

Q/GDW46

国网新源控股有限公司企业标准

Q/GDW 4610022.15—2020

代替 Q/GDW 4610006—2018

主变压器运检导则

Guide for operation and maintenance of Main transformer

2021-03-01 发布

2021-03-01 实施

国网新源控股有限公司 发布

目 次

前 言	II
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	2
4 符号、代号和缩略语	2
5 设备投产条件	3
6 运行业务	4
7 维护业务	11
8 修试业务	11
9 设备退役报废条件	12
10 事故备品备件	13
附录A (资料性附录) 主变压器移交试验项目	14
附录B (资料性附录) 主变压器巡检项目	15
附录C (资料性附录) 主变压器点检项目	16
附录D (资料性附录) 需停电维修的常见异常情况与处理措施	18
附录E (资料性附录) 主变压器大修标准项目	22
附录F (资料性附录) 主变压器小修标准项目	39
附录G (资料性附录) 主变压器预防性试验标准项目	41
附录H (资料性附录) 事故备品备件清单	54
附录I (资料性附录) 技术资料清单	55
编制说明	56

前 言

本标准代替Q/GDW 4610006—2018《主变压器运检导则》（试行），主要修改内容如下：

——修订、补充了术语和定义的内容；

——对第6章节结构和内容进行了调整，修改为“6.1运行规定”、“6.2运行监视”、“6.3运行操作”、“6.4异常处置”；

——修订、补充了资料性附录；

——结合国家电网公司公司变电五项管理规定细则、新源公司技术监督管理办法、新源公司试验检验标准、国家电网公司电网十八项重大反事故措施（修订版）、国家电网公司全过程技术监督精益化管理实施细则对第8章修试业务进行了修订。

《国网新源控股有限公司设备运检导则》分为43册。

本标准为《国网新源控股有限公司设备运检导则》第15分册。

本标准由国网新源控股有限公司生产技术部提出并负责解释。

本标准由国网新源控股有限公司科技信息部归口。

本标准修编单位：国网新源控股有限公司、安徽响水涧抽水蓄能有限公司。

本标准主要起草人：杨旭、赵帅、胡德凯、朱光宇、叶飞、姜涛、刘福、吕志娟、汪卫平、夏斌强、常龙、霍献东、朱佳、刘驰、常东亮。

本标准于2018年12月5日第一次发布，2020年11月第1次修订。

本标准在执行过程中的意见或建议反馈至国网新源控股有限公司科技信息部。

主变压器运检导则

1 范围

本标准规定了35kV-500kV电压等级变压器设备(含变压器本体、中性点套管、低压套管、高压套管、套管内电流互感器、分接开关、接地装置等)的运行业务、维护业务、修试业务的项目及周期,明确设备投运、退役报废条件,用于指导运维人员开展设备的运、维、修、试工作。SFC输入、输出变及地区电源变等油浸式变压器参照本导则执行。

本标准适用于国网新源控股有限公司所辖电厂(公司)。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件,仅所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)适用于本文件。

GB/T 6451	油浸式电力变压器技术参数和要求
GB/T 2536-2011	电工流体变压器和开关用的未使用过的矿物绝缘油
GB/T 32574	抽水蓄能电站检修导则
GB/T 50148-2010	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/T 50150-2016	电气装置安装工程电气设备交接试验标准
DL/T 272-2012	220KV-750kV油浸式电力变压器使用技术条件
DL/T 572	电力变压器运行规程
DL/T 573	电力变压器检修导则
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 619	水电厂自动化元件(装置)及其系统运行维护与检修试验规程
DL/T 838	发电企业设备检修导则
DL/T 1094-2008	电力变压器用绝缘油选用指南
Q/GDW 168	输变电设备状态检修试验规程
Q/GDW 169	油浸式变压器(电抗器)状态评价导则
Q/GDW 170	油浸式变压器(电抗器)状态检修导则
Q/GDW 11150-2019	水电站电气设备预防性试验规程
Q/GDW 11963-2019	水电厂变压器非电量保护配置与整定技术导则
Q/GDW 46 10002-2016	金属技术监督规程
国家电网公司变电运维管理规定(试行)	第1分册 油浸式变压器(电抗器)运维细则
国家电网公司变电检修管理规定(试行)	第1分册 油浸式变压器(电抗器)检修细则
国家电网公司变电评价管理规定(试行)	第1分册 油浸式变压器(电抗器)精益化评价细则
国家电网公司变电验收管理规定(试行)	第1分册 油浸式变压器(电抗器)验收细则
国家电网公司水电厂重大反事故措施	
国家电网公司全过程技术监督精益化管理实施细则	
国网新源公司生产技术改造原则	
国网新源控股有限公司技术监督管理手册	
国网新源公司备品备件管理手册	

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1 主变大修 Overhaul of Transformer

指在停电状态下对主变本体排油、吊罩(吊芯)或进入油箱内部进行检修及对主要组、部件进行解体检修的工作。

3.2 主变小修 Minor repair of Transformer

指在停电状态下对主变箱体及组、部件进行检修。

3.3 状态检修 Condition-based maintenance

状态检修是企业以安全、可靠性、环境、成本为基础,通过设备状态评价、风险评估,检修决策,达到运行安全可靠,检修成本合理的一种检修策略。

3.4 计划检修 Schedule maintenance

计划检修是指以检修间隔为基础,编制检修计划,对设备进行预防性修理。

3.5 巡检 Routine inspection

为掌握设备状态,对设备进行的巡视和检查。

3.6 铁心 Iron

用硅钢片制作,用于电机或主变中传递磁场的部件。

3.7 无功功率 Reactive power

建立交变磁场和感应磁通而需要的电功率称为无功功率。

3.8 有功功率 Active power

电能用于做功被消耗,在一个周期内发出瞬时功率积分的平均值。

3.9 绕组 Coil

绕组是构成与主变标注的某一电压值相对应的电气线路的一组线匝。

3.10 分接开关 Tap change

分接开关是调整电力主变线圈电压的装置,它用于变换一次或二次绕组的分接,改变其有效绕组的匝数,进行分级调压。

3.11 状态量 Criteria

直接或间接表征设备状态的各类信息,如数据、声音、图像、现象等。本标准将状态量分为一般状态量和重要状态量。

4 符号、代号和缩略语

4.1 H点:

停工待检点 (Hold point);

4.2 W点:

现场见证点 (Witness point)。

5 设备投产条件

5.1 移交原则

5.1.1 应按照合同、《GB 50148-2010 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》、《国家电网有限公司水电厂重大反事故措施》等有关标准、规程和设计要求等对主变压器进行竣工验收。

5.1.2 竣工验收时应应对相关订货文件、设计联络文件、监造报告、出厂试验报告、设计图纸及资料、运输三维冲撞仪记录、安装全过程记录、缺陷处理报告、监理报告、交接试验报告、调试报告等全部技术资料进行详细检查, 审查其完整性、准确性和适应性。上述资料自投产验收合格后1个月内移交生产。

5.1.3 主变压器相关专用工具、备品备件等应符合订货合同的要求。

5.1.4 竣工验收时若发现安装或调试不规范、交接试验项目不全或数据不合格、设备性能不满足要求、基础资料不全等问题, 应立即整改, 直到验收合格。

5.1.5 生产商供应的变压器油倾点应低于最低月环境平均温度, 应提供各项指标符合标准要求的检测报告, 同时说明添加剂的种类和含量, 并应有稳定的油源。

5.2 移交验收

主变压器在试运行前, 应进行全面的检查与验收, 确认其符合运行条件后, 方可投入运行。依据《GB 50148-2010 电气装置安装工程电力主变、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》, 主变压器本体移交验收项目应包含以下内容和要求:

5.2.1 变压器本体及所有附件应无缺陷, 且不渗油。

5.2.2 设备上应无遗留杂物。

5.2.3 本体与附件上的所有阀门位置核对正确, 事故排油设施应完好。

5.2.4 主变压器本体应两点接地, 中性点接地引出后, 应有两根接地引线, 与主接地网的不同干线连接, 其规格应满足设计要求。

5.2.5 铁心和夹件的接地引出套管、套管的末屏接地应符合产品技术文件的要求, 电流互感器备用二次线圈端子应短接接地; 套管顶部结构的接触及密封应符合产品技术文件的要求。

5.2.6 储油柜和充油套管的油位应正常。

5.2.7 分接头的位置应符合运行要求, 且位置指示正确。

5.2.8 主变压器的相位及绕组接线组别应符合运行要求。

5.2.9 测温装置指示应正确, 整定值符合要求。

5.2.10 变压器全部电气试验合格, 保护装置整定值应符合规定, 操作及联动试验应正确。

5.2.11 局部放电测量前、后本体绝缘油色谱试验比对结果应合格。

5.2.12 有中性点接地要求的变压器应有直流偏磁抑制需求, 在接地极50km内的中性点接地变压器应重点关注直流偏磁情况。

5.2.13 变压器从出厂至现场交接过程中, 若出现涉及变压器本体绝缘类故障导致试验未通过的情况, 建设单位应及时将相关情况反馈至运维管理部门, 并组织开展事故原因分析。

5.2.14 抽水蓄能电站主变压器中性点直流电流耐受能力不应小于12A, 且变压器铁心采用绑扎方式加固, 并应设置防震垫等减震措施。

5.2.15 主变压器的全部交接试验应合格，具体试验项目及标准详见附录A（资料性附录）主变压器本体移交试验项目。

5.2.16 变压器检修后投运前，应向运维管理部门提交大修总结报告、现场干燥记录、检修记录、全部试验报告等内容。试运行前应按照DL/T 573 规定进行检查与验收。

5.2.17 变压器大修后试运行应按照DL/T 572 规定执行，并进行如下检查：

5.2.17.1 中性点直接接地系统的变压器在进行冲击合闸时，中性点必须接地。

5.2.17.2 气体继电器的重瓦斯必须投跳闸位置。

5.2.17.3 额定电压下的冲击合闸应无异常，励磁涌流不应引起保护装置动作。

5.2.17.4 检查变压器和冷却装置所有焊缝和接合面，不应有渗油现象，变压器无异常振动和放电声。

5.2.17.5 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。

5.2.17.6 试运行时间，一般不小于24h。

6 运行业务

6.1 运行规定

6.1.1 一般规定

6.1.1.1 中性点直接接地的变压器在运行中，其中性点必须接地。中性点应被视为高压带电部位。

6.1.1.2 变压器故障跳闸和操作过程中的相关波形宜作为资料台账进行存储。

6.1.1.3 变压器在正常运行时，本体及有载调压开关重瓦斯保护应投跳闸。

6.1.1.4 运行中的压力释放阀动作后，应动作于信号和断开变压器各侧断路器，停运后将压力释放阀的机械、电气信号手动复位。同一变压器安装有两台压力释放阀的，动作接点宜分别引入保护装置，不宜采用“与”逻辑。

6.1.1.5 变压器下列保护装置应投信号：

- a) 本体轻瓦斯；
- b) 真空型有载调压开关轻瓦斯(油中熄弧型有载调压开关不宜投入轻瓦斯)；
- c) 突发压力继电器；
- d) 油流继电器(流量指示器)；
- e) 有载分接开关压力释放保护宜投信号；
- f) 绕组及油面温度计(温度升高动作于信号，温度过高动作于断开变压器各侧断路器)；
- g) 强油循环变压器冷却器全停瞬时发信号，保护动作于信号(经变压器冷却器全停允许的时间后，动作于断开变压器各侧断路器，变压器空载运行时，应闭锁冷却系统保护跳闸功能)；
- h) 变压器本体应设置油位异常保护(包括油位过高和油位过低)，该保护动作于信号。(必要时也可动作于断开变压器各侧断路器)。

6.1.1.6 强油循环风冷和强油循环水冷变压器运行中，当冷却系统发生故障切除全部冷却器时，变压器在额定负载下允许运行时间不小于20min(依据 GB/T 6451-2015 制造的变压器为30min)。当顶层油温尚未达到75℃时，允许上升到75℃，但冷却器全停最长运行时间不得超过60min。

6.1.1.7 对于同时具有多种冷却方式(如油浸自冷 ONAN/ONAF 或强油风冷 OFAF)，变压器应按制造厂规定执行。冷却装置部分故障时，变压器允许负载和运行时间应参考制造厂规定。

6.1.1.8 运行中变压器进行以下工作时，应将重瓦斯保护改投信号，工作完毕后注意限期恢复：

- a) 变压器补油，换潜油泵，油路检修及气体继电器探针检测等工作；
- b) 冷却器油回路、通向储油柜的各阀门由关闭位置旋转至开启位置；
- c) 油位计油面异常升高或呼吸系统有异常需要打开放油或放气阀门；
- d) 变压器运行中，将气体继电器集气室的气体排出时；
- e) 需更换硅胶、吸湿器，而无法判定变压器是否正常呼吸时。

6.1.1.9 主变压器轻瓦斯保护或突发压力继电器动作后，应综合检查在线油中气体检测装置中主要特征气体含量，主变局放在线监测装置数据等信息，若无法判定为误动，则应立即将变压器退出运行后再进一步处置。轻瓦斯动作后，进行取气、取油样等靠近主变压器本体的检查工作应在主变停电后进行。

6.1.1.10 主变压器长时间停运，恢复送电前，应检查绝缘油中含水量、含气量和绕组绝缘电阻等，确认无异常后再投运。

6.1.1.11 现场温度计指示的温度、监控系统的温度基本保持一致，误差一般不超过5℃。

6.1.1.12 强油循环结构的潜油泵启动应逐台启用，延时间隔应在30秒以上，以防止气体继电器误动。

6.1.1.13 运行中应检查吸湿器呼吸畅通，吸湿剂潮解变色部分不应超过总量的2/3。吸湿器的密封性应良好，吸湿剂变色应由底部开始变色，如上部颜色发生变色则说明吸湿器密封性不严。

6.1.1.14 主变压器低压套管至母线的引线应绝缘化处理，以防止外物入侵引起变压器低压侧短路。

6.1.1.15 主变压器在线监测装置运行状态应良好，定期检查装置电源、加热除湿装置、排风等装置。定期将在线数据与离线化验数据进行比对，监测装置不应频繁向变压器内部注入氮气，宜优先使用光声光谱检测原理的监测装置。

6.1.1.16 在下列情况下，有载调压开关禁止调压操作：

- a) 真空型有载开关轻瓦斯保护动作发信时；
- b) 有载开关油箱内绝缘油劣化不符合标准；
- c) 有载开关储油柜的油位异常；

6.1.1.17 有载分接开关滤油装置的工作方式：

- a) 正常运行时一般采用联动滤油方式；
- b) 动作次数较少或不动作的有载分接开关，可设置为定时滤油方式；
- c) 手动方式一般在调试时使用。

6.1.1.18 主变压器受到近区短路冲击未跳闸时，应立即进行油中溶解气体组分分析，并加强跟踪，同时注意油中溶解气体组分数据的变化趋势，若发现异常，应进行局部放电带电检测，必要时安排停电检查。变压器受到近区短路冲击跳闸后，应开展油中溶解气体组分分析、直流电阻、绕组变形及其他诊断性试验，综合判断无异常后方可投入运行。

6.1.2 运行温度要求

除了变压器制造厂家另有规定外，油浸式变压器顶层油温一般不应超过表1:油浸式变压器顶层油温在额定电压下的一般限值。当冷却介质温度较低时，顶层油温也相应降低。

表 1 油浸式变压器顶层油温在额定电压下的一般限值

冷却方式	冷却介质最高温度(℃)	顶层最高油温(℃)	不宜经常超过温度(℃)	告警温度设定(℃)
自然循环自冷自然循环风冷	40	95	85	85
强迫油循环风冷	40	85	80	80
强迫油循环水冷	30	70		

6.1.3 运行电压要求

6.1.3.1 变压器的运行电压不应高于该运行分接电压的105%，并且不得超过系统最高运行电压。

6.1.4 变压器申请停运规定

主变压器运行中发现有下列情况之一，运维人员应立即汇报调控人员申请将变压器停运，停运前应远离设备(具备条件时，宜先转移在运机组负荷)：

6.1.4.1 变压器正常负载和冷却条件下，油温指示表计无异常时，若变压器顶层油温异常并不断上升，必要时应申请将变压器停运。

6.1.4.2 强油循环风冷变压器的冷却系统因故障全停，在允许温度和时间内无法恢复正常的。

6.1.4.3 变压器铁心、夹件接地电流数据出现数量级突增，或变压器油色谱化验数据出现突增(关键特征指标发生突变)时，应考虑将变压器申请停运检查。

6.1.4.4 变压器进行红外热成像检测时，关键部位出现不明原因的温度突增，应考虑将变压器申请停运检查。

6.1.4.5 变压器轻瓦斯保护动作后，应综合检查油中气体在线监测装置中主要特征气体含量、主变局放在线监测等数据信息，若无法判断为误动，应立即将变压器退出运行后再进一步处理。

6.1.4.6 其他根据现场实际认为应申请停运的情况。

6.1.5 变压器紧急停运规定

主变压器运行中发现有下列情况之一，运维人员应立即将变压器停运，停运后应立即汇报调控人员，停运前应远离设备：

6.1.5.1 变压器声响或振动明显增大，内部有爆裂声。

6.1.5.2 严重漏油或者喷油。

6.1.5.3 纯瓷套管有严重的破损和放电现象或 SF6 气体套管出现明显漏气、末屏有明显放电现象。

6.1.5.4 变压器冒烟着火。

6.1.5.5 变压器附近设备着火、爆炸或发生其它情况，对变压器构成严重威胁时。

6.1.5.6 与变压器低压侧所连接的设备(启动母线、励磁变、电缆、电抗器等)出现放电、着火等可能导致严重后果的故障时，如必须将变压器改为停运后方可处理的，应将变压器紧急停运。

6.1.5.7 其他根据现场实际认为应紧急停运的情况。

6.1.6 主变压器消防要求

6.1.6.1 变压器水喷雾灭火系统应处于自动控制状态，相关阀门和电源等应处于运行状态，不得擅自关停或退出。

6.1.6.2 应定期开展水喷雾灭火系统的管路、消防水池、主变压器事故油池及卵石层清污工作。

6.1.6.3 变压器火灾报警控制器、火灾探测器、信号输入模块、输出模块外观及运行状态应正常。

6.1.6.4 变压器水源控制阀、雨淋报警阀等阀门外观良好，启闭状态正常。

6.2 运行监视

6.2.1 值守监视

值守人员当班期间应密切监视主变压器冷却器、顶层油温、绕组温度、高低压侧三相电压、功率等监控画面和监控报文信息，同时还应定期调阅主变室工业电视实时画面。主变压器冷却器运行正常，无报警信息，且冷却器运行台数应与顶层油温及主变压器运行状态相对应。

6.2.1.1 正常运行方式下的监视检查

- a) 监视变压器顶层油温、绕组温度、油枕油位等在正常范围内，运行温度无异常突变，符合主变压器温度变化规律；
- b) 监视变压器冷却器运行正常，无报警信息，冷却器运行台数符合运行状态下的启停逻辑；
- c) 监视变压器有功功率、无功功率正常；
- d) 监视变压器高、低压侧三相电压应平衡；
- e) 监视监控报警信息窗无主变压器其他相关报警信息；
- f) 定期调阅主变室工业电视实时画面，无放电、着火、烟雾等现象。

6.2.1.2 异常运行方式下的监视检查

- a) 油浸(自然循环)风冷变压器, 风扇停止工作时, 允许的负载和运行时间, 应按制造厂的规定。当油浸风冷变压器冷却系统部分故障停风扇后, 顶层油温不超过65℃时, 允许带额定负载运行;
- b) 监视强迫油循环水冷或风冷变压器冷却系统故障切除全部冷却器时, 允许带额定负载运行20分钟。如果20分钟后顶层油温尚未达到75℃, 则允许上升到75℃, 但在这种状态下运行的最长时间不得超过1小时;
- c) 变压器运行过程中出现渗油时, 若渗油量不大, 可继续运行, 但应密切监视主变压器油位示数, 不得低于运行限值。

6.2.1.3 设备倒闸后的监视检查

- a) 监视变压器三相电压、三相电流平衡;
- b) 监视变压器油温、绕组温度无异常突变;
- c) 监视变压器保护、故障录波柜等无异常报警信号;
- d) 监视监控报警信息窗无主变压器其他相关报警信息。

6.3 运行操作

6.3.1 新安装、大修后的变压器投入运行前, 应在额定电压下做空载全电压冲击合闸试验。加压前应将变压器全部保护投入。新变压器冲击五次, 大修后的变压器冲击三次。第一次送电后运行时间10min, 停电10min 后再继续第二次冲击合闸, 以后每次间隔5分钟。每次冲击合分闸后, 宜测试噪音并记录相关设备的故障录波器波形, 便于分析。

6.3.2 变压器停电操作时, 按照先拉开负荷侧隔离开关、后拉开电源侧隔离开关的操作顺序进行; 变压器送电操作顺序相反。电站为防止产生极快速暂态过电压 (VFTO) 自行规定操作顺序时, 则以电站自行规定的操作顺序为准。

6.3.3 主变压器中性点有效接地系统中投运或停运变压器的操作, 中性点应先接地。

6.3.4 主变压器操作对保护、送电监视、各侧母线、厂用电等的要求:

6.3.4.1 变压器停电前, 应先行调整好厂用电运行方式。

6.3.4.2 变压器送电前应仔细检查送电侧母线电压, 保证送电后各侧电压不超过规定值。检查主变保护及相关保护压板投退位置正确, 无异常动作信号。

6.3.4.3 变压器送电后, 应对变压器进行如下检查:

- a) 检查变压器运行声音正常, 无异常放电声音;
- b) 检查变压器外壳及接地正常, 外壳无破裂及漏油现象, 接地系统无损坏;
- c) 检查变压器冷却器运行正常, 无异常报警;
- d) 检查变压器分接开关位置正确, 分接开关处无漏油;
- e) 检查变压器保护装置及故障录播装置运行正常, 无异常报警信息;
- f) 变压器油温、绕组温度上升正常、油位正常, 无异常突变;
- g) 变压器在线监测装置运行正常, 数据无突变及报警。

6.3.4.4 变压器送电时, 人员应避免靠近变压器本体及相邻带电设备, 待变压器确已送电, 相关开关位置正常, 无异常报警信号后, 方可靠近变压器本体对变压器实际运行情况进行确认。冲击合闸前, 变压器重瓦斯保护应根据调度要求, 考虑将变压器重瓦斯保护投入相应状态。

6.3.4.5 若变压器送电时跳闸, 在未查明原因前不应继续对变压器强送电。在确认安全后方可进入主变室进行进一步检查。

6.4 异常处置

6.4.1 变压器本体主保护动作

6.4.1.1 现象

- a) 监控系统发出重瓦斯保护动作、差动保护动作、差动速断保护动作信息，主画面显示主变各侧断路器跳闸，各侧电流、功率显示为零；
- b) 保护装置发出重瓦斯保护动作、差动保护动作、差动速断保护动作信息。

6.4.1.2 处置原则

- a) 现场检查保护范围内一次设备，重点检查变压器有无喷油、漏油等，检查气体继电器内部有无气体积聚，检查油色谱在线监测装置数据，检查变压器本体油温、油位变化情况；
- b) 确认变压器各侧断路器跳闸后，应立即停运强油冷却变压器的潜油泵；
- c) 认真检查核对变压器保护动作信息，同时检查其他设备保护动作信号、一/二次回路、直流电源系统和厂用电系统运行情况；
- d) 厂用电系统全部失电应尽快恢复正常供电；
- e) 检查故障发生时现场是否存在检修作业，是否存在引起保护动作的可能因素，若有检修作业应立即停止工作；
- f) 综合变压器各部位检查结果和继电保护装置动作信息，分析确认故障设备，快速隔离故障设备；
- g) 记录保护动作时间及一、二次设备检查结果并汇报调度；
- h) 确认故障设备后，应提前布置检修试验工作的安全措施；
- i) 确认保护范围内无故障后，应查明保护是否误动及误动原因。

6.4.2 变压器后备保护动作

6.4.2.1 现象

- a) 监控系统发出复合电压闭锁过流保护、零序保护、间隙保护等信息，主画面显示主变相应断路器跳闸，电流、功率显示为零；
- b) 保护装置发出变压器后备保护动作信息。

6.4.2.2 处理原则

- a) 检查变压器后备保护动作范围内是否存在造成保护动作的故障，检查故障录波器有无短路引起的故障电流，检查是否存在越级跳闸现象；
- b) 认真检查核对后备保护动作信息，同时检查其他设备保护动作信号、一二次回路、直流电源系统和厂用电系统运行情况；
- c) 厂用电系统全部失电应尽快恢复正常供电；
- d) 检查失电母线及各线路断路器，汇报调控人员并转移负荷；
- e) 检查故障发生时现场是否存在检修作业，是否存在引起变压器后备保护动作的可能因素，若有检修作业应立即停止工作；
- f) 如果发现后备保护范围内有明显故障点，汇报值班调控人员，并隔离故障点；
- g) 确认出线断路器越级跳闸，在隔离故障点后，汇报值班调控人员，按照值班调控人员指令处理；
- h) 若检查厂内无明显异常，应联系维护人员，查明后备保护是否误动及误动原因；
- i) 记录后备保护动作时间及一、二次设备检查结果并汇报调度；
- j) 提前布置检修试验工作的安全措施。

6.4.3 变压器着火

6.4.3.1 现象

- a) 监控系统发出重瓦斯保护动作、差动保护动作、灭火装置报警、消防总报警等信息，监控画面显示主变压器各侧断路器跳闸，各侧电流、功率显示为零；
- b) 保护装置发出变压器重瓦斯保护、差动保护动作信息；
- c) 变压器冒烟着火、自动喷淋系统启动。

6.4.3.2 处理原则

- a) 现场检查变压器有无着火、爆炸、喷油、漏油等；

- b) 检查变压器各侧断路器是否断开，保护是否正确动作；检查变压器灭火装置是否启动及防火阀是否关闭；
- c) 变压器保护未动作或者断路器未断开时，应立即拉开变压器各侧断路器、隔离开关及冷却器电源，迅速采取灭火措施，防止火灾蔓延；
- d) 如油溢在变压器顶盖上着火时，则应打开下部事故排油阀门放油至适当油位；如变压器内部故障引起着火时，则不能放油，以防变压器发生严重爆炸；
- e) 灭火后检查直流电源系统和厂用电系统运行情况；
- f) 检查失电母线及各线路断路器，汇报值班调控人员，按照值班调控人员指令处理；
- g) 检查故障发生时现场是否存在引起变压器着火的检修作业；
- h) 记录保护动作时间及一、二次设备检查结果并汇报调度；
- i) 变压器着火时应立即汇报上级管理部门，及时报警。

6.4.4 压力释放装置动作

6.4.4.1 现象

- a) 监控系统发出压力释放装置动作报警信息；
- b) 保护装置发出压力释放装置动作报警信息；
- c) 监控画面显示主变各侧断路器跳闸，各侧电流、功率显示为零。

6.4.4.2 处理原则

- a) 现场检查变压器本体及附件，重点检查压力释放阀有无喷油、漏油，检查气体继电器内部有无气体积聚，检查油色谱在线监测装置数据，检查变压器本体油温、油位变化情况；
- b) 认真检查核对变压器保护动作信息，同时检查其他设备保护动作信号、一/二次回路、直流电源系统运行情况；
- c) 记录保护动作时间及一、二次设备检查结果并汇报调度；
- d) 压力释放阀冒油，且变压器主保护动作跳闸时，在未查明原因、消除故障前，不得将变压器投入运行；
- e) 压力释放阀冒油而重瓦斯保护、差动保护未动作时，应检查变压器油温、油位、运行声音是否正常，检查变压器是否过负荷和冷却器投入情况、检查变压器本体与储油柜连接阀门是否开启、吸湿器是否畅通；并立即联系维护人员进行色谱分析，如果色谱正常，应查明压力释放阀是否误动及误动原因；
- f) 现场检查未发现渗油、冒油，应联系维护人员检查二次回路。

6.4.5 变压器轻瓦斯动作

6.4.5.1 现象

- a) 监控系统发出变压器轻瓦斯保护报警信息；
- b) 保护装置发出变压器轻瓦斯保护报警信息；
- c) 变压器气体继电器内部有气体积聚。

6.4.5.2 处理原则

- a) 变压器轻瓦斯保护动作后，应综合检查油中气体在线监测装置中主要特征气体含量、主变局放在线监测等数据信息，若无法判断为误动，应立即将变压器退出运行后再进一步处理；
- b) 轻瓦斯动作发信时，应立即对变压器进行检查，查明动作原因，是否因聚集气体、油位降低、二次回路故障或是变压器内部故障造成；
- c) 如气体继电器内有气体，应立即取气并进行气体成分分析并取油样就近进行分析(在变压器停电后进行)，同时应立即启动在线油色谱装置进行分析比对；
- d) 在取气及油色谱分析过程中，应高度注意人身安全，严防设备突发故障；
- e) 变压器同一天内轻瓦斯动作两次，应将变压器申请停电检查。

6.4.6 声响异常

6.4.6.1 现象

变压器声音与正常运行时对比有明显增大且伴有各种噪音。

6.4.6.2 处理原则

- a) 伴有电火花、爆裂声时，立即停运处理；
- b) 伴有放电的“啪啪”声时，检查变压器内部是否存在局部放电，汇报值班调控人员并联系维护人员进一步检查；
- c) 声响比平常增大而均匀时，检查是否为过电压、过负荷、铁磁共振、谐波或直流偏磁作用引起，汇报值班调控人员并联系维护人员进一步检查；
- d) 伴有放电的“吱吱”声时，检查器身或套管外表面是否有局部放电或电晕，可使用紫外成像仪协助判断；
- e) 伴有连续的、有规律的撞击或摩擦声时，检查冷却器、风扇等附件是否存在不平衡引起的振动，必要时联系维护人员处理。

6.4.7 强油循环冷却变压器冷却器全停

6.4.7.1 现象

- a) 监控系统发出冷却器全停报警信息；
- b) 保护装置发出冷却器全停报警信息；
- c) 强油循环冷却变压器冷却系统全停。

6.4.7.2 处理原则

- a) 检查冷却系统及两组冷却电源工作情况；
- b) 密切监视变压器绕组和上层油温温度情况；
- c) 如一组电源消失或故障，另一组备用电源自投不成功，则应检查备用电源是否正常，如正常，应立即手动将备用电源开关合上；
- d) 若两组电源均消失或故障，则应立即设法恢复电源供电；
- e) 现场检查变压器冷却装置控制箱各负载开关、接触器、熔断器和热继电器等工作状态是否正常；
- f) 如果发现冷却装置控制箱内电源存在问题，则立即检查上级电源负载开关、接触器、熔断器等运行情况；
- g) 故障排除后，将各冷却器选择开关置于“停止”位置，再试送冷却器电源；若成功，再逐路恢复冷却器运行；
- h) 若冷却器全停故障短时间内无法排除，应立即汇报值班调控人员，申请转移负荷或将变压器停运；
- i) 变压器冷却器全停的运行时间不应超过本导则或厂家规定时间。

6.4.8 油温异常升高

6.4.8.1 现象

- a) 监控系统发出变压器油温高报警信息；
- b) 保护装置发出变压器油温高报警信息；
- c) 变压器油温与正常运行时对比有明显升高。

6.4.8.2 处理原则

- a) 检查温度计指示，判明温度是否确实升高；
- b) 检查冷却器、变压器室通风装置是否正常；
- c) 检查变压器的负荷情况和环境温度，并与以往相同情况做比较；
- d) 检查温度计或测温回路是否存在故障，并联系维护人员处理；
- e) 若温度升高是由于冷却器工作不正常造成，应立即排除故障；
- f) 必要时，联系维护人员进行油中溶解气体分析。

6.4.9 油位异常

6.4.9.1 现象

- a) 监控系统发变压器油位异常报警信息；
- b) 保护装置发出变压器油位异常报警信息；
- c) 变压器油位与油温不对应、有明显升高或降低。

6.4.9.2 处理原则

- a) 检查变压器是否存在严重渗漏缺陷；
- b) 利用红外测温装置检测储油柜油位；
- c) 检查吸湿器呼吸是否畅通及油标管是否堵塞，注意做好防止重瓦斯保护误动措施；
- d) 若变压器漏油造成油位下降，应立即采取措施止漏；若不能止漏，且油位计指示低于下限，应立即向值班调控人员申请停运处理；
- e) 若变压器无渗漏油现象，油温和油位偏差超过标准曲线，或油位超过极限位置上下限，或假油位导致油位异常，联系维护人员处理。

7 维护业务

7.1 巡检

7.1.1 巡视检查应按规定的内容和路线进行，主要内容是检查主变压器运行声音、温度及油位等是否正常，记录设备主要运行参数。每天应对主变压器至少进行一次日常巡检，每周应结合对应机组不同工况，至少开展一次巡检。

7.1.2 下列情况应增加巡检次数：

7.1.2.1 新投运设备或经过检修、改造后的主变压器在投运72h内；

7.1.2.2 气象突变(大风、大雾、大雪、冰雹、寒潮等)时；

7.1.2.3 高温季节、高峰负载期间；

7.1.2.4 雷雨季节特别是雷雨后；

7.1.2.5 同类型主变压器已发生过故障；

7.1.2.6 其他需要增加巡检次数的情况。

7.1.3 日常巡检的具体内容参见附录B(资料性附录)主变压器设备巡检项目。

7.2 点检

7.2.1 设备主人在主变压器不退出备用的情况下，对变压器进行详细深入的专业巡视检查和分析工作，每周至少对变压器进行1次巡视检查，发现异常及时进行分析处理。

7.2.2 点检的具体内容参见附录C(资料性附录)主变压器设备点检项目。

7.3 停电维修

7.3.1 停电维修不设固定周期，经分析确定设备存在缺陷时进行，重点是消缺和维护保养。

7.3.2 需结合停电维修的常见异常情况见附录D(资料性附录)需停电维修的常见异常情况与处理措施。

8 修试业务

8.1 主变压器本体大修

8.1.1 主变压器大修推荐采用计划检修与状态检修相结合的检修策略，其中状态检修策略的年度检修计划每年至少修订一次，根据每一个状态量最近一次评价结果，考虑设备风险评估因素，并参照厂家的要求确定下一次停电检修时间和检修类别，主变压器检修项目应根据运行情况和状态评价的结果进行动态调整。主变压器本体大修周期一般应在10年以上。大修标准项目的主要内容：主变压器制造厂家要求的项

目；解体、检查、清扫和修理；主变压器绝缘油的处理；依据技术监督年度计划完成本年度所要求执行的试验项目。

8.1.2 具体内容参见附录E（资料性附录）主变压器本体大修标准项目。

8.2 主变压器本体小修

8.2.1 主变压器小修标准项目的主要内容：主变压器制造厂家要求的项目；重点清扫、检查和处理已发现的缺陷；清扫油箱和附件，必要时进行补漆；按有关规程规定进行相关试验。

8.2.2 具体内容参见附录F（资料性附录）主变压器本体小修标准项目。

9 设备退役报废条件

9.1 设备技改原则

主变压器设备在技改前应进行健康状况评价、风险等级评估，寿命周期成本分析，以确定相应策略。如设备（设施）未达推荐技术寿命，原则上不予更换。

9.1.1 对同类设计或同批产品中已有绝缘严重老化或多次发生严重事故的主变压器设备，应考虑进行更换。

9.1.2 对于试验数据超标、内部存在无修复价值或难以消除的且危害绕组绝缘的局部过热或放电性故障的主变压器，优先安排更换。

9.1.3 运行超过25年以上且绝缘已严重老化或劣化的主变压器，优先安排更换。

9.1.4 存在部分设计水平低、技术落后的主变压器，如铝线圈、薄绝缘等老旧主变压器，不能满足安全运行要求，宜根据情况进行整体更换。

9.1.5 状态评价为抗短路能力不足、存在线圈严重变形等重要缺陷或同类型设备短路损坏率较高，判定为存在家族性缺陷的主变压器，优先安排更换。

9.1.6 宜对220kV及以上主变压器配置油中溶解气体、铁心接地电流在线监测装置；对于重要的或状态异常的110kV主变压器，可结合实际情况配置油中溶解气体、铁心接地电流在线监测装置。

9.1.7 对运行年限超过15年储油柜的胶囊和隔膜应更换，或依照制造厂要求。

9.2 设备报废条件

9.2.1 当主变压器出现下述情况，可考虑退出运行或报废处理：

9.2.1.1 运行日久，其主要结构、机件陈旧，损坏严重，经鉴定再给予大修也不能符合生产要求；或虽然能修复但费用太大，修复后可使用的年限不长，效率不高，在经济上不可行；

9.2.1.2 腐蚀严重，继续使用将会发生事故，又无法修复；

9.2.1.3 严重污染环境，无法修治；

9.2.1.4 淘汰产品，无零配件供应，不能利用和修复；国家规定强制淘汰报废；技术落后不能满足生产需要；

9.2.1.5 存在严重质量问题或其他原因，不能继续运行；

9.2.1.6 进口设备不能国产化，无零配件供应，不能修复，无法使用；

9.2.1.7 因运营方式改变全部或部分拆除，且无法再安装使用；

9.2.1.8 遭受自然灾害或突发意外事故，导致毁损，无法修复。

9.2.2 主变压器设备退役报废阶段应重点监督以下内容：

9.2.2.1 应从安全、效能和周期成本三个角度充分论证，符合国家电网公司资产全寿命周期管理的要求；

9.2.2.2 提供的异地再使用或报废的研究报告理由应充分；

9.2.2.3 报废后设备台帐等技术资料应及时更新；

9.2.2.4 退役后未报废，且未拆除电气连接线的变压器，应视为运行设备进行必要的巡视检查和试验。

10 事故备品备件

- 10.1 事故备品备件的管理参见《备品备件管理手册》的相关要求。
- 10.2 主变压器设备的事故备品备件的储备定额参考表参见附录H（资料性附录）事故备品备件清单。

附录 A
(资料性附录)
主变压器移交试验项目

主变压器移交试验项目见表A.1。

表A.1 主变压器移交试验项目

序号	试验项目	项目来源/依据	备注
1	绝缘油试验	《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》 GB 50150-2016 8.0.1	
2	测量绕组连同套管的直流电阻	《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》 GB 50150-2016 8.0.1	应在其他试验前进行
3	检查所有分接头的电压比	《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》 GB 50150-2016 8.0.1	
4	检查主变压器的三相接线组别	《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》 GB 50150-2016.0.1	
5	测量与铁心绝缘的各紧固件(连接片可拆开者)及铁心(有外引接地线的)绝缘电阻	《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》 GB 50150-2016.0.1	
6	非纯瓷套管的试验	《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》 GB 50150-2016.0.1	
7	有载调压切换装置的检查 and 试验	《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》 GB 50150-2016 8.0.1	
8	测量绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数	《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》 GB 50150-2016 8.0.1	
9	测量绕组连同套管的介质损耗角正切值 $\tan \delta$ 及电容量	《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》 GB 50150-2016.0.1	
10	测量纯瓷套管绕组连同套管的直流泄漏电流	《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》 GB 50150-2016.0.1	
11	主变绕组变形试验	《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》 GB 50150-2016.0.1	
12	绕组连同套管的交流耐压试验	《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》 GB 50150-2016.0.1	
13	绕组连同套管的长时感应电压试验带局部放电测量	《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》 GB 50150-2016.0.1	
14	额定电压下的冲击合闸试验	《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》 GB 50150-2016.0.1	
15	检查相位	《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》 GB 50150-2016.0.1	
16	测量噪音	《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》 GB 50150-2016.0.1	
17	油箱密封试验	《220KV-750kV油浸式电力变压器使用技术条件》DL/T 272-2012.4.5	
18	套管型电流互感器直流电阻、绝缘电阻、变比、饱和曲线及极性测试	《220KV-750kV油浸式电力变压器使用技术条件》DL/T 272-2012.4.8	

附录 B
(资料性附录)
主变压器巡检项目

主变压器巡检项目见表B.1。

表B.1 主变压器巡检项目

序号	项目	类别	周期	质量标准	项目来源/依据	(备注)是否受监
1	主变压器外部检查	巡检	天	(1)套管油位应正常,套管外部无破损或裂纹,无严重油污,无放电痕迹及其他异常现象。套管渗漏油时,应及时处理防止内部受潮损坏; (2)主变压器压力释放装置、安全气道及防爆膜应完好无损; (3)外壳及箱沿应无异常发热; (4)变压器引线无散股、断股现象	DLT572-2010电力变压器运行规程 5.1.4 b 5.1.4 h) 5.1.5 c)	
2	油温和油位检查	巡检	天	变压器的油温和温度计应正常,本体及有载调压开关储油柜的油位应与制造厂提供的油温、油位曲线相对应,各部位无渗油、漏油	DLT572-2010电力变压器运行规程 5.1.4 a)	
3	运行声音检查	巡检	天	运行声响均匀,正常	DLT572-2010电力变压器运行规程 5.1.4 c)	
4	吸湿器检查	巡检	天	吸湿器完好,吸附剂干燥	DLT572-2010电力变压器运行规程 5.1.4 f)	
5	分接开关检查	巡检	天	(1)分接开关分接位置正确,有载分接开关电源指示正常; (2)有载调压分接开关在线滤油装置工作方式正确,电源、压力表指示正常,无漏油	DLT572-2010电力变压器运行规程 5.1.4 i)	
6	主变压器室环境检查	巡检	天	(1)变压器室的门、窗、照明应完好,通风效果良好,温度正常; (2)各种标志应齐全明显	DLT572-2010电力变压器运行规程 5.1.4 n) 5.1.5 f)	
7	本体接地情况检查	巡检	天	本体及各部位接地情况及铁心、夹件接地引线固定良好	DLT572-2010电力变压器运行规程 5.1.5 a)	
8	油中气体在线监测装置外观检查	巡检	天	现地装置指示正常无报警,气体在线分析计算机运行正常	DLT573-2010电力变压器检修导则5.1	

附录 C
(资料性附录)
主变压器点检项目

主变压器点检项目见表C.1。

表C.1 主变压器点检项目

序号	项目	类别	周期	质量标准	项目来源/依据	技术监督专业
1	运行声音检查	点检	周	运行声响均匀，无异音	DLT572-2010电力变压器运行规程5.1.4 c)	
2	本体外观检查	点检	周	(1)主变压器各阀门、法兰、油管路等密封处无任何渗油； (2)各种标志齐全明显； (3)外壳及箱沿无异常发热，变压器高低压侧引线应无散股、断股； (4)压力释放器、安全气道及防爆膜应完好无损； (5)各控制柜和二次端子箱门应关严，无受潮，温控器装置运行正常； (6)变压器引线接头、电缆应无发热迹象	DLT572-2010电力变压器运行规程 5.1.4 5.1.5	
3	油温和油位检查	点检	周	(1)变压器的油温和温度计应正常，对储油柜红外热成像，检查储油柜的油位与油位计显示应对应，且油位应与温度相对应，各部位无渗油、漏油； (2)测温元件应整洁完好，标志正确、清晰、齐全，引线完好无损伤，导电部分无外漏，标号齐全	DLT572-2010电力变压器运行规程5.1.4 a) DLT 619-2012水电厂自动化元件(装置)及其系统运行维护与检修试验规程4.1	
4	呼吸器检查	点检	周	(1)吸湿器油封正常，吸湿器呼吸应畅通； (2)当2/3干燥剂受潮时应予以更换	Q/GDW 168-2008 输变电设备状态检修试验规程5.1.1.1 C GB/T 6451-2015油浸式电力变压器技术参数和要求 10.2.4.3	
5	气体继电器积气情况检查	点检	周	气体继电器积气盒内应无气体产生	DLT572-2010电力变压器运行规程5.1.4 k)	
6	主变压器套管检查	点检	周	(1)高压引线、末屏接地等连接正常；无异常声响或放电声，瓷套无裂纹，复合绝缘外套无电腐蚀痕迹或破损，无影响设备运行的异物，套管均压环无开裂歪斜； (2)充油套管油位正常，无渗油	Q/GDW 168-2008 输变电设备状态检修试验规程5.6.1.1	
7	无励磁分接开关检查	点检	周	(1)档位指示清晰，机械闭锁装置应可靠； (2)密封良好，无渗油	Q/GDW 169-2008 油浸式变压器(电抗器)状态评价导则4.2 DLT573-2010电力变压器检修导则5.1	

表C.1 (续)

序号	项目	类别	周期	质量标准	项目来源/依据	技术监督专业
8	有载分接开关检查	点检	周	(1)电压指示应在规定电压偏差范围内； (2)控制器电源指示灯显示正常； (3)分接位置指示正确，储油柜油位、油色应正常，各部位应无渗漏油，开关内部应无异声，分接动作次数正常，柜内无潮气，加热器应投运	DL/T 574-2010 变压器分接开关运行维修导则6.2	
9	中性点设备检查	点检	周	中性点应有两根与主地网不同干线连接的接地引下线，引下线无锈蚀，连接牢固	GB/T 50148-2010 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4.12.1	
10	油中气体在线监测装置检查	点检	周	现地装置指示正常无报警，气体在线分析数据正常	DLT572-2010电力变压器运行规程	
11	铁心及夹件接地电流在线监测装置检查	点检	周	装置运行正常，运行中铁心(夹件)接地电流应小于100mA	DLT573-2010电力变压器检修导则5.1	
12	熄灯巡视	点检	周	(1)套管末屏无放电、发红现象； (2)套管无闪络、放电	国家电网公司变电运维管理规定(试行) 第1分册 油浸式变压器(电抗器)运维细则2.1.3	

附录 D

(资料性附录)

需停电维修的常见异常情况与处理措施

需停电维修的常见异常情况与处理措施见表D.1、表D.2、表D.3。

表D.1 变压器声音异常

序号	异常现象	类别	可能的异常原因	检查方法或部位	判断与处理措施	项目来源/依据	(备注)是否受监
1	运行声音异常增大且有明显的杂音	停电维修	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	DLT573-2010电力变压器检修导则 6.1	
			连接部位的机械振动	听声音来源	连接部位松动或不匹配		
			直流电流	直流偏磁	中性点电流明显增大, 存在直流分量		
2	运行中有“吱吱”或“噼啪”声	停电维修	接触不良引起的放电	套管连接部位	套管与母线连接部位及压环部位接触不良	DLT573-2010电力变压器检修导则 6.1	
				油箱法兰连接螺栓	油箱上的螺栓松动或金属件接触不良		
3	运行中有“嘶嘶”声	停电维修	套管表面或导体棱角电晕放电	红外测温、紫外测光	(1)套管表面脏污、釉质脱落或有裂纹; (2)受浓雾等恶劣天气影响	DLT573-2010电力变压器检修导则 6.1	
4	运行中有“咕咯”的沸腾声	停电维修	局部过热或充氮灭火装置氮气冲入本体	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异常过热现象	DLT573-2010电力变压器检修导则 6.1	
				气体继电器内气体	分析气体组份以区分故障原因		
				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		

表D.2 过热性异常

序号	故障原因	类别	检查方法或部位	判断与处理措施	项目来源/依据	(备注)是否受监
1	铁心局部短路	停电维修	油中溶解气体分析	通常热点温度较高, H ₂ 、C ₂ H ₆ 、C ₂ H ₄ 增长较快, 严重时会产生C ₂ H ₂		
			过励磁试验(1.1倍)	1.1倍的过励磁会加剧它的过热, 油色谱中特征气体会明显增长, 则表明铁心内部存在多点接地或短路缺陷, 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, 以确定其危害型或位置		
2	导电回路接触不良	停电维修	油中溶解气体分析	(1) 观察C ₂ H ₆ 、C ₂ H ₄ 和CH ₄ 的增长速度, 若增长速度较快, 则表明接触不良已严重, 应及时检修; (2) 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, 若临近绝缘附近过热, 则CO ₂ 和CO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		
			油中糠醛测试	可确定是否在固体绝缘部位局部过热。若确定的值有明显变化, 则表明固体绝缘存在局部过热, 加速了绝缘老化		
			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	(1) 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; (2) 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; (3) 检查引线是否存在断股和分流情况, 防止分流产生过热; (4) 套管内接头的连接应无过热性变色和松动情况		
3	导线股间短路	停电维修	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	DLT573-2010电力变压器检修导则 6.4	
			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		
4	油道堵塞	停电维修	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	可确定是否在固体绝缘部位局部过热。若确定的值有明显变化, 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检查		
			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		

表D.2 (续)

序号	故障原因	类别	检查方法或部位	判断与处理措施	项目来源/依据	(备注)是否受监
5	结构件或电、磁屏蔽等形成的短路环	停电维修	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	(1)逐一检查结构件或电、磁屏蔽等有无短路、变色过热现象； (2)逐一检查结构件或电、磁屏蔽等接地是否良好		
6	漏磁回路的异物和用错金属材料	停电维修	过电流试验(1.1倍)	若绕组内部或漏磁回路附件存在金属性异物或用错金属材料，1.1倍的过电流会增加它的过热，油色谱会有明显的增长，需进一步检查		
			目测	(1)检查可见部位是否有异物； (2)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； (3)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有磁材料，会引起过热，也可用磁性材料做鉴别检查		

表D.3 放电性异常情况

序号	故障原因	类别	检查方法或部位	判断与处理措施	项目来源/依据	(备注)是否受监
1	悬浮电位放电	停电维修	油中溶解气体分析	具有低能量放电特征	DLT573-2010电力变压器检修导则 6.1	
			目测	(1)所有等电位的连接是否良好； (2)逐一检查结构件或电、磁屏蔽等有无短路、变色、过热痕迹		
			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		
2	有载分接开关绝缘筒渗漏	停电维修	油中溶解气体分析	油中溶解气体属高能量放电，并伴有局部过热特征		
3	导电回路接触不良及其分流	停电维修	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	DLT573-2010电力变压器检修导则 6.1	
			油中溶解气体分析	油中溶解气体属低能量火花放电，并有局部过热特征，这时伴随少量C ₂ H ₂ 产生		
4	不稳定的铁心多点接地	停电维修	油中溶解气体分析	属低能量火花放电，并伴有局部过热特征，这时伴有少量H ₂ 和C ₂ H ₂ 产生	DLT573-2010电力变压器检修导则 6.1	
			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值，或适时按上述办法停电处理		
5	金属尖端放电	停电维修	油中溶解气体分析	油色谱中特征气体增长	DLT573-2010电力变压器检修导则 6.1	
			油中金属微量测试	(1)若含铁量较高，表明铁心或结构件放电； (2)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		

表 D.3 (续)

序号	故障原因	类别	检查方法或部位	判断与处理措施	项目来源/依据	(备注)是否受监
6	气泡放电	停电 维修	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, 如主要是氧和氮, 表明是气泡放电		
			油中含气量测试	(1) 如油中含气量过大, 并伴有增长的趋势应重点检查胶囊、油箱、油泵和在线油色谱装置等是否有渗漏; (2) 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	(1) 检查各放气塞是否有残余气体放出; (2) 在储油柜上进行抽微真空, 检查其气体继电器内是否有气泡通过		
7	绕组或引线绝缘击穿	停电 维修	油中溶解气体分析	(1) 具有高能量电弧放电特征, 主要气体是H ₂ 和C ₂ H ₂ ; (2) 涉及固体绝缘材料, 会产生CO和CO ₂ 气体	(1)	
			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	(1) 观测气体继电器内的气体, 并取样进行色谱分析, 这时主要气体是H ₂ 和C ₂ H ₂ ; (2) 结合吊罩或进油箱内部, 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		

附录 E
(资料性附录)
主变压器大修标准项目

主变压器大修标准项目见表E.1—表E.19。

表E.1 纯瓷充油套管的检修要求

序号	部位	项目	类别	周期	质量标准	项目来源/ 依据	技术监 督专业
1	瓷套 本体	拆卸	大修	1) 变压器 大修时； 2) 必要时	套管拆卸前应将其外部和内部的端子连接排(线)全部脱开，依次对角松动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	DLT 573-2010 电力变 压器检 修导 则	
2	外表 面	完整性、 清洁度	大修	1) 变 压 器 大 修 时 ； 2) 必 要 时	应清洁，无放电痕迹、无裂纹、无破损、无渗漏现象	DLT 573-2010 电力变 压器检 修导 则	
3	导电 杆和 连接 件	完整性、 过热	大修	1) 变 压 器 大 修 时 ； 2) 必 要 时	(1)应完整无损，无放电、油垢、过热、烧损痕迹，紧固螺栓或螺母有防止松动的措施； (2)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	DLT 573-2010 电力变 压器检 修导 则	
4	绝缘 筒或 带绝 缘覆 盖层 的导 电杆	放电痕 迹、干 燥状 态	大修	1) 变 压 器 大 修 时 ； 2) 必 要 时	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、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)	DLT 573-2010 电力变 压器检 修导 则	
5	瓷套 和导 电杆	组装	大修	1) 变 压 器 大 修 时 ； 2) 必 要 时	(1)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； (2)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℃(2~80℃，时间不少于4h，升温速度不超过10℃/h，防止瓷套发生裂纹； (3)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	DLT 573-2010 电力变 压器检 修导 则	
6	放气 塞	放气功 能、密 封性 能	大修	1) 变 压 器 大 修 时 ； 2) 必 要 时	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	DLT 573-2010 电力变 压器检 修导 则	

表 E.1 (续)

序号	部位	项目	类别	周期	质量标准	项目来源/ 依据	技术监 督专业
7	密封面	平面平整度	大修	1) 变压器大修时； 2) 必要时	(1) 瓷密封面平整无裂痕或损伤，清洁无涂料； (2) 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、脱落、渗漏油现象；	DLT 573-2010 电力变压器检修导则	
8	套管整体	复装	大修	1) 变压器大修时； 2) 必要时	(1) 复装前应确认套管未受潮，如受潮应干燥处理，更换密封垫； (2) 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； (3) 导杆式套管先找准其内部软连接的对角安装角度，再按照条款(2)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	DLT 573-2010 电力变压器检修导则	

表E.2 油纸电容型套管的检修要求

序号	部位	项目	类别	周期	质量标准	项目来源/ 依据	技术监 督专业
	套管本体	拆卸	大修	1) 变压器大修时； 2) 必要时	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，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，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或4点，使之连成整体避免倾倒 b) 导杆式 套管应先拆除下部与引线的连接，再进行吊装	DLT 573-2010 电力变压器检修导则	
2	外表面	完整性、清洁度	大修	1) 变压器大修时； 2) 必要时	应清洁，无放电、裂纹、破损、渗漏现象	DLT 573-2010 电力变压器检修导则	

表 E.2 (续)

序号	部位	项目	类别	周期	质量标准	项目来源/ 依据	技术监 督专业
3	连接端子	完整性、放电痕迹	大修	1) 变压器大修时； 2) 必要时	连接端子应完整无损，无放电、过热、烧损痕迹。如有损伤或放电痕迹应清理，有明显损坏应更换	DLT 573-2010 电力变压器 检修导则	
4	油位	是否正常	大修	1) 变压器大修时； 2) 必要时	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。添加油应采用原标号的合格油	DLT 573-2010 电力变压器 检修导则	
5	末屏端子	连接可靠性、放电痕迹、渗漏	大修	1) 变压器大修时； 2) 必要时	(1) 接地应可靠，绝缘应良好，无放电、损坏、渗漏现象； (2) 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； (3) 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； (4) 通过压盖弹片式结构应注意检查弹片弹力，避免弹力不足； (5) 压盖式结构应避免螺杆转动，造成末屏内部连接松动损坏	DLT 573-2010 电力变压器 检修导则	
6	下尾端均压罩	固定情况	大修	1) 变压器大修时； 2) 必要时	位置应准确，固定可靠，应用合适的工具测试拧紧程度	DLT 573-2010 电力变压器 检修导则	
7	油色谱	判断是否存在内部缺陷	大修	1) 变压器大修时； 2) 必要时	在必要时进行，要求密封采油样，如采用注射器取油样等	DLT 573-2010 电力变压器 检修导则	
8	套管整体	复装	大修	1) 变压器大修时； 2) 必要时	(1) 先检查密封面应平整无划痕、无漆膜、无锈蚀，更换密封垫； (2) 先将穿缆引线的引导绳及专用带环螺栓穿入套管的引线导管内； (3) 安装有倾斜度的套管必须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； (4) 起吊高度到位以后将引导绳的专用螺栓拧紧，在引线头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必须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)； (5) 依次按照要求拧紧螺栓； (6) 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； (7) 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	DLT 573-2010 电力变压器 检修导则	

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/627006111060006100>