

基于等温松弛电流的 110kV 电缆绝缘状态评估

林添堤^{1,2}, 张 成³, 刘 皓³, 刘 青³, 于 波³

刘志国³, 任成燕², 邵 涛²

- (1. 福建农林大学机电工程学院, 福建 福州 350002;
2. 中国科学院电力电子与电气驱动重点实验室, 中国科学院电工研究所, 北京 100190;
3. 国网北京市电力公司电缆分公司, 北京 100022)

摘要: 为了评估现役电缆的绝缘老化状态及剩余寿命,利用等温松弛电流法测试了 8 根 110kV 交联聚乙烯(XLPE)绝缘电缆的去极化电流。通过获得的电流曲线初步判断了电缆绝缘的老化状态,随后基于等温松弛理论引入三阶指数衰减模型对电流曲线进行拟合,并通过拟合参数计算老化因子 A 。实验结果表明,交联聚乙烯电缆的绝缘状态可大致通过去极化电流曲线来判断,老化因子与交联聚乙烯电缆的实际运行年限呈近似线性关系,经历故障的电缆其老化因子则出现异常变大。由于老化因子综合考虑了电缆绝缘的不同极化过程,因此可较为准确地评价高压电缆的老化状态,但其评价标准有待进一步细化。

关键词: 交联聚乙烯; 高压电缆; 去极化电流; 老化因子; 绝缘状态评估

DOI: 10. 12067/ATEEE1909039 **文章编号:** 1003-3076(2020)04-0043-10 **中图分类号:** TM855

1 引言

交联聚乙烯(Cross-Linked PolyEthylene, XLPE)在物理、化学、机械及电气绝缘性能上与其他绝缘材料相比具有显著的优越性^[1,2];同时,交联聚乙烯还具有经济性良好、运行维护和敷设简便等优点,是近年来广泛应用于各种电力电缆的绝缘材料^[3-6]。国内的交联聚乙烯电缆投运较早,20 世纪 90 年代投运的电缆至今已有 20~30 年的使用年限^[7]。交联聚乙烯电缆的寿命一般不超过 30 年,随着使用年限的延长,电缆的绝缘性能将随之改变,很容易出现故障^[8]。交联聚乙烯电缆多敷设在地下,工作环境复杂,容易受水、高温、机械、电等因素的影响并在多种因素共同作用下出现电树、水树和热老化现象,给城市输电网留下严重的安全隐患^[9,10]。电缆绝缘内部一旦发生电树、水树、电荷积聚等老化行为,在雷电或操作过电压冲击的作用下将会造成不可逆转的

电缆运行事故^[11-13]。因此,为确保城市供电安全,减少事故发生率,对现役高压交联聚乙烯电缆的绝缘状态评估和寿命预测很有必要。

目前,电缆绝缘状态评估方法可分为在线检测方法和离线检测方法。在线检测方法可实时掌握电缆的运行状态,及时发现电缆的问题所在,但由于在线检测方法技术难度较大,且在检测过程中需额外安装附件,无形中增加了电缆运行的成本,因此,国内外还未有成熟的手段来实现当前的检测需求^[14,15]。相对于在线检测方法,离线检测方法可根据电力部门的实际运行情况及时调整和计划实验,则更加灵活^[7]。常用的离线电缆检测方法有耐压实验、泄露电流测试、绝缘电阻测试等,这些方法能够对电缆绝缘状态的评估起到一定的作用^[16,17]。

近年来,基于介电响应法的等温松弛电流理论(Isothermal Relaxation Current, IRC)作为一种可离线的无损检测方法倍受国内外研究者关注。IRC 无

收稿日期: 2019-09-20
基金项目: 国家电网公司科技项目(52023317000J)、中国科学院科研仪器设备研制项目(YJKYYQ20170004)
作者简介: 林添堤(1994-),男,福建籍,硕士研究生,研究方向为高压电缆的状态检测与生物环境机电工程;
任成燕(1979-),女,河南籍,副研究员,主要从事高电压与绝缘技术、气体放电与等离子体应用研究(通讯作者)。

需参考敷设电缆的运行历史即可对其剩余寿命进行评估,并且已被初步证实可应用于现场在役电缆的绝缘状态评估^[18]。华南理工大学刘刚^[5]课题组通过等温松弛电流法对 110kV 交联聚乙烯电缆老化前以及实际运行老化后的绝缘状态进行了评估,并分析了老化因子与电缆老化状态之间的关系。林敏^[18]等设计了一种新型的等温松弛电流测试系统,分别研究了未老化、人工老化和实际运行老化的交联聚乙烯绝缘状态,实验结果认为等温松弛理论能有效评估现场运行的电缆状态。此外,上海交通大学尹毅^[19]课题组基于 IRC 理论采用三阶指数衰减模型对测得的去极化电流进行了非线性拟合,分析电缆绝缘各种去极化电流分量的权重,并以此来评估电缆绝缘的老化状态。雷勇^[20]等通过对比不同电缆的去极化电流曲线,验证了基于 IRC 方法检测 XLPE 电缆绝缘状态的可靠性。

目前等温松弛电流理论已被部分学者验证能有效评估电缆绝缘性能,然而大多研究对象主要以人为老化和单因素老化电缆为主,而实际运行老化的电缆与人为老化的电缆相比其运行环境更加复杂,不同研究工作得到的实验结果并不完全一致,未形成比较可靠的理论基础,难以在实际工程领域中推广使用,因此有必要结合实际运行电缆样本进一步验证该方法在工程运用的可靠性,同时基于实际运行电缆的老化状态研究可为现役电缆的状态评估及剩余寿命预测提供重要的参考依据和理论支撑。此

外,不同国家在生产电缆的过程中所使用的绝缘材料不尽相同,且不同生产厂家的制造工艺也存在差异,这些都为电缆绝缘状态的评估带来很大的难度^[20]。本文基于等温松弛理论对不同厂家且经过不同实际运行年限的 110kV XLPE 电缆进行状态评估,首先测试了不同电缆样段的去极化电流,然后引入老化因子等参量对不同电缆的老化状态进行分析和讨论。并在此基础上测试了电缆绝缘切片的表面电位衰减曲线、FTIR 吸收曲线、介电频谱和表面微观形貌,进一步分析了电缆老化原因。

2 实验

2.1 电缆样段

实验选取了来自北京市电力公司的 8 根 110kV XLPE 电缆样品,基本信息如表 1 所示。所选的电缆样段来源较为丰富,包括国内外的不同电缆生产厂家;且电缆的实际投运年限近似线性增长,最短的服役时间为 9 个月,而最长的则接近电缆的设计寿命达到 29 年,可用于后续对比不同时期电缆的老化状态。其中 1#和 2#电缆来自同一生产厂家且投运年限相同,仅服役线路不同;3#和 4#电缆虽然运行年限一致但生产厂家不同;7#和 8#电缆的生产厂家一致但运行年限不一致。此外,运行时间仅为 5 年的 5#电缆为运行故障后退役的电缆,这些均为电缆的老化状态评估提供了极具代表性的样品来源。

表 1 电缆样段信息
Tab.1 Information of cable samples

编号	投运年限	厂家	型号	绝缘厚度/mm	长度/cm
1#	29 年	GW-1	ZR-YJLW02-64/110kV-1×700mm ²	20	100
2#	29 年	GW-1	ZR-YJLW02-64/110kV-1×700mm ²	20	104
3#	17 年	GN-2	ZR-YJLW02-64/110kV-1×630mm ²	17	105
4#	17 年	GN-3	ZR-YJLW02-64/110kV-1×630mm ²	17	96
5#	5 年(故障)	GN-4	ZR-YJLW02-64/110kV-1×800mm ²	16	80
6#	9 个月	GN-5	ZR-YJLW02-64/110kV-1×400mm ²	16	130
7#	11 年	GN-6	ZR-YJLW02-64/110kV-1×630mm ²	17	66
8#	9 个月	GN-6	ZR-YJLW02-64/110kV-1×400mm ²	18	78

注:GW 为国外厂家电缆,GN 为国内厂家电缆。

2.2 样品预处理

实验前,将电缆的一端按图 1 所示进行处理,剥除电缆外护套露出 5cm 铜屏蔽层或金属铠装用于接地,移除主绝缘和内外半导体层露出 5cm 导芯用于施加高压。为避免发生沿面放电,内半导体层、绝缘层和外半导体层之间应呈阶梯状分布。为减小泄

露电流对实验结果的影响,用无水乙醇对剥除部分进行擦洗,并在干燥环境中放置 24h 以上;电缆的另一端做绝缘处理。

2.3 实验方法

电缆的去极化电流较小,容易受外界电场等因素的干扰,实验需在电磁干扰极小的实验室开展。

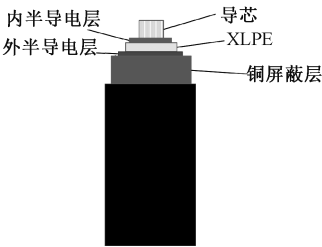


图1 电缆接头预处理
Fig.1 Pretreatment of cable joint

图2为等温松弛电流法的测量接线图,其中电源采用型号为71030NA的BOHER负极性直流高压电源,电流采用KEITHLEY 6517B高阻计测量并通过上位机记录数据, R_1 、 R_2 和 R_3 为限流电阻。实验步骤如下:

(1)消除残余电荷:极化前将导芯与铠装之间短接接地,消除电缆上残留的电荷。

(2)背景电流测试:为了确定所测去极化电流不是由环境干扰或电缆残余电荷造成的,在未给电缆施加电压之前闭合 S_3 ,对电缆进行背景电流测试。

(3)极化过程:将开关 S_1 闭合,负直流高压电源高压端与导芯连接,电缆铠装与电源外壳均接地。为避免极化过程中直流电场对电缆绝缘造成影响,在参考现有文献的基础上^[5,7,19],确定施加在电缆导芯与铠装之间的极化电场为375V/mm,实验中极化电压统一设置为-6kV,极化时间为1800s。

(4)去极化过程:极化结束后移除电源,闭合 S_2 使导芯与铠装短接5s,消除表面电荷对去极化电流的影响;闭合开关 S_3 ,高阻计测量端与导芯连接,接地端与电缆铠装采用一点接地,退极化时间为1000s,采用上位机记录去极化电流数据。

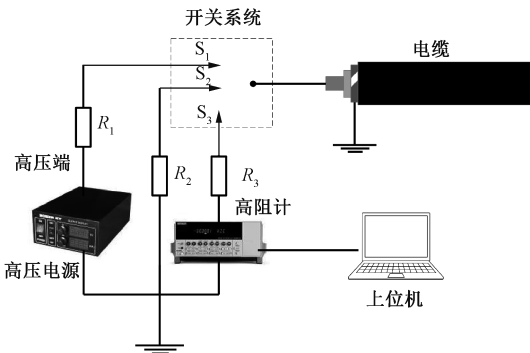


图2 测量接线图
Fig.2 Measuring wiring diagram

3 实验结果

由于实验中电缆样品的去极化电流较小,为了更清楚地分辨去极化电流和背景噪声电流的测量结果,图3给出了典型的去极化电流与背景电流的变化曲线。由图3中可看出,采集的背景噪声基本稳定,电流值很小,在零值附近;去极化电流为逐渐衰减至稳定值的变化趋势,虽然去极化电流值也很小,基本在pA量级,但和背景噪声相比还是有很好的区分度。

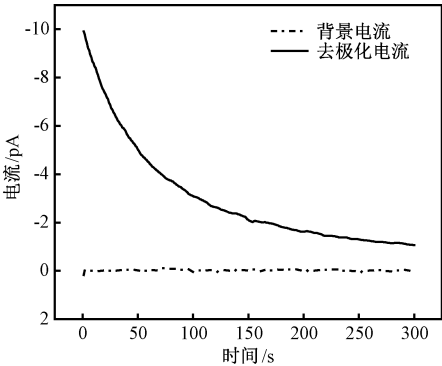


图3 背景电流与去极化电流对比
Fig.3 Background and depolarization current

图4为8根电缆的去极化电流曲线,电缆样段的电流幅值都在pA量级,电流变化趋势大致为刚开始迅速减小而后逐步稳定的过程。为了更清楚地观察电流拐点处的变化趋势,图4中也给出了拐点处的电流放大图。总体看来,4#电缆去极化电流的衰减速度最快,且在200s内的相对稳定值较小,约小于1pA;7#电缆的电流初始值最小,衰减速率最慢,且稳定值很小,接近于4#电缆的稳定值;其他6根电缆的衰减速率和稳定值较为接近,5#电缆前期衰减速度较快,8#电缆的电流衰减速率较慢,200s内稳定值较大。

电缆的去极化电流曲线一定程度上可以反映电缆绝缘的老化程度,一般来说,老化严重的电缆在高频阶段的放电速率较快,且稳定时的电流也大于新电缆^[21]。但是由于所测电流值较小,记录的电流曲线也会不同程度地受外界干扰的影响,因此很难直接通过去极化电流曲线判断电缆的老化程度。J. G. Simmons等的研究表明,测得的去极化电流与时间的乘积可以表示材料内部陷阱的分布^[22]。聚合物中的陷阱能级离散地分布在整个能级范围内,在保持环境温度基本不变的情况下,介质中跃迁出来的

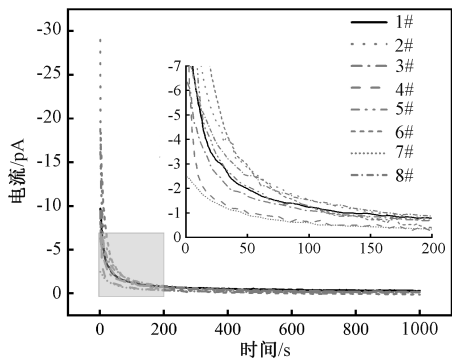


图 4 电缆的去极化电流曲线

Fig.4 Depolarization current curves of eight cables

电荷,在外电路中表现为短路电流。短路电流的大小表征介质中的缺陷密度,短路电流随时间的变化表征介质中陷阱的深浅。根据 Debye 模型理论,在 10~1000s 的时间区间内,去极化电流主要反映电缆中的体极化和界面极化过程^[16]。基于上述理论,国内外学者通过对陷阱深度和时间的关系及电介质去极化电流随时间的等温衰减关系的推导和计算,大多认为可通过 3 阶指数衰减函数来拟合测得的去极化电流曲线,进而分析绝缘的缺陷及老化状态^[5,7,16,23,24]。

基于等温松弛电流理论^[22],本文采用 MATLAB 对去极化电流曲线进行 3 阶指数衰减拟合,公式如下^[23,24]:

$$i(t) = I_0 + \sum_{i=1}^3 (a_i \exp \frac{-t}{\tau_i}) \tag{1}$$

式中, a_i 为系数, τ_i 为时间常数,都与电缆绝缘的介电特性相关,可分别反映电缆绝缘的陷阱密度和陷阱深度; I_0 为去极化电流达到相对平衡时的稳态值。目前研究表明^[5,7,16],3 阶指数衰减模型可反映电缆绝缘的三个极化过程,其中 a_1 、 τ_1 主要表征电缆的半导体层与 XLPE 形成的界面主体极化过程; a_2 、 τ_2 对应电缆绝缘中无定形态与晶体界面的极化过程; a_3 、 τ_3 对应老化造成的包括金属盐、水合离子、导电炭黑等缺陷形成的界面极化过程。

表 2 为去极化电流拟合参数。由表 2 可看出,时间常数 τ_1 最小,在 10s 左右, τ_2 其次,约在 50s 附近, τ_3 最大,在 300s 附近。 τ_1 对应图 4 去极化电流的高频衰减时间, τ_1 越小,电缆去极化电流的高频衰减速度越快,2#、4#、5# 三根电缆的 τ_1 较小,对应图 4 中较快的高频衰减速度,7# 电缆的 τ_1 最大,其高频衰减速度最慢。 τ_2 对应去极化电流拐点附近的衰减时间,同样地, τ_2 越小,电流拐点处的衰减速

度越快, τ_2 的变化规律和 τ_1 相似,8 根电缆中,7# 电缆的电流拐点衰减速度最慢。 τ_3 对应去极化电流到达稳态值的时间, τ_3 越大,表明电缆去极化电流到达稳态值的时间越长;4# 电缆的整体衰减速度较快,其到达稳态值的时间最短,7# 电缆的整体衰减速度最慢,其到达稳态值的时间也最长。

表 2 去极化电流拟合参数

Tab.2 Fitting parameters of depolarization current

编号	I_0/pA	τ_1/s	a_1	τ_2/s	a_2	τ_3/s	a_3
1#	-0.26	8.30	-6.22	41.89	-3.00	287.32	-0.95
2#	-0.11	4.08	-21.02	36.79	-6.11	226.25	-1.54
3#	-0.17	12.88	-4.30	60.67	-1.34	266.12	-0.98
4#	-0.10	3.42	-9.33	33.24	-1.55	161.02	-0.80
5#	-0.09	5.60	-14.38	36.34	-3.77	262.75	-1.23
6#	-0.09	9.59	-12.14	38.49	-6.77	221.85	-1.34
7#	-0.08	21.27	-1.41	90.10	-0.78	373.16	-0.28
8#	-0.10	9.93	-3.12	47.25	-3.84	281.47	-1.38

I_0 为电缆去极化电流的稳态值,一般来说, I_0 越小,表明电缆的绝缘状态越好。由表 2 可看出,5#、6#、7# 三根电缆的稳态值较小,对照表 1 的电缆运行年限,此 3 根电缆的运行时间确实较短,但同样运行年限很短的 8# 电缆,其 I_0 值却相对较高。如前所述, τ_3 主要反映电缆的老化状态,本文中,1#、7# 和 8# 电缆的 τ_3 值最大,4# 电缆的 τ_3 值最小,而 8# 电缆的运行时间仅为 9 个月,4# 电缆的运行时间已有 11 年。因此仅靠 I_0 或 τ_3 值并不能准确评判电缆的老化状态。

为了更好地利用去极化电流数据来评估电缆的绝缘状态,国外引入了通过 a_i 和 τ_i 系数表征电缆绝缘状态的老化因子 A ^[23,24]:

$$A = \frac{Q_3(\tau_3)}{Q_2(\tau_2)} = \frac{a_1\tau_1 + a_2\tau_2(1 - e^{-\frac{\tau_3}{\tau_2}}) + a_3\tau_3(1 - \frac{1}{e})}{a_1\tau_1 + a_2\tau_2(1 - \frac{1}{e}) + a_3\tau_3(1 - e^{-\frac{\tau_2}{\tau_3}})} \tag{2}$$

式中, a_i 、 τ_i 对应前文通过 3 阶指数模型拟合的参数; $Q_2(\tau_2)$ 代表绝缘内部晶体和无定形界面间的相关参量,在老化的过程中,与之相关的参数基本不变; $Q_3(\tau_3)$ 则代表绝缘经历老化导致的各种极化的相关参量,此参量会随着老化程度的加剧而变大^[5]。表 3 为德国研究人员 Birkner^[23] 以老化因子为参数并根据德国本土电缆制定的老化因子评估标准。现有部分研究表明国内电缆在未老化的情况下所测得的老化因子略大于国外电缆^[7],其主要原因

在于国内电缆在材料、生产工艺等方面和国外企业不同,电缆绝缘在生产过程中存在的工艺或材料缺陷等是造成老化因子偏大的主要原因。虽然国外的老化因子参考标准不能完全与国内电缆的老化状态相匹配,但在国内尚未总结出适用的标准之前仍然具有重要的参考价值。

表 3 德国标准
Tab.3 German standard

电缆绝缘状态	老化因子 A
非常好	0 ~ 1.75
中年	1.75~1.90
老年	1.90~2.10
严重劣化	>2.10

表 4 给出了 8 根电缆的老化因子计算结果和以德国评估标准为参考的电缆绝缘状态评价结果。由计算结果可知 6#和 7#电缆的老化因子均小于 1.75,根据表 3 的评价标准其绝缘状态可评估为“非常好”,2~4#的老化因子在 1.86~1.89 之间,其绝缘状态可评估为“中年”,这 3 根电缆样段中,4#和 3#电缆均为国内厂家生产,而 2#电缆为日本厂家生产。从老化因子的计算结果可以发现,投运 17 年的国内电缆其老化因子与投运时间为 29 年的日本电缆非常接近。此外,来自同一厂家、同一服役时间的电缆,其老化因子也有差别,如 1#和 2#电缆之间的老化因子差值约为 0.19,该值虽然不大,但跨越了中年和老年的评价状态,因此,基于老化因子评估电缆绝缘状态的标准有待进一步细化。5#电缆的运行年限虽然不长,但其运行过程中经历过故障,其绝缘状态评估为“老年”,和实际运行状态也比较接近。而投运时间仅为 9 个月的 8#电缆,其老化因子达到了 2.22,绝缘状态为“严重劣化”,表现较为异常,后续将做进一步的分析。

表 4 老化因子计算结果

Tab.4 Calculation results of aging factor

编号	运行年限	老化因子 A	标准误差	绝缘状态
1#	29 年	2.08	0.01	老年
2#	29 年	1.89	0.01	中年
3#	17 年	1.87	0.04	中年
4#	17 年	1.86	0.02	中年
5#	5 年	2.01	0.06	老年
6#	9 个月	1.71	0.01	非常好
7#	11 年	1.70	0.05	非常好
8#	9 个月	2.22	0.02	严重劣化

为了更清楚地观察电缆绝缘的老化状态和运行年限的关系,图 5 给出了老化因子 A 与投运时间的关系。可以看出,除 5#和 8#电缆外,其余电缆的老化因子随运行时间的延长出现线性递增的趋势。其中,5#电缆由于在运行中出现过故障,其绝缘内部可能已经发生老化,故其老化因子相对较大。8#电缆运行时间仅为 9 个月,但其老化因子却是所有电缆中最大的,初步分析认为 8#电缆很可能在取样或预处理过程中造成了局部绝缘破坏,从而导致计算值偏高的结果。

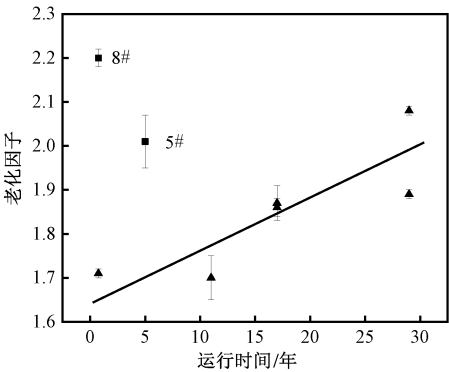


图 5 老化因子与运行时间的关系

Fig.5 Relation between aging factor and operation time

4 讨论

等温松弛电流法在评估 XLPE 电缆绝缘状态中的使用已相对成熟,它作为一种无损的评估方法已被国内外研究人员证实是一种较为可靠的电缆检测手段。本文的实验结果也表明,去极化电流的衰减曲线可一定程度反映电缆绝缘的老化状态。随着电缆投运时间的延长,电缆绝缘在复杂环境及多种运行因素的共同影响下发生绝缘失效的概率大幅增加。研究表明,绝缘受损严重的电缆其初始放电速率明显快于绝缘受损轻微的电缆,其去极化电流的高频部分衰减很快,第 3 节的研究也表明高频衰减较快的 2#、4#、5#三根电缆的绝缘状态处于中老年阶段,而高频衰减最慢的 7#电缆的绝缘状态非常好,因此,高频分量能一定程度地反映电缆的老化状态。但研究表明^[25],去极化电流的高频成分受电缆长度影响较大,且易受测试条件和测试环境的影响,因此去极化电流的低频成分更便于反映电缆的老化程度。本文中 3#电缆的高频衰减也较慢,但其绝缘状态却为中年,因此,仅靠高频分量不能准确评估电缆的老化状态。

去极化电流的低频成分主要对应图4电流拐点之后的数据,和3阶指数衰减模型中 τ_3 相对应。经历一定程度老化的电缆会在绝缘内部产生不同的缺陷,缺陷的存在会增加电缆绝缘的陷阱能级深度及陷阱密度,使得在去极化过程中电荷的迁移难度变大,进而导致电流趋于稳定的时间延长,因此, τ_3 可一定程度地反映电缆的老化状态。对比表2和表4的结果,1#、7#和8#三根电缆的 τ_3 值最大,1#和8#电缆的绝缘状态分别为老年和严重劣化,但7#电缆的绝缘状态为非常好,因此,仅通过 τ_3 也不能准确评价电缆的绝缘状态。而老化因子综合考虑了 a_i 和 τ_i 对应的不同极化过程,能较为准确地反映电缆的绝缘状态。

同时,以往研究表明,老化后XLPE电缆的主绝缘中存在更多水树、电树以及多孔结构,且越靠近缆芯处越为密集^[26-28],而树枝状老化会引起XLPE材料介电常数增大以及电导率升高等现象。介电常数和电导率的变化不但会影响电缆绝缘的极化、去极化过程,也直接影响电缆的去极化稳态电流。因此, I_0 也能一定程度地反映电缆的老化状态,一般来说, I_0 越大,表明电缆绝缘老化越严重。表2中稳态电流较大的电缆其绝缘状态分别对应表4中的老年、中年及严重劣化,两者较为一致。

为了进一步验证5#和8#电缆的绝缘状态,采用静电电容探头法测量了电缆绝缘切片样品的表面电位衰减特性^[29]。将电缆绝缘切成 $2\text{cm}\times 2\text{cm}$ 且厚度为 $600\mu\text{m}$ 的薄片,采用实验室自主搭建的表面电位衰减测试系统分别测试了5#、7#、8#三根电缆的表面电位衰减曲线,测试时将样品放置在针-板电极结构下充电1min后用静电探头记录绝缘表面电位变化,具体实验装置参见文献[30]。测试结果如图6所示。5#电缆样品的初始电位较高,且其表面电位衰减最快;7#电缆样品的初始电位最低,且表面电位衰减最慢;8#电缆样品的初始电位最高,其表面电位衰减快于7#电缆。

表面电位衰减能够反映绝缘材料的表面陷阱分布特性,绝缘材料表面电荷的积聚及消散与材料的陷阱分布有关,相同实验条件下材料的陷阱密度越高、陷阱能级越深,绝缘表面能够捕获的电荷越多,相应的其表面电位也越高^[29]。本文3个样品表面电位的测量条件一致,且充电时间保障每个样品表面的充电电位已稳定,因此,样品表面初始电位高可间接表明该电缆样品表面更容易积聚电荷。绝缘材

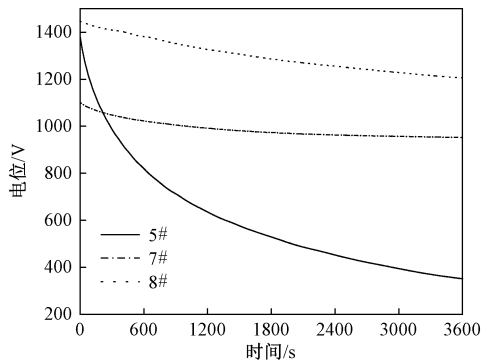


图6 电缆切片表面电位衰减

Fig.6 Surface potential attenuation of cable slices

料表面电位衰减主要有3种途径:①气体中的异极性带电粒子中和;②通过材料本体运输向地电极消散;③沿绝缘材料表面消散^[31]。同样实验条件下不同样品表面电位的衰减速度主要受样品表面电导率和体电导率影响^[32],因此表面电位衰减快可间接表明电缆样品的电导率较高。对于经过一定运行年限的电缆,较高的表面初始电位和较快的电位衰减速率可反映电缆绝缘一定程度的老化。从上述分析可知,5#电缆样品出现较为严重的老化现象,运行时间仅为9个月的8#电缆,其表面电位衰减速率虽不是最高,但仍高于运行时间为11年的7#电缆,且两根电缆为同一厂家生产,具有较好的可对比性。因此,8#电缆出现了一定程度的老化现象,表面电位衰减的测量结果验证了老化因子评价绝缘老化状态的可靠性。

在表面电位衰减测试的基础上,同时分析了电缆样品的傅里叶红外光谱(FTIR)、介电频谱及电导率特性。图7为电缆样品的FTIR测试曲线,其中 720cm^{-1} 、 1470cm^{-1} 、 2850cm^{-1} 和 2915cm^{-1} 附近的特征峰分别对应主链 CH_2 的C-H面内摇摆弯曲振动峰、对称弯曲振动峰、对称伸缩振动峰和不对称伸缩振动峰。由图7中可看出三根电缆样品的FTIR主特征峰没有明显变化。图7左上角为波长 $1500\sim 2000\text{cm}^{-1}$ 的局部放大图,三根电缆样品在 1600cm^{-1} 处和 1740cm^{-1} 处都出现两个不同程度的吸收峰,分别对应老化产生的碳碳双键($\text{C}=\text{C}$)和羰基($\text{C}=\text{O}$)^[33,34],其中5#电缆的吸收峰最大。随着电缆投运时间的增长,吸收峰的幅值以及面积有增大的趋势,8#电缆虽然只有9个月的服役期,仍然出现了微弱的吸收峰;而运行时间为5年的5#电缆的吸收峰超过了服役期为11年的7#电缆,说明5#在短期内出现了较为严重的老化现象。

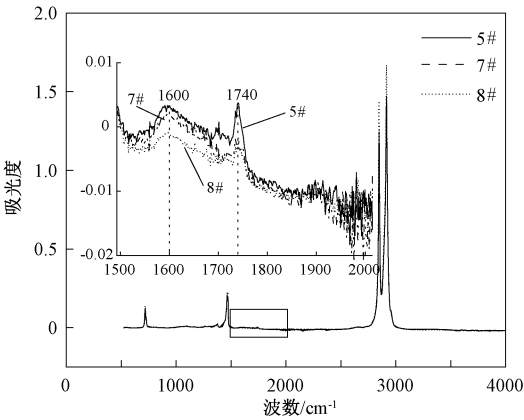


图 7 电缆样品的 FTIR 曲线
Fig.7 FTIR curve of XLPE samples

图 8 为采用 Agilent4395A 测试的三根电缆样品的介电常数和介质损耗频谱图。由图 8 中可看出,5#和 8#电缆的介电常数和介质损耗均大于 7#电缆,说明前两根电缆经历了更加严重的老化破坏,导致了其介电常数和介质损耗的增加。

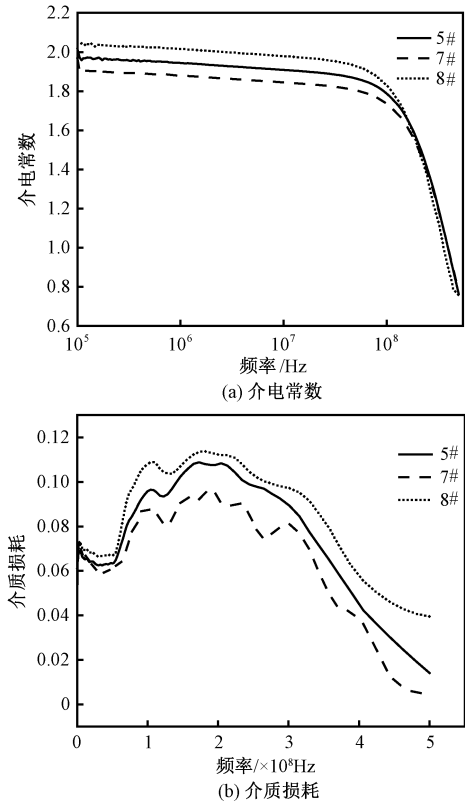


图 8 电缆样品的介电常数和介损频谱图
Fig.8 Dielectric spectrum of XLPE samples

采用 Keithley6517B 测试了三根电缆样品的表面和体积电导率,结果如表 5 所示。其中,5#样品的表面和体积电导率最大,其次为 8#和 7#电缆样品,

表明 5#和 8#电缆经历了较为严重的老化破坏,而 7#电缆的绝缘状态较好。

表 5 三根电缆样品的电导率
Tab.5 Conductivity of cable samples

编号	表面电导率 / $\times 10^{-14}$ S	体积电导率 / $\times 10^{-16}$ ($S \cdot cm^{-1}$)
5#	1.70	6.02
7#	1.46	5.13
8#	1.60	5.74

绝缘介质中电老化是一种强烈的老化放电现象,它是指在聚合物绝缘局部区域由于杂质、气泡或凸起等缺陷造成局部场强集中导致材料局部击穿,并形成树枝状放电通道的现象。已有研究认为,XLPE 电缆在生产中不可避免地存在杂质、气泡或凸起等局部缺陷,这些缺陷在电缆运行中很容易发生局部放电并形成微放电通道,同时伴有黑色无定形碳黑生成^[35]。图 9 为扫描电子显微镜 (SEM) 测试的电缆样品微观形貌图,其中显示 5#和 8#电缆绝缘表面均出现明显的凸起和碳黑等缺陷,5#比 8#绝缘破坏更加严重。SEM 结果表明 5#和 8#电缆在运行中形成了局部的放电通道,降低了电缆的整体绝缘性能;这和电缆样品介电频谱及电导率的测试结果基本一致。同时,FTIR 的测试结果也表明老化严重的电缆样品内部产生较多的 C=C 和 C=O 等缺陷,缺陷导致的介质电导率提升是老化电缆表面电位衰减速率较快的主要原因。电缆样品介电频谱、电导率及 FTIR、SEM 等综合表征进一步验证了老化因子评价电缆绝缘老化状态的可靠性。

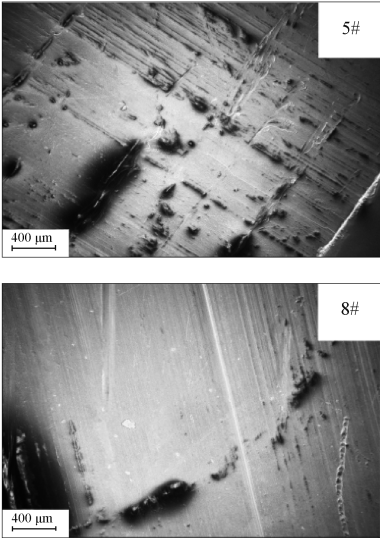


图 9 电缆切片表面微观形貌
Fig.9 Micro-morphology of cable slices

5 结 论

本文基于等温松弛电流法测试了来自不同厂家及不同运行年限的 8 根电缆的去极化电流,并通过老化因子的评价方法评估了不同使用状况电缆绝缘的老化状态,主要结论如下:

(1) 电缆绝缘的老化状态一定程度上可从去极化电流的衰减曲线判断,经历一定老化的电缆其高频分量衰减较快,但高频分量易受电缆长度和测试条件的影响,进而影响电缆绝缘老化评估的准确性和实用性。

(2) 电缆绝缘的老化状态可用等温松弛电流的低频分量来评估,老化越严重,电流低频分量的衰减速度越慢,松弛电流趋于稳态值的时间越长。但由于实际运行电缆的复杂性,仅靠此参数很难准确判断电缆绝缘的老化状态。

(3) 老化因子综合考虑了电缆绝缘的不同极化过程,能较为准确地评价电缆的老化状态,老化因子与电缆投运时间呈近似线性关系,严重老化或经历过故障的电缆其老化因子会骤升。基于等温松弛电流的电缆老化诊断方法有较好的工程应用价值,但目前基于老化因子评价绝缘状态的标准较为粗泛,有待基于国内电缆的大量运行及评估数据进一步细化。

参考文献 (References):

[1] 杜伯学, 韩晨磊, 李进, 等 (Du Boxue, Han Chenlei, Li Jin, et al.). 高压直流电缆聚乙烯绝缘材料研究现状 (Research status of polyethylene insulation for high voltage direct current cables) [J]. 电工技术学报 (Transactions of China Electrotechnical Society), 2019, 34 (1): 179-191.

[2] Zhong Z, Assala P D S, Wu L. Residual life assessment of 110kV XLPE cable [J]. Electric Power Systems Research, 2018, 163: 572-580.

[3] Yang X, Pan L, Man X, et al. Investigation on insulation material morphological structure of 110 and 220kV XLPE retired cables for reusing [J]. IEEE Transactions on Dielectrics & Electrical Insulation, 2014, 21 (4): 1687-1696.

[4] Liu Y, Zhang S, Cao X, et al. Simulation of electric field distribution in the XLPE insulation of a 320kV DC cable under steady and time-varying states [J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2018, 25 (3): 954-964.

[5] 刘刚, 张高言, 周凡 (Liu Gang, Zhang Gaoyan, Zhou Fan). 基于等温松弛法的 110kV 高压电缆老化状况评估 (Aging state assessment of 110kV high-voltage cable by isothermal relaxation method) [J]. 高电压技术 (High Voltage Engineering), 2014, 40 (2): 497-504.

[6] 宫黛, 孙静, 孔德武, 等 (Gong Dai, Sun Jing, Kong Dewu, et al.). 110kV XLPE 电缆局部放电在线监测的方向耦合器技术实验研究 (Experimental study on directional coupler sensor in on-site partial discharge measurement of 110kV XLPE cable) [J]. 高压电器 (High Voltage Apparatus), 2014, 50 (11): 51-56.

[7] 朱永华, 高小庆, 杨娟娟, 等 (Zhu Yonghua, Gao Xiaoping, Yang Juanjuan, et al.). 等温松弛电流法在高压交联聚乙烯绝缘交流电缆状态评估中的应用 (Application of isothermal relaxation current method in condition assessment of high voltage crosslinked polyethylene insulated AC cable) [J]. 高电压技术 (High Voltage Engineering), 2016, 42 (2): 513-521.

[8] Vahedy V. Polymer insulated high voltage cables [J]. IEEE Electrical Insulation Magazine, 2006, 22 (3): 13-18.

[9] 蔡钢, 刘曦, 濮峻嵩, 等 (Cai Gang, Liu Xi, Pu Junsong, et al.). 基于 PDC 法的水树老化电缆绝缘诊断 (Insulation diagnosis of water-treed cables based on polarization and depolarization current method) [J]. 绝缘材料 (Insulating Materials), 2016, (7): 61-64.

[10] 张静, 罗传仙, 杨丰源, 等 (Zhang Jing, Luo Chuanxian, Yang Fengyuan, et al.). 直流 XLPE 电缆绝缘泄漏电流与局部放电试验特征研究 (Study on experimental characteristics of leakage current and partial discharge for DC XLPE cables) [J]. 高压电器 (High Voltage Apparatus), 2019, 55 (2): 140-148.

[11] Boggs S, Densley J, Kuang J. Mechanism for impulse conversion of water trees to electrical trees in XLPE [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1998, 13 (2): 310-315.

[12] 牟秋谷, 周凯, 黄友聪, 等 (Mu Qiugu, Zhou Kai, Huang Youcong, et al.). 交联聚乙烯电缆水树缺陷的修复方法研究 (Study on repair method of water tree defect of crosslinked polyethylene cable) [J]. 高压电器 (High Voltage Apparatus), 2012, 48 (12): 13-17.

[13] 周远翔, 黄欣, 黄猛, 等 (Zhou Yuanxiang, Huang Xin, Huang Meng, et al.). 温度对油纸绝缘空间电荷消散特性的影响 (Influences of temperature on space charge dissipation in oil-paper insulation) [J]. 电工电能新技术 (Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy), 2018, 37 (7): 1-8.

[14] 廖瑞金, 周天春, 刘玲, 等 (Liao Ruijin, Zhou Tian-

- chun, Liu Ling, et al.). 交联聚乙烯电力电缆的电树枝化试验及其局部放电特征 (Experimental research on electrical treeing and partial discharge characteristics of cross-linked polyethylene power cables) [J]. 中国电机工程学报 (Proceedings of the CSEE), 2011, 31 (28): 136-143.
- [15] 皮昊书 (Pi Haoshu). 在线、离线检测方法在配电网电缆局部放电检测中的应用 (Application of on-line and off-line detection methods in partial discharge detection of distribution network cables) [J]. 南方电网技术 (Southern Power System Technology), 2010, 4 (S1): 134-137.
- [16] 杨帆, 沈煜, 王彦博, 等 (Yang Fan, Shen Yu, Wang Yanbo, et al.). 基于极化/去极化电流法的交联聚乙烯电缆热老化程度判定 (Determination of thermal aging degree of crosslinked polyethylene cable based on polarization/depolarization current method) [J]. 高电压技术 (High Voltage Engineering), 2016, 42 (2): 496-503.
- [17] 赵义焜, 张国强, 郭润睿, 等 (Zhao Yikun, Zhang Guoqiang, Guo Runrui, et al.). 变压器耐高温型匝间绝缘材料的放电特性研究 (Study on discharge characteristics of heat resistant inter-turn insulation materials in power transformers) [J]. 电工电能新技术 (Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy), 2019, 38 (3): 1-9.
- [18] 林敏, 张子阳, 李淑琦, 等 (Lin Min, Zhang Ziyang, Li Shuqi, et al.). 等温松弛电流法在XLPE电缆老化状态评估中的应用 (Application of constant temperature relaxation current method in XLPE insulated power cable ageing state evaluation) [J]. 电工电气 (Electrotechnics Electric), 2014, (9): 46-49.
- [19] 王雅群, 尹毅, 李旭光, 等 (Wang Yaquin, Yin Yi, Li Xuguang, et al.). 等温松弛电流用于10kV XLPE电缆寿命评估的方法 (The method of lifetime evaluation on 10kV XLPE cables by isothermal relaxation current) [J]. 电工技术学报 (Transactions of China Electrotechnical Society), 2009, 24 (9): 33-37.
- [20] 雷勇, 蒋世超, 周凯, 等 (Lei Yong, Jiang Shichao, Zhou Kai, et al.). 基于极化-去极化电流方法的交联聚乙烯电缆绝缘无损检测 (Non-destructive detection of XLPE cable insulation based on the method of polarization-depolarization current) [J]. 高电压技术 (High Voltage Engineering), 2015, 41 (8): 2643-2649.
- [21] 李陈, 雷勇, 周凯, 等 (Li Chen, Lei Yong, Zhou Kai, et al.). 极化去极化电流技术用于诊断XLPE电缆绝缘老化状态 (Diagnosis of XLPE cable insulation using polarization and depolarization current measurements) [J]. 电工电能新技术 (Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy), 2014, 33 (4): 32-35.
- [22] Simmons J G, Tam M C. Theory of isothermal currents and the direct determination of trap parameters in semiconductors and insulators containing arbitrary trap distributions [J]. Physical Review B, 1973, 7 (8): 3706-3713.
- [23] Birkner P. Field experience with a condition-based maintenance program of 20-kV XLPE distribution system using IRC-analysis [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2004, 19 (1): 3-8.
- [24] Oyegoke B S, Footitt F, Birtwhistle D, et al. Condition assessment of XLPE insulated cables using isothermal relaxation current technique [A]. Power Engineering Society General Meeting [C]. Montreal, Canada, 2006. 1-6.
- [25] 马雪莲, 李延春, 龚彬, 等 (Ma Xuelian, Li Yanchun, Gong Bin, et al.). 基于PDC方法的XLPE中压电缆绝缘性能的检测及分析 (Detection and analysis of XLPE medium voltage cable insulation performance based on PDC method) [J]. 电气应用 (Electrotechnical Application), 2016, (5): 52-55.
- [26] 周凯, 陶霁韬, 杨滴, 等 (Zhou Kai, Tao Xiantao, Yang Di, et al.). XLPE电缆水树老化过程中半导体层缺陷的形成机理 (Mechanism of defects formation in semicon layers of water-tree aged XLPE cables) [J]. 高电压技术 (High Voltage Engineering), 2014, 40 (1): 124-130.
- [27] 赵健康, 欧阳本红, 赵学童, 等 (Zhao Jiankang, Ouyang Benhong, Zhao Xuetong, et al.). 水树对XLPE电缆绝缘材料性能和微观结构影响的研究进展 (Review of influence of water-tree on microstructure and properties of XLPE cable insulation material) [J]. 绝缘材料 (Insulating Materials), 2010, 43 (5): 50-56.
- [28] 叶开颜, 廖瑞金, 刘玲, 等 (Ye Kaiyan, Liao Ruijin, Liu Ling, et al.). 实际XPLE电缆模型下升压速度对电树枝生长特性的影响 (Effect of boosting rate on electrical trees growth characteristics in XLPE cables with application of the pigtail cable experimental device) [J]. 高压电器 (High Voltage Apparatus), 2009, 45 (1): 81-83.
- [29] 王瑞雪, 海彬, 田思理, 等 (Wang Ruixue, Hai Bin, Tian Sili, et al.). 绝缘材料表面电荷测量优化及等离子体处理对其表面电特性的影响 (Optimization of dielectric material surface charge measurement and impact of plasma treatment on their surface electrical characteristics) [J]. 高电压技术 (High Voltage Engineering), 2017, 43 (6): 70-77.
- [30] 马翊洋, 章程, 孔飞, 等 (Ma Yiyang, Zhang Cheng, Kong Fei, et al.). 次大气压介质阻挡放电处理环氧树

- 脂对表面电荷消散的影响及老化特性 (Effect of sub-atmospheric dielectric barrier discharge on surface charge dissipation and aging characteristics of epoxy resin) [J]. 电工技术学报 (Transactions of China Electrotechnical Society), 2018, 33 (22): 28-37.
- [31] Molinie P. A review of mechanisms and models accounting for surface potential decay [J]. IEEE Transactions on Plasma Science, 2012, 40 (2): 167-176.
- [32] 高宇, 王明行, 赵宁, 等 (Gao Yu, Wang Mingxing, Zhao Ning, et al.). 固体绝缘材料表面电荷特性的研究进展 (Research progress on surface charge characteristics of solid insulating materials) [J]. 高电压技术 (High Voltage Engineering), 2018, 44 (8): 2628-2645.
- [33] Li H, Zhai S, Hu L, et al. The energy distribution of trapped charges on the surface of cross-linked polyethylene thermally aged at different temperatures [J]. Journal of Materials Science: Materials in Electronics, 2019, 30 (9): 9015-9021.
- [34] Su Y, Liu Y, Zhong L. Evaluation of voltage endurance characteristics for new and aged XLPE cable insulation by electrical treeing test [J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2019, 26 (1): 72-80.
- [35] 朱乐为, 杜伯学, 韩涛, 等 (Zhu Lewei, Du Boxue, Han Tao, et al.). 低温环境下交联聚乙烯电树枝生长特性 (Growth characteristics of electrical branches of crosslinked polyethylene at low temperature) [J]. 高电压技术 (High Voltage Engineering), 2016, 42 (8): 2571-2578.

Insulation state evaluation of 110kV cable based on isothermal relaxation current

LIN Tian-di^{1,2}, ZHANG Cheng³, LIU Hao³, LIU Qing³, YU Bo³, LIU Zhi-guo³,
REN Cheng-yan², SHAO Tao²

(1. College of Mechanical and Electronic Engineering, Fujian Agriculture and Forestry University, Fuzhou 350002, China;

2. Key Laboratory of Power Electronics and Electric Drive, Institute of Electrical Engineering, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China;

3. State Grid Beijing Electric Power Company, Beijing 100022, China)

Abstract: In order to evaluate the insulation aging state and residual life of the cables in service, the depolarization current of 110kV cross-linked polyethylene (XLPE) insulation cables was tested by isothermal relaxation current method. The state of cable insulation was preliminarily judged by the obtained current curve, and then the third-order exponential decay model was introduced based on isothermal relaxation theory to fit the current curve. The aging factor A was calculated by fitting parameters. The experimental results show that the insulation status of XLPE cable can be roughly evaluated from current curve, and the aging factor A is approximately linear with the actual service life of XLPE cable. The aging factor of the failure cable is larger than normal operating cable. The calculation of the aging factor involves different polarization processes of cable insulation, which can evaluate the aging state of high voltage cable more accurately. The evaluation criteria of the aging factor still needs to be further refined.

Key words: XLPE; high voltage cable; depolarization current; aging factor; insulation state evaluation