

ICS 29.240

备案号: CEC 1100-2014

Q/GDW

国家电网公司企业标准

Q/GDW 1168 — 2013

代替 Q/GDW 168 — 2008

输变电设备状态检修试验规程

Regulations of condition-based maintenance & test for electric equipment

杭 州 高 电

专业高试铸典范

Professional high voltage test

高压测量仪器智造 | 电力试验工程服务

2013-12-05 发布

2013-12-05 实施

国家电网公司 发 布

目 次

前言	III
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语、定义和符号	2
3.1 术语和定义	2
3.2 符号	4
4 总则	4
4.1 设备巡检	4
4.2 试验分类和说明	4
4.3 设备状态量的评价和处置原则	5
4.4 基于设备状态的周期调整	5
5 交流设备	6
5.1 油浸式电力变压器和电抗器	6
5.2 SF ₆ 气体绝缘电力变压器	11
5.3 干式变压器、电抗器和消弧线圈	12
5.4 电流互感器	13
5.5 电磁式电压互感器	16
5.6 电容式电压互感器	18
5.7 高压套管	20
5.8 SF ₆ 断路器	22
5.9 气体绝缘金属封闭开关设备 (GIS)	25
5.10 少油断路器	26
5.11 真空断路器	28
5.12 高压开关柜	29
5.13 隔离开关和接地开关	30
5.14 耦合电容器	32
5.15 高压并联电容器和集合式电容器	33
5.16 金属氧化物避雷器	34
5.17 电力电缆	36
5.18 接地装置	40
5.19 串联补偿装置	40
5.20 变电站设备外绝缘及绝缘子	42
5.21 输电线路	44
6 直流设备	47
6.1 换流变压器	47
6.2 平波电抗器	49
6.3 油浸式电力变压器和电抗器	50
6.4 SF ₆ 气体绝缘电力变压器	50

Q / GDW 1168 — 2013

6.5	电流互感器	50
6.6	电磁式电压互感器	50
6.7	电容式电压互感器	50
6.8	直流电流互感器（零磁通型）	51
6.9	光电式电流互感器	52
6.10	直流分压器	52
6.11	高压套管	54
6.12	SF ₆ 断路器	54
6.13	气体绝缘金属封闭开关设备	54
6.14	直流断路器	54
6.15	隔离开关和接地开关	55
6.16	耦合电容器	55
6.17	交、直流滤波器及并联电容器组、中性线母线电容器	56
6.18	金属氧化物避雷器	57
6.19	电力电缆	58
6.20	直流接地极及线路	58
6.21	接地装置	60
6.22	晶闸管换流阀	60
7	绝缘油试验	63
7.1	绝缘油例行试验	63
7.2	绝缘油诊断性试验	64
8	SF ₆ 气体湿度和成分检测	65
8.1	SF ₆ 气体湿度检测	65
8.2	SF ₆ 气体成分分析	65
附录 A	（规范性附录） 状态量显著性差异分析法	66
附录 B	（资料性附录） 设备状态量化评价法	67
编制说明		71

前 言

Q/GDW 168—2008《输变电设备状态检修试验规程》自2008年发布以来,在规范和开展输变电设备状态检修工作,确保电网安全运行和可靠供电等方面发挥了重要作用。为适应电网快速发展和国家电网公司状态检修工作深入推进的新形势,提高标准的适应性和有效性,根据国家电网公司2012年标准制修订工作计划,对Q/GDW 168—2008进行了修订。

本标准代替Q/GDW 168—2008,与Q/GDW 168—2008相比主要技术差异如下:

- 修改了电压范围,增加了设备类型。
- 增加了带电检测试验项目,部分作为例行试验项目,其他作为诊断性试验项目。
- 修改了“4.2.2 试验说明”,增加了带电检测对于停电试验的补充关系,增加了不拆引线试验的说明,增加了简化二次低电压交流耐压的说明。
- 修改了“4.4.1 周期调整”,修改了周期调整的时间范围,增加了带电检测对于周期调整的影响,增加了同间隔设备的检修原则。
- 删除了“4.5 解体性检修的适用原则”。
- 删除了“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’”。

本标准由国家电网公司运维检修部提出并解释。

本标准由国家电网公司科技部归口。

本标准起草单位:中国电力科学研究院、国网福建省电力有限公司、国网浙江省电力公司、国网北京市电力公司、国网河北省电力公司、国网宁夏电力公司、国网湖南省电力公司、国网重庆市电力公司、国网河南省电力公司、国网陕西省电力公司、国网辽宁省电力有限公司、国网安徽省电力公司、国网天津市电力公司。

本标准主要起草人:高克利、刘有为、阎春雨、吴立远、毕建刚、刘明、彭江、焦飞、是艳杰、袁帅、杨圆、王峰、宋杲、李炜、李金忠、应宗明、段大鹏、雷红才、印华、吴旭涛、孙翔、岳国良、韩金华、陈瑞国、陈新、方琼、吴经锋、王庆军、应高亮、张波。

本标准2008年1月首次发布,2013年6月第一次修订。

输变电设备状态检修试验规程

1 范围

本标准规定了交流、直流电网中各类高压电气设备巡检、检查和试验的项目、周期和技术要求，用以判断设备是否符合运行条件，保证安全运行。

本标准适用于国家电网公司电压等级为 750kV 及以下交直流输变电设备。

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。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

- GB/T 264 石油产品酸值测定法
- 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 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 1207 电磁式电压互感器
- GB 1208 电流互感器
- GB/T 4109 交流电压高于 1000V 的绝缘套管
- GB/T 4703 电容式电压互感器
- GB/T 5465.2 电气设备用图形符号 第 2 部分：图形符号
- 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 6541 石油产品油对水界面张力测定法（圆环法）
- GB/T 7252 变压器油中溶解气体分析和判断导则
- GB/T 7595 运行中变压器油质量
- GB/T 7600 运行中变压器油水分含量测定法（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 变压器油、汽轮机油中 T501 抗氧化剂含量测定法
- GB/T 11022 高压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 11032 交流无间隙金属氧化物避雷器
- GB/T 12022 工业六氟化硫
- GB/T 14542 运行变压器油维护管理导则
- GB/T 19519 标称电压高于 1000V 的交流架空线路用复合绝缘子——定义、试验方法及验收准则
- 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 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 50150 电气装置安装工程 电气设备交接试验标准
- GB 50233 110～500kV 架空送电线路施工及验收规范
- DL/T 263 变压器油中金属元素的测定方法

Q/GDW 1168 — 2013

- DL/T 345 带电设备紫外诊断技术应用导则
- 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 真空差压法
- DL/T 429.1 电力系统油质试验方法——透明度测定法
- DL/T 429.2 电力系统油质试验方法——颜色测定法
- DL/T 432 电力用油中颗粒污染度测量方法
- DL/T 437 高压直流接地极技术导则
- DL/T 450 绝缘油中含气量的测试方法——二氧化碳洗脱法
- DL/T 474.1 现场绝缘试验实施导则 第1部分：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 第3部分：介电损耗因数 $\tan\delta$ 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 593 高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求
- DL/T 626 劣化盘形悬式绝缘子检测规程
- DL/T 664 带电设备红外诊断技术应用导则
- DL/T 703 绝缘油中含气量的气相色谱测定法
- DL/T 864 标称电压高于 1000V 交流架空线路用复合绝缘子使用导则
- 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、四氟化碳的气相色谱测定法
- DL/T 921 六氟化硫气体毒性生物试验方法
- DL/T 984 油浸式变压器绝缘老化判断导则
- 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 5092 (110~500) kV 架空送电线路设计技术规程
- DL/T 5224 高压直流输电大地返回运行系统设计技术规定
- Q/GDW 152 电力系统污区分级与外绝缘选择标准
- Q/GDW 534 变电设备在线监测系统技术导则

3 术语、定义和符号

3.1 术语和定义

下列术语和定义适用于本标准。

3.1.1

状态检修 condition-based maintenance

企业以安全性、可靠性、环境、成本为基础，通过设备状态评价、风险评估、检修决策，达到运行

安全可靠、检修成本合理的一种检修策略。

3.1.2

设备状态量 **equipment 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。

3.1.3

例行检查 **routine maintenance**

定期在现场对设备进行的状况检查，含各种简单保养和检修，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。

3.1.4

在线监测 **on-line monitoring**

在不停电情况下，对电力设备状况进行连续或周期性的自动监视检测。

3.1.5

带电检测 **energized test**

一般采用便携式检测设备，在运行状态下对设备状态量进行的现场检测，其检测方式为带电短时间内检测，有别于长期连续的在线监测。

3.1.6

巡检 **routine inspection**

为掌握设备状态，对设备进行的巡视和检查。

3.1.7

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。

3.1.8

诊断性试验 **diagnostic test**

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。

3.1.9

初值 **initial value**

指能够代表状态量原始值的试验值。初值可以是出厂值、交接试验值、早期试验值、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 = (当前测量值 - 初值) / 初值 × 100%。

3.1.10

注意值 **attention value**

状态量达到该数值时，设备可能存在或可能发展为缺陷。

3.1.11

警示值 **warning value**

状态量达到该数值时，设备已存在缺陷并有可能发展为故障。

3.1.12

家族缺陷 **family defect**

经确认由于制造厂设计、材质、工艺等同一共性因素导致的设备缺陷或隐患称为家族缺陷。如某设备出现家族缺陷，则具有同一设计、和/或材质、和/或工艺的其他设备，不论其当前是否可检出同类缺陷，在这种缺陷或隐患被消除之前，都称为有家族缺陷设备。

3.1.13

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特别工况。

3.1.14

基准周期 benchmark interval

本标准规定的巡检周期和例行试验周期。

3.1.15

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，宜在周期内逐年分批进行，这一方式称为轮试。

3.2 符号

下列符号适用于本标准。

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。

4 总则

4.1 设备巡检

在设备运行期间，应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。本标准所指设备巡检是设备专业巡检，有别于变电站日常巡检，巡检情况应有书面或电子文档记录。

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℃以上或大负荷期间，宜加强红外测温。

4.2 试验分类和说明

4.2.1 试验分类

本标准将试验分为例行试验和诊断性试验。例行试验通常按周期进行，诊断性试验只在诊断设备状态时根据情况有选择地进行。

4.2.2 试验说明

开展输变电设备状态检修试验，应注意以下事项：

- 若存在设备技术文件要求但本标准未涵盖的检查和试验项目，按设备技术文件要求进行。若设备技术文件要求与本标准要求不一致，按严格要求执行。
- 110（66）kV及以上新设备投运满1年～2年，以及停运6个月以上重新投运前的设备，应进行例行试验，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。
- 现场备用设备应视同运行设备进行例行试验；备用设备投运前应对其进行例行试验；若更换的是新设备，投运前应按交接试验要求进行试验。
- 如经实用考核证明利用带电检测和在线监测技术能达到停电试验的效果，经批准可以不做停电试验或适当延长周期。
- 500kV及以上电气设备停电试验宜采用不拆引线试验方法，如果测量结果与历次比较有明显差别或超过本标准规定的标准，应拆引线进行诊断性试验。
- 二次回路的交流耐压可用2500V绝缘电阻表测绝缘电阻代替。
- 在进行与环境温度、湿度有关的试验时，除专门规定的情形之外，环境相对湿度不宜大于80%，环境温度不宜低于5℃，绝缘表面应清洁、干燥。若前述环境条件无法满足时，可按4.3.5进行分析。
- 除特别说明，所有电容和介质损耗因数一并测量的试验，试验电压均为10kV。

4.3 设备状态量的评价和处置原则

4.3.1 设备状态评价原则

设备状态的评价应该基于巡检及例行试验、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、量值大小以及发展趋势，结合与同类设备的比较，做出综合判断。

4.3.2 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。

4.3.3 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。

4.3.4 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。

4.3.5 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，以上次试验值为基准，根据 $a_2/(b_2 + c_2)$ 与 $a_1/(b_1 + c_1)$ 两个数值的相对变化率有无明显差异进行判断，一般不超过 $\pm 30\%$ 可判为正常。

4.4 基于设备状态的周期调整

4.4.1 周期调整

本标准给出的基准周期适用于一般情况，在下列情况下作调整：

- 对于停电例行试验，各省电力公司可依据设备状态、地域环境、电网结构等特点，在本标准所列基准周期的基础上酌情延长或缩短试验周期，调整后的试验周期一般不小于 1 年，也不大于基准周期的 2 倍。
- 对于未开展带电检测设备，试验周期不大于基准周期的 1.4 倍；未开展带电检测老旧设备（大于 20 年运龄），试验周期不大于基准周期。
- 对于巡检及例行带电检测试验项目，试验周期即为本标准所列基准周期。
- 同间隔设备的试验周期宜相同，变压器各侧主进开关及相关设备的试验周期应与该变压器相同。

4.4.2 可延迟试验的条件

符合以下各项条件的设备，停电例行试验可以在 4.4.1 周期调整后的基础上最多延迟 1 个年度：

- 巡检中未见可能危及该设备安全运行的任何异常。
- 带电检测（如有）显示设备状态良好。
- 上次例行试验与其前次例行（或交接）试验结果相比无明显差异。
- 没有任何可能危及设备安全运行的家族缺陷。
- 上次例行试验以来，没有经受严重的不良工况。

4.4.3 需提前试验的情形

有下列情形之一的设备，需提前，或尽快安排例行或/和诊断性试验：

- 巡检中发现有异常，此异常可能是重大质量隐患所致。
- 带电检测（如有）显示设备状态不良。
- 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；或者接近注意值或警示值。
- 存在重大家族缺陷。
- 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。

- f) 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 交流设备

5.1 油浸式电力变压器和电抗器

5.1.1 油浸式电力变压器和电抗器巡检及例行试验

5.1.1.1 油浸式电力变压器和电抗器巡检及例行试验项目 (见表 1、表 2)

表 1 油浸式电力变压器和电抗器巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
外观检查	1. 330kV 及以上: 2 周; 2. 220kV: 1 月; 3. 110 (66) kV: 3 个月; 4. 35kV 及以下: 1 年	无异常	见 5.1.1.2a)
油温和绕组温度		符合设备技术文件之要求	见 5.1.1.2b)
呼吸器干燥剂 (硅胶)		1/3 以上处于干燥状态	见 5.1.1.2c)
冷却系统		无异常	见 5.1.1.2d)
声响及振动		无异常	见 5.1.1.2e)

表 2 油浸式电力变压器和电抗器例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
红外热像检测	1. 330kV 及以上: 1 个月; 2. 220kV: 3 月; 3. 110 (66) kV: 半年; 4. 35kV 及以下: 1 年	无异常	见 5.1.1.3
油中溶解气体分析	1. 330kV 及以上: 3 个月; 2. 220kV: 半年; 3. 35kV~110 (66) kV: 1 年	1. 乙炔 $\leq 1\mu\text{L/L}$ (330kV 及以上) (注意值), $\leq 5\mu\text{L/L}$ (其他) (注意值); 2. 氢气 $\leq 150\mu\text{L/L}$ (注意值); 3. 总烃 $\leq 150\mu\text{L/L}$ (注意值); 4. 绝对产气速率: $\leq 12\text{mL/d}$ (隔膜式) (注意值) 或 $\leq 6\text{mL/d}$ (开放式) (注意值); 5. 相对产气速率: $\leq 10\%/ \text{月}$ (注意值)	见 5.1.1.4
绕组电阻	220kV 及以上: 3 年	1. 1.6MVA 以上变压器, 各相绕组电阻相间的差别不大于三相平均值的 2% (警示值), 无中性点引出的绕组, 线间差别不大于三相平均值的 1% (注意值); 1.6MVA 及以下的变压器, 相间差别一般不大于三相平均值的 4% (警示值), 线间差别一般不大于三相平均值的 2% (注意值)。 2. 同相初值差 $\leq \pm 2\%$ (警示值)	见 5.1.1.5
绝缘油例行试验	1. 330kV 及以上: 1 年; 2. 220kV 及以下: 3 年	见 7.1	见 7.1
套管试验	110 (66) kV 及以上: 3 年	见 5.7	见 5.7
铁心接地电流测量 (带电)	1. 220kV 及以上: 1 年; 2. 110 (66) kV 及以下: 2 年	$\leq 100\text{mA}$ (注意值)	见 5.1.1.6

表 2 (续)

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
铁心绝缘电阻	1. 110 (66) kV 及以上: 3 年; 2. 35kV 及以下: 4 年	$\geq 100\text{M}\Omega$ (新投运 $1000\text{M}\Omega$) (注意值)	见 5.1.1.7
绕组绝缘电阻	1. 110 (66) kV 及以上: 3 年; 2. 35kV 及以下: 4 年	1. 无显著下降; 2. 吸收比 ≥ 1.3 或极化指数 ≥ 1.5 或绝缘电阻 $\geq 10\,000\text{M}\Omega$ (注意值)	见 5.1.1.8
绕组绝缘介质损耗因数 (20℃)	1. 110 (66) kV 及以上: 3 年; 2. 35kV 及以下: 4 年	1. 330kV 及以上: ≤ 0.005 (注意值); 2. 110 (66) kV ~ 220kV: ≤ 0.008 (注意值); 3. 35kV 及以下: ≤ 0.015 (注意值)	见 5.1.1.9
有载分接开关检查 (变压器)	见 5.1.1.10	见 5.1.1.10	见 5.1.1.10
测温装置检查	1. 110 (66) kV 及以上: 3 年; 2. 35kV 及以下: 4 年	无异常	见 5.1.1.11
气体继电器检查		无异常	见 5.1.1.12
冷却装置检查		无异常	见 5.1.1.13
压力释放装置检查		无异常	见 5.1.1.14

5.1.1.2 巡检说明

巡检时, 具体要求说明如下:

- 外观无异常, 油位正常, 无油渗漏。
- 记录油温、绕组温度, 环境温度、负荷和冷却器开启组数。
- 呼吸器呼吸正常; 当 2/3 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)。
- 冷却系统的风扇运行正常, 出风口和散热器无异物附着或严重积污; 潜油泵无异常声响、振动, 油流指示器指示正确。
- 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。

5.1.1.3 红外热像检测

检测变压器箱体、储油柜、套管、引线接头及电缆等, 红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。检测和分析方法参考 DL/T 664。

5.1.1.4 油中溶解气体分析

除例行试验外, 新投运、对核心部件或主体进行解体检修后重新投运的变压器, 在投运后的第 1、4、10、30 天各进行一次本项试验。若有增长趋势, 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。取样及测量程序参考 GB/T 7252, 同时注意设备技术文件的特别提示 (如有)。

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。

5.1.1.5 绕组电阻

测量时, 绕组电阻测量电流不宜超过 20A, 铁心的磁化极性应保持一致。要求在扣除原始差异之后, 同一温度下各绕组电阻的相间差别或线间差别不大于规定值。此外, 还要求同一温度下, 各相电阻的初值差不超过 $\pm 2\%$ 。电阻温度修正按式 (1) 进行。

$$R_2 = R_1 \left(\frac{T_k + t_2}{T_k + t_1} \right) \quad (1)$$

式中:

R_1 、 R_2 ——温度为 t_1 、 t_2 时的电阻;

T_k ——常数, 铜绕组 T_k 为 235, 铝绕组 T_k 为 225。

无励磁调压变压器改变分接位置后、有载调压变压器分接开关检修后及更换套管后, 也应测量一次。

电抗器参照执行。

5.1.1.6 铁心接地电流测量 (带电)

当铁心接地电流无异常时, 可不进行铁心绝缘电阻测试。

5.1.1.7 铁心绝缘电阻

绝缘电阻测量采用 2500V (老旧变压器 1000V) 绝缘电阻表。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。夹件引出接地的, 应分别测量铁心对夹件及夹件对地绝缘电阻。

除例行试验之外, 当油中溶解气体分析异常, 在诊断时也应进行本项目。

5.1.1.8 绕组绝缘电阻

电压等级为 220kV 及以上且容量为 120MVA 及以上时, 宜采用输出电流不小于 3mA 的绝缘电阻表。测量时, 铁心、外壳及非测量绕组应接地, 测量绕组应短路, 套管表面应清洁、干燥。采用 5000V 绝缘电阻表测量。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式 (2) 进行近似修正。绝缘电阻下降显著时, 应结合介质损耗因数及油质试验进行综合判断。测试方法参考 DL/T 474.1。

$$R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1 - t_2)/10} \quad (2)$$

式中:

R_1 、 R_2 ——温度为 t_1 、 t_2 时的绝缘电阻。

除例行试验之外, 当绝缘油例行试验中水分偏高, 或者怀疑箱体密封被破坏, 也应进行本项试验。

5.1.1.9 绕组绝缘介质损耗因数

测量宜在顶层油温低于 50℃ 且高于零度时进行, 测量时记录顶层油温和空气相对湿度, 非测量绕组及外壳接地, 必要时分别测量被测绕组对地、被测绕组对其他绕组的绝缘介质损耗因数。测量方法可参考 DL/T 474.3。

测量绕组绝缘介质损耗因数时, 应同时测量电容值, 若此电容值发生明显变化, 应予以注意。分析时应注意温度对介质损耗因数的影响。

5.1.1.10 有载分接开关检查

以下步骤可能会因制造商或型号的不同有所差异, 必要时参考设备技术文件。

a) 基准周期为 1 年的检查项目:

- 1) 储油柜、呼吸器和油位指示器, 应按其技术文件要求检查。
- 2) 在线滤油器, 应按其技术文件要求检查滤芯。
- 3) 打开电动机构箱, 检查是否有任何松动、生锈; 检查加热器是否正常。
- 4) 记录动作次数。
- 5) 如有可能, 通过操作 1 步再返回的方法, 检查电动机和计数器的功能。

b) 110 (66) kV 及以上基准周期为 3 年、35kV 及以下基准周期为 4 年的检查项目:

- 1) 在手摇操作正常的情况下, 就地电动和远方各进行一个循环的操作, 无异常。
- 2) 检查紧急停止功能以及限位装置。
- 3) 在绕组电阻测试之前检查动作特性, 测量切换时间; 有条件时测量过渡电阻, 电阻值的初值差不超过 ±10%。

- 4) 油质试验：要求油耐受电压 $\geq 30\text{kV}$ ；不满足要求时，需要对油进行过滤处理，或者换新油。

5.1.1.11 测温装置检查

要求外观良好，运行中温度数据合理，相互比对无异常。

每两个试验周期校验一次，可与标准温度计比对，或按制造商推荐方法进行，结果应符合设备技术文件要求。同时采用 1000V 绝缘电阻表测量二次回路的绝缘电阻，一般不低于 $1\text{M}\Omega$ 。

5.1.1.12 气体继电器检查

检查气体继电器整定值，应符合运行规程和设备技术文件要求，动作正确。

每两个试验周期测量一次气体继电器二次回路的绝缘电阻，采用 1000V 绝缘电阻表测量，一般不低于 $1\text{M}\Omega$ 。

5.1.1.13 冷却装置检查

运行中，流向、温升和声响正常，无渗漏。强油水冷装置的检查 and 试验，按设备技术文件要求进行。

5.1.1.14 压力释放装置检查

按设备技术文件要求进行检查，应符合要求。一般要求开启压力与出厂值的标准偏差在 $\pm 10\%$ 之内或符合设备技术文件要求。

5.1.2 油浸式电力变压器和电抗器诊断性试验

5.1.2.1 油浸式电力变压器和电抗器诊断性试验项目（见表 3）

表 3 油浸式电力变压器和电抗器诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
绕组电阻	110kV 及以下	见 5.1.1.5
空载电流和空载损耗测量	见 5.1.2.2	见 5.1.2.2
短路阻抗测量	见 5.1.2.3	见 5.1.2.3
感应耐压和局部放电测量	1. 感应耐压：出厂试验值的 80%； 2. 局部放电： $1.3U_m/\sqrt{3}$ 下， $\leq 300\text{pC}$ （注意值）	见 5.1.2.4
绕组频率响应分析	见 5.1.2.5	见 5.1.2.5
绕组各分接位置电压比	初值差 $\leq \pm 0.5\%$ （额定分接位置）（警示值）； 初值差 $\leq \pm 1.0\%$ （其他）（警示值）	见 5.1.2.6
直流偏磁水平检测（变压器）	见 5.1.2.7	见 5.1.2.7
电抗器电抗值测量	初值差 $\leq \pm 5\%$ （注意值）	见 5.1.2.8
纸绝缘聚合度测量	聚合度 ≥ 250 （注意值）	见 5.1.2.9
绝缘油诊断性试验	见 7.2	见 7.2
整体密封性能检查	无油渗漏	见 5.1.2.10
声级及振动测定（带电）	符合设备技术文件要求	见 5.1.2.11
绕组直流泄漏电流测量	见 5.1.2.12	见 5.1.2.12
外施耐压试验	出厂试验值的 80%	见 5.1.2.13
高频局部放电检测（带电）	无异常放电	见 5.1.2.14
超声波局部放电检测（带电）	无异常放电	—
特高频局部放电检测（带电）	无异常放电	—
机械振动检测（带电）	出具报告，积累数据	—

5.1.2.2 空载电流和空载损耗测量

诊断铁心结构缺陷、匝间绝缘损坏等可进行本项目。试验电压尽可能接近额定值。试验电压值和接线应与上次试验保持一致。测量结果与上次相比，不应有明显差异。对单相变压器相间或三相变压器两个边相，空载电流差异不应超过 10%。分析时一并注意空载损耗的变化。

5.1.2.3 短路阻抗测量

诊断绕组是否发生变形时进行本项目。试验方法参见 DL/T 1093。宜在最大分接位置和相同电流下测量。试验电流可用额定电流，亦可低于额定值，但不宜小于 5A。

不同容量及电压等级的变压器，要求分别如下：

- 容量 100MVA 及以下且电压等级 220kV 以下的变压器，初值差不超过±2%。
- 容量 100MVA 以上或电压等级 220kV 以上的变压器，初值差不超过±1.6%。
- 容量 100MVA 及以下且电压等级 220kV 以下的变压器三相之间的最大相对互差不应大于 2.5%。
- 容量 100MVA 以上或电压等级 220kV 以上的变压器三相之间的最大相对互差不应大于 2%。

5.1.2.4 感应耐压和局部放电测量

验证绝缘强度，或诊断是否存在局部放电缺陷时进行本项目。感应电压的频率应在 100Hz~300Hz。电压为出厂试验值的 80%，时间按式 (3) 确定，但应在 15s~60s 之间。试验方法参考 GB/T 1094.3。

$$t = \frac{120 \times \text{额定频率}}{\text{试验频率}} \quad (3)$$

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。

5.1.2.5 绕组频率响应分析

诊断是否发生绕组变形时进行本项目。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。测量和分析方法参考 DL/T 911。

5.1.2.6 绕组各分接位置电压比

对核心部件或主体进行解体性检修之后，或怀疑绕组存在缺陷时，进行本项目。结果应与铭牌标识一致。

5.1.2.7 直流偏磁水平检测

当变压器声响、振动异常时，进行中性点直流电流测量。

5.1.2.8 电抗器电抗值测量

怀疑线圈或铁心（如有）存在缺陷时进行本项目。测量方法参考 GB 10229。

5.1.2.9 纸绝缘聚合度测量

诊断绝缘老化程度时，进行本项目。测量方法参考 DL/T 984。

5.1.2.10 整体密封性能检查

对核心部件或主体进行解体性检修之后，或重新进行密封处理之后，进行本项目。采用储油柜油面加压法，在 0.03MPa 压力下持续 24h，应无油渗漏。检查前应采取措施防止压力释放装置动作。

5.1.2.11 声级及振动测定

当噪声异常时，可定量测量变压器声级，测量参考 GB/T 1094.10。如果振动异常，可定量测量振动水平，振动波主波峰的高度应不超过规定值，且与同型设备无明显差异。

5.1.2.12 绕组直流泄漏电流测量

怀疑绝缘存在受潮等缺陷时进行本项目，测量绕组短路加压，其他绕组短路接地，施加直流电压值为 20kV（35kV 绕组）、40kV（66kV~330kV 绕组）、60kV（500kV 及以上绕组），加压 60s 时的泄漏电流与初值比应没有明显增加，与同型设备比没有明显差异。

5.1.2.13 外施耐压试验

分级绝缘变压器，仅对中性点和低压绕组进行；全绝缘变压器，对各绕组分别进行。耐受电压为出

厂试验值的 80%，时间为 60s。

5.1.2.14 高频局部放电检测（带电）

检测从套管末屏接地线、高压电缆接地线（变压器为电缆出线结构）、铁心和夹件接地线上取信号。

当怀疑有局部放电时，比较其他检测方法，如油中溶解气体分析、特高频局部放电检测、超声波局部放电检测等方法对该设备进行综合分析。

5.2 SF₆ 气体绝缘电力变压器

5.2.1 SF₆ 气体绝缘电力变压器巡检及例行试验

5.2.1.1 SF₆ 气体绝缘电力变压器巡检及例行试验项目（见表 4、表 5）

表 4 SF₆ 气体绝缘电力变压器巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
外观及气体压力	1. 220kV 及以上：1 个月； 2. 110（66）kV：3 个月； 3. 35kV 及以下：1 年	无异常	见 5.2.1.2a)
气体和绕组温度		符合设备技术文件之要求	见 5.2.1.2b)
声响及振动		无异常	见 5.2.1.2c)

表 5 SF₆ 气体绝缘电力变压器例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
红外热像检测	1. 110（66）kV 及以上：半年； 2. 35kV 及以下：1 年	无异常	见 5.2.1.3
绕组电阻	110（66）kV 及以上：3 年	1. 1.6MVA 以上变压器，各相绕组电阻相间的差别不大于三相平均值的 2%（警示值），无中性点引出的绕组，线间差别不大于三相平均值的 1%（注意值）； 1.6MVA 及以下的变压器，相间差别一般不大于三相平均值的 4%（警示值），线间差别一般不大于三相平均值的 2%（注意值）。 2. 同相初值差 ≤ ±2%（警示值）	见 5.1.1.5
铁心接地电流测量（带电）	1 年	≤ 100mA（注意值）	见 5.1.1.6
铁心绝缘电阻（有外引接地线）	110（66）kV 及以上：3 年	≥ 100MΩ（新投运 1000MΩ）（注意值）	见 5.1.1.7
绕组绝缘电阻	110（66）kV 及以上：3 年	1. 绝缘电阻无显著下降； 2. 吸收比 ≥ 1.3 或极化指数 ≥ 1.5 或绝缘电阻 ≥ 10 000MΩ（注意值）	见 5.2.1.3
绕组绝缘介质损耗因数（20℃）	110（66）kV 及以上：3 年	≤ 0.008（注意值）	见 5.1.1.9
SF ₆ 气体湿度检测（带电）	1 年	见 8.1	见 8.1
有载分接开关检查	1. 220kV：1 年； 2. 110（66）kV：3 年	见 5.1.1.10	见 5.1.1.10
测温装置检查		无异常	见 5.1.1.11
压力释放装置检查	解体性检修时	无异常	见 5.1.1.14

5.2.1.2 巡检说明

巡检时，具体要求说明如下：

- a) 外观无异常, 气体压力指示值正常。
- b) 记录绕组温度, 环境温度、负荷和冷却器开启组数, 冷却器工作状态正常。
- c) 变压器声响无异常; 如果振动异常, 可定量测量。

5.2.1.3 红外热像检测

检测变压器箱体、套管、引线接头及电缆等, 红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。检测及分析方法参考 DL/T 664。

5.2.1.4 绕组绝缘电阻

参考 5.1.1.8。条件不具备时, 可不进行。

5.2.2 SF₆ 气体绝缘电力变压器诊断性试验

5.2.2.1 SF₆ 气体绝缘电力变压器诊断性试验项目 (见表 6)

表 6 SF₆ 气体绝缘电力变压器诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
空载电流测量	见 5.1.2.2	见 5.1.2.2
短路阻抗测量	见 5.1.2.3	见 5.1.2.3
感应耐压和局部放电测量	1. 感应耐压: 出厂试验值的 80%; 2. 局部放电: $1.3U_m/\sqrt{3}$ 下, $\leq 300\text{pC}$ (注意值) 或符合制造商要求	见 5.1.2.4
绕组频率响应分析	见 5.1.2.5	见 5.1.2.5
绕组各分接位置电压比	初值差 $\leq \pm 0.5\%$ (额定分接位置) (警示值); 初值差 $\leq \pm 1.0\%$ (其他) (警示值)	见 5.1.2.6
气体密度表 (继电器) 校验	符合设备技术条件要求	见 5.2.2.2
SF ₆ 气体成分分析 (带电)	见 8.2	见 8.2
SF ₆ 气体密封性检测	$\leq 0.1\%$ /年或符合设备技术文件要求 (注意值)	见 5.2.2.3
高频局部放电检测 (带电)	无异常放电	见 5.1.2.14
超声波局部放电检测 (带电)	无异常放电	—
特高频局部放电检测 (带电)	无异常放电	—
机械振动检测 (带电)	出具报告, 积累数据	—

5.2.2.2 气体密度表 (继电器) 校验

数据显示异常或达到制造商推荐的校验周期时, 进行本项目。校验按设备技术文件要求进行。

5.2.2.3 SF₆ 气体密封性检测

当气体密度 (压力) 显示有所降低, 或定性检测发现气体泄漏时, 进行本项目。检测方法可参考 GB/T 11023。

5.3 干式变压器、电抗器和消弧线圈

5.3.1 干式变压器、电抗器和消弧线圈巡检及例行试验项目 (见表 7、表 8)

表 7 干式变压器、电抗器和消弧线圈巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
外观检查	1. 110 (66) kV 及以上: 3 个月; 2. 35kV 及以下: 1 年	无异常	—
绕组温度		符合设备技术文件之要求	—
接地装置		应有防锈层及明显的接地标志	—
防止直接接触保护标志		符合 GB/T 5465.2 的规定	—
声响及振动		无异常	—

表 8 干式变压器、电抗器和消弧线圈例行试验

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
红外热像检测	1. 110 (66) kV 及以上: 半年; 2. 35kV 及以下: 1 年	无异常	见 5.2.1.3
绕组电阻	4 年	1. 1.6MVA 以上变压器, 各相绕组电阻相间的差别不大于三相平均值的 2% (警示值), 无中性点引出的绕组, 线间差别不大于三相平均值的 1% (注意值); 1.6MVA 及以下的变压器, 相间差别一般不大于三相平均值的 4% (警示值), 线间差别一般不大于三相平均值的 2% (注意值)。 2. 同相初值差 $\leq \pm 2\%$ (警示值)	见 5.1.1.5
绕组绝缘电阻	4 年	1. 绝缘电阻无显著下降; 2. 吸收比 ≥ 1.3 或极化指数 ≥ 1.5 或绝缘电阻 $\geq 10\,000\text{M}\Omega$ (注意值)	见 5.1.1.8
测温装置及其二次回路试验	4 年	1. 指示正确, 测温电阻值应和出厂值相符; 2. 绝缘电阻一般不低于 $1\text{M}\Omega$	见 5.1.1.11

5.3.2 干式变压器、电抗器和消弧线圈诊断性试验项目 (见表 9)

表 9 干式变压器、电抗器和消弧线圈诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
空载电流测量	见 5.1.2.2	见 5.1.2.2
短路阻抗测量	见 5.1.2.3	见 5.1.2.3
感应耐压和局部放电测量	1. 感应耐压: 出厂试验值的 80%; 2. 局部放电: $\leq 10\text{pC}$ (注意值) 或符合制造商要求	—
绕组各分接位置电压比	初值差 $\leq \pm 0.5\%$ (额定分接位置) (警示值); 初值差 $\leq \pm 1.0\%$ (其他) (警示值)	见 5.1.2.6
高频局部放电检测 (带电)	无异常放电	见 5.1.2.14
特高频局部放电检测 (带电)	无异常放电	—

5.4 电流互感器

5.4.1 电流互感器巡检及例行试验

5.4.1.1 电流互感器巡检及例行试验项目 (见表 10、表 11)

表 10 电流互感器巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
外观检查	1. 330kV 及以上: 2 周; 2. 220kV: 1 个月; 3. 110 (66) kV: 3 个月; 4. 35kV 及以下: 1 年	外观无异常	见 5.4.1.2

表 11 电流互感器例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款								
红外热像检测	1. 330kV 及以上: 1 个月; 2. 220kV: 3 个月; 3. 110kV: 半年; 4. 35kV 及以下: 1 年	无异常	见 5.4.1.3								
油中溶解气体分析 (油纸绝缘)	110 (66) kV 及以上: 正立式 ≤ 3 年; 倒置式 ≤ 6 年	1. 乙炔 ≤ 2μL/L [110 (66) kV] (注意值), ≤ 1μL/L (220kV 及以上) (注意值); 2. 氢气 ≤ 150μL/L [110 (66) kV 及以上] (注意值); 3. 总烃 ≤ 100μL/L [110 (66) kV 及以上] (注意值)	见 5.4.1.4								
绝缘电阻	110 (66) kV 及以上: 3 年	1. 一次绕组: 一次绕组的绝缘电阻应大于 3000MΩ, 或与上次测量值相比无显著变化; 2. 末屏对地 (电容型): > 1000MΩ (注意 值)	见 5.4.1.5								
电容量和介质损耗因数 (固体绝缘或油纸绝缘)	110 (66) kV 及以上: 3 年	1. 电容量初值差 ≤ ±5% (警示值)。 2. 介质损耗因数 $\tan\delta$ 满足下表要求 (注意 值): <table border="1"> <tr> <td>U_m (kV)</td><td>126/72.5</td><td>252/363</td><td>≥ 550</td></tr> <tr> <td>$\tan\delta$</td><td>≤ 0.01</td><td>≤ 0.008</td><td>≤ 0.007</td></tr> </table> 聚四氟乙烯缠绕绝缘: ≤ 0.005; 介质损耗因素超过注意值时, 参考 5.4.1.6 原则判断	U_m (kV)	126/72.5	252/363	≥ 550	$\tan\delta$	≤ 0.01	≤ 0.008	≤ 0.007	见 5.4.1.6
U_m (kV)	126/72.5	252/363	≥ 550								
$\tan\delta$	≤ 0.01	≤ 0.008	≤ 0.007								
SF ₆ 气体湿度检测 (SF ₆ 绝缘) (带电)	110 (66) kV 及以上: 3 年	≤ 500μL/L (注意值)	见 8.1								
相对介质损耗因数 (带电) (固体绝缘或 油纸绝缘)	1. 220kV 及以上: 1 年; 2. 110 (66) kV: 2 年	相对介质损耗因数变化量 ≤ 0.003 (注意 值)	见 5.4.1.7								
相对电容量比值 (带电) (固体绝缘或油纸绝缘)	1. 220kV 及以上: 1 年; 2. 110 (66) kV: 2 年	相对电容量比值初值差 ≤ 5% (警示值)	见 5.4.1.8								

5.4.1.2 巡检说明

巡检时, 具体要求说明如下:

- 高压引线、接地线等连接正常; 本体无异常声响或放电声; 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。
- 充油的电流互感器, 无油渗漏, 油位正常, 膨胀器无异常升高; 充气的电流互感器, 气体密度值正常, 气体密度表 (继电器) 无异常。
- 二次电流无异常。

5.4.1.3 红外热像检测

检测高压引线连接处、电流互感器本体等, 红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。检测和分析方法参考 DL/T 664。

5.4.1.4 油中溶解气体分析

取样时, 需注意设备技术文件的特别提示 (如有), 并检查油位应符合设备技术文件之要求。制造商明确禁止取油样时, 宜作为诊断性试验。

5.4.1.5 绝缘电阻

采用 2500V 绝缘电阻表测量。当有两个一次绕组时, 还应测量一次绕组间的绝缘电阻。一次绕组的

绝缘电阻应大于 $3000\text{M}\Omega$ ，或与上次测量值相比无显著变化。有末屏端子的，测量末屏对地绝缘电阻。测量结果应符合要求。

5.4.1.6 电容量和介质损耗因数

测量前应确认外绝缘表面清洁、干燥。如果测量值异常（测量值偏大或增量偏大），可测量介质损耗因数与测量电压之间的关系曲线，测量电压从 10kV 到 $U_m/\sqrt{3}$ ，介质损耗因数的增量应不超过 ± 0.003 ，且介质损耗因数不大于 0.007 ($U_m \geq 550\text{kV}$)、 0.008 (U_m 为 $363\text{kV}/252\text{kV}$)、 0.01 (U_m 为 $126\text{kV}/72.5\text{kV}$)。当末屏绝缘电阻不能满足要求时，可通过测量末屏介质损耗因数作进一步判断，测量电压为 2kV ，通常要求小于 0.015 。

5.4.1.7 相对介质损耗因数（带电）

具备条件时做本项试验，检测从未屏接地线上取信号，单根测试线长度应保证在 15m 以内。可取异相电流互感器或同相的套管末屏电流换算与自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的介质损耗因数为合格、带电后一周内检测的数值。相对设备宜选择同相异类设备，如果因距离原因可选择同类异相设备，但一经确定就不可更改。当达到缺陷标准时，应停电进行例行试验。

5.4.1.8 相对电容量比值（带电）

具备条件时做本项试验，检测从未屏接地线上取信号，单根测试线长度应保证在 15m 以内。可取异相电流互感器或同相的套管末屏电流换算电容值与本身电容的比值。

初值宜选取设备停电状态下的电容量为合格、带电后一周内检测的数值。相对设备宜选择同相异类设备，如果因距离原因可选择同类异相设备，但一经确定就不可更改。当达到缺陷标准时，应停电进行例行试验。

5.4.2 电流互感器诊断性试验

5.4.2.1 电流互感器诊断性试验项目（见表 12）

表 12 电流互感器诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
绝缘油试验（油纸绝缘）	见 7.1	见 7.1
交流耐压试验	1. 一次绕组：试验电压为出厂试验值的 80%； 2. 二次绕组之间及末屏对地： 2kV	见 5.4.2.2
局部放电测量	$1.2U_m/\sqrt{3}$ 下： $\leq 20\text{pC}$ （气体）（注意值）； $\leq 20\text{pC}$ （油纸绝缘及聚四氟乙烯缠绕绝缘）（注意值）； $\leq 50\text{pC}$ （固体）（注意值）	见 5.4.2.3
电流比较核	符合设备技术文件要求	见 5.4.2.4
绕组电阻测量	与初值比较，应无明显差别	见 5.4.2.5
气体密封性检测（ SF_6 绝缘）	$\leq 0.5\%/年$ 或符合设备技术文件要求（注意值）	见 5.4.2.6
气体密度表（继电器）校验（ SF_6 绝缘）	见 5.4.2.7	见 5.4.2.7
高频局部放电检测（带电）	无异常放电	见 5.4.2.8
SF_6 气体纯度分析（带电）	纯度 $\geq 97\%$	见 8.2

5.4.2.2 交流耐压试验

需要确认设备绝缘介质强度时进行本项目。一次绕组的试验电压为出厂试验值的 80%、二次绕组之间及末屏对地的试验电压为 2kV ，时间为 60s 。

如 SF₆ 电流互感器压力下降到 0.2MPa 以下, 补气后应做老练和交流耐压试验。

5.4.2.3 局部放电测量

检验是否存在严重局部放电时进行本项目。测量方法参考 GB 1208。

5.4.2.4 电流比较核

对核心部件或主体进行解体性检修之后, 或需要确认电流比时, 进行本项目。在 5%~100% 额定电流范围内, 从一次侧注入任一电流值, 测量二次侧电流, 校核电流比。

5.4.2.5 绕组电阻测量

红外检测温升异常, 或怀疑一次绕组存在接触不良时, 应测量一次绕组电阻。要求测量结果与初值比没有明显增加, 并符合设备技术文件要求。

二次电流异常, 或有二次绕组方面的家族缺陷时, 应测量二次绕组电阻, 分析时应考虑温度的影响。

5.4.2.6 气体密封性检测

当气体密度表显示密度下降或定性检测发现气体泄漏时, 进行本项试验。方法可参考 GB/T 11023。

5.4.2.7 气体密度表(继电器)校验

数据显示异常或达到制造商推荐的校验周期时, 进行本项目。校验按设备技术文件要求进行。

5.4.2.8 高频局部放电检测(带电)

油纸绝缘电流互感器检测可从套管末屏接地线上取信号。

当怀疑有局部放电时, 应结合其他检测方法的检测结果进行综合分析。

5.5 电磁式电压互感器

5.5.1 电磁式电压互感器巡检及例行试验

5.5.1.1 电磁式电压互感器巡检及例行试验项目(见表 13、表 14)

表 13 电磁式电压互感器巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
外观检查	1. 330kV 及以上: 2 周; 2. 220kV: 1 个月; 3. 110 (66) kV: 3 个月; 4. 35kV 及以下: 1 年	外观无异常	见 5.5.1.2

表 14 电磁式电压互感器例行试验项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
红外热像检测	1. 330kV 及以上: 1 个月; 2. 220kV: 3 个月; 3. 110 (66) kV: 半年; 4. 35kV 及以下: 1 年	无异常	见 5.5.1.3
绕组绝缘电阻	110 (66) kV 及以上: 3 年	1. 一次绕组: 初值差 $\leq -50\%$ (注意值); 2. 二次绕组: $\geq 10M\Omega$ (注意值)	见 5.5.1.4
绕组绝缘介质损耗因数 (20℃)	110 (66) kV 及以上: 3 年	1. ≤ 0.02 (串级式) (注意值); 2. ≤ 0.005 (非串级式) (注意值)	见 5.5.1.5
油中溶解气体分析 (油纸绝缘)	110 (66) kV 及以上: 3 年	1. 乙炔 $\leq 2\mu L/L$ (注意值); 2. 氢气 $\leq 150\mu L/L$ (注意值); 3. 总烃 $\leq 100\mu L/L$ (注意值)	见 5.5.1.6
SF ₆ 气体湿度检测 (SF ₆ 绝缘) (带电)	110 (66) kV 及以上: 3 年	$\leq 500\mu L/L$ (注意值)	见 8.1

5.5.1.2 巡检说明

巡检时，具体要求说明如下：

- 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；复合绝缘外套无电蚀痕迹或破损；无影响设备运行的异物。
- 油位正常（油纸绝缘），或气体密度值正常（SF₆绝缘）。
- 二次电压无异常，必要时带电测量二次电压。

5.5.1.3 红外热像检测

红外热像检测高压引线连接处、本体等，红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。测量和分析方法参考 DL/T 664。

5.5.1.4 绕组绝缘电阻

一次绕组用 2500V 绝缘电阻表，二次绕组采用 1000V 绝缘电阻表。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。

5.5.1.5 绕组绝缘介质损耗因数

测量一次绕组的介质损耗因数，一并测量电容量，作为综合分析的参考。测量方法参考 DL/T 474.3。

5.5.1.6 油中溶解气体分析

取样时，需注意设备技术文件的特别提示（如有），并检查油位应符合设备技术文件之要求。制造商明确禁止取油样时，宜作为诊断性试验。

5.5.2 电磁式电压互感器诊断性试验

5.5.2.1 电磁式电压互感器诊断性试验项目（见表 15）

表 15 电磁式电压互感器诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
交流耐压试验	一次绕组耐受 80% 出厂试验电压； 二次绕组之间及一次绕组末端对地 2kV	见 5.5.2.2
局部放电测量	1.2U _m /√3 下： ≤20pC（气体）（注意值）； ≤20pC（液体浸渍）（注意值）； ≤50pC（固体）（注意值）	见 5.5.2.3
绝缘油试验（油纸绝缘）	见 7.1	见 7.1
SF ₆ 气体成分分析（SF ₆ 绝缘）	见 8.2	见 8.2
支架介质损耗因数测量	支架介质损耗因数 ≤0.05	—
电压比校核	符合设备技术文件要求	见 5.5.2.4
励磁特性测量	见 5.5.2.5	见 5.5.2.5
气体密封性检测（SF ₆ 绝缘）	≤0.5%/年或符合设备技术文件要求（注意值）	见 5.4.2.6
气体密度表（继电器）校验 （SF ₆ 绝缘）	符合设备技术文件要求	见 5.4.2.7
高频局部放电检测（带电）	无异常放电	见 5.5.2.6

5.5.2.2 交流耐压试验

需要确认设备绝缘介质强度时进行本项目。试验电压为出厂试验值的 80%，时间为 60s。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~300Hz 时，持续时间应按式（3）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 GB 1207。

5.5.2.3 局部放电测量

检验是否存在严重局部放电时进行本项目。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 GB 1207。

5.5.2.4 电压比较核

对核心部件或主体进行解体性检修之后, 或需要确认电压比时, 进行本项目。在 80%~100% 的额定电压范围内, 在一次侧施加任一电压值, 测量二次侧电压, 验证电压比。简单检查可取更低电压。

5.5.2.5 励磁特性测量

对核心部件或主体进行解体性检修之后, 或计量要求时, 进行本项目。试验时, 电压施加在二次端子上, 电压波形为标准正弦波。测量点至少包括额定电压的 0.2、0.5、0.8、1.0、1.2 倍, 测量出对应的励磁电流, 与出厂值相比应无显著改变; 与同一批次、同一型号的其他电磁式电压互感器相比, 彼此差异不应大于 30%。

5.5.2.6 高频局部放电检测(带电)

当怀疑有局部放电时, 应结合其他检测方法的检测结果进行综合分析。

5.6 电容式电压互感器

5.6.1 电容式电压互感器巡检及例行试验

5.6.1.1 电容式电压互感器巡检及例行试验项目(见表 16、表 17)

表 16 电容式电压互感器巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
外观检查	1. 330kV 及以上: 2 周; 2. 220kV: 1 个月; 3. 110 (66) kV: 3 个月; 4. 35kV 及以下: 1 年	外观无异常	见 5.6.1.2

表 17 电容式电压互感器例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
红外热像检测	1. 330kV 及以上: 1 个月; 2. 220kV: 3 个月; 3. 110 (66) kV: 半年; 4. 35kV 及以下: 1 年	无异常	见 5.6.1.3
分压电容器试验	110 (66) kV 及以上: 3 年	1. 极间绝缘电阻 $\geq 5000M\Omega$ (注意值); 2. 电容量初值差 $\leq \pm 2\%$ (警示值); 3. 介质损耗因数: ≤ 0.005 (油纸绝缘) (注意值), ≤ 0.0025 (膜纸复合) (注意值)	见 5.6.1.4
二次绕组绝缘电阻	110 (66) kV 及以上: 3 年	$\geq 10M\Omega$ (注意值)	见 5.6.1.5

5.6.1.2 巡检说明

巡检时, 具体要求说明如下:

- 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。
- 油位正常。
- 二次电压无异常, 必要时带电测量二次电压。

5.6.1.3 红外热像检测

红外热像检测高压引线连接处、本体等,红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。检测和分析方法参考 DL/T 664。

5.6.1.4 分压电容器试验

在测量电容量时宜同时测量介质损耗因数,多节串联的,应分节独立测量。试验时应按设备技术文件要求并参考 DL/T 474 进行。

除例行试验外,当二次电压异常时,也应进行本项目。

5.6.1.5 二次绕组绝缘电阻

二次绕组绝缘电阻可用 1000V 绝缘电阻表测量。

5.6.2 电容式电压互感器诊断性试验

5.6.2.1 电容式电压互感器诊断性试验项目(见表 18)

表 18 电容式电压互感器诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
局部放电测量	$1.2U_m/\sqrt{3}$ 下: $\leq 10\text{pC}$	见 5.6.2.2
电磁单元感应耐压试验	试验电压为出厂试验值的 80%或按设备技术文件要求	见 5.6.2.3
电磁单元绝缘油击穿电压和水分测量	见 7.1	见 5.6.2.4
阻尼装置检查	符合设备技术文件要求	—
相对介质损耗因数(带电)	相对介质损耗因数变化量 ≤ 0.003 (注意值)	见 5.6.2.5
相对电容量比值(带电)	相对电容量比值初值差 $\leq 5\%$ (警示值)	见 5.6.2.6

5.6.2.2 局部放电测量

诊断是否存在严重局部放电缺陷时进行本项目。试验在完整的电容式电压互感器上进行。在电压值为 $1.2U_m/\sqrt{3}$ 下测量,测量结果符合技术要求。试验电压不能满足要求时,可将分压电容按单节进行。

5.6.2.3 电磁单元感应耐压试验

试验前把电磁单元与电容分压器分开,若产品结构原因在现场无法拆开的可不进行耐压试验。试验电压为出厂试验值的 80%,或按设备技术文件要求进行,时间为 60s。进行感应耐压试验时,耐压时间按式(3)进行折算,但应在 15s~60s 之间。试验方法参考 GB/T 20840.5。

5.6.2.4 电磁单元绝缘油击穿电压和水分测量

当二次绕组绝缘电阻不能满足要求,或存在密封缺陷时,进行本项目。

5.6.2.5 相对介质损耗因数(带电)

具备条件时做本项试验,检测从电容末端接地线上取信号,单根测试线长度应保证在 15m 以内。可临近同相的电流互感器末屏电流与本身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的介质损耗因数为合格、带电后一周内检测的数值。相对设备宜选择同相异类设备,如果因距离原因可选择同类异相设备,但一经确定就不可更改。当达到缺陷标准时,应停电进行例行试验。

5.6.2.6 相对电容量比值(带电)

具备条件时做本项试验,检测从电容末端接地线上取信号,单根测试线长度应保证在 15m 以内。可取临近同相的电流互感器末屏电流换算电容值与本身电容的比值。

初值宜选取设备停电状态下的电容量为合格、带电后一周内检测的数值。相对设备宜选择同相异类设备,如果因距离原因可选择同类异相设备,但一经确定就不可更改。当达到缺陷标准时,应停电进行

例行试验。

5.7 高压套管

本节所述套管包括各类设备套管和穿墙套管，“充油”包括纯油绝缘套管、油浸纸绝缘套管和油气混合绝缘套管；“充气”包括 SF₆ 绝缘套管和油气混合绝缘套管；“电容型”包括所有采用电容屏均压的套管等。

5.7.1 高压套管巡检及例行试验

5.7.1.1 高压套管巡检及例行试验项目（见表 19、表 20）

表 19 高压套管巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
外观检查	1. 330kV 及以上：2 周；	无异常	见 5.7.1.2
油位及渗漏检查（充油）	2. 220kV：1 个月；	无异常	
气体密度值检查（充气）	3. 110（66）kV：3 个月； 4. 35kV 及以下：1 年	符合设备技术文件要求	

表 20 高压套管例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款								
红外热像检测	1. 330kV 及以上：1 个月； 2. 220kV：3 个月； 3. 110（66）kV：半年； 4. 35kV 及以下：1 年	无异常	见 5.7.1.3								
绝缘电阻	110（66）kV 及以上：3 年	1. 主绝缘：≥10 000MΩ（注意值）； 2. 末屏对地：≥1000MΩ（注意值）	见 5.7.1.4								
电容量和介质损耗因数（20℃）（电容型）	110（66）kV 及以上：3 年	1. 电容量初值差≤±5%（警示值）。 2. 介质损耗因数 tanδ 满足下表要求（注意值）： <table border="1"> <tr> <td>U_m (kV)</td><td>126/72.5</td><td>252/363</td><td>≥550</td></tr> <tr> <td>tanδ</td><td>≤0.01</td><td>≤0.008</td><td>≤0.007</td></tr> </table> 聚四氟乙烯缠绕绝缘：≤0.005； 介质损耗因数超过注意值时，参考 5.7.1.5 原则判断。	U_m (kV)	126/72.5	252/363	≥550	tanδ	≤0.01	≤0.008	≤0.007	见 5.7.1.5
U_m (kV)	126/72.5	252/363	≥550								
tanδ	≤0.01	≤0.008	≤0.007								
SF ₆ 气体湿度检测（充气）（带电）	110（66）kV 及以上：3 年	符合设备技术文件要求	见 8.1								
相对介质损耗因数（带电）	110（66）kV 及以上：1 年	相对介质损耗因数变化量≤0.003（注意值）	见 5.7.1.6								
相对电容量比值（带电）	110（66）kV 及以上：1 年	相对电容量比值初值差≤5%（警示值）	见 5.7.1.7								

5.7.1.2 巡检说明

巡检时，具体要求说明如下：

- 高压引线、末屏接地线等连接正常；无异常声响或放电声；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。
- 充油套管油位正常、无油渗漏；充气套管气体密度值正常。

5.7.1.3 红外热像检测

检测套管本体、引线接头等，红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。检测和分析方法参考 DL/T 664。

5.7.1.4 绝缘电阻

包括套管主绝缘和末屏对地绝缘的绝缘电阻。采用 2500V 绝缘电阻表测量。

5.7.1.5 电容量和介质损耗因数测量

对于变压器套管，被测套管所属绕组短路加压，其他绕组短路接地。如果试验电压加在套管末屏的试验端子，则必须严格控制在设备技术文件许可值以下（通常为 2000V），否则可能导致套管损坏。

测量前应确认外绝缘表面清洁、干燥。如果测量值异常（测量值偏大或增量偏大），可测量介质损耗因数与测量电压之间的关系曲线，测量电压从 10kV 到 $U_m/\sqrt{3}$ ，介质损耗因数的增量应不超过 ± 0.003 ，且介质损耗因数不大于 0.007（ $U_m \geq 550\text{kV}$ ）、0.008（ U_m 为 363kV/252kV）、0.01（ U_m 为 126kV/72.5kV）。分析时应考虑测量温度影响。

不便断开高压引线且测量仪器负载能力不足时，试验电压可加在套管末屏的试验端子，套管高压引线接地，把高压接地电流接入测量系统。此时试验电压必须严格控制在设备技术文件许可值以下（通常为 2000V）。要求与上次同一方法的测量结果相比无明显变化。出现异常时，需采用常规测量方法验证。

5.7.1.6 相对介质损耗因数（带电）

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。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的介质损耗因数为合格、带电后一周内检测的数值。相对设备宜选择同相异类设备，如果因距离原因可选择同类异相设备，但一经确定就不可更改。当达到缺陷标准时，应停电进行例行试验。

5.7.1.7 相对电容量比值（带电）

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。可取同相的电流互感器电容与本身电容的比值。

初值宜选取设备停电状态下的电容量为合格、带电后一周内检测的数值。相对设备宜选择同相异类设备，如果因距离原因可选择同类异相设备，但一经确定就不可更改。当达到缺陷标准时，应停电进行例行试验。

5.7.2 高压套管诊断性试验

5.7.2.1 高压套管诊断性试验项目（见表 21）

表 21 高压套管诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
油中溶解气体分析（充油）	1. 乙炔 $\leq 1\mu\text{L/L}$ （220kV 及以上）（注意值）， $\leq 2\mu\text{L/L}$ （其他）（注意值）； 2. 氢气 $\leq 140\mu\text{L/L}$ （注意值）； 3. 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	见 5.7.2.2
末屏（如有）介质损耗因数	≤ 0.015 （注意值）	见 5.7.2.3
交流耐压和局部放电测量	1. 交流耐压：出厂试验值的 80%； 2. 局部放电（ $1.05U_m/\sqrt{3}$ ）（注意值）：油浸纸、复合绝缘、树脂浸渍、充气： $\leq 10\text{pC}$ ，树脂粘纸（胶纸绝缘）： $\leq 100\text{pC}$	见 5.7.2.4
气体密封性检测（充气）	$\leq 0.5\%/年$ 或符合设备技术文件要求（注意值）	见 5.4.2.6

表 21 (续)

诊断性试验项目	要 求	说明条款
气体密度表(继电器)校验(充气)	符合设备技术文件要求	见 5.4.2.7
SF ₆ 气体成分分析(充气)	见 8.2	见 8.2
高频局部放电检测(带电)	无异常放电	见 5.7.2.5

5.7.2.2 油中溶解气体分析

在怀疑绝缘受潮、劣化,或者怀疑内部可能存在过热、局部放电等缺陷时进行本项目。取样时,务必注意设备技术文件的特别提示(如有),并检查油位应符合设备技术文件之要求。判断和检测方法参考 GB/T 24624。

5.7.2.3 末屏介质损耗因数

当套管末屏绝缘电阻不能满足要求时,可通过测量末屏介质损耗因数作进一步判断。试验电压应控制在设备技术文件许可值以下(通常为 2000V)。

5.7.2.4 交流耐压和局部放电测量

需要验证绝缘强度,或诊断是否存在局部放电缺陷时进行本项目。如有条件,应同时测量局部放电。交流耐压为出厂试验值的 80%,时间 60s。

对于变压器(电抗器)套管,应拆下并安装在专门的油箱中单独进行。试验方法参考 GB/T 4109。

5.7.2.5 高频局部放电检测(带电)

检测从套管末屏接地线上取信号。

当怀疑有局部放电时,应结合其他检测方法的检测结果进行综合分析。当套管应用于变压器或电抗器时,其内部局部放电会在套管测试数据表征出来,因此要结合变压器或电抗器本体测试结果综合分析。

5.8 SF₆ 断路器5.8.1 SF₆ 断路器巡检及例行试验5.8.1.1 SF₆ 断路器巡检及例行试验项目(见表 22、表 23)表 22 SF₆ 断路器巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
外观检查	1. 500kV 及以上: 2 周;	外观无异常	见 5.8.1.2
气体密度值检查	2. 220kV~330kV: 1 个月;	密度符合设备技术文件要求	
操动机构状态检查	3. 110(66) kV: 3 个月;	状态正常	
	4. 35kV 及以下: 1 年		

表 23 SF₆ 断路器例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
红外热像检测	1. 500kV 及以上: 1 个月;	无异常	见 5.8.1.3
	2. 220kV~330kV: 3 个月;		
	3. 110(66) kV: 半年;		
	4. 35kV 及以下: 1 年		
主回路电阻测量	1. 110(66) kV 及以上:	≤ 制造商规定值(注意值)	见 5.8.1.4
	3 年;		
	2. 35kV 及以下: 4 年		

表 23 (续)

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
断口间并联电容器电容量和介质损耗因数	110 (66) kV 及以上: 3 年	1. 电容量初值差 $\leq \pm 5\%$ (警示值); 2. 介质损耗因数: 油浸纸 ≤ 0.005 (注意值), 膜纸复合 ≤ 0.0025 (注意值)	见 5.8.1.5
合闸电阻阻值及合闸电阻预接入时间	110 (66) kV 及以上: 3 年	1. 初值差 $\leq \pm 5\%$ (注意值); 2. 预接入时间符合设备技术文件要求	见 5.8.1.6
例行检查和测试	1. 110 (66) kV 及以上: 3 年; 2. 35kV 及以下: 4 年	见 5.8.1.7	见 5.8.1.7
SF ₆ 气体湿度检测 (带电)	1. 110 (66) kV 及以上: 3 年; 2. 35kV 及以下: 4 年	$\leq 300\mu\text{L/L}$ (注意值)	见 8.1

5.8.1.2 巡检说明

巡检时, 具体要求说明如下:

- 外观无异常; 无异常声响; 高压引线、接地线连接正常; 瓷件无破损、无异物附着; 并联电容器无渗漏。
- 气体密度值正常。
- 加热器功能正常 (每半年)。
- 操动机构状态正常 (液压机构油压正常; 气动机构气压正常; 弹簧机构弹簧位置正确)。
- 记录开断短路电流值及发生日期, 记录开关设备的操作次数。

5.8.1.3 红外热像检测

检测断口及断口并联元件、引线接头、绝缘子等, 红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。判断时, 应该考虑测量时及前 3h 负荷电流的变化情况, 注意与同等运行条件下其他断路器进行比较。测量和分析方法可参考 DL/T 664。

5.8.1.4 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。测量电流可取 100A 到额定电流之间的任一值, 测量方法和要求参考 DL/T 593。

当红外热像显示断口温度异常、相间温差异常, 或自上次试验之后又有 100 次以上分、合闸操作, 也应进行本项目。

5.8.1.5 断口间并联电容器电容量和介质损耗因数

在分闸状态下测量。对于瓷柱式断路器, 与断口一起测量; 对于罐式断路器 (包括 GIS 中的断路器), 按设备技术文件规定进行。测试结果不符合要求时, 可对电容器独立进行测量。

5.8.1.6 合闸电阻阻值及合闸电阻预接入时间

同等测量条件下, 合闸电阻的初值差应满足要求。合闸电阻的预接入时间按设备技术文件规定校核。对于不解体无法测量的情况, 只在解体性检修时进行。

5.8.1.7 例行检查和测试

- 例行检查和测试时, 具体要求说明如下:
 - 轴、销、锁扣和机械传动部件检查, 如有变形或损坏应予更换。
 - 瓷绝缘件清洁和裂纹检查。

- 3) 操动机构外观检查, 如按力矩要求抽查螺栓、螺母是否有松动, 检查是否有渗漏等。
 - 4) 检查操动机构内、外积污情况, 必要时需进行清洁。
 - 5) 检查是否存在锈迹, 如有需进行防腐处理。
 - 6) 按设备技术文件要求对操动机构机械轴承等活动部件进行润滑。
 - 7) 分、合闸线圈电阻检测, 检测结果应符合设备技术文件要求, 没有明确要求时, 以线圈电阻初值差不超过 $\pm 5\%$ 作为判据。
 - 8) 储能电动机工作电流及储能时间检测, 检测结果应符合设备技术文件要求。储能电动机应在 $85\% \sim 110\%$ 的额定电压下可靠工作。
 - 9) 检查辅助回路和控制回路电缆、接地线是否完好; 用 $1000V$ 绝缘电阻表测量电缆的绝缘电阻, 应无显著下降。
 - 10) 缓冲器检查, 按设备技术文件要求进行。
 - 11) 防跳跃装置检查, 按设备技术文件要求进行。
 - 12) 联锁和闭锁装置检查, 按设备技术文件要求进行。
 - 13) 并联合闸脱扣器在合闸装置额定电源电压的 $85\% \sim 110\%$ 范围内, 应可靠动作; 并联分闸脱扣器在分闸装置额定电源电压的 $65\% \sim 110\%$ (直流) 或 $85\% \sim 110\%$ (交流) 范围内, 应可靠动作; 当电源电压低于额定电压的 30% 时, 脱扣器不应脱扣。
 - 14) 在额定操作电压下测试时间特性, 要求: 合、分指示正确; 辅助开关动作正确; 合、分闸时间, 合、分闸不同期, 合一分时间满足技术文件要求且没有明显变化; 必要时, 测量行程特性曲线做进一步分析。除有特别要求的之外, 相间合闸不同期不大于 $5ms$, 相间分闸不同期不大于 $3ms$; 同相各断口合闸不同期不大于 $3ms$, 同相分闸不同期不大于 $2ms$ 。
- b) 对于液(气)压操动机构, 还应进行下列各项检查或试验, 结果均应符合设备技术文件要求:
- 1) 机构压力表、机构操作压力(气压、液压)整定值和机械安全阀校验。
 - 2) 分闸、合闸及重合闸操作时的压力(气压、液压)下降值。
 - 3) 在分闸和合闸位置分别进行液(气)压操动机构的泄漏试验。
 - 4) 液压机构及气动机构, 进行防失压慢分试验和非全相合闸试验。

5.8.2 SF₆断路器诊断性试验

5.8.2.1 SF₆断路器诊断性试验项目 (见表 24)

表 24 SF₆断路器诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
气体密封性检测	$\leq 0.5\%$ /年或符合设备技术文件要求 (注意值)	见 5.4.2.6
气体密度表 (继电器) 校验	符合设备技术文件要求	见 5.4.2.7
交流耐压试验	见 5.8.2.2	见 5.8.2.2
超声波局部放电检测 (带电)	无异常放电	见 5.8.2.3
SF ₆ 气体成分分析 (带电)	见 8.2	见 8.2

5.8.2.2 交流耐压试验

对核心部件或主体进行解体性检修之后, 或必要时, 进行本项试验。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。试验在额定充气压力下进行, 试验电压为出厂试验值的 80% , 耐压时间为 $60s$, 试验方法参考 DL/T 593。

5.8.2.3 超声波局部放电检测 (带电)

本项目适用于罐式断路器。

5.9 气体绝缘金属封闭开关设备 (GIS)

5.9.1 GIS 巡检及例行试验

5.9.1.1 GIS 巡检及例行试验项目 (见表 25、表 26)

表 25 GIS 巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
外观检查	1. 500kV 及以上: 2 周;	外观无异常	见 5.9.1.2
气体密度值检查	2. 220kV~330kV: 1 个月;	密度符合设备技术文件要求	
操动机构状态检查	3. 110 (66) kV: 3 个月	状态正常	

表 26 GIS 例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
红外热像检测	1. 500kV 及以上: 1 个月; 2. 220kV~330kV: 3 个月; 3. 110 (66) kV: 半年	无异常	见 5.9.1.3
元件试验	见 5.9.1.4	见 5.9.1.4	见 5.9.1.4
SF ₆ 气体湿度检测 (带电)	3 年	见 8.1	见 8.1
特高频局部放电检测 (带电)	1. 220kV 及以上: 1 年; 2. 110 (66) kV: 2 年	无异常放电	见 5.9.1.5
超声波局部放电检测 (带电)	1. 220kV 及以上: 1 年; 2. 110 (66) kV: 2 年	无异常放电	见 5.9.1.6

5.9.1.2 巡检说明

巡检时, 具体要求说明如下:

- 外观无异常; 声音无异常; 高压引线、接地线连接正常; 瓷件无破损、无异物附着。
- 气体密度值正常。
- 操动机构状态正常 (液压机构油压正常; 气动机构气压正常; 弹簧机构弹簧位置正确)。
- 记录开断短路电流值及发生日期; 记录开关设备的操作次数。

5.9.1.3 红外热像检测

检测各单元及进、出线电气连接处, 红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。分析时, 应该考虑测量时及前 3h 负荷电流的变化情况。测量和分析方法可参考 DL/T 664。

5.9.1.4 元件试验

各元件试验项目和周期按设备技术文件规定或根据状态评价结果确定。试验项目的要求参考设备技术文件或本标准有关章节。

5.9.1.5 特高频局部放电检测 (带电)

本项目适用于非金属法兰绝缘盆子, 带有金属屏蔽的绝缘盆子可利用浇注开口进行检测, 具备内置探头的和其他结构参照执行。

检测前应尽量排除环境的干扰信号。检测中对干扰信号的判别可综合利用特高频法典型干扰图谱、频谱仪和高速示波器等仪器和手段进行。进行局部放电定位时, 可采用示波器 (采样精度至少 1GHz 以上) 等进行精确定位, 必要时也可通过改变电气设备一次运行方式进行。异常情况应缩短检测周期。

5.9.1.6 超声波法局部放电检测（带电）

一般检测频率在 20kHz~100kHz 之间的信号。若有数值显示，可根据显示的 dB 值进行分析。对于以 mV 为单位显示的仪器，可根据仪器生产厂建议值及实际测试经验进行判断。

若检测到异常信号可利用特高频检测法、频谱仪和高速示波器等仪器、手段进行综合判断。异常情况应缩短检测周期。

5.9.2 GIS 诊断性试验

5.9.2.1 GIS 诊断性试验项目（见表 27）

表 27 GIS 诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
主回路绝缘电阻	无明显下降或符合设备技术文件要求（注意值）	见 5.9.2.2
主回路电阻测量	≤ 制造商规定值（注意值）	见 5.9.2.3
主回路交流耐压试验	试验电压为出厂试验值的 80%	见 5.9.2.4
局部放电测量	可结合耐压试验同时进行	
气体密封性检测	≤ 0.5%/年或符合设备技术文件要求（注意值）	见 5.4.2.6
气体密度表（继电器）校验	符合设备技术文件要求	见 5.4.2.7
SF ₆ 气体成分分析	见 8.2	见 8.2

5.9.2.2 主回路绝缘电阻

交流耐压试验前进行本项目。用 2500V 绝缘电阻表测量。

5.9.2.3 主回路电阻测量

在合闸状态下测量。当接地开关导电杆与外壳绝缘时，可临时解开接地连接线，利用回路上两组接地开关的导电杆直接测量主回路电阻；若接地开关导电杆与外壳的电气连接不能分开，可先测量导体和外壳的并联电阻 R_0 和外壳电阻 R_1 ，然后按式（4）进行计算主回路电阻 R 。若 GIS 母线较长、间隔较多，宜分段测量。

$$R = \frac{R_0 R_1}{R_1 - R_0} \quad (4)$$

测量电流可取 100A 到额定电流之间的任一值，测量方法可参考 DL/T 593。

自上次试验之后又有 100 次以上分、合闸操作，也应进行本项目。

5.9.2.4 主回路交流耐压试验

对核心部件或主体进行解体性检修之后，或检验主回路绝缘时，进行本项试验。试验电压为出厂试验值的 80%，时间为 60s。有条件时，可同时测量局部放电量。试验时，电磁式电压互感器和金属氧化物避雷器应与主回路断开，耐压结束后，恢复连接，并应进行电压为 $U_m/\sqrt{3}$ 、时间为 5min 的试验。

5.10 少油断路器

5.10.1 少油断路器的巡检及例行试验

5.10.1.1 少油断路器巡检及例行试验项目（见表 28、表 29）

表 28 少油断路器巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
外观检查	1. 220kV: 1 个月; 2. 110 (66) kV: 3 个月; 3. 35kV 及以下: 1 年	外观无异常	见 5.10.1.2

表 29 少油断路器例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
红外热像检测	1. 220kV: 3 个月; 2. 110 (66) kV: 半年; 3. 35kV 及以下: 1 年	无异常	见 5.8.1.3
绝缘电阻测量	1. 110 (66) kV 及以上: 3 年; 2. 35kV 及以下: 4 年	$\geq 3000\text{M}\Omega$	见 5.10.1.3
主回路电阻测量	1. 110 (66) kV 及以上: 3 年; 2. 35kV 及以下: 4 年	$\leq$ 制造商规定值 (注意值)	见 5.8.1.4
直流泄漏电流	1. 110 (66) kV 及以上: 3 年; 2. 35kV 及以下: 4 年	$\leq 10\mu\text{A}$ (66kV~220kV) (注意值)	见 5.10.1.4
断口间并联电容器的电容量和介质损耗因数	1. 110 (66) kV 及以上: 3 年; 2. 35kV 及以下: 4 年	1. 电容量初值差 $\leq \pm 5\%$ (警示值); 2. 介质损耗因数: 膜纸复合绝缘 ≤ 0.0025 (注意值), 油 纸绝缘 ≤ 0.005 (注意值)	见 5.10.1.5
例行检查和测试	1. 110 (66) kV 及以上: 3 年; 2. 35kV 及以下: 4 年	见 5.8.1.7	见 5.8.1.7

5.10.1.2 巡检说明

巡检时, 具体要求说明如下:

- 外观无异常; 声音无异常; 高压引线、接地线连接正常; 瓷件无破损、无异物附着; 无渗漏油。
- 操动机构状态正常 (液压机构油压正常; 气压机构气压正常; 弹簧机构弹簧位置正确)。
- 记录开断短路电流值及发生日期 (如有); 记录开关设备的操作次数。

5.10.1.3 绝缘电阻测量

采用 2500V 绝缘电阻表测量, 分别在分、合闸状态下进行。要求绝缘电阻大于 $3000\text{M}\Omega$, 且没有显著下降。测量时, 注意外绝缘表面泄漏的影响。

5.10.1.4 直流泄漏电流

110 (66) kV 及以上元件的试验电压为 40kV, 35kV 元件的试验电压为 20kV。试验时应避免高压引线及连接处电晕的干扰, 并注意外绝缘表面泄漏的影响。

5.10.1.5 断口并联电容器的电容量和介质损耗因数

在分闸状态下测量。测量结果不符合要求时, 可以对电容器独立进行测量。

5.10.2 少油断路器诊断性试验项目

5.10.2.1 少油断路器诊断性试验项目 (见表 30)

表 30 少油断路器诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
交流耐压试验	见 5.10.2.2	见 5.10.2.2

5.10.2.2 交流耐压试验

对核心部件或主体进行解体性检修之后, 或必要时, 进行本项试验。包括相对地 (合闸状态) 和断

口间（分闸状态）两种方式。试验电压为出厂试验值的 80%，耐压时间为 60s，试验方法参考 DL/T 593。

5.11 真空断路器

5.11.1 真空断路器巡检及例行试验

5.11.1.1 真空断路器巡检及例行试验项目（见表 31、表 32）

表 31 真空断路器巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
外观检查	1. 110 (66) kV 及以上：3 个月； 2. 35kV 及以下：1 年	外观无异常	见 5.11.1.2

表 32 真空断路器例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
红外热像检测	1. 110 (66) kV 及以上：半年； 2. 35kV 及以下：1 年	无异常	见 5.8.1.3
绝缘电阻测量	1. 110 (66) kV 及以上：3 年； 2. 35kV 及以下：4 年	$\geq 3000\text{M}\Omega$	见 5.10.1.3
主回路电阻测量	1. 110 (66) kV 及以上：3 年； 2. 35kV 及以下：4 年	初值差 $< 30\%$	见 5.8.1.4
例行检查和测试	1. 110 (66) kV 及以上：3 年； 2. 35kV 及以下：4 年	见 5.11.1.3	见 5.11.1.3

5.11.1.2 巡检说明

巡检时，具体要求说明如下：

- 外观无异常；高压引线、接地线连接正常；瓷件无破损、无异物附着。
- 操动机构状态检查正常（液压机构油压正常；气压机构气压正常；弹簧机构弹簧位置正确）。
- 记录开断短路电流值及发生日期；记录开关设备的操作次数。

5.11.1.3 例行检查和测试

检查动触头上的软连接夹片，应无松动；其他项目参见 5.8.1.7。

5.11.2 真空断路器诊断性试验

5.11.2.1 真空断路器诊断性试验项目（见表 33）

表 33 真空断路器的诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
灭弧室真空度的测量	符合设备技术文件要求	见 5.11.2.2
交流耐压试验	试验电压为出厂试验值的 80%	见 5.11.2.3

5.11.2.2 灭弧室真空度的测量

按设备技术文件要求，或受家族缺陷警示，进行真空灭弧室真空度的测量，测量结果应符合设备技术文件要求。

5.11.2.3 交流耐压试验

对核心部件或主体进行解体性检修之后,或必要时,进行本项试验。包括相对地(合闸状态)、断口间(分闸状态)和相邻相间三种方式。试验电压为出厂试验值的 80%,耐压时间为 60s,试验方法参考 DL/T 593。

5.12 高压开关柜

5.12.1 高压开关柜巡检及例行试验

5.12.1.1 高压开关柜巡检及例行试验项目(见表 34、表 35)

表 34 高压开关柜巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
外观检查	1 年	无异常	见 5.12.1.2

表 35 高压开关柜例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
红外热像检测	1 年	无异常	见 5.12.1.3
暂态地电压检测(带电)	1 年	无异常放电	—
辅助回路和控制回路绝缘电阻绝缘电阻测量	4 年	$\geq 2M\Omega$	见 5.12.1.4
断路器导电回路电阻	4 年	初值差 $\leq 20\%$ (注意值)	—
带电显示装置检查	4 年	应符合制造厂规定	—
交流耐压试验	4 年	试验电压值按 DL/T 593 规定	见 5.12.1.5
绝缘电阻测量	4 年	应符合制造厂规定	见 5.12.1.6
五防性能检查	4 年	应符合制造厂规定	见 5.12.1.7
断路器的合闸时间、分闸时间和三相分、合闸同期性	4 年	应符合制造厂规定	—
操动机构合闸接触器和分、合闸电磁铁的最低动作电压	4 年	见 5.12.1.8	见 5.12.1.8

5.12.1.2 巡检说明

巡检时,具体要求说明如下:

- 外观无异常,柜门未变形,柜体密封良好,螺丝连接紧密。
- 照明、温控装置工作正常,风机运转正常。
- 储能状态指示正常,带电显示、开关分合闸状态指示正确。
- 电流表、电压表指示正确。

5.12.1.3 红外热像检测

检测开关柜及进、出线电气连接处,红外热像图显示应无异常温升、温差和(或)相对温差。对大电流柜酌情考虑。注意与同等运行条件下相同开关柜进行比较。测量时记录环境温度、负荷及其近 3h 内的变化情况,以便分析参考。检测和分析方法参考 DL/T 664。

5.12.1.4 辅助回路和控制回路绝缘电阻测量

可采用 1000V 绝缘电阻表测量。

5.12.1.5 交流耐压试验

合闸时, 试验电压施加于各相对地及相间; 分闸时, 施加于各相断口。相间、相对地及断口的试验电压值相同。

5.12.1.6 绝缘电阻测量

在交流耐压前、后分别进行测量。

5.12.1.7 “五防”性能检查

“五防”性能检查包括以下内容:

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

5.12.1.8 操动机构合闸接触器和分、合闸电磁铁的最低动作电压

操动机构分、合闸电磁铁或合闸接触器端子上的最低动作电压应在操作电压额定值的 30%~65%。

在使用电磁机构时, 合闸电磁铁线圈通流时的端电压为操作电压额定值的 80% (关合峰值电流等于或大于 50kA 时为 85%) 时应可靠动作。

5.12.2 高压开关柜诊断性试验

5.12.2.1 高压开关柜诊断性试验项目 (见表 36)

表 36 高压开关柜诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
辅助回路和控制回路交流耐压试验	试验电压 2kV	见 5.12.2.2
断路器机械特性	应符合制造厂规定	—
超声波法局部放电检测 (带电)	无异常放电	见 5.12.2.3

5.12.2.2 辅助回路和控制回路交流耐压试验

可采用 2500kV 绝缘电阻表测量。

5.12.2.3 超声波法局部放电检测 (带电)

一般检测频率在 20kHz~100kHz 之间的信号。若有数值显示, 可根据显示的 dB 值进行分析; 对于以 mV 为单位显示的仪器, 可根据仪器生产厂建议值及实际测试经验进行判断。

若检测到异常信号可利用特高频检测法、频谱仪和高速示波器等仪器和手段进行综合判断。异常情况应缩短检测周期。

5.13 隔离开关和接地开关

5.13.1 隔离开关和接地开关巡检及例行试验

5.13.1.1 隔离开关和接地开关巡检及例行试验项目 (见表 37、表 38)

表 37 隔离开关和接地开关巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
外观检查	1. 500kV 及以上: 2 周; 2. 220kV~330kV: 1 个月; 3. 110 (66) kV: 3 个月; 4. 35kV 及以下: 1 年	外观无异常	见 5.13.1.2

表 38 隔离开关和接地开关例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
红外热像检测	1. 500kV 及以上: 1 个月; 2. 220kV~330kV: 3 个月; 3. 110 (66) kV: 半年; 4. 35kV 及以下: 1 年	无异常	见 5.13.1.3
例行检查	1. 110 (66) kV 及以上: 3 年; 2. 35kV 及以下: 4 年	见 5.13.1.4	见 5.13.1.4

5.13.1.2 巡检说明

巡检时, 具体要求说明如下:

- 检查是否有影响设备安全运行的异物。
- 检查支柱绝缘子是否有破损、裂纹。
- 检查传动部件、触头、高压引线、接地线等外观是否有异常。
- 检查分、合闸位置及指示是否正确。

5.13.1.3 红外热像检测

检测开关触头等电气连接部位, 红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。判断时, 应考虑检测前 3h 内的负荷电流及其变化情况。测量和分析方法可参考 DL/T 664。

5.13.1.4 例行检查

例行检查时, 具体要求说明如下:

- 就地和远方各进行 2 次操作, 检查传动部件是否灵活。
- 接地开关的接地连接良好。
- 检查操动机构内、外积污情况, 必要时需进行清洁。
- 抽查螺栓、螺母是否有松动, 是否有部件磨损或腐蚀。
- 检查支柱绝缘子表面和胶合面是否有破损、裂纹。
- 检查动、静触头的损伤及烧损、脏污情况, 情况严重时应予更换。
- 检查触指弹簧压紧力是否符合技术要求, 不符合要求的应予更换。
- 检查联锁装置功能是否正常。
- 检查辅助回路和控制回路电缆、接地线是否完好; 用 1000V 绝缘电阻表测量电缆的绝缘电阻, 应无显著下降。
- 检查加热器功能是否正常。
- 按设备技术文件要求对轴承等活动部件进行润滑。

5.13.2 隔离开关和接地开关诊断性试验

5.13.2.1 隔离开关和接地开关诊断性试验项目 (见表 39)

表 39 隔离开关和接地开关诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
主回路电阻	≤ 制造商规定值 (注意值)	见 5.13.2.2
支柱绝缘子探伤	无缺陷	见 5.13.2.3

5.13.2.2 主回路电阻

下列情形之一, 测量主回路电阻:

Q/GDW 1168 — 2013

- a) 红外热像检测发现异常。
 - b) 上一次测量结果偏大或呈明显增长趋势，且又有 2 年未进行测量。
 - c) 自上次测量之后又进行了 100 次以上分、合闸操作。
 - d) 对核心部件或主体进行解体性检修之后。
- 测量电流可取 100A 到额定电流之间的任一值，测量方法参考 DL/T 593。

5.13.2.3 支柱绝缘子探伤

下列情形之一，对支柱绝缘子进行超声探伤抽检：

- a) 有此类家族缺陷，隐患尚未消除。
- b) 经历了有明显震感的地震。
- c) 出现基础沉降。

5.14 耦合电容器

5.14.1 耦合电容器巡检及例行试验

5.14.1.1 耦合电容器巡检及例行试验项目（见表 40、表 41）

表 40 耦合电容器巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
外观检查	1. 330kV 及以上：2 周； 2. 220kV：1 个月； 3. 110（66）kV：3 个月	外观无异常	见 5.14.1.2

表 41 耦合电容器的例行试验

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
红外热像检测	1. 330kV 及以上：1 个月； 2. 220kV：3 个月； 3. 110（66）kV：半年	无异常	见 5.14.1.3
极间绝缘电阻	3 年	$\geq 5000\text{M}\Omega$	见 5.14.1.4
低压端对地绝缘电阻	3 年	$\geq 100\text{M}\Omega$	
电容量和介质损耗因数	3 年	1. 电容量初值差 $\leq \pm 5\%$ （警示值）； 2. 介质损耗因数： 膜纸复合 ≤ 0.0025 （注意值），油浸纸 ≤ 0.005 （注意值）	见 5.14.1.5
相对介质损耗因数（带电）	1 年	相对介质损耗因数变化量 ≤ 0.003 （注意值）	见 5.14.1.6
相对电容量比值（带电）	1 年	相对电容量比值初值差 $\leq 5\%$ （警示值）	见 5.14.1.7

5.14.1.2 巡检说明

巡检时，具体要求说明如下：

- a) 电容器无油渗漏。
- b) 瓷件无裂纹。
- c) 无异物附着。
- d) 高压引线、接地线连接正常。

5.14.1.3 红外热像检测

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。检测和分

析方法参考 DL/T 664。

5.14.1.4 绝缘电阻

极间绝缘电阻采用 2500V 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。

5.14.1.5 电容量和介质损耗因数

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。

5.14.1.6 相对介质损耗因数（带电）

具备条件时做本项试验，检测从电容末屏接地线上取信号，单根测试线长度应保证在 15m 以内。可取临近同相的电流互感器末屏电流与本身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的介质损耗因数为合格、带电后一周内检测的数值。相对设备宜选择同相异类设备，如果因距离原因可选择同类异相设备，但一经确定就不可更改。当达到缺陷标准时，应停电进行例行试验。

5.14.1.7 相对电容量比值（带电）

具备条件时做本项试验，检测从电容末屏接地线上取信号，单根测试线长度应保证在 15m 以内。可取临近同相的电流互感器末屏电流换算电容值与本身电容的比值。

初值宜选取设备停电状态下的电容量为合格、带电后一周内检测的数值。相对设备宜选择同相异类设备，如果因距离原因可选择同类异相设备，但一经确定就不可更改。当达到缺陷标准时，应停电进行例行试验。

5.14.2 耦合电容器诊断性试验

5.14.2.1 耦合电容器诊断性试验项目（见表 42）

表 42 耦合电容器诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
交流耐压试验	试验电压为出厂试验值的 80%，时间为 60s	见 5.14.2.2
局部放电测量	在 $1.1U_m/\sqrt{3}$ 下：≤10pC	见 5.14.2.3
高频局部放电检测（带电）	无异常放电	见 5.14.2.4

5.14.2.2 交流耐压试验

需要验证绝缘强度时进行本项目。试验电压为出厂试验值的 80%，耐受时间为 60s。

5.14.2.3 局部放电测量

诊断是否存在严重局部放电缺陷时进行本项目。测量方法参见 DL/T 417。

5.14.2.4 高频局部放电检测（带电）

适用于从电容末端抽取信号，其他结构参照执行。

当怀疑有局部放电时，应结合其他检测方法的检测结果进行综合分析。

5.15 高压并联电容器和集合式电容器

5.15.1 高压并联电容器和集合式电容器巡检及例行试验项目

5.15.1.1 高压并联电容器和集合式电容器巡检及例行试验项目（见表 43、表 44）

表 43 高压并联电容器和集合式电容器巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
外观检查	1 年或自定	外观无异常，无渗油现象	见 5.15.1.2

表 44 高压并联电容器和集合式电容器例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
红外热像检测	1 年或自定	无异常	见 5.15.1.3
绝缘电阻	自定 (≤6 年) 或新投运 1 年内	≥2000MΩ	见 5.15.1.4
电容量测量	自定 (≤6 年) 或新投运 1 年内	见 5.15.1.5	见 5.15.1.5

5.15.1.2 巡检说明

巡检时,具体要求说明如下:

- a) 电容器无油渗漏、无鼓起。
- b) 高压引线、接地线连接正常。

5.15.1.3 红外热像检测

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。测量和分析方法参考 DL/T 664。

5.15.1.4 绝缘电阻

绝缘电阻检测包括下列内容:

- a) 高压并联电容器极对壳绝缘电阻。
 - b) 集合式电容器极对壳绝缘电阻;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。
- 采用 2500V 绝缘电阻表测量。

5.15.1.5 电容量测量

电容器组的电容量与额定值的相对偏差应符合下列要求:

- a) 3Mvar 以下电容器组: -5%~10%。
- b) 从 3Mvar~30Mvar 电容器组: 0%~10%。
- c) 30Mvar 以上电容器组: 0%~5%。

且任意两线端的最大电容量与最小电容量之比值,应不超过 1.05。

当测量结果不满足上述要求时,应逐台测量。单台电容器电容量与额定值的相对偏差应在-5%~10%之间,且初值差不超过±5%。

5.16 金属氧化物避雷器

5.16.1 金属氧化物避雷器巡检及例行试验

5.16.1.1 金属氧化物避雷器巡检及例行试验项目 (见表 45、表 46)

表 45 金属氧化物避雷器巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
外观检查	1. 500kV 及以上: 2 周; 2. 220kV~330kV: 1 个月; 3. 110 (66) kV: 3 个月; 4. 35kV 及以下: 1 年	外观无异常	见 5.16.1.2

表 46 金属氧化物避雷器例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
红外热像检测	1. 500kV 及以上: 1 个月; 2. 220kV~330kV: 3 个月; 3. 110 (66) kV: 半年; 4. 35kV 及以下: 1 年	无异常	见 5.16.1.3

表 46 (续)

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
运行中持续电流检测 (带电)	110 (66) kV 及以上: 1 年	阻性电流初值差 $\leq 50\%$, 且全电流 $\leq 20\%$	见 5.16.1.4
直流 1mA 电压 (U_{1mA}) 及在 $0.75U_{1mA}$ 下漏电流测量	1. 110 (66) kV 及以上: 3 年; 2. 35kV 及以下: 4 年	1. U_{1mA} 初值差 $\leq \pm 5\%$, 且 $\geq$ GB 11032 规定值 (注意值); 2. $0.75U_{1mA}$ 漏电流初值差 $\leq 30\%$ 或 $\leq 50\mu A$ (注意值)	见 5.16.1.5
底座绝缘电阻		$\geq 100M\Omega$	见 5.16.1.6
放电计数器功能检查	见 5.16.1.7	功能正常	见 5.16.1.7

5.16.1.2 巡检说明

巡检时, 具体要求说明如下:

- 瓷套无裂纹; 复合外套无电蚀痕迹; 无异物附着; 均压环无错位; 高压引线、接地线连接正常。
- 若计数器装有电流表, 应记录当前电流值, 并与同等运行条件下其他避雷器的电流值进行比较, 要求无明显差异。
- 记录计数器的指示数。

5.16.1.3 红外热像检测

检测避雷器本体及电气连接部位, 红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。测量和分析方法参考 DL/T 664。

5.16.1.4 运行中持续电流检测 (带电)

具备带电检测条件时, 宜在每年雷雨季节前进行本项目。

通过与历史数据及同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。

5.16.1.5 直流 1mA 电压 (U_{1mA}) 及 $0.75U_{1mA}$ 下漏电流测量

对于单相多节串联结构, 应逐节进行。 U_{1mA} 偏低或 $0.75U_{1mA}$ 下漏电流偏大时, 应先排除电晕和外绝缘表面漏电流的影响。除例行试验之外, 有下列情形之一的金属氧化物避雷器, 也应进行本项目:

- 红外热像检测时, 温度同比异常。
- 运行电压下持续电流偏大。
- 有电阻片老化或者内部受潮的家族缺陷, 隐患尚未消除。

5.16.1.6 底座绝缘电阻

用 2500V 的绝缘电阻表测量。当运行中持续电流异常减小时, 也应进行本项目。

5.16.1.7 放电计数器功能检查

如果已有基准周期以上未检查, 有停电机会时进行本项目。检查完毕应记录当前基数。若装有电流表, 应同时校验电流表, 校验结果应符合设备技术文件要求。

5.16.2 金属氧化物避雷器诊断性试验

5.16.2.1 金属氧化物避雷器诊断性试验项目 (见表 47)

表 47 金属氧化物避雷器诊断性试验

诊断性试验项目	要 求	说明条款
工频参考电流下的工频参考电压	应符合 GB 11032 或制造商规定	见 5.16.2.2

表 47 (续)

诊断性试验项目	要 求	说明条款
均压电容的电容量	电容量初值差 $\leq \pm 5\%$ 或满足制造商的技术要求	见 5.16.2.3
高频局部放电检测 (带电)	无异常放电	见 5.16.2.4

5.16.2.2 工频参考电流下的工频参考电压

诊断内部电阻片是否存在老化、检查均压电容等缺陷时进行本项目,对于单相多节串联结构,应逐节进行。方法和要求参考 GB 11032。

5.16.2.3 均压电容的电容量

如果金属氧化物避雷器装备有均压电容,为诊断其缺陷,可进行本项目。对于单相多节串联结构,应逐节进行。

5.16.2.4 高频局部放电检测 (带电)

检测从避雷器末端抽取信号。

当怀疑有局部放电时,应结合其他检测方法的检测结果进行综合分析。

通过与同组间其他避雷器的测量结果相比较做出判断,应无显著差异。本项目宜在每年雷雨季节前进行。

5.17 电力电缆

5.17.1 电力电缆巡检及例行试验

5.17.1.1 电力电缆巡检及例行试验项目 (见表 48~表 50)

表 48 电力电缆巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
外观检查	1. 330kV 及以上: 2 周; 2. 220kV: 1 个月; 3. 110 (66) kV: 3 个月; 4. 35kV 及以下: 1 年	电缆终端及可见部分外观无异常	见 5.17.1.2

表 49 橡塑绝缘电缆例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
红外热像检测	1. 330kV 及以上: 1 个月; 2. 220kV: 3 月; 3. 110 (66) kV: 半年; 4. 35kV 及以下: 1 年	1. 对于外部金属连接部位,相间温差超过 6K 应加强监测,超过 10K 应申请停电检查; 2. 终端本体相间超过 2K 应加强监测,超过 4K 应停电检查	见 5.17.1.3
外护层接地电流 (带电)	1. 330kV 及以上: 2 周; 2. 220kV: 1 月; 3. 110 (66) kV: 3 个月; 4. 35kV 及以下: 1 年	接地电流 $<100\text{A}$,且接地电流与负荷比值 $<20\%$ (注意值)	见 5.17.1.4
运行检查	1. 220kV 及以上: 1 年; 2. 110 (66) kV 及以下: 3 年	见 5.17.1.5	见 5.17.1.5
主绝缘绝缘电阻	1. 110 (66) kV 及以上: 3 年; 2. 35kV 及以下: 4 年	无显著变化 (注意值)	见 5.17.1.6
外护套及内衬层绝缘电阻	1. 110 (66) kV 及以上: 3 年; 2. 35kV 及以下: 4 年	见 5.17.1.7	见 5.17.1.7
交叉互联系统	3 年	应符合相关技术要求	见 5.17.1.8

表 50 充油电缆例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
红外热像检测	1. 220kV~330kV: 3个月; 2. 110 (66) kV 及以下: 半年	电缆终端及其接头无异常 (若可测)	见 5.17.1.3
运行检查	1. 220kV~330kV: 1年; 2. 110 (66) kV 及以下: 3 年	见 5.17.1.5	见 5.17.1.5
交叉互联系统	3 年	见 5.17.1.8	见 5.17.1.8
油压示警系统	3 年	见 5.17.1.9	见 5.17.1.9
压力箱	3 年	见 5.17.1.10	见 5.17.1.10

5.17.1.2 巡检说明

巡检时, 具体要求说明如下:

- 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; 是否有异味和异常声响。
- 充油电缆油压正常, 油压表完好。
- 引入室内的电缆入口应该封堵完好, 电缆支架牢固, 接地良好。

5.17.1.3 红外热像检测

检测电缆终端、中间接头、电缆分支处及接地线 (如可测), 红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。测量和分析方法参考 DL/T 664。

检测时, 应注意对电缆线路各处分别进行测量, 避免遗漏测量部位; 电缆带电运行时间应该在 24h 以上, 最好在设备负荷高峰状态下进行; 尽量移开或避开电缆与测温仪之间的遮挡物, 记录环境温度、负荷及其近 3h 内的变化情况, 以便分析参考。

当电缆线路负荷较重 (超过 50%) 时, 应适当缩短红外热像检测周期。

5.17.1.4 外护层接地电流 (带电)

本项目适用于单相电缆。

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、陈旧或者缺陷的设备, 应增加接地电流的检测次数。

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。

5.17.1.5 运行检查

通过人孔或者类似入口, 检查电缆是否存在过度弯曲、过度拉伸、外部损伤、敷设路径塌陷、雨水浸泡、接地连接不良、终端 (含中间接头) 电气连接松动、金属附件腐蚀等危及电缆安全运行的现象。特别注意电缆各支撑点绝缘是否出现磨损。

直埋式电缆可不进行。

5.17.1.6 主绝缘绝缘电阻

用 5000V 绝缘电阻表测量。绝缘电阻与上次相比不应有显著下降, 否则应做进一步分析, 必要时进行诊断性试验。

5.17.1.7 外护套及内衬层绝缘电阻

采用 1000V 绝缘电阻表测量。当外护套或内衬层的绝缘电阻 (MΩ) 与被测电缆长度 (km) 的乘积值小于 0.5 时, 应判断其是否已破损进水。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。对于 110 (66) kV 及以上电缆, 测量外护套绝缘

电阻。

5.17.1.8 交叉互联系统

例行试验时，具体要求说明如下：

- 电缆外护套、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 直流电压，加压时间为 60s，不应击穿。
- 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；护层过电压保护器及其引线对地的绝缘电阻用 1000V 绝缘电阻表测量，应大于 10MΩ。
- 检查互联箱闸刀（或连接片）连接位置，应正确无误；在密封互联箱之前测量闸刀（或连接片）的接触电阻，要求不大于 20μΩ，或符合设备技术文件要求。
- 除例行试验外，如在互联系统大段内发生故障，应对该大段进行试验；如互联系统内直接接地的接头发生故障，与该接头连接的相邻两个大段都应进行试验。试验方法参考 GB 50150。

5.17.1.9 油压示警系统

每半年检查一次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。

每 3 年测量一次控制电缆线芯对地绝缘电阻，采用 250V 绝缘电阻表，绝缘电阻 (MΩ) 与被测电缆长度 (km) 的乘积值应不小于 1。

5.17.1.10 压力箱

例行试验时，具体要求说明如下：

- 供油特性：压力箱的供油量不应小于供油特性曲线所代表的标称供油量的 90%。
- 电缆油击穿电压：≥50kV，测量方法参考 GB/T 507。
- 电缆油介质损耗因数：<0.005，在油温 (100±1)℃ 和场强 1MV/m 的测试条件下测量，测量方法参考 GB/T 5654。

5.17.2 电力电缆诊断性试验

5.17.2.1 电力电缆诊断性试验项目（见表 51、表 52）

表 51 橡塑绝缘电缆诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
铜屏蔽层电阻和导体电阻比	见 5.17.2.2	见 5.17.2.2
介质损耗因数测量	见 5.17.2.3	见 5.17.2.3
电缆主绝缘交流耐压试验	1. 220kV 及以上：电压为 1.36U ₀ ，时间为 5min； 2. 110（66）kV：电压为 1.6U ₀ ，时间为 5min； 3. 10kV~35kV：电压为 2.0U ₀ ，时间为 5min	见 5.17.2.4
高频局部放电检测（带电）	无异常放电	见 5.17.2.5
特高频局部放电检测（带电）	无异常放电	
超声波局部放电检测（带电）	无异常放电	

表 52 自容式充油电缆诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
电缆及附件内的电缆油	见 5.17.2.6	见 5.17.2.6

表 52 (续)

诊断性试验项目	要 求			说明条款
主绝缘直流耐压试验	直流试验电压:			见 5.17.2.7
	电缆 U_0 kV	雷电冲击耐受电压 kV	直流试验电压 kV	
	48	325	165	
		350	175	
	64	450	225	
		550	275	
	127	850	425	
		950	475	
		1050	510	
	190	1050	525	
		1175	585	
		1300	650	

5.17.2.2 铜屏蔽层电阻和导体电阻比

需要判断屏蔽层是否出现腐蚀时,或者重做终端或接头后进行本项目。在相同温度下,测量铜屏蔽层和导体的电阻,屏蔽层电阻和导体电阻之比应无明显改变。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点的电阻增大。

5.17.2.3 介质损耗因数测量

未老化的交联聚乙烯电缆(XLPE),其介质损耗因数通常不大于 0.001。介质损耗因数可以在工频电压下测量,也可以在 0.1Hz 低频电压下测量,测量电压为 U_0 。同等测量条件下,如介质损耗因数较初值有增加明显,或者大于 0.002 时(XLPE),需进一步试验。

5.17.2.4 电缆主绝缘交流耐压试验

采用谐振电路,谐振频率应在 300Hz 以下。220kV 及以上,试验电压为 $1.36U_0$; 110(66)kV,试验电压为 $1.6U_0$; 10kV~35kV,试验电压为 $2U_0$ 。试验时间为 5min。如试验条件许可,宜同时测量介质损耗因数和局部放电。

新做终端、接头或受其他试验项目警示,需要检验主绝缘强度时,也应进行本项目。

5.17.2.5 局部放电检测(带电)

适用于电缆终端及中直接头。

5.17.2.6 电缆及附件内的电缆油

诊断性试验时,具体要求说明如下:

- 击穿电压: $\geq 45\text{kV}$ 。
- 介质损耗因数: 在油温 $(100 \pm 1)^\circ\text{C}$ 和场强 1MV/m 的测试条件下,对于 $U_0=190\text{kV}$ 的电缆,应不大于 0.01,对于 $U_0 \leq 127\text{kV}$ 的电缆,应不大于 0.03。
- 油中溶解气体分析: 各气体含量满足下列注意值要求 ($\mu\text{L/L}$),可燃气体总量 < 1500 ; $\text{H}_2 < 500$; C_2H_2 痕量; $\text{CO} < 100$; $\text{CO}_2 < 1000$; $\text{CH}_4 < 200$; $\text{C}_2\text{H}_4 < 200$; $\text{C}_2\text{H}_6 < 200$ 。试验方法按 GB 7252。

5.17.2.7 主绝缘直流耐压试验

失去油压导致受潮、进气修复后或新做终端、接头后进行本项目。直流试验电压值根据电缆电压并结合其雷电冲击耐受电压值选取,耐压时间为 5min。

5.18 接地装置

5.18.1 接地装置巡检及例行试验

5.18.1.1 接地装置巡检及例行试验项目（见表 53、表 54）

表 53 接地装置巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
接地引下线检查	1 个月	无异常	见 5.18.1.2

表 54 接地装置例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
设备接地引下线导通检查	1. 220kV 及以上：1 年； 2. 110（66）kV：3 年； 3. 35kV 及以下：4 年	1. 变压器、避雷器、避雷针等： $\leq 200\text{m}\Omega$ ，且导通电阻初值差 $\leq 50\%$ （注意值）； 2. 一般设备：导通情况良好	见 5.18.1.3
接地网接地阻抗测量	6 年	符合运行要求，且 $\leq$ 初值的 1.3 倍	见 5.18.1.4

5.18.1.2 巡检说明

变电站设备接地引下线连接正常，无松脱、位移、断裂及严重腐蚀等情况。

5.18.1.3 接地引下线导通检查

检查设备接地线之间的导通情况，要求导通良好；变压器及避雷器、避雷针等设备应测量接地引下线导通电阻。测量条件应与上次相同。测量方法参考 DL/T 475。

5.18.1.4 变电站接地网接地阻抗测量

按 DL/T 475 推荐方法测量，测量结果应符合设计要求。应注意与上次的测量方式保持一致。

当接地网结构发生改变时也应进行本项目。

5.18.2 接地装置诊断性试验

5.18.2.1 接地装置诊断性试验项目（见表 55）

表 55 接地装置诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
接触电压、跨步电压测量	符合设计要求	见 5.18.2.2
开挖检查	—	见 5.18.2.3

5.18.2.2 接触电压和跨步电压测量

接地阻抗明显增加，或者接地网开挖检查或/和修复之后，进行本项目，测量方法参见 DL/T 475。

5.18.2.3 开挖检查

若接地网接地阻抗或接触电压和跨步电压测量不符合设计要求，怀疑接地网被严重腐蚀时，应进行开挖检查。修复或恢复之后，应进行接地阻抗、接触电压和跨步电压测量，测量结果应符合设计要求。

5.19 串联补偿装置

5.19.1 串联补偿装置巡检及例行试验

5.19.1.1 串联补偿装置巡检及例行试验项目（见表 56、表 57）

表 56 串联补偿装置巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
外观检查	1. 330kV 及以上：2 周； 2. 220kV：1 个月	无异常	见 5.19.1.2

表 57 串联补偿装置例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
红外热像检测	1. 330kV 及以上: 1 个月; 2. 220kV: 3 个月	无异常	见 5.19.1.3
例行检查	3 年	见 5.19.1.4	见 5.19.1.4
金属氧化物限压器	见 5.16	见 5.16	见 5.16
串联电容器	3 年	见 5.19.1.5	见 5.19.1.5
阻尼电抗器	3 年	见 5.19.1.6	见 5.19.1.6
分压器分压比校核及参数测量	3 年	初值差 $\leq \pm 2\%$	见 5.19.1.7
旁路断路器	见 5.8	见 5.8	见 5.8
测量及控制系统	3 年	符合设备技术文件要求	—

5.19.1.2 巡检说明

巡检时, 具体要求说明如下:

- 串联补偿装置无异常声响; 各电气设备绝缘表面无异物附着; 瓷件无裂纹; 复合绝缘外套无电蚀和破损。
- 阻尼电抗器线圈表面无电蚀和放电痕迹。
- 各电气连接处、高压引线、均压罩等无残损、错位、松动和异常放电。
- 测量电缆、控制电缆、光纤外观无异常。
- 自备监测系统运行正常。

5.19.1.3 红外热像检测

检测平台上各设备(可视部分)、电气连接处等, 红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。测量和分析方法参考 DL/T 664。

5.19.1.4 例行检查

例行检查时, 具体要求如下:

- 按力矩要求抽检平台的部分螺丝, 如有两个以上出现松动, 按力矩要求紧固所有螺丝; 检查平台上各设备的电气连接是否牢固, 必要时进行紧固处理。
- 检查平台支柱绝缘子是否存在裂纹, 必要时可以采用超声探伤仪检测。
- 检查电容器是否发生渗漏和铁壳鼓起, 发生渗漏或鼓起的电容器应予更换。
- 检查平台各金属部件是否有锈蚀, 若有进行防腐处理。
- 检查火花间隙护网是否完整, 如有破损需要进行修复; 检查火花间隙表面是否有严重积尘或者飞虫, 如有则需要清理; 检查火花间隙的间距是否符合设备技术文件要求, 必要时进行调整; 火花间隙触发功能检查正常。
- 检查各测量、控制电缆、光纤, 是否连接良好, 外观正常。
- 测控系统按设备技术文件要求进行功能检查。

5.19.1.5 串联电容器

要求逐台进行测量, 极对壳绝缘电阻不低于 $2500\text{M}\Omega$ 。电容量与出厂值的差异不超过 $\pm 5\%$, 否则应予更换。更换的新电容器的电容量以及更换后整组的电容量, 应符合技术文件要求。

5.19.1.6 阻尼电抗器

在相同测量条件下, 线圈电阻的初值差不超过 $\pm 3\%$; 在额定频率下, 电感量的初值差不超过 $\pm 3\%$ 。

除例行试验外, 出现下列情形也应进行本项目:

- a) 经历了短路电流冲击。
- b) 红外热像检测异常。
- c) 电抗器表面存在异常放电。
- d) 电抗器线圈的内、外表面存在碳化、电弧痕迹等异常现象。

5.19.1.7 分压器分压比校核及参数测量

校核分压器的分压比(参考第 5.5.2.4)。测量高压臂、低压臂参数。结果应符合设备技术文件要求。

5.19.2 串联补偿装置诊断性试验(见表 58)

表 58 串联补偿装置诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
不平衡电流测量	满足制造厂要求	—

5.20 变电站设备外绝缘及绝缘子

5.20.1 变电站设备外绝缘及绝缘子巡检及例行试验

5.20.1.1 变电站设备外绝缘及绝缘子巡检及例行试验项目(见表 59、表 60)

表 59 变电站设备外绝缘及绝缘子巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
外观检查	1. 330kV 及以上: 2 周; 2. 220kV: 1 个月; 3. 110(66) kV: 3 个月; 4. 35kV 及以下: 1 年	外观无异常	见 5.20.1.2

表 60 变电站设备外绝缘及绝缘子例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
红外热像检测	1. 330kV 及以上: 1 个月; 2. 220kV: 3 个月; 3. 110(66) kV: 半年; 4. 35kV 及以下: 4 年	无异常	见 5.20.1.3
例行检查	1. 110(66) kV 以上: 3 年; 2. 35kV 及以下: 4 年	见 5.20.1.4	见 5.20.1.4
现场污秽度评估	1. 110(66) kV 以上: 3 年; 2. 35kV 及以下: 4 年	见 5.20.1.5	见 5.20.1.5
站内盘形瓷绝缘子零值检测	1. 110(66) kV 以上: 3 年; 2. 35kV 及以下: 4 年	见 5.18.1.5	见 5.18.1.5

5.20.1.2 巡检说明

巡检时, 具体要求说明如下:

- a) 支柱绝缘子、悬式绝缘子、复合绝缘子及设备瓷套或复合绝缘护套无裂纹、破损和电蚀; 无异物附着。
- b) 雾、雨等潮湿天气下的设备外绝缘及绝缘子表面无异常放电。

5.20.1.3 红外热像检测

检查设备外绝缘、支柱绝缘子、悬式绝缘子等可见部分，红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。测量和分析方法参考 DL/T 664。

5.20.1.4 例行检查

例行检查时，具体要求说明如下：

- 清扫变电站设备外绝缘及绝缘子（复合绝缘除外）。
- 仔细检查支柱绝缘子及瓷护套的外表面及法兰封装处，若有裂纹应及时处理或更换；必要时进行超声探伤检查。
- 检查法兰及固定螺栓等金属件是否出现锈蚀，必要时进行防腐处理或更换；抽查固定螺栓，必要时按力矩要求进行紧固。
- 检查室温硫化硅橡胶涂层是否存在剥离、破损，必要时进行复涂或补涂；抽查复合绝缘和室温硫化硅橡胶涂层的憎水性，应符合技术要求。
- 检查增爬伞裙，应无塌陷变形，表面无击穿，粘接界面牢固。
- 检查复合绝缘的蚀损情况。

5.20.1.5 现场污秽度评估

现场污秽度测量参见 Q/GDW 152—2006。如果现场污秽度接近变电站内设备外绝缘及绝缘子（串）的最大许可现场污秽度，应采取增加爬电距离或采用复合绝缘等技术措施。每个基准周期内或有下列情形之一进行一次现场污秽度评估：

- 附近 10km 范围内发生了污闪事故。
- 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）。
- 降雨量显著减少的年份。
- 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）。

5.20.1.6 站内盘形瓷绝缘子零值检测

参照 5.21.1.9。条件不具备时，进行红外热像精确测温，着重温度分布的测量。

5.20.2 变电站设备外绝缘及绝缘子诊断性试验

5.20.2.1 变电站设备外绝缘及绝缘子诊断性试验项目（见表 61）

表 61 变电站设备外绝缘及绝缘子诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
超声波探伤检查	无裂纹和材质缺陷	见 5.20.2.2
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	见 5.21.2.2
机械弯曲破坏负荷试验	符合相关技术标准	见 5.20.2.3
孔隙性试验	见 5.20.2.4	见 5.20.2.4

5.20.2.2 超声探伤检查

有下列情形之一，对瓷质支柱绝缘子及瓷护套进行超声探伤检查：

- 若有断裂、材质或机械强度方面的家族缺陷，对该家族瓷件进行一次超声探伤抽查。
- 经历了有明显震感的地震后要对所有瓷件进行超声探伤。

5.20.2.3 机械弯曲破坏负荷试验

有支柱瓷绝缘子应能耐受产品订货技术文件所规定的机械负荷，而不发生破坏。

5.20.2.4 孔隙性试验

瓷件剖面应均质致密，经试验后不应有任何渗透现象。

5.21 输电线路

5.21.1 输电线路巡检及例行试验

5.21.1.1 输电线路巡检及例行试验项目 (见表 62、表 63)

表 62 输电线路巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
导线与架空地线	1 个月	无异常	见 5.21.1.2
金具		无异常	见 5.21.1.3
绝缘子串		无异常	见 5.21.1.4
杆塔与接地、拉线与基础		无异常	见 5.21.1.5
通道和防护区		无异常	见 5.21.1.6
辅助设施		无异常	见 5.21.1.7
线路避雷器		无异常	见 5.21.1.8

表 63 输电线路例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
盘形瓷绝缘子零值检测	1. 330kV 及以上: 6 年; 2. 220kV 及以下: 10 年	见 5.21.1.9	见 5.21.1.9
杆塔接地阻抗检测	见 5.21.1.10	符合设计要求	见 5.21.1.10
线路避雷器检查及试验	见 5.21.1.11	见 5.21.1.11	见 5.21.1.11
现场污秽度评估	3 年	见 5.20.1.5	见 5.20.1.5

5.21.1.2 导线与架空地线 (含 OPGW 光纤复合地线)

巡检时, 具体要求说明如下:

- 导线和地线无腐蚀、抛股、断股、损伤和闪络烧伤。
- 导线和地线无异常振动、舞动、覆冰、分裂导线无鞭击和扭绞。
- 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。
- 导线和地线在线夹内无滑移。
- 导线和地线各种电气距离无异常。
- 导线上无异物悬挂。
- OPGW 引下线金具、线盘及接线盒无松动、变形、损坏、丢失。
- OPGW 接地引流线无松动、损坏。

5.21.1.3 金具

均压环、屏蔽环、联板、间隔棒、阻尼装置、重锤等设备无缺件、松动、错位、烧坏、锈蚀、损坏等现象。

5.21.1.4 绝缘子串

巡检时, 具体要求说明如下:

- 绝缘子串无异物附着。
- 绝缘子钢帽、钢脚无腐蚀; 锁紧销无锈蚀、脱位或脱落。
- 绝缘子串无移位或非正常偏斜。

- d) 绝缘子无破损。
- 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) 室温硫化硅橡胶涂层无龟裂、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。

5.21.1.5 杆塔与接地、拉线与基础

巡检时，具体要求说明如下：

- 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。

5.21.1.6 通道和防护区

巡检时，具体要求说明如下：

- 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的观测。
- c) 无土方挖掘、地下采矿、施工爆破。
- 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。

5.21.1.7 辅助设施

巡检时，具体要求说明如下：

- a) 各种在线监测装置无移位、损坏或丢失。
- b) 线路杆号牌及路标、警示标志、防护桩等无损坏或丢失。
- c) 线路的其他辅助设施无损坏或丢失。

5.21.1.8 线路避雷器

巡检时，具体要求说明如下：

- a) 线路避雷器本体及间隙无异物附着。
- 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) 线路避雷器本体及间隙无移位或非正常偏斜。
- d) 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。
- e) 线路避雷器本体及支撑绝缘子无弯曲变形。

5.21.1.9 盘形瓷绝缘子零值检测

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。

零值测量必要时采用 5000V 绝缘电阻表，绝缘电阻应不低于 $500\text{M}\Omega$ ，达不到 $500\text{M}\Omega$ 时，在绝缘子表面加屏蔽环并接绝缘电阻表屏蔽端子后重新测量，若仍小于 $500\text{M}\Omega$ 时，可判定为零值绝缘子。

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。

5.21.1.10 杆塔接地阻抗检测

检测周期见表 64。除 2km 进线保护段和大跨越外，一般采用每隔 3 基（500kV 及以上）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%。检测宜在雷暴季节之前进行。方法参考 DL/T 887。

表 64 杆塔接地阻抗检测周期

位 置	基 准 周 期
2km 进线保护段	500kV 及以上：1 年；其他：2 年
大跨越	
其他	首次：投运后 3 年；500kV 及以上：4 年；其他：8 年

5.21.1.11 线路避雷器检查及试验

检测及试验的周期和要求见表 65。其中，红外热像检测包括线路避雷器本体、支撑绝缘子、电气连接处及金具等，要求无异常温升、温差和/或相对温差。测量和分析方法参考 DL/T 664。

表 65 线路避雷器检查及试验项目

线路避雷器检查及试验项目	要 求	基准周期
红外热像检测	无异常	1 年
纯空气间隙距离复核及连接金具检查	符合设计要求	3 年
线路避雷器本体及支撑绝缘子绝缘电阻	>1000MΩ (5000V 绝缘电阻表) (注意值)	停电时且 3 年未测

5.21.2 输电线路诊断性试验

5.21.2.1 输电线路诊断性试验项目 (见表 66)

表 66 输电线路诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
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	见 5.21.2.2
导线接点温度测量	见 5.21.2.3	见 5.21.2.3
导地线 (含大跨越) 振动测量	符合相关技术标准	见 5.21.2.4
地线机械强度试验	符合相关技术标准	见 5.21.2.5
导线弧垂测量	符合相关技术标准	见 5.21.2.6
杆塔接地开挖检查	接地导体截面不小于设计值的 80%	见 5.21.2.7
线路避雷器本体试验	见 5.16	见 5.21.2.8

5.21.2.2 复合绝缘子和室温硫化硅橡胶涂层的状态评估

评估周期见表 67，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。

5.21.2.3 导线接点温度测量

接点温度可略高于导线温度，但不应超过 10℃，且不高干导线允许运行温度。在分析时，要综合考虑当时及前 1h 的负荷变化以及大气环境条件。

表 67 复合绝缘子和室温硫化硅橡胶涂层的状态评估

评估项目	首次评估基准周期	后继评估基准周期
复合绝缘子	6 年	根据历次评估结果自定 (≤4 年)
室温硫化硅橡胶涂层	3 年	根据历次评估结果自定 (≤2 年)

按家族（制造商、型号和投运年数），从输电线路随机抽取 6 只～9 只，依次进行下列三项试验，试验结果应符合要求。此外，用户还应根据多次评估试验结果的稳定性，调整评估周期。

- a) 憎水性、憎水性迁移特性、憎水性丧失特性和憎水性恢复时间测定。检测方法和判据可参见 DL/T 864。
- b) 界面试验。包括水煮试验和陡波前冲击电压试验两项。试验程序和判据 GB/T 19519。
- c) 机械破坏负荷试验。要求 $M_{av}-2.05S_n$ 应大于 $0.5S_{ML}$ ，且 $M_{av} \geq 0.65S_{ML}$ 。其中， S_{ML} 为额定机械负荷， M_{av} 为破坏负荷的平均值， S_n 为破坏负荷的标准偏差。试验方法可参考 GB/T 19519。

按涂敷材料、涂敷时间和涂敷地点，抽样检查涂层的附着性能，要求无龟裂、粉化、脱落和剥离等现象。抽样检查憎水性，检测方法和判据可参见 DL/T 864，不符合要求时应进行复涂。

5.21.2.4 导地线（含大跨越）振动测量

怀疑导地线存在异常振动时进行本项目。测量结果应符合设计要求。

5.21.2.5 地线机械强度试验

需要检验地线的机械强度，或存在此类家族缺陷时进行本项目。取样进行机械拉力试验，要求不低于额定机械强度的 80%。

5.21.2.6 导线弧垂测量

根据线路巡检结果，实时安排导线弧垂测量。方法和要求见 GB 50233。

5.21.2.7 杆塔接地开挖检查

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。

5.21.2.8 线路避雷器本体试验

当巡检、绝缘电阻测量或红外热像检测显示线路避雷器本体异常时，进行本项目；当巡检、绝缘电阻测量或红外热像检测显示支撑绝缘子异常时，应予更换。

6 直流设备

6.1 换流变压器

6.1.1 换流变压器巡检及例行检查和试验（见表 68、表 69）

表 68 换流变压器巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
外观检查	2 周	无异常	见 5.1.1.2a)
油温和绕组温度		符合设备技术文件之要求	见 5.1.1.2b)
呼吸器干燥剂（硅胶）		1/3 以上处于干燥状态	见 5.1.1.2c)
冷却系统		无异常	见 5.1.1.2d)
声响及振动		无异常	见 5.1.1.2e)
有载分接开关位置		指示器指示正确	—

表 69 换流变压器例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
红外热像检测	1 个月	无异常	见 5.1.1.3
本体油中溶解气体分析	3 个月	1. 乙炔 $\leq 1\mu\text{L/L}$ （注意值）； 2. 氢气 $\leq 150\mu\text{L/L}$ （注意值）； 3. 总烃 $\leq 150\mu\text{L/L}$ （注意值）；	见 5.1.1.4

表 69 (续)

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
本体油中溶解气体分析	3 个月	4. 绝对产气速率: ≤12mL/d (隔膜式) (注意值) 或 ≤6mL/d (开放式) (注意值); 5. 相对产气速率≤10%/月 (注意值)	见 5.1.1.4
网侧绕组电阻	3 年	1. 相间互差≤2% (警示值); 2. 同相初值差≤±2% (警示值)	见 5.1.1.5
绝缘油例行试验	见 7.1	见 7.1	见 7.1
套管试验	3 年	见 5.7	见 5.7
铁心接地电流测量 (带电)	1 年	具备检测条件时, 出具报告, 积累数据	—
铁心绝缘电阻	3 年	≥100MΩ (新投运 1000MΩ) (注意值)	见 5.1.1.7
有载分接开关检查	见 5.1.1.10	见 5.1.1.10	见 5.1.1.10
测温装置检查	3 年	无异常	见 5.1.1.11
气体继电器检查		无异常	见 5.1.1.12
冷却装置检查		无异常	见 5.1.1.13

6.1.2 诊断性试验

6.1.2.1 换流变压器诊断性试验项目 (见表 70)

表 70 换流变压器诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
阀侧绕组电阻	1. 相间互差≤2% (警示值); 2. 同相初值差不超过±2% (警示值)	见 6.1.2.2
绕组绝缘电阻	1. 绝缘电阻无显著下降; 2. 吸收比≥1.3 或极化指数≥1.5 或绝缘电阻 ≥10 000MΩ (注意值)	见 5.1.1.8
绕组绝缘介质损耗因数 (20℃)	≤0.005 (注意值)	见 5.1.1.9
短路阻抗测量	见 5.1.2.3	见 5.1.2.3
感应耐压和局部放电量测量	见 6.1.2.3	见 6.1.2.3
绕组频率响应分析	见 5.1.2.5	见 5.1.2.5
绕组各分接位置电压比	初值差≤±0.5% (额定挡); 初值差≤±1.0% (其他) (警示值)	见 5.1.2.6
纸绝缘聚合度测量	聚合度≥250 (注意值)	见 5.1.2.9
绝缘油诊断性试验	见 7.2	见 7.2
声级和振动测定	符合设备技术文件要求	见 5.1.2.11
压力释放阀检查	无异常	见 5.1.1.14
超声波局部放电检测 (带电)	无异常放电	—
紫外成像检测	无异常放电	—

6.1.2.2 阀侧绕组电阻

当油中溶解气体分析异常, 或者怀疑存在绕组方面的缺陷时, 进行本项目。要求见 5.1.1.5。

6.1.2.3 感应耐压和局部放电量测量

验证主绝缘强度, 或诊断是否存在局部放电缺陷时进行本项目。感应电压的频率应在 100Hz~300Hz。电压为出厂试验值的 $1.3U_m/\sqrt{3}$, 时间按式 (3) 确定, 但应在 15s~60s 之间。耐压幅值应依据变压器状态审慎确定。如同时测量局部放电, 应控制各种外部电晕和放电干扰, 使整个试验回路的背景干扰低于许可的局部放电水平。具体试验程序参考下列方法:

- 国家标准或行业标准推荐的试验方法。
- IEC 等国际标准推荐的试验方法。
- 设备技术文件推荐的试验方法, 或出厂试验方法。
- 适宜于现场条件的其他等效试验方法。

首次使用非标准试验方法时, 应咨询制造商的意见, 或由设备管理者组织专家做出决定。

6.2 平波电抗器

6.2.1 油浸式平波电抗器巡检及例行检查和试验 (见表 71、表 72)

表 71 油浸式平波电抗器巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
外观检查	2 周	无异常	见 5.1.1.2a)
油温和绕组温度		符合设备技术文件之要求	见 5.1.1.2b)
呼吸器干燥剂 (硅胶)		1/3 以上处于干燥状态	见 5.1.1.2c)
冷却系统		无异常	见 5.1.1.2d)
声响及振动		无异常	见 5.1.1.2e)

表 72 油浸式平波电抗器例行试验项目

例行试验项目	基准周期	技术要求	说明条款
红外热像检测	1 个月	无异常	见 5.1.1.3
油溶解中气体分析	3 个月	1. 乙炔 $\leq 1\mu\text{L/L}$ (注意值); 2. 氢气 $\leq 150\mu\text{L/L}$ (注意值); 3. 总烃 $\leq 150\mu\text{L/L}$ (注意值)	见 5.1.1.4
绝缘油例行试验	见 7.1	见 7.1	见 7.1
套管试验	3 年	见 5.7	见 5.7
铁心绝缘电阻	3 年	$\geq 100\text{M}\Omega$ (新投运 $1000\text{M}\Omega$) (注意值)	见 5.1.1.7
测温装置检查	3 年	无异常	见 5.1.1.11
气体继电器检查	3 年	无异常	见 5.1.1.12
压力释放阀检查	3 年	无异常	见 5.1.1.14

6.2.2 油浸式平波电抗器诊断性试验

6.2.2.1 油浸式平波电抗器诊断性试验项目（见表 73）

表 73 油浸式平波电抗器诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
绕组电阻	初值差 $\leq\pm 2\%$ （警示值）	见 5.1.1.5
绕组绝缘电阻	1. 绝缘电阻无显著下降； 2. 吸收比 ≥ 1.3 或极化指数 ≥ 1.5 或绝缘电阻 $\geq 10\,000\text{M}\Omega$ （注意值）	见 5.1.1.8
绕组绝缘介质损耗因数（20℃）	≤ 0.005 （注意值）	见 5.1.1.9
电感量测量	初值差 $\leq\pm 3\%$ （注意值）	见 6.2.2.2
纸绝缘聚合度测量	聚合度 ≥ 250 （注意值）	见 5.1.2.9
绝缘油诊断性试验	见 7.2	见 7.2
声级测量	同等测量条件下声级没有明显变化	见 6.2.2.3
振动测量	$\leq 200\mu\text{m}$ （注意值）	见 6.2.2.4
紫外成像检测	无异常放电	—

6.2.2.2 电感量测量

可采用施加工频电压、测量工频电流来计算电感量的方法。测量时，通过调压器将工频电压施加到电抗器的引线端子上，用电压表和电流表监视电压和电流，逐步升高电压 U ，直至电流达到 1A，读取电压值 U ，电感量 $L = U / (100\pi)$ 。

6.2.2.3 声级测量

在运行中出现声响异常，可视情况进行声级测量。测量干式电抗器声级时，必须保证与绕组有足够的安全距离。测量方法参考 GB 10229。

6.2.2.4 振动测量

在运行中出现异常振动，可视情况进行振动测量。如果之前进行过振动测量，宜在同等条件下进行，以便比较。测量方法参考 GB 10229。

6.2.3 干式平波电抗器

巡检包括表 71 所列外观、声响及振动；例行检查和试验包括表 72 所列红外热像检查；诊断性试验包括表 73 所列绕组电阻值、电感量测量。

6.3 油浸式电力变压器和电抗器

同 5.1。

6.4 SF₆ 气体绝缘电力变压器

同 5.2。

6.5 电流互感器

同 5.4。

6.6 电磁式电压互感器

同 5.5。

6.7 电容式电压互感器

同 5.6。

6.8 直流电流互感器（零磁通型）

6.8.1 直流电流互感器巡检及例行试验

6.8.1.1 直流电流互感器巡检及例行试验项目（见表 74、表 75）

表 74 直流电流互感器巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
外观检查	2 周	无异常	见 6.8.1.2

表 75 直流电流互感器例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
红外热像检测	1 个月	无异常温升	见 6.8.1.3
一次绕组绝缘电阻	3 年	初值差 $\leq -50\%$ （注意值）	见 5.4.1.5
电容量及介质损耗因数	3 年	电容量初值差 $\leq \pm 5\%$ （警示值）； 介质损耗因数 ≤ 0.006 （注意值）	见 5.4.1.6

6.8.1.2 巡检说明

巡检时，具体要求说明如下：

- 高压引线、接地线等连接正常；本体无异常声响或放电声；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附着。
- 充油的电流互感器，无油渗漏，油位正常，膨胀器无异常升高；充气的电流互感器，气体密度值正常，气体密度表（继电器）无异常。
- 二次电流无异常。

6.8.1.3 红外热像检测

检测高压引线连接处、电流互感器本体等，红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。检测和分析方法参考 DL/T 664。

6.8.2 直流电流互感器诊断性试验（见表 76）

表 76 直流电流互感器诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
绝缘油试验	见第 7 章	见第 7 章
交流耐压试验	1. 一次绕组：试验电压为出厂试验值的 80%； 2. 二次绕组之间及末屏对地：2kV	见 5.4.2.2
局部放电测量	$1.2U_m/\sqrt{3}$ 下， $\leq 20\text{pC}$ （气体）（注意值）； $\leq 20\text{pC}$ （油纸绝缘及聚四氟乙烯缠绕绝缘）（注意值）； $\leq 50\text{pC}$ （固体）（注意值）	见 5.4.2.3
电流比校核	符合设备技术文件要求	见 5.4.2.4
绕组电阻测量	与初值比较，应无明显差别	见 5.4.2.5
高频局部放电检测（带电）	无异常放电	—

6.9 光电式电流互感器

6.9.1 光电式电流互感器巡检及例行试验

6.9.1.1 光电式电流互感器巡检及例行试验项目（见表 77、表 78）

表 77 光电式电流互感器巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
外观检查	1 个月	无异常	见 6.9.1.2

表 78 光电式电流互感器例行试验项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
红外热像检测	1 个月	无异常温升	见 6.9.1.3
火花间隙检查（如有）	1 年	符合设备技术文件要求	见 6.9.1.4

6.9.1.2 巡检说明

巡检时，具体要求说明如下：

- 高压引线、接地线等连接正常；本体无异常声响或放电声；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附着。
- 每月对光电流互感器的传输通道光电流、功率、奇偶校验值等参数进行监视，应无异常。
- 二次电流无异常。

6.9.1.3 红外热像检测

检测高压引线连接处、电流互感器本体等，红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。检测和分析方法参考 DL/T 664。

6.9.1.4 火花间隙检查（如有）

若电流传感器装备了火花间隙，应清洁间隙表面积尘，并确认间隙距离符合设备技术文件要求。

6.9.2 光电式电流互感器诊断性试验

6.9.2.1 光电式电流互感器诊断性试验项目（见表 79）

表 79 光电式电流互感器诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
电流比较核	符合设备技术条件要求	见 5.4.2.4
激光功率测量	符合设备技术条件要求	见 6.9.2.2

6.9.2.2 激光功率测量

在线监测系统显示光功率不正常时，进行本项目。用光通量计测量到达受端的激光功率，并与要求值和上次对应位置的测量值进行比较，偏差不超过 $\pm 5\%$ 或符合设备技术文件要求。必要时，可测量光纤系统的衰减值，测量结果应符合设备技术文件要求。

6.10 直流分压器

6.10.1 直流分压器巡检及例行试验

6.10.1.1 直流分压器巡检及例行试验项目（见表 80、表 81）

表 80 直流分压器巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
外观检查	2 周	无异常	见 6.10.1.2

表 81 直流分压器例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
红外热像检测	1 个月	无异常温升	见 6.10.1.3
分压电阻、电容值测量	3 年	见 6.10.1.4	见 6.10.1.4
SF ₆ 气体湿度检测 (SF ₆ 绝缘) (带电)	3 年	≤500μL/L (警示值)	见 8.1

6.10.1.2 巡检说明

巡检时, 具体要求说明如下:

- 高压引线、接地线等连接正常; 本体无异常声响或放电声; 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。
- 油位 (充油)、气体密度 (充气) 符合设备技术条件要求; 气体密度表 (继电器) 无异常。
- 二次电压无异常。

6.10.1.3 红外热像检测

检测高压引线连接处、分压器本体等, 红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。检测和分析方法参考 DL/T 664。

6.10.1.4 分压电阻、电容值测量

定期或二次侧电压值异常, 测量高压臂和低压臂电阻阻值, 同等测量条件下, 初值差不应超过±2%; 如属阻容式分压器, 应同时测量高压臂和低压臂的等值电阻和电容值, 同等测量条件下, 初值差不超过±3%, 或符合设备技术文件要求。

6.10.2 直流分压器诊断性试验

6.10.2.1 直流分压器诊断性试验项目 (见表 82)

表 82 直流分压器诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
分压比较核	符合设备技术条件要求	见 6.10.2.2
油中溶解气体分析 (油纸绝缘)	1. 乙炔≤2μL/L (注意值); 2. 氢气≤150μL/L (注意值); 3. 总烃≤150μL/L (注意值)	见 6.10.2.3
绝缘油试验 (油纸绝缘)	—	
SF ₆ 气体成分分析 (SF ₆ 绝缘)	见 8.2	见 8.2
电压限制装置功能验证	符合设备技术条件要求	见 6.10.2.4

6.10.2.2 分压比较核

低压侧电压值异常时进行此项目。在 80%~100% 的额定电压范围内, 在高压侧加任一电压值, 测量低压侧电压, 校核分压比。简单检查可取更低电压。分压比应与铭牌标志相符。当计量要求时, 应测量电压误差, 测量结果符合设备计量准确级要求。具体要求参考设备技术文件之规定。

6.10.2.3 绝缘油试验

怀疑油质受潮、劣化, 或者怀疑内部可能存在局部放电缺陷时进行本项试验。取样时, 务必注意设备技术文件的特别提示 (如果有的话), 并检查油位。全密封或设备技术文件明确禁止取油样时, 不宜进行此项试验。

6.10.2.4 电压限制装置功能验证

每3年或有短路事故时,进行本项目。试验方法和要求参见设备技术文件。一般是用不超过1000V绝缘电阻表施加于电压限制装置的两个端子上,应能识别出电压限制装置内部放电。

6.11 高压套管

同5.7。

6.12 SF₆断路器

同5.8。

6.13 气体绝缘金属封闭开关设备

同5.9。

6.14 直流断路器

6.14.1 直流断路器巡检及例行试验

6.14.1.1 直流断路器巡检及例行试验项目(见表83、表84)

表83 直流断路器巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
外观检查	1 个月	外观无异常	见 6.14.1.2a)
气体密度值检查(SF ₆ 型)		密度符合设备技术文件要求	见 6.14.1.2b)
操动机构状态检查		状态正常	见 6.14.1.2c)

表84 直流断路器例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
红外热像检测	1 个月	无异常温升	见 6.14.1.3
主回路电阻测量	3 年	初值差≤20% (注意值)	见 5.8.1.4
SF ₆ 气体湿度检测(带电)	3 年	见 8.1	见 8.1
例行检查和测试	3 年	无异常	见 6.14.1.4
非线性(放电)电阻	6 年	1. U_{1mA} 初值差≤±5% (注意值); 2. $0.75U_{1mA}$ 漏电流初值差≤30% 或 ≤50μA (注意值)	见 6.14.1.5
空气断路器直流泄漏	3 年	≤10μA (注意值)	见 6.14.1.6
振荡回路电容、电感及电阻值测量	6 年	1. 电容、电感的初值差≤±5% (注意值); 2. 电阻的初值差≤±3% (注意值)	见 6.14.1.7
例行检查和测试	3 年	见 5.8.1.7	见 5.8.1.7

6.14.1.2 巡检说明

巡检时,具体要求说明如下:

- 外观无异常,高压引线、二次控制电缆、接地线连接正常;瓷套、支柱绝缘子无残损、无异物挂接;加热单元功能无异常;分、合闸位置及指示正确。
- SF₆绝缘断路器,气体密度(压力)正常。

c) 操动机构状态检查正常(液压机构油压正常;气压机构气压正常;弹簧机构弹簧位置正确)。

6.14.1.3 红外热像检测

检测断口及断口并联元件、引线接头、绝缘子等,红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。检测和分析方法参考 DL/T 664。判断时,应该考虑测量时及前 3h 负荷电流的变化情况。

6.14.1.4 例行检查和测试

例行检查和测试时,具体要求说明如下:

- 轴、销、锁扣和机械传动部件检查,如有变形或损坏应予更换。
- 瓷绝缘件清洁和裂纹检查。
- 操动机构外观检查,如按力矩要求抽查螺栓、螺母是否有松动,检查是否有渗漏等。
- 检查操动机构内、外积污情况,必要时需进行清洁。
- 检查是否存在锈迹,如有需进行防腐处理。
- 按设备技术文件要求对操动机构机械轴承等活动部件进行润滑。
- 检查辅助回路和控制回路电缆、接地线是否完好。
- 检查振荡回路各元件是否存在电蚀、碳化或机械松动等。
- 在额定操作电压下分、合操作两次,要求操作应灵活,合、分指示及切换开关转换正确。

6.14.1.5 非线性(放电)电阻

测试其绝缘电阻和直流 1mA 电压 (U_{1mA}) 及 $0.75U_{1mA}$ 下泄漏电流。试验方法及要求参见 5.16.1.5。

6.14.1.6 空气断路器直流泄漏

试验电压为直流 40kV。泄漏电流大于 $10\mu A$ 时,应引起注意。注意排除瓷护套的影响。

6.14.1.7 振荡回路电容、电感及电阻值测量

每 6 年或巡检、红外检测有异常时进行本项目。要求在同等测量条件下,各元件的初值差不超过设备技术文件要求之规定。其中电容的测量可以采用电桥或数字式电容表,电感测量方法可参考 6.17.2.4,电阻的测量可以采用电桥或数字式欧姆表。

6.14.2 直流断路器诊断性试验

6.14.2.1 直流断路器诊断性试验项目(见表 85)

表 85 直流断路器诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
气体密封试验 (SF_6 型)	$\leq 0.5\%/年$, 或符合设备技术文件要求(注意值)	见 5.4.2.6
气体密度监视器校验 (SF_6 型)	符合设备技术文件要求	见 5.4.2.7
交流耐压试验	见 6.14.2.2	见 6.14.2.2
SF_6 气体成分分析	见 8.2	见 8.2

6.14.2.2 交流耐压试验

对核心部件或主体进行解体性检修之后,或必要时,进行本项试验。包括高压对地(合闸状态)和断口间(分闸状态)两种方式。试验在额定充气压力下进行,试验电压为出厂试验值的 80%,耐压时间为 60s,试验方法参考 DL/T 593。

6.15 隔离开关和接地开关

同 5.12.2.2。

6.16 耦合电容器

同 5.14。

6.17 交、直流滤波器及并联电容器组、中性线母线电容器

6.17.1 交、直流滤波器及并联电容器组、中性线母线电容器巡检及例行试验

6.17.1.1 交、直流滤波器及并联电容器组、中性线母线电容器巡检及例行试验项目（见表 86、表 87）

表 86 交、直流滤波器及并联电容器组、中性线母线电容器巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
外观检查	2 周	外观无异常	见 6.17.1.2

表 87 交、直流滤波器及并联电容器组、中性线母线电容器例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
红外热像检测	1 个月	无异常温升	见 6.17.1.3
例行检查	1 年	见 6.17.1.4	见 6.17.1.4
并联电容器组电容量	1 年	初值差 $\leq \pm 2\%$	见 6.17.1.5

6.17.1.2 巡检说明

检查电容器是否有渗漏油、鼓起，若有要及时更换（可临时退出运行的）；注意电抗器线圈可视部位是否存在裂纹、碳化、电弧痕迹或颜色改变，线圈顶部是否有鸟巢等异物；注意电阻器的空气进、出口是否被堵塞；注意电流互感器油位是否正常。注意高压引线、接地线连接是否完好。

6.17.1.3 红外热像检测

检测（如有）电容器、电抗器、电阻器、电流互感器、金属氧化物避雷器等各部件及其所有电气连接部位等，红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。检测和分析方法参考 DL/T 664。

6.17.1.4 例行检查

6.17.1.4.1 电容器

发生渗漏的电容器应予更换，但若渗漏轻微，可根据制造商指导予以修复。出现鼓肚、外壳变色，或者运行中红外热像检测显示有温度异常升高的电容器应予更换。

6.17.1.4.2 电阻器

例行检查时，具体要求说明如下：

- 检查并清洁内部绝缘子、套管，发现有破损的绝缘子或套管应予更换。
- 清洁空气进、出口。
- 检查电气连接的焊点和螺栓，松动的螺栓要按设备技术文件之力矩要求予以紧固。
- 检查所有户外瓷绝缘子与连接金具的固定螺栓，并按设备技术文件之力矩要求予以紧固。

6.17.1.4.3 电抗器

例行检查时，具体要求说明如下：

- 全面检查线圈顶部、底部以及电抗器线圈的内、外表面是否存在碳化、电弧痕迹等异常，发现异常时，重新投运之前应查明原因（必要时咨询制造商）、排除隐患。
- 检查线圈顶部等，是否有异物，如有，予以清除。
- 随机抽查若干支撑构架螺栓的紧固力矩，如果有一个以上松动，按设备技术文件之提供的力矩要求紧固所有螺栓。
- 检查接地引下线，若存在松动、腐蚀等应予修复。
- 保护漆局部不完整或漆剥落应予修复。

6.17.1.5 并联电容器组电容量

电容器组电容量的初值差应不超过 $\pm 2\%$ 。如超过 $\pm 2\%$ ，或者退出运行前不平衡电流超过运行保护

值的 50%，应逐一测量每只电容器的电容量，方法和要求参见 6.17.2.2。

6.17.2 交、直流滤波器及并联电容器组诊断性试验

6.17.2.1 交、直流滤波器及并联电容器组、中性线母线电容器诊断性试验项目（见表 88）

表 88 交、直流滤波器及并联电容器组、中性线母线电容器诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
单台电容器电容量测量	与额定值的差异在 $-5\% \sim 10\%$ （注意值）	见 6.17.2.2
电阻器电阻值测量	初值差 $\leq \pm 3\%$ （注意值）	见 6.17.2.3
电抗器电感量及线圈电阻值测量	1. 电感量初值差 $\leq \pm 3\%$ （注意值）； 2. 线圈电阻值初值差 $\leq \pm 3\%$ （注意值）	见 6.17.2.4
金属氧化物避雷器	见 6.18	见 6.18
电流互感器	见 5.4	见 5.4

6.17.2.2 电容器电容量测量

出现下列情形之一，应测量单台电容器的电容量：

- 电容器组（臂）的电容量测试结果不能满足表 87 要求。
- 有检修试验机会，且退出运行前，不平衡电流超过了 50% 的运行保护值。
- 运行中不平衡电流超过设定值，保护跳闸使滤波器退出运行。

单台电容器电容量的初值差应不超过 10%，否则应予更换。新的电容器与被更换的电容器的电容量差别应在 1% 之内（参考铭牌值或例行试验值）。更换电容器之后，不平衡电流应小于 20% 的运行保护值。

6.17.2.3 电阻器电阻值测量

外观检查、红外热象检测等发现异常，应测量电阻器的电阻值。测量需待电阻器恢复到常温后进行。同等温度下，初值差不超过 $\pm 3\%$ 。温度差异较大时，应修正到同一温度下进行比较。

6.17.2.4 电抗器电感量及线圈电阻值测量

下列情形需要测量电抗器电感量及线圈电阻值：

- 经历了严重的短路电流。
- 红外热象检测时，同比温度异常。
- 外观检查或紫外巡检时，电抗器表面存在异常放电。
- 电抗器线圈的内、外表面存在碳化、电弧痕迹等异常。

电感量测量方法可参考第 6.2.2.2。

6.18 金属氧化物避雷器

6.18.1 金属氧化物避雷器巡检及例行试验

6.18.1.1 金属氧化物避雷器巡检及例行试验项目（见表 89、表 90）

表 89 金属氧化物避雷器巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
外观检查	2 周	外观无异常	见 6.18.1.2

表 90 金属氧化物避雷器例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
红外热象检测	1 个月	无异常	见 6.18.1.3

表 90 (续)

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
运行中持续电流检测 (带电)	1 年	见 5.16.1.4	见 5.16.1.4
直流 1mA 电压 (U_{1mA}) 及 在 $0.75U_{1mA}$ 下漏电流测量	3 年 (无持续电流检测); 6 年 (有持续电流检测); 9 年 (安装于阀厅内的)	1. U_{1mA} 初值差 $\leq \pm 5\%$, 且 $\geq$ GB 11032 规定值 (注意值); 2. $0.75U_{1mA}$ 漏电流初值差 $\leq 30\%$ 或 $\leq 50\mu A$ (注意值)	见 5.16.1.5
底座绝缘电阻		$\geq 100M\Omega$	见 5.16.1.6
放电计数器功能检查	见 5.16.1.7	功能正常	见 5.16.1.7
高频局部放电检测 (带电)	1 年	无异常放电	—

6.18.1.2 巡检说明

巡检时, 具体要求说明如下:

- 瓷套无裂纹; 复合外套无电蚀痕迹; 无异物附着; 均压环无错位; 高压引线、接地线连接正常。
- 若计数器装有电流表, 应记录当前电流值, 并与同等运行条件下其他避雷器的电流值进行比较, 要求无明显差异。
- 记录计数器的指示数。
- 阀厅内的金属氧化物避雷器巡检结合阀检查进行。

6.18.1.3 红外热像检测

检测避雷器本体及电气连接部位, 红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。测量和分析方法参考 DL/T 664。阀厅内的金属氧化物避雷器有条件时进行。

6.18.2 金属氧化物避雷器诊断性试验 (见表 91)

表 91 金属氧化物避雷器诊断性试验

诊断性试验项目	要 求	说明条款
工频参考电流下的工频参考电压	应符合 GB 11032 或制造商规定	见 5.16.2.2
均压电容的电容量	电容量初值差 $\leq \pm 5\%$ 或满足制造商的技术要求	见 5.16.2.3

6.19 电力电缆

同 5.17。

6.20 直流接地极及线路

6.20.1 接地极及线路巡检及例行试验

6.20.1.1 接地极及线路巡检及例行试验项目 (见表 92、表 93)

表 92 接地极及线路巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
接地极及线路巡检	1 个月	无异常	见 6.20.1.2

表 93 接地极及线路例行试验项目

例行试验项目	基准周期	技术要求	说明条款
测量井水位、水温	3 个月	符合设计要求	见 6.20.1.3
接地极接地电阻测量	6 年	符合设计要求	见 6.20.1.4
接地极电流分布测试	3 年	符合设计要求	见 6.20.1.5
极址电感、电容测量	3 年	符合设计要求	见 6.20.1.6

6.20.1.2 巡检说明

巡检时，具体要求说明如下：

- 杆塔结构完好无盗损、无严重锈蚀，杆号牌、警示牌等附属设施齐全完好。
- 导地线无断股、烧伤，无异物挂接，接头连接完好；与树木等跨越物净空距离满足要求。
- 绝缘子串外观结构完好，无残伞，间隔棒、防振锤、招弧角等状态完好，无松动错位；连接金具完好、无松动变形和严重锈蚀。
- 杆塔接地装置、极址接地引下线连接良好，无盗损。
- 检查检测装置和渗水孔防止淤泥堵塞。
- 杆塔基础及极址周围无冲刷、塌陷。

6.20.1.3 测量井水位、水温

定期检测井水位和水温，结果应符合设备技术文件要求。

6.20.1.4 接地极接地电阻测量

可采用电压—电流长线法测量接地电阻，即向接地极注入直流电流 I ，测量电流注入点对零电位参考点的电位 U_g ，接地电阻 $R_g = U_g / I$ 。测量时，要求直流电源的另一接地点（可以是换流站接地网）以及零电位参考点与接地极之间的最小距离大于接地极任意二点间最大距离的 5 倍。直流电流 I 可以是系统停运时由独立试验用直流电源产生（推荐 50A），也可以是系统运行中流经接地极的不平衡电流或是单极大地回路运行时的入地电流。

6.20.1.5 接地极电流分布测试

运行中接地极线路和元件馈电电缆的电流分布应定期检查，采用大口径直流钳形电流表测量，设馈电电缆的电流为 I_i ， N 为馈电电缆根数，则分流系数为：

$$\eta_i = I_i / \sum_{j=1}^N I_j \quad (5)$$

与初值比， η_i 不应有明显变化，或符合设计要求。

6.20.1.6 极址电感、电容测量

电感采用电压—电流法测量，电容采用数值式电容表测量，测量结果应符合设备技术文件要求。

6.20.2 接地极及线路诊断性试验

6.20.2.1 接地极及线路诊断性试验项目（见表 94）

表 94 接地极及线路诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
接触电势和电压测量	符合设计要求	见 6.20.2.2
跨步电势和电压测量	符合设计要求	
开挖检查	—	见 6.20.2.5

6.20.2.2 接触电压和跨步电压测量

下列情形进行本项试验：

- 电流分布发生明显变化，或者接地电阻明显增加。
- 接地极寿命（通常以安时数计算）损失达到 60%、80%、90% 时。
- 开挖检查之后。

6.20.2.3 接触电势和电压测量

向接地极注入直流电流，测量极址内和附近各金属物件如终端塔、中心塔和分支塔等的接触电势。测量时，在与金属物件相距 1m 的地面布置电极，测量金属物件上离地面 1.8m 高的点与电极之间的电位差。在测量接触电势时，直接利用电压表测量；在测量接触电压时，电压表要并联 1000Ω 模拟人体电阻。直流电流 I 可以是系统停运时由独立试验用直流电源产生（推荐 50A），也可以是系统运行中流经接地极的不平衡电流或是单极大地回路运行时的入地电流。测量应采用无极化电极，测量结果应折算到高压直流接地极运行时的最大电流。

6.20.2.4 跨步电势和电压测量

向接地极注入直流电流，根据接地极设计、施工图和接地极馈电电缆分流情况或历史测量结果，选择测量区域，通常在极环附近，特别是电流入地和极环曲率半径较小的位置。方法是在测量点放置一电极，在半径为 1m 的圆弧上用另一电极探测，找出电位差较大的几点，再以这几点为圆心，重复上述做法，直到找到局部最大跨步电势和电压。在测量跨步电势时，直接利用电压表测量；在测量跨步电压时，电压表要并联 1000Ω 模拟人体电阻。直流电流 I 可以是系统停运时由独立试验用直流电源产生（推荐 50A），也可以是系统运行中流经接地极的不平衡电流或是单极大地回路运行时的入地电流。测量应采用无极化电极，测量结果应折算到高压直流接地极运行时的最大工作电流。

6.20.2.5 开挖检查

若接地极极址的接地电阻或馈电电缆的电流分布不符合设计要求，或怀疑接地极地网被严重腐蚀时（如跨步电势和电压测量结果异常），应开挖检查。修复或恢复之后，要进行接地电阻、接触电压和跨步电压测量，测量结果应符合设计要求。

6.21 接地装置

同 5.18。

6.22 晶闸管换流阀

6.22.1 晶闸管换流阀巡检及例行试验

6.22.1.1 晶闸管换流阀巡检及例行试验项目（见表 95、表 96）

表 95 晶闸管换流阀巡检项目

巡检项目	基准周期	要 求	说明条款
外观检查	≤1 周	无异常（包括一次关灯检查）	见 6.22.1.3

表 96 晶闸管换流阀例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
红外热像检测	≤2 周	无异常	见 6.22.1.4
清扫	≤3 年	清洁	见 6.22.1.5
阀检查	3 年	符合设备技术文件要求	见 6.22.1.6
冷却回路检查	≤6 年	符合设备技术文件要求	见 6.22.1.7

表 96 (续)

例行试验项目	基准周期	要 求	说明条款
组件均压电容的电容量	6 年	初值差 $\leq \pm 5\%$ (警示值)	见 6.22.1.8
均压电容的电容量		初值差 $\leq \pm 5\%$ (警示值)	
均压电阻的电阻值		初值差 $\leq \pm 3\%$ (警示值)	见 6.22.1.9
晶闸管阀试验	3 年	符合设备技术文件要求	见 6.22.1.10
漏水报警和跳闸试验	1 年	符合设备技术文件要求	见 6.22.1.11

6.22.1.2 维护说明

晶闸管换流阀厅内的相对湿度在 60% 以下。如果检修期间相对湿度超过 60% 应采取相应措施, 保证检修期间相对湿度应控制在 60% 以下。

6.22.1.3 巡检说明

巡检时, 具体要求说明如下:

- 要求阀监控设备工作正常, 无缺陷报告。
- 阀体各部位无烟雾、异味、异常声响和振动。
- 无漏水现象。
- 检查冷却系统的压力、流量、温度、电导率等仪表的指示应正常。
- 进行阀厅关灯检查, 无异常。
- 查阀厅的温度、湿度、通风是否正常。

6.22.1.4 红外热像检测

条件许可时, 对换流阀可视部分进行检测, 红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。检测和分析方法参考 DL/T 664。

6.22.1.5 清揩

对阀厅的内壁、阀结构表面屏蔽罩、绝缘子、阳极电抗器等元器件进行清擦、清扫。

6.22.1.6 阀检查

例行检查时, 具体要求说明如下:

- 承担绝缘的部件表面无损伤、电蚀和污秽。
- 所有电气连接完好, 无松动。
- 检查阀电抗器, 其表面颜色无异常; 检查连接水管、水接头, 要求无漏水、渗水现象; 检查各电气元件的支撑横担, 要求无积尘、积水等现象。
- 检查晶闸管控制单元 (TE、TVM 或 TCU) 以及反向恢复器保护板 (RPU), 要求外观无异常, 插紧到位和插座端子连接完好。
- 检查组件电容和均压电容, 要求外观无鼓起和渗漏油、金属部分无锈蚀、连接部位牢固。
- 检查各晶闸管堆, 蝶弹压紧螺栓, 使晶闸管堆压装紧固螺钉与压力板在同一平面上, 并用检查蝶弹弹性形变的专用工具校核 (只在新安装和更换之后才进行)。
- 利用超声波抽检长棒式绝缘子, 要求无裂纹。
- 等电位电极按不同层、不同部位抽查无异常。
- 用力矩扳手检查半层阀间连接母线、电抗器连接母线无异常。
- 阀避雷器及其动作的电子回路检查无异常。
- 检查光缆连接和排列情况, 要求光缆接头插入、锁扣到位, 光缆排列整齐。

6.22.1.7 冷却回路检查

对水冷系统施加 110%~120% 额定静态压力 15min (如制造商有明确要求, 按要求的执行), 对冷却

系统进行如下检查：

- a) 检查每个阀塔主水路的密封性，要求无渗漏。
- b) 检查冷却水管路、水接头和各个通水元件，要求无渗漏。
- c) 检查漏水检测功能，要求其动作正确。
- d) 检查水系统的压力、流量、温度、电导率等仪表，要求外观无异常，读数合理；同时，要进行总表与分表之间的流量校核，若发现不一致，则视情况进行及时检查。
- e) 检查滤网的过滤性能，符合厂家的技术文本要求。

注1：只有在漏水情况下才紧固相应的连接头，要求无泄漏，不宜过紧。通风正常，泄漏指示器正常；每个塔中冷却水流量相等。

注2：加有乙二醇的冷却水，按厂家技术文件执行。

6.22.1.8 组件电容、均压电容的电容量

测量组件电容和均压电容的电容量，采用专用测量仪，不必断开接线。要求初值差不超过 $\pm 5\%$ 。

6.22.1.9 均压电阻的电阻值

测量均压电阻的电阻值，采用专用测量仪，不必断开接线。要求初值差不超过 $\pm 3\%$ 。

6.22.1.10 晶闸管阀试验

例行试验时，具体要求说明如下：

- a) 如果监测系统显示在同一单阀内损坏的晶闸管数为“冗余数-1”时为注意值，当损坏的晶闸管数等于冗余数时为警示值。
- b) 如果监测系统显示在同一单阀内晶闸管正向保护触发（BOD 触发）的晶闸管数为“冗余数-1”时为注意值，当晶闸管正向保护触发的晶闸管数等于冗余数时为警示值。
- c) 晶闸管元件的触发开通试验。采用专用试验装置，按厂家的技术文件执行。
- d) 检查晶闸管阀控制单元或阀基电子设备（VCU 或 VBE）和晶闸管阀监测装置（THM 或 TM），功能正常。
- e) 如果更换缺陷的晶闸管，需同时检查控制单元和均压回路。

6.22.1.11 漏水报警和跳闸试验

对漏水检测装置进行检查，并作记录，结果应符合设备技术文件要求。

6.22.2 晶闸管换流阀诊断性试验

6.22.2.1 晶闸管换流阀诊断性试验项目（见表 97）

表 97 晶闸管换流阀诊断性试验项目及说明

诊断性试验项目	要 求	说明条款
光缆传输功率测量	初值差 $\leq \pm 5\%$	见 6.22.2.2
冷却水管内等电位电极检查	见 6.22.2.3	见 6.22.2.3
阀电抗器参数测量	符合设备技术文件要求	见 6.22.2.4
阀回路电阻值测量	符合设备技术文件要求	见 6.22.2.5
内冷水电导率测量	$\leq 0.5\mu\text{S}/\text{cm}$	见 6.22.2.6

6.22.2.2 光缆传输功率测量

确认光缆传输功率是否正常时进行。用光通量计测量到达各 TCU 或 TE 或 TVM 的光功率，要求初值差不超过 $\pm 5\%$ ，或者符合设备技术文件要求。

6.22.2.3 冷却水管内等电位电极检查

拆下冷却水管内的等电位电极，清除电极上的沉积物，检查其有效体积减小的程度，当水中部分体

积减小超过 20% 时, 需更换, 并同时更换 O 型密封圈。

对于光阀宜适当增加抽样数量。

6.22.2.4 阀电抗器参数测量

采用施加工频电流、测量电抗器两端工频电压的方法进行电抗值测量, 其中施加的工频电流应不小于 5A。要求电抗值的初值差不超过 $\pm 5\%$ 。采用电阻电桥进行阀电抗器电阻值测量, 要求电阻值的初值差不超过 $\pm 3\%$ 。

6.22.2.5 阀回路电阻值测量

采用电阻电桥进行阀回路电阻值测量, 互相比对, 无明显差异。

6.22.2.6 冷却水电导率测量

监测冷却水的电导率, 要求 20℃ 时的电导率不大于 $0.5\mu\text{S}/\text{cm}$, 或符合设备技术文件要求。

7 绝缘油试验

7.1 绝缘油例行试验

油样提取应遵循 GB/T 7597 规定, 特别是少油设备。例行试验项目如表 98 所示。

表 98 绝缘油例行试验项目

例行试验项目	要 求	说明条款
视觉检查	透明, 无杂质和悬浮物	见 7.1.1
击穿电压	1. $\geq 60\text{kV}$ (警示值), 750kV; 2. $\geq 50\text{kV}$ (警示值), 500kV; 3. $\geq 45\text{kV}$ (警示值), 330kV; 4. $\geq 40\text{kV}$ (警示值), 220kV; 5. $\geq 35\text{kV}$ (警示值), 110 (66) kV; 6. $\geq 30\text{kV}$ (警示值), 35kV	见 7.1.2
水分	1. $\leq 15\text{mg}/\text{L}$ (注意值), 330kV 及以上; 2. $\leq 25\text{mg}/\text{L}$ (注意值), 220kV; 3. $\leq 35\text{mg}/\text{L}$ (注意值), 110 (66) kV	见 7.1.3
介质损耗因数 (90℃)	1. ≤ 0.02 (注意值), 500kV 及以上; 2. ≤ 0.04 (注意值), 330kV 及以下	见 7.1.4
酸值	$\leq 0.1\text{mg KOH}/\text{g}$ (注意值)	见 7.1.5
油中含气量 (v/v)	1. 变压器: $\leq 3\%$, 500 (330) kV, $\leq 2\%$, 750kV; 2. 电抗器: $\leq 5\%$, 500 (330) kV 及以上	见 7.1.6

7.1.1 视觉检查

凭视觉检测油的颜色, 粗略判断油的状态。评估方法见表 99。可参考 DL 429.1 和 DL 429.2。

表 99 油质视觉检查及油质初步评估

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

7.1.2 击穿电压

击穿电压值达不到规定要求时, 应进行处理或更换新油。测量方法参考 GB/T 507 或 DL/T 429.9。

7.1.3 水分

测量时应注意油温, 并尽量在顶层油温 40℃~60℃ 时取样。测量方法参考 GB/T 7600 或 GB/T 7601。怀疑受潮时, 应随时测量油中水分。

7.1.4 介质损耗因数

介质损耗因数测量方法参考 GB/T 5654。

7.1.5 酸值

酸值大于注意值时（见表 100），应进行再生处理或更换新油。油的酸值按 GB/T 264 测定。

表 100 酸值及油质评估

酸值 (mg KOH/g)	0.03	0.1	0.2	0.5
油质评估	新油	可继续运行	下次检修时需进行再生处理	油质较差

7.1.6 油中含气量

油中含气量测量方法参考 DL/T 703、DL/T 450 或 DL/T 423。

7.2 绝缘油诊断性试验

新油或例行试验后怀疑油质有问题时，应进行诊断试验，见表 101，试验结果应符合要求。

表 101 绝缘油诊断性试验项目

试验项目	要 求	说明条款
界面张力 (25℃)	≥19 (新投运 35) mN/m (注意值)	见 7.2.1
抗氧化剂含量检测	≥0.1% (注意值)	见 7.2.2
体积电阻率 (90℃)	1. ≥1×10 ¹⁰ (新投运 6×10 ¹⁰) Ωm (注意值), 500kV 及以上; 2. ≥5×10 ⁹ (新投运 6×10 ¹⁰) Ωm (注意值), 330kV 及以下	见 7.2.3
油泥与沉淀物 (m/m)	≤0.02% (注意值)	见 7.2.4
颗粒数 (个/100mL)	≤3000 (330kV 及以上)	见 7.2.5
油的相容性试验	见 7.2.6	见 7.2.6
铜金属含量测量	积累数据	见 7.2.7

7.2.1 界面张力

油对水的界面张力测量方法参考 GB/T 6541，低于注意值时宜换新油。

7.2.2 抗氧化剂含量

对于添加了抗氧化剂的油，当油变色或酸值偏高时应测量抗氧化剂含量。抗氧化剂含量减少，应按规定添加新的抗氧化剂；采取上述措施前，应咨询制造商的意见。测量方法参考 GB 7602。

7.2.3 体积电阻率

体积电阻率测量方法参考 GB/T 5654 或 DL/T 421。

7.2.4 油泥与沉淀物

当界面张力小于 25mN/m 时，进行本项目。测量方法参考 GB/T 14542—2005 的附录 A。

7.2.5 颗粒数

本项试验可以用来表征油的纯净度。每 100mL 油中大于 5μm 的颗粒数一般不大于 3000 个大于 3000 个应予注意，查明原因，必要时用精密滤油机对油进行处理。对于变压器，过量的金属颗粒是潜油泵磨损的一个信号，必要时应进行金属成分及含量分析。测量方法和要求可参考 DL/T 432 和 DL/T 1096。

7.2.6 油的相容性试验

一般不宜将不同牌号的油混合使用。如混合使用，应进行本项目。测量方法和要求参考 GB/T 14542。

7.2.7 铜金属含量测量

当发现介损和绝缘油发现明显劣化时，进行本项目。测量方法参考 DL/T 263。

8 SF₆气体湿度和成分检测

8.1 SF₆气体湿度检测

有下列情况之一，开展本项目：

- 新投运测一次，若接近注意值，半年之后应再测一次。
- 新充（补）气 48h 之后至 2 周之内应测量一次。
- 气体压力明显下降时，应定期跟踪测量气体湿度。

SF₆ 气体可从密度监视器处取样，取样方法参见 DL/T 1032，测量方法可参考 DL/T 506、DL/T 914 和 DL/T 915。测量完成之后，按要求恢复密度监视器，注意按力矩要求紧固。测量结果应满足表 102 之要求。

表 102 SF₆ 气体湿度检测说明

试验项目	要 求		
	设 备	新充气后	运行中
湿度 (H ₂ O) (20℃, 0.101 3MPa)	有电弧分解物隔室 (GIS 开关设备)	≤150μL/L	≤300μL/L (注意值)
	无电弧分解物隔室 (GIS 开关设备、电流互感器、电磁式电压互感器)	≤250μL/L	≤500μL/L (注意值)
	箱体及开关 (SF ₆ 绝缘变压器)	≤125μL/L	≤220μL/L (注意值)
	电缆箱及其他 (SF ₆ 绝缘变压器)	≤220μL/L	≤375μL/L (注意值)

8.2 SF₆气体成分分析

怀疑 SF₆ 气体质量存在问题，或者配合事故分析时，可选择性地进行 SF₆ 气体成分分析。试验项目和要求见表 103，参考 GB/T 12022。测量方法参考 DL/T 916、DL/T 917、DL/T 918、DL/T 919、DL/T 920、DL/T 921。

对于运行中的 SF₆ 设备，若检出 SO₂ 或 H₂S 等杂质组分含量异常，应结合 CO、CF₄ 含量及其他检测结果、设备电气特性、运行工况等进行综合分析。

表 103 SF₆ 气体成分分析

试验项目	要 求
CF ₄	增量≤0.1% (新投运≤0.05%) (注意值)
空气 (O ₂ +N ₂)	≤0.2% (新投运≤0.05%) (注意值)
可水解氟化物	≤1.0μg/g (注意值)
矿物油	≤10μg/g (注意值)
毒性 (生物试验)	无毒 (注意值)
密度 (20℃, 0.101 3MPa)	6.17g/L
SF ₆ 气体纯度 (质量分数)	1. ≥99.8% (新气); 2. ≥97% (运行中)
酸度	≤0.3μg/g (注意值)
杂质组分 (SO ₂ 、H ₂ S、CF ₄ 、CO、CO ₂ 、HF、SF ₄ 、SOF ₂ 、SO ₂ F ₂)	1. SO ₂ ≤1μL/L (注意值); 2. H ₂ S≤1μL/L (注意值)

附录 A

(规范性附录)

状态量显著性差异分析法

A.1 适用范围

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,作为本标准对部分状态量要求“没有明显变化”或类似要求的判断依据。

A.2 状态量显著性分析方法

A.2.1 分析方法

设 n ($n \geq 5$) 台同一家族设备(如同制造商同批次设备,不含被诊断设备),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 ; 被诊断设备的当前试验值为 x , 则有显著性差异的条件为:

a) 劣化表现为状态量值减少时(如绝缘电阻):

$$x < \bar{X} - kS$$

b) 劣化表现为状态量值增加时(如介质损耗因数):

$$x > \bar{X} + kS$$

c) 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	13	15	20	25	35	≥ 45
k	2.57	2.45	2.36	2.31	2.26	2.23	2.20	2.16	2.13	2.09	2.06	2.03	2.01

A.2.2 注意事项

在应用本方法分析状态量时,应注意以下事项:

- a) 易受环境影响的状态量,本方法仅供参考。
- b) 设备台数 $n < 5$ 时,不适宜应用本方法。
- c) 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

(资料性附录)

设备状态量化评价法

B.1 适用范围

本方法适用于不存在明显缺陷设备的状态评估,是根据设备状态量及其发展趋势、经历的不良工况以及家族缺陷等信息,对设备状态进行量化分级。

本方法是初步的,仅以此作为调整检修和试验周期的参考。

B.2 术语和定义

B.2.1

设备状态评分(简称状态评分)

以百分制对设备状态进行表述的一种方法。100 分表示最佳设备状态,0 分则表示需要尽快检修的设备。其他情形的状态评分介于 100 分~0 分。

B.2.2

正劣化

状态量劣化表现为状态量值的增加,如介质损耗因数等。

B.2.3

负劣化

状态量劣化表现为状态量值的减少,如绝缘电阻等。

B.2.4

偏差性劣化

状态量劣化表现为状态量与初始值之间的不一致,如变压器绕组电阻等。

B.2.5

设备岗位权重(简称岗位权重)

根据电压等级、传输容量、用户性质以及网络冗余等因素,对设备重要性的一种划分方法。分 1 级~10 级,10 级对应重要性最高设备,1 级对应重要性最低设备,其他介于 10 级~1 级。

B.2.6

基础评分

交接试验合格,具备投运条件的新设备,或检修之后验收试验合格可重新投运的设备,对其状态进行一次评分,作为之后评分的基础。这一评分称为基础评分。

B.3 设备状态评分法

B.3.1 设备状态评分法

设备状态评分 G 为:

$$G = B \times T \times E \times F \quad (\text{B.1})$$

式中:

B ——基础评分;

T ——试验评分;

E ——不良工况评分;

F ——家族缺陷评分。

B.3.2 基础评分 (B)

基础评分可参考表 B.1 并按式 (B.2) 进行。

表 B.1 设备基础评分参考

项目	依据及评分
制造和工厂试验	a) 制造商质量信誉良好 ($B_1 \leq 5$ 分); b) 关键工序无返工 ($B_2 \leq 5$ 分); c) 全部工厂试验顺利, 且符合相关标准要求 ($B_3 \leq 5$ 分); d) 反映设备状态的试验值远没有接近注意值 ($B_4 \leq 5$ 分)
运输、安装和交接试验	e) 运输、安装顺利, 且完全符合制造商要求 ($B_5 \leq 4$ 分); f) 交接试验全部合格且不受环境因素影响的交接试验与出厂试验基本一致 ($B_6 \leq 6$ 分)
家族设备安全运行记录	g) 已运行同型设备的可靠性记录良好 ($B_7 \leq 10$ 分)
运行时间	h) $B_8 =$ -运行年数

$$B = 60 + \sum_{i=1}^n B_i \quad (\text{B.2})$$

B.3.3 试验评分法 (T)

试验评分是单个试验项目评分的加权几何平均值。单个项目的评分介于 100%~0%, 100% 对应于项目中各状态量远低于注意值或警示值, 且没有明显劣化趋势。设一个设备进行了 m 个单项试验, 第 i 项试验的评分为 G_i , 权重为 W_i (没有给出时取 1), 则试验评分 T 为:

$$T = \sqrt[m]{\prod_{i=1}^m G_i^{W_i}} \quad (\text{B.3})$$

对核心部件或主体进行了解体性检修的设备, 试验评分从检查或/和修复之后重新开始。式 (B.3) 中仅考虑与设备主体相关联的那部分项目。

B.3.3.1 单个试验项目评分法 (1)

本方法适用于有注意值或警示值要求的正劣化及负劣化状态量的分析。

设注意值为 x_z , 警示值为 x_j , 最近三次试验值分别为 x 、 x_1 、 x_2 , 其中 x 为当前试验值, x_1 为 t_1 年前 (相对于 x) 的试验值, x_2 为 t_2 年前 (相对于 x) 的试验值, 且 $t_2 > t_1$ 。下列各式中, 若状态量给出警示值, 则 $x' = x_j$; 若状态量给出注意值, 则 $x' = 1.3x_z$ (正劣化) 或 $x' = x_z/1.3$ (负劣化)。单项试验评分法如式 (B.4) ~ 式 (B.10), 式中 x_f 为该状态量在同类新设备中的平均值, 若没有此值, 以该设备出厂或交接试验值代之。

a) 仅有一次试验记录时 (即 x_1 、 x_2 不存在)。

$$G = G_1(x) = \frac{x' - x}{x' - x_f} \times 100\% \quad (\text{B.4})$$

式中, 当 $G < 0$, 令 $G = 0$; 当 $G > 100$, 令 $G = 100$ 。

b) 有两次试验记录 (即 x_2 不存在)。

正劣化:

$$G = G_1[x + \max(0, x - x_1)] \quad (\text{B.5})$$

负劣化:

$$G = G_1[x + \min(0, x - x_1)] \quad (\text{B.6})$$

c) 有 3 次或 3 次以上试验, 选最近三次试验值。

正劣化:

$$G = G_1 \left[x + \max \left(0, \frac{3x - 2x_1 - x_2}{2t_1 + t_2} \right) \right] \quad (\text{B.7})$$

负劣化:

$$G = G_1 \left[x + \min \left(0, \frac{3x - 2x_1 - x_2}{2t_1 + t_2} \right) \right] \quad (\text{B.8})$$

B.3.3.2 单项试验项目评分法(2)

本方法适用于有+/-偏差要求的状态量的分析。

设某个状态量的当前试验值为 x , 零偏差值(通常为初值或额定值)为 x_0 , 则 x 的偏差(E)为:

$$E = \frac{x - x_0}{x_0} \times 100\% \quad (\text{B.9})$$

设允许的正偏差为 k_+ , 允许的负偏差为 k_- , 评分方法见式(B.10):

$$G = \min \left(\frac{k_- - E}{k_-}, \frac{k_+ - E}{k_+} \right) \times 100\% \quad (\text{B.10})$$

当 $G \leq 0$ 时, 令 $G = 0$ 。

B.3.4 不良工况评分(E)

不良工况评分在100%~0%, 其中0%对应于对设备状态影响最严重的不良工况(包括其累积效应)。

对于断路器, 主要是开断短路电流; 对于变压器主要是侵入波、近区(出口)短路等。其他设备暂不考虑不良工况影响。

对于断路器暂考虑开断短路电流一种不良工况:

$$E = \left(1 - \sum_{j=1}^n I_j^{1.8} / L \right) \times 100\% \quad (\text{B.11})$$

上式中, I_j 表示第 j 次开断大电流的峰值, L 为设备技术文件给出的累积开断电流寿命的80%, 单位按kA计。设备技术文件没有给出该值时, 可以取3000, 或者依据运行经验自定。 E 小于0时按0计。

对于变压器近区或出口短路, 可按下式估算:

$$E_d = \frac{I^2 - i^2}{0.65I^2} \times 100\% \quad (\text{B.12})$$

上式中, I 表示允许的最大短路电流的幅值(单位kA); i 表示实际短路电流幅值(单位kA, 只考虑达到 I 的60%以上的情况)。 E_d 小于0时按0计。多于一次, 取最大 i 值的一次计算。

保护变压器的避雷器每动作一次, 算一次不良工况, 取 $E_L = 98.5\%$, 暂不计侵入波陡度和幅值。经历 n 次时按下式计算:

$$E_L = E_L \sqrt[n]{n} \times 100\% \quad (\text{B.13})$$

变压器每经历一次短时急救负荷(设计允许的), 算一次不良工况, 取 $E_{oj} = 99.0\%$, 暂不计过负荷的大小和持续时间。经历 n 次时按下式计算:

$$E_o = E_{oj} \sqrt[n]{n} \times 100\% \quad (\text{B.14})$$

变压器总的不良工况评分为:

$$E = E_d \times E_L \times E_o \times 100\% \quad (\text{B.15})$$

B.3.5 家族缺陷评分(F)

有家族缺陷时, 那些尚未发生或检出家族缺陷的设备, 在隐患消除之前, 其状态评分应通过下式评

估家族缺陷的影响。计算家族缺陷评分时， f 是依据缺陷发生的部位和性质（参考表 B.2）确定的。

$$F = 1 - \frac{1-f}{\sqrt[n]{N}} \quad (\text{B.16})$$

式中， N 为家族设备总台数， n 为发生该家族缺陷的设备台数（ $N > n \geq 1$ ）。

如果涉及家族缺陷的隐患已消除，就不再考虑其影响。

f 取值原则，见表 B.2。

表 B.2 f 取值原则

缺陷	对设备安全运行无大的影响，突发恶化风险很小	暂不危及设备安全运行，突发恶化风险不大	对设备安全运行有一定威胁，可监控	对设备安全运行有一定威胁，不易连续监控	对设备安全运行有现实威胁
评分	86%~100%	61%~85%	31%~60%	16%~30%	0%~15%

B.4 状态评分处理原则

80 分及以上等效符合 4.4.2 所列条件；30 分及以下等效符合 4.4.3 所列条件。

输变电设备状态检修试验规程

编制说明

目 次

一、编制背景	73
二、编制主要原则	73
三、与其他标准文件的关系	73
四、主要工作过程	73
五、标准的结构与内容	74
六、条文说明	74

一、编制背景

Q/GDW 168《输变电设备状态检修试验规程》是国家电网公司开展状态检修工作以来的纲领性试验标准。自发布以来,在规范和有效开展输变电设备状态检修工作、确保电网安全运行和可靠供电等方面发挥了重要作用。

近年来,公司状态检修工作在广度和深度上得到拓展和深化,状态检修已覆盖各个公司电压等级的交直流输变电设备。同时,加强带电检测技术的应用,先后印发了《电力设备带电检测技术规范》、《电力设备带电检测仪器配置原则》等技术标准,加大先进、成熟、实用的设备状态检测技术的推广应用力度,指导设备状态检修工作的有效开展。

本次修订是在电网快速发展和公司状态检修工作深入推进的新形势下,为提高标准的适应性和有效性,根据公司2012年标准制修订工作计划,对本标准进行了修订。

二、编制主要原则

本次标准修订工作的开展,主要依照以下原则:

(1) 对原标准的输变电设备适用范围和电压等级进行了扩展,增加了干式变压器、电抗器、消弧线圈和开关柜等设备,设备范围覆盖750kV及以下交、直流输变电设备,并补充了相应的试验项目。

(2) 根据近年来大力推广带电检测,增加了铁心接地电流检测、高频局部放电检测、特高频局部放电检测、超声波局部放电检测、机械振动检测、相对介质损耗因数检测、相对电容量比值检测、运行中持续电流检测等带电检测项目,部分成熟的检测项目作为例行试验项目,其他作为诊断性试验项目。

(3) 修改了基准周期调整原则,如修改了周期调整的时间范围,增加了带电检测对于周期调整的影响,增加了同间隔设备的检修原则等。

此外根据各运行单位的反馈和专家意见,增删或完善了原标准中的部分试验项目。

三、与其他标准文件的关系

在原标准基础上增加了GB/T 7595、GB/T 1094.6、GB 1094.11、GB/T 12022、GB/T 24624、DL/T 263、DL/T 432、DL/T 626、DL/T 1093、DL/T 1096、Q/GDW534等引用标准。

四、主要工作过程

本标准的修订工作,由公司运维检修部(生产技术部)组织,中国电力科学研究院牵头,福建、浙江、北京、河北、宁夏、湖南、重庆、河南、陕西、辽宁、安徽、天津等公司系统单位共同参与完成。年初,本标准列入公司2012年度标准修订计划,并作为运维检修部变电处2012年重点工作。

3月13日,公司生产技术部下发“关于征求《输变电设备状态检修试验规程》修订工作意见的通知”(生变电函(2012)49号),向公司系统各单位征求标准的修订意见和建议。共收到23家省公司、国网华北分部、国网运行分公司、国网新源公司等27家单位的反馈意见345条。中国电力科学研究院在征求意见的基础上,组织开展本标准的修订工作。

5月31日~6月1日,公司生产技术部下发《关于召开输变电设备试验规程等标准研讨会的通知》(生变电函(2012)100号),在北京泰山饭店召开标准研讨会,来自北京、天津、河北、山东、江苏、浙江、安徽、福建、湖南、四川、宁夏等省市公司的专家参加了会议,中国电力科学研究院汇报了本标准的意见征求情况,就带电检测技术应用、试验周期修改等主要修订内容做了介绍。与会专家对各单位提出的修改意见进行认真研讨。中国电力科学研究院进一步组织修改标准,形成修订初稿。

10月11~12日,公司运维检修部下发《关于召开输变电设备状态检修相关标准审查会的通知》(检修技术(2012)282号),在北京深圳大厦召开审查会,组织系统内有关专家对修订初稿进行审查。来自北京、河北、浙江、安徽、福建、湖南、河南、重庆、辽宁、宁夏等省市公司的专家参加了会议。与会专家听取了中国电力科学研究院标准修订情况的汇报,对标准的条款内容、规范要求等方面展开充分的讨论,明确将35kV及以下输变电设备和常用的带电检测项目纳入本标准范围,以及提出其他进一步的修改意见和建议。中国电力科学研究院进一步组织修改了标准,形成送审稿。

12月26~27日,公司运维检修部下发《关于召开〈输变电设备状态检修试验规程〉技术规范标准

审查会的通知》(运检技术(2012)388号),在北京碧水大厦召开审查会,对标准送审稿进行审查。来自公司华东分部,北京、河北、浙江、福建、湖南、河南、重庆、辽宁、宁夏等省市公司,以及西安交通大学、华北电力大学等高校的专家参加了会议。与会专家听取了电力科学研究院标准修订情况的汇报,对标准的条款内容进行逐条讨论,提出了进一步的修改意见和建议,形成标准审查意见。电力科学研究院根据会上审查意见,进一步组织修改了标准,形成报批稿。

五、标准的内容与结构

本次修订维持原标准章节结构基本不变,主要是增加了“5.3 干式变压器、电抗器和消弧线圈”和“5.12 高压开关柜”两个章节,删除了原标准中“4.5 解体性检修的适用原则”、“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”。

本技术规范的标准结构和内容如下:

(1) 目次。

(2) 前言。

(3) 规范内容共设8章:范围,规范性引用文件,术语、定义和符号,总则,交流设备,直流设备,绝缘油试验,SF₆气体湿度和成分检测。

(4) 附录A为规范性附录,给出了状态量显著性差异分析法。

(5) 附录B为资料性附录,给出了一种百分制的设备状态量化评价法。

其中,第5章和第6章是本标准的主体部分。

第5章共21条,分别对油浸式电力变压器和电抗器,SF₆气体绝缘电力变压器,干式变压器、电抗器和消弧线圈,电流互感器,电磁式电压互感器,电容式电压互感器,高压套管,SF₆断路器,气体绝缘金属封闭开关设备(GIS),少油断路器,真空断路器,高压开关柜,隔离开关和接地开关,耦合电容器,高压并联电容器和集合式电容器,金属氧化物避雷器,电力电缆,接地装置,串联补偿装置,变电站设备外绝缘及绝缘子,输电线路等交流输变电设备的巡检项目、例行试验项目以及诊断性试验项目的内容、标准要求、基准周期等进行了规范和说明。

第6章共22条,分别对换流变压器,平波电抗器,油浸式电力变压器和电抗器,SF₆气体绝缘电力变压器,电流互感器,电磁式电压互感器,电容式电压互感器,直流电流互感器(零磁通型),光电式电流互感器,直流分压器,高压套管,SF₆断路器,气体绝缘金属封闭开关设备,直流断路器,隔离开关和接地开关,耦合电容器,交、直流滤波器及并联电容器组、中性线母线电容器,金属氧化物避雷器,电力电缆,直流接地极及线路,接地装置,晶闸管换流阀等直流输变电设备的巡检项目、例行试验项目以及诊断性试验项目的内容、标准要求、基准周期等进行了规范和说明,部分重叠的内容引用了交流输变电设备相关章节。

六、条文说明

(1) 条目“1 范围”,原标准中只规定66~750kV的交、直流输变电设备,本次修改将35kV及以下的输变电设备也纳入本标准范围,涵盖750kV及以下交、直流输变电设备,但不包括配网设备。

(2) 条目“3 术语、定义和符号”,本次修订补充和完善了在线监测、家族缺陷的定义。

(3) 条目“4.1 设备巡检”,本次修订强调了巡检为设备专业巡检,补充了“明显震感的地震”时加强巡检的环境条件。

(4) 条目“4.2.2 试验说明”,本次修订降低220kV新设备投运后首次例行试验的时间要求为1~2年;增加了带电检测对于停电试验的补充关系,提出带电检测和在线监测在一定条件下替代或延长停电试验的要求;增加了500kV及以上电气设备不拆引线试验的说明;增加了电气设备简化二次回路交流耐压的说明。

(5) 条目“4.4.1 周期调整”,本次修订对各种调整策略进行了细化:开展带电检测的一般设备,试验周期范围为1年到2倍基准周期之间,但未开展带电检测的不超过1.4倍基准周期,老旧设备不超过1倍基准周期;增加了同间隔设备的检修原则。

(6) 为规范 35kV 及以下输变电设备试验基准周期, 本次修订在表 1、表 4 等设备的巡检试验项目表基准周期中, 根据设备实际情况增加了“35kV 及以下: 1 年”, 在表 2、表 5 等设备的例行试验项目中的基准周期中, 也根据设备实际情况增加了“35kV 及以下: 1 年”。

(7) 条目“5.1.1.5 绕组电阻”, 修改了绕组电阻的标准要求, 并在表 2 将其基准周期修改为“220kV 及以上: 3 年”。

(8) 条目“5.1.1.6 铁心接地电流测量(带电)”, 为原标准中的诊断性试验, 本次修订将其调整为例行试验项目。

(9) 条目“5.1.1.8 绕组绝缘电阻”, 本次修订明确了在检测大容量变压器时的绝缘电阻表要求。

(10) 表 3、表 6, 本次修订增加了高频局部放电检测、超声波局部放电检测、特高频局部放电检测、机械振动检测等带电检测项目。

(11) 条目“5.1.2.3 短路阻抗测量”, 本次修订参考 DL/T 1093 试验方法, 并以此修改了标准要求。

(12) 条目“5.1.2.13 外施耐压试验”, 试验方法: “分级绝缘变压器, 仅对中性点和低压绕组进行; 全绝缘变压器, 对各绕组分别进行”。

(13) 表 5 “SF₆ 气体绝缘电力变压器例行试验项目”, 本次修订增加了铁心接地电流测量等带电检测项目。

(14) 条目“5.3 干式变压器、电抗器和消弧线圈”为新增设备项, 对干式变压器、电抗器和消弧线圈的巡检项目、例行试验项目以及诊断性试验项目的内容、标准要求、基准周期等进行了规范和说明。

(15) 表 11 “电流互感器例行试验项目”, 本次修订增加了相对介质损耗因数、相对电容量比值等带电检测项目。此外, 还修改了绝缘电阻的标准要求。

(16) 表 12、表 15、表 24、表 27、表 85, 本次修订修改了 SF₆ 气体密封性检测的标准要求为不大于 0.5%。

(17) 表 12 “电流互感器诊断性试验项目”, 本次修订增加了高频法局部放电检测、SF₆ 气体纯度分析等带电检测项目。

(18) 表 14 “电磁式电压互感器例行试验项目”, 本次修订增加了 SF₆ 气体湿度检测等带电检测项目。

(19) 表 15 “电磁式电压互感器诊断性试验项目”, 本次修订增加了高频局部放电检测等带电检测项目。

(20) 表 18 “电容式电压互感器诊断性试验项目”, 本次修订增加了相对介质损耗因数、相对电容量比值等带电检测项目。

(21) 表 20 “高压套管例行试验项目”, 本次修订增加了相对介质损耗因数、相对电容量比值等带电检测项目。

(22) 条目“5.7.1.5 电容量和介质损耗因数测量”, 本次修订修改了标准要求。

(23) 表 21 “高压套管诊断性试验项目”, 本次修订增加了高频局部放电检测等带电检测项目。此外, 参考 GB/T 24624, 更新了“油中溶解气体分析”氢气和甲烷的标准要求。

(24) 表 24 “SF₆ 断路器诊断性试验项目”, 本次修订增加了超声波局部放电检测等带电检测项目。

(25) 表 26 “GIS 例行试验项目”, 本次修订增加了特高频局部放电检测、超声波局部放电检测等带电检测项目。

(26) 条目“5.9.2.3 主回路电阻测量”, 在原标准为例行试验项目, 本次修订调整为诊断性试验项目。

(27) 条目“5.12 高压开关柜”为新增设备项, 对高压开关柜的巡检项目、例行试验项目以及诊断性试验项目的内容、标准要求、基准周期等进行了规范和说明。

(28) 表 41 “耦合电容器的例行试验”, 本次修订增加了相对介质损耗因数、相对电容量比值等带电检测项目。

(29) 表 42 “耦合电容器诊断性试验”，本次修订增加了高频局部放电检测等带电检测项目。

(30) 条目“5.16.1.4 运行中持续电流检测（带电）”，本次修订修改了标准要求。

(31) 条目“5.16.1.5 直流 1mA 电压 (U_{1mA}) 及在 $0.75U_{1mA}$ 下漏电流测量”，即为原标准中“线路避雷器本体试验”项目，本次修订将其进行明确。

(32) 表 47 “金属氧化物避雷器诊断性试验”，本次修订增加了高频局部放电检测等带电检测项目。

(33) 条目“5.17.1.4 外护层接地电流（带电）”，在原标准为巡检项目，本次修订调整为例行试验项目，并修改了标准要求。

(34) 条目“5.17.2.4 电缆主绝缘交流耐压试验”项目，在原标准为例行试验项目，本次修订调整为诊断性试验项目。

(35) 表 51 “橡塑绝缘电缆诊断性试验项目”，本次修订增加了高频局部放电检测、特高频局部放电检测、超声波局部放电检测等带电检测项目。

(36) 条目“5.19.2 串联补偿装置诊断性试验”，增加不平衡电流测量项目。

(37) 表 61 “变电站外绝缘及绝缘子诊断性试验项目”，本次修订增加了机械弯曲破坏负荷试验、孔隙性试验等项目。

(38) 条目“5.21.2.3 导线接点温度测量”，在原标准为例行试验项目，本次修订调整为诊断性试验项目。

(39) 表 69 “换流变压器例行试验项目”，本次修订增加了铁心接地电流等带电检测项目，调整压力释放阀检查为诊断性试验项目。

(40) 表 70 “换流变压器诊断性试验项目”，本次修订增加了超声波局部放电检测、紫外成像检测等带电检测项目。

(41) 条目“6.1.2.3 感应耐压和局部放电量测量”，修改了试验方法。

(42) 表 73 “油浸式平波电抗器诊断性试验项目”，本次修订增加了紫外成像检测等试验项目。

(43) 表 76 “直流电流互感器诊断性试验项目”，本次修订增加了高频局部放电检测等试验项目。

(44) 表 84 “直流断路器例行试验项目”，本次修订增加了例行检查和测试等试验项目。

(45) 表 85 “直流断路器诊断性试验项目”，本次修订删除了操动机构检查与测试等项目。

(46) 表 90 “金属氧化物避雷器例行试验项目”，本次修订增加了高频局部放电检测等试验项目。

(47) 表 101 “绝缘油诊断性试验项目”，本次修订参考 DL/T 1096 修改了颗粒数的标准要求，增加了铜金属含量测量等试验项目。

(48) 表 103 “SF₆ 气体成分分析”，本次修订补充了运行条件下的 SF₆ 气体纯度标准要求，以及 SO₂、H₂S 等杂质组分的要求。

国家电网公司企业标准
输变电设备状态检修试验规程

Q/GDW 1168—2013

代替 Q/GDW 168—2008

*

中国电力出版社出版、发行

(北京市东城区北京站西街19号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)

北京九天众诚印刷有限公司印刷

*

2014年10月第一版 2014年10月北京第一次印刷

880毫米×1230毫米 16开本 5印张 149千字

印数 0001—5000册

*

统一书号 155123·2010 定价 40.00元

敬告读者

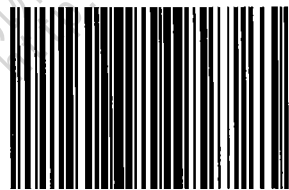
本书封底贴有防伪标签，刮开涂层可查询真伪

本书如有印装质量问题，我社发行部负责退换

版权专有 翻印必究



关注我,关注更多好书



155123.2010

上架建议：规程规范/
电力工程/输配电