

Q/GXD

广西电网公司企业标准

Q/GXD 126.01—2009

代替 Q/GXD 126.01—2006

电力设备交接和预防性试验规程

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

2009-07-01 发布

2009-08-01 实施

广西电网公司 发 布

目 次

目次	I
前言	III
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 定义、符号	2
4 总则	3
5 电力变压器及电抗器类	4
5.1 油浸式电力变压器(35kV 以上主变压器)	4
5.2 干式变压器	12
5.3 SF ₆ 气体绝缘变压器	13
5.4 变电所所用变压器、接地变压器和变压器中性点高阻装置	17
5.5 配电网箱式变压器和 10kV 变压器	19
5.6 油浸式电抗器 (500kV)	21
5.7 油浸式串联和并联电抗器 (35kV 及以下)	25
5.8 干式电抗器、阻波器及干式消弧线圈	26
5.9 油浸式消弧线圈	27
5.10 有载分接开关	28
5.11 判断故障时可供选用的试验项目	29
6 互感器	30
6.1 油浸式电流互感器	30
6.2 SF ₆ 电流互感器	32
6.3 干式 (固体绝缘和绝缘绕包干式) 电流互感器	33
6.4 电磁式电压互感器	34
6.5 电容式电压互感器	39
6.6 组合式互感器	40
6.7 放电线圈	40
7 开关设备	41
7.1 SF ₆ 断路器和金属封闭组合电器 (含 GIS、H-GIS)	41
7.2 低压断路器和自动灭磁开关	43
7.3 变电所内真空断路器	44
7.4 配电网柱上真空断路器和重合器 (包括以油、真空及 SF ₆ 气体为绝缘介质的各种 12kV 重合器)	46
7.5 分界负荷开关和分段器 (包括以油、真空及 SF ₆ 气体为绝缘介质的各种 12kV 分段器)	47
7.6 隔离开关	48
7.7 高压开关柜	49
8 套管	50
9 支柱绝缘子和悬式绝缘子、合成绝缘子	52
9.1 支柱绝缘子和悬式绝缘子	52
9.2 合成绝缘子	53
10 电力电缆	53
10.1 一般规定	53
10.2 橡塑绝缘电力电缆	54
10.3 交叉互联系统	55
11 电容器	56
11.1 高压并联电容器、串联电容器和交流滤波电容器	56

11.2 耦合电容器和电容式电压互感器的电容分压器	57
11.3 断路器断口并联电容器	58
11.4 集合式电容器	59
11.5 高压并联电容器装置	59
11.6 阻波器调谐电容器	60
11.7 调容式消弧线圈补偿装置电容器	60
12 绝缘油和六氟化硫气体	61
12.1 变压器油	61
12.2 SF ₆ 气体	63
13 避雷器	65
13.1 普阀、磁吹型避雷器	65
13.2 金属氧化物避雷器	66
13.3 GIS 用金属氧化物避雷器	67
13.4 线路用金属氧化物避雷器	68
13.5 避雷器带电试验	68
14 母线	68
14.1 封闭母线	68
14.2 一般母线	69
14.3 绝缘管型母线	69
15 二次回路	70
16 1kV 及以下的配电装置和电力布线	71
17 1kV 以上的架空电力线路	71
18 接地装置	72
19 低压电器	74
附录 A (规范性附录) 绝缘子的交流耐压试验电压标准	75
附录 B (资料性附录) 污秽等级与对应附盐密度值	75
附录 C (资料性附录) 橡塑电缆内衬层和外护套破坏进水的确定方法	76
附录 D (资料性附录) 橡塑电缆附件中金属层的接地方法	76
附录 E (资料性附录) 避雷器的电导电流值和工频放电电压值	77
附录 F (资料性附录) 油浸电力变压器绕组直流泄漏电流参考值	78
附录 G (规范性附录) 高压电气设备的工频耐压试验电压标准	79
附录 H (资料性附录) 带电设备红外诊断方法和判断依据	80
附录 I (资料性附录) 部分断路器回路电阻值	85
附录 J (资料性附录) 部分六氟化硫断路器时间参数	89
附录 K (资料性附录) 支柱绝缘子及瓷套超声波检测缺陷评定方法	90
附录 L (资料性附录) 参考资料	91

前 言

公司 2006 版《电力设备交接和预防性试验规程》的印发执行，对规范公司系统电气设备的交接和预防性试验起到了积极的指导作用，对保证电气设备安全可靠运行起了重要作用。为适应电力设备和试验技术的发展，公司在广泛征求意见的基础上，对 2006 版《电力设备交接和预防性试验规程》进行了补充和完善，修订的主要内容有：

- 一、修订了与最新国标、反措不一致的内容；
- 二、修订了不适应电网要求的试验项目、试验周期、试验标准。
- 三、增加了阻波器调谐电容、调容式消弧线圈补偿装置电容器、绝缘管型母线和部分配电网设备，删除了多油断路器和少油断路器、自容式充油电缆、断路器油的内容。

本规程（修订版）从实施之日起，凡其它标准涉及电力设备交接和预防性试验的项目、内容、要求等与本规程有抵触的，以本规程为准。原装进口设备以该设备的产品标准为基础，参照本规程执行。

本标准自实施之日起，Q/GXD126.01-2006 标准废除。

附录 A 和附录 G 为规范性附录。附录 B、附录 C、附录 D、附录 E、附录 F、附录 H、附录 I、附录 J 和附录 K 为资料性附录。

本标准由广西电网公司标准化委员会提出并归口。

本标准由广西电网公司生产技术部负责起草。

本标准由广西电网公司标准化委员会技术标准分委会组织审定。

本标准主要起草人：刘 辉

本标准审查人（按姓氏拼音排列）：范耀波 郭宏华 郭丽娟 黄静雯 黄 瑜 黄云光 蒋蔚譞
罗传胜 钱晓东 石湘明 苏雪梅 谭德海 唐 胜 韦建宇 谢植飏 张晓沙 赵 坚

本标准主要审定人：江革力

本标准批准人：何朝阳

本标准由广西电网公司生产技术部负责解释。

电力设备交接和预防性试验规程

1 范围

本规程规定了各种电力设备交接和预防性试验的项目、周期和要求，用以判断设备是否符合运行条件，预防设备损坏，保证安全运行。

本规程适用于 500kV 及以下的交流电力设备。

本规程不适用于高压直流输电设备及特殊条件下使用的电力设备，也不适用于电力系统的继电保护装置、自动装置、测量装置等电气设备和安全用具。

2 规范性引用文件

下列标准所包含的条文，通过在本规程中引用而构成本规程的条文。本规程出版时，所示版本均为有效。所有标准都会被修订，使用本规程的各方应探讨使用下列标准最新版本的可能性。

GB/T 311.1—1997	高压输变电设备的绝缘配合
GB 1094.1—1996	电力变压器 第 1 部分 总则
GB 1094.2—1996	电力变压器 第 2 部分 温升
GB 1094.3—2003	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 1094.5—2003	电力变压器 第 5 部分：承受短路的能力
GB 1207—2006	电磁式电压互感器
GB 1208—1997	电流互感器
GB 1984—2003	高压交流断路器
GB 1985—2004	高压交流隔离开关和接地开关
GB 2536—1990	变压器油
GB 3906—2006	3.6kV~40.5kV 交流金属封闭开关设备和控制设备
GB 4109—1999	高压套管技术条件
GB/T 4703—2007	电容式电压互感器
GB 4787—1996	断路器电容器
GB 1094.11—2007	电力变压器 第 11 部分：干式变压器
GB 6451—2008	三相油浸式电力变压器技术参数和要求
GB/T 7252—2001	变压器油中溶解气体分析和判断导则
GB/T 7354—2003	局部放电测量
GB/T 7595—2008	运行中变压器油质量
GB 7674—1997	72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备
GB 8905—1996	六氟化硫电气设备中气体管理和检验导则
GB 10229—1988	电抗器
GB 10230—2007	分接开关
GB/T 11017—2002	额定电压 110kV 交联聚乙烯绝缘电力电缆及其附件
GB/T 11022—1999	高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求
GB 11032—2000	交流无间隙金属氧化物避雷器
GB/T 12706.1~GB/T 12706.4—2002	额定电压 1kV 到 35kV 挤包绝缘电力电缆及附件
GB/T 14542—2005	运行变压器油维护管理导则
GB 50150—2006	电气装置安装工程 电气设备交接试验标准
DL/T 402—2007	交流高压断路器订货技术条件
DL/T 459—2000	电力系统直流电源柜订货技术条件

DL/T 474.1~DL/T 474.5—2006	现场绝缘试验实施导则
DL/T 574—1995	有载分接开关运行维修导则
DL/T 593—2006	高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求
DL/T 596—1996	电力设备预防性试验规程
DL/T 620—1997	交流电气装置的过电压保护和绝缘配合
DL/T 621—1997	交流电气装置的接地
DL/T 664—2008	带电设备红外诊断应用规范
DL/T 722—2000	变压器油中溶解气体分析和判断导则
DL/T 864—2004	标称电压高于 1000V 交流架空线路用复合绝缘子使用导则
DL/T 887—2004	杆塔工频接地电阻测量
DL/T 911—2004	电力变压器绕组变形的频率响应分析法
DL/T 941—2005	运行中变压器用六氟化硫质量标准
DL/T 984—2005	油浸式变压器绝缘老化判断导则
DL/T 1093—2008	电力变压器绕组变形的电抗法检测判断导则
JB/T 501—2006	电力变压器试验导则
JB/T 7111—1993	高电压并联电容器装置
JB/T 7112—2000	集合式高电压并联电容器
JB/T 8169—1999	耦合电容器和电容分压器
Q/CSG 1 0007—2004	电力设备预防性试验规程

3 定义、符号

3.1 预防性试验

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 在线监测

在不影响设备运行的条件下，对设备状况连续或定时进行的监测，通常是自动进行的。

3.3 带电测试

对在运行电压下的设备，采用专用仪器，由人员参与进行的测试。

3.4 红外测温

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。

3.5 绕组变形测试

利用频率响应、低电压短路阻抗等方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。

3.6 GIS 局部放电测试

利用甚（或特）高频、超声波等检测技术对 GIS 进行局部放电检测，判断其是否存在绝缘缺陷。

3.7 绝缘电阻

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。本规程中，若无特别说明，均指加压 1min 时的测得值。

3.8 吸收比

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

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 家族设备和家族缺陷

相同厂家，相同设计、和/或材质、和/或工艺的设备称为家族设备。

经确认由设计、和/或材质、和/或工艺共性因素导致的设备缺陷称为家族缺陷。如出现这类缺陷，则其家族设备，不论当前是否可检出同类缺陷，在这种缺陷隐患被消除之前，都称为有家族缺陷设备。

3.11 本规程所用的符号

U_n	设备额定电压
U_m	设备最高电压
U_0/U	电缆额定电压(其中 U_0 为电缆导体与金属套或金属屏蔽之间的设计电压， U 为导体与导体之间的设计电压)
U_{1mA}	避雷器直流 1mA 下的参考电压
$\tan \delta$	介质损耗因数
R_{60s}	利用兆欧表测量 60s 时的绝缘电阻值

4 总则

4.1 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。在设备的交接验收和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。

4.2 设备进行试验时，试验结果应与该设备历次试验结果相比较，与同类设备或不同相别的试验结果相比较，参照相关的试验结果，根据变化规律和趋势，进行全面分析和判断后作出正确结论。

在相近的运行和检测条件下，同一家族设备的同一状态量不应有显著性差异。因此，若某台设备某个状态量与同一家族其他设备相比，出现显著性差异时，即使满足要求值的规定，也应引起注意。

4.3 公司所属单位应遵守本规程开展绝缘试验工作。在执行规程过程中，遇到特殊情况，如延长设备试验的基准周期、降低试验标准、增删试验项目时，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，110kV 以上电气设备并报公司主管生产部门备案。

本规程给出的基准周期适用于一般情况。可以依据设备状态、地域环境、电网结构等特点，在基准周期的基础上酌情延长或缩短，延长的周期不得大于本规程所列基准周期的 1.2 倍。

如果在预防性试验中发现存在可能影响设备安全运行的家族缺陷，同一家族的其余设备应打破周期惯例，尽早通过试验确认状态并消除隐患。

对老旧设备根据设备状态可适当缩短试验周期。

4.4 在试验周期的安排上应将同间隔设备调整为相同试验周期，需停电取油样或气样的化学试验周期调整到与电气试验周期相同。

4.5 新安装投运的 110kV 以上变压器、电抗器、互感器、套管、耦合电容器、断路器、避雷器在一年内进行电气试验一次，各项指标均合格后，转入正常周期。

4.6 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。工频频率为 45~65Hz，未说明是工频的，可采用近似工频（30~300Hz）的交流耐压试验。

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。

4.7 充油电力设备在充满合格油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：

500kV	>72 小时
220kV	>48 小时
110kV 及以下	>24 小时

4.8 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。敞开式安装的断路器、隔离开关、互感器等，如果试验电压不同，则应各自通过试验合格后方可进行一次引线连接。

4.9 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：

4.9.1 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；

4.9.2 当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。

4.10 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、 $\tan \delta$ 、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，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%。

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、电抗器及消弧线圈，应以变压器、电抗器及消弧线圈的上层油温作为测试温度。

4.11 在进行直流高压试验时，应采用负极性接线方式。

4.12 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（即设备不带电压）超过 6 个月的，在投运前按本规程“投运前”规定的内容进行试验。对于某些设备，需要缩短时间的，由各单位根据实际情况决定。

4.13 有条件进行带电测试或在线监测的设备，如有末屏引出头的套管、耦合电容器、电流互感器和避雷器等，应积极开展电容电流和泄漏电流等带电测试或在线监测。当带电测试或在线监测发现问题时应进行停电试验进一步核实。

如经实用证明利用带电测试或在线监测技术能达到停电试验的效果，经本单位负责生产的领导批准可以不做停电试验或适当延长周期，110kV 以上电气设备并报公司主管生产部门备案。

4.14 应加强电力设备红外测温工作，具体要求按 DL/T664—2008《带电设备红外诊断应用规范》执行。

4.15 利用红外热像仪（热电视）对变电所高压电气设备进行检测的周期：500kV 变电所为 3 个月，220 kV 变电所为 6 个月，110kV 变电所为 12 个月，35kV 变电所由各单位自定。

4.16 如不拆引线不影响试验结果的预防性试验，可以按照本规程要求采用不拆引线试验的方法进行。

4.17 对于本规程未包含的电力设备（如电缆分接箱，户外跌落式熔断器，交流接触器，可控硅等），其交接和预防性试验项目按制造厂规定进行。原则上必须进行绝缘试验（如绝缘电阻、交流耐压）和主要技术参数的校核，试验周期依从同一间隔或组合装置的主要设备，或参照同类设备。对于 35kV 及以下配电网设备的试验项目、周期，各单位可制定实施细则。

4.18 交接试验时，本规程未涉及到的内容仍以《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》为准。

4.19 如产品的国家标准或行业标准有变动，执行本规程时应经过研究后决定是否作相应调整。

5 电力变压器及电抗器类

5.1 油浸式电力变压器(35kV 以上主变压器)

油浸式电力变压器（35kV 以上主变压器）的试验项目、周期和要求见表 5.1。

表 5.1 油浸式电力变压器（35kV 以上主变压器）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 色 谱 分 析	1) 交接时 2) 投运前 3) 新装、大修后， 在投运后 500kV：第 1、4、 10、30 天 220 kV：第 4、10、 30 天 110 kV：第 4、30 天 4) 运行中 a) 110~500kV，6 个 月 b) 35kV，1 年 5) 必要时	1) 交接时，110kV 以上的变压器， 应在注油静置后、耐压和局部放电 试验 24h 后分别进行一次，各次无 明显差异。 2) 新装变压器的油中 H ₂ 与烃类气体 含量 (μL/L) 任一项不得超过下列 数值： 总烃：20；H ₂ ：10；C ₂ H ₂ ：0 3) 大修后变压器的油中 H ₂ 与烃类气 体含量 (μL/L) 不得超过下列数值： 总烃：50；H ₂ ：50；C ₂ H ₂ ：0 4) 运行设备的油中 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 (35~220kV)，1 (500kV) 5) 烃类气体总和的绝对产气速率超 过 6mL/d (开放式) 和 12mL/d (密封 式) 或相对产气速率大于 10%/月，则 认为设备有异常	1) 总烃包括 CH ₄ 、C ₂ H ₆ 、C ₂ H ₄ 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 4) 对于 500kV，油中溶解气体在线监测装置不正 常或未装该装置时，周期缩短为 3 个月 5) 必要时，如： —出口 (或近区) 短路后 —巡视发现异常 —在线监测系统告警等
2	绕 组 直 流 电 阻	1) 交接时 2) 3 年 3) 大修前、后 4) 无载分接开关变 换分接位置 5) 有载分接开关检 修后 (所有分接) 6) 必要时	1) 1600kVA 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) 1600kVA 及以下的变压器，相间差 别一般不大于平均值的 4%，线间差 别一般不大于平均值的 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) 交接时在所有分接处测量。预试时，有载分接 开关可从第 1 档测量到额定档的后一档 (如 17 档 开关，测量 1~10 档；19 档开关，测量 1~12 档)， 无载分接开关在运行分接测量，发现异常时全部 档位进行。 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 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) 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，但应缩短油中溶 解气体色谱分析检测周期 5) 必要时，如： —本体油色谱判断有热故障 —红外测温判断套管接头或引线过热

表 5.1 油浸式电力变压器（35kV 以上主变压器）试验项目、周期和要求（续）

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
3	绕组绝缘电阻、吸收比或极化指数	1) 交接时 2) 3 年 3) 大修前、后 4) 投运前 5) 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，一般不低于上次值的 70% 2) 交接时：35~110kV 变压器应测量吸收比，吸收比与产品出厂值相比应无明显差别，在常温下不低于 1.3；当 R_{60s} 大于 3000M Ω 且满足 1) 时，吸收比不低于 1.1。220kV 以上变压器应测量极化指数，极化指数与产品出厂值相比应无明显差别，在常温下不低于 1.5；当 R_{60s} 大于 10000 M Ω 时，极化指数不低于 1.3。 3) 预试时：吸收比不低于 1.3 或极化指数不低于 1.5。一般可不测量极化指数；吸收比不合格时增加测量极化指数，二者之一满足要求即可。绝缘电阻大于 10000 M Ω 时，吸收比和极化指数可仅作为参考，一般吸收比不低于 1.1 或极化指数不低于 1.3。	1) 使用 2500V 或 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) 尽量在油温低于 50℃时测量，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、绕组对铁芯（和夹件）的测量 8) 必要时，如： —运行中油介质损耗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
4	绕组连同套管的 $\tan \delta$	1) 交接时 2) 3 年 3) 大修前、后 4) 必要时	1) 20℃时不大于下列数值： 500kV 0.006 110~220kV 0.008 35kV 0.015 2) $\tan \delta$ 值与出厂试验值或历年的数值比较不应有显著变化（一般不大于 30%）。交接时如不大于 1) 值的一半，则不要求。 3) 试验电压： 绕组电压 10kV 以上：10kV 绕组电压 10kV 以下： U_n	1) 非被试绕组应接地或屏蔽 2) 同一变压器各绕组 $\tan \delta$ 的要求值相同 3) 测量温度以顶层油温为准，各次测量时的温度尽量接近 4) 尽量在油温低于 50℃时测量，不同温度下的 $\tan \delta$ 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 $\tan \delta$ 值 5) 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 6) 在不拆引线时，可进行绕组间、绕组对铁芯（和夹件）的测量 7) 必要时，如： —绕组绝缘电阻、吸收比或极化指数异常时 —油介质损耗不合格或油中水分超标 —渗漏油等

表 5.1 油浸式电力变压器（35kV 以上主变压器）试验项目、周期和要求（续）

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
5	电容型套管的 $\tan \delta$ 和电容值	见第 8 章“套管”		1) 用正接法测量 2) 测量时记录环境温度及变压器(或电抗器)顶层油温 3) 只测量有末屏引出的套管 $\tan \delta$ 和电容值, 封闭式电缆出线或 GIS 出线的变压器, 电缆、GIS 侧套管从中性点加压, 非被试侧短路接地
6	绝缘油试验	见第 12.1 节“变压器油”		
7	绕组连同套管的交流耐压试验	1) 交接时 2) 更换绕组后 3) 大修后 4) 必要时	1) 分级绝缘的变压器绕组按低级绝缘水平进行交流耐压试验 2) 油浸变压器和干式变压器全部更换绕组时, 按出厂试验电压值; 部分更换绕组和交接试验时, 按出厂试验电压值的 0.85 倍; 其它按附录 G。	1) 采用外施电压法, 也可采用倍频或变频感应法 2) 额定电压 35kV 及以下的变压器绕组进行线端交流耐压试验; 额定电压 110kV 以上的变压器绕组进行中性点交流耐压试验
8	铁芯及夹件绝缘电阻	1) 交接时 2) 3 年 3) 大修前、后 4) 必要时	1) 与以前测试结果相比无显著差别 2) 运行中铁芯接地电流一般不应大于 0.3A	1) 采用 2500V 兆欧表(对运行年久的变压器可用 1000V 兆欧表) 2) 只对对外引接地线的铁芯、夹件进行测量 3) 必要时, 如: 油色谱试验怀疑铁芯多点接地时
9	穿芯螺栓、铁轭夹件、绑扎钢带、铁芯、线圈压环及屏蔽等的绝缘电阻	1) 交接时 (吊罩检查时) 2) 大修中 3) 必要时	220kV 以上绝缘电阻一般不低于 500M Ω ; 110kV 及以下绝缘电阻一般不低于 100M Ω ; 其它与出厂值和以前测试结果相比应无显著差别, 一般不低于 10 M Ω	1) 用 2500V 兆欧表 2) 连接片不能拆开者可不进行
10	油中含水量 (mg/L)	1) 准备注入 110kV 以上设备的新油 2) 注入 500kV 设备后的新油 3) 220~500kV, 6 个月 110kV, 1 年 35kV, 3 年 4) 必要时	投入运行前的油 35~110kV ≤ 35 110~220kV ≤ 20 220kV ≤ 15 500kV ≤ 10	运行油 35~110kV ≤ 35 220kV ≤ 25 500kV ≤ 15 1) 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℃时取样 2) 必要时, 如: —绕组绝缘电阻(吸收比、极化指数)测量异常时—渗漏油等 3) 注: 本项目正在被修订

表 5.1 油浸式电力变压器（35kV 以上主变压器）试验项目、周期和要求（续）

序号	项 目	周 期	要 求						说 明
11	油中含气量 (体积分数, %)	1)注入 500kV 设 备前后的新油 2)运行中 500kV, 1 年 3)必要时	投入运行前的油 500kV≤1 220kV≤3		运行油 500kV≤3 220kV≤5				必要时, 如: —变压器需要补油时 —渗漏油
12	绕组泄漏电 流	1)交接时 2)大修前、后 3)必要时	1)试验电压一般如下: (kV)						1)对 35kV 以上,且容量在 8000kVA 以上变压器进行。读取 1min 时的 泄漏电流值,交接时的泄漏电流 不宜超过附录 F 的规定 2)由泄漏电流换算成的绝缘电阻 值应与兆欧表所测值相近(在相同 温度下) 3)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 4)在不拆引线时,可进行绕组间、 绕组对铁芯(和夹件)的测量 5)必要时,如: —绝缘电阻低 —介质损耗因数大
			绕组 额定 电压	3	6~ 10	35	110~ 220	500	
			直流 试验 电压	5	10	20	40	60	
			2)与前一次测试结果相比应无明显变化						
13	绕组所有分 接头的电压 比	1)交接时 2)分接开关引线 拆装后 3)更换绕组后 4)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%						
14	校核三相变 压器的组别 或单相变压 器极性	1)交接时 2)更换绕组后 3)必要时	必须与变压器铭牌和顶盖上的端子标志相一 致						
15	空载电流和 空载损耗	1)交接时 2)更换绕组后 3)拆铁芯后 4)必要时	与前次试验相比无明显变化						1)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 5%额定电压;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) 2)500kV 变压器交接时在 5%额定 电压下试验(如出厂提供低电压下 的值,可不做) 3)必要时,如:怀疑磁路有缺陷等 4)交接时,出厂试验经运行单位 代表监试、签字认可的可以不做。

表 5.1 油浸式电力变压器（35kV 以上主变压器）试验项目、周期和要求（续）

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
16	阻抗电压和 负载损耗	1) 交接时 2) 更换绕组后 3) 6 年 4) 必要时	与前次试验相比无明显变化	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) 预防性试验时不测负载损耗 3) 必要时，如：出口短路后
17	绕 组 变 形 (频率响应) 测量	1) 交接时 2) 更换绕组后 3) 6 年 4) 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) 对 110kV 以上主变压器进行。每次测试时，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 3) 必要时，如：发生近区短路后
18	局部放电试验	1) 交接时 2) 大修更换绝缘 部件或部分线圈 后 3) 必要时	按照 GB 1094.3-2003 关于短时感应耐压试验（ACSD）和长时感应电压试验（ACLD）的施加电压时间顺序，在整个试验期间进行局部放电测量。220kV 以上变压器交接时，测量电压为 $1.5U_m/\sqrt{3}$ ，不大于 300pC。大修后和运行中，测量电压为 $1.5U_m/\sqrt{3}$ 时，不大于 500pC；测量电压为 $1.3U_m/\sqrt{3}$ 时，不大于 300pC。	1) 对 220kV 以上电压等级或容量 120MVA 以上变压器进行 2) 110kV 电压等级的新安装变压器，当对绝缘有怀疑时，应进行局部放电试验。测量电压为 $1.5U_m/\sqrt{3}$ 时，不大于 300pC 3) 必要时，如：运行中变压器油色谱异常，怀疑存在放电性故障时
19	有载分接开关的试验和检查	见第 5.10 节“有载分接开关”		
20	测温装置校验及其二次回路试验	1) 交接时 2) 3 年 3) 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) 绝缘电阻一般不低于 1 MΩ	1) 测量绝缘电阻采用 2500V 兆欧表 2) 必要时，如：怀疑有故障时
21	气体继电器校验及其二次回路试验	1) 交接时 2) 6 年（本体）， 3 年（二次回路） 3) 大修后 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) 绝缘电阻一般不低于 1 MΩ	1) 测量绝缘电阻采用 2500V 兆欧表 2) 必要时，如：怀疑有故障时

表 5.1 油浸式电力变压器（35kV 以上主变压器）试验项目、周期和要求（续）

序号	项 目	周 期	要 求	说 明																				
22	压力释放器校验及其二次回路试验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 动作值与铭牌值相差应在±10%范围内或符合制造厂规定 2) 绝缘电阻一般不低于 1 MΩ	1) 交接时, 如有出厂试验报告, 可不进行动作值校验 2) 采用 2500V 兆欧表 3) 必要时, 如: 怀疑有故障时																				
23	整体密封检查	1) 交接时 2) 大修后 3) 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, 在压力释放装置密封压力允许的最大值内 (考虑油压在内), 在油枕顶部施加尽可能大 (但不超过 0.035MPa) 的压力, 试验持续时间 24h 无渗漏	1) 试验时带冷却器/散热器和压力释放装置 2) 必要时, 如: 怀疑密封不良时																				
24	冷却装置及其二次回路试验	1) 交接时 2) 3 年 3) 大修后 4) 必要时	1) 投运后, 流向、温升和声响正常、无渗漏 2) 绝缘电阻一般不低于 1 MΩ	1) 测量绝缘电阻采用 2500V 兆欧表 2) 必要时, 如: 怀疑有故障时																				
25	套管中的电流互感器试验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 绝缘电阻测试 2) 变比测试 3) 极性测试 4) 伏安特性测试	见第 6 章																				
26	全电压下空载合闸	1) 交接时 2) 更换绕组后	1) 新装和全部更换绕组, 冲击合闸 5 次, 每次间隔 5min 2) 部分更换绕组, 冲击合闸 3 次, 每次间隔 5min	1) 在运行分接上进行 2) 由变压器高压侧或中压侧加压 3) 110kV 以上的变压器中性点接地																				
27	变压器相位检查	1) 交接时 2) 更换绕组后 3) 外部接线变更后	必须与电网相位一致																					
28	油中糠醛含量	1) 运行 10 年以上每 5 年 1 次 2) 必要时	1) 糠醛含量 (mg/L) 超过下列注意值时, 应视为非正常老化, 需跟踪监测 <table border="1" data-bbox="491 1615 1098 1839"> <tr> <td>运行年限</td><td>1~3</td><td>4~6</td><td>7~9</td><td>10~12</td></tr> <tr> <td>糠醛含量</td><td>0.04</td><td>0.07</td><td>0.1</td><td>0.2</td></tr> <tr> <td>运行年限</td><td>13~15</td><td>16~18</td><td>19~21</td><td>22~25</td></tr> <tr> <td>糠醛含量</td><td>0.4</td><td>0.6</td><td>1</td><td>2</td></tr> </table> 2) 跟踪监测时, 应注意增长率 3) 糠醛含量大于 4mg/L 时, 认为绝缘老化已比较严重	运行年限	1~3	4~6	7~9	10~12	糠醛含量	0.04	0.07	0.1	0.2	运行年限	13~15	16~18	19~21	22~25	糠醛含量	0.4	0.6	1	2	1) 对 220kV 以上变压器进行, 110kV 变压器可参照执行 2) 变压器油经过处理后, 油中糠醛含量会不同程度的降低, 在作出判断时一定要注意这一情况 3) 必要时, 如: 一油中气体总烃超标或 CO、CO ₂ 过高 一需了解绝缘老化情况时, 如长期过载运行后、温升超标后等
运行年限	1~3	4~6	7~9	10~12																				
糠醛含量	0.04	0.07	0.1	0.2																				
运行年限	13~15	16~18	19~21	22~25																				
糠醛含量	0.4	0.6	1	2																				

表 5.1 油浸式电力变压器（35kV 以上主变压器）试验项目、周期和要求（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(如 20 年)的变压器尽量利用吊检的机会取样 3) 必要时, 如: 怀疑纸(板)老化时
30	绝缘纸(板) 含水量	必要时	含水量(质量分数)一般不大于下值 500kV 1% 220kV 3%	1) 可用所测绕组的 $\tan \delta$ 值推算或取纸样直接测量 2) 必要时, 如: 怀疑纸(板)受潮时
31	油中颗粒度 测试	1) 投运前 2) 投运一个月 3) 3 年 4) 大修后 5) 必要时	投运前(热油循环后) 100mL 油中 $5\mu\text{m}$ 的颗粒数小于或等于 2000 个; 运行时(含大修后) 100mL 油中 $5\mu\text{m}$ 的颗粒数小于或等于 3000 个	1) 对 500kV 变压器进行 2) 如果颗粒有明显的增长趋势, 应缩短检测周期, 加强监控
32	箱壳振动	必要时	1) 在额定工况下测得的箱壳振动振幅双峰值不应大于 $100\mu\text{m}$ 2) 与出厂值比不应有明显差别	必要时, 如: 发现箱壳振动异常时
33	噪音测量	1) 交接时 2) 更换绕组后 3) 必要时	1) 在额定电压及额定频率下不应大于 80dB(A) 2) 与出厂值比较无明显变化	1) 对 500kV 变压器进行 2) 按 GB7328—1987《变压器和电抗器的声级测量》要求进行 3) 必要时, 如: 发现噪音异常时
34	油箱表面温度分布	必要时	局部过热点温升不超过 80K	1) 用红外热像仪或测温仪测量 2) 在带较大负荷时进行 3) 必要时, 如: 发现油箱表面局部过热时
35	零序阻抗	1) 交接时 2) 更换绕组后		1) 对 110kV 以上变压器进行, 三相五柱式可以不做 2) 如有制造厂出厂试验值, 交接时可以不做
36	壳式变压器 绝缘油带电量	1) 交接时 2) 3 年 3) 必要时	应小于 $500\text{pC/mL}/20^\circ\text{C}$	
37	壳式变压器 线圈泄漏电流	1) 交接时 2) 3 年 3) 必要时	应小于 $ -3.5 \mu\text{A}$	在变压器停电且启动油泵状态下测量
38	红外测温		按 DL/T664 执行	1) 用红外热像仪测量 2) 测量套管及接头、油箱壳等部位

5.2 干式变压器

干式变压器的试验项目、周期和要求见表 5.2。

表 5.2 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	绕组直流电阻	1) 交接时 2) 3 年 3) 大修后 4) 无载分接开关变换分接位置 5) 有载分接开关检修后 (所有分接) 6) 必要时	1) 1600kVA 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) 1600kVA 及以下的变压器, 相间差别一般不大于平均值的 4%, 线间差别一般不大于平均值的 2% 3) 与以前相同部位测得值比较, 其变化不应大于 2%	1) 交接时在所有分接处测量。预试时, 有载分接开关可从第 1 档测量到额定档的后一档 (如 17 档开关, 测量 1~10 档; 19 档开关, 测量 1~12 档), 无载分接开关在运行分接测量, 发现异常时全部档位进行。 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 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。 3) 必要时, 如: —红外测温判断套管接头或引线过热
2	绕组绝缘电阻	1) 交接时 2) 3 年 3) 投运前 4) 大修后 5) 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%	1) 使用 2500V 或 5000V 兆欧表 2) 测量前被试绕组应充分放电 3) 在不拆引线时, 可进行绕组间、绕组对铁芯 (和夹件) 的测量 4) 必要时, 如: 怀疑有故障时
3	绕组连同套管的交流耐压试验	1) 交接时 2) 3 年 3) 大修后 4) 必要时	全部更换绕组时, 按出厂试验电压值; 部分更换绕组和交接试验时, 按出厂试验电压值的 0.85 倍; 其它按附录 G。	1) 采用外施电压法, 也可采用倍频或变频感应法 2) 额定电压 35kV 及以下的变压器绕组进行线端交流耐压试验; 额定电压 110kV 以上的变压器绕组进行中性点交流耐压试验
4	铁芯及夹件绝缘电阻	1) 交接时 2) 大修时 3) 投运前	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%	1) 采用 2500V 兆欧表 2) 只对有外引接地线的铁芯、夹件进行测量
5	穿芯螺栓、铁轭夹件、绑扎钢带、铁芯、线圈压环及屏蔽等绝缘电阻	1) 交接时 2) 大修中 3) 必要时	与出厂值和以前测试结果相比应无显著差别, 一般不低于 10 MΩ	1) 用 2500V 兆欧表 2) 连接片不能拆开者可不进行
6	绕组所有分接头的电压比	1) 交接时 2) 分接开关引线拆装后 3) 更换绕组后 4) 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 $\pm 0.5\%$, 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 $\pm 1\%$	
7	校核三相变压器的组别或单相变压器极性	1) 交接时 2) 更换绕组后 3) 必要时	必须与变压器铭牌和顶盖上的端子标志相一致	

表 5.2 干式变压器的试验项目、周期和要求 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说 明
8	空载电流和空载损耗	1) 交接时 2) 更换绕组后 3) 必要时	与前次试验相比无明显变化	1) 试验电源用三相, 试验电压为额定电压 2) 必要时, 如: 怀疑磁路有缺陷等
9	阻抗电压和负载损耗	1) 交接时 2) 更换绕组后 3) 必要时	与前次试验相比无明显变化	试验电源用三相, 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。
10	测温装置校验及其二次回路试验	1) 交接时 2) 3 年 3) 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) 绝缘电阻一般不低于 1 M Ω	1) 测量绝缘电阻采用 2500V 兆欧表 2) 必要时, 如: 怀疑有故障时
11	冷却装置及其二次回路试验	1) 交接时 2) 3 年 3) 大修后 4) 必要时	1) 投运后, 风向、温升和声响正常 2) 绝缘电阻一般不低于 1 M Ω	1) 测量绝缘电阻采用 2500V 兆欧表 2) 必要时, 如: 怀疑有故障时
12	全电压下空载合闸	1) 交接时 2) 更换绕组后	1) 新装和全部更换绕组, 冲击合闸 5 次, 每次间隔 5min 2) 部分更换绕组, 冲击合闸 3 次, 每次间隔 5min	1) 在运行分接上进行 2) 由变压器高压侧或中压侧加压 3) 110kV 以上的变压器中性点接地
13	变压器相位检查	1) 交接时 2) 更换绕组后 3) 外部接线变更后	必须与电网相位一致	
14	红外测温		按 DL/T664 执行	1) 用红外热像仪测量 2) 测量套管及接头、油箱壳等部位 3) 只对站用变压器进行

5.3 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 5.3。

表 5.3 SF₆ 气体绝缘变压器的试验项目和周期

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	SF ₆ 气体的湿度 (露点, 20℃)	1) 交接时 2) 1 年 3) 投运前 4) 大修后 5) 必要时	运行中: 本体和开关应 $\leq -35^{\circ}\text{C}$, 电缆箱等其余部位 $\leq -30^{\circ}\text{C}$; 交接时、大修后: 本体和开关应 $\leq -40^{\circ}\text{C}$, 电缆箱等其余部位 $\leq -35^{\circ}\text{C}$	1) 按 DL/T 506《六氟化硫电气设备中绝缘气体湿度测量方法》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 — 年漏气率超过 1% 或制造厂要求 — 设备异常时
2	SF ₆ 气体成分分析	1) 交接时 2) 1 年 3) 大修后 4) 必要时	纯度、空气、四氟化碳、有关杂质组分 (SO ₂ , HF, H ₂ S), 见 12.2 节	

表 5.3 SF₆ 气体绝缘变压器的试验项目和周期 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
3	SF ₆ 气体泄漏 试验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 不存在明显漏点 2) 年漏气率不大于 1% 或按制造厂的更严格要求	1) 可采用六氟化硫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。 2) 可用局部包扎法检漏, 每个检测点或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 μL/L 3) 必要时, 如: —怀疑密封不良; —压力表或压力继电器显示压力异常
4	SF ₆ 气体密度 继电器 (包括 整定值) 检验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	按制造厂规定	1) 运行中应创造条件每 3 年进行一次。 2) 必要时, 如: —怀疑设备有异常时
5	绕组直流 电阻	1) 交接时 2) 3 年 3) 大修后 4) 必要时	1) 1600kVA 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) 1600kVA 及以下的变压器, 相间差别一般不大于平均值的 4%, 线间差别一般不大于平均值的 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) 交接时在所有分接处测量。预试时, 有载分接开关可从第 1 档测量到额定档的后一档 (如 17 档开关, 测量 1~10 档; 19 档开关, 测量 1~12 档), 无载分接开关在运行分接测量, 发现异常时全部档位进行。 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 分别为在温度 t_1 、 t_2 下的电阻值; T 为电阻温度常数, 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 5) 必要时, 如: —红外测温判断套管接头或引线过热时

表 5.3 SF₆ 气体绝缘变压器的试验项目和周期 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
6	绕组绝缘电阻、吸收比或极化指数	1) 交接时 2) 3 年 3) 大修后 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, 一般不低于上次值的 70 % 2) 交接时: 35~110kV 变压器应测量吸收比, 吸收比与产品出厂值相比应无明显差别, 在常温下不低于 1.3; 当 R_{60s} 大于 3000M Ω 且满足 1) 时, 吸收比不低于 1.1。220kV 以上变压器应测量极化指数, 极化指数与产品出厂值相比应无明显差别, 在常温下不低于 1.5; 当 R_{60s} 大于 10000 M Ω 时, 极化指数不低于 1.3。 3) 预试时: 吸收比不低于 1.3 或极化指数不低于 1.5。一般可不测量极化指数; 吸收比不合格时增加测量极化指数, 二者之一满足要求即可。绝缘电阻大于 10000 M Ω 时, 吸收比和极化指数可仅作为参考, 一般吸收比不低于 1.1 或极化指数不低于 1.3。	1) 采用 2500V 或 5000V 兆欧表, 兆欧表容量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) 在不拆引线时, 可进行绕组间、绕组对铁芯 (和夹件) 的测量 4) 必要时, 如: 对绝缘有怀疑时
7	绕组连同套管的 $\tan \delta$	35kV 以上: 1) 交接时 2) 3 年 3) 大修后 4) 必要时	1) 20℃ 时不大于下列数值: 110kV: 0.008; 35kV: 0.015 2) $\tan \delta$ 值与出厂试验值或历年的数值比较不应有显著变化, 增量一般不大于 30 % 3) 试验电压: 绕组电压 10kV 以上: 10kV 绕组电压 10kV 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 $\tan \delta$ 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 4) 在不拆引线时, 可进行绕组间、绕组对铁芯 (和夹件) 的测量
8	铁芯及夹件绝缘电阻	1) 交接时 2) 3 年 3) 大修后 4) 必要时	1) 与以前测试结果相比无显著差别 2) 运行中铁芯接地电流一般不应大于 0.1A	1) 采用 2500V 兆欧表 2) 只对有外引接地线的铁芯、夹件进行测量
9	绕组所有分接头的电压比	1) 交接时 2) 分接开关引线拆装后 3) 更换绕组后 4) 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 $\pm 0.5\%$, 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 $\pm 1\%$	
10	校核三相变压器的组别或单相变压器极性	1) 交接时 2) 更换绕组后 3) 必要时	必须与变压器铭牌和顶盖上的端子标志相一致	

表 5.3 SF₆ 气体绝缘变压器的试验项目和周期 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
11	空载电流和空载损耗	1) 交接时 2) 更换绕组后 3) 必要时	与前次试验相比无明显变化	1) 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 5% 额定电压；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) 2) 必要时，如：怀疑磁路有缺陷等 3) 出厂试验经运行单位代表签字认可的可以不做。
12	阻抗电压和负载损耗	1) 交接时 2) 更换绕组后 3) 必要时	与前次试验相比无明显变化	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(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。
13	局部放电试验	1) 交接时 2) 大修更换绝缘部件或部分线圈后 3) 必要时	按照 GB 1094.3-2003 关于短时感应耐压试验 (ACSD) 和长时感应电压试验 (ACLD) 的施加电压时间顺序，在整个试验期间进行局部放电测量。220kV 以上变压器交接时，测量电压为 $1.5U_m/\sqrt{3}$ ，不大于 300pC。大修后和运行中，测量电压为 $1.5U_m/\sqrt{3}$ 时，不大于 500pC；测量电压为 $1.3U_m/\sqrt{3}$ 时，不大于 300pC。	1) 对 220kV 以上电压等级或容量 120MVA 以上变压器进行 2) 110kV 电压等级的新安装变压器，可比照执行。测量电压为 $1.5U_m/\sqrt{3}$ 时，不大于 300pC 3) 必要时，如：运行中变压器油色谱异常，怀疑存在放电性故障时
14	有载分接开关的试验和检查	见第 5.10 节“有载分接开关”		
15	绕组变形(频率响应)测量	1) 交接时 2) 更换绕组后 3) 6 年 4) 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) 对 110kV 以上主变压器进行。每次测试时，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 3) 必要时，如：发生近区短路后
16	零序阻抗	1) 交接时 2) 更换绕组后		1) 对 110kV 以上变压器进行，三相五柱式可以不做 2) 如有制造厂出厂试验值，交接时可以不
17	交流耐压试验	1) 交接时 2) 大修后 3) 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 0.85 倍；其它按附录 G。	1) 采用外施电压法，也可采用倍频或变频感应法 2) 额定电压 35kV 及以下的变压器绕组进行线端交流耐压试验；额定电压 110kV 以上的变压器绕组进行中性点交流耐压试验 3) 必要时，如：对绝缘有怀疑时

表 5.3 SF₆ 气体绝缘变压器的试验项目和周期 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
18	测温装置的校验及其二次回路试验	1) 交接时 2) 3 年 3) 大修后 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) 绝缘电阻一般不低于 1 MΩ	1) 采用 2500V 兆欧表 2) 必要时, 如: 怀疑有故障时
19	全电压下空载合闸	1) 交接时 2) 更换绕组后	1) 新装和全部更换绕组, 冲击合闸 5 次, 每次间隔 5min 2) 部分更换绕组, 冲击合闸 3 次, 每次间隔 5min	1) 在运行分接上进行 2) 由变压器高压侧或中压侧加压 3) 110kV 以上的变压器中性点接地
20	变压器相位检查	1) 交接时 2) 更换绕组后 3) 外部接线变更后	必须与电网相位一致	
21	红外测温		按 DL/T664 执行	1) 用红外热像仪测量 2) 测量套管及接头、油箱壳等部位

5.4 变电所所用变压器、接地变压器和变压器中性点高阻装置

变电所所用变压器、接地变压器和变压器中性点高阻装置的试验项目、周期和要求见表 5.4。

表 5.4 变电所所用变压器、接地变压器和变压器中性点高阻装置的试验项目和周期

序号	项目	周 期	要 求	说 明
1	绕组直流电阻	1) 交接时 2) 3 年 3) 大修后 4) 必要时	1) 相间差别一般不大于平均值的 4%, 线间差别一般不大于平均值的 2% 2) 与以前相同部位测得值比较, 其变化不应大于 2%	1) 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。 2) 必要时, 如: —红外测温判断套管接头或引线过热
2	绕组绝缘电阻	1) 交接时 2) 3 年 3) 投运前 4) 大修后 5) 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%	1) 使用 2500V 或 5000V 兆欧表 2) 测量温度以顶层油温为准, 各次测量时的温度应尽量接近 3) 尽量在油温低于 50℃ 时测量, 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 4) 必要时, 如: —渗漏油等可能引起变压器受潮的情况

表 5.4 变电所所用变压器、接地变压器和变压器中性点高阻装置的试验项目和周期 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
3	绕组连同套管的 $\tan \delta$	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 20℃时不大于 0.015 2) $\tan \delta$ 值与出厂试验值或历年的数值比较不应有显著变化 (一般不大于 30%) 3) 试验电压: 绕组电压 10kV 以上: 10kV 绕组电压 10kV 以下: U_n	1) 非被试绕组应接地或屏蔽 2) 同一变压器各绕组 $\tan \delta$ 的要求值相同 3) 尽量在油温低于 50℃时测量, 不同温度下的 $\tan \delta$ 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 $\tan \delta$ 值 4) 必要时, 如: —绕组绝缘电阻异常时 —渗漏油等
4	绝缘油试验	1) 交接时 2) 3 年 3) 投运前 4) 大修后 5) 必要时	1) 外观: 透明、无杂质或悬浮物 2) 击穿电压: 交接时 ≥ 35 kV; 其它 ≥ 30 kV。 3) 35kV 变压器绝缘油中溶解气体色谱分析, 要求见表 5.1 序号 1。	10kV 全密封变压器可不进行。
5	绕组连同套管的交流耐压试验和感应耐压试验	1) 交接时 2) 6 年 3) 大修后 4) 必要时	全部更换绕组时, 按出厂试验电压值; 部分更换绕组和交接试验时, 按出厂试验电压值的 0.85 倍; 其它按附录 G。	1) 采用外施电压法, 也可采用倍频或变频感应法 2) 交接时进行线端交流耐压试验和匝间绝缘交流耐压 (2 倍额定电压) 试验 3) 预试时可不进行感应耐压试验。
6	铁芯及夹件绝缘电阻	1) 大修中 2) 必要时	与以前测试结果相比无显著差别	1) 采用 2500V 兆欧表 2) 只对有外引接地线的铁芯、夹件进行测量 3) 必要时, 如: 怀疑铁芯多点接地时
7	绕组所有分接头的电压比	1) 交接时 2) 分接开关引线拆装后 3) 更换绕组后 4) 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 $\pm 0.5\%$, 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 $\pm 1\%$	
8	校核三相变压器的组别或单相变压器极性	1) 交接时 2) 更换绕组后 3) 必要时	必须与变压器铭牌和顶盖上的端子标志相一致	
9	空载电流和空载损耗	1) 交接时 2) 更换绕组后 3) 必要时	与前次试验相比无明显变化	1) 试验电源用三相; 试验电压为额定电压 2) 必要时, 如: 怀疑磁路有缺陷等

表 5.4 变电所所用变压器、接地变压器和变压器中性点高阻装置的试验项目和周期（续）

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
10	阻抗电压和 负载损耗	1) 交接时 2) 更换绕组后 3) 必要时	与前次试验相比无明显变化	1) 试验电源用三相；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：出口短路后
11	整体密封检查	1) 大修后 2) 必要时	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	必要时，如： 怀疑密封不良时
12	红外测温		按 DL/T664 执行	1) 用红外热像仪测量 2) 测量套管及接头、油箱壳等部位

5.5 配电网箱式变压器和 10kV 变压器

配电网箱式变压器和 10kV 变压器的试验项目、周期和要求见表 5.5。

表 5.5 配电网箱式变压器和 10kV 变压器的试验项目和周期

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	绕组直流 电阻	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 1600kVA 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) 1600kVA 及以下的变压器，相间差别一般不大于平均值的 4%，线间差别一般不大于平均值的 2% 3) 与以前相同部位测得值比较，其变化不应大于 2%	1) 不同温度下电阻按下式换算： $R_2 = R_1 (T + t_2) / (T + t_1)$ 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。 2) 必要时，如： —红外测温判断套管接头或引线过热
2	绕组绝缘 电阻	1) 交接时 2) 投运前 3) 大修后 4) 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%	1) 使用 2500V 或 5000V 兆欧表 2) 测量温度以顶层油温为准，各次测量时的温度应尽量接近 3) 尽量在油温低于 50℃ 时测量，不同温度下的绝缘电阻按下式换算： $R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1 - t_2)/10}$ 式中 R_1 、 R_2 分别为温度 t_1 、 t_2 时的绝缘电阻值 4) 必要时，如： —渗漏油等可能引起变压器受潮的情况

表 5.5 配电网箱式变压器和 10kV 变压器的试验项目和周期 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
3	绕组连同套管的 $\tan \delta$	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 20℃时不大于 0.015 2) $\tan \delta$ 值与出厂试验值或历年的数值比较不应有显著变化 (一般不大于 30%) 3) 试验电压: 绕组电压 10kV 以上: 10kV 绕组电压 10kV 以下: U_n	1) 非被试绕组应接地或屏蔽 2) 同一变压器各绕组 $\tan \delta$ 的要求值相同 3) 尽量在油温低于 50℃时测量, 不同温度下的 $\tan \delta$ 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 $\tan \delta$ 值 4) 必要时, 如: —绕组绝缘电阻异常时 —渗漏油等
4	绝缘油试验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	35kV 及以下: a、外观: 透明、无杂质或悬浮物 b、击穿电压: 交接时 ≥ 35 kV, 其它 ≥ 30 kV	
5	绕组连同套管的交流耐压试验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	全部更换绕组时, 按出厂试验电压值; 部分更换绕组和交接试验时, 按出厂试验电压值的 0.85 倍; 其它按附录 G。	
6	铁芯及夹件绝缘电阻	1) 大修中 2) 必要时	与以前测试结果相比无显著差别	1) 采用 2500V 兆欧表 2) 只对有外引接地线的铁芯、夹件进行测量 3) 必要时, 如: 怀疑铁芯多点接地时
7	绕组所有分接头的电压比	1) 交接时 2) 分接开关引线拆装后 3) 更换绕组后 4) 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 $\pm 0.5\%$, 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 $\pm 1\%$	
8	校核三相变压器的组别或单相变压器极性	1) 交接时 2) 更换绕组后 3) 必要时	必须与变压器铭牌和顶盖上的端子标志相一致	
9	空载电流和空载损耗	1) 交接时 2) 更换绕组后 3) 必要时	与前次试验相比无明显变化	1) 试验电源用三相; 试验电压用额定电压 2) 必要时, 如: 怀疑磁路有缺陷等

表 5.5 配电网箱式变压器和 10kV 变压器的试验项目和周期 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
10	阻抗电压和 负载损耗	1) 交接时 2) 更换绕组 后 3) 必要时	与前次试验相比无明显变化	1) 试验电源用三相; 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: 出口短路后
11	整体密封检 查	1) 大修后 2) 必要时	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	必要时, 如: 怀疑密封不良时
12	非晶合金变 压器噪音测 量	1) 交接时 2) 必要时	500kVA 及以下: $\leq 50\text{dB}$ 630kVA 以上: $\leq 55\text{dB}$	在额定频率额定电压下测量

注: 箱式变压器配套的高压开关、低压开关、互感器等主要元器件的试验项目按本规程有关章节规定, 试验周期随箱式变压器。

5.6 油浸式电抗器 (500kV)

500kV 油浸式电抗器的试验项目、周期和要求见表 5.6。

表 5.6 500kV 油浸式电抗器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	油 中 溶 解 气 体 色 谱 分 析	1) 交接时 2) 投运前 3) 新装、大修 后, 在投运后 第 1、4、10、 30 天 4) 运行中 6 个月 5) 必要时	1) 新装电抗器的油中 H_2 与烃类气体含量 ($\mu\text{L/L}$) 任一项不得超过下列数值: 总烃: 20; H_2 : 10; C_2H_2 : 不应含有 2) 大修后电抗器的油中 H_2 与烃类气体含量 ($\mu\text{L/L}$) 不得超过下列数值: 总烃: 50; H_2 : 50; C_2H_2 : 不应含有 3) 运行设备的油中 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 : 1 4) 烃类气体总和的绝对产气速率超过 6mL/d(开放式) 和 12mL/d(密封式) 或相对产 气速率大于 10%/月, 则认为设备有异常 5) 当出现痕量(小于 $1 \times 10^{-6} \mu\text{L/L}$) 乙炔时, 也应引起注意, 如分析气体虽已出现异常, 但判断不至于危及绕组和铁芯安全时, 可跟 踪监督运行	1) 总烃包括 CH_4 、 C_2H_4 、 C_2H_6 和 C_2H_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 4) 油中溶解气体在线监测装置不正常或未装该 装置时, 周期缩短为 3 个月 5) 必要时, 如: — 巡视发现异常 — 在线监测系统告警等

表 5.6 500kV 油浸式电抗器的试验项目、周期和要求 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说 明
2	绕组直流电阻	1) 交接时 2) 3 年 3) 大修前、后 4) 必要时	1) 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) 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) 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。 3) 必要时，如： — 本体油色谱判断有热故障 — 红外测温判断套管接头或引线过热
3	绕组绝缘电阻和吸收比或极化指数	1) 交接时 2) 3 年 3) 大修前、后 4) 投运前 5) 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，一般不低于上次值的 70% 2) 吸收比在常温下不低于 1.3 3) 极化指数在常温下不低于 1.5 4) 预试时可不测量极化指数；吸收比不合格时增加测量极化指数，二者之一满足要求即可 5) 绝缘电阻大于 10000 MΩ 时，吸收比和极化指数可仅作为参考，一般吸收比不低于 1.1 或极化指数不低于 1.3	1) 使用 2500V 或 5000V 兆欧表，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) 尽量在油温低于 50℃ 时测量，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) 在不拆引线时，可进行绕组间、绕组对铁芯（和夹件）的测量 7) 必要时，如： — 运行中油介质损耗不合格或油中水分超标 — 渗漏油等
4	绕组连同套管的 $\tan \delta$	1) 交接时 2) 大修前、后 3) 必要时 4) 绕组绝缘电阻（吸收比、极化指数）测量异常时	1) 20℃ 时不大于 0.006 2) $\tan \delta$ 值与出厂试验值或历年的数值比较不应有显著变化（一般不大于 30%） 3) 试验电压：10kV	1) 测量温度以顶层油温为准，各次测量时的温度尽量相近 2) 尽量在油温低于 50℃ 时测量，不同温度下的 $\tan \delta$ 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 $\tan \delta$ 值 3) 在不拆引线时，可进行绕组间、绕组对铁芯（和夹件）的测量 4) 必要时，如： — 绕组绝缘电阻、吸收比或极化指数测量异常时 — 油介质损耗不合格或油中水分超标 — 渗漏油等
5	电容型套管的 $\tan \delta$ 和电容值	见第 8 章“套管”		1) 用正接法测量 2) 测量时记录环境温度及电抗器顶层油温
6	绝缘油试验	见第 12.1 节“变压器油”		

表 5.6 500kV 油浸式电抗器的试验项目、周期和要求 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
7	绕组连同套管的交流耐压试验	1) 交接时 2) 更换绕组后 3) 大修后 4) 必要时	全部更换绕组时, 按出厂试验电压值; 部分更换绕组和交接试验时, 按出厂试验电压值的 0.85 倍; 其它按附录 G。	进行外施工频耐压试验
8	铁芯及夹件的绝缘电阻	1) 交接时 2) 3 年 3) 大修前、后 4) 必要时	1) 与以前测试结果相比无显著差别 2) 运行中铁芯接地电流一般不应大于 0.3A	1) 用 2500V 兆欧表 2) 只对有外引接地线的铁芯、夹件进行测量 3) 必要时, 如: 油色谱试验怀疑铁芯多点接地时
9	穿芯螺栓、铁轭夹件、绑扎钢带、铁芯、线圈压环及屏蔽等的绝缘电阻	1) 交接时 (吊罩检查时) 2) 大修中 3) 必要时	一般不低于 500M Ω	1) 用 2500V 兆欧表 2) 连接片不能拆开者可不进行
10	油中含水量 (mg/L)	1) 准备注入电抗器的新油 2) 注入电抗器后的新油 3) 运行中, 6 个月 4) 必要时	投入运行前的油: ≤ 10 运行中: ≤ 15	1) 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℃时取样 2) 必要时, 如: —绕组绝缘电阻、吸收比或极化指数异常时 —渗漏油等
11	油中含气量 (体积分数, %)	1) 注入电抗器前后的新油 2) 运行中, 1 年 3) 必要时	投入运行前的油: ≤ 1 运行中: ≤ 3	必要时, 如: —需要补油时 —渗漏油时
12	绕组泄漏电流	1) 交接时 2) 投运前 3) 大修前、后 4) 必要时	1) 试验电压: 60 kV 2) 与前一次测试结果相比应无明显变化	1) 读取 1min 时的泄漏电流值, 交接时的泄漏电流不宜超过附录 F 的规定 2) 由泄漏电流换算成的绝缘电阻值应与兆欧表所测值相近 (在相同温度下) 3) 在不拆引线时, 可进行绕组间、绕组对铁芯 (和夹件) 的测量 4) 必要时, 如: —绝缘电阻低 —介质损耗因数大
13	测温装置校验及其二次回路试验	1) 交接时 2) 3 年 3) 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) 绝缘电阻一般不低于 1 M Ω	1) 测量绝缘电阻采用 2500V 兆欧表 2) 必要时, 如: 怀疑有故障时

表 5.6 500kV 油浸式电抗器的试验项目、周期和要求 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明																				
14	气体继电器 校验及其二 次回路试验	1) 交接时 2) 3 年(二 次回路) 3) 大修后 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) 绝缘电阻一般不低于 1 M Ω	1) 测量绝缘电阻采用 2500V 兆欧表 2) 必要时, 如: 怀疑有故障时																				
15	压力释放器 校验及其二 次回路试验	1) 交接时 2) 大修后 3) 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) 绝缘电阻一般不低于 1 M Ω	1) 交接时, 如有出厂试验报告, 可不进行动作值校验 2) 采用 2500V 兆欧表 3) 必要时, 如: 怀疑有故障时																				
16	整体密封检 查	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	在压力释放装置密封压力允许的最大值内(考虑油 压在内), 在油枕顶部施加尽可能大(但不超过 0.035MPa) 的压力, 试验持续时间 24h 无渗漏	1) 试验时带冷却器, 不带压力释放 装置 2) 必要时, 如: 怀疑密封不良时																				
17	冷却装置及 其二次回路 试验	1) 交接时 2) 3 年(二 次回路) 3) 大修后 4) 必要时	1) 投运后, 流向、温升和声响正常、无渗漏 2) 强油水冷装置的检查和试验按制造厂规定 3) 绝缘电阻一般不低于 1 M Ω	1) 测量绝缘电阻采用 2500V 兆欧 表 2) 必要时, 如: 怀疑有故障时																				
18	套管电流互 感器试验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	按表 6.1																					
19	额定电压下 冲击合闸试 验	1) 交接时 2) 更换绕 组后	1) 新装和全部更换绕组, 冲击合闸 5 次, 每次间 隔 5min 2) 部分更换绕组, 冲击合闸 3 次, 每次间隔 5min																					
20	油中糠醛 含量	1) 运 行 10 年 以 上每 5 年 1 次 2) 必要时	1) 糠醛含量(mg/L) 超过下列注意值时, 应视为非正 常老化, 需跟踪监测 <table border="1"> <tr> <td>运行年限</td><td>1~3</td><td>4~6</td><td>7~9</td><td>10~12</td></tr> <tr> <td>糠醛</td><td>0.04</td><td>0.07</td><td>0.1</td><td>0.2</td></tr> <tr> <td>运行年限</td><td>13~ 15</td><td>16~ 18</td><td>19~ 21</td><td>22~25</td></tr> <tr> <td>糠醛</td><td>0.4</td><td>0.6</td><td>1</td><td>2</td></tr> </table> 2) 跟踪监测时, 应注意增长率 3) 糠醛含量大于 4mg/L 时, 认为绝缘老化已比较 严重	运行年限	1~3	4~6	7~9	10~12	糠醛	0.04	0.07	0.1	0.2	运行年限	13~ 15	16~ 18	19~ 21	22~25	糠醛	0.4	0.6	1	2	必要时, 如: —油中气体总烃超标或 CO、CO ₂ 过 高 —需了解绝缘老化情况时 —长期过载运行后, 温升超标后等
运行年限	1~3	4~6	7~9	10~12																				
糠醛	0.04	0.07	0.1	0.2																				
运行年限	13~ 15	16~ 18	19~ 21	22~25																				
糠醛	0.4	0.6	1	2																				
21	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(如 20 年) 的 电抗器尽量利用吊检的机会取样 3) 必要时, 如: 怀疑纸(板) 老化时																				

表 5.6 500kV 油浸式电抗器的试验项目、周期和要求 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
22	绝缘纸(板)含水量	必要时	含水量(质量分数)一般不大于 1%	1) 可用所测绕组的 $\tan \delta$ 值推算或取纸样直接测量 2) 必要时, 如: 怀疑纸(板)受潮时
23	阻抗测量	必要时	与出厂值相差在 $\pm 5\%$ 范围内, 与三相或三相组平均值相差在 $\pm 2\%$ 范围内	如受试验条件限制可在运行电压下测量
24	箱壳振动	1) 500kV 电抗器交接时 2) 必要时	1) 在额定工况下测得的箱壳振动振幅双峰值不应大于 $100 \mu m$ 2) 与出厂值比不应有明显差别	必要时, 如: 发现箱壳振动异常时
25	噪音测量	1) 交接时 2) 更换绕组后 3) 必要时	1) 在额定电压及额定频率下不应大于 80dB(A) 2) 与出厂值比不应有明显差别	必要时, 如: 发现噪声异常时
26	油箱表面温度分布	1) 交接时 2) 必要时	1) 交接时温升不应大于 65K 2) 局部过热点温升不超过 80K	1) 用红外热像仪或测温仪测量 2) 在带较大负荷时进行
27	红外测温		按 DL/T664 执行	1) 用红外热像仪测量 2) 测量套管及接头、油箱壳等部位

5.7 油浸式串联和并联电抗器 (35kV 及以下)

油浸式串联和并联电抗器 (35kV 及以下) 的试验项目、周期和要求见表 5.7。

表 5.7 油浸式串联和并联电抗器 (35kV 及以下) 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) 交接时 2) 3年 3) 大修后	一般不低于 $1000 M\Omega$ ($20^{\circ}C$)		用 2500V 兆欧表
2	绕组直流电阻	1) 交接时 2) 3年 3) 大修后	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) 交接时 2) 必要时 3) 大修后	与出厂值比较, 相差在 $\pm 5\%$ 范围内		
4	绝缘油击穿电压 (kV)	1) 交接时 2) 3年 3) 大修后	投运前 15kV 以下 ≥ 30 15~35kV ≥ 35	运行中 15kV 以下 ≥ 25 15~35kV ≥ 30	

表 5.7 油浸式串联和并联电抗器（35kV 及以下）的试验项目、周期和要求（续）

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
5	油中溶解气体色谱分析	1) 交接时 2) 3年 3) 大修后 4) 必要时	1) 新装电抗器的油中 H_2 与烃类气体含量 ($\mu L/L$) 任一 项不得超过下列数值： 总烃：20； H_2 ：10； C_2H_2 ：不应含有 2) 大修后电抗器的油中 H_2 与烃类气体含量 ($\mu L/L$) 不得 超过下列数值： 总烃：50； H_2 ：50； C_2H_2 ：不应含有 3) 运行设备的油中 H_2 与烃类气体含量 ($\mu L/L$) 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 4) 烃类气体总和的绝对产气速率超过 6mL/d(开放式) 和 12mL/d(密封式)或相对产气速率大于 10%/月，则 认为设备有异常	1) 总烃包括 CH_4 、 C_2H_6 、 C_2H_4 和 C_2H_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 4) 10kV 串联电抗器可不 进行 5) 必要时，如： —巡视发现异常
6	绕组 $\tan \delta$	1) 交接时 2) 3年 3) 大修后 4) 必要时	20℃ 下的 $\tan \delta$ 值不大于 0.035	仅对 800kvar 以上的油 浸铁芯电抗器进行
7	绕组对铁芯和外 壳交流耐压及相 间交流耐压	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	试验电压按附录 G。	
8	轭铁梁和穿芯螺 栓（可接触到）的 绝缘电阻	大修时	1) 与历次试验结果相比无显著差别 2) 一般不小于 10 M Ω	用 2500V 兆欧表

5.8 干式电抗器、阻波器及干式消弧线圈

干式电抗器、阻波器及干式消弧线圈的试验项目、周期和要求见表 5.8。

表 5.8 干式电抗器、阻波器及干式消弧线圈的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	绕组绝缘电阻	1) 交接时 2) 6年 3) 大修后 4) 必要时	一般不低于 1000 M Ω (20℃)	1) 阻波器可不进行此项 定期试验 2) 用 2500V 兆欧表
2	绕组直流电阻	1) 交接时 2) 6年 3) 大修后 4) 必要时	1) 三相绕组间的差别不应大于三相平均值 的 4% (叠装式电抗器除外) 2) 与出厂值或上次测量值相差不大于 2%	阻波器可不进行此项定 期试验
3	电抗(或电感)值	1) 交接时 2) 必要时 3) 大修后	与出厂值比较不大于 5%	
4	绕组对铁芯和外壳交流耐 压及相间交流耐压	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 铁芯电抗器，试验电压按附录 G。 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	

表 5.8 干式电抗器、阻波器及干式消弧线圈的试验项目、周期和要求(续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
5	轭铁梁和穿芯螺栓(可接触到)的绝缘电阻	大修时	1) 与历次试验结果相比无显著差别 2) 一般不小于10MΩ	用2500V兆欧表
6	红外测温	1) 1 年 2) 必要时	按 DL/T664 执行	1) 采用红外热像仪测量 2) 应注意测量干式电抗器支持瓷瓶及引线接头、接地引下线等部位 3) 必要时, 如 —在高峰负载时 —在高温季节

5.9 油浸式消弧线圈

油浸式消弧线圈的试验项目、周期和要求见表 5.9。

表 5.9 油浸式消弧线圈的试验项目和周期

序号	项 目	周 期	要 求		说 明
1	绕 组 绝 缘电阻	1) 交接时 2) 3年 3) 大修后	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, 一般不低于上次值的70% 2) 一般不低于1000 MΩ (20℃)		用2500V兆欧表
2	绕 组 直 流电阻	1) 交接时 2) 3年 3) 大修后	与以前相同部位测得值比较, 其变化不应大于2%		
3	电抗(或 电感)值	1) 交接时 2) 必要时 3) 大修后	与出厂值比较, 相差在±5%范围内		
4	绝 缘 油 击 穿 电 压 (kV)	1) 交接时 2) 3年 3) 大修后	投运前 15kV 以下 ≥30 15~35kV ≥35	运行中 15kV 以下 ≥25 15~35kV ≥30	
5	油中溶解 气体色谱 分析	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 新装油中 H ₂ 与烃类气体含量 (μL/L) 任一项不得超过下列数值: 总烃: 20; H ₂ : 30; C ₂ H ₂ : 不应含有 2) 大修后油中 H ₂ 与烃类气体含量 (μL/L) 不得超过下列数值: 总烃: 50; H ₂ : 50; C ₂ H ₂ : 不应含有 3) 运行设备的油中 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 4) 烃类气体总和的绝对产气速率超过 6mL/d(开放式) 和 12mL/d(密封式) 或相对产气速率大于 10%/月, 则认为设备有异常		1) 总烃包括 CH ₄ 、C ₂ H ₆ 、C ₂ H ₄ 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 4) 必要时, 如: —巡视发现异常
6	绕组 tan δ	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	20℃下的 tan δ 值不大于0.035		仅对800kvar以上的进行
7	绕 组 对 铁 芯 和 外 壳 交 流耐压	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	试验电压按附录G。		

表 5.9 油浸式消弧线圈的试验项目和周期（续）

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
8	消弧线圈内电压、 电流互感器的绝 缘和变比试验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	与历次试验结果相比无显著差别	

5.10 有载分接开关

分接分接开关的试验项目、周期和要求见表 5.10。

表 5.10 分接分接开关的试验项目周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	绝缘电阻测量	1) 交接时 2) 大修时 3) 吊芯检查时	不作规定	一般连同变压器绕组一并进行，有条件时，单独测量对地、相间及触头间绝缘电阻值
2	测量过渡电阻值	1) 交接时 2) 大修时 3) 吊芯检查时	1) 符合制造厂规定 2) 与铭牌值比较偏差不大于 $\pm 10\%$	1) 使用电桥法或直流电阻测试仪 2) 由于变压器结构及接线原因无法测量的可不进行
3	测量触头的接触电阻	必要时	每对触头不大于 $500 \mu \Omega$	1) 测量前应分接变换一个循环 2) 分接变换次数达到检修周期限额时的工作触头及更换新触头时必须测量
4	测量每个触头接触力	必要时	应符合制造厂规定	可检查触头的压缩量或用塞尺检查接触情况
5	切换开关或选择开关油室绝缘油的击穿电压	1) 交接时 2) 1 年或分接变换 2000 次（真空型 3 年） 3) 大修时 4) 必要时	1) 符合制造厂规定 2) 交接或大修时与变压器本体相同 3) 运行中油的击穿电压不小于 30kV，小于 30kV 时停止使用自动控制器，小于 25kV 时停止分接变换	运行中的 ZY 型分接开关油室绝缘油的含水量不大于 40ppm(110kV 及以下的分接开关不作规定)
6	切换程序与时间（动作特性）	1) 交接时 2) 3 年 3) 大修时 4) 吊芯检查时 5) 必要时	1) 正、反方向的切换程序与时间（包括三相同步偏差、切换时间数值、正反向切换时间偏差）均应符合制造厂要求 2) 无开路现象，其主弧触头分开与另一侧过渡弧触头闭合的时间不得小于 10ms	在油中用示波器对每相单、双数位置测量电流波形变化图，或采用有载分接开关动作特性测试仪等进行
7	动作顺序	1) 交接时 2) 大修时 3) 吊芯检查时 4) 必要时	分接选择器、转换选择器、切换开关或选择开关触头的全部动作顺序，应符合产品技术要求	应在整个操作循环内进行
8	操作试验	1) 交接时 2) 大修时 3) 按制造厂规定	1) 操作无卡涩、连动程序 2) 切换过程中无开路和异常现象 3) 电气和机构限位动作正确并符合制造厂要求	1) 在无电压下，变压器分接开关手动操作不少于 2 个循环、电动操作不少于 5 个循环 2) 在额定电压下，500kV 变压器电动操作 2 个循环，其它分接开关操作 1 个循环
9	测量连同分接开关的变压器绕组回路的直流电阻	1) 交接时操作试验前、后 2) 3 年 3) 大修时 4) 吊芯时或联结校验后	1) 同变压器要求 2) 不应出现相邻二个分接位置直流电阻相同或 2 倍级电阻	1) 切换开关吊芯检查复装后，在转换选择器工作位置不变的情况下至少测量 3 个连续分接位置 2) 测量前应分接变换 3 个循环
10	测量连同分接开关的变压器绕组变比	1) 交接时操作试验前、后 2) 大修时 3) 联结校验后	同变压器要求	

11	辅助回路的绝缘试验	1)交接时 2)3 年 3)大修时	绝缘电阻不小于 $1\text{M}\Omega$ ；工频交流耐压 1000V ，持续 1min	1)用 $500\sim 1000\text{V}$ 兆欧表测量 2)当回路绝缘电阻在 $10\text{M}\Omega$ 以上时可用 2500V 兆欧表摇 1min 代替交流耐压 3)预防性试验仅测量绝缘电阻
----	-----------	-------------------------	--	--

5.11 判断故障时可供选用的试验项目

主要针对 1600kVA 以上变压器和 500kV 电抗器，其它设备可作参考。

a) 当油中溶解色谱气体分析判断有异常时可选择下列试验项目：

- 绕组直流电阻
- 铁芯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)运行，用油中气体色谱分析及局部放电监测仪监视
- 长时间负载(或用短路法)试验，用油中气体色谱分析监视
- 油泵检查试验
- 有载调压开关油箱渗漏检查试验
- 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)
- 绝缘油的介电强度、介质损耗因数
- 绝缘油含水量
- 绝缘油含气量(500kV)
- 局部放电(可在变压器停运或运行中测量)
- 绝缘油中糠醛含量
- 耐压试验
- 油箱表面温度分布和套管端部接头温度

b) 气体继电器报警后，进行变压器油中溶解气体和继电器中的气体色谱分析。

c) 变压器出口短路后可进行下列试验：

- 油中溶解气体色谱分析
- 绕组直流电阻
- 绕组变形测量
- 短路阻抗
- 空载电流和损耗

d) 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)
- 绝缘油的介电强度、介质损耗因数、含水量、含气量(500kV)
- 绝缘纸的含水量

e) 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 、 CO_2 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) 振动、噪音异常时可进行下列试验：

- 振动测量
- 噪音测量
- 油中溶解气体分析
- 阻抗测量

6 互感器

6.1 油浸式电流互感器

油浸式电流互感器的试验项目、周期和要求见表 6.1。

表 6.1 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)交接时 2)投运前 3)3 年 4)大修后 5)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 1000MΩ					1)用 2500V 兆欧表 2)500kV 交接时尚应测量一次绕组间的绝缘电阻，由于结构原因无法测量时可不进行 3)必要时，如： 怀疑有故障时
2	tan δ 及 电 容 量	1)交接时	1)主绝缘 tan δ 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)对 35kV 以上互感器进行 2)当 tan δ 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 tan δ 与温度、电压的关系，当 tan δ 随温度明显变化，或试验电压由 10kV 到 $U_m/\sqrt{3}$ ，tan δ 增量超过 ±0.003，不应继续运行 3)主绝缘 tan δ 试验电压为 10kV，末屏对地 tan δ 试验电压为 2kV 4)可以用带电测试 tan δ 及电容量代替 5)倒立式结构的电流互感器可不测末屏对地 tan δ 及电容量
		2)投运前						
		3)3 年						
		(35kV1 年)						
		4)大修后						
		5)必要时						
		交 接 大 修	油纸电容型	—	0.010	0.007	0.006	
		运 行 中	充 油 型	0.030	0.020	—	—	
	胶纸电容型	0.025	0.020	—	—			
	充 胶 式	0.020	0.020	2.0	—			
		油纸电容型	—	0.010	0.008	0.007		
		充 油 型	0.035	0.025	—	—		
		胶纸电容型	0.030	0.025	—	—		
		充 胶 式	0.025	0.025	0.025	—		
		2)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)交接试验和投运前，应测量末屏对地 tan δ 及电容量，tan δ 值不大于 0.02 4)预试时当末屏绝缘电阻小于 1000MΩ，或主绝缘 tan δ 超标时应测量末屏对地 tan δ，其值不大于 0.02						
3	油 中 溶 解 气 体 色 谱 分 析	1)交接时、 投运前 2)大修后 3)投运后 1 年内 1 次，正 常后 3 年 1 次 (110kV 以 上) 4)必要时	1)交接时与制造厂试验值比较应无明显变化，H ₂ 与烃类气体含量(μ l/l)任一项不得超过下列数值： 总烃：10；H ₂ ：50；C ₂ H ₂ ：不应含有。 2)大修后，H ₂ 与烃类气体含量(μ l/l)不得超过下列数值： 总烃：40；H ₂ ：50；C ₂ H ₂ ：不应含有。 3)运行中油中溶解气体组分含量(μ l/l)超过下列任一值时应引起注意，总烃：100，H ₂ ：150；发现含有 C ₂ H ₂ 时，宜退出运行，及时进行检查；当 C ₂ H 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)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)对于 H ₂ 单值升高的，可以考虑缩短周期。
4	局 部 放 电 试 验	1)交接时 2)大修后 3)必要时	交接时，在电压为 1.2Um/√3 时，视在放电量不大于 5pC； 在电压为 1.0Um 时(必要时)，视在放电量不大于 10pC。 运行中，在电压为 1.2Um/√3 时，视在放电量不大于 20pC。					1)对 110kV 以上互感器进行 2)交接时若有出厂试验值可不进行或只进行个别抽试，但对绝缘有怀疑时应进行。

表 6.1 油浸式电流互感器的试验项目、周期和要求 (续)

序号	项目	周 期	要 求		说 明
5	极 性 检 查	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	与铭牌标志相符合		
6	交 流 耐 压 试 验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 一次绕组试验电压按附录 G。 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 3) 全部更换绕组绝缘后，应按出厂值进行		
7	各 分 接 头 的 变 比 检 查	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 与铭牌标志相符合 2) 交接时的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) 交接时对于计量计费用绕组 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： 改变变比分接头运行时
8	校 核 励 磁 特 性 曲 线	1) 交接时 2) 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
9	绕 组 直 流 电 阻	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	与出厂值或初始值比较，应无明显差别		包括一次及二次绕组
10	绝 缘 油 击 穿 电 压 (kV)	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	投运前 35kV 及以下 ≥ 35 110~220kV ≥ 40 500kV ≥ 60	运行中 35kV 及以下 ≥ 30 110~220kV ≥ 35 500kV ≥ 50	全密封电流互感器按制造厂要 求进行
11	绝缘油 90℃ 介 质 损 耗	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	新油： ≤ 0.005 注入设备后： 220kV 及以下 ≤ 0.010 500kV ≤ 0.007	运行中 220kV 及以下 ≤ 0.04 500kV ≤ 0.02	1) 当电流互感器 $\tan \delta$ 较大但 绝缘油其它性能正常时应进行 2) 全密封电流互感器按制造厂 要求进行
12	绝 缘 油 含 水 量 (mg/L)	1) 交接时 2) 3 年 (110kV 以 上) 3) 大修后 4) 必要时	投运前 110kV ≤ 20 220kV ≤ 15 500kV ≤ 10	运行中 110kV ≤ 35 220kV ≤ 25 500kV ≤ 15	全密封电流互感器按制造厂要 求进行
13	带 电 测 试 $\tan \delta$ 及 电 容 量	1) 投产后 一个月 2) 一年 3) 大修后 4) 必要时	1) 可采用同相比较法，判断标准为： — 同相设备介质损耗测量值差值($\tan \delta_x - \tan \delta_y$)与初始 测量值差值比较，变化范围绝对值不超过 ± 0.003 ，电 容量比值(C_x/C_y)与初始测量电容量比值比较，变化范围 不超过 $\pm 5\%$ 。 — 同相同型号设备介质损耗测量值($\tan \delta_x - \tan \delta_y$)不超 过 ± 0.003 。 2) 采用其它测试方法时，可根据实际制定操作细则。		对已安装了带电测试信号取样 单元的电容型电流互感器进 行，超出要求时应： 1) 查明原因。 2) 缩短试验周期。 3) 必要时停电复试。
14	红 外 测 温		参考 DL/T664		用红外热像仪测量

6.2 SF₆电流互感器

SF₆电流互感器(35kV 以上)的试验项目、周期和要求见表 6.2。

表 6.2 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 的 绝 缘 电 阻	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	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%。	1) 用 2500V 兆欧表 2) 500kV 交接时尚应测量一次绕组间的绝缘电阻, 由于结构原因无法测量时可不进行 3) 必要时, 如: 怀疑有故障时
2	局 部 放 电 试 验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	交接时, 在电压为 $1.2U_m/\sqrt{3}$ 时, 视在放电量不大于 5pC; 在电压为 $1.0U_m$ 时(必要时), 视在放电量不大于 10pC。运行中, 在电压为 $1.2U_m/\sqrt{3}$ 时, 视在放电量不大于 20pC。	交接时, 在老练试验和工频耐压试验后, 对绝缘性能有怀疑时进行局部放电试验
3	极 性 检 查	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	与铭牌标志相符合	
4	交 流 耐 压 试 验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 一次绕组试验电压按附录 G。 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 3) 全部更换绕组绝缘后, 应按出厂值进行 4) 交接试验: a. 老练试验: 预加 1.1 倍设备额定相对地电压 10 分钟, 然后降至 0; 施加 1.0 倍设备额定相对地电压 5 分钟, 接着升至设备额定电压 3 分钟, 然后降至 0 b. 老练试验后应进行工频耐压试验, 所加试验电压值为出厂试验值的 90% 5) 补气较多时(表压小于 0.2MPa), 应进行工频耐压试验, 试验电压为出厂值的 80~90%	必要时, 如: — 怀疑有绝缘故障 — 补气较多时(表压小于 0.2MPa) — 卧倒运输后
5	各 分 接 头 的 变 比 检 查	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 与铭牌标志相符合 2) 交接时的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) 交接时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: 改变变比分接头运行时
6	校 核 励 磁 特 性 曲 线	1) 交接时 2) 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
7	绕 组 直 流 电 阻	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	与出厂值或初始值比较, 应无明显差别	包括一次及二次绕组。一次绕组试验电流不小于 100A, 在只有一匝时可不进行

表 6.2 SF₆电流互感器的试验项目、周期和要求 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说 明
8	SF ₆ 气体试验	1) 见 12.2 节 2) 补气较多时(如表压小于 0.2MPa)测量纯度和空气。		
9	气体密度继电器和压力表检查	必要时	参照厂家规定	
10	红外测温		参考 DL/T664	采用红外热像仪测量

6.3 干式(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 6.3。

表 6.3 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) 交接时 2) 投运前 3) 35kV 以上: 3 年; 10kV: 6 年 4) 大修后 5) 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) 用 2500V 兆欧表 2) 交接时尚应测量一次绕组间的绝缘电阻, 由于结构原因无法测量时可不进行 3) 必要时, 如: 怀疑有故障时
2	$\tan \delta$ 及电容量	1) 交接时 2) 投运前 3) 3 年 4) 大修后 5) 必要时 6) 固体绝缘互感器按制造厂规定	1) 主绝缘电容量与初始值或出厂值差别超过 $\pm 5\%$ 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 $\tan \delta$ 不应大于 0.005, 且与历年数据比较, 不应有显著变化 3) 交接试验和投运前, 应测量末屏对地 $\tan \delta$ 及电容量, $\tan \delta$ 值不大于 0.02 4) 预试时若主绝缘 $\tan \delta$ 超标则应测量末屏对地 $\tan \delta$, 其值不大于 0.02	1) 对 35kV 以上互感器进行 2) 当 $\tan \delta$ 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 $\tan \delta$ 与温度、电压的关系, 当 $\tan \delta$ 随温度明显变化, 或试验电压由 10kV 到 $U_m/\sqrt{3}$, $\tan \delta$ 增量超过 ± 0.003 , 不应继续运行 3) 主绝缘 $\tan \delta$ 试验电压为 10kV, 末屏对地 $\tan \delta$ 试验电压为 2kV 4) 对具备测试条件的电容型互感器可以用带电测试 $\tan \delta$ 及电容量代替 5) 固体绝缘互感器一般不进行 $\tan \delta$ 测量

表 6.3 干式电流互感器的试验项目、周期和要求 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说 明
3	局 部 放 电 试 验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 交接时, 中性点有效接地系统的电流互感器在测量电压为 $1.2U_m/\sqrt{3}$ 时, 视在放电量不大于 20pC; 在电压为 $1.0U_m$ 时 (必要时), 视在放电量不大于 50pC。中性点绝缘系统或非有效接地系统的电流互感器在测量电压为 $1.2U_m/\sqrt{3}$ 时, 视在放电量不大于 20pC; 在电压为 $1.2U_m$ 时 (必要时), 视在放电量不大于 50pC。 2) 运行中, 在测量电压为 $1.2U_m/\sqrt{3}$ 时, 视在放电量不大于 50pC。	1) 对 35kV 以上互感器进行 2) 交接时若有出厂试验值可不进行或只进行个别抽试 3) 对绝缘有怀疑时应进行。
4	极 性 检 查	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	与铭牌标志相符合	
5	交 流 耐 压 试 验	1) 交接时 2) 35kV: 3 年; 10kV: 6 年 3) 大修后 4) 必要时	1) 一次绕组试验电压按附录 G。 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 3) 全部更换绕组绝缘后, 应按出厂值进行	必要时, 如: 怀疑有绝缘故障时
6	各 分 接 头 的 变 比 检 查	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 与铭牌标志相符合 2) 交接时的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) 交接时对于计量计费用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: 怀疑有绝缘故障时
7	校 核 励 磁 特 性 曲 线	1) 交接时 2) 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使用最大抽头测量	继电保护用绕组要求进行
8	绕 组 直 流 电 阻	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	与出厂值或初始值比较, 应无明显差别	包括一次及二次绕组
9	带 电 测 试 $\tan \delta$ 及 电 容 量	1) 投产后一个月 2) 一年 3) 大修后 4) 必要时	1) 可采用同相比较法, 判断标准为: — 同相设备介质损耗测量值差值 ($\tan\delta_x - \tan\delta_y$) 与初始测量值差值比较, 变化范围绝对值不超过 ± 0.003 , 电容量比值 (C_x/C_y) 与初始测量电容量比值比较, 变化范围不超过 $\pm 5\%$ 。 — 同相同型号设备介质损耗测量值 ($\tan\delta_x - \tan\delta_y$) 不超过 ± 0.003 。 2) 采用其它测试方法时, 可根据实际制定操作细则。	只对已安装了带电测试信号取样单元的电容型电流互感器进行, 当超出要求时应: 1) 查明原因。 2) 缩短试验周期。 3) 必要时停电复试。
10	红 外 测 温		参考 DL/T664	采用红外热像仪测量

6.4 电磁式电压互感器

6.4.1 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 6.4.1。

表 6.4.1 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	绝 缘 电阻	1) 交接时 2) 投运前 3) 3 年 4) 大修后 5) 必要时	1) 与历次试验结果和同类设备的试验结果相比无显著差别 2) 不应低于出厂值或初始值的 70%						1) 用 2500V 兆欧表 2) 必要时, 如: 怀疑有绝缘缺陷时	
2	tan δ	1) 绕 组 绝 缘 tan δ a) 交接时 b) 投运前 c) 3 年 (35 kV1 年) d) 大修后 e) 必要时 2) 110 ~ 220kV 串级 式电压互 感器 支 架 tan δ a) 交接时 b) 必要时	1) 绕组绝缘 tan δ 不应大于下表中数值:							1) 对 35kV 以上互感器 进行 2) 前后对比宜采用同 一试验方法 3) 串级式电压互感器的 tan δ 试验方法建议采 用末端屏蔽法, 其他试 验方法与要求自行规 定 4) 分级绝缘电压互感 器试验电压为 3kV
			温度℃		5	10	20	30	40	
			35kV	交接时	0.015	0.025	0.030	0.050	0.070	
				大修后						
			35kV	交接时	0.020	0.025	0.035	0.055	0.080	
				大修后						
			35kV 以上	交接时	0.010	0.015	0.020	0.035	0.050	
	大修后									
交接时: 35kV 以上电压互感器, 在试验电压为 10kV 时, 按制造 厂试验方法测得的 tan δ 不应大于出厂试验值的 1.3 倍 2) 支架绝缘 tan δ 一般不大于 0.06 3) 与历次试验结果相比无明显变化										
3	油 中 溶 解 气 体 色 谱 分 析	1) 交接时 2) 大修后 3) 投运后第 1 年取 1 次, 以后 3 年 1 次 4) 必要时	1) 交接时与制造厂试验值比较应无明显变化 2) 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 以上), 3 (110kV)						1) 对 110kV 以上互感器 进行 2) 新投运互感器的油中 不应含有 C ₂ H ₂ 3) 运行中制造厂明确要 求不进行色谱分析时, 才可不进行 4) 必要时, 如: 怀疑有 内部放电时	
4	交 流 耐 压 试 验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 一次绕组试验电压按附录 G。 2) 二次绕组之间及其对外壳的工频耐压标准为 2kV, 可用 2500V 兆 欧表代替 3) 全部更换绕组绝缘后按出厂值进行						1) 串级式或分级绝缘式 的互感器用倍频感应耐 压试验, 试验前后进行 空载电流和励磁特性试 验对比, 同时应考虑互 感器的容升电压(频率 150Hz 时, 110kV5%, 220kV10%) 2) 耐压试验前后, 应检 查有否绝缘损伤 3) 必要时, 如: 怀疑有 绝缘缺陷时	

表 6.4.1 电磁式电压互感器(油浸式绝缘)的试验项目、周期和要求(续)

序号	项 目	周 期	要 求		说 明
5	局部放电测量	1)交接时 2)大修后 3)必要时	交接时，油浸式相对地电压互感器在测量电压为1.2Um/√3时，视在放电量不大于5pC；在电压为1.0Um时(必要时)，视在放电量不大于10pC。 运行中，油浸式相对地电压互感器在测量电压为1.2Um/√3时，视在放电量不大于20pC。		1)对110kV以上互感器进行 2)交接时若有出厂试验值可不进行或只进行个别抽试 3)对绝缘有怀疑时应进行。
6	空载电流和励磁特性	1)交接时 2)大修后 3)必要时	1)额定电压下，空载电流与出厂值比较无明显差别 2)在下列试验电压下，空载电流的增量不应大于出厂试验值的10%： 中性点非有效接地系统1.9Un/√3 中性点接地系统1.5Un/√3 3)空载电流值和励磁特性拐点符合订货技术规范的要求		
7	联接组别和极性	1)交接时 2)更换绕组后 3)接线变动后	与铭牌和端子标志相符		
8	电压比	1)交接时 2)更换绕组后 3)接线变动后	与铭牌标志相符		1)交接时对于计量计费用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
9	绝缘油击穿电压（kV）	1)交接时 2)大修后 3)必要时	投运前 35kV ≥35 110～220kV ≥40 500kV ≥60	运行中 35kV ≥30 110～220kV ≥35 500kV ≥50	全密封电压互感器按制造厂要求进行
10	绕组直流电阻测量	1)交接时 2)大修后 3)必要时	与初始值或出厂值相比较，应无明显差别		
11	绝缘油90℃介质损耗	1)交接时 2)大修后 3)必要时	新油：≤0.005 注入设备后： 220kV及以下≤0.010 500kV≤0.007	运行中 110～220kV ≤0.04 500kV ≤0.02	1)当电压互感器tanδ较大但绝缘油其它性能正常时应进行 2)全密封电压互感器按制造厂要求进行
12	绝缘油含水量（mg/L）	1)交接时 2)大修后 3)必要时	投运前 110kV ≤20 220kV ≤15 500kV ≤10	运行中 110kV ≤35 220kV ≤25 500kV ≤15	全密封电流互感器按制造厂要求进行
13	红外测温		参考DL/T664		用红外热像仪测量

6.4.2 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 6.4.2。表 6.4.2 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) 交接时 2) 投运前 3) 3 年 4) 大修后 5) 必要时	1) 与历次试验结果和同类设备的试验结果相比无显著差别 2) 不应低于出厂值或初始值的 70%	1) 采用 2500V 兆欧表 2) 必要时, 如: 怀疑有绝缘缺陷时
2	交 流 耐 压 试 验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 一次绕组试验电压按附录 G。 2) 二次绕组之间及其对外壳的工频耐压标准为 2kV, 可用 2500V 兆欧表代替 3) 全部更换绕组绝缘后按出厂值进行	1) 串级式或分级绝缘式的互感器用倍频感应耐压试验, 试验前后进行空载电流和励磁特性试验对比, 同时应考虑互感器的容升电压 2) 耐压试验前后, 应检查有无绝缘损伤 3) 必要时, 如: — 怀疑有绝缘故障时 — 补气较多时(表压小于 0.2MPa)
3	局 部 放 电 测 量	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	交接时, 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 5pC; 在电压为 $1.0U_m$ 时(必要时), 视在放电量不大于 10pC。 运行中, 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) 对 110kV 以上互感器进行 2) 交接时若有出厂试验值可不进行或只进行个别抽试 3) 对绝缘有怀疑时应进行。
4	空 载 电 流 和 励 磁 特 性	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 在额定电压下, 空载电流与出厂值比较无明显差别 2) 在下列试验电压下, 空载电流的增量不应大于出厂试验值的 10%: 中性点非有效接地系统 $1.9U_n/\sqrt{3}$ 中性点接地系统 $1.5U_n/\sqrt{3}$ 3) 空载电流值和励磁特性拐点符合订货技术规范的要求	
5	呈 容 性 试 验	1) 交接时 2) 必要时	1) 在空载、50%额定负载、额定负载下分别试验 2) 符合订货技术规范的要求	1) 对呈容性电压互感器进行 2) 推荐现场采用如下方法: 从二次绕组施加电压, 用单相相位表测量电流与电压间的相位关系, 电流相位超前电压相位为容性; 或用功率因数表测量
6	联 接 组 别 和 极 性	1) 交接时 2) 更换绕组后 3) 接线变动后	与铭牌和端子标志相符	

表 6.4.2 电磁式电压互感器(SF₆气体绝缘)的试验项目、周期和要求(续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
7	电压比	1) 交接时 2) 更换绕组后 3) 接线变动后	与铭牌标志相符	1) 交接时对于计量计费用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
8	绕组直流电阻测量	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	与初始值或出厂值相比较, 应无明显差别	
9	SF ₆ 气体试验	1) 见12.2节 2) 补气较多时(表压小于0.2MPa)测量纯度和空气		
10	气体密度继电器和压力表检查	必要时	参照厂家规定	
11	红外测温		参考 DL/T664	用红外热像仪测量

6.4.3 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 6.4.3。

表 6.4.3 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) 交接时 2) 投运前 3) 3 年 4) 大修后 5) 必要时	1) 与历次试验结果和同类设备的试验结果相比无显著差别 2) 不应低于出厂值或初始值的 70%	1) 采用 2500V 兆欧表 2) 必要时, 如: 怀疑有绝缘缺陷时
2	交流耐压试验	1) 交接时 2) 35kV: 3 年; 10kV: 6 年 3) 大修后 4) 必要时	1) 一次绕组试验电压按附录 G。 2) 二次绕组之间及其对外壳的工频耐压标准为 2kV, 可用 2500V 兆欧表代替 3) 全部更换绕组绝缘后按出厂值进行	1) 分级绝缘式的互感器用倍频感应耐压试验, 试验前后进行空载电流和励磁特性试验对比 2) 必要时, 如: 一怀疑有绝缘故障时
3	局部放电试验	必要时	1) 交接时, 中性点有效接地系统的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; 在电压为 $1.0U_m$ 时(必要时), 视在放电量不大于 50pC。中性点绝缘系统或非有效接地系统的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; 在电压为 $1.2U_m$ 时(必要时), 视在放电量不大于 50pC。 2) 运行中, 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: 对绝缘性能有怀疑时

表 6.4.3 电磁式电压互感器(固体绝缘)的试验项目、周期和要求(续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
4	空载电流和励磁特性	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 在额定电压下, 空载电流与出厂值比较无明显差别 2) 在下列试验电压下, 空载电流的增量不应大于出厂试验值的 10%: 中性点非有效接地系统 $1.9U_n/\sqrt{3}$ 中性点接地系统 $1.5U_n/\sqrt{3}$ 3) 空载电流值和励磁特性符合订货技术规范的要求	
5	呈容性试验	1) 交接时 2) 必要时	1) 在空载、50%额定负载、额定负载下分别试验 2) 符合订货技术规范的要求	1) 对呈容性电压互感器进行 2) 推荐现场采用如下方法: 从二次绕组施加电压, 用单相相位表测量电流与电压间的相位关系, 电流相位超前电压相位为容性; 或用功率因数表测量
6	联接组别和极性	1) 交接时 2) 更换绕组后 3) 接线变动后	与铭牌和端子标志相符	
7	电压比	1) 交接时 2) 更换绕组后 3) 接线变动后	与铭牌标志相符	1) 交接时对于计量计费用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
8	绕组直流电阻测量	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	与初始值或出厂值相比较, 应无明显差别	
9	红外测温		参考 DL/T664	用红外热像仪测量

6.5 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 6.5。

表 6.5 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) 交接时 2) 大修后 3) 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	中间变压器的绝缘电阻	1) 交接时 2) 3 年 3) 大修后 4) 必要时	1) 与历次试验结果和同类型设备的试验结果相比无显著差别 2) 一次绕组对二次绕组及地应大于 1000M Ω , 二次绕组之间及对地应大于 10M Ω	1) 用 2500V 兆欧表, 从 X 端测量 2) 当一次绕组接地端在内部连接而无法测量时可不测
3	中间变压器的 $\tan \delta$	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 与出厂值或初始值相比不应有显著变化 2) 同厂家同批次产品相比, 相对值相差不应超过 30%	1) 测量一次绕组对二次绕组的 $\tan \delta$, 宜采用正接法 2) 当一次绕组接地端在内部连接而无法测量时可不测
4	中间变压器一、二次绕组直流电阻	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	与出厂值或初始值相比, 应无明显差别	当一次绕组与分压电容器在内部连接而无法测量时可不测

表 6.5 电容式电压互感器的试验项目、周期和要求 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
5	阻尼器检查	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 绝缘电阻应大于 $10M\Omega$ 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。

注：电容式电压互感器的电容分压器部分的试验项目、周期和要求见第 11 章。

6.6 组合式互感器

组合式互感器应结合其绝缘介质和功能，参照类似电流、电压互感器的有关试验项目进行试验。对于开放式铁芯的电压互感器可不进行励磁特性试验。

6.7 放电线圈

放电线圈的试验项目、周期和要求见表 6.7。

表 6.7 放电线圈的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求						说 明	
1	绝 缘 电 阻	1) 交接时 2) 3年 3) 投运前 4) 大修后	不低于1000MΩ						一 次 绕 组 用 2500V兆欧表， 二 次 绕 组 用 1000V兆欧表	
2	绕组 tan δ	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	绕组的tan δ 不应大于下表中数值：							干式可不进行
			温度℃		5	10	20	30	40	
			35kV 及以 下	交接时	0.015	0.025	0.030	0.050	0.070	
				大修后	0.020	0.025	0.035	0.055	0.080	
			35kV 以上	交接时	0.010	0.015	0.020	0.035	0.05.	
				大修后	0.015	0.020	0.025	0.040	0.055	
			交接时：35kV以上，在试验电压为10kV时，按制造厂试验方法测得的tan δ 不应大于出厂试验值的1.3倍							
3	交 流 耐 压 试 验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	试验电压为出厂试验电压的85%						1) 用感应耐压法，两端轮流施加电压 2) 必要时，如：怀疑有缺陷时	
4	绝 缘 油 击 穿 电 压	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	投运前：≥35kV			运行中：≥30kV			对 35kV 等级进行	
5	绕 组 直 流 电 阻	1) 交接时 2) 3年 3) 投运前 4) 大修后 5) 必要时	与上次测量值相比无明显差异						可用万用表测量，包括一次、二次绕组	

表 6.7 放电线圈的试验项目、周期和要求 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
6	电压比	1) 交接时 2) 必要时	符合制造厂规定	
7	差 动 电 压	1) 交接时 2) 必要时	在放电线圈的一次侧施加模拟运行电压, 在二次侧按差动继电器接线原理接上电压表直接进行读数, 一般不超过5V。	应小于二次保护整定值, 否则应更换。

7 开关设备

7.1 SF₆断路器和金属封闭组合电器 (含 GIS、H-GIS)

SF₆断路器和 GIS 的试验项目、周期和要求见表 7.1。

表 7.1 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	SF ₆ 气体试验	按第 12.2 节		
2	辅助回路和控制回路绝缘电阻	1) 交接时 2) 大修后 3) 3 年	绝缘电阻不低于 2MΩ	采用 500V 或 1000V 兆欧表
3	耐压试验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	交接时交流耐压或操作冲击耐压的试验电压为出厂试验电压的 90%, 或按附录 G 的规定进行	1) 试验在 SF ₆ 气体额定压力下进行 2) 对 GIS 试验时不包括其中的电磁式电压互感器及避雷器, 但在投运前应对它们进行试验电压为 $U_m/\sqrt{3}$ 的 5min 耐压试验 3) 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 4) 耐压试验后的绝缘电阻值不应降低 5) 必要时, 如: 对绝缘性能有怀疑时
4	辅助回路和控制回路交流耐压试验	1) 交接时 2) 大修后 3) 3 年 4) 必要时	试验电压为 2kV	1) 可用 2500V 兆欧表代替 2) 耐压试验后的绝缘电阻值不应降低
5	断口间并联电容器的绝缘电阻、电容量和 tan δ	1) 交接时 2) 3 年 3) 大修后 4) 必要时	1) 对瓷柱式断路器, 与断口同时测量, 测得的电容值和 tan δ 与原始值比较, 应无明显变化。电容值偏差应在初始值的 ±5% 范围内, tan δ 值一般不大于 0.005 2) 罐式断路器 (包括 GIS 中的断路器) 按制造厂规定 3) 单节电容器按第 11 章规定	1) 采用正接法测量 2) 交接和大修时, 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 tan δ 作为原始数据 3) 如有明显变化时, 应解开断口单独对电容器进行试验 4) 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 5) 必要时, 如: 对绝缘性能有怀疑时
6	合闸电阻值和合闸电阻的投入时间	1) 交接时 2) 3 年 3) 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 ±5% 2) 合闸电阻的有效接入时间按制造厂规定校核	罐式断路器的合闸电阻布置在罐体内部, 只在解体大修时测量

表 7.1 SF₆断路器和 GIS 的试验项目、周期和要求 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
7	断 路 器 的 速度特性	1) 交接时 2) 大修后	测量方法和测量结果应符合制造厂规定	制造厂无要求时不测量
8	断 路 器 的 时间参量	1) 交接时 2) 6 年 (主变、 母联、电容器、 并联电抗器的 断路器) 3) 机构大修后 4) 必要时	1) 断路器的分、合闸时间, 主、辅触头的配合 时间应符合制造厂规定 2) 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 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
9	分、合闸电 磁铁的动 作电压	1) 交接时 2) 3 年 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% 范围或直流额定电压的 80%~ 110% 范围内可靠动作; 并联分闸脱扣器应能在 其额定电源电压的 65%~120% 范围内可靠动 作, 当电源电压低至额定值的 30% 或更低时不应 脱扣 2) 操作机构分、合闸电磁铁或合闸接触器端子 上的最低动作电压应在操作电压额定值 30%~ 65% 之间 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 50kA 时为 85%) 时应可靠动作 4) 或按制造厂规定	采用突然加压法
10	导 电 回 路 电阻	1) 交接时 2) 3 年 3) 大修后 4) 必要时	1) 交接时的回路电阻值应符合制造厂规定 2) 运行中, 敞开式断路器的测量值不大于制造厂 规定值的 120% 3) GIS 中的断路器按制造厂规定或自行规定	1) 用直流压降法测量, 电流不小于 100A 2) GIS 的回路电阻在有条件时 (如 接地开关外引) 进行, 并应在相同 的测量点进行测量对比 3) 必要时, 如: 怀疑接触不良时
11	分、合闸线 圈的绝缘 电阻和直 流电阻	1) 交接时 2) 3 年 3) 机构大修 后 4) 必要时	1) 交接时绝缘电阻不应低于 10MΩ 2) 直流电阻符合制造厂规定	
12	SF ₆ 气体密 度继电器 (包括整定 值) 检验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	按制造厂规定。整定值包括气体压力上升和下降 时的接点动作整定值。	1) 运行中应创造条件每 3 年进行 一次。 2) 必要时, 如: 怀疑设备有异常时

表 7.1 SF₆断路器和 GIS 的试验项目、周期和要求 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
13	压力表校验(或调整), 机构操作压力(气压、液压)整定值校验	1) 交接时 2) 3 年 3) 大修后 4) 必要时	按制造厂规定	1) 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) 2) 必要时, 如: 怀疑压力表有问题或压力值不准确时
14	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) 交接时 2) 机构大修后 3) 必要时	符合制造厂规定	
15	液(气)压操作机构的泄漏试验	(同上)	按制造厂规定	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
16	油(气)泵补压及零起打压的运转时间	1) 交接时 2) 3 年 3) 大修后 4) 必要时	应符合制造厂规定	必要时, 如: 怀疑操作机构液(气)压回路密封不良时
17	液压机构及采用差压原理的气动机构的防失压慢分试验	1) 交接时 2) 机构大修后 3) 必要时	按制造厂规定	
18	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) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	按制造厂规定	
19	GIS 中的联锁和闭锁性能试验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	动作应准确可靠	检查 GIS 的电动、气动联锁和闭锁性能, 以防止误动作
20	GIS 中的互感器和避雷器	按制造厂规定, 或分别按第 6 章、第 13 章进行		
21	触头磨损量测量	必要时	按制造厂规定	必要时, 如: — 投切频繁时 — 投切次数接近电寿命时 — 开断故障电流次数较多时
22	GIS 运行中局部放电测试	1) 交接试运行 2) 投产后半年 1 次, 如无异常, 1 年 1 次 2) 必要时	应无明显局部放电信号	必要时, 如: 对绝缘性能有怀疑时
23	红外测温		按 DL/T664 执行	1) 敞开式断路器在热备用状态下, 应对断口并联电容器进行测量 2) 用红外热像仪测量

7.2 低压断路器和自动灭磁开关

低压断路器和自动灭磁开关的试验项目、周期和要求见表 7.2。

表 7.2 低压断路器和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	操作机构合闸接触器和分、合闸电磁铁的最低动作电压	1) 交接时 2) 3 年 3) 操作机构大修后 4) 必要时	1) 操作机构分、合闸电磁铁或合闸接触器端子上的最低动作电压应在操作电压额定值的 30%~65%之间 2) 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 50kA 时为 85%) 时应可靠动作	
2	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) 交接时 2) 3 年 3) 更换线圈后 4) 必要时	1) 绝缘电阻: 交接时不应小于 10M Ω , 运行时不应小于 2M Ω 2) 直流电阻应符合制造厂规定	采 用 500V 或 1000V 兆 欧表
3	交流耐压试验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	试验电压按出厂试验的 0.9 倍	
4	脱扣器脱扣试验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	应符合技术规范书要求和制造厂规定	有条件时 进行

注: 对自动灭磁开关尚应作常开、常闭触点分合切换顺序, 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。

7.3 变电所内真空断路器

变电所内真空断路器的试验项目、周期和要求见表 7.3。

表 7.3 变电所内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) 交接时 2) 投运前 3) 投运后 1 年内进行 1 次, 以后变压器低压侧、母线联络、电容器组中置柜 (移开式) 断路器 3 年, 其余 6 年 4) 大修后 5) 必要时	1) 整体绝缘电阻按制造厂规定或自行规定 2) 断口和有机物制成的提升杆的绝缘电阻 (M Ω) 不应低于下表中数值	用 2500V 兆欧表
			试验类别	
			3~15	
			20~40.5	
			72.5	
2	交流耐压试验 (断路器主回路对地、相间及断口)	1) 交接时 2) 投运前 3) 投运后 1 年内进行 1 次, 以后变压器低压侧、母线联络、电容器组中置柜 (移开式) 断路器 3 年, 其余 6 年 4) 大修后 5) 必要时	交接时	1) 更换或干燥后的绝缘提升杆必须进行耐压试验, 耐压设备不能满足时可分段进行 2) 相间、相对地及断口的耐压值相同 3) 必要时, 如: 怀疑绝缘不良时
			大修后	
			运行中	
			300	
			1000	
			3000	

表 7.3 变电所内真空断路器的试验项目、周期和要求 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说明
3	辅助回路和控制回路交流耐压试验	1) 交接时 2) 6年 3) 大修后 4) 必要时	试验电压为2kV	可用2500V兆欧表代替
4	导电回路电阻	1) 交接时 2) 投运后1年内进行1次, 以后变压器低压侧、母线联络、电容器组中置柜(移开式)断路器3年, 其余6年 3) 大修后	1) 大修后应符合制造厂规定 2) 运行中不宜大于出厂值的120%	用直流压降法测量, 电流不小于100A
5	断路器的合闸时间和分闸时间, 分、合闸的同期性, 触头开距, 合闸时的弹跳过程, 分闸反弹行程	1) 交接时 2) 机构大修后 3) 必要时	1) 分、合闸时间, 分、合闸同期性和触头开距应符合制造厂规定 2) 对用于投切电容器的真空断路器进行合闸弹跳和分闸反弹测量。合闸弹跳应小于2ms, 分闸弹跳应小于断口间距的25%, 一旦发现断路器弹跳过大, 应及时调整。	1) 在额定操作电压下进行。 2) 分闸反弹行程由于结构原因不能测量的可不进行(如不能安装传感器)。
6	操作机构合闸接触器和分、合闸电磁铁的最低动作电压	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 并联合闸脱扣器应能在其交流额定电压的85%~110%范围或直流额定电压的80%~110%范围内可靠动作; 并联分闸脱扣器应能在其额定电源电压的65%~120%范围内可靠动作, 当电源电压低至额定值的30%或更低时不应脱扣 2) 操动机构分、合闸电磁铁或合闸接触器端子上的最低动作电压应在操作电压额定值的30%~65%之间 3) 在使用电磁机构时, 合闸电磁铁线圈通流时的端电压为额定值的80%(关合峰值电流等于或大于50kA时为85%)时应可靠动作	采用突然加压法
7	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) 交接时 2) 更换线圈后 3) 必要时	1) 绝缘电阻: 交接时不应小于10M Ω , 运行时不应小于2M Ω 2) 直流电阻应符合制造厂规定	采用500V或1000V兆欧表
8	真空灭弧室真空度的测量	必要时	1) 应符合制造厂规定 2) 与历次试验结果和同类型设备试验结果相比无明显差别	
9	检查动触头上的软连接夹片有无松动	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	应无松动	
10	灭弧室的触头开距及超行程	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	应符合制造厂规定	由于结构原因不能测量的可不进行(如不能安装传感器)。

表 7.3 变电所内真空断路器的试验项目、周期和要求 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说明
11	触头磨损量测量	必要时	按制造厂技术要求, 一般要求触头磨损量不超过2mm	必要时, 如: —投切频繁 —开断故障电流接近其型式试验开断次数—开断负荷电流次数较多

7.4 配电网柱上真空断路器和重合器 (包括以油、真空及 SF₆ 气体为绝缘介质的各种 12kV 重合器)

配电网柱上真空断路器和重合器的试验项目、周期和要求见表 7.4。

表 7.4 配电网柱上真空断路器和重合器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	绝缘电阻	1) 交接时 2) 大修后 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: 交接时 1200 M Ω ; 大修后 1000 M Ω ; 运行中 300 M Ω	采用 2500V 兆欧表测量
2	SF ₆ 气体泄漏试验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 无明显漏点 2) 年漏气率不大于 1%或按制造厂规定	
3	控制回路的绝缘电阻	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	交接时不应低于 10 M Ω , 运行时不应低于 2 M Ω	采 用 500V 或 1000V 兆欧表
4	交流耐压试验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	试验电压按附录 G	试验在主回路对地及断口间进行
5	辅助和控制回路的交流耐压试验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	试验电压为 2kV	可用 2500V 兆欧表代替
6	导电回路电阻	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 交接时和大修后应符合制造厂规定, 一般小于 200 $\mu\Omega$ 2) 运行中自行规定	用直流压降法测量, 电流值不得小于 100A
7	合闸时间, 分闸时间, 三相触头分、合闸同期性, 触头弹跳	1) 交接时 2) 大修后	应符合制造厂的规定	在额定操作电压下进行
8	分、合闸速度	1) 交接时 2) 大修后	应符合制造厂的规定	在额定操作电压下进行, 或按制造厂规定
9	合闸电磁铁线圈的操作电压	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	在额定电压的 85%~115%范围内应可靠动作或符合制造厂规定	
10	分闸线圈直流电阻	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	应符合制造厂规定	

表 7.4 配电网柱上真空断路器和重合器的试验项目、周期和要求（续）

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
11	分闸起动器的动作电压	1) 交接时 2) 大修后	应符合制造厂规定	
12	合闸电磁铁线圈直流电阻	1) 交接时 2) 大修后	应符合制造厂规定	
13	最小分闸电流	1) 交接时 2) 大修后	1) 应符合制造厂规定 2) 满足过流分闸的要求	机构合闸后，施加电流并逐渐增大
14	额定操作顺序	1) 交接时 2) 大修后	操作顺序应符合制造厂要求	
15	利用远方操作装置检查动作情况	1) 交接时 2) 大修后	按规定操作顺序在试验回路中操作 3 次，动作应正确	
16	检查单分功能可靠性	1) 交接时 2) 大修后	将操作顺序调至单分，操作 2 次，动作应正确	
17	绝缘油击穿电压试验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	交接时、大修后：≥35kV 运行中：≥30kV	必要时，如： 怀疑进水受潮时

7.5 分界负荷开关和分段器（包括以油、真空及 SF₆ 气体为绝缘介质的各种 12kV 分段器）

分界负荷开关和分段器的试验项目、周期和要求见表 7.5。

表 7.5 分界负荷开关和分段器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	绝缘电阻	1) 交接时 2) 大修后 3) 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：交接时：1200 MΩ； 大修后：1000MΩ；运行中：300MΩ 3) 控制回路绝缘电阻值不小于 2MΩ	一次回路用 2500V 兆欧表；控制回路用 1000V 兆欧表
2	交流耐压试验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 试验电压见附录 G 2) 对于接有内置式电压互感器的相间，试验电压为出厂值的 0.9 倍	试验在主回路对地、相间及断口间进行
3	导电回路电阻	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 交接时和大修后应符合制造厂规定，一般小于 200 μΩ（含 2 米引出线时小于 700 μΩ） 2) 运行中自行规定	用直流压降法测量，电流值不小于 100A
4	合闸电磁铁线圈的操作电压	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	在制造厂规定的电压范围内应可靠动作	
5	合闸时间、分闸时间，触头分、合闸的同期性	1) 交接时 2) 大修后	应符合制造厂的规定	在额定操作电压下进行
6	分、合闸线圈的直流电阻	1) 交接时 2) 大修后	应符合制造厂的规定	
7	利用远方操作装置检查动作情况	1) 交接时 2) 大修后	在额定操作电压下分、合闸各 3 次，动作应正确	
8	辅助和控制回路的交流耐压试验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	试验电压为 2kV	可用 2500V 兆欧表代替

表 7.5 分界负荷开关和分段器的试验项目、周期和要求 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
8	SF ₆ 气体泄漏试验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 无明显漏点 2) 年漏气率不大于 1%或按制造厂规定	必要时, 如: 对绝缘性能有怀疑时
9	绝缘油击穿电压试验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	大修后: $\geq 35\text{kV}$ 运行中: $\geq 30\text{kV}$	必要时, 如: 怀疑进水受潮时
10	自动计数操作	1) 交接时 2) 大修后	按制造厂的规定完成计数操作	
11	控制器试验	1) 交接时 2) 大修后	应符合技术规范书要求和制造厂规定	有条件时进行

7.6 隔离开关

隔离开关的试验项目、周期和要求见表 7.6。

表 7.6 隔离开关的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求		说 明		
1	有机材料支持绝缘子及提升杆的绝缘电阻	1)交接时 2)6 年 3)大修后 4)必要时	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(MΩ)不得低于下表数值:		采用 2500V 兆欧表		
			试验类别	额定电压 kV			
				3~15		20~40.5	
				交接时		1200	3000
				大修后		1000	2500
				运行中		300	1000
2	二次回路的绝缘电阻	1)交接时 2)6 年 3)大修后 4)必要时	交接时不应低于 10MΩ，运行时不应低于 2MΩ		采用 1000V 兆欧表		
3	交流耐压试验 (主回路对地、相间及断口)	1)交接时 2)大修后 3)必要时	1)试验电压值按附录 G 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		1)在交流耐压试验前、后应测量绝缘电阻；耐压后的阻值不得降低 2)户外敞开式空气绝缘的隔离开关可不进行断口间试验。		
4	二次回路交流耐压试验	1)交接时 2)6 年 3)大修后 4)必要时	试验电压为 2kV		可用 2500V 兆欧表代替		
5	电动操作机构线圈的最低动作电压	1)交接时 2)大修后 3)必要时	电动机操动机构在其额定操作电压的 80%~110%范围内分、合闸动作应可靠；最低动作电压一般在操作电源额定电压的 30%~80%范围内				

表 7.6 隔离开关的试验项目、周期和要求（续）

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
6	导电回路电阻测量	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 交接时应符合制造厂规定 2) 大修后和运行中不大于制造厂规定值的 150%	1) 用直流压降法测量，电流值不小于 100A 2) 必要时，如：怀疑接触不良时
7	操动机构的动作情况	1) 交接时 2) 大修后	1) 电动操动结构在额定操作电压下分、合闸 5 次，动作应正常 2) 手动操作机构操作时灵活，无卡涩 3) 闭锁装置应可靠	
8	支柱绝缘子探伤	1) 交接时 2) 必要时	1) 对敞开式安装的变压器低压侧出口隔离开关和 110kV 以上隔离开关进行探伤，应无明显裂纹 2) 超声波检测缺陷评定方法参考附录 K	1) 可采用超声探伤法或紫外检测 2) 必要时，如：发现同厂家同型号同期产品出现断裂
9	红外测温		1) 按 DL/T664 执行 2) 发现温度异常时应停电检修，并应测量检修前后的导电回路电阻，以积累运行经验。	用红外热像仪测量

注：户外柱上隔离负荷开关参照表 7.6 中有关序号执行，但可不进行定期预防性试验。

7.7 高压开关柜

高压开关柜的试验项目、周期和要求见表 7.7。

表 7.7 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) 交接时 2) 6 年 3) 投运前 4) 大修后	交接时不应低于 $10M\Omega$ ，运行时不应低于 $2M\Omega$	采用 1000V 兆欧表
2	辅助回路和控制回路交流耐压试验	1) 交接时 2) 6 年 3) 投运前 4) 大修后	试验电压为 2kV	用 2500V 兆欧表代替
3	断路器、隔离开关及隔离插头的导电回路电阻	1) 交接时 2) 6 年 3) 投运前 4) 大修后 5) 必要时	1) 交接时和大修后应符合制造厂规定 2) 运行中应不大于制造厂规定值的 150%	1) 回路电阻的测量在有条件时进行 2) 必要时，如：怀疑接触不良时
4	绝缘电阻试验	1) 交接时 2) 大修后 3) 变压器低压侧、母线联络、电容器组中置柜（移开式）3 年，其余 6 年 4) 投运前 5) 必要时	应符合制造厂规定，一般不低于 $50M\Omega$	在交流耐压试验前、后分别进行

表 7.7 高压开关柜的试验项目、周期和要求（续）

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
5	交流耐压试验	1) 交接时 2) 大修后 3) 变压器低压侧、母线联络、电容器组中置柜（移开式）3 年，其余 6 年 4) 投运前 5) 必要时	试验电压值按附录 G 中连在一起进行试验的所有设备的试验电压的最低者。相间、相对地及断口的试验电压值相同。	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
6	检查电压抽取（带电显示）装置	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	应符合 DL/T538《高压带电显示装置技术条件》的规定	
7	SF ₆ 气体泄漏试验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	应符合制造厂规定	
8	SF ₆ 气体压力表及密度继电器校验	1) 交接时 2) 6 年 3) 必要时	应符合制造厂规定	
9	防误操作性能检查	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	应符合技术规范书的要求和制造厂规定	必要时，如： 对开关柜防误操作性能可靠性有怀疑时
10	机械操作试验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 无卡涩和异常现象 2) 各种辅助开关变换信号正确	对断路器、隔离开关、接地开关等开关设备进行操作检查

注：1) 其它型式高压开关柜，如计量柜，电压互感器柜和电容器柜等的试验项目、周期和要求可参照表 7.7 中有关序号进行。

2) 柜内主要元件（如断路器、互感器、电容器、避雷器等）的试验项目按本规程有关章节规定，定期试验周期随开关柜。

3) 配电网高压开关柜和环网柜试验按本表和 2) 进行，并在交接时增加保护控制装置试验检查（在二次回路通流校核，电流限值和时限延时误差在允许范围），但可不进行定期预防性试验。

8 套管

套管的试验项目、周期和要求见表 8。

表 8 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) 交接时 2) 3 年 3) 大修（包括主设备大修）后 4) 投运前 5) 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：5000M Ω ； 110kV 以上：10000M Ω 2) 末屏对地的绝缘电阻不应低于 1000M Ω	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： — 红外测温发现套管发热 — 套管油位不正常或气体压力不正常

表 8 套管的试验项目、周期和要求（续）

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
2	主绝缘及电容型套管末屏对地 $\tan \delta$ 与电容量	1) 交接时	1) 交接时在室温下 $\tan \delta$ 不应大于下列数值： 油纸电容型：0.007；浇注绝缘和气体绝缘：0.010； 胶纸电容型：35kV 及以下 0.015，110kV 以上 0.010； 充胶型：0.020；胶纸型：0.025	1) 油纸电容型套管的 $\tan \delta$ 一般不进行温度换算，当 $\tan \delta$ 与出厂值或上一次试验值比较有明显增长或接近左表数值时，应综合分析 $\tan \delta$ 与温度、电压的关系。当 $\tan \delta$ 随温度增加明显增大或试验电压由 10kV 升到 $U_m/\sqrt{3}$ 时， $\tan \delta$ 增量超过 ± 0.003 ，不应继续运行 2) 20kV 以下纯瓷套管及与变压器油连通的油压式套管不测 $\tan \delta$ 3) 测量变压器套管 $\tan \delta$ 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) 对具备测试条件的电容型套管可以用带电测试电容量及 $\tan \delta$ 代替 5) 必要时，如： — 红外测温发现套管异常 — 套管油位不正常
		2) 3 年	2) 大修后和运行中 20℃ 时的 $\tan \delta$ 值应不大于下表中数值：	
		3) 大修(包括主设备大修后)		
		4) 投运前		
		5) 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		
		6) 必要时		
			电压等级 kV	
			35	
			66~110	
			220~500	
			充 油 型	
			油纸电容型	
			充 胶 型	
			胶纸电容型	
			胶 纸 型	
			气 体	
			干 式	
			充 油 型	
			油纸电容型	
			充 胶 型	
			胶纸电容型	
			胶 纸 型	
			气 体	
			干 式	
3	带电测试 $\tan \delta$ 及电容量	1) 投产后 1 个月	1) 可采用同相比法，判断标准为： — 同相设备介质损耗测量值差值 ($\tan \delta_x - \tan \delta_0$) 与初始测量值差值比较，变化范围绝对值不超过 ± 0.003 ，电容量比值 (C_x/C_0) 与初始测量电容量比值比较，变化范围不超过 $\pm 5\%$ 。 — 同相同型号设备介质损耗测量值 ($\tan \delta_x - \tan \delta_0$) 不超过 ± 0.003 。	对已安装了带电测试信号取样单元的电容型套管进行，超出要求时应： 1) 查明原因。 2) 缩短试验周期。 3) 必要时停电复试。
		2) 1 年 3) 大修后 4) 必要时	2) 采用其它测试方法时，可根据实际制定操作细则。	

表 8 套管的试验项目、周期和要求 (续)

序号	项 目	周 期	要 求			说 明
4	油中溶解气体色谱分析	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	油中溶解气体组分含量(μL/L) 超过下列任何一值时应引起注意, H ₂ : 500, CH ₄ : 100; 发现含有 C ₂ H ₂ 时, 宜退出运行, 及时进行检查; 当 C ₂ H ₂ 含量达到下列数值时应立即停止运行, 查明原因, 500kV: 1, 220kV 及以下: 2			1) 对保存期超过 1 年的 110kV 以上套管, 安装前应进行色谱分析 2) 厂家要求不能取油样时可以不 做 3) 必要时, 如: —红外测温发现套管发热 —套管油位不正常 —套管部位有异常响声
5	交流耐压试验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	试验电压值按附录 G。			35kV 及以下纯瓷穿墙套管可随母线绝缘子一起耐压
6	电容型套管的局部放电测量	1) 长 时 间 存 放 时 2) 大修后 3) 变压器套管解体检修后 4) 必要时	1) 变压器及电抗器套管的试验电压为 1.5Um/√3 2) 其它套管的试验电压为 1.05Um/√3 3) 在试验电压下视在放电量(pC) 不大于:			1) 对 110kV 以上套管进行 2) 对保存期超过 1 年的 110kV 以上套管, 安装前应进行局部放电试验 3) 左表括号内的局部放电量适用于非变压器、电抗器套管 4) 有条件时进行 5) 必要时, 如: —怀疑套管存在绝缘缺陷时
				油纸电容型	胶纸电容型	
			交接时、大修后	10	250(100)	
			运行中	20	自行规定	
7	红外测温		按 DL/T664 执行			用红外热像仪测量

注: 1) 充油套管指以油作为主绝缘的套管, 不包括与变压器内油连通的油压式套管;

2) 油纸电容型套管指以油纸电容芯为主绝缘的套管;

3) 充胶套管指以胶为主绝缘的套管;

4) 胶纸电容型套管指以胶纸电容芯为主绝缘的套管, 即胶纸充胶或充油型套管;

5) 胶纸型套管指以胶纸为主绝缘与外绝缘的套管 (如一般室内无瓷套胶纸套管)。

9 支柱绝缘子和悬式绝缘子、合成绝缘子

9.1 支柱绝缘子和悬式绝缘子

支柱绝缘子和悬式绝缘子的试验项目、周期和要求见表 9.1。

表 9.1 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	零值绝缘子检测	1) 110kV 以上变电站 3 年 1 次 2) 110kV 以上线路投运 3 年内进行普测 1 遍, 根据普测结果按如下年平均劣化率确定检测周期: <0.005%, 5~6 年 0.005%~0.01%, 3~4 年 >0.01%, 2 年	1) 对于投运 3 年内年均劣化率大于 0.04%、3 年后检测周期内年均劣化率大于 0.02%, 或年均劣化率大于 0.1%, 应分析原因, 并采取相应的措施。 2) 劣化绝缘子片数在规定的检测次数中达到 110kV 线路 2~3 片、220kV 线路 3 片、500kV 线路 6~8 片时必须立即整串更换。	1) 参照 DL/T626 《盘形悬式绝缘子劣化检测规程》执行 2) 在运行电压下测量电压分布 (或火花间隙) 或采用红外热像仪检测 3) 对多元件针式绝缘子应检测每一元件 4) 对 35kV 以上进行, 35kV 自行规定

表 9.1 支柱绝缘子和悬式绝缘子的试验项目、周期和要求（续）

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
2	绝缘电阻	1) 交接时 2) 更换绝缘子时	1) 针式支柱绝缘子的每一元件和每片悬式绝缘子的绝缘电阻不应低于 300MΩ，500kV 悬式绝缘子不低于 500MΩ 2) 半导体釉绝缘子的绝缘电阻自行规定	1) 采用 2500V 兆欧表，500kV 悬式绝缘子用 5000V 兆欧表 2) 棒式支柱绝缘子不进行此项试验
3	交流耐压试验	1) 交接时 2) 随主设备 3) 更换绝缘子时	1) 支柱绝缘子的交流耐压试验电压值见附录 A 中表 A 2) 机械破坏负荷为 60~300kN 的盘形悬式绝缘子交流耐压均取 60kV	1) 棒式绝缘子不进行此项试验 2) 35kV 及以下的支柱绝缘子，可在母线安装完毕后一起进行，试验电压按本标准规定
4	绝缘子表面污秽物的等值盐密测量	1 年	参照附录 B 污秽等级与对应附盐密度值检查所测盐密值与当地污秽等级是否一致。结合运行经验，将测量值作为调整耐污绝缘水平和监督绝缘安全运行的依据。盐密值超过规定时，应根据情况采取调爬、清扫、涂料等措施。	应分别在户外线路每 5~30km 能代表当地污秽程度的至少一串悬垂绝缘子（或悬挂试验串）和一根棒式支柱绝缘子上取样，测量应在当地积污最重的时期进行
5	支柱绝缘子探伤	1) 交接时 2) 必要时	1) 对管型母线支柱绝缘子进行探伤，应无明显裂纹。 2) 对于新安装的 110kV 及以上隔离开关、110kV 及以上主变各侧隔离开关支柱绝缘子，在交接时必须提供绝缘子探伤报告。 3) 超声波检测缺陷评定方法参考附录 K	1) 可采用超声探伤法或紫外检测 2) 必要时，如： 发现同厂家同型号同期产品出现断裂
6	红外测温	1) 按变电站周期 2) 110kV 以上线路：每年按照不低于 5% 的数量抽检	按 DL/T664 执行	用红外热像仪测量

注：运行中：针式支柱绝缘子和悬式绝缘子的试验项目可在检查零值、绝缘电阻及交流耐压试验中任选一项，玻璃绝缘子不进行试验。运行中自爆（破）的绝缘子应及时更换。

9.2 合成绝缘子

合成绝缘子的试验项目、周期和要求见表 9.2。

表 9.2 合成绝缘子的试验项目、周期和要求

序号	项目	周 期	要 求	说 明
1	红外测温	1) 按变电站周期 2) 110kV 以上线路，每年按照不低于 5% 的数量抽检	1) 按 DL/T664 执行 2) 红外检测发现有明显发热点时应予更换	用红外热像仪检测

注：其它试验项目如憎水性检测、湿工频耐受电压试验、水煮试验、陡波冲击耐受电压试验、密封性能试验、机械破坏负荷试验等，在必要时按 DL/T864-2003《标称电压高于 1000V 交流架空线路用复合绝缘子使用导则》执行。

10 电力电缆

10.1 一般规定

10.1.1 对电缆的主绝缘做耐压试验或测量绝缘电阻时，应分别在每一相上进行。对一相进行试验或测量时，其它两相导体、电缆两端的金属屏蔽或金属护套和铠装层一起接地。

10.1.2 试验结果异常，但根据综合判断允许在监视条件下继续运行的电缆线路，其试验周期应缩短，如在不少于 6 个月时间内，经连续 3 次以上试验，试验结果不变坏，则以后可以按正常周期试验。

- 10.1.3 对金属屏蔽或金属套一端接地，另一端装有护层过电压保护器的单芯电缆主绝缘作耐压试验时，必须将护层过电压保护器短接，使这一端的电缆金属屏蔽或金属套临时接地。
- 10.1.4 耐压试验后，使导体放电时，必须通过每千伏约 80k Ω 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。
- 10.1.5 凡停电超过6个月的电缆线路，应用兆欧表测量该电缆导体对地绝缘电阻，如有疑问时，必须取常规耐压试验电压的85%进行试验，加压时间1min；停电超过6个月但不满一年的电缆线路，必须做50%规定试验电压值的耐压试验，加压时间1min；停电超过一年的电缆线路必须作常规的耐压试验。
- 10.1.6 对额定电压为0.6/1kV的电缆线路可用1000V或2500V兆欧表测量导体对地绝缘电阻代替直流耐压试验。
- 10.1.7 直流耐压试验时，应分阶段均匀升压（至少3段），每段停久1min读取泄漏电流，在试验电压升至规定值后1min以及加压时间达到规定值时测量泄漏电流。泄漏电流值和不平衡系数（最大值与最小值之比）只作为判断绝缘状况的参考，不作为是否能投入运行的判据。但如发现泄漏电流与上次试验值相比有很大变化，或泄漏电流不稳定，随试验电压的升高或加压时间的增加而急剧上升时，应查明原因。如系终端头表面泄漏电流或对地杂散电流等因素的影响，则应加以消除；如怀疑电缆线路绝缘不良，则可提高试验电压（以不超过产品标准规定的出厂试验直流电压值为宜）或延长试验时间，确定能否继续运行。

10.2 橡塑绝缘电力电缆

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。

橡塑绝缘电力电缆线路的试验项目、周期和要求见表10.1。

表10.1 橡塑绝缘电力电缆的试验项目、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) 交接时 2) 耐压试验前、后 3) 新做电缆终端或接头后 4) 必要时	与历次试验结果和同类型电缆试验结果相比无显著差别，一般大于1000M Ω	0.6/1kV电缆用1000V兆欧表； 0.6/1kV以上电缆用2500V兆欧表； 6/6kV以上电缆用5000V兆欧表
2	电缆外护套绝缘电阻	1) 交接时 2) 耐压试验前、后3) 3年 4) 必要时	每千米绝缘电阻值不低于0.5M Ω	1) 采用500V兆欧表。当每千米的绝缘电阻低于0.5M Ω 时应采用附录D中叙述的方法判断外护套是否进水。 2) 对外护套有引出线者进行。
3	电缆内衬层绝缘电阻	1) 交接时 2) 耐压试验前、后3) 3年 4) 必要时	每千米绝缘电阻值不应低于0.5M Ω	1) 采用500V兆欧表。当每千米的绝缘电阻低于0.5M Ω 时应采用附录D中叙述的方法判断内衬层是否进水。 2) 对内衬层有引出线者进行。
4	铜屏蔽层电阻和导体电阻比	1) 交接时 2) 投运前 3) 重作终端或接头后 4) 内衬层破损进水后 5) 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	1) 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 2) 终端以及中间接头的安装工艺必须符合附录D的要求才能测量，不符合此附录者不测量
5	外护套直流耐压试验	1) 交接时 2) 必要时	1) 35kV 电缆为 5kV，10kV 电缆为 2.5kV 2) 可用兆欧表代替	必要时，如：当怀疑外护套绝缘有故障时

表 10.1 橡塑绝缘电力电缆的试验项目、周期和要 (续)

序号	项 目	周 期	要 求				说 明
6	相 位 检 查	1) 交接时 2) 必要时	与电网相位一致				
7	红 外 测 温	1) 新电缆投运后 2) 500kV :1 年 2 次; 220kV 及以下:1 年 1 次	年度检测应在负荷最高时进行, 参照DL/T664				有条件时进行。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
8	带 电 测 试 外 护 层 接 地 电 流	1) 新电缆投运后 2) 110kV以上:1年	一般不大于电缆负荷电流值的10%				用钳型电流表测量
9	电 缆 主 绝 缘 耐 压 试 验	1) 交接时 2) 新做终端或接头后 3) 必要时	周期	额定电压 U_0/U (kV)	试验电压	时间 (min)	1) 推荐使用 30~300Hz 谐振耐压试验; 2) 110kV 以上 GIS 盒式电缆头之电缆根据 IEC-840 可采用①导体与屏蔽层间加线电压 5 分钟②施加正常系统相对地电压 24 小时方法替代。 3) 110kV以上系统, 一端为空气绝缘终端、另一端为GIS的电缆和两端均为空气绝缘终端的电缆, 在条件允许的前提下3~5年做一次交流耐压试验。两端均为密闭式终端的电缆可不进行定期试验。 4) 必要时, 如: 怀疑电缆有故障时
			交 接 时	18/30 及以下	$2.5U_0$ ($2.0U_0$)	5 (60)	
				21/35~ 64/110	$2.0U_0$	60min	
				127/220 以上	$1.7U_0$	60min	
			其 它	18/30 及以下	$2.0U_0$	5min	
				21/35~ 64/110	$1.6U_0$	60min	
				127/220 以上	$1.36U_0$	60min	
10	交 叉 互 联 系 统	1) 交接时 2) 110kV 以上 3 年, 35kV及以下6年 3) 互联系统故障时	见表 10.6				
11	屏 蔽 层 避 雷 器	按 13 章					

注: 为了实现序号2、3和4项的测量, 必须对橡塑电缆附件安装工艺中金属层的传统接地方法按附录D加以改变。

10.3 交叉互联系统

交叉互联系统的试验项目、周期和要求见表 10.2。

表 10.2 交叉互联系统的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	电缆外护套、绝缘接头外护套与绝缘夹板的直流耐压试验	1) 交接时 2) 3 年	在每段电缆金属屏蔽或金属套与地之间施加直流电压 5kV, 加压时间 1min, 不应击穿	试验时必须将护层过电压保护器断开, 在互联箱中将另一侧的三段电缆金属套都接地

表 10.2 交叉互联系统的试验项目、周期和要求 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
2	护层过电压保护器 1) 非线性电阻片的直流伏安特性 2) 非线性电阻片及其引线的对地绝缘电阻	1) 交接时 2) 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 with 外壳之间的绝缘电阻, 其值不应小于 10MΩ	按制造厂规定值加压于碳化硅电阻片, 若试验时温度为 $t^{\circ}\text{C}$, 则被测电流值应乘以修正系数 $(120-t)/100$
3	互联箱 a) 闸刀(或连接片)接触电阻 b) 检查闸刀(或连接片)连接位置	1) 交接时 2) 3 年	1) 在正常工作位置进行测量, 接触电阻不应大于 $20\mu\Omega$ 2) 连接位置应正确无误	1) 用双臂电桥 2) 在交叉互联系统的试验合格后密封互联箱之前进行; 如发现连接错误重新连接后必须重测闸刀(或连接片)的接触电阻

11 电容器

11.1 高压并联电容器、串联电容器和交流滤波电容器

11.1.1 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 11.1。

表 11.1 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

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	极对壳绝缘电阻	1) 交接时 2) 投运前 3) 投运后前3年和15年后每年1次, 其余3年 4) 必要时	不低于2000MΩ	1) 串联电容器用1000V兆欧表, 其它用2500V兆欧表 2) 单套管电容器不测 3) 必要时, 如: 保险熔断或保护跳闸时
2	电容值	1) 交接时 2) 投运前 3) 投运后前3年和15年后每年1次, 其余3年 4) 必要时	1) 电容值偏差按制造厂规定, 但不超过额定值的 $-5\% \sim +10\%$ 范围, 不应小于出厂值的95% 2) 对用内熔丝保护的电容器, 334kvar以上容量的电容器, 当电容量减少超过1%~3%时, 应认真检查, 发现问题应退出运行; 334kvar容量的电容器, 当电容量减少超过5%时, 应退出运行; 200kvar及以下容量的电容器, 当电容量减少超过10%时, 应退出运行 3) 对用外熔断器保护的电容器, 一旦发现电容量增大超过一个串段击穿所引起的电容量增大, 应立即退出运行, 避免电容器带故障运行而发展成扩大性故障	1) 用电桥法或电流电压法测量。 2) 对于电容器组, 推荐使用不拆连接线的测量方法 3) 必要时, 如: 保险熔断或保护跳闸时
3	相间、相对地或极对壳交流耐压试验	交接时	试验电压按出厂值的80%	高压并联电容器按DL/T604进行

表 11.1 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（续）

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
4	并联电阻值测量	1) 交接时 2) 投运后前3年和15年后每年1次，其余3年 3) 必要时	电阻值与出厂值的偏差应在±10%之内	1) 自放电法测量 2) 必要时，如： 巡视时发现渗漏油或温度异常等。
5	凸肚、渗漏油检查	巡视时	发现凸肚、漏油时停止使用	观察法
6	冲击合闸	交接时	在电网额定电压下冲击合闸3次，无闪络及熔断器熔断等异常现象	
7	红外测温		参照 DL/T664	用红外热像仪测量

11.1.2 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。

11.2 耦合电容器和电容式电压互感器的电容分压器

11.2.1 耦合电容器和电容式电压互感器的电容分压器的试验项目、周期和要求见表11.2。

表11.2 耦合电容器和电容式电压互感器的电容分压器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	极间绝缘电阻	1) 交接时 2) 投运后1年内 3) 必要时	一般不低于5000MΩ	用2500V兆欧表
2	电容值	1) 交接时 2) 投运后1年内 3) 极间耐压后 4) 必要时	1) 每节电容值偏差不超出额定值的-5%~+10%范围 2) 电容值大于出厂值的102%时应缩短试验周期 3) 一相中任何两节实测电容值相差不超过5%	1) 一相中任两节实测电容值之差是指实测电容之比与这两单元额定电压之比倒数之差 2) 测量电容式电压互感器分压电容器 C_1 和 C_2 时，推荐采用正接法、反接（屏蔽）法，尽可能避免采用自激法测量 C_2 。 3) 当采用电磁单元作为电源测量电容式电压互感器分压电容器 C_1 和 C_2 的电容量和 $\tan \delta$ 时，应按制造厂说明书进行，一般控制中压端子对地电压不超过2.5kV，以保证安全。测量 C_2 时应防止补偿电抗器两端的限压元件损坏，对 C_2 容量大的产品应适当降低试验电压
3	$\tan \delta$	1) 交接时 2) 投运后1年内 3) 必要时	10kV下的 $\tan \delta$ 值不大于下列数值： 1) 油纸绝缘 交接时0.004，运行中0.005 2) 膜纸复合绝缘 交接时0.0012，运行中0.0025	1) 当 $\tan \delta$ 值不符合要求时，可在额定电压下复测，复测值如符合10kV下的要求，可继续投运 2) 对于电容式电压互感器的电容分压器，若无中压抽头引出，可采用整节电容分压器反接法测量（上端加压，中间变压器接地点打开）
4	渗漏油检查	1) 交接时 2) 巡视时	漏油时停止使用	用观察法

表 11.2 耦合电容器和电容式电压互感器的电容分压器的试验项目、周期和要求(续)

序号	项目	周期	要 求	说 明
5	低 压 端 对 地 绝 缘 电 阻	1) 交 接 时 2) 投 运 后 1 年 内 3) 3 年 4) 必 要 时	一般不低于100M Ω	采用2500V兆欧表
6	局 部 放 电 试 验	必 要 时	预加电压 $0.8 \times 1.3U_n$, 持续时间不小于10s, 然后在测量电压 $1.1U_n/\sqrt{3}$ 下保持1min, 局部放电量一般不大于10pC	1) 试验时, 电容式电压互感器的电容分压器必须与中间变压器分(拆)开。 2) 对绝缘性能或密封有怀疑时应进行。 3) 多节组合的耦合电容器可分节试验。
7	交 流 耐 压 试 验	必 要 时	试验电压为出厂试验电压的80%	1) 试验时, 电容式电压互感器的电容分压器必须与中间变压器分(拆)开。 2) 对绝缘性能或密封有怀疑时应进行。 3) 多节组合的耦合电容器可分节试验。
8	带 电 测 试	1 年	1) 电容值的偏差超出额定值的-5%~+10%范围时, 应停电进行试验 2) 与上次测量相比, 电容值变化超过 $\pm 10\%$ 时, 应停电进行试验 3) 电容值与出厂试验值相差超过 $\pm 5\%$ 时, 应增加带电测量次数, 若测量数据基本稳定, 可以继续运行。	1) 在运行电压下, 用电流表或电流变换器测量流过耦合电容器接地线上的工作电流, 并同时记录运行电压, 然后计算其电容值。 2) 对每台由两节组成的耦合电容器, 仅对整台进行测量, 判断方法中的偏差限值均除以2。本方法不适用于每台由三节及四节组成的耦合电容器。
9	红 外 测 温		参照 DL/T664	用红外热像仪测量

11.2.2 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, 或电容分压器分压比与出厂试验实测分压比相差超过2%时, 准确度0.5级及0.2级的互感器应进行准确度试验。

11.2.3 局部放电试验可在其它试验项目判断电容器绝缘有疑问时进行。放电量超过规定时, 应综合判断。局部放电量无明显增长时一般仍可用, 但应加强监视。

11.3 断路器断口并联电容器

断路器断口并联电容器的试验项目、周期和要求见表11.3。

表11.3 断路器电容器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	极间绝缘电阻	1) 交接时 2) 3年 3) 断路器大修后 4) 必要时	一般不低于5000M Ω	采用2500V兆欧表
2	电容值	1) 交接时 2) 3年 3) 断路器大修后 4) 必要时	电容值偏差在额定值的 $\pm 5\%$ 范围内	用交流电桥法

表 11.3 断路器电容器的试验项目、周期和要求 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
3	$\tan \delta$	1) 交接时 2) 3年 3) 断路器大修后 4) 必要时	10kV下的 $\tan \delta$ 值不大于下列数值: 1) 油纸绝缘 交接时0.004, 运行中0.005 2) 膜纸复合绝缘 交接时0.0012, 运行中0.0025	当 $\tan \delta$ 值超出0.005后应解开口单独对电容器进行介质损耗测量
4	渗漏油检查	1) 交接时 2) 巡视时	漏油时停止使用	用观察法

11.4 集合式电容器

集合式电容器的试验项目、周期和要求见表11.4。

表11.4 集合式电容器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	相间和极对壳绝缘电阻	1) 交接时 2) 投运前 3) 投运后前3年和15年后每年1次, 其余3年 4) 吊芯修理后	自行规定, 一般不小于1000 M Ω	1) 采用2500V兆欧表 2) 试验时极间应用短路线短接 3) 仅对有六个套管的三相电容器测量相间绝缘电阻
2	电容值	1) 交接时 2) 投运前 3) 投运后前3年和15年后每年1次, 其余3年 4) 吊芯修理后	1) 每相电容值偏差应在额定值的-5%~+10%的范围内, 且不小于出厂值的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1.06 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 $\pm 5\%$ 范围内	
3	相间和极对壳交流耐压试验	1) 交接时 2) 必要时 3) 吊芯修理后	试验电压为出厂值的80%	仅对有六个套管的三相电容器进行相间耐压
4	绝缘油击穿电压 kV	1) 交接时 2) 投运后前3年和15年后每年1次, 其余3年 3) 吊芯修理后	投运前 15kV 以下 ≥ 30 15~35kV ≥ 35	运行中 15kV 以下 ≥ 25 15~35kV ≥ 30
5	渗漏油检查	巡视时	漏油应修复	观察法
6	冲击合闸	交接时	在电网额定电压下冲击合闸3次, 无闪络及熔断器熔断等异常现象	
7	红外测温		参照 DL/T664	用红外热像仪测量

11.5 高压并联电容器装置

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

单台保护用熔断器的试验项目、周期和要求见表11.5。

表11.5 单台保护用熔断器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	直流电阻	1) 交接时 2) 必要时	与出厂值相差不大于20%	
2	检查外壳及弹簧情况	1) 交接时 2) 必要时	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。	

11.6 阻波器调谐电容器

11.6.1 阻波器调谐电容器的试验项目、周期和要求见表11.6。

表11.6 阻波器调谐电容器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	极间绝缘电阻	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	与出厂值或上一次相比无明显变化	采用1000V兆欧表
2	电容值	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	电容值偏差在额定值的 $\pm 5\%$ 范围内	用交流电桥法
3	$\tan \delta$	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	额定电压下的 $\tan \delta$ 值不大于下列数值： 1) 油纸绝缘 0.005 2) 膜纸复合绝缘 交接时 0.002 运行中 0.004	
4	渗漏油检查	1) 交接时 2) 巡视时	漏油时停止使用	用观察法
5	红外测温	1) 1年 2) 必要时	按DL/T664执行	用红外热像仪测量

11.6.2 阻波器调谐电容器组的总电容值应满足阻波器调谐的要求。

11.7 调容式消弧线圈补偿装置电容器

调容式消弧线圈补偿装置电容器的试验项目、周期和要求见表11.7。

表11.7 调容式消弧线圈补偿装置电容器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	极间、极对地绝缘电阻	1) 交接时 2) 3年 3) 大修后 4) 必要时	与出厂值或上一次相比无明显变化	采用1000V兆欧表
2	电容值	1) 交接时 2) 3年 3) 大修后 4) 必要时	电容值偏差在额定值的 $\pm 5\%$ 范围内	用交流电桥法或电压电流法

表 11.7 调容式消弧线圈补偿装置电容器的试验项目、周期和要求 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
3	$\tan \delta$	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	额定电压下的 $\tan \delta$ 值不大于下列数值: 1) 油纸绝缘 0.005 2) 膜纸复合绝缘 交接时 0.002 运行中 0.004	
4	渗漏油检查	1) 交接时 2) 巡视时	漏油时停止使用	用观察法
5	红外测温	1) 3年 2) 必要时	按DL/T664执行	用红外热像仪测量

12 绝缘油和六氟化硫气体

12.1 变压器油

12.1.1 新变压器油的验收, 应按GB2536或SH0040的规定。

12.1.2 变压器油的试验项目、周期和要求见表12.1。

12.1.3 设备和投运条件的不同, 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, 其它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。

12.1.4 发现油的闪点下降时, 应按GB/T17623分析油中溶解气体组分含量, 并按DL/T722进行判断以查明原因。

表12.1 变压器油的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求		说 明
			投运前	运行中	
1	外观	1) 注入设备前后的新油 2) 运行中取油样时进行	透明、无杂质或悬浮物		1) 将油样注入试管中冷却至5℃在光线充足的地方观察 2) 外观目测加标准号
2	水溶性酸 pH值	1) 注入设备前后的新油 2) 必要时	>5.4	≥4.2	按GB/T7598进行试验
3	酸 值 (mgKOH/ g)	1) 注入设备前后的新油 2) 必要时	≤0.03	≤0.1	按GB/T264进行试验
4	闪点 (闭 口, °C)	1) 准备注入设备的新油 2) 注入500kV设备后的新油 3) 必要时	≥135	≥135	按GB/T261进行试验
5	水分 (mg/L)	1) 准备注入110kV以上设备 的新油 2) 注入500kV设备后的新油 3) 220 ~ 500kV, 6 个月; 110kV, 1年; 35kV, 3年 4) 必要时	110kV及以下 ≤20 220kV ≤15 500kV ≤10	110kV及以下 ≤35 220kV ≤25 500kV ≤15	按GB/T7600或GB/T7601进行 试验
6	击穿电压 (kV)	1) 注入设备前后的新油 2) 投运前或大修后 3) 220 ~ 500kV, 6 个月; 110kV, 1年; 35kV, 3年 4) 必要时	35kV及以下 ≥35 110~220kV ≥40 500kV ≥60	35kV及以下 ≥30 110~220kV ≥35 500kV ≥50	电极形状应严格按相应试验 方法的规定执行, 表中指标是 指对平板电极而言, 对球形和 球盖型电极应考虑换算, 参考 GB/T507或DL/T429.9。

表 12.1 变压器油的试验项目、周期和要求(续)

序号	项 目	周 期	要 求		说 明
			投运前	运行中	
7	切换或选择开关油室绝缘油击穿电压(kV)	1) 交接时 2) 大修时 3) 1年或分接变换2000次(真空型3年)	交接或大修时与变压器本体相同	运行中不小于30kV, 小于30kV时停止使用自动控制器, 小于25kV时停止分接变换。	1) 应符合制造厂规定 2) 运行中的ZY型分接开关油室绝缘油的含水量不大于40ppm(110kV及以下的分接开关不作规定)
8	界面张力(25℃, mN/m)	1) 准备注入110kV以上设备的新油 2) 注入500kV设备后的新油 3) 必要时	≥35	≥19	按GB/T6541进行试验
9	$\tan \delta$ (90℃)	1) 准备注入设备的新油 2) 注入110kV以上设备后的新油 3) 220~500kV 1年, 110kV 3年 4) 必要时	220kV及以下≤0.010 500kV: 新油≤0.005, 注入设备后≤0.007	220kV及以下≤0.04; 500kV≤0.02	按GB/T5654进行试验
10	体积电阻率(90℃, Ω·m)	1) 准备注入110kV以上设备的新油 2) 注入500kV设备后的新油 3) 必要时	≥6×10 ¹⁰	500kV ≥ 1 × 10 ¹⁰ ; 220kV ≥ 5 × 10 ⁹	1) 按DL/T421或GB/T5654进行试验。 2) 同一油样, 不要求同时进行 $\tan \delta$ 和本项试验。
11	油中含气量(体积分数, %)	1) 注入500kV设备前后的新油 2) 500kV 1年 3) 必要时	220kV≤3 500kV≤1	220kV≤5 500kV≤3	按DL/T450或DL/T423进行试验
12	油泥与沉淀物(质量分数, %)	必要时	<0.02(以下可忽略不计)		按GB/T511试验, 若只测量油泥含量, 试验最后采用乙醇—苯(1:4)将油泥洗于平衡容器中, 称重
13	析气性	必要时	报告		1) 对500kV进行 2) 按IEC 60628(A)、GB/T 11142进行
14	带电倾向	必要时	报告		按DL/T 1095进行
15	腐蚀性硫	1) 交接时(110kV以上) 2) 必要时	非腐蚀性		按DIN 51353或SH/T 0804、ASTM D1275B进行
16	油中颗粒度	1) 投运前 2) 投运后一个月 3) 3年 4) 大修后 5) 必要时	投运前(热油循环后)100mL油中5μm的颗粒数小于或等于2000个, 运行时(含大修后)100mL油中5μm的颗粒数小于或等于3000个		1) 对500kV进行 2) 按DL/T 432进行

表 12.1 变压器油的试验项目、周期和要求（续）

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
17	油中溶解 气体色谱 分析	变压器、电抗器 见第5章 互感器 见第6章 套管 见第8章		取样、试验和判断方法按 GB7597、SD304和GB/T7252的 规定进行

注：1) 对全密封式设备如互感器，不易取样或补充油，应按制造厂规定决定是否采样；

2) 有载调压开关用的变压器油的试验项目、周期和要求可按制造厂规定；

3) 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、周期见相关章节；

4) 对变压器及电抗器，取样油温为40℃～60℃。

12.1.5 关于补充油和混油的规定

12.1.5.1 关于补充油的规定

12.1.5.1.1 充电电气设备已充入油(运行油)的量不足，需补加一定量的油品使达到电气设备规范油量的行为过程称为“补充油”。电气设备原已充入的油品称为“已充油”；拟补加的油品称为“补加油”。补加油量占设备总油量的份额称为“补加分额”。已充油混入补加油后成为“补后油”。

12.1.5.1.2 补加油宜采用与已充油同一油源、同一牌号及同一添加剂类型的油品，并且补充油(不论是新油或已使用的油)的各项特性指标不应低于已充油。

12.1.5.1.3 如补加油的补加分额大于5%，特别当已充油的特性指标已接近表12.1或表12.2规定的运行油质量指标极限值时，可能导致补后油迅速析出油泥。因此在补充油前应预先按额定的补加分额进行油样混合试验(DL/T429.7油泥析出测定法)；确定无沉淀物产生，且介质损耗因数不大于已充油数值，方可进行补充油过程。

12.1.5.1.4 如补加油来源或牌号及添加剂类型与已充油不同，除应遵守12.1.5.1.2、12.1.5.1.3的规定外，还应预先按预定的补加分额进行混合油样的老化试验(按DL/T429.6给定的方法)。经老化试验的混合样质量不低于已充油质量，方可进行补充油过程。补加油牌号与已充油不同时，还应实测混合油样的凝点确认其是否符合使用环境的要求。

12.1.5.2 关于混油的规定

12.1.5.2.1 尚未充入电气设备的两种或两种以上的油品相混合的行为过程称为“混油”。

12.1.5.2.2 对混油的要求应比照12.1.5.1“关于补充油的规定”。

12.1.5.2.3 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。

12.2 SF6 气体

12.2.1 SF₆新气到货后，充入设备前应按表12.2进行验收，抽检率为总气瓶数的十分之三，其余同一批相同出厂日期的，只测定湿度和纯度。

表12.2 新六氟化硫气体质量指标

序号	项 目		单位	指标	方法
1	纯度（六氟化硫）		质量分数，%	≥99.9	DL/T 920《六氟化硫气体中空气、四氟化碳的气相色谱测定法》
2	空气（N ₂ +O ₂ ）		质量分数，%	≤0.04	DL/T 920
3	四氟化碳		质量分数，%	≤0.04	DL/T 920
4	湿度	水分（20℃）	质量分数，%	≤0.00050	DL/T 915《六氟化硫气体湿度测定法(电解法)》或DL/T 914《六氟化硫气体湿度测定法（重量法）》
		露点（20℃）	℃	≤-49.7	
5	酸度（以HF计）		质量分数，%	≤0.00002	DL/T 916《六氟化硫气体酸度测定法》

表 12.2 新六氟化硫气体质量指标 (续)

序号	项 目	单位	指标	方法
6	可水解氟化物 (以HF计)	%	≤ 0.00010	DL/T 918《六氟化硫气体中可水解氟化物含量测定法》
7	矿物油	质量分数, %	≤ 0.00040	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)》
8	毒性	生物试验	无毒	DL/T 921《六氟化硫气体毒性生物试验方法》

12.2.2 交接时、大修后, SF₆气体在充入电气设备24h后方可进行试验。

12.2.3 关于补气和气体混合使用的规定:

- a) 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;
- b) 符合新气质量标准的气体均可混合使用。

12.2.4 交接时、大修后及运行中SF₆气体的试验项目、周期和要求见表12.3。试验周期如与设备试验周期有不同时, 应按设备试验周期进行。

表12.3 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, μL/L)	1) 交接时 2) 新装或大修后运行1年内1次, 如无异常, 3年1次 3) 大修后 4) 投运前 5) 必要时	1) 断路器灭弧室气室交接和大修后不大于150, 运行中不大于300 2) 其它气室或设备交接和大修后不大于250, 运行中: 额定气压 $\leq 0.25\text{Mpa}$ 的不大于1000, 额定气压 $> 0.25\text{Mpa}$ 的不大于500	1) 按DL/T914、DL/T915和DL/T506进行 2) 对充气压力低于0.25MPa且用气量少的六氟化硫电气设备 (如35kV的户内断路器、电流互感器等), 如运行中不漏气, 则可将3年改为6年 3) 必要时, 如: —新装及大修后1年内复测湿度不符合要求 —年漏气率超过1%或制造厂要求 —设备异常时
2	密度 (标准状态下, kg/m ³)	必要时	6.16	按 DL/T917《六氟化硫气体密度测定法》进行
3	毒性	必要时	无毒	按 DL/T921进行
4	酸度 (以HF计, μg/g)	必要时	≤ 0.3	按 DL/T916进行
5	四氟化碳 (质量分数, %)	必要时	1) 交接时和大修后 ≤ 0.05 2) 运行中 ≤ 0.1 3) 比原始测定值大0.0001时应引起注意	按 DL/T920进行
6	空气 (质量分数, %)	必要时	1) 交接时和大修后 ≤ 0.1 2) 运行中 ≤ 0.2	按 DL/T920进行
7	可水解氟化物 (以HF计, μg/g)	必要时	≤ 1.0	按 DL/T918进行
8	矿物油 (μg/g)	必要时	≤ 10	按 DL/T919进行
9	纯度 (六氟化硫质量分数, %)	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 交接时和大修后 ≥ 98 2) 运行中 ≥ 97	

表 12.3 SF₆气体的试验项目、周期和要求(续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
10	有关杂质组分(SO ₂ , HF, H ₂ S)	1) 交接时 2) 新装或大修后运行 1年内1次, 如无异常, 3年1次 3) 大修后 4) 必要时	1) 交接时记录原始值 2) 与初始值或上一次试验结果相比, 应无明显变化	1) 标准在制订中 2) 必要时, 如: —运行中出现异常响声; —怀疑有绝缘故障时; —发生内部故障或绝缘击穿
11	SF ₆ 气体泄漏试验	1) 交接时 2) 大修后 3) 必要时	1) 不存在明显漏点 2) 年漏气率不大于1% 或按制造厂的更严格要求	1) 可采用六氟化硫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。 2) 对电压等级较高的断路器以及GIS等, 因体积大可用局部包扎法检漏。 3) 每个检测点或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 μL/L 4) 必要时, 如: —怀疑密封不良; —压力表或压力继电器显示压力异常

13 避雷器

13.1 普阀、磁吹型避雷器

普阀、磁吹型避雷器的试验项目、周期和要求见表13.1。

表13.1 普阀、磁吹型避雷器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周 期	要 求						说 明	
1	绝 缘 电 阻	1) 交接时 2) 3年 3) 怀疑有 缺陷时	1) FZ (PBC、LD)、FCZ和FCD型避雷器的绝缘电阻值与出厂值、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2500MΩ						1) 采用2500V以上兆欧表 2) FZ、FCZ、FCD型主要检查并联电阻通断和接触情况	
2	电 导 电 流 及 串 联 组 合 元 件 的 非 线 性 因 数 差 值	1) 交接时 2) 3年 3) 大修后 4) 怀疑有 缺陷时	1) FZ、FCZ、FCD型避雷器的电导电流参考值见附录E或制造厂规定值，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% 3) 试验电压如下：						1) 整流回路中应加滤波电容器，其电容值一般为0.01~0.1μF，并应在高压侧测量电流 2) 由两个以上元件组成的避雷器应对每个元件进行试验 3) 非线性因数差值及电导电流相差值计算见附录E 4) 可用带电测试方法进行测量，如对测量结果有疑问时，应根据停电测量的结果作出判断 5) 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，允许作换节处理，换节后的非线性因数差值不应大于0.05 6) 运行中PBC型避雷器的电导电流一般应在300~400μA范围内	
			元件额定 电压kV	3	6	10	15	20		30
			试验电压 U1 (kV)	--	--	--	8	10		12
			试验电压 U2 (kV)	4	6	10	16	20		24

表 13.1 普阀、磁吹型避雷器的试验项目、周期和要求（续）

序号	项目	周 期	要 求	说 明														
3	运行电压下的交流泄漏电流	1) 每年雷雨季节前 2) 怀疑有缺陷时	1) 应注意对同一相历次试验结果的比较, 同时也应注意相间试验结果的比较 2) 泄漏电流相间差值达1倍以上或与上次数据比较增加50%时, 应该分析原因、加强监测, 必要时进行停电测试	1) 对具备带电测试条件的进行 2) 没有安装在线监测装置的每季度1次														
4	工频放电电压	1) 交接时 2) 3年 3) 怀疑有缺陷时	1) FS型避雷器的工频放电电压在下列范围内: <table border="1"> <tr> <td colspan="2">额定电压kV</td><td>3</td><td>6</td><td>10</td></tr> <tr> <td rowspan="2">放电电压kV</td><td>交接时</td><td>9~11</td><td>16~19</td><td>26~31</td></tr> <tr> <td>运行中</td><td>8~12</td><td>15~21</td><td>23~33</td></tr> </table> 2) FZ、FCZ和FCD型避雷器的电导电流值及FZ、FCZ型避雷器的工频放电电压参考值见附录E	额定电压kV		3	6	10	放电电压kV	交接时	9~11	16~19	26~31	运行中	8~12	15~21	23~33	带有非线性并联电阻的避雷器只在解体大修后进行
额定电压kV		3	6	10														
放电电压kV	交接时	9~11	16~19	26~31														
	运行中	8~12	15~21	23~33														
5	底座绝缘电阻	1) 交接时 2) 3年 3) 怀疑有缺陷时	不低于5M Ω	采用2500V以上兆欧表														
6	检查放电计数器动作情况	1) 交接时 2) 3年 3) 怀疑有缺陷时	测试3~5次, 均应正常动作															
7	检查密封情况	怀疑有缺陷时	避雷器内腔抽真空至(300~400)×133Pa后, 在5min内其内部气压的增加不应超过100Pa															
8	红外测温		参照 DL/T664	用红外热像仪测量														

注: 1) 变压器10kV侧及变压器中性点避雷器, 随变压器试验周期。

2) 阻波器内的避雷器随阻波器试验周期。

13.2 金属氧化物避雷器

金属氧化物避雷器的试验项目、周期和要求见表13.2。

表13.2 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	绝缘电阻	1) 交接时 2) 投运前 3) 3年 4) 怀疑有缺陷时	1) 35kV以上, 不低于2500M Ω 2) 35kV及以下, 不低于1000M Ω	采用2500V以上兆欧表
2	直流1mA电压(U_{1mA})及0.75 U_{1mA} 下的泄漏电流	1) 交接时 2) 投运前 3) 3年 4) 怀疑有缺陷时	1) 不得低于GB11032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±5% 3) 0.75 U_{1mA} 下的泄漏电流不应大于50 μ A	1) 要记录试验时的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) 10kV开关柜母线避雷器结合开关柜的停电试验进行, 主变低压侧及变压器中性点避雷器结合主变的停电试验进行

表 13.2 金属氧化物避雷器的试验项目、周期和要求(续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
3	运行电压下的交流泄漏电流	1) 35kV 以上投运时 2) 110kV 以上新投3、6个月 3) 每年雷雨季节前 4) 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 2) 测量值与初始值比较, 当阻性电流增加50%时应分析原因, 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) 应记录测量时的环境温度、相对湿度和运行电压。测量宜在外套表面干燥时进行。应注意相间干扰的影响 2) 没有安装在线监测装置的每季度1次 3) 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), 发现异常应及时带电或停电进行阻性电流测试
4	工频参考电流下的工频参考电压	1) 35kV 以上交接时 2) 怀疑有缺陷时	应符合GB11032或制造厂规定	1) 测量环境温度 $20 \pm 15^{\circ}\text{C}$ 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
5	底座绝缘电阻	1) 交接时 2) 投运前 3) 怀疑有缺陷时	不小于 $5\text{M}\Omega$	采用2500V以上兆欧表
6	检查放电计数器动作情况	1) 交接时 2) 投运前 3) 3年 4) 怀疑有缺陷时	测试3~5次, 均应正常动作	
7	红外测温		参照DL/T664	1) 采用红外热相仪 2) 发现温度异常时应停电检查

- 注: 1) 对于220kV单节和500kV两节结构的避雷器, 对序号2和序号4可以选择一项进行。
2) 每年定期进行运行电压下全电流及阻性电流带电测量的, 对序号1、2、5及6的项目可不作定期试验。
3) 变压器10kV侧及变压器中性点避雷器, 随变压器试验周期。
4) 阻波器内的避雷器随阻波器试验周期。

13.3 GIS用金属氧化物避雷器

GIS用金属氧化物避雷器的试验项目、周期和要求见表13.3。

表 13.3 GIS用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	1) 110kV以上新投3、6个月 2) 每年雷雨季节前 3) 怀疑有缺陷时	1) 测量全电流、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 2) 当阻性电流增加50%时应分析原因, 加强监测、缩短检测周期; 当阻性电流增加1倍时必须停电检查	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	1) 交接时 2) 3年 3) 怀疑有缺陷时	测试3~5次, 均应正常动作	

13.4 线路用金属氧化物避雷器

线路用金属氧化物避雷器的试验项目、周期和要求见表 13.4。

表 13.4 线路用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	本体绝缘电阻	1) 交接时 2) 必要时	1) 35kV以上不低于2500M Ω 2) 35kV及以下不低于1000M Ω	采用2500V以上兆欧表
2	本体直流 1mA 电压 U_{1mA} 及 0.75 U_{1mA} 下的泄漏电流	1) 交接时 2) 必要时	1) 不得低于GB11032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) 0.75 U_{1mA} 下的泄漏电流不应大于50 μA	
3	本体运行电压下的交流泄漏电流	1) 交接时 2) 必要时	1) 测量全电流、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 2) 当阻性电流增加50%时应分析原因; 当阻性电流增加1倍时应退出运行	
4	本体工频参考电流下的工频参考电压	1) 交接时 2) 必要时	应符合GB11032或制造厂的规定	
5	检查放电计数器动作情况	1) 交接时 2) 必要时	测试3~5次, 均应正常动作	
6	复合外套、串联间隙及支撑件的外观检查	1) 交接时 2) 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	
7	红外测温	1) 新投运后半年内测量一次, 运行一年后每年雷雨季前1次 2) 必要时	1) 参照DL/T664 2) 发现温度异常时应退出运行	对串联间隙的避雷器不作要求

注: 必要时, 如: 外观检查怀疑或个别有故障时。

13.5 避雷器带电试验

a) 系统电压等级35kV以上的金属氧化物避雷器可用带电测试替代定期停电试验, 但对500kV金属氧化物避雷器应3年进行一次停电试验。

b) 35kV以上的阀式避雷器可用带电测试替代停电试验, 标准可自行规定。

c) 金属氧化物避雷器测试内容为运行电压下的全电流、阻性电流或功率损耗, 判别标准见表13.2序号3。

14 母线

14.1 封闭母线

封闭母线的试验项目、周期和要求见表14.1。

表14.1 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	1) 交接时 2) 6年 3) 大修时	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50M Ω 2) 6kV共箱封闭母线在常温下分相绝缘电阻值不小于6M Ω	采用 2500V 兆欧表

表 14.1 封闭母线的试验项目、周期和要求(续)

序号	项 目	周 期	要 求		说 明
2	交流耐压试验	1) 交接时 2) 6年 3) 大修时	额定电压kV	试验电压kV	
				出厂	现场
			≤1	4.2	3.2
			6	42	32
3	红外测温	1年	10	42	38
			1) 参照DL/T664 2) 发现温度异常时应退出运行		

14.2 一般母线

一般母线的试验项目、周期和要求见表14.2。

表14.2 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	1) 交接时 2) 大修时 3) 必要时	不应低于 $1\text{M}\Omega/\text{kV}$	用2500V兆欧表
2	交流耐压试验	1) 交接时 2) 大修时 3) 必要时	额定电压在1kV以上时, 试验电压参照“支柱绝缘子和悬式绝缘子”规定; 额定电压在1kV及以下时, 试验电压为1kV	绝缘子每一元件均通过交流耐压试验时, 可不进行本项试验。
3	红外测温	1年	1) 参照DL/T664 2) 发现温度异常时应退出运行	

14.3 绝缘管型母线

绝缘管型母线的试验项目、周期和要求见表14.3。

表14.3 绝缘管型母线的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	外观检查	1) 投运前 2) 1年 3) 必要时	表面光洁无伤痕	
2	主绝缘绝缘电阻	1) 交接时 2) 3年 3) 大修前、后 4) 必要时	1) 交接时不低于 $15000\text{M}\Omega\cdot\text{m}$ 2) 绝缘电阻值与上次试验值相比不应有明显变化	采用5000V兆欧表
3	外护层绝缘电阻	1) 交接时 2) 3年 3) 大修前、后 4) 必要时	1) 交接时不低于 $500\text{M}\Omega\cdot\text{m}$ 2) 绝缘电阻值与上次试验值相比不应有明显变化	采用500V兆欧表
4	导体直流电阻及电阻率检测	1) 交接时 2) 必要时	1) 交接时直流电阻与设计计算值相符; 电阻率不大于 $1.9\times 10^{-8}\Omega\cdot\text{m}$ (20℃) 2) 与上次试验值相比不应有明显变化	施加电流不小于100A进行测量
5	接地屏接地线多点接地检测	1) 交接时 2) 必要时	接地线不能形成多点接地	采用500V兆欧表

表 14.3 绝缘管型母线的试验项目、周期和要求 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
6	外护层交流耐压试验	1) 交接时 2) 3年 3) 大修前、后 4) 必要时	交接时3kV, 可用5000V兆欧表代替	
7	主绝缘介质损耗因数及电容量测量	1) 投运前 2) 3年 3) 大修前、后 4) 必要时	1) 在 10kV 电压下, 交接时 $\tan \delta \leq 0.007$ (暂定) 运行中 $\tan \delta \leq 0.010$ (暂定) 2) 电容值与出厂值或上一次相比, 偏差不得超过 $\pm 10\%$	如试验电压不能加至10kV, 则以可加最高电压为准
8	主绝缘工频耐压试验	1) 交接时 2) 3年 3) 大修后 4) 必要时	施加电压85kV (35kV等级) 或38kV (10kV等级), 不闪络, 不击穿	按GB/T16927
9	局部放电试验	必要时	在 $1.5U_m/\sqrt{3}$ 下视在放电量不大于20pC	有条件时测量, 按GB/T18889
10	管型母线绝缘外护套层感应电压测量	1) 投运时 2) 每年1次 3) 大修前、后 4) 必要时	运行电压下, 外护套层感应电压应低于24V, 并与出厂值相符	用高阻电压表检测
11	外屏蔽接地线接地电流测量	1) 投运时 2) 每年1次 3) 大修前、后 4) 必要时	运行电压下, 接地电流应与理论计算值、出厂值相符	采用钳形毫安表测量
12	红外热成像测温	1) 投运时 2) 每年1次 3) 大修前、后 4) 必要时	温度、温升值不应超过出厂数值	启动试运行条件下, 变压器带最大负荷时进行

15 二次回路

二次回路的试验项目、周期和要求见表15。

表15 二次回路的试验项目、周期和要求

序号	项目	周 期	要 求	说 明
1	绝 缘 电阻	1) 交接时 2) 定检时 3) 更换二次线时	1) 直流小母线和控制盘的电压小母线, 在断开所有其它并联支路时不应小于 $2M\Omega$ 2) 二次回路的每一支路和断路器大修、隔离开关、操作机构的电源回路不小于 $2M\Omega$; 在比较潮湿的地方, 允许降到 $0.5M\Omega$	采用500V或1000V兆欧表
2	交 流 耐 压 试验	1) 交接时 2) 大修时 3) 更换二次线时	试验电压为1000V, 可用2500V兆欧表代替; 或按照制造厂的规定	1) 48V及以下回路不做交流耐压试验 2) 带有电子元件的回路, 试验时应将其取出或两端短接

16 1kV 及以下的配电装置和电力布线

1kV 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 16。

表 16 1kV 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	要 求	说 明
1	绝缘电阻	1) 交接时 2) 设备大修时	1) 配电装置每一段的绝缘电阻不应小于 $0.5\text{M}\Omega$ 2) 电力布线绝缘电阻一般不小于 $0.5\text{M}\Omega$	1) 采用 1000V 兆欧表 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
2	配 电 装 置 的 交 流 耐 压 试 验	1) 交接时 2) 设备大修时	试验电压为 1000V, 可用 2500V 兆欧表代替	配电装置耐压为各相对地, 48V 及以下的配电装置不做交流耐压试验
3	检查相位	1) 交接时 2) 更动设备或接线时	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;

2) 电力布线不进行交流耐压试验。

17 1kV 以上的架空电力线路

1kV 以上的架空电力线路的试验项目、周期和要求见表 17。

表 17 1kV 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	要 求	说 明
1	检查导线连接管的连接情况	1) 交接时 2) 3 年 3) 线路检修时	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
2	悬式绝缘子串的零值绝缘子检测	对 110kV 以上进行, 见表 9		
3	线路的绝缘电阻 (有带电的平行线路时不测)	1) 交接时 2) 线路检修后	自行规定	采用 2500V 以上的兆欧表
4	检查相位	1) 交接时 2) 线路连接有变动时	线路两端相位应一致	
5	间隔棒检查	1) 3 年 2) 线路检修时	状态完好, 无松动、无胶垫脱落等情况	
6	阻尼设施的检查	1) 3 年 2) 线路检修时	无磨损松动等情况	
7	绝缘子表面等值附盐密度	1) 2 年 2) 必要时	参照附录 B 污秽等级与对应附盐密度值检查所测盐密值与当地污秽等级是否一致。结合运行经验, 将测量值作为调整耐污绝缘水平和监督绝缘安全运行的依据。盐密值超过规定时, 应根据情况采取调爬、清扫、涂料等措施。	在污秽地区积污最重的时期进行测量。根据沿线路污秽状况, 每 10~30km 选一串悬垂绝缘子测试。
8	线路工频参数	1) 交接时 2) 线路变更时	应与设计值接近	1) 对 110kV 以上进行 2) 根据继电保护、过电压等专业要求进行

表 17 1kV 以上的架空电力线路的试验项目、周期和要求 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
9	冲击合闸试验	1) 交接时 2 线路大修后	在额定电压下对空载线路的冲击合闸试验, 应进行 3 次, 合闸过程中线路绝缘不应有损坏	有条件时, 冲击合闸前, 110kV 以上线路宜先进行递升加压试验
10	红外测温	110kV 以上线路投运 1 年内测量 1 次, 以后根据巡视结果决定	按 DL/T664 执行	针对导线压接管、跳线连接板进行

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规程的规定进行。

18 接地装置

接地装置的试验和检查项目、周期和要求见表18。

表 18 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	有效接地系统的电力设备的接地电阻	1) 交接时 2) 不超过6年 3) 可以根据该接地网挖开检查的结果斟酌延长或缩短周期	1) $R \leq 2000/I$ 或 $R \leq 0.5 \Omega$ (当 $I > 4000A$ 时) 式中 I —经接地网流入地中的短路电流, A; R —考虑到季节变化的最大接地电阻, Ω 2) 在高土壤电阻率地区, 接地电阻如按规定值要求, 在技术经济上极不合理时, 允许有较大的数值但不得大于 5Ω , 且必须采取措施以保证发生接地时, 在该接地网上: a) 接触电压和跨步电压均不超过允许的数值 b) 不发生高电位引外和低电位引内 3) 按照设计要求	1) 测量接地电阻时, 应避免土壤结构不均匀的影响, 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 2) 测试时应断开线路的架空地线, 应注意地中电流的影响 3) 在预防性试验前或每3年以及必要时验算1次I值, 并校验设备接地引下线的热稳定 4) 必要时, 如—怀疑地网被腐蚀时—地网改造后
2	变电站内接触电压和跨步电压测量	1) 交接时 2) 必要时	按照设计要求	必要时, 如—怀疑地网被严重破坏时—地网改造后
3	非有效接地系统的电力设备的接地电阻	1) 交接时 2) 不超过6年 3) 可以根据该接地网挖开检查的结果斟酌延长或缩短周期	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	1) 测试时应消除线路的架空地线所造成的影响 2) 必要时, 如—怀疑地网被腐蚀时—地网改造后
4	电力设备的接地电阻	1) 交接时 2) 不超过6年	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	1) 对1kV以下进行 2) 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

表 18 接地装置的试验和检查项目、周期和要求 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
5	独立微波站的接地电阻	1) 交接时 2) 不超过6年	不宜大于 5Ω	
6	露天配电装置避雷针的集中接地装置的接地电阻	1) 交接时 2) 不超过6年	不宜大于 10Ω	与接地网连在一起的可不测量, 但按序号13的要求检查与接地网的连接情况
7	独立避雷针(线)的接地电阻	1) 交接时 2) 不超过6年	不宜大于 10Ω	1) 在高土壤电阻率地区难以将接地电阻降到 10Ω 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) 测试时应注意地网的影响
8	有架空地线的线路杆塔的接地电阻	1) 交接时 2) 变电所进出线 $1\sim 2\text{km}$ 内的杆塔2年 3) 其它线路杆塔不超过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 时则取下表值的50%, 但当土壤电阻率大于 $2000\Omega\cdot\text{m}$, 接地电阻难以达到 15Ω 时可增加至 20Ω	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 30Ω , 可采用 $6\sim 8$ 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。但对于高度达到或超过 40m 的杆塔, 其接地电阻也不宜超过 20Ω
			土壤电阻率 $\Omega\cdot\text{m}$	
			接地电阻	
			100及以下	
			100~500	
			500~1000	
9	无架空地线的线路杆塔接地电阻	1) 交接时 2) 变电所进出线 $1\sim 2\text{km}$ 内的杆塔2年 3) 其它线路杆塔不超过5年	种 类	接地电阻
			非有效接地系统的钢筋混凝土杆、金属杆	30Ω
			中性点不接地的低压电力网线路钢筋混凝土杆、金属杆	50Ω
			低压进户线绝缘子铁脚	30Ω
10	检查有效接地系统的电力设备的接地引下线与接地网的连接情况	1) 交接时 2) 6年 3) 必要时	1) 不得有开断、松脱或严重腐蚀等现象 2) 与初始值相比, 其变化不应大于100%	1) 采用测量接地引下线与接地网(或相邻设备)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和相互比较, 通过分析决定是否进行开挖检查 2) 应采用通以不小于 5A 的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

表 18 接地装置的试验和检查项目、周期和要求（续）

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
11	抽样开挖检查 变电所地中接 地网的腐蚀情 况	1) 本项目只限于已经运行10年 以上(包括改造后重新运行达到 这个年限)的接地网 2) 以后的检查年限可根据前次 开挖检查结果自行决定	不得有开断、松脱或严 重腐蚀等现象	1) 土壤电阻率 $<10\Omega\cdot\text{m}$ 者应缩短周 期, 8年 2) 可根据电气设备的重要性和施工 的安全性, 选择5~8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

19 低压电器

低压电器的试验项目、周期和要求见表 19。

表 19 低压电器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说明
1	低压电器连同所连电缆及二次 回路的绝缘电阻	交接时	绝缘电阻不应小于 $1\text{M}\Omega$; 在比较潮湿的地方, 可不小于 $0.5\text{M}\Omega$	
2	电压线圈动作值校验	交接时	吸合电压不应大于额定电压的 85%, 释放电压不应小于额 定电压的 5%; 短时工作的合闸线圈应在额定电压的 85~ 110%范围内, 分励线圈应在额定电压的 85~110%范围内均 能可靠工作	
3	低压电器动作情况检查	交接时	除产品另有规定外, 当电压、液压或气压在额定值的 85~ 110%范围内, 电器应可靠工作	
4	低压电器采用的脱扣器的整定	交接时	按使用条件进行整定, 其误差不得超过产品技术条件的规 定	
5	电阻器和变阻器的直流电阻	交接时	符合产品技术条件的规定	
6	低压电器连同所连电缆及二次 回路的交流耐压试验	交接时	试验电压为 1000V。当回路绝缘电阻在 $10\text{M}\Omega$ 以上时, 可 采用 2500V 兆欧表代替	

附录 A
(规范性附录)

绝缘子的交流耐压试验电压标准

表 A 支柱绝缘子的交流耐压试验电压 kV

额定电压	最高工作电压	交 流 耐 压 试 验 电 压			
		纯 瓷 绝 缘		固 体 有 机 绝 缘	
		出 厂	交接及大修	出 厂	交接及大修
3	3.5	25	25	25	22
6	6.9	32	32	32	26
10	11.5	42	42	42	38
15	17.5	57	57	57	50
20	23.0	68	68	68	59
35	40.5	100	100	100	90
44	50.6		125		110
60	69.0	165	165	165	150
110	126.0	265	265 (305)	265	240 (280)
154	177.0		330		360
220	252.0	495	495	495	445
330	363.0	630	630		

注：括号中数值适用于小接地短路电流系统。

附录 B
(资料性附录)

污秽等级与对应附盐密度值

表 B1 普通悬式绝缘子(X-4.5, XP-70, XP-160)附盐密度与对应的污秽等级 mg/cm^2

污秽等级	0	1	2	3	4
线路盐密	≤ 0.03	$>0.03 \sim 0.06$	$>0.06 \sim 0.10$	$>0.10 \sim 0.25$	$>0.25 \sim 0.35$
发、变电所盐密	—	≤ 0.06	$>0.06 \sim 0.10$	$>0.10 \sim 0.25$	$>0.25 \sim 0.35$

表 B2 普通支柱绝缘子附盐密度与对应的发、变电所污秽等级 mg/cm^2

污秽等级	1	2	3	4
盐 密 mg/cm^2	≤ 0.02	$>0.02 \sim 0.05$	$>0.05 \sim 0.1$	$>0.1 \sim 0.2$

附录 C (资料性附录)

橡塑电缆内衬层和外护套破坏进水的确定方法

直埋橡塑电缆的外护套，特别是聚氯乙烯外护套，受地下水的长期浸泡吸水后，或者受到外力破坏而又未完全破损时，其绝缘电阻均有可能下降至规定值以下，因此不能仅根据绝缘电阻值降低来判断外护套破损进水。为此，提出了根据不同金属在电解质中形成原电池的原理进行判断的方法。

橡塑电缆的金属层、铠装层及其涂层用的材料有铜、铅、铁、锌和铝等。这些金属的电极电位如下表所示：

金属种类	铜 Cu	铅 Pb	铁 Fe	锌 Zn	铝 Al
电位 (V)	+0.334	-0.122	-0.44	-0.76	-1.33

当橡塑电缆的外护套破损并进水后，由于地下水是电解质，在铠装层的镀锌钢带上会产生对地-0.76V 的电位，如内衬层也破损进水后，在镀锌钢带与铜屏蔽层之间形成原电池，会产生 $0.334 - (-0.76) \approx 1.1\text{V}$ 的电位差，当进水很多时，测到的电位差会变小。在原电池中铜为“正”极，镀锌钢带为“负”极。

当外护套或内衬层破损进水后，用兆欧表测量时，每千米绝缘电阻值低于 $0.5\text{M}\Omega$ 时，用万用表的“正”、“负”表笔轮换测量铠装层对地或铠装层对铜屏蔽层的绝缘电阻，此时在测量回路内由于形成的原电池与万用表内干电池相串联，当极性组合使电压相加时，测得的电阻值较小；反之，测得的电阻值较大。因此上述两次测得的绝缘电阻值相差较大时，表明已形成原电池，就可判断外护套和内衬层已破损进水。

外护套破损不一定要立即修理，但内衬层破损进水后，水分直接与电缆芯接触并可能会腐蚀铜屏蔽层，一般应尽快检修。

附录 D (资料性附录)

橡塑电缆附件中金属层的接地方法

D1 终端

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。铜屏蔽层接地线的截面不得小于 25mm^2 ；铠装层接地线的截面不应小于 10mm^2 。

D2 中间接头

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。

附录 E
(资料性附录)
避雷器的电导电流值和工频放电电压值

E1 避雷器的电导电流值和工频放电电压值见表 E1~E4。

表 E1 FZ 型避雷器的电导电流值和工频放电电压值

型号	FZ-10 (FZ2-10)	FZ-35	FZ-40	FZ-60	FZ-110J	FZ-110	FZ-220J
额定电压 kV	10	35	40	60	110	110	220
试验电压 kV	10	16 (15kV 元件)	20 (20kV 元件)	20 (20kV 元件)	24 (30kV 元件)	24 (30kV 元件)	24 (30kV 元件)
电导电流 μA	400~600 (≤ 10)	400~600	400~600	400~600	400~600	400~600	400~600
工频放电电压有效值 kV	26~31	82~98	95~118	140~173	224~268	254~312	448~536

注：括号内的电导电流值对应于括号内的型号。

表 E2 FS 型避雷器的电导电流值

型 号	FS4-3, FS8-3, FS4-3GY	FS4-6, FS8-6, FS4-6GY	FS4-10, FS8-10, FS4-10GY
额定电压 kV	3	6	10
试验电压 kV	4	7	10
电导电流 μA	10	10	10

表 E3 FCZ 型避雷器的电导电流值和工频放电电压值

型 号	FCZ3-35	FCZ3-35L	FCZ3-110J (FCZ2-110J)	FCZ3-220J (FCZ2-220J)	FCZ-500J	FCX-500J
额定电压 kV	35	35	110	220	500	500
试验电压 kV	50 ^①	50 ^②	110	110	160	180
电导电流 μA	250~400	250~400	250~400 (400~600)	250~400 (400~600)	1000~1400	500~800
工频放电电压有效值 kV	70~85	78~90	170~195	340~390	640~790	680~790

注：① FCZ3-35 在 4000m(包括 4000m)海拔以上应加直流试验电压 60kV；

② FCZ3-35L 在 2000m 海拔以上应加直流电压 60kV；

③ FCZ-30DT 适用于热带多雷地区。

表 E4 FCD 型避雷器电导电流值额定电压

额定电压 kV	2	3	4	6	10	13.2	15
试验电压 kV	2	3	4	6	10	13.2	15
电导电流 μA	FCD 为 50~100, FCD、FCD3 不超过 10, FCD2 为 5~20						

E2 几点说明：

- 1) 电导电流相差值(%)系指最大电导电流和最小电导电流之差与最大电导电流的比。
- 2) 非线性因数按下式计算

$$\alpha = \log(U_2/U_1) / \log(I_2/I_1)$$

式中 U_1 、 U_2 ——表 13.1 序号 2 中规定的试验电压；

I_1 、 I_2 ——在 U_1 和 U_2 电压下的电导电流。

- 3) 非线性因数的差值是指串联元件中两个元件的非线性因数之差。

E3 金属氧化物避雷器部分带电测试数据见表 E5

表 E5 MOA 带电测试数据

厂家	统计相次	I_x 全电流 (μA , rms)	I_r 阻性电流 (μA , Peak)	I_r/I_x (%)
西瓷	90	272~953	85~317	20.6~36.9
抚瓷	44	440~717	100~222	17.1~31.7
良乡	54	333~984	71~274	17.9~36.5

注：系统电压等级 110~220kV

附录 F

(资料性附录)

油浸电力变压器绕组直流泄漏电流参考值

额定电压 (kV)	试验电压 峰值 (kV)	在下列温度时的绕组泄漏电流值 (μA)							
		10℃	20℃	30℃	40℃	50℃	60℃	70℃	80℃
2~3	5	11	17	25	39	55	83	125	178
6~15	10	22	33	50	77	112	166	250	356
20~35	20	33	50	74	111	167	250	400	570
110~220	40	33	50	74	111	167	250	400	570
500	60	20	30	45	67	100	150	235	330

附录 G
(规范性附录)
高压电气设备的工频耐压试验电压标准

额定电压	最高工作电压	1min 工频耐压电压有效值(kV)															
		油浸电力变压器 和油浸电抗器		干式电力变 压器		电压、电流 互感器		断路器		干式 电抗器		套管				隔离开关	
												纯瓷和纯瓷充 油绝缘		固体有机绝缘、油浸电 容式、干式、SF ₆ 式			
kV	kV	出厂	交接 大修	出厂	交接 大修	出厂	交接 大修	出厂	交接 大修	出厂	交接 大修	出厂	交接 大修	出厂	交接 大修	出厂	交接 大修
3	3.6	18	15	10	8.5	25	22	25	22	25	25	25	25	25	22	25	25
6	7.2	25	21	20	17	30	27	32	29	30	30	30	30	30	27	32	32
10	12	35	30	28	24	42	38	42	38	42	42	42	42	42	38	42	42
				35	30			48	43							48	48
15	18	45	38	38	32	55	50	55	50	55	55	55	55	55	50	55	55
20	24	55	47	50	43	65	59	65	59	65	65	65	65	65	59	65	65
35	40.5	85	72	70	60	95	85	95	85	95	95	95	95	95	85	95	95
				85	72			118	106							118	118
66	72.5	140	120			140	126	155	140	140	140	140	140	140	126	155	155
110	126	200	170			200	180	230	207	200	200	200	200	200	180	230	230
						230	207	265	239	230	230	230	230	230	207	265	265
220	252	395	335			395	356	395	356	395	395	395	395	395	356	395	395
						460	414	460	414	460	460	460	460	460	414	460	460
500	550	680	578			680	612	680	612	680	680	680	680	680	612	680	680
						740	666	800	680	740	680	740	680	740	666	800	800

注：1) 运行中，试验电压值按出厂试验电压值的 0.8 倍；若无出厂试验值，出厂试验值按此表中最低一档数值执行。

2) 额定电压为 1kV 及以下的油浸电力变压器交接试验电压为 4kV，干式电力变压器为 2.6kV。

3) 油浸电抗器和消弧线圈采用油浸电力变压器试验标准。

4) 若出厂时未进行工频耐压试验，则现场交接试验按出厂值进行。

附录 H

(资料性附录)

带电设备红外诊断方法和判断依据

(摘录于 DL/T664—2008《带电设备红外诊断应用规范》)

H1 判断方法

H1.1 表面温度判断法

主要适用于电流致热型和电磁效应引起发热的设备。根据测得的设备表面温度值,对照 GB/T 11022 中高压开关设备和控制设备各种部件、材料及绝缘介质的温度和温升极限的有关规定(详细规定见表 H1),结合环境气候条件、负荷大小进行分析判断。

H1.2 同类比较判断法

根据同组三相设备、同相设备之间及同类设备之间对应部位的温差进行比较分析。对于电压致热型设备,应结合 H1.3 条进行判断;对于电流致热型设备,应结合 H1.4 条进行判断。

H1.3 图像特征判断法

主要适用于电压致热型设备。根据同类设备的正常状态和异常状态的热图像,判断设备是否正常。注意应尽量排除各种干扰因素对图像的影响,必要时结合电气试验或化学分析的结果,进行综合判断。

H1.4 相对温差判断法

主要适用于电流致热型设备。特别是对小负荷电流致热型设备,采用相对温差判断法可降低小负荷缺陷的漏判率。

H1.5 档案分析判断法

分析同一设备不同时期的温度场分布,找出设备致热参数的变化,判断设备是否正常。

H1.6 实时分析判断法

在一段时间内使用红外热像仪连续检测某被测设备,观察设备温度随负载、时间等因素变化的方法。

H2 诊断判据

H2.1 电流致热型设备的判断依据

电流致热型设备的判断依据详细见表 H2。

H2.2 电压致热型设备的判断依据

电压致热型设备的判断依据详细见表 H3。

H2.3 综合致热型设备的判断

当缺陷是由两种或两种以上因素引起的,应综合判断缺陷性质。对于磁场和漏磁引起的过热可依据电流致热型设备的判据进行处理。

表 H1 高压开关设备和控制设备各种部件、材料和绝缘介质的温度和温升极限

部件、材料和绝缘介质的类别 (见说明 1、说明 2 和说明 3)	最大值	
	温度(℃)	周围空气温度不超过 40℃ 时的温升(K)
1、触头(见说明 4)		
(1) 裸铜或裸铜合金		
1) 在空气中	75	35
2) 在 SF ₆ (六氟化硫)中(见说明 5)	105	65
3) 在油中	80	40
(2) 镀银或镀镍(见说明 6)		
1) 在空气中	105	65
2) 在 SF ₆ (六氟化硫)中(见说明 5)	105	65
3) 在油中	90	50

表 H1 高压开关设备和控制设备各种部件、材料和绝缘介质的温度和温升极限 (续)

部件、材料和绝缘介质的类别 (见说明 1、说明 2 和说明 3)	最大值	
	温度(℃)	周围空气温度不超过 40℃ 时的温升(K)
(3) 镀锡 (见说明 6)		
1) 在空气中	90	50
2) 在 SF ₆ (六氟化硫) 中 (见说明 5)	90	50
3) 在油中	90	50
2、用螺栓的或与其等效的联结 (见说明 4)		
(1) 裸铜、裸铜合金或裸铝合金		
1) 在空气中	90	50
2) 在 SF ₆ (六氟化硫) 中 (见说明 5)	115	75
3) 在油中	100	60
(2) 镀银或镀镍		
1) 在空气中	115	75
2) 在 SF ₆ (六氟化硫) 中 (见说明 5)	115	75
3) 在油中	100	60
(3) 镀锡		
1) 在空气中	105	65
2) 在 SF ₆ (六氟化硫) 中 (见说明 5)	105	65
3) 在油中	100	60
3、其他裸金属制成的或其他镀层的触头或联结	见说明 7	见说明 7
4、用螺钉或螺栓与外部导体连接的端子 (见说明 8)		
1) 裸的	90	50
2) 镀银、镀镍或镀锡	105	65
3) 其他镀层	见说明 7	见说明 7
5、油断路器装置用油 (见说明 9 和说明 10)	90	50
6、用作弹簧的金属零件	见说明 11	见说明 11
7、绝缘材料以及与下列等级的绝缘材料接触的金属材料 (见说明 12)		
1) Y	90	60
2) A	105	65
3) E	120	80
4) B	130	90
5) F	155	115
6) 瓷漆: 油基	100	60
合成	120	80
7) H	180	140
8) C 其他绝缘材料	见说明 13	见说明 13
8、除触头外, 与油接触的任何金属或绝缘件	100	60
9、可触及的部件		
1) 在正常操作中可触及的	70	30
2) 在正常操作中不需触及的	80	40

说明 1: 按其功能,同一部件可以属于本表列出的几种类别。在这种情况下,允许的最高温度和温升值是相关类别中的最低值。

说明 2: 对真空开关装置,温度和温升的极限值不适用于处在真空中的部件。其余部件不应该超过本表给出的温度和温升值。

说明 3: 应注意保证周围的绝缘材料不遭到损坏。

说明 4: 当接合的零件具有不同的镀层或一个零件是裸露的材料制成的,允许的温度和温升应该是:

a) 对触头,表项 1 中有最低允许值的表面材料的值;

b) 对联结,表项 2 中的最高允许值的表面材料的值。

说明 5: 六氟化硫是指纯六氟化硫或六氟化硫与其他无氧气体的混合物。

注 1: 由于不存在氧气,把六氟化硫开关设备中各种触头和连接的温度极限加以协调看来是合适的。在六氟化硫环境下,裸铜和裸铜合金零件的允许温度极限可以等于镀银或镀镍零件的值。在镀锡零件的特殊情况下,由于摩擦腐蚀效应,即使在六氟化硫无氧的条件下,提高其允许温度也是不合适的。因此镀锡零件仍取原来的值。

注 2: 裸铜和镀银触头在六氟化硫中的温升正在考虑中。

说明 6: 按照设备有关的技术条件,即在关合和开断试验(如果有的话)后、在短时耐受电流试验后或在机械耐受试验后,有镀层的触头在接触区应该有连续的镀层,不然触头应该被看作是“裸露”的。

说明 7: 当使用表 H1 中没有给出的材料时,应该研究他们的性能,以便确定最高的允许温升。

说明 8: 即使和端子连接的是裸导体,这些温度和温升值仍是有效的。

说明 9: 在油的上层

说明 10: 当采用低闪点的油时,应当特别注意油的汽化和氧化。

说明 11: 温度不应该达到使材料弹性受损的数值。

说明 12: 绝缘材料的分级在 GB/T11021 中给出。

说明 13: 仅以不损害周围的零部件为限。

表 H2 电流致热型设备缺陷诊断判据

设备类别和部位		热像特征	故障特征	缺陷性质			处理建议	备注
				一般缺陷	严重缺陷	危急缺陷		
电器设备与金属部件的连接	接头和线夹	以线夹和接头为中心的热像,热点明显	接触不良	温差不超过 15K,未达到严重缺陷的要求	热点温度 > 80℃ 或 $\delta \geq 80\%$	热点温度 > 110℃ 或 $\delta \geq 95\%$		δ : 相对温差
金属部件与金属部件的连接	接头和线夹	以线夹和接头为中心的热像,热点明显	接触不良	温差不超过 15K,未达到严重缺陷的要求	热点温度 > 90℃ 或 $\delta \geq 80\%$	热点温度 > 130℃ 或 $\delta \geq 95\%$		
金属导线		以导线为中心的热像,热点明显	松股、断股、老化或截面积不够	温差不超过 15K,未达到严重缺陷的要求	热点温度 > 80℃ 或 $\delta \geq 80\%$	热点温度 > 110℃ 或 $\delta \geq 95\%$		
输电导线的连接器(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)		以线夹和接头为中心的热像,热点明显	接触不良	温差不超过 15K,未达到严重缺陷的要求	热点温度 > 90℃ 或 $\delta \geq 80\%$	热点温度 > 130℃ 或 $\delta \geq 95\%$		

表 H2 电流致热型设备缺陷诊断判据 (续)

设备类别和部位		热像特征	故障特征	缺陷性质			处理建议	备注
				一般缺陷	严重缺陷	危急缺陷		
刀闸	转头	以转头为中心的热像	转头接触不良或断股	温差不超过15K, 未达到严重缺陷的要求	热点温度 $> 90^{\circ}\text{C}$ 或 $\delta \geq 80\%$	热点温度 $> 130^{\circ}\text{C}$ 或 $\delta \geq 95\%$		
	刀口	以刀口压接弹簧为中心的热像	弹簧压接不良	温差不超过15K, 未达到严重缺陷的要求	热点温度 $> 90^{\circ}\text{C}$ 或 $\delta \geq 80\%$	热点温度 $> 130^{\circ}\text{C}$ 或 $\delta \geq 95\%$	测量接触电阻	
断路器	动静触头	以顶帽和下法兰为中心的热像, 顶帽温度大于下法兰温度	压指压接不良	温差不超过10K, 未达到严重缺陷的要求	热点温度 $> 55^{\circ}\text{C}$ 或 $\delta \geq 80\%$	热点温度 $> 80^{\circ}\text{C}$ 或 $\delta \geq 95\%$	测量接触电阻	内外部的温差约为50K~70K
	中间触头	以下法兰和顶帽为中心的热像, 下法兰温度大于顶帽温度	压指压接不良	温差不超过10K, 未达到严重缺陷的要求	热点温度 $> 55^{\circ}\text{C}$ 或 $\delta \geq 80\%$	热点温度 $> 80^{\circ}\text{C}$ 或 $\delta \geq 95\%$	测量接触电阻	内外部的温差为40K~60K
电流互感器	内联接	以串并联出线头或大螺杆出线夹为最高温度的热像或以顶部铁帽发热为特征	螺杆接触不良	温差不超过10K, 未达到严重缺陷的要求	热点温度 $> 55^{\circ}\text{C}$ 或 $\delta \geq 80\%$	热点温度 $> 80^{\circ}\text{C}$ 或 $\delta \geq 95\%$	测量一次回路电阻	内外部的温差为30K~45K
套管	柱头	以套管顶部柱头为最热的热像	柱头内部并线压接不良	温差不超过10K, 未达到严重缺陷的要求	热点温度 $> 55^{\circ}\text{C}$ 或 $\delta \geq 80\%$	热点温度 $> 80^{\circ}\text{C}$ 或 $\delta \geq 95\%$		
电容器	熔丝	以熔丝中部靠电容侧为最热的热像	熔丝容量不够	温差不超过10K, 未达到严重缺陷的要求	热点温度 $> 55^{\circ}\text{C}$ 或 $\delta \geq 80\%$	热点温度 $> 80^{\circ}\text{C}$ 或 $\delta \geq 95\%$	检查熔丝	环氧管的遮挡
	熔丝座	以熔丝座为最热的热像	熔丝与熔丝座之间接触不良	温差不超过10K, 未达到严重缺陷的要求	热点温度 $> 55^{\circ}\text{C}$ 或 $\delta \geq 80\%$	热点温度 $> 80^{\circ}\text{C}$ 或 $\delta \geq 95\%$	检查熔丝座	

表 H3 电压致热型设备缺陷诊断判据

设备类别		热像特征	故障特征	温差 K	处理建议	备注
电流互感器	10kV 浇注式	以本体为中心整体发热	铁芯短路或局部放电增大	4	进行伏安特性或局部放电试验	
	油浸式	以瓷套整体温升增大, 且瓷套上部温度偏高	介质损耗偏大	2~3	进行介质损耗、油色谱、油中含水量检测	
电压互感器 (含电容式电压互感器的互感器部分)	10kV 浇注式	以本体为中心整体发热	铁芯短路或局部放电增大	4	进行特性或局部放电试验	
	油浸式	以整体温升偏高, 且中上部温度大	介质损耗偏大、匝间短路或铁芯损耗增大	2~3	进行介质损耗、空载、油色谱及油中含水量测量	铁芯故障特征相似, 温升更明显
耦合电容器	油浸式	以整体温升偏高或局部过热, 且发热符合自上而下逐步的递减的规律	介质损耗偏大, 电容量变化、老化或局部放电	2~3	进行介质损耗测量	
移相电容器		热像一般以肚子上部为中心的热像图, 正常热像最高温度一般在宽面垂直平分线的三分之二高度左右, 其表面温升略高, 整体发热或局部发热	介质损耗偏大, 电容量变化、老化或局部放电		进行介质损耗测量	采用相对温差判别即 $\delta > 20\%$ 或有不均匀热像
高压套管		热像特征呈现以套管整体发热热像	介质损耗偏大	2~3	进行介质损耗测量	穿墙套管或电缆头套管温差更小
		热像为对应部位呈现局部发热区故障	局部放电故障, 油路或气路的堵塞	2~3		
充油套管	瓷瓶柱	热像特征是以油面处为最高温度的热像, 油面有一明显的水平分界线。	缺油			
氧化锌避雷器		正常为整体轻微发热, 较热点一般在靠近上部且不均匀, 多节组合从上到下各节温度递减, 引起整体发热或局部发热为异常	阀片受潮或老化	0.5~1	进行直流和交流试验	合成套比瓷套温差更小
绝缘子	瓷绝缘子	正常绝缘子串的温度分布同电压分布规律, 即呈现不对称的马鞍型, 相邻绝缘子温差很小, 以铁帽为发热中心的热像图, 其比正常绝缘子温度高	低值绝缘子发热 (绝缘电阻在 $10\text{M}\Omega \sim 300\text{M}\Omega$)	1		
		发热温度比正常绝缘子要低, 热像特征与绝缘子相比, 呈暗色调	零值绝缘子发热 ($0 \sim 10\text{M}\Omega$)	1		
		其热像特征是以瓷盘 (或玻璃盘) 为发热区的热像	于表面污秽引起绝缘子泄漏电流增大	0.5		
	合成绝缘子	在绝缘良好和绝缘劣化的结合处出现局部过热, 随着时间的延长, 过热部位会移动	伞裙破损或芯棒受潮	0.5~1		
		球头部位过热	球头部位松脱、进水	0.5~1		

表 H3 电压致热型设备缺陷诊断判据 (续)

设备类别	热像特征	故障特征	温差 (K)	处理建议	备注
电缆终端	以整个电缆头为中心的热像	电缆头受潮、劣化或气隙	0.5~1		
	以护层接地连接为中心的发热	接地不良	5~10		采用相对温差判别即 $\delta > 20\%$ 或有不均匀热像
	伞裙局部区域过热	内部可能有局部放电	0.5~1		
	根部有整体性过热	内部介质受潮或性能异常			

附录 I (资料性附录)

部分断路器回路电阻值

部分断路器回路电阻值见表 I。

表 I 部分断路器回路电阻值

序号	厂家	类型	电压 (kV)	型号	额定电流 (A)	直阻标准 ($\mu\Omega$)	备注
1			10	3A11	630	60	
2			10	3A11	1250	35	
3			10	3A11	2000	25	
4			10	3AF	1250	35	
5			10	3AH	1250	34	
6			10	3AH	2000	20	
7			10	ECA	2500	15	
8			10	EN-10	1250	50	
9			10	F-200	630	40	
10			10	FG2	2500	60	
11			10	HB-10	1250	60	
12			10	HB101225C	1250	75	
13			10	HPA12/625	630	40	
14			10	KYN1-10-07	630	40	
15			10	SN10-10		100	
16			10	SN10-10I	630	100	
17			10	SN10-10I	1000	55	
18			10	SN10-10II	1000	60	
19			10	SN10-10III	3000	主 17/消 260	
20			10	SN1-10		95	
21			10	SN2-10		95	
22			10	SN3-10		主 26/消 260	
23			10	SN8-10		主 60/消 150	
24			10	UBS-20	800	40	
25			10	VAC25-150	630	40	
26			10	VD4	630	30	
27			10	VD4	1250	25	
28			10	VD4	2000	15	
29			10	VJ-12A	630	60	
30			10	VJ-12A	1250	35	
31			10	VJ-12A	2000	30	
32			10	VJ-12B	630	60	
33			10	VS1	1250	45	
34			10	W-1AC	630	40	
35			10	ZN-10	1250	50	

36		10	ZN17	1250	80	
----	--	----	------	------	----	--

表 I 部分断路器回路电阻值（续）

序号	厂家	类型	电压 (kV)	型号	额定电流 (A)	直阻标准 ($\mu\Omega$)	备注
37			10	ZN17	2500/3150	40	
38			10	ZN21	2000	35	
39			10	ZN21	3150	25	
40			10	ZN28	1250	40	
41			10	ZN28	2000	40	
42			10	ZN28	2500	30	
43			10	ZN28	3150	20	
44			10	ZN28A	2500	30	
45			10	ZN28A	1250/2000	40	
46			10	ZN28A-12	630	35	
47			10	ZN28E	1250	40	
48			10	ZN28E	3150	25	
49			10	ZN28E	2000/2500	30	
50			10	ZN30	2500	30	
51			10	ZN4-10	600	75	
52			10	ZN7A-10	1250	60	
53			10	ZN7A-10	1600	40	
54			10	ZN7A-10	2500	30	
55			10	ZN7A-10	3150	25	
56			12	VMH-12	630	40	
57			15	VCP-W	1200	35	
58			17.5	VB5	2500	35	
59			17.5	VB5	3150	30	
60			17.5	VB5	1600~2000	50	
61			17.5	VB5	800~1250	55	
62			27	70-SPM-50A	4000	20	
63			35	30-SFGP-35	630	70	
64			35	30-SFGP-35	1250	40	
65			35	35-3AF	2000	20	
66			35	3P3-40.5		80	
67			35	DW2-35	600	400	
68			35	DW2-35	1000	350	
69			35	DW2-35	1500	250	
70			35	DW2-35II	1250	300	
71		多油	35	DW8-35		250	
72			35	FD4025D	1250	25	
73			35	FG4	1250	48	
74			35	FG4	2500	30	
75			35	FP4025D	1250	25	
76			35	HB-35		60	
77			35	HB351625C	1600	40	
78			35	LW18-35	2500	40	
79			35	LW6-35	2500	35	
80			35	LW8-35	1600	120	
81			35	SW2-35	1000	100	
82			35	SW2-35	1500	80	
83			35	SW2-35	2000	40	
84	美国	真空	35	VBM、VBU		200	
85			36	3AF	1250	20	
86			36	OX36	2000	72	
87			40.5	GIEG	1600	50	
88			40.5	HD4	1250	50	

表 I 部分断路器回路电阻值 (续)

序号	厂家	类型	电压 (kV)	型号	额定电流 (A)	直阻标准 ($\mu\Omega$)	备注
89			40.5	HD4	2000	40	
90			110	3AP1FG		29	
91			110	3AP1FI		41	
92			110	HPGE-11-15E		150	
93	北京 ABB	SF6	110	LTB145D1/B	3150	40	
94	沈阳	SF6	110	LW11-110		70	
95			110	LW14-110(100-SFM-40A)		30	
96	西安	SF6	110	LW14-126		30	
97	西安	SF6	110	LW14-145		33	
98			110	LW17-110	2500	70	
99		SF6	110	LW17-126	2500	55	单断口
100		SF6	110	LW17-145		75	
101	西安	SF6	110	LW25-126		45	
102			110	LW26-126		60	
103	平顶山	SF6	110	LW6-110	3150	35	单断口
104	沈阳	SF6	110	LW6-110		35	
105			110	S1-145	3150	30	
106		少油	110	SW1-110	600	700	
107			110	SW2-110		300	
108	沈阳	少油	110	SW2-110I		180	
109	沈阳	少油	110	SW2-110II		180	
110	沈阳	少油	110	SW2-110III		140	
111		少油	110	SW3-110	1000	160	
112		少油	110	SW3-110G	1200	180	
113		少油	110	SW4-110	1000	300	
114			110	SW4-110II/III	1000/1250	120/300	
115		少油	110	SW6-110	1200	300	
116			110	SW6-110		180	
117		少油	110	SW7-110	1500	95	
118	三菱	SF6	220	250-SFM-50B	2000	35	
119			220	3AQ1EE		42	
120			220	3AQ1-EE	3150/4000	33±9	
121			220	3AQ1EG	3150	42	
122			220	ELFSL4-1	4000	45	
123			220	ELFSL4-2	3150	95	
124			220	ELFSL4-2	3150	200A 时 ≤19mV	
125		SF6	220	ELFSLA-2	3150	50	单断口
126			220	ELFSP4-1	4000	45	
127			220	FX-12	2500	36	
128		SF6	220	HPL245B1	4000	50	
129		SF6	220	HPL245B1	4000	40	
130			220	HPL245B-1	3150	38	
131	沈阳	SF6	220	LW11-220	2000	80	
132	沈阳	SF6	220	LW11-220	2000	190	
133	沈阳	SF6	220	LW11-220	3150	40	
134	沈阳	SF6	220	LW11-220	4000	40	
135	沈阳	SF6	220	LW11-220	4000	90	
136			220	LW11-220	3150/4000	40	
137			220	LW11-220W	3150	40	

表 I 部分断路器回路电阻值 (续)

序号	厂家	类型	电压 (kV)	型号	额定电流 (A)	直阻标准 ($\mu\Omega$)	备注
138			220	LW12-220	2000	190	
139			220	LW14-220	2000/3150	42	
140			220	LW15-220	3150	42	
141	西安	SF6	220	LW15-252		42	
142			220	LW17-220	3150	200A 时 $\leq 19\text{mV}$	
143		SF6	220	LW17-220		100	
144			220	LW17-220		40	
145			220	LW-220		100	
146			220	LW2-220	2500	90	
147	西安	SF6	220	LW25-252		45	
148	上海华通	SF6	220	LW31-252	3150	45	单断口
149		SF6	220	LW4-220		120	
150	平顶山	SF6	220	LW6-220	3150	90	单断口 35
151			220	LW6-220	3150	70	
152	沈阳	SF6	220	LW6-220		35	单断口
153			220	MH1MF-2Y	3150	新 25/运 30	单断口
154	日立	SF6	220	OFPTB	3150	150	
155			220	OR2R		160	
156			220	SW2-220	1200	450	
157		少油	220	SW2-220	1500	400	
158			220	SW2-220	1000/1250	600	
159			220	SW2-220	1600/2000	400/300	
160	沈阳	少油	220	SW2-220I		180	单断口
161	沈阳	少油	220	SW2-220II		180	单断口
162	沈阳	少油	220	SW2-220III		180	单断口
163	沈阳	少油	220	SW2-220IV		140	单断口
164		少油	220	SW4-220	1000	600	
165			220	SW4-220		600	
166	沈阳	少油	220	SW6-220	1200	450	
167	西安	少油	220	SW6-220	1600	400	
168			220	SW6-220		400	
169			220	SW6-220		450	
170	西门子	SF6	500	3ASS	3150	275	
171			500	500-FMT-20B	3150	160	
172			500	ELFSL7-4	4000	100	
173	ABB	SF6	500	ELFSP7-2	4000	85	
174			500	FX-22	3150/4000	新 140/运 143	
175	沈阳	SF6	500	LW11-500		200	
176	西安	SF6	500	LW13-500		250	原型号为 500-SFMT-50B
177	西安	SF6	500	LW15-500		42	
178	平顶山	SF6	500	LW6-500	3150	200	单断口 35
179	日立	SF6	500	OFPTB	3150	150	
180			500	OFPTB-500-50LA	3150	150	

注：以上为断路器厂家标准，若遇到上表中未列的断路器型号，可参考相同电压等级、相同载流下的其他类型断路器或向厂家咨询。

附录 J
(资料性附录)
部分六氟化硫断路器时间参数

部分六氟化硫断路器时间参数见表 J。

表 J 部分六氟化硫断路器时间参数 (≤ms)

序号	电压 (kV)	型 号	分闸时间	合闸时间	金短时间	无电流时间	同相分/合 不同期	相间分/合不 同期
1	35	30-SFGP-35	50	150				
2	35	FD4025G	55	95	120			5/5
3	35	LW18-35	40	150			3/5	3/5
4	35	LW6-35	30	90	65±5	300	3/5	3/5
5	35	LW8-35	60	100		300	2/3	2/3
6	36	3AF	60±5	75±5	90/70	300		
7	110	3AP1FG	30±4	55±8	30±10	300±10		2/3
8	110	FP4025D	60	100	120		5/10	5/10
9	110	FX-T9	37	90				
10	110	LW14-110	20-29	69-71	40	300	3/4	3/4
11	110	LW17-145	30	135	70-100	30	3/5	3/5
12	110	LW6-110	30	90	65±5		3/5	3/5
13	110	S1-145	40	90				
14	220	3AQ1EE-220	20±3	105±5		300±10		
15	220	3AQ1EG-220	33-39	105-115	70	300		2/3
16	220	3AQ2	28±3	85±5	75±5	300	2/3	3/5
17	220	3AT2	19	80±5		280	2/3	3/5
18	220	3AT3	19	80±5		280	2/3	3/5
19	220	ELFSP4-1	25	60	40			3/5
20	220	ELFSP4-2	21	112	40	300		3/5
21	220	FX-12	15-21	37-62	35-65	300	3/5	3/5
22	220	HPL245B-1	19±2	65	50	300		2/4
23	220	LW10B	32	100	60±5	300	3/5	
24	220	LW11-220	35	120	60	300		3/5
25	220	LW12-220	35	130	60	300		3/5
26	220	LW15	25	100	40	300	4/5	4/5
27	220	LW17-220	21	112	40	300	2/2.5	3/5
28	220	LW2-220	30	150	50	300	5/10	5/10
29	220	LW6-220(平高)	28	90	60±5	300	2/3	3/5
30	220	MHME-2Y	20	70			2/3	3/5
31	500	FX-22	50(3150A) 40(4000A)	100	50	300	2.5/2.5	5/5
32	500	GSL-500	40	100				

33	500	LW12-500	20	130	60		2/3	3/5
34	500	OFPTB-500	20	130	60	300	2/3	3/5
35	500	SFMT-50B	14-16	65-90	28		2/2	3/4

附录 K

(资料性附录)

支柱绝缘子及瓷套超声波检测缺陷评定方法

K 检测前的准备

K1 探头的选择

K1.1 支柱绝缘子及瓷套外壁缺陷探伤宜选择晶片尺寸为 $6\text{mm} \times 10\text{mm} \times 2$ 、 $13\text{mm} \times 13\text{mm} \times 2$ ，频率为 2.5MHz 的爬波探头。

K1.2 支柱绝缘子及瓷套内部缺陷探伤宜选择晶片尺寸为 $8\text{mm} \times 8\text{mm}$ 、 $8\text{mm} \times 10\text{mm}$ ，频率为 5Mz 的纵波斜入射探头。

K2 扫描速度调节

K2.1 扫描速度利用 JYZ-1、JYZ-2 试块或 JYZ-BX 试块进行调整。

K3 探伤灵敏度的确定

K3.1 爬波探伤灵敏度的确定：将探头置于 JYZ-BX 试块，找出距离探头前沿 20mm、深度 2mm 模拟裂纹（线槽）的最大反射波，调整至 80%波高，增益至 12dB，即可探伤。

K3.2 纵波探伤灵敏度的确定：将探头置于 JYZ-BX 试块，找出深度 1mm 模拟裂纹（线槽）的最大反射波，调整至 80%波高，增益至 6dB，即可探伤。

K4 缺陷确定

K4.1 纵波探伤缺陷评定

K4.1.1 缺陷第一次反射波（F1）与底波第一次反射波（B1）同时出现时，缺陷第一次反射波（F1）比底波第一次反射波（B1）低，缺陷反射波波高与底波反射波波高之比大于或等于 40%且缺陷指示长度大于或等于 10mm 时，判定为裂纹。当缺陷指示长度小于 10mm 时，判定为点状缺陷。

K4.1.2 缺陷第一次反射波（F1）与底波第一次反射波（B1）同时出现时，缺陷第一次反射波（F1）比底波第一次反射波（B1）高或等于底波第一次反射波（B1），即缺陷第一次反射波（F1）信号高于底波第一次反射波（B1）信号或与底波第一次反射波（B1）信号相当，此缺陷判定为裂纹。

K4.1.3 当底波第一次反射波（B1）波高小于或等于满刻度 30%，此缺陷判定为裂纹。

K4.2 爬波探伤缺陷评定

K4.2.1 缺陷第一次反射波（F1）波高小于或等于深度 1.0mm 模拟裂纹反射波高，此时应测定其指示长度，指示长度大于或等于 10mm 时应判定为裂纹，指示长度小于 10mm 时应判定为点状缺陷。

K4.2.1 缺陷第一次反射波（F1）波高大于深度 1.0mm 模拟裂纹反射波高，指示长度大于或等于 5mm 时应判定为裂纹。

K5 凡是缺陷判定为裂纹的支柱绝缘子或瓷套应判不合格。

附录 L
(资料性附录)
参考资料

GB/T 261	石油产品闪点测量法
GB/T 264	石油产品酸值测量法
GB/T 507	绝缘油介电强度测量法
GB/T 511	石油产品和添加剂机械杂质测量法
GB 1001	盘形悬式绝缘子技术条件
GB 5583	互感器局部放电测量
GB 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量法(圆环法)
GB 7253	盘形悬式绝缘子串元件尺寸与特性
GB 7328	变压器和电抗器的声级测量
GB/T 7598	行中变压器油、汽轮机油水溶性酸测量法(比色法)
GB/T 7599	运行中变压器油、汽轮机油酸值测量法(BTB 法)
GB 7600	运行中变压器油水分含量测量法(库仑法)
GB 7601	运行中变压器油水分含量测量法(气相色谱法)
GB 8349	金属封闭母线
GB 11023	高压开关设备六氟化硫气体密封试验导则
GB 12022	工业六氟化硫
GB 14542	运行中变压器油维护管理导则
GB/T 17623	绝缘油中溶解气体组份含量的气相色谱测定法
DL/T 402	交流高压断路器订货技术条件
DL 417	电力设备局部放电现场测量导则
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 429.6	运行油开口杯老化测定法
DL/T 429.7	油泥析出测定法
DL/T 429.9	电力系统油质试验方法 绝缘油介电强度测量法
DL/T 450	绝缘油中含气量的测量方法(二氧化碳洗脱法)
DL/T 459	电力系统直流电源柜订货技术条件
DL 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 474.2	现场绝缘试验实施导则 直流高电压试验
DL 474.3	现场绝缘试验实施导则 介质损耗因数 $\tan \delta$ 试验
DL 474.4	现场绝缘试验实施导则 交流耐压试验
DL 474.5	现场绝缘试验实施导则 避雷器试验
DL 475	接地装置工频特性参数的测量导则
DL 506	六氟化硫电气设备中绝缘气体湿度测量方法
DL/T 595	六氟化硫设备气体监督细则
DL/T 626	盘形悬式绝缘子劣化检测规程
DL/T 815	交流输电线路用复合外套金属氧化物避雷器
DL/T 864	标称电压高于 1000V 交流架空线路用复合绝缘子使用导则
DL/T 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/T917	六氟化硫气体密度测定法
DL/T918	六氟化硫气体中可水解氟化物含量测定法
DL/T919	六氟化硫气体中矿物油含量测定法(红外光谱分析法)
DL/T920	六氟化硫气体中空气、四氟化碳的气相色谱测定法
DL/T921	六氟化硫气体毒性生物试验方法
JB/T 6228	汽轮发电机绕组内部水系统检验方法及评定
SH 0040	超高压变压器油
SH 0351	断路器油
	电容型设备比较法带电测试导则