

基于频域介电谱的一起220 kV主变压器 套管故障诊断分析

黄 涛, 任 重, 李 昂, 梁 煜, 林景福

(深圳供电局有限公司, 广东 深圳 518000)

摘要: 围绕实际运维过程中的主变压器套管绝缘状态评估, 介绍了频域介电谱的测试原理, 结合一起某220 kV 变电站主变压器套管故障诊断案例, 对套管介损值异常进行分析, 为主变压器套管故障诊断提供了相关建议。

关键词: 套管; 介质损耗; 频域介电谱; 故障诊断

Fault diagnostic analysis of a 220 kV main transformer bushing based on frequency domain spectroscopy

HUANG Tao, REN Zhong, LI Ang, LIANG Yu, LIN Jingfu

(Shenzhen Power Supply Bureau Co., Ltd., Shenzhen 518000, China)

Abstract: Focusing on the insulation state evaluation of main transformer bushing in the actual operation and maintenance process, the test principle of frequency domain dielectric spectrum is introduced. Combined with a 220 kV substation main transformer bushing fault diagnosis case, the abnormal dielectric loss value of bushing is analyzed, and the relevant opinions are provided for the main transformer bushing fault diagnosis.

Key words: bushing; dielectric loss; frequency domain spectroscopy; fault diagnosis

0 引言

220 kV主变压器作为输变电环节中的重要一环, 其健康状态直接影响着整个电力系统的供电可靠性。套管作为变压器各侧引出线的固定载体, 不仅起着相间及对地绝缘的作用, 还兼具固定引线的功能, 因此其需要有足够的电气强度和机械强度^[1]。运行过程中, 套管易受到老化、受潮等因素影响, 其内部绝缘性能将逐渐降低, 因而套管是主变压器故障率最高的部件之一。本文针对某220 kV主变压器套管介损值异常案例, 通过对频域介电谱 (Frequency Domian Spectroscopy, FDS) 的测量原理和实际应用进

行分析, 对套管故障原因进行诊断, 为主变压器套管运维提供相关建议。

1 主变压器套管绝缘状态评估

1.1 主变压器套管内部典型结构

目前电网中的主变压器套管大多采用电容型油纸绝缘式套管, 其内绝缘为电容芯子, 如图1所示。绝缘纸和多层铝箔相间缠绕于载流杆周围, 包裹形成的电容极板可以改善内部电场分布。同时电容芯子又浸透在绝缘油中, 进一步提高了套管内的电气强度, 因而内部的绝缘油纸是套管的主绝缘。外绝缘为伞裙瓷套, 起隔离杂

质、固定引线和预防闪络的作用^[2]。

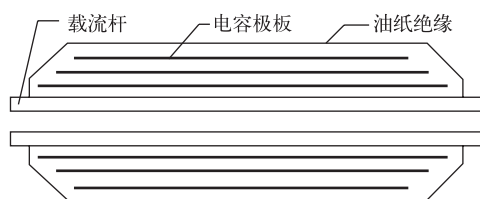


图1 电容芯子内部结构图

Fig. 1 Internal structure diagram of capacitor core

1.2 主变压器套管绝缘状态评估方法

为保障设备的健康运行，试验人员必须要在一定的时间年限内对主变压器套管进行一些必要的预防性试验，如红外测温、绝缘电阻测量、油色谱分析、交流耐压和介质损耗因数 $\tan\delta$ 测量等。其中介损测量作为一种非破坏性试验，可以发现套管内部的绝缘受潮、老化变质等缺陷，是最有效的绝缘评估指标之一。

目前套管的介损试验大多在工频条件下进行，但在设备长期运行中发现，套管工频介损对含水量的敏感性较差，如图2所示。当套管含水量在一定范围内时，其工频介损值基本不变，运维人员难以发觉其内部受潮状况；当套管含水量超过某个阈值时，其介损值将陡升，很容易造成安全隐患。因而常规的工频介损试验不能很好地对套管的绝缘受潮情况进行评估。

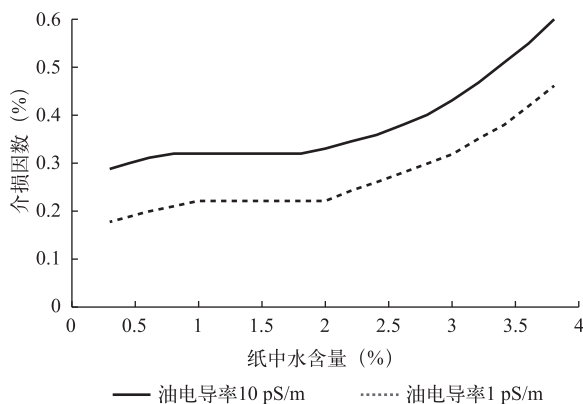


图2 套管工频介损与含水量关系曲线

Fig. 2 Relation curve between power frequency dielectric loss and moisture content of bushing

研究表明，不同水含量的电力设备的介损频率特性曲线是不同的。基于此，一种新型的

无破坏的绝缘分析诊断手段——频域介电谱（FDS）应运而生。它能够在更宽的频域范围内（ $10^{-4} \sim 10^4 \text{ Hz}$ ）对电力设备的介损值和电容量进行测量，测得的介损频率特性曲线可以真实地反映油浸式电力设备的绝缘状态信息，辅助运维人员判断设备内部绝缘受潮及老化状况^[3]。

2 FDS测试原理

套管中的水分主要来源于套管密封不严或纤维和油的自身老化。这些进入套管中的水分将在强电场作用下生成气泡并形成小桥，大大降低了介质的绝缘强度，并引发套管内局部放电，加速套管的绝缘老化，直接威胁主变压器的使用寿命。一般情况下，绝缘纸中的水含量比油中水含量高2 000倍，受潮程度也更为严重，所以监测绝缘纸中的水含量更为直观且重要^[4-5]。

FDS基于电介质极化理论，通过计算不同频率下电介质材料的阻抗值，进而得到对应的复电容、复相对介电常数等参数。这些参数在不同频率下的变化曲线即为电介质材料的介电特性曲线，也即频域介电谱。FDS测试接线原理如图3所示。

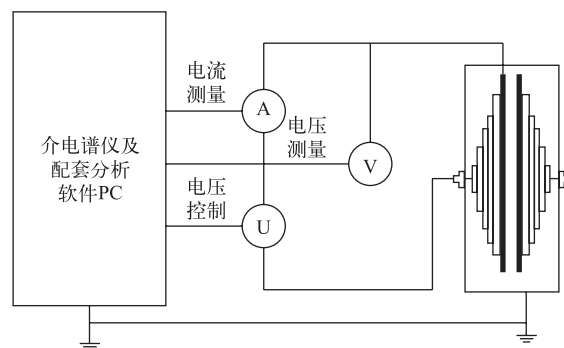


图3 FDS测试接线原理图

Fig. 3 Wiring diagram of FDS test

介电响应分析仪通过精确测量被试品两端的电压 $\dot{U}$ 和电流值 $\dot{I}$ ，即可计算出介质的复阻抗 $\dot{Z}$ ，并将其转换为复电容 $\dot{C}$ 形式，即

$$\dot{Z} = \dot{U} / \dot{I} = \frac{1}{j\omega\dot{C}} \quad (1)$$

$$\dot{C} = C_1 - jC_2 \quad (2)$$

式中，复电容的实部 C_1 表示材料的实际电容；复电容的虚部 C_2 表示样品在电场作用下产生的总损耗电容（包括极化损耗、电导损耗等）。

试品的介质损耗因数 $\tan\delta$ 定义为复电容虚部与实部的比值^[6]，即

$$\tan \delta = C_2(\omega) / C_1(\omega) \tag{3}$$

上述的特征参数都将在PC分析软件下计算，并最终生成介损关于各频率的特性曲线，图4为典型的变压器套管介损频率特性曲线。当套管内部纤维老化导致的绝缘纸水含量升高时，介损的高低频段曲线①④将上升；而当油老化或受潮时导致的油电导率上升、绝缘油水含量升高时，介损的中频段曲线③将发生右移；介损的中低频段曲线②则由设备的绝缘结构决定，与含水量无直接关系^[7]。

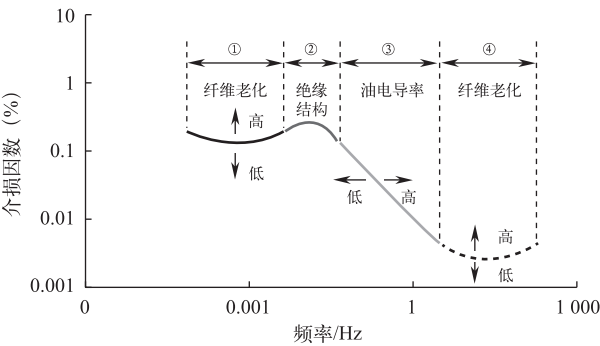


图4 典型变压器套管介损频率特性曲线
Fig. 4 Typical frequency characteristic curve of transformer bushing dielectric loss

由图4可知，水分可直接影响介损频率曲线变化。通过分析介损在各频段内的变化情况，可对套管的绝缘性能进行诊断，如低频段和高频段内的曲线变化反映了绝缘纸的含水量和老化程度，中频段则反映了绝缘油的老化程度。由于绝缘纸中的水含量更为集中，所以应重点关注套管介损频率特性曲线的高低频段变化，对套管内绝缘纸的受潮情况进行诊断。

图5为实验室环境下，套管绝缘纸不同含水量的FDS测试图谱。随着绝缘纸中含水量的不断增加，套管的工频介损值增长得愈发明显，介损频率特性曲线的变化也符合上述规律。因此通过观察套管的介损频率曲线，对套管内绝缘纸含水

量评估具有可行性。

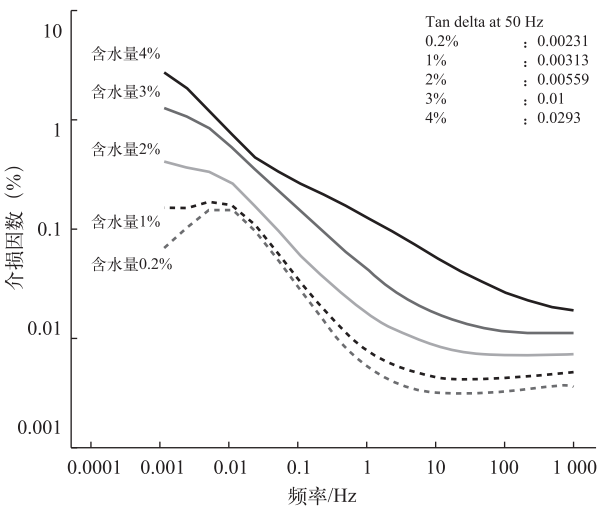


图5 绝缘纸不同含水量下FDS测试图
Fig. 5 FDS test chart of insulating paper with different moisture content

3 FDS应用及分析

3.1 故障案例

2020年，试验人员在对某220 kV变电站主变压器变高套管进行常规预防性试验时，发现变高侧三相套管的介损值相比于出厂试验（2017年）、交接试验（2017年）都存在大幅度增长。在排除末屏接地不良、接线掌接触不良、套管表面脏污和外部干扰等影响因素后，套管的介损值仍旧偏高，如表1所示。

表1 主变压器变高套管介损值
Tab. 1 Dielectric loss of high voltage bushing of main transformer

相序	出厂试验	交接试验	2020年预试
A相	0.312	0.342	0.814
B相	0.308	0.336	0.804
C相	0.298	0.324	0.810

根据南方电网Q/CSG 1206007—2017《电力设备预防性试验规程》要求，220 kV电容型油纸绝缘套管的数值介损值不超过0.8%，试验套管介损值超标，不满足投运要求。为查明套管故障原因，试验人员先后开展了绝缘电阻试验、高压介损试验和油色谱试验等，但试验结果均未

见明显异常, 常规预防性试验无法确诊套管故障原因。

为查明套管具体故障原因, 相关技术人员开始对套管进行介损温升试验, 综合分析介损与温度、电压的关系, 试验结果如图6所示。

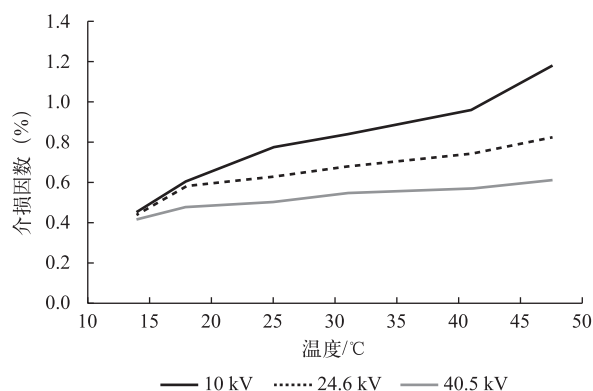


图6 各试验电压和温度下的套管介损变化曲线

Fig. 6 Variation curve of bushing dielectric loss under different test voltage and temperature

由图6可发现, 随着温度的升高, 套管介损值也相应增大, 且施加电压越低, 上升趋势愈发明显。这说明绝缘纸中的偶极子极化和油纸界面的夹层极化随温度的升高大大增强, 并由此导致的介损值增大, 因此初步怀疑套管内部存在受潮现象。

3.2 FDS现场应用

为了深入分析上述缺陷套管介损数据异常的原因, 确认其内部是否存在受潮, 试验人员又使用了介电响应分析仪对故障套管进行FDS试验, 图7为异常套管的FDS测试结果图。

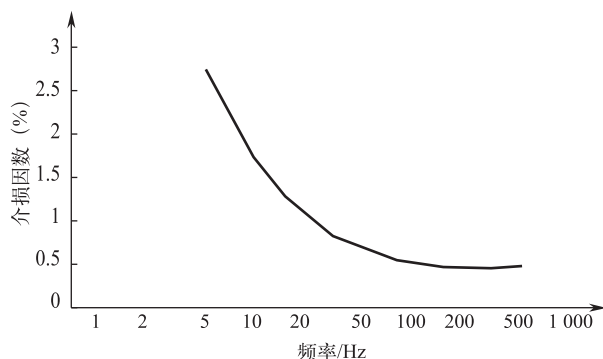


图7 异常套管 FDS 测试结果图

Fig. 7 FDS test results of abnormal bushing

通过对比软件内置的FDS曲线库和IEC 60422的水分状态评估标准(见表2), 评估结果显示绝缘纸的含水量为3.5%, 该套管已属于中度潮湿。

表2 一般水分状态评估标准 (IEC 60422)

Tab. 2 General water status assessment standard (IEC 60422)

油中水分饱和度限值 (%)	对应的纸绝缘状态	纸中水含量限值 (%)
<5	干燥	<2.2
5 ~ 20	中度潮湿	2.2 ~ 3.6
20 ~ 30	潮湿	3.7 ~ 4.7
>30	极度潮湿	>4.9

3.3 结果分析

由于该批次套管运行年限较短, 可基本排除内部老化引起的水分增加, 故障原因可确定为受潮。之后试验人员联系套管厂家, 对异常套管进行试验及解体, 图8为套管解体后的内部受潮芯子。



图8 受潮套管芯子

Fig. 8 Damp casing core

随后的分析报告中指出, 造成介损值增大的原因是由于电容芯子在制造过程中干燥不充分, 只干燥了电容芯子表面, 内层没有干燥彻底且残留有水分。由于常规介损试验对局部受潮反应不灵敏, 所以出厂试验及交接试验均合格。但是在经过长时间的运行后, 随着温度的增加, 水分逐渐从内部向外部扩散并造成电容芯子的整体受潮部分增加, 从而造成介损值增大。

另外, 同批次同型号的其他地区变电站220 kV主变压器套管在进行预防性试验时也存在介损明显增大情况。结合此次套管故障案例, 怀疑厂家

在制造工艺上存在家族性缺陷，运维人员需要对该厂家套管进行重点排查，以防止出现电力事故。

4 结论与措施

针对该起220 kV主变压器套管缺陷案例，本文详细介绍了FDS的工作原理以及实际应用，并结合其他试验对套管故障原因进行诊断。基于以上试验及分析，可得出以下结论：

1) 传统的工频介损试验对套管绝缘状态评估具有准确性，但对故障原因不能进行诊断。相比之下，FDS对套管内部受潮判断更具有指导作用。

2) FDS具有较强的抗干扰性，所需试验电压更低，携带的信息量也更加丰富，对高压套管内部绝缘现场诊断具有重要意义。

3) 通过对故障套管进行FDS测试，可发现套管厂家是否存在家族性缺陷，为同型号套管故障排查奠定了基础。

5 结束语

套管介损值一定程度上反映了其健康状态，当出现介损值陡增时，很可能其内部出现受潮情况。根据《南方电网设备运行方案》和专项反措要求，套管介损值较上次试验增大30%时，现场需增做FDS试验，以排查套管内部是否受潮。另外，现有的FDS含水量测量是通过厂家内部的数据库得出的，现阶段并没有定量测量套管水分的方法，软件的分析结果也不能保证一定准确。所以在现场工作过程中要充分排除各项因素干扰，

综合各项试验数据进行分析，最终对设备健康状态及故障原因进行正确诊断。

参考文献

- [1] 陈伟平. 浅谈110 kV变压器套管常见故障[J]. 科技视界, 2013(26): 104.
- [2] 徐肖伟, 孙兆臣, 刘光祺. 基于频域介电谱法的套管受潮状态现场评估[J]. 云南电力技术, 2019, 47(3): 30-33.
- [3] 杜振波, 刘诣, 张连星, 等. 应用频域介电谱法的高压套管状态评估[J]. 电工电气, 2013(1): 38-41.
- [4] 杨双锁, 张冠军, 董明, 等. 基于频域介电谱试验的750 kV变压器绝缘状况评估[J]. 高压电器, 2010, 46(4): 16-20.
- [5] 张大宁, 白帆, 牛朝滨, 等. 不同受潮类型下油纸绝缘套管的频域介电谱特性[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(16): 4942-4950, 4998.
- [6] 张致, 董明, 彭华东, 等. 频域介电谱用于高压电流互感器绝缘诊断[J]. 高电压技术, 2012, 38(11): 2949-2955.
- [7] 潘志城, 周海滨, 张晋寅, 等. 500 kV油浸纸绝缘套管频域介电谱现场测试及分析研究[J]. 变压器, 2020, 57(1): 63-67.

作者简介

黄涛（1994—），男，硕士研究生，工程师，主要从事高压试验工作。

（收稿日期：2021-05-05）