

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2026.03.003

老旧 XLPE 电缆绝缘状态评估方法及其应用

蒋浩月^{1,2}, 常凯颖¹, 伊德伦¹, 隋浩然¹, 武康宁¹, 李建英¹

(1. 西安交通大学电工材料电气绝缘全国重点实验室, 陕西 西安 710049;

2. 国网陕西省电力有限公司西安供电公司, 陕西 西安 710000)

摘要:主绝缘交联聚乙烯(cross-linked polyethylene, XLPE)材料的老化程度对电力电缆系统的稳定运行影响显著。文中首先对未投运电缆的 XLPE 绝缘进行加速老化实验, 结合其宏观性能及微观结构的变化特性, 提出抗氧化剂指数可作为老旧 XLPE 电缆绝缘状态的评估参数, 然后将该方法应用于已投运 25、30 a 的 XLPE 电缆绝缘老化评估。结果表明: 老化过程中, XLPE 的力学、热学、电学性能及其分子与晶体结构的劣化呈现先慢后快的规律, 并存在变化拐点; 而 XLPE 的抗氧化剂指数随老化时间单调下降, 无拐点, 因此可作为评估老旧电缆老化程度的有效参数。尽管已投运 25、30 a 的 XLPE 电缆的宏观性能及微观结构参数分别处于未投运 XLPE 电缆绝缘加速老化曲线的拐点前后, 但较未投运 XLPE 电缆绝缘的测试结果均变化不大。然而, 这两类电缆的抗氧化剂指数存在显著差异。已投运 25 a 的 XLPE 电缆绝缘内部抗氧化剂指数距拐点较远, 电缆尚未进入性能快速劣化阶段; 而已投运 30 a 的 XLPE 电缆绝缘内部的抗氧化剂已耗尽, 老化状态已处于性能快速劣化阶段, 其运行状态须引起高度关注。文中研究结果可为制定实际运行电缆老化程度的标准化评估方法提供参考。

关键词:交联聚乙烯(XLPE); 老旧电缆; 加速老化; 抗氧化剂; 临界时间; 状态评估

中图分类号: TM215.1

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2026)03-0020-08

0 引言

电力电缆是现代电力传输的动脉, 交联聚乙烯(cross-linked polyethylene, XLPE)由于其优异的性能而被广泛用作电缆的主绝缘材料^[1-8]。然而, 电缆在运行过程中长时间受环境因素影响, 主绝缘材料 XLPE 发生电学、力学、热学性能的劣化, 降低了其对超常规甚至常规运行条件的适应能力, 最终可能引发故障, 威胁电力系统的稳定性^[9-11]。目前, 国内最早一批投运的 XLPE 电缆运行时间已超 30 a^[3], 其长期运行后的绝缘老化状态亟待明确, 且目前国内普遍将 XLPE 电缆绝缘断裂伸长率小于 50% 作为失效判断依据^[12-13], 可靠性不足。因此, 提出一种可靠的 XLPE 电缆绝缘老化状态评估方法并将其应用于老旧电缆的绝缘状态评估, 对电力系统的稳定运行意义重大。

电缆在正常工作过程中, 受缆芯电流热效应以及环境高温影响, 主绝缘 XLPE 长期处于较高温度, 导致其性能逐渐劣化。实际上, XLPE 老化所导致的电缆功能失效是电缆长期运行中最常见的故障类型之一^[14-17], 已有许多学者对 XLPE 老化过程中的性能变化开展研究。文献^[18]研究了 XLPE 老

化过程中介电性能与结构变化的规律及其联系, 发现较高温度条件会导致结晶劣化, 进而引起介质损耗因数增大。文献^[19]通过测试 XLPE 老化过程中的空间电荷和热特性变化, 发现老化导致结晶度下降, 同时浅陷阱密度不断增加, 从而削弱了绝缘击穿性能。文献^[20]在 100 °C 和 160 °C 下对 110 kV 电缆 XLPE 绝缘进行加速老化实验, 研究发现 XLPE 热学和力学性能的劣化与结晶区被破坏有关。文献^[21]研究了温度对 XLPE 电缆机械性能的影响, 结果表明, 随着温度升高, XLPE 绝缘介质分子链运动会加剧, 机械性能不断下降。文献^[22]研究发现 XLPE 加速老化过程中各项性能呈现先慢后快的变化趋势, 在老化后期出现明显的拐点。文献^[22-23]对 XLPE 电缆切片进行加速老化实验, 研究 XLPE 电缆绝缘中抗氧化剂含量随老化时间的变化规律, 发现剩余抗氧化剂含量可作为快速评估 XLPE 老化状态的有效指标。综上可知, 现有研究主要基于 XLPE 电缆片状试样在加速老化过程中各项性能的变化规律, 提出了可用于评估 XLPE 老化状态的有效参数, 但尚未明确提出实现 XLPE 绝缘老化状态评估的方法, 也未将其应用于老旧 XLPE 电缆绝缘的状态评估中。

文中针对某厂家生产的 XLPE 电缆绝缘试样开展 155 °C 的加速老化实验, 并对不同老化程度的试样进行拉伸测试、热重测试、交流击穿测试、差示

收稿日期: 2025-07-30; 修回日期: 2025-10-28

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(524B2096); 中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(xzy012024013)

扫描量热测试、红外光谱测试以及等温表面电位衰减测试,分析其宏观性能及微观结构随老化时间的变化规律,提出基于抗氧剂指数的 XLPE 电缆绝缘老化状态评估方法,并将其应用于已投运 25、30 a 电缆的老化评估中。文中研究可为制定老旧电缆老化程度的标准化评估方法提供参考。

1 试样制备与实验

1.1 试样制备

文中对 XLPE 电缆绝缘层进行环切加工,以获取 0.5 mm 厚、100 mm 宽的正方形片状试样。首先,对未投运 XLPE 电缆片状试样进行加速老化实验。为保证研究结果的可靠性,随机抽取 10 根不同电缆厂家生产的未投运 XLPE 电缆片状试样进行性能测试,结果如表 1 所示。可以看出,不同电缆的性能差异较小,因此选取其中一根电缆进行加速老化实验,分析 XLPE 试样的老化规律。然后,对已投运 25、30 a 的 XLPE 电缆片状试样直接开展性能测试。

表 1 不同厂家未投运 XLPE 电缆测试结果
Table 1 Test results for non-operational XLPE cables in different manufacturers

电缆编号	断裂伸长率/%	热裂解活化能/ (kJ·mol ⁻¹)	交流击穿场强/ (kV·mm ⁻¹)
1	605.3	298.4	73.5
2	620.7	284.6	76.9
3	611.0	280.9	74.9
4	597.3	312.8	79.7
5	625.1	268.6	72.1
6	599.2	286.5	74.3
7	627.4	264.3	72.6
8	607.8	283.1	75.1
9	610.2	304.9	78.2
10	613.1	275.2	70.4

XLPE 电缆在正常运行时温度可达 90 ℃;在短时过载时可达 130 ℃,短路故障时甚至可达 250 ℃^[24]。根据 IEC 60216 标准,文中设置老化温度为 155 ℃^[25]。将尺寸为 100 mm×100 mm×0.5 mm 的 XLPE 电缆绝缘试样悬挂在老化烘箱中,在不同老化时间点取出,具体老化实验方案如表 2 所示。

1.2 实验方法

1.2.1 拉伸测试

按照国标 GB/T 1040—2006 对 XLPE 试样进行拉伸测试,试样为哑铃型,厚度为 0.5 mm。采用美斯特工业系统的 5 kN CMT-4503 万能电子拉力机,设置拉伸速率为 100 mm/min。每种试样进行

表 2 XLPE 加速老化实验方案

Table 2 Experimental scheme for XLPE accelerated aging

老化周期	老化取样时间/h
1	72
2	144
3	216
4	288
5	360
6	432
7	504

5 次测试并取平均值。

1.2.2 热重分析测试

采用进口 TGA/DSC3+型同步热分析仪对 XLPE 的热失重过程进行表征。测试在氮气气氛下进行,记录试样质量随温度的变化,得到热重(TG)测试曲线。

1.2.3 交流击穿测试

采用国产 HJC-100 kV 型击穿试验仪对 XLPE 试样进行工频击穿场强测试。图 1 为击穿实验系统。实验以 2 kV/s 的速率连续升压直至试样击穿,整个实验在室温下进行。考虑到击穿测试数据的分散性,对每种试样进行 8~10 次击穿测试,保证每种试样至少有 8 个有效数据。所得结果通过两参数威布尔分布进行统计处理。

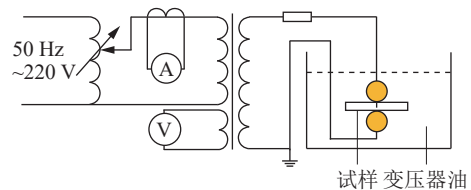


图 1 工频击穿实验系统

Fig.1 Power-frequency breakdown test system

1.2.4 差示扫描量热测试

采用进口 822e 型差示扫描量热仪,在氮气气氛下对 XLPE 试样进行测试,获得其熔融和结晶过程。

1.2.5 傅里叶变换红外光谱测试

测试所用仪器为 Nicolet iN10 型傅里叶变换红外光谱仪,采用透射模式和衰减全反射模式测试,测量的波数范围为 4 000~500 cm⁻¹,扫描次数为 32,背景光谱为未放置试样时空气的红外光谱。

1.2.6 等温表面衰减电位测试

采用如图 2 所示的等温表面衰减电位(isothermal surface potential decay, ISPD)测试系统在室温下测试 XLPE 试样的表面电位衰减曲线^[26]。向针

电极施加-13 kV 的直流电压, 向栅电极施加-3 kV 的直流电压, 加压时间为 3 min。加压后将试样移动至探头正下方, 记录表面电位衰减情况, 衰减时间为 3 h, 测试温度为 24 ℃。

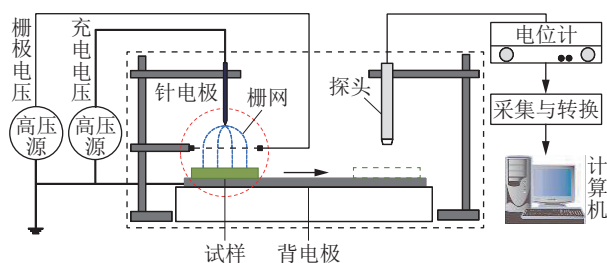


图2 表面电位衰减测试系统
Fig.2 Surface potential decay test system

2 实验结果与分析

2.1 基于抗氧剂指数的 XLPE 老化评估方法

开展未投运 XLPE 电缆绝缘加速老化试样的拉伸、热重、击穿、差示扫描量热测试及红外测试, 得到 XLPE 宏观性能及微观结构随老化时间的变化规律, 如图 3 所示。为量化 XLPE 试样中羰基含量的变化, 采用羰基指数说明热氧老化产物含量随老化时间的变化规律。该指数定义为 1 850~1 690 cm^{-1} 范围内羰基吸收峰面积与 1 480~1 450 cm^{-1} 范围内吸收峰面积的比值^[27]。

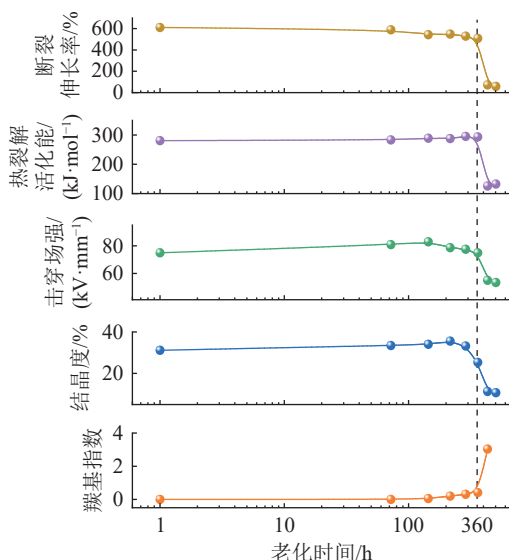


图3 XLPE 电缆各性能参数随老化时间的变化规律
Fig.3 Aging time dependence of various performance parameters of XLPE cable

可以看出, 在整个老化过程中, 断裂伸长率、热裂解活化能、交流击穿场强、结晶度及羰基指数均存在两个明显不同的变化阶段。文中将这两个阶段的分界点定义为“老化拐点”。由图 3 可知, 所有性能与结构参数的快速劣化拐点出现在老化开始

后 360 h。在拐点之前, 各参数缓慢变化, 而在拐点之后, 其值迅速且显著下降, 表明 XLPE 的性能与微观结构在短时间内发生严重劣化。因此, 文中将拐点之后的老化阶段定义为 XLPE 电缆绝缘的快速老化阶段。

通过红外透射模式测试 XLPE 试样的抗氧剂含量。文中所用 XLPE 电缆绝缘中的抗氧剂种类均为抗氧剂 300, 其含量通过 3 513 cm^{-1} 处特征峰的吸光度进行表征^[22]。XLPE 加速老化试样的红外光谱如图 4 所示, 可以得到, 未老化时 XLPE 的吸光度为 0.026, 表明抗氧剂存在; 随着老化时间增长, 抗氧剂 300 的羟基振动峰吸光度逐渐减小, 表明抗氧剂含量逐渐减少。

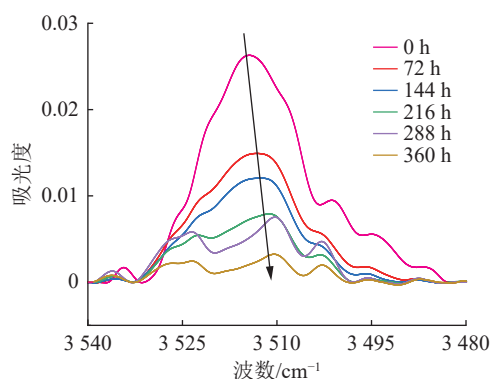


图4 XLPE 电缆抗氧剂 300 波段红外光谱
Fig.4 Infrared spectroscopy of antioxidant 300 in XLPE cable

为排除电缆生产时物料的固有误差及 XLPE 片状试样厚度的影响, 采用内标法引入抗氧剂指数表征试样内部的抗氧剂含量。由于 2 040~2 000 cm^{-1} 区间内的吸收峰强度与试样老化程度无关^[22], 故选取该处的吸收峰作为内标峰。通过式(1)计算抗氧剂指数。

$$\alpha = A_{3540-3480} / A_{2040-2000} \quad (1)$$

式中: α 为抗氧剂指数; $A_{3540-3480}$ 为 3 540~3 480 cm^{-1} 范围内吸收峰的面积积分; $A_{2040-2000}$ 为 2 040~2 000 cm^{-1} 范围内内标峰的面积积分。

由图 4 可知, 3 540~3 480 cm^{-1} 范围内的吸收峰面积随着老化时间逐渐下降, 表明抗氧剂确实在老化过程中不断被消耗。进一步计算试样的抗氧剂指数随老化时间的变化曲线, 如图 5 所示。显然, 抗氧剂指数随老化时间逐渐下降, 至 360 h 时降至未老化时的 27%。值得注意的是, 与上文所述各性能参数的变化规律不同, 抗氧剂指数的衰减过程并不存在明显拐点。

综上所述, 在老化初期(即拐点之前), XLPE 的电学、热学、力学性能及其分子与晶体结构参数变

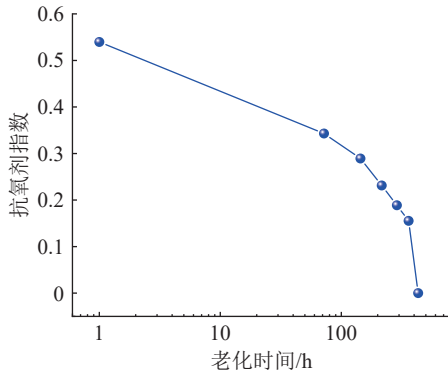


图5 XLPE 电缆抗氧化剂指数随老化时间的变化规律

Fig.5 Aging time dependence of antioxidant index of XLPE cable

化并不明显,无法明确各参数距离拐点的位置,因而无法有效评估 XLPE 的老化状态。相比之下,抗氧化剂含量在老化过程中呈单调下降趋势,且不存在变化拐点,可以作为评估 XLPE 老化状态的有效参数。因此,文中提出一种基于抗氧化剂指数的 XLPE 电缆绝缘老化状态评估方法,通过老旧 XLPE 电缆绝缘的抗氧化剂指数在其加速老化曲线中所处的区间来评估 XLPE 电缆绝缘的老化状态。

2.2 已投运 25、30 a 电缆的老化评估

文中以已投运 25、30 a 电缆为例,将 2.1 节所提 XLPE 电缆绝缘老化状态评估方法应用于两电缆的老化评估中。两条电缆由同一电缆公司生产,型号相同,且在同一线路运行,均采用隧道敷设方式。电缆运行记录表明,两条电缆在运行期间未记录到严重的绝缘缺陷报告或故障跳闸事件。电缆整体结构完整,未见明显机械损伤或水分侵入痕迹。图 6 为已投运 25、30 a 的 XLPE 电缆绝缘的宏观与微观测试结果同 XLPE 加速老化曲线的对比。

由图 6 可以得到,已投运 25、30 a 的 XLPE 电缆试样的断裂伸长率分别为 547% 和 457%,与拐点处的断裂伸长率 509.1% 相差不大;热裂解活化能分别为 288.7 kJ/mol 和 208.6 kJ/mol,接近拐点处试样的热裂解活化能 293.6 kJ/mol;交流击穿场强分别为 78 kV/mm 和 66.3 kV/mm,接近拐点处的击穿场强 74.9 kV/mm;结晶度分别为 28.9% 和 20.5%,与拐点处的结晶度 25.3% 相差不大;羰基指数分别为 0.307 和 0.587,接近拐点处的羰基指数 0.416。以上结果表明,已投运 25、30 a 的 XLPE 电缆绝缘的电学、热学、力学性能及分子与晶体结构均与拐点处相差不大,验证了只凭断裂伸长率等宏观性能参数及羰基指数等微观结构参数无法实现 XLPE 电缆绝缘的老化状态评估。

已投运 25、30 a 的 XLPE 电缆绝缘,其抗氧化剂

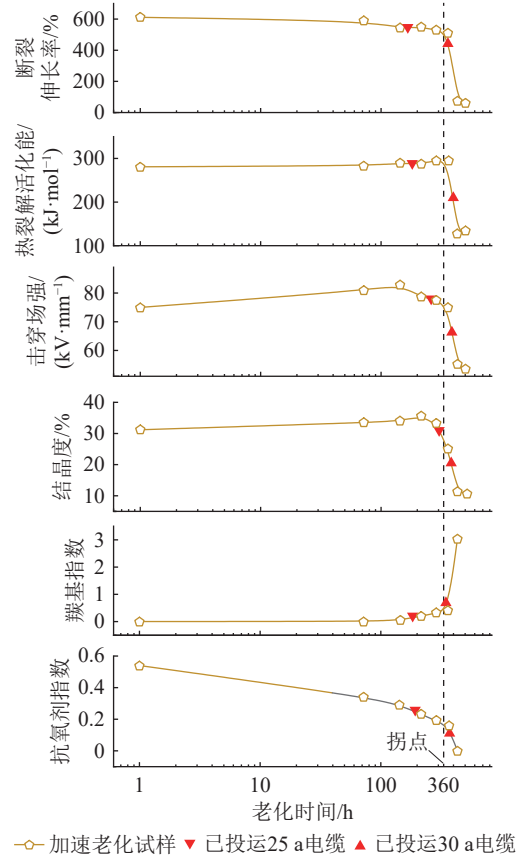


图6 加速老化与已投运 25、30 a 的 XLPE 电缆测试结果

Fig.6 XLPE test results of accelerated aging and the 25- and 30-year-old in-service cables

指数分别为 0.258 和 0.111。已投运 25 a 的 XLPE 电缆绝缘的抗氧化剂指数位于整个加速老化曲线的中间区域,处于老化拐点(360 h)之前,说明剩余抗氧化剂含量较充足,绝缘老化程度较轻;而已投运 30 a 的 XLPE 电缆绝缘,其抗氧化剂指数低于拐点处的抗氧化剂指数 0.155,说明试样内部的抗氧化剂即将耗尽,绝缘已进入加速老化阶段,运行状态须引起高度关注。

2.3 抗氧化剂与 XLPE 老化特性的关联性分析

抗氧化剂的耗尽是 XLPE 电缆性能劣化的重要内在因素。抗氧化剂延缓老化的机理主要在于其分子中的酚羟基。在老化过程中,酚羟基提供的氢原子可与自由基 $\text{ROO}\cdot$ 和 $\text{RO}\cdot$ 反应,生成稳定的产物,从而抑制氧化反应^[28]。

结合 XLPE 的断裂伸长率、热裂解活化能、交流击穿场强、羰基指数及结晶度随老化时间的变化规律可知,在拐点前各性能指标变化不大,这是因为抗氧化剂对 XLPE 老化的抑制作用有效延缓了老化过程。然而,抗氧化剂含量并非一成不变,由图 5 可知,XLPE 中的抗氧化剂随老化时间逐渐消耗,进而导致老化效应逐步加剧。在各性能变化拐点之后,

抗氧化剂含量减少到不足以抑制 XLPE 老化的水平, 老化过程因此加速, 导致宏观性能与微观结构的快速劣化。

首先, 分析力学和热学性能的快速劣化过程。XLPE 的断裂伸长率与其内部大分子链的柔性密切相关, 而柔性又与大分子链的构象数呈正相关。在 XLPE 的结晶区, 大分子链的构象数 G 计算表达式为:

$$G = m^x + l^y \approx m^x \quad (2)$$

式中: x 为无定形区 XLPE 大分子链中 C—C 单键的数量; y 为结晶区部分 XLPE 大分子链中 C—C 单键的数量; m 为无定形区 XLPE 大分子链中每个 C—C 单键内旋转位置数; l 为结晶区部分 XLPE 大分子链中每个 C—C 单键内旋转位置数。

随着 XLPE 绝缘老化程度的加深, 其内部的抗氧化剂逐渐耗尽, 氧化反应加剧, 分子链大量断裂, 使得无定形区 XLPE 大分子链中 C—C 单键数量减少, XLPE 大分子链的构象数减小, 进而柔性降低, 故断裂伸长率大幅度减小。而分子链的大量断裂还会导致 XLPE 分子量明显下降以及分子量分布均匀性变差, 使 XLPE 的热降解在更低、更宽的温度范围内发生^[23]。

其次, 分析电学性能的快速劣化过程。XLPE 为半结晶材料, 其结晶区分子链规则折叠、结构致密, 而无定形区分子链无序排列、结构疏松。因此, 对 XLPE 材料施加电场应力时, 载流子倾向于沿无定形区和无定形区/结晶区界面移动。随着老化时间增加, XLPE 试样的部分结晶结构被破坏, 结晶区对载流子的阻碍作用减小, 同时自由体积增大, 使载流子能够积聚足够的能量引发分子断链, 导致击穿性能下降。此外, 抗氧化剂含量的减少加速了试样内部的氧化反应, 促使酮、醛等老化产物大量生成, 进而使得羰基指数迅速上升。这些极性物质的增多提高了载流子浓度, 进一步降低了击穿场强。

最后, 结合 ISPD 测试分析陷阱特性的变化过程。采用 ISPD 测试未老化和老化时间分别为 216、360、432、504 h 的 XLPE 试样的表面电位衰减曲线, 结果如图 7 所示。

根据陷阱分布模型^[22, 29], 陷阱密度的分布取决于表面电位衰减过程。因此, 通过表面电位衰减过程可以研究陷阱电荷的分布特性。研究表明, 聚合物表面电位与时间的关系可以表示为式(3)所示的双指数函数^[30]。

$$V(t) = A \exp\left(-\frac{t}{t_1}\right) + B \exp\left(-\frac{t}{t_2}\right) \quad (3)$$

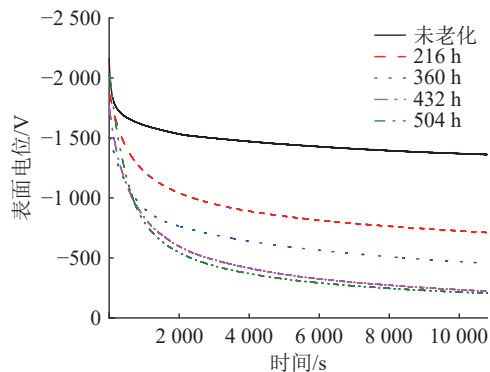


图 7 XLPE 电缆的表面电位衰减曲线

Fig.7 Surface potential decay curves of XLPE cable

式中: $V(t)$ 为 t 时刻试样的表面电位; A 、 B 、 t_1 、 t_2 为拟合参数。

通过上述 ISPD 模型计算得到各 XLPE 试样的陷阱分布特性, 如图 8 所示。试样中存在两种主要的陷阱, 即浅陷阱和深陷阱。进一步计算两种陷阱的能级(峰值陷阱能级)和密度(峰的强度), 如表 3 所示。

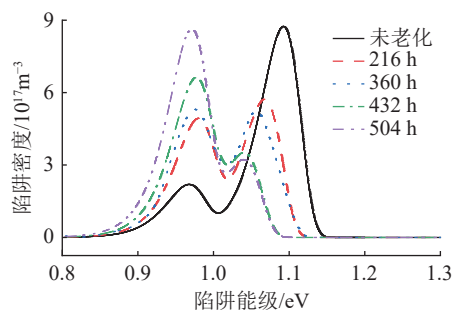


图 8 XLPE 电缆的陷阱分布曲线

Fig.8 The trap distribution curves of XLPE cable

表 3 XLPE 试样的陷阱能级和密度参数

Table 3 Trap energy levels and density parameters of XLPE specimens

XLPE 试样 老化时间	陷阱能级/eV		陷阱密度/ 10^{17} m^{-3}	
	浅陷阱	深陷阱	浅陷阱	深陷阱
未老化	0.97	1.09	2.02	8.74
216 h	0.98	1.07	4.46	5.73
360 h	0.98	1.06	5.18	5.21
432 h	0.97	1.04	5.92	3.52
504 h	0.97	1.04	8.08	3.24

未老化时, XLPE 表面以深陷阱为主, 随着老化的进行, 试样的表面陷阱逐渐以浅陷阱为主, 说明老化会导致 XLPE 试样从深陷阱向浅陷阱转化^[31]。图 9 为 XLPE 加速老化试样的羰基指数与浅陷阱密度的对应关系, 图 10 为结晶度与深陷阱密度的对应关系。由图可知, 当羰基指数随老化时间增大时, XLPE 的浅陷阱密度也随之增加; 而在拐点之

后, 结晶度随老化时间呈大幅下降趋势, 深陷阱密度的下降速率亦相应加快。

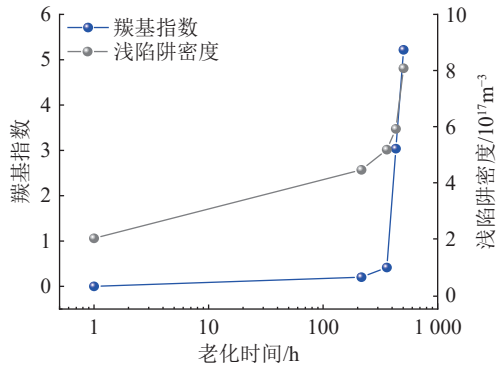


图9 XLPE 老化试样羰基指数与浅陷阱密度的对应关系
Fig.9 Correlation between carbonyl index and shallow trap density in aged XLPE specimens

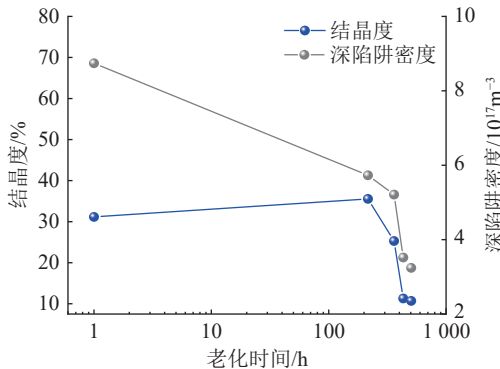


图10 XLPE 老化试样结晶度与深陷阱密度的对应关系
Fig.10 Correlation between crystallinity and deep trap density in aged XLPE specimens

实际上, XLPE 的浅陷阱主要来源于羰基等老化产物, 羰基会在 XLPE 中引入能级约为 0.9~1.0 eV 的浅陷阱, 同时无定形区的短链、支链等也可提供浅陷阱^[31]; 而深陷阱则由结晶区、无定形区/结晶区界面以及结晶区内的化学缺陷提供^[31-32]。因此, 可以认为 XLPE 的浅陷阱主要源于无定形区中羰基等老化产物的增加, 而深陷阱能级和密度的减小则与结晶度的减小有关。

综上所述, 电缆长期运行后, 其 XLPE 绝缘内部抗氧化剂逐渐耗尽, 氧化反应加剧, 分子链大量断裂, 导致宏观性能、微观结构及陷阱特性均发生一定程度的劣化。由已投运 25、30 a 电缆的测试结果可知, 已投运 25 a 电缆的老化程度较轻; 而已投运 30 a 电缆的宏观性能、分子及晶体结构参数均位于拐点之后, 表明其已处于性能快速劣化阶段, 老化状态须引起高度关注。文中研究方法可以进一步推广至其他已投运 XLPE 电缆的老化评估中。

3 结论

文中基于未投运 XLPE 电缆绝缘加速老化后的

宏观及微观性能变化规律, 得到利用抗氧化剂指数进行老旧 XLPE 电缆绝缘状态评估参数的方法, 而后将其应用于已投运 25、30 a 的 XLPE 电缆的老化评估。主要结论如下:

(1) XLPE 绝缘的宏观电气及机械性能在加速老化过程中存在拐点, 拐点前变化平缓, 而拐点后急剧劣化, 较难准确评估其状态。

(2) XLPE 绝缘的抗氧化剂指数不存在拐点突变现象, 能够将其作为 XLPE 电缆绝缘老化状态评估的有效参数。

(3) 基于抗氧化剂指数对已投运 25、30 a 的 XLPE 电缆绝缘进行老化状态评估。文中已投运 25 a 的电缆绝缘内部剩余抗氧化剂含量较为充足, 老化程度相对较轻; 已投运 30 a 的电缆绝缘内部抗氧化剂含量即将耗尽, 进入加速老化期, 其运行状态须高度关注。

参考文献:

- [1] LI G C, WANG Z C, LAN R, et al. The lifetime prediction and insulation failure mechanism of XLPE for high-voltage cable[J]. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2023, 30(2): 761-768.
- [2] PRAKASH BORTHAKUR D, RANJAN VERMA A. Correlation between polarization mechanisms and material characteristics in thermally aged 320-kV HVDC cable insulation[J]. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2024, 31(6): 3313-3321.
- [3] 刘英, 张博剑, 高鑫. 高压 XLPE 电缆线路状态评估综合体系的建立及应用[J]. *高压技术*, 2022, 48(11): 4437-4444.
LIU Ying, ZHANG Bojian, GAO Xin. Establishment and application of a comprehensive system for condition assessment of HV XLPE cable lines[J]. *High Voltage Engineering*, 2022, 48(11): 4437-4444.
- [4] 李盛涛, 王诗航, 杨柳青, 等. 高压电缆交联聚乙烯绝缘的关键性能与基础问题[J]. *中国电机工程学报*, 2022, 42(11): 4247-4255.
LI Shengtao, WANG Shihang, YANG Liqing, et al. Important properties and fundamental issues of the crosslinked polyethylene insulating materials used in high-voltage cable[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2022, 42(11): 4247-4255.
- [5] 伊德伦, 郑莹莹, 蒋浩月, 等. 计及硅橡胶应力松弛的电缆接头界面压力演变仿真研究[J]. *高压技术*, 2024, 50(3): 1043-1052.
YI Delun, ZHENG Yingying, JIANG Haoyue, et al. Simulation study of interfacial pressure evolution of cable joints considering stress relaxation of silicone rubber[J]. *High Voltage Engineering*, 2024, 50(3): 1043-1052.
- [6] 邓繁盛, 李秀峰, 丁志鹏, 等. 温度对电缆终端界面应力影响的仿真研究[J]. *高压电器*, 2024, 60(11): 101-109.
DENG Fansheng, LI Xiufeng, DING Zhipeng, et al. Simulation

- study on influence of temperature on interface stress of cable terminal[J]. *High Voltage Apparatus*, 2024, 60(11): 101-109.
- [7] 李岩, 甄冠成, 宋浩源, 等. 绝缘层温度对 XLPE 局部放电的影响特性[J]. *电力科学与技术学报*, 2024, 39(6): 260-268.
LI Yan, ZHEN Guancheng, SONG Haoyuan, et al. Influence characteristics of insulation layer temperature on partial discharge of XLPE[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2024, 39(6): 260-268.
- [8] 侯帅, 傅明利, 黎小林, 等. 220 kV 电缆 XLPE 绝缘材料热氧化性能对比[J]. *电机与控制学报*, 2024, 28(4): 120-130.
HOU Shuai, FU Mingli, LI Xiaolin, et al. Comparative study on thermal-oxidative aging properties of XLPE insulation for 220 kV cable[J]. *Electric Machines and Control*, 2024, 28(4): 120-130.
- [9] SUI H R, WU K N, ZHAO G, et al. Greatly enhanced temperature stability of eco-friendly polypropylene for cable insulation by multifold long-chain branched structures[J]. *Chemical Engineering Journal*, 2024, 485: 149811.
- [10] 欧阳本红, 黄凯文, 赵鹏, 等. 中压聚丙烯和交联聚乙烯绝缘材料的结构与性能对比[J]. *绝缘材料*, 2022, 55(3): 32-37.
OUYANG Benhong, HUANG Kaiwen, ZHAO Peng, et al. Comparison of structure and performance of medium voltage polypropylene and cross-linked polyethylene insulation material[J]. *Insulating Materials*, 2022, 55(3): 32-37.
- [11] 刘亚茹, 张雨若, 郭子哈, 等. 热老化对 XLPE 电缆电树枝特性的影响研究[J]. *电力科学与技术学报*, 2024, 39(5): 279-288.
LIU Yaru, ZHANG Yuruo, GUO Zihan, et al. Study on effect of thermal aging on electrical tree characteristics of XLPE cables[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2024, 39(5): 279-288.
- [12] 王江琼, 李维康, 张文业, 等. 电缆绝缘材料交联聚乙烯的老化及寿命调控[J]. *物理学报*, 2024, 73(7): 28-39.
WANG Jiangqiong, LI Weikang, ZHANG Wenye, et al. Aging and life control of cross-linked polyethylene as cable insulation material[J]. *Acta Physica Sinica*, 2024, 73(7): 28-39.
- [13] LYU Z L, LIANG Z F, YAO H L, et al. Condition assessment of XLPE cable insulation based on improved fractional zener model[J]. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2024, 31(3): 1499-1508.
- [14] BLIVET C, LARCHÉ J F, ISRAËLI Y, et al. Thermal oxidation of cross-linked PE and EPR used as insulation materials: multi-scale correlation over a wide range of temperatures[J]. *Polymer Testing*, 2021, 93: 106913.
- [15] 周士贻, 门业堃, 刘博, 等. XLPE 电缆绝缘片晶周期性结构演变及其对电性能的影响[J]. *中国电机工程学报*, 2024, 44(3): 1205-1213, 10030.
ZHOU Shiyi, MEN Yekun, LIU Bo, et al. Lamellar periodic structure evolution of XLPE cable insulation and its influence on electrical properties[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(3): 1205-1213, 10030.
- [16] 李陈莹, 陈杰, 刘建, 等. 中压电缆信道特性判别绝缘与半导电材料老化劣化状态方法[J]. *高压电器*, 2025, 61(3): 168-175.
LI Chenying, CHEN Jie, LIU Jian, et al. Method on distinguishing aging and deterioration condition of insulation and semi-conductive materials via channel characteristics of medium voltage cable[J]. *High Voltage Apparatus*, 2025, 61(3): 168-175.
- [17] 刘岑俐, 狄啟飞, 郑海涯, 等. 基于波速的电缆交联聚乙烯绝缘温度评估[J]. *电力电容器与无功补偿*, 2025, 46(5): 37-44.
LIU Cenli, DI Qifei, ZHENG Haiya, et al. Temperature assessment of cross-linked polyethylene insulation for cables based on wave velocity[J]. *Power Capacitor & Reactive Power Compensation*, 2025, 46(5): 37-44.
- [18] KEMARI Y, MEKHALDI A, TEYSSÈDRE G, et al. Correlations between structural changes and dielectric behavior of thermally aged XLPE[J]. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2019, 26(6): 1859-1866.
- [19] 张伟, 胡修翠, 高超, 等. 长期服役 XLPE 电缆绝缘的空间电荷与热性能[J]. *高电压技术*, 2022, 48(9): 3533-3541.
ZHANG Wei, HU Xiucui, GAO Chao, et al. Space charge and thermal characteristics of long-service crosslinked polyethylene cable insulation[J]. *High Voltage Engineering*, 2022, 48(9): 3533-3541.
- [20] 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.
- [21] 胡珍, 任双赞, 毛辰, 等. 温度对交联聚乙烯电缆运行可靠性的影响[J]. *陕西电力*, 2015, 43(9): 80-82, 87.
HU Zhen, REN Shuangzan, MAO Chen, et al. Influence of temperature on operation reliability of XLPE cable[J]. *Shaanxi Electric Power*, 2015, 43(9): 80-82, 87.
- [22] ZHANG Y Y, LI S T, GAO J, et al. Ageing assessment of XLPE cable insulation by residual antioxidant content[J]. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2020, 27(6): 1795-1802.
- [23] SURACI S V, XU A, COLIN X, et al. Electrical and chemical characterization of the antioxidant effects on thermal aging of crosslinked polyethylene (XLPE)[J]. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2024, 31(4): 1890-1898.
- [24] LV H K, LU T H, XIONG L Q, et al. Assessment of thermally aged XLPE insulation material under extreme operating temperatures[J]. *Polymer Testing*, 2020, 88: 106569.
- [25] MIYAZAKI Y, HIRAI N, OHKI Y. Changes in chemical structure and mechanical properties induced in cross-linked polyethylene by thermal and radiation aging[C]//2020 IEEE 3rd International Conference on Dielectrics (ICD). Valencia,

- Spain. IEEE, 2021: 45-48.
- [26] YAN Z M, YANG K, ZHANG Y Y, et al. Crosslinking dependence of trap distribution and breakdown performance of crosslinked polyethylene[J]. *Journal of Materials Science: Materials in Electronics*, 2019, 30(23): 20605-20613.
- [27] 段玉兵, 韩明明, 王兆琛, 等. 不同热老化温度下高压电缆绝缘特性及失效机理[J]. *电工技术学报*, 2024, 39(1): 45-54.
DUAN Yubing, HAN Mingming, WANG Zhaochen, et al. Insulation characteristics and failure mechanism of high-voltage cables under different thermal aging temperatures[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2024, 39(1): 45-54.
- [28] ZHOU K, YUAN H, LI Y, et al. Assessing aging status and type of XLPE cable insulation with a graphic approach based on PDC measurement[J]. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2022, 37(6): 5114-5123.
- [29] 朱敏慧, 闵道敏, 林宋佳, 等. 交联聚乙烯绝缘高温直流击穿威布尔分布的厚度效应[J]. *电工技术学报*, 2024, 39(21): 6908-6920.
ZHU Minhui, MIN Daomin, LIN Songjia, et al. Effect of thickness on DC breakdown weibull distribution of XLPE insulated cables at high temperature[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2024, 39(21): 6908-6920.
- [30] REN C Y, NIU L, CAO X N, et al. Trap characteristics and space charge behavior of high voltage XLPE cable insulation[J]. *IEEE Transactions on Plasma Science*, 2024, 52(10): 5094-5103.
- [31] 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): 692-700.
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): 692-700.
- [32] WU K N, SUI H R, REN Y R, et al. Evidently retarded degradation in breakdown strength of polypropylene eco-friendly cable insulation from trace self-grown γ -crystals during thermal aging[J]. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2025, 32(2): 815-822.

作者简介:



蒋浩月

蒋浩月(1998), 女, 硕士, 研究方向为电缆老化及其性能评估 (E-mail: jhy0218@163.com);
常凯颖(2003), 女, 硕士在读, 研究方向为电缆老化及其性能评估;
伊德伦(1998), 男, 硕士, 研究方向为电缆老化及其性能评估。

Condition assessment method of old XLPE cable insulation and its application

JIANG Haoyue^{1,2}, CHANG Kaiying¹, YI Delun¹, SUI Haoran¹, WU Kangning¹, LI Jianying¹

(1. State Key Laboratory of Electrical Insulation and Power Equipment, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China;

2. State Grid Shaanxi Electric Power Co., Ltd., Xi'an Power Supply Company, Xi'an 710000, China)

Abstract: The stable operation of the power cable system is profoundly affected by the aging degree of the main insulation material cross-linked polyethylene (XLPE). In this paper, firstly, the accelerated aging experiments are carried out on the XLPE insulation of unused cables. Based on the changes in their macroscopic properties and microscopic structures, it is found that the antioxidant index can be used as an evaluation parameter for the insulation condition of old XLPE cables. Then, this method is applied to the aging assessment of XLPE in cables that have been in operation for 25 and 30 years. The results show that the mechanical, thermal, and electrical properties of XLPE, as well as its molecular and crystalline structure, deteriorate slowly at first and then quickly during the ageing process. The inflection point of change can be observed. The antioxidant index of XLPE decreases monotonically and continuously with the aging time. No inflection point is observed for the antioxidant index. Therefore, the antioxidant index can be used as an effective parameter for assessing the aging degree of old cables. The macroscopic performance and microstructure parameters of the 25-year-old XLPE cable are positioned before the inflection point of the accelerated aging curve of the unused XLPE cable insulation, while those of the 30-year-old XLPE cable are after the inflection point. Changes in these parameters are minimal compared to the results of testing the unused XLPE cable insulation. However, their antioxidant indices differ significantly. The internal antioxidant index of the XLPE insulation in the 25-year-old cable is far from the inflection point. And the 25-year-old cable insulation has not yet entered the stage of rapid performance deterioration. However, the internal antioxidants in the XLPE insulation of the 30-year-old cable have been exhausted. It is in the rapid deterioration stage. Therefore, its operating status requires high attention. Based on the significant findings of this study, standardized aging assessment method of actual operating cables may be established.

Keywords: cross-linked polyethylene (XLPE); old cables; accelerated aging; antioxidant; critical time; status assessment

(编辑 陆海霞)