

Q/GDW

国家电网有限公司 企业标准

Q/GDW 11150—2019

代替 Q/GDW 11150—2013

水电站电气设备预防性试验规程

Preventive test regulation for electrical equipment of hydroelectric power station

杭州高电
专业高试铸典范

Professional high voltage test

高压测量仪器智造 | 电力试验工程服务

2020 - 07 - 31 发布

2020 - 07 - 31 实施

国家电网有限公司

发布

目 次

前 言	II
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	2
4 符号、代号	4
5 总则	4
6 旋转电机	5
7 变压器	13
8 互感器	20
9 开关设备	28
10 套管	38
11 外绝缘及绝缘子	40
12 电力电缆	41
13 绝缘油和 SF ₆ 气体	43
14 避雷器	46
15 母线	48
16 接地装置	49
附录 A（规范性附录） 不同电压等级设备红外成像检测周期规定	52
附录 B（规范性附录） 特殊试验项目	53
编制说明	54

前 言

为规范水电站电气设备预防性试验的项目、周期和标准要求，制定本标准。

本标准代替 Q/GDW 11150—2013《水电站电气设备预防性试验规程》，与 Q/GDW 11150—2013 相比，主要差异如下：

- 全面修订了规范性引用文件和引用内容；
- 新增了关于装设在封闭式组合电器内设备和元件试验的规定；
- 新增了对于运行时不具备直接使用红外热成像检测本体温升条件的设备的检测要求；
- 新增了对于装设技术成熟在线监测装置后延长人工检测、停电检测的周期的规定；
- 修改了标准各章节中关于部分试验项目和试验周期的规定；
- 删除了关于纸绝缘电力电缆的相关试验项目和试验周期的规定；
- 删除了原标准正文中关于部分项目试验方法的描述。

本标准由国家电网有限公司抽水蓄能和新能源部提出并解释。

本标准由国家电网有限公司科技部归口。

本标准起草单位：国网新源控股有限公司、国网山东省电力公司。

本标准主要起草人：乐振春、张亚武、张全胜、常玉红、黄坤、郝国文、夏斌强、高翔、李建光、刘福、霍献东、朱光宇、吴敏、高超、杨艳平、蒋佳杰、李璟延、李佳霖、张博、寿鉴标、孙海龙、兰柏、冯海超、王勇、吕鹏飞、尹爱辉。

本标准 2014 年 3 月首次发布，2019 年 11 月第 1 次修订。

本标准在执行过程中的意见或建议反馈至国家电网有限公司科技部。

水电站电气设备预防性试验规程

1 范围

本标准规定了旋转电机、变压器、电抗器、互感器、开关设备、高压电缆、绝缘油和六氟化硫气体、避雷器、母线等水电站电气设备的预防性试验项目、周期和标准。

本标准适用于国家电网有限公司水电站（含抽水蓄能电站）确定电气设备预防性试验的项目、周期和标准。

进口设备应以产品技术标准为基础，参照本规程执行。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

- GB/T 261 闪点的测定
- GB/T 264 石油产品 酸值测定法
- GB/T 507 绝缘油击穿电压测定法
- GB/T 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 1094.10 电力变压器 第10部分 声级测定
- GB/T 1094.11 电力变压器 第11部分 干式变压器
- GB/T 4109 交流电压高于1000V的绝缘套管
- GB/T 4703 电容式电压互感器
- GB/T 5654 液体绝缘材料 相对电容率、介质损耗因数和直流电阻率的测量
- GB/T 6541 石油产品油对水界面张力测定法（圆环法）
- GB/T 7595 运行中变压器油质量
- GB/T 7597 电力用油（变压器油、汽轮机油）取样方法
- GB/T 7598 运行中变压器油水溶性酸测定法
- GB/T 8926 在用的润滑油不溶物测定法
- GB/T 11022 高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求
- GB/T 11023 高压开关设备六氟化硫气体密封试验方法
- GB/T 11032 交流无间隙金属氧化物避雷器
- GB/T 12022 工业六氟化硫
- GB/T 14542 变压器油维护管理导则
- GB/T 20835 发电机定子铁芯磁化试验导则
- GB/T 20840.1 互感器第1部分：通用技术要求
- GB/T 24624 绝缘套管 油为主绝缘(通常为纸)浸渍介质套管中溶解气体分析(DGA)的判断导则
- GB/T 25081 高压带电显示装置(VPIS)
- GB/T 32574 抽水蓄能电站检修导则
- GB 50150 电气装置安装工程电气设备交接试验标准

- DL/T 285 矿物绝缘油腐蚀性硫检测法裹绝缘纸铜扁线法
- DL/T 385 变压器油带电倾向性检测方法
- DL/T 429.6 电力用油开口杯老化测定法
- DL/T 474.1 现场绝缘试验实施导则绝缘电阻、吸收比和极化指数试验
- DL/T 474.3 现场绝缘试验实施导则介质损耗因数 $\tan \delta$ 试验
- DL/T 475 接地装置特性参数测量导则
- DL/T 489 大中型水轮发电机静止整流励磁系统试验规程
- DL/T 492 发电机定子绕组环氧粉云母绝缘老化鉴定导则
- DL/T 506 六氟化硫电气设备中绝缘气体湿度测量方法
- DL/T 574 有载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 595 六氟化硫电气设备气体监督导则
- DL/T 596 电力设备预防性试验规程
- DL/T 664 带电设备红外诊断应用规范
- DL/T 703 绝缘油中含气量的气相色谱测定法
- DL/T 722 变压器油中溶解气体分析和判断导则
- DL/T 911 电力变压器绕组变形的频率响应分析法
- DL/T 915 六氟化硫气体湿度测定法（电解法）
- DL/T 916 六氟化硫气体酸度测定法
- DL/T 917 六氟化硫气体密度测定法
- DL/T 918 六氟化硫气体中可水解氟化物含量测定法
- DL/T 919 六氟化硫气体中矿物油含量测定法（红外光谱分析法）
- DL/T 920 六氟化硫气体中空气、四氟化碳的气相色谱测定法
- DL/T 941 运行中变压器用六氟化硫质量标准
- DL/T 1093 电力变压器绕组变形的电抗法检测判断导则
- DL/T 1096 变压器油中颗粒度限值
- DL/T 1205 六氟化硫电气设备分解产物试验方法
- DL/T 1400 油浸式变压器测温装置现场校准规范
- DL/T 1459 矿物绝缘油中金属钝化剂含量的测定高效液相色谱法
- DL/T 1768 旋转电机预防性试验规程
- JB/T 6204 高压交流电机定子线圈及绕组绝缘耐压试验规范
- Q/GDW 152 电力系统污区分级与外绝缘选择标准
- Q/GDW 1168 输变电设备状态检修试验规程
- Q/GDW 11316 电力电缆线路试验规程

3 术语和定义

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，也包括

取油样或气样进行的试验。

3.2

带电测试 live test

设备运行状态下,对设备状态量进行的现场检测。

3.3

红外热成像检测 Infrared thermal image detection

利用红外技术对电力系统中具有电流、电压致热效应或其他致热效应的带电设备进行检测和诊断。

3.4

绕组变形测试 winding deformation testing

利用频率响应及电抗法对变压器绕组的特性进行测试,判断其是否存在扭曲、断股、移位、松脱等变形现象。

3.5

局部放电带电测试 partial discharge on line detection

利用特高频、超声波、地电波等技术测量运行中的电气设备(如GIS、变压器、电缆系统、开关柜等)是否存在局部放电现象,判断其是否存在绝缘缺陷。

3.6

接地网安全性状态评估 safety evaluation for grounding grid

对表征接地网状态的接地阻抗、地线分流系数、接触电压、跨步电压、地网电位分布等参数进行实测和数值分析,结合接地网完整性和腐蚀性检查与诊断,综合评价发生短路故障情况下,地网电位升高、接触电压和跨步电压等指标是否满足一、二次设备安全和人员安全的要求。

3.7

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漏电流值之比。常用兆欧表直接测得绝缘电阻值。本标准中,若无特别说明,均指加压1min时的测得值。

3.8

吸收比 absorption ratio

在同一次试验中,1min时的绝缘电阻值与15s时的绝缘电阻值之比。

3.9

极化指数 polarization Index

在同一次试验中,10min时的绝缘电阻值与1min时的绝缘电阻值之比。

3.10

初值 Initial value

能代表状态量原始值的试验值。初值可以是出厂值、交接试验值、早期试验值、设备主要部件更新或解体大修后的首次试验值。初值差定义: $(\text{当前测量值} - \text{初值}) / \text{初值} \times 100\%$ 。

3.11

注意值 alert value

状态量达到该数值时，设备可能存在或发展为缺陷。有注意值要求的状态量，若当前试验值超过注意值或接近注意值的趋势明显，对于正在运行的设备，应加强跟踪监测；对于停电设备，如怀疑属于严重缺陷，不宜投入运行。

3.12

警示值 warning value

状态量达到该数值时，设备已存在缺陷并可能发展为故障。有警示值要求的状态量，若当前试验值超过警示值或接近警示值的趋势明显，对于运行设备应尽快安排停电试验；对于停电设备，消除此隐患之前，一般不应投入运行。

4 符号、代号

下列符号、代号适用于本文件。

Un：设备额定电压

Um：设备最高电压

Ur：绕组的额定电压

U₀/U：电缆额定电压(其中 U₀ 为电缆导体与金属套或金属屏蔽之间的设计电压，U 为导体与导体之间的设计电压)

U_{1mA}：避雷器直流 1mA 下的参考电压

tan δ：介质损耗因数

5 总则

5.1 本规程所规定的各项试验标准，是电力设备绝缘技术监督工作的基本要求，也是电力设备全过程管理工作的重要组成部分。在设备维护检修工作中必须坚持预防为主，积极地对设备进行维护，使其能长期安全、经济运行。

5.2 试验结果的评判，除与有关标准、历次试验结果进行比较外，还应结合设备自身运行情况（如有无过载、是否遭受过电压或短路冲击、是否发生过外部闪络等）及同型号设备的运行情况进行全面综合分析。如果在相同型号设备上重复出现某类故障，则应对该型号的其他设备采取措施，或进行必要的试验或缩短试验周期，以防同类故障发生。

5.3 试验人员应选用合适的测试方法和仪器设备，并尽量在环境条件相近的条件下进行试验，以保证试验结果的准确性和可比性。

5.4 特殊情况时，如改变试验方法、试验周期、降低试验标准、增删试验项目以及发现某类设备的同一类故障和缺陷突出而需要调整试验周期时，应组织有关人员认真分析讨论，提出建议由本单位负责生产的领导批准执行，500kV 电气设备应同时报上级主管部门备案。对老旧设备（运行 20 年及以上），应根据设备状态适当缩短试验周期。

5.5 新投运的设备，应尽可能及早安排（1~2 年内）进行投运后首次试验，及早获取设备运行后的重要状态信息。首次试验应涵盖所有固定周期试验项目。

5.6 工频交流耐压试验，加至试验标准电压后的持续时间，无特别说明者，均指 1min，其它耐压试验的试验电压施加时间在有关设备的试验要求中规定。试验前后应测量绝缘电阻值，交流耐压后绝缘电阻

值不应有明显降低。非标准电压等级的电力设备的交流耐压试验值,可根据本规程规定的相邻电压等级按插入法进行计算。

5.7 充油、充气电力设备在充满合格油、气后应有足够的静置时间才可进行耐压试验。静置时间按产品要求,当制造厂无规定时,则应依据设备额定电压满足以下要求:

- a) 500kV >72 小时;
- b) 220kV~330kV >48 小时;
- c) 110kV 及以下 >24 小时;
- d) 充气设备 >24 小时。

5.8 进行耐压试验时,应尽量将连接在一起的各种设备分开来单独试验(制造厂装配的成套设备不在此限)。同一试验电压的设备可连在一起进行试验。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设备中的最低试验电压。

5.9 当电力设备的额定电压与实际使用的额定电压不同时,应根据以下原则确定试验电压:

- a) 当采用额定电压较高的设备以加强绝缘者,应按照设备的额定电压确定其试验电压;
- b) 采用额定电压较高的设备作为代用者,应按照实际使用的额定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。

5.10 当进行与设备的环境条件如温度、湿度、油温等有关的各种试验时(如测量直流电阻、绝缘电阻、介质损耗因素、泄漏电流等),应同时测量被试品和周围空气的温度和湿度。进行绝缘试验时,环境温度、被试品温度不宜低于 5℃,环境相对湿度一般不高于 80%。本规程中使用常温为 10℃~40℃。试验时,应注意环境温度的影响,对油浸式变压器,应以上层油温作为测试温度。

5.11 设备经交接试验后超过 6 个月未投入运行,或运行中设备停运超过 6 个月的,在投运前应完成所有固定周期试验项目。

5.12 本规程中,旋转电机试验周期分类中的大、小修,分别对应 GB/T 32574 中发电电动机的 A、C 级检修。

5.13 本规程未包含的电力设备试验项目,按制造厂规定进行。

5.14 本规程中规定周期大于 1 年的定期试验项目,应尽可能采用“轮试”方式,这样可根据其中一部分设备的试验结果来推断其余设备的状态,如果试验结果异常,应根据实际情况决定是否需要对剩余部分的设备进行试验。

5.15 装在封闭式组合电器内的断路器、隔离开关、负荷开关、接地开关、避雷器、互感器、套管、母线等元件的试验,应按本标准相应章节的有关规定进行,对无法分开的设备可不单独进行。

5.16 对于运行时不具备直接使用红外热成像检测本体温度升条件的设备,如具有强制性闭锁装置的开关柜,或封闭于 GIS、封闭母线外壳内的设备,对于设备本体不做红外热成像检测要求,应对比设备外壳是否有异常发热。各不同电压等级设备红外热成像检测的周期规定见附录 A。

5.17 500kV 及以上设备停电试验宜采用不拆引线试验方法,如果测量结果与历次比较有明显差别或超过本标准规定的标准,宜拆引线进行诊断性试验。

5.18 对于已装设技术成熟在线监测装置的设备,在确认装置检测准确的前提下,经批准后电站可根据实际情况,适当延长人工检测、停电检测的周期。

5.19 技术难度大、需要特殊的试验设备进行的试验项目,应列为特殊试验项目,并应由具备相应试验能力的单位进行。特殊试验项目应符合本标准附录 B 的规定。

6 旋转电机

6.1 同步发电机（含发电电动机）

容量为6000kW 及以上的同步发电机（含发电电动机）的试验项目、周期和要求见表1，6000kW以下者可参照执行。

表1 同步发电机试验项目、周期和要求

序号	项目	周 期	要 求	说 明
1	定子绕组的绝缘电阻、吸收比或极化指数	1) 1年或小修时 2) 大修前、后	1) 绝缘电阻值自行规定。若在相近试验条件（温度、湿度）下，绝缘电阻值降低到历年正常值的1/3以下时，应查明原因； 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	1) 额定电压为5000V~12000V,采用2500V~5000V兆欧表，额定电压为12000V以上,采用2500V~10000V兆欧表，量程一般不低于10000MΩ。 2) 200MW 及以上机组推荐测量极化指数，当1min的绝缘电阻在5000MΩ以上（在40℃时），可不测极化指数。 3) 测量极化指数时，兆欧表在最大档位下最大输出电流应不小于1mA
2	定子绕组的直流电阻	1) 大修时 2) 必要时	1) 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%； 2) 换算至相同温度下初次（出厂或交接时）测量值比较，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，绕组表面温度与周围空气温度之差不应大于±3℃； 2) 发电机相间（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) 电阻值超出要求时，可采用定子绕组通入10%~20%额定电流（直流），用红外热像仪查找等方法（仅供参考）。 4) 必要时，如： —出现差动保护动作又不能完全排除定子故障时； —出口短路后等。 5) 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R1、R2分别为在温度t1、t2下的电阻值；T为电阻温度常数，铜导线取235，铝导线取225

表 1 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
3	定子绕组泄漏电流和直流耐压试验	1) 小修时 2) 大修前、后 3) 更换绕组后 4) 必要时	1) 试验电压如下:	1) 应在停机后清除污秽前热状态下进行。处于备用状态时, 可在冷态下进行。 2) 试验电压按每级 $0.5U_n$ 分阶段升高, 每阶段停留 1min 。 3) 不符合 2)、3) 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) 试验时微安表应接在高压侧, 并对出线套管表面加以屏蔽
			全部更换定子绕组并修好后	
			局部更换定子绕组并修好后	
			大修前	
			运行 20 年及以下	
			运行 20 年以上	
4	定子绕组交流耐压	1) 大修前 2) 更换绕组后	小修时和大修后	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, 可在冷态下进行。 2) 水内冷电机一般应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。 3) 在采用变频谐振耐压时, 试验频率应在 $45\sim 55\text{Hz}$ 范围内。 4) 全部或局部更换定子绕组的工艺过程中的试验电压见 JB/T 6204 或按制造厂规定。 5) 采用超低频 (0.1Hz) 耐压时, 试验电压峰值为工频试验电压的 1.2 倍
			2) 在规定试验电压下, 各相泄漏电流的差别不应大于最小值的 100%; 最大泄漏电流在 $20\mu\text{A}$ 以下者, 可不比较相间差值; 3) 泄漏电流不随时间的延长而增大	
			1) 全部更换定子绕组并修好后的试验电压如下:	
			容量 kW 或 kVA	
			额定电压 U_n (V)	
			试验电压 (V)	
			小于 10000	
			380 以上	
			10000 及以上	
			6000 以下	
5	转子绕组回路的绝缘电阻	1) 小修时 2) 大修中转子清扫前、后 3) 大修后电机额定转速时超速试验前、后 4) 必要时	6000~24000	1) 使用 1000V 兆欧表。 2) 必要时, 如: 出口短路后等。 3) 转子绕组回路指的是滑环 (含滑环) 至磁极间的回路
			24000 以上	
			2) 大修前或局部更换定子绕组并修好后试验电压为:	
			运行 20 年及以下者	
			运行 20 年以上与架空线路直接连接者	
			运行 20 年以上不与架空线路直接连接者	
6	转子绕组直流电阻	1) 大修时 2) 必要时	室温时一般不小于 $0.5\text{M}\Omega$	1) 在冷态下进行测量, 测量时绕组表面温度与周围空气温度之差不应大于 $\pm 3^\circ\text{C}$ 。 2) 凸极式转子绕组还应对各磁极线圈间的连接点进行测量。 3) 必要时, 如: — 出口短路后
			与初次 (交接或大修) 所测结果比较, 换算至相同温度下, 其差别一般不超过 2%	

表 1 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说 明
7	转子绕组 交流耐压	1) 凸极式转子大修时和更换绕组后 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	试验电压如下:	
			凸极式和隐极式转子全部更换绕组并修好后	额定励磁电压 500V 及以下者为 10Un, 但不低于 1500V; 500V 以上者为 2Un+4000V
			凸极式转子大修时及局部更换绕组并修好后	5Un, 但不低于 1000V, 不大于 2000V
			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	5Un, 但不低于 1000V, 不大于 2000V
8	发电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)的绝缘电阻	1) 小修时 2) 大修时	绝缘电阻值不应低于 0.5M Ω , 否则应查明原因并消除	
9	发电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)的交流耐压试验	大修时	试验电压为 1kV	
10	发电机定子铁心磁化试验	1) 重新组装或更换、修理硅钢片后 2) 必要时	1) 磁密在 1T 下齿的最高温升不大于 25K, 齿或槽的最大温差不得大于 15K, 单位损耗不大于 1.3 倍参考值, 铁心最大温升不大于 25K; 2) 对运行年久的电机自行规定	
11	发电机组轴承的绝缘电阻	大修时	1) 立式水轮发电机组的推力轴承每一轴瓦不得低于 100M Ω , 油槽充油并顶起转子时, 不得低于 0.3M Ω ; 2) 所有类型的水轮发电机, 凡有绝缘的导轴承, 油槽充油前, 每一轴瓦不得低于 100M Ω	
12	灭磁电阻器(或自同期电阻器)的直流电阻	大修时	与铭牌或最初测得的数据比较, 其差别不应超过 10%	
13	灭磁开关的并联电阻	大修时	与初始值比较应无显著差别	

表 1 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说 明
14	转子绕组的交流阻抗和功率损耗	大修时	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 (针对隐极式转子)	1) 隐极式转子在膛外或膛内以及不同转速下测量 (动态匝间短路测量), 凸极式转子对每一个转子绕组测量。 2) 每次试验应在相同条件、相同电压下进行, 试验电压为 220V (交流有效值) 或者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
15	埋入式检温计绝缘电阻	大修时	绝缘电阻自行规定, 常温下不小于 100M Ω	用 250V 及以下的兆欧表
16	定子槽部线圈防晕层对地电位	必要时	大于 10V 应引起注意	1) 运行中检温元件电位升高、槽楔松动或防晕层损坏时测量。 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。 3) 有条件时可采用超声法探测槽放电
17	定子绕组端部绝缘接头盒施加直流电压测量	必要时	1) 直流试验电压值为 U_n ; 2) 所测表面直流电位应不大于 2000V 或制造厂的规定值	1) 应在绝缘浇注材料干燥后, 进行直流电压测量。 2) 必要时, 如: —水轮发电机在出现三相直流泄漏电流不符合序号 3 要求 2)、3) 的规定时, 可利用此方法查找缺陷
18	定子铁心穿心螺杆绝缘电阻测量	1) 大修中 2) 必要时	与初值相比无明显差别, 一般不低于 100M Ω	1) 用 2500V 兆欧表或依据制造厂规定。 2) 必要时, 如: —怀疑穿心螺杆绝缘不良时
19	轴电压	大修后	测量轴对机座电压	1) 测量时采用高内阻 (不小于 100 k Ω /V) 的交流电压表。 2) 测量轴对机座电压。 3) 装有轴电流监测装置的机组可不进行
20	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	参见 DL/T 492	鉴定方法参见 DL/T 492
21	空载特性曲线	1) 大修后 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试验值: 水轮发电机为 $1.3U_n$ (以不超过额定励磁电流为限); 3) 对于有匝间绝缘的电机最高电压下持续时间为 5min	新机交接未进行本项试验时, 应在 1 年内做不带变压器的 $1.3U_n$ 空载特性曲线试验, 一般性大修时可以带主变压器试验

表 1 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说 明
22	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	新机交接未进行本项试验时应在1年内做不带变压器的三相稳定短路特性曲线试验
23	发电机定子开路时的灭磁时间常数	更换灭磁开关后	时间常数与出厂试验或更换前相比应无明显差异	
24	检查相序	改动接线时	应与电网的相序一致	
25	温升试验	1) 第一次大修前 2) 定子或转子绕组更换后、冷却系统改进后 3) 必要时	应符合制造厂规定	如对埋入式温度计测量值有怀疑时应用带电测平均温度的方法进行校核
26	红外热成像检测	1) 1 年 2) 机组检修前	按 DL/T 664 要求执行	1) 旋转电机运行中的检测主要包括碳刷及出线母线(封闭母线不做要求)。 2) 测试时间为每年高温、高负荷期间

6.2 直流电机

直流电机的试验项目、周期和要求见表 2。

表 2 直流电机的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	绕组绝缘电阻	1) 大修时 2) 小修时	绝缘电阻值一般不低于 $0.5M\Omega$	1) 用 1000V 绝缘电阻测试仪。 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	大修时	1) 与制造厂试验数据或以前测得值比较, 相差一般不大于 2%; 补偿绕组自行规定 2) 100kW 以下的不重要的电机自行规定	
3	电枢绕组片间直流电阻	大修时	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	大修时	磁场绕组对机壳和电枢对轴的试验电压为 1000V	100kW 以下不重要的直流电机电枢绕组对轴的交流耐压可用 2500V 绝缘电阻测试仪测绝缘电阻代替
5	磁场可变电阻器直流电阻	大修时	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	大修时	绝缘电阻值一般不低于 $0.5M\Omega$	1) 磁场可变电阻器可随同励磁回路进行。 2) 用 2500V 绝缘电阻测试仪
7	碳刷中心位置调整	大修时	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	大修时	各点气隙与平均值的相对偏差应在下列范围: 3mm 以下气隙 $\pm 10\%$ 3mm 及以上气隙 $\pm 5\%$	

表 2 (续)

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: 必要时进行。 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) 大修后 2) 更换绕组后	1) 转动正常 2) 调速范围合乎要求	空转检查的时间一般不小于 1h
12	红外热成像检测	1) 1 年 2) 机组检修前	按 DL/T 664 要求执行	1) 旋转电机运行中的检测主要包括碳刷及出线母线 (封闭母线不做要求)。 2) 测试时间为每年高温、高负荷期间

6.3 交流电动机

交流电动机的试验项目、周期和要求见表 3。

表 3 交流电动机的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	绕组绝缘电阻和吸收比	1) 小修时 2) 大修时	1) 绝缘电阻值: a) 额定电压 3000V 以下者, 室温下不应低 0.5M Ω ; b) 额定电压 3000V 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 U_n M Ω (取 U_n 的 kV 数, 下同); 投运前室温下 (包括电缆) 不应低于 U_n M Ω ; c) 转子绕组不应低于 0.5M Ω ; 2) 吸收比: 自行规定	1) 500kW 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) 3000V 以下的电动机使用 1000V 绝缘电阻测试仪; 3000V 及以上者使用 2500V 绝缘电阻测试仪。 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
2	绕组直流电阻	1) 不超过 2 年 (1000V 及以上或 100kW 及以上) 2) 大修时 3) 必要时	1) 3000V 及以上或 100kW 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) 大修时 2) 更换绕组后	1) 试验电压: 全部更换绕组时为 3 U_n , 大修或局部更换绕组时为 2.5 U_n 2) 泄漏电流相间差别一般不大于最小值的 100%, 泄漏电流为 20 μ 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) 1000V 以下电机可不进行该试验	有条件时可分相进行

表 3 (续)

序号	项 目	周 期	要 求			说 明
4	定子绕组 交流耐压	1) 大修后 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 1000V 2) 全部更换定子绕组后试验电压为 (2U _n +1000) V，但不低于 1500V			1) 试验电源频率为工频，工频交流耐压频率范围为 45-55Hz。 2) 1000V 以下和 100kW 以下不重要的电动机，交流耐压试验可用 2500V 绝缘电阻测试仪测量绝缘电阻代替。 3) 更换定子绕组时工艺过程中的交流耐压试验按制造厂规定
5	绕线式电动机 转子绕组交流 耐压	1) 大修后 2) 更换绕组 后	试验电压如下：			1) 绕线式电机已改为直接短路起动机，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
			检修条件	不可逆式	可逆式	
			大修不更换转子绕组或局部更换转子绕组后	1.5U _k ，但不 小于 1000V	3.0U _k ，但不 小于 2000V	
			全部更换 转子绕组 后	2U _k +1000V	4U _k +1000V	
6	同步电动机 转子绕组 交流耐压	大修时	试验电压为 1000V			可用 2500V 绝缘电阻测试仪测量绝缘电阻代替
7	可变电阻器或 起动电阻器直 流电阻	大修时	与制造厂数值或最初测得结果比较，相差不应超过 10%			1000V 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	大修时	试验电压为 1000V			可用 2500V 绝缘电阻测试仪测量绝缘电阻代替
9	同步电动机及其励磁机轴承 绝缘电阻	大修时	绝缘电阻不应低于 0.5MΩ			在油管安装完毕后，用 1000V 绝缘电阻测试仪测量
10	转子金属绑线 交流耐压	大修时	试验电压为 1000V			可用 2500V 绝缘电阻测试仪测量绝缘电阻代替
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	参照表 1-6			1) 1000V 或 500kW 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) 空转检查的时间一般不小于 1h。 2) 测定空载电流仅在对电动机有怀疑时进行。 3) 1000V 以下电动机仅测空载电流不测空载损耗
14	红外热成像 检测	1) 1 年 2) 机组检修 前	按 DL/T 664 要求执行			1) 旋转电机运行中的检测主要包括碳刷及出线母线（封闭母线不做要求）。 2) 测试时间为每年高温、高负荷期间

7 变压器

7.1 油浸式变压器

油浸式变压器的试验项目、周期和要求见表4。

表4 油浸式变压器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周 期	要 求	说 明
1	油中溶解气体分析	1) 新投运、对核心部件或主体进行解体性检修后： 110(66)-750kV：第1、4、10、30天各进行1次； 35kV：第1、30天各进行1次； 2) 运行中： 330-750kV：3月； 220kV：半年； 35-110(66)kV：1年； 3) 必要时	1) 溶解气体含量： 乙炔 $\leq 1 \mu\text{L/L}$ (330~750kV) $\leq 5 \mu\text{L/L}$ (其它) (注意值) 氢气 $\leq 150 \mu\text{L/L}$ (注意值) 总烃 $\leq 150 \mu\text{L/L}$ (注意值) 2) 绝对产气速率 $\leq 12\text{mL/d}$ (密封式) (注意值) 或 $\leq 6\text{mL/d}$ (开放式) (注意值) 3) 相对产气速率 $\leq 10\%/月$ (注意值)	1) 取样及测量程序参考DL/T 722，同时注意设备技术文件的特别提示。 2) 若有增长趋势，即使小于注意值，也应缩短试验周期。烃类气体含量较高时，应计算总烃的产气速率。 3) 总烃含量低的设备不宜采用相对产气速率进行判断。 4) 当怀疑有内部缺陷（如听到异常声响）、气体继电器有信号、经历了过负荷运行以及发生了出口或近区短路故障，应进行额外的取样分析
2	油中含水量		见第13章	
3	油中含气量		见第13章	
4	绝缘油试验		见第13章	
5	绕组连同套管绝缘电阻、吸收比或极化指数	1) 3年 2) 大修前、后 3) 必要时	1) 绝缘电阻值不应低于产品出厂试验值的70%或不低于 $10000\text{M}\Omega$ ； 2) 变压器电压等级为35kV及以上且容量在 4000kVA 及以上时，应测量吸收比。吸收比与产品出厂值相比应无明显差别，在常温下不应小于1.3；当 R_{60} 大于 $3000\text{M}\Omega$ (20℃)时，吸收比可不作考核要求。 3) 变压器电压等级为220kV及以上或容量为 120MVA 及以上时，宜用5000V兆欧表测量极化指数。测得值与产品出厂值相比应无明显差别，在常温下不应小于1.5。当 R_{60} 大于 $10000\text{M}\Omega$ (20℃)时，极化指数可不作考核要求	1) 测量时，铁心、外壳及非测量绕组应接地，测量绕组应短路，套管表面应清洁、干燥。使用5000V兆欧表，对220kV以上变压器，兆欧表一般要求输出电流不小于3mA。 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。 4) 测量宜在顶层油温低于50℃时进行，绕组在不同温度下的绝缘电阻值按下式换算： $R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1 - t_2)/10}$ 式中 R_1 、 R_2 分别为温度 t_1 、 t_2 时的绝缘电阻值。 5) 吸收比和极化指数不进行温度换算。 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； 7) 在不拆引线时，可进行绕组间、绕组对铁心（和夹件）的测量。 8) 必要时，如： —运行中油介损不合格或油中水分超标； —渗漏油等可能引起变压器受潮的情况。 9) 测试方法参考DL/T 474.1

表 4 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
6	绕组直流电阻	1) 3 年 2) 大修前、后 3) 无励磁分接开关变换分接位置 4) 有载分接开关检修后(所有分接) 5) 必要时	1) 1600kVA及以下三相变压器,各相绕组相互间的差别不应大于4%;无中性点引出的绕组,线间各绕组相互间差别不应大于2%; 2) 1600kVA以上变压器,各相绕组相互间差别不应大于2%;无中性点引出的绕组,线间相互间差别不应大于1%; 3) 同相初值差不超过±2%	有中性点引出线时,应测量各相绕组的电阻;若无中性点引出线,可测量各线端的电阻,然后换算到相绕组。测量时铁心的磁化极性应保持一致,测量后,应进行去磁。 1) 互差,指任意两相绕组电阻之差,除以两者中的小者,再乘以100%得到的结果。 2) 在扣除原始差异之后,同一温度下各绕组电阻的相间差别或线间差别不大于规定值。 3) 同一温度下,各相电阻的初值差不超过±2%。 4) 无励磁分接开关在运行分接测量。 5) 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 分别为在温度 t_1 、 t_2 下的电阻值; T 为电阻温度常数,铜导线取 235,铝导线取 225。 6) 必要时,如: —本体油色谱判断有热故障; —更换套管后; —红外热成像检测判断套管接头或引线过热
7	绕组连同套管的介质损耗因数	1) 3 年 2) 大修前、后 3) 必要时	1) 20℃时不大于下列数值: 330~500kV 0.005 66~220kV 0.008 35kV 及以下 0.015 2) 介质损耗因数与出厂试验值或历年的数值比较不宜有显著变化(一般不大于30%) 3) 电容量不应有明显变化,变化较大时,应进行绕组频率响应分析	1) 测量宜在顶层油温低于50℃,测量时记录顶层油温和空气相对湿度,非测量绕组及外壳接地,测量方法可参考 DL/T 474.3。 2) 同一变压器各绕组介质损耗因数的要求值相同,测量介质损耗因数时,应同时测量电容值,若电容值发生明显变化,应予以注意。 3) 测量温度以顶层油温为准,各次测量时的温度尽量相近,不同温度下的介质损耗因数值一般按下式换算: $\tan \delta_2 = \tan \delta_1 \times 1.3(t_2 - t_1)/10$ 式中 $\tan \delta_1$ 、 $\tan \delta_2$ 分别为温度 t_1 、 t_2 时的介质损耗因数值。 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。 5) 在不拆引线时,可进行绕组间、绕组对铁心(和夹件)的测量。 6) 必要时,如: —绕组绝缘电阻、吸收比或极化指数异常时; —油介损不合格或油中水分超标; —渗漏油等。 7) 测试方法参考 DL/T 474.3

表4 (续)

序号	项目	周 期	要 求						说 明
8	绕组直流泄 漏电流	必要时	1) 加压 60s 时的泄漏电流与初值 比应没有明显增加, 与同型设备比 没有明显差异; 2) 试验电压 (kV)						1) 绕组额定电压为 13.8kV 及 15.75kV 时, 按 10kV 级标准; 18kV 时, 按 20kV 级标准, 泄漏电流应在施加试验电压达 1min 时, 在高压端读取。 2) 封闭式电缆出线的变压器电缆侧绕 组泄漏电流由中性点套管处测量。 3) 在不拆引线时, 可进行绕组间、绕 组对铁心 (和夹件) 的测量。 4) 必要时, 如: —怀疑绝缘存在受潮等缺陷时
			额定 电压	3	6~ 10	20~ 35	66~ 330	500	
			试验 电压	5	10	20	40	60	
9	绕组所有分 接头的电压 比	1) 分接开关引 线拆装后 2) 更换绕组后 3) 无励磁分接 开关变换分接 位置 (使用分 接) 4) 有载分接开 关检修后 (所有 分接) 5) 必要时	1) 各相分接头的电压比与铭牌数据 相比应无明显差别, 且应符合变压 比的规律; 2) 额定分接电压比允许偏差为 ± 0.5%, 其它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 ±1% (警示值)						必要时, 如: —对核心部件或主体进行解体性检修 之后; —怀疑绕组存在缺陷时, 结果应与铭牌 标识一致
10	套管试验	见第 10 章							
11	外施耐压 试验	1) 大修后、更 换绕组后 2) 必要时	出厂试验值的 80%, 时间为 60s						1) 分级绝缘变压器, 仅对中性点和低 压绕组进行; 全绝缘变压器, 对各绕组 分别进行。 2) 必要时, 如: —验证绝缘强度时
12	铁心及夹件 绝缘电阻	1) 3 年 2) 大修前、后 3) 必要时	不小于 100MΩ (新投运 1000MΩ) (注意值)						1) 采用 2500V (运龄大于 20 年的老旧 变压器 1000V) 兆欧表测量, 除注意绝 缘电阻的大小外, 要特别注意绝缘电阻 的变化趋势。 2) 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。 3) 必要时, 如: —油中溶解气体分析异常怀疑铁心多 点接地时等
13	穿芯螺栓、铁 轭夹件、绑扎 钢带、铁心、 线圈压环及 屏蔽等的绝 缘电阻	大修时	1) 220kV 以上绝缘电阻一般不低于 500MΩ; 2) 110kV 及以下绝缘电阻一般不低 于 100MΩ						1) 用 2500V 兆欧表 (老旧变压器 1000V)。 2) 连接片不能拆开者可不进行
14	校核三相变 压器的组别 或单相变压 器的极性	更换绕组后	1) 必须与变压器的铭牌和出线端子 标号相符; 2) 单相变压器组成的三相变压器组 应在联结完成后进行组别检查						

表 4 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说 明
15	空载电流和空载损耗	1) 更换绕组后 2) 必要时	与初值相比无明显变化	1) 试验电压尽可能接近额定值。试验电压值和接线应与上次试验保持一致(若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)。测量结果与上次相比,不应有明显差异。 2) 对单相变压器相间或三相变压器两个边相空载电流差异不应超过10%。分析时一并注意空载损耗的变化。 3) 必要时,如: —怀疑磁路有缺陷; —需要诊断铁心结构缺陷、匝间绝缘损坏时
16	铁心及夹件接地电流	3 个月	不大于 0.1A	1) 根据反措要求,运行中变压器进行定期测试。 2) 铁心及夹件接地未引出可不开展
17	变压器短路阻抗	必要时	不同容量及电压等级的变压器,要求分别如下: a) 容量 100MVA 及以下且电压等级 220kV 以下的变压器,初值差不超过±2%; b) 容量 100MVA 以上或电压等级 220kV 以上的变压器,初值差不超过±1.6%; c) 容量 100MVA 及以下且电压等级 220kV 以下的变压器三相之间的最大相对互差不应大于 2.5%; d) 容量 100MVA 以上或电压等级 220kV 以上的变压器三相之间的最大相对互差不应大于 2%	1) 试验方法参见 DL/T 1093。 2) 宜在最大分接位置和相同电流下测量。试验电流可用额定电流,亦可低于额定值,但不宜小于 5A。 3) 必要时,如: —诊断绕组是否发生变形时
18	感应耐压和局部放电测量	1) 大修后、更换绕组时 2) 必要时	1) 感应耐压: 出厂试验值的 80%; 2) 局部放电: $1.2U_I/\sqrt{3}$ 下: $\leq 250\text{pC}$ (注意值)	1) 感应电压的频率应在100Hz~300Hz。电压为出厂试验值的80%,时间按下式确定,但应在15s~60s之间: $t = \frac{120 \times [\text{额定频率}]}{\text{试验频率}}$ 试验方法参考GB/T 1094.3。 2) 局部放电试验方法应符合GB/T 7354的规定。 3) 必要时,如: —验证绝缘强度; —诊断是否存在局部放电缺陷时
19	局部放电带电检测	必要时	无明显异常放电	1) 可采用高频局部放电检测、超声波局部放电检测、特高频局部放电检测等方法。 2) 高频局部放电检测从套管末屏接地线、高压电缆接地线(变压器为电缆出线结构)、铁心和夹件接地线上取信号。 3) 当怀疑有局部放电时,应与其它检测方法相比较,如油中溶解气体分析、特高频局部放电检测、超声波局部放电检测等方法对该设备进行综合分析

表4 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说 明										
20	有载分接开关的试验和检查	1) 每年一次常规检查 2) 每3年一次特定项目检查 3) 必要时	按DL/T 574或制造厂规定执行	必要时, 如: —怀疑有故障时										
21	测温装置检查	1) 3年 2) 必要时	1) 按制造厂的技术要求; 2) 要求外观良好, 运行中温度数据合理, 相互比对无异常	1) 每两个试验周期校准一次, 试验方法依照 DL/T 1400, 可与标准温度计比对, 或按制造商推荐方法进行, 结果应符合术文件要求。 2) 同时采用 1000V 兆欧表测量二次回路的绝缘电阻, 一般不低于 1MΩ										
22	气体继电器检查	1) 3年 3) 必要时	气体继电器整定值符合运行规程和设备技术文件要求, 动作正确	每两个试验周期测量一次气体继电器二次回路的绝缘电阻, 采用500V兆欧表测量, 一般不低于1MΩ										
23	压力释放装置检查	1) 解体检修时 2) 必要时	符合技术文件要求。一般要求开启压力与出厂值的标准偏差在±10%之内或符合设备技术文件要求	1) 按设备技术文件要求进行检查, 应符合要求。一般要求开启压力与出厂值的标准偏差在±10%之内或符合设备技术文件要求。 2) 每3年测量二次回路的绝缘电阻, 采用 500V 兆欧表, 一般不低于 1MΩ。 3) 必要时, 如: —怀疑有故障时										
24	整体密封检查	1) 大修时 2) 必要时	1) 35kV 管状和平面油箱变压器采用超过油枕顶部 0.6m 油柱试验(约 5kPa 压力), 对于波纹油箱和有散热器的油箱采用超过油枕顶部 0.3m 油柱试验(约 2.5kPa 压力), 试验时间 12h 无渗漏; 2) 110kV 以上变压器, 在油枕顶部施加 0.035MPa 压力, 试验持续时间 24h 无渗漏	试验时带冷却器, 不带压力释放装置										
25	冷却装置检查及其二次回路试验	1) 3年 2) 必要时	运行中, 流向、温升和声响正常, 无渗漏, 绝缘电阻一般不低于 1MΩ	1) 强油水冷装置的检查和试验按设备技术文件进行。 2) 测量绝缘电阻采用 500V 兆欧表										
26	套管中的电流互感器绝缘试验	1) 大修后 2) 必要时	绝缘电阻一般不低于 1MΩ	采用 2500V 兆欧表										
27	变压器全电压下冲击合闸	更换绕组后	1) 全部更换绕组, 空载合闸 5 次, 每次间隔 5min; 2) 部分更换绕组, 空载合闸 3 次, 每次间隔 5min	1) 在使用分接上进行。 2) 由变压器高压或中压侧加压。 3) 110kV 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										
28	油中糠醛含量	1) 500kV 变压器和电抗器及 150MVA 以上升压变压器投运 10 年后 2) 大修时 3) 必要时	1) 含量超过以下值时, 一般为非正常老化, 需跟踪检测: <table border="1"> <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>糠醛量 mg/L</td><td>0.1</td><td>0.2</td><td>0.4</td><td>0.75</td></tr> </table> 2) 跟踪检测时, 注意增长率 3) 测试值大于 4mg/L 时, 认为绝缘老化已比较严重	运行年限	1-5	5-10	10-15	15-20	糠醛量 mg/L	0.1	0.2	0.4	0.75	必要时, 如: —油中气体总烃超标, 并 CO、CO ₂ 过高, 或怀疑变压器有老化现象时; —需了解绝缘老化情况时; —长期过载运行后, 温升超标
运行年限	1-5	5-10	10-15	15-20										
糠醛量 mg/L	0.1	0.2	0.4	0.75										

表 4 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说 明
29	绝缘纸(板)聚合度	必要时	当聚合度小于 250 时, 应引起注意	1) 试样可取引线上绝缘纸、垫块、绝缘纸板等数克。 2) 对运行时间较长的变压器尽量利用吊检的机会取样
30	绝缘纸(板)含水量	必要时	水量(m/m)一般不大于以下数值: 1) 500kV: 1% 2) 220kV: 3%	可用所测绕组的介质损耗因数推算, 或取纸样直接测量。有条件时, 可按 DL/T 580 进行测量
31	声级及振动	必要时	1) 符合设备技术文件要求 2) 振动波主波峰的高度不超过规定值, 且与同型设备无明显差异	1) 试验方法按 GB/T 1094.10 要求进行 必要时: 噪声异常时, 可定量测量变压器声级; 振动异常时, 可定量测量振动水平
32	绕组频率响应分析	1) 大修后 2) 必要时	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	1) 本项目主要用于变压器绕组变形测试, 测试和分析方法参考 DL/T 911。 2) 适用于 110kV 及以上变压器。 3) 必要时, 如: —出口或近区短路后
33	变压器相位检查	1) 更换绕组后 2) 外部接线变更后	必须与电网相位一致	
34	直流偏磁水平检测	必要时	测量中性点电流, 参照制造厂规定	必要时, 如: —线路近区投运换流站运行后; —变压器声响、振动异常时
35	红外热成像检测	见附录 A	按 DL/T 664 要求执行	1) 检测变压器箱体、储油柜、套管、引线接头及电缆、冷却器进出油口等。 2) 检测和分析方法参考 DL/T 664。 3) 迎峰度夏(冬)、大负荷、检修结束送电期间增加检测频次

7.2 消弧线圈、接地变压器、干式变压器

消弧线圈、接地变压器、干式变压器试验项目、周期和要求见表 5。

表 5 消弧线圈、接地变压器、干式变压器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周 期	要 求	说 明
1	绕组连同套管绝缘电阻、吸收比或极化指数	1) 3 年 2) 大修后 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, 一般不低于上次值的 70%, 或不低于 10000M Ω	1) 用 2500V 及以上兆欧表。 2) 测量前被试绕组应充分放电。 3) 绝缘电阻大于 10000M Ω 时, 可不测吸收比或极化指数, 下降明显时, 应引起注意。 4) 必要时, 如: —红外热成像检测异常时
2	绕组连同套管的交流耐压试验	1) 3 年 2) 大修后 3) 更换绕组后 4) 必要时	全部更换绕组时, 按出厂试验电压值; 部分更换绕组、大修后、定期试验时, 按出厂试验电压值的 80%	1) 消弧线圈大修后只在更换绕组后进行。 2) 必要时, 如: —红外热成像检测异常时
3	穿芯螺栓、铁轭夹件、绑扎钢带、铁心、线圈压环及屏蔽等的绝缘电阻	大修时	一般不低于 100M Ω	1) 用 2500V 兆欧表(老旧变压器 1000V)。 2) 连接片不能拆开者可不进行

表5 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说 明
4	绕组直流电阻	1) 大修后 2) 3年(厂用变、消弧线圈) 3) 必要时	1) 干式变压器:参照表4-6标准执行; 2) 消弧线圈、接地变压器: ①同相初值差不超过±2%; ②各相绕组电阻与以前相同部位、相同温度下的历次结果相比,不应有明显差别,其差别一般应不大于±2%	1) 有载分接开关应在全部分接位置测量,无励磁分接开关在运行分接测量。 2) 如电阻相间差在出厂时已超过规定,制造厂说明了产生这种偏差的原因,可按第3项执行。 3) 不同温度下电阻值按下式换算: $R_2 = R_1 \frac{(T + t_2)}{(T + t_1)}$ 式中 R_1 、 R_2 分别为在温度 t_1 、 t_2 下的电阻值; T 为电阻温度常数,铜导线取235,铝导线取225。 4) 无励磁调压变压器投入运行时,应在所选分接位置锁定后测量直流电阻,结合变压器停电,每1~2年主动转动分接开关,防止运行触头状态劣化。 5) 有载调压变压器定期试验中,可在经常运行的分接上下几个分接处测量直流电阻;在测量直流电阻前,对有载分接开关进行全程切换。 6) 必要时,如: —红外热成像检测判断套管接头或引线过热; —无励磁分接开关变换分接位置; —有载分接开关检修后(所有分接)
5	绕组所有分接头的电压比	1) 分接开关引线拆装后 2) 更换绕组后	1) 各相分接头的电压比与铭牌数据相比应无明显差别,且应符合变压比的规律; 2) 电压35kV以下,电压比小于3的变压器电压比允许偏差为±1%,其它所有变压器的额定分接电压比允许偏差为±0.5%,其它分接的偏差应在变压器阻抗值(%)的1/10以内,但不得超过±1%(警示值)	对核心部件或主体进行解体性检修之后,或怀疑绕组存在缺陷时,进行本项目,结果应与铭牌标识一致
6	校核三相变压器的组别或单相变压器的极性	更换绕组后	1) 必须与变压器的铭牌和出线端子标号相符; 2) 单相变压器组成的三相变压器组应在联结完成后进行组别检查	
7	空载电流和空载损耗	1) 更换绕组后 2) 必要时	与初值相比无明显变化	1) 试验电压尽可能接近额定值。试验电压值和接线应与上次试验保持一致(若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)。测量结果与上次相比,不应有明显差异。 2) 对单相变压器相间或三相变压器两个边相,空载电流差异不应超过10%。分析时一并注意空载损耗的变化。 3) 试验电源可用三相或单相。 4) 必要时,如: —怀疑磁路有缺陷; —需要诊断铁心结构缺陷、匝间绝缘损坏时

表 5 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说 明
8	变压器短路阻抗	1) 更换绕组后 2) 必要时	与初值相比, 不超过 $\pm 3\%$ (注意值)	1) 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(如 10% 额定电流; 若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); 也可采用变压器低电压阻抗测试仪进行测量。 2) 必要时, 如: 一出口短路后诊断绕组是否发生变形时; 3) 应在最大分接位置和相同电流下测量。试验电流可用额定电流, 亦可低于额定值, 但不应小于 $5A$
9	干式变压器局部放电试验	更换绕组后	按 GB/T 1094.11 规定执行, 局部放电水平的最大值为 $10pC$	1) 结合变压器交流耐压试验进行。 2) 试验方法应符合 GB1094.3 规定
10	有载分接开关的试验和检查	1) 每年一次常规检查 2) 每 3 年一次特定项目检查 3) 必要时	按 DL/T 574 或制造厂规定执行	必要时, 如: 一怀疑有故障时
11	冷却装置及其二次回路试验	1) 大修后 2) 必要时	1) 冷却装置检查和试验, 按制造厂规定 2) 绝缘电阻一般不低于 $1M\Omega$	1) 测量绝缘电阻采用 $500V$ 兆欧表。 2) 必要时, 如: 一怀疑有故障时
12	红外热成像检测	见附录 A	红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差	1) 检测和分析方法参考 DL/T 664。 2) 测量套管及接头、油箱壳、干式变压器线圈、铁心等部位

8 互感器

8.1 油浸式电流互感器

油浸式电流互感器的试验项目、周期和要求表 6。

表 6 油浸式电流互感器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周 期	要 求	说 明
1	绕组及末屏的绝缘电阻	1) 3 年 2) 必要时	1) 一次绕组对末屏、一次绕组对二次绕组及外壳、各二次绕组间及其对外壳的绝缘电阻与出厂值及历次数据比较, 不应有显著变化。一般不低于出厂值或初始值的 70% ; 2) 电容型电流互感器末屏绝缘电阻不宜小于 $1000M\Omega$	1) 用 $2500V$ 兆欧表。 2) $500kV$ 电流互感器具有二个一次绕组时, 应测量一次绕组间的绝缘电阻, 其值不宜低于 $1000M\Omega$ 。 3) 必要时, 如: 一怀疑有故障时

表6 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说 明																												
2	110kV及以上 电流互感器 油中溶解气 体色谱分析	1) 110（66）kV 及以上： 正立式≤3年 倒置式≤6年 2) 投运1年内 3) 必要时	1) 油中溶解气体组份含量（μL/L） 超过下列任一值时应引起注意： 总烃：100 氢气：150 乙炔：1（220kV～500kV） 2（110kV）	1) 制造厂明确要求不能取油样进行色 谱分析时可不进行。 2) 对于H ₂ 单值升高的，或出现C ₂ H ₂ ， 但未超注意值可以考虑缩短周期；C ₂ H ₂ 含量超过注意值时，应考虑更换。 3) 35kV互感器具体要求参考110kV 规定执行。 4) 全密封电流互感器按制造厂要求进 行																												
3	介质损耗因 数及电容量	1) 3 年 2) 必要时	<table><tr><td colspan="5">1) 主绝缘介质损耗因数不应大于以 下数值，且与历年数据比较，不应有 显著变化：</td></tr><tr><td colspan="2">电压等级 kV</td><td>110</td><td>220</td><td>500</td></tr><tr><td rowspan="2">大修 后</td><td>油纸电容型</td><td>0.008</td><td>0.007</td><td>0.006</td></tr><tr><td>充油型</td><td>0.02</td><td>—</td><td>—</td></tr><tr><td rowspan="2">运行 中</td><td>油纸电容型</td><td>0.001</td><td>0.008</td><td>0.007</td></tr><tr><td>充油型</td><td>2.5</td><td>—</td><td>—</td></tr></table> 2) 聚四氟乙稀缠绕绝缘 0.005； 3) 电容型电流互感器主绝缘电容量 与初始值或出厂值差别超过±5%时 应查明原因； 3) 预试时当末屏绝缘电阻小于 1000MΩ，或主绝缘介质损耗因数超 标时应测量末屏对地介质损耗因数， 其值不大于 0.02	1) 主绝缘介质损耗因数不应大于以 下数值，且与历年数据比较，不应有 显著变化：					电压等级 kV		110	220	500	大修 后	油纸电容型	0.008	0.007	0.006	充油型	0.02	—	—	运行 中	油纸电容型	0.001	0.008	0.007	充油型	2.5	—	—	1) 油纸电容型介质损耗因数一般不进 行温度换算，当介质损耗因数值与出 厂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10kV到 $U_m/\sqrt{3}$ ，介质损耗因数增量超过± 0.3%，不应继续运行。 2) 主绝缘介质损耗因数试验电压为 10kV，末屏对地介质损耗因数试验电 压为 2kV。 3) 试验方法参考 DL/T 474.3。 4) 必要时：如： —怀疑有故障时
1) 主绝缘介质损耗因数不应大于以 下数值，且与历年数据比较，不应有 显著变化：																																
电压等级 kV		110	220	500																												
大修 后	油纸电容型	0.008	0.007	0.006																												
	充油型	0.02	—	—																												
运行 中	油纸电容型	0.001	0.008	0.007																												
	充油型	2.5	—	—																												
4	交流耐压 试验	必要时	1) 一次绕组按出厂值的80%进行； 2) 二次绕组之间及对外壳、末屏对 地的工频耐压试验电压为 2kV，可用 2500V 兆欧表代替； 3) 全部更换绕组绝缘后，应按出厂 值进行	必要时，如： —需确认设备绝缘介质强度时																												
5	局部放电 试验	110kV及以上： 必要时	在电压为 $1.2U_m/\sqrt{3}$ 时，视在放电量不 大于20pC	1) 宜与交流耐压试验同时进行。 2) 必要时，如：对绝缘性能有怀疑时																												
6	极性检查	必要时	与铭牌标志相符合																													
7	各分接头的 变比检查	必要时	1) 与铭牌标志相符合； 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	1) 对于计量计费绕组应测量比值差 和相位差。 2) 必要时，如： —改变变比分接头运行时																												
8	校核励磁 特性曲线	必要时	1) 与同类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在使用抽头或 最大抽头测量	1) 在继电保护有要求时进行。 2) 应在曲线拐点附近至少测量5～6个 点。 3) 对于拐点电压较高的绕组，现场试 验电压不超过2kV																												
9	绕组直流电阻	必要时	测量结果与初值比没有明显增加，并 符合设备技术文件要求	1) 分析时应考虑温度的影响。 2) 必要时，如： —红外热成像检测温升异常，或怀疑一 次绕组存在接触不良时，应测量一次绕 组电阻； —二次电流异常，或有二次绕组方面的 家族缺陷时，应测量二次绕组电阻																												

表 6 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说 明
10	密封检查	必要时	无渗漏油现象	
11	红外热成像检测	见附录 A	按DL/T 664要求执行	1) 检测和分析方法参考 DL/T 664。 2) 检测高压引线连接处、电流互感器本体等

8.2 SF₆ 电流互感器

SF₆ 电流互感器的试验项目、周期和要求见表7。

表 7 SF₆电流互感器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周 期	要 求	说 明
1	绕组及末屏的绝缘电阻	1) 3 年 2) 必要时	1) 一次绕组对二次绕组及地、各二次绕组间及其对地的绝缘电阻与出厂值及历次数据比较, 不应有显著变化, 一般不低于出厂值或初始值的 70%; 2) 电容型电流互感器末屏对地绝缘电阻一般不低于1000MΩ	1) 用 2500V 兆欧表。 2) 测量时非被试绕组 (或末屏)、外壳应接地。 3) 500kV 电流互感器具有二个一次绕组时, 尚应测量一次绕组间的绝缘电阻。 4) 必要时, 如: —怀疑有故障时
2	绕组直流电阻	必要时	测量结果与初值比没有明显增加, 并符合设备技术文件要求	1) 分析时应考虑温度的影响。 2) 必要时, 如: —红外热成像检测温升异常, 或怀疑一次绕组存在接触不良时, 应测量一次绕组电阻; —二次电流异常, 或有二次绕组方面的家族缺陷时, 应测量二次绕组电阻
3	极性检查	必要时	与铭牌标志相符合	
4	各分接头的变比检查	必要时	1) 与铭牌标志相符合; 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	1) 对于计量计费用绕组应测量比值差和相位差。 2) 必要时, 如: —改变变比分接头运行时
5	校核励磁特性曲线	必要时	1) 与同类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在抽头或最大抽头测量	继电保护用绕组要求进行
6	交流耐压试验	必要时	1) 一次绕组耐压试验电压按出厂值的 80%进行; 2) 二次绕组之间及对外壳的工频耐压试验电压为 2kV, 可用 2500V 兆欧表代替	1) 现场安装、充气后、气体湿度测量合格后进行老练及耐压试验, 条件具备时还应进行局部放电试验。 2) U_n 指额定相对地电压。 3) 必要时, 如: —怀疑有绝缘故障; —表压小于 0.2MPa 时补气后; —卧倒运输后
7	局部放电试验	必要时	在电压为 $1.2U_m / \sqrt{3}$ 时, 放电量不大于 20 pC; 在电压为 U_m (必要时) 时放电量不大于 50 pC	
8	SF ₆ 气体的湿度 (20℃的体积分数)	见第13章	见第13章	见第13章

表 7 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说 明
9	SF ₆ 气体 泄漏试验	必要时	1) 无明显漏点 2) 年漏气率不大于 0.5%	1) 按DL/T 596、DL/T 941、GB 11023 进行。 2) 对检测到的漏点可采用局部包扎法 检漏, 每个密封部位包扎后历时5小 时, 测得的SF ₆ 气体含量(体积分数) 不大于30 μL/L
10	SF ₆ 气体检测	见第13章		
11	气体密度继电 器和压力表检 查	3 年	参照厂家规定	不应造成渗漏
12	红外热成像 检测	见附录 A	按 DL/T 664 要求执行	1) 检测和分析方法参考 DL/T 664。 2) 检测高压引线连接处、电流互感器 本体等

8.3 (固体绝缘和绝缘绕包干式) 电流互感器

干式(固体绝缘和绝缘绕包干式)电流互感器的试验项目、周期和要求见表8。

表 8 干式(固体绝缘和绝缘绕包干式)电流互感器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周 期	要 求	说 明
1	绕组及末屏 的绝缘电阻	1) 3 年; 2) 必要时	1) 一次绕组对末屏、一次绕组对二次 绕组及地、各二次绕组间及其对地的 绝缘电阻与出厂值及历次数据比较, 不应有显著变化。一般不低于出厂值 或初始值的 70%; 2) 电容型电流互感器末屏绝缘电阻不 宜小于 1000MΩ	1) 只对35kV及以上电容型互感器进 行。 2) 必要时, 如: —怀疑有故障时。 3) 当末屏绝缘电阻不能满足要求时, 应测量末屏对地介质损耗因数, 其值 不大于0.02
2	介质损耗因 数及电容量	1) 3 年 2) 必要时	1) 主绝缘电容量与初始值或出厂值差 别超过±5%时应查明原因; 2) 参考厂家技术条件进行, 无厂家技 术条件时主绝缘介质损耗因数不应大 于 0.005, 且与历年数据比较, 不应有 显著变化	1) 只对35kV及以上电容型互感器进 行。 2) 当介质损耗因数与出厂值或上 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10kV到 $U_m/\sqrt{3}$, 介质损耗因数变化量绝对值超过± 0.3%, 不应继续运行。 3) 必要时, 如: —怀疑有故障时
3	交流耐压 试验	必要时	1) 一次绕组按出厂值的80%进行(开 关柜内); 2) 二次绕组之间及末屏对地的工频耐 压试验电压为2kV, 可用2500V兆欧表 代替	必要时, 如: —怀疑有绝缘故障时
4	局部放电 试验	110kV 及以上: 必要时	在测量电压为 $1.2U_m/\sqrt{3}$ 时, 视在 放电量不大于 50pC	必要时, 如: —对绝缘有怀疑时
5	各分接头的 变比检查	必要时	1) 与铭牌标志相符合; 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	1) 对于计量用绕组应测量比值差和 相位差。 2) 必要时, 如: —改变变比分接头运行时

表 8 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说 明
6	校核励磁特性曲线	必要时	1) 与同类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在抽头或最大抽头测量	必要时, 如: —继保有要求时
7	红外热成像检测	见附录 A	按DL/T 664要求执行	1) 检测和分析方法参考 DL/T 664。 2) 检测高压引线连接处、电流互感器本体等

8.4 电磁式电压互感器 (油浸式绝缘)

电磁式电压互感器 (油浸式绝缘) 的试验项目、周期和要求见表9。

表 9 电磁式电压互感器 (油浸式绝缘) 的试验项目、周期和要求

序号	项目	周 期	要 求						说 明
1	绕组绝缘电阻	1) 110（66）kV 及以上：3 年 2) 必要时	1) 一次绕组：与初值相比降低不超过 50%。二次绕组：≥1MΩ； 2) 同等或相近测量条件下，绝缘电阻应无显著降低						1) 一次绕组用 2500V 兆欧表，二次绕组采用 500V 兆欧表。 2) 测量时非被测绕组应接地。 3) 必要时，如： —怀疑有绝缘缺陷时
2	绕组直流电阻测量	必要时	与初始值或出厂值相比较，应无明显差别						
3	介质损耗因数（35kV 以上）	1) 绕组绝缘： —3 年 —必要时 2) 110kV 以上串级式电压互感器支架： —必要时	1) 介质损耗因数不应大于以下值：						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，其它试验方法与要求自行规定，分级绝缘电压互感器试验电压为3000V。 2) 前后对比宜采用同一试验方法
			温度/℃	5	10	20	30	40	
			大修后	0.01	0.015	0.02	0.035	0.05	
			运行中	0.015	0.02	0.025	0.040	0.055	
2) 与历次试验结果相比无明显变化； 3) 支架绝缘介质损耗因数一般不大于 0.06									
4	油中溶解气体的色谱分析（110kV 及以上）	1) 3 年 2) 投运 1 年内 3) 必要时	运行中油中溶解气体组分含量（μL/L）超过下列任一值时应引起注意： 总烃：100； H ₂ ：150； C ₂ H ₂ ：2（220kV 及以上） C ₂ H ₂ ：3（110kV）						1) 新投运互感器的油中不应含有 C ₂ H ₂ 。 2) 运行中制造厂明确要求不进行色谱分析时，才可不进行。 3) 必要时，如： —怀疑有内部放电时
5	交流耐压试验	必要时	1) 一次绕组采用感应耐压，试验电压按出厂值 80%； 2) 二次绕组采用外施耐压，二次绕组之间及其一次绕组末端对地为 2kV						1) 一次绕组感应耐压试验，当频率在 100Hz-300Hz 时，持续时间应按下式确定，但不少于 15s： $t = \frac{120 \times [\text{额定频率}]}{\text{试验频率}}$ 进行感应耐压时应考虑容升现象。 2) 试验方法参考 GB 20840.1。 3) 必要时，如： —需要确认设备绝缘介质强度时
6	局部放电测量	必要时	油浸式相对地电压互感器在测量电压为 $1.2U_m/\sqrt{3}$ 时，视在放电量不大于 20pC						1) 适用于 110kV 及 220kV。 2) 预加电压为其感应耐压的 80%。 3) 必要时，如： —怀疑绝缘不良时

表9 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说 明
7	励磁特性 测量	必要时	1) 励磁电流与出厂值相比无显著差别; 2) 与同一批次、同一型号的其他电磁式电压互感器相比, 差异不大于 30%	1) 测量方法参考 GB 20840.1。 2) 试验时, 电压施加在二次端子上, 电压波形为标准正弦波。测量点至少包括额定电压的 0.2、0.5、0.8、1.0、1.2 倍。 3) 必要时, 如: — 对核心部件或主体进行解体性检修之后
8	联接组别和 极性	必要时	与铭牌和端子标志相符	必要时, 如: — 更换绕组后; — 接线变动后
9	电压比	必要时	与铭牌标志相符	1) 对于计量计费绕组应测量比值差和相位差。 2) 更换绕组后应测量比值差和相位差。 3) 必要时, 如: — 更换绕组后; — 接线变动后
10	铁心夹紧螺栓 (可接触到的) 绝缘电阻	必要时	一般不得低于 100MΩ	1) 用 2500V 兆欧表。 2) 必要时, 如: — 解体大修时; — 吊芯时进行
11	密封检查	1) 解体大修后 2) 必要时	应无渗漏油现象	试验方法按制造厂规定
12	红外热成像 检测	见附录 A	按 DL/T 664 要求执行	1) 测量和分析方法参考 DL/T 664 2) 红外热成像检测高压引线连接处、本体

8.5 电磁式电压互感器 (SF₆ 气体绝缘)

电磁式电压互感器 (SF₆ 气体绝缘) 的试验项目、周期和要求见表 10。

表 10 电磁式电压互感器 (SF₆ 气体绝缘) 的试验项目、周期和要求

序号	项目	周 期	要 求	说 明
1	绝缘电阻	1) 110 (66) kV 及以上: 3 年 2) 必要时	1) 一次绕组: 初值差不超过 50% (注意值); 2) 二次绕组: $\geq 1\text{M}\Omega$ (注意值); 3) 同等或相近测量条件下, 绝缘电阻应无显著降低	1) 一次绕组用 2500V 兆欧表, 二次绕组采用 500V 兆欧表。 2) 测量时非被测绕组应接地。 3) 必要时, 如: — 怀疑有绝缘缺陷时
2	绕组直流 电阻	必要时	与初始值或出厂值相比较, 应无明显差别	
3	交流耐压 试验	必要时	1) 一次绕组采用感应耐压, 试验电压按出厂值 80%; 2) 二次绕组采用外施耐压, 二次绕组之间及其一次绕组末屏对地为 2kV	1) 一次绕组感应耐压试验, 当频率在 100Hz~300Hz 时, 持续时间应按下式确定, 但不少于 15s: $t = \frac{120 \times [\text{额定频率}]}{\text{试验频率}}$ 进行感应耐压时应考虑容升现象。 2) 试验方法参考 GB 20840.1。 3) 必要时, 如: — 需要确认设备绝缘介质强度时

表 10 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说 明
4	励磁特性测量	必要时	1) 励磁电流与初值相比无显著差别; 2) 与同一批次、同一型号的其他电磁式电压互感器相比, 差异不大于 30%	1) 测量方法参考 GB 20840.1。 2) 试验时, 电压施加在二次端子上, 电压波形为标准正弦波, 测量点至少包括额定电压的 0.2、0.5、0.8、1.0、1.2 倍。 3) 必要时, 如: —对核心部件或主体进行解体性检修之后
5	联接组别和极性	必要时	与铭牌和端子标志相符	必要时, 如: —接线变动后
6	电压比	1) 更换绕组后 2) 接线变动后	与铭牌标志相符	对于计量计费绕组应测量比值差和相位差
7	SF ₆ 气体的湿度 (20℃的体积分数)	1) 投产后 1 年 1 次, 如无异常, 3 年 1 次 2) 解体大修后 3) 必要时	运行中: 不大于 500 μL/L 大修后: 不大于 250 μL/L	1) 按 GB 12022、DL/T 915 和 DL 506 进行。 2) 必要时, 如: —新装及大修后 1 年内复测湿度不符合要求; —漏气超过要求; —设备异常时
8	SF ₆ 气体泄漏试验	1) 解体大修后 2) 必要时	1) 无明显漏点 2) 年漏气率不大于 0.5%	必要时, 如: —如压力继电器显示压力异常
9	现场分解产物测试	必要时	超过以下参考值需引起注意: SO ₂ : 不大于 3 μL/L H ₂ S: 不大于 2 μL/L CO: 不大于 100 μL/L	1) 建议结合现场湿度测试进行, 参考 GB 8905。 2) 必要时, 如: —怀疑有故障时; —设备故障跳闸后
10	红外热成像检测	见附录 A	按 DL/T 664 要求执行	1) 测量和分析方法参考 DL/T 664。 2) 红外热成像检测高压引线连接处、本体

8.6 电磁式电压互感器 (固体绝缘)

电磁式电压互感器 (固体绝缘) 的试验项目、周期和要求见表 11。

表 11 电磁式电压互感器 (固体绝缘) 的试验项目、周期和要求

序号	项目	周 期	要 求	说 明
1	绝缘电阻	1) 3 年 2) 必要时	1) 一次绕组: 初值差不超过 50% (注意值); 2) 二次绕组: $\geq 1\text{M}\Omega$ (注意值); 3) 同等或相近测量条件下, 绝缘电阻应无显著降低	1) 一次绕组用 2500V 兆欧表, 二次绕组采用 500V 兆欧表。 2) 测量时非被测绕组应接地。 3) 必要时: 怀疑有绝缘故障时
2	交流耐压试验	1) 3 年 (20kV 及以下) 2) 大修后 3) 必要时	1) 一次绕组采用感应耐压, 试验电压按出厂值 80%。 2) 二次绕组采用外施耐压, 二次绕组之间及其一次绕组末屏对地为 2kV	1) 一次绕组感应耐压试验, 当频率在 100Hz~300Hz 时, 持续时间应按下式确定, 但不少于 15s: $t = \frac{120 \times [\text{额定频率}]}{\text{试验频率}}$ 进行感应耐压时应考虑容升现象。 2) 试验方法参考 GB 20840.1
3	局部放电试验	必要时	电压为 $1.2U_m/\sqrt{3}$ 时, 视在放电量不大于 50pC	必要时, 如: —对绝缘性能有怀疑时

表 11 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说 明
4	励磁特性测量	1) 对核心部件或主体进行解体性检修之后 2) 计量要求	1) 励磁电流与出厂值相比无显著差别; 2) 与同一批次、同一型号的其他电磁式电压互感器相比, 差异不大于 30%	1) 测量方法参考 GB 20840.1。 2) 试验时, 电压施加在二次端子上, 电压波形为标准正弦波, 测量点至少包括额定电压的 0.2、0.5、0.8、1.0、1.2 倍
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	1) 更换绕组后 2) 接线变动后	与铭牌标志相符	1) 对于计量计费绕组应测量比值差和相位差。 2) 更换绕组后应测量比值差和相位差
7	绕组直流电阻	必要时	与初始值或出厂值相比较, 应无明显差别	必要时, 如: —怀疑内部有故障时
8	红外热成像检测	见附录 A	按 DL/T 664 要求执行	1) 测量和分析方法参考 DL/T 664。 2) 红外热成像检测高压引线连接处、本体

8.7 电容式电压互感器

电容式电压互感器的试验项目、周期和要求见表12。

表 12 电容式电压互感器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周 期	要 求	说 明
1	电压比	1) 大修后 2) 必要时	与铭牌标志相符	计量有要求时应测量比值差和相位差
2	阻尼器检查	1) 大修后 2) 必要时	1) 绝缘电阻应大于 $10\text{M}\Omega$ 2) 阻尼器特性检查按制造厂要求进行	1) 用 1000V 兆欧表。 2) 电容式电压互感器在投入前应检查阻尼器已接入规定的二次绕组的端子上, 当阻尼器在制造厂已装入中间变压器内部时可不检查
3	电容器极间绝缘电阻	1) 3年 2) 必要时	一般不低于 $5000\text{M}\Omega$	用 2500V 兆欧表
4	分压电容电容值测量	1) 110 (66) kV 及以上: 3年 2) 必要时	1) 每节电容值偏差不超出初始值的 $\pm 5\%$ (警示值); 2) 电容值与出厂值比, 增加量超过 2% 时, 应缩短试验周期; 3) 由多节电容器组成的同一相, 任何两节电容器的实测电容值相差不超过 5%	1) 用交流电桥法。 2) 一相中任两节实测电容值之差是指实测电容之比值与这两单元额定电压之比值倒数之差。 3) 当采用电磁单元作为电源测量电容式电压互感器的电容分压器 C_1 和 C_2 的电容量及介质损耗因数时, 应按制造厂规定进行。 4) 电容式电压互感器的电容分压器的电容值与出厂值相差超出 $\pm 2\%$ 范围时, 或电容分压比与出厂试验实测分压比相差超过 2% 时, 应进行准确度试验
5	分压电容介质损耗因数	1) 3年 2) 必要时	1) 油纸绝缘 0.5%, 如超过 0.5% 但与历年测试值比较无明显变化且不大于 0.8%, 可监督运行; 2) 膜纸绝缘 0.2, 若测试值超过 0.2% 应加强监视, 超过 0.3% 应更换	1) 上节电容器测量电压 10kV, 中压电容的试验电压自定。 2) 当介质损耗因数不符合要求时, 应综合分析介质损耗因数与电压的关系, 并查明原因

表 12 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说 明
6	交流耐压和局部放电	必要时	试验电压为出厂值的75%，当电压升至试验电压1min后，降至 $0.8 \times 1.3U_m$ 历时10s，再降至 $1.1U_m/\sqrt{3}$ 保持1min，局部放电量不大于10pC	1) 若耐压值低于 $0.8 \times 1.3U_m$ 时，则只进行局部放电试验。 2) 必要时，如： 一对绝缘性能或密封有怀疑时
7	二次绕组绝缘电阻	110(66) kV及以上：3年	运行中不低于 $1M\Omega$	用500V兆欧表
8	电磁单元感应耐压试验	必要时	试验电压为出厂试验值的80%或按设备技术文件要求	1) 试验前把电磁单元与电容分压器分开，若产品结构原因在现场无法拆开的可不进行耐压试验。 2) 进行感应耐压试验时，耐压时间按下式进行折算，但应在15s-60s之间： $t = \frac{120 \times [\text{额定频率}]}{\text{试验频率}}$ 3) 试验方法参考GB/T 4703
9	红外热成像检测	见附录 A	按DL/T 664要求执行	1) 红外热成像检测高压引线连接处、本体等。 2) 检测和分析方法参考DL/T 664

9 开关设备

9.1 开关设备本体

9.1.1 SF₆断路器和 GIS

SF₆断路器和GIS的试验项目、周期和要求见表13。对GIS内无法分开的设备可不单独进行该试验。

表 13 SF₆断路器和 GIS 的试验项目、周期和要求

序号	项目	周 期	要 求	说 明
1	断路器触头磨损量试验	1) 1~3 年 2) 大修后 3) 必要时	应符合制造厂规定	1) 本项适用于抽水蓄能电站发电机出口断路器和电气制动断路器；常规水电厂发电机出口断路器开断故障电流后可参照执行。 2) 按制造厂相关技术文件执行对频繁开断负荷电流、开断故障电流次数较多时缩短周期。 3) 必要时，如： — 剩余电气寿命较少时； — 开断短路电流后

表 13 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
2	主回路电阻测量	1) 3 年 2) 大修后 3) 必要时	应符合制造厂规定	1) 对于SF₆断路器：在合闸状态下，测量进、出线之间的回路电阻； 2) 对于GIS：在合闸状态下测量。当接地开关导电杆与外壳绝缘时，可临时解开接地连接线，利用回路上两组接地开关的导电杆直接测量主回路电阻；若接地开关导电杆与外壳的电气连接不能分开，可先测量导体和外壳的并联电阻R₀和外壳电阻R₁，然后按下式进行计算主回路电阻R。若GIS母线较长、间隔较多，宜分段测量 $R = \frac{R_0 R_1}{R_1 - R_0}$ 3) 测量电流可取100A到额定电流之间的任一值，测量方法和要求参考DL/T 593，小电流下测试结果不合格，应尽可能增大测试电流（尽可能接近额定电流），延长测试时间，反复测量。 4) 必要时，如： —当红外热成像显示断口温度异常、相间温差异常，或自上次试验之后又有100次（不包括抽水蓄能电站GCB）以上分、合闸操作。 5) 若制造厂未规定，可根据运行经验自行规定回路电阻值（针对抽水蓄能电站发电机出口和电气制动断路器）
3	辅助回路和控制回路绝缘电阻	1) 3 年； 2) 大修后	不低于 1MΩ	采用500V兆欧表测量
4	辅助回路和控制回路交流耐压试验	1) 大修后 2) 必要时	试验电压为 2kV	1) 可采用2500V兆欧表代替。 2) 耐压试验后的绝缘电阻值不应降低。 3) 必要时：如更换电缆，怀疑回路有缺陷时
5	局部放电带电测试（110kV以上罐式断路器、GIS）	1) 220kV 及以上：1 年 2) 110（66）kV：2 年 3) 必要时	运行电压下局部放电检查无异常	1) 运行中采用超声法和超高频测试方法。 2) 必要时，如： —对绝缘性能有怀疑时，巡检发现异常或SF₆气体成分分析结果异常时； —大负荷前或经受短路电流冲击后
6	耐压试验	1) 大修后 2) 必要时	交流耐压或操作冲击耐压的试验电压为出厂试验电压值的 80%	1) 耐压试验的方式：交流耐压或操作冲击耐压均可，视现场条件和试验设备确定。 2) 对核心部件或主体进行解体性检修之后或必要时进行本项试验。试验在额定充气压力下，试验电压为出厂试验值的80%，时间为60S，试验方法参考GB/T 11022。 3) 对GIS试验时，电磁式电压互感器和金属氧化物避雷器应与回路断开，耐压结束后，恢复连接，并进行电压为$U_m/\sqrt{3}$、时间为5min的试验。 4) 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，瓷柱式断路器可不进行对地耐压试验，但其断口带有合闸电阻或为定开距结构时，应进行断口间耐压试验。 5) 对瓷柱式定开距型断路器只作断口间耐压试验。 6) 必要时，如： —对绝缘性能有怀疑时。 7) 有条件时，可在交流耐压试验的同时测量局部放电量

表 13 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
7	断路器电容器的绝缘电阻、电容量和介质损耗因数	1) 3 年 2) 大修后 3) 必要时	1) 对瓷柱式断路器, 与断口同时测量, 测得的电容值偏差应在初始值的 $\pm 5\%$ 范围内, 介质损耗因数: 油浸纸 ≤ 0.005 膜纸复合 ≤ 0.0025 2) 罐式断路器(包括 GIS 中的断路器)按制造厂规定; 3) 发电机断路器并联的电容器按制造厂规定执行; 4) 绝缘电阻一般不小于 $5000M\Omega$	1) 在分闸状态下测量。大修时, 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素作为原始数据。 2) 测试结果不符合要求时, 可对电容器独立进行测量。 3) 对罐式断路器(包括GIS中的SF ₆ 断路器)必要时进行试验, 试验方法按制造厂规定。 4) 必要时, 如: —对绝缘性能有怀疑时
8	合闸电阻值和合闸电阻的投入时间	1) 3 年 2) 大修后	1) 除制造厂另有规定外, 阻值变化允许范围不得大于 $\pm 5\%$; 2) 合闸电阻的有效接入时间按制造厂规定校核	1) 同等测量条件下, 合闸电阻的初值差应满足要求。 2) 对于不解体无法测量的情况, 只在不解体性检修时进行
9	断路器的时间参量	1) 3 年 2) 大修后 3) 机构大修后 4) 必要时	1) 断路器的合、分闸时间、合分(金属短接)时间及操作机构辅助开关的转换时间; 2) 操作机构辅助开关的转换时间, 与断路器主触头动作时间的配合应符合制造厂规定; 3) 断路器的分、合闸时间, 合一分闸不同期, 合一分时间应符合设备技术文件要求且没有明显变化; 4) 除制造厂另有规定外, 断路器的分、合闸不同期性应满足下列要求: A) 相间合闸不同期不大于 $5ms$ B) 相间分闸不同期不大于 $3ms$ C) 同相各断口间合闸不同期不大于 $3ms$ D) 同相各断口间分闸不同期不大于 $2ms$	在额定操作电压(气压、液压)下进行
10	断路器的分合闸速度特性	1) 3 年 2) 机构大修后 3) 必要时	实测数值应符合产品技术条件的规定	1) 应在断路器额定操作电压、气压或液压下进行。 2) 现场无条件安装采样装置的断路器不进行本试验。 3) 必要时, 如: —分合闸指示器与绝缘拉杆相连的运动部件相对位置有变化时
11	触头行程曲线及分、合闸线圈电流波形	1) 3 年 2) 机构大修后 3) 必要时	实测数值应符合产品技术条件的规定	1) 应在机械特性试验中同步记录触头行程曲线及分、合闸线圈电流波形, 并确保在规定的参考机械行程特性包络线范围内。 2) 现场无条件安装采样装置的断路器不进行本试验
12	SF ₆ 气体的湿度检测(20℃体积分数)	1) 3 年 2) 投产或大修后 1 年内复测 1 次 3) 大修后 4) 必要时	见第 13 章	

表 13 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说 明
13	SF ₆ 气体 泄漏试验	1) 大修后 2) 必要时	年漏气率不大于 0.5%或使用灵敏度不低于 1×10^{-6} 的检漏仪检测各密封面无泄漏	1) 试验方法按 GB 11023 进行。 2) 可采用 SF ₆ 气体泄漏检测仪进行定性检漏, 发现漏点后才采用“包扎法”进行定量检测。对电压等级较高的断路器以及 GIS, 因体积大可用局部包扎法检漏, 每个密封部位包扎后历时 5h, 测得的 SF ₆ 气体含量 (体积分数) 不大于 $30 \mu\text{L/L}$ 。 3) 必要时, 如: —怀疑密封不良时
14	SF ₆ 气体成分分析	见第 13 章		
15	SF ₆ 气体密度继电器 校验及压力表检查	1) 3 年 2) 大修后 3) 必要时	试验结果应符合制造厂规定	必要时, 如: —外观破损, 或数据显示异常
16	GIS 中的互感器 和避雷器试验	1) 大修后 2) 必要时	按制造厂规定, 或分别按第 8 章、第 14 章进行	GIS 中的元件试验包括金属氧化物避雷器、电流互感器和电磁式电压互感器的试验, 具体项目和周期见本规程的有关章节
17	红外热成像检测	见附录 A	按 DL/T 664 要求执行	1) SF ₆ 断路器检测断口及断口并联元件、引线接头、绝缘子等, 红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。判断时, 应该考虑测量时及前 3 小时负荷电流的变化情况, 注意与同等运行条件下其它断路器进行比较。测量和分析方法可参考 DL/T 664。 2) GIS 检测各单元及进、出线电气连接处, 红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。分析时, 应该考虑测量时及前 3 小时负荷电流的变化情况。测量和分析方法可参考 DL/T 664。 3) 必要时, 如: —怀疑有过热缺陷时

9.1.2 少油断路器

少油断路器的试验项目、周期和要求见表 14。

表 14 少油断路器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周 期	要 求				说 明
1	绝缘电阻	1) 3 年 2) 大修后 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提升杆的绝缘电阻 (MΩ) 在常温下不低于以下数值数值:				1) 采用2500V兆欧表测量, 分别在分、合闸状态下进行。测量时注意外绝缘表面泄漏的影响。 2) 必要时, 如: 一怀疑绝缘不良时
			试验类别	额定电压 (kV)			
				<24	24 ~ 40.5	72.5 ~ 252	
					大修后	1000	
			运行中	300	1000	3000	
2	40.5kV 以上少油断路器的直流泄漏电流	1) 3 年 2) 大修后	1) 每一元件试验电压如下:				252kV 及以上少油断路器提升杆(包括支持瓷套)的泄漏电流大于 5 μA 时, 应引起注意
			额定电压 (kV)		40.5	72.5~ 252	
			直流试验电压 (kV)		20	40	
			2) 泄漏电流 ≤ 10 μA				

表 14 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说 明
3	断口和相间交流耐压试验	1) 大修后 (40.5kV 及以下) 2) 必要时 (126kV 及以上)	断路器在分、合闸状态下分别进行, 试验电压值如下: 12~40.5kV 断路器按出厂试验电压值; 72.5kV 及以上都按出厂试验电压值的 80%	1) 本项试验包括相对地 (合闸状态) 和断口间 (分闸状态) 两种方式, 耐压时间为 60S, 试验方法参考 DL/T 593。 2) 必要时, 如: —对断路器绝缘性能有怀疑时
4	辅助回路和控制回路绝缘电阻	1) 3 年 2) 大修后	不低于 1M Ω	采用 500V 兆欧表
5	主回路电阻测量	1) 3 年; 2) 大修后 3) 必要时	1) 大修后应符合制造厂规定 2) 运行中根据实际情况规定	1) 在合闸状态下, 测量进、出线之间的回路电阻。用直流压降法测量, 电流不小于 100A, 测量方法和要求参考 DL/T 593。 2) 必要时, 如: —红外热成像检测显示断口温度异常、相间温差异常; —自上次试验之后又有 100 次以上分、合闸操作目
6	灭弧室的并联电阻值, 并联电容器的电容量和介质损耗因数	1) 大修后 2) 必要时	1) 并联电阻值应符合制造厂规定; 2) 并联电容器与断口一起测量, 测得的电容值偏差应在初始值的 $\pm 5\%$ 范围内, 介质损耗因数: 油浸纸 ≤ 0.005 膜纸复合 ≤ 0.0025 ; 3) 单节并联电容器按第 13 章规定	1) 在分闸状态下测量。大修时, 应测量电容器和断口并联后整体的电容值和介质损耗因素作为原始数据。 2) 测试结果不符合要求时, 可对电容器独立进行测量
7	断路器的时间参量	1) 3 年 2) 大修后 3) 机构大修后	1) 断路器的分、合闸时间, 合一分闸不同期, 合一分时间应符合设备技术文件要求且没有明显变化; 必要时, 测量行程特性曲线做进一步分析; 2) 除制造厂另有规定外, 断路器的分、合闸不同期性应满足下列要求: 相间合闸不同期不大于 5ms; 相间分闸不同期不大于 3ms; 同相各断口间合闸不同期不大于 3ms; 同相各断口间分闸不同期不大于 2ms	在额定操作电压 (气压、液压) 下进行
8	断路器绝缘油试验	见第 13 章		
9	红外热成像检测	见附录 A	按 DL/T 664 要求执行	1) 检测断口及断口并联元件、引线接头、绝缘子等, 红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。判断时, 应该考虑测量时及前 3 小时负荷电流的变化情况, 注意与同等运行条件下其它断路器进行比较。测量和分析方法可参考 DL/T 664。 2) 必要时, 如: —怀疑有过热缺陷时

9.1.3 真空断路器

真空断路器的试验项目、周期和要求见表 15。

表 15 真空断路器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求			说 明
1	绝缘电阻	1) 3 年 2) 大修后 3) 必要时	试验类别	额定电压 kV		
				<24	24～40.5	72.5～252
			大修后	1000	2500	5000
			运行中	300	1000	3000
	交流耐压试验	1) 3 年 (40.5kV 及以下) 2) 大修后	断路器在分、合闸状态下分别进行，试验电压值按出厂试验电压值			1) 采用 2500V 兆欧表，分别在分、合闸状态下进行，测量时注意外绝缘表面泄漏的影响。 2) 必要时，如： —带电局部放电测试检测到有异常信号时； —怀疑有绝缘缺陷时
3	辅助回路和控制回路交流耐压试验	1) 必要时 2) 大修后	试验电压为 2kV			可采用 2500V 兆欧表代替，耐压试验后的绝缘电阻值不应降低。
4	辅助回路和控制回路绝缘电阻	1) 3 年 2) 大修后	绝缘电阻不小于 1MΩ			使用 500V 兆欧表
5	主回路电阻测量	1) 3 年 2) 大修后 3) 必要时	1) 大修后应符合制造厂规定； 2) 运行中不大于出厂值的 120%			1) 在合闸状态下，测量进、出线之间的 主回路电阻。用直流压降法测量，电 流不小于 100A，测量方法和要求参考 DL/T 593。 2) 必要时，如： —红外热像显示断口温度异常、相间温 差异常； —自上次试验之后又有 100 次以上分、 合闸操作
6	真空灭弧室真空度测量	1) 必要时	灭弧室真空度应符合制造厂规定			1) 按设备技术文件要求或受家庭缺陷 警示进行真空度的测量，测量结果应符 合设备技术文件要求。 2) 有条件时进行
7	断路器时间参量及合闸弹跳	1) 3 年 2) 大修后	1) 断路器的分、合闸时间，合一分 闸不同期，合一分时间应符合设备技 术文件要求且没有明显变化； 2) 除制造厂另有规定外，断路器的 分、合闸不同期性应满足下列要求： 相间合闸不同期不大于 5ms； 相间分闸不同期不大于 3ms； 同相各断口间合闸不同期不大于 3ms； 同相各断口间分闸不同期不大于 2ms； 3) 合闸弹跳规定如下：对于 7.2kV～ 12kV 断路器，合闸弹跳不应大于 2ms；对于 40.5kV 及以上断路器，合 闸弹跳不应大于 3ms			1) 在额定操作电压下进行。 2) 真空断路器的合闸弹跳影响到其合 闸能力和电寿命，因而合闸弹跳越小越 好

表 15 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说 明
8	红外热成像检测	见附录 A	按 DL/T 664 要求执行	1) 检测断口及断口并联元件、引线接头、绝缘子等, 红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。判断时, 应该考虑测量时及前3小时负荷电流的变化情况, 注意与同等运行条件下其它断路器进行比较。测量和分析方法可参考 DL/T 664。 2) 必要时, 如: —怀疑有过热缺陷或异常时

9.1.4 高压开关柜

高压开关柜的试验项目、周期和要求见表16:

- a) 开关柜内断路器部分试验要求参照本章断路器设备部分要求。
b) 其它式开关柜, 如计量柜, 电压互感器柜和电容器柜等的试验项目、周期和要求可参照此表中有关序号进行, 柜内主要元件(如互感器、避雷器等)的试验项目按本标准有关章节规定执行。

表 16 高压开关柜的试验项目、周期和要求

序号	项目	周 期	要 求	说 明
1	辅助回路和控制回路绝缘电阻	1) 3 年 2) 大修后	绝缘电阻不应低于 $1\text{M}\Omega$	采用500V兆欧表
2	辅助回路和控制回路交流耐压试验	大修后	试验电压为 2kV	可用2500V兆欧表代替
3	主回路绝缘电阻试验	1) 3 年 2) 大修后	应符合制造厂规定, 一般不低于 $50\text{M}\Omega$	1) 采用2500V兆欧表。 2) 在交流耐压试验前、后分别进行。 3) 必要时, 如: —怀疑绝缘不良时
4	交流耐压试验	1) 3 年 2) 大修后	试验电压值按 DL/T 593 规定	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
5	检查电压抽取(带电显示)装置	大修后	应符合 GB 25081 要求	检查相应显示与闭锁装置工作情况良好
6	高压开关柜中的电流互感器	1) 大修后 2) 必要时	见第 8 章	
7	局部放电带电检测	1) 1 年 2) 必要时	无异常放电现象	用暂态地电压进行检测, 怀疑有故障时用超声波法局部放电检测
8	五防性能检查	3 年	应符合制造厂规定	五防性能检查包括以下内容: 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

表 16 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说 明
9	红外热成像检测	见附录 A	按 DL/T 664 要求执行	1) 检测开关柜及进、出线电气连接处, 红外热像图显示应无异常温升、温差和(或)相对温差。 2) 对大电流柜酌情考虑。注意与同等运行条件下相同开关柜进行比较。测量时记录环境温度、负荷及其近3小时内的变化情况, 以便分析参考。检测和分析方法参考DL/T 664。 3) 必要时, 如: —怀疑有过热缺陷或异常时

9.1.5 自动灭磁开关

自动灭磁开关的试验项目、周期和要求见表17。

表 17 自动灭磁开关的试验项目、周期和要求

序号	项目	周 期	要 求	说 明
1	绝缘和耐压试验	1) 大修后 2) 必要时	1) 绝缘电阻, 不应小于 $5M\Omega$ 2) 耐压试验电压为 85%交接试验电压	1) 试验方法和要求参考DL/T 489。 2) 采用2500V兆欧表, 测断开的两极触头间及主回路中所有导电部分与地之间绝缘电阻。 3) 必要时, 如: —怀疑绝缘不良时
2	导电性能检查	1) 3 年 2) 大修后	应符合制造厂的规定	用直流压降法测量, 电流不小于 100A, 试验方法和要求参考 DL/T 489
3	操作性能试验	1) 3 年 2) 大修后	1) 在控制回路施加的合闸电压为 80%额定操作电压时, 合闸 5 次; 2) 在控制回路施加的分闸电压为 65%额定操作电压时, 分断 5 次, 灭磁开关动作应正确、可靠	
4	分断电流试验	大修后	灭磁开关以最小分断电流、空载励磁电流、50%和 100%的额定励磁电流各进行 1~2 次分断试验。试验后检查触头及栅片间隙等, 应无明显异常	最小分断电流试验要求电压为额定电压。空载励磁电流、50%和 100%额定励磁电流下的分断试验可结合发电机无功负荷调整试验及甩负荷试验和发电机在空载和额定工况下的灭磁试验, 试验方法和要求参考 DL/T 489
5	同步性能测试	大修后	多断口磁场开关的各断口间动作的同时性均应符合制造厂要求,	1) 测试使用毫秒计测试开关各断口的动作时差, 如各主断口间的分闸时差、合闸时差, 主辅断口间的分闸时差、合闸时差等。动断辅助触点的动作领先时间应满足灭磁功能的要求。 2) 试验方法和要求参考 DL/T 489
6	红外热成像检测	见附录 A	按 DL/T 664 要求执行	1) 检测开关柜及进、出线电气连接处, 红外热像图显示应无异常温升、温差和(或)相对温差。 2) 对大电流柜酌情考虑。注意与同等运行条件下相同开关柜进行比较。测量时记录环境温度、负荷及其近3小时内的变化情况, 以便分析参考。检测和分析方法参考DL/T 664。 3) 必要时, 如: —怀疑有过热缺陷或异常时

9.2 隔离开关及接地开关

隔离开关及接地开关的试验项目、周期和要求见表18。

表 18 隔离开关及接地开关的试验项目、周期和要求

序号	项目	周 期	要 求	说 明
1	主回路电阻测量	1) 大修后 2) 必要时	不大于制造厂规定值	1) 测量电流可取100A到额定电流之间的任一值, 测量方法参考DL/T 593。 2) 必要时, 如: —红外热成像检测发现异常; —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。 3) 制造厂规定值为主回路电阻规定限值
2	有机材料支持绝缘子及提升杆的绝缘电阻	1) 3 年 2) 大修后	1) 用兆欧表测量胶合元件分层电阻 2) 有机材料传动提升杆的绝缘电阻($M\Omega$) 不得低于以下数值:	采用 2500V 兆欧表。
			额定电压 (kV)	绝缘电阻值 ($M\Omega$)
			3.6-12	1200
			24-40.5	3000
			72.5-252	6000
			363-800	10000
3	二次回路的绝缘电阻	1) 3 年 2) 大修后 3) 必要时	绝缘电阻不应低于 $1M\Omega$	1) 采用500V兆欧表。 2) 必要时, 如: —怀疑绝缘不良时
4	二次回路交流耐压试验	必要时	试验电压为 2kV	可用2500V兆欧表代替
5	交流耐压试验	大修后	1) 试验电压值按出厂试验电压值80%; 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9章的规定进行	
6	红外热成像检测	见附录A	按 DL/T 664 要求执行	1) 检测开关触头等电气连接部位, 红外热像图显示应无异常温升、温差和(或)相对温差。判断时, 应考虑检测前3小时内的负荷电流及其变化情况, 测量和分析方法可参考DL/T 664。 2) 必要时, 如: —怀疑有过热缺陷或异常时

9.3 操作机构

操作机构的试验项目、周期和要求见表19。

表 19 操作机构的试验项目、周期和要求

序号	项目	周 期	要 求	说 明
1	机构压力表、机构操作压力（气压、液压）整定值和机构安全阀校验	1) 3 年或根据制造厂规定 2) 大修后 3) 必要时	试验结果应符合制造厂规定	1) 对压力表指示先要与标准表的指示刻度相核对，以免由于读数误差使刻度与实际不一致发生误报警及闭锁故压力表（SF ₆ 气压表、液压机构的液压表和气压表）校验证明这类表计满足规定的准确等级要求后，才能在断路器上进行 SF ₆ 气体压力和机构操作液（气）压的整定值校验。 2) 对气动机构应校验各级气压的整定值（减压阀及机构安全阀），气动机构储能设备属于压力容器的，其检验周期及项目应执行相关规程规范管理规定。 3) 必要时，如： —怀疑压力表有问题或压力值不准确
2	操作机构在分闸、合闸、重合闸操作下的压力（气压、液压）下降值	1) 大修后 2) 机构大修后 3) 必要时	试验结果应符合制造厂规定	必要时，如： —怀疑压力表有问题或压力值不准确
3	液（气）压操作机构的泄漏试验	1) 大修后 2) 必要时	试验结果应符合制造厂规定	1) 应在分、合闸位置下分别试验。 2) 必要时，如： —怀疑操作机构液（气）压回路密封不良时
4	油（气）泵补压及零起打压的运转时间，弹簧机构储能电机工作电流及储能时间检测	1) 3 年 2) 大修后 3) 必要时	试验结果应符合制造厂规定	1) 测量补压油（气）泵运转时间是指： ①断路器无操作情况下，机构内部正常的微量泄压使压力降至启泵整定值，油（气）泵运转到停泵整定值的时间； ②在断路器有合分闸、重合闸操作的情况下，油泵启动，运转到停泵整定值的时间。 2) 储能电动机应以能在 85%~110% 的额定电压下可靠工作。 3) 必要时，如： —怀疑操作机构液（气）压回路密封不良时
5	液压机构及采用差压原理的气动机构的防失压慢分试验	大修后	试验结果应符合制造厂规定	当合闸装置和/或分闸装置推动能源或失去后重新施加能源时，不应该引起主触头合闸或分闸位置的改变
6	闭锁、防跳跃及防止非全相合闸等辅助控制装置的动作性能	1) 大修后 2) 必要时	试验结果应符合制造厂规定	1) 防跳跃装置作为控制回路的一部分时，如果安装了不止一个，它们应在每一个回路中动作。 2) 对于分相操作的断路器，当断路器发生非全相合闸时，应能实现保护性分闸
7	分、合闸线圈直流电阻及绝缘电阻	1) 大修后 2) 机构大修后	1) 直流电阻检测结果应符合制造厂设备技术文件要求，没有明确要求时，以线圈电阻初值差不超过±5%作为依据； 2) 绝缘电阻不小于 1MΩ	绝缘电阻用 500V 兆欧表
8	断路器的分、合闸速度	大修后	应符合制造厂规定	在额定操作电压（气压、液压）下进行

表 19 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
9	操作机构合闸接触器和分、合闸电磁铁的动作电压	1) 3 年 2) 大修后 3) 机构大修后 4) 必要时	1) 并联合闸脱扣器应能在其交流额定电压的 85%~110% 范围内, 应可靠动作; 并联分闸脱扣器应能在其额定电源电压的 65%~110% (直流) 或 85%~110% (交流) 范围内可靠动作; 当电源电压低于额定电压的 30% 时, 脱扣器应不动作; 2) 由独立的直流或交流电源供电的分闸电磁铁、合闸接触器: 其可靠动作电压应为 65%~110%, 电源等于或小于额定电源电压 30% 时, 不得动作	1) 采用突然加压法。 2) 当操作机构的动力源的电压处在规定值的下限时, 应该能关合/或开断它的额定短路电流。如果制造厂规定了最大合闸和分闸时间, 在电压处在规定值的下限时, 所测得的分闸和合闸时间不得超过此值。 3) 详细测量方法和要求参考 DL/T 593
10	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	1) 3 年 2) 更换线圈及机构大修后 3) 必要时	1) 绝缘电阻 $\geq 1\text{M}\Omega$ 2) 直流电阻应符合设备技术文件要求	采用 500V 兆欧表
11	分、合闸线圈的绝缘电阻和直流电阻	1) 更换线圈后 2) 必要时	1) 绝缘电阻 $\geq 1\text{M}\Omega$ 2) 直流电阻应符合设备技术文件要求	采用 500V 兆欧表

10 套管

套管的试验项目、周期和要求见表 20。

表 20 套管的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	主绝缘及电容型套管末屏对地绝缘电阻	1) 3 年 2) 大修 (包括主设备大修) 后 3) 投运前 4) 必要时	1) 主绝缘的绝缘电阻值一般不应低于下列数值: 110kV 以下: $5000\text{M}\Omega$, 110kV 及以上: $10000\text{M}\Omega$; 2) 末屏对地的绝缘电阻不应低于 $1000\text{M}\Omega$, 若不满足, 应测量末屏对地介质损耗因数, 其值不大于 0.02	1) 采用 2500V 兆欧表。 2) 变压器套管、电抗器套管的试验周期跟随变压器、电抗器。 3) 必要时, 如: —红外热成像检测发现套管发热; —套管油位不正常或气体压力不正常等。 4) 末屏对地介质损耗因数试验电压应控制在设备技术文件许可值以下 (通常为 2000V)
2	油中溶解气体色谱分析	1) 6 年 (66kV 及以上) 2) 大修后 3) 必要时	油中溶解气体组分含量 ($\mu\text{L/L}$) 超过下列任一值时应引起注意, H_2 : 140, CH_4 : 40; C_2H_6 : 70; 发现含有 C_2H_2 时, 宜退出运行, 及时进行检查; 当 C_2H_2 含量达到下列数值时应立即停止运行, 查明原因: 220~500kV: 1 110kV 及以下: 2	1) 水平放置保存期超过一年的 110 (66) kV 及以上套管, 当不能确保电容芯子全部浸没在油面以下时, 安装前应进行色谱分析。 2) 厂家要求不能取油样时可以不进行。 3) 判断标准参考 GB/T 24624。 4) 必要时, 如: —红外热成像检测发现套管发热; —套管油位不正常 —套管部位有异常响声

表 20 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
3	电容型套管主绝缘对地介质损耗因数与电容量	1) 3 年 2) 大修(包括主设备大修后) 3) 投运前 4) 新安装的变压器套管及事故抢修所装上的套管, 投运后 1 年内 5) 必要时	1) 主绝缘 20℃时的介质损耗因数应不大于下列数值: 油浸纸: ≤ 0.007 (当 500kV 及以上: ≤ 0.005) 胶浸纸: ≤ 0.007 胶粘纸: ≤ 0.01 聚四氟乙烯缠绕绝缘: ≤ 0.005 树脂浸纸: ≤ 0.007 树脂粘纸(胶纸绝缘): ≤ 0.015 2) 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; 3) 作为备品的 110kV 以上套管, 安装前应进行额定电压下的介损试验; 4) 110kV 以上变压器套管解体检修后应进行额定电压下的介质损耗因数测量试验	1) 测量前应确认外绝缘表面清洁、干燥。如果测量值异常(测量值偏大或增量偏大), 可测量介质损耗因数与测量电压之间的关系曲线, 测量电压从 10kV 到 $U_m/\sqrt{3}$, 介质损耗因数的增量应不超过 $\pm 0.3\%$ 。分析时应考虑测量温度影响; 不便断开高压引线且测量仪器负载能力不足时, 试验电压可加在套管末屏的试验端子, 套管高压引线接地, 把高压接地电流接入测量系统。此时试验电压必须严格控制在设备技术文件许可值以下(通常为 2000V)。要求与上次同一方法的测量结果相比无明显变化。出现异常时, 需采用常规测量方法验证。 2) 20kV 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。 4) 必要时, 如: —红外热成像检测发现套管异常; —套管油位不正常等
4	交流耐压试验	1) 大修后 2) 必要时	试验电压按出厂试验电压 80%	35kV 及以下纯瓷穿墙套管可随母线绝缘子一起耐压, 方法参照 GB/T 4109 执行
5	110kV 以上电容型套管的局部放电测量	1) 变压器套管解体检修后 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) 其它套管试验电压为 $1.05U_m/\sqrt{3}$; 3) 在试验电压下视在放电量应满足: 油纸电容型: 大修后不大于 10pC, 运行中不大于 20pC; 胶纸电容型: 大修后不大于 250pC; (66kV 套管不大于 100pC), 运行中自行规定	1) 水平放置保存期超过一年的 110(66)kV 及以上套管, 安装前应进行局部放电试验标准按不大于制造厂规定值。 2) 左表括号内的局部放电量适用于非变压器套管。 3) 有条件时进行。 4) 必要时, 如: —怀疑套管存在绝缘缺陷时
6	局部放电带电检测	必要时	无异常放电	1) 对于有末屏接地线的套管, 检测从套管末屏接地线上取信号。当怀疑有局部放电时, 应结合其它检测方法的检测结果进行综合分析。当套管应用于变压器或电抗器时, 其内部局部放电会在套管测试数据表征出来, 因此要结合变压器或电抗器本体测试结果综合分析。 2) 必要时, 如: —怀疑有局部放电时
7	红外热成像检测	见附录 A	按 DL/T 664 要求执行	重点检查外壳、末屏、接头等处

11 外绝缘及绝缘子

外绝缘及绝缘子的试验项目、周期和要求见表21。

表 21 支柱绝缘子和悬式绝缘子的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	盘形瓷绝缘子零值检测	1) 电厂开关站 110kV及以上: 3年 35kV及以下: 3年 2) 厂属输电线路 330kV及以上: 6年 220kV及以下: 10年	1) 采用轮式的方法, 即每年检测一部分, 一个周期内完成全部普测; 2) 应用绝缘电阻检测零值时, 应用5000V 绝缘电表。绝缘电阻应不低于 500MΩ, 达不到 500MΩ时, 在绝缘子表面加屏蔽环并接绝缘电阻表屏蔽端子后重新测量, 若仍小于 500MΩ时, 可判定为零值绝缘子	
2	现场污秽度评估	1) 3 年 2) 必要时	参照绝缘子的选择、污秽度评估, 依照 Q/GDW 1152.1 执行	必要时, 如: —附近 10km 范围内发生了污闪事故; —附近 10km 范围内增加了新的污染源(同时也需要关注远方大、中城市的工业污染); —降雨量显著减少的年份; —出现大气污染与恶劣天气相互作用所带来的湿沉降
3	瓷质支柱绝缘子及瓷护套超声波检测	必要时	超声波检测的方法和判定标准, 依照 DL/T 303 执行	必要时, 如: —若有断裂、材质或机械强度方面的家族缺陷, 对该家族瓷件进行一次超声探伤抽查; —经历了有明显震感(烈度4级及以上)的地震后要对所有瓷件进行超声探伤
4	复合绝缘子、硅橡胶外护套及硅橡胶涂层(RTV)外观检查	1) 悬式复合绝缘子: 3 年 2) 复合绝缘外护套和 RTV: 1 年	1) 复合绝缘子无撕裂、鸟啄、变形; 2) RTV 无龟裂、粉化、脱落	
5	复合绝缘子、硅橡胶外护套及硅橡胶涂层(RTV)憎水性试验	1) 投运后首检: 复合绝缘子: 6 年 硅橡胶外护套和 RTV: 3 年 2) 后续检测 复合绝缘子: ≤3 年 硅橡胶外护套和 RTV: ≤2 年	依照 DL/T 1474 测量憎水性分级的 HC 值: HC1-HC6 为正常, 可继续运行; HC7 为憎水性完全丧失, 须立即更换	1) 悬式复合绝缘子采用抽检方式, 按家族(制造商、型号和投运年数), 随机抽取6~9只。 2) 复合绝缘外护套和RTV采用普检方式。 3) 后续检测的周期可根据前序检测的结果自定
6	红外热成像检测	见附录A	按 DL/T 664 要求执行	

12 电力电缆

12.1 一般规定

12.1.1 本标准中的电力电缆适用于 1kV 以上的各种电压等级，各种绝缘的电力电缆。

12.1.2 对电缆的主绝缘测量绝缘电阻或作耐压试验时，应分别在每一相上进行，其它两相导体、电缆两端的金属屏蔽或金属护套和铠装层接地（装有护层过电压保护器时，必须将护层过电压保护器短接接地）。

12.1.3 对额定电压为 1kV 及以下的电缆线路可用 1000V 或 2500V 兆欧表测量导体对地绝缘电阻。

12.2 橡塑绝缘电力电缆

12.2.1 橡塑绝缘电力电缆是塑料绝缘电缆和橡皮绝缘电缆的总称。塑料绝缘电缆包括聚氯乙烯绝缘、聚乙烯绝缘和交联聚乙烯绝缘电力电缆；橡皮绝缘电缆包括乙丙橡皮绝缘电力电缆等。

12.2.2 橡塑绝缘电力电缆线路的试验项目、周期和要求见表 22。

表 22 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	要 求	说 明
1	电缆主绝缘的绝缘电阻	1) 35kV 及以下： 3 年 2) 必要时	1) 相间或与历史数据相比，无显著变化； 2) 耐压试验前后，绝缘电阻应无明显变化	电缆主绝缘电阻测量应采用 2500V 及以上电压的兆欧表
2	电缆外护套、内衬层绝缘电阻	1) 3 年 2) 外护套耐压试验前、后 3) 必要时	每千米绝缘电阻值不低于 0.5M Ω	1) 电缆外护套绝缘电阻测量应当使用 1000V 兆欧表。当每千米的绝缘电阻低于 0.5M Ω 时应检查电缆本体的内衬层搭接处的密封是否良好，即必须保证电缆的完整性和延续性。对内衬层有引出线者进行。 2) 电缆内衬层绝缘电阻测量应当使用 1000V 兆欧表。当每千米的绝缘电阻低于 0.5M Ω 时应检查连接铠装层的地线外部护套，而且具有与电缆外护套相同的绝缘和密封性能，即必须确保电缆外护套的完整性和延续性。对外护套有引出线者进行
3	铜屏蔽层电阻和导体电阻比(Rp/Rx)	1) 重作终端或接头后 2) 内衬层破损进水后 3) 必要时	当电阻比与投运前相比增大时，表明铜屏蔽层的直流电阻增大，铜屏蔽层有可能被腐蚀；当该比值与投运前相比减小时，表明附件中的导体连接点的接触电阻有增大的可能。数据自行规定	用双臂电桥测量在相同温度下的铜屏蔽层和导体的直流电阻。终端的铠装层和铜屏蔽层应分别用带绝缘的绞合导线单独接地。中间接头内铜屏蔽层的接地线不得和铠装层连在一起，对接头两侧的铠装层必须用另一根接地线相连，而且还必须与铜屏蔽层绝缘。如接头的原结构中无内衬层时，应在铜屏蔽层外部增加内衬层，而且与电缆本体的内衬层搭接处的密封必须良好，即必须保证电缆的完整性和延续性。连接铠装层的地线外部必须有外护套而且具有与电缆外护套相同的绝缘和密封性能，即必须确保电缆外护套的完整性和延续性。不符合上述要求者不测量

表 22 (续)

序号	项 目	周 期	要 求			说 明
4	外护套直流耐压试验	必要时	对单芯电缆外护套连同接头外保护层施加 10kV 直流电压，试验时间 1min			必要时，如： —当怀疑外护套绝缘有故障时
5	电缆主绝缘交流耐压试验	1) 新做电缆附件 2) 必要时	试验电压如下			1) 电缆主绝缘耐压试验，推荐使用 30～300Hz 谐振耐压试验。 2) 66kV 及以上电缆进行主绝缘耐压试验时应同步测量局部放电
			额定电压	试验电压	时间 min	
			10kV	2U ₀	5	
			35kV	1.6U ₀	5	
			110（66）	1.6U ₀	5	
		127/220 及以上	1.36U ₀	5		
6	带电测试外护层接地电流	1) 330kV 及以上电缆线路 1 个月； 2) 220kV 电缆线路 3 个月； 3) 110kV 电缆线路 6 个月；	1) 接地电流绝对值小于 100A； 2) 接地电流与负荷电流比值小于 20%，与历史数据比较无明显变化； 3) 单相接地电流最大值与最小值的比值小于 3			1) 建议在电缆最大负载时用钳型电流表测量。 2) 只对单芯电缆进行，不停电时无法监测的可不进行
7	局部放电测试	必要时	按相关检测设备要求，或无明显局部放电信号			1) 可采用：振荡波、高频、超高频、超声波等检测方法。 2) 参 照 Q/GDW 11316-2014 条 款 7.1-7.4 执行。 3) 必要时：如有家族性缺陷或明显异常
8	护层保护器的绝缘电阻及直流 U _{1mA} 参考电压	3 年	1) 伏安特性或参考电压应符合制造厂的规定； 2) 用 1000V 兆欧表测量引线与外壳之间的绝缘电阻，其值不应小于 10MΩ			
9	电缆 GIS 终端法兰保护器绝缘电阻及直流 U _{1mA} 参考电压	3 年	2) 伏安特性或参考电压应符合制造厂的规定； 2) 用 1000V 兆欧表测量引线与外壳之间的绝缘电阻，其值不应小于 10MΩ			
10	接地箱、保护箱连接接触电阻和连接位置的检查	1) 3 年 2) 必要时	1) 在正常工作位置进行测量，接触电阻不应大于 20μΩ； 2) 连接位置应正确无误			1) 用双臂电桥或回路电阻测试仪。 2) 在试验合格后密封接地、保护箱之前进行；如发现连接错误重新连接后必须重测接触电阻。 3) 必要时，如： —怀疑有缺陷时
11	红外热成像检测	见附录 A	按 DL/T 664 要求执行			1) 用红外热像仪测量电缆终端接头和非直埋式中间接头。 2) 结合运行巡视进行，试验人员每年至少进行一次红外热成像检测，同时加强对电压致热型设备的检测，并记录红外成像谱图。 3) 水电站 110kV 及以上交联聚乙烯电缆具备红外检测条件时的应每年至少进行一次全线路巡检

13 绝缘油和 SF₆ 气体

13.1 绝缘油

13.1.1 检测周期及要求

运行中变压器和断路器用绝缘油的试验项目、周期和要求分别见表23、表24。

表 23 运行中矿物变压器油质量标准

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	外状	1 年	透明、无杂质或悬浮物	将油样注入试管在光线充足的地方观察（详见 DL/T 429.1）
2	色度	1) 投运前或大修后 2) 66kV 以上每年至少一次 3) 必要时	≤2.0	检验方法：GB/T 6540
3	水溶性酸 pH 值	1) 注入设备前后 2) 必要时	1) 投入运行前：≥5.4 2) 运行中：≥4.2	检验方法：GB/T 7598
4	酸值	1) 注入设备前后 2) 必要时	1) 投入运行前：≤0.03mgKOH/g 2) 运行中：≤0.1mgKOH/g	检验方法：GB/T 264
5	闪点 (闭口)	1) 注入设备前、后的新油 2) 必要时	≥135℃	检验方法：GB/T 261
6	水分	1) 注入设备前、后 2) 66~500kV 设备 1 年至少一次，其它 3 年至少一次 3) 必要时	1) 投入运行前： 500kV：≤10mg/L 220kV：≤15mg/L 110kV 及以下：≤20mg/L 2) 运行中： 500kV：≤15mg/L 220kV：≤25mg/L 110kV 及以下：≤35mg/L	1) 运行中设备，测量时应注意温度影响，尽量在顶层油温高于 50℃时采样。 2) 按 GB/T 7600 进行试验
7	击穿电压	1) 注入设备前后的新油 2) 66~500kV 设备每年一次，其它 3 年至少一次 3) 必要时	1) 投入运行前： 500kV：≥65kV 330kV：≥55kV 66~220kV：≥45kV 35kV 及以下：≥40kV 2) 运行中： 500kV：≥55kV 330kV：≥50kV 66~220kV：≥40kV 35kV 及以下：≥35kV	检验方法：GB/T 507
8	界面张力 (25℃)	1) 注入设备前后的新油 2) 必要时	1) 投入运行前：≥35mN/m 2) 运行中：≥25mN/m	检验方法：GB/T 6541
9	介质损耗因数	1) 投运前或大修后 2) 66kV~500kV 设备每年一次，其他 3 年至少一次 3) 必要时	1) 投入运行前： 500kV：≤0.005 330kV 及以下：≤0.010 2) 运行中： 500kV：≤0.020 330kV 及以下：≤0.040	检验方法：GB/T 5654
10	体积电阻率 (90℃)	1) 投运前或大修后 2) 必要时	1) 投入运行前：≥6×10 ¹⁰ Ω·m 2) 运行中： 500kV：≥1×10 ¹⁰ Ω·m 330kV 及以下：≥5×10 ⁹ Ω·m	检验方法：DL/T 421

表 23 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
11	油中含气量 (体积分 数)	1) 330~500kV: 1 年 2) 必要时	1) 投入运行前: $\leq 1\%$ 2) 运行中: 330~500kV: $\leq 3\%$ (电抗器): $\leq 5\%$	检验方法: DL/T 703
12	油泥与沉淀 物(质量分 数)	必要时	1) 投入运行前: - 2) 运行中: $\leq 0.02\%$ (以下可忽略不计)	检验方法: GB/T 8926
13	油中溶解气 体色谱分析		变压器 见第 7 章 互感器 见第 8 章 套 管 见第 10 章	取样、试验和判断方法按 GB/T 7597、DL/T 722 规定进行 取样、试验和判断方法分别按 GB7595、SD304 和 DL/T 722 的规 定
14	油中颗粒度	1) 注油前 2) 热油循环后(含 大修) 3) 必要时	1) 注油前(500kV): ≤ 2000 (推荐值) 2) 运行中(500kV): ≤ 3000	1) 检验方法: DL/T 432 2) 颗粒度指 100ml 油中大于 $5\mu\text{m}$ 颗粒数 3) 500kV 交流变压器在注油前、 热油循环后(含大修)宜进行检测 4) 必要时, 如在运行中如油介质 损耗因数异常、怀疑油泵磨损缺陷 等
15	析气性	必要时	运行中(500kV): 报告	检验方法: NB/SH/T 0810
16	带电倾向	必要时	运行中(500kV): 报告(pC/ml)	检验方法: DL/T 385
17	腐蚀性硫	必要时	运行中: 非腐蚀性	检验方法: DL/T 285
18	抗氧化 添加剂含量 (质量分 数)	必要时	运行中: 大于新油原始值的 60%	对含抗氧化剂添加剂油进行 检验方法: SH/T 0802
19	糠醛含量 (质量分 数)	1) 投运前或大修后 2) 必要时(参考变 压器章节的周期)	投入运行前: 报告, (mg/kg)	检验方法: NB/SH/T 0812、DL/T 1355
20	二苄基二硫 醚 (DBDS)含 量(质量分 数)	必要时	投入运行前: 检测不出(含量小于 5mg/kg)	检验方法: IEC 62697-1
注 1: 对全密封式设备如互感器, 10kV 免维护变压器不易取样或补充油, 应按制造厂规定决定是否采样。 注 2: 有载调压开关用的变压器油的试验项目、周期和要求按制造厂规定。 注 3: 10kV 及以下设备试验周期可自行规定。 注 4: 互感器、套管油的试验应结合油中溶解气体色谱分析进行, 项目、周期见有关章节。 注 5: 取样油温为 $40^{\circ}\text{C}\sim 60^{\circ}\text{C}$ 。 注 6: 500kV 及以上电压等级变压器油中颗粒度应达到的技术要求、检验周期按照 DL/T 1096 的规定执行。				

表 24 运行中断路器用油质量标准

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	外状	投运前或大修后	透明、无游离水分、无杂质或悬浮物	外观目视
2	水溶性酸 (pH 值)	投运前或大修后	≥ 4.2	检验方法: GB/T 7598

3	击穿电压	1) 投运前或大修后 2) 110kV 以上: 1 年 3) 110kV 及以下: 3 年至少一次	1) 110kV 以上: 投运前或大修后 $\geq 45\text{kV}$ 运行中 $\geq 40\text{kV}$ 2) 110kV 及以下: 投运前或大修后 $\geq 40\text{kV}$ 运行中 $\geq 35\text{kV}$	1) 油量少于 60kg 的断路器油 3 年检测一次击穿电压或以换油代替预试 2) 检验方法: GB/T 507
---	------	---	---	---

13.1.2 油的相容性（混油）

绝缘油的相容性（混油），应满足以下规定：

- 油品需要混合使用时，参与混合的油品应符合各自的质量标准（新油应满足新油质量标准，运行油应满足运行油质量标准）。
- 电气设备充油不足需要补油时，应补加同一油基、同一牌号及同一添加剂类型的油品。应选用符合 GB 2536 标准的未使用过的变压器油或符合 GB/T 7595 运行油质量标准的已使用过的变压器油，且补加油品的各项特性指标都应不低于设备内的油。补油量较多时（大于 5%），在补油前应先做混合油的油泥析出试验，确认无油泥析出、酸值及介质损耗因数低于设备内的油时，方可进行补油。
- 不同油基、牌号、添加剂类型的油原则上不宜混合使用。特殊情况下，如需将不同牌号的新油混合使用，应按混合油的实测倾点（倾点需参考 GB 2536 新变压器油的倾点指标）决定是否适于该地区使用，然后再按 DL/T 429.6 方法进行开口杯老化试验。老化后混合油应无油泥析出，且混合油的酸值及介质损耗因数应不比最差的单个油样差。
- 如在运行油中混入不同牌号的新油或已使用过的油，除应事先测定混合油的倾点（倾点需参考 GB 2536 新变压器油的倾点指标）以外，还应满足下列要求：
 - 补加油品的各项特性指标都应不低于设备内的油，且混合油的质量应不低于运行油；
 - 应对运行油、补充油和混合油按照 DL/T 429.6 方法进行开口杯老化试验，老化后混合油应无油泥析出，且混合油及补充油的酸值及介质损耗因数应不大于运行油老化后的测定结果。
- 在进行混油试验时，油样的混合比应与实际使用的比例相同；如果混油比无法确定时，则采用 1:1 质量比例混合进行试验。
- 油泥析出试验应按照 DL/T 429.7 或 GB/T 8926（方法 A）进行测试。当无法用 DL/T 429.7 方法观察并对比不同油样的油泥析出情况时，则应按照 GB/T 8926（方法 A）进行油泥含量的测试及对比。

13.2 SF₆ 气体

13.2.1 SF₆ 新气到货后，充入设备前应按 GB 12022 验收，抽检率为 10%，同一批相同出厂日期的，只测定含水量。

13.2.2 SF₆ 气体在储气瓶内存放半年以上时，使用单位充气于六氟化硫气室前，应复检其中的湿度，指标应符合新气标准。

13.2.3 SF₆ 气体在充入电气设备 24h 后，方可进行试验。

13.2.4 关于补气 and 气体混合使用的规定：

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

13.2.5 大修后及运行中 SF₆ 气体的试验项目、周期和要求见表 25。

表 25 大修后及运行中 SF₆ 气体的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	湿度 (20℃ 体积分数)	1) 新装及大修后 1 年内复测 1 次, 正常运行 3 年 1 次; 2) 新充(补)气 48h 之后, 2 周之内测 1 次; 3) 大修后 4) 必要时	1) 断路器灭弧室: 大修后≤150uL/L, 运行中≤300uL/L; 2) 其它气室: 大修后≤250uL/L, 运行中≤500uL/L; 3) 电缆箱及其它: 新充气后≤220uL/L, 运行中≤375uL/L	必要时, 如: —漏气超过年漏气率的要求时; —设备异常时
2	密度 (标准状态下)	必要时	标准状态下为 6.17kg/m ³	DL/T917
3	毒性	必要时	无毒	DL/T921
4	酸度	大修后 必要时	≤0.3 μg/g	DL/T916
5	四氟化碳 (质量分数)	大修后 必要时	1) 大修后≤0.05% 2) 运行中≤0.1%	DL/T920
6	空气 (质量分数)	大修后 必要时	1) 大修后≤0.05% 2) 运行中≤0.2%	DL/T920
7	可水解氟化物	必要时	≤1.0 μg/g	DL/T918
8	矿物油	必要时	≤10 μg/g	DL/T919
9	纯度	必要时	≥99.7%	DL/T920
10	现场分解产物测试	必要时	5μL/L 全部, 或 2μL/L (SO ₂ +SO ₂ F ₂)、2μL/L (HF)	1) 参考 GB8905 2) 必要时, 如: —设备运行有异响, 异常跳闸, 开断短路电流异常时

14 避雷器

14.1 无间隙金属氧化物避雷器

无间隙金属氧化物避雷器的试验项目、周期和要求见表26。

表 26 无间隙金属氧化物避雷器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	运行电压下的交流泄漏电流带电测试	1) 35kV及以上: 新投运后3个月内测量一次 2) 35kV及以上: 雷雨季节前后各测量1次 3) 必要时	1) 测量运行电压下全电流、阻性电流或功率损耗,测量值与初始值比较不应有明显变化,同组间测量结果相比较,无显著差异; 2) 测量值与初始值比较,当阻性电流增加 50%时应该分析原因,加强监测、适当缩短检测周期;当阻性电流增加 1 倍时应停电检查	1) 对金属氧化物避雷器,必须坚持在运行中按照规程要求进行带电试验。35~500kV 电压等级金属氧化物避雷器可用带电测试替代定期停电试验; 2) 应记录测量时的环境温度、相对湿度和运行电压; 3) 带电测量宜在避雷器外套表面干燥时进行;应注意相间干扰的影响; 4) 避雷器(放电计数器)带有全电流在线检测装置的不能替代本项目试验,应定期记录读数(至少每 1 个月一次),发现异常应及时带电或停电进行阻性电流测试; 5) 必要时,如: —怀疑有缺陷时等
2	直流 1mA 电压 U_{1mA} 及 $0.75U_{1mA}$ 下的泄漏电流	1) 3年 2) 必要时	1) 不低于GB 11032规定值; 2) U_{1mA} 实测值与初始值或制造厂规定值比较,变化不应大于 $\pm 5\%$ 3) $0.75U_{1mA}$ 下的泄漏电流与初始值比较 $\leq 30\%$ 或 $\leq 50 \mu A$	1) 要记录环境温度和相对湿度,测量电流的导线应使用屏蔽线; 2) 初始值系指交接试验或投产试验时的测量值; 3) 避雷器怀疑有缺陷时应同时进行交流试验; 4) 对于多柱并联的 MOA, U_{1mA} 按出厂值; 5) 测量 $0.75U_{1mA}$ 下的泄漏电流的 U_{1mA} 是指初始值
3	绝缘电阻	1) 3年 2) 必要时	1) 35kV以上:不小于2500M Ω 2) 35kV 及以下:不小于 1000M Ω	1) 采用 2500V 及以上兆欧表; 2) 必要时,如怀疑有缺陷时
4	底座绝缘电阻	1) 3年 2) 怀疑有缺陷时	$\geq 100M \Omega$	采用 2500V 及以上兆欧表
5	检查放电计数器动作情况	1) 3年 2) 必要时	功能正常,并记录计数器动作次数	1) 若装有电流表,应同时进行校验 2) 必要时,如怀疑有缺陷时 3) GIS避雷器检查放电计数器动作情况在怀疑有缺陷时开展
6	工频参考电流下的工频参考电压	1) 必要时	应符合GB 11032或制造厂的规定	1) 测量环境温度(20 ± 15) $^{\circ}C$; 2) 测量应每节单独进行,整相避雷器有一节不合格,宜整相更换
7	红外热成像检测	见附录 A	按 DL/T 664 要求执行	1) 采用红外热像仪; 2) 发现热像图异常时应结合带电测试综合分析,再决定是否进行停电试验和检查; 3) 结合运行巡视进行

14.2 有间隙金属氧化物避雷器

有间隙金属氧化物避雷器的试验项目、周期和要求见表27。

表 27 有间隙金属氧化物避雷器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	运行电压下的交流泄漏电流带电测试	1) 新投运后3个月内测量一次,运行一年后每年雷雨季节前后各1次 2) 怀疑有缺陷时	1) 测量运行电压下全电流、阻性电流或功率损耗,测量值与初始值比较不应有明显变化,同组间测量结果相比较,无显著差异; 2) 测量值与初始值比较,当阻性电流增加 50%时应该分析原因,加强监测、适当缩短检测周期;当阻性电流增加 1 倍时应停电检查	1) 采用带电测量方式,测量时应记录运行电压; 2) 避雷器(放电计数器)带有全电流在线检测装置的不能替代本项目试验,应定期记录读数(至少每3个月一次),发现异常应及时进行阻性电流测试
2	检查放电计数器动作情况	怀疑有缺陷时	测试3~5次,均应正常动作	1) 全电流测量的精度不低于 1.0 级,3 年校一次精度; 2) 测试 3~5 次,均应正常动作

15 母线

15.1 封闭母线

封闭母线的试验项目、周期和要求见表28。

表 28 封闭母线的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求		说 明
1	绝缘电阻	必要时	1) 额定电压为 15kV 以上全连式离相封闭母线在常温下分相绝缘电阻值不小于 50MΩ 2) 6kV 共箱封闭母线在常温下分相绝缘电阻值不小于 6MΩ		1) 封闭母线进行绝缘电阻时, 采用 2500V 兆欧表; 2) 必要时, 如: —长期停运后; —怀疑有缺陷时
2	交流耐压试验	必要时	额定电压 kV	试验电压 kV	必要时, 如: —长期停运后; —怀疑有缺陷时
			6.3	25.6	
			10.5	33.6	
			13.8	40.8	
			15.75	45.6	
			18	48.8	
			20	54.4	
			24	60	
			35	80	
3	红外热成像检测	3个月	1) 按 DL/T 664 要求执行 2) 发现温度异常时应查明原因		对封闭母线外壳进行检测

15.2 一般母线

一般母线的试验项目、周期和要求见表29。

表 29 一般母线的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	绝缘电阻	必要时	不应低于 $1\text{M}\Omega/\text{kV}$	1) 一般母线测量绝缘电阻用 2500V 兆欧表; 2) 必要时, 如: —长期停运后; —怀疑有缺陷时
2	交流耐压试验	必要时	1) 试验电压参照“支柱绝缘子和悬式绝缘子”规定; 2) 1kV 及以下不做交流耐压试验	必要时, 如: —长期停运后; —怀疑有缺陷时
3	红外热成像检测	3 个月	1) 按 DL/T 664 要求执行; 2) 发现温度异常时应查明原因	

16 接地装置

16.1 有效接地系统接地网

水电站的有效接地网应进行接地网安全性状态评估, 有效接地系统接地网的试验和检查项目、周期和要求见表30。

表 30 有效接地系统接地网的试验和检查项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	检查电力设备接地引下线与接地网连接情况 (导通性测试)	1) 3 年 2) 必要时	不得有开断、松脱或严重腐蚀等现象。状况良好设备的回路电阻测试值应在 $200\text{m}\Omega$ 以下且导通电阻初值差 $\leq 50\%$ (注意值); $50\sim 200\text{m}\Omega$, 宜关注其变化, 重要设备宜在适当时候检查处理 $200\text{m}\Omega \sim 1\Omega$ 或导通电阻初值差 $\geq 50\%$ 者, 对重要设备应尽快检查处理, 其它设备宜在适当时候检查处理; 1Ω 以上者, 设备与主地网未连接, 应尽快检查处理	1) 采用测量接地引下线与接地网 (或相邻设备) 之间的回路电阻值来检查其连接情况, 可将所测数据与历次数据比较和相互比较, 通过分析决定是否进行开挖检查; 2) 测量时应通以不小于 5A、仪器分辨率为 $1\text{m}\Omega$, 准确度不低于 1.0 级的表计, 采用直流电流测量回路电阻的方法来检查地网的完整性和接地引下线的连接情况; 3) 必要时, 如: —怀疑连接线松脱或被腐蚀时
2	接地网接地阻抗测量	1) 6 年 2) 必要时	符合运行要求, 且不大于初始值的 1.3 倍 ($R=2000/I$), 对于接地电阻不满足的, 应当按照 GB/T 50065 4.2.1 要求, 采取措施后, 可适当放宽	1) 按 DL/T 475 推荐办法测量测量结果符合设计要求。 2) 必要时, 如: —当接地网结构发生改变时
3	接触电压和跨步电压测量	1) 6 年 2) 接地阻抗明显增加 3) 接地网修复之后	符合设计要求	接触电压和跨步电压应限制在安全值以下, 为此要求接地阻抗明显增加, 或者接地网开挖或/和修复之后进行, 测量方法参见 DL/T 475

表 30 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
4	发电厂接地网腐蚀诊断检查	1) 5 年 2) 当接地网接地阻抗或接触电压和跨步电压测量不符合设计要求时 3) 位于海边、潮湿地区或有地下污染源地区的电站,可视情况缩短开挖周期	不得有开断、松脱或严重腐蚀等现象,当外观检查或根据腐蚀量化指标得出接地网已严重腐蚀的结论时,应安排大修或因地制宜的采用成熟的防腐措施	1) 传统的方法是抽样开挖检查,根据电气设备重要性和施工安全性,选择 5~8 点沿接地引下线开挖检查,采用外观检查、取样进行腐蚀率和腐蚀速度等量化指标判断电站接地网的腐蚀情况,如有疑问还应扩大开挖范围; 2) 判断主网导体腐蚀程度的方法有直观法(肉眼观察腐蚀情况,拍照记录)、取样量直径法、取样失重法(相对失重法、自然失重法)和针孔法(以腐蚀深度反映腐蚀率)等,以相对失重法为例,腐蚀率小于 10%的,腐蚀程度为一般;腐蚀率大于等于 25%的,腐蚀程度为严重。 3) 推荐探索和应用成熟的电站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。 4) 修复或恢复之后,要进行接地阻抗、接触电压和跨步电压测量,测量结果应符合设计要求。 5) 对于 110 (66) kV 及以上电压等级新建、改建电站,在中性或酸性土壤地区,接地装置选用热镀锌钢 131 为宜,在强碱性土壤地区或者其站址土壤和地下水条件会引起钢质材料严重腐蚀的中性土壤地区,宜采用铜质、铜覆钢(铜层厚度不小于 0.25mm)或者其他具有防腐性能材质的接地网。对于室内电站及地下电站应采用铜质材料的接地网。 6) 对铜质材料接地体地网整体情况评估合格的,不必定期开挖检查 7) 必要时,如: 一怀疑接地网腐蚀情况严重时

16.2 非有效接地系统

非有效接地系统接地装置的试验和检查项目、周期和要求见表31。

表 31 非有效接地系统接地装置的试验和检查项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	非有效接地系统电力设备的接地电阻	1) 6 年 2) 必要时	1) 当接地网与1kV及以下设备共用接地时,接地电阻 $R \leq 120/I$,且不应大于 4Ω ; 2) 当接地网仅用于 1kV 以上设备时,接地电阻 $R \leq 250/I$,且不应大于 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(Ω)	必要时,如: 一怀疑接地网被腐蚀时 一接地网改造后
2	1kV以下电力设备接地电阻	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100kVA时,其接地电阻不宜大于 4Ω 。如总容量小于100kVA 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1确定,但不得大于相同容量的低压设备的接地电阻

16.3 其它设备接地装置

其它设备接地装置的试验和检查项目、周期和要求见表32。

表 32 其它设备接地装置的试验和检查项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求		说 明
1	独立避雷（线）的接地电阻	不超过6年	不宜大于 10 Ω		在高土壤电阻率地区接地电阻难以降到10Ω时，允许有较大数值，但应符合防止避雷针（线）对被保护对象及其它物体反击的要求
2	独立微波站的接地电阻	1年	不宜大于 5 Ω		
3	独立贮油、贮气罐及其管道的接地电阻	不超过6年	不宜大于 30 Ω		
4	发电厂专用设施集中接地装置的接地电阻	不超过6年	不宜大于 10 Ω		露天配电装置避雷针的集中接地电阻与主接地网连在一起的不可不测量，但应检查与接地网的连接情况（导通性测试）
5	露天配电装置避雷针的集中接地电阻	不超过6年	不宜大于 10 Ω		露天配电装置避雷针的集中接地电阻与主接地网连在一起的不可不测量，但应检查与接地网的连接情况（导通性测试）
6	水电厂水情测报站地网接地电阻	不超过6年	不大于 4 Ω		必要时，如： —巡视发现地网接地体有变化时
7	有架空地线的线路杆塔的接地电阻	1) 发电厂或变电所进出线1～2km内的杆塔1～2年 2) 其他线路杆塔不超过5年	当杆塔高度在 40m 以下时，按下列要求，如杆塔高度达到或超过 40m，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		对于高度在 40m 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 6～8 根总长不超过 500m 的放射形接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 40m 的杆塔，其接地电阻也不宜超过 20 Ω
			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	
8	无架空地线的线路杆塔的接地电阻	1) 发电厂或变电所进出线1～2km内的杆塔1～2年 2) 其它线路杆塔不超过5年	种类	接地电阻 Ω	
			非有效接地系统钢筋混凝土杆、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	

附 录 A

(规范性附录)

不同电压等级设备红外成像检测周期规定

各电压等级下，各设备红外成像检测周期如表A.1规定。

表 A.1 不同电压等级各设备红外成像检测周期规定

电压等级	红外检测周期
330kV~500kV	1 个月 1 次
220kV	3 个月 1 次
110 (66) kV	6 个月 1 次
35kV 及以下	1 年 1 次
注：适用于本标准第 7、8、9、10、11、12、14 章	

附 录 B
(规范性附录)
特殊试验项目

水电站主要电气设备特殊试验项目规定见表B.1。

表 B.1 特殊试验项目

序号	设备分类	详细分类	试验项目
1	旋转电机	同步发电机（发电电动机）	定子绕组直流耐压试验
2	旋转电机	同步发电机（发电电动机）	定子绕组交流耐压试验
3	旋转电机	同步发电机（发电电动机）	转子绕组的交流阻抗和功率损耗
4	旋转电机	同步发电机（发电电动机）	测量三相短路特性曲线
5	旋转电机	同步发电机（发电电动机）	测量空载特性曲线
6	旋转电机	同步发电机（发电电动机）	测量定子绕组端部绝缘接头盒施加直流电压
7	旋转电机	同步发电机（发电电动机）	测量轴电压
8	旋转电机	同步发电机（发电电动机）	发电机定子铁心磁化试验
9	旋转电机	同步发电机（发电电动机）	定子绕组绝缘老化鉴定
10	变压器	油浸式变压器、电抗器、互感器	外施耐压试验（110kV 及以上）
11	变压器	油浸式变压器	绕组频率响应分析（110kV 及以上）
12	变压器	油浸式变压器、电抗器、互感器	感应耐压和局部放电测量（110kV 及以上）
13	开关设备	SF ₆ 断路器	断路器触头磨损量测量
14	电力电缆	橡塑绝缘电力电缆	交流耐压试验（35kV 及以上）
15	电力电缆	橡塑绝缘电力电缆	局部放电测量
16	避雷器	金属氧化物避雷器	测量工频参考电压和持续电流
17	接地装置	有效接地系统接地网	接地电阻、接触电压、跨步电压测量
18		全标准中	110（66）kV 及以上电压等级电气设备的交、直流耐压试验
19		全标准中	各种电气设备的局部放电试验
20		全标准中	SF ₆ 气体（除含水量检验及检漏）和绝缘油（除击穿电压试验外）试验

水电站电气设备预防性试验规程

编 制 说 明

目 次

1 编制背景.....56

2 编制主要原则.....56

3 与其他标准文件的关系.....56

4 主要工作过程.....56

5 标准结构和内容.....57

6 条文说明.....58

1 编制背景

本标准依据《关于下达 2019 年度国家电网公司技术标准修订计划的通知》（国家电网）科（2019）191 号文）的要求编写。

本标准自上一版本《水电站电气设备预防性试验规程》（Q/GDW 11150-2013）发布以来，所引用的国家、行业标准和国家电网公司企业标准发生一定变化情况，2018 年 9 月国家电网公司发布《国家电网公司十八项电网重大反事故措施》（国家电网设备〔2018〕979 号），对部分设备明确了新的试验检验要求。部分条款已不满足水电站安全生产实际需求

鉴于相关参考标准和反事故措施已修订，结合 Q/GDW 11150-201 在国家电网公司各水电站和抽水蓄能电站实际应用情况，组织对本标准进行修订。

2 编制主要原则

本标准主要遵循以下原则进行修订：

- 本标准修订时重要的参照标准和文件主要包括 GB 50150-2016《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》、DL/T 1768-2017《旋转电机预防性试验规程》、Q/GDW 1168-2013《输变电设备状态检修试验规程》、《国家电网公司十八项电网重大反事故措施》（国家电网设备〔2018〕979 号）等；
- 试验周期的改变是本规程修改的重点，由于各参照规程试验周期不统一，本规程考虑水电厂大部分电气设备运行稳定，同一间隔设备试验周期本规程将其调整一致或倍数关系，对于参照规程中试验周期为 4 年、5 年的，统一规定为 3 年，部分老旧设备各单位可根据实际情况相应缩短周期；
- 对于不停电即可进行的试验，如油务试验、红外热像检测，适当缩短周期、以弥补延长电气试验周期所带来的不足；
- 为防止现场重复进行相关工作，对于已装设技术成熟在线监测装置的设备，规定在确认装置检测准确的前提下，经批准后电站可根据实际情况，适当延长人工检测、停电检测的周期；
- 规程周期为“必要时”的，尽量进行清晰解释或举实例说明，使现场实施时具有可操作性。

3 与其他标准文件的关系

本标准编制与相关技术领域的国家现行法律、法规和政策保持一致。

本标准不涉及知识产权问题。

本标准主要参考文件：

国家电网设备〔2018〕979 号 国家电网公司十八项电网重大反事故措施
国网（运检/3）829-2017 国家电网公司变电检测管理规定

4 主要工作过程

2019 年 1 月，按照公司技术标准制修订计划《关于下达 2019 年度国家电网公司技术标准修订计划的通知》（国家电网）科（2019）191 号文），项目启动。

2019 年 3 月，成立编写组。

2019 年 5 月，完成标准大纲编写，组织召开大纲讨论会，明确本次修编主要章节不做调整。

2019年7月,完成对标准上一版本进行征求意见,共征集到272条修订意见,编写组集中讨论征集到的修订意见,并形成标准修订版初稿。

2019年9月,在北京组织初稿审查会,根据审查会意见完成标准征求意见稿编写,并采用电子邮件形式在国家电网公司各水电站(含抽水蓄能电站)、电科院广泛征求意见。

2019年10月,修改形成标准送审稿。

2019年11月,公司水电和新能源技术标准专业工作组组织召开了标准审查会,评审专家一致同意本标准修改后以技术标准形式报批。

5 标准结构和内容

本标准代替 Q/GDW 11150—2013,与 Q/GDW 11150—2013 相比,本标准除附录外,其他章节未做更改。与原标准相比,本次修订做了如下重大调整和修订:

- 新增了关于装设在封闭式组合电器内设备和元件试验的规定(见 5.15 条);
- 新增了对于运行时不具备直接使用红外热成像检测本体温升条件的设备的检测要求(见 5.16 条);
- 新增了对于装设技术成熟在线监测装置后延长人工检测、停电检测的周期的规定(见 5.19 条);
- 增加了装在封闭式组合电器内的无法分开的设备试验规定(见 5.15 条);
- 将原标准中设备二次回路绝缘电阻测量电压改为 500V,绝缘电阻值要求改为不低于 $1\text{M}\Omega$;
- 将输变电设备的红外热成像检测周期做出统一规定(见附录 A);
- 新增“局部放电带电检测”项目,与原标准中规定的局部放电测量做出区分;
- 规定特殊试验项目(见附录 B);
- 重新编写见第 6 章“旋转电机”部分试验内容和要求,将定子绕组端部绝缘接头盒施加直流电压测量、定子绕组绝缘老化鉴定试验周期由大修后改为必要时;
- 删除原标准第 6 章中关于定子绝缘干燥方法的相关描述;
- 将原标准中所有的 $\tan \delta$ 改为介质损耗因数,并将其百分比修改为绝对值描述;
- 将原标准中油浸式变压器的试验项目“绕组连同套管交流耐压试验”试验拆分为“外施耐压试验”与“感应耐压与局部放电测量”;同时将试验周期要求由“更换绕组后”修改为“验证绝缘强度时”,修改耐压试验电压值和标准局部放电参考量(见表 4 序号 18、序号 19);
- 将原标准中油浸式变压器的试验项目“测温装置及其二次回路试验”修改为测温装置检查,修改试验周期(见表 4 序号 21);
- 将原标准中油浸式变压器的试验项目“振动”修改为“声级与振动”,删除原试验项目“噪音”(见表 4 序号 31);
- 增加油浸式变压器的试验项目“直流偏磁水平测量”(见表 4 序号 34);
- 删除原标准中电容式电压互感器的试验项目“中间变压器的二次绕组直流电阻试验”、“中间变压器的绝缘电阻试验”;
- 修改原标准中电容式电压互感器的试验项目“低压端对地绝缘电阻”改为“二次绕组绝缘电阻”,修改试验周期和施加电压要求(见表 12 序号 7);
- 增加电容式电压互感器的试验项目“电磁单元感应耐压试验”试验项目及(见表 12 序号 8);
- 将原标准中 SF₆ 断路器的试验项目“发电机出口断路器动态电阻”名称修改为“断路器触头磨损量试验”,周期修改为:1) 1-3 年,2) 大修后,3) 必要时,要求中新说明中增加“本项适用于抽水蓄能电站发电机 GCB 和电气制动断路器”(见表 13 序号 1);
- 修改原标准中 SF₆ 断路器的试验项目“主回路电阻测量”要求修改为“应符合制造厂规定”,

修改必要时条件“100次分-合闸操作”不适用于抽水蓄能电站发电机出口断路器和电气制动断路器（见表13序号2）；

- 将原标准中SF₆断路器的试验项目“断口间并联电容器的绝缘电阻、电容量和tan δ”修改为“断路器电容量的绝缘电阻、电容量和介质损耗因数”，修改要求和周期（见表13序号7）；
- 新增SF₆断路器的试验项目“触头行程曲线及分、合闸线圈电流波形”（见表13序号11）；
- 原标准中高压开关柜一节新增描述“1）开关柜内断路器部分试验要求参照本章断路器设备部分要求，2）其它式开关柜，如计量柜，电压互感器柜和电容器柜等的试验项目、周期和要求可参照此表中有关序号进行。柜内主要元件（如互感器、避雷器等）的试验项目按本标准有关章节规定。”（见9.1.4节）
- 删除原标准中表16-3、16-4和16-8试验项目；
- 将原标准中第11章标题改为“外绝缘及绝缘子”，合并各小节为一张表（见表21）；
- 删除原标准中支柱绝缘子和悬式绝缘子试验项目“绝缘电阻”、“交流耐压试验”；
- 修改原标准中“绝缘子表面等值盐密/灰密”为“现场污秽度评估”（见表21序号2）；
- 规定本标准中电力电缆的试验项目适用于“1kV以上的各种电压等级，各种绝缘的电力电缆”（见12.1.1节）
- 删除原标准中“纸绝缘电力电缆线路”的试验项目、周期和要求的相关内容；
- 重新编写第13章“绝缘油和SF₆气体”部分内容。

本标准按照《国家电网公司技术标准管理办法》（国家电网企管〔2018〕222号文）的要求编写。

本标准的主要结构和内容如下：

本标准主题章分为11章，由旋转电机、变压器、互感器、开关设备、套管、外绝缘和绝缘子、电力电缆、绝缘油和SF₆气体、避雷器、母线、接地装置组成。本部分内容修订主要依据上一版本发布以来相关引用标准的修订情况，结合水电站现场使用的实际情况，内容基本涵盖了水电站（含抽水蓄能电站）所使用的主要电气设备，对于同步发电机（含发电电动机）、发电机出口断路器、电气制动断路器等技术特点较为典型的设备，进一步明确了试验项目、周期和标准，对原有规范规定的“必要时”做出了常用情况条文解释，使标准执行时更具备可操作性。

原标准起草单位为国网新源控股有限公司；原标准主要起草人包括李华、张亚武、李国和、何一纯、张永会、狄洪伟、田峰、刘福、郝国文、郭为金、姜卫海、蒋明君、夏斌强。

6 条文说明

本标准第5.18条中，对于已装设技术成熟在线监测装置的设备的規定，目的在于减轻现场的工作量，从实际效果出发，如油浸式变压器的铁心、夹件接地电流监测装置，旋转的电机的轴电流监测装置，单芯橡塑绝缘电力电缆金属护层接地电流的检测装置等设备，在已证明与人工检测与在线检测装置测量无偏差的前提下，经本单位生产负责人批准后，可延长人工检测周期。

本标准第6章中表1序号20中，参考DL/T 1768的项目和周期要求，修改了同步电机“定子绕组绝缘老化鉴定”试验周期，取消了新机投产后和第一次A、B修时周期要求，原因为各额定容量的环氧粉云母绝缘定子绕组的整体介质损耗因数，制造厂通常已有相关初始数据，本项目在第一次大修时测量已无实际意义。

本标准第6章表1序号14中，同步电机的试验项目“转子绕组的交流阻抗和功率损耗”，区分为凸极机和隐极机。水轮发电机通常为凸极机，但变速抽水蓄能机组将采用隐极机，故而分开规定。因水轮发电机均为调峰机组，国家能源局防止电力生产的二十五项重点要求中的“频繁调峰运行的发电机要进行动态匝间短路”要求非针对水轮发电机做出的規定，本项试验项目参照DL/T 1768对各种试验方法做出了更为明确的规定，本项试验参照DL/T 1768做出規定。

本标准第9章中，抽水蓄能电站的发电机出口断路器、电气制动断路器、换相隔离开关、拖动被拖动隔离开关等设备参与机组启、停流程，操作次数频繁，断路器和隔离开关部分试验项目周期描述必要的条件为“进行100次分-合闸操作”时，对上述设备均不适用，可根据制造厂要求另行规定操作频次要求。

本标准中第9章表13序号2中，试验项目主回路电阻测量，说明中的“测量电流可取100A到额定电流之间的任一值，测量方法和要求参考DL/T 593，小电流下测试结果不合格，应尽可能增大测试电流（尽可能接近额定电流），延长测试时间，反复测量”，抽水蓄能电站的发电机出口断路器额定电流通常超过10000A，且抽水分闸过程中通常切断一定比例的负荷电流，且实际测试电流无法接近额定电流，故本项试验对抽水蓄能电站发电机出口断路器无实际参考意义。