

# 基于故障行波 VS-DDTW 距离的柔性直流输电线路保护方案

韦延方<sup>1,3</sup>, 吴凯航<sup>1</sup>, 王晓卫<sup>2</sup>, 杨湛晔<sup>4,5</sup>, 曾志辉<sup>1</sup>

(1. 河南理工大学电气工程与自动化学院, 河南焦作 454003; 2. 西安理工大学电气工程学院, 西安 710049; 3. 河南省煤矿设备智能检测与控制重点实验室, 河南焦作 454003; 4. 海南绿色能源与环境工程技术研究院, 海南海口 570125; 5. 海南海控能源股份有限公司, 海南海口 570125)

**摘要:** 针对目前柔性直流线路区内保护末端高阻故障拒动、耐同步性差、噪声干扰等问题, 提出了一种基于故障行波变步导数动态时间扭曲(VS-DDTW)距离的柔性直流输电线路保护方案。首先, 从故障行波时域波形差异角度出发, 分析区内、外故障时两端保护处电压行波的故障特性, 得到区内、外故障异名行波相似度差异; 进而, 通过 VS-DDTW 算法将行波波形在时间轴上进行偏移和伸缩, 对不同时刻的波形进行匹配和分析, 削弱传播时延对波形相似度的影响, 在启动判据启动后, 以 VS-DDTW 距离表征并度量行波相似度, 据此判别区内、外故障。最后, 仿真验证了所提保护方案的正确性和适用性。

**关键词:** 柔性直流输电系统; 故障行波; 变步导数动态时间扭曲; 纵联保护; 波形相似性

**中图分类号:** TM773 **文献标志码:** A

**DOI:** 10.19635/j.cnki.csu-epsa.001606

## A Protection Scheme for Flexible DC Transmission Line Based on Fault Traveling Wave VS-DDTW Distance

WEI Yanfang<sup>1,3</sup>, WU Kaihang<sup>1</sup>, WANG Xiaowei<sup>2</sup>, WANG Peng<sup>4,5</sup>, ZENG Zhihui<sup>1</sup>

(1.School of Electrical Engineering and Automation, Henan Polytechnic University, Jiaozuo 454003, China; 2. School of Electrical Engineering, Xi'an Polytechnic University, Xian 710049, China; 3. Henan Key Laboratory of Intelligent Detection and Control of Coal Mine Equipment, Henan Polytechnic University, Jiaozuo 454003, China; 4.Hainan Green Energy and Environmental Engineering Technology Research Institute, Haikou 570125, China; 5.Hainan Holdings EnergyCo.,Ltd, Haikou 570125, China)

**Abstract:**Addressing the current issues offailure to operateforinternal high-impedance faults at a distant end, poor synchronization resistance and noise interference in flexible DC lineprotection, a protectionscheme for flexible DC lines based on the variational step derivative dynamic time warping(VS-DDTW) distanceof fault traveling waves is proposed.Firstly, by analyzing the time-domain waveform differences of fault traveling waves, the fault characteristics of voltage traveling waves at both ends during internal and external faults are studied to obtain the similarity differences of opposite-name traveling waves. Then, the VS-DDTW algorithm is used to shift and stretch waveforms, match and analyze the waveforms at different moments, reducing the influence of propagation delay. After the startup criterion is met, the VS-DDTW distance is used to distinguish internal and external faults. Simulations verify the scheme's validity and applicability.

**Key words:** flexible DC; fault traveling wave; variational step derivative dynamic time warping; pilot protection; waveforms similarity

## 0 引言

随着传统能源的匮乏以及环境的污染,传统的化石能源正朝着可再生能源等清洁能源转变,大规

模新能源的远距离并网和资源的优化配置成为目前亟待解决的关键问题<sup>[1-3]</sup>。应用模块化多电平换流器(modular multilevel converter, MMC)的柔性直流

收稿日期: 2025-01-18; 修回日期: 2025-03-06

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(61703144); 海南省自然科学基金资助项目(521RC1110)。

输电技术在大规模新能源并网、区域电网互联等领域有较大的前景<sup>[4-5]</sup>。然而柔性直流电网的发展面临着若干关键技术问题，由于其阻尼小，直流线路发生故障后发展过程极快，几毫秒内就能危及整个电网，使得直流线路保护成为其面临的重要技术难点之一<sup>[6]</sup>。

现有的直流线路保护以行波保护作为主保护，低压保护作为近后备保护、电流差动保护作为远后备保护，行波保护动作速度快，但此方法灵敏性易受干扰，当直流线路发生高阻接地故障时，行波保护和低电压保护可能拒动，而纵联差动保护需要较长的延时规避长线路分布电容电流的影响，动作时间为秒级<sup>[7-9]</sup>。文献[10]基于线路暂态电流 Pearson 相关性提出了柔性直流线路保护方案，但此方案易受过渡电阻和噪声干扰的影响。文献[11]通过在线路两端主动注入特定频率信号，根据特定频率下线模电气量的特征，提出了一种利用线路两端线模电气量相关性的保护方案，但该保护方案在两端数据异常情况下存在可靠性不足的问题。为了解决数据异常对双端量保护可靠性的影响，文献[12]使用形态滤波算法对数据进行预处理，并利用处理后的数据提出了一种基于线路两端线模电压相似性的保护方案，该保护方案在一定程度上提高了保护的可靠性，但存在速动性不足的问题。文献[13]提出了一种根据零模行波和线模行波到达保护装置的时间差来识别区内、外故障的保护方案，但此方法存在较长的保护死区。文献[14]利用到达两端保护装置的正、反向行波的时间差来判断区内、外故障，但线路长度会影响识别效果。文献[15]利用行波差动电流构建区内、外故障判据，动作速度得到提高，但会受到时间同步、长线路处理等问题的影响。

针对柔性直流输电线路保护方案所存在的末端高阻故障拒动、耐同步性差、易受噪声干扰等问题，本文在分析柔性直流电网区内、外故障下两侧电压行波故障特性的基础上，提出一种基于故障行波变步导数动态时间扭曲(variational step derivative dynamic time warping, VS-DDTW)距离的柔性直流线路纵联保护方案。该方案通过 VS-DDTW 算法处理两侧异名行波，利用 VS-DDTW 距离判别区内、外故障，并进一步利用正负极反行波积分值构造选极因子完成故障极的判别。

## 1 故障行波特征分析

### 1.1 柔性直流电网拓扑结构

采用对称双极主接线方式的 MMC 型柔性直流电网拓扑结构如图 1 所示，线路两端有保护装置和直流断路器，为限制故障电流的快速升高，在换流站各端口出口处配备限流电抗器。

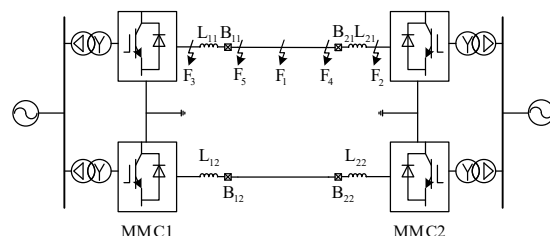
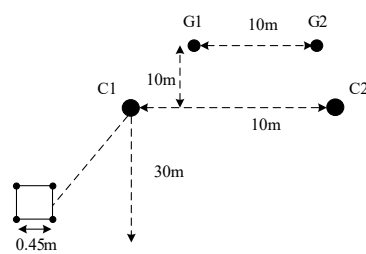


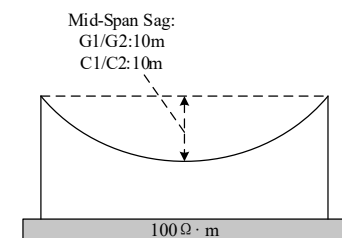
图 1 双端柔性直流输电电网结构

Fig. 1 Double-terminal flexible DC transmission grid structure

图 1 中  $F_1 \sim F_5$  为故障点位置<sup>[16]</sup>， $B_{11}$ 、 $B_{12}$  为整流侧保护装置， $B_{21}$ 、 $B_{22}$  为逆变侧保护装置， $L_{11}$ 、 $L_{12}$  为整流侧限流电抗， $L_{21}$ 、 $L_{22}$  为逆变侧限流电抗。以保护  $B_{11}$  为例， $F_1$ 、 $F_4$ 、 $F_5$  在线路中点、末端、首端处， $F_2$ 、 $F_3$  在逆变侧、整流侧出口处。输电线路采用频变架空线模型，其配置结构如图 2 所示， $C1$ 、 $C2$  为正负极线， $G1$ 、 $G2$  为接地线。



(a)传输线位置参数



(b)传输线几何分布及土壤电阻率

图 2 架空线的配置结构

Fig. 2 Configuration of the DC line

该模型的主要参数设置如表 1 所示。

表 1 模型主要参数

Table 1 Main parameters of the model	
系统参数	数值
额定直流电压/kV	±500
限流电抗器/mH	150
子模块电容/mF	10
桥臂电抗/mH	29
每个桥臂子模块数量	200
额定交流电压/kV	230
换流站额定容量/MVA (MMC1、MMC2)	800
线路长度/km	200

## 1.2 区内、外故障行波特征分析

柔性直流输电系统发生故障后，故障点所形成的故障行波会向两侧传播，当其经过线路均匀性改变的节点时，会发生折反射现象。本文将分别对线路区内、外故障的情况下，对线路两端的故障电压行波的特征进行分析。

直流输电线路故障时由于正负极线路之间存在耦合，采用 Karenbauer 变换进行解耦，得到线模分量和零模分量，传播距离、大地电阻率对线模分量波形畸变的影响程度小，色散效果不明显<sup>[17]</sup>，因此本文以线模分量作为研究对象。规定行波由换流站向线路传播为正方向。当区内发生故障时，以线路特定位置  $F_1$  处发生单极接地故障为例，其行波在线路中的传播情况如图 3 所示。

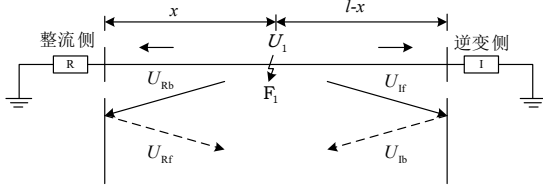


图 3 区内故障时行波传播过程同

Fig. 3 Propagation of fault traveling waves during internal fault

设线路全长为  $l$ ，故障发生在距整流侧  $x$  处。根据故障网络边界条件，求出线路  $F_1$  处故障的初始线模电压幅值  $U_1$ 。直流系统在双极运行工况下发生单极接地故障时的初始线模电压行波幅值<sup>[18]</sup>，如式(1)所示。

$$U_1 = \frac{-\sqrt{2}Z_1 U}{Z_0 + Z_1 + 4R} \quad (1)$$

式中： $U_1$  为初始线模电压幅值； $U$  为故障前线路的对地电压； $Z_1$ 、 $Z_0$  为线路线模、零模波阻抗； $R$  为过渡电阻。

初始行波  $U_1$  经一定延时到达两侧，故障行波采用初始行波幅值与衰减系数的乘积再乘以一个阶跃函数  $H$  表示，其到达时刻为线路长度与波速度的商，计及线路衰减特性后两侧保护装置测量到反行波如式(2)、式(3)所示。

$$U_{Rb} = U_1 e^{-\gamma_1 x} H\left(t - \frac{x}{v_1}\right) \quad (2)$$

$$U_{Ib} = U_1 e^{-\gamma_1(l-x)} H\left(t - \frac{l-x}{v_1}\right) \quad (3)$$

$$\gamma_1 = \sqrt{(R_1 + j\omega L_1)(G_1 + j\omega C_1)} = \alpha(\omega) + j\beta(\omega) \quad (4)$$

$$v_1 = \frac{1}{\sqrt{L_1 C_1}} \quad (5)$$

式中： $U_{Rb}$  为整流侧线模电压反行波； $U_{Ib}$  为逆变侧线模电压反行波； $\gamma_1$  为线模衰减系数， $R_1$ 、 $L_1$ 、 $G_1$ 、 $C_1$  分别为单位长度线路的线模电阻、线模电感、线模电导、线模电容； $\alpha$  为幅值衰减系数， $\beta$  为相位衰减系数，二者都随频率变化； $v_1$  为线模波速度； $x$  为故障发生位置； $l$  为线路全长； $\omega$  为角频率。

$U_{Rb}$  传播至整流侧后发生反射，反射后得到整流侧线模电压前行波  $U_{Rf}$ ，如式(6)所示。

$$U_{Rf} = U_{Rb} \cdot r_1 \quad (6)$$

式中： $U_{Rf}$  为整流侧线模电压前行波； $r_1$  为整流侧行波反射系数。同理，逆变侧线模电压前行波  $U_{If}$  如式(7)所示。

$$U_{If} = U_{Ib} \cdot r_1 \quad (7)$$

式中： $U_{If}$  为逆变侧线模电压前行波。在故障线路上，各类行波相继到达，阶跃函数输出为真，此时有：

$$\phi_{If/Rb} = \frac{U_{If}}{U_{Rb}} = -e^{-\gamma_1(l-2x)} \cdot r_1 \quad (8)$$

$$\phi_{Rf/Ib} = \frac{U_{Rf}}{U_{Ib}} = -e^{-\gamma_1(2x-l)} \cdot r_1 \quad (9)$$

式中： $\phi_{If/Rb}$  为逆变侧线模电压前行波与整流侧线模电压反行波的比值； $\phi_{Rf/Ib}$  为整流侧线模电压前行波与逆变侧线模电压反行波的比值。

由式(8)、式(9)可知,对于任意一组异名行波( $U_{If}$ 和 $U_{Rb}$ 、 $U_{Rf}$ 和 $U_{lb}$ ),式中的反射系数破坏了异名行波仅经线路衰减情况下的微弱差异性,异名行波之间的比值关系与反射系数有关,不再满足简单的线路传输函数关系,波形相似程度低,如图4所示。

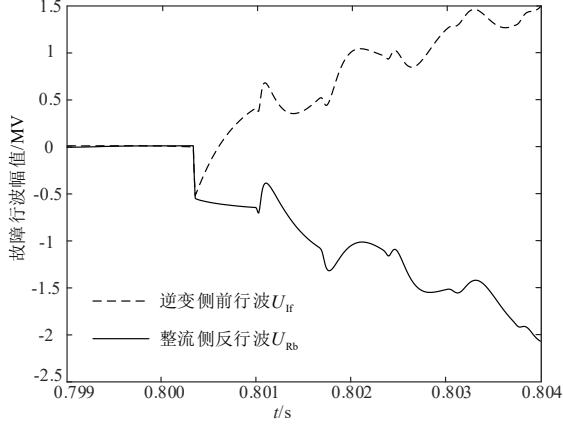


图4 区内故障行波波形

Fig. 4 Waveform of TW traveling waves during internal fault

当发生区外故障时,以线路特定位置 $F_2$ 处发生单极接地故障为例,其行波在线路中的传播情况如图5所示。

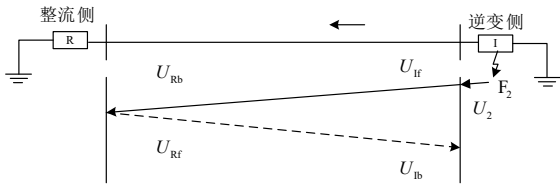


图5 正向区外故障时行波传播过程

Fig. 5 Propagation of fault TW during external fault

区外故障初始行波表达式如式(10)所示,从图5可以看出,故障初始行波 $U_2$ 发生折射,形成逆变侧线模电压前行波 $U_{If}$ ,其表达式如式(11)所示。

$$U_2 = \frac{-\sqrt{2}Z_1 U}{Z_0 + Z_1 + j\omega L_{21} + 4R} \quad (10)$$

$$U_{If} = U_2 \cdot r_2 \quad (11)$$

式中: $U_2$ 为 $F_2$ 处故障时初始线模电压幅值; $r_2$ 为行波折射系数。

$U_{If}$ 传播至整流侧形成 $U_{Rb}$ ,其表达式如式(12)所示。

$$U_{Rb} = U_2 e^{-\gamma_1 L} H\left(t - \frac{l}{v_1}\right) \cdot r_2 \quad (12)$$

此时 $U_{If}$ 与 $U_{Rb}$ 的比值关系如式(13)所示。

$$\phi_{If/Rb} = \frac{U_{If}}{U_{Rb}} = e^{\gamma_1 L} \quad (13)$$

由式(13)可知,区外故障时与区内故障时的异名线模电压行波比值关系有明显差异。发生区外故障时,线路上没有出现阻抗不连续的点,即线路的均匀性没有遭到破坏,线模电压行波仅经线路衰减下的差异较为微弱,二者的波形相似程度高,如图6所示。同理,当整流侧 $F_3$ 处发生故障时 $U_{Rf}$ 、 $U_{lb}$ 波形特征分析与上述类似。

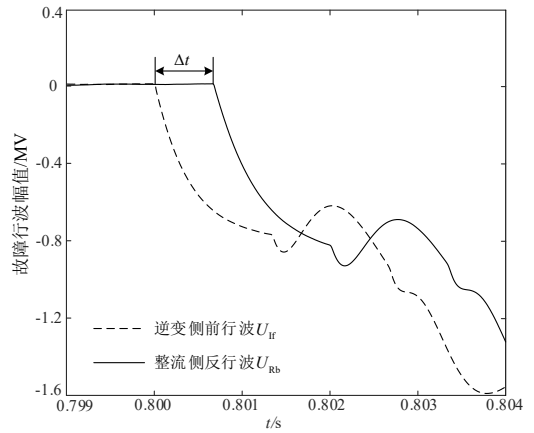


图6 区外故障行波波形

Fig. 6 Waveform of TW during external fault

综上所述,区内故障时故障侧线模电压前行波与对侧线模电压反行波波形相似程度低,而区外故障时其波形相似程度高,根据该特性可对区内外故障进行判别。如图6所示,由于行波在线路上的传播时延,会造成两侧波形存在时间差 $\Delta t$ ,从而影响到波形相似程度的度量,并且更易受到采样异常数据的影响。在区内故障时,用于计算的对应行波本质上为不同行波,波形的不同步会一定程度上增强这种特征,但同时会削弱区外故障时波形的相似程度,对故障判别造成影响,不利于保护动作。为解决以上问题,本文提出了基于VS-DDTW距离的保护方案,以提高耐同步能力并确保正确动作。

## 2 VS-DDTW 算法

### 2.1 DTW 算法

动态时间扭曲(dynamic time warping, DTW)使

用动态规划来调整  $x$  轴上未对齐且方向相同的两个序列, 以找到最佳对应关系, 得到一条沿路径两个序列距离最小的最优路径<sup>[9]</sup>。假设有序列  $X=\{x_1, x_2, \dots, x_i, \dots, x_m\}$  且  $Y=\{y_1, y_2, \dots, y_j, \dots, y_n\}$ , 长度分别为  $m$  和  $n$ , DTW 路径示意图如图 7 所示。

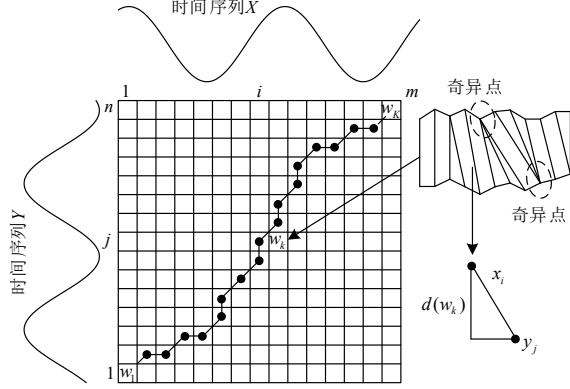


图 7 DTW 路径示意图

Fig. 7 Schematic diagram of DTW path

图 7 所示路径为曲线路径, 即  $W=\{w_1, w_2, \dots, w_k, \dots, w_K\}$ , 其中  $w_k$  为路径中的第  $k$  个点, 其坐标为  $w_k=(i, j)$ , 表示序列  $X$  中第  $i$  个点对应序列  $Y$  中第  $j$  个点,  $K$  为路径  $W$  的总步数, 则两点之间的距离如式(14)所示。

$$d(w_k) = d(i, j) = (x_i - y_j)^2 \quad (14)$$

式中:  $d$  为两点之间的距离。

两个序列对应点的距离矩阵如式(15)所示。

$$D = \begin{bmatrix} d(1,n) & d(2,n) & \dots & d(m,n) \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ d(1,2) & d(2,2) & \dots & d(m,2) \\ d(1,1) & d(2,1) & \dots & d(m,1) \end{bmatrix} \quad (15)$$

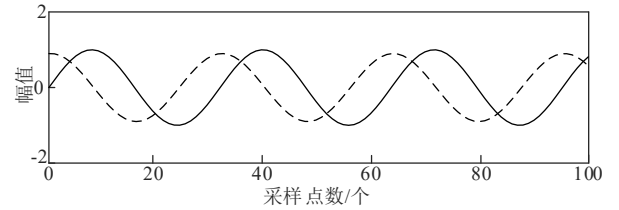
式中:  $D$  为两个序列的距离矩阵。

路径  $W$  不能随意选择, 需要满足以下约束: 1) 边界条件: 起点为  $(1, 1)$ , 终点为  $(m, n)$ ; 2) 有界性: 时间序列的顺序不能改变,  $\max(m, n) \leq K \leq m+n-1$ ; 3) 连续性: 不能跨过某个点去匹配, 只能和自己相邻的点对齐; 4) 单调性: 匹配路径单调。两个时间序列之间会存在多条满足约束条件的路径, 其中最短路径长度即为两个时间序列之间的 DTW 距离。

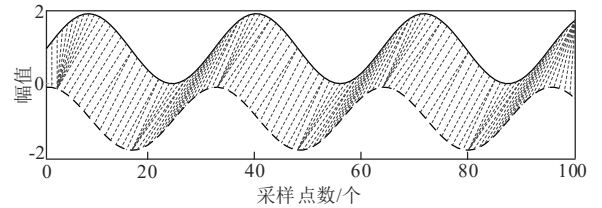
## 2.2 奇异点问题及搜索路径的分析与改进

DTW 算法根据  $y$  轴上的值来扭曲  $x$  轴, 忽略了整个时间序列中局部加速和减速点的趋势, 使得两个时间序列上距离很远的点仅因为值相近而被扭曲在一点。因此, 在 DTW 处理过程中会发生不良对齐情况, 即一个时间序列上的单个点映射到另一个时间序列的一段, 这种不良对齐情况称为“奇异点”, 如图 7 所示。

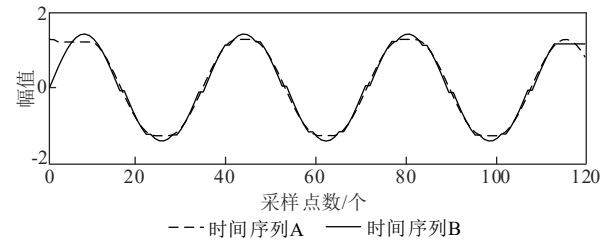
构造两个不同步且幅值略有差异的相似时间序列 A 和 B, 其 DTW 对齐过程中位于时间序列首端和末端的奇异点的示例如图 8 所示。



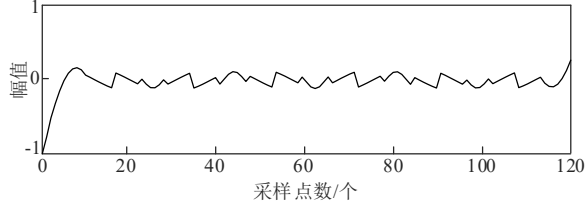
(a)两个时间序列



(b)DTW 对齐的点



(c)经 DTW 处理的时间序列



(d)经 DTW 处理后序列 A 与 B 的差值

图 8 DTW 对时间序列的处理

Fig. 8 DTW processing time series

根据图 8(d)中序列 A 与 B 的差值可知, 虽然 DTW 算法可将两个不同步的相似序列进行对齐, 一定程度上削弱时间延迟的影响, 但由于 DTW 算法处理过程中奇异点引起的端部数据跳变, 首端和末端处的对齐效果较差, 这将影响相似性度量的准确性。

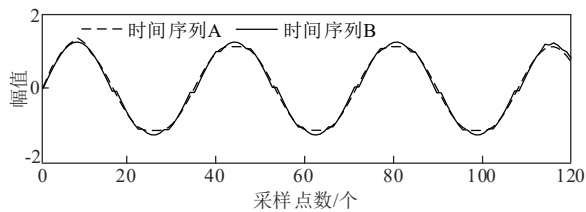
本文针对“奇异点”问题提出了导数动态时间扭曲(derivative dynamic time warping, DDTW)算法, 利用一阶导数对波形的上升和下降趋势更敏感的特点来获取波形趋势的相关信息, 以消除不同趋势的奇异性。DDTW 算法将距离矩阵中的元素进行替换, 以  $x_i$  和  $y_j$  的估计导数之间的距离代替, 如式(16)、式(17)所示, 即通过该点及其左邻点的直线的斜率, 以及通过左右相邻点直线的平均斜率。这种估计方法无法计算时序数据的第一个和最后一个数据点的导数, 需要用第二个点与倒数第二个点进行代替, 如式(18)所示。

$$d_1(i, j) = (D_e(x) - D_e(y))^2 \quad (16)$$

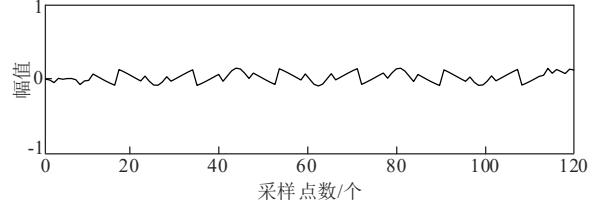
$$D_e(x) = \frac{(x_i - x_{i-1}) + ((x_{i+1} - x_{i-1}) / 2)}{2} \quad (17)$$

$$D_e(0) = D_e(1) \quad D_e(n) = D_e(n-1) \quad (18)$$

式中:  $d_1$  为两点估计导数之间的距离;  $D_e$  为估计导数。对序列 A 和 B 进行 DDTW 处理, 结果如图 9 所示。



(a)经 DDTW 处理的时间序列



(b)经 DDTW 处理后序列 A 与 B 的差值

图 9 DDTW 对时间序列的处理

Fig. 9 DDTW processing time series

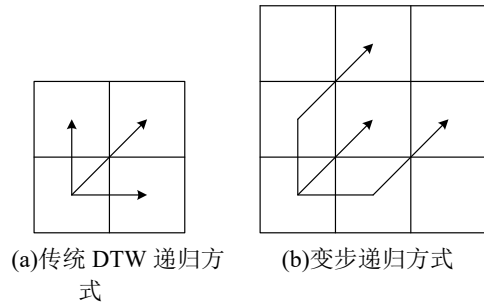
从图 9(a)中可以看出经过 DDTW 处理后, 两个序列整体波形更加吻合。从图 9(b)可以看出, 图 8(d)所示的时间序列两端的奇异点被移除, 证明了 DDTW 能够改善 DTW 的奇异效应, 减少两端信号的数据跳变。因此, DDTW 对相似性识别的结果更加准确。

DTW 限制了搜索路径, 其路径递归方式为式(19)。这种路径方法强行缩小了两个相似性较低的序列之间的 DTW 距离, 进而影响对差异性较大序列的判别结果。为实现跨点进行动态扭曲, 将搜索路径的斜率设置为 0.5、1 和 2, 改进后的递归公式为式(20)。

$$D_g(i, j) = d(i, j) + \min \begin{cases} D_g(i-1, j-1) \\ D_g(i, j-1) \\ D_g(i-1, j) \end{cases} \quad (19)$$

$$D_g(i, j) = d(i, j) + \min \begin{cases} D_g(i-1, j-1) \\ D_g(i-2, j-1) \\ D_g(i-1, j-2) \end{cases} \quad (20)$$

式中:  $D_g(i, j)$  为每一步求解的累积最优距离。传统的 DTW 和改变搜索步骤的递归方式分别可视化如图 10 所示。



(a)传统 DTW 递归方式

(b)变步递归方式

图 10 两种递归方式

Fig. 10 Two types of recursion

传统 DTW 的递归式中, 下一步只能在距离矩阵相邻格中选取, 如图 10(a)所示, 而改变搜索步骤后, 下一步未沿着对角线方向的方格都将再朝对角线方向移动一步, 从而实现了跨点搜索, 可以根据波形的变化情况自适应地调整步长, 在波形变化剧烈处采用小步长, 更精确地捕捉波形细节; 在波形变化平缓处采用大步长, 提高计算效率, 兼顾了准确性和计算速度, 如图 10(b)所示。综上所述, 将序列  $X$  与  $Y$  的变步导数动态时间扭曲距离定义为

$$D_{VS}(X, Y) = \min(\sqrt{\sum_{k=1}^K w_k} / K) \quad (21)$$

式中:  $D_{VS}$  为 VS-DDTW 距离。归一化后可表示为

$$\rho = \frac{D_{VS}(X, Y)}{\sum_{k=1}^m |X_k| + \sum_{k=1}^n |Y_k|} \quad (22)$$

式中:  $\rho$  为归一化后的 VS-DDTW 距离。

为了验证 VS-DDTW 距离对时间序列相似性度量的效果, 将时间序列  $B$  的幅值扩大  $N$  倍, 序列  $A$ 、 $B$  之间的 VS-DDTW 距离与幅值之间的关系如图 11 所示。从图 11 中可以看出随着幅值的减小, 序列  $A$ 、 $B$  的相似性越来越低。 $N$  取 1 时相似性最高, VS-DDTW 距离最小, 缓解了传统 DTW 算法度量高相似性序列的奇异点问题, 对具有高相似性波形的判别效果最好。 $N$  取 0.1 时相似性最低, VS-DDTW 距离最大, 较传统 DTW 算法及 DDTW 算法提高了对低相似性波形判别的灵敏度, 满足相似性判别的要求。综上所述, VS-DDTW 算法对相似性的综合判别效果最好。

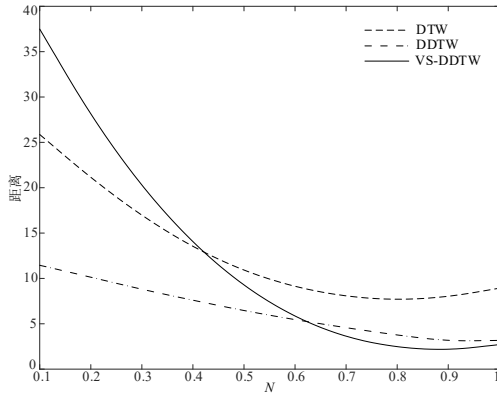


图 11 波形幅值差异对 VS-DDTW、DDTW、DTW 的影响

Fig. 11 Effect of waveform amplitude differences on VS-DDTW, DDTW, DTW

### 3 基于 VS-DDTW 算法的纵联保护方案

#### 3.1 保护启动判据

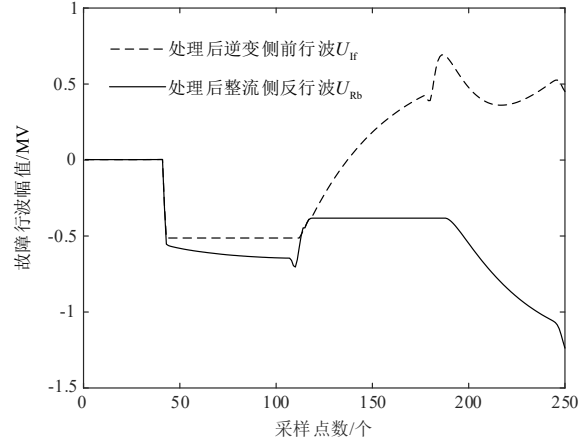
整流侧与逆变侧分别配置启动元件, 当直流线路发生区内或区外故障时, 故障侧首先检测到线模电压行波发生突变, 故障侧启动元件启动后分别采集故障侧线模电压前行波和对侧线模电压反行波数据, 保护启动判据如式(23)所示。

$$\lambda = \left| \frac{dU_{tw}(i)}{dt} \right| > \lambda_{set} \quad (23)$$

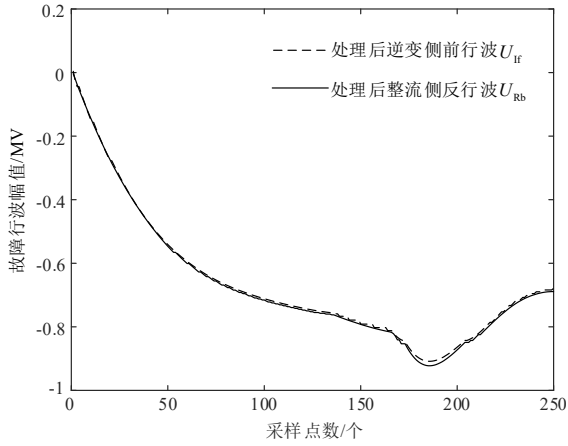
式中:  $\lambda$  为线模电压行波变化率的绝对值;  $U_{tw}$  为线模电压行波;  $\lambda_{set}$  为保护启动阈值, 其值应躲过正常运行时测量点检测的线模电压行波变化率的最大值。

#### 3.2 区内外故障判别

由 1.2 节分析可知, 发生区内、外故障时, 故障侧线模电压前行波和对侧线模电压反行波在相似性方面存在差异, 根据该故障特征, 可计算其波形的 VS-DDTW 距离区分区内、外故障。图 12 为线路  $F_1$  处和逆变侧  $F_2$  处发生单极接地故障后, 对应行波的 VS-DDTW 处理结果。



(a) 经 VS-DDTW 处理的区内故障线模电压行波波形



(b)经 VS-DDTW 处理的区外故障线模电压行波波形

图 12 经 VS-DDTW 处理的区内、外故障行波

Fig. 12 Internal and external fault traveling wave processed by VS-DDTW

区外故障线模电压行波经 VS-DDTW 处理后，削弱了传播时延的影响，其相似程度进一步提高，其 VS-DDTW 距离较小。区内故障线模电压行波处理后其相似程度有所提高，但其 VS-DDTW 距离较大，利用 VS-DDTW 距离进行区内、外故障判别仍具有较高的灵敏度。综上所述，可利用故障侧线模电压前行波和对侧线模电压反行波的 VS-DDTW 距离构造区内、外识别判据，如式(24)所示。

$$\rho > \rho_{\text{set}} \quad (24)$$

式中： $\rho_{\text{set}}$  为保护动作阈值，为了可靠地区分内外故障，应根据最严重的故障情况选取  $\rho_{\text{set}}$ 。所选  $\rho_{\text{set}}$  应可靠躲过区外金属性接地故障时的 VS-DDTW 距离最大值，考虑一定的裕度，选取  $\rho_{\text{set}}$  值为 0.8。若满足式(24)则判断为区内故障，保护动作。

### 3.3 故障选极判据

双极直流系统中，每一极可作为一个独立的回路运行，当一个极发生故障时，健全极仍可输送一部分功率，因此快速选出故障极对于柔性直流系统的稳定运行有重要作用。以线路 F<sub>1</sub> 处发生正极接地故障(Positive pole-to-ground Fault, P-PGF)、负极接地故障(Negative pole-to-ground Fault, N-PGF)、极间故障(Pole-to-pole Fault, PPF)为例，正极电压反行波和负极电压反行波如图 13 所示。

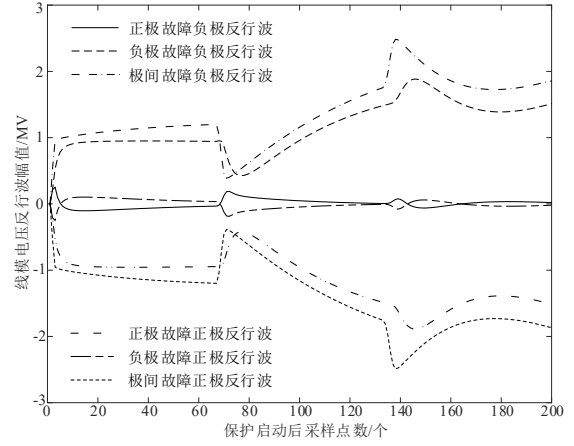


图 13 不同故障类型正、负极电压反行波

Fig. 13 Different fault types of positive and negative voltage backward traveling wave

从图 13 中可以看出，当输电线路发生不同故障时，正、负极电压反行波表现出不同的特征。发生单极接地故障时，在大多数时刻故障极电压反行波远大于非故障极；当发生极间故障时，两极故障分量波形关于零轴对称。定义选极因子  $\delta$  分别为正、负极电压反行波的积分值，如式(25)所示。

$$\delta = \frac{\left| \sum_{a=1}^b U_+(a) / b \right|}{\left| \sum_{a=1}^b U_-(a) / b \right|} \quad (25)$$

$$\begin{cases} \delta \geq \delta_{\text{set1}} & \text{正极故障} \\ \delta_{\text{set1}} > \delta \geq \delta_{\text{set2}} & \text{极间故障} \\ \delta < \delta_{\text{set2}} & \text{负极故障} \end{cases} \quad (26)$$

式中： $U_+(a)$  为正极电压反行波第  $a$  个点； $U_-(a)$  为负极电压反行波第  $a$  个点； $b$  为采样点数量； $\delta$  为选极因子； $\delta_{\text{set1}}$ 、 $\delta_{\text{set2}}$  为选极判别阈值，一定程度上反映了正、负极反行波比例大小，正极故障时  $\delta$  远大于 1，负极故障时  $\delta$  远小于 1，极间故障时  $\delta$  近似等于 1，为提高可靠性，对  $\delta_{\text{set1}}$ 、 $\delta_{\text{set2}}$  取值需考虑一定裕度，取  $\delta_{\text{set1}} = 1.2$ ， $\delta_{\text{set2}} = 0.8$ 。

### 3.5 保护流程

根据上述故障识别原理，基于保护启动判据，区内、外故障判据等分析，提出了如图 14 所示的保护方案。



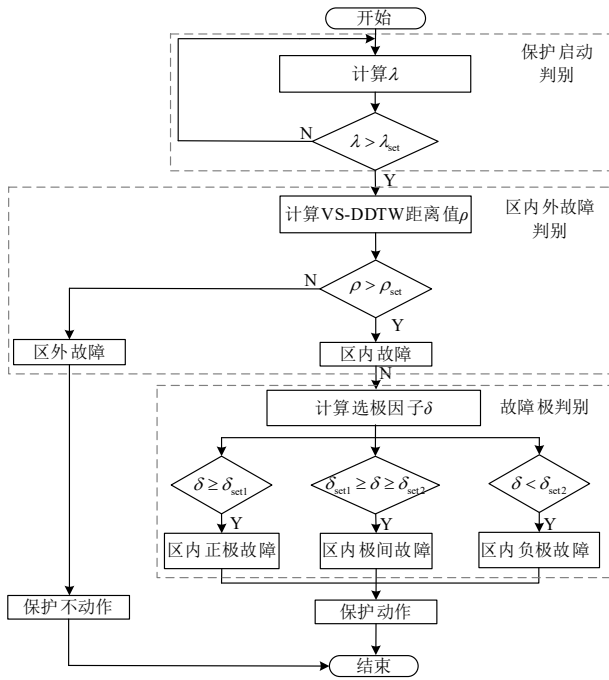


图 14 保护方案流程图

Fig. 14 Protection program flowchart

利用线模电压行波变化率判断保护是否启动；若保护启动判据动作后，取 2ms 内的两端电压行波

进行区内、外故障识别；若 VS-DDTW 距离值大于整定值时，将其判定为区内故障，最后利用选极因子进行故障选极，保护动作；否则判定为区外故障，保护不动作。

## 4 仿真验证

在 PSCAD/EMTDC 上搭建图 1 所示模型，模型主要参数及架空线路配置结果如表 1、图 2 所示。为确保获取采样数据的准确性和快速性，将采样时间窗设为 2ms。

### 4.1 故障检测判据验证

在线路  $F_1$ 、 $F_4$ 、 $F_5$  处分别设置 P-PGF、PPF，在区外  $F_2$ 、 $F_3$  处设置接地故障，采样频率选取 100kHz，各故障点设置依次为 0.01Ω、200Ω、500Ω 的过渡电阻，仿真结果如表 2 所示。发生区内、外故障时，结合区内、外故障判别式(22)、(24)，首先采集故障侧线模电压前行波和对侧线模电压反行波，经 VS-DDTW 处理后，计算出归一化后的 VS-DDTW 距离值  $\rho$ ，如图 15 所示。

由图 15 可知，发生区内故障时， $\rho$  均远大于保护动作阈值，保护均能正确动作。发生区外故障时，

表 2 故障识别结果

Table 2 Test results of fault

故障位置	故障类型	过渡电阻/Ω	$\rho$	$\delta$	判别结果
$F_1$	P-PGF	0.01	13.8189	21.4013	区内正极故障
		200	6.5841	18.5196	区内正极故障
		500	2.6442	15.3229	区内正极故障
	PPF	0.01	31.6918	1.0007	区内极间故障
		200	19.3832	1.0010	区内极间故障
		500	11.5557	1.0013	区内极间故障
$F_4$	P-PGF	0.01	6.7177	6.2180	区内正极故障
		200	7.2843	5.7834	区内正极故障
		500	2.6362	5.6962	区内正极故障
	PPF	0.01	15.6657	1.0027	区内极间故障
		200	21.5643	1.0049	区内极间故障
		500	11.8086	1.0079	区内极间故障
$F_2$	接地故障	0.01	0.0390	-	区外故障
		200	0.1001	-	区外故障
		500	0.0873	-	区外故障

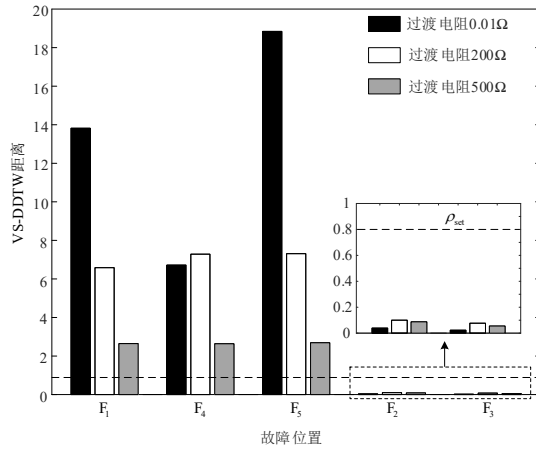


图 15 区内、外正极故障 VS-DDTW 距离计算结果

Fig. 15 Internal and external positive fault VS-DDTW distance calculation results

$\rho$  均小于阈值, 保护可靠不动作。表 2 和图 15 的结果表明, 本文保护方案对不同故障位置及不同过渡电阻下均具有较高的灵敏性。当判别结果为区内故障时, 需进一步判别故障极。图 16 为区内高阻接地故障时选极因子的计算结果, 由表 2 和图 16 可知, 发生正极故障时, 正负极电压反行波的积分值之比  $\delta$  远大于  $\delta_{set1}$ ; 发生负极故障时, 正负极电压反行波的积分值之比  $\delta$  小于  $\delta_{set2}$ ; 发生极间故障时, 正负极电压反行波的积分值之比  $\delta$  在  $\delta_{set1}$  和  $\delta_{set2}$  之间, 计算结果满足式(27) 条件。因此, 本文保护方案对故障极的识别不受过渡电阻和故障位置的影响。

## 4.2 保护性能分析

### 4.2.1 噪声影响分析

为验证本文保护方案在噪声干扰下的适应性, 在系统发生故障后添加信噪比为 20dB 的噪声, 分别在区内  $F_1$ 、 $F_4$ 、 $F_5$  设置 P-PGF、N-NGF、PPF, 与区外  $F_2$ 、 $F_3$  处设置接地故障, 判别结果如表 3 所示。由表 3 可知, 在噪声干扰下, 本文保护方案的仍可进行有效判别。

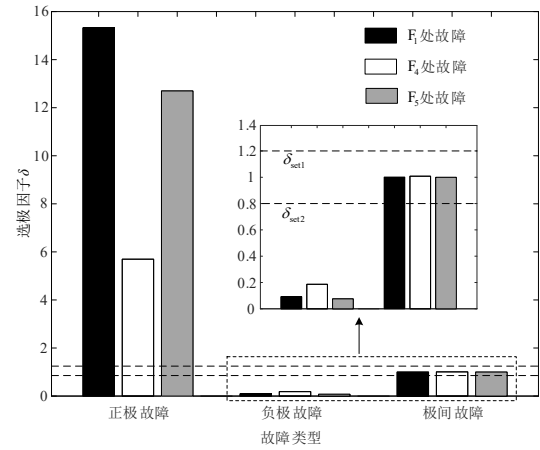


图 16 选极因子计算结果(过渡电阻为 500Ω)

Fig. 16 Pole selection factor calculation results (transition resistance 500 Ω)

表 3 加入 20dB 噪声后的识别结果

Table 3 Test results of 20 dB noise				
故障位置	故障类型	$\rho$	$\delta$	判别结果
$F_1$	P-PGF	13.3038	14.3268	区内正极故障
	N-PGF	13.5945	0.0607	区内负极故障
	PPF	31.2326	1.0073	区内极间故障
$F_4$	P-PGF	5.6107	5.4564	区内正极故障
	N-PGF	6.7092	0.1639	区内负极故障
	PPF	14.4780	1.0053	区内极间故障
$F_5$	P-PGF	18.4550	15.0129	区内正极故障
	N-PGF	19.1773	0.0791	区内负极故障
	PPF	40.0219	0.9935	区内极间故障
$F_2$	接地故障	0.0522	—	区外故障
$F_3$	接地故障	0.0433	—	区外故障

### 4.2.2 限流电抗影响分析

由 1.2 节可知, 区内外故障特征差异主要在于线路的均匀性被破坏, 从而对故障行波特征产生影响。因此需要考虑不同限流电抗器对本文保护方案的影响。表 4 给出限流电抗值为 100mH 和 200mH 时的判别情况(表 2、表 3 限流电抗值均为 150mH)。

由表 4 可知, 限流电抗器数值的变化对  $\rho$ 、 $\delta$  值没有明显影响, 仍具有较高的灵敏度, 均可有效识别区内、外故障以及故障极性, 故本文保护方案对强、弱边界特性的柔性直流输电系统均适用, 具有普适性。

表 4 不同限流电抗下仿真结果

Table 4 Test results of with different current-limiting

		reactance			判别结果
故障位置	故障类型	限流电抗/mH	$\rho$	$\delta$	
$F_1$	P-PGF	100	16.1079	31.2181	区内正极故障
		200	11.9067	17.5049	区内正极故障
	PPF	100	38.9441	1.0012	区内极间故障
		200	25.3769	1.0004	区内极间故障
$F_4$	P-PGF	100	7.4702	5.2243	区内正极故障
		200	14.8623	7.3684	区内正极故障
	PPF	100	15.6056	0.9802	区内极间故障
		200	30.8851	0.9983	区内极间故障
$F_2$	接地故障	100	0.0711	—	区外故障
		200	0.0147	—	区外故障

#### 4.2.3 采样频率影响分析

采样频率与数据量的多少直接相关。具体而言，采样频率越高，获取的数据量越多，同时对采样元件要求将越高，反之，采样频率越低，相应的数据量就越少，对采样元件要求随之降低。由此可见，采样频率的选取会在一定程度上对模型的运行产生影响。为此设置采样频率为 50kHz 下验证其对本文保护方案的影响，结果如表 5 所示。由表 5 可知，不同采样频率下的仿真结果存在一定差异，但不会对本文保护方案造成影响。

表 5 不同采样频率下保护方法判别结果

Table 5 Test results of different sampling frequencies

故障位置	故障类型	$\rho$	$\delta$	判别结果
$F_1$	P-PGF	11.8107	18.3739	区内正极故障
	PPF	25.6796	1.0016	区内极间故障
$F_4$	P-PGF	7.1369	5.7493	区内正极故障
	PPF	13.8736	1.0034	区内极间故障
$F_2$	接地故障	0.0524	—	区外故障

#### 4.2.4 不同模型测试

为进一步测试本文保护方案对不同拓扑系统的适用性，搭建如图 17 所示四端 MMC-HVDC 模型进行测试， $B_{M1}$ — $B_{M8}$  分别为换流站 MMC1—MMC4 侧的保护装置， $L_{M1}$ — $L_{M8}$  分别为换流站 MMC1—MMC4 的限流电抗。仿真设置  $F_1$  在 Line12 中点处， $F_2$  设置在逆变站出口处， $F_4$  设置在 Line12 末端，仿真结果见表 6。

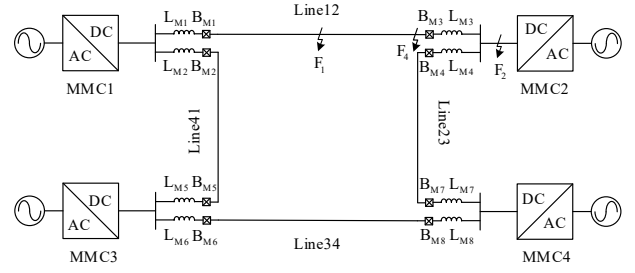


图 17 四端柔性直流电网模型

Fig. 17 Four-terminal flexible DC grid model

表 6 四端柔性直流系统测试结果

Table 6 Test results of four-terminal DC system

故障位置	故障类型	$\rho$	$\delta$	判别结果
$F_1$	P-PGF	15.2264	20.4980	区内正极故障
	PPF	34.4728	0.9997	区内极间故障
$F_4$	P-PGF	15.5923	6.1917	区内正极故障
	PPF	32.5710	1.0042	区内极间故障
$F_2$	接地故障	0.0498	—	区外故障

由表 6 可知，当仿真系统为四端 MMC-HVDC 系统时，VS-DDTW 距离值基本不受影响，保护能够可靠识别出区内、外故障。并且区内故障下比例因子  $\delta$  值仍满足选极判据要求，可以准确识别故障极。

#### 4.2.5 通信延时影响分析

保护的動作时间考虑数据采样时间、通道传输时间以及直流断路器動作时间。故障判别数据采样时间为 2ms，直流断路器動作时间为 2ms<sup>[19-22]</sup>，数据在光纤中传输速度一般为 204km/ms<sup>[23]</sup>，本文直流线路长度为 200km，通信延时约为 1ms。将通信延时设置为 1ms、1.5ms 和 2ms，表 7 为不同通信延时对保护的影响。

表 7 通信延时下仿真结果

Table 7 Test results of communication delay

通信延时/ms	$\rho$		
	区内故障	正向区外故障	反向区外故障
1	18.2743	0.0600	0.0665
1.5	19.9220	0.3920	0.3251
2	22.2954	0.6572	0.6664

由表 7 分析可知，通信延时为 1.5ms 和 2ms 对区外故障时的  $\rho$  值具有一定影响，但仍小于保护动作阈值，仍可保证灵敏性，可有效识别区内、外故障。综上所述，本文保护方案对通信延时要求较低，具有一定的耐同步性，本文保护方案可在 5ms 内隔离故障。

### 4.3 保护方案对比

为进一步验证本文保护方案的性能，将其与文献[9]、[10]中所提基于波形相似性的保护方案进行对比，仿真结果如表 8 所示。文献[9]所提基于 Hausdorff 距离度量反行波相似度保护方案，利用描述函数法对信号进行线性化处理，分析直流输电线路区内、外故障时反行波传输特性。区内故障时线路两端反行波波形相似度高，区外故障时相似度低，通过 Hausdorff 距离算法度量这种相似度来构造故障识别判据。由表 8 可知，该方案耐过渡电阻能力强，能够有效判别故障极，但隔离故障所需时间较长。与基于 Hausdorff 距离度量反行波相似度保护方案相比，本文保护方案能够快速识别故障，具备良好的速动性。文献[10]所提基于暂态电流 Pearson 相关性保护方案，利用统计学中的 Pearson 相关系数，通过计算不同测量点暂态电流之间的线性相关程度来判断故障。由表 8 可知，该方案耐可有效判别故障极，但受过渡电阻影响较大，在过渡电阻为  $500\Omega$  的区外故障下会误动作。与基于暂态电流 Pearson 相关性保护方案相比，本文保护方案能够可靠动作，具备一定的耐过渡电阻能力。本文保护方案相较于文献[9]、[10]中所提基于波形相似性的保护方案在耐过渡电阻能力上较强，能够可靠识别故障极，并且故障隔离时间较短，速动性较好。

表 8 本文保护方案与其他方案对比

Table 8 Comparison of the protection scheme in this paper with other schemes			
保护方案	保护耐受最大过渡电阻/ $\Omega$	能否判别故障极	故障隔离时间/ms
文献[10]	200	√	6.17
文献[9]	500	√	10.5
本文	500	√	5

### 5 结论

本文针对柔性直流线路保护区内末端高阻故障拒动、耐同步性差、噪声干扰等问题，提出了一种基于故障行波 VS-DDTW 距离的故障保护方案。通过仿真验证，可得如下结论：

(1)理论上分析了区内、外故障时，故障侧线模电压前行波与对侧线模电压反行波特征的差异，并以此作为区分内外故障的依据。避免了采用以往电气量时存在的区内外故障差异小、阈值整定困难、

保护选择性不佳等问题。

(2)提出一种基于 VS-DDTW 距离的故障识别方法，能够快速识别柔性直流电网故障类型，对过渡电阻及噪声干扰具有良好的耐受能力，并具有一定耐同步性。

(3)在 PSCAD/EMTDC 中搭建模型进行仿真，大量仿真结果表明，在通信延时、不同限流电抗及不同采样频率等条件下，本文保护方案均能准确、快速判别区内外故障及故障极。

#### 参考文献：

[1] 姚良忠, 吴婧, 王志冰, 等. 未来高压直流电网发展形态分析[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(34): 6007-6020.  
Yao Liangzhong, Wu Jing, Wang Zhibing, et al. Pattern analysis of future HVDC grid development[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(34): 6007-6020.

[2] 李振兴, 崔晓琳, 徐浩, 等. 基于双端电流杰卡德相似度比较的柔性直流输电线路保护[J]. 电力系统及其自动化学报, 2023, 35(5): 37-47.  
Li Zhenxing, Cui Xiaolin, Xu Hao, et al. Protection of flexible DC transmission line based on double-end current jaccard similarity coefficient comparison[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2023, 35(5): 37-47.

[3] 刘树桦, 王建学, 李清涛, 等. 多能互补复合电站的优化配置及其在系统电源规划中的应用[J]. 电网技术, 2021, 45(8): 3006-3015.  
Liu Shuye, Wang Jianxue, Li Qingtao, et al. Optimal configuration of multi-energy complementary composite power plant and its application in generation expansion planning[J]. Power System Technology, 2021, 45(8): 3006-3015.

[4] 汤广福, 罗湘, 魏晓光. 多端直流输电与直流电网技术[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(10): 8-17, 24.  
Tang Guangfu, Luo Xiang, Wei Xiaoguang. Multi-terminal HVDC and DC-grid technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(10): 8-17, 24.

[5] 张峻樑, 向往, 饶宏, 等. 含直流断路器的架空柔性直流电网直流故障保护方案研究[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(16): 4631-4645, 4969.  
Zhang Junjie, Xiang Wang, Rao Hong, et al. Research on DC fault protection scheme of overhead MMC based DC grid with DC circuit breaker[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(16): 4631-4645, 4969.

- [6] 蔡静, 董新洲. 高压直流输电线路故障清除及恢复策略研究综述[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(11): 181-190.  
Cai Jing, Dong Xinzhou. Overview on research of fault clearing and recovery strategy for HVDC transmission lines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(11): 181-190.
- [7] Livani H, Evrenosoglu C Y. A single-ended fault location method for segmented HVDC transmission line[J]. Electric Power Systems Research, 2014, 107: 190-198.
- [8] 张艳霞, 李多多, 张帅, 等. 基于广义 S 变换的高压直流输电线路边界保护[J]. 高电压技术, 2018, 44(10): 3197-3206.  
Zhang Yanxia, Li Duoduo, Zhang Shuai, et al. Boundary protection of HVDC transmission lines based on generalized S-transform[J]. High Voltage Engineering, 2018, 44(10): 3197-3206.
- [9] 王永进, 樊艳芳. 基于反行波与信号处理的特高压直流输电线路纵联保护方法[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(3): 114-121.  
Wang Yongjin, Fan Yanfang. Longitudinal protection method based on reverse traveling wave and signal processing for UHVDC power transmission line[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(3): 114-121.
- [10] 刘剑, 邵能灵, 范春菊, 等. 基于暂态电流 Pearson 相关性的两电平 VSC-HVDC 直流线路故障判别[J]. 电工技术学报, 2017, 32(3): 74-85.  
Liu Jian, Tai Nengling, Fan Chunju, et al. A fault identification method for two-level VSC-HVDC DC line based on Pearson correlation of transient current[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(3): 74-85.
- [11] 宋国兵, 侯俊杰, 郭冰. 基于主动探测式的混合 MMC 直流输电系统单端量故障定位[J]. 电网技术, 2021, 45(2): 730-740.  
Song Guobing, Hou Junjie, Guo Bing. Single-ended fault location of hybrid MMC-HVDC system based on active detection[J]. Power System Technology, 2021, 45(2): 730-740.
- [12] Xiang Wang, Zhang Haobo, Yang Saizhao, et al. A differential pilot protection scheme for MMC-based DC grid resilient to communication failure[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2021, 9(5): 5631-5645.
- [13] Tong Ning, Lin Xiangning, Li Yan, et al. Local measurement-based ultra-high-speed main protection for long distance VSC-MTDC[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2019, 34(1): 353-364.
- [14] Zheng Xiaodong, Nadeem M H, Tai Nengling, et al. A transient current protection and fault location scheme for MMC-HVDC transmission network[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2021, 124: 106348.
- [15] 董新洲, 雷傲宇, 汤兰西, 等. 行波特性分析及行波差动保护技术挑战与展望[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(19): 184-191.  
Dong Xinzhou, Lei Aoyu, Tang Lanxi, et al. Analysis of traveling wave characteristics and challenges and prospects of traveling wave differential protection technology[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(19): 184-191.
- [16] 韦延方, 王志杰, 王鹏, 等. 基于限流电抗电压的柔性直流配电网故障保护方法[J]. 高电压技术, 2022, 48(12): 6058-5079.  
Wei Yanfang, Wang Zhijie, Wang Peng, et al. Protection method for flexible DC distribution network faults based on current limiting reactance voltage[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(12): 6058-5079.
- [17] 戴志辉, 张程, 刘宁宁, 等. 基于反行波差值的特高压直流线路纵联保护方案[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(21): 1-10.  
Dai Zhihui, Zhang Cheng, Liu Ningning, et al. A pilot protection scheme for UHVDC lines based on backward traveling-wave difference[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(21): 1-10.
- [18] 李爱民, 蔡泽祥, 李晓华. 直流线路行波传播特性的解析[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(25): 94-100.  
LiAimin, CaiZexiang, Li Xiaohua. Study on the propagation characteristics of traveling waves in HVDC transmission lines on the basis of analytical method[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(25): 94-100.
- [19] 王业, 陆于平, 徐以超, 等. 基于动态时间弯曲的差动保护算法[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(28): 133-141, 8.  
Wang Ye, Lu Yuping, Xu Yichao, et al. A differential protection algorithm based on

- dynamic time warping[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(28): 133-141, 8.
- [20] 顾奎彬, 宋国兵, 郭安祥, 等. 针对直流线路行波保护的雷击识别方法研究[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(13): 3837-3845, 4024.
- Gu Yaobin, Song Guobing, Guo Anxiang, et al. A lightning recognition method for DC line traveling-wave protection of HVDC[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(13): 3837-3845, 4024.
- [21] 郑涛, 吴琮, 吕文轩, 等. 基于直流电流过零特征的柔性直流配电网保护方案研究[J]. 电网技术, 2020, 44(5): 1806-1815.
- Zheng Tao, Wu Qiong, Lü Wenxuan, et al. Research on protection scheme of flexible DC distribution grids based on DC current zero-crossing characteristics[J]. Power System Technology, 2020, 44(5): 1806-1815.
- [22] 陈宁, 齐磊, 崔翔, 等. 适用于柔性直流电网操作过电压分析的混合式高压直流断路器端口等效模型[J]. 高电压技术, 2020, 46(6): 2175-2184.
- Chen Ning, Qi Lei, Cui Xiang, et al. Port equivalent model of hybrid high voltage DC breaker for switching overvoltage simulation in VSC-HVDC grids[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(6): 2175-2184.
- [23] 戴志辉, 刘雪燕, 刘自强, 等. 基于电流故障分量的柔直配电线路纵联保护原理[J]. 高电压技术, 2021, 47(5): 1684-1695.
- Dai Zhihui, Liu Xueyan, Liu Ziqiang, et al. Pilot protection scheme for flexible DC distribution grids based on superimposed current[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(5): 1684-1695.

#### 作者简介:

韦延方(1982— ), 男, 博士, 副教授, 研究方向为电力系统及其新型输配电的分析与控制, [weiyangfang@hpu.edu.cn](mailto:weiyangfang@hpu.edu.cn);

吴凯航(2000— ), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统继电保护故障检测, [851120078@qq.com](mailto:851120078@qq.com);

王晓卫(1983— ), 男, 博士, 副教授, 研究方向为电力系统继电保护、配电网接地故障处理, [proceedings@126.com](mailto:proceedings@126.com)。

# 海上柔直流换流站低压限流对差动保护影响与自适应低压限流策略

郑 涛，杨 毅，吕文轩

（新能源电力系统全国重点实验室（华北电力大学），北京 102206）

**摘 要：**对于海上风电交流汇集线路，为保证海上柔直流换流站在故障发生后不因过流而闭锁，可采用低压限流策略降低电压参考值，限制故障电流上升，但电压参考值的降低是否对差动保护动作性能产生影响，目前相关研究较少。首先，分析故障后电压参考值的选取对差动保护灵敏性的影响，取较小的电压参考值能够保证换流站本体的安全，但在发生经过渡电阻故障时难以保证差动保护的可靠动作。针对此问题提出考虑线路耦合及谐波干扰的自适应低压限流策略，在电压外环中引入故障电流信息构建自适应低压限流，根据故障严重程度自动降低电压参考值，保证各种故障情况下差动保护的可靠性。最后，在 PSCAD/EMTDC 中构建了相应的电磁暂态仿真模型，验证了所提低压限流策略的正确性和可行性。

**关键词：**海上风电；模块化多电平换流站；低压限流；差动保护适应性

中图分类号：TM721.1 文献标识码：A

DOI: 10.19635/j.cnki.csu-epsa.001626

## Influence of Low-voltage Current-limiting on Differential Protection at Offshore Converter Station Based on MMC-HVDC and Adaptive Low-voltage Current-limiting Strategy

ZHENG Tao, YANG Yi, LÜ Wenxuan

(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources (North China Electric Power University), Beijing 102206, China)

**Abstract:** For the offshore wind power AC convergence lines, in order to ensure that the offshore converter station based on MMC-HVDC will not be locked due to overcurrent after a fault occurs, a low-voltage current-limiting strategy can be used to reduce the voltage reference value and limit the rise of fault current. However, whether the reduction of voltage reference value will have an impact on the performance of differential protection action is seldom studied. In this paper, the influence of the selection of voltage reference value on the sensitivity of differential protection under fault is analyzed at first, and a small voltage reference value is selected to ensure the safety of the converter station body. Nevertheless, it is difficult to ensure the reliable action of differential protection in the case of a transition resistor failure. To solve this problem, an adaptive low-voltage current-limiting strategy considering line coupling and harmonic interference is proposed, and the fault current information is introduced into the voltage outer-loop to construct adaptive low-voltage current-limiting, which automatically reduces the voltage reference value according to the fault severity and thus ensure the reliability of differential protection under various fault conditions. Finally, the corresponding electromagnetic transient simulation model is constructed in PSCAD/EMTDC, and results verify the correctness and feasibility of the proposed low-voltage current-limiting strategy.

**Keywords:** offshore wind power; modular multi-level converter station; low-voltage current-limiting; differential protection adaptability

随着“双碳”战略目标的深化实施，新能源发电呈现爆发式增长态势。得益于海上风能资源丰

富且输出特性平稳，近年来海上风电得到稳步发展。模块化多电平换流器（modular multilevel

收稿日期：2025-01-20；修回日期：2025-04-12；网络出版时间：2025-04-22 12:35:51。

基金项目：国家自然科学基金资助项目（U2166205）。

converter, MMC) 因其电能质量高、损耗低等优点, 在海上风电经柔直并网工程中有着广泛的应用<sup>[1-3]</sup>。目前对于MMC换流站的等效模型、控制策略、故障穿越等方面均已有一定的研究<sup>[4-5]</sup>, 然而, 随着海上风电汇集容量不断提升, 汇集线路短路电流逐渐增大, 海上MMC换流站的故障穿越能力面临严峻挑战<sup>[6]</sup>。

电力电子装备因其耐过流能力较差, 交流汇集系统发生故障后, 海上MMC换流站注入汇集线路的电流迅速上升, 换流站可能因过流而闭锁, 目前可采用低压限流策略, 故障后主动降低电压参考值进而限制故障电流上升。文献[7]提出采取分段降低交流电压的策略, 人为划定故障电流区间, 在区间内逐步调整电压参考值, 但逐步试探调整电压参考值的过程较为缓慢; 文献[8]在交流汇集线路发生不对称故障后将电压分解为序分量, 考虑MMC电压幅值约束, 通过正、负、零序电压的关系计算外环控制中正序电压参考值大小; 文献[9]在故障发生后引入负序电流分量计算正序电压参考值大小, 然而故障暂态期间各序分量变化幅度较大, 文献[8-9]所提方法可能存在暂态过流的问题; 文献[10]利用故障线路的等效阻抗修正电压参考值防止故障稳态时换流站过流, 同时配合内环限流控制进一步防止换流站暂态期间过流闭锁, 但该策略较为复杂且故障发生后的暂态过程中仍需采用内环限流控制。

由于交流汇集线路故障特征受到两侧换流器控制策略的影响, 故障期间电流幅值受限、相角受控, 传统保护面临拒动的风险, 目前已有文献讨论控制策略对差动保护的影响。文献[11-12]分析了负序电流抑制策略下非对称故障时交流电网的故障特征, 当海上风电交流汇集线路两侧换流站均抑制负序电流时, 故障点几乎没有故障电流流过, 差动保护将出现拒动; 文献[13-14]进一步分析差动保护拒动的原因, 提出汇集线路差动保护的差动电流和制动电流受电流相位差的影响, 可能出现大小关系反转, 从而导致差动保护拒动。

上述文献所采用的低压限流策略能够在不同严重程度故障发生后, 降低换流站的电压参考值限制故障电流的大小, 保证换流站的安全。但上述文献未对降低电压参考值后的故障特征进行分析, 尚不明确采取降压限流策略后, 差动保护能否正确反映故障, 以防止对系统运行造成影响。

因此, 本文以两侧均为电力电子换流站的海

上风电交流汇集线路为研究对象, 首先分析海上MMC换流站采用固定电压参考值的低压限流策略时, 将导致经过渡电阻短路情况下差动保护拒动的原因。进而提出考虑线路耦合及谐波干扰的自适应低压限流策略, 将故障电流引入到电压外环控制环节实现自适应降低电压参考值。最后, 在PSCAD/EMTDC中建立了海上风电场经柔直送出系统的电磁暂态仿真模型, 通过仿真验证了所分析的电压参考值对差动保护动作影响的正确性与考虑线路耦合及谐波干扰的自适应低压限流策略的可行性。

## 1 海上风电交流汇集系统故障等效电路

### 1.1 海上风电交流汇集系统结构及其控制策略

某海上风电经柔直并网工程的系统拓扑如图1所示, 其中风电场站额定容量为240 MW, 经35/220 kV的升压变压器汇集到10 km的交流电缆中, 通过海上MMC换流站变换至直流传输, 直流系统额定电压为 $\pm 400$  kV。

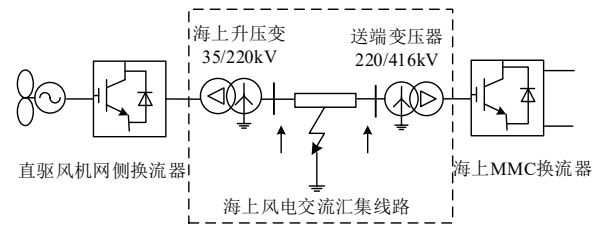


图1 柔直送出的海上风电交流汇集系统结构

Fig. 1 Structure of offshore wind power AC convergence system based on MMC-HVDC

直驱风机正常运行时, 网侧换流站正序电流控制环的参考值由外环有功功率与无功功率控制给定<sup>[15]</sup>, 负序电流控制环采用负序电流抑制策略。当海上交流汇集线路发生不对称短路时, 风机网侧换流站仅采用内环电流控制, 其正序电流参考值依据风电场低压穿越标准给定<sup>[16-17]</sup>, 负序电流参考值为0。

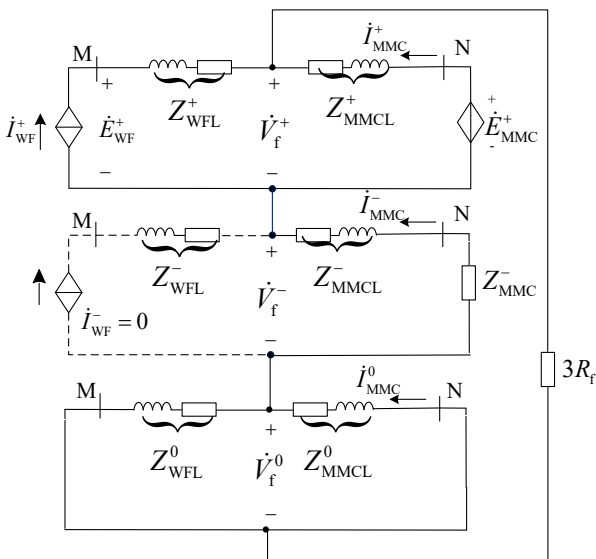
海上MMC换流站的控制策略如图2所示。图中 $u_N^*$ 表示额定电压,  $u_L^*$ 表示低压限流控制的电压幅值,  $u_{dref}$ 表示d轴电压参考值,  $u_{sabc}$ 表示并网点三相电压,  $u_{sd}$ 、 $u_{sq}$ 分别表示并网点的d、q轴电压,  $i_{dref}$ 、 $i_{qref}$ 分别表示d、q轴内环电流参考值。正常运行时换流站采用交流电压/频率控制方式, 外环电压参考值 $u_{dref}$ 取额定电压 $u_N^*$ , 当海上风电交流汇集线路发生短路后, 换流站采用低压限流控制的策略, 外环电压参考值 $u_{dref}$ 降低为



Figure 1: Control block diagram of the outer ring V/f control. The diagram shows two parallel control loops. The top loop is for the d-axis, where a reference voltage  $u_N^*$  is compared with a feedback voltage  $u_L^*$  to produce a voltage error  $u_{dref}$ . This error is summed with a feedback voltage  $u_{sd}$  and then passed through a PI controller to produce a reference current  $i_{dref}$ . The bottom loop is for the q-axis, where a reference voltage  $u_L^*$  is compared with a feedback voltage  $u_{sq}$  to produce a voltage error. This error is summed with a feedback voltage  $u_{sq}$  and then passed through a PI controller to produce a reference current  $i_{qref}$ . The reference currents  $i_{dref}$  and  $i_{qref}$  are fed into the "Current Inner Loop" (电流内环). The input to the system is  $u_{sabc}$  and the frequency  $f$ , which are fed into an "abc/dq" block. The output of this block is  $u_{sd}$  and  $u_{sq}$ , which are fed back into the control loops. The entire system is labeled "Outer ring V/f control" (外环采用V/f控制).

**Fig. 2 Block diagram of offshore MMC low-voltage current-limiting control strategy**

当海上风电交流汇集线路发生单相接地短路时, 根据对称分量法, 通过序网图分析系统的故障电气量特征。短路发生后, 直驱风机网侧换流器在正序网图中表现为受控电流源, 在负序网图中表现为开路; 海上MMC换流站采用低压限流策略, 正序电压受外环控制, 故障后正序网图中表现出受控电压源特征<sup>[18]</sup>, 负序电压不受控, 在负序网图中表现为负序阻抗。因此, 本文采用如图3所示的单相接地短路序网图, 分析低压限流电压参考值选取对差动保护可靠性的影响, 图中变量含义如表1所示。



**Fig. 3 Sequence network under single-phase grounding short-circuit fault**

**Tab. 1 Meaning of variables in sequence network under single-phase grounding fault**

序网	变量名称	变量含义
风机侧	$\dot{E}_{\text{WF}}^{+}$	风机出口正序电压
	$\dot{I}_{\text{WF}}^{+}、\dot{I}_{\text{WF}}^{-}$	风机出口正序、负序电流
	$Z_{\text{WFL}}^{+}、Z_{\text{WFL}}^{-}、Z_{\text{WFL}}^{0}$	风机至故障点等效正序、负序、零序阻抗
海上 MMC 换流站侧	$\dot{E}_{\text{MMC}}^{+}$	换流站出口正序电压
	$\dot{I}_{\text{MMC}}^{+}、\dot{I}_{\text{MMC}}^{-}、\dot{I}_{\text{MMC}}^{0}$	换流站出口正序、负序、零序电流
	$Z_{\text{MMCL}}^{+}、Z_{\text{MMCL}}^{-}、Z_{\text{MMCL}}^{0}$	换流站至故障点等效正序、负序、零序阻抗
	$Z_{\text{MMC}}^{-}$	换流站负序等效阻抗
故障点	$R_{\text{f}}$	过渡电阻
	$\dot{V}_{\text{f}}^{+}、\dot{V}_{\text{f}}^{-}、\dot{V}_{\text{f}}^{0}$	故障点正序、负序、零序电压

### 2.1 风机侧负序抑制下交流汇集线路比率制动式差动保护动作方程

$$\dot{I}_{\text{WF}}^{+} + \dot{I}_{\text{MMC}}^{+} = \dot{I}_{\text{MMC}}^{-} = \dot{I}_{\text{WF}}^{0} + \dot{I}_{\text{MMC}}^{0} \quad (1)$$
$$\dot{I}_{\text{MMC}}^a = (\gamma + 2)\dot{I}_{\text{MMC}}^+ + (\gamma + 1)\dot{I}_{\text{WF}}^+ \quad (2)$$

$$\dot{I}_{WF}^a = (1-\gamma)\dot{I}_{MMC}^+ + (2-\gamma)\dot{I}_{WF}^+ \quad (3)$$

对于海上交流汇集线路, 比率制动式差动保护动作方程可表示为

$$\begin{cases} \left| \dot{I}_{\text{MMC}}^a + \dot{I}_{\text{WF}}^a \right| > I_{\text{op}} \\ \left| \dot{I}_{\text{MMC}}^a + \dot{I}_{\text{WF}}^a \right| > K_{\text{set}} \left| \dot{I}_{\text{MMC}}^a - \dot{I}_{\text{WF}}^a \right| \end{cases} \quad (4)$$

式中:  $I_{op}$  为保护动作门槛值;  $K_{set}$  为比率制动系

数，通常取值为0.8。差动保护动作区与制动区如图4所示。

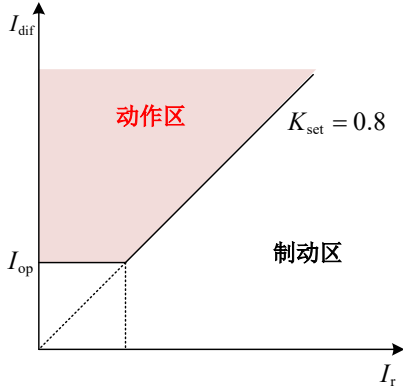


图4 差动保护动作区与制动区示意

Fig. 4 Schematic of differential protection action area and braking area

由于故障相电流难以直接得到，联立式（2~4）采用正序电流分量表示海上MMC换流站与风机网侧换流站注入交流汇集线路的故障相电流，分析差动保护动作性能。所得差动电流  $I_{dif}$  与制动电流  $I_r$  分别为

$$I_{dif} = |i_{MMC}^a + i_{WF}^a| = |3i_{MMC}^+ + 3i_{WF}^+| \quad (5)$$

$$I_r = |i_{MMC}^a - i_{WF}^a| = |(2\gamma + 1)i_{MMC}^+ + (2\gamma - 1)i_{WF}^+| \quad (6)$$

由式（5~6）可知，发生单相接地短路时，差动电流与制动电流均由两侧换流站提供的正序电流  $i_{MMC}^+$  和  $i_{WF}^+$  的大小和相角决定。

## 2.2 固定电压参考值对差动保护的影响分析

由2.1节分析可知，海上MMC换流站采用低压限流的控制策略时，MMC提供的正序电流  $i_{MMC}^+$ ，风场侧提供的正序电流  $i_{WF}^+$  与正序电压参考值存在的关系为

$$\begin{aligned} \dot{E}_{MMC}^+ - i_{MMC}^+ Z_{MMCL}^+ \\ = 3(i_{MMC}^+ + i_{WF}^+)R_f - (i_{MMC}^+ + i_{WF}^+)Z_M \end{aligned} \quad (7)$$

式中， $Z_M$ 为海上MMC换流站提供的正序电流在海上MMC换流站侧负序网与零序网中流通的阻抗之和， $Z_M = Z_{MMCL}^- + Z_{MMC}^- + \gamma Z_{MMCL}^0$ 。

由式（7）可得海上MMC换流站提供的正序电流  $i_{MMC}^+$  为

$$i_{MMC}^+ = \frac{\dot{E}_{MMC}^+ - 3i_{WF}^+ R_f + i_{WF}^+ Z_M}{3R_f + Z_{MMCL}^+ - Z_M} \quad (8)$$

可见，其值与低压限流电压参考值、线路参数、过渡电阻等因素相关。为保证故障情况下海上MMC换流站不因过流而闭锁，低压限流策略下的电压参考值通常依据MMC交流出口三相金属性短路下的过流幅值整定，由式（8）可知，此时电压参考值较低。

故障后，风电场网侧换流站直接给定内环电流控制参考值，风电场侧短路电流随交流电网电压的变化而变化，可表示为

$$\begin{cases} i_q^+ = 1.5(0.9 - E_{WF}^+)I_N \\ i_d^+ = \sqrt{(i_{WF,max}^+)^2 - (i_q^+)^2} \quad (i_{WF,max}^+ = 1.5I_N) \end{cases} \quad (9)$$

式中： $i_q^+$ 、 $i_d^+$ 分别为风机网侧换流站注入线路的正序电流的无功、有功分量； $I_N$ 为交流汇集线路正常运行时的额定电流； $i_{WF,max}^+$ 为风机侧故障后所能提供的最大短路电流幅值，通常取值为 $1.5I_N$ 。

若交流汇集线路中点处发生单相经过渡电阻接地短路，由式（5~6）可知，此时差动电流与制动电流之比 $K$ 可表示为

$$K = \frac{I_{dif}}{I_r} = \frac{|3i_{MMC}^+ + 3i_{WF}^+|}{|(2\gamma + 1)i_{MMC}^+ + (2\gamma - 1)i_{WF}^+|} \quad (10)$$

基于交流汇集线路的正序阻抗等于负序阻抗，再联立式（8~10），化简后可得

$$K = \frac{|3 \frac{\dot{E}_{MMC}^+}{R_f} - 3i_{WF}^+ \frac{Z_M}{R_f} + i_{WF}^+ \frac{Z_M}{R_f} + 3i_{WF}^+|}{|(2\gamma + 1) \frac{\dot{E}_{MMC}^+}{R_f} - 6i_{WF}^+ \frac{Z_M}{R_f} + i_{WF}^+ \frac{Z_M}{R_f} + (2\gamma - 1) \frac{Z_{MMCL}^-}{R_f}|} \quad (11)$$

由于风机侧注入汇集线路的正序电流与出口电压间关系非线性，导致最终所得的 $K$ 难以得到可解析的表达式，因此采用数值遍历法得到 $K$ 随电压参考值与过渡电阻变化，如图5所示。

为保证换流站本体的安全，海上MMC换流站所取的电压参考值很小，但当过渡电阻为30  $\Omega$ 时，若电压参考值小于0.17 p.u.， $K$ 小于0.8，较小的电压参考值使得差动保护不能可靠动作；当过渡电阻为50  $\Omega$ 时，若电压参考值小于0.28 p.u.， $K$ 小于0.8，不同过渡电阻下满足差动保护可靠动作的 $\dot{E}_{MMC}^+$ 取值存在差异。

当电压参考值较小时，海上MMC换流站出口电势较低，如果故障点电势大于海上MMC换流站出口电势，将导致出现穿越性电流，进而导致差

动电流与制动电流之比小于其整定值。

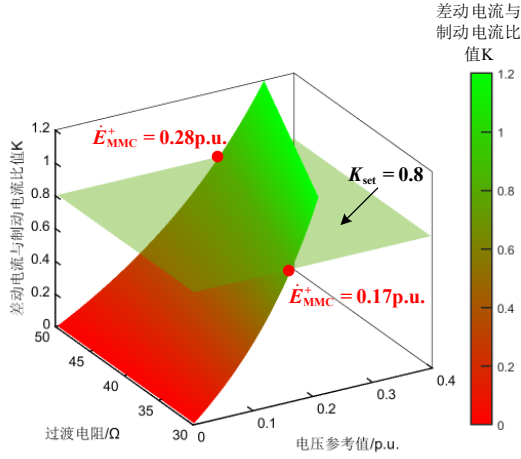


图5 差动电流与制动电流之比  $K$  随电压参考值与过渡电阻变化示意

Fig. 5 Schematic of ratio of differential current to braking current ( $K$ ) as a function of voltage reference value and transition resistance

综上所述，电压参考值对差动保护的影响体现在以下两方面：

(1) 海上MMC换流站在金属性短路下需选择较小的电压参考值，但在经过渡电阻短路的情况下差动保护可能拒动；

(2) 不同过渡电阻下，难以选取这样一个电压参考值，既能满足故障后换流站不因过流而闭锁，又能使得差动保护可靠动作。

当交流汇集线路发生相间短路时，分析方法与接地短路情况相同，电压参考值对差动保护性能的影响与接地短路时的类似。

因此，需要通过自适应低压限流的方式，根据故障严重程度自适应调整电压参考值，以满足差动保护可靠动作的要求。

### 3 考虑线路耦合及谐波干扰的自适应低压限流策略

#### 3.1 考虑电容电感耦合的自适应低压限流策略

海上MMC换流站提供的短路电流与电压参考值密切相关，而短路电流幅值与故障严重程度密切相关，因此可将换流站输出的短路电流作为反馈量，再与系统正常运行的电流相比较，自适应调整电压参考值大小。

交流汇集线路发生短路后，故障等效回路如图5所示，由于交流汇集线路长度较短，因此采用集总模型参数表示交流汇集线路参数，其中  $R_p$ 、

$L_p$  分别为线路的自阻与自感； $R_m$ 、 $L_m$  分别为线路的互阻与互感； $i_{ta}$ 、 $i_{tb}$ 、 $i_{tc}$  为换流站侧三相电流； $i_{oa}$ 、 $i_{ob}$ 、 $i_{oc}$  为线路侧三相电流； $i_{ca}$ 、 $i_{cb}$ 、 $i_{cc}$  为电容三相电流； $u_{sa}$ 、 $u_{sb}$ 、 $u_{sc}$  分别为并网点三相电压； $u_{fa}$ 、 $u_{fb}$ 、 $u_{fc}$  为故障点三相电压。

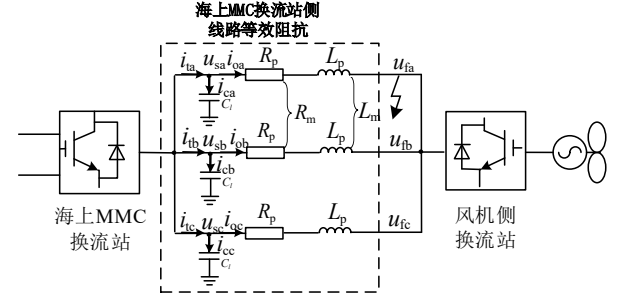


图6 交流汇集线路故障示意

Fig. 6 Schematic of AC convergence line fault

由图6可得，并网点满足KVL方程，即

$$\begin{pmatrix} u_{sa} \\ u_{sb} \\ u_{sc} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} u_{fa} \\ u_{fb} \\ u_{fc} \end{pmatrix} = R_l \begin{pmatrix} i_{ta} - i_{ca} \\ i_{tb} - i_{cb} \\ i_{tc} - i_{cc} \end{pmatrix} + L_l \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_{ta} - i_{ca} \\ i_{tb} - i_{cb} \\ i_{tc} - i_{cc} \end{pmatrix} \quad (12)$$

$$R_l = \begin{pmatrix} R_p & R_m & R_m \\ R_m & R_p & R_m \\ R_m & R_m & R_p \end{pmatrix}; L_l = \begin{pmatrix} L_p & L_m & L_m \\ L_m & L_p & L_m \\ L_m & L_m & L_p \end{pmatrix} \quad (13)$$

该方程是 (12) 显示换流站输出故障电流  $i_{ta}$ 、

$i_{tb}$ 、 $i_{tc}$  与控制调制的并网点交流电压  $u_{sa}$ 、 $u_{sb}$ 、

$u_{sc}$  存在物理联系，可通过调制合理的并网点电压

实现对故障电流的控制。为匹配 MMC 的经典  $dq$  控制策略，将式 (13) 变换到  $dq$  坐标系下进行拉普拉斯变换，可得

$$\begin{cases} u_{sd} = (R_p - R_m + s(L_p - L_m) + 3R_f)i_{ud} + \omega(L_p - L_m)i_{uq} \\ \quad - (R_p - R_m + 3R_f + s(L_p - L_m) + \omega(L_p - L_m))i_{cq} + i_{wd} 3R_f \\ u_{sq} = (R_p - R_m + s(L_p - L_m) + 3R_f)i_{uq} + \omega(L_p - L_m)i_{ud} \\ \quad - (R_p - R_m + s(L_p - L_m) + 3R_f + \omega(L_p - L_m))i_{cd} + i_{wq} 3R_f \end{cases} \quad (14)$$

式中： $i_{ud}$ 、 $i_{uq}$  分别为  $dq$  坐标系下海上MMC换流站变压器侧的  $d$ 、 $q$  轴电流； $i_{cd}$ 、 $i_{cq}$  为  $dq$  坐标系下线路分布电容流过的  $d$ 、 $q$  轴电流； $i_{wd}$ 、 $i_{wq}$  为  $dq$  坐标系下风机侧  $d$ 、 $q$  轴电流； $\omega$  为基波角频率， $\omega = 2\pi f$ ，其中  $f$  为系统频率。

因控制目标是通过给定电压  $u_{sd}$ 、 $u_{sq}$  参考值实现对电流  $i_{ud}$ 、 $i_{uq}$  的控制，将式 (14) 中  $i_{ud}$  作为

控制量引入控制环节。为降低控制环的复杂程度、提高动态响应能力，仅引入比例控制实现参考电压的调制。以  $i_{wd}$ 、 $\omega(L_p - L_m)i_{iq}$ 、 $i_{cq}$  作为扰动量，由于交流汇集线路较短、电容量较小，同时计及电容电流将提高控制方程的阶数，降低响应速度，因此忽略电容电流的影响。考虑风机侧电流需通过通信传输，为避免信号传输延迟，加快控制环响应速度，忽略风机侧电流带来的扰动。控制方程表示为

$$u^* = k(I_b^* - I_M) + \omega(L_p - L_m)i_{iq} \quad (15)$$

式中：  $I_b^*$  为低压限流策略下的电流参考值；  $I_M$  为换流站出口电流实际值；  $k$  为比例系数。将低压限流策略与换流站原  $V/f$  控制电压外环相结合，得到考虑线路参数耦合的自适应低压限流策略，即

$$U_d^* = k(I_b^* - I_M) + \omega(L_p - L_m)i_{iq} + u_N^* \quad (16)$$

式中，  $U_d^*$  为引入低压限流策略后外环电压参考值。

当MMC出口短路时，可认为式(14)中线路自阻、互阻、自感、互感均为0，同样可将  $i_{ud}$ 、 $i_{iq}$  作为控制量引入控制环节，实现对低压限流电压参考值的控制。

为保证低压限流策略能够自适应投入，防止因控制策略的切换影响低压限流策略的可靠性，同时考虑低压限流策略不会对换流站的正常运行产生影响，取  $I_b^* = 1.5I_N$  [19]，并将电压参考值上限设置为0，确保换流站正常运行期间不造成电压参考值升高。采用基于故障电流反馈的自适应低压限流策略的  $d$  轴交流电压参考值为

$$U_d^* = \begin{cases} k(1.5I_N - I_M) + u_N^* + \omega L_g i_{iq} & I_M \leq \frac{u_N^* + 1.5kI_N + \omega L_g i_{iq}}{k} \\ 0 & I_M > \frac{u_N^* + 1.5kI_N + \omega L_g i_{iq}}{k} \end{cases} \quad (17)$$

式中，  $L_g = L_p - L_m$ 。

当系统处于正常工作状态时，三相电流的有效值均为额定电流，自适应低压限流策略的输出为交流电压额定值  $u_N^*$ 。当发生金属性故障时，电压跌落程度较大，电流快速上升，且幅度越大电压指令值降低越多；当过渡电阻较大时，交流电流上升幅值较小，计算所得到的电压指令值下降程度相应减小。为防止交流电压参考值出现负的指令值，导致外环电压参考值出现负数、低压限

流策略失效和系统不稳定的问题，因此设置电压修正量下限为  $-u_N^*$ 。根据上述设计思路，最终得到的自适应低压限流控制策略如图7所示。

综上所述，在发生不同严重程度的故障情况下，所提基于故障电流反馈的自适应低压限流策略均能通过交流电流的上升幅度自适应调节计算交流电压指令值，从而防止换流站因过流而闭锁。

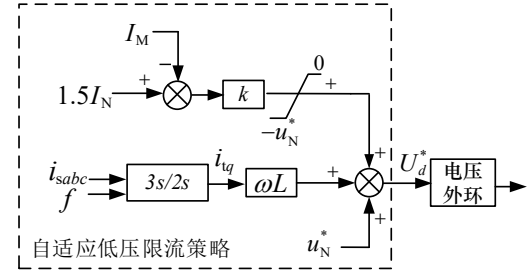


图7 自适应低压限流控制策略

Fig. 7 Adaptive low-voltage current-limiting control strategy

### 3.2 考虑暂态二次谐波干扰的控制输入量计算

换流器故障后谐波含量丰富且谐波与基波的叠加将共同引起换流器的闭锁，因此在故障限流控制输入量中需考虑谐波幅值的影响。交流汇集线路发生故障后各次谐波含量波形如图8所示。

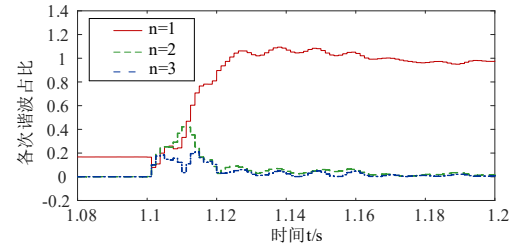


图8 各次谐波含量波形

Fig. 8 Waveforms of each harmonic content

由图8可见，二次谐波电流在故障发生后快速上升，持续时间约20 ms，其最大幅值约为基波稳态幅值的40%；3~7次谐波的幅值较低，对故障电流的影响有限，故本文不再计及。假设故障后电流波形函数[20]为

$$i_{Lj} = \sqrt{2}I_{Lj1} \cos(\omega t + \alpha_{j1}) + \sqrt{2}I_{Lj2} \cos(2\omega t + \alpha_{j2}) \quad (18)$$

式中：  $i_{Lj}$  和  $I_{Lj1}$ 、 $I_{Lj2}$  分别为三相电流瞬时值和基波、二次谐波电流有效值；  $\alpha_{j1}$ 、 $\alpha_{j2}$  分别为电流基波与二次谐波的初相位；  $j=a, b, c$ 。

对式(18)求导可得

$$\frac{1}{\omega} \frac{di_{Lj}}{dt} = -\sqrt{2}I_{Lj1} \sin(\omega t + \alpha_{j1}) - 2\sqrt{2}I_{Lj2} \sin(2\omega t + \alpha_{j2}) \quad (19)$$



联立式（18）与式（19），化简可得基波与二次谐波幅值之和与海上MMC换流站出口电流实际值的函数关系为

$$\frac{i_{Lj}^2 + \left(\frac{1}{\omega} \frac{di_{Lj}}{dt}\right)^2}{2} = I_{Lj1}^2 + I_{Lj2}^2(1 + 3\sin^2(2\omega t + \alpha_{j2})) + \Delta(I_{Lj1}, I_{Lj2}) \quad (20)$$

$$> (I_{Lj1} + I_{Lj2})^2$$

为保证故障发生后三相桥臂均不会产生过流，选取三相桥臂电流中最大相的电流有效值  $I_M$  作为低压限流环节的输入量。为便于分析与控制策略构建，取基波与二次谐波幅值之和的最大值作为  $I_M$ ，即

$$I_M = \max \{I_{Lj1} + I_{Lj2}\} \quad (21)$$

由式（20）可得，基波与二次谐波幅值之和的平方小于海上MMC换流站出口电流实际值与其导数的平方和的一半。因此采用电流实测值信息能够更快地降低低压限流的电压参考值，电流实测值信息表示为

$$I_M = \max \sqrt{\frac{i_{Lj}^2 + \left(\frac{1}{\omega} \frac{di_{Lj}}{dt}\right)^2}{2}} \quad (22)$$

通过获取换流站出口的电流实测值信息，实时计算故障电流有效值，提高低压限流策略的快速性。

## 4 仿真验证

在 PSCAD/EMTDC 中建立如图 1 所示的海上风电场交流汇集系统。系统的详细参数如表 2 所示，故障开始时间为 1.1 s，测点位置在 220 kV 线路两侧，以额定电流为基准值计算故障电流的标幺值。

表2 仿真模型参数

Tab. 2 Parameters of simulation model

模型	参数名称	参数值
直驱风机	单机额定容量	5 MW
	额定电压	0.69 kV
	额定频率	50 Hz
	直流母线额定电压	1.0 kV
	直流母线额定电容	5000 $\mu$ F
	LCL 滤波器电感 1	1.1 mH
	LCL 滤波器电容	200 $\mu$ F
	LCL 滤波器电感 2	124 $\mu$ H
MMC 换流站	海上 MMC 稳态控制	交流电压-频率控制
	岸上 MMC 稳态控制	直流电压-无功控制
	额定电压	$\pm 400$ kV
	桥臂电感	50 mH
	子模块电容	2800 $\mu$ F

### 4.1 不同故障严重程度下电压参考值对差动保护动作影响验证

当交流汇集线路中点发生A相单相接地金属性短路故障，首先需要确保海上MMC换流站在故障期间不会因过流而闭锁，因此选取故障后电压参考值为0.08 p.u.，换流站桥臂短路电流波形与差动电流与制动电流比值分别如图9和图10所示，该电压参考值能够使得单相金属性短路下差动保护可靠动作。

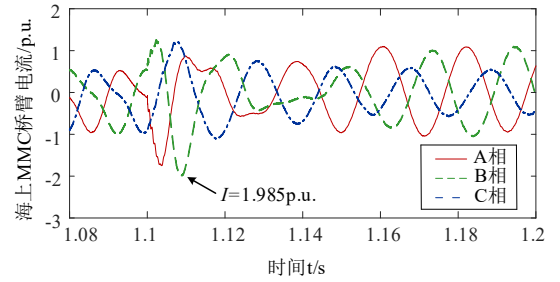


图 9 金属性短路下换流站桥臂电流波形

Fig. 9 Waveforms of current on bridge arm of converter station under metallic short-circuit fault

当交流汇集线路中点发生单相接地经50 $\Omega$ 过渡电阻短路，仍选取故障后电压参考值为0.08p.u.，差动电流与制动电流比值如图11所示。由图11可知，若单相接地经过渡电阻短路下仍将低压限流电压参考值取为金属性短路情况下的电压参考值，所得差动电流与制动电流比值远小于比率制动系数整定值0.8，因此需要针对故障严重程度自适应调整低压限流电压参考值的取值。

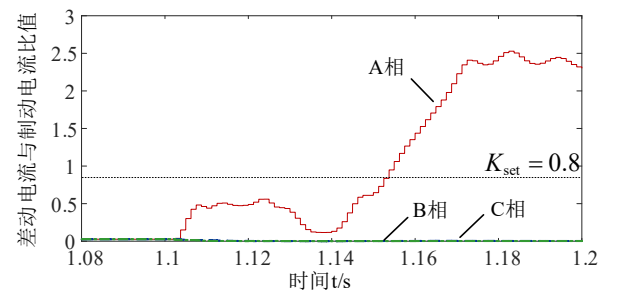


图 10 金属性短路下换流站差动电流与制动电流比值

Fig. 10 Ratio of differential current of converter station to braking coefficient under metallic short-circuit fault

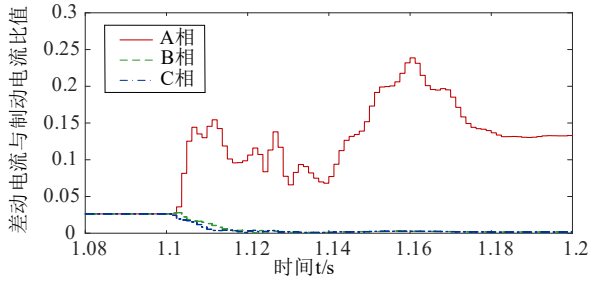


图 11 不严重短路情况下换流站差动电流与制动电流比值

Fig. 11 Ratio of differential current of converter station to braking current in the case of minor short-circuit fault

#### 4.2 基于故障电流的自适应低压限流策略验证

当交流汇集线路中点发生A相单相金属性短路短路时，换流站桥臂电流波形图与差动电流与制动电流比值分别如图12和图13所示。

由图12可知，三相桥臂电流在故障发生后快速上升，由于电压指令值的快速下降，三相桥臂电流最大值被抑制在1.55 p.u.，所提方案能够在单相接地金属性短路情况下保证海上MMC换流站不闭锁完成故障穿越；由图13可见，稳态时差动电流与制动电流比值为1.86，明显大于整定值，所提方案能够保证差动保护可靠动作。

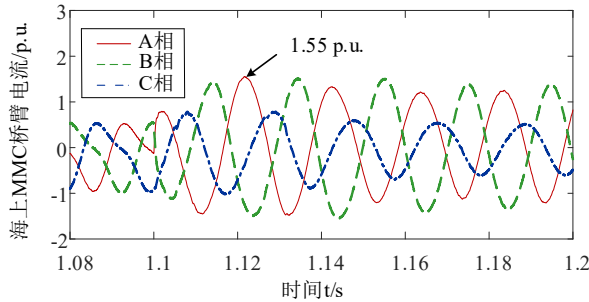


图 12 单相金属性接地桥臂电流波形

Fig. 12 Waveforms of current on bridge arm under single-phase metallic grounding fault

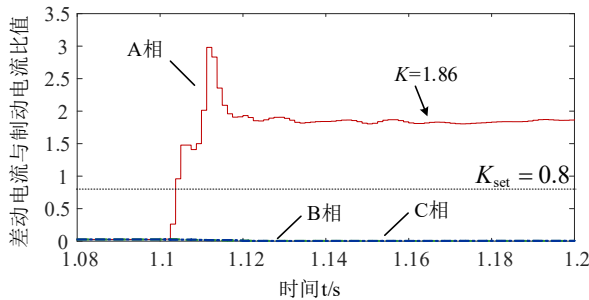


图 13 单相金属性接地故障下差动电流与制动电流比值

Fig. 13 Ratio of differential current to braking current under single-phase metallic grounding fault

当交流汇集线路中点分别发生A相单相接地

经20  $\Omega$ 和50  $\Omega$ 接地电阻短路时，验证所提方案对不同故障严重程度的适用性，仿真结果如图14所示。由图14可见，自适应低压限流策略在发生20  $\Omega$ 和50  $\Omega$ 过渡电阻的单相接地短路情况下，故障后三相桥臂电流最大幅值分别为1.502 p.u.和1.261 p.u.，均能够有效保证海上MMC换流站本体的安全；稳态时差动电流与制动电流比值分别为2.02和2.87，也均能够保证差动保护的可靠动作。

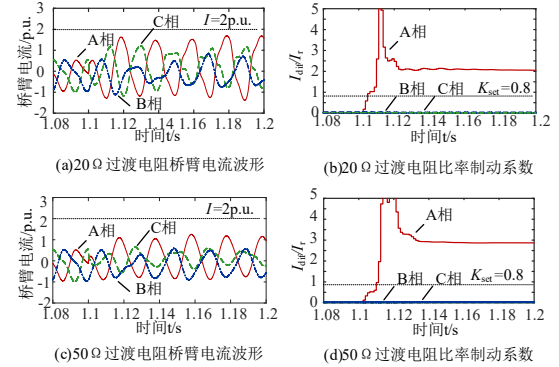


图 14 单相经不同过渡电阻接地电流波形与差动电流与制动电流比值

Fig. 14 Waveforms of current under single-phase grounding fault with different transition resistors, and ratio of differential current to braking current

当交流汇集线路中点发生AB两相相间金属性短路时，换流站桥臂电流波形与差动电流与制动电流比值分别如图15和图16所示。图中， $K_A$ 与 $K_B$ 分别表示A相与B相差动电流与制动电流比值。三相桥臂电流最大值被抑制在1.548 p.u.，稳态时 $K_A$ 与 $K_B$ 分别为1.754与1.654，明显大于整定值，可知所提方案能够保证换流站安全和差动保护可靠动作。

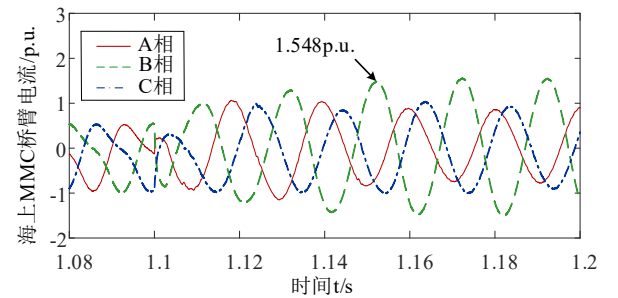


图 15 两相相间金属性短路下三相桥臂电流波形

Fig. 15 Waveforms of three-phase current on bridge arm under phase-to-phase metallic short-circuit fault

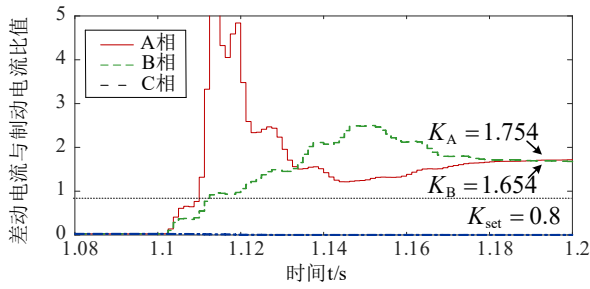


图 16 两相相间金属性短路下差动电流与制动电流比值

Fig. 16 Ratio of differential current to braking current under phase-to-phase metallic short-circuit fault

当交流汇集线路中点发生AB两相金属性接地短路时，换流站桥臂电流波形与差动电流与制动电流比值分别如图17和图18所示。三相桥臂电流最大值被抑制在1.564 p.u.，稳态时  $K_A$  与  $K_B$  分别为1.815与2.185，可知所提低压限流策略能够保证换流站安全，且差动保护可靠动作。

当交流汇集线路发生不同类型的短路时，桥臂电流最大值与差动电流与制动电流比值如附录中附表A1所示，所提低压限流策略能够保证不同短路类型下换流站安全与差动保护的可靠动作。

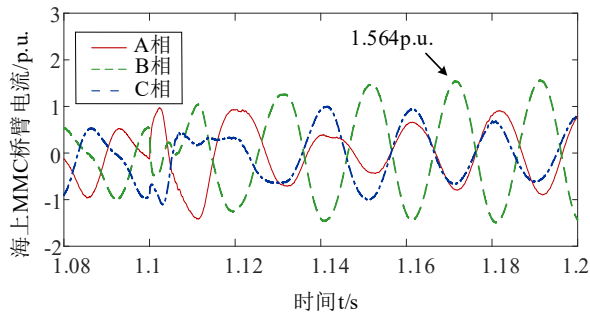


图 17 两相金属性接地短路下三相桥臂电流波形

Fig. 17 Waveforms of three-phase current on bridge arm under two-phase grounding metallic short-circuit fault

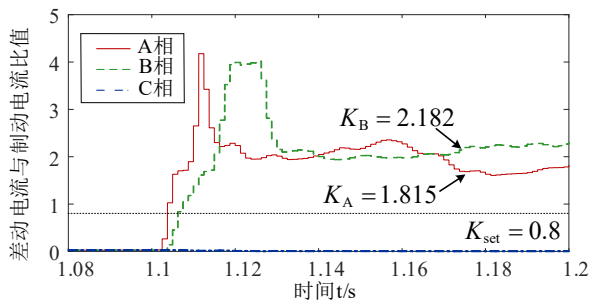


图 18 两相金属性接地短路差动电流与制动电流比值

Fig. 18 Ratio of differential current to braking current under two-phase grounding metallic short-circuit fault

## 5 结语

海上风电交流汇集线路发生故障时，换流站可采用低压限流策略降低电压参考值，进而限制短路电流，但鲜有研究给出低压限流策略对差动保护性能的影响。本文基于控保协同的原理，首先分析了故障不同严重程度情况下电压参考值对差动保护性能的影响，进而提出了考虑线路耦合及谐波干扰的自适应低压限流策略，通过仿真验证了所提方案的可行性。主要结论如下。

(1) 针对海上风电交流汇集线路短路情况，分析不同故障严重程度的电压参考值对差动保护性能的影响。研究发现，交流汇集线路发生经过渡电阻短路时，较低的电压参考值将使差动电流与制动电流比值远小于整定值，不能保证差动保护的可靠动作。

(2) 基于对低压限流电压参考值与差动保护适应性的分析，本文提出考虑线路耦合及谐波干扰的自适应低压限流策略，引入故障电流信息，根据故障严重程度自适应降低电压参考值，通过仿真验证所提方案的可行性。

(3) 本文所提方案原理简单实用，但所提方法适用于交流汇集线路较短的情况，而适用于分布参数表示的交流汇集线路的自适应限流方案仍需进一步研究。

### 参考文献

- [1] Perez M A, Bernet S, Rodriguez J, et al. Circuit topologies, modeling, control schemes, and applications of modular multilevel converters[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2015, 30(1): 4-17.
- [2] 汤广福, 罗湘, 魏晓光. 多端直流输电与直流电网技术[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(10): 8-17, 24.  
Tang Guangfu, Luo Xiang, Wei Xiaoguang. Multi-terminal HVDC and DC-grid technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(10): 8-17, 24.
- [3] 徐政, 薛英林, 张哲任. 大容量架空线柔性直流输电关键技术及前景展望[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(29): 5051-5062.  
Xu Zheng, Xue Yinglin, Zhang Zheren. VSC-HVDC technology suitable for bulk power overhead line transmission[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(29): 5051-5062.
- [4] 胡应宏, 卢毅, 雷鸣, 等. 基于 MMC 主动控制的换流变磁通退饱和方法研究[J]. 电力系统及其自动化学报, 2024, 36(10): 89-98, 107.  
Hu Yinghong, Lu Yi, Lei Ming, et al. Study on

- desaturation method for converter transformer magnetic flux based on active control of MMC[J]. (Proceedings of the CSU-EPSCA, 2024, 36(10): 89-98,107.
- [5] 刘远,孟建辉,王健维,等. 基于虚拟电容的构网型 MMC 快速平滑切换策略[J]. 电力系统及其自动化学报 (Proceedings of the CSU-EPSCA), 2024, 36 (6): 12-22.
- Liu Yuan, Meng Jianhui, Wang Jianwei, et al. Fast and smooth switching strategy for grid-forming MMC based on virtual capacitors[J]. Proceedings of the CSU-EPSCA, 2024, 36 (6): 12-22.
- [6] 曹帅, 向往, 左文平, 等. 风电经柔性直流电网外送系统的交流故障诊断与穿越控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(4): 1295-1306, 1537.
- Cao Shuai, Xiang Wang, Zuo Wenping, et al. AC fault diagnosis and ride-through control strategy for the wind power delivery system via HVDC grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(4): 1295-1306, 1537.
- [7] 贾科,董学正,毕天姝,等.接入换流站的新能源交流汇集系统低电压穿越方法[J]. 电网技术, 2024, 48 (6): 2385-2393.
- Jia Ke, Dong Xuezheng, Bi Tianshu, et al. Low-voltage ride-through method of AC collection system for renewable energy connected to converter station [J]. Power System Technology, 2024, 48 (6): 2385-2393.
- [8] Shi Lei, Adam G P, Li Rui, et al. Control of offshore MMC during asymmetric offshore AC faults for wind power transmission[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2020, 8(2): 1074-1083.
- [9] Chao Chenxu, Zheng Xiaodong, Weng Yang, et al. High-sensitivity differential protection for offshore wind farms collection line with MMC-HVDC transmission[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2024, 39(3): 1428-1439.
- [10] 刘昊霖, 贾科, 毕天姝, 等. 接入新能源大基地汇集系统的柔直换流站低电压穿越方法[J]. 电工技术学报, 2025, 40(3): 759-770.
- Liu Haolin, Jia Ke, Bi Tianshu, et al. Low voltage ride through methods for flexible DC converter stations connected to the gathering system of new energy base[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2025, 40(3): 759-770.
- [11] Jia Jundi, Yang Guangya, Nielsen A H. A review on grid-connected converter control for short-circuit power provision under grid unbalanced faults[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2018, 33(2): 649-661.
- [12] Shabestary M M, Mohamed Y A I. Asymmetrical ride-through and grid support in converter-interfaced DG units under unbalanced conditions[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2019, 66(2): 1130-1141.
- [13] 张博,王聪博,詹荣荣,等. 计及控保协同的自适应电流差动保护方法[J]. 中国电力, 2025, 58 (2): 1-8.
- Zhang Bo, Wang Congbo, Zhan Rongrong, et al. Adaptive current differential protection method considering control and protection coordination [J]. Electric Power, 2025, 58 (2): 1-8.
- [14] Zheng Liming, Jia Ke, Yang Bin, et al. Singular value decomposition based pilot protection for transmission lines with converters on both ends[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2022, 37(4): 2728-2737.
- [15] 郑黎明, 贾科, 毕天姝, 等. 海上风电接入柔直系统交流侧故障特征及对保护的影响分析[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(20): 20-32.
- Zheng Liming, Jia Ke, Bi Tianshu, et al. AC-side fault analysis of a VSC-HVDC transmission system connected to offshore wind farms and the impact on protection[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(20): 20-32.
- [16] 王熙纯, 刘纯, 林伟芳, 等. 风机故障穿越特性对大规模风电直流外送系统暂态过电压的影响及参数优化[J]. 电网技术, 2021, 45(12): 4612-4621.
- Wang Xichun, Liu Chun, Lin Weifang, et al. Influence of wind turbine fault ride-through characteristics on transient overvoltage of large-scale wind power DC transmission systems and parameter optimization[J]. Power System Technology, 2021, 45(12): 4612-4621.
- [17] 樊肖杰, 迟永宁, 马士聪, 等. 大规模海上风电接入电网关键技术与技术标准的研究及应用[J]. 电网技术, 2022, 46(8): 2859-2870.
- Fan Xiaojie, Chi Yongning, Ma Shicong, et al. Research and application of key technologies and technical standards for large-scale offshore wind farms connecting to power grid[J]. Power System Technology, 2022, 46(8): 2859-2870.



- [18] 许建中, 赵成勇, Aniruddha M.Gole. 模块化多电平换流器戴维南等效整体建模方法[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(8): 1919-1929.
- Xu Jianzhong, Zhao Chengyong, Gole A M. Research on the Thévenin's equivalent based integral modelling method of the modular multilevel converter(MMC)[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(8): 1919-1929.
- [19] 李再男, 贾科, 刘鑫, 等. 半桥型 MMC 直流侧故障的两级主动限流控制[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(21): 8400-8411.
- Li Zainan, Jia Ke, Liu Xin, et al. Two-stage active current-limiting control for half-bridge MMC DC-side faults[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(21): 8400-8411.
- [20] 张志丰, 张凯, 董轩, 等. 基于电流有效值实时算法的限流器快速故障辨识方法[J]. 电气技术, 2022, 23(7): 81-88.
- Zhang Zhifeng, Zhang Kai, Dong Xuan, et al. Fast fault identification method based on real-time algorithm of current root mean square value for fault current limiter[J]. Electrical Engineering, 2022, 23(7): 81-88.

#### 作者简介

郑 涛 (1975— ), 男, 博士, 教授, 研究方向为电力系统继电保护, zhengtao\_sf@126.com;

杨 毅 (2000— ), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为新能源电力系统保护与控制, roulik@163.com;

吕文轩 (1996— ), 男, 博士研究生, 研究方向为新能源电力系统保护与控制, ncepulwx@ncepu.com。

## 附 录

当交流汇集线路发生不同过渡电阻的单相接地短路、两相相间短路、两相短路接地、三相短路时，差动电流与制动电流之比和桥臂电流如附表 A1 所示。表中单相接地短路以 A 相单相接地为例，两相相间短路以 AB 相间短路为例，两相相间接地以 AB 两相接地为例

**附表 A1 不同故障电阻下差动保护动作性能**

**Tab. A1 Performance of differential protection action under different fault resistances**

故障类型		单相接地短路	两相相间短路	两相相间接地	三相短路
金属性故障	故障相差动电流 与制动电流比值	1.86	A 相: 1.754 B 相: 1.654	A 相: 2.182 B 相: 1.815	1.395
	桥臂电流	1.55 p.u.	1.548 p.u.	1.564 p.u.	1.753 p.u.
经 10 $\Omega$ 过渡电阻 短路	故障相差动电流 与制动电流比值	1.95	A 相: 1.398 B 相: 2.288	A 相: 1.774 B 相: 2.413	1.391
	桥臂电流	1.521 p.u.	1.534 p.u.	1.531 p.u.	1.614 p.u.
经 20 $\Omega$ 过渡电阻 短路	故障相差动电流 与制动电流比值	2.02	A 相: 1.265 B 相: 2.781	A 相: 1.507 B 相: 2.021	1.453
	桥臂电流	1.502 p.u.	1.525 p.u.	1.478 p.u.	1.552 p.u.
经 30 $\Omega$ 过渡电阻 短路	故障相差动电流 与制动电流比值	2.074	A 相: 1.161 B 相: 3.256	A 相: 1.802 B 相: 2.613	1.398
	桥臂电流	1.452 p.u.	1.515 p.u.	1.423 p.u.	1.524 p.u.
经 40 $\Omega$ 过渡电阻 短路	故障相差动电流 与制动电流比值	2.193	A 相: 1.065 B 相: 3.762	A 相: 2.153 B 相: 3.037	1.421
	桥臂电流	1.358 p.u.	1.471 p.u.	1.401 p.u.	1.514 p.u.
经 50 $\Omega$ 过渡电阻 短路	故障相差动电流 与制动电流比值	2.87	A 相: 0.996 B 相: 3.995	A 相: 2.581 B 相: 3.221	1.385
	桥臂电流	1.261 p.u.	1.421 p.u.	1.341 p.u.	1.495 p.u.

# 计及频率安全约束的海上风电并网系统多阶段优化调度

寇燕妮<sup>1</sup>, 赵子瑞<sup>2</sup>, 李燕平<sup>1</sup>, 刘结<sup>1</sup>, 邓慧<sup>2</sup>, 綦晓<sup>2,\*</sup>

(1. 广东电网有限责任公司阳江供电局, 广东省 阳江市 529500;

2. 暨南大学能源电力研究中心, 广东省 珠海市 519070)

**摘要:** 海上风电大规模并网导致电力系统低惯量和强扰动特征突出, 为保障系统频率安全, 提出频率安全约束下的海上风电并网系统多阶段优化调度问题。首先, 通过离散化及线性化方法, 构建具有暂态响应特性的频率安全约束模型, 并作为第三阶段嵌入传统两阶段调度框架; 随后, 设计弃风率约束, 避免发生海上风电过度减载以满足频率安全约束的问题。最后, 通过设计嵌套式 Benders 解耦算法加速求解上述多阶段优化问题。算例结果表明, 所提模型及方法能够准确实现频率暂态约束, 系统开机数量更少、调度成本更优、海上风电利用率更高。

**关键词:** 频率安全约束; 海上风电; 机组组合; 经济调度; 主动频率支撑

**中图分类号:** TM73 **文献标志码:** A

**DOI:** 10.19635/j.cnki.csu-epsa.001623

## Frequency Security Constrained Multi-stage Dispatch of Power Systems with Offshore Wind Farms

KOU Yanni<sup>1</sup>, ZHAO Zirui<sup>2</sup>, LI Yanping<sup>1</sup>, LIU Jie<sup>1</sup>, DENG Hui<sup>2</sup>, QI Xiao<sup>2,\*</sup>

(1. Yangjiang Power Supply Bureau of Guangdong Power Grid Co., Ltd., Yangjiang Guangdong 529500;

2. Energy and Electricity Research Center, Jinan University, Zhuhai Guangdong 519070)

**Abstract:** High-penetrated offshore wind farms (OWFs) to power systems result in low inertia and bring large disturbances. To enhance frequency security, this paper proposes a frequency security constrained multi-stage dispatch problem for power systems with OWFs. Firstly, a transient frequency security constrained model is built by discretization and linearization methods. This model, regarded as the third stage problem, is embedded into the traditional second-stage dispatch framework. Then, the curtailment rate constraint is established to avoid over-deload of OWFs caused by frequency security constraints. Finally, the nested Benders decoupling algorithm is designed to accelerate the solution of the above multi-stage optimization problems. Numerical results demonstrate that the proposed model and method can well realize the frequency transient constraints. And it can also reduce the number of startup power units, optimize the dispatching cost, and improve the utilization rate of OWFs.

**Keywords:** Frequency security constraints, offshore wind farms, unit commitment, economic dispatch, active frequency support

海上风电是构筑我国能源安全屏障、推动我国能源低碳转型、建立新型电力系统的重要战略支撑。截止 2023 年底, 我国海上风电累计并网装机容量达 3728 万千瓦, 连续多年位居世界首位。随着海上风电向深远海推进, 我国海上风电装机容量还将得到进一步提升。由于风机通过电力电子接口并网, 无法直接提供惯量和频率支撑<sup>[1]</sup>, 大规模海上风电并网系统将呈现典型的低惯量和强扰动特征<sup>[2]</sup>, 频率响应能力差、调控能力不足, 电力系统频率安全稳定面临严峻挑战<sup>[3]</sup>。

通过传统机组组合和经济调度策略中引入频率

安全约束, 是解决高比例海上风电并网系统频率安全问题的重要途径<sup>[4]</sup>。现有研究主要基于频率解析形式表征频率安全约束, 通过计算得到频率动态响应过程的频率特性解析解, 利用近似线性化、分段线性化等方法, 将频率安全约束直接引入传统两阶段机组组合和经济调度模型<sup>[5]</sup>。文献[6]针对多机系统, 提出一种通用解析方法获取多机系统的单机等值聚合模型, 为计算多机系统频率解析解提供了有效途径。文献[7]基于频率响应模型的微分方程, 计算频率最低点的非线性解析解, 并利用分段线性化方法近似处理, 实现频率

收稿日期: 2025-01-21; 修改日期: 2025-04-10;

依托项目: 新能源电力系统国家重点实验室开放课题(LAPS24009); 南方电网科技项目(GDKJXM20230245(031700KC23020003))。

通信作者: 綦晓 (1992—), 男, 博士, 讲师, 研究方向为新能源电力系统频率控制及优化调度, qixiao.jnu@gmail.com。

安全约束下的调度策略。文献[8]在此基础上进一步计算频率变化率解析解，通过线性化构建混合整数规划模型，求解实现频率最低点和频率变化率双重频率安全约束。文献[9]针对含以电力电子接口并网的电力系统，建立了具有变下垂系数的调频过程，计算得到非线性非光滑的频率动态响应函数解析形式，同样利用分段线性化方法进行拟合，将其表征为线性约束处理。

在频率安全约束的基础上，进一步考虑风电等新能源机组主动频率支撑过程对系统调频能力的提升，进而构建频率安全约束下考虑风电等新能源特性的电力系统优化调度模型，是提高新能源电力系统频率安全问题的有效途径<sup>[10]</sup>。文献[11]将风电功率加入经济调度进行优化，通过减载参与灵活调控，但该研究中风电并未参与调频。文献[12]设计了风电机组虚拟惯量和超速减载控制过程，利用多元分段线性化方法解决频率解析形式约束的高度非线性特征，在传统优化调度模型上加入计及风电机组调频的频率动态约束，提高了系统频率稳定性。文献[13]考虑了风电机组惯量支撑和一次调频，基于频率解析形式施加频率约束，在此基础上，文献[14]采用自适应分段线性化方法将该频率非线性约束嵌入优化调度模型以提高计算效率。此外，文献[15]考虑了风电机组不确定性对功率备用和调频能力的影响，采用鲁棒优化算法进行求解。文献[16]考虑了一次调频死区与限幅，利用分类聚合和分段解析方法，得到频率解析形式构建频率安全约束。

综上所述，现有关于频率安全约束下的海上风电并网系统优化调度研究，大都利用频率解析解作为频率安全约束。然而，频率暂态响应过程存在机组出力饱和、速率约束等非线性特征，解析方法通常忽略该非线性特征以获得频率解析解，这在一定程度上降低了准确性，导致频率安全约束不足。因此，构建一种基于频率暂态响应过程的频率安全约束表征方法，弥补频率解析形式精确性不足的缺陷。在此基础上，针对频率安全约束下考虑海上风电主动频率支撑的电力系统优化调度问题，提出一种暂态频率响应驱动的海上风电并网系统多阶段优化调度问题及求解方法。

## 1 考虑海上风电主动频率支撑的电力系统频率响应模型

电力系统在稳定运行状态下，系统负荷和有功出力保持平衡。当出现负荷变化或发电机组有功出力变化时，系统有功平衡被打破造成频率波动，经过频率响应过程，系统频率将从原稳定状态过渡至新稳定状态。为解决高比例海上风电并网系统低惯量、强扰动等特征带来的系统调频能力不足的问题，设计海上风电主动频率支撑过程，并基于此构建海上风电并网系

统频率响应模型。

### 1.1 海上风电主动频率支撑模型

通常海上风电机组运行在最大功率点跟踪（Maximum power point tracking, MPPT）状态，功率与系统频率解耦，为使海上风电机组具有调频能力，可通过控制风机电磁功率参考值，设计虚拟惯量和一次调频控制过程，从而实现海上风电机组的主动频率支撑。

为便于构建频率响应第三阶段优化问题，采用海上风电场等值线性化功率控制一阶传递函数模型表征海上风电场功率响应动态特性，即：

$$\Delta P_w = \frac{1}{T_w s + 1} \Delta P_w^{\text{ref}} \quad (1)$$

其中， $\Delta P_w$  为海上风电场功率响应变化值； $\Delta P_w^{\text{ref}}$  为功率响应参考值； $T_w$  为功率响应时间常数。

当系统频率扰动出现后，基于综合惯量控制的海上风电场功率响应参考值可表示为：

$$\Delta P_w^{\text{ref}} = \Delta f \left( H_w s - \frac{1}{R_w} \right) \quad (2)$$

其中， $\Delta f$  为系统频率变化量； $H_w$  为海上风电场虚拟惯量系数； $R_w$  为海上风电场虚拟下垂系数。

此时，海上风电场主动频率支撑模型为：

$$\Delta P_w = \underbrace{\Delta f \frac{H_w s}{T_w s + 1}}_{\text{惯量响应}} + \underbrace{\Delta f \frac{-1}{R_w} \frac{1}{T_w s + 1}}_{\text{一次调频}} \quad (3)$$

### 1.2 海上风电并网系统频率响应模型

当系统负荷和有功出力失衡后，电力系统频率动态响应过程可表示为：

$$\Delta f = \frac{1}{2H_{\text{sys}} s + D_{\text{sys}}} \left( \sum_{g \in \mathcal{G}} \Delta P_g + \Delta P_w - \Delta P_L \right) \quad (4)$$

其中， $H_{\text{sys}}$  为系统等效转动惯量； $D_{\text{sys}}$  为系统等效阻尼系数； $\Delta P_g$  为火电机组  $g$  的有功变化值，火电机组集合表示为  $\mathcal{G} = \{1 \ 2 \ \dots \ n\}$ ； $\Delta P_L$  为系统负荷扰动。

为精细化海上风电场频率响应特性及约束，本文将海上风电场主动频率支撑所提供的虚拟惯量与火电机组等同步发电机提供的物理转动惯量分开考虑。此时，系统等效转动惯量  $H_{\text{sys}}$  可推导如下：

$$H_{\text{sys}} = \sum_{g \in \mathcal{G}} u_g H_g P_g^N \quad (5)$$

其中， $H_g$  为火电机组  $g$  的转动惯量； $P_g^N$  为火电机组  $g$  的额定装机容量； $u_g$  为火电机组  $g$  的运行状态，取

值为 1 时表示开机状态，取值为 0 时表示停机状态。

除转动惯量外，火电机组通过调速器调节汽轮机进气阀门完成一次调频响应，同时考虑调速器和汽轮机动态响应过程，本文所采用的火电机组频率响应模型如下：

$$\Delta P_g = -\Delta f \frac{1}{R_g} \frac{1}{T_g s + 1} \frac{1}{T_g^r s + 1} \quad (6)$$

其中， $T_g$  为火电机组  $g$  的调速器响应时间常数； $T_g^r$  为火电机组  $g$  的汽轮机响应时间常数； $R_g$  为火电机组  $g$  的调差系数。

结合上述所构建的海上风电场主动频率支撑模型(3)、系统频率摇摆方程(4)、系统等效转动惯量(5)以及火电机组频率响应模型(6)，海上风电并网系统频率响应模型如图 1 所示。

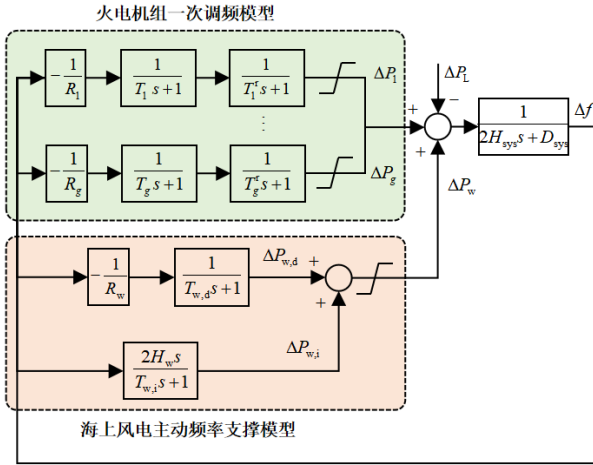


图 1 海上风电并网系统频率响应模型

Fig.1 Frequency response model of power systems with offshore wind farms

图 1 中， $T_1$  和  $T_1^r$  分别为第 1 台火电机组的调速器响应时间常数和汽轮机响应时间常数； $R_1$  为第 1 台火电机组的调差系数； $\Delta P_1$  为第 1 台火电机组的有功变化值。 $T_{w,d}$  和  $T_{w,i}$  分别为海上风电场的下垂控制时间常数和虚拟惯量响应的的时间常数； $\Delta P_{w,d}$  为海上风电场下垂控制的功率增量； $\Delta P_{w,i}$  为海上风电场的虚拟惯量响应的功率增量。

## 2 计及频率安全约束的海上风电并网系统多阶段随机优化问题构建

本节在传统机组组合和经济调度两阶段优化问题的基础上，将频率动态响应过程作为第三阶段重构优化问题，进而构建计及频率安全约束的海上风电并网系统多阶段优化问题。本文研究海上风电并网系统的

日前调度策略，调度周期为 24 h，其中以 1 h 为时间间隔形成 24 个调度时段，在每个调度时段，以 0.1 s 为步长、20 s 为周期计算频率响应特性。

### 2.1 机组组合

机组组合的目标函数为机组启停成本，通过对机组启停状态进行调度，在满足约束的前提下最大限度地降低成本。在本文所研究的海上风电并网系统中，可进行启停调度的只有火电机组。因此，第一阶段机组组合优化的目标函数可表示为：

$$\mathbf{c}^T \mathbf{x} = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{g \in \mathcal{G}} (c_{\text{start},g} \alpha_{g,t} + c_{\text{shut},g} \beta_{g,t}) \quad (7)$$

其中， $\mathbf{c}$  为启停成本系数向量， $\mathbf{x}$  为第一阶段决策变量， $c_{\text{start},g}$  和  $c_{\text{shut},g}$  分别表示火电机组启停成本； $\alpha_{g,t}$  和  $\beta_{g,t}$  分别表示火电机组  $g$  在第  $t$  时段的启停/停启状态切换动作，取值为 1 时表示机组停机动作，取值为 0 时表示开机动作； $t$  为调度时段，该集合可表示为  $\mathcal{T} = \{1, 2, \dots, T\}$ ， $T$  为调度周期小时数。

机组组合优化问题需要满足机组最小开机、停机时间约束如下：

$$\alpha_{g,t} - \beta_{g,t} = u_{g,t} - u_{g,t-1} \quad (8)$$

$$\sum_{q=t-t_{U,g}+1}^t \alpha_{g,q} \leq u_{g,t}, \forall t \in \{t_{U,g}, \dots, T\} \quad (9)$$

$$\sum_{q=t-t_{D,g}+1}^t \beta_{g,q} \leq 1 - u_{g,t}, \forall t \in \{t_{D,g}, \dots, T\} \quad (10)$$

$$u_{g,t} = u_{g,0}, \forall t \in \{1, \dots, t_{UR,g} + t_{DR,g}\} \quad (11)$$

其中， $t_{U,g}$  为火电机组  $g$  开机时的调度时段， $t_{D,g}$  为火电机组  $g$  关机时的调度时段， $u_{g,t}$  为火电机组  $g$  在第  $t$  时段的运行状态， $u_{g,0}$  为火电机组  $g$  的初始状态， $t_{UR,g}$  和  $t_{DR,g}$  分别为火电机组  $g$  的最小开机时间和最小关机时间。

### 2.2 经济调度

在经济调度阶段，优化目标为整个电力系统发电成本最低，系统的有功单元主要包括火电机组和海上风电场两部分，该阶段的优化目标函数可表示为：

$$\mathbf{d}^T \mathbf{y} = \sum_{g \in \mathcal{G}} (k_{g,t} P_{g,t} + k_{w,t} P_{w,t}) \quad (12)$$

其中， $\mathbf{d}$  为成本系数向量， $\mathbf{y}$  为该阶段的决策变量， $k_{g,t}$  为火电机组  $g$  在第  $t$  时段的发电成本系数； $P_{g,t}$  为

火电机组  $g$  在第  $t$  时段的有功功率； $k_{w,t}$  为海上风电场在第  $t$  时段的发电成本系数； $P_{w,t}$  为海上风电场在第  $t$  时段的有功功率。

经济调度过程所需满足的常规约束包括系统功率平衡约束、火电机组爬坡速率约束、火电机组功率约束、海上风电场功率约束，按顺序如下所示：

$$\sum_{g \in \mathcal{G}} P_{g,t} + P_{w,t} - P_{L,t} = 0 \quad (13)$$

$$P_{g,t} - P_{g,t-1} \leq R_{U,g} u_{g,t-1} + \alpha_{g,t} P_g^{\max} \quad (14)$$

$$P_{g,t-1} - P_{g,t} \leq R_{D,g} u_{g,t} + \beta_{g,t} P_g^{\min} \quad (15)$$

$$u_{g,t} P_g^{\min} \leq P_{g,t} \leq u_{g,t} P_g^{\max} \quad (16)$$

$$P_{w,t}^{\min} \leq P_{w,t} \leq P_{w,t}^{\max} \quad (17)$$

其中， $P_{L,t}$  为第  $t$  时段的负荷功率； $R_{U,g}$  和  $R_{D,g}$  分别为火电机组  $g$  的最大向上和向下爬坡速率； $P_g^{\max}$  和  $P_g^{\min}$  分别为火电机组  $g$  的最大和最小功率； $P_{w,t}^{\max}$  和  $P_{w,t}^{\min}$  分别为海上风电场的最大和最小功率。

此外，为避免发生海上风电场大规模减载造成新能源利用率大幅下降的情况，增加海上风电弃风率约束以保证电力系统对海上风电的新能源利用率。该约束可表示如下：

$$\sigma_{w,t} = \frac{P_{w,t}^{\max} - P_{w,t}}{P_{w,t}^{\max}} \leq \sigma_{w,t}^{\max} \quad (18)$$

其中， $\sigma_{w,t}$  为海上风电场在第  $t$  时段弃风率， $\sigma_{w,t}^{\max}$  为海上风电场在第  $t$  时段最大弃风率约束。

### 2.3 频率响应

与现有研究中基于频率解析解计算频率安全约束方法不同，本文基于海上风电并网系统频率响应动态方程(3)-(6)，通过线性化和离散化等方法，实现频率性能指标的精确计算，避免频率响应过程中机组功率饱和、速率约束等造成频率性能指标约束的松弛化现象，提高频率安全约束的精确性。

频率响应阶段的优化目标函数为：

$$\begin{aligned} e^T z_t = & \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{s \in \mathcal{S}} \sum_{g \in \mathcal{G}} \left( k_p (U_{g,t,s} + L_{g,t,s}) \right) \\ & + \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{s \in \mathcal{S}} \left( k_p (U_{w,t,s} + L_{w,t,s}) \right) \end{aligned} \quad (19)$$

其中， $e$  为频率响应阶段的惩罚成本向量， $z_t$  为该阶

段的决策变量， $k_p$  为惩罚因子，该参数需根据机组组合与经济调度两阶段的成本与频率响应阶段的惩罚成本进行对比而确定，使其实现在不影响调度成本的前提下，令频率响应阶段的惩罚成本最小，即实现基于频率响应动态过程的性能指标计算； $U_{g,t,s}$  和  $L_{g,t,s}$  为火电机组  $g$  在第  $t$  时段中第  $s$  时刻的暂态辅助变量，分别表示火电机组功率向上和向下越限变量；同理， $U_{w,t,s}$  和  $L_{w,t,s}$  分别表示海上风电场在第  $t$  时段中第  $s$  时刻的功率向上和向下越限变量。 $s$  为调度时刻，在每个调度时段，集合  $\mathcal{S}$  以 1 s 为步长、10 s 为周期。进一步地，为实现对火电机组和海上风电场的功率暂态约束，需继续增设火电机组暂态辅助变量  $\Delta \bar{P}_{g,t,s}$  和海上风电场暂态辅助变量  $\Delta \bar{P}_{w,t,s}$ ，分别满足以下等式关系：

$$\Delta \bar{P}_{g,t,s} = \Delta P_{g,t,s} - U_{g,t,s} + L_{g,t,s} \quad (20)$$

$$\Delta \bar{P}_{w,t,s} = \Delta P_{w,t,s} - U_{w,t,s} + L_{w,t,s} \quad (21)$$

其中， $\Delta P_{g,t,s}$  和  $\Delta P_{w,t,s}$  分别为  $\Delta P_g$  和  $\Delta P_w$  在第  $t$  时段中第  $s$  时刻的暂态变量。

系统频率响应动态方程(3)-(6)即为该阶段的部分约束，将动态方程进行离散化处理，可得：

$$\Delta f_{t,s+1} = \frac{\Delta t_p}{2H_{\text{sys},t}} \left( \sum_{g \in \mathcal{G}} \Delta \bar{P}_{g,t,s} + \Delta \bar{P}_{w,t,s} - \Delta P_{L,t,s} \right) + \Delta f_{t,s} (1 + D_{\text{sys}}) \quad (22)$$

$$H_{\text{sys},t} = \sum_{g \in \mathcal{G}} u_{g,t} H_{g,t} P_g^N \quad (23)$$

$$\Delta P_{g,t,s+1}^a = \Delta P_{g,t,s}^a \left( 1 - \frac{\Delta t_p}{T_g} \right) - \Delta f_{t,s} \frac{\Delta t_p}{T_g R_g} \quad (24)$$

$$\Delta P_{g,t,s+1} = \Delta P_{g,t,s} \left( 1 - \frac{\Delta t_p}{T_g^r} \right) + \Delta P_{g,t,s}^a \frac{\Delta t_p}{T_g^r} \quad (25)$$

$$\begin{aligned} \Delta P_{w,t,s+1} = & \Delta P_{w,t,s} \left( 1 - \frac{\Delta t}{T_w} \right) + \Delta f_{t,s+1} \frac{2H_w}{T_w} \\ & - \Delta f_{t,s} \left( \frac{\Delta t_p}{T_w R_w} + \frac{2H_w}{T_w} \right) \end{aligned} \quad (26)$$

其中， $\Delta f_{t,s}$  和  $\Delta P_{L,t,s}$  分别为  $\Delta f$  和  $\Delta P_L$  在第  $t$  时段中第  $s$  时刻的暂态变量； $H_{\text{sys},t}$  为离散化处理后系统在第  $t$

时段中的等效转动惯量； $H_{g,t}$  为离散化处理后火电机组  $g$  在第  $t$  时段的转动惯量； $\Delta P_{g,t,s}^a$  为火电机组二阶传递函数模型的中间变量； $\Delta t_p$  为频率响应步长，设为  $0.1 \text{ s}$ 。

容易发现，将离散化后系统等效惯量(23)代入系统摇摆方程(22)，将产生非线性特性项  $\Delta f_{t,s} u_{g,t}$ ，难以求解。因此，需对其进行线性化处理，通过增设辅助变量  $M_{g,t,s}$ ，对上述非线性项松弛化处理，令  $M_{g,t,s}$  满足以下不等式：

$$-u_{g,t} M_{g,t,s}^{\max} \leq M_{g,t,s} \leq u_{g,t} M_{g,t,s}^{\max} \quad (27)$$

$$-(1-u_{g,t} M_{g,t,s}^{\max}) \leq 2H_g \Delta f_{t,s} - M_{g,t,s} \leq (1-u_{g,t} M_{g,t,s}^{\max}) \quad (28)$$

其中， $M_{g,t,s}^{\max}$  为火电机组  $g$  在第  $t$  时段中第  $s$  时刻的暂态辅助变量的最大值。

此时，将新增辅助变量  $M_{g,t,s}$  代入式(22)(23)可得线性化后的摇摆方程，即为：

$$\begin{aligned} \sum_{s \in S} M_{g,t,s+1} &= \sum_{s \in S} M_{g,t,s} - \Delta f_{t,s} D_{\text{sys}} \Delta t_p \\ &+ \Delta t_p \left( \sum_{g \in G} \Delta \bar{P}_{g,t,s} + \Delta \bar{P}_{w,t,s} - \Delta P_{L,t,s} \right) \end{aligned} \quad (29)$$

除此之外，频率响应阶段约束还包括火电机组功率暂态约束和爬坡速率约束，以及海上风电场功率暂态约束，可分别表示如下：

$$R_{D,g} \leq \frac{\Delta P_{g,t,s+1} - \Delta P_{g,t,s}}{\Delta t_p} \leq R_{U,g} \quad (30)$$

$$P_g^{\min} \leq \Delta P_{g,t,s} + P_{g,t} \leq P_g^{\max} \quad (31)$$

$$P_w^{\min} \leq \Delta P_{w,t,s} + P_{w,t} \leq P_w^{\max} \quad (32)$$

基于上述频率响应离散方程及约束，可进一步对频率最低点和频率变化率两个频率性能指标进行安全约束，可表示如下：

$$\Delta f_{\text{nadir}}^{\min} \leq \Delta f_{t,s} \leq \Delta f_{\text{nadir}}^{\max} \quad (33)$$

$$R_{\text{ocof}}^{\min} \leq R_{\text{ocof},t,s} \leq R_{\text{ocof}}^{\max} \quad (34)$$

其中， $\Delta f_{\text{nadir}}^{\min}$  和  $\Delta f_{\text{nadir}}^{\max}$  分别表示频率最低点变化的最小值、最大值， $R_{\text{ocof},t,s}$  为第  $t$  时段中第  $s$  时刻的频率变化率， $R_{\text{ocof}}^{\min}$  和  $R_{\text{ocof}}^{\max}$  分别表示频率变化率的最小值、最大值。

综上所述，考虑暂态频率安全约束的海上风电并网系统多阶段优化调度问题可构建如下：

$$\begin{aligned} \min \quad & \mathbf{c}^T \mathbf{x} + \mathbf{d}^T \mathbf{y} + \mathbf{e}^T \mathbf{z}_t \\ \text{s.t.} \quad & \text{机组组合约束(8) - (11)} \\ & \text{经济调度约束(13) - (18)} \\ & \text{频率响应约束(20) - (21) (24) - (34)} \end{aligned} \quad (35)$$

### 3 多阶段随机优化问题快速求解方法

由于本文所构建优化问题(35)规模大，采用现有的商业求解器进行直接求解效率不佳。由于该问题具有显著的多阶段决策与耦合约束特征，本文采用一种嵌套式 Benders 解耦求解算法，以实现问题的加速求解。

#### 3.1 嵌套式 Benders 求解算法

Benders 解耦算法通过构造松弛的多面体来近似表示第二和第三阶段的优化问题，多面体构造通过前向步骤和后向步骤的重复迭代实现最优解的逼近。前向步骤通过分别求解各阶段问题，获得原问题的上下界，后向步骤通过对偶问题的求解，获得各阶段问题中需新添加的割集。

1) 前向步骤

在第  $m$  次迭代过程中，构建如下主问题：

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{x} \in \mathcal{X}, \eta} \quad & \mathbf{c}^T \mathbf{x} + \pi \eta \\ \text{s.t.} \quad & \eta \geq \lambda^{n,T} (\mathbf{h}^{m-1} - \mathbf{A}^{m-1} \xi - \mathbf{C}^{m-1} \mathbf{x}), \forall n \in \mathcal{O}_f^{m-1} \\ & 0 \geq \mu^{n,T} (\mathbf{h}^{m-1} - \mathbf{A}^{m-1} \xi - \mathbf{C}^{m-1} \mathbf{x}), \forall n \in \mathcal{F}_f^{m-1} \end{aligned} \quad (36)$$

其中， $\pi$  为权重系数， $\eta$  为辅助变量， $\xi$  表示随机变量， $\mathcal{X}$  表示决策变量  $\mathbf{x}$  的可行解空间， $\mathbf{h}^{m-1}$  表示常数向量， $\mathbf{A}^{m-1}$ 、 $\mathbf{C}^{m-1}$  表示第二阶段约束集合在第  $m-1$  次迭代时对应的系数矩阵， $\mathcal{O}_f^{m-1}$  与  $\mathcal{F}_f^{m-1}$  为第二阶段优化问题在第  $m-1$  次迭代时的割集与可行割集； $\lambda^{n,T}$  与  $\mu^{n,T}$  表示在约束条件为  $n$  下的拉格朗日乘子转置向量，通过后向步骤中求解问题(36)获得。基于主问题求解获得原问题最优解下界：

$$\text{LB}^m = \max \{ \text{LB}^{m-1}, \mathbf{c}^T \mathbf{x}^m + \pi \eta^m \} \quad (37)$$

其中， $\text{LB}^m$  表示原问题经过  $m$  次迭代后的最优解下界。

将给定的  $\mathbf{x}^m$  带入如下松弛的第二阶段问题中，可以求得  $\mathbf{y}^m$ ：

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{y} \in \mathcal{Y}(\mathbf{x}^m, \xi), \gamma_t} \quad & \mathbf{d}^T \mathbf{y} + \sum_{t \in T} \gamma_t \\ \text{s.t.} \quad & \gamma_t \geq \mathbf{v}_t^{n,T} (\mathbf{g}_t - \mathbf{K}_t \xi - \mathbf{M}_t \mathbf{x}^m - \mathbf{N}_t \mathbf{y}), \forall n \in \mathcal{O}_s^{m-1} \\ & 0 \geq \mathbf{v}_t^{n,T} (\mathbf{g}_t - \mathbf{K}_t \xi - \mathbf{M}_t \mathbf{x}^m - \mathbf{N}_t \mathbf{y}), \forall n \in \mathcal{F}_s^{m-1} \end{aligned} \quad (38)$$

其中,  $\gamma_i$  为辅助变量, 用于构建目标函数的第二部分,  $\mathcal{Y}$  表示决策变量  $\mathbf{y}$  的可行解空间,  $\mathbf{g}_i$  表示常数向量,  $\mathbf{M}_i$ 、 $\mathbf{N}_i$ 、 $\mathbf{K}_i$  分别表示第三阶段约束集合中对应的系数矩阵。  $\mathcal{O}_s^{m-1}$  和  $\mathcal{F}_s^{m-1}$  表示第三阶段优化问题在第  $m-1$  次迭代时的割集与可行割集。  $\mathbf{v}_i^{n,T}$  与  $\mathbf{v}_i^{n,T}$  表示在第  $t$  时段, 约束条件为  $n$  下的拉格朗日乘子转置向量, 通过后向步骤中求解问题(36)获得。

基于给定的  $\mathbf{x}^m$  与  $\mathbf{y}^m$ , 通过求解第三阶段问题可以检查其可行性或获得原问题最优解的上界, 上界的更新方法如下:

$$\text{UB}^m = \min \left\{ \text{UB}^{m-1}, \mathbf{c}^T \mathbf{x}^m + \pi \left[ \mathbf{d}^T \mathbf{y}^m + \sum_{i \in \mathcal{T}} \mathbf{e}_i^T \mathbf{z}_i^m \right] \right\} \quad (39)$$

其中,  $\text{UB}^m$  为原问题经过  $m$  次迭代后的最优解上界。

## 2) 后向步骤

为了逼近最优解, 需要在后向步骤中生成可行割与最优割对优化问题(36)和(38)所构造的多面体进行更新。在第  $m$  次迭代中, 基于给定的  $\mathbf{x}^m$  与  $\mathbf{y}^m$ , 构造如下的第三阶段对偶问题:

$$\begin{aligned} \max_{\mathbf{v}_i \geq 0} & \left( \mathbf{g}_i - \mathbf{K}_i \xi - \mathbf{M}_i \mathbf{x}^m - \mathbf{N}_i \mathbf{y}^m \right)^T \mathbf{v}_i \\ \text{s.t.} & \quad \mathbf{O}_i^T \mathbf{v}_i = \mathbf{e}_i \end{aligned} \quad (40)$$

其中,  $\mathbf{O}_i$  表示第三阶段约束集合中对应的系数矩阵,  $\mathbf{e}_i$  表示第  $t$  时段的惩罚成本系数。

考虑到频率约束, 第三阶段优化问题不是一个完全追索问题, 不一定有可行解。当对偶优化问题存在最优解时, 加入  $\mathbf{v}_i^{n,T}$  对应的最优割; 当对偶问题无界, 即优化问题不可行时, 则加入  $\mathbf{v}_i^{n,T}$  所对应的可行割。基于给定的  $\mathbf{v}_i^{n,T}$  与  $\mathbf{v}_i^{n,T}$ , 对第二与第三阶段间的耦合约束进行如下更新:

$$\begin{aligned} \mathcal{O}_s^m &= \mathcal{O}_s^{m-1} \cup \{ \mathbf{v}_i^m \} \\ \mathcal{F}_s^m &= \mathcal{F}_s^{m-1} \cup \{ \mathbf{v}_i^m \} \\ \mathbf{C}^m &= \left[ \mathbf{C}^{m-1}; \mathbf{v}_i^{m,T} \mathbf{M}_i; \mathbf{v}_i^{m,T} \mathbf{M}_i, \forall t \in \mathcal{T} \right] \\ \mathbf{W}^m &= \left[ \mathbf{W}^{m-1}; \mathbf{v}_i^{m,T} \mathbf{N}_i; \mathbf{v}_i^{m,T} \mathbf{M}_i, \forall t \in \mathcal{T} \right] \\ \mathbf{A}^m &= \left[ \mathbf{A}^{m-1}; \mathbf{v}_i^{m,T} \mathbf{K}_i; \mathbf{v}_i^{m,T} \mathbf{K}_i, \forall t \in \mathcal{T} \right] \\ \mathbf{h}^m &= \left[ \mathbf{h}^{m-1}; \mathbf{v}_i^{m,T} \mathbf{g}_i - \gamma_i^m; \mathbf{v}_i^{m,T} \mathbf{g}_i, \forall t \in \mathcal{T} \right] \end{aligned} \quad (41)$$

其中,  $\mathcal{O}_s^m$  和  $\mathcal{F}_s^m$  表示第三阶段优化问题最优与可行割集,  $\mathbf{C}^m$ 、 $\mathbf{W}^m$ 、 $\mathbf{A}^m$ 、 $\mathbf{h}^m$  表示第二阶段约束集合中更新后的系数矩阵。

采用更新完成后的系数矩阵, 求解第二阶段的对偶优化问题:

$$\begin{aligned} \max_{\lambda^m \geq 0} & \left( \mathbf{h}^m - \mathbf{A}^m \xi - \mathbf{C}^m \mathbf{x}^m \right)^T \lambda^m \\ \text{s.t.} & \quad \mathbf{W}^{m,T} \lambda^m = \mathbf{d} \end{aligned} \quad (42)$$

其中,  $\lambda^m$  为对偶变量, 表示在第二阶段优化问题中的拉格朗日乘子向量。

同理, 第二阶段优化问题也不是完全追索问题, 当对偶问题存在最优解时, 加入对偶变量  $\lambda^m$  对应的最优割, 当对偶问题无界时, 加入对偶变量  $\mu^m$  对应的可行割。对第一阶段和第二阶段优化问题间的耦合约束进行如下更新:

$$\begin{aligned} \mathcal{O}_f^m &= \mathcal{O}_f^{m-1} \cup \{ \lambda_i^m \} \\ \mathcal{F}_f^m &= \mathcal{F}_f^{m-1} \cup \{ \mu_i^m \} \end{aligned} \quad (43)$$

其中,  $\mathcal{O}_f^m$  和  $\mathcal{F}_f^m$  表示第二阶段优化问题最优与可行割集,  $\lambda_i^m$  和  $\mu_i^m$  分别表示第  $m$  次迭代过程中生成的最优割和可行割。

## 3.2 部分原切平面割

由于 Benders 解耦算法的收敛效率由所构建多面体决定, 如后续步骤所示, 多面体由问题的极点和极射线构成。然而, 构造第二、第三阶段优化问题对应的多面体所需割集数量庞大, 使得优化问题的收敛速度慢。考虑到行列生成算法在求解随机优化问题中的有效性, 在主问题的求解中加入了第二阶段优化问题的原切平面割, 加入原切平面割后的主问题如下所示:

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{x} \in \mathcal{X}, \eta, \mathbf{y}} & \quad \mathbf{c}^T \mathbf{x} + \pi \eta \\ \text{s.t.} & \quad \eta \geq \lambda^{n,T} \left( \mathbf{h}^{m-1} - \mathbf{A}^{m-1} \xi - \mathbf{C}^{m-1} \mathbf{x} \right), \forall n \in \mathcal{O}_f^{m-1} \\ & \quad 0 \geq \mu^{n,T} \left( \mathbf{h}^{m-1} - \mathbf{A}^{m-1} \xi - \mathbf{C}^{m-1} \mathbf{x} \right), \forall n \in \mathcal{F}_f^{m-1} \\ & \quad \eta \geq \mathbf{d}^T \mathbf{y} \\ & \quad \mathbf{C}^0 \mathbf{x} + \mathbf{W}^0 \mathbf{y} \geq \mathbf{h}^0 - \mathbf{A}^0 \xi \end{aligned} \quad (44)$$

其中,  $\mathbf{C}^0$ 、 $\mathbf{W}^0$ 、 $\mathbf{A}^0$ 、 $\mathbf{h}^0$  表示加入原切平面割后主问题约束集合更新后的系数矩阵。

## 4 算例分析

### 4.1 算例介绍

为验证所提频率安全约束下海上风电并网系统多阶段随机优化调度方法在改善系统动态频率方面的有效性, 构建含有 6 台总装机容量 5000 MW 火电机组和 1 个装机容量为 2000 MW 的海上风电场的大规模海上风电并网系统, 并采用负荷阶跃扰动方式计算第三阶段频率响应性能指标, 量化频率安全约束。在 MATLAB 2024a 软件平台基础上, 通过调用 Gurobi 11.0.1 求解器, 对上述优化问题求解计算。仿真实验所使用的工作站处理器为 13th Gen Intel(R) Core(TM)



i9-13950HX @2.20 GHz, 内存 128 GB。针对两个不同场景进行算例分析, 验证所提调度策略的有效性。

4.2 不同场景下结果分析

4.2.1 海上风电场主动频率支撑对电力系统调度频率安全性能提升

海上风电场主动频率支撑, 能够降低系统调度成本、提升频率安全性能, 为验证该有效性, 设计并对比 2 种不同方案下的电力系统调度结果, 其中, 方案 1 考虑海上风电场主动频率支撑, 方案 2 不考虑海上风电场主动频率支撑。

在频率安全约束条件下, 图 2 为海上风电并网系统机组启停方案对比结果, 在考虑海上风电主动频率支撑后, 机组开机频次明显减少, 从 87 小时降低至 68 小时, 其中, G3 机组在第 10-18 时段可停机, G5 机组在第 11-18 时段可停机, 有效降低了机组启停和发电成本。进一步地, 火电机组和海上风电场出力情况如图 3 所示, 在第 10-18 时段内, 在不考虑海上风电主动频率支撑情况下, G4 和 G5 机组有功出力接近最小运行功率, 其主要功能为参与调频, 减小频率最低点和最大频率变化率, 而该部分机组发电成本高, 这在一定程度上也增加了调度成本。如表 1 所示, 考虑海上风电主动频率支撑后, 成本降低了 3.35%, 同时, 海上风电弃风率从 9.56%降低至 9.17%, 在一定程度上提高了海上风电的可再生能源利用率。

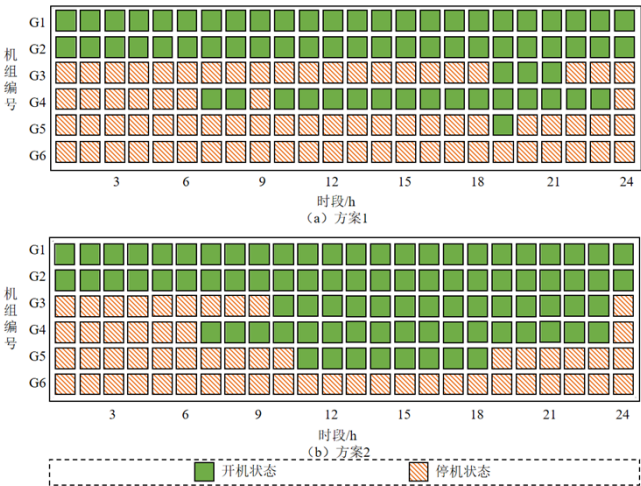


图 2 不同策略下的机组启停方案  
Fig.2 Unit states of different schemes

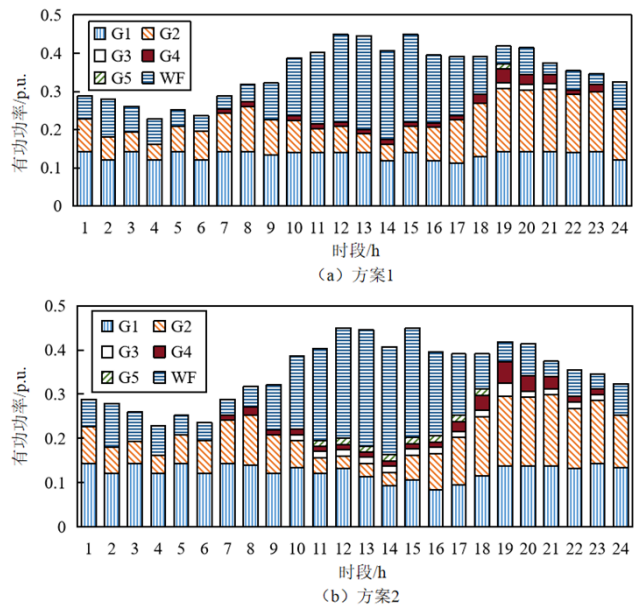


图 3 不同策略下的机组出力情况  
Fig.3 Power output of different schemes

表 1 2 种不同策略下的调度结果对比

策略	成本(\$)	成本降低	弃风率	弃风率降低
方案 1	379811	3.35%	9.17%	4.05%
方案 2	392956	-	9.56%	-

图 4 对比了不同策略下的系统频率最低点和最大频率变化率分布情况。可以发现, 在第 8 时段以后, 方案 1 的系统频率最低点均能达到频率安全约束边界 -0.02 p.u., 而方案 2 中频率性能指标与安全约束边界偏离次数较多, 表明方案 1 通过利用海上风电主动频率支撑的灵活性, 充分挖掘系统调控裕度, 有效避免了过度约束现象, 降低了系统运行成本。

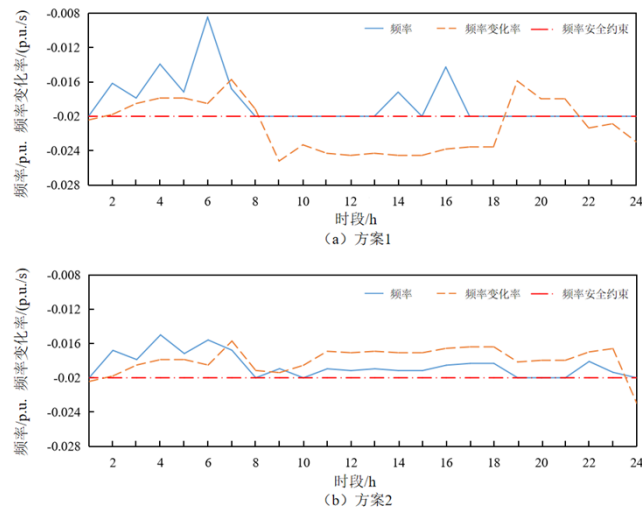


图 4 不同策略下的频率最低点和最大频率变化率  
Fig.4 Frequency nadir and RoCoF of different schemes

为进一步验证上述结果及有效性, 图 5 给出了第 12 时段内的频率响应过程曲线, 图 5(a)-(d)分别为方案 2 机组频率响应功率变化曲线、频率性能曲线和方案

1 机组频率响应功率变化曲线、频率性能曲线。结果表明,所构建的第三阶段频率暂态响应模型能够精确计算各机组功率响应,可以有效处理频率响应过程中的机组爬坡、出力饱和等暂态约束问题,相比直接采用频率最低点和最大频率变化率解析解,暂态响应模型所获得的频率性能指标更为精确,延拓性强,对提高系统频率安全具有重要意义。此外,如图 2 和图 3 所示,为保证此时频率最低点安全约束,方案 2 额外开启了 G3 和 G5 机组,经济调度运行功率均为 0.0143 p.u.,即两台机组的最小可运行功率。因此,G3 和 G5 机组仅为辅助调频而开启,产生了额外的启停机成本,并承担了具有高发电成本的 0.0286 p.u.有功功率。

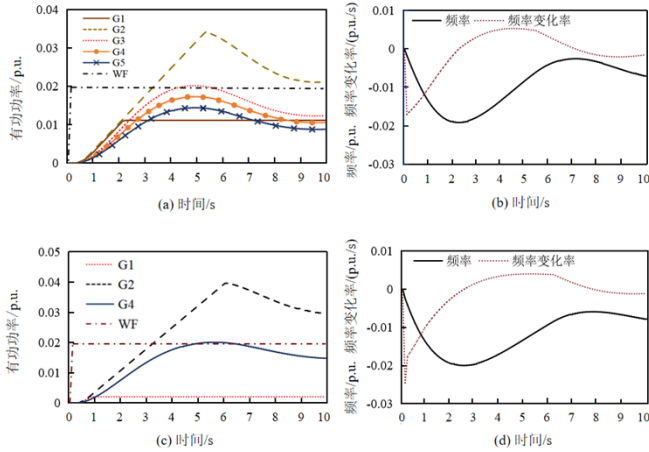


图 5 第 12 时段系统频率响应结果

Fig.5 Frequency response results at 12 h

#### 4.2.2 弃风率约束对海上风电场主动频率支撑下电力系统调度结果的影响分析

海上风电减载能够为电力系统调频提供充足的备用容量,也正因如此,可能发生过度减载造成可再生能源的严重浪费,合理的弃风率约束对可再生能源高效利用具有重要意义。因此,设计 3 种不同方案,分别计算海上风电场主动频率支撑下电力系统机组组合和经济调度结果,分析在不同弃风率约束对海上风电并网系统调度策略的影响规律,其中,方案 1~方案 3 弃风率约束分别为 8%、5%、2%。

不同弃风率约束下,随着弃风率约束范围的减小,可用于调频的海上风电容量受到制约,系统将开启额外火电机组用以支撑频率调节,以满足频率最低点和频率变化率等频率安全约束。如图 6 所示,在第 10~17 时段,当弃风率约束为 3% 时,系统额外开启 G3 机组以满足频率安全约束。在第 12 时段,弃风率约束为 3% 和 5% 时,由于海上风电无法提供充分的频率支撑,系统均开启了 G3 机组,其发电成本高于 G1、G2 和 G4 机组,运行于功率下限,仅承担调频作用,增加了调度成本。如图 6 所示,对比不同方案下的系统频率最低点和最大频率变化率情况,在第 12 时段,由于 G3

机组的开启,方案 2 和方案 3 的系统最大频率变化率明显提升。

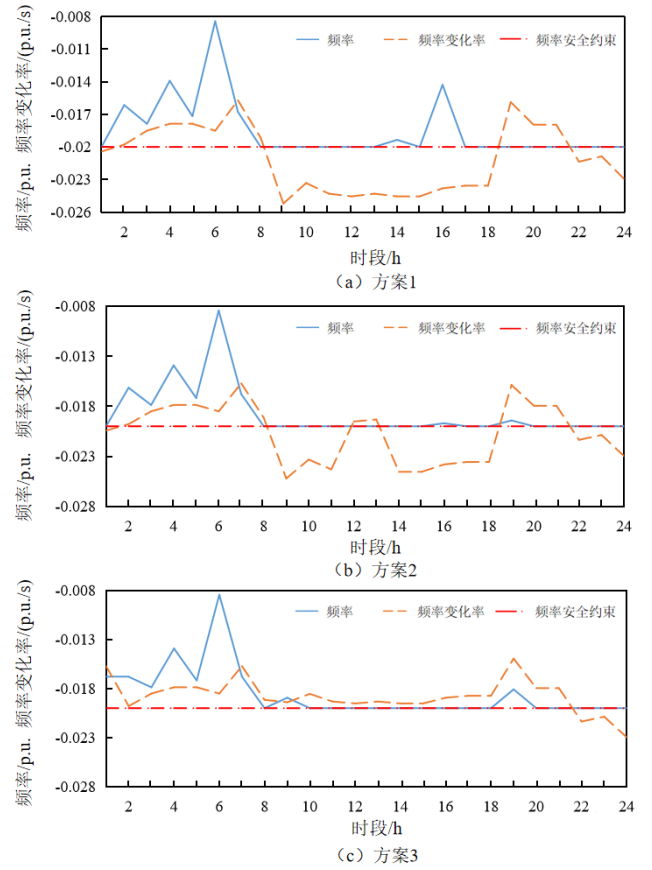


图 6 3 种不同策略下的频率最低点和最大频率变化率

Fig.6 Frequency nadir and RoCoF of three different schemes

图 7 为不同弃风率约束下各时段弃风率分布曲线。随着系统总弃风率约束范围的减小,海上风电在各个时段的调度结果变化趋势基本一致,但在某些关键时段有明显不同,这直接影响了系统机组启停状态。

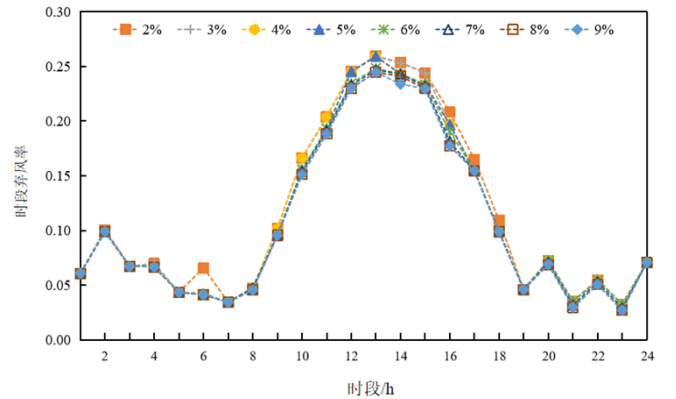


图 7 不同弃风率约束下每时段弃风率

Fig.7 Curves of wind power curtailment under different curtailment constraints

## 5 结论

针对大规模海上风电并网系统引发的频率安全问题,构建海上风电和火电机组共同参与调频的动态频

率响应模型，并设计具有暂态特性的频率安全约束表征，进而改进完成多阶段优化调度模型，利用嵌套式 Benders 解耦方法提高求解效率。通过算例仿真结果进行分析，验证了所提模型及方法的有效性，主要结论如下：

(1) 将频率暂态响应过程作为频率安全约束表征，重构多阶段机组组合和经济调度框架，能够准确计算频率最低点及最大频率变化率等特性，解决机组饱和约束、速率约束等容易造成系统频率特性解析形式准确性下降、频率安全约束失效的问题。

(2) 提出将弃风率约束作为海上风电并网系统优化调度约束之一，能够改善以调度成本单目标优化可能导致的海上风电减载率过高的问题，有效提高可再生能源利用率。

(3) 基于部分原切平面割的嵌套式 Benders 解耦求解算法，可以解决所构建的考虑频率暂态响应过程的多阶段优化调度问题中的大规模计算问题，并通过算例仿真验证了所提模型及算法的有效性。

### 参考文献：

- [1] Kirkegaard J K, Rudolph D P, Nyborg S, et al. Tackling grand challenges in wind energy through a socio-technical perspective[J]. *Nature Energy*, 2023, 8(7): 655-664.
- [2] Qi Xiao, Madonski R, Huang Congzhi, et al. Tracking-differentiator-based dynamic virtual inertial control of offshore wind power plant for frequency regulation[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2022, 141: 108150.
- [3] 张程铭, 柳璐, 程浩忠, 等. 考虑频率安全的电力系统规划与运行优化研究综述与展望[J]. *电网技术*, 2022, 46(1): 250-265.  
Zhang Chengming, Liu Lu, Cheng Haozhong, et al. Review and prospects of planning and operation optimization for electrical power systems considering frequency security[J]. *Power System Technology*[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(1): 250-265.
- [4] 叶婧, 林宇琦, 张磊, 等. 考虑负荷侧惯量不确定性的机组组合[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2024, 36(07): 11-21.  
Ye Jing, Lin Yuqi, Zhang Lei, et al. Unit commitment considering load-side inertia uncertainty[J]. *Proceedings of the CSU-EPSA*, 2024, 36(07): 11-21.
- [5] Yang Yang, Peng J C, Ye Chengjin, et al. A criterion and stochastic unit commitment towards frequency resilience of power systems[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2022, 37(1): 640-652.
- [6] Shi Qingxin, Li Fangxing, Cui Hantao. Analytical method to aggregate multi-machine SFR model with applications in power system dynamic studies[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, 33(6): 6355-6367.
- [7] Ahmadi H, Ghasemi H. Security-constrained unit commitment with linearized system frequency limit constraints[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2014, 29(4): 1536-1545.
- [8] Badesa L, Teng Fei, Strbac G. Simultaneous scheduling of multiple frequency services in stochastic unit commitment[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2019, 34(5): 3858-3868.
- [9] Yuan Yiping, Zhang Yao, Wang Jianxue, et al. Enhanced frequency-constrained unit commitment considering variable-droop frequency control from converter-based generator[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2023, 38(2): 1094-1110.
- [10] 毛颖群, 张建平, 程浩忠, 等. 考虑频率安全约束及风电综合惯性控制的电力系统机组组合[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(11): 61-70.  
Mao Yingqun, Zhang Jianping, Cheng Haozhong, et al. Unit commitment of a power system considering frequency safety constraint and wind power integrated inertial control[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(11): 61-70.
- [11] 王博, 杨德友, 蔡国伟. 大规模风电并网条件下考虑动态频率约束的机组组合[J]. *电网技术*, 2020, 44(7): 2513-2519.  
Wang Bo, Yang Deyou, Cai Guowei. Dynamic frequency constraint unit commitment in large-scale windpower grid connection[J]. *(Power System Technology)*[J]. *Power System Technology*, 2020, 44(7): 2513-2519.
- [12] 蔡国伟, 钟超, 吴刚, 等. 考虑风电机组超速减载与惯量控制的电力系统机组组合策略[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(16): 134-142.  
Cai Guowei, Zhong Chao, Wu Gang, et al. Unit commitment strategy of power system considering overspeed load reduction and inertia control of wind turbine[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(16): 134-142.
- [13] Zare M, Malekpour M, Azizipanah-Abarghooee R, et al. Stochastic unit commitment to determine frequency response ramp rate including wind turbines with synthetic inertia and virtual synchronous generator[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2023, 152: 109272.
- [14] Li Hao, Qiao Ying, Lu Zongxiang, et al. Frequency-constrained stochastic planning towards a high renewable target considering frequency response support from wind power[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2021, 36(5): 4632-4644.
- [15] 王廷涛, 苗世洪, 姚福星, 等. 计及动态频率响应约束的高比例风电电力系统日前-日内联合调度策略[J]. *中国电机工程学报*, 2024, 44(7): 2590-2604.  
Wang Tingtao, Miao Shihong, Yao Fuxing, et al. Day-ahead and intra-day joint dispatch strategy of high proportion wind power system considering dynamic frequency response constraints[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(7): 2590-2604.
- [16] Zhang Zhi, Zhou Ming, Wu Zhaoyuan, et al. A frequency

---

security constrained scheduling approach considering wind farm providing frequency support and reserve[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2022, 13(2): 1086-1100.

**作者简介:**

寇燕妮（1991— ），女，硕士，高级工程师，研究方向为电力系统的优化调度，965700948@qq.com;

赵子瑞（2002— ），男，硕士研究生，研究方向为海上风电、抽水蓄能的优化调度，2427865645@qq.com;

李燕平（1987— ），女，硕士，高级工程师，研究方向为电力系统的优化调度，kathrine1987@126.com 。