

ICS 29.180

K 41

备案号: 42598-2014

DL

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 727 — 2013

代替 DL/T 727 — 2000

互感器运行检修导则

Guideline of operation and maintenance for transformers

2013-11-28 发布

2014-04-01 实施

国家能源局 发 布

目 次

前言	II
引言	III
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 使用条件	2
5 运行基本要求	2
6 运行检查与操作	3
7 技术监督	5
8 异常运行与处理	6
9 检修分类及周期	7
10 检修项目	7
11 小修工艺及质量要求	9
12 绝缘油和 SF ₆ 气体的处理	13
13 检修试验	15
14 验收试验	20
附录 A (资料性附录) 氮静压真空注油及补油工艺	22
附录 B (资料性附录) 互感器加装金属膨胀器密封改造	24

前 言

本标准按照 GB/T 1.1—2009《标准化工作导则 第1部分：标准的结构和编写》的要求编写。

本标准是对 DL/T 727—2000《互感器运行检修导则》的修订。本次修订与原标准相比，主要在以下方面有所变化：

- 增加了引言；
- 扩展了标准的适用范围，将“额定电压 3kV~500kV”扩展为“额定电压 0.38kV~750kV”；
- 增加了术语和定义；
- 增加了使用条件；
- 增加了绝缘油和 SF₆ 气体的处理；
- 删除了大修前的准备工作；
- 修改了小修工艺及质量要求中的部分内容；
- 删除了互感器大修工艺及质量标准；
- 修改了检修试验中的部分内容。

本标准由中国电力企业联合会提出。

本标准由电力行业电力变压器标准化技术委员会（DL/TC 02）归口。

本标准主要起草单位：中国电力科学研究院、国网辽宁省电力有限公司。

本标准参加起草单位：国网陕西省电力公司电力科学研究院、国网四川省电力公司电力试验研究院、国网湖南省电力公司、广东电网公司电力科学研究院、河南省电力勘测设计院、中国电力工程顾问集团西北电力设计院、国网湖北省电力公司电力科学研究院、桂林电力电容器有限责任公司、西安西电电力电容器有限责任公司、特变电工康嘉（沈阳）互感器有限责任公司、山东泰开互感器有限公司、日新电机（无锡）有限公司、大连第一互感器有限责任公司。

本标准主要起草人：陈晓明、王世阁、张淑珍。

本标准参加起草人：叶国雄、刘孝为、杨晓西、江波、凌子恕、姚森敬、吴士普、白忠敏、王黎彦、汪涛、沈煜、柯春俊、王增文、王香芳、刘玉凤、王均梅、孙敏、沙玉洲。

本标准实施后代替 DL/T 727—2000。

本标准首次发布时间 2000 年 11 月 3 日，本次为第一次修订。

本标准在执行过程中的意见或建议反馈至中国电力企业联合会标准化管理中心（北京市白广路二条一号，邮政编码：100761）。

引 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。DL/T 727—2000《互感器运行检修导则》发布以来,收到了许多标准使用者提出的修改意见和建议,在标准应用过程中也遇到了许多新问题。为与当前需求相符合,原有标准在内容和结构方面需要调整;当前互感器出现严重问题以更换为主或返厂维修,标准中关于大修的内容大幅减少;当前新型互感器的运行、检修内容需要增加。为了适应互感器运行检修发展的需要,进一步健全变电设备运行、检修的标准,加强互感器的运行、检修管理,有必要对 DL/T 727—2000 进行修订。

修订后的《互感器运行检修导则》共分为 14 章,其中第 5~8 章为与互感器运行相关的内容,第 9~14 章为与互感器检修相关的内容。

互感器运行检修导则

1 范围

本标准规定了互感器运行、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。

本标准适用于交流 0.38kV~750kV 电压等级电力系统中，供电气测量、电能计量、继电保护、自动装置等及兼作载波通信用的互感器，包括油浸绝缘、SF₆ 气体绝缘、合成薄膜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。引进国外的互感器的运行、维护应以订货合同的技术条款和制造厂规定为基础，参照本标准要求执行。

2 规范性引用文件

下列文件对于本标准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文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本标准。

- GB/T 507 绝缘油 击穿电压测定法
- GB 1207 电磁式电压互感器
- GB 1208 电流互感器
- GB 2536 电工流体 变压器和开关用的未使用过的矿物绝缘油
- GB/T 4703 电容式电压互感器
- GB/T 5654 液体绝缘材料 相对电容率、介质损耗因数和直流电阻率的测量
- GB/T 7252 变压器油中溶解气体分析和判断导则
- GB/T 7595 运行中变压器油质量
- GB/T 7600 运行中变压器油水分含量测定法（库仑法）
- GB/T 7601 运行中变压器油、汽轮机油水分测定法（气相色谱法）
- GB/T 8905 六氟化硫电气设备中气体管理和检测导则
- GB/T 11023 高压开关设备六氟化硫气体密封试验方法
- GB/T 12022 工业六氟化硫
- GB/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规程
- GB/T 14542 运行中变压器油维护管理导则
- GB 16847 保护用电流互感器暂态特性技术要求
- GB 20840.1 互感器 第1部分：通用技术要求
- GB 50148 电气装置安装工程 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范
- GB 50150 电气装置安装工程 电气设备交接试验标准
- DL 408 电业安全工作规程（发电厂和变电所电气部分）
- DL/T 448 电能计量装置技术管理规程
- DL/T 506 六氟化硫电气设备中绝缘气体湿度测量方法
- DL/T 596 电力设备预防性试验规程

3 术语和定义

GB 1207、GB 1208、GB/T 4703 和 GB 16847 中确定的术语和定义以及下列术语和定义适用于本标准。

3.1

干式互感器 dry-type transformers

一种不含液体或气体绝缘介质的互感器，包括合成薄膜绝缘互感器和树脂浇注互感器。

3.2

合成薄膜绝缘电流互感器 current transformers with compound film insulation

一种主绝缘采用合成薄膜绝缘材料制成的、非油浸的电容型电流互感器。

4 使用条件

GB 20840.1 中规定的使用条件适用于本标准。

5 运行基本要求

5.1 基本技术要求

5.1.1 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（如环境情况、短路电流）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。

5.1.2 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 及有关规定设置。

5.1.3 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。接地螺栓直径应不小于 8mm，引下线截面应满足安装地点短路电流的要求。

5.1.4 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。

5.1.5 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。

5.1.6 互感器安装位置应在变电站大气过电压保护范围之内。

5.1.7 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。

5.1.8 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。

5.1.9 电容屏型电流互感器一次绕组的末（地）屏必须可靠接地。

5.1.10 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。

5.1.11 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，并试验合格。

5.1.12 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 30s。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 8h；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 30s。

5.1.13 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。

5.1.14 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。

5.1.15 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。

5.1.16 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。

5.1.17 66kV 及以上电磁式油浸互感器应装设膨胀器，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。

5.1.18 SF₆ 气体绝缘互感器应装设便于观察的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 0.5%。

5.1.19 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并做好标记，安装时不得互换。运行中如发生电容分压器单元元件损坏，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。

5.1.20 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。

5.2 设备档案

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

- a) 设备台账；
- 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) 检修、改造及移装记录；
- e) 故障、重大缺陷及处理记录；
- f) 互感器更换记录。

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

- a) 设备台账；
- 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) 检修及技术改造记录，移装记录，倒立式互感器油位记录及累计取油记录；
- 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) 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) 谐波较大的变电站，应建立互感器计量误差记录。

5.2.3 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。

6 运行检查与操作

6.1 互感器投产前的检查

6.1.1 新安装的互感器应按 GB 50150 规定的项目进行交接试验，并按现行反事故技术措施要求增加有关试验项目，试验结果合格并与出厂数据比较无明显差异。

6.1.2 新安装互感器验收项目应按 GB 50148 及制造厂有关规定。主要内容为：

- a) 本标准 5.1 所规定的内容。
- b) 现行反事故技术措施的有关要求。
- c) 设备外观完整、无损，设备等电位连接可靠，均压环安装正确，引线对地距离、保护间隙等均符合规定。
- d) 油浸式互感器无渗漏油，油位指示正常，三相油位应调整一致；气体绝缘互感器无漏气，压力指示与制造厂规定相符，三相气压应调整一致。
- e) 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。
- f) 干式互感器的伞裙应无裂纹、无破损。

- g) 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。
- h) 引线连接可靠, 极性关系正确, 电流比接位置符合运行要求。
- i) 各接地部位接地牢固可靠。
- j) 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。应注意消除变电站构架及引线对互感器雨闪的影响。

6.1.3 互感器检修后的验收, 按第 14 章的要求进行。

6.2 运行中巡视检查周期

6.2.1 正常巡视

有人值班变电站由值班人员进行定期巡视, 每值不少于 1 次; 无人值班变电站按有关部门批准的巡视规定周期进行。

6.2.2 特殊巡视

- a) 新投产设备, 应缩短巡视周期, 运行 72h 后转入正常巡视。
- b) 夜间闭灯巡视: 有人值班变电站每周不少于 1 次; 无人值班变电站每月不少于 1 次。
- c) 高、低温季节, 高湿度季节, 气候异常时, 高峰负荷, 季节性电压波动期间, 设备异常时, 应适当加强巡视。

6.2.3 红外热像检测

330kV 及以上检测周期为 1 个月, 220kV 检测周期为 3 个月, 66kV 及 110kV 检测周期为半年。

6.3 运行中巡视检查项目

6.3.1 互感器运行中巡视检查, 应将发现的设备异常及时汇报, 并做好记录, 随时注视其发展。

6.3.2 互感器运行中通过红外热像检查, 检测高压引线连接处、本体等, 红外热像图显示应无异常温升、温差和相对温差。

6.3.3 油浸式互感器的巡视检查项目如下:

- a) 设备外观是否完整无损, 各部连接是否牢固可靠, 有无锈蚀现象;
- 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(含备用的二次绕组端子)接地是否良好;
- 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。

6.3.4 电容式电压互感器。除与 6.3.3 相关项目相同外, 还应注意巡视检查如下项目:

- a) 330kV 及以上电容式电压互感器电容分压器各节之间防晕罩连接是否可靠;
- b) 电容分压器低压端子 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) 电容分压器及电磁单元有无渗漏油。

6.3.5 SF₆ 气体绝缘互感器。除与 6.3.3 相关项目相同外, 还应注意巡视检查如下项目:

- 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。

6.3.6 合成薄膜绝缘的互感器。除与 6.3.3 相关项目相同外, 还应注意巡视检查如下项目:

- a) 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。

b) 对安装了巡查绝缘监视器的产品,应对其进行定期检查。

6.3.7 树脂浇注互感器的巡视检查项目如下:

- a) 互感器有无过热,有无异常振动及声响;
- b) 互感器有无凝露,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。

6.4 安全操作原则

6.4.1 互感器一、二次回路作业,必须严格按 DL 408 及有关规程、规定和相应作业指导书办理工作票和操作票,并做好安全措施。

6.4.2 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。

6.4.3 66kV 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。

6.4.4 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。

6.4.5 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磁式电压互感器的空母线。

6.4.6 停运半年及以上的互感器,应按 DL/T 596 重新进行有关试验检查合格后,方可投运。

6.4.7 在带电的电流互感器二次回路上作业,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。

6.4.8 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。

6.4.9 电容式电压互感器断开电源后,在接触电容分压器之前,应对电容分压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。

6.4.10 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。

7 技术监督

7.1 按 DL/T 596 对互感器进行定期预防性试验,并将试验结果、发现缺陷及处理情况记入档案。

7.2 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。

7.3 定期对互感器设备状况进行运行状态分析,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) 对关口计量的互感器,按 DL/T 448 要求定期进行误差性能试验。

7.4 定期检查互感器反事故技术措施执行情况,定期对互感器密封性能、防雨受潮情况进行检查。

7.5 对互感器在线监测装置,及时做好运行记录分析。

7.6 绝缘油监督应包括下列内容:

- a) 绝缘油按 GB/T 14542 管理,应符合 GB/T 7252、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) 互感器油位不足时应及时补充试验合格的同油源同品牌绝缘油,对倒立式互感器进行补油时,应在制造厂家技术人员的指导下进行。如需混油时,必须按规定进行有关试验,合格后方可进行。

7.7 SF₆气体监督应包括下列内容:

- a) SF₆气体按 GB/T 8905 管理,应符合 GB/T 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 0.5%时,应分析原因并及时处理;
- c) 补充的气体应按 GB/T 8905 规定进行试验,合格后方可补气。

8 异常运行与处理

8.1 基本要求

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和缺陷记录中。

8.2 互感器应立即停用的情况

- 8.2.1 电压互感器高压熔断器连续熔断 2~3 次。
- 8.2.2 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。
- 8.2.3 互感器内部有严重异音、异味、冒烟或着火。
- 8.2.4 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;电容式电压互感器电容分压器出现漏油时。
- 8.2.5 互感器本体或引线端子有严重过热时。
- 8.2.6 膨胀器永久性变形或漏油。
- 8.2.7 压力释放装置(防爆片)已被冲破。
- 8.2.8 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。
- 8.2.9 树脂浇注互感器出现表面严重裂纹、放电。

8.3 电压互感器常见的异常判断与处理

- 8.3.1 三相电压指示不平衡:一相降低,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。
- 8.3.2 中性点非有效接地系统,三相电压指示不平衡:一相降低,另两相升高,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,则可能是分频或高频谐振。
- 8.3.3 高压熔断器出现多次熔断,可能是内部绝缘严重损坏,如绕组层间或匝间短路故障。
- 8.3.4 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;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。
- 8.3.5 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) 端接地接触不良或出现谐振等。
- 8.3.6 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) 检查电压回路接头有无松动、断线,切换回路有无接触不良现象。
- 8.3.7 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 N(δ、J) 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。

8.4 电流互感器常见异常判断与处理

8.4.1 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。

8.4.2 电流互感器产生异声，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，末屏开路及绝缘损坏放电。

8.4.3 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。当油中乙炔超过 $1\mu\text{L/L}$ 时应引起注意，进行全面检测和分析。

8.4.4 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执行；

b) 查明故障点，在保证安全的前提下，如不能消除开路，应考虑停电处理。

8.4.5 电容量变化超标，可能是电容层损坏，应查明原因或返厂处理。

8.5 互感器着火处理

应立即切断电源，用灭火器灭火。

9 检修分类及周期

9.1 检修分类

9.1.1 小修：互感器不解体进行的检查与修理，一般在现场进行。

9.1.2 大修：互感器解体、暴露器身，对部件进行的检查与修理，一般在检修车间或返厂进行。

9.1.3 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、修理或更换。

9.2 检修周期

9.2.1 小修 1~3 年 1 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。

9.2.2 大修根据互感器预防性试验结果及运行中状态评估结果，进行综合分析判断，认为确有必要时进行。

9.2.3 临时性检修针对运行中发现的严重缺陷及时进行。

9.2.4 66kV 及以上互感器一般不在现场进行解体大修或改造。

10 检修项目

10.1 小修项目

10.1.1 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（正立式）；

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；

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。

10.1.2 干式互感器

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。

10.1.3 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。

10.1.4 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。

10.2 大修项目

10.2.1 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) 金属表面喷漆。

10.2.2 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。

10.2.3 电容式电压互感器

- a) 外部检查及修前试验;
- b) 检查电容器瓷套, 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) 金属表面喷漆。

11 小修工艺及质量要求

11.1 油浸式互感器

11.1.1 部件检修

油浸式互感器部件检修工艺及质量标准见表 1。

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, 应予补焊。 (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, 应查明原因并予以更换。 (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) 检查一次引线连接紧固情况。 (4) 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) 一次引线连接可靠。 (4) 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) 黏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 2 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。 (3) 涂料及硅橡胶增爬裙的憎水性良好

表 1 (续)

序号	项目	检 修 工 艺	质 量 标 准
4	检查油箱、底座	(1) 检查并补齐铭牌和标志牌。 (2) 清扫外表积污与锈蚀; 检查焊缝有无渗漏, 若发现, 应查找渗漏点并予以处理。 (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

11.1.2 处理渗漏油

11.1.2.1 工艺不良的处理

- a) 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。
- b) 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。
- c) 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。

11.1.2.2 部件质量不良的处理

- a) 膨胀器本体焊缝破裂或波纹片永久变形, 应更换膨胀器。
- b) 小瓷套破裂导致渗漏油, 应更换小瓷套。
- c) 铸铝储油柜砂眼渗漏油, 可用铁榔头, 样冲打砸砂眼堵漏。
- d) 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。
- e) 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)。

11.1.3 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, 可参见附录 A 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、经试验合格的变压器油, 品牌不同的油应先做混油试验, 合格后才能使用。

11.1.4 检查接线端子

- a) 检查一次引出瓷套, 应完好无渗漏。
- b) P1 (L1)、P2 (L2) 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。

11.1.5 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，如发现局部脱漆，应除锈清擦干净后，用相同（或相近）颜色的油漆进行局部补漆。

11.1.6 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，应查明原因消除缺陷，复试合格后再进行改造。
- 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参见附录 B。

11.2 干式互感器

干式互感器小修工艺及质量标准见表 2。

表 2 干式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	<p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(3) 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液清洗干净，重新填涂同型号的树脂材料。</p> <p>(4) 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。</p> <p>(5) 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。</p> <p>(6) 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。</p>	<p>(1) 固体绝缘表面清洁，无积尘和污垢。</p> <p>(2) 复合绝缘套管表面清洁、完整，无裂纹、无放电痕迹、无老化现象，憎水性良好。</p> <p>(3) 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。</p> <p>(4) 树脂绝缘表面无裂纹。</p> <p>(5) 树脂表面绝缘涂层完好。</p> <p>(6) 树脂表面半导体涂层完好。</p>
2	检查一次引线连接	<p>(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。</p> <p>(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。</p>	<p>(1) 一次接线端子接触面无氧化层，紧固件齐全，连接可靠。</p> <p>(2) 一次引线应可靠连接。</p>
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	<p>(1) 各接线端子的标志应齐全清晰，有缺损应重新做出标志。</p> <p>(2) 铭牌完好，有缺损应与制造厂家联系及时补全。</p>	<p>(1) 接线端子标志齐全清晰。</p> <p>(2) 铭牌完好。</p>
5	检查铁心及夹件	<p>(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。</p> <p>(2) 铁心及夹件表面漆膜应完好，若有锈蚀，应清理除锈后重新涂漆。</p>	<p>(1) 铁心平整，夹件部件齐全，紧固可靠。</p> <p>(2) 铁心及夹件漆膜完好，无锈渍。</p>

11.3 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 4
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杆有无松动, 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	二次端子板的螺杆无松动
8	处理含水量超标的 SF ₆ 气体绝缘互感器	SF ₆ 气体绝缘互感器内部气体水分含量超过 250μL/L (20℃) 时, 应换气处理或进行脱水处理。方法有: (1) 换气处理。 用 SF ₆ 气体回收装置回收设备内的 SF ₆ 气体。换气前, 将充放 SF ₆ 气体的设备通过干燥好的充气管道连接到互感器的充气阀门上, 然后抽真空至残压 133Pa, 至少维持 10min, 使器身充分脱水、干燥, 然后充入合格的 SF ₆ 气体至规定压力值。 (2) 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 133Pa 后维持 10min, 以排出水分。 3) 按每分钟 500mL 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 250μL/L (20℃)
9	必要时对金属件补漆	(1) 油漆前先用金属清洗剂清除表面油垢及污秽。 (2) 对漆膜脱落裸露的金属部分, 先除锈后补涂防锈底漆。 (3) 先喷底漆, 漆膜厚为 0.05mm 左右, 要求光滑, 无流痕、无垂珠现象。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	金属件表面漆膜完好

11.4 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	检查电容分压器	(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) 电容分压器密封良好, 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 11.1.3 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	(1) 油漆前先用金属清洗剂清除表面油垢及污秽。 (2) 对漆膜脱落裸露的金属部分, 先除锈后补涂防锈底漆。 (3) 先喷底漆, 漆膜厚为 0.05mm 左右, 要求光滑, 无流痕、无垂珠现象。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	金属件外表面漆膜完整

11.5 互感器零部件小修工艺及质量标准

互感器零部件小修工艺及质量标准见表 5。

表 5 互感器零部件小修工艺及质量标准

序号	项目	检 修 工 艺	质 量 标 准
1	小瓷套管的检修	互感器一次引出、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就不必拆卸, 如渗漏则应按以下步骤检修: (1) 如有脏污应清擦干净。 (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	检查二次接线板	(1) 检查各二次端子有无渗漏, 如发现渗漏应处理。 (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, 应清擦干净; 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
3	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
4	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

12 绝缘油和 SF₆ 气体的处理

12.1 油处理的一般要求

12.1.1 注入互感器内的变压器油, 其质量应符合 GB/T 7595 规定。

12.1.2 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。

12.1.3 66kV 及以上互感器应进行真空注油或充气,换油或油处理后均需真空脱气。

12.1.4 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。

12.2 油处理的方法

12.2.1 用压力滤油机或真空滤油设备清除油中的杂质和水分等。

12.2.2 采用压力式滤油机时,若有条件可将油加温至 $60^{\circ}\text{C}\sim 70^{\circ}\text{C}$,以提高滤油的工艺效果。必要时可采用高效吸附滤纸。

12.2.3 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。

12.2.4 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。

12.3 互感器换油工艺

12.3.1 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。

12.3.2 换油工艺要点如下:

- a) 打开放油阀,放尽变压器油。
- b) 拆下金属膨胀器。
- c) 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。
- d) 装上带有真空注油阀的临时盖板,接好管路。
- e) 预抽真空,真空残压不大于 133Pa, 35kV 互感器抽真空时间 2h, 66kV 及 110kV 互感器抽真空时间 4h, 220kV 及以上互感器抽真空时间 6h。
- f) 真空注油,至浸没器身约 10cm。
- g) 真空浸渍脱气,抽真空残压不大于 133Pa, 35kV 互感器抽真空时间 4h, 66kV 和 110kV 互感器抽真空时间 8h, 220kV 及以上互感器抽真空时间 16h。
- h) 拆除临时盖板,装上金属膨胀器。
- i) 按 11.1.3 c) 的规定对膨胀器充油,其要点是预抽真空残压 133Pa,维持 30min,然后真空注油至规定油位指示。
- j) 换油后静置 24h,取样进行绝缘油的简化、电气、色谱、微水试验。

12.4 油浸互感器脱气工艺

12.4.1 对互感器非故障性油色谱氢超标可选用直接脱气法、外循环脱气法和换油法。

12.4.2 直接脱气法。

- a) 将互感器油放至膨胀器内无油即可。
- b) 拆下膨胀器,装上带有脱气阀的临时盖板。
- c) 直接进行真空脱气,真空残压不大于 133Pa, 35kV 互感器抽真空时间 6h, 66kV 和 110kV 互感器抽真空时间 12h, 220kV 及以上互感器抽真空时间 24h。若尚未达到要求,可继续抽真空至指标合格。
- d) 拆下临时盖板,安装复原膨胀器。
- e) 按 11.1.3 c) 的规定对膨胀器真空注油至规定油位。

12.4.3 外循环脱气法。

- a) 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。
- b) 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。
- c) 外循环脱气至油色谱合格。

- d) 关闭互感器底部放油阀，按滤油机说明书停机，并拆除管路。
- e) 从互感器注油阀真空补油至规定油位。

12.4.4 换油法。

将互感器内油全部排尽，按 12.3 的规定注入合格的变压器油。

12.5 SF₆ 气体处理要求

- a) 需要将 SF₆ 气体排出时，应使用专用的 SF₆ 气体回收装置，不得直接排入大气。
- b) 充入互感器的 SF₆ 气体应符合 GB/T 12022 的规定。
- c) 应采用专用的、经过干燥的管路和减压阀进行充气；充气的位置和方法应按出厂使用说明书的要求进行；全部更换 SF₆ 气体时，应先对互感器进行抽真空，排出充气管路的空气后，连接到充气阀上开始充气。
- d) 充气 24h 后取气样进行含水量分析。全部更换 SF₆ 气体后宜进行试验电压为出厂值 80% 的工频耐压试验。
- e) 处理含水量超标的方法见表 3 之 8。

13 检修试验

13.1 油浸式及干式电流互感器

油浸式及干式电流互感器试验项目与要求见表 6。

表 6 油浸式及干式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：66kV 及以下>1500MΩ；110kV 及以上>2000MΩ。 (2) 末屏对地绝缘电阻>1000MΩ				(1) 用 2500V 绝缘电阻表测量。 (2) 大、小修均进行
2	一次绕组匝间绝缘电阻测量	>500MΩ				(1) 用 1000V 或 2500V 绝缘电阻表测量。 (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	>1000MΩ				(1) 用 2500V 绝缘电阻表测量。 (2) 大修时进行
4	tanδ及电容量测量	(1) 主绝缘 tanδ（%）不应大于下表中的数值				(1) 主绝缘试验电压为 10kV，末屏对地试验电压为 2kV。 (2) 固体绝缘互感器可不进行 tanδ的测量。 (3) 大、小的数值修均进行
		电压等级 kV	66~110	220	330~750	
		小修	1.0	0.8	0.7	
		大修	1.0	0.7	0.6	
		(2) 末屏对地 tanδ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中的数值				(1) 从互感器本体取油样。 (2) 小修时发现乙炔要引起注意，按照 GB/T 7252 的要求进行。 (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（110kV 及以下） 1（220kV 及以上）	
		大修	50	40	0	

表 6 (续)

序号	项目	要 求								说 明
6	绝缘油试验 (从互感器 本体取油样)	(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 的要求进行试验。 (2) 小修对油有怀疑时进行。 (3) 大修时进行
		小 修				大 修				
		66kV~110kV: ≤35 220kV: ≤25 330kV~750kV: ≤15				66kV~110kV: ≤20 220kV: ≤15 330kV~750kV: ≤10				
		(2) 击穿电压								(1) 按 GB/T 507 的要求进行试验。 (2) 小修对油有怀疑时进行。 (3) 大修时进行
		小 修				大 修				
		66kV~220kV: ≥35kV 330kV: ≥45kV 500kV~750kV: ≥50kV				66kV~220kV: ≥40kV 330kV: ≥50kV 500kV~750kV: ≥60kV				
		(3) tanδ (%) 90℃								(1) 按 GB/T 5654 的要求进行试验。 (2) 小修对油有怀疑时进行。 (3) 大修时进行
		小 修				大 修				
		330kV 及以下: ≤4 500kV 及以上: ≤2				330kV 及以下: ≤1 500kV 及以上: ≤0.7				
		(4) 注入互感器的变压器油应按 GB 2536 的要求								(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	>500MΩ								(1) 用 1000V 或 2500V 绝缘电阻表测量。 (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%进行试验, 出厂值不明的按下表中电压进行试验								(1) 20kV 及以下互感器小修时进行。 (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 2kV。 (3) 全部更换绕组绝缘后按出厂值进行								

表 6 (续)

序号	项目	要 求	说 明
11	局部放电测量	<p>1998 年 5 月前的产品, 按原试验方法进行。110kV 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 20pC; 6kV~35kV 固体绝缘互感器, 放电量不大于 250pC</p> <p>1998 年 5 月后的产品, 执行标准 GB 1208。 (1) $U_m \geq 7.2\text{kV}$ 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 10pC; 固体绝缘互感器, 放电量不大于 50pC。 (2) $U_m \geq 7.2\text{kV}$ 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 5pC; 固体绝缘互感器, 放电量不大于 20pC</p>	<p>(1) 更换一次绕组绝缘, 按出厂局部放电标准执行。 (2) 大修时进行。 (3) 合成薄膜绝缘互感器, 在环境温度 10℃ 以上进行</p>
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

13.2 油浸式及干式电压互感器

油浸式及干式电压互感器试验项目及要求见表 7。

表 7 油浸式及干式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	<p>(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: $>1000\text{M}\Omega$</p>	<p>(1) 用 2500V 绝缘电阻表测量。 (2) 大修时进行</p>
2	穿心螺丝对铁心的绝缘电阻测量	<p>(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</p>	<p>(1) 用 1000V 绝缘电阻表测量。 (2) 大修时进行</p>
3	互感器铁心对底座的绝缘电阻测量	$>1000\text{M}\Omega$	<p>(1) 用 2500V 绝缘电阻表测量。 (2) 大修时进行</p>
4	一、二次绕组间绝缘电阻测量	$>1000\text{M}\Omega$	<p>(1) 大、小修均进行。 (2) 用 2500V 绝缘电阻表测量</p>
5	二次绕组之间及对地绝缘电阻测量	$>1000\text{M}\Omega$	<p>(1) 大、小修均进行。 (2) 用 2500V 绝缘电阻表测量</p>

表 7 (续)

序号	项目	要 求							说 明	
6	tanδ测量	(1) 绕组绝缘 tanδ (%) 不大于下表中的数值							(1) 串级式电压互感器的 tanδ 试验方法采用末端屏蔽法。 (2) 固体绝缘不进行 tanδ 测量。 (3) 大、小修均进行	
		温度 ℃		5	10	20	30	40		
		35kV 及 以下	大修	1.5	2.5	3.0	5.0	7.0		
			小修	2.0	2.5	3.5	5.5	8.0		
		35kV 以上	大修	1.0	1.5	2.0	3.5	5.0		
			小修	1.5	2.0	2.5	4.0	5.5		
(2) 支架绝缘 tanδ 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中的数值							(1) 从互感器本体取油样。 (2) 小修时发现乙炔从无到有变化, 要引起注意, 按 GB/T 7252 的要求进行。 (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				
		大修	50	40		0				
8	绝缘油试验	见表 6 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, 出厂值不明时按下列电压试验							(1) 20kV 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	40	72		120
		(2) 二次绕组之间及对地为 2kV。 (3) 全部更换绕组绝缘后按出厂值进行								
10	局部放电测量	1998 年 5 月前的产品, 按原试验方法进行。110kV 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 20pC; 6kV~35kV 固体绝缘互感器, 放电量不大于 250pC		1998 年 5 月后产品, 执行标准 GB 1207。 (1) $U_m \geq 7.2\text{kV}$ 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 10pC; 固体绝缘互感器不大于 50pC。 (2) $U_m \geq 7.2\text{kV}$ 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 5pC; 固体绝缘互感器不大于 20pC					大修时进行	
11	空载电流测量	(1) 额定电压下, 空载电流与出厂值差别不大于 30%。 (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: $1.9U_{pr}/\sqrt{3}$; 中性点有效接地系统: $1.5U_{pr}/\sqrt{3}$							(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	

表 7 (续)

序号	项目	要 求	说 明
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

13.3 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 8。

表 8 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 5000MΩ	(1) 大、小修均进行。 (2) 用 2500V 绝缘电阻表测量
2	电容分压器每节电容值	(1) 每节电容值偏差不超出额定值的 -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	10kV 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 100MΩ	(1) 用 1000V 绝缘电阻表测量。 (2) 大、小修均进行
5	电容器局部放电试验	2008 年 5 月前的产品，试验要求为： $1.1U_m/\sqrt{3}$ 电压下放电量不大于 10pC。 2008 年 5 月后的产品，试验要求为： U_m 电压下放电量不大于 10pC， $1.2U_m/\sqrt{3}$ 电压下放电量不大于 5pC	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	>1000MΩ	(1) 用 2500V 绝缘电阻表测量。 (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 的要求进行。 (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 2000V	(1) 按 GB 1207 的要求进行。 (2) 大修及小修必要时进行

表 8 (续)

序号	项目	要 求	说 明
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 的要求进行。 (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	额定电压下, 空载电流与出厂值差别不大于 30%	(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

13.4 SF₆ 气体绝缘互感器

SF₆ 气体绝缘互感器试验项目及要求见表 9。

表 9 SF₆ 气体绝缘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	≤250μL/L (20℃)	按 DL/T 506 的要求进行
2	SF ₆ 气体泄漏试验	年漏气率不大于 0.5%, 或按制造厂要求	按 GB/T 11023 的要求进行
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 1min, 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	按制造厂的规定	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	按制造厂的规定	(1) 试验方法按制造厂的规定。 (2) 检查压力表指示, 必要时校验

14 验收试验

14.1 小修后试验

14.1.1 电流互感器

- a) 油浸电流互感器小修后试验按表 6 之 1、4、5、7、8 进行, 必要时增加表 6 之 6。
- b) 干式电流互感器小修后试验按表 6 之 1、7、10、11 进行, SF₆ 电流互感器小修后试验按表 9 之 1、2、4 及 5 进行。

14.1.2 电压互感器

- a) 油浸式电压互感器小修后试验按表 7 之 4、5、6、7 及 14 进行,必要时增加表 7 之 8、11、12 和 15。
- b) 干式电压互感器小修后试验按表 7 之 4、9 及 10 进行。
- c) SF₆ 电压互感器小修后试验按表 9 之 1、2、4 及 5 进行。
- d) 电容式电压互感器小修后试验按表 8 之 1、2、3、4、7 及 16 进行,必要时增加表 8 之 5、6 及 8。

14.2 大修后试验

14.2.1 电流互感器

- a) 油浸式电流互感器大修后试验按表 6 之 1~8、10~13 进行,必要时增加表 6 之 9 及 14。在加装金属膨胀器前应按制造厂规定进行压力密封试验。
- b) 干式电流互感器大修后试验按表 6 之 1、7、10~12 进行。
- c) SF₆ 电流互感器大修后试验按表 9 之 1~5 进行,并按制造厂规定进行压力密封试验。

14.2.2 电压互感器

- a) 油浸式电压互感器大修后试验按表 7 之 4~10、12~14 进行,必要时增加表 7 之 15。更换绕组应按表 7 之 12、13、15 进行。加装金属膨胀器前应按制造厂规定进行压力密封试验。
- b) 电容式电压互感器大修后试验按表 8 之 4~7、11 及 16 进行,必要时增加表 8 之 14。
- c) SF₆ 电压互感器大修后试验按表 9 之 1~5 进行,并按制造厂规定进行压力密封试验。

附录 A (资料性附录)

氮静压真空注油及补油工艺

A.1 适用范围

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

A.2 氮静压真空注油工艺

A.2.1 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 A.1 所示。

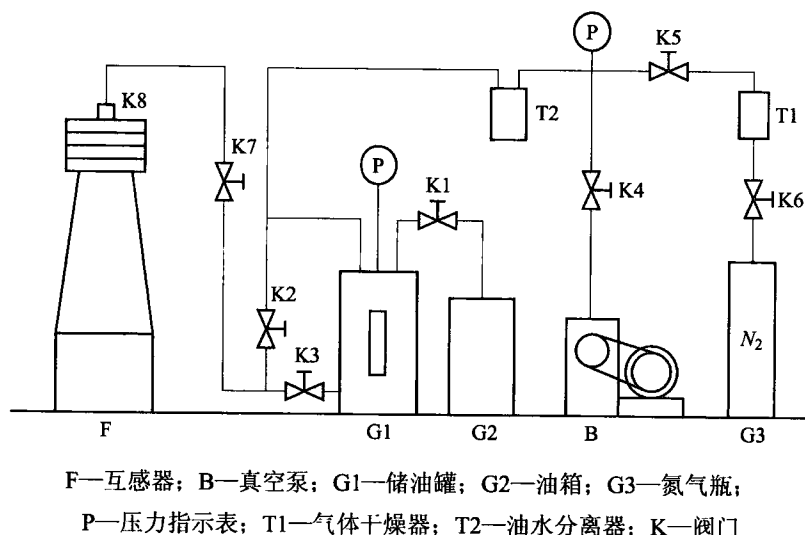


图 A.1 真空氮静压注油原理图

A.2.2 准备工作

- a) 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 A.1 连接。或采用按此原理制造的氮静压真空注油工具车。
- b) 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。
- c) 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。
- d) 管路应用合格变压器油冲洗干净，防止污染。
- e) 如在户外注油，应在晴天进行。

A.2.3 操作步骤

- a) 按图 A.1 接好管路，加压力 0.05MPa 保持 2h，检查整个系统应无泄漏。
- b) 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 100kPa，10min 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

K1 及 K4, 然后停真空泵 B。

- c) 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 133Pa, 35kV 互感器抽真空时间 2h, 66kV 及 110kV 互感器抽真空时间 4h, 220kV 互感器抽真空时间 6h。
- d) 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 78.5kPa~98kPa, 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 A.3 补油后再真空氮静压注油, 直至油位淹没器身。
- e) 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。
- f) 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 133Pa, 35kV 互感器真空浸渍时间为 4h, 66kV 和 110kV 互感器真空浸渍时间为 8h, 220kV 互感器真空浸渍时间为 16h。
- g) 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。
- h) 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。
- i) 卸下盖板, 装上金属膨胀器, 按 A.3 对金属膨胀器注油至规定油位。

A.3 氮静压真空补油工艺

A.3.1 适用范围

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。

A.3.2 原理及准备工作

原理与 A.2.1 相同; 准备工作与 A.2.2 相同。

A.3.3 操作步骤

- a) 按图 A.1 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。
- b) 储油罐加油: 操作同 A.2.3 b)。
- c) 抽真空阶段: 操作同 A.2.3 c), 对互感器 F 及储油罐 G1 上部空腔抽真空, 真空残压不大于 133Pa, 维持 30min。
- d) 注油阶段: 操作同 A.2.3 d), 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。
- e) 关阀停泵: 操作同 A.2.3 h)。
- f) 安装膨胀器外罩及顶盖。
- g) 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
(资料性附录)

互感器加装金属膨胀器密封改造

B.1 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:

- a) 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。
- b) 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。
- c) 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。

B.2 改造要点

B.2.1 改造对象

- a) 带硅胶吸湿器和胶囊隔膜的老式互感器。如 LCWD2-110 型、LCLWD3-220 型和 LCLWD4-220 型电流互感器, JCC1 型、JCC2 型电压互感器等。
- b) 储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。
- c) 原已采用胶囊或其他方式改造,现已老化失效的互感器。

B.2.2 选用原则

- a) 110kV 级互感器可选用外径为 380mm 或 450mm 规格的膨胀器;220kV 级互感器可选用 450mm 或 600mm 规格的膨胀器。
- b) 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。
- c) 按制造厂说明书计算确定膨胀器的节(盒)数。

B.2.3 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。改造工艺如下:

- a) 安装形式。
 - 1) 互感器的一次端子板从瓷套侧壁引出的,可将原储油柜整个拆除,直接换装上金属膨胀器。
 - 2) 老式电压互感器及一次从储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,在原储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。

- b) 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,具体参见附录 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,这种方法难免带入气泡,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。

B.2.4 注意事项

- a) 户外改造应在晴天、无风沙的气象环境下进行。
- b) 换装储油柜时,放油量应适量,切忌露出器身,以免内绝缘受潮。

- c) 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。
- d) 订购膨胀器时应将互感器型号、制造厂家、出厂时间及原储油柜结构尺寸告知膨胀器制造厂, 以便按尺寸配制底板连接件。
- e) 对使用金属膨胀器缺乏经验的单位, 应请制造厂派人员到现场指导, 协助安装。

B.2.5 改造后的运行管理

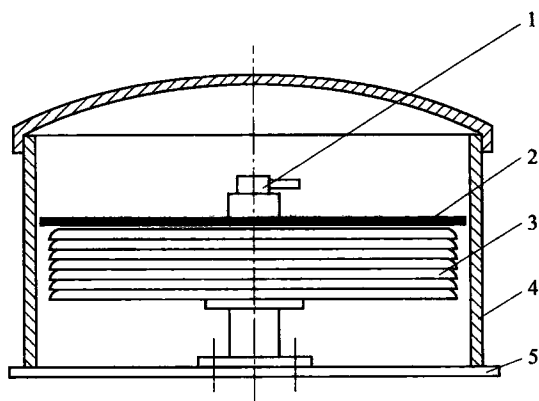
互感器加装膨胀器后仍应按规定做预防性试验, 进行绝缘监督。膨胀器油位低于规定值时, 应按附录 A 及时补油。

B.3 膨胀器结构

B.3.1 结构分类

金属膨胀器是 0.3mm~0.5mm 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。

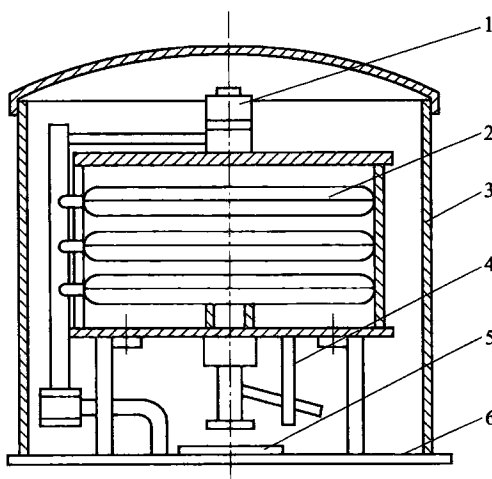
- a) 波纹式膨胀器。其结构示意图如图 B.1 所示。它由若干个波纹片的内、外圆串焊组成, 波纹片用不锈钢板冲压成形, 按其形状可分为正弦波形、锯齿波形及密纹波形三种。



1—注油阀；2—油位指示盘；3—本体；4—外罩；5—底盘

图 B.1 PB 型波纹式膨胀器结构示意图

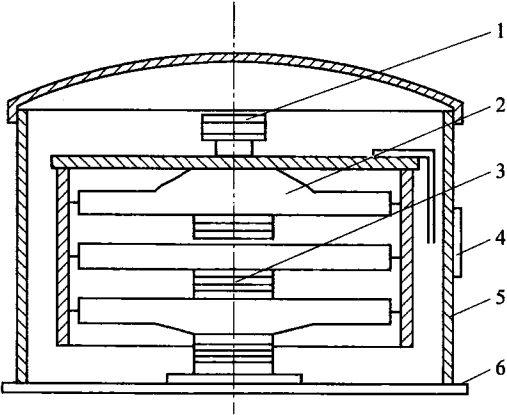
- b) 盒式膨胀器。其结构示意图如图 B.2 所示。它由两个波纹片焊制成膨胀盒, 在若干个膨胀盒的侧面用小管并联到主油管上组装而成, 有的还装有压力释放装置。



1—注油阀；2—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 B.2 PH 型盒式膨胀器结构示意图

c) 串组式膨胀器。其结构示意图如图 B.3 所示。
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。

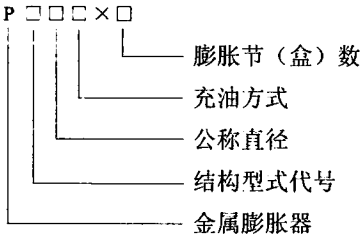


1—注油阀；2—膨胀盒；3—波纹导油管；4—油温度压力指示计；5—外罩；6—底板

图 B.3 PC 型串组式膨胀器结构示意图

B.3.2 型号标记

膨胀器的型号标记方式为：



——波纹式结构型式代号为 B、盒式为 H、串组式为 C。

——常用膨胀器的公称直径：

PB 型：380mm、480mm、600mm 等；

PH 型：340mm、430mm (或 450mm)、600mm 等；

PC 型：450mm、600mm 等。

——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 480mm，6 节。

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

例 3：PC450×4 串组式膨胀器，公称直径 450mm，4 盒。

B.4 膨胀器技术参数

根据部分制造厂样本摘录，仅供参考。

波纹式膨胀器的主要技术参数见表 B.1；盒式膨胀器的主要技术参数见表 B.2；串组式膨胀器的主要技术参数见表 B.3。

表 B.1 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	2300
PB600	600	10.7	2400

表 B.2 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	1250
PH430	430	34	3000
PH600	600	54	7500

表 B.3 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	3500	20
PC600	600	6500	20

B.5 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

$$n = \frac{G(1/\rho)\alpha\Delta T_m}{V} \quad (\text{B.1})$$

式中：

G ——总油量，g；

ρ ——油密度，0.9g/cm³；

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，cm³。

例 4：一台 LCLWD3-220 型电流互感器油量为 350kg，温度变化范围为 0℃~70℃，即 $\Delta T_m=70\text{K}$ ，选用 PB600 型波纹膨胀器，其单节有效容积为 2400cm³，求膨胀器节数。

解：

$$n = \frac{350 \times 10^3 \times (1/0.9) \times 7 \times 10^{-4} \times 70}{2400} \approx 7.9 \quad (\text{B.2})$$

膨胀器节数取 8 节。

B.6 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，一般制造厂在配套外罩时已予考虑。决定油位线油位差公式为

$$H = \frac{G(1/\rho)\alpha\Delta T}{V/t} \quad (\text{cm}) \quad (\text{B.3})$$

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（ $V=2400\text{cm}^3$ ， $t=10.7\text{mm}$ ），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 。

解:

$$H = \frac{350 \times 10^3 \times (1/0.9) \times 7 \times 10^{-4} \times 100}{2400/1.07} = 12.07 \text{ (cm)} \quad (\text{B.4})$$

$$h = \frac{T - T_1}{T_2 - T_1} \cdot H = \frac{20 - (-30)}{70 - (-30)} \times 12.07 = 6.03 \text{ (cm)} \quad (\text{B.5})$$

即-30℃~70℃的油位差为 12.07cm, 20℃的油位线距-30℃最低油位线 6.03cm。



关注我,关注更多好书

DL/T 727—2013
代替 DL/T 727—2000

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—2013
代替 DL/T 727—2000

*

中国电力出版社出版、发行
(北京市东城区北京站西街19号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)
北京九天众诚印刷有限公司印刷

*

2014年4月第一版 2014年4月北京第一次印刷
880毫米×1230毫米 16开本 2印张 58千字
印数 0001—3000册

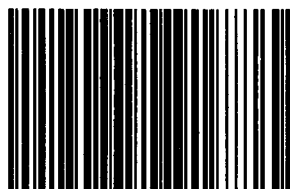
*

统一书号 155123·1739 定价 17.00元

敬告读者

本书封底贴有防伪标签,刮开涂层可查询真伪
本书如有印装质量问题,我社发行部负责退换

版 权 专 有 翻 印 必 究



155123.1739

上架建议:规程规范/
电力工程/供用电

