用感应耐压，二次绕组采用外施耐压。对于感应耐压试验，当频率在100Hz~400Hz时，持续时间应按 $t=[120 \times \text{额定频率}] / \text{试验频率}$ 确定，但不少于15s，进行感应耐压试验时应考虑容升现象。试验方法参考JB/T 8970。

11.2.3.10 放电线圈局部放电测量试验

诊断是否存在异常局部放电，应在电压幅值为 $1.2U_m/\sqrt{3}$ 下测量，测量结果符合技术要求，测量方法参考JB/T 8970。

11.2.3.11 放电线圈绝缘油试验

油浸式放电线圈的绝缘油应进行击穿电压和介质损耗因数测量，系统标称电压为66kV的油浸式放电线圈的绝缘油还应进行含水量和色谱分析等性能试验，试验基本要求参照第18章。

12 静止无功发生器

12.1 巡检项目及要

遵循5.1的要求，项目及要要求见表49。其中，外绝缘部分见16.1。

表 49 SVG 巡检项目及要要求

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	连接电抗器检查	a) 500kV 及以上: 2 周; b) 220kV: 1 个月; c) 110kV 及以下: 3 个月	无异常	12.1.1
2	升压变压器检查 (如有)		无异常	
3	换流链检查		无异常	12.1.2
4	水冷系统检查		无异常	12.1.3
5	运行监控信息调阅		无异常	12.1.4
6	红外热像一般检测		温度无异常	5.9.6

12.1.1 连接电抗器及升压变压器检查

连接电抗器及升压变压器检查内容及要要求如下:

- 基础无位移、沉降等，底座、支架无变形。
- 设备标识、接地标识、相序标识等齐全、清晰。
- 连接电抗器表面无明显破损，无放电痕迹。
- 油浸式升压变压器外壳无漏油，油位在正常范围。

12.1.2 换流链检查

换流链检查内容及要要求如下:

- 构件外观无异常，无倾斜及脱落。
- 冷却水管连接正常，无脱落或漏水。
- 各部位无烟雾、异味、异响和振动。

12.1.3 水冷系统检查

水冷系统检查内容及要求如下：

- a) 水冷系统水泵室空调工作正常，温度在 15℃～35℃之间或符合设计要求。
- b) 水冷系统水泵运转正常，阀门正确，水循环管路无渗漏。
- c) 水冷系统表计外观正常。水的电导率、压力、流量及温度在正常范围。
- d) 风机运转平稳，无异常声响，滤网无严重积尘；风机启、停组数与控制室一致。

12.1.4 运行监控信息调阅

通过线上巡检方式调阅下列监控信息（如有）：

- a) 监控设备工作正常。
- b) 故障晶闸管的数量及位置。
- c) 触发保护的晶闸管位置。
- d) 避雷器动作次数。
- e) 进出水温度、流量、压力和电导率。
- f) 过负荷电流及持续时间。
- g) 漏水检测装置动作信息。
- h) 火灾报警系统异常信息。
- i) 其他在线监测信息。

如有告警等，应按相应的响应时效要求及时到现场核查、处理。

12.2 例行试验项目及要

遵循5.2、5.4的要求，项目及要见50。例行试验应在SVG投运6个月至1年之间进行1次，之后按周期要求进行。其中，外绝缘部分见16.2。

表 50 SVG 例行试验项目及要

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	红外热像精确检测	a) 500kV 及以上：6 个月； b) 220kV 及以下：1 年	各部件温度无异常	5.9.6
2	换流链节间连接电阻检测	3 年	a) $\leq 20 \mu \Omega$ （注意值）； b) 同比及互比无明显偏大	12.2.1
3	换流链功能检查	3 年	a) 供能系统工作正常； b) IGBT 能按指令正确开通和关断； c) 换流链与控制系统间通信正常	12.2.2
4	冷却水管路密封性检测（如有）	3 年	1.2 倍的运行压力 30min 无渗漏	12.2.3
5	升压变压器试验（如有）	3 年	见表 2	6.1.2
6	连接电抗器例行试验	3 年	见表 8	6.3.2
7	避雷器例行试验	3 年	见表 53	13.2
8	启动电阻值测量	3 年	初值差 $\leq 5\%$ （警示值）	12.2.4
9	通信光纤检查	3 年	a) 符合设备技术要求；	5.9.12

		b) 衰减 $\leq 3\text{dB}$ (注意值)	
--	--	-------------------------------	--

12.2.1 换流链节间连接电阻检测

换流链节间应连接良好，接头无氧化、变色；紧固标记清晰、无错位松动，否则应按力矩要求进行紧固；每条换流链抽检不少于3个主回路接头，测量其回路电阻，方法及要求见5.9.3。如发现异常，应加倍抽样量再检，如仍有异常，宜全检。

12.2.2 换流链功能检查

宜采用换流链专用检测设备进行换流链功能检查，检查内容及要求如下：

- 对换流链进行通电检查，要求换流链内部电子电路取能、工作及指示全部正常。
- 通过控制系统进行开通和关断操作，要求 IGBT 能按照指令正确开通和关断。
- 换流链与控制系统之间的通信正常。

如检查结果不满足要求，应查明并排除异常原因。

12.2.3 冷却水管路密封性检测（如有）

在停泵状态下，对冷却水管路施加1.2倍（运行10年以上宜为1.05倍~1.1倍）的额定运行压力，持续30Min；如制造厂另有要求，按制造厂要求进行。之后进行如下检查：

- 检查每个主水路的密封性，应无渗漏。
- 检查冷却水管路、接头和各个通水元件，应无渗漏。
- 测试漏水检测装置，要求正确动作。
- 检查水系统的压力、流量、温度、电导率等表计，应外观无异常，读数合理。
- 检查滤网的过滤性能，应符合要求。

只有在漏水情况下才宜紧固相应的连接头，有力矩要求的应遵循。紧固后仍然渗漏者应更换。加有乙二醇的冷却水，按设备技术要求执行。

12.2.4 启动电阻值测量

采用数字电桥或其他适宜方法进行测量，按公式(5-2)修正到同一温度后进行比较。如测量结果不满足要求，应修复或更换。

12.3 诊断性试验项目及要求

遵循5.2、5.4的要求，项目及要求见表51。其中，外绝缘部分见16.3。

表 51 SVG 诊断性试验项目及要求

序号	项目	基本要求	说明条款
1	直流电容器电容量测量	$ \text{初值差} \leq 3\%$ (警示值)	12.3.1
2	换流链对地交流耐压试验	出厂耐压值的 80%，过程无异常	12.3.2
3	连接电抗器诊断性试验	见表 9	6.3.3
4	避雷器诊断性试验	见表 54	13.3

12.3.1 直流电容器电容值测量

排查电容器内部缺陷时适用。

采用数字电桥或其他适宜方法进行测量，测量频率宜为100Hz左右，并在同一测量频率下进行比较。其他见5.9.9。如检查结果不满足要求，宜进行更换。

12.3.2 换流链对地交流耐压试验

需要确认换流链对地绝缘强度时适用。

将换流链短接，在换流链对地之间施加交流电压，试验电压为出厂耐压值的80%，时间为60s，要求过程无异常。其他见5.9.11。

13 无间隙金属氧化物避雷器

13.1 巡检项目及要

遵循5.1的要求，项目及要

表 52 无间隙金属氧化物避雷器巡检项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	外观检查	a) 500kV: 2周; b) 220kV: 1个月; c) 110kV 及以下: 3个月	外观无异常	13.1.1
2	红外热像一般检测		温度无异常	5.9.6
3	持续电流表检查(如有)		无异常	13.1.2
4	放电计数器检查		记录计数器示数	13.1.3
5	在线监测信息调阅(如有)	同上及告警时	无异常	5.3.2

13.1.1 外观检查

外观检查的内容和要求如下:

- 基础无位移、沉降等异常，底座、支架无变形。
- 设备标识、接地标识、相序标识等齐全、清晰。
- 法兰、屏蔽罩等金属件无明显锈蚀。
- 出线、接地线连接牢固，无位移、断股，无过热变色。
- 无异常声响。

13.1.2 持续电流表检查

持续电流表应无锈蚀或进水，指示清晰、稳定，数据合理；相近工况下，持续电流同比及互比应无明显增大。分析时注意系统及环境湿度等因素影响。如运行中持续电流无合理原因异常增大，宜跟踪分析。

13.1.3 放电计数器检查

放电计数器外观无异常。记录放电计数器示数。

13.2 例行试验项目及要

遵循5.2、5.4的要求，项目及要

表 53 无间隙金属氧化物避雷器例行试验项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	红外热像精确检测	a) 500kV: 6个月; b) 其他: 1年	温度无异常	5.9.6
2	运行中持续电流检测	a) 35kV及以上电压等级具备检测条件时, 1年; b) GIS避雷器具备检测条件时, 可开展检测	阻性电流初值差 $\leq 50\%$, 且全电流 $\leq 20\%$	13.2.1
3	直流1mA电压 (U_{1mA}) 及在 $0.75U_{1mA}$ 下泄漏电流测量	a) 35kV~220kV: 可用带电阻性电流测量替代定期停电试验; b) 500kV: 3年	a) 直流1mA电压 (U_{1mA}): 初值差 $\leq 5\%$ (注意值); 多支并联时 互差 $\leq 2\%$ (注意值); b) $0.75U_{1mA}$ 泄漏电流: 初值差 $\leq 30\%$ 或测量值 $\leq 50 \mu A$ (注意值); 同比及互比无明显偏大	13.2.2
4	底座绝缘电阻	3年	$\geq 10M\Omega$	13.2.3
5	放电计数器功能检测	3年	动作正常	13.2.4

13.2.1 运行中持续电流检测

试验方法参考DL/T 474.5, 具备带电检测条件时, 宜在每年雷雨季节前进行本项目。注意瓷套表面状态、相间干扰的影响, 并应记录测量时的环境温度、相对湿度和运行电压。通过与组间其他金属氧化物避雷器的测量结果相比较做出判断, 彼此应无显著差异。当阻性电流增加0.5倍时, 应缩短试验周期并加强监测, 增加1倍时应停电检查。分析时应注意外绝缘表面泄漏电流对测量电流的影响。

13.2.2 直流参考电压及泄漏电流测量

如开展了阻性电流带电检测, 则220kV及以下可不进行本项测量。

对于单相多节串联结构, 应逐节进行。采用可调压直流电源, 施加于单节避雷器的两端, 平稳升压, 直至泄漏电流达到直流参考电流, 此时, 避雷器两端电压即为直流参考电压。如直流参考电压与极性有关, 取低值。然后将电压降至0.75倍直流参考电压的初值, 测量流过避雷器的泄漏电流。如果泄漏电流与极性有关, 取高值。测量前, 应屏蔽高压引线的电晕电流及外护套绝缘表面的泄漏电流。如测量结果不符合要求, 宜更换。

上述试验中, 直流参考电流宜与出厂试验时一致, 通常为1mA~5mA, 后续测量应在同一直流参考电流下进行, 并在测量结果中注明。

13.2.3 底座绝缘电阻测量

采用2500V绝缘电阻表进行测量。其他见5.9.1。

13.2.4 放电计数器功能检测

采用放电计数器检测仪进行检测, 要求计数功能正常, 远传正常(如有)。其他应按照DL/T 474.5的要求执行。

13.3 诊断性试验项目及要

遵循5.2、5.4的要求, 项目及要

求见表54。其中, 瓷套及外绝缘部分见16.3。

表 54 无间隙金属氧化物避雷器诊断性试验项目

序号	项目	基本要求	说明条款
1	工频参考电流下的工频参考电压	制造商规定	13.3.1
2	均压电容的电容量	$ \text{初值差} \leq 3\%$	13.3.2

13.3.1 工频参考电流下的工频参考电压测量

对于单相多节串联结构，应逐节进行。方法和要求参考GB/T 11032。

13.3.2 均压电容器电容量测量

排查均压电容器缺陷时适用。

单相多节串联结构，应逐节进行，其他见5.9.9。

14 电力电缆

14.1 巡检项目及要

遵循5.1的要求，项目要求见表55。电缆通道采用机器人巡检时，务必注意机器人电池安全。

表 55 电力电缆巡检项目

序号	巡检项目	基准周期	要求	说明条款
1	本体外观检查	a) 220kV 及以上：2 周； b) 110kV 及以下：1 个月	外观无异常	14.1.1
2	终端及中接头外观检查		外观无异常	14.1.2
3	接地装置检查		外观无异常	14.1.3
4	支架外观检查		外观无异常	14.1.4
5	路径及通道检查		无异常	14.1.5
6	电子设备检查		无异常	14.1.6
7	红外热像一般检测		无异常	5.9.6
8	终端避雷器检查		无异常	14.1.7
9	在线监测信息调阅（如有）	a) 220kV 及以上：2 周； b) 110kV 及以下：1 个月； c) 告警时	无异常	14.1.8
10	防风防汛检查	a) 雨季来临之前； b) 强降雨过后	无异常	14.1.9

14.1.1 本体外观检查

本体外观检查内容及要求如下：

- 电缆标识、接地标识、相序/正负极标识等齐全、清晰。
- 本体无过度弯曲、过度拉伸，外护套无损伤，充油电缆无渗漏油等异常。
- 抱箍、夹具和衬垫无锈蚀、破损、缺失及螺栓松动等情况。
- 电缆防火槽盒、防火涂料、防火阻燃带等无脱落、破损等情况。
- 无异常声响或气味。
- 充油电缆油压告警系统无异常，油压在规定范围。

14.1.2 终端及中接头外观检查

终端及中接头外观检查内容及要求如下：

- a) 终端运行标识齐全，构架外观无异常，无影响其安全运行的植物及堆砌物等。
- b) 终端杆塔及围栏外观无异常，无严重锈蚀。
- c) 终端及中接头外观无异常，无损伤、变形及移位，防水密封良好。
- d) 油压值（如有）正常，无渗漏油。有补油装置的终端其油位应在规定范围。
- e) 终端外绝缘表面无附着物。如为瓷套管，应无裂纹及残破；如为复合套管或有防污闪涂层，应无龟裂及严重电蚀。检查电缆终端外绝缘是否有破损和异物；是否有明显的放电痕迹。
- f) 法兰盘与终端尾管、支架、电缆套管应紧固良好，无锈蚀。
- g) 线夹无弯曲、锈蚀、灼伤及滑移，紧固螺栓无锈蚀、松动、螺母缺失。
- h) 应无放电等异常声响。夜间巡视或紫外成像检测时，应无异常放电。

14.1.3 接地装置检查

接地装置检查内容及要求如下：

- a) 标识清晰、无脱落。
- b) 接地线、回流线及护层保护器完好，连接牢固。
- c) 接地箱外观及密封良好，接地连接无异常，无严重锈蚀。
- d) 接地装置与接地线端子紧螺栓无锈蚀或缺。
- e) 接地线与终端尾管、接地箱、接地极之间紧固良好，无锈蚀。
- f) 短路故障后检查护层过电压限制器，应无烧熔现象，接地箱内连接排应接触良好。

14.1.4 支架外观检查

支架外观检查内容及要求如下：

- a) 支架外观无异常，固定装置无松动、脱落现象。
- b) 金属支架无明显锈蚀，接地连接无异常；复合支架无明显老化。

14.1.5 路径及通道检查

电缆沟、排管及工井、直埋敷设检查内容及要求如下：

- a) 电缆沟盖板、电缆井盖齐全、完整，封盖严密，盖板及井盖能正常开启。
- b) 电缆工（竖）井、电缆沟内无杂物、淤泥、渗漏油，无有毒、可燃气体，无异味。
- c) 电缆沟、排管、工（竖）井上方无违建及堆积物，沟体无塌陷、变形。
- d) 孔洞封堵严密，保护电缆所填砂及砂石砼护层无破损。
- e) 路径及通道保护范围内无挖掘或施工痕迹，标桩完整无缺失。

电缆隧道检查内容及要求如下：

- a) 隧道墙体无裂纹、渗漏水。
- b) 电缆排列整齐，固定可靠。
- c) 隧道内照明、通风和排水装置无异常。
- d) 隧道内消防设施、涂料及防火墙完好。

14.1.6 电子设备检查

配置有电子设备时，进行下列各项检查：

- a) 各类传感器外观无异常。
- b) 屏蔽壳体或机箱外观无异常，进出线缆无过度弯折或松脱。
- c) 电源供电正常，就地指示灯/屏（如有）显示正常，无告警信息。
- d) 通信功能正常，数据无异常。

14.1.7 终端避雷器检查

无避雷器动作异常、计数器失效、破损、变形、引线松脱、放电间隙变化、烧伤等异常现象。

14.1.8 在线监测信息调阅（如有）

应通过线上巡检等方式定期（周期同巡检或自定）调阅在线监测信息，并注意变化态势。如有告警，应及时调阅。

14.1.9 防风防汛检查

风雨季前后应进行如下检查：

- a) 雨季来临之前，应完成已发现隐患点的治理，并对电缆桥、终端场、隧道等进行隐患排查，如发现隐患应提前采取防控措施。
- b) 进入汛期后，强降雨或连续阴雨后，应对电缆桥、终端场、隧道等进行隐患排查，发现问题及时处理。

14.2 例行试验项目及要求

遵循5.2、5.4的要求，项目及要求见表56。

表 56 电力电缆例行试验项目

序号	例行试验项目	基准周期	要求	说明条款
1	红外热像精确检测	a) 220kV 及以上：6 个月； b) 110kV 及以下：12 个月	a) 终端及中接头：互比热点温度差 <2K（注意值）； b) 导体及电气连接件：互比热点温度差 <6K（注意值）	14.2.1
2	主绝缘电阻测量	3 年	a) $\geq 1000 \text{M}\Omega \cdot \text{km}$ （注意值）； b) 同比及互比无明显偏低	14.2.2
3	接地及交叉互联系统检测	3 年	无异常	14.2.3
4	单芯电缆外护层接地电流带电检测（适用时）	a) 220kV 及以上：6 个月； b) 110kV 及以下：12 个月	a) $\leq 100 \text{A}$ （注意值）； b) \leq 负荷电流的 20%（注意值）； c) 同比无明显变化； d) 互比最大/最小 ≤ 3 （注意值）	14.2.4
5	外护套绝缘电阻测量	3 年	$\geq 0.5 \text{M}\Omega \cdot \text{km}$ （注意值）	14.2.5
6	局部放电检测（带电）	12 个月	无明显局部放电信号； 不应检测到放电性缺陷	14.2.6
7	油压示警系统信号检测	6 个月	信号正常	14.2.7
8	压力箱检测	3 年	见表 72	14.2.8

14.2.1 红外热像精确检测

电缆终端、中接头同部位相间/极间温差超过2K时应跟踪分析，超过4K时宜停电检查；导体连接部分、线夹同部位相间/极间温差超过6K时应跟踪分析，超过10K时宜停电检查。其他应按照5.9.6及DL/T 664的要求执行。

14.2.2 主绝缘电阻测量

采用5000V绝缘电阻表测量。测量时宜屏蔽端部外绝缘泄漏电流，无法屏蔽的，应清洁绝缘表面，以减少外绝缘泄漏电流对测量结果的影响。测量结果应符合要求，且同比无显著下降，互比无显著偏低。否则应做进一步分析，必要时进行诊断性试验。

14.2.3 接地及交叉互联系统检测

接地及交叉互联检测具体内容如下：

- a) 电缆护套、绝缘接头外护套、绝缘夹板对地直流耐压试验：试验时应将护层过电压保护器断开，在互联箱中将另一侧的所有电缆金属套都接地，然后每段电缆金属屏蔽或金属护套与地之间加 5kV（投运前）/10kV（投运前）直流电压，加压时间为 60s，不应击穿。
- b) 护层过电压保护器检测：护层过电压保护器的直流参考电压应符合设备技术要求；采用 1000V 绝缘电阻表测量护层过电压保护器及引线对地的绝缘电阻，应大于或等于 10MΩ。
- c) 互联箱闸刀（或连接片）接触电阻和连接位置检查：排查互联箱缺陷时适用。在密封互联箱之前，采用数字电桥或其他适宜方法测量闸刀（或连接片）的接触电阻，要求不大于 20 μΩ，或符合设备技术要求。闸片（或连接片）连接位置应正确无误；如发现连接错误重新连接后应重测刀闸（或连接片）接触电阻。
- d) 接地电阻测量：排查接地装置缺陷时适用。采用三极法进行测试，电缆接头井、终端场的接地电阻应满足设计要求，且同比应无明显变化。注意近期降水的影响。

14.2.4 单芯电缆外护层接地电流带电检测（适用时）

- a) 在每年大负荷来临之前、大负荷过后或者度夏高峰前后，应加强接地电流的检测；对于运行环境差、陈旧或者有缺陷的设备，应增加接地电流的检测次数。
- b) 对接地电流数据的分析，要结合电缆线路的负荷情况，并综合分析接地电流异常的发展变化趋势进行判断。
- c) 带电检测电缆金属屏蔽层接地电流或交叉互联系统外护层接地电流。采用钳形电流表检测时，应做好绝缘防护工作，佩戴绝缘手套，以防突发短路时危及作业人员安全。如检测结果不符合要求，应查明原因。

14.2.5 外护套绝缘电阻测量

采用输出电压不大于 2500V 的绝缘电阻仪分段测量金属护套或金属屏蔽层对地绝缘电阻，要求不小于 0.5MΩ·km，即绝缘电阻测量值（MΩ）乘以被测电缆长度（km）不小于 0.5MΩ·km。

如测量结果不满足要求，应判断是否已破损进水。判断方法：用万用表测量绝缘电阻，然后调换表笔重复测量，如果调换前后的绝缘电阻差异明显，可初步判断已破损进水。

14.2.6 局部放电检测（带电）

条件具备时开展，可采用高频电流耦合法（通过高频电流传感器耦合接地线中的高频电流检测）或电容耦合法（在电缆本体外护层外缠绕金属箔作为耦合电极）或其他适用方法。要求没有源自电缆及其附件的局部放电信号，否则应跟踪分析。

- a) 新投运线路应在质保期内做一次，其余线路条件具备时开展。
- b) 检测目标及环境的温度宜在 -10℃~40℃，空气相对湿度宜 ≤90%，不应在有雷、雨的环境下进行检测；在电缆设备上无各种外部作业；进行检测时应避免其他设备干扰源等带来的影响。
- c) 采用在电缆终端、接头的交叉互联线、接地线等位置安装的高频 TA 传感器进行局部放电检测。

14.2.7 油压示警系统信号检测

（带电）充油电缆适用。检查油压示警系统信号装置。合上试验开关时，应能正确发出相应的示警信号。如有异常，应查明原因。

(停电)检查油压示警系统信号装置,合上试验开关应能正确发出示警信号。测量控制电缆芯对地(屏蔽层)绝缘电阻,方法见5.9.14。

14.2.8 压力箱检测

(充电电缆,停电)压力箱检测内容和要求如下:

- a) 供油特性:供油量不应小于供油特性曲线所代表的标称供油量的90%。
- b) 油击穿电压: $\geq 50\text{kV}$,测量方法应符合GB/T 507的规定。
- c) 油介损: ≤ 0.005 ,在油温为 90°C 的测试条件下进行测量,方法应符合GB/T 5654的规定。

14.3 诊断性试验项目及要求

遵循5.2、5.4的要求,项目及 requirements 见表57。

表 57 电力电缆诊断性试验项目

序号	诊断性试验项目	要求	说明条款
1	交联聚乙烯电缆铜屏蔽层和导体电阻比测量	$ \text{初值差} \leq 20\%$ (注意值)	14.3.1
2	交联聚乙烯电缆主绝缘介损测量	≤ 0.002 或 ≤ 1.3 倍初值 (注意值)	14.3.2
3	交联聚乙烯电缆主绝缘交流耐压试验	耐压过程无异常	14.3.3
4	交联聚乙烯电缆局部放电试验	无异常放电	14.3.4
5	X射线成像检测	无可探测的损伤	14.3.5
6	紫外成像检测	无异常放电	14.3.6
7	交联聚乙烯电缆取样材料分析	无可探测异常	14.3.7
8	电缆及附件内的绝缘油检测	见表 72	第 18 章
9	接地及交叉互联系统检测	无异常	14.2.3 条第 3) 及 4) 款

14.3.1 交联聚乙烯电缆铜屏蔽层电阻和导体电阻比测量

需要判断屏蔽层是否出现腐蚀时或者重做终端或接头后适用。

采用数字电桥或其他适宜方法进行测量。在相同温度下分别测量铜屏蔽层和导体的电阻,屏蔽层电阻和导体电阻之比具有指纹属性,应无明显改变。

如比值增大,可能是屏蔽层出现腐蚀;比值减少,可能是附件中的导体连接不良。

14.3.2 交联聚乙烯电缆主绝缘介损测量

评估主绝缘老化状态时适用。

可在工频电压下测量,也可在 0.1Hz 低频电压下测量,测量电压为 U_0 。具体要求如下:

- a) 工频电压下电缆主绝缘的介损小于 0.002 ,或 0.1Hz 低频电压下介损的初值差小于 30% 。
- b) 同比及互比(如有可比数据)未见明显偏大。

如测量结果不满足要求,宜结合关联状态量查明原因。

14.3.3 交联聚乙烯电缆主绝缘交流耐压试验

确认交流电力电缆主绝缘强度时适用。 10kV 及以上电压等级电力电缆,新做终端、接头也应进行本项目。 10kV 电力电缆试验标准参照DL/T 1753。

通常采用谐振耐压法，频率宜为20Hz~300Hz，应分别对每一相进行。10kV电压等级，试验电压为 $2U_0$ ，时间为5min；35kV~110kV电压等级，试验电压为 $1.6U_0$ ，时间为1h；220kV及以上等级，试验电压为 $1.36U_0$ ，时间为1h。试验时，非被试导体和金属屏蔽应一起接地，被试电缆两端应与电网其他设备断开，电缆终端及三相间应留有足够的安全距离，避雷器、电压互感器应临时拆除。对于金属屏蔽层一端接地，另一端装有护层电压保护器的单芯电缆，应将护层电压保护器暂时短接。对于交流66kV及以上电力电缆，可同步进行局部放电检测和介损测量。如不具备试验条件，可施加正常系统相对地电压24h方法替代，其他见5.9.11。

敷设条件比较差的新投运电缆，具备条件时，3年内宜开展一次主绝缘交流耐压试验，试验电压和程序同交接试验。

14.3.4 交联聚乙烯电缆局部放电试验

排查交流电力电缆放电性缺陷时适用。

- 检测目标及环境的温度宜在 $-10^{\circ}\text{C}\sim 40^{\circ}\text{C}$ ，空气相对湿度宜 $\leq 90\%$ ，不应在有雷、雨的环境下进行检测；进行检测时应避免其他设备干扰源等带来的影响。
- 特高频局部放电检测：主要适用于GIS电缆终端检测，利用超高频传感器从GIS电缆终端环氧套管法兰处进行信号耦合，检测前应尽量排除环境的干扰信号。
- 超声波局部放电检测：一般通过接触式超声波探头，在电缆终端套管、尾管以及GIS外壳等部位进行检测。

可与主绝缘交流耐压试验一并进行，可采用高频电流耦合法（通过高频电流传感器耦合接地线中的高频电流检测）或电容耦合法（在电缆本体外护层外缠绕金属箔作为耦合电极）或其他适用方法。要求没有源自电缆及其附件的局部放电信号，否则，应跟踪分析；也可在施加振荡波的情形下进行。其中，35kV及以下电力电缆振荡波试验应符合DL/T 1576的规定，更高电压等级电力电缆的振荡波试验应取得经验后再进行。

14.3.5 X射线成像检测

施工或运行中受到破坏性外力作用后适用。

采用X射线成像仪进行检测。测量时，应按照使用说明做好辐射防护等安全措施。检测范围限于可能受伤的部位，根据现场条件确定成像板安装位置并调节成像仪电压，获取电缆本体及附件内部的层结构图像。其他应按照DL/T 1785的规定执行，要求无可探测的损伤。

如检出损伤，可通过标定确定损伤的尺寸，评估风险，确定修复计划。

14.3.6 紫外成像检测

检测表面异常放电时适用（有条件时），应用时应遵循以下要求：

- 采用紫外成像仪进行检测，要求紫外成像仪支持紫外光和可见光的自然叠加，能够清晰观测异常放电的形态和所在位置。
- 检测时风速宜低于3级，并应避免其他光源的干扰。重点检测干式变压器及干式电抗器绝缘表面、调相机定子绕组端部、接地端子、阀塔电气连接件等易发生电场畸变或电位悬浮的部位，也可用于检测绝缘子表面以及架空（连接）导线等。
- 设备正常时，应无异常放电，如放电从无到有、从弱变强、从偶尔转连续、从电晕发展为流注或局部电弧等。宜通过同比、互比进行分析。必要时，在容易激发异常放电的天气条件下复测一次。其他按照DL/T 345的要求执行。

14.3.7 交联聚乙烯电缆取样材料分析

评估电力电缆绝缘状态时适用。

从待评估的电力电缆截取一段，制备分析样品，分别对外护套、屏蔽层及主绝缘进行测试分析。其中，电缆结构尺寸、机械性能、绝缘热延伸及绝缘热收缩等常规项目，可按照不同电压等级电缆产品标准和GB/T 2951（所有部分）的要求进行。评估老化状态时，可取样进行热性能及介电性能分析，方法如下：

- a) 差式扫描量热法（DSC）。采用差式量热扫描仪对取自不同位置的电缆绝缘样品进行检测。检测时，选取合适的温度范围以及升温和降温速率、恒温时间，获得DSC曲线。根据DSC曲线中的图谱特征、位置等信息，判断电缆运行过程中曾经耐受的温度范围。
- b) 显微观察法。按GB/T 11017.1和GB/T 18890.1等标准中要求进行XLPE绝缘的微孔杂质试验、半导电屏蔽层与绝缘层界面的微孔与突起，采用透射光、显微镜进行检查，判断是否有超过尺寸、数量要求的微孔、杂质、突起等。使用显微镜可直接观测主绝缘内部可能存在的电树枝形态。染色后通过显微观察可以有效检测电缆主绝缘内部可能存在的水树枝形态，并对老化状态作出评估。
- c) 红外光谱分析法。使用红外光谱仪进行检测，获得红外光谱图，通过检测特征官能团含量来评估电缆绝缘老化及受潮程度。

15 接地装置

15.1 巡检项目及要

遵循5.1的要求，项目及要见58。

表 58 接地装置巡检项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	接地引下线检查	a) 220kV及以上：3个月； b) 110kV及以下：1年（宜雷雨季前）	无异常	15.1.1
2	地基检查		平整，无沉降	15.1.2

15.1.1 接地引下线检查

检查站内所有高压设备、智能控制柜（汇控柜）、电子设备外壳（明确要求不接地的除外）等接地线与接地网的连接状态，要求连接牢固，无位移、断裂及严重腐蚀等异常。

15.1.2 地基检查

站区地基平整，无沉降与开裂，站区周边无冲刷、滑坡等异常。

15.2 例行试验项目及要

遵循5.2、5.4的要求，项目及要见59。

表 59 接地装置例行试验项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	设备接地引下线导通检查	3年	a) $\leq 200\text{m}\Omega$ （注意值）； b) 同比及互比无明显偏大	15.2.1

2	接地网接地阻抗测量	3年	符合设计要求；同比无明显增大	15.2.2
3	开挖检查	5年以内自定	无严重腐蚀及结构解体	15.2.3

15.2.1 设备接地引下线导通检查

采用数字电桥或其他适宜方法测量相邻两设备接地引下线间的电阻，其他应按照DL/T 475的要求执行，要求小于或等于200mΩ或符合设计要求。如果测量结果明显偏大，分别测量该两设备与另一相邻设备接地引下线间的电阻，以判断接地引下线电阻偏大的设备，超过400mΩ时应查明原因。

15.2.2 接地网接地阻抗测量

酸性土壤按基准周期定期测量，一般土壤按2倍基准周期定期测量。

采用接地网接地阻抗测量仪进行测量，测试电流应为频率在40Hz~60Hz、幅值大于或等于3A的正弦波，分析时应充分考虑分流系数以及土壤湿润度的影响。其他应按照DL/T 475的要求执行。

当接地网结构发生改变时也应进行本项目。

15.2.3 开挖检查

投运十年及以上的非地下变电站接地网，应定期开挖（间隔不大于5年），抽检接地网的腐蚀情况，每站抽检5~8个点，铜质材料接地网整体情况评估合格的不必定期开挖检查。

15.3 诊断性试验项目及要求

遵循5.2、5.4的要求，项目及要求见表60。

表 60 接地装置诊断性试验项目

序号	项目	基本要求	说明条款
1	跨步电位差及接触电位差测量	符合设计要求	15.3.1
2	开挖检查	无严重腐蚀及结构解体	15.3.2

15.3.1 跨步电位差及接触电位差测量

接地网开挖检查或/和修复后适用。

检测方法可按照DL/T 475的要求执行，测量结果应符合设计要求。

15.3.2 开挖检查

若接地网接地阻抗、接地引下线导通检查、跨步电位差及接触电位差任意一项不满足要求，或怀疑接地网被严重腐蚀时，应进行本项目。

开挖后应修复被腐蚀或不合要求的部分，恢复之后，应进行接地阻抗、跨步电位差及接触电位差测量，测量结果应符合设计要求。

16 变电站设备外绝缘及绝缘子

16.1 巡检项目及要求

遵循5.1的要求，项目及要求见表61。

表 61 变电站设备外绝缘及绝缘子巡检项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	外观检查	a) 500kV: 2 周;	外观无异常	16.1.1
2	红外热像一般检测	b) 220kV: 1 个月; c) 其他: 3 个月	红外热像图显示应无异常温升	5.9.6

16.1.1 外观检查

外观检查内容及要求如下:

- a) 外绝缘: 表面无附着物。如为瓷质护套, 应无裂纹及残破; 如为复合护套或有防污闪涂层, 应无龟裂及严重电蚀; 如为树脂绝缘, 应无碳化物及裂纹。如有辅助伞裙, 应无击穿、残破及严重变形。
- b) 法兰及金具: 无锈蚀, 均压环(帽)安装稳固、无偏斜, 法兰与绝缘件的胶装部位完好, 防水胶无开裂、起皮、脱落等异常现象。
- c) 支柱绝缘子: 基础无沉降和位移, 固定螺栓无松动或缺失。
- d) 斜拉绝缘子: 基础无上拔, 张力正常, 无明显松弛。
- e) 悬式绝缘子: 锁紧销无脱位或缺失。

16.2 例行试验项目及要

遵循5.2、5.4的要求, 项目及要

表 62 变电站设备外绝缘及绝缘子例行试验项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	红外热像精确检测	a) 500kV 及以上: 6 个月; b) 其他: 12 个月	温度无异常	5.9.6
2	例行检查	3 年	无异常	16.2.1
3	现场污秽度评估	3 年	符合设计要求	16.2.2
4	瓷质绝缘子零值检测	110kV 及以上变电站 3 年	对于投运 3 年内年均劣化率大于 0.04%、2 年后检测周期内年均劣化率大于 0.02%, 或年劣化率大于 0.1%, 应分析原因, 并采取相应的措施。	16.2.3
5	复合外绝缘/防污闪涂层憎水性检测	3 年	优于 HC5 或符合设计要求(注意值)	16.2.4

16.2.1 例行检查

例行检查内容及要求如下:

- a) 清扫绝缘子表面积污。对于复合绝缘及防污闪涂层的绝缘子, 清扫与否可根据积污及憎水性检测结果自定。
- b) 检查支柱绝缘子与法兰的胶装, 若有裂纹应及时处理或更换。
- c) 更换或处理锈蚀的螺栓或金属件, 按力矩要求检查各螺栓。

- d) 检查防污闪涂层，如有龟裂或破损应进行补涂或复涂。
- e) 采用 2500V 绝缘电阻表测量其辅助伞裙（如有）黏接面的绝缘电阻，应无显著下降。
- f) 检查复合外绝缘的蚀损情况，严重时宜更换。

16.2.2 现场污秽度检测

雨季前，有停电机会时适用。

抽取绝缘子3只~5只（串），从每只（串）绝缘子的上、中、下部各选择2个伞（盘）进行污秽取样，测量等值盐密及灰密，按GB/T 26218.1确定现场污秽度。如邻近的变电站或线路已有检测结果，可直接采用，不再重复检测。如现场污秽等级超过设计标准，应重新校核外绝缘爬距。

每3年或有下列情形之一进行一次现场污秽度评估：

- a) 附近 10km 范围内发生了污闪事故。
- b) 附近 10km 范围内增加了新的污染源（同时也需要关注远方大、中城市的工业污染）。
- c) 降雨量显著减少的年份。
- d) 出现大气污染与恶劣天气相互作用所带来的湿沉降（城市和工业区及周边地区尤其要注意）。

16.2.3 瓷质绝缘子零值检测

站内盘形瓷绝缘子瓷击穿检测俗称“零值”检测。可采用火花间隙法、耐压法及绝缘电阻法进行检测。如采用绝缘电阻法，宜用5000V绝缘电阻表测量盘形瓷绝缘子的内绝缘电阻，测量时，应对绝缘子表面泄漏电流予以屏蔽，测量结果应大于500M Ω 。

采用轮试的方法，即每年检测一部分，一个周期内完成全部普测。如某批次的盘形瓷绝缘子零值检出率明显高于运行经验值，则对于该批次绝缘子应酌情缩短零值检测周期。

在运行电压下测量，有争议时，以绝缘电阻法为准。对多元件针式绝缘子应检测每一元件。其他参照DL/T 626执行。自上次检测以来又发生了新的闪络或有新的闪络痕迹的，也应列入最近的检测计划。

16.2.4 复合外绝缘/防污闪涂层憎水性检测

可在现场进行，不清理积污层。采用喷壶在距离被检测绝缘子约25cm处，以与绝缘表面垂直的角度人工喷水5次，每次喷水量为0.7mL~1.0mL，喷射水流的散开角为50°~70°，其他应按照DL/T 1474的要求执行，要求憎水性等级优于HC5，即总的湿润面积小于被检测区域面积的90%。降至HC6时宜更换（复合绝缘子）或复涂（防污闪涂层）。

16.3 诊断性试验项目及要求

遵循5.2、5.4的要求，项目及要求见表63。

表 63 变电站外绝缘及绝缘子诊断性试验项目

序号	项目	基本要求	说明条款
1	探伤检查	无明显的裂纹或点状缺陷	16.3.1
2	复合绝缘子和室温硫化硅橡胶涂层的状态评估	符合相关技术标准	16.3.2
3	耐压试验	出厂试验值的90%，时间60s，过程无异常	16.3.3

16.3.1 支柱绝缘子/瓷套超声波探伤检测

经历了5级以上地震，或强台风，或受家族缺陷警示，需要确认瓷件有无裂纹时适用。

采用超声探伤仪进行探测，超声探伤仪应符合JB/T 10061的规定。耦合剂应具有良好的透声性和浸润性，可选用甘油、浓机油或糨糊等。内部缺陷（内部点状、裂纹等）可采用纵波斜入射法进行检测；表面缺陷（表面点状、裂纹等，一般深度不超过9mm）可采用爬波法进行检测。其他应符合DL/T 303的规定，要求瓷件无可探测的裂纹或缺陷。

如探测到瓷件存在缺陷时，宜进行更换。

16.3.2 复合绝缘子和室温硫化硅橡胶涂层的状态评估

- 检测要求参照技术标准 DL/T 1367。
- 复合绝缘子劣化评估参照技术标准 DL/T 626。
- 重点对复合绝缘子的机械破坏负荷、界面，以及复合绝缘子和室温硫化硅橡胶涂层的憎水性进行评估。

16.3.3 耐压试验

确认绝缘强度时适用。

耐压幅值为出厂耐压值的90%，时间为60s。变电站适用交流耐压，其他见5.9.11。

17 架空线路

17.1 巡检项目及要求

遵循5.1的要求，项目及要求见表64。线路发生舞动、覆冰、长时间高温重载及强风、地震等不良工况后，宜尽快巡检一次。

可采用直升机、无人机及机器人等，并配置可见光高清摄录设备和/或红外热像摄录设备实施巡检。有条件，可配置三维激光雷达扫描设备，或应用卫星遥感技术，以实现杆塔、导线、地线、绝缘子、金具、通道环境等智能巡检。

表 64 架空线路巡检项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	架空导线与地线	a) 500kV: 1个月; b) 220kV: 3个月; c) 其他: 6个月	无异常	17.1.1
2	金具		无异常	17.1.2
3	绝缘子串		无异常	17.1.3
4	杆塔与接地、拉线与基础		无异常	17.1.4
5	通道和防护区		无异常	17.1.5
6	附属设施		无异常	17.1.6
7	线路型避雷器		无异常	17.1.7
8	红外热像一般检测		温度无异常	5.9.6
9	在线监测信息调阅（如有）	同上及告警时	无异常	17.1.8

17.1.1 架空导线与地线

架空导线与地线检查内容及要求如下：

- a) 导线和地线无腐蚀、抛股、断股、损伤和闪络烧伤。
- b) 导线和地线无异常振动、舞动、覆冰，分裂导线无鞭击和扭绞。
- c) 压接管耐张引流板无过热；压接管无严重变形、裂纹和受拔位移。
- d) 导线和地线在线夹内无滑移。
- e) 导线和地线各种电气距离无异常。
- f) 导线上无异物悬挂。
- g) OPGW 引下线金具、线盘及接线盒无松动、变形、损坏、丢失。
- h) OPGW 接地引流线无松动、损坏。

17.1.2 金具

金具检查内容及要求如下：

- a) 线夹无滑移及破损，销钉无脱落，无明显锈蚀。
- b) 绝缘子均压环、导线屏蔽环无位移，固定螺栓无松动或脱落，表面无放电烧蚀。
- c) 防振锤无滑移、脱落及严重锈蚀，阻尼线无变形、脱落。
- d) 导线间隔棒无松脱、变形和滑移。
- e) 相间/极间间隔棒无滑移、变形和脱落，外绝缘无破损、烧蚀或龟裂，无悬挂物。
- f) 各种联板、连接环、调整板无损伤、变形和裂纹。
- g) 压接管耐张引流线无过热变色，无严重变形、裂纹和滑移，连接螺栓无松动或脱落。

17.1.3 绝缘子串

绝缘子串检查内容及要求如下：

- a) 绝缘子串无异物附着。
- b) 绝缘子钢帽、钢脚无腐蚀；锁紧销无锈蚀、脱位或脱落。
- c) 绝缘子串无移位或非正常偏斜。
- d) 绝缘子无破损；玻璃绝缘子无自爆。
- e) 绝缘子串无严重局部放电现象、无明显闪络或电蚀痕迹。
- f) 防污涂层无龟裂、粉化、脱落。
- g) 复合绝缘子无撕裂、鸟啄、变形；端部金具无裂纹和滑移；护套完整。
- h) 绝缘子无严重污秽。
- i) 绝缘子串顺线路方向倾斜角 $\leq 7.5^\circ$ 或最大偏移值 $\leq 300\text{mm}$ 。

17.1.4 杆塔与接地、拉线与基础

杆塔与接地、拉线与基础检查内容及要求如下：

- a) 杆塔结构无倾斜，横担无弯扭。
- b) 杆塔部件无松动、锈蚀、损坏和缺件。
- c) 拉线及金具无松弛、断股和缺件；张力分配应均匀。
- d) 杆塔和拉线基础无下沉及上拔，基础无裂纹损伤，防洪设施无坍塌和损坏，接地良好。
- e) 塔上无危及安全运行的鸟巢和异物。
- f) 混凝土杆无裂纹、破损。
- g) 塔材、螺栓无丢失、严重锈蚀。

17.1.5 通道和防护区

通道和防护区检查内容及要求如下：

- a) 无可燃易爆物和腐蚀性气体。
- b) 树木与输电线路间绝缘距离应符合 DL/T 741 的要求。
- c) 无土方挖掘、地下采矿、施工爆破等危及线路安全的施工作业等。
- d) 无架设或敷设影响输电线路安全运行的电力线路、通信线路、架空索道、各种管道等。
- e) 未修建鱼塘、采石场及射击场等。
- f) 无高大机械及可移动式的设备。
- g) 无其他不正常情况，如山洪暴发、森林起火等。
- h) 无违章建筑，建（构）筑物等。
- i) 防洪、排水、基础保护设施无坍塌、淤堵、破损等。
- j) 无新的污染源或污染加重等。

17.1.6 附属设施

附属设施检查内容及要求如下：

- a) 安装于导线的传感器外观完好、无滑移，对导线无损伤。
- b) 安装于杆塔及绝缘子串的传感器外观完好。
- c) 在线监测装置外观完好，线缆连接正常，工作、通信正常。
- d) 线路杆号牌及路标、警示标志、防护桩等无损坏或丢失。
- e) 防鸟设施，固定式：无破损、变形、螺栓松脱；活动式：无动作失灵、褪色、破损；电子、光波、声响式：无供电装置失效或功能失效、损坏等。
- f) ADSS 光缆无损坏、断裂、弛度变化等。
- g) 线路的其他辅助设施无损坏或丢失。

17.1.7 线路型避雷器

线路型避雷器检查内容及要求如下：

- a) 线路避雷器本体及间隙无异物附着、无移位或非正常偏斜。
- b) 法兰、均压环、连接金具无腐蚀；锁紧销无锈蚀、脱位或脱落。
- c) 线路避雷器本体及支撑绝缘子的外绝缘无破损和明显电蚀痕迹、无弯曲变形。
- d) 避雷器接地引下线连接正常，无松脱、位移、断裂及严重腐蚀等情况。
- e) 各种金具紧固状态完好，无破损或锈蚀；锁紧销无脱位或脱落。
- f) 复合绝缘外套无破损、龟裂等老化现象，无明显电蚀痕迹。
- g) 与放电计数器连接导线及接地引下线无烧熔、扭结、松股、断股及严重腐蚀等；放电计数器外观无异常、破损、变形，内部无积水等。记录放电计数器示数。
- h) 与被保护绝缘子串的相对位置无明显改变。

17.1.8 在线监测信息调阅（如有）

应通过线上巡检等方式定期（周期同巡检或自定）调阅在线监测信息，并注意变化态势，如有告警，应及时调阅。

17.2 例行试验项目及要求

遵循5.2、5.4的要求，项目及要求见表65。

表 65 架空线路例行试验项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	悬式瓷绝缘子瓷击穿检测	a) 发生雷击闪络的杆塔：雷雨季节前； b) 交叉跨越杆塔：3 年； c) 500kV：6 年； d) 220kV 及以下：9 年； e) 新投运 3 年内普测一次	$\geq 500M\Omega$	17.2.1
2	接地装置接地阻抗测量	2km 进线保护段	每年雷雨季前	符合设计要求
		大跨越	12 个月	符合设计要求
		一般杆塔	1) 500kV：4 年； 2) 220kV 及以下：8 年； 3) 投运后 3 年内	符合设计要求
3	绝缘子等值附盐密度、灰密度检测	3 年~5 年	符合相关技术标准	17.2.3
4	复合绝缘子抽检	a) 首次抽检：6 年~9 年； b) 后续抽检：3 年~6 年	符合相关技术标准	17.2.4
5	杆塔接地装置检查	3 年	符合设计要求	17.2.5
6	拉线装置检测	5 年	符合相关技术标准	17.2.6
7	红外热像精确检测	a) 500kV：6 个月； b) 220kV：1 年； c) 其他：2 年或自定	温度无异常	5.9.6
8	杆塔螺栓紧固性抽检	a) 交叉跨越/大跨越杆塔：3 年； b) 一般杆塔：每年每条线路抽检 3 基	无缺失及明显松动	17.2.7
9	大跨越及交叉跨越电气距离测量	a) 正常：2 年，可根据巡视结果决定； b) 线路投入运行 1 年后测量 1 次； c) 重载、重冰、舞动、5 级以上地震及大风后测 1 次	符合设计要求	17.2.8
10	大跨越导线地线微风振动测量	3 年~6 年	符合表 66 或设计要求	17.2.9
11	杆塔倾斜度及挠度测量	a) 交叉跨越/大跨越杆塔：3 年； b) 巡检发现异常时	符合表 67 或设计要求	17.2.10

17.2.1 悬式瓷绝缘子瓷击穿检测

采用轮试的方法，即每年检测一部分，一个周期内完成全部普测。如某批次的盘形瓷绝缘子零值检出率明显高于运行经验值，则对于该批次绝缘子应酌情缩短零值检测周期。自上次检测以来又发生了新的闪络或有新的闪络痕迹的，也应列入最近的检测计划。采用外施电压击穿法、5000V绝缘电阻表测试法或其他适宜方法进行检测，对于外施电压法，不能耐受者可判为瓷击穿；对于绝缘电阻表测试法，绝缘电阻达不到 $500M\Omega$ 时，在绝缘子表面加屏蔽环并接绝缘电阻表屏蔽端子或清洁绝缘子表面后重新测量，若仍小于 $500M\Omega$ 时可判为瓷击穿。

可在晴朗干燥天气下采用火花间隙法进行检测，火花间隙距离约为1.5mm~2.5mm，人工作业时，火花间隙安装在绝缘杆上，绝缘杆应满足带电作业的安全要求。检测时，将火花间隙的两个触头卡在被测绝缘子的钢脚和钢帽上，如间隙间产生火花，表明绝缘子良好，否则可判为瓷击穿。

17.2.2 接地装置接地阻抗测量

- a) 采用三电极法或回路阻抗法进行测量，测试电流宜为正弦波，频率在40Hz~60Hz之间，且幅值宜大于或等于3A。其他应按照DL/T 475的规定执行。
- b) 除2km进线保护段和大跨越外，一般采用每隔3基（500kV）或每隔7基（其他）检测1基的轮试方式。对于地形复杂、难以到达的区段，轮试方式可酌情自行掌握。如某基杆塔的测量值超过设计值时，补测与此相邻的2基杆塔。如果连续2次检测的结果低于设计值（或要求值）的50%，则轮试周期可延长50%~100%。
- c) 检测宜在雷暴季节之前进行。

17.2.3 绝缘子等值附盐密度、灰密度检测

- a) 对重污染区域或线路建设投运前，该区域无污秽度检测资料的，应每隔1年进行绝缘子等值附盐密度抽检。
- b) 检测时间应在每年雨季来临前进行。

17.2.4 复合绝缘子抽检

首次抽检6年~9年，具体根据地区运行环境确定；后续抽检每3年~6年1次，依据前次抽检结果确定。重点对复合绝缘子的机械破坏负荷、界面，以及复合绝缘子和室温硫化硅橡胶涂层的憎水性进行评估。

从输电线路随机抽取同一家族的复合绝缘子6只~9只，依次进行下列检查及试验：

- a) 憎水性试验：在现场进行，可采用人工喷水的方法，其他见16.2.4。
- b) 带护套芯棒水扩散试验：取其中1只绝缘子，试验方法应符合GB/T 22079的规定，要求不发生击穿或表面闪络，整个试验期间泄漏电流不应超过400 μ A。
- c) 水浸渍预应力及陡波前冲击电压试验：取其中1只绝缘子，先进行水浸渍预应力试验，取出冷却后立即进行陡波前冲击电压试验，试验方法及要求应符合GB/T 22079的规定。
- d) 端部装配与伞套间界面的密封检查：取其中1只绝缘子，试验方法应符合GB/T 19519的规定，要求表面无裂痕，如有，在裂痕最宽处沿垂直于裂痕的方向切成两半，应未见染色浸入芯棒的痕迹。
- e) 规定机械负荷（SML）试验：取其中3只绝缘子，试验方法应符合GB/T 19519的规定，要求无芯棒断裂、完全拉脱或端部装配破坏等。

如抽检中发现有缺陷，应将抽检量加倍再检，如再检仍然发现有缺陷，宜全部更换。

17.2.5 杆塔接地装置检查

- a) 线路杆塔接地装置投运后应按周期进行开挖抽检。
- b) 接地导体截面不小于设计值的80%。
- c) 杆塔接地阻抗显著增加，或者显著超过规定值，怀疑严重腐蚀时进行本项目。开挖检查并修复之后，应进行杆塔接地阻抗测量。

17.2.6 拉线装置检测

- a) 线路日常巡视检测过程中应将杆塔拉线装置视为重点设备巡视内容进行检查和检测。

- b) 对易盗区、外力破坏频发区、洪水冲刷区，不良地质区、风舞动区等特殊区段的杆塔拉线装置，应加大巡视检测力度，有针对性地制定检测计划。
- c) 主要有拉线装置检测、拉线棒检测、拉线基础（拉线盘）检测。
- d) 检测要求参照 DL/T 1367。

17.2.7 杆塔螺栓紧固性抽检

采用力矩扳手逐一检查螺栓紧固状态，应全部符合要求。如检出明显松动螺栓，杆塔数加倍再检，如仍检出松动螺栓，应在1年内逐一检查并紧固全部家族杆塔的螺栓。

17.2.8 大跨越及交叉跨越电气距离测量

利用直升机、无人机或人工检测（采用全站仪或经纬仪）进行测量，检测方法应符合DL/T 1367的规定，要求应参照DL/T 741执行。

17.2.9 大跨越导线地线微风振动测量

大跨越导线、地线应定期测量，其他线路在出现断股等异常时适用。

采用基于弯曲振幅法的微风振动检测装置进行测量。测量点宜选择在导线、地线的疲劳危险点，包括悬垂线夹出口、阻尼线夹头、防振锤夹头、间隔棒夹头等。其他应参照DL/T 1367的规定执行，要求见表66。如超过要求，应改进防振措施。

表 66 导线微风振动许用动弯应变

序号	导线类型	大跨越（警示值）	一般线路（警示值）
		$\mu\epsilon$	$\mu\epsilon$
1	钢芯铝绞线、铝包钢芯铝绞线	± 100	± 150
2	铝包钢绞线（导线）	± 100	± 150
3	铝包钢绞线（地线）	± 150	± 200
4	钢芯铝合金绞线	± 120	± 150
5	全铝合金绞线	± 120	± 150
6	镀锌钢绞线	± 200	± 300
7	OPGW（全铝合金线）	± 120	± 150
8	OPGW（铝合金和铝包钢混绞）	± 120	± 150
9	OPGW（全铝包钢线）	± 150	± 200

17.2.10 杆塔倾斜度及挠度测量

采用经纬仪或全站仪进行测量，检测方法应符合DL/T 1367的规定，要求见表67，或符合设计要求。

表 67 杆塔倾斜度及挠度允许值（注意值）

项目	杆塔类别			
	钢筋混凝土电杆	钢管杆	角钢塔	钢管塔
直线杆塔倾斜度（含挠度）	1.5%	0.5%	a) 塔高 50m 及以上：0.5%； b) 塔高 50m 以下：1.0%	0.5%
直线转角杆最大挠度	—	0.7%	—	—
转角和终端杆最大挠度	—	2.0%	—	—
杆塔横担歪斜度	1.0%	—	1.0%	0.5%

17.3 诊断性试验项目及要求

遵循5.2、5.4的要求，项目及要求表68。

表 68 架空线路诊断性试验项目

序号	项目	基本要求	说明条款
1	导线/地线机械强度试验	符合相关技术标准	17.3.1
2	导地线弧垂、交叉跨越测量	符合相关技术标准	17.3.2
3	线路避雷器检测	符合相关技术标准	17.3.3
4	杆塔倾斜度及挠度测量	符合相关技术标准	17.3.4
5	交叉跨越导线接续及耐张金具 X 射线检查	符合相关技术标准	17.3.5
6	钢筋混凝土杆裂纹及缺陷检测	a) 普通混凝土杆塔： 1) 横向裂缝宽小于0.2mm(注意值)； 2) 顺筋裂缝宽度小于1mm(注意值)； 3) 钢筋截面锈蚀率不大于 5%(注意值) b) 预应力混凝土杆塔：不允许出现裂缝	17.3.6
7	基础沉降、位移检测	符合相关技术标准	17.3.7
8	铁塔及钢管杆塔腐蚀检测	符合设计要求	17.3.8
9	杆塔机械强度检测	符合设计要求	17.3.9
10	悬式瓷绝缘子零值带电检测	无瓷击穿	17.3.10
11	微风振动检测	符合设计要求	17.2.9
12	现场污秽度检测	符合设计要求	16.2.2
13	复合外绝缘和防污闪涂层憎水性检测	优于 HC5 或符合设计要求	16.2.4

17.3.1 导线/地线机械强度试验

诊断内容为：地线的机械强度是否满足要求。

大范围出现锈蚀，或发生过断线故障时适用。

在停电状态下，从导线/地线上取样，带线夹长度30m，在实验室进行机械拉力试验，其他应符合 GB/T 20141和GB/T 1179的规定，要求不低于额定机械强度的80%。

17.3.2 导地线弧垂、交叉跨越测量

诊断内容为：导线弧垂及交跨距离是否满足要求。

采用全站仪或经纬仪进行测量主要有对地面的垂直距离；对各种建筑的垂直距离和水平距离；对公路和铁路的垂直距离；对其他电力线路、弱电线路、通信线路的交叉跨越距离；导线及引流线对杆塔塔身距离等检测。检测方法应符合DL/T 1367的规定，要求应按照DL/T 741执行。

17.3.3 线路避雷器检测

红外测温异常或出现炸裂事故后适用。在停电状态下，取3只同家族的线路避雷器按DL/T 474.5及DL/T 1367进行试验，应全部符合要求，否则宜逐只筛查或全部更换。

17.3.4 杆塔倾斜度及挠度测量

诊断内容为：检查杆塔倾斜度、挠度是否满足要求

- a) 当巡检发现问题时，组织精确测量。
- b) 对采空区、沉降区、冲刷区、山体易滑坡等特殊区域杆塔，应结合运行巡视情况，组织不定期专项检测。
- c) 主要有混凝土双杆本体倾斜检测（顺线路、横线路）、铁塔横担水平状况、横担扭转和塔体结构倾斜检测等。
- d) 可用经纬仪或全站仪进行检测。
- e) 试验标准见 GB 50233。
- f) 检测要求参照 DL/T 1367。要求见表 67，或符合设计要求。

17.3.5 交叉跨越导线接续及耐张金具 X 射线检查

诊断内容为：检验导（地）线与金具压接的紧密情况是否满足要求。

已投运线路，巡检发现红色标志有滑动现象或必要时，进行检测。

对于一旦掉线会引起重大公共安全的交叉跨越接续金具适用。

新投运及从未检测的宜检查1次，之后每10年检查1次。采用便携式X光扫描仪对耐张线夹和接续管等金具压接质量进行X光无损探伤检查，见附录J。

17.3.6 钢筋混凝土杆裂纹及缺陷检测

诊断内容为：检查裂缝（纵向、横向）、表面混凝土外观、焊口锈蚀情况、杆内积水、杆体导通等是否满足要求。

巡检发现钢筋混凝土杆塔有可见裂纹时适用。

采用超声波无损检测方法检测混凝土裂缝宽度与深度，并分别采用超声回弹法和电化学方法检测混凝土强度和混凝土内部钢筋锈蚀程度。其他应按照GB/T 50344的要求执行。

如检测结果不符合要求，应进行承载力验算，或更换。

17.3.7 基础沉降、位移检测

诊断内容为：检查基础沉降和位移是否满足要求。

巡检发现杆塔基础存在或疑似存在异常时适用，检测内容及要求如下：

- a) 基础劣化：采用超声波无损检测方法检测混凝土裂缝和钢筋锈蚀状况。裂缝宽度不超过1mm，钢筋截面锈蚀率不大于5%，否则应进行承载力验算。
- b) 混凝土强度：采用回弹法进行现场检测，必要时钻芯取样进行实验室试验。测量结果应符合设计要求。
- c) 基础沉降和位移：采用经纬仪或全站仪进行测量。其他应按照 DL/T 1367、GB/T 50344 的规定执行，要求符合设计要求。

17.3.8 铁塔及钢管杆塔腐蚀检测

巡检发现铁塔及钢管杆塔有明显锈蚀时适用。

铁塔及钢管杆塔构件镀锌防腐层应采用超声涂层测厚仪进行检测，金属构件基材锈蚀深度应采用金属超声测厚仪进行检测，其他应按照DL/T 1367的规定执行，要求符合设计要求。

17.3.9 杆塔机械强度检测

杆塔机械强度应在下列情形下进行一次检测：从未检测且运行年限超过30年；巡检发现严重老化锈蚀；覆冰、风速等超过原设计要求；一旦掉线会引起重大公共安全的交叉跨越杆塔且有新的标准要求。具体检测内容及要求如下：

- a) 杆塔材质检测：用硬度测试仪检测推定钢材强度，必要时取样进行实验室试验，材料强度应满足对应的材质标准要求。
- b) 构件尺寸、连接螺栓性能检测：现场测量杆件尺寸，连接螺栓取样进行实验室检测，检测结果应满足 DL/T 5154 的要求。
- c) 结构整体变形检测：采用全站仪、经纬仪等测量杆塔整体变形。检测结果应满足 DL/T 5154 的要求。
- d) 杆塔结构承载能力复核，复核结果应满足 DL/T 5154 的要求。

17.3.10 悬式瓷绝缘子瓷击穿带电检测

悬式瓷绝缘子串发生了雷击闪络，需要检测其绝缘状态时适用。

可在晴朗干燥天气下采用火花间隙法进行检测，火花间隙距离约为1.5mm~2.5mm，人作业时，火花间隙安装在绝缘杆上，绝缘杆应满足带电作业的安全要求。检测时，将火花间隙的两个触头卡在被测绝缘子的钢脚和钢帽上，如间隙间产生火花，表明绝缘子良好，否则可判为瓷击穿。

18 绝缘油

18.1 一般要求

取样应遵循GB/T 7597的规定，取样量根据试验项目确定。对于少油设备，应明确最大取油量，并在取样前、后观察油位，须在允许范围。对于没有取样阀或孔的全密封充油设备，或制造厂明确禁止取油样的设备，如需分析油样，应征询制造厂意见。

尽可能在油温高于60℃时取样，并记录取样时的油温。

18.2 绝缘油试验项目及要求

项目及要求见表69~表73，表69序号1~6为例行试验，7~20为诊断性试验。其中，消弧线圈仅执行适用项目。

表 69 油浸式变压器/电抗器/消弧线圈绝缘油试验项目

序号	项目	基准周期	基本要求			说明条款
1	油中溶解气体分析 (主油箱及真空 OLTC 油箱)	a) 500kV: 3个月; b) 220kV: 6个月; c) 110kV/66kV:	a) 主油箱:			18.2.1
			子项目	新投运	运行中(注意值)	
			乙炔	未检出或痕量(<0.1 μL/L)	500kV: ≤1 μL/L; 220kV 及以下: ≤5 μL/L	

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款																		
		1年; d) 其余: 8MVA 及以上: 1年	<table border="1"> <tr> <td></td> <td>L/L)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>氢气</td> <td>≤10 μL/L</td> <td>≤150 μL/L</td> </tr> <tr> <td>总烃</td> <td>≤10 μL/L</td> <td>≤150 μL/L</td> </tr> <tr> <td>总烃绝对产气率</td> <td></td> <td>≤12mL/d (密闭式); ≤6mL/d (开放式)</td> </tr> <tr> <td>总烃相对产气率</td> <td>—</td> <td>≤10%/月</td> </tr> <tr> <td>氢气绝对产气率</td> <td>—</td> <td>≤10mL/d</td> </tr> </table> <p>b) 真空 OLTC 油箱: 乙炔≤40 μL/L (注意值); 若乙炔>40 μL/L, 应缩短检测周期, 增长量≤10 μL/L; 若乙炔含量超过以上数值, 与制造厂联系进一步分析处理</p>		L/L)		氢气	≤10 μL/L	≤150 μL/L	总烃	≤10 μL/L	≤150 μL/L	总烃绝对产气率		≤12mL/d (密闭式); ≤6mL/d (开放式)	总烃相对产气率	—	≤10%/月	氢气绝对产气率	—	≤10mL/d	
	L/L)																					
氢气	≤10 μL/L	≤150 μL/L																				
总烃	≤10 μL/L	≤150 μL/L																				
总烃绝对产气率		≤12mL/d (密闭式); ≤6mL/d (开放式)																				
总烃相对产气率	—	≤10%/月																				
氢气绝对产气率	—	≤10mL/d																				
2	油中水分检测 (主油箱及 OLTC 油箱)	a) 500kV: 3个月; b) 220kV: 6个月; c) 110kV/66kV: 1年; d) 其余: 8MVA 及以上: 1年; e) OLTC 油箱: 真空型检测周期与主油箱一致, 其他 1 年或分接变换 5000 次	<p>a) 主油箱:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>电压等级</th> <th>新投运</th> <th>运行中 (注意值)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>500kV</td> <td>≤10mg/L</td> <td>≤15mg/L</td> </tr> <tr> <td>220kV</td> <td>≤15mg/L</td> <td>≤25mg/L</td> </tr> <tr> <td>110kV 及以下</td> <td>≤20mg/L</td> <td>≤35mg/L</td> </tr> </tbody> </table> <p>b) OLTC 油箱: OLTC 在中性点处: ≤40mg/L; OLTC 在其他位置: ≤30mg/L</p>	电压等级	新投运	运行中 (注意值)	500kV	≤10mg/L	≤15mg/L	220kV	≤15mg/L	≤25mg/L	110kV 及以下	≤20mg/L	≤35mg/L	18.2.2						
电压等级	新投运	运行中 (注意值)																				
500kV	≤10mg/L	≤15mg/L																				
220kV	≤15mg/L	≤25mg/L																				
110kV 及以下	≤20mg/L	≤35mg/L																				
3	击穿电压检测	a) 主油箱: 500kV: 1年; 220kV 及以下: 2年; b) OLTC 油箱: 真空型检测周期与主油箱一致, 其他 1 年或分接变换 5000 次	<p>a) 主油箱:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>电压等级</th> <th>新投运</th> <th>运行中 (警示值)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>500kV</td> <td>≥65kV</td> <td>≥55kV</td> </tr> <tr> <td>220kV~66kV</td> <td>≥45kV</td> <td>≥40kV</td> </tr> <tr> <td>35kV、10kV</td> <td>≥40kV</td> <td>≥35kV</td> </tr> </tbody> </table> <p>b) OLTC 油箱: 有在线滤油: ≥40kV; 无在线滤油, OLTC 在中性点处: ≥30kV; 无在线滤油, OLTC 在其他位置: ≥40kV</p>	电压等级	新投运	运行中 (警示值)	500kV	≥65kV	≥55kV	220kV~66kV	≥45kV	≥40kV	35kV、10kV	≥40kV	≥35kV	18.2.3						
电压等级	新投运	运行中 (警示值)																				
500kV	≥65kV	≥55kV																				
220kV~66kV	≥45kV	≥40kV																				
35kV、10kV	≥40kV	≥35kV																				
4	外观和颜色检测	a) 500kV: 1年; b) 220kV 及以下:	<p>a) 外观: 透明、无沉淀物和悬浮物; b) 颜色: 淡黄色或黄色; c) 色度: ≤5 (碘色度法) 或≤2.0 (三刺激值法)</p>	18.2.4																		

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款									
5	介损 (90℃) 检测	2 年	<table border="1"> <thead> <tr> <th>电压等级</th> <th>新投运</th> <th>运行中 (注意值)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>500kV</td> <td>≤0.005</td> <td>≤0.02</td> </tr> <tr> <td>220kV 及以下</td> <td>≤0.01</td> <td>≤0.04</td> </tr> </tbody> </table>	电压等级	新投运	运行中 (注意值)	500kV	≤0.005	≤0.02	220kV 及以下	≤0.01	≤0.04	18.2.5
电压等级	新投运		运行中 (注意值)										
500kV	≤0.005	≤0.02											
220kV 及以下	≤0.01	≤0.04											
6	酸值检测		a) 新投运: ≤0.03mg/g (以 KOH 计); b) 运行中: ≤0.1mg/g (以 KOH 计, 注意值)	18.2.6									
7	水溶性酸值检测	诊断性试验	a) 新投运: pH 值 ≥5.4; b) 运行中: pH 值 ≥4.2 (注意值)	18.2.7									
8	油中含气量检测		<table border="1"> <thead> <tr> <th>新投运</th> <th>运行中 (注意值)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>≤1% (V/V)</td> <td>500kV: ≤3% (V/V)</td> </tr> </tbody> </table>	新投运	运行中 (注意值)	≤1% (V/V)	500kV: ≤3% (V/V)	18.2.8					
新投运	运行中 (注意值)												
≤1% (V/V)	500kV: ≤3% (V/V)												
9	界面张力 (25℃) 检测		a) 新投运: ≥35mN/m; b) 运行中: ≥25mN/m (注意值)	18.2.9									
10	抗氧化剂含量检测		≥新油初值的 60%且 ≥0.08% (注意值)	18.2.10									
11	体积电阻率 (90℃) 测量		a) 新投运: ≥60GΩ·m。 b) 运行中: ①500kV: ≥10GΩ·m (注意值); ②220kV 及以下: ≥5GΩ·m (注意值)	18.2.11									
12	油泥与沉淀物检测		≤0.02% (注意值)	18.2.12									
13	颗粒污染度测定		500kV: ≤3000 颗/100mL	18.2.13									
14	油的相容性检测		相容, 无异常	18.2.14									
15	糠醛含量检测		a) 糠醛含量 (注意值): <table border="1"> <thead> <tr> <th>运行年数</th> <th>≤10 年</th> <th>10 年~15 年</th> <th>15 年~20 年</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>参考含量</td> <td>≤0.2mg/L</td> <td>≤0.4mg/L</td> <td>≤0.75mg/L</td> </tr> </tbody> </table> b) 严重老化: ≥4mg/L (警示值)	运行年数	≤10 年	10 年~15 年	15 年~20 年	参考含量	≤0.2mg/L	≤0.4mg/L	≤0.75mg/L	18.2.15	
运行年数	≤10 年		10 年~15 年	15 年~20 年									
参考含量	≤0.2mg/L	≤0.4mg/L	≤0.75mg/L										
16	腐蚀性硫检测	a) 定性: 非腐蚀性; b) 定量: 二苯基二硫醚 ≤5mg/kg (注意值)	18.2.16										
17	金属钝化剂含量检测	≥50mg/kg (注意值)	18.2.17										
18	闪点 (闭口) 检测	≥135℃, 且同比下降不超过 10℃ (注意值)	18.2.18										
19	油中金属含量检测	同比或互比无明显差异	18.2.19										
20	带电倾向度检测	符合设备技术要求	18.2.20										

表 70 互感器绝缘油试验项目

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
1	外观和颜色检测	例行试验: 3 年或按照制造	a) 外观: 透明、无沉淀物和悬浮物;	18.2.4

序号	项目	基准周期	基本要求	说明条款
		商建议	b) 颜色: 淡黄色或黄色; c) 色度: ≤ 5 (碘色度法) 或 ≤ 2.0 (三刺激值法)	
2	油中溶解气体分析	例行试验: a) 新投 110 (66) kV 及以上: 新投运后 1 年内; b) 3 年或按照制造商建议	电流互感器: a) 乙炔: 500kV: $\leq 1 \mu\text{L/L}$ (注意值); 220kV 及以下: $\leq 2 \mu\text{L/L}$ (注意值) b) 氢气: 500kV: $\leq 150 \mu\text{L/L}$ (注意值); 220kV 及以下: $\leq 300 \mu\text{L/L}$ (注意值) c) 总烃: $\leq 100 \mu\text{L/L}$ (注意值)	18.2.1
		例行试验: 3 年或按照制造商建议	电压互感器/分压器: a) 乙炔: 500kV: $\leq 2 \mu\text{L/L}$ (注意值); 220kV 及以下: $\leq 3 \mu\text{L/L}$ (注意值) b) 氢气: $\leq 150 \mu\text{L/L}$ (注意值); c) 总烃: $\leq 100 \mu\text{L/L}$ (注意值)	
3	击穿电压检测	诊断性试验: 必要时	a) 500kV: $\geq 55\text{kV}$ (警示值); b) 220kV 及以下: $\geq 40\text{kV}$ (警示值); c) 35kV: $\geq 35\text{kV}$ (警示值)	18.2.3
4	水分检测		a) 500kV: $\leq 15\text{mg/L}$ (注意值); b) 220kV: $\leq 25\text{mg/L}$ (注意值); c) 110kV 及以下: $\leq 35\text{mg/L}$ (注意值)	18.2.2
5	介损 (90℃) 检测		a) 500kV: ≤ 0.02 (注意值); b) 220kV 及以下: ≤ 0.04 (注意值)	18.2.5

表 71 高压套管绝缘油试验项目

序号	项目	基本要求	说明条款
1	外观和颜色检测	a) 外观: 透明、无沉淀物和悬浮物; b) 颜色: 淡黄色或黄色; c) 色度: ≤ 5 (碘色度法) 或 ≤ 2.0 (三刺激值法)	18.2.4
2	油中溶解气体分析	a) 乙炔: 500kV: $\leq 1 \mu\text{L/L}$ (注意值); 220kV 及以下: $\leq 2 \mu\text{L/L}$ (注意值)。 b) 氢气: $\leq 140 \mu\text{L/L}$ (注意值)。 c) 甲烷: $\leq 40 \mu\text{L/L}$ (注意值), 同时应根据气体含量有效比值进一步分析	18.2.1
3	击穿电压检测	a) 500kV: $\geq 55\text{kV}$ (警示值); b) 220kV 及以下: $\geq 40\text{kV}$ (警示值);	18.2.3

序号	项目	基本要求	说明条款
		c) 35kV: ≥ 35 kV (警示值)	
4	水分检测	a) 500kV: ≤ 15 mg/L (注意值); b) 220kV: ≤ 25 mg/L (注意值); c) 110kV 及以下: ≤ 35 mg/L (注意值)	18.2.2
5	介损 (90℃) 检测	a) 500kV: ≤ 0.02 (注意值); b) 220kV 及以下: ≤ 0.04 (注意值)	18.2.5

表 72 充油电缆绝缘油试验项目

序号	项目	基本要求	说明条款
1	外观和颜色	a) 外观: 透明、无沉淀物和悬浮物; b) 颜色: 淡黄色或黄色; c) 色度: ≤ 5 (碘色度法) 或 ≤ 2.0 (三刺激值法)	18.2.4
2	油中溶解气体分析	a) 可燃气体: $\leq 1500 \mu\text{L/L}$ (注意值); b) 氢气: $\leq 500 \mu\text{L/L}$ (注意值); c) 甲烷: $\leq 200 \mu\text{L/L}$ (注意值); d) 乙炔: $\leq 0.5 \mu\text{L/L}$ (注意值); e) 乙烷: $\leq 200 \mu\text{L/L}$ (注意值); f) 乙烯: $\leq 200 \mu\text{L/L}$ (注意值); g) 一氧化碳: $\leq 100 \mu\text{L/L}$ (注意值); h) 二氧化碳: $\leq 1000 \mu\text{L/L}$ (注意值)	18.2.1
3	击穿电压检测	a) 压力箱: ≥ 50 kV (警示值); b) 电缆及附件: ≥ 45 kV (警示值)	18.2.3
4	水分检测	a) 500kV: ≤ 15 mg/L (注意值); b) 其他: ≤ 25 mg/L (注意值)	18.2.2
5	介损 (90℃) 检测	≤ 0.005 (注意值)	18.2.5

表 73 非全封闭集合式电容器绝缘油试验项目

序号	项目	基本要求	说明条款
1	外观和颜色检测	a) 外观: 透明、无沉淀物和悬浮物; b) 颜色: 淡黄色或黄色; c) 色度: ≤ 5 (碘色度法) 或 ≤ 2.0 (三刺激值法)	18.2.4
2	油中溶解气体分析	a) 乙炔: $\leq 2 \mu\text{L/L}$ (注意值); b) 总烃: $\leq 150 \mu\text{L/L}$ (注意值)	18.2.1
3	击穿电压检测	≥ 35 kV (警示值)	18.2.3
4	水分检测	≤ 25 mg/L (注意值)	18.2.2
5	介损 (90℃) 检测	≤ 0.04 (注意值)	18.2.5

18.2.1 油中溶解气体分析

试验方法参考DL/T 703, 取样及测量程序参考DL/T 722, 同时注意设备技术文件的特别提示(如有); 除定期检测外, 下列情形应进行检测:

- 新投运或解体维修后重新投运, 在投运后的第1、4、10、30天各进行一次。若气体含量呈现增长趋势, 或110kV及以上变压器检测出乙炔, 即使小于注意值, 也应缩短试验周期。烃类气体含量较高时, 应计算总烃的产气速率。
- 当怀疑有内部缺陷(如听到异常声响)、气体继电器有信号、经历了过负荷运行以及发生了出口或近区短路故障, 应增加取样分析。
- 经历了出口及近区短路、严重过励磁、直流偏磁等不良工况后进行一次。

如气体含量呈现增长趋势, 或检测出了乙炔, 如同时存在c)项所列事实之一, 或局部放电带电检测异常, 宜尽快安排停电检修。

多组分油中溶解气体在线监测装置应在每年6月份夏季用电高峰和每年1月份冬季用电高峰前分别进行一次与离线检测数据的比对分析。

采用气相色谱仪进行检测, 分析方法可按照GB/T 17623的规定执行。对于油浸式电力变压器和电抗器, 如烃类气体或氢气含量较高, 应计算产气速率。计算公式如下:

$$\gamma_a = \frac{C_{\Sigma 2} - C_{\Sigma 1}}{\Delta t} \times \frac{m}{\rho} \quad (18-1)$$

$$\gamma_a = \frac{C_{\Sigma 2} - C_{\Sigma 1}}{C_{\Sigma 1}} \times \frac{1}{\Delta t} \times 100\% \quad (18-2)$$

式中:

γ_a ——绝对产气速率, mL/d;

γ_r ——相对产气速率, %;

$C_{\Sigma 1}$ ——上次所测油中总烃(或某种气体)浓度, $\mu\text{L/L}$;

$C_{\Sigma 2}$ ——本次所测油中总烃(或某种气体)浓度, $\mu\text{L/L}$;

Δt ——两次取样的时间间隔, 公式(18-1)中为d, 公式(18-2)中为月;

m ——设备总油重, t;

ρ ——油的比重, t/m^3 。

如油中溶解气体分析异常, 包括超过注意值要求, 或有明显增长态势, 应跟踪分析并结合关联状态量查明原因, 如故障风险持续增加, 宜安排停电检修。

18.2.2 水分检测

参照GB/T 7600采用库仑法或参照GB/T 7601采用气相色谱法进行测定。怀疑受潮时, 应随时测量油中水分。

如水分不符合要求, 应查明原因, 同时按照DL/T 1419的要求对油进行再生处理或换为新油。

18.2.3 击穿电压检测

采用专用试样杯进行测定, 具体方法应符合GB/T 507和DL/T 429.9的要求。

如击穿电压不符合要求, 应查明原因, 同时按照DL/T 1419的要求对油进行再生处理或换为新油。

18.2.4 外观和颜色检测

透明度检测应按照DL/T429.1的规定执行, 颜色测定应按照DL/T429.2的规定执行。凭视觉检测油的颜色, 粗略判断油的状态。评估方法如表74所示。

表 74 绝缘油视觉检测

视觉检测	淡黄色	黄色	深黄色	棕褐色
油质评估	好油	较好油	轻度老化的油	老化的油

如油透明度变差，颜色呈深黄色，或色度不符合要求，应按照DL/T 1419的要求对油进行再生处理或换为新油。

18.2.5 介损检测

采用专用试验池进行测定，测试温度一般为90℃。其他应按照GB/T 5654的规定执行。

如介损不符合要求，表明绝缘油受到污染或老化，应按照DL/T 1419和DL/T 1837的要求对油进行再生处理或换为新油。

18.2.6 酸值检测

采用沸腾乙醇抽出样油中的酸性组分，再用氢氧化钾乙醇标准溶液滴定，具体按照GB/T 28552的要求执行。

如酸值不符合要求，应按照DL/T 1419和DL/T 1837的要求对油进行再生处理或换为新油。

18.2.7 水溶性酸值检测

采用比色法应按照GB/T 7598进行测定。

如水溶性酸值不符合要求，应按照DL/T 1419和DL/T 1837的要求进行再生处理或换为新油。

18.2.8 油中含气量检测

应按照DL/T 703采用气相色谱法或按照DL/T 423采用真空压差法应进行检测。

如油中含气量不符合要求，应按照DL/T 1419的要求进行真空脱气处理或换为新油。

18.2.9 界面张力检测

应按照GB 6541采用圆环法进行检测。

如界面张力不符合要求，应按照DL/T 1419和DL/T 1837的要求对油进行再生处理或换为新油。

18.2.10 抗氧化剂含量检测

对于添加了抗氧化剂的油，油色改变或酸值偏高时适用。

可按照GB/T 7602.1采用分光光度法、GB/T 7602.2采用液相色谱法、GB/T 7602.3采用红外光谱法或GB/T 7602.4采用气质联用法等进行测量。

若抗氧化剂含量减少，应按规定添加新的抗氧化剂。添加之前，应咨询制造厂意见。

18.2.11 体积电阻率测量

检验绝缘油老化或污染时适用。应按照GB/T 5654及DL/T 421所述方法进行测量。

如体积电阻率不符合要求，应按照DL/T 1419的要求对油进行再生处理或换为新油。

18.2.12 油泥与沉淀物检测

界面张力小于25mN/m时适用。按照GB/T 511、DL/T 429.7所述方法进行测定。

如检测结果不符合要求，应按照DL/T 1419和DL/T 1837的要求对油进行再生处理或换为新油。

18.2.13 颗粒污染度测定

排查磨损污染或受家族缺陷警示时适用。参照DL/T 432采用最小可测量粒径不大于 $5\mu\text{m}$ 的自动颗粒计数器或显微镜进行测定。

对于变压器，过量的金属颗粒是潜油泵磨损的一个信号，本项试验可以用来表征油的纯净度。如颗粒数超过注意值，应关注颗粒数变化，必要时对金属成分及含量进行分析。消除污染原因后，宜按照DL/T 1419的要求对油进行过滤处理或换为新油。

18.2.14 油的相容性检测

补充新油前适用。宜补充同牌号的油，若不能确定补充油与运行油完全相同，应按GB/T 14542所述方法进行油的相容性检测。

如相容性检验不合格，不得混合适用。

18.2.15 糠醛含量检测

运行超过25年或长期重载，需要评估绝缘老化状态时适用。

应按照DL/T 1355可采用液相色谱法进行检测，按照DL/T 984进行分析。分析时，注意滤油对测量结果的影响。

18.2.16 腐蚀性硫检测

依据GB/T 32508或DL/T 285进行测定。

如腐蚀性硫（二苳基二硫醚）不符合要求或显示腐蚀性，应按照DL/T 1419的要求对油进行再生处理、添加金属钝化剂或换为新油。

18.2.17 金属钝化剂含量检测

依据DL/T 1459进行测定。

如金属钝化剂含量不符合要求，应补加金属钝化剂。

18.2.18 闪点（闭口）检测

依据GB/T 261进行测定。

如闪点（闭口）不符合要求，应查明设备是否存在严重过热缺陷、放电性缺陷或补错油等，应按照DL/T 1419和DL/T 1837的要求进行真空脱气处理或换为新油。

18.2.19 油中金属含量检测

依据DL/T 263或DL/T 1550进行测定。

绝缘油明显劣化或存在严重过热缺陷时进行本项目。通常油中铜、铁、银、锌含量不大于 0.5mg/kg ，如超过 0.5mg/kg ，宜查明原因。

18.2.20 带电倾向度检测

依据DL/T 385进行测定。

对壳式变压器，带电倾向度应小于 500pC/mL （ 20°C ），如不符合要求，应添加金属钝化剂或换为新油。此外，对油带电倾向度较高的强油循环设备，宜降低潜油泵转速。

19 SF₆气体及混合气体

19.1 SF₆气体及混合气体试验项目及要

项目及要要求见表75。对于GIS等具有金属封闭外壳的充气设备，可带电取气样进行试验；对于其他设备，若不适宜带电取样，应在停电状态下进行试验。

对于气体绝缘变压器、互感器和套管，序号1为例行试验项目，基准周期为3年，序号2~7为诊断性试验项目；对于开关设备，序号1、5为例行试验项目，基准周期为3年，其他项目为诊断性试验项目。

对于混合气体或其他绝缘气体，序号2、4的注意值指标见设备技术要求。

表 75 SF₆气体及混合气体试验项目

序号	项目	基本要求	说明条款			
1	气体湿度检测 (20℃)	气体湿度要求 (注意值)		19.1.2		
		隔室类别			新充气	运行中
		气体绝缘 变压器	箱体及开关隔室		≤125 μL/L	≤220 μL/L
			电缆及其他隔室		≤220 μL/L	≤375 μL/L
		GIS/HGIS/GIL	灭弧室		≤150 μL/L	≤300 μL/L
			其他隔室		≤250 μL/L	≤500 μL/L
		SF ₆ 断路器	≤150 μL/L		≤300 μL/L	
		气体绝缘互感器	≤250 μL/L		≤500 μL/L	
		气体绝缘有载分接开关	≤150 μL/L		≤300 μL/L	
气体绝缘套管	≤150 μL/L	≤300 μL/L				
2	气体分解物检测	a) SF ₆ 气体: SO ₂ ≤1 μL/L (注意值); H ₂ S≤1 μL/L (注意值); CF ₄ 增量≤10% (注意值) b) 其他气体: 符合设备技术要求	19.1.3			
3	气体漏点侦寻	无可侦寻的泄漏点	19.1.4			
4	气体密度及成分分析	SF ₆ 气体成分要求 (注意值):		19.1.5		
		气体成分	新投运		运行中	
		四氟化碳 (CF ₄)	增量≤5m/m		增量≤10m/m	
		空气 (O ₂ +N ₂)	≤0.05m/m		≤0.2m/m	
		可水解氟化物	≤1.0 μg/g		≤1.0 μg/g	
		矿物油	≤10 μg/g		≤10 μg/g	
		毒性 (生物试验)	无毒		无毒	
		密度 (20℃, 0.1013MPa)	6.15g/L		6.15g/L	
		气体纯度 (体积分数)	≥99%		≥97%	
		酸度	≤0.3 μg/g		≤0.3 μg/g	
		杂质组分 (CO、CO ₂ 、HF、SO ₂ 、SF ₄ 、SOF ₂ 、SO ₂ F ₂ 等)	不应持续增加			
其他气体: 符合设备技术要求						
5	气体密度表校验	符合设备技术要求	19.1.6			

序号	项目	基本要求	说明条款
6	密封性检测	相对漏气速率 $\leq 0.5\%$ /年（注意值）	19.1.7
7	气体成分比例检测 （混合气体适用）	符合设备技术要求	19.1.8

19.1.1 气体的取样

样气可从充放气阀门上提取，即应用配套接头将采样装置和设备的充放气阀门连接取样。其他应按照DL/T 1032的要求执行。

19.1.2 气体湿度检测

参照GB/T 5832.1采用电解法或参照GB/T 5832.2采用露点法或参照GB/T 5832.3光腔衰荡光谱法进行测量。除按周期检测之外，下列情形之一应进行一次气体湿度检测：

- 新投运 48h 至 2 周其间检测 1 次，与交接时的检测结果相比，如有明显增加，应跟踪分析，直至检测结果稳定且符合表 75 要求。
- 补气前及补气后 1~3 天各检测 1 次，对比湿度的变化，如补气前湿度接近或超过表 75 要求，补气 2~3 周后再检测 1 次，确认气体湿度符合表 75 要求。
- 若有未修复的气体泄漏缺陷，应跟踪分析，直至泄漏缺陷消除。
- 若有气体湿度超标的家族缺陷，应及时检测 1 次，以确认其状态。
- 如测量结果不符合要求，2~3 天后再检测一次，如仍不符合要求，应根据严重程度给出跟踪分析或停电检修的建议。

19.1.3 气体分解物检测

排查放电性缺陷时适用。具体场景包括有异常响声，异常跳闸，或基于声、电方法的带电检测发现了局部放电信号，或受家族缺陷警示等。有电弧分解物隔室除外。

分析方法应符合DL/T 1205和DL/T 1607（红外光谱法）的规定。如样气中检出超过注意值的二氧化硫（SO₂）及硫化氢（H₂S），表示内部有过局部放电，相隔24h再测1次（严重时，宜缩短间隔），如前述分解物还在持续增加，表示内部局部放电仍在持续中。

分析时注意吸附剂的影响，吸附剂会吸附分解物。

19.1.4 气体漏点侦寻

500kV设备宜定期进行；其他设备宜在气体密度降低或补气间隔小于2年时适用。

采用SF₆气体泄漏成像仪或其他漏点侦寻技术对隔室本体，特别是各密封接口处进行漏点侦寻，应无可探测的泄漏点。

如发现漏点且相对漏气速率大于1%/年，宜尽快处理。

19.1.5 气体密度及成分分析

需要确认气体质量时适用。

分析方法应符合DL/T 916（酸度）、DL/T 917或DL/T 1988（密度）、DL/T 918（可水解氟化物）、DL/T 919（矿物油）、DL/T 920（空气、四氟化碳）、DL/T 921（毒性生物试验）、DL/T 1205及DL/T 1607（气体分解物）的相关规定。

19.1.6 气体密度表校验

示值异常的表及达到抽检周期的表适用。

可带电检验的，每站每3年进行一次抽检；不可带电校验的，有停电机机会且超过3年未校验也进行一次抽检。抽检比例为10%，但不少于5只。

通过充放气阀门将0.2级绝对式压力表（标准表）与气体密度表（待检表）并列与隔室联通，记录标准表的压力，并将修正到20℃的压力值与气体密度表示值进行比对（相对压力表应加当前环境大气压力），准确级应达到2.5级或符合设备技术要求。具体可按照DL/T 259的要求执行。如对现场比对结果存疑，应抽取3只在实验室进行模拟环境下（-40℃~60℃）的准确级校验，不应低于2.5级或符合设备技术要求。

如抽检中发现缺陷，应将抽检量加倍再检，再检仍然发现有缺陷，宜全检。

19.1.7 密封性检测

漏气缺陷修复后，或需要定量检测密封性时适用。

根据设备结构特征选择适宜的检测方法，如局部包扎法等。其他应符合GB/T 11023的规定，要求相对漏气速率不超过0.5%/年。

19.1.8 气体成分比例检测

混合气体绝缘设备补气之后适用。

采用气体成分分析仪对主要气体（如SF₆、N₂）含量进行检测，确认其比例符合设备技术要求。如不符合，应根据比例失调程度酌情处理。

附录 A
(规范性附录)
状态量显著性差异分析法

在相近的运行和检测条件下，相同设计、材质和工艺的一批设备，其状态量不应有显著差异，若某台设备某个状态量与其他设备有显著性差异，即使满足注意值或警示值要求，也应引起注意。对于没有注意值或警示值要求的状态量，也可以应用显著性差异分析，作为本规程对部分状态量要求“没有明显变化”或类似要求的判断依据。

状态量显著性差异分析方法如下：设 n ($n \geq 5$) 合同一厂家设备（如同制造商同批次设备），某个状态量 X 的当前试验值的平均值为 \bar{X} ，样本偏差为 S （不含被诊断设备）；被诊断设备的当前试验值为 x ，则有显著性差异的条件为：

劣化表现为状态量值减少时（如绝缘电阻）： $x < \bar{X} - kS$

劣化表现为状态量值增加时（如介质损耗因数）： $x > \bar{X} + kS$

劣化表现为偏离初值时（如绕组电阻）： $x \notin (\bar{X} - kS, \bar{X} + kS)$

上列各式中 k 值根据 n 的大小按表A.1选取。

表 A.1 k 值与 n 的关系

n	5	6	7	8	9	10	11
k	2.57	2.45	2.36	2.31	2.26	2.23	2.20
n	13	15	20	25	35	≥ 45	—
k	2.16	2.13	2.09	2.06	2.03	2.01	—

- a) 易受环境影响的状态量，本方法仅供参考。
- a) 设备台数 $n < 5$ 时，不适宜应用本方法。
- b) 若不受试验条件影响，显著性差异分析法也适用于同一设备同一状态量历年试验结果的分析。

附录 B
(规范性附录)

变压器线间电阻到相绕组电阻的换算方法

对于星形联结，应测量各相绕组电阻，无中性点引出线的星形联结，可测量各线间电阻，按式 (B.1) 计算各相绕组电阻；对于 Yd11 接线，可测量各线间的电阻，然后按式 (B.2) 计算各相绕组电阻。

$$\left. \begin{aligned} R_A &= \frac{R_{AB} + R_{CA} - R_{BC}}{2} \\ R_B &= \frac{R_{BC} + R_{AB} - R_{CA}}{2} \\ R_C &= \frac{R_{BC} + R_{CA} - R_{AB}}{2} \end{aligned} \right\} \quad (\text{B. 2})$$

$$\left. \begin{aligned} R_A &= (R_{AC} - R_p) - \frac{R_{AB} \times R_{BC}}{R_{AC} - R_p} \\ R_B &= (R_{BA} - R_p) - \frac{R_{BC} \times R_{CA}}{R_{BA} - R_p} \\ R_C &= (R_{CB} - R_p) - \frac{R_{CA} \times R_{AB}}{R_{CB} - R_p} \\ R_p &= \frac{R_{AB} + R_{BC} + R_{CA}}{2} \end{aligned} \right\} \quad (\text{B. 2})$$

附录 C
(资料性附录)
憎水性分级 (HC 值) 的典型状态

试品表面水滴状态与憎水性分级标准见表 C. 1。

表 C. 1 试品表面水滴状态与憎水性分级标准

HC 值	试品表面水滴状态描述
HC1	只有分离的水珠，大部分水珠的状态、大小及分布应与图 C. 1 基本一致
HC2	只有分离的水珠，大部分水珠的状态、大小及分布应与图 C. 1 基本一致
HC3	只有分离的水珠，水珠一般不再是圆的，大部分水珠的状态、大小及分布应与图 C. 1 基本一致
HC4	同时存在分离的水珠与水带。完全湿润的水带面积小于 2cm^2 ，总面积小于被测区域面积的 90%
HC5	一些完全湿润的水带面积大于 2cm^2 ，总面积小于被测区域面积的 90%
HC6	完全湿润总面积大于 90%，仍存在少量干燥区域（点或带）
HC7	整个被试区域形成连续的水膜

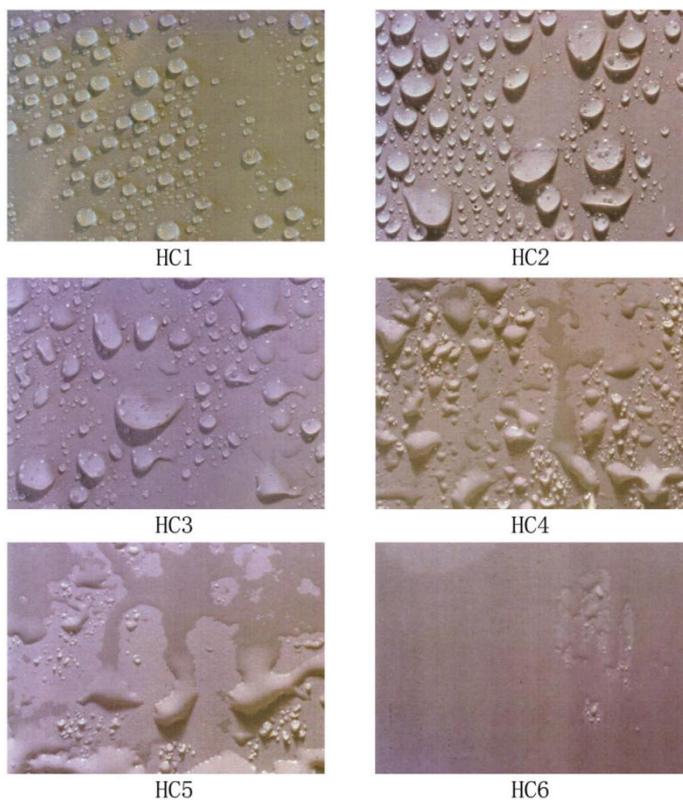


图 C. 1 憎水性分级的典型状态

附录 D
(资料性附录)
检修及更换策略的建模

设备停电检修或更换有利有弊，因此，是否要停电检修或是否要更换新设备应基于利与弊的分析。为了实现这种分析，通常把不同利弊因素折算成统一的可量化指标，如货币化指标，通过建模实现定量分析，以支持决策。停电检修或更换的具体利弊如下：

- a) 弊：1) 设备退出运行其间，电网冗余下降，电网故障风险增加；2) 可能需要临时中断部分供电，造成供电损失，并影响用户满意度；3) 退运、检修及重新投运其间的作业人员人身风险及操作风险；4) 检修或更换新设备的费用；5) 无效检修甚至负面检修带来的风险。
- b) 利：1) 降低了因延迟检修导致设备故障扩大的风险；2) 减小了设备突发故障对电网安全的影响；3) 降低了设备突发故障引起供电中断的风险；4) 降低了设备突发故障引起公共（如大型购物中心等）安全的风险。

建模前需将上述各项利弊折算成一致的指标，如费用，然后用总费用最低为优化目标进行建模。建模可以针对一台设备或一条出线，建模之后可结合运行经验不断对模型参数进行调整，并逐步由模型决策取代完全基于人工经验的决策。

内蒙古电力（集团）有限责任公司

附录 E
(资料性附录)

变压器绕组间及对地电容量的分解算法

E.1 变压器电容量的分解算法

分解算法与绕组结构有关。对于三相三绕组变压器，绕组间及绕组对地的电容分布如图E.1所示。其他结构变压器参照执行。

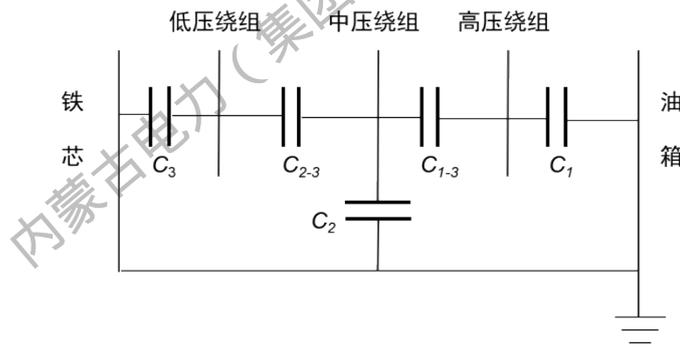


图 E.1 三相三绕组变压器绕组电容等值图

各电容遵循公式 (E.1) 的关系：

$$\left. \begin{aligned} C_{1-2} &= \frac{1}{2}(C_{x1} + C_{x2} - C_{x4}) \\ C_{2-3} &= \frac{1}{2}(C_{x3} + C_{x4} - C_{x5}) \\ C_1 &= C_{x1} - C_{1-2} \\ C_3 &= C_{x3} - C_{2-3} \\ C_2 &= C_{x5} - C_1 - C_3 \end{aligned} \right\} \quad (\text{E.1})$$

式中：

C_{x1} ——高压绕组加压，中压、低压绕组、铁芯、夹件和油箱接地的电容量测量值；

C_{x2} ——中压绕组加压，高压、低压绕组、铁芯、夹件和油箱接地的电容量测量值；

C_{x3} ——低压绕组加压，高压、中压绕组、铁芯、夹件和油箱接地的电容量测量值；

C_{x4} ——高压和中压绕组加压，低压绕组、铁芯、夹件和油箱接地的电容量测量值；

C_{x5} ——高压、中压和低压绕组加压，铁芯、夹件和油箱接地的电容量测量值；

C_1 ——分解后高压绕组对地电容量；

C_2 ——分解后中压绕组对地电容量；

C_3 ——分解后低压绕组对地电容量；

C_{1-2} ——分解后中压绕组对高压绕组电容量；

C_{2-3} ——分解后低压绕组对中压绕组电容量。

E.2 电容量分解算法典型应用

某三相三绕组110kV降压变压器，遭受出口短路后进行绕组电容量测量，发现 C_{x2} 、 C_{x3} 和 C_{x5} 的初值差均超过了注意值，如表E.1，但无法准确判断哪个绕组变形损坏。为此对电容测量值进行了分解，如表E.2所示，可以看出 C_{1-2} （高压对中压绕组）初值差减小1.73%， C_{2-3} （中压对低压绕组）初值差增大7.83%，其他值无明显变化。由此判断，该变压器中压绕组向内收缩变形。返厂解体检查发现，该变压器中压B相绕组发生向内凹陷的严重变形、中压C相绕组轻微变形，如图E.2和图E.3所示，证实了分析结果的正确性。该案例表明，根据分解后的电容量进行分析可获得更有针对性的结论。

表 E.1 变压器绕组电容量实测值及初值差

项目	测量值 (nF)	出厂值 (nF)	初值差 (%)
C_{x1}	9.564	9.672	-1.12
C_{x2}	18.24	17.54	3.99
C_{x3}	20.73	19.84	4.49
C_{x4}	15.4	14.59	0.65
C_{x5}	13.97	13.88	5.55

表 E.2 分解后的绕组电容量及初值差

项目	测量值 (nF)	出厂值 (nF)	初值差 (%)
C_1	3.362	3.361	0.03
C_2	0.96	0.95	0.42
C_3	9.65	9.57	0.89
C_{1-2}	6.202	6.311	-1.73
C_{2-3}	11.08	10.275	7.83



图 E.2 B 相中压绕组严重变形



图 E.3 C 相中压绕组轻微变形

附录 F (资料性附录)

盘形悬式绝缘子现场污秽度与等值盐密/灰密的关系

F.1 污秽种类与环境类型

F.1.1 污秽种类

绝缘子表面的自然污秽物分为A、B两类：

A类：含有不溶物（或非水溶性）的固体污秽物附着于绝缘表面，当受潮时污秽物导电。该类污秽物可通过测量等值盐密（ESDD）和灰密（NSDD）来表征其特性。

B类：液体电解质附着于绝缘表面，多含有少量不溶物。该类污秽物可通过测量导电率或泄漏电流来表征其特性，也可通过测量ESDD和NSDD来表征其特性。

a) A类污秽

A类污秽普遍存在于内陆、沙漠或工业污染区；沿海地区绝缘子表面形成的盐污层，在露、雾或毛毛雨的作用下，也可视为A类污秽。

A类污秽含受潮时形成导电层的可溶污秽物和吸入水分的不溶物。

可溶污秽物分为高可溶性盐（如快速溶解于水中的盐）和低可溶性盐（如很难溶解的盐）。

不溶物如尘土、沙子、粘土、油脂等。

b) B类污秽

B类污秽主要存在于沿海地区，海风携带盐雾直接沉降在绝缘表面上；通常化工企业排放的化学薄雾以及大气严重污染带来的具有高电导率的大雾与毛毛雨也可列为此类。

F.1.2 污秽度的表征

污秽度的表征，从很轻到很重共分为以下5个污秽等级，从一个等级到另一等级是逐渐变化的：

- a) a 很轻。
- b) b 轻。
- c) c 中等。
- d) d 重。
- e) e 很重。

对于A类污秽，图F.1给出了参照盘形悬式绝缘子对应于每一SPS等级的ESDD/NSDD值的范围。a-b、b-c、c-d、d-e为各级污区的分界线；E1~E7对应7种典型污秽参照DL/T 374示例；三条直线分别为NSDD与ESDD之比为10:1、5:1、2:1的灰盐比线，这些值是从现场测量、经验以及污秽试验推导出来的，并且是从其至少12个月的定期测量中得到的最大值。图F.1是依据我国经验和试验数据做出的，其中的ESDD、NSDD为带电测量值，仅适用于参照绝缘子并考虑了他们具体的污秽特性。由于我国目前长棒形绝缘子的使用经验和试验数据很少，目前暂无长棒形绝缘子的ESDD/NSDD和SPS间关系图。

对于B类污秽，图F.2表示参照盘形悬式绝缘子的SES测量和SPS等级间的关系。对图F.2右侧阴影区表征的极重现场污秽度，为保证有满意的污秽性能，不能再使用简单的规则。

图F.1、图F.2的数值依据沉积在参照绝缘子上的自然污秽。不应直接用这些图来确定实验室试验的污秽度。对自然条件和试验条件间的差别、绝缘子型式间的差别都必须进行校正，可参照IEC/TS 60815-1:2008附录E。

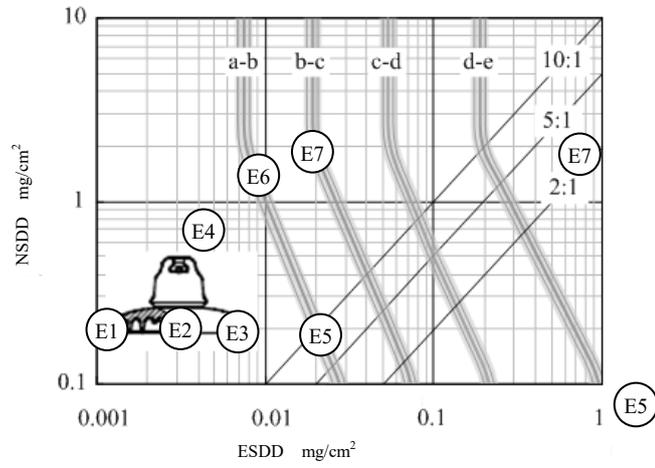


图 F.1 A 类现场污秽度—参照盘形悬式绝缘子的 ESDD/NSDD 和 SPS 间关系

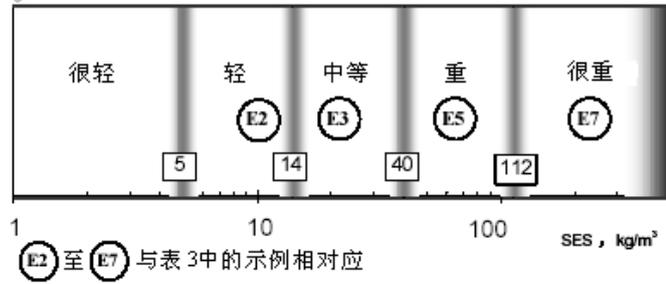


图 F.2 B 类现场污秽度—参照绝缘子上的 SES 和 SPS 间关系

内蒙古电力(集团)有限责任公司

附录 G
(资料性附录)
断路器回路电阻厂家标准

断路器回路电阻厂家标准见表G.1。

表 G.1 断路器回路电阻厂家标准

序号	生产厂家	类型	额定电压 (kV)	型号	额定电流 (A)	回路电阻厂家标准 ($\mu\Omega$)	备注
1	沈阳	SF ₆	500	LW56	—	240	—
2	沈阳	SF ₆	500	LW12	—	200	—
3	沈阳	SF ₆	220	LW12	2000	190	—
4	沈阳	SF ₆	220	LW12	4000	90	—
5	沈阳	SF ₆	220	LW11	3150	40	—
6	沈阳	SF ₆	220	LW11	4000	40	单个断口
7	沈阳	SF ₆	220	LW11	2000	80	单个断口
8	沈阳	SF ₆	220	LW11	4000	90	—
9	沈阳	SF ₆	220	LW11	2000	190	—
10	沈阳	SF ₆	220	LW6	—	35	单个断口
11	沈阳	SF ₆	220	LW4	—	120	—
12	沈阳	SF ₆	220	LW17	—	100	—
13	沈阳	SF ₆	110	LW17	—	75	—
14	沈阳	SF ₆	110	LW11	—	70	—
15	沈阳	SF ₆	110	LW6	—	35	—
16	平顶山	SF ₆	500	LW6	3150	200	单个断口 35
17	平顶山	SF ₆	220	LW6	3150	90	单个断口 35
18	平顶山	SF ₆	220	LW10	3150	45	—
19	平顶山	SF ₆	110	LW6	3150	35	单个断口
20	平顶山	SF ₆	110	LW35	—	45	—
21	西安	SF ₆	500	LW13	4000	250	原型号为 500-SFMT-50B
22	西安	SF ₆	500	LW13A	4000	230	—
23	西安	SF ₆	220	LW15	3150	42	—
24	西安	SF ₆	220	LW23	3150	150	—
25	西安	SF ₆	220	LW25	—	45	—
26	西安	SF ₆	110	LW14	—	30	—
27	西安	SF ₆	110	LW14	—	33	—
28	西安	SF ₆	110	LW25	—	45	—

序号	生产厂家	类型	额定电压 (kV)	型号	额定电流 (A)	回路电阻厂家标准 ($\mu\Omega$)	备注
29	ABB	SF ₆	500	ELFSP7-2	4000	85	—
30	北京 ABB	SF ₆	500	HPL550B2	4000	78	—
31	北京 ABB	SF ₆	220	HPL245B1	4000	50	—
32	北京 ABB	SF ₆	110	LTB145D1/B	3150	40	—
33	西门子	SF ₆	500	3ASS	3150	275	—
34	西门子	SF ₆	500	3AT3EJ	—	70~80	—
35	西门子	SF ₆	220	3AP1FI	—	21~29	—
36	西门子	SF ₆	220	3AP1FI	—	29~37	大爬距
37	西门子	SF ₆	220	3AQ1EE	—	49	—
38	西门子	SF ₆	110	3AP1FG	—	21~29	—
39	西门子	SF ₆	110	3AP1FG	—	29~37	大爬距
40	日立	SF ₆	500	OFPTB	3150	150	—
41	日立	SF ₆	220	OFPTB	3150	150	—
42	美国	真空	35	VBM、VBU	—	200	—
43	三菱	SF ₆	500	500-SFMT-63F	4000	78	—
44	三菱	SF ₆	220	250-SFM-50B	2000	35	—
45	阿海珐	SF ₆	500	GL317	4000	96	—
46	阿海珐	SF ₆	220	GL314	3150	52	—
47	阿海珐	SF ₆	110	GL312	—	48	—
48	平高 东芝	SF ₆	500	GSR-500R2B	—	80~130	—
49	江苏 如高	SF ₆	110	LW36	—	35	—
50	上海 华通	SF ₆	220	LW31	3150	45	单个断口
51	上海 华通	SF ₆	220	ELFSLA-2	3150	50	单个断口
52	上海 华通	SF ₆	110	LW17	2500	55	单个断口
53	沈阳	少油	220	SW2-220IV	—	140	单个断口
54	沈阳	少油	220	SW6-220	1200	450	—
55	沈阳	少油	110	SW2-110I	—	180	—
56	沈阳	少油	110	SW2-110II	—	180	—
57	沈阳	少油	110	SW2-110III	—	140	—
58	西安	少油	110	SW6-110	—	300	—

注：以上为断路器厂家标准，若遇到表 G.1 中未列的断路器型号，可参考相同电压等级、相同载流下的其他类型断路器或与厂家咨询。

附录 H
(资料性附录)

分接开关的试验项目周期和标准

分接开关的试验项目周期和标准见表H.1。

表 H.1 分接开关的试验项目周期和标准

序号	项目	基准周期	标准	说明
1	绝缘电阻测量	交接时	开关单独测试时绝缘电阻 $\geq 1000 \Omega$	一般连同变压器绕组一并 进行,有条件时,单独测 量对地、相间及触头间绝 缘电阻值
		大修时		
		吊芯检查时		
2	测量过渡电 阻值	大修时	a) 符合制造厂规定;	使用电桥法等方法进行直 接测量
		吊芯检查时	b) 与铭牌值比较偏差范围在 $\pm 10\%$ 范围内	
3	测量触头的 接触电阻	必要时	a) 每对触头不大于 $500 \mu \Omega$; b) 符合制造厂规定; c) 与上次测量值比较无明显变化	a) 测量前应分接变换一个 循环; b) 分接变换次数达到检修 周期限时、更换新触头 时、更换主触头或连接触 头后应进行
4	切换开关或 选择开关油 室绝缘油的 击穿电压	a) 解体检修 时; b) 每6个月与12 个月或分接变换 2000次~4000次	a) 符合制造厂规定; b) 交接或解体检修时与变压器本体相同; c) 运行中油的击穿电压不小于30kV, 小于 30kV时停止使用自动控制器, 小于25kV时, 停 止分接变换	运行中的ZY型分接开关油 室绝缘油的含水量不大于 40ppm (110kV及以下的分 接开关不做规定)
5	油室内的绝 缘油的击穿 电压、含水 量	交接时	a) 符合制造厂规定; b) 交接或解体检修时与变压器本体相同; c) 运行中油的击穿电压不小于30kV, 小于 30kV时停止使用自动控制器, 小于25kV时, 停 止分接变换	装设在线净油装置的有载 开关油质低于运行规定, 应手动启用在线净油装 置, 直至油质符合规定
		大修时		
		1年或分接变换 5000次		
6	SF ₆ 气体湿度	交接时	a) 符合制造厂规定; b) 与上次测量值比较无明显变化	按制造厂规定
		大修时		
		按制造厂规定		
7	切换程序与 时间	交接时	正反方向的切换程序与时间均应符合制造厂要 求	按制造厂规定
		必要时或按制造 厂规定		
		更换触头后		
8	动作顺序	交接时	分接选择器、转换选择器、切换开关或选择开 关触头的全部动作顺序, 应符合产品技术要求	应在整个操作循环内进 行; 测量方法可参考 DL/T265的规定
		大修时		
		必要时或按制造 厂规定		
9	操作试验	交接时	切换过程中无异常, 电气和机构限位动作正确 并符合制造厂要求	有载开关在变压器不通电 下操作3个循环; 投运后操 作试验
		大修时		
		按制造厂规定		
10	测量连同分 接开关的变 压器绕组回 路的直流电 阻	交接时	a) 1600kVA及以下三相变压器, 各相绕组互差 $\leq 4\%$; 无中性点引出的绕组, 线间各绕组互差 $\leq 2\%$; 1600kVA及以上变压器, 各相绕组互差 $\leq 2\%$; 无中性点引出的绕组, 线间互差 $\leq 1\%$; b) 不应出现相邻两个分接位置直流电阻相同 或2倍级电阻	a) 测量在连接校验后进 行。一般应在所有分接位 置测量; b) 切换开关吊芯检查复装 后, 在转换选择器工作位 置不变的情况下至少测量3 个连续分接位置; c) 测量前应分接变换3~5 个循环;
		大修时		
		吊芯时或联结校 验后		

序号	项目	基准周期	标准	说明
				d) 直阻测量出现异常时应增加操作循环后再进行测试。
11	测量连同分接开关的变压器绕组电压比	交接时 大修时 联结校验后	额定分接位置误差范围在±0.5%以内；其他分接误差范围在±1.0%以内	测量在联结校验正确后进行
12	辅助回路的绝缘试验	交接时 大、小修时	绝缘电阻≥1MΩ	a) 用500V~1000V绝缘电阻表测量； b) 当回路绝缘电阻在10MΩ以上时可用2500V绝缘电阻表测量1min代替交流耐压； c) 预防性试验仅测量绝缘电阻

内蒙古电力(集团)有限责任公司

附录 I

(资料性附录)

空气绝缘开关柜现场整体局部放电试验方法

I.1 试验回路

采用脉冲电流法进行测量，试验回路宜选择测量阻抗与耦合电容器串联的直接法，如图I.1所示，由高压滤波器（ Z_f ）、耦合电容（ C_k ）、测量阻抗（ Z_m ）、测量仪器（M）和被试开关柜（ C_x ）等组成。根据试验时的干扰情况，高压滤波器可以选择低通滤波器，以降低来自电源的干扰，也能适当提高测量回路的最小可测量水平。耦合电容应在试验电压下无明显局部放电。测量阻抗是一个四端网络的元件，应具有阻止试验电源进入仪器的频率特性。测量阻抗和测量仪器中放大单元的连线通常为单屏蔽同轴电缆。

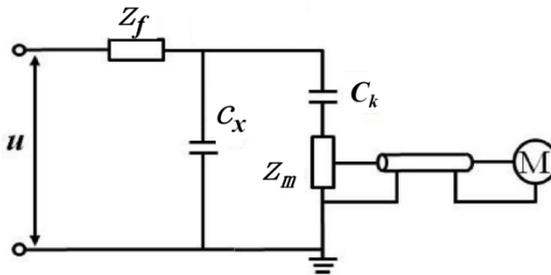


图 I.1 开关柜局部放电试验测量基本回路

I.2 测量系统

I.2.1 耦合装置

耦合装置是试验回路和测量系统的一个主要部分，其组件是针对特定的试验回路为达到最佳的灵敏度而专门设计的，一台测量仪器只能与特定的耦合装置相配。

耦合装置通常是一个有源或无源二端口网络，它把输入电流转换成输出电压信号。这些信号由传输系统传给测量仪器。耦合装置的频率响应按输出电压与输入电流之比定义，其选择至少要有有效防止试验电压及谐波频率进入仪器。

耦合装置与试品之间的连接宜根据实际需要尽量短，以减小对测量带宽的影响。

I.2.2 局部放电测量仪

宜选用宽频带测量仪器，下限频率为10kHz~50kHz，上限频率为70kHz~400kHz。

I.2.3 校准装置

I.2.3.1 基本原理

确定试验回路的换算系数K，称为放电量的校准，K受回路 C_x 、 C_k 、 C_s （高压对地的杂散电容）及 Z_m 等参量影响。因此，试验回路每改变一次就需重新校准一次。

放电量校准的基本方法：以幅值为 U_0 的方波通过串接小电容 C_0 注入试品两端，此时注入的电荷量见公式（I-1）：

$$Q_0 = C_0 U_0 \quad (\text{I-1})$$

式中：

Q_0 ——电荷量, pC;

U_0 ——方波电压幅值, V;

C_0 ——电容, pF。

I. 2. 3. 2 校准方波

校准方波的上升时间不应大于 $0.1\mu\text{s}$, 衰减时间通常在 $100\mu\text{s}\sim 1000\mu\text{s}$ 范围内选取。放电量的校准分为直接校准和间接校准两种方式:

- 将已知电荷量 Q_0 注入试品两端称为直接校准。其目的是直接求得指示系统和以放电量 Q 表征的试品内部放电量之间的定量关系, 即求得换算系数 K 。校准方式为 GB/T 7354 推荐。
- 将已知电荷量 Q_0 注入测量阻抗 Z_m 两端称为间接校准。其目的是求得回路衰减系数 K_1 , 并由校准脉冲相比较而直接读出放电量。

校准方波发生器的输出电压 U_0 和串联电容 C_0 的值要用一定准确度的仪器定期测定, 校正周期一年一次。 U_0 和 C_0 的误差(或不确定度)应小于3%。方波上升沿时间应满足标准要求。每次使用前应检查校准方波发生器电池电量是否充足。

从 C_0 到 C_x 的引线应尽可能短直, C_0 与校准方波发生器之间的连线最好选用同轴电缆, 以免造成校准方波的波形畸变。

当更换试品或改变试验回路任一参数时, 必须重新校准。

I. 3 试验方法及程序

I. 3. 1 试品要求

试品应满足如下要求:

- 开关柜内所有断路器、隔离开关合闸, 接地开关分闸; 电流互感器(TA)二次短接并接地; 与开关柜相连的避雷器、电缆等设备断开并接地, 保证足够的安全距离。
- 考虑到中性点非接地系统允许单相接地运行 2h, 试验均应带电压互感器(TV)进行。若为带消谐装置或四 TV 接线需断开中性点消谐装置, 并将中性点单独接地。
- 开关柜及所有元器件表面应清洁干燥。
- 现场局部放电试验时, 所有开关柜需整体装配完毕(含母线桥), 现场母排装配工艺应与出厂一致, 并保证现场具备母排安装和作业的工装等。

I. 3. 2 试验程序

试验程序如下:

- 测定环境背景噪声, 背景噪声水平应低于试品允许放电量的 50%。
- 放电量的校准, 校验方法见 I. 2. 3。
- 试验时, 电源依次连接到开关柜的每相, 其他相和工作时接地的所有部件接地。现场整体局部放电试验的接线示意图见图 I. 2。局部放电试验也可在工频耐压试验后降低电压进行。
- 外施工频电压至少升高至 $\sqrt{3}U_n$ (U_n 为额定电压), 且在此值下保持 10s 以上。然后, 连续地降低电压至 $1.5U_n$ 和 $1.1U_n$, 且分别在各电压下测量局部放电量。对现场局部放电试验, 还应在 $1.2U_n$ 下测量局部放电量。考虑到中性点非接地系统允许单相接地 2h 特殊工况, 单相弧光接地过电压水平一般为 2.5 倍相电压(约 $1.5U_n$), 因此, 现场局部放电试验的试验电压包括 $1.5U_n$ 。为了使试品在现场局部放电试验时更容易激发放电, 试验电压还包括 $1.2U_n$ 。
- 应尽可能记录局部放电的起始电压和熄灭电压。

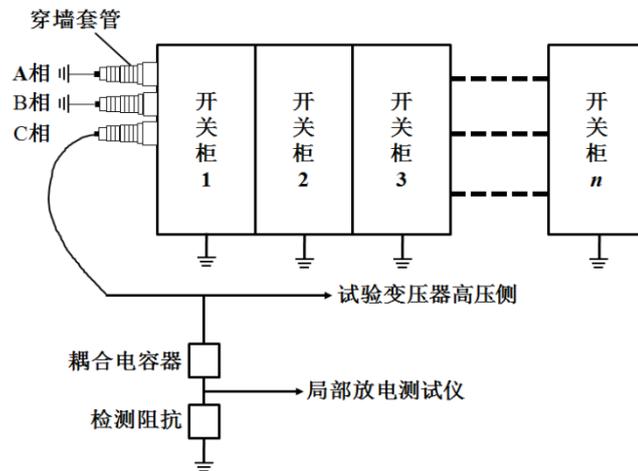


图 I.2 开关柜现场整体局部放电试验接线示意图

I.4 试验判据

现场局部放电试验的最大允许放电量要求见表 I.1。

表 I.1 开关柜现场局部放电试验的最大允许放电量要求

额定电压 U_n (kV)	试验电压 (kV)	最大允许放电量 (pC)
12	$1.1U_n$	100
	$1.2U_n$	200
	$1.5U_n$	500 (推荐值)
24	$1.1U_n$	100
	$1.2U_n$	1000
	$1.5U_n$	3000 (推荐值)
40.5	$1.1U_n$	300
	$1.2U_n$	1000
	$1.5U_n$	3000 (推荐值)

注：1.1 U_n 下的最大允许放电量参照 DL/T 404。

I.5 外部干扰及抑制

I.5.1 外部干扰的主要形式

在局部放电试验测量时，可能会受到来自外界的非试品放电干扰。干扰主要有以下几种形式：

- 电源干扰信号。
- 接地系统的干扰。
- 空间干扰信号。
- 测试回路的白噪声。

I. 5.2 干扰识别及抑制措施

干扰识别及抑制的措施如下：

- a) 测试回路不通电，仪器指示主要是接地系统干扰和空间干扰。对于来自接地系统的干扰可以通过单独试验电路接到适当的接地点来消除。
- b) 测试回路通电，不升压，仪器指示主要是电源干扰，对于来自电压的干扰，可以从波形的特点分析区别，读取放电脉冲。
- c) 必要时，在电源回路和高压回路加滤波器。
- d) 测量装置选择合适的频带和中心频率。

内蒙古电力（集团）有限责任公司

附录 J
(资料性附录)
X 射线现场检测方法

J.1 检测设备

架空输电线路大多运行环境较为恶劣，选择质量轻、便于携带的X射线成套设备进行试验，采用成像板直接连接电脑的方式采集检测图像，并经过图像处理软件得出检测结果。

J.2 现场检测步骤

仪器在现场组装之后，按实际杆塔高度，利用滑轮和绳索，将仪器安放在待检接续金具正上方。固定之后，现场试验人员撤离测试点50m以外，打开X射线，远程控制仪器进行检测，确保了试验人员的安全，并将辐射程度降到安全值以内。

J.3 典型压接质量缺陷特征

典型压接质量缺陷及特征见表J.1。

表 J.1 典型压接质量缺陷

序号	典型压接缺陷	缺陷特征
1	钢锚凸台欠压	耐张线夹钢锚凸台与外部铝管相对的压接区存在部分凸台未压接
2	铝管过压	耐张线夹或接续管外部铝管不压区的铝管被压
3	铝管欠压	铝管与钢锚或钢管管口对应处，铝管起始压接位置远超过铝股剥露截面
4	钢芯穿孔不到位	导线钢芯或钢绞线未完全插入到钢锚或钢管底部
5	钢芯搭接不到位	搭接式接续管内部钢绞线两根或其中一根未穿通钢管
6	钢芯对接不到位	对接式接续管内两端钢芯未对接，中间存在较长间隙
7	铝股剥露过长	导线耐张线夹或接续管的导线外层铝股剥露过多
8	钢管漏压	导线耐张线夹钢锚或接续管内部钢管有一截未液压
9	钢管明显弯曲	耐张线夹和接续管内部钢管压接后明显弯曲

内蒙古电力公司输变电设备状态检修试验规程修订说明

《输变电设备状态检修试验规程》依据GB 50150-2016、DL/T 393-2021、DL/T 596-2021、国家能源局《防止电力生产事故的二十五项重点要求（2023版）》、《内蒙古电力（集团）有限责任公司十八项电网重大反事故措施》、Q/ND 10702 05-2018内蒙古电力（集团）有限责任公司《反事故措施补充细则》、Q/ND 20502 0101-2016《变电站标准化管理办法》以及输变电设备运行维护经验和设备实际工况进行修订，并明确相关技术要求。本标准代替公司2018版《输变电设备状态检修试验规程》，主要修订内容如下。

1 范围

对于开展状态检修的单位和设备，执行本规程。本规程规范了状态分析的基本方法和例行试验周期的调整原则。

2 规范性引用文件

根据规程引用内容，新增以下标准：

- GB/T 261 闪点的测定 宾斯基-马丁闭口杯法
- GB/T 265 石油产品运动粘度测定法和动力粘度计算法
- GB/T 1094.6 电力变压器 第6部分：电抗器
- GB/T 1179 圆线同心绞架空导线
- GB/T 2951（所有部分）电缆和光缆绝缘和护套材料通用试验方法
- GB/T 3536 石油产品闪点和燃点的测定 克利夫兰开口杯法
- GB/T 5832.1 气体分析 微量水分的测定 第1部分：电解法
- GB/T 5832.3 气体中微量水分的测定 第3部分：光腔衰荡光谱法
- GB/T 7304 石油产品酸值的测定 电位滴定法
- GB/T 7597 电力用油（变压器油、汽轮机油）取样方法
- GB/T 7598 运行中变压器油水溶性酸测定法
- GB/T 7602.1 变压器油、汽轮机油中T501抗氧化剂含量测定法 第1部分：分光光度法
- GB/T 7602.2 变压器油、汽轮机油中T501抗氧化剂含量测定法 第2部分：液相色谱法
- GB/T 7602.3 变压器油、汽轮机油中T501抗氧化剂含量测定法 第3部分：红外光谱法
- GB/T 7602.4 变压器油、涡轮机油中T501抗氧化剂含量测定法 第4部分：气质联用法
- GB/T 11017.1 额定电压110kV（Um=126kV）交联聚乙烯绝缘电力电缆及其附件 第1部分：试验方法
- GB/T 11143 加抑制剂矿物油在水存在下防锈性能试验法
- GB/T 12579 润滑油泡沫特性测定法
- GB/T 16921 金属覆盖层 覆盖层厚度测量 X射线光谱法
- GB/T 16927.3 高电压试验技术 第3部分：现场试验的定义及要求
- GB/T 17623 绝缘油中溶解气体组分含量的气相色谱测定法

GB/T 18890.1 额定电压220kV ($U_m=252kV$) 交联聚乙烯绝缘电力电缆及其附件 第1部分: 试验方法和要求

GB/T 20141 型线同心绞架空导线

GB/T 20840.5 互感器 第5部分: 电容式电压互感器的补充技术要求

GB/T 22071.1 互感器试验导则 第1部分: 电流互感器

GB/T 22079 户内和户外用高压聚合物绝缘子 一般定义、试验方法和接收准则

GB/T 26218.1 污秽条件下使用的高压绝缘子的选择和尺寸确定 第1部分: 定义、信息和一般原则

GB/T 28552 变压器油、汽轮机油酸值测定法 (BTB法)

GB/T 32508 绝缘油中腐蚀性硫 (二苄基二硫醚) 定量检测方法

GB 50149 电气装置安装工程 母线装置施工及验收规范

DL/T 259 六氟化硫气体密度继电器校验规程

DL/T 285 矿物绝缘油腐蚀性硫检测法 裹绝缘纸铜扁线法

DL/T 385 变压器油带电倾向性检测方法

DL/T 429.6 电力用油开口杯老化测定法

DL/T 429.7 电力用油油泥析出测定方法

DL/T 555 气体绝缘金属封闭开关设备现场耐压及绝缘试验导则

DL/T 991 电力设备金属光谱分析技术导则

DL/T 1154 高压电气设备额定电压下介质损耗因数试验导则

DL/T 1250 气体绝缘金属封闭开关设备带电超声局部放电检测应用导则

DL/T 1355 变压器油中糠醛含量的测定 液相色谱法

DL/T 1419 变压器油再生与使用导则

DL/T 1459 矿物绝缘油中金属钝化剂含量的测定 高效液相色谱法

DL/T 1474 标称电压高于1000V交、直流系统用复合绝缘子憎水性测量方法

DL/T 1534 油浸式电力变压器局部放电的特高频检测方法

DL/T 1538 电力变压器用真空有载分接开关使用导则

DL/T 1540 油浸式交流电抗器 (变压器) 运行振动测量方法

DL/T 1550 矿物绝缘油中金属铜、铁含量测定法 旋转圆盘电极发射光谱法

DL/T 1576 6kV~35kV 电缆振荡波局部放电测试方法

DL/T 1607 六氟化硫分解产物的测定 红外光谱法

DL/T 1630 气体绝缘金属封闭开关设备局部放电特高频检测技术规范

DL/T 1785 电力设备X射线数字成像检测技术导则

DL/T 1807 油浸式电力变压器、电抗器局部放电超声波检测与定位导则

DL/T 1837 电力用矿物绝缘油换油指标

DL/T 1988 六氟化硫气体密度测定法 (U型管振荡法)

DL/T 5154 架空输电线路杆塔结构设计技术规定

JB/T 8970 高压并联电容器用放电线圈

JB/T 10061 A型脉冲反射式超声波探伤仪 通用技术条件

NB/T 47013.3 承压设备无损检测 第3部分: 超声检测

Q/ND 10602 01 油-油套管、油 (气) -气套管及插接式套管电力变压器现场试验通用技术标准

3 术语和定义

新增3.3、3.6、3.13、3.14、3.15、3.16、3.17、3.18、3.21、3.24节。

4 符号、代号和缩略语

新增代号和缩略语，明确了ADSS、DSC、GIL、GIS、HGIS、IED、IGBT、OLTC、OPGW、SOE、SVC、SVG、TSC、UPFC、VBE、XLPE符号的意义。

5 总则

5.1 状态巡检

新增状态巡检的基本要求5.1.1和异常处理原则5.1.2，明确状态巡检定位于专业巡检，其中巡检的内容和周期均不同于变电站的日常巡检。

5.2 带电检测

新增带电检测的基本要求5.2.1和异常处理原则5.2.2，强调例行带电检测项目应按周期定期开展，不可延期。

5.3 在线监测

新增在线监测的基本要求5.3.1、监测信息调阅5.3.2和异常处理原则5.3.3。明确在线监测推广的基本要求，规范调阅监测信息的要点及其他要求，并提出异常情况的处理原则。

结合公司关于变电一次设备在线监测配置应用原则的要求，状态巡检增加了“运行监控信息调阅”的周期和要求。

5.4 停电试验

新增停电试验的基本要求。

5.7 基于设备状态的周期调整

结合2018版规程在执行过程中的问题和经验，参考国家电网公司、南方电网有限责任公司、华北地区其他网省公司的做法和经验，再结合DL/T 393-2021《输变电设备状态检修试验规程》、DL/T 596-2021《电力设备预防性试验规程》和2023版《防止电力生产事故的二十五项重点要求及编制释义》以及内蒙古电网的反措要求，修编停电例行试验的基准周期和周期调整的方式。

5.7.1 周期

设备停电例行试验（含停电才能进行的保养性工作，见5.4条d款）周期满足限定条件可延长至最长9年，即实际执行周期=基准周期+整批调整+逐台调整+宽限期 \leq 9年，实际执行周期可在基准周期的基础上根据当地设备状态及其运行环境进行调整，开展了带电检测的设备，符合整批调整条件的，其试验周期可调整为基准周期的2倍，如果在此基础上进行逐台调整、宽限期调整则需经盟市供电公司分管安全生产的负责人审核批准。

所有巡检和带电检测项目均执行基准周期，不参与周期调整。

红外测温分为红外热像一般检测和红外热像精确检测。红外热像一般检测由原来的例行试验项目调整为巡检项目，明确规定红外热像精确测温属于例行试验项目，其基准周期均进行了调整，具体参照本规程所列基准周期。

5.7.2 可整批延长实际执行周期的情形

若未满30年的设备巡检、带电检测或/和在线监测应用规范，总体运行情况及运行环境良好，缺陷及故障率低，无家族缺陷，可延长周期。

5.7.3 可进一步延迟试验的情形

若巡检、带电检测、在线检测、例行试验等判定设备不存在运行风险，或设备未经历严重不良工况、无重大家族缺陷预警的可以延迟下次试验时间。

5.7.4 需提前试验的情形

新投或解体设备的首检。若巡检、带电检测例行试验等初步判定设备继续运行有风险，或者设备经历严重不良工况、受重大家族缺陷预警需停电排查，则无论是否到期，均要及时采取措施。

5.7.5 诊断性试验

若设备经历了重大不良工况，或受重大家族缺陷警示，或出现状态量异常，且例行试验无法判定设备是否具备安全运行情况的，应停电进行诊断性试验。若设备解体维修后，或长期备用设备投运前，需要确定是否具备投运条件。

5.7.6 异常处理

若例行试验发现异常情况，应先结合其他试验确定异常原因，再停电进行诊断性试验以便甄别异常原因；若诊断性试验仍然未确定异常原因的，则可通过停电检修查找原因或直接更换新设备。

5.8 设备状态分析

5.8.1 单一状态量分析

明确单一状态量的五种分析方法：阈值分析法、指纹分析法、同比分析法、互比分析法和比值分析法，以及分析时应遵循的原则。

5.8.2 多状态量综合分析

明确多个相关状态量和不相关状态量进行综合分析的方法及原则。

5.8.3 解体检修及更换决策

针对缺陷率高的同批次设备或存在较大事故隐患的设备提出明确的检修决策；对于更为复杂的情况提出了建模定量决策的思路。

5.9 通用试验项目概述

新增“高压绝缘电阻测量”、“绕组电阻测量”、“回路电阻测量”、“绝缘介质损耗因数”、“频域介电谱检测”、“红外热像检测”、“紫外成像检测”、“电抗器电感值测量”、“电容器电容量测量”、“电阻器电阻值测量”、“交流耐压试验”、“通信光纤检查”、“激光供能模块检测”、“二次回路绝缘电阻测量”试验项目通用说明。

6 电力变压器、电抗器和消弧线圈

6.1 油浸式电力变压器、电抗器和消弧线圈

6.1.1 巡检项目及要 求

新增“本体检查”（包含原规程1外观和5声响及振动部分）、“高压套管检查”、“储油柜及呼吸器检查”（原规程3呼吸器干燥剂修编完善）、“气体继电器检查”、“压力释放装置检查”、“测温装置检查”、“智能控制柜/汇控柜检查”、“中性点设备检查”、“消防装置检查”和“运行监控信息调阅”项目。“冷却系统检查”和“有载分接开关检查”项目的基本要求与说明条款进行更新。

6.1.2 例行试验项目及要 求

新增“例行检查”、“中性点设备检测”和“水质检测”项目。“气体继电器检查”、“压力释放装置检查”和“测温装置检查”要求均归纳至“例行检查”条款中，“油中溶解气体分析”归纳至“绝缘油例行试验”。

“铁芯及夹件接地电流测量”的基本要求参考DL/T 393和DL/T 596中夹件接地电流小于0.3A的要求，结合现场实测经验，调整为：“铁芯接地电流 $\leq 100\text{mA}$ ；夹件接地电流：500kV： $\leq 150\text{mA}$ ，220kV及以下： $\leq 100\text{mA}$ ；或初值差 $\leq 50\%$ （注意值）。”

6.1.3 诊断性试验项目及要 求

对“电压比测量”，“空载电流及损耗检测”，“负载损耗及短路阻抗检测”，“外施交流耐压试验”，“长时感应耐压及局部放电试验”，“电抗器电感值测量”，“绝缘纸聚合度检测”和“整体密封性能检测”项目的基本要求与说明条款进行更新。其中，“电抗器电感值测量”调整为“|初值差| $\leq 2\%$ （警示值）”。“长时感应耐压及局部放电试验”的基本要求参考DL/T 393调整为“ $1.58U_n/\sqrt{3}$ 下放电量 $\leq 250\text{pC}$ （注意值）”。

新增“扫频短路阻抗检测”，“绕组频域介电谱检测”，“振荡型操作波试验”，“油流速测量”，“有载分接开关诊断性检测”，“有载分接开关机械特性检测”，“无励磁分接开关诊断性检测”，“中性点接地线直流电流测量”和“高压套管诊断性试验”项目。

删除“三相变压器的组别或单相变压器极性”和“绝缘纸板含水量”项目。

6.2 气体绝缘电力变压器和电抗器

6.2.1 巡检项目及要 求

新增“本体检查”（含原规程1“外观及气体压力”和3“声响及振动”），“高压套管检查（如有）”，“气体密度继电器检查”，“压力释放装置检查（如有）”，“冷却系统检查”，“有载分接开关检查”，“测温装置检查”，“智能控制柜/汇控柜检查”，“中性点设备检查”和“运行监控信息调阅”。

6.2.2 例行试验项目及要 求

新增“例行检查”，“气体试验”与“中性点设备检测”项目，“SF₆气体湿度检测”归纳至“气体试验”，“测温装置检查”和“压力释放阀检查”归纳至“例行检查”项目。

“绕组绝缘电阻测量”项目基本要求更新。

“气体试验”，“铁芯及夹件接地电流测量”项目的基准周期调整为：500kV：半年；220kV及以下：1年。

6.2.3 诊断性试验项目及要

对“电压比测量”，“空载电流及损耗检测”，“负载损耗及短路阻抗检测”，“长时感应耐压及局部放电试验”，“电抗器电感值测量”和“整体密封性能检测”项目的基本要求与说明条款进行更新。其中，“电抗器电感值测量”调整为“ $|\text{初值差}| \leq 2\%$ （警示值）”。“长时感应耐压及局部放电试验”的基本要求参考DL/T 393调整为“ $1.58U_n/\sqrt{3}$ 下放电量 $\leq 100\text{pC}$ （注意值）”。

新增“扫频短路阻抗检测”，“外施交流耐压试验”，“绕组频域介电谱检测”，“振荡型操作波试验”，“中性点接地线直流电流测量”，“有载分接开关机械特性检测”，“声级及振动检测”，“高压套管诊断性试验”和“气体分析”项目。

“SF₆气体成分分析（带电）”调整至“气体分析”项目，“SF₆气体密封性检查”调整至“整体密封性能检测”。

6.3 干式电力变压器、电抗器和消弧线圈

6.3.1 巡检项目及要

新增“测温装置检查”，“风冷装置检查（如有）”，“紫外成像和/或超声检测”和“运行监控信息调阅”。

6.3.2 例行试验项目及要

新增“例行检查”和“紫外成像检测”，“测温装置及其二次回路试验”调整至“例行检查”项目。

对“绕组绝缘电阻测量”，“铁芯及夹件绝缘电阻测量”和“红外热像精确检测”项目的基本要求与说明条款进行更新。其中，“绕组绝缘电阻测量”项目的基本要求调整为“ $\geq 5000\text{M}\Omega$ （注意值），或不低于上次试验值的70%”。

6.3.3 诊断性试验项目及要

对“电压比测量”，“长时感应耐压及局部放电试验”，“电抗器电感值测量”和“干式电抗器匝间绝缘试验”项目的基本要求与说明条款进行更新。其中，“电抗器电感值测量”调整为“ $|\text{初值差}| \leq 2\%$ （警示值）”；“长时感应耐压及局部放电试验”的基本要求参考DL/T 393调整为“ $1.1U_m/\sqrt{3}$ 下放电量 $\leq 50\text{pC}$ （注意值）”。

7 电流互感器

7.1 油浸、干式、浇注式和 SF₆ 气体绝缘电流互感器

7.1.1 巡检项目及要

新增“油位检查（油纸）”、“气体密度表检查（充气）”、“独立式合并单元检查（如有）”、“二次电流检查”、“在线监测信息调阅（如有）”项目。

7.1.2 例行试验项目及要求

根据 DL/T 393 调整了一次绕组对地和二次绕组间及对地的绝缘电阻，分别为“一次绕组对地 $\geq 3000\text{M}\Omega$ （注意值）”、“二次绕组间及对地： $\geq 100\text{M}\Omega$ （注意值）”。

将220kV及以上电流互感器的电容量初值差警示值由5%调整为3%。

新增“独立式合并单元检测”项目。

将绝缘油试验（油纸）及气体试验（充气）项目分别列入第18章、第19章。

相对介损检测（电容型）项目相对电容量初值差由5%调整为3%。

7.1.3 诊断性试验项目及要求

励磁特性曲线校核基本要求，将“与同类型、同规格、同参数互感器特性曲线或制造厂提供的特性曲线相比较，偏差宜 $\leq 10\%$ ”调整为“与同类型、同规格、同参数互感器特性曲线或制造厂提供的特性曲线相比较，无明显差别”。

针对电容型电流互感器，新增“末屏介损测量”、“频域介电谱检测”和“高电压介损测量”项目。

7.2 电子式电流互感器

新增电子式电流互感器的类型说明：包括有源（一次传感器为罗氏线圈及低功率线圈）和无源（一次传感器为光纤）两类。凡试验项目后附注类型的，仅该类型适用。电子设备指一次转换器及合并单元等。

7.2.1 巡检项目及要求

新增“气体密度表检查（充气）”、“电子设备检查”、“二次电流检查”、“在线监测信息调阅（如有）”项目。

7.2.2 例行试验项目及要求

新增“光纤绝缘子直流泄漏电流测量”、“电子设备检测”、“气体试验（充气）”项目。

7.2.3 诊断性试验项目及要求

调整了局部放电试验项目局放量注意值，气体绝缘： $\leq 20\text{pC}$ （注意值）；固体绝缘： $\leq 50\text{pC}$ （注意值）。

删除“激光功率测量”项目。

新增“气体试验（充气）”、“局部放电带电检测”、“二次绕组绝缘电阻测量（有源）”、“绕组电阻测量”项目。

8 电压互感器

8.1 电磁式电压互感器

8.1.1 巡检项目及要求

新增“油位检查（油浸式）”、“气体密度表检查（充气）”、“独立式合并单元检查”、“二次电压检查”、“在线监测信息调阅（如有）”项目。

8.1.2 例行试验项目及要求

调整了绕组绝缘电阻注意值：一次： $\geq 3000\text{M}\Omega$ （注意值）；二次： $\geq 100\text{M}\Omega$ （注意值）；同比及互比无明显偏低。

根据 GB 50150 和 DL/T 393 的要求，调整了油浸电磁式电压互感器“介质损耗因数测量”项目基本要求，具体如下：

- a) 主绝缘：
 - 1) 110kV 及以上：串级式： ≤ 0.02 （注意值）；非串级式： ≤ 0.005 （注意值）；
 - 2) 66kV： < 0.02 （注意值）， < 0.025 （警示值）；
 - 3) 35kV： < 0.03 （注意值）， < 0.035 （警示值）。
- b) 支架绝缘： ≤ 0.05 （注意值）。

新增“独立式合并单元检测（如有）”项目。

8.1.3 诊断性试验项目及要求

删除“支架介质损耗测量”项目。

结合 GB 50150、DL/T 393、公司十八项反事故措施等规程，对“空载电流和励磁特性测量”项目试验要求进行了调整。

8.2 电容式电压互感器

8.2.1 巡检项目及要求

新增“油位检查（油浸式）”、“气体密度表检查（充气）”、“独立式合并单元检查（如有）”、“二次电压检查”、“在线监测信息调阅（如有）”项目。

8.2.2 例行试验项目及要求

将“二次绕组绝缘电阻”项目注意值由 $10\text{M}\Omega$ 调整为 $100\text{M}\Omega$ 。

新增“ δ 端子对地绝缘电阻测量”、“独立式合并单元检测（如有）”、“气体试验（充气）”项目。

8.2.3 诊断性试验项目及要求

将原“局部放电测量”项目调整为“交流耐压及局部放电试验”。

删除“相对介质损耗因数（带电）”、“相对电容量比值（带电）”项目。

新增“电压比较核”、“气体试验（充气）”、“局部放电带电检测”、“二次绕组电阻测量”项目。

8.3 电子式电压互感器

8.3.1 巡检项目及要求

新增“气体密度表检查（充气）”、“电子设备检查”、“二次电压检查”、“在线监测信息调阅（如有）”项目。

8.3.2 例行试验项目及要求

新增“分压电容器试验（电容分压，或阻容分压可测时）”、“电子设备检测（如有）”、“气体试验（充气）”项目。

8.3.3 诊断性试验项目及要

将原“交流耐压试验”和“局部放电测量”合并为“交流耐压及局部放电试验”项目。

删除“激光功率测量”项目。

新增“气体试验（充气）”、“局部放电带电检测”项目。

9 高压套管

9.1 巡检项目及要

新增“油位检查（油纸）”、“气体密度表检查（充气）”、“在线监测信息调阅（如有）”项目。

9.2 例行试验项目及要

将“绝缘电阻测量”项目中主绝缘电阻注意值由 $1000\text{M}\Omega$ 调整为 $10000\text{M}\Omega$ 。

将“电容型套管电容量和介质损耗因数测量（ 20°C ）”项目中 220kV 及以上高压套管电容量初值差警示值由5%调整为3%。同时调整了介损注意值。

将“相对介损检测（具备条件且为电容型适用）”由诊断性试验调整为例行试验。

9.3 诊断性试验项目及要

新增“穿墙套管局部放电带电检测”、“频域介电谱检测（电容型）”、“高电压介损检测（电容型）”项目。

10 开关设备

10.1 SF_6 断路器

10.1.1 巡检项目及要

新增“智能控制柜/汇控柜检查”、“运行监控信息调阅”项目。

调整原“操动机构状态检查”项目为“断路器操动机构检查”项目，细化了操动机构检查内容。

10.1.2 例行试验项目及要

新增“局部放电带电检测（罐式）”、“智能终端检测（如有）”项目。

10.1.3 诊断性试验项目及要

新增“机械行程特性及动态回路电阻测试”、“操动机构状态带电检测（如配置）”项目。

“气体试验”项目及要见第19章。

删除“分、合闸速度测量”、“超声波局部放电检测（带电）”项目。

10.2 气体绝缘金属封闭开关设备（GIS/HGIS）

10.2.1 巡检项目及要

新增“智能控制柜/汇控柜检查”、“电流互感器二次电流检查”、“电压互感器二次电压检查”、“运行监控信息调阅”项目。

调整原“操动机构状态检查”项目为“断路器操动机构检查”项目，细化了操动机构检查内容。

10.2.2 例行试验项目及要 求

将原“特高频局部放电检测（带电）”、“超声波局部放电检测（带电）”项目合并为“局部放电带电检测”。

调整原“元件试验”项目为“各部件例行停电试验”项目。

明确“主回路电阻测量”项目的要求：a) 初值差 $\leq 20\%$ 或符合制造厂要求；b) 同比及互比无明显偏大。

10.2.3 诊断性试验项目及要 求

新增“断路器操动机构状态带电检测”、“GIS外壳振动检测”、“GIS外壳超声探伤”、“X射线照相检查”、“局部放电试验”、“主回路雷电冲击耐压试验”、“各部件诊断性试验”项目。

删除“主回路绝缘电阻”项目。

10.3.1 真空断路器

10.3.1 巡检项目及要 求

新增“智能控制柜/汇控柜检查”、“运行监控信息调阅”项目。

细化“操动机构检查”项目要求。

10.3.2 例行试验项目及要 求

新增“断口并联电容器检测（如有）”、“智能终端功能测试（如有）”项目。

明确“主回路电阻测量”项目的要求：a) 初值差 $\leq 20\%$ 或符合制造厂要求；b) 同比及互比无明显偏大。

“交流耐压试验”项目由原来的10kV电压等级调整为35kV及以下具备条件时开展。

10.3.3 诊断性试验项目及要 求

新增“操动机构状态带电检测（如配置）”、“机械行程特性曲线测试”项目。

删除“灭弧室真空度的测量”项目。

将“交流耐压试验”项目试验电压由出厂试验值的80%调整为100%。

10.4 隔离开关和接地开关

10.4.1 巡检项目及要 求

新增“机构箱检查”、“在线监测信息调阅（如有）”项目。

10.4.2 例行试验项目及要 求

将“主回路电阻测量”由诊断性试验项目调整为例行试验项目，具备条件时开展。

10.4.3 诊断性试验项目及要 求

新增“触头镀银层厚度检测”、“超B类（B类）接地开关辅助灭弧装置回路电阻测量”、“传动机构轴销材质分析”、“传动电机电流波形测量”项目。

“支柱绝缘子探伤”项目调整至16.3。

10.5 高压开关柜

10.5.1 高巡检项目及要

新增“电子设备检查（如有）”、“在线监测信息调阅”项目。

删除“操动机构状态”、“振动及声响”项目。

10.5.2 例行试验项目及要

将原“局部放电检测（带电）”项目拆分为“超声波检测”和“特高频检测”，并明确试验周期。

新增“带电显示装置检查”、“主回路对地绝缘电阻测量（具备条件时）”、“主回路交流耐压试验（具备条件时）”、“断路器操动机构动作电压检测”、“断路器时间特性检测”、“断路器主回路电阻测量”、“断路器交流耐压试验”、“暂态地电压测量”项目。

明确“主回路电阻测量”项目的要求：a) 初值差 $\leq 20\%$ 或符合制造厂要求；b) 同比及互比无明显偏大。

10.5.3 诊断性试验项目及要

调整了“二次回路交流耐压试验”要求，耐压试验值由2kV变为1kV。

新增“断路器行程特性曲线及动态回路电阻测试”、“整体局部放电试验”项目。

删除“触头、弹簧检查”项目。

11 电容器

将原状态检修规程中高压并联电容器、集合式电容器、并联电容器装置整合为并联电容器装置。并联电容器装置包含高压并联电容器、集合式电容器、避雷器、单台保护用熔断器、放电线圈、隔离开关、电压互感器、电流互感器、避雷器、干式串联电抗器等部件，其巡检、试验按本标准有关规定执行。

11.1 耦合电容器

11.1.1 巡检项目及要

细化“外观检查”的内容和要求。

新增“在线监测信息调阅”项目。

11.1.2 例行试验项目及要

将“极间绝缘电阻测量”项目的绝缘电阻表测量电压由2500V调整为5000V。

11.2 并联电容器装置

11.2.1 巡检项目及要

细化“外观检查”的内容和要求。

新增“避雷器持续电流表检查”、“电抗器室内运行温度检查”、“电容器室内运行温度检查”、“在线监测信息调阅”项目。

11.2.2 例行试验项目及要 求

细化“电容器电容量测量”项目的基本要求。据现行标准和生产现场测试情况，结合DL/T 393和公司“2020年关于下发防止10-66kV并联电容器装置事故补充措施的通知”的要求，调整了“单台电容器的电容量偏差”要求。

新增“串联电抗器线圈电阻测量”、“金属氧化物避雷器例行停电试验”、“电流互感器例行停电试验”项目。

诊断性“放电线圈直流电阻测量”项目调整为例行试验。

调整“放电线圈绕组绝缘介质损耗因数（20℃）（油浸式）测量”的注意值要求。根据生产现场工作实际情况，参考GB 50150交接试验要求，调整注意值的限值，35kV电压等级的注意值由2%调整为3%；66kV电压等级的注意值由1.5%调整为2%。

11.2.3 诊断性试验项目及要 求

细化“电容器极对壳交流耐压”项目的说明条款。

新增“非全密封集合式电容器绝缘油试验（充油型）”、“串联电抗器电感值测量”、“串联电抗器匝间绝缘试验”项目。

“放电线圈励磁特性测量”项目的说明条款11.2.3.7中增加“4）”该条文参考GB 50150中的有关规定。

12 静止无功发生器

新增设备“静止无功发生器”，试验项目及要 求参照DL/T 393-2021制定。

13 无间隙金属氧化物避雷器

13.1 巡检项目及要 求

巡检项目中增加了“持续电流表检查（如有）”、“放电计数器检查”、“在线监测信息调阅（如有）”项目。

35kV~220kV避雷器运行中持续电流检测可用带电阻性电流测量替代定期停电试验。

对直流1mA电压（ U_{1mA} ）及在 $0.75U_{1mA}$ 下泄漏电流测量增加了多支并联时的互差要 求。

13.3 诊断性试验项目及要 求

“均压电容的电容量”要 求由 $\pm 5\%$ 变为 $\pm 3\%$ ，删除“高频局部放电检测（带电）”试验项目。

14 电力电缆

14.1 巡检项目及要 求

“外观检查”项目细化为“本体外观检查”、“终端及中间接头外观检查”、“接地装置检查”、“支架外观检查”、“路径及通道检查”、“电子设备检查”项目。

增加了“终端避雷器检测”、“在线监测信息调阅（如有）”、“防风防汛检查”项目。

14.2 例行试验项目及要求

增加了“油压示警系统信号检测”、“压力箱检测”项目。

14.3 诊断性试验项目及要求

例行试验项目“主绝缘交流耐压试验”调整为诊断性试验项目，同时调整了试验电压及试验时间的要求。

增加了“X射线成像检测”、“紫外成像检测”、“交联聚乙烯电缆取样材料分析”、“接地及交叉互联系统检测”项目。

15 接地装置

15.1 巡检项目及要求

增加了“地基检查”巡检项目。

15.2 例行试验项目及要求

“设备接地引下线导通检查”项目要求调整为“ $\leq 200\text{m}\Omega$ （注意值）及同比及互比无明显偏大”。

“接地网接地阻抗测量”项目删除“ \leq 初值的1.3倍”的要求。

15.3 诊断性试验项目及要求

例行试验项目“开挖检查”项目调整为诊断性试验项目。

16 变电站设备外绝缘及绝缘子

16.3 诊断性试验项目及要求

增加了“耐压试验”项目。

17 架空线路

17.1 巡检项目及要求

增加了“在线监测信息调阅（如有）”项目。

17.2 例行试验项目及要求

在“悬式瓷绝缘子瓷击穿检测”项目中，根据DL/T 596-2021要求，在基准周期部分增加“新投运3年内普测一次”。

在“接地装置接地阻抗测量”项目一般杆塔的基准周期中，增加“首次：投运后3年内”。

删除“线路避雷器检查及试验”、“导线接点温度测量”、“现场污秽度评估”项目。

增加了“绝缘子等值附盐密度、灰密度检测”“杆塔螺栓紧固性抽检”、“大跨越及交叉跨越电气距离测量”、“大跨越导线微风振动测量”、“杆塔倾斜度及挠度测量”项目。

17.3 诊断性试验项目及要求

将原“金属氧化物避雷器直流1mA电压 (U_{1mA}) 及在 $0.75U_{1mA}$ 下漏电流测量”检测项目改为“线路避雷器检测”，即“红外测温异常或出现炸裂事故后适用。在停电状态下，取3只同家族的线路避雷器按DL/T 474.5及DL/T 1367进行试验，应全部符合要求，否则宜逐只筛查或全部更换”。

根据DL/T 393-2021，增加了“铁塔及钢管杆塔腐蚀检测”、“杆塔机械强度检测”、“悬式瓷绝缘子击穿带电检测”、“现场污秽度检测”、“复合外绝缘和防污闪涂层憎水性检测”项目。

18 绝缘油

油浸式变压器/电抗器/消弧线圈、互感器、高压套管、充油电缆、非全封闭集合式电容器绝缘油例行与诊断性试验项目及要求统一调整至18章。

油浸式变压器/电抗器/消弧线圈绝缘油试验项目及要求中：

(1) 例行试验项目：“油中溶解气体分析”、“油中水分检测”、“击穿电压检测”项目参照DL/T 393-2021和DL/T 572-2021对主油箱及真空OLTC油箱进行分项说明。“酸值检测”项目参照DL/T 393-2021要求由诊断性试验项目调整为例行试验项目。“油中溶解气体分析”、“油中水分检测”、“击穿电压检测”、“外观和颜色检测”、“介损(90℃)检测”、“酸值检测”项目基准周期均作相应调整。

(2) 对诊断性试验项目：“抗氧化剂含量检测”、“颗粒污染度测定”、“油中金属含量检测”项目基本要求进行更新。其中，“颗粒污染度测定”参照GB/T 14542-2017调整为“500kV：≤3000颗/100mL”。新增“腐蚀性硫检测”、“金属钝化剂含量检测”、“闪点(闭口)检测”和“带电倾向度检测”项目。

19 SF₆气体及混合气体

明确了对于气体绝缘变压器、互感器和套管，序号1为例行试验项目，基准周期为3年，序号2~7为诊断性试验项目；对于开关设备，序号1、5为例行试验，基准周期为3年，其他项目为诊断性试验项目。

表77-4气体密度及成分分析，SF₆密度(20℃，0.1013MPa)由6.17g/L变更为设备投运前后均为6.15g/L。

表77-4气体密度及成分分析，SF₆气体纯度(质量分数)由“≥99.8%”变更为“≥99%”。

表77-4气体密度及成分分析，杂质组分(CO、CO₂、HF、SO₂、SF₄、S₀F₂、SO₂F₂等)由SO₂≤1 μL/L(注意值)，H₂S≤1 μL/L(注意值)变更为不应持续增加。

对“气体湿度检测(20℃)”、“气体分解物检测”、“气体漏点侦寻”、“气体密度及成分分析”、“气体密度表校验”、“密封性检测”、“气体成分比例检测(混合气体适用)”项目提出了明确要求。