

前 言

互感器是电力系统中担负测量、计量、保护等功能的电力设备。电网中互感器数量多,对电网安全经济运行影响大,如何正确运行、维护及检修,确保设备经常处于完好状态,是保证电网安全、经济运行的重要一环,目前国内尚无此类标准。为了健全变电设备运行、检修的标准,加强互感器的运行、检修管理,特制订《互感器运行检修导则》。本“导则”包括运行篇和检修篇两部分。

本标准由国家电力公司发输电运营部及国家电力调度通信中心提出。

本标准由电力行业电力变压器标准化技术委员会归口。

本标准负责起草单位:武汉高压研究所、东北电管局。

本标准参加起草单位:西北电力集团公司、东北电科院、福建省电力公司、湖南省电力公司、天津市电力公司。

本标准主要起草人:王乐仁、王世阁、张俊锋、陈英、凌子恕、王厚义、梁宗正、陈琴生。

本标准委托电力行业电力变压器标准化技术委员会负责解释。

中华人民共和国电力行业标准

互感器运行检修导则

DL/T 727 --2000

Guideline of operation and maintenance
for current and voltage transformers

1 范围

本导则规定了互感器运行、检修应遵循的基本原则及检修应遵守的工艺、方法、质量标准等。

本导则适用于交流额定电压 3 kV~500 kV 电力系统中,供电气测量、电能计量、继电保护、自动装置等及兼做载波通信用的互感器,包括油浸绝缘、SF₆ 气体绝缘及树脂浇注的电流互感器、电磁式电压互感器及电容式电压互感器。国外引进互感器的运行、维护应以订货合同的技术条款和制造厂规定为基础,参照本导则要求执行。

2 引用标准

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

- GB/T 507—1986 绝缘油介电强度测定法
- GB 1207—1997 电压互感器
- GB 1208—1997 电流互感器
- GB/T 4703—1984 电容式电压互感器
- GB/T 5654—1985 液体绝缘材料工频相对介电常数、介电损耗因数和体积电阻率的测量
- GB/T 7252—1987 变压器油中溶解气体分析和判断导则
- GB/T 7595—2000 运行中变压器油质量标准
- GB/T 7600—1987 运行中变压器油的水分含量测定法(库仑法)
- GB/T 7601—1987 运行中变压器油的水分含量测定法(气相色谱法)
- GB/T 8905—1996 六氟化硫电气设备中气体管理和检测导则
- GB/T 11023—1989 高压开关设备六氟化硫气体密封试验方法
- GB/T 12022—1989 工业六氟化硫
- GB/T 14285—1993 继电保护和安全自动装置技术规程
- GB/T 14542—1993 运行中变压器油维护管理导则
- GB 50150—1991 电气装置安装工程电气设备交接试验标准
- GBJ 148—1990 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范
- DL 408—1991 电业安全工作规程(发电厂和变电所电气部分)
- DL/T 429.9—1991 电力系统油质试验方法 绝缘油介电强度测定法
- DL/T 448—2000 电能计量装置技术管理规程
- DL/T 506—1992 六氟化硫气体绝缘设备中水分含量现场测量方法
- DL/T 596—1996 电力设备预防性试验规程
- SD 306—1989 六氟化硫气体中水分含量测定法(电解法)

中华人民共和国国家经济贸易委员会 2000-11-03 批准

2001-01-01 实施

第一篇 互感器的运行

3 运行基本要求

3.1 基本要求

3.1.1 互感器应有标明基本技术参数的铭牌标志,互感器技术参数必须满足装设地点运行工况的要求。用于电能计量的绕组,其准确级应符合 DL/T 448 的要求。

3.1.2 互感器的各个二次绕组(包括备用)均必须有可靠的保护接地,且只允许有一个接地点,接地点位置按 GB/T 14285 及有关规定进行。

3.1.3 互感器应有明显的接地符号标志,接地端子应与设备底座可靠连接,并从底座接地螺栓用两根接地引下线与地网不同点可靠连接。接地螺栓直径,35 kV 及以下应不小于 M8 mm,35 kV 以上应不小于 M12 mm,引下线截面应满足安装地点短路电流的要求。

3.1.4 互感器二次绕组所接负荷应在准确等级所规定的负荷范围内。电压互感器的计量绕组二次引线压降应符合 DL/T 448 要求。

3.1.5 互感器的引线安装,应保证运行中一次端子承受的机械负载不超过制造厂规定的允许值。

3.1.6 互感器安装位置应在变电站(所)直击雷保护范围之内。

3.1.7 电压互感器二次侧严禁短路。电流互感器二次侧严禁开路,备用的二次绕组也应短接接地。

3.1.8 电流互感器允许在设备最高电压下和额定连续热电流下长期运行。

3.1.9 电容屏型电流互感器一次绕组的末(地)屏必须可靠接地。

3.1.10 倒立式电流互感器二次绕组屏蔽罩的接地端子必须可靠接地。

3.1.11 三相电流互感器一相在运行中损坏,更换时要选用电压等级、电流比、二次绕组、二次额定输出、准确级、准确限值系数等技术参数相同,保护绕组伏安特性无明显差别的互感器,并进行试验合格,以满足运行要求。

3.1.12 电压互感器(含电磁式和电容式电压互感器)允许在 1.2 倍额定电压下连续运行,中性点有效接地系统中的互感器,允许在 1.5 倍额定电压下运行 30 s,中性点非有效接地系统中的互感器,在系统无自动切除对地故障保护时,允许在 1.9 倍额定电压下运行 8 h。系统有自动切除对地故障保护时,允许在 1.9 倍额定电压下运行 30 s。

3.1.13 电磁式电压互感器一次绕组 N(X)端必须可靠接地。电容式电压互感器的电容分压器低压端子(N、δ、J)必须通过载波回路线圈接地或直接接地。

3.1.14 中性点非有效接地系统中,作单相接地监视用的电压互感器,一次中性点应接地。为防止谐振过电压,应在一次中性点或二次回路装设消谐装置。

3.1.15 保护电压互感器的高压熔断器,应按母线额定电压及短路容量选择,如熔断器断流容量不能满足要求时应加装限流电阻。

3.1.16 电压互感器二次回路,除剩余电压绕组和另有专门规定者外,应装设自动(快速)开关或熔断器;主回路熔断电流一般为最大负荷电流的 1.5 倍,各级熔断器熔断电流应逐级配合,自动开关应经整定试验合格方可投入运行。

3.1.17 66 kV 及以上电磁式油浸互感器应装设膨胀器或隔膜密封,应有便于观察的油位或油温压力指示器,并有最低和最高限值标志。运行中全密封互感器应保持微正压,充氮密封互感器的压力应正常。互感器应标明绝缘油牌号。

3.1.18 SF₆ 气体绝缘互感器应装设压力表和密度继电器,运行中气体压力应保持在制造厂规定范围内,设备年泄漏率应小于 1%。

3.1.19 电容式电压互感器的电容分压器单元、电磁装置、阻尼器等在出厂时,均经过调整误差后配套

使用,安装时不得互换。运行中如发生电容分压器单元件损坏,更换时应注意重新调整互感器误差。互感器的外接阻尼器必须接入,否则不得投入运行。

3.1.20 户内树脂浇注互感器外绝缘应有满足使用环境条件的爬电距离并通过凝露试验。

3.2 设备档案

3.2.1 电力生产企业、供电企业应在生技部门建立 66 kV 及以上互感器技术档案,内容包括:

- a) 设备台帐;
- b) 产品合格证、出厂试验报告(复印件);
- c) 交接试验报告及安装验收记录;
- d) 大修、改造及移装记录;
- e) 故障、重大缺陷及处理记录。

3.2.2 电力生产企业的车间(分厂)、供电企业变电所应建立互感器设备档案,内容包括:

- a) 设备台帐;
- b) 产品合格证、出厂试验报告;
- c) 安装使用说明书,产品结构图;
- d) 交接试验报告,安装验收记录;
- e) 大、小修及技术改造记录、移装记录;
- f) 故障、缺陷及处理记录;
- g) 绝缘油试验报告、绝缘油加添及更换记录,油中溶解气体色谱分析资料;
- h) 绝缘预防性试验报告;
- i) 实施在线监测的互感器,应建立在线监测记录;
- j) 谐波较大的变电所,应建立互感器计量误差记录。

3.2.3 互感器安装移交或设备移装时,应将设备档案资料一并移交至运行单位。

4 运行检查与操作

4.1 互感器投产前的检查

4.1.1 新安装的互感器应按 GB 50150 规定的项目进行交接试验并合格,同时应注意与出厂数据比较无明显差异,必要时还应按现行部颁反事故技术措施要求增加有关试验项目。

4.1.2 新安装互感器验收项目应按 GBJ 148 及制造厂有关规定和部颁反事故措施要求进行。主要内容为:

- a) 本导则 3.1 所规定的内容;
- b) 设备外观完整、无损,等电位连接可靠,均压环安装正确,引线对地距离、保护间隙等均符合规定;
- c) 油浸式互感器无渗漏油,油标指示正常;气体绝缘互感器无漏气,压力指示与制造厂规定相符;三相油位与气压应调整一致;
- d) 电容式电压互感器无渗漏油,阻尼器确已接入,各单元、组件配套安装与出厂编号要求一致;
- e) 金属部件油漆完整,三相相序标志正确,接线端子标志清晰,运行编号完善。
- f) 引线连接可靠,极性关系正确,电流比换接位置符合运行要求;
- g) 各接地部位接地牢固可靠;
- h) 符合现行部颁反事故措施的有关要求;
- i) 互感器外绝缘爬电距离应达到有关规定的要求,如不能满足时,可加装合成绝缘伞裙,但要注意消除变电站构架及引线对互感器雨闪的影响。

4.1.3 互感器检修后的验收,按照本导则检修篇进行。

4.2 运行中巡视检查周期

4.2.1 正常巡视:有人值班的变电站(所)由值班人员进行定期巡视,每值不少于一次,无人值班的站(所)按有关部门批准的巡视规定进行。

4.2.2 特殊巡视:

- a) 新投产设备,应缩短巡视周期,运行 72 h 后转入正常巡视。
- b) 夜间闭灯巡视:有人值班的站(所)每周不少于一次;无人值班的站(所)每月不少于一次。
- c) 高、低温季节,高湿度季节,气候异常时,高峰负荷,季节性高电压期间,设备异常时,应适当加强巡视。

4.3 运行中巡视检查项目

各类互感器运行中巡视检查,应包括的基本内容:如巡视发现设备异常应及时汇报,并做好记录,随时注视其发展。

4.3.1 油浸式互感器:

- a) 设备外观是否完整无损,各部连接是否牢固可靠;
- b) 外绝缘表面是否清洁、有无裂纹及放电现象;
- c) 油色、油位是否正常,膨胀器是否正常;
- d) 吸湿器硅胶是否受潮变色;
- e) 有无渗漏油现象,防爆膜有无破裂;
- f) 有无异常振动,异常音响及异味;
- g) 各部位接地是否良好[注意检查电流互感器末屏连接情况与电压互感器 N(X)端连接情况];
- h) 电流互感器是否过负荷,引线端子是否过热,或出现火花,接头螺栓有无松动现象;
- i) 电压互感器端子箱内熔断器及自动开关等二次元件是否正常;
- j) 特殊巡视补充的其他项目,视运行工况要求确定。

4.3.2 电容式电压互感器:

除与 4.3.1 相关项目相同外,尚应注意检查项目如下:

- a) 330 kV 及以上电容式电压互感器分压电容器各节之间防晕罩连接是否可靠;
- b) 分压电容器低压端子 N(δ、J)是否与载波回路连接或直接可靠接地;
- c) 电磁单元各部分是否正常,阻尼器是否接入并正常运行;
- d) 分压电容器及电磁单元有无渗漏油。

4.3.3 SF₆ 气体绝缘互感器:

除与 4.3.1 相关项目相同外,尚应注意检查项目如下:

- a) 检查压力表指示是否在正常规定范围,有无漏气现象,密度继电器是否正常;
- b) 复合绝缘套管表面是否清洁、完整、无裂纹、无放电痕迹、无老化迹象,憎水性良好。

4.3.4 树脂浇注互感器:

- a) 互感器有无过热,有无异常振动及声响;
- b) 互感器有无受潮,外露铁心有无锈蚀;
- c) 外绝缘表面是否积灰、粉蚀、开裂,有无放电现象。

4.4 安全操作原则

4.4.1 互感器一、二次回路作业,必须严格按 DL 408 及有关规程、规定办理工作票和操作票,并做好安全措施。

4.4.2 电压互感器停用前应注意下列事项:

- a) 按继电保护和自动装置有关规定要求变更运行方式,防止继电保护误动;
- b) 将二次回路主熔断器或自动开关断开,防止电压反送。

4.4.3 66 kV 及以下中性点非有效接地系统发生单相接地或产生谐振时,严禁就地用隔离开关或高压熔断器拉、合电压互感器。

- 4.4.4 严禁就地用隔离开关或高压熔断器拉开有故障(油位异常升高、喷油、冒烟、内部放电等)的电压互感器。
- 4.4.5 为防止串联谐振过电压烧损电压互感器,倒闸操作时,不宜使用带断口电容器的断路器投切带电电磁式电压互感器的空母线。
- 4.4.6 停运一年及以上的互感器,应按 DL/T 596 重新进行有关试验检查合格后,方可投运。
- 4.4.7 在带电的电流互感器二次回路上工作,应严格遵守 DL 408 的规定。若保护与测量共用一个二次绕组,当在表计回路工作时,应先将表计端子短接,以防止电流互感器开路或误将保护装置退出。
- 4.4.8 电容式电压互感器投运前,应先检查电磁单元外接阻尼器是否接入,否则严禁投入运行。
- 4.4.9 电容式电压互感器断开电源后,在接触电容分压器之前,应对分压电容器单元件逐个接地放电,直至无火花放电声为止,然后可靠接地。
- 4.4.10 分别接在两段母线上的电压互感器,二次并列前,应先将一次侧经母联断路器并列运行。

5 技术监督

- 5.1 按 DL/T 596 对互感器进行定期预试,并将试验结果、发现缺陷及处理情况记入档案。
- 5.2 根据系统发展情况,及时对电流互感器进行动、热稳定电流校核。
- 5.3 定期对互感器设备状况进行运行分析,内容应包括:
- a) 异常现象、缺陷产生原因及发展规律;
 - b) 故障或事故原因分析、处理情况及采取对策;
 - c) 根据系统变化、环境情况等作出事故预想;
 - d) 对涉及结算电量的互感器,按 DL/T 448 要求定期进行误差性能试验。
- 5.4 定期检查部颁互感器反事故技术措施执行情况,定期对油浸式互感器密封性能、防雨进潮情况进行检查。
- 5.5 对互感器在线监测装置,及时做好运行记录,总结效果。
- 5.6 绝缘油监督:
- a) 绝缘油按 GB/T 14542 管理,应符合 GB/T 7595 和 DL/T 596 的规定;
 - b) 当油中溶解气体色谱分析异常,含水量、含气量、击穿强度等项目试验不合格时,应分析原因并及时处理;
 - c) 互感器油位不足应及时补充,应补充试验合格的同油源同品牌绝缘油。如需混油时,必须按规定进行有关试验,合格后方可进行。
- 5.7 SF₆ 气体监督:
- a) SF₆ 气体按 GB/T 8905 管理,应符合 GB 12022 和 DL/T 596 的规定;
 - b) 当互感器 SF₆ 气体含水量超标或气体压力下降,年泄漏率大于 1% 时,应分析原因并及时处理;
 - c) 补充的气体应按有关规定进行试验,合格后方可补气。

6 异常运行与处理

- 6.1 运行中互感器发生异常现象时,应及时报告并予以消除,若不能消除时应及时报告有关领导及调度值班员,并将情况记入运行记录本和缺陷记录本中。
- 6.2 当发生下列情况之一时,应立即将互感器停用(注意保护的投切):
- 6.2.1 电压互感器高压熔断器连续熔断 2~3 次。
 - 6.2.2 高压套管严重裂纹、破损,互感器有严重放电,已威胁安全运行时。
 - 6.2.3 互感器内部有严重异音、异味、冒烟或着火。
 - 6.2.4 油浸式互感器严重漏油,看不到油位;SF₆ 气体绝缘互感器严重漏气、压力表指示为零;电容式电压互感器分压电容器出现漏油时。

6.2.5 互感器本体或引线端子有严重过热时。

6.2.6 膨胀器永久性变形或漏油。

6.2.7 压力释放装置(防爆片)已冲破。

6.2.8 电流互感器末屏开路,二次开路;电压互感器接地端子 N(X)开路、二次短路,不能消除时。

6.2.9 树脂浇注互感器出现表面严重裂纹、放电。

6.3 电压互感器常见的异常判断与处理:

6.3.1 三相电压指示不平衡:一相降低(可为零),另两相正常,线电压不正常,或伴有声、光信号,可能是互感器高压或低压熔断器熔断。

6.3.2 中性点非有效接地系统,三相电压指示不平衡:一相降低(可为零),另两相升高(可达线电压),或指针摆动,可能是单相接地故障或基频谐振;如三相电压同时升高,并超过线电压(指针可摆到头),则可能是分频或高频谐振。

6.3.3 高压熔断器多次熔断,可能是内部绝缘严重损坏,如绕组层间或匝间短路故障。

6.3.4 中性点有效接地系统,母线倒闸操作时,出现相电压升高并以低频摆动,一般为串联谐振现象;若无任何操作,突然出现相电压异常升高或降低,则可能是互感器内部绝缘损坏,如绝缘支架、绕组层间或匝间短路故障。

6.3.5 中性点有效接地系统,电压互感器投运时出现电压表指示不稳定,可能是高压绕组 N(X)端接地接触不良。

6.3.6 电压互感器回路断线处理:

a) 根据继电保护和自动装置有关规定,退出有关保护,防止误动作。

b) 检查高、低压熔断器及自动开关是否正常,如熔断器熔断,应查明原因立即更换,当再次熔断时则应慎重处理。

c) 检查电压回路所有接头有无松动、断头现象,切换回路有无接触不良现象。

6.3.7 电容式电压互感器常见的异常判断:

a) 二次电压波动。二次连接松动,分压器低压端子未接地或未接载波线圈。如果阻尼器是速饱和电抗器,则有可能是参数配合不当。

b) 二次电压低。二次连接不良;电磁单元故障或电容单元 C2 损坏。

c) 二次电压高。电容单元 C1 损坏;分压电容接地端未接地。

d) 电磁单元油位过高。下节电容单元漏油或电磁单元进水。

e) 投运时有异音。电磁单元中电抗器或中压变压器螺栓松动。

6.4 电流互感器常见异常判断及处理:

6.4.1 电流互感器过热,可能是内、外接头松动,一次过负荷或二次开路。

6.4.2 互感器产生异音,可能是铁心或零件松动,电场屏蔽不当,二次开路或电位悬浮,未屏开路及绝缘损坏放电。

6.4.3 绝缘油溶解气体色谱分析异常,应按 GB/T 7252 进行故障判断并追踪分析。若仅氢气含量超标,且无明显增加趋势,其他组分正常,可判断为正常。

6.4.4 电流互感器二次回路开路处理:

a) 立即报告调度值班员,按继电保护和自动装置有关规定退出有关保护;

b) 查明故障点,在保证安全前提下,设法在开路处附近端子上将其短路,短路时不得使用熔丝。如不能消除开路,应考虑停电处理。

6.5 互感器着火时,应立即切断电源,用灭火器材灭火。

6.6 发生不明原因的保护动作,除核查保护定值选用是否正确外,还应设法将有关电流、电压互感器退出运行,进行电流复合误差、电压误差试验和二次回路压降测量。

第二篇 互感器的检修

7 检修分类及周期

7.1 检修分类

7.1.1 小修:互感器不解体进行的检查与修理,一般在现场进行。

7.1.2 大修:互感器解体暴露器身(SF₆互感器、电容式电压互感器的分压电容器、330 kV及以上电流互感器除外),对内外部件进行的检查与修理,一般在检修车间进行。

7.1.3 临时性检修:发现有影响互感器安全运行的异常现象后,针对有关项目进行的检查与修理。

7.2 检修周期

7.2.1 小修 1~3 年一次,一般结合预防性试验进行。运行在污秽场所的互感器应适当缩短小修周期。

7.2.2 大修根据互感器预防性试验结果及运行中在线监测结果(如有),进行综合分析判断,认为确有必要时进行。

7.2.3 临时性检修针对运行中发现的严重缺陷及时进行。

8 检修项目

8.1 小修项目

8.1.1 油浸式互感器

- a) 外部检查及清扫;
- b) 检查维修膨胀器、储油柜、呼吸器;
- c) 检查紧固一次和二次引线连接件;
- d) 渗漏处理;
- e) 检查紧固电容屏型电流互感器及油箱式电压互感器末屏接地点,电压互感器 N(X)端接地点;
- f) 必要时进行零部件修理与更新;
- g) 必要时调整油位或氮气压力;
- h) 必要时补漆;
- i) 必要时加装金属膨胀器进行密封改造;
- j) 必要时进行绝缘油脱气处理。

8.1.2 固体绝缘互感器

- a) 外部检查及清扫;
- b) 检查紧固一次及二次引线连接件;
- c) 检查铁心及夹件;
- d) 必要时补漆。

8.1.3 SF₆ 气体绝缘互感器(独立式)

- a) 外部检查及清扫;
- b) 检查气体压力表、阀门及密度继电器;
- c) 必要时检漏或补气;
- d) 必要时对气体进行脱水处理;
- e) 检查紧固一次与二次引线连接件;
- f) 必要时补漆。

8.1.4 电容式电压互感器

- a) 外部检查及清扫;

- b) 检查紧固一次与二次引线及电容器连接件;
- c) 电磁单元渗漏处理,必要时补油;
- d) 必要时补漆。

8.2 大修项目

8.2.1 油浸式互感器

- a) 外部检查及修前试验;
- b) 检查金属膨胀器;
- c) 排放绝缘油;
- d) 一、二次引线接线柱瓷套分解检修;
- e) 吊起瓷套或吊起器身,检查瓷套及器身;
- f) 更换全部密封胶垫;
- g) 油箱清扫、除锈;
- h) 压力释放装置检修与试验;
- i) 绝缘油处理或更换;
- j) 呼吸器检修,更换干燥剂;
- k) 必要时进行器身干燥处理;
- l) 总装配;
- m) 真空注油;
- n) 密封试验;
- o) 绝缘油试验及电气试验;
- p) 喷漆。

8.2.2 SF₆ 气体绝缘互感器(独立式)

- a) 外部检查及修前试验;
- b) 一、二次引线连接紧固件检查;
- c) 回收并处理 SF₆ 气体;
- d) 必要时更换防爆片及其密封圈;
- e) 必要时更换二次端子板及其密封圈;
- f) 更换吸附剂;
- g) 必要时更换压力表、阀门或密度继电器;
- h) 补充 SF₆ 气体;
- i) 电气试验;
- j) 金属表面喷漆。

8.2.3 电容式电压互感器

- a) 外部检查及修前试验;
- b) 检查电容器套管,测量电容值及介质损耗因数;
- c) 检查电磁单元;
- d) 电磁单元绝缘干燥(必要时);
- e) 电磁单元绝缘油处理;
- f) 更换密封胶垫;
- g) 电磁单元装配;
- h) 电磁单元注油或充氮;
- i) 电气试验;
- j) 喷漆。

9 大修前的准备工作

9.1 收集分析运行中发现的缺陷和异常情况,预防性试验结果,结合在线监测数据变化,确定需要在大修中重点检查处理的项目。

9.2 编制大修项目、质量标准、人员分工、进度计划。编制大修技术措施,主要施工工具、设备明细表,绘制必要的施工图。

9.3 编制大修安全组织措施。

9.4 准备好检验合格的材料与备件,如密封件、绝缘油、SF₆ 气体、氮气、绝缘纸板、皱纹纸、环氧树脂配料以及其他常用材料和零件。

9.5 准备好主要施工机具,如滤油机、真空泵、充氮机、SF₆ 气体回收装置、贮油罐、真空干燥罐、起吊设备等。

10 小修工艺及质量要求

10.1 油浸式互感器

油浸式互感器部件检修工艺及质量标准见表 1。

10.1.1 部件的检修

表 1 油浸式互感器部件检修工艺及质量标准

序号	项目	检修工艺	质量标准
1	检查金属膨胀器	1) 检查膨胀器的波纹片焊缝是否渗漏,如波纹片焊缝处开裂或膨胀器永久变形,应予更换,如升高座部分渗漏,可予补焊 2) 检查膨胀器放气阀内有无气体存在,如有气体应查明原因,并放掉残存气体 3) 检查膨胀器的油位指示机构或油温压力指示机构是否灵活可靠,如发现卡滞应检修排除 4) 检查盒式膨胀器的压力释放装置是否完好,如释放片破裂应查明原因予以更换 5) 检查波纹式膨胀器顶盖外罩的连接螺钉是否齐全,有无锈蚀,若短缺应补齐,并清除顶盖与外罩的锈蚀 6) 检查外罩,如漆膜脱落,应予补漆	1) 膨胀器密封可靠,无渗漏,无永久性变形 2) 放气阀内无残存气体 3) 油位指示或油温压力指示机构灵活,指示正确 4) 盒式膨胀器的压力释放装置完好正常 5) 波纹式膨胀器上盖与外罩连接可靠,不得锈蚀卡死,保证膨胀器内压力异常增大时能顶起上盖 6) 漆膜完好
2	检查储油柜	1) 检查油标,如发现渗漏应拧紧螺钉,更换破裂的油标玻璃油管或油标玻璃面板,更换老化失效的密封圈 2) 检查储油柜内橡胶隔膜,如发现破裂或老化应予更换 3) 检查硅胶吸湿器,如发现玻璃罩筒破裂应予更换;硅胶吸潮变色应更换干燥硅胶;吸湿器油杯脏污或缺油应予清洁并补油 4) 检查一次引线连接紧固情况 5) 检查外表漆面,如漆膜脱落或锈蚀,应予除锈补漆	1) 油标完好无渗漏,油位指示正确,无假油位 2) 隔膜完好无损 3) 吸湿器完好无损;硅胶干燥,油杯中油质清洁,油量正常 4) 一次引线连接可靠 5) 漆膜完好
3	检查瓷套	1) 清除瓷套外表积污,注意不得刮伤釉面 2) 用环氧树脂修补裙边小破损,或用强力胶(如 502 胶)粘接修复碰掉的小瓷块;如瓷套径向有穿透性裂纹,外表破损面积超过单个伞裙 10% 或破损总面积虽不超过单伞 10%,但同一方向破损伞裙多于二个以上者,应更换瓷套 3) 在污秽地区若爬距不够,可在清扫后涂覆防污闪涂料或加装硅橡胶增爬裙 4) 检查防污涂层的憎水性,若失效应擦净重新涂覆,增爬裙失效应更换	1) 瓷套外表清洁无积污 2) 瓷套外表应修补完好,一个伞裙修补的破损面积不得超过左列规定 4) 涂料及硅橡胶增爬裙的憎水性良好

表 1(完)

序号	项目	检修工艺	质量标准
1	检查油箱、底座	1) 检查并补打铭牌和标志牌 2) 清扫外表积污与锈蚀 3) 打开二次接线盒盖板,检查并清擦二次接线端子和接线板 4) 清擦电压互感器 N 端小瓷套、电流互感器末屏及监测屏小瓷套 5) 检查压力释放装置 6) 检查放油阀 7) 检查外表漆面,如漆膜脱落或锈蚀,应予除锈补漆	1) 铭牌、标志牌完备齐全 2) 外表清洁,无积污,无锈蚀 3) 二次接线板及端子密封完好,无渗漏,清洁无氧化,无放电烧伤痕迹 4) 小瓷套应清洁,无积污,无破损渗漏,无放电烧伤痕迹 5) 压力释放装置膜片完好,密封可靠 6) 放油阀密封良好,无渗漏 7) 漆膜完好

10.1.2 处理渗漏油

a) 工艺不良的处理:

1) 因密封垫圈压紧不均匀引起渗漏油时,可先将压缩量大的部位的螺栓适当放松,然后拧紧压缩量小的部位,调整合适后,再依对角位置交叉地反复紧固螺母,每次旋紧约 $1/4$ 圈,不得单独一拧到底。弹簧垫圈以压平为准,密封圈压缩量约为 $1/3$ 。

2) 法兰密封面凸凹不平、存在径向沟痕或存在异物等情况导致渗漏时,应将密封圈取开,检查密封面,并进行相应处理。

3) 因装配不良引起的渗漏,如密封圈偏移或折边,应更换密封圈后重新装配。

b) 部件质量不良的处理:

1) 膨胀器本体焊缝破裂或波纹片永久变形,应更换膨胀器。

2) 小瓷套破裂导致渗漏油,应更换小瓷套。

3) 铸铝储油柜砂眼渗漏油,可用铁榔头,样冲打砸砂眼堵漏。

4) 储油柜、油箱、升高座等部件的焊缝渗漏,可采用堵漏胶临时封堵处理,待大修解体时再予补焊。

5) 密封圈材质老化,弹性减弱,应更换密封圈。更换时在密封圈两面涂抹密封胶(如 801 密封胶)。

10.1.3 检查油位及补油

a) 检查储油柜油标及膨胀器的油位或油温压力指示是否正确。如油位过高或油温压力指示超限,应打开放油阀放油至正常油位。

b) 带隔膜储油柜的油位偏低,可打开上盖,取掉隔膜,直接补油后再复原装好隔膜和上盖。

c) 膨胀器缺油,可按附录 A《氮静压真空注油及补油工艺》或用普通真空补油方法进行补油。

d) 如互感器油面低于器身绝缘包扎部位,应检查器身无受潮方可补油。若器身受潮应按大修处理。

e) 补油应使用与原互感器同品牌的合格变压器油,品牌不同的油应先做混油试验,合格才能使用。

10.1.4 隔板气垫式储油柜的补油和充气

为解决老型 220 kV 电流互感器直立运输超高问题,70 年代出现隔板气垫式储油柜以解决横卧运输问题。该储油柜的补气和充气要点如下:

a) 检查隔板气垫式储油柜的油位和气垫压力,若发现油位不足,则打开注油阀,用漏斗直接补油到规定油位,然后复原装好注油阀盖板;

b) 当气垫压力不够或补油复原后,应按产品说明书要求向储油柜上腔充入干燥的氮气至规定压力。

10.1.5 检查接线端子

a) 检查一次引出瓷套,应完好无渗漏;

b) L1(P1),L2(P2)接线端子板应平整无过热烧伤痕迹;

c) 检查电容屏型电流互感器及油箱式电压互感器的末屏(地屏),电压互感器的 N(X)端引出线及

互感器二次引线的接地端,应与底箱接地端子可靠连接;

d) 检查膨胀器外罩或储油柜与互感器的一次绕组等电位片(或线),应有一点可靠连接,防止储油柜或膨胀器电位悬浮。

10.1.6 补漆

检查互感器储油柜、膨胀器外罩、油箱、升高座、底箱等表面油漆状况,如发现局部脱落,应除锈清除干净后,用相同(或相近)颜色的油漆进行局部补漆。

10.1.7 加装膨胀器进行密封改造

a) 未装有金属膨胀器的高压互感器,检修时可安装金属膨胀器进行密封改造;

b) 改造前互感器应试验合格,若绝缘受潮或内部存在故障,应查明原因清除缺陷,复试合格后再行改造;

c) 根据互感器油量和膨胀器技术参数选择膨胀盒(节)数,并确定油位线;

d) 加装金属膨胀器密封改造工艺详见附录 B《互感器加装金属膨胀器密封改造》。

10.2 固体绝缘互感器

固体绝缘互感器小修工艺及质量标准见表 2。

表 2 固体绝缘互感器小修工艺及质量标准

序号	项 目	检 修 工 艺	质 量 标 准
1	检查固体绝缘表面	1) 清扫绝缘表面积尘和污垢,必要时可使用清洗剂,然后用洁净水清洁表面并擦拭干净 2) 绝缘表面如有放电痕迹,可用细砂纸打磨掉碳化层,露出正常的树脂绝缘表面后用丙酮溶剂清洗干净,重新填涂同型号的树脂材料 3) 绝缘表面如有裂纹,应检查是否贯穿到一次绕组方向,如只是局部缺陷,可磨去裂纹部位,清洗后填涂同型号树脂材料,发现贯穿性裂纹时,应更换新的互感器 4) 树脂浇注体的硅粉填料外露时,可在清洗后补涂同型号的树脂胶料 5) 树脂绝缘表面的半导体涂层剥落时,可在清洗后补涂同型号的半导体漆	1) 固体绝缘表面清洁,无积尘和污垢 2) 瓷件绝缘表面无放电痕迹及裂纹,铁罩无锈蚀。树脂绝缘表面无碳化物 3) 树脂绝缘表面无裂纹 4) 树脂表面绝缘涂层完好 5) 树脂表面半导体涂层完好
2	检查一次引线连接	1) 检查接线端子有无过热,如发现有过热后产生的氧化层,应分解一次引线,清除氧化物,涂导电膏后重新组装紧固 2) 检查一次引线紧固件是否已按要求紧固,缺少的螺栓垫圈应补全	1) 一次接线端子接触面无氧化层,紧固件齐全,连接可靠 2) 一次引线应可靠连接
3	检查母线型电流互感器等电位线是否连接可靠	清除接触面氧化层,拧紧紧固接线耳板的螺丝	等电位线的末端接线耳板与一次电流母线用螺丝紧固无松动,接触可靠
4	检查器身上的铭牌标志	1) 各接线端子的标志应齐全清晰,有缺损应重新做出标志 2) 铭牌完好,有缺损应与厂家联系及时补全	1) 接线端子标志齐全清晰 2) 铭牌完好
5	检查铁心及夹件	1) 夹件应紧固可靠,发现缺少紧固件应补全,松动时应把铁心片平整后紧固牢靠 2) 铁心及夹件表面漆膜应完好,若有锈蚀,应清除除锈后重新涂漆	1) 芯心平整,夹件部件齐全,紧固可靠 2) 铁心及夹件漆膜完好,无锈渍

10.3 SF₆ 气体绝缘互感器

SF₆ 气体绝缘互感器小修工艺及质量标准见表 3。

表 3 SF₆ 气体绝缘互感器的小修工艺及质量标准

序号	项 目	检 修 工 艺	质 量 标 准
1	检查法兰板密封处	1) 发现紧固件缺损应补全和更换,并按密封要求用规定力矩紧固。发现局部金属锈蚀应考虑气体泄漏可能 2) 检查法兰螺栓是否按规定力矩紧固,若未达到,应按密封紧固顺序进行紧固	1) 密封法兰无变形 2) 法兰紧固件齐全,紧固力矩符合规定
2	检查防爆片	清除防爆片及夹持器的脏污,对紧固不良的螺栓按规定力矩紧固	防爆片完好,安装正确
3	检查一次引线连接	1) 接线端子如有过热现象,应分解导电连接部分,清除氧化层,涂导电膏重新紧固 2) 紧固件如有短缺,应补全	1) 接线端子连接可靠,无氧化层 2) 紧固件齐全无缺
4	检查高压套管	1) 参照表 1 之 3 2) 清除复合绝缘套管的硅橡胶伞裙外表积污,可用肥皂水、酒精,绝对不允许使用矿物油、三氯乙烯、氯仿、甲苯等化学药品	1) 参照表 1 之 3 2) 复合套管表面清洁、完整、无裂纹、无放电痕迹、无老化现象,憎水性良好
5	检查铭牌标志	参照表 1 之 4	参照表 1 之 1
6	检查气体压力表和 SF ₆ 密度继电器	1) 压力表和密度继电器应完好,其联管接头如有松动,应拧紧,表壳如有破损,应换新品 2) 压力表的指示如低于规定值,应使用专门充气设备补充合格的 SF ₆ 气体	1) 压力表和 SF ₆ 密度继电器外观完好 2) 压力指示在允许范围内
7	检查二次接线板	检查互感器的二次端子板接线螺栓有无松动,如有松动,应查明原因重新紧固,如无法紧固密封,应更换二次端子板	二次端子板的螺栓无松动
8	处理含水量超标的 SF ₆ 互感器	SF ₆ 互感器内部气体水分含量超过 500 $\mu\text{L/L}$ (20℃) 时,应进行脱水处理。方法有: a) 换气处理 用 SF ₆ 气体回收装置回收设备内的 SF ₆ 气体,并按表 9 之 3 方法处理残余的 SF ₆ 气体,然后抽真空至残压 133 Pa,维持 10 min,使器身脱水干燥。再充入合格的 SF ₆ 气体至规定压力 b) 循环干燥法 1) 准备好干燥的 SF ₆ 气体和回收气体的容器 2) 将充放气装置中的吸附剂取出或进行活化处理(按吸附剂种类选用合适的温度和处理时间),装入充放气装置,再将充放气装置管道系统抽真空至残压 133 Pa 后维持 10 min,以排出水份 3) 按每分钟 500 mL 的流速从互感器抽出含水量超标的气体,反复循环,干进湿出,维持互感器额定气压不变,直到互感器内气体含水量降到合格值内	SF ₆ 气体含水量不超过 500 $\mu\text{L/L}$ (20℃)
9	必要时补漆	参照 11.1.6k)	金属件表面漆膜完好

10.4 电容式电压互感器

电容式电压互感器小修工艺及质量标准见表 4。

表4 电容式电压互感器小修工艺及质量标准

序号	项 目	检 修 工 艺	质 量 标 准
1	检查分压电容器	1) 检查瓷套外表面参照表1之3 2) 密封处有渗漏应查明原因,按电容器生产厂提供渗漏处理方法处理	1) 参照表1之3 2) 分压电容器密封良好,无渗漏
2	检查电磁单元油箱和底座	1) 检查油箱和底座参照表1之4 2) 检查油位,必要时补油或补氮,补油方法参照10.1.3进行	1) 参照表1之4 2) 油箱油位正常
3	检查单独配置的阻尼器	对单独配置的阻尼器进行检查清扫,紧固各部螺栓	阻尼器外观完好,接线牢靠
4	必要时对金属件补漆	参照11.1.6k)	金属件外表面漆膜完整

11 互感器大修工艺及质量标准

11.1 油浸式互感器

11.1.1 外部检修

油浸式互感器大修时外部检修工艺及质量标准见表5。

表5 油浸式互感器大修时外部检修工艺及质量标准

序号	项 目	检 修 工 艺	质 量 标 准
1	瓷套检修	参照表1之3	参照表1之3
2	渗漏油检修	检查储油柜、瓷套、油箱、底座有无渗漏;检查油标、瓷套两端面、一次引出线、二次接线板、末屏及监测屏引出小瓷套、压力释放阀及放油阀等密封部位有无渗漏 检修方法见10.1.2	各组件、部件应无渗漏,密封件中尺寸规格与质量符合要求,无老化失效现象
3	检查铭牌及各端子标志牌	检查铭牌及各端子标志牌是否齐全正确	铭牌及端子标志牌应齐全无缺;牌面干净清洁,字迹清晰
4	检查油位或盒式膨胀器的油温压力指示	检查油温压力指示是否正确	油位示值应与相应环境温度相符
5	检查电流互感器储油柜的等电位连接	检查连接是否可靠,发现松动应拧紧	等电位连片应可靠连接,避免储油柜电位悬浮
6	检查二次接线板	参照表1之4	接线板应清洁、干燥;接线柱的紧固件齐全并拧紧
7	检查接地端子	发现接触不良应清除锈蚀后紧固	接地可靠,接地线完好

11.1.2 互感器解体检修

a) 环境条件

- 1) 互感器解体吊出器身应在清洁无尘的室内进行,避免污染器身;
- 2) 互感器解体应在空气相对湿度不大于75%的室内环境中进行;
- 3) 解体应尽量减少器身暴露在空气中的时间,相对湿度小于65%时不大于8h,在65%~75%时不大于6h。

b) 电容屏型电流互感器的解体

- 1) 解体前划好瓷套与储油柜及底箱或底座的相对位置的标记;
- 2) 打开放油阀(对全密封结构产品还应先打开储油柜或膨胀器的注油阀),将产品内的变压器油放尽;
- 3) 拆掉储油柜的外罩,卸下金属膨胀器,用塑料布将膨胀器包封好;
- 4) 拆掉在储油柜内换接电流比的连接板(对在储油柜外换接变比的结构,不必拆卸一次换接板);
- 5) 卸下一次绕组引线与一次导杆的连接螺母,做好一次引线的标记,将所有一次引线用布带捆在一起,以便瓷套顺利吊起;
- 6) 拆除瓷套上部压圈与储油柜之间的连接螺栓或夹件,取下储油柜;
- 7) 取出一次绕组引出线之间的纸隔板;
- 8) 取掉上压圈及上半压圈,注意勿碰坏瓷套;
- 9) 拆除瓷套下压圈与底油箱(或升高座)之间的连接螺栓或夹件,小心地吊起瓷套,切勿碰损器身;
- 10) 取出瓷套下凸台上的下压圈与下半压圈,用塑料布将瓷套两端部包封,以免瓷套内腔污染或受潮;
- 11) 对有升高座结构的产品,继续拆除升高座与底油箱之间的连接螺栓,小心地吊起升高座,切勿碰损器身;
- 12) 如果使器身与底油箱脱离,先拆下二次接线板,松开二次引线及末屏、监测屏引线,并做好各引线的标记;
- 13) 拆除器身支架与底油箱的固定螺母,即可吊出器身;
- 14) 将拆下的螺栓、螺母、垫圈等清擦干净,若有缺损应更换补齐,并按拆卸部位分类装袋保管。

c) 倒置式电流互感器的解体

倒置式电流互感器的解体参考 11.1.2b),其要点如下:

- 1) 划好各组件间相对位置的标记;
- 2) 放油;
- 3) 拆卸膨胀器;
- 4) 打开上盖(或储油柜上半部);
- 5) 拆除器身头部外屏蔽引线;
- 6) 拆除一次引线与一次导杆的连接;
- 7) 拆开二次接线板,松开二次引线;
- 8) 松开器身底部的固定装置,使其与底座脱离;
- 9) 用清洁的软吊绳将器身从瓷套中吊出;
- 10) 用塑料布将储油柜上口及二次接线盒包封。

d) 链式电流互感器解体

链式电流互感器解体参考 11.1.2b),其要点如下:

- 1) 划好各组件间相对位置的标记;
 - 2) 放油;
 - 3) 拆卸膨胀器;
 - 4) 对一次导杆从瓷套侧孔引出的互感器,继续拆卸储油柜;对储油柜内变换电流比的互感器,可不拆卸储油柜,只需拆卸变换串并联的连接板;
 - 5) 拆除一次引线与一次导杆的连接,并将一次引线用布带扎捆在一起;
 - 6) 拆卸瓷套下压圈的螺栓,吊起瓷套;
 - 7) 拆开接在底座小套管上的二次引线;
 - 8) 拆卸器身支架与底座的固定螺母,吊出器身。
- #### e) 串级式电压互感器的解体

串级式电压互感器的解体参考 11.1.2b), 其要点如下:

- 1) 划好各组件间相对位置的标记;
- 2) 放油;
- 3) 拆卸膨胀器;
- 4) 拆开连接在膨胀器底板或储油柜内壁的一次引线 A 端;
- 5) 若瓷套与安装膨胀器的法兰板(或瓷套与储油柜)之间有渗漏, 则拆下此法兰板(或储油柜), 若无渗漏则不必拆卸;
- 6) 拆卸瓷套下压圈的螺栓, 吊起瓷套;
- 7) 拆开接在底座小套管上的二次引线及一次 N(X) 端引线;
- 8) 拆卸器身绝缘支架与底座的固定螺母, 吊出器身。

f) 油箱式电压互感器的解体

油箱式电压互感器的解体参考 11.1.2b), 其要点如下:

- 1) 划好各组件间相对位置的标记;
- 2) 放油;
- 3) 拆卸膨胀器;
- 4) 拆开连在安装膨胀器的法兰板上的一次引线 A 端;
- 5) 拆除器身一次导杆(铝管)与安装膨胀器的法兰板的联接螺母;
- 6) 若瓷套与安装膨胀器的法兰板之间有渗漏, 则拆下此法兰板。若无渗漏, 则不必拆卸。
- 7) 拆卸瓷套与上油箱的连接件, 吊起瓷套;
- 8) 拆卸上、下油箱的连接螺栓, 吊起上油箱;
- 9) 解脱末屏引线及接地线;
- 10) 拆开二次接线板, 松开二次引线及一次 N(X) 端引线;
- 11) 拆卸器身与油箱的固定螺母, 吊出器身。

11.1.3 器身检修与质量标准

a) 电流互感器

油浸式电流互感器器身检修工艺及质量标准见表 6。

b) 电压互感器

油浸式电压互感器器身检修工艺及质量标准见表 7。

表 6 油浸式电流互感器器身检修工艺及质量标准

序号	项 目	检 修 工 艺	质 量 标 准
1	检查器身是否清洁	发现脏污时, 可用海绵泡沫塑料块擦除或用合格的变压器油冲洗干净	器身表面应清洁, 无油污、金属粉末、非金属颗粒等异物
2	检查一、二次绕组的外包布带	发现松包, 应予修整或用烘干的直纹布带半叠包绕扎紧	器身外包布带应紧固, 完好无损, 无松包、位移等现象
3	检查器身绝缘	器身外包布带破损或有电弧放电痕迹时, 应解开布带进一步检查内绝缘状况。如发现绝缘表层有机机械损伤, 可用皱纹纸带修补绝缘纸层, 用铝箔修补外屏, 如有过热老化或电弧放电痕迹时, 应进一步查明原因, 并进行处理	器身绝缘及外电屏(末屏)应完好无损, 无电弧烧伤痕迹
4	检查一次绕组引出连接部位	在焊接部位有虚焊、脱焊时, 应予补焊; 如压板连接引出发现松动时, 应重新拧紧螺母, 保证压接可靠	一次绕组引出的焊接或压接均应完好可靠, 无虚焊、脱焊或压板松动等现象

表 6(完)

序号	项 目	检 修 工 艺	质 量 标 准
5	检查二次绕组引线	发现二次引线断线或焊接不良,应重新焊好;如发现引线外包层松脱或破损时,应用电工绸布带、皱纹纸带包扎后,再用直纹布带扎紧	二次绕组引线完好,不得出现焊接不良或断线;引线外包层应包扎紧固,无破损
6	检查一次绕组导杆端部段间绝缘	发现段间绝缘不良,可插入绝缘纸板并用布带固定	一次绕组导杆的段间绝缘纸板应完好,无松动现象
7	检查电容型 U 形器身一次引线的绝缘隔板	若发现脏污,老化或破损应予更换	绝缘隔板应清洁,无受潮,无破损
8	检查 U 形器身一次绕组的并腿	检查并腿是否紧固。如发现松动,应调整位置后,拧紧夹件卡箍的螺栓或重新绑扎紧固	并腿的夹件、卡箍、木垫块、支撑条及亚麻绳、无纬玻璃丝带等应完好无损、紧固牢靠,无位移、松动现象
9	检查 U 形器身底部	检查有无受潮或放电痕迹。如发现异常应查明原因并进行处理	U 形器身底部无受潮和放电痕迹;未屏或监测屏对地绝缘良好
10	检查 U 形器身底部支架	若发现支架松动,二次绕组位移,应调整后,将支架重新紧固	U 形器身底部支架位置正确,无松动现象
11	检查 U 形器身底部与支架间的侧面绝缘纸隔板及底部绝缘纸托板	若发现受潮,变形或位移,则应更换绝缘纸隔板和托板,并调整其位置	U 形器身底部纸隔板及托板应完好,无受潮、变形及位移
12	检查 U 形器身一次绕组的零屏、未屏及监测屏引线	检查有否松动、脱落,若发现引线脱焊应重新焊牢;若未屏或监测屏引线松动,可在其放置处用布带扎紧;若未屏或监测屏脱落,应将器身解包后进一步检查并处理	U 形器身一次绕组的零屏、未屏及监测屏引线应完好,连接可靠,无位移、松动或脱落
13	检查倒置式电流互感器器身头部外屏蔽引线	若发现松动,应解开外包布带重新包扎;若外屏蔽引线脱落,则解包重新处理	外屏蔽引线应牢靠,无松动、脱落现象
14	检查链形器身两个绕组之间的绝缘纸板	若发现脏污、受潮、破损或变形,应更换烘干的绝缘纸板;若发现绑带松动、纸板位移,应重新调整,并扎紧绑带	链形器身两绕组间的绝缘纸板应清洁完好,无受潮;安放位置正确,绑带扎紧
15	检查链形器身两个绕组的三角区	若发现三角区有绝缘破损,纸带滑移等不良现象,应用皱纹纸加垫扎牢进行局部补强	三角区绝缘完好无损,无松包、滑移现象;外包布带扎实紧固
16	检查链形器身的带环形铁心的下半环(二次绕组)与支架的连接	若发现严重松动,应解开外包布带,重新扎紧	链形器身与支架连接应牢靠,不得松动。

表 7 油浸式电压互感器器身检修工艺及质量标准

序号	项 目	检 修 工 艺	质 量 标 准
1	检查器身是否清洁	检查绕组、铁芯、绝缘支架等表面有无油垢、金属粉末及非金属颗粒等异物。如发现脏污,可用海绵泡沫塑料块清除或用合格的变压器油冲洗干净	器身表面应洁净,无油垢、金属粉末及非金属颗粒等异物

表 7(完)

序号	项 目	检 修 工 艺	质 量 标 准
2	检查绕组外包布带	发现破损或松包,应予修整或用烘干的直纹布带重新半叠包绕扎紧	绕组外包布带应完好扎紧,无破损或松包现象
3	检查绕组的端环、角环等端绝缘及绕组表面绝缘	发现过热或电弧放电痕迹,应查明原因进行处理;若发现端绝缘受潮变形,应干燥处理或予以更换	绕组表面绝缘及端绝缘应完好无损,绝缘状况良好;无受潮、绝缘老化及放电痕迹
4	检查串级式电压互感器上下绕组的绝缘隔板	发现移位,应调整后固定;若受潮、损坏或变形,则应干燥处理或予以更换	绝缘隔板应完好无损,绝缘状况良好,无移位、变形或折裂
5	检查一、二次绕组,剩余绕组的引线及平衡绕组的连线	检查是否焊接牢固。若发现脱焊,断线等现象,应重新焊牢	各绕组引线及连线应焊接牢靠,无断线、脱焊等现象
6	检查绕组一、二次引线及剩余绕组引线的外包绝缘层是否完好	发现引线外包层松脱或破损时,应用电工绸布带、皱纹纸包扎后,再用直纹布带扎紧	各引线外包绝缘层应完好,无破损、松脱等现象
7	检查一次上、下绕组的连接线及平衡绕组与铁心的等电位连接	检查连接是否可靠	一次上、下绕组连接线及平衡绕组应与铁心等电位可靠连接
8	检查器身的绝缘支架是否完好	发现受潮、变形、起层、剥离、开裂或放电痕迹应予更换;若绝缘支架与铁心连接松动,应拧紧螺母予以紧固	绝缘支架应无受潮、变形、起层、剥离、开裂或放电烧伤;绝缘支架与铁心连接牢靠
9	检查铁心	检查铁心是否完好,有无铁锈,若发现铁心叠片不平整,硅钢片有翘边,可用木锤或铜锤打平整;若叠片不紧密,应拧紧夹件螺栓将其夹紧;对铁心外表锈蚀应予擦除;如发现铁心有过热或电弧烧损,则应查明原因进行处理	铁心叠片平整、紧密,硅钢片绝缘漆膜良好,无脱漆及锈蚀现象;铁心无过热、电弧烧损的痕迹
10	检查并测量穿心螺栓对铁心的绝缘	检查绝缘是否良好。若发现绝缘不良,应检查穿心螺栓的绝缘套管及绝缘垫是否完好,不良者应予更换	穿心螺栓应紧固,其绝缘套管及绝缘垫片应完好无损
11	检查铁心与穿心螺杆的连接片	连接片与铁心只能一点连接。如发现铁心连接片横搭在铁心上,硅钢片多点短接,则应用绝缘纸板将其隔离;若连接片松动,应重新插好	铁心连接片应可靠插接,保证铁心与穿心螺杆仅一点连接,连接片不得将硅钢片多片短路
12	检查油箱式电压互感器铁心接地	铁心处于地电位的油箱式电压互感器应保证铁心一点可靠接地。检查内容及处理方法同第 11 项	油箱式电压互感器的铁心连接片应可靠插接,并保证铁心一点接地

11.1.4 器身干燥

互感器器身干燥可结合现场条件及受潮情况,采用罐内真空干燥、互感器短路真空干燥及热油循环干燥等方法进行。

a) 罐内真空干燥

1) 准备工作:

——真空干燥罐清理干净后,加温至 80℃,保持 1 h,以排除罐内潮气;

——器身用合格绝缘油冲洗后入罐，器身对真空罐的热源距离应大于 200 mm，接好罐内上、中、下三处及器身的电阻温度计和测量绝缘电阻的引线，并记录产品型号、入罐时间及温度与绝缘电阻。

2) 预热：

——支起罐盖留一缝隙，以利预热时水分逸出；

——打开加热的蒸汽阀门（涡流加热时合上电源）使罐内温度约在 4 h 内均匀升到 $(75 \pm 5)^\circ\text{C}$ ，预热 12 h；

——预热阶段应控制罐壁温度不超过 120°C ，器身温度不超过 80°C 。

3) 真空干燥：

——预热结束后，维持器身温度 $(75 \pm 5)^\circ\text{C}$ ，开始抽真空，使真空度均匀提高，残压达到 53 kPa 后，维持 3 h，破真空 15 min 后，均匀提高到 80 kPa，维持 3 h，再破真空 15 min，继续提高真空度，真空残压不大于 133 Pa，直到干燥结束；

——干燥中，每 2 h 测量一次绝缘电阻，当 110 kV 及以下互感器连续 6 h，220 kV 互感器连续 12 h 绝缘电阻稳定不变，且无冷凝水析出，即认为干燥结束。

4) 真空浸渍：

——真空干燥结束后，关闭热源，继续抽真空保持罐内残压不大于 133 Pa；

——向罐内注入 60°C 的合格油，油面应淹没并高出器身 10 cm，继续抽真空保持残压不大于 133 Pa 后进行真空浸渍 6 h；

——浸渍结束，破真空后将罐内的油抽出放尽，待器身温度降至 40°C 以下，即可开罐吊出器身装配；

——若浸渍结束不能接着立即装配，则暂不放油，器身应继续浸没油中，切断热源，保持罐内真空度不低于 80 kPa 即可。

b) 互感器短路真空干燥

互感器在现场亦可采用短路真空干燥法进行干燥，其具体工艺见附录 C《互感器短路法真空干燥》。其要点是：

1) 互感器放尽绝缘油；

2) 将电流互感器的一次绕组、电压互感器的一次绕组及剩余绕组各自短路，然后在二次绕组施加一定的电压；

3) 绕组短路加热干燥至 80°C 时抽真空，注意按工艺要求结合破真空分段提高真空度；

4) 监控绕组温度不得超过 80°C 。

c) 热油循环干燥

互感器轻微受潮，可在现场采用热油循环干燥法进行干燥处理。热油循环干燥是借助于集绝缘油过滤、加热、真空雾化脱气于一体的真空净油机，将处理合格的热油注入互感器进行循环，以达到干燥的目的。

1) 准备工作：

——真空净油机运至现场，准备好足量的变压器油；

——打开互感器放油阀，将油放尽；

——卸下上盖及膨胀器，装上焊有注油接头的临时盖板；

——按说明书要求，从互感器上部进油，底箱放油阀回油，接好注油管路及回油管路。

2) 操作步骤：

——开启真空净油机，先处理足够的合格油待用，油温应控制在 $(75 \pm 5)^\circ\text{C}$ ；

——打开注油阀，注入 $(75 \pm 5)^\circ\text{C}$ 合格油，直至注满，然后打开回油阀，将油全部放掉，再重复循环直至干燥合格。

3) 干燥结束后进行真空注油。

11.1.5 零部件检修

油浸式互感器大修时零部件检修工艺及质量标准见表 8。

表 8 油浸式互感器大修时零部件检修工艺及质量标准

序号	项 目	检 修 工 艺	质 量 标 准
1	小瓷套管的检修	互感器一次、二次引出、末屏与监测屏引出以及电压互感器的一次 N 端引出的小瓷套若无渗漏,则不必拆卸,如渗漏则应按以下步骤检修: 1) 如有脏污应清理干净 2) 更换破损、压裂的小瓷套 3) 更换老化失效的密封圈 4) 紧固引出导电杆的螺母	1) 小瓷套管表面清洁无脏污 2) 瓷件完好无破损 3) 密封可靠,无渗漏油 4) 导杆螺母紧固不松动
2	金属膨胀器检修	见表 1 之 1	见表 1 之 1
3	储油柜检修	见表 1 之 2	见表 1 之 2
4	油箱、底座的检修	除按表 1 之 4 的内容外,尚有: 1) 检查焊缝有否渗漏油,若发现应认真查找渗漏点予以补焊 2) 检查内腔是否清洁,若脏污应先清理,再用热水清洗后烘干;如内壁绝缘漆涂层脱落,应用耐油绝缘漆补漆	见表 1 之 4 1) 油箱与底座的接缝焊接可靠,无渗漏油 2) 内腔清洁,绝缘漆涂层完好
5	检查二次接线板	1) 检查各二次端子有无渗漏,如发现渗漏可拧紧导电杆螺母,更换失效密封圈 2) 检查二次接线板上的接线标志,如发现短缺应补全 3) 检查二次接线板表面是否脏污及受潮,如脏污,应清理干净,如受潮应作干燥处理,如端子间有放电烧伤痕迹,可刮掉后,再用环氧树脂修补	1) 二次导电杆处无渗漏 2) 接线标志牌完整,字迹清晰 3) 二次接线板清洁,无受潮,无放电烧伤痕迹
6	检查瓷套	1) 检查外表,瓷套清擦及修补参照表 1 之 3 2) 检查内腔是否清洁,若有脏污应用热水清洗干净并烘干 3) 检查防污闪涂料的憎水性(如有),大修时应清擦重涂 4) 检查增爬裙的粘着情况及憎水性。若发现粘接不良,应补粘牢固,若老化失效应予更换	1) 瓷套外表清洁完好,瓷套修补质量标准参照表 1 之 3 2) 瓷套内腔应清洁干燥 3) 涂料憎水性良好 4) 硅橡胶增爬裙与瓷裙应粘接牢固,表面憎水性良好
7	压力释放器的检修	1) 更换破裂的压力释放器的防爆膜 2) 若有渗漏,可拧紧螺钉或更换老化失效的密封圈	1) 防爆膜片完好无损 2) 密封可靠,无渗漏
8	放油阀的检修	1) 处理渗漏油缺陷 2) 加装可密封取油样的取油阀	1) 无渗漏 2) 满足密封取油样的要求
9	加装膨胀器密封改造	66 kV 及以上互感器应加装金属膨胀器,详见附录 B《互感器加装金属膨胀器密封改造》	要求盒(节)数正确,无渗漏,油位或温度压力指示正确

11.1.6 总装配

互感器总装配按拆卸解体的相反程序进行,装配过程如下:

a) 装配前的准备

- 1) 储油柜、油箱、升高座、底座等组件的内壁应擦拭干净;
- 2) 瓷套内壁洗净烘干;
- 3) 器身检修合格,拧紧器身夹件、支架;
- 4) 螺栓、螺母垫圈等紧固件,按组装部位配齐,分别放置;
- 5) 更换拆卸下来的密封圈;

- 6) 检查金属膨胀器、压力释放器及油标等组件,应齐全完好;
- 7) 清点检查一、二次引出小瓷套,电流互感器末屏及监测屏引出小瓷套,电压互感器 N 端引出小瓷套等应齐备,清洁干燥;
- 8) 将二次接线端子安装在二次接线板上,检查标志牌应完整,字迹清晰;
- 9) 清点装配用的工器具应齐全,起吊设备完好;
- 10) 清理装配场地。
- b) 油箱(或底座)装配
 - 1) 在油箱上装好电流互感器的末屏、监测屏引出小瓷套;
 - 2) 在底座上装好二次引出小瓷套及电压互感器的 N 端引出小瓷套,将二次接线板装在底座底部,按相应端子接好小瓷套至二次接线板的连线;
 - 3) 用 2 500 V 兆欧表测量小瓷套对油箱(或底座)的绝缘电阻,应大于 1 000 M Ω ;
 - 4) 检查放油导管及放油阀,应清洁通畅,拧紧放油阀或放油螺塞,装好油罩。
- c) 器身装配
 - 1) 装配前应将器身用合格的变压器油冲洗干净。装配时器身暴露在空气中的时间应尽量短。当空气相对湿度小于 65% 时,器身暴露时间不得超过 8 h;相对湿度在 65% 至 75% 时,不得超过 6 h;大于 75% 时不宜装配器身。
 - 2) 将器身安装在油箱(或底座)上,拧紧器身与底座的固定螺母。
 - 3) 将电流互感器的末屏(地屏)、监测屏引线,电压互感器的 N 端引线接到相应的小套管上,要求正确牢靠。
 - 4) 将二次引线按标志接在底座的小套管或油箱的二次接线板的相应端子上,要求正确牢靠。
 - 5) 将二次接线板装入油箱二次接线盒中。
 - 6) 检查二次绕组之间及对地、末屏(地屏)、监测屏、N 端套管对地的绝缘电阻,结果应合格。
 - 7) 测量电压互感器铁心对穿心螺杆的绝缘电阻,应不小于 500 M Ω ,然后恢复铁心连接片。油箱式电压互感器的铁心只能一点可靠接地。
 - 8) 检查并拧紧电流互感器身支架及电压互感器绝缘支架的紧固螺母。
- d) 瓷套装配
 - 1) 对一次导杆从瓷套侧孔直接引出的电流互感器,先在瓷套侧孔装好一次导电杆。
 - 2) 对储油柜与瓷套内连接的结构(如部分链式电流互感器或 110 kV 电压互感器),拧紧储油柜与瓷套的紧固螺母。
 - 3) 在油箱(或底座)法兰上,安放好两侧涂有密封胶的瓷套下密封圈,对压板螺栓紧固结构则先放置圆挡圈。
 - 4) 将缓冲胶垫套在瓷套的下装配凸台上,然后安放下半压圈和下压圈。将瓷套吊放在油箱(或底座)法兰上,注意 L1(P1)与 L2(P2)的位置应与拆卸前一致,并注意防止器身的一次引线受碰损。
 - 5) 装好下压圈的固定螺栓或在圆挡圈内装好夹件压板螺栓,对角均匀拧紧各个螺母,直至压紧为止。
 - 6) 对从瓷套侧孔引出一一次导杆的电流互感器,按标志将一次引线接到相应的导电杆上,拧紧螺母,插装好一次引线间纸隔板。
 - 7) 对储油柜已预装在瓷套上的电流互感器,按标志在储油柜内按电流比要求接好联板。
- e) 储油柜装配
 - 1) 将缓冲胶圈安放在瓷套上凸台斜面,并将上压圈、上半压圈或压板螺栓紧固结构的圆挡圈预套入瓷套上端;
 - 2) 在瓷套上端面安放好两侧涂有密封胶的瓷套上密封圈;
 - 3) 装上储油柜,注意 L1(P1)、L2(P2)位置应与拆卸前一致;

4) 装好上压圈的固定螺栓,或在圆挡圈内装好夹件压板螺栓,对角均匀拧紧各个螺母,直至压紧为止。

f) 储油柜一次引线的装配

1) 在储油柜内部改换电流比的电流互感器,将 L1(P1)、L2(P2)引线分别接到储油柜两侧相应的导电杆上,将 C1(P11)、C2(P12)分别接到变换电流比的接线板上,然后拧紧螺母;

2) 在储油柜外部改换电流比的电流互感器,将一次绕组 L1(P1)、L2(P2)、C1(P11)、C2(P12)四个引线分别接到储油柜四侧相应的导电杆上,然后拧紧螺母;

3) 装配电压互感器的一次引线时,将一次绕组 A 端引线接到储油柜内的 A 端接线螺丝上,然后拧紧螺母;

4) 装好一次绕组与储油柜间的等电位片,以免储油柜出现高压悬浮电位;

5) 测量一次引线装配后的一次导电杆对地绝缘电阻,应不小于 1 000 MΩ;

6) 检查 L1(P1)、L2(P2)之间的氧化锌避雷器(若有),应正常;

7) 检查储油柜上一次导电杆的标志牌,要求正确无误。

g) 金属膨胀器的装配

1) 按膨胀器使用说明书的规定安装好膨胀器,注意不要碰损波纹盘;

2) 调整好盒式及串组式膨胀器的温度压力指示机构及压力释放机构,要求灵活无卡滞现象;

3) 装好膨胀器外罩及上盖。

h) 带金属膨胀器的互感器的注油

真空注油工艺要点如下:

1) 在安装金属膨胀器前,先在瓷套或储油柜上安装带有真空注油阀的临时注油盖板;

2) 接好注油管路,检查注油系统应无渗漏;

3) 预抽真空,真空残压不大于 133 Pa,35 kV 互感器抽真空时间 2 h,66 kV 和 110 kV 互感器 4 h,220 kV 互感器 6 h;

4) 真空注油,直到油面浸没器身 10 cm 左右;

5) 真空浸渍脱气,真空残压不大于 133 Pa,35 kV 互感器真空浸渍脱气 4 h,66 kV 及 110 kV 互感器 8 h,220 kV 互感器 16 h;

6) 卸下临时盖板,装上金属膨胀器,按 10.1.3 之 c) 进行补油,其要点是:

——将膨胀器顶部真空注油阀接入补油系统;

——抽真空 30 min,残压不大于 133 Pa;

——用真空注油设备,将油补至要求的油位或预定的温度压力指针位置;

——关闭膨胀器真空注油阀,拆除注油系统;

——安装好膨胀器外罩及上盖。

i) 带隔膜式储油柜的互感器的注油

对储油柜内装有隔膜,上盖带吸湿器的老式互感器,其注油工艺要点如下:

1) 拆掉带吸湿器的上盖,取出储油柜内的隔膜,装上带有真空注油阀的临时注油盖板;

2) 接好注油管路,检查应无渗漏;

3) 预抽真空工艺按 11.1.6h) 之 3);

4) 真空注油工艺按 11.1.6h) 之 4);

5) 真空浸渍脱气工艺按 11.1.6h) 之 5);

6) 继续真空补油至规定油位;

7) 拆除临时盖板,复原装好隔膜和上盖,检查吸湿器内硅胶应干燥,吸湿器处于正常的工作状态。

j) 隔板气垫式储油柜的电流互感器的注油

1) 取下储油柜,装上带真空注油阀的临时盖板,接好注油管路,按 11.1.6h) 之 3)、4)、5) 工艺要求

进行预抽真空,真空注油,真空浸渍脱气;

2) 拆除临时盖板,装好储油柜,打开储油柜下半部的注油孔盖板,装好注油嘴(临时制作),对储油柜真空补油至规定油位,然后复原安装好注油孔盖板;

3) 按厂家说明书,从储油柜上半部充气阀打开盖板,接入专用充气工具,先抽真空再充入一定压力的干燥氮气,形成微正压气垫;

4) 复原充气阀盖板。

k) 互感器外部油漆

1) 互感器喷漆部位:膨胀器外罩及上盖、储油柜、升高座、油箱、底座等金属组件的外表面。

2) 油漆前先用金属清洗剂清除表面油垢及污秽。

3) 对漆膜脱落裸露的金属部分,先除锈后补涂防锈底漆。

4) 喷漆前应遮挡瓷表面、油表、铭牌、接地标志牌等不应喷漆的部位。

5) 为使漆膜均匀,宜用喷漆方法,喷枪气压控制在 0.2 MPa~0.5 MPa。

6) 先喷底漆,漆膜厚为 0.05 mm 左右,要求光滑,无流痕、垂珠现象。待底漆干透后,再喷涂面漆。若发现斑痕、垂珠,可清除磨光后再补喷。

7) 如原有漆膜仅少量部位脱落,经局部处理后,可直接喷涂面漆一次。

8) 视必要在储油柜或膨胀器外罩上喷印油位线,一次出线 L1(P1)、L2(P2)标志。

9) 漆膜干后应不粘手,无皱纹、麻点、气泡和流痕,漆膜粘着力、弹性及坚固性应满足要求。

11.1.7 绝缘油的处理和换油

a) 油处理的一般要求

1) 注入互感器内的变压器油,其质量应符合 GB/T 7595 规定;

2) 混用不同品牌的变压器油时,应先做混油试验,合格后方可使用;

3) 注油后,应从互感器底部的放油阀取油样,进行油简化分析、电气试验、气体色谱分析及微水试验。

b) 油处理的方法

可用压力滤油机或真空滤油设备清除油中的杂质和水分等。

1) 采用压力式滤油机时,若有条件可将油加温至 60℃~70℃,以提高滤油的工艺效果。必要时可采用高效吸附滤纸。

2) 使用内装加热器加温时,开机应先启动滤油机,待油路畅通后,再投入加热器。停机操作顺序相反。

3) 采用真空滤油机进行油处理时,应按设备使用说明书进行操作。

c) 互感器换油工艺

互感器换油是指将互感器的油全部放掉,重新进行真空注油,工艺要点如下:

1) 打开放油阀,放尽变压器油;

2) 拆下金属膨胀器;

3) 用合格油注满互感器,然后再放掉,根据油质情况重复充放油多次;

4) 装上带有真空注油阀的临时盖板,接好管路;

5) 预抽真空,真空残压不大于 133 Pa,35 kV 互感器抽真空时间 2 h,66 kV 及 110 kV 互感器 4 h,220 kV 互感器 6 h;

6) 真空注油,至浸没器身约 10 cm;

7) 真空浸渍脱气,抽真空残压不大于 133 Pa,35 kV 互感器抽真空时间 4 h,66 kV 和 110 kV 互感器 8 h,220 kV 互感器 16 h;

8) 拆除临时盖板,装上金属膨胀器;

9) 按 10.1.3c) 对膨胀器充油,其要点是预抽真空残压 133 Pa,维持 30 min,然后真空注油至规定

油位指示：

10) 换油后静置 24 h, 取样进行绝缘油的简化、电气、色谱、微水试验。

d) 互感器脱氢工艺

对互感器非故障性油色谱氢超标可选用以下的处理方法。

1) 直接脱气法：

——将互感器油放至膨胀器内无油即可；

——拆下膨胀器，装上带有脱气阀的临时盖板；

——直接进行真空脱气，真空残压不大于 133 Pa, 35 kV 互感器抽真空时间为 6 h, 66 kV 和 110 kV 互感器为 12 h, 220 kV 互感器为 24 h。若尚未达到要求，可继续抽真空至指标合格。

——拆下临时盖板，安装复原膨胀器；

——按 10.1.3c) 对膨胀器真空注油至规定油位。

2) 换油法：

将互感器内油全部排尽，按 11.1.7c) 注进合格的变压器油。

3) 外循环脱气法：

——将真空滤油机的进油阀与互感器底部的放油阀接通，滤油机的出油阀接至互感器顶部的注油阀；

——打开互感器的放油阀与注油阀，再按真空滤油机使用说明书操作，使互感器内的变压器油经真空滤油机进行加热及脱气处理；

——外循环脱气至油色谱合格；

——关闭互感器底部放油阀，按滤油机说明书停机，并拆除管路；

——从互感器注油阀真空补油至规定油位。

11.2 SF₆ 气体绝缘互感器

SF₆ 气体绝缘互感器大修工艺及质量标准见表 9。

SF₆ 气体绝缘互感器用 SF₆ 气体间隙作为主绝缘，互感器为全封闭式，气体密度由密度继电器监控，压力超过限值可通过防爆膜或减压阀释放。因此 SF₆ 互感器对密封有很高要求，大修时除更换一些容易装配的密封部件外，不允许对密封躯壳解体。如果必须解体，应返厂修理。

表 9 SF₆ 气体绝缘互感器大修工艺及质量标准

序号	项 目	检 修 工 艺	质 量 标 准
1	瓷套或合成绝缘套管检修	参照表 1 之 1	参照表 1 之 1
2	法兰密封检修	参照表 3 之 1	参照表 3 之 1
3	防爆片检修	<p>1) 防爆片变形或破裂应更换同规格的新防爆片，更换应在室内进行。环境要求清洁并尽量减少作业时间。更换防爆片前，通过气体回收装置将 SF₆ 气体全部回收，然后用干燥的氮气对残余的 SF₆ 气体置换若干次，残余气体应经过吸附剂或 10% 的氢氧化钠溶液处理后排放到不影响人员安全的地方</p> <p>2) 回收的 SF₆ 气体应进行含水量试验，发现水分超过 500 μL/L (20℃) 时，应参照 10.3 之 8 进行脱水处理</p> <p>3) 防爆片更换完毕后，检查法兰密封应符合要求，然后将 SF₆ 充放气设备通过干燥好的充气管道接到产品阀门上，抽真空到残压 133 Pa ~ 266 Pa，保持 10 min。停真空泵，开启 SF₆ 充放气设备的充气阀门和产品阀门，向互感器充气至额定压力。在当时气温下的额定压力可按照互感器上的 SF₆ 压力-温度标牌查找。充气后检查互感器内 SF₆ 气体的含水量，如超过 500 μL/L (20℃)，应再回收处理，直至合格</p>	<p>1) 防爆片完好，安装正确</p> <p>2) SF₆ 气体含水量不大于 500 μL/L (20℃)</p> <p>3) 用局部包扎法检漏合格；充气后压力表指示压力符合铭牌规定值</p>

表 9(完)

序号	项 目	检 修 工 艺	质 量 标 准
4	二次接线端子板检修	二次端子板有密封故障必须更换时,应更换防爆片的作业程序回收 SF ₆ 气体,拆下二次端子板,拆下互感器二次绕组引线,换上合格的新品并恢复原来接线,重新安装好密封圈,紧固安装牢靠。最后按更换防爆片后的充气程序充气	接线正确,连接可靠;密封处不漏气
5	更换吸附剂	大修时应同时更换新吸附剂。更换时应按厂方规定操作,并按要求恢复原有密封状态	吸附剂包装完整;密封处不漏气
6	必要时更换压力表和密度继电器	在气体回收后,拆下旧的压力表和密度继电器,换上经过校验合格的备品,并紧固密封接头,最后按更换防爆片后的充气程序充气	表计在检定有效期内,安装正确,密封处不漏气
7	检查铭牌标志	参照表 1 之 4	参照表 1 之 4
8	检查一次引线连接紧固件	参照表 3 之 3	参照表 3 之 3
9	互感器外部喷漆	参照 11.1.6k)	参照 11.1.6k)

11.3 电容式电压互感器

电容式电压互感器由分压电容器和电磁单元两部分组成,分压电容器部分一般不能在现场进行检修或补油,出现问题应返厂处理。

11.3.1 外部检修

电容式电压互感器大修时外部检修工艺及质量标准见表 10。

表 10 电容式电压互感器大修时外部检修工艺及质量标准

序号	项 目	检 修 工 艺	质 量 标 准
1	瓷套检修	参照表 1 之 3	参照表 1 之 3
2	电磁单元油渗漏检修	检查互感器电磁单元及油标、中压瓷套、二次接线板、放油阀等密封部位。如有渗漏可参照油浸式互感器油渗漏检修方法排除	油箱及各结合处无渗漏
3	检查分压电容器的油压指示	对于有油压指示的分压电容器,观察油压是否在规定的温度标线上。对于用其他方法测量油压的电容器,应按规定测量油压,如油压过低,应与制造厂联系补油	油压符合规定
4	检查互感器的铭牌及接线标志	互感器的铭牌及接线标志如有缺损应补全	铭牌及标志齐全清晰

11.3.2 电容式电压互感器的解体

电容式电压互感器大修时,应在现场分节拆下分压电容器。对一体式结构的互感器,可把最下一节分压电容器连同电磁单元一起运到检修车间。拆下的分压电容器应做好安装位置记录。

- 1) 解体前划好油箱上盖与底箱的相对位置;
- 2) 打开放油阀,放尽油箱中的绝缘油;
- 3) 拆除中压抽头与中压瓷套的连线(如果有);
- 4) 拆除油箱上盖与底箱的固定螺丝,将分压电容器连同油箱上盖一起吊起。在上盖稍微吊起分离后,即应拆除相关连线,然后把上盖吊放在支架上。注意不要碰伤中压和低压套管。
- 5) 根据故障情况,决定是否吊出电磁单元。需要把电磁单元吊出检修时,可拆除固定电磁单元底板的螺栓,松开二次端子板连线(必要时还要松开误差调节绕组端子板连线),整体吊出电磁单元,放置在

清洁的底板上。松开连线时应挂上连线的标志,保证装配时能正确连接。

11.3.3 电磁单元的检修

电容式电压互感器电磁单元检修工艺及质量标准见表 11。

表 11 电容式电压互感器电磁单元检修工艺及质量标准

序号	项 目	检 修 工 艺	质 量 标 准
1	检查中压变压器一、二次绕组	有脏污应擦除干净,外包布带松开应修整严实;有放电痕迹应检查原因并用新布带重新包覆	绕组表面清洁,无变形、位移。引线长短适宜,无扭曲。接头表面平整、清洁、光滑无毛刺
2	检查铁心和夹件	穿心螺栓与铁心以及夹件与铁心之间绝缘不好时,应查明原因解决	铁心平整,表面干净,绝缘良好,无片间短路和放电烧伤;夹件紧固可靠
3	检查阻尼器	若发现部件有损坏,应予更换	阻尼器各部件外观完好,无放电或过热烧损痕迹
4	检查避雷器或放电间隙	如有损坏,应予更换	避雷器表面无放电痕迹,放电间隙无烧蚀
5	检查补偿电抗器	有放电痕迹应检查原因并用新布带重新包覆	绕组表面清洁,无变色,无放电过热痕迹,铁心紧固严实,无松动
6	检查二次接线板	检查二次接线板是否密封、清洁,有无放电痕迹。必要时应拆下修复。轻微放电碳化点可刮除,严重时应换用新品	密封良好,无渗漏,表面清洁,绝缘表面良好
7	检查油箱	如焊缝渗漏应补焊,有脏污应清洗干净,如有锈蚀、漆脱落,应补漆	内部清洁,无锈蚀、无渗漏、无油泥沉积,漆膜完好

11.3.4 电磁单元的干燥和浸渍处理

电磁单元检修完成后,取出避雷器(若有),另行干燥处理。电磁单元放入底箱,用净油进行冲洗,然后进真空罐按加热、抽真空、破空、注油、浸渍几个阶段处理。加热温度 $80^{\circ}\text{C}\sim 90^{\circ}\text{C}$,真空残压不大于 133 Pa 。注油前十几小时开始停止加热,注油温度控制在 $65^{\circ}\text{C}\sim 80^{\circ}\text{C}$ 。一般情况下真空浸渍 50 h 左右,然后破空出罐。

合格的矿物油或烷基苯,应预先打入储油罐内,抽真空不大于 133 Pa ,经过 6 h 后,方可注入电磁单元内。

电磁单元浸渍处理后,应尽快进行装配,不可长时间暴露在空气中。如未能及时装配,应用盖板罩严。

电磁单元内更换和添加的绝缘油应符合表 12 要求。

表 12 电容式电压互感器电磁单元绝缘油要求

液体介质	击穿电压 $\text{kV}/2.5\text{ mm}$	酸值 mgKOH/g	介损, 90°C %
变压器油	>45	<0.015	<0.5
十二烷基苯	>60	<0.015	<0.13

11.3.5 电容式电压互感器的组装

电容式电压互感器的电磁单元、分压电容器经过电气试验合格后,方能组装。

a) 电磁单元装配

复原安装好中压变压器、补偿电抗器、避雷器(或放电间隙)、阻尼器等部件。中压变压器和补偿电抗器分接头应按原标志拧紧在端子板上,连接线用绝缘材料裹覆的部分应包扎牢固,连接线不晃动。

b) 油箱装配

吊起上盖,用净油擦洗底部,根据拆卸时的标志吊放在底箱上方。在箱沿放置新密封胶圈,按拆卸时相反步骤恢复中压和低压连线。检查密封件放置正确后,均匀紧固密封螺丝,至胶圈达到 1/3 左右的压缩量。

c) 误差调试

电容式电压互感器装配完后,需进行准确度测量,测量按照 GB/T 4703 的规定进行。如测量结果不能满足相应准确等级的要求,可通过调整中压变压器和补偿电抗器的分接头来满足。

d) 铁磁谐振调试

对于更换过阻尼元件的电容式电压互感器,应进行铁磁谐振调试,调试按照 GB/T 4703 要求进行。如测量结果不能满足铁磁谐振特性要求,应调整阻尼元件参数直至满足为止。

11.3.6 互感器油箱喷漆

参照 11.1.6k)。

12 检修时试验

互感器检修时根据大、小修具体情况,进行下列项目试验。

12.1 油浸式及固体绝缘电流互感器

油浸及固体绝缘电流互感器试验项目与要求见表 13。

表 13 油浸及固体绝缘电流互感器试验项目与要求

序号	项 目	要 求				说 明
1	绕组及末屏的绝缘电阻测量	1) 一次对二次绝缘电阻: 66 kV 及以下>1 500 MΩ; 110 kV 及以上>2 000 MΩ 2) 末屏对地绝缘电阻>1 000 MΩ				1) 用 2 500 V 兆欧表测量 2) 大、小修均进行
2	一次绕组匝间绝缘电阻测量	>500 MΩ				1) 用 1 000 V 或 2 500 V 兆欧表测量 2) 大修时进行
3	一次绕组接线端子(L 或 P)对储油柜绝缘电阻测量	>1 000 MΩ				1) 用 2 500 V 兆欧表测量 2) 大修时进行
4	tgδ 及电容量测量	1) 主绝缘 tgδ(%)不应大于表中的数值				1) 主绝缘试验电压为 10 kV,末屏对地试验电压为 2 kV 2) 固体绝缘互感器可不进行 tgδ 测量 3) 大、小修均进行
		电压等级 kV	66~110	220	330~500	
		小 修	1.0	0.8	0.7	
		大 修	1.0	0.7	0.6	
		2) 末屏对地 tgδ 应不大于 2% 3) 电容量与出厂值偏差应不大于 5%				
5	油中溶解气体色谱分析	油中溶解气体组分含量应不大于下表值				1) 从互感器本体放出油 2) 小修时发现乙炔要引起注意 3) 大、小修均进行
		项 目	氢 μL/L	总烃 μL/L	乙炔 μL/L	
		小修	150	100	2(110 kV 及以下) 1(220 kV 及以上)	
		大修	50	40	0	

表 13(续)

序号	项 目	要 求								说 明
6	绝缘油试验(从互感器本体放出油样)	1) 油中水分(mg/L)								1) 尽量在顶层油温高于50℃时采样,按 GB/T 7600 或 GB/T 7601 进行试验 2) 小修对油有怀疑时进行 3) 大修时进行
		小 修				大 修				
		66 kV~110 kV≤35 220 kV≤25 330 kV~500 kV≤15				66 kV~110 kV≤20 220 kV≤15 330 kV~500 kV≤10				
		2) 击穿电压								1) 按 GB/T 507 和 DL/T 429.9 方法进行试验 2) 小修时对油有怀疑时进行 3) 大修时进行
		小 修				大 修				
		66 kV~220 kV≥35 kV 330 kV≥45 kV 500 kV≥50 kV				66 kV~220 kV≥40 kV 330 kV≥50 kV 500 kV≥60 kV				
		3) tgδ(%)90℃								1) 按 GB/T 5654 进行试验 2) 小修时对油有怀疑时进行 3) 大修时进行
		小 修				大 修				
		330 kV 及以下≤4 500 kV≤2				330 kV 及以下≤1 500 kV≤0.7				
		4) 注入互感器的变压器油应按 GB 2536 要求								1) 注入新油时进行 2) 更换油种和品牌时进行混油试验
7	二次绕组之间及对地绝缘电阻测量	>500 MΩ								1) 用 1 000 V 或 2 500 V 兆欧表测量 2) 大、小修均进行
8	密封检查	应无渗漏								大、小修均检查
9	金属膨胀器检查	应无渗漏,油位指示正确								大修必要时进行
10	交流耐压	1) 一次绕组按出厂值的 85% 进行,出厂值不明的按下列电压进行试验								1) 20 kV 及以下小修时进行 2) 大修时进行
		电压等级 kV	3	6	10	15	20	35	66	
		试验电压 kV	15	21	30	38	47	72	120	
		2) 二次绕组之间及末屏对地为 2 kV 3) 全部更换绕组绝缘后按出厂值进行								
11	局部放电测量	1998 年 5 月前的产品试验按原试验方法进行。 110 kV 及以上油浸式互感器在电压为 $1.1U_m/\sqrt{3}$ 时,放电量不大于 20 pC, 6 kV ~ 35 kV 固体绝缘互感器不大于 250 pC				1998 年 5 月后产品执行 GB 1208—1997 1) $U_m \geq 7.2$ kV 油浸式互感器在电压为 $1.2U_m$ (中性点非有效接地系统) 或 U_m (中性点有效接地系统) 时,放电量不大于 10 pC; 固体绝缘互感器不大于 50 pC 2) $U_m \geq 7.2$ kV 油浸式互感器在电压为 $1.2U_m/\sqrt{3}$ (中性点有效或非有效接地系统) 时,放电量不大于 5 pC; 固体绝缘互感器不大于 20 pC				1) 更换一次绕组绝缘按出厂局放标准执行 2) 大修时进行

表 13(完)

序号	项 目	要 求	说 明
12	极性检查	与铭牌标志相符	大修时进行
13	各分接头的变比检查	与铭牌标志相符	更换绕组后应测量比值差和相位差
14	校核励磁特性曲线	与制造厂提供的特性曲线比较应无明显差别	更换二次绕组或继电保护有要求时
15	一次绕组直流电阻测量	与初始值或出厂值比较,应无明显差别	大修必要时进行

12.2 油浸及固体绝缘电压互感器

油浸及固体绝缘电压互感器试验项目及要求见表 14。

表 14 油浸及固体绝缘电压互感器试验项目及要求

序号	项 目	要 求				说 明	
1	铁心对一次绕组、平衡绕组及二次绕组绝缘电阻测量	1) 铁心与平衡绕组应等电位导通 2) 一次对铁心; $>500\text{ M}\Omega$ 3) 二次对铁心; $>1\,000\text{ M}\Omega$				1) 用 2 500 V 兆欧表测量 2) 大修时进行	
2	穿心螺丝对铁心的绝缘电阻测量	1) 铁心与穿心螺丝绝缘电阻 $>100\text{ M}\Omega$ 2) 一点连接后等电位导通				1) 用 1 000 V 兆欧表测量 2) 大修时进行	
3	互感器铁心对底座的绝缘电阻测量	$>1\,000\text{ M}\Omega$				1) 用 2 500 V 兆欧表测量 2) 大修时进行	
4	一、二次绕组间绝缘电阻测量	$>1\,000\text{ M}\Omega$				1) 大、小修均进行 2) 用 2 500 V 兆欧表测量	
5	二次绕组之间及对地绝缘电阻测量	$>1\,000\text{ M}\Omega$				1) 大、小修均进行 2) 用 2 500 V 兆欧表测量	
6	$\text{tg}\delta$ 测量	1) 绕组绝缘 $\text{tg}\delta(\%)$ 不大于下表中数值					1) 串级式电压互感器的 $\text{tg}\delta$ 试验方法采用末端屏蔽法 2) 固体绝缘 不进行 $\text{tg}\delta$ 测量 3) 大、小修均进行
		温度 ℃		5	10	20	
		35 kV 及以下	大修 小修	1.5 2.0	2.5 2.5	3.0 3.5	
		35 kV 及以上	大修 小修	1.0 1.5	1.5 2.0	2.0 2.5	
		温度 ℃		30		40	
		35 kV 及以下	大修 小修	5.0 5.5		7.0 8.0	
		35 kV 及以上	大修 小修	3.5 4.0		5.0 5.5	
		2) 支架绝缘 $\text{tg}\delta$ 不大于 6%					
		7	油中溶解气体色谱分析	油中溶解气体组分含量应不大于下表值			
项 目	氢 $\mu\text{L/L}$			总烃 $\mu\text{L/L}$	乙炔 $\mu\text{L/L}$		
小修 大修	150 50			100 40	2 0		

表 14(完)

序号	项 目	要 求						说 明																
8	绝缘油试验	见表 13 之 6						1) 大修时 2) 小修必要时																
9	交流耐压试验	1) 一次绕组按出厂值的 85% 进行, 出厂值不明按下列电压试验 <table><tr><td>电压等级 kV</td><td>3</td><td>6</td><td>10</td><td>15</td><td>20</td><td>35</td><td>66</td></tr><tr><td>试验电压 kV</td><td>15</td><td>21</td><td>30</td><td>38</td><td>47</td><td>72</td><td>120</td></tr></table> 2) 二次绕组之间及对地为 2 kV 3) 全部更换绕组绝缘后按出厂值进行						电压等级 kV	3	6	10	15	20	35	66	试验电压 kV	15	21	30	38	47	72	120	1) 20 kV 及以下小修时进行 2) 大修时进行
电压等级 kV	3	6	10	15	20	35	66																	
试验电压 kV	15	21	30	38	47	72	120																	
10	局部放电测量	1998 年 5 月前的产品试验按原试验方法进行。110 kV 及以上油浸式互感器在电压为 $1.1U_m/\sqrt{3}$ 时, 放电量不大于 20 pC, 6 kV ~ 35 kV 固体绝缘互感器不大于 250 pC	1998 年 5 月后产品执行 GB 1207-1997。 1) $U_m \geq 7.2$ kV 油浸式互感器在电压为 $1.2U_m$ (中性点非有效接地系统) 或 U_m (中性点有效接地系统) 时, 放电量不大于 10 pC; 固体绝缘互感器不大于 50 pC 2) $U_m \geq 7.2$ kV 油浸式互感器在电压为 $1.2U_m/\sqrt{3}$ (中性点有效或非有效接地系统) 时, 放电量不大于 5 pC; 固体绝缘互感器不大于 20 pC					大修时进行																
11	空载电流测量	1) 在额定电压下, 空载电流与出厂数值比较无明显差别 2) 在下列试验电压下, 空载电流不应大于最大允许电流; 中性点非有效接地系统 $1.9U_m/\sqrt{3}$ 中性点有效接地系统 $1.5U_m/\sqrt{3}$						1) 大修时进行 2) 小修必要时进行																
12	连接组别和极性	与铭牌和端子标志相符						1) 更换绕组后进行 2) 接线变动后进行																
13	电压比	与铭牌标志相符						更换绕组后应测量比值差和相位差																
14	密封检查	应无渗漏油现象						试验方法按制造厂规定																
15	一次绕组直流电阻测量	与出厂值比较应无明显差别						大修必要时进行																

12.3 电容式电压互感器

电容式电压互感器试验项目及要求见表 15。

表 15 电容式电压互感器试验项目及要求

序号	项 目	要 求	说 明
1	电容分压器每节极间绝缘电阻	一般不低于 5 000 MΩ	1) 大、小修均进行 2) 用 2 500 V 兆欧表测量
2	电容分压器每节电容值	1) 每节电容值偏差超出额定值的 -5% ~ +10% 2) 一相中任两节实测电容值相差不超过 5%	1) 用高压电桥测量 2) 大、小修均进行
3	电容分压器每节电容器的介质损耗	10 kV 下的 $\tan\delta$ 值不大于下列值: 1) 运行中电容器 油纸绝缘不大于 0.5%; 膜纸复合绝缘不大于 0.2% 2) 更换的新电容器按出厂标准	1) 用高压电桥测量 2) 大、小修均进行
4	电容分压器低压端对地绝缘电阻	一般不低于 100 MΩ	1) 用 1 000 V 兆欧表测量 2) 大、小修均进行
5	电容器局部放电试验	$1.1U_m/\sqrt{3}$ 电压下放电电量不大于 10 pC	大修时及小修必要时进行
6	电容器交流耐压试验	试验电压为出厂试验值的 75%	大修时及小修必要时进行
7	电容器密封检查	应无渗漏	大、小修均检查
8	中压变压器一次对二次及地绝缘电阻测量	一般大于 1 000 MΩ	1) 用 2 500 V 兆欧表测量 2) 大修时进行
9	中压变压器一次绕组感应耐压试验	施加电压为出厂值的 85%	1) 按 GB/T 4703 试验方法进行 2) 应将电容分压器与中压变压器分离 3) 大修时进行
10	中压变压器二次绕组之间及对铁心交流耐压试验	试验电压 2 000 V	1) 按 GB 1207 进行 2) 大修及小修必要时进行
11	避雷器直流参考电流试验或放电间隙放电电压试验	与出厂值相符	1) 按产品说明书试验 2) 大修必要时单独对元件进行试验
12	放电间隙阻尼电阻测量	与出厂值相符	1) 按产品说明书试验 2) 大修必要时单独对元件进行试验
13	补偿电抗器感应耐压试验	施加电压为出厂值的 85%	1) 按 GB/T 4703 试验方法 2) 大修必要时单独对元件进行试验
14	中压变压器空载电流测量	1.2 倍额定电压下, 空载电流与出厂值差别不大于 10 mA	1) 可在二次绕组施加电压; 2) 大修必要时进行
15	阻尼器阻尼电流测量	实测值与出厂值比较应无明显差别	1) 按产品说明书试验 2) 大修必要时进行
16	电磁单元密封检查	应密封良好, 无渗漏油	大、小修均检查

12.4 SF₆互感器

SF₆互感器试验项目及要求见表16。

表16 SF₆互感器试验项目及要求

序号	项 目	要 求	说 明
1	互感器内 SF ₆ 气体含水量测量	不大于 500 $\mu\text{L/L}$ (20℃)	按 SD 306 和 DL/T 506 进行
2	SF ₆ 气体泄漏试验	年漏气率不大于 1%，或按制造厂要求	1) 按 GB/T 11023 方法进行 2) 局部包扎法，每个密封部位包扎后历经 5 h，测得的 SF ₆ 气体含量不大于 30 $\mu\text{L/L}$
3	耐压试验	交流耐压或操作冲击耐压的试验电压为出厂试验电压值的 85%	1) 试验在 SF ₆ 气体额定压力下进行 2) 交流耐压时间 1 min，操作冲击正负极性各 3 次
4	SF ₆ 气体密度继电器（包括整定值）检验及监视	按制造厂规定	检查仪表指示，必要时进行检验
5	SF ₆ 气体压力表校验及监视	按制造厂规定	1) 试验方法按制造厂规定 2) 检查压力表指示，必要时校验

13 验收试验

13.1 小修后试验

13.1.1 电流互感器

油浸电流互感器小修后试验结合表13序号1、4、5、7、8进行，必要时增加序号6。

固体绝缘电流互感器小修后试验结合表13序号1、7、10、11进行，SF₆电流互感器小修后试验按表16序号1、2、4及5进行。

13.1.2 电压互感器

油浸式电压互感器小修后试验结合表14序号4、5、6、7及14进行，必要时增加序号8、11、12和15。

固体绝缘电压互感器小修后试验结合表14序号4、9及10进行。

SF₆电压互感器小修后试验按表16序号1、2、4及5进行。

电容式电压互感器小修后试验结合表15序号1、2、3、4、7及16进行，必要时增加序号5、6及8。

13.2 大修后试验

13.2.1 电流互感器

油浸式电流互感器大修后试验按表13序号1、2、3、4、5、6、7、8、10、11、12及13进行，必要时增加序号9及14。在加装金属膨胀器前应按厂家规定进行压力密封试验。

固体绝缘电流互感器大修后试验按表13序号1、7、10、11及12进行。

SF₆电流互感器大修后试验按表16序号1~5进行，并按厂家规定进行压力密封试验。

13.2.2 电压互感器

油浸式电压互感器大修后试验按表14序号4、5、6、7、8、9、10、12、13及14进行，必要时增加序号

15。更换绕组应进行序号12、13、15试验。加装金属膨胀器前应按厂家规定进行压力密封试验。

电容式电压互感器大修后试验按表15序号4、5、6、7、11及16进行，必要时增加序号14。

SF₆电压互感器大修后试验按表16序号1~5进行，并按厂家规定进行压力密封试验。

附录 A

(标准的附录)

氮静压真空注油及补油工艺

氮静压真空注油补油工艺可用于各种 220 kV 及以下油浸式互感器的注油、补油及金属膨胀器的注油。

A1 氮静压真空注油工艺

A1.1 氮静压真空注油原理

氮静压真空注油是先对产品及管道预抽真空,然后借助于有一定压力的干燥氮气,使其进入盛有处理合格的变压器油储油罐的上腔,将变压器油压经处于真空状态的管道,注入已抽真空的互感器内。其最大特点是整个注油过程中油始终不与空气接触,也不会带入气泡,保证良好的注油工艺质量。

氮静压真空注油原理如图 A1 所示。

A1.2 准备工作

A1.2.1 准备真空泵 B、氮气瓶 G3、气体干燥器 T1、油水分离器 T2、储油罐 G1、油箱 G2、压力表 P、阀门 K 等,按图 A1 连接。或采用按此原理制造的氮静压真空注油工具车。

A1.2.2 拆下互感器 F 上的膨胀器,装上带有真空注油阀 K8 的临时盖板。

A1.2.3 在油箱 G2 中,预先准备好互感器注油所需数量的合格变压器油。

A1.2.4 管路应用合格变压器油冲洗干净,防止污染。

A1.2.5 如在户外注油,应在晴天进行。

A1.3 操作步骤

A1.3.1 按图 A1 接好管路,加压力 0.05 MPa 保持 2 h,检查整个系统应无泄漏。

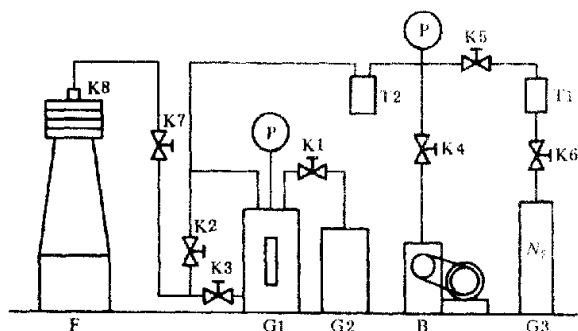
A1.3.2 储油罐加油:关闭所有阀门,开启真空泵 B,打开阀门 K4,对储油罐 G1 抽真空 100 kPa,10 min 后,接着打开阀门 K1,靠真空负压将合格变压器油吸入储油罐 G1,加油完毕关闭阀门 K1 及 K4,然后停真空泵 B。

A1.3.3 抽真空阶段:开启真空泵 B,依次打开阀门 K4、K2、K7、K8,对产品 & 储油罐上部空腔抽真空,残压不大于 133 Pa,35 kV 互感器抽真空时间 2 h,66 kV 及 110 kV 互感器抽真空时间 4 h,220 kV 互感器 6 h。

A1.3.4 注油阶段:关闭阀门 K2、K4,停真空泵 B,打开阀门 K5、K3、K7、K8 后,接着打开氮气减压阀 K6,调节氮气压力为 78.5 kPa~98 kPa,氮气经气体干燥筒 T1、油水分离器 T2 进入储油罐 G1 上部空腔,将罐中的油经阀门 K3、K7 及 K8 压入产品内。若油量不够,可按 A2 补油后再真空氮静压注油,直至油位淹没器身。

A1.3.5 注油时应注意储油罐 G1 的油位始终不得低于油表下限,以免因缺油造成氮气进入产品。

A1.3.6 真空浸渍脱气阶段:关闭阀门 K5、K6,开启真空泵 B,打开阀门 K4,对储油罐 G1 抽真空。此时借助真空负压,将储油罐至互感器 F 管路中的余油吸回储油罐 G1,然后关闭阀门 K3,打开阀门 K2,继续对已注油的互感器抽真空,进行真空浸渍脱气,真空残压不大于 133 Pa,35 kV 互感器真空浸渍时间



F—互感器;B—真空泵;G1—储油罐;
G2—油箱;G3—氮气瓶;P—压力指示表;
T1—气体干燥器;T2—油水分离器;K—阀门

图 A1 真空氮静压注油原理图

为 4 h, 66 kV 和 110 kV 互感器 8 h, 220 kV 互感器 16 h。

A1.3.7 补油:真空浸渍后, 互感器油位将下降, 此时关阀门 K4、K2, 停真空泵 B, 打开阀门 K5、K6, 借助氮静压对互感器补油至规定油位, 注油结束后, 拧紧注油阀 K8。

A1.3.8 关闭阀门 K5、K6, 开启真空泵, 打开阀门 K4, 将储油罐 G1 至互感器 F 管路中的余油吸回储油罐, 然后关闭所有阀门, 停真空泵, 拆除接到互感器 F 上的真空注油管。

A1.3.9 卸下盖板, 装上金属膨胀器, 按 A2 对金属膨胀器注油至规定油位。

A2 氮静压真空补油工艺

本工艺仅适用于互感器因渗漏或取油样后, 储油柜或膨胀器油位不足, 但器身尚未露出油面的补油。

A2.1 原理及准备工作

与 A1 相同。

A2.2 操作步骤

A2.2.1 按图 A1 接好管路, 检查整个系统应无泄漏。若互感器不带真空油阀 K8, 应临时配做。

A2.2.2 储油罐加油:操作同 A1.3.2。

A2.2.3 抽真空阶段:操作同 A1.3.3, 对互感器 F 及储油罐 G1 上部空腔抽真空, 真空残压不大于 133 Pa, 维持 30 min。

A2.2.4 注油阶段:操作同 A1.3.4, 对互感器的储油柜(或膨胀器)补油至要求油位后, 拧紧膨胀器上的真空注油阀 K8。

A2.2.5 关阀停泵:操作同 A1.3.8。

A2.2.6 安装膨胀器外罩及顶盖。

A2.2.7 互感器补油量大于总油量的 5% 时应复测该互感器的介质损耗因数, 其值应合格。

附录 B

(标准的附录)

互感器加装金属膨胀器密封改造

B1 作用

金属膨胀器安装在高压互感器顶部, 作为互感器全密封油保护装置, 它的主要作用是:

B1.1 使互感器内的绝缘油可靠地与外部环境隔离, 防止变压器油受潮与老化;

B1.2 补偿互感器内部的油因温度变化而发生的体积变化, 使互感器在正常运行条件下器身保持一定微正压;

B1.3 可以释放因过热、局部放电等缓慢性故障而产生的积累压力, 起一定的防爆作用。

B2 改造要点

B2.1 改造对象:

B2.1.1 带硅胶吸湿器和胶囊隔膜的老式互感器。如 LCWD2-110、LCLWD3-220 型和 LCLWD4-220 型电流互感器, JCC1、JCC2 型电压互感器等。

B2.1.2 贮油柜为气垫式密封结构的互感器, 如充氮密封的 LB-220 型电流互感器, 空气垫全密封的 LCWB-110 型及 LCWB-220 型电流互感器等。

B2.1.3 原已采用胶囊或其他方式改造,现已老化失效的互感器。

B2.2 选用原则:

B2.2.1 110 kV 级互感器可选用外径为 380 mm 或 450 mm 规格的膨胀器;220 kV 级互感器可选用 450 mm 或 600 mm 规格的膨胀器。

B2.2.2 按用户需要选用膨胀器类型。现场起吊条件较好的可选用 PH 型盒式膨胀器或 PC 型串组式膨胀器;起吊不便的宜选用 PB 型波纹式膨胀器,以便于安装。

B2.2.3 按制造厂说明书计算确定膨胀器的节(盒)数。

B2.3 改造工艺:

改造前互感器应试验合格,绝缘性能良好,符合规程要求。绝缘受潮或内部存在故障的产品,应查明原因清除缺陷,复试合格后再进行改造。

B2.3.1 安装形式。

1) 互感器的一次端子板从瓷套侧壁引出的,可将原贮油柜整个拆除,直接换上金属膨胀器。如南京电瓷厂 LB 型电流互感器和涪江电瓷电器厂 LCWB-220 型全密封式电流互感器。

2) 老式电压互感器及一次从贮油柜壁引出的电流互感器,改造时将上盖及柜内隔膜(如果有的话)取掉,在原贮油柜上加装金属膨胀器,即柜上加柜的安装形式。此时原储油柜上的油表已无实际意义,可拆除或封堵。

B2.3.2 真空注油。

金属膨胀器真空注油是消除膨胀器夹缝残存气泡的关键工艺,具体详见附录 A。

注:不宜采用外力将膨胀器提升后灌注变压器油,这种方法易损伤膨胀焊缝,而且不能驱尽气泡,不宜抽真空后用普通油泵注油,这种方法难免带人气泡,而且油泵出口至膨胀器的连接管路有一段处于死角非真空状态;不宜用常规真空净油机注油,真空净油机是油处理的专用设备,也是靠普通的泵驱动油的流动,同样会带入气泡。

B2.4 注意事项:

B2.4.1 户外改造应在晴天、无风沙的气象环境下进行。

B2.4.2 换装贮油柜时,放油量应适量,切忌露出器身,以免内绝缘受潮。

B2.4.3 操作时注意清洁卫生,严防螺帽、工具等异物掉进互感器内部。

B2.4.4 订购膨胀器时应将互感器型号、制造厂家、出厂时间及原贮油柜结构尺寸告诉膨胀器制造厂,以便按尺寸配制底板连接件。

B2.4.5 对使用金属膨胀器缺乏经验的单位,应请厂家派员到现场指导,协助安装。

B2.5 改造后的运行管理:

B2.5.1 互感器加装膨胀器后仍应按规定做预防性试验,进行绝缘监督。

B2.5.2 膨胀器油位低于规定值时,应按附录 A 及时补油。

B3 膨胀器结构

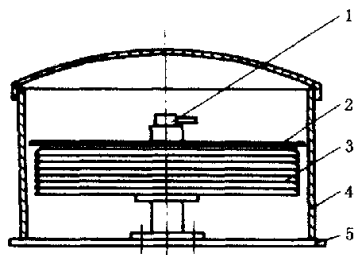
B3.1 金属膨胀器是 0.3 mm~0.5 mm 厚的 1Cr18Ni9Ti 不锈钢薄板制成容积可变化的容器,按其结构可分为波纹式、盒式和串组式三大类。

B3.1.1 波纹式膨胀器(图 B1):

由若干个波纹片的内、外圆串焊组成,波纹片用不锈钢板冲压成形,按其形状可分为正弦波形、锯齿波形及密纹波形三种。

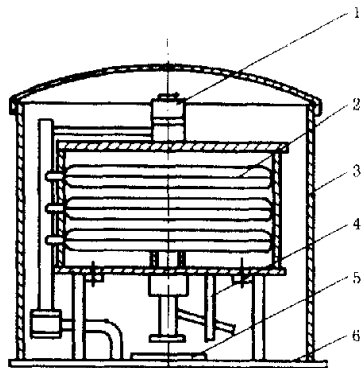
B3.1.2 盒式膨胀器(图 B2):

每两个波纹片焊制成膨胀盒,在若干个膨胀盒的侧面用小管并联到主油管上组装而成,有的还装有压力释放装置。



1—注油阀;2—油位指示盘;
3—本体;4—外罩;5—底板

图 B1 PB 型波纹式膨胀器结构示意图



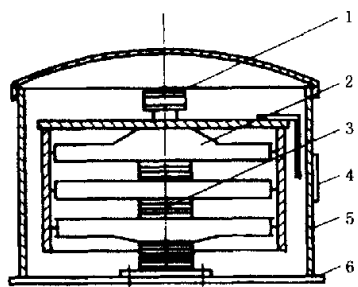
1—注油阀;2—膨胀盒本体;3—外罩;4—油
温度压力指示机构;5—释压装置;6—底板

图 B2 PH 型盒式膨胀器结构示意图

B3.1.3 串组式膨胀器(图 B3):

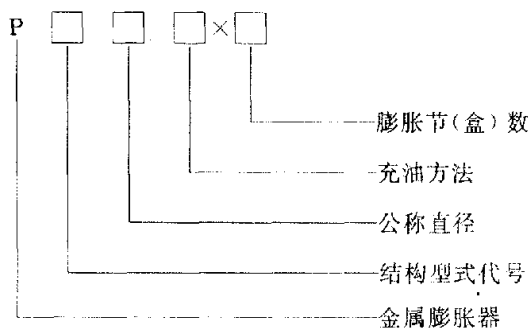
在若干个膨胀盒的中央,用弹性波纹管串联而成,它集波纹式和盒式膨胀管的优点于一体。

B3.2 型号标记如下:



1—注油阀;2—膨胀盒;3—波纹导油管;
4—油温度压力指示计;5—外罩;6—底板

图 B3 PC 型串组式膨胀器结构示意图



B3.2.1 波纹式结构型式代号为 B、盒式为 H、串组式为 C。

B3.2.2 常用膨胀器的公称直径:

PB 型:380 mm、480 mm、600 mm 等;

PH 型:340 mm、430 mm(或 450 mm)、600 mm 等;

PC 型:450 mm、600 mm 等。

B3.2.3 充油方式:盒式膨胀器内油式用 N 表示,外油式省略;波纹式及串组式膨胀器无外油式,充油方式不标注。

例 1 PB480×6 波纹式膨胀器,公称直径 480 mm,6 节。

例 2 PH600N×5 盒式膨胀器,公称直径 600 mm,5 盒,内油式。

例 3 PC450×4 串组式膨胀器,公称直径 450 mm,4 盒。

B4 膨胀器技术参数

根据部分厂家样本摘录,仅供参考。

波纹式膨胀器的主要技术参数见表 B1;盒式膨胀器的主要技术参数见表 B2;串组式膨胀器的主要技术参数见表 B3。

表 B1 波纹式膨胀器的主要技术参数

型 号	外 径 mm	额定节距 mm	有效容积 cm ³
B380	380	8.5	640
PB480	480	17	2 300
PB600	600	10.7	2 400

表 B2 盒式膨胀器的主要技术参数

型 号	外 径 mm	膨胀高度 mm	有效容积 cm ³
PH340	340	25	1 250
PH430	430	31	3 000
PH600	600	54	7 500

表 B3 串组式膨胀器的主要技术参数

型 号	外 径 mm	有效容积 cm ³	有效膨胀高度 mm
PC450	450	3 500	26
PC600	600	6 500	20

B5 节(盒)数计算

膨胀器的节数(或盒数) n 取决于互感器的油量及所选用的膨胀器的有效容积,其计算公式为:

$$n = \frac{G \cdot (1/\rho) \cdot \alpha \cdot \Delta T_m}{V}$$

式中: G ——总油量(g);

ρ ——油密度(0.9 g/cm^3);

α ——油体积膨胀系数($7 \times 10^{-4}/^\circ\text{C}$);

ΔT_m ——最大油温变化范围(K);

V ——膨胀器有效容积(cm^3)。

例4 一台 LCLWD3-220 型电流互感器油量为 350 kg, 温度变化范围为 $0^\circ\text{C} \sim 70^\circ\text{C}$, 即 $\Delta T_m = 70 \text{ K}$, 选用 PB600 型波纹膨胀器, 其单节有效容积为 $2\,400 \text{ cm}^3$, 求膨胀器节数。

$$\text{解: } n = \frac{350 \times 10^3 \times (1/0.9) \times 7 \times 10^{-4} \times 70}{2\,400} = 7.9 (\text{取 } 8 \text{ 节})$$

B6 油位线定位

互感器在工作温度范围内的油位线, 由互感器油量、膨胀器特性及温度范围所决定, 一般厂家在配套外罩时已予考虑。决定油位线油位差公式如下:

$$\text{油位差 } H = \frac{G \cdot (1/\rho) \cdot \alpha \cdot \Delta T}{V/t} (\text{cm})$$

式中: ΔT ——油温度变化范围, 一般最低油温 $T_1 = -30^\circ\text{C}$, 最高油温 $T_2 = 70^\circ\text{C}$, 则 $\Delta T = T_2 - T_1 = 100(^\circ\text{C})$;

t ——膨胀器额定节距(cm)。

例5 对 LCLWD3-220 型电流互感器采用 PB600 改造 ($V = 2\,400 \text{ cm}^3$, $t = 10.7 \text{ mm}$), 油质量 $G = 350 \text{ kg}$, 求油位差 H 和温度 $T = 20^\circ\text{C}$ 时的油位高度 h 。

$$\text{解: } H = \frac{350 \times 10^3 \times (1/0.9) \times 7 \times 10^{-4} \times 100}{2\,400/1.07} = 12.07 (\text{cm})$$

$$h = \frac{T - T_1}{T_2 - T_1} \cdot H = \frac{20 - (-30)}{70 - (-30)} \times 12.07 = 6.03 (\text{cm})$$

即 $-30^\circ\text{C} \sim 70^\circ\text{C}$ 的油位差为 12.07 cm , 20°C 的油位线距 -30°C 最低油位线 6.03 cm 。

附录 C

(标准的附录)

互感器短路法真空干燥

高压互感器在运行现场可采取短路法进行真空干燥,工艺要点如下:

C1 电流互感器短路法真空干燥

C1.1 干燥前的准备工作

- C1.1.1 打开电流互感器顶盖,将一次绕组按串联接线后,用与一次绕组等截面的铜导线将其短路;
- C1.1.2 在被干燥的互感器的相应部位放置测量温度的热电阻或热电偶,并引出外部进行测量;
- C1.1.3 装上用大于 6 mm 厚钢板制成的临时盖板,盖板上设有抽真空、注油及测量用的接头或阀门;
- C1.1.4 打开二次绕组出线盒的盖板,拆除电缆线,用双臂电桥测量二次绕组的直流电阻,记录相应的温度,并以此数据作为干燥过程中计算二次绕组平均温度的基准值;
- C1.1.5 用 2 500 V 兆欧表测量一、二次绕组对地的绝缘电阻,并做好记录;
- C1.1.6 在一次短路状态下,测量伏-安特性:将保护级绕组全部并联,施加交流电压,直到测量级绕组达到额定值为止,读取此时所加的电压值;
- C1.1.7 放尽绝缘油;
- C1.1.8 连接好加热的电路和抽真空的管路。

C1.2 干燥

- C1.2.1 合上加热电源刀闸,从已并联的保护级绕组施加由伏-安特性曲线决定的电压值,使测量绕组的电流达到额定值,此时器身温度开始升高,均匀升至 70℃;
- C1.2.2 合上真空泵电源刀闸,启动真空泵均匀提高瓷套内真空度达 53 kPa,维持 3 h,破真空后再均匀提高到 80 kPa,维持 3 h,再破真空后提高真空度至真空残压不大于 133 Pa,进入高真空阶段,直至干燥结束;
- C1.2.3 破真空一次,靠负压吸入 70℃左右的干燥空气,应注意热空气不得超过 80℃,以防绝缘老化;
- C1.2.4 每 2 h 将电源刀闸拉开,用双臂电桥测量二次绕组的直流电阻,对铜导线,可用下式计算绕组加热温度

$$T_2 = [R_2(235 + T_1)/R_1] - 235$$

将初始电阻值 R_1 、初始温度 T_1 和最终电阻值 R_2 代入上式算出最终温度 T_2 。用这个公式算出 70℃、80℃ 的电阻值,以作监控;

- C1.2.5 每次测量直流电阻时,同时测量一、二次绕组的绝缘电阻;
 - C1.2.6 用热电偶测一次绕组引线裸露部分,短路连线部分的温度;
 - C1.2.7 测量电流互感器外表瓷套上、中、下及顶盖的温度;
 - C1.2.8 干燥 36 h 后,拉开电源,破坏真空,再合上电源抽真空,靠负压吸入耐压合格的 75℃±5℃热油,用真空净油机进行热油循环,至少 8 h 以上,最后将热油放出,再按前述进行真空干燥;
 - C1.2.9 当绕组绝缘电阻回升到较高数值,35 kV~110 kV 产品经 6 h,220 kV 产品经 12 h 阻值基本不变,且无冷凝水析出,即认为干燥结束;
 - C1.2.10 真空泵停止抽气,使真空度自然下降,真空度降至 53 kPa 时破真空;
 - C1.2.11 拉开刀闸,停止加温,使器身温度自然下降,降到 40℃时为止;
 - C1.2.12 画出绝缘电阻与温度的关系曲线。
- C1.3 注意事项

C1.3.1 干燥终止后,应使器身在 40℃ 左右进行真空注油,注油前应放尽干燥过程从绝缘纸层中逸出的绝缘油。真空注油的方法见附录 A。

C1.3.2 测量绝缘电阻、介质损耗因数,结果应符合 DL/T 596 的要求。

C1.3.3 真空泵可选用 2X-2 型或 2X-4 型旋片式真空泵,真空管路应使用真空胶管。

C1.3.4 抽真空操作程序应是先开泵,再开启阀门,停止时应先关闭阀门,再停泵,以防泵油回抽。

C1.3.5 高真空阶段应采用麦氏真空计测量,低真空时用指针式真空表即可。

C2 电压互感器短路法真空干燥

C2.1 干燥前的准备工作

C2.1.1 放置测温元件、安装临时盖板(方法同 C1“电流互感器短路法真空干燥”);

C2.1.2 短接一次绕组、剩余电压绕组,使其各成闭合回路;

C2.1.3 用双臂电桥测量基本二次绕组的直流电阻,记下相应的温度,此数据作为干燥过程中计算二次绕组平均温度的基准值;

C2.1.4 连接好加热电路和真空管路;

C2.1.5 从底部的放油塞将绝缘油全部放尽;

C2.1.6 用 2 500 V 兆欧表测量一、二次绕组对地和一、二次绕组间的绝缘电阻。

C2.2 干燥

完成上述准备工作之后,220 kV 电压互感器从基本二次绕组通入交流电流 30 A(约 12 V)进行加热干燥,步骤如下:

C2.2.1 合上加热电源刀闸,器身温度开始升高,均匀升至 70℃;

C2.2.2 合上真空泵电源刀闸,启动真空泵,均匀提高瓷套内的真空度,升至 53 kPa 时,维持 3 h,继续升至 80 kPa 维持 3 h,最后升至真空残压不大于 133 Pa,进入高真空阶段,直到干燥结束;

C2.2.3 高真空后,每隔 4 h 破真空一次,靠负压吸入 70℃ 干燥空气,应注意热空气温度不得超过 80℃,以防绝缘老化;

C2.2.4 每 2 h 将电源刀闸拉开,用双臂电桥测量基本二次绕组的直流电阻值,计算基本二次绕组的平均温度,算出 70℃、80℃ 的电阻值作监控(同 C1.2.4);

C2.2.5 每次测量直流电阻时,应同时测量一、二次绕组的绝缘电阻;

C2.2.6 用热电偶温度计测量各绕组及铁芯的温度;

C2.2.7 测量瓷套上、中、下及顶盖的温度;

C2.2.8 干燥 36 h 后,拉开电源,破坏真空,再合上电源抽真空,靠负压吸入耐压合格的 75℃±5℃ 的热油,用真空净油机进行热油循环,至少 8 h,最后将热油放出,再按前述进行真空干燥;

C2.2.9 当绕组绝缘电阻回升到较高数值,35 kV~110 kV 产品经 5 h,220 kV 产品经 12 h,绝缘电阻基本不变,且无冷凝水析出,即可认为干燥结束;

C2.2.10 真空泵停止抽气后,真空度自然下降至 53 kPa 时破真空;

C2.2.11 拉开刀闸停止加热,使绕组温度自然下降到 40℃ 为止,放尽箱内残油后,按照附录 A 进行真空注油;

C2.2.12 测量绝缘电阻、介质损耗因数,结果应符合 DL/T 496 的要求;

C2.2.13 画出绝缘电阻与温度的曲线。

C2.3 注意事项

同 C1.3。