
第九章 变电所电气设备的运行、维护和预防性试验

第一节 变电所电气设备的运行和维护

一、变配电运行人员职责及交接班检查

(一) 变配电运行人员职责

- (1) 必须通晓和严格执行安全、运行、调度规程、现场规程及有关制度。
- (2) 要熟知所管辖变电所的系统情况和可能的运行方式，掌握主要设备的规范和性能，掌握保护和自动装置一般原理和运行规定。
- (3) 必须正确的进行倒闸操作，严格执行倒闸操作制度并正确迅速的处理事故。
- (4) 要能通过分析设备运行状况及时找出设备隐患，掌握一般维修知识做好设备维修。认真搞好设备与环境卫生，切实做好运行管理工作。
- (5) 管理好固定资产、安全用具、消防用具、一般用具和备品备件，做好保密、保卫、防火工作。

(二) 变配电运行人员的交接班

1. 交班工作内容

- (1) 设备的运行方式和设备的变更情况，异常情况及处理经过。
- (2) 设备的修试、扩建和改进等工作的进展情况存在问题及处理结果。
- (3) 巡视时发现的缺陷处理情况及本值完成的维护工作。
- (4) 工作票的签发情况，地线的使用组数及使用位置。
- (5) 继电保护、自动装置的运行及动作情况。
- (6) 业务学习及规程制度执行情况。
- (7) 安全用具、消防用具、一般用具、备品备件、材料、钥匙等使用和变动情况。
- (8) 上级指示、安全岗哨、各种记录和有关技术资料的填写情况。
- (9) 当值已完和未完工作及其有关措施。
- (10) 设备整洁、环境卫生、交通工具、通讯设备情况及其它有关事项。

2. 接班工作内容

- (1) 检查模拟图板，核对系统运行设备位置是否与模拟图板相同并对上班操作过的设备进行操作质量检查。
- (2) 检查设备缺陷，特别是新发现的缺陷。
- (3) 试验有关信号、自动装置、电容补偿装置的电容器容量以及继电保护的运行及变更情况。
- (4) 了解设备的修试工作情况，重点检查修试工作质量和设备上的临时安全设施，指示牌等是否撤除。
- (5) 直流系统运行方式以及蓄电池充放电的情况。

(6) 检查操作箱、接线箱、遮栏、门窗等情况。

(7) 审查各种记录、图表、技术资料检查安全用具、消防用具、一般用具、仪表、备品备件等。

(8) 检查设备及环境卫生。

(9) 接班后值班长应组织全班人员根据系统设备运行情况，检修工作情况及天气变化情况等提出运行注意事项。

二、电气设备的巡视与检查

对设备进行巡视检查是为了掌握设备的运行状况，监视设备的薄弱环节，及时消除设备的隐患。因此，巡视工作是保证设备安全运行的重要一环，运行人员应认真的进行巡视检查工作。

(一) 巡视的一般规定

(1) 巡视高压设备时，人体与带电导体间的距离应大于最小安全距离，高压带电设备的绝缘部分禁止触摸，巡视时禁止越过遮栏。

寻找高压设备的接地故障点时应穿绝缘靴，戴绝缘手套进行工作，人员对故障点的安全距离，室内4米以外，室外8米以外，采取措施后不在此限。

(2) 巡视人员在巡视开始或终了均须通知当值人员并说明巡视结果。

(3) 对变电所电气设备巡视时可一人进行，但只能做巡视工作。

(4) 在巡视中所发现的缺陷应尽快消除，对威胁设备安全运行的情况应向负责人或有关单位汇报。

(二) 巡视周期和巡视方法

(1) 对有人值班的变电所每日至少巡查两次(其中包括一次夜巡)。

(2) 根据负荷变化、天气变化和运行方式的变更以及设备的薄弱环节等情况应适当的增加巡视次数。

(3) 大修与新装投入运行的设备应加强监视，4小时后可按正常巡视周期进行。

(4) 巡视工作要本着细听、细看、细闻、细摸(指摸外皮接地且人身与带电体安全距离合格的设备外壳)的方法，细致的判断，发现可疑现象，值班长应组织本班人员进行鉴定，对于不能做出结论的问题应列为监视对象，定出监视措施，掌握变化情况和发展趋势直至做出结论。

(三) 巡 视 检 查 内 容

1. 综合检查项目

(1) 所有电气设备的瓷质绝缘部分应清洁，无裂纹，无放电痕迹及机械损伤。

(2) 注油设备应不漏油、不渗油，油标清晰，油面正常，油质不变，颜色不变。

(3) 导线应无松股、断股、弛度过紧过松等异常现象，隔离开关、插头和电气接头应有示温腊片，温度不超过70℃，无发热现象，特别是插头杆与软连接软线卡子处容易发热，除重点检查外，在负荷高时应进行腊试或测温，对负荷较大者应借停电机做检查。

(4) 配电盘二次线的仪表、继电器、自动装置及音响信号运行应正常，直流系统绝缘良好。

(5) 设备音响正常，不应有异常杂音。

(6) 接地部分应紧固无松动。

2. 特殊检查项目

(1) 冬季重点检查门窗是否严密, 防止小动物进入室内的措施是否可靠。

(2) 严寒季节应重点检查充油设备有无油面过低, 导线过紧, 接头熔雪, 瓷头结冰的现象。检查保温取暖装置是否正常。

(3) 春季应重点检查架构有无鸟窝。

(4) 高温季节应重点检查充油设备有无油面过高, 导线过松, 检查通风降温设备是否正常。

(5) 刮风季节应重点检查变电所院内设备附近有无容易刮起的杂物, 检查导线摆度是否有过大情况等异常现象。

(6) 雨季时应重点检查房屋有无漏雨, 基础有无倾斜下沉, 沟眼水漏是否畅通, 排水设备是否良好。

(7) 雷雨后应重点检查避雷器的动作情况。

(8) 大雾、霜冻季节和污秽地区应重点检查设备瓷质绝缘部分的污秽程度, 检查设备的瓷质绝缘有无打火、放电、电晕等异常情况。

(9) 高峰负荷期间应重点检查各路负荷电流是否超过最小载流元件的允许电流, 检查较小载流元件有无发热现象。

(10) 事故后应重点检查信号和继电保护装置的动作情况, 检查拉合指标是否与实际相符, 检查事故范围内的设备情况, 如导线有无烧伤、断股, 设备的油位、油色、油质是否正常, 有无喷油发生异音状况。瓷瓶有无烧闪断裂等情况。

(11) 在35千伏和6.3千伏小接地电流系统中, 当发生单相接地时, 应检查各支持瓷瓶、套管、电缆头等有无闪络、烧伤和击穿现象。各带电部分与地间有无杂物连接, 各导线接头有无松脱掉在地上。

3. 具体电气设备的检查项目

1) 变压器

(1) 一般检查项目

a. 检查变压器油枕内和充油套管内的油色 (如充油套管构造适于检查时), 油面的高度和有无漏油;

b. 检查变压器套管是否清洁, 有无破损裂纹、放电痕迹及其他现象;

c. 检查变压器嗡嗡声的性质, 音响是否加大, 有无新的音响发生等;

d. 检查冷却装置的运行是否正常;

e. 检查电缆和母线有无异常情况;

f. 检查变压器的油温;

g. 如变压器系装在室内, 则应检查门、窗、门闩是否完整, 房屋是否漏雨, 照明和空气温度是否适宜;

h. 检查防爆管的隔膜是否完整;

i. 检查瓦斯继电器的油面和连接油门是否打开。

根据变压器构造特点须补充检查的项目, 应在现场规程中规定。

(2) 电气部门的运行负责人应附查检查下列各项

4-9-4 地 面 供 电

- a. 变压器外壳的接地状况;
- b. 击穿保险器的状态;
- c. 油的再生装置和过滤器的工作状况;
- d. 油枕的集泥器内有无水和不洁物, 若有则应除去;
- e. 室内变压器的通风状况;
- f. 利用控制油门检查油面计是否有堵塞的现象;
- g. 呼吸器内干燥剂是否已吸潮至饱和状态;
- h. 油门和其他处的铅封情况;
- i. 各种指示牌和相色的漆是否清楚鲜明。

(3) 对于强迫油循环水冷式的变压器, 应检查下列各项

- a. 油冷却器中油压应比水压高 (通常应高1~1.5个大气压);
- b. 油冷却器的出水口中不应有油, 若有油即说明油冷却器有漏油现象;
- c. 泵和电动机的轴承必须良好。

(4) 对于加压使水循环而使油冷却的变压器应检查下列各项

- a. 保持必要的水压, 但不得超过两个大气压;
- b. 冷却系统不得有水冻现象, 因此在冬季停用的变压器应将冷却系统中尤其是蛇形管中的水全部放尽。

2) 仪用互感器

(1) 瓷质应清洁无裂纹, 无破损及放电现象。

(2) 充油互感器的油面应正常, 油色应正常, 无严重渗油、漏油现象。

(3) 当线路接地时, 应检查供接地监视的电压互感器声音是否正常, 有无异味。

3) 油断路器

(1) 油断路器的拉合指标位置应正确, 指示灯指示应正确, 内部无声响。套管应完整无损伤。

(2) 操作箱关闭严密, 不应进水进雨。

(3) 操作机构各部件应无螺丝松脱, 销子脱落, 传动拉杆弯曲和脱节等现象。

(4) 贫油断路器导电杆和可挠的软连接应牢固无损伤, 各部分触点无过热现象。

(5) 油断路器无漏油渗油现象, 油位指示应正常。

4) 母线

(1) 室外母线不应有断股, 线夹不应有锈蚀、发热现象, 螺丝不松动, 不缺少。支持母线用的绝缘子应清洁、完整、无破损现象。

(2) 室内母线应清洁无尘土, 各触点螺丝齐全, 不松动, 无发热现象。支持母线用的绝缘子应清洁、完整、无破损现象。

5) 隔离开关

(1) 传动机构无锈蚀、弯曲、变形、脱销现象。

(2) 刀口接触应良好, 无发热现象。

6) 电力电容器

(1) 电容器箱体无变形、鼓肚、喷油、漏油、渗油等现象。

(2) 电容器无过热情况, 套管的瓷质部分无松动和发热现象。

- (3) 接地线应牢固、可靠。
- (4) 电容器的放电装置应完好。

7) 限流电抗器

- (1) 电抗器接头应接触良好, 无发热现象。
- (2) 电抗器周围应整洁无杂物。
- (3) 电抗器支持瓷瓶应清洁并安装牢固。
- (4) 垂直布置的电抗器应无倾斜。
- (5) 电抗器室门窗应严密, 以防小动物进入。

8) 电力电缆

- (1) 接头应牢固, 电缆头无渗油、放电现象, 外皮接地应牢固。
- (2) 监视电缆不应过负荷运行。电缆的允许运行温度: 油浸纸绝缘电缆当额定电压为35千伏时, 温度不得超过55℃; 当额定电压为6.3千伏时, 温度不得超过65℃。

9) 蓄电池

- (1) 蓄电池的液面应在标示线范围内(即高于极板10~15毫米), 极板颜色正常, 无断裂, 歪曲, 有效物质无严重脱落现象及短路现象。
- (2) 蓄电池各接头应紧密, 无腐蚀现象并应涂凡士林油。
- (3) 电池玻璃缸及支持木架、木隔板、等附件应完整无损。
- (4) 室内照明及通风设备应完好, 门窗应严密。

10) 蓄电池充电设备

- (1) 电动机、直流发电机组的运转应正常, 无异音。充电电流大小合乎规定, 电机无发热情况。整流子无严重划痕, 炭刷不过短, 且无打火现象。
- (2) 硅整流设备的充电电流应正常, 整流片应无腐蚀损坏。

三、变压器的运行和维护

(一) 变压器的运行标准

1. 变压器正常运行时的容许温度

一般油浸变压器的绝缘等级属于A级绝缘, A级绝缘材料的耐热温度为105℃。油浸变压器各部分允许温升的规定见表9-1-1。

表 9-1-1 油浸变压器各部分允许温升的规定

变 压 器 的 部 分		温 升 限 值 ℃	测 量 方 法
线 圈	自然油循环 强迫油循环	65	电 阻 法
	导向强油循环	70	
铁芯与变压器油接触 (非导电部分)的结构件		80	温 度 计 法
油 顶 层		55	温 度 计 法

表中所列线圈的温升限值为65℃, 是由A级绝缘为基础提出的, 统一规定的最高环境

温度为40℃(最高气温),因此线圈的最高允许温度应为105℃。

用电阻法测出变压器线圈的平均温升,不是线圈局部的最高温升。变压器在温升限值运行时,不应使其线圈的最热点温度超过绝缘材料的耐热允许温度。

变压器在运行中,能被运行人员直接监视的温度是上层油温。一般上层油温较中、下层油温高,上层不超过限值,中、下层也不会超过,实际上是通过监视上层油温,来控制线圈最热点温度的。当规定上层油温为95℃时,则线圈的最高允许温度应为105℃(周围气温最大值40℃加上油对空气的平均温升40℃,再加上线圈对油的温升25℃)。监视上层油温不超过95℃,相当于监视线圈的温度不超过105℃。

变压器在运行中,为防止变压器油劣化过速上层油温不宜经常超过85℃。

对于强油循环变压器的上层油温,不能完全反映线圈的温度,这类变压器的上层油温数值不能作为变压器在运行中带负荷的主要依据,仅可作为分析变压器是否正常运行的一种参考。

用水冷却器的强油循环变压器,可监视冷却器的进口油温来控制线圈温度。因为这种变压器在设计时是考虑了线圈温度与冷却器出、入口油温关系的。设计时的参考数据是:冷却水温25℃,线圈对冷却水的温升65℃,水冷却器的进口油温为70℃,出口油温为60℃。根据这些数据,运行时最好控制水冷却器进口油温(以近似的上层油温代替)不超过70℃,否则,线圈温升将超过65℃。

2. 变压器的正常过负荷

变压器是可以过负荷运行的。

额定容量是变压器在经济合理的效率下,在整个正常使用期限内所能经常连续不断输出的容量。而变压器的过负荷能力是指仅在所认定的相当短的间隔时间内所能输出的容量,这个容量的数值是由变压器在该时间内的运行条件决定的,是由是否损害其正常使用寿命,是否增加其绝缘的自然损坏程度决定的。

正常过负荷的必须条件是:不损害变压器的正常使用寿命。

变压器的寿命是由绝缘材料的老化决定的。而绝缘材料的老化,主要取决于温度、氧气、含潮率(绝缘材料中的水分)。温度是引起绝缘材料老化的主要因素,在变压器的寿命问题上,运行时的温度起着决定性的作用。

当讨论变压器的寿命问题时,是假定变压器绝缘材料的工作温度经常维持在98℃,仅在很少的时间内达到A级绝缘材料的最高允许温度105℃。运行过程中,能满足这个条件,可以保证变压器有适当的经济上合理的寿命,一般为20年左右。

从变压器发热的角度来看,在其运行的任何时间里,只要绝缘材料的温度不超过98℃,变压器可以带任何负荷。

变压器的“过负荷能力”是指在用电曲线和冷却介质决定的运行条件下,能够经常维持本身的正常寿命而变压器不致损坏的最大负荷。

变压器因季节或用电负荷变化的关系,每年能有较长时间线圈最高运行温度达不到98℃(天气冷时带额定负荷运行或天气热时带轻负荷运行),这样,绝缘老化速度较正常速度慢,使变压器使用寿命延长。因此,当工作需要时,变压器是可以带比它额定值还大的负荷,运行一段时间,仍能保持变压器的寿命不致缩短。这种过负荷运行情况称为变压器的正常过负荷运行。

对于自然冷却或吹风冷却的油浸式电力变压器，正常过负荷的允许数值和允许时间规定如下

(1) 对于每天来说，如果变压器的昼夜负荷率小于1，则在高峰负荷期间变压器的允许过负荷倍数和允许的持续时间可由图9-1-1的曲线来确定。

如果事先不知道负荷率，则可按照表9-1-2的规定过负荷。

(2) 如果在夏季（6、7、8三月）根据变压器的典型负荷曲线，其最高负荷低于变压器的额定容量时，则每低1%，可在冬季过负荷1%，但以15%为限。

如果总共过负荷的数值不超过30%，则以上（1）、（2）两项负荷，可以累计使用。

3. 机械冷却的变压器允许运行方式

1) 油浸风冷变压器

吹风冷却的变压器在风扇停止工作时，如果上层油温不超过55℃时，可不开风扇在额定负荷下运行。

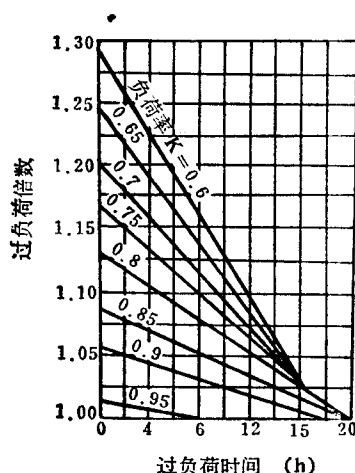


图 9-1-1 变压器在负荷率低于1时，允许的过负荷曲线图

表 9-1-2 自然冷却或吹风冷却油浸式电力变压器的过负荷允许时间

过负荷倍数	过负荷前上层油的温升℃为下列数值时的允许过负荷持续时间 h~min						
	18°	24°	30°	36°	42°	48°	54°
1.0	连续运行						
1.05	5~50	5~25	4~50	4~00	3~00	1~30	—
1.10	3~50	3~25	2~50	2~10	1~25	0~10	—
1.15	2~50	2~25	1~50	1~20	0~35	—	—
1.20	2~05	1~40	1~15	0~45	—	—	—
1.25	1~35	1~15	0~50	0~25	—	—	—
1.30	1~10	0~50	0~30	—	—	—	—
1.35	0~55	0~35	0~15	—	—	—	—
1.40	0~40	0~25	—	—	—	—	—
1.45	0~25	0~10	—	—	—	—	—
1.50	0~15	—	—	—	—	—	—

吹风冷却的油浸电力变压器，在风扇停止工作时，允许带额定负荷的70%连续运行，当变压器负荷超过70%时，其允许持续时间见表9-1-3。

油浸风冷式变压器，当冷却系统发生事故切除全部风扇时，允许带额定负荷运行的时间应不超过表9-1-4的规定。

2) 强迫油循环冷却的变压器

对强迫油循环风冷和强迫油循环水冷的变压器，一般是不允许不开动冷却装置就带负荷运行的，即使是空载，也不允许不开动冷却装置就投入运行。其原因是这种变压器的外壳是平滑的，冷却面积很小，甚至不能将变压器无载损耗所产生的热量散出去。如有一台31500千伏安的变压器，其无载损耗为110千瓦，外壳冷却面积为45米²，因而，每米²的热负荷为2450瓦/米²，这是完全不能允许的，因为平滑外壳的最大允许热负荷，不应超过

550瓦/米²。因此，强迫油循环的变压器完全停了冷却系统的运行是很危险的。

表 9-1-3 吹风冷却的油浸式电力变压器当风扇停止工作时的允许负荷和持续时间

负荷与变压器 额定容量之比	吹风停止时变压器上层油的温升℃为下列数值时的允许负荷和持续时间 h~min						
	18℃	24℃	30℃	36℃	42℃	48℃	54℃
0.70	连 续 运 行						
0.75	12~20	11~40	10~55	10~00	8~40	7~00	4~00
0.80	7~40	7~00	6~20	5~25	4~20	3~00	0~50
0.85	5~30	5~00	4~20	3~35	2~40	1~30	—
0.90	4~20	3~50	3~15	2~35	1~45	0~45	—
0.95	3~25	2~55	2~25	1~45	1~08	0~15	—
1.00	2~45	2~20	1~50	1~20	0~40	—	—
1.05	2~15	1~50	1~25	0~55	0~20	—	—
1.10	1~50	1~25	1~00	0~35	0~06	—	—
1.15	1~30	1~10	0~45	0~20	—	—	—
1.20	1~10	0~50	0~30	0~08	—	—	—
1.25	0~50	0~35	0~15	—	—	—	—
1.30	0~35	0~20	—	—	—	—	—

表 9-1-4 油浸风冷式变压器，当切除全部风扇时，允许带额定负荷运行的时间

空 气 温 度 ℃	-15	-10	0	+10	+20	+30
额定负荷下允许的最长时间 min	60	40	16	10	6	4

但当变压器发生事故，切除冷却系统时，在额定负荷下对变压器容量为125000千伏安及以下时，允许运行20分钟；125000千伏安以上时，允许运行10分钟。当上层油温未达到75℃时，允许升高到75℃。

4. 变压器事故过负荷

变压器在事故过负荷时，允许的过负荷倍数和允许的持续时间是假定在事故发生前，变压器带额定负荷连续运行，并根据一定的大气温度和一定的变压器寿命损失天数计算出来的。

变压器的允许过负荷倍数和允许持续时间见表9-1-5。

表 9-1-5 变 压 器 允 许 的 事 故 过 负 荷

事故过负荷对额定负荷之比	1.3	1.6	1.75	2.0	2.4	3.0
过负荷允许的持续时间 min	120	30	15	7.5	3.5	1.5

5. 允 许 电 压 变 动

加于变压器端子上的电压高于额定值时，对变压器的运行是有不良影响的。当外加电压增大时，铁芯的饱和程度增加，使电压和磁通的波形发生严重畸变，且使变压器的空载电流大增。铁芯饱和后，电压波形中的高次谐波值大大地增加。如磁通密度在10000高斯的情况下，三次谐波等于基波的21.4%。在14000高斯下，等于基波的27.5%。在20000高斯的情况下，则达到基波的69.2%，电压波形畸变有如下危害：

- (1) 引起用户电压波形的畸变, 增加电机和线路上的附加损耗;
- (2) 可能在系统中造成谐波共振, 并导致过电压使绝缘损坏;
- (3) 线路中电流的高次谐波会影响电讯线路, 干扰电讯的正常工作。

变压器外加一次电压一般不得超过额定值的105%, 不论电压分头在任何位置。如果所加一次电压不超过其相应额定值的105%, 则变压器的二次侧可带额定电流。

电网电压愈高, 网络延伸愈广, 则电压中出现高次谐波愈危险。

6. 允许的短路电流持续时间

变压器运行规程规定: 变压器的短路电流不得超过额定电流的25倍, 短路电流通过的时间不应超过式(9-1-1)计算所得的数值

$$t = \frac{900}{K^2} \quad (9-1-1)$$

式中 K —— 稳定短路电流对额定电流的倍数;

t —— 短路电流允许通过的时间, 秒。

当短路电流达额定电流的25倍时, 损耗将达额定电流时的几百倍, 由于短路的时间很短, 可以认为热量没有发散, 全用来升高线圈的温度, 若继电保护不及时动作切断电源, 变压器就有可能烧毁。

一般都给变压器线圈规定一个在突然短路情况下的最高允许温度, 在继电保护跳闸的一段时间内, 变压器线圈的温度不应超过最高允许温度。

电力变压器标准规定: 油浸式A级绝缘变压器的最高允许温度对于铜线圈的为250℃, 铝线圈的为200℃。假设在短路以前的线圈温度为90℃, 且在短路时所发出的热量来不及散至外面, 则按近似计算。铝线圈温度达到200℃时所需时间 t_{200} 为

$$t_{200} \approx 1.75 \left(\frac{u_K \%}{J} \right)^2 \quad (9-1-2)$$

铜线圈温度达到250℃时所需时间 t_{250} 为

$$t_{250} \approx 2.5 \left(\frac{u_K \%}{J} \right)^2 \quad (9-1-3)$$

式中 t_{200} —— 为铝线圈温度达到200℃时所需的时间, 秒;

t_{250} —— 为铜线圈温度达到250℃时所需的时间, 秒;

J —— 在有额定负荷时线圈的电流密度, 安/毫米²;

$u_K \%$ —— 短路电压的百分值。

当考虑变压器速断保护整定值时, 应使保护装置的动作时间小于变压器线圈温度达到200℃或250℃所需的时间, 这样, 当变压器线圈遭受短路冲击时才有可能使变压器的线圈不致损坏。

7. 对变压器绝缘电阻的监视

变压器在安装或大修后投入运行前(通常在干燥后)以及长期停用后, 均应测量线圈的绝缘电阻。测得的数值和测量时的油温均应记入变压器履历卡片内。

变压器线圈绝缘电阻的测量方法和绝缘电阻值的标准参见本章第三节。

(二) 变压器的运行和维护

1. 新装或大修后的变压器的验收和试运行

1) 新装的变压器或大修以后投入运行的变压器在投入运行前,应进行交接验收,交接验收的项目包括:

- (1) 变压器本体无缺陷,外表整洁,无严重渗、漏油和油漆脱落等现象;
- (2) 变压器绝缘试验应合格,无遗漏试验项目;
- (3) 各部油位应正常,各截门的开闭位置应正确。油的简化试验和绝缘强度试验应合格;
- (4) 变压器外壳应有良好的接地装置,接地电阻应合格;
- (5) 各侧分接开关位置应符合电网运行要求,操作应正常,指标指示应和实际位置相符;
- (6) 基础牢固稳定,轱辘应有可靠的止动装置;
- (7) 保护测量信号及控制回路的接线正确,各种保护均应进行实际传动试验,动作应正确,定值应符合电网运行要求,保护压板应在投入运行位置;
- (8) 冷却风扇通电试运行良好,风扇自启动装置定值应正确,并进行实际传动;
- (9) 呼吸器应有合格的干燥剂,检查应无堵塞现象;
- (10) 主变引线对地和线间距离合格,各部导线接头应紧固良好,并贴有试温腊片;
- (11) 变压器的防雷保护应符合规程要求;
- (12) 防爆管内部无存油,玻璃应完整,其呼吸小孔螺丝位置应正确;
- (13) 变压器的坡度应合格;
- (14) 检查变压器的相位和接线组别应能满足电网运行要求。若变压器的二、三次有可能和其它电源并列运行时,应进行核相工作,相位漆应标示正确、明显;
- (15) 温度表及测温回路应完整良好;
- (16) 套管油封的放油小截门和瓦斯放气截门应无堵塞现象;
- (17) 变压器上应无遗留物,临近的临时性设施应拆除,永久性设施应进行清扫。

2) 新装或大修后的变压器在正式投入运行以前要做冲击试验,因为当拉合空载变压器时,有可能产生操作过电压,在电力系统中性点不接地或经消弧线圈接地时,过电压幅值可达4~4.5倍相电压。中性点直接接地系统过电压幅值可达3倍相电压。为了检查变压器的绝缘强度能否承受操作过电压需做冲击试验。另一方面,带电投入空载变压器时,会产生励磁涌流,其值可达6~8倍额定电流。励磁电流开始衰减较快,一般经0.5~1秒后即可减到0.25~0.5倍额定电流值,但全部衰减时间较长。大容量的变压器可达几十秒。由于励磁电流会产生很大的电动力,为了考核变压器的机械强度同时考核励磁涌流衰减初期能否造成继电保护装置误动,需做冲击试验。

冲击试验次数:新产品投入,5次;

大修后投入,3次。

每次冲击试验后,要检查变压器有无异音、异状。

3) 变压器大修和事故检修以及换油以后可无须等待消除油中的气泡,即可进行充电和加负荷(作耐压试验除外)。装有油枕的变压器在运行以前应放去外壳和散热器上部残存的空气。

2. 对变压器的运行监视

安装在有值班人员的变电所内的变压器,应根据控制盘上的仪表监视变压器的运行,

并每小时抄表一次。如变压器在过负荷情况下运行，则至少每半小时抄表一次。

安装在变压器上的温度计，在巡视变压器时记录。

3. 变压器的合闸、拉闸操作

值班人员在合变压器的油断路器以前，须仔细检查变压器，以确信变压器是在完好状态；检查所有临时接地线、指示牌、遮栏等是否已经拆除。检修后合油断路器时，还要检查工作票是否已经交出。然后测量绝缘电阻（经常拉合或经常使用的变压器可不必每次都测量，电缆如无隔离开关分开时，则变压器线圈的绝缘电阻可和电缆一起测量）。测量时，必须将电压互感器断开。

若变压器的绝缘电阻低于规定值时，应即报告领导，以便决定是否可以投入运行。

变电所中所有的备用变压器，均应随时可以投入运行，长期停用的备用变压器应定期充电。

强迫油循环水冷式的变压器，在加入运行前，应先起动油泵，然后起动水泵。

变压器的合闸和拉闸应遵守下列规定：

（1）变压器的充电应当由装有保护装置的电源侧进行，当变压器损坏时可由保护装置将其切断；

（2）如装有断路器时，必须使用断路器进行投入和切断；

（3）如没有断路器时，可用隔离开关拉合空载电流不超过 2 安培的变压器。

切断电压为 20 千伏以上的变压器的空载电流时，必须用带有消弧角和机械传动装置并装在室外的三联隔离开关。如三联隔离开关装在室内时，则应在各相间安装不易燃烧的绝缘物，使其互相隔离，以免一相弧光延及邻相而发生短路。

4. 变压器变换分接头

1) 分接头变换

变压器装有无载调压分接头变换器时，它不可能在带负荷状态下调整电压，在变换分接头以前，应以所有断路器和隔离开关把变压器与电力网断开。变换分接头时，当分接头倒换到新的位置时，须听到接触子间有一响声，否则应多倒几次。

变换分接头时，须注意分接头位置的正确性。

变换分接头以后，必须用欧姆表或测量用电桥检查回路的完整性和三相电阻的均一性。

变压器分接头变换的情形，应记入值班操作记录簿内。

变压器分接头的位置应有专门的记录，以便能随时查核。

2) 测量线圈的直流电阻

因为分接开关的接触部分在运行中可能烧伤，未用分头长期暴露在油中可能产生氧化膜等因素，会造成倒分头后接触不良，所以无载调压的变压器倒分头时，必须测量直流电阻，对大容量的变压器，更应认真做好这项工作。

一般容量的变压器可用惠斯登电桥测量，容量大的变压器绕组直流电阻较小，应使用双臂凯尔文电桥测量，以保证测量准确。

（1）测量方法

采用电桥法测量变压器直流电阻时，由于线圈电感较大，需等电流稳定后（约几分钟），再合检流计，合检流计前估计被试物的电阻值，并选好倍率，将调整电阻调到近似值的位

置,按指针偏转方向进行调整电阻值,得出实测电阻值。即实测数值=实际读取数值×倍率。

(2) 测量时注意事项

- a. 测量前将变压器各侧的引线和地线拆除;
- b. 测试导线截面应选大些,接触必须良好。用单臂电桥测试应减去测试线的电阻;
- c. 测完后先停检流计,再断电池开关,以防烧损电桥,拆动测试线时,必须将变压器线圈放电,以防触电;
- d. 所测出的电阻与温度有很大关系,所以要记录测试时的上层油温并进行换算。换算公式如下(通常换算为20℃数值);

$$R_{20} = \frac{T + 20}{T + t} \times R$$

式中 t ——测量时变压器的上层油温;

R ——在温度为 $t^{\circ}\text{C}$ 时测得的电阻值;

T ——系数(铜—235、铝—225);

R_{20} ——换算为20℃时的电阻值。

- e. 测量时使用的仪表,其准确度不应低于0.5级,大型变压器可用0.05级的QJ-5型电桥。

(3) 测量结果的判断

测得的三相电阻应平衡,所测数据应参考历次测试数据,几次所测直流电阻的差值百分数应满足下式要求

$$\frac{R_{\max} - R_{\min}}{R_{\text{av}}} \times 100\% < 2\%$$

式中 $R_{\max}$ ——为几次测量过程中,所测得的最大电阻值;

$R_{\min}$ ——为几次测量过程中,所测得的最小电阻值;

R_{av} ——为几次测量过程中,所测得的平均电阻值。

5. 变压器的并列运行

1) 变压器并列运行时应满足如下条件

- (1) 线圈接线组别相同;
- (2) 变压比相等;
- (3) 短路电压相等。

电压比不同和短路电压不同的变压器在任何一台都不会过负荷的情况下可以并列运行。

短路电压不同的变压器并列运行时,应适当提高短路电压大的变压器的二次电压,以使并列运行的变压器的容量均能充分利用。

2) 所有奇数接线组的三相变压器,只要掉换外部接线头,即可并列运行。

所有偶数接线组的三相变压器,如相差 120° 或 240° 亦可掉换外部接线头并列运行,但相差 60° 、 180° 或 300° 者,必须掉换内部接线以后,才可并列。

奇数接线组与偶数接线组的变压器不能相互并列。

表9-1-6所示为奇数接线组的三相变压器改变外部接线并列的一些例子。

表 9-1-6 奇数接线组的三相变压器改变相别符号并列表

接 线 组	高压侧相别符号	低压侧相别符号
Y/ Δ -11	A B C	a b c
Y/ Δ -1	B A C	b a c
	A C B	a c b
	C B A	c b a
Y/ Δ -5	B A C	a c b
	A C B	c b a

3) 变压器在安装后以及在进行过有可能使相位变动的工作后(例如拆过出线等),必须经过定相以后才许并列运行。

6. 瓦斯继电保护装置的运行

1) 交接班时的检查

为保证瓦斯保护装置的正确运行,值班人员在交接班时应对照瓦斯继电保护装置进行详细的检查,检查项目如下:

(1) 变压器油枕的油位应在当时气温相应的位置,无论在什么情况下,运行中变压器的油位均应高于瓦斯继电器的顶端;

(2) 瓦斯继电器的玻璃窗不应有裂纹,内部不应有空气泡存在;

(3) 瓦斯继电器各处接缝应严密,不应有漏油现象。

2) 瓦斯继电保护装置的运行

瓦斯继电保护装置的作用是保护变压器内部故障时,能够迅速的切除变压器的电源,避免事故继续扩大的一种极为有效的保护装置。它是变压器运行中的主要保护,当变压器投入运行时,轻瓦斯一般应动作于信号,重瓦斯一般应动作于油断路器跳闸。

当变压器由运行改为备用时,瓦斯保护装置应照常与信号连接,其目的在于及时发现未运行变压器的油面下降,以便能及时加油。

瓦斯继电器连同变压器一起切断检修时,应将该保护装置的操作电源切断。

对运行中的变压器进行滤油或加油时,应将瓦斯继电保护装置改接至信号,以防止变压器发生误跳闸事故。此时变压器的其它继电保护装置(如差动保护、电流切断装置等)仍应接至跳闸线圈。

变压器加油或滤油后,于变压器完全停止排出空气气泡时,才可将瓦斯继电保护装置重新完全加入运行。

当油位计上指示的油面有异常升高现象时,为查明油面升高的原因,在未取下瓦斯继电器跳闸回路的连接片以前,禁止打开各种放气或放油的塞子、清理呼吸器的孔眼或进行其它工作,以防止瓦斯继电器误动作跳闸。

(三) 变压器的不正常运行和事故处理

1. 变压器在运行中的局部过热故障

变压器在运行中最常出现的故障是局部过热,产生局部过热的原因通常有以下几种情况

1) 分接开关接触不良

根据某电力系统调查了解：变压器的分接开关接触不良造成局部高热是目前比较普遍的问题。

分接开关的发热主要是由于接触不良，使接触电阻增大，同时引起损耗增大发热厉害所造成的。尤其当倒分头后和变压器过负荷运行时特别可能发生这种情况。接触不良的原因可能是：

- (1) 接触点压力不够；
- (2) 开关接触处有油泥堆积，使动、静触点间有一层油泥膜；
- (3) 接触面小使触点烧伤；
- (4) 定位指示与开关的接触位置不太对应（定位点已指示正确而开关紧密接触点反而已移开）；
- (5) DW 型鼓型分接开关的几个接触环与接触柱不同时接触等等。根据电力系统的调查结果看来，单相分接开关（如DW 型）接触不良的现象比较普遍。

分接开关的局部高热已危及变压器的安全运行，有的造成变压器烧毁事故，有的引起油质迅速劣化，被迫停止运行进行检修。

在运行中判断分接开关是否接触不良时，首先要注意，这种故障在大修后或切换分接头后最易发生，穿越性故障后也可能烧伤接触面。在运行中，特别要注意轻瓦斯动作情况。往往这种故障也可从轻瓦斯频繁动作察觉，然后取油样化验，其明显的特征是分接开关高热使油的闪点迅速下降。还要做色谱分析。最后，可以把变压器停下，测三相分接头的直流电阻来确定分接开关接触情况。当分接开关接触不良的情况严重到了断相程度时，从表计指示就能发现。

2) 线圈匝间短路

据统计，因线圈匝间短路约占变压器损坏事故的77~80%。因此，对这个问题应引起足够的注意。

造成匝间短路的原因很多，如：

- (1) 在线圈制造时因敲打、弯头、压紧等工艺过程造成绝缘的机械损伤，或某些铜刺、铁刺刺伤绝缘留下隐患；
- (2) 运行日久，绝缘陈老、变酥脆，使导线连通；
- (3) 运行中局部高温使绝缘迅速老化（这些局部高温如油流的“死角”、油道堵塞等）；
- (4) 穿越性短路时，在电动力作用下使某些线匝发生轴向或辐向位移将绝缘磨损；
- (5) 变压器油面下降，使线圈露出失掉冷却；
- (6) 长期过负荷运行，温度控制又不科学，使铜线温度太高，绝缘很快变脆，等等。当然，真正发展成匝间短路往往发生在过电压、过电流之后。

不严重的匝间短路，较难发现，甚至做常规的绝缘试验都难以发现。但较严重的匝间短路，在运行中也能发现。因发热厉害，油温上升，且电源侧电流有某种程度的增加，轻瓦斯可能动作。特别应该注意的是，短路匝处发高热时，油像沸腾似的，在变压器旁能听见“咕噜咕噜”的声音。当发展到重瓦斯动作之前，取油样化验，油质一定变坏，取气体继电器的气体分析也会发现问题。

停下来的变压器有时可从变比及直流电阻试验发现匝间短路。

3) 铁芯硅钢片间存在短路回路

铁芯是由相互绝缘的硅钢片叠成的。由于外力损伤或绝缘老化等原因使硅钢片间漆皮绝缘损坏,会增大涡流,造成局部过热,严重时还会熔伤,这就是所谓“铁芯起火”。

另外,穿心螺杆绝缘损坏也是造成环流的原因之一。穿心螺杆一般有绝缘套筒使其与硅钢片绝缘,两端还有绝缘垫圈使其与夹件绝缘。可能由于拧紧螺帽时损伤绝缘或因螺杆本身中涡流发热使绝缘经常处于高温下变脆等原因,常使上述的绝缘损坏。如果有几根螺杆的绝缘损坏,就会在螺杆和铁芯间形成短路回路,流过环流,使铁芯局部过热而损坏。

类似上述的短路回路,若变压器铁芯钢片的接地装得不正确(如人为的有数个接地点,或因某种原因造成铁芯数点接地),也可能发生。这将造成涡流,局部过热而导致严重事故。

铁芯局部发热在运行中所出现的现象,根据运行经验,轻微的局部发热,甚至观察不出变压器油温的上升,保护也不会动作。因为此时由油分解而生成的气体,已溶解于其他未分解的油里了。较严重的铁芯局部过热,就会使油温上升,轻瓦斯频繁动作,析出可燃性气体,油的闪光点下降(这是变压器油内有裂化过程存在的特有征象),油色变深,并可能闻到焦糊气味。更严重时,重瓦斯会动作。

铁芯中的短路现象,可从色谱分析发现。变压器停下来后,也可以用测空载损耗(有短路存在时空载损耗会比原来的增加),绝缘电阻(如穿芯螺杆对铁芯)等试验初步发现,然后吊芯找出故障点。

总之,对于变压器中发高热的部位及原因,上面仅说了主要的和可能遇到的几点,当然也还有其他一些部位和原因,如接头发热(引线和线圈焊接处、引线与套管中导杆的螺母连接处、线圈内部焊头等),压环螺钉绝缘损坏或压环碰接铁芯造成环流。某螺钉或铁件通过漏磁多、涡流大造成过热等等。

高热、油的裂化,这是上述故障的共同特点,其反映出来的气体继电器动作或油温上升也是共有的现象。对于运行人员来说,直接判断是那个部位故障是比较困难的,只能根据该变压器的历史及当时的运行现状,综合分析。但是从上述现象分析可知,经常监视变压器油温、听变压器声音、轻瓦斯动作后引起及时注意,这几点还是比较重要的。

2. 变压器在运行过程中出现异音情况

根据运行经验,产生异音的因素较多,发生的部位也不同,只能不断的积累经验,才能作出合乎实际的判断。下面只举几个例子:

(1) 过电压(如中点不接地系统单相接地,铁磁共振等)引起;

(2) 过电流(如过负荷、大动力负荷起动、穿越性短路等)引起;

以上两种情况所引起的声音只是比原来大,但仍是“嗡嗡”声,无杂音。但也可能随负荷的急剧变化,呈现“割割割、割割割割”突击的间歇响声,此声音的发生和变压器的指示仪表(电流表、电压表)的指针同时动作,易辨别;

(3) 夹紧铁芯的螺钉松动引起的。这种原因造成的发响能呈现非常惊人的“锤击”和“刮大风”之声,如“丁丁当当”和“呼……呼……”之音。但指示仪表均正常,油色、油位、油温也正常;

(4) 因变压器外壳与其他物体撞击引起的。这是因为变压器内部铁芯的振动引起其他部件的振动,使接触处相互撞击。如变压器上装控制线的软管与外壳或散热器撞击,呈

现“沙沙沙”的声音，有连续较长、间歇的特点，变压器各部不会呈现异常现象。这时可寻找声源，在最响的一侧用手或木棒按住再听声音有无变化，以判别之；

(5) 外界气候影响造成的放电声。如大雾天、雪天造成套管处电晕放电或辉光放电，呈现“嘶嘶”、“嗤嗤”之声，夜间可见蓝色小火花；

(6) 铁芯故障引起。如铁芯接地线断开会产生如放电的劈裂声，“铁芯着火”造成不正常鸣音；

(7) 匝间短路引起。因短路处严重局部发热，使油局部沸腾会发出“咕噜咕噜”像水开了似的声音。这种声音特别要注意；

(8) 分接开关故障引起。因分接开关接触不良，局部发热也会引起像线圈匝间短路所引起的那些声音。

总之，引起异音的原因繁多，又复杂，这里仅举有的变电所碰到的实际发生的例子，供参考。

3. 变压器套管故障

套管表面脏污容易发生闪络现象。套管是一种固体绝缘物，其周围的空气是气体绝缘物，空气的抗电强度（耐压强度）不如套管。所以，当电压达到一定数值时，套管尚未击穿，而套管表面先发生放电现象，这种放电，开始在电场最强的地方出现微光，继而可看见许多平行的细光线，最后个别光线突出的迅速增长，逐渐形成树枝状刷形放电，这种现象就叫闪络，或者叫沿面放电。发生闪络的最低电压称为闪络电压，或叫沿面放电电压。

根据运行实践和试验表明：套管表面潮湿时，闪络电压较低。如果潮湿的表面再加上脏污，如带有烟灰、油烟、盐分、铁末等时，则闪络电压低得很厉害，约为干燥时的80~40%，也即更加容易引起闪络。

闪络虽然不是整个绝缘物击穿，但闪络电压过低，当线路中有一定数值的过电压侵入，即引起闪络而发生跳闸现象。另一方面，表面放电也对套管表面有损坏，这将成为未来绝缘击穿的一个重要因素。

表面脏污还有一点危害性是：脏污吸收水分后，导电性提高，不仅易引起表面放电，还可能因泄漏电流增加，使绝缘套管发热，有可能使套管里面产生裂缝而最后导致击穿。

脏污性质不同对闪络电压影响也不同，化学工厂的脏物危害最大，发电厂和钢铁厂的脏污影响也不小。

套管出现裂纹会使抗电强度降低。因为有了裂纹，裂纹中充满空气而空气的介电系数（介电系数是绝缘物的一个常数。它表示，如果电容器的极板间不是真空，而是某种绝缘时，电容器的电容增大多少倍）小，瓷套管的瓷质部分介电系数大。又因电场强度的分布与物质的介电系数有关，介电系数小的电场强度大，介电系数大的电场强度小，裂纹中的电场强度大到一定的数值时，空气就被游离，引起局部放电。这又可能造成绝缘的进一步损坏，直至全部击穿。另外，若裂缝中进入水分，结冰时也可能将套管胀裂。

套管损伤原因不一，有的是制造中已有隐伤，有的是在运输、安装或检修中碰伤，有的是受骤然温度变化因瓷釉粘合剂和金属的膨胀系数不同引起应力而产生裂缝，等等。

从上述分析，可以知道套管脏污和发生裂纹对变压器的安全运行是有威胁的。因此，运行人员应利用停机会清扫变压器，擦拭套管，是很重要的。大修后或气候变化时，巡回检查要注意套管有无裂纹或其他损伤。

据各地经验,套管上涂硅油(201甲基硅油)或涂腊类涂料对防止闪络有很好的效果。

4. 从变压器油所含的气体成分判断变压器内部故障

变压器油里在正常情况下也是含有气体的,未经运行的新油,大概含氧30%左右、氮70%左右、二氧化碳0.3%左右。已运行的变压器油,因油和绝缘材料的分解和氧化,会生成少量的二氧化碳和一氧化碳,以及微量的烃类气体。

当变压器内部故障时,就会在变压器油里产生较多种类的气体,改变了油中的气体组成成分,所以,分析油中气体成分,是能早期查出变压器内部潜伏性故障的有效办法。

强烈过热和局部放电都会使油分解和使电缆纸、木质、胶木管等分解和炭化而产生气体。对于判断变压器内部故障有意义的主要气体有氢(H_2)、氧(O_2)、氮(N_2)、一氧化碳(CO)、二氧化碳(CO_2)、甲烷(CH_4)、乙烷(C_2H_6)、乙烯(C_2H_4)、乙炔(C_2H_2)等几种,后四种碳氢化合物即前面所讲的烃类气体。这些气体在正常变压器油中也是或多或少的有一些的,而在故障情况下,各种气体占总气体的比例成分则会大大变化,而且不同的故障会显出不同的组成成分的特点来。据分析,油中气体的分解情况和温度很有关系。一般绝缘油在300℃~800℃热分解时产生大量的甲烷、乙烯等烃类气体,在放电时会产生氢、乙炔和少量的甲烷、乙烯。

绝缘纸等固体绝缘物在120~150℃长期加热情况下主要产生二氧化碳和一氧化碳,在300~800℃热分解时,除产生二氧化碳和一氧化碳外,还产生氢和烃类气体。

使用气体继电器及气相色谱法检测变压器油中气体成分以发现变压器潜伏性故障的两种方法分别介绍如下。

1) 从气体继电器积聚的气体判断变压器内部故障

当气体继电器出现气体,而使轻瓦斯频繁动作时,必须对气体进行分析。对气体继电器积存的气体的数量、可燃性、颜色和化学成分进行鉴别,可以分析出动作的原因和内部故障的性质,根据气体量可以判断损伤的情形是否严重。

在变压器运行规程中,列出油的气体颜色和故障性质的关系见表9-1-7。

表 9-1-7 油内气体颜色和故障性质的关系

气 体 颜 色	故 障 性 质
黄色不易燃的	木质故障
淡灰色带强烈臭味可燃的	纸或纸板故障
灰色和黑色易燃的	油故障(放电造成分解)

其中所谓可燃气体包括氢、一氧化碳及烃类气体。不过气体内可燃成分达10~15%及以上时,才能燃烧。

根据对多台变压器的调查,在很多情况下,当变压器发生故障的初期,特别是尚在发展的初始阶段,气体是不燃烧的。如铁芯或分接开关接点处的损坏,在初始阶段分解出来的气体,从气体继电器中取出是不可燃的,这是因为通过热油的气体与溶解在油中的空气相混合改变了他们的成分(油能吸收和溶解相当多量的气体,而且吸收能力与该气体的吸附系数有关,当故障处的气体通过油层时,则这些气体能依照其吸附系数互相排挤)。所以聚集在气体继电器中的气体,其成分和故障处的气体成分并不一致。另外,故障时取得