

基于波速的电缆交联聚乙烯绝缘温度评估

刘岑俐¹, 狄啟飞¹, 郑海涯¹, 张言铖², 黄浩³, 张龙翔⁴

(1. 贵州电网有限责任公司凯里供电局, 贵州 凯里 555660; 2. 贵州电网有限责任公司凯里丹寨供电局, 贵州 凯里 555660; 3. 贵州电网有限责任公司凯里从江供电局, 贵州 凯里 555660; 4. 华北电力大学(保定)电力工程系, 河北 保定 071003)

摘要: 温度是电缆绝缘材料使用寿命的重要因素, 为确保电缆安全, 提升配网风险管控水平, 必须监测和管理电缆的运行温度。当前测温技术存在成本及覆盖范围的瓶颈, 难以在中低压电缆中广泛应用, 文章基于交联聚乙烯(XLPE)介电谱的温度响应特性, 提出了一种基于波速的电缆交联聚乙烯绝缘测温方法。波速与电缆分布电容 C 相关, 决定 C 值的介电常数受温度影响。因此可以通过 C 建立波速和温度之间的关系。首先, 通过实验结果得出电缆绝缘介电常数随温度变化的规律并结合分子动力学模拟对其进行了仿真分析; 然后, 基于电缆传输线特性建立波速与温度的关系曲线。鉴于实际电缆横截面的温度由内到外逐渐降低, 存在温度梯度, 因此, 在考虑温度梯度的情况下, 通过有限元仿真证明了基于波速反演电缆绝缘温度的可行性, 并以绝缘中点温度为例进行了实验验证。

关键词: 波速; 电缆; 交联聚乙烯; 温度; 有限元分析

Temperature Assessment of Cross-linked Polyethylene Insulation for Cables Based on Wave Velocity

LIU Cenli¹, DI Qifei¹, ZHENG Haiya¹, ZHANG Yancheng², HUANG Hao³, ZHANG Longxiang⁴

(1. Kaili Power Supply Bureau, Guizhou Power Grid Co., Ltd., Guizhou Kaili 555660, China; 2. Kaili Danzhai Power Supply Bureau, Guizhou Power Grid Co., Ltd., Guizhou Kaili 555660, China; 3. Kaili Congjiang Power Supply Bureau, Guizhou Power Grid Co., Ltd., Guizhou Kaili 555660, China; 4. Department of Electrical Engineering, North China Electric Power University, Hebei Baoding 071003, China)

Abstract: Temperature is an important factor in the service life of insulation material of cables. For assuring the safety of cables and improving the risk control level of distribution network, it is necessary to monitor and manage the operating temperature of cables. The current temperature measurement technology has bottlenecks in both cost and coverage, and is difficult to be used widely in medium and low voltage cables. In this paper a wave velocity-based temperature measurement method for cross-linked polyethylene insulation of cables is proposed on the basis of the temperature response characteristics of the dielectric spectrum of cross-linked polyethylene (XLPE) of cables. The wave velocity is related to the distributed capacitance C of the cables, and the dielectric constant that determines the C value is affected by temperature. Therefore, the relationship between wave velocity and temperature can be set up through C . First, the variation of the insulation dielectric constant of cables with temperature is obtained through experimental results and is simulated and analyzed by molecular dynamics simulation. Then, the relationship curve between wave velocity and temperature is set up based on the transmission characteristics of cables. Given that the temperature of the actual cross-section of cables gradually decreases from the inside to the outside, a temperature gradient is existed. Therefore, under the condition of considering temperature gradient, the rationality of obtaining the cable insulation temperature based on wave velocity inversion is proved by finite element simulation calculation, and the experimental verification is performed by taking the insulation midpoint temperature as an example.

Keywords: wave velocity; cable; XLPE; temperature; finite element analysis

0 引言

电力电缆是现代电力系统的重要设备,而温度是决定电缆绝缘状态和使用寿命的关键因素^[1-2],交联聚乙烯(cross-linked polyethylene, XLPE)是电缆的常见绝缘材料^[3-4],为防止电缆绝缘故障,电缆导体温度被限制在 90℃以下^[5],为了提升电网风险管控水平,有必要对电缆温度进行监测管理^[6-9]。光纤测温是常用的电缆温度监测手段^[10],该技术在高压电缆中得到了广泛应用^[11-12]。光纤可以布置在电缆内或贴附在电缆表面,两种方式都需要光纤全程沿电缆敷设,同时配备一套终端设备才能实现测温功能。热电偶及红外测温则只能针对个别点位开展,无法覆盖电缆全长,成本以及监测范围限制了以上测温方法在配网电缆中的应用^[13]。然而配网电缆故障量远高于高压电缆^[14-15],随着新能源不断接入,配网电缆负荷的变化日益剧烈,对其进行温度监测可有效掌握电缆动态运行状态,提升新型电力系统安全水平,因此亟需更加简洁有效的电缆测温方法。

电缆的传输线特性可以为运维人员提供其内在状态信息。Qi.B 和 Zhou.Z 等利用电磁波波速对电缆老化进行诊断^[16-17]。Li.C 等通过电缆传输线参数得到其输入阻抗谱,并根据输入阻抗谱对电缆微弱缺陷进行定位^[18]。也有学者利用宽频阻抗谱对电缆老化和集中性缺陷进行检测定位研究^[19-20]。

温度会影响电缆绝缘的介电特性^[21],进而改变其传输线参数,文献[22]基于矢量网络分析仪的初步测试表明,在 30℃~90℃之间,电缆波速与温度之间规律明显且可以量测。文献[23]则利用时域反射法观察到 9℃~75℃之间来自电缆终端反射波的变化。以上工作证明了基于电缆波速进行电缆温度监测的可行性。然而,当前文献缺乏针对这一问题的深入剖析,具体表现为两个方面:首先是未提出明确的通过波速测量电缆绝缘温度的方法体系,其次缺乏为实现这一目标的定量表征关系。为此,本文针对交联聚乙烯绝缘电缆的温度监测展开研究,基于定量关系通过电磁波波速反推绝缘材料的介电特性,进而根据介电参数与温度的相关性映射出电缆绝缘温度,通过有限元仿真证明了该方法的适用性,同时应用该方法在单芯电缆上进行绝缘温度监测,实验结果表明基于电磁波波速可以实现电缆绝缘测温。

1 方法介绍

时域反射法是用来进行电缆故障定位的常见方法^[24-25],该方法中注入电缆的信号 U_{in} 和从电缆末

端反射回来的信号 U_{out} 之间的关系式为

$$U_{out} = U_{in} H e^{-\gamma l} \quad (1)$$

式中: H 表示信号的折反射系数; γ 表示电缆的衰减系数; l 为信号传播路径的长度。这 3 个变量中, H 和 l 与温度无关,而衰减系数 γ 则与温度相关。

衰减系数 γ 可以通过电缆的分布电阻 R , 电感 L , 导纳 G 和电容 C 得到^[26], 公式为

$$\gamma = \sqrt{(R + j\omega L)(G + j\omega C)} = \alpha + j\beta = \alpha + j\frac{\omega}{v} \quad (2)$$

当分析频率为 MHz 级别时,式(2)中的 R 和 G 可以忽略^[27],进一步忽略分布电感 L 与温度的相关性,则衰减系数受温度的影响仅取决于分布电容 C 。对于单芯同轴电缆,其单位长度的分布电容计算式为

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0\epsilon_r}{\ln(r_s/r_c)} \quad (3)$$

式中: ϵ_r 是相对介电常数; r_s 和 r_c 分别是电缆绝缘半径和导体半径。由式(2)和式(3)可得

$$\frac{v}{v_0} = \sqrt{\frac{\epsilon_r T_0}{\epsilon_r T}} \quad (4)$$

式中的介电常数是电缆绝缘温度梯度作用下的等值结果,因此本方法反映的是电缆绝缘层的整体平均温度。温度影响电缆中电磁波波速的示意图见图 1,根据这一逻辑,可以实现基于波速的电缆温度溯源及监测。

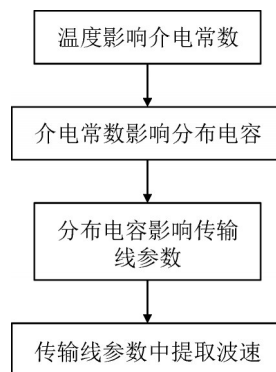


图1 利用波速检测电缆温度的基本原理示图
Fig. 1 Basic principle diagram of detecting temperature of cables with wave velocity

为此,搭建基于网络分析仪 G5061B 的测试平台对交联聚乙烯在不同温度下的介电常数进行测量,得到结果如图 2 所示。介电常数在测试频率范围内幅值稳定,基本保持不变。介电常数随温度升高而降低,且变化速度呈非线性,在温度较低时,变化不明显,温度较高时则快速下降。

为了进一步分析温度对交联聚乙烯介电常数的影响,本文进行了分析动力学仿真^[28]。基于交联聚乙烯的分子特性,构造了由双链结构组成的模型,

每条链包含 18 个单元的 PE 主链骨架。在这一结构中,硅原子通过双碳桥接方式与主链上的碳原子形成连接,从而创建 H 形态的 XLPE 分子骨架。模型的构建过程采用了 Theodorou 开发的非晶态高分子构筑技术,最终得到的分子模型见图 3。

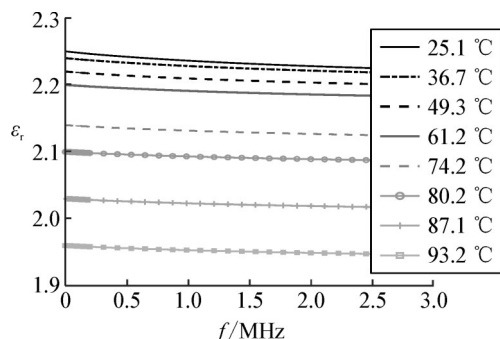


图2 介电常数与温度关系

Fig. 2 Relationship between dielectric constant and temperature

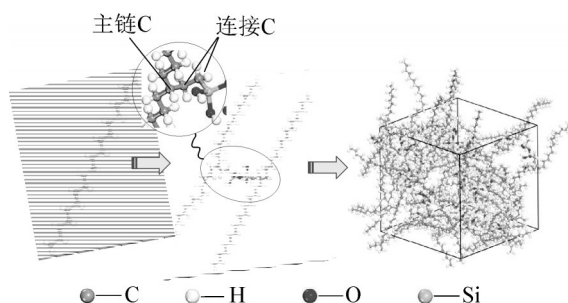


图3 交联聚乙烯形成过程

Fig. 3 Formation process of cross-linked polyethylene

介电性能的模拟过程包括几何优化(geometry optimization),退火(anneal)和分子动力学模拟(molecular dynamic)。几何优化和退火处理可以使模型能量趋于稳定且使模型所呈现的理化性质更接近于真实材料。

对退火后的模型分别在 NVT(number, volume and temperature)和 NPT(number, pressure and temperature)系综下进行分子动力学模拟,采用 COMPASS 力场,分别设置温度为 25 °C、35 °C、45 °C,MD 模拟的总时长为 3 000 ps,时间步长取 1 fs。基于式(5)对 ϵ_s 进行计算,得到如图 4 所示结果。

$$\epsilon_s = 1 + \frac{\langle |M|^2 \rangle - \langle |M| \rangle^2}{3V k_B T \epsilon_0} \quad (5)$$

图 4 为 3 000 ps 的 MD 模拟结果,可以看出当 2 000 ps 后,模型趋于稳定,交联聚乙烯的介电常数曲线随温度升高而降低,与实验结果吻合。

为了更好地利用该测试结果,通过最小二乘法对绝缘材料相对介电常数与温度的关系进行函数拟合,得到式(6)所示结果。

$$\epsilon_{XLPE} = 2.053 - 0.152 \times a \tan[0.0707 \times (T - 84.6)] \quad (6)$$

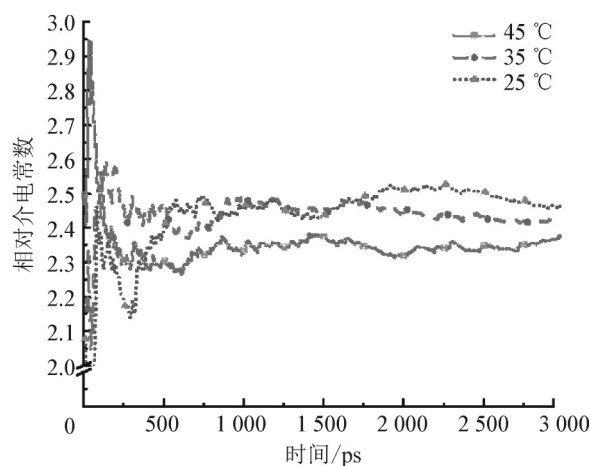


图4 交联聚乙烯相对介电常数与温度的关系

Fig. 4 Relationship between relative dielectric constant and temperature of XLPE

将该拟合结果绘制于图 5。由图 5 可知,交联聚乙烯电缆中的波速变化在低温时较小,而在温度接近电缆极限温度时显著变大,这一规律与文献[22-23]中得到的结果一致。结合图 5 和式(4)可以获得波速与电缆中绝缘温度之间的关系,见图 6,进而实现基于波速的电缆绝缘温度测量。

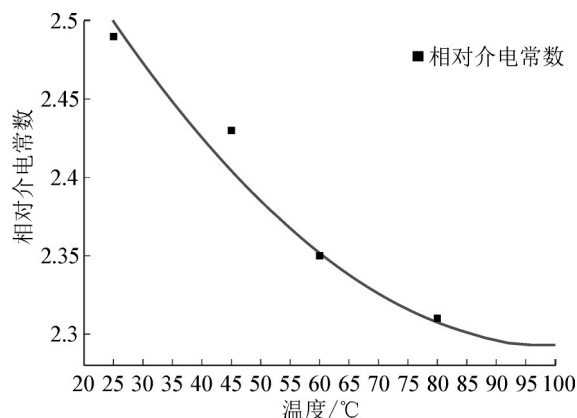


图5 相对介电常数随温度变化

Fig. 5 Variation of relative dielectric constant with temperature

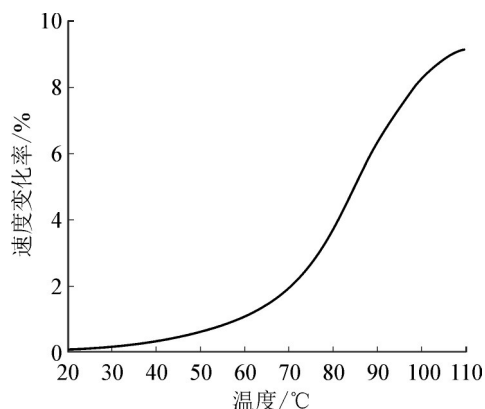


图6 速度变化与温度关系

Fig. 6 Relationship between speed variation and temperature

2 计算分析

温度变化将影响电缆材料性能,进而改变分布参数,影响电磁波波速。由式(2)可知,电磁波波速受到电阻 R ,电感 L ,导纳 G 和电容 C 的影响。为了详细分析温度对以上参数的影响,建立融合电-热的多物理场仿真模型。

2.1 模型建立

以12/20 kV,截面面积300 mm²的单铝芯交联聚乙烯电缆为例,建立其有限元模型,具体结构和参数见图7和表1。

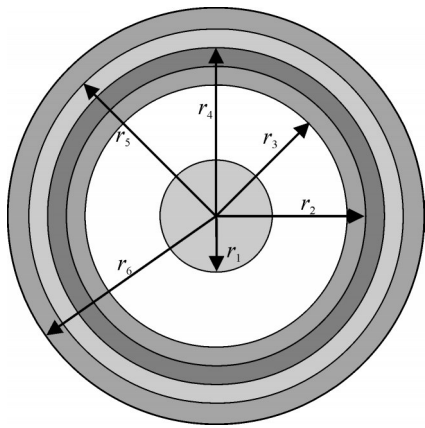


图7 电缆示意图
Fig. 7 Schematic diagram of cables

表1 电缆参数
Table 1 Parameters of cables

参数	数值
线芯电阻率 $r_c/\Omega\text{m}$	2.82×10^{-8}
内缓冲层电阻率 $r_{si}/\Omega\text{m}$	0.01
外缓冲层电阻率 $r_{so}/\Omega\text{m}$	0.01
金属屏蔽电阻率 $r_s/\Omega\text{m}$	1.68×10^{-8}
线芯半径 r_1/mm	9.5
绝缘层半径 r_2/mm	15.6
内缓冲层半径 r_3/mm	16.0
金属屏蔽半径 r_4/mm	17.15
外缓冲层半径 r_5/mm	17.6
外护套半径 r_6/mm	20.1
XLPE相对介电常数 e_{XLPE}	$2.23-0.001\text{ j}$
内屏蔽相对介电常数 e_{cs}	1 000
外屏蔽相对介电常数 e_{is}	1 000
外护套介电常数 e_j	2.3

表2 电缆材料参数
Table 2 Parameters of cable material

参数	数值
绝缘热阻 $R_i(\text{Km/W})$	0.27
绝缘与屏蔽间热阻 $R_{bi}(\text{Km/W})$	0.03
屏蔽与外护套间热阻 $R_{bo}(\text{Km/W})$	0.02
外护套热阻 $R_j(\text{Km/W})$	0.07
导体热容 $Q_c(\text{J/m/K})$	694
绝缘热容 $Q_i(\text{J/m/K})$	946
绝缘与屏蔽间热容 $Q_{bi}(\text{J/m/K})$	89
屏蔽热容 $Q_s(\text{J/m/K})$	413
屏蔽与外护套间热容 $Q_{bo}(\text{J/m/K})$	98
外护套热容 $Q_j(\text{J/m/K})$	711

2.2 仿真过程

根据图8所示的计算逻辑进行电热耦合多物理场仿真,电缆中热源 W_c 根据式(7)计算,式中 I 为电流, ρ_0 为导体在温度 T_0 时的电导率, T 为实际温度, α 为温度系数, l 、 S 分别为导体的长度和截面积。按照表2中数据设置电缆材料参数,获得单芯电缆通过700 A时的温度分布如图9所示,图中绝缘层内外温度梯度约为10℃,进一步计算表明当线芯温度为90℃时,绝缘层内外温度梯度约为25℃。

$$W_c = I^2 \rho_0 [1 + \alpha(T - T_0)] l / S \tag{7}$$

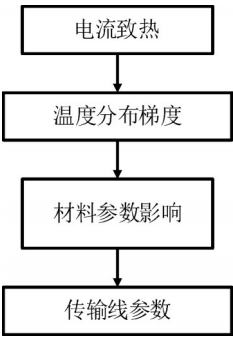


图8 计算逻辑图
Fig. 8 Calculation logic diagram



图9 电缆温度梯度
Fig. 9 Temperature gradient of cables

将式(6)函数关系设置到有限元模型 XLPE 参数中,对电缆的分布参数进行计算,即可获得温度及温度梯度对电磁波波速的影响结果。

利用式(8)的欧姆定律计算电缆分布参数 R ,根据式(9)进行计算分布电感 L 。

$$R = \frac{\int E dl}{I} \quad (8)$$

$$\begin{cases} W_m = \frac{1}{2} \int B H ds \\ L = \frac{2W_m}{I^2} \end{cases} \quad (9)$$

式中: W_m 、 B 、 H 、 I 分别表示磁能、磁感应强度、磁场强度和电流。

依据电场分析可计算出电缆的分布参数,其中电导 G 和电容 C 为重要指标。电容分布参数 C 主要受线芯与金属屏蔽层间的电压差 V 、电场强度 E

及电位移矢量 D 的影响。电缆绝缘材料的复介电常数包含实部 ε' 与虚部 ε'' 两个分量,基于这些参数可通过公式(10)推导出分布电导 G 与分布电容 C 之间的数学关系。

$$\begin{cases} W_e = \frac{1}{2} \int E D ds \\ C = \frac{2W_e}{V^2} \\ G = \frac{\omega \varepsilon'' C}{\varepsilon'} \end{cases} \quad (10)$$

2.3 结果分析

根据电缆的材料和结构参数计算不同频率下该电缆的分布参数^[29],并观察其与温度的相关性,结果如图 10 所示,图中横轴为电缆导体温度,纵轴为不同温度下的分布参数。计算时考虑铝的温度系数和图 5 所示的介电常数与温度的相关性,由结果可知,分布参数中电阻和导纳远小于电感和电容。

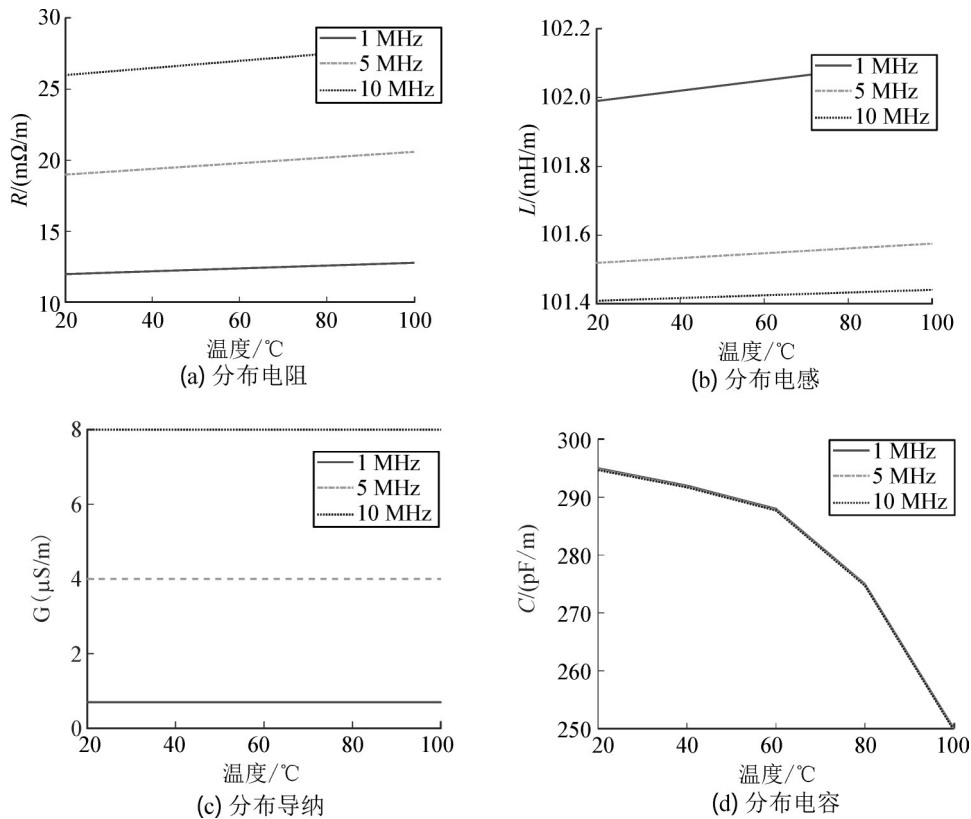


图 10 分布参数随温度变化图
Fig. 10 Variation diagram of distribution parameters with temperature

为了进一步分析结果的精确性,根据电缆参数随温度的变化情况,得出电磁波波速随温度变化的规律,如图 11 所示。图中,分别考虑电阻、电感、电导、电容对电磁波波速的影响。由图 11 可知,电容与温度的相关性最大,在电容的影响下,

电磁波波速的变化率为 8%,而其他参数与温度的相关性很弱,在电阻、电感、电导的影响下,电磁波波速的变化率均不足 0.01%,可忽略不计。以上结论验证了电磁波波速主要受到电缆电容变化的影响。

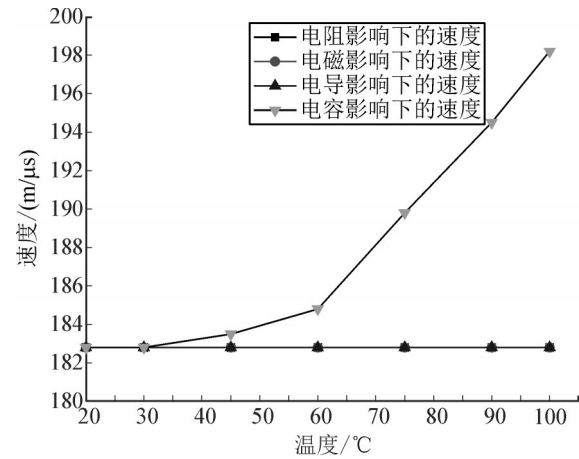


图 11 电磁波波速随温度变化对比图
Fig. 11 Comparison diagram of electromagnetic wave velocity variation with temperature

3 电缆绝缘温度测量实验

为了验证本文所提方法的正确性,搭建实验平台基于所提方法对电缆绝缘温度进行测量。在实验室搭建如图 12 所示的单芯电缆实验平台,对其不同温度下的波速进行测试。测试电缆与计算分析中电缆一致,每根电缆 12 m 长,6 根电缆构成 72 m 长回路。图中共 7 个接头,其中 A 为信号源与电缆的转接头,B-G 为电缆中间接头,接头 1-3 表示实验中使用了 3 种不同的接头。直流电流源连接 B 点和 G 点,形成箭头所示的电流回路,实现电缆加热,两个温度传感器 T_1 和 T_2 用来测量电缆表皮温度。

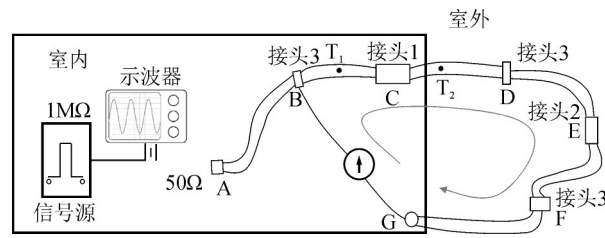


图 12 单芯电缆试验回路
Fig. 12 Test circuit for single-core cables

向电缆注入脉冲,记录不同温度下信号的反射波形,如图 13 所示,其中两个温度值分别对应 T_1 和 T_2 。

由图 13 可知,随着温度升高,反射波波峰向左偏移,表明波速增大,与式(4)和图 2、图 5 所示结果一致。为了将电缆表面温度与绝缘温度关联起来,建立单芯电缆的热路模型,如图 14 所示^[30]。除了表 2 中的参数,其余图中参数如表 3 所示。

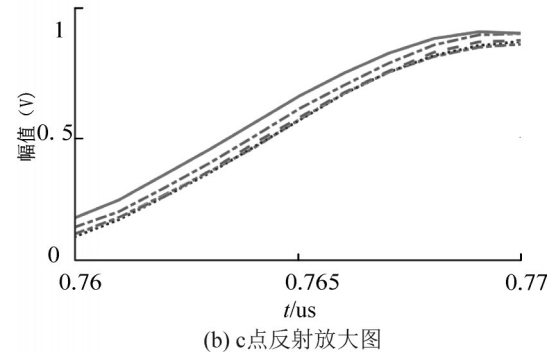
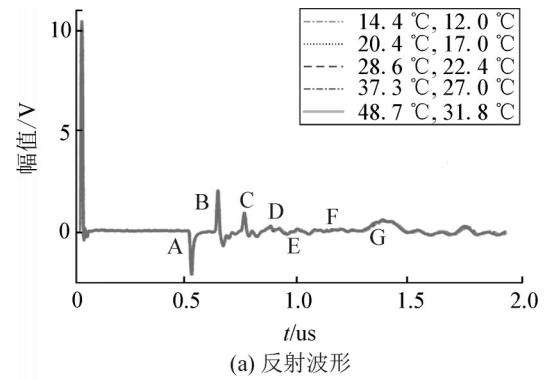


图 13 单芯电缆测试波形
Fig. 13 Waveform of single-core cable test

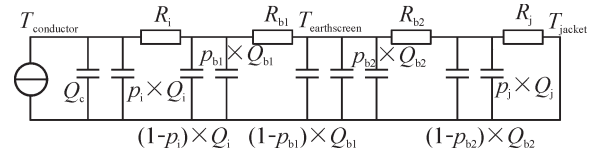


图 14 单芯电缆热路模型
Fig. 14 Thermal circuit model of single-core cable

表 3 电缆温度计算参数
Table 3 Calculation parameters of temperature of cable

参数	数值
导体损耗 $W_c/(W/m)$	34.5
导体温度 $T_{conductor}/^{\circ}C$	—
金属屏蔽温度 $T_{earthscreen}/^{\circ}C$	—
表皮温度 $T_{jacket}/^{\circ}C$	—
Van Wormer 系数 p_i, p_{b1}, p_{b2}, p_b	0.42, 0.5, 0.5, 0.48

根据热路模型及相关参数,可以将电缆表皮测得的温度转换成绝缘温度,转换结果如表 4 所示。表中 T_j 为表皮温度(此处取 T_1), T_i 为根据热路模型计算得到的绝缘温度。在绝缘中间布置温度传感器,测量其温度得到 T_m 。按照图 13 中的波速变化,参考图 5 波速与绝缘温度的关系,得到基于波速的绝缘温度 T_{iv} 。对比基于表面测量的热路模型计算温度 T_i 、绝缘实测温度 T_m 和基于波速的计算温度 T_{iv} ,发现误差不超过 6%。

表4 电缆绝缘温度
Table 4 Insulation temperature of cable

	℃				
T_j	20.4	28.6	37.3	48.7	57.4
T_i	33.7	42.0	50.7	62.1	70.3
T_m	33.8	43.6	50.9	62.2	71.4
T_{iv}	32.0	44.0	49.0	61.0	69.0

4 结语

本文提出基于波速检测电缆绝缘温度的方法,测量了交联聚乙烯介电谱与温度之间的相关性,发现介电常数在宽频范围内幅值变化很小(<1%),介电常数随温度升高下降,且其下降梯度随温度升高而增大,通过分子动力学模拟分析了这一规律。

给出了波速与电缆绝缘温度的关联关系。基于此对单芯电缆展开分析,理论分析和测试结果表明,波速可以实现电缆绝缘温度的监测,其监测误差最大约6%。本文所提方法为电缆绝缘温度监测提供了一种新的思路。

参考文献

[1] SONG Yuxuan, CHEN Weigen, WAN Fu, et al. Online multi-parameter sensing and condition assessment technology for power cables: a review[J]. Electric Power Systems Research, 2022, 210: 108140.

[2] QIN Tao, MAO Hua, GENG Fang, et al. Influence of cable fire protection measures on current carrying capacity[C]// 2022 Power System and Green Energy Conference (PS-GEC). [S. l.]: IEEE, 2022: 1165-1169.

[3] 尚恺, 李加才, 王诗航, 等. 高压电缆交联聚乙烯绝缘料黏度参数对挤出特性影响的仿真研究[J]. 电工技术学报, 2024, 39(3): 810-819.

SHANG Kai, LI Jiakai, WANG Shihang, et al. Simulation study on the extrusion performances based on the viscosity parameters of cross-linked polyethylene insulating materials for high-voltage cables[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(3): 810-819.

[4] 李怀政, 朱燕, 龙文, 等. 电力电缆及终端接头劣化修复技术研究进展[J]. 广东电力, 2023, 36(1): 84-93.

LI Huaizheng, ZHU Yan, LONG Wen, et al. Research progress of aging repair technology for power cable and terminal joint[J]. Guangdong Electric Power, 2023, 36(1): 84-93.

[5] MAKSASSI Z, GARNIER B, MOCTAR A, et al. Thermal characterization and thermal effect assessment of biofouling around a dynamic submarine electrical cable[J]. Energies, 2022, 15(9): 3087.

[6] 邹翔宇, 郁海彬, 袁奇, 等. 基于模糊综合评价法的高压电缆运行管理研究[J]. 电力大数据, 2024, 27(12): 18-30.

ZOU Xiangyu, YU Haibin, YUAN Qi, et al. Study on operation management of high voltage cable based on fuzzy comprehensive evaluation method[J]. Power Systems and Big Data, 2024, 27(12): 18-30.

[7] 田书欣, 肖文渊, 符杨, 等. 极端高温灾害下电缆型配电网韧性提升策略研究[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(9): 3408-3419.

TIAN Shuxin, XIAO Wenyuan, FU Yang, et al. Boosting resilience of cable distribution networks under extreme high-temperature disaster[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(9): 3408-3419.

[8] 梁国坚, 王振刚, 林文浩, 等. 110kV单芯电缆中间接头温度反演监测研究[J]. 供用电, 2023, 40(12): 62-71.

LIANG Guojian, WANG Zhengang, LIN Wenhao, et al. Study on temperature inversion monitoring of 110 kV single core cable intermediate joint[J]. Distribution & Utilization, 2023, 40(12): 62-71.

[9] 袁燕岭, 高岭, 朱长荣, 等. 基于支持向量回归的高压三芯电缆接头温度测算方法[J]. 供用电, 2023, 40(2): 85-91.

YUAN Yanling, GAO Ling, ZHU Changrong, et al. Temperature measurement and calculation method for high voltage three-core cable joint based on support vector regression[J]. Distribution & Utilization, 2023, 40(2): 85-91.

[10] CHEN Yu, WANG Shuang, HAO Yi, et al. Temperature monitoring for 500 kV oil-filled submarine cable based on BOTDA distributed optical fiber sensing technology: method and application[J]. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, 2022, 71(1): 1-10.

[11] 吴春芳, 陈云, 黄韬, 等. 电力电缆状态感知与检测技术研究综述[J]. 高压电器, 2024, 60(10): 86-103.

WU Chunfang, CHEN Yun, HUANG Tao, et al. Overview of condition sensing and detection technology for power cables[J]. High Voltage Apparatus, 2024, 60(10): 86-103.

[12] 马国明, 王思涵, 秦炜淇, 等. 输电线路运行状态光纤感知研究与展望[J]. 高电压技术, 2022, 48(8): 3032-3047.

MA Guoming, WANG Sihan, QIN Weiqi, et al. Research and prospect in optical fiber sensing of transmission line operating conditions[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(8): 3032-3047.

[13] 韩剑. 热电偶测温技术的研究[J]. 自动化应用, 2024, 65(21): 134-141.

HAN Jian. Research on thermocouple temperature measurement technology[J]. Automation Application, 2024, 65(21): 134-141.

[14] 王晓卫, 王雪, 王璐, 等. 基于矩阵变换与模态分析的电缆型配网单相接地故障区段定位[J/OL]. 电工技术学报, 1-14 [2025-06-04]. <https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.241234>.

WANG Xiaowei, WANG Xue, WANG Lu, et al. Single -

- phase grounding fault section location of the distribution cable networks based on matrix transformation and mode analysis[J/OL]. Transactions of China Electrotechnical Society, 1-14 [2025-06-04]. <https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.241234>.
- [15] 朱科, 麦晃铨, 区伟年, 等. 中压电力电缆状态诊断技术在香港地区的创新及应用[J]. 供用电, 2025, 42(3): 94-103.
- ZHU Ke, MAI Huangquan, OU Weinian, et al. Innovation and application for condition assessment technology of medium-voltage power cables in Hongkong[J]. Distribution & Utilization, 2025, 42(3): 94-103.
- [16] QI, B., QIN, C., SHANG, H. Simulation of LXPE cable insulation on-line monitoring based on TM electromagnetic wave spectrum characteristics[J]. Acta Microscopica, 2019, 28(2): 216-230.
- [17] ZHOU Zhiqiang, ZHANG Dandan, HE Junjia, et al. Local degradation diagnosis for cable insulation based on broadband impedance spectroscopy[J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2015, 22(4): 2097-2107.
- [18] LI, C., CHU. Insulation aging diagnosis and defect location of crosslinked polyethylene cable in the distribution network based on radio frequency identification[J]. Materials Express, 2023, 13(10): 1772-1781.
- [19] SHAN, B., LI, S., et al. Effect of segmented thermal aging on defect location accuracy in XLPE distribution cables[J]. IEEE Access, 2021, 9: 134753-134761.
- [20] SU, J., WEI, et al. Multi type defect detection and location based on non destructive impedance spectrum measurement for underground power cables[J]. High Voltage, 2023, 8(5): 977-985.
- [21] DU BX, HAN CHENLEI, LI JIN, et al. Temperature-dependent DC conductivity and space charge distribution of XLPE/GO nanocomposites for HVDC cable insulation[J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2020, 27(2): 418-426.
- [22] DUBICKAS V, EDIN H. On-line time domain reflectometry measurements of temperature variations of an XLPE power cable[C]//2006 IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena. [S.l.]: IEEE, 2006: 47-50.
- [23] NYAMUPANGEDENGU C, SOTSAKA M, MLANGENI G, et al. Effect of temperature variations on wave propagation characteristics in power cables[J]. Saiee Africa Research Journal, 2015, 106(1): 28-38.
- [24] 廖雁群, 李迪, 李磊, 等. 基于相位敏感光时域反射的海底电缆外部扰动监测方法[J]. 广东电力, 2024, 37(8): 109-116.
- LIAO Yanqun, LI Di, LI Lei, et al. Submarine cable external disturbance monitoring method based on phase-sensitive optical time-domain reflectometry[J]. Guangdong Electric Power, 2024, 37(8): 109-116.
- [25] 徐研, 陈文教, 胡成乐, 等. 基于希尔伯特变换与时-频域反射的电缆缺陷定位[J]. 绝缘材料, 2025, 58(5): 97-106.
- XU Yan, CHEN Wenjiao, HU Chengle, et al. Cable defect localization based on Hilbert transform and time-frequency domain reflection[J]. Insulating Materials, 2025, 58(5): 97-106.
- [26] LIU Dali, FENG Hongwei, YANG Hongyuan. A novel method based on spread-spectrum time-domain reflectometry for improving the distance of cable fault detection[J]. IEEE Sensors Journal, 2023, 23(9): 9440-9446.
- [27] W. X. PAN, X. R. LI, Z. D. ZHU, et al. Detection sensitivity of input impedance to local defects in long cables[J]. IEEE Access, 2020(8): 55702-55710.
- [28] 李岩, 梁雨薇, 宋浩源, 等. 温度对两种电缆绝缘材料介电参数影响的分析[J]. 高分子学报, 2024, 55(12): 1754-1762.
- LI Yan, LIANG Yuwei, SONG Haoyuan, et al. Analysis of the influence of temperature on the dielectric parameters of two types of cable insulation materials[J]. Acta Polymerica Sinica, 2024, 55(12): 1754-1762.
- [29] HUA Xu, WANG Li, ZHANG Yaojia. Analysis and diagnosis of shielded cable faults based on finite-element method and time-reversal time-frequency domain reflectometry[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2022, 69(4): 4205-4214.
- [30] G. J. ANDER. Rating of electric power cables in unfavorable thermal environment[M]. Wiley: IEEE Press Series on Power Engineering, 2005.

作者简介:

刘岑俐(1984—), 女, 高级工程师, 研究方向为配电网运行管理测试。E-mail: 278027647@qq.com。

狄啟飞(1993—), 男, 工程师, 研究方向为高压电气试验。E-mail: 363091152@qq.com。

郑海涯(1989—), 男, 工程师, 研究方向为配电技术。E-mail: 53518662@qq.com。

张龙翔(2001—), 男, 硕士, 研究方向为电缆故障诊断。E-mail: 1141266195@qq.com。