

基于谐波电流放大的海上风电送出电缆 绝缘状态在线辨识

徐方维¹, 郑鸿儒^{1*}, 王川¹, 赵波², 陈哲², 孙景钊³, 蓝天虹³, 钱碧甫³

(1. 四川大学电气工程学院, 四川省 成都市 610065; 2. 国网浙江省电力有限公司电力科学研究院, 浙江省 杭州市 310014; 3. 国网浙江省电力有限公司温州供电公司, 浙江省 温州市 325000)

Online Insulation Identification of Transmission Cable in Offshore Wind Farm Based on Harmonic Current Amplification

XU Fangwei¹, ZHENG Hongru^{1*}, WANG Chuan¹, ZHAO Bo², CHEN Zhe²,
SUN Jingliao³, LAN Tianhong³, QIAN Bifu³

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, Sichuan Province, China;

2. State Grid Zhejiang Electric Power Research Institute, Hangzhou 310014, Zhejiang Province, China;

3. Wenzhou Power Supply Company, State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Wenzhou 325000, Zhejiang Province, China)

ABSTRACT: Existing methods for cable insulation condition identification using signals such as partial discharges and DC leakage currents in cables are constrained by the weakness of the measurement signals, which makes it difficult to be effectively applied in practice. This paper proposes a novel method to identify the insulation condition of transmission cables in offshore wind farm online based on the correlation between the amplification factor of the harmonic currents (i.e., the ratio of the amplitude of the harmonic currents at both ends of the cable) and the cable insulation condition. It has been found that within the nominal cross-section and length of offshore wind farm transmission cable and the possible grid strength at the grid connection point, the current amplification factors corresponding to some harmonics below the 25th order are highly sensitive to cable insulation parameters. Given this perspective, the correlation function between the harmonic current amplification factor and the insulation parameter of the cable is constructed, then a set of overdetermined equations is established based on the harmonic measurement data at different moments, and finally, the insulation parameter is solved by using the Levenberg-Marquardt algorithm. Compared with the existing methods, the proposed method only uses harmonic measurements, which is easy to obtain, and practical cases verify the effectiveness of the method.

KEY WORDS: offshore wind farm; transmission power cable; insulation identification; harmonic current; harmonic amplification

摘要: 现有利用电缆内部局部放电、直流泄露电流等信号判别电缆绝缘状态的方法,受制于测量信号微弱,工程中难以有效应用。该文提出基于电缆两端谐波电流放大系数(即电缆两端谐波电流幅值比)与电缆绝缘状态关联关系,在线辨识海上风电送出电缆绝缘状态的新方法。研究发现,当海上风电送出电缆标称截面、长度及并网点电网强度处于相关标准范围内时,部分 25 次内谐波对应的电流放大系数对电缆绝缘参数十分敏感。由此,构建谐波电流放大系数与电缆绝缘参数的关联函数,并基于不同时刻谐波测量数据建立超定方程组,利用列文伯格-马夸尔特法求解绝缘参数。相比现有方法,所提方法仅基于谐波测量数据,数据易于获取,实际案例验证了方法的有效性。

关键词: 海上风电; 送出电缆; 绝缘辨识; 谐波电流; 谐波放大

0 引言

为早日实现“双碳”目标,国家大力推进海上风电建设。截至 2023 年底,我国沿海地区已建成 160 多个海上风电场,装机容量超过 3 900 万 kW^[1],经由长海缆(10 km 以上)并网的风电场安全运行在国家能源安全战略中占据重要地位^[2-3]。交联聚乙烯(cross-linked polyethylene, XLPE)电缆电气、机械性能优异且输送容量大,通常被用于海上风电场送

基金项目: 国家自然科学基金(面上基金)项目(52277113)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (General Program) (52277113).

出线路。由于电缆绝缘层受到电、热、机械等各种因素的影响,可导致绝缘老化,当老化严重时,易引发绝缘故障,使风电场安全稳定运行面临极大风险^[4-6]。因此,如何实现电缆绝缘状态的准确辨识,及时发现潜在故障隐患,对保障电网运行安全具有重要意义。

目前,通过离线检测方法,可准确判断电缆绝缘状态^[7-8],但离线方法要求定期停运电缆,无法实时监测电缆的绝缘状态。另有研究通过在线向电缆注入特定扰动,基于响应信号辨识电缆绝缘状态,如直流叠加法、交流叠加法及低频叠加法等^[9-11],但该方法存在影响电网安全运行的风险。

因此,大量研究利用电缆绝缘缺陷或老化引起的相关信号估计电缆绝缘状态。如局部放电法^[12-13]通过监测局部放电信号判断电缆绝缘状态,该方法灵敏度高,但局部放电信号频率为 MHz 级^[14],对测量装置采样率要求高,且信号本身微弱,易受环境噪声及电磁干扰等影响。直流分量法^[15-16]通过测量由电缆水树效应引起的流过电缆绝缘层的直流分量,来估计电缆绝缘老化程度,但直流分量通常为 nA 级,易受杂散电流等影响。介质损耗角正切法(即 $\tan \delta$ 法)建立电缆可测电气量,如电缆接地盒引线电流、两端工频电压、电流信号等与介质损耗角之间的关系,通过对相关电气量的测量反推介质损耗角大小,进而判断电缆绝缘状态^[17-19];但该方法能够直接反映绝缘层的绝缘性能,但绝缘老化过程中 $\tan \delta$ 变化小,引发其变化的电气量微弱,测量误差对估计结果影响显著,方法应用困难。

为解决电缆在线绝缘估计方法可用的信号微弱导致估计结果误差大的问题,文献[20-22]提出基于流经电缆的接地故障扰动、脉宽调制(pulse width modulation, PWM)开关振荡等扰动信号来估计电缆绝缘状态。但此类方法需要提取扰动信号的高频分量特征,同时暂态事件通常随机且并不频繁,方法所需数据不能时常获取,制约了方法的应用。

为此,若能利用电网中持续存在且强度相对显著的稳态扰动信号来辨识电缆绝缘状态,则有望解决上述问题,电力谐波正好满足该要求。因为电力电子化新型电力系统谐波含量高^[23-24],且谐波监测装置大规模配置^[25-26],数据获取容易。同时,文献[27]指出,电缆绝缘状态变化可由电容变化量表征,并建立了风电场谐波谐振频率与电容变化量的对应关系,通过谐振频率评估电缆绝缘状态;但是,

该方法仅基于电缆单端(海上升压站高压母线)谐波数据,无法计及电网侧谐波阻抗变化对谐振频率的影响,简单地将谐振频率改变归结于电缆电容变化,不符合真实工况。

根据电路原理,基于电缆线路二端口模型,可建立仅含电缆参数和电缆两端谐波数据的关联方程,无需考虑电网侧谐波阻抗即可求解电缆电容参数。基于此,本文构建谐波电流放大系数(即电缆两端谐波电流幅值比)与电缆电容参数的关联函数,并计算对电容变化灵敏的谐波频次,进而基于不同时刻高灵敏度频次的谐波电流测量数据建立超定方程组,利用列文伯格-马夸尔特法实现电容参数求解。

本文主要贡献包括:1) 揭示了在海上风电送出电缆导体标称截面、长度及并网点电网强度标准范围内存在 25 次以内的谐波电流放大系数对电容变化十分敏感;2) 提出了一种基于高灵敏度谐波电流放大系数的电缆电容辨识方法,所需数据易于获取,为电缆在线绝缘状态辨识提供了新途径。

1 方法原理

1.1 XLPE 电缆绝缘状态表征指标

XLPE 电缆正常工作时,其中心导体与金属屏蔽层可等效为电容的一对极板,如图 1 所示。电容值主要由两极板几何距离及极板间绝缘材料介电常数决定^[28],即有:

$$C_0 = \frac{2\pi\epsilon_0\epsilon_r}{\ln(D_i/D_c)} \quad (1)$$

式中: C_0 为电缆单位长度电容值; D_c 为中心导体层外径; D_i 为金属屏蔽层内径; ϵ_0 为真空介电常数; ϵ_r 为绝缘材料相对介电常数。

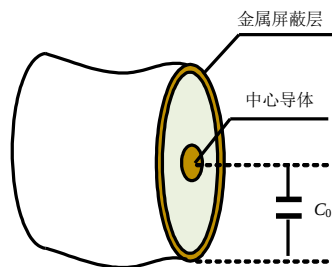


图 1 XLPE 电缆电容等效示意图

Fig. 1 Equivalent capacitance of XLPE cable

绝缘层位于中心导体与金属屏蔽层之间。电容两极距离不随电缆运行时长变化,但绝缘材料相对介电常数值将随电缆绝缘老化而改变,从而造成电容量改变。研究表明, XLPE 电缆从完好到绝缘损毁, ϵ_r 约增加至 1.13 倍,且 ϵ_r 与电缆绝缘状态关系

如表1所示^[17,20]。由式(1)可知, C_0 与 ε_r 成正比, 因此, 电缆绝缘老化程度可由电容量的变化来表征, 即有:

$$C_R = \frac{C_0}{C_{0_ref}} = \frac{\varepsilon_r}{\varepsilon_{r_ref}} \quad (2)$$

式中: C_R 为在运电缆电容值与电缆完好(初始)状态下电容值(即 C_{0_ref})的比值; ε_{r_ref} 为电缆完好状态的相对介电常数值。后文以 C_R 作为电缆绝缘状态表征指标, C_R 与电缆绝缘状态关系如表1所示。

表1 电缆绝缘状态与电容变化量关系

Table 1 Relationship between the cable insulation condition and the change in capacitance

绝缘老化程度	ε_r	C_R
完好	2.46	1.00
轻微老化	2.57	1.05
中度老化	2.63	1.07
严重老化	2.69	1.09
绝缘损毁	2.78	1.13

1.2 海上风电场谐波电流放大与电缆电容关联关系

海上风电场经电缆线路并网示意图如图2所示, 图中: 风电场向电网发射谐波电流, 可等效为谐波电流源(诺顿等效电路); 电网含背景谐波电压, 可等效为谐波电压源(戴维南等效电路)^[24]; 220 kV 海缆线路采用 T 型电路等效。在任意次谐波频率(h 次)下, 电路可等效为图3, 图中: I_w 为风电场等效谐波电流源; U_s 为电网等效谐波电压源; Z_w 与 Z_s

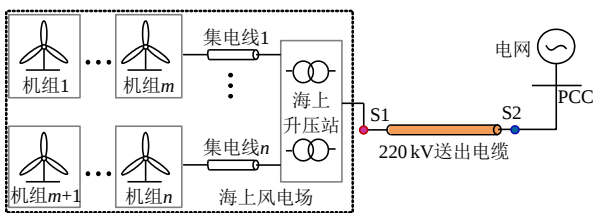


图2 海上风电经电缆线路并网示意图

Fig. 2 Schematic diagram of offshore wind farm connected to the grid via cable line

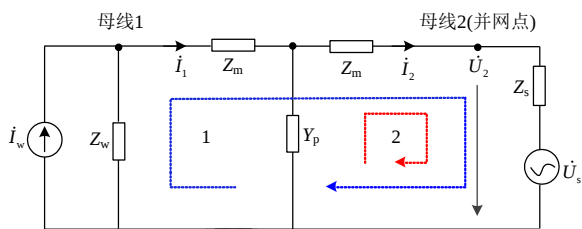


图3 海上风电经电缆线路并网等效电路图

Fig. 3 Equivalent circuit diagram of offshore wind farm connected to the grid via cable line

分别为海上风电场与电网等值谐波阻抗; $\dot{I}_1$ 与 $\dot{I}_2$ 分别为流入与流出电缆的谐波电流; $\dot{U}_2$ 为并网点谐波电压; Z_m 与 Y_p 分别为

$$\begin{cases} Z_m = Z_c \frac{\cosh(\gamma l) - 1}{\sinh(\gamma l)} \\ Y_p = \frac{1}{Z_c} \sinh(\gamma l) \end{cases} \quad (3)$$

其中:

$$\begin{cases} \gamma = \sqrt{j2\pi h C_0 (R_0 + j2\pi h L_0)} \\ Z_c = \sqrt{\frac{R_0 + j2\pi h L_0}{j2\pi h C_0}} \end{cases} \quad (4)$$

式中: l 为线路长度; γ 为线路传播常数; Z_c 为波阻抗; R_0 、 L_0 分别为电缆中心导体单位长度电阻及电感值。将图3中电缆视为二端口模型, 其两端谐波满足:

$$\dot{I}_1 = \frac{\sinh(\gamma l)}{Z_c} \dot{U}_2 + \cosh(\gamma l) \dot{I}_2 \quad (5)$$

将 $\dot{I}_2$ 相对于 $\dot{I}_1$ 的幅值比定义为谐波电流放大系数:

$$H_{AF} = \left| \frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_1} \right| = 1 / \left| \frac{\sinh(\gamma l)}{Z_c} \frac{\dot{U}_2}{\dot{I}_2} + \cosh(\gamma l) \right| \quad (6)$$

若 $H_{AF} > 1$, 表明电缆电网端谐波电流相较于风电场端被放大。

由式(3)~(6)可知, H_{AF} 可由含参数 C_0 的非线性函数表征, 即有:

$$H_{AF} = F(X, C_0) \quad (7)$$

式中: $X = \dot{U}_2 / \dot{I}_2$, 可由风电场并网点谐波电压、谐波电流计算; H_{AF} 可由电缆两端谐波电流幅值计算。通过灵敏度分析可知, 部分频次谐波对应的 H_{AF} 对 C_0 十分敏感, 因此, 敏感频次 H_{AF} 可用于估计 C_0 。

1.3 电缆电容参数辨识

由式(7)可知, 基于任意时刻 H_{AF} 与 X 值, 理论上即可求解 F 中的未知参数, 但由于谐波测量数据受环境噪声等影响, 不可避免地存在随机误差。因此, 采用多个时刻测量数据构建超定方程组, 通过增加数据量方式来抑制随机误差对估计结果影响^[29-30], 建立方程组如下:

$$\begin{cases} H_{AF}(t_1) = F[X(t_1), C_0] \\ \vdots \\ H_{AF}(t_n) = F[X(t_n), C_0] \end{cases} \quad (8)$$

式中：\$t\$ 为采样时刻；\$n\$ 为样本总数。\$F\$ 为非线性函数，因此 \$C_0\$ 的求解可视为非线性最小二乘问题。为此，构造如下目标函数：

$$\hat{C}_0 = \arg \min_{C_0} \|F[X(t), C_0] - H_{AF}(t)\|^2 \quad (9)$$

式中：\$\|\cdot\|\$ 表示矢量的二范数；\$\arg \min\$ 表示求使残差矢量二范数平方最小的参数值。

式(9)中目标函数可通过数值解法求解，本文采用列文伯格-马夸尔特法，其相对于常用的牛顿法、一阶梯度法、高斯-牛顿法等优势详见文献[31-32]。列文伯格-马夸尔特法迭代步长计算公式为

$$\Delta u = -(J^T J + \lambda I)^{-1} J^T r \quad (10)$$

式中：\$r\$ 为残差矢量；\$\lambda\$ 为阻尼因子，其值由迭代过程中残差平方和变化趋势动态调整，调整策略详见文献[33-34]；\$\Delta u\$ 为迭代步长；雅可比矩阵 \$J\$ 为

$$J = \left[\frac{\partial r(C_0, X_{t_1})}{\partial C_0}, \dots, \frac{\partial r(C_0, X_{t_n})}{\partial C_0} \right]^T \quad (11)$$

注意，列文伯格-马夸尔特法为成熟的迭代算法，在 Matlab、Python 等商业计算软件中均可调用。算法初值设置为电缆电容出厂测试值。电缆绝缘老化过程中电容增加量往往低于 13%，基于此可初步判断结果的合理性。实际使用时，还可分别将初值设置为电容出厂测试值及其 1.13 倍值进行计算，通过对比 2 个结果的一致性来校验其正确性。

2 灵敏度分析

2.1 敏感谐波频次分析及确定

由式(7)可知，若第 \$k\$ 次谐波下，\$C_0\$ 改变造成谐波电流放大系数 \$H_{AF}\$ 显著变化，则表明该频次谐波对电容参数十分敏感，可用于估计 \$C_0\$。

图 3 中，从 \$\dot{U}_s\$ 视角，回路 2 串联阻抗为 \$Z_{series} = Z_m + Z_p + Z_s\$，其中 \$Z_p = 1/Y_p\$，回路电流 \$\dot{I}_2\$ 为

$$\dot{I}_2 = \dot{U}_s / Z_{series} \quad (12)$$

若回路 2 发生 \$k\$ 次谐波频率附近的串联谐振，此时 \$Z_{series} \approx 0\$，\$\dot{U}_s\$ 将在回路内引起极大的谐波电流，回路电流 \$\dot{I}_2\$ (也即是并网点电流)将十分大。同时，由于海上风电场阻抗特性与电缆阻抗差异显著，因此回路 2 串联谐振时，回路 1 串联谐振概率极低，回路 1 谐波阻抗将远大于回路 2。从而，\$\dot{U}_s\$ 产生的 \$\dot{I}_1\$ 远小于 \$\dot{I}_2\$，即此时 \$H_{AF}\$ 值十分大。由于回路 2 串联谐振点附近 \$Z_{series} \approx 0\$，\$C_0\$ 微小的变化将导致 \$H_{AF}\$ 值的显著变化，因此回路 2 串联谐振频次(及邻近频

次)即为对 \$C_0\$ 变化敏感的谐波频次。

实际工况下，可基于 2 种方式确定回路 2 串联谐振频次：1) 根据电缆两端测量所得各频次谐波电流进行判断，若某次谐波下 \$\dot{I}_2\$ 幅值明显大于 \$\dot{I}_1\$，该频次即谐振频次；2) 由于 \$Z_{series} \approx 0\$，满足式(13)的谐波频次为谐振频次。

$$j \cot(100\pi h l \sqrt{L_f C_f}) \approx Z_s \sqrt{C_f / L_f} \quad (13)$$

式中 \$L_f\$ 与 \$C_f\$ 分别为谐波频率下的电感与电容参数，而实际计算时，可采用电感、电容的基频参数。一方面，由于串联谐振频次及邻近频次均为敏感频次，因此串联谐振频次无需十分准确；另一方面，电容参数主要取决于电缆结构与绝缘材料状态，不受谐波频率变化影响^[20,28]，电感参数虽随频率增加而减小，但当频率达到基波频率后，频率增加对电感的影响已很小，理由可详见附录 B。式(13)中 \$Z_s\$ 可根据母线最小短路容量进行估计，即有：

$$Z_s = jhU_N^2 / S_c \quad (14)$$

式中 \$S_c\$ 为风电场并网母线最小短路容量，用于表征电网强度，\$S_c\$ 越大，电网越强。\$Z_s\$ 值也可基于并网点谐波测量数据，采用文献[35-36]中方法进行估计。

此外，也可从 \$\dot{I}_w\$ 视角确定敏感谐波频次，当 \$Y_p\$ (容性)与 \$Z_m + Z_s\$ (感性)发生并联谐振时，容性与感性元件间无功功率交换规模大，也会导致较大的 \$\dot{I}_2\$，从而出现很大的 \$H_{AF}\$ 值，即并联谐振频次为敏感谐波频次。进一步分析可得，该并联谐振频次与回路 2 串联谐振频次相同，统称回路 2 谐振频次。

以实际 220 kV(我国海上风电主要接入电压等级)海上风电场为例，说明电容、回路 2 谐振频次及 \$H_{AF}\$ 间的关系。首先，基于海上风电场元件参数建立其阻抗模型^[24]；进而，根据 \$S_c\$ 计算 \$Z_s\$ 值，国标规定 220 kV 母线基准短路容量为 2 000 MV·A^[37]，实际可达基准值数倍，此处取为 \$S_c = 5\,000\$ MV·A；最后，根据表 1 中绝缘状态与电缆电容变化量的关系，分析各谐波频次下电容改变对 \$H_{AF}\$ 的影响差异，电容参考值 \$C_{0_ref}\$ 取为 0.168 \$\mu\$F/km^[23]。以风电场侧视角，\$Y_p\$ 与 \$Z_m + Z_s\$ 支路并联阻抗如图 4 所示，并联谐振频率约为 270 Hz，因此 5~7 次谐波电流会被严重放大。

不同 \$C_0\$ 下 \$H_{AF}\$ 值如图 5 所示，可知：在谐振频次附近，较小的电容量改变导致了 \$H_{AF}\$ 的显著变化。例如，对于 5 次谐波，电容增大 1.13 倍导致 \$H_{AF}\$ 由 4.6 增大到 8.6，表明谐振频次附近谐波电流

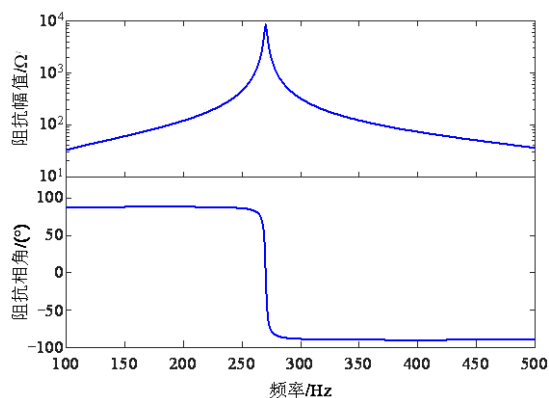
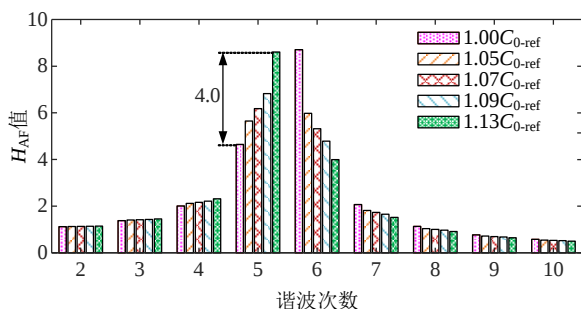


图4 支路并联阻抗伯德图

Fig. 4 Bode diagram of parallel impedance of branches

图5 不同电容值对应的 H_{AF} 值Fig. 5 H_{AF} values corresponding to different insulation capacitance values

对 C_0 变化十分敏感。

2.2 敏感谐波频次分布范围

由式(13)、(14)可知,对于确定型号的电线路,谐振频次受电缆长度及电网强度影响。以下首先分析二者标准范围内谐波频次分布情况。海上风电场离岸距离一般要求不低于 10 km^[2],且较少超过 50 km^[38],而国标规定 220 kV 母线标准短路容量为 2 000 MV·A^[37],实际可达其数倍。因此可取 $l \in (10, 50)$ km, $S_c \in (2\,000, 10\,000)$ MV·A。图 6 给出了 S_c 确定前提下、 l 分别为 l_1 — l_5 时的谐振频次分布情况,以及 l 确定前提下 S_c 分别为 S_{c1} — S_{c5} 时的谐振频次分布情况。图中, l_1 — l_5 分别为 10、20、30、40、50 km; S_{c1} — S_{c5} 分别为 2 000、4 000、6 000、

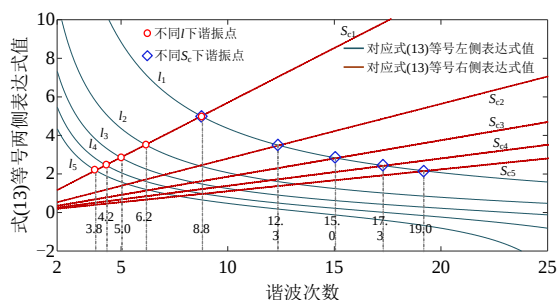


图6 回路2谐振频次分布图

Fig. 6 Resonance frequency distribution of loop 2

8 000、10 000 MV·A。

分析图 6 可知,当短路容量确定时,长电缆对应的回路 2 谐振频次低,且电缆越长,电缆长度差异对谐振频次影响越小。例如,当 $S_c=2\,000$ MV·A 时,5 种电缆长度下谐振频次分别为 8.8、6.2、5.0、4.2、3.8,10 与 20 km 电缆谐振频次差异为 2.6,而 40 与 50 km 电缆谐振频次差异仅为 0.4。当电缆长度确定时,短路容量越小,对应的谐振频次越低;且短路容量越大,短路容量差异对谐振频次的影响越小。例如,当 $l=10$ km 时,5 种短路容量下谐振频次分别为 8.8、12.3、15.0、17.3、19.0, S_c 为 2 000 与 4 000 MV·A 时的谐振频次差异为 3.5, S_c 为 8 000 与 10 000 MV·A 时的谐振频次差异仅为 1.7。此外,电缆较短或短路容量较大时,谐振频次越高。海上风电场送出电缆不低于 10 km,且并网点母线 S_c 超过 10 000 MV·A 时,其值变化对谐振频次影响已很小。因此用于电容估计的频次最高约为 19 次,即 $l=10$ km、 $S_c=10\,000$ MV·A 时对应的谐振频次。

不同型号电缆, L_0 、 C_0 参数不同,回路 2 谐振频次将存在差异。因此,进一步分析在 L_0 与 C_0 的可能取值范围内,回路 2 谐振频次分布情况。电缆 C_0 与 L_0 间满足 $Z_c \approx \sqrt{L_0/C_0} \in (30, 50) \Omega$ ^[39],即 $L_0 \approx 0.9 \sim 2.5 \times 10^3 C_0$,且不同型号电缆 L_0 差异范围往往少于 2 倍,大致位于 0.1~0.2 $\mu\text{F}/\text{km}$ 范围,理由可见附录 A。因此,分析 $l=10$ km、 $S_c=10\,000$ MV·A 时, C_0 位于 0.1~0.2 $\mu\text{F}/\text{km}$ 范围内回路 2 的最高谐振频次,结果如图 7 所示。图 7 中: L_0 变化对谐振频次影响较小,谐振频次主要影响因素为 C_0 ,且随 C_0 增大,回路 2 谐振频次降低;在 C_0 与 L_0 的可能取值范围内,回路 2 谐振频次均低于 25 次,即用于电容估计的频次处于该频次范围。需要说明的是,上述结论同样适用于 110 kV 电缆并网的海上风电场。由于其并网点短路容量较 220 kV 母线小,且电容较 220 kV

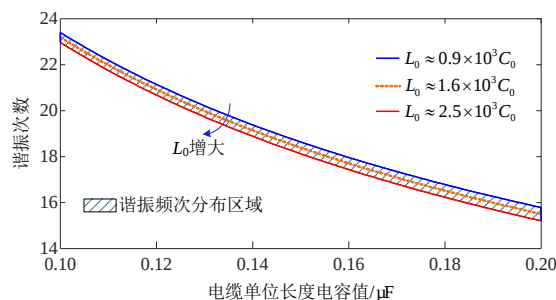


图7 电缆电气参数可能区间内回路2的谐振频率

Fig. 7 Resonant frequency of loop 2 within the possible range of electrical parameters of the cable

电缆偏大(见附录 A)，因此，回路 2 谐振频次往往更低。

总的来说，通过本节分析可得如下结论：

1) 海上风电并网系统谐振频次及邻近频次谐波放大系数对 C_0 变化敏感，可用于估计 C_0 ；

2) 考虑海上风电场送出电缆标称截面、长度及并网点电网强度标准范围可知，谐振易发生在 25 次谐波范围内，可基于现有电能质量监测装置获取该频段内的谐波数据^[37]；

3) 所提方法理论上可应用于采用电缆并网的陆上风电场、大容量电力用户等，但灵敏谐波频次需根据实际工况确定。

3 实际海上风电场案例验证

本节基于我国沿海 2 个不同时期投运的海上风电场谐波测量数据辨识风电场送出电缆电容参数，以验证所提方法有效性。案例 1 中风电场记为风电场 A，案例 2 中风电场记为风电场 B。

3.1 案例 1

2020 年 12 月，风电场 A 通过 220 kV 海底电缆并网，电缆长度为 52.9 km，并网点系统短路容量为 6554 MV·A。电缆两端各安装一组容量为 55 MV·A 的电抗器，风电场并网电路如图 8 所示。电缆制造商提供的电缆电阻、电感及电容参数出厂测试值分别为 0.0176 Ω /km、0.306 mH/km 及 0.168 μ F/km。

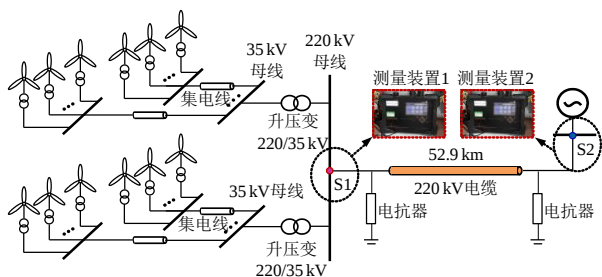
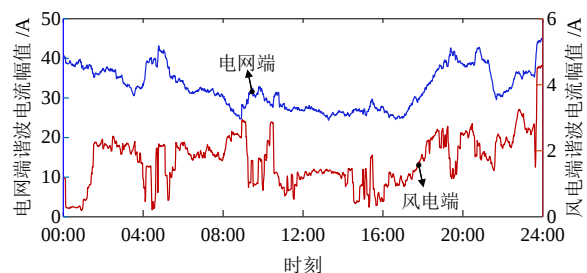


图 8 风电场 A 经长电缆并网拓扑图

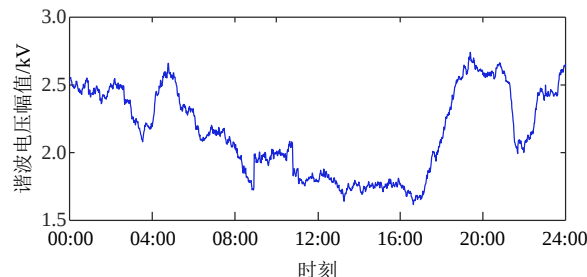
Fig. 8 Topology diagram of wind farm A connected to the grid via long cables

风电场 A 并网后，图 8 中电缆电网端(S2 端)的 5 次谐波电流相对于风电场端(S1 端)被严重放大。图 9 分别给出了 2021 年 3 月某日电缆两端谐波电流幅值、并网点谐波电压幅值、谐波电压电流相位差的现场测量数据。图中，谐波测量时间为 24 h，数据记录间隔为 1 min，数据总长度为 1440。2 台谐波测量装置分别安装于海上升压站与陆上计量站，装置通过内置 GPS 模块实现定时，装置采样

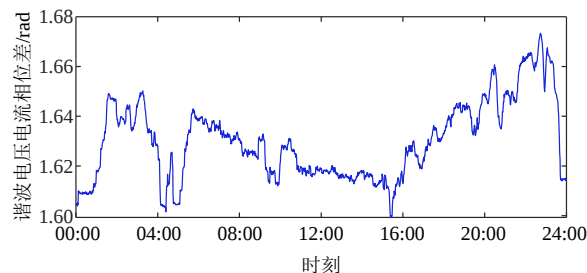
率为 40.96 kHz。



(a) 电缆两端 5 次谐波电流幅值



(b) 电缆并网点 5 次谐波电压幅值



(c) 电缆并网点 5 次谐波电压、电流相位差

图 9 风电场 A 谐波测量数据

Fig. 9 Harmonic data measured at wind farm A

由前文分析可知，当谐波经由电缆传导且被显著放大时，对应频次谐波数据对电缆电容值十分敏感，因此，5 次谐波为敏感频次谐波，可用于辨识电缆电容参数。且由于测量数据为电缆投运数月后获取，因此可根据厂家给定的电容值出厂测试值来校验估计结果的准确性，以下将其称为参考值。由于绝缘老化导致电容增加，因此若估计所得电容值接近或略大于参考值，则所提方法有效。需要注意的是，由于海缆与电抗器共用 1 个变电站母线出线间隔，S1 端和 S2 端谐波测量电流为电缆和并联电抗的电流和。可基于电抗器额定容量计算流过其的谐波电流，并通过基尔霍夫电流定律计算流入电缆的谐波电流。且当谐波频次较高时，谐波频次下的电抗值十分大，电抗谐波电流可忽略。

以下基于滑动时间窗口的方式选择谐波数据以用于电容估计。具体步骤如下：

1) 以 2 h 为时间窗、10 min 为滑动步长选取多组数据，针对每组数据，采用所提方法进行电容参数估计，得到 1 组电容值；

2) 分别按 $2nh(n=2, 3, \dots, 10)$ 为时间窗, 重复步骤 1), 估计得到 9 组电容值。

将 10 组基于不同时间窗估计结果绘制成图 10 所示箱线图, 以表征不同时间窗长下估计值分布。箱线图为竖向矩形箱, 箱内部包含数据的主体部分 (即按大小排列后 25%~75% 部分), 箱子的顶部和底部延伸出的横线表示数据的最大值和最小值, 箱内部横线表示中位数。通过箱子高度、中位数及最大、最小值位置, 可直观判断数据分布。

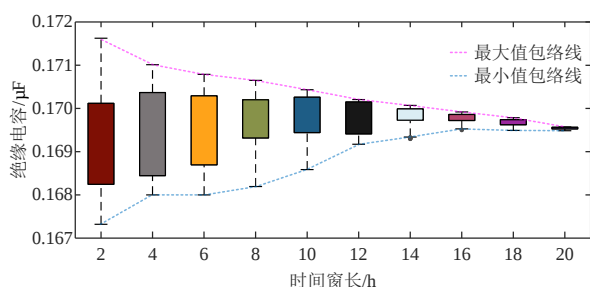


图 10 电容估计结果箱线图

Fig. 10 Boxplot of capacitance estimation results

由图 10 可知: 当时间窗较短时, 所得结果波动较为明显, 数据主体分布于 $0.1682 \sim 0.1701 \mu\text{F}/\text{km}$ 区间, 最大值接近 $0.172 \mu\text{F}/\text{km}$, 最小值接近 $0.167 \mu\text{F}/\text{km}$, 两者差值达到参考值的 3%, 偏差较大; 随着时间窗增加, 估计结果波动范围显著缩小, 当时间窗为 20h, 估计结果已近似恒定; 同时, 通过最大值与最小值包络线可知, 随着时间窗增加, 结果逐渐收敛至 $0.1696 \mu\text{F}/\text{km}$ 。该估计值略大于参考值 ($0.168 \mu\text{F}/\text{km}$), 与预期估计结果吻合, 因此可知, 所提方法可有效估计海上风电场电缆电容参数。

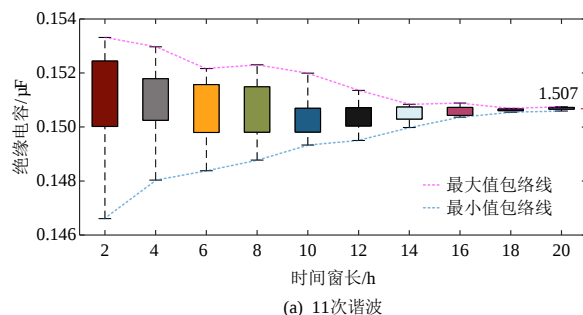
3.2 案例 2

风电场 B 于 2017 年投运, 其拓扑结构与风电场 A 类似, 不再赘述。风电场送出电缆长度为 10 km, 并网点系统短路容量为 $2644 \text{ MV}\cdot\text{A}$ 。电网端安装了容量为 $16 \text{ MV}\cdot\text{A}$ 的电抗器。电缆电阻、电感及电容参数出厂测试值分别为 0.026 km 、 $0.318 \text{ mH}/\text{km}$ 及 $0.147 \mu\text{F}/\text{km}$ 。

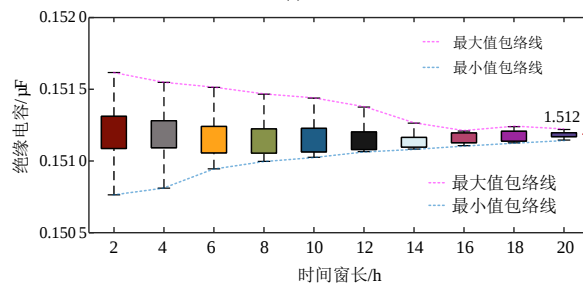
由于电缆运行多年且无法随意停运, 因此, 当前真实电容值未知。因此, 通过以下 2 种思路验证所提方法准确性: 1) 由于回路 2 谐振频次附近谐波均会发生放大, 因此存在多个频次谐波数据对电容值敏感, 为此基于不同频次谐波数据进行电容辨识, 若方法有效, 则基于不同频次谐波数据估计结果应近似; 2) 随运行时间增加, 电缆绝缘逐步老化, 电容增加, 但正常运行情况下, 海底电缆投运

10 年内, 绝缘不会发生较为严重老化。因此, 若估计结果表明电缆绝缘情况良好或轻微老化, 则结果较为符合实际, 可信度高。附图 A1 分别给出了电缆两端 11、13 次谐波电流幅值、并网点谐波电压幅值、谐波电压电流相位差的现场测量数据, 图中: 测量数据长度、间隔均与案例 1 相同。由附图 A1(a)、(d) 可知, 电缆电网端 11、13 次谐波电流相对风电端均发生了较为明显的放大, 因此可用于估计电容参数。

根据案例 1 中所述分析步骤, 分别基于 11、13 次谐波数据进行电容估计, 所得结果由图 11 箱线图表示。由图 11(a) 可知, 随着时间窗增大, 估计结果波动范围显著缩小, 当时间窗达到 18h 时, 估计结果已近似恒定, 估计结果约为 $0.1507 \mu\text{F}/\text{km}$, 进而可得 $C_{R11}=1.025$; 图 11(b) 中, 估计结果随时间窗增加的变化趋势与图 11(a) 近似, 当时间窗长达到 20h 时, 估计结果近似恒定, 估计结果约为 $0.1512 \mu\text{F}/\text{km}$, 进而可得 $C_{R13}=1.028$ 。基于 11 及 13 次谐波数据估计所得 C_R 偏差仅为 0.3%, 该值相比于电缆老化过程中 C_R 变化范围 (即 13%) 十分小, 表明基于 11、13 次谐波估计所得结果十分接近。同时, 由前文分析及表 1 可知, 若分析结果表明电缆绝缘情况良好或轻微老化, 即 $C_R \in (1, 1.05)$ 时, 结果较为符合实际。而分析结果表明, 电缆绝缘状态正好处于该区间。因此, 通过分析基于不同频次谐波的估计结果是否一致以及结果是否与老化趋势一致, 从 2 个不同的角度验证了所提方法的有效性。



(a) 11次谐波



(b) 13次谐波

图 11 电容估计结果箱线图

Fig. 11 Boxplot of capacitance estimation results

3.3 案例1及案例2对比讨论

由前文分析可知, 所提方法通过估计电容参数辨识电缆绝缘状态, 理论上适用于不同绝缘老化状态下的电缆, 电缆长度、风电场并网点短路容量参数则影响敏感谐波频次的选取。本节2个实际案例中, 电缆绝缘状态、电缆长度及并网点最小短路容量均不同。因此, 案例1中敏感谐波频次位于5次附近, 案例2中敏感谐波频次则处于11、13次附近, 与理论分析吻合; 而基于敏感频次谐波数据, 所提方法实现了不同绝缘状态下的电缆电容参数估计, 进一步验证了所提方法的有效性。

4 结论

1) 本文提出一种基于敏感频次谐波电流放大系数的海上风电送出电缆绝缘状态在线辨识方法。

2) 通过构建敏感频次下谐波电流放大系数与电缆绝缘参数的关联函数, 实现了基于谐波测量数据的绝缘参数求解。

3) 相比其他方法, 所提方法仅需在线谐波测量装置现有数据, 数据易获取且无新增测量成本, 易于推广应用。

4) 2个不同时期投运的海上风电实际案例分析表明, 所提方法可有效量化电缆绝缘老化严重程度。值得注意的是, 所提方法主要用于电缆整体绝缘老化辨识, 如何基于现有谐波测量装置数据在线辨识电缆局部绝缘老化, 尚需进一步研究。

参考文献

- [1] 秦海岩. 中国风电2023, 创造属于我们的历史!—2024年中国风能新春茶话会演讲实录[R]. 北京: 北极星风力发电网, 2024.
- [2] 国家海洋局, 国家能源局. 国家能源局、国家海洋局关于印发《海上风电开发建设管理办法》的通知[EB/OL]. (2016-12-29)[2023-05-10]. https://fjb.nea.gov.cn/xxgk/zcfg/202311/t20231114_217597.html.
- [3] 刘逸凡, 许建中, 赵成勇, 等. 面向规模化海上风电场站实时仿真的精细化建模方法[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(19): 7648-7659.
LIU Yifan, XU Jianzhong, ZHAO Chengyong, et al. Refined modeling method for real-time simulation of large-scale offshore wind farm stations[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(19): 7648-7659(in Chinese).
- [4] 朱梦瑶, 李欢, 张瑞祥. 热老化对XLPE电缆本体中典型缺陷所引发的电场畸变的影响[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(22): 9076-9086.
ZHU Mengyao, LI Huan, ZHANG Ruixiang. Influence of thermal aging on electric field distortion caused by typical defects in XLPE cable[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(22): 9076-9086(in Chinese).
- [5] 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.
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(in Chinese).
- [6] 刘敬华, 欧阳本红, 夏荣, 等. 高压XLPE电力电缆绝缘老化状态评价研究进展[J]. 电力工程技术, 2021, 40(6): 141-149.
LIU Jinghua, OUYANG Benhong, XIA Rong, et al. Assessment of the insulation aging state of high voltage XLPE cables[J]. Electric Power Engineering Technology, 2021, 40(6): 141-149(in Chinese).
- [7] GOVINDARAJAN S, MORALES A, ARDILA-REY J A, et al. A review on partial discharge diagnosis in cables: theory, techniques, and trends[J]. Measurement, 2023, 216: 112882.
- [8] MASHIKIAN M S, SZARKOWSKI A. Medium voltage cable defects revealed by off-line partial discharge testing at power frequency[J]. IEEE Electrical Insulation Magazine, 2006, 22(4): 24-32.
- [9] KIYOKA, UCHIDA K, HOZUMI N. Location of water tree degraded point along XLPE cable line using DC voltage[C]//2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis. Beijing, China: IEEE, 2008: 1224-1227.
- [10] KURIHARA T, OKAMOTO T, HOZUMI N, et al. Evaluation of relationship between residual charge signal and AC breakdown strength of water-tree degraded 22 to 77 kV classes XLPE cables removed from service using pulsed voltages[J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2017, 24(1): 656-665.
- [11] ZHU Guangya, ZHOU Kai, LU Lu, et al. Online monitoring of power cables tangent delta based on low-frequency signal injection method[J]. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, 2021, 70: 1-8.
- [12] 廖瑞金, 周天春, 刘玲, 等. 交联聚乙烯电力电缆的电树枝化试验及其局部放电特征[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(28): 136-143.
LIAO Ruijin, ZHOU Tianchun, LIU Ling, et al. Experimental research on electrical treeing and partial discharge characteristics of cross-linked polyethylene power cables[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(28): 136-143(in Chinese).
- [13] TOZZ M, CAVALLINI A, MONTANARI G C. Monitoring off-line and on-line PD under impulsive

- voltage on induction motors - Part 1 : standard procedure[J]. IEEE Electrical Insulation Magazine, 2010, 26(4): 16-26.
- [14] RENFORTH L A, GIUSSANI R, MENDIOLA M T, et al. Online partial discharge insulation condition monitoring of complete high-voltage networks[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2019, 55(1): 1021-1029.
- [15] ZHANG Wei, ZHU Yutao, YANG Baitun, et al. Study on DC component method for hot-line XLPE cable diagnosis[C]//Proceedings of 1994 IEEE International Symposium on Electrical Insulation. Pittsburgh, PA, USA: IEEE, 1994: 95-98.
- [16] 金德辉. 基于直流分量法的 XLPE 电缆在线监测系统[D]. 大连: 大连理工大学, 2012.
- JIN Dehui. On-line monitoring system of XLPE cable based on DC component method[D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2012(in Chinese).
- [17] 吴阳, 张品佳. 基于漏电流测量的配电网电缆高精度状态感知技术研究[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(8): 2929-2939.
- WU Yang, ZHANG Pinjia. High-accuracy condition sensing for power cables in distribution grids based on leakage current measurement approach: an overview[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2929-2939(in Chinese).
- [18] LI Qingmin, ZHANG Li, ZHAO Tong. Definition of instantaneous dielectric loss factor and digital algorithm for online monitoring[J]. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, 2009, 58(3): 666-673.
- [19] 魏新劳, 朱博, 庞兵, 等. 长距离三相电力电缆绝缘在线监测方法[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(8): 2079-2086.
- WEI Xinlao, ZHU Bo, PANG Bing, et al. On-line insulation monitoring method for long distance three-phase power cable[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(8): 2079-2086(in Chinese).
- [20] LI Lulu, YONG Jing, XU W. On-line cable condition monitoring using natural power disturbances[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2019, 34(4): 1242-1250.
- [21] LI Lulu, YANG Zongyun, LUO Zhao, et al. Transient disturbances based non-intrusive ageing condition assessment for cross-bonded cables[J]. IEEE Access, 2020, 8: 176651-176660.
- [22] XIANG Dawei, ZHU Sitian, LI Hao, et al. Online monitoring of cable insulation degradation for inverter-fed machine system using PWM switching oscillations[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2023, 70(11): 11714-11724.
- [23] 马智泉, 李培, 徐群伟, 等. 海上风电场谐波异常的调查与试验分析[J]. 电网技术, 2022, 46(8): 2928-2937.
- MA Zhiquan, LI Pei, XU Qunwei, et al. Investigation and experimental analysis of harmonic anomaly in offshore wind farm[J]. Power System Technology, 2022, 46(8): 2928-2937(in Chinese).
- [24] 徐政, 金硯秋, 李斯迅, 等. 海上风电场交流并网谐波谐振放大机理分析与治理[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(21): 85-91.
- XU Zheng, JIN Yanqiu, LI Sixun, et al. Mechanism analysis and mitigation of harmonic resonance amplification caused by AC integration of offshore wind farm[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(21): 85-91(in Chinese).
- [25] 胡文曦, 肖先勇, 汪颖, 等. 现代电网电力扰动数据分析与主动应用[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(4): 1-11.
- HU Wenxi, XIAO Xianyong, WANG Ying, et al. Analysis and proactive application of power disturbance data in modern power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(4): 1-11(in Chinese).
- [26] 靳宗帅, 张恒旭, 曾一鸣, 等. 适应频率偏移及动态变化场景的动态谐波相量在线测量方法[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(22): 8759-8770.
- JIN Zongshuai, ZHANG Hengxu, ZENG Yiming, et al. Online measurement method of dynamic harmonic phasor for frequency deviation and frequency dynamic changing conditions[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(22): 8759-8770(in Chinese).
- [27] WU Yang, ZHANG Pinjia. Online monitoring for power cables in DFIG-based wind farms using high-frequency resonance analysis[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2022, 13(1): 378-390.
- [28] WU Yang, ZHANG Pinjia. A novel online monitoring scheme for underground power cable insulation based on common-mode leakage current measurement[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2022, 69(12): 13586-13596.
- [29] 韦博成. 近代非线性回归分析[M]. 南京: 东南大学出版社, 1989.
- WANG Bocheng. Modern nonlinear regression analysis[M]. Nanjing: Southeast University Press, 1989 (in Chinese).
- [30] 王松桂. 线性统计模型: 线性回归与方差分析[M]. 北京: 高等教育出版社, 1999.
- WANG Songgui. Linear statistical models: linear regression and analysis of variance[M]. Beijing: Higher Education Press, 1999(in Chinese).
- [31] 王景恒. 最优化理论与方法 [M]. 北京: 北京理工大学出版社, 2018.
- WANG Jinheng. Optimization theory and methods[M]. Beijing: Beijing Institute of Technology Press, 2018(in Chinese).
- [32] 曹名圆, 李蓉, 闫雪丽, 等. 求解非线性方程组的非单调自适应加速 Levenberg-Marquardt 算法[J]. 吉林大学

学报：理学版，2024，62(3)：538-546.

CAO Mingyuan , LI Rong , YAN Xueli , et al. Nonmonotonic adaptive accelerated Levenberg-Marquardt algorithm for solving nonlinear equations[J]. Journal of Jilin University: Science Edition, 2024, 62(3): 538-546(in Chinese).

[33] 黄健超. Levenberg-Marquardt 方法的推广及其在大规模问题上的应用[D]. 上海：上海交通大学，2017.

HUANG Jianchao . The extensions of Levenberg-Marquardt method with applications to large-scale problems[D]. Shanghai: Shanghai Jiaotong University, 2017(in Chinese).

[34] 专祥涛. 最优化方法基础[M]. 武汉：武汉大学出版社，2018.

ZHUAN Xiangtao. Fundamentals of optimization methods [M]. Wuhan: Wuhan University Press, 2018(in Chinese).

[35] WANG Chuan, XU Fangwei, SHU Qin, et al. A noninvasive method to estimate the variable utility harmonic impedance[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2023, 38(3): 1747-1754.

[36] SHU Qin, WU Yayue, XU Fangwei, et al. Estimate utility harmonic impedance via the correlation of harmonic measurements in different time intervals[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2020, 35(4): 2060-2067.

[37] 国家技术监督局. 电能质量 公用电网谐波: GB/T 14549—1993[S]. 北京：中国标准出版社，1994.

The State Bureau of Quality and Technical Supervision. Quality of electric energy supply harmonics in public supply network: GB/T 14549—1993[S]. Beijing: China Standard Press, 1994(in Chinese).

[38] 王锡凡, 卫晓辉, 宁联辉, 等. 海上风电并网与输送方案比较[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(31): 5459-5466.

WANG Xifan, WEI Xiaohui, NING Lianhui, et al. Integration techniques and transmission schemes for off-shore wind farms[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(31): 5459-5466(in Chinese).

[39] 陈珩. 电力系统稳态分析[M]. 3 版. 北京：中国电力出版社，2007.

CHEN Heng. Steady-state analysis of power systems [M]. 3rd Edition. Beijing: China Electric Power Press, 2007(in Chinese).

[40] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局, 中国国家标准化管理委员会. 电能质量监测设备通用要求: GB/T 19862—2016[S]. 北京：中国标准出版社，2017.

General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China, Standardization Administration of the People's Republic of China. General requirements for monitoring equipment of power quality: GB/T 19862—2016[S]. Beijing: China

Standard Press, 2017(in Chinese).

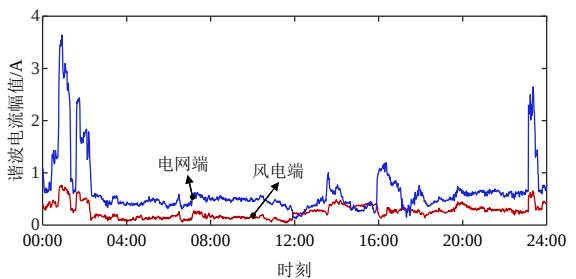
附录 A

不同电缆型号对电缆参数影响体现于中心导体标称截面积与绝缘层标称厚度差异，根据《电力工程设计手册 21-电缆输电线路设计》，电缆标称截面积与绝缘厚度关系如表 A1 所示，根据式(1)估算不同截面积的 220 kV 电缆电容值，结果表明电容值为 0.112~0.197 $\mu\text{F}/\text{km}$ ，因此 C_0 取 0.1~0.2 $\mu\text{F}/\text{km}$ 是合理的。而对于不同截面积的 110 kV 电缆，同理可得其电容值为 0.119~0.255 $\mu\text{F}/\text{km}$ 。

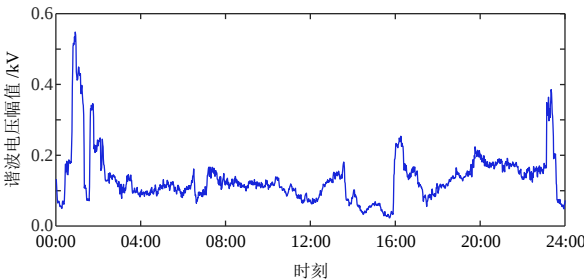
表 A1 电缆标称截面积与绝缘厚度对应关系

Table A1 Relationship between nominal cross-sectional area and insulation thickness of cables

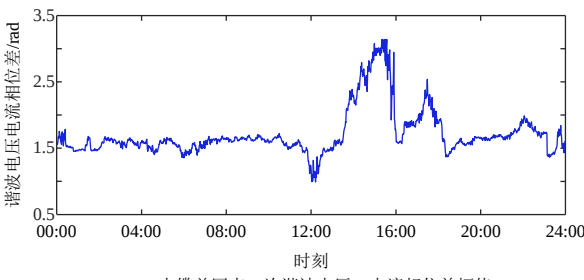
标称截面积/ mm^2	绝缘标称厚度/mm	
	110 kV	220 kV
240	19.0	—
300	18.5	—
400	17.5	27.0
500	17.0	27.0
630	16.5	26.0
800	16.0	25.0
1000	16.0	24.0
1200	16.0	24.0
1400	16.0	24.0
1600	16.0	24.0
1800	—	24.0



(a) 电缆两端11次谐波电流幅值



(b) 电缆及网端11次谐波电压幅值



(c) 电缆及网端11次谐波电压、电流相位差幅值

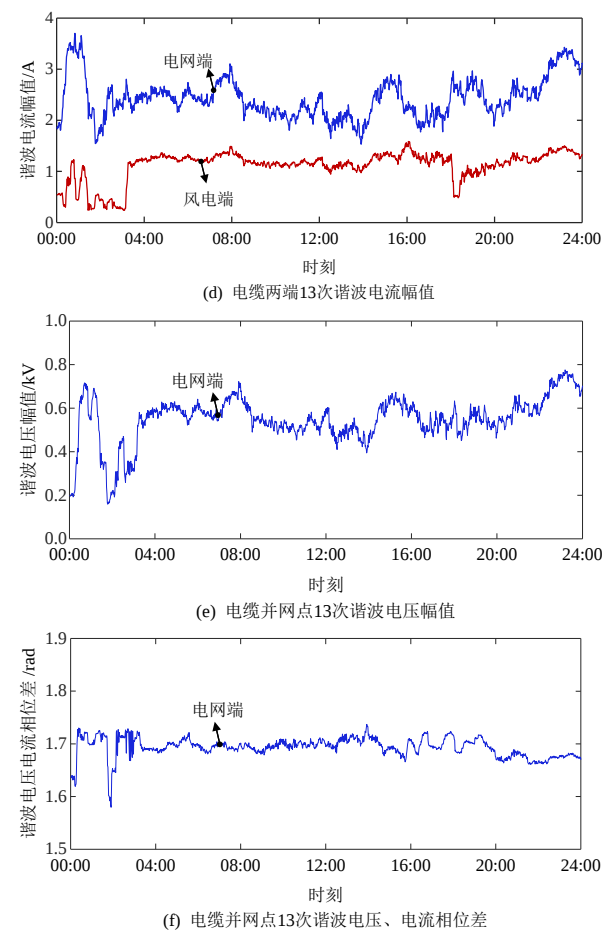


图 A1 风电场 B 谐波测量数据

Fig. A1 Harmonic data measured at wind farm B

附录 B

电缆单位长度电感 L 与频率关系可表示为

$$L(\omega)=\frac{1}{\sqrt{\omega}}a+b \tag{B1}$$

其中:

$$\begin{cases} a=\frac{1}{4\pi D_c}\sqrt{\frac{2\mu_0}{\sigma_1}}+\frac{1}{4\pi D_i}\sqrt{\frac{2\mu_0}{\sigma_2}} \\ b=\frac{\mu_0}{2\pi}\ln\frac{D_i}{D_c} \end{cases} \tag{B2}$$

式中: $\omega=2\pi f$ 为角频率, f 为频率; μ_0 为真空磁导率; σ_1 与 σ_2 分别为电缆中心导体与金属屏蔽层电导率。因此, 由式 (B1) 可知, 电感随频率增加而减小, 且逐渐收敛至参数 b 。令 $k=1/\sqrt{\omega}$, 并绘制 $\omega\leq 314\text{ rad}$ 时 k 值曲线, 如图 B1 所示。由图 B1 及式 (B1) 可知, 当 ω 较小时, ω 增加会造成 k 值显著减小, 从而造成电感显著减小, 而当 ω 达到 314 rad 时 (即基波频率 $f=50\text{ Hz}$ 时), $k=0.056$, ω 越大对电感的影响越小。例如, 型号为 HYJQ71-F/220 1×1600 的海缆, 其电感参数随频率变化的曲线如图 B2 所示, 该型号海缆参数如表 B1 所示。

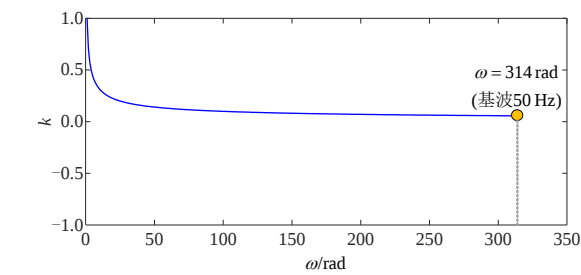


图 B1 系数 k 随频率变化曲线

Fig. B1 Curve of coefficient k varying with frequency

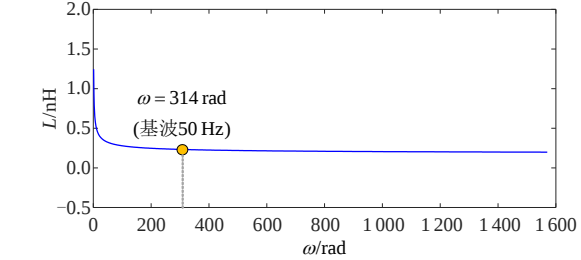


图 B2 电缆电感参数频率响应曲线

Fig. B2 Frequency response curve of cable inductance parameter

表 B1 HYJQ71-F/220 1×1600 型海缆结构参数

Table B1 Structural parameters of HYJQ71-F/220 1×1600 submarine cable

参数	数值
D_c/mm	23.8
D_i/mm	56.2
μ_0	$4\pi\times 10^{-7}$
σ_1	5.7×10^7
σ_2	3.5×10^7

图 B2 结果表明, 当频率到达基波频率后, 频率增加引起的电感变化量很小, 因此, 频率变化引起的电感变化量远小于基波电感值。



徐方维

在线出版日期: 2025-03-13。
收稿日期: 2024-07-01。
作者简介:
徐方维(1978), 女, 博士, 教授, 博士生导师, 主要从事谐波溯源与责任量化、宽频谐波传播特性、谐波不稳定、电力扰动信号处理及高层应用、基于多源数据融合的电能量状态估计和大数据应用等方向研究工作, xufangwei@scu.edu.cn;
*通信作者: 郑鸿儒(1995), 男, 博士研究生, 主要从事电能质量分析、电能质量数据在电缆绝缘监测中的应用等方向的研究工作, zhr15983510039@163.com。

(责任编辑 李泽荣)