

中华人民共和国国家标准

1000kV 系统电气装置安装工程
电气设备交接试验标准

Standard for acceptance test of electric equipment of 1000kV
system electric equipment installation engineering

GB/T 50832 - 2013

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 3 年 5 月 1 日

中国计划出版社

2013 北 京

中华人民共和国国家标准
1000kV 系统电气装置安装工程
电气设备交接试验标准
GB/T 50832-2013

☆

中国计划出版社出版

网址: www.jhpress.com

地址: 北京市西城区木樨地北里甲 11 号国宏大厦 C 座 4 层

邮政编码: 100038 电话: (010) 63906433 (发行部)

新华书店北京发行所发行

北京世知印务有限公司印刷

850mm×1168mm 1/32 2.5 印张 59 千字

2013 年 5 月第 1 版 2013 年 5 月第 1 次印刷

☆

统一书号: 1580242·024

定价: 15.00 元

版权所有 侵权必究

侵权举报电话: (010) 63906404

如有印装质量问题, 请寄本社出版部调换

中华人民共和国住房和城乡建设部公告

第 1591 号

住房城乡建设部关于发布国家标准 《1000kV 系统电气装置安装工程电气 设备交接试验标准》的公告

现批准《1000kV 系统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/T 50832—2013,自 2013 年 5 月 1 日起实施。

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

2012 年 12 月 25 日

前 言

本标准是根据原建设部《关于印发〈2007 年工程建设标准规范制订、修订计划(第二批)〉的通知》(建标〔2007〕126 号)的要求,由国家电网公司会同有关单位编制而成。

本标准共分 17 章和 1 个附录,主要内容包括:总则,术语和符号,电力变压器,电抗器,电容式电压互感器,气体绝缘金属封闭电磁式电压互感器,套管式电流互感器,气体绝缘金属封闭开关设备,接地开关,套管,避雷器,悬式绝缘子、支柱绝缘子和复合绝缘子,绝缘油,SF₆ 气体,二次回路,架空电力线路和接地装置等。

本标准由住房和城乡建设部负责管理,由中国电力企业联合会负责日常管理,由国家电网公司负责具体技术内容的解释。本标准在执行过程中,请各单位结合工程实践,认真总结经验,注意积累资料,随时将意见和建议反馈给国家电网公司(地址:北京市西城区西长安街 86 号,邮政编码:100031),以供今后修订时参考。

本标准主编单位、参编单位、主要起草人和主要审查人:

主 编 单 位:国家电网公司

参 编 单 位:中国电力科学研究院

国网电力科学研究院

国家电网公司交流建设分公司

华北电力科学研究院有限责任公司

主要起草人:韩先才 伍志荣 王绍武 王晓琪 孙 岗

王保山 陈国强 吴士普 王晓宁 陈江波

王宁华 聂德鑫 吴义华 邓万婷 韩金华

胡晓岑 修 建 张国威 王培龙 李建建

主要审查人:凌 愍 付锡年 李启盛 王承玉 万 达
顾霓鸿 刘永东 胡惠然 崔景春 王梦云
刘兆林 连建华 阎 东 王莉英 杨凌辉
金 涛 邓 春

目 次

1 总 则	(1)
2 术语和符号	(2)
2.1 术语	(2)
2.2 符号	(3)
3 电力变压器	(4)
4 电抗器	(12)
5 电容式电压互感器	(17)
6 气体绝缘金属封闭电磁式电压互感器	(20)
7 套管式电流互感器	(22)
8 气体绝缘金属封闭开关设备	(24)
9 接地开关	(32)
10 套 管	(33)
11 避雷器	(35)
12 悬式绝缘子、支柱绝缘子和复合绝缘子	(36)
13 绝缘油	(37)
14 SF ₆ 气体	(40)
15 二次回路	(42)
16 架空电力线路	(43)
17 接地装置	(44)
附录 A 特殊试验项目表	(45)
本标准用词说明	(46)
引用标准名录	(47)
附:条文说明	(49)

Contents

1	General provisions	(1)
2	Terms and symbols	(2)
2.1	Terms	(2)
2.2	Symbols	(3)
3	Power transformers	(4)
4	Reactors	(12)
5	Capacitor voltage transformers	(17)
6	Gas-insulated metal-enclosed inductive voltage transformers	(20)
7	Bushing type current transformers	(22)
8	Gas-insulated metal-enclosed switchgear	(24)
9	Earthing switches	(32)
10	Bushings	(33)
11	Arresters	(35)
12	Suspension insulator, post insulator and composite insulator	(36)
13	Insulating oil	(37)
14	SF ₆ gas	(40)
15	Secondary circuit	(42)
16	Overhead power line	(43)
17	Grounding device	(44)
	Appendix A Table of the special tests	(45)
	Explanation of wording in this code	(46)
	List of quoted standards	(47)
	Addition; Explanation of provisions	(49)

1 总 则

1.0.1 为提高 1000kV 系统电气装置安装工程电气设备交接试验水平,确保电气设备正常投入运营,制定本标准。

1.0.2 本标准适用于 1000kV 电压等级交流电气装置工程电气设备交接试验。

1.0.3 交接试验的检测数据应综合分析和比较,应对照制造厂例行试验结果,并应比较同类设备检测数据,经全面分析后应给出判断结果。

1.0.4 对于 1000kV 充油电气设备,在真空注油和热油循环后应静置不小于 168h,方可进行耐压试验。

1.0.5 在进行与温度和湿度有关的各种试验时,应同时测量被试品的温度和环境空气的温度与湿度。变压器油温测量应注意阳光照射对测量值的影响。在与制造厂例行试验数据比较时,可采取同类设备相互比较的方法。

1.0.6 进行绝缘试验时,应在良好天气、被试物及仪器周围温度不应低于 5℃、空气相对湿度不宜高于 80% 的条件下进行。

1.0.7 对试验系统有特殊要求,且技术难度大、要求高,被列为特殊试验项目的,应按本规范附录 A 进行试验。

1.0.8 1000kV 系统电气装置安装工程电气设备交接试验除应符合本规范外,尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术语和符号

2.1 术 语

2.1.1 交接试验 acceptance test

新的电气设备在现场安装后、调试期间所进行的检查和试验。某些设备的交接试验项目实际上在安装工程中已经开展,也属于交接试验范畴。

2.1.2 主体变压器 main transformer

当 1000kV 变压器采用变压器本体与调压补偿变压器分箱布置时,变压器的本体部分。

2.1.3 调压补偿变压器 voltage regulating and compensating transformer

与主体变压器分箱布置的变压器的调压补偿部分。补偿器的作用是在中性点调压过程中减小变压器第三绕组的电压波动。

2.1.4 主体变压器试验 test of main transformer

单独对主体变压器进行的试验。

2.1.5 调压补偿变压器试验 test of voltage regulating and compensating transformer

单独对调压补偿变压器进行的试验。

2.1.6 变压器整体试验 integral test of transformer

把主体变压器和调压补偿变压器全部连接完成后进行的试验。

2.1.7 电压抽头 voltage tap

是一个容易从套管外面接线,与法兰或其他紧固件绝缘并与电容式套管的一个外导电层相连的引线,用以在套管运行时提供一个电压源。

2.1.8 气体绝缘金属封闭电磁式电压互感器 gas-insulated

metal-enclosed inductive voltage transformers

采用六氟化硫(SF₆)气体作为绝缘介质,用于气体绝缘金属封闭开关设备(GIS)中的电磁式电压互感器。

2.2 符 号

U_r ——电气设备的额定电压;

I_r ——电气设备的额定电流;

U_m ——电气设备的最高工作电压;

$\tan\delta$ ——介质损耗因数。

3 电力变压器

3.0.1 1000kV 变压器交接试验应按主体变压器试验、调压补偿变压器试验和整体试验进行,并应包括下列试验内容:

1 主体变压器试验项目应包括下列内容:

- 1) 密封试验;
- 2) 绕组连同套管的直流电阻测量;
- 3) 绕组电压比测量;
- 4) 引出线的极性检查;
- 5) 绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比和极化指数的测量;
- 6) 绕组连同套管的介质损耗因数 $\tan\delta$ 和电容量的测量;
- 7) 铁心及夹件的绝缘电阻测量;
- 8) 套管试验;
- 9) 套管电流互感器的试验;
- 10) 绝缘油试验;
- 11) 油中溶解气体分析试验;
- 12) 低电压空载试验;
- 13) 绕组连同套管的外施工频耐压试验;
- 14) 绕组连同套管的长时感应电压试验带局部放电测量;
- 15) 绕组频率响应特性测量;
- 16) 小电流下的短路阻抗测量。

2 调压补偿变压器试验项目应包括下列内容:

- 1) 密封试验;
- 2) 绕组连同套管的直流电阻测量;
- 3) 绕组所有分接头的电压比测量;
- 4) 变压器引出线的极性检查;

- 5)绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比和极化指数测量;
- 6)绕组连同套管的介质损耗因数 $\tan\delta$ 和电容量的测量;
- 7)铁心及夹件的绝缘电阻测量;
- 8)套管试验;
- 9)套管电流互感器的试验;
- 10)绝缘油性能试验;
- 11)油中溶解气体分析试验;
- 12)低电压空载试验;
- 13)绕组连同套管的外施工频耐压试验;
- 14)绕组连同套管的长时感应电压试验带局部放电测量;
- 15)绕组频率响应特性测量;
- 16)小电流下的短路阻抗测量。

3 整体试验项目应包括以下内容:

- 1)绕组所有分接头的电压比测量;
- 2)引出线的极性和联接组别检查;
- 3)额定电压下的冲击合闸试验;
- 4)声级测量。

3.0.2 密封试验,应在变压器油箱储油柜油面上施加 0.03MPa 静压力,持续 24h 后,不应有渗漏及损伤。

3.0.3 测量绕组连同套管的直流电阻应符合下列规定:

1 测量应在所有分接位置上进行,1000kV 绕组测试电流不宜大于 2.5A,500kV 绕组测试电流不宜大于 5A,110kV 绕组测试电流不宜大于 20A;当测量调压补偿变压器直流电阻时,非测量绕组应至少有一端与其他回路断开。

2 主体变压器、调压补偿变压器的直流电阻,各相测得值的相互差值应小于三相平均值的 2%。

3 主体变压器、调压补偿变压器的直流电阻应与同温下产品例行试验数值比较,相应变化不应大于 2%。

4 无励磁调压变压器直流电阻应在分接开关锁定后测量。

5 测量温度应以油平均温度为准,不同温度下的电阻值应按下式换算:

$$R_2 = R_1 \times (T + t_2) / (T + t_1) \quad (3.0.3)$$

式中: R_1 、 R_2 ——分别为在温度 t_1 、 t_2 时的电阻值(Ω);

T ——电阻温度常数,铜导线取 235;

t_1 、 t_2 ——不同的测量温度($^{\circ}\text{C}$)。

3.0.4 测量绕组电压比应符合下列规定:

1 各相应分接的电压比顺序应符合铭牌给出的电压比规律,应与铭牌数据相比无明显差别。调压补偿变压器电压比应与制造厂例行试验结果无明显差别。

2 额定分接电压比的允许偏差应为 $\pm 0.5\%$,其他分接电压比的允许偏差应为 $\pm 1\%$ 。

3.0.5 应检查引出线的极性与联接组别。引出线的极性应与变压器铭牌上的符号和油箱上的标记相符,三相联接组别应与变电站设计要求一致。

3.0.6 测量绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比和极化指数应符合下列规定:

1 应使用 5000V 的兆欧表测量。

2 绝缘电阻值不宜低于例行试验值的 70%。

3 测量温度应以油平均温度为准,测量时应在 $10^{\circ}\text{C} \sim 40^{\circ}\text{C}$ 温度下进行。当测量温度与例行试验时的温度不同时,可换算到相同温度的绝缘电阻值进行比较,吸收比和极化指数不应进行温度换算。测试温度不同时,绝缘电阻值应按下式换算:

$$R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1 - t_2)/10} \quad (3.0.6)$$

4 吸收比不应低于 1.3 或极化指数不低于 1.5,且与制造厂例行试验值进行比较时,应无明显变化。

5 当绝缘电阻 R_{60s} 大于 $10000\text{M}\Omega$ 、吸收比及极化指数较低时,应根据绕组连同套管的介质损耗因数等数据进行综合判断。

3.0.7 测量绕组连同套管的介质损耗因数 $\tan\delta$ 和电容量应符合

下列规定：

1 测量时非被试绕组应短路接地，被试绕组应短路接测试仪器，试验电压应为 10kV 交流电压。

2 绕组连同套管的介质损耗因数 $\tan\delta$ 值不应大于例行试验值的 130%，电容值与例行试验值相比应无明显变化。

3 测量温度应以油平均温度为准，应在 $10^{\circ}\text{C} \sim 40^{\circ}\text{C}$ 温度下进行测量。当测量温度与例行试验时的温度不同时，可换算到相同温度的 $\tan\delta$ 值进行比较，应按下式换算：

$$\tan\delta_2 = \tan\delta_1 \times 1.3^{(t_2 - t_1)/10} \quad (3.0.7)$$

式中： $\tan\delta_1$ 、 $\tan\delta_2$ ——分别为温度 t_1 、 t_2 时的介质损耗因数。

3.0.8 测量铁心及夹件的绝缘电阻应符合下列规定：

1 应使用 2500V 兆欧表进行测量，持续时间为 1min，应无异常。

2 测量铁心对油箱的绝缘电阻，绝缘电阻值与例行试验结果相比应无明显差异。

3 测量夹件对油箱的绝缘电阻，并测量铁心与夹件二者相互间的绝缘电阻，绝缘电阻值与例行试验结果相比应无明显差异。

3.0.9 套管试验应按本标准第 10 章的规定进行。

3.0.10 套管式电流互感器的试验应按本标准第 7 章的规定进行。

3.0.11 绝缘油试验应按本标准第 13 章的规定进行。

3.0.12 油中溶解气体分析应符合下列规定：

1 应在变压器注油前、静置 24h 后、外施交流耐压试验和局部放电试验 24h 后、冲击合闸后及额定电压运行 24h 及 168h 后各进行一次分析。

2 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 的有关规定执行。

3 油中溶解气体含量应无乙炔，且总烃小于或等于 $20\mu\text{L/L}$ ，氢气小于或等于 $10\mu\text{L/L}$ 。

4 各次测得的数据应无明显差别，当气体组份含量有增长趋

势时,可结合相对产气速率综合分析判断,必要时应缩短色谱分析取样周期进行追踪分析。

3.0.13 低电压空载试验应符合下列规定:

1 应测量变压器在 380V 电压下的空载损耗和空载电流,低电压空载试验宜在直流电阻试验前进行。

2 380V 电压下测量的空载损耗和空载电流与例行试验时在相同电压下的测试值相比应无明显变化。

3 三相间在 380V 电压下测量的空载损耗和空载电流应无明显差异。

3.0.14 绕组连同套管的外施工频耐压试验应符合下列规定:

1 变压器中性点及 110kV 绕组应进行外施交流耐压试验,并监测局部放电。

2 试验电压应为例行试验电压值的 80%,外施耐压试验电压应符合表 3.0.14 的规定,耐压时间为 1min。

表 3.0.14 外施耐压试验电压(kV)

施压位置	例行试验电压值	交接试验电压值
中性点	140	112
110kV 绕组	275	220

3 试验电压应尽可能接近正弦波形,试验电压值应为测量电压的峰值除以 $\sqrt{2}$ 。

4 试验过程中变压器应无异常现象。

3.0.15 绕组连同套管的长时感应电压试验带局部放电测量应符合下列规定:

1 应对主体变压器、调压补偿变压器分别进行绕组连同套管的长时感应电压试验带局部放电测量,试验前应考虑剩磁的影响。

2 试验方法和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气间隙》GB 1094.3 的有关规定执行。

3 进行局部放电试验时,施加电压应符合下列程序:

1)进行主体变压器局部放电试验时, U_m 为 1100kV,对地电压值应为:

$$U_1 = 1.5U_m/\sqrt{3} \quad (3.0.15-1)$$

$$U_2 = 1.3U_m/\sqrt{3} \quad (3.0.15-2)$$

式中: U_1 ——激发电压;

U_2 ——测量电压。

2)进行调压补偿变压器局部放电试验时, U_m 应为 126kV,对地电压值应为:

$$U_1 = 1.7U_m/\sqrt{3} \quad (3.0.15-3)$$

$$U_2 = 1.5U_m/\sqrt{3} \quad (3.0.15-4)$$

3)在不大于 $U_2/3$ 的电压下接通电源。

4)电压上升到预加电压 $1.1U_m/\sqrt{3}$,保持 5min。

5)电压上升到 U_2 ,保持 5min。

6)电压上升到 U_1 ,当试验电源频率等于或小于 2 倍额定频率时,试验持续时间应为 60s,当试验频率超过 2 倍额定频率时,试验持续时间应为 $120 \times \text{额定频率}/\text{试验频率}$ (s),但不少于 15s。

7)电压不间断地降低到 U_2 ,并至少保持 60min,进行局部放电测量。

8)电压降低到 $1.1U_m/\sqrt{3}$,保持 5min。

9)当电压降低到 $U_2/3$ 以下时,方可断开电源。

4 局部放电的观察和评估应符合现行国家标准《局部放电测量》GB/T 7354 的有关规定,并应满足下列要求:

1)应在所有绕组的线路端子上进行测量。对自耦联接的一对绕组的较高电压和较低电压的线路端子应同时测量。

2)接到每个所用端子的测量通道,都应在该端子与地之间施加重复的脉冲波来校准;当局部放电测量过程中出现

异常放电脉冲时,增加局部放电超声波监测,并进行综合判定。

- 3) 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。
 - 4) 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。
 - 5) 在电压 U_2 的第一个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。
 - 6) 在电压 U_1 期间内应读取并记录一个读数。对该阶段不规定其视在电荷量值。
 - 7) 在电压 U_2 的第二个阶段的整个期间,应连续地观察局部放电水平,并每隔 5min 记录一次。
- 5 当满足下列要求时,应判定试验合格:
- 1) 试验电压不产生突然下降。
 - 2) 在 U_2 的长时试验期间,主体变压器 1000kV 端子局部放电量的连续水平不应大于 100pC,500kV 端子的局部放电量的连续水平不应大于 200pC,110kV 端子的局部放电量的连续水平不应大于 300pC;调压补偿变压器 110kV 端子局部放电量的连续水平不应大于 300pC。
 - 3) 在 U_2 下,局部放电不呈现持续增加的趋势,偶然出现较高幅值的脉冲以及明显的外部电晕放电脉冲可以不计入。
 - 4) 在 $1.1U_m/\sqrt{3}$ 下,视在电荷量的连续水平不应大于 100pC。

3.0.16 绕组频率响应特性测量应符合下列规定:

- 1 应对变压器各绕组分别进行频率响应特性试验。
- 2 同一组变压器中各台变压器对应绕组的频率响应特性曲线应基本相同。

3.0.17 小电流下的短路阻抗测量应符合下列规定：

- 1 应测量变压器在 5A 电流下的短路阻抗。
- 2 变压器在 5A 电流下测量的短路阻抗与例行试验时在相同电流下的测试值相比应无明显变化。

3.0.18 额定电压下的冲击合闸试验应符合下列规定：

- 1 应在额定电压下对变压器进行冲击合闸试验，试验时变压器中性点应接地，分接位置应置于使用分接上。
- 2 第 1 次冲击合闸后的带电运行时间不应少于 30min，而后每次合闸后的带电运行时间可逐次缩短，但不应少于 5min。
- 3 冲击合闸时，应无异常声响等现象，保护装置不应动作。
- 4 冲击合闸时，可测量励磁涌流及衰减时间。

3.0.19 声级测量应符合下列规定：

- 1 变压器开启所有工作冷却装置情况下，距主体变压器基准声发射面 2m 处，距调压补偿变压器基准声发射面 0.3m 处的噪声值应符合要求。
- 2 测量方法和要求按现行国家标准《电力变压器 第 10 部分：声级测定》GB/T 1094.10 的有关规定执行。

4 电 抗 器

4.0.1 电抗器的交接试验应按 1000kV 并联电抗器、1000kV 并联电抗器配套用中性点电抗器分别进行,并应包含下列试验项目:

1 1000kV 并联电抗器试验项目应包括下列内容:

- 1)密封试验;
- 2)绕组连同套管的直流电阻测量;
- 3)绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比和极化指数测量;
- 4)绕组连同套管的介质损耗因数 $\tan\delta$ 和电容量测量;
- 5)铁心和夹件的绝缘电阻测量;
- 6)套管试验;
- 7)套管式电流互感器的试验;
- 8)绝缘油试验;
- 9)油中溶解气体分析;
- 10)绕组连同套管的外施工频耐压试验;
- 11)额定电压下的冲击合闸试验;
- 12)声级测量;
- 13)油箱的振动测量;
- 14)油箱表面的温度分布及引线接头的温度测量。

2 1000kV 并联电抗器配套用中性点电抗器试验项目应包含下列内容:

- 1)密封试验;
- 2)绕组连同套管的直流电阻测量;
- 3)绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比和极化指数测量;
- 4)绕组连同套管的介质损耗因数 $\tan\delta$ 和电容量测量;

5) 绕组连同套管的外施工频耐压试验;

6) 铁心和夹件的绝缘电阻测量;

7) 绝缘油的试验;

8) 油中溶解气体分析;

9) 套管试验;

10) 套管式电流互感器的试验。

4.0.2 密封试验,应在 1000kV 并联电抗器和配套用中性点电抗器储油柜油面上施加 0.03MPa 静压力,试验时间连续 24h,不应有渗漏和损伤。

4.0.3 测量绕组连同套管的直流电阻应符合下列规定:

1 各相绕组直流电阻相互间的差值不应大于三相平均值的 2%。

2 实测值与例行试验值比较,换算到相同温度下的差值不应大于 2%。

3 测量温度应以油平均温度为准。不同温度下的电阻值应按下式换算:

$$R_2 = R_1 \times (235 + t_2) / (235 + t_1) \quad (4.0.3)$$

4.0.4 测量绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比和极化指数应符合下列规定:

1 应使用 5000V 兆欧表测量。

2 测量温度应以油平均温度为准,测量时应在油温 10℃ ~ 40℃ 时进行,当测量温度与例行试验时的温度不同时,绝缘电阻值可按下式换算到相同温度下进行比较:

$$R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1 - t_2)/10} \quad (4.0.4)$$

绝缘电阻值不宜低于例行试验值的 70%。

3 吸收比不应低于 1.3 或极化指数不应低于 1.5,且与例行试验值相比应无明显差别。

4 当绝缘电阻 R_{60s} 大于 10000MΩ、吸收比及极化指数较低时,应根据绕组连同套管的介质损耗正切值 $\tan\delta$ 进行综合判断。

4.0.5 测量绕组连同套管的介质损耗因数 $\tan\delta$ 和电容量应符合下列规定：

1 试验电压应为 10kV 交流电压。

2 绕组连同套管的介质损耗因数 $\tan\delta$ 不应大于例行试验值的 130%。

3 测量温度应以油平均温度为准，测量时应在油温 10℃～40℃ 时进行。当测量温度与例行试验时的温度不同时，可按下式换算到相同温度下的 $\tan\delta$ 值进行比较：

$$\tan\delta_2 = \tan\delta_1 \times 1.3^{(t_2 - t_1)/10} \quad (4.0.5)$$

4 绕组连同套管的电容值与例行试验值相比应无明显变化。

4.0.6 测量铁心和夹件的绝缘电阻应符合下列规定：

1 应使用 2500V 兆欧表进行测量，持续时间为 1min，应无异常。

2 分别测量铁心对油箱、夹件对油箱、铁心和夹件间的绝缘电阻，测量值与例行试验值相比应无明显差别。

4.0.7 套管试验应按本标准第 10 章的规定进行。

4.0.8 套管式电流互感器试验应按本标准第 7 章的规定进行。

4.0.9 绝缘油性能试验应按本标准第 13 章的规定进行。

4.0.10 油中溶解气体分析应符合下列规定：

1 应在电抗器注油前、静置后 24h、外施工频耐压试验后、冲击合闸后、额定电压运行 24h 后及 168h 后，各进行一次分析。

2 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 的有关规定执行。

3 油中溶解气体含量应无乙炔，且总烃小于或等于 20 μ L/L，氢气小于或等于 10 μ L/L。

4 各次测得的数据应无明显差别，当气体组份含量有增长趋势时，可结合相对产气速率综合分析判断，必要时应缩短色谱分析取样周期进行追踪分析。

4.0.11 绕组连同套管的外施工频耐压试验应符合下列规定：

1 试验电压按例行试验时中性点外施耐受电压值的 80% 进行，试验时间为 1min。

2 外施工频耐压试验过程中，试验电压应无突然下降、无放电声等异常现象。

3 试验过程中应进行局部放电量监测，中性点电抗器不应进行局部放电量监测。

4.0.12 额定电压下的冲击合闸试验应符合下列规定：

1 冲击合闸试验应结合系统调试进行。

2 冲击合闸时，应无异常声响等现象，保护装置不应动作。

3 冲击合闸后 24h 应取油样进行油中溶解气体色谱分析，分析结果与冲击合闸前应无明显差别。

4.0.13 电抗器声级测量应符合下列规定：

1 测量方法和要求按现行国家标准《电力变压器 第 10 部分：声级测定》GB/T 1094.10 的有关规定执行。

2 电抗器运行中，噪声值不应大于合同规定值。

3 当采用自然油循环自冷(ONAN)方式冷却时，测量点距基准发射面应为 0.3m。

4 当采用自然油循环风冷(ONAF)方式冷却时，风扇投入运行时测量点距基准发射面应为 2m。

5 当采用 ONAF 方式冷却且有隔音屏蔽时，基准发射面应将隔音室包括在内。

4.0.14 油箱的振动测量应符合下列规定：

1 测量方法和要求应按现行国家标准《电抗器》GB 10229 的有关规定执行。

2 在额定工况下，油箱壁振动振幅双峰值不应大于 $100\mu\text{m}$ ，且与出厂试验数据相比无明显变化。

4.0.15 油箱表面的温度分布及引线接头的温度测量应符合下列规定：

1 在运行中,使用红外测温仪进行油箱温度分布及引线接头温度测量。

2 电抗器油箱表面局部热点的温升不应超过 80K。

3 引线接头不应有过热现象。

5 电容式电压互感器

5.0.1 1000kV 电容式电压互感器的交接试验项目应包括下列内容：

- 1 电容分压器低压端对地的绝缘电阻测量；
- 2 分压电容器的介质损耗因数 $\tan\delta$ 和电容量测量；
- 3 电容器分压的交流耐压试验；
- 4 分压电容器渗漏油检查；
- 5 电磁单元线圈部件的绕组直流电阻测量；
- 6 电磁单元各部件的绝缘电阻测量；
- 7 电磁单元各部件的连接检查；
- 8 电磁单元的密封性检查；
- 9 准确度(误差)测量；
- 10 阻尼器检查。

5.0.2 电容分压器低压端对地的绝缘电阻测量应符合下列规定：

- 1 应使用 2500V 兆欧表测量。
- 2 常温下的绝缘电阻不应低于 $1000M\Omega$ 。

5.0.3 分压电容器的介质损耗因数 $\tan\delta$ 和电容量测量应符合下列规定：

1 应在 10kV 电压下测量每节分压电容器的 $\tan\delta$ 和电容量，中压臂电容应在额定电压下测量 $\tan\delta$ 和电容量， $\tan\delta$ 值不应大于 0.2%。

2 每节电容器的电容值及中压臂电容允许偏差应为额定值的 $-5\% \sim +10\%$ 。

3 当 $\tan\delta$ 值不符合要求时，可测量额定电压下的 $\tan\delta$ 值，若额定电压下的 $\tan\delta$ 满足上述要求，则可投运。

5.0.4 电容分压器的交流耐压试验应符合下列规定：

1 当怀疑绝缘有问题时，宜对电容分压器整体进行交流耐压试验。

2 交流试验电压应为例行试验施加电压值的 80%，时间 1min。

3 交流耐压试验前后应进行电容量和 $\tan\delta$ 测量，两次测量结果不应有明显变化。

5.0.5 分压电容器渗漏油检查应符合下列规定：

1 用目视观察法进行检查。

2 如果发现分压电容器有渗漏油痕迹，应停止使用并予以更换。

5.0.6 电磁单元线圈部件的绕组直流电阻测量应符合下列规定：

1 中间变压器各绕组、补偿电抗器及阻尼器的直流电阻均应进行测量，其中中间变压器一次绕组和补偿电抗器绕组直流电阻可一并测量。

2 绕组直流电阻值与换算到同一温度下的例行试验值比较，中间变压器及补偿电抗器绕组直流电阻偏差不宜大于 10%，阻尼器直流电阻偏差不应大于 15%。

5.0.7 电磁单元各部件的绝缘电阻测量应符合下列规定：

1 应使用 2500V 兆欧表。

2 中间变压器各二次绕组间及对地的绝缘电阻、中间变压器一次绕组和补偿电抗器绕组对地的绝缘电阻及阻尼器对地的绝缘电阻不应低于 1000M Ω 。

5.0.8 电磁单元各部件的连接应符合设计要求，并应与铭牌标志相符。

5.0.9 电磁单元的密封性检查应符合下列规定：

1 可用目视观察法进行检查。

2 发现渗漏油应及时进行处理。

5.0.10 准确度(误差)测量应符合下列规定：

1 关口计量用互感器应进行误差测量。

2 用于互感器误差测量的方法应符合现行国家计量检定规程《测量用电压互感器》JJG 314 的有关规定,不应用变比测试仪测量变比的方法替代误差测量。

3 极性检查宜与误差试验同时进行,同时核对各接线端子标识是否正确。

4 准确度(误差)测量可以采用差值法,也可采用测量电压系数的方法。

5 试验应对每个二次绕组分别进行,除剩余绕组外,被检测绕组接入负荷应为 25%~100%额定负荷,其他绕组负荷应为 0~100%额定负荷,没有特殊规定时二次负荷的功率因数应为 1。

6 当测量 0.2 级、0.5 级绕组时,应分别在 80%、100%和 105%的额定电压下进行。

7 保护级绕组误差特性测量应分别在 2%、5%和 100%的额定电压下进行。

8 测量时的高压引线布置应与实际使用情况接近。

5.0.11 阻尼器的检查应符合下列规定:

1 阻尼器的励磁特性和检测方法可按制造厂的规定进行。

2 电容式电压互感器在投入前应检查阻尼器是否已接入规定的二次绕组端子。

6 气体绝缘金属封闭电磁式电压互感器

6.0.1 电磁式电压互感器交接试验项目应包括下列内容：

- 1 绕组的绝缘电阻测量；
- 2 交流耐压试验；
- 3 绝缘介质性能试验；
- 4 绕组的直流电阻测量；
- 5 接线组别和极性检查；
- 6 准确度(误差)测量；
- 7 电磁式电压互感器的励磁特性测量；
- 8 密封性能检查。

6.0.2 测量绕组的绝缘电阻应符合下列规定：

- 1 绝缘电阻测量应使用 2500V 兆欧表。
- 2 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，绝缘电阻值不应低于 1000M Ω 。

6.0.3 交流耐压试验应符合下列规定：

- 1 交流耐压试验应与 GIS 耐压试验同时进行，试验电压应为例行试验的 80%，试验频率应满足制造厂要求。
- 2 二次绕组间及其对外壳的工频耐压试验电压应为 3kV。

6.0.4 绝缘介质性能试验应符合本标准第 8 章的相关规定。

6.0.5 绕组直流电阻测量应符合下列规定：

- 1 一次绕组直流电阻值与换算到同一温度下的例行试验值比较，相差不宜大于 10%。
- 2 二次绕组直流电阻值与换算到同一温度下的例行试验值比较，相差不宜大于 15%。

6.0.6 检查互感器的接线组别和极性，应符合设计要求，并应与

铭牌和标识相符。

6.0.7 准确度(误差)测量应满足下列规定:

1 关口计量用互感器应进行误差测量。

2 用于互感器误差测量的方法应符合现行国家计量检定规程《测量用电压互感器》JJG 314 的有关规定,不应用变比测试仪测量变比的方法替代误差测量。

3 极性检查宜与误差试验同时进行,同时核对各接线端子标识是否正确。

4 准确度(误差)测量可以采用差值法,也可采用测量电压系数的方法。

5 试验应对每个二次绕组分别进行,除剩余绕组外,被检测绕组接入负荷应为 25%~100%额定负荷,其他绕组负荷应为 0~100%额定负荷,没有特殊规定时二次负荷的功率因数应为 1。

6 当测量 0.2 级、0.5 级绕组时,应分别在 80%、100%和 105%的额定电压下进行。

7 保护级绕组误差特性测量应分别在 2%、5%和 100%的额定电压下进行。

6.0.8 电磁式电压互感器的励磁特性测量应符合下列规定:

1 励磁特性曲线测量点为额定电压的 20%、50%、80%、100%。

2 对于额定电压测量点,励磁电流不宜大于例行试验报告和型式试验报告的测量值的 30%,同批次、同型号、同规格电压互感器此点的励磁电流不宜相差 30%。

6.0.9 密封性能检查应符合本标准第 8 章的相关规定。

7 套管式电流互感器

7.0.1 电流互感器的交接试验项目应包括下列内容：

- 1 绕组的绝缘电阻测量；
- 2 绕组直流电阻测量；
- 3 二次绕组短时工频耐压试验；
- 4 准确度(误差)测量及极性检查；
- 5 励磁特性测量。

7.0.2 测量绕组的绝缘电阻应符合下列规定：

- 1 应使用 2500V 兆欧表。
- 2 二次绕组对地及绕组间的绝缘电阻应大于 $1000\text{M}\Omega$ 。

7.0.3 测量绕组的直流电阻应符合下列规定：

1 二次绕组的直流电阻测量值与换算到同一温度下的例行试验值比较，直流电阻相互间的差异不应大于 10%。

2 同型号、同规格、同批次电流互感器二次绕组的直流电阻相互间的差异不宜大于 10%。

7.0.4 应进行二次绕组短时工频耐压试验。电流互感器二次绕组之间及对地的工频耐受试验电压应为方均根值 3kV，试验时间 1min。

7.0.5 准确度(误差)测量及极性检查应符合下列规定：

- 1 用于 GIS 设备关口计量的互感器应进行误差测量。
- 2 用于互感器误差测量的方法应符合互感器检定规程。
- 3 极性检查可与误差测量同时进行，也可以采用直流法进行，同时核对各接线端子标识是否正确。

4 对于多变比绕组，可以仅测量其中一个变比的全量限误差，其他变比可以仅复核 20% 额定电流(I_r)点的误差。各绕组所

有变比必须与铭牌参数相符。

5 误差测量以直接差值法为准,如果施加电流达不到规定值,可采用间接法检测,使用间接法的前提条件是用直接法测量 $20\%I_r$ 点的误差。

7.0.6 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。当电流互感器为多抽头时,可在使用的抽头或最小变比的抽头测量,测量值应符合产品技术条件要求。当励磁特性曲线测量时施加的电压高于峰值电压 4.5kV 时,应降低试验电源频率。

8 气体绝缘金属封闭开关设备

8.0.1 气体绝缘金属开关设备交接试验项目应包括下列内容：

- 1 检查与核实；
- 2 控制及辅助回路绝缘试验；
- 3 SF₆气体含水量测量；
- 4 SF₆气体密封性试验；
- 5 SF₆气体纯度检测；
- 6 主回路电阻测量；
- 7 SF₆气体密度继电器及压力表校验；
- 8 断路器试验；
- 9 隔离开关、接地开关试验；
- 10 设备内部各配套元件的试验；
- 11 主回路绝缘试验。

8.0.2 检查与核实应符合下列规定：

1 应检查气体绝缘金属封闭开关设备整体外观，包括油漆是否完好、有无锈蚀损伤、出线套管有无损伤等，所有安装应符合制造厂的图纸要求。

2 应检查各种充气、充油管路，阀门及各连接部件的密封是否良好；阀门的开闭位置是否正确；管道的绝缘法兰与绝缘支架是否良好。

3 应检查断路器、隔离开关及接地开关分、合闸指示器的指示是否正确，抄录动作计数器的数值。

4 应检查和记录各种压力表数值，检查油位计的指示值是否正确。

5 应检查汇控柜上各种信号指示、控制开关的位置是否正确。

6 应检查各类箱、门的关闭情况是否良好,内部有无渗水。

7 应检查隔离开关、接地开关连杆的螺丝是否紧固,检查波纹管螺丝位置是否符合制造厂的技术要求。

8 应检查所有接地是否可靠。

8.0.3 控制及辅助回路绝缘试验应符合下列规定:

1 控制回路和辅助回路应进行 2kV、1min 工频耐受试验,试验时电流互感器二次绕组应短路并与地绝缘。

2 试验前应先检查辅助和控制回路的接线是否与接线图相符,信号装置、加热器和照明能否正确动作。

8.0.4 SF₆气体含水量测量应在设备充气至额定压力 120h 后方可进行。有电弧气室含水量应小于 150μL/L,无电弧气室含水量应小于 250μL/L。

8.0.5 SF₆气体密封性试验应符合下列规定:

1 设备安装完毕,充入 SF₆气体至额定压力 4h 后,采用局部包扎法对所有连接部位进行泄漏值的测量,测量设备灵敏度不应低于 $1 \times 10^{-2} \text{ Pa} \cdot \text{cm}^3/\text{s}$ 。

2 包扎 24h 后应进行泄漏值的测量,每个气室年漏气率应小于 0.5%。

8.0.6 SF₆气体纯度检测应符合下列规定:

1 气体绝缘金属封闭开关设备所用 SF₆气体均应为新气,且应按本标准第 14 章的规定进行验收后方可使用。

2 设备安装完毕,充入 SF₆气体至额定压力 4h 后,从取样口抽取气体进行纯度检测,纯度应大于 97%。

8.0.7 主回路电阻测量应符合下列规定:

1 主回路的回路电阻测量应在现场安装后进行。

2 电阻测量应采用直流压降法,测量电流不应小于 300A。

3 所测电阻值应符合技术条件规定并与例行试验值相比无明显变化,且不应超过型式试验中温升试验时所测电阻值的 1.2 倍。

8.0.8 SF₆气体密度继电器及压力表均应进行校验,校验合格后方可使用。

8.0.9 断路器试验应满足下列规定:

1 气体绝缘金属封闭开关设备中的断路器交接试验应符合现行国家标准《1100kV 高压交流断路器规范》GB/Z 24838—2009 中第 12.2.1 条和《高压交流断路器》GB 1984—2003 中第 10.2.101 条的规定,所测的值应符合技术条件规定,并应和例行试验值对比。

2 应测量 SF₆气体的分闸、合闸和重合闸的闭锁压力动作值和复位值,以及 SF₆气体低压力报警值和报警解除值,所测值应符合产品技术条件。

3 应测量液压操动机构的分闸、合闸和重合闸的闭锁压力动作值和复位值,以及低压力报警值和报警解除值,安全阀的动作值和复位值。

4 应测量操作过程中的消耗。当各个储能装置处于泵装置的相应闭锁压力下时,切断油泵电源,分别进行分闸、合闸和“O—0.3s—CO”操作,测量压力损耗值并记录操作完成后的稳态压力值。

注:O 表示一次开断操作,CO 表示一次关合操作后立即进行开断操作,立即指无任何故意的时延。

5 应验证额定操作顺序。各个储压缸处于重合闸闭锁压力下,泵装置处于工作状态,进行额定操作顺序“O—0.3s—CO—180s—CO”操作,验证泵装置能否满足要求。

注:O 表示一次开断操作,CO 表示一次关合操作后立即进行开断操作,立即指无任何故意的时延。

6 时间参量测量应符合下列规定:

1) 液压机构的操动试验应按照表 8.0.9 的要求进行,测量分闸、合闸和合一分时间及同期性,其值应符合技术条件的规定。当操作电源低于 30% 额定操作电压时,不应分、合闸;当操作电源大于 65% 额定操作电压时,应可靠分闸;当操作电源大于 80% 额定操作电压时,应可靠合

闸。当带有脱扣线圈时,应对所有脱扣线圈进行试验并记录每一个的时间。

2)应测量控制和辅助触头的动作时间。当断路器进行分闸和合闸时,测量控制和辅助触头与主触头之间的动作配合时间,配合时间应符合技术条件要求。

3)应测量液压操动机构的储能时间和保压时间。应测量油泵零起打压至允许的最高压力的储能时间和从闭锁打压至合闸、分闸、重合闸解除闭锁所用的储能时间。将液压操动机构储能至额定压力,应记录 24h 内油泵的启动次数;测量并记录停泵 24h 后的压力降,应符合技术条件的规定。

7 液压油和氮气的检查应符合下列规定:

- 1)液压操作机构所用的液压油和氮气的质量应符合技术条件的规定;
- 2)液压油的油位应符合技术条件要求,油的水分含量应在规定的范围内,以防止锈蚀;
- 3)储压缸中氮气的预充入压力应符合技术条件的规定,氮气的纯度应符合要求。

8 应测量机械行程特性。断路器液压机构的操动试验应按表 8.0.9 的要求进行,应按照制造厂在例行试验时相同的测量方法记录机械行程特性曲线,并应与出厂试验时测得的特性曲线一致。

表 8.0.9 液压机构的操动试验

操作顺序	操作线圈端钮电压	操作液压	操作次数
合、分	额定	额定	5
合、分	最高	最高	5
合、分	最低	最低	5
合—分	额定	额定	5
分—0.3s—合分	额定	额定	5

9 应校验防慢分、防跳跃和防非全相合闸功能。断路器应对防止失压后重新打压时发生慢分的功能是否可靠进行校验,同时应进行防跳跃和防非全相合闸功能的校验。

10 应测量分、合闸电阻值。断路器如果装有合闸电阻或分闸电阻,应测量并联电阻的阻值,其值应满足技术条件的规定,并测量并联电阻的接入时间。

11 应测量并联电容器的电容量和介质损耗因数。断路器如装有断口间的均压电容,应测量其电容量和介质损耗因数,并应满足技术条件的规定。

8.0.10 隔离开关、接地开关试验应符合下列规定:

1 隔离开关、接地开关时间特性试验应满足制造厂要求。

2 应进行机械操作试验。在额定电源电压、最低电源电压和最高电源电压下各进行 5 次合闸和分闸操作,并应对快速隔离开关和接地开关记录分、合闸时间和速度,确认辅助触头和主触头的动作配合、位置指示器的动作正确性。带有分、合闸电阻的隔离开关应测量电阻的接入时间。

3 应进行联锁检验。进行分、合闸操作,检查隔离开关和接地开关、隔离开关和断路器之间的联锁装置是否可靠;检查手动操动和电动操动之间的联锁。

8.0.11 设备内部的避雷器、电流互感器、套管等配套元件的试验应按本标准的有关规定进行,对无法分开的设备可不单独进行试验。

8.0.12 电流互感器试验应按本标准第 7 章的规定进行。

8.0.13 出线套管试验除外观检查外,气体绝缘套管试验与气体绝缘金属封闭开关设备一起进行,试验项目应满足本标准第 10 章套管现场试验的要求。

8.0.14 罐式避雷器试验除应满足 GIS 常规试验外,还应进行下列试验:

1 运行电压下的全电流和阻性电流测量。

2 计数器检查。

8.0.15 主回路绝缘试验应符合下列规定：

1 气体绝缘金属封闭开关设备安装完毕并通过其他交接试验后，应在充入额定气压的 SF_6 气体下，进行现场绝缘试验。对要求较高的充电电流元件、有限压元件，试验时可进行隔离。

2 气体绝缘金属封闭开关设备进出线应断开，并保持足够的绝缘距离。应断开罐式避雷器与主回路的连接。对电磁式电压互感器应与制造厂沟通，确定是否参加主回路绝缘试验。

3 气体绝缘金属封闭开关设备上所有电流互感器的二次绕组应短接并接地。

4 应将气体绝缘金属封闭开关设备被试段内的所有隔离开关合闸、接地开关分闸，应将非被试段内的接地开关合闸。

5 耐压试验前，应用不低于 2500V 兆欧表测量每相导体对地绝缘电阻。

6 交流耐压试验应满足下列规定：

1) 试验程序可根据气体绝缘金属封闭开关设备状况和现场条件，由用户和制造厂商定。

2) 试验电源可采用工频串联谐振装置和变频串联谐振装置，交流电压频率应在 10Hz~300Hz 范围内。

3) 现场交流耐受电压值 U_t 应为例行试验电压的 80%，时间为 1min。

4) 耐压试验前应先进行老练试验，老练试验加压程序为：从零电压升压至 $U_m/\sqrt{3}$ ，持续 10min，再升压至 $1.2 U_m/\sqrt{3}$ ，持续 5min，老练试验结束。老练试验结束后进行耐压试验，电压应升至 U_t ，持续 1min。耐压试验结束后降至 $1.1 U_m/\sqrt{3}$ ，直接进行局部放电测试。主回路老练、耐压试验加压程序应按图 8.0.15 进行。

5) 规定的试验电压应施加到每相导体和外壳之间，每次一相，其他的导体应与接地的外壳相连。

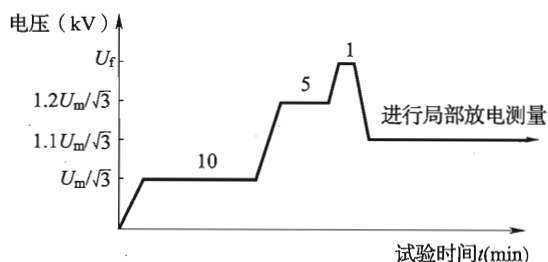


图 8.0.15 主回路老练、耐压试验加压程序示意图

- 6) 每个部件都至少加一次试验电压。在制订试验方案时，必须同时注意要尽可能减少固体绝缘的重复试验次数。
- 7) 当怀疑断路器和隔离开关的断口在运输、安装过程中受损时，或者设备经历过解体，应做断口间的耐压试验。
- 8) 如果气体绝缘金属封闭开关设备的每一部件均已按选定的试验程序耐受规定的试验电压而无击穿放电，则认为整个气体绝缘金属封闭开关设备通过试验。
- 9) 在试验过程中如果发生击穿放电，应进行重复试验，如果设备还能经受规定的试验电压时，则认为是自恢复放电，耐压试验通过。如果重复耐压失败，则应解体设备，打开放电间隔，仔细检查损坏情况，采取必要的修复措施，再进行规定的耐压试验。

7 局部放电测试可在耐压试验后进行，也可在老练试验期间进行。为了提高局部放电测试的效果，需尽量减少电源和环境干扰，避免高压引线电晕的发生。局部放电试验宜采用以下几种方法：

- 1) 特高频法(UHF)。应通过检测 GIS 内部局部放电产生的电磁波发现 GIS 内部的缺陷。频率范围应为 300MHz~1000MHz。UHF 电磁波信号由 GIS 内部传感器获得。
- 2) 振动法。应通过放置在 GIS 外壳上的传感器接收放电产生的振动脉冲检测放电故障。测量频率应在 10kHz~

30kHz 范围内。

- 3) 声测法。通过放置在 GIS 外壳上的声传感器接收放电产生的超声波信号,测量频率应在 20kHz~100kHz 范围内。

9 接 地 开 关

9.0.1 接地开关交接试验项目应包含下列内容：

- 1 外观检查；
- 2 控制及辅助回路的绝缘试验；
- 3 机械操作试验；
- 4 操动机构试验。

9.0.2 外观检查结果应符合技术条件要求。

9.0.3 控制及辅助回路的绝缘试验应符合下列规定：

1 耐压试验前，用 2000V 兆欧表测量，绝缘电阻值应大于 $2M\Omega$ 。

2 控制及辅助回路应耐受 2000V 工频电压，时间 1min。耐压试验后的绝缘电阻值不应降低。

9.0.4 机械操作试验应符合下列规定：

1 试验应在主回路上无电压和无电流流过的情况下进行，应验证当其操动机构通电时接地开关能正确地分闸和合闸。

2 试验期间，不应进行调整，且应操作无误。在每次操作循环中，应到达合闸位置和分闸位置，应有规定的指示和信号。

3 试验后，接地开关的部件不应损坏。

4 机械操作试验应在装配完整的设备上进行。

9.0.5 操动机构试验应符合下列规定：

1 电动操动机构的电动机端子的电压应在其额定电压值的 85%~110% 范围内，保证接地开关可靠地合闸和分闸。

2 当二次控制线圈和电磁闭锁装置线圈接线端子的电压在其额定电压值的 80%~110% 范围内时，应保证接地刀闸可靠地合闸或分闸。

3 机械或电气闭锁装置应准确可靠。

10 套 管

10.0.1 1000kV 套管的交接试验应包括下列内容：

1 油浸式套管试验项目：

- 1) 外观检查；
- 2) 套管主绝缘的绝缘电阻测量；
- 3) 主绝缘介质损耗因数 $\tan\delta$ 和电容量测量；
- 4) 末屏对地和电压抽头对地的绝缘电阻测量；
- 5) 末屏对地的介质损耗因数 $\tan\delta$ 测量；
- 6) 电压抽头对地耐压试验。

2 SF₆ 气体绝缘套管试验项目：

- 1) 外观检查；
- 2) 套管主绝缘的绝缘电阻测量；
- 3) SF₆ 套管气体试验。

10.0.2 套管应无破损、裂纹、划痕、鼓包、渗漏油，压力和油位正常。

10.0.3 测量套管主绝缘的绝缘电阻应符合下列规定：

- 1 测量主绝缘的绝缘电阻，应使用 5000V 或 2500V 兆欧表；
- 2 主绝缘的绝缘电阻值不应低于 10000M Ω ；
- 3 测量时电压抽头应和测量末屏一并接地。

10.0.4 测量主绝缘介质损耗因数 $\tan\delta$ 和电容量应符合下列规定：

1 套管安装后，在 10kV 下测量变压器、电抗器用套管主绝缘的介质损耗因数 $\tan\delta$ 和电容量；测量时应采用“正接法”，电压抽头应与测量末屏短接。

2 油浸式套管的实测电容值与产品铭牌数值相比，其偏差应小于 $\pm 5\%$ ， $\tan\delta$ 值应无明显差别。

10.0.5 测量末屏对地和电压抽头对地的绝缘电阻应符合下列规定：

1 测量末屏对地的绝缘电阻应使用 2500V 兆欧表，其绝缘电阻值不应低于 $1000\text{M}\Omega$ ，当低于该值时，应结合介质损耗因数 $\tan\delta$ 综合判断；

2 测量电压抽头对地的绝缘电阻，应使用 2500V 兆欧表，其绝缘电阻值不应低于 $2000\text{M}\Omega$ ，当低于该值时，应结合介质损耗因数 $\tan\delta$ 综合判断。

10.0.6 测量末屏对地的介质损耗因数 $\tan\delta$ 应符合下列规定：

1 试验电压为 2kV，采用“反接法”，测量时电压抽头应处于屏蔽状态；

2 末屏对地介质损耗因数 $\tan\delta$ 应与制造厂试验值无明显差异。

10.0.7 电压抽头对地耐压试验应符合下列规定：

1 电压抽头对地试验电压应为抽头额定工作电压的 2 倍，持续时间为 1min；

2 如果运行中电压抽头处于接地状态，不应进行该项目。

10.0.8 SF_6 套管气体试验应符合下列规定：

1 SF_6 水分含量在 20°C 时的体积分数不应大于 $250\mu\text{L/L}$ ；

2 定性检漏无泄漏点，当有怀疑时进行定量检漏，年泄漏率应小于 0.5%。

11 避 雷 器

11.0.1 1000kV 避雷器交接试验项目应包含以下内容：

- 1 避雷器绝缘电阻测量；
- 2 底座绝缘电阻测量；
- 3 直流参考电压及 0.75 倍直流参考电压下的漏电流试验；
- 4 运行电压下的全电流和阻性电流测量；
- 5 避雷器用监测器检验。

11.0.2 避雷器绝缘电阻测量应符合下列规定：

- 1 绝缘电阻测量应在避雷器元件上进行；
- 2 绝缘电阻测量采用 5000V 兆欧表，测得的绝缘电阻不应小于 2500M Ω 。

11.0.3 底座绝缘电阻测量应采用 2500V 及以上兆欧表，测得的绝缘电阻不应小于 2000M Ω 。

11.0.4 直流参考电压及 0.75 倍直流参考电压下漏电流测量应符合下列规定：

- 1 试验应在整只避雷器或避雷器元件上进行。
- 2 整只避雷器直流 8mA 参考电压值不应低于 1114kV，但不应大于制造厂宣称的上限值，并记录直流 4mA 参考电压值；当试验在避雷器元件上进行时，整只避雷器直流参考电压应等于各元件之和。

3 0.75 倍直流 8mA 参考电压下，避雷器或避雷器元件的漏电流不应大于 200 μ A。

11.0.5 运行电压下的全电流和阻性电流值不应大于制造厂额定值。

11.0.6 避雷器监测器检查应符合下列规定：

- 1 放电计数器的动作应可靠；
- 2 避雷器监视电流表指示应良好。

12 悬式绝缘子、支柱绝缘子和复合绝缘子

12.0.1 悬式绝缘子交接试验应满足下列要求：

1 安装前应采用 5000V 兆欧表测量每片悬式绝缘子绝缘电阻，不应低于 5000M Ω ；

2 应进行交流耐压试验，试验电压值应为 60kV。

12.0.2 支柱绝缘子交接试验应满足下列要求：

1 安装前在运输单元上应进行绝缘电阻测量；

2 绝缘电阻测量应使用 5000V 兆欧表，测得绝缘电阻值不应小于 5000M Ω 。

12.0.3 复合绝缘子安装前应逐只进行外观检查，伞裙不应有裂纹或缺陷，端部金具与芯棒联结处的密封胶不得有开裂移位，均压环表面应光滑，不应有凹凸等缺陷。

13 绝 缘 油

13.0.1 1000kV 充油电气设备中绝缘油的试验项目及标准应满足表 13.0.1 的规定。

表 13.0.1 1000kV 充油电气设备中绝缘油的试验项目及标准

序号	试验项目	标准	说 明
1	外观	透明、无杂质 或悬浮物	目测：将油样注入试管冷却至 5℃，在光线充足的地方观察
2	凝点 (℃)	符合技术条件	按现行国家标准《石油产品凝点测 定法》GB/T 510 的有关规定进行试 验
3	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/T 261 的有 关规定进行试验
4	界面张力(25℃) (mN/m)	≥ 35	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 6541 的有关规定进行试验
5	酸值 (mgKOH/g)	≤ 0.03	按现行国家标准《石油产品酸值测 定法》GB 264 或《变压器油、汽轮机油 酸值测定法(BTB 法)》GB/T 28552 的有关规定进行试验
6	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 的有关 规定进行试验

续表 13.0.1

序号	试验项目	标准	说 明
7	油中颗粒含量	$5\mu\text{m}\sim 100\mu\text{m}$ 的颗粒度 $\leq 1000/100\text{mL}$, 无 $100\mu\text{m}$ 以上颗粒	按现行行业标准《油中颗粒数及尺寸分布测量方法(自动颗粒计数仪法)》SD 313 或《电力用油中颗粒污染度测量方法》DL/T 432 的有关规定试验
8	体积电阻率(90°C) ($\Omega\cdot\text{m}$)	$>6\times 10^{10}$	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 的有关规定进行试验
9	击穿电压 (kV)	≥ 70	按国家现行标准《绝缘油击穿电压测定法》GB/T 507 或《电力系统油质试验方法 绝缘油介电强度测量法》DL/T 429.9 的有关规定进行试验
10	$\tan\delta(90^{\circ}\text{C})$ (%)	注入设备前 ≤ 0.5 , 注入设备后 ≤ 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 的有关规定进行试验
11	油中水分含量 (mg/L)	≤ 8	按现行国家标准《运行中变压器油水分含量测定法(库仑法)》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 的有关规定进行试验
12	油中含气量(V/V) (%)	≤ 0.8	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《绝缘油中含气量的测试方法(二氧化碳洗脱法)》DL/T 450 的有关规定进行试验

续表 13.0.1

序号	试验项目	标准	说 明
13	油中溶解 气体分析	见本标准的 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、《变压器油中溶解气体分析和判断导则》GB/T 7252 和《变压器油中溶解气体分析和判断导则》DL/T 722 的有关要求进行试验

13.0.2 电力变压器和电抗器的绝缘油应在注入设备前和注入设备后、热油循环结束静置后 24h 分别取油样进行试验,其结果均应满足本标准表 13.0.1 中第 7、9、10、11、12、13 项的要求。

14 SF₆气体

14.0.1 六氟化硫(SF₆)新气到货后,充入设备前应按现行国家标准《工业六氟化硫》GB 12022 的有关规定验收,对气瓶的抽检率应为十分之一。同一批相同出厂日期的气体应按现行国家标准《工业六氟化硫》GB 12022 的有关规定验收其中一个气样后,其他气样可只测定含水量和纯度。

14.0.2 六氟化硫(SF₆)新气的试验项目和要求应符合表 14.0.2 的规定:

表 14.0.2 六氟化硫(SF₆)新气的试验项目和要求

序号	项 目	要求	说 明
1	纯度(SF ₆) (质量分数 m/m)(%)	≥ 99.9	按现行国家标准《工业六氟化硫》GB 12022 进行
2	毒性	生物试验无毒	按现行行业标准《六氟化硫气体毒性生物试验方法》DL/T 921 进行
3	酸度(以 HF 计)的 质量分数(%)	≤ 0.00002	按现行行业标准《六氟化硫气体酸度测定法》DL/T 916 进行
4	四氟化碳 (质量分数 m/m)(%)	≤ 0.04	按现行行业标准《六氟化碳气体中空气、四氟化碳的气相色谱测定法》DL/T 920 进行
5	空气 (质量分数 m/m)(%)	≤ 0.04	按现行行业标准《六氟化碳气体中可水解氟化物含量测定法》DL/T 918 进行
6	可水解氟化物 (以 HF 计)(%)	≤ 0.0001	按现行行业标准《六氟化碳气体中可水解氟化物含量测定法》DL/T 918 进行

续表 14.0.2

序号	项 目		要求	说 明
7	矿物油的质量分数(%)		≤ 0.0004	按现行行业标准《六氟化硫气体中矿物油含量测定法(红外光谱分析法)》DL/T 919 进行
8	水分	水的质量分数(%)	≤ 0.0005	按现行国家标准《工业六氟化硫》GB 12022 进行
		露点(°C)	≤ -49	

15 二次回路

15.0.1 应对电气设备的操作、保护、测量、信号等回路中的操动机构的线圈、接触器、继电器、仪表等二次回路进行试验。

15.0.2 二次回路试验项目应包括下列内容：

- 1 绝缘电阻测量；
- 2 交流耐压试验。

15.0.3 测量绝缘电阻应满足下列要求：

- 1 小母线在断开所有其他并联支路时，绝缘电阻不应小于 $10\text{M}\Omega$ ；
- 2 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，可不小于 $0.5\text{M}\Omega$ 。

15.0.4 交流耐压试验应符合下列规定：

- 1 试验电压应为 1000V 。当回路绝缘电阻在 $10\text{M}\Omega$ 以上时，可采用 2500V 兆欧表代替，试验时间应持续 1min ，或符合产品技术规定。
- 2 回路中有电子元件设备的，试验时应将插件拔出或将其两端短接。

16 架空电力线路

16.0.1 架空电力线路的试验项目应包括下列内容：

- 1 绝缘子和线路的绝缘电阻测量；
- 2 线路的工频参数测量；
- 3 相位检查；
- 4 冲击合闸试验。

16.0.2 测量绝缘子和线路的绝缘电阻应满足下列要求：

- 1 绝缘子绝缘电阻的试验应按本标准第 12 章的规定进行；
- 2 测量并记录线路的绝缘电阻。

16.0.3 线路的工频参数测量可根据继电保护、过电压等专业的要求进行。

16.0.4 各相两侧相位应一致。

16.0.5 冲击合闸试验应满足下列要求：

- 1 应在额定电压下对空载线路进行冲击合闸试验；
- 2 冲击合闸试验应结合系统调试进行；
- 3 合闸过程中线路绝缘不应有损坏。

17 接 地 装 置

17.0.1 接地装置的试验项目应包括以下内容：

- 1 变电站、开关站接地装置接地阻抗测量；
- 2 变电站、开关站接地引下线导通试验；
- 3 接触电压试验；
- 4 跨步电压试验；
- 5 线路杆塔接地体的接地阻抗测量。

17.0.2 变电站、开关站接地装置的接地阻抗测量应满足下列要求：

- 1 接地装置接地电阻测量应采用大电流法或异频法进行测量；
- 2 测得的接地装置接地电阻应满足设计要求。

17.0.3 变电站、开关站接地引下线导通试验应满足下列要求：

- 1 当采用接地导通测试仪逐级对设备引下线与地网主干线进行导通试验时，直流电阻值不应大于 0.2Ω ；
- 2 不应有开断、松脱现象，且必须符合设计要求。

17.0.4 接触电压试验可采用变频法测量再进行折算，结果不应超过设计值。

17.0.5 跨步电压试验可采用变频法测量再进行折算，结果不应超过设计值。

17.0.6 线路杆塔接地体的接地电阻测量应满足下列要求：

- 1 测量时应将杆塔的接地体与杆塔主体断开；
- 2 采用接地测试仪逐级对杆塔接地体进行测量；
- 3 杆塔接地体接地电阻应满足设计要求。

附录 A 特殊试验项目表

表 A 特殊试验项目表

序号	条款	内 容
1	3.0.13	低电压空载试验
2	3.0.14	绕组连同套管的外施工频耐压试验
3	3.0.15	绕组连同套管的长时感应电压试验带局部放电测量
4	3.0.16	绕组频率响应特性试验
5	3.0.17	小电流下的短路阻抗测量
6	3.0.19	声级测量
7	4.0.11	绕组连同套管的外施工频耐压试验
8	4.0.13	电抗器声级测量
9	4.0.14	油箱的振动测量
10	4.0.15	油箱表面的温度分布及引线接头的温度测量
11	5.0.10	准确度(误差)测量
12	6.0.3	交流耐压试验
13	6.0.7	准确度(误差)测量
14	7.0.5	准确度(误差)测量及极性检查
15	7.0.6	励磁特性曲线测量
16	8.0.15	主回路绝缘试验
17	11.0.4	直流参考电压及 75%直流参考电压下泄漏电流测量
18	11.0.5	运行电压下的全电流和阻性电流测量
19	16.0.3	线路的工频参数测量
20	17.0.2	变电站、开关站接地装置接地阻抗测量

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/T 261
- 《石油产品酸值测定法》GB 264
- 《绝缘油击穿电压测定法》GB/T 507
- 《石油产品凝点测定法》GB/T 510
- 《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
- 《电力变压器 第10部分:声级测定》GB/T 1094.10
- 《高压交流断路器》GB 1984
- 《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 6541
- 《变压器油中溶解气体分析和判断导则》GB/T 7252
- 《局部放电测量》GB/T 7354
- 《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(气相色谱法)》GB/T 7601
- 《电抗器》GB 10229
- 《工业六氟化硫》GB/T 12022
- 《绝缘油中溶解气体组分含量的气相色谱测定法》GB/T 17623
- 《1100kV 高压交流断路器技术规范》GB/Z 24838
- 《变压器油、汽轮机油酸值测定法(BTB法)》GB/T 28552
- 《绝缘油中含气量测定方法 真空压差法》DL/T 423
- 《电力系统油质试验方法 绝缘油介电强度测量法》DL/T

429.9

《电力用油中颗粒污染度测量方法》DL/T 432

《绝缘油中含气量的测试方法(二氧化碳洗脱法)》DL/T 450

《变压器油中溶解气体分析与判断导则》DL/T 722

《六氟化硫气体酸度测定法》DL/T 916

《六氟化硫气体中可水解氟化物含量测定法》DL/T 918

《六氟化硫气体中矿物油含量测定法(红外光谱分析法)》DL/T

919

《六氟化硫气体中空气、四氟化碳的气象色谱测定法》DL/T 920

《六氟化硫气体毒性生物试验方法》DL/T 921

《测量用电压互感器》JJG 314

《油中颗粒数及尺寸分布测量方法(自动颗粒计数仪法)》SD

313

中华人民共和国国家标准

1000kV 系统电气装置安装工程
电气设备交接试验标准

GB/T 50832 - 2013

条文说明

制 订 说 明

《1000kV 系统电气装置安装工程电气设备交接试验标准》GB/T 50832—2013,经住房和城乡建设部 2012 年 12 月 25 日以第 1591 号公告批准发布。

本标准编制中主要遵循如下原则:

1. 坚持技术上的先进性、经济上的合理性、安全上的可靠性、实施上的可操作性原则。
2. 认真贯彻执行国家的有关法律、法规和方针、政策,密切结合工程实际特点,为 1000kV 主设备的安全和正常运行创造条件。
3. 注意与现行相关技术标准相协调。
4. 积极、稳妥地采用新技术、新工艺、新设备、新方法。
5. 注意标准的通用性和可操作性。
6. 开展必要的现场调研和专题研究,为标准条文的制订奠定基础。

本标准在编制过程中充分总结了近年来我国 500kV 和 750kV 交流输变电工程、1000kV 特高压试验基地及 1000kV 晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程、扩建工程主设备交接试验的实践经验,同时借鉴了大量在 330kV、500kV、750kV 输电线路工程勘测中积累的丰富和成熟经验。编制组对新技术在现场交接试验中的应用情况给予了特别关注。

为了广大设计、施工、科研、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,《1000kV 系统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。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	(55)
3	电力变压器	(56)
4	电抗器	(60)
5	电容式电压互感器	(62)
6	气体绝缘金属封闭电磁式电压互感器	(64)
7	套管式电流互感器	(65)
8	气体绝缘金属封闭开关设备	(66)
11	避雷器	(68)
13	绝缘油	(69)

1 总 则

1.0.2 本条规定了本标准的适用范围。

(1)规定本标准适用于 1000kV 电压等级新安装的、按照国家相关出场试验标准试验合格的电气设备交接试验。

(2)其他电压等级的设备现场交接试验参照现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150 执行。

1.0.4 本条对充油设备的静止时间的规定是参照国内外的安装、试验的实践经验,并结合特高压充油设备技术条件而制定。

3 电力变压器

3.0.1 本条规定了电力变压器的试验项目,参照现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150 的要求并作出以下修改:

(1)根据 1000kV 交流特高压变压器的结构特点,将变压器的试验项目分为三部分:主体变压器的试验项目,调压补偿变压器的试验项目,整体试验项目。

(2)增加了密封试验,并作为第一个试验项目,主要考虑到变压器渗漏问题比较多,有必要增加此试验项目,将其放在第一个试验项目,可以利用变压器静置时间,先做密封试验,这样可以节约 24h。

(3)增加了变压器压空载试验、低电流短路阻抗试验项目,主要考虑到 380V 电压下的空载试验数据和 5A 电流下的负载试验数据可以方便获得,为以后变压器预防性试验与现场检修提供参考数据。

(4)由于 1000kV 交流特高压变压器为中性点无励磁调压,因此试验项目中并未设置分接开关的检查项目。

3.0.2 本条参考现行国家标准《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB/T 6451 关于密封性的相关规定以及《晋东南—荆门 1000 千伏特高压交流试验示范工程晋东南变电站 1000 千伏变压器技术协议》、《晋东南—荆门 1000 千伏特高压交流试验示范工程荆门变电站 1000 千伏变压器技术协议》,规定了密封试验的具体参数。

3.0.3 本条规定了绕组连同套管的直流电阻测量的具体要求,参考现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150—2006 第 7.0.3 条的相关要求,并考虑了测试电流造成

变压器铁心剩磁对后续变压器试验的影响,增加了对高压、中压、低压绕组测试电流的要求。

3.0.6 本条规定了绕组连同套管的绝缘电阻测量的要求,参照现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150—2006 第 7.0.9 条的相关规定,并综合考虑到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极化缓慢等因素,增加了对吸收比和极化指数未达到 1.3 和 1.5 时的要求。

3.0.7 本条参照现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150—2006 第 7.0.10 条的相关要求规定了测量绕组连同套管的 $\tan\delta$ 和电容值的试验方法。未对绕组连同套管的 $\tan\delta$ 和电容值提出绝对值要求,而是采用相对值比较的方法。考虑到现场换算的方便,对于不同温度下 $\tan\delta$ 的换算,未采用现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150—2006 第 7.0.10 条规定的温度换算系数,而是依据现行国家标准《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB 6451—2008 第 11.3.9 条规定的公式进行换算。

3.0.8 本条参照现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150—2006 第 7.0.6 条的相关要求规定了铁心及夹件的绝缘电阻的测量要求。

3.0.12 本条参照现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150、《变压器油中溶解气体分析和判断导则》GB/T 7252 的有关要求规定了油中溶解气体分析的试验要求,并增加了额定电压运行 168h 后取样进行油中溶解气体分析的规定。

3.0.13 本条规定了变压器低电压下空载电流的测量要求。增加此试验项目,主要考虑到 380V 下的空载数据可以方便获得,为以后变压器现场检修提供参考数据。试验方法可参考现行行业标准《电力变压器试验导则》JB/T 501 的相关规定。

3.0.14 本条参照现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150—2006 第 7.0.13 条,《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,《晋东南—荆门 1000 千伏特高压交流试验示范工程晋东南变电站 1000 千伏变压器技术协议》,《晋东南—荆门 1000 千伏特高压交流试验示范工程荆门变电站 1000 千伏变压器技术协议》的有关要求规定了绕组连同套管的外施工频耐压试验的试验要求,并增加了在开展外施工频耐压试验时监测局部放电的规定。工频耐压试验作为重复试验,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气间隙》GB 1094.3 规定试验电压为出厂试验值的 80%。表 3.0.14 规定的试验电压,参照特高压变压器技术协议要求。

3.0.15 本条参照现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150—2006 第 7.0.14 条,《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,《晋东南—荆门 1000 千伏特高压交流试验示范工程晋东南变电站 1000 千伏变压器技术协议》,《晋东南—荆门 1000 千伏特高压交流试验示范工程荆门变电站 1000 千伏变压器技术协议》的相关要求规定了绕组连同套管的长时感应电压试验带局部放电试验要求,并作出如下修改:

(1)考虑到现场局部放电试验的难度,对主体变压器与调压补偿变压器分别实施绕组连同套管的长时感应电压带局部放电试验,不必对变压器本体连同调压补偿变压器联合进行整体试验。

(2)对于主体变压器局部放电试验的升压方案,综合考虑试验方案的实施可行性,对绝缘考核等因素,确定预加电压 $U_1 = 1.5U_m/\sqrt{3}$,测量电压 $U_2 = 1.3U_m/\sqrt{3}$;对于调压补偿变压器局部放电试验的升压方案与例行试验时的方案相同,预加电压 $U_1 = 1.7U_m/\sqrt{3}$,测量电压 $U_2 = 1.5U_m/\sqrt{3}$ 。

(3)局部放电量的规定参照了技术协议要求与现行国家标准《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。

(4)现场带局部放电测量的绕组连同套管长时感应电压试验的目的是检查变压器运输、现场安装后的绝缘情况,因此对于特高压变压器局部放电试验激发时间并未参照技术协议规定,而是依据现行国家标准《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的规定。

3.0.16 本条规定了变压器绕组频率响应特性试验方法。变压器绕组变形试验应采用频率响应法进行测试,对各绕组分别进行测量。试验方法和判断依据应按现行行业标准《电力变压器绕组变形的频率响应法》DL/T 911 执行。

3.0.17 本条规定了变压器低电流短路阻抗的测量要求。增加此试验项目,主要考虑到5A电流下的短路阻抗数据可以方便获得,为以后变压器现场检修提供参考数据。试验方法可参考现行行业标准《电力变压器试验导则》JB/T 501 的相关规定。

3.0.18 本条规定了额定电压下的冲击合闸试验具体要求。对变压器冲击合闸主要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动作,并不是用冲击合闸来考核变压器绝缘性能。本条规定冲击合闸试验一般结合系统调试进行。

3.0.19 本条参照现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150—2006 第7.0.17条、《电力变压器 第10部分:声级测定》GB/T 1094.10以及特高压变压器技术协议的相关要求规定了声级测量要求。

4 电 抗 器

本章中“电抗器”是指 1000kV 油浸式单相并联电抗器及配套的中性点接地电抗器。因电抗器多数试验项目或条款与第 3 章“变压器”的相同,为此以下仅对部分试验项目及条款加以说明。

4.0.1 电抗器交接试验项目按 1000kV 并联电抗器和 1000kV 并联电抗器配套用中性点电抗器分别列出。中性点接地电抗器运行中很少带全电压,因此现场交接试验中不要求对噪声、振动和油箱表面温度分布及引线接头温度进行测量。

对于 1000kV 并联电抗器,以下 4 项试验在系统调试时进行:

- (1)额定电压下的冲击合闸试验;
- (2)测量电抗器的噪声;
- (3)测量油箱的振动;
- (4)测量油箱表面的温度分布及引线接头的温度。

电抗器的振动、噪声、油箱表面温升的最大限值的基本要求,如果合同规定的比本标准要求的高,按合同执行。

4.0.11 现场交接试验中进行绕组连同套管的外施交流耐压试验,只能按电抗器绕组中性点端的绝缘水平进行外施交流耐压,属于绝缘检查试验,而不是对绝缘的考核性试验。按末端的绝缘水平在现场进行交流耐压试验的试验电压应为例行试验电压的 80%。试验接线是将电抗器绕组的高压套管和中性点套管短接后施加交流试验电压,电抗器油箱接地。外施交流试验可采用工频试验变压器加压,也可采用串联谐振装置进行。

4.0.12 1000kV 电抗器与线路直接连接,因此冲击合闸是在带线路条件下进行,符合现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150 的要求。

4.0.13 测量电抗器的噪声中,规定 ONAN 方式冷却的电抗器测量点距基准发射面应为 0.3m,ONAF 方式冷却的,风扇投入运行时测量点距基准发射面应为 2m,风扇停止运行时测量点距基准发射面 0.3m,这是参照现行国家标准《电力变压器 第 10 部分:声级测定》GB/T 1094.10 的规定而制订的。1000kV 并联电抗器为限制噪声在 75dB(A)以下,可以增设隔音室,因此增加了带隔音室情况下的规定。

5 电容式电压互感器

5.0.3 本条规定了分压电容器介质损耗因数 $\tan\delta$ 和电容量的测量要求。

1 1000kV 电容式电压互感器(CVT)中压臂额定工作电压低于 10kV,因此中压臂电容的 $\tan\delta$ 和电容量测量电压以中压臂电容额定工作电压为准。

3 在 10kV 条件下测量耦合电容器的 $\tan\delta$ 和电容量易于现场操作,但是电容器绝缘介质的电场强度远远小于工作场强,测量结果不能完全发现可能存在的缺陷。当 10kV 条件下检测结果有疑问时,应提高试验电压进一步查找问题。此外,根据以往现场试验,误差测量结果偏大时,有可能是耦合电容器中的个别电容单元出现了击穿事故,因此当误差检测结果超差较大时,应考虑耦合电容器进行额定电压的 $\tan\delta$ 和电容量测量。

5.0.4 本条规定了开展电容分压器交流耐压试验的条件。

(1)受环境条件影响,现场进行 1000kV 柱式 CVT 电容分压器的工频耐压试验,只有在误差特性、 $\tan\delta$ 和电容量等试验发现问题时,才将耐压试验作为补充项目进行故障诊断用。局部放电试验在现场实施更加困难,因此不考虑。

(2)当施加额定电压下测量电容分压器 $\tan\delta$ 和电容量检测结果仍然有疑问时,可以追加交流耐压试验,以便进一步核查问题所在。

5.0.6 本条规定了电磁单元线圈部件的绕组直流电阻的测量方法及要求。

1 电磁单元线圈元件较多,进行线圈部件各绕组的直流电阻测量的主要目的是检查设备在运输过程中出现连接松动现象。

2 由于是定性检查,直流电阻较大的绕组给出 10% 的偏差判别依据,直流电阻较小的绕组采用双臂电桥,测量值偏差取值 5%。

5.0.10 本条规定了准确度(误差)检测的具体要求。

(1)CVT 的主要功能之一是用于电能计量,原建设部制订的电气设备交接试验标准和国家技监局制订的电力互感器检定规程,都要求现场检测包括 CVT 在内的所有用于计量的计量器具,因此和其他电压等级一样,将 1000kV 柱式 CVT 误差特性检测纳入现场检测项目。

(2)试验示范工程采用的 1000kV 电压互感器均为柱式 CVT,这种结构的 CVT 误差特性受环境因素影响较大,包括设备安装高度、高压引线连接方式、周边物体等因素。西北 750kV 柱式 CVT 现场检测结果表明,高压引线的影响可导致 CVT 误差曲线偏移 0.3%。换句话说,由于 CVT 的结构特点,电压等级越高,柱式 CVT 误差特性例行试验数据和现场安装后的数据存在偏差的可能性越高。现场检测柱式 CVT,可以为调节柱式 CVT 误差特性曲线符合误差限值要求提供参考依据,试验时高压引线应尽量接近于实际使用。

(3)本标准中没有直接说明不应采用阻容分压器测量电压互感器误差的方法,主要考虑具备承担特高压试验示范工程能力的试验机构基本上了解这种方法测得的数据不稳定,复现性差,很难将测量系统的测量不确定度控制在 0.05% 以内。

6 气体绝缘金属封闭电磁式电压互感器

6.0.8 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、级次组合及负载的配置,其励磁曲线与例行试验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。考虑到 1000kV 电磁式电压互感器现场施加电压的实际困难,励磁特性曲线测量点为额定电压的 20%、50%、80%、100%。

7 套管式电流互感器

7.0.5 本条对准确度(误差)测量及极性检查作出规定。

(1)准确度检测主要针对用于电能计量的电流互感器基本误差检测。目前用于电能计量的电流互感器铁心材料多为微晶、超微晶,这种材料物理特性较脆弱,经过运输振动或系统投合冲击电流产生的电磁力作用有可能导致铁心材料的磁性能发生改变,影响电流互感器误差特性。包括 500kV GIS 变电站在内的现场检测发现了大量的类似问题,电流互感器出现严重超差现象,特别是 GIS 变电站电流互感器现场检测的上限(额定电流 80%~120%范围)误差特性和例行试验数据有较大差异,有的 0.2 级电流互感器实测数据超出 1%。

(2)变压器、电抗器套管电流互感器不用于关口计量,现场也无法进行误差试验,因此仅进行变比测量。

(3)电流互感器直接法测量和间接法测量差异较大,在条件具备的情况下,应以直接测量结果为准。用直接法现场检测电流互感器,需要将一次回路试验电流施加到额定电流的 1.2 倍(如额定一次电流为 4kA 的电流互感器,试验电流应施加到 4.8kA),这对试验回路较大的 1000kV 试验回路而言,回路容量达到 2000kV·A~4000kV·A 左右,试验难度极大。由于试验回路主要消耗感性无功,如果试验回路对无功进行有效补偿,是可能将一次试验电流施加上去的。如果一次试验电流难以施加到规定值,可以采用间接法检测误差,但前提是要采用直接法在不低于额定电流 20%的条件下,用直接法测量误差,以保证被检电流互感器量值的溯源性。

8 气体绝缘金属封闭开关设备

8.0.1 本条规定了气体绝缘金属封闭开关设备的试验项目。

(1)本标准中气体绝缘金属封闭开关设备交接试验项目是参照国家现行标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150、《气体绝缘金属封闭开关设备现场交接试验规程》DL/T 618等的规定项目编制的。

(2)断口间并联电容器的电容量、 $\tan\delta$ 等相关试验在现场不易进行,标准中未列出该项试验。

(3)气体绝缘金属封闭开关设备内各配套设备的试验包括罐式避雷器、套管、套管 CT 等设备的试验,各配套设备试验按各相关部分的规定进行试验。

8.0.5 气体密封性试验项目中只给出了定量测量的要求,每个气室年漏气率应小于 0.5%。采用局部包扎法测量。

8.0.7 主回路电阻测量按现行国家标准《高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求》GB/T 11022 规定的直流压降法,采用适于现场使用的回路电阻测试仪测试。由于 1000kV 特高压气体绝缘金属封闭开关设备的额定电流较大,且每次导电回路电阻测量中常包括接地开关、隔离开关等多个部件,为准确进行测量,推荐测试电流不小于 300A。主回路电阻值现场测试标准与出厂值相同。

8.0.15 本条对主回路绝缘试验作出规定。

(1)交流耐压试验。耐压试验主要是考虑气体绝缘金属封闭开关设备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移位,就可能会改变原设计的电场分布而造成薄弱环节和隐患。交流电压对检查自由导电微粒等杂质比较敏感。交流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,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。

如果进行断口间的耐压试验,则将对气体绝缘金属封闭开关设备的部分部位进行多次重复加压,可能对气体绝缘金属封闭开关设备产生不利影响,因此本标准中未列出断口间耐压试验。

(2)局部放电测量。局部放电测量有助于检查 GIS 内部多种绝缘缺陷,因而它是安装后耐压试验很好的补充。由于环境干扰,此项工作比较困难,试验结果的判断需要一定的经验。建议凡有条件和可能的地方,应进行局部放电试验。现场局部放电试验按照现行行业标准《气体绝缘金属封闭开关设备技术条件》DL/T 617—2010 中有关条款的规定进行,局部放电试验应在耐压试验后进行,也可以在交流耐压试验的同时进行。为提高局部放电测试的效果,需尽量减少电源和环境干扰,避免高压引线电晕的发生(如 GIS 高压引入套管的屏蔽和采用无电晕的大直径导线等)。

(3)老练试验。老练试验不能代替交流耐压试验,除非其试验电压值升到交流耐压试验的电压规定值。老练试验应在现场耐压试验前进行,老练试验通过逐次增加电压达到下述两个目的:将设备中可能存在的活动微粒迁移到低电场区域;通过放电烧掉细小的微粒或电极上的毛刺、附着的尘埃等。

11 避 雷 器

11.0.1 避雷器试验包括瓷外套避雷器和气体绝缘金属封闭开关设备用的罐式避雷器两部分,本章避雷器部分主要指瓷外套避雷器的交接试验,罐式避雷器交接试验项目在气体绝缘金属封闭开关设备部分以部件的试验给出。

11.0.4 直流参考电压及 0.75 倍直流参考电压下漏电流测量,技术条件中要求 8mA 下直流参考电压不小于 1114kV,如现场对避雷器整体进行该项试验存在难度,可采用单节进行试验。

11.0.5 测量金属氧化物避雷器在运行电压下的持续电流能有效地检查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,因此规定其阻性电流和全电流值应符合要求。

13 绝 缘 油

13.0.1 本条规定了绝缘油的试验项目及判断标准。

(1)闪点。新设备投运前应当测量绝缘油的闪点。变压器油的闪点降低表示油中有挥发性可燃物质产生,这些低分子碳氢化合物往往是由于电气设备存在局部故障后,造成过热使绝缘油在高温下裂解而产生的。测量油的闪点有类似于油色谱分析反映设备内部故障的功能,还可以及时发现是否混入了轻质馏分的油品。

(2)界面张力。绝缘油的界面张力是表示油与水所形成的表面张力。油水之间的界面张力是检查油中是否含有因老化而产生的可溶性杂质的一种有效方法。

(3)体积电阻率。体积电阻率是绝缘油的一个新的质量指标,测量油的体积电阻率可以用来判断变压器油的污染程度和裂化程度,油中的水分、杂质和酸性物质可以使油的体积电阻率降低。

(4)水溶性酸和酸值。变压器油中水溶性酸的增加,会加速变压器和电抗器等充油电气设备内部的纤维绝缘材料的老化,降低设备的绝缘强度,从而缩短设备的使用年限,水溶性酸用 pH 值表示。

(5)油的 $\tan\delta$ 。油的 $\tan\delta$ 值对于判断变压器油的污染情况和裂化程度是很灵敏的,新变压器油中的极性杂质很少, $\tan\delta$ 值也很小,仅为 0.01%~0.1%。但当油中混有水分、杂质或者油氧化、老化后,油的 $\tan\delta$ 会增大。本标准规定测量油的 $\tan\delta$ 的温度为 90℃。