

引用格式:刘刚,李瑞,张圆明,等.循环老化下电缆绝缘介损特征及在线监测修正方法[J].电力科学与技术学报,2025,40(1):274-280.

Citation: LIU Gang, LI Rui, ZHANG Yuanming, et al. Dielectric loss characteristics and online monitoring correction methods of cable insulation under cyclic aging[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2025, 40(1): 274-280.

# 循环老化下电缆绝缘介损特征及在线监测修正方法

刘刚<sup>1</sup>, 李瑞<sup>1</sup>, 张圆明<sup>1</sup>, 王秀茹<sup>1</sup>, 张鹏飞<sup>1</sup>,  
陈晨<sup>1</sup>, 叶桐瑋<sup>2</sup>, 张东东<sup>2</sup>

(1. 国网江苏省电力有限公司宿迁供电分公司, 江苏 宿迁 223800; 2. 南京工程学院电力工程学院, 江苏 南京 211167)

**摘要:**随着电力电子器件在电网中的投入,以及越来越多的非线性负荷的使用,使得系统中的高次谐波水平也在不断提高,高次谐波不仅对设备和材料的行为有负面影响,且对绝缘参数的在线测试结果也存在影响。为此,该文通过理论分析与试验测试的方式,进行循环老化下电缆绝缘介损特征( $\tan \delta$ )及在线监测修正方法研究,试验测试不同电压下工频1~8倍频率范围内交联聚乙烯电缆老化后的介质损耗因数。研究结果表明:随着老化程度的增加 $\tan \delta$ 增大,20次老化处理前期增幅最大,对于50 Hz情况, $\tan \delta$ 从0.009 4增加为0.021 9; $\tan \delta$ 增大程度受到谐波频率和谐波电压的影响,且谐波频率的影响不可忽略。最后根据试验结果,提出电缆绝缘介质损耗因数修正方法,给出50~400 Hz高频下的修正系数。研究成果可用于工频条件下在线介损监测的修正,从而提升电缆老化在线评估的可靠性。

**关键词:**电缆老化;介质损耗因数;高次谐波;修正方法

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2025.01.029 中图分类号: TM216 文章编号: 1673-9140(2025)01-0274-07

## Dielectric loss characteristics and online monitoring correction methods of cable insulation under cyclic aging

LIU Gang<sup>1</sup>, LI Rui<sup>1</sup>, ZHANG Yuanming<sup>1</sup>, WANG Xiuru<sup>1</sup>, ZHANG Pengfei<sup>1</sup>,  
CHEN Chen<sup>1</sup>, YE Tonghui<sup>2</sup>, ZHANG Dongdong<sup>2</sup>

(1. Suqian Power Supply Branch, State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Suqian 223800, China;

2. School of Electric Power Engineering, Nanjing Institute of Technology, Nanjing 211167, China)

**Abstract:** With the investment of power electronic devices in the power grid and the increasing use of nonlinear loads, the level of high-order harmonics in the system is constantly improving. High-order harmonics not only have a negative impact on the behavior of equipment and materials but also affect the online testing results of insulation parameters. Therefore, the dielectric loss characteristics ( $\tan \delta$ ) of cable insulation under cyclic aging and online monitoring correction methods are studied through theoretical analysis and experimental testing. The dielectric loss factor of cross-linked polyethylene cables after aging in the frequency range of 1–8 times the power frequency under different voltages is tested. The research results indicate that as the degree of aging increases, the  $\tan \delta$  value increases, with the largest increase observed in the early stage of 20 aging treatments. For the 50 Hz condition, the  $\tan \delta$  value increases from 0.009 4 to 0.021 9. The degree of increase in  $\tan \delta$  is influenced by harmonic frequency and harmonic voltage, and the influence of harmonic frequency cannot be ignored. Based on the experimental results, a method for correcting the dielectric loss factor of cable insulation is proposed, providing correction factors at high frequencies of 50–400 Hz. The

收稿日期: 2024-07-25; 修回日期: 2024-09-03

基金项目: 国网江苏省电力公司科技项目(J2023101)

通信作者: 张东东(1991—), 男, 博士, 副教授, 主要从事高电压绝缘放电与劣化特性、电力设备状态检测与故障诊断的研究; E-mail: zhangdd@njit.edu.cn

research results can be used for correcting online dielectric loss monitoring under power frequency conditions, thereby improving the reliability of online evaluation of cable aging.

**Key words:** cable aging; dielectric loss factor; high-order harmonics; correction method

交联电缆凭借其结构简单、重量轻、耐热好以及负载能力强等优点得到了大量应用<sup>[1-7]</sup>,但交联电缆也存在易于受到发热、水分侵入而导致老化的缺点,这都是引发电缆绝缘击穿等故障的主要原因<sup>[8-13]</sup>。此外,由于非线性负荷的使用越来越多,系统中的谐波水平也在不断增加,从而导致电力质量的恶化。谐波对设备和材料的行为有负面影响,其如何影响绝缘参数的测试结果尚未清晰。

因此,国内外学者针对电缆绝缘老化进行了大量的研究<sup>[14-22]</sup>,研究主要集中于绝缘老化机理建模<sup>[23-28]</sup>、绝缘老化监测<sup>[29-33]</sup>等方向。例如,文献<sup>[10-11]</sup>构建新型诊断函数,提出了基于诊断函数波形特征辨识与定位电缆热老化段和集中性缺陷的方法;文献<sup>[12-13]</sup>研究了核磁共振原理的交联聚乙烯电缆热老化行为,此方法为准确监测电缆老化情况提供了重要的应用价值;文献<sup>[34]</sup>基于COMSOL Multiphysics软件,提出了一种充分考虑电缆老化现象的24 kV电力电缆的详细仿真方案,结果展示了绝缘介质的介电极化与工作电压范围的关系,研究结果可用于评价交联聚乙烯电缆绝缘状况;为了探讨不同敷设环境下电缆的老化评价,文献<sup>[35]</sup>对交联聚乙烯绝缘电缆在水和空气中老化进行了等温松弛电流(isothermal relaxation current, IRC)试验,结果表明,绝缘中的陷阱密度因老化而显著增加,空气中热老化对电缆绝缘的影响强于水中;由于屏蔽层的状态对电缆有影响,进一步进行了屏蔽层剥离力和电阻率的测试,以研究不同敷设环境对样品老化状况的影响,老化过程降低了剥离力,可能导致杂质或气隙的引入,加速绝缘变形。

上述针对电缆老化评价、介电特性的研究都是在正常运行电压下进行的,而没有考虑谐波电压的影响。此外,目前大量研究结果表明,电缆绝缘缺陷会产生明显的接地电流谐波,但这些研究也均未考虑电压谐波这一关键因素<sup>[36-38]</sup>。目前尚无文献针对谐波电压下老化电力电缆介电性能研究,导致谐波如何影响绝缘参数的测试结果尚未清晰。基于此,本文通过理论分析与试验测试的方式进行谐波电压下循环老化电力电缆介电性能研究,测试50~400 Hz频率、2~12 kV电压下交联聚乙烯

(cross-linked PolyEthylene, XLPE)电力电缆循环老化后的介电损耗角正切值。研究成果可用于在线介损监测的修正,进一步提升电缆老化在线评估的可靠性。

## 1 理论分析与试验过程

### 1.1 谐波的公式表达

谐波在电力系统中的负面影响越来越大,其被定义为电网电流和电压在基频倍数下的周期性波形分量,谐波会扭曲配电系统中的电流和电压波形。主要的谐波源包括使用半导体元件、电弧炉、焊机、变流器和照明元件等设备,这些谐波源会在系统中造成波形失真、电压降、控制和测量误差、元件故障、损耗、加热、绝缘应力和寿命缩短等问题。电力系统中不含谐波分量的电压和电流的瞬时值分别为

$$v(t) = \sqrt{2} V \sin(\omega t + \varphi) \quad (1)$$

$$i(t) = \sqrt{2} I \sin(\omega t + \delta) \quad (2)$$

式(1)、(2)中, $V$ 为有效值电压, $V$ ;  $I$ 为有效值电流, $A$ ;  $\varphi$ 、 $\delta$ 为相角, $(^\circ)$ ;  $\omega = 2\pi f$ ,  $\omega$ 取决于电网频率, $f$ 为配电系统频率,Hz。

虽然有许多诊断和测试方法可用于诊断绝缘材料,但谐波的影响往往被忽视。实际应用中绝缘材料也会受到谐波分量的影响,不同频率下绝缘材料的介电性能会发生变化。谐波对电压和电流有破坏性影响,即

$$v(t) = \sqrt{2} V_1 \sin(\omega t + \varphi_1) + \sqrt{2} V_3 \cdot \sin(3\omega t + \varphi_3) + \dots + \sqrt{2} V_i \sin(i\omega t + \varphi_i) \quad (3)$$

$$i(t) = \sqrt{2} I_1 \sin(\omega t + \delta_1) + \sqrt{2} I_3 \cdot \sin(3\omega t + \delta_3) + \dots + \sqrt{2} I_i \sin(i\omega t + \delta_i) \quad (4)$$

式(3)中, $V_1$ 为基频电压的有效值; $V_i$ 表示*i*阶谐波频率下的电压有效值(电流含义与电压一样)。

主要通过总谐波失真(total harmonic distortion, THD)和总需求失真(total demand distortion, TDD)确定谐波限值,THD和TDD表达式分别为

$$d_{\text{THD}} = \frac{1}{v_1} \sqrt{\sum_{i=2}^n v_i^2} \times 100\% \quad (5)$$

$$d_{\text{TDD}} = \frac{1}{I_L} \sqrt{\sum_{i=2}^n i_i^2} \times 100\% \quad (6)$$

式(5)、(6)中,  $I_L$  为基频分量的最大需求负荷电流;  $n$  为配电系统中最高谐波分量的含量(建议取 50)。

## 1.2 谐波对电力电缆绝缘参数的影响

实际运行中绝缘材料有微量电流通过, 由于电流在绝缘材料上流动, 将发生有功功率损耗并转化为热能, 因此介电参数是衡量绝缘的重要指标。绝缘等效电路如图 1 所示。

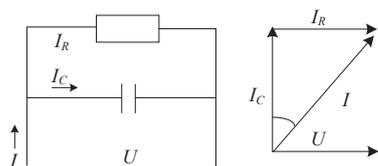


图 1 等效电路

Figure 1 Equivalent circuit

利用并联等效电路参数, 可计算出介质角正切值( $\tan \delta$ )和介质损耗( $P_K$ ), 分别为

$$\tan \delta = \frac{I_R}{I_C} = \frac{U/R}{U\omega C} = \frac{1}{\omega RC} \quad (7)$$

$$P_K = \omega CU^2 \tan \delta \quad (8)$$

若系统中存在谐波含量, 则应在  $\tan \delta$ 、 $P_K$  计算中加入谐波分量, 即

$$\tan \delta = \frac{I_R}{I_C} = \frac{U_i/R}{U_i \omega C} = \frac{1}{i\omega RC} \quad (9)$$

$$P_{K_i} = i\omega CU_i^2 \tan \delta \quad (10)$$

绝缘材料中的另一个介电损耗因素是极化。当交变电场作用于材料时, 电荷偶极子每半个周期改变一次方向, 向相反方向移动。这种运动的频率由施加电压频率决定, 操作过程中由渗透引起的损耗称为极化损耗。在电压半波持续时间很短且非常高的频率下, 一个阈值频率值后的偶极子不能跟随电场, 且不能改变其位置, 也就是说, 随着频率的增加, 极化损耗在某一点前增大, 在某一点后减小。

## 1.3 循环老化试验及介损测试

实验中电缆样品的额定电压为 10 kV, 采用 XPLX 绝缘单芯电缆。考虑实验室设施和测试的可持续性, 样品在过电压下的老化时间间隔为 20 min, 施加电压为额定电压的 6 倍, 用以加速老化过程, 模拟循环老化, 试验过程的环境温度为  $(25 \pm 3)^\circ\text{C}$ 。试验电路如图 2 所示。

开始老化过程前首先测量 3 个未老化电缆样品的介电参数, 然后在每 20 min 老化周期后测量介电损耗角正切( $\tan \delta$ )。在老化的所有周期中, 使用 Omicron CPC 装置进行介电测量。

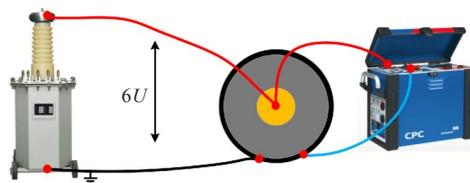


图 2 试验电路

Figure 2 Test circuit

## 2 绝缘参数试验结果

### 2.1 不同谐波频率下的测试结果

根据不同频率和电压下  $\tan \delta$  测量结果和数据评估电缆的绝缘质量。根据文 1.3 中所述测试方法, 50~400 Hz 频率、12 kV 电压下  $\tan \delta$  测量结果如图 3 所示。

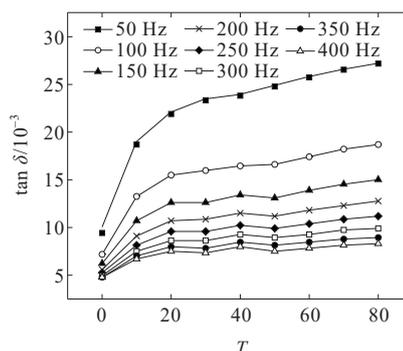


图 3 不同频率下试验结果

Figure 3 Test results at different frequencies

从图 3 可以看出, 在 50~400 Hz 测量频率下, 80 次老化处理导致的  $\tan \delta$  均不断呈增加趋势, 但 20 次老化处理前期增幅最大, 20~80 次老化处理导致的  $\tan \delta$  增加幅度变缓慢。例如, 对于 50 Hz 情况, 20 次的循环老化使得  $\tan \delta$  从 0.009 4 增加为 0.021 9, 增加了 2.33 倍, 但 20~80 次时的  $\tan \delta$  仅从 0.021 9 增加为 0.027 2, 增加了 1.24 倍。

此外, 虽然随着老化循环次数的增加  $\tan \delta$  增大, 但随着频率的增加, 测量结果增幅减小。例如, 对于 0~80 次老化处理, 在 50 Hz 频率下,  $\tan \delta$  从 0.009 4 增加为 0.027 2, 增加了 2.89 倍, 但在 400 Hz 频率下,  $\tan \delta$  仅从 0.004 8 增加为 0.008 3, 增加了 1.73 倍。这种情况表明, 不同频率下进行的  $\tan \delta$  测量具有谐波影响效应, 测量时应该评估谐波频率相关的变化。

### 2.2 不同谐波电压下的测试结果

根据文 1.3 中所述测试方法, 50 Hz、2~12 kV 电压下的测量结果如图 4 所示。

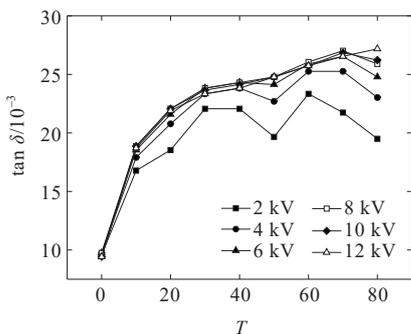


图4 不同电压下试验结果

Figure 4 Test results under different voltages

从图4可以看出,不同电压对介质损耗因数测试的影响小于谐波频率对介质损耗因数测量的影响,尤其在老化前期,测量电压对介质损耗因数测量的影响非常微弱。但是随着老化程度的增加,例如老化周期从40增加为80次的过程中,其谐波电压的影响相对偏大,但整体上来看,还是小于谐波频率对tan δ测试的影响。

### 2.3 频率等效 tan δ 修正系数

在进行电缆现场介质损耗因数的在线监测过程中,存在谐波时会造成测试得到的介质损耗因数不准确,因此,为了进一步促进在线监测介质损耗因数的应用,本文根据谐波频率的不同进行等效 tan δ 修正,即提出介质损耗因数的修正系数,如图5所示。

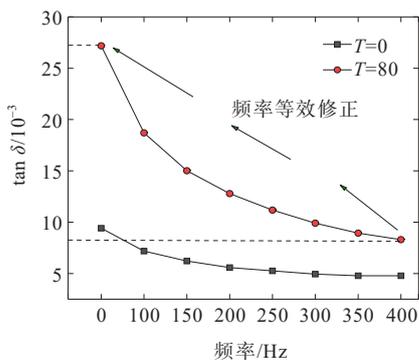


图5 频率等效 tan δ 修正

Figure 5 Equivalent tan δ correction based on frequency

由图5中箭头可以看出,高频下测试得到的结果修正到基频率后会有显著的上升变化趋势,因此提出修正系数如下:

$$k = \frac{\tan \delta_{50}}{\tan \delta} \times 100\% \quad (11)$$

将不同频率下的测试值乘以修正系数k,可以进行 tan δ 修正,得到基频下的介质损耗因数,进而

减小因谐波存在而带来的测量误差。

当额定频率和高次谐波叠加时,取含量最高的3次谐波含量 $x_i, x_j, x_k$ ,修正如下:

$$\tan \delta_{50} = \tan \delta \cdot \frac{x_1 k_1 + x_i k_i + x_j k_j + x_k k_k}{1 + x_i + x_j + x_k} \quad (12)$$

式中, $x_1$ 为基波含量,归一为100%; $k_i, k_j, k_k$ 分别为最高的第*i, j, k*次的谐波修正系数; $k_1$ 为基波修正系数,取1。

基于本文测试结果,XPLX绝缘电缆推荐的频率等效 tan δ 修正系数如表1所示。本文取不同老化周期下的频率等效 tan δ 修正系数平均值作为最终推荐的修正系数,100、150、200、250、300、350、400 Hz的修正系数k分别取1.44、1.78、2.08、2.33、2.58、2.81、3.00。

表1 频率等效 tan δ 修正系数

Table 1 Equivalent tan δ correction factor based on frequency

T	不同老化周期下的频率(Hz)等效 tan δ 修正系数						
	100	150	200	250	300	350	400
0	1.31	1.51	1.69	1.79	1.91	1.97	1.97
10	1.41	1.75	2.05	2.30	2.49	2.66	2.79
20	1.41	1.74	2.05	2.29	2.54	2.74	2.92
30	1.46	1.85	2.15	2.44	2.71	2.98	3.18
40	1.45	1.77	2.07	2.33	2.57	2.82	2.98
50	1.49	1.89	2.22	2.50	2.77	3.04	3.30
60	1.48	1.85	2.18	2.48	2.78	3.04	3.29
70	1.46	1.83	2.16	2.44	2.72	3.02	3.26
80	1.45	1.81	2.13	2.43	2.75	3.04	3.27

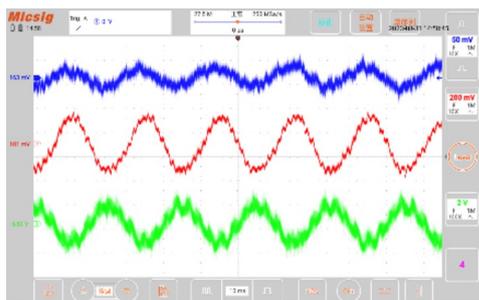
### 2.4 工程应用案例

本文将所提方法应用于宿迁10 kV支城1#133线的电缆介损测试,现场测试及其中一组测试结果如图6所示。本次测试累积采集3组电流数据:1组肘型电缆终端测试数据(案例分析不使用此数据);1组电缆地线电流数据,用于分析谐波含量及推导计算电缆绝缘介质损耗因数;1组主电流信号,用于标定地线电流相位,辅助计算电缆绝缘介质损耗因数。在实施案例中,用于测试主电流和接地电流的互感器灵敏度分别为0.1 A、1 mA;电缆绝缘介质损耗因数为0.43%。取谐波次数较高的3、5、7次谐波对应的谐波含量15.1%、14.6%、17.2%进行修正,修正后的电缆绝缘介质损耗因数为0.61%。计算方法为

$$\tan \delta_{50} = 0.43\% \times \left( \frac{1 \times 1}{1 + 15.1\% + 14.6\% + 17.2\%} + \frac{15.1\% \times 1.78}{1 + 15.1\% + 14.6\% + 17.2\%} + \frac{14.6\% \times 2.33}{1 + 15.1\% + 14.6\% + 17.2\%} + \frac{17.2\% \times 2.81}{1 + 15.1\% + 14.6\% + 17.2\%} \right) \quad (13)$$



(a) 现场测试



(b) 测试结果

图 6 电缆地线电流及主电流测试

Figure 6 Cable grounding current and main current testing

### 3 结 语

本文研究了谐波电压下循环老化电力电缆介电性能,通过理论与试验研究主要得到以下结论。

1) 随着老化循环次数的增加,  $\tan \delta$  值增大, 20 次老化处理前期增幅最大, 20~80 次老化处理导致的  $\tan \delta$  增加幅度变缓慢。此外,  $\tan \delta$  增大程度受到谐波频率和谐波电压的影响。

2) 不同电压对介质损耗因数测试的影响小于谐波频率对介质损耗因数测量的影响。谐波频率的影响不可忽略, 对于 0~80 次老化处理, 50 Hz 频率下  $\tan \delta$  值从 0.009 4 增加为 0.027 2, 增加了 2.89 倍, 但在 400 Hz 频率下,  $\tan \delta$  值仅从 0.004 8 增加为 0.008 3, 增加了 1.73 倍。

3) 提出了介质损耗因数的修正系数, 50、100、150、200、250、300、350、400 Hz 的修正系数  $k$  分别取

1.44、1.78、2.08、2.33、2.58、2.81、3.00。

本文的研究成果可用于在线介损监测的修正, 将进一步提升电缆老化在线评估的可靠性。

### 参 考 文 献:

- [1] 余建宁,江波,唐玲,等.一种三芯电缆状态在线监测与短路故障定位方法的研究[J].智慧电力,2023,51(11):91-97+105.  
SHE Jianning,JIANG Bo,TANG Ling,et al.Method for on-line monitoring and short-circuit fault location of three-core cables[J].Smart Power,2023,51(11):91-97+105
- [2] WANG Y N, WANG Y L, YANG X W, et al. Charge transport in full-size HVDC cable joint with modeling of XLPE/EPDM interface[J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2021, 28(6): 2117-2125.
- [3] QIN S, XU Q, WANG Q, et al. Simulation study on influence of cable tunnel shape on temperature rise of XLPE cable[C]//IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Applications (ICHVE), Chongqing,China,2022.
- [4] 沙浩源,郭涛,赵学华,等.基于空间矢量复合判断指标的变电站动力电缆漏电检测算法[J].电力系统保护与控制,2023,51(11):168-176.  
SHA Haoyuan, GUO Tao, ZHAO Xuehua, et al. Leakage detection algorithm for long-section power cables in substations based on a composite judgment index of space vector[J]. Power System Protection and Control, 2023,51(11):168-176.
- [5] 崔江静,吴宏晓,南保峰,等.基于FVMD&WVD方法的非接触式电缆故障在线监测技术研究与应用[J].高压电器,2024,60(1):205-214.  
CUI Jiangjing, WU Hongxiao, NAN Baofeng, et al. Research and application of non-contact on-line monitoring technology of cable based on FVMD&WVD Method[J]. High Voltage Apparatus, 2024, 60(1): 205-214.
- [6] 李佳宇,王光,罗建华,等.基于多元变分模态分解与峭度的配电网电缆故障定位方法[J].电网与清洁能源,2024,40(3):92-98.  
LI Jiayu, WANG Guanglin, LUO Jianhua, et al. A cable fault location method of distribution networks based on MVMD and kurtosis calculation[J]. Power system and Clean Energy,2024,40(3):92-98.
- [7] 王雪倩,聂一雄,李哲,等.基于工频磁场的电缆路径定位及其影响因素分析[J].电力科学与技术学报,2023,38(2):96-104.  
WANG Xueqian, NIE Yixiong, LI Zhe, et al. Analysis of cable path location and its influencing factors based on power frequency magnetic field[J]. Journal of Electric

- Power Science and Technology,2023,38(2):96-104.
- [8] CHEN C, CHENG C, WANG X, et al. Space charge characteristics for XLPE coaxial cable insulation under electrothermal accelerated aging[J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation,2022,29(2): 727-736.
- [9] 郑书生,张宗衡,孔举,等. 电树枝起树后电压幅值对生长形貌和局部放电特性的影响[J]. 绝缘材料,2023,56(3):70-76.  
ZHENG Shusheng, ZHANG Zongheng, KONG Ju, et al. Effect of voltage amplitude on growth morphology and partial discharge characteristics of electrical tree[J]. Insulation Material,2023,56(3):70-76.
- [10] 林钰灵,徐澎磊,崔江静,等. 配电电缆中受潮接头的阻抗特性及其检测方法研究[J]. 电测与仪表,2024,61(1): 157-163.  
LIN Yuling, XU Penglei, CUI Jiangjing, et al. Study on impedance characteristics of MV cable joint duo to moisture ingress and its detection method[J]. Electrical Measurement & Instrumentation,2024,61(1):157-163.
- [11] 单秉亮,李舒宁,程俊华,等. XLPE 配电电缆热老化段和集中性缺陷的辨识与定位[J]. 中国电机工程学报, 2021,41(23):8231-8241.  
SHAN Bingliang, LI Shuning, CHENG Junhua, et al. Distinguishing and locating thermal aging segments and concentration defects in XLPE distribution cables[J]. Proceedings of the CSEE,2021,41(23):8231-8241.
- [12] 邓文东,袁凡宁,李均,等. 核磁共振原理的交联聚乙烯电缆热老化行为分析[J]. 重庆大学学报,2014,37(8):41-45.  
DENG Wendong, YUAN Fanning, LI Jun, et al. Thermal aging behavior of XLPE cable based on the nuclear magnetic resonance theory[J]. Journal of Chongqing University, 2014,37(8): 41-45.
- [13] 陈诚,张国民,曹流,等. 电缆通道的三维重建与位置标定方法研究[J]. 供用电,2023,40(6):101-107.  
CHEN Cheng, ZHANG Guomin, CAO Liu, et al. Research on 3D reconstruction and position calibration of cable channel[J]. Distribution & Utilization, 2023, 40(6):101-107.
- [14] 何宁辉,马波,沙伟燕,等. 热老化对配电电缆绝缘等温松弛电流及阈值电场的影响[J]. 绝缘材料,2023,56(8): 51-57.  
HE Ninghui, MA Bo, SHA Weiyan, et al. Effect of thermal aging on isothermal relaxation current and threshold electric field of distribution cable insulation[J]. Insulation Material,2023,56(8):51-57.
- [15] 何勇,林凯,梁汉远,等. 单芯电缆寿命的热老化估算模型[J]. 广东化工,2023,50(13):79-81.  
HE Yong, LIN Kai, LIANG Hanyuan, et al. Thermal aging estimation model of single core cable life[J]. Guangdong Chemical Industry,2023,50(13):79-81.
- [16] 王景兵,张帆,程兆璐,等. 盐雾对电缆附件硅橡胶电气绝缘性能影响及其机理[J]. 中国电力,2023,56(6):82-89+100.  
WANG Jingbing, ZHANG Fan, CHENG Zhaolu, et al. Effect and mechanism of salt spray on electrical insulation properties of silicone rubber for cable accessories[J]. Electric Power,2023,56(6):82-89+100.
- [17] SURACI S V, FABIANI D. Aging modeling of low-voltage cables subjected to radio-chemical aging[J]. IEEE Access,2021,9:83569-83578.
- [18] 秦晨元,魏福庆,杨世元,等. 交联聚乙烯电缆电树老化的研究进展[J]. 工程塑料应用,2023,51(7):175-181.  
QIN Chenyuan, WEI Fuqing, YANG Shiyuan, et al. Research progress on electrical tree aging of cross-linked polyethylene cables[J]. Engineering Plastics Application,2023,51(7):175-181.
- [19] ZHANG Y,JIANG F,YU X,et al.Assessment of Thermal aging degree of 10 kV cross-linked polyethylene cable based on depolarization current[J]. IEEE Access,2021,9: 111020-111029.
- [20] 王冠阳. 基于 LIBS 的电缆护套老化硬度检测研究[D]. 长春:长春工业大学,2023.  
WANG Guanyang. Research on aging hardness testing of cable sheath based on LIBS[D]. Changchun: Changchun University of Technology,2023.
- [21] 章彬,徐曙,巩俊强,等. 国产与进口高压电缆交联聚乙烯绝缘耐热老化性能对比分析[J]. 绝缘材料,2023,56(7):32-39.  
ZHANG Bin, XU Shu, GONG Junqiang, et al. Comparative analysis on heat ageing resistance of domestic and imported XLPE insulation for high voltage cables[J]. Insulation Material,2023,56(7):32-39.
- [22] 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.
- [23] BAI L,SU M,SUN L,et al.Mechanism characterization and nondestructive inspection method of thermal degradation faults in EPDM cable termination[J]. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement,2022, 71:1-12.
- [24] DAI X,HAO J,LIAO R,et al.Multi-dimensional analysis and correlation mechanism of thermal degradation characteristics of XLPE insulation for extra high voltage submarine cable[J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation,2021,28(5):1488-1496.
- [25] HE D,MENG F,LIU H,et al.The influence mechanism of semiconductive material on space charge accumulation in HVDC cable accessory[J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2019, 26(5): 1479-

- 1486.
- [26] HU H, JIA Z, WANG X. Aging mechanism of silicone rubber under thermal-tensile coupling effect[J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2022,29(1):185-192.
- [27] HUA X, WANG L, YANG S. Multiscale analysis of the aging process of cable insulation[J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2023,30(1):238-246.
- [28] LI G, WANG Z, 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.
- [29] HARMON G, TOLL T, SEXTON C. Development and implementation of an in-situ cable condition monitoring method for nuclear power plants[C]//IEEE Electrical Insulation Conference (EIC), Knoxville, TN, United States, 2020.
- [30] LI D, SPENCER M P, NI Y, et al. Application of principal component analysis for the monitoring of the aging process of nuclear electrical cable insulation[C]//96th IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), Vancouver, BC, Canada, 2021.
- [31] LI S, LI W, LI J, et al. Space charge formation and physicochemical properties of aged XLPE cable insulation[C]//IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis(CMD), Bali, Indonesia, 2012.
- [32] MCCONKEY J B, DUNGAN N A, FERREE C R, et al. On-line condition monitoring and aging management system for nuclear power plant cables[C]//IEEE Electrical Insulation Conference (EIC), Denver, CO, USA, 2021.
- [33] POLYAKOV D A, YURCHUK D A, NIKITIN K I. Cables XLPE-insulation residual life monitoring[C]//IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE), Athens, Greece, 2018.
- [34] AZIMUDDIN A, REFAAT S S. Modeling and simulation of electrical aging of medium voltage XLPE power cables based on finite element analysis[C]//22nd International Middle East Power Systems Conference (MEPCON), Assiut, Egypt, 2021.
- [35] YUAN Q, ZHOU H, GU H, et al. Aging condition assessment of XLPE insulated cables in various laying environments based on isothermal relaxation current[C]//4th IEEE International Conference on Electrical Materials and Power Equipment (ICEMPE), Shanghai, China, 2023.
- [36] 林奕夫, 何锋, 赵岩, 等. XLPE 中金属尖刺缺陷阻性电流谐波成分分析[J]. 绝缘材料, 2023,56(11):101-109.  
LIN Yifu, HE Feng, ZHAO Yan et al. Analysis on resistive current harmonic components of metal spike defect in XLPE[J]. Insulating Materials, 2023,56(11):101-109.
- [37] 赵岩, 郑书生. 基于损耗电流谐波特征分析的 XLPE 电缆局部尖刺缺陷诊断[J]. 电工技术学报, 2023,38(21):5725-5737.  
ZHAO Yan, ZHENG Shusheng. Diagnosis of XLPE cable local tip defects based on analysis of harmonic characteristics of loss current[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023,38(21):5725-5737.
- [38] 陈文教, 卞佳音, 张珏, 等. 高压 XLPE 电缆绝缘层动态热行为建模的优化分析[J]. 电力科学与技术学报, 2023,38(4):123-133.  
CHEN Wenjiao, BIAN Jiayin, ZHANG Jue, et al. Research on dynamic thermal evaluation of high voltage XLPE cable insulation layer[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023,38(4):123-133.