

ICS 29.020
CCS F 24

DL

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 596—2021

代替 DL/T 596—1996

电力设备预防性试验规程

Preventive test code for electric power equipment

2021-04-26 发布

2021-10-26 实施

国家能源局 发布

目 次

前言	III
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	4
4 总则	8
5 旋转电机	10
6 电力变压器	26
7 电抗器及消弧线圈	39
8 互感器	49
9 开关设备	74
10 有载调压装置	98
11 套管	99
12 绝缘子	102
13 电力电缆线路	106
14 电容器	114
15 绝缘油和六氟化硫气体	117
16 避雷器	124
17 母线	130
18 1 kV 及以下的配电装置和电力布线	131
19 1 kV 以上的架空电力线路及杆塔	132
20 接地装置	133
21 并联电容器装置	138
22 串联补偿装置	140
23 电除尘器	147

DL/T 596—2021

附录 A (资料性附录)	交流电机全部更换定子绕组时的 交流试验电压·····	150
附录 B (资料性附录)	交流电机局部更换定子绕组时的 交流试验电压·····	151
附录 C (资料性附录)	同步发电机、调相机铁心磁化试验 修正折算方法·····	153
附录 D (资料性附录)	电磁式定子铁心检测仪通小电流法···	156
附录 E (资料性附录)	判断变压器故障时可供选用的试验 项目·····	157
附录 F (资料性附录)	判断电抗器故障时可供选用的试验 项目·····	160
附录 G (资料性附录)	憎水性分级的描述及典型状态·····	162
附录 H (资料性附录)	有效接地系统接地网安全性状态 评估的内容、项目和要求·····	164

前 言

本文件按照 GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

本文件代替 DL/T 596—1996《电力设备预防性试验规程》，与 DL/T 596—1996 相比，主要技术变化如下：

- 增加 750kV 设备的试验要求；
- 增加了串联补偿装置设备、电子式电流互感器、电子式电压互感器、三相组合式互感器、SF₆ 电流互感器、复合绝缘电流互感器、电子式电压互感器、复合绝缘子等设备类型；
- 增加电抗器及消弧线圈、并联电容器装置设备章节；
- 删除了“二次回路”章节，有关内容与相关设备合并；
- 有关电容式电压互感器中间变压器、耦合电容器和电容式电压互感器的电容分压器的内容，合并修改为电容式电压互感器；
- 增加了在线监测、初值、检修级别等术语和定义；
- 增加了设备红外测温、局部放电检测、绕组频率响应分析、SF₆分解物测试等新型检测项目；
- 依据最新的国标和行标，更新了变压器油、SF₆ 气体等部分项目的检测方法或判断依据。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由中国电力企业联合会提出。

本文件由全国电力设备状态维修与在线监测标准化技术委员会（SAC/TC 321）归口。

DL/T 596—2021

本文件起草单位：中国电力科学研究院有限公司、国网冀北电力有限公司、中国长江电力股份有限公司、广东电网有限责任公司电力科学研究院、国网湖北省电力有限公司电力科学研究院、国网重庆市电力公司、国网天津市电力公司、国网河北省电力有限公司电力科学研究院、国网上海市电力公司电力科学研究院、国网辽宁省电力有限公司电力科学研究院、华北电力科学研究院有限责任公司、国家电网有限公司华东分部。

本文件主要起草人：阎春雨、高克利、汪毅、吴立远、叶华松、毕建刚、刘少宇、吴士普、袁帅、崔一铂、和彦淼、欧小波、王永福、刘晓冬、冯英、樊友兵、鲁旭臣、高海峰、蔡巍、方琼、是艳杰、杨宁、苏红梅、李红雷、雷雨、印华、李平诗、谢俊、喇元、周建国、唐世宇、杜劲超、姚强、王建伟、周凤争。

本文件 1996 年首次颁布，本次修订为第一次修订。

本文件在执行过程中的意见或建议反馈至中国电力企业联合会标准化管理中心（北京市白广路二条一号，100761）。

电力设备预防性试验规程

1 范围

本文件规定了运行中交流电力设备预防性试验的项目、周期、判据和方法等要求。

本文件适用于 750 kV 及以下的交流电力设备。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文件的规范性引用而构成本文必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；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 264 石油产品酸值测定法

GB 2536 电工流体变压器和开关用的未使用过的矿物绝缘油

GB 11032 交流无间隙金属氧化物避雷器

GB 50150 电气装置安装工程电气设备交接试验标准

GB/T 261 闪点的测定 宾斯基-马丁闭口杯法

GB/T 311.1 绝缘配合 第 1 部分：定义、原则和规则

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 1029 三相同步电机试验方法

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

DL/T 596—2021

- GB/T 1094.11 电力变压器 第 11 部分：干式变压器
- GB/T 5654 液体绝缘材料工频相对介电常数、介质损耗因数和体积电阻率的测量
- GB/T 6541 石油产品油对水界面张力测定法（圆环法）
- GB/T 7598 运行中变压器油、汽轮机油水溶性酸测定法（比色法）
- 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 8349 金属封闭母线
- GB/T 10228 干式电力变压器技术参数和要求
- 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 20140 隐极同步发电机定子绕组端部动态特性和振动测量方法及评定
- GB/T 20160 旋转电机绝缘电阻测试
- GB/T 20840.8 互感器 第 8 部分：电子式电流互感器
- 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 32508 绝缘油中腐蚀性硫（二苄基二硫醚）定量检测方法
- DL/T 298 发电机定子绕组端部电晕检测与评定导则
- DL/T 303 电网在役支柱绝缘子及瓷套超声波检验技术导则
- DL/T 393 输变电设备状态检修试验规程
- DL/T 415 带电作业用火花间隙检测装置
- DL/T 421 绝缘油体积电阻率测量法
- DL/T 423 绝缘油中含气量测量 真空压差法
- DL/T 432 电力用油中颗粒污染度测量方法

DL/T 474.3 现场绝缘试验实施导则 第3部分：介质损耗因数 $\tan\delta$ 试验

- DL/T 475 接地装置特性参数测量导则
- DL/T 492 发电机环氧云母定子绕组绝缘老化鉴定导则
- DL/T 506 六氟化硫电气设备中绝缘气体湿度测量方法
- DL/T 540 气体继电器检验规程
- DL/T 574 变压器分接开关运行维修导则
- DL/T 580 用露点法测定变压器绝缘纸中平均含水量的方法
- 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 621 交流电气装置的接地
- DL/T 626 劣化悬式绝缘子检测规程
- DL/T 664 带电设备红外诊断应用规范
- DL/T 722 变压器油中溶解气体分析和判断导则
- DL/T 815 交流输电线路用复合外套金属氧化物避雷器
- 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 916 六氟化硫气体酸度测定法
- DL/T 918 六氟化碳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 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 1000.3 标称电压高于 1000 V 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 1000.3—2015 标称电压高于 1000 V 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 1010.5 高压静止无功补偿装置 第5部分：密封式水冷装置

DL/T 596—2021

- DL/T 1093 电力变压器绕组变形的电抗法检测判断导则
- DL/T 1095 变压器油带电度现场测试导则
- DL/T 1430—2015 变电设备在线监测系统技术导则
- DL/T 1474 标称电压高于 1000 V 交、直流系统用复合绝缘子憎水性测量方法
- DL/T 1522 发电机定子绕组内冷水系统水流量超声波测量方法及评定导则
- DL/T 1524 发电机红外检测方法及其评定导则
- DL/T 1525 隐极同步发电机转子匝间短路故障诊断导则
- DL/T 1612 发电机定子绕组手包绝缘施加直流电压测量方法及评定导则
- JB/T 6204 高压交流电机定子线圈及绕组绝缘耐电压试验规范
- JB/T 6227 氢冷电机气密封性检验方法及评定
- JB/T 6228 汽轮发电机绕组内部水系统检验方法及评定
- JB/T 6229 隐极同步发电机转子气体内冷通风道检验方法及限值
- JB/T 10549 SF₆ 气体密度继电器和密度表 通用技术条件
- NB/SH/T 081 绝缘液在电场和电离作用下析气性测定法
- NB/SH/T 0802 绝缘油中 2, 6—二叔丁基对甲酚的测定 红外光谱法
- NB/SH/T 0812 矿物绝缘油中 2—糠醛及相关组分测定法

3 术语和定义

DL/T 1430—2015 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1

预防性试验 preventive test

为了发现运行中设备的隐患，预防发生事故或设备损坏，对

设备进行的检查、试验或监测。预防性试验包括停电试验、带电检测和在线监测。

3.2

停电试验 **outage test**

在退出运行的条件下，由作业人员在现场对设备状态进行的各种检测与试验。

注：对设备中定期开展的停电试验，称为例行停电试验。

3.3

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。

[DL/T 1430—2015，术语 3.1]

3.4

带电检测 **energized test**

在运行状态下对设备状态量进行的现场检测，也包括取油样或气样进行的试验。一般采用便携式检测设备进行短时间的检测，有别于连续或周期性的在线监测。

注：D级检修时进行带电检测。

3.5

初值 **initial value**

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。初值差定义为： $(\text{当前测量值} - \text{初值}) / \text{初值} \times 100\%$ 。

3.6

绝缘电阻 **insulation resistance**

在绝缘结构的两个电极之间施加的直流电压值与流经该对电极的泄流电流值之比。常用绝缘电阻表直接测得绝缘电阻值。若无说明，均指加压 1 min 时的测得值。

3.7

吸收比 absorption ratio

在同一次试验中，1 min 时的绝缘电阻值与 15 s 时的绝缘电阻值之比。

3.8

极化指数 polarization index

在同一次试验中，10 min 时的绝缘电阻值与 1 min 时的绝缘电阻值之比。

3.9

检修等级 maintenance grades

以电力设备检修规模和停用时间为原则，分为 A、B、C、D 四个等级。其中，A、B、C 级是停电检修，D 级主要是不停电检修。

3.10

A 级检修 A class maintenance

电力设备整体性的解体检查、修理、更换及相关试验。

注：A 级检修时进行的相关试验，也包含所有 B 级停电试验项目。

3.11

B 级检修 B class maintenance

电力设备局部性的检修，主要组件、部件的解体检查、修理、更换及相关试验。

注：B 级检修时进行的相关试验，也包括所有例行停电试验项目。

3.12

C 级检修 C class maintenance

电力设备常规性的检查、试验、维修，包括少量零件更换、消缺、调整和停电试验等。

注：C 级检修时进行的相关试验即例行停电试验。

3.13

D 级检修 D class maintenance

电力设备外观检查、简单消缺和带电检测。

3.14

挤出绝缘电力电缆 power cable with extruded insulation

绝缘采用挤出工艺的电力电缆，如聚乙烯、交联聚乙烯、聚氯乙烯绝缘和乙丙橡胶绝缘等电力电缆。

3.15

年劣化率 annual aging rate

在某一运行年限内，某一区域该批绝缘子出现劣化绝缘子片数（支数）与检测绝缘子片数（支数）的比值。它通常以百分数表示，并按式（1）计算。

$$A_i = \frac{x_i}{x} \times 100\% \quad \dots\dots\dots (1)$$

式中：

A_i ——年劣化率（%）；

x_i ——第 i 年劣化绝缘子片数或支数；

x ——检测绝缘子片数或支数。

3.16

年均劣化率 annual average aging rate

在一定运行年限内，某一区域该批绝缘子出现劣化绝缘子片数（支数）的和与运行年限及检测绝缘子片数（支数）的比值。它通常以百分数表示，并按式（2）计算。

$$A_n = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{xn} \times 100\% \quad \dots\dots\dots (2)$$

式中：

A_n ——年均劣化率（%）；

x_i ——第 i 年劣化绝缘子片数或支数；

n ——运行年限（年）；

x ——检测绝缘子片数或支数。

4 总则

4.1 本文件规定的各类设备试验的项目、周期、方法和判据是电力设备绝缘监督工作的基本要求。

4.2 试验结果应与该设备历次试验结果相比较，与同类设备试验结果相比较，参照相关的试验结果，根据变化规律和趋势，进行全面分析后做出判断。

4.3 在进行电气试验前，应进行外观检查，保证设备外观良好，无损坏。

4.4 一次设备交流耐压试验，凡无特殊说明，试验值一般为有关设备出厂试验电压的 80%，加至试验电压后的持续时间均为 1 min，并在耐压前后测量绝缘电阻；二次设备及回路交流耐压试验，可用 2500 V 绝缘电阻表测绝缘电阻代替。

4.5 充油电力设备在注油后应有足够的静置时间才可进行耐压试验。静置时间如无产品技术要求规定，则应依据设备的额定电压满足以下要求：

750 kV	>96 h
500 kV	>72 h
220 kV 及 330 kV	>48 h
110 kV 及以下	>24 h

4.6 充气电力设备在解体检查后在充气后应静置 24 h 才可进行水分含量试验。

4.7 进行耐压试验时，应将连在一起的各种设备分离开来单独试验（制造厂装配的成套设备不在此限），但同一试验电压的设备可以连在一起进行试验。已有单独试验记录的若干不同试验电压的电力设备，在单独试验有困难时，也可以连在一起进行试验。此时，试验电压应采用所连接设备中的最低试验电压。

4.8 当电力设备的额定电压与实际使用的额定工作电压不同时，应根据下列原则确定试验电压：

- a) 当采用额定电压较高的设备以加强绝缘时，应按照设备的额定电压确定其试验电压；
- b) 当采用额定电压较高的设备作为代用设备时，应按照实际使用的额定工作电压确定其试验电压；
- c) 为满足高海拔地区的要求而采用较高电压等级的设备时，应在安装地点按实际使用的额定工作电压确定其试验电压。

4.9 在进行与温度和湿度有关的各种试验（如测量直流电阻、绝缘电阻、介质损耗因数、泄漏电流等）时，应同时测量被试品的温度和周围空气的温度和湿度。进行绝缘试验时，被试品温度不应低于 5℃，户外试验应在良好的天气进行，且空气相对湿度一般不高于 80%。

4.10 在进行直流高压试验时，应采用负极性接线。

4.11 330 kV 及以上新设备投运 1 年内或 220 kV 及以下新设备投运 2 年内应进行首次预防性试验。首次预防性试验日期是计算试验周期的基准日期（计算周期的起始点），宜将首次试验结果确定为试验项目的初值，作为以后设备纵向综合分析的基础。

4.12 新设备经过交接试验后，330 kV 及以上超过 1 年投运的或 220 kV 及以下超过 2 年投运的，投运前宜重新进行交接试验；停运 6 个月以上重新投运的设备，应进行预防性试验（例行停电试验）；设备投运 1 个月内宜进行一次全面的带电检测。

4.13 现场备用设备应按运行设备要求进行预防性试验。

4.14 检测周期中的“必要时”是指怀疑设备可能存在缺陷需要进一步跟踪诊断分析，或需要缩短试验周期的，或在特定时期需要加强监视的，或对带电检测、在线监测需要进一步验证的情况等。

4.15 500 kV 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文件规定的标准，应拆引线进行验证性试验。

4.16 有条件进行带电检测或在线监测的设备应积极开展带电检测或在线监测。当发现问题时，应通过多种带电检测或在线监测

检测手段验证，必要时开展停电试验进一步确认；对于成熟的带电检测或在线监测项目（如：变压器有中溶解气体、铁心接地电流、MOA 阻性电流和容型设备电容量和相对介质损耗因数等）判断设备无异常的，可适当延长停电试验周期。

4.17 执行本规程时，可根据具体情况制定本地区或本单位的实施规程。

5 旋转电机

5.1 同步发电机和调相机

容量为 6000 kW 及以上的同步发电机、调相机的试验项目、周期和要求见表 1，6000 kW 以下者可参照执行。

表 1 容量为 6000 kW 及以上的同步发电机、调相机的
试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	定子绕组 绝缘电阻、 吸收比或 极化指数	1) C 级检修时； 2) A 级检修前、 后； 3) 必要时	1) 绝缘电阻值自行 规定，可参照产品技术 文件要求或 GB/T 20160； 2) 各相或各分支绝 缘电阻值的差值不应大 于最小值的 100%； 3) 吸收比或极化指 数：环氧粉云母绝缘吸 收比不应小于 1.6 或极 化指数不应小于 2.0；其 他绝缘材料参照产品技 术文件要求； 4) 对汇水管死接地 的电机宜在无水情况 下进行，在有水情况 下应符合产品技术文 件要求；对汇水管非 死接地的电机，测量 时应消除水的影响	1) 额定电压为 1000 V 以上者，采用 2500 V 绝缘电阻表；额定电 压为 20000 V 及以上 者，可采用 5000 V 绝缘电阻表，量程不 宜低于 10000 MΩ。 2) 水内冷发电机汇 水管有绝缘者应使用 专用绝缘电阻表，汇 水管对地电阻及对绕 组电阻应满足专用绝 缘电阻表使用条件， 汇水管对地电阻可 以用数字万用表测 量。 3) 200 MW 及以上 机组推荐测量极化指 数

表 1 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
2	定子绕组 直流电阻	1) 不超过 3 年; 2) A 级检修时; 3) 必要时	各相或各分支的直流电阻值,在校正了由于引线长度不同而引起的误差后,相互之间的差别不得大于最小值的 2%。换算至相同温度下初值比较,相差不得大于最小值的 2%。超出此限值者,应查明原因	1) 在冷态下测量时,绕组表面温度与周围空气温度之差不应大于 $\pm 3\text{ }^{\circ}\text{C}$; 2) 相间(或分支间)差别及其历年的相对变化大于 1%时,应引起注意; 3) 分支数较多的水轮发电机组可在 A、B 级检修及必要时测量
3	定子绕组 泄漏电流和 直流耐压	1) 不超过 3 年; 2) A 级检修前、后; 3) 更换绕组后; 4) 必要时	1) 额定电压为 27000V 及以下的电机试验电压如下: a) 全部更换定子绕组并修好后的试验电压为 $3.0U_N$; b) 局部更换定子绕组并修好后的试验电压为 $2.5U_N$; c) A 级检修前且运行 20 年及以下者的试验电压为 $2.5U_N$; d) A 级检修前且运行 20 年以上与架空线直接连接者的试验电压为 $2.5U_N$; e) A 级检修前且运行 20 年以上不与架空线直接连接者的试验电压为 $(2.0\sim 2.5)U_N$; f) A 级检修后或其他检修时的试验电压为 $2.0U_N$ 2) 在规定的试验电压下,各相泄漏电流之间的差别不应大于最小值的 100%;最大泄漏电流在 $20\text{ }\mu\text{A}$ 以下者,可不考虑各相泄漏电流之间的差别;	1) 检修前试验,应在停机后清除污秽前,尽量在热态下进行。氢冷发电机在充氢条件下试验时,氢纯度应在 96% 以上,严禁在置换过程中进行试验; 2) 试验电压按每级 $0.5U_N$ 分阶段升高,每阶段停留 1 min; 3) 不符合 1)、2) 要求之一者,应尽可能找出原因并消除,但并非不能运行; 4) 泄漏电流随电压不成比例显著增长时,应注意分析; 5) 试验应采用高压屏蔽法接线,微安表接在高压侧;必要时可对出线套管表面加以屏蔽。水内冷发电机汇水管有绝缘者,应采用低压屏蔽法接线;汇水管死接地者,应尽可能在不通水和引水管吹净条件下进行试验。冷却水质应满足产品技术文件要求,如有必要,应尽量降低内冷水电导率

表 1 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
3	定子绕组 泄漏电流和 直流耐压		3) 泄漏电流不随时间的延长而增大	6) 对汇水管直接接地的发电机在不具备做直流泄漏试验的条件下, 可在通水条件下进行直流耐压试验, 总电流不应突变
4	定子绕组工频交流耐压	1) A级检修前; 2) 更换绕组后	<p>1) 全部更换定子绕组并修好后的电机, 试验电压如下:</p> <p>a) 对于容量小于 10MVA 且额定电压不低于 380 V 的, 其试验电压为 $2U_N+1000$ V, 但最低为 1500 V;</p> <p>b) 对于容量不小于 10 MVA 的:</p> <p>当其额定电压小于 6 kV 时, 试验电压为 $2.5U_N$;</p> <p>当其额定电压不小于 6 kV 且不大于 24 kV 时, 试验电压为 $2U_N+1000$ V;</p> <p>当其额定电压大于 24 kV 时, 试验电压为 $2U_N+1000$ V, 或按设备供货协议执行。</p> <p>2) A 级检修前或局部更换定子绕组并修好后的电机, 试验电压为:</p> <p>a) 对于运行 20 年及以下者, 试验电压为 $1.5U_N$;</p> <p>b) 对于运行 20 年以上与架空线路直接连接者, 试验电压为 $1.5U_N$;</p> <p>c) 对于运行 20 年以上不与架空线路直接连接者, 试验电压为 $(1.3\sim 1.5) U_N$</p>	<p>1) 检修前的试验, 应在停机后清除污秽前, 尽可能在热态下进行。处于备用状态时, 可在冷状态下进行。氢冷发电机在充氢条件下试验时, 氢纯度应在 96% 以上, 严禁在置换过程中进行试验;</p> <p>2) 水内冷电机宜在通水的情况下进行试验, 冷却水质应满足制造厂技术说明书中相应要求;</p> <p>3) 在采用变频谐振耐压时, 试验频率应在 45Hz~55 Hz 范围内;</p> <p>4) 全部或局部更换定子绕组的工艺过程中的试验电压见附录 A、附录 B;</p> <p>5) 如采用超低频 (0.1 Hz) 耐压, 试验电压峰值为工频试验电压峰值的 1.2 倍</p>

表 1 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
5	转子绕组 绝缘电阻	1) B、C 级检修时; 2) A 级检修中转子清扫前、后; 3) 必要时	1) 绝缘电阻值不宜小于 0.5 M Ω ; 2) 水内冷转子绕组绝缘电阻值不宜小于 5 k Ω	1) 采用 1000 V 绝缘电阻表测量。转子水内冷发电机用 250 V~500 V 绝缘电阻表; 2) 对于 300 MW 以下的隐极式电机, 当转子绕组未干燥完毕时, 如果转子绕组的绝缘电阻值在 75 $^{\circ}$ C 时不小于 2 k Ω , 或在 20 $^{\circ}$ C 时不小于 20 k Ω , 在排除转子绕组有接地的前提下, 允许转子绕组投入运行; 3) 对于 300 MW 及以上的隐极式电机, 转子绕组的绝缘电阻值在 10 $^{\circ}$ C~30 $^{\circ}$ C 时不小于 0.5 M Ω
6	转子绕组 直流电阻	1) A 级检修时; 2) 必要时	与初值比较, 换算至同一温度下其差别不宜超过 2%	1) 在冷态下进行测量; 2) 显极式转子绕组还应对各磁极线圈间的连接点进行测量; 3) 对于频繁启动的燃气轮机发电机, 应在 A、B、C 级检修时测量不同角度的转子绕组的直流电阻
7	转子绕组 交流耐压	1) 凸极式转子 A 级检修时和更换绕组后; 2) 隐极式转子拆卸护环后, 局部修理槽内绝缘和更换绕组后	1) 对于凸极式和隐极式转子全部更换绕组并修好后的电机, 当其额定励磁电压为 500 V 及以下者, 试验电压为 $10U_N$, 但不低于 1500 V; 当其额定励磁电压为 500 V 以上者, 试验电压为 $2U_N+4000$ V; 2) 对于凸极式转子 A 级检修时及局部更换绕组并修好后的电机,	1) 隐极式转子拆卸护环只修理端部绝缘时, 可用 2500 V 绝缘电阻表测绝缘电阻代替; 2) 同步发电机转子绕组全部更换绝缘时的交流试验电压按产品技术文件要求执行

表 1 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
7	转子绕组交流耐压		试验电压为 $5U_N$ ，但不低于 1000 V，不大于 2000 V； 3) 对于隐极式转子局部修理槽内绝缘后及局部更换绕组并修好后的电机，试验电压为 $5U_N$ ，但不低于 1000 V，不大于 2000 V	
8	发电机和励磁机的励磁回路所连接设备（不包括发电机转子和励磁机电枢）的绝缘电阻	1) A、B、C 级检修时； 2) 必要时	绝缘电阻值不应低于 $0.5\text{ M}\Omega$ ，否则应查明原因并消除	1) A 级检修时用 2500 V 绝缘电阻表； 2) B、C 级检修时用 1000 V 绝缘电阻表
9	发电机和励磁机的励磁回路所连接的设备（不包括发电机转子和励磁机电枢）交流耐压	A 级检修时	试验电压为 1000 V	可用 2500 V 绝缘电阻表测绝缘电阻代替
10	定子铁心磁化试验 GB 20835	1) 重新组装或更换、修理硅钢片后； 2) 必要时	1) 折算至规定的磁密和时间下，铁心相同部位（齿或槽）的最高温升不应大于 25K、最大温差不应大于 15K； 2) 对运行年久的电机，应根据历史数据自行规定	1) 水轮发电机的磁通密度应为 1.0T，不宜低于 0.9T；汽轮发电机的磁通密度应在 1.4T，不宜低于 1.26T，在磁通密度为 1.4T 下持续时间为 45 min。当试验时的磁通密度与要求的磁通密度不相等时，应改变试验持续时间，持续试验时间与磁通密度折算方法见附录 C.1。对直径较大的水轮发电机试验

表 1 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
10	定子铁心 磁化试验 GB 20835			<p>时应注意校正由于磁通密度分布不均匀所引起的误差;</p> <p>2) 受现场条件限制时, 在磁通密度为 1T 下持续试验时间为 90 min;</p> <p>3) 铁心磁化试验比损耗及试验数据修正折算方法见附录 C;</p> <p>4) 采用红外成像仪进行温度测量;</p> <p>5) 定子铁心初始温度和环境温度温差应不超过 5K;</p> <p>6) 对于铁心局部故障修理后或者需查找铁心局部缺陷的电机, 可使用电磁式定子铁心检测仪通小电流法对铁心局部进行检测, 推荐判定标准参见附录 D, 但最终判断依据为全磁通方法</p>
11	发电机组 和励磁机组 轴承绝缘电阻	A 级检修时	<p>1) 汽轮发电机组的轴承不得低于 0.5 MΩ;</p> <p>2) 所有类型的水轮发电机, 凡有绝缘的导轴承, 油槽充油前, 每一轴瓦的绝缘电阻不应低于 100 MΩ;</p> <p>3) 立式水轮发电机组的推力轴承每一轴瓦不应低于 100 MΩ; 油槽充油并顶起转子时, 不应低于 0.3 MΩ; 轴瓠绝缘的水轮发电机上端轴瓠采用 250 V 绝缘电阻表测量时, 不应低于 1 MΩ</p>	<p>在安装好油管后, 汽轮发电机组的轴承绝缘电阻用 1000 V 绝缘电阻表进行测量</p>

表 1 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
12	灭磁电阻器(或自同期电阻器)直流电阻	A 级检修时	线性电阻与铭牌或最初测得的数据比较, 其差别不应超过 10%	非线性电阻遵照产品技术文件要求执行
13	灭磁开关并联电阻	A 级检修时	与初值比较, 应无显著差别	电阻值应分段测量
14	转子绕组的交流阻抗和功率损耗	1) A 级检修时; 2) 必要时	1) 阻抗和功率损耗值在相同试验条件下与历年数值比较, 不应有显著变化; 2) 出现以下变化时应注意: a) 交流阻抗值与出厂数据或历史数据比较, 减小超过 10%; b) 损耗与出厂数据或历史数据比较, 增加超过 10%; c) 当交流阻抗与出厂数据或历史数据比较减小超过 8%, 同时损耗与出厂数据或历史数据比较增加超过 8%; d) 在转子升速与降速过程中, 相邻转速下, 相同电压的交流阻抗或损耗值发生 5% 以上的突变时	1) 隐极式转子在膛外或膛内以及不同转速下测量, 显极式转子对每一个磁极绕组测量; 2) 每次试验应在相同条件、相同电压下进行, 试验电压参考出厂试验和交接试验电压值, 但峰值不超过额定励磁电压; 3) 本试验可用动态匝间短路监测法或极平衡法试验代替; 4) 与历年数值比较, 如果变化较大可采用动态匝间短路监测法、重复脉冲法等方法查明转子绕组是否存在匝间短路; 5) 测量转速按照 DL/T 1525, 转速间隔 300 r/min
15	重复脉冲(RSO)法测量转子匝间短路	必要时	评定准则按照 DL/T 1525	试验条件、设备及方法按照 DL/T 1525
16	检温计绝缘电阻	A 级检修时	绝缘电阻值自行规定	用 250 V 及以下的绝缘电阻表
17	定子槽部线圈防晕层对地电位	必要时	大于 10 V 应引起注意	1) 运行中检温元件电位升高、槽楔松动、防晕层损坏或者检修时退出过槽楔时测量;

表 1 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
17	定子槽部 线圈防晕层 对地电位			<p>2) 试验时对定子绕组施加额定交流相电压值,用高内阻电压表测量绕组表面对地电压值;</p> <p>3) 有条件时可采用超声法、高频信号法探测槽放电</p>
18	隐极同步 发电机定子 绕组端部动 态特性和振 动测量	<p>1) A级检修时;</p> <p>2) 必要时</p>	<p>1) 对于 2 极汽轮发电机,定子绕组端部整体椭圆振型固有频率应避开 95 Hz~110 Hz 范围,对于 4 极汽轮发电机,定子绕组端部整体 4 瓣振型固有频率应避开 95 Hz~110 Hz 范围;定子绕组相引线和主引线固有频率应避开 95 Hz~108 Hz 范围;</p> <p>2) 对引线固有频率不满足 1) 中要求的测点,应测量其原点响应比。在需要避开的频率范围内,测得的响应比不大于 $0.44 \text{ m}/(\text{s}^2 \cdot \text{N})$;</p> <p>3) 如果整体振型固有频率不满足 1) 中的要求,应测量端部各线棒径向原点响应比</p>	<p>1) 适用于 200 MW 及以上汽轮发电机,200 MW 以下的汽轮发电机参照执行;</p> <p>2) 水内冷发电机应尽可能在通水条件下测量;</p> <p>3) 对于引线固有频率不符合要求,且测得的响应比小于 $0.44 \text{ m}/(\text{s}^2 \cdot \text{N})$ 的测点,可不进行处理,响应比不小于 $0.44 \text{ m}/(\text{s}^2 \cdot \text{N})$ 的测点,新机应尽量采取措施进行绑扎和加固处理,已运行的发电机应结合历史情况综合分析处理;</p> <p>4) 对于整体振型固有频率不满足要求,且测得响应比小于 $0.44 \text{ m}/(\text{s}^2 \cdot \text{N})$ 的测点,可不进行处理,响应比不小于 $0.44 \text{ m}/(\text{s}^2 \cdot \text{N})$ 的测点,建议测量运行时定子绕组端部的振动;</p> <p>5) 测量方法按照 GB/T 20140</p>
19	定子绕组 端部手包绝 缘施加直流 电压测量	<p>1) A级检修时;</p> <p>2) 现包绝缘后;</p> <p>3) 必要时</p>	<p>1) 直流试验电压值为 U_N;</p> <p>2) 现包绝缘后,测量电压限值 1000 V,测量泄漏电流限值 $10 \mu\text{A}$;</p>	<p>1) 本项试验适用于 200 MW 及以上的定子水内冷汽轮发电机;</p> <p>2) 应尽可能在通水条件下进行试验;</p>

表 1 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
19	定子绕组端部手包绝缘施加直流电压测量		3) A 级检修时, 测量电压限值 2000 V, 测量泄漏电流限值 20 μ A	3) 测量时, 与微安表串接的电阻阻值为 100 M Ω ; 4) 测量方法按照 DL/T 1612
20	定子绕组内部水系统流通性	1) A 级检修时; 2) 必要时	1) 超声波流量法: 按照 DL/T 1522; 2) 热水流法: 按照 JB/T 6228	1) 本项试验适用于 200 MW 及以上的水内冷汽轮发电机; 2) 测量时定子内冷水按正常 (运行时的) 压力循环
21	定子绕组端部电晕	1) A 级检修时; 2) 必要时	评定准则按照 DL/T 298	检测方法按照 DL/T 298
22	转子气体内冷通风道检验	A 级检修时	限值按照产品技术文件要求或 JB/T 6229	检验方法按照 JB/T 6229
23	气密性试验	1) A 级检修时; 2) 必要时	评定准则按照 JB/T 6227	检测方法按照 JB/T 6227
24	水压试验	1) A 级检修时; 2) 必要时	评定准则按照 JB/T 6228	检测方法按照 JB/T 6228
25	轴电压	1) A 级检修时; 2) 必要时	1) 汽轮发电机大轴接地端 (汽端) 的轴承油膜被短路时, 大轴非接地端 (励端) 轴承与机座间的电压应接近等于轴对机座的电压; 2) 汽轮发电机大轴非接地端 (励端) 的轴对地电压不宜大于 20 V; 3) 水轮发电机可只测量轴对机座电压	1) 应在额定转速和额定电压下空载运行时测量, 测量时采用高内阻 (不小于 100 k Ω /V) 的交流电压表; 2) 如果测得的大轴非接地端 (励端) 轴承与机座间的电压与轴对机座的电压相差较多, 应查明原因; 3) 端盖轴承的轴瓦或轴颈绝缘处未引出线时可不测量该轴承对机座电压

表 1 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
26	环氧云母定子绕组绝缘老化鉴定	1) 累计运行时间 20 年以上且运行或预防性试验中绝缘频繁击穿时; 2) 必要时	评定准则按照 DL/T 492	试验项目、方法按照 DL/T 492
27	空载特性曲线	1) A 级检修后; 2) 更换绕组后	1) 与制造厂(或以前测得的)数据比较,应在测量误差的范围以内。 2) 在额定转速下的定子电压最高值: a) 水轮发电机为 $1.3U_N$ 带变压器时为 $1.05U_N$, 以不超过额定励磁电流为限); b) 汽轮发电机为 $1.2U_N$ (带变压器时为 $1.05U_N$); 3) 对于有匝间绝缘的电机最高电压为 $1.3U_N$, 持续时间为 5 min	1) 无启动电动机的同步调相机不做此项试验; 2) 对于发电机变压器组, 可只做带主变压器的整组空载特性试验
28	三相稳定短路特性曲线	1) 更换绕组后; 2) 必要时	与制造厂出厂(或以前测得的)数据比较, 其差别应在测量误差的范围以内	1) 无启动电动机的同步调相机不做此项试验; 2) 对于发电机变压器组, 可只做带主变压器的整组短路特性试验; 3) 最大短路电流不低于额定电流
29	发电机定子开路时灭磁时间常数	更换灭磁开关后	时间常数与出厂试验或更换前相比较应无明显差异	
30	检查相序	改动接线时	应与电网的相序一致	
31	温升试验	1) 定、转子绕组更换后; 2) 冷却系统改进后; 3) 第一次 A 级检修前; 4) 必要时	应符合产品技术文件要求	如对埋入式温度计测量值有怀疑时, 用带电测平均温度的方法进行校核

表 1 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
32	效率试验	必要时		试验方法按照 GB/T 1029
33	红外测温	按照 DL/T 1524	评定准则按照 DL/T 1524	检测方法按照 DL/T 1524

5.2 交流励磁机

交流励磁机的试验项目、周期和要求见表 2，表 2 中 A、B、C、D 级检修均指所属发电机或调相机的检修级别。

表 2 交流励磁机的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	绕组绝缘电阻	A、B、C 级检修时	绝缘电阻值不应低于 0.5 MΩ	1000 V 以下的交流励磁机，励磁绕组使用 500 V 绝缘电阻表，电枢绕组使用 1000 V 绝缘电阻表测量；1000 V 及以上者使用 2500 V 绝缘电阻表测量
2	绕组直流电阻	A 级检修时	1) 各相绕组直流电阻值的相互间差别不超过最小值的 2%； 2) 励磁绕组直流电阻值与出厂值比较不应有显著差别	
3	绕组交流耐压	A 级检修时	试验电压为出厂试验电压的 75%	副励磁机的交流耐压试验可用 1000 V 绝缘电阻表测绝缘电阻代替
4	旋转电枢励磁机熔断器直流电阻	A 级检修时	直流电阻值与出厂值比较不应有显著差别	
5	可变电阻器或起动电阻器直流电阻	A 级检修时	与制造厂数值或最初测得值比较相差不得超过 10%	1000 V 及以上中频发电机应在所有分接头上测量

表 2 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
6	交流励磁机特性	1) 更换绕组后; 2) 必要时	与制造厂或交接试验数据比较应在测量误差范围内	1) 空载特性: 测录至出厂或交接试验的试验电压值; 2) 永磁励磁机测录不同转速下空载输出电压, 测录至额定转速; 3) 负载特性: 仅测录励磁机的负载特性, 测录时, 以同步发电机的励磁绕组为负载
7	温升试验	必要时	应符合产品技术文件要求	

5.3 直流励磁机及动力类直流电动机

直流励磁机及动力类直流电动机的试验项目、周期和要求见表 3。表 3 中直流励磁机 A、B、C、D 级检修均指所属发电机或调相机的检修级别, 动力类直流电动机参照执行。

表 3 直流电机的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	绕组绝缘电阻	A、B、C 级检修时	绝缘电阻值不宜低于 0.5 MΩ	1) 用 1000 V 绝缘电阻表; 2) 对励磁机旋转的电枢绕组应测量电枢绕组对轴和金属绑线的绝缘电阻
2	绕组直流电阻	A 级检修时	1) 与制造厂试验数据或以前测得值比较, 相差不宜大于 2%; 补偿绕组自行规定; 2) 100 kW 以下的不重要的电机自行规定	

表 3 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
3	电枢绕组片间直流电阻	A 级检修时	相互间的差值不应超过正常最小值的 10%	1) 由于均压线产生的有规律变化, 应在各相应的片间进行比较判断; 2) 对波绕组或蛙绕组应根据在整流子上实际节距测量电阻值
4	绕组交流耐压	A 级检修时	磁场绕组对机壳和电枢对轴的试验电压为 1000 V	100 kW 以下不重要的直流机电枢绕组对轴的交流耐压可用 2500 V 绝缘电阻表测绝缘电阻代替
5	磁场可变电阻器直流电阻	A 级检修时	与铭牌数据或最初测量值比较相差不应大于 10%	应在不同分接头位置测量, 电阻值变化应有规律性
6	磁场可变电阻器绝缘电阻	A 级检修时	绝缘电阻值不宜低于 0.5 MΩ	1) 磁场可变电阻器绝缘电阻可与励磁回路一同测量; 2) 用 2500 V 绝缘电阻表
7	碳刷中心位置调整	A 级检修时	核对位置是否正确, 应满足良好换向要求	必要时可做无火花换向试验
8	绕组极性及其连接正确性检查	接线变动时	极性和连接均应正确	
9	电枢及磁极间空气间隙测量	A 级检修时	1) 当气隙小于 3 mm 时, 各点气隙与平均值的相对偏差应不大于 ±10%; 2) 当气隙不小于 3 mm 时, 各点气隙与平均值的相对偏差应不大于 ±5%	

表 3 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
10	直流发电机特性	1) 更换绕组后; 2) 必要时	与制造厂试验数据比较, 应在测量误差范围内	1) 空载特性: 测录至最大励磁电压值; 2) 负载特性: 仅测录励磁机负载特性; 测量时, 以同步发电机的励磁绕组作为负载; 3) 外特性: 必要时进; 4) 励磁电压的增长速度: 在励磁机空载额定电压下进行
11	直流电动机空转检查	1) A 级检修后; 2) 更换绕组后	1) 转动正常; 2) 调速范围合乎要求	空转检查的时间不宜小于 1 h

5.4 交流电动机

交流电动机的试验项目、周期和要求见表 4。表 4 中“**A 级检修**”对应的为电动机抽转子检修, “**C 级检修**”对应的为电动机不抽转子检修。

表 4 交流电动机的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	绕组绝缘电阻和吸收比	1) C 级检修时; 2) A 级检修时	1) 绝缘电阻值: a) 额定电压 3000 V 以下者, 室温下不应低于 0.5 M Ω ; b) 额定电压 3000 V 及以上者, 交流耐压前, 定子绕组在接近运行温度时的绝缘电阻值不应低于 r M Ω (r 等于额定电压 U_N 的 kV 数, 下同); c) 转子绕组不应低于 0.5 M Ω 。 2) 吸收比自行规定	1) 500 kW 及以上的电动机, 应测量吸收比(或极化指数), 环氧粉云母绝缘吸收比不应小于 1.6 或极化指数不应小于 2.0; 2) 3000 V 以下的电动机使用 1000 V 绝缘电阻表; 3000 V 及以上者使用 2500 V 绝缘电阻表; 3) 小修时定子绕组可与其所连接的电缆一起测量, 转子绕组可与起动设备一起测量; 4) 有条件时可分相测量

表 4 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
2	绕组直流电阻	1) 不超过 2 年 (1000 V 及以上或 100 kW 及以上); 2) A 级检修时; 3) 必要时	1) 3000 V 及以上或 100 kW 及以上的电动机 各相绕组直流电阻值的 相互差别不应超过最小 值的 2%; 中性点未引出 者, 可测量线间电阻, 其 相互差别不应超过 1%; 2) 其余电动机自行规定; 3) 应注意相互间差别的 历年相对变化	
3	定子绕组 泄漏电流和 直流耐压	1) A 级检修时; 2) 更换绕组后	1) 试验电压: 全部更换 绕组时为 $3U_N$, 大修或 局部更换绕组时为 $2.5U_N$; 2) 泄漏电流相间差别 不宜大于最小值的 100%, 泄漏电流为 $20 \mu\text{A}$ 以下 者不作规定; 3) 中性点未引出不能 分相试验的电机泄漏电 流自行规定; 4) 1000 V 以下电机可 不进行该试验	1) 有条件时可分相进 行; 2) 炉水泵电机不开 展此项试验
4	定子绕组 交流耐压	1) A 级检修后; 2) 更换绕组后	1) 大修时不更换或 局部更换定子绕组后试 验电压为 $1.5U_N$, 但不 低于 1000 V; 2) 全部更换定子绕组 后试验电压为 $2U_N +$ 1000 V , 但不低于 1500 V	1) 试验电源频率为工 频, 工频交流耐压频率 范围为 45 Hz~55 Hz; 2) 1000V 以下和 100kW 以下不重要的电动机, 交 流耐压试验可用 2500 V 绝缘电阻表测量绝缘电 阻代替; 3) 更换定子绕组时 工艺过程中的交流耐压 试验按产品技术文件要 求规定

表 4 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
5	绕线式电动机转子绕组交流耐压	1) A 级检修后; 2) 更换绕组后	1) 在 A 级检修不更换转子绕组或局部更换转子绕组后: a) 对于不可逆式电机, 试验电压为 $1.5U_k$, 但不小于 1000 V; b) 对于可逆式电机, 试验电压为 $3.0U_k$, 但不小于 2000 V。 2) 在全部更换转子绕组后: a) 对于不可逆式电机, 试验电压为 $2U_k + 1000$ V; b) 对于可逆式电机, 试验电压为 $4U_k + 1000$ V	1) 绕线式电机已改为直接短路起动者, 可不作交流耐压试验; 2) U_k 为转子静止时在定子绕组上加额定电压, 于滑环上测得的电压
6	同步电动机转子绕组交流耐压	A 级检修时	试验电压为 1000 V	可用 2500 V 绝缘电阻表测量绝缘电阻代替
7	可变电阻器或起动电阻器直流电阻	A 级检修时	与制造厂数值或最初测得结果比较, 相差不应超过 10%	1000 V 及以上的电动机应在所有分接头上测量
8	可变电阻器与同步电动机灭磁电阻器交流耐压	A 级检修时	试验电压为 1000 V	可用 2500 V 绝缘电阻表测量绝缘电阻代替
9	同步电动机及其励磁机轴承绝缘电阻	A 级检修时	绝缘电阻不应低于 $0.5 \text{ M}\Omega$	在油管安装完毕后, 用 1000 V 绝缘电阻表测量
10	转子金属绑线交流耐压	A 级检修时	试验电压为 1000 V	可用 2500 V 绝缘电阻表测量绝缘电阻代替

表 4 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
11	定子绕组极性检查	接线变动时	定子绕组的极性与连接应正确	1) 对双绕组的电动机, 应检查两分支间连接的正确性; 2) 中性点无引出者可可不检查极性
12	定子铁心磁化试验	1) 全部更换绕组时或修理铁心后; 2) 必要时	按照 5.1.10 执行	1) 1000 V 或 500 kW 及以上电动机应做此项试验; 2) 如果电动机定子铁心没有局部缺陷, 只为检查整体叠片状况, 可仅测量空载损耗值
13	电动机空转并测空载电流和空载损耗	必要时	1) 转动正常, 空载电流自行规定; 2) 额定电压下的空载损耗值不得超过原来值的 50%	1) 空转检查的时间不宜小于 1 h; 2) 测定空载电流仅在对电动机有怀疑时进行; 3) 1000 V 以下电动机仅测空载电流不测空载损耗

6 电力变压器

6.1 油浸式电力变压器

油浸式电力变压器的试验项目、周期和要求见表 5。

表 5 油浸式电力变压器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) ≥ 330 kV: 1 个月; 2) 220 kV: 3 个月; 3) ≤ 110 kV: 6 个月; 4) 必要时	各部位无异常温升现象, 检测和分析方法参考 DL/T 664	

表 5 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明										
2	油中溶解气体分析	1) A、B 级检修后, 66 kV 及以上: 1、4、10、30 天。 2) 运行中电网侧: 750 kV: 1 个月; 330 kV ~ 500 kV: 3 个月; 220 kV: 6 个月; 35 kV ~ 110 kV: 1 年。 3) 运行中发电侧: 120 MVA 及以上的发电厂主变压器为 6 个月; 8 MVA 及以上的变压器为 1 年; 8 MVA 以下的油浸式变压器自行规定。 4) 必要时	按 DL/T 722 判断是否符合要求: 1) 新装变压器油中 H ₂ 与烃类气体含量 (μL/L) 任一项不宜超过下列数值: 500 kV 及以上: 总烃, 10; H ₂ , 10; C ₂ H ₂ , 0.1; 330 kV 及以下: 总烃, 20; H ₂ , 30; C ₂ H ₂ , 0.1。 2) 运行变压器油中 H ₂ 与烃类气体含量 (μL/L) 超过下列任何一项值时应引起注意: 总烃: 150; H ₂ : 150; C ₂ H ₂ : 5(35 kV ~ 220 kV), 1 (330 kV 及以上)。 3) 烃类气体总和的产气速率大于 6 mL/d (开放式) 和 12 mL/d (密封式), 或相对产气速率大于 10%/月则认为设备有异常 (对乙炔 < 0.1 μL/L、总烃小于新设备投运要求时, 总烃的绝对产气率可不做分析)。氢气的产气速率大于 5 mL/d (开放式) 和 10 mL/d (密封式), 则认为设备有异常	按 DL/T 722 取样及测量: 1) 总烃包括 CH ₄ 、C ₂ H ₄ 、C ₂ H ₆ 和 C ₂ H ₂ 四种气体; 2) 溶解气体组份含量有增长趋势时, 可结合产气速率判断, 必要时缩短周期进行跟踪分析; 3) 总烃含量低的设备不宜采用相对产气速率进行判断										
3	绝缘油试验	见第 15 章表 48												
4	油中糠醛含量, mg/L	1) 10 年; 2) 必要时	1) 含量超过下表值时, 一般为非正常老化, 需跟踪检测: <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <thead> <tr> <th>运行年限</th> <th>糠醛含量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1~5</td> <td>0.1</td> </tr> <tr> <td>5~10</td> <td>0.2</td> </tr> <tr> <td>10~15</td> <td>0.4</td> </tr> <tr> <td>15~20</td> <td>0.75</td> </tr> </tbody> </table>	运行年限	糠醛含量	1~5	0.1	5~10	0.2	10~15	0.4	15~20	0.75	变压器油经过处理后, 油中糠醛含量会不同程度的降低, 在作出判断时要注意这一情况
运行年限	糠醛含量													
1~5	0.1													
5~10	0.2													
10~15	0.4													
15~20	0.75													

表 5 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
4	油中糠醛含量, mg/L		2) 跟踪检测时, 注意增长率; 3) 测试值大于 4 mg/L 时, 认为绝缘老化已比较严重	
5	铁心、加夹件接地电流	1) 1 个月; 2) 必要时	≤ 100 mA	采用带电或在线测量
6	绕组直流电阻	1) A、B 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	1) 1600 kVA 以上变压器, 各相绕组电阻相互间的差别不应大于三相平均值的 2%, 无中性点引出的绕组, 线间差别不应大于三相平均值的 1%; 2) 1600 kVA 及以下的变压器, 相间差别不应大于三相平均值的 4%, 线间差别不应大于三相平均值的 2%; 3) 与以前相同部位测得值比较, 其变化不应大于 2%	1) 如电阻相间差在出厂时超过规定, 制造厂已说明了这种偏差的原因, 按要求中 3) 执行。 2) 有载分接开关宜在所有分接处测量, 无载分接开关在运行分接锁定后测量。 3) 不同温度下电阻值按下式换算: $R_2 = R_1 (T + t_2) / (T + t_1)$ 式中: R_1 、 R_2 ——在温度 t_1 、 t_2 下的电阻值; T ——电阻温度常数, 铜导线取 235, 铝导线取 225。 4) 封闭式电缆出线或 GIS 出线的变压器, 电缆、GIS 侧绕组可不进行定期试验
7	绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数	1) A、B 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	1) 绝缘电阻换算至同一温度下, 与前一次测试结果相比应无显著变化, 不宜低于上次值的 70% 或不低于 10000 M Ω ; 2) 电压等级为 35 kV 及以上且容量在 4000 kVA 及以上时, 应测量吸收比。吸收比与产品出厂值比较无明显差别, 在	1) 使用 2500V 或 5000V 绝缘电阻表, 对 220 kV 及以上变压器, 绝缘电阻表容量一般要求输出电流不小于 3 mA; 2) 测量前被试绕组应充分放电; 3) 测量温度以顶层油温为准, 各次测量时的温度应尽量接近;

表 5 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明								
7	绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数		<p>常温下不应小于 1.3; 当 R₆₀ 大于 3000 MΩ (20 °C) 时, 吸收比可不作要求;</p> <p>3) 电压等级为 220 kV 及以上或容量为 120 MVA 及以上时, 宜用 5000 V 绝缘电阻表测量极化指数。测得值与产品出厂值比较无明显差别, 在常温下不应小于 1.5; 当 R₆₀ 大于 10000 MΩ (20 °C) 时, 极化指数可不作要求</p>	<p>4) 尽量在油温低于 50 °C 时测量, 不同温度下的绝缘电阻值按下式换算:</p> <p>换算系数 $A = 1.5^{K/10}$</p> <p>当实测温度为 20 °C 以上时, 可按 $R_{20} = AR_t$</p> <p>当实测温度为 20 °C 以下时, 可按 $R_{20} = R_t/A$ 式中</p> <p>K —— 实测值减去 20 °C 的绝对值;</p> <p>R_{20}、R_t —— 校正到 20 °C 时、测量温度下的绝缘电阻值。</p> <p>5) 吸收比和极化指数不进行温度换算;</p> <p>6) 封闭式电缆出线或 GIS 出线的变压器, 电缆、GIS 侧绕组可在中性点测量</p>								
8	绕组连同套管的介质损耗因数及电容量	<p>1) A、B 级检修后;</p> <p>2) ≥330 kV: ≤3 年;</p> <p>3) ≤220 kV: ≤6 年;</p> <p>4) 必要时</p>	<p>1) 20 °C 时不大于下列数值:</p> <table border="0"> <tr> <td>750 kV</td> <td>0.005</td> </tr> <tr> <td>330 kV~500 kV</td> <td>0.006</td> </tr> <tr> <td>110 kV~220 kV</td> <td>0.008</td> </tr> <tr> <td>35 kV</td> <td>0.015</td> </tr> </table> <p>2) 介质损耗因数与出厂试验值或历年的数值比较不应有明显变化(增量不应大于 30%);</p> <p>3) 电容量与出厂试验值或历年的数值比较不应有明显变化, 变化量 ≤3%;</p> <p>4) 试验电压:</p> <p>绕组电压 10 kV 及以上: 10 kV</p> <p>绕组电压 10 kV 以下: U_n</p>	750 kV	0.005	330 kV~500 kV	0.006	110 kV~220 kV	0.008	35 kV	0.015	<p>1) 非被试绕组应短路接地或屏蔽;</p> <p>2) 同一变压器各绕组介质损耗因数的要求值相同;</p> <p>3) 测量宜在顶层油温低于 50 °C 且高于零度时进行, 测量时记录顶层油温和空气相对湿度, 分析时应注意温度对介质损耗因数的影响;</p> <p>4) 封闭式电缆出线或 GIS 出线的变压器, 电缆、GIS 侧绕组可在中性点加压测量</p>
750 kV	0.005											
330 kV~500 kV	0.006											
110 kV~220 kV	0.008											
35 kV	0.015											

表 5 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
9	电容型套管		见第 11 章	
10	绕组连同套管的外施耐压试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	全部更换绕组时, 按出厂试验电压值; 部分更换绕组时, 按出厂试验电压值的 0.8 倍	1) 110 kV 及以上进行感应耐压试验; 2) 10 kV 按 $35 \text{ kV} \times 0.8 = 28 \text{ kV}$ 进行; 3) 额定电压低于 1000 V 的绕组可用 2500 V 绝缘电阻表测量绝缘电阻代替
11	感应电压试验	1) A 级检修后; 2) $\geq 330 \text{ kV}$: ≤ 3 年; 3) $\leq 220 \text{ kV}$: ≤ 6 年; 4) 必要时	感应耐压为出厂试验值的 80%	加压程序按照 GB/T 1094.3 执行
12	局部放电测量	110 kV 及以上: 1) A 级检修后; 2) 必要时	局部放电测量电压为 $1.58U_n/\sqrt{3}$ 时, 局部放电水平不大于 250pC, 局部放电水平增量不超过 50pC, 在试验期间最后 20 min 局部放电水平无突然持续增加; 局部放电测量电压为 $1.2U_n/\sqrt{3}$ 时, 放电量不应大于 100pC; 试验电压无突然下降	加压程序按照 GB/T 1094.3 执行
13	铁心及夹件绝缘电阻	1) A、B 级检修后; 2) $\geq 330 \text{ kV}$: ≤ 3 年; 3) $\leq 220 \text{ kV}$: ≤ 6 年; 4) 必要时	1) 66 kV 及以上: 不宜低于 100 M Ω ; 35 kV 及以下: 不宜低于 10 M Ω ; 2) 与以前测试结果相比无显著差别; 3) 运行中铁心接地电流不宜大于 0.1 A; 4) 运行中夹件接地电流不宜大于 0.3 A	1) 采用 2500 V 绝缘电阻表; 2) 只对有外引接地线的铁心、夹件进行测量

表 5 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
14	穿心螺栓、铁轭夹件、绑扎钢带、铁心、绕组压环及屏蔽等的绝缘电阻	A、B 级检修时	220 kV 及以上：不宜低于 500 M Ω ，110 kV 及以下：不宜低于 100 M Ω	1) 用 2500 V 绝缘电阻表； 2) 连接片不能拆开可不进行
15	绕组所有分接的电压比	1) A 级检修后； 2) 分接开关引线拆装后； 3) 必要时	1) 各分接的电压比与铭牌值相比应无明显差别，且符合规律； 2) 35 kV 以下，电压比小于 3 的变压器电压比允许偏差为 $\pm 1\%$ ；其他所有变压器：额定分接电压比允许偏差为 $\pm 0.5\%$ ，其他分接的电压比应在变压器阻抗电压值 (%) 的 1/10 以内，但偏差不得超过 $\pm 1\%$	
16	校核三相变压器的组别或单相变压器极性	1) 更换绕组后； 2) 必要时	必须与变压器铭牌和顶盖上的端子标志相一致	
17	空载电流和空载损耗	1) 更换绕组后； 2) 必要时	与前次试验值相比无明显变化	试验电源可用三相或单相；试验电压可用额定电压或较低电压（如制造厂提供了较低电压下的测量值，可在相同电压下进行比较）
18	短路阻抗	1) A 级检修后； 2) ≥ 330 kV： ≤ 3 年； 3) ≤ 220 kV： ≤ 6 年； 4) 必要时	短路阻抗纵比相对变化绝对值不大于： 1) ≥ 330 kV：1.6%； 2) ≤ 220 kV：2.0%	试验电流可用额定值或较低电流

表 5 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
19	频率响应测试	1) A 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	采用频率响应分析法与初始结果相比, 或三相之间结果相比无明显差别, 无初始记录时可与同型号同厂家对比, 判断标准参考 DL/T 911 的要求	1) 采用频率响应分析法测试时, 每次试验宜采用同一种仪器, 接线方式应相同; 2) 对有载开关应在最大分接下测试, 对无载开关应在同一运行分接下测试以便比较
20	全电压下空载合闸	更换绕组后	1) 全部更换绕组, 空载合闸 5 次, 每次间隔不少于 5 min; 2) 部分更换绕组, 空载合闸 3 次, 每次间隔不少于 5 min	1) 在运行分接上进行; 2) 由变压器高压侧或中压侧加压; 3) 110 kV 及以上的变压器中性点接地; 4) 发电机变压器组的中间连接无断开点的变压器, 可不进行
21	测温装置校验及其二次回路试验	1) A、B 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	1) 按设备的技术要求; 2) 密封良好, 指示正确, 测温电阻值应和出厂值相符; 3) 绝缘电阻不宜低于 $1\text{ M}\Omega$	测量绝缘电阻采用 1000 V 绝缘电阻表, 方法参考 DL/T 540
22	气体继电器校验及其二次回路试验	1) A、B 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	1) 按设备的技术要求; 2) 整定值符合运行规程要求, 动作正确; 3) 绝缘电阻不宜低于 $1\text{ M}\Omega$	采用 1000 V 绝缘电阻表
23	压力释放器校验及其二次回路试验	1) A、B 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	1) 动作值与铭牌值相差应在 $\pm 10\%$ 范围内或符合制造厂规定; 2) 绝缘电阻不宜低于 $1\text{ M}\Omega$	采用 1000 V 绝缘电阻表

表 5 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
24	冷却装置及其二次回路检查试验	1) A、B 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	1) 流向、温升和声响正常, 无渗漏油; 2) 强油水冷装置的检查 and 试验, 按制造厂规定; 3) 绝缘电阻不宜低于 $1\text{ M}\Omega$	采用 1000 V 绝缘电阻表
25	整体密封检查	1) A 级检修后; 2) 必要时	1) 35 kV 及以下管状和平面油箱变压器采用超过储油柜顶部 0.6 m 油柱试验 (约 5 kPa 压力), 对于波纹油箱和有散热器的油箱采用超过储油柜顶部 0.3 m 油柱试验 (约 2.5 kPa 压力), 试验时间 12 h , 无渗漏; 2) 110 kV 及以上变压器在储油柜顶部施加 0.035 MPa 压力, 试验时间 24 h , 无渗漏	试验时带冷却器, 不带压力释放装置
26	绝缘纸 (板) 聚合度	必要时 (怀疑纸 (板) 老化时)	按 DL/T 984 判断是否符合要求	按 DL/T 984 取样及测量。 1) 试样可取引线上绝缘纸、线圈上下部位的垫块、绝缘纸板、散落在油箱内的纸片。各部位取样量应大于 2 g ; 2) 对运行时间较长 (如 20 年) 的变压器尽量利用吊检的机会取样
27	绝缘纸 (板) 含水量	必要时 (怀疑纸 (板) 受潮时)	水分 (质量分数) 不宜大于下值: 500 kV 及以上: 1% 330 kV : 2% 220 kV : 3%	可用频域介电谱 (FDS) 法推算或取纸样直接测量
28	噪声测量	必要时 (发现噪声异常时)	与初值比较无明显变化	按照 GB/T 1094.10 的要求进行

表 5 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
29	箱壳振动	必要时(发现箱壳振动异常时,或噪声异常时)	与初值比不应有明显差别	
30	中性点直流检测	必要时	与初值比不应有明显差别	
31	套管电流互感器试验	见第 8 章表 11 中的序号 1、7、8、9、10		
32	有载分接开关试验	见第 10 章		

6.2 干式变压器、干式接地变压器

干式变压器、干式接地变压器的试验项目、周期和要求见表 6。

表 6 干式变压器、干式接地变压器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) 6 个月; 2) 必要时	按 DL/T 664 执行	1) 用红外热像仪测量; 2) 测量套管及接头等部位
2	绕组直流电阻	1) A 级检修后; 2) ≤6 年; 3) 必要时	1) 1600 kVA 以上变压器, 各相绕组电阻相互间的差别不应大于三相平均值的 2%, 无中性点引出的绕组, 线间差别不应大于三相平均值的 1%; 2) 1600 kVA 及以下的变压器, 相间差别一般不大于三相平均值的 4%, 线间差别一般不大于三相平均值的 2%; 3) 与以前相同部位测得值比较, 其变化不应大于 2%	不同温度下电阻值按下式换算: $R_2 = R_1 (T + t_2) / (T + t_1)$ 式中 R_1 、 R_2 ——在温度 t_1 、 t_2 下的电阻值; T ——电阻温度常数, 铜导线取 235

表 6 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
3	绕组、铁心绝缘电阻	1) A 级检修后; 2) ≤6 年; 3) 必要时	绝缘电阻换算至同一温度下, 与前一次测试结果相比应无显著变化, 不宜低于上次值的 70%	采用 2500 V 或 5000 V 绝缘电阻表
4	交流耐压试验	1) A 级检修后; 2) 必要时 (怀疑有绝缘故障时)	一次绕组按出厂试验电压值的 0.8 倍	1) 10 kV 变压器高压绕组按 $35 \text{ kV} \times 0.8 = 28 \text{ kV}$ 进行; 2) 额定电压低于 1000 V 的绕组可用 2500 V 绝缘电阻表测量绝缘电阻代替
5	穿心螺栓、铁轭夹件、绑扎钢带、铁芯、线圈压环及屏蔽等的绝缘电阻	必要时	220 kV 及以上者绝缘电阻一般不低于 $500 \text{ M}\Omega$, 其他自行规定	1) 采用 2500 V 绝缘电阻表; 2) 连接片不能拆开者可不进行
6	绕组所有分接的电压比	1) A 级检修后; 2) 必要时	1) 各相应接头的电压比与铭牌值相比, 不应有明显差别, 且符合规律; 2) 电压 35 kV 以下, 电压比小于 3 的变压器电压比允许偏差为 $\pm 1\%$; 其他所有变压器: 额定分接电压比允许偏差为 $\pm 0.5\%$, 其他分接的电压比应在变压器阻抗电压值 (%) 的 1/10 以内, 但不得超过 $\pm 1\%$	
7	校核三相变压器的组别或单相变压器极性	必要时	必须与变压器铭牌和顶盖上的端子标志相一致	

表 6 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
8	空载电流和空载损耗	1) A 级检修后; 2) 必要时	与前次试验值相比, 无明显变化	试验电源可用三相或单相; 试验电压可用额定电压或较低电压值 (如制造厂提供了较低电压下的值, 可在相同电压下进行比较)
9	短路阻抗和负载损耗	1) A 级检修后; 2) 必要时	与前次试验值相比, 无明显变化	试验电源可用三相或单相; 试验电流可用额定值或较低电流值 (如制造厂提供了较低电流下的测量值, 可在相同电流下进行比较)
10	局部放电测量	1) A 级检修后; 2) 必要时	按 GB/T 1094.11 规定执行	施加电压的方式和流程按照 GB/T 1094.11 的规定进行
11	测温装置及其二次回路试验	1) A、B 级检修后; 2) ≤ 6 年; 3) 必要时	1) 按制造厂的技术要求; 2) 指示正确, 测温电阻值应和出厂值相符; 3) 绝缘电阻不宜低于 $1\text{ M}\Omega$	

6.3 SF₆ 气体绝缘变压器

SF₆ 气体绝缘变压器的试验项目、周期和要求见表 7。

表 7 SF₆ 气体绝缘变压器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) A、B 级检修后; 2) $\geq 330\text{ kV}$: ≤ 3 年; 3) $\leq 220\text{ kV}$: ≤ 6 年; 4) 必要时	各部位无异常温升现象, 检测和分析方法参考 DL/T 664 的规定	

表 7 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
2	SF ₆ 分解产物	1) 不超过 3 年 (35 kV 以上); 2) A、B 级检修后; 3) 必要时	1) A、B 级检修后注意: (SO ₂ + SOF ₂) ≤2 μL/L HF≤2 μL/L H ₂ S≤1 μL/L CO (报告) 2) B 级检修后或运行中注意: SO ₂ : ≤3 μL/L H ₂ S: ≤2 μL/L CO: ≤100 μL/L	参考 GB 8905, 结合现场湿度测试进行试验
3	SF ₆ 气体检测		见第 15 章表 50	
4	铁心、加夹件接地电流	1) ≤1; 2) 必要时	≤100 mA	采用带电或在线测量
5	绕组直流电阻	1) A 级检修后; 2) ≥330 kV: ≤3 年; 3) ≤220 kV: ≤6 年; 4) 必要时	1) 1600 kVA 以上变压器, 各相绕组电阻相互间的差别不应大于平均值的 2%, 无中性点引出的绕组, 线间差别不应大于平均值的 1%; 2) 1600 kVA 及以下的变压器, 相间差别不应大于平均值的 4%, 线间差别不应大于平均值的 2%; 3) 与以前相同部位测得值比较, 其变化不应大于 2%	1) 如电阻相间差在出厂时超过规定, 制造厂已说明了这种偏差的原因, 则与以前相同部位测得值比较, 其变化不应大于 2%。 2) 预试时有载分接开关宜在所有分接处测量, 无载分接开关在运行分接测量。 3) 不同温度下电阻值按下式换算: $R_2 = R_1 (T + t_2) / (T + t_1)$ 式中 R_1 、 R_2 —— 在温度 t_1 、 t_2 下的电阻值; T —— 电阻温度常数, 铜导线取 235。 4) 封闭式电缆出线或 GIS 出线的变压器, 电缆、GIS 侧绕组可不进行定期试验

表 7 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
6	绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数	1) A 级检修后; 2) ≥ 330 kV : ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV : ≤ 6 年; 4) 必要时	1) 绝缘电阻换算至同一温度下, 与前一次测试结果相比应无显著变化, 不宜低于上次值的 70%。 2) 35 kV 及以上变压器应测量吸收比, 吸收比在常温下应不低于 1.3; 吸收比偏低时可测量极化指数, 应不低于 1.5。 3) 绝缘电阻大于 10000 M Ω 时, 吸收比应不低于 1.1, 或极化指数应不低于 1.3	1) 采用 2500 V 或 5000 V 绝缘电阻表, 绝缘电阻表容量一般要求输出电流不小于 3 mA; 2) 测量前被试绕组应充分放电
7	绕组连同套管的介质损耗因数及电容量	1) A 级检修后; 2) ≥ 330 kV : ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV : ≤ 6 年; 4) 必要时	1) 20 $^{\circ}$ C 时应不大于下列数值: 110 kV: 0.008 35 kV: 0.015 2) 介质损耗因数与出厂试验值或历年的数值比较不应有显著变化, 增量不宜大于 30%; 3) 电容量与出厂试验值或历年的数值比较不应有显著变化, 变化量 $\leq 3\%$; 4) 试验电压: 绕组电压 10 kV 及以上: 10 kV 绕组电压 10 kV 以下: U_n	1) 非被试绕组应短路接地或屏蔽; 2) 同一变压器各绕组介质损耗因数的要求值相同; 3) 封闭式电缆出线或 GIS 出线的变压器, 电缆、GIS 侧绕组可在中性点加压测量
8	铁心及夹件绝缘电阻	1) A 级检修后; 2) ≥ 330 kV : ≤ 3 年 3) ≤ 220 kV : ≤ 6 年 4) 必要时	1) 66 kV 及以上: 不宜低于 100 M Ω ; 35 kV 及以下: 不宜低于 10 M Ω 。 2) 与以前测试结果相比无显著差别。 3) 运行中铁心接地电流不宜大于 0.1 A	1) 采用 2500 V 绝缘电阻表; 2) 只对有外引接地线的铁心、夹件进行测量

表 7 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
9	交流耐压试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	1) 全部更换绕组时,按出厂试验电压值; 2) 部分更换绕组时,按出厂试验电压值的 0.8 倍	1) 110 kV 变压器采用感应耐压; 2) 必要时,如: SF ₆ 气体试验异常时
10	测温装置的校验及其二次回路试验	1) A 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	1) 按制造厂的技术要求; 2) 密封良好,指示正确,测温电阻值应和出厂值相符; 3) 绝缘电阻不宜低于 1 MΩ	采用 2500 V 绝缘电阻表
11	有载分接开关试验	见第 10 章		
12	压力继电器	1) A 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	1) 按制造厂的技术要求; 2) 整定值符合运行规程要求,动作正确; 3) 绝缘电阻不宜低于 1 MΩ	采用 1000 V 绝缘电阻表
13	套管电流互感器试验	见第 8 章表 11 中的序号 1、7、8、9、10		

6.4 判断变压器故障时可供选用的试验项目见附录 E

7 电抗器及消弧线圈

7.1 油浸式电抗器

7.1.1 油浸式电抗器的预防性试验项目、周期和要求见表 8。

表 8 油浸式电抗器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) A、B 级检修后; 2) ≥ 330 kV : ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV : ≤ 6 年; 4) 必要时	各部位无异常温升现象, 检测和分析方法参考 DL/T 664	
2	油中溶解气体分析	1) A、B 级检修投运后: 66 kV 及以上: 1、4、10、30 天; 2) 运行中 330 kV 及以上: 3 个月; 220 kV: 6 个月; 66 kV~ 110 kV: 1 年; 其余自行规定。 3) 必要时	1) 运行变压器油中 H_2 与烃类气体含量 ($\mu\text{L/L}$) 超过下列任何一项值时应引起注意: 总烃: 150; H_2 : 150; C_2H_2 : 5 (35 kV~ 220 kV), 1 (330 kV 及以上)。 2) 烃类气体总和的产气速率大于 6 mL/d (开放式) 和 12 mL/d (密封式), 或相对产气速率大于 10% /月则认为设备有异常(对乙炔 $< 0.1 \mu\text{L/L}$ 、总烃小于新设备投运要求时, 总烃的绝对产气率可不作分析)。氢气的产气速率大于 5 mL/d (开放式) 和 10 mL/d (密封式), 则认为设备有异常	1) 溶解气体组分含量有增长趋势时, 可结合产气速率判断, 必要时缩短周期进行追踪分析; 2) 总烃含量低的设备不宜采用相对产气速率进行判断; 3) 当怀疑有内部缺陷(如听到异常声响)、气体继电器有信号、经历了过电压、过负荷运行以及串抗发生了近区短路故障, 应进行额外的取样分析; 4) 取样及测量程序、诊断方法参考 DL/T 722
3	绝缘油检验	见第 15 章表 48		
4	铁心、加夹件接地电流	1) ≤ 1 ; 2) 必要时	≤ 100 mA	采用带电或在线测量
5	绕组直流电阻	1) A 级检修后; 2) ≥ 330 kV : ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV : ≤ 6 年;	1) 相间差别不宜大于三相平均值的 2% , 无中性点引出的绕组, 线间差别不应大于三相平均值的 1% ;	1) 如电阻相间差在出厂时超过规定, 制造厂应说明这种偏差的原因。

表 8 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
5	绕组直流电阻	4) 必要时	2) 与初值比较, 其变化不应大于 2%	<p>2) 不同温度下的电阻值按下式换算</p> $R_2 = R_1 \left(\frac{T + t_2}{T + t_1} \right)$ <p>式中 R_1、R_2——在温度 t_1、t_2 时的电阻值; T——计算用常数, 铜导线取 235, 铝导线取 225。</p> <p>3) 封闭式电缆出线或 GIS 出线的电抗器, 电缆、GIS 侧绕组可不进行定期试验</p>
6	绕组绝缘电阻、吸收比或(和)极化指数	<p>1) A 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时</p>	<p>1) 绝缘电阻换算至同一温度下, 与前一次测试结果相比应无明显变化; 2) 吸收比 ($10^\circ\text{C} \sim 30^\circ\text{C}$ 范围) 不低于 1.3 或极化指数不低于 1.5 或绝缘电阻 $\geq 10000 \text{ M}\Omega$</p>	<p>1) 采用 2500 V 或 5000 V 绝缘电阻表; 2) 测量前被试绕组应充分放电; 3) 测量温度以顶层油温为准, 尽量使每次测量温度相近; 4) 尽量在油温低于 50°C 时测量, 不同温度下的绝缘电阻值按下式换算: 换算系数 $A = 1.5^{K/10}$ 当实测温度为 20°C 以上时, 可按 $R_{20} = AR_t$ 当实测温度为 20°C 以下时, 可按 $R_{20} = AR_t$ 式中 K——实测值减去 20°C 的绝对值; R_{20}、R_t——校正到 20°C 时, 测量温度下的绝缘电阻值。</p> <p>5) 吸收比和极化指数不进行温度换算</p>

表 8 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
7	绕组绝缘 介质损耗因 数	1) A 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	20 ℃时: 750 kV: ≤ 0.005 330 kV ~ 500 kV : ≤ 0.006 110 kV ~ 220 kV : ≤ 0.008 35 kV 及以下: ≤ 0.015 试验电压如下: 绕组电压 10 kV 及以 上: 10 kV 绕组电压 10 kV 以下: U_n	1) 测量方法可参考 DL/T 474.3; 2) 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, 分析时应注意温度 对介质损耗因数的影 响; 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
8	电容型 套管试验	见 11 章高压套管表 34		
9	铁心(有 外引接地线 的)绝缘电 阻	1) A 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	1) 66 kV 及以上电抗 器: ≥ 10 M Ω , 与以前测 试结果相比无显著差 别; 2) 运行中铁心接地 电流不宜大于 0.1 A	绝缘电阻测量采用 2500 V (老旧电抗器 1000 V) 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
10	全电压下 空载合闸	更换绕组后	变电站及线路的并 联电抗器: 1) 全部更换绕组, 空 载合闸 5 次, 每次间 隔不少于 5 min; 2) 部分更换绕组, 空 载合闸 3 次, 每次间 隔不少于 5 min	
11	电抗值测 量	必要时	初值差不超过 5%	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/T 1094.6

表 8 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
12	压力释放器校验	必要时	动作值与铭牌值相差应在±10%范围内或按制造厂规定	
13	整体密封检查	A级检修后	<p>1) 35 kV 及以下管状和平面油箱采用超过储油柜顶部 0.6 m 油柱试验(约 5 kPa 压力), 对于波纹油箱和有散热器的油箱采用超过储油柜顶部 0.3 m 油柱试验(约 2.5 kPa 压力), 试验时间 12 h 无渗漏;</p> <p>2) 110 kV 及以上电抗器, 在储油柜顶部施加 0.035 MPa 压力, 试验持续时间 24 h 无渗漏</p>	试验时带冷却装置, 不带压力释放装置, 或采取措施防止压力释放装置动作
14	声级	必要时	应符合产品技术文件要求	当噪声异常时, 可定量测量声级, 方法参考 GB/T 1094.10
15	振动	必要时	应符合产品技术文件要求	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
16	测温装置及其二次回路试验	<p>1) A级检修后;</p> <p>2) ≥330 kV: ≤3年;</p> <p>3) ≤220 kV: ≤6年;</p> <p>4) 必要时</p>	密封良好, 指示正确, 测温电阻值应和出厂值相符, 绝缘电阻不宜低于 1 MΩ	测量绝缘电阻采用 1000 V 绝缘电阻表
17	气体继电器及其二次回路试验	<p>1) A级检修后;</p> <p>2) ≥330 kV: ≤3年;</p> <p>3) ≤220 kV: ≤6年;</p> <p>4) 必要时</p>	整定值符合运行规程要求, 动作正确, 绝缘电阻不宜低于 1 MΩ	测量绝缘电阻采用 1000 V 绝缘电阻表, 方法参考 DL/T 540

表 8 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明										
18	冷却装置及其二次回路检查试验	1) A级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	1) 流向、温升和声响正常, 无渗漏; 2) 强油水冷装置的检查 and 试验, 按制造厂规定; 3) 绝缘电阻不宜低于 $1\text{ M}\Omega$	冷却装置采用 2500 V 绝缘电阻表, 二次回路采用 1000 V 绝缘电阻表										
19	套管中的电流互感器绝缘试验	必要时	绝缘电阻不宜低于 $1\text{ M}\Omega$	采用 2500 V 绝缘电阻表										
20	红外测温	1) 330 kV 及以上 1 年, 其他视条件自行规定; 2) 必要时	热成像精确检测无异常	红外热成像精确检测及分析方法参考 DL/T 664										
21	油中糠醛含量	必要时	<p>1) 超过下表值时, 一般为非正常老化, 需跟踪检测:</p> <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <tr> <td>运行年限</td> <td>1~5</td> <td>5~10</td> <td>10~15</td> <td>15~20</td> </tr> <tr> <td>糠醛含量, mg/L</td> <td>0.1</td> <td>0.2</td> <td>0.4</td> <td>0.75</td> </tr> </table> <p>2) 跟踪检测时, 注意增长率; 3) 测试值大于 4 mg/L 时, 认为绝缘老化已比较严重</p>	运行年限	1~5	5~10	10~15	15~20	糠醛含量, mg/L	0.1	0.2	0.4	0.75	诊断绝缘老化程度时, 进行本项目; 测量方法参考 DL/T 984
运行年限	1~5	5~10	10~15	15~20										
糠醛含量, mg/L	0.1	0.2	0.4	0.75										
22	纸绝缘聚合度	必要时	不低于 250	诊断绝缘老化程度时, 进行本项目; 测量方法参考 DL/T 984										

表 8 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明	
23	绝缘纸 (板)含水量	必要时	含水量(质量分数) 不宜大于下值:		可取纸样直接测量; 有条件时,可按 DL/T 580 标准进行测量
			500 kV 及以上	1%	
			330 kV	2%	
			220 kV	3%	
24	穿心螺栓、 铁轭夹件、 绑扎钢带、 铁心、线圈 压环及屏蔽 等的绝缘电 阻	必要时	220 kV 及以上者绝缘 电阻不宜低于 500 MΩ, 其他自行规定	1) 采用 2500 V 绝缘 电阻表(对运行年久的 电抗器可用 1000 V 绝缘 电阻表); 2) 连接片不能拆开 者可不进行	
25	套管电流 互感器试验	见第 8 章表 11 中序号 1、7、8、9、10			

7.2 干式电抗器

干式电抗器的预防性试验项目、周期和要求见表 9。

表 9 干式电抗器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) ≤1 年; 2) 必要时	无异常	红外测温精确检测及 分析方法参考 DL/T 664
2	绕组直流 电阻	1) A 级检修后; 2) ≤6 年; 3) 必要时	1) 相间差别不宜大 于三相平均值的 2%; 2) 初值差不大于 2%	1) 如电阻相间差在 出厂时超过规定,制造厂 应说明这种偏差的原因。 2) 不同温度下的电 阻值按下式换算: $R_2 = R_1 \left(\frac{T + t_2}{T + t_1} \right)$

表 9 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
2	绕组直流电阻			<p>式中</p> <p>R_1、R_2——在温度 t_1、t_2 时的电阻值；</p> <p>T——计算用常数，铜导线取 235，铝导线取 225。</p> <p>3) 干式空心电抗器三相平均值不做要求</p>
3	绕组绝缘电阻	<p>1) A 级检修后；</p> <p>2) ≤6 年；</p> <p>3) 必要时</p>	<p>绝缘电阻换算至同一温度下，与前一次测试结果相比应无明显变化</p>	<p>1) 采用 2500V 或 5000V 绝缘电阻表；</p> <p>2) 测量前被试绕组应充分放电；</p> <p>3) 测量时应使绕组温度与周围环境温度相近，尽量使每次测量温度相近；</p> <p>4) 不同温度下的绝缘电阻值按下式换算： 换算系数 $A=1.5^{K/10}$ 当实测温度为 20℃ 以上时，可按 $R_{20}=AR_t$ 当实测温度为 20℃ 以下时，可按 $R_{20}=R_t/A$</p> <p>式中</p> <p>K——实测值减去 20℃ 的绝对值；</p> <p>R_{20}、R_t——校正到 20℃ 时、测量温度下的绝缘电阻值</p>
4	电抗值测量	<p>1) A 级检修后；</p> <p>2) 必要时</p>	初值差不超过 5%	<p>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/T 1094.6</p>

表 9 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
5	声级	必要时	应符合产品技术文件要求	当噪声异常时, 可定量测量电抗器声级, 测量参考 GB/T 1094.10
6	穿心螺杆、铁心的绝缘电阻	1) A 级检修后; 2) ≤6 年; 3) 必要时	与以前测试结果相比无显著差别	采用 2500 V 绝缘电阻表
7	匝间绝缘耐压试验	必要时 (存在匝间短路)	全电压和标定电压振荡周期变化率不超过 5%。全电压不超过出厂值 80%	

7.3 消弧线圈

消弧线圈的预防性试验项目、周期和要求见表 10。

表 10 消弧线圈的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) ≤1 年; 2) 必要时	各部位无异常温升现象, 检测和分析方法参考 DL/T 664	
2	油中溶解气体分析	必要时	超过下列任何一项值时应引起注意: 乙炔 ≤5 (μL/L), 氢气 ≤150 (μL/L), 总烃 ≤150 (μL/L)	取样及测量程序参考 DL/T 722
3	绝缘油试验	必要时	见 15 章表 48	
4	绕组直流电阻	1) A 级检修后; 2) ≤6 年; 3) 必要时	与前一次测试结果相差不得超过 2%	不同温度下的电阻值按下式换算: $R_2 = R_1 \left(\frac{T + t_2}{T + t_1} \right)$

表 10 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
4	绕组直流电阻			<p>式中</p> <p>R_1、R_2——在温度 t_1、t_2 时的电阻值；</p> <p>T——计算用常数，铜导线取 235，铝导线取 225</p>
5	绕组绝缘电阻、吸收比或（和）极化指数	<p>1) A 级检修后；</p> <p>2) ≤ 6 年；</p> <p>3) 必要时</p>	<p>1) 绝缘电阻换算至同一温度下，与前一次测试结果相比应无明显变化；</p> <p>2) 吸收比（$10\text{ }^\circ\text{C} \sim 30\text{ }^\circ\text{C}$ 范围）不低于 1.3 或极化指数不低于 1.5 或绝缘电阻 $\geq 10000\text{ M}\Omega$（大于 $10000\text{ M}\Omega$ 时，极化指数仍应测量）</p>	<p>1) 干式不测量吸收比和极化指数；</p> <p>2) 采用 2500V 或 5000V 绝缘电阻表；</p> <p>3) 测量前被试绕组应充分放电；</p> <p>4) 测量温度以顶层油温（干式为环境温度）为准，尽量使每次测量温度相近；</p> <p>5) 尽量在油温（干式为环境温度）低于 $50\text{ }^\circ\text{C}$ 时测量，不同温度下的绝缘电阻值按下式换算： 换算系数 $A = 1.5^{K/10}$ 当实测温度为 $20\text{ }^\circ\text{C}$ 以上时，可按 $R_{20} = AR_t$ 当实测温度为 $20\text{ }^\circ\text{C}$ 以下时，可按 $R_{20} = R_t/A$</p> <p>式中</p> <p>K——实测值减去 $20\text{ }^\circ\text{C}$ 的绝对值；</p> <p>R_{20}、R_t——校正到 $20\text{ }^\circ\text{C}$ 时、测量温度下的绝缘电阻值。</p> <p>6) 吸收比和极化指数不进行温度换算</p>
6	绕组介质损耗因数（ $20\text{ }^\circ\text{C}$ ）	<p>1) A 级检修后；</p> <p>2) ≤ 6 年；</p> <p>3) 必要时</p>	≤ 0.015	<p>1) 适用于油浸式；</p> <p>2) 测量方法可参考 DL/T 474.3；</p> <p>3) 测量宜在顶层油温低于 $50\text{ }^\circ\text{C}$ 且高于 $0\text{ }^\circ\text{C}$</p>

表 10 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
6	绕组介质损耗因数(20℃)			时进行, 测量时记录顶层油温和空气相对湿度, 分析时应注意温度对介质损耗因数的影响; 4) 测量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
7	电抗值测量	1) A 级检修后; 2) 必要时	初值差不超过 5%	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/T 1094.6
8	与铁心绝缘的各紧固件绝缘电阻	1) A 级检修后; 2) ≤6 年; 3) 必要时	与以前测试结果相比无显著差别	采用 2500 V 绝缘电阻表(对运行年久的设备可用 1000 V 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
9	阻尼电阻值测量	1) A 级检修后; 2) 必要时	与出厂值相比, 变化不超过 5%	
10	阻尼电阻箱的绝缘电阻	1) A 级检修后; 2) 必要时	>100 MΩ	采用 2500 V 绝缘电阻表
11	交流耐压试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	按出厂试验值的 80% 进行	

7.4 判断电抗器故障时可供选用的试验项目见附录 F

8 互感器

8.1 电流互感器

8.1.1 油浸式电流互感器的试验项目、周期和要求见表 11。

表 11 油浸式电流互感器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) ≥ 330 kV: 1 个月; 2) 220 kV: 3 个月; 3) ≤ 110 kV: 6 个月; 4) 必要时	各部位无异常温升现象, 检测和分析方法参考 DL/T 664	
2	油中溶解气体分析	1) A 级检修后; 2) 必要时	A 级检修后: H ₂ : ≤ 50 $\mu\text{L/L}$ 总烃: ≤ 40 $\mu\text{L/L}$ C ₂ H ₂ : 0 $\mu\text{L/L}$ H ₂ : ≤ 150 $\mu\text{L/L}$ 投运中: 总烃: ≤ 100 $\mu\text{L/L}$ C ₂ H ₂ : ≤ 110 kV: 2 $\mu\text{L/L}$ ≥ 220 kV: 1 $\mu\text{L/L}$	
3	绝缘油试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	见第 15 章表 48 中序号 6、8、9	
4	绝缘电阻测量	1) A、B 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	1) 一次绕组对地: ≥ 10000 M Ω 一次绕组段间: ≥ 10 M Ω 2) 二次绕组间及对地 ≥ 1000 M Ω 3) 末屏对地: ≥ 1000 M Ω	使用 2500 V 绝缘电阻表

表 11 (续)

序号	项目	周期	判据		方法及说明	
5	介质损耗因数及电容量测量	1) A 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	1) 主绝缘介质损耗因数 (%) 不应大于下表中的数值, 且与历年数据比较, 不应有显著变化		1) 主绝缘介质损耗因数试验电压为 10 kV, 有疑问时试验电压提高至额定工作电压; 末屏对地介质损耗因数试验 (仅限于正立式结构) 电压为 2 kV; 2) 主绝缘介质损耗因数一般不进行温度换算; 当介质损耗因数数值与出厂试验值或上一次试验值比较有明显增长时, 应综合分析介质损耗因数与温度、电压的关系; 当介质损耗因数随温度明显变化或试验电压由 $0.5U_m/\sqrt{3}$ 升至 $U_m/\sqrt{3}$ 时, 介质损耗因数绝对增加量超过 0.0015, 不宜继续运行	
				A 级检修后		运行中
			电容型	1) ≤ 110 kV: ≤ 0.01 2) 220 kV: ≤ 0.007 3) ≥ 330 kV: ≤ 0.006		1) ≤ 110 kV: ≤ 0.01 2) 220 kV: ≤ 0.008 3) ≥ 330 kV: ≤ 0.007
			充油型	1) ≤ 110 kV: ≤ 0.02 2) 220 kV: — 3) ≥ 330 kV: —		1) ≤ 110 kV: ≤ 0.025 2) 220 kV: — 3) ≥ 330 kV: —
			胶纸型	1) ≤ 110 kV: ≤ 0.02 2) 220 kV: — 3) ≥ 330 kV: —		1) ≤ 110 kV: ≤ 0.025 2) 220 kV: — 3) ≥ 330 kV: —
		2) 电容型电流互感器主绝缘电容量与初始测量值或出厂测试值相比较不应大于 5%; 3) 末屏对地绝缘电阻小于 1000 M Ω 时, 末屏对地介质损耗因数不应大于 0.02				
6	交流耐压试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	1) 一次绕组按出厂试验值的 80% 进行; 2) 二次绕组之间及对地 (箱体), 末屏对地 (箱体) 为 2 kV		二次绕组及末屏交流耐压试验, 可用 2500 V 绝缘电阻表绝缘电阻测量项目代替	

表 11 (续)

序号	项目	周期	判据			方法及说明
7	局部放电测量	1) A 级检修后; 2) 必要时	系统接地方式	局部放电测量电压 (方均根值) kV	局部放电允许水平 pC	试验按 GB/T 20840.2 进行
			中性点接地系统	U_m $1.2U_m/\sqrt{3}$	50 20	
			中性点绝缘或非有效接地系统	$1.2U_m$ $1.2U_m/\sqrt{3}$	50 20	
8	极性检查	必要时	与铭牌标志相符			
9	变比检查	必要时	与铭牌标志相符			
10	励磁特性曲线校核	必要时	1) 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, 应无明显差别; 2) 多抽头电流互感器可使用抽头或最大抽头测量			更换二次绕组或继电保护有要求时进行
11	绕组直流电阻测量	1) A 级检修后; 2) 必要时	与初值或出厂值比较, 应无明显差别			
12	密封检查	A 级检修后	应无渗漏油现象			试验方法按制造厂规定

8.1.2 SF₆ 电流互感器的试验项目、周期和要求见表 12。表 12 SF₆ 电流互感器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) ≥330 kV: 1 个月; 2) 220 kV: 3 个月; 3) ≤110 kV: 6 个月; 4) 必要时	各部位无异常温升现象, 检测和分析方法参考 DL/T 664	
2	SF ₆ 分解物测试	1) A、B 级检修后; 2) 必要时	1) A 级检修后注意: (SO ₂ +SOF ₂) ≤2 μL/L HF ≤2 μL/L H ₂ S ≤1 μL/L CO (报告) 2) B 级检修后或运行中注意: SO ₂ : ≤5 μL/L H ₂ S: ≤2 μL/L CO: ≤100 μL/L	用检测管、气相色谱法或电化学传感器法进行测量
3	SF ₆ 气体检测	1) A 级检修后; 2) 必要时	见第 15 章表 50 中序号 2、3、4	
4	绝缘电阻测量	1) A 级检修后; 2) ≥330 kV: ≤3 年; 3) ≤220 kV: ≤6 年; 4) 必要时	1) 一次绕组绝缘电阻应大于 10000 MΩ; 2) 一次绕组段间绝缘电阻应大于 10 MΩ; 3) 二次绕组间及对地绝缘电阻大于 1000 MΩ	采用 2500 V 绝缘电阻表
5	交流耐压试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	1) 一次绕组按出厂试验值的 80% 进行; 2) 二次绕组之间及对地(箱体), 末屏对地(箱体) 为 2 kV	二次绕组交流耐压试验, 可用 2500 V 绝缘电阻表绝缘电阻测量项目代替

表 12 (续)

序号	项目	周期	判据			方法及说明
6	局部放电测量	1) A 级检修后; 2) 必要时	系统接地方式	局部放电测量电压 (方均根值) kV	局部放电允许水平 pC	按 GB/T 20840.2 进行
			中性点接地系统	U_m $1.2U_m/\sqrt{3}$	50 20	
			中性点绝缘或非有效接地系统	$1.2U_m$ $1.2U_m/\sqrt{3}$	50 20	
7	极性检查	必要时	与铭牌标志相符			
8	变比检查	必要时	与铭牌标志相符			
9	励磁特性曲线校核	必要时	1) 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, 应无明显差别; 2) 多抽头电流互感器可使用抽头或最大抽头测量			更换二次绕组或继电保护有要求时进行
10	绕组直流电阻测量	1) A 级检修后; 2) 必要时	与初值或出厂值比较, 应无明显差别			
11	气体压力表校准	1) A 级检修; 2) 必要时	应符合产品技术文件要求			
12	气体密度表 (继电器) 校准	1) A 级检修; 2) 必要时	应符合产品技术文件要求			

8.1.3 复合薄膜绝缘电流互感器的试验项目、周期和要求见表 13。

表 13 复合薄膜绝缘电流互感器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) ≥ 330 kV: 1 个月; 2) 220 kV: 3 个月; 3) ≤ 110 kV: 6 个月; 4) 必要时	各部位无异常温升现象, 检测和分析方法参考 DL/T 664	
2	绝缘电阻测量	1) A、B 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	1) 一次绕组对地: ≥ 10000 M Ω 。 一次绕组段间: ≥ 10 M Ω 。 2) 二次绕组间及对地: ≥ 1000 M Ω 。 3) 末屏对地: ≥ 1000 M Ω	使用 2500 V 绝缘电阻表
3	介质损耗因数及电容测量	1) A 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	1) 220 kV 等级主绝缘电容量初值差不应超过 5%, 110 kV 及以下主绝缘电容量初值差不超过 8%; 2) 介质损耗因数不应大于 0.006	当介质损耗因数与出厂试验值或上一次试验值比较有明显变化时, 应综合分析介质损耗因数与温度、电压的关系, 当介质损耗因数随温度明显变化或试验电压由 $0.5U_m/\sqrt{3}$ 到 $U_m/\sqrt{3}$, 介质损耗因数变化量绝对值超过 0.0015 应继续运行
4	交流耐压试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	1) 一次绕组按出厂试验值的 80% 进行; 2) 二次绕组之间及对地 (箱体), 末屏对地 (箱体) 为 2 kV	二次绕组交流耐压试验, 可用 2500 V 绝缘电阻表绝缘电阻测量项目代替

表 13 (续)

序号	项目	周期	判据			方法及说明
5	局部放电测量	必要时	系统接地方式	局部放电测量电压(方均根值) kV	局部放电允许水平 pC	按 GB/T 20840.2 进行
			中性点接地系统	U_m $1.2U_m/\sqrt{3}$	100 50	
			中性点绝缘或非有效接地系统	$1.2U_m$ $1.2U_m/\sqrt{3}$	100 50	
6	极性检查	必要时	与铭牌标志相符			
7	变比检查	必要时	与铭牌标志相符			
8	校核励磁特性曲线	必要时	1) 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, 应无明显差别; 2) 多抽头电流互感器可使用抽头或最大抽头测量			更换二次绕组或继电保护有要求时进行
9	绕组直流电阻测量	1) A 级检修后; 2) 必要时	与初值或出厂值比较, 应无明显差别			

8.1.4 浇注式电流互感器的试验项目、周期和要求见表 14。

表 14 浇注式电流互感器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) 6 个月; 2) 必要时	各部位不应有明显温升现象, 检测和分析方法参考 DL/T 664	

表 14 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明	
2	绝缘电阻测量	1) A、B 级检修后; 2) 不超过 6 年; 3) 必要时	1) 一次绕组对地: $\geq 1000 \text{ M}\Omega$; 2) 二次绕组间及对地: $\geq 1000 \text{ M}\Omega$	采用 2500 V 绝缘电阻表	
3	交流耐压试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	1) 一次绕组按出厂试验值的 80% 进行; 2) 二次绕组之间及对地为 2 kV	二次绕组交流耐压试验, 可用 2500 V 绝缘电阻表绝缘电阻测量项目代替	
4	局部放电测量	1) A 级检修后; 2) 必要时	系统 接地 方式	局放放电 测量电压 (方均根 值) kV	局部 放电 允许 水平 pC
			中性点 接地 系统	U_m $1.2U_m/\sqrt{3}$	100 50
			中性点 绝缘或 非有效 接地 系统	$1.2U_m$ $1.2U_m/\sqrt{3}$	100 50
5	极性检查	必要时	与铭牌标志相符		
6	变比检查	必要时	与铭牌标志相符		
7	绕组直流电阻测量	1) A 级检修后; 2) 必要时	与初值或出厂值比较, 应无明显差别		
8	校核励磁特性曲线	必要时	1) 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, 应无明显差别;	继电保护有要求时进行	

表 14 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
8	校核励磁特性曲线		2) 多抽头电流互感器可使用抽头或最大抽头测量	
9	绕组直流电阻测量	1) A 级检修后; 2) 必要时	与初值或出厂值比较, 应无明显差别	

8.1.5 电子式电流互感器的试验项目、周期和要求见表 15。

8.1.5.1 电子式电流互感器合并单元的供电端口、低压器件对外壳之间的绝缘电阻及交流耐压试验见表 15。

8.1.5.2 电子式电流互感器高压本体间的试验项目、周期和要求见表 11、表 12、表 13。

表 15 电子式电流互感器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	绝缘电阻测量	1) A、B 级检修后; 2) $\geq 330 \text{ kV}$: ≤ 3 年; 3) $\leq 220 \text{ kV}$: ≤ 6 年; 4) 必要时	互感器及合并单元的供电端口两极对外壳之间的绝缘电阻不小于 $500 \text{ M}\Omega$	测量互感器及合并单元的供电端口两极对外壳之间的绝缘电阻采用 500 V 绝缘电阻表
2	低压器件的工频耐压试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	1) 应能耐受 GB/T 20840.8 标准中 6.1.1.3 规定的电压值; 2) 对合并单元下载程序或调试的非光接口, 应能承受交流 500 V 或直流 700 V 的 1 min 耐压试验	

8.2 电压互感器

8.2.1 电磁式电压互感器 (油浸式) 试验项目、周期和要求见表 16。

表 16 电磁式电压互感器（油浸式）的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) ≥ 330 kV: 1 个月; 2) 220 kV: 3 个月; 3) ≤ 110 kV: 6 个月; 4) 必要时	各部位无异常温升现象, 检测和分析方法参考 DL/T 664	
2	油中溶解气体的色谱分析	1) A、B 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	1) A 级检修后: H ₂ : ≤ 50 μ L/L 总烃: ≤ 40 μ L/L C ₂ H ₂ : 0 μ L/L 2) 运行中: H ₂ : ≤ 150 μ L/L 总烃: ≤ 100 /L C ₂ H ₂ : ≤ 2 μ L/L	
3	绝缘油试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	见第 15 章表 48 中序号 6、8、9	
4	绝缘电阻	1) A、B 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	1) 一次绕组对二次及地: ≥ 1000 M Ω ; 2) 二次绕组间及对地: ≥ 1000 M Ω	采用 2500 V 绝缘电阻表
5	介质损耗因数 (35 kV 及以上)	1) A 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年;	1) A 级检修后: 5 $^{\circ}$ C: ≤ 0.010 10 $^{\circ}$ C: ≤ 0.015 20 $^{\circ}$ C: ≤ 0.020 30 $^{\circ}$ C: ≤ 0.035	1) 串级式电压互感器的介质损耗因数试验方法建议采用末端屏蔽法, 其他试验方法与要求

表 16 (续)

序号	项目	周期	判据				方法及说明
5	介质损耗因数 (35 kV 及以上)	4) 必要时	40 ℃: ≤ 0.050 2) 运行中: 5 ℃: ≤ 0.015 10 ℃: ≤ 0.020 20 ℃: ≤ 0.025 30 ℃: ≤ 0.040 40 ℃: ≤ 0.055 3) 与历次试验结果相比无明显变化; 4) 支架绝缘介质损耗因数不宜大于 5%				自行规定; 2) 前后对比宜采用同一试验方法
6	交流耐压试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	1) 一次绕组按出厂试验值的 80% 进行; 2) 二次绕组之间及对地 (箱体), 末屏对地 (箱体) 为 2 kV				二次绕组及末屏交流耐压试验, 可用 2500 V 绝缘电阻表绝缘电阻测量项目代替
7	局部放电测量	1) A 级检修后; 2) 必要时	系统接地方式	一次绕组连接方式	局放放电测量电压 (方均根值) kV	局部放电允许水平 pC	试验按 GB/T 20840.3 进行
			中性点接地	相对地	U_m $1.2U_m/\sqrt{3}$	50 20	
				相对相	$1.2U_m$	50	
			中性点绝缘或非有效接地	相对地	$1.2U_m$ $1.2U_m/\sqrt{3}$	50 20	
				相对相	$1.2U_m$	50	

表 16 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
8	伏安特性测量	必要时	<p>1) 在额定电压下, 空载电流与出厂数值差别不大于 30%;</p> <p>2) 在中性点非有效接地系统 1.9 额定电压或中性点有效接地系统 1.5 额定电压下, 空载电流不大于最大允许电流</p>	<p>1) 试验可在互感器的一次或二次绕组上进行;</p> <p>2) 在 0.2、0.5、0.8、1.0、1.2、1.5、1.9 倍的额定电压下, 测量空载电流, 并做出励磁特性曲线。其中 1.5 额定电压为安装于中性点有效接地系统的电压互感器; 安装于中性点非有效接地系统的半绝缘互感器为 1.9 倍额定电压, 全绝缘结构电压互感器为 1.2 倍额定电压;</p> <p>3) 对安装于中性点有效接地系统的互感器进行试验时, 加至 1.5 倍额定电压的时间不允许超过 10 s;</p> <p>4) 感应耐压试验前后, 应各进行一次额定电压时的空载电流测量, 两次测得值相比不应有明显差别</p>
9	密封检查	<p>1) A 级检修后;</p> <p>2) 必要时</p>	应无渗漏油现象	试验方法按制造厂规定
10	联接组别和极性	必要时	与铭牌标志相符	

表 16 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
11	电压比	必要时	与铭牌标志相符	
12	一次绕组直流电阻测量	1) A 级检修后; 2) 必要时	与初值相比应无明显变化	

8.2.2 电磁式电压互感器 (SF₆ 气体绝缘) 试验项目、周期和要求见表 17。

表 17 电磁式电压互感器 (SF₆ 气体绝缘) 试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) ≥330 kV: 1 个月; 2) 220 kV: 3 个月; 3) ≤110 kV: 6 个月; 4) 必要时	各部位无异常温升现象, 检测和分析方法参考 DL/T 664	
2	SF ₆ 分解物测试	1) A、B 级检修后; 2) 必要时	1) A 级检修后注意: (SO ₂ +SOF ₂) ≤2 μL/L HF ≤2 μL/L H ₂ S ≤1 μL/L CO (报告) 2) B 级检修后或运行中注意: SO ₂ : ≤5 μL/L H ₂ S: ≤2 μL/L CO: ≤100 μL/L	用检测管、气相色谱法或电化学传感器法进行测量

表 17 (续)

序号	项目	周期	判据				方法及说明
3	SF ₆ 气体检测	1) A 级检修后; 2) 必要时	见第 15 章表 50 中序号 2、3、4				
4	绝缘电阻	1) A、B 级检修后; 2) ≥330 kV: ≤3 年; 3) ≤220 kV: ≤6 年; 4) 必要时	1) 一次绕组对二次及地: ≥1000 MΩ; 2) 二次绕组间及对地: ≥1000 MΩ				采用 2500 V 绝缘电阻表
5	交流耐压试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	1) 一次绕组按出厂试验值的 80%进行; 2) 二次绕组之间及对地(箱体), 末屏对地(箱体)为 2 kV				二次绕组及末屏交流耐压试验, 可用 2500 V 绝缘电阻表绝缘电阻测量项目代替
6	局部放电测量	1) A 级检修后; 2) 必要时	系统接地方式	一次绕组连接方式	局放放电测量电压(方均根值) kV	局部放电允许水平 pC	试验按 GB/T 20840.3 进行
			中性点接地	相对地	U_m $1.2U_m/\sqrt{3}$	50 20	
				相对相	$1.2U_m$	50	
			中性点绝缘或非有效接地	相对地	$1.2U_m$ $1.2U_m/\sqrt{3}$	50 20	
				相对相	$1.2U_m$	50	

表 17 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
7	伏安特性测量	必要时	1) 在额定电压下, 空载电流与出厂数值差别不大于 30%; 2) 在中性点非有效接地系统 1.9 倍额定电压或中性点有效接地系统 1.5 倍额定电压下, 空载电流不大于最大允许电流	1) 试验可在互感器的一次或二次绕组上进行; 2) 在 0.2、0.5、0.8、1.0、1.2、1.5、1.9 倍的额定电压下, 测量空载电流, 并做出励磁特性曲线。其中 1.5 倍额定电压为安装于中性点有效接地系统的电压互感器; 安装于中性点非有效接地系统的半绝缘互感器为 1.9 倍额定电压, 全绝缘结构电压互感器为 1.2 倍额定电压; 3) 对安装于中性点有效接地系统的互感器进行试验时, 加至 1.5 倍额定电压的时间不允许超过 10 s; 4) 感应耐压试验前后, 应各进行一次额定电压时的空载电流测量, 两次测得值相比不应有明显差别
8	联接组别和极性	必要时	与铭牌标志相符	

表 17 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
9	电压比	必要时	与铭牌标志相符	
10	一次绕组直流电阻测量	1) A 级检修后; 2) 必要时	与初值相比应无明显变化	
11	气体压力表校准	1) A 级检修; 2) 必要时	应符合产品技术文件要求	
12	气体密度表(继电器)校准	1) A 级检修; 2) 必要时	应符合产品技术文件要求	

8.2.3 电磁式电压互感器(固体绝缘)试验项目、周期和要求见表 18。

表 18 电磁式电压互感器(固态绝缘)试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) 6 个月; 2) 必要时	各部位不应有明显温升现象,检测和分析方法参考 DL/T 664	

表 18 (续)

序号	项目	周期	判据				方法及说明
2	绝缘电阻	1) 不超过 3 年; 2) 必要时	一次绕组对二次绕组及地(基座外壳)之间的绝缘电阻、二次绕组间及对地(基座外壳)的绝缘电阻不宜小于 1000 MΩ				采用 2500 V 绝缘电阻表
3	交流耐压试验	必要时	1) 一次绕组按出厂值的 80% 进行; 2) 二次绕组之间及其对地(基座)的工频耐受电压为 2 kV, 可用 2500 kV 绝缘电阻表代替				二次绕组工频耐受电压, 可用 2500 kV 绝缘电阻表代替
4	局部放电测量	必要时	系统接地方式	一次绕组连接方式	局放放电测量电压(方均根值) kV	局部放电允许水平 pC	试验按 GB/T 20840.3 进行
			中性点接地系统	相对地	U_m $1.2U_m/\sqrt{3}$	100 50	
				相对相	$1.2U_m$	100	
			中性点绝缘或非有效接地系统	相对地	$1.2U_m$ $1.2U_m/\sqrt{3}$	100 50	
				相对相	$1.2U_m$	100	

表 18 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
5	空载电流测量	必要时	1) 在额定电压下, 空载电流与出厂数值比较无明显差别; 2) 与同批次、同型号的电磁式电压互感器相比, 彼此差异不大于 30%	1) 试验可在互感器的一次或二次绕组上进行; 2) 在 0.2、0.5、0.8、1.0、1.2、1.9 倍的额定电压下, 测量空载电流, 并做出励磁特性曲线, 其中 1.2 倍额定电压为全绝缘结构电压互感器, 1.9 倍额定电压为半绝缘结构互感器; 3) 对用于限制系统铁磁谐振的特殊安装方式的四台组合结构, 按 1.2 倍额定工作电压进行试验; 4) 感应耐压试验前后, 应各进行一次额定电压时的空载电流测量, 两次测得值相比不应有明显差别
6	联接组别和极性	必要时	与铭牌和端子标志相符	
7	电压比	必要时	与铭牌标志相符	
8	绕组直流电阻测量	必要时	与初值相比应无明显变化	

8.2.4 电容式电压互感器试验项目、周期和要求见表 19。

表 19 电容式电压互感器试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) ≥ 330 kV: 1 个月; 2) 220 kV: 3 个月; 3) ≤ 110 kV: 6 个月; 4) 必要时	参考 DL/T 664 各部位不应有明显温升现象, 检测和分析方法参考 DL/T 664	
2	分压器绝缘电阻	1) A、B 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	不低于 5000 M Ω	采用 2500 V 绝缘电阻表
3	分压电容器低压端对地绝缘电阻	1) A、B 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	不低于 1000 M Ω	采用 2500 绝缘电阻表
4	分压器介质损耗因数及电容量测量	1) A、B 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	1) 10 kV 下的介质损耗因数数值不大于下列数值: 油纸绝缘: 0.005 膜纸复合绝缘: 0.002 2) 电容量初值差不超过 $\pm 2\%$	额定电压下的误差特性满足误差限制要求的, 可以替代介质损耗因数及电容量测量
5	中间变压器绝缘电阻	必要时	一次绕组对二次绕组及地(箱体)绝缘电阻大于 1000 M Ω , 二次绕组之间及对地(箱体)绝缘电阻大于 1000 M Ω	采用 1000 V 绝缘电阻表, 从 X 端测量

表 19 (续)

序号	项目	周期	判据			方法及说明
6	中间变压器一、二次绕组直流电阻测量	1) A、B 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	与初值比较, 无明显变化			1) 额定电压下的误差特性满足误差限制要求的, 可以替代直流电阻测量; 2) 当一次绕组与分压器在内部连接而无法测量时可不测
7	交流耐压试验	必要时	1) 一次绕组按出厂值的 80% 进行; 2) 二次绕组之间及其对地的工频耐受电压为 2 kV, 可用 2500 kV 绝缘电阻表代替			
8	局部放电测量	必要时	系统接地方式	局部放电测量电压 (方均根值) kV	局部放电允许水平 pC	
			中性点接地系统	U_m $1.2U_m/\sqrt{3}$	50 20	
			中性点绝缘或非有效接地系统	$1.2U_m$ $1.2U_m/\sqrt{3}$	50 20	
9	极性检查	必要时	与铭牌标识相符			
10	电压比检测	必要时	应符合产品技术文件要求			
11	阻尼器检查	必要时	1) 绝缘电阻大于 $10\text{ M}\Omega$; 2) 阻尼器特性检查按照产品技术文件要求进行			1) 采用 1000 V 绝缘电阻表; 2) 内置式阻尼器不进行

表 19 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
12	电磁单元 绝缘油击穿 电压和水分 检测	1) A 级检修后; 2) 必要时	1) 击穿电压: ≥ 30 kV; 2) 水分: ≤ 25 mg/L	必要时包括: 1) 二次绕组绝缘电阻 不能满足要求; 2) 存在密封性缺陷时

8.2.5 电子式电压互感器试验项目、周期和要求见表 20。

表 20 电子式电压互感器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) ≥ 330 kV: 1 个月; 2) 220 kV: 3 个 月; 3) ≤ 110 kV: 6 个月; 4) 必要时	各部位不应有明显温 升现象, 检测和分析方 法参考 DL/T 664	
2	SF ₆ 分解 物测试	1) A、B 级检修 后; 2) 必要时	1) A 级检修后注意: (SO ₂ +SOF ₂) ≤ 2 μ L/L HF ≤ 2 μ L/L H ₂ S ≤ 1 μ L/L CO (报告) 2) B 级检修后或运行 中注意: SO ₂ : ≤ 5 μ L/L H ₂ S: ≤ 2 μ L/L CO: ≤ 100 μ L/L	用检测管、气相色谱 法或电化学传感器法进 行测量
3	SF ₆ 气体 检测	1) A 级检修后; 2) 必要时	见第 15 章表 50 中序号 2、3、4	
4	绝缘电阻 测量	1) A、B 级检修 后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	1) 电子式电压互感器 一次端子对地的绝缘电 阻与出厂值相比较无明 显变化; 2) 互感器及合并单元 的供电端口两极对外壳 之间的绝缘电阻不小于 500 M Ω	测量电子式电压互感 器一次端子对地的绝缘 电阻测试方法由业主与 互感器制造商协商确 定, 测量互感器及合并 单元的供电端口两极对 外壳之间的绝缘电阻采 用 500 V 绝缘电阻表

表 20 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明	
5	电容量和介质损耗因数测量	1) A 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	测量一次端子对本体外壳间的电容量和介质损耗因数值, 并与出厂测量值比较, 两者之间的比值应在 0.8~1.2 之间	适用于电容分压型电子式电压互感器	
6	一次端子的交流耐压试验	必要时	一次端子按出厂试验值的 80% 进行		
7	低压器件的工频耐压试验	必要时	1) 应能耐受 GB/T 20840.7 标准规定的 2 kV/1 min; 2) 对合并单元下载程序或调试的非光接口, 应能承受交流 500 V 或直流 700 V 的 1 min 耐压试验		
8	局部放电测量	必要时	系统接地方式	局部放电测量电压(方均根值) kV	局部放电允许水平 pC
			中性点接地系统	U_m $1.2U_m/\sqrt{3}$	100 (干式)、50 (油浸式、SF ₆) 50 (干式)、20 (油浸式、SF ₆)
			中性点绝缘或非有效接地系统	$1.2U_m$ $1.2U_m/\sqrt{3}$	100 (干式)、50 (油浸式、SF ₆) 50 (干式)、20 (油浸式、SF ₆)
9	极性检查	必要时	与铭牌标志相符		

表 20 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
10	变比检查	必要时	与铭牌标志相符	
11	气体密度继电器和压力表校准	必要时	应符合产品技术文件要求	
12	密封性能测试	必要时	1) 油浸式互感器密封良好, 油位指示与环境温度相符, 无渗漏油; 2) SF ₆ 互感器年泄漏率应不大于 0.5%	

8.3 三相组合互感器

8.3.1 组合互感器（油浸式）试验项目、周期和要求见表 21。

表 21 组合互感器（油浸式）的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1 年	参考 DL/T 664 各部位不应有明显温升现象, 检测和分析方法参考 DL/T 664	
2	绝缘电阻	1) 不超过 6 年 2) 必要时	一次绕组对二次绕组及地（基座外壳）之间的绝缘电阻、二次绕组间及对地（基座外壳）的绝缘电阻不宜小于 1000 MΩ	采用 2500 V 绝缘电阻表
3	交流耐压试验	必要时	1) 一次绕组按出厂值的 80% 进行; 2) 二次绕组之间及其对地的工频耐受电压为 2 kV	二次绕组之间及其对地工频耐受试验可用 2500 kV 绝缘电阻表代替
4	局部放电测量	必要时	1.2U _m 时, 放电量不大于 50pC; 1.2U _m /√3 时, 放电量不大于 20pC	

表 21 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
5	密封检查	必要时	目测应无渗漏油现象	
6	联接组别和极性		与铭牌和端子标志相符	
7	电压比	必要时	与铭牌标志相符	
8	电流互感器的变比检查	必要时	1) 与铭牌标志相符; 2) 比值差和相位差与制造厂试验值比较应无明显变化, 并符合等级规定	
9	绕组直流电阻测量	必要时	与初值相比, 应无明显变化	

8.3.2 组合互感器（固体绝缘）试验项目、周期和要求见表 22。

表 22 组合互感器（固体绝缘）试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1 年	参考 DL/T 664 各部位不应有明显温升现象, 检测和分析方法参考 DL/T 664	
2	绝缘电阻	1) 不超过 6 年; 2) 大修后; 3) 必要时	一次绕组对二次绕组及地 (基座外壳) 之间的绝缘电阻、二次绕组间及对地 (基座外壳) 的绝缘电阻不宜小于 1000 MΩ	采用 2500 V 绝缘电阻表
3	交流耐压试验	必要时	1) 一次绕组按出厂值的 80% 进行; 2) 二次绕组之间及其对地的工频耐受电压为 2 kV, 可用 2500 kV 绝缘电阻表代替	

表 22 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
4	局部放电试验	必要时	1.2U _m 时, 放电量不大于 100pC; 1.2U _m /√3 时, 放电量不大于 50pC	
5	联接组别和极性	1) 更换绕组后; 2) 接线变动后	与铭牌和端子标志相符	
6	电压比	必要时	与铭牌标志相符	
7	电流互感器的变比检查	必要时	1) 与铭牌标志相符; 2) 比值差和相位差与制造厂试验值比较应无明显变化, 并符合等级规定	
8	绕组直流电阻测量	A 级检修后	与初值相比应无明显变化	

说明: 由独立元件(独立式电压互感器和独立式电流互感器)组成的组合互感器, 按独立元件进行试验, 误差干扰试验不在预试范围之内。

9 开关设备

9.1 气体绝缘金属封闭开关设备

气体绝缘金属封闭开关设备的试验项目、周期和要求见表 23。

表 23 气体绝缘金属封闭开关设备的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) ≥330 kV: 1 个月; 2) 220 kV: 3 个月;	红外热像图显示无异常温升、温差和相对温差, 符合 DL/T 664 要求	1) 红外测温采用红外成像仪测试; 2) 测试应尽量在负荷

表 23 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	3) ≤ 110 kV: 6 个月; 4) 必要时		高峰、夜晚进行; 3) 在大负荷增加检测
2	SF ₆ 分解物测试	1) A、B 级检修后; 2) 必要时	1) A 级检修后注意: (SO ₂ +SOF ₂) ≤ 2 μ L/L HF ≤ 2 μ L/L H ₂ S ≤ 1 μ L/L CO (报告) 2) B 级检修后或运行中注意: SO ₂ : ≤ 3 μ L/L H ₂ S: ≤ 2 μ L/L CO: ≤ 100 μ L/L	用检测管、气相色谱法或电化学传感器法进行测量
3	SF ₆ 气体检测	见第 15 章表 50		
4	导电回路电阻测量	1) A、级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	回路电阻不得超过交接试验值的 110%, 且不超过产品技术文件规定值, 同时应进行相间比较不应有明显的差别	1) 根据产品技术文件进行分段测试; 2) 用直流压降法测量, 电流不小于 100 A; 3) 测量范围应包括主母线、分支母线和出线套管
5	断路器机械特性	1) A 级检修后; 2) 机构 A 级检修后	1) 分合闸时间、分合闸速度、三相不同期性、行程曲线等机械特性应符合产品技术文件要求, 除制造厂另有规定外, 断路器的分、合闸同期性应满足下列要求: 一相间合闸不同期不大于 5 ms; 一相间分闸不同期不大于 3 ms; 一同相各断口间合闸不同期不大于 3 ms; 一同相各断口间分闸不同期不大于 2 ms; 2) 测量主触头动作与辅助开关切换时间的配合情况	

表 23 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
6	交流耐压试验	1) A、级检修后; 2) 必要时	1) 交流耐压不低于出厂试验电压值的 80%; 2) 工频耐压时应装设放电定位装置以确认放电电气室; 3) 耐压中出现放电即应中止试验, 查找出放电点, 处理完才可继续试验	1) 试验在 SF ₆ 气体额定压力下进行; 2) 对 GIS 试验时应将其中的电磁式电压互感器及避雷器断开; 3) 交流耐压试验时应同时监视局部放电; 4) 仅进行合闸对地状态下的耐压试验
7	SF ₆ 气体密度继电器 (包括整定值) 检验	1) A 级检修后; 2) ≥330 kV: ≤3 年; 3) ≤220 kV: ≤6 年; 4) 必要时	参照 JB/T 10549 执行	宜在密度继电器不拆卸情况下进行校验
8	联锁试验	A 级检修后	联锁、闭锁应准确、可靠	检查联锁及闭锁性能, 防止误动作
9	操动机构压力表检验, 压力开关 (气压、液压) 检验	1) A 级检修后; 2) 必要时	应符合产品技术文件要求	运行现场可用高精度的压力表进行比对
10	辅助回路和控制回路绝缘电阻	1) A 级检修后; 2) 必要时	绝缘电阻不低于 2 MΩ	采用 1000 V 绝缘电阻表
11	辅助回路和控制回路交流耐压试验	A 级检修后	试验电压为 2 kV	耐压试验后的绝缘电阻值不应降低, 宜用 2500 V 绝缘电阻表代替
12	操动机构在分闸、合闸、重合闸下的操作压力 (气压、液压) 下降值	1) A 级检修后; 2) 必要时	应符合产品技术文件要求	

表 23 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
13	液(气)压操动机构的密封试验	1) A级检修后; 2) 必要时	应符合产品技术文件要求	应在分、合闸位置下分别试验
14	油(气)泵补压及零起打压的运转时间	1) A级检修后; 2) 必要时	应符合产品技术文件要求	
15	采用差压原理的气动或液压机构的防失压慢分试验	1) A级检修后; 2) 必要时	应符合产品技术文件要求	
16	防止非全相合闸等辅助控制装置的动作性能	1) A级检修后; 2) 必要时	性能检查正常	
17	断路器防跳功能检查	1) A级检修后; 2) 必要时	功能检查正常	
18	断路器辅助开关检查	1) A级检修后; 2) 必要时	不得出现卡涩或接触不良等现象	
19	断路器分合闸线圈电阻	1) A级检修后; 2) 必要时	应符合产品技术文件要求	
20	断路器分、合闸电磁铁的动作电压	1) A级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	1) 并联分闸脱扣器在分闸装置的额定电源电压的 65%~110% (直流) 或 85%~110% (交流) 范围内、交流时在分闸装置的额定电源频率下, 在开关装置所有的直到它的额定短路开断电流的操作条件下, 均应可靠动作。当电源电压等于或小于额定电源电压的 30% 时, 并联	

表 23 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
20	断路器分、合闸电磁铁的动作电压		分闸脱扣器不应脱扣； 2) 并联合闸脱扣器在合闸装置额定电源电压的 85%到 110%之间、交流时在合闸装置的额定电源频率下应该正确地动作。当电源电压等于或小于额定电源电压的 30%时，并联合闸脱扣器不应脱扣	
21	合闸电阻阻值及合闸电阻预接入时间	1) A 级检修后； 2) 必要时	1) 阻值与产品技术文件要求值相差不超过 $\pm 5\%$ (A 级检修时测量)； 2) 预接入时间应符合产品技术文件要求	
22	断路器电容器试验	见第 14 章表 46		GIS 断路器中的断口并联电容器，在断路器 A 级检修时进行试验
23	隔离开关机构电动机绝缘电阻	1) A 级检修后； 2) 必要时	电机绝缘电阻不低于 $2\text{ M}\Omega$	用 1000 V 绝缘电阻表测量
24	隔离开关辅助开关检查	1) A 级检修后； 2) 必要时	不得出现卡涩或接触不良等现象	
25	电流互感器试验	见第 8 章表 12		不具备试验条件不进行试验
26	避雷器试验	见第 17 章表 52		
27	电压互感器试验	见第 8 表 17		
28	隔离开关和接地开关其他试验	见本章表 31		

表 23 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
29	SF ₆ 断路器其他试验	必要时	见本章表 24	
30	带电显示装置检查	必要时	符合产品技术文件要求	

9.2 SF₆ 断路器

SF₆ 断路器的试验项目、周期和要求见表 24。

表 24 SF₆ 断路器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) ≥330 kV: 1 个月; 2) 220 kV: 3 个月 3) ≤110 kV: 6 个月; 4) 必要时	红外热像图显示无异常温升、温差和相对温差, 符合 DL/T 664 要求	1) 红外测温采用红外成像仪测试; 2) 测试应尽量在负荷高峰、夜晚进行; 3) 在大负荷增加检测
2	SF ₆ 分解物测试	1) A、B 级检修后; 2) 必要时	1) A 级检修后注意: (SO ₂ +SOF ₂) ≤2 μL/L HF ≤2 μL/L H ₂ S ≤1 μL/L CO (报告) 2) B 级检修后或运行中注意: SO ₂ : ≤3 μL/L H ₂ S: ≤2 μL/L CO: ≤100 μL/L	用检测管、气相色谱法或电化学传感器法进行测量
3	SF ₆ 气体检测	见第 15 章表 50		
4	导电回路电阻测量	1) A 级检修后; 2) ≥330 kV: ≤3 年; 3) ≤220 kV: ≤6 年; 4) 必要时	回路电阻不得超过出厂试验值的 110%, 且不超过产品技术文件规定值, 同时应进行相间比较不应有明显的差别	用直流压降法测量, 电流不小于 100 A

表 24 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
5	耐压试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	1) 交流耐压的试验电压不低于出厂试验电压值的 80%; 2) 有条件时进行雷电冲击耐压, 试验电压不低于出厂试验电压值的 80%	1) 试验在 SF ₆ 气体额定压力下进行; 2) 罐式断路器的耐压试验方式: 合闸对地; 分闸状态两端轮流加压, 另一端接地; 3) 对瓷柱式定开距型断路器应做断口间耐压
6	机械特性	1) A 级检修后; 2) ≥330 kV: ≤3 年; 3) ≤220 kV: ≤6 年; 4) 必要时	1) 分合闸时间、分合闸速度、三相不同期性、行程曲线等机械特性应符合产品技术文件要求, 除制造厂另有规定外, 断路器的分、合闸同期性应满足下列要求: — 相间合闸不同期不大于 5 ms; — 相间分闸不同期不大于 3 ms; — 同相各断口间合闸不同期不大于 3 ms; — 同相各断口间分闸不同期不大于 2 ms; 2) 测量主触头动作与辅助开关切换时间的配合情况	
7	SF ₆ 气体密度继电器 (包括整定值) 检验	1) A 级检修后; 2) ≥330 kV: ≤3 年; 3) ≤220 kV: ≤6 年; 4) 必要时	参照 JB/T 10549 执行	宜在密度继电器不拆卸情况下进行校验
8	操动机构压力表检验, 压力开关 (气压、液压) 检验	1) A 级检修后; 2) ≥330 kV: ≤3 年; 3) ≤220 kV: ≤6 年; 4) 必要时	应符合产品技术文件要求	对气动机构应校验各级气压的整定值 (减压阀及机械安全阀)

表 24 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
9	辅助回路和控制回路绝缘电阻	1) 必要时; 2) A 级检修后	绝缘电阻不低于 $2\text{ M}\Omega$	采用 1000 V 绝缘电阻表
10	辅助回路和控制回路交流耐压试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	试验电压为 2 kV	耐压试验后的绝缘电阻值不应降低, 可以用 2500 V 绝缘电阻表代替
11	操动机构在分闸、合闸、重合闸下的操作压力(气压、液压)下降值	1) A 级检修后; 2) 必要时	应符合产品技术文件要求	
12	液(气)压操动机构的密封试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	应符合产品技术文件要求	应在分、合闸位置下分别试验
13	油(气)泵补压及零起打压的运转时间	1) A 级检修后; 2) 必要时	应符合产品技术文件要求	
14	采用差压原理的气动或液压机构的防失压慢分试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	应符合产品技术文件要求	
15	防止非全相合闸等辅助控制装置的动作性能	1) A 级检修后; 2) 必要时	性能检查正常	
16	防跳功能检查	1) A 级检修后; 2) 必要时	功能检查正常	
17	辅助开关检查	1) A 级检修后; 2) 必要时	不得出现卡涩或接触不良等现象	

表 24 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
18	操动机构分、合闸电磁铁的动作电压	1) A 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	1) 并联合闸脱扣器在合闸装置额定电源电压的 85%~110%之间、交流时在合闸装置的额定电源频率下应该正确地动作。当电源电压等于或小于额定电源电压的 30%时, 并联合闸脱扣器不应脱扣; 2) 并联分闸脱扣器在分闸装置的额定电源电压的 65%~110% (直流) 或 85%~110% (交流) 范围内、交流时在分闸装置的额定电源频率下, 在开关装置所有的直到它的额定短路开断电流的操作条件下, 均应可靠动作。当电源电压等于或小于额定电源电压的 30%时, 并联分闸脱扣器不应脱扣	分、合闸电磁铁的动作电压
19	分合闸线圈电阻	1) A 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	分合闸线圈电阻应在厂家规定范围内	
20	合闸电阻阻值及合闸电阻预接入时间	1) A 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	1) 阻值与产品技术文件要求值相差不超过 $\pm 5\%$ (A 级检修时); 2) 预接入应符合产品技术文件要求	
21	断路器电容器试验	见第 14 章表 46		1) 交接或 A 级检修时, 对瓷柱式断路器应测量电容器和断口并联后整体的电容值和介质损耗因数, 作为该设备

表 24 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
21	断路器电容器试验			的原始数据; 2) 对罐式断路器必要时进行试验, 试验方法应符合产品技术文件要求
22	罐式断路器内的电流互感器		见第 8 章表 12	

9.3 油断路器

油断路器的试验项目、周期和要求见表 25。

表 25 油断路器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明																			
1	绝缘油试验		见第 15 章表 49																				
2	绝缘电阻	1) A、B 级检修后; 2) ≤6 年; 3) 必要时	1) 整体绝缘电阻自行规定; 2) 断口和有机物制成的拉杆的绝缘电阻不应低于下表数值: MΩ	使用 2500 V 绝缘电阻表																			
			<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">试验类别</th> <th colspan="4">额定电压 kV</th> </tr> <tr> <th><24</th> <th>24~40.5</th> <th>72.5~252</th> <th>363</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A、B 级检修后</td> <td>1000</td> <td>2500</td> <td>5000</td> <td>10000</td> </tr> <tr> <td>运行中</td> <td>300</td> <td>1000</td> <td>3000</td> <td>5000</td> </tr> </tbody> </table>	试验类别	额定电压 kV				<24	24~40.5	72.5~252	363	A、B 级检修后	1000	2500	5000	10000	运行中	300	1000	3000	5000	
试验类别	额定电压 kV																						
	<24	24~40.5	72.5~252	363																			
A、B 级检修后	1000	2500	5000	10000																			
运行中	300	1000	3000	5000																			

表 25 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明				
3	40.5 kV 及以上非纯瓷套管和多油断路器的介质损耗因数	1) A 级检修后; 2) ≤6 年; 3) 必要时	1) 20℃ 时多油断路器的非纯瓷套管的介质损耗因数值参见第 11 章; 2) 20℃ 时非纯瓷套管断路器的介质损耗因数值, 可比第 11 章中相应的介质损耗因数值增加下列数值:	1) 在分闸状态下按每支套管进行测量。测量的介质损耗因数超过规定值或有显著增大时, 必须落下油箱进行分解试验。对不能落下油箱的断路器, 则应将油放出, 使套管下部及灭弧室露出油面, 然后进行分解试验; 2) 断路器 A 级检修而套管不 A 级检修时, 应按套管运行中规定的相应数值增加; 3) 带并联电阻断路器的整体介质损耗因数可相应增加 0.01; 4) 40.5kVDW1/35DW1/35D 型断路器介质损耗因数增加数为 0.03				
			<table border="1"> <tr> <td>额定电压 kV</td> <td>≥126</td> <td><126</td> </tr> <tr> <td>介质损耗因数值 的增加数</td> <td>0.01</td> <td>0.02</td> </tr> </table>		额定电压 kV	≥126	<126	介质损耗因数值 的增加数
额定电压 kV	≥126	<126						
介质损耗因数值 的增加数	0.01	0.02						
4	40.5 kV 及以上少油断路器的泄漏电流	1) A 级检修后; 2) ≤6 年; 3) 必要时	1) 每一元件的试验电压如下:	252 kV 及以上少油断路器拉杆 (包括支持瓷套) 的泄漏电流大于 5 μA 时, 应引起注意				
			<table border="1"> <tr> <td>额定电压 kV</td> <td>40.5</td> <td>72.5 ~ 252</td> <td>≥363</td> </tr> <tr> <td>直流试验电压 kV</td> <td>20</td> <td>40</td> <td>60</td> </tr> </table>		额定电压 kV	40.5	72.5 ~ 252	≥363
额定电压 kV	40.5	72.5 ~ 252	≥363					
直流试验电压 kV	20	40	60					
			2) 泄漏电流不宜大于 10 μA					
5	交流耐压试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	断路器在分、合闸状态下分别进行, 试验电压值如下: 12 kV ~ 40.5 kV 断路器对地及相间接 DL/T 593 规定值; 72.5 kV 及以上者按 DL/T 593 规定值的 80%	对于三相共箱式的油断路器应作相间耐压, 其试验电压值与对地耐压值相同				

表 25 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
6	126 kV 及以上油断路器拉杆的交流耐压试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	试验电压出厂试验值的 80%	1) 耐压设备不能满足要求时可分段进行, 分段数不应超过 6 段 (252 kV), 或 3 段 (126 kV), 加压时间为 5 min; 2) 每段试验电压可取整段试验电压值除以分段数所得值的 1.2 倍或自行规定
7	导电回路电阻	1) A 级检修后; 2) 必要时	1) A 级检修后应符合产品技术文件要求; 2) 运行中自行规定	用直流压降法测量, 电流不小于 100 A
8	辅助回路和控制回路交流耐压试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	试验电压为 2 kV	
9	断路器的合闸时间和分闸时间	1) A 级检修后; 2) 必要时	应符合产品技术文件要求	在额定操作电压 (气压、液压) 下进行
10	断路器分闸和合闸的速度	1) A 级检修后; 2) 必要时	应符合产品技术文件要求	在额定操作电压 (气压、液压) 下进行
11	断路器触头分、合闸的同期性	1) A 级检修后; 2) 必要时	应符合产品技术文件要求	
12	操动机构合闸接触器和分、合闸电磁铁的最低动作电压	1) A 级检修后; 2) 操动机构 A 级检修后	1) 操动机构分闸电磁铁上的最低动作电压应在操作电压额定值的 30%~65% (直流) 或 30%~85% (交流) 之间, 操作电压额定值的 65%~110% (直流) 或 85%~110% (交流) 应保证脱扣器正确动作。当电源电压低至额定值的 30% 或更低时, 并联分闸脱扣器均不应脱扣;	

表 25 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
12	操动机构合闸接触器和分、合闸电磁铁的最低动作电压		<p>2) 操动机构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%~85%之间, 操作电压额定值的 85%~110%应保证脱扣器正确动作。当电源电压低至额定值的 30%或更低时, 并联合闸脱扣器均不应脱扣;</p> <p>3) 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% (关合电流峰值等于及大于 50 kA 时为 85%)时应可靠动作</p>	
13	合闸接触器和分、合闸电磁铁线圈的绝缘电阻和直流电阻, 辅助回路和控制回路绝缘电阻	<p>1) A 级检修后;</p> <p>2) ≤6 年;</p> <p>3) 必要时</p>	<p>1) 绝缘电阻不应小于 2 MΩ;</p> <p>2) 直流电阻应符合产品技术文件要求</p>	采用 500 V 或 1000 V 绝缘电阻表
14	断路器的电流互感器试验	<p>1) A 级检修后;</p> <p>2) 必要时</p>	见第 8 章表 11	

9.4 低压断路器和自动灭磁开关

9.4.1 低压断路器和自动灭磁开关的试验项目、周期和要求见表 25 中序号 12 和序号 13。

9.4.2 对自动灭磁开关尚应作动合、动断触点分合切换顺序, 主触头、灭弧触头表面情况和动作配合情况以及灭弧栅是否完整等检查。对新换的 DM 型灭磁开关尚应检查灭弧栅片数。

9.5 真空断路器

真空断路器的试验项目、周期和要求见表 26。

表 26 真空断路器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明			
1	红外测温	1) ≤1 年; 2) 必要时	红外热像图显示无异常温升、温差和相对温差, 符合 DL/T 664 要求	1) 红外测温采用红外成像仪测试; 2) 测试应尽量在负荷高峰、夜晚进行; 3) 在大负荷和重大节日增加检测			
2	绝缘电阻	1) A、B 级检修后; 2) 必要时	1) 整体绝缘电阻参照产品技术文件要求或自行规定; 2) 断口和用有机物制成的拉杆的绝缘电阻不应低于下表中的数值: MΩ				
			试验类别		额定电压 kV		
					<24	24~40.5	≥72.5
			A 级检修后		1000	2500	5000
运行中或 B 级检修后	300	1000	3000				
3	耐压试验	1) A 级检修后; 2) ≤6 年; 3) 必要时	断路器在分、合闸状态下分别进行, 试验电压值按 DL/T 593 规定值				
4	辅助回路和控制回路交流耐压试验	1) A 级检修后; 2) ≤6 年; 3) 必要时	试验电压为 2 kV				

表 26 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
5	机械特性	1) A 级检修后; 2) ≤6 年; 3) 必要时	合闸时间和分闸时间, 分、合闸的同期性, 触头开距, 合闸时的弹跳时间应符合产品技术文件要求, 有条件时测行程特性曲线产品技术文件要求	用于投切电容器组的真空断路器试验周期可适当缩短
6	导电回路电阻	1) A 级检修后; 2) 必要时	不大于 1.1 倍出厂试验值, 且应符合产品技术文件规定值, 同时进行相间比较不应有明显的差别	用直流压降法测量, 电流不小于 100 A
7	操动机构分、合闸电磁铁的动作电压	1) A 级检修后; 2) 必要时	1) 并联合闸脱扣器在合闸装置额定电源电压的 85%~110%之间、交流时在合闸装置的额定电源频率下应该正确地动作。当电源电压等于或小于额定电源电压的 30%时, 并联合闸脱扣器不应脱扣; 2) 并联分闸脱扣器在分闸装置的额定电源电压的 65%~110%(直流)或 85%~110%(交流)范围内、交流时在分闸装置的额定电源频率下, 在开关装置所有的直到它的额定短路开断电流的操作条件下, 均应可靠动作。当电源电压等于或小于额定电源电压的 30%时, 并联分闸脱扣器不应脱扣	
8	合闸接触器和分、合闸电磁铁线圈的绝缘电阻和直流电阻	1) A 级检修后; 2) ≤6 年; 3) 必要时	1) 绝缘电阻不应小于 2 MΩ; 2) 直流电阻应符合产品技术文件要求	1) 采用 1000 V 绝缘电阻表; 2) 若线圈无法测量, 此项可不作要求

表 26 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
9	灭弧室真空度的测量	1) A 级检修后; 2) 必要时	应符合产品技术文件要求	有条件时进行
10	检查动触头连杆上的软联结夹片有无松动	1) A 级检修后; 2) 必要时	应无松动	
11	密封试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	年漏气率不大于 0.5%	适用于 SF ₆ 气体作为对地绝缘的断路器
12	密度继电器(包括整定值)检验	1) A 级检修后; 2) ≤6 年; 3) 必要时	参照 JB/T 10549 执行	适用于用 SF ₆ 气体作为对地绝缘的断路器

9.6 重合器(包括以油、真空及 SF₆ 气体为绝缘介质的各种 12 kV 重合器)

重合器的试验项目、周期和要求见表 27。

表 27 重合器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	绝缘电阻	1) A、B 级检修后; 2) ≤6 年; 3) 必要时	1) 整体绝缘电阻自行规定; 2) 用有机物制成的拉杆的绝缘电阻不应低于下列数值: A、B 级检修后 1000 MΩ; 运行中 300 MΩ; 3) 控制回路绝缘电阻值不小于 2 MΩ	采用 2500 V 绝缘电阻表测量
2	SF ₆ 重合器内气体的湿度	1) A、B 级检修后; 2) 必要时	水分含量小于 300 μL/L	
3	SF ₆ 气体密封试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	年漏气率不大于 0.5% 或按产品技术文件要求	

表 27 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
4	辅助和控制回路的绝缘电阻	1) A 级检修后; 2) ≤6 年; 3) 必要时	绝缘电阻不应低于 2 MΩ	采用 1000 V 绝缘电阻表
5	耐压试验	1) A 级检修后; 2) ≤6 年; 3) 必要时	试验电压为 42 kV	试验在主回路对地及 断口间进行
6	辅助和控制回路的交流耐压试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	试验电压为 2 kV	可以用 2500 V 绝缘电 阻表代替
7	机械特性	1) A 级检修后; 2) 必要时	合闸时间,分闸时间, 三相触头分、合闸同期 性,触头弹跳应符合产 品技术文件要求	在额定操作电压(液 压、气压)下进行
8	油重合器分、合闸速度	1) A 级检修后; 2) 必要时	应符合产品技术文件 要求	在额定操作电压(液 压、气压)下进行,或 应符合产品技术文件要 求
9	合闸电磁铁线圈的操作电压	1) A 级检修后; 2) 必要时	操作电压额定值的 85%~110%应保证脱扣 器正确动作	
10	导电回路电阻	1) 检修前后; 2) 必要时	1) A 级检修后应符 合产品技术文件要求; 2) 运行中自行规定	用直流压降法测量, 电流值不得小于 100 A
11	分闸线圈直流电阻	1) A 级检修后; 2) 必要时	应符合产品技术文件 要求	
12	分闸起动器的动作电压	1) A 级检修后; 2) 必要时	应符合产品技术文件 要求	

表 27 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
13	合闸电磁铁线圈直流电阻	1) A 级检修后; 2) 必要时	应符合产品技术文件要求	
14	最小分闸电流	1) A 级检修后; 2) 必要时	应符合产品技术文件要求	
15	额定操作顺序	1) A 级检修后; 2) 必要时	操作顺序应符合产品技术文件要求	
16	利用远方操作装置检查重合器的动作情况	1) A 级检修后; 2) 必要时	按规定操作顺序在试验回路中操作 3 次, 动作应正确	
17	检查单分功能可靠性	1) A 级检修后; 2) 必要时	将操作顺序调至单分, 操作 2 次, 动作应正确	

9.7 分段器 (仅限于 12 kV 级)

9.7.1 SF₆分段器

SF₆分段器的试验项目、周期和要求见表 28。

表 28 SF₆分段器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	绝缘电阻	1) A、B 级检修后; 2) 必要时	1) 整体绝缘电阻值自行规定; 2) 用有机物制成的拉杆的绝缘电阻值不应低于下列数值: A、B 级检修后 1000 MΩ; 运行中 300 MΩ; 3) 控制回路绝缘电阻值不小于 2 MΩ	一次回路用 2500 V 绝缘电阻表, 控制回路用 1000 V 绝缘电阻表

表 28 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
2	交流耐压试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	按出厂耐压值的 100%	试验在主回路对地及断口间进行
3	导电回路电阻	1) A 级检修后; 2) 必要时	1) A 级检修后应符合产品技术文件要求; 2) 运行中自行规定	用直流压降法测量, 电流值不小于 100 A
4	合闸电磁铁线圈的操作电压	1) A 级检修后; 2) 必要时	操作电压额定值的 85%~110%应保证脱扣器正确动作	
5	机械特性	1) A 级检修后; 2) 必要时	合闸时间、分闸时间两相触头分、合闸的同期性应符合产品技术文件要求	在额定操作电压(液压、气压)下进行
6	分、合闸线圈的直流电阻	1) A 级检修后; 2) 必要时	应符合产品技术文件要求	
7	利用远方操作装置检查分段器的动作情况	1) A 级检修后; 2) 必要时	在额定操作电压下分、合各 3 次, 动作应正确	
8	SF ₆ 气体密封试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	年漏气率不大于 0.5%或符合产品技术文件要求值	
9	SF ₆ 气体湿度	1) A、B 级检修后; 2) 必要时	水分含量小于 300 μL/L	

9.7.2 油分段器

油分段器的试验项目、周期和要求除按表 28 中序号 1、2、3、4、5、6、7 进行外, 还应按表 29 进行。

表 29 油分段器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	绝缘油试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	见第 15 章表 49	
2	自动计数操作	1) A 级检修后; 2) 必要时	按产品技术文件的规定完成计数操作	

9.7.3 真空分段器

真空分段器的试验项目、周期和要求按表 28 中序号 1、2、3、4、5、6、7 和表 29 中序号 1、2 进行。

9.8 负荷开关

负荷开关的试验项目、周期和要求见表 30。

表 30 负荷开关的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	绝缘电阻	1) A、B 级检修后; 2) ≤6 年; 3) 必要时	1) 整体绝缘电阻值自行规定; 2) 用有机材料制成的拉杆和支持绝缘子的绝缘电阻值不应低于下列数值: 10 kV 1200 MΩ; 35 kV 3000 MΩ; 3) 二次回路的绝缘电阻不低于 2 MΩ	一次回路用 2500 V 绝缘电阻表, 二次回路用 1000 V 绝缘电阻表
2	交流耐压试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	1) 按产品技术条件规定进行试验; 2) 二次回路交流耐压试验电压为 2 kV	
3	负荷开关导电回路电阻	1) A 级检修后; 2) ≤6 年; 3) 必要时	符合产品技术条件规定	

表 30 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
4	操动机构 线圈动作电 压	1) A 级检修后; 2) ≤6 年; 3) 必要时	合闸脱扣器在额定电 源电压的 85%~110%范 围内应可靠动作, 当电 源电压等于或小于额定 电源电压的 30%时, 不 应动作; 分闸脱扣器在 额定电源电压的 65%~ 110% (直流) 或 85%~ 110% (交流) 范围内应 可靠动作	
5	操动机构 检查	1) A 级检修后; 2) ≤6 年; 3) 必要时	1) 额定操动电压下 分、合闸 5 次, 动作正 常; 2) 手动操动机构操 作时灵活, 无卡涩; 3) 机械或电气闭锁 装置应准确可靠	

9.9 隔离开关和接地开关

隔离开关和接地开关的试验项目、周期和要求见表 31。

表 31 隔离开关和接地开关的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) ≥330 kV: 1 个月; 2) 220 kV: 3 个 月; 3) ≤110 kV: 6 个月; 4) 必要时	红外热像图显示无异 常温升、温差和相对温 差, 符合 DL/T 664 要求	1) 红外测温采用红 外成像仪测试; 2) 测试应尽量在负 荷高峰、夜晚进行; 3) 在大负荷增加检测

表 31 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明		
2	复合绝缘支持绝缘子及操作绝缘子的绝缘电阻	1) A、B 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	1) 用绝缘电阻表测量胶合元件分层电阻; 2) 复合绝缘操作绝缘子的绝缘电阻值不得低于下表数值: $M\Omega$	40.5 kV 及以下采用 2500 V 绝缘电阻表		
			试验类别		额定电压 kV	
					<24	24~40.5
			A、B 级检修后		1000	2500
运行中	300	1000				
3	二次回路的绝缘电阻	1) A、B 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	绝缘电阻不低于 $2 M\Omega$	采用 1000 V 绝缘电阻表		
4	交流耐压试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	1) 试验电压值按 DL/T 593 规定; 2) 用单个或多个元件支柱绝缘子组成的隔离开关进行整体耐压有困难时, 可对各胶合元件分别做耐压试验, 其试验周期和要求按第 12 章的规定进行; 3) 带灭弧单元的接地开关应对灭弧单元进行交流耐压试验, 要求值应符合产品技术文件要求	适用于 72.5 kV 及以上复合绝缘设备		

表 31 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
5	二次回路 交流耐压试 验	1) A 级检修后; 2) 必要时	试验电压为 2 kV	
6	导电回路 电阻测量	1) A 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	不大于 1.1 倍出厂试 验值	必要时: 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,用 直流压降法测量,电流 值不小于 100 A
7	操动机构 的动作情况	1) A 级检修后; 2) 必要时	1) 电动、气动或液压 操动机构在额定的操作 电压(气压、液压)下 分、合闸 5 次,动作正 常; 2) 手动操动机构操 作时灵活,无卡涩; 3) 闭锁装置应可靠	
8	电动机绝 缘电阻	1) A 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	不低于 2 M Ω	

9.10 高压开关柜

9.10.1 高压开关柜的试验项目、周期和要求见表 32。

表 32 高压开关柜的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	辅助回路和控制回路绝缘电阻	1) A、B 级检修后; 2) ≤6 年; 3) 必要时	绝缘电阻不应低于 2 MΩ	采用 1000 V 绝缘电阻表
2	辅助回路和控制回路交流耐压试验	1) A 级检修后; 2) ≤6 年; 3) 必要时	试验电压为 2 kV	
3	机械特性	1) A 级检修后; 2) ≤6 年; 3) 必要时	分合闸时间、分合闸速度、三相不同期性、行程曲线等机械特性应符合产品技术文件要求	
4	主回路电阻	1) A 级检修后; 2) ≤6 年; 3) 必要时	不大于出厂试验值的 1.1 倍, 且应符合产品技术文件要求, 相间不应有明显差异	手车柜: 上下触头盒之间; 固定柜: 断路器、隔离开关
5	交流耐压试验	1) A 级检修后; 2) ≤6 年; 3) 必要时	按出厂耐压值的 100% 试验	1) 试验电压施加方式: 合闸时各相对地及相间; 分闸时各相断口; 2) 相间、相对地及断口的试验电压值相同
6	带电显示装置检查	1) A 级检修后; 2) 必要时	应符合产品技术文件要求	
7	压力表及密度继电器检验	1) A 级检修后; 2) ≤6 年; 3) 必要时	应符合产品技术文件要求	
8	联锁检查	1) A 级检修后; 2) ≤6 年; 3) 必要时	应符合产品技术文件要求	五防是: ①防止误分、误合断路器; ②防止带负荷拉、合隔离开关; ③防止带电(挂)合接地(线)开关; ④防止带接地线(开关)合断路器; ⑤防止误入带电间隔
9	电流、电压互感器性能检验	1) A 级检修后; 2) 必要时	应符合产品技术文件要求, 或按第 8 章进行	

表 32 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
10	避雷器性能检验	必要时	见第 16 章表 51	
11	加热器	必要时	应符合产品技术文件要求	
12	风机	必要时	应符合产品技术文件要求	

9.10.2 其他型式高压开关柜的各类试验项目。

其他型式，如计量柜，电压互感器柜和电容器柜等的试验项目、周期和要求可参照表 32 中有关序号进行。柜内主要元件（如断路器、隔离开关、互感器、电容器、避雷器等）的试验项目按本文件有关章节规定。

10 有载调压装置

有载调压装置的试验项目、周期和要求见表 33。

表 33 有载调压装置的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	检查动作顺序, 动作角度	与变压器本体周期相同	范围开关、选择开关、切换开关的动作顺序应符合产品技术文件的技术要求, 其动作角度应与出厂试验记录相符	应在整个操作循环内进行
2	操作试验	与变压器本体周期相同	变压器带电时手动操作、电动操作、远方操作各 2 个循环。手动操作应轻松, 必要时用力矩表测量, 其值不超过产品技术文件的规定, 电动操作应无卡涩, 没有连动现象, 电气和机械限位动作正常	

表 33 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
3	测量过渡电阻值	1) A 级检修后; 2) 必要时	1) 与出厂值相符; 2) 与铭牌值比较偏差 不大于±10%	推荐使用电桥法
	测量切换时间		三相同步的偏差、切 换时间的数值及正反向 切换时间的偏差均与产 品技术文件的技术要求 相符	
	检查插 入触头、 动静触头 的接触情 况,电气 回路的连 接情况		动、静触头平整光滑, 触头烧损厚度不超过产 品技术文件的规定值, 回路连接良好	用塞尺检查接触情况
	单、双 数触头间 非线性电 阻的试验		按产品技术文件的技 术要求	
	检查单、 双数触头 间放电间 隙		无烧伤或变动	
4	检查操作箱	与变压器本体周 期相同	接触器、电动机、传 动齿轮、辅助触点、位 置指示器、计数器等工 作正常	
5	切换开关室 绝缘油试验	1) 6 个月至 1 年 或分接交换 2000 次~4000 次; 2) A 级检修后; 3) 必要时	1) 击穿电压和含水量 应符合 DL/T 574 要求; 2) 油浸式真空有载分 接开关进行油色谱分析	
6	二次回路 绝缘试验	与变压器本体周 期相同	绝缘电阻不宜低于 1 MΩ	采用 2500 V 绝缘电阻 表

11 套管

套管的试验项目、周期和要求见表 34。

表 34 套管的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明				
1	红外测温	1) ≥ 330 kV: 1个月; 2) 220 kV: 3个月; 3) ≤ 110 kV: 6个月; 4) 必要时	各部位无异常温升现象, 检测和分析方法参考 DL/T 664					
2	油中溶解气体分析	1) B级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	油中溶解气体组分含量(体积分数)超过下列任一值时应引起注意: H ₂ : 500 μ L/L; CH ₄ : 100 μ L/L; C ₂ H ₂ : 220 kV及以下: 2 μ L/L; 330 kV及以上: 1 μ L/L					
3	主绝缘及电型套管末屏对地绝缘电阻	1) A级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	1) 主绝缘的绝缘电阻值不应低于 10000 M Ω ; 2) 末屏对地的绝缘电阻不应低于 1000 M Ω ; 3) 电压测量抽头(如果有)对地绝缘电阻不低于 1000 M Ω	测量主绝缘的绝缘电阻应采用 5000 V 或 2500 V 绝缘电阻表, 测量末屏对地绝缘电阻和电压测量抽头对地绝缘电阻应采用 2500 V 绝缘电阻表				
4	主绝缘及电容型套管对地末屏介质损耗因数与电容量	1) A级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	1) 主绝缘在 10 kV 电压下的介质损耗因数应不大于下表数值:					
			电压等级 kV	20~35	66~110	220~500	750	
			A级检修后	充油型	0.030	0.015	—	—
油纸电容型	0.010	0.010	0.008	0.008				
充胶型	0.030	0.020	—	—				

表 34 (续)

序号	项目	周期	判据				方法及说明		
			电压等级 kV	20~ 35	66~ 110	220~ 500		750	
4	主绝缘及电容型套管对地末屏介质损耗因数与电容量		A 级 检修后	胶纸电容型	0.020	0.015	0.010	0.010	关系。当介质损耗因数随温度增加明显增大或试验电压由 10 kV 升到 $U_m/\sqrt{3}$ 时, 介质损耗因数增量超过 ± 0.003 , 不应继续运行; 2) 20 kV 以下纯瓷套管及与变压器油连通的油压式套管不测介质损耗因数; 3) 测量变压器套管介质损耗因数时, 与被试套管相连的所有绕组端子连在一起加压, 其余绕组端子均接地, 末屏接电桥, 正接线测量
				胶纸型	0.025	0.020	—	—	
				气体绝缘电容型	—	—	—	0.010	
			运行中	充油型	0.035	0.015	—	—	
				油纸电容型	0.010	0.010	0.008	0.008	
				充胶型	0.035	0.020	—	—	
				胶纸电容型	0.030	0.015	0.010	0.010	
				胶纸型	0.035	0.020	—	—	
			气体绝缘电容型	—	—	—	0.010		
			2) 当电容型套管末屏对地绝缘电阻小于 1000 M Ω 时, 应测量末屏对地介质损耗因数, 其值不大于 0.02; 3) 电容型套管的电容值与出厂值或上一次试验值的差别超出 $\pm 5\%$ 时, 应查明原因						
5	交流耐压试验	1) B 级检修后; 2) 必要时	试验电压值为出厂值的 80%				35 kV 及以下纯瓷穿墙套管可随母线绝缘子一起耐压		
6	66 kV 及以上电容型套管的局部放电测量	1) A 级检修后; 2) 必要时	1) 变压器及电抗器套管的试验电压为 $1.5U_m/\sqrt{3}$; 2) 其他套管的试验电压为 $1.05U_m/\sqrt{3}$; 3) 在试验电压下局部放电值 (pC) 不大于:				1) 垂直安装的套管水平存放 1 年以上投运前宜进行本项目试验; 2) 括号内的局部放电值适用于非变压器、电抗器的套管		
				油纸电容型	胶纸电容型				
			A 级检修后	10	250 (100)				
			运行中	20	自行规定				

12 绝缘子

12.1 瓷绝缘子

架空线路和站用瓷绝缘子的试验项目、周期和要求见表 35。

表 35 架空线路和站用瓷绝缘子的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	低(零)值绝缘子检测	1) 投运后 3 年内应普测 1 次; 2) 按年均劣化率调整检测周期, 当年均劣化率 $< 0.005\%$, 检测周期为 5 年~6 年; 当年均劣化率为 $0.005\% \sim 0.01\%$, 检测周期为 4 年~5 年; 当年均劣化率 $> 0.01\%$, 检测周期为 3 年; 3) 必要时	1) 盘形悬式瓷绝缘子和 10 kV~35 kV 针式瓷绝缘子所测的绝缘电阻小于 $500 \text{ M}\Omega$ 为低(零)值绝缘子; 2) 所测低(零)值绝缘子年均劣化率大于 0.02% 时, 应分析原因, 并逐只进行干工频耐受电压试验	1) 项 1 应采用不小于 5000 V 的绝缘电阻表; 2) 项目 2、项目 3 依据标准 DL/T 626; 3) 测量电压分布(或火花间隙)依据《带电作业用火花间隙检测装置》DL/T 415; 4) 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% 的绝缘子, 或机械性能明显下降的绝缘子, 应分析原因, 并采取相应措施
2	干工频耐受电压试验		1) 盘形悬式瓷绝缘子应施加 60 kV ; 2) 对大盘径防污型绝缘子, 施加对应普通型绝缘子干工频闪络电压值; 3) 对 10 kV、35 kV 针式瓷绝缘子交流耐压试验电压值分别为 42 kV 及 100 kV	
3	测量电压分布(或火花间隙)		1) 被测绝缘子电压值低于 50% 标准规定值, 判为劣化绝缘子; 2) 被测绝缘子电压	

表 35 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
3	测量电压分布(或火花间隙)		值高于 50% 的标准规定值, 同时明显低于相邻两侧合格绝缘子的电压值, 判为劣化绝缘子; 3) 在规定火花间隙距离和放电电压下未放电, 判为劣化绝缘子	
4	外观检查	必要时	瓷件出现裂纹、破损, 釉面缺损或灼伤严重, 水泥胶合剂严重脱落, 铁帽、钢脚严重锈蚀等判为劣化绝缘子	
5	机电破坏负荷试验	必要时	当机电破坏负荷低于 85% 额定机械负荷时, 则判该只绝缘子为劣化绝缘子	
6	绝缘子现场污秽度 (SPS) 测量	1) 连续积污 3 年~6 年; 2) 必要时	进行等值附盐密度 (ESDD) 及不溶沉积物密度 (NSDD) 测量, 得出现场污秽度 (SPS), 为连续积污 3 年~5 年后开始测量现场污秽度所测到的 ESDD 或 NSDD 最大值。必要时可延长积污时间	1) 测量方法按 GB/T 26218.1; 2) 现场污秽度 (SPS) 等级的划分参照附录 G
7	72.5 kV 及以上支柱瓷绝缘子超声波探伤检查	必要时	无裂纹和缺陷	1) 对多元件组合的整柱绝缘子, 应对每元件进行检测; 2) 测试方法可参考 DL/T 303
<p>注 1: 1、2、3 项中可任选一项。</p> <p>注 2: 支柱绝缘子为不可击穿绝缘子, 不需要做 1、2、3 试验。</p>				

12.2 玻璃绝缘子

架空线路和站用玻璃绝缘子的试验项目、周期和要求见

表 36。

表 36 架空线路和站用玻璃绝缘子的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	外观检查	巡检时	1) 自爆检查; 2) 对于投运 3 年内年均自爆率大于 0.04%, 2 年后检测周期内年均自爆率大于 0.02%, 或年自爆率大于 0.1%, 应分析原因, 并采取相应的措施	在大雨、暴雨后, 对于重污区出现的自爆绝缘子应分析确定是否为小电弧自爆 (集中自爆)
		必要时	表面电弧灼伤严重, 水泥胶合剂严重脱落, 铁帽、钢脚严重锈蚀等判为劣化绝缘子	
2	机械破坏负荷试验	必要时	1) 当机械破坏负荷低于 85% 额定机械负荷时, 则判该只绝缘子为劣化绝缘子; 2) 机械性能明显下降的绝缘子, 应分析原因, 并采取相应的措施	
3	绝缘子现场污秽度 (SPS) 测量	1) 连续积污 3 年~6 年; 2) 必要时	进行等值附盐密度 (ESDD) 及不溶沉积物密度 (NSDD) 测量, 得出现场污秽度 (SPS), 为连续积污 3 年~5 年后开始测量现场污秽度所测到的 ESDD 或 NSDD 最大值, 必要时可延长积污时间	1) 测量方法按 GB/T 26218.1; 2) 现场污秽度 (SPS) 等级的划分参照附录 G

12.3 复合绝缘子

复合绝缘子的试验项目、周期和要求见表 37。

表 37 复合绝缘子的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) 直升机巡视时; 2) 必要时	温差不大于 3K	测量方法见 DL/T 664
2	外观检查	巡检时	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	
3	运行抽检试验	1) 运行时间达 9 年以后进行第 1 次抽检; 2) 首次抽检 6 年后进行第二次抽检; 3) 必要时	运行抽检试验项目如下: 1) 憎水性试验; 2) 带护套芯棒水扩散试验; 3) 水煮后的陡波前冲击耐受电压试验; 4) 密封性能试验; 5) 机械破坏负荷试验	试验方法见 DL/T 1000.3
4	憎水性	1) HC1~HC2 时检测周期为 6 年; 2) HC3~HC4 时检测周期为 3 年; 3) HC5 时检测周期为 1 年; 4) 必要时	憎水性的测量结果要求如下: 1) HC1~HC4 级: 继续运行; 2) HC5 级: 继续运行, 需跟踪检测; 3) HC6 级: 退出运行	试验方法见 DL/T 1474
<p>注 1: 复合绝缘子包括架空线路棒形悬式复合绝缘子、复合支柱绝缘子、复合空心绝缘子、复合相间间隔棒、复合绝缘横担等。</p> <p>注 2: 第 2 项、3 项仅针对架空线路棒形悬式复合绝缘子。</p>				

12.4 防污闪涂料

绝缘子用防污闪涂料的试验项目、周期和要求见表 38。

表 38 绝缘子用防污闪涂料的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	外观检查	巡检时	无粉化、开裂、起皮、脱落、电蚀损等现象	

表 38 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
2	憎水性	1) HC1~HC2 时检测周期为 6 年; 2) HC3~HC4 时检测周期为 3 年; 3) HC5 时检测周期为 1 年; 4) 必要时	憎水性的测量结果要求如下: 1) HC1~HC4 级: 继续运行; 2) HC5 级: 继续运行, 需跟踪检测; 3) HC6 级: 退出运行	试验方法见 DL/T 1474

12.5 防污闪辅助伞裙

防污闪辅助伞裙的试验项目、周期和要求见表 39。

表 39 防污闪辅助伞裙的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	外观检查	1) 检修时; 2) 必要时	粘接处无开裂, 伞裙无脱落、严重变形、撕裂、电蚀损等现象	
2	憎水性	1) HC1~HC2 时检测周期为 6 年; 2) HC3~HC4 时检测周期为 3 年; 3) HC5 时检测周期为 1 年; 4) 必要时	憎水性的测量结果要求如下: 1) HC1~HC4 级: 继续运行; 2) HC5 级: 继续运行, 需跟踪检测; 3) HC6 级: 退出运行	试验方法见 DL/T 1474

13 电力电缆线路

13.1 一般规定

13.1.1 对电缆的主绝缘测量绝缘电阻或做耐压试验时, 应分别在每一相上进行; 对一相进行测量或试验时, 其他相导体、金属屏蔽或金属护套和铠装层应一起直接接地。对金属屏蔽或金属护套一端接地, 另一端装有护层过电压保护器的单芯电缆主绝缘进行耐压试验时, 应将护层过电压保护器短接, 以使该端的电缆金属

屏蔽或金属护套接地。

13.1.2 对额定电压为 0.6/1 kV 的电缆线路，可用 1000 V 或 2500 V 绝缘电阻表测量导体对地绝缘电阻，以代替耐压试验。

13.1.3 油纸绝缘电缆进行直流耐压试验时，应分阶段均匀升压（至少 3 段），每阶段停留 1 min，并读取泄漏电流。试验电压升至规定值至加压时间达到规定时间当中，至少应读取一次泄漏电流。泄漏电流值和不平衡系数（最大值与最小值之比）可作为判断绝缘状况的参考，当发现泄漏电流与上次试验值相比有较大变化，或泄漏电流不稳定，随试验电压的升高或加压时间延长而急剧上升时，应查明原因。如系终端头表面泄漏电流或对地杂散电流的影响，则应加以消除；若怀疑电缆线路绝缘不良，则可提高试验电压（不宜超过产品标准规定的出厂试验电压）或延长试验时间，确定能否继续运行。

13.1.4 耐压试验后，对导体放电时，应通过每千伏约 80 kΩ 的限流电阻反复几次放电，直至无火花后，才允许直接接地放电。

13.1.5 除自容式充油电缆线路外，其他电缆线路在停电后投运之前，应确认电缆线路状态状况良好，可分别采取以下试验确定：

- a) 停电超过 1 周但不满 1 个月的，测量主绝缘绝缘电阻（发现异常时按 d 处理）。
- b) 停电超过 1 个月但不满 1 年的，测量主绝缘绝缘电阻，宜进行主绝缘耐压试验，试验时间 5 分钟（发现异常时按 d 处理）。
- c) 停电超过 1 年，应进行主绝缘耐压试验。（发现异常时按 d 处理）。
- d) 停电期间怀疑可能遭受外力破坏，或投运前检查发现线路异常的，应进行预防性试验。

13.2 油纸绝缘电力电缆线路

35 kV 及以下油纸绝缘电力电缆线路的试验项目、周期和要求见表 40。

表 40 35 kV 及以下油纸绝缘电力电缆线路的
试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明								
1	红外测温	1) ≤ 110 kV: 6 个月; 2) 必要时	各部位无异常温升现象, 检测和分析方法参考 DL/T 664	用红外热像仪测量, 对电缆终端接头和非直埋式中间接头进行								
2	主绝缘电阻	1) A、B 级检修后 (新作终端或接头后); 2) ≤ 6 年; 3) 必要时	一般应不小于 $1000 \text{ M}\Omega$	额定电压 0.6/1 kV 电缆用 1000 V 绝缘电阻表; 6/10 kV 及以上电缆也可用 2500 V 或 5000 V 绝缘电阻表								
3	直流耐压试验	1) A 级检修后 (新作终端或接头后); 2) ≤ 6 年; 3) 必要时	<p>1) 试验电压值按 (标准号) 规定, 加压时间 5 min, 不击穿:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>电压等级</th> <th>试验电压</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>6 kV</td> <td>$4.5U_0$</td> </tr> <tr> <td>10 kV</td> <td>$4.5U_0$</td> </tr> <tr> <td>35 kV</td> <td>$4.5U_0$</td> </tr> </tbody> </table> <p>2) 耐压 5 min 时的泄漏电流值不应大于耐压 1 min 时的泄漏电流值; 3) 三相之间的泄漏电流不平衡系数不应大于 2</p>	电压等级	试验电压	6 kV	$4.5U_0$	10 kV	$4.5U_0$	35 kV	$4.5U_0$	6/10 kV 以下电缆的泄漏电流小于 $10 \mu\text{A}$, 6/10 kV 及以上电缆的泄漏电流小于 $20 \mu\text{A}$ 时, 对不平衡系数不作规定
电压等级	试验电压											
6 kV	$4.5U_0$											
10 kV	$4.5U_0$											
35 kV	$4.5U_0$											
4	相位检查	1) B 级检修后 (新作终端或接头后); 2) 必要时	与电网相位一致									

13.3 自容式充油电缆线路

66 kV 及以上自容式充油电缆线路的试验项目、周期和要求见表 41。

表 41 66 kV 及以上自容式充油电缆线路的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明												
1	红外测温	1) ≥ 330 kV: 1 个月; 2) 220 kV: 3 个月; 3) ≤ 110 kV: 6 个月; 4) 必要时	各部位无异常温升现象, 检测和分析方法参考 DL/T 664	用红外热像仪测量, 对电缆终端接头和非直埋式中接头进行												
2	主绝缘直流耐压	1) A 级检修后 (新作终端或接头后); 2) 必要时	电压应施加在每一导体和屏蔽之间, 加压时间 15 min, 试验电压值按下表中的规定, 试验过程中绝缘应不击穿。 <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>运行电压 U_0/U</th> <th>直流试验电压</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>36/66</td> <td>$4.5U_0$</td> </tr> <tr> <td>64/110</td> <td>$4.5U_0$</td> </tr> <tr> <td>127/220</td> <td>$4.0U_0$</td> </tr> <tr> <td>190/330</td> <td>$3.5U_0$</td> </tr> <tr> <td>290/500</td> <td>$3U_0$</td> </tr> </tbody> </table>	运行电压 U_0/U	直流试验电压	36/66	$4.5U_0$	64/110	$4.5U_0$	127/220	$4.0U_0$	190/330	$3.5U_0$	290/500	$3U_0$	
运行电压 U_0/U	直流试验电压															
36/66	$4.5U_0$															
64/110	$4.5U_0$															
127/220	$4.0U_0$															
190/330	$3.5U_0$															
290/500	$3U_0$															
3	压力箱: 1) 供油特性; 2) 电缆油击穿电压; 3) 电缆油的介质损耗因数	必要时	1) 压力箱的供油量不应小于供油特性曲线所代表的标称供量的 90%; 2) 击穿电压不低于 50 kV; 3) 介质损耗因数应满足: a) 110 (66) kV 和 220 kV 的电缆不大于 0.0050; b) 330 kV 的电缆不大于 0.0040; c) 500 kV 的电缆不大于 0.0035	1) 供油特性试验按 GB 9326.1 中 6.1 进行; 2) 电缆油击穿试验按 GB/T 507 规定进行; 3) 测量介质损耗因数时, 油温为 $(100 \pm 1)^\circ\text{C}$, 电场强度为 1 MV/m												

表 41 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
4	油压示警系统: 1) 信号指示; 2) 控制电缆线芯对地绝缘	1) 信号指示: 6个月; 2) 控制电缆线芯对地绝缘电阻: 投运后1年内进行, 以后不超过3年	1) 信号指示: 能正确发出相应的示警信号; 2) 控制电缆线芯对地绝缘电阻: 每千米绝缘电阻不小于1 MΩ	1) 合上示警信号装置的试验开关应能正确发出相应的声、光示警信号; 2) 采用100 V或250 V绝缘电阻表测量
5	交叉互联系统	不超过3年	见13.5条	
6	电缆及附件内的电缆油: 1) 击穿电压; 2) 介质损耗因数; 3) 油中溶解气体;	1) 击穿电压及介质损耗因数: 投运后1年内进行, 以后不超过3年; 2) 油中溶解气体: 怀疑电缆绝缘过热老化或终端、塞止接头存在严重局部放电时进行	1) 击穿电压不低于45 kV; 2) 介质损耗因数应满足: a) 110 (66) kV 和 220 kV 的电缆不大于0.03; b) 330 kV 和 500 kV 的电缆不大于0.01; 3) 电缆油中溶解气体组分含量的注意值见下表: 可燃气体总量: ≤1500 μL/L H ₂ : ≤500 μL/L C ₂ H ₂ : 痕量 CO: ≤100 μL/L CO ₂ : ≤1000 μL/L CH ₄ : ≤200 μL/L C ₂ H ₆ : ≤200 μL/L C ₂ H ₄ : ≤200 μL/L	1) 电缆油击穿试验按 GB/T 507 规定进行; 2) 测量介质损耗因数时, 油温为(100±1) °C, 电场强度为1 MV/m; 3) 油中溶解气体按照 DL/T 722 进行, “要求栏”所列的注意值不是判断充油电缆有无故障的唯一指标, 当气体含量达到注意值时, 应进行追踪分析查明原因
7	金属护层及接地线环流测量	1) ≥330 kV: 1个月; 2) 220 kV: 3个月; 3) ≤110 kV: 6个月; 4) 必要时	1) 电流值符合设计要求; 2) 三相不平衡度不应有明显变化	1) 使用钳形电流表测量; 2) 选择电缆线路负荷较大时测量
8	相位检查	1) 新作终端或接头后; 2) 必要时	与电网相位一致	

13.4 橡塑绝缘电力电缆线路

13.4.1 35 kV 及以下橡塑绝缘电力电缆线路的试验项目、周期和要求见表 42。

表 42 35 kV 及以下橡塑绝缘电力电缆线路的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明				
1	红外测温	1) 6 个月; 2) 必要时	各部位无异常温升现象, 检测和分析方法参考 DL/T 664	用红外热像仪测量, 对电缆终端接头和非直埋式中间接头进行				
2	主绝缘绝缘电阻	1) A、B 级检修后 (新作终端或接头后); 2) ≤ 6 年; 3) 必要时	一般不小于 1000 M Ω	额定电压 0.6/1 kV 电缆用 1000 V 绝缘电阻表; 6/10 kV 及以上电缆也可用 2500 V 或 5000 V 绝缘电阻表				
3	电缆外护套绝缘电阻	1) A、B 级检修后 (新作终端或接头后); 2) ≤ 6 年; 3) 必要时	每千米绝缘电阻值 ≥ 0.5 M Ω	采用 500 V 绝缘电阻表				
4	铜屏蔽层电阻和导体电阻比 (Rp/Rx)	1) A 级检修后 (新作终端或接头后); 2) 必要时	1) 投运前首次测量的电阻比为初值, 重作终端或接头后测量的电阻比应作为该线路新的初值; 2) 较初值增大时, 表明铜屏蔽层的直流电阻增大, 有可能被腐蚀; 较初值减小时, 表明附件中的导体连接点的电阻有可能增大; 3) 数据自行规定	1) 用双臂电桥在同温度下测量铜屏蔽层和导体的直流电阻; 2) 本项试验仅适用于三芯电缆				
5	主绝缘交流耐压	1) A 级检修后 (新作终端或接头后); 2) 必要时	施加表中规定的交流电压, 要求在试验过程中绝缘不击穿。 <table border="1" data-bbox="730 1854 1066 2033"> <tr> <td>频率 Hz</td> <td>试验电压与 要求</td> </tr> <tr> <td>20~ 300</td> <td>1.7U₀, 持续 60 min</td> </tr> </table>	频率 Hz	试验电压与 要求	20~ 300	1.7U ₀ , 持续 60 min	耐压试验前后应进行绝缘电阻测试, 测得值应无明显变化
频率 Hz	试验电压与 要求							
20~ 300	1.7U ₀ , 持续 60 min							

表 42 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
6	局部放电试验	1) A 级检修后 (新作终端或接头后); 2) 必要时	无异常放电信号	可在带电或停电状态下进行, 可采用: 高频电流、振荡波、超声波、超高频等检测方法
7	相位检查	1) 新作终端或接头后; 2) 必要时	与电网相位一致	

13.4.2 66 kV 及以上挤出绝缘电力电缆线路的试验项目、周期和要求见表 43。

表 43 66 kV 及以上挤出绝缘电力电缆线路的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明						
1	红外测温	1) ≥ 330 kV: 1 个月; 2) 220 kV: 3 个月; 3) ≤ 110 kV: 6 个月; 4) 必要时	各部位无异常温升现象, 检测和分析方法参考 DL/T 664	用红外热像仪测量, 对电缆终端接头和非直埋式中间接头进行						
2	主绝缘绝缘电阻	1) A、B 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	与上次比无显著变化	使用 2500 V 或 5000 V 绝缘电阻表						
3	主绝缘交流耐压	1) A 级检修后; 2) 必要时	频率为 20 Hz ~ 300 Hz 的交流耐压试验, 试验时间 60 min, 绝缘不击穿。试验电压按下表中规定: <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>电压等级 kV</th> <th>试验电压</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>110 (66)</td> <td>$1.6U_0$</td> </tr> <tr> <td>220~500</td> <td>$1.36U_0$</td> </tr> </tbody> </table>	电压等级 kV	试验电压	110 (66)	$1.6U_0$	220~500	$1.36U_0$	
电压等级 kV	试验电压									
110 (66)	$1.6U_0$									
220~500	$1.36U_0$									

表 43 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
4	交叉互联系统试验	1) 交叉互联系统故障时; 2) 必要时	见 13.5 条	
5	金属护层及接地线环流测量	1) ≥ 330 kV: 1 个月; 2) 220 kV: 3 个月; 3) ≤ 110 kV: 6 个月; 4) 必要时	1) 电流值符合设计要求; 2) 三相不平衡度不应有明显变化	1) 使用钳形电流表测量; 2) 选择电缆线路负荷较大时测量
6	局部放电试验	1) A 级检修后 (新作终端或接头后); 2) 必要时	无异常放电信号	在带电或停电状态下进行, 可采用高频电流、超声波、超高频等检测方法
7	相位检查	1) 新作终端或接头后; 2) 必要时	与电网相位一致	

13.5 接地、交叉互联系统

接地、交叉互联系统的试验项目和要求见表 44。

表 44 接地、交叉互联系统的试验项目和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) 6 个月; 2) 必要时	各部位无异常温升现象, 检测和分析方法参考 DL/T 664	用红外热像仪测量
2	外护套、绝缘接头外护套及绝缘夹板的绝缘电阻	1) A、B 级检修后 (新作终端或接头后); 2) ≤ 6 年; 3) 必要时	每千米绝缘电阻值 ≥ 0.5 M Ω	采用 500 V 绝缘电阻表
3	外护套接地电流	1) ≤ 6 个月; 2) 必要时	单回路敷设电缆线路, 一般不大于电缆负荷电流值的 10%, 多回路同沟敷设电缆线路, 应注意外护套接地电流变化趋势	用钳型电流表测量, 也可使用电缆护套环流在线监测系统监测数据

表 44 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
4	外护套、绝缘接头外护套及绝缘夹板直流耐压	必要时	在每段电缆金属屏蔽或金属护套与地之间加 5 kV，加压 1 min 不应击穿	试验时必须将护层过电压保护器断开，在互联箱中应将另一侧的所有电缆金属套都接地
5	护层过电压限值器	必要时	1) 护层电压限制器的直流参考电压应符合产品技术文件的规定； 2) 护层电压限值器及其引线对地绝缘电阻不应低于 10 MΩ	用 1000 V 绝缘电阻表测量
6	互联箱隔离开关(或连接片)接触电阻	必要时	隔离开关(或连接片)的接触电阻，在正常工作位置进行测量，接触电阻不应大于 20 μΩ	接触电阻使用双臂电桥进行测量

14 电容器

14.1 高压并联电容器、串联电容器和交流滤波电容器

14.1.1 高压并联电容器、串联电容器和交流滤波电容器的试验项目、周期和要求见表 45。

表 45 高压并联电容器、串联电容器和交流滤波电容器的
试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) 6 个月； 2) 必要时	检测电容器引线套管连接接头处，红外热像图应无明显温升	检测和分析方法参考 DL/T 664
2	极对壳绝缘电阻	1) A、B 级检修后； 2) ≤3 年； 3) 必要时	不低于 2000 MΩ	1) 用 2500 V 绝缘电阻表； 2) 单套管电容器不测

表 45 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
3	电容值	1) A 级检修后; 2) ≤ 3 年; 3) 必要时	1) 电容值不低于出厂值的 95%; 2) 电容值偏差不超过额定值的 $-5\% \sim +5\%$ 范围	1) 应逐台电容器进行测量; 2) 建议采用不拆电容器连接线的专用电容表
4	渗漏油检查	巡视检查时	漏油时立即停止使用, 渗油时限期更换	观察法
5	极对壳交流耐压	必要时	出厂耐压值的 75%, 过程无异常	
6	极间局部放电试验	必要时	1) 脉冲电流法: 不大于 50pC, 且与交接试验数据比较不应有明显增长; 2) 超声波法: 常温下局放熄灭电压不低于极间额定电压的 1.2 倍	应用脉冲电流法时可选择横向、纵向比较的方法

14.1.2 交流滤波电容器组的总电容值应满足交流滤波器调谐的要求。

14.2 断路器电容器

断路器电容器的试验项目、周期和要求见表 46。

表 46 断路器电容器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) ≥ 330 kV: 1 个月; 2) 220 kV: 3 个月; 3) ≤ 110 kV: 6 个月; 4) 必要时	检测高压引线连接处、电容器本体等, 红外热像图显示应无异常温升、温差或相对温差	检测和分析方法参考 DL/T 664

表 46 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
2	极间绝缘电阻	1) A、B 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	不宜低于 $5000 \text{ M}\Omega$	采用 2500 V 绝缘电阻表
3	电容值	1) A 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	电容值偏差应在额定值的 $\pm 5\%$ 范围内	用电桥法
4	介质损耗因数	1) A 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	10 kV 下的介质损耗因数数值不大于下列数值: 油纸绝缘: ≤ 0.005 ; 膜纸复合绝缘: ≤ 0.0025	
5	渗漏油检查	巡视检查时	漏油时立即停止使用, 渗油时限期更换	观察法

14.3 集合式电容器、箱式电容器

集合式电容器、箱式电容器的试验项目、周期和要求见表 47。

表 47 集合式电容器、箱式电容器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) 6 个月; 2) 必要时	检测高压引线连接处、电容器本体等, 红外热像图显示应无异常温升、温差或相对温差	检测和分析方法参考 DL/T 664
2	相间和极对壳绝缘电阻	1) A 级检修后; 2) ≤ 3 年; 2) 必要时	自行规定	1) 采用 2500 V 绝缘电阻表; 2) 仅对有六个套管的三相电容器测量相间绝缘电阻

表 47 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
3	电容值	1) A 级检修后; 2) ≤3 年; 2) 必要时后	1) 每相电容值偏差应在额定值的 -5%~+10% 的范围内, 且电容值不小于出厂值的 96%; 2) 三相中每两线路端子间测得的电容值的最大值与最小值之比不大于 1.02; 3) 每相用三个套管引出的电容器组, 应测量每两个套管之间的电容量, 其值与出厂值相差在 ±5% 范围内	
4	相间和极对壳交流耐压试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	试验电压为出厂试验值的 75%	仅对有六个套管的三相电容器进行相间耐压; 吊芯修理后试验仅对集合式电容器进行
5	绝缘油击穿电压	1) A 级检修后; 2) 必要时	参照表 48 中序号 9	仅对集合式电容器进行
6	渗漏油检查	巡视检查时	漏油应限期修复	观察法

15 绝缘油和六氟化硫气体

15.1 变压器油

15.1.1 新变压器油(未使用过的矿物绝缘油)的验收, 应按 GB/T 2536 的规定。

15.1.2 新变压器油注入变压器(电抗器)前的检验, 其油品质量应符合 GB/T 14542—2017 中表 1 的要求。

15.1.3 新变压器油注入变压器(电抗器)进行热循环后的检验, 其油品质量应符合 GB/T 14542—2017 中表 2 的要求。

15.1.4 新变压器油（电抗器）或经过 A 级检修的变压器（电抗器），通电投运前，变压器油的试验项目及方法见表 48，其油品质量应符合表 48 中“投入运行前的油”的要求。

15.1.5 运行中变压器油的试验项目、周期及方法见表 48，其油品质量应符合表 48 中“运行油”的要求。

15.1.6 变压器油取样容器及方法按照 GB/T 7597 的规定执行，油中颗粒污染度测定容器及方法按照 DL/T 432 的规定执行。

表 48 变压器油的试验项目和要求

序号	项目	周期	判据		方法及说明
			投入运行前的油	运行油	
1	外观	1) 不超过 1 年; 2) A 级检修后	透明、无杂质或悬浮物		将油样注入试管中冷却至 5℃ 在光线充足的地方观察
2	色度/号	1) 不超过 1 年; 2) A 级检修后	≤2.0		GB/T 6540
3	水溶性酸 (pH 值)	1) 不超过 3 年; 2) A 级检修后; 3) 必要时	>5.4	≥4.2	GB/T 7598
4	酸值 (以 KOH 计)/ (mg/g)	1) 不超过 3 年; 2) A 级检修后; 3) 必要时	≤0.03	≤0.10	按 GB/T 28552 或 GB/T 264 进行试验, GB/T 264 为仲裁方法
5	闪点 (闭口)/℃	1) 不超过 3 年; 2) A 级检修后; 3) 必要时	≥135		按 DL/T 1354 或 GB/T 261 进行试验, GB/T 261 为仲裁方法

表 48 (续)

序号	项目	周期	判据		方法及说明
			投入运行前的油	运行油	
6	水分/ (mg/L)	1) ≥ 330 kV: 1 年; 2) ≤ 220 kV: 3 年; 3) A 级检修 后; 4) 必要时	≤ 110 kV: ≤ 20 220 kV: ≤ 15 ≥ 330 kV: ≤ 10	≤ 110 kV: ≤ 35 220 kV: ≤ 25 ≥ 330 kV: ≤ 15	1) 按 GB/T 7601 或 GB/T 7600 进行 试验, GB/T 7600 为仲裁方法; 2) 运行中设备, 测量时应注意温度 的影响, 尽量在顶 层油温高于 50°C 时 采样
7	界面张力 (25°C) / (mN/m)	1) 不超过 3 年; 2) A 级检修 后; 3) 必要时	≥ 35	≥ 25	按 GB/T 6541 进 行试验
8	介质 损耗因数 (90°C)	1) ≥ 330 kV: 1 年; 2) ≤ 220 kV: 3 年; 3) A 级检修 后; 4) 必要时	≤ 330 kV: ≤ 0.01 ≥ 500 kV: ≤ 0.005	≤ 330 kV: ≤ 0.040 ≥ 500 kV: ≤ 0.020	按 GB/T 5654 进 行试验
9	击穿电压/ kV	1) ≥ 330 kV: 1 年; 2) ≤ 220 kV: 3 年; 3) A 级检修 后; 4) 必要时	35 kV 及以下: ≥ 40 66 kV~220 kV: ≥ 45 330 kV: ≥ 55 500 kV: ≥ 65 750 kV: ≥ 70	35 kV 及以下: ≥ 35 66 kV~220 kV: ≥ 40 330 kV: ≥ 50 500 kV: ≥ 55 750 kV: ≥ 65	按 GB/T 507 方 法进行试验
10	体积 电阻率 (90°C) / ($\Omega \cdot \text{m}$)	1) A 级检修 后; 2) 必要时	$\geq 6 \times 10^{10}$	500kV~750kV: $\geq 1 \times 10^{10}$ ≤ 330 kV: ≥ 5 $\times 10^9$	按 GB/T 5654 或 GB/T 421 进行试 验, GB/T 421 为仲 裁方法
11	油中含气 量(体积 分数) %	1) 不超过 3 年; 2) A 级检修 后; 3) 必要时	≤ 1	750 kV: ≤ 2 330kV~500kV: ≤ 3 (电抗器): ≤ 5	按 DL/T 423 或 DL/T 703 进行试 验, DL/T 703 为仲 裁方法

表 48 (续)

序号	项目	周期	判据		方法及说明
			投入运行前的油	运行油	
12	油泥与沉淀物(质量分数)/%	必要时	—	≤0.02(以下可以忽略不计)	按 GB/T 8926—2012(方法 A)对“正戊烷不溶物”进行检测
13	析气性	必要时	≥500 kV: 报告		按 NB/SH/T 0810 试验
14	带电倾向/(pC/mL)	必要时	报告		按 DL/T 1095 或 DL/T 385 进行试验, DL/T 385 为仲裁方法
15	腐蚀性硫	必要时	非腐蚀性		DL/T 285 为必做试验, 必要时采用 GB/T 25961 检测
16	颗粒污染度/粒	1) A 级检修后; 2) 必要时	500 kV: ≤3000 750 kV: ≤2000	500 kV: — 750 kV: ≤3000	1) 按 DL/T 432 进行试验; 2) 检测结果是指 100 mL 油中大于 5 μm 的颗粒数
17	抗氧化添加剂含量(质量分数)/%	必要时	—	大于新油原始值的 60%	按 NB/SH/T 0802 试验
18	糠醛含量(质量分数)/(mg/kg)	1) A 级检修后; 2) 必要时	报告		按 NB/SH/T 0812 或 DL/T 1355 试验

表 48 (续)

序号	项目	周期	判据		方法及说明
			投入运行前的油	运行油	
19	二苄基二硫醚 (DBDS) / (mg/kg)	必要时	检测不出	—	1) 按照 GB/T 32508 试验; 2) 检测不出指 DBDS 含量小于 5 mg/kg
<p>注 1: 新变压器油, 应按 GB2536 验收;</p> <p>注 2: 运行中变压器油的试验项目和周期按本文件相关章节规定执行, 没有规定的按 GB/T 7595 执行;</p> <p>注 3: 油样提取应遵循 GB/T 7597 规定, 对全密封式设备如互感器, 如不易取样或补充油, 应根据具体情况决定是否采样;</p> <p>注 4: 有载调压开关用的变压器油的试验项目、周期和要求应符合产品技术文件要求执行;</p> <p>注 5: 关于补油或不同牌号油混合使用按 GB/T 14542 的规定执行。</p>					

15.1.7 设备和运行条件的不同, 会导致油质老化速度不同, 当主要设备用油的 pH 值接近 4.4 或颜色骤然变深, 其他指标接近允许值或不合格时, 应缩短试验周期, 增加试验项目, 必要时采取处理措施。

15.1.8 关于补油或不同牌号油混合使用的规定。

15.1.8.1 补加油品的各项特性指标不应低于设备内的油。如果补加到已接近运行油质量要求下限的设备油中, 有时会导致油中迅速析出油泥, 故应预先进行混油样品的油泥析出和介质损耗因数试验。试验结果无沉淀物产生且介质损耗因数不大于原设备内油的介质损耗因数值时, 才可混合。

15.1.8.2 不同牌号新油或相同质量的运行油, 原则上不宜混合使用。如必须混合时应按混合油实测的倾点决定是否可用; 并进行油泥析出试验, 合格方可混用。

15.1.8.3 对于来源不明以及所含添加剂的类型并不完全相同的油, 如需要与不同牌号油混合时, 应预先进行参加混合的油及混

合后油样的老化试验。

15.1.8.4 油样的混合比应与实际使用的混合比一致，如实际使用比不详，则采用 1:1 比例混合。

15.2 断路器油

15.2.1 新低温开关油的验收，应按 GB/T 2536 的规定。

15.2.2 运行中断路器油的试验项目、周期和要求见表 49。

表 49 运行中断路器油的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据		方法及说明
			A 级检修后	运行中	
1	外观	1) A 级检修后; 2) ≤ 1 年; 3) 必要时	透明、无游离水分、无杂质或悬浮物		外观目测
2	水溶性酸 (pH 值)	1) A 级检修后; 2) ≥ 126 kV: ≤ 1 年; 3) ≤ 72 kV: ≤ 3 年; 4) 必要时	≥ 4.2		按 GB/T 7598 进行试验
3	击穿电压 kV	1) A 级检修后; 2) ≥ 363 kV: ≤ 1 年; 3) ≤ 252 kV: ≤ 3 年; 4) 必要时	≥ 126 kV: ≥ 45 ≤ 72 kV: ≥ 40	≥ 126 kV: ≥ 40 ≤ 72 kV: ≥ 35	按 GB/T 507 方法进行试验

15.3 SF₆ 气体

15.3.1 在电气设备充 SF₆ 新气前应进行抽样复检，SF₆ 复检结果应符合 GB/T 12022—2014 中表 1 的技术要求。瓶装 SF₆ 新气抽

检数量按照 GB/T 12022—2014 中表 2 的规定抽取,同一批相同出厂日期的,只测定湿度(20℃)和纯度。

15.3.2 SF₆气体在充入电气设备 24 h 后,方可进行试验。

15.3.3 关于补气 and 气体混合使用的规定:

- a) 所补气体应符合新气质量标准,补气时应注意接头及管路的干燥;
- b) 符合新气质量标准的气体均可混合使用。

15.3.4 运行中 SF₆气体的试验项目、周期和要求见表 50。

表 50 运行中 SF₆气体的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据		方法及说明
			A 级检修	运行中	
1	纯度(质量分数)/%	1) A 级检修; 2) 必要时	≥97		按 GB/T 12022 进行
2	湿度(20℃)/(μL/L)	1) A 级检修; 2) ≥330 kV: ≤1 年; 3) ≤220 kV: ≤3 年; 4) 必要时	灭弧室: ≤150 非灭弧室: ≤250	灭弧室: ≤300 非灭弧室: ≤500	按 DL/T 506 进行
3	气体泄漏/(%/年)	必要时	≤0.5	≤0.5	按 GB/T 11023 进行
4	毒性	必要时	无毒		按 GB/T 12022 进行
5	酸度(以 HF 计)/(μg/g)	必要时	≤0.3	≤0.3	按 DL/T 916 进行
6	空气(质量分数)/%	必要时	≤0.05	≤0.2	按 DL/T 920 进行

表 50 (续)

序号	项目	周期	判据		方法及说明
			A 级检修	运行中	
7	可水解氟化物/ ($\mu\text{g/g}$)	必要时	≤ 1.0	≤ 1.0	按 DL/T 918 进行
8	四氟化碳 (质量分数) /%	必要时	≤ 0.05	≤ 0.1	按 DL/T 920 进行
9	矿物油/ ($\mu\text{g/g}$)	必要时	≤ 10	≤ 10	按 DL/T 919 进行

16 避雷器

16.1 金属氧化物避雷器

16.1.1 无串联间隙金属氧化物避雷器 (表格 51 中简称避雷器)。

表 51 无串联间隙金属氧化物避雷器的试验项目

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) $\geq 330 \text{ kV}$: 1 个月; 2) 220 kV : 3 个月; 3) $\leq 110 \text{ kV}$: 6 个月; 4) 必要时	红外热像图显示无异常温升、温差和相对温差, 符合 DL/T 664 要求	1) 检测温升所用的环境温度参照体应尽可能选择与被测设备类似的物体; 2) 在安全距离范围外选取合适位置进行拍摄, 要求红外热像仪拍摄内容应清晰, 易于辨认, 必要时, 可使用中、长焦距镜头; 3) 为了准确测温或方便跟踪, 应确定最佳检测位置, 并可做上标记, 以供今后的复测用, 提高互比性和工作效率;

表 51 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温			4) 将大气温度、相对湿度、测量距离等补偿参数输入, 进行必要修正, 并选择适当的测温范围
2	避雷器用监测装置检查	巡视检查时	1) 记录放电计数器指示数; 2) 避雷器用监测装置指示应良好、量程范围恰当	1) 电流值无异常; 2) 电流值明显增加时应进行带电测量
3	运行电压下阻性电流测量	1) ≥ 330 kV: 6 个月 (雷雨季前); 2) ≤ 110 kV: 1 年; 3) 必要时	初值差不明显。当阻性电流增加 50% 时, 应适当缩短监测周期, 当阻性电流增加 1 倍时, 应停电检查	1) 宜采用带电测量方法, 注意瓷套表面状态、相间干扰的影响; 2) 应记录测量时的环境温度、相对湿度和运行电压
4	绝缘电阻	1) A、B 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	自行规定	采用 2500 V 及以上绝缘电阻表
5	底座绝缘电阻	1) A、B 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	自行规定	采用 2500 V 及以上绝缘电阻表
6	直流参考电压 ($U_{1\text{mA}}$) 及 0.75 倍 $U_{1\text{mA}}$ 下的泄漏电流	1) A 级检修后; 2) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 4) 必要时	1) 不得低于 GB 11032 规定值; 2) 将直流参考电压实测值与初值或产品技术要求值比较, 变化不应大于 $\pm 5\%$; 3) 0.75 倍 $U_{1\text{mA}}$ 下的泄漏电流初值差 $\leq 30\%$ 或 $\leq 50 \mu\text{A}$ (注意值)	1) 应记录试验时的环境温度和相对湿度; 2) 应使用屏蔽线作为测量电流的导线

表 51 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
7	测试避雷器放电计数器动作情况	1) A 级检修后; 2) 每年雷雨季前检查 1 次; 3) 必要时	测试 3 次~5 次, 均应正常动作, 测试后记录放电计数器的指示数	

16.1.2 GIS 用金属氧化物避雷器的试验项目见表 52。

表 52 GIS 用金属氧化物避雷器的试验项目

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	SF ₆ 气体检测	见第 15 章表 50		
2	避雷器用监测装置检查	巡视检查时	1) 记录放电计数器指示数; 2) 避雷器用监测装置指示应良好、量程范围恰当	1) 电流值无异常; 2) 电流值明显增加时应进行带电测量
3	全电流/阻性电流测量	1) ≥330 kV: 6 个月 (雷雨季前); 2) ≤110 kV: 1 年; 3) 必要时	初值差不明显。当阻性电流增加 50% 时, 应适当缩短监测周期, 当阻性电流增加 1 倍时, 应停电检查	1) 宜采用带电测量方法, 注意瓷套表面状态、相间干扰的影响; 2) 应记录测量时的环境温度、相对湿度和运行电压
4	避雷器运行中的密封检查	随 GIS 检修进行	参照第 9 章开关设备 9.1 气体绝缘金属封闭开关设备的相关规定	
5	测试避雷器放电计数器动作情况	1) A 级检修后; 2) 每年雷雨季前检查 1 次; 3) 必要时	测试 3 次~5 次, 均应正常动作, 测试后记录放电计数器的指示数	

16.1.3 线路用带串联间隙金属氧化物避雷器的试验项目见表 53。

表 53 线路用带串联间隙金属氧化物避雷器的试验项目

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	外观检查	1) 结合线路巡线进行; 2) 必要时	外观无异常	1) 线路避雷器本体及间隙无异物附着; 2) 法兰、均压环、连接金具无腐蚀; 锁紧销无锈蚀、脱位或脱落; 3) 线路避雷器本体及间隙无移位或非正常偏斜; 4) 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; 5) 线路避雷器本体及支撑绝缘子无弯曲变形
2	本体直流 1 mA 电压 ($U_{1\text{mA}}$) 及 0.75 倍 $U_{1\text{mA}}$ 下的泄漏电流	必要时	1) 不得低于 GB 11032 规定值; 2) 将直流参考电压实测值与初值或产品技术文件要求值比较, 变化不应大于 $\pm 5\%$; 3) 0.75 倍 $U_{1\text{mA}}$ 下的泄漏电流初值差 $\leq 30\%$ 或 $\leq 50 \mu\text{A}$ (注意值)	应记录测量时的环境温度、相对湿度和运行电压。测量宜在瓷套表面干燥时进行。应注意相间干扰的影响
3	检查避雷器放电计数器动作情况	必要时	测试 3 次~5 次, 均应正常动作	
4	复合外套、串联间隙及支撑件的外观检查	必要时	1) 复合外套及支撑件表面不应有明显或较大面积的缺陷 (如破损、开裂等); 2) 串联间隙不应有明显的变形	
<p>注: 线路用带串联间隙金属氧化物避雷器主要强调抽样试验, 必要时指:</p> <p>(1) 每年根据运行年限和放电动作次数等因素确定抽样比例, 将运行时间比较长或动作次数比较多的避雷器拆下进行预防性试验;</p> <p>(2) 怀疑避雷器有缺陷时。</p>				

16.2 阀式避雷器的试验项目见表 54。

表 54 阀式避雷器的试验项目

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) 每年雷雨季前; 2) 必要时	红外热像图显示无异常温升、温差和相对温差, 符合电力行业标准 DL/T 664 要求	1) 检测温升所用的环境温度参照体应尽可能选择与被测设备类似的物体; 2) 在安全距离允许的条件下, 红外仪器宜尽量靠近被测设备, 必要时, 可使用中、长焦距镜头; 3) 为了准确测温或方便跟踪, 应确定最佳检测位置, 并可做上标记, 以供今后的复测用, 提高互比性和工作效率; 4) 将大气温度、相对湿度、测量距离等补偿参数输入, 进行必要修正, 并选择适当的测温范围
2	绝缘电阻	1) 每年雷雨季前; 2) 必要时	1) FZ、FCZ 和 FCD 型避雷器的绝缘电阻自行规定, 但与前一次或同类型的测量数据进行比较, 不应有显著变化; 2) FS 型避雷器绝缘电阻应不低于 2500 MΩ	1) 采用 2500 V 及以上绝缘电阻表; 2) FZ、FCZ 和 FCD 型主要检查并联电阻通断和接触情况
3	电导电流及串联组合元件的非线性因数差值	1) 每年雷雨季前; 2) 必要时	1) FZ、FCZ、FCD 型避雷器的电导电流参考产品技术文件要求值, 还应与历年数据比较, 不应有显著变化; 2) 同一相内串联组合元件的非线性因数差值, 不应大于 0.05; 电导电流相差值 (%) 不应大于 30%;	1) 分节的避雷器应对每节进行试验; 2) 可用带电测量方法进行测量, 如对测量结果有疑问时, 应根据停电测量的结果做出判断;

表 54 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明							
3	电导电流及串联组合元件的非线性因数差值		3) 试验电压如下:	3) 如 FZ 型避雷器的非线性因数差值大于 0.05, 但电导电流合格, 允许做换节处理, 换节后的非线性因数差值不应大于 0.05							
			元件额定电压 kV		3	6	10	15	20	30	
			试验电压 U_1 kV		—	—	—	8	10	12	
			试验电压 U_2 kV	4	6	10	16	20	24		
4	工频放电电压	1) 不超过 3 年; 2) 必要时	FS 型避雷器的工频放电电压在下列范围内:							带有非线性并联电阻的阀式避雷器只在解体后进行	
			额定电压 kV		3		6		10		
			放电电压 kV	解体后	9~11		16~19		26~31		
运行中	8~12			15~21		23~33					
5	底座绝缘电阻	1) 不超过 3 年; 2) 必要时	自行规定							采用 2500 V 及以上的绝缘电阻表	
6	计数器检查外观检查	1) 每年雷雨季前; 2) 必要时	记录计数器指示数外观无异常								
7	测试计数器的动作情况	1) 不超过 3 年; 2) 必要时	测试 3 次~5 次, 均应正常动作, 记录试验后计数器指示值								

17 母线

17.1 封闭母线

封闭母线的试验项目、周期和要求见表 55。

表 55 封闭母线的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据			方法及说明
1	绝缘电阻	1) A、B 级检修后; 2) 必要时	在常温下导体(相)对导体(相)、导体(相)对外壳(地)绝缘电阻: 1) 离相封闭母线绝缘电阻值不小于 50 MΩ; 2) 共箱封闭母线在常温下分相绝缘电阻值不小于 6 MΩ			1) 1000 V 时, 采用 1000 V 绝缘电阻表; 2) 3000 V 及以上时, 采用 2500 V 绝缘电阻表
2	交流耐压试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	额定电压 (kV)	试验电压 (kV)		1) 额定电压为系统额定电压, 对应设备绝缘水平可参照《金属封闭母线》GB/T 8349; 2) 现场试验电压为出厂试验电压 75%
				出厂	现场	
			1	4.2	3.2	
			3.15	25	19	
			6.3	32	24	
			10.5	42	32	
			15.75	57	43	
			20	68	51	
24	75	56				
35	100	75				
3	气密封试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	微正压充气的离相封闭母线应进行气密封实验			试验方法见 GB/T 8349

17.2 一般母线

一般母线的试验项目、周期和要求见表 56。

表 56 一般母线的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) 220 kV 及以上每年不少于 2 次; 2) 110 kV 及以下每年 1 次; 3) A、B 级检修前; 4) 必要时	红外热像显示无异常温升、温差和相对温差,符合 DL/T 664 要求	1) 红外测温采用红外成像仪测试; 2) 测试应尽量在负荷高峰、夜晚进行; 3) 在大负荷和重大节日应增加检测
2	绝缘电阻	1) A、B 级检修后; 2) 必要时	不应低于 1 MΩ/kV	
3	交流耐压试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	1) 额定电压在 1 kV 以上时, 试验电压参照附录 B; 2) 额定电压在 1 kV 及以下时, 试验电压为 1000 V	

18 1 kV 及以下的配电装置和电力布线

1 kV 及以下的配电装置和电力布线的试验项目、周期和要求见表 57。

表 57 1 kV 及以下的配电装置和电力布线的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	绝缘电阻	1) A、B 级检修后; 2) 必要时	1) 配电装置每一段的绝缘电阻应不小于 0.5 MΩ; 2) 电力布线绝缘电阻不宜小于 0.5 MΩ	1) 采用不小于 1000 V 绝缘电阻表; 2) 测量电力布线的绝缘电阻时应将熔断器、用电设备、电器和仪表等断开

表 57 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
2	配电装置的交流耐压试验	1) A 级检修后; 2) 必要时	试验电压为 1000 V	1) 配电装置耐压为各相对地, 48 V 及以下的配电装置不做交流耐压试验; 2) 不小于 2500 V 绝缘电阻表试验代替
3	检查相位	更换设备或接线时	各相两端及其连接回路的相位应一致	
注 1: 配电装置指配电盘、配电台、配电柜、操作盘及载流部分; 注 2: 电力布线不进行交流耐压试验。				

19 1 kV 以上的架空电力线路及杆塔

1 kV 以上的架空电力线路及杆塔的试验项目、周期和要求见表 58。

表 58 1 kV 以上的架空电力线路的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) ≥ 330 kV: 1 年; 2) 220 kV: 2 年; 3) 必要时	各部位无异常温升现象, 检测和分析方法参考 DL/T 664	针对导线连接器 (耐张线夹、接续管、修补管、并沟线夹、跳线线夹、T 型线夹、设备线夹等)、导线断股及绝缘子发热等情况进行
2	检查导线连接管的连接情况	1) A 级检修后; 2) ≤ 6 年; 3) 必要时	1) 外观检查无异常; 2) 连接管压接后的尺寸及外形应符合要求	铜线的连接管检查周期可延长至 5 年
3	绝缘子	见第 12 章		
4	线路的绝缘电阻 (有带电的平行线路时不测)	1) A、B 级检修后; 2) ≤ 6 年; 3) 必要时	自行规定	采用 2500 V 及以上的绝缘电阻表

表 58 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
5	检查相位	线路连接有变动时	线路两端相位应一致	
6	间隔棒检查	1) 巡视检查时; 2) 线路检修时	状态完好, 无松动无胶垫脱落等情况	
7	阻尼设施的检查	1) 巡视检查时; 2) 线路检修时	无磨损松动等情况	
8	杆塔接地电阻检测	见 20 章接地装置		
9	线路避雷器	见 16 章避雷器		
注: 关于架空电力线路离地距离、离建筑物距离、空气间隙、交叉距离和跨越距离的检查, 杆塔和过电压保护装置的接地电阻测量、杆塔和地下金属部分的检查, 导线断股检查等项目, 应按架空电力线路和电气设备接地装置有关标准的规定进行。				

20 接地装置

接地装置的检查与试验项目见表 59。

表 59 接地装置的检查与试验项目

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	检查有效接地系统的电力设备接地引下线与接地网的连接情况	1) ≥ 330 kV: ≤ 3 年; 3) ≤ 220 kV: ≤ 6 年; 3) 必要时	1) 接地引下线状况良好时, 测试值应在 $50 \text{ m}\Omega$ 以下; 2) 测试值为 $50 \text{ m}\Omega \sim 200 \text{ m}\Omega$ 时, 接地状况尚可, 宜在以后例行测试中重点关注其变化, 重要的设备宜在适当时候检查处理; 3) 测试值为 $200 \text{ m}\Omega \sim 1 \Omega$ 时, 接地状况不佳, 对重要的设备应尽快检查处理, 其他设备宜在适当时候检查处理; 4) 1Ω 以上的接地引下线与主地网未连接, 应尽快检查处理	1) 如采用测量接地引下线与接地网(或与相邻设备)之间的电阻值来检查其连接情况, 可将所测的数据与历次数据比较, 本次各测点间相互比较, 通过分析决定是否进行开挖检查; 2) 宜采用不小于 1 A 的直流电流进行测量。测量方法参照 DL/T 475

表 59 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
2	有效接地系统接地网的接地阻抗	1) ≤6年; 2) 接地网结构发生改变时; 3) 必要时	$R \leq 2000/I$ 式中: R ——考虑到季节变化的最大接地电阻, 接地阻抗的实部, Ω ; I ——经接地网入地的最大接地故障不对称电流有效值, A; I 采用系统最大运行方式下在接地网内、外发生接地故障时, 经接地网流入地中并计及直流分量的最大接地故障电流有效值。还应计算系统中各接地中性点间的故障电流分配, 以及避雷线中分走的接地故障电流	1) 测量接地阻抗时, 如在必须的最小布极范围内土壤电阻率基本均匀, 可采用各种补偿法, 否则, 应采用远离法。测量方法参照 DL/T 475; 2) 应考虑架空地线和电缆分流的影响; 3) 异频法测量电流应不小于 3 A, 工频法测量电流应不小于 50 A; 4) 结合电网规划每 5 年进行一次设备接地引下线的热稳定校核, 变电站扩建增容导致短路电流明显增大时, 也应进行校核; 5) 当接地网的接地电阻不满足公式要求时, 可通过技术经济比较适当增大接地电阻, 必要时, 采取措施确保人身和设备安全可靠; 6) 必要时可对接地网进行安全性评估。要求系统发生接地故障时, 接地网状态能够满足一、二次设备和人员的安全性要求。评估的具体内容、项目和要求参见附录 H。“必要时”是指: a) 运行年限比较长; b) 地网(尤其是外扩地网)遭到局部破坏; c) 地网腐蚀严重; d) 地网改造后

表 59 (续)

序号	项目	周期	判据		方法及说明
3	有架空地线的线路杆塔的接地电阻	1) 发电厂或变电站进出线 1 km~2 km 内的杆塔≤3; 2) 其他线路杆塔≤6 年; 3) 必要时	当杆塔高度在 40 m 以下时, 按下列要求, 如杆塔高度达到或超过 40 m 时, 则取下表值的 50%, 但当土壤电阻率大于 2000 Ω·m, 接地电阻难以达到 15 Ω 时可增加至 20 Ω		1) 对于高度在 40 m 以下的杆塔, 如土壤电阻率很高, 接地电阻难以降到 30 Ω 时, 可采用 6 根~8 根总长不超过 500 m 的放射性地体或连续伸长接地体, 其接地电阻可不受限制。但对于高度达到或超过 40 m 的杆塔, 其接地电阻也不宜超过 20 Ω; 2) 测量方法参照 DL/T 887 和 DL/T 475; 3) 测试时应注意钳表法的使用场合与条件
			土壤电阻率 Ω·m	接地电阻 Ω	
			100 及以下	10	
			100~500	15	
			500~1000	20	
			1000~2000	25	
2000 以上	30				
4	无架空地线的线路杆塔接地电阻	1) 发电厂或变电站进出线 1 km~2 km 内的杆塔≤3; 2) 其他线路杆塔≤6 年; 3) 必要时	种类	接地电阻 Ω	测量方法参照 DL/T 887
			非有效接地系统的钢筋混凝土杆、金属杆	30	
			中性点不接地的低压电力网的线路钢筋混凝土杆、金属杆	50	
			低压进户线绝缘子铁脚	30	

表 59 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
5	非有效接地系统接地网的接地阻抗	1) ≤6年; 2) 必要时	1) 当接地网与 1 kV 及以下设备共用接地时, 接地电阻 $R \leq 120/I$; 2) 当接地网仅用于 1 kV 以上设备时, 接地电阻 $R \leq 250/I$; 3) 在上述任一情况下, 接地电阻一般不得大于 10Ω , 式中 I —经接地网流入地中的短路电流, A; R —考虑到季节变化最大接地电阻, 接地阻抗的实部, Ω	
6	1 kV 以下电力设备的接地电阻	1) ≤6年; 2) 必要时	使用同一接地装置的所有这类电力设备, 当总容量达到或超过 100 kVA 时, 其接地电阻不宜大于 4Ω 。如总容量小于 100 kVA 时, 则接地电阻允许大于 4Ω , 但不超过 10Ω	对于在电源处接地的低压电力网 (包括孤立运行的低压电力网) 中的用电设备, 只进行接零, 不作接地。所用零线的接地电阻就是电源设备的接地电阻, 其要求按序号 2 确定, 但不得大于相同容量的低压设备的接地电阻
7	独立微波站的接地电阻	1) ≤6年; 2) 必要时	不宜大于 5Ω	
8	独立的燃油、易爆气体贮罐及其管道的接地电阻	1) ≤6年; 2) 必要时	不宜大于 30Ω	
9	露天配电装置避雷针的集中接地装置的接地电阻	1) ≤6年; 2) 必要时	不宜大于 10Ω	与接地网连在一起的可不测量, 但按本表中序号 1 的要求检查与接地网的连接情况

表 59 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
10	发电厂烟囱附近的吸风机及引风机处装设的集中接地装置的接地电阻	不超过 6 年	不宜大于 $10\ \Omega$	与接地网连在一起的可不测量，但按本表中序号 1 的要求检查与接地网的连接情况
11	独立避雷针(线)的接地电阻	不超过 6 年	不宜大于 $10\ \Omega$	1) 高土壤电阻率地区难以将接地电阻降到 $10\ \Omega$ 时，允许有较大的数值，但应符合防止避雷针(线)对罐体及管、阀等反击的要求； 2) 接地电阻值偏小时检查与主地网的导通情况
12	与架空线直接连接的旋转电机进线段上阀式避雷器的接地电阻	与所在进线段上杆塔接地电阻的测量周期相同	阀式避雷器的接地电阻不大于 $5\ \Omega$	
13	抽样开挖检查设备接地引下线及地网的腐蚀情况	1) 沿海、盐碱等腐蚀较严重的地区及采用降阻剂的接地网： ≤ 6 年； 2) 其他：12 年； 3) 必要时	不得有开断、松脱或严重腐蚀等现象	1) 可根据电气设备的重要性和施工的安全性，选择 5 个~8 个点沿接地引下线进行开挖检查，如有疑问还应扩大开挖的范围； 2) 可采用成熟的接地网腐蚀诊断技术及相应的专家系统与开挖检查相结合的方法，减少抽样开挖检查的盲目性； 3) 部分混凝土整体浇筑的地网，必要时进行开挖； 4) 铜质材料接地体的接地网不必定期开挖

21 并联电容器装置

21.1 并联电容器

并联电容器试验项目、周期和要求见表 45、表 47。

21.2 电流互感器

电流互感器试验项目、周期和要求见表 11、表 12、表 14。

21.3 金属氧化物避雷器

金属氧化物避雷器试验项目、周期和要求见表 51。

21.4 单台保护用熔断器

单台保护用熔断器的试验项目、周期和要求见表 60。

表 60 单台保护用熔断器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) 投运 1 周内; 2) 6 个月; 3) 必要时	检测高压引线连接处、电容器本体等, 红外热像图显示应无异常温升、温差或相对温差	检测和分析方法参考 DL/T 664
2	检查外壳及弹簧情况	1 年	无明显锈蚀现象, 弹簧拉力无明显变化, 工作位置正确, 指示装置无卡死等现象	
3	直流电阻	必要时	与出厂值相差不大于 20%	

21.5 串联电抗器

串联电抗器的试验项目、周期和要求见表 61。

表 61 串联电抗器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) 投运 1 周内; 2) 6 个月; 3) 必要时	无异常	检测和分析方法参考 DL/T 664
2	绕组直流电阻	1) A 级检修后 (解体检查); 2) 必要时	1) 三相绕组间的差别不应大于三相平均值的 4%; 2) 与上次测量值相差不大于 2%	
3	电抗 (或电感) 值	1) A 级检修后 (解体检查); 2) 3 年; 3) 必要时	自行规定	
4	绝缘油击穿电压	1) A 级检修后 (解体检查); 2) 必要时	参照表 48 中序号 9	
5	绕组介质损耗因数	1) A 级检修后 (解体检查); 2) 必要时	20℃ 下的介质损耗因数数值不大于: 35 kV 及以下 0.035; 66 kV 0.025	仅对 800 kvar 以上的油浸铁心电抗器进行
6	绕组对铁心和外壳交流耐压及相间交流耐压	1) A 级检修后 (解体检查); 2) 必要时	1) 油浸铁心电抗器, 试验电压为出厂试验电压的 85%; 2) 干式空心电抗器只需对绝缘支架进行试验, 试验电压同支柱绝缘子	
7	轭铁梁和穿芯螺栓 (可接触到) 的绝缘电阻	1) A、B 级检修后 (解体检查); 2) 必要时	自行规定	

21.6 放电线圈

放电线圈的试验项目、周期和要求见表 62。

表 62 放电线圈的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	红外测温	1) 投运 1 周内; 2) 6 个月; 3) 必要时	无异常	检测和分析方法参考 DL/T 664
2	绝缘电阻	1) A、B 级检修后 (解体检查); 2) 必要时	不低于 1000 MΩ	一次绕组用 2500 V 绝缘电阻表, 二次绕组用 1000 V 绝缘电阻表
3	绕组的介质损耗因数	1) A 级检修后 (解体检查); 2) 必要时	参照表 16 中序号 3	
4	交流耐压试验	1) A 级检修后 (解体检查); 2) 必要时	试验电压为出厂试验电压的 85%	用感应耐压法
5	绝缘油击穿电压	1) A 级检修后 (解体检查); 2) 必要时	参照表 48 中序号 9	
6	一次绕组直流电阻	1) A 级检修后 (解体检查); 2) 必要时	与上次测量值相比无明显差异	
7	电压比	必要时	应符合产品技术文件要求	

22 串联补偿装置

22.1 固定串补装置一次设备

22.1.1 串联电容器

串联电容器的试验项目、周期和要求见表 45。

22.1.2 金属氧化物限压器

金属氧化物限压器的试验项目、周期和要求见表 63。

表 63 金属氧化物限压器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	绝缘电阻测量	1) ≤6 年; 2) 必要时	绝缘电阻不应低于 2500 MΩ	采用 5000 V 绝缘电阻表测量
2	底座绝缘电阻测量	1) ≤6 年; 2) 必要时	底座绝缘电阻不应低于 5 MΩ	采用 2500 V 绝缘电阻表测量
3	工频参考电流下的工频参考电压测量	必要时	应符合产品技术文件要求	当发现某限压器单元不合格时, 应核算其余合格限压器单元总容量是否满足设计要求。若满足设计要求, 合格限压器单元可继续运行, 对于不合格的限压器单元, 若电压偏低, 应拆除, 若电压偏高, 可继续运行。若不满足设计要求, 则应整组更换
4	MOV 直流 nmA 下的参考电压 U_{nmA} 及 $0.75U_{\text{nmA}}$ 下的泄漏电流测量	1) ≤6 年; 2) 必要时	1) U_{nmA} 实测值与初值比较, 变化不大于 ±5%; 2) $0.75U_{\text{nmA}}$ 下的泄漏电流不大于 50 μA/柱; 3) MOV 单元之间直流参考电压差不超过 1%	
注: 采用直流高压发生器检查 MOV 在直流 nmA (可以根据产品技术文件修订该值) 下的参考电压 U_{nmA} 及 $0.75U_{\text{nmA}}$ 下的泄漏电流。测量时将试品的一端与其余并联在一起的限压器解开, 如果电压较高, 则还需要在施加高电压端周围采取绝缘隔离措施 (如用环氧板隔离等)。				

22.1.3 触发型间隙

触发型间隙的试验项目、周期和要求见表 64。

表 64 触发型间隙的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	分压电容器漏油检查及其电容值测量	1) ≤6 年; 2) 必要时	通过测量电容值计算均压电容器的分压比, 并与原计算值对比, 若变化超过了 5%, 则应重新调整间隙距离	用电桥法或其他专用仪器测量
2	绝缘支柱和绝缘套管绝缘电阻测量	1) ≤6 年; 2) 必要时	绝缘支柱和绝缘套管的绝缘电阻不应低于 500 MΩ	采用 2500 V 绝缘电阻表测量

表 64 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
3	放电间隙 距离检查	1) ≤6 年; 2) 必要时	应符合产品技术文件 要求	
4	触发间隙 绝缘电阻测 量	1) ≤6 年; 2) 必要时	绝缘电阻不应低于 2500 MΩ	采用 2500 V 绝缘电阻 表测量
5	限流电阻 值测量	1) ≤6 年; 2) 必要时	应符合产品技术文件 要求	
6	套管电容 测量	1) ≤6 年; 2) 必要时	应符合产品技术文件 要求	
7	触发回路 试验 ^①	1) ≤6 年; 2) 必要时	可靠触发	检查二次回路触发信 号, 从保护出口到脉冲 变出口
8	电压同步 回路检查	1) ≤6 年; 2) 必要时	应符合产品技术文件 要求	
9	触发间隙 耐压试验 ^②	必要时	触发间隙的工频耐压 试验值不低于保护水平 的 1.05 倍, 持续 1 min	
10	触发间隙 强迫触发电 压测量 ^②	必要时	记录触发间隙强迫触 发电压, 不高于电容器 组额定电压的 1.8 倍, 且应符合产品技术文件 要求	
<p>注: ① 触发回路试验: 在电压同步回路的输入端施加 50 Hz 交流电压, 从串补控制保护小室进行点火试验。当施加的同步电压低于触发门槛电压值 90% 时, 点火试验时触发装置应可靠不点火; 当施加的同步电压高于触发门槛电压值时, 点火试验时触发回路应可靠点火。</p> <p>② 触发间隙耐压试验及强迫触发电压测量: 利用交流电压源对触发间隙施加 1.05 倍保护水平的电压, 持续 1 min, 然后将电压降至 1.8 倍电容器组额定电压, 在控制保护后台进行手动触发, 触发间隙应动作。试验前应拆除火花间隙相对高压侧接线, 试验后恢复接线。</p>				

22.1.4 阻尼装置

22.1.4.1 间隙串电阻型阻尼电阻支路的试验项目、周期和要求见表 65，MOV 串电阻型阻尼电阻支路的试验项目、周期和要求见表 66。

表 65 间隙串电阻型阻尼电阻支路的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	所有部件外观检查	1) ≤6 年; 2) 必要时	无破损, 无异常	
2	电阻值测量	1) ≤6 年; 2) 必要时	出厂值相差在 ±5% 范围内	
3	阻尼电阻器间隙外观检查及间隙距离测量	1) ≤6 年; 2) 必要时	外观无烧蚀, 距离变化不超过 ±5%	如有需要, 打磨电极烧痕

表 66 MOV 串电阻型阻尼电阻支路的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	所有部件外观检查	1) ≤6 年; 2) 必要时	外观完好无损伤	
2	绝缘电阻测量	1) ≤6 年; 2) 必要时	不应低于 500 MΩ	采用 2500 V 绝缘电阻表测量
3	MOV 直流 nmA 下的参考电压 U_{nmA} 及 $0.75U_{nmA}$ 下的泄漏电流测量	1) ≤6 年; 2) 必要时	1) U_{nmA} 实测值与初值或制造厂规定值比较, 变化不大于 ±5%; 2) $0.75U_{nmA}$ 下的泄漏电流不大于 50 uA/柱	
注: 阻尼装置中 MOV 的在直流 nmA 下的参考电压 U_{nmA} 及 $0.75U_{nmA}$ 下的泄漏电流的试验仪器和方法参考金属氧化物限压器的试验执行。				

22.1.4.2 阻尼电抗器

阻尼电抗器的试验项目和要求同干式电抗器表 9 的规定。

22.1.5 电阻分压器

电阻分压器的试验项目、周期和要求见表 67。

表 67 电阻分压器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	高压臂对串补平台的绝缘电阻检查	1) ≤6 年; 2) 必要时	绝缘电阻不应小于 500 MΩ	采用 1000 V 绝缘电阻表测量
2	分压电阻一、二次侧阻值测量	1) ≤6 年; 2) 必要时	与出厂值相差在 ±0.5% 范围内	
3	电阻比检测	必要时	应符合产品技术文件要求	应符合产品技术文件要求

注：固定串补通常不需要电阻分压器。

22.1.6 旁路开关

旁路开关的试验项目和要求同 SF₆ 断路器表 24 中对瓷柱式断路器的规定，表 24 中周期不超过 3 年的要求对于旁路断路器均为不超过 6 年。表 24 中第 3 项机械特性试验旁路断路器要求合闸时间应符合产品技术文件要求。

22.1.7 电流互感器

电流互感器的试验项目、周期和要求见表 68。

22.1.8 串补平台、绝缘子

22.1.8.1 串补平台的试验项目、周期和要求见表 69。

表 68 电流互感器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	绕组绝缘电阻测量	1) ≤6 年; 2) 必要时	绕组间及其对地绝缘电阻不应小于 100 MΩ	采用 1000 V 绝缘电阻表测量
2	变比检查	必要时	与制造厂提供的铭牌标志相符合	
3	外观检查	必要时	外观无损伤, 无异常	

表 69 串补平台的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	所有部件及结构连接的外观检查	必要时	无锈蚀, 无异常	
2	对支撑绝缘子垂直度进行检查	1) ≤6 年; 2) 必要时	应符合产品技术文件要求	若偏差超标, 需要重新调整平台结构连接件
3	斜拉绝缘子串的预紧力检查	必要时	应符合产品技术文件要求	若预拉力超标, 需要重新调整平台结构连接件

22.1.8.2 瓷绝缘子的试验项目、周期和要求见表 35, 复合绝缘子的试验项目、周期和要求见表 37。

22.1.9 光纤柱

光纤柱的试验项目、周期和要求见表 70。

表 70 光纤柱的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	外观检查	必要时	光纤柱外部绝缘不应有损伤	

表 70 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
2	松紧度检查	1) 不超过 6 年; 2) 必要时	光纤柱除承受自身重力外, 承受的其他拉力应符合产品技术文件要求	
3	绝缘电阻测量	1) 不超过 6 年; 2) 必要时	绝缘电阻不应低于 500 MΩ	采用 2500 V 绝缘电阻表测量

22.2 可控串补装置一次设备

22.2.1 晶闸管阀及阀室

晶闸管阀及阀室的试验项目、周期和要求见表 71。

表 71 晶闸管阀及阀室的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	所有部件外观检查	必要时	外观完好	
2	均压电路的电阻值、电容值测量	1) 不超过 6 年; 2) 必要时	超过 ±5% 出厂值, 则必须更换	
3	阀室外外观检查	必要时	外观完好	
4	通风系统检查	必要时	通风正常	

22.2.2 晶闸管阀控电抗器

晶闸管阀控电抗器的试验项目、周期和要求按照 GB/T 1094.6 执行。

22.2.3 冷却水绝缘子

冷却水绝缘子的试验项目、周期和要求见表 72。

表 72 冷却水绝缘子的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	外观检查	必要时	不应有渗水、漏水现象	
2	绝缘电阻测量	1) 不超过 6 年; 2) 必要时	绝缘电阻不应低于 500 MΩ	采用 2500 V 绝缘电阻表测量

22.2.4 密闭式水冷却系统

密闭式水冷却系统的试验项目、周期和要求按照 DL/T 1010.5 执行。

23 电除尘器

23.1 高压硅整流变压器的试验项目、周期和要求见表 73。

表 73 高压硅整流变压器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	绝缘油试验	1) 1 年; 2) A 级检修后	见第 15 章表 48 中序号 1、2、3、6、9	
2	油中溶解气体分析	1) A、B 级检修后; 2) 1 年	见第 6 章表 5 中序号 1, 注意值自行规定	
3	高压绕组对低压绕组及对地的绝缘电阻	1) A、B 级检修后; 2) 必要时	> 500 MΩ	采用 2500 V 绝缘电阻表
4	低压绕组的绝缘电阻	1) A、B 级检修后; 2) 必要时	> 300 MΩ	采用 1000 V 绝缘电阻表
5	硅整流元件及高压套管对地的绝缘电阻	1) A、B 级检修后; 2) 必要时	> 2000 MΩ	

表 73 (续)

序号	项目	周期	判据	方法及说明
6	穿芯螺杆对地的绝缘电阻	1) A、B 级检修时; 2) 必要时	不作规定	
7	高、低压绕组的直流电阻	1) A 级检修后; 2) 必要时	与出厂值相差不超出±2%范围	换算到 75℃
8	电流、电压取样电阻	1) A 级检修时; 2) 必要时	偏差不超出规定值的±5%	
9	各桥臂正、反向电阻值	1) A 级检修时; 2) 必要时	桥臂间阻值相差小于 10%	
10	空载升压	1) A 级检修时; 2) 必要时	输出 $1.5U_n$, 保持 1 min, 应无闪络, 无击穿现象, 并记录空载电流	不带电除尘器电场

23.2 低压电抗器的试验项目、周期和要求见表 74。

表 74 低压电抗器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	穿心螺杆对地的绝缘电阻	1) A、B 级检修时; 2) 必要时	不作规定	
2	绕组对地的绝缘电阻	1) A、B 级检修时; 2) 必要时	$>300 \text{ M}\Omega$	
3	绕组各抽头的直流电阻	1) A 级检修时; 2) 必要时	与出厂值相差不超出±2%范围	换算到 75℃
4	变压器油击穿电压	1) A 级检修时; 2) 必要时	$>20 \text{ kV}$	参照表 48 序号 9

23.3 绝缘支撑及连接元件的试验项目、周期和要求见表 75。

表 75 绝缘支撑及连接元件的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	绝缘电阻	1) A、B 级检修时; 2) 必要时	$> 500 \text{ M}\Omega$	采用 2500 V 绝缘电阻表
2	耐压试验	1) A 级检修时; 2) 必要时	直流 100 kV 或交流 72 kV, 保持 1 min 无闪络	

23.4 高压直流电缆的试验项目、周期和要求见表 76。

表 76 高压直流电缆的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	判据	方法及说明
1	绝缘电阻	1) A、B 级检修时; 2) 必要时	$> 1500 \text{ M}\Omega$	采用 2500 V 绝缘电阻表
2	直流耐压并测量泄漏电流	1) A 级检修时; 2) 必要时	电缆工作电压的 1.7 倍, 10 min, 当电缆长度小于 100 m 时, 泄漏电流一般小于 $30 \mu\text{A}$	

23.5 电除尘器本体壳体对地网的连接电阻一般小于 1Ω 。

23.6 高、低压开关柜及通用电气部分按有关章节执行。

附录 A

(资料性附录)

交流电机全部更换定子绕组时的交流试验电压

不分瓣定子圈式线圈和条式线圈的试验电压分别见表 A.1 和表 A.2。

表 A.1 不分瓣定子圈式线圈的试验电压 kV

序号	试验阶段	试验形式	$S_N (P_N) < 10$	$S_N (P_N) \geq 10$	
			$U_N \geq 2$	$2 < U_N \leq 6.3$	$6.3 < U_N \leq 24$
1	新线圈下线前	—	$2.75U_N + 4.5$	$2.75U_N + 4.5$	$2.75U_N + 6.5$
2	下线打槽楔后	—	$2.5U_N + 2.5$	$2.5U_N + 2.5$	$2.5U_N + 4.5$
3	并头、连接绝缘后	分相	$2.25U_N + 2.0$	$2.25U_N + 2.0$	$2.25U_N + 4.0$
4	电机装配后	分相	$2.0U_N + 1.0$	$2.0U_N + 1.0$	$2.0U_N + 1.0$
注：24 kV 以上电压等级按与制造厂签订的专门协议。					

表 A.2 不分瓣定子条式线圈的试验电压 kV

序号	试验阶段	试验形式	$S_N (P_N) < 10$	$S_N (P_N) \geq 10$	
			$U_N \geq 2$	$2 < U_N \leq 6.3$	$6.3 < U_N \leq 24$
1	新线圈下线前	—	$2.75U_N + 4.5$	$2.75U_N + 4.5$	$2.75U_N + 6.5$
2	下层线圈下线后	—	$2.5U_N + 2.5$	$2.5U_N + 2.5$	$2.5U_N + 4.5$
3	上层线圈下线后打完槽楔与下层线圈同试	—	$2.5U_N + 2.0$	$2.5U_N + 2.0$	$2.5U_N + 4.0$
4	焊好并头，装好连线，引线包好绝缘	分相	$2.25U_N + 2.0$	$2.25U_N + 2.0$	$2.25U_N + 4.0$
5	电机装配后	分相	$2.0U_N + 1.0$	$2.0U_N + 1.0$	$2.0U_N + 1.0$
注：24 kV 以上电压等级按与制造厂签订的专门协议。					

附录 B

(资料性附录)

交流电机局部更换定子绕组时的交流试验电压

整台圈式线圈和条式线圈(在电厂修理)的试验电压见表 B.1 和表 B.2。

表 B.1 整台圈式线圈(在电厂修理)的试验电压 kV

序号	试验阶段	试验形式	$S_N (P_N) < 10$	$S_N (P_N) \geq 10$	
			$U_N \geq 2$	$2 < U_N \leq 6.3$	$6.3 < U_N \leq 24$
1	新线圈下线前	—	$2.75U_N + 4.5$	$2.75U_N + 4.5$	$2.75U_N + 6.5$
2	下线后打完槽楔	—	$0.75 \times (2.5U_N + 2.5)$	$0.75 (2.5U_N + 2.5)$	$0.75 (2.5U_N + 4.5)$
3	并头、连接绝缘后, 定子完成	分相	$0.75 (2.25U_N + 2.0)$	$0.75 \times (2.25U_N + 2.0)$	$0.75 (2.25U_N + 4.0)$
4	电机装配后	分相	$0.75 (2.25U_N + 1.0)$	$0.75 (2.25U_N + 1.0)$	$0.75 (2.25U_N + 1.0)$

注 1: 对于运行年久的电机, 序号 3, 4 项试验电压值可根据具体条件适当降低;
注 2: 24 kV 以上电压等级按与制造厂签订的专门协议。

表 B.2 整条条式线圈(在电厂修理)的试验电压 kV

序号	试验阶段	试验形式	$S_N (P_N) < 10$	$S_N (P_N) \geq 10$	
			$U_N \geq 2$	$2 < U_N \leq 6.3$	$6.3 < U_N \leq 24$
1	线圈下线前	—	$2.75U_N + 4.5$	$2.75U_N + 4.5$	$2.75U_N + 6.5$
2	下层线圈下线后	—	$0.75 (2.5U_N + 2.5)$	$0.75 (2.5U_N + 2.5)$	$0.75 (2.5U_N + 4.5)$
3	上层线圈下线后, 打完槽楔与下层线圈同试	—	$0.75 (2.5U_N + 2.0)$	$0.75 (2.5U_N + 2.0)$	$0.75 (2.5U_N + 4.0)$

表 B.2 (续)

序号	试验阶段	试验形式	$S_N (P_N) < 10$	$S_N (P_N) \geq 10$	
			$U_N \geq 2$	$2 < U_N \leq 6.3$	$6.3 < U_N \leq 24$
4	焊好并头, 装好接线, 引线包好绝缘, 定子完成	分相	$0.75 (2.25U_N + 2.0)$	$0.75 (2.25U_N + 2.0)$	$0.75 (2.25U_N + 4.0)$
5	电机装配后	分相	$0.75 (2.0U_N + 1.0)$	$0.75 (2.0U_N + 1.0)$	$0.75 (2.0U_N + 1.0)$
注 1: 对于运行年久的电机, 试验电压值可根据具体条件适当降低; 注 2: 24 kV 以上电压等级按与制造厂签订的专门协议。					

附录 C (资料性附录)

同步发电机、调相机铁心磁化试验修正折算方法

C.1 铁心磁化试验的磁通密度不满足要求时试验时间的修正折算

a) 汽轮发电机试验时间的修正折算:

$$t = \left(\frac{1.4}{B} \right)^2 \times 45$$

式中:

t —— 试验时间, min;

B —— 磁通密度, T。

b) 水轮发电机试验时间的修正折算:

$$t = \left(\frac{1.0}{B} \right)^2 \times 90$$

C.2 铁心磁化试验铁心单位损耗的修正折算

a) 汽轮发电机修正折算到磁通密度 1.5T, 频率 50 Hz:

$$P_1(1.5) = \frac{P \frac{W_1}{W_2} \left(\frac{1.5}{B} \right)^2 \left(\frac{f_0}{f_1} \right)^{1.3}}{m}$$

式中:

P_1 —— 试验计算的定子铁心比损耗, W;

P —— 实测功率, W;

W_1 —— 励磁线圈匝数;

W_2 —— 测量线圈匝数;

f_0 —— 基准频率, 50 Hz 或 60 Hz;

f_1 ——试验时的实测电源频率, Hz;

m ——定子铁心轭部质量, kg。

b) 水轮发电机修正折算到磁通密度 1.0T, 频率 50 Hz:

$$P_1(1.0) = \frac{P \frac{W_1}{W_2} \left(\frac{1.0}{B} \right)^2 \left(\frac{f_0}{f_1} \right)^{1.3}}{m}$$

C.3 定子铁心比损耗 P_1 的限制

作为辅助的铁心质量判别方法, 定子铁心比损耗 P_1 值应不大于所用硅钢片的标准比损耗的 1.3 倍。即:

a) 汽轮发电机

$$P_1 \leq 1.3P_s \quad (1.5)$$

式中:

P_s ——定子铁心硅钢片材料在某磁密、50 Hz 或 60 Hz 时的标准比损耗, W/kg。

b) 水轮发电机

$$P_1 \leq 1.3P_s \quad (1.0) \quad \text{额定功率} < 500 \text{ MW}$$

$$P_1 \leq 1.4P_s \quad (1.0) \quad \text{额定功率} \geq 500 \text{ MW}$$

C.4 铁心磁化试验数据的修正

当试验时的磁通密度不满足 1.0T (水轮发电机) 或 1.4T (汽轮发电机)、试验电源频率不是基准频率时, 按以下公式进行试验数据的修正。

对于汽轮发电机:

$$\Delta T_{\max 1} = \Delta T_{\max 0} \times \left(\frac{1.4}{B} \right)^2 \left(\frac{f_0}{f_1} \right)^{1.3}$$

$$\Delta T_1 = \Delta T_0 \times \left(\frac{1.4}{B} \right)^2 \left(\frac{f_0}{f_1} \right)^{1.3}$$

式中：

$\Delta T_{\max 1}$ ——修正后的铁心最大温升，K；

$\Delta T_{\max 0}$ ——实测铁心最大温升，K；

ΔT_1 ——修正后的铁心温差，K；

ΔT_0 ——实测铁心温差，K。

对于水轮发电机：

$$\Delta T_{\max 1} = \Delta T_{\max 0} \times \left(\frac{1.0}{B} \right)^2 \left(\frac{f_0}{f_1} \right)^{1.3}$$

$$\Delta T_1 = \Delta T_0 \left(\frac{1.0}{B} \right)^2 \left(\frac{f_0}{f_1} \right)^{1.3}$$

附录 D
(资料性附录)

电磁式定子铁心检测仪通小电流法

推荐判定标准见表 D.1。

表 D.1 推荐判定标准

发电机类型	测量电流
隐极同步发电机	≤ 100 mA
水轮发电机	≤ 100 mA

附录 E

(资料性附录)

判断变压器故障时可供选用的试验项目

E.1 本条主要针对容量为 1.6 MVA 以上变压器，其他设备可作参考。

E.2 当油中气体分析判断有异常（过热型故障特征）时宜选择下列试验项目：

- 检查潜油泵及其电动机；
- 测量铁心（及夹件）接地引线中的电流；
- 测量铁心（及夹件）对地的绝缘电阻；
- 测量绕组的直流电阻；
- 测量油箱表面的温度分布；
- 测量套管的表面温度；
- 测量油中糠醛含量；
- 单相空载试验；
- 负载损耗试验；
- 检查套管与绕组连接的接触情况。

E.3 当油中气体分析判断有异常（放电型故障特征）时宜按下列情况处理：

- 绕组直流电阻；
- 铁心（及夹件）绝缘电阻和接地电流；
- 空载损耗和空载电流测量或长时间空载（或轻负载下）运行，用油中气体分析及局部放电检测仪监视；
- 长时间负载（或用短路法）试验，用油中气体色谱分析监视；
- 有载调压开关切换及检查试验；

- 绝缘特性试验（绝缘电阻、吸收比、极化指数、介质损耗因数、泄漏电流）；
 - 绝缘油含水量测试；
 - 绝缘油含气量测试（500 kV 及以上）；
 - 局部放电测试（可在变压器停运或运行中测量）；
 - 交流耐压试验；
 - 运行中油箱箱沿热成像测试；
 - 检查潜油泵及其电动机是否存在故障（若有潜油泵）；
 - 检查分接开关有无放电、开关油室是否渗漏；
 - 近期变压器油箱是否有焊接、堵漏等行为。
- E.4 气体继电器报警或跳闸后，宜进行下列检查：**
- 变压器油中溶解气体和继电器中的气体分析；
 - 保护回路检查；
 - 气体继电器校验；
 - 整体密封性检查；
 - 变压器是否发生近区短路。
- E.5 变压器出口短路后宜进行下列试验：**
- 油中溶解气体分析；
 - 绕组的绝缘电阻、吸收比、极化指数；
 - 电压比测量；
 - 绕组变形测试（频响法、电抗法）；
 - 空载电流和损耗测试。
- E.6 判断绝缘受潮宜进行下列检查：**
- 绝缘特性（绝缘电阻、吸收比、极化指数、介质损耗因数、泄漏电流）；
 - 绝缘油的击穿电压、介质损耗因数、含水量、含气量（500 kV）；
 - 绝缘纸的含水量；
 - 检查水冷却器是否渗漏（水冷变压器）；

——整体密封性检查。

E.7 判断绝缘老化宜进行下列试验：

——油中溶解气体分析（特别是 CO、CO₂ 含量及变化）；

——绝缘油酸值；

——油中糠醛含量；

——油中含水量；

——绝缘纸或纸板的聚合度；

——绝缘纸（板）含水量。

E.8 振动、噪声异常时宜进行下列试验：

——振动测量；

——噪声测量；

——油中溶解气体分析；

——短路阻抗测量；

——中性点直流偏磁测试。

附录 F
(资料性附录)

判断电抗器故障时可供选用的试验项目

- F.1** 本条主要针对 330 kV 及以上电抗器，其他设备可作参考。
- F.2** 当油中气体分析判断有异常时可选择下列试验项目：
- 绕组电阻；
 - 铁心绝缘电阻和接地电流；
 - 冷却装置检查试验；
 - 绝缘特性（绝缘电阻、吸收比、极化指数、介质损耗因数、泄漏电流）；
 - 绝缘油的击穿电压、介质损耗因数；
 - 绝缘油含水量；
 - 绝缘油含气量（500 kV 及以上）；
 - 绝缘油中糠醛含量；
 - 油箱表面温度分布。
- F.3** 气体继电器报警后，进行电抗器油中溶解气体和继电器中的气体分析。
- F.4** 判断绝缘受潮可进行下列试验：
- 绝缘特性（绝缘电阻、吸收比、极化指数、介质损耗因数、泄漏电流）；
 - 绝缘油的击穿电压、介质损耗因数、含水量、含气量（500 kV 及以上）；
 - 绝缘纸的含水量。
- F.5** 判断绝缘老化可进行下列试验：
- 油中溶解气体分析（特别是 CO、CO₂ 含量及变化）；
 - 绝缘油酸值；

- 油中糠醛含量；
- 油中含水量；
- 绝缘纸或纸板的聚合度。

F.6 振动、噪声异常时可进行下列试验：

- 振动测量；
- 噪声测量；
- 油中溶解气体分析；
- 检查散热器等附件的固定情况。



附录 G (资料性附录)

憎水性分级的描述及典型状态

憎水性的分级方法和典型状态分别见表 G.1 和图 G.1。

表 G.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、大小及分布与图 G.1 基本一致
HC2	只有分离的水珠，大部分水珠的状态、大小及分布与图 G.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、大小及分布与图 G.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 2 cm^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 2 cm^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



HC1

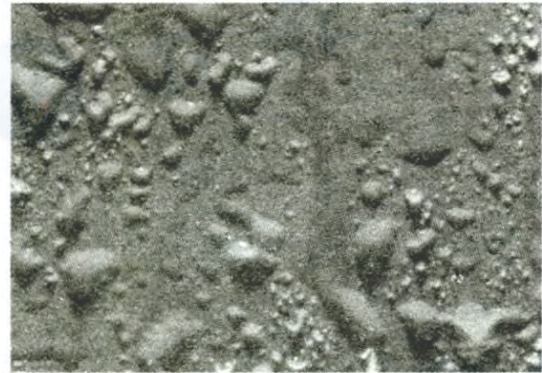


HC2

图 G.1 憎水性分级标准（图例）



HC3



HC4



HC5



HC6

图 G.1 憎水性分级标准（图例）（续）

附录 H (资料性附录)

有效接地系统接地网安全性状态评估的内容、项目和要求

H.1 变电站接地网特性参数（接地电阻、避雷线的分流、跨步电压和接触电压）现场测试

H.1.1 对接地电阻、跨步电压和接触电压的要求

- a) 通过实测接地电阻和避雷线的分流系数确定的地网接地电阻应满足设计值要求（一般不大于 0.5Ω ）。
- b) 在高土壤电阻率地区，接地电阻按上述要求在技术、经济上极不合理时，允许超过 0.5Ω ，且必须采取措施以保证系统发生接地故障时，在该接地网上：
 - 接触电压和跨步电压均不超过允许的数值；
 - 采取措施防止高电位引外和低电位引内；
 - 避雷器运行安全。
- c) 将跨步电压和接触电压实测值换算到变电站实际短路电流水平，对比其安全限值，评价跨步电压和接触电压是否满足人身安全要求。

H.1.2 对接地电阻测量方法的要求

- a) 测量接地电阻时，采用远离法（夹角法）进行测量，电压线和电流线与接地装置边缘的直线距离应至少是接地网最大对角线的 4 倍，以避免土壤结构不均匀和电流、电压线间互感的影响。如变电站周围土壤电阻率比较均匀，可采用 30 度夹角法进行测量，此时电压线和电流线与接地装置边缘的距离为接地网最大对角线的

- 2 倍。
- b) 慎用直线法，对于 110 kV 及以上的大型地网，不宜采用直线法进行测量。
 - c) 电压线和电流线布线前，应用 GPS 对接地网边缘、电压极和电流极进行精确定位，确保电压极、电流极与接地网边缘的直线距离满足要求，并根据 GPS 实测的电压线和电流线夹角按照 DL/T 475《接地装置特性参数测量导则》的有关公式对测量结果进行修正。
 - d) 应采用柔性电流钳表（罗哥夫斯基线圈）测量出线构架的避雷线（普通地线和 OPGW 光纤地线）和 10kV 电缆对测试电流的分流，得到分流系数，结合接地电阻实测值来推算接地网真实的接地电阻值。

H.2 变电站站址分层土壤电阻率测试

通过变电站站址土壤电阻率测试，结合相关软件完成土壤分层结构分析，得到变电站站址分层土壤结构模型，为接地网状态的数值评估提供依据。

对土壤电阻率测量要求：

- a) 测量的分层土壤深度应与接地网最大对角线长度相当。
- b) 注意避开测量线间互感对土壤电阻率测量结果的影响。

H.3 设备接地引下线的热稳定校核

应结合电网规划每 5 年对设备接地引下线的热稳定校核一次，变电站扩建增容导致短路电流明显增大等必要情况下也应进行校核。校核要求：

- a) 接地线的最小截面积应满足：
$$S_g \geq \frac{I_g}{c} \sqrt{t_c}$$

式中：

S_g ——接地线的最小截面， mm^2 ；

I_g ——流过接地导体（线）的最大接地故障不对称电流有效值，A；

t_e ——接地故障的等效持续时间，s；

c ——接地导体（线）材料的热稳定系数，根据材料的种类、性能及最高允许温度和接地故障前接地导体（线）的初始温度确定。

b) 热稳定校验用的时间可按下列规定计算：

继电保护配有 2 套速动主保护、近接地后备保护、断路器失灵保护和自动重合闸时， $t_e \geq t_m + t_f + t_o$ ，其中： t_m ——主保护动作时间，s； t_f ——断路器失灵保护动作时间，s； t_o ——断路器开断时间，s。

继电保护配有 1 套速动主保护、近或远（或远近结合的）后备保护和自动重合闸，有或无断路器失灵保护时， $t_e \geq t_o + t_r$ ，其中： t_r ——第一级后备保护的動作时间，s。

H.4 接地网安全性状态的数值评估

根据变电站最新的接地网拓扑图、变电站站址分层土壤结构模型、变电站接地短路电流水平和所有出线的相关参数，基于相关软件，在与实测结果比对的基础上，完成接地网安全性状态数值评估，内容包括：

a) 变电站出线架空地线分流系数和入地最大短路故障电流计算；

b) 地网接地电阻值；

c) 系统实际接地短路故障情况下，地网接地导体的电位升高和变电站场区电压差，是否满足一次设备、二次设备（或二次回路）和弱电子设备的运行安全要求；

d) 计算整个接地网区域的跨步电压 U_s 和变电站设备场区

的接触电压 U_T 分布，对比实测结果以及跨步电压 U_S 和接触电压 U_T 的安全限值，分析和评估接地故障状态下接触电压和跨步电压是否满足人身安全要求。
