

发电机升压变压器低压大电流套管常见运行问题分析

--- P&O™ II 套管如何改进

发电机升压变压器低压侧（通常为 10~35kV 电压等级）的套管，具有载流大、漏磁大、工作环境温度高、封闭使用等特点，其选用比高压侧套管更为复杂和关键。选型、运输、安装或运维不当将直接导致放电、过热、过压开裂甚至爆炸等严重事故，威胁着变压器的安全运行。本文针对发电机升压变压器低压侧大电流套管常见的运行问题进行系统分析，给出选型建议。

1 低压大电流套管的主要结构

低压大电流套管主要有电容式结构和非电容式结构两大类，电容式又分为油浸纸（以下简称 OIP）和环氧树脂浸纸电容式（以下简称 RIP），非电容式结构主要为瓷套充油结构。

1.1 电容式结构

1.1.1 OIP 油纸电容式

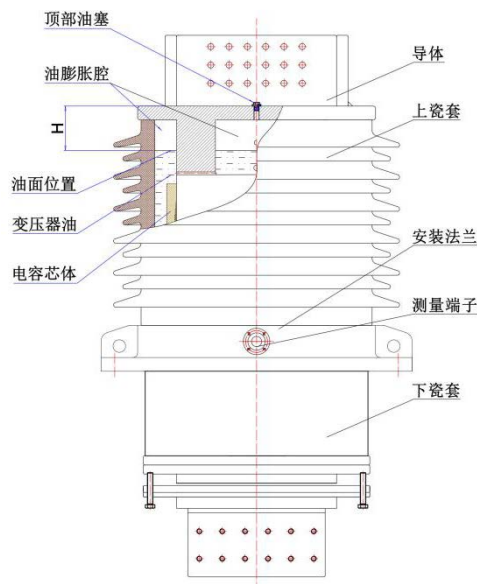


图 1 OIP 低压大电流套管（封闭结构）

油纸电容式大电流典型结构，包括导体（电容芯缠绕在导体上）、上瓷套、安装法兰以及下瓷套，内部充以变压器油。该套管又有油室密闭结构和变压器油箱通油结构二类：密闭结构如图 1 所示，该结构必须垂直安装，其顶部会留一个空气腔（H 所示），防止运行时，高温受热油膨胀后导致内部压力过大造成瓷套炸裂；通油结构如图 2 所示，该结构可任意安装，其顶部没有空气腔，在安装法兰下部金属件侧面设置一通油孔，为防止绝缘受潮，保存运输时通油孔必须密闭，但安装时通油孔油塞必须打开与变压器油室相通，与变压器同步真空注油，对保存、运输和安装要求较高，一旦疏忽必酿成大祸。

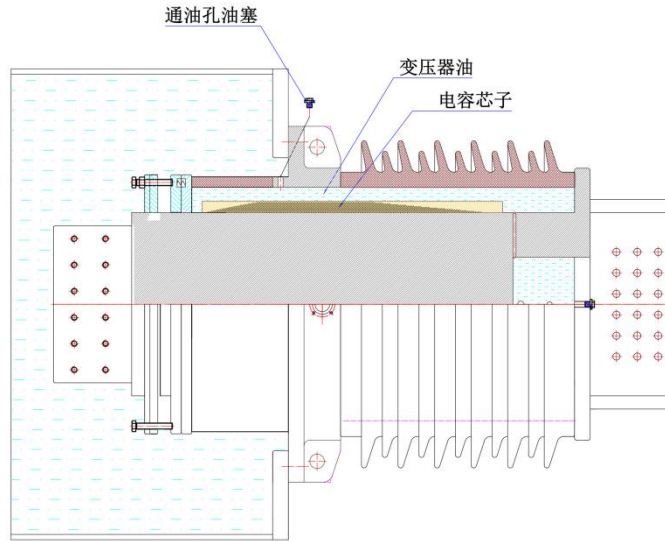


图 2 OIP 低压大电流套管（通油结构）

1.1.2 RIP 胶浸纸电容式

如图 3 所示，和 OIP 套管结构类似，包括导体、RIP 电容芯体、上瓷套和安装法兰，上瓷套和芯体之间充以高黏度的绝缘介质。与 OIP 不同点就是位于油箱侧为 RIP 敞开式芯体，无下瓷套。

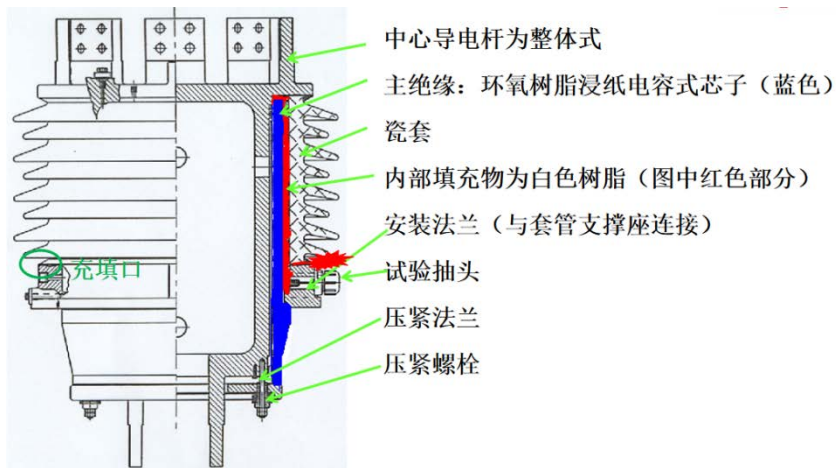


图 3 RIP 低压大电流套管

1.2 OF 充油式

如图 4 所示，为行业常见的瓷充油式低压大电流套管结构，包括导体、瓷套和安装法兰，使用时要求下部与变压器油连通，中间导体与外绝缘瓷件之间充满变压器油，以油隙作为主绝缘，外部一般为瓷绝缘。该结构由于内部没有电容屏，造成沿瓷套表面的电场分布极不均匀，需采用特殊屏蔽措施控制局放量、防止外部滑闪放电。因此，瓷充油套管的结构简单可靠，但其电压等级和应用场合会受到一定限制。

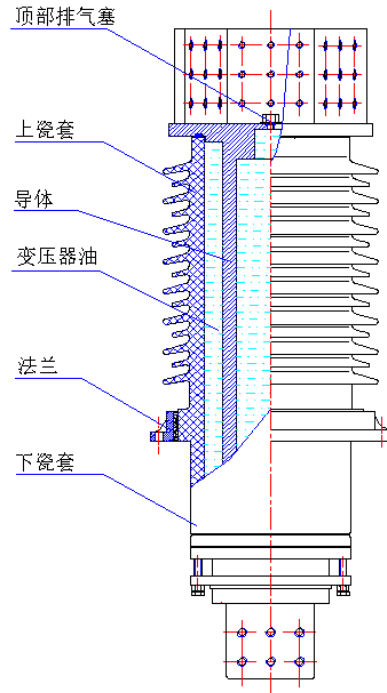


图 4 瓷充油低压大电流套管

2 电容式套管运行分析

由于大电流套管导体重，电容式套管的电容芯子绝缘纸缠及后期真空干燥浸油工艺复杂，增加了该类套管的制造难度，以及绝缘体容积及膨胀收缩空间较小，运行时内部压力过大等问题。

2.1 存在问题

由于对变压器局部放电量要求较高，目前常用的 20kA 及以上低压大电流套管一般采用油纸电容式和环氧浸渍电容式。以往设计的油纸电容套管在导体外包油纸绝缘层，散热差，导体本身也存在较重，不方便绝缘缠绕和真空干燥；另外，由于用油量很少，在封闭母线中运行时温度又很高，因此内部压力很大，经常出现漏油甚至导致瓷套胀裂。而环氧浸渍套管导体外覆盖环氧，只能靠两头散热，散热条件差，要保证温升要求，套管体积大、成本高；另外，在长期高温下，环氧本身也易老化，如果在浸渍时有微小的缺陷，无法自恢复，长期局部放电会导致故障点扩大，影响其使用寿命。

2.2 痛点分析

问题维度	油纸电容式套管	环氧浸渍电容式套管	核心矛盾
油室运行压力	1、密闭油室运行时压力高，一旦出线过热时压力更高； 2、通油油室 1) 储存或运输时需密闭，安装时需打开，要求较高； 2) 导油口较小，不利于换热。	无	1、密闭结构无法通过油位检测和色谱分析，运行压力过高导致瓷套开裂； 2、通油结构，运输或贮存时易受潮、内部油量多环境温度升高时造成瓷套炸裂；另外安装时未打开通油孔会导致内部沿面放电。
散热与温升	差。导体被多层紧密包裹的电容芯子（纸+铝箔）隔热，热量只能通过芯子外表面缓慢传给外部油，热阻极大。	极差。导体被固态环氧树脂包裹，散热路径更长，基本只靠导体两端轴向传导，中部温升突出。	电容结构（均压）与散热需求本质冲突。绝缘层同时是“热屏障”。

机械与工艺	1. 导体重，绝缘纸缠绕、真空干燥工艺复杂。 2. 油量少、难以控制：密闭小油腔在高温下内部压力剧增，导致漏油、瓷套胀裂风险。	1. 体积笨重：为满足大电流通流和散热，导体截面积大，环氧层厚。 2. 工艺苛刻：真空浸渍若有微小气泡或缺陷即成终身隐患。	结构复杂性与可靠性、可制造性的矛盾。
绝缘与寿命	1、油纸绝缘对微量水分和气泡极其敏感，在高温和场强下易老化分解。 2、低温时，密闭油室低压，绝缘性能降低。	1、环氧老化：长期高温下，环氧树脂玻璃化转变温度（Tg）可能降低，机械电气性能下降。缺陷不可逆：任何制造缺陷（如气隙、裂纹）都是固定放电点，局放会持续碳化通道，无自愈能力，最终导致击穿； 2、环氧树脂与铜膨胀系数不同，运行温度变化，易开裂。	材料寿命与缺陷容忍度的矛盾。复合绝缘系统在高温下的长期稳定性挑战大。
运行风险	漏油是常见故障，导致绝缘下降，需停运补油，严重时爆裂。	潜伏性故障：内部局放点缓慢发展，不易监测，可能突发绝缘击穿。	维护需求与故障模式的矛盾。

2.3 低压大电流套管常见问题

2.3.1 OIP 套管瓷套开裂

某发电厂 220kV 升压变压器运行 5 年后，一只低压 40.5kV 油纸电容式套管上瓷套碎裂（图 5），该套管油室密闭结构，检查电容芯子表面和其他部位没有放电痕迹，判断不是套管放电引起瓷套碎裂。综合认为可能是密闭油腔油位过高或内部温度过高，在高温下内部压力剧增，导致瓷套胀裂。



图 5 OIP 套管内部压力过高后瓷套开裂

2.3.2 OIP 套管现场交接试验不合格

某抽水蓄能电站主变压器，型号 SSP-360000/500，主变在进行低压外施耐压试验，升压至约 10kV 时，听到低压 A 相套管尾部有异响，所用试验设备也无法继续升压；8 月 17 日在现场重新进行低压外施试验，加压至 11kV 时，听到低压 A 相升高座处有异响，所用试验设备无法再继续升压。

经检查判断试验未通过原因是因低压套管现场安装时油箱侧取油塞未打开所致（图 6）。该变压器低压套管为油纸电容式大电流套管，该类型套管在水平安装时，需要将套管油中部分的油塞去掉，使套管油腔与变压器油相通，既能保证套管油腔内充满油，又能保证其有空间热胀冷缩。由于现场安装时该取油塞没有取下，套管的油没有与变压器油箱联通，而且套管油腔内存在一定量气

体，故而外施耐压试验没能通过。



图 6 OIP 套管水平安装芯子表面爬电

2.3.3 RIP 套管运行放电

某电厂主变（SFP-1140000/500）配备低压大电流套管 EBR-40.5/31500，干式电容式套管，运行过程中出现轻重瓦斯信号，变压器跳闸。经现场内检发现低压 c 相套管下端部表面有对升高座法兰下表面放电痕迹（图 7）。分析套管产生局部放电的原因可能为芯体表面受潮，芯体表明存在气泡、金属颗粒等杂质，芯体表面环氧漆被污染等原因造成。

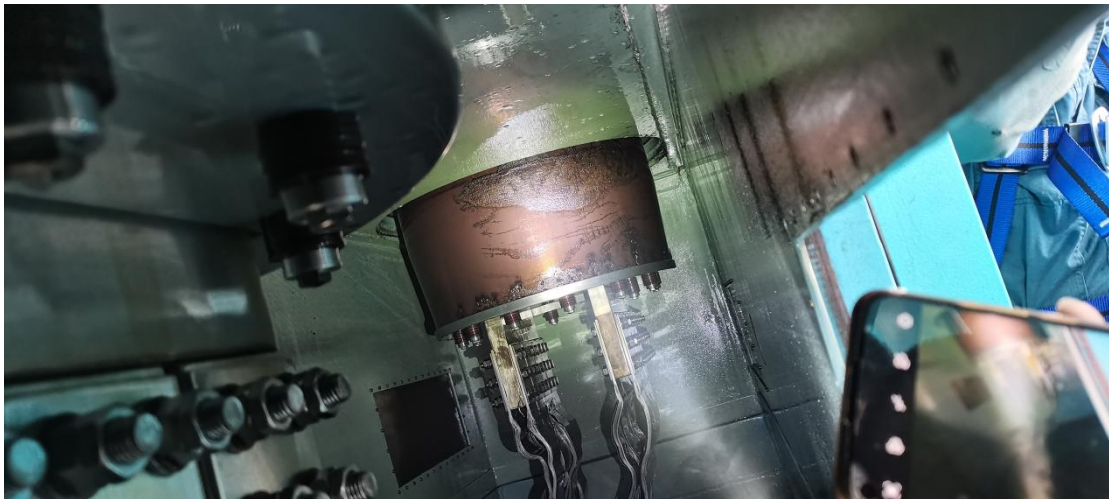


图 7 RIP 套管芯子表面爬电

2.3.4 RIP 套管填充物泄漏

某二电厂分别从 a、b 相低压套管瓷套与法兰间有白色胶状物流出，见图 8，和 b 相瓷套上部与导体间多处白色胶状垫充物流出，并存在渗油痕迹，见图 9。该类套管均为胶浸纸干式电容式套管，分析原因可能是装配原因导致法兰变形，或密封失效，或者内部高温后压力过大导致填充膏体泄漏，见图 10。



图 8 RIP a、b 相套管法兰处内部填充绝缘膏体泄漏



图 9 RIP b 相套管头部内部填充绝缘膏体泄漏

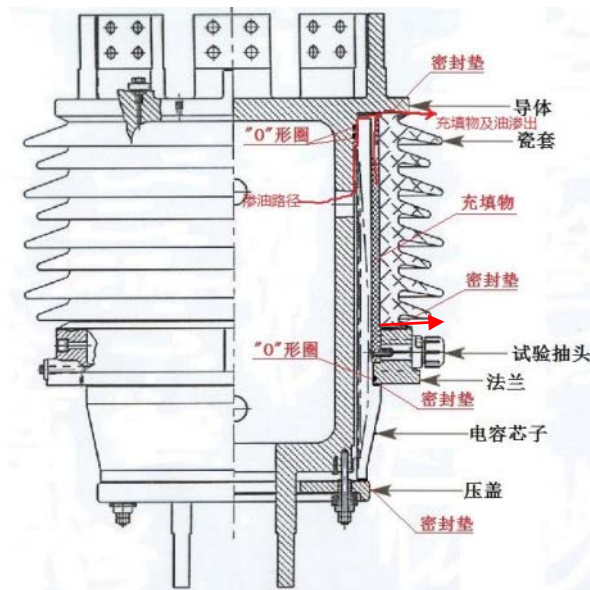


图 10 填充物泄漏位置及过程示意图

2.3.5 套管末屏放电问题

某电厂运行中变压器油色谱异常，呈现内部高能量放电特征，于是开展内检工作，未发现问题所致。之后开展局部放电试验，发现低压侧异常，并进一步定位锁定低压套管上，进而解体检查发现套管末屏放电。

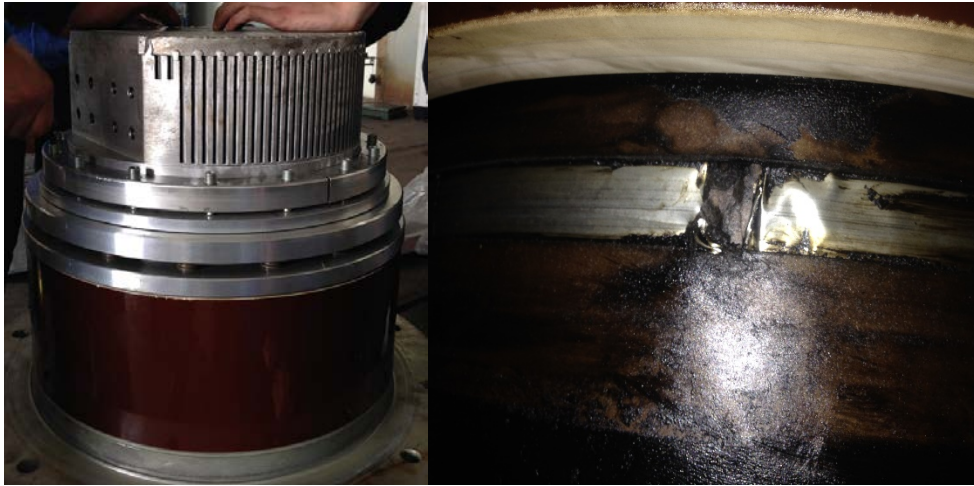


图 11 套管内部放电

3 充油套管安全性分析

针对以上电容式套管存在的问题，有厂家开发出一种新型低压大电流充油套管，具有较高可靠性，免维护、低局放、优异散热性等优点。目前已成选型趋势，国家电网公司的抽水储能变压器已全面采用。

3.1 纯油间隙绝缘

高压与地之间为油绝缘，不存在储存或运输过程中受潮问题，安装方便，绝缘可靠性优越。

3.2 卓越散热性能

载流导体直接浸入与变压器本体联通的循环油中，对流散热效率最高。无包裹导体的电容芯子或环氧层，热阻极小，在相同温升限值下可承载更大电流，也将更大电流套管设计变的更加简单，套管最大电流可达 45000A 及以上。

3.3 独特屏蔽措施，确保超低局部放电

传统非电容式瓷充油套管在接地法兰边缘易产生电场集中，引发局部放电，限制电压等级提升。该结构套管在接地法兰处增设特殊的内屏蔽电极技术，其绝缘裕度极大，从根源上确保了接近理论的零局放水平和几乎无老化的绝缘寿命。

传统瓷充油套管瓷套末伞裙与法兰根部区域存在显著的电场集中现象，局放量要求难以满足，另外雨季或环境污秽严重时，该部位在运行中极易发生沿面滑闪放电，持续的滑闪放电会碳化并蚀损绝缘材料，最终可能引发瓷套击穿或爆裂，导致设备永久性损坏。

3.4 本质安全，无压差风险

由于套管套管油腔与变压器本体油箱直接联通，无密闭小油腔，油压由本体油枕平衡，无内部胀裂风险，密封更加可靠，同时可以垂直和水平任意安装。

3.5 免维护，全寿命周期成本低

该结构主导体与外绝缘瓷件之间充满变压器油，与变压器同油室，无需独立的油枕、呼吸器及在线监测装置，减少运维环节，共享变压器本体的油处理系统（如在线滤油、色谱监测），绝缘状态与主变一体化监控，从根本上消除了漏油、绝缘过热老化、电容芯子受潮等常规故障模式。

4 总结

电容式大电流套管存在绝缘结构复杂、储存运输和安装要求高、换热性能差、绝缘放电、易出现内部压力过高造成泄流、末屏试验检测等问题，而充油套管具有结构简单、换热好、局放量低、结构稳定、可靠性高、免维护等特点，已有 15 年近 3000 多支该类型大电流套管安全运行业绩，目前尚无出现负面问题。相关发电企业和国家电网公司的抽水储能变压器上已大量采用，同样也适用于工业整流变、电弧炉变等上选用。

二、同尺寸导体条件下的热阻对比

假设两种套管采用完全相同的导体尺寸（直径 d 、长度 L 、材料相同），以下是传热学定量对比：

对比项	充油套管	电容式套管	差异倍数
导体至绝缘外表面热阻	仅边界层热阻（极小）	电容芯子导热热阻（主导）	电容式高10-20倍
径向等效导热系数	由油对流决定（高）	0.2-0.3 W/(m·K)	电容式低1-2个数量级
内部热容量	与本体连通，无限大	密闭小油腔，有限	充油套管占优
热点位置	导体中部（均匀）	电容芯子内部（靠近导体）	电容式内部温差大
导体表面温度	接近油温	远高于油温	电容式高30-50K（典型值）