

DOI:10.12158/j.2096-3203.2021.06.018

高压 XLPE 电力电缆绝缘老化状态评价研究进展

刘敬华¹, 欧阳本红², 夏荣², 费雯丽²

(1. 国家电网有限公司, 北京 100031;

2. 中国电力科学研究院有限公司, 湖北 武汉 430072)

摘要: 高压交联聚乙烯(XLPE)电力电缆的绝缘老化状态关系到供电可靠性,故电缆绝缘老化状态检测及评价方法的研究意义重大。对于高压电缆的绝缘老化状态检测及评价,国内外已有相关研究成果,文中总结了目前常用的高压电缆绝缘状态离线、在线检测及评价方法。离线检测手段准确性高,但不适于对在役电缆进行大面积取样检测;在线监测的环境干扰因素太多,存在的干扰会对监测结果产生影响,有一定检测局限性,且缺乏大量的实验数据支撑;而对于电缆绝缘老化状态评价方法,尚未有广泛认可的评价标准和体系。文中在总结概述现有方法的基础上,提出了目前电缆老化绝缘状态综合评价方法存在的难点及未来电缆绝缘老化评价研究可提升的方向。

关键词: 高压电缆;交联聚乙烯;绝缘老化;在线监测;离线检测;状态评价

中图分类号:TM855

文献标志码:A

文章编号:2096-3203(2021)06-0141-09

0 引言

高压交联聚乙烯(cross linked polyethylene, XLPE)电力电缆的运行可靠性直接影响电力系统的安全、稳定运行。然而,电缆在带电运行过程中,受到电、热、化学及机械等老化因素的影响,电缆绝缘状态会随时间发生老化,甚至会导致击穿事故的发生^[1-3]。一旦发生绝缘击穿事故,就需要对电缆断电维修,这会给广大用户的正常生产、生活带来不便,甚至会造成严重的经济损失^[4-6]。

为提高XLPE电力电缆运行可靠性,一方面可对XLPE绝缘电缆材料开展改性研究^[7-8],另一方面应对已经投入运行的电缆开展状态检测。从高压电力电缆的检修来看,目前还没有十分有效的预防性试验手段,一旦出现电力电缆的绝缘击穿事故,排查敷设在地下、较长距离的电力电缆缺陷及故障需要投入大量的人员、物力和财力,造成的停电事故还会影响居民的正常生活和企业的生产^[9]。因此,研究科学有效的检测手段,提出服役电缆绝缘状态评估方法,为电缆运行及检修计划提供合理的依据,对于提高电力系统的可靠性有着重要的意义^[10]。

高压交联电缆的绝缘状态监测与老化评估需要运用科学的检测方法和准确的评估模型^[11]。目前国内外研究发展较为成熟的还是各种离线检测手段。为了降低停电检修的时间,在线检测技术近

年也取得了一定发展。电力电缆绝缘老化状态评估方面的研究国内起步较晚,至今还在不断发展中,对于电力电缆的老化程度和寿命评估问题也未有统一的评定标准。文中将概述目前常用的电缆绝缘老化状态检测及评价方法。

1 电缆绝缘老化离线检测方法

1.1 电气性能指标

中压XLPE电缆绝缘检测技术发展相对成熟,但由于中压电缆和高压电缆的制作工艺、电缆结构和工作环境不一致,中压电缆绝缘性能的诊断方法并不能完全推论到高压电缆。例如在中压电缆中,常见的老化原因之一就是水树老化^[12],而对于高压电缆,水树影响绝缘老化问题并不突出^[13]。因此,与水树老化状况有很强相关性的介质损耗法等方法就不适用于高压电缆的检测。目前,高压电力电缆常用的绝缘老化状态离线检测方法有:绝缘电阻测量法、局部放电法和击穿试验法。

1.1.1 绝缘电阻测量法

绝缘电阻是反映绝缘介质阻止电流流通能力的参数,是用来判断绝缘性能是否合格、反映绝缘介质性能变化的典型依据,进行绝缘电阻测量是研究电缆绝缘特性以及在不同运行条件下使用性能等方面的重要手段。当电缆绝缘发生老化时,电缆的绝缘电阻会逐渐下降,绝缘电阻值只有高于一定值,才能保证电缆正常工作^[14]。

由于电力电缆的型号、敷设环境(是否潮湿、是否与土壤接触等)、运行条件(满载、重载、轻载等)等因素不同,电缆绝缘电阻的测量值也会呈现出差

收稿日期:2021-06-15;修回日期:2021-08-23

基金项目:国家电网有限公司科技项目“城市电网高压电缆线路感知融合与边缘赋能关键技术研究及应用”

异。目前绝缘电阻还没有统一的判定标准,且绝缘电阻测量时受环境温度和绝缘层温度影响较大^[15]。因此,绝缘电阻的测量只能作为电缆绝缘老化状态判断的一个粗略参考依据。

1.1.2 局部放电法

在电场作用下,电力电缆绝缘材料发生的非贯穿性放电现象即为局部放电^[16]。电缆在生产过程中引入的缺陷是局部放电产生原因之一,在发生局放现象后,会加速绝缘中电树的产生及生长,绝缘材料进一步劣化,使绝缘材料上的放电区域和局部放电量不断增大,并最终导致绝缘击穿事故发生^[17]。局部放电作为电缆线路绝缘故障早期的主要表现形式,既是引起绝缘劣化的主要原因,又是表征绝缘状态的主要特征参数。文献[18]对110 kV XLPE 电力电缆进行加速老化试验,取不同老化时段的电缆试样(每根试样长度为13 m)进行局部放电试验,将局部放电量作为建立 XLPE 电缆绝缘品质评价模型的评价指标之一。

局放现象是最危险的电缆缺陷形式之一,对电力电缆绝缘材料局部放电量进行测量,可用来评判绝缘缺陷的发展情况^[19-20]。但局部放电更适合检测电缆绝缘的局部缺陷,不适宜单独用来判断电缆绝缘的整体老化情况^[21]。局部放电检测实现的最大困难在于局部放电信号的提取,对放电模式的识别研究仍有待加强^[22]。

1.1.3 击穿试验法

在进行电缆的绝缘结构设计时,击穿场强为绝缘材料最重要的表征参数之一,电缆在使用一段时间后,由于外界环境以及电缆内部缺陷的影响,会发生绝缘老化,使得电缆的击穿场强降低。具体来说,XLPE 绝缘层在电场、热场的作用下会在微孔和纳孔的基础上逐渐发生老化,这些微孔、纳孔数量及大小都随着时间的推移逐渐增大,从而进一步造成自由体积的增大。自由体积的增大会使高电场下的电子在自由体积中获得更高的能量,更容易打断聚乙烯分子链,从而使得击穿场强下降。因此,在服役过程中,随着 XLPE 绝缘的老化,缺陷数量和尺寸都在逐渐增加,击穿场强会随之下降,因此击穿场强可用作电缆绝缘材料的老化评定参数^[23]。

对电缆的切片进行交流击穿电压试验或直流击穿试验,可以测量老化对电缆交流击穿场强或直流击穿场强的影响^[24-25]。因为击穿电压的测试结果具有一定的离散性,所以要对各击穿电压测试结果作概率统计分析。到目前为止,由于缺乏有效应用于工程实践的高压电缆绝缘老化状态检测方法,

故击穿试验法仍是目前用来判断电缆绝缘状态的最直接方法,但其实质为破坏性试验。

1.2 非电气性能指标

在上述常见的电气性能检测方法之外,国内外研究学者也开发了一些电缆绝缘老化诊断的非电气性能指标检测方法。

1.2.1 机械性能测试法

拉伸实验是材料机械性能测试中常用方法之一,XLPE 绝缘材料的拉伸性能与其分子的极性、分子量、交联与结晶情况以及绝缘材料的缺陷发展等有关^[26-27]。XLPE 在热氧老化阶段中,热裂解、热氧化裂解反应会造成绝缘材料内高分子链断裂和绝缘材料整体交联网络的损坏,而氧化反应会造成绝缘材料局部小分子的再交联,因而热老化使得 XLPE 的拉伸强度和断裂伸长率都会降低。且 XLPE 电缆绝缘内的微孔、杂质、半导体屏蔽层突起等位置引发的大量水树枝也会成为应力集中处,从而导致电缆绝缘的拉升强度和断裂伸长率降低。拉伸实验能够测定材料的拉伸强度、断裂伸长率等重要的力学指标。图1是电缆绝缘材料拉伸实验结果与电缆热老化时间的关系,可以看出,拉伸强度、断裂伸长率均随着电缆热老化时间的增加而降低^[28]。

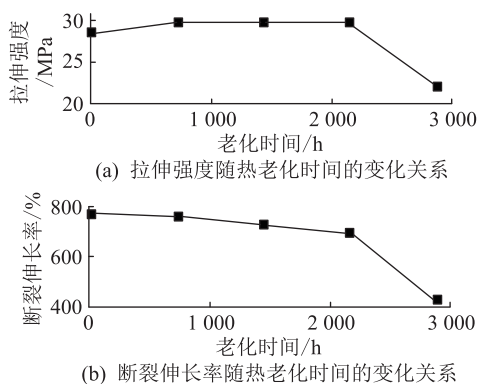


图1 拉伸实验结果与电缆热老化时间的关系
Fig.1 The relationship between tensile test results and cable thermal aging time

1.2.2 热分析方法

在电缆绝缘老化评估中应用较多的热分析方法有差示扫描量热法(differential scanning calorimetry, DSC)和热重分析法(thermo gravimetric analysis, TGA)^[29]。

(1) DSC 可以用来测量电缆绝缘材料的熔融温度、氧化诱导期和热历史温度等参数,这些参数在评价 XLPE 电缆绝缘状态时具有重要作用。

熔融温度与 XLPE 的片晶厚度相关。电缆在服役过程中,随着绝缘的老化,XLPE 片晶厚度发生了

微弱变化,聚集态结构的演变过程不仅表现为晶区和无定形区体积分数的变化,还包括片晶结构的微弱改变^[30]。研究表明,随着服役年限的延长和电缆绝缘材料的老化,XLPE 的熔融温度有所降低^[31]。

氧化诱导期(oxidation induction time, OIT)是材料耐氧化分解的一种量度,采用 DSC 测量材料的 OIT 已经成为评价电缆绝缘材料热稳定性的重要方法^[32]。材料的 OIT 定义为:在一定的测试温度下,将测试样品置于氮气的保护气氛下,从氮气气氛切换为 3.5 MPa 的氧气开始计时,得到样品开始发生自动催化氧化反应所需的时间。通过测量老化前后 XLPE 电缆绝缘试样的氧化诱导期指标可评定材料的热稳定性及老化情况。

电缆绝缘的老化状态与电缆热历史温度有关。大多数电缆试样均存在热历史过程,DSC 测量曲线上表征的热历史是记录电缆在生产或运行过程中受到的热冲击^[33]。目前研究表明,产生热历史的原因有:电缆出厂前的去气过程,一般为 80 ℃ 左右;在电缆实际运行中经受了某一温度的热过程。因此,DSC 曲线的热历史可以间接反映电缆的运行温度,对评价电缆绝缘状态有重要作用。

(2) XLPE 电缆绝缘材料的热老化过程,是热对材料分子的作用导致化学键的断裂,随之发生化学组分的变化,从而使性能劣化以至失效的过程。由于绝缘材料在电缆运行过程中会发热,长期受热就会发生分解、氧化等现象而引起重量变化,因此通过对 XLPE 进行热重分析就可以得到其热性能的相关参数^[34]。通过 TGA 可以得到绝缘材料的热裂解活化能、热分解温度等信息,通过分析这些数据变化规律可以反映出电缆绝缘的老化状态。

1.2.3 红外光谱法

红外光谱法是研究高聚物结构及其物理化学性质的常用方法。

文献[32]通过对不同热老化时长的绝缘试样的红外光谱图对比发现,热老化后 XLPE 的红外光谱在 1 720 cm^{-1} 处存在明显的吸收峰,波数为 1 720 cm^{-1} 的吸收峰属于羰基的吸收振动峰,也就是说 XLPE 绝缘在高温和氧气的联合作用下碳氢键被氧化成碳氧双键,生成了羰基化合物。研究表明,热老化对 XLPE 材料红外光谱的测试结果影响较大,采用红外光谱法测量羰基指数可以对 XLPE 电缆的热氧化程度进行一个定性的分析。

同样地,文献[32]通过对不同电老化时长绝缘试样的红外光谱图对比发现,经过不同时长电老化试样的红外光谱并未出现新基团。说明在单独电

老化过程中 XLPE 材料的结构无明显变化,红外光谱法不能作为对 XLPE 试样电老化性能进行判定的有效依据。

由于 XLPE 绝缘材料的羰基键受热氧老化的影响会产生明显变化,因此可采用羰基指数来表征电缆绝缘的老化程度^[35]。随着电缆老化程度的加深,电缆的羰基指数是呈增长趋势。

电缆绝缘老化的本质是材料在电、热、化学腐蚀和机械力的共同作用下,物理及微观化学结构均产生了不可逆的改变。因此,除了电缆的电气性能会下降外,XLPE 的机械性能、热学性能及官能团等也会发生改变^[36-37],故而这些非电气性能指标的检测均能在一定程度上反映出电缆绝缘的老化特征,可以作为辅助判断电缆绝缘老化程度的指标之一。但这些检测指标还未得到大量工程实践的试验数据支撑,尤其对实际服役电缆的检测数据还远远不够。目前大多数检测都是在实验室老化条件下进行的,由于电缆在实际工作条件下的老化不是单一原因造成的,因此很难从各单一指标直接建立电缆绝缘老化的准确评价模型。

无论是电气性能指标还是非电气性能指标,这些离线检测方法一直以来都在电缆绝缘老化检测中发挥着重要的作用,但其停电检测和取样检测的需求影响了电缆供电的可靠性。由于停电时间的限制,测定周期通常为 1~2 a,对绝缘老化速度快的电缆,仍不能保证安全供电。

2 电缆绝缘老化在线监测方法

随着社会的发展,人们对电能质量和电网稳定性提出了更高的要求,这就导致电缆绝缘在线监测技术的发展需求也愈发迫切^[38]。由于直流成分法、低频法和在线介质损耗法等均适用于诊断水树老化明显的中压电缆,并不适用于高压电缆,因此目前用于高压电缆的在线监测方法主要有:局部放电在线监测法、护层电流监测法和温度监测法。

2.1 局部放电在线监测法

局部放电现象除了可以进行离线检测,也可以进行在线监测^[39]。由于目前还缺乏更加有效的高压电缆在线监测方法,IEC、IEEE 和 CIGRE 等研究机构及众多学者均认为局部放电监测是 XLPE 电缆绝缘状态评价的最有效监测方法^[40]。

局部放电过程中产生的信号有各类电信号和非电信号,其中:电信号包括电磁波和脉冲电流;非电信号包括声、光、热等^[41]。用以测量电磁波信号的局部放电测量技术有超高频传感器法(ultra high

frequency, UHF), 该方法抗干扰性能强, 但是信号衰减快; 用以测量脉冲电流信号的局部放电测量技术有高频电流传感器法 (high frequency current transducer, HFCT)、电容器耦合传感器法 (capacitor coupling, CC) 和金属耦合传感器法 (metal coupling, MFC), 这类方法应用广、灵敏度高、可以测试出局部放电的电荷量, 但受电磁干扰大; 用以测量声波信号的测量技术有声发射传感器法 (acoustic emission, AE), 该方法不受电气信号干扰, 但是信号衰减快, 且灵敏度低^[22]。局部放电在线监测方法针对的是服役中的整根电缆, 不同局部放电在线监测方法中各局部放电传感器接入电缆示意如图 2 所示。

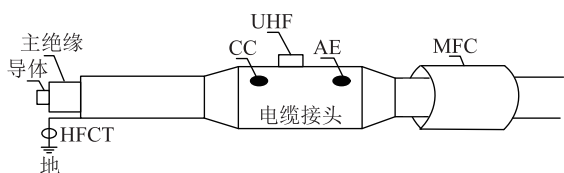


图 2 各种局部放电传感器接入电缆示意
Fig.2 Schematic diagram of each type of sensors for PD tests in cable

局部放电在线监测方法研究前景良好^[42-43]。然而现场运行电缆绝缘中的局部放电信号弱、电磁干扰较强, 且受到传感器灵敏度和信号衰减等因素的影响, 故局部放电信号存在难以提取和识别的问题。未来需要进一步解决局部放电监测的三大难点: 抗干扰、局部放电点的定位及放电模式识别问题。

2.2 护层电流监测法

电缆绝缘发生事故前, 经常伴随着护层电流增大现象, 因此通过高压电缆护层电流在线监测, 可在一定程度上反映出电缆的绝缘状态^[44]。此外, 若护层电流大幅度增加, 也会造成电缆温度升高, 会增加护层上的附加损耗, 降低电缆载流量, 甚至可能造成热击穿。

目前护层电流在线监测技术还存在以下难点: 一是对于交叉互联的电缆, 在线监测时从接地线电流中区分出泄漏电流和护层环流是研究的关键和难点^[45]; 二是电缆多回路敷设时, 护层电流的提取及故障类型识别需要进一步考虑^[46]; 三是当发生雷击、大负荷干扰或是故障而使得保护器击穿时, 可能会形成很高的护层环流, 这样会形成干扰导致检测灵敏度降低, 因此增加了监测难度。在交叉互联、多回路敷设及有干扰时, 护层电缆的提取、计算及与故障类型的对应关系都是需要进一步研究的。

2.3 温度监测法

高压交联电缆正常运行时, 导体温度不应超过

90 °C, 对电缆温度进行监测可以反映出电缆的部分故障或缺陷信息。此外, 通过对电缆运行温度的监测可以得出电缆实际运行的载流量, 以保证电缆在载流量范围内安全运行。

但温度监测同样存在局限性: 传统的测温方法 (热电偶) 只监测电缆重要部位的温度, 仅反映电缆运行时局部的温度情况, 无法反映整体情况; 而分布式光纤测温^[47]需要提前将测温光纤布置于电力电缆的外部护层与主绝缘层之间, 不适用于已经投运而未布置测温光纤的电缆, 且该技术在电缆不同敷设环境和运行条件下 (如湿度、温度) 受到的影响较大。

综上所述, 由于在线监测时, 现场环境存在的噪声和干扰会对监测结果产生影响, 因此现阶段主要是在限定的条件下进行电缆绝缘的在线监测诊断, 存在一定监测局限性。此外, 这些在线监测指标均不能直接反映电缆的绝缘老化状态。

3 电缆绝缘老化状态评价研究现状

电缆绝缘老化的诊断是对电缆绝缘多个性能指标的综合判断, 目前, 其评价方法主要有: 线性加权综合评价方法、模糊综合评价方法和数据库管理分析法。

3.1 线性加权综合评价方法

线性加权综合评价方法是一种整合评价结果的方法, 是综合多个监测指标评价结果的一种常用手段, 也是目前高压电缆绝缘老化状态评价中最常用的手段^[32]。线性加权法主要是根据专家经验, 为电缆运行风险的各个影响因素/评价指标赋予一定的权重, 引进普通加法、乘法而形成的一种方法^[48]。

线性加权法运算过程简单, 但对专家经验依赖性大, 其加权权重往往依赖于专家打分或者研究者的经验^[18], 不具备客观性; 此外, 该方法不能反映出某些指标的突出影响, 例如当局部放电量大于一定值时, 该电缆需要立即采取措施, 而不应再加权其他指标进行综合判断。

因此, 采用线性加权综合评价方法对电缆绝缘老化状态进行评估时, 一方面, 在依赖专家对部分运行条件打分以外, 要选取部分可直接测量的绝缘老化性能指标; 另一方面要重点考虑到对评价结果有绝对影响的参数。

3.2 模糊综合评价方法

模糊诊断法是一种多参数诊断方法, 已经被广泛地应用于电力设备的故障诊断和状态评估, 尤其是在变压器故障诊断中应用较多, 随着人工智能技

术的发展,各种人工智能方法(例如人工神经网络、模糊专家系统和模糊逻辑等)也被用来解决故障诊断中的不确定性^[49]。

由于造成高压交联电缆绝缘老化的原因众多、老化机理复杂,目前的研究结论还无法直接得到设备的寿命模型,导致其绝缘状态评价具有模糊性。因此,模糊诊断的方法也可以用来对电缆老化状态进行评估,相比于之前的评估方法更有优势。基于此,部分专家采用模糊数学原理,对电力电缆绝缘老化状态进行评判和分析^[50-53]。

模糊综合评价方法建立在现有研究和实际经验的基础上,通过多个绝缘状态检测指标来综合评价电缆的健康状况,具有一定的可操作性。模糊综合评价方法建立的关键环节即老化特征量的选择,下一步可通过对不同服役年限/不同老化程度的电缆进行全面系统的性能参数测试,研究各性能参数和电缆绝缘老化状态的相关性,选取和老化状态紧密联系的参量来作为电缆绝缘老化特征参量。

3.3 数据库管理分析法

数据库管理系统是一个集信息管理、信息检索、专家系统、分析评价、数据仓库等为一体的应用软件系统^[54]。该系统由各类数据库、模式评估模块、知识输出模块组成,这些模块构成了数据库系统的体系结构,有学者提出采用数据库管理系统对电缆绝缘老化进行分析,借鉴国外技术管理的经验,国内有学者开发了 XLPE 电缆绝缘老化测试数据库管理系统^[55],其系统结构组成如图 3 所示。

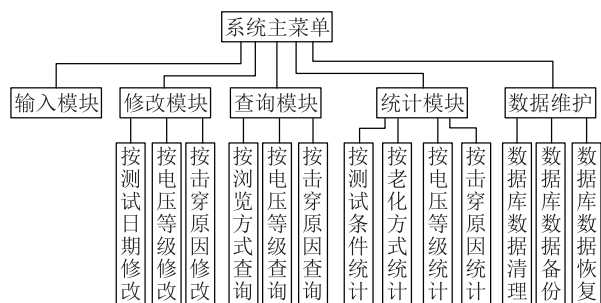


图 3 XLPE 电缆绝缘老化测试数据库管理系统的结构组成

Fig.3 XLPE cable insulation aging test database management system

开发基于历史运行数据和实验检测数据的电缆绝缘老化数据库管理系统,为分析 XLPE 电缆绝缘老化状态积累了丰富的资料,但是要在大量数据统计的基础上才能建立电缆绝缘的健康状况与各指标的关系。

国内对 XLPE 电力电缆绝缘老化状态的评价研究还在起步阶段,目前还没有大量的统计样本数据

库。当电缆历史记录较少时,该系统的主要功能以查询为主,只有通过该数据库掌握了不同运行年限电缆大量的绝缘状态检测数据后,该数据库的统计结果才具有建立绝缘老化状态评价模型的意义。

4 高压电缆绝缘老化状态评价研究展望

总结前文所述的高压 XLPE 电缆绝缘性能检测方法,如表 1 所示。从表 1 可以看出,电缆绝缘性能离线检测手段准确性高,可反映电缆的部分老化特征,但对于在役电缆,不适宜进行大面积取样检测;而在线监测的现场干扰因素太多,存在的干扰会对监测结果产生影响,且目前的在线监测方法主要用于发现电缆绝缘的局部缺陷或故障信息,不宜判断电缆绝缘的整体老化情况。

表 1 高压电缆绝缘性能检测方法

Table 1 Insulation testing methods of high-voltage cable

项目	方法	适用范围
电气信号 离线检测	绝缘电阻测量	可反映电缆的整体老化情况
	局部放电测量	可用于发现电缆绝缘局部缺陷
	击穿场强测量	可反映介电性能老化程度
非电气信号 离线检测	拉伸试验	可反映力学性能老化程度
	DSC	可反映热氧老化程度
	TGA	可反映热裂解程度
	FTIR	可反映热氧老化程度
在线监测	局部放电	可用于发现电缆绝缘局部缺陷
	护层电流	可用于电缆外绝缘故障监测
	温度	可反映电缆局部温度变化信息

基于这些性能检测指标建立电缆绝缘老化状态评价模型也存在以下难点:首先,影响电缆绝缘老化的因素多、机理复杂,难以基于物理或化学过程推导得到精确评价模型;其次,利用大数据技术进行电缆老化分析时,缺乏足够的数据量为大数据分析提供支撑。综合以上分析,文中认为电缆绝缘老化状态的评价研究可以从以下方面提升:

(1) 建立基于历史运行数据和在线监测指标的电缆绝缘老化状态初评模型。基于高压电缆运行年限、历史负荷、敷设方式、敷设环境(温度、湿度、化学腐蚀)、历史故障、家族缺陷以及在线监测指标等信息,采用线性加权综合评价方法建立电缆绝缘老化状态在线初评模型。该模型可基于电缆的在线运行信息对电缆老化状态进行初步分级,对老化程度较高的电缆制定取样方案,可避免对全部电缆进行取样检测^[56]。

(2) 建立基于离线实验数据分析的电缆绝缘老化状态精评模型。基于绝缘电阻、击穿场强、机械性能、热分析和红外光谱等实验方法测试电缆绝缘

老化的电气性能和理化性能指标,采用模糊综合评价方法建立电缆绝缘老化状态精评模型。对初评结果中老化程度较高的电缆,可进一步开展电气性能和理化性能试验,采用该精评模型对电缆老化状态作出更加准确的评价,作出相应的退役或检修决策,保障电缆网安全稳定运行。

(3) 建立电缆绝缘老化状态的数据库管理系统。在“在线初评”和“离线精评”模型的基础上,建立电缆绝缘老化状态的数据库管理系统。一方面,该系统可以管理电缆的历史运行、在线监测和实验测试数据,记录电缆绝缘老化评价结论;另一方面,通过逐步积累电缆老化分析的数据,在数据量形成一定规模后,可用大数据统计的结果修正电缆绝缘老化初评模型和精评模型中的评价指标和权重的设计,提高评价模型的准确性。

5 结语

随着对高压交联电缆绝缘材料研究的不断深入,电缆绝缘老化状态的离线检测方法也越来越丰富完善。在建立老化评价精评模型时,可通过数据分析方法研究各检测指标与电缆绝缘老化的相关性,从多个检测指标中选取部分最具代表性的老化特征参量,提高绝缘老化评价模型的准确性。

在线监测方法的发展有利于在不停电情况下,对电缆绝缘老化状态作出初步评价,提高了电缆供电可靠性。但目前在线监测技术的发展还十分有限,研究可直接表征电缆绝缘老化状态的在线监测方法是十分必要的。

大数据技术的发展为电缆绝缘老化状态评价提供了新方法,但目前还缺乏足够的支撑。在建立电缆绝缘老化状态的数据库管理系统的基础上,要收集电缆运行数据,在数据库建立完成之后,可为电缆绝缘老化分析及寿命评估以及电缆全寿命周期管理提供有益的决策支持。

参考文献:

- [1] 马丽婵,郑晓泉,谢安生. 交联聚乙烯电缆中电树枝的研究现状[J]. 绝缘材料,2007,40(5):49-52.
MA Lichan,ZHENG Xiaoquan,XIE Ansheng. Status quo of research into electrical tree in XLPE cable insulation[J]. Insulating Materials,2007,40(5):49-52.
- [2] 闫群民,李欢,翟双,等. 不同温度热老化对高压配网交联聚乙烯电缆绝缘表面陷阱参数的影响[J]. 中国电机工程学报,2020,40(2):692-701.
YAN Qunmin,LI Huan,ZHAI Shuang,et al. Effect of thermal aging at different temperatures on the surface trap parameters of HV-XLPE distribution cable insulation[J]. Proceedings of the CSEE,2020,40(2):692-701.
- [3] 刘刚,张高言,周凡. 基于等温松弛法的 110 kV 高压电缆老化状况评估[J]. 高电压技术,2014,40(2):497-504.
LIU Gang,ZHANG Gaoyan,ZHOU Fan. Aging state assessment of 110 kV high-voltage cable by isothermal relaxation method [J]. High Voltage Engineering,2014,40(2):497-504.
- [4] 孙红梅. 交联聚乙烯电力电缆绝缘故障在线监测系统的研究与开发[D]. 长沙:湖南大学,2004.
SUN Hongmei. Research and development on on-line monitoring system for XLPE power cable insulation fault [D]. Changsha: Hunan University,2004.
- [5] 官志民. 电力电缆绝缘击穿问题原因分析及探讨[J]. 科技资讯,2019,17(33):55,57.
GUAN Zhimin. Analysis and discussion on causes of insulation breakdown of power cables[J]. Science & Technology Information,2019,17(33):55,57.
- [6] 田巍. 35 kV 电缆突发绝缘击穿事故分析及防范措施[J]. 电世界,2021,62(1):29-30.
TIAN Wei. Analysis of sudden insulation breakdown of 35 kV cable and preventive measures [J]. Electrical World,2021,62(1):29-30.
- [7] 李维康,张翀,闫轰达,等. 高压直流电缆用交联聚乙烯绝缘材料交联特性及机理[J]. 高电压技术,2017,43(11):3599-3606.
LI Weikang,ZHANG Chong,YAN Hongda,et al. Crosslinking characteristic and mechanism of cross-linked polyethylene insulating materials used for high voltage direct current cables[J]. High Voltage Engineering,2017,43(11):3599-3606.
- [8] 陈新,李文鹏,李震宇,等. 高压直流 XLPE 绝缘材料及电缆关键技术展望[J]. 高电压技术,2020,46(5):1571-1579.
CHEN Xin,LI Wenpeng,LI Zhenyu,et al. Prospect on key technology of the XLPE insulation materials and HVDC cables [J]. High Voltage Engineering,2020,46(5):1571-1579.
- [9] 王立. 运行交联聚乙烯电缆绝缘状态及接地系统的监测与评价[D]. 天津:天津大学,2013.
WANG Li. Monitoring and evaluation on insulation condition and grounding system of operating XLPE cable [D]. Tianjin: Tianjin University,2013.
- [10] 严有祥,陈日坤,杨毓庆,等. 高压电缆线路运行综合监控技术研究[C]//第十九届输配电研讨会论文集. 舟山,2011:162-175.
YAN Youxiang,CHEN Rikun,YANG Yuqing,et al. Research on comprehensive monitoring technology of high voltage cable line operation [C]//The 19th Transmission and Distribution Symposium. Zhoushan,2011:162-175.
- [11] 黄山山,祝唯,王亚东,等. 基于负载率和健康状态的高压 XLPE 电缆可靠性评估模型[J]. 电测与仪表,2017,54(24):42-49.
HUANG Shanshan,ZHU Wei,WANG Yadong,et al. Development of high voltage XLPE cable reliability assessment model based on load rate and health status [J]. Electrical Measurement & Instrumentation,2017,54(24):42-49.
- [12] 马楠,李晋贤,周海,等. 基于超低频介损的 XLPE 电缆绝缘

- 受潮检测判据研究[J]. 电力工程技术, 2020, 39(5): 10-15.
MA Nan, LI Jinxian, ZHOU Hai, et al. Detection criterion of XLPE cable insulation based on very low frequency dielectric loss[J]. Electric Power Engineering Technology, 2020, 39(5): 10-15.
- [13] 吴倩, 刘毅刚. 高压交联聚乙烯电缆绝缘老化及其诊断技术述评[J]. 广东电力, 2003, 16(4): 1-6.
WU Qian, LIU Yigang. Comments on HV XLPE cable insulation ageing and its diagnostic techniques[J]. Guangdong Electric Power, 2003, 16(4): 1-6.
- [14] 尚国庆, 陈机林, 侯远龙, 等. 一种高精度电缆绝缘电阻测量电路[J]. 自动化技术与应用, 2020, 39(5): 120-123, 143.
SHANG Guoqing, CHEN Jilin, HOU Yuanlong, et al. A high precision measuring circuit for cable insulation resistance[J]. Techniques of Automation and Applications, 2020, 39(5): 120-123, 143.
- [15] 于凡, 周垚, 李维康, 等. 纳米粒子对交联聚乙烯直流电缆中绝缘电阻率温度系数的影响[J]. 绝缘材料, 2019, 52(10): 87-93.
YU Fan, ZHOU Yao, LI Weikang, et al. Effect of nanoparticles on temperature coefficient of resistivity in DC XLPE insulation cable[J]. Insulating Materials, 2019, 52(10): 87-93.
- [16] BAMJI S S, BULINSKI A T, DENSLEY R J, et al. Degradation mechanism at XLPE/semicon interface subjected to high electrical stress[J]. IEEE Transactions on Electrical Insulation, 1991, 26(2): 278-284.
- [17] MONTANARI G C. On line partial discharge diagnosis of power cables[C]//2009 IEEE Electrical Insulation Conference. Montreal, QC, Canada. IEEE, 2009: 210-215.
- [18] 黄肖为. 110 kV 交联聚乙烯电缆绝缘品质评价的研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2016.
HUANG Xiaowei. Study on the insulation quality evaluation of 110 kV cross-linked polyethylene cable[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2016.
- [19] 冯进. 高压电缆局部放电检测技术的研究[D]. 大连: 大连理工大学, 2010.
FENG Jin. Research on partial discharge of high voltage power cable[D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2010.
- [20] 罗容波, 詹清华, 王岩. 局放测试技术在高压电缆交流耐压试验中的应用[J]. 绝缘材料, 2013, 46(3): 76-79.
LUO Rongbo, ZHAN Qinghua, WANG Yan. Application of partial discharge detection technique in AC voltage withstand test of HV cable[J]. Insulating Materials, 2013, 46(3): 76-79.
- [21] 周文俊, 杨洋, 卫李静, 等. 交叉互联电缆泄漏电流的分离及相间介损相对变化监测应用[J]. 高电压技术, 2016, 42(2): 468-477.
ZHOU Wenjun, YANG Yang, WEI Lijing, et al. Separation method of leakage current in cross-bonded cables and its application in on-line monitoring relative change of dielectric loss between phases[J]. High Voltage Engineering, 2016, 42(2): 468-477.
- [22] 聂永杰, 赵现平, 李盛涛. XLPE 电缆状态监测与绝缘诊断研究进展[J]. 高电压技术, 2020, 46(4): 1361-1371.
NIE Yongjie, ZHAO Xianping, LI Shengtao. Research progress in condition monitoring and insulation diagnosis of XLPE cable[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(4): 1361-1371.
- [23] 郁利超. 160 kV 直流电缆绝缘材料老化特性及击穿特性研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2017.
YU Lichao. Research on aging and breakdown characteristics of 160 kV HVDC cable insulation material[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2017.
- [24] 张云波. 高压电缆绝缘诊断方法的研究[D]. 沈阳: 沈阳农业大学, 2017.
ZHANG Yunbo. Study on the insulation diagnosis of high voltage cable[D]. Shenyang: Shenyang Agricultural University, 2017.
- [25] 钟志毅, 欧景茹, 郭铁军. 交联聚乙烯绝缘电力电缆交流耐压试验研究[J]. 电网技术, 2007, 31(S1): 108-111.
ZHONG Zhiyi, OU Jingru, GUO Tiejun. Study on XLPE insulated cable AC voltage withstand test[J]. Power System Technology, 2007, 31(S1): 108-111.
- [26] MECHERI Y, BOUKEZZI L, BOUBAKEUR A, et al. Dielectric and mechanical behavior of cross-linked polyethylene under thermal aging[C]//2000 Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena. Victoria, BC, Canada. IEEE, 2000: 560-563.
- [27] CRINE J P, LANTEIGNE J. Influence of some chemical and mechanical effects on XLPE degradation[J]. IEEE Transactions on Electrical Insulation, 1984, EI-19(3): 220-222.
- [28] 李欢, 李建英, 马永翔, 等. 不同温度热老化条件下交联聚乙烯电缆绝缘热性能和力学性能的劣化趋势研究[J]. 绝缘材料, 2018, 51(1): 57-63.
LI Huan, LI Jianying, MA Yongxiang, et al. Degradation trend of thermal and mechanical properties of XLPE cable insulation thermal ageing at different temperatures[J]. Insulating Materials, 2018, 51(1): 57-63.
- [29] 李欢. 热老化条件下 XLPE 电缆绝缘缺陷结构和性能的相关研究[D]. 西安: 西安交通大学, 2016.
LI Huan. Correlation study on the structure and performance of XLPE cable insulation defects under thermal aging conditions[D]. Xi'an: Xi'an Jiaotong University, 2016.
- [30] 徐俊, 王晓东, 欧阳本红, 等. 热老化对交联聚乙烯电缆绝缘理化结构的影响[J]. 绝缘材料, 2013, 46(2): 33-37.
XU Jun, WANG Xiaodong, OUYANG Benhong, et al. Effect of thermal aging on the physicochemical structure of XLPE cable insulation[J]. Insulating Materials, 2013, 46(2): 33-37.
- [31] 邓显波, 费雯丽, 欧阳本红. 基于模糊聚类法的 XLPE 高压电缆绝缘老化状态评估[J]. 电工技术, 2021(1): 111-113.
DENG Xianbo, FEI Wenli, OUYANG Benhong. Aging state assessment of high-voltage XLPE insulation cable based on fuzzy clustering method[J]. Electric Engineering, 2021(1): 111-113.
- [32] 薛程. XLPE 高压电缆绝缘老化状态评估研究[D]. 天津: 天津大学, 2014.

- XUE Cheng. Research on assessment method for insulation aging state of XLPE cables [D]. Tianjin: Tianjin University, 2014.
- [33] 任志刚, 罗潘, 徐阳, 等. 退役高压交联聚乙烯电缆绝缘结晶特性与热稳定性分析[J]. 绝缘材料, 2013, 46(1): 40-44, 48.
- REN Zhigang, LUO Pan, XU Yang, et al. Crystallization property and thermal stability analysis of high voltage XLPE cables out of service [J]. Insulating Materials, 2013, 46(1): 40-44, 48.
- [34] 韩永进, 洪宁宁, 潘国梁. 热重法评估橡胶绝缘材料的热老化寿命[J]. 电线电缆, 2017(6): 21-23.
- HAN Yongjin, HONG Ningning, PAN Guoliang. Thermal aging lives evaluation of rubber insulation materials by TGA [J]. Wire & Cable, 2017(6): 21-23.
- [35] 秦瑶, 李忠华, 孙云龙. 纳米炭黑/XLPE 复合绝缘热老化特性试验研究[J]. 电气工程学报, 2019, 14(3): 33-40.
- QIN Yao, LI Zhonghua, SUN Yunlong. Study on thermal aging properties of nano-CB/XLPE composite insulating materials [J]. Journal of Electrical Engineering, 2019, 14(3): 33-40.
- [36] MOTORI A, SANDROLINI F, MONTANARI G C. A contribution to the study of aging of XLPE insulated cables [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1991, 6(1): 34-42.
- [37] 刘刚, 吴亮, 金尚儿, 等. XLPE 电缆老化状况对绝缘层微观结构的影响[J]. 华南理工大学学报(自然科学版), 2016, 44(8): 53-59.
- LIU Gang, WU Liang, JIN Shang'er, et al. Influence of aging condition of XLPE cable on microstructure of insulating layer [J]. Journal of South China University of Technology (Natural Science Edition), 2016, 44(8): 53-59.
- [38] 张海龙. 110~220 kV XLPE 电缆绝缘在线检测技术研究 [D]. 武汉: 武汉大学, 2009.
- ZHANG Hailong. 110~220 kV XLPE cable insulation on-line monitoring technique [D]. Wuhan: Wuhan University, 2009.
- [39] 王明海. 高压电缆局部放电在线监测技术研究 [D]. 北京: 北京交通大学, 2019.
- WANG Minghai. Study on partial discharge on-line monitoring technology of high voltage cable [D]. Beijing: Beijing Jiaotong University, 2019.
- [40] LI S T, LI J Y. Condition monitoring and diagnosis of power equipment: review and prospective [J]. High Voltage, 2017, 2(2): 82-91.
- [41] CHEN M, URANO K, ZHOU Z P, et al. Application study of variable PD sensors for PD measurement of power cable circuit in operation [C]//2016 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD). Xi'an, China. IEEE, 2016: 118-122.
- [42] 郭灿新, 张丽, 钱勇, 等. XLPE 电力电缆中局部放电检测及定位技术的研究现状 [J]. 高压电器, 2009, 45(3): 56-60.
- GUO Canxin, ZHANG Li, QIAN Yong, et al. Current status of partial discharge detection and location techniques in XLPE power cable [J]. High Voltage Apparatus, 2009, 45(3): 56-60.
- [43] CHEN M, URANO K, ZHOU Z P, et al. Development of a high function portable pd measurement system for periodic inspection of power cable circuits [C]//2016 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD). Xi'an, China. IEEE, 2016: 662-666.
- [44] 袁燕岭, 周灏, 董杰, 等. 高压电力电缆护层电流在线监测及故障诊断技术 [J]. 高电压技术, 2015, 41(4): 1194-1203.
- YUAN Yanling, ZHOU Hao, DONG Jie, et al. Sheath current in HV cable systems and its on-line monitoring for cable fault diagnosis [J]. High Voltage Engineering, 2015, 41(4): 1194-1203.
- [45] YANG Y, HEPBURN D M, ZHOU C K, et al. On-line monitoring and analysis of the dielectric loss in cross-bonded HV cable system [J]. Electric Power Systems Research, 2017, 149: 89-101.
- [46] 刘英, 王磊, 曹晓珑. 双回路电缆护套环流计算及影响因素分析 [J]. 高电压技术, 2007, 33(4): 143-146.
- LIU Ying, WANG Lei, CAO Xiaolong. Calculation of circulating current in sheaths of two-circuit arranged cables and analyses of influencing factors [J]. High Voltage Engineering, 2007, 33(4): 143-146.
- [47] 彭超, 赵健康, 苗付贵. 分布式光纤测温技术在线监测电缆温度 [J]. 高电压技术, 2006, 32(8): 43-45.
- PENG Chao, ZHAO Jiankang, MIAO Fugui. Distributed temperature system applied in cable temperature measurement [J]. High Voltage Engineering, 2006, 32(8): 43-45.
- [48] WERELIUS P, THARNING P, ERIKSSON R, et al. Dielectric spectroscopy for diagnosis of water tree deterioration in XLPE cables [J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2001, 8(1): 27-42.
- [49] 王坤泉. 电力变压器的智能化故障诊断识别研究 [D]. 北京: 华北电力大学, 2014.
- WANG Kunquan. Research on intelligent fault diagnosis of power transformer recognition [D]. Beijing: North China Electric Power University, 2014.
- [50] 夏向阳, 张琦, 李明德, 等. 证据理论与模糊理论集成的 XLPE 电缆绝缘状态评估研究 [J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(20): 13-18.
- XIA Xiangyang, ZHANG Qi, LI Mingde, et al. Research on insulation assessment of XLPE cables based on evidence and fuzzy theory integrated method [J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(20): 13-18.
- [51] MO W X, LEI C P, LUO J B, et al. An evidential reasoning approach combined with fuzzy theory for insulation condition assessment of XLPE cable [C]//2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT-Asia). Melbourne, VIC, Australia. IEEE, 2016: 1231-1235.
- [52] SONG R J, CHEN K. Application of fuzzy decision tree in power cable insulation condition assessment [C]//2010 3rd International Conference on Advanced Computer Theory and Engineering (ICACTE). Chengdu, China. IEEE, 2010: 525-528.

- [53] 张琦,夏向阳,杨志峰,等. 基于模糊理论的 XLPE 电缆绝缘状态评估研究[J]. 绝缘材料,2014,47(2):84-88.

ZHANG Qi, XIA Xiangyang, YANG Zhifeng, et al. Insulation condition assessment study for XLPE cable based on fuzzy theory[J]. Insulating Materials, 2014, 47(2): 84-88.

- [54] 冯永利. 基于数据挖掘的变压器故障诊断系统的构建[D]. 北京:华北电力大学,2009.

FENG Yongli. The construction of transformer fault diagnosis system based on data mining[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2009.

- [55] 陈元春,徐刚,吴炯. XLPE 电缆绝缘老化测试数据库管理系统[J]. 电线电缆,2005(1):25-28.

CHEN Yuanchun, XU Gang, WU Jiong. Database management system for the diagnostic of insulation degradation of XLPE cables[J]. Electric Wire & Cable, 2005(1): 25-28.

- [56] 费雯丽,邓显波,王格,等. 基于运行数据分析的高压电缆绝缘老化状态评估平台[J]. 湖北电力,2020,44(5):59-64.

FEI Wenli, DENG Xianbo, WANG Ge, et al. An evaluation platform for insulation aging state of high voltage cable based on operation data analysis[J]. Hubei Electric Power, 2020, 44(5): 59-64.

作者简介:



刘敬华

刘敬华(1977),男,学士,高级工程师,从事输电(含电缆)运维检修管理工作(E-mail: 70222929@qq.com);

欧阳本红(1981),男,博士,高级工程师,从事电力电缆状态评估及故障研究工作;

夏荣(1980),男,硕士,高级工程师,从事电力电缆线路运行技术研究工作。

Assessment of the insulation aging state of high voltage XLPE cables

LIU Jinghua¹, OUYANG Benhong², XIA Rong², FEI Wenli²

(1. State Grid Corporation of China, Beijing 100031, China;

2. China Electric Power Research Institute, Wuhan 430072, China)

Abstract: The insulation aging status of high-voltage cross linked polyethylene (XLPE) power cables affects the reliability of power supply. Therefore, it is of great significance to study the detection and evaluation methods of cable insulation aging status. The domestic and international researchers have obtained certain research results in the detection and evaluation of the insulation aging state of high-voltage cables. It is summarized the commonly used offline and online detection methods and insulation state evaluation methods for high-voltage cables in this paper. The offline detection method has high accuracy, but it is not suitable for large-scale sampling detection for the service cables. The online detection method is subject to many environmental interference factors, but the existing interference always affects the detect results. The online detection method has certain detection limitations and lacks a large amount of test data support. There is no widely recognized evaluation standard and system as the evaluation method for the aging state of cable insulation. On the basis of summarizing the existing methods, it is pointed out the difficulties of cable insulation aging state evaluation in this paper, thus putting forward the research direction that can be improved in the future.

Keywords: high voltage cable; cross linked polyethylene (XLPE); insulation aging; online monitoring; offline detection; state evaluation

(编辑 李栋)