

ICS 29.180
K 41
备案号: 29025-2010

DL

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 572 — 2010
代替 DL/T 572 — 1995

电力变压器运行规程

Operation specification for power transformer



2010-05-24 发布

2010-10-01 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 基本要求	1
4 变压器运行条件	3
5 变压器的运行维护	7
6 变压器的不正常运行和处理	11
7 变压器的安装、检修、试验和验收	13

前 言

本标准根据《国家发展改革委办公厅关于印发 2007 年行业标准修订、制定计划的通知》（发改办工业〔2007〕1415 号）的安排，对 DL/T 572—1995 进行修订。

本次修订与原标准相比，主要变化如下：

- 编写格式按 DL/T 600—2001《电力行业标准编写基本规定》的规定进行了修改；
- 本标准增加了 750kV 级变压器运行相关的规定，删除了 35kV 以下电压等级配电变压器的相关内容；修订后的适用电压等级范围调整为 35kV~750kV；
- 调整了冷却装置运行要求及运行管理要求；
- 对变压器日常巡视检查、特殊巡视检查、定期检查等维护周期及内容进行了调整；
- 对变压器投运和停运的要求进行了调整和增补；
- 将原规程中“瓦斯保护装置的运行”调整为“保护装置的运行及维护”，并增加了“气体继电器”、“突变压力继电器”、“压力释放阀”、“温度计”、“油位计”、“冷却器”、“油流继电器”等非电量保护器件的运行维护要求；
- 增加了“冷却装置故障时的运行方式和处理要求”，对油浸（自然循环）风冷和干式风冷变压器、强油循环风冷和强油循环水冷变压器的冷却装置全停及部分故障的要求进行了说明；
- 增加了防止变压器承受短路冲击的运行管理措施和变压器承受短路冲击后的记录和试验要求等。

本标准实施后代替 DL/T 572—1995。

本标准由中国电力企业联合会提出。

本标准由电力行业电力变压器标准化技术委员会归口。

本标准主要起草单位：中国电力科学研究院。

本标准参加起草单位：国网武汉高压研究院、华北电网公司、广东电网电力科学研究院、江西省电力公司、东北电网公司、北方电力联合有限公司、中国南方电网超高压公司、徐州供电公司、唐山供电公司、烟台供电公司、中国大唐集团公司等。

本标准主要起草人：程焕超、凌愍、李鹏、李博。

本标准参加起草人：张淑珍、陈江波、刘连睿、欧阳旭东、席小健、王伟斌、郭锡玖、阳少军、吴浩然、王恒、王如伟、孙维本。

本标准代替的 DL/T 572—1995 于 1995 年 6 月 29 日首次发布，本次为第一次修订。

本标准在执行过程中的意见或建议反馈至中国电力企业联合会标准化管理中心（北京市白广路二条 1 号，100761）。

电力变压器运行规程

1 范围

本标准规定了电力变压器（下称变压器）运行的基本要求、运行条件、运行维护、不正常运行和处理，以及安装、检修、试验、验收的要求。

本标准适用于电压为 35kV~750kV 的电力变压器。换流变压器、电抗器、发电厂厂用变压器等同类设备可参照执行。进口电力变压器，一般按本规程执行，必要时可参照制造厂的有关规定。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单（不包括勘误的内容）或修订版均不适用于本标准，然而，鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

GB 1094.5—2008 电力变压器 第 5 部分：承受短路的能力（IEC 60076—5:2006，MOD）

GB/T 1094.7 电力变压器 第 7 部分：油浸式电力变压器负载导则（GB/T 1094.7—2008，IEC 60076—7:2005，MOD）

GB 1094.11 电力变压器 第 11 部分：干式变压器（GB 1094.11—2007，IEC 60076—11:2004，MOD）

GB/T 6451—2008 油浸式电力变压器技术参数和要求

GB 10228 干式电力变压器技术参数和要求

GB/T 17211 干式电力变压器负载导则（GB/T 17211—1998，IEC 60905:1987，EQV）

GBJ 148 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

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

3 基本要求

3.1 保护、测量、冷却装置

3.1.1 变压器应按 GB 6451 等有关标准的规定装设保护和测量装置。

3.1.2 油浸式变压器本体的安全保护装置、冷却装置、油保护装置、温度测量装置和油箱及附件等应符合 GB/T 6451 的要求。干式变压器有关装置应符合 GB 10228 相应的技术要求。

3.1.3 装有气体继电器的油浸式变压器，无升高坡度者，安装时应使顶盖沿气体继电器油流方向有 1%~1.5% 的升高坡度（制造厂家不要求的除外）。

3.1.4 变压器的冷却装置应符合以下要求：

- a) 按制造厂的规定安装全部冷却装置。
- b) 强油循环的冷却系统必须有两个独立的工作电源并能自动和手动切换。当工作电源发生故障时，应发出音响、灯光等报警信号。
- c) 强油循环变压器，当切除故障冷却器时应发出音响、灯光等报警信号，并自动（水冷的可手动）投入备用冷却器；对有两组或多组冷却系统的变压器，应具备自动分组延时启停功能。
- d) 散热器应经蝶阀固定在变压器油箱上或采用独立落地支撑，以便在安装或拆卸时变压器油箱不必放油。

- e) 风扇、水泵及油泵的附属电动机应有过负荷、短路及断相保护；应有监视油流方向的装置。
- f) 水冷却器的油泵应装在冷却器的进油侧，并保证在任何情况下冷却器中的油压大于水压约 0.05MPa（双层管除外）。冷却器出水侧应有放水旋塞。
- g) 强油循环水冷却的变压器，各冷却器的潜油泵出口应装逆止阀（双层管除外）。
- h) 强油循环冷却的变压器，应能按温度和（或）负载控制冷却器的投切。
- i) 潜油泵应采用 E 级或 D 级轴承，油泵应选用较低转速油泵（小于 1500rpm）。
- j) 发电厂变压器发电机出口开关的合、断应与发电机主变压器冷却器作联锁，即当发电机并网其出口开关合入后，并网机组主变压器冷却器应自动投入，当发电机解列其出口开关断开后，冷却器应自动停止。

3.1.5 变压器应按下列规定装设温度测量装置：

- a) 应有测量顶层油温的温度计。
- b) 1000kVA 及以上的油浸式变压器、800kVA 及以上的油浸式和 630kVA 及以上的干式厂用变压器，应将信号温度计接远方信号。
- c) 8000kVA 及以上的变压器应装有远方测温装置。
- d) 强油循环水冷却的变压器应在冷却器进出口分别装设测温装置。
- e) 测温时，温度计管座内应充有变压器油。
- f) 干式变压器应按制造厂的规定，装设温度测量装置。

3.1.6 无人值班变电站内 20 000kVA 及以上的变压器，应装设远方监视运行电流和顶层油温的装置。

无人值班变电站内安装的强油循环冷却的变压器，应有保证在冷却系统失去电源时，变压器温度不超过规定值的可靠措施，并列入现场规程。

3.2 有关变压器运行的其他要求

3.2.1 释压装置的安装应保证事故喷油畅通，并且不致喷入电缆沟、母线及其他设备上，必要时应予以遮挡。事故放油阀应安装在变压器下部，且放油口朝下。

3.2.2 变压器应有铭牌，并标明运行编号和相位标志。

3.2.3 变压器在运行情况下，应能安全地查看储油柜和套管油位、顶层油温、气体继电器，以及能安全取气样等，必要时应装设固定梯子。

3.2.4 室（洞）内安装的变压器应有足够的通风，避免变压器温度过高。

3.2.5 装有机械通风装置的变压器室，在机械通风停止时，应能发出远方信号。变压器的通风系统一般不应与其他通风系统连通。

3.2.6 变压器室的门应采用阻燃或不燃材料，开门方向应向外侧，门上应标明变压器的名称和运行编号，门外应挂“止步，高压危险”标志牌，并应上锁。

3.2.7 油浸式变压器的场所应按有关设计规程规定设置消防设施和事故储油设施，并保持完好状态。

3.2.8 安装在地震基本烈度为七度及以上地区的变压器，应考虑下列防震措施：

- a) 变压器套管与软导线连接时，应适当放松；与硬导线连接时应将过渡软连接适当加长。
- b) 冷却器与变压器分开布置时，变压器应经阀门、柔性接头、连接管道与冷却器相连接。
- c) 变压器应装用防震型气体继电器。

3.2.9 当变压器所在系统的实际短路表观容量大于 GB 1094.5—2008 中表 2 规定值时，应在订货时向制造厂提出要求；对运行中变压器应采取限制短路电流的措施。变压器保护动作的时间应小于承受短路耐热能力的持续时间。

3.2.10 如在变压器上安装反映绝缘情况的在线监测装置，其电气信号应经传感器采集，并保持可靠接地。采集油中溶解气样的装置，应具有良好的密封性能。

3.2.11 变压器铁心接地点必须引至变压器底部，变压器中性点应有两根与主地网不同地点连接的接地引下线，且每根接地线应符合热稳定要求。

3.2.12 在室外变压器围栏入口处，应安装“止步，高压危险”，在变压器爬梯处安装“禁止攀登”等安全标志牌。

3.3 技术文件

3.3.1 变压器投入运行前，施工单位需向运行单位移交下列技术文件和图纸。

3.3.2 新设备安装竣工后需交：

- a) 变压器订货技术合同（或技术条件）、变更设计的技术文件等。
- b) 制造厂提供的安装使用说明书、合格证，图纸及出厂试验报告。
- c) 本体、冷却装置及各附件（套管、互感器、分接开关、气体继电器、压力释放阀及仪表等）在安装时的交接试验报告。
- d) 器身吊检时的检查及处理记录、整体密封试验报告等安装报告。
- e) 安装全过程（按 GBJ 148 和制造厂的有关规定）记录。
- f) 变压器冷却系统，有载调压装置的控制及保护回路的安装竣工图。
- g) 油质化验及色谱分析记录。
- h) 备品配件及专用工器具清单。
- i) 设备监造报告。

3.3.3 检修竣工后需交：

- a) 变压器及附属设备的检修原因及器身检查、整体密封性试验、干燥记录等检修全过程记录。
- b) 变压器及附属设备检修前后试验记录。

3.3.4 每台变压器应有下述内容的技术档案：

- a) 变压器履历卡片。
- b) 安装竣工后所移交的全部文件。
- c) 检修后移交的文件。
- d) 预防性试验记录。
- e) 变压器保护和测量装置的校验记录。
- f) 油处理及加油记录。
- g) 其他试验记录及检查记录。
- h) 变压器事故及异常运行（如超温、气体继电器动作、出口短路、严重过电流等）记录。

3.3.5 变压器移交外单位时，必须将变压器的技术档案一并移交。

4 变压器运行条件

4.1 一般运行条件

4.1.1 变压器的运行电压一般不应高于该运行分接电压的 105%，且不得超过系统最高运行电压。对于特殊的使用情况（例如变压器的有功功率可以在任何方向流通），允许在不超过 110% 的额定电压下运行，对电流与电压的相互关系如无特殊要求，当负载电流为额定电流的 K ($K \leq 1$) 倍时，按以下公式对电压 U 加以限制

$$U(\%) = 110 - 5K^2 \quad (1)$$

并联电抗器、消弧线圈、调压器等设备允许过电压运行的倍数和时间，按制造厂的规定。

4.1.2 无励磁调压变压器在额定电压 $\pm 5\%$ 范围内改换分接位置运行时，其额定容量不变。如为 -7.5% 和 -10% 分接时，其容量按制造厂的规定；如无制造厂规定，则容量应相应降低 2.5% 和 5%。

有载调压变压器各分接位置的容量，按制造厂的规定。

4.1.3 油浸式变压器顶层油温一般不应超过表 1 的规定（制造厂有规定的按制造厂规定）。当冷却介质温度较低时，顶层油温也相应降低。自然循环冷却变压器的顶层油温一般不宜经常超过 85°C 。

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 ℃	最高顶层油温 ℃
自然循环自冷、风冷	40	95
强迫油循环风冷	40	85
强迫油循环水冷	30	70

经改进结构或改变冷却方式的变压器，必要时应通过温升试验确定其负载能力。

4.1.4 干式变压器的温度限值应按 GB 1094.11—2007 表 2 中的规定。

4.1.5 变压器三相负载不平衡时，应监视最大一相的电流。

接线为 YN, yn0 的大、中型变压器允许的中性线电流，按制造厂及有关规定。

4.2 变压器在不同负载状态下的运行方式

4.2.1 油浸式变压器在不同负载状态下运行时，一般应满足下列规定。

4.2.1.1 按 GB/T 1094.7，变压器分为三类：

- 配电变压器。三相最大额定容量为 2500kVA，单相最大容量为 833kVA 的电力变压器。
- 中型变压器。三相额定容量不超过 100MVA，单相最大容量为 33.3MVA 的电力变压器。
- 大型变压器。超过 4.2.1.1b) 规定容量限值的电力变压器。

4.2.1.2 负载状态可分为以下三类：

- 正常周期性负载：在周期性负载中，某段时间环境温度较高，或超过额定电流，但可以由其他时间内环境温度较低，或低于额定电流所补偿。从热老化的观点出发，它与设计采用的环境温度下施加额定负载是等效的。
- 长期急救周期性负载：要求变压器长时间在环境温度较高，或超过额定电流下运行。这种运行方式可能持续几星期或几个月，将导致变压器的老化加速，但不直接危及绝缘的安全。
- 短期急救负载：要求变压器短时间大幅度超额定电流运行。这种负载可能导致绕组热点温度达到危险的程度，使绝缘强度暂时下降。

4.2.1.3 负载系数的取值按照以下规定：

- 双绕组变压器：取任一绕组的负载电流标么值。
- 三绕组变压器：取负载电流标么值最大的绕组的标么值。
- 自耦变压器：取各侧绕组和公共绕组中，负载电流标么值最大的绕组的标么值。

4.2.1.4 负载电流和温度的最大限值。

各类负载状态下的负载电流和温度的最大限值如表 2 所示。当制造厂有关超额定电流运行的明确规定时，应遵守制造厂的规定。

表2 变压器负载电流和温度最大限值

负载类型		中型电力 变压器	大型电力 变压器
正常周期性负载	电流（标么值）	1.5	1.3
	热点温度及与绝缘材料接触的 金属部件的温度 ℃	140	120
	顶层油温 ℃	105	105

表 2 (续)

负 载 类 型		中型电力 变压器	大型电力 变压器
长期急救周期性负载	电流 (标么值)	1.5	1.3
	热点温度及与绝缘材料接触的金属部件的温度 ℃	140	130
	顶层油温 ℃	115	115
短期急救负载	电流 (标么值)	1.8	1.5
	热点温度及与绝缘材料接触的金属部件的温度 ℃	160	160
	顶层油温 ℃	115	115

4.2.1.5 附件和回路元件的限制

变压器的载流附件和外部回路元件应能满足超额定电流运行的要求, 当任一附件和回路元件不能满足要求时, 应按负载能力最小的附件和元件限制负载。

变压器的结构件不能满足超额定电流运行的要求时, 应根据具体情况确定是否限制负载和限制的程度。

4.2.2 正常周期性负载的运行

4.2.2.1 变压器在额定使用条件下, 全年可按额定电流运行。

4.2.2.2 变压器允许在平均相对老化率小于或等于 1 的情况下, 周期性地超额定电流运行。

4.2.2.3 当变压器有较严重的缺陷 (如冷却系统不正常、严重漏油、有局部过热现象、油中溶解气体分析结果异常等) 或绝缘有弱点时, 不宜超额定电流运行。

4.2.2.4 正常周期性负载运行方式下, 超额定电流运行时, 允许的负载系数 K_2 和时间, 可按 GB/T 1094.7 的计算方法, 根据具体变压器的热特性数据和实际负载图计算。

4.2.3 长期急救周期性负载的运行

4.2.3.1 长期急救周期性负载下运行时, 将在不同程度上缩短变压器的寿命, 应尽量减少出现这种运行方式的机会; 必须采用时, 应尽量缩短超额定电流运行的时间, 降低超额定电流的倍数, 有条件时按制造厂规定投入备用冷却器。

4.2.3.2 当变压器有较严重的缺陷 (如冷却系统不正常、严重漏油、有局部过热现象、油中溶解气体分析结果异常等) 或绝缘有弱点时, 不宜超额定电流运行。

4.2.3.3 长期急救周期性负载运行时, 平均相对老化率可大于 1 甚至远大于 1。超额定电流负载系数 K_2 和时间, 可按 GB/T 1094.7 的计算方法, 根据具体变压器的热特性数据和实际负载图计算。

4.2.3.4 在长期急救周期性负载下运行期间, 应有负载电流记录, 并计算该运行期间的平均相对老化率。

4.2.4 短期急救负载的运行

4.2.4.1 短期急救负载下运行, 相对老化率远大于 1, 绕组热点温度可能达到危险程度。在出现这种情况时, 应投入包括备用在内的全部冷却器 (制造厂另有规定的除外), 并尽量压缩负载、减少时间, 一般不超过 0.5h。当变压器有严重缺陷或绝缘有弱点时, 不宜超额定电流运行。

4.2.4.2 0.5h 短期急救负载允许的负载系数 K_2 见表 3, 大型变压器采用 ONAN/ONAF 或其他冷却方式的变压器短期急救负载允许的负载系数参考制造厂规定。

表3 0.5h 短期急救负载的负载系数 K_2 表

变压器 类型	急救负载 前的负载 系数 K_1	环境 温 度 ℃							
		40	30	20	10	0	-10	-20	-25
中型变压器 (冷却方式 ONAN 或 ONAF)	0.7	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
	0.8	1.76	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
	0.9	1.72	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
	1.0	1.64	1.75	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
	1.1	1.54	1.66	1.78	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
	1.2	1.42	1.56	1.70	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
中型变压器 (冷却方式 OFAF 或 OFWF)	0.7	1.50	1.62	1.70	1.78	1.80	1.80	1.80	1.80
	0.8	1.50	1.58	1.68	1.72	1.80	1.80	1.80	1.80
	0.9	1.48	1.55	1.62	1.70	1.80	1.80	1.80	1.80
	1.0	1.42	1.50	1.60	1.68	1.78	1.80	1.80	1.80
	1.1	1.38	1.48	1.58	1.66	1.72	1.80	1.80	1.80
	1.2	1.34	1.44	1.50	1.62	1.70	1.76	1.80	1.80
中型变压器 (冷却方式 ODAF 或 ODWF)	0.7	1.45	1.50	1.58	1.62	1.68	1.72	1.80	1.80
	0.8	1.42	1.48	1.55	1.60	1.66	1.70	1.78	1.80
	0.9	1.38	1.45	1.50	1.58	1.64	1.68	1.70	1.70
	1.0	1.34	1.42	1.48	1.54	1.60	1.65	1.70	1.70
	1.1	1.30	1.38	1.42	1.50	1.56	1.62	1.65	1.70
	1.2	1.26	1.32	1.38	1.45	1.50	1.58	1.60	1.70
大型变压器 (冷却方式 OFAF 或 OFWF)	0.7	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	0.8	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	0.9	1.48	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	1.0	1.42	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	1.1	1.38	1.48	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	1.2	1.34	1.44	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
大型变压器 (冷却方式 ODAF 或 ODWF)	0.7	1.45	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	0.8	1.42	1.48	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	0.9	1.38	1.45	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	1.0	1.34	1.42	1.48	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	1.1	1.30	1.38	1.42	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	1.2	1.26	1.32	1.38	1.45	1.50	1.50	1.50	1.50

4.2.4.3 在短期急救负载运行期间, 应有详细的负载电流记录, 并计算该运行期间的相对老化率。

4.2.5 干式变压器的正常周期性负载、长期急救周期性负载和短期急救负载的运行要求, 按 GB/T 17211 的要求。

4.2.6 无人值班变电站内变压器超额定电流的运行方式, 可视具体情况在现场规程中规定。

4.3 其他设备的运行条件

串联电抗器、接地变压器等设备超额定电流运行的限值和负载图表，按制造厂的规定。接地变压器在系统单相接地时的运行时间和顶层油温不应超过制造厂的规定。

4.4 强迫冷却变压器的运行条件

强油循环冷却变压器运行时，必须投入冷却器。空载和轻载时不应投入过多的冷却器（空载状态下允许短时不投）。各种负载下投入冷却器的相应台数，应按制造厂的规定。按温度和（或）负载投切冷却器的自动装置应保持正常。

4.5 变压器的并列运行

4.5.1 变压器并列运行的基本条件：

- a) 联结组标号相同；
- b) 电压比应相同，差值不得超过 $\pm 0.5\%$ ；
- c) 阻抗电压值偏差小于 10% 。

阻抗电压不等或电压比不等的变压器，任何一台变压器除满足 GB/T 1094.7 和制造厂规定外，其每台变压器并列运行绕组的环流应满足制造厂的要求。阻抗电压不同的变压器，可适当提高阻抗电压高的变压器的二次电压，使并列运行变压器的容量均能充分利用。

4.5.2 新装或变动过内外连接线的变压器，并列运行前必须核定相位。

4.5.3 发电厂升压变压器高压侧跳闸时，应防止厂用变压器严重超过额定电流运行。厂用电倒换操作时应防止非同期。

4.6 变压器的经济运行

4.6.1 变压器的投运台数应按照负载情况，从安全、经济原则出发，合理安排。

4.6.2 可以相互调配负载的变压器，应考虑合理分配负载，使总损耗最小。

5 变压器的运行维护

5.1 变压器的运行监视

5.1.1 安装在发电厂和变电站内的变压器，以及无人值班变电站内有远方监测装置的变压器，应经常监视仪表的指示，及时掌握变压器运行情况。监视仪表的抄表次数由现场规程规定，并定期对现场仪表和远方仪表进行校对。当变压器超过额定电流运行时，应作好记录。

无人值班变电站的变压器应在每次定期检查时记录其电压、电流和顶层油温，以及曾达到的最高顶层油温等。

设视频监视系统的无人值班变电站，宜能监视变压器储油柜的油位、套管油位及其他重要部位。

5.1.2 变压器的日常巡视检查，应根据实际情况确定巡视周期，也可参照下列规定：

- a) 发电厂和有人值班变电站内的变压器，一般每天一次，每周进行一次夜间巡视；
- b) 无人值班变电站内一般每 10 天一次。

5.1.3 在下列情况下应对变压器进行特殊巡视检查，增加巡视检查次数：

- a) 新设备或经过检修、改造的变压器在投运 72h 内；
- b) 有严重缺陷时；
- c) 气象突变（如大风、大雾、大雪、冰雹、寒潮等）时；
- d) 雷雨季节特别是雷雨时；
- e) 高温季节、高峰负载期间；
- f) 变压器急救负载运行时。

5.1.4 变压器日常巡视检查一般包括以下内容：

- a) 变压器的油温和温度计应正常，储油柜的油位应与温度相对应，各部位无渗油、漏油；
- b) 套管油位应正常，套管外部无破损裂纹、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；

- c) 变压器声响均匀、正常；
- d) 各冷却器手感温度应相近，风扇、油泵、水泵运转正常，油流继电器工作正常，特别注意变压器冷却器潜油泵负压区出现的渗漏油；
- e) 水冷却器的油压应大于水压（制造厂另有规定者除外）；
- f) 吸湿器完好，吸附剂干燥；
- g) 引线接头、电缆、母线应无发热迹象；
- h) 压力释放器、安全气道及防爆膜应完好无损；
- i) 有载分接开关的分接位置及电源指示应正常；
- j) 有载分接开关的在线滤油装置工作位置及电源指示应正常；
- k) 气体继电器内应无气体（一般情况）；
- l) 各控制箱和二次端子箱、机构箱应关严，无受潮，温控装置工作正常；
- m) 干式变压器的外部表面应无积污；
- n) 变压器室的门、窗、照明应完好，房屋不漏水，温度正常；
- o) 现场规程中根据变压器的结构特点补充检查的其他项目。

5.1.5 应对变压器作定期检查（检查周期由现场规程规定），并增加以下检查内容：

- a) 各部位的接地应完好；并定期测量铁心和夹件的接地电流；
- b) 强油循环冷却的变压器应作冷却装置的自动切换试验；
- c) 外壳及箱沿应无异常发热；
- d) 水冷却器从旋塞放水检查应无油迹；
- e) 有载调压装置的动作情况应正常；
- f) 各种标志应齐全明显；
- g) 各种保护装置应齐全、良好；
- h) 各种温度计应在检定周期内，超温信号应正确可靠；
- i) 消防设施应齐全完好；
- j) 室（洞）内变压器通风设备应完好；
- k) 储油池和排油设施应保持良好状态；
- l) 检查变压器及散热装置无任何渗漏油；
- m) 电容式套管末屏有无异常声响或其他接地不良现象；
- n) 变压器红外测温。

5.1.6 下述维护项目的周期，可根据具体情况在现场规程中规定：

- a) 清除储油柜集污器内的积水和污物；
- b) 对冷却装置进行水冲洗或用压缩空气吹扫，至少应在夏季到来之前开展一次；
- c) 更换吸湿器和净油器内的吸附剂；
- d) 变压器的外部（包括套管）清扫；
- e) 各种控制箱和二次回路的检查和清扫。

5.2 变压器的投运和停运

5.2.1 在投运变压器之前，值班人员应仔细检查，确认变压器及其保护装置在良好状态，具备带电运行条件。并注意外部有无异物，临时接地线是否已拆除，分接开关位置是否正确，各阀门开闭是否正确。变压器在低温投运时，应防止呼吸器因结冰被堵。

5.2.2 运用中的备用变压器应随时可以投入运行。长期停运者应定期充电，同时投入冷却装置。如系强油循环变压器，充电后不带负载或带较轻负载运行时，应轮流投入部分冷却器，其数量不超过制造厂规定空载时的运行台数。

5.2.3 变压器投运和停运的操作程序应在现场规程中规定，并须遵守下列各项规定：

- a) 强油循环变压器投运时应逐台投入冷却器，并按负载情况控制投入冷却器的台数；水冷却器应先启动油泵，再开启水系统；停电操作先停水后停油泵；冬季停运时将冷却器中的水放尽。
- b) 变压器的充电应在有保护装置的电源侧用断路器操作，停运时应先停负载侧，后停电源侧。
- c) 在无断路器时，可用隔离开关投切 110kV 及以下且电流不超过 2A 的空载变压器；用于切断 20kV 及以上变压器的隔离开关，必须三相联动且装有消弧角；装在室内的隔离开关必须在各相之间安装耐弧的绝缘隔板。若不能满足上述规定，又必须用隔离开关操作时，须经本单位总工程师批准。

5.2.4 新投运的变压器应按 GBJ 148—1990 中 2.10.1 条和 2.10.3 条规定试运行。更换绕组后的变压器参照执行，其冲击合闸次数为 3 次。

5.2.5 新安装和大修后的变压器应严格按照有关标准或厂家规定真空注油和热油循环，真空度、抽真空时间、注油速度及热油循环时间、温度均应达到要求。对有载分接开关的油箱应同时按照相同要求抽真空。装有密封胶囊或隔膜的大容量变压器，必须严格按照制造厂说明书规定的工艺要求进行注油，防止空气进入，并结合大修或停电对胶囊和隔膜的完好性进行检查。

5.2.6 新装、大修、事故检修或换油后的变压器，在施加电压前静止时间不应少于以下规定：

- a) 110kV 24h
- b) 220kV 48h
- c) 500 (330) kV 72h
- d) 750kV 96h

装有储油柜的变压器，带电前应排尽套管升高座、散热器及净油器等上部的残留空气。对强油循环变压器，应开启油泵，使油循环一定时间后将气排尽。开泵时变压器各侧绕组均应接地，防止油流静电危及操作人员的安全。

5.2.7 在 110kV 及以上中性点有效接地系统中，投运或停运变压器的操作，中性点必须先接地。投入后可按系统需要决定中性点是否断开。110kV 及以上中性点接小电抗的系统，投运时可以带小电抗投入。

5.2.8 干式变压器在停运和保管期间，应防止受潮。

5.3 保护装置的运行维护

5.3.1 气体继电器

- a) 变压器运行时气体继电器应有两副接点，彼此间完全电气隔离。一套用于轻瓦斯报警，另一套用于重瓦斯跳闸。有载分接开关的瓦斯保护应接跳闸。当用一台断路器控制两台变压器时，当其中一台转入备用，则应将备用变压器重瓦斯改接信号。
- b) 变压器在运行中滤油、补油、换潜油泵或更换净油器的吸附剂时，应将其重瓦斯改接信号，此时其他保护装置仍应接跳闸。
- c) 已运行的气体继电器应每 2~3 年开盖一次，进行内部结构和动作可靠性检查。对保护大容量、超高压变压器的气体继电器，更应加强其二次回路维护工作。
- d) 当油位计的油面异常升高或呼吸系统有异常现象，需要打开放气或放油阀门时，应先将重瓦斯改接信号。
- e) 在地震预报期间，应根据变压器的具体情况和气体继电器的抗震性能，确定重瓦斯保护的运行方式。地震引起重瓦斯动作停运的变压器，在投运前应对变压器及瓦斯保护进行检查试验，确认无异后方可投入。

5.3.2 突变压力继电器

- a) 当变压器内部发生故障，油室内压力突然上升，压力达到动作值时，油室内隔离波纹管受压变形，气室内的压力升高，波纹管位移，微动开关动作，可发出信号并切断电源使变压器退出运行。突变压力继电器动作压力值一般 25 (1±20%) kPa。

- b) 突变压力继电器通过一蝶阀安装在变压器油箱侧壁上,与储油柜中油面的距离为1m~3m。装有强油循环的变压器,继电器不应装在靠近出油管的区域,以免在启动和停止油泵时,继电器出现误动作。
- c) 突变压力继电器必须垂直安装,放气塞在上端。继电器正确安装后,将放气塞打开,直到少量油流出,然后将放气塞拧紧。
- d) 突变压力继电器宜投信号。

5.3.3 压力释放阀

- a) 变压器的压力释放阀接点宜作用于信号。
- b) 定期检查压力释放阀的阀芯、阀盖是否有渗漏油等异常现象。
- c) 定期检查释放阀微动开关的电气性能是否良好,连接是否可靠,避免误发信。
- d) 采取有效措施防潮防积水。
- e) 结合变压器大修应做好压力释放阀的校验工作。
- f) 释放阀的导向装置安装和朝向应正确,确保油的释放通道畅通。
- g) 运行中的压力释放阀动作后,应将释放阀的机械电气信号手动复位。

5.3.4 变压器本体应设置油面过高和过低信号,有载调压开关宜设置油面过高和过低信号。

5.3.5 温度计

- a) 变压器应装设温度保护,当变压器运行温度过高时,应通过上层油温和绕组温度并联的方式分两级(即低值和高值)动作于信号,且两级信号的设计应能让变电站值班员能够清晰辨别。
- b) 变压器投入运行后现场温度计指示的温度、控制室温度显示装置、监控系统的温度三者基本保持一致,误差一般不超过5℃。
- c) 绕组温度计变送器的电流值必须与变压器用来测量绕组温度的套管型电流互感器电流相匹配。由于绕组温度计是间接的测量,在运行中仅作参考。
- d) 应结合停电,定期校验温度计。

5.3.6 冷却器

- a) 有人值班变电所,强油风冷变压器的冷却装置全停,宜投信号;无人值班变电站,条件具备时宜投跳闸。
- b) 当冷却系统部分故障时应发信号。
- c) 对强迫油循环风冷变压器,应装设冷却器全停保护。当冷却系统全停时,按要求整定出口跳闸。
- d) 定期检查是否存在过热、振动、杂音及严重漏油等异常现象。如负压区渗漏油,必须及时处理防止空气和水分进入变压器。
- e) 不允许在带有负荷的情况下将强油冷却器(非片扇)全停,以免产生过大的铜油温差,使线圈绝缘受损伤。冷却装置故障时的运行方式见6.3条。

5.3.7 油流继电器宜投信号。

5.3.8 对无人值班站,调度端和集控端应有非电量保护信号的遥信量。

5.3.9 变压器非电量保护的元件、接点和回路应定期进行检查和试验。

5.4 变压器分接开关的运行维护

5.4.1 无励磁调压变压器在变换分接时,应作多次转动,以便消除触头上的氧化膜和油污。在确认变换分接正确并锁紧后,测量绕组的直流电阻。分接变换情况应作记录。

5.4.2 变压器有载分接开关的操作,应遵守如下规定:

- a) 应逐级调压,同时监视分接位置及电压、电流的变化。
- b) 单相变压器组和三相变压器分相安装的有载分接开关,其调压操作宜同步或轮流逐级进行。
- c) 有载调压变压器并联运行时,其调压操作应轮流逐级或同步进行。
- d) 有载调压变压器与无励磁调压变压器并联运行时,其分接电压应尽量靠近无励磁调压变压器的

分接位置。

e) 应核对系统电压与分接额定电压间的差值,使其符合 4.1.1 的规定。

5.4.3 变压器有载分接开关的维护,应按制造厂的规定进行,无制造厂规定者可参照以下规定:

a) 运行 6~12 个月或切换 2000~4000 次后,应取切换开关箱中的油样作试验。

b) 新投入的分接开关,在投运后 1~2 年或切换 5000 次后,应将切换开关吊出检查,此后可按实际情况确定检查周期。

c) 运行中的有载分接开关切换 5000~10 000 次后或绝缘油的击穿电压低于 25kV 时,应更换切换开关箱的绝缘油。

d) 操动机构应经常保持良好状态。

e) 长期不调和有长期不用的分接位置的有载分接开关,应在有停电机会时,在最高和最低分接间操作几个循环。

5.4.4 为防止分接开关在严重过负载或系统短路时进行切换,宜在有载分接开关自动控制回路中加装电流闭锁装置,其整定值不超过变压器额定电流的 1.5 倍。

5.5 发电厂厂用变压器,应加强清扫,防止污闪、封堵孔洞,防止小动物引起短路事故;应记录近区短路发生的详细情况。

5.6 防止变压器短路损坏

5.6.1 容性电流超标的 35 (66) kV 不接地系统,宜装设有自动跟踪补偿功能的消弧线圈或其他设备,防止单相接地发展成相间短路。

5.6.2 采取分裂运行及适当提高变压器短路阻抗、加装限流电抗器等措施,降低变压器短路电流。

5.6.3 电缆出线故障多为永久性,不宜采用重合闸。例如:对 6kV~10kV 电缆或短架空出线多,且发生短路事故次数多的变电站,宜停用线路自动重合闸,防止变压器连续遭受短路冲击。

5.6.4 加强防污工作,防止相关变电设备外绝缘污闪。对 110kV 及以上电压等级变电站瓷设备的外绝缘,可以采用调整爬距、加装硅橡胶辅助伞裙套,涂防污闪涂料,提高外绝缘清扫质量等措施,避免发生污闪、雨闪和冰闪。特别是变压器的低压侧出线套管,应有足够的爬距和外绝缘空气间隙,防止变压器套管端头间闪络造成出口短路。

5.6.5 加强对低压母线及其所联接设备的维护管理,如母线采用绝缘护套包封等;防止小动物进入造成短路和其他意外短路;加强防雷措施;防止误操作;坚持变压器低压侧母线的定期清扫和耐压试验工作。

5.6.6 加强开关柜管理,防止配电室火灾蔓延。当变压器发生出口或近区短路时,应确保断路器正确动作切除故障,防止越级跳闸。

5.6.7 对 10kV 的线路,变电站出口 2km 内可考虑采用绝缘导线。

5.6.8 随着电网系统容量的增大,有条件时可开展对早期变压器产品抗短路能力的校核工作,根据设备的实际情况有选择性地采取措施,包括对变压器进行改造。

5.6.9 对运行年久、温升过高或长期过载的变压器可进行油中糠醛含量测定,以确定绝缘老化的程度,必要时可取纸样做聚合度测量,进行绝缘老化鉴定。

5.6.10 对早期的薄绝缘、铝线圈变压器,应加强跟踪,变压器本体不宜进行涉及器身的大修。若发现严重缺陷,如绕组严重变形、绝缘严重受损等,应安排更换。

6 变压器的不正常运行和处理

6.1 运行中的不正常现象和处理

6.1.1 值班人员在变压器运行中发现不正常现象时,应报告上级和做好记录,并设法尽快消除。

6.1.2 变压器有下列情况之一者应立即停运,若有运用中的备用变压器,应尽可能先将其投入运行:

a) 变压器声响明显增大,很不正常,内部有爆裂声;

b) 严重漏油或喷油,使油面下降到低于油位计的指示限度;

- c) 套管有严重的破损和放电现象;
- d) 变压器冒烟着火;
- e) 干式变压器温度突升至 120℃。

6.1.3 当发生危及变压器安全的故障,而变压器的有关保护装置拒动时,值班人员应立即将变压器停运。

6.1.4 当变压器附近的设备着火、爆炸或发生其他情况,对变压器构成严重威胁时,值班人员应立即将变压器停运。

6.1.5 变压器油温指示异常时,值班人员应按以下步骤检查处理:

- a) 检查变压器的负载和冷却介质的温度,并与在同一负载和冷却介质温度下正常的温度核对。
- b) 核对温度测量装置。
- c) 检查变压器冷却装置或变压器室的通风情况。
- d) 若温度升高的原因是由于冷却系统的故障,且在运行中无法修理者,应将变压器停运修理;若不能立即停运修理,则值班人员应按现场规程的规定调整变压器的负载至允许运行温度下的相应容量。
- e) 在正常负载和冷却条件下,变压器温度不正常并不断上升,应查明原因,必要时应立即将变压器停运。
- f) 变压器在各种超额定电流方式下运行,若顶层油温超过 105℃时,应立即降低负载。

6.1.6 变压器中的油因低温凝滞时,应不投冷却器空载运行,同时监视顶层油温,逐步增加负载,直至投入相应数量冷却器,转入正常运行。

6.1.7 当发现变压器的油面较当时油温所应有的油位显著降低时,应查明原因。补油时应遵守 5.3 条的规定,禁止从变压器下部补油。

6.1.8 变压器油位因温度上升有可能高出油位指示极限,经查明不是假油位所致时,则应放油,使油位降至与当时油温相对应的高度,以免溢油。

6.1.9 铁心多点接地而接地电流较大时,应安排检修处理。在缺陷消除前,可采取措施将电流限制在 300mA 左右,并加强监视。

6.1.10 系统发生单相接地时,应监视消弧线圈和接有消弧线圈的变压器的运行情况。

6.2 气体继电器动作的处理

6.2.1 瓦斯保护信号动作时,应立即对变压器进行检查,查明动作的原因,是否因积聚空气、油位降低、二次回路故障或是变压器内部故障造成的。如气体继电器内有气体,则应记录气量,观察气体的颜色及试验是否可燃,并取气样及油样做色谱分析,可根据有关规程和导则判断变压器的故障性质。

若气体继电器内的气体为无色、无臭且不可燃,色谱分析判断为空气,则变压器可继续运行,并及时消除进气缺陷。

若气体是可燃的或油中溶解气体分析结果异常,应综合判断确定变压器是否停运。

6.2.2 瓦斯保护动作跳闸时,在查明原因消除故障前不得将变压器投入运行。为查明原因应重点考虑以下因素,作出综合判断:

- a) 是否呼吸不畅或排气未尽;
- b) 保护及直流等二次回路是否正常;
- c) 变压器外观有无明显反映故障性质的异常现象;
- d) 气体继电器中积集气体量,是否可燃;
- e) 气体继电器中的气体和油中溶解气体的色谱分析结果;
- f) 必要的电气试验结果;
- g) 变压器其他继电保护装置动作情况。

6.2.3 变压器承受短路冲击后,应记录并上报短路电流峰值、短路电流持续时间,必要时开展绕组变形测试、直流电阻测量、油色谱分析等试验。

6.3 冷却装置故障时的运行方式和处理要求

6.3.1 油浸（自然循环）风冷和干式风冷变压器，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。油浸风冷变压器当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。

6.3.2 强油循环风冷和强油循环水冷变压器，在运行中，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。当油面温度尚未达到 75℃时，允许上升到 75℃，但冷却器全停的最长运行时间不得超过 1h。对于同时具有多种冷却方式（如 ONAN、ONAF 或 OFAF），变压器应按制造厂规定执行。冷却装置部分故障时，变压器的允许负载和运行时间应参考制造厂规定。

6.4 变压器跳闸和灭火

6.4.1 变压器跳闸后，应立即查明原因。如综合判断证明变压器跳闸不是由于内部故障所引起，可重新投入运行。

若变压器有内部故障的征象时，应作进一步检查。

6.4.2 装有潜油泵的变压器跳闸后，应立即停油泵。

6.4.3 变压器着火时，应立即断开电源，停运冷却器，并迅速采取灭火措施，防止火势蔓延。

7 变压器的安装、检修、试验和验收

7.1 变压器的安装项目和要求，应按 GBJ 148—1990 中第 1 章和第 2 章的要求，以及制造厂的特殊要求。

7.2 运行中的变压器是否需要检修和检修项目及要求，应在综合分析下列因素的基础上确定：

- a) DL/T 573 推荐的检修周期和项目；
- b) 结构特点和制造情况；
- c) 运行中存在的缺陷及其严重程度；
- d) 负载状况和绝缘老化情况；
- e) 历次电气试验和绝缘油分析结果；
- f) 与变压器有关的故障和事故情况；
- g) 变压器的重要性。

7.3 变压器有载分接开关是否需要检修和检修项目及要求，应在综合分析下列因素的基础上确定：

- a) DL/T 574 推荐的检修周期和项目；
- b) 制造厂有关的规定；
- c) 动作次数；
- d) 运行中存在的缺陷及其严重程度；
- e) 历次电气试验和绝缘油分析结果；
- f) 变压器的重要性。

7.4 变压器的试验周期、项目和要求，按 DL/T 596 和设备运行状态综合确定。

7.5 新安装变压器的验收应按 GBJ 148—1990 中 2.10 的规定和制造厂的要求。

7.6 变压器检修后的验收按 DL/T 573 和 DL/T 596 的规定。