

Q / CSG

中国南方电网有限责任公司企业标准

Q / CSG 1 0007—2004

电力设备预防性试验规程

2004-03-01 发布

2004-06-01 实施

中国南方电网有限责任公司 发布

中国南方电网公司关于颁发《变电运行管理标准》等十二项生产标准的通知

南方电网生[2004]3 号

超高压输变电公司、中国南方电网电力调度通信中心，各子公司：

为规范公司系统的安全生产行为，开展公司安全生产规范化建设，公司组织编制完成了《变电运行管理标准》等十二项生产标准，并经公司标准化委员会批准通过，现予以颁布，自二〇〇四年六月一日起执行。请各单位认真学习，遵照执行。

附件：1.《变电运行管理标准》

- 2.《架空线路及电缆运行管理标准》
- 3.《发电运行管理标准》
- 4.《变电站安健环设施标准》
- 5.《架空线路及电缆安健环设施标准》
- 6.《发电厂安健环设施标准》
- 7.《电气工作票技术规范》（发电、变电部分）
- 8.《电气工作票技术规范》（线路部分）
- 9.《电气操作导则》
- 10.《电力设备预防性试验规程》
- 11.《继电保护及安全自动装置检验条例》
- 12.《输变电设备状态评价标准》

南方电网公司筹备组（代章）

二〇〇四年二月十九日

目 次

前言

- 1 范围
- 2 规范性引用文件
- 3 定义与符号
- 4 总则
- 5 电力变压器及电抗器
 - 5.1 油浸式电力变压器
 - 5.2 干式变压器

- 5.3 SF₆ 气体绝缘变压器
- 5.4 油浸式电抗器
- 5.5 油浸式串联电抗器
- 5.6 干式电抗器、阻波器及干式消弧线圈
- 5.7 油浸式消弧线圈
- 6 互感器
 - 6.1 油浸式电流互感器
 - 6.2 SF₆ 电流互感器
 - 6.3 干式电流互感器
 - 6.4 电磁式电压互感器
 - 6.5 电容式电压互感器
 - 6.6 放电线圈
- 7 开关设备
 - 7.1 SF₆ 断路器和 GIS（含 H-GIS）
 - 7.2 多油断路器和少油断路器
 - 7.3 真空断路器
 - 7.4 低压断路器和自动灭磁开关
 - 7.5 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）
 - 7.6 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）
 - 7.7 隔离开关
 - 7.8 高压开关柜
- 8 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
 - 9.2 合成绝缘子
- 10 电力电缆线路
 - 10.1 纸绝缘电力电缆线路
 - 10.2 橡塑绝缘电力电缆线路
 - 10.3 自容式充油电缆线路
 - 10.4 交叉互联系统
- 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
 - 11.2 耦合电容器和电容式电压互感器的电容分压器
 - 11.3 断路器电容器
 - 11.4 集合式电容器
 - 11.5 高压并联电容器装置
- 12 绝缘油和六氟化硫气体
 - 12.1 变压器油
 - 12.2 断路器油
 - 12.3 SF₆ 气体
- 13 避雷器
 - 13.1 普阀、磁吹型避雷器
 - 13.2 金属氧化物避雷器
 - 13.3 GIS 用金属氧化物避雷器
 - 13.4 线路用金属氧化物避雷器
- 14 母线
 - 14.1 封闭母线
 - 14.2 一般母线
- 15 二次回路
- 16 1kV 及以下的配电装置和电力布线
- 17 1kV 以上的架空电力线路

- 18 接地装置
- 19 旋转电机
 - 19.1 同步发电机
 - 19.2 直流电机
 - 19.3 中频发电机
 - 19.4 交流电动机
- 附录 A (规范性附录) 绝缘子的交流耐压试验电压标准
- 附录 B (资料性附录) 污秽等级与对应附盐密度值
- 附录 C (资料性附录) 避雷器的电导电流值和工频放电电压值
- 附录 D (规范性附录) 同步发电机和调相机定子绕组的交流试验电压、老化鉴定和硅钢片单位损耗
- 附录 E (资料性附录) 带电设备红外诊断方法和判断依据
- 附录 F (资料性附录) 参考资料

前 言

预防性试验是电力设备运行和维护工作中的一个重要环节,是保证电力系统安全运行的有效手段之一。预防性试验规程是电力系统技术监督工作的主要依据,1996 年由原电力工业部颁发的 DL / T 596—1996《电力设备预防性试验规程》多年来对电力生产起到了重要的作用。但近年来,随着电力工业的迅速发展,新设备大量涌现,试验技术不断进步,为适应当前中国南方电网有限责任公司辖区内的实际情况,需要对原规程进行补充和修改。依据 DL / T 596—1996《电力设备预防性试验规程》和有关反事故技术措施之规定,结合 1997 年以来新颁布的相关国家标准和行业标准,现另行编制 Q / CSG 1 0007—2004《电力设备预防性试验规程》,作为中国南方电网有限责任公司的企业标准。

本标准是在按照国家标准、行业标准及相关技术规范、规定,并考虑现行设备的实际运行要求而提出,适用于中国南方电网电力设备预防性试验工作。

本标准由中国南方电网有限责任公司生产技术部提出、归口并解释。

本标准起草单位:广东省电力试验研究所、广电集团广州供电分公司。

本标准主要起草人:徐达明、何宏明、蒋 琨、姚森敬、杨楚明、陈锦清、彭向阳、王红斌、张泽华、王 勇、林志明、刘志一。

本标准由中国南方电网有限责任公司标准化委员会批准。

本标准自 2004 年 6 月 1 日起实施。

执行中的问题和意见,请及时反馈给南方电网公司生产技术部。

电力设备预防性试验规程

1 范围

本标准规定了各种电力设备预防性试验的项目、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。

本标准适用于中国南方电网 500kV 及以下的交流电力设备。高压直流输电设备及其他特殊条件下使用的电力设备可参照执行。进口设备以该设备的产品标准为基础,参照本标准执行。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件,其随后所有的修改单(不包括勘误的内容)或修订版均不适用于本标准,然而,鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件,其最新版本适用于本标准。

GB / T 311.2—2002 高压输变电设备的绝缘配合

附件	GB 1094.1~GB 1094.2—1996	电力变压器
	GB 1094.3、GB 1094.5—2003	电力变压器
	GB 1207—1997	电压互感器
	GB 1208—1997	电流互感器
	GB 1984—1989	交流高压断路器
	GB 1985—1989	交流高压隔离开关和接地开关
	GB 2536—1990	变压器油
	GB 3906—1991	3kV~35kV 交流金属封闭式开关设备
	GB 4109—1999	高压套管技术条件
	GB 4703—2001	电容式电压互感器
	GB 4787—1996	断路器电容器
	GB 6115—1998	电力系统用串联电容器
	GB 6450—1986	干式电力变压器
	GB 6451—1999	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 7595—2000	运行中变压器油质量标准
	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 9326.1~GB 9326.5—1988	交流 330kV 及以下油纸绝缘自容式充油电缆及
	GB 10229—1988	电抗器
	GB 10230—1988	有载分接开关
	GB 11017—1989	额定电压 110kV 铜芯、铝芯交联聚乙烯绝缘电力电缆
	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 12706.1~GB 12706.3—1991	额定电压 35kV 及以下铜芯、铝芯塑料绝缘电
	GB 12976.1~GB 12976—1991	额定电压 35kV 及以下铜芯、铝芯纸绝缘电力电
	GB 50150—1991	电气装置安装工程 电气设备交接试验标准
	DL / T 402—1999	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 574—1995	有载分接开关运行维修导则
	DL / T 593—1996	高压开关设备的共用订货技术导则
	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—1999	带电设备红外诊断技术应用导则
	DL / T 722—2000	变压器油中溶解气体分析和判断导则
	DL / T 864—2003	标称电压高于 1000V 交流架空线路用复合绝缘子使用导则
	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

3 定义与符号

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

利用甚高频、超声波等检测技术对运行中的 GIS 进行局部放电检测，判断其是否存在绝缘缺陷。

3.7

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。

3.8

常温

本标准中常温的范围为 10℃～40℃。

4 总则

4.1 本标准所规定的各项试验标准，是电力设备技术监督工作的基本要求，是电力设备全过程管理工作的重要组成部分。在设备的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，进行综合分析和判断后作出正确结论。

4.3 遇到特殊情况（例如发现某类设备的同一类故障和缺陷突出），需要调整设备的试验周期时，由各运行单位负责生产的总工程师批准执行。220kV 及以上电气设备应报相应的主管生产部门（各分公司、子公司）备案。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。发电厂电气设备试验周期应结合设备大、小修进行。

4.5 进行耐压试验时，应尽量将连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。

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

a) 当采用额定电压较高的设备以加强绝缘时，应按照设备的额定电压确定其试验电压；

b) 当采用额定电压较高的设备作为代用时，应按照实际使用的额定电压确定其试验电压；

c) 为满足高海拔地区的要求而采用较高电压等级的设备时，应在安装地点按实际使用的额定工作电压确定其试验电压。

4.7 在进行与温度和湿度有关的各种试验（如测量直流电阻、绝缘电阻、 $\tan \delta$ 、泄漏电流等）时，应同时测量被试品的温度和周围空气的温度和湿度。

进行绝缘试验时，被试品温度不应低于 $+5^{\circ}\text{C}$ ，户外试验应在良好的天气下进行，且空气相对湿度一般不高于80%。

4.8 110kV及以上设备经交接试验后超过6个月未投入运行，或运行中设备停运超过6个月的，在投运前应进行绝缘项目试验，如测量绝缘电阻、 $\tan \delta$ 、绝缘油的水分和击穿电压、绝缘气体湿度等。35kV及以下设备按1年执行。

4.9 有条件进行带电测试或在线监测的设备，应积极开展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，可以延长停电试验周期或不做停电试验，同时报省一级公司备案。

4.10 应加强电力设备红外测温工作，具体要求按DL/T 664—1999执行。

4.11 如不拆引线不影响对试验结果的相对判断时，宜采用不拆引线试验的方法进行。

4.12 本标准未包含的电力设备的试验项目，按制造厂规定进行。

4.13 各省公司可根据本标准，结合各自的实际情况，对试验周期、试验项目等作出必要的补充规定。

5 电力变压器及电抗器

5.1 油浸式电力变压器

油浸式电力变压器的试验项目、周期和要求见表1。

表1 油浸式电力变压器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要 求	说 明
1	油中溶解气体色谱分析	1) 新投运及大修后投运： 500kV：1，4，10，30天 220kV：4，10，30天 110kV：4，30天 2) 运行中： 500kV：3个月 220kV：6个月 35kV、110kV：1年 3) 必要时	1) 新装变压器油中 H_2 与烃类气体含量（ $\mu\text{L}/\text{L}$ ）任一项不宜超过下列数值： 总烃：20 H_2 ：10 C_2H_2 ：0 2) 运行设备油中 H_2 与烃类气体含量（ $\mu\text{L}/\text{L}$ ）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（35kV～220kV），1（500kV） 3) 烃类气体总和的产气速率大于 $6\text{mL}/\text{d}$ （开放式）和 $12\text{mL}/\text{d}$ （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_4 、 C_2G_6 和 C_2H_2 四种气体 2) 溶解气体组分含量有增长趋势时，可结合产气速率判断，必要时缩短周期进行跟踪分析 3) 总烃含量低的设备不宜采用相对产气速率进行判断 4) 新投运的变压器应有投运前的测试数据 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

表 1 （续）

序号	项目	周期	要 求					说 明
2	油中水分 mg / L	1) 准备注入 110kV 及以上变压器的新油 2) 注入 500kV 变压器后的新油 3) 110kV 及以上：运行中 1 年 4) 必要时	投运前： 110kV：≤20 220kV：≤15 500kV：≤10		运行中： 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	油中含气量 %（体积分数）	500kV 变压器 1) 新油注入前后 2) 运行中：1 年 3) 必要时	投运前：≤1		运行中：≤3			必要时，如： —变压器需要补油时 —渗漏油
4	油中糠醛含量 mg / L	必要时	1) 含量超过下表值时，一般为非正常老化，需跟踪检测：					1) 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 2) 必要时，如： —油中气体总烃超标或 CO、OO ₂ 过高 —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	1~5	5~10	10~15	15~20	
			糠醛含量	0.1	0.2	0.4	0.75	
			2) 跟踪检测时，注意增长率 3) 测试值大于 4mg / L 时，认为绝缘老化已比较严重					

5	油 中 洁 净 度 测 试	500kV：必要时	标准在制定中	
6	绝缘 油 试 验	见 12.1 节		

表 1（续）

序号	项目	周期	要 求	说 明
7	绕组直 流电阻	1) 3 年 2) 大修后 3) 无载分接开关变换分接位置 4) 有载分接开关检修后 5) 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三相平均值的 2%，无中性点引出的绕组，线间差别不应大于三相平均值的 1% 2) 1600kVA 及以下的变压器，相间差别一般不大于三相平均值的 4%，线间差别一般不大于三相平均值的 2% 3) 与以前相同部位测得值比较，其变化不应大于 2%	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) 有载分接开关宜在所有分接处测量，无载分接开关在运行分接处测量 3) 不同温度下电阻值按下式换算： $R_2 = R_1 (T + t_2) / (T + t_1)$ 式中： R_1 、 R_2 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 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
8	绕组 连同套管的绝缘电 阻吸收比 或极化指 数	1) 3 年 2) 大修后 3) 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) 35kV 及以上变压器应测量吸收比，吸收比在常温下不低于 1.3；吸收比偏低时可测量极化指数，应不低于 1.5 3) 绝缘电阻大于 10000MΩ 时，吸收比不低于 1.1 或极化指数不低	1) 使用 2500V 或 5000V 兆欧表，对 220kV 及以上变压器，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) 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

			于 1.3	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) 必要时, 如: —运行中油介损不合格或油中水分超标 —渗漏油等可能引起变压器受潮的情况
--	--	--	-------	--

表 1 (续)

序号	项目	周期	要 求	说 明
9	绕组连同套管的 $\tan \delta$	1) 3 年 2) 大修后 3) 必要时	1) 20℃ 时不大于下列数值: 500kV: 0.6% 110kV~220kV: 0.8% 35kV: 1.5% 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 及以上: 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) 测量温度以顶层油温为准, 各次测量时的温度尽量相近 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) 必要时, 如: —绕组绝缘电阻、吸收比或极化指数异常时 —油介损不合格或油中水分超标 —渗漏油等
10	电容型套管的 $\tan \delta$ 和电容值	见第 8 章		1) 用正接法测量 2) 测量时记录环境温度及变压器顶层油温 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
11	绕组连同套管的交流耐压试验	1)10kV 及以下: 6 年 2) 更换绕组后	全部更换绕组时, 按出厂试验电压值; 部分更换绕组时, 按出厂试验电压值的 0.8 倍	1) 110kV 及以上进行感应耐压试验 2) 10kV 按 $35\text{kV} \times 0.8 = 28\text{kV}$ 进行
12	铁芯及夹件绝缘电阻	1) 3 年 2) 大修后 3) 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 (对运行年久的变压器可用 1000V 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: 油色谱试验判断铁芯多点接地时

表 1 (续)

序号	项目	周期	要 求	说 明
13	穿心螺栓、铁轭夹件、绑扎钢带、铁芯、绕组压环及屏蔽等的绝缘电阻	大修中	220kV 及以上: 一般不低于 $500\text{M}\Omega$ 110kV 及以下: 一般不低于 $100\text{M}\Omega$	1) 用 2500V 兆欧表 2) 连接片不能拆开可不进行
14	局部放电试验	220kV 及以上: 1) 大修更换绝缘部件或部分绕组后 2) 必要时	在线端电压为 $1.5U_m$ / $\sqrt{3}$ 时, 放电量一般不大于 500pC ; 在线端电压为 $1.3U_m$ / $\sqrt{3}$ 时, 放电量一般不大于 300pC	1) 110kV 电压等级的变压器大修后, 可参照执行 2) 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

15	绕组所有分接的电压比	1)分接开关引线拆装后 2)更换绕组后	1)各分接的电压比与铭牌值相比应无明显差别, 且符合规律 2) 35kV 以下, 电压比小于 3 的变压器电压比允许偏差为 $\pm 1\%$; 其他所有变压器: 额定分接电压比允许偏差为 $\pm 0.5\%$, 其他分接的电压比应在变压器阻抗电压值(%)的 $1/10$ 以内, 但偏差不得超过 $\pm 1\%$	
16	校核三相变压器的组别或单相变压器极性	更换绕组后	必须与变压器铭牌和顶盖上的端子标志相一致	
17	空载电流和空载损耗	1)更换绕组后 2)必要时	与前次试验值相比无明显变化	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

表 1 (续)

序号	项目	周期	要 求	说 明
18	短路阻抗和负载损耗	1) 更换绕组后 2) 必要时	与前次试验值相比无明显变化	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) 2) 必要时, 如: 出口短路后
19	绕组变形测试	110kV 及以上: 1) 6 年 2) 更换绕组后 3) 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) 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) 发电厂厂用高压变压器可参照执行 4) 必要时, 如: 发生近区短路后

20	全电压下 空载合闸	更换绕组后	1) 全部更换绕组, 空载 合闸 5 次, 每次间隔 5min 2) 部分更换绕组, 空载 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 及以上的变压器 中性点接地 4) 发电机变压器组的中间 连接无断开点的变压器, 可 不进行
21	有载分接 开关的试验 和检查	1) 按制造厂 规定 2) 大修后	按 DL / T574—1995 执 行	
22	测温装置 校验及其二 次回路试验	1) 3 年 (二次 回路) 2) 大修后 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 1MΩ	1) 采用 2500V 兆欧表 2) 必要时, 如: 怀疑有故 障时
23	气体继电 器校验及其 二次回路试 验	1) 3 年 (二次 回路) 2) 大修后 3) 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 1MΩ	1) 采用 2500V 兆欧表 2) 必要时, 如: 怀疑有故 障时

表 1 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说 明
24	压力释 放器校验 及其二次 回路试验	1) 3 年 (二 次回路) 2) 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 1M Ω	1) 采用 2500V 兆欧表 2) 必要时, 如: 怀疑有故 障时
25	冷却装 置及其二 次回路检 查试验	1) 3 年 (二 次回路) 2) 大修后 3) 必要时	1) 投运后, 流向、温升和 声响正常, 无渗漏油 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 1M Ω	1) 采用 2500V 兆欧表 2) 必要时, 如: 怀疑有故 障时

26	整体密封检查	1) 大修后 2) 必要时	1) 35kV 及以下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 及以上变压器在油枕顶部施加 0.035MPa 压力, 试验持续时间 24h 无渗漏	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
27	套管中的电流互感器试验	大修时	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
28	绝缘纸 (板) 聚合度	必要时	当聚合度小于 250 时, 应引起注意	1) 试验可从引线上绝缘纸、垫块、绝缘纸板等取样数克 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
29	绝缘纸 (板) 含水量	必要时	水分 (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

表 1 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说 明
30	噪声测量	必要时	与出厂值比较无明显变化	1) 按 GB7328—1987 的要求进行 2) 必要时, 如: 发现噪声异常时
31	箱壳振动	必要时	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
32	红外测温	运行中 500kV: 1 年 2 次 110kV、 220kV: 1 年 1 次	按 DL / T 664—999 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 2。

表 2 干式变压器的试验项目、周期

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	绕组直流电阻	1) 6 年 2) 大修后	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%	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
2	绕组、铁芯绝缘电阻	1) 6 年 2) 大修后	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%	采用 2500V 或 5000V 兆欧表
3	交流耐压试验	1) 6 年 2) 大修后	按出厂试验电压值的 0.8 倍	10kV 变压器按 $35\text{kV} \times 0.8 = 28\text{kV}$ 进行
4	测温装置及其二次回路试验	1) 6 年 2) 大修后	1) 按制造厂的技术要求 2) 指示正确，测阻电阻值应和出厂值相符 3) 绝缘电阻一般不低于 $1\text{M}\Omega$	
5	红外测温	1 年 1 次	按 DL / T664—1999 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、厂用变压器进行

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 3。

表 3 SF₆ 气体绝缘变压器的试验项目、周期

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	SF ₆ 气体的湿度 (20℃ 的体积分数)	1) 1 年 2) 大修后 3) 必要时	运行中：不大于 $500\mu\text{L/L}$ 大修后：不大于 $250\mu\text{L/L}$	1) 按 GB12022—1989、SD306 和 DL506—1992 进行 2) 必要时，如： —新装及大修后 1 年内复测湿度不符合要求 —漏气超过表 15 中序号 2 的要求 —设备异常时
2	SF ₆ 气体成分分析	1) 大修后 2) 必要时	见 12.3 节	
3	SF ₆ 气体泄漏试验	1) 大修后 2) 必要时	无明显漏点	

4	绕组直流电阻	1) 3 年 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) 如电阻相间差在出厂时超过规定，制造厂已说明了这种偏差的原因，则与以前相同部位测得值比较，其变化不应大于 2% 2) 预防性试验时有载分接开关宜在所有分接处测量，无载分接开关在运行分接处测量 3) 不同温度下电阻值按下式换算： $R_2 = R_1 (T + t_2) / (T + t_1)$ 式中： R_1 、 R_2 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 3（续）

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
5	绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数	1) 3 年 2) 大修后 3) 必要时	1) 绝缘电阻换算至同一湿度下，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) 35kV 及以上变压器应测量吸收比，吸收比在常温下不低于 1.3；吸收比偏低时可测量极化指数，应不低于 1.5 3) 绝缘电阻大于 10000M Ω 时，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) 必要时，如：对绝缘有怀疑时
6	绕组连同套管的 $\tan \delta$	35kV 及以上： 1) 3 年 2) 大修后	1) 20℃ 时不大于下列数值： 110kV：0.8% 35kV：1.5% 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 及以上：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

7	铁芯及夹件绝缘电阻	1) 3 年 2) 大修后	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
8	交流耐压试验	1) 大修后 2) 必要时	全部更换绕组时，按出厂试验电压值；部分更换绕组时，按出厂试验电压值的 0.8 倍	1) 110kV 变压器采用感应耐压 2) 必要时，如：对绝缘有怀疑时
9	测温装置的校验及其二次回路试验	1) 3 年 2) 大修后 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 1MΩ	1) 采用 2500V 兆欧表 2) 必要时，如：怀疑有故障时
10	红外测温	运行中 500kV: 1 年 2 次 110kV、220kV: 1 年 1 次	按 DL / T 664—1999 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 油浸式电抗器

500kV 油浸式电抗器的试验项目、周期和要求见表 4。

表 4 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) 新投运及大修投运后：1, 4, 10, 30 天 2) 运行中：3 个月 3) 必要时	1) 新装电抗器油中 H ₂ 与烃类气体含量 (μL / L) 任一项不宜超过下列数值： 总烃：20 H ₂ ：10 C ₂ H ₂ ：0 2) 运行中 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 ：1 3) 烃类气体总和的绝对产气速率超过 12mL / d 或相对产气速率大于 10% / 月，则认为设备有异常 4) 当出现痕量 (小于 1 μL / L) 乙炔时也应引起注意；如气体分析虽已出现异常，但判断不至于危及绕组和铁芯安全时，可在超过注意值较大的情况下运行	1) 总烃包括 CH ₄ 、C ₂ H ₄ 、C ₂ H ₂ 和 C ₂ H，四种气体 2) 溶解气体组分含量有增长趋势时，可结合产气速率判断，必要时缩短周期进行跟踪分析 3) 总烃含量低的设备不宜采用相对产气速率进行判断 4) 新投运的电抗器应有投运前数据 5) 必要时，如：巡视发现异常

2	油中水分 mg / L	1) 注入电抗器 前后的新油 2) 运行中: 1 年 3) 必要时	投运前: ≤ 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°C 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
3	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	投运前: ≤ 1	运行中: ≤ 3	必要时, 如: —需要补油时 —渗漏油时

表 4 (续)

序号	项目	周 期	要 求					说 明
4	油中 糠 醛含量 mg / L	必要时	1) 超过下表值时，一般为非正常老化， 需跟踪检测：					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 一长期过载运行后，温升超标 后等
			运 行 年 限	1～ 5	5～10	10～15	15～20	
			糠 醛 含 量	0.1	0.2	0.4	0.75	
			2) 跟踪检测时，注意增长率 3) 测试值大于 4mg / L 时，认为绝缘老 化已比较严重					
5	绝缘 油试验	见第 12.1 节						
6	阻抗 测量	必要时	与出厂值相差在±5%范围内， 与三相或三相组平均值相差在±2% 范围内					如受试验条件限制可在低电压 下测量

7	绕组 直流电 阻	1) 3 年 2) 大修 后 3) 必要 时	1) 各相绕组电阻相互间的差别不应大于三相平均值的 2%，无中性点引出的绕组，线间差别不应大于三相平均值的 1% 2) 与以前数值比较，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，则与以前数值比较，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，取 235 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
---	----------------	------------------------------------	---	--

表 4（续）

序号	项目	周 期	要 求	说 明
8	绕组连同 套管的绝缘 电阻、吸收比 或极化指数	1) 3 年 2) 大修后 3) 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，吸收比偏低时可测量极化指数，应不低于 1.5 3) 绝缘电阻大于 10000MQ 时，吸收比不低于 1.1，或极化指数不低于 1.3 即可	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) 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) 必要时，如： —运行中油介损不合格或油中水分超标 —渗漏油等

9	绕组连同套管的 $\tan \delta$	1) 3 年 2) 大修后 3) 必要时	1) 20℃时不大于 06% 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, 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 2) 必要时, 如: —绕组绝缘电阻、吸收比或极化指数测量异常时 —油介损不合格或油中水分超标 —渗漏油等
10	电容型套管的 $\tan \delta$ 和电容值	见第 8 章		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
11	绕组连同套管的交流耐压试验	大修后	全部更换绕组时, 按出厂试验电压值; 部分更换绕组时, 按出厂试验电压值的 0.8 倍	

表 4 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说 明
12	铁芯及夹件的绝缘电阻	1) 3 年 2) 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) 夹件引出接地的可单独对夹件进行测量 3) 必要时, 如: 油色谱分析怀疑铁芯多点接地时
13	穿心螺栓、铁轭夹件、绑扎钢带、铁芯、绕组压环及屏蔽等的绝缘电阻	大修中	一般不低于 500M Ω	1) 采用 2500V 兆欧表 2) 连接片不能拆开者可不进行
14	气体继电器校验及其二次回路试验	1) 3 年 (二次回路) 2) 大修后 3) 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 1M Ω	1) 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)3 年(二次回路) 2)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 $1\text{M}\Omega$	1) 采用 2500V 兆欧表 2) 必要时, 如: 怀疑有故障时
16	冷却装置及其二次回路试验	1)3 年(二次回路) 2)大修后 3)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 and 试验, 按制造厂规定 3) 绝缘电阻一般不低于 $1\text{M}\Omega$	1) 采用 2500V 兆欧表 2) 必要时, 如: 怀疑有故障时
17	整体密封检查	1)大修后 2)必要时	在油枕顶部施加 0.035MPa 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
18	箱壳振动	必要时	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
19	噪声测量	必要时	与出厂值比不应有明显差别	必要时, 如: 发现噪声异常时
20	红外测温	1 年 2 次	按 DL / T 664—1999 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 油浸式串联电抗器

油浸式串联电抗器的试验项目、周期和要求见表 5。

表 5 油浸式串联电抗器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周期	要 求		说 明
1	绕组绝缘电阻	1) 6 年 2) 大修后	一般不低于 $1000\text{M}\Omega$ (20°C)		采用 2500V 兆欧表
2	绕组直流电阻	1) 6 年 2) 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	阻抗测量	1) 大修后 2) 必要时	与出厂值相差在 $\pm 5\%$ 范围内		
4	绝缘油的击穿电压 kV	1) 6 年 2) 大修后	投运前: $15\text{kV}\sim 35\text{kV}: \geq 35$ 15kV 以下: ≥ 30	运行中: $15\text{kV}\sim 35\text{kV}: \geq 30$ 15kV 以下: ≥ 25	
5	绕组 $\tan \delta$	1) 6 年 2) 大修后	35kV 及以下: $\leq 3.5\%$ (20°C)		仅对 800kvar 以上的油浸铁芯电抗器进行

6	绕组对铁芯和外壳交流耐压及相间交流耐压	1) 大修后 2) 必要时	试验电压为出厂试验电压的 0.8 倍	
7	轭铁梁和穿心螺栓（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 $10\text{M}\Omega$	采用 2500V 兆欧表

5.6 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 6。

表 6 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	阻抗测量	必要时	与出厂值相差在 $\pm 5\%$ 范围内	如受试验条件限制可在低电压下测量
2	红外测温	1) 1 年 2) 必要时	按 DL / T664—1999 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

5.7 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 7。

表 7 油浸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	绕组直流电阻	6 年	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%	
2	绝缘电阻	6 年	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%	

6 互感器

6.1 油浸式电流互感器

油浸式电流互感器（35kV 及以上）的试验项目、周期和要求见表 8。

表 8 油浸式电流互感器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要 求	说 明
1	绕组及末屏的绝缘电阻	1) 3 年 2) 大修后	1) 一次绕组对末屏及地、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 1000M Ω	1) 有投运前数据 2) 用 2500V 兆欧表 3) 必要时, 如: 怀疑有故障时

表 8 (续)

序号	项目	周期	要 求						说 明
2	tan δ 及电容量	1) 3 年 2) 大修后 3) 必要时	1) 主绝缘 tan δ (％) 不应大于下表中的数值, 且与历次数据比较, 不应有显著变化:						1) 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 (％) 变化绝对量超过±0.3, 不应继续运行 2) 可以用带电测试 tan δ 电容量代替
			电压等级 kV		35	110	220	500	
			大修后	油纸电容型	1.0	1.0	0.7	0.6	
				充 油 型	3.0	2.0	—	—	
				胶纸电容型	2.5	2.0	—	—	
				充 胶 式	2.0	2.0	2.0	—	
运行中	油纸电容型	1.0	1.0	0.8	0.7				
	充油型	3.5	2.5	—	—				
	胶纸电容型	3.0	2.5	—	—				
	充胶式	2.5	2.5	2.5	—				
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) 当电容型电流互感器末屏对地绝缘电阻小于 1000M Ω 时, 应测量末屏对地 tan δ 其值不大于 2%									
3	带电测试 tan δ 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: — 同相设备介损测量值差值 (tan δ _x —tan δ _N) 与初始测量值差值比较, 变化范围绝对值不超过±0.3%, 电容量比值 (C _x ~C _N) 与初始测量电容量比值比较, 变化范围不超过±5% — 同相同型号设备介损测量值 (tan δ _x —tan δ _N) 不超过±0.3% 2) 采用其他测试方法时, 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

4	油中溶解气体色谱分析及油中水分含量测定	1) 3 年后 2) 大修后 3) 必要时	1) 油中溶解气体组分含量 ($\mu\text{L/L}$) 超过下列任一值时应引起注意, 总烃: 100, H_2 : 150; 一旦发现含有 C_2H_2 , 应立即停止运行, 进行检查 2) 油中水分含量 (mg/L) 不应大于下表规定:			1) 制造厂明确要求不能取油样进行色谱分析时可不进行 2) 对于 H_2 单值升高的, 可以考虑缩短周期
			电压等级 kV	投运前	运行中	
			110	20	35	
			220	15	25	
			500	10	15	

表 8 (续)

序号	项目	周期	要 求		说 明
5	绝缘油的击穿电压 kV	1) 大修后 2) 必要时	1) 投运前 (平板电极) 35kV: ≥ 35 110kV、220kV: ≥ 40 500kV: ≥ 60	2) 运行中 (平板电极) 35kV: ≥ 30 110kV、220kV: ≥ 35 500kV: ≥ 50	1) 全密封电流互感器按制造厂要求进行 2) 必要时, 如: 怀疑有绝缘故障时
6	局部放电试验	110kV 及以上: 必要时	在电压为 $1.2U_m / \sqrt{3}$ 时, 视在放电量不大于 20pC		必要时, 如: 对绝缘性能有怀疑时
7	极性检查	大修后	与铭牌标志相符合		
8	交流耐压试验	1) 大修后 2) 必要时	1) 一次绕组按出厂值的 0.8 倍进行 2) 二次绕组之间及末屏对地的工频耐压试验电压为 2kV, 可用 2500V 兆欧表代替		必要时, 如: 对绝缘性能有怀疑时
9	各分接头的变比检查	1) 大修后 2) 必要时	1) 与铭牌标志相符合 2) 比值差和相位差与制造厂试验值比较应无明显变化, 并符合等级规定		1) 对于计量计费用绕组应测量比值差和相位差 2) 必要时, 如: 改变变比分接头运行时
10	校核励磁特性曲线	继保有要求时	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		
11	绕组直流电阻	大修后	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

12	红外 测温	500kV: 1 年 2 次 220kV 及 以下: 1 年 1 次	参考 DL / L664—1999 执行	用红外热像仪测量
----	----------	---	----------------------	----------

6.2 SF₆ 电流互感器

SF₆ 电流互感器（35kV 及以上）的试验项目、周期和要求见表 9。

表 9 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	气体湿度（20℃的 体积分数） μL / L	1) 投产后 1 年 1 次, 如无异常, 3 年 测 1 次 2) 大修后	大修后不大于 250, 运行中不大 于 500	
2	气体泄漏试验	1) 3 年 2) 必要时	无明显漏点	必要时, 如: 压力继 电器显示压力异常
3	绕组的绝缘电阻	1) 大修后 2) 必要时	一次绕组对地、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) 采用 2500V 兆欧 表 2) 必要时, 如: 怀 疑有故障时
4	极性检查	大修后	与铭牌标志相符合	
5	交流耐压试验	1) 大修后 2) 必要时	1) 一次绕组按出厂值的 0.8 倍 进行 2) 二次绕组之间及对地的工频 耐压试验电压为 2kV, 可用 2500V 兆欧表代替 3) 老练试验电压为运行电压	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
6	各分接头的变比检 查	1) 大修后 2) 必要时	1) 与铭牌标志相符合 2) 比值差和相位差与制造厂试 验值比较应无明显变化, 并符合等 级规定	1) 对于计量计费用 绕组应测量比值差和 相位差 2) 必要时, 如: 改 变变比分接头运行时
7	校核励磁特性曲线	必要时	1) 与同类互感器特性曲线或制 造厂提供的特性曲线相比较, 应无 明显差别 2) 多抽头电流互感器可在使 用抽头或最大抽头测量	

表 9 (续)

序号	项目	周期	要 求	说 明
----	----	----	-----	-----

8	气体密度继电器和压力表检查	必要时	参照厂家规定	
9	红外测温	500kV: 1 年 2 次 220kV 及以下: 1 年 1 次	参考 DL / T664—1999 执行	采用红外热像仪测量

6.3 干式电流互感器

干式电流互感器的试验项目、周期和要求见表 10。

表 10 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) 35kV 及以上: 3 年; 10kV: 6 年 2) 大修后 3) 必要时	1) 一次绕组对末屏及对地、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 1000M Ω	1) 采用 2500V 兆欧表 2) 必要时, 如: 怀疑有故障时
2	$\tan \delta$ 及电容量	35kV 及以上: 1) 3 年 2) 大修后 3) 必要时	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 0.5%, 且与历年数据比较, 不应有显著变化	1) 只对 35kV 及以上电容型互感器进行 2) 当 $\tan \delta$ 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 $U_m / \sqrt{3}$, $\tan \delta$ 变化量绝对值超过 $\pm 0.3\%$, 不应继续运行 3) 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

表 10 (续)

序号	项目	周期	要 求	说 明
----	----	----	-----	-----

3	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: — 同相设备介损测量值差值 ($\tan \delta_x - \tan \delta_N$) 与初始测量值差值比较, 变化范围绝对值不超过 $\pm 0.3\%$, 电容量比值 (C_x / C_N) 与初始测量电容量比值比较, 变化范围不超过 $\pm 5\%$ — 同相同型号设备介损测量值 ($\tan \delta_x - \tan \delta_N$) 不超过 $\pm 0.3\%$ 2) 采用其他测试方法时, 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
4	交流耐压试验	35kV 及以上: 必要时 10kV: 6 年	1) 一次绕组按出厂值的 0.8 倍进行, 10kV 电流互感器耐压试验电压按 35kV 进行 2) 二次绕组之间及末屏对地的工频耐压试验电压为 2kV, 可用 2500V 兆欧表代替	必要时, 如: 怀疑有绝缘故障时
5	局部放电试验	110kV 及以上: 必要时	在电压为 $1.2U_m / \sqrt{3}$ 时, 视在放电量不大于 50pC	必要时, 如: 对绝缘性能有怀疑时
6	各分接头的变比检查	必要时	1) 与铭牌标志相符合 2) 比值差和相位差与制造厂试验值比较应无明显变化, 并符合等级规定	1) 对于计量计费用绕组应测量比值差和相位差 2) 必要时, 如: 改变变比分接头运行时
7	校核励磁特性曲线	必要时	1) 与同类互感器特性曲线或制造厂提供的特性曲线相比较, 应无明显差别 2) 多抽头电流互感器可在使用的抽头或最大抽头测量	必要时, 如: 继电保护有要求时
8	红外测温	1 年	参考 DL / T664—1999 执行	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 11。

表 11 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) 3 年 2) 大修后 3) 必要时	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	tan δ (35kV 及以上)	1) 绕组绝缘: —3 年 —大修后 —必要时 2) 110kV 及以上串级式电压互感器支架: —必要时	1) tan δ (%) 不应大于下表中数值:						前后对比宜采用同一试验方法	
			温度 ℃		5	10	20	30		40
			35kV	大修后	1.5	2.5	3.0	5.0		7.0
				运行中	2.0	2.5	3.5	5.5		8.0
			110kV 及以上	大修后	1.0	1.5	2.0	3.5		5.0
				运行中	1.5	2.0	2.5	4.0		5.5
2) 与历次试验结果相比无明显变化 3) 支架绝缘 tan δ 一般不大于 6%										
3	油中溶解气体色谱分析及油中水分含量测定	1) 3 年 2) 大修后 3) 必要时	1) 一旦发现 C ₂ H ₂ 增长, 应考虑缩短周期 2) 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 C ₂ H ₂ : 2 (220kV) 							

表 11 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
4	交流耐压试验	1) 大修后 2) 必要时	1) 一次绕组按出厂值的 0.8 倍进行 2) 二次绕组之间及其对地的工频耐压标准为 2kV, 可用 2500V 兆欧表代替	1) 串级式或分级绝缘式的互感器用倍频感应耐压试验, 同时应考虑互感器的容升电压 (频率 150Hz 时, 110kV 为 5%, 220kV 为 10%) 2) 耐压试验前后, 应检查绝缘情况 3) 必要时, 如: 怀疑有绝缘缺陷时
5	局部放电测量	必要时	油浸式相对地电压互感器在电压为 $1.2U_m / \sqrt{3}$ 时, 放电量不大于 20pC	1) 只对 110kV 及 220kV 进行 2) 必要时, 如: 对绝缘性能有怀疑时

6	空载 电流和 励磁特 性	大修后	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, 空载电流不应大于最大允许电流: 中性点非有效接地系统: $1.9U_n / \sqrt{3}$ 中性点接地系统: $1.5U_n / \sqrt{3}$		
7	联接 组别和 极性	更换绕 组后	与铭牌和端子标志相符		
8	电压 比	更换绕 组后	与铭牌标志相符		
9	绕组 直流电 阻测量	大修后	与初始值或出厂值相比较, 应无明显差别		
10	绝缘 油的击 穿电压 kV	1) 大 修后 2) 必要 时	投运前: 35kV: ≥ 35 110kV、220kV: ≥ 40	运行中: 35kV: ≥ 30 110、220kV: ≥ 35	必要时, 如: 对绝缘有怀疑时
11	红外 测温	1 年	参考 DL / T664—1999 执行		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 12。

表 12 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	SF ₆ 气体的湿度 (20℃ 的体积分数) μL / L	1) 投产后 1 年 1 次, 如无异常, 3 年 1 次 2) 大修后	大修后不大于 250, 运行中不大于 500	
2	SF ₆ 气体泄漏试验	1) 大修后 2) 必要时	无明显漏点	
3	绝缘电阻	1) 大修后 2) 必要时	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

4	交流耐压试验	1) 大修后 2) 必要时	1) 一次绕组按出厂值的 0.8 倍进行 2) 二次绕组之间及末屏对地的工频耐压试验电压为 2kV, 可用 2500V 兆欧表代替	必要时, 如: —怀疑有绝缘故障时 —补气较多时 (表压小于 0.2MPa) —用倍频感应耐压试验时, 应考虑互感器的容升电压
5	空载电流和励磁特性	大修后	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, 空载电流不应大于最大允许电流: 中性点非有效接地系统: $1.9U_n / \sqrt{3}$ 中性点接地系统: $1.5U_n / \sqrt{3}$	
6	联结组别和极性	更换绕组后	与铭牌和端子标志相符	
7	电压比	更换绕组后	与铭牌标志相符	
8	绕组直流电阻	大修后	与初始值或出厂值比较, 应无明显差别	
9	红外测温	1 年	参考 DL / T664—1999 执行	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 13。

表 13 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) 6 年 2) 大修后 3) 必要时	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) 6 年 (10kV) 2) 必要时 (35kV 及以上)	1) 一次绕组按出厂值的 0.8 倍进行 2) 二次绕组之间及末屏对地的工频耐压试验电压为 2kV, 可用 2500V 兆欧表代替	必要时, 如: 怀疑有绝缘故障时
3	局部放电试验	必要时	在电压为 $1.2U_m / \sqrt{3}$ 时, 视在放电量不大于 50pC	必要时, 如: 对绝缘性能有怀疑时

4	空载 电流和励 磁特性	大修后	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 载电流不应大于最大允许电 流: 中性点非有效接地系统: $1.9U_n / \sqrt{3}$ 中性点接地系统: $1.5U_n / \sqrt{3}$	
5	联结 组别和极 性	更换绕组 后	与铭牌和端子标志相符合	
6	电压比	更换绕组 后	与铭牌标志相符	
7	绕组 直流电阻	1) 大修后 2) 必要时	与初始值或出厂值比较, 应 无明显差别	必要时, 如: 怀疑内部有故障时
8	红外 测温	1 年	参考 DL / T664—1999 执行	用红外热像仪测量

6.5 电容式电压互感器

电容分压器部分的试验项目、周期和要求见第 11.2 节, 其他部分不作要求。

6.6 放电线圈

放电线圈的试验项目、周期和要求见表 14。

表 14 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	6 年	不低于 1000M Ω	一次绕组采用 2500V 兆欧表, 二次绕组采用 1000V 兆欧表
2	交流耐压试验	必要时	试验电压为出厂试验电压的 0.8 倍	用感应耐压法 必要时, 如: 怀疑有缺陷时
3	一次绕组直流电阻	6 年	与上次测量值相比 无明显差异	可采用万用表测量

7 开关设备

7.1 SF₆断路器和 GIS (含 H-GIS)

SF₆断路器和 GIS (含 H-GIS) 的试验项目、周期和要求见表 15。

表 15 SF₆断路器和 GIS (含 H-GIS) 的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
----	-----	-----	-----	-----

1	SF ₆ 气体的湿度（20℃的体积分数） μL/L	1) 投产后1年1次，如无异常，3年1次 2) 大修后 3) 必要时	1) 断路器灭弧室气室 大修后：≤150 运行中：≤300 2) 其他气室 大修后：≤250 运行中：≤500	必要时。如： —设备异常时 —发现设备有漏气时
2	SF ₆ 气体泄漏试验	1) 大修后 2) 必要时	年漏气率：≤1%或按制造厂要求	1) 按 GB11023—1989 进行 2) 对电压等级较高的断路器以及 GIS，因体积大可用局部包扎法检漏，每个密封部位包扎后历时 5h，测得的 SF ₆ 气体含量（体积分数）不大于 3 μL/L 3) 必要时，如：怀疑密封不良时

表 15（续）

序号	项 目	周期	要 求	说 明
3	SF ₆ 气体成分分析	必要时	按第 12.3 节	必要时，如：当设备出现异常情况，需要用气体成分分析结果查找原因时
4	耐压试验	1) 大修后 2) 必要时	交流耐压或操作冲击耐压的试验电压为出厂试验电压的 0.8 倍	1) 试验在 SF ₆ 气体额定压力下 进行 2) 对 GIS 工频耐压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) 罐式断路器的耐压试验方式：合闸对地；分闸状态两端轮流加压，另一端接地 4) 对瓷柱式定开距型断路器只做断口间耐压试验 5) 耐压试验后的绝缘电阻值不应降低 6) 必要时，如：对绝缘性能有怀疑时
5	辅助回路和控制回路绝缘电阻	1) 3 年 2) 大修后	不低于 2MΩ	采用 500V 或 1000V 兆欧表

6	辅助回路和控制回路交流耐压试验	1) 3 年 2) 大修后	试验电压为 2kV	可用 2500V 兆欧表测量代替
7	断口间并联电容器的绝缘电阻、电容量和 $\tan \delta$	1) 3 年 2) 大修后 3) 必要时	1) 对瓷柱式断路器，与断口同时测量，测得的电容值偏差应在初始值的 $\pm 5\%$ 范围内 $\tan \delta$ (%) 值一般不大于 0.5 2) 罐式断路器（包括 GIS 中的断路器）按制造厂规定 3) 单节电容器见第 11.3 节规定	1) 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 $\tan \delta$ 作为原始数据 2) 如有明显变化时，应解开断口单独对电容器进行试验 3) 对罐式断路器（包括 GIS 中的 SF_6 断路器）必要时进行试验，试验方法按制造厂规定 4) 必要时，如：对绝缘性能有怀疑时

表 15（续）

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
8	合闸电阻值和合闸电阻的投入时间	1) 3 年 2) 大修后	1) 除制造厂另有规定外，阻值变化允许范围不得大于 $\pm 5\%$ 2) 合闸电阻的有效接入时间按制造厂规定校核	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
9	断路器的速度特性	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
10	断路器的时间参量	大修后	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

11	分、合闸电磁铁的動作电压	1) 3 年 2) 大修后	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) 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 3) 或按制造厂规定	
12	导电回路电阻	1) 3 年 2) 大修后 3) 必要时	1) 敞开式断路器的测量值不大于制造厂规定值的 120% 2) 对 GIS 中的断路器按制造厂规定	1) 用直流压降法测量, 电流不小于 100A 2) 必要时, 如: 怀疑接触不良时
13	分、合闸线圈直流电阻	更换线圈后	应符合制造厂规定	

表 15 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
14	SF ₆ 气体密度继电器 (包括整定值) 检验	1) 大修后 2) 必要时	应符合制造厂规定	必要时, 如: 怀疑设备有异常时
15	压力表校验 (或调整), 机构操作压力 (气压、液压) 整定值校验	1) 大修后 2) 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
16	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	大修后	应符合制造厂规定	
17	液 (气) 压操作机构的泄漏试验	1) 大修后 2) 必要时	按制造厂规定	“应在分、合闸位置下分别试验” 必要时, 如: 怀疑操作机构液 (气) 压回路密封不良时

18	油（气）泵补压及零起打压的运转时间	1) 大修后 2) 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
19	液压机构及采用差压原理的气动机构的防失压慢分试验	机构大修后	按制造厂规定	
20	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	大修后	按制造厂规定	
21	GIS 中的连锁和闭锁性能试验	大修后	动作应准确可靠	检查 GIS 的电动、气动连锁和闭锁性能，以防止误动作
22	GIS 中的互感器和避雷器	大修后	电流互感器见第 6.2 节、电压互感器见第 6.4.2 节、避雷器见第 13.3 节	
23	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

表 15（续）

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
24	运行中局部放电测试	1) 投产后 1 年 1 次，如无异常，3 年 1 次 2) 必要时	应无明显局部放电信号	1) 只对运行中的 GIS 进行测量 2) 必要时，如：对绝缘性能有怀疑时
25	红外测温	500kV: 1 年 2 次 220kV 及以下: 1 年	按 DL / T664—1999 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 多油断路器和少油断路器

多油断路器和少油断路器的试验项目、周期和要求见表 16。

表 16 多油断路器和少油断路器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
----	-----	-----	-----	-----

1	绝缘电阻	1) 1 年 2) 大修后 3) 必要时	1) 整体绝缘电阻自行规定 2)断口和有机物制成的提升杆的绝缘电阻在常温下不低于下表数值： M Ω			1) 采用 2500V 兆欧表 2) 必要时，如：怀疑绝缘不良时
			试验类别	额定电压 kV		
				<24	24～40.5	72.5～252
			大修后	1000	2500	5000
			运行中	300	1000	3000

2	40.5kV 及以上非纯瓷套管和多油断路器的 tan δ	1) 1 年 2) 大修后	1) 20℃时多油断路器的非纯瓷套管的 tanδ（%）值见表 23 2) 20℃时非纯瓷套管断路器的 tan δ（%）值，可比表 23 中相应的 tan δ（%）值增加下表数值：			1) 在分闸状态下按每支套管进行测量。测量的 tan δ（%）超过规定值或有显著增大时，必须落下油箱进行分解试验。对不能落下油箱的断路器，则应将油放出，使套管下部及灭弧室露出油面，然后进行分解试验 2) 断路器大修而套管不大修时，应按套管运行中规定的相应数值增加 3) 带并联电阻断路器的整体 tan δ（%）可相应增加 1
			额定电压 kV	126	40.5 （DW1—35，DW1—35D）	
			tan δ（%）值的增加数	1	3	

表 16 (续)

序号	项 目	周 期	要 求			说 明
3	40.5kV 及以上少油断路器的直流泄漏电流	1) 1 年 2) 大修后	1) 每一元件试验电压如下：			252kV 少油断路器提升杆（包括支持瓷套）的泄漏电流大于 5 μ A 时，应引起注意
			额定电压 kV	40.5	72.5~252	
			试验电压 kV	20	40	
			2) 大修后泄漏电流： 252kV：不宜大于 5 μ A 126kV 及以下：不应大于 10 μ A 预防性试验时一般不大于 10 μ A			

4	断路器对地、断口及相间交流耐压试验	1) 1 年（指 12kV 及以下） 2) 大修后 3) 必要时大修后	1) 断路器在分、合闸状态下分别进行 2) 试验电压值按 DL / T593—1996 规定值的 0.8 倍	1) 对于三相共箱式的油断路器应做相间耐压试验，其试验电压值与对地耐压值相同 2) 必要时，如：对断路器绝缘性能有怀疑时
5	126kV 及以上油断路器提升杆的交流耐压试验	大修后	试验电压按 DL / T 593—1996 规定值的 0.8 倍	1) 耐压设备不能满足要求时分段进行，分段数不应超过 6 段（252kV），或 3 段（126kV），耐压时间为 5min 2) 每段试验电压可取整段试验电压值除以分段数所得值的 1.2 倍或自行规定
6	辅助回路和控制回路交流耐压试验	1) 1 年 2) 大修后	试验电压为 2kV	可用 2500V 兆欧表代替
7	导电回路电阻	1) 1 年 2) 大修后	1) 大修后应符合制造厂规定 2) 运行中根据实际情况规定（可以考虑不大于制造厂规定值的 2 倍）	用直流压降法测量，电流不小于 100A
8	灭弧室的并联电阻值，并联电容器的电容量和 $\tan \delta$	1) 1 年 2) 大修后	1) 并联电阻值应符合制造厂规定 2) 并联电容器与断口同时测量，测得的电容值偏差应在初始值的 $\pm 5\%$ 范围内， $\tan \delta$ （%）一般不大于 0.5 3) 单节并联电容器试验见第 11.3 节	1) 大修时，应测量电容器和断口并联后整体的电容值和 $\tan \delta$ ，作为该设备的原始数据 2) 如有明显变化时，应解开断口单独对电容器进行试验

表 16（续）

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
9	断路器的合闸时间和分闸时间	大修后	应符合制造厂规定	在额定操作电压（气压、液压）下进行
10	断路器的分、合闸速度	大修后	应符合制造厂规定	在额定操作电压（气压、液压）下进行
11	断路器主触头的三相或同相各断口分、合闸的同期性	大修后	应符合制造厂规定	在额定操作电压（气压、液压）下进行

12	操作机构合闸接触器和分、合闸电磁铁的动作电压	1) 大修后 2) 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) 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	
13	合闸接触器和分、合闸电磁铁线圈的直流电阻	更换线圈后	应符合制造厂规定	
14	断路器中绝缘油试验	见第 12.2 节		
15	断路器的电流互感器	大修后	见第 6.3 节	
16	红外测温	1 年	按 DL / T 664—1999 执行	1) 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

7.3 真空断路器

真空断路器的试验项目、周期和要求见表 17。

表 17 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)投运后 1 年内进行 1 次，以后母线联络开关、变压器低压侧开关、电容器组开关每 3 年 1 次，其余 6 年 1 次 2) 大修后	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不应低于下表中数值： MΩ				采用 2500V 兆欧表
			试验类别	额定电压 kV			
				3~15	20~40.5	72.5	

			大修后	1000	2500	5000	
			运行中	300	1000	3000	
2	交流耐压试验（断路器主回路对地、相间及断口）	1) 投运后 1 年内进行 1 次，以后母线联络开关、变压器低压侧开关、电容器组开关每 3 年 1 次，其余 6 年 1 次 2) 大修后 3) 必要时	试验电压值按 DL / T593 规定值的 0.8 倍				1) 更换或干燥后的绝缘提升杆必须进行耐压试验 2) 相间、相对地及断口的耐压值相同 3) 12kV 等级运行中有如下情况的，耐压值为 28kV： — 中性点有效接地系统 — 进口开关设备其绝缘水平低于 42kV 4) 必要时，如：怀疑绝缘不良时
3	辅助回路和控制回路交流耐压试验	1) 6 年 2) 大修后	试验电压为 2kV				可用 2500V 兆欧表代替
4	导电回路电阻	1) 投运后 1 年内进行 1 次，以后母线联络开关、变压器低压侧开关、电容器组开关每 3 年 1 次，其余 6 年 1 次 2) 大修后 3) 必要时	1) 大修后应符合制造厂规定 2) 运行中根据实际情况规定，建议不大于 1.2 倍出厂值				1) 用直流压降法测量，电流不小于 100A 2) 必要时，如：怀疑接触不良时

表 17（续）

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
5	断路器的合闸时间和分闸时间，分、合闸的同期性，合闸时的弹跳过程	大修后	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) 合闸时触头的弹跳时间不应大于 2ms	在额定操作电压下进行

6	操作机构合闸接触器和分、合闸电磁铁的动作电压	1) 6 年 2) 大修后	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) 在使用电磁机构时，合闸电磁铁线圈通电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	
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	更换线圈后	1) 绝缘电阻：大修后应不小于 10MΩ，运行中应不小于 2MΩ 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	母线联络开关、变压器低压侧开关、电容器组开关每 3 年 1 次，其余 6 年 1 次	应符合制造厂规定	可以用断口耐压试验代替
9	检查动触头上的软连接夹片有无松动	大修后	应无松动	
10	灭弧室的触头开距及超行程	大修后	应符合制造厂规定	
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 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 18。

表 18 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、合闸电磁铁的动作电压	1) 3 年 2) 大修后	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；并联合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) 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 85MΩ 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) 3 年 2) 更换线圈后	1) 绝缘电阻不应小于 2MΩ 2) 直流电阻应符合制造厂规定	采用 500V 或 1000V 兆欧表

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。

7.5 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）

重合器的试验项目、周期和要求见表 19。

表 19 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) 6 年 2) 大修后	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： 大修后：1000MΩ 运行中：300MΩ	采用 2500V 兆欧表
2	交流耐压试验	1) 6 年 2) 大修后	试验电压值为 42kV×0.8	试验在主回路对地及断口间进行
3	SF ₆ 气体泄漏试验	大修后	年漏气率不大于 1% 或按制造厂规定	
4	控制回路的绝缘电阻	1) 6 年 2) 大修后	不应低于 2MΩ	采用 500V 或 1000V 兆欧表
5	辅助和控制回路的交流耐压试验	1) 6 年 2) 大修后	试验电压为 2kV	可用 2500V 兆欧表代替
6	导电回路电阻	1) 6 年 2) 大修后 3) 必要时	1) 大修后应符合制造厂规定 2) 运行中根据实际情况规定	1) 用直流压降法测量，电流值不小于 100A 2) 必要时，如： — 开断短路电流大

				时 一开断次数多时
7	合闸时间，分闸时间，三相触头分、合闸同期性，触头弹跳	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	大修后	应符合制造厂的规定	
9	合闸电磁铁线圈的操作电压	大修后	在制造厂规定的电压范围内应可靠动作	
10	合闸电磁铁线圈和分闸线圈直流电阻	更换线圈后	应符合制造厂规定	
11	分闸起动器的动作电压	大修后	应符合制造厂规定	
12	最小分闸电流	大修后	应符合制造厂规定	
13	额定操作顺序	大修后	操作顺序应符合制造厂要求	
14	利用远方操作装置检查重合器的动作情况	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	
15	检查单分功能可靠性	大修后	将操作顺序调至单分，操作 2 次，动作应正确	
16	绝缘油击穿电压试验	1) 大修后 2) 必要时	大修后：≥35kV 运行中：≥30kV	必要时，如：怀疑进水受潮时

7.6 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）
分段器的试验项目、周期和要求见表 20。

表 20 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) 6 年 2) 大修后	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： 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 500V 或 1000V 兆欧表
2	交流耐压试验	大修后	试验电压值为 42kV×0.8	试验在主回路对，地及断口间进行
3	导电回路电阻	1) 6 年 2) 大修后	1) 大修后应符合制造厂规定 2) 运行中根据实际情况规定	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	大修后	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	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	更换线圈后	应符合制造厂的规定	
7	利用远方操作装置检查分段器的动作情况	大修后	在额定操作电压下分、合闸各3次，动作应正确	
8	SF ₆ 气体泄漏试验	1) 大修后 2) 必要时	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) 大修后 2) 必要时	大修后：≥35kV 运行中：≥30kV	必要时，如：怀疑进水受潮时
10	自动计数操作	大修后	按制造厂的规定完成计数操作	

7.7 隔离开关

隔离开关的试验项目、周期和要求见表 21。

表 21 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) 6 年 2) 大修后	有机材料传动提升杆的绝缘电阻不得低于下表数值： MΩ	采用 2500V 兆欧表
			试验类别	
			额定电压 kV	
			3~15 20~40.5	
			大修后	1000 2500
			运行中	300 1000
2	交流耐压试验	大修后	试验电压值按 DL / T 593—1996 规定值的 0.8	
3	二次回路的绝缘电阻	1) 6 年 2) 大修后	不应低于 2MΩ	采用 500V 或 1000V 兆欧表
4	二次回路交流耐压试验	1) 6 年 2) 大修后	试验电压为 2kV	可用 2500V 兆欧表代替

5	操动机构的动作电压试验	大修后	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	
6	导电回路电阻测量	1) 大修后 2) 必要时	应符合制造厂规定	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	大修后	1) 电动、气动或液压操动机构在额定操作电压 (液压、气压) 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	红外测温	500kV: 1 年 2 次 220kV 及以下: 1 年	1) 按 DL / T664—1999 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

7.8 高压开关柜

高压开关柜的试验项目、周期和要求见表 22。

表 22 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	绝缘电阻	1) 10kV 母线联络开关、变压器低压侧开关、电容器组开关柜每 3 年 1 次, 其余 6 年 1 次 2) 大修后	一般不低于 50M Ω	采用 2500kV 兆欧表
2	交流耐压	1) 母线联络开关、变压器低压侧开关、电容器组开关柜每 3 年 1 次, 其余 6 年 1 次 2) 大修后	1) 大修后: 试验电压值按 DL / L593—1996 规定值 2) 运行中: 试验电压值按 DL / T593—1996 规定值的 0.8, 如:	1) 试验电压施加方式: 合闸时各相对地及相间; 分闸时各相断口 2) 相间、相对地及断口的试验电压相同
			额定电压 kV	1min 工频耐 受电压 kV
			7.2	26
			12	35
			40.5	76

3	断路器、隔离开关及隔离插头的导电回路电阻	1) 6 年 2) 大修后 3) 必要时	1) 大修后应符合制造厂规定 2) 运行中一般不大于制造厂规定值的 15 倍	1) 隔离开关和隔离插头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	辅助回路和控制回路绝缘电阻	1) 6 年 2) 大修后	不应低于 $2\text{M}\Omega$	采用 500V 或 1000V 兆欧表
5	辅助回路和控制回路交流耐压试验	1) 6 年 2) 大修后	试验电压为交流 2kV	可用 2500V 兆欧表代替
6	防误操作性能检查	1) 大修后 2) 必要时	应符合制造厂规定	必要时, 如: 对开关柜防误操作性能可靠性有怀疑时

其他型式开关柜, 如计量柜, 电压互感器柜和电容器柜等的试验项目、周期和要求可参照表 22 中有关序号进行。柜内主要元件(如互感器、电容器、避雷器等)的试验项目按本标准有关章节规定。

8 套管

套管(20kV 及以上)的试验项目、周期和要求见表 23。

表 23 套管的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求				说 明
1	主绝缘及电容型套管末屏对地绝缘电阻	1) 3 年 2) 变压器套管、电抗器套管在变压器、电抗器大修后 3) 必要时	1) 主绝缘的绝缘电阻值一般不应低于下列数值： 110kV 及以上：10000MΩ 35kV：5000MΩ 2) 末屏对地的绝缘电阻不应低于1000MΩ				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
2	主绝缘及电容型套管对地末屏 tan δ 与电容量	1) 3 年 2) 变压器套管、电抗器套管在变压器、电抗器大修后 3) 必要时	1) 20℃时的 tan δ（%）值应不大于下表数值：				1) 油纸电容型套管的 tan δ 一般不进行温度换算，当 tan δ 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 δ 与温度、电压的关系。当 tan δ 随温度增加明显增大或试验电压由 10kV
		电压等级 kV	20、35	110	220、500		
		电 容 型	油纸	1.0	1.0	0.8	
			胶纸	3.0	1.5	1.0	
			气体	—	1.0	1.0	
			干式	—	1.0	1.0	

			非 电 容 型	充油 充胶 胶纸	3.5 3.5 3.5	1.5 2.0 2.0	— — —	<p>升到 $U_m / \sqrt{3}$ 时, $\tan \delta$ 增量超过 $\pm 0.3\%$, 不应继续运行</p> <p>2) 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</p> <p>3) 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</p> <p>4) 必要时, 如: —红外测温发现套管异常 —套管油位不正常</p>
			<p>2) 电容型套管的电容值与出厂值或上一次试验值的差别超出 $\pm 5\%$ 时, 应查明原因</p> <p>3) 当电容型套管末屏对地绝缘电阻小于 $1000M\Omega$ 时, 应测量末屏对地 $\tan \delta$, 其值不大于 2%</p>					

表 23 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
3	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	<p>1) 可采用同相比较法, 判断标准为: —同相设备介损测量值差值 ($\tan \delta_x - \tan \delta_N$) 与初始测量值差值比较, 变化范围绝对值不超过 $\pm 0.3\%$, 电容量比值 (C_x / C_N) 与初始测量电容量比值比较, 变化范围不超过 $\pm 5\%$ —同相同型号设备介损测量值 ($\tan \delta_x - \tan \delta_N$) 不超过 $\pm 0.3\%$</p> <p>2) 采用其他测试方法时, 可根据实际制定操作细则</p>	<p>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:</p> <p>1) 查明原因 2) 缩短试验周期 3) 必要时停电复试</p>
4	油中溶解气体色谱分析	必要时	油中溶解气体组分含量 ($\mu L / L$) 超过下列任一值时应引起注意: H_2 : 500, CH_4 : 100; 一旦发现含有 C_2H_2 , 应立即停止运行, 进行检查	<p>1) 厂家要求不能取油样时可以不</p> <p>2) 必要时, 如: —红外测温发现套管发热 —套管油位不正常</p>
5	局部放电测量	110kV 及以上: 必要时	<p>1) 变压器及电抗器套管的试验电压为 $1.5U_m / \sqrt{3}$, 对油浸纸式及胶浸纸式要求局放量不大于 20pC, 对胶粘纸式可由供需双方协议确定</p> <p>2) 其他套管的试验电压为 $1.05U_m / \sqrt{3}$, 对油浸纸式及胶浸纸式要求局放量不大于 20pC, 对胶粘纸式可由供需双方协议确定</p>	<p>1) 垂直安装的套管水平存放 1 年以上投运前宜进行本项目试验</p> <p>2) 必要时, 如: 怀疑套管存在绝缘缺陷时</p>

6	红外测 沮	500kV: 1 年 2 次 220kV 及以 下: 1 年	按 DL / T664—1999 执行	用红外热像仪测量
---	----------	---	---------------------	----------

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 24。

表 24 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 及以上变电站 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 执行 2) 在运行电压下测量电压分布 (或火花间隙) 3) 对多元件针式绝缘子应检测每一元件
2	绝缘 电阻	悬式绝缘子及针式绝缘子同上	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 300M Ω , 500kV 悬式绝缘子不低于 500M Ω 2) 半导体釉绝缘子的绝缘电阻自行规定	1) 采用 2500V 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) 随主设备 2) 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.1 2) 机械破坏负荷为 60kN~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 5km~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

表 24 (续)

序号	项目	周 期	要 求	说 明
5	红外 测温	1) 500kV 变电站: 1 年 2 次; 110kV、220kV 变电站: 1 年 1 次 2) 110kV 及以上线路: 每年按照不低于 5% 的数量抽检	按 DL / T664—1999 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 1、2、3 项中的试验。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 25。

表 25 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) 500kV 变电站 1 年 2 次; 110kV、220kV 变电站 1 年 1 次 2) 110kV 及以上线路, 每年按照不低于 5% 的数量抽检	1) 按 DL / T664—1999 执行 2) 红外检测发现有明显发热点时应予更换	登杆塔用红外热像仪检测

注: 其他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 / T 864—2003 执行。

10 电力电缆线路

10.1 纸绝缘电力电缆线路

本条仅适用于粘性油纸绝缘电力电缆和不滴流油纸绝缘电力电缆线路。

纸绝缘电力电缆线路的试验项目、周期和要求见表 26。

表 26 纸绝缘电力电缆线路的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要 求			说 明
1	绝缘电阻	6 年	大于 1000M Ω			额定电压 0.6 / 1kV 电缆用 1000V 兆欧表; 0.6 / 1kV 以上电缆用 2500V 兆欧表; 6 / 6kV 及以上电缆也可用 5000V 兆欧表
2	直流耐压试验	1) 6 年 2) 大修新做终端或接头后	1) 试验电压值按下表规定, 加压时间 5min, 不击穿:			6 / 6kV 及以下电缆的泄漏电流小于 10 μ A, 8.7 / 10kV 电缆的泄漏电流小于 2 μ A 时, 对不平衡系数不作规定
			额定电压 U_0 / U kV	粘性油纸绝缘试验 电压 kV	不滴流油 纸绝缘试验电 压 kV	
			0.6 / 1	4	4	
			1.8 / 3	12	—	

			3.6 / 6	24	—
			6 / 6	30	—
			6 / 10	40	—
			8.7 / 10	47	30
			21 / 35	105	—
			26 / 35	130	—
			2) 耐压结束时的泄漏电流值不应大于耐压 1min 时的泄漏电流值 3) 三相之间的泄漏电流不平衡系数不应大于 2		
3	红外测温	1 年	参照 DL / T664—1999 执行		
			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		

10.2 橡塑绝缘电力电缆线路

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 27。

表 27 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	主绝缘的绝缘电阻	新作终端或接头后	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 及以上电缆可用 5000V 兆欧表
2	外护套绝缘电阻	3 年	每千米绝缘电阻值不低于 0.5M Ω			1) 采用 500V 兆欧表 2) 对外护套有引出线者进行
3	带电测试外护层接地电流	110kV 及以上：1 年	一般不大于电缆负荷电流值的 10%			用钳型电流表测量
4	外护套直流耐压试验	110kV 及以上：必要时	按制造厂规定执行			必要时，如：当怀疑外护套绝缘有故障时
5	主绝缘交流耐压试验	1)大修新作终端或接头后 2) 必要时	各电压等级推荐使用频率 20Hz～300Hz 谐振耐压试验，试验电压及时间见下表：			1) 不具备试验条件时可用施加正常系统相对地电压 24h 方法替代 2) 必要时，如：怀疑电缆有故障时
			电压等级	试验电压	时间	
			35kV 及以下	1.6U ₀	60min	
			110kV	1.36U ₀	60min	

			220kV~及以上	$1.12U_0$	60min	
6	红外测温	1) 500kV: 1 年 2 次 2) 220kV 及以下: 1 年 1 次	参照 DL / T 664—1999 执行			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

10.3 自容式充油电缆线路

自容式充油电缆线路的试验项目、周期和要求见表 28。

表 28 自容式充油电缆线路的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求			说 明
1	主绝缘直流耐压试验	1) 新做终端或接头后 2) 电缆失去油压并导致受潮或进气经修复后	试验电压值按下表规定, 加压时间 5min, 不击穿:			
			电缆额定电压 U_0 / U	GB / T 311.1—2002 规定的雷电冲击耐受电压 kV	新做接头、修复后试验电压 kV	
			64 / 110	450 550	225 275	
			127 / 220	850 950 1050	425 475 510	
			290 / 500	1425 1550 1675	715 775 840	
2	外护套和接头外护套的直流耐压试验	3 年	试验电压 6kV, 试验时间 1min, 不击穿			1) 可以用测量绝缘电阻代替, 有疑问时再做直流耐压试验 2) 本试验可与交叉互联系统中绝缘接头外护套的直流耐压试验结合在一起进行

3	压力箱供油特性、电缆油击穿电压和电缆油的 $\tan \delta$	与其直接连接的终端或塞止接头发生故障后	<p>1) 压力箱的供油量不应小于压力箱供油特性曲线所代表的标称供油量的 90%</p> <p>2) 电缆油击穿电压不低于 50kV</p> <p>3) 100℃时电缆油的 $\tan \delta$ 不大于 0.5%</p>	<p>1) 压力箱供油特性的试验按 GB9326.5—1998 中 6.3 进行</p> <p>2) 电缆油击穿电压试验按 GB / T507—1986 规定在室温下测量油的击穿电压</p> <p>3) $\tan \delta$ 采用电桥以及带有加热套能自动控温的专用油杯进行测量。电桥的灵敏度不得低于 1×10^{-5}, 准确度不得低于 1.5%, 油杯的固有 $\tan \delta$ 不得大于 5×10^{-5}, 在 100℃及以下的电容变化率不得大于 2%。加热套控温的灵敏度为 0.5℃或更小, 升温至试验温度 100℃的时间不得超过 1h</p>
---	------------------------------------	---------------------	--	---

表 28 (续)

序号	项 目	周 期	要 求				说 明
4	油压示警系统信号指示及控制电缆线芯对地绝缘电阻	信号指示: 6 个月; 控制电缆线芯对地绝缘电阻: 3 年	<p>1) 信号指示能正确发出相应的示警信号</p> <p>2) 控制电缆线芯对地绝缘每千米绝缘电阻不小于 1MΩ</p>				<p>1) 合上示警信号装置的试验开关应能正确发出相应的声、光示警信号</p> <p>2) 绝缘电阻采用 1mV 或 250V 兆欧表测量</p>
5	电缆及附件内的电缆油击穿电压、 $\tan \delta$ 及油中溶解气体	<p>1) 测量击穿电压和 $\tan \delta$: 3 年</p> <p>2) 测量油中溶解气体: 怀疑电缆绝缘过热老化, 或终端、塞止接头存在严重局部放电时</p>	<p>1) 击穿电压不低于 45kV</p> <p>2) 电缆油在温度 $100 \pm 1^\circ\text{C}$ 和场强 1MV / m 下的 $\tan \delta$ 不应大于下列数值:</p> <p>投运前: 0.5%</p> <p>其余: 3%</p> <p>3) 油中溶解气体组分含量的注意值见下表:</p>				<p>1) 电缆油击穿电压试验按 GB / T 507—1986 规定在室温下测量油的击穿电压</p> <p>2) $\tan \delta$ 采用电桥以及带有加热套、能自动控温的专用油杯进行测量。电桥的灵敏度不得低于 1×10^{-5}, 准确度不得低于 1.5%, 油杯的固有 $\tan \delta$ 不得大于 5×10^{-5}, 在 100℃及以下的电容变化率不得大于 2%。加热套控温的灵敏度为 0.5℃或更小, 升温至试验温度 100℃的时间不得超过 1h</p>
			气体组分	注意值	气体组分	注意值	
			可燃气体总量	1500	CO ₂	1000	
			H ₂	500	CH ₄	200	
			C ₂ H ₂	痕量	C ₂ H ₆	200	
			CO	100	C ₂ H ₄	200	

6	红外测温	1) 500kV: 1年 2 次 2) 220kV 及以下: 1 年 1 次	参照 DL / T66—1999 执行	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
注: 油中溶解气体分析的试验方法和要求按 CB / T7252—2001 (或 DL / T722—2000) 规定。注意值不是判断充油电缆有无故障的唯一指标, 当气体含量达到注意值时, 应进行追踪分析查明原因, 试验和判断方法参照 GB / T 7252—2001 (或 DL / T722—2000) 进行。				

10.4 交叉互联系统

交叉互联系统的试验项目、周期和要求见表 29。

表 29 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	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
2	护层过电压保护器的绝缘电阻或直流伏安特性	3 年	1) 伏安特性或参考电压应符合制造厂的规定 2) 用 1000V 兆欧表测量引线 与外壳之间的绝缘电阻, 其值不应小于 10M Ω	
3	互联箱闸刀(或连接片)接触电阻和连接位置的检查	3 年	1) 在正常工作位置进行测量, 接触电阻不应大于 2 $\mu\Omega$ 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

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 30。

表 30 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) 6 年 2) 必要时	不低于 2000M Ω	1) 串联电容器用 1000V 兆欧表, 其他用 2500V 兆欧表 2) 单套管电容器不测 3) 必要时, 加: 熔丝熔断或保护跳闸时

2	电容值	1) 6 年 2) 必要时	1) 电容值偏差不超过额定值的 $-5\% \sim +10\%$ 范围 2) 电容值不应小于出厂值的 95%	
---	-----	------------------	---	--

表 30 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
3	并联电阻 值测量	1) 6 年 2) 必要时	电阻值与出厂值的偏差应在 $\pm 10\%$ 之内	1) 自放电法测量 2) 必要时, 如: 巡视发现有渗漏油或温度异常等
4	外观及渗 漏油检查	巡视时	发现外壳变形及漏油时 停止使用	观察法
5	红外测温	1 年	参照 DL / T664—1999 执行	用红外热像仪测量
注: 交流滤波电容器组的总电容值应满足交流滤波器的调谐要求。				

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 31。

表 31 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	3 年	一般不低于 $5000M\Omega$	采用 2500V 兆欧表
2	电容值	3 年	1) 每节电容值偏差不超出额定值的 $-5\% \sim +10\%$ 范围 2) 电容值与出厂值相比, 增加量超过 $+2\%$ 时, 应缩短试验周期 3) 由多节电容器组成的同一相, 任何两节电容器的实测电容值相差不超过 5%	当采用电磁单元作为电源测量电容式电压互感器的电容分压器 C_1 和 C_2 的电容量及 $\tan \delta$ 时, 应按制造厂规定进行
3	$\tan \delta$	3 年	10kV 下的 $\tan \delta$ 值不大于下列数值: 油纸绝缘: 0.5% 膜纸复合绝缘: 0.4%	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
4	渗漏油检 查	巡视时	漏油时停止使用	用观察法

表 31 (续)

序号	项 目	周期	要 求	说 明
----	-----	----	-----	-----

5	低压端对地绝缘电阻	3 年	一般不低于 $100\text{M}\Omega$	采用 1000V 兆欧表
6	局部放电试验	必要时	预加电压 $0.8 \times 1.3U_m$, 持续时间不小于 10s, 然后在测量电压 $1.1U_m / \sqrt{3}$ 下保持 1min, 局部放电量一般不大于 10pC	1) 多节组合的耦合电容器可分节试验 2) 必要时, 如: 对绝缘性能或密封有怀疑时
7	工频交流耐压试验	必要时	试验电压为出厂试验电压的 0.8 倍	1) 多节组合的耦合电容器可分节试验 2) 必要时, 如: 对绝缘性能有怀疑时
8	带电测试	1 年	1) 电容值的偏差超出额定值的 $-5\% \sim +10\%$ 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	1) 500kV: 1 年 2 次 2) 110kV、220kV: 1 年 1 次	参照 DL / T664—1999 执行	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他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 断路器电容器

断路器电容器的试验项目、周期和要求见表 32。

表 32 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	3 年	不小于 $5000\text{M}\Omega$	采用 2500V 兆欧表
2	电容值	3 年	电容值偏差在额定值的 $\pm 5\%$ 范围内	用交流电桥法

3	$\tan \delta$	3 年	10kV 下的 $\tan \delta$ 值不大于下列数值： 油纸绝缘：0.5% 膜纸复合绝缘：0.4%	当 $\tan \delta$ 值超出 0.5% 后应解 开断口单独对电容器进行介损 测量
4	渗漏油 检查	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 33。

表 33 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	6 年	不小于 1000M 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	6 年	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	

表 33 (续)

序号	项 目	周期	要 求	说 明
3	绝缘油 击穿电压	6 年	15kV 以下: $\geq 25\text{kV}$ 15~35kV: $\geq 30\text{kV}$	
4	渗漏油检 查	巡视时	漏油应修复	观察法
5	红外测温	必要时	参照 DL / T 664—1999 执行	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、串联电抗器、并联电容器、电压互感器、电流互感器、放电线圈、母线支架、避雷器及二次回路按本标准的有关规定。

12 绝缘油和六氟化硫气体

12.1 变压器油

12.1.1 变压器油（包含变压器、电抗器、互感器、有载开关、套管等设备中的绝缘油）的试验项目、周期和要求见表 34。如试验周期与设备试验周期有不同时，应按设备试验周期进行。

表 34 变压器油的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周期	要 求		检验方法
			投运前	运行中	
1	外状	3 年	透明、无杂质或悬浮物		外观目视
2	水溶性酸(pH 值)	3 年	>5.4	≥4.2	GB / T7598—1987
3	酸值 mgKOH / g	3 年	≤0.03	≤0.1	GB / T264—1983 或 GB / T7599—1987
4	闪点（闭口）℃	3 年	≥140（10 号、25 号油） ≥135（45 号油）	与新油原始测量值相比不低 10℃	GB / T261—1983

表 34（续）

序号	项 目	周期	要 求		检验方法
			投运前	运行中	
5	水分 mg / L	1 年	500kV: ≤10 220kV: ≤15 110kV 及以下: ≤20	500kV: ≤15 220kV: ≤25 110kV 及以下: ≤35	GB / T7600—1987 或 GB / T7601—1987
6	界面张力（25℃） mN / m	3 年	≥35	≥19	GB / T 6541—1986
7	tan δ（90℃） %	3 年	500kV: ≤0.7 220kV 及以下: ≤1.0	500kV: ≤2.0 220kV 及以下: ≤4	GB5654—1985
8	击穿电压 kV	3 年	500kV: ≥60 110kV、220kV: ≥40 35kV 及以下: ≥35	500kV: ≥50 110kV、220kV: ≥35 35kV 及以下: ≥30	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—1986 或 DL / T429.9—1991
9	体积电阻率（90℃）	必要时	≥6×10 ¹⁰	500kV: ≥1×10 ¹⁰	DL / T421—1991 或 GB5654—1985

	$\Omega \cdot m$			220kV: $\geq 5 \times 10^9$	
10	油中含气量% (体积分数)	500kV: 1年	500kV: ≤ 1	500kV: ≤ 3	DL / T450—1991 或 DL / T423—1991
11	油泥与沉淀物% (质量分数)	3年	<0.02 (以下可忽略不计)		GB / T511
12	油中溶解气体组分含量色谱分析	变压器、电抗器 见第 5 章 互感器 见第 6 章 套管 见第 8 章 电力电缆 见第 10 章			GB / T17623—1998 或 GB / T7252—2001
注 1: 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; 对全密封式的互感器和套管, 不易取样或补充油, 应按制造厂规定决定是否采样。 注 2: 有载调压开关用的变压器油的其他试验项目、周期和要求可按制造厂规定。 注 3: 对变压器及电抗器, 取样油温为 40℃~60℃。 注 4: 项目 5 正在被修订。					

12.1.2 关于补充油和混油的规定

12.1.2.1 关于补充油的规定

a) 充油电气设备已充入油（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“补加份额”。已充油混入补加油后成为“补后油”。

b) 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。

c) 如补加油的补加份额大于 5%，特别当已充油的特性指标已接近表 34 或表 35 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份额进行油样混合试验（DL / T 429.7—1991）；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。

d) 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 b)、c) 项的规定外，还应预先按预定的补加份额进行混合油样的老化试验（DL / T 429.6—1991）。经老化试验的混合油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。

12.1.2.2 关于混油的规定

a) 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”。

b) 对混油的要求应参照 12.1.2.1 “关于补充油的规定”。

c) 油样的混合比应与实际使用的混合比一致，如实际使用的混合比不明确，则采用 1：1 比例混合。

12.2 断路器油

12.2.1 断路器专用油的新油应按 SH0351—1992 进行验收。

12.2.2 投运前、大修后和运行中断路器油的试验项目、周期和要求见表 35。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 35 断路器油的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周期	要求	检验方法
----	-----	----	----	------

1	外状	1) 3 年 2) 投运前或大修后	透明、无游离水分、无杂质或悬浮物	外观目视
2	水溶性酸 (pH 值)	1) 3 年 2) 投运前或大修后	≥4.2	GB / T7598—1987
3	游离碳	1) 3 年 2) 投运前或大修后	无较多碳悬浮于油中	外观目视
4	击穿电压 kV	1) 1 年后 2) 投运前或大修 3) 油量为 60kg 以下的少油断路器 3 年或以换油代替	110kV 以上; 投运前或大修后: ≥40 运行中: ≥35 110kV 及以下: 投运前或大修后: ≥35 运行中: ≥30	GB / T507—1986 或 DL / T429.9—1991
5	水分 mg / L	投运前或大修后	220kV 及以上: 投运前或大修后: ≤15 运行中: ≤25 110kV 及以下: 投运前或大修后: ≤20 运行中: ≤35	按 GB / T7600—1987 或 GB / T7601—1987
6	酸值 mgKOH / g	投运前或大修后	≤0.1	GB / T264—1983 或 GB / T7595—2000
7	闪点 (闭口) °C	投运前或大修后	与新油原始测量值相比不低于 10	GB / T261—1983

12.3 SF₆ 气体

12.3.1 SF₆ 新气到货后, 充入设备前应按 GB12022—1989 验收。抽检率为十分之三。同一批相同出厂日期的, 只测定含水量和纯度。

12.3.2 SF₆ 气体在充入电气设备 24h 后方可进行试验。

12.3.3 关于补气和气体混合使用的规定:

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

12.3.4 大修后及运行中 SF₆ 气体的试验项目、周期和要求见表 36。试验周期如与设备试验周期有不同, 应按设备试验周期进行。

表 36 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°C 体积分数) μ L / L	1) 新装及大修后 1 年内复测 1 次, 以后 3 年 1 次 2) 大修后 3) 必要时	1) 断路器灭弧室气室大修后不大于 150, 运行中不大于 300 2) 其他气室大修后不大于 250, 运行中: 额定绝对气压 ≤0.35MPa 的不大于 1000, 额定绝对气压 >	1) 按 GB12022—1989、SD306 和 DL506—1992 进行 2) 必要时, 如: ——新装及大修后 1 年内复测湿度不符合要求 ——漏气超过表 15 中序号

			0.35MPa 的不大于 500	2 的要求 —设备异常时
2	密度（标准状态下）kg / m ³	必要时	6.16	按 SD308 进行
3	毒性		无毒	按 SD312 进行
4	酸度 μg / g		≤0.3	按 SD307 或用检测管测量
5	四氟化碳（质量百分数）%		1) 大修后：≤0.05 2) 运行中：≤0.1	按 SD311 进行
6	空气（质量百分数）%		1) 大修后；≤0.05 2) 运行中：≤0.2	按 SD311 进行
7	可水解氟化物 μg / g		≤1.0	按 SD309 进行
8	矿物油 μg / g		≤10	按 SD310 进行
9	纯度%		≥99.8	

13 避雷器

13.1 普阀、磁吹型避雷器

普通阀式避雷器、磁吹型阀式避雷器的试验项目、周期和要求见表 37。

表 37 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) 3 年 2) 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 及以上兆欧表 2) FZ、FCZ、FCD 型主要检查并联电阻通断和接触情况

2	直流电 导电流及 串联组合 元件的非 线性因数 差值	1) 3 年 2) 怀 疑有缺 陷时	1) PZ、FCZ、PCD 型避雷器的电 导电流参考值见附录 C 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) 直流试验电压如下:							1) 整流回路中应加滤 波电容器, 其电容值一 般为 $0.01\mu\text{F}\sim 0.1\mu\text{F}$, 并应在高压侧测量电流 2) 由两个及以上元件 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 C 4) 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 5) 运行中 PBC 型避雷 器的电导电流一般应在 $300\mu\text{A}\sim 400\mu\text{A}$ 范围 内 6) 每年定期进行交流 泄漏电流带电测试的本 项目可延长至 6 年进行 一次
			元件 额定 电压 kV	3	6	10	15	20	30	
			试验 电压 U_1 kV	—	—	—	8	10	12	
			试验 电压 U_2 kV	4	6	10	16	20	24	

表 37 (续)

序 号	项 目	周 期	要 求				说 明
3	带电测 试泄漏电 流	1 年	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				对具备带电测 试条件的进行
4	工频放 电电压	1) 3 年 2) 怀疑有 缺陷时	1) FS 型避雷器工频放电电压在下列范围 内:				
			额定电 压 kV	3	6	10	
			工频放 电电压 kV	8~12	15~21	23~33	
			2) FZ、FCZ 型避雷器的工频放电电压参 考值见附录 C				

5	底座绝缘电阻	1) 3 年 2) 怀疑有缺陷时	不低于 $5\text{M}\Omega$	采用 2500V 兆欧表
6	检查放电计数器动作情况	1) 3 年 2) 怀疑有缺陷时	测试 3~5 次, 均应正常动作	
7	运行中避雷器的红外测温	1 年	参照 DL / T664—1999 执行	用红外热像仪测量

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 38。

表 38 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) 3 年 2) 怀疑有缺陷时	1) 35kV 以上: 不小于 $2500\text{M}\Omega$ 2) 35kV 及以下: 不小于 $1000\text{M}\Omega$	采用 2500V 及以上兆欧表
2	底座绝缘电阻	1) 3 年 2) 怀疑有缺陷时	不小于 $5\text{M}\Omega$	采用 2500V 及以上兆欧表
3	检查放电计数器动作情况	1) 3 年 2) 怀疑有缺陷时	测试 3~5 次, 均应正常动作	
4	工频参考电流下的工频参考电压	35kV 及以上: 怀疑有缺陷时	应符合 GB11032—2000 或制造厂的规定	1) 测量环境温度 (20 ± 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	直流 1mA 电压 $U_{1\text{mA}}$ 及 $0.75U_{1\text{mA}}$ 下的泄漏电流	1) 3 年 2) 怀疑有缺陷时	1) 不低于 GB11032—2000 规定值 2) $U_{1\text{mA}}$ 实测值与初始值或制造厂规定值比较, 变化不应大于 $\pm 5\%$ 3) $0.75U_{1\text{mA}}$ 下的泄漏电流不应大于 $50\mu\text{A}$	1) 要记录环境温度和相对湿度, 测量电流的导线应使用屏蔽线 2) 初始值系指交接试验或投产试验时的测量值 3) 避雷器怀疑有缺陷时应同时进行交流试验 4) 10kV 开关柜母线避雷器结合开关柜的停电试验进行, 主变压器低压侧避雷器结合主变压器的停电试验进行

6	运行电压下的交流泄漏电流	1) 110kV 及以上: 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) 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;	1) 35kV 及以上运行中避雷器宜采用带电测量方式 2) 应记录测量时的环境温度、相对湿度和运行电压 3) 带电测量宜在避雷器外套表面干燥时进行;
---	--------------	---	---	--

表 38 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
6			当阻性电流增加 1 倍时应停电检查	应注意相间干扰的影响 4) 避雷器(放电计数器)带有全电流在线检测装置的不能替代本项目试验, 应定期记录读数(至少每 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
7	红外测温	1) 500kV: 每年 2 次 2) 220kV 及以下: 每年 1 次 3) 怀疑有缺陷时	参照 DL / T664—1999 执行	1) 采用红外热像仪 2) 发现温度异常时应停电检查
注: 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、3 及 5 的项目可不作定期试验。				

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 39。

表 39 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) 1 年 2) 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	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 40。

表 40 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	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 及以上兆欧表
2	本体直流 1mA 电压 U_{1mA} 及 0.75 U_{1mA} 下的泄漏电流	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 50A	
3	本体运行电压下的交流泄漏电流	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	必要时	应符合 GB11032—2000 或制造厂的规定	
5	检查放电计数器动作情况	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	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) 1 年 2) 必要时	1) 参照 DL / T664—1999 执行 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

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 41。

表 41 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	大修时	1) 额定电压为 15kV 及以上全连式离相封闭母线在常温下分相绝缘电阻值不小于 50MΩ 2) 6kV 共箱封闭母线在常温下分相绝缘电阻值不小于 6MΩ		采用 2500V 兆欧表
2	交流耐压试验	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
			15	57	43
			20	68	51
			24	70	53
3	红外测温	1 年	1) 参照 DL / T664—1999 执行 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 42。

表 42 一般母线的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周期	要 求	说 明
1	绝缘电阻	必要时	不应低于 1MΩ / kV	采用 2500V 兆欧表
2	交流耐压试验	必要时	额定电压在 1kV 以上时，试验电压参照表 24 项目 3 规定；额定电压在 1kV 及以下时，试验电压为 11kV,可用 2500V 兆欧表试验代替，48V 及以下不做交流耐压试验	必要时，如：更换支持绝缘子等
3	红外测温	1 年	1) 参照 DL / T664—1999 执行 2) 发现温度异常时应退出运行	

15 二次回路

二次回路的试验项目、周期和要求见表 43。

表 43 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) 大修时 2) 更换二次线时	1) 直流小母线和控制盘的电压小母线，在断开所有其他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) 大修时 2) 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 44。

表 44 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	设备大修时	1) 配电装置每一段的绝缘电阻不应小于 $0.5M\Omega$ 2) 电力布线绝缘电阻一般不小于 $0.5M\Omega$	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	设备大修时	试验电压为 1000V，可用 2500V 兆欧表试验代替	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	设备更换或变动接线时	各相两端及其连接回路的相位应一致	
注 1：配电装置指配电盘、配电台、配电柜，操作盘及载流部分。 注 2：电力布线不进行交流耐压试验。				

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 45。

表 45 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) 3 年 2) 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（110kV及以上）	见表 24		
3	线路的绝缘电阻（有带电的平行线路时不测）	线路检修后	根据实际情况综合判断	采用 2500V 及以上的兆欧表
4	检查相位	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	红外测温	110kV 及以上线路投运 1 年内测量 1 次，以后根据巡视结果决定	按 DL / T664—1999 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 46。

表 46 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	有效接地系统电力设备的接地电阻	必要时	1) $R \leq 2000 / I$ 或 $R \leq 0.5 \Omega$ （当 $I > 4000A$ 时） 式中： I 为经接地网流入地中的短路电流（A）， R 为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，接地电阻按上述要求在技术、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： —接触电压和跨步电压均不超过允许的数值 —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，应尽量采用远离法 2) 每 3 年及必要时验算 1 次 I 值，并校验设备接地引下线的热稳定 3) 必要时，如： —怀疑地网被腐蚀时 —地网改造后

2	非有效接地系统电力设备的接地电阻	必要时	<p>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</p> <p>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</p> <p>式中: I 为经接地网流入地中的短路电流 (A), R 为考虑到季节变化最大接地电阻 (Ω)</p>	必要时, 如: —怀疑地网被腐蚀时 —地网改造后
3	检查有效接地系统电力设备接地引下线与接地网连接情况	<p>1) 3 年</p> <p>2) 必要时</p>	不得有开断、松脱或严重腐蚀等现象	<p>1) 采用测量接地引下线与接地网 (或相邻设备) 之间的回路电阻值来检查其连接情况, 可将所测数据与历次数据比较和相互比较, 通过分析决定是否进行挖开检查</p> <p>2) 有条件的单位应采用通以不小于 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</p> <p>3) 必要时, 如: 怀疑连接线松脱或被腐蚀时</p>

表 46 (续)

序号	项 目	周期	要 求	说 明
4	抽样开挖检查发电厂、变电站接地网的腐蚀情况	<p>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</p> <p>2) 以后的检查年限可根据前次挖开检查结果自行决定</p>	不得有开断、松脱或严重腐蚀等现象	根据电气设备重要性和施工安全性, 选择 5~8 点沿接地引下线开挖检查, 如有疑问还应扩大开挖范围
5	1kV 以下电力设备的接地电阻	必要时	使用同一接地装置的所有这类电力设备, 当总容量达到或超过 100kVA 时, 其接地电阻不宜大于 4Ω 如总容量小于 100kVA 时, 则接地电阻允许大于 4Ω , 但不得超过 10Ω	对于在电源处接地的低压电力网 (包括孤立运行的低压电力网) 中的用电设备, 只进行接零不作接地。所用零线的接地电阻就是电源设备的接地电阻, 其要求按序号 2 确定, 但不得大于相同容量的低压设备的接地电阻
6	独立储油、储气罐及其管道的接地电阻	不超过 6 年	不宜大于 30Ω	

7	发电厂专用设施集中接地装置的接地电阻	不超过 6 年	不宜大于 $10\ \Omega$	与主接地网连在一起的可不测量，但应按序号 3 的要求检查与接地网的连接情况
8	露天配电装置避雷针的集中接地电阻	不超过 6 年	不宜大于 $100\ \Omega$	与主接地网连在一起的可不测量，但应按序号 3，的要求检查与接地网的连接情况

表 46（续）

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
9	独立避雷针（线）的接地电阻	不超过 6 年	不宜大于 $10\ \Omega$	在高土壤电阻率地区接地电阻难以降到 $10\ \Omega$ 时，允许有较大数值，但应符合防止避雷针（线）对被保护对象及其他物体反击的要求
10	独立微波站的接地电阻	不超过 6 年	不宜大于 $5\ \Omega$	
11	与架空线直接连接的旋转电机进线段上避雷器的接地电阻	与进线段杆塔接地电阻的测量周期相同	排气式和阀式避雷器的接地电阻，分别应不大于 $5\ \Omega$ 和 $3\ \Omega$ 对于 1500kW 及以下的小型直配电机，如果不采用 DL / T620—1997 中相应接线时，此值可酌情放宽	
12	有架空地线的线路杆塔的接地电阻	1) 进线段杆塔 2 年 2) 其他线路杆塔不超过 5 年	当杆塔高度在 40m 以下时，按下表要求，如杆塔高度达到或超过 40m 时则取下表值的 50% ；当土壤电阻率大于 $2000\ \Omega \cdot \text{m}$ ，接地电阻难以达到 $15\ \Omega$ 时可增加至 $20\ \Omega$	高度 40m 以下的杆塔，如土壤电阻率很高，接地电阻难以降到 $30\ \Omega$ ，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 $20\ \Omega$
			土壤电阻率 $\Omega \cdot \text{m}$	
			接地电阻 Ω	
			100 及以下	10
			100~500	15
			500~1000	20
			1000~2000	25
			2000 以上	30

表 46（续）

序号	项 目	周 期	要 求		说 明
13	无架空地线的线路杆塔接地电阻	1) 进线段杆塔 2 年 2) 其他线路杆塔不超过 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	30	
			中性点不接地的低压电力网的线路钢筋混凝土杆、金属杆	50	
			低压进户线绝缘子铁脚	30	

19 旋转电机

19.1 同步发电机

19.1.1 容量为 6000kW 及以上的同步发电机的试验项目、周期和要求见表 47，6000kW 以下者可参照执行。

表 47 容量为 6000kW 及以上的同步发电机的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	定子绕组的绝缘电阻、吸收比或极化指数	1) 1 年或小修时 2) 大修前、后	1) 绝缘电阻值自行规定。若在相近试验条件（温度、湿度）下，绝缘电阻值降低到历年正常值的 1 / 3 以下时，应查明原因 2) 各相或各分支绝缘电阻值的差值不应大于最小值的 100% 3) 吸收比或极化指数：沥青浸胶及烘卷云母绝缘吸收比不应小于 1.3 或极化指数不应小于 1.5；环氧粉云母绝缘吸收比不应小于 1.6 或极化指数不应小于 2.0	1) 采用 2500V 兆欧表，量程一般不低于 10000MΩ 2) 200MW 及以上机组推荐测量极化指数 3) 水内冷定子绕组应在消除剩水的影响下进行，否则自行规定 4) 水内冷定子绕组在通水情况下用专用兆欧表，同时测量汇水管及绝缘引水管的绝缘电阻

表 47（续）

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
----	-----	-----	-----	-----

2	定子绕组的直流电阻	1) 大修时 2) 必要时	透平型发电机各相或各分支的直流电阻值,在校正了由于引线长度不同而引起的误差后相互间差别以及与初次(出厂或交接时)测量值比较,相差不得大于最小值的 1.5 % (水轮发电机为 1%)。超出要求者,应查明原因		1) 在冷态下测量,绕组表面温度与周围空气温度之差不应大于±3℃ 2) 透平型发电机相间(或分支间)差别及其历年的相对变化大于 1 %时,应引起注意 3) 接头质量不良的检测见 DL / T664—1999 6.1.1 4) 必要时,如: —出现差动保护动作又不能完全排除定子故障时 —出口短路后	
3	定子绕组泄漏电流和直流耐压试验	1) 1 年或小修时 2) 大修前、后 3) 更换绕组后 4) 必要时	1) 试验电压如下表所示:		1)应在停机后清除污秽前热状态下进行。处于备用状态时,可在冷态下进行。氢冷发电机应在充氢后氢纯度为 96% 以上或排氢后含氢量在 3% 以下时进行,严禁在置换过程中进行试验 2)试验电压按每级 0.5U _n 分阶段升高,每阶段停留 1min 3) 不符合要求的 2)、3) 之一者,应尽可能找出原因并消除,但并非不能运行 4)泄漏电流随电压不成比例显著增长时,应注意分析 5) 试验时,微安表应接在高压侧,并对出线套管表面加以屏蔽。水内冷发电机汇水管有绝缘者,应采用低压屏蔽法接线;汇水管直接接地者,应在不通水和引水管吹净条件下进行试验。冷却水质应透明纯净,无机械混杂物,导电率在水温 25℃时要求:对于开启式水系统不大于 5.0×10 ² μ S / m;对于独立的密闭循环水系统 1.5×10 ² μ S / m 6) 必要时,如:出现定子绕组单相接地或差动保护动作又不能完全排除定子故障时	
			全部更换定子绕组并修好后			3.0U _n
			局部更换定子绕组并修好后			2.5 U _n
			大修前	运行 20 年及以下者		2.5 U _n
				运行 20 年以上与架空线直接连接者		2.5 U _n
				运行 20 年以上不与架空线直接连接者		(2.0~2.5) U _n
			小修时和大修后			2.0 U _n
			2) 在规定试验电压下,各相泄漏电流的差别不应大于最小值的 100%;最大泄漏电流在 20 μ A 以下者,相间差值与历次试验结果比较,不应有显著的变化 3) 泄漏电流不随时间的延长而增大			

表 47 (续)

序号	项 目	周期	要 求	说 明
4	定子绕组交流耐压试验	1) 大修前 2) 更换绕组后	1) 全部更换定子绕组并修好后的试验电压如下表所示:	1) 应在停机后清除污秽前热状态下进行。处于备用状态时,可在冷状态下进行。氢冷发电机试验条件

			<table><tr><td>额定电压 V</td><td>试验电压 V</td></tr><tr><td>6000~18000</td><td>$2U_n+3000$</td></tr><tr><td>18000 以上</td><td>按专门协议</td></tr></table>	额定电压 V	试验电压 V	6000~18000	$2U_n+3000$	18000 以上	按专门协议	同本表序号 3 说明 1) 2) 水内冷电机一般应在通水的情况下进行试验，进口机组按厂家规定，水质要求同本表序号 3 说明 5) 3) 全部或局部更换定子绕组的工艺过程中的试验电压见附录 D
额定电压 V	试验电压 V									
6000~18000	$2U_n+3000$									
18000 以上	按专门协议									
2) 大修前或局部更换定子绕组并修好后试验电压如下表所示：										
运行 20 年及以下者	$1.5 U_n$									
运行 20 年以上与架空线路直接连接者	$1.5 U_n$									
运行 20 年以上不与架空线路直接连接者	$(1.3\sim 1.5) U_n$									

5	转子绕组的绝缘电阻	1) 小修时 2) 大修中转子清扫前、后 3) 必要时	1) 在室温时一般不小于 $0.5M\Omega$ 2) 水内冷转子绕组在室温时一般不应小于 $5k$	1) 采用 1000V 兆欧表测量。水内冷转子用 500V 及以下兆欧表或其他测量仪器 2) 对于 300MW 以下的隐极式电机，当定子绕组已干燥完毕而转子绕组未干燥完毕，如果转子绕组的绝缘电阻值在 $75^{\circ}C$ 时不小于 $2k\Omega$ ，或在 $20^{\circ}C$ 时不小于 $20k\Omega$ ，允许投入运行 3) 对于 300MW 及以上的隐极式电机，转子绕组的绝缘电阻值在 $10^{\circ}C$ ($2\sim 30^{\circ}C$ 时不小于 $0.5M\Omega$ 4) 必要时，如：出口短路后
6	转子绕组的直流电阻	1) 小修时 2) 必要时	与初次（交接或大修）所测结果比较，在相同温度下，其差别一般不超过 2%	1) 在冷态下进行测量 2) 显极式转子绕组还应对各磁极线圈间的连接点进行测量 3) 必要时，如：出口短路后

表 47 (续)

序号	项 目	周 期	要 求		说 明
7	转子绕组交流耐压试验	1) 显极式转子大修时和更换绕组后 2) 隐极式转子拆卸套箍后，局部修理槽内绝缘和更换绕组后	试验电压如下表所示： 显极式和隐极式转子全部更换绕组并修好后	额定励磁电压 500V 及以下者为 $10 U_n$ ，但不低于 1500V；500V 以上者为 $2U_n + 4000V$	1) 隐极式转子拆卸套箍只修理端部绝缘时，可用 2500V 兆欧表测绝缘电阻代替 2) 隐极式转子若在端部有铝鞍，则在拆卸套箍后作绕组对铝鞍的耐压试验。试验

			显极式转子大修时及局部更换绕组并修好后 隐极式转子局部修理槽内绝缘后及局部更换绕组并修好后	$5U_n$ ，但不低于 1000V，不大于 2000V $5U_n$ ，但不低于 1000V，不大于 2000V	时将转子绕组与轴连接，在铝鞍上加电压 2000V 3)全部更换转子绕组工艺过程中的试验电压值按制造厂规定
8	发电机和励磁机的励磁回路所连接的设备（不包括发电机转子和励磁机电枢）的绝缘电阻	1) 小修时 2) 大修时	绝缘电阻值不应低于 $0.5M\Omega$ ，否则应查明原因并消除		1) 小修时用 1000V 兆欧表 2) 大修时用 2500V 兆欧表
9	发电机和励磁机的励磁回路所连接的设备（不包括发电机转子和励磁机电枢）的交流耐压试验	大修时	试验电压为 1kV		可用 2500V 兆欧表测绝缘电阻代替

表 47（续）

序号	项 目	周期	要 求	说 明
10	定子铁芯试验	1) 重新组装或更换、修理硅钢片后 2) 必要时	1) 磁通密度在 1T 下齿的最高温升不大于 15K，齿的最大温差不得大于 10K，单位损耗不大于 1.3 倍参考值，在 1.4T 下自行规定 2) 单位损耗参考值见附录 D	1) 用红外热像仪测温 2) 在磁通密度为 1T 下持续试验时间为 90min，在磁通密度为 1.4T 下持续时间为 45min。对直径较大的水轮发电机试验时应注意校正由于磁通密度分布不均匀所引起的误差 3) 200MW 及以上透平型发电机，试验时磁通密度宜为 1.4T 或不少于 80% 设计磁通密度 4) 必要时，如： —对定子铁芯测点温度有怀疑时 —第一次大修，抽出转子后 —更换定子线棒或槽楔后

11	发电机 组和励磁 机轴承的 绝缘电阻	大修时	1) 透平型发电机组的轴承不得 低于 $0.5\text{M}\Omega$ 2) 立式水轮发电机组的推 力轴承每一轴瓦不得低于 $100\text{M}\Omega$; 油槽充油并顶起转子 时, 不得低于 $0.3\text{M}\Omega$ 3) 所有类型的水轮发电机, 凡有绝缘的导轴承, 油槽充油 前, 每一轴瓦不得低于 $100\text{M}\Omega$	透平型发电机组的轴承绝缘, 用 1000V 兆欧表在安装好油管后进行测量
12	灭磁电 阻器 (或 自同期电 阻器) 的 直流电阻	大修时	与铭牌或最初测得的数据比 较, 其差别不应超过 10%	
13	灭磁开 关的并联 电阻	大修时	与初始值比较应无显著差别	电阻值应分段测量
14	转子绕 组的交流 阻抗和功 率损耗	大修时	阻抗和功率损耗值自行规 定。在相同试验条件下与历年 数值比较, 不应有显著变化	1) 隐极式转子在膛外或膛内以及不同转 速下测量。显极式转子对每一个转子绕组 测量 2) 每次试验应在相同条件、相同电压下 进行, 试验电压峰值不超过额定励磁电压 (显极式转子自行规定) 3) 本试验可用动态匝间短路监测法代替

表 47 (续)

序号	项 目	周期	要 求	说 明
15	检温计绝缘 电阻和温度误 差检验	大修时	1) 绝缘电阻值自行规定 2) 检温计指示值或电阻值误 差不应超过制造厂规定	1) 用 250V 及以下的兆欧表 2) 检温计除埋入式外还包括水内冷定子 绕组引水管出水温度计 3) 对电阻式检温计应测量电阻值
16	定子槽部 线圈防晕层 对地电位	必要时	不大于 10V	1) 运行中检温元件电位升高、槽楔松动 或防晕层损坏时测量 2) 试验时对定子绕组施加额定交流相电 压值, 用高内阻电压表测量绕组表面对地 电压值 3) 有条件时可采用超声法探测槽放电
17	透平型发电 机定子绕组端 部固有振动频 率测试及模态 分析	1) 大修 时 2) 必要 时	按 DL / T 735—2000 的规定 执行	必要时, 如: —更换线棒后 —改变端部固定结构后

18	定子绕组端部手包绝缘施加直流电压测量	1)大修时 2)必要时	1) 直流试验电压值为 U_n 2) 测试结果一般不大于下表中的值:		1) 本项试验适用于 200MW 及以上的国产水氢氢透平型发电机 2) 可在通水条件下进行试验, 以发现定子接头漏水缺陷 3) 宜用反向加压法 4) 必要时, 如: 水轮发电机和 200MW 及以下透平型发电机在出现三相直流泄漏电流不符合序号 3 要求 2)、3) 的规定时, 可利用此方法查找缺陷
			手包绝缘引线接头, 汽机侧隔相接头	20 μ A; 100M Ω 电阻上的电压降值为 2000V	
			端部接头 (包括引水管锥体绝缘) 和过渡引线并联块	3 μ A; 100M Ω 电阻上的电压降值为 3000V	
19	轴电压	大修后	1) 透平型发电机的轴承油膜被短路时, 转子两端轴上的电压一般应等于轴承与机座间的电压 2) 透平型发电机大轴对地电压一般小于 10V 3) 水轮发电机不作规定		测量时采用高内阻 (不小于 100k Ω / V) 的交流电压表

表 47 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
20	定子绕组绝缘老化鉴定	累计运行时间 20 年以上且运行或预防性试验中绝缘频繁击穿时	见附录 D	新机投产后第一次大修有条件时可对定子绕组做试验, 取得初始值
21	空载特性曲线	1) 大修后 2) 更换绕组后	1) 与制造厂 (或以前测得的) 数据比较, 应在测量误差的范围以内 2) 在额定转速下的定子电压最高值: —水轮发电机为 $1.5U_n$ (以不超过额定励磁电流为限) —透平型发电机为 $1.3U_n$ (带变压器时为 $1.1U_n$) 3) 对于有匝间绝缘的电机, 施加	一般性大修时可以带主变压器试验

			最高电压时的持续时间为 5min	
22	三相稳定短路特性曲线	1) 更换绕组后 2) 必要时	与制造厂出厂（或以前测得的）数据比较，其差别应在测量误差的范围以内	
23	发电机定子开路时的灭磁时间常数	更换灭磁开关后	时间常数与出厂试验或更换前相比较应无明显差异	
24	检查相序	改动接线时	应与电网的相序一致	
25	温升试验	1) 定、转子绕组更换后 2) 冷却系统改进后 3) 必要时	应符合制造厂规定	如对埋入式温度计测量值有怀疑时，用带电测平均温度的方法进行校核
26	定、转子线棒水流量试验	1) 大修时 2) 必要时	参照 JB / T6228—1992 执行	同时测试总进水或总出水的流量

19.1.2 有关定子绕组干燥问题的规定

19.1.2.1 发电机大修中更换绕组时，容量为 10MW（MVA）以下的定子绕组绝缘状况应满足下列条件之一，容量为 10MW

（MVA）以上的定子绕组绝缘状况应满足下列全部条件，才可以不经干燥投入运行：

a) 沥青浸胶及烘卷云母绝缘分相测得的吸收比不小于 1.3 或极化指数不小于 1.5，对于环氧粉云母绝缘吸收比不小于 1.6 或极化指数不小于 2.0。水内冷发电机的吸收比和极化指数自行规定。

b) 在 40℃时三相绕组并联对地绝缘电阻值不小于 $(U_n+1) M\Omega$ （取 U_n 的千伏数，下同），分相试验时，不小于 $2(U_n+1) M\Omega$ 。若定子绕组温度不是 40℃，绝缘电阻值应进行换算。

19.1.2.2 运行中的发电机，在大修中未更换绕组时，除在绕组中有明显进水或严重油污（特别是含水的油）外，满足上述条件时，一般可不经干燥投入运行。

19.2 直流电机

直流电机的试验项目、周期和要求见表 48。

表 48 直流电机的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	绕组的绝缘电阻	1) 小修时 2) 大修时	绝缘电阻值一般不低于 0.5MΩ	1) 用 1000V 兆欧表 2) 对励磁机应测量电枢绕组对轴和金属绑线的绝缘电阻
2	绕组的直流电阻	大修时	1) 与制造厂试验数据或以前测得值比较, 相差一般不大于 2%; 补偿自行规定 2) 100kW 以下的不重要的电机根据实际情况规定	
3	电枢绕组片间的直流电阻	大修时	相互间的差值不应超过正常最小值的 10%	1) 由于均压线产生的有规律变化, 应在各相应的片间进行比较判断 2) 对波绕组或蛙绕组应根据在整流子上实际节距测量电阻值

表 48 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
4	绕组的交流耐压试验	大修时	磁场绕组对机壳和电枢对轴的试验电压为 1000V	100kW 以下不重要的直流电机电枢绕组对轴的交流耐压可用 2500V 兆欧表试验代替
5	磁场可变电阻器的直流电阻	大修时	与铭牌数据或最初测量值比较相差不应大于 10%	应在不同分接头位置测量, 电阻值变化应有规律性
6	磁场可变电阻器的绝缘电阻	大修时	绝缘电阻值一般不低于 0.5MΩ	1) 磁场可变电阻器可随同励磁回路进行 2) 用 2500V 兆欧表
7	调整碳刷的中心位置	大修时	核对位置是否正确, 应满足良好换向要求	必要时可做无火花换向试验
8	检查绕组的极性及其连接的正确性	接线变动时	极性和连接均应正确	
9	测量电枢及磁极间的空气间隙	大修时	各点气隙与平均值的相对偏差应在下列范围: 3mm 以下气隙: $\pm 10\%$ 3mm 及以上气隙: $\pm 5\%$	

10	直流发电机的特性试验	1) 更换绕组后 2) 必要时	与制造厂试验数据比较, 应在测量误差范围内	1) 空载特性: 测录至最大励磁电压值 2) 负载特性: 仅测录励磁机负载特性; 测量时, 以同步发电机的励磁绕组作为负载 3) 外特性: 必要时进行 4) 励磁电压的增长速度: 在励磁机空载额定电压下进行
11	直流电动机的空转检查	1) 大修后 2) 更换绕组后	1) 转动正常 2) 调速范围符合要求	空转检查的时间一般不小于 1h

19.3 中频发电机

中频发电机的试验项目、周期和要求见表 49。

表 49 中频发电机的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	绕组的绝缘电阻	1) 小修时 2) 大修时	绝缘电阻值不应低于 0.5MΩ	1000V 以下的中频发电机使用 1000V 兆欧表测量; 1000V 及以上者使用 2500V 兆欧表测量
2	绕组的直流电阻	大修时	1) 各相绕组直流电阻值的相互间差别不超过最小值的 2% 2) 励磁绕组直流电阻值与出厂值比较不应有显著差别	
3	绕组的交流耐压试验	大修时	试验电压为出厂试验电压的 75%	副励磁机的交流耐压试验可用 1000V 兆欧表测绝缘电阻代替
4	可变电阻器或起动电阻器的直流电阻	大修时	与制造厂数值或最初测得值比较相差不得超过 10%	1000V 及以上中频发电机应在所有分接头上测量
5	中频发电机的特性试验	1) 更换绕组后 2) 必要时	与制造厂试验数据比较应在测量误差范围内	1) 空载特性: 测录至最大励磁电压值 2) 负载特性: 仅测录励磁机的负载特性; 测录时, 以同步发电机的励磁绕组为负载 3) 外特性: 必要时进行
6	温升	必要时	按制造厂规定	新机投运后创造条件进行

19.4 交流电动机

交流电动机的试验项目、周期和要求见表 50。

表 50 交流电动机的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	绕组的绝缘电阻和吸收比	1) 小修时 2) 大修时	1) 绝缘电阻值: a) 额定电压 3000V 以下者, 室温下不应低于 $0.5M\Omega$ b) 额定电压 3000V 及以上者, 交流耐压前, 定子绕组在接近运行温度时的绝缘电阻值不应低于 $U_n M\Omega$ (取 U_n 的千伏数, 下同); 投运前室温下 (包括电缆) 不应低于 $U_n M\Omega$ c) 转子绕组不应低于 $0.5M\Omega$ 2) 吸收比根据实际情况规定	1) 500kW 及以上的电动机, 应测量吸收比 (或极化指数), 参照表 47 序号 1 2) 3kV 以下的电动机使用 1000V 兆欧表; 3kV 及以上者使用 2500V 兆欧表 3) 小修时定子绕组可与其所连接的电缆一起测量, 转子绕组可与起动设备一起测量 4) 有条件时可分相测量
2	绕组的直流电阻	1) 1 年 (3kV 及以上或 100kW 及以上) 2) 大修时 3) 必要时	1) 3kV 及以上或 100kW 及以上的电动机各相绕组直流电阻值的相互差别不应超过最小值的 2%; 中性点未引出者, 可测量线间电阻, 其相互差别不应超过 1% 2) 其余电动机根据实际情况规定 3) 应注意相互间差别的历年相对变化	必要时, 如: 怀疑有匝间短路时
3	定子绕组泄漏电流和直流耐压试验	1) 大修时 2) 更换绕组后	1) 试验电压: 全部更换绕组时为 $3U_n$; 大修或局部更换绕组时为 $2.5U_n$ 2) 泄漏电流相间差别一般不大于最小值的 100%, 泄漏电流为 $2\mu A$ 以下者不作规定 3) 500kW 以下的电动机根据实际情况规定	有条件时可分相进行
4	定子绕组的交流耐压试验	1) 大修后 2) 更换绕组后	1) 大修时不更换或局部更换定子绕组后试验电压为 $1.5U_n$, 但不低于 1000V 2) 全部更换定子绕组后试验电压为 $(2U_n + 1000)V$, 但不低于 1500V	1) 低压和 100kW 以下不重要的电动机, 交流耐压试验可用 2500V 兆欧表测量代替 2) 更换定子绕组时工艺过程中的交流耐压试验按制造厂规定

表 50 (续)

序号	项 目	周 期	要 求			说 明
5	绕线式电动机转子绕组的交流耐压试验	1) 大修后 2) 更换绕组后	试验电压如下表所示:			1) 绕线式电机已改为直接短路启动者, 可不作交流耐
				不可逆式	可逆式	

	验		大修不 更换转子 绕组或局 部更换转 子绕组后	$15U_k$ ，但不小于 1000V	$3.0U_k$ ，但不小 于 2000V	压试验 2) U_k 为转子静止 时在定子绕组上加 额定电压于滑环上 测得的电压
			全部更 换转子绕 组后	$2U_k + 1000V$	$4U_k + 1000V$	
6	同步电动 机转子绕组交 流耐压试验	大修时	试验电压为 1000V			可用 2500V 兆欧 表测量代替
7	可变电阻 器或起动电阻 器的直流电阻	大修时	与制造厂数值或最初测得结果比较，相差不 应超过 10%			3kV 及以上的电 动机应在所有分接 头上测量
8	可变电阻 器与同步电动 机灭磁电阻器 的交流耐压试 验	大修时	试验电压为 1000V			可用 2500V 兆欧 表测量代替
9	同步电动 机及其励磁机 轴承的绝缘电 阻	大修时	绝缘电阻不应低于 $0.5M\Omega$			在油管安装完毕 后，用 1000V 兆欧 表测量
10	转子金属 绑线的交流耐 压	大修时	试验电压为 1000V			可用 2500V 兆欧 表测量代替
11	检查定子 绕组的极性	接线变动时	定子绕组的极性与连接应正确			1) 对双绕组的电 动机，应检查两分 支间连接的正确性 2) 中性点无引出 者可不检查极性

表 50 (续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
12	定子铁芯 试验	1) 全部更 换绕组时或 修理铁芯后 2) 必要时	参照表 47 中序号 10	1) 3kV 或 500kW 及以上电动机应做 此项试验 2) 如果电动机定子铁芯没有局部缺 陷，只为检查整体叠片状况，可仅测量 空载损耗值

13	电动机空转并测空载电流和空载损耗	必要时	1) 转动正常, 空载电流根据实际情况规定 2) 额定电压下的空载损耗值不得超过原来值的 50%	1) 空转检查的时间一般不小于 1h 2) 测定空载电流仅在对电动机有怀疑时进行 3) 3kV 以下电动机仅测空载电流不测空载损耗
14	双电动机拖动时测量转矩—转速特性	必要时	两台电动机的转矩—转速特性曲线上各点相差不得大于 10 %	1) 应使用同型号、同制造厂、同期出厂的电动机 2) 更换时, 应选择两台转矩—转速特性相近似的电动机
15	运行中故障检测	每年 2 次	检测内容: —鼠笼断条 —气隙偏心 —定子绕组匝间短路	

附 录 A

(规范性附录)

绝缘子的交流耐压试验电压标准

表 A.1 支柱绝缘子的交流耐压试验电压

额定电压 kV	最高工作电压 kV	交流耐压试验电压 kV			
		纯瓷绝缘		固体有机绝缘	
		出厂	大修后	出厂	大修后
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	490	490	490	440
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 B.1 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

污秽等级	0	1	2	3	4
线路盐密 mg / cm ²	≤0.03	>0.03~0.06	>0.06~0.10	>0.10~0.25	>0.25~0.35
发、变电站盐密 mg / cm ²	—	≤0.06	>0.06~0.10	>0.10~0.25	>0.25~0.35

表 B.2 普通支柱绝缘子附盐密度与对应的发、变电站污秽等级

污秽等级	1	2	3	4
盐密 mg / cm ²	≤0.02	>0.02~0.05	>0.05~0.1	>0.1~0.2

附 录 C

（资料性附录）

避雷器的电导电流值和工频放电电压值

C.1 避雷器的电导电流值和工频放电电压值见表 C.1～表 C.4。

表 C.1 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-110.1	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 μ A	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 C.2 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 A	10	10	10

表 C.3 FCZ 型避雷器的电导电流值和工频放电电压值

型号	FCZ3-3 5	FCZ3-35 L	FCZ3-110J (FCZ2-110J)	FCZ3-220J (FCZ2-220J)	FCZ-500 J	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 μ A	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。 注 2: FCZ3-35L 在 2000m 海拔以上应加直流电压 60kV。 注 3: FLZ-30DT 适用于热带多雷地区。						

表 C.4 FCD 型避雷器电导电流值

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 μ A	FCD 为 50~100。FCD、FCD3 不超过 10, FCD2 为 5—20						

C.2 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:

$$\alpha = \log(U_2 / U_1) / \log(I_2 / I_1) \quad (C1)$$

式中: U_1 、 U_2 ——表 37 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。

附 录 D
(规范性附录)

**同步发电机和调相机定子绕组的交流试验电压、
老化鉴定和硅钢片单位损耗**

D.1 交流电机全部更换定子绕组时的交流试验电压见表 D.1、表 D.2。

表 D.1 不分瓣定子圈式线圈的试验电压 kV

序号	试验阶段	试验形式	<10MW (MVA)	≥10MW (MVA)	
			≥2	2~6	10.5~18
1	线圈绝缘后, 下线前	—	$2.75 U_n + 4.5$	$2.75 U_n + 4.5$	$2.75 U_n + 6.5$
2	下线打槽楔后	—	$2.5 U_n + 2.5$	$2.5 U_n + 2.5$	$2.5 U_n + 4.5$
3	并头、连接绝缘后	分相	$2.25 U_n + 2.0$	$2.25 U_n + 2.0$	$2.25 U_n + 4.0$
4	电机装配后	分相	$2.0 U_n + 1.0$	$2.5 U_n$	$2.0 U_n + 3.0$

表 D.2 不分瓣定子条式线圈的试验电压 kV

序号	试验阶段	试验形式	<10MW (MVA)	≥10MW (MVA)	
			≥2	2~6	10.5~18
1	线圈绝缘后, 下线前	—	$2.75 U_n + 4.5$	$2.75 U_n + 4.5$	$2.75 U_n + 6.5$
2	下层线圈下线后	—	$2.5 U_n + 2.5$	$2.5 U_n + 2.5$	$2.5 U_n + 4.5$
3	上层线圈下线后打完槽楔与下层线圈同试	—	$2.5 U_n + 1.5$	$2.5 U_n + 1.5$	$2.5 U_n + 4.0$
4	焊好并头, 装好连线、引线, 包好绝缘	分相	$2.25 U_n + 2.0$	$2.25 U_n + 2.0$	$2.25 U_n + 4.0$
5	电机装配后	分相	$2.0 U_n + 1.0$	$2.5 U_n$	$2.0 U_n + 3.0$

D.2 交流电机局部更换定子绕组时的交流试验电压见表 D.3、表 D.4。

表 D.3 整台圈式线圈（在电厂修理）的试验电压 kV

序号	试验阶段	试验形式	<10MW (MVA)	≥10MW (MVA)	
			≥2	2~6	10.5~18
1	拆除故障线圈后, 留在槽中的老线圈	—	$0.8 (2.0 U_n + 1.0)$	$0.8 (2.0 U_n + 3.0)$	$0.8 (2.0 U_n + 3.0)$
2	线圈下线前	—	$2.75 U_n$	$2.75 U_n$	$2.75 U_n + 2.5$
3	下线后打完槽楔	—	$0.75 \times 2.5 U_n$	$0.75 (2.5 U_n + 0.5)$	$0.75 (2.5 U_n + 2.5)$
4	并头、连接绝缘后, 定子完成	分相	$0.75 (2.0 U_n + 1.0)$	$0.75 \times 2.5 U_n$	$0.75 (2.0 U_n + 3.0)$

5	电机装配后	分相	$1.5 U_n$	$1.5 U_n$	$1.5 U_n$
注 1：对于运行年久的电机，序号 1，4，5 项试验电压值可根据具体条件适当降低。 注 2：20kV 电压等级可参照 10.5kV~18kV 电压等级的有关规定。					

表 D.4 整台条式线圈（在电厂修理）的试验电压 kV

序号	试验阶段	试验形式	<10MW (MVA)	$\geq 10\text{MW (MVA)}$	
			≥ 2	2~6	10.5~18
1	拆除故障线圈后，留在槽中的老线圈	—	$0.8 (2.0 U_n + 1.0)$	$0.8 (2.0 U_n + 3.0)$	$0.8 (2.0 U_n + 3.0)$
2	线圈下线前	—	$2.75 U_n$	$2.75 U_n$	$2.75 U_n + 2.5$
3	下层线圈下线后	—	$0.75 (2.5 U_n + 0.5)$	$0.75 (2.5 U_n + 1.0)$	$0.75 (2.5 + U_n 2.0)$
4	上层线圈下线后，打完槽楔与下层线圈同试	—	$0.75 \times 2.5 U_n$	$0.75 (2.5 U_n + 5)$	$0.75 (2.5 U_n + 1.0)$
5	焊好并头，装好接线，引线包好绝缘，定子完成	分相	$0.75 (2.0 U_n + 1.0)$	$0.75 \times 2.5 U_n$	$0.75 (2.0 U_n + 3.0)$

表 D.4（续）

序号	试验阶段	试验形式	<10MW (MVA)	$\geq 10\text{MW (MVA)}$	
			≥ 2	2~6	10.5~18
6	电机装配后	分相	$1.5 U_n$	$1.5 U_n$	$1.5 U_n$
注 1：对于运行年久的电机，试验电压值可根据具体条件适当降低。 注 2：20kV 电压等级可参照 10.5kV~18kV 电压等级的有关规定。					

D.3 同步发电机转子绕组全部更换绝缘时的交流试验电压按制造厂规定。

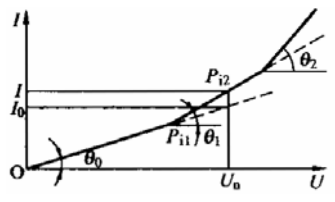
D.4 同步发电机、调相机定子绕组沥青云母和烘卷云母绝缘老化鉴定试验项目和要求见表 D.5。

表 D.5 同步发电机、调相机定子绕组沥青云母和烘卷云母绝缘老化鉴定试验项目和要求

序号	项 目	要 求	说 明
1	整相绕组（或分支）及单根线棒的	1) 整相绕组（或分支）的 $\Delta \tan \delta$ 值 不大于下表值：	1) 在绝缘不受潮的状态下进行试验 2) 槽外测量单根线棒 $\tan \delta$ 时，

tan δ 增量 (△tan δ)	定子电压等级 kV		△tan δ %	线棒两端应加屏蔽环 3) 可在环境温度下试验
	6		6.5	
	10		6.5	
	△tan δ (%) 值指额定电压下和起始游离电压下 tan δ (%) 之差值。对于 6kV 及 10kV 电压等级，起始游离电压分别取 3kV 和 4kV			
	2) 定子电压为 6kV 和 10kV 的单根线棒在两个不同电压下的△tan δ (%) 值不大于下表值：			
	1.5U _n 和 0.5U _n	相邻 0.2U _n 电压间隔	0.8U _n 和 0.2U _n	
	11	2.5	3.5	
凡现场条件具备者，最高试验电压可选择 1.5U _n ；否则也可选择 (0.8~1.0) U _n 。相邻 0.2U _n 电压间隔值，即指 1.0U _n 和 0.8U _n 、0.8U _n 和 0.6U _n ，0.6U _n 和 0.4U _n 、0.4U _n 和 0.2U _n				

表 D.5 (续)

序号	项 目	要 求			说 明
2	整相绕组 (或分支) 及单根线棒的第二电流增加率 ΔI (%)	1) 整相绕组 (或分支) P _{i2} 凡在额定电压 U _n 以内明显出现者 (电流增加倾向倍数 m ₂ >1.6), 属于有老化特征。绝缘良好者, P _{i2} 不出现或在 U _n 以上不明显出现			1) 在绝缘不受潮的状态下进行试验 2) 按下图作出电流电压特性曲线  3) 电流增加率 $\Delta I = \frac{I - I_0}{I_0} \times 100\%$ 式中: I 为在 U _n 下的实际电容
		定子电压等级 kV	6	10	
		试验电压 kV	6	10	
		额定电压下电流增加率 %	8.5	12	

			电流； I_0 为在 U_n 下 $I=f(U)$ 曲线中按线性关系求得的电容电流 4) 电流增加倾向倍数 $m_2 = \tan \theta_2 / \tan \theta_0$ 式中： $\tan \theta_2$ 为 $I=f(U)$ 特性曲线出现 P_{i2} 点之斜率； $\tan \theta_0$ 为 $I=f(U)$ 特性曲线中出现 P_{i1} 点以下之斜率		
3	整相绕组（或分支）及单根线棒之局部放电量	1) 整相绕组（或分支）之局部放电量不大于下表值：			
		定子电压等级 kV	6	10	
		最高试验电压 kV	6	10	
		局部放电试验电压 kV	4	6	
		最大放电量 C	1.5×10^{-8}	1.5×10^{-8}	
		2) 单根线棒参照整相绕组要求执行			

表 D.5（续）

序号	项 目	要 求	说 明
4	整相绕组（或分支）交、直流耐压试验	应符合表 47 中序号 3、4 有关规定	
<p>注 1：进行绝缘老化鉴定时，应对发电机的过负荷及超温运行时间、历次事故原因及处理情况、历次检修中发现的问题以及试验情况进行综合分析，对绝缘运行状况作出评定。</p> <p>注 2：当发电机定子绕组绝缘老化程度达到如下各项状况时，应考虑处理或更换绝缘，其采用方式包括局部绝缘处理、局部绝缘更换及全部线棒更换。</p> <p>a) 累计运行时间超过 30 年（对于沥青云母和烘卷云母绝缘为 20 年），制造工艺不良者，可以适当提前；</p> <p>b) 运行中或预防性试验中，多次发生绝缘击穿事故；</p> <p>c) 外观和解剖检查时，发现绝缘严重分层发空、固化不良、失去整体性、局部放电严重及股间绝缘破坏等老化现象；</p> <p>d) 鉴定试验结果与历次试验结果相比，出现异常并超出表中规定。</p> <p>注 3：鉴定试验时，应首先做整相绕组绝缘试验，一般可在停机后热状态下进行，若运行或试验中出现绝缘击穿，同时整相绕组试验不合格者，应做单根线棒的抽样试验，抽样部位以</p>			

上层线棒为主，并考虑不同电位下运行的线棒，抽样量不作规定。

- D.5 同步发电机、调相机定子绕组环氧粉云母绝缘老化鉴定试验见 DL / T492。
- D.6 硅钢片的单位损耗见表 D.6。

表 D.6 硅钢片的单位损耗

硅钢片品种		代 号	厚 度 mm	单位损耗 W / kg	
				1T 下	1.5T 下
热轧硅钢片		D21	0.5	2.5	6.1
		D22	0.5	2.2	5.3
		D23	0.5	2.1	5.1
		D32	0.5	1.8	4.0
		D32	0.35	1.4	3.2
		D41	0.5	1.6	3.6
		D42	0.5	1.35	3.15
		D43	0.5	1.2	2.90
		D42	0.35	1.15	2.80
		D43	0.35	1.05	2.50

表 D.6（续）

硅钢片品种		代 号	厚 度 mm	单位损耗 W / kg	
				1T 下	1.5T 下
冷轧硅 钢片	无取向	W21	0.5	2.3	5.3
		W22	0.5	2.0	4.7
		W32	0.5	1.6	3.6
		W33	0.5	1.4	3.3
		W32	0.35	1.25	3.1
		W33	0.35	1.05	2.7
	单取	Q3	0.35	0.7	1.6

	向	Q4	0.35	0.6	1.4
		Q5	0.35	0.55	1.2
		Q6	0.35	0.44	1.1

附 录 E

(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—1999 《带电设备红外诊断技术应用导则》)

E.1 表面温度判断法

根据测得的设备表面温度值，对照 GB 763—1990 的有关规定，凡温度（或温升）超过标准者可根据设备温度超标的程度、设备负荷率的大小、设备的重要性及设备承受机械应力的大小来确定设备缺陷的性质，对在小负荷率下温升超标或承受机械应力较大的设备要从严定性。

E.2 相对温差判断法

E.2.1 对电流致热型设备，若发现设备的导流部分热态异常，应进行准确测温，算出相对温差值，按表 E.1 的规定判断设备缺陷的性质。

表 E.1 部分电流致热型设备的相对温差判据

设备类型	相对温差值，%		
	一般缺陷	重大缺陷	视同紧急缺陷
SF ₆ 断路器	≥20	≥80	≥95
真空断路器	≥20	≥80	≥95
充油套管	≥20	≥80	≥95
高压开关柜	≥35	≥80	≥95
空气断路器	≥50	≥80	≥95
隔离开关	≥35	≥80	≥95
其他导流设备	≥35	≥80	≥95

E.2.2 当发热点的温升值小于 10K 时，不宜按表 E.1 的规定确定设备缺陷的性质。对于负荷率小、温升小但相对温差大的设备，如果有条件改变负荷率，可增大负荷电流后进行复测，以确定设备缺陷的性质。当无法进行此类复测时，可暂定为一般缺陷，并注意监视。

E.3 同类比较法

E.3.1 在同一电气回路中，当三相电流对称和三相（或两相）设备相同时，比较三相（或两相）电流致热型设备对应部位的温升值，可判断设备是否正常。若三相设备同时出现异常，可与同回路的同类设备比较。当三相负荷电流不对称时，应考虑负荷电流的影响。

E.3.2 对于型号规格相同的电压致热型设备，可根据其对应点温升值的差异来判断设备是否正常。电压致热型设备的缺陷宜用允许温升或同类允许温差的判断依据确定。一般情况下，当同类温差超过允许温升值的 30% 时，应定为重大缺陷。当三相电压不对称时应考虑工作电压的影响。

E.4 热谱图分析法

根据同类设备在正常状态和异常状态下的热谱图的差异来判断设备是否正常。

E.5 档案分析法

分析同一设备在不同时期的检测数据（例如温升、相对温差和热谱图），找出设备致热参数的变化趋势和变化速率，以判断设备是否正常。

附 录 F

（资料性附录）

参 考 资 料

- GB / T 261—1983 石油产品闪点测量法
- GB / T 264—1983 石油产品酸值测量法
- GB / T 507—1986 绝缘油介电强度测量法
- GB / T 511—1988 石油产品和添加剂机械杂质测量法
- GB 755—2000 旋转电机定额和性能
- GB 763—1990 交流高压电器在长期工作时的发热
- GB 1001—1986 盘形悬式绝缘子技术条件
- GB / T 1029—1993 三相同步电机试验方法
- GB 1032—1993 三相异步电机试验方法
- GB 5583—1985 互感器局部放电测量
- GB 5654—1985 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—1986 石油产品油对水界面张力测量法（圆环法）
- GB / T 7064—2002 透平型同步电机技术要求
- GB 7253—1987 盘形悬式绝缘子串元件尺寸与特性
- GB 7328—1987 变压器和电抗器的声级测量
- GB / T 7598—1987 运行中变压器油、汽轮机油水溶性酸测量法（比色法）
- GB / T 7599—1987 运行中变压器油、汽轮机油酸值测量法（BTB 法）
- GB 7600—1987 运行中变压器油水分含量测量法（库仑法）
- GB 7601—1987 运行中变压器油水分含量测量法（气相色谱法）
- GB / T 7894—2001 水轮发电机基本技术条件
- GB 8349—2000 金属封闭母线
- GB 9326.1~.5—1988 交流 330kV 及以下油纸绝缘自容式充油电缆及附件
- GB 11023—1989 高压开关设备六氟化硫气体密封试验导则
- GB 12022—1989 工业六氟化硫
- GB 14542 运行中变压器油维护管理导则
- GB / T 17623—1998 绝缘油中溶解气体组分含量的气相色谱测定法
- DL / T 402—1999 交流高压断路器订货技术条件
- DL 417—1991 电力设备局部放电现场测量导则
- DL / T 421—1991 绝缘油体积电阻率测量法
- DL / T 423—1991 绝缘油中含气量测量—真空压差法
- DL / T 429.6—1991 运行油开口杯老化测定法
- DL / T 429.7—1991 油泥析出测定法
- DL / T 429.9—1991 电力系统油质试验方法绝缘油介电强度测量法
- DL / T 450—1991 绝缘油中含气量的测量方法（二氧化碳洗脱法）
- DL / T 459—2000 电力系统直流电源柜订货技术条件
- DL 474—1992 现场绝缘试验实施导则
- DL 474.1—1992 绝缘电阻、吸收比和极化指数试验

DL 474.2—1992 直流高电压试验
DL 474.3—1992 介质损耗因数 ($\tan \delta$) 试验
DL 474.4—1992 交流耐压试验
DL 474.5—1992 避雷器试验
DL 474.6—1992 变压器操作波感应耐压试验
DL 475—1992 接地装置工频特性参数的测量导则
DL / T 492—1992 发电机定子绕组环氧粉云母绝缘老化鉴定导则
DL 506—1992 现场 SF₆ 气体水分测定方法
DL / T 595—1996 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 735—2000 大型汽轮发电机定子绕组端部动态特性的测量及评定
DL / T 815—2002 交流输电线路用复合外套金属氧化物避雷器
DL / T 864—2003 标称电压高于 1000V 交流架空线路用复合绝缘子使用导则
JB / T 6228—1992 汽轮发电机绕组内部水系统检验方法及评定
SD 306 六氟化硫气体中水分含量测量法 (电解法)
SD 307 六氟化硫新气中酸度测量法
SD 308 六氟化硫新气中密度测量法
SD 309 六氟化硫气体中可溶解氟化物含量测量法
SD 310 六氟化硫气体中矿物油含量测量法 (红外光谱法)
SD 311 六氟化硫新气中空气—四氟化碳的气相色谱测量法
SD 312 六氟化硫气体毒性生物试验方法
SH 0040—1991 超高压变压器油
SH 0351—1992 断路器油
Q / 001—126.01—2002 电力变压器绕组变形测试导则 (频率响应法)
电容型设备比较法带电测试导则