

UDC

中华人民共和国国家标准



P

GB 50150 – 2016

电气装置安装工程 电气设备交接试验标准

Electric equipment installation engineering–
standard for hand-over test of electric equipment

2016 – 04 – 15 发布

2016 – 12 – 01 实施

中华人民共和国住房和城乡建设部
中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局

联合发布

中华人民共和国国家标准

电气装置安装工程
电气设备交接试验标准

Electric equipment installation engineering-
standard for hand-over test of electric equipment

GB 50150 - 2016

主编部门：中 国 电 力 企 业 联 合 会

批准部门：中华人民共和国住房和城乡建设部

施行日期：2 0 1 6 年 1 2 月 1 日

中国计划出版社

2016 北 京

中华人民共和国住房和城乡建设部公告

第 1093 号

住房和城乡建设部关于发布 国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》的公告

现批准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》为国家
标准,编号为 GB 50150—2016,自 2016 年 12 月 1 日起实施。其
中,第 4.0.5(3)、4.0.6(3)条(款)为强制性条文,必须严格执行。
原国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》
GB 50150—2006 同时废止。

本标准由我部标准定额研究所组织中国计划出版社出版
发行。

中华人民共和国住房和城乡建设部

2016 年 4 月 15 日

前 言

本标准是根据住房和城乡建设部《关于印发〈2009 年工程建设标准规范制订、修订计划〉的通知》(建标〔2009〕88 号)的要求,由中国电力科学研究院会同有关单位,在《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150—2006 的基础上修订的。

本标准在修订过程中,认真总结了原标准执行以来对电气装置安装工程电气设备交接试验的新要求以及相关科研和现场实践经验,广泛征求了全国有关单位的意见。在认真处理征求意见稿反馈意见后提出送审稿,最后经审查定稿。

本标准共分 26 章和 7 个附录,主要内容包括:总则,术语,基本规定,同步发电机及调相机,直流电机,中频发电机,交流电动机,电力变压器,电抗器及消弧线圈,互感器,真空断路器,六氟化硫断路器,六氟化硫封闭式组合电器,隔离开关、负荷开关及高压熔断器,套管,悬式绝缘子和支柱绝缘子,电力电缆线路,电容器,绝缘油和 SF₆ 气体,避雷器,电除尘器,二次回路,1kV 及以下电压等级配电装置和馈电线路,1kV 以上架空电力线路,接地装置,低压电器等。

本标准本次修订的主要内容包括:

1. 本标准适用范围从 500kV 及以下交流电压等级提高到 750kV 及以下交流电压等级的电气设备交接试验;
2. 修改了原标准中的术语;
3. 增加了“基本规定”章节;
4. 删除了原标准中的油断路器和空气及磁吹断路器的章节;
5. 修改了同步发电机及调相机、电力变压器、电抗器及消弧线圈、互感器、真空断路器、六氟化硫断路器、六氟化硫封闭组合电

器、电力电缆线路、电容器部分试验项目及试验标准；

6. 增加了变压器油中颗粒度限值试验项目及标准；

7. 增加了接地装置的场区地表电位梯度、接触电位差、跨步电压和转移电位测量试验项目及标准；

8. 删除了原标准中的附录 D 油浸式电力变压器绕组直流泄漏电流参考值；

9. 增加了附录 C 绕组连同套管的介质损耗因数 $\tan\delta(\%)$ 温度换算、附录 D 电力变压器和电抗器交流耐压试验电压和附录 E 断路器操动机构的试验。

本标准中以黑体字标志的条文为强制性条文，必须严格执行。

本标准由住房和城乡建设部负责管理和对强制性条文的解释，由中国电力企业联合会负责日常管理，由中国电力科学研究院负责具体技术内容的解释。在本标准执行过程中，请各单位结合工程实践，认真总结经验，积累资料，将意见和建议反馈给中国电力科学研究院（地址：北京市西城区南滨河路 33 号，邮政编码：100055），以供今后修订时参考。

本标准主编单位、参编单位、参加单位、主要起草人和主要审查人：

主 编 单 位：中国电力科学研究院

参 编 单 位：国网电力科学研究院

东北电力科学研究院有限公司

华北电力科学研究院有限责任公司

河北省电力公司电力科学研究院

上海市电力公司电力科学研究院

安徽省电力公司电力科学研究院

湖北省电力公司电力科学研究院

北京电力工程公司

中国能源建设集团天津电力建设有限公司

山东电力建设第一工程公司

东北电业管理局第二工程公司
深圳供电局有限公司深圳电力技术研究中心
广东省输变电工程公司
山东达驰电气有限公司

参 加 单 位:山东泰开变压器有限公司

主要起草人:高克利 王晓琪 李金忠 荆 津 刘雪丽
孙 倩 张书琦 高 飞 范 辉 白亚民
田 晓 杨荣凯 阮 羚 葛占雨 刘志良
姚森敬 刘文松 辜 超 陈自年 邓 春
李海生 陈学民

主要审查人:韩洪刚 陈发宇 于晓燕 朱 春 王进瑶
单银忠 李跃进 郑 旭 黄国强 刘世华
贾逸豹 张 诚 杨俊海

目 次

1	总 则	(1)
2	术 语	(2)
3	基本规定	(4)
4	同步发电机及调相机	(7)
5	直流电机	(16)
6	中频发电机	(18)
7	交流电动机	(19)
8	电力变压器	(22)
9	电抗器及消弧线圈	(30)
10	互感器	(32)
11	真空断路器	(39)
12	六氟化硫断路器	(41)
13	六氟化硫封闭式组合电器	(44)
14	隔离开关、负荷开关及高压熔断器	(46)
15	套 管	(48)
16	悬式绝缘子和支柱绝缘子	(51)
17	电力电缆线路	(52)
18	电容器	(56)
19	绝缘油和 SF ₆ 气体	(58)
20	避雷器	(62)
21	电除尘器	(64)
22	二次回路	(66)
23	1kV 及以下电压等级配电装置和馈电线路	(67)
24	1kV 以上架空电力线路	(68)

25	接地装置	(69)
26	低压电器	(72)
附录 A	特殊试验项目	(74)
附录 B	电机定子绕组绝缘电阻值换算至运行温度时的 换算系数	(76)
附录 C	绕组连同套管的介质损耗因数 $\tan\delta(\%)$ 温度 换算	(77)
附录 D	电力变压器和电抗器交流耐压试验电压	(78)
附录 E	断路器操动机构的试验	(80)
附录 F	高压电气设备绝缘的工频耐压试验电压	(83)
附录 G	电力电缆线路交叉互联系统试验方法和要求	(85)
	本标准用词说明	(87)
	引用标准名录	(88)
	附:条文说明	(91)

Contents

1	General provisions	(1)
2	Terms	(2)
3	Basic requirements	(4)
4	Synchronous generator and the condenser	(7)
5	Direct current machines	(16)
6	Medium frequency generator	(18)
7	Alternating current motor	(19)
8	Power transformer	(22)
9	The reactor and the arc suppression reactor	(30)
10	Instrument transformer	(32)
11	Vacuum circuit breaker	(39)
12	SF ₆ gas circuit breaker	(41)
13	SF ₆ gas insulated switchgear	(44)
14	Disconnecter, load switch, high voltage fuse	(46)
15	Bushing	(48)
16	Suspension insulator and post insulator	(51)
17	Power cable line	(52)
18	Capacitor	(56)
19	Insulating oil and SF ₆ gas	(58)
20	Surge arrester	(62)
21	Electrostatic precipitator	(64)
22	Secondary circuit	(66)
23	1kV and below voltage distribution device and feeder line	(67)

24	Above 1kV overhead power line	(68)
25	Grounding connection	(69)
26	Low voltage electrical apparatus	(72)
Appendix A	Special test items	(74)
Appendix B	The conversion coefficient of motor stator winding insulation resistance value conversion to operating temperature	(76)
Appendix C	The temperature conversion of winding together with the bushing dielectric loss factor $\tan\delta(\%)$	(77)
Appendix D	A. C. withstand test voltage of power transformer and reactor	(78)
Appendix E	The test of circuit breaker operating mechanism	(80)
Appendix F	The power frequency voltage withstand test voltage of high voltage electric equipment insulation	(83)
Appendix G	The test method and requirement of power cable line cross connect system	(85)
	Explanation of wording in this code	(87)
	List of quoted standards	(88)
	Addition; Explanation of provisions	(91)

1 总 则

1.0.1 为适应电气装置安装工程电气设备交接试验的需要,促进电气设备交接试验新技术的推广和应用,制定本标准。

1.0.2 本标准适用于 750kV 及以下交流电压等级新安装的、按照国家相关出厂试验标准试验合格的电气设备交接试验。

1.0.3 继电保护、自动、远动、通信、测量、整流装置、直流场设备以及电气设备的机械部分等的交接试验,应按国家现行相关标准的规定执行。

1.0.4 电气装置安装工程电气设备交接试验,除应符合本标准外,尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 自动灭磁装置 automatic field suppression equipment

用来消灭发电机磁场和励磁机磁场的自动装置。

2.0.2 电磁式电压互感器 inductive voltage transformer

一种通过电磁感应将一次电压按比例变换成二次电压的电压互感器。这种互感器不附加其他改变一次电压的电气元件。

2.0.3 电容式电压互感器 capacitor voltage transformer

一种由电容分压器和电磁单元组成的电压互感器。其设计和内部接线使电磁单元的二次电压实质上与施加到电容分压器上的一次电压成正比,且在连接方法正确时其相位差接近于零。

2.0.4 倒立式电流互感器 inverted current transformer

一种结构形式的电流互感器,其二次绕组及铁心均置于整个结构的顶部。

2.0.5 自容式充油电缆 self-contained oil-filled cable

利用补充浸渍原理消除绝缘层中形成的气隙以提高工作场强的一种电力电缆。

2.0.6 耦合电容器 coupling capacitor

一种用来在电力系统中传输信息的电容器。

2.0.7 电除尘器 electrostatic precipitator

利用高压电场对荷电粉尘的吸附作用,把粉尘从含尘气体中分离出来的除尘器。

2.0.8 二次回路 secondary circuit

指电气设备的操作、保护、测量、信号等回路及其回路中的操动机构的线圈、接触器继电器、仪表、互感器二次绕组等。

2.0.9 馈电线路 feeder line

电源端向负载设备供电的输电线路。

2.0.10 大型接地装置 large-scale grounding connection

110(66)kV 及以上电压等级变电站、装机容量在 200MW 及以上火电厂和水电厂或者等效平面面积在 5000m² 及以上的接地装置。

3 基本规定

3.0.1 电气设备应按本标准进行交流耐压试验,且应符合下列规定:

1 交流耐压试验时加至试验标准电压后的持续时间,无特殊说明时应为 1min。

2 耐压试验电压值以额定电压的倍数计算时,发电机和电动机应按铭牌额定电压计算,电缆可按本标准第 17 章规定的方法计算。

3 非标准电压等级的电气设备,其交流耐压试验电压值当没有规定时,可根据本标准规定的相邻电压等级按比例采用插入法计算。

3.0.2 进行绝缘试验时,除制造厂装配的成套设备外,宜将连接在一起的各种设备分离,单独试验。同一试验标准的设备可连在一起试验。无法单独试验时,已有出厂试验报告的同一电压等级不同试验标准的电气设备,也可连在一起进行试验。试验标准应采用连接的各种设备中的最低标准。

3.0.3 油浸式变压器及电抗器的绝缘试验应在充满合格油,静置一定时间,待气泡消除后方可进行。静置时间应按制造厂规定执行,当制造厂无规定时,油浸式变压器及电抗器电压等级与充油后静置时间关系应按表 3.0.3 确定。

表 3.0.3 油浸式变压器及电抗器电压等级与充油后静置时间关系

电压等级(kV)	110(66)及以下	220~330	500	750
静置时间(h)	≥24	≥48	≥72	≥96

3.0.4 进行电气绝缘的测量和试验时,当只有个别项目达不到本标准规定时,则应根据全面的试验记录进行综合判断,方可投入

运行。

3.0.5 当电气设备的额定电压与实际使用的额定工作电压不同时,应按下列规定确定试验电压的标准:

1 采用额定电压较高的电气设备在于加强绝缘时,应按照设备额定电压的试验标准进行;

2 采用较高电压等级的电气设备在于满足产品通用性及机械强度的要求时,可按照设备实际使用的额定工作电压的试验标准进行;

3 采用较高电压等级的电气设备在满足高海拔地区要求时,应在安装地点按实际使用的额定工作电压的试验标准进行。

3.0.6 在进行与温度及湿度有关的各种试验时,应同时测量被试物周围的温度及湿度。绝缘试验应在良好天气且被试物及仪器周围温度不低于 5℃,空气相对湿度不高于 80%的条件下进行。对不满足上述温度、湿度条件情况下测得的试验数据,应进行综合分析,以判断电气设备是否可以投入运行。试验时,应考虑环境温度的影响,对油浸式变压器、电抗器及消弧线圈,应以被试物上层油温作为测试温度。

3.0.7 本标准中所列的绝缘电阻测量,应使用 60s 的绝缘电阻值(R_{60});吸收比的测量应使用 R_{60} 与 15s 绝缘电阻值(R_{15})的比值;极化指数应使用 10min 与 1min 的绝缘电阻值的比值。

3.0.8 多绕组设备进行绝缘试验时,非被试绕组应予短路接地。

3.0.9 测量绝缘电阻时,采用兆欧表的电压等级,设备电压等级与兆欧表的选用关系应符合表 3.0.9 的规定;用于极化指数测量时,兆欧表短路电流不应低于 2mA。

表 3.0.9 设备电压等级与兆欧表的选用关系

序号	设备电压等级(V)	兆欧表电压等级(V)	兆欧表最小量程(MΩ)
1	<100	250	50
2	<500	500	100

续表 3.0.9

序号	设备电压等级(V)	兆欧表电压等级(V)	兆欧表最小量程(MΩ)
3	<3000	1000	2000
4	<10000	2500	10000
5	≥10000	2500 或 5000	10000

3.0.10 本标准的高压试验方法,应按国家现行标准《高电压试验技术 第1部分:一般定义及试验要求》GB/T 16927.1、《高电压试验技术 第2部分:测量系统》GB/T 16927.2 和《现场绝缘试验实施导则》DL/T 474.1~DL/T 474.5 及相关设备标准的规定执行。

3.0.11 对进口设备的交接试验,应按合同规定的标准执行;其相同试验项目的试验标准,不得低于本标准的规定。

3.0.12 承受运行电压的在线监测装置,其耐压试验标准应等同于所连接电气设备的耐压水平。

3.0.13 特殊进线设备的交接试验宜在与周边设备连接前单独进行,当无法单独进行试验或需与电缆、GIS 等通过油气、油套管等连接后方可进行试验时,应考虑相互间的影响。

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

4 同步发电机及调相机

4.0.1 容量 6000kW 及以上的同步发电机及调相机的试验项目，应包括下列内容：

- 1 测量定子绕组的绝缘电阻和吸收比或极化指数；
- 2 测量定子绕组的直流电阻；
- 3 定子绕组直流耐压试验和泄漏电流测量；
- 4 定子绕组交流耐压试验；
- 5 测量转子绕组的绝缘电阻；
- 6 测量转子绕组的直流电阻；
- 7 转子绕组交流耐压试验；
- 8 测量发电机或励磁机的励磁回路连同所连接设备的绝缘电阻；
- 9 发电机或励磁机的励磁回路连同所连接设备的交流耐压试验；
- 10 测量发电机、励磁机的绝缘轴承和转子进水支座的绝缘电阻；
- 11 测量埋入式测温计的绝缘电阻并检查是否完好；
- 12 发电机励磁回路的自动灭磁装置试验；
- 13 测量转子绕组的交流阻抗和功率损耗；
- 14 测录三相短路特性曲线；
- 15 测录空载特性曲线；
- 16 测量发电机空载额定电压下的灭磁时间常数和转子过电压倍数；
- 17 测量发电机定子残压；
- 18 测量相序；

- 19 测量轴电压；
- 20 定子绕组端部动态特性测试；
- 21 定子绕组端部手包绝缘施加直流电压测量；
- 22 转子通风试验；
- 23 水流量试验。

4.0.2 各类同步发电机及调相机的交接试验项目应符合下列规定：

1 容量 6000kW 以下、1kV 以上电压等级的同步发电机，应按本标准第 4.0.1 条第 1 款～第 9 款、第 11 款～第 19 款进行试验；

2 1kV 及以下电压等级的任何容量的同步发电机，应按本标准第 4.0.1 条第 1、2、4、5、6、7、8、9、11、12、13、18 和 19 款进行试验；

3 无起动电动机或起动电动机只允许短时运行的同步调相机，可不进行本标准第 4.0.1 条第 14 款和第 15 款试验。

4.0.3 测量定子绕组的绝缘电阻和吸收比或极化指数，应符合下列规定：

1 各相绝缘电阻的不平衡系数不应大于 2；

2 对环氧粉云母绝缘吸收比不应小于 1.6。容量 200MW 及以上机组应测量极化指数，极化指数不应小于 2.0；

3 进行交流耐压试验前，电机绕组的绝缘应满足本条第 1 款、第 2 款的要求；

4 测量水内冷发电机定子绕组绝缘电阻，应在消除剩水影响的情况下进行；

5 对于汇水管死接地的电机应在无水情况下进行；对汇水管非死接地的电机，应分别测量绕组及汇水管绝缘电阻，测量绕组绝缘电阻时应采用屏蔽法消除水的影响，测量结果应符合制造厂的规定；

6 交流耐压试验合格的电机，当其绝缘电阻按本标准附录 B

的规定折算至运行温度后(环氧粉云母绝缘的电机在常温下),不低于其额定电压 $1\text{M}\Omega/\text{kV}$ 时,可不经干燥投入运行。但在投运前不应再拆开端盖进行内部作业。

4.0.4 测量定子绕组的直流电阻,应符合下列规定:

1 直流电阻应在冷状态下测量,测量时绕组表面温度与周围空气温度的允许偏差应为 $\pm 3^{\circ}\text{C}$;

2 各相或各分支绕组的直流电阻,在校正了引线长度不同而引起的误差后,相互间差别不应超过其最小值的 2%;与产品出厂时测得的数值换算至同温度下的数值比较,其相对变化不应大于 2%;

3 对于现场组装的对拼接头部位,应在紧固螺栓力矩后检查接触面的连接情况,并应在对拼接头部位现场组装后测量定子绕组的直流电阻。

4.0.5 定子绕组直流耐压试验和泄漏电流测量,应符合下列规定:

1 试验电压应为电机额定电压的 3 倍;

2 试验电压应按每级 0.5 倍额定电压分阶段升高,每阶段应停留 1min,并应记录泄漏电流;在规定的试验电压下,泄漏电流应符合下列规定:

1) 各相泄漏电流的差别不应大于最小值的 100%,当最大泄漏电流在 $20\mu\text{A}$ 以下,根据绝缘电阻值和交流耐压试验结果综合判断为良好时,可不考虑各相间差值;

2) 泄漏电流不应随时间延长而增大;

3) 泄漏电流随电压不成比例地显著增长时,应及时分析;

4) 当不符合本款第 1) 项、第 2) 项规定之一时,应找出原因,并将其消除。

3 氢冷电机应在充氢前进行试验,严禁在置换氢过程中进行试验;

4 水内冷电机试验时,宜采用低压屏蔽法;对于汇水管死接

地的电机,现场可不进行该项试验。

4.0.6 定子绕组交流耐压试验,应符合下列规定:

1 定子绕组交流耐压试验所采用的电压,应符合表 4.0.6 的规定;

2 现场组装的水轮发电机定子绕组工艺过程中的绝缘交流耐压试验,应按现行国家标准《水轮发电机组安装技术规范》GB/T 8564的有关规定执行;

3 水内冷电机在通水情况下进行试验,水质应合格;氢冷电机应在充氢前进行试验,严禁在置换氢过程中进行;

4 大容量发电机交流耐压试验,当工频交流耐压试验设备不能满足要求时,可采用谐振耐压代替。

表 4.0.6 定子绕组交流耐压试验电压

容量(kW)	额定电压(V)	试验电压(V)
10000 以下	36 以上	$(1000+2U_n) \times 0.8$,最低为 1200
10000 及以上	24000 以下	$(1000+2U_n) \times 0.8$
10000 及以上	24000 及以上	与厂家协商

注: U_n 为发电机额定电压。

4.0.7 测量转子绕组的绝缘电阻,应符合下列规定:

1 转子绕组的绝缘电阻值不宜低于 $0.5M\Omega$;

2 水内冷转子绕组使用 500V 及以下兆欧表或其他仪器测量,绝缘电阻值不应低于 5000Ω ;

3 当发电机定子绕组绝缘电阻已符合起动要求,而转子绕组的绝缘电阻值不低于 2000Ω 时,可允许投入运行;

4 应在超速试验前后测量额定转速下转子绕组的绝缘电阻;

5 测量绝缘电阻时采用兆欧表的电压等级应符合下列规定:

1)当转子绕组额定电压为 200V 以上时,应采用 2500V 兆欧表;

2)当转子绕组额定电压为 200V 及以下时,应采用 1000V 兆欧表。

4.0.8 测量转子绕组的直流电阻,应符合下列规定:

1 应在冷状态下测量转子绕组的直流电阻,测量时绕组表面温度与周围空气温度之差不应大于 3°C 。测量数值与换算至同温度下的产品出厂数值的差值不应超过 2%;

2 显极式转子绕组,应对各磁极绕组进行测量;当误差超过规定时,还应对各磁极绕组间的连接点电阻进行测量。

4.0.9 转子绕组交流耐压试验,应符合下列规定:

1 整体到货的显极式转子,试验电压应为额定电压的 7.5 倍,且不应低于 1200V。

2 工地组装的显极式转子,其单个磁极耐压试验应按制造厂规定执行。组装后的交流耐压试验,应符合下列规定:

1) 额定励磁电压为 500V 及以下电压等级,耐压值应为额定励磁电压的 10 倍,并不应低于 1500V;

2) 额定励磁电压为 500V 以上,耐压值应为额定励磁电压的 2 倍加 4000V。

3 隐极式转子绕组可不进行交流耐压试验,可用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻代替交流耐压。

4.0.10 测量发电机和励磁机的励磁回路连同所连接设备的绝缘电阻值,应符合下列规定:

1 绝缘电阻值不应低于 $0.5\text{M}\Omega$;

2 测量绝缘电阻不应包括发电机转子和励磁机电枢;

3 回路中有电子元器件设备的,试验时应将插件拔出或将其两端短接。

4.0.11 发电机和励磁机的励磁回路连同所连接设备的交流耐压试验,应符合下列规定:

1 试验电压值应为 1000V 或用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻代替交流耐压试验;

2 交流耐压试验不应包括发电机转子和励磁机电枢;

3 水轮发电机的静止可控硅励磁的试验电压,应按本标准第

4.0.9 条第 2 款的规定执行；

4 回路中有电子元器件设备的，试验时应将插件拔出或将其两端短接。

4.0.12 测量发电机、励磁机的绝缘轴承和转子进水支座的绝缘电阻，应符合下列规定：

1 应在装好油管后采用 1000V 兆欧表测量，绝缘电阻值不应低于 $0.5\text{M}\Omega$ ；

2 对氢冷发电机应测量内外挡油盖的绝缘电阻，其值应符合制造厂的规定。

4.0.13 测量埋入式测温计的绝缘电阻并检查是否完好，应符合下列规定：

1 应采用 250V 兆欧表测量测温计绝缘电阻；

2 应对测温计指示值进行核对性检查，且应无异常。

4.0.14 发电机励磁回路的自动灭磁装置试验，应符合下列规定：

1 自动灭磁开关的主回路常开和常闭触头或主触头和灭弧触头的动作配合顺序应符合制造厂设计的动作配合顺序；

2 在同步发电机空载额定电压下进行灭磁试验，观察灭磁开关灭弧应正常；

3 灭磁开关合分闸电压应符合产品技术文件规定，灭磁开关在额定电压 80% 以上时，应可靠合闸；在 30%~65% 额定电压时，应可靠分闸；低于 30% 额定电压时，不应动作。

4.0.15 测量转子绕组的交流阻抗和功率损耗，应符合下列规定：

1 应在定子膛内、膛外的静止状态下和在超速试验前后的额定转速下分别测量；

2 对于显极式电机，可在膛外对每一磁极绕组进行测量，测量数值相互比较应无明显差别；

3 试验时施加电压的峰值不应超过额定励磁电压值；

4 对于无刷励磁机组，当无测量条件时，可不测。

4.0.16 测量三相短路特性曲线，应符合下列规定：

1 测量数值与产品出厂试验数值比较,应在测量误差范围以内;

2 对于发电机变压器组,当有发电机本身的短路特性出厂试验报告时,可只录取发电机变压器组的短路特性,其短路点应设在变压器高压侧。

4.0.17 测量空载特性曲线,应符合下列规定:

1 测量数值与产品出厂试验数值比较,应在测量误差范围以内;

2 在额定转速下试验电压的最高值,对于汽轮发电机及调相机应为定子额定电压值的 120%,对于水轮发电机应为定子额定电压值的 130%,但均不应超过额定励磁电流;

3 当电机有匝间绝缘时,应进行匝间耐压试验,在定子额定电压值的 130%且不超过定子最高电压下持续 5min;

4 对于发电机变压器组,当有发电机本身的空载特性出厂试验报告时,可只录取发电机变压器组的空载特性,电压应加至定子额定电压值的 110%。

4.0.18 测量发电机空载额定电压下灭磁时间常数和转子过电压倍数,应符合下列规定:

1 在发电机空载额定电压下测录发电机定子开路时的灭磁时间常数;

2 对发电机变压器组,可带空载变压器同时进行。应同时检查转子过电压倍数,并应保证在励磁电流小于 1.1 倍额定电流时,转子过电压值不大于励磁绕组出厂试验电压值的 30%。

4.0.19 测量发电机定子残压,应符合下列规定:

1 应在发电机空载额定电压下灭磁装置分闸后测试定子残压;

2 定子残压值较大时,测试时应注意安全。

4.0.20 测量发电机的相序,应与电网相序一致。

4.0.21 测量轴电压,应符合下列规定:

- 1 应分别在空载额定电压时及带负荷后测定；
- 2 汽轮发电机的轴承油膜被短路时，轴承与机座间的电压值，应接近于转子两端轴上的电压值；
- 3 应测量水轮发电机轴对机座的电压。

4.0.22 定子绕组端部动态特性测试，应符合下列规定：

- 1 应对 200MW 及以上汽轮发电机测试，200MW 以下的汽轮发电机可根据具体情况而定；
- 2 汽轮发电机和燃气轮发电机冷态下线棒、引线固有频率和端部整体椭圆固有频率避开范围应符合表 4.0.22 的规定，并应符合现行国家标准《透平型发电机定子绕组端部动态特性和振动试验方法及评定》GB/T 20140 的规定。

表 4.0.22 汽轮发电机和燃气轮发电机定子绕组端部局部及整体椭圆固有频率避开范围

额定转速	支撑型式	线棒固有频率 (Hz)	引线固有频率 (Hz)	整体椭圆固有 频率(Hz)
3000	刚性支撑	$\leq 95, \geq 106$	$\leq 95, \geq 108$	$\leq 95, \geq 110$
	柔性支撑	$\leq 95, \geq 106$	$\leq 95, \geq 108$	$\leq 95, \geq 112$
3600	刚性支撑	$\leq 114, \geq 127$	$\leq 114, \geq 130$	$\leq 114, \geq 132$
	柔性支撑	$\leq 114, \geq 127$	$\leq 114, \geq 130$	$\leq 114, \geq 134$

4.0.23 定子绕组端部手包绝缘施加直流电压测量，应符合下列规定：

- 1 现场进行发电机端部引线组装的，应在绝缘包扎材料干燥后施加直流电压测量；
- 2 定子绕组施加直流电压值应为发电机额定电压 U_n ；
- 3 所测表面直流电位不应大于制造厂的规定值；
- 4 厂家已对某些部位进行过试验且有试验记录者，可不进行该部位的试验。

4.0.24 转子通风试验方法和限值应按现行行业标准《透平发电

机转子气体内冷通风道 检验方法及限值》JB/T 6229 的有关规定执行。

4.0.25 水流量试验方法和限值应按现行行业标准《汽轮发电机绕组内部水系统检验方法及评定》JB/T 6228 中的有关规定执行。

5 直 流 电 机

5.0.1 直流电机的试验项目,应包括下列内容:

- 1 测量励磁绕组和电枢的绝缘电阻;
- 2 测量励磁绕组的直流电阻;
- 3 励磁绕组和电枢的交流耐压试验;
- 4 测量励磁可变电阻器的直流电阻;
- 5 测量励磁回路连同所有连接设备的绝缘电阻;
- 6 励磁回路连同所有连接设备的交流耐压试验;
- 7 检查电机绕组的极性及其连接的正确性;
- 8 电机电刷磁场中性位置检查;
- 9 测录直流发电机的空载特性和以转子绕组为负载的励磁机负载特性曲线;
- 10 直流电动机的空转检查和空载电流测量。

5.0.2 各类直流电机的交接试验项目应符合下列规定:

- 1 6000kW 以上同步发电机及调相机的励磁机,应按本标准第 5.0.1 条全部项目进行试验;
- 2 其余直流电机应按本标准第 5.0.1 条第 1、2、4、5、7、8 和 10 款进行试验。

5.0.3 测量励磁绕组和电枢的绝缘电阻值,不应低于 $0.5\text{M}\Omega$ 。

5.0.4 测量励磁绕组的直流电阻值,与出厂数值比较,其差值不应大于 2%。

5.0.5 励磁绕组对外壳和电枢绕组对轴的交流耐压试验,应符合下列规定:

- 1 励磁绕组对外壳间应进行交流耐压试验,电枢绕组对轴间应进行交流耐压试验;

2 试验电压应为额定电压的 1.5 倍加 750V,且不应小于 1200V。

5.0.6 测量励磁可变电阻器的直流电阻值,应符合下列规定:

1 测得的直流电阻值与产品出厂数值比较,其差值不应超过 10%;

2 调节过程中励磁可变电阻器应接触良好,无开路现象,电阻值变化应有规律性。

5.0.7 测量励磁回路连同所有连接设备的绝缘电阻值,应符合下列规定:

1 励磁回路连同所有连接设备的绝缘电阻值不应低于 $0.5\text{M}\Omega$;

2 测量绝缘电阻不应包括励磁调节装置回路。

5.0.8 励磁回路连同所有连接设备的交流耐压试验,应符合下列规定:

1 试验电压值应为 1000V 或用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻代替交流耐压试验;

2 交流耐压试验不应包括励磁调节装置回路。

5.0.9 检查电机绕组的极性及其连接,应正确。

5.0.10 电机电刷磁场中性位置检查,应符合下列规定:

1 应调整电机电刷的中性位置,且应正确;

2 应满足良好换向要求。

5.0.11 测录直流发电机的空载特性和以转子绕组为负载的励磁机负载特性曲线,应符合下列规定:

1 测录曲线与产品的出厂试验资料比较,应无明显差别;

2 励磁机负载特性宜与同步发电机空载和短路试验同时测录。

5.0.12 直流电动机的空转检查和空载电流测量,应符合下列规定:

1 空载运转时间不宜小于 30min,电刷与换向器接触面应无明显火花;

2 记录直流电机的空载电流。

6 中频发电机

6.0.1 中频发电机的试验项目,应包括下列内容:

- 1 测量绕组的绝缘电阻;
- 2 测量绕组的直流电阻;
- 3 绕组的交流耐压试验;
- 4 测录空载特性曲线;
- 5 测量相序;
- 6 测量检温计绝缘电阻,并检查是否完好。

6.0.2 测量绕组的绝缘电阻值,不应低于 $0.5\text{M}\Omega$ 。

6.0.3 测量绕组的直流电阻,应符合下列规定:

- 1 各相或各分支的绕组直流电阻值与出厂数值比较,相互差别不应超过 2% ;
- 2 励磁绕组直流电阻值与出厂数值比较,应无明显差别。

6.0.4 绕组的交流耐压试验电压值,应为出厂试验电压值的 75% 。

6.0.5 测录空载特性曲线,应符合下列规定:

- 1 试验电压最高应升至产品出厂试验数值为止,所测得的数值与出厂数值比较,应无明显差别;
- 2 永磁式中频发电机应测录发电机电压与转速的关系曲线,所测得的曲线与出厂数值比较,应无明显差别。

6.0.6 测量相序,电机出线端子标号应与相序一致。

6.0.7 测量检温计绝缘电阻并检查是否完好,应符合下列规定:

- 1 采用 250V 兆欧表测量检温计绝缘电阻应良好;
- 2 核对检温计指示值,应无异常。

7 交流电动机

7.0.1 交流电动机的试验项目,应包括下列内容:

- 1 测量绕组的绝缘电阻和吸收比;
- 2 测量绕组的直流电阻;
- 3 定子绕组的直流耐压试验和泄漏电流测量;
- 4 定子绕组的交流耐压试验;
- 5 绕线式电动机转子绕组的交流耐压试验;
- 6 同步电动机转子绕组的交流耐压试验;
- 7 测量可变电阻器、起动电阻器、灭磁电阻器的绝缘电阻;
- 8 测量可变电阻器、起动电阻器、灭磁电阻器的直流电阻;
- 9 测量电动机轴承的绝缘电阻;
- 10 检查定子绕组极性及其连接的正确性;
- 11 电动机空载转动检查和空载电流测量。

7.0.2 电压 1000V 以下且容量为 100kW 以下的电动机,可按本标准第 7.0.1 条第 1、7、10 和 11 款进行试验。

7.0.3 测量绕组的绝缘电阻和吸收比,应符合下列规定:

1 额定电压为 1000V 以下,常温下绝缘电阻值不应低于 $0.5\text{M}\Omega$;额定电压为 1000V 及以上,折算至运行温度时的绝缘电阻值,定子绕组不应低于 $1\text{M}\Omega/\text{kV}$,转子绕组不应低于 $0.5\text{M}\Omega/\text{kV}$ 。绝缘电阻温度换算可按本标准附录 B 的规定进行;

2 1000V 及以上的电动机应测量吸收比,吸收比不应低于 1.2,中性点可拆开的应分相测量;

3 进行交流耐压试验时,绕组的绝缘应满足本条第 1 款和第

2 款的要求；

4 交流耐压试验合格的电动机，当其绝缘电阻折算至运行温度后(环氧粉云母绝缘的电动机在常温下)不低于其额定电压 $1\text{M}\Omega/\text{kV}$ 时，可不经干燥投入运行，但投运前不应再拆开端盖进行内部作业。

7.0.4 测量绕组的直流电阻，应符合下列规定：

1 1000V 以上或容量 100kW 以上的电动机各相绕组直流电阻值相互差别，不应超过其最小值的 2%；

2 中性点未引出的电动机可测量线间直流电阻，其相互差别不应超过其最小值的 1%；

3 特殊结构的电动机各相绕组直流电阻值与出厂试验值差别不应超过 2%。

7.0.5 定子绕组直流耐压试验和泄漏电流测量，应符合下列规定：

1 1000V 以上及 1000kW 以上、中性点连线已引出至出线端子板的定子绕组应分相进行直流耐压试验；

2 试验电压应为定子绕组额定电压的 3 倍。在规定的试验电压下，各相泄漏电流的差值不应大于最小值的 100%；当最大泄漏电流在 $20\mu\text{A}$ 以下，根据绝缘电阻值和交流耐压试验结果综合判断为良好时，可不考虑各相间差值；

3 试验应符合本标准第 4.0.5 条的有关规定；中性点连线未引出的可不进行此项试验。

7.0.6 电动机定子绕组的交流耐压试验电压，应符合表 7.0.6 的规定。

表 7.0.6 电动机定子绕组交流耐压试验电压

额定电压(kV)	3	6	10
试验电压(kV)	5	10	16

7.0.7 绕线式电动机的转子绕组交流耐压试验电压，应符合表 7.0.7 的规定。

表 7.0.7 绕线式电动机转子绕组交流耐压试验电压

转 子 工 况	试验电压(V)
不可逆的	$1.5U_k + 750$
可逆的	$3.0U_k + 750$

注： U_k 为转子静止时，在定子绕组上施加额定电压，转子绕组开路时测得的电压。

7.0.8 同步电动机转子绕组的交流耐压试验，应符合下列规定：

- 1 试验电压值应为额定励磁电压的 7.5 倍，且不应低于 1200V；
- 2 试验电压值不应高于出厂试验电压值的 75%。

7.0.9 可变电阻器、起动电阻器、灭磁电阻器的绝缘电阻，当与回路一起测量时，绝缘电阻值不应低于 0.5MΩ。

7.0.10 测量可变电阻器、起动电阻器、灭磁电阻器的直流电阻值，应符合下列规定：

- 1 测得的直流电阻值与产品出厂数值比较，其差值不应超过 10%；
- 2 调节过程中应接触良好，无开路现象，电阻值的变化应有规律性。

7.0.11 测量电动机轴承的绝缘电阻，应符合下列规定：

- 1 当有油管路连接时，应在油管安装后，采用 1000V 兆欧表测量；
- 2 绝缘电阻值不应低于 0.5MΩ。

7.0.12 检查定子绕组的极性及其连接的正确性，应符合下列规定：

- 1 定子绕组的极性及其连接应正确；
- 2 中性点未引出者可不检查极性。

7.0.13 电动机空载转动检查和空载电流测量，应符合下列规定：

- 1 电动机空载转动的运行时间应为 2h；
- 2 应记录电动机空载转动时的空载电流；
- 3 当电动机与其机械部分的连接不易拆开时，可连在一起进行空载转动检查试验。

8 电力变压器

8.0.1 电力变压器的试验项目,应包括下列内容:

- 1 绝缘油试验或 SF₆ 气体试验;
- 2 测量绕组连同套管的直流电阻;
- 3 检查所有分接的电压比;
- 4 检查变压器的三相接线组别和单相变压器引出线的极性;
- 5 测量铁心及夹件的绝缘电阻;
- 6 非纯瓷套管的试验;
- 7 有载调压切换装置的检查 and 试验;
- 8 测量绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数;
- 9 测量绕组连同套管的介质损耗因数($\tan\delta$)与电容量;
- 10 变压器绕组变形试验;
- 11 绕组连同套管的交流耐压试验;
- 12 绕组连同套管的长时感应耐压试验带局部放电测量;
- 13 额定电压下的冲击合闸试验;
- 14 检查相位;
- 15 测量噪音。

8.0.2 各类变压器试验项目应符合下列规定:

- 1 容量为 1600kVA 及以下油浸式电力变压器,可按本标准第 8.0.1 条第 1、2、3、4、5、6、7、8、11、13 和 14 款进行试验;
- 2 干式变压器可按本标准第 8.0.1 条第 2、3、4、5、7、8、11、13 和 14 款进行试验;
- 3 变流、整流变压器可按本标准第 8.0.1 条第 1、2、3、4、5、6、7、8、11、13 和 14 款进行试验;
- 4 电炉变压器可按本标准第 8.0.1 条第 1、2、3、4、5、6、7、8、

11、13 和 14 款进行试验；

5 接地变压器、曲折变压器可按本标准第 8.0.1 条第 2、3、4、5、8、11 和 13 款进行试验，对于油浸式变压器还应按本标准第 8.0.1 条第 1 款和第 9 款进行试验；

6 穿心式电流互感器、电容型套管应分别按本标准第 10 章互感器和第 15 章套管的试验项目进行试验；

7 分体运输、现场组装的变压器应由订货方见证所有出厂试验项目，现场试验应按本标准执行；

8 应对气体继电器、油流继电器、压力释放阀和气体密度继电器等附件进行检查。

8.0.3 油浸式变压器中绝缘油及 SF₆ 气体绝缘变压器中 SF₆ 气体的试验，应符合下列规定：

1 绝缘油的试验类别应符合本标准表 19.0.2 的规定，试验项目及标准应符合本标准表 19.0.1 的规定。

2 油中溶解气体的色谱分析，应符合下列规定：

1) 电压等级在 66kV 及以上的变压器，应在注油静置后、耐压和局部放电试验 24h 后、冲击合闸及额定电压下运行 24h 后，各进行一次变压器器身内绝缘油的油中溶解气体的色谱分析；

2) 试验应符合现行国家标准《变压器油中溶解气体分析和判断导则》GB/T 7252 的有关规定。各次测得的氢、乙炔、总烃含量，应无明显差别；

3) 新装变压器油中总烃含量不应超过 20 μ L/L，H₂ 含量不应超过 10 μ L/L，C₂H₂ 含量不应超过 0.1 μ L/L。

3 变压器油中水含量的测量，应符合下列规定：

1) 电压等级为 110(66)kV 时，油中水含量不应大于 20mg/L；

2) 电压等级为 220kV 时，油中水含量不应大于 15mg/L；

3) 电压等级为 330kV~750kV 时，油中水含量不应大于 10mg/L。

4 油中含气量的测量,应按规定时间静置后取样测量油中的含气量,电压等级为 330kV~750kV 的变压器,其值不应大于 1% (体积分数)。

5 对 SF₆ 气体绝缘的变压器应进行 SF₆ 气体含水量检验及检漏。SF₆ 气体含水量(20℃ 的体积分数)不宜大于 250μL/L,变压器应无明显泄漏点。

8.0.4 测量绕组连同套管的直流电阻,应符合下列规定:

1 测量应在各分接的所有位置上进行。

2 1600kVA 及以下三相变压器,各相绕组相互间的差别不应大于 4%;无中性点引出的绕组,线间各绕组相互间差别不应大于 2%;1600kVA 以上变压器,各相绕组相互间差别不应大于 2%;无中性点引出的绕组,线间相互间差别不应大于 1%。

3 变压器的直流电阻,与同温下产品出厂实测数值比较,相应变化不应大于 2%;不同温度下电阻值应按下式计算:

$$R_2 = R_1 \cdot \frac{T + t_2}{T + t_1} \quad (8.0.4)$$

式中: R_1 ——温度在 t_1 (℃) 时的电阻值(Ω);

R_2 ——温度在 t_2 (℃) 时的电阻值(Ω);

T ——计算用常数,铜导线取 235,铝导线取 225。

4 由于变压器结构等原因,差值超过本条第 2 款时,可只按本条第 3 款进行比较,但应说明原因。

5 无励磁调压变压器送电前最后一次测量,应在使用的分接锁定后进行。

8.0.5 检查所有分接的电压比,应符合下列规定:

1 所有分接的电压比应符合电压比的规律;

2 与制造厂铭牌数据相比,应符合下列规定:

1) 电压等级在 35kV 以下,电压比小于 3 的变压器电压比允许偏差应为 ±1%;

2) 其他所有变压器额定分接下电压比允许偏差不应超过

±0.5%；

- 3)其他分接的电压比应在变压器阻抗电压值(%)的 1/10 以内,且允许偏差应为±1%。

8.0.6 检查变压器的三相接线组别和单相变压器引出线的极性,应符合下列规定:

1 变压器的三相接线组别和单相变压器引出线的极性应符合设计要求;

2 变压器的三相接线组别和单相变压器引出线的极性应与铭牌上的标记和外壳上的符号相符。

8.0.7 测量铁心及夹件的绝缘电阻,应符合下列规定:

1 应测量铁心对地绝缘电阻、夹件对地绝缘电阻、铁心对夹件绝缘电阻;

2 进行器身检查的变压器,应测量可接触到的穿心螺栓、轭铁夹件及绑扎钢带对铁轭、铁心、油箱及绕组压环的绝缘电阻。当轭铁梁及穿心螺栓一端与铁心连接时,应将连接片断开后进行试验;

3 在变压器所有安装工作结束后应进行铁心对地、有外引接地线的夹件对地及铁心对夹件的绝缘电阻测量;

4 对变压器上有专用的铁心接地线引出套管时,应在注油前后测量其对外壳的绝缘电阻;

5 采用 2500V 兆欧表测量,持续时间应为 1min,应无闪络及击穿现象。

8.0.8 非纯瓷套管的试验,应按本标准第 15 章的规定进行。

8.0.9 有载调压切换装置的检查 and 试验,应符合下列规定:

1 有载分接开关绝缘油击穿电压应符合本标准表 19.0.1 的规定;

2 在变压器无电压下,有载分接开关的手动操作不应少于 2 个循环、电动操作不应少于 5 个循环,其中电动操作时电源电压应为额定电压的 85%及以上。操作应无卡涩,连动程序、电气和机

械限位应正常；

3 循环操作后,进行绕组连同套管在所有分接下直流电阻和电压比测量,试验结果应符合本标准第 8.0.4 条、第 8.0.5 条的规定；

4 在变压器带电条件下进行有载调压开关电动操作,动作应正常。操作过程中,各侧电压应在系统电压允许范围内。

8.0.10 测量绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数,应符合下列规定：

1 绝缘电阻值不应低于产品出厂试验值的 70%或不低于 10000MΩ(20℃)；

2 当测量温度与产品出厂试验时的温度不符合时,油浸式电力变压器绝缘电阻的温度换算系数可按表 8.0.10 换算到同一温度时的数值进行比较。

表 8.0.10 油浸式电力变压器绝缘电阻的温度换算系数

温度差 K	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
换算系数 A	1.2	1.5	1.8	2.3	2.8	3.4	4.1	5.1	6.2	7.5	9.2	11.2

注:1 表中 K 为实测温度减去 20℃的绝对值；

2 测量温度以上层油温为准。

当测量绝缘电阻的温度差不是表 8.0.10 中所列数值时,其换算系数 A 可用线性插入法确定,也可按下式计算：

$$A = 1.5^{K/10} \quad (8.0.10-1)$$

校正到 20℃ 时的绝缘电阻值计算应满足下列要求：

当实测温度为 20℃ 以上时,可按下式计算：

$$R_{20} = AR_t \quad (8.0.10-2)$$

当实测温度为 20℃ 以下时,可按下式计算：

$$R_{20} = R_t/A \quad (8.0.10-3)$$

式中:R₂₀——校正到 20℃时的绝缘电阻值(MΩ)；

R_t——在测量温度下的绝缘电阻值(MΩ)。

3 变压器电压等级为 35kV 及以上且容量在 4000kVA 及以

上时,应测量吸收比。吸收比与产品出厂值相比应无明显差别,在常温下不应小于 1.3;当 R_{60} 大于 $3000M\Omega(20^{\circ}C)$ 时,吸收比可不作考核要求。

4 变压器电压等级为 220kV 及以上或容量为 120MVA 及以上时,宜用 5000V 兆欧表测量极化指数。测得值与产品出厂值相比应无明显差别,在常温下不应小于 1.5。当 R_{60} 大于 $10000M\Omega(20^{\circ}C)$ 时,极化指数可不作考核要求。

8.0.11 测量绕组连同套管的介质损耗因数($\tan\delta$)及电容量,应符合下列规定:

1 当变压器电压等级为 35kV 及以上且容量在 10000kVA 及以上时,应测量介质损耗因数($\tan\delta$);

2 被测绕组的 $\tan\delta$ 值不宜大于产品出厂试验值的 130%,当大于 130%时,可结合其他绝缘试验结果综合分析判断;

3 当测量时的温度与产品出厂试验温度不符合时,可按本标准附录 C 表换算到同一温度时的数值进行比较;

4 变压器本体电容量与出厂值相比允许偏差应为 $\pm 3\%$ 。

8.0.12 变压器绕组变形试验,应符合下列规定:

1 对于 35kV 及以下电压等级变压器,宜采用低电压短路阻抗法;

2 对于 110(66)kV 及以上电压等级变压器,宜采用频率响应法测量绕组特征图谱。

8.0.13 绕组连同套管的交流耐压试验,应符合下列规定:

1 额定电压在 110kV 以下的变压器,线端试验应按本标准附录表 D.0.1 进行交流耐压试验;

2 绕组额定电压为 110(66)kV 及以上的变压器,其中性点应进行交流耐压试验,试验耐受电压标准应符合本标准附录表 D.0.2 的规定,并应符合下列规定:

1)试验电压波形应接近正弦,试验电压值应为测量电压的峰值除以 $\sqrt{2}$,试验时应在高压端监测;

2)外施交流电压试验电压的频率不应低于 40Hz,全电压下耐受时间应为 60s;

3)感应电压试验时,试验电压的频率应大于额定频率。当试验电压频率小于或等于 2 倍额定频率时,全电压下试验时间为 60s;当试验电压频率大于 2 倍额定频率时,全电压下试验时间应按下式计算:

$$t = 120 \times (f_N / f_s) \quad (8.0.13)$$

式中: f_N ——额定频率;

f_s ——试验频率;

t ——全电压下试验时间,不应少于 15s。

8.0.14 绕组连同套管的长时感应电压试验带局部放电测量(ACLD),应符合下列规定:

1 电压等级 220kV 及以上变压器在新安装时,应进行现场局部放电试验。电压等级为 110kV 的变压器,当对绝缘有怀疑时,应进行局部放电试验;

2 局部放电试验方法及判断方法,应按现行国家标准《电力变压器 第 3 部分:绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空隙间隙》GB 1094.3 中的有关规定执行;

3 750kV 变压器现场交接试验时,绕组连同套管的长时感应电压试验带局部放电测量(ACLD)中,激发电压应按出厂交流耐压的 80%(720kV)进行。

8.0.15 额定电压下的冲击合闸试验,应符合下列规定:

1 在额定电压下对变压器的冲击合闸试验,应进行 5 次,每次间隔时间宜为 5min,应无异常现象,其中 750kV 变压器在额定电压下,第一次冲击合闸后的带电运行时间不应少于 30min,其后每次合闸后带电运行时间可逐次缩短,但不应少于 5min;

2 冲击合闸宜在变压器高压侧进行,对中性点接地的电力系统试验时变压器中性点应接地;

3 发电机变压器组中间连接无操作断开点的变压器,可不进

行冲击合闸试验；

4 无电流差动保护的干式变可冲击 3 次。

8.0.16 检查变压器的相位,应与电网相位一致。

8.0.17 测量噪声,应符合下列规定：

1 电压等级为 750kV 的变压器的噪声,应在额定电压及额定频率下测量,噪声值声压级不应大于 80dB(A)；

2 测量方法和要求应符合现行国家标准《电力变压器 第 10 部分:声级测定》GB/T 1094.10 的规定；

3 验收应以出厂验收为准；

4 对于室内变压器可不进行噪声测量试验。

9 电抗器及消弧线圈

9.0.1 电抗器及消弧线圈的试验项目,应包括下列内容:

- 1 测量绕组连同套管的直流电阻;
- 2 测量绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数;
- 3 测量绕组连同套管的介质损耗因数($\tan\delta$)及电容量;
- 4 绕组连同套管的交流耐压试验;
- 5 测量与铁心绝缘的各紧固件的绝缘电阻;
- 6 绝缘油的试验;
- 7 非纯瓷套管的试验;
- 8 额定电压下冲击合闸试验;
- 9 测量噪声;
- 10 测量箱壳的振动;
- 11 测量箱壳表面的温度。

9.0.2 各类电抗器和消弧线圈试验项目,应符合下列规定:

1 干式电抗器可按本标准第 9.0.1 条第 1、2、4 和 8 款进行试验;

2 油浸式电抗器可按本标准第 9.0.1 条第 1、2、4、5、6 和 8 款规定进行试验,对 35kV 及以上电抗器应增加本标准第 9.0.1 条第 3、7、9、10 和 11 款试验项目;

3 消弧线圈可按本标准第 9.0.1 条第 1、2、4 和 5 款进行试验,对 35kV 及以上油浸式消弧线圈应增加本标准第 9.0.1 条第 3、7 和 8 款试验项目。

9.0.3 测量绕组连同套管的直流电阻,应符合下列规定:

- 1 测量应在各分接的所有位置上进行;
- 2 实测值与出厂值的变化规律应一致;

3 三相电抗器绕组直流电阻值相互间差值不应大于三相平均值的 2%；

4 电抗器和消弧线圈的直流电阻，与同温下产品出厂值比较相应变化不应大于 2%；

5 对于立式布置的干式空芯电抗器绕组直流电阻值，可不进行三相间的比较。

9.0.4 测量绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数，应符合本标准第 8.0.10 条的规定。

9.0.5 测量绕组连同套管的介质损耗因数($\tan\delta$)及电容量，应符合本标准第 8.0.11 条的规定。

9.0.6 绕组连同套管的交流耐压试验，应符合下列规定：

1 额定电压在 110kV 以下的消弧线圈、干式或油浸式电抗器均应进行交流耐压试验，试验电压应符合本标准附录表 D.0.1 的规定；

2 对分级绝缘的耐压试验电压标准，应按接地端或其末端绝缘的电压等级来进行。

9.0.7 测量与铁心绝缘的各紧固件的绝缘电阻，应符合本标准第 8.0.7 条的规定。

9.0.8 绝缘油的试验，应符合本标准第 19.0.1 条和第 19.0.2 条的规定。

9.0.9 非纯瓷套管的试验，应符合本标准第 15 章的有关规定。

9.0.10 在额定电压下，对变电站及线路的并联电抗器连同线路的冲击合闸试验应进行 5 次，每次间隔时间应为 5min，应无异常现象。

9.0.11 测量噪声应符合本标准第 8.0.17 条的规定。

9.0.12 电压等级为 330kV 及以上的电抗器，在额定工况下测得的箱壳振动振幅双峰值不应大于 $100\mu\text{m}$ 。

9.0.13 电压等级为 330kV 及以上的电抗器，应测量箱壳表面的温度，温升不应大于 65°C 。

10 互 感 器

10.0.1 互感器的试验项目,应包括下列内容:

- 1 绝缘电阻测量;
- 2 测量 35kV 及以上电压等级的互感器的介质损耗因数($\tan\delta$)及电容量;
- 3 局部放电试验;
- 4 交流耐压试验;
- 5 绝缘介质性能试验;
- 6 测量绕组的直流电阻;
- 7 检查接线绕组组别和极性;
- 8 误差及变比测量;
- 9 测量电流互感器的励磁特性曲线;
- 10 测量电磁式电压互感器的励磁特性;
- 11 电容式电压互感器(CVT)的检测;
- 12 密封性能检查。

10.0.2 各类互感器的交接试验项目,应符合下列规定:

- 1 电压互感器应按本标准第 10.0.1 条的第 1、2、3、4、5、6、7、8、10、11 和 12 款进行试验;
- 2 电流互感器应按本标准第 10.0.1 条的第 1、2、3、4、5、6、7、8、9 和 12 款进行试验;
- 3 SF₆ 封闭式组合电器中的电流互感器应按本标准第 10.0.1 条的第 7、8 和 9 款进行试验,二次绕组应按本标准第 10.0.1 条的第 1 款和第 6 款进行试验;
- 4 SF₆ 封闭式组合电器中的电压互感器应按本标准第 10.0.1 条的第 6、7、8 和 12 款进行试验,另外还应进行二次绕组

间及对地绝缘电阻测量,一次绕组接地端(N)及二次绕组交流耐压试验,条件许可时可按本标准第 10.0.1 条的第 3 款及第 10 款进行试验,配置的压力表及密度继电器检测可按 GIS 试验内容执行。

10.0.3 测量绕组的绝缘电阻,应符合下列规定:

1 应测量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;绝缘电阻值不宜低于 $1000\text{M}\Omega$;

2 测量电流互感器一次绕组段间的绝缘电阻,绝缘电阻值不宜低于 $1000\text{M}\Omega$,由于结构原因无法测量时可不测量;

3 测量电容型电流互感器的末屏及电压互感器接地端(N)对外壳(地)的绝缘电阻,绝缘电阻值不宜小于 $1000\text{M}\Omega$ 。当末屏对地绝缘电阻小于 $1000\text{M}\Omega$ 时,应测量其 $\tan\delta$,其值不应大于 2%;

4 测量绝缘电阻应使用 2500V 兆欧表。

10.0.4 电压等级 35kV 及以上油浸式互感器的介质损耗因数($\tan\delta$)与电容量测量,应符合下列规定:

表 10.0.4 $\tan\delta(\%)$ 限值($t:20^\circ\text{C}$)

种类 \ 额定电压(kV)	20~35	66~110	220	330~750
油浸式电流互感器	2.5	0.8	0.6	0.5
充硅脂及其他干式电流互感器	0.5	0.5	0.5	—
油浸式电压互感器整体	3	2.5		—
油浸式电流互感器末屏	—	2		

1 互感器的绕组 $\tan\delta$ 测量电压应为 10kV, $\tan\delta(\%)$ 不应大于表 10.0.4 中数据。当对绝缘性能有怀疑时,可采用高压法进行试验,在 $(0.5\sim 1)U_m/\sqrt{3}$ 范围内进行,其中 U_m 是设备最高电压(方均根值), $\tan\delta$ 变化量不应大于 0.2%,电容变化量不应大于 0.5%;

2 对于倒立油浸式电流互感器,二次线圈屏蔽直接接地结

构,宜采用反接法测量 $\tan\delta$ 与电容量;

3 末屏 $\tan\delta$ 测量电压应为 2kV;

4 电容型电流互感器的电容量与出厂试验值比较超出 5% 时,应查明原因。

10.0.5 互感器的局部放电测量,应符合下列规定:

1 局部放电测量宜与交流耐压试验同时进行;

2 电压等级为 35kV~110kV 互感器的局部放电测量可按 10% 进行抽测;

3 电压等级 220kV 及以上互感器在绝缘性能有怀疑时宜进行局部放电测量;

4 局部放电测量时,应在高压侧(包括电磁式电压互感器感应电压)监测施加的一次电压;

5 局部放电测量的测量电压及允许的视在放电量水平应按表 10.0.5 确定。

表 10.0.5 测量电压及允许的视在放电量水平

种 类			测量电压 (kV)	允许的视在放电量水平(pC)	
				环氧树脂及 其他干式	油浸式和 气体式
电 流 互 感 器			$1.2U_m/\sqrt{3}$	50	20
			U_m	100	50
电 压 互 感 器	$\geq 66\text{kV}$		$1.2U_m/\sqrt{3}$	50	20
			U_m	100	50
	35kV	全绝缘结构(一次绕组均接高压)	$1.2U_m$	100	50
		半绝缘结构(一次绕组一端直接接地)	$1.2U_m/\sqrt{3}$	50	20
			$1.2U_m$ (必要时)	100	50

注: U_m 是设备最高电压(方均根值)。

10.0.6 互感器交流耐压试验,应符合下列规定:

1 应按出厂试验电压的 80% 进行,并应在高压侧监视施加电压;

2 电压等级 66kV 及以上的油浸式互感器,交流耐压前后宜各进行一次绝缘油色谱分析;

3 电磁式电压互感器(包括电容式电压互感器的电磁单元)应按下列规定进行感应耐压试验:

1) 试验电源频率和施加试验电压时间应符合本标准第 8.0.13 条第 4 款的规定;

2) 感应耐压试验前后,应各进行一次额定电压时的空载电流测量,两次测得值相比不应有明显差别;

3) 对电容式电压互感器的中间电压变压器进行感应耐压试验时,应将耦合电容分压器、阻尼器及限幅装置拆开。由于产品结构原因现场无条件拆开时,可不进行感应耐压试验。

4 电压等级 220kV 以上的 SF₆ 气体绝缘互感器,特别是电压等级为 500kV 的互感器,宜在安装完毕的情况下进行交流耐压试验;在耐压试验前,宜开展 U_m 电压下的老练试验,时间应为 15min;

5 二次绕组间及其对箱体(接地)的工频耐压试验电压应为 2kV,可用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻试验替代;

6 电压等级 110kV 及以上的电流互感器末屏及电压互感器接地端(N)对地的工频耐受电压应为 2kV,可用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻试验替代。

10.0.7 绝缘介质性能试验,应符合下列规定:

1 绝缘油的性能应符合本标准表 19.0.1 及表 19.0.2 的规定;

2 充入 SF₆ 气体的互感器,应静放 24h 后取样进行检测,气体水分含量不应大于 250 μ L/L(20℃ 体积百分数),对于 750kV 电压等级,气体水分含量不应大于 200 μ L/L;

3 电压等级在 66kV 以上的油浸式互感器,对绝缘性能有怀疑时,应进行油中溶解气体的色谱分析。油中溶解气体组分总烃含量不宜超过 $10\mu\text{L/L}$, H_2 含量不宜超过 $100\mu\text{L/L}$, C_2H_2 含量不宜超过 $0.1\mu\text{L/L}$ 。

10.0.8 绕组直流电阻测量,应符合下列规定:

1 电压互感器:一次绕组直流电阻测量值,与换算到同一温度下的出厂值比较,相差不宜大于 10%。二次绕组直流电阻测量值,与换算到同一温度下的出厂值比较,相差不宜大于 15%。

2 电流互感器:同型号、同规格、同批次电流互感器绕组的直流电阻和平均值的差异不宜大于 10%,一次绕组有串、并联接线方式时,对电流互感器的一次绕组的直流电阻测量应在正常运行方式下测量,或同时测量两种接线方式下的一次绕组的直流电阻,倒立式电流互感器单匝一次绕组的直流电阻之间的差异不宜大于 30%。当有怀疑时,应提高施加的测量电流,测量电流(直流值)不宜超过额定电流(方均根值)的 50%。

10.0.9 检查互感器的接线绕组组别和极性,应符合设计要求,并应与铭牌和标志相符。

10.0.10 互感器误差及变比测量,应符合下列规定:

1 用于关口计量的互感器(包括电流互感器、电压互感器和组合互感器)应进行误差测量;

2 用于非关口计量的互感器,应检查互感器变比,并应与制造厂铭牌值相符,对多抽头的互感器,可只检查使用分接的变比。

10.0.11 测量电流互感器的励磁特性曲线,应符合下列规定:

1 当继电保护对电流互感器的励磁特性有要求时,应进行励磁特性曲线测量;

2 当电流互感器为多抽头时,应测量当前拟定使用的抽头或最大变比的抽头。测量后应核对是否符合产品技术条件要求;

3 当励磁特性测量时施加的电压高于绕组允许值(电压峰值 4.5kV),应降低试验电源频率;

4 330kV 及以上电压等级的独立式、GIS 和套管式电流互感器,线路容量为 300MW 及以上容量的母线电流互感器及各种电压等级的容量超过 1200MW 的变电站带暂态性能的电流互感器,其具有暂态特性要求的绕组,应根据铭牌参数采用交流法(低频法)或直流法测量其相关参数,并应核查是否满足相关要求。

10.0.12 电磁式电压互感器的励磁曲线测量,应符合下列规定:

1 用于励磁曲线测量的仪表应为方均根值表,当发生测量结果与出厂试验报告和型式试验报告相差大于 30%时,应核对使用的仪表种类是否正确;

2 励磁曲线测量点应包括额定电压的 20%、50%、80%、100%和 120%;

3 对于中性点直接接地的电压互感器,最高测量点应为 150%;

4 对于中性点非直接接地系统,半绝缘结构电磁式电压互感器最高测量点应为 190%,全绝缘结构电磁式电压互感器最高测量点应为 120%。

10.0.13 电容式电压互感器(CVT)检测,应符合下列规定:

1 CVT 电容分压器电容量与额定电容值比较不宜超过 $-5\% \sim 10\%$,介质损耗因数 $\tan\delta$ 不应大于 0.2%;

2 叠装结构 CVT 电磁单元因结构原因不易将中压连线引出时,可不进行电容量和介质损耗因数($\tan\delta$)测试,但应进行误差试验;当误差试验结果不满足误差限值要求时,应断开电磁单元中压连接线,检测电磁单元各部件及电容分压器的电容量和介质损耗因数($\tan\delta$);

3 CVT 误差试验应在支架(柱)上进行;

4 当电磁单元结构许可,电磁单元检查应包括中间变压器的励磁曲线测量、补偿电抗器感抗测量、阻尼器和限幅器的性能检查,交流耐压试验按照电磁式电压互感器,施加电压应按出厂试验的 80%执行。

10.0.14 密封性能检查,应符合下列规定:

- 1 油浸式互感器外表应无可见油渍现象;
- 2 SF₆气体绝缘互感器定性检漏应无泄漏点,怀疑有泄漏点时应进行定量检漏,年泄漏率应小于1%。

11 真空断路器

11.0.1 真空断路器的试验项目,应包括下列内容:

- 1 测量绝缘电阻;
- 2 测量每相导电回路的电阻;
- 3 交流耐压试验;
- 4 测量断路器的分、合闸时间,测量分、合闸的同期性,测量合闸时触头的弹跳时间;
- 5 测量分、合闸线圈及合闸接触器线圈的绝缘电阻和直流电阻;
- 6 断路器操动机构的试验。

11.0.2 整体绝缘电阻值测量,应符合制造厂规定。

11.0.3 测量每相导电回路的电阻值,应符合下列规定:

- 1 测量应采用电流不小于 100A 的直流压降法;
- 2 测试结果应符合产品技术条件的规定。

11.0.4 交流耐压试验,应符合下列规定:

- 1 应在断路器合闸及分闸状态下进行交流耐压试验;
- 2 当在合闸状态下进行时,真空断路器的交流耐受电压应符合表 11.0.4 的规定;
- 3 当在分闸状态下进行时,真空灭弧室断口间的试验电压应按产品技术条件的规定,当产品技术文件没有特殊规定时,真空断路器的交流耐受电压应符合表 11.0.4 的规定;

表 11.0.4 真空断路器的交流耐受电压

额定电压(kV)	1min 工频耐受电压(kV)有效值			
	相对地	相间	断路器断口	隔离断口
3.6	25/18	25/18	25/18	27/20
7.2	30/23	30/23	30/23	34/27

续表 11.0.4

额定电压(kV)	1min 工频耐受电压(kV)有效值			
	相对地	相间	断路器断口	隔离断口
12	42/30	42/30	42/30	48/36
24	65/50	65/50	65/50	79/64
40.5	95/80	95/80	95/80	118/103
72.5	140	140	140	180
	160	160	160	200

注：斜线下的数值为中性点接地系统使用的数值，亦为湿试时的数值。

4 试验中不应发生贯穿性放电。

11.0.5 测量断路器主触头的分、合闸时间，测量分、合闸的同期性，测量合闸过程中触头接触后的弹跳时间，应符合下列规定：

1 合闸过程中触头接触后的弹跳时间，40.5kV 以下断路器不应大于 2ms，40.5kV 及以上断路器不应大于 3ms；对于电流 3kA 及以上的 10kV 真空断路器，弹跳时间如不满足小于 2ms，应符合产品技术条件的规定；

2 测量应在断路器额定操作电压条件下进行；

3 实测数值应符合产品技术条件的规定。

11.0.6 测量分、合闸线圈及合闸接触器线圈的绝缘电阻和直流电阻，应符合下列规定：

1 测量分、合闸线圈及合闸接触器线圈的绝缘电阻值，不应低于 10MΩ；

2 测量分、合闸线圈及合闸接触器线圈的直流电阻值与产品出厂试验值相比应无明显差别。

11.0.7 断路器操动机构(不包括液压操作机构)的试验，应符合本标准附录 E 的规定。

12 六氟化硫断路器

12.0.1 六氟化硫 (SF₆) 断路器试验项目, 应包括下列内容:

- 1 测量绝缘电阻;
- 2 测量每相导电回路的电阻;
- 3 交流耐压试验;
- 4 断路器均压电容器的试验;
- 5 测量断路器的分、合闸时间;
- 6 测量断路器的分、合闸速度;
- 7 测量断路器的分、合闸同期性及配合时间;
- 8 测量断路器合闸电阻的投入时间及电阻值;
- 9 测量断路器分、合闸线圈绝缘电阻及直流电阻;
- 10 断路器操动机构的试验;
- 11 套管式电流互感器的试验;
- 12 测量断路器内 SF₆ 气体的含水量;
- 13 密封性试验;
- 14 气体密度继电器、压力表和压力动作阀的检查。

12.0.2 测量整体绝缘电阻值, 应符合产品技术文件规定。

12.0.3 每相导电回路的电阻值测量, 宜采用电流不小于 100A 的直流压降法。测试结果应符合产品技术条件的规定。

12.0.4 交流耐压试验, 应符合下列规定:

- 1 在 SF₆ 气压为额定值时进行, 试验电压应按出厂试验电压的 80%;
- 2 110kV 以下电压等级应进行合闸对地和断口间耐压试验;
- 3 罐式断路器应进行合闸对地和断口间耐压试验, 在

1. $2U_r/\sqrt{3}$ 电压下应进行局部放电检测；

4 500kV 定开距瓷柱式断路器应进行合闸对地和断口耐压试验。对于有断口电容器时，耐压频率应符合产品技术文件规定。

12.0.5 断路器均压电容器的试验，应符合下列规定：

1 断路器均压电容器的试验，应符合本标准第 18 章的有关规定；

2 罐式断路器的均压电容器试验可按制造厂的规定进行。

12.0.6 测量断路器的分、合闸时间，应符合下列规定：

1 测量断路器的分、合闸时间，应在断路器的额定操作电压、气压或液压下进行；

2 实测数值应符合产品技术条件的规定。

12.0.7 测量断路器的分、合闸速度，应符合下列规定：

1 测量断路器的分、合闸速度，应在断路器的额定操作电压、气压或液压下进行；

2 实测数值应符合产品技术条件的规定；

3 现场无条件安装采样装置的断路器，可不进行本试验。

12.0.8 测量断路器主、辅触头三相及同相各断口分、合闸的同期性及配合时间，应符合产品技术条件的规定。

12.0.9 测量断路器合闸电阻的投入时间及电阻值，应符合产品技术条件的规定。

12.0.10 测量断路器分、合闸线圈的绝缘电阻值，不应低于 $10M\Omega$ ，直流电阻值与产品出厂试验值相比应无明显差别。

12.0.11 断路器操动机构(不包括永磁操作机构)的试验，应符合本标准附录 E 的规定。

12.0.12 套管式电流互感器的试验，应按本标准第 10 章的有关规定进行。

12.0.13 测量断路器内 SF_6 气体的含水量($20^\circ C$ 的体积分数)，应按现行国家标准《额定电压 72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备》GB 7674 和《六氟化硫电气设备中气体管理和检测导则》

GB/T 8905 的有关规定执行,并应符合下列规定:

- 1 与灭弧室相通的气室,应小于 $150\mu\text{L}/\text{L}$;
- 2 不与灭弧室相通的气室,应小于 $250\mu\text{L}/\text{L}$;
- 3 SF_6 气体的含水量测定应在断路器充气 24h 后进行。

12.0.14 密封试验,应符合下列规定:

1 试验方法可采用灵敏度不低于 1×10^{-6} (体积比)的检漏仪对断路器各密封部位、管道接头等处进行检测,检漏仪不应报警;

2 必要时可采用局部包扎法进行气体泄漏测量。以 24h 的漏气量换算,每一个气室年漏气率不应大于 0.5%;

3 密封试验应在断路器充气 24h 以后,且应在开关操动试验后进行。

12.0.15 气体密度继电器、压力表和压力动作阀的检查,应符合下列规定:

1 在充气过程中检查气体密度继电器及压力动作阀的动作值,应符合产品技术条件的规定;

2 对单独运到现场的表计,应进行核对性检查。

13 六氟化硫封闭式组合电器

13.0.1 六氟化硫封闭式组合电器的试验项目,应包括下列内容:

- 1 测量主回路的导电电阻;
- 2 封闭式组合电器内各元件的试验;
- 3 密封性试验;
- 4 测量六氟化硫气体含水量;
- 5 主回路的交流耐压试验;
- 6 组合电器的操动试验;
- 7 气体密度继电器、压力表和压力动作阀的检查。

13.0.2 测量主回路的导电电阻值,应符合下列规定:

- 1 测量主回路的导电电阻值,宜采用电流不小于 100A 的直流压降法;
- 2 测试结果不应超过产品技术条件规定值的 1.2 倍。

13.0.3 封闭式组合电器内各元件的试验,应符合下列规定:

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

13.0.4 密封性试验,应符合下列规定:

- 1 密封性试验方法,可采用灵敏度不低于 1×10^{-6} (体积比) 的检漏仪对各气室密封部位、管道接头等处进行检测,检漏仪不应报警;
- 2 必要时可采用局部包扎法进行气体泄漏测量。以 24h 的漏气量换算,每一个气室年漏气率不应大于 1%,750kV 电压等级的不应大于 0.5%;

3 密封试验应在封闭式组合电器充气 24h 以后,且组合操动试验后进行。

13.0.5 测量六氟化硫气体含水量,应符合下列规定:

1 测量六氟化硫气体含水量(20℃的体积分数),应按现行国家标准《额定电压 72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备》GB 7674 和《六氟化硫电气设备中气体管理和检测导则》GB/T 8905 的有关规定执行;

2 有电弧分解的隔室,应小于 $150\mu\text{L/L}$;

3 无电弧分解的隔室,应小于 $250\mu\text{L/L}$;

4 气体含水量的测量应在封闭式组合电器充气 24h 后进行。

13.0.6 交流耐压试验,应符合下列规定:

1 试验程序和方法,应按产品技术条件或现行行业标准《气体绝缘封闭开关设备现场耐压及绝缘试验导则》DL/T 555 的有关规定执行,试验电压值应为出厂试验电压的 80%;

2 主回路在 $1.2U_r/\sqrt{3}$ 电压下,应进行局部放电检测。

13.0.7 组合电器的操动试验,应符合下列规定:

1 进行组合电器的操动试验时,联锁与闭锁装置动作应准确可靠;

2 电动、气动或液压装置的操动试验,应按产品技术条件的规定进行。

13.0.8 气体密度继电器、压力表和压力动作阀的检查,应符合下列规定:

1 在充气过程中检查气体密度继电器及压力动作阀的动作值,应符合产品技术条件的规定;

2 对单独运到现场的表计,应进行核对性检查。

14 隔离开关、负荷开关及高压熔断器

14.0.1 隔离开关、负荷开关及高压熔断器的试验项目,应包括下列内容:

- 1 测量绝缘电阻;
- 2 测量高压限流熔丝管熔丝的直流电阻;
- 3 测量负荷开关导电回路的电阻;
- 4 交流耐压试验;
- 5 检查操动机构线圈的最低动作电压;
- 6 操动机构的试验。

14.0.2 测量绝缘电阻,应符合下列规定:

- 1 应测量隔离开关与负荷开关的有机材料传动杆的绝缘电阻;
- 2 隔离开关与负荷开关的有机材料传动杆的绝缘电阻值,在常温下不应低于表 14.0.2 的规定。

表 14.0.2 有机材料传动杆的绝缘电阻值

额定电压(kV)	3.6~12	24~40.5	72.5~252	363~800
绝缘电阻值(MΩ)	1200	3000	6000	10000

14.0.3 测量高压限流熔丝管熔丝的直流电阻值,与同型号产品相比不应有明显差别。

14.0.4 测量负荷开关导电回路的电阻值,应符合下列规定:

- 1 宜采用电流不小于 100A 的直流压降法;
- 2 测试结果不应超过产品技术条件规定。

14.0.5 交流耐压试验,应符合下列规定:

- 1 三相同一箱体的负荷开关,应按相间及相对地进行耐压试验,还应按产品技术条件规定进行每个断口的交流耐压试验。试

验电压应符合本标准表 11.0.4 的规定；

2 35kV 及以下电压等级的隔离开关应进行交流耐压试验，可在母线安装完毕后一起进行，试验电压应符合本标准附录 F 的规定。

14.0.6 检查操动机构线圈的最低动作电压，应符合制造厂的规定。

14.0.7 操动机构的试验，应符合下列规定：

1 动力式操动机构的分、合闸操作，当其电压或气压在下列范围时，应保证隔离开关的主闸刀或接地闸刀可靠地分闸和合闸：

1) 电动机操动机构：当电动机接线端子的电压在其额定电压的 80%~110% 范围内时；

2) 压缩空气操动机构：当气压在其额定气压的 85%~110% 范围内时；

3) 二次控制线圈和电磁闭锁装置：当其线圈接线端子的电压在其额定电压的 80%~110% 范围内时。

2 隔离开关、负荷开关的机械或电气闭锁装置应准确可靠。

3 具有可调电源时，可进行高于或低于额定电压的操动试验。

15 套 管

15.0.1 套管的试验项目,应包括下列内容:

- 1 测量绝缘电阻;
- 2 测量 20kV 及以上非纯瓷套管的介质损耗因数($\tan\delta$)和电容值;
- 3 交流耐压试验;
- 4 绝缘油的试验(有机复合绝缘套管除外);
- 5 SF₆套管气体试验。

15.0.2 测量绝缘电阻,应符合下列规定:

- 1 套管主绝缘电阻值不应低于 10000M Ω ;
- 2 末屏绝缘电阻值不宜小于 1000M Ω 。当末屏对地绝缘电阻小于 1000M Ω 时,应测量其 $\tan\delta$,不应大于 2%。

15.0.3 测量 20kV 及以上非纯瓷套管的主绝缘介质损耗因数($\tan\delta$)和电容值,应符合下列规定:

- 1 在室温不低于 10℃ 的条件下,套管主绝缘介质损耗因数 $\tan\delta$ (%)应符合表 15.0.3 的规定;

表 15.0.3 套管主绝缘介质损耗因数 $\tan\delta$ (%)

套管主绝缘类型	$\tan\delta$ (%)最大值
油浸纸	0.7(当电压 $U_m \geq 500$ kV 时为 0.5)
胶浸纸	0.7
胶粘纸	1.0(当电压 35kV 及以下时为 1.5)
气体浸渍膜	0.5
气体绝缘电容式	0.5
浇铸或模塑树脂	1.5(当电压 $U_m = 750$ kV 时为 0.8)

续表 15.0.3

套管主绝缘类型	$\tan\delta$ (%)最大值
油脂覆膜	0.5
胶浸纤维	0.5
组合	由供需双方商定
其他	由供需双方商定

2 电容型套管的实测电容量值与产品铭牌数值或出厂试验值相比,允许偏差应为 $\pm 5\%$ 。

15.0.4 交流耐压试验,应符合下列规定:

1 试验电压应符合本标准附录 F 的规定;

2 穿墙套管、断路器套管、变压器套管、电抗器及消弧线圈套管,均可随母线或设备一起进行交流耐压试验。

15.0.5 绝缘油的试验,应符合下列规定:

1 套管中的绝缘油应有出厂试验报告,现场可不进行试验。当有下列情况之一者,应取油样进行水含量和色谱试验,并将试验结果与出厂试验报告比较:

- 1) 套管主绝缘的介质损耗因数($\tan\delta$)超过本标准表 15.0.3 中的规定值;
- 2) 套管密封损坏,抽压或测量小套管的绝缘电阻不符合要求;
- 3) 套管由于渗漏等原因需要重新补油时。

2 套管绝缘油的补充或更换时进行的试验,应符合下列规定:

- 1) 换油时应按本标准表 19.0.1 的规定进行;
- 2) 电压等级为 750kV 的套管绝缘油,宜进行油中溶解气体的色谱分析;油中溶解气体组分总烃含量不应超过 $10\mu\text{L/L}$, H_2 含量不应超过 $150\mu\text{L/L}$, C_2H_2 含量不应超过 $0.1\mu\text{L/L}$;

3)补充绝缘油时,除应符合本款第 1)项和第 2)项规定外,尚应符合本标准第 19.0.3 条的规定;

4)充电缆油的套管需进行油的试验时,可按本标准表 17.0.7 的规定执行。

15.0.6 SF₆套管气体试验可按本标准第 10.0.7 条中第 2 款和第 10.0.14 条中第 2 款的规定执行。

16 悬式绝缘子和支柱绝缘子

16.0.1 悬式绝缘子和支柱绝缘子的试验项目,应包括下列内容:

- 1 测量绝缘电阻;
- 2 交流耐压试验。

16.0.2 测量绝缘电阻值,应符合下列规定:

1 用于 330kV 及以下电压等级的悬式绝缘子的绝缘电阻值,不应低于 300M Ω ;用于 500kV 及以上电压等级的悬式绝缘子不应低于 500M Ω ;

2 35kV 及以下电压等级的支柱绝缘子的绝缘电阻值,不应低于 500M Ω ;

3 采用 2500V 兆欧表测量绝缘子绝缘电阻值,可按同批产品数量的 10%抽查;

4 棒式绝缘子可不进行此项试验;

5 半导体釉绝缘子的绝缘电阻,应符合产品技术条件的规定。

16.0.3 交流耐压试验,应符合下列规定:

1 35kV 及以下电压等级的支柱绝缘子应进行交流耐压试验,可在母线安装完毕后一起进行,试验电压应符合本标准附录 F 的规定。

2 35kV 多元件支柱绝缘子的交流耐压试验值,应符合下列规定:

- 1)两个胶合元件者,每元件交流耐压试验值应为 50kV;
- 2)三个胶合元件者,每元件交流耐压试验值应为 34kV。

3 悬式绝缘子的交流耐压试验电压值应为 60kV。

17 电力电缆线路

17.0.1 电力电缆线路的试验项目,应包括下列内容:

- 1 主绝缘及外护层绝缘电阻测量;
- 2 主绝缘直流耐压试验及泄漏电流测量;
- 3 主绝缘交流耐压试验;
- 4 外护套直流耐压试验;
- 5 检查电缆线路两端的相位;
- 6 充油电缆的绝缘油试验;
- 7 交叉互联系统试验;
- 8 电力电缆线路局部放电测量。

17.0.2 电力电缆线路交接试验,应符合下列规定:

1 橡塑绝缘电力电缆可按本标准第 17.0.1 条第 1、3、5 和 8 款进行试验,其中交流单芯电缆应增加本标准第 17.0.1 条第 4、7 款试验项目。额定电压 U_0/U 为 18/30kV 及以下电缆,当不具备条件时允许用有效值为 $3U_0$ 的 0.1Hz 电压施加 15min 或直流耐压试验及泄漏电流测量代替本标准第 17.0.5 条规定的交流耐压试验;

2 纸绝缘电缆可按本标准第 17.0.1 条第 1、2 和 5 款进行试验;

3 自容式充油电缆可按本标准第 17.0.1 条第 1、2、4、5、6、7 和 8 款进行试验;

4 应对电缆的每一相测量其主绝缘的绝缘电阻和进行耐压试验。对具有统包绝缘的三芯电缆,应分别对每一相进行,其他两相导体、金属屏蔽或金属套和铠装层应一起接地;对分相屏蔽的三芯电缆和单芯电缆,可一相或多相同时进行,非被试相导体、金属屏蔽或金属套和铠装层应一起接地;

5 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做耐压试验时,应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;

6 额定电压为 0.6/1kV 的电缆线路应用 2500V 兆欧表测量导体对地绝缘电阻代替耐压试验,试验时间应为 1min;

7 对交流单芯电缆外护套应进行直流耐压试验。

17.0.3 绝缘电阻测量,应符合下列规定:

1 耐压试验前后,绝缘电阻测量应无明显变化;

2 橡塑电缆外护套、内衬层的绝缘电阻不应低于 0.5MΩ/km;

3 测量绝缘电阻用兆欧表的额定电压等级,应符合下列规定:

1) 电缆绝缘测量宜采用 2500V 兆欧表,6/6kV 及以上电缆也可用 5000V 兆欧表;

2) 橡塑电缆外护套、内衬层的测量宜采用 500V 兆欧表。

17.0.4 直流耐压试验及泄漏电流测量,应符合下列规定:

1 直流耐压试验电压应符合下列规定:

1) 纸绝缘电缆直流耐压试验电压 U_t 可按下列公式计算:

对于统包绝缘(带绝缘):

$$U_t = 5 \times \frac{U_0 + U}{2} \quad (17.0.4-1)$$

对于分相屏蔽绝缘:

$$U_t = 5 \times U_0 \quad (17.0.4-2)$$

式中: U_0 —— 电缆导体对地或对金属屏蔽层间的额定电压;

U —— 电缆额定线电压。

2) 试验电压应符合表 17.0.4-1 的规定。

表 17.0.4-1 纸绝缘电缆直流耐压试验电压(kV)

电缆额定电压 U_0/U	1.8/3	3/3	3.6/6	6/6	6/10	8.7/10	21/35	26/35
直流试验电压	12	14	24	30	40	47	105	130

3)18/30kV 及以下电压等级的橡塑绝缘电缆直流耐压试验电压,应按下式计算:

$$U_t = 4 \times U_0 \quad (17.0.4-3)$$

4)充油绝缘电缆直流耐压试验电压,应符合表 17.0.4-2 的规定。

表 17.0.4-2 充油绝缘电缆直流耐压试验电压(kV)

电缆额定电压 U_0/U	48/66	64/110	127/220	190/330	290/500
直流试验电压	162	275	510	650	840

5)现场条件只允许采用交流耐压方法,当额定电压为 U_0/U 为 190/330kV 及以下时,应采用的交流电压的有效值为上列直流试验电压值的 42%,当额定电压 U_0/U 为 290/500kV 时,应采用的交流电压的有效值为上列直流试验电压值的 50%。

6)交流单芯电缆的外护套绝缘直流耐压试验,可按本标准第 17.0.8 条规定执行。

2 试验时,试验电压可分 4 阶段~6 阶段均匀升压,每阶段应停留 1min,并应读取泄漏电流值。试验电压升至规定值后应维持 15min,期间应读取 1min 和 15 min 时泄漏电流。测量时应消除杂散电流的影响。

3 纸绝缘电缆各相泄漏电流的不平衡系数(最大值与最小值之比)不应大于 2;当 6/10kV 及以上电缆的泄漏电流小于 $20\mu A$ 和 6kV 及以下电缆泄漏电流小于 $10\mu A$ 时,其不平衡系数可不作规定。

4 电缆的泄漏电流具有下列情况之一者,电缆绝缘可能有缺陷,应找出缺陷部位,并予以处理:

- 1)泄漏电流很不稳定;
- 2)泄漏电流随试验电压升高急剧上升;
- 3)泄漏电流随试验时间延长有上升现象。

17.0.5 交流耐压试验,应符合下列规定:

1 橡塑电缆应优先采用 20Hz~300Hz 交流耐压试验,试验电压和时间应符合表 17.0.5 的规定。

表 17.0.5 橡塑电缆 20Hz~300Hz 交流耐压试验电压和时间

额定电压 U_0/U	试 验 电 压	时间(min)
18/30kV 及以下	$2U_0$	15(或 60)
21/35kV~64/110kV	$2U_0$	60
127/220kV	$1.7U_0$ (或 $1.4U_0$)	60
190/330kV	$1.7U_0$ (或 $1.3U_0$)	60
290/500kV	$1.7U_0$ (或 $1.1U_0$)	60

2 不具备上述试验条件或有特殊规定时,可采用施加正常系统对地电压 24h 方法代替交流耐压。

17.0.6 检查电缆线路的两端相位,应与电网的相位一致。

17.0.7 充油电缆的绝缘油试验项目和要求应符合表 17.0.7 的规定。

表 17.0.7 充油电缆的绝缘油试验项目和要求

项 目	要 求		试验方法
击穿电压	电缆及附件内	对于 64/110 ~ 190/330kV, 不低于 50kV 对于 290/500kV, 不低于 60kV	按现行国家标准《绝缘油击穿电压测定法》GB/T 507
	压力箱中	不低于 50kV	
介质损耗因数	电缆及附件内	对于 64/110kV~127/220kV 的不大于 0.005 对于 190/330kV~290/500kV 的不大于 0.003	按《电力设备预防性试验规程》DL/T 596 中第 11.4.5.2 条
	压力箱中	不大于 0.003	

17.0.8 交叉互联系统试验,应符合本标准附录 G 的规定。

17.0.9 66kV 及以上橡塑绝缘电力电缆线路安装完成后,结合交流耐压试验可进行局部放电测量。

18 电 容 器

18.0.1 电容器的试验项目,应包括下列内容:

- 1 测量绝缘电阻;
- 2 测量耦合电容器、断路器电容器的介质损耗因数($\tan\delta$)及电容值;
- 3 电容测量;
- 4 并联电容器交流耐压试验;
- 5 冲击合闸试验。

18.0.2 测量绝缘电阻,应符合下列规定:

- 1 500kV 及以下电压等级的应采用 2500V 兆欧表,750kV 电压等级的应采用 5000V 兆欧表,测量耦合电容器、断路器电容器的绝缘电阻应在二极间进行;
- 2 并联电容器应在电极对外壳之间进行,并应采用 1000V 兆欧表测量小套管对地绝缘电阻,绝缘电阻均不应低于 500M Ω 。

18.0.3 测量耦合电容器、断路器电容器的介质损耗因数($\tan\delta$)及电容值,应符合下列规定:

- 1 测得的介质损耗因数($\tan\delta$)应符合产品技术条件的规定;
- 2 耦合电容器电容值的偏差应在额定电容值的 $-5\% \sim +10\%$ 范围内,电容器叠柱中任何两单元的实测电容之比与这两单元的额定电压之比值的倒数之差不应大于 5%;断路器电容器电容值的允许偏差应为额定电容值的 $\pm 5\%$ 。

18.0.4 电容测量,应符合下列规定:

- 1 对电容器组,应测量各相、各臂及总的电容值。
- 2 测量结果应符合现行国家标准《标称电压 1000V 以上交流电力系统用并联电容器 第 1 部分:总则》GB/T 11024.1 的规

定。电容器组中各相电容量的最大值和最小值之比,不应大于 1.02。

18.0.5 并联电容器的交流耐压试验,应符合下列规定:

1 并联电容器电极对外壳交流耐压试验电压值应符合表 18.0.5 的规定;

2 当产品出厂试验电压值不符合表 18.0.5 的规定时,交接试验电压应按产品出厂试验电压值的 75%进行;

3 交流耐压试验应历时 10s。

表 18.0.5 并联电容器电极对外壳交流耐压试验电压(kV)

额定电压	<1	1	3	6	10	15	20	35
出厂试验电压	3	6	18/25	23/32	30/42	40/55	50/65	80/95
交接试验电压	2.3	4.5	18.8	24	31.5	41.3	48.8	71.3

注:斜线下的数据为外绝缘的干耐受电压。

18.0.6 在电网额定电压下,对电力电容器组的冲击合闸试验应进行 3 次,熔断器不应熔断。

19 绝缘油和 SF₆ 气体

19.0.1 绝缘油的试验项目及标准,应符合表 19.0.1 的规定。

表 19.0.1 绝缘油的试验项目及标准

序号	项 目	标 准	说 明
1	外 状	透明,无杂质或悬浮物	外观目视
2	水溶性酸 (pH 值)	>5.4	按现行国家标准《运行中变压器油水溶性酸测定法》GB/T 7598 中的有关要求进行试验
3	酸值(以 KOH 计)(mg/g)	≤0.03	按现行国家标准《石油产品酸值测定法》GB/T 264 中的有关要求 进行试验
4	闪点(闭口)(℃)	≥135	按现行国家标准《闪点的测定 宾斯基-马丁闭口杯法》GB 261 中 的有关要求进行试验
5	水含量(mg/L)	330kV~750kV:≤10 220kV:≤15 110kV 及以下电压等 级:≤20	按现行国家标准《运行中变压器 油水分含量测定法(库伦法)》GB/T 7600 或《运行中变压器油、汽轮机油 水分测定法(气相色谱法)》GB/T 7601 中的有关要求 进行试验
6	界面张力 (25℃)(mN/m)	≥40	按现行国家标准《石油产品油对 水界面张力测定法(圆环法)》GB/T 6541 中的有关要求 进行试验
7	介质损耗因数 tanδ(%)	90℃时, 注入电气设备前≤0.5 注入电气设备后≤0.7	按现行国家标准《液体绝缘材料 相对电容率、介质损耗因数和直 流电阻率的测量》GB/T 5654 中 的有关要求进行试验

续表 19.0.1

序号	项 目	标 准	说 明
8	击穿电压(kV)	750kV: ≥ 70 500kV: ≥ 60 330kV: ≥ 50 66kV~220kV: ≥ 40 35kV 及以下电压等级: ≥ 35	1. 按现行国家标准《绝缘油击穿电压测定法》GB/T 507 中的有关要求进行试验 2. 该指标为平板电极测定值, 其他电极可参考现行国家标准《运行中变压器油质量》GB/T 7595
9	体积电阻率 (90℃)($\Omega \cdot m$)	$\geq 6 \times 10^{10}$	按国家现行标准《液体绝缘材料 相对电容率、介质损耗因数和直流电阻率的测量》GB/T 5654 或《电力用油体积电阻率测定法》DL/T 421 中的有关要求进行试验
10	油中含气量(%) (体积分数)	330kV~750kV: ≤ 1.0	按现行行业标准《绝缘油中含气量测定方法 真空压差法》DL/T 423 或《绝缘油中含气量的气相色谱测定法》DL/T 703 中的有关要求进行试验(只对 330kV 及以上电压等级进行)
11	油泥与沉淀物 (%)(质量分数)	≤ 0.02	按现行国家标准《石油和石油产品及添加剂机械杂质测定法》GB/T 511 中的有关要求进行试验
12	油中溶解气体 组分含量色谱 分析	见本标准有关章节	按国家现行标准《绝缘油中溶解气体组分含量的气相色谱测定法》GB/T 17623 或《变压器油中溶解气体分析和判断导则》GB/T 7252 及《变压器油中溶解气体分析和判断导则》DL/T 722 中的有关要求进行试验

续表 19.0.1

序号	项 目	标 准	说 明
13	变压器油中 颗粒度限值	500kV 及以上交流 变压器:投运前(热油 循环后)100mL 油中 大于 5 μ m 的颗粒数 ≤2000 个	按现行行业标准《变压器油中颗 粒度限值》DL/T 1096 中的有关 要求进行试验

19.0.2 新油验收及充油电气设备的绝缘油试验分类,应符合表 19.0.2 的规定。

表 19.0.2 电气设备绝缘油试验分类

试验类别	适 用 范 围
击穿电压	1. 6kV 以上电气设备内的绝缘油或新注入设备前、后的绝缘油。 2. 对下列情况之一者,可不进行击穿电压试验: 1)35kV 以下互感器,其主绝缘试验已合格的; 2)按本标准有关规定不需取油的
简化分析	准备注入变压器、电抗器、互感器、套管的新油,应按表 19.0.1 中的第 2 项~第 9 项规定进行
全分析	对油的性能有怀疑时,应按本标准表 19.0.1 中的全部项目进行

19.0.3 当绝缘油需要进行混合时,在混合前应按混油的实际使用比例先取混油样进行分析,其结果应符合现行国家标准《运行变压器油维护管理导则》GB/T 14542 有关规定;混油后还应按本标准表 19.0.4 中的规定进行绝缘油的试验。

19.0.4 SF₆新气到货后,充入设备前应对每批次的气瓶进行抽检,并应按现行国家标准《工业六氟化硫》GB 12022 验收,SF₆新到气瓶抽检比例宜符合表 19.0.4 的规定,其他每瓶可只测定含水量。

表 19.0.4 SF₆新到气瓶抽检比例

每批气瓶数	选取的最少气瓶数
1	1
2~40	2
41~70	3
71 以上	4

19.0.5 SF₆气体在充入电气设备 24h 后方可进行试验。

20 避 雷 器

20.0.1 金属氧化物避雷器的试验项目,应包括下列内容:

- 1 测量金属氧化物避雷器及基座绝缘电阻;
- 2 测量金属氧化物避雷器的工频参考电压和持续电流;
- 3 测量金属氧化物避雷器直流参考电压和 0.75 倍直流参考电压下的泄漏电流;
- 4 检查放电计数器动作情况及监视电流表指示;
- 5 工频放电电压试验。

20.0.2 各类金属氧化物避雷器的交接试验项目,应符合下列规定:

1 无间隙金属氧化物避雷器可按本标准第 20.0.1 条第 1~4 款规定进行试验,不带均压电容器的无间隙金属氧化物避雷器,第 2 款和第 3 款可选做一款试验,带均压电容器的无间隙金属氧化物避雷器,应做第 2 款试验;

2 有间隙金属氧化物避雷器可按本标准第 20.0.1 条第 1 款和第 5 款的规定进行试验。

20.0.3 测量金属氧化物避雷器及基座绝缘电阻,应符合下列规定:

1 35kV 以上电压等级,应采用 5000V 兆欧表,绝缘电阻不应小于 2500M Ω ;

2 35kV 及以下电压等级,应采用 2500V 兆欧表,绝缘电阻不应小于 1000M Ω ;

3 1kV 以下电压等级,应采用 500V 兆欧表,绝缘电阻不应小于 2M Ω ;

4 基座绝缘电阻不应低于 5 M Ω 。

20.0.4 测量金属氧化物避雷器的工频参考电压和持续电流,应符合下列规定:

1 金属氧化物避雷器对应于工频参考电流下的工频参考电压,整支或分节进行的测试值,应符合现行国家标准《交流无间隙金属氧化物避雷器》GB 11032 或产品技术条件的规定;

2 测量金属氧化物避雷器在避雷器持续运行电压下的持续电流,其阻性电流和全电流值应符合产品技术条件的规定。

20.0.5 测量金属氧化物避雷器直流参考电压和 0.75 倍直流参考电压下的泄漏电流,应符合下列规定:

1 金属氧化物避雷器对应于直流参考电流下的直流参考电压,整支或分节进行的测试值,不应低于现行国家标准《交流无间隙金属氧化物避雷器》GB 11032 规定值,并应符合产品技术条件的规定。实测值与制造厂实测值比较,其允许偏差应为 $\pm 5\%$;

2 0.75 倍直流参考电压下的泄漏电流值不应大于 $50\mu\text{A}$,或符合产品技术条件的规定。750kV 电压等级的金属氧化物避雷器应测试 1mA 和 3mA 下的直流参考电压值,测试值应符合产品技术条件的规定;0.75 倍直流参考电压下的泄漏电流值不应大于 $65\mu\text{A}$,尚应符合产品技术条件的规定;

3 试验时若整流回路中的波纹系数大于 1.5% 时,应加装滤波电容器,可为 $0.01\mu\text{F}\sim 0.1\mu\text{F}$,试验电压应在高压侧测量。

20.0.6 检查放电计数器的动作应可靠,避雷器监视电流表指示应良好。

20.0.7 工频放电电压试验,应符合下列规定:

1 工频放电电压,应符合产品技术条件的规定;

2 工频放电电压试验时,放电后应快速切除电源,切断电源时间不应大于 0.5s,过流保护动作电流应控制在 $0.2\text{A}\sim 0.7\text{A}$ 之间。

21 电 除 尘 器

21.0.1 电除尘器的试验项目,应包括下列内容:

- 1 电除尘整流变压器试验;
- 2 绝缘子、隔离开关及瓷套管的绝缘电阻测量和耐压试验;
- 3 电除尘器振打及加热装置的电气设备试验;
- 4 测量接地电阻;
- 5 空载升压试验。

21.0.2 电除尘整流变压器试验,应符合下列规定:

- 1 测量整流变压器低压绕组的绝缘电阻和直流电阻,其直流电阻值应与同温度下产品出厂试验值比较,变化不应大于 2%;
- 2 测量取样电阻、阻尼电阻的电阻值,其电阻值应符合产品技术条件的规定,检查取样电阻、阻尼电阻的连接情况应良好;
- 3 用 2500V 兆欧表测量高压侧对地正向电阻应接近于零,反向电阻应符合厂家技术文件规定;
- 4 绝缘油击穿电压应符合本标准表 19.0.1 相关规定;对绝缘油性能有怀疑时,应按本标准 19 章的有关规定执行;
- 5 在进行器身检查时,应符合下列规定:
 - 1) 应按本标准第 8.0.7 条规定测量整流变压器及直流电抗器铁心穿芯螺栓的绝缘电阻;
 - 2) 测量整流变压器高压绕组及直流电抗器绕组的绝缘电阻和直流电阻,其直流电阻值应与同温度下产品出厂试验值比较,变化不应大于 2%;
 - 3) 应采用 2500V 兆欧表测量硅整流元件及高压套管对地绝缘电阻。测量时硅整流元件两端应短路,绝缘电阻值不应低于产品出厂试验值的 70%。

21.0.3 绝缘子、隔离开关及瓷套管的绝缘电阻测量和耐压试验,应符合下列规定:

1 绝缘子、隔离开关及瓷套管应在安装前进行绝缘电阻测量和耐压试验;

2 应采用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻;绝缘电阻值不应低于 1000M Ω ;

3 对用于同极距在 300mm~400mm 电场的耐压应采用直流耐压 100kV 或交流耐压 72kV,持续时间应为 1min,应无闪络;

4 对用于其他极距电场,耐压试验标准应符合产品技术条件的规定。

21.0.4 电除尘器振打及加热装置的电气设备试验,应符合下列规定:

1 测量振打电机、加热器的绝缘电阻,振打电机绝缘电阻值不应小于 0.5M Ω ,加热器绝缘电阻不应小于 5M Ω ;

2 交流电机、二次回路、配电装置和馈电线路及低压电器的试验,应按本标准第 7 章、第 22 章、第 23 章、第 26 章的规定进行。

21.0.5 测量电除尘器本体的接地电阻不应大于 1 Ω 。

21.0.6 空载升压试验,应符合下列规定:

1 空载升压试验前应测量电场的绝缘电阻,应采用 2500V 兆欧表,绝缘电阻值不应低于 1000M Ω ;

2 同极距为 300mm 的电场,电场电压应升至 55kV 以上,应无闪络。同极距每增加 20mm,电场电压递增不应少于 2.5kV;

3 当海拔高于 1000m 但不超过 4000m 时,海拔每升高 100m,电场电压值可降低 1%。

22 二次回路

22.0.1 二次回路的试验项目,应包括下列内容:

- 1 测量绝缘电阻;
- 2 交流耐压试验。

22.0.2 测量绝缘电阻,应符合下列规定:

- 1 应按本标准第 3.0.9 条的规定,根据电压等级选择兆欧表;
- 2 小母线在断开所有其他并联支路时,不应小于 $10\text{M}\Omega$;
- 3 二次回路的每一支路和断路器、隔离开关的操动机构的电源回路等,均不应小于 $1\text{M}\Omega$ 。在比较潮湿的地方,不可小于 $0.5\text{M}\Omega$ 。

22.0.3 交流耐压试验,应符合下列规定:

- 1 试验电压应为 1000V 。当回路绝缘电阻值在 $10\text{M}\Omega$ 以上时,可采用 2500V 兆欧表代替,试验持续时间应为 1min ,尚应符合产品技术文件规定;
- 2 48V 及以下电压等级回路可不做交流耐压试验;
- 3 回路中有电子元器件设备的,试验时应将插件拔出或将其两端短接。

23 1kV 及以下电压等级配电装置和馈电线路

23.0.1 1kV 及以下电压等级配电装置和馈电线路的试验项目，应包括下列内容：

- 1 测量绝缘电阻；
- 2 动力配电装置的交流耐压试验；
- 3 相位检查。

23.0.2 测量绝缘电阻，应符合下列规定：

- 1 应按本标准第 3.0.9 条的规定，根据电压等级选择兆欧表；
- 2 配电装置及馈电线路的绝缘电阻值不应小于 $0.5\text{M}\Omega$ ；
- 3 测量馈电线路绝缘电阻时，应将断路器(或熔断器)、用电设备、电器和仪表等断开。

23.0.3 动力配电装置的交流耐压试验，应符合下列规定：

- 1 各相对地试验电压应为 1000V。当回路绝缘电阻值在 $10\text{M}\Omega$ 以上时，可采用 2500V 兆欧表代替，试验持续时间应为 1min，尚应符合产品技术规定；
- 2 48V 及以下电压等级配电装置可不做耐压试验。

23.0.4 检查配电装置内不同电源的馈线间或馈线两侧的相位应一致。

24 1kV 以上架空电力线路

24.0.1 1kV 以上架空电力线路的试验项目,应包括下列内容:

- 1 测量绝缘子和线路的绝缘电阻;
- 2 测量 110(66)kV 及以上线路的工频参数;
- 3 检查相位;
- 4 冲击合闸试验;
- 5 测量杆塔的接地电阻。

24.0.2 测量绝缘子和线路的绝缘电阻,应符合下列规定:

- 1 绝缘子绝缘电阻的试验应按本标准第 16 章的规定执行;
- 2 应测量并记录线路的绝缘电阻值。

24.0.3 测量 110(66)kV 及以上线路的工频参数可根据继电保护、过电压等专业的要求进行。

24.0.4 检查各相两侧的相位应一致。

24.0.5 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。

24.0.6 测量杆塔的接地电阻值,应符合设计文件的规定。

25 接 地 装 置

25.0.1 电气设备和防雷设施的接地装置的试验项目,应包括下列内容:

- 1 接地网电气完整性测试;
- 2 接地阻抗;
- 3 场区地表电位梯度、接触电位差、跨步电压和转移电位测量。

25.0.2 接地网电气完整性测试,应符合下列规定:

1 应测量同一接地网的各相邻设备接地线之间的电气导通情况,以直流电阻值表示;

- 2 直流电阻值不宜大于 0.05Ω 。

25.0.3 接地阻抗测量,应符合下列规定:

1 接地阻抗值应符合设计文件规定,当设计文件没有规定时应符合表 25.0.3 的要求;

2 试验方法可按现行行业标准《接地装置特性参数测量导则》DL 475 的有关规定执行,试验时应排除与接地网连接的架空地线、电缆的影响;

- 3 应在扩建接地网与原接地网连接后进行全场全面测试。

表 25.0.3 接地阻抗值

接地网类型	要 求
有效接地系统	$Z \leq 2000/I$ 或当 $I > 4000\text{A}$ 时, $Z \leq 0.5\Omega$ 式中: I ——经接地装置流入地中的短路电流(A); Z ——考虑季节变化的最大接地阻抗(Ω)。 当接地阻抗不符合以上要求时,可通过技术经济比较增大接地阻抗,但不得大于 5Ω 。并结合地面电位测量对接地装置综合分析和采取隔离措施

续表 25.0.3

接地网类型	要 求
非有效接地系统	1. 当接地网与 1kV 及以下电压等级设备共用接地时, 接地阻抗 $Z \leq 120/I$ 。 2. 当接地网仅用于 1kV 以上设备时, 接地阻抗 $Z \leq 250/I$ 。 3. 上述两种情况下, 接地阻抗不得大于 10Ω
1kV 以下电力设备	使用同一接地装置的所有这类电力设备, 当总容量 $\geq 100\text{kVA}$ 时, 接地阻抗不宜大于 4Ω , 当总容量 $< 100\text{kVA}$ 时, 则接地阻抗可大于 4Ω , 但不应大于 10Ω
独立微波站	不宜大于 5Ω
独立避雷针	不宜大于 10Ω 当与接地网连在一起时可不单独测量
发电厂烟囱附近的吸风机及该处装设的集中接地装置	不宜大于 10Ω 当与接地网连在一起时可不单独测量
独立的燃油、易爆气体储罐及其管道	不宜大于 30Ω , 无独立避雷针保护的露天储罐不应超过 10Ω
露天配电装置的集中接地装置及独立避雷针(线)	不宜大于 10Ω
有架空地线的线路杆塔	1. 当杆塔高度在 40m 以下时, 应符合下列规定: 1) 土壤电阻率 $\leq 500\Omega \cdot \text{m}$ 时, 接地阻抗不应大于 10Ω ; 2) 土壤电阻率 $500\Omega \cdot \text{m} \sim 1000\Omega \cdot \text{m}$ 时, 接地阻抗不应大于 20Ω ; 3) 土壤电阻率 $1000\Omega \cdot \text{m} \sim 2000\Omega \cdot \text{m}$ 时, 接地阻抗不应大于 25Ω ; 4) 土壤电阻率 $> 2000\Omega \cdot \text{m}$ 时, 接地阻抗不应大于 30Ω 。 2. 当杆塔高度 $\geq 40\text{m}$ 时, 取上述值的 50%, 但当土壤电阻率大于 $2000\Omega \cdot \text{m}$, 接地阻抗难以满足不大于 15Ω 时, 可不大于 20Ω

续表 25.0.3

接地网类型	要 求
与架空线直接连接的 旋转电机进线段上 避雷器	不宜大于 3Ω
无架空地线的 线路杆塔	1. 对于非有效接地系统的钢筋混凝土杆、金属杆,不宜大于 30Ω 。 2. 对于中性点不接地的低压电力网线路的钢筋混凝土杆、金属杆,不宜大于 50Ω 。 3. 对于低压进户线绝缘子铁脚,不宜大于 30Ω

25.0.4 场区地表电位梯度、接触电位差、跨步电压和转移电位测量,应符合下列规定:

1 对于大型接地装置宜测量场区地表电位梯度、接触电位差、跨步电压和转移电位,试验方法可按现行行业标准《接地装置特性参数测量导则》DL 475 的有关规定执行,试验时应排除与接地网连接的架空地线、电缆的影响;

2 当接地网接地阻抗不满足要求时,应测量场区地表电位梯度、接触电位差、跨步电压和转移电位,并应进行综合分析。

26 低 压 电 器

26.0.1 低压电器的试验项目,应包括下列内容:

- 1 测量低压电器连同所连接电缆及二次回路的绝缘电阻;
- 2 电压线圈动作值校验;
- 3 低压电器动作情况检查;
- 4 低压电器采用的脱扣器的整定;
- 5 测量电阻器和变阻器的直流电阻;
- 6 低压电器连同所连接电缆及二次回路的交流耐压试验。

26.0.2 对安装在一、二级负荷场所的低压电器,应按本标准第 26.0.1 条第 2 款~第 4 款的规定进行交接试验。

26.0.3 测量低压电器连同所连接电缆及二次回路的绝缘电阻,应符合下列规定:

1 测量低压电器连同所连接电缆及二次回路的绝缘电阻值,不应小于 $1\text{M}\Omega$;

2 在比较潮湿的地方,不可小于 $0.5\text{M}\Omega$ 。

26.0.4 对电压线圈动作值进行校验时,线圈的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 75%~110%的范围内均能可靠工作。

26.0.5 对低压电器动作情况进行检查时,对于采用电动机或液压、气压传动方式操作的电器,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。

26.0.6 对低压电器采用的脱扣器的整定,各类过电流脱扣器、失压和分励脱扣器、延时装置等,应按使用要求进行整定。

26.0.7 测量电阻器和变阻器的直流电阻值,其差值应分别符合

产品技术条件的规定。电阻值应满足回路使用的要求。

26.0.8 对低压电器连同所连接电缆及二次回路进行交流耐压试验时,试验电压应为 1000V。当回路的绝缘电阻值在 $10\text{M}\Omega$ 以上时,可采用 2500V 兆欧表代替,试验持续时间应为 1min。

附录 A 特殊试验项目

表 A 特殊试验项目

序号	条款	内 容
1	4.0.4	定子绕组直流耐压试验
2	4.0.5	定子绕组交流耐压试验
3	4.0.14	测量转子绕组的交流阻抗和功率损耗
4	4.0.15	测量三相短路特性曲线
5	4.0.16	测量空载特性曲线
6	4.0.17	测量发电机空载额定电压下灭磁时间常数和转子过电压倍数
7	4.0.18	发电机定子残压
8	4.0.20	测量轴电压
9	4.0.21	定子绕组端部动态特性
10	4.0.22	定子绕组端部手包绝缘施加直流电压测量
11	4.0.23	转子通风试验
12	4.0.24	水流量试验
13	5.0.10	测录直流发电机的空载特性和以转子绕组为负载的励磁机负载特性曲线
14	6.0.5	测录空载特性曲线
15	8.0.11	变压器绕组变形试验
16	8.0.13	绕组连同套管的长时感应电压试验带局部放电测量
17	10.0.9(1)	用于关口计量的互感器(包括电流互感器、电压互感器和组合互感器)应进行误差测量

续表 A

序号	条款	内 容
18	10.0.12(2)	电容式电压互感器(CVT)检测 CVT 电磁单元因结构原因不能将中压联线引出时,必须进行误差试验,若对电容分压器绝缘有怀疑时,应打开电磁单元引出中压联线进行额定电压下的电容量和介质损耗因数 $\tan\delta$ 的测量
19	17.0.5	35kV 及以上电压等级橡塑电缆交流耐压试验
20	17.0.9	电力电缆线路局部放电测量
21	18.0.6	冲击合闸试验
22	20.0.3	测量金属氧化物避雷器的工频参考电压和持续电流
23	24.0.3	测量 110(66)kV 及以上线路的工频参数
24	25.0.4	场区地表电位梯度、接触电位差、跨步电压和转移电位测量
25	I.0.3	交叉互联性能检验
26	全标准中	110(66)kV 及以上电压等级电气设备的交、直流耐压试验(或高电压测试)
27	全标准中	各种电气设备的局部放电试验
28	全标准中	SF ₆ 气体(除含水量检验及检漏)和绝缘油(除击穿电压试验外)试验

附录 B 电机定子绕组绝缘电阻值换算至运行温度时的换算系数

B. 0. 1 电机定子绕组绝缘电阻值换算至运行温度时的换算系数应按表 B. 0. 1 的规定取值。

表 B. 0. 1 电机定子绕组绝缘电阻值换算至运行温度时的换算系数

定子绕组温度(℃)		70	60	50	40	30	20	10	5
换算系数 K	热塑性绝缘	1. 4	2. 8	5. 7	11. 3	22. 6	45. 3	90. 5	128
	B 级热固性绝缘	4. 1	6. 6	10. 5	16. 8	26. 8	43	68. 7	87

注：本表的运行温度，对于热塑性绝缘为 75℃，对于 B 级热固性绝缘为 100℃。

B. 0. 2 当在不同温度测量时，可按本标准表 B. 0. 1 所列温度换算系数进行换算。也可按下列公式进行换算：

对于热塑性绝缘：

$$R_t = R \times 2^{(75-t)/10} (M\Omega) \quad (B. 0. 2-1)$$

对于 B 级热固性绝缘：

$$R_t = R \times 1. 6^{(100-t)/10} (M\Omega) \quad (B. 0. 2-2)$$

式中：R——绕组热状态的绝缘电阻值；

R_t ——当温度为 t ℃ 时的绕组绝缘电阻值；

t ——测量时的温度。

附录 C 绕组连同套管的介质损耗因数 $\tan\delta(\%)$ 温度换算

C.0.1 绕组连同套管的介质损耗因数 $\tan\delta(\%)$ 温度换算,应按表 C.0.1 的规定取值。

表 C.0.1 介质损耗因数 $\tan\delta(\%)$ 温度换算系数

温度差 K	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
换算系数 A	1.15	1.3	1.5	1.7	1.9	2.2	2.5	2.9	3.3	3.7

注:1 表中 K 为实测温度减去 20°C 的绝对值;

2 测量温度以上层油温为准。

C.0.2 进行较大的温度换算且试验结果超过本标准第 8.0.11 条第 2 款规定时,应进行综合分析判断。

C.0.3 当测量时的温度差不是本标准表 C.0.1 中所列数值时,其换算系数 A 可用线性插入法确定。

C.0.4 绕组连同套管的介质损耗因数 $\tan\delta(\%)$ 温度换算,应符合下列规定:

1 温度系数可按下列式计算:

$$A = 1.3^{K/10} \quad (\text{C.0.4-1})$$

2 当测量温度在 20°C 以上时,校正到 20°C 时的介质损耗因数可按下列式计算:

$$\tan\delta_{20} = \tan\delta_t / A \quad (\text{C.0.4-2})$$

3 当测量温度在 20°C 以下时,校正到 20°C 时的介质损耗因数可按下列式计算:

$$\tan\delta_{20} = A \tan\delta_t \quad (\text{C.0.4-3})$$

式中: $\tan\delta_{20}$ ——校正到 20°C 时的介质损耗因数;

$\tan\delta_t$ ——在测量温度下的介质损耗因数。

附录 D 电力变压器和电抗器交流耐压试验电压

D.0.1 电力变压器和电抗器交流耐压试验电压值,应按表 D.0.1 的规定取值。

表 D.0.1 电力变压器和电抗器交流耐压试验电压值(kV)

系统标称电压	设备最高电压	交流耐受电压	
		油浸式电力变压器 和电抗器	干式电力变压器 和电抗器
≤1	≤1.1	—	2
3	3.6	14	8
6	7.2	20	16
10	12	28	28
15	17.5	36	30
20	24	44	40
35	40.5	68	56
66	72.5	112	—
110	126	160	—

D.0.2 110(66)kV 干式电抗器的交流耐压试验电压值,应按技术协议中规定的出厂试验电压值的 80% 执行。

D.0.3 额定电压 110(66)kV 及以上的电力变压器中性点交流耐压试验电压值,应按表 D.0.3 的规定取值。

表 D.0.3 额定电压 110(66)kV 及以上的电力变压器中性点交流耐压试验电压值(kV)

系统标称电压	设备最高电压	中性点接地方式	出厂交流 耐受电压	交接交流 耐受电压
66	—	—	—	—
110	126	不直接接地	95	76

续表 D.0.3

系统标称电压	设备最高电压	中性点接地方式	出厂交流 耐受电压	交接交流 耐受电压
220	252	直接接地	85	68
		不直接接地	200	160
330	363	直接接地	85	68
		不直接接地	230	184
500	550	直接接地	85	68
		经小阻抗接地	140	112
750	800	直接接地	150	120

附录 E 断路器操动机构的试验

E. 0.1 断路器合闸操作,应符合下列规定:

1 断路器操动机构合闸操作试验电压、液压在表 E. 0.1 范围内时,操动机构应可靠动作;

表 E. 0.1 断路器操动机构合闸操作试验电压、液压范围

电 压		液 压
直 流	交 流	
$(85\% \sim 110\%)U_n$	$(85\% \sim 110\%)U_n$	按产品规定的最低及最高值

注:对电磁机构,当断路器关合电流峰值小于 50kA 时,直流操作电压范围为 $(80\% \sim 110\%)U_n$ 。 U_n 为额定电源电压。

2 弹簧、液压操动机构的合闸线圈以及电磁、永磁操动机构的合闸接触器的动作要求,均应符合本条第 1 款的规定。

E. 0.2 断路器脱扣操作,应符合下列规定:

1 并联分闸脱扣器在分闸装置的额定电压的 65%~110% 时(直流)或 85%~110%(交流)范围内,交流时在分闸装置的额定电源频率下,应可靠地分闸;当此电压小于额定值的 30% 时,不应分闸;

2 附装失压脱扣器的,其动作特性应符合表 E. 0. 2-1 的规定;

表 E. 0. 2-1 附装失压脱扣器的脱扣试验

电源电压与 额定电源电压的比值	小于 35% *	大于 65%	大于 85%
失压脱扣器的工作状态	铁心应可靠地释放	铁心不得释放	铁心应可靠地吸合

注: * 当电压缓慢下降至规定比值时,铁心应可靠地释放。

3 附装过流脱扣器的,其额定电流不应小于 2.5A,附装过流脱扣器的脱扣试验,应符合表 E. 0. 2-2 的规定。

表 E. 0. 2-2 附装过流脱扣器的脱扣试验

过流脱扣器的种类	延时动作的	瞬时动作的
脱扣电流等级范围(A)	2.5~10	2.5~15
每级脱扣电流的准确度	±10%	
同一脱扣器各级脱扣电流准确度	±5%	

4 对于延时动作的过流脱扣器,应按制造厂提供的脱扣电流与动作时延的关系曲线进行核对。

另外,还应检查在预定时延終了前主回路电流降至返回值时,脱扣器不应动作。

E. 0. 3 断路器模拟操动试验,应符合下列规定:

1 当具有可调电源时,可在不同电压、液压条件下,对断路器进行就地或远控操作,每次操作断路器均应正确可靠地动作,其联锁及闭锁装置回路的动作应符合产品技术文件及设计规定;当无可调电源时,可只在额定电压下进行试验;

2 直流电磁、永磁或弹簧机构的操动试验,应按表 E. 0. 3-1 的规定进行;液压机构的操动试验,应按表 E. 0. 3-2 的规定进行;

表 E. 0. 3-1 直流电磁、永磁或弹簧机构的操动试验

操作类别	操作线圈端钮电压与额定电源电压的比值(%)	操作次数
合、分	110	3
合闸	85(80)	3
分闸	65	3
合、分、重合	100	3

注:括号内数字适用于装有自动重合闸装置的断路器及表 E. 0. 1“注”的情况。

表 E. 0. 3-2 液压机构的操动试验

操作类别	操作线圈端钮电压与 额定电源电压的比值(%)	操作液压	操作次数
合、分	110	产品规定的最高操作压力	3
合、分	100	额定操作压力	3
合	85(80)	产品规定的最低操作压力	3
分	65	产品规定的最低操作压力	3
合、分、重合	100	产品规定的最低操作压力	3

注：括号内数字适用于装有自动重合闸装置的断路器。

3 模拟操动试验应在液压的自动控制回路能准确、可靠动作状态下进行；

4 操动时，液压的压降允许值应符合产品技术条件的规定；

5 对于具有双分闸线圈的回路，应分别进行模拟操动试验。

6 对于断路器操动机构本身具有三相位置不一致自动分闸功能的，应根据需要做“投入”或“退出”处理。

附录 F 高压电气设备绝缘的工频耐压试验电压

表 F 高压电气设备绝缘的工频耐压试验电压

额定 电压 (kV)	最高 工作 电压 (kV)	1min 工频耐受电压(kV)有效值(湿试/干试)									
		电压互感器		电流互感器		穿墙套管		支柱绝缘子			
		出厂	交接	出厂	交接	出厂	交接	湿试		干试	
								出厂	交接	出厂	交接
3	3.6	18/25	14/20	18/25	14/20	18/25	15/20	18	14	25	20
6	7.2	23/30	18/24	23/30	18/24	23/30	18/26	23	18	32	26
10	12	30/42	24/33	30/42	24/33	30/42	26/36	30	24	42	34
15	17.5	40/55	32/44	40/55	32/44	40/55	34/47	40	32	57	46
20	24.0	50/65	40/52	50/65	40/52	50/65	43/55	50	40	68	54
35	40.5	80/95	64/76	80/95	64/76	80/95	68/81	80	64	100	80
66	72.5	140	112	140	112	140	119	140	112	165	132
		160	120	160	120	160	136	160	128	185	148
110	126	185/ 200	148/ 160	185/ 200	148/ 160	185/ 200	160/ 184	185	148	265	212
220	252	360	288	360	288	360	306	360	288	450	360
		395	316	395	316	395	336	395	316	495	396
330	363	460	368	460	368	460	391	570	456		
		510	408	510	408	510	434				

续表 F

额定 电压 (kV)	最高 工作 电压 (kV)	1min 工频耐受电压(kV)有效值(湿试/干试)									
		电压互感器		电流互感器		穿墙套管		支柱绝缘子			
								湿试		干试	
		出厂	交接	出厂	交接	出厂	交接	出厂	交接	出厂	交接
500	550	630	504	630	504	630	536				
		680	544	680	544	680	578	680	544		
		740	592	740	592	740	592				
750		900	720			900	765	900	720		
		960	768			960	816				

注：栏中斜线下的数值为该类设备的外绝缘干耐受电压。

附录 G 电力电缆线路交叉互联系统 试验方法和要求

G.0.1 交叉互联系统对地绝缘的直流耐压试验,应符合下列规定:

- 1 试验时应将护层过电压保护器断开;
- 2 应在互联箱中将另一侧的三段电缆金属套都接地,使绝缘接头的绝缘环也能结合在一起进行试验;
- 3 应在每段电缆金属屏蔽或金属套与地之间施加直流电压 10kV,加压时间应为 1min,不应击穿。

G.0.2 非线性电阻型护层过电压保护器试验,应符合下列规定:

- 1 对氧化锌电阻片施加直流参考电流后测量其压降,即直流参考电压,其值应在产品标准规定的范围之内;
- 2 测试非线性电阻片及其引线的对地绝缘电阻时,应将非线性电阻片的全部引线并联在一起与接地的外壳绝缘后,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 。

G.0.3 交叉互联性能检验,应符合下列规定:

- 1 所有互联箱连接片应处于正常工作位置,应在每相电缆导体中通以约 100A 的三相平衡试验电流;
- 2 应在保持试验电流不变的情况下,测量最靠近交叉互联箱处的金属套电流和对地电压。测量完毕应将试验电流降至零并切断电源;
- 3 应将最靠近的交叉互联箱内的连接片按模拟错误连接的方式连接,再将试验电流升至 100A,并再次测量该交叉互联箱处的金属套电流和对地电压。测量完毕应将试验电流降至零并切断电源;

4 应将该交叉互联箱中的连接片复原至正确的连接位置,再将试验电流升至 100A 并测量电缆线路上所有其他交叉互联箱处的金属套电流和对地电压;

5 性能满意的交叉互联系统,试验结果应符合下列要求:

1)在连接片做错误连接时,应存在异乎寻常大的金属套电流;

2)在连接片正确连接时,将测得的任何一个金属套电流乘以一个系数(该系数等于电缆的额定电流除以上述的试验电流)后所得的电流值不应使电缆额定电流的降低量超过 3%;

6 将测得的金属套对地电压乘以本条第 5 款第 2)项中的系数后,不应大于电缆在负载额定电流时规定的感应电压的最大值。

注:本方法为推荐采用的交叉互联性能检验方法,采用本方法时,属于特殊试验项目。

G.0.4 互联箱试验,应符合下列规定:

1 接触电阻测试应在做完第 G.0.2 条规定的护层过电压保护器试验后进行;

2 将刀闸(或连接片)恢复到正常工作位置后,用双臂电桥测量刀闸(或连接片)的接触电阻,其值不应大于 $20\mu\Omega$;

3 刀闸(或连接片)连接位置检查应在交叉互联系统试验合格后密封互联箱之前进行,连接位置应正确;

4 发现连接错误而重新连接后,应重新测试刀闸(连接片)的接触电阻。

本标准用词说明

1 为便于在执行本标准条文时区别对待,对要求严格程度不同的用词说明如下:

1)表示很严格,非这样做不可的:

正面词采用“必须”,反面词采用“严禁”;

2)表示严格,在正常情况下均应这样做的:

正面词采用“应”,反面词采用“不应”或“不得”;

3)表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的:

正面词采用“宜”,反面词采用“不宜”;

4)表示有选择,在一定条件下可以这样做的,采用“可”。

2 条文中指明应按其他有关标准执行的写法为:“应符合……的规定”或“应按……执行”。

引用标准名录

- 《闪点的测定 宾斯基-马丁闭口杯法》GB 261
- 《石油产品酸值测定值》GB/T 264
- 《绝缘配合 第 1 部分:定义、原则和规则》GB 311. 1
- 《绝缘油击穿电压测定法》GB/T 507
- 《石油和石油产品及添加剂机械杂质测定法》GB/T 511
- 《电力变压器 第 3 部分:绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空隙间隙》GB 1094. 3
- 《电力变压器 第 10 部分:声级测定》GB/T 1094. 10
- 《电力变压器 第 11 部分:干式变压器》GB/T 8564
- 《水轮发电机组安装技术规范》GB 1094. 11
- 《液体绝缘材料 相对电容率、介质损耗因数和直流电阻率的测量》GB/T 5654
- 《石油产品油对水界面张力测定法(圆环法)》GB/T 6541
- 《变压器油中溶解气体分析和判断导则》GB/T 7252
- 《运行中变压器油质量》GB/T 7595
- 《运行中变压器油水溶性酸测定法》GB/T 7598
- 《运行中变压器油水分含量测定法(库仑法)》GB/T 7600
- 《运行中变压器油、汽轮机油水分测定法(气象色谱法)》GB/T 7601
- 《额定电压 72. 5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备》GB 7674
- 《六氟化硫电气设备中气体管理和检测导则》GB/T 8905
- 《标称电压 1000V 以上交流电力系统用并联电容器 第 1 部分:总则》GB/T 11024. 1

《交流无间隙金属氧化物避雷器》GB 11032

《工业六氟化硫》GB 12022

《运行变压器油维护管理导则》GB/T 14542

《高电压试验技术 第一部分：一般试验要求》GB/T 16927.1

《高电压试验技术 第二部分：测量系统》GB/T 16927.2

《绝缘油中溶解气体组分含量的气相色谱测定法》GB/T 17623

《透平型发电机定子绕组端部动态特性和振动试验方法及评定》GB/T 20140

《电力用油体积电阻率测定法》DL/T 421

《绝缘油中含气量测定法 真空压差法》DL/T 423

《现场绝缘试验实施导则 第1部分：绝缘电阻、吸收比和极化指数试验》DL/T 474.1

《现场绝缘试验实施导则 第2部分：直流高压试验》DL/T 474.2

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

《现场绝缘试验实施导则 第4部分：交流耐压试验》DL/T 474.4

《现场绝缘试验实施导则 第5部分：避雷器试验》DL/T 474.5

《接地装置特性参数测量导则》DL 475

《气体绝缘封闭开关设备现场耐压及绝缘试验导则》DL/T 555

《高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求》DL/T 593

《电力设备预防性试验规程》DL/T 596

《绝缘油中含气量的气相的色谱测定法》DL/T 703

《变压器油中溶解气体分析和判断导则》DL/T 722

《变压器油中颗粒度限值》DL/T 1096

《汽轮发电机绕组内部水系统检验方法及评定》JB/T 6228

《透平发电机转子气体内冷通风道检验方法及限值》JB/T 6229

中华人民共和国国家标准

电气装置安装工程
电气设备交接试验标准

GB 50150 - 2016

条文说明

修 订 说 明

《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150—2016,经住房和城乡建设部 2016 年 4 月 15 日以第 1093 号公告批准发布。

本标准是在《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150—2006 的基础上修订而成的,上一版的主编单位是国网北京电力建设研究院,参编单位是安徽省电力科学研究院、东北电业管理局第二工程公司、中国电力科学研究院、武汉高压研究所、华北电力科学研究院、辽宁省电力科学研究院、广东省输变电公司、广东省电力试验研究所、江苏省送变电公司、天津电力建设公司、山东电力建设一公司、广西送变电建设公司等。主要起草人员是:郭守贤、孙关福、陈发宇、姚森敬、白亚民、杨荣凯、王烜、韩洪刚、徐斌、张诚、王晓琪、葛占雨、刘志良、尹志民。

与原标准相比较,本标准主要做了以下修改:

1. 本标准适用范围从 500kV 提高到 750kV 电压等级的电气设备;
2. 替换了原标准中的术语;
3. 增加了“基本规定”章节;
4. 删除了原标准中的油断路器和空气及磁吹断路器的章节;
5. 修改了同步发电机及调相机、电力变压器、电抗器及消弧线圈、互感器、真空断路器、六氟化硫断路器、六氟化硫封闭组合电器、电力电缆线路、电容器部分试验项目及试验标准;
6. 增加了变压器油中颗粒度限值试验项目及标准;
7. 增加了接地装置的场区地表电位梯度、接触电位差、跨步电压和转移电位测量试验项目及标准;

8. 删除了原标准中的附录 D 油浸式电力变压器绕组直流泄漏电流参考值；

9. 增加了附录 C 绕组连同套管的介质损耗因数 $\tan\delta$ (%) 温度换算、附录 D 电力变压器和电抗器交流耐压试验电压和附录 E 断路器操动机构的试验。

为了方便广大设计、施工、科研和学校等单位有关人员在使用本标准时能正确理解和执行条文规定，《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》编制组按章、节、条顺序编制了本标准的条文说明，对条文规定的目的、依据以及执行中需注意的有关事项进行了说明，还着重对强制性条文的强制性理由作了解释。但是，本条文说明不具备与标准正文同等的法律效力，仅供使用者作为理解和把握标准规定的参考。

目 次

1 总 则	(97)
2 术 语	(98)
3 基本规定	(99)
4 同步发电机及调相机	(102)
5 直流电机	(107)
6 中频发电机	(108)
7 交流电动机	(109)
8 电力变压器	(112)
9 电抗器及消弧线圈	(121)
10 互感器	(122)
11 真空断路器	(135)
12 六氟化硫断路器	(137)
13 六氟化硫封闭式组合电器	(140)
14 隔离开关、负荷开关及高压熔断器	(141)
15 套 管	(142)
16 悬式绝缘子和支柱绝缘子	(144)
17 电力电缆线路	(145)
18 电容器	(151)
19 绝缘油和 SF ₆ 气体	(153)
20 避雷器	(155)
21 电除尘器	(161)
22 二次回路	(162)
23 1kV 及以下电压等级配电装置和馈电线路	(163)
24 1kV 以上架空电力线路	(164)

25 接地装置 (165)

26 低压电器 (166)

附录 B 电机定子绕组绝缘电阻值换算至运行温度时的
 换算系数 (167)

附录 D 电力变压器和电抗器交流耐压试验电压 (168)

附录 F 高压电气设备绝缘的工频耐压试验电压 (169)

1 总 则

1.0.2 本条规定了本标准的适用范围。本标准适用于 750kV 及以下新安装电气设备的交接试验。参照现行国家标准《绝缘配合 第 1 部分：定义、原则和规则》GB 311.1—2012 等有关规定，已将试验电压适用范围提高到 750kV 电压等级的实际情况，予以明确规定。

1.0.3 本条所列继电保护等，规定其交接试验项目和标准按相应的专用规程执行。

2 术 语

2.0.7 本条指在高压电场内,使悬浮于含尘气体中的粉尘受到气体电离的作用而荷电,荷电粉尘在电场力的作用下,向极性相反的电极运动,并吸附在电极上,通过振打或冲刷并在重力的作用下,从金属表面上脱落的除尘器。

3 基本规定

3.0.1 本条中的“进行交流耐压试验”,是指“进行工频交流或直流耐压试验”。

3.0.3 本条对变压器、电抗器及消弧线圈注油后绝缘试验前的静置时间的规定,是参照国内及美国、日本的安装、试验的实践经验而制订,以便使残留在油中的气泡充分析出。

3.0.6 本条是对进行与湿度及温度有关的各种试验提出的要求。

(1)试验时要注意湿度对绝缘试验的影响。有些试验结果的正确判断不单和温度有关,也和湿度有关。因为做外绝缘试验时,若相对湿度大于80%,闪络电压会变得不规则,故希望尽可能不在相对湿度大于80%的条件下进行试验。为此,规定试验时的空气相对湿度不宜高于80%。但是根据我国的实际情况,北方寒冷,试验时温度上往往不能满足要求;南方潮湿,试验时湿度上往往不能满足要求,所以沿用原标准“对不满足上述温度、湿度条件下测得的试验数据,应进行综合分析,以判断电气设备是否可以投入运行”。

(2)本标准中规定的常温范围为10℃~40℃,以便于现场试验时容易掌握。考虑被试物不同,其运行温度也不同,应以不同被试物的产品标准来定为好。

(3)规定对油浸式变压器、电抗器及消弧线圈,应以其上层油温作为测试温度,以便与制造厂及生产运行的测试温度的规定统一起来。

3.0.7 经过多年试验工作的实践,试验单位对于极化指数也掌握了一定的规律,因此这次修编中,在发电机、变压器等章节内,对极化指数测量也作出了具体规定。对于大容量、高电压的设备作极

化指数测量,是绝缘判断的有效手段之一,望今后积累经验资料,更加完善该项测试、判断技术。

3.0.9 为了与国家标准中关于低压电器的有关规定及现行国家标准《三相异步电动机试验方法》GB 1032 中的有关规定尽量协调一致,将电压等级分为 5 档,即 100V 以下、500V 以下至 100V, 3000V 以下至 500V,10000V 以下至 3000V 和 10000V 及以上,使规定范围更为严密。

为了保证测试精度,本标准规定了兆欧表的量程。同时对用于极化指数测量的兆欧表,规定其短路电流不应低于 2mA。

3.0.10 规定了本标准的高压试验方法应按国家现行标准《高压试验技术 第 1 部分:一般定义及试验要求》GB/T 16927.1、《高压试验技术 第 2 部分:测量系统》GB/T 16927.2 和《现场绝缘试验实施导则》DL/T 474.1~DL/T 474.5 及相关设备标准的规定执行,进行综合、统一,便于将试验结果进行比较分析。

3.0.11 对进口设备的交接试验,应按合同规定的标准执行,这是常规做法。由于我国的现实情况,某些标准高于引进机组的标准,标准不同的情况应在签订订货合同时解决,或在工程联络会(其会议纪要同样具有合同效果)时协商解决。

为使合同签订人员对标准不同问题引起重视,本条要求签订设备进口合同时注意,验收标准不得低于本标准的原则规定。

3.0.13 特殊进线的设备是指电缆进线的 GIS、电缆进线的变压器等。

3.0.14 对技术难度大、需要特殊的试验设备应由具备相应试验能力的单位进行的试验项目,被列为特殊试验项目。

对技术难度大、需要特殊的试验设备的试验,往往在一个工程中发生次数少、设备利用率不高,这些试验又必须具有相应试验能力,经常做这些试验的单位来承担,才可以保证试验质量。

过去在施工现场,往往因为这些试验项目实施,甲乙双方意见难以统一,影响标准的执行。修编后的标准,将这些项目统一定为

特殊试验项目,按现行有关国家概算的规定,特殊试验项目不包括在概算范围内,当需要做这些试验时,应由甲方承担费用,乙方配合试验,便于标准的执行。

列入特殊试验项目的内容,主要有以下几个方面(具体项目见附录 A):

(1)随着科技的发展,试验经验的积累,修编后的标准中增加了一些新的试验项目。

(2)原来施工单位一直委托高一级的试验单位来做的试验项目。

(3)属于整套起动调试的试验项目。

4 同步发电机及调相机

4.0.1 本条规定了同步发电机及调相机的试验项目。

12 将原条款“测量灭磁电阻器、自同步电阻器的直流电阻”修订为“发电机励磁回路的自动灭磁装置试验”，理由如下：

(1) 灭磁电阻分线性和非线性，线性灭磁电阻阻值现在一般为转子电阻值的 1 倍~5 倍，只要保证完好可用即可，而非线性灭磁电阻常规方法不能测量，需要时由专业厂家进行测量和评估；

(2) 自同期电阻器用于发电机自同期，在我国基本不用这种方式并网；

(3) 自动灭磁装置包括了灭磁开关和灭磁电阻；

(4) 现在对于火电机组，基建调试中根本不做此类试验，仅目测检查完好无破损，连接正确即可，而主要设备由励磁设备配套厂保证质量，包括参数和性能，故现场没必要测量。

20 本款试验项目是根据现行行业标准《大型汽轮发电机定子绕组端部动态特性的测量和评定》DL/T 735 的要求。该标准要求交接试验时，200MW 及以上容量的汽轮发电机，设备交接现场应当进行此项试验。

21 本款试验项目是现行行业标准《电力设备预防性试验规程》DL/T 596 中要求的试验。

4.0.3 对于容量 200MW 及以上机组应测量极化指数，极化指数不应小于 2.0，是根据现行国家标准《旋转电机绝缘电阻测试》GB/T 20160 的具体要求制订的，规定旋转电机应当测量极化指数，对 B 级以上绝缘电机其最小推荐值是 2.0。

4.0.4 修订后本条第 3 款要求对于现场组装的对拼接头部位，应在紧固螺栓力矩后检查接触面的连接情况，定子绕组的直流电阻

应在对拼接头部位现场组装后测量。

4.0.5 本条规定了定子绕组直流耐压试验和泄漏电流测量的试验标准、方法及注意事项。特别对氢冷电机,必须严格按本条要求进行耐压试验,以防含氢量超过标准时发生氢气爆炸事故,故将本条文第3款列为强制性条款。

本项试验与试验条件关系较大,出厂试验与现场试验的条件不一样,当最大泄漏电流在 $20\mu\text{A}$ 以下,根据绝缘电阻值和交流耐压试验结果综合判断为良好时,各相间差值可不考虑;强调了试验的综合分析,有助于对绝缘状态的准确判断。

新条款规定对于汇水管死接地的电机,现场可不进行定子绕组直流耐压试验和泄漏电流测量。泄漏电流测量回路与水管回路是并联的,测出的电流不能真实反映发电机定子绕组的情况。

4.0.6 本条表 4.0.6 是根据现行国家标准《旋转电机 定额和性能》GB 755—2008 中表 16 及相关说明制订的,即对 10000kW(或 kVA)及以上容量的旋转电机的定子绕组出厂交流耐压试验取 2 倍额定电压加 1000V,现场验收试验电压取出厂试验的 80%;对 24000V 及以上电压等级的发电机,原则上是与生产厂家协商后确定试验电压。特别对氢冷电机,必须严格按本条要求进行耐压试验,以防含氢量超过标准时发生氢气爆炸事故。故将本条文第 3 款列为强制性条款。

4.0.9 关于转子绕组交流耐压试验,沿用原标准,对隐极式转子绕组可用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻来代替。近年来发电机无励磁方式已采用较多,这些电机的转子绕组往往和整流装置连接在一起,当欲测量转子绕组的绝缘(或耐压)时,应遵守制造厂的规定,不应因此而损坏电子元件。

4.0.10 本条指出了励磁回路中有电子元器件时,测量绝缘电阻时应注意的事项。

4.0.11 本条交流耐压试验的试验电压沿用原标准。

4.0.13 本条文要求对埋入式测温计测量绝缘电阻,并检查是否

完好:对埋入式测温元件应测其绝缘电阻和直流电阻检查其完好性,测温元件的精确度现场不作校验,对二次仪表部分应进行常规校验,因此整体要求核对指示值,应无异常。

4.0.14 本条规定了发电机励磁回路的自动灭磁装置试验的内容。

灭磁开关的主触头和灭弧触头的时间配合关系取决于灭磁方式和灭磁电阻类型,另外目前 AVR 都有逆变灭磁能力,故没必要对此做更详细的规定,只要制造厂保证可靠灭磁即可。

自同步电阻器基本不用,可不作规定。

按照现行行业标准《大中型水轮发电机静止整流励磁系统及装置试验规程》DL/T 489 中自动灭磁开关操作性能试验,在控制回路施加的合闸电压为 80%额定操作电压时,合闸 5 次;在控制回路施加的分闸电压为 30%~65%额定操作电压时,分断 5 次,低于 30%额定电压时,不动作。灭磁开关动作应正确、可靠。

4.0.15 本条测量转子交流阻抗沿用原标准内容,对无刷励磁机组,当无测量条件时,可以不测。同时应当要求制造厂提供有关资料。

4.0.16 对于发电机变压器组,若发电机本身的短路特性有出厂试验报告时,可只录取发电机变压器组的短路特性,其短路点应设在变压器高压侧的规定理由如下:

(1)交接试验的目的,主要是检查安装质量。发电机特性不可能在安装过程中改变。30 多年实践证明,现场测得短路特性和出厂试验都很接近,没有发现因做这项试验而发现发电机本身有什么问题。因此当发电机短路特性已有出厂试验报告时,可以此为依据作为原始资料,不必在交接时重做这项试验;

(2)单元接线的发电机变压器组容量大,在整套起动试验过程中,以 10 多个小时来拆装短路母线,拖延整个试验时间,而且很不经济;

(3)为了给电厂留下一组特性曲线以备检修后复核,因此规定

录取发电机变压器组的短路特性。

4.0.17 将原条文 4.0.16 中第 4 款修订为发电机变压器组的整组空载特性,电压加至定子额定电压值的 110%。其原因是最高达到发电机额定电压的 110%,是励磁系统标准中的规定。按目前的变压器制造水平,变压器应能够承受此电压,并保证长期稳定运行。

4.0.18 本条保留原条款内容,增加了“同时检查转子过电压倍数,应保证在励磁电流小于 1.1 倍额定电流时,转子过电压值不大于励磁绕组出厂试验电压值的 30%”,是根据国家现行标准《同步发电机励磁系统 大、中型同步发电机励磁系统技术要求》GB 7409.3—2007 中第 5.16 条和《大型汽轮发电机励磁系统技术条件》DL/T 843—2010 第 6.8.4 条具体要求制订的。

测录发电机定子开路时的灭磁时间常数。对发电机变压器组,可带空载变压器同时进行。这样与 4.0.17 条相对应,留下此数据,便于以后试验比较。

4.0.21 本条对汽轮发电机及水轮发电机测量轴电压提出要求;同时规定在不同工况下进行测定。

4.0.22 本条在原条款内容上,增加了对 200MW 以下汽轮发电机可根据具体情况进行。

本条第 2 款根据现行国家标准《透平型发电机定子绕组端部动态特性和振动试验方法及评定》GB/T 20140,将原条款修订为“汽轮发电机和燃气轮发电机冷态下线棒、引线固有频率和端部整体椭圆固有频率”避开范围应符合表 4.0.22 的规定。整体椭圆固有频率不满足表 4.0.22 规定的发电机,应测量运行时定子绕组端部的振动;局部固有频率不满足表 4.0.22 规定的发电机,对于新机应尽量采取措施进行处理。但对于不是椭圆振型的 100Hz 附近的模态频率也不能认为正常,应当引起密切关注,可以认为存在较严重质量缺陷,可能会造成运行中局部发生松动、磨损故障。局部的固有频率对整体振型影响较小,但不等于不会破坏局部结构,

例如单根引线的固有频率不好,造成引线断裂、短路事故国内已发生多起,包括石横电厂、沙角 C 厂、绥中电厂等发电机引线上发生的严重短路事故。

删除了原条款中“当制造厂已进行过试验,且有出厂试验报告时,可不进行试验”。根据试验实践,该试验的条件、试验结果的分散性比较大。有时制造厂的试验结果与现场试验结果相差较大,进行此试验,一方面可以验证出厂试验数据,另一方面可留下安装原始数据,对保证发电机的安装质量,以及为将来运行、检修提供参考数据。

4.0.23 本条对定子绕组端部手包绝缘施加直流电压测量的条件、施加电压值及标准作了规定,根据国家电网公司 2000 年发布的《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》和现行行业标准《电力设备预防性试验规程》DL/T 596 的规定编写。

5 直 流 电 机

5.0.1 删除了原条款测量电枢整流片间的直流电阻试验及相应的试验规定。

5.0.4 本条规定了直流电阻测量值与制造厂数据比较的标准,这是参照现行行业标准《电力设备预防性试验规程》DL/T 596 而制订的误差标准,使交接试验标准与预防性试验标准相统一。

5.0.8 本条规定励磁回路连同所有连接设备的交流耐压试验电压值,应为 1000V。增加了用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻方式代替,这是简单可行的方法。

5.0.11 本条规定测录“以转子绕组为负载的励磁机负载特性曲线”,这就明确了负载特性试验时,励磁机的负载是转子绕组,以免在执行中引起误解。

5.0.12 规定“空载运转时间一般不小于 30min”,在发电厂中的直流电动机都是属于事故电机,其电源装置是电厂中的直流蓄电池装置,容量对电机而言是有限的,所以建议一般采用不小于 30min。如空转检查时间不够而延长时,应适当注意蓄电池的运行情况,不应使蓄电池缺电运行。

记录直流电机的空转电流。直流电动机试运时,应测量空载运行转速和电流,当转速调整到所需要的速度后,记录空转电流。

6 中频发电机

6.0.3 测量绕组的直流电阻时,应注意有的制造厂生产的作为励磁机使用的感应子式中频发电机,发生过由于引线长短差异以致各相绕组电阻值差别超过标准,但经制造厂检查无异状而投运的事例。为此,要求测得的绕组电阻值应与制造厂出厂数值比较为妥。

6.0.5 永磁式中频发电机现已开始在新建机组上使用,测录中频发电机电压与转速的关系曲线,以此检查其性能是否有改变。要求测得的永磁式中频发电机的电压与转速的关系曲线与制造厂出厂数值比较,应无明显差别。

6.0.7 本条修订为“测量检温计绝缘电阻并检查是否完好,应符合下列规定:

- 1 采用 250V 兆欧表测量检温计绝缘电阻应良好;
- 2 核对测温计指示值,应无异常。”

近年来安装机组容量增大,中频发电机组也装有埋入式测温装置,其试验方法与发电机的测温装置相同。

7 交流电动机

7.0.2 本条中的电压 1000V 以下,容量 100kW 以下,是参照现行行业标准《电力设备预防性试验规程》DL/T 596 的规定制订的。其中需进行本标准第 7.0.1 条第 10 款和第 11 款的试验,是因为定子绕组极性检查和空载转动检查对这类电动机也是必要的。但有的机械和电动机连接不易拆开的,可以连同机械部分一起试运。

7.0.3 电动机绝缘多为 B 级绝缘,参照不同绝缘结构的发电机其吸收比不同的要求,规定电动机的吸收比不应低于 1.2。

苏联出版的电动机不经干燥投入运行条件中,规定对于容量为 500kW 以下,转速为 1500r/min 以下的电动机,在 10℃~30℃ 时测得的吸收比大于 1.2 即可。

凡吸收比小于 1.2 的电动机,都先干燥后再进行交流耐压试验。高压电动机通三相 380V 的交流电进行干燥是很方便的。因为大多数是由于绝缘表面受潮,干燥时间短;有的电动机本身有电热装置,所以电动机的吸收比不低于 1.2 是能达到的。标准编制组收集了一些关于新安装电动机的资料,并将测得的绝缘电阻值和吸收比汇总见表 1。从表中可以看出,新安装电动机的吸收比都可以达到 1.2 的标准。

表 1 电动机的绝缘电阻值和吸收比测量记录

电机型号	额定工作电压(kV)	容量(kW)	绝缘电阻(M)			测试时温度(℃)
			R _{60s}	R _{15s}	R _{60s} /R _{15s}	
YL	6	1000	2500	1500	1.66	5
JSL	6	550	670	450	1.48	4

续表 1

电机型号	额定工作电压(kV)	容量(kW)	绝缘电阻(M)			测试时温度(℃)
			R _{60s}	R _{15s}	R _{60s} /R _{15s}	
JK	6	350	1100	9000	1.22	4
JSL	6	360	3400	1900	1.78	4
JS	6	300	1900	860	2.2	18
JS	6	1600	4000	1800	2.22	16
JS	6	2500	5000	2500	2.0	25
JSQ	6	550	3100	1400	2.21	12
JSQ	6	475	1500	500	3.0	12
JS	6	850	4000	1500	2.66	11

7.0.4 新安装的交流电动机定子绕组的直流电阻测量值与误差计算实例见表 2。

表 2 交流电动机定子绕组的直流电阻测量值与误差计算表

电机型号	容量(kW)	线间直流电阻值(Ω)			按最小值比的误差(%)
		1~2	2~3	3~1	
JSL	550	1.400	1.406	1.398	0.57
JK	350	2.023	2.025	2.025	0.09
JSL	360	2.435	2.427	2.430	0.32
JS	300	2.850	2.856	2.850	0.21
JS2	1600	0.1365	0.1365	0.1363	0.15
JS2	2500	0.0733	0.0735	0.0739	0.81
JSQ	550	1.490	1.480	1.484	0.67
JSQ	475	1.776	1.770	1.770	0.34
JS	850	0.6357	0.6360	0.6365	0.12
JS	220	4.970	4.98	4.972	0.2

表 2 说明,新安装的交流电动机定子绕组的直流电阻的判断标准按最小值比进行判断是可行的。另外,现行行业标准《电力设备预防性试验规程》DL/T 596 中对已运行过的交流电动机定子绕组的直流电阻的标准仍是:“各相绕组的直流电阻相互差别不应超过最小值的 2%,线间电阻不超过最小值的 1%”。本标准与之相统一。

7.0.5 目前交流电动机的容量已达 6000kW 以上,相当于一台小型发电机,对其绝缘性能应加强判断,因此设定子绕组的直流耐压试验项目。

本条规定对 1000V 以上及 1000kW 以上、中性点连线已引出至出线端子板的电动机进行直流耐压试验和测量泄漏电流。当最大泄漏电流在 $20\mu\text{A}$ 以下,根据绝缘电阻值和交流耐压试验结果综合判断为良好时,各相间差值可不考虑。试验电压标准参照现行行业标准《电力设备预防性试验规程》DL/T 596 中的有关规定。由于做直流耐压试验时需分相进行,以便将各相泄漏电流的测得值进行比较分析,因此,对中性点已引出的电动机才进行此项试验。

7.0.10 本条规定测量可变电阻器、起动电阻器、灭磁电阻器的直流电阻值,与产品出厂数值比较,其差值不应超过 10%;调节过程中应接触良好,无开路现象,电阻值的变化应有规律性。需要注意的是电阻值最后设定值应满足电机的工作要求,最后设定后做好相关数据记录,供以后运行及检修比较。

7.0.13 沿用原标准要求,规定了电动机空转的时间和测量空载电流的要求。

电动机带负荷试运,有时发生电动机发热,三相电流严重不平衡,如果做过空载试验,就可辨别是电机的问题,还是机械的问题,从而使问题简单化。

8 电力变压器

8.0.1 本条规定了电力变压器的试验项目。

(1)修订后第5款为“测量铁心及夹件的绝缘电阻”；

(2)修订后第9款为“测量绕组连同套管的介质损耗因数 $\tan\delta$ 与电容量”，增加了测量电容量。考虑到变压器绕组的电容量变化对于判断变压器绕组状态有重要意义，为此增加了电容量测量项目及判断准则(见 8.0.11 第4款)；

(3)删除了原条款“测量绕组连同套管的直流泄漏电流试验”，由于多年预防性试验表明直流泄漏试验的有效性不够灵敏，且其检测效果可由绝缘电阻、绕组介损及电容量两者结合达到，因此去掉。

8.0.2 本条第2、3、4、5款是按照不同用途的变压器而规定其应试验的项目；第7款是为了适应变压器安装技术的进步而规定附加要求。

8.0.3 油浸式变压器油中色谱分析对放电、过热等多种故障敏感，是目前非常有效的变压器检测手段。大型变压器感应电压试验时间延长，严重的缺陷可能产生微量气体，要进行耐压试验后色谱分析。考虑到气体在油中的扩散过程，规定试验结束 24h 后取样，试验应按现行国家标准《变压器油中溶解气体分析和判断导则》GB/T 7252 进行。随着测试技术的发展和检测精度的不断提高，根据经验，新标准中规定 C_2H_2 气体含量不应超过 $0.1\mu L/L$ 。35kV 及以下电压等级油浸式变压器对于油中色谱分析和油中水含量的测量可自行规定。

考虑到 SF_6 气体绝缘变压器应用逐步扩大，标准中 SF_6 气体含水量用 $20^\circ C$ 的体积分数表示，当温度不同时，应与温湿度曲线

核对,进行相应换算。

8.0.4 测量绕组连同套管的直流电阻条款中,参考了现行行业标准《输变电设备状态检修试验规程》DL/T 393—2010,提出了变压器绕组相互间的差别概念,并修订了直流电阻判断规定,新标准较原标准更为严格;并考虑部分变压器的特殊结构,由于变压器设计原因导致的直流电阻不平衡率超差说明原因后不作为质量问题。测量温度以顶层油温为准,变压器的直流电阻与同温下产品出厂实测数值比较,测量值的变化趋势应一致。

第2款中,各相绕组相互间差别指任意两绕组电阻之差,除以两者中的小者,再乘以100%得到的结果。

8.0.5 本条规定了所有电压等级变压器的电压比误差标准。

现行国家标准《电力变压器 第1部分:总则》GB 1094.1—2013中关于偏差有这样的规定,即对于额定分接或极限分接,空载电压比偏差取下列值中较低者,a)规定电压比的 $\pm 0.5\%$,b)额定分接上实际阻抗百分数的 $\pm 1/10$;对于其他分接,空载电压比偏差取匝数比设计值的 $\pm 0.5\%$ 。

本条规定是参照本标准2006版和现行国家标准《电力变压器 第1部分:总则》GB 1094.1—2013的相关规定而制订的。

目前对常用结线组别的变压器电压比测试,试验人员使用变压器变比测试仪(或变比电桥)能方便、快捷、准确地检测变比误差,有利于综合判断故障及早发现可能存在的问题和隐患。

8.0.6 检查变压器接线组别或极性必须与设计要求相符,主要是指与工程设计的电气主结线相符。目的是避免在变压器订货或发货中以及安装结线等工作中造成失误。

8.0.7 本条题目修改为“铁心对地绝缘电阻的测量,夹件对地绝缘电阻的测量,铁心对夹件绝缘电阻的测量”。对变压器上有专用的铁心接地线引出套管时,应在注油前后测量其对外壳的绝缘电阻。

本条明确了绝缘测试部位、绝缘测试的时间及要求,以便能更

好地发现薄弱环节。施工中曾发现运输用的铁心支撑件未拆除问题,故规定在注油前要检查接地线引出套管对外壳的绝缘电阻,以免造成较大的返工;部分变压器有带油运输的情况,为与运行条件一致,在注油后测量能检查出铁心是否一点接地。

8.0.9 有载调压切换装置的检查和试验,删除原条文中“变压器带电前应进行有载调压切换装置切换过程试验”。循环操作后进行绕组连同套管在所有分接下直流电阻和电压比测量,以检测调压切换后可能出现的故障。

8.0.10 由于考虑到变压器的选用材料、产品结构、工艺方法以及测量时的温度、湿度等因素的影响,难以确定出统一的变压器绝缘电阻的允许值,故将油浸电力变压器绕组绝缘电阻的最低允许值列于表 3,当无出厂试验报告时可供参考。

表 3 油浸电力变压器绕组绝缘电阻的最低允许值(MΩ)

高压绕组 电压等级(kV)	温 度(℃)								
	5	10	20	30	40	50	60	70	80
3~10	540	450	300	200	130	90	60	40	25
20~35	720	600	400	270	180	120	80	50	35
63~330	1440	1200	800	540	360	240	160	100	70
500	3600	3000	2000	1350	900	600	400	270	180

注:1 补充了温度为 5℃时各电压等级的变压器绕组的绝缘电阻允许值。这是按照温度上升 10℃,绝缘电阻值减少一半的规定按比例折算的;

2 参照现行行业标准《电力设备预防性试验规程》DL/T 596 中,油浸电力变压器绕组泄漏电流允许值的内容,补充了在各种温度下 330kV 级变压器绕组绝缘电阻的允许值。

不少单位反映 220kV 及以上大容量变压器的吸收比达不到 1.5,而现行的变压器国标中也无此统一标准。调研后认为,220kV 及以上的大容量变压器绝缘电阻高,泄漏电流小,绝缘材料和变压器油的极化缓慢,时间常数可达 3min 以上,因而 R_{60s}/R_{15s} 就不能准确地说明问题,本条中“极化指数”的测量方法,即

$R_{10\min}/R_{1\min}$ ，以适应此类变压器的吸收特性，实际测试中要获得准确的数值，还应注意测试仪器、测试温度和湿度等的影响。

“变压器电压等级为 35kV 及以上且容量在 4000kVA 及以上时，应测量吸收比”，是参照现行国家标准《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB/T 6451—2008 的规定制订的。

为了便于换算各种温度下的绝缘电阻，表 8.0.10 增加了注解，以便现场应用。

8.0.11 从测试的必要性考虑将原条文中的变压器容量提高到 10000kVA。参照现行国家标准《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB/T 6451—2008 的有关规定，油浸电力变压器绕组介质损耗因数 $\tan\delta(\%)$ 最高允许值列于表 4，以供参考。

表 4 油浸式电力变压器绕组介质损耗因数 $\tan\delta(\%)$ 最高允许值

高压绕组电压等级 (kV)	温度(℃)							
	5	10	20	30	40	50	60	70
35 及以下	1.3	1.5	2.0	2.6	3.5	4.5	6.0	8.0
35~220	1.0	1.2	1.5	2.0	2.6	3.5	4.5	6.0
330~500	0.7	0.8	1.0	1.3	1.7	2.2	2.9	3.8

可以增加横向比较，同台变压器不同绕组的介质损耗因数 $\tan\delta$ ，最大值不应大于最小值 130%；同批次、相同绕组相比，最大值不应大于最小值 130%；220kV 及以上变压器介质损耗因数 $\tan\delta(\%)$ 一般不超过 0.4(%)，否则应查明原因。

测量绕组连同套管的介质损耗因数 $\tan\delta$ 及电容量之前，应先测量变压器套管的介质损耗因数 $\tan\delta$ 及电容量，应符合本标准第 15.0.3 条规定，易于发现套管末屏接触不良缺陷。

变压器本体电容量与出厂值相比差值不应大于 $\pm 3\%$ ，否则应查明原因。

8.0.12 变压器抗短路能力评价目前还没有完整的理论体系。依据电力行业反事故措施要求以及近年来运行事故的实际情况，为

考核变压器抗短路能力,引入了现场绕组变形试验。运行中变压器短路后绕组变形较为成熟的表征参数是绕组频率响应特性曲线的变化。但变压器的三相绕组频率响应特性曲线是不一致的,不可以作比较。因此,要求投运前进行绕组频率响应特性曲线测量或低电压下的工频参数测量,并将测量数据作为原始指纹型参数保存。将频响法测试绕组变形、低压短路阻抗试验和变压器绕组电容量测试三种方法结合,对判断变压器绕组变形颇有实效。对于 35kV 及以下电压等级变压器,推荐采用低电压短路阻抗法;对于 110(60)kV 及以上电压等级变压器,推荐采用频率响应法测量绕组特征图谱。进行试验时,分接开关位置应在 1 分接。

8.0.13 外施耐压试验用来验证线端和中性点端子及它们所连接的绕组对地及对其他绕组的外施耐受强度;短时感应耐压试验(ACSD)用来验证每个线端和它们所连绕组对地及对其他绕组的耐受强度以及相间被试绕组纵绝缘的耐受强度。这两项试验从目的而言是有差异的。但考虑到交接试验主要考核运输和安装环节的缺陷,且电压耐受对绝缘在一定程度上会造成损坏,因此在交接过程中进行一次交流电压耐受即可,这里提出两种试验方法以供选择。新条文中油浸式变压器试验电压的标准依据现行国家标准《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 1094.3、干式变压器的标准依据现行国家标准《电力变压器 第 11 部分:干式变压器》GB 1094.11 制订,为出厂试验电压值的 80%。交流耐压试验可以采用外施电压试验的方法,也可采用变频电压试验的方法。

本条第 2 款中试验耐受电压标准为出厂试验电压值的 80%,具体见本标准附录 D 中表 D.0.2 中的数值。

感应电压试验时,为防止铁心饱和及励磁电流过大,试验电压的频率应适当大于额定频率。

8.0.14 长时感应电压试验(ACLD)用以模拟瞬变过电压和连续运行电压作用的可靠性。附加局部放电测量用于探测变压器内部非

贯穿性缺陷。ACLD下局部放电测量作为质量控制试验,用来验证变压器运行条件下无局放,是目前检测变压器内部绝缘缺陷最为有效的手段。结合近年来运行经验,参考 IEC 和新修订的国家标准《电力变压器 第 3 部分:绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空隙间隙》GB 1094.3—2003 中的有关规定,要求电压等级 220kV 及以上变压器在新安装时,必须进行现场长时感应电压及局部放电测量试验。对于电压等级为 110kV 的变压器,当对绝缘有怀疑时,应进行局部放电试验。变压器局部放电测量中,试验电压和试验时间应按照现行国家标准《电力变压器 第 3 部分:绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空隙间隙》GB 1094.3 中有关规定执行。新条文规定 750kV 变压器 ACLD 试验激发电压按出厂交流耐压的 80%(720kV)进行。

绕组连同套管的长时感应耐压试验带局部放电测量的具体方法和要求如下:

1 电压等级为 110(66)kV 及以上的变压器进行长时感应电压及局部放电测量试验,所加电压、加压时间及局部放电电视在电荷量,应符合下列规定:

(1)三相变压器宜采用单相连接的方式逐相地将电压加在线路端子上进行试验;

(2)变压器长时感应电压及局部放电测量试验的加压程序应按图 1 所示的程序进行:

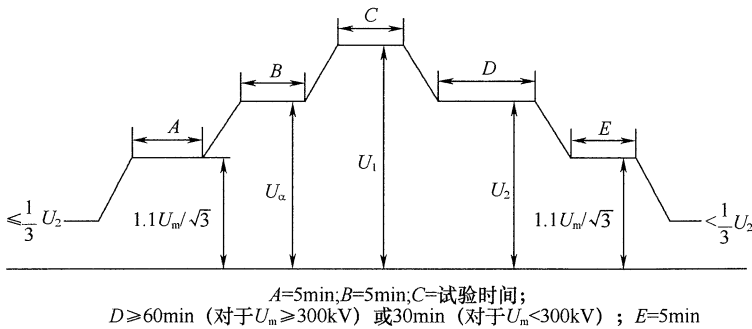


图 1 变压器长时感应电压及局部放电测量试验的加压程序

(3)施加电压方法应符合下列规定：

1)应在不大于 $U_2/3$ 的电压下接通电源；

2)电压上升到 $1.1U_m/\sqrt{3}$ ，应保持 5min，其中 U_m 为设备最高运行线电压的有效值；

3)电压上升到 U_2 ，应保持 5min；

4)电压上升到 U_1 ，其持续时间应按本标准第 8.0.13 条第 2 款的规定执行；

5) U_1 到规定时间后应立刻不间断地将电压降到 U_2 ，当 U_m 大于等于 300kV 时， U_2 应至少保持 60 min，当 U_m 小于 300kV 时， U_2 应至少保持 30min，同时应测量局部放电；

6)电压降低到 $1.1U_m/\sqrt{3}$ ，应保持 5min；

7)当电压降低到 $U_2/3$ 以下时，方可切断电源；

8)除 U_1 的持续时间以外，其余试验持续时间应与试验频率无关；

9)对地电压值应按下列公式计算：

$$U_1 = 1.7U_m/\sqrt{3}$$

视试验条件而定 $U_2 = 1.5U_m/\sqrt{3}$ 或 $U_2 = 1.3U_m/\sqrt{3}$ 。

(4)局部放电测量应符合下列规定：

1)在施加试验电压的整个期间，应监测局部放电量；

2)在施加试验电压的前后，应测量所有测量通道上的背景噪声水平；

3)在电压上升到 U_2 及由 U_2 下降的过程中，应记录可能出现的局部放电起始电压和熄灭电压，应在 $1.1U_m/\sqrt{3}$ 下测量局部放电视在电荷量；

4)在电压 U_2 的第一阶段中应读取并记录一个读数，对该阶段不规定其视在电荷量值；

5)在施加 U_1 期间内可不给出视在电荷量值；

6)在电压 U_2 第二个阶段的整个期间，应连续地观察局部放电

水平,并应每隔 5min 记录一次。

(5)长时感应电压及局部放电测量试验合格,应符合下列规定:

1) 试验电压不应产生忽然下降;

2) 在 $U_2 = 1.5U_m/\sqrt{3}$ 下的长时试验期间,局部放电量的连续水平不应大于 500pC 或在 $U_2 = 1.3U_m/\sqrt{3}$ 下的长时试验期间,局部放电量的连续水平不应大于 300pC;

3) 在 U_2 下,局部放电不应呈现持续增加的趋势,偶然出现的较高幅值的脉冲可不计入;

4) 在 $1.1U_m/\sqrt{3}$ 下,视在电荷量的连续水平不应大于 100pC。

2 试验方法及在放电量超出上述规定时的判断方法,应按现行国家标准《电力变压器》GB 1094 中的有关规定执行。

8.0.15 750kV 变压器在冲击合闸时,应无异常声响等现象,保护装置不应动作;冲击合闸时,可测量励磁涌流及其衰减时间;冲击合闸前后的油色谱分析结果应无明显差别。

本条规定对发电机变压器组中间连接无操作断开点的变压器,可不进行冲击合闸试验,理由如下:

(1) 由于发电机变压器组的中间连接无操作断开点,在交接试验时,为了进行冲击合闸试验,需对分相封闭母线进行几次拆装,费时几十小时,将耗费很大的人力物力及投产前的宝贵时间;

(2) 发电机变压器组单元接线,运行中不可能发生变压器空载冲击合闸的运行方式;

(3) 历来对变压器冲击合闸主要是考验变压器在冲击合闸时产生的励磁涌流是否会使变压器差动保护误动作,并不是用冲击合闸来考验变压器的绝缘性能。

本条规定无电流差动保护的干式变可冲击 3 次。理由是无电流差动保护的干式变压器,一般电量主保护是电流速断,其整定值躲开冲击电流的余度较差动保护要大,通过对变压器过多的冲击合闸来检验干式变压器及保护的性能,意义不大,所以规定冲击

3 次。

8.0.17 新条文是参照了现行国家标准《电力变压器 第 10.1 部分:声级测定 应用导则》及现行国家标准《电力变压器 第 10 部分:声级测定》GB/T 1094.10 规定而制订的。对于室内变压器可不进行该项试验。噪声测量属于投运后试验项目,在投运前不测试。

第 3 款中,考虑到运行现场测量环境的影响,所以规定了验收应以出厂验收为准。

9 电抗器及消弧线圈

9.0.1 本条规定了电抗器及消弧线圈的试验项目。删除了原条款“测量绕组连同套管的直流泄漏电流试验”，新增条款“测量绕组连同套管的介质损耗因数及电容量”项目。

9.0.3 并联电容器装置中的串联电抗，由于 B 相匝数少，因此直流电阻值经常都不满足此规定。建议对这种特殊结构的电抗器组应和出厂值比较，符合厂家技术要求。

9.0.10 条文中规定并联电抗器的冲击合闸应在带线路下进行，目的是防止空载下冲击并联电抗器时产生较高的谐振过电压，从而造成对断路器分合闸操作后的工况及电抗器绝缘性能等带来不利影响。

9.0.12 箱壳的振动标准是参照了 IEC 有关标准并结合现行行业标准《电力设备预防性试验规程》DL/T 596 的规定。试验目的是避免在运行中过大的箱壳振动而造成开裂的恶性事故。对于中性点电抗器，因运行中很少带全电压，故对振动测试不作要求。

9.0.13 测量箱壳表面的温度分布，主要是检查电抗器在带负荷运行中是否会由于漏磁而造成箱壳法兰螺丝的局部过热，据有的单位介绍，最高可达 $150^{\circ}\text{C} \sim 200^{\circ}\text{C}$ ，为此有些制造厂对此已采取磁短路屏蔽措施予以改进。初期投产时应予以重视，一般可使用红外线测温仪等设备进行测量与监视。

10 互 感 器

10.0.1 本条规定了互感器的试验项目。电子式互感器的商业应用尚处于探索之中,原理、结构、类别较多,使用寿命、可靠性、试验方法等关键问题还没有解决,难以制定统一的交接试验项目及要求,本次标准修订暂时不包括电子式互感器内容。具体说明如下:

(1)修改后第2款为测量35kV及以上电压等级的互感器的介质损耗因数 $\tan\delta$ 及电容量。通常,互感器介质损耗因数 $\tan\delta$ 及电容量在交接试验、预防性试验过程中一并完成。互感器的电容量是分析和判别互感器状态非常有效的参数,本次标准修订进一步明确电容量测量项目要求。

(2)绝缘介质性能试验,考虑到SF₆气体绝缘互感器的大量使用,应包括其气体含水量的检测;

(3)修改后第7款为检查接线绕组组别和极性;

(4)修改后第8款为误差及变比测量;

(5)删除了原条款“测量铁心夹紧螺栓的绝缘电阻试验”,考虑到现有商品化电力互感器,几乎很少有铁心外露结构,故取消该项试验。极少数场合仍然使用这种类型的铁心外露结构电力互感器,可由使用单位自行决定是否将“测量铁心夹紧螺栓的绝缘电阻”内容纳入企业标准之中。

(6)GIS中的互感器中的电压互感器,一般情况是作为GIS的一个独立部件配置,连接端用盆式绝缘隔离,一旦安装完毕不方便进行励磁特性测量;如果磁密足够低的话,一次绕组耐压试验一般与GIS一并进行。如果单独从二次施压进行感应耐压试验,需使用专用的工装试验装置监测一次侧电压。

10.0.3 合格的互感器绝缘电阻均大于1000M Ω ,预防性试验也

规定绝缘电阻限值为 $1000\text{M}\Omega$ ，统一了绝缘电阻限值要求。在试验室干燥环境条件下，互感器二次绕组、末屏等绝缘电阻测量很容易达到 $1000\text{M}\Omega$ 。但是在现场，相对湿度及互感器本身的洁净度等因素对绝缘电阻值影响很大，如果强调绝缘电阻值满足 $1000\text{M}\Omega$ 要求，将增加很多工作量，故采用“绝缘电阻值不宜低于 $1000\text{M}\Omega$ ”要求的方式进行描述。

本条第 3 款新增对 $\tan\delta$ 的要求，其值不应大于 2%。

10.0.4 考虑到交接试验工作量较大，通常仅进行 10kV 下的介损测量，尽管 10kV 下的介损测量结果不一定真实反映互感器的绝缘状态。但是，也预留了空间，即对互感器绝缘状况有疑问时可提出在 $(0.5\sim 1)U_m/\sqrt{3}$ 范围测量介损，这里还有另一种含义：条件许可或重要的变电站宜在 $(0.5\sim 1)U_m/\sqrt{3}$ 范围测量介损。同时，考虑到现场条件限制， $(0.5\sim 1)U_m/\sqrt{3}$ 范围内 $\tan\delta(\%)$ 的变化量不应大于 0.2。近年注有硅脂、硅油的干式电流互感器使用量大量增加，表 10.0.4 中的相关限值是根据使用单位现场检测经验提供的。此外，互感器的电容量较小，特别是串级式电压互感器(JCC5-220 型和 JCC6-110 型)，连接线、潮气、污秽、接地等因素的影响较大，测试数据分散性较大，宜在晴天、相对湿度小、试品清洁的条件下检测。电压互感器电容量在十几至三十几 pF 范围，不宜用介损测试仪测量介损，大量实测结果表明：介损测试仪的测量数据与高压电桥的测量数据差异较大。高压电桥的工作原理明确，结构清晰，宜以高压电桥的测量数据为准。尽管现场检测出现的许多问题与试验人员的能力、资质和设备有关，但是有关试验人员的资质、使用设备的必备条件(如设备的检定证书、使用周期、生产许可证等)属于实验室体系管理范畴，不宜纳入交接试验规程之中。

新增第 2 款对于倒立油浸式电流互感器，二次线圈屏蔽直接接地结构，宜采用反接法测量 $\tan\delta$ 与电容量。倒立油浸式电流互感器，有两种电容屏结构，一种是二次线圈屏蔽直接接地，末屏连

接的仅仅是套管部分的分布电容。当这种结构电流互感器基座安装在支柱上时,主绝缘之间的容性电流直接接地,末屏容性电流仅仅反应套管部分的分布电容,失去了测量其 $\tan\delta$ 与电容量的意义。这种倒立油浸式电流互感器,可以采用反接法测量 $\tan\delta$ 与电容量。用于反接法测量 $\tan\delta$ 与电容量的仪器设备准确度均不高,测量数据的分散性较大,使用过程中要考虑。正立式油浸电流互感器箱体进入水分,其末屏对地电阻值会降低,此时增加测量其 $\tan\delta$ 项目,以判别绝缘状况。

新增第4款电容式电流互感器的电容量与出厂试验值超出 $\pm 5\%$ 时,应查明原因。

本条主要适用于油浸式电流互感器。SF₆ 气体绝缘互感器和环氧树脂绝缘结构互感器不做本条试验。其他类型干式互感器可以参照执行。

电压互感器整体及支架介损受环境条件,特别是相对湿度影响较大,测量时应加以考虑。

10.0.5 互感器的局部放电水平是反映其绝缘状况的重要指标之一,标准没有对 35kV 以下电压等级互感器提出局部放电测量要求,是因为这类互感器数量巨大,且多数安装在开关柜、计量柜等箱体中,交接试验是否进行局部放电测量,由开关柜、计量柜等设备制造厂或使用单位决定。现场进行互感器局部放电测量有较大难度,本标准没有提强制要求,电压等级为 35kV~110kV 互感器的局部放电测量可按互感器安装数量的 10% 进行抽测,电压等级 220kV 及以上互感器在绝缘性能有怀疑时宜进行局部放电测量。不少运行单位为了加强设备质量控制,将互感器的局部放电测量安排在当地有条件的试验室逐台进行,属于交接试验的范围延伸。局部放电测量时的施加电压,对测量结果影响很大。为了保持测量结果的准确性,要求在高压侧监测施加的一次电压,尤其是电磁式电压互感器采用感应施压方式,更应注意设备容升效应可能导致的一次侧电压过高现象发生。取消了全绝缘结构电压互感器在

1. $2U_m/\sqrt{3}$ 情况下的试验,因为全绝缘结构电压互感器工作电压高于 $1.2U_m/\sqrt{3}$ 。互感器局部放电试验的预加电压可以为交流耐受电压的 80%,所以两项试验可以一并完成。

表 10.0.5 中 35kV 半绝缘结构电压互感器局部放电测量电压 $1.2U_m/\sqrt{3}$ 为相一地电压, $1.2U_m$ 为相一相电压。通常测试电压互感器局部放电时,对相一地间施加电压 $1.2U_m/\sqrt{3}$,干式电压互感器测试局部放电量不大于 50pC,油浸式或气体式电压互感器测试局部放电量不大于 20pC 即可。如果对互感器相一相间施加电压 $1.2U_m$,干式电压互感器测试局部放电量不大于 100pC,油浸式或气体式电压互感器测试局部放电量不大于 50pC 也可以。

10.0.6 对原标准中的互感器交流耐受试验条款进行整理,删除重复部分。交接试验的交流耐受电压取值,统一按例行(出厂)试验的 80%进行,在高压侧监视施加电压,反复进行更高电压的耐受试验有可能损伤互感器的绝缘。SF₆气体绝缘互感器不宜在现场组装,否则应在组装完整的产品上进行交流耐受试验。对互感器二次绕组间及其对箱体(接地)之间的 2kV 短时工频耐受试验,可以用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻的方式替代。2kV 工频电压峰值约 2.8kV,兆欧表的工作电压为 2.5kV。

10.0.7 某些结构的互感器(如倒立式少油电流互感器)油量少,而且采用了微正压全密封结构,在其他试验证明互感器绝缘性能良好的情况下,不应破坏产品的密封来取油样。

SF₆气体绝缘互感器气体含水量与环境温度有关,还要注意试品与检测仪器连接管本身是否有水分或潮气。

新条文将油中溶解气体 H₂ 含量提高到 100μL/L,在交接试验及预防项试验中,互感器氢气超标现象较多,往往并非是内部放电引起,与目前箱体内部镀锌处理工艺有关。

10.0.8 现场出现电压互感器一次绕组直流电阻测量值偏差 10%的情况不多,但是二次绕组直流电阻测量值偏差 15%的可能

性比较大。某些情况,制造厂在互感器误差特性测量时,发现测量绕组的误差特性曲线比计量绕组的误差特性曲线更好,可能变更两个绕组在内部端子的接线。计量绕组与测试绕组在结构上,往往一个在内侧分布,一个在外侧分布,导致直流电阻测量值发生偏差。尽管这种情况不影响实际使用,但是给交接试验单位带来麻烦,特别是安装完毕的 GIS 用电压互感器,不便于设备的更换,需要业主与制造厂进行协商处理。电流互感器也有类似情况,即使同型号、同规格、同批次产品使用的铁心,其磁化曲线也难保持完全一致,制造厂往往采用直径不同的二次导线进行分数匝等补偿,以满足误差特性要求,导致同型号、同规格、同批次产品二次绕组直流电阻测量值偏差较大。这种情况,同样需要业主与制造厂协商处理。理论计算与试验表明,这种情况下的直流电阻偏差,不影响产品性能。之所以采用“不宜”的表达方式,也是为业主与制造厂协商处理留下空间。

电流互感器绕组的直流电阻测量说明中增加了“一次绕组有串、并联接线方式时,对电流互感器的一次绕组的直流电阻测量应在正常运行方式下测量,或同时测量两种接线方式下的一次绕组的直流电阻,倒立式电流互感器单匝一次绕组的直流电阻之间的差异不宜大于 30%”。绕组直流电阻不应有较大差异,特别是不应与出厂值有较大差异,否则就要检查绕组联接端子是否有松动、接触不良或者有断线,特别是电流互感器的一次绕组。

10.0.9 极性检查可以和误差试验一并进行。

10.0.10 运行部门非常注重关口计量用互感器的检测,以保证涉及电量贸易结算的可靠性,且实际操作上均有国家授权的法定计量鉴定机构完成。本次修订,不再对误差测量机构(实验室)的要求进行描述。非关口计量用互感器,是指用于电网电量参量监测、继电保护及自动装置等仪器设备的互感器及绕组。对于非关口计量用互感器或互感器计量绕组进行误差检测的主要目的是用于内部考核,包括对设备、线路的参数(如线损)的测量;同时,误差试验

也可发现互感器是否有绝缘等其他缺陷。

10.0.11 考虑到 P 级电流互感器占有比较大的份额,励磁特性测量可以初步判断电流互感器本身的特征参数是否符合铭牌标志给出值。对 P 级励磁曲线的测量与检查,可采用励磁曲线测量法或模拟二次负荷法两种间接的方法核查电流互感器保护级(P 级)准确限值系数是否满足要求,有怀疑时,宜用直接法测量复合误差,根据测量结果判定是否合格。

(1)励磁曲线测量法核查电流互感器保护级(P 级)准确限值系数,应按下列方法和步骤:

1)根据电流互感器铭牌参数确定施加电压值,以测试 P 级绕组的 V—I 励磁特性曲线,其中二次电阻 r_2 可用二次直流电阻 $\bar{r}_2$ 替代,漏抗 x_2 可估算,电压与电流的测量用方均根值仪表;

2)根据不同电压等级估算 x_2 值, x_2 估算值见表 5;

表 5 x_2 估算值

电 流 互 感 器 额 定 电 压	独立结构			GIS 及套管 结构
	$\leq 35\text{kV}$	66kV~110kV	220kV~750kV	
x_2 估算值(Ω)	0.1	0.15	0.2	0.1

3)施加确定的电压值于二次绕组端,并实测电流值,该电流值大于 P 级准确限制电流值,则判该绕组准确限值系数不合格,该电流值小于 P 级准确限制电流值,则判该绕组准确限值系数合格。

举例说明励磁曲线测量法核查电流互感器保护级(P 级)准确限值系数的方法:

例 1:某互感器参数为:电流互感器额定电压 220kV,被检绕组变比 1000/5A,二次额定负荷 50VA, $\cos\Phi=0.8$, 10P20。

则:额定二次负荷阻抗 $Z_L = \left(\frac{50\text{VA}}{5\text{A}} \div 5\text{A} \right) (0.8 + j0.6) = 1.6 + j1.2\Omega$

二次阻抗 $Z_2 \approx \bar{r}_2 + jx_2 = 0.1 + j0.2$

其中 $\bar{r}_2$ 为直流电阻实测值。

那么,根据已知铭牌参数“10P20”,在 20 倍额定电流情况下线圈感应电势 $E|_{20I_n} = 20 \times 5 | (Z_2 + Z_L) | = 100 | 1.7 + j1.4 | = 100 \sqrt{1.7^2 + 1.4^2} = 220\text{V}$ 。

如果在二次绕组端施加励磁电压 220V 时测量的励磁电流 $I_0 > 0.1 \times 20 \times 5\text{A} = 10\text{A}$ 时,则判该绕组准确限值系数不合格。

(2)模拟二次负荷法核查电流互感器保护级(P 级)准确限值系数,应按下列方法和步骤:

1)进行基本误差试验时,配置相应的模拟二次负荷 Z'_L ;

2)接入 Z'_L 时测量额定电流下的复合误差 ($\sqrt{f^2 + \delta^2} \%$) 大于 10%,则判为不合格,其中 δ 单位取厘弧。

举例说明模拟二次负荷法核查电流互感器保护级(P 级)准确限值系数的方法:

例 2:某互感器参数为:电流互感器额定电压 220kV,被检绕组变比 1000/5A,二次额定负荷 50VA, $\cos\Phi=0.8$, 10P20。

在正常的差值法检测电流互感器基本误差线路上,将二次负荷 Z'_L 取值改为 $(20-1)Z_2 + 20Z_L$,即:

$$\begin{aligned} Z'_L &= (20-1)Z_2 + 20Z_L \\ &= 19 \times (0.1 + j0.2) + 20(1.6 + j1.2) = 33.9 + j27.8\Omega \end{aligned}$$

在接入 Z'_L 时测量额定电流(这里为 1000A)时的复合误差 ($\sqrt{f^2 + \delta^2} \%$) 大于 10%,则判为不合格,其中 δ 单位取厘弧。

通过励磁特性测量核查 P 级电流互感器是否满足产品铭牌上标称的参数,属于间接测量方法,与采用规定的大电流下直接测量可能会有差异。但是,间接法核查不满足要求的产品用直接法检测很少有合格的,除非间接测量方法本身的测量误差太大。也可以用间接法(包括直流法、低频电源法)现场检测具有暂态特性要求的 T 级电流互感器,因对检测人员和设备要求较高的缘故暂不宜推广。PR 级和 PX 级的用量相对较少,有要求时应按规定进

行试验。

用于继电保护的电流互感器或电流互感器线圈,进行励磁曲线测量时,要考虑施加电压是否高于二次绕组绝缘耐受能力。相关的 IEC 及国家标准,规定二次绕组开路电压最高限值为峰值 4.5kV。如果励磁曲线测量时间电压峰值高于 4.5kV 时,通过降低试验电源频率,可以降低试验电压,再通过换算的方式进行励磁曲线的比较。

采用交流法核查电流互感器暂态特性时,在二次端子上施加实际正弦波交流电压,测量相应的励磁电流,试验可以在降低的频率下进行,以避免绕组和二次端子承受不能容许的电压;测量励磁电流应采用峰值读数仪表,以能与峰值磁通值相对应。

具体的方法和步骤应符合下列规定:

①应在二次端子上施加实际正弦波交流电压,测量相应的励磁电流,试验可以在降低的频率下进行,测量励磁电流应采用峰值读数仪表,测量励磁电压应采用平均值仪表,刻度为方均根值;

②实测频率 f' 下所加电压的方均根值 U' , 并按下式计算二次匝链磁通道 Φ ;

$$\Phi = \frac{\sqrt{2}}{2\pi f'} \cdot U' \quad (\text{Wb}) \quad (1)$$

③额定频率 f 下的等效电压方均根值 U 应按下式计算:

$$U = \frac{2\pi f}{\sqrt{2}} \cdot \Phi \quad (\text{V, rms.}) \quad (2)$$

④所得励磁特性曲线应为峰值励磁电流 i_m 与代表峰值通道 Φ 的额定频率等效电压方均根值 U 的关系曲线。励磁电感由励磁特性曲线在饱和磁通 Φ_s 的 20% 至 90% 范围内的平均斜率确定;

$$L_m = \frac{\Phi_s}{i_m} = \frac{\sqrt{2}U}{2\pi f i_m} \quad (\text{H}) \quad (3)$$

⑤当忽略二次侧漏抗时,相应于电阻性总负荷 $(R_{et} + R_b)$ 的二次时间常数 T_s 可按下式计算:

$$T_s = \frac{L_s}{R_s} \approx \frac{L_m}{R_{et} + R_b} \quad (s) \quad (4)$$

⑥用交流法确定剩磁系数 K_r 时,应对励磁电压积分(图 3),积分的电压和相应的电流在 X-Y 示波器上显示出磁滞回环。当励磁电流已是饱和磁通 Φ_s 达到的值时,认为电流过零时的磁通值是剩磁 Φ_r 。

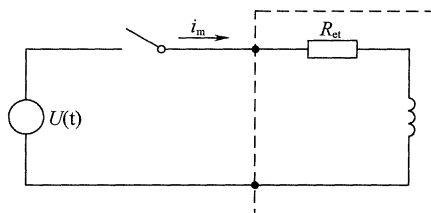


图 2 基本电路

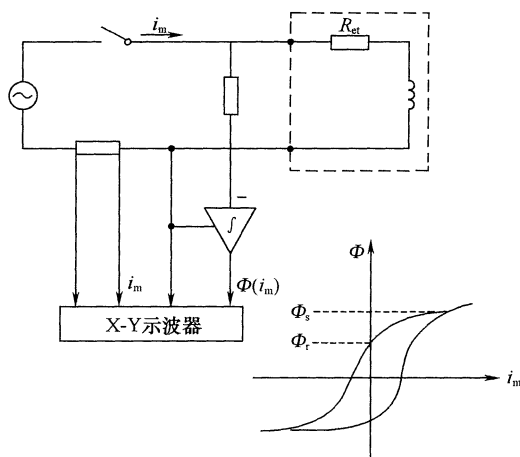


图 3 用磁滞回环确定剩磁系数 K_r

采用直流法核查电流互感器暂态特性时,典型试验电路见图 4。采用某一直流电压,它能使磁通达到持续为同一值。励磁电流缓慢上升,意味着受绕组电阻电压的影响,磁通测量值是在对励磁的

绕组端电压减去与 R_{et} 、 i_m 对应的附加电压后,再进行积分得出的。测定励磁特性时,应在积分器复位后立即闭合开关 S 。记录励磁电流和磁通的上升值,直到皆达到恒定时,然后切断开关 S 。一旦开关 S 断开,衰减的励磁电流流过二次绕组和放电电阻 R_d 。随之磁通值下降,但它在电流为零时,不会降为零。如选取的励磁电流 I_m 使磁通达到饱和值时,则在电流为零时剩余的磁通值认为是剩磁 Φ_r 。

具体的方法和步骤应符合下列规定:

① 直流法典型试验电路图为图 4;

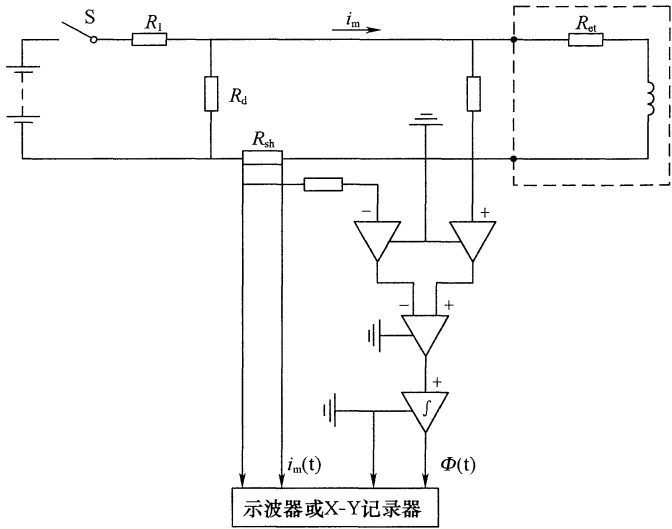


图 4 直流法基本电路

② 测定励磁特性时,应在积分器复位后立即闭合开关 S 。记录励磁电流和磁通的上升值,直到皆达到恒定时,然后切断开关 S ;

③ 磁通 $\Phi(t)$ 和励磁电流 $i_m(t)$ 与时间 t 的函数关系的典型试验记录图为图 5,其中磁通可以用 W_b 表示,或按公式(2)额定频率

等效电压方均根值 $U(t)$ 表示；

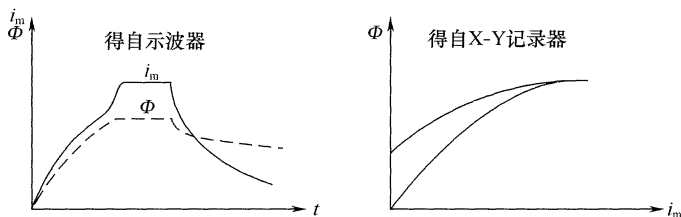


图5 典型记录曲线

④励磁电感(L_m)，可取励磁曲线上一些适当点的 $\Phi(t)$ 除以相应的 $i_m(t)$ 得出，或者当磁通值用等效电压方均根值 $U(t)$ 表示时，使用公式(3)；

⑤TPS 和 TPX 级电流互感器的铁心应事先退磁，退磁的 TPY 级电流互感器的剩磁系数(K_r)用比率 Φ_r/Φ_s 确定；

⑥对于铁心未事先退磁的 TPY 级电流互感器，其剩磁系数(K_r)可用交换二次端子的补充试验确定。此时的剩磁系数(K_r)计算方法同上，但假定(Φ_r)为第二次试验测得的剩磁值的一半。

⑦确定 TPS 和 TPX 级电流互感器 $\Phi(i_m)$ 特性的平均斜率时，推荐采用 X-Y 记录仪。

10.0.12 我国 66kV 及以下电压等级电网一般为不直接接地系统，配置有两种类型的电压互感器，一种是半绝缘结构电压互感器，一次绕组一端(A)接高压，一次绕组另一端(N)接地，励磁曲线最高测量电压为 190%；一种是全绝缘结构电压互感器，一次绕组两个端子分别接在不同相高压，如分别接在 A 相和 B 相之间，或者分别接在 B 相和 C 相之间，其励磁曲线最高测量电压为 150%。110(66)kV 及以上电压等级电网一般为直接接地系统，电压互感器的励磁曲线最高测量电压为 150%。特高压交流变电站的 110kV 三次系统(无功补偿)为不直接接地系统，半绝缘结构电磁式电压互感器的励磁曲线最高测量电压为 190%；少数区域

的 20kV 电网为直接接地系统,电压互感器的励磁曲线最高测量电压为 150%。电磁式电压互感器励磁曲线的测量,可以用于检查产品的性能一致性,也可以用于评估在电网运行条件下的耐受铁磁谐振能力。理论上,磁密越低,越有利于降低在电网运行状态下发生铁磁谐振的概率,但是低磁密将增大电压互感器的体积和制造成本。

与电流互感器不同,同一电压等级、同型号、同规格的电压互感器没有那么多的变比、级次组合及负荷的配置,其励磁曲线(包括绕组直流电阻)与出厂检测结果及型式试验报告数据不应有较大分散性,否则就说明所使用的材料、工艺甚至设计和制造发生了较大变动,应重新进行型式试验来检验互感器的质量。如果励磁电流偏差太大,特别是成倍偏大,就要考虑是否有匝间绝缘损坏、铁心片间短路或者是铁心松动的可能。

10.0.13 交接试验及预防性试验都提出电容式电压互感器(CVT)的电容分压器电容量及介损测量要求。

CVT 电容器瓷套内装有由几百只元件组成的电容心子,很多案例表明实测电容值的改变预示着内部有元件发生击穿或其他异常情况。所以本条规定 CVT 电容分压器电容量与额定电容值比较不宜超过-5%~10%,当 CVT 电容分压器电容量与额定电容值比较超过-5%~10%范围时应引起注意,加强监测或增加试验频次,有条件时停电检修处理,以消除事故隐患。

CVT 由耦合电容分压器和电磁单元组成,多数情况下,耦合电容分压器的中压与电磁单元之间的中压连线在电磁单元箱体内部,中压连线不解开,电磁单元各部件无法进行检测。此时,可以通过误差特性检测,根据误差特性测量结果反映耦合电容器及电磁单元内各部件是否有缺陷,包括耦合电容器各电容元件是否有损伤,电磁单元内部接线是否正确,各元件性能是否正常。电磁单元不检测时,安装在补偿电抗器两端的限幅器(现在多为氧化锌避雷器)及中间变压器二次端子处的限幅器应解开,否则会损坏限幅

器,阻尼器也吸收功率导致试验结果不准确。CVT 的误差特性受环境因素影响较大,包括气候条件及周边物体、电场等影响。CVT 在地面上与在基座(柱)上,耦合电容器的等效电容量是不一样的,受高压引线的连接方式影响也很大,误差特性测量时的 CVT 状况应尽量接近于实际运行状态。目前,CVT 电容分压器一般只采用膜纸绝缘介质材料。

10.0.14 油浸式互感器的密封性能主要是目测,气体绝缘互感器通常是在定性检测发现漏点时再进行定量检测。

11 真空断路器

11.0.1 真空断路器的试验项目基本上同其他断路器类似,但有两点不同:

(1)测量合闸时触头的弹跳时间,其标准及测试的必要性,在本标准第 11.0.5 条中说明。

(2)其他断路器需作分合闸时平均速度的测试。但真空断路器由于行程很小,一般是用电子示波器及临时安装的辅助触头来测定触头实际行程与所耗时间之比(不包括操作及电磁转换等时间)。考虑到现场较难进行测试,而且必要性不大,故此项试验未予列入。

11.0.4 现行行业标准《高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求》DL/T 593 中定义额定电压是开关设备和控制设备所在系统的最高电压,额定电压的标准值如下:3.6kV—7.2kV—12kV—24kV—40.5kV—72.5kV—126kV—252kV—363kV—550kV—800kV。真空断路器断口之间的交流耐压试验,实际上是判断真空灭弧室的真空度是否符合要求的一种监视方法。因此,真空灭弧室在现场存放时间过长时应定期按制造厂的技术条件规定进行交流耐压试验。至于对真空灭弧室的真空度的直接测试方法和所使用的仪器,有待进一步研究与完善。

表 11.0.4 数据引自现行行业标准《高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求》DL/T 593 中表 1 和表 2;表中的隔离断口是指隔离开关、负荷-隔离开关的断口以及起联络作用或作为热备用的负荷开关和断路器的断口,其触头开距按对隔离开关规定的安全要求设计。

11.0.5 在合闸过程中,真空断路器的触头接触后的弹跳时间是

该断路器的主要技术指标之一,弹跳时间过长,弹跳次数也必然增多,引起的操作过电压也高,这样对电气设备的绝缘及安全运行也极为不利。本标准参照厂家资料及部分国内省份的预防性试验规程规定,其弹跳时间:40.5kV 以下断路器不应大于 2ms,40.5kV 及以上断路器不应大于 3ms。10kV 部分大电流的真空断路器因其惯性大,确实存在部分产品的弹跳时间不能满足小于 2ms 的现象,但也是合格产品。

12 六氟化硫断路器

12.0.4 本条第3款罐式断路器应进行耐压试验,主要考虑罐式断路器外壳是接地的金属外壳,内部如遗留杂物、安装工艺不良或运输中引起内部零件位移,就可能会改变原设计的电场分布而造成薄弱环节和隐患,这就可能会在运行中造成重大事故。

瓷柱式断路器,其外壳是瓷套,对地绝缘强度高,另外变开距瓷柱式断路器断口开距大,故对它们的对地及断口耐压试验均未作规定。但定开距瓷柱式断路器的断口间隙小,仅30mm左右,故规定做断口的交流耐压试验,以便在有杂质或毛刺时,也可在耐压试验时被“老练”清除。

本条的耐压试验方式可分为工频交流电压、工频交流串联谐振电压、变频交流串联谐振电压和冲击电压试验等,视产品技术条件、现场情况和试验设备而定,均参照现行国家标准《额定电压72.5kV及以上气体绝缘金属封闭开关设备》GB 7674—2008的规定进行。

由于变频串联谐振电压试验具有设备轻便、要求的试验电源容量不大、对试品的损伤小等优点,因此,除制造厂另有规定外,建议优先采用变频串联谐振的方式。

交流电压(工频交流电压、工频交流串联谐振电压、变频交流串联谐振电压)对检查杂质较灵敏,试验电压应接近正弦,峰值和有效值之比等于 $\sqrt{2} \pm 0.07$,交流电压频率一般应在10Hz~300Hz的范围内。

试验方法可参照现行国家标准《额定电压72.5kV及以上气体绝缘金属封闭开关设备》GB 7674—2008,并按产品技术条件规定的试验电压值的80%作为现场试验的耐压试验标准。若能在

规定的试验电压下持续 1min 不发生闪络或击穿,表示交流耐压试验已通过。在特殊情况下,可增加冲击电压试验,以规定的试验电压,正负极性各冲击 3 次。

冲击电压分为雷电冲击电压和操作冲击电压。

雷电冲击电压试验对检查异常带电结构(例如电极损坏)比较敏感,其波前时间不大于 $8\mu\text{s}$;振荡雷电冲击电压波的波前时间不大于 $15\mu\text{s}$ 。

操作冲击电压试验对于检查设备存在的污染和异常电场结构特别有效,其波头时间一般应在 $150\mu\text{s}\sim 1000\mu\text{s}$ 之间。

12.0.9 合闸电阻一般均是碳质烧结电阻片,通流能力大,以合闸于反相或合闸于出口故障的工作条件最为严重,多次通流以后,特性变坏,影响功能。

罐式断路器的合闸电阻布置于罐体内,故应在安装过程中未充入 SF_6 气体前,对合闸电阻进行检查与测试。

合闸电阻的投入时间是指合闸电阻的有效投入时间,就是从辅助触头刚接通到主触头闭合的一段时间。

12.0.13 SF_6 气体中微量水的含量是较为重要的指标,它不但影响绝缘性能,而且水分会在电弧作用下在 SF_6 气体中分解成有毒和有害的低氧化物质,其中如氢氟酸($\text{H}_2\text{O} + \text{SF}_6 \rightarrow \text{SOF}_2 + 2\text{HF}$)对材料还起腐蚀作用。

水分主要来自以下几个方面:①在 SF_6 充注和断路装配过程中带入;②绝缘材料中水分的缓慢蒸发;③外界水分通过密封部位渗入。据国外资料介绍, SF_6 气体内的水分达到最高值一般是在 3 个月~6 个月之间,以后无特殊情况则逐渐趋向稳定。

有的断路器的气室与灭弧室不相连通,如某厂的罐式断路器就是使用盆式绝缘子将套管气室与灭弧室罐体隔开的,这是由于此类气室内 SF_6 充气压力较低,允许的微量水含量比灭弧室高。

断路器 SF_6 气体内微量水含量标准是参照现行国家标准《额定电压 72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备》GB 7674—

2008 及《六氟化硫电气设备中气体管理和检测导则》GB/T 8905—2012 中的相应规定来制订的。

取样和试验温度应尽量接近 20℃,且尽量不低于 20℃。检测的湿度值可按设备实际温度与设备生产厂提供的温、湿度曲线核查,以判定湿度是否超标。

12.0.14 泄漏值标准是参照现行国家标准《72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备》GB 7674—2008、《高压开关设备六氟化硫气体密封试验导则》GB 11023—1989 及现行行业标准《电力设备预防性试验规程》DL/T 596—1996 中有关规定来制订的。

检漏仪的灵敏度不应低于 1×10^{-6} (体积比),一般检漏仪则只能做定性分析。实际测量中正常情况下,年漏气率一般均在 0.1% 以下。另外,在现场也可采用局部包扎法,即将法兰接口等外侧用聚乙烯薄膜包扎 5h 以上,每个薄膜内的 SF₆ 含量不应大于 30μL/L (体积比)。规定必要时可采用局部包扎法进行气体泄漏测量,是考虑到用检漏仪定性检测到有六氟化硫气体泄漏,根据现场和设备的实际情况综合分析需要定量检测六氟化硫气体泄漏量和泄漏率时,需要采用局部包扎法进行气体泄漏测量。

因为在多个现场曾发现静态密封试验合格的开关,经过操动试验后,轴封等处发生泄漏的情况。所以,规定密封试验应在断路器充气 24h 以后,且开关操动试验后进行。

12.0.15 SF₆ 气体密度继电器是带有温度补偿的压力测定装置,能区分 SF₆ 气室的压力变化是由于温度变化还是由于严重泄漏引起的不正常压降。因此安装气体密度继电器前,应先检验其本身的准确度,然后根据产品技术条件的规定,调整好补气报警、闭锁合闸及闭锁分闸等的整定值。

13 六氟化硫封闭式组合电器

13.0.4 同本标准第 12.0.14 条的条文说明。

13.0.5 同本标准第 12.0.13 条的条文说明。

13.0.6 同本标准第 12.0.4 条的条文说明。除参照本标准第 12.0.4 条的条文说明外,补充以下内容:

也可以直接利用六氟化硫封闭式组合电器自身的电磁式电压互感器或电力变压器,由低压侧施加试验电源,在高压侧感应出所需的试验电压。该办法不需高压试验设备,也不用高压引线的连接和拆除。750kV 电压等级的,试验电压为出厂试验电压的 80%,即 768kV。采用这种办法要考虑试验过程中磁路饱和、试品击穿等引起的过电流问题。

局部放电测量有助于探测现场试验期间的某类故障。对于现场的局部放电探测,除了应符合现行国家标准《局部放电测量》GB/T 7354 的传统方法以外,电气的 VHF/UHF 和声学法可以用于 GIS。这两种方法比传统的测量对噪声缺乏敏感性,而且可以用于局部放电的在线监测。具体方法参照现行行业标准《气体绝缘金属封闭开关设备现场耐压及绝缘试验导则》DL/T 555。750kV 电压等级的在 $1.2U_r/\sqrt{3}$ 即 554kV 下(U_r 为额定电压)进行局部放电测试。

13.0.7 本条规定的试验项目是验证六氟化硫封闭式组合电器的高压开关及其操动机构、辅助设备的功能特性。操动试验前,应检查所有管路接头的密封,螺钉、端部的连接;二次回路的控制线路以及各部件的装配是否符合产品图纸及说明书的规定等。

14 隔离开关、负荷开关及高压熔断器

14.0.2 绝缘电阻值是参照现行行业标准《电力设备预防性试验规程》DL/T 596—1996 制订的。

14.0.3 这一条规定的目的是发现熔丝在运输途中有无断裂或局部振断。

14.0.4 隔离开关导电部分的接触好坏可以通过在安装中对触头压力接触紧密度的检查予以保证,但负荷开关与真空断路器及 SF₆ 断路器一样,其导电部分好坏不易直观与检测,其正常工作性质也与隔离开关有所不同,所以应测量导电回路的电阻。

14.0.5~14.0.7 此三条是参照《高压交流隔离开关和接地开关》GB 1985—2004 修订的。其中第 14.0.7 条第 1 款第 2 项所规定的气压范围为操动机构储气筒的气压数值。

15 套 管

15.0.1 由于目前 35kV 油断路器已经不再使用,所以将原条文中的备注“注:整体组装于 35kV 油断路器上的套管,可不单独进行 $\tan\delta$ 的试验”删除。

15.0.2 应在安装前测量电容型套管的抽压及测量小套管对法兰外壳的绝缘电阻,以便综合判断其是否受潮,测试标准参照现行行业标准《电力设备预防性试验规程》DL/T 596—1996 的规定。规定使用 2500V 兆欧表进行测量,主要考虑测试条件一致,便于分析。大部分国产套管的抽压及测量小套管具有 3000V 的工频耐压能力,因此使用 2500V 兆欧表不会损坏小套管的绝缘。

15.0.3 本条是参照现行国家标准《交流电压高于 1000V 的绝缘套管》GB/T 4109—2008 的规定,测量 $\tan\delta(\%)$ 的试验电压为 $1.05U_m/\sqrt{3}$,考虑到现场交接试验的方便,试验电压可为 10kV,但 $\tan\delta(\%)$ 数值标准的要求仍保持不变。

套管的 $\tan\delta(\%)$ 一般不用进行温度换算,而且对于油气套管来讲,其温度要考虑变压器的上层油温及空气或 SF_6 气体的温度加权计算,对现场的操作不方便。原规程有由某单位提供的油浸纸绝缘电流互感器或套管的 $\tan\delta(\%)$ 的温度换算系数参考值转载见表 6,仅供参考。并不鼓励进行温度换算,只是在怀疑有问题时供研究之用。

表 6 温度换算系数考值

测量时温度 $t_x(^{\circ}\text{C})$	系数 K	测量时温度 $t_x(^{\circ}\text{C})$	系数 K
5	0.880	10	0.930
8	0.910	12	0.950

续表 6

测量时温度 $t_x(^{\circ}\text{C})$	系数 K	测量时温度 $t_x(^{\circ}\text{C})$	系数 K
14	0.960	26	1.030
16	0.980	28	1.040
18	0.990	30	1.050
20	1.000	32	1.060
22	1.010	34	1.065
24	1.020	36	1.070

注: 20°C 时的 $\tan\delta(\%) = [t_x^{\circ}\text{C}$ 时测得的 $\tan\delta(\%)] / K$ 。

电容型套管的实测电容量值与产品铭牌数值或出厂试验值相比,其差值应在 $\pm 5\%$ 范围内。原标准为 $\pm 10\%$,而预防性试验规程的要求则为 $\pm 5\%$,考虑到设备交接时要求应更严格,因此统一取为 $\pm 5\%$ 。

套管备品放置一年以上,使用时要再做交接试验。

15.0.5 套管中的绝缘油质量好坏是直接关系到套管安全运行的重要一环,但套管中绝缘油数量较少,取油样后可能还要进行补充,因此要求厂家提供绝缘油的出厂试验报告。对本条第 1 款的油样试验项目进行了说明,即“水含量和色谱试验”。第 2 款新增了 750kV 电压等级的套管以及充电缆油的套管的绝缘油的试验项目和标准,参照现行行业标准《变压器油中溶解气体分析和判断导则》DL/T 722,对 750kV 电压等级的套管,其总烃含量应小于 $10\mu\text{L/L}$,氢气含量应小于 $150\mu\text{L/L}$,乙炔含量为 $0.1\mu\text{L/L}$ 。

16 悬式绝缘子和支柱绝缘子

16.0.2 明确对悬式绝缘子和 35kV 及以下的支柱绝缘子进行抽样检查绝缘电阻,目的在于避免母线安装后耐压试验时因绝缘子击穿或不合格而需要更换,造成施工困难和人力物力的浪费。

对于半导体釉绝缘子的绝缘电阻可能难以达到条文规定的要求,故按产品技术条件的规定。

16.0.3 本条第 1 款中规定“35kV 及以下电压等级的支柱绝缘子应进行交流耐压试验,可在母线安装完毕后一起进行”。

35kV 多元件支柱绝缘子的每层浇合处是绝缘的薄弱环节,往往在整个绝缘子交流耐压试验时不可能发现,而在分层耐压试验时引起击穿,为此本条规定应按每个元件耐压试验电压标准进行交流耐压试验。

悬式绝缘子的交流耐压试验电压标准,是根据国内有关厂家资料而制订的。

17 电力电缆线路

17.0.1 橡塑绝缘电力电缆采用直流耐压存在明显缺点:直流电压下的电场分布与交流电压下电场分布不同,不能反映实际运行状况。国际大电网会议第 21 研究委员会 CIGRE SC21 WG21 - 09 工作组报告和 IEC SC 20A 的新工作项目提案文件不推荐采用直流耐压试验作为橡塑绝缘电力电缆的竣工试验。这一点也得到了运行经验的证明,一些电缆在交接试验中直流耐压试验顺利通过,但投运不久就发生绝缘击穿事故;正常运行的电缆被直流耐压试验损坏的情况也时有发生,故在本条目中要求对橡塑绝缘电力电缆采用交流耐压试验。但对 U_0 为 18kV 及以下的橡塑电缆,由于在现行 IEC 标准中保留了直流耐压试验,所以在本条中要求在条件不具备的情况下,允许对 U_0 为 18kV 及以下的橡塑电缆采用直流耐压试验。

另外,最新版 IEC 标准《额定电压 1kV($U_m=1.2$ kV)至 30kV ($U_m=36$ kV)挤出绝缘电力电缆及其附件 第 2 部分:额定电压 6kV($U_m=7.2$ kV)至 30kV($U_m=36$ kV)电缆》IEC 60502 - 2 : 2014 已经将“对电缆的导体与接地屏蔽之间施加有效值为 $3U_0$ 的 0.1Hz 电压进行耐压 15min”的方法正式作为额定电压 U_0 为 3.6kV~18kV 的安装后电气试验方法的选项之一,因此,本标准也补充采用了这一试验方法。

需要说明的是,IEC 标准的安装后试验要求中,均提出“推荐进行外护套试验和(或)进行主绝缘交流试验。对仅进行了外护套试验的新电缆线路,经采购方与承包方同意,在附件安装期间的质量保证程序可以代替主绝缘试验”的观点和规定,指出了附件安装期间的质量保证程序是决定安装质量的实质因素,试验只是辅助

手段。但前提是能够提供经过验证的可信的“附件安装期间的质量保证程序”。目前我国安装质量保证程序还需要验证,安装经验还需要积累,一般情况下还不能省去主绝缘试验。但应该按这一方向去努力。

纸绝缘电缆是指粘性油浸纸绝缘电缆和滴流油浸纸绝缘电缆。

橡塑绝缘电力电缆是指聚氯乙烯绝缘、交联聚乙烯绝缘和乙丙橡皮绝缘电力电缆。

考虑到电缆局部放电现场测试技术的快速发展,以及部分单位的成功实践经验,增加了条件具备时 66kV 及以上橡塑绝缘电力电缆线路可进行现场局部放电试验的有关要求,即橡塑绝缘电力电缆的试验项目中增加了“电力电缆线路的局部放电测量”。

17.0.2 本条对电缆试验的注意事项作了规定,对 0.6/1kV 的电缆线路的耐压试验可用 2500kV 兆欧表代替做了说明。

17.0.4 标准中引进了 U_0/U 的概念后,直流耐压试验标准与 U_0 和 U 均有关,特别是具有统包绝缘的电缆,不但考虑相间绝缘,还考虑了相对地绝缘。

主要依据 IEC 标准《充油电缆和压气电缆及其附件的试验 第 1 部分:交流 500kV 及以下纸绝缘或聚丙烯复合纸绝缘金属套充油电缆及其附件》IEC 60141-1:1993 及其第 2 号修改单(1998),等效的现行国家标准《交流 500kV 及以下纸或聚丙烯复合纸绝缘金属套充油电缆及附件 第 1 部分:试验》GB/T 9326.1—2008,虽然有一些内容略有差异,但是对电缆安装后的试验要求却保持了一致的内容:将电缆线路的油压升高至设计油压后,对包括终端和接头在内的电缆线路进行直流耐压试验。将直流负极性电压施加在导体与屏蔽层之间,时间 15 min。试验电压按表中第 7 栏数值(见表 7)或为雷电冲击耐受电压值的 50%,以两者中低的值为准。

**表 7 IEC 60141 标准给出的三相系统用电缆的
系统电压和试验电压的推荐标称值**

1			2	3	4	5	6	7
系统电压 ^a					电缆的试验电压 ^b			
标称值 ^c (仅供参考) (kV)			设备的最高 电压 ^c U_m (kV)	电缆的额定 电压 U_0 (kV)	耐压试验 (例行试验)		绝缘安全 试验	安装后 试验 ^d
					交流 (kV)	直流 (kV)	交流 (kV)	直流 (kV)
30		33	36	18	46	111	45	81
45		47	52	26	62	149	65	117
60	66	69	72.5	36	82	197	90	162
110		115	123	64	138	330	160	290
132		138	145	76	162	390	190	305
150		161	170	87	184	440	220	350
220		230	245	127	220	530	320	510
275		287	300	160	275	665	375	560
330		345	362	190	325	780	430	665
380		400	420	220	375	900	480	770
	500		525	290	495	990	600	870
a 见 IEC 60071 和 IEC 60183。 b 第 4、5、6 和 7 栏中的数值,对 200kV 及以下电压和超过 200kV 电压的电缆已分别被修约至 kV 值的整数和 5kV 或 10kV。 c 有效值。 d 见 IEC 60141 标准第 8.4 条。								

说明:上表内容为 IEC 60141 标准的原文内容。注 a 所指的标准是:“IEC 60071 绝缘配合”和“IEC 60183 高压电缆选用导则”,注 d 所指的条款是 IEC 60141 标准的相应正文中表述上段引号内容的条款。

根据上述条款规定,确定了充油绝缘电缆直流耐压试验电压的选取结果,见表 8。

表 8 充油绝缘电缆直流耐压试验电压的选取 (kV)

电缆额定电压 U_0/U	雷电冲击耐受电压		IEC 60141 标准 表格规定的直流 试验电压值	按照所述规定应该 选取的直流试验电压 (已经修约取整)
	100%	50%		
48/66	325	162.5	162	162
	350	175		175
64/110	450	225		225
	550	275	290	275
127/220	850	425		425
	950	475		475
	1050	525	510	510
190/330	1175	587.5		590
	1300	650	665	650
290/500	1425	712.5		715
	1550	775		775
	1675	837.5	870	840

雷电冲击电压依据现行国家标准《绝缘配合 第 1 部分:定义、原则和规则》GB 311.1—2012 的规定。

为了便于使用,仅把常用的绝缘水平试验电压列在正文,将其他绝缘水平的试验电压放在条文说明里。

充油电缆条款中还增加了“当现场条件只允许采用交流耐压方法时,应该采用的交流电压(有效值)为上述直流试验电压值的 42%(额定电压 U_0/U 为 190/330 及以下)和 50%(额定电压 U_0/U 为 290/500)”的新规定。这里采用的交流电压(有效值),是根据相应的 IEC 60141 及国家标准 GB/T 9326—2008 的产品标准中例行试验规定的直流试验电压与交流试验电压的等效换算倍数 2.4 和 2.0,把交接试验的直流电压值反算确定得到的交流电压值。

本条第 3 款,泄漏电流值和不平衡系数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。其他电缆泄漏电流值不作规定。

17.0.5 本条的试验标准是参照最新版 IEC 标准《额定电压 1kV ($U_m=1.2\text{kV}$)至 30kV($U_m=36\text{kV}$)挤出绝缘电力电缆及其附件 第 2 部分:额定电压 6kV ($U_m=7.2\text{kV}$)至 30kV ($U_m=36\text{kV}$)电缆》IEC 60502.2 : 2014,《额定电压 30kV ($U_m=36\text{kV}$)以上至 150kV($U_m=170\text{kV}$)挤包绝缘电力电缆及其附件——试验方法和要求》IEC 60840 : 2011,《额定电压 150kV ($U_m=170\text{kV}$)以上至 500kV($U_m=550\text{kV}$)挤出绝缘电力电缆及其附件——试验方法和要求》IEC 62067 : 2011,及等效采用 IEC 标准内容的对应最新版国家标准的相应规定而制订的,同时考虑到目前国内各施工单位试验设备实际条件,对试验电压、试验时间给出了几种可选项,其中括号前为重点推荐。

17.0.8 交叉互联系统试验,方法和要求在本规范附录 G 已比较详细介绍,其中本规范第 G.0.3 条交叉互联性能试验,为比较直观和可靠的方法,但是需要相应的试验电源设备,这是大部分现场试验单位所不具备的,因此如用本方法试验时,应作为特殊试验项目处理。如果使用其他简便方式能够确定电缆的交叉互联结线无误,也可以采用其他简便方式。因此本规范第 G.0.3 条作为推荐采用的方法。

17.0.9 考虑到电缆局部放电现场测试技术的快速发展,以及部分单位的成功实践经验,增加了对于 66kV 及以上橡塑绝缘电力电缆线路在条件具备时进行现场局部放电试验的有关要求,其他电压等级的橡塑绝缘电力电缆线路,可以结合工程建设条件选择是否进行该试验,本标准暂不作规定。但限于技术发展现状,各种局部放电测量技术对于局部放电量绝对值还不能给出统一的分析判据,不过,各种方法的所规定的参考值还是有一定的实际指导意义,特别是在同一条件下进行测量所获得的局部放电量相对比较

值是具有分析判据价值的。所以建议在被试电缆三相之间比较局放量的相对值,局放量异常大者,或达到超过局放试验仪器厂家推荐判断标准的,有关各方应研究解决办法;局放量明显大者应在三个月或六个月内用同样的试验方法复查局放量,如有明显增长则应研究解决办法。目前暂时不对具体测试技术方法作规定,待技术进一步成熟和经验进一步积累后,再作规定。考虑到今后在线检测状态检修的需求,应该鼓励积极开展局部放电测量。

目前常用的局放检测方法有以下几种:

(1)脉冲电流法是国际公认的对大部分绝缘设备局部放电检测的最基本方法,IEC-60270 为 IEC 正式公布的局部放电测量标准。其利用试验电容器耦合被测试品中的局放信号,测量出电容试品内部的视在放电量。但其对试验电源和环境都有较高的要求,对被测试品的局放位置定位比较困难。

(2)振荡波测试法是目前国际上较为先进的一种离线(停电)电缆局放检测技术,通过对充电后流经系统检测回路的电缆放电电流中脉冲信号的分析与计算来实现电缆内部局部放电量值检测和位置确定,用于带绝缘屏蔽结构电缆全线本体和附件缺陷检测。目前有些单位已成功运用电缆振荡波局放测试技术对 10kV 电缆进行了局放测试。

(3)超声波检测法是通过检测电力设备局部放电产生的超声波信号来测量局部放电的大小和位置。在实际检测中,超声传感器主要是通过贴在电气设备外壳上以体外检测的方式进行的。超声波方法用于在线监测局部放电的监测频带一般均在 20kHz~230kHz 之间。

(4)特高频法(UHF)法是目前局部放电检测的一种新方法,研究认为,每一次局部放电过程都伴随着正负电荷的中和,沿放电通道将会有过程极短陡度很大的脉冲电流产生,电流脉冲的陡度比较大,辐射的电磁波信号的特高频分量比较丰富。其主要的优点是能够进行局放定位,可进行移动检测,适用于在线检测。

18 电 容 器

18.0.1 新增“电容测量”试验,删除了原条款“耦合电容器的局部放电试验”。

18.0.2 新条文要求绝缘电阻均应不低于 500M Ω 。

18.0.3 第 1 款中“测得的介质损耗因数($\tan\delta$)应符合产品技术条件的规定”,是参照《耦合电容器及电容分压器》GB/T 19749—2005 及《高压交流断路器用均压电容器》GB/T 4787—2010 制订的。

对浸渍纸介质电容器, $\tan\delta$ (%)不应大于 0.4;浸渍与薄膜复合介质电容器 $\tan\delta$ (%)不大于 0.15;全膜介质电容器 $\tan\delta$ (%)不大于 0.05,在《标称电压 1kV 及以下交流电力系统用非自愈式并联电抗器 第 1 部分:总则—性能、试验和定额—安全要求—安装和运行导则》GB/T 17886.1—1999、《标称电压 1000V 以上交流电力系统用并联电容器 第 1 部分:总则》GB/T 11024.1—2010 及《电力系统用串联电容器 第一部分:总则》GB/T 6115.1—2008 中,也有这些规定。上述数据必要时也可供参考。

第 2 款是参照现行国家标准《耦合电容器及电容分压器》GB/T 19749—2005 第 2.3.2 条的规定:“电容偏差:测得的电容对额定电容的相对偏差应不大于-5%~+10%,叠柱中任意两单元的电容之比对这两单元的额定电压之比的倒数之间相差应不大于 5%。注:对于电容分压器、电容式电压互感器,制造方可以要求较小的电压比偏差,其值应按每一具体情况下的协议确定。”

18.0.4 现行国家标准《标称电压 1000V 以上交流电力系统用并联电容器 第 1 部分:总则》GB/T 11024.1—2010 第 7.2 条规定的电容偏差为:

“对于电容器单元或每相只包含一个单元的电容器组， $-5\% \sim +5\%$ ；

对于总容量在 3Mvar 及以下的电容器组， $-5\% \sim +5\%$ ；

对于总容量在 3Mvar 以上的电容器组， $0 \sim +5\%$ 。

三相单元中任何两线路端子之间测得的电容的最大值和最小值之比不应超过 1.08。

三相电容器组中任意两线路端子之间测得的电容的最大值和最小值之比不应超过 1.02。”

18.0.5 参照现行国家标准《标称电压 1kV 及以下交流电力系统用非自愈式并联电抗器 第 1 部分：总则—性能、试验和定额—安全要求—安装和运行导则》GB/T 17886.1—1999、《标称电压 1000V 以上交流电力系统用并联电容器 第 1 部分：总则》GB/T 11024.1—2010、《电力系统用串联电容器 第一部分：总则》GB/T 6115.1—2008 和《高压交流断路器用均压电容器》GB/T 4787—2010 中规定：“现场验收试验时的工频电压试验宜采用不超过出厂试验电压的 75%”；“现场验收试验电压为此表（即工厂出厂试验电压标准表）的 75%或更低”。工厂出厂试验电压标准表参考《绝缘配合 第 1 部分：定义、原则和规则》GB 311.1—2012，并且取斜线下的数据（外绝缘的干耐受电压），因此，本条规定“当产品出厂试验电压值不符合本标准表 18.0.5 的规定时，交接试验电压应按产品出厂试验电压值的 75%进行”。

19 绝缘油和 SF₆ 气体

19.0.1 本条主要是参照现行行业标准《运行中变压器油质量》GB/T 7595—2008 制订的。

表 19.0.1 绝缘油的试验项目及标准中新增变压器油中颗粒度限值, 详见现行行业标准《变压器油中颗粒度限值》DL/T 1096—2008。

19.0.2 表 19.0.2 中简化分析试验栏对应的适用范围, 删除了原标准中的“准备注入油断路器的新油所做的试验项目”。

19.0.3 本条是采用了水利电力部西安热工研究所出版的《电力用油运行指标和方法研究》和现行国家标准《运行变压器油维护管理导则》GB/T 14542 中关于补油和混油的规定制订的。为了便于掌握该规定的要点, 将《电力用油运行指标和方法研究》摘要如下:

(1) 正常情况下, 混油的技术要求应满足以下五点:

1) 最好使用同一牌号的油品, 以保证原来运行油的质量和明确的牌号特点。

2) 被混油双方都添加了同一种抗氧化剂, 或一方不含抗氧化剂, 或双方都不含。因为油中添加剂种类不同, 混合后有可能发生化学变化而产生杂质, 应予以注意。只要油的牌号和添加剂相同, 则属于相容性油品, 可以按任何比例混合使用。国产变压器油皆用 2,6-二叔丁基对甲酚作抗氧化剂, 所以只要未加其他添加剂, 即无此问题。

3) 被混油双方的油质都应良好, 各项特性指标应满足运行油质量标准。

4) 如果被混的运行油有一项或多项指标接近运行油质量标准

允许的极限值,尤其是酸值,水溶性酸(pH)值等反映油品老化的指标已接近上限时,则混油必须慎重对待。

5)如运行油质已有一项与数项指标不合格,则应考虑如何处理,不允许利用混油手段来提高运行油的质量。

(2)关于补充油及不同牌号油混合使用的五项规定:

1)不同牌号的油不宜混合使用,只有在必须混用的情况下方可混用;

2)被混合使用的油其质量均必须合格;

3)新油或相当于新油质量的不同牌号变压器油混合使用时,应按混合油的实测凝固点决定是否可用;

4)向质量已经下降到接近运行中质量标准下限的油中,加同一牌号的新油或新油标准已使用过的油时,必须按照 YS-1-27-84 中预先进行混合油样的油泥析出试验,无沉淀物产生方可混合使用,若补加不同牌号的油,则还需符合本款第(3)条的规定;

5)进口油或来源不明的油与不同牌号的运行油混合使用时,应按照 YS-25-1-84 规定,对预先进行参与混合的各种油及混合后油样进行老化试验,当混油的质量不低于原运行油时,方可混合使用,若相混油都是新油,其混合油的质量不应低于最差的一种新油,并需符合本款第(3)条的规定。

19.0.4 由于采用 SF₆ 气体作为绝缘介质的设备已有开关和 GIS、互感器(CT、PT)、变压器、重合器、分段器等,对 SF₆ 气体的质量控制非常重要,因此制订了该条款。新标准修改为“SF₆ 新气到货后,充入设备前应对每批次的气瓶进行抽检,并应按现行国家标准《工业六氟化硫》GB 12022 验收,SF₆ 新到气瓶抽检比例应符合表 19.0.4 的规定,其他每瓶可只测定含水量”。

20 避 雷 器

20.0.1 本条有关金属氧化物避雷器的试验项目和标准是参照现行国家标准《交流无间隙金属氧化物避雷器》GB 11032—2010 和现行行业标准《现场绝缘试验实施导则 第 5 部分:避雷器试验》DL/T 474.5 而制订的。

某工程交接试验时曾经发现 500kV 避雷器厂家未安装均压电容的情况,如果以第 3 款用直流方法试验,无法检查出来。另外 500kV 避雷器上、中、下三节的均压电容值也不完全一样,也发生过上、下节装反的情况,是在运行中通过红外测温发现温度异常。因此要求带均压电容器的,应做第 2 款。

20.0.3 本条综合了我国各地区经验,规定了金属氧化物避雷器测量用兆欧表的电压及绝缘电阻值要求,以便于执行。

20.0.4 工频参考电压是无间隙金属氧化物避雷器的一个重要参数,它表明阀片的伏安特性曲线饱和点的位置。测量金属氧化物避雷器对应于工频参考电流下的工频参考电压,主要目的是检验它的动作特性和保护特性。要求整支或分节进行的测试值符合产品技术条件的规定,同时不低于现行国家标准《交流无间隙金属氧化物避雷器》GB 11032—2010 的要求。一般情况下避雷器的工频参考电压峰值与避雷器的 1mA 下的直流参考电压相等。

工频参考电流是测量避雷器工频参考电压的工频电流阻性分量的峰值。对单柱避雷器,工频参考电流通常在 1mA~6mA 范围内;对多柱避雷器,工频参考电流通常在 6mA~20mA 范围内,其值应符合产品技术条件的规定。

测量金属氧化物避雷器在持续运行电压下持续电流能有效地检验金属氧化物避雷器的质量状况,并作为以后运行过程中测试

结果的基准值,因此规定持续电流其阻性电流或全电流值应符合产品技术条件的规定。

金属氧化物避雷器的持续运行电压值见表 9~表 15。金属氧化物避雷器持续运行电压值参见现行国家标准《交流无间隙金属氧化物避雷器》GB 11032。

表 9 典型的电站和配电用避雷器参数(参考)(kV)

避雷器额定 电压 U_r (有效值)	避雷器持续 运行电压 U_c (有效值)	标称放电电流 20kA 等级	标称放电电流 10kA 等级	标称放电电流 5kA 等级	
		电站用 避雷器	电站用 避雷器	电站用 避雷器	配电用 避雷器
5	4.0	—	—	7.2	7.5
10	8.0	—	—	14.4	15.0
12	9.6	—	—	17.4	18.0
15	12.0	—	—	21.8	23.0
17	13.6	—	—	24.0	25.0
51	40.8	—	—	73.0	—
84	67.2	—	—	121.0	—
90	72.5	—	130	130.0	—
96	75	—	140	140.0	—
100	78	—	145	145.0	—
102	79.6	—	148	148.0	—
108	84	—	157	157.0	—
192	150	—	280	—	—
200	156	—	290	—	—
204	159	—	296	—	—
216	168.5	—	314	—	—
288	219	—	408	—	—

续表 9

避雷器额定电压 U_r (有效值)	避雷器持续运行电压 U_c (有效值)	标称放电电流 20kA 等级	标称放电电流 10kA 等级	标称放电电流 5kA 等级	
		电站用 避雷器	电站用 避雷器	电站用 避雷器	配电用 避雷器
300	228	—	425	—	—
306	233	—	433	—	—
312	237	—	442	—	—
324	246	—	459	—	—
420	318	565	565	—	—
444	324	597	597	—	—
468	330	630	630	—	—

表 10 典型的电气化铁道用避雷器参数(参考)(kV)

避雷器额定电压 U_r (有效值)	避雷器持续运行电压 U_c (有效值)	标称放电电流 5kA 等级
42	34.0	65.0
84	68.0	130.0

表 11 典型的并联补偿电容器用避雷器参数(参考)(kV)

避雷器额定电压 U_r (有效值)	避雷器持续运行电压 U_c (有效值)	标称放电电流 5kA 等级
5	4.0	7.2
10	8.0	14.4
12	9.6	17.4
15	12.0	21.8
17	13.6	24.0
51	40.8	73.0
84	67.2	121.0
90	72.5	130.0

表 12 典型的电机用避雷器参数(参考)(kV)

避雷器额定电压 U_r (有效值)	避雷器持续运行电压 U_c (有效值)	标称放电电流 5kA 等级	标称放电电流 2.5kA 等级
		发电机用避雷器	电动机用避雷器
4.0	3.2	5.7	5.7
8.0	6.3	11.2	11.2
13.5	10.5	18.6	18.6
17.5	13.8	24.4	—
20.0	15.8	28.0	—
23.0	18.0	31.9	—
25.0	20.0	35.4	—

表 13 典型的低压避雷器参数(参考)(kV)

避雷器额定电压 U_r (有效值)	避雷器持续运行电压 U_c (有效值)	标称放电电流 1.5kA 等级
0.28	0.24	0.6
0.50	0.42	1.2

表 14 典型的电机中性点用避雷器参数(参考)(kV)

避雷器额定电压 U_r (有效值)	避雷器持续运行电压 U_c (有效值)	标称放电电流 1.5kA 等级
2.4	1.9	3.4
4.8	3.8	6.8
8.0	6.4	11.4
10.5	8.4	14.9
12.0	9.6	17.0
13.7	11.0	19.5
15.2	12.2	21.6

表 15 典型的变压器中性点用避雷器参数(参考)(kV)

避雷器额定电压 U_r (有效值)	避雷器持续运行电压 U_c (有效值)	标称放电电流 1.5kA 等级
60	48	85
72	58	103
96	77	137
144	116	205
207	166	292

20.0.5 直流参考电压是在对应于直流参考电流下,在避雷器试品上测得的直流电压值,是以直流电压和电流方式来表明阀片的伏安特性曲线饱和点的位置,主要目的也是检验避雷器的动作特性和保护特性。一般情况下避雷器的直流 1mA 电压与避雷器的工频参考电压峰值相等,可以采用倍压整流的方法得到避雷器的直流 1mA 电压,用以检验避雷器的动作特性和保护特性。现行国家标准《交流无间隙金属氧化物避雷器》GB 11032—2010 规定,对整只避雷器(或避雷器元件)测量直流 1mA 参考电流下的直流参考电压值即 U_{1mA} ,不应小于表 9~表 15 的规定。

避雷器直流 1mA 电压也是避雷器泄漏电流测试时的电压基准值,测量避雷器泄漏电流的电压值为 0.75 倍避雷器直流 1mA 电压,是检验金属氧化物电阻片或避雷器的质量状况,并作为以后运行过程中所有 0.75 倍直流 1mA 电压下的泄漏电流测试结果的基准值。多柱并联和额定电压 216kV 以上的避雷器泄漏电流由制造厂和用户协商规定,应符合产品技术条件的规定。

由于特殊性,本条文增加了对 750kV 金属氧化物避雷器的具体要求,其伏安特性曲线的拐点电流在 4mA 左右,测试电流在 3mA 时的参考电压是为了检查阀片性能,并为避雷器特性提供基础数据。

20.0.6 放电计数器是避雷器动作时记录其放电次数的设备,为

在雷电侵袭时判明避雷器是否动作提供依据,因此应保证其动作可靠。监视电流表是用来测量避雷器在运行状况下的泄漏电流,是判断避雷器运行状况的依据。制造厂执行现行国家标准《直接用作模拟指示电测量仪表及其附件》GB/T 7676,但在现场经常会出现指示不正常的情况。所以监视电流表宜在安装后进行校验或比对试验,使监视电流表指示良好。

20.0.7 工频放电电压,过去在国家现行试验标准中已使用多年,至今仍然适用,故今后继续使用该标准还是合适的。

21 电 除 尘 器

21.0.1 修订后本条为 5 款试验项目,原条文中的 1~6 款,属于电除尘整流变压器的试验项目,故合并为第 1 款电除尘整流变压器试验。删去了原条款“测量电场的绝缘电阻”,因为空载升压时也要测量电场的绝缘电阻。

21.0.2 如果不进行器身检查,电除尘整流变压器试验项目为 4 项,其中绝缘油试验,通常只做绝缘油击穿电压,如果击穿电压低于表 19.0.1 相关规定值时,可认为对绝缘油性能有怀疑,则按本标准 19 章“绝缘油和 SF₆ 气体”的规定进行其他项目检测。

21.0.3 本条增加了绝缘子、隔离开关及瓷套管应在安装前进行绝缘电阻测量和耐压试验的规定,是考虑到如果有质量问题的绝缘子、隔离开关或瓷套管一旦被安装,则影响电场的升压和正常运行,更换也比较困难。另外,有些项目忽视了绝缘子、隔离开关及瓷套管安装前的检测,未经任何检测就安装了,结果在电场空载升压时发生了闪络。

21.0.5 电除尘器本体的接地电阻不应大于 1Ω 是按厂家的规定。

21.0.6 空载升压试验是指在整个电除尘器安装结束和通电之前进行的带极板的升压试验,以鉴定安装质量。规定升压应能达到厂家允许值而不放电为合格。

新增“空载升压试验前应测量电场的绝缘电阻”的规定,规定应采用 2500V 兆欧表,绝缘电阻值不应低于 $1000M\Omega$ 。

22 二次回路

22.0.2 本条第2款中的“小母线”可分为“直流小母线和控制小母线”等,现统称为小母线,这样可把其他有关的小母线包括在内,适用范围就广些。

22.0.3 关于二次回路的交流耐压试验,为了简化现场试验方法,规定“当回路绝缘电阻值在 $10\text{M}\Omega$ 以上时,可采用 2500V 兆欧表代替”。

另外,考虑到弱电已普遍应用,故本条规定“ 48V 及以下电压等级回路可不做交流耐压试验”。

23 1kV 及以下电压等级配电装置和馈电线路

23.0.2 本条规定了配电装置和馈电线路的绝缘电阻标准及测量馈电线路绝缘电阻时应注意的事项。

23.0.4 本条规定“配电装置内不同电源的馈线间或馈线两侧的相位应一致”,是因为配电装置还有双电源或多电源等情况。因此这样规定比“各相两侧相位应一致”的提法更为确切。

24 1kV 以上架空电力线路

24.0.1 从测试的必要性考虑,本条规定了 1kV 以上架空电力线路的试验项目,应“测量 110(66)kV 及以上线路的工频参数”。

24.0.2 本条明确绝缘子的试验按本标准第 16 章的规定进行。

线路的绝缘电阻能否有条件测定要视具体条件而定,例如在平行线路的另一条已充电时可不测;又如 500kV 线路有的因感应电压较高,测量绝缘电阻也有困难。因此对一些特殊情况难于——包括进去,且绝缘电阻值的分散性大,因此本条只规定要求测量并记录线路的绝缘电阻值。

24.0.3 本条对需测试的工频参数的依据作了规定。

24.0.5 本条是参照现行国家标准《110~500kV 架空送电线路施工及验收规范》GB 50233 制订的。

25 接 地 装 置

25.0.1 本次修订更加重视接地装置对于电网安全的影响,将接地阻抗作为必做项目。新增场区地表电位梯度、接触电位差、跨步电压和转移电位测量项目,这样也利于接地装置全寿命周期管理和状态评价工作的开展。

25.0.2 本条对以直流电阻值表示的电气导通情况作了更加严格的规定,直流电阻值修定为不宜大于 0.05Ω 。

25.0.3 接地阻抗不满足要求时必须进行场区地表电位梯度、接触电位差、跨步电压和转移电位的测量,以便进行综合分析判断,进行有针对性检查处理。表 25.0.3 有效接地系统规定“当接地阻抗不符合要求时,……采取隔离措施”,是为了防止转移电位引起的危害。

26 低 压 电 器

26.0.1 低压电器包括电压为 $60\text{V}\sim 1200\text{V}$ 的刀开关、转换开关、熔断器、自动开关、接触器、控制器、主令电器、起动器、电阻器、变阻器及电磁铁等。

26.0.7 本条中电阻值应满足回路使用的要求,即更明确规定电阻值要符合回路中对它的要求,而不仅是符合铭牌参数。

附录 B 电机定子绕组绝缘电阻值换算至运行温度时的换算系数

B. 0. 2 这一条规定,“当在不同温度测量时,可按本标准表 B. 0. 1 所列温度换算系数进行换算”。例如某热塑性绝缘发电机在 $t=10^{\circ}\text{C}$ 时测得绝缘电阻值为 $100\text{M}\Omega$, 则换算到 $t=75^{\circ}\text{C}$ 时的绝缘电阻值为 $100/K=100/90.5=1.1\text{M}\Omega$ 。

对于热塑性绝缘也可按公式 B. 0. 2-1 计算, 对于 B 级热固性绝缘也可按公式 B. 0. 2-2 计算。

附录 D 电力变压器和电抗器交流耐压试验电压

D. 0. 1 在表 D. 0. 1 中,油浸式电力变压器和电抗器试验电压值是根据现行国家标准《电力变压器 第 3 部分:绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空隙间隙》GB 1094. 3—2003 规定的出厂试验电压值乘以 0. 8 确定的;干式电力变压器和电抗器试验电压值是根据现行国家标准《电力变压器 第 11 部分:干式变压器》GB 1094. 11—2007 规定的出厂试验电压值乘以 0. 8 确定的。

附录 F 高压电气设备绝缘的工频耐压试验电压

(1)本附录是参照现行国家标准《绝缘配合 第1部分:定义、原则和规则》GB 311.1—2012、《高电压试验技术 第一部分:一般试验要求》GB/T 16927.1—2011、《高电压试验技术 第二部分:测量系统》GB/T 16927.2—1997 进行修订的。

(2)本附录的出厂试验电压及适用范围是参照现行国家标准《绝缘配合 第1部分:定义、原则和规则》GB 311.1—2012、《高电压试验技术 第一部分:一般试验要求》GB/T 16927.1—2011、《高电压试验技术 第二部分:测量系统》GB/T 16927.2—1997 的规定进行修订的。

(3)原附录 A 的额定电压至 500kV,现行国家标准《绝缘配合 第1部分:定义、原则和规则》GB 311.1—2012 增加了 750kV 的内容,此次修订时本附录增加了 750kV 的标准。

(4)本附录中的交接试验电压标准是参照现行国家标准《绝缘配合 第1部分:定义、原则和规则》GB 311.1—2012 进行折算的。