

ICS 29.180
CCS K 41

DL

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 573—2021

代替 DL/T 573—2010

电力变压器检修导则

Maintenance Guide for Power Transformers

杭 州 高 电

专业高试铸典范

Professional high voltage test

高压测量仪器智造 | 电力试验工程服务

2021-04-26 发布

2021-10-26 实施

国家能源局

发 布



目 次

前言	IV
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	2
4 总则	3
5 例行检查与维护	4
5.1 不停电检查周期、项目及要求	4
5.2 停电检查周期、项目及要求	4
6 常见异常情况的检查与措施	10
6.1 常见变压器本体声音异常情况的检查	10
6.2 冷却器声音异常情况的检查与措施	12
6.3 绝缘受潮异常情况的检查与措施	12
6.4 过热性异常情况的检查与措施	13
6.5 放电性异常情况的检查与措施	17
6.6 绕组变形情况的检查与措施	19
6.7 分接开关的检查	20
7 检修策略和项目	20
7.1 检修策略	20
7.2 检修项目	22
8 检修前的准备工作	24
8.1 确定检修项目	24
8.2 资料查阅、文件准备	24
8.3 施工场地要求	25
9 变压器解体及组装的注意事项	25

DL/T 573—2021

9.1	解体	25
9.2	组装	25
9.3	检修中的起重和搬运	26
10	组/部件检修工艺质量要求	29
10.1	套管及升高座	29
10.2	储油柜及油保护装置	33
10.3	分接开关	39
10.4	冷却装置	39
10.5	非电量保护装置	51
10.6	其他	57
11	器身检修工艺质量要求	58
11.1	器身检修的基本要求	58
11.2	绕组	59
11.3	引线及绝缘支架	60
11.4	铁心	61
11.5	油箱	62
11.6	器身的干燥	63
11.7	整体组装工艺及质量标准	64
11.8	排油和注油	65
12	变压器的防腐处理	69
12.1	油箱外部涂漆	69
12.2	油箱外部漆膜的质量要求	70
12.3	油箱内部涂漆（必要时）	70
12.4	油箱内部绝缘漆的质量要求	70
13	检修试验项目与要求	70
13.1	检修试验类型	70
13.2	例行试验项目	71
13.3	诊断性试验项目	71
13.4	大修试验项目	72

14 大修后的验收	74
14.1 概述	74
14.2 向运行部门移交的资料	74
14.3 试运行前检查与验收项目	74
14.4 返厂大修后验收要求	75
15 大修后试运行	77
15.1 变压器大修后试运行	77
15.2 变压器大修后试运行的检查	77
16 大修报告	77
16.1 基本要求	77
16.2 主要内容	77
16.3 其他内容	78
附录 A (资料性) 变压器大修总结报告	79
附录 B (规范性) 部分试验项目的试验方法和要求	90

前 言

本文件按照 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。

本次修订与 DL/T 573—2010 相比,除编辑性修改外主要技术变化如下:

- 将标准适用范围扩大到 750 kV 电力变压器,增加了 750 kV 电力变压器检修内容;
- 对“例行检查与维护”和“常见异常情况的检查与措施”部分内容进行了补充;
- 对“组/部件检修工艺质量要求”和“器身检修工艺质量要求”部分内容进行了补充;
- 增加了部分诊断性试验项目和大修试验项目;
- 增加了直流偏磁和红外测温等检修项目;
- 删除了表 5 中胶囊或隔膜的相关内容;
- 删除了安全气道的检修内容;
- 附录 B 中部分试验项目和要求根据最新标准进行了更新和修改;
- 删除了附录 C 和附录 D。

本文件由中国电力企业联合会标准化中心提出。

本文件由电力行业电力变压器标准化技术委员会(DL/TC 02)归口。

本文件起草单位:中国电力科学研究院有限公司、国家电网有限公司东北分部、国网辽宁省电力有限公司、国网黑龙江省电力有限公司电力科学研究院、中国大唐集团科学技术研究院有限公司华中分公司、广东电网有限责任公司电力科学研究院、国网

DL/T 573—2021

陕西省电力有限公司电力科学研究院、沈阳大型电力变压器维修有限公司、国网辽宁省电力有限公司电力科学研究院、国网河南省电力公司、中国南方电网有限责任公司、广东电网有限责任公司、国网江苏省电力有限公司检修公司、国网上海市电力公司、国网江苏省电力有限公司电力科学研究院、内蒙古电力科学研究院、国网湖南省电力有限公司检修公司、国网陕西省电力公司检修公司、西安热工研究院有限公司、南方电网超高压公司检修试验中心、国网新疆电力有限公司电力科学研究院、国网甘肃省电力公司电力科学研究院、国网宁夏电力有限公司电力科学研究院、国网浙江省电力有限公司电力科学研究院、ABB（中国及北亚）变压器服务及维修中心、特变电工沈阳变压器集团有限公司、西安西电变压器有限责任公司、特变电工衡阳变压器有限公司、保定天威保变电气股份有限公司、广州西门子变压器有限公司、特变电工新疆变压器厂、西门子变压器（武汉）有限公司。

本文件主要起草人：蔡胜伟、王延峰、张淑珍、王世阁、朱学成、韩金华、梁文进、刘孝为、张宇、韩洪刚、王晓辉、喇元、欧阳旭东、徐建刚、周晓凡、程涣超、陆云才、车传强、杜砚、刘卫东、刘剑、南江、白建伟、伍衡、金铭、温定筠、樊益平、杨智、宁可、刘丰、聂三元、伍志元、李强、吕晓东、陈东风、李若建、常云鹏。

本文件历次发布情况：

——DL/T 573—1995；

——DL/T 573—2010。

本文件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1号，100761）。



电力变压器检修导则

1 范围

本文件规定了油浸式电力变压器（以下简称变压器）的例行检查与维护、常见异常情况检查及措施、检修策略和检修项目、变压器解体和组装要求、组部件和器身检修要求、检修试验项目与要求、大修后的验收与试运行、大修报告等。

本文件适用于 35 kV～750 kV 电压等级的油浸式电力变压器。气体绝缘变压器、油浸式电抗器等可参照执行。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB 50150 电气装置安装工程电气设备交接试验标准

GB/T 261 闪点的测定 宾斯基-马丁闭口杯法

GB/T 311.1 高压输变电设备的绝缘配合

GB/T 507 绝缘油 击穿电压测定法

GB/T 1094.3 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 1094.4 电力变压器 第 4 部分：电力变压器和电抗器的雷电冲击试验导则

GB/T 2900.95—2015 电工术语 变压器、调压器和电抗器

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

DL/T 573—2021

- GB/T 7595 运行中变压器油质量标准
GB/T 7598 运行中变压器油水溶性酸测定法
GB/T 7599 运行中变压器油、汽轮机油酸值测定法 (BTB 法)
GB/T 7600 运行中变压器油水分含量测定法 (库仑法)
GB/T 7601 运行中变压器油水分含量测定法 (气相色谱法)
GB/T 24624 绝缘套管 油为主绝缘 (通常为纸) 浸渍介质
套管中溶解气体分析 (DGA) 的判断导则
DL/T 264—2012 油浸式电力变压器 (电抗器) 现场密封性
试验导则
DL/T 393—2010 输变电设备状态检修试验规程
DL/T 421 绝缘油体积电阻率测定法
DL/T 423 绝缘油中含气量测定 (真空压差法)
DL/T 432 电力用油中颗粒污染度测量方法
DL/T 450 绝缘油中含气量测定方法 (二氧化碳洗脱法)
DL/T 572 电力变压器运行规程
DL/T 574 变压器分接开关运行维修导则
DL/T 596 电力设备预防性试验规程
DL/T 664 带电设备红外诊断应用规范
DL/T 722 变压器油中溶解气体分析和判断导则
DL/T 838 发电企业设备检修导则
DL/T 1095 变压器油带电度现场测试导则
DL/T 1096 变压器油中颗粒度限值

3 术语和定义

GB/T 2900.95—2015 界定的术语和定义适用于本文件。

3.1

变压器大修 **overhaul of transformer**

在停电状态下对变压器本体排油、吊罩 (吊心) 或进入油箱内部进行检修以及对主要组/部件进行解体检修。

3.2

变压器小修 minor repair of transformer

在停电状态下对变压器箱体及组/部件进行的检修。

3.3

变压器的缺陷处理 treatment of transformer defect

对变压器本体或组/部件进行的有针对性的局部检修。

3.4

变压器例行检查与维护 routine inspection and maintenance of transformer

对变压器本体及组/部件进行的周期性污秽清扫、螺栓紧固、防腐处理、易损件更换等。

3.5

诊断性试验 diagnostic test

巡检、在线监测、例行试验等发现设备状态不良，或经受了不良工况，或受家族缺陷警示，或连续运行较长时间，为进一步评估设备状态而进行的试验。

[来源：DL/T 393—2010，3.1.6]

3.6

变压器返厂大修 factory overhaul of transformer

将事故（故障）或存在缺陷的变压器运到工厂进行的故障排查、原因分析、修复、例行试验等工作。

4 总则

变压器设备检修要贯彻预防为主、状态检修和周期性检修相结合的方针，做到应修必修、修必修好、讲究实效。本文件所列检修项目是建立在变压器本体及主要组/部件进行综合评价的基础上，依据变压器历次监测、检查、试验结果，并结合运行状态，综合判断是否进行检修。变压器本体及组/部件的检修，应遵循本文件并结合出厂技术文件要求进行。

5 例行检查与维护

5.1 不停电检查周期、项目及要求

不停电检查周期、项目及要求见表 1。

5.2 停电检查周期、项目及要求

停电检查周期、项目及要求见表 2。

表 1 不停电检查周期、项目及要求

序号	检查部位	检查周期	检查项目	要求
1	变压器本体	必要时 ^a	温度	a) 顶层油温度计、绕组温度计的外观完整，表盘密封良好，温度指示正常，符合 DL/T 572 的规定； b) 测量油箱及套管表面温度，无异常现象
			油位	a) 油位计外观完整，密封良好； b) 对照油温与油位的标准曲线检查油位指示正常
			渗漏油	a) 法兰、阀门、冷却装置、油箱、油管路等密封连接处，应密封良好，无渗漏； b) 油箱、升高座等焊接部位质量良好，无渗漏
			异声和振动	运行中的振动和噪声应无明显变化，无外部连接松动及内部结构松动引起的振动和噪声；无放电声响
			铁心接地	铁心、夹件外引接地应良好，接地电流宜在 100 mA 以下
			直流偏磁	中性点接地电流直流分量小于厂家推荐值或合同规定值；噪声值、油面温升、损耗值小于厂家推荐值；长时偏磁运行后，增加油中溶解气体检查，各气体成分应与前次数据无明显异常，CO 与 CO ₂ 含量无明显异常

表 1 (续)

序号	检查部位	检查周期	检查项目	要求
2	冷却装置	必要时	运行状况	a) 风冷却器风扇和油泵的运行情况正常, 无异常声音和振动, 水冷却器压差继电器和压力表的指示正常; b) 油流指示正确, 无抖动现象
			渗漏油	冷却装置及阀门、油泵、管路等无渗漏
			散热情况	散热情况良好, 无堵塞、气流不畅等情况, 必要时进行冲洗
3	套管	必要时	瓷套情况	a) 瓷套表面应无裂纹、破损、脏污及电晕放电等现象; b) 采用红外测温装置等手段对套管, 特别是装硅橡胶增爬裙或涂防污涂料的套管, 重点检查有无异常
			渗漏油	a) 各部密封处应无渗漏; b) 电容式套管应注意电容屏末端接地套管的密封情况
			过热	a) 用红外测温装置检测套管本体及顶部接头连接部位温度情况; b) 接地套管及套管式电流互感器接线端子不应过热
			油位	油位指示正常
4	吸湿器	必要时	干燥度	a) 干燥剂留有一定空隙且颜色正常; b) 油盒的油位正常
			呼吸	a) 呼吸正常, 并随着油温的升高油盒中有气泡产生; b) 如发现呼吸不正常, 应查明原因进行消缺处理, 在消缺前将重瓦斯跳闸改为信号报警, 并防止压力突然释放
5	无励磁分接开关	必要时	位置	a) 挡位指示器清晰、指示正确; b) 机械操作装置应无锈蚀
			渗漏油	密封良好, 无渗油

表 1 (续)

序号	检查部位	检查周期	检查项目	要求
6	有载分接开关	必要时	电源	a) 电压应在规定的偏差范围之内; b) 指示灯显示正常
			油位	储油柜油位正常
			渗漏油	开关密封部位无渗漏油现象
			操作机构	a) 操作齿轮机构无渗漏油现象, 润滑脂足够; b) 分接开关连接、齿轮箱、开关操作箱内部等无异常, 定位螺栓应正确
			油流控制继电器 (气体继电器)	a) 应密封良好; b) 无集聚气体
7	开关在线滤油装置	必要时	运行情况	a) 在滤油时, 检查压力、噪声和振动等无异常情况; b) 连接部分紧固
			渗漏油	滤油机及管路无渗漏油现象
8	压力释放阀	必要时	渗漏油	应密封良好, 无喷油现象
			防雨罩	安装牢固、遮蔽可靠
			导向装置	固定良好, 导向喷口方向正确
9	气体继电器	必要时	渗漏油	应密封良好
			气体	无集聚气体
			防雨罩	安装牢固、遮蔽可靠
			内部绝缘油	继电器内应充满油, 油色无浑浊变黑现象
10	端子箱和控制箱	必要时	密封性	密封良好, 无雨水进入、潮气凝露
			接触	接线端子应无松动和锈蚀、接触良好无发热痕迹
			完整性	a) 电气元件完整; b) 接地良好

表 1 (续)

序号	检查部位	检查周期	检查项目	要求
11	在线监测装置	必要时	运行状况	a) 无渗漏油; b) 工作正常; c) 历史数据对比正常
12	红外测温	a) 330 kV~750 kV, 1 个月; b) 220 kV, 3 个月; c) 35 kV~110 kV, 6 个月; d) 迎峰度夏(冬)、大负荷、检修后送电期间增加检测频次	高压引线连接处	a) 无异常温升; b) 无异常温差或无异常相对温差
			电流互感器本体	a) 无异常温升; b) 无异常温差或无异常相对温差
			套管	a) 无异常温升; b) 无异常温差或无异常相对温差; c) 油位无异常(充油套管)
			螺栓	a) 无异常温升; b) 无异常温差或无异常相对温差
			储油柜	油位正常
			油流管路	a) 油流通畅; b) 无异常温升; c) 无异常温差或无异常相对温差
			潜油泵	a) 无异常温升; b) 无异常温差或无异常相对温差; c) 无渗漏油
			壳体	a) 无异常温升; b) 无异常温差或无异常相对温差
			二次端子箱(有条件打开时)	a) 无异常温升; b) 无异常温差或无异常相对温差
a 必要时, 根据电压等级、重要程度、气候条件和负载状态、缺陷情况等确定检查周期。下同。				

表2 停电检查周期、项目及要求

序号	检查部位	检查周期	检查项目	要求
1	变压器本体	1年~3年或必要时	铁心、夹件的绝缘电阻	a) 采用2500 V绝缘电阻表测量, 持续时间为1 min, 应无闪络及击穿现象; b) 66 kV及以上电压等级绝缘电阻值宜不小于100 M Ω , 35 kV及以下电压等级绝缘电阻值宜不小于10 M Ω
2	风冷却装置	1年~3年或必要时	振动	开启冷却装置, 无异常振动和异音
			清洁	a) 检查冷却器管和支架的脏污、锈蚀情况, 如散热效果不良, 应每年至少进行1次冷却器管束的冲洗; b) 必要时对支架、外壳等进行防腐(漆化)处理
			绝缘电阻	采用500 V或1000 V绝缘电阻表测量电气部件的绝缘电阻, 其值应不小于1 M Ω
			阀门	检查阀门能够正确开启
			负压检查	逐台关闭冷却器电源约30 min后, 检查冷却器负压区是否有渗漏现象。若存在渗漏现象应及时处理, 并消除负压现象
3	水冷却器	1年~3年或必要时	运行功能检查	a) 压差继电器和压力表的指示正常; b) 冷却水中应无油花; c) 运行压力应符合制造厂的规定
4	油纸电容型套管	1年~3年或必要时	瓷件	a) 瓷件应无放电、裂纹、破损、脏污等现象, 法兰无锈蚀; b) 必要时校核套管外绝缘爬距, 应满足污秽等级要求
			密封及油位	套管本体及与箱体连接密封应良好, 油位正常
			导电连接部位	a) 应无松动, 所受应力应符合相应标准要求; b) 接线端子等连接部位应无氧化或过热现象

表 2 (续)

序号	检查部位	检查周期	检查项目	要求
4	油纸电容型套管	1 年~3 年或必要时	末屏接地	末屏密封良好, 应无放电、过热痕迹, 接地良好
5	纯瓷套管	1 年~3 年或必要时	瓷件	a) 瓷件应无放电、裂纹、破损、脏污等现象, 法兰无锈蚀; b) 必要时校核套管外绝缘爬距, 应满足污秽等级要求
			密封及油位	套管本体及与箱体连接密封应良好, 油位正常
			导电连接部位	a) 应无松动, 连接端子所受应力应符合相应标准; b) 接线端子等连接部位表面应无氧化或过热现象; c) 绝缘筒应无裂纹、无放电痕迹、过热现象
6	无励磁分接开关	1 年~3 年或必要时	操作机构	a) 限位及操作正常; b) 转动灵活, 无卡涩现象; c) 密封良好; d) 螺栓紧固; e) 分接位置显示应正确一致
7	有载分接开关	1 年~3 年或必要时	操作机构	a) 两个循环操作各部件的全部动作顺序及限位动作, 应符合技术要求; b) 各分接位置显示应正确一致
			绝缘测试	采用 500 V 或 1000 V 绝缘电阻表测量辅助回路的绝缘电阻, 其值应大于 1 M Ω
8	其他	1 年~3 年或必要时	气体继电器	a) 密封良好, 无渗漏现象; b) 轻、重瓦斯动作可靠, 回路传动正确无误; c) 观察窗清洁, 刻度清晰
			压力释放阀	a) 无喷油、渗漏油现象; b) 回路传动正确; c) 动作指示杆应保持灵活

表 2 (续)

序号	检查部位	检查周期	检查项目	要求
8	其他	1 年~3 年或必要时	压力式温度计、温度控制器	a) 温度计内应无潮气凝露, 并与顶层油温基本相同; b) 比较压力式温度计和温度控制器的指示, 差值应在 5°C 之内; c) 检查温度计接点整定值应正确, 二次回路传动正确
			绕组温度计	a) 温度计内应无潮气凝露; b) 检查温度计接点整定值应正确
			油位计	a) 表内应无潮气凝露; b) 浮球和指针的动作应同步; c) 应无假油位现象
			油流继电器	a) 表内应无潮气凝露; b) 指针位置正确, 油泵启动后指针应达到绿区, 无抖动现象
			二次回路	a) 采用 500 V 或 1000 V 绝缘电阻表测量继电器、油温指示器、油位计、压力释放阀二次回路的绝缘电阻应大于 $1\text{ M}\Omega$; b) 接线盒、控制箱等防雨、防尘是否良好, 接线端子有无松动和锈蚀现象
9	油流带电泄漏电流	必要时	中性点 (330 kV 及以上变压器)	开启所有油泵, 稳定后测量中性点泄漏电流的绝对值应小于 $3.5\text{ }\mu\text{A}$

6 常见异常情况的检查与措施

6.1 常见变压器本体声音异常情况的检查

常见变压器本体声音异常情况的检查见表 3。

表3 变压器本体声音异常情况的检查

序号	异常现象	可能的异常原因	检查方法或部位	分析与判断
1	连续的高频率尖锐声	过励磁	运行电压	运行电压高于分接位置所在的分接电压
		谐波电流	谐波分析	存在超过标准允许的谐波电流
		中性点接地电流存在直流分量	中性点电流	所在区域有直流输电接地极单极或不平衡运行方式或附近地铁牵引站存在直流电流入地现象等, 导致存在异常的直流分量或低频电流
		系统异常	中性点电流	电网发生单相接地或电磁共振, 中性点电流明显增大
2	异常增大且有明显的杂音	铁心结构件松动	听声音来源	夹件或铁心的压紧装置松动、硅钢片振动增大, 或个别紧固件松动
		连接部位的机械振动	听声音来源	连接部位松动或不匹配
		中性点接地电流存在直流分量	中性点电流	存在异常的直流电流或低频直流电流
3	“吱吱”或“噼啪”声	接触不良及引起的放电	套管连接部位	套管与母线连接部位及压环部位接触不良
			油箱法兰连接螺栓	油箱上的螺栓松动或金属件接触不良
4	“嘶嘶”声	套管表面或导体棱角电晕放电	红外测温、紫外测光	a) 套管表面脏污、釉质脱落或有裂纹; b) 受浓雾等恶劣天气影响
5	“嗡嗡”的沸腾声	局部过热或充氮灭火装置氮气充入本体	温度和油位	油位、油温或局部油箱壁温度异常升高, 表明变压器内部存在局部过热现象
			气体继电器内气体	分析气体组分以区分故障原因
			听声音的来源	倾听声音的来源, 或用红外检测局部过热的部位, 根据变压器的结构, 判定具体部位
6	“哇哇”声	过载	负载电流	过载或冲击负载产生的间歇性杂声
			中性点电流	三相不均匀过载, 中性点电流异常增大

6.2 冷却器声音异常情况的检查与措施

冷却器声音异常情况的检查与措施见表 4。

表 4 冷却器声音异常情况的检查与措施

序号	异常现象	可能的异常原因	检查方法或部位	处理措施
1	油泵均匀的周期性“咯咯”金属摩擦声	电动机定子与转子间的摩擦或有杂质	a) 听其声音; b) 测量振动	更换油泵
		叶片与外壳间的摩擦		
2	油泵的无规则非周期性金属摩擦声	轴承破裂	a) 听其声音; b) 测量振动	更换轴承或油泵
3	油路管道内的“哄哄”声音	进油处的阀门未开启或开启不足	a) 听其声音; b) 测量振动	开启阀门
		存在负压	检查负压	消除负压

6.3 绝缘受潮异常情况的检查与措施

当绝缘受潮,出现了油中含水量超出注意值、绝缘电阻下降、泄漏电流增大、变压器本体介质损耗因数增大、油耐压下降等现象,检查与措施见表 5。

表 5 绝缘受潮异常情况的检查与措施

序号	检查方法或部位	判断与措施
1	含水量测定、油中溶解气体分析	a) 油中含水量超标; b) H_2 持续增长较快
2	冷却器密封检查	a) 逐台停运冷却器(阀门开启),观察冷却器负压区是否存在渗漏; b) 在冷却器的进油放气塞处测量油泵运行时的压力是否存在负压
3	气样分析	若气体继电器内有连续不断的气泡,应取样分析,如无故障气体成分,则表明变压器可能在负压区有渗漏现象
4	油中含气量分析	油中含气量有增长趋势,可能存在渗漏现象
5	各连接部位的渗漏检查	有渗漏时应处理

表 5 (续)

序号	检查方法或部位	判断与措施
6	吸湿器	检查吸湿器的密封情况, 变色硅胶颜色和油杯油量是否正常
7	储油柜	a) 检查储油柜与胶囊之间的接口密封情况, 胶囊是否完全撑开, 与储油柜之间应无气体; b) 胶囊或隔膜是否有水迹和破损及老化龟裂现象, 如有应及时处理或更换; c) 外油式金属波纹储油柜的波纹伸缩节是否破损、漏油
8	整体密封性检查	在保证压力释放阀或防爆膜不动作的情况下, 在储油柜的最高油位上施加 0.03 MPa 的压力 24 h, 观察变压器所有接口是否渗漏
9	套管检查	通过正压或负压法检查套管密封情况, 如有渗漏现象应及时更换套管顶部连接部位的密封胶垫
10	内部检查	a) 检查油箱底部是否有水迹, 如有, 应查明原因并予以消除; b) 检查绝缘件表面是否有起泡现象, 如有表明绝缘已进水受潮, 可进一步取绝缘纸样进行含水量测试, 或燃烧试验, 如燃烧时有轻微“噼啪”的声音, 即表明绝缘受潮, 则应干燥处理; c) 检查放电痕迹。如绝缘件因进水受潮引起放电, 则放电痕迹有明显水流迹象, 且局部受损严重, 油中会产生 H_2 、 CH_4 和 C_2H_2 主要气体。在器身干燥处理前, 应对受损的绝缘部件予以更换

6.4 过热性异常情况的检查与措施

当出现总烃超出注意值并持续增长, 油中溶解气体分析提示过热, 温升超标等过热异常情况时, 检查与措施见表 6。

表 6 过热性异常情况的检查与措施

序号	故障原因	检查内容或部位	判断与措施
1	铁心、夹件多点接地	运行中测量铁心接地电流	运行中如大于 300 mA 时, 应加装限流电阻进行限流, 将接地电流控制在 100 mA 左右, 并适时安排停电处理
		油中溶解气体分析	通常热点温度较高, CH_4 、 C_2H_4 增长较快

表 6（续）

序号	故障原因	检查内容或部位		判断与措施
1	铁心、夹件多点接地	绝缘电阻表及万用表测绝缘电阻		a) 若具有绝缘电阻较低（如几十千欧）的非金属短接特征，可在变压器带油状态下采用大电流脉冲法进行处理，放电电压由低向高，应不超过 500 V； b) 若具有绝缘电阻接近为零（如万用表测量几千欧内）的金属性直接短接特征，必要时应吊罩（心）检查处理，并注意区别铁心对夹件或铁心对油箱的绝缘降低问题
		万用表定位法		将 3 只~4 只万用表串接起来，其连接点分别在高、低压侧夹件上左右上下移动，如某两个连接点间的电阻不断变小，则表明测量点在接近接地点
		敲打法		用手锤敲打夹件，观察接地电阻的变化情况，如在敲打过程中有较大的变化，则接地点就在附近
		放电法		用试验变压器在接地极上施加不超过 6 kV（2500 V）的电压，如有放电声音，则查找放电位置
2	铁心局部短路	红外定位法		用直流电焊机在接地回路中注入一定的直流电流，然后用红外热成像仪查找过热点
		油中溶解气体分析		通常热点温度较高， H_2 、 CH_4 、 C_2H_4 气体含量增长较快。严重时会产生 C_2H_2
		过励磁试验（1.1 倍）		1.1 倍的过励磁会加剧铁心过热，油色谱中特征气体组分会有明显的增长，则表明铁心内部存在多点接地或短路缺陷现象，应进一步吊罩（心）或进油箱检查
		低电压励磁试验		严重的局部短路可通过低于额定电压的励磁试验，以确定其危害性或位置
		用绝缘电阻表及万用表检测短接性质及位置		a) 目测铁心表面有无过热变色、片间短路现象，或用万用表逐级检查，重点检查级间和片间有无短路现象。若有片间短路，可松开夹件，每 2 片或 3 片之间用干燥绝缘纸进行隔离； b) 对于分级短接的铁心，如存在级间短路，应尽量将其断开。若短路点无法消除，可在短路级间端部一点短接（如在短路的两级间均匀打入长 60 mm~80 mm 的不锈钢螺杆或钉）或串电阻

表 6 (续)

序号	故障原因	检查内容或部位	判断与措施
3	导电回路接触不良	油中溶解气体分析	a) 观察 CH_4 、 C_2H_6 、 C_2H_4 气体含量增长速度, 若增长速度较快, 则表明接触不良已严重, 应及时检修; b) 结合油色谱 CO_2 和 CO 的增量和比值进行区分是在油中还是在固体绝缘内部或附近过热, 若近邻绝缘附近过热, 则 CO 、 CO_2 增长较快
		红外测温	检查套管连接部位是否有高温过热现象
		改变分接开关位置	可改变分接开关位置, 通过油色谱的跟踪, 判断分接开关是否接触不良
		直流电阻测量	若直流电阻值有明显的变化, 则表明导电回路存在接触不良或缺陷
		吊罩 (心) 或进油箱检查	a) 检查分接开关连接引线、触头接触面有无过热性变色和烧损情况; b) 检查引线的连接和焊接部位的接触面有无过热性变色和烧损情况; c) 检查引线是否存在断股和分流现象, 防止分流产生过热; d) 套管内接头的连接应无过热性变色和松动情况
4	导线股间短路	油中溶解气体分析	该故障特征是低温过热, 油中特征气体增长较快
		过电流试验 (1.1 倍)	1.1 倍的过电流会加剧它的过热, 油色谱会有明显的增长
		解体检查	打开围屏, 检查绕组和引线表面绝缘有无变色、过热现象
		分相低电压下的短路试验	在接近额定电流下比较短路损耗, 区别故障相
5	油道堵塞	油中溶解气体分析	该故障特征是低温过热逐渐向中温至高温过热演变, 且油中 CO 、 CO_2 含量增长较快
		油中糠醛测试	可确定是否存在固体绝缘部位局部过热。若测定的值有明显变化, 则表明固体绝缘存在局部过热, 加速了绝缘老化
		过电流试验 (1.1 倍)	1.1 倍的过电流会加剧它的过热, 油色谱会有明显的增长, 应进一步进油箱或吊罩 (心) 检查

表 6 (续)

序号	故障原因	检查内容或部位	判断与措施
5	油道堵塞	净油器检查	检查净油器的滤网有无破损, 硅胶有无进入器身。硅胶进入绕组内会引起油道堵塞, 导致过热, 如发生应及时清理
		目测	解开围屏, 检查绕组和引线表面有无变色、过热现象并进行处理
		油面温度	油面温度过高, 而且可能出现变压器两侧油温差较大
6	接触不良	油中溶解气体分析	该故障特征是伴有少量 H_2 、 C_2H_2 产生和总烃稳步增长趋势
		目测	逐一检查连接端子接触是否良好, 有无变色过热现象, 重点检查无励磁分接开关的操作杆 U 形拨叉、磁屏蔽、电屏蔽、钢压钉等有无变色和过热现象
7	结构件或电、磁屏蔽等形成短路环	油中溶解气体分析	该故障具有高温过热特征, 总烃增长较快
		绝缘电阻测试	绝缘电阻不稳定, 并有较大的偏差, 表明铁心柱内的结构件或电、磁屏蔽等形成了短路环
		励磁试验	在较低的电压下励磁, 励磁电流也较大
		目测	a) 逐一检查结构件或电、磁屏蔽等有无短路、变色过热现象; b) 逐一检查结构件或电、磁屏蔽等接地是否良好
8	油泵轴承磨损或线圈损坏	油泵运行检查	a) 声音、振动是否正常; b) 工作电流是否平衡、正常; c) 温度有无明显变化; d) 逐台停运油泵, 观察油色谱的变化
		绕组直流电阻测试	三相直流电阻是否平衡
		绕组绝缘电阻测试	采用 500 V 或 1000 V 绝缘电阻表测量对地绝缘电阻应大于 $1\text{ M}\Omega$
9	漏磁回路的异物和用错金属材料	过电流试验 (1.1 倍)	若绕组内部或漏磁回路附绕组或铁心过热, 油色谱会有明显的增长, 需进一步检查
		目测	a) 检查可见部位是否有异物; b) 检查包括磁屏蔽等金属结构件是否存在移位和固定不牢靠现象; c) 检查金属结构件表面有无过热性的变色现象。在较强漏磁区域内, 如绕组端部部位若使用了磁性材料, 会引起过热, 也可用磁性材料做鉴别检查

表 6 (续)

序号	故障原因	检查内容或部位	判断与措施
10	有载分接开关绝缘筒渗漏	油中溶解气体分析	属高温过热, 并具有高能量放电特征
		油位变化	有载分接开关储油柜中的油位异常变化, 有载分接开关绝缘筒可能存在渗漏现象
		压力试验	在本体储油柜吸湿器上施加 0.035 MPa 的压力, 观察分接开关储油柜的油位变化情况, 如发生变化, 则表明已渗漏

6.5 放电性异常情况的检查与措施

放电性异常情况的检查项目与措施见表 7。

表 7 放电性异常情况的检查与措施

序号	故障原因	检查方法或部位	判断与措施
1	油泵内部放电	油中溶解气体分析	a) 属高能量局部放电, 这时产生的主要气体是 H_2 和 C_2H_2 ; b) 若伴有局部过热特征, 则是摩擦引起的高温
		油泵运行检查	油泵内部存在局部放电, 可能是定子绕组的绝缘不良引起的放电
		绕组绝缘电阻测试	采用 500 V 或 1000 V 绝缘电阻表测量对地绝缘电阻值, 应大于 1 M Ω
		解体检查	a) 定子绕组绝缘状态, 在铁心、绕组表面上有无放电痕迹; b) 轴承磨损情况, 或转子和定子之间是否有金属异物引起的高温摩擦
2	悬浮杂质放电	油中含气量测试	属低能量局部放电, 时有时无, 这时产生的主要气体是 H_2 和 CH_4
		油颗粒度测试	油颗粒度较大或较多, 并含有金属成分
3	悬浮电位放电	油中溶解气体分析	具有低能量放电特征
		自测	a) 所有等电位的连接是否良好; b) 逐一检查结构件或电、磁屏蔽等有无短路、变色、过热现象

表 7 (续)

序号	故障原因	检查方法或部位	判断与措施
3	悬浮电位放电	局部放电量测试	可结合局放定位进行局部放电量测试, 以查明放电部位及可能产生的原因
4	油流带电	油中溶解气体分析	油色谱特征气体增长
		油中带电量测试	测量油中带电量, 如超出规定值, 内部可能存在油流带电、放电现象
		泄漏电流或静电感应电压测量	开启油泵, 测量中性点的静电感应电压或泄漏电流, 如长时间不稳定或稳定值超出规定值, 则表明可能发生了油流带电现象
5	有载分接开关绝缘筒渗漏	油中溶解气体分析	油中溶解气体分析属高能量放电, 并有局部过热特征
6	导电回路接触不良及其分流	油中金属微量测试	测试结果若金属铜含量较大, 表明导电回路存在放电现象
		油中溶解气体分析	油中溶解气体分析属低能量火花放电, 并有局部过热特征, 这时伴随少量 C_2H_2 产生
7	不稳定的铁心多点接地	油中溶解气体分析	属低能量火花放电, 并有局部过热特征, 这时伴随少量 H_2 和 C_2H_2 产生
		运行中测量铁心接地电流	接地电流时大时小, 可采取加限流电阻办法限制, 或适时按上述办法停电处理
8	金属尖端放电	油中溶解气体分析	油色谱中特征气体增长
		油中金属微量测试	a) 若铁含量较高, 表明铁心或结构件放电; b) 若铜含量较高, 表明绕组或引线放电
		局部放电量测试	可结合局放定位进行局部放电量测试, 以查明放电部位及可能产生的原因
		目测	重点检查铁心和金属尖角有无放电痕迹
9	气泡放电	油中溶解气体分析	具有低能量局部放电, 产生主要气体是 H_2 和 CH_4
		目测和气样分析	检查气体继电器内的气体, 取气样分析, 如主要是 O_2 和 N_2 , 表明是气泡放电

表 7 (续)

序号	故障原因	检查方法或部位	判断与措施
9	气泡放电	油中含气量测试	a) 如油中含气量过大, 并有增长的趋势, 应重点检查储油柜、油箱、油泵和在线油色谱装置等是否有渗漏; b) 油中含气量接近饱和值时, 环境温度或负荷变化较大后, 会在油中产生气泡
		残气检查	a) 检查各放气塞是否有剩余气体放出; b) 在储油柜上抽微真空, 检查其气体继电器内是否有气泡通过
10	绕组或引线绝缘击穿	油中溶解气体分析	a) 具有高能量电弧放电特征, 主要气体是 H_2 和 C_2H_2 ; b) 涉及固体绝缘材料, 会产生 CO 和 CO_2 气体
		绝缘电阻测试	如内部存在对地树枝状的放电, 绝缘电阻会有下降的可能, 故检测绝缘电阻, 可判断放电的程度
		局部放电量测试	可结合局放定位进行局部放电量测试, 以查明放电部位及可能产生的原因
		油中金属微量测试	测试结果若存在金属铜含量较大, 表明绕组已烧损
		目测	a) 观测气体继电器内的气体, 并取气样色谱分析, 这时主要气体是 H_2 和 C_2H_2 ; b) 结合吊罩(心)或进油箱内部, 重点检查绝缘件表面和分接开关触头间有无放电痕迹, 如有应查明原因, 并予以更换处理
11	油箱磁屏蔽接地不良	油中溶解气体分析	以 C_2H_2 为主, 且通常伴有 C_2H_4 、 CH_4 等
		目测	磁屏蔽松动或有放电形成的游离碳
		测量绝缘电阻	打开所有磁屏蔽接地点, 对磁屏蔽进行绝缘电阻测量

6.6 绕组变形情况的检查与措施

当绕组出现变形, 如发现电抗或阻抗变化明显、频响特性异常、绕组之间或对地电容量变化明显等情况时, 其故障原因主要有如下两点:

a) 运输中受到冲击;

b) 短路电流冲击。

绕组变形异常情况检查与措施见表 8。

表 8 绕组变形异常情况检查与措施

序号	检查方法或部位	判断与处理措施
1	低电压阻抗测试	测试结果与历史值、出厂值或铭牌值作比较，如有较大幅度的变化（纵比超过 DL/T 1093 的规定），表明绕组有变形的迹象
2	频响特性试验	测试结果与历史作比较，与相间相互比较
3	各绕组介质损耗因数和电容量测试	测试结果与历史作比较，若有明显的变化，则说明绕组有变形的迹象
4	短路损耗测试	如测试结果的杂散损耗比出厂值有明显的增长，表明绕组有变形的迹象
5	油中溶解气体色谱分析	测试结果异常，表明绕组可能有烧损现象
6	绕组检查	a) 外观检查（包括内绕组）。检查垫块是否整齐，有无移位、跌落现象；检查压板是否有移位、开裂、损坏现象；检查绝缘纸筒是否有窜动、移位的痕迹，如有表明绕组有松动或变形的现象，应按制造厂工艺要求予以重新紧固处理并进行有关试验。 b) 用手锤敲打压板检查相应位置的垫块，听其声音判断垫块的紧实度。 c) 检查绝缘油及各部位有无炭粒、炭化的绝缘材料碎片和金属粒子。若有表明变压器已烧毁，应更换处理。 d) 在适当的位置可以用内窥镜对内绕组进行检查

6.7 分接开关的检查

分接开关的检查按 DL/T 574 的有关规定执行。

7 检修策略和项目

7.1 检修策略

7.1.1 现场大修

运行中的变压器，宜采用周期性检修和状态检修相结合的检

修策略, 变压器检修项目应根据运行情况和状态评价结果进行动态调整。也可采取以下方式:

- a) 运行中的变压器承受出口短路后, 经综合诊断分析, 可考虑大修。
- b) 箱沿焊接的变压器或制造厂另有规定者, 若经过试验与检查并结合运行情况, 判定有内部故障或本体严重渗漏油时, 可进行大修。
- c) 发现变压器出现异常状况或经试验判明有内部故障时, 应进行大修。
- d) 设计或制造中存在共性缺陷的变压器可进行针对性大修。
- e) 发电企业的变压器检修应满足 DL/T 838 的相关要求, 应根据状态监测及评估结果, 并充分考虑机组的检修周期、停电检修等级和检修停用时间, 进行变压器大修。
- f) 变压器大修周期一般应在 10 年以上, 不超过 20 年。

7.1.2 返厂大修

运行中的变压器满足下列条件之一或同时满足多项条件时, 宜进行返厂大修:

- a) 变压器遭受出口或近区短路后, 进行绕组变形判别试验, 与该变压器出厂试验值 (或上一次检修试验数据) 不符, 存在较大偏差;
- b) 本体油中的气体含量超出 DL/T 722 规定的注意值, 总烃或乙炔气体的增长 (产气率) 超过 DL/T 722 规定的 2 倍, 且现场不具备检修条件;
- c) 变压器现场吊心检查, 发现绕组围屏、绝缘垫块、引线等出现异常, 或油箱内部发现明显来自绕组导线的铜珠、绝缘纸屑等异物, 现场无法修复;
- d) 存在绕组抗短路能力严重不足、产品设计缺陷造成内部过热故障并导致绝缘过度老化等, 评估其故障可给电网

运行安全造成影响的变压器，应将变压器返厂大修或做翻新改造处置；

- e) 运行 20 年以上的变压器，基于绝缘油的糠醛、酸值、介损、界面张力、游离碳等性能检测，或直接进行绝缘材料取样进行聚合度、固体材料含水率等检测，可结合变压器历史运行工况及油色谱数据，对已确认绝缘过度老化的变压器制定返厂大修的计划；
- f) 变压器现场局部放电检测结果超标，且局放定位后发现故障点无法在现场处置的变压器；
- g) 铁心、夹件或对地电流超过运行标准、现场安装限流电阻后仍无法减轻或消除故障现象的变压器，现场吊心未能查到故障点或故障点现场无法修复，且评估故障部位已影响到变压器运行安全时，宜返厂大修；
- h) 对于冷却方式改造（例如：将原强迫油循环或强迫导向油循环的冷却方式改造为自然油循环变压器）的变压器，可基于原变压器的设计信息、运行工况及缺陷、预期改造后变压器的使用寿命以及可承担过负荷能力等因素，综合评估后选择现场维修或返厂大修；
- i) 变压器当前的损耗、噪声、温升等参数或额定容量、额定电压及联结组别、本体结构等已不满足现行国家标准、环保法规或使用工况要求时，可选择返厂大修；
- j) 现场突发恶性事故、已导致绕组烧毁的变压器；
- k) 变压器发生事故（故障）或存在缺陷，在现场难以处理时，可运到工厂进行的故障排查、原因分析、修复、例行试验等工作。

7.2 检修项目

7.2.1 大修项目：

- a) 检修绕组、引线装置；

- b) 检修铁心、铁心紧固件（穿心螺杆、夹件、拉带、绑带等）、压钉、压板及接地片；
- c) 检修油箱、磁（电）屏蔽及升高座，检修套管；
- d) 检修冷却系统，包括冷却器、油泵、油流继电器、水泵、压差继电器、风扇、阀门及管道、操作控制箱及端子箱的检修和试验等；
- e) 检修及校验安全保护装置，包括压力释放装置、气体继电器、速动油压继电器、控流阀等；
- f) 检修油保护装置，包括储油柜、吸湿器、净油器等；
- g) 校验测温装置，包括压力式温度计、温度控制器（绕组温度计）、棒形温度计等；
- h) 检修及试验操作控制箱；
- i) 检修无励磁分接开关或有载分接开关；
- j) 检修全部阀门和放气塞；
- k) 更换全部密封胶垫；
- l) 必要时对器身绝缘进行干燥处理；
- m) 处理变压器油；
- n) 清扫油箱并喷涂油漆；
- o) 检查接地系统；
- p) 大修试验和试运行。

7.2.2 小修项目：

- a) 处理已发现的缺陷；
- b) 检修储油柜，放出储油柜积污器中的污油；
- c) 检修油位计，包括调整油位；
- d) 检修冷却油泵、风扇，必要时清洗冷却器管束；
- e) 检修安全保护装置；
- f) 检修油保护装置（净油器、吸湿器）；
- g) 检修测温装置；
- h) 检修调压装置、测量装置及控制箱，并进行调试；

- i) 检修全部阀门和放气塞，检查全部密封状态，处理渗漏油；
- j) 清扫套管和检查导电接头（包括套管将军帽）；
- k) 检查接地系统；
- l) 清扫油箱和附件，必要时进行补漆；
- m) 按有关标准规定进行测量和试验。

8 检修前的准备工作

8.1 确定检修项目

8.1.1 根据变压器故障情况，确定检修的项目，若有渗、漏油部位应作出标记。

8.1.2 进行大修前的试验，确定是否调整检修项目。

8.2 资料查阅、文件准备

8.2.1 查阅档案和变压器的状态评价资料：

- a) 运行中所发现的缺陷、异常、事故情况及出口短路次数和具体情况；
- b) 负载、温度和主要组/部件的运行情况；
- c) 历次缺陷处理记录；
- d) 上次小修、大修总结报告和技术档案；
- e) 历次试验记录（包括油的化验和色谱分析），了解绝缘状况；
- f) 大负荷下的红外测温试验情况。

8.2.2 编制作业指导书（施工方案），主要内容如下：

- a) 检修项目及进度表；
- b) 人员组织及分工；
- c) 特殊检修项目的施工方案；
- d) 确保施工安全、质量的技术措施和现场防火措施；

- e) 主要施工工具、设备明细表, 主要材料明细表;
- f) 绘制必要的施工图。

8.3 施工场地要求

8.3.1 变压器的解体检修工作, 如条件允许, 应尽量安排在发电厂或变电站的检修间内进行。

8.3.2 当施工现场无检修间时, 可在现场进行变压器的检修工作, 但应做好防雨、防潮、防尘和消防措施, 同时应注意与带电设备保持安全距离, 准备充足的施工电源及照明, 安排好储油容器、大型机具、拆卸组部件的放置地点和消防器材的合理布置等。

9 变压器解体及组装的注意事项

9.1 解体

9.1.1 应停电、办理工作票, 做好施工安全措施, 拆除变压器的外部电气连接引线和二次接线, 进行检修前的检查和试验。

9.1.2 拆卸时, 应首先拆小型仪表和套管, 后拆大型组件, 组装时顺序相反。

9.1.3 拆卸组/部件的具体要求见第 10 章的相关内容。为了减少器身暴露时间, 可以在部分排油后拆卸组/部件。

9.1.4 冷却器、压力释放装置、净油器及储油柜等部件拆下后, 应用盖板密封接口, 对带有电流互感器的升高座应注入合格的变压器油 (或采取其他防潮密封措施)。

9.1.5 排出全部绝缘油并对其进行处理。

9.1.6 检查器身, 具体要求见本文件第 11 章的相关内容。

9.2 组装

9.2.1 应先装好内部引线, 安装钟罩 (或器身) 并紧固螺栓后再安装套管, 并进行检修中试验, 合格后按规定注油。

DL/T 573—2021

9.2.2 安装组/部件见第 10 章的相关内容。

9.2.3 安装冷却器和储油柜等组/部件，装好后应进行二次注油，并调整油位。

9.2.4 组装后要检查冷却器、净油器（如有）和气体继电器等所有阀门，按照规定开启或关闭。

9.2.5 对套管升高座、上部管道孔盖、冷却器和净油器等上部的放气孔应进行多次排气，直至排尽为止，并重新密封、擦净油迹。

9.2.6 应进行整体密封试验。

9.2.7 组装后的变压器各组/部件应完整无损。

9.2.8 进行大修后电气和绝缘油的试验。

9.2.9 做好现场施工记录。

9.3 检修中的起重和搬运

9.3.1 起重工作的注意事项：

- a) 起重工作应分工明确，专人指挥，并有统一信号；
- b) 根据变压器钟罩（或器身）的重量选择起重工具，包括起重机、钢丝绳、吊环、U 形挂环、千斤顶、枕木等；
- c) 起重前应先拆除影响起重工作的各种连接；
- d) 如起吊器身，应先拆除与起吊器身有关的螺栓；
- e) 起吊变压器整体或钟罩（器身）时，钢丝绳应分别挂在专用起吊装置上，遇棱角处应放置衬垫；当起吊 100 mm 左右时，应暂停起吊，检查悬挂及捆绑情况，确认可靠后再继续起吊；
- f) 起吊时钢丝绳的夹角不应大于 60° ，否则应采用专用吊具或调整钢丝绳套；
- g) 起吊或落回钟罩（器身）时，四角应系缆绳，并由专人扶持，使其保持平稳；
- h) 起吊或降落速度应均匀，掌握好重心，防止倾斜；

- i) 起吊或落回钟罩（器身）时，应使高/低压侧引线、分接开关支架与箱壁间保持一定的间隙，防止碰伤器身；
- j) 当钟罩（器身）因受条件限制，起吊后不能移动而需在空中停留时，应采取支撑等防止坠落的有效安全措施；
- k) 吊装套管时，其倾斜度应与套管升高座的倾斜度基本一致，并用缆绳绑扎好，防止倾倒损坏瓷件；
- l) 采用汽车吊起重时，应检查支撑稳定性，注意起重臂伸张的角度、回转范围与邻近带电设备的安全距离，并设专人监护。

9.3.2 搬运工作的注意事项：

- a) 了解道路及沿途路基、桥梁、涵洞、地道等的结构及承载荷载情况，必要时予以加固。通过重要的铁路道口时，应事先与当地铁路部门取得联系。
- b) 了解沿途架空电力线路、通信线路和其他障碍物的高度，排除空中障碍，确保安全通过。
- c) 变压器在厂（所）内搬运或较长距离搬运时：
 - 1) 应绑扎固定牢固，防止冲击、振动、倾斜，避免发生碰撞或损坏；
 - 2) 搬运倾斜角在长轴方向上应不大于 15° ，在短轴方向上应不大于 10° ；
 - 3) 如用专用托板（木排）牵引搬运时，牵引速度应不大于 100 m/h ；
 - 4) 如用变压器主体滚轮搬运时，牵引速度应不大于 200 m/h （或按制造厂说明书的规定）。
- d) 使用千斤顶升（降）变压器，应顶在油箱指定部位，以防变形；千斤顶应垂直放置；在千斤顶的顶部与油箱接触处应垫木板防滑。
- e) 在使用千斤顶升（降）变压器时，应随升（降）加減所

垫木方或木板，防止千斤顶失灵突然降落倾倒；如在变压器两侧使用千斤顶时，不得两侧同时升（降），应分别轮流工作，注意变压器两侧高度差的变化，以防止变压器倾斜；荷重下的千斤顶不得长期负重，并应自始至终有专人照料。

- f) 当利用滚杠搬运变压器时，牵引的着力点应放在变压器的重心以下，变压器底部应放置专用托板。为增加搬运时的稳固性，专用托板的长度应超过变压器的长度，两端应制成楔形，以便于放置滚杠。搬运大型变压器时，专用托板的下部应加设钢带保护，以增强其坚固性。
- g) 采用专用托板、滚杠进行搬运或装卸变压器时，通道应填平，枕木应交错放置。为便于滚杠的滚动，枕木的搭接处应沿变压器的前进方向，由一个接头稍高的枕木过渡到稍低的枕木上。变压器拐弯时，应利用滚杠调整角度，防止滚杠弹出伤人。
- h) 为保持枕木铺设平整，枕木的底部可适当加垫厚薄不同的木板。
- i) 当采用滑轮组牵引变压器时，工作人员应站在适当位置，防止钢丝绳松扣或拉断伤人。
- j) 变压器在搬运和装卸前，应核对高、低压侧方向，保持安装就位时方向一致。
- k) 变压器搬运动前应安装三维振动记录仪，并调试好；搬运中应保持连续记录，就位后检查并记录振动数据，不应超过制造厂的相关规定。
- l) 充干燥气体搬运的变压器，应装有压力监视表计和补气瓶，变压器在搬运途中应始终保持正压，气体压力应保持 $0.01\text{ MPa} \sim 0.03\text{ MPa}$ ，露点应在 $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以下，并派专人监护押运。

10 组/部件检修工艺质量要求

10.1 套管及升高座

10.1.1 纯瓷套管

纯瓷套管的检修要求见表9。

表9 纯瓷套管的检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	瓷套本体	拆卸	套管拆卸前应先将其外部和内部的端子连接排(线)全部脱开,依次对角松动安装法兰螺栓,轻轻摇动套管,防止法兰受力不均损坏瓷套,待密封垫脱开后整体取下套管
2	外表面	完整性、清洁度	应清洁,无放电痕迹、无裂纹、无破损、无渗漏现象
3	导电杆和连接件	完整性、过热	a) 应完整无损,无放电、无油垢、无过热,无烧损痕迹,紧固螺栓或螺母有防止松动的措施; b) 拆导电杆和法兰螺栓时,应防止导电杆摇晃损坏瓷套,拆下的螺栓应进行清洗,丝扣损坏的应进行更换或修整,螺栓和垫圈不可丢失
4	绝缘筒或带绝缘覆盖层的导电杆	放电痕迹、干燥状态	取出绝缘筒(包括带绝缘覆盖层的导电杆),擦除油垢,检查应完整,无放电、无污垢和损坏,并处于干燥状态。绝缘筒及在导电杆表面的覆盖层应妥善保管,防止受潮和损坏(必要时应干燥)
5	瓷套和导电杆	组装	a) 瓷套内外部应清洁,无油垢,用白布擦拭;在套管外侧根部根据情况均匀喷涂半导体漆。 b) 有条件时,应将拆下的瓷套和绝缘件送入干燥室进行轻度干燥,干燥温度 $70^{\circ}\text{C}\sim 80^{\circ}\text{C}$,时间不少于4h,升温速度不超过 10°C/h ,防止瓷套发生裂纹。 c) 重新组装时更换新胶垫,位置要放正,胶垫压缩均匀,密封良好。注意绝缘筒与导电杆相互之间的位置,中间应有固定圈防止窜动,导电杆应处于瓷套的中心位置
6	放气塞	放气功能、密封性能	放气通道畅通、无阻塞,更换放气塞密封圈并确保密封圈入槽

表 9 (续)

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
7	密封面	平面平整度	a) 瓷密封面平整无裂痕或损伤, 清洁无涂料; b) 有金属安装法兰的密封面平整无裂痕或损伤, 金属法兰和瓷套结合部的填料或胶合剂无开裂、无脱落、无渗漏油现象
8	套管整体	复装	a) 复装前应确认套管未受潮, 如受潮应干燥处理, 更换密封垫。 b) 穿缆式套管应先用斜纹布带缚住导电杆, 将斜纹布带穿过套管作为引导, 将套管徐徐放入安装位置的同时拉紧斜纹布带将导电杆拉出套管顶端, 再依次对角拧紧安装法兰螺栓, 使密封垫均匀压缩 1/3 (胶棒压缩 1/2)。确认导电杆到位后在拧紧固定密封垫圈螺母的同时应注意套管顶端密封垫的压缩量, 防止渗漏油或损坏瓷套。 c) 导杆式套管先找准其内部软连接的对应安装角度, 再按照 b) 款拧紧, 再调整套管外端子的方向, 以适应和外接线排的连接, 最后将套管外端子紧固

10.1.2 油纸电容型套管

油纸电容型套管的检修要求见表 10。

表 10 油纸电容型套管的检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	套管本体	拆卸	a) 穿缆式: 1) 应先拆除套管顶部端子和外部连线的连接, 再拆开套管顶部将军帽, 脱开内引线头, 用专用带环螺栓拧在引线头上, 并拴好合适的吊绳。 2) 套管拆卸时, 应依次对角松动安装法兰螺栓, 在全部松开法兰螺栓之前, 应用吊车和可以调整套管倾斜角度的吊索具吊住套管 (不受力), 调整吊车和吊索保持套管的安装角度并微微受力以后方可松开法兰螺栓。 3) 拆除法兰螺栓, 先轻轻晃动, 使法兰与密封胶垫间产生缝隙后, 再调整起吊角度与套管安装角度一致后方可吊起套管。同时

表 10 (续)

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	套管本体	拆卸	使用牵引绳徐徐落下引线头,继续沿着套管的安装轴线方向吊出套管并防止碰撞损坏。 4) 拆下的套管应垂直放置于专用的作业架上,中部法兰与作业架用螺栓固定 3 个或 4 个点,使之连成整体避免倾倒。 b) 导杆式套管、拉杆式套管应先拆除下部与引线的连接,再进行吊装
2	外表面	完整性、清洁度	应清洁,无放电、无裂纹、无破损、无渗漏现象
3	连接端子	完整性、放电痕迹	连接端子应完整无损,无放电、无过热、无烧损痕迹。如有损伤或放电痕迹应清理,有明显损坏应更换
4	油位	是否正常	油位应正常。若需补油,应实施真空注油,避免混入空气使套管绝缘性能降低。应采用原型号的合格油进行添加
5	末屏端子	连接可靠性、放电痕迹、渗漏油	a) 接地应可靠,绝缘应良好,无放电、无损坏、无渗漏现象; b) 通过外引接地的结构应避免松开末屏引出端子的紧固螺母打开接地片,防止端部转动造成损坏; c) 弹簧式结构应注意检查内部弹簧是否复位灵活,防止接地不良; d) 通过压盖弹片式结构应注意检查弹片弹力,避免弹力不足; e) 压盖式结构应避免螺杆转动,造成末屏内部连接松动损坏
6	下尾端均压罩	固定情况	位置应准确,固定可靠,应用合适的工具测试拧紧程度
7	油色谱	判断是否存在内部缺陷	在必要时进行,要求密封采油样,如采用注射器取油样等
8	套管整体	复装	a) 先检查密封面应平整无划痕、无漆膜、无锈蚀,更换密封垫; b) 先将穿引线线的引导绳及专用带环螺栓穿入套管的引线导管内; c) 安装有倾斜度的套管应使用可以调整套管倾斜角度的吊索具,起吊套管后应调整套管倾斜度和安装角度一致,并保证油位计的朝向正确;

表 10 (续)

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
8	套管整体	复装	d) 起吊高度到位以后将引导绳的专用螺栓拧紧在引线上并穿入套管的导管, 收紧引导绳拉直引线(确认引线外包绝缘完好), 然后逐渐放松并调整吊钩使套管沿安装轴线徐徐落下的同时应防止套管碰撞损坏, 并拉紧引导绳防止引线打绕, 套管落到安装位置时引线头应同时拉出到安装位置, 否则应重新吊装(应打开人孔, 确认应力锥进入均压罩); e) 依次按照表 9 第 8 条 b) 款要求拧紧螺栓; f) 在安装套管顶部内引线头时应使用足够力矩的扳手锁紧将军帽, 更换将军帽的密封垫; g) 如更换新套管, 运输和安装过程中套管上端都应该避免低于套管的其他部位, 以防止气体侵入电容芯棒; h) 电容套管试验见有关规定; i) 复装拉杆式套管时, 拉杆连接处: 应按套管安装使用说明书打防松胶

10.1.3 升高座(套管型电流互感器)

升高座(套管型电流互感器)的检修要求见表 11。

表 11 升高座(套管型电流互感器)的检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	升高座	拆卸	a) 应先将外部的二次连接线全部脱开, 采用与油纸电容型套管同样的拆卸方法和工具(拆除安装有倾斜度的升高座, 应使用可以调整升高座倾斜角度的吊索具, 调整起吊角度与升高座安装角度一致后方可吊起); b) 拆下后应注油或充干燥气体密封保存
2	引出线	标志正确	引出线的标志应与铭牌相符
3	线圈	检查	线圈固定无松动, 表面无损伤
4	连接端子	完整性、放电痕迹	连接端子上的螺栓止动帽和垫圈应齐全; 无放电烧损痕迹。补齐或更换损坏的连接端子
5	密封	渗漏	更换引出线接线端子和端子板的密封胶垫, 胶垫更换后不应有渗漏, 试漏标准: 0.06 MPa、30 min 无渗漏

表 11 (续)

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
6	试验	绝缘电阻	采用 500 V 或 1000 V 绝缘电阻表测量绝缘电阻, 其值应大于 1 M Ω
		变比、极性和伏安特性试验 (必要时)	用互感器特性测试仪测量的结果应与铭牌 (出厂值) 相符
		直流电阻	用电桥测量的结果应与出厂值相符
7	升高座	复装	a) 先检查密封面应平整无划痕、无漆膜、无锈蚀, 更换密封垫; b) 采用拆卸的工具和拆卸的逆顺序进行安装, 对安装有倾斜的及有导气连管的应先将全部连接到位以后统一紧固, 防止连接法兰偏斜或密封垫偏移和压缩不均匀, 紧固固定螺栓应依次按照表 9 第 8 条 b) 款要求拧紧螺栓; c) 连接二次接线时检查原连接电缆应完好, 否则进行更换; d) 调试应在二次端子箱内进行, 不用的互感器二次绕组应可靠短接后接地

10.2 储油柜及油保护装置

10.2.1 胶囊式储油柜

胶囊式储油柜的检修要求见表 12。

表 12 胶囊式储油柜的检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	储油柜整体	拆卸	a) 应先打开油位计接线盒将信号连接线脱开, 放尽剩油后拆卸所有连接管道, 保留并关闭连通气体继电器的蝶阀, 关闭的蝶阀用封头板密封; b) 用吊车和吊具吊住储油柜, 拆除储油柜固定螺栓, 吊下储油柜
2	外部	清洁度、锈蚀	a) 外表面应清洁、无锈蚀; b) 清洗油污, 清除锈蚀后重新进行防腐处理

表 12 (续)

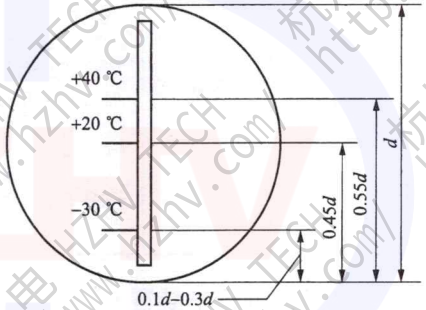
序号	部位	检修内容	工艺质量要求
3	内部	清洁度、水、锈蚀	a) 放出储油柜内的存油，打开储油柜的端盖，取出胶囊，清扫储油柜。储油柜内部应清洁，无锈蚀和水分； b) 气体继电器联管应伸入储油柜，一般伸入部分高出底面 20 mm~50 mm； c) 排除集污盒内污油
4	管式油位计	显示是否准确	a) 排净小胶囊内的空气，检查玻璃管、小胶囊、红色浮标是否完好。温度油位标示线指示清晰并符合图 1 规定；  图 1 储油柜油位指示线示意图 b) 在储油柜注油和调整油位过程中用透明连通管比对，确保无假油位现象
5	管道	清洁、畅通	a) 管道表面应清洁，管道内应畅通、无杂质、无锈蚀和水分； b) 更换接口密封垫，保证接口密封和呼吸畅通； c) 若变压器有安全气道则应与储油柜间互相连通
6	胶囊	密封性能	a) 胶囊应无老化开裂现象，密封性能良好，可进行气压试验，压力为 0.03 MPa，检查应无渗漏； b) 用白布擦净胶囊，从端部将胶囊放入储油柜，将胶囊挂在挂钩上，连接好引出口，应保证胶囊悬挂在储油柜内。胶囊内外洁净，防止胶囊堵塞各联管口，气体继电器联管口应加焊挡罩
7	整体密封	无渗漏	a) 更换所有密封胶垫，复装端盖、管道； b) 清理和检查积污盒、塞子等零部件。整体密封良好无渗漏，应耐受油压 0.03 MPa、24 h 无渗漏

表 12 (续)

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
8	储油柜整体	复装	应更换所有连接管道的法兰密封垫, 保持连接法兰的平行和同心, 密封垫压缩量为 1/3 (胶棒压缩 1/2), 确保接口密封和畅通, 储油柜本体和各管道固定牢固
		调试	a) 管式油位计复装时应先在玻璃管内放入红球浮标, 连接好小气囊和玻璃管, 将玻璃管连通小气囊注满合格的绝缘油, 观察无渗漏后将油放出, 注入 3 倍~4 倍玻璃管容积的合格绝缘油, 排尽小气囊中的气体即可。 b) 指针式油位计见本文件第 10.5.1 条指针式油位计的检修。 c) 胶囊密封式储油柜注油时没有将储油柜抽真空的, 应打开顶部放气塞, 直至冒油立即旋紧放气塞, 再调整油位。如放气塞不能冒油则应将储油柜重新抽真空 (储油柜抽真空应是胶囊内外同时抽, 最终胶囊内破真空而胶囊外不能破真空), 以防止出现假油位
注: 对于有载分接开关的储油柜, 其检修工艺和质量标准参照执行。			

10.2.2 隔膜式储油柜

隔膜式储油柜的检修要求见表 13。

表 13 隔膜式储油柜的检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	储油柜整体	拆卸	a) 应先打开油位计接线盒将信号连接线脱开, 放尽剩油后拆卸所有连接管道, 保留并关闭连通气体继电器的蝶阀, 关闭的蝶阀用封头板密封; b) 用吊车和吊具吊住储油柜, 拆除储油柜固定螺栓, 吊下储油柜
2	外部	清洁度、锈蚀	a) 外表面应清洁、无锈蚀; b) 清洗油污, 清除锈蚀后应重新防腐处理
3	内部	清洁度、水、锈蚀	a) 放出储油柜内的存油, 拆下指针式油位计连杆, 卸下指针式油位计。指针式油位计检修见本文件第 10.5.1 条指针式油位计的检修; b) 分解中节法兰螺栓, 卸下储油柜上节油箱, 取出隔膜;

表 13 (续)

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
3	内部	清洁度、水、锈蚀	c) 清扫上下节油箱内部。检查内壁应清洁, 无毛刺、无锈蚀和水分。内壁绝缘漆涂层完好, 如有损坏和锈蚀应清理和防腐处理
4	管道	清洁、畅通	a) 表面应清洁, 管道内应畅通、无杂质、无锈蚀和水分。更换接口密封垫, 保证接口密封和呼吸畅通; b) 若变压器有安全气道则应和储油柜间互相连通
5	隔膜组装	完整性	a) 隔膜无老化开裂、损坏现象, 清洁、双重密封性能良好; b) 重新组装时按解体相反顺序进行组装, 更换所有密封胶垫, 防止进入杂质。在无油时验证指针式油位计的指示应准确
6	组装	完整性、密封性能	重新组装时按解体相反顺序进行组装, 更换所有密封胶垫, 防止进入杂质。在无油时验证指针式油位计的指示应准确
		密封	密封良好无渗漏。充油(气)进行密封试验, 压力 0.03 MPa, 时间 24 h
7	储油柜整体	复装	应更换所有连接管道的法兰密封垫, 保持连接法兰的平行和同心, 密封垫压缩量按照表 12 第 8 条复装要求, 确保接口密封和畅通, 储油柜本体和各管道固定牢固
		调试	a) 隔膜式储油柜注油后应先用手提起放气塞, 然后将塞拔出, 缓慢将放气塞放下, 必要时可以反复缓慢提起放下, 待排尽气体后塞紧放气塞; b) 指针式油位计见本文件第 10.5.1 条指针式油位计的检修

10.2.3 金属波纹式储油柜

金属波纹式储油柜的检修要求见表 14。

表 14 金属波纹式储油柜的检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	储油柜整体	拆卸	a) 放尽剩油后拆卸所有连接管道, 保留并关闭连通气体继电器的蝶阀, 关闭的蝶阀用封头板密封;

表 14 (续)

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	储油柜整体	拆卸	b) 用吊车和吊具吊住储油柜, 拆除储油柜固定螺栓, 吊下储油柜
2	外罩表面	清洁度、锈蚀	除锈, 清扫, 刷漆。检查应清洁、无锈蚀
3	油位	指示是否准确	通过观察金属隔膜膨胀情况, 调整油位指示与之对应, 确保指示清晰正确, 无假油位现象
4	管道	清洁、畅通	应清洁, 管道内应畅通、无杂质、无锈蚀和水分。更换接口密封垫, 保证接口密封和呼吸畅通
5	滑槽	检查灵活性	清理滑槽, 使其伸缩移动灵活, 无卡涩现象
6	金属波纹节(管)	完整性、密封性能	金属波纹节(管)应为不锈钢, 无裂缝、无损坏现象, 清洁、密封性能良好。在限定体积时耐受油压 0.03 MPa, 24 h 应无渗漏
7	储油柜整体	复装	应更换所有连接管道的法兰密封垫, 保持连接法兰的平行和同心, 密封垫压缩量按照表 12 第 8 条复装要求, 确保接口密封和畅通, 储油柜本体和各管道固定牢固
		调试	a) 打开放气塞, 待排尽气体后关闭放气塞; b) 对照油位指示和温度调整油量

10.2.4 吸湿器

吸湿器的检修要求见表 15。

表 15 吸湿器的检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	吸湿器	拆卸	将吸湿器从变压器上卸下, 保持吸湿器完好, 倒出内部吸附剂
2	各部件	玻璃罩	清扫并检查玻璃罩应清洁完好
		吸附剂	a) 吸附剂宜采用变色硅胶, 应经干燥, 颗粒大于 3 mm, 颜色变化明显即表示失效, 可置入烘箱干燥。干燥温度从 120 ℃ 升至 160 ℃, 时间 5 h, 还原颜色后可再用。 b) 吸附剂不应碎裂、粉化。把干燥的吸附剂经筛选后装入吸湿器内, 并在顶盖下面留出 1/5~1/6 高度的空隙

表 15 (续)

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
2	各部件	油杯	清扫并检查玻璃油杯应清洁完好, 油位标志鲜明
		密封	更换视筒或视窗的密封胶垫, 应无渗漏
3	吸湿器	复装	a) 更换密封垫, 密封垫压缩量按照表 12 第 8 条复装要求, 吸湿器应安装牢固, 不因变压器的运行振动而抖动或摇晃; b) 将油杯清洗干净, 注入干净变压器油, 加油至正常油位线, 并将油杯拧紧 (新装吸湿器, 应将内口密封垫拆除), 应观察到油杯冒气泡; c) 为便于观察到呼吸气泡, 建议采用透明的玻璃油杯

10.2.5 净油器

变压器油的介损、酸价和 pH 值测试结果合格可以不进行检修。净油器的检修要求见表 16。

表 16 净油器的检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	净油器	拆卸	a) 关闭净油器进、出口的蝶阀, 应严密不漏油; b) 准备适当容器, 防止变压器油溅出, 打开净油器底部的放油阀 (同时可打开上部的放气塞, 控制排油速度), 放尽变压器油再拆下净油器; c) 关闭的蝶阀用封头板密封
2	吸附剂	干燥、清理	a) 拆下净油器的上盖板和下底板, 倒出原有吸附剂, 用合格的变压器油将净油器内部和联管清洗干净; b) 更换的新吸附剂应预先干燥并筛去粉末, 检修时间不宜超过 1 h; c) 吸附剂的质量占变压器总油量的 1% 左右或装至距离净油器顶面 50 mm 左右
3	滤网	堵塞、损坏	a) 清洗和检查滤网应无堵塞和损坏现象。进油口的滤网应装在挡板的外侧, 出油口的滤网应装在挡板内侧, 以防滤网破损和吸附剂进入油箱。 b) 更换密封垫, 装复下底板和上盖板

表 16 (续)

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
4	净油器	复装	a) 先检查蝶阀和密封面应平整无划痕, 无漆膜, 无锈蚀, 更换密封垫。按照原位装好净油器, 密封垫压缩量按照表 12 第 8 条复装要求。 b) 先打开净油器下部阀门, 使油徐徐进入净油器, 同时打开上部放气塞排气, 应至冒油再拧紧放气塞。要充分浸油、多次排气。 c) 然后打开净油器上部阀门, 确认上、下阀门均在“开”位置。运行中观察应无渗漏油

10.3 分接开关

分接开关的检修要求按 DL/T 574 的有关规定执行。

10.4 冷却装置

10.4.1 散热器

散热器的检修要求见表 17。

表 17 散热器的检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	散热器	拆卸	a) 先将蝶阀关闭, 打开排油塞和放气塞排尽剩油; b) 用吊车吊住散热器, 再松开蝶阀靠散热器侧螺母, 收紧吊钩将散热器平移并卸下; c) 将散热器翻转平放于专门存放区域进行检修。如不立即检修应注油或充干燥气体密封存放
2	内外表面	焊缝质量	a) 应采用气焊或电焊, 无渗漏点, 片式散热器边缘不允许有开裂; b) 对渗漏点进行补焊处理时要求焊点准确, 焊接牢固, 不得将焊渣掉入散热器内
		清洁度	a) 对带法兰盖板的上、下油室应打开法兰盖板, 清除油室内的杂质、油垢。检查上、下油室内表面应洁净, 无锈蚀, 漆膜完整; b) 清扫外表面, 应无锈蚀、无油垢, 漆膜完整或镀锌层完好。油垢严重时可用金属洗净剂 (去

表 17 (续)

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
2	内外表面	清洁度	污剂)清洗,然后用清水冲净晾干,清洗时管接头应可靠密封,防止进水; c) 应使用合格的变压器油对散热器内部进行循环冲洗,散热器进油端略高于出油端,出油端的吸油管插到底
3	放气塞、排油塞	透气性、密封性、密封圈	塞子透气性和密封性应良好,更换密封圈时应使密封圈入槽
4	密封试验	渗漏	用盖板将接头法兰密封,加油压进行试漏,试漏标准: a) 片式散热器,正压 0.05 MPa、时间 2 h; b) 管状散热器,正压 0.1 MPa、时间 2 h 对可抽真空的散热器,可结合变压器本体进行真空密封试验
5	散热器	复装 (含风机)	a) 先检查密封面应平整无划痕、无漆膜、无锈蚀,更换密封垫; b) 检查蝶阀应完好,安装方向、操作杆位置应统一,关闭指示标志应清晰、正确; c) 安装应用吊车进行,吊装时确保密封面平行和同心,密封胶垫放置位置准确,密封垫压缩量按照表 12 第 8 条复装要求; d) 安装好散热器的拉紧钢带(螺杆); e) 调试时先打开下蝶阀和旋松顶部排气塞,待顶部排气塞冒油后旋紧,再打开上蝶阀,最终确认上、下蝶阀均处于开启位置; f) 风机的调试在安装就位固定后进行,拨动叶轮转动灵活,通入 380 V 交流电源,运行 5 min 以上。转动方向正确,运转应平稳、灵活,无转子扫膛、叶轮碰壳等异响,三相电流基本平衡,和其他相同风机的工作电流基本相同; g) 有总控制箱的应进行温度控制、负荷电流控制等功能检查,符合要求,并参照 10.6.1 条二次端子箱的检修

10.4.2 油冷却器

油冷却器的检修要求见表 18。

表 18 油冷却器的检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	冷却器	拆卸	a) 应先将蝶阀关闭, 打开排油塞和放气塞排尽剩油; b) 用吊车吊住冷却器, 再松开蝶阀靠冷却器侧螺母, 收紧吊钩将冷却器平移并卸下; c) 将冷却器翻转平放于专门存放区域进行检修。如不立即检修应注油或充干燥气体密封存放
2	表面	清洁度、锈蚀	a) 整体表面漆膜完好、无锈蚀, 冷却器管束间、散热片之间应洁净, 无堆积灰尘、昆虫、草屑等杂物, 无锈蚀, 无大面积变形; b) 清扫可用 0.1 MPa 的压缩空气 (或水) 吹净管束间堵塞的灰尘、昆虫、草屑等杂物, 若油垢和污垢严重, 可用散热片专用的洗净剂喷淋冲洗干净
3	冷却管道	密封、畅通	打开上、下油室端盖, 检查油室内部应清洁, 进行冷却器的试漏和内部冲洗。冷却管应无堵塞现象, 更换密封胶垫
4	放油塞	透气性、密封性	放油塞透气性、密封性应良好, 更换密封圈并入槽, 不渗漏
5	密封试验	渗漏	a) 充油 (气) 进行试漏, 试漏标准: 正压 0.25 MPa~0.275 MPa、时间 30 min, 应无渗漏; b) 管路有渗漏时, 可将渗漏管的两端堵塞, 但所堵塞的管子数量每回路不得超过 2 根, 否则冷却器应降容使用 对可抽真空的油冷却器可结合变压器本体进行真空密封试验
6	冷却器	复装	a) 应先将潜油泵安装在冷却器的下方原位, 以保持冷却器吊装时两连接法兰面为同一平面, 便于安装和控制密封垫的压缩量; b) 检查蝶阀和连管的法兰密封面应平整无划痕、无锈蚀、无漆膜, 更换密封垫; c) 连接法兰的密封面应平行和同心, 密封垫位置准确, 压缩量按照表 12 第 8 条复装要求; d) 检查原连接电缆应完好, 否则进行更换; e) 先打开下蝶阀和旋松顶部排气塞, 待顶部排气塞冒油后旋紧, 再打开上蝶阀, 最终确认上、下蝶阀均处于开启位置

表 18（续）

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
7	潜油泵和冷却器	潜油泵和冷却器联动试验（含负压测试）	a) 进行冷却器整组调试，潜油泵和风机应接通电源线，并试运转。检查转动方向正确，运转平稳，无异响，各部密封良好，不渗油，无负压，油泵之间和风机之间相互比较，负载电流无明显差异，小于铭牌额定电流； b) 油流继电器的指针偏转到位稳定，微动开关信号切换正确稳定。冷却器全部投入时所有油流继电器的指针都不能抖（晃）动，否则应处理或更换； c) 负压检查：在冷却管路系统的进油放气塞处，安装真空压力表后，开启所有运行油泵，不应出现负压； d) 进行冷却器联动试验，在冷却装置控制箱进行操作； e) 主供、备供电电源应互为备用，切除任何一路工作电源，另一路工作电源应自动投入； f) 在冷却器故障状态下备用冷却器应能正确启动； g) 检查各信号灯指示和动作试验正确对应； h) 测量绝缘值； i) 运行保护功能性检查和处理： 1) 保护误动检查：开启所有运行油泵后，不应出现气体继电器和压力释放阀的误动； 2) 保护误动检修处理：适当调大气体继电器的流速整定值，或压力释放阀的开启压力值。若多台油泵同时启动时出现保护误动现象，则可采用加设延时继电器逐台启动方式

10.4.3 油/水热交换装置（水冷却器）

油/水热交换装置（水冷却器）的检修要求见表 19。

表 19 油/水热交换装置（水冷却器）的检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	差压继电器	调试	拆下并检查差压继电器，消除缺陷，调试合格，必要时更换
2	油/水热交换装置（水冷却器）	拆卸	a) 关闭进出水阀，放出存水，再关闭进出油阀，放出本体油。排尽残油、残水； b) 拆除水、油连管，拆上盖，松开本体和水室间的连接螺栓，卸下油/水热交换器

表 19 (续)

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
2	油/水热交换装置(水冷却器)	冷却管道	a) 内部应洁净, 无水垢、无油垢和锈蚀, 无堵塞现象, 漆膜完好; b) 管道应无渗漏, 发现渗漏应进行更换或堵塞, 但每回路堵塞不得超过 2 根, 否则应降容使用
		密封	充油(气)进行试漏, 试漏标准: 正压 0.4 MPa、时间 30 min, 无渗漏
			油管密封良好, 无渗漏现象, 在本体直立位置下进行检漏(油泵未装); 由冷却器顶部注满合格的变压器油并加压; 在水室入口处注入清洁水, 由出水口缓缓流出, 应无油花; 油样试验合格
		复装	按照拆卸逆顺序安装, 更换密封垫, 无渗漏

10.4.4 潜油泵

潜油泵的检修要求见表 20。

表 20 潜油泵的检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	潜油泵	拆卸	可以连同冷却器一起拆卸, 也可以单独分开拆卸, 拆卸前应打开接线盒将电源连接线脱开
2	叶轮	转动	转动应平稳、灵活
3	试验	绝缘电阻	采用 500 V 或 1000 V 绝缘电阻表测量电机定子绕组绝缘电阻, 其值应大于 1 MΩ
		直流电阻	测量线圈直流电阻三相互差不超过 2%
		运转试验	将泵内注入少量合格的变压器油, 接通电源试运行。运转应平稳、灵活, 无转子扫膛、叶轮碰壳等异声, 三相空载电流平衡
4	潜油泵	复装	a) 宜先将潜油泵安装到冷却器上, 使冷却器吊装时的接口在同一平面; b) 检查法兰密封面应平整无划痕、无锈蚀、无漆膜, 更换密封垫; c) 调整连接法兰的密封面, 使各对接法兰正确对接, 密封垫位置准确, 压缩量按照表 12 第 8 条复装要求

累计运行未满 10 年的潜油泵，经以上检查合格即可复装到冷却器上；如发现缺陷或运行 10 年以上的可更换或进行检修，检修按照表 21 的要求进行。

表 21 有缺陷或运行 10 年以上的潜油泵检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	蜗壳	检查完整性	将油泵垂直放置，拆下蜗壳，检查内、外部应干净，无扫膛、整体无损坏，密封法兰面平整无锈蚀和损伤。并进行清洗，清除密封法兰面上的密封胶
2	叶轮	检查完整性	a) 叶轮应安装牢固，转动灵活、平稳，无变形及磨损； b) 打开止动垫圈，卸下圆头螺母，用三角爪取下叶轮，同时取出平键，检查叶轮应无变形和磨损，妥善放置好叶轮和平键； c) 有变形锈蚀及磨损时应更换
3	前端盖和转子	将前端盖、转子和轴承与定子和后端盖分离	a) 用专用工具（两爪扳手）从前端盖上拆下带螺纹的轴承挡圈； b) 卸下前端盖与定子连接的螺栓，用顶丝将前端盖和转子及后轴承顶出； c) 前端盖、定子及轴承应无损坏
		分离前端盖和转子	a) 用三角爪将前端盖从转子上卸下； b) 转子、轴承挡圈、轴承应无损坏
4	轴承	完整性	用手边转动边检查。轴承挡圈及滚珠应无损坏
		灵活性	用手拨动同时观察。轴承转动应灵活，无卡滞
		磨损情况	轴承累计运行时间满 10 年应予以更换。更换轴承应使用专用拉具和压床，禁止敲打
		拆、装轴承	a) 备用轴承应使用专用轴承； b) 更换轴承应使用专用拉具和压床，正确拆、装轴承，不得损伤轴和轴承。禁止用手锤敲打轴承外环拆、装轴承； c) 将转子放在平台上，用三角爪卸下前后轴承； d) 将新轴承放入油中加温至 120℃~150℃时取出，套在转子轴上，用特殊的套筒，顶在轴承的内环上，用压具将轴承压到轴台处； e) 再用特制的两爪扳手将轴承挡圈嵌入，用手拨动轴承转动应灵活

表 21 (续)

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
5	转子和轴	放电和过热痕迹	转子短路条及短路环应无断裂、无放电,铁心应无损坏、无磨损及过热现象,有损坏应更换
		磨损情况	前后轴应无损坏,测量转子前后轴颈尺寸,直径允许公差为 $\pm 0.0065\text{ mm}$,超过允许公差或严重损坏时应更换
6	端盖	前端盖完整性和清洁度	前端盖应清洁无损坏,测量前轴承室内径允许公差比前轴承外径大 0.025 mm 。检查轴承室的磨损情况,磨损严重或有损坏时应更换
		拆卸后端盖	正确拆卸后端盖,卸下后端盖与定子外壳连接的螺栓,用顶丝将后端盖顶出
		后端盖完整性和清洁度	清理后端盖,清除轴承室的润滑油,检查后端盖应干净无损坏,用内径千分尺测量轴承室尺寸,轴承室内径允许公差比后轴承外径大 0.025 mm 。检查后轴承室的磨损情况,严重磨损时应更换后端盖或电机
7	滤网和视窗	完整性、清洁度	a) 拆下视窗法兰、压盖,取出视窗玻璃及滤网,检查法兰、压盖、视窗玻璃及过滤网应洁净,无损坏、无堵塞,材质符合要求; b) 将视窗玻璃擦净,清除滤网(或烧结网)上的污垢;清洗时用压板夹紧,用汽油从内往外冲洗,安装时先放入过滤网及两侧胶垫,再放入“O”形胶圈,安装盖板,再放入视窗玻璃及两侧胶垫,安装法兰
8	定子	放电、过热、扫膛痕迹	清扫和检查定子和外壳应清洁无锈蚀。定子线圈表面应清洁、外观良好、无匝间和层间短路、无过热及放电痕迹。各引线接头无脱焊及断股,连接牢固。定子铁心无过热、无扫膛损坏。有损坏应更换
		绝缘电阻	测量定子线圈绝缘电阻,其值应大于 $1\text{ M}\Omega$
		直流电阻	测量定子线圈的直流电阻三相互差,其值不超过 2%
9	接线盒	完整性、清洁度	a) 打开接线盒,检查接线端子是否存在渗漏油; b) 清洗接线盒内部,检查绝缘板及接线柱尾部应焊接牢固,无脱焊及断股,更换接线盒及接线柱的密封胶垫; c) 测量绝缘电阻,其值应大于$1\text{ M}\Omega$
10	油路	畅通	清洗分油路内的污垢,检查分油路应清洁、畅通

表 21 (续)

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
11	复装电机	转子装入后端盖	将转子后轴承对准后端盖轴承室, 在前轴头上垫木方, 用手锤轻轻敲击木方后轴承即可进入轴承室, 转子在后端盖上应转动灵活
		转子穿入定子	定子内外整洁, 与前、后端盖结合处密封胶涂抹均匀。将定子放在工作台上, 转子穿入定子腔内, 此时后端盖上的分油路孔要对准定子上的分油路孔, 再对角均匀地拧紧后端盖与定子连接的螺栓
		装前端盖	将定子放在工作台上, 定子止口处涂密封胶, 对准分油路, 把前端盖放入定子止口处, 对角均匀地拧紧前端盖与定子连接的螺栓。电机装配后, 用手拨动转子, 应转动灵活, 无扫膛现象
12	安装叶轮	平衡和间隙	a) 将圆头平键装入转轴的键槽内, 再将叶轮嵌入轴上。带上止动垫圈, 拧紧圆头螺母, 将止动垫圈撬起锁紧圆头螺母。拨动叶轮应转动灵活, 无碰壳。叶轮密封环与蜗壳的配合间隙不超过 0.2 mm。 b) 用磁力千分表测量叶轮跳动及转子轴向窜动间隙, 2 级泵不超过 0.07 mm, 4 级泵不超过 0.1 mm, 转子轴向窜动不超过 0.15 mm
13	密封	不渗漏	应更换所有密封处的胶垫和密封环, 包括前后端盖、过滤网、压盖、法兰、各部油塞的密封胶垫及密封环, 密封胶垫的压缩量按照表 12 第 8 条复装要求
14	试验	绝缘电阻	采用 500 V 或 1000 V 绝缘电阻表测量电机定子绕组绝缘电阻应大于 1 MΩ
		直流电阻	测量线圈直流电阻三相互差, 其值不超过 2%
		运转试验	将泵内注入少量合格的变压器油, 接通电源试运行。运转应平稳、灵活、声音和谐, 无转子扫膛、叶轮碰壳等异响, 三相空载电流基本平衡
		密封性能	打油压 0.4 MPa (或打气压 0.25 MPa) 保持 30 min, 各密封处涂白土 (或涂肥皂液) 观察
15	放气塞、排油塞	密封垫圈透气和密封性能	更换密封垫圈并确保密封垫圈入槽。检查各部油塞, 包括放气塞、测压塞螺纹无损坏, 透气性和密封性都良好

10.4.5 油流继电器

油流继电器的检修要求见表 22。

表 22 油流继电器的检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	油流继电器	拆卸	应先打开接线盒将信号连接线脱开, 拆卸过程中应注意防止挡板变形和损坏
2	挡板	灵活性	从冷却联管上拆下继电器, 挡板轴孔、轴承应完好, 无明显磨损痕迹。挡板转动应灵活, 转动方向与油流方向一致
3	挡板铆接	可靠性	挡板应铆接牢固, 无松动、无开裂
4	弹簧	弹性	返回弹簧应安装牢固, 弹力充足
5	指针	与挡板同步性	a) 指针及表盘应清洁, 无灰尘、无锈蚀, 转动灵活无卡滞; 转动挡板, 主动磁铁与从动磁铁应同步转动, 观察指针应同步转动, 无卡滞现象。 b) 如有异常应卸下端盖、表盘玻璃及塑料圈、固定指针的滚花螺母, 取下指针、平垫及表盘, 清扫内部。再转动挡板, 观察主动磁铁与从动磁铁是否同步转动, 有无卡滞。如仍有异常应更换
6	试验	绝缘电阻	采用 500 V 或 1000 V 绝缘电阻表测量各端子对地绝缘电阻, 其值应大于 1 M Ω
		微动开关动作特性	检查微动开关, 用手转动挡板, 在原位转动 85°后, 用万用表测量接线端子, 微动开关应动作正确
7	油流继电器	复装	a) 先检查法兰密封面应平整无划痕、无锈蚀、无漆膜, 更换密封垫; b) 密封面应平行和同心, 并使密封垫位置准确, 压缩量按照表 12 第 8 项复装要求; c) 检查挡板转动无阻碍, 连接的二次电缆应完好, 否则进行更换; d) 调试和冷却器同时进行

10.4.6 风机

风机的检修要求见表 23。

表 23 风机的检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	风机	拆卸	先打开接线盒将电源连接线脱开, 拆卸过程中注意防止叶轮碰撞变形

表 23 (续)

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
2	叶片	角度、转动	叶片与托板的铆接应牢固, 叶片角度应一致, 叶片装配应牢固, 动垫圈锁紧, 转动平稳灵活
3	试验	线圈绝缘	采用 500 V 或 1000 V 绝缘电阻表测量定子线圈绝缘电阻, 其值应大于 1 MΩ
		线圈电阻	测量定子线圈的直流电阻三相互差不超过 2%
		运转试验	a) 拨动叶轮转动灵活后, 通入 380 V 交流电源, 运行 5 min 以上; b) 转动方向正确, 运转应平稳、灵活, 无转子扫膛、叶轮碰壳等异声, 三相电流基本平衡, 和其他相同风机的工作电流基本相同
4	风机	复装	按照原位置安装, 接好电源线, 试运转风机转动平稳无碰撞, 转向正确, 否则调换相序

累计运行未满 10 年的风机, 经以上检查合格即可复装; 如发现缺陷或运行 10 年以上的可更换或检修, 检修按照表 24 要求进行。

表 24 有缺陷或运行 10 年以上的风机检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	拆卸叶轮	完整性、角度	a) 拆卸时防止叶轮损伤变形。将止动垫圈打开, 旋下盖形螺母, 退出止动垫圈, 把专用工具(三角爪)放正, 勾在轮壳上, 用力均匀缓慢拉出, 将叶轮从轴上卸下, 锈蚀时可向键槽内、轴端滴入螺栓松动剂, 同时将键、锥套取下保管好。 b) 检查叶片与托板的铆接情况, 松动时可用铁锤铆紧。将叶轮放在平台上, 检查三只叶片角度应一致, 否则应更换。清洗叶片表面和防锈处理
2	拆卸电机前后端盖	拆卸后端盖	首先拆下电机罩, 然后卸下后端盖固定螺栓, 从丝孔用顶丝将后端盖均匀顶出, 拆卸时不得用螺丝刀或扁铲撬开, 后端盖如有损坏应更换
		后端盖完整性和清洁度	清理后端盖, 检查后端盖有无破损, 清除轴承室的润滑脂, 用内径千分尺测量轴承室尺寸, 检查轴承室的磨损情况, 后轴承室内径允许公差比后轴承外径大 0.025 mm。严重磨损时应更换后端盖或电机

表 24 (续)

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
2	拆卸电机 前后端盖	拆卸前端盖 和转子	卸下前端盖固定螺栓,从顶丝孔用顶丝将前端盖均匀顶出,连同转子从定子中抽出。前端盖和转子如有损坏应更换
		分离前端盖 和转子	用三角爪将前端盖从转子上卸下。前端盖退出时,不得损伤前轴头
		前端盖完整 性和清洁度	清理前端盖,卸下轴承挡圈,取出轴承,检查前端盖有无损伤,清除轴承室润脂并清洗干净,测量轴承尺寸,前轴承室内径允许公差比前轴承外径大 0.025 mm。严重磨损时应更换前端盖或电机
3	轴承	完整性	用手边转动边检查,轴承挡圈及滚珠应无损坏
		灵活性	用手拨动轴承转动应灵活,无卡滞
		磨损情况	轴承累计运行时间满 10 年应予以更换。更换轴承应使用专用拉具和压床,禁止敲打
		拆、装轴承	正确拆、装轴承,不得损伤轴和轴承。将转子放在平台上,用三角爪卸下前后轴承;将新轴承(和原轴承型号规格相同)放入油中加温至 120℃~150℃时取出,套在转子轴上,用特殊的套筒,顶在轴承的内环上,用压具将轴承压到轴台处。不准用手锤敲打轴承外环拆、装轴承
4	转子和轴	放电和 过热痕迹	转子短路条及短路环应无断裂、无放电,铁心应无损坏及磨损,无放电痕迹、无过热现象。有损坏应更换
		轴磨损情况	前后轴应无损坏,测量转子前后轴直径,直径允许公差为 ± 0.0065 mm;超过允许公差或严重损坏时应更换
5	定子	放电、过热、 扫膛痕迹	清扫和检查外壳、定子线圈和引线。铁心应清洁无锈蚀,外观良好,无匝间、层间短路,无过热现象及放电痕迹,各引线接头连接牢固,定子铁心无扫膛;有损坏应更换
		绝缘电阻	采用 500 V 或 1000 V 绝缘电阻表测量定子线圈绝缘电阻值应大于 1 M Ω
		直流电阻	测量定子线圈的直流电阻三相相互差不超过 2%

表 24 (续)

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
6	接线盒	完整性、可靠性、清洁度	a) 打开接线盒, 检查密封情况, 检查引线、绝缘板与接线柱尾部应焊接牢固, 无脱焊及断线, 接线盒内部清洁无油垢及灰尘, 线圈引线接头牢固, 并外套护套, 牢固接在接线柱上, 接线盒密封良好; b) 更换密封垫
7	复装电机	装前端盖	将转子轴伸端垂直穿入前端盖内, 在后轴头上垫木方, 用手锤轻敲, 将前轴承轻轻嵌入轴承室中, 再从前端盖穿入圆头螺栓, 将轴承挡圈紧固, 圆头螺栓处涂以润滑脂, 转动灵活
		转子穿入定子	将定子放在工作台上, 定子止口处涂密封胶, 保持定子内外整洁, 将前端盖和转子对准止口穿进定子内, 要对角均匀地拧紧前端盖与定子连接的螺栓
		装后端盖	a) 将后端盖放入波形弹簧片, 对准止口, 用手锤轻轻敲打后端盖, 使后轴承进入轴承室, 要对角均匀地拧紧后端盖与定子连接的圆头螺栓; b) 最后将电动机后罩装上 (如果有后罩); c) 用油枪向前、后轴承室注入润滑脂, 约占轴承室 2/3; d) 总装配后, 用手拨动转子, 应转动灵活无扫膛现象
8	复装叶轮	装配	将垫圈、锥套、平键、叶轮安装在电动机轴伸端, 叶轮与锥套间用密封胶堵塞, 拧紧圆螺母和盖型螺母, 将止动垫圈锁紧撬起。叶片装配应牢固, 转动平稳灵活
9	试验	线圈绝缘	采用 500 V 或 1000 V 绝缘电阻表测量定子线圈绝缘电阻, 其值应大于 1 M Ω
		线圈电阻	测量定子线圈的直流电阻三相互差, 其值不超过 2%
		运转试验	拨动叶轮转动灵活后, 通入 380 V 交流电源, 运行 5 min 以上; 转动方向正确, 运转应平稳、灵活, 无转子扫膛、叶轮碰壳等异响, 三相电流基本平衡, 和其他相同风机的工作电流基本相同
10	风机整体	喷漆	将风扇电机各部擦拭干净, 在铭牌上涂黄油, 进行喷漆后擦净铭牌上的黄油, 保持漆膜均匀, 无漆瘤、漆泡, 铭牌清晰

10.4.7 冷却装置控制箱

冷却装置控制箱的检修要求见表 25。

表 25 冷却装置控制箱的检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	箱体	油漆和清洁度	清扫控制箱内、外部灰尘及杂物，有锈蚀应除锈并进行防腐处理
2	电器元件	检查电源开关，接触器和热继电器	逐个检查电源开关，接触器和热继电器外观和触点应完好无烧损或接触不良，接线牢固可靠，测试动作电压和返回电压符合要求。必要时进行更换
		检查熔断器	逐个检查熔断器外观完好，接触、连接牢固可靠；用万用表测量，应导通良好，熔丝规格符合要求；必要时进行更换
		切换开关	外观检查完好，接线牢固可靠，手动切换，同时用万用表检查切换开关动作和接触情况，切换到位，指示位置正确
		信号灯	逐个检查信号灯标志名称正确清晰，灯完好；如有损坏应更换
3	端子	端子板和连接螺栓	各部端子板和连接螺栓应无松动或缺失，如有损坏和缺失应补齐
4	密封	门和封堵	控制箱的门密封衬垫应完好，必要时更换门密封衬垫，检查电缆入口，封堵应完好
5	试验	绝缘电阻	采用 500 V 或 1000 V 绝缘电阻表测量绝缘电阻，其值应大于 $1\text{ M}\Omega$
		电源切换试验	工作电源与备用电源切换正确、可靠

10.5 非电量保护装置

10.5.1 指针式油位计

指针式油位计的检修要求见表 26。

表 26 指针式油位计的检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	表计	拆卸	拆卸表计时应先将油面降至表计以下，再将接线盒内信号连接线脱开，松开表计的固定螺栓，松动表计将其与内部连接的连杆脱开，取出连杆和浮筒，防止损坏；连杆应伸缩灵活，无变形折裂，浮筒完好无变形和漏气
2	传动机构	完整性、灵活性	齿轮传动机构应无损坏，转动灵活，无卡滞和滑齿现象
3	磁铁	主动、从动磁铁耦合同步	转动主动磁铁，从动磁铁应同步转动正确
		指针指示范围是否与表盘刻度相符	摆动连杆，摆动 45° 时指针应从“0”位置到“10”位置或与表盘刻度相符，否则应调节限位块，调整后拧紧螺栓锁紧，以防松脱；连杆和指针应传动灵活、准确
4	报警装置	动作是否正确	当指针在“0”最低油位和“10”最高油位时，限位报警信号动作应正确，否则应调节凸轮或开关位置
		绝缘试验	采用 2500 V 绝缘电阻表测量信号端子绝缘电阻，其值应大于 1 MΩ；或用工频耐压试验代替，施加 AC 2000 V 电压，持续 1 min，不应击穿
5	密封	密封性能	更换密封胶垫，进行复装以后密封应良好无渗漏
6	表计	复装	a) 复装时应根据伸缩连杆的实际安装结点用手模拟拟连杆的摆动观察指针的指示位置应正确，然后固定安装结点；否则应重新调整油位计的连杆摆动角度和指示范围； b) 连接二次信号线检查原电缆应完好，否则应更换

10.5.2 气体继电器

气体继电器的检修要求见表 27。

表 27 气体继电器的检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	继电器	拆卸	切断变压器二次电源，断开气体继电器二次连接线，关闭两侧蝶阀，在气体继电器下方放置盛油的开口油桶放出剩油，拆开两端法兰的连接螺栓，将其拆下

表 27 (续)

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
2	各部件	完整性、清洁度、方向指示、接线端子	a) 各部件(容器、玻璃窗、放气阀门、放油塞、接线端子盒、小套管)应完整清洁,密封无渗漏; b) 盖板上箭头及接线端子标示应清晰正确
		探针、浮筒、挡板和指针	检查探针动作应灵活,检查浮筒、挡板和指针的机械转动部分应灵活、正确;检查指针动作后应能有效复位
3	试验	密封	将气体继电器密封,充满变压器油,在常温下加压 0.15 MPa,持续 30 min 无渗漏,再用合格的变压器油冲洗继电器芯体
		接线端子绝缘	采用 2500 V 绝缘电阻表测量绝缘电阻,其值应大于 1 M Ω ,或用工频耐压试验代替,施加 AC 2000 V 试验电压,持续 1 min,不应击穿
		动作校验	a) 检验应由专业人员进行。 b) 对于轻瓦斯信号,注入 200 mL~250 mL 气体时应正确动作。 c) 除制造厂有特殊要求外,对于重瓦斯信号,当油流速达到下述规定时应正确动作: 1) 自冷式变压器 0.8 m/s~1.0 m/s; 2) 强迫油循环变压器 1.0 m/s~1.2 m/s; 3) 120 MVA 以上变压器 1.2 m/s~1.3 m/s。 d) 同时,指针停留在动作后的倾斜状态,并发出重瓦斯动作标志(掉牌)
4	继电器	复装(含连动试验)	a) 检查联管的管径应与继电器标称口径相同,其弯曲部分应大于 90°,联管法兰密封胶垫的内径应大于管道的内径;应使继电器盒盖上的箭头朝向储油柜。 b) 复装时更换联管法兰和两侧蝶阀的密封垫,先装两侧联管与蝶阀,如无不锈钢波纹联管,联管与油箱顶盖、储油柜之间的联结螺栓暂不完全拧紧,此时将气体继电器安装于其间,用水水平尺找准位置并使出、入口联管和气体继电器三者处于同一中心位置,后再将法兰螺栓拧紧,确保气体继电器不受机械应力。 c) 气体继电器应保持基本水平位置;联管朝向储油柜方向应有 1%~1.5% 的升高坡度。继电器的接线盒应有防雨罩或有效的防雨措施,放气小阀应低于储油柜最低油面 50 mm。检查原连接电缆应完好,否则进行更换。

表 27 (续)

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
4	继电器	复装(含连动试验)	d) 气体继电器两侧均应装蝶阀, 一侧宜采用不锈钢波纹联管, 口径均相同, 便于气体继电器的抽芯检查和更换。 e) 调试应在注满油并连通油路的情况下进行, 打开气体继电器的放气小阀排净气体, 用手按压探针时重瓦斯信号应该发出, 松开时应该恢复。从放气小阀压入气体 200 mL~250 mL 左右, 轻瓦斯信号应该发出, 将气排出后应该恢复。否则应处理或更换

10.5.3 压力式(信号)温度计

压力式(信号)温度计的检修要求见表 28。

表 28 压力式(信号)温度计的检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	温度计含温包	拆卸	应先将二次连接线全部脱开, 松开安装螺栓, 保持外观完好, 金属毛细管不得扭曲、损伤和变形。拧下密封螺母连同温包一并取出, 然后将温度计从油箱上拆下, 并将金属细管盘好, 其弯曲半径应大于 75 mm
2	温包及金属细管	有无损伤	逐处查看温包及金属细管应无扭曲、挤压、损伤、变形
3	温度面板	指示清晰	应清洁完整无锈蚀现象, 指示应正确清晰
4	温度刻度	校验	应由专业人员进行校验, 与标准温度计对比: a) 1.5 级: $\pm$ (全量程$\times$1.5%) $^{\circ}\text{C}$; b) 2.5 级: $\pm$ (全量程$\times$2.5%) $^{\circ}\text{C}$; c) 警报开关设定刻度盘最小分度值应不超过 2 超
5	绝缘试验	端子绝缘	采用 2500 V 绝缘电阻表测量绝缘电阻, 其值应大于 1 M Ω , 或用工频耐压试验代替, 施加 AC 2000 V 试验电压, 持续 1 min, 不应击穿
6	温度计含温包	复装	a) 将经校验合格的温度计固定在油箱座板上, 检查发信温度设置准确, 连接二次电缆应完好, 否则进行更换; 将玻璃外罩密封好, 其出气孔不得堵塞, 防止雨水侵入。

表 28 (续)

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
6	温度计含温包	复装	b) 变压器箱盖上的测温座中预先注入适量变压器油, 再将测温包安装在其中, 擦净多余的油, 将测温座防雨盖拧紧, 不应渗油。 c) 金属毛细管应按照弯曲半径大于 75 mm 盘成圆形后固定在变压器油箱顶部

10.5.4 温度控制器

温度控制器 (含绕组温度计) 的检修要求见表 29。

表 29 温度控制器 (含绕组温度计) 的检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	热电阻	拆卸	先将二次连接线全部脱开, 松开安装螺栓, 拧下密封螺母连同温包一并取出
2	温度计	完好性	用刷子和软布清扫, 应清洁完整无锈蚀现象; 指示应正确清晰
3	埋入元件	完好性	铂电阻应完好无损伤, 电阻值符合标准
4	二次回路	连接	接线应连接可靠正确
		绝缘试验	采用 2500 V 绝缘电阻表测量绝缘电阻应大于 1 MΩ
5	温度刻度	校验	应由专业人员进行校验, 与标准温度计对比 1.0 级 ± (全量程 × 1%) °C
6	调试	指示准确	应由专业人员进行调试, 可采用温度计附带的匹配元件, 也可采用具有不停电校准功能的智能温度控制器
7	热电阻	复装	a) 变压器箱盖上的测温座中预先注入适量变压器油, 再将测温热电阻安装在其中, 擦净多余的油, 将测温座防雨盖拧紧, 不渗油; b) 连接二次电缆, 检查原连接电缆应完好, 否则进行更换

注: 电阻温度计参照本表执行。

10.5.5 压力释放装置

压力释放装置的检修要求见表 30。

表 30 压力释放装置的检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	压力释放阀	拆卸	先将二次连接线全部脱开，依次对角松动安装法兰螺栓，轻轻摇动，待密封垫脱开后拆下
2	护罩和导流罩	清洁	清扫护罩和导流罩，应清洁，无锈蚀
3	连接螺栓及压力弹簧	检查各部连接螺栓及压力弹簧	各部连接螺栓及压力弹簧应完好，无锈蚀、无松动
4	微动开关	检查微动开关动作和防雨	a) 微动开关触点接触良好，进行动作试验，微动开关动作应正确； b) 无雨水进入和受潮现象
5	密封	密封性能	更换密封胶垫后密封良好不渗油
6	升高座	升高座的放气塞	放气塞良好，升高座如无放气塞应增设，能够防止积聚气体因温度变化而发生误动
7	动作试验	动作正确性	应由专业人员进行加压和减压测定开启和关闭压力值，开启和关闭压力应符合规定
8	电缆	检查信号电缆	信号电缆应采用耐油电缆，无损坏和中间接头
9	绝缘试验	信号接点绝缘	采用 2500 V 绝缘电阻表测量绝缘电阻应大于 1 M Ω ，或用工频耐压试验 AC 2000 V，1 min 不应击穿
10	压力释放阀	复装	a) 先检查密封面应平整无划痕、无漆膜、无锈蚀。更换密封垫； b) 按照原位安装，依次对角拧紧安装法兰螺栓，密封垫位置准确，压缩量按照表 12 第 8 条复装要求； c) 打开放气塞排气，至冒油再拧紧放气塞； d) 连接二次电缆应完好，否则进行更换

10.5.6 突发压力继电器

突发压力继电器的检修要求见表 31。

表 31 突发压力继电器的检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	继电器本体	拆卸	先将二次连接线全部脱开，依次对角松动安装法兰螺栓，轻轻摇动，待密封垫脱开后拆下
		完整性	应清洁完整，无锈蚀、无渗漏油现象

表 31 (续)

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
2	继电器油腔	防止堵塞和卡滞	用合格油冲洗, 检查应无损伤、无油污
3	微动开关和接线盒	防潮	更换吸湿剂, 更换密封垫, 检查微动开关、端子盒、端子、接线无受潮现象
		连接	二次接线连接可靠正确
4	试验	动作信号传动	连接好信号回路进行手动试验, 手动试验时微动开关的动作和返回信号传动正确; 更换帽盖的密封垫
		信号端子绝缘	采用 2500 V 绝缘电阻表分别测量信号端子之间和对地的绝缘电阻应大于 1 MΩ
5	继电器本体	复装	a) 先检查密封面应平整无划痕、无漆膜、无锈蚀。更换密封垫; b) 按照原位安装, 依次对角拧紧安装法兰螺栓, 密封垫位置准确, 压缩量按照表 12 第 8 条复装要求; c) 打开放气塞排气, 至冒油再拧紧放气塞; d) 连接二次电缆应完好, 否则进行更换

10.6 其他

10.6.1 二次端子箱

二次端子箱的检修要求见表 32。

表 32 二次端子箱的检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	表面	油漆、清洁度	清扫外壳, 除锈并进行防腐处理; 先切断防潮加热器和继电保护的电源, 再清扫内部和清理杂物
2	端子	完好性	a) 各部触点及端子板应完好无缺损, 连接螺栓应无松动或丢失, 交、直流信号端子应分开设置, 不用的套管型电流互感器接线端子应短接后接地; b) 如有损坏和缺损应更换和补齐
3	密封	防雨、封堵	箱门的密封衬垫完好有效, 电缆入口封堵完好
4	试验	绝缘电阻	采用 2500 V 兆欧表测量各回路绝缘电阻大于 1 MΩ
		防凝露加热器	加热功能完好

10.6.2 阀门及塞子

阀门及塞子的检修要求见表 33。

表 33 阀门及塞子的检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	阀门各部件	完整性和密封性	应拆下阀门，检查转轴、挡板等部件应完整，挡板关闭严密、轴杆密封良好，开闭方向限位正确有效，经 0.05 MPa 油压试验无渗漏，指示开、闭位置的标志清晰、正确；发现有损坏时应更换
		清洁度	清洗后检查应清洁无锈蚀，如影响使用应更换
2	密封	是否渗漏	检修后应做 0.15 MPa 压力试验不渗漏。复装时更换所有密封垫，阀体和操作轴头安装方向一致；各密封面平整无渗漏
3	塞子	通透性和密封性	更换密封圈，松动时可控制放气（油）量，旋紧时密封圈入槽，密封好、无渗漏油

11 器身检修工艺质量要求

11.1 器身检修的基本要求

11.1.1 器身检修必要性的判定：

- 经过检查与试验并结合运行情况，判定存在内部故障或本体严重渗漏油时，应进行本体大修。运行 10 年以上的变压器，结合变压器的运行情况，在设备评估的基础上，可考虑进行因地制宜的本体大修。
- 对于制造质量原因导致故障频发的同类型变压器，应进行有针对性大修。

11.1.2 器身检修的一般工艺要求：

- 检修工作应选在无扬尘及其他污染的晴天时进行，不应在空气相对湿度超过 75% 的气候条件下进行。如相对湿度大于 75% 时，应采取必要措施。

- b) 大修时器身暴露在空气中的时间规定：
- 1) 空气相对湿度不大于 65%，16 h；
 - 2) 空气相对湿度不大于 75%，12 h。
- c) 器身暴露时间是从变压器放油时起至开始抽真空或注油时为止。当器身暴露时间超过上述规定或天气存在不确定因素时，宜充干燥空气（无需进入检查时可用高纯氮气代替）进行放油施工，如超出规定时间不大于 4 h，则可相应延长真空时间来弥补。
- d) 器身温度应不低于周围环境温度，否则应采取器身加热措施，可采用真空滤油机循环加热，使器身温度高于周围空气温度 5℃ 以上。
- e) 检查器身时，应由专人进行，穿着无钮扣、无金属挂件的专用检修工作服和鞋，并戴清洁手套，寒冷天气还应戴口罩，应采用安全电压的灯具或手电筒照明。
- f) 进行检查所使用的工具应由专人保管并应编号登记，以防止将工具遗忘在油箱内或器身上。
- g) 进入变压器油箱内检修时，需考虑通风，防止工作人员窒息。
- h) 在大修过程中应尽量使用力矩扳手和液压设备进行定量控制。
- i) 在大修过程中不得随意改变变压器内部结构及绝缘状况。

11.2 绕组

绕组的检修要求见表 34。

表 34 绕组的检修要求

序号	检查内容	检查方法	工艺质量要求
1	检查相间隔板和围屏有无破损、变色、变形、放电痕迹	目测	a) 围屏应清洁，无破损、无变形、无发热和树枝状放电痕迹，绑扎紧固完整，分接引线出口处封闭良好； b) 围屏的起头应在绕组的垫块上，接头处应错开

表 34 (续)

序号	检查内容	检查方法	工艺质量要求
1	检查相间隔板和围屏有无破损、变色、变形、放电痕迹	目测	搭接，并防止油道堵塞； c) 相间隔板应完整并固定牢固； d) 静电屏应清洁完整，无破损、无变形、无发热和树枝状放电痕迹，绝缘良好，连接可靠
2	检查绕组表面是否清洁，匝绝缘有无破损，油道是否畅通	解开围屏 目测、内窥镜检查	a) 绕组应清洁，无油垢、无变形、无过热变色和放电痕迹； b) 整个绕组无倾斜、位移，导线辐向无明显弹出现象； c) 油道应保持畅通，无油垢及其他杂物积存； d) 外观整齐清洁，绝缘及导线无破损
3	检查绕组各部垫块有无位移和松动情况	目测、 内窥镜检查	a) 垫块应无位移和松动情况； b) 各部垫块应排列整齐，辐向间距相等，轴向成一垂直线，支撑牢固，有适当压紧力
4	检查绝缘状态	用指压、 聚合度测试	绝缘状态分如下四级： a) 良好绝缘状态，又称一级绝缘：绝缘有弹性，用手指按压后无残留变形，或聚合度在 750 以上； b) 合格绝缘状态，又称二级绝缘：绝缘稍有弹性，用手指按压后无裂纹、脆化，或聚合度在 750～500 之间； c) 可用绝缘状态，又称三级绝缘：绝缘轻度脆化，呈深褐色，用手指按压时有少量裂纹和变形，或聚合度在 500～250 之间； d) 不可用绝缘状态，又称四级绝缘：绝缘已严重脆化，呈黑褐色，用手指按压时即酥脆、变形、脱落，或聚合度在 250 以下
5	检查绕组轴向预紧力是否合适	采用液压 装置	a) 绕组垫块的压强应大于 20 kg/cm^2 ； b) 绝缘状态在三级及以下，不宜进行预压

11.3 引线及绝缘支架

引线及绝缘支架的检修要求见表 35。

表 35 引线及绝缘支架的检修要求

序号	检查内容	检查方法	工艺质量要求
1	检查引线及引线锥的绝缘	目测	a) 引线绝缘包扎应完好, 无变形、无起皱、无变脆、无破损、无断股、无变色现象; b) 对穿缆套管的穿缆引线应用白纱带半叠包一层; c) 引线绝缘的厚度及间距应符合有关要求; d) 引线 with 引线接头处焊接情况是否良好, 有无过热现象
2	检查引线	目测	a) 引线应无断股损伤现象; b) 引线接头表面应平整、光滑, 无毛刺、无过热性变色现象; c) 引线长短应适宜, 不应有扭曲和应力集中现象
3	检查绝缘支架	目测	a) 绝缘支架应无破损、无裂纹、无弯曲变形及烧伤现象; b) 绝缘支架与铁夹件的固定可用钢螺栓, 绝缘件与绝缘支架的固定应用绝缘螺栓; 固定螺栓均需有防松措施; c) 绝缘固定应可靠, 无松动和窜动现象; d) 绝缘夹件固定引线处应加垫附加绝缘, 以防卡伤引线绝缘; e) 引线固定用绝缘夹件的间距, 应符合要求
4	检查引线与各部位之间的绝缘距离	测量	a) 引线与各部位之间的绝缘距离应符合要求; b) 对大电流引线(铜排或铝排)与箱壁间距, 一般应大于 100 mm, 并在铜(铝)排表面可包扎一层绝缘
5	紧固所有螺栓	力矩扳手	均处在合适紧固状态

11.4 铁心

铁心的检修要求见表 36。

表 36 铁心的检修要求

序号	检查内容	检查方法	工艺质量要求
1	检查铁心表面	目测	a) 铁心应平整、清洁, 无片间短路或变色、无放电烧伤痕迹; b) 铁心应无卷边、无翘角、无缺角等现象; c) 油道应畅通, 无垫块脱落和堵塞, 且应排列整齐

表 36 (续)

序号	检查内容	检查方法	工艺质量要求
2	检查铁心结构 紧固情况	目测、 力矩扳手	a) 铁心与上下夹件、方铁、压板、底脚板间均应保持良好绝缘; b) 钢压板与铁心间要有明显的绝缘间隙, 绝缘压板应保持完整, 无破损、无变形、无开裂和裂纹现象; c) 钢压板不得构成闭合回路, 并有一点可靠接地; d) 金属结构件应无悬空现象, 并有一点可靠接地; e) 紧固件应拧紧或锁牢
3	检查铁心绝缘	目测、 绝缘电阻表	a) 铁心绝缘应完整、清洁, 无放电烧伤和过热痕迹; b) 铁心组间、夹件、穿心螺栓、钢拉带绝缘良好, 其绝缘电阻应无较大变化, 并有一点可靠接地; c) 铁心接地片插入深度应足够牢靠, 其外露部分应包扎绝缘, 防止铁心短路; d) 采用 500 V 或 1000 V 绝缘电阻表测量铁心级间绝缘电阻应大于 $1\text{ M}\Omega$; e) 采用 2500 V 绝缘电阻表测量铁心对夹件及地绝缘电阻应大于 $1\text{ M}\Omega$
4	检查电屏蔽或 磁屏蔽	目测、 绝缘电阻表	a) 采用 500 V 或 1000 V 绝缘电阻表测量绝缘电阻应大于 $1\text{ M}\Omega$ 以上, 接地应可靠; b) 固定应牢固; c) 表面应清洁, 无变色、无变形、无过热、无放电痕迹

11.5 油箱

油箱的检修要求见表 37。

表 37 油箱的检修要求

序号	部位	检查内容	检查方法	质量要求
1	外部	检查焊缝	目测	应无渗漏点
		清洁度		油箱外表面应洁净, 无锈蚀, 漆膜完整
2	内部	内表面		油箱内部应洁净, 无锈蚀、无放电现象, 漆膜完整
		磁(电)屏蔽		磁(电)屏蔽装置固定牢固, 无放电、无过热痕迹, 接地可靠

表 37 (续)

序号	部位	检查内容	检查方法	质量要求
2	内部	器身定位钉	目测	定位装置不应造成铁心多点接地
		结构件		无松动放电现象, 固定应牢固
3	管道	管道内部		管道内部应清洁、无锈蚀、无堵塞现象
		导油管		固定于下夹件上的导向绝缘管, 连接应牢固, 无泄漏现象
4	密封	法兰		法兰结合面应无漆膜, 保证光滑、平整、清洁
		密封胶垫		a) 胶垫接头粘合应牢固, 并放置在油箱法兰直线部位的两螺栓的中间, 搭接面应平放, 搭接面长度不少于胶垫宽度的 2 倍; b) 胶垫压缩量为其厚度的 1/3 左右 (胶棒压缩量为 1/2 左右); c) 不得重复使用已用过的密封件
		密封试验	油压	储油柜和油箱本体连通, 进行整体密封试验。在储油柜内施加 0.03 MPa 压力, 保持 24 h 不应渗漏

11.6 器身的干燥

11.6.1 为保证器身的绝缘性能, 对绝缘受潮后的器身应进行干燥处理。在现场, 宜先采用真空热油循环或真空热油喷淋处理, 然后检测器身绝缘性能。

11.6.2 干燥中的温度控制:

- 当利用油箱加热不带油干燥时, 箱壁温度不宜超过 110℃, 箱底温度不宜超过 100℃, 绕组温度不得超过 95℃;
- 当利用油箱加热带油干燥时, 上层油温不得超过 85℃; 热风干燥时, 进风温度不得超过 100℃, 进风口应设有空气过滤预热器;
- 干燥过程中应注意加温均匀, 升温速度以 10℃/h~15℃/h 为宜, 防止产生局部过热, 特别是绕组部分, 不应超过其绝缘耐热等级的最高允许温度。

11.6.3 变压器采用真空加热干燥时，应先进行预热，并根据制造厂规定的真空值抽真空；按变压器容量大小以 $10\text{ }^{\circ}\text{C/h}\sim 15\text{ }^{\circ}\text{C/h}$ 的速度升温到指定温度，再以 6.7 kPa/h 的速度递减抽真空。

11.6.4 干燥过程中应每 2 h 检查与记录下列内容：

- a) 测量绕组的绝缘电阻；
- b) 测量绕组、铁心和油箱等各部温度；
- c) 测量真空度。

11.6.5 干燥终结的判断：

- a) 在保持温度不变的条件下，绕组绝缘电阻： 110 kV 及以下的变压器持续 6 h 不变， 220 kV 及以上变压器持续 12 h 以上不变，且无凝结水析出，即认为干燥终结。
- b) 干燥完成后，变压器即可以 $10\text{ }^{\circ}\text{C/h}\sim 15\text{ }^{\circ}\text{C/h}$ 的速度降温（真空仍保持不变）。此时应将预先准备好的合格变压器油加温，且与器身温度基本接近（油温可略低，但温差不超过 $5\text{ }^{\circ}\text{C}\sim 10\text{ }^{\circ}\text{C}$ ）时，在真空状态下将油注入油箱内，直至器身完全浸没于油中为止，并继续抽真空 4 h 以上。

11.6.6 当变压器干燥完毕后进行器身压紧和检查工作时，应防止再次受潮。

11.7 整体组装工艺及质量标准

11.7.1 装配前应确认所有组/部件均符合技术要求，彻底清理表面，使外观清洁，无油污和杂物，与油直接接触的组/部件应用合格的变压器油冲洗。

11.7.2 结合本体检修更换所有密封件。

11.7.3 装配时，应按图纸装配，确保各种电气距离符合要求，各组/部件装配到位，固定牢靠。同时应保持油箱内部的清洁，禁止有杂物掉入油箱内。

11.7.4 套管与母线连接后，应注意套管不应受过大的横向力，如用母排连接时，应有伸缩节，以防套管过度受力引起渗漏。

11.7.5 变压器内部的引线、分接开关连线等不能过紧，以免运行中由于振动或热胀冷缩受损。

11.7.6 运行前应拆除无用的金属定位装置或进行可靠绝缘处理，以免产生多点接地。

11.7.7 所有连接、紧固处均应用锁母或备帽紧固。

11.7.8 装配后，应及时清理油箱及各组/部件以及工作现场。

11.8 排油和注油

11.8.1 排油和注油的一般规定：

- a) 检查滤油机、真空泵等设备完好，油罐、油桶、管路等辅助设备保持清洁干燥，无灰尘杂质和水分，合理安排油罐、油桶、管路、滤油机、油泵等工器具放置位置并与带电设备保持足够的安全距离。
- b) 排油时，应将变压器进气阀和油罐的放气孔打开，必要时进气阀和放气孔都要接入干燥空气装置，以防潮气侵入，110 kV（66 kV）及以上电压等级的变压器为缩短本体暴露时间，宜采用充干燥空气（对吊罩的变压器也可用氮气代替）排油。
- c) 储油柜内油不需放出时，可将储油柜下面的阀门关闭。再将油箱内的变压器油全部放出。
- d) 有载调压变压器的有载分接开关油室内的油应另备滤油机、油桶，抽出后应分开存放。
- e) 强油水冷变压器，在注油前应将水冷却器上的差压继电器和净油器管路上的放气塞关闭。
- f) 可利用本体上部导气管阀门或气体继电器联管处阀门安装抽空管，对于充油量 50 t 以上的变压器宜采用 2 台真空滤油机在油箱不同部位同时抽真空。有载分接开关与本体应安装连通管，以便与本体等压，同时抽空注油，注油后应予拆除恢复正常。

11.8.2 真空注油操作方法及注意事项:

- a) 冷却设备应与变压器油箱连通整体抽真空。
- b) 变压器的储油柜是全真空设计的, 可将储油柜和变压器油箱一起进行抽真空注油 (对胶囊式储油柜需打开胶囊和储油柜的连通阀, 真空注油结束后关闭)。
- c) 变压器的储油柜不是全真空设计的, 在抽真空和真空注油时, 应将通往储油柜的真空阀门关闭 (或拆除气体继电器安装抽真空阀门)。
- d) 抽真空前, 应检查确认变压器各密封面的紧固情况, 以均匀的速度抽真空, 在抽真空过程中应检查油箱的强度, 一般局部弹性变形不应超过箱壁厚度的 2 倍, 并检查变压器各法兰接口及真空系统的密封性。达到指定真空度并保持大于 2 h (不同电压等级的变压器保持时间要求有所不同, 一般抽空时间为 1/3 h~1/2 h 暴露空气时间) 后, 开始向变压器油箱内注油, 注油时油温宜略高于器身温度。
- e) 以 3 t/h~5 t/h 的速度将油注入变压器, 当距箱顶约 200 mm~300 mm 时停止注油, 并继续抽真空保持 4 h 以上。
- f) 对于 330 kV 及以上的变压器在真空注油后, 按照变压器上部进油下部出油连接管道, 对变压器进行热油循环, 直至变压器油指标符合要求, 或按变压器制造厂家的规定执行。
- g) 变压器注油或热油循环完成后, 应对各个放气塞进行充分放气操作。
- h) 110 (66) kV 及以上变压器应进行真空注油, 其他变压器有条件时也应采用真空注油。真空度按照相应标准执行, 制造厂对真空度有具体规定的需参照其规定执行。

11.8.3 储油柜补油要求:

a) 胶囊式储油柜补油:

- 1) 打开储油柜上部排气孔, 由注油管将油注满储油柜, 直至排气孔出油, 再关闭注油管和排气孔;
- 2) 从储油柜排油管排油, 此时空气经吸湿器自然进入储油柜胶囊内部, 至油位计指示正常油位为止。

b) 隔膜式储油柜补油:

- 1) 注油前应首先将油位计调整至零位, 然后打开隔膜上的放气塞, 将隔膜上部的气体排除, 再关闭放气塞;
- 2) 由注油管向隔膜下部注油, 油位应稍高于指定油位, 再次打开放气塞充分排除隔膜上部的气体, 直到向外溢油为止, 调整达到指定油位;
- 3) 发现储油柜下部集气盒油标指示有空气时, 应用排气阀进行排气。

c) 内油式波纹储油柜。打开排气管下部阀门和储油柜下部主连管阀门, 从注油管补油。注油过程中, 时刻注意油位指针的位置, 边注油边排气。当排气管内有稳定的油流出时, 关闭排气口阀门, 将油注到油位指示值与变压器实测平均油温值相对应的位置。

d) 外油式波纹储油柜。保持呼吸口阀门关闭、排气口阀门打开的状态, 从注油口注入变压器油, 直至排气口排净空气并稳定出油后, 关闭排气口阀门, 同时停止注油。打开呼吸口阀门, 检查油位指示, 通常此时的油位高于预定油位, 可以从注油口排油使之达到预定油位。

e) 当变压器真空注油后进行补油时, 应经储油柜注油管注入, 不得从下部油箱阀门注入, 注油时应使油流缓慢注入变压器至规定的油面为止 (直接通过储油柜联管同步对储油柜、胶囊抽真空结构并一次加油到位的变压器除外)。

11.8.4 整体密封试验：

- a) 变压器安装完毕后，应按照 DL/T 264 的规定进行整体密封试验；
- b) 对于采用金属波纹内油式储油柜的变压器，宜采用储油柜与变压器本体整体进行油压密封试验。该项试验可代替 DL/T 264 规定的正压密封试验；
- c) 当按照 DL/T 264 进行变压器正压密封试验时，还应对金属波纹内油式储油柜进行密封试验。

11.8.5 变压器油处理：

a) 一般要求：

- 1) 大修后注入变压器及套管内的变压器油，其质量应符合 GB/T 7595 的规定；
- 2) 注油后，变压器本体及充油套管都应按规定进行油样分析与色谱分析等；
- 3) 变压器补油时应使用牌号相同的变压器油，如需补充不同牌号的变压器油时，应先做混油试验，合格后方可使用；
- 4) 合理选用滤油机滤芯，滤油后的绝缘油中颗粒度限值应满足 DL/T 1096 要求。

b) 压力滤油：

- 1) 滤油机使用前应先检查电源情况，滤油机及滤网是否清洁，极板内滤油纸是否干燥，转动方向是否正确，外壳有无接地，压力表指示是否正确等；
- 2) 启动滤油机，应先打开出油阀门，后打开进油阀门，停止时操作顺序相反。当装有加热器时，应先启动滤油机，当油流通过后，再投入加热器，停止时操作顺序相反；
- 3) 滤油机压力一般应为 0.25 MPa~0.4 MPa，最大不超过 0.5 MPa。如压力过大，可检查滤油机管路、滤网

是否有堵塞。

c) 真空滤油:

- 1) 滤油前根据真空滤油机容量检查电源容量是否符合要求, 滤油机外壳有无接地, 并准备足够容积的油罐、干燥空气等辅助工器具及材料;
- 2) 采用真空滤油机进行油处理时, 如果油中有水分或杂质可通过压力式滤油机进行处理, 然后再通过真空滤油机进行油处理;
- 3) 为保证滤油机的脱气效果, 有条件时应根据油质情况、环境温度, 打开加热器, 适当提高油温, 油温不宜超过 60°C 。

12 变压器的防腐处理

12.1 油箱外部涂漆

12.1.1 变压器油箱、冷却器及其附件的裸露表面均应涂漆, 涂漆的工艺应适用于产品的使用条件。

12.1.2 大修时应重新喷漆。

12.1.3 喷漆前应先用金属洗净剂清除外部油垢及污秽。

12.1.4 对裸露的金属部分应先除锈后补涂底漆。

12.1.5 对于铸件的凸凹不平处, 可先用腻子填齐整平, 然后再涂底漆。

12.1.6 为使漆膜均匀, 宜采用喷漆方法, 喷涂时, 气压可保持在 $0.2\text{ MPa}\sim 0.5\text{ MPa}$ 。

12.1.7 第一道底漆漆膜厚为 0.05 mm 左右, 应光滑无流痕、垂珠现象, 待底漆干透后 (约 24 h), 再喷涂第二道面漆; 喷涂后若发现有斑痕、垂珠, 可用竹片或小刀轻轻刮除并用砂纸磨光, 再补喷一次。

12.1.8 如油箱和附件的原有漆膜较好, 仅有个别部分不完整, 可

DL/T 573—2021

进行局部处理，然后再普遍喷涂一次。

12.2 油箱外部漆膜的质量要求

12.2.1 附着力检查：用刀在漆膜表面划十字形裂口，顺裂口用刀剥，若很容易剥开，则认为附着力不佳。

12.2.2 弹性检查：用刀刮下一块漆膜，若刮下的漆屑不碎裂不粘在一起而有弹性的卷曲，则认为弹性良好。

12.2.3 坚固性检查：用指甲在漆膜上划一下，若不留痕迹，则认为漆膜坚硬。

12.2.4 干燥性检查：用手指按在涂漆表面片刻，若不粘手也不留痕迹，则认为漆膜干燥良好。

12.3 油箱内部涂漆（必要时）

12.3.1 油箱内壁（包括金属附件）均应涂绝缘漆，漆膜厚度一般在 $0.02\text{ mm} \sim 0.05\text{ mm}$ 为宜，涂刷一遍即可。

12.3.2 检修后的变压器由于已浸过油，涂漆前应将油迹彻底处理干净，以保证有足够的附着力。涂漆后漆膜应光滑。

12.4 油箱内部绝缘漆的质量要求

12.4.1 耐高温、耐变压器油，即漆膜长期浸泡在 $105\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的变压器油中不脱落、不溶解。

12.4.2 固化后的漆膜，不影响变压器油的绝缘和物理、化学性能。

12.4.3 对金属件有良好的附着力，具有防锈、防腐蚀作用。

13 检修试验项目与要求

13.1 检修试验类型

检修试验可分为例行试验、诊断性试验和大修试验。以停电试验为主，在线监测试验仅做参考。部分试验项目和试验方法按附录 B 规定。

13.2 例行试验项目

例行试验项目如下：

- a) 变压器温度监测（在线监测或带电检测）；
- b) 变压器铁心、夹件、中性点对地电流（在线监测或带电检测）；
- c) 本体和套管中绝缘油试验，包括油简化试验、高温介损或电阻率测定、油中溶解气体色谱分析、油中含水量测定（在线监测或其他）；
- d) 变压器局部放电试验（在线监测、带电检测或其他）；
- e) 红外测温试验（带电检测）；
- f) 测量绕组连同套管的直流电阻（停电）；
- g) 测量绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数（停电）；
- h) 测量绕组连同套管的介质损耗因数与电容量（停电）；
- i) 测量绕组连同套管的直流泄漏电流（停电）；
- j) 铁心、夹件对地及相互之间绝缘电阻测量（停电）；
- k) 电容套管试验，介质损耗因数与电容量、末屏绝缘电阻测试（停电）；
- l) 低电压短路阻抗试验与绕组频率响应特性试验（停电）；
- m) 有载调压开关切换装置的检查 and 试验（停电）；
- n) 电源（动力）回路的绝缘试验（停电）；
- o) 继电保护信号回路的绝缘试验（停电）。

13.3 诊断性试验项目

应针对性地选择诊断性试验，试验项目如下：

- a) 本体和套管的绝缘油试验，包括油简化试验、高温介损或电阻率测定、油中溶解气体分析、油中含水量测定；
- b) 测量绕组连同套管的直流电阻；

DL/T 573—2021

- c) 测量绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数;
- d) 测量绕组连同套管的介质损耗因数与电容量;
- e) 测量绕组连同套管的直流泄漏电流;
- f) 测定各绕组的变压比和接线组别;
- g) 铁心、夹件对地及相互之间绝缘电阻测量;
- h) 电容型套管试验, 介质损耗因数与电容量、末屏绝缘电阻测试;
- i) 低电压短路阻抗试验或频响法绕组变形试验;
- j) 单相空载损耗测量;
- k) 单相负载损耗和短路阻抗测量;
- l) 交流耐压试验;
- m) 带局部放电量测量的感应耐压试验;
- n) 操作波感应耐压试验;
- o) 有载调压切换装置的检查和试验;
- p) 直流偏磁电流检测 (必要时);
- q) 声级及振动测定 (必要时)。

13.4 大修试验项目

13.4.1 大修前的试验项目:

- a) 本体和套管的绝缘油试验;
- b) 测量绕组的绝缘电阻和吸收比或极化指数;
- c) 测量绕组连同套管一起的直流泄漏电流;
- d) 测量绕组连同套管的介质损耗因数与电容量;
- e) 测量绕组连同套管一起的直流电阻 (所有分接头位置);
- f) 电容套管试验, 介质损耗因数与电容量、末屏绝缘电阻测试;
- g) 铁心、夹件对地及相互之间绝缘电阻测量;
- h) 有载调压切换装置的检查和试验;
- i) 必要时可增加其他试验项目 (如变比试验、损耗测量、

短路阻抗测量、局部放电试验等)。

13.4.2 大修中的试验项目：

- a) 测量变压器铁心对夹件、穿心螺栓（或拉带），钢压板及铁心电场屏蔽对铁心，铁心下夹件对下油箱的绝缘电阻，磁屏蔽对油箱的绝缘电阻；
- b) 必要时测量无励磁分接开关的接触电阻及其传动杆的绝缘电阻；
- c) 必要时作套管电流互感器的特性试验；
- d) 组/部件的特性试验；
- e) 有载分接开关的测量与试验；
- f) 必要时可增加其他试验项目（如铁心分布电压测量，单独对套管进行额定电压下的介质损耗因数与电容量、局部放电和耐压试验等）；
- g) 非电量保护装置的校验；
- h) 纸绝缘聚合度测量（必要时）。

13.4.3 大修后的试验项目：

- a) 测量绕组的绝缘电阻和吸收比或极化指数；
- b) 测量绕组连同套管的直流泄漏电流；
- c) 测量绕组连同套管的介质损耗因数与电容量；
- d) 电容套管试验，介质损耗因数与电容量、末屏绝缘电阻测试；
- e) 冷却装置的检查 and 试验；
- f) 本体、有载分接开关和套管中的绝缘油试验，包括油简化试验、高温介损或电阻率测定、油中溶解气体色谱分析、油中含水量测定；
- g) 测量绕组连同套管一起的直流电阻（所有分接位置上），对多支路引出的低压绕组应测量各支路的直流电阻及联接后的直流电阻；
- h) 检查有载调压装置的动作情况及顺序；

- i) 测量铁心（夹件）引外对地绝缘电阻；
- j) 总装后对变压器油箱和冷却器作整体密封油压试验；
- k) 绕组连同套管一起的交流耐压试验（有条件时）；
- l) 测量绕组所有分接头的变压比及连接组别；
- m) 电源（动力）回路的绝缘试验；
- n) 继电保护信号回路的绝缘试验；
- o) 检查相位；
- p) 必要时进行变压器的空载损耗试验；
- q) 必要时进行变压器的短路阻抗试验；
- r) 拆装套管、吊心、进入检测等时应进行带局部放电量测量的感应耐压试验（110 kV 及以上）；
- s) 额定电压下的冲击合闸；
- t) 空载试运行前后变压器油的色谱分析；
- u) 投入运行后红外测温试验。

14 大修后的验收

14.1 概述

变压器在大修竣工后应及时清理现场，整理记录、资料、图纸，提交竣工、验收报告，并按照验收规定组织现场验收。

14.2 向运行部门移交的资料

移交资料如下：

- a) 变压器大修总结报告，报告基本格式参见附录 A；
- b) 现场干燥、检修记录；
- c) 全部试验报告。

14.3 试运行前检查与验收项目

试运行前检查与验收项目如下：

- a) 变压器本体及组/部件均安装良好, 固定可靠, 完整无缺, 无渗油;
- b) 变压器油箱、铁心和夹件接地可靠;
- c) 变压器顶盖上无遗留杂物;
- d) 储油柜、冷却装置、净油器等油系统上的阀门均在“开”的位置, 储油柜油温标示线清晰可见;
- e) 高压套管的末屏接地小套管应接地可靠, 套管顶部将军帽应密封良好, 与外部引线的连接接触良好;
- f) 变压器的储油柜和充油套管的油位正常, 隔膜式储油柜的集气盒内应无气体;
- g) 有载分接开关的油位需略低于变压器储油柜的油位;
- h) 进行各升高座的放气, 使其完全充满变压器油, 气体继电器内应无残余气体;
- i) 吸湿器内的吸附剂数量充足、无变色受潮现象, 油封位置合格清晰, 能看到正常呼吸作用;
- j) 无励磁分接开关的位置应符合运行要求, 有载分接开关动作灵活、正确, 闭锁装置动作正确, 控制盘、操作机构箱和顶盖上三者分接位置的指示应一致;
- k) 温度计指示正确, 整定值符合要求;
- l) 冷却装置试运行正常, 水冷装置的油压应大于水压, 强油冷却的变压器应启动全部油泵, 并测量油泵的负载电流, 进行较长时间(一般不少于 60 min)的循环后, 多次排除残余气体;
- m) 进行冷却装置电源的自动投切和冷却装置的故障停运试验;
- n) 非电量保护装置应经调试整定, 动作正确。

14.4 返厂大修后验收要求

验收要求如下:

- a) 返厂大修涉及的适用标准、返修范围、更换主材及附件的清单、出厂试验及验收条款等，应在项目实施前与制造厂协商，在技术协议中明确。对于更换全部绕组及主要绝缘材料的变压器，其空载损耗、负载损耗、阻抗电压、噪声水平、局放水平以及抗短路能力等技术指标，可参考现行国家标准提出要求。
- b) 在变压器进厂检查和器身解体检查中发现的、未预判到损坏的部件（组件），可在技术协议中事先明确品质、技术参数及成本，作为选项以备采用。
- c) 制造厂应为大修变压器制定返厂大修方案。该文件不低于技术协议或相关现行国家标准要求，返修变压器的工艺流程和质量控制应与制造厂现行程序相同。
- d) 变压器在制造厂内的附件检查、器身解体、故障排查及原因分析、返修方案的修改，工厂返修中关键工艺过程以及出厂试验等应有业主或监造单位参与见证。
- e) 对于更换绕组的变压器，制造厂需在线圈解体时，对导线热点处的绝缘纸取样并做聚合度分析，评估大修变压器的绝缘老化程度，为运行在相类似工况下、同类变压器的剩余使用寿命提供经验数据。
- f) 对更换全部绕组及主要绝缘材料的变压器，制造厂应等同于全新变压器执行相关国家标准，包括出厂试验执行的标准。产品的质保期、售后服务和使用寿命应与新变压器相同。变压器出厂可使用制造厂的新铭牌，也可同时保留原变压器铭牌。
- g) 在工厂大修完成后，修理厂除提供与新产品类似的出厂资料外，还应同时提供一份完整的工厂大修报告。报告应至少包括变压器故障（缺陷）的原因分析、经验教训、改进措施、验证结果，并给出变压器大修后的预期寿命。

15 大修后试运行

15.1 变压器大修后试运行

变压器大修后试运行应按 DL/T 572 规定执行。

15.2 变压器大修后试运行的检查

变压器大修后应进行如下检查：

- a) 中性点直接接地系统的变压器在进行冲击合闸时，中性点应接地，应消除变压器中剩磁，套管末屏应接地；
- b) 气体继电器的重瓦斯应投跳闸位置；
- c) 额定电压下的冲击合闸应无异常，励磁涌流不致引起保护装置的误动作；
- d) 受电后变压器应无异常情况；
- e) 检查变压器及冷却装置所有焊缝和接合面，不应有渗油现象，变压器无异常振动或放电声；
- f) 跟踪分析比较试运行前后变压器油的色谱数据，应无明显变化；
- g) 试运行时间，一般不少于 24 h。

16 大修报告

16.1 基本要求

大修报告应由检修单位编写，其格式统一、填写齐全、记录真实、结论明确，并由有关人员签字后存档。

16.2 主要内容

大修报告主要内容如下：

- a) 设备基本信息和主要性能参数。如产品型号、制造厂、

出厂时间、投运时间、联结组别、空载损耗、负载损耗、阻抗电压、绝缘水平等。

- b) 检修信息和主要工艺。如本次检修地点、检修原因、主要内容、检修时段、增补内容及遗留内容，检修后的设备及质量评价，以及对今后运行所作的限制或应注意事项等。
- c) 编写、审核、批准和验收信息。如验收时间及验收意见、报告的编写、审核、批准和验收人员等。

16.3 其他内容

变压器检修过程中的检测、试验和施工信息，如施工的组织、技术、安全措施、检修记录表，以及修前、修后各类检测报告及组/部件检测报告、合格证等也视为大修报告的一部分，应一同存档。

附录 A

(资料性)

变压器大修总结报告

变压器大修总结报告

_____变电站

_____变压器

编写: _____

审核: _____

批准: _____

_____年 _____月 _____日

A.1 大修报告的基本信息

大修报告的基本信息见表 A.1。

表 A.1 基本信息

变电站				变压器编号			
型号		电压 kV		联结组别			
制造厂		出厂编号		出厂日期		年 月 日	
变压器初始投入运行日期		年 月 日		变压器上次检修日期		年 月 日	
主要性能参数	空载损耗 kW			空载电流 %			
	负载损耗 kW	高一中		高一低		中一低	
	阻抗电压 %	高一中		高一低		中一低	
高压套管	制造厂			型号			
高压中性点套管	制造厂			型号			
中压套管	制造厂			型号			
中压中性点套管	制造厂			型号			
低压套管	制造厂			型号			
稳定绕组套管	制造厂			型号			
冷却装置	制造厂			型号			
无励磁分接开关	制造厂			型号			
有载分接开关	制造厂			型号			
绝缘油	制造厂			标号			
电动操作机构	制造厂			型号	累计操作次数		
本次检修原因							
检修地点				吊检天气	环境温度 ℃		相对湿度 %

表 A.1 (续)

吊心或进油箱 内部检查	月 日 时 分至 月 日 时 分
参加检修人员	
检修工期	年 月 日至 年 月 日
完成计划检修 外增加的项目 及理由	
检修中已处理 的主要缺陷	
检修后遗留 的问题	
投运后应注意 的问题	
限制运行的条件	
检修结论	负责人: 年 月 日

A.2 大修的检查(处理)记录

大修的检查(处理)记录, 见表 A.2~表 A.7。

表 A.2 套管及升高座检修记录

序号	工作内容	检查项目	检查处理情况	操作人	检查人
1	纯瓷套管	瓷套整体和表面			
		导电杆和连接件			
		绝缘筒覆盖层			
		放气塞			
		密封面			
2	油纸电容型 套管	套管整体和表面			
		连接端子			
		油位			
		末屏端子			
		下尾端均压罩			
		油简化和色谱			
		介损和电容量			
3	升高座（套 管型电流互 感器）	穿缆引线绝缘			
		引出线端子			
		引出线标志			
		线圈和定位			
		引线连接			
		密封			
4	增补项目	性能试验			

表 A.3 器身检修记录

序号	工作内容	检查项目	检查处理情况	操作人	检查人
1	吊罩（心） 环境	天气情况	晴 多云 阴		
		环境气温	℃ ～ ℃		
		油（器身）温度	℃		
		相对湿度	% ～ %		
		开始排油时间	日 时 分		
		开始注油时间	日 时 分		
		防潮措施			
2	绕组及其绝缘	相间隔板和围屏			
		绕组和油道			
		匝绝缘和静电屏			
		绕组各部垫块			
		绕组轴向预紧力			
		判定绝缘状态	级		
3	引线及其固定	引线及引线锥			
		绝缘支架			
		引线的紧固			
		引线的搭接面积			
		引线与各部位之间的绝缘距离			
4	铁心及其屏蔽	铁心表面和接缝			
		夹件结构和紧固			
		铁心绝缘			
		铁心接地片			
		铁心屏蔽			
5	油箱及其屏蔽	油箱焊缝			
		器身定位装置			

表 A.3 (续)

序号	工作内容	检查项目	检查处理情况	操作人	检查人
5	油箱及其屏蔽	磁或电屏蔽			
		管道和导油管			
		密封垫和密封			
		油漆和防腐			
6	分接开关	操作机构			
		开关触头			
		开关绝缘件			
		接触电阻			
		操作调整			
7	增补项目				

表 A.4 冷却系统检修记录

序号	工作内容	检查项目	检查处理情况	操作人	检查人
1	散热器	蝶阀			
		完整性和变形			
		内外表面涂层			
		放气塞和排油塞			
		清洗和密封试验			
2	冷却器	蝶阀			
		内外表面涂层			
		冷却管束及翅片			
		放气塞和排油塞			
		清洗和密封试验			
3	水冷却器	油阀和水阀			
		差压继电器			

表 A.4 (续)

序号	工作内容	检查项目	检查处理情况	操作人	检查人
3	水冷却器	冷却管道			
		放气塞和排油塞			
		清洗和密封试验			
4	油泵 (普通检查)	叶轮			
		线圈绝缘			
		线圈直流电阻			
		运转试验			
5	油流继电器	密封试验			
		挡板和指针同步			
		弹簧扭力			
		密封情况			
6	风机 (普通检查)	接点绝缘和动作			
		叶片角度和转动			
		线圈绝缘			
		线圈直流电阻			
7	控制箱	运转试验			
		箱体			
		开关和接触器			
		热继电器			
		熔断器			
		信号灯			
		端子和连接螺栓			
		门和封堵			
8	联动试验	回路绝缘			
		单组冷却器调试			
		全部冷却器联动			
		备用冷却器投入			

表 A.4 (续)

序号	工作内容	检查项目	检查处理情况	操作人	检查人
8	联动试验	所有冷却器投入			
		各信号灯指示			
		回路绝缘值			
		主供、备供电源			
		逐台启动方式			
9	增补项目				

表 A.5 非电量保护装置检修记录

序号	工作内容	检查项目	检查处理情况	操作人	检查人
1	指针式 油位计	传动机构			
		指示范围			
		信号指示和绝缘			
		密封			
2	气体继电器	浮筒和挡板			
		接线端子绝缘			
		动作校验			
		密封			
		传动试验			
3	压力式(信 号)温度计	温包及金属细管			
		温度面板			
		温度刻度校验			
		报警温度整定			
		信号端子绝缘			

表 A.5 (续)

序号	工作内容	检查项目	检查处理情况	操作人	检查人
4	温度控制器 (含绕组温 度计)	热电偶			
		温包及金属细管			
		埋入元件			
		二次回路			
		温度刻度校验			
		报警温度整定			
		信号端子绝缘			
5	压力释放阀	调试			
		护罩和导流罩			
		密封			
		微动开关绝缘			
		动作试验			
		升高座放气			
6	突发压力 继电器	连接电缆			
		继电器油腔			
		微动开关信号			
		接线盒绝缘			
7	增补项目	动作信号传动			

表 A.6 储油柜及油保护装置检修记录

序号	工作内容	检查项目	检查处理情况	操作人	检查人
1	胶囊（或隔膜）式储油柜	外部			
		内部			
		管道			
		胶囊袋或隔膜			
		油位计			
		整体密封			
		油位调整			
2	金属波纹密封式储油柜	外罩表面			
		管道			
		金属波纹			
		滑槽			
		密封性			
		油位计			
		油位调整			
3	吸湿器	玻璃罩			
		吸附剂			
		油杯			
		密封			
		呼吸作用			
4	增补项目				

表 A.7 油务处理记录

序号	工作内容	检查项目	检查处理情况	操作人	检查人
1	添加油 及处理	型号			
		制造厂或供应商			
		处理前主要指标			
		处理后主要指标			
		混油试验			
		待用存放形式			
2	放油 及处理	型号			
		来源			
		放油前主要指标			
		处理方法			
		处理后主要指标			
		待用存放形式			
3	注油	天气和温度			
		本体真空度			
		预抽真空时间			
		注油温度和速度			
		后维持真空时间			
		注油后主要指标			
4	增补项目				

附 录 B

(规范性)

部分试验项目的试验方法和要求

B.1 绝缘油试验

绝缘油试验标准与要求见表 B.1。

表 B.1 绝缘油试验标准与要求

序号	试验项目	要求	执行标准
1	油中溶解气体 色谱分析	注意： a) 总烃含量：150 $\mu\text{L/L}$ ； b) H_2 含量：150 $\mu\text{L/L}$ ； c) C_2H_2 含量：5 $\mu\text{L/L}$ (330 kV 及以上变压器为 1 $\mu\text{L/L}$)； d) 总烃相对产气速率大于 10%； e) 总烃绝对产气速率大于 6 mL/d (开放式) 和 12 mL/d (密封式)； f) C_2H_2 绝对产气速率大于 0.1 mL/d (开放式) 和 0.2 mL/d (密封式)； g) H_2 绝对产气速率大于 5 mL/d (开放式) 和 10 mL/d (密封式)； h) CO 绝对产气速率大于 50 mL/d (开放式) 和 100 mL/d (密封式)； i) CO_2 绝对产气速率大于 100 mL/d (开放式) 和 200 mL/d (密封式)	a) 应注意计算 CO_2/CO ； b) 利用 DL/T 722 中三比值法分析时，应注意基数的影响
2	击穿电压	a) 750 kV，不小于 65 kV； b) 500 kV，不小于 55 kV； c) 330 kV，不小于 50 kV； d) 66 kV~220 kV，不小于 40 kV； e) 35 kV 及以下，不小于 35 kV	a) 按 GB/T 507 的有关要求进行击穿电压试验； b) 按 GB/T 7595 的有关要求进行； c) 应注意击穿电压值的纵向变化
3	水分 mg/L	a) 750 kV，不超过 10； b) 330 kV~500 kV，不超过 15； c) 220 kV，不超过 25； d) 110 kV 及以下，不超过 35	a) 按 GB/T 7600 或 GB/T 7601 的有关要求进行； b) 应注意水分含量的纵向变化

表 B.1 (续)

序号	试验项目	要求	执行标准
4	介质损耗因数 $\tan\delta$ (90℃) %	a) 750 kV, 不超过 0.5; b) 500 kV, 不超过 0.7; c) 330 kV 及以下, 不超过 1.0	a) 按 GB/T 5654 的有关要求进行; b) 按 DL/T 393 规定
5	体积电阻率 (90℃) $\Omega \cdot m$	a) 750 kV, 不小于 1×10^{10} ; b) 500 kV, 不小于 1×10^{10} ; c) 330 kV 及以下, 不小于 3×10^{10}	a) GB/T 5654 或 DL/T 421 的有关要求进行; b) 必要时测定; c) 按 DL/T 393 规定
6	颗粒度含量 (100 ml 中大于 5 μm 的颗 粒数)	a) 750 kV, 不超过 2000; b) 500 kV, 不超过 3000 (必要时)	按 GB/T 7595、DL/T 1096 规定
7	闪点 (闭口) ℃	不小于 135	按 GB/T 7595 规定
8	水溶性酸 (pH 值)	不小于 4.2	a) 按 GB/T 7598 的有关要求进行; b) 必要时测定
9	酸值 mgKOH/g	不超过 0.1	a) 按 GB/T 7599 的有关要求进行; b) 必要时测定
10	油中含气量 (体积分数) %	a) 750 kV, 不超过 2; b) 330 kV~500 kV, 不超过 3	a) 按 DL/T 423 或 DL/T 450; b) 只对 330 kV~500 kV 进行, 其他电压等级必要时测定; c) 应注意油中含气量的纵向变化
11	腐蚀性硫	非腐蚀性	必要时测定
12	带电度 ρ ($\rho = I/v$)	报告	220 kV 及以上电压等级强迫油循环变压器按照 DL/T 1095 进行

B.2 测量绕组连同套管的直流电阻

B.2.1 测量应在各分接头的所有位置上进行。

B.2.2 1600 kVA 及以下三相变压器, 各相测得值的相互差值应小

于平均值的 4%，线间测得值的相互差值应小于平均值的 2%；1600 kVA 以上三相变压器，各相测得值的相互差值应小于平均值的 2%；线间测得值的相互差值应小于平均值的 1%。

B.2.3 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%。

不同温度下电阻值换算：

$$R_2 = R_1 \frac{T + t_2}{T + t_1} \dots\dots\dots (\text{B.1})$$

式中：

R_1 、 R_2 ——分别为温度在 t_1 、 t_2 时的电阻值；

T ——计算用常数，铜导线取 235，铝导线取 225。

B.2.4 由于变压器结构等原因，差值超过本条第二款时，可只按本条第三款进行比较。但应说明原因。

B.2.5 应注意直流电阻后剩磁对其他试验项目的影

B.2.6 无励磁调压变压器送电前最后一次测量，应在使用的分接锁定后进行，按 GB 50150 执行。

B.3 铁心（有外引接地线的）对地绝缘电阻及夹件（有外引接地线的）对地绝缘电阻

B.3.1 同时应测量铁心与夹件之间的绝缘电阻。

B.3.2 采用 2500 V 兆欧表测量，持续时间为 1 min，应无闪络及击穿现象。

B.3.3 66 kV 及以上电压等级绝缘电阻值宜大于等于 100 MΩ（注意值）；35 kV 及以下电压等级绝缘电阻值不宜小于 10 MΩ。

B.3.4 应注意同等测量条件下绝缘电阻值的纵向变化。

B.4 测量绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数

B.4.1 绝缘电阻值宜换算到同一温度（建议为 20℃）时的数值进行比较；吸收比和极化指数不进行温度换算。

当测量绝缘电阻的温度差不是表 B.2 中所列数值时，其换算系数 A 可用线性插入法确定，也可按下述公式计算：

$$A = 1.5^{K/10} \dots\dots\dots (B.2)$$

表 B.2 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 °C 的绝对值。 注 2：测量温度以上层油温为准。												

校正到 20 °C 时的绝缘电阻值可用下述公式计算：

当实测温度为 20 °C 以上时：

$$R_{20} = AR_t \dots\dots\dots (B.3)$$

当实测温度为 20 °C 以下时：

$$R_{20} = R_t / A \dots\dots\dots (B.4)$$

式中：

R_{20} ——校正到 20 °C 时的绝缘电阻值，M Ω ；

R_t ——在测量温度下的绝缘电阻值，M Ω 。

B.4.2 测量时铁心、夹件及非测量绕组应接地，测量绕组应短路，套管表面应清洁、干燥。变压器电压等级为 66 kV 及以上时，宜用 5000 V 兆欧表；其他电压等级可应用 2500 V、1000 V 或 500 V 兆欧表。绝缘电阻对温度很敏感，尽可能在上层油温低于 50 °C 时测量。

B.4.3 变压器电压等级为 35 kV 及以上应测量吸收比。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_{60s} 大于等于 3000 M Ω 时，吸收比可不作要求。

B.4.4 变压器电压等级为 220 kV 及以上时，宜测量极化指数，极化指数不应小于 1.3。测得值与产品出厂值相比，应无明显差别；当 R_{60s} 大于等于 10000 M Ω 时，极化指数可不作要求。

B.4.5 当无出厂试验报告或其他参考数据时，油浸电力变压器绕

组绝缘电阻的最低允许值可参照表 B.3。

表 B.3 油浸电力变压器绕组绝缘电阻的最低允许值

序号	高压绕组 电压等级 kV	绝缘电阻的最低允许值 MΩ								
		5℃	10℃	20℃	30℃	40℃	50℃	60℃	70℃	80℃
1	3~10	675	450	300	200	130	90	60	40	25
2	20~35	900	600	400	270	180	120	80	50	35
3	66~330	1800	1200	800	540	360	240	160	100	70
4	500	4500	3000	2000	1350	900	600	400	270	180

B.5 套管试验（若没有特殊说明，以下项目均指套管联接绕组时的非单独试验）

B.5.1 采用 2500 V 兆欧表测量套管主绝缘的绝缘电阻，绝缘电阻值不应低于 10000 MΩ，并注意吸收比值的变化。

B.5.2 66 kV 及以上的电容型套管，应测量“抽压小套管”对法兰或“测量小套管”对法兰的绝缘电阻。采用 2500 V 兆欧表测量，绝缘电阻值不应低于 1000 MΩ。

B.5.3 介质损耗因数与电容量测量：

B.5.3.1 20 kV 及以上非纯瓷套管的介质损耗角正切值 $\tan\delta$ 和电容量值，应符合表 B.4 规定：

表 B.4 套管介质损耗角正切值 $\tan\delta$ (%) 的标准

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

表 B.4 (续)

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

B.5.3.2 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, 其差值应在 $\pm 5\%$ 范围内。

B.5.3.3 当电容型套管末屏对地绝缘电阻小于 $1000\text{ M}\Omega$ 时, 应测量末屏对地 $\tan\delta$, 其值不大于 2% (注: 施加末屏对地的电压值不得大于 2000 V)。

B.5.3.4 当怀疑套管有缺陷时, 可单独对套管测量高电压下的 $\tan\delta$, 施加电压通常为 0.5 倍到 1.0 最大工作相电压, 其间的增长量不大于表 B.5 所列数据。

表 B.5 套管 $\tan\delta$ (%) 随施加电压变化的允许增量

套管类型	油浸纸	复合绝缘	胶浸纸 (包括充胶型和胶纸电容型)	气体	浇筑树脂
允许增量	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2

注: 施加电压通常为 0.5 倍到 1.0 倍最大工作相电压。

B.5.4 不便断开高压引线时, 试验电压可施加在末屏上 (注: 施加末屏对地的电压值不得大于 2000 V), 套管高压引线接地。纵向与横向比较采用此类试验接线方式所测数据。当怀疑存在故障时应断开高压引线重新按常规方法进行校验。

B.5.5 套管绝缘油试验。当套管允许取油样时, 宜进行油中溶解气体的色谱分析, 应满足 GB/T 24624 的规定。当油中溶解气体组分含量 ($\mu\text{L/L}$) 超过下列数值时, 应引起注意;

- H_2 : 140;
- C_2H_2 : 1 ($220\text{ kV}\sim 500\text{ kV}$); 2 (110 kV 及以下);
- CH_4 : 40。

B.5.6 套管交流耐压及局部放电试验。当怀疑套管有较严重缺陷时，可单独对套管进行交流耐压试验，同时进行局部放电测量。施加的交流电压值为出厂试验值的 80%。局部放电量不宜大于下表所列数值。当大于表 B.6 数值时应注意与出厂值比较，综合分析判断。

表 B.6 套管视在局部放电量标准

套管类型	油浸纸	复合绝缘	胶浸纸（包括充胶型和胶纸电容型）	气体	浇铸树脂
局部放电量 pC	20	20	250	20	250
注：施加电压通常为 1.05 倍最大工作相电压，对于投运时间不大于 3 年的，施加电压宜为 1.5 倍最大工作相电压，局部放电量要求不变。					

B.6 有载调压切换装置的检查和试验

B.6.1 变压器宜进行有载调压切换过程试验。综合分析切换装置所有分接位置的过渡电阻值、切换时间值、三相同步偏差、正反向切换时间偏差。

B.6.2 在变压器无电压下手动、电动各操作 5 个循环。其中电动操作时电源电压为额定电压的 85% 及以上。操作无卡涩、连动程序，电气和机械限位正常；循环操作后宜进行绕组连同套管在所有分接位置的直流电阻和电压比测量。

B.6.3 切换开关油箱内绝缘油的击穿电压大于 30 kV，如果装备有在线滤油装置，则要求击穿电压宜大于 40 kV。油色谱及微量水试验宜同时进行以作参考。

B.7 绕组连同套管的交流耐压试验

B.7.1 对于 66 kV 及以下电压等级的变压器，宜在所有接线端子上进行交流耐压试验。根据 GB 50150 的相关规定施加的交流电压值为出厂试验电压值的 80%（见表 B.7）。当采用外施交流电压耐压方法时，应根据绕组的系统标称电压确定耐受电压值；当采

用感应耐压方法时，低压侧可不再单独进行耐压试验，但当对低压侧绝缘有怀疑时，应单独对低压侧进行耐压试验（采用外施交流电压耐压方法）。

表 B.7 油浸式电力变压器交流耐压试验电压标准

序号	系统标称电压 kV	设备最高电压 kV	交流耐受电压 kV
1	3	3.6	14
2	6	7.2	20
3	10	12	28
4	15	17.5	36
5	20	24	44
6	35	40.5	68
7	66	72.5	112
8	110	126	160
注 1：上表中，变压器试验电压是根据现行国家标准 GB/T 311.1 制定的。 注 2：绕组额定电压为 13.8 kV 时，按 10 kV 级标准；15.75 kV 时，按 15 kV 级标准；18 kV 时，按 20 kV 级标准。 注 3：当上表交流耐受电压值与出厂值的 80% 有冲突时宜采用出厂值的 80%。			

B.7.2 对于 110 kV 及以上电压等级的绝缘变压器，中性点应进行交流耐压试验，试验耐受电压为出厂试验电压值的 80%（见表 B.8），其他接线端子可不进行交流耐压试验。但当低压侧绕组的系统标称电压为 20 kV 及以下时，或者对低压侧绝缘有怀疑时宜单独对低压侧进行交流耐压试验（采用外施交流电压耐压方法）。

表 B.8 110 kV 及以上的电力变压器中性点交流耐压试验电压标准

序号	系统标称电压 kV	设备最高电压 kV	中性点接地方式	出厂交流耐受电压 kV	交接交流耐受电压 kV
1	110	126	不直接接地	95	76

表 B.8 (续)

序号	系统标称电压 kV	设备最高电压 kV	中性点接地方式	出厂交流耐受电压 kV	交接交流耐受电压 kV
2	220	252	直接接地	85	68
			不直接接地	200	160
3	330	363	直接接地	85	68
			不直接接地	230	184
4	500	550	直接接地	85	68
			经小阻抗接地	140	112
5	750	800	直接接地	150	120

B.7.3 交流耐压试验可以采用外施交流电压耐压试验的方法,也可以采用感应耐压试验的方法。试验电压波形尽可能接近正弦,试验电压值为测量电压的峰值除以 $\sqrt{2}$ 。当施加的交流电压频率等于或小于 2 倍额定频率时,全电压下试验时间为 60 s;当试验电压频率大于 2 倍额定频率时,全电压下试验时间为: $120 \times \frac{\text{额定频率}}{\text{试验频率}}$ (s),但不少于 15 s。

B.8 绕组连同套管的局部放电试验

B.8.1 电压等级 220 kV 及以上变压器大修后宜进行局部放电试验。局部放电试验方法及判断标准根据该变压器采购时期执行的相应标准和技术协议要求执行。

B.8.2 对于三绕组变压器(包括自耦变压器),当在某一绕组施加电压时,其他绕组线端对地电压值不得大于出厂交流耐压值的 80%,此时测量的连续视在局部放电量要求根据该变压器采购时期执行的相应标准和技术协议要求执行。

B.8.2.1 试验宜在运行分接位置进行。

B.8.2.2 发电机变压器进行局部放电测量时应同时测量低压侧绕组局部放电量。

B.8.2.3 当视在局部放电量大于上述标准时应进行综合分析判断。

B.9 操作波感应耐压试验

B.9.1 当怀疑绕组存在匝间绝缘缺陷时可进行操作波感应耐压试验。在变压器低压侧施加电压，高压侧测量。

B.9.2 如果进行了操作波感应耐压试验则可以不要外施交流耐压和感应耐压试验。

B.9.3 具体试验方法可参考 GB/T 1094.3 中“操作冲击试验”和 GB/T 1094.4 执行。

B.10 低电压短路阻抗试验与绕组特征图谱试验

当变压器线端曾遭受突发短路（包括单相对地、两相对地、相间以及三相之间）或者发现运行温度偏高及异常的，或者以前尚未进行过低电压短路阻抗试验与绕组特征图谱试验的应进行该试验。

对于 35 kV 及以下电压等级变压器，宜采用低电压短路阻抗法；对于 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。

B.11 额定电压下的冲击合闸试验

全部更换绕组或部分更换绕组后宜进行 3 次额定电压下的冲击合闸试验，每次间隔时间宜为 5 min，无异常现象；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。不涉及更换绕组的大修，大修后不进行冲击合闸试验。

DL/T 573—2021

B.12 混油试验

不同型号的变压器油混用前宜进行混油试验，具体要求见 DL/T 596。







中华人民共和国电力行业标准
电力变压器检修导则

DL/T 573—2021
代替 DL/T 573—2010

*

中国电力出版社出版、印刷、发行
(北京市东城区北京站西街19号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)

*

2021年10月第一版 2021年10月北京第一次印刷
850毫米×1168毫米 32开本 3.375印张 85千字

*

统一书号 155198·3189 定价 68.00元

版权专有 侵权必究

本书如有印装质量问题，我社营销中心负责退换



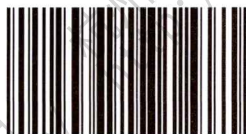
中国电力出版社官方微信



中国电力百科全书网址



电力标准信息微信



为您提供最及时、最准确、最权威的电力标准信息

155198.3189