

国家电网公司
十八项电网重大反事故措施

（试 行）

国 家 电 网 公 司
二〇〇五年六月

10 防止互感器损坏事故

为防止互感器损坏事故，应严格执行国家电网公司《预防 110（66）kV～500kV 互感器事故措施》（国家电网生[2004]641 号）、《110（66）kV～500kV 互感器技术监督规定》（国家电网生技[2005]174 号）等有关规定，并提出以下重点要求：

10.1 加强对互感器类设备从选型、定货、验收到投运的全过程管理，重要互感器应选择具有较长、良好运行经验的互感器类型和有成熟制造经验的制造厂。

10.2 各类油浸式互感器

10.2.1 选型原则

10.2.1.1 油浸式互感器应选用带金属膨胀器微正压结构型式。

10.2.1.2 所用电流互感器的动热稳定性能应满足安装地点系统短路容量的要求，特别注意一次绕组串或并联时的不同性能。

10.2.1.3 电容式电压互感器的中间变压器高压侧不应装设 MOA。

10.2.2 出厂试验要求

10.2.2.1 110kV-500kV 互感器在出厂试验时，应按照各有关标准、规程的要求逐台进行全部出厂试验，包括高电压下的介损试验、局部放电试验、耐压试验。

10.2.2.2 对电容式电压互感器应要求制造厂在出厂时进行 $0.8U_{1n}$ 、 $1.0U_{1n}$ 、 $1.2U_{1n}$ 及 $1.5U_{1n}$ 的铁磁谐振试验（注： U_{1n} 指额定一次相电压，下同）。

10.2.3 新安装和大修后互感器的投运

10.2.3.1 互感器安装用构架应有两处与接地网可靠连接。

10.2.3.2 电磁式电压互感器在交接试验和投运前，应进行 $1.5U_m/$ （中性点有效接地系统）或 $1.9U_m/$ （中性点非有效接地系统）电压下的空载电流测量，其增量不应大于出厂试验值的 10%。

10.2.3.3 电流互感器的一次端子所受的机械力不应超过制造厂规定的允许值，其电气联结应接触良好，防止产生过热性故障、防止出现电位悬浮。互感器的二次引线端子应有防转动措施，防止外部操作造成内部引线扭断。

10.2.3.4 已安装完成的互感器若长期未带电运行（110kV及以上大于半年；35kV及以下一年以上），在投运前应按照预试规程进行预防性试验。

10.2.3.5 事故抢修安装的油浸式互感器，应保证静放时间。

10.2.4 互感器的检修与改造

10.2.4.1 220kV 及以上电压等级的油浸式互感器不应进行现场解体检修。

10.2.4.2 油浸式互感器检修时，应严格执行《互感器运行检修导则》（DL/T727-2000），要注意器身暴露时间不得超过规定，复装时必须真空注油，其中绝缘油应经真空脱气处理。

10.2.4.3 老型带隔膜式及气垫式储油柜的互感器，应加装金属膨胀器进行密封改造。现场密封改造应在晴好天气进行。对尚未改造的互感器应在每年预试或停电检修时，检查顶部密封状况，对老化的胶垫与隔膜应予以更换。对隔膜上有积水的互感器，应对其本体和绝缘油进行有关试验，试验不合格的互感器应退出运行。绝缘性能有问题的老旧互感器，退出运行不再进行改造。

10.2.5 运行维护及缺陷处理

10.2.5.1 对硅橡胶套管和加装硅橡胶伞裙的瓷套，应经常检查硅橡胶表面有无放电现象，如果有放电现象应及时处理。

10.2.5.2 运行人员正常巡视应检查记录互感器油位情况。对运行中渗漏油的互感器，应根据情况限期处理，必要时进行油样分析，对于含水量异常的互感器要加强监视或进行油处理。油浸式互感器严重漏油及电容式电压互感器电容单元渗漏油的应立即停止运行。

10.2.5.3 应及时处理或更换已确认存在严重缺陷的互感器。对怀疑存在缺陷的互感器，应

缩短试验周期进行跟踪检查和分析查明原因。对于全密封型互感器，油中气体色谱分析仪 H₂ 单项超过注意值时，应跟踪分析，注意其产气速率，并综合诊断：如产气速率增长较快，应加强监视；如监测数据稳定，则属非故障性氢超标，可安排脱气处理；当发现油中有乙炔大于 $1 \times 10^{-6} \mu\text{L/L}$ 时，应立即停止运行。对绝缘状况有怀疑的互感器应运回实验室从严进行全面的电气绝缘性能试验，包括局部放电试验。

10.2.5.4 如运行中互感器的膨胀器异常伸长顶起上盖，应立即退出运行。当互感器出现异常响声时应退出运行。当电压互感器二次电压异常时，应迅速查明原因并及时处理。

10.2.5.5 在运行方式安排和倒闸操作中应尽量避免用带断口电容的断路器投切带有电磁式电压互感器的空母线；当运行方式不能满足要求时，应进行事故预想，及早制订预防措施，必要时可装设专门消除此类谐振的装置。

10.2.5.6 当采用电磁单元为电源测量电容式电压互感器的电容分压器 C₁ 和 C₂ 的电容量和介损时，必须严格按照制造厂说明书规定进行。

10.2.5.7 为避免油纸电容型电流互感器底部事故时扩大影响范围，应将接母差保护的二次绕组设在一次母线的 L₁ 侧。

10.2.5.8 根据电网发展情况，应注意验算电流互感器动热稳定电流是否满足要求。若互感器所在变电站短路电流超过互感器铭牌规定的动热稳定电流值时，应及时改变变比或安排更换。

10.2.5.9 每年至少进行一次红外成像测温等带电监测工作，以及时发现运行中互感器的缺陷。

10.2.5.10 加强油质管理。用户可根据运行经验选用合适的油种。新油运抵现场后，在取样试验合格后，方能注入设备。对运行中油应严格执行有关标准。对不同油种的混油应按照 GB/T7595-2000 的规定执行。

10.3 110kV~500kV SF₆ 绝缘电流互感器

10.3.1 工厂验收及出厂试验要求

10.3.1.1 应重视和规范气体绝缘的电流互感器的监造、验收工作。

10.3.1.2 如具有电容屏结构，其电容屏连接筒应要求采用强度足够的铸铝合金制造，以防止因材质偏软导致电容屏接筒移位。

10.3.1.3 加强对绝缘支撑件的检验控制。

10.3.1.4 出厂试验时各项试验包括局部放电试验和耐压试验必须逐台进行。

10.3.2 运输

10.3.2.1 制造厂应采取有效措施，防止运输过程中内部构件震动移位。用户自行运输时应按制造厂规定执行。

10.3.2.2 运输时应注意防震，可垫放缓冲物体，并按制造厂规定匀速限速行驶。运输时在每台产品上安装振动测试记录仪器，到达目的地后应在各方人员到齐情况下检查振动记录，若振动记录值超过允许值，则产品应返厂检查。

10.3.2.3 运输时所充气压应严格控制在允许的范围内。

10.3.3 新安装互感器的投运

10.3.3.1 进行安装时，密封检查合格后方可对互感器充 SF₆ 气体至额定压力，静置 1h 后进行 SF₆ 气体微水测量。气体密度表、继电器必须经校验合格。

10.3.3.2 气体绝缘的电流互感器安装后应进行现场老炼试验（老炼试验程序按照国家电力公司发输电输[2002]158 号附件 2 的要求进行）。老炼试验后进行耐压试验，试验电压为出厂试验值的 90%。条件具备且必要时还宜进行局部放电试验。

10.3.4 运行维护

10.3.4.1 1~4 年应对气体密度继电器进行校验。

10.3.4.2 运行中应巡视检查气体密度表，产品年漏气率应小于 1%。

10.3.4.3 若压力表偏出绿色正常压力区时，应引起注意，并及时按制造厂要求停电补充合格的 SF6 新气。一般应停电补气，个别特殊情况需带电补气时，应在厂家指导下进行。

10.3.4.4 补气较多时（表压小于 0.2Mpa），应进行工频耐压试验（试验电压为出厂试验值的 80—90%）。

10.3.4.5 运行中 SF6 气体含水量不应超过 300ppmV，若超标时应尽快退出运行。

10.3.4.6 设备故障跳闸后，应先使用SF6分解气体快速测试装置，对设备内气体进行检测，以确定内部有无放电。避免带故障强送再次放电。