

ICS

CCS



团 体 标 准

T/CANCE × × ×—2024

气体绝缘金属封闭开关设备及电力 变压器调试技术规程

Technical specification for acceptance test of gas-insulated
metal-enclosed switchgear and power transformer

2024-12-31发布

2025-01-01实施

中国化工施工企业协会 发布

目次

目次..... 1

前言..... 1

1 适用范围..... 2

2 规范性引用文件..... 2

3 术语和定义..... 3

3.1 气体绝缘金属封闭开关设备..... 3

3.2 电力变压器..... 3

3.3 交接试验..... 3

4 基本规定..... 3

4.1 调试试验条件..... 3

4.2 调试试验周期..... 3

4.3 调试试验项目..... 3

4.4 调试试验方法..... 3

4.5 调试试验标准..... 3

4.6 调试试验结果处理..... 4

4.7 调试试验报告编制..... 4

4.8 调试试验设备和工具..... 4

4.9 调试试验安全..... 4

5 技术准备..... 4

5.1 调试计划制定..... 4

5.2 人员培训与资质确认..... 4

5.3 调试设备与工具准备..... 4

5.4 调试环境检查与安全措施..... 5

5.5 相关技术资料准备..... 5

5.6 调试风险评估与预案制定..... 5

5.7 相关部门间的沟通与协调..... 5

5.8 验收与交接..... 5

6 GIS 气体绝缘组合电器单体试验..... 5

6.1 绝缘气体（六氟化硫、四氟化碳）气体全检试验..... 5

6.1.1 试验项目..... 5

6.1.2 技术要求..... 6

6.1.3 试验要则..... 7

6.2 气体密度继电器、压力表、压力动作阀校验..... 7

6.2.1 试验项目..... 7

6.2.2 技术要求..... 8

6.2.3 试验要则..... 9

6.3 套管试验..... 9

6.3.1 试验项目..... 9

6.3.2	技术要求	9
6.3.3	试验要则	10
6.4	绝缘电阻试验	10
6.4.1	试验项目	10
6.4.2	技术要求	10
6.4.3	试验要则	10
6.5	导电回路直流电阻测量	11
6.5.1	试验项目	11
6.5.2	技术要求	11
6.5.3	试验要则	11
6.6	密封性试验	11
6.6.1	试验项目	11
6.6.2	技术要求	11
6.6.3	试验要则	11
6.7	测量绝缘气体含水量	11
6.7.1	试验项目	11
6.7.2	技术要求	12
6.7.3	试验要则	12
6.8	电压互感器、电流互感器试验	12
6.8.1	试验项目	12
6.8.2	技术要求	13
6.8.3	试验要则	13
6.9	隔离开关、接地开关试验	14
6.9.1	试验项目	14
6.9.2	技术要求	14
6.9.3	试验要则	14
6.10	断路器试验	15
6.10.1	试验项目	15
6.10.2	技术要求	15
6.10.3	试验要则	16
6.11	避雷器试验	17
6.11.1	试验项目	17
6.11.2	技术要求	18
6.11.3	试验要则	18
6.12	组合电器操作试验	19
6.12.1	试验项目	19
6.12.2	技术要求	19
6.12.3	试验要则	20
6.13	交流耐压试验	20
6.13.1	试验项目	20
6.13.2	技术要求	20
6.13.3	试验要则	23
6.14	局部放电测量	23
6.14.1	试验项目	23

6.14.2 技术要求	23
6.14.5 试验要则	25
7、电力变压器单体试验	26
7.1 绝缘油试验	26
7.1.1 试验项目	26
7.1.2 技术要求	26
7.1.3 试验要则	27
7.2 气体继电器试验（检验）	28
7.2.1 试验项目	28
7.2.2 技术要求	28
7.2.3 试验要则	29
7.3 压力释放阀试验（检验）	30
7.3.1 试验项目	30
7.3.2 技术要求	30
7.3.3 试验要则	31
7.4 温度计与温度控制器试验（检验）	31
7.4.1 试验项目	31
7.4.2 技术要求	32
7.4.3 试验要则	33
7.5 套管（电容型）试验	33
7.5.1 试验项目	33
7.5.2 技术要求	33
7.5.3 试验要则	35
7.6 升高座（穿心式电流互感器）试验	36
7.6.1 试验项目	36
7.6.2 技术要求	36
7.6.3 试验要则	39
7.7 测量铁心及夹件的绝缘电阻	39
7.7.1 试验项目	39
7.7.2 技术要求	39
7.7.3 试验要则	40
7.8 分接开关的检查和试验	40
7.8.1 试验项目	40
7.8.2 技术要求	41
7.8.3 试验要则	43
7.9 测量绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数	44
7.9.1 试验项目	44
7.9.2 技术要求	44
7.9.3 试验要则	45
7.10 测量绕组连同套管的直流电阻	45
7.10.1 试验项目	45
7.10.2 技术要求	46
7.10.3 试验要则	46

7.11 检查所有分接的电压比、接线组别	47
7.11.1 试验项目	47
7.11.2 技术要求	47
7.11.3 试验要则	47
7.12 测量绕组连同套管的介质损耗因数与电容值	47
7.12.1 试验项目	47
7.12.2 技术要求	47
7.12.3 试验要则	48
7.13 变压器绕组变形试验	49
7.13.1 试验项目	49
7.13.2 技术要求	49
7.13.3 试验要则	49
7.14 绕组连同套管的交流耐压试验	50
7.14.1 试验项目	50
7.14.2 技术要求	50
7.14.3 试验要则	51
7.15 绕组连同套管的长时间感应耐压试验带局部放电测量	52
7.15.1 试验项目	52
7.15.2 技术要求	52
7.15.3 试验要则	53
8 GIS 气体绝缘组合电气、电力变压器分系统试验	53
8.1 操作系统传动试验	53
8.1.1 试验项目	53
8.1.2 技术要求	54
8.1.3 试验要则	54
8.2 模拟量传动试验	54
8.2.1 试验项目	54
8.2.2 技术要求	54
8.2.3 试验要则	55
8.3 保护、信号回路传动试验	55
8.3.1 试验项目	55
8.3.2 技术要求	55
8.3.3 试验要则	56
9 整组试验	56
9.1 试验项目	56
9.2 技术要求	57
9.2.1 系统联调	57
9.2.2 冲击合闸	58
9.2.3 带负荷	58
9.2.4 连续 24h 试运	59
9.2.5 变压器噪声测量	59
9.3 试验要则	59
9.3.1 整组试验中的检查	59

9.3.2 进行相量测试 60

9.3.3 进行带负荷测量 60

9.3.4 带负荷前绘制设备的相量图 60

10 附录 A（试验表格） 60

10.1 气体绝缘组合电器通用试验表格 60

10.2 电力变压器通用试验表格 60

报送稿

前言

本规程按照GB/T 1.1-2020 《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草；

请注意本规程的某些内容可能涉及专利。本规程的发布机构不承担识别专利的责任。

本规程由中国化工施工企业协会提出并归口。

本规程起草单位：中国化学工程第六建设有限公司、山西省安装集团股份有限公司。

本规程主要起草人：刘德才 曹建军 张小秋 欧孝文（六化建）；王运丰 靳小飞 郝树君 苏祥（山西安装）。

本规程参与起草人：李嘉 张小秋（六化建）；宋晓楠 邵江波（山西安装）。

本规程主要审查人：焦锐锋 朱朝晖（六化建）；杨吉丰 李晓斌（山西安装）。

报送稿

GIS 气体绝缘组合电器及变压器调试技术规程

1 适用范围

本规程适用于石油化工及电力行业110kV及以上电压等级的气体绝缘组合电器及油浸式电力变压器系统调试和交接试验的施工。

2 规范性引用文件

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

GB-50150-2016 电气装置安装工程电气设备交接试验标准

GB/T-7674-2020 额定电压72.5kV及以上气体绝缘金属封闭开关设备

DL/T-618-2022 气体绝缘金属封闭开关设备现场交接试验规程

DL/T-555-2004 气体绝缘金属封闭开关设备现场耐压及绝缘试验导则

GB/T 1094.3-2003 电力变压器 第3部分：绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空气间隙

GB/T 6451-2008 油浸式电力变压器技术参数和要求

GB/T 13499-2002 电力变压器应用导则

GB/T-16927.1-2011 高电压试验技术（1~4所有部分）

GB/T 507-2002 绝缘油击穿电压测定法

GB/T 7252-2001 变压器油中溶解气体分析和判断导则

GB/T 17623-2017 绝缘油中溶解气体组分含量的气相色谱测定法

GB/T-14285-2023 继电保护和安全自动装置技术规程

GB/T-7261-2016 继电保护和安全自动装置基本试验方法

GB/T-50976-2014 继电保护及二次回路安装及验收规范

GB/T-2900.01-2008 电工术语 基本术语

GB/T-2900.19-2022 电工术语 高电压试验技术和绝缘配合

GB/T-2900.20-2016 电工术语 高压开关设备和控制设备

GB/T-2900.95-2015 电工术语 变压器调压器和电抗器

3 术语和定义

GB/T-2900《电工术语》中的下列术语和定义适用于本规程。

3.1 气体绝缘金属封闭开关设备 gas-insulated metal-enclosed switchgear, GIS

至少有一部分采用高于大气压的气体作为绝缘介质的金属封闭开关设备。

注1:三极封闭气体绝缘开关设备适用于三极封闭在一个公共外壳内的开关设备。

注2:单极封闭气体绝缘开关设备适用于每极封闭在一个独立外壳内的开关设备。

3.2 电力变压器 power transformer

电力变压器将一个电力系统的交流电压和电流值变为另一个电力系统的不同的电压和电流值，借以输送电能的变压器。

3.3 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。

4 基本规定

4.1 调试试验条件

电气调试试验应在设备安装就位、外观完好、各项参数正常的情况下进行。试验时应保证环境温度、湿度等符合相关标准要求。

4.2 调试试验周期

根据设备的具体情况和相关标准要求，确定电气调试试验的周期。新安装的设备应进行交接试验，运行中的设备应定期进行预防性试验。

4.3 调试试验项目

根据设备的特点和相关标准要求，确定电气调试试验的项目。

4.4 调试试验方法

根据调试试验项目和设备的特点，选择合适的试验方法。

4.5 调试试验标准

根据相关标准和设备的技术要求，确定电气调试试验的标准。

4.6 调试试验结果处理

电气调试试验结束后，应对试验结果进行整理和分析。对于不合格的试验结果，应进行原因分析并采取相应的措施进行处理。

4.7 调试试验报告编制

电气调试试验结束后，应编制试验报告。试验报告应包括试验目的、要求、时间、人员、设备、安全措施、试验数据和结果等内容，并对试验结果进行分析和评价。

4.8 调试试验设备和工具

电气试验应使用准确、可靠的试验设备和工具。在使用前应对设备和工具进行检查和校准，确保其准确性和可靠性。

4.9 调试试验安全

电气调试试验应采取必要的安全措施，确保试验人员的人身安全和设备的完好性。

5 技术准备

5.1 调试计划制定

气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）和电力变压器调试之前，必须制定详细的调试计划，明确调试的目的、要求、时间、人员、设备、安全措施等。调试计划应根据实际情况进行制定，并经过相关人员的审核和批准。

5.2 人员培训与资质确认

调试的人员必须具备一定的技术能力和实践经验，并经过相关的培训和资质确认。针对气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）和电力变压器的特点，需要对人员进行专门的技术培训，确保其熟悉设备的原理、结构、性能以及操作方法。同时，调试人员应具备必要的安全意识和应急处理能力。

5.3 调试设备与工具准备

根据调试计划的要求，准备相应的调试设备和工具，确保其完好、准确、可靠。调试设备与工具应按照规定进行定期校准和维护，确保其精度和可靠性。在调试前应对设备和工具进行检查，确保其正常运转。

5.4 调试环境检查与安全措施

调试前应对气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）和电力变压器的安装环境进行检查，确保其满足设备运行和调试的要求。同时，应采取必要的安全措施，如设置安全警示标识、配备安全防护用品等，确保调试过程的安全进行。

5.5 相关技术资料准备

气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）和电力变压器调试之前，应准备好相关的技术资料，包括并不限于设备说明书、设计图纸、安装手册等。

5.6 调试风险评估与预案制定

调试前应对调试过程进行风险评估，识别可能存在的危险源和安全隐患，并制定相应的预防措施和应急预案。

5.7 相关部门间的沟通与协调

气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）和电力变压器调试往往涉及多个部门，因此需要进行充分的沟通与协调。调试前应与相关部门进行沟通，明确各方的职责和要求，确保调试工作的顺利进行。

5.8 验收与交接

气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）和电力变压器调试完成后，应组织相关人员进行验收，检查设备的各项性能指标是否符合要求。验收合格后，应进行设备交接工作，将设备移交给使用部门并办理交接手续。

6 GIS 气体绝缘组合电器单体试验

6.1 绝缘气体（六氟化硫、四氟化碳）气体全检试验

6.1.1 试验项目

- 1) 六氟化硫纯度（质量分数）；
- 2) 空气含量（质量分数）；
- 3) 四氟化碳（CF₄）含量（质量分数）；
- 4) 六氟乙烷（C₂F₆）含量（质量分数）；
- 5) 八氟丙烷（C₃F₈）含量（质量分数）；

- 6) 水 (H₂O) 含量 (质量分数) ;
- 7) 酸度 (以HF计) (质量分数) ;
- 8) 可水解氟化物 (以HF计) 含量 (质量分数) ;
- 9) 矿物油含量 (质量分数) ;
- 10) 毒性。

6.1.2 技术要求

- 1) 绝缘气体的技术要求应符合表1的规定。

表1 技术要求

项目名称	指标
六氟化硫 (SF ₆) 纯度 (质量分数) /10 ⁻² ≥	99.9
空气含量 (质量分数) /10 ⁻⁶ ≤	300
四氟化碳 (CF ₄) 含量 (质量分数) /10 ⁻⁶ ≤	100
六氟乙烷 (C ₂ F ₆) 含量 (质量分数) /10 ⁻⁶ ≤	200
八氟丙烷 (C ₃ F ₈) 含量 (质量分数) /10 ⁻⁶ ≤	50
水 (H ₂ O) 含量 (质量分数) /10 ⁻⁶ ≤	5
酸度 (以HF计) (质量分数) /10 ⁻⁶ ≤	0.2
可水解氟化物 (以HF计) 含量 (质量分数) /10 ⁻⁶ ≤	1
矿物油含量 (质量分数) /10 ⁻⁶ ≤	4
毒性	生物试验无毒

- 2) 瓶装工业六氟化硫按表2规定随机抽样检验, 成批验收。当有任何一项指标的检验结果不符合本标准技术要求时, 应重新加倍随机抽样检验, 如果仍有任何一项指标不符合本标准技术要求时, 则判该批产品不合格。

表2 瓶装六氟化硫抽样检查表

产品批量/瓶	1	2~40	41~70	≥71
抽样瓶数/瓶	1	2	3	4

- 3) 采用带有热导检测器的气相色谱仪测定六氟化硫中空气和四氟化碳含量。
- 4) 采用带有火焰离子化检测器的气相色谱仪测定六氟化硫中六氟乙烷和八氟丙烷含量。

允许按 GB/T 28726 规定的切割方法测定六氟化硫中的空气、四氟化碳、六氟乙烷、八氟丙烷含量。

5) 按 GB/T 5832.1 规定的方法测定水含量(体积分数), 取样时应防止出现冷凝。

6) 酸度试样中的酸和酸性物质与过量的氢氧化钠标准溶液发生中和反应, 以甲基红-溴甲酚绿为指示剂, 用硫酸标准滴定溶液滴定过量的碱, 从而测定出试样的酸度。

7) 矿物油测定: 六氟化硫样品在密封容器中与碱液共同振荡水解。水解生成的氟化物离子, 用镧-茜素络合剂显色, 比色法测定矿物油含量。

六氟化硫试样气体通过含有四氯化碳的吸收瓶, 其中的矿物油被四氯化碳吸收, 用红外光谱法测定该溶液在约 2930 cm^{-1} 特征波长下甲基、次甲基吸收峰的吸光度, 利用工作曲线计算矿物油含量。

8) 毒性试验: 模拟空气中氧气和氮气含量, 配制体积分数为79%六氟化硫和体积分数为21%氧气的试验气体。使小白鼠连续染毒24h, 观察72h, 检验小白鼠有无中毒症状。

6.1.3 试验要则

1) 水含量的测定取样时应符合温、湿度要求, 防止出现冷凝。

2) 取样时应缓慢开启气路阀门, 调节气体流量, 测量过程中保持气体流量的稳定, 以免因流量不稳导致测量结果不准确。

3) 毒性试验时, 小白鼠有异常表现, 如低头不吃食、狂跳、死亡等, 则另取10只小白鼠分两组重新试验。试验结果无异常表现, 则产品合格。试验结果仍有异常表现, 则视产品不合格。应对有异常表现的小白鼠进行细致的尸体解剖, 以进一步证实其异常表现的原因。

6.2 气体密度继电器、压力表、压力动作阀校验

6.2.1 试验项目

1) 外观检查;

2) 零位检查;

3) 绝对漏气率;

4) 绝缘性能;

5) 温度补偿性能;

6) 计量性能。

6.2.2 技术要求

1) 外观检查：密度继电器、压力表、动作阀各部件应装配牢固，无松动现象，不得有影响计量性能的锈蚀、裂纹、孔洞等缺陷；

充注防震油的密度继电器、压力表，其内部的防震油应清澈透明无杂质，无渗漏现象。

2) 零位检查：刻度从某一正压值开始并带有止销的密度继电器，在无压力工况下，当环境温度为 20°C ，大气压力为标准大气压时，在升压校验前和降压校验后，其指针应靠在限制钉上。具体的参考零位与温度、大气压的关系，可参考该密度继电器的使用说明书；

刻度从最低压力值开始的密度继电器、压力表，在无压力工况下，在升压校验前和降压校验后，其指针零值误差应符合产品技术文件的要求。

3) 绝缘性能：在正常工作条件下，密度继电器各触点之间、触点与外壳之间的绝缘电阻不应低于 $20\text{M}\Omega$ 。

4) 密度继电器触点接通后其直流电阻值应不大于 1Ω 。

5) 密度继电器的指示准确度等级和允许误差对照表见表3。不属于表3所列准确度等级或制造厂有特殊规定的按制造厂标称准确度或允许误差执行。

表3 密度继电器、压力表的指示准确度等级和允许误差对照表

准确度等级	允许误差(按量程的百分数计算)	
	$20^{\circ}\text{C}\pm 1^{\circ}\text{C}$	$-25^{\circ}\text{C}\sim +60^{\circ}\text{C}$
1.0级	$\pm 1.0\%$	$\pm 2.5\%$
1.6级	$\pm 1.6\%$	$\pm 2.5\%$

6) 密度继电器、压力表示值误差、回程误差在额定压力下，示值误差应不大于表3规定的允许误差。

7) 密度继电器、压力表轻敲表壳使指针能自由摆动，指针示值变动量应不大于表3规定的允许误差绝对值的 $1/2$ 。

8) 在测量范围内，指针偏转应平稳，无明显跳动和卡涩现象，压力上升指针经过低压闭锁触点和低压报警触点附近时除外。

9) 在同一信号触点的设定点上, 密度继电器信号接通与断开或切换时的实际压力值之差, 应不超过量程的3%。

6.2.3 试验要则

- 1) 在校验过程中要小心处理SF₆气体, 防止对环境和人体造成伤害。
- 2) 在进行校验时, 设备应保持稳定, 避免不必要的振动, 因为振动可能影响设备的正常工作, 从而影响测试的准确性。
- 3) 对于气体密度继电器的校验, 应采用标准SF₆气体进行校验, 不可用空气进行代替。

6.3 套管试验

6.3.1 试验项目

- 1) 测量绝缘电阻;
- 2) 20kV及以上非纯瓷套管的主绝缘介质损耗因数和电容值试验;
- 3) 交流耐压试验。

6.3.2 技术要求

- 1) 套管主绝缘电阻值不应低于10000MΩ。
- 2) 20kV及以上非纯瓷套管的主绝缘介质损耗因数tan δ (%) 试验:
在室温不低于10℃的条件下, 套管主绝缘介质损耗因数tan δ (%) 应符合表4的规定;

表4 套管主绝缘介质损耗因数tan δ (%)

套管主绝缘类型	tan δ (%) 最大值
油浸纸	0.7 (当电压Um≥500kV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
浇筑或模塑树脂	1.5 (当电压Um=750kV时为0.8)
油脂覆膜	0.5
胶浸纤维	0.5

- 3) 交流耐压试验, 应符合下列规定:

- a) 试验电压应符合表5的规定；
- b) 套管交流耐压试验可随母线或设备一起进行。

表5 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	交接
66	72.5	119/136
110	126	160/184
220	252	306/336

6.3.3 试验要则

- 1) 试验过程应有专人看守，防止人员触及加压部位，操作过程中严格执行呼唱制度。
- 2) 介质损耗因数测试数据超标时应考虑被试品表面污秽、环境湿度等因素，必要时可对被试品表面进行清洁或干燥处理后重新测量。
- 3) 进行交流耐压试验前，必须检查其他试验项目是否合格。若有不合格者，应查明原因并消除后才能进行交流耐压试验。
- 4) 交流试验前后均应测量套管的绝缘电阻值。
- 5) 绝缘电阻试验后应充分放电，防止造成人员伤害。

6.4 绝缘电阻试验

6.4.1 试验项目

- 1) 测量绝缘电阻。

6.4.2 技术要求

- 1) 使用2500V及以上兆欧表对GIS一次回路、变压器进行测量，在耐压前后、以及送电前分别进行一次绝缘电阻测试，绝缘电阻值应符合产品技术条件规定。
- 2) 使500V兆欧表进行二次回路绝缘测量，绝缘电阻值应符合产品技术条件规定。

6.4.3 试验要则

- 1) 绝缘电阻试验后应充分放电，防止造成人员伤害。
- 2) 二次控制回路绝缘测试应在无其他外部接线时进行，试验前应短接测试兆欧表是否完好。
- 3) 真空状态或抽真空过程中不得进行绝缘电阻测量。

6.5 导电回路直流电阻测量

6.5.1 试验项目

- 1) 导电回路直流电阻测量。

6.5.2 技术要求

- 1) 测量主回路的导电回路直流电阻值，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。

6.5.3 试验要则

- 1) 应在GIS主回路安装完成后进行测量，切忌不得在抽完真空状态下进行。
- 2) 应观察测量点以及未测量点开关状态，避免出现分流现象，影响测量结果的准确性。
- 3) 测量时应尽可能增大测量接触面积，防止接触面过小引起发热。

6.6 密封性试验

6.6.1 试验项目

- 1) 密封性试验。

6.6.2 技术要求

- 1) 断路器气室年漏气率不应大于0.5%，其它气室年漏气率不应大于1%（以24h的漏气量换算年漏气率）。
- 2) 密封试验应在封闭式组合电器充气24h以后，防止造成数据测试不准确。
- 3) 密封试验应在组合操动试验后进行，防止试验后再操作造成数据测试不准确。

6.6.3 试验要则

试验时应注意外界环境因素影响，不应在下雨或潮湿天气试验，防止造成数据测试不准确。

6.7 测量绝缘气体含水量

6.7.1 试验项目

- 1) 测量GIS内绝缘气体含水量。

6.7.2 技术要求

- 1) 气体含水量的测量应在封闭式组合电器充气24h后进行,防止造成数据测试不准确。
- 2) 有电弧分解的隔室,应小于150 μ L/L,无电弧分解的隔室,应小于250 μ L/L。
- 3) 测试时,应等仪器微水含量在一定时间内不再变化时,方可记录试验数据。
- 4) 仪器的采样管线需干燥且管线越短越好,数据会更准确,也可以缩短试验时间。
- 5) 不应在下雨或潮湿天气试验,防止造成数据测试不准确。

6.7.3 试验要则

- 1) 调节气体流量时,控制针型阀应缓慢打开,防止大压力冲击造成试验设备损坏。
- 2) 试验完成后,应拧紧设备阀门,防止气体流失。

6.8 电压互感器、电流互感器试验

6.8.1 试验项目

- 1) 电流互感器试验项目
 - a) 测量二次绕组的绝缘电阻;
 - b) 测量二次绕组的直流电阻;
 - c) 检查电流互感器接线绕组组别和极性;
 - d) 电流互感器误差及变比测量;
 - e) 测量电流互感器的励磁曲线特性。
- 2) 电压互感器试验项目
 - a) 测量二次绕组的绝缘电阻;
 - b) 局部放电试验;
 - c) 一次绕组接地端(N)及二次绕组交流耐压试验;
 - d) 测量绕组的直流电阻;
 - e) 检查电压互感器接线绕组组别和极性;
 - f) 电压互感器误差及变比测量;
 - g) 测量电磁式电压互感器的励磁特性;
 - h) 密封性能检查。

6.8.2 技术要求

- 1) 二次绕组的绝缘电阻应采用2500V摇表，测得二次绕组间及其对外壳的绝缘电阻不宜低于1000M Ω 。
- 2) 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1000M Ω 。当末屏对地绝缘电阻小于1000M Ω 时，应测量其 $\tan\alpha$ 时，其值不应大于2%。
- 3) 电压互感器的局部放电测量，可在交流耐压时同时测量，电压等级为35kV~110kV的电压互感器的局部放电测量可按10%进行抽测；电压等级为220kV及以上的电压互感器在绝缘性能有怀疑时宜进行局部放电测量。
- 4) 电压互感器绕组的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%。
- 5) 电流互感器：同型号、同规格、同批次电流互感器二次绕组的直流电阻和平均值的差异不宜大于10%。
- 6) 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。
- 7) 电压互感器励磁曲线测量点应包括额定电压的20%、50%、80%、100%、120%（如果拐点未包含，应单独记录拐点）。
- 8) 对于中性点直接接地的电压互感器，最高测量点应为150%，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%。
- 9) SF₆电压互感器未与母线对接时，只可测量变比，励磁曲线需在安装后注气至额定气压24h后方可进行。
- 10) 电流互感器有多个二次绕组时，在做其中之一时，应将同相其它绕组进行短封，防止开路造成试验数据不准确。

6.8.3 试验要则

- 1) 绝缘电阻试验后应充分放电，防止造成人员伤害。

- 2) 电流互感器二次侧不允许开路，电压互感器二次侧不允许短路，防止造成人员伤害。
- 3) 交流耐压时，电流互感器所有二次绕组应短封接地，防止造成互感器击穿损坏。
- 4) 交流耐压时，升压必须从零（或接近与零）开始，切不可冲击合闸。
- 5) 电压互感器做励磁曲线时，互感器一次侧带高压，禁止人员靠近，防止造成人员及设备损坏。
- 6) 试验仪器应可靠接地，特别是高压输出设备，防止造成人员及设备损坏。

6.9 隔离开关、接地开关试验

6.9.1 试验项目

- 1) 隔离开关试验项目
 - a) 测量绝缘电阻；
 - b) 交流耐压；
 - c) 检查操动机构线圈的最低动作电压；
 - d) 操动机构的试验。
- 2) 接地开关试验项目
 - a) 检查操动机构线圈的最低动作电压；
 - b) 操动机构的试验。

6.9.2 技术要求

- 1) 应采用2500V摇表测量其绝缘电阻，且其绝缘值不应小于6000M Ω ；
- 2) 交流耐压可在整套系统安装完毕后一起进行，试验电压应按母线上设备的最小耐压值进行。
- 3) 操作机构试验时：电动机操动机构应当使电动机接线端子的电压在其额定电压的80%-110%范围内；压缩空气操动机构应当使气压在其额定气压的85%-110%范围内；二次控制线圈和电磁闭锁装置应当使其线圈接线端子的电压在其额定电压的80%-110%范围内。

6.9.3 试验要则

- 1) 绝缘电阻试验后应充分放电，防止造成人员伤害。

- 2) 操动机构动作时，应在其额定电压或额定气压的80%-110%范围内进行，防止压力过低或过高造成机构刀闸机械卡涩，影响设备安全。
- 3) 交流耐压时，升压必须从零（或接近于零）开始，切不可冲击合闸，防止造成设备损坏。
- 4) 试验仪器应可靠接地，特别是高压输出设备，防止造成人员伤害及设备损坏。

6.10 断路器试验

6.10.1 试验项目

- 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、合闸线圈的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。

6.10.2 技术要求

- 1) 应采用2500V摇表测量其整体绝缘电阻（断路器无法单独测试），结果与出厂值作比较。
- 2) 测量每相导电回路的电阻，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，测量时，应保证测试电流夹子与设备有足够的接触面，应将电压夹子直接夹在导体上，否则会造成测量值偏大，甚至不合格。

- 3) 交流耐压试验应在SF₆气压为额定值时进行, 试验电压应按出厂试验电压80%, 110kV以下电压等级应进行合闸对地和断口间耐压试验。
- 4) 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。
- 5) 断路器均压电容器介质损耗因数 ($\tan\alpha$) 及电容值测量的试验时, 不应在下雨或潮湿天气试验, 尽量选择在白天试验, 否则会影响试验结果的准确性。
- 6) 测量断路器的分、合闸时间, 同期性等都应 与出厂值作比较, 符合产品技术条件的规定。
- 7) 测量断路器分、合闸线圈的绝缘电阻值, 不应低于10M Ω , 直流电阻值与产品出厂试验值相比应无明显差别, 对于具有双分闸线圈的回路, 应分别进行两个分闸线圈的测量。
- 8) 断路器操动机构合闸操作试验电压应按 (85%~110%) 的额定电压进行, 如果是液压机构, 应按产品规定的最低及最高值进行。
- 9) 断路器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。
- 10) 对于有重合闸功能的断路器, 应测试其重合闸性能。
- 11) 对于断路器为三相分开的, 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。
- 12) 测量断路器内SF₆气体的含水量, 满足6.7规定。
- 13) 所有的试验应在封断路器充气24h以后, 且组合操动试验后进行。;
- 14) 对于气体密度继电器的校验, 应满足6.2规定。
- 15) 导电回路电阻应测量多次后取其平均值, 增加测试结果的准确性。
- 16) 微水及密封性试验时应注意外界环境因素影响, 不应在下雨或潮湿天气试验, 影响试验结果的准确性。

6.10.3 试验要则

- 1) 绝缘电阻试验后应充分放电, 防止造成人身伤害。

- 2) 断路器上电操作前应核对开关二次回路接线的正确性，防止造成设备损坏，分合闸线圈烧坏。
- 3) 应在断路器的额定操作电压、气压或液压下进行开关分合闸，防止压力过低或过高造成机构刀闸机械卡涩，影响设备安全。
- 4) 试验前应熟悉断路器二次控制接线及原理图，核对断路器操作电压，防止电压过高烧坏线圈。
- 5) 试验应在断路器充气24h后进行，防止气室不稳定，造成设备损坏。
- 6) 交流耐压时，升压必须从零（或接近于零）开始，切不可冲击合闸，防止造成设备损坏。
- 7) 试验仪器应可靠接地，特别是高压输出设备，防止造成人员伤害及设备损坏。

6.11 避雷器试验

6.11.1 试验项目

- 1) 金属氧化物避雷器试验项目
 - a) 测量金属氧化物避雷器及基座绝缘电阻；
 - b) 测量金属氧化物避雷器的工频参考电压和持续电流；
 - c) 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；
 - d) 检查放电计数器动作情况及监视电流表指示。
- 2) 不带均压电容器的无间隙金属氧化物避雷器试验项目
 - a) 测量金属氧化物避雷器及基座绝缘电阻；
 - b) 测量金属氧化物避雷器的工频参考电压和持续电流，或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；
 - c) 检查放电计数器动作情况及监视电流表指示。
- 3) 带均压电容器的无间隙金属氧化物避雷器试验项目
 - a) 测量金属氧化物避雷器及基座绝缘电阻；
 - b) 测量金属氧化物避雷器的工频参考电压和持续电流；
 - c) 检查放电计数器动作情况及监视电流表指示。
- 4) 有间隙金属氧化物避雷器试验项目
 - a) 测量金属氧化物避雷器及基座绝缘电阻；

- b) 工频放电电压试验。

6.11.2 技术要求

- 1) 试验时注意现场环境温度对试验数据的影响：周围温度升高，避雷器内部的热量无法快速清除，容易导致泄漏电流超标；每增加10℃，避雷器的电流的超标情况便会增加0.6倍。
- 2) 试验时注意污秽对试验数据的影响：避雷器上的一些灰尘、污秽等杂质可能会导致避雷器泄漏电流受到影响。随着污秽的增加，极有可能会使其出现电压分布出现异常问题，进而会导致泄漏电流超标，也会影响对泄漏电流的测试精度。
- 3) 试验时注意环境湿度对试验数据的影响：试验选择在湿度比较适中的条件下进行测试，湿度低于80%便能够保障测试的精确性，同时也能够兼顾测试工作的安全性。
- 4) 高压连接导线与被试品保持足够距离，用绝缘绳(带)把高压加压线拉起，使其与被试避雷器之间的夹角 $>75^\circ$ ，保证两者之间有足够的距离。防止因距离不足而导致高压加压线对避雷器的伞裙或低压端放电，从而击穿绝缘，严重时甚至会损坏直流高压电源。此外，还能有效削减避雷器表面的泄漏电流所带来的影响。
- 5) 试验时注意均压环安装正确：避雷器泄漏电流测试时，注重检查均压环情况，也要注意均压环的安装是否处于水平状态，避免给测量结果产生影响。
- 6) 注意测试点电磁场影响：在进行避雷器电流测试时，若是测试点的电磁场比较强，那么将会导致电压和总电流的夹角发生异常变化，最终会使测试结果出现误差。

6.11.3 试验要则

- 1) 试验前，必须对被测设备上安装的漏电流监视器进行检查，有疑问时采用钳形电流表现场比较，以确保没有断裂现象。
- 2) 取得电流信号时，试验员手持引线(或用绝缘杆)最高不得超过漏电流监视器的顶端。尤其是35-110kV间隔的构架较低，要注意试验人员和绝缘杆与带电设备的安全距离，防止触电。在作业过程中，必须有专人监控。
- 3) 经过试验后，拆除线路电压电流信号时要注意先拆下电流线，再拆接地线，否则可能会导致人员触电。
- 4) 对于10kV避雷器其密封措施都比较简单，因而防潮的能力较弱。出现受潮性质缺陷的频率较高。

6.12 组合电器操作试验

6.12.1 试验项目

- 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。

6.12.2 技术要求

- 1) 测量主回路的导电电阻值应根据现场情况进行，当测试线不够长时可分段测量，应注意有无漏测。
- 2) 密封试验应在封闭式组合电器充气24h以后，应注意环境因素，环境温度的变化可能会影响SF₆气体的体积和压力，从而影响漏气试验的结果。
- 3) 测量六氟化硫气体含水量，气体含水量的测量应在封闭式组合电器充气 24h后进行，试验工作尽可能避免在高温或低温下进行。
 - a) 若试验时气温过高，而SF₆气体湿度的测定值超标不是很严重时，最好能选择气温接近20℃时（例如在清晨）进行复测。
 - b) 气温低于20℃较多时，若SF₆气体湿度测定值虽未超标但距标准较接近的，同样也应考虑在20℃左右时安排复测。
- 4) 交流耐压试验，应注意：
 - a) CT二次回路应短接，形成回路；
 - b) 避雷器、PT等不参与耐压试验。
- 5) 组合电器的操动试验 应进行以下几种测试：
 - a) 在断路器的合闸条件下，接地开关和隔离开关能否动作；
 - b) 在断路器分闸、隔离开关合闸条件下，接地开关能否动作；
 - c) 在隔离开关分闸条件下，接地开关能否动作；

上述每种测试应进行5次以上，同时每次均能够正常动作。

6.12.3 试验要则

- 1) 交流耐压试验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。采用这种方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。
- 2) 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。操作试验前，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。

6.13 交流耐压试验

6.13.1 试验项目

- 1) 老练试验；
- 2) 交流耐压试验。

6.13.2 技术要求

- 1) 耐压试验前应做好以下准备：
 - a) 进行被试品的绝缘电阻测量；
 - b) GIS上所有电流互感器的二次绕组应短路并接地；
 - c) GIS上所有的电压互感器的二次绕组应开路并一点接地；
 - d) 有条件时，应安装放电定位装置，具体布点应满足如下要求：

每一个独立气室至少布置一个击穿定位传感器，对于三相分箱但不同相之前通过管路连接至同一个密度继电器的气室，应在每相至少布置一个击穿定位传感器；

盆式绝缘子和伸缩节两侧应各布置一个击穿定位传感器；

- e) 耐压试验回路的接地电阻应不大于 $0.5\ \Omega$ 。

2) 被试品满足以下要求：

- a) 被试品安装完毕，并充入合格的绝缘气体，气体密度应保持在额定值。
- b) 密封性试验和充入气体静置24小时后质量测量合格，现场所有其他常规试验项目完成且合格后才可进行耐压试验。
- c) 被试品应处于整体合闸对地状态（试验范围内所有断路器、隔离开关合闸、所有接地开关分闸）。

d) 下列部件在试验时要求被隔开：高压电缆和架空线；电力变压器和并联电抗器；电磁式电压互感器，可采取必要手段，耐压试验时尽量不拆卸；避雷器。

3) 耐压试验中由于条件限制，未考核到的部分，可考虑通过系统施加运行电压进行检验，时间不少于1小时。

4) 试验电压波形：电压波形应近似正弦波，且正半波峰值与负半波峰值差应小于2%。

若正半波的峰值与有效值之比在 $\sqrt{2} \pm 5\%$ 内，则认为高压试验结果不受波形畸变的影响。

试验电压的频率一般在30Hz~300Hz的范围内。

5) 试验电压值：现场交流耐压试验(相对地)电压值为出厂耐压试验时施加电压值的100%，试验电压值见表1；在扩建部分安装后，或在原有设备的主要部分检修后，为了对扩建部分或检修部分进行试验，有时候试验电压不得不施加到原有设备或未经检修的部分，现场交流耐压试验(相对地)电压值为出厂耐压试验时施加电压值的80%；如果用户有特殊要求时，可与制造厂协商后确定。

表6 现场试验电压值

设备的额定电压U,kV(有效值)	现场交流耐受电压U _{ds} kV(有效值)(100%)
40.5	95/80
72.5	160
126	230
252	460

6) 耐压试验程序

a) 试验程序可根据试品状况和现场条件，由用户和制造厂商定，从下列程序中选择，但拟优先选用程序A。

b) 程序A：按6.13.2.4条和6.13.2.5条的交流耐压试验，在规定的电压值下耐压1min。

c) 程序B：按6.13.2.4条交流耐压试验，在电压值不低于 $U_m/\sqrt{3}$ （对中性点有效接地系统）或 U_m （对中性点非有效接地系统）下耐压5min（ U_m 为系统最高电压）。

d) 交流试验程序

对于220kV及以下设备，从零电压升压至 $U_m/\sqrt{3}$ (U_m 为系统最高电压)，持续5min，再升压至 U_m ，持续3min，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_{ds} ，持续1min。耐压试验结束后降至 $1.2U_m/\sqrt{3}$ （中性点直接接地）或 $1.2U_m$ （中性点非直接接地系统）停留15min进行局部放电测试。主回路老练、耐压试验加压程序应按图1进行。

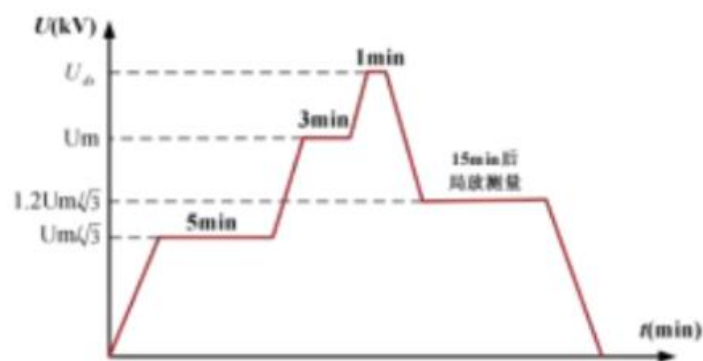


图1 220kV及以下设备主回路老练、耐压试验加压程序示意图（增加局放测量时间）

注：中性点非直接接地系统，局放测量电压为 $1.2U_m$

7) 试验电压的施加

a) 相对地及相间的耐压试验

规定的试验电压应施加到每相主回路和外壳之间，每次一相，其他相的主回路应和接地外壳相连，试验电源可接到被试相导体任一方便的位置。

选定的试验程序应使每个部件都至少施加一次试验电压。必须同时注意到要尽可能减少固体绝缘重复耐压的次数，例如尽量在GIS主回路的不同部位引入试验电压。

设备安装后，不进行任何其他的、单独的相间绝缘试验。

b) 高压开关断口间的耐压试验

如怀疑断路器和隔离开关的断口在运输、安装过程中受到损坏，或经过解体，可做该断口间耐压试验。试验电压应加到断路器和隔离开关断口间。断口的一侧与试验电源相连，另一侧与其他相导体和接地的外壳相连。如采用程序A，应避免固体绝缘多重耐压，可以在电压均匀升高到规定的电压值下耐压1min后迅速降回至零。

c) 交流耐压试验前后均应开展绝缘电阻测试，绝缘电阻不应有明显下降。

8 试验判据

a) 如果GIS设备的每个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，则认为被试GIS设备通过试验。

b) 在交流耐压试验过程中如果发生击穿放电，可采用下述步骤：

判断放电点（如采用放电定位），如果放电定位超过1处，可根据放电能量和放电引起的声、光、电、化学等各种效应及耐压过程中进行的其他故障诊断技术所提供的资料，综合判断放电位置。

打开放电室进行检查，确定故障部位，修复后，方可进行规定的耐压试验。

6.13.3 试验要则

- 1) 在绝缘试验时，原有相邻部分应断电并接地，否则，应考虑突然击穿对原有带电部分造成的损坏采取措施，如：原有带电部分与试验加压部分通过两个可靠断口隔离，断口之间应接地等。
- 2) 在扩建部分安装后或在原有设备的主要部分检修后，为了对扩建部分或检修部分进行试验，有时侯试验电压不得不施加到原有设备或其未经检修的部分，这时的试验程序和新安装的设备相同。
- 3) 绝缘试验加压方式要尽量避免对同一部位重复加压。

6.14 局部放电测量

6.14.1 试验项目

- 1) 局部放电测量；
- 2) 局部放电试验宜采用特高频法或超声波法。

6.14.2 技术要求

- 1) 特高频局放检测要点
 - a) 背景噪声测试。测试前将仪器调节到最小量程，测量空间背景噪声值并记录，根据现场噪声水平设定各通道信号检测阈值。
 - b) 传感器布置。对于不带金属铠装的盆式绝缘子避开紧固绝缘盆子螺栓选取任一点安装传感器，对于带金属铠装的盆式绝缘子选取其浇注口安装传感器，对于有内置式传感器直接用内置式传感器。
 - c) 局放测试。打开连接传感器的检测通道，观察检测到的信号，测试时间不少于30秒。如有异常进行多次测量，并对多组测量数据进行复制对比和趋势分析。

- d) 数据存储。如果发现信号无异常，保存数据，退出并改变检测位置继续下一点检测。如果发现信号异常，则延长检测时间并记录多组数据，进入异常诊断流程。必要的情况下，可以接入信号放大器。测量时应尽可能保持传感器与盆式绝缘子的相对静止，避免因传感器移动引起的信号而干扰正确判断。

2) 超声局放检测要点

- a) 背景噪声测试。将检测仪器调至适当量程，传感器悬浮于空气中，测量空间背景噪声并记录，根据现场噪声水平设定信号检测阈值。
- b) 传感器布置：在断路器断口处、隔离开关、接地开关、电流互感器、电压互感器、避雷器、导体连接部件以及水平布置盆式绝缘子上方等处均应设置测试点，一般在GIS壳体轴线方向每隔0.5m左右选取一处，测量点尽量选择在其实侧下方，对于较长的母线气室，可适当放宽检测点的间距。在传感器与测点部位间均匀涂抹专用耦合剂并适当施加压力，以尽可能减小信号的衰减。测量时传感器与壳体保持相对静止，在精确测量时采用绑定固定传感器的方式进行。
- c) 测试时间。测试时间不少于15秒，如有异常，测试时间不小于30秒，进行多次测量并对多组测量数据进行幅值对比和趋势分析。
- d) 数据存储。如存在异常信号，则应在该气室进行多点检测，且在壳体圆周上至少选取三个点进行比较，查找信号最大位置。对测试数据应及时存储，并进行分析诊断。

3) 特高频局放检测结果分析

- a) 首先根据相位图谱特征判断测量信号是否具备典型放电图谱特征或与背景或其他测试位置有明显不同，若具备，继续如下分析和处理：排除外界环境干扰，将传感器放置于绝缘盆子上检测信号与在空气中检测信号进行比较(对于无金属屏蔽的绝缘子应沿绝缘子外侧加装屏蔽带或采取屏蔽措施，防止设备内部信号从绝缘子传出被空气中传感器接收到造成误判)，若一致并且信号较小，则基本可判断为外部干扰。若不一样或变大，则需进一步检测判断。对于分相布置的设备，也可采用同位置不同相之间的比较，如果三相之间存在较大差异，则基本可判断为内部信号，如三相之间无明显差异，则需结合超声波、高频局放等检测手段进一步判断信号源位置。

- b) 检测相邻间隔的信号，根据各检测间隔的幅值大小（即信号衰减特性）初步定位局放部位。
- c) 必要时可使用工具把传感器绑置于绝缘盆子处进行长时间检测，时间不少于15分钟，进一步分析峰值图形、放电速率图形和三维检测图形，综合判断放电类型。
- d) 在条件具备时，综合应用超声波局放仪、示波器等仪器进行精确的定位。

4) 超声局放检测结果分析

根据连续图谱、时域图谱、相位图谱特和特征指数图谱征判断测量信号是否具备50Hz / 100Hz相关性。若是，说明可能存在局部放电，继续如下分析和处理：

- a) 同一类设备局部放电信号的横向对比，相似设备在相似环境下检测得到的局部放电信号，其测试幅值和测试图谱应比较相似，例如对同一GIS间隔A、B、C三相断路器气室同一位置的局部放电图谱对比，可以帮助判断是否有放电。
- b) 同一设备历史数据的纵向对比，通过在较长的时间内多次测量同一设备的局部放电信号，可以跟踪设备的绝缘状态劣化趋势，如果测量值有明显增大，可判断此测试部位存在异常。
- c) 若检测到异常信号，可借助其它检测仪器（如特高频局部放电检测仪、示波器、频谱分析仪以及SF₆分解物检测分析仪），对异常信号进行综合分析，并判断放电的类型，根据不同的判据对被测设备进行危险性评估。

6.14.5 试验要则

- 1) 测试应在天气良好、试品及环境温度在+5℃以上、湿度80%以下的条件下进行。
- 2) 当测量回路引线较长时，有可能产生较大的误差，因此必须尽量缩短引线。
- 3) 拆、接试验接线前，应将被试设备对地充分放电；在充、放电过程中，严禁人员触及套管金属部分；测量引线要连接牢固，试验仪器的金属外壳应可靠接地。
- 4) 在开始试验前，试验人员必须详细而全面地检查一遍线路，以免线路接错。检查检测设备接地线是否与接地体牢固连接，若连接不牢或在准备工作时接地线被脚踢断，将引起人身或设备事故。
- 5) 试验前，保证没有悬浮电位，对高压端子实施屏蔽。
- 6) 试验时，带电区域做好安全防护。

7、电力变压器单体试验

7.1 绝缘油试验

7.1.1 试验项目

1) 绝缘油击穿电压；

6kV及以上变压器内的绝缘油或新注入设备前、后的绝缘油，应按表7进行击穿电压试验。

2) 绝缘油简化分析；

准备注入变压器的新油，应按表8第1～第9项目进行试验。

3) 绝缘油全分析；

对油的性能有怀疑时，应按表8中的全部项目进行试验。

7.1.2 技术要求

1) 击穿电压试验，应符合本规程表7的规定。

表7 击穿电压分类

电压等级 (kV)	击穿电压 (kV)	电极型式
35kV及以下电压等级：	≥ 35	平板
66kV～220	≥ 40	平板
330	≥ 50	平板
500	≥ 60	平板
750	≥ 70	平板

2) 绝缘油的试验项目及标准，应符合本规程表8的规定。

表8 绝缘油的试验项目及标准

序号	项目	标准
1	外状	透明，无杂质或悬浮物
2	水溶性酸 (pH值)	> 5.4
3	酸值(以 KOH 计) (mg/g)	≤ 0.03
4	闪点(闭口)($^{\circ}\text{C}$)	≥ 135

序号	项目	标准
5	水含量 (mg/L)	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。
6	界面张力 (25℃) (mN/m)	≥40
7	介质损耗因数 $\tan \delta$ (%)	90℃时, 注入电气设备前≤0.5 注入电气设备后≤0.7
8	击穿电压 (kV)	见上一条目: 击穿电压试验
9	体 积 电 阻 率 (90℃) ($\Omega \cdot m$)	≥ 6×10^{10}
10	油中含气量 (%) (体积分数)	330kV~750kV: ≤1.0
11	油 泥 与 沉 淀 物 (%) (质量分数)	≤0.02
12	油中溶解气体组 分含量色谱分析	①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; ②新装变压器油中总烃含量不应超过 20 $\mu L/L$, H_2 含量不应超过 10 $\mu L/L$ C_2H_2 含量不应超过 0.1 $\mu L/L$ 。
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 μm 的颗粒数≤2000个

7.1.3 试验要则

1) 取样过程:

- a) 取样应在天气干燥时进行, 避免在潮湿环境下取样。
- b) 从变压器底部阀门处取油样, 先放掉底部积存的污油, 然后用干净布擦净油阀, 再放少许油冲洗油阀, 确保油样纯净。
- c) 油样应避免与空气接触, 防止水分和气体逸散, 取样容器应密封良好。

2) 试验过程:

- a) 油质试验包括物理性能、化学性能和电气性能试验。物理性能试验如闪点、界面张力等; 化学性能试验如酸值、水分含量等; 电气性能试验如击穿电压、介质损耗因数等。

b) 色谱分析试验过程中，应注意气体的转移和平衡，避免气泡产生，确保测试结果的准确性。

3) 试验设备和环境：

- a) 试验设备应定期校准和维护，确保其测量的准确性。
- b) 试验应在规定的环境条件下进行，如温度、湿度等，避免环境因素对试验结果的影响。

4) 数据处理和结果分析：

- a) 试验结果应与标准值进行比较，判断油质是否符合要求。
- b) 应对多项试验结果进行综合分析，不能单凭一项试验结果评价油质状态。

5) 安全试验要则：

- a) 取油样和试验过程中应防止油样污染和泄漏，避免环境污染和安全隐患。
- b) 废油应妥善处理，防止对环境造成污染。

7.2 气体继电器试验（检验）

7.2.1 试验项目

- 1) 外观检查；
- 2) 绝缘电阻检查；
- 3) 耐压试验；
- 4) 密封性；
- 5) 流速整定值；
- 6) 气体容积整定值；
- 7) 干簧接点导通试验；
- 8) 联动试验。

7.2.2 技术要求

- 1) 气体继电器的检验项目和标准，见本规程表9。

表9 气体继电器的检验项目及标准

序号	项目	标准
1	外观检查	壳体完好、漆面完整、铭牌清晰、内部元件完好、动作部件灵活无卡阻，干簧管动作可靠。

2	绝缘电阻检查	干簧管绝缘电阻1000V电压下 $\geq 300\text{M}\Omega$ ； 出线端子绝缘电阻2500V电压下 $\geq 10\text{M}\Omega$
3	耐压试验	工频电压1000V进行1min介电强度试验，无击穿、闪络。
4	密封性	各部件在规定压力值和时限内无渗漏。
5	流速整定值	在流速整定值下应可靠动作。
6	气体容积整定值	所测得气体容积动作值应符合整定值要求。
7	干簧接点导通试验	在额定负荷下，干簧管应可靠开断，接触电阻应满足规程要求。
8	联动试验	重瓦斯、轻瓦斯应可靠动作。

7.2.3 试验要则

1) 准备工作：

- ①确认瓦斯继电器的型号和规格，并准备好所需的工具和设备，如电压表、电流表等。
- ②关闭供气，确保安全。
- ③检查接线，确保接线正确，没有松动或短路的情况。
- ④检验装置的测试管路与被测继电器口径相一致，连接法兰应与被测继电器匹配，连接段宜采用波纹管软连接或无应力连接。

2) 检验装置的使用：

- ①将检验装置放置在水平地面上，并锁定滚轮。
- ②第一次使用仪器时，请先加入足量的合格变压器油。
- ③避免在有强电磁干扰和靠近高温热源的环境下使用检验装置。
- ④使用前检查检验装置的部件是否完好，确保没有损坏。

3) 测试过程：

- ①检验装置避免在有强电磁干扰和靠近高温热源的环境下使用。
- ②仪器受损或者部件不完善时，请不要使用。
- ③关机前请先关闭电脑，不能直接断电以免文件丢失或系统崩溃。

4) 安全试验要则：

- ①不要把易燃易爆物品放在仪器附近。
- ②在进行校验时，应防止油样污染和泄漏，避免环境污染和安全隐患。
- ③废油应妥善处理，防止对环境造成污染。

7.3 压力释放阀试验（检验）

7.3.1 试验项目

- 1) 外观检查
- 2) 开启压力试验
- 3) 开启时间试验
- 4) 信号开关绝缘性能试验
- 5) 时效开启性能试验
- 6) 密封压力值的密封性能试验

7.3.2 技术要求

- 1) 压力释放阀的试验（检验）项目和标准，见本规程表10

表10 压力释放阀的试验（检验）项目及标准

序号	项目	标准
1	外观检查	壳体完好、漆面完整、铭牌清晰、内部元件完好、动作部件灵活无卡阻。
2	开启压力试验	开启压力与出厂值比较，偏差不应大于 $\pm 5\text{kPa}$
3	开启时间试验	开启时间不大于 2ms
4	信号开关绝缘性能试验	信号开关绝缘电阻 2500V 电压下 $\geq 10\text{M}\Omega$ ；工频电压 1000V 进行 1min 介电强度试验，无击穿、闪络。
5	时效开启性能试验	与开启压力试验时测得的压力值相比应无明显变化
6	密封压力值的密封性能试验	达到密封压力 2h 不渗漏

表11 压力释放阀动作性能参考值

喷油管有效口径 mm	开启压力 kPa	开启压力偏差 kPa	密封压力(不小于) kPa
$\Phi 25$ 、 $\Phi 50$	15	± 5	9
$\Phi 25$ 、 $\Phi 50$	25		15
$\Phi 25$ 、 $\Phi 50$ 、 $\Phi 80$ 、 $\Phi 130$	35		21
$\Phi 25$ 、 $\Phi 50$ 、 $\Phi 80$ 、 $\Phi 130$	55		33
$\Phi 80$ 、 $\Phi 130$	70		42
$\Phi 80$ 、 $\Phi 130$	85		51

7.3.3 试验要则

1) 试验准备:

- ①设备检查与清理: 确保阀门无明显缺陷, 清理表面及内部的杂物、油污等。
- ②试验设备与工具: 选择合适的压力试验泵, 配备量程合适、经过校验的压力表, 准备好密封垫片、扳手、管钳等辅助工具。
- ③试验环境与场地: 试验应在清洁、干燥、通风良好的环境中进行, 避免在恶劣的天气条件下操作。

2) 试验安装:

- ①连接牢固性: 将阀门正确安装在试验装置上, 确保连接牢固可靠。
- ②密封安装: 安装合适的密封垫片或密封圈, 确保密封良好。

3) 试验过程:

- ①升压操作: 缓慢升压至试验压力, 升压速度不宜过快, 一般不超过每分钟0.5MPa。
- ②保压时间: 达到试验压力后, 应保持压力稳定, 保压时间一般不少于15分钟。
- ③压力观察: 在整个试验过程中, 密切观察压力表的读数变化, 确保压力稳定且符合试验要求。同时, 注意观察阀门的各个部位, 有无泄漏现象。

4) 试验后处理:

- ①降压与拆卸: 试验结束后, 缓慢降压至零, 严禁快速卸压, 以防压力突变对阀门造成损坏。
- ②阀门检查与记录: 对试验后的阀门进行全面检查, 记录试验过程中的各项数据, 作为阀门质量评估的依据。

5) 安全措施:

- ①安全防护用品: 配备齐全的安全防护用品, 如防护服、手套、眼镜等。
- ②安全阀或压力保护装置: 在试压系统中安装安全阀或压力保护装置, 当压力超过设定值时, 能够自动卸压或切断压力源。

7.4 温度计与温度控制器试验 (检验)

7.4.1 试验项目

- 1) 绕组温度计按表12的第1、2、3、4、7、8、9、11项目进行试验;

- 2) 油面温度计按表12的第1、2、3、4、7、8、9、11项目进行试验；
- 3) 电子温控器显示型按表12的第1、2、4、5、6、11项目进行试验，电子温控器控制型按表12的第1、2、4、5、6、8、10、11项目进行试验。

7.4.2 技术要求

- 1) 温度计与温度控制器分类及试验（检验）项目及标准，见本规程表12。

表12 温度计与温度控制器分类及试验（检验）项目及标准

序号	项目	标准
1	外观检查	外观完好、无损伤； 显示部件清晰、准确； 电气连接部件完整、可靠。
2	示值误差测量	正常使用条件下计测量范围内，温度计或温控器的允许误差为准 确度等级对应的百分数与其量程之积。 同一信号源的温度计和远传温控器示值的差值应不大于允许误差绝对值的1/2。
3	示值回差测量	温度计示值回差应不大于允许误差的绝对值 同一信号源的温度计和远传温控器示值的回差应不大于允许误差绝对值的1/2。
4	示值重复性测量	温度计示值的重复性应不大于允许误差绝对值的1/2。 远传温控器的示值重复性应不大于允许误差绝对值的1/3。
5	模糊误差试验	当温度趋于恒定时，温控器显示器只允许按分辨率计数顺序增（或减）来改变示值，示值不能出现间隔跳动现象，其不同的数字位应精确同步，而不应产生模糊误差。
6	波动值测量	温控器显示器在每一个试点上停留不少于30s的情况下，其示值波动限值为0.5℃。
7	环境温度影响量快速测量	当温度计从20℃±2℃变化到温控器的正常环境温度-40℃～55℃的任意正常环境温度时，温控器的示值变化应不大于测量范围的0.05%/℃。
8	接点动作误差试验和切换差测量	①温控器控制开关的接点动作误差应不超出允许误差的1.5倍。 ②温控器控制开关的接点切换差为5℃±3℃（即2℃～8℃）
9	控制输出试验	控制设定值应满足：超温跳闸温度 T_4 >超温报警温度 T_3 >风机起动温度 T_2 >风机关闭温度 T_1 ，且设定值应在测量范围内可调（不包括上限和下限）。
10	绝缘电阻	在环境温度为15℃～35℃、相对湿度不大于75%时，温度计或温控器开关输出端子之间、及其与接地端子之间的绝缘电阻应不小于20MΩ。
11	耐压试验	温度计或温控器的工作电源对地和输出接点之间及其与地之间均应能够承受50Hz、1000V（方均根值）的正弦交流电压，历时1

序号	项目	标准
		min, 应无击穿或闪络现象。

7.4.3 试验要则

- 1) 环境条件：试验应在规定的环境条件下进行，确保试验环境温度稳定，避免环境温度的剧烈变化和强电磁干扰对测试结果的影响。
- 2) 温包插入深度：确保温度计的温包没入试验介质的深度与完全插入变压器的测量部位的深度一致，以获得准确的温度读数。
- 3) 电气连接：检查温度控制器的电气连接是否正确、牢固，避免因接触不良导致的测量误差。
- 4) 绝缘电阻测试：在试验前进行绝缘电阻测试时，应充分了解确保温度计和控制器的内部线路所能承受的电压等级，避免因绝缘试验损坏内部元器件。
- 5) 安全措施：试验过程中应采取必要的安全措施，佩戴防护面罩、护目镜、绝缘手套等，防止烫伤、试验介质溅入眼睛，确保试验设备可靠接地。

7.5 套管（电容型）试验

7.5.1 试验项目

- 1) 测量绝缘电阻；
- 2) 套管的介质损耗因数($\tan \delta$)和电容值；
- 3) 交流耐压试验；
- 4) 绝缘油试验；
- 5) SF6套管气体试验。

7.5.2 技术要求

- 1) 测量绝缘电阻：

①套管主绝缘电阻值不应低于 $10000M\Omega$ ；

②末屏绝缘电阻值不宜小于 $1000M\Omega$ 。当末屏对地绝缘电阻小于 $1000M\Omega$ 时，应测量其 $\tan \delta$ ，不应大于 2%。

- 2) 测量 20kV 及以上套管（电容型）的介质损耗因数($\tan \delta$)和电容值：

①在室温不低于 10°C 的条件下，套管主绝缘介质损耗因数 $\tan \delta$ (%)应符合本规程表13的规定。

表13 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 $U_m \geq 500kV$ 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 $U_m = 750kV$ 时为 0.8)
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 $\pm 5\%$ 。

3) 交流耐压试验：

①试验电压应符合本规程表14的规定。

表14 套管（电容型）交接试验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
66	72.5	119	136
110	126	160	184
220	252	306	336
330	363	391	434
500	550	536	578
750		765	816

4) 绝缘油的试验(有机复合绝缘套管除外)：

①套管中的绝缘油应有出厂试验报告，现场可不进行试验。

②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：

I. 套管主绝缘的介质损耗因数 ($\tan \delta$) 的超过本规程表13中的规定值；

II. 套管密封损坏，抽压或测量小套管的绝缘电阻不符合要求；

III. 套管由于渗漏等原因需要重新补油时。

③套管绝缘油的补充或更换时进行的试验，应符合下列规定：

I. 换油时应按本规程表8《绝缘油的试验项目及标准》的规定进行；

II. 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 $0.1 \mu\text{L/L}$ ；

III. 补充绝缘油时，除应符合本款第 I 项和第 II 项规定外，尚应符合本规程第19.0.3条的规定。

④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；混油后还应按本规程表8中的规定进行绝缘油的试验。

5) **SF₆**套管气体试验：

①SF₆新气到货后，充入设备前应对每批次的气瓶进行抽检，并按现行国家标准《工业六氟化硫》GB 12022验收，SF₆新到气瓶抽检比例应符合本规程表15的规定，其他每瓶可只测定含水量。

表15 **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

②充入SF₆气体的套管，应静放 24h 后取样进行检测，气体水分含量不应大于 $250 \mu\text{L/L}$ (20℃ 体积百分数)；对于 750kV压等级，气体水分含量不应大于 $200 \mu\text{L/L}$ 。

③SF₆气体绝缘套管定性检漏应无泄漏点，必要时可采用局部包扎法进行气体泄漏测量。以 24h 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%。

7.5.3 试验要则

- 1) 测试应在天气良好，湿度不大于80%，温度不低于+5℃的条件进行。
- 2) 对套管接地放电并拆除引线
- 3) 用干燥清洁的软布擦去套管外绝缘表面和末屏套管上的污物；必要时用适度的清洁剂洗净，擦干。

- 4) 拆套管末屏接地时, 注意防止螺杆跟着旋转, 以免内部松动, 造成接地不良的情况出生。
- 5) 检查试验接线, 确保无误, 开始试验时做到呼唱。
- 6) 试验完毕恢复套管末屏的接地, 检查接地是否良好。
- 7) 现场连同绕组测量时, 为了减少线圈电感的影响, 被测试绕组全部短接, 非被试绕组全部短路并接地, 非测试套管末屏接地要予以保留。

7.6 升高座（穿心式电流互感器）试验

7.6.1 试验项目

- 1) 绝缘电阻测量;
- 2) 测量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) 密封性能检查。

7.6.2 技术要求

- 1) 绝缘电阻测量:
 - ①应测量电流互感器穿心导体对二次绕组及外壳、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 $1000M\Omega$;
 - ②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 $1000M\Omega$ 。当末屏对地绝缘电阻小于 $1000M\Omega$ 时, 应测量其 $\tan\delta$, 其值不应大于2%;
 - ③测量绝缘电阻应使用 2500V 兆欧表。
- 2) 测量电流互感器的介质损耗因数($\tan\delta$)及电容量:

表16 $\tan\delta$ (%)限值 (t:20℃)

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
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18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。

3) 局部放电试验:

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本规程表17确定。

表17 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)
		油浸式和气体式
电流互感器	$1.2U_m/\sqrt{3}$	20
	U_m	50

注: U_m 是设备最高电压(方均根值)。

4) 交流耐压试验:

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;

④二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；

⑤电压等级110kV 及以上的电流互感器末屏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。

5) 绝缘介质性能试验：

绝缘油和 SF_6 气体的性能应符合本规程变压器套管有关试验标准执行。

6) 测量绕组的直流电阻：

①各相电流互感器二次绕组的直流电阻和平均值的差异不宜大于10%；

②一次绕组有串、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；

③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%；

④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%。

7) 检查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。

8) 误差及变比测量：

①用于关口计量的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。

9) 测量电流互感器的励磁特性曲线：

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。

10) 密封性能检查：

①油浸式互感器外表应无可见油渍现象；

② SF_6 气体绝缘套管定性检漏应无泄漏点，必要时可采用局部包扎法进行气体泄漏测量。

以 24h 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%。

7.6.3 试验要则

1) 环境条件:

试验应在温度10-40℃、湿度不大于80%的环境中进行，以减少环境对试验结果的影响。

2) 安全措施:

①试验区域应设置安全围栏，无关人员不得进入；

②试验设备的外壳应可靠接地，高压引线应使用绝缘子支持固定；

③试验人员应佩戴绝缘手套和防护服，确保人身安全。

3) 试验过程:

在进行耐压、介损、局放试验的升压过程中应密切监视升高座互感器的状态，如发现异常应立即停止试验并进行检查。

4) 试验后处理:

试验结束后，应对被试设备进行充分放电，并进行全面检查，确保设备状态良好。

7.7 测量铁心及夹件的绝缘电阻

7.7.1 试验项目

1) 测量铁心对地绝缘电阻；

2) 测量夹件对地绝缘电阻；

3) 测量铁心对夹件绝缘电阻；

4) 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。

7.7.2 技术要求

1) 使用2500V兆欧表，分别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，持续时间应为 1min，应无闪络及击穿现象。

2) 对于进行器身检查的变压器，应使用2500V兆欧表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；持续时间应为 1min，应无闪络及击穿现象。

- 3) 在变压器所有安装工作结束后应使用2500V兆欧表进行铁心对地、有外引接地线的夹件对地及铁心对夹件的绝缘电阻测量，持续时间应为 1min，应无闪络及击穿现象。
- 4) 对变压器上有专用的铁心接地线引出套管时，应使用2500V兆欧表在注油前后测量其对外壳的绝缘电阻，持续时间应为 1min，应无闪络及击穿现象。

7.7.3 试验要则

- 1) 环境条件：绝缘电阻的测量应在干燥、晴天且环境温度不低于5℃时进行，避免在潮湿或恶劣天气条件下进行；
- 2) 设备状态：确保被试变压器已经断电，并对铁芯夹件等部件进行了充分放电，引出套管已经擦拭清洁；
- 3) 试验过程：
在试验过程中应密切监视铁芯、夹件的状态，如发现异常放电应立即停止试验，进行检查，确定放电部位。
- 4) 试验后处理：
试验结束后，应对被试铁芯、夹件、套管等进行充分放电，并进行全面检查，确保被试设备状态良好。

7.8 分接开关的检查和试验

7.8.1 试验项目

- 1) 有载分接开关的检查和试验项目：
 - a) 有载分接开关内绝缘油试验；
 - b) 有载分接开关触头动作顺序测试；
 - c) 有载分接开关操作试验；
 - d) 测量分接变换程序、电流连续性、三相开断不同步时间测试；
 - e) 有载分接开关绝缘试验；
 - f) 密封和压力试验。
- 2) 无励磁分接开关的检查和试验项目：
 - a) 机械试验；
 - b) 密封和压力试验；

c) 绝缘试验。

7.8.2 技术要求

1) 有载分接开关绝缘油试验:

应符合本规程7.1《绝缘油试验》的规定。

2) 有载分接开关触头动作顺序测试:

触头动作顺序测量应符合下列规定:

①以声响法作为触头脱开与合上的判断依据;

②从分接开关整定位置开始,在分接开关全行程范围内缓慢转动摇柄,记录操作机械以下转动圈数并与出厂试验值对比:

I、分接(转换)选择器动触头离开静触头。

II、分接(转换)选择器动触头合上相邻静触头。

③切换开关动作;

④完成1级变换;

⑤分接开关各组触头正反2个方向动作顺序的圈数应基本相同。

⑥正反调电阻式分接开关,应在粗调选择器或极性选择器操作位置处每侧不少于2个分接范围内连续测量。

3) 有载分接开关操作试验:

操作试验应符合下列规定:

①应带变压器绕组试验;

②变压器无电压下,有载分接开关的于动操作不应少于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逐级检查电气限位、机械限位、机械传动,是否存在连跳、机械传动卡滞、同心度偏离;

④随同变压器试验进行分接开关电动机构额定工作电压下操作试验,应在分接开关中间位置上下各1个分接的操作过程中断电再复电1次,检查分接开关电动机构紧急停止功能和断电后复电的自启动保护功能。

⑤有载分接开关循环操作后,进行变压器绕组连同套管在所有分接下直流电阻和电压比测量;

⑥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。

4) 分接变换程序、电流连续性、三相开断不同步时间测试：

测试分接变换程序、电流连续性、三相开断不同步时间，应符合下列规定：

①应带变压器绕组试验；

②试验三相变压器分接开关动作特性所获取的电流波形，应至少有1个变换程序的时间与制造企业出厂试验参数相符。

③分接开关动作特性交流试验电压不宜低于380V；

④使用交流零序测试分接开关切换过程电流的连续性，试验电流不宜低于3.0 A。

⑤试验分接变换程序的波形、电流曲线应连续、圆滑，除桥接时间交流试验因调压绕组短路出现的电流有规律变化外，无断流、无跳跃现象。

⑥直流测试波形出现的少量电流跳跃、短时间电流过零、开关切换过程电流无变化现象，不应作为判定分接开关存在缺陷的依据。

⑦直流试验怀疑分接开关存在缺陷或不能对缺陷认定时，应进行交流试验。

⑧分接开关缺陷复核认定，应使用交流高电压、大电流试验，试验电压、电流可根据现场试验条件确定。

⑨分接开关三相开断不同步时间，正反调电阻式分接开关应至少测量粗调选择器或极性选择器变换位置每一侧的2个连续分接，其他型的分接开关测量中间分接每一侧的2个连续分接。

⑩测量分接开关变换、电流连续性、三相开断不同步时间，宜结合操作试验一并进行。

5) 有载分接开关绝缘试验：

①外施耐压试验

I 应用符合 GB/T16927.1规定的单相交流电压，在要求的耐受电压值下进行试验，每次试验的持续时间为1min。

II 试验需带上变压器绕组，可以与变压器交流耐压试验一同进行，试验电压可以参照变压器中性点交流耐压试验电压值；

III如果制造方有严格的保证绝缘质量的措施，则可以不进行该试验。

②辅助线路绝缘试验

有载分接开关辅助线路的所有带电端子与机座之间均应承受2kV的外施耐受电压,持续1min,且无故障出现。也可以用2500V兆欧表代替交流试验变压器,外施耐受电压,持续1min。

6) 密封和压力检查:

具有独立油(气)室结构的有载分接开关,所有的充有液体或气体的油(气)室应按制造方规定的压力值进行压力及真空试验,以确认其承受压力和真空的耐受值。

7) 无励磁分接开关的检查和试验项目和标准:

①机械试验:

②密封和压力试验:

充满气体或液体的变压器或分接开关箱体与外界环境之间的所有无励磁分接开关密封件,应是密封不渗油或不透气的。试验应在所有密封部件和密封面上进行,且由制造方声明其试验值。如果声明值为零,则表示未进行本试验。对于小型无励磁分接开关,通常不需要进行该试验。

③绝缘试验:

(1) 外施耐压试验

I 应用符合 GB/T16927.1规定的单相交流电压,在要求的耐受电压值下进行试验,每次试验的持续时间为1min。

II 试验需带上变压器绕组,可以与变压器交流耐压试验一同进行,试验电压可以参照变压器中性点交流耐压试验电压值;

III如果制造方有严格的保证绝缘质量的措施,则可以不进行该试验。

(2) 辅助线路绝缘试验

除了电动机和其他元件按有关的国家标准用较低的试验电压进行试验外,辅助线路的所有带电端子与机座之间均应承受外施耐受电压2kV(方均根值)、持续时间1min的耐压试验。也可以用2500V兆欧表代替交流试验变压器,外施耐受电压,持续1min。

7.8.3 试验要则

- 1) 进行有载调压开关试验时应带变压器绕组试验,但严禁带电测量;
- 2) 对于第一次启动的有载调压开关,测试前应先采用手动模式进行试动切换,不应直接使用电动操作。

- 3) 其他型式分接开关，应在中间分接每侧不少于2个分接范围内连续测量。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。试验期间，为了正确操作和调整，应对任一终端止动装置进行检查。
- 4) 对于分相式分接开关，应在完成分接开关的本体检查试验后，进行变压器的变比试验，以确定各相分接位置是否正确；
- 5) 对于电动操作的无励磁分接开关，在进行分接开关检查试验时，应将电动机构的电源断开，防止误操作，造成人员和设备损伤；
- 6) 当变压器的直流电阻测试出现不平衡的情况，通过调整无励磁分接开关得以消除时，不宜简单地认为是无励磁分接开关接触不良，应反复检查确认排除其他可能。

7.9 测量绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数

7.9.1 试验项目

- 1) 测量绕组连同套管的绝缘电阻；
- 2) 测量绕组连同套管的吸收比；
- 3) 测量绕组连同套管的极化指数。

7.9.2 技术要求

- 1) 绝缘电阻值不应低于产品出厂试验值的 70% 或不低于 10000M Ω (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本规程表18换算到同一温度时的数值进行比较。

表18 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18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：

$$A = 1.5^{K/10} \quad (7.9-1)$$

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：

$$R_{20} = AR_t \quad (7.9-2)$$

当实测温度为 20℃ 以下时，可按下式计算：

$$R_{20} = R_t / A \quad (7.9-3)$$

式中： R_{20} —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 3000MΩ (20℃) 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 10000MΩ (20℃) 时，极化指数可不作考核要求。

7.9.3 试验要则

- 1) 环境条件：选择温度在5℃以上，湿度在70%以下的晴好天气进行试验，以减少环境对测量结果的影响；变压器应在充油后静置5小时以上，8000kVA以上的应静置20小时以上才能测量。
- 2) 设备准备：对于需要进行吸收比和极化指数测试的，不宜使用手摇式兆欧表；兆欧表的电压等级应与被试设备电压等级匹配，接线正确；
- 3) 试验前准备：在试验前，应对变压器绕组进行充分放电，以确保安全；
- 4) 试验过程：试验人员应佩戴绝缘手套进行操作，接触被试设备前应进行充分放电，确保操作人员安全；
- 5) 试验后处理：试验完毕后，应先将兆欧表测试线脱离变压器绕组，再停止兆欧表高压输出，防止损坏兆欧表；在试验后，应对变压器绕组进行充分放电，以确保安全。

7.10 测量绕组连同套管的直流电阻

7.10.1 试验项目

- 1) 测量绕组连同套管的直流电阻。

7.10.2 技术要求

- 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：

$$R_2 = R_1 \cdot \frac{T+t_2}{T+t_1} \quad (7.10)$$

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，应在使用的分接位置锁定后进行。

7.10.3 试验要则

- 1) 宜使用大于10A的直流电阻测试仪，以减少充电时间；测试仪的精度不应小于0.5%，绕组电阻值应在仪器满量程的70%之上；
- 2) 测量前被试绕组应充分放电；
- 3) 电压引线和电流引线要分开，且越短越好；
- 4) 测量电流不要超过绕组15%的额定值，以免发热影响测量结果；
- 5) 必须等读数完全稳定再进行读数；
- 6) 电源线及测试线应牢固可靠，试验过程中不允许突然断线，测量结束后，应采取措施，避免因电流突然中断产生高电压；
- 7) 试验结束后必须充分放电；
- 8) 注意油温对试验结果的影响。

7.11 检查所有分接的电压比、接线组别

7.11.1 试验项目

- 1) 变压器绕组接线组别；
- 2) 变压器绕组在所有分接的电压比。

7.11.2 技术要求

- 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 $\pm 1\%$ ；
 - ② 其他所有变压器额定分接下电压比允许偏差不应超过 $\pm 0.5\%$ ；
 - 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 $\pm 1\%$ 。
- 3) 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；
- 4) 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。

7.11.3 试验要则

- 1) 试验接线前必须对变压器进行充分放电，避免寄存电荷及剩磁的影响；
- 2) 试验接线牢固，接触良好，避免引起测量误差；
- 3) 在档位切换时应转换到位并锁定后再进行试验。
- 4) 禁止在试验时切换档位，应将变压器运行档位放在最后测量。

7.12 测量绕组连同套管的介质损耗因数与电容值

7.12.1 试验项目

- 1) 测量绕组连同套管的介质损耗因数与电容值

7.12.2 技术要求

- 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,可按本规程表19换算到同一温度时的数值进行比较;

表19 绕组连同套管的介质损耗因数 $\tan \delta$ (%) 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℃的绝对值;

2 测量温度以上层油温为准。

①进行较大的温度换算且试验结果超过本标准第7.9条第2款规定时,应进行综合分析判断。

②当测量时的温度差不是本标准表19中所列数值时,其换算系数A用线性插入法确定。

③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:

I、温度系数可按下式计算:

$$A=1.3^{K/10} \quad (7.12-1)$$

II、当测量温度在20℃以上时,校正到20℃时的介质损耗因数可按下式计算:

$$\tan \delta_{20} = \tan \delta_t / A \quad (7.12-2)$$

III、当测量温度在20℃以下时,校正到20℃时的介质损耗因数可按下式计算:

$$\tan \delta_{20} = A \tan \delta_t \quad (7.12-3)$$

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

$\tan \delta_t$ ——在测量温度下的介质损耗因数。

4) 变压器本体电容量与出厂值相比允许偏差应为±3%。

7.12.3 试验要则

- 1) 试验一般采用反接法, 试验电压10000V;
- 2) 试验前后, 应对被试变压器进行充分放电;
- 3) 试验前, 应对变压器套管进行擦拭清洗, 并进行绝缘检查, 确认无误后再进行升压试验;
- 4) 对试验区域进行安全隔离, 设立安全监护, 试验人员必须持证上岗, 试验过程进行呼唱。

7.13 变压器绕组变形试验

7.13.1 试验项目

- 1) 变压器绕组变形试验。

7.13.2 技术要求

- 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。

7.13.3 试验要则

- 1) 对于低电压短路阻抗法，注意以下几点：
 - a) 试验时，被试绕组应在额定分接头上；
 - b) 试验用电源应有足够的容量；
 - c) 在低压侧用的短路线，与变压器连接处必须接触良好，且短路线截面积所取电流密度（一般取 $2.5\text{A}/\text{mm}^2$ ）不得小于试验时施加的电流。
 - d) 在试验时为避免电流线电压降的影响，功率表、电压表的电压最好从变压器端子处取。
 - e) 试验用的导线必须有足够的截面，而且应尽可能短，连接处必须接触良好。
 - f) 在大于25%额定电流下试验时，读表要迅速，以免绕组发热影响测量准确度。
 - g) 试验一般在冷状态下进行。对刚退出运行的变压器，必须待绕组温度降至油温时，才能进行试验。试验后应将结果换算至额定温度。
 - h) 要求短路试验在额定频率（ $50\text{Hz}\pm 5\%$ ）、额定电流下进行，若不能满足要求，则试验后应将结果换算至额定值。
 - i) 在短路试验前，应将变压器本体的电流互感器二次侧短路。
- 2) 对于频率响应法，应注意以下几点：
 - a) 测试应在变压器完全与电网隔离的状态下进行，一般应在不带任何出线的情祝下进行绕组变形测试；
 - b) 变压器绕组的频率响应特性与分接开关的位置关系很大，测试时应检测并记录分接开关的位置，前后两次或三相绕组之间的分接应在同一位置上。
 - c) 测量引线本身的杂散电容也会影响频率响应特性的测试结果，测试时应用专用的测量电缆及联接引线。

- d) 测试应在绕组充分放电以后进行，接地线应确保联接良好。
- e) 为保证测试结果的重复性，应尽可能使被测变压器附近产生干扰信号的设备停止运行。
- f) 大型变压器铁芯的接地状态直接影响变压器绕组频率响应特性的测试结果，测试时一般应使变压器的铁芯直接接地。
- g) 变压器内部是否充油及油温对绕组频响曲线测试结果也有影响，测试时也应综合考虑此因素。

7.14 绕组连同套管的交流耐压试验

7.14.1 试验项目

- 1) 绕组连同套管的交流耐压。

7.14.2 技术要求

- 1) 额定电压在 110kV 以下的变压器，线端试验应按本规程表20进行交流耐压试验；

表20 电力变压器交流耐压试验电压值（kV）

系统标称电压	设备最高电压	交流耐压电压
≤1	≤1.1	—
3	3.6	14
6	7.2	20
10	12	28
15	17.5	36
20	24	44
35	40.5	68
66	72.5	112
110	126	160

- 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规程表21的规定，

表21 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	不直接接舶	95	76
220	252	直接接地	85	68

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
		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

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1min；

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1min；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：

$$t = 120 \times (f_N / f_S)$$

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。

7.14.3 试验要则

- 1) 交流耐压是一项破坏性试验，因此耐压试验之前被试变压器必须通过绝缘电阻、吸收比、绝缘油色谱、 $\tan \delta$ 等各项绝缘试验且合格。
- 2) 油浸式变压器应在注满油后、静置足够时间（110kV及以下，24小时；220kV，48小时；500kV，72小时）方能进行耐压试验，以避免耐压时造成不应有的绝缘击穿。
- 3) 进行耐压试验时，被试变压器温度应不低于+5℃，户外试验应在良好的天气进行，且空气相对湿度一般不高于80%。
- 4) 耐压前应检查所需电源容量和试验设备的容量是否满足要求。
- 5) 试验区域须设置安全围护，1试验过程中试验人员应大声呼唱，耐压过程中应有专人监护。

- 6) 耐压期间应密切注意表计指示动态，防止谐振现象发生；应注意观察、监听被试变压器、保护球隙的声音和现象，分析区别电晕或放电等有关迹象。
- 7) 有时耐压试验进行了数十秒钟，中途因故失去电源，使试验中断，在查明原因、恢复电源后，应重新进行全时间的持续耐压试验，不可仅进行“补足时间”的试验。
- 8) 谐振试验回路品质因数Q值的高低与试验设备、试品绝缘表面干燥清洁及高压引线直径大小、长短有关，因此试验宜在天气晴好的情况下进行。试验设备、被试变压器绝缘表面应干燥、清洁。尽可能缩短高压引线的长度，采用大直径的高压引线，以减小电晕损耗。提高试验回路品质因数Q值。
- 9) 变压器的接地端和测量控制系统的接地端要互相连接，并应自成回路，应采用一点接地方式，即仅有一点和接地网的接地端子相连。

7.15 绕组连同套管的长时间感应耐压试验带局部放电测量

7.15.1 试验项目

- 1) 绕组连同套管的长时间感应耐压试验带局部放电测量。

7.15.2 技术要求

- 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腔间隙》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。
- 4) 试验判据：
如果满足下列要求，则试验结果合格：
 - ① 试验电压不发生突然下降；
 - ② 视在放电量不大于100pC；
 - ③ 局放试验前后色谱无明显变化或异常。

7.15.3 试验要则

- 1) 变压器所有一次引线及出线避雷器不得安装，感应耐压试验前，应检查变压器高、中压端的均压罩是否安装完毕，检查套管电流互感器的二次端子是否已经短接；局放试验前，放掉各侧套管法兰及散热器顶端等处沉积的气体；
- 2) 在试验场地周围设置安全围栏，并设置专人监护；
- 3) 加压前由现场试验负责人复核试验接线，确保接线无误后方可加压；
- 4) 试验人员需配备五名以上：试验负责人一名、变频源操作员两名、局放仪观测员一名、钳形电流表、电容分压器观测员一名；
- 5) 试验前须先空试变频源，检查变频源工作无异常，断电以后，再将变频源输出端接到励磁变压器的低压侧；
- 6) 必须严格按照试验接线图接好各试验设备以及仪表，并保证各高电压引线的电气距离，连接励磁变压器和被试变压器低压套管端头的导线应用绝缘带固定，防止摆动；
- 7) 必须严格按照试验流程进行调谐、升压、读取局放数据，各岗位人员须熟知各自岗位操作流程，试验全程不得脱岗；
- 8) 局部放电试验前，除在试验接线和试验方法上采取措施，减少对局放试验的的干扰，还应暂停试验场所附近的电焊机、搅拌机、切割机、吊车等影响局放测量的作业，以减少现场干扰。
- 9) 按照试验规程，在电压降到规定数值时，断开电源，在励磁变压器高压端挂接地线，对试验回路充分放电后拆线；
- 10) 局放试验结束24h后，取油样进行色谱分析。

8 GIS 气体绝缘组合电气、电力变压器分系统试验

8.1 操作系统传动试验

8.1.1 试验项目

- 1) 一般检查；
- 2) 遥控功能调试；
- 3) 遥调功能调试。

8.1.2 技术要求

- 1) 一般检查要点
 - a) 设备位置正确、安装牢固、标牌与实物对应，清晰正确；
 - b) 电气导线无裸露，无损伤，接线牢固，紧固螺钉无松动；
 - c) 所有金属结构及设备外壳均连接于等电位地网，设备可靠接地；
 - d) 断路器、隔离开关、接地刀闸就地手动分/合闸操控能正常分、合闸，分/合闸位置指示与实际运行位置相符。
- 2) 遥控功能调试：在主站对系统内各开关进行遥控操作，开关应正确动作，遥控命令执行时间一般为10-30s，该时间是指从主站发出遥控命令到被控设备动作的时间；现场各开关实际动作位置与主站显示一致。
- 3) 遥调功能调试：在主站进行遥调操作，遥调命令应正确执行，信号反馈对应。

8.1.3 试验要则

- 1) 系统调试时应严防寄生回路，导致操作系统存在安全隐患。
- 2) 各机构操作电压、绝缘气体压力等均在额定范围内。

8.2 模拟量传动试验

8.2.1 试验项目

- 1) 互感器二次回路检查；
- 2) 模拟量正确性调试。

8.2.2 技术要求

- 1) 互感器二次回路检查要点：
 - a) 二次回路完整性检查：检查电流互感器二次回路无开路状态，电压互感器二次回路无短路状态，检查电流电压二次回路连接与设计图纸相符。
 - b) 电流互感器二次回路一点接地检查：电流互感器的二次回路必须分别只能有一点接地，由几组电流互感器组合的二次回路，应该在有直接电气连接处一点接地。
 - c) 电压互感器二次回路一点接地检查：经控制室中性线小母线(N600)联接的几组电压互感器的二次回路，只应在控制室将N600一点接地，各电压互感器二次中性点在开关场的接地点应断开。为保证接地可靠，各电压互感器的中性线不能接有可能断开的熔断器(自动开关)。

独立的、与其它电压互感器二次回路没有直接电气联系的二次回路，可以在控制室也可以在开关场实现一点接地。

d) 电压二次回路、电流二次回路极性检查和相序核对，特别关注带有方向保护和差点保护的电流回路极性。

2) 模拟量正确性调试要点

电流互感器一次升流，电压互感器二次根部加压，分别用测试仪表对保护回路、测量回路等所有相关回路电压、电流、有功功率、无功功率、频率等模拟信号进行传动试验，记录各终端测量值、显示值、主站显示值，并计算误差；测量误差和响应时间应符合现行国家标准《远动终端设备》GB/T13729的有关规定。

8.2.3 试验要则

- 1) 继电保护测试仪应接地，加量应选择正确量程，电流和电压角度。
- 2) 一次升流时注意流入流出线夹，升流电流选择要合理，避免太小影响极性检查，电流太大导致设备、电缆发热。
- 3) 试验导线、二次端子连接紧固，避免试验过程脱落、虚接。

8.3 保护、信号回路传动试验

8.3.1 试验项目

- 1) 继电保护和安全自动装置的调试；
- 2) 遥信功能调试；
- 3) 监控与通信系统调试。

8.3.2 技术要求

- 1) 继电保护和安全自动装置的调试技术要求
 - (1) 每一套继电保护和每一套安全自动装置应逐一进行传动试验；各保护的实际行动出口与设计逻辑表相对应。
 - (2) 各项保护的软/硬压板均配合验证，各压板均有效。
 - (3) 交流电压、电流试验接线的相对极性关系应与实际运行接线中电压、电流互感器接到屏柜上的相对相位关系(折算到一次侧的相位关系)完全一致。

(4) 继电保护整组设备和安全自动装置的功能传动试验正确，并应符合国家现行标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T14285和《继电保护和电网安全自动装置检验规程》DL/T995的有关规定。

2) 遥信功能调试

3) 变压器和各类开关的所有信号、测控保护装置状态信号、保护告警和保护动作信号的正确性及传输性能调试，检查主站上的状态显示是否与实际状态一致；计算遥信响应时间，应小于2s。

4) 监控与通信系统调试

5) 与公共电网之间监控与通信系统的功能调试包括规约一致性测试、时钟同步调试，技术要求：

(1) 规约一致性测试。测试方法应符合现行行业标准《远动设备及系统第5-6部分：IEC 60870-5配套标准一致性测试导则》DL/T634.56的有关规定，一致性测试应包含肯定功能(模拟正确情况)和否定功能(模拟错误情况)的校验。

(2) 时钟同步调试。检查保护测控装置是否已对时，确保所有装置与时钟同步在同一时间。

8.3.3 试验要则

- 1) 屏蔽层的接地应符合要求，等电位应与大网一点接地。
- 2) 光缆应避免折弯太小，调整光缆时应注意力度影响通信。

9 整组试验

9.1 试验项目

- 1) 系统联调；
- 2) 冲击合闸试验；
- 3) 带负荷试验（电流、电压相位、大小测量、信号、指示、计量检查）；
- 4) 连续24h试运；
- 5) 噪音测量。

9.2 技术要求

9.2.1 系统联调

- 1) 同一被保护设备的所有保护装置连在一起进行整组的检查试验，以校验各保护装置在故障及重合闸过程中的动作情况和保护回路设计正确性。
- 2) 同一被保护设备的各套保护装置皆接于同一电流互感器二次回路，则按回路的实际接线，自电流互感器引进的第一套保护屏柜的端子排上接入试验电流、电压，以检验各套保护相互间的动作关系是否正确。如果同一被保护设备的各套保护装置分别接于不同的电流回路时，则应临时将各套保护的电流回路串联后进行整组试验。
- 3) 保护动作试验时，可先进行每一套保护(指几种保护共用一组出口的保护总称)带模拟断路器(或带实际断路器)的整组试验。每一套保护传动完成后，还需模拟各种故障启动保护跳实际断路器进行整组试验。
- 4) 整组试验时应检查各保护之间的配合、装置动作行为、断路器动作行为、保护启动故障录波信号、厂站自动化系统信号、中央信号、监控信息等正确无误。
- 5) 借助于传输通道实现的纵联保护、远方跳闸等的整组试验，应与传输通道的检验一同进行。必要时，可与线路对侧的相应保护配合一起进行模拟区内、区外故障时保护动作行为的试验。
- 6) 对装有综合重合闸装置的线路，应检查各保护及重合闸装置间的相互动作情况与设计相符合。为减少断路器的跳合次数，试验时，应以模拟断路器代替实际的断路器。使用模拟断路器时宜从操作箱出口接入，并与装置、试验器构成闭环。
- 7) 保护和重合闸带实际断路器进行必要的跳、合闸试验，以检验各有关跳、合闸回路、防止断路器跳跃回路、重合闸停用回路及气(液)压闭锁等相关回路动作的正确性，每一相的电流、电压及断路器跳合闸回路的相别是否一致。
- 8) 在进行整组试验时，还应检验断路器、合闸线圈的压降不小于额定值的90%。
- 9) 对母线差动保护、失灵保护及电网安全自动装置的整组试验，可只在新建变电站(升压站)投产时进行。

定期检验时允许用导通的方法证实到每一断路器接线的正确性。一般情况下，母线差动保护、失灵保护及电网安全自动装置回路设计及接线的正确性，要根据每一项检验结果(尤其是电流互感器的极性关系)及保护本身的相互动作检验结果来判断。

变电站扩建变压器、线路或回路发生变动，有条件时应利用母线差动保护、失灵保护及电网安全自动装置传动到断路器。

10) 整组试验结束后应在恢复接线前测量交流回路的直流电阻。工作负责人应在继电保护记录本中注明可以投入运行的保护和需要利用负荷电流及工作电压进行检验以后才能正式投入运行的保护。

9.2.2 冲击合闸

1) 高压输电线路、高压母线受电技术要求：

高压空载线路、高压母线充电试验前确认设备绝缘正常；

新建线路、母线等一次路径的同源二次核相，结果应正确。

2) 主变压器启动受电试验（冲击合闸试验）要点：

变压器空载冲击合闸试验前确认设备绝缘正常；

录取变压器电压、励磁涌流波形；

变压器空载冲击合闸期间监视变压器本体及附属仪表检查应正常；

变压器各侧电压回路的二次核相应正确。

3) 配电母线、站用母线受电技术要求：

配电母线、站用母线充电试验前确认设备绝缘正常；

配电母线、站用母线一次路径的同源二次核相结果应正确；

配置有配电母线或站用母线电源备自投系统，进行备自投空载切换试验，备自投系统各项性能指标应满足设计要求。

4) 站用变、站用接地变、电抗器、电容器、配电线路等设备受电技术要求：

投运设备充电试验前确认设备绝缘正常；

投运设备冲击合闸期间监视设备本体及附属仪表检查应正常；

站用变低压侧一次路径的同源一次核相正确。

5) 新建线路、母线、变压器等一次路径的同源二次核相，可利用保护、测控、故障录波、网络报文记录分析仪等装置，进行比较分析，验证其正确性。

9.2.3 带负荷（电流、电压相位、大小测量、信号、指示、计量检查）

1) 在系统准备合环带负荷前，应对合环点两侧的电压进行核相；

2) 检查差动保护电流相量、差流应正确，检查各种带方向性的阻抗、距离保护电压电流相量应正确，检查测量、计量、安稳等二次设备电压电流相量应正确。

- 3) 带负荷试验,可利用保护、测控、故障录波、网络报文记录分析仪等装置,进行比较分析。

9.2.4 连续 24h 试运

- 1) 完成启动受电阶段和带负荷试运阶段调试并确认设备均正确投运后,可进入连续 24h 试运。
- 2) 解决和处理试运期间出现的问题,并处理与调试有关的缺陷及异常情况。
- 3) 做好变电站试运记录,定期检查设备状态、统计运行数据。

9.2.5 变压器噪声测量

- 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 10 部分:声级测定》GB/T1094.10 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。

9.3 试验要则

9.3.1 整组试验中的检查

- 1) 各套保护间的电压、电流回路的相别及极性是否一致。
- 2) 在同一类型的故障下,应该同时动作于发出跳闸脉冲的保护,在模拟短路故障中是否均能动作,其信号指示是否正确。
- 3) 有两个线圈以上的直流继电器的极性连接是否正确,对于用电流起动(或保持)的回路,其动作(或保持)性能是否可靠。
- 4) 所有相互间存在闭锁关系的回路,其性能是否与设计符合。
- 5) 所有在运行中需要由运行值班员操作的把手及连片的连线、名称、位置标号是否正确,在运行过程中与这些设备有关的名称、使用条件是否一致。
- 6) 中央信号装置或监控系统的有关光字、音响信号指示是否正确。
- 7) 各套保护在直流电源正常及异常状态下(自端子排处断开其中一套保护的负电源等)是否存在寄生回路。

- 8) 断路器跳、合闸回路的可靠性，其中装设单相重合闸的线路，验证电压、电流、断路器回路相别的一致性及与断路器跳合闸回路相连的所有信号指示回路的正确性。对于有双跳闸线圈的断路器，应检查两跳闸接线的极性是否一致。
- 9) 自动重合闸是否能确实保证按规定的方式动作并保证不发生多次重合情况。
- 10) 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。
- 11) 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；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。
- 12) 检查变压器的相位，应与电网相位一致。

9.3.2 进行相量测试，相位表的电流输入卡钳一定要按照指示方向进行正确接线，否则会出现测量错误。

9.3.3 进行带负荷测量时，设备本体用到的测量或保护电流以及备用（短封）电流也要进行相应的测量，并记录，杜绝漏项。

9.3.4 带负荷前绘制设备的相量图，为进行实际测量时做出准确的判断。

10 附录 A（试验表格）

10.1 气体绝缘组合电器通用试验表格

10.2 电力变压器通用试验表格

(公 司 名 称)

GIS 电流互感器检测报告

检测标准: GB50150-2016

工程名称:

报告号:

温度: °C

湿度: % RH

检测日期:

检测地点:

第 页, 共 页。

型号:

额定电压: 126kV

生产厂家:

装设位置:

用途:

二次绕组标号	变比	额定容量 (VA)	额定准确级	出厂编号	出厂日期

1. 绝缘电阻测量及交流耐压试验:

测试-接地		绝缘电阻测量 (MΩ)		交流耐压试验	
		耐压前	耐压后	一次	二次
A	一次-Σ	10000	10000	___kV/___min	___kV/___min
	各二次-Σ				
B	一次-Σ	10000	10000	结论:	使用仪器:
	各二次-Σ				
C	一次-Σ	10000	10000		
	各二次-Σ				

2. 变流比及极性检查试验:

绕组		3S1-3S2	4S1-4S2	5S1-5S2	6S1-6S2	极性检查
变流比	A					减极性
	B					P1 朝母线
	C					S2 极性端
绕组		3S1-3S3	4S1-4S3	5S1-5S3	6S1-6S3	极性检查
变流比	A					减极性
	B					P1 朝母线
	C					S2 极性端
绕组		3S1-3S4	4S1-4S4	5S1-5S4	6S1-6S4	极性检查
变流比	A					减极性
	B					P1 朝母线
	C					S2 极性端

3. 保护绕组励磁特性试验:

励磁电流 I (A)			0.04	0.08	0.16	0.32	0.64	1.0
各相励磁电压 U (V)	A	3S1-3S4						
		4S1-4S4						
	B	3S1-3S4						
		4S1-4S4						
	C	3S1-3S4						
		4S1-4S4						

(公 司 名 称)

GIS 电 流 互 感 器 检 测 报 告

检测标准：GB50150-2016

工程名称：

报告号：

温度：℃

湿度： % RH

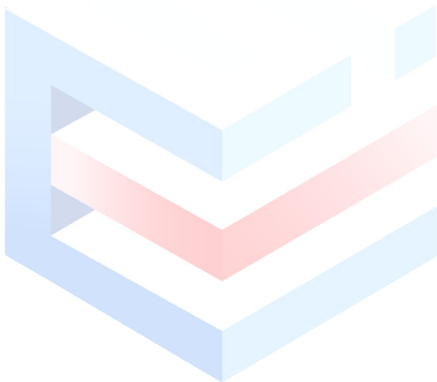
检测日期：

检测地点：

第 页， 共 页。

4. 二次绕组直流电阻测量：

绕组		3S1-3S2/3S3/3S4	4S1-4S2/4S3/4S4	5S1-5S2/5S3/5S4	6S1-6S2/6S3/6S4
各相所有绕组直流电阻 (Ω)	A				
	B				
	C				



中国化工建设企业协会

China Association of Chemical Engineering Construction

使用仪器、仪表：

试验结论：

注： 未经本试验室书面批准，不得复制本报告。

试验人：

审核人：

批准/日期：

(公 司 名 称)

干式电压互感器检测报告

检测标准：GB50150-2016

工程名称：

报告号：

温度：℃

湿度： % RH

检测日期：

检测地点：

第 页， 共 页

型号：

额定电压：

二次额定容量：

出厂编号：

出厂日期：

生产厂家：

装设位置：

准确级：

用途：

1. 绝缘电阻测量及交流耐压试验

相别		A	B	C	/
高压绕组-Σ	绝缘电阻 (MΩ)				/
	交流耐压	电压： ____ kV			时间： ____ min
低压绕组-Σ	绝缘电阻 (MΩ)	1a1n			/
		2a2n			/
		dadn			/
	交流耐压	电压： ____ kV			时间： ____ min
结论：		仪器型号：			

2. 变压比及极性检查

二次绕组		1a1n	2a2n	dadn	/	仪器型号
相别误差	A				/	
	B				/	
	C				/	
变比检查：		极性检查：				

3. 二次绕组(辅助)励磁曲线测量

U (V)		50	100	120	/	/	/
I (A)	A				/	/	/
	B				/	/	/
	C				/	/	/

4. 一、二次绕组直流电阻测量

绕组电阻(Ω)	AN	1a1n	2a2n	dadn	仪器型号
A					
B					
C					
说明:					

使用仪器、仪表：

试验结论：

注：未经本试验室书面批准，不得复制本报告。

试验试验人：

审核人：

批准/日期：

(公 司 名 称)

GIS 局部放电监测检测报告

检测标准: GB50150-2016

工程名称:

报告号:

温度: °C

湿度: % RH

检测日期:

检测地点:

第 页, 共 页。

电压等级:

型号:

生产厂家:

一、110kV GIS 局部放电量同步监测

测试位置	试验电压	A	B	C	结论
#1 母线 PT 室					
#1 母线 PT 隔刀室					
#1 母线室					
#1 主变套管室					
#1 主变侧隔刀室					
#1 主变母线侧隔刀室					
#1 主变断路器室					
#1 进线套管室					
#1 进线线路隔刀室					
#1 进线母线隔刀室					
#1 进线断路器室					
分段#1 母侧隔刀室					
分段#2 母侧隔刀室					
分段断路器室					
#2 母线 PT 室					
#2 母线 PT 隔刀室					
#2 母线室					
#2 主变套管室					
#2 主变侧隔刀室					
#2 主变母线侧隔刀室					
#2 主变断路器室					
#2 进线套管室					
#2 进线线路隔刀室					
#2 进线母线隔刀室					
#2 进线断路器室					

使用仪器、仪表:

试验结论:

注: 未经本试验室书面批准, 不得复制本报告。

试验人:

审核人:

批准/日期:

(公 司 名 称)

SF6 断路器检测报告

检测标准：GB50150-2016

工程名称：

报告号：

温度：℃

湿度： % RH

检测日期：

检测地点：

第 页，共 页。

型号： 0

额定电压：

额定电流：

额定断路开断电流：

额定线路充电开断电流：

额定失步开断电流：

操作电压：

额定 SF6 气体压力：

出厂日期：

出厂编号：

相数：

生产厂家：

用途：

1. 绝缘电阻测量及气体单元试验：

相别	绝缘电阻 (MΩ)		测试电压 (V)	密封性试验 (SF6 检漏)	密度继电器检查	微量水含量 (ppm)
	对地/相间	断口				
A-Σ					正确	
B-Σ					正确	
C-Σ					正确	
二次回路：≥____MΩ		结论：		结论：		
仪器型号：				仪器型号：		

2. 机械特性试验及分合闸线圈电阻测量：

分 闸	相 别	分 闸 （ms）		低分电 压（V）	线圈电 阻（Ω）	速度 （m/s）		低分电 压（V）	线圈电 阻（Ω）
		时间	不同期			时间			
	A								
	B								
	C								
合 闸	相 别	合 闸 （ms）			低合电 压（V）	线圈电 阻（Ω）	温度：18℃		仪器型号： 结论：
		时间	弹跳	不同期					
	A								
	B								
	C								

3. 主回路导电电阻测量：

相别	A	B	C	单位： μ Ω	仪器型号：
电阻					
主回路电阻见“GIS 主回路电阻检测报告”。					

使用仪器、仪表：

试验结论：

注：未经本试验室书面批准，不得复制本报告。

试验人：

审核人：

批准/日期：

(工程名称)

GIS 耐压试验报告

报告编号：



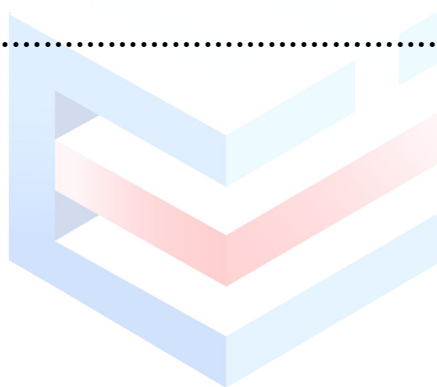
出版日期：_____ 版次：_____

中国化工建设企业协会
China Association of Chemical Engineering Construction

注：未经本试验室书面批准，不得复制本报告。

目 录

1. 系统概述.....	1
2. 试验标准.....	1
3. 试验内容.....	1
4. 使用仪器.....	2
5. 试验结论.....	2



中国化工建设企业协会
China Association of Chemical Engineering Construction

1 系统概述

1.1 试验概述

1.2 主变出厂技术数据

型 号： 出厂编号：

出厂日期： 额定电压：

生产厂家：

2 试验标准：

GB7674-1997 《72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关》

DL/T618-1997 《气体绝缘金属封闭开关设备现场交接试验规程》

GB50150-2016 《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》

GIS 出厂试验报告。

3 试验内容

3.1 试验时被试设备状态：

3.2 绝缘电阻测量（温度：℃，湿度：% RH）

测量-接地	耐压前 (MΩ)	耐压后 (MΩ)	仪器型号
A-B、C 及 Σ			
B-A、C 及 Σ			
C-A、B 及 Σ			

3.3. 试验电压和频率：

试验电压为出厂厂试验电压值____kV 的 80% , 即____kV

3.4 试验加压步骤：

____kV --- __kV (5min) --- __kV (3min) --- __kV (1min) --- __kV---0

间隔设备	测试-接地	频率	电容	耐压值/时间： __kV/__min
------	-------	----	----	--------------------

		(Hz)	(pF)	电流 (A)	激励电压 (V)
断路器、隔刀、CT、套管	A-B、C 及 Σ				
断路器、隔刀、CT、套管	B-A、C 及 Σ				
断路器、隔刀、CT、套管	C-A、B 及 Σ				
说明：				试验结论：通过	

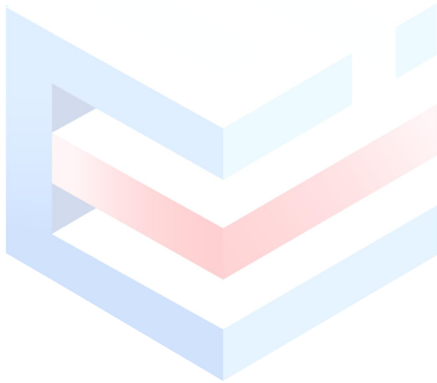
4 使用仪器

5 试验结论

试验人：

审核人：

批准/日期：



中国化工建设企业协会

China Association of Chemical Engineering Construction

(公 司 名 称)

GIS 气体单元及主回路电阻检测报告

检测标准：GB50150-2016

工程名称：

报告号：

温度：℃

湿度： % RH

检测日期：

检测地点：

第 页， 共 页。

电压等级：

设计压力：

生产厂家：

用途：

1. 主回路导电电阻测量及密封性检查

测试段		相别/阻值 ($\mu\Omega$)			测试电流： 100A
起点	终点	A	B	C	
					仪器型号：
中国化工建设企业协会					
China Association of Chemical Engineering Construction					
泄漏率:所有气隔小于 ppm					

使用仪器、仪表： T

试验结论：

注： 未经本试验室书面批准， 不得复制本报告。

试验人：

审核人：

批准/日期：

(公 司 名 称)

GIS 套管检测报告

检测标准: GB50150-2016

工程名称:

报告号:

温度: °C

湿度: % RH

检测日期:

检测地点:

第 页, 共 页。

型号:

出厂日期:

生产厂家:

额定电流:

额定电压:

用途:

相别	高压 A	高压 B	高压 C	高压 N
型号				
出厂编号				
额定电容量 (pF)				

相别	低压 A	低压 B	低压	/
型号				/
出厂编号				/
额定电容量 (pF)				/

1. 绝缘电阻测量:

测试-接地 部件	各相绝缘电阻 (MΩ)				测试电压 (V)	仪器型号
	A	B	C	N		
一次-Σ						
末屏-Σ						

2. 介质损失角正切值 $\tan \delta$ 及电容量 C_x 测量: 介质损失角正切值 $\tan \delta$ 及电容量 C_x 测量

测试相	电压 (kV)	$\tan \delta$ (%)	C_x (nF)	仪器型号
高压 A				
高压 B				
高压 C				
高压 N				
低压 A				
低压 B				
低压 C				

使用仪器、仪表:

试验结论:

注: 未经本试验室书面批准, 不得复制本报告。

试验人:

审核人:

批准/日期:

(公 司 名 称)

GIS 微水及密封性检测报告

检测标准：GB50150-2016

工程名称：

报告号：

温度：℃

湿度： % RH

检测日期：

检测地点：

第 页， 共 页。

电压等级：

设计压力：

生产厂家：

一、装置微水及密封性检查

测试气室点	PPM20	测试点	PPM20
注：断路器≤ ppm;其他室≤ ppm, 泄漏率:所有气隔小于 ppm			

使用仪器、仪表：

试验结论：

注：未经本试验室书面批准，不得复制本报告。

试验人：

审核人：

批准/日期：

(公 司 名 称)

瓷套式无间隙金属氧化物避雷器检测报告

检测标准：GB50150-2016

工程名称：

报告号：

温度：℃

湿度： % RH

检测日期：

检测地点：

第 页， 共 页。

型号：

额定电压：

持续运行电压：

直流 1mA 参考电压：

出厂编号：

生产厂家：

出厂日期：

用途：

1. 绝缘电阻、直流 U_{DC1mA} 参考电压及 $I_{75\% U_{DC1mA}}$ 、持续运行电压下电流：

用途	相别	编号	绝缘电阻 ($M\Omega$)	U_{DC1mA} (kV)	$I_{75\% U_{DC1mA}}$ (μA)	持续电流 I_{AC} (mA)
	A					
	B					
	C					
	A					
	B					
	C					
绝缘瓷瓶底座绝缘电阻： \geq _____ $M\Omega$ ；2500VDC/1min 耐压： _____。						
放电计数器走字检查： _____。				在线检测仪指示检查： _____。		

使用仪器、仪表：

中国化工建设企业协会
China Association of Chemical Engineering Construction

试验结论：

注：未经本试验室书面批准，不得复制本报告。

试验人：

审核人：

批准/日期：

(公 司 名 称)

CVT 电容式电压互感器检测报告

检测标准: GB50150-2016

工程名称:

报告号:

温度: °C

湿度: % RH

检测日期:

检测地点:

第 页, 共 页。

型 号:

额定电压:

准确级:

额定频率:

出厂日期:

生产厂家:

互感器编号:

用 途:

1. 一次部件绝缘电阻测量:

测量-接地	测量电压 (V)	绝缘电阻 (MΩ)	使用仪器
A-Σ			
N-Σ			
X-Σ			

2. 二次绕组绝缘电阻测量及交流耐压试验:

测量-接地	绝缘电阻 (MΩ)		交流耐压			使用仪器
	耐压前	耐压后	电压 (kV)	时间 (min)	结论	
1a1n-Σ						
dadn-Σ						

3. 变比及极性检查试验:

绕组	A-N	1a1n	dadn			使用仪器:
电压 (V)						
变比检查: 正确		极性检查: 减极性				

4. 电容分压器分压电容介质损失角 $\tan \delta$ 及 C_x 测量:

电容单元及编号	C1	C2	C 总
	/		
C_x (nF)	/		
$\tan \delta$ (%)	/		

5. 绕组直流电阻测量:

绕组	AN	1a1n	dadn		
阻值 (Ω)					

使用仪器、仪表:

试验结论:

注: 未经本试验室书面批准, 不得复制本报告。

试验人:

审核人:

批准/日期:

变压器绕组变形测试报告

测试变压器:
测试单位:
变压器型号:
出厂序号:
测试日期:

测试变电站:
生产厂家:
生产日期:
环境温度:

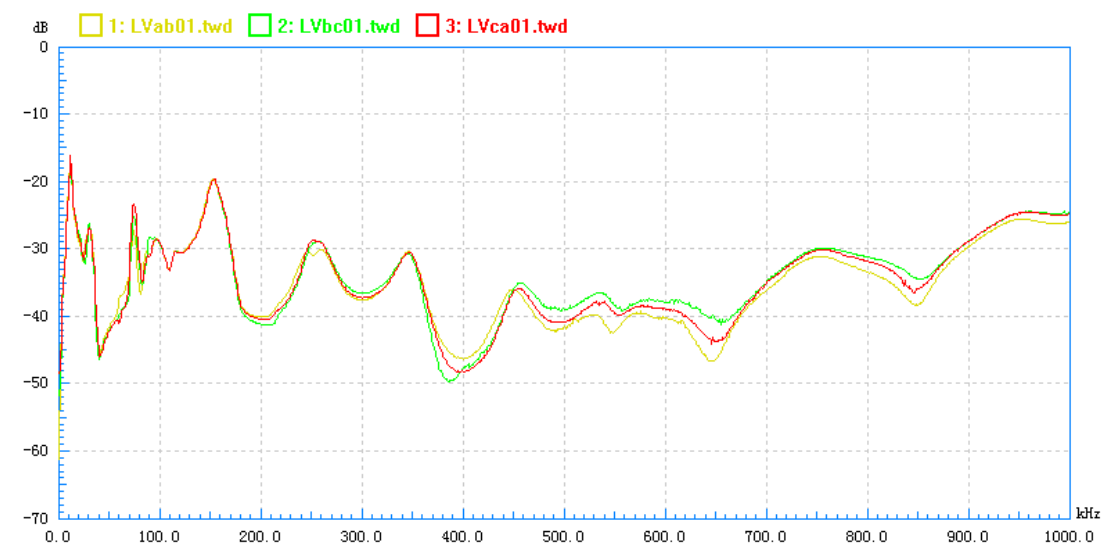


图 1 #1 变压器低压绕组频率响应特征曲线

1:LVab01.twd 温度 19.0℃ 油温 18.0℃ 低压绕组 ab,交接试验
2:LVbc01.twd 温度 19.0℃ 油温 18.0℃ 低压绕组 bc,交接试验
3:LVca01.twd 温度 19.0℃ 油温 18.0℃ 低压绕组 ca,交接试验

表 1 #1 变压器低压绕组相关系数分析结果

相关系数	低频段 (1-100kHz)	中频段 (100-600kHz)	高频段 (600-1000kHz)
R21			
R31			
R32			

结论:
主管:
审核:
测试人员:
报告日期:

变压器绕组变形测试报告

测试变压器:
测试单位:
变压器型号:
出厂序号:
测试日期:

测试变电站:
生产厂家:
生产日期:
环境温度:

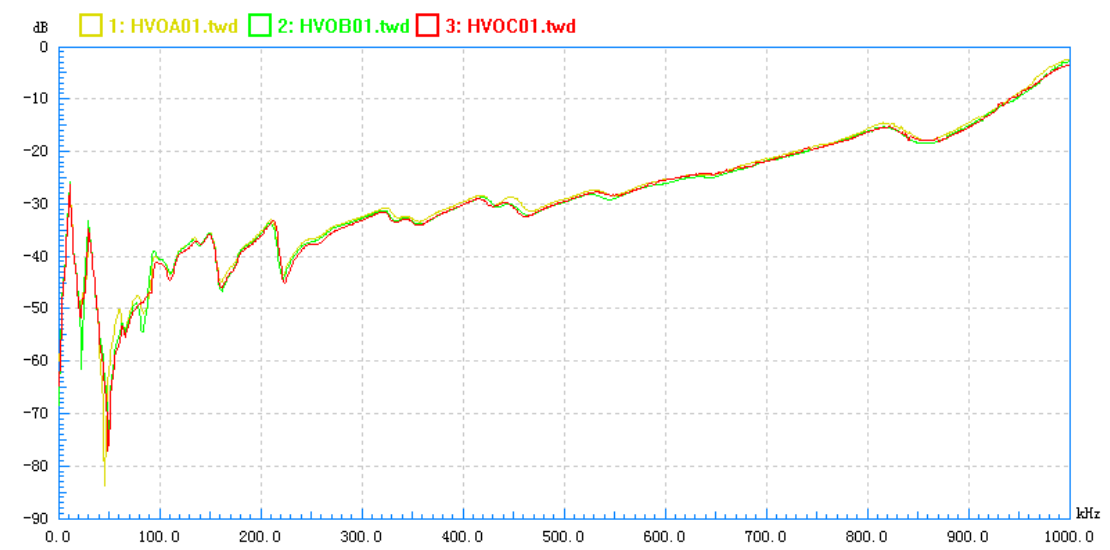


图 1 #1 变压器高压绕组频率响应特征曲线

1:HVOA01.twd 温度 19.0℃ 油温 18.0℃ 高压绕组 OA 相第 1 分接 交接试验
2:HVOB01.twd 温度 19.0℃ 油温 18.0℃ 高压绕组 OB 相第 1 分接 交接试验
3:HVOC01.twd 温度 19.0℃ 油温 18.0℃ 高压绕组 OC 相第 1 分接 交接试验

表 1 #1 变压器高压绕组相关系数分析结果

相关系数	低频段 (1-100kHz)	中频段 (100-600kHz)	高频段 (600-1000kHz)
R21			
R31			
R32			

结论:
主管:
审核:
测试人员:
报告日期:

(公 司 名 称)

油浸式有载调压三圈变压器检测报告

检测标准: GB50150-2016

工程名称:

报告号:

温度: °C

湿度: % RH

检测日期:

检测地点:

第 页, 共 页。

型 号:

出厂编号:

出厂日期:

额定电压:

接线组别:

冷却方式:

生产厂家:

短路阻抗:

油温:

1 绝缘试验:

1. 1 绝缘电阻及吸收比测量

测试-接地部件	测试电压 (V)	绝缘电阻 (GΩ)			R60'' /R15''	R600'' /R60''	仪器型号
		R 15''	R 60''	R 600''			
高-低压绕组-Σ							
低-高压绕组-Σ							
高低压绕组-Σ							
高-低压绕组							
铁芯-Σ			/				
夹件-Σ							

1. 2 介质损失角正切值 $\tan \delta$ 及电容量 C_x 测量

测试-接地部件	电压 (kV)	$\tan \delta$ (%)	C_x (nF)	仪器型号
高-低压绕组-Σ				
低-高压绕组-Σ				
高低压绕组-Σ				

1. 3 绕组直流泄漏电流测量

测试-接地部件	电压 (kV)	时间 (min)	泄漏 (μA)	仪器型号
高压绕组-Σ				
低压绕组-Σ				

2 . 变压比及结线组别试验:

中国化学工程第六建设有限公司

油浸式有载调压三圈变压器检测报告

检测标准：GB50150-2016

工程名称：宝丰能源 60 万吨/年煤制烯烃项目 220 万吨/年甲醇工程 110KV 变电站工程

报告号：2019-BFNYTf--110kV--101

温度：20℃ 湿度：45% RH

检测日期：2019.08.25

检测地点：#1 主变

第 2 页，共 2 页

2. 1 高压-低压变压比及结线组别试验

档位	标定	HAB/Lab	HBC/Lbc	HCA/Lca	档位	标定	HAB/Lab	HBC/Lbc	HCA/Lca
1					12				
2					13				
3					14				
4					15				
5					16				
6					17				
7					18				
8					19				
10					实测组别：				
仪器型号：									

3. 绕组直流电阻测量：

档位/相别	A0	B0	C0	不平衡	档位/相别	A0	B0	C0	不平衡
1					12				
2					13				
3					14				
4					15				
5					16				
6					17				
7					18				
8					19				
10					高压绕组				
相别	ab	bc	ca	不平衡	单位：mΩ	油温：℃	仪器型号：		
低压绕组									

4. 变压器绝缘油耐压试验：本体油：_____kV/2.5mm

5. 变压器绝缘油耐压试验：有载调压油：_____kV/2.5mm

使用仪器、仪表：

试验结论：

注：未经本试验室书面批准，不得复制本报告。

试验人：

审核人：

批准/日期：

(公 司 名 称)

油浸式有载调压三圈变压器套管检测报告

检测标准：GB50150-2016

工程名称：

报告号：

温度：℃

湿度： % RH

检测日期：

检测地点：

第 页，共 页。

型号：

出厂日期：

生产厂家：

额定电流：

额定电压：

用途：

相别	高压 A	高压 B	高压 C	高压 N
型号				
出厂编号				
额定电容量 (pF)				

相别	低压 A	低压 B	低压	
型号				/
出厂编号				
额定电容量 (pF)				

1. 绝缘电阻测量：

测试-接地 部件	各相绝缘电阻 (MΩ)				测试电压 (V)	仪器型号
	A	B	C	N		
一次-Σ						
末屏-Σ						

2. 介质损失角正切值 $\tan \delta$ 及电容量 C_x 测量:介质损失角正切值 $\tan \delta$ 及电容量 C_x 测量

测试相	电压 (kV)	$\tan \delta$ (%)	C_x (nF)	仪器型号
高压 A				
高压 B				
高压 C				
高压 N				
低压 A				
低压 B				
低压 C				

使用仪器、仪表：

试验结论：

注：未经本试验室书面批准，不得复制本报告。

试验人：

审核人：

批准/日期：

(公 司 名 称)

套管式电流互感器检测报告

检测标准：GB50150-2016

工程名称：

报告号：

温度：℃

湿度： % RH

检测日期：

检测地点：

第 页， 共 页。

型号：

出厂编号：

出厂日期：

额定电压：

生产厂家：

用途：

二次绕组标号	变比	额定容量 (VA)	额定准确级
1S1-1S2-1S3			
2S1-2S2-2S3			
3S1-3S2-3S3			
4S1-4S2			

1. 绝缘电阻测量及交流耐压试验：

测试-接地	绝缘电阻 (MΩ)		交流耐压		使用仪器
	耐压前	耐压后	电压 (kV)	时间 (min)	
1S-Σ					
2S-Σ					
3S-Σ					
4S-Σ					
结论：通过					

2. 变流比及极性检查试验：

绕组		1S1-1S2	2S1-2S2	3S1-3S2	4S1-4S2	极性检查
变流比	A					减极性 P1 朝母线 S1 极性端
	B					
	C					
绕组		1S1-1S3	2S1-2S3	3S1-3S3		极性检查
变流比	A					减极性 P1 朝母线 S1 极性端
	B					
	C					

3. 保护绕组励磁特性试验：

I (A)			0.04	0.08	0.16	0.32	0.64	1
U (V)	A	2S1-2S3						
		3S1-3S3						
	B	2S1-2S3						
		3S1-3S3						
	C	2S1-2S3						
		3S1-3S3						

套管式电流互感器检测报告

检测标准：GB50150-2016

工程名称：

报告号：

温度：℃

湿度： % RH

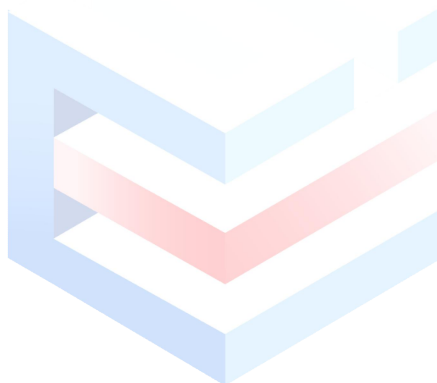
检测日期：

检测地点：

第 页， 共 页。

4. 二次绕组直流电阻测量：

绕组		1S1-1S2/1S3	2S1-2S2/2S3	3S1-3S2/3S3	4S1-4S2
各相所有绕组直流电阻 (Ω)	A				
	B				
	C				



中国化工建设企业协会

使用仪器、仪表：China Association of Chemical Engineering Construction

试验结论：

注：未经本试验室书面批准，不得复制本报告。

试验人：

审核人：

批准/日期：

(公 司 名 称)

无间隙金属氧化物避雷器检测报告

检测标准：GB50150-2016

工程名称：

报告号：

温度：℃

湿度： % RH

检测日期：

检测地点：

第 页， 共 页。

型号：

出厂编号：

生产厂家：

出厂日期：

额定电压：

持续运行电压：

直流 1mA 参考电压：

装设位置：

1. 绝缘电阻、直流 U_{DC1mA} 参考电压及 I_{75% UDC1mA}、持续运行电流测量：

用途	相别	编号	绝缘电阻 (MΩ)	U _{DC1mA} (kV)	I _{75% UDC1mA} (μA)	持续电流 I _{AC} (mA)
#1 主变中性点	N					/

中国化工建设企业协会

绝缘支架绝缘电阻：≥ MΩ；2500VDC/1min 耐压：。

放电计数器走字检查： 在线检测仪指示检查：

使用仪器、仪表：

试验结论：

注：未经本试验室书面批准，不得复制本报告。

试验人：

审核人：

批准/日期：

(公司名称)

干式电流互感器检测报告

检测标准: GB50150-2016

工程名称:

报告号:

温度: °C

湿度: % RH

检测日期:

检测地点:

第 页, 共 页。

型号:

出厂编号:

出厂日期:

生产厂家:

额定电压:

用途:

二次绕组标号	变比	额定容量 (VA)	额定准确级
1S1-1S2			
1S1-1S3			
2S1-2S2			
2S1-2S3			

1. 绝缘电阻测量及交流耐压试验:

测试-接地	绝缘电阻 (MΩ)		交流耐压		使用仪器
	耐压前	耐压后	电压(kV)	时间(min)	
1S-Σ					
2S-Σ					
结论:					

2. 变流比及极性检查试验:

绕组	P1-P2	1S1-1S2	1S1-1S3	2S1-2S2	2S1-2S3
电流 (A)					
变比检查:			极性检查:		

3. 保护绕组励磁特性试验:

I (A)		0.02	0.04	0.08	0.16	0.32	1
U (V)	1S1-1S3						
	2S1-2S3						

4. 二次绕组直流电阻测量:

绕组	1S1-1S2	1S1-1S3	2S1-2S2	2S1-2S3
直流电阻 (mΩ)				

使用仪器、仪表:

试验结论:

注: 未经本试验室书面批准, 不得复制本报告。

试验人:

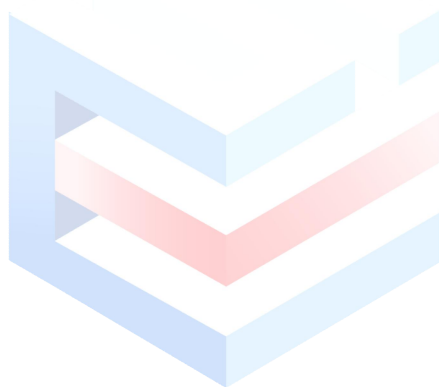
审核人:

批准/日期:

(工程名称)

主变中性点耐压试验报告

报告编号：



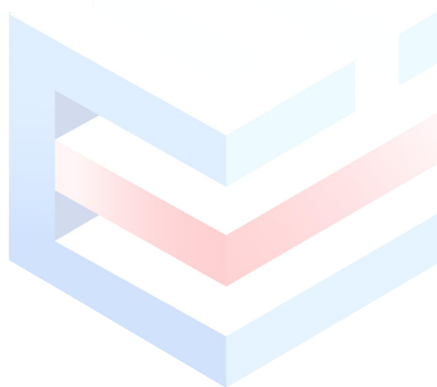
中国化工建设企业协会
China Association of Chemical Engineering Construction

出版日期：_____ 版次：_____

注：未经本试验室书面批准，不得复制本报告。

目 录

1. 系统概述.....	1
2. 试验标准.....	1
3. 试验内容.....	1
4. 使用仪器.....	2
5. 试验结论.....	2



中国化工建设企业协会
China Association of Chemical Engineering Construction

1 系统概述

1.1 试验概述

1.2 主变出厂技术数据

型 号：

出厂编号：

出厂日期：

额定电压：

接线组别：

冷却方式：

生产厂家：

2 试验标准

试验依照如下现行有效标准开展：

电气装置安装工程电气设备交接试验标准（GB50150-2016）；

电力变压器（GB1094-2003）；

变压器厂试验报告。

3 试验内容

3.1 高压侧中性点耐压试验

3.1.1 绝缘电阻测量（20℃，45% RH）

#1 主变

测量-接地	耐压前（MΩ）	耐压后（MΩ）	仪器型号
H. V-Σ			
L. V-Σ			

3.1.3 交流耐压试验

#1 主变

测试-接地	频率(Hz)	电容(pF)	耐压值/时间： <u>112</u> kV/ <u>1</u> min;	
			低压侧电流(A)	低压侧激励电压(V)
H. V-Σ				
说明：			结论：	

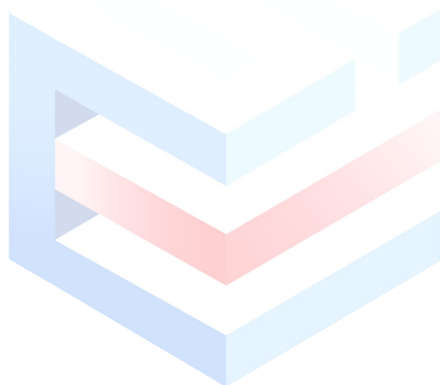
4 使用仪器

5 试验结论

试验人：

审核人：

批准/日期：



中国化工建设企业协会
China Association of Chemical Engineering Construction