

ICS 27.120.99

P 64

备案号: 57431-2017

NB

中华人民共和国能源行业标准

NB / T 25075 — 2017

核电厂电力变压器、油浸电抗器、互感器 施工及验收规范

Code for construction and acceptance of power transformers,
oil reactor and mutual inductor of nuclear power plant

2017-02-10 发布

2017-07-01 实施

国家能源局 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	1
4 基本规定	2
4.1 一般规定	2
4.2 开箱验收与存储	2
4.3 施工准备	2
5 干式变压器	3
5.1 运输	3
5.2 开箱验收与存储	3
5.3 安装	3
5.4 交接验收	3
6 油浸式变压器、电抗器	4
6.1 装卸、运输与就位	4
6.2 开箱检验与保管	5
6.3 绝缘油处理	6
6.4 器身检查	7
6.5 附件安装	8
6.6 内部安装、连接	10
6.7 抽真空	10
6.8 真空注油	10
6.9 热油循环	10
6.10 补油、整体密封检查和静置	11
6.11 交接验收	11
7 互感器	12
7.1 一般规定	12
7.2 安装	12
7.3 交接验收	13

前 言

本标准按照 GB/T 1.1—2009《标准化工作导则 第1部分：标准的结构和编写》给出的规则起草。

本标准由中国电力企业联合会提出并归口管理。

本标准起草单位：中广核工程有限公司、中国能源建设集团东北电力第一工程有限公司、中国能源建设集团广东火电工程有限公司、特变电工沈阳变压器集团有限公司。

本标准主要起草人：詹彦、鹿德富、郭勇、叶挺挺、韩书印、任春磊、何静、吕杰、林文生、韩丹、赵雷雷、庞小雷、李政、刘灼光、刘强。

本标准为首次制定。

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

核电厂电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范

1 范围

本规范规定了核电厂电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收要求。

本规范适用于 500kV 及以下的核电厂电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收。

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 7597 电力用油（变压器油、汽轮机油）取样方法

GB 50148 电气装置安装工程 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范

GB 50150 电气装置安装工程 电气设备交接试验标准

GB 50169 电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

电力变压器 power transformer

具有两个或多个绕组的静止设备，为了传输电能，在同一频率下，通过电磁感应将一个系统的交流电压和电流转换为另一系统的电压和电流。

3.2

油浸式变压器 oil-immersed type transformer

铁芯和绕组都浸入油中的变压器。

3.3

干式变压器 dry-type transformer

铁芯和绕组都不浸入绝缘液体中的变压器。

3.4

绕组 winding

构成与变压器标注的某一电压值相对应的电气线路的一组线匝。

3.5

密封 sealing

变压器内部绕组、铁芯等与大气隔离。

3.6

真空处理 vacuumize

利用真空泵将变压器内部气体抽出，达到并保持真空状态。

3.7

热油循环 hot oil circulation

在变压器满油的情况下，采用低出高进的方法，将变压器油通过真空滤油机加热进行循环。

3.8

静放 resting

在变压器满油的情况下，变压器不进行任何涉及油路的工作，使绝缘油内的气体自然到达油的最上层。

3.9

密封试验 sealing test

在变压器全部安装完毕后，通过变压器内部增加压力的方法，检验变压器有无渗漏。

3.10

电抗器 reactor

由于其电感而在电路或电力系统中使用的电器。

3.11

并联电抗器 shunt inductor

并联在系统的电抗器，主要用于补偿电容电流。

3.12

互感器 mutual inductor

用来将信息传递给测量仪器、仪表和保护或控制装置的变压器。

3.13

电流互感器 current transformer

在正常使用情况下，其二次电流与一次电流实质上成正比，而其相位差在联结方法正确时接近零的互感器。

3.14

电容式电压互感器 capacitive voltage transformer

一种由电容分压器和电磁单元组成的电压互感器。

4 基本规定

4.1 一般规定

4.1.1 变压器、电抗器、互感器的安装应以设计和制造厂的技术文件为依据，如需更改，应办理变更审批手续，并提供完整的设计更改资料。

4.1.2 变压器、电抗器、互感器的施工人员和施工质量检查、检验人员应具备相应的资格。

4.1.3 施工机具及仪器仪表应检查合格。

4.1.4 施工记录应完整、有效。

4.2 开箱验收与存储

4.2.1 设备应有铭牌、安装使用说明书、出厂试验报告及合格证书等资料，并应符合合同技术协议规定。

4.2.2 设备开箱应由建设单位（或其授权单位）组织，制造厂、监理、施工及设备保管单位参加。

4.2.3 设备到达现场后应及时按照下列规定验收检查：

a) 包装及密封应良好。

b) 外观应无破损、变形和锈蚀等情况。

c) 应按装箱单核对设备及其附件、备品、备件、专用仪器、专用工具及技术资料并会签确认。

4.2.4 设备及附件的存储应按照制造厂技术文件要求执行。

4.3 施工准备

4.3.1 对施工准备进行检查，应符合下列要求：

- a) 施工图纸、设计文件及制造厂技术文件应齐全。
- b) 施工图纸已经过会审。
- c) 施工程序、施工方案已审批，质量文件已审批或已开启。
- d) 安全交底、技术交底已进行，并有相应的记录。

4.3.2 与变压器、电抗器、互感器有关的现场条件应符合下列规定：

- a) 基础强度、中心线、标高应符合设计要求。
- b) 预埋件及预留孔应符合设计要求。
- c) 应具有满足施工用的场地，道路应通畅。
- d) 施工区域环境应满足设备安装技术要求，如温度、湿度等。

5 干式变压器

5.1 运输

5.1.1 变压器在运输途中，应采取防雨及防潮措施。

5.1.2 变压器通过小车、夹件、吊耳等固定在运输车上时，不应绑拉线圈、绝缘子、垫块、引线等易损件。

5.1.3 变压器运输倾斜角不应超过 30° ，运输过程应绑扎牢固，不应碰撞和移位。

5.2 开箱验收与存储

5.2.1 设备到达现场后应按下列要求进行开箱检验：

- a) 产品技术文件应齐全。
- b) 包装箱内零部件与装箱单相符，备品、备件应齐全。
- c) 检查设备铭牌数据是否相符。
- d) 检查设备有无损伤，接线是否松动、断裂，绝缘是否有破损。
- e) 检查内部是否有污垢杂物。

5.2.2 变压器整体包装件存储条件应满足制造厂技术文件要求。

5.2.3 已开箱检验的设备、附件应按照制造厂提供的设备存储技术文件要求分类保管。

5.3 安装

5.3.1 变压器基础的强度、平整度、尺寸、标高、轴线应符合设计文件要求。

5.3.2 变压器离开墙面距离以及相邻变压器之间距离应满足制造厂及设计文件要求。

5.3.3 高压线圈表面对地最小安全距离应符合表 1 的规定。

表 1 高压线圈表面对地最小安全距离

高压 kV	1	6	10	15	20	35
净距 mm	40	60	90	120	160	250

5.3.4 带电零部件之间联接以及紧固件的扭矩应满足设计及制造厂要求。

5.4 交接验收

5.4.1 变压器在验收时，应进行下列检查：

- a) 变压器的交接试验应按照 GB 50150 的规定进行。

- b) 变压器外观应完整无缺损。
- c) 所有紧固件、连接件应无松动。
- d) 油漆应完整，相色应正确。
- e) 接地应可靠。
- f) 标识牌应正确、完好、齐全。

5.4.2 变压器在验收时，应移交下列资料：

- a) 安装技术文件、质量检验记录、电气交接试验报告。
- b) 施工图纸及变更文件。
- c) 制造厂产品说明书、出厂试验报告、安装图纸及产品合格证明文件等。
- d) 备品、备件、专用工具、测试仪器及钥匙清单。

6 油浸式变压器、电抗器

6.1 装卸、运输与就位

6.1.1 变压器、电抗器在装卸及运输时，应对运输路径、运输工具及两端装卸条件作充分调查，制定安全技术措施，并应符合下列规定：

- a) 水路运输时，应做好下列工作：
 - 1) 选择航道，了解吃水深度、水上及水下障碍物分布、潮汛情况以及沿途桥梁尺寸、承重能力。
 - 2) 选择船舶，了解船舶运载能力与结构，验算载重时船舶的稳定性。
 - 3) 调查码头承重能力及起重能力，必要时应进行验算或荷重试验。
- b) 陆路运输采用机械直接拖运时，应对运输路线沿途及两端装卸条件认真调查，并编制相应的安全技术措施。调查的内容及安全技术措施应包括下列内容：
 - 1) 道路桥梁、涵洞、沟道等的高度、宽度、坡度、倾斜度、转角、承重情况应采取的措施。
 - 2) 沿途架空电力、通信线路等高空障碍高度情况。
 - 3) 公路运输时的车速应符合制造厂的规定。当制造厂无规定时，车速控制可参照：高等级路面上不得超过 20km/h，一级路面上不得超过 15km/h，二级路面上不得超过 10km/h，其余路面上不得超过 5km/h。

6.1.2 变压器、电抗器在装卸、运输与就位过程中，不应有严重冲击和振动。变压器、电抗器均应装设三维冲击记录仪，在装卸、运输与就位的每一个阶段均应记录各方向冲击记录值，冲击允许值应符合制造厂及合同规定；当制造厂或合同无规定时，任一方向加速度不得超过 3g。当出现加速度超过限值，应由建设、监理、施工、运输和制造厂等单位共同分析原因并出具正式报告，应进行运输和装卸过程分析，明确相关责任，并确定进行现场器身检查或返厂检查和处理。

6.1.3 当利用机械牵引变压器、电抗器时，牵引着力点应在设备重心以下并符合制造厂规定，运输倾斜角不得超过 15°。变压器、电抗器装卸及就位应使用产品设计的专用受力点，并应采取防滑、防溜措施，牵引速度不应超过 2m/min。

6.1.4 变压器、电抗器主体起吊时，应将钢丝绳系在专供整体起吊的吊耳上，钢丝绳与铅垂线夹角不宜大于 30°，当钢丝绳与铅垂线夹角大于 30°时应进行强度校算或用平衡梁起吊。

6.1.5 用千斤顶顶升变压器和电抗器时，应将千斤顶放置在油箱千斤顶支架部位，升降操作应使各点受力均匀，并及时垫好垫块。

6.1.6 充干燥气体运输的变压器、电抗器油箱内的气体压力应保持在 0.01MPa~0.03MPa，干燥气体露点应低于-40℃；每台变压器、电抗器应配有可以随时补气的纯净、干燥气体瓶，始终保持变压器、电抗器内为正压力，并设有经校验合格的压力表进行监视。

6.1.7 带油运输的变压器、电抗器，油箱应注入合格的变压器油，油线高度以不露出上铁轭为宜，所有密封处应密封良好，不得渗漏油。

6.1.8 变压器、电抗器本体就位应符合下列规定：

- a) 变压器、电抗器本体直接就位于基础上时，应符合设计、制造厂要求。
- b) 变压器与基础的预埋件应可靠连接。
- c) 变压器与封闭母线、GIS 连接时，其套管中心线应与封闭母线、GIS 中心线的尺寸相符。
- d) 装有滚轮的变压器、电抗器，其滚轮应能灵活转动，设备就位后，应将滚轮用可拆卸的制动装置加以固定。

6.2 开箱检验与保管

6.2.1 设备到现场后，应及时按下列规定进行检验：

- a) 本体及所有附件应齐全，无锈蚀及机械损伤，密封应良好。
- b) 充油或充干燥气体运输的附件应密封无渗漏。
- c) 套管包装应完好，无渗油，瓷体无损伤，运输方式应符合产品技术要求。
- d) 充干燥气体运输的变压器、电抗器，油箱内应为正压，其压力为 0.01MPa~0.03MPa。
- e) 检查运输和装卸过程中设备受冲击情况，并应记录冲击值，冲击值按照 6.1.2 的规定。

6.2.2 设备到现场后的保管应符合下列规定：

- a) 充干燥气体运输的变压器、电抗器，油箱内压力应为 0.01MPa~0.03MPa，现场应每天至少记录一次压力值。
- b) 独立包装的表计、风扇、潜油泵、气体继电器、气道隔板、测温装置、控制箱、端子箱、电缆、密封件以及绝缘材料等，宜放置于干燥的室内。
- c) 散热器（冷却器）、连通管等应密封保存。
- d) 存放充油或充干燥气体的套管式电流互感器应采取防护措施，防止内部绝缘件受潮。套管式电流互感器不得倾斜或倒置存放。
- e) 冷却装置等附件，其底部应垫高、垫平，不得水浸。
- f) 浸油运输的附件应保持浸油保管，密封良好。
- g) 套管装卸和保管期间存放应符合产品技术文件要求。
- h) 套管镀银面的防护应按照厂家技术文件要求执行。

6.2.3 变压器、电抗器注油保管应符合下列规定：

- a) 注入的绝缘油应符合表 2 的规定。

表 2 保管期间注入变压器、电抗器的油质标准

变压器电压等级 kV	110 及以下	220	330	500
变压器油电气强度（平板电极） kV	≥35	≥40	≥50	≥60
变压器油含水量 μL/L	≤15	≤10	≤10	≤10
90℃时 tanδ %	≤0.5	≤0.5	≤0.5	≤0.5

- b) 应选择晴朗干燥的天气注油排气，注油前应将油箱内的残油排尽，应在注油前进行残油的击穿电压和含水量试验，以便进行绝缘分析判断。
- c) 油管宜采用钢管、尼龙管或其他耐油、耐热管，油管内部应彻底清洗干净。

d) 绝缘油应经脱气净油设备从变压器下部阀门注入变压器、电抗器内。在未安装储油柜的情况下，最终油位距离箱顶约 200mm；充入露点低于 -40°C 的干燥气体解除真空后，压力应保持在 $0.01\text{MPa}\sim 0.03\text{MPa}$ 。

e) 注油保管期间应将变压器、电抗器的外壳专用接地点与接地网可靠连接。

6.2.4 变压器、电抗器到达现场 3 个月后尚未安装时，应在其后 1 个月内进行下列工作：

a) 带油运输的变压器、电抗器应符合下列规定：

- 1) 油箱密封应良好。
- 2) 绝缘油的试验应满足表 2 要求。
- 3) 运输时安装了套管的变压器，应对绕组进行绝缘电阻测试。
- 4) 安装储油柜及吸湿器，注以合格油至储油柜规定油位，或在未装储油柜的情况下，上部抽真空后，充以 $0.01\text{MPa}\sim 0.03\text{MPa}$ 、露点低于 -40°C 的干燥气体，或按厂家要求执行。

b) 充气运输的变压器、电抗器应符合下列规定：

- 1) 应安装储油柜及吸湿器，注以合格油至储油柜规定油位。
- 2) 应取残油做电气强度、含水量试验，并按 6.2.6 的规定判断是否受潮。

6.2.5 变压器、电抗器在充油保管时应每隔 7 天对其外观进行一次检查，包括检查有无渗油、油位是否正常、外表有无锈蚀。每隔 30 天应从变压器内抽取油样进行试验，变压器、电抗器内油样性能应符合表 2 的规定。

6.2.6 变压器、电抗器在保管期间应检查其是否受潮，判断未受潮应符合下列规定：

a) 带油运输的变压器、电抗器应符合 GB 50150 的规定，并应符合下列规定：

- 1) 绝缘油电气强度及含水量试验应合格。
- 2) 绝缘电阻及吸收比（或极化指数）应合格。
- 3) 介质损耗角正切值 $\tan\delta$ 合格。

b) 充气运输的变压器、电抗器应符合 GB 50150 的规定，并应符合下列规定：

- 1) 器身内压力在出厂至安装前均应保持正压。
- 2) 残油中的含水量不应大于 $20\mu\text{L/L}$ ；残油电气强度试验在电压等级为 220kV 及以下者不应低于 30kV，500kV 不低于 45kV。
- 3) 变压器及电抗器注入合格绝缘油后应符合本条中 a) 的规定。

6.2.7 变压器、电抗器保管期间如受潮，应立即联系厂家进行干燥处理。

6.3 绝缘油处理

6.3.1 绝缘油的验收与保管应符合下列规定：

- a) 绝缘油应储藏在密封清洁的专用油罐或容器内。
- b) 检查运油罐的密封和呼吸器的吸湿情况，并做好记录。
- c) 每批到达现场的绝缘油均应有制造厂的全分析试验记录，并按下列规定取样进行简化分析，必要时进行全分析：
 - 1) 大罐油应每罐取样，小桶油应按表 3 的规定进行取样。

表 3 绝缘油取样数量

每批油桶数	1	2~5	6~20	21~50	51~100	101~200	201~400	400 以上
取样桶数	1	2	3	4	7	10	15	20

2) 取样试验应按 GB/T 7597 的规定执行。试验标准应符合 GB 50150 的规定。

d) 到达现场的绝缘油的牌号应与合同规定的绝缘油牌号相同，不得与其他不同牌号的绝缘油混合

使用和存放。

- e) 放油时应目测检查；采用油罐车运输的绝缘油，放油前应在油罐上部和底部各取一瓶油样目测检查，上部和底部的油样不应有异样；采用小桶运输的绝缘油，各桶上的标示应清晰、正确、一致，对小桶运输的绝缘油，气味应一致。

6.3.2 绝缘油现场过滤应符合下列规定：

- a) 不应在雨、雪、雾天进行倒罐滤油。
- b) 储油罐应符合下列规定：
 - 1) 储油罐总容积应大于单台最大设备容积的 120%。
 - 2) 储油罐顶部应设置进出气阀，用于呼吸的进气口应安装干燥过滤装置。
 - 3) 储油罐应设置进油阀、出油阀、油样阀和残油阀，出油阀位于罐的下部、距罐底约 100mm，进油阀位于罐上部，油样阀位于罐的中下部，残油阀位于罐底部。
 - 4) 储油罐顶部应设置人孔盖并能可靠密封。
 - 5) 储油罐应设置油位指示装置。
 - 6) 储油罐应设置专用起吊挂环和专用接地连接点并在存放点与接地网可靠连接。
- c) 绝缘油应采用真空滤油机进行处理。真空滤油机主要指标应符合下列规定：
 - 1) 真空滤油机标称流量应不低于 6000L/h。
 - 2) 真空滤油机应设置出口滤网，如未配置的应增设出口滤网。
 - 3) 真空滤油机具有两级真空功能，真空泵能力宜大于 1500L/min，机械增压泵能力宜大于 280m³/h，运行真空不宜大于 67Pa，加热器应分 2 组~3 组。
 - 4) 真空滤油机的运行油温应为 20℃~70℃。
 - 5) 真空滤油机的处理能力，应满足在滤油机出口油样阀取油样试验要求：击穿电压不得低于 75kV/2.5mm，含水量不得大于 5μL/L，含气量不得大于 0.1%，杂质颗粒不得大于 0.5μm。
- d) 现场油务系统中所采用的储油罐及管道均应清洗干净，检查合格。
- e) 现场应配备废油存放罐，避免对正式储油罐内的油产生污染。
- f) 现场油处理过程中所有油处理设备、变压器本体、电源箱均应与接地网可靠连接。
- g) 每批油处理结束后，应对每个储油罐的绝缘油取样进行试验。

6.4 器身检查

6.4.1 当变压器、电抗器的三维冲击加速度满足 6.1.2 要求时，可直接进行器身检查。

6.4.2 当变压器、电抗器的三维冲击加速度值不满足要求或冲击加速度监视装置出现异常时，应按 6.1.2 的规定进行处理。

6.4.3 变压器、电抗器在现场不宜进行吊罩检查。

6.4.4 进入油箱内部的检查应以制造厂服务人员为主，现场施工人员配合；进行内检的人员不宜超过 3 人，内检人员应明确内检的内容、要求及注意事项。

6.4.5 进行油箱内部检查时，现场应设置控制区，避免无关人员进入及交叉作业；进入油箱内部人员所携带物品均需记录，严防遗留在油箱内。

6.4.6 变压器、电抗器现场器身检查应符合下列规定：

- a) 凡雨、雪、风（4 级以上）和相对湿度 75%以上的天气不得进行器身内检。
- b) 当空气相对湿度小于 75%时，器身暴露在空气中的时间不得超过 16h 或按照制造厂要求。内检前带油的变压器、电抗器，应由开始放油时算起；内检前不带油的变压器、电抗器，应由打开任一堵塞算起，到开始抽真空或注油为止。
- c) 充氮气运输的变压器、电抗器，应抽真空排氮，至真空残压小于 1000Pa 时，用露点低于-40℃ 的干燥空气充入本体内，补充干燥空气速率应符合产品技术文件要求。

- d) 变压器、电抗器本体内部含氧量低于 18%时, 检查人员不得进入; 在内检过程中应向箱体内持续补充露点低于 -40°C 的干燥空气, 并应保持内部含氧量不低于 18%, 相对湿度不应大于 20%。

6.4.7 从人孔进入变压器、电抗器进行器身检查的主要项目应符合下列规定:

- a) 器身定位件及绝缘件应无损坏、变形及松动。
- b) 器身上部的压紧垫块应无位移、松动。
- c) 铁芯对地、夹件对地、铁芯对夹件的绝缘电阻应符合产品技术文件要求。
- d) 铁芯拉带及接地线连接情况: 绝缘应无损伤, 紧固螺栓应无松动, 拉带与夹件之间的绝缘套应无破损。
- e) 线圈及围屏应无明显的位移, 围屏外边的绑带应无松动。
- f) 所有引线支撑件、导线夹件应无位移、损坏, 紧固用的绝缘螺杆、螺母应无松动, 引线外包绝缘应无损伤。
- g) 引线与开关的连接应良好。
- h) 所有屏蔽接地应良好。
- i) 所有紧固件均应无松动。
- j) 运输用的临时防护装置及临时支撑应已拆除, 并应做好记录。
- k) 油箱内部应擦拭干净, 所有结构件表面应无尘污。

6.4.8 打开的人孔应采取临时防尘措施, 人孔旁应设专人进行信息传递。

6.4.9 应根据内检结果确定运输是否正常, 并应做好记录。

6.4.10 器身检查结束, 内检人员应将箱底的所有杂物清理干净。

6.5 附件安装

6.5.1 变压器本体露空安装附件应符合下列规定:

- a) 环境相对湿度应小于 80%, 在安装过程中应向箱体内持续补充露点低于 -40°C 的干燥空气, 补充干燥空气速率应符合产品技术文件要求。
- b) 每次宜只打开一处, 并用塑料薄膜覆盖, 连续露空时间不宜超过 8h, 累计露空时间不宜超过 24h; 油箱内空气的相对湿度不大于 20%; 每天工作结束应抽真空补充干燥空气直到压力达到 $0.01\text{MPa}\sim 0.03\text{MPa}$ 。

6.5.2 密封处理应符合下列规定:

- a) 所有法兰连接处应用耐油密封垫(圈)密封; 密封垫(圈)应无扭曲、变形、裂纹和毛刺, 法兰连接面应平整、清洁。
- b) 安装部位应更换全新的密封垫(圈), 密封垫(圈)应与法兰面的尺寸相配合并擦拭干净, 安装位置应准确, 搭接处的厚度应与原厚度相同, 橡胶密封垫(圈)的压缩量应符合产品技术文件要求。

6.5.3 冷却装置的安装应符合下列规定:

- a) 冷却装置在安装前应按制造厂规定的压力值用气压或油压进行密封试验, 并应符合下列要求:
 - 1) 散热器、强迫油循环风冷却器, 持续 30min 应无渗漏。
 - 2) 强迫油循环水冷却器, 持续 1h 应无渗漏, 水、油系统应分别检查渗漏。
- b) 冷却器应平衡起吊, 接口阀门密封、开启位置应预先检查合格。
- c) 外接油管路在安装前, 应进行彻底除锈并清洗干净。
- d) 管路中的阀门操作应灵活, 开闭位置应正确; 阀门及法兰连接处密封应良好。
- e) 风扇电动机及叶片安装应牢固, 并应转动灵活, 转向应正确。
- f) 油泵密封应良好, 无渗油或进气现象; 转向应正确, 无异常噪声、振动或过热现象。
- g) 油流继电器密封应良好, 动作可靠。

h) 电气元件和回路绝缘试验应合格。

6.5.4 储油柜安装应符合下列规定：

- a) 储油柜安装应按照产品技术文件要求进行检查、安装。
- b) 油位表动作应灵活，指示应与储油柜的真实油位相符，油位表的信号接点位置应正确，绝缘应良好。
- c) 胶囊式储油柜应对胶囊进行试漏试验，波纹管式储油柜应对波纹管进行试漏试验。

6.5.5 所有导气管应清拭干净，其连接处应密封严密。

6.5.6 升高座的安装应符合下列规定：

- a) 升高座安装前，应先完成电流互感器的交接试验，合格后方可进行安装。
- b) 升高座法兰面应与本体法兰面平行就位。
- c) 电流互感器和升高座的中心应基本一致。
- d) 升高座内如有绝缘筒，安装应牢固，不应使变压器引出线与之相碰。

6.5.7 套管安装应符合下列规定：

- a) 套管应经试验合格，瓷套表面应无裂纹、伤痕；套管的金属法兰结合面应平整、无外伤或铸造砂眼。
- b) 充油套管无渗油现象，油位指示正常。
- c) 套管竖立和吊装应符合产品技术文件要求。
- d) 套管顶部结构的密封垫应安装正确，密封良好；当连接引线时不应使顶部连接松扣。
- e) 充油套管的油位指示应面向外侧，末屏连接应符合产品技术文件要求。
- f) 均压环表面应光滑无划痕，安装牢固且方向正确。

6.5.8 压力释放装置安装前应检验合格，安装方向应正确，阀盖和升高座内部应清洁，密封应良好，电接点动作应准确、绝缘应良好，动作压力值应符合产品技术文件要求，并应加装耐腐蚀防雨罩。

6.5.9 速动油压继电器安装前应检验合格，安装方向应正确，密封应良好，动作压力值应符合产品技术文件要求，并应加装耐腐蚀防雨罩。

6.5.10 吸湿器与储油柜间的连接管密封应良好，吸湿剂应干燥，油封油位应在油面线以上。

6.5.11 气体继电器的安装应符合下列规定：

- a) 气体继电器安装前应检验合格，动作整定值应符合定值要求。
- b) 气体继电器顶盖上箭头标志应指向储油柜，连接密封应良好。
- c) 集气盒内应充满绝缘油，密封应良好。
- d) 气体继电器应具备防潮和防进水功能，并应加装防雨罩。
- e) 电缆引线在接入气体继电器处应有滴水弯，进线孔应封堵严密。

6.5.12 测温装置的安装应符合下列规定：

- a) 温度计安装前应检验合格，信号接点动作应正确，导通应良好，就地与远传信号应符合产品技术文件规定。
- b) 温度计应根据设备厂家的规定进行整定。
- c) 顶盖上的温度计座内应注入绝缘油，密封应良好，应无渗油；闲置的温度计座应密封。
- d) 膨胀式信号温度计的细金属软管不得压扁和急剧扭曲，其弯曲半径不得小于 50mm。

6.5.13 控制箱安装应符合下列规定：

- a) 冷却系统控制箱应有两路交流电源，且自动互投传动应正确、可靠。
- b) 控制回路接线应排列整齐、清晰、美观，绝缘应良好、无损伤。接线宜采用铜质螺栓紧固，且应有防松装置；连接导线截面应符合设计要求，标志应清晰。
- c) 控制箱接地应牢固、可靠。
- d) 控制箱应密封，控制箱内外应清洁无锈蚀，驱潮装置工作应正常。

e) 内部断路器、接触器动作灵活无卡涩,触头接触紧密、可靠,无异常声响。

f) 保护电动机用的热继电器的整定值应为电动机额定电流的 1.0 倍~1.15 倍。

6.5.14 有载调压切换装置应符合下列规定:

a) 传动机构中的操作机构、电动机、传动齿轮和传动杆应固定牢固,连接位置正确,且操作灵活,无卡阻现象;传动机构的摩擦部分应涂以适合当地气候条件的润滑脂。

b) 切换开关的触头及其连接线应完整无损,且接触可靠,其限流电阻应完好,无断裂现象。

c) 切换装置的工作顺序应符合产品技术要求;切换装置在极限位置时,其机械联锁与极限开关的电气联锁动作应正确。

d) 位置指示器应动作正常,指示正确。

6.5.15 变压器、电抗器本体电缆应有保护措施;电缆排列应整齐,接线盒应密封。

6.5.16 所有螺栓连接和紧固应对称、均匀用力,其紧固力矩值应符合产品技术文件要求。

6.6 内部安装、连接

6.6.1 变压器、电抗器的内部安装、连接,应由设备厂家技术服务人员按照产品说明书要求完成,也可由设备厂家技术服务人员和施工人员共同完成。

6.6.2 内部安装、连接记录签证应完整。

6.7 抽真空

6.7.1 注油前本体应进行真空干燥处理。

6.7.2 抽真空方法应符合产品技术文件要求。

6.7.3 真空泄漏检查应符合产品技术文件要求。

6.7.4 真空值检测不应使用麦式真空计。

6.7.5 真空残压和持续抽真空时间应符合产品技术文件要求;当无要求时,变压器、电抗器的真空残压不应大于 133Pa。

6.7.6 用真空计测量油箱内真空度,从真空度小于规定值时开始,220kV 及以下变压器的真空保持时间不得少于 24h,500kV 变压器的真空保持时间不得少于 48h。

6.7.7 在抽真空时,应将不能承受真空下机械强度的附件与油箱隔离;对允许抽同样真空度的部件,应同时抽真空;真空泵或真空机组应有防止突然停止或因误操作而引起的真空泵油倒灌的措施。

6.7.8 当抽真空时,应监视油箱的变形,发现异常时应立即停止抽真空。

6.8 真空注油

6.8.1 真空注油前,设备各接地点及连接管应可靠接地。

6.8.2 真空注油不应在雨天或雾天进行。

6.8.3 滤油机使用前应用少量绝缘油进行自循环检查,并对循环后油样进行试验,试验合格后方可使用。

6.8.4 注入变压器、电抗器的绝缘油应按 GB 50150 的规定试验合格后,方可注入变压器、电抗器中。

6.8.5 变压器、电抗器注油时,宜从下部油阀进油,注油过程应保持真空,注入的油温应高于器身温度,注油速度不宜大于 100L/min。

6.8.6 胶囊式、波纹管式储油柜的变压器、电抗器应按照产品技术文件要求进行注油、排气。

6.9 热油循环

6.9.1 220kV 及以上变压器、电抗器真空注油后应进行热油循环,220kV 以下变压器宜进行热油循环。

6.9.2 真空注油后进行热油循环,应符合下列规定:

a) 热油循环前,应对油管抽真空,将油管中空气抽干净。

- b) 冷却器内的油宜与油箱主体的油同时进行热油循环。
- c) 热油循环过程中，滤油机加热脱水缸中的温度应控制在 $65^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$ 范围内，油箱内温度不应低于 40°C 。当环境温度全天平均低于 15°C 时，宜对油箱采取保温措施。
- d) 热油循环可在真空注油到储油柜的额定油位后的满油状态下进行，此时变压器或电抗器不应抽真空；当注油到离器身顶盖 200mm 处时，应进行抽真空。

6.9.3 热油循环应符合下列条件，方可结束：

- a) 热油循环时间不应少于 48h，且热油循环油量不应少于 3 倍变压器（电抗器）总油量。
- b) 经过热油循环后施加电压前的变压器油，应符合表 4 的规定。

表 4 热油循环后施加电压前的变压器油标准

变压器电压等级 kV	220	330	500
变压器油电气强度（平板电极） kV	≥ 40	≥ 50	≥ 60
变压器油含水量 $\mu\text{L/L}$	≤ 15	≤ 15	≤ 10
变压器油含气量 %	—	—	≤ 1
颗粒度 1/100mL	—	—	≤ 2000 （ $5\mu\text{m} \sim 100\mu\text{m}$ 颗粒，应无 $100\mu\text{m}$ 以上的颗粒）
90°C 时 $\tan\delta$ %	≤ 0.5	≤ 0.5	≤ 0.5
油中溶解气体组分含量不宜超过 $\mu\text{L/L}$	总烃：20， H_2 ：10， C_2H_2 ：0		

6.10 补油、整体密封检查和静置

6.10.1 向变压器、电抗器内加注补充油时，应通过储油柜上专用的添油阀，并经滤油机注入，注油至储油柜额定油位。注油时应排放本体及附件内的空气。

6.10.2 变压器、电抗器，应按照产品技术文件要求的顺序进行注油、排气及油位计加油。

6.10.3 变压器及电抗器的整体密封试验应按照厂家技术文件要求进行。

6.10.4 110kV 及以下的变压器、电抗器静置时间为 24h；220kV～330kV 变压器、电抗器静置时间为 48h；500kV 变压器静置时间为 72h。

6.10.5 静置期间，应从变压器、电抗器的套管、升高座、冷却装置、气体继电器及压力释放装置等有关部位进行多次放气，并启动潜油泵，直至残余气体排尽，调整油位至相应环境温度时的位置。

6.11 交接验收

6.11.1 变压器、电抗器的交接试验应按照 GB 50150 的规定进行。

6.11.2 变压器、电抗器验收应符合下列规定：

- a) 本体、冷却装置及所有附件应无缺陷、无渗油。
- b) 设备上应无遗留物。
- c) 事故排油设施应完好，消防设施应齐全。
- d) 本体与附件上所有阀门位置核对正确。
- e) 变压器、电抗器本体应两点接地；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。

- f) 铁芯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良好。
- g) 储油柜和充油套管的油位应正常。
- h) 分接头的位置应符合运行要求，且指示位置正确。
- i) 变压器的相位及绕组的接线组别应符合并列运行要求。
- j) 冷却装置应试运行正常，联动正确；强迫油循环的变压器、电抗器应启动全部冷却装置，循环时间应持续 4h 以上，并应排完残留空气。
- k) 保护装置整定值应符合规定；操作及联动试验应正确。
- l) 接地应符合 GB 50169 的有关规定。
- m) 标识牌应正确、完好、齐全。

6.11.3 验收时应提交下列资料：

- a) 安装技术文件、质量检验记录、电气交接试验报告。
- b) 施工图纸及变更文件。
- c) 制造厂产品说明书、出厂试验报告、安装图纸及产品合格证明文件等。
- d) 备品、备件、专用工具、测试仪器及钥匙清单。

7 互感器

7.1 一般规定

7.1.1 互感器在运输、保管期间应防止受潮、倾倒或遭受机械损伤；互感器的运输和放置应符合产品技术文件要求。

7.1.2 互感器到达现场后，应做下列检查：

- a) 互感器外观应完整，附件应齐全，无锈蚀或机械损伤。
- b) 油浸式互感器油位应正常，密封应严密，无渗油现象。
- c) 电容式电压互感器的电磁装置和谐振阻尼器的铅封应完好。
- d) 气体绝缘互感器内的气体压力，应符合产品技术文件的要求。
- e) 气体绝缘互感器所配置的密度继电器、压力表等，应经校验合格，并有检定证书。

7.1.3 互感器整体起吊时，吊索应固定在规定的吊环上，并不得碰伤伞群；电容式电压互感器应单节吊装。

7.2 安装

7.2.1 互感器安装时应进行下列检查：

- a) 互感器的变比分接头的位置和极性应符合规定。
- b) 二次接线板应完整，引线端子应连接牢固，标志清晰，绝缘应符合产品技术文件要求。
- c) 油位指示器、瓷套与法兰连接处、放油阀均应无渗油现象。
- d) 气体绝缘的互感器应检查气体压力或密度符合产品技术文件要求，密封检查合格后方可对互感器充 SF₆ 气体至额定压力，静置 24h 后进行 SF₆ 气体含水量测量并合格；气体密度表、继电器应经核对性检查合格。

7.2.2 电容式电压互感器应根据产品成套供应的组件编号进行安装，不得互换，组件连接处的接触面，应除去氧化层，并涂以电力复合脂。

7.2.3 具有均压环的互感器，均压环应安装水平、牢固，且方向正确，安装在环境温度 0℃ 及以下地区的均压环应在最低处打放水孔；具有保护间隙的，应按产品技术文件的要求调好距离。

7.2.4 零序电流互感器的安装，不应使构架或其他导磁体与互感器铁芯直接接触，或与其构成磁回路分支。

7.2.5 互感器的下列各部位应可靠接地：

- a) 分级绝缘的电压互感器，其一次绕组的接地引出端子；电容式电压互感器的接地应符合产品技术文件的要求。
- b) 电容型绝缘的电流互感器，其一次绕组末屏的引出端子、铁芯应引出接地端子。
- c) 互感器外壳。
- d) 电流互感器的备用二次绕组端子应先短路后接地。
- e) 倒装式电流互感器二次绕组的金属导管。
- f) 应保证工作接地点有两根与主接地网不同地点连接的接地引下线。

7.3 交接验收

7.3.1 互感器的交接试验应按照 GB 50150 的规定进行。

7.3.2 互感器的验收应符合下列规定：

- a) 设备外观应完整无缺损。
- b) 互感器应无渗漏，油位、气压、密度应符合产品技术文件的要求。
- c) 保护间隙的距离应符合设计要求。
- d) 油漆应完整，相色应正确。
- e) 接地应符合 GB 50169 的有关规定。
- f) 标识牌应正确、完好、齐全。

7.3.3 验收时应提交下列资料：

- a) 安装技术文件、质量检验记录、电气交接试验报告。
 - b) 施工图纸及变更文件。
 - c) 制造厂产品说明书、出厂试验报告、安装图纸及产品合格证明文件等。
 - d) 备品、备件、专用工具、测试仪器及钥匙清单。
-