

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.231361

海上风电场经柔直送出系统的虚拟导纳中频振荡抑制策略

聂永辉¹, 张瑞东¹, 周勤勇², 高磊²

(1. 东北电力大学, 吉林 吉林 132012; 2. 中国电力科学研究院有限公司, 北京 100192)

摘要: 随着柔性直流输电技术在远海风电的广泛应用, 海上换流站接入远海风电场时出现了中频振荡现象, 严重危害系统安全稳定运行。为此, 提出了一种基于虚拟导纳的中频振荡抑制策略。首先, 采用模块化状态空间法建立了海上风电场经柔直送出系统的小信号模型。然后, 采用参与因子分析方法揭示了影响中频振荡的关键因素, 并分析了各关键因素对中频振荡的影响特性。在此基础上, 提出在柔直控制系统中添加虚拟导纳的阻尼控制策略, 并基于阻尼控制器对中频、LCL 振荡的差异影响划分了控制器参数的稳定域。最后, 在 Matlab/Simulink 中搭建时域仿真模型。结果表明, 所提策略在系统不同运行工况下均可有效抑制中频振荡, 提高了系统稳定性。

关键词: 海上风电场; 柔性直流; 中频振荡; 模块化状态空间法; 虚拟导纳

Virtual admittance control strategy for medium-frequency oscillation in an offshore wind farm when connected to a VSC-HVDC

NIE Yonghui¹, ZHANG Ruidong¹, ZHOU Qinyong², GAO Lei²

(1. Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China; 2. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China)

Abstract: With the widespread application of flexible DC transmission technology (VSC-HVDC) in offshore wind power engineering, medium-frequency oscillation (MFO) may occur when offshore converter stations are connected to offshore wind farms, seriously endangering the safe and stable operation of the system. Therefore, a virtual admittance-based MFO suppression strategy is proposed. First, a modular state space method is used to establish a small signal model of offshore wind farm when connected to a VSC-HVDC. Then, the participation factor analysis method is used to reveal the key factors affecting the MFO, and the impact characteristics of each key factor on the MFO are analyzed. Based on this, a damping control strategy is proposed to add virtual admittance to the VSC-HVDC control system. The stable range of the controller parameters is divided based on the differential influence of the damping controller on MFO and LCL oscillations. Finally, a time-domain simulation model is built in Matlab/Simulink. The simulation results show that the proposed strategy can effectively suppress MFO and improve system stability in different system operating conditions.

This work is supported by the Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (No. 5100-202355407A-3-2-ZN).

Key words: offshore wind farms; VSC-HVDC; MFO; modular state space method; virtual admittance

0 引言

随着近海风电资源开发趋于饱和, 海上风电正在向远海发展。柔性直流输电技术可以满足远距离输电的电压支撑和无功补偿的技术需求, 已经成为远距离海上风电并网的首选方案^[1-2]。随着柔性直流输电技术在远海风电工程中的应用, 风电输电系统的可控性获得提高, 但也引入了新的风险^[3]。

目前, 国内外多个远海柔直工程在接入海上风电场时均出现了振荡频率为 100~500 Hz 的中频振荡现象, 如德国北海 BorWin1 柔直工程在海上直驱风场接入时, 出现了 250~350 Hz 中频振荡现象, 导致换流站滤波电容爆炸^[4]。江苏如东工程海上换流站在连接海上风电场时也出现 320 Hz 中频振荡现象^[5]。目前我国多条远海风电柔直并网工程已进入可行论证阶段, 随着未来更多的远海风电工程投运, 中频振荡现象可能会更加频繁的发生。中频振荡不仅会引起系统电压发散失稳、换流器闭锁跳闸, 还会导致新能源场站滤波器设备因过大的中频谐波电

基金项目: 国家电网公司科技项目资助 (5100-202355407A-3-2-ZN)

压而损坏^[6]。因此, 研究海上风电场经柔直送出系统中中频振荡特性及抑制策略具有科学和工程意义。

近年来, 国内外学者对风电场经柔直送出时出现的振荡频率为数赫兹至百赫兹的次同步振荡、500 Hz 至数千赫兹的高频振荡进行了大量研究, 主要聚焦于其建模、机理、稳定判据^[7-8]及抑制策略方面。研究方法主要为状态空间法和阻抗法^[9], 阻抗法分析系统稳定性较适用于定性分析, 不易实现定量评估。而状态空间法通过计算参与因子和绘制振荡模态特征根轨迹图可准确实现系统的定量评估。由于电力电子变流器具备多时间尺度的特征, 而次同步、高频振荡分别属于慢、快时间尺度稳定性问题^[10]。因此建立次同步、高频振荡小信号模型时仅需要考虑所研究时间尺度所对应的环节, 而其他时间尺度所对应的环节可以适当的简化等效。文献[11-12]研究次同步振荡时, 忽略了柔直系统的大链路延时以及控制系统的前馈滤波环节; 文献[13]研究高频振荡时, 忽略了柔直控制外环环节。此外, 由于高频振荡与风电场相关环节无关, 因此建立高频振荡小信号模型时可将整个风电场等效为电流源。中频振荡时间尺度介于次同步、高频振荡时间尺度之间, 快、慢时间尺度环节都可能影响中频振荡, 为此需建立较完整的海上风电场经柔直送出系统模型, 以正确揭示中频振荡特性。

基于风电场经柔直送出系统小信号模型, 风电场经柔直送出系统的次同步、高频振荡机理逐渐被揭示。文献[14]指出风电场经柔直送出系统次同步振荡机理为风电场锁相环(phase-locked loop, PLL)与柔直控制电压外环产生交互作用。文献[15]指出高频振荡只受柔直系统影响, 柔直系统的控制链路延时使系统阻抗在高频段呈现负阻尼特性, 易与交流线路分布电容相互作用而产生高频振荡。而目前对于中频振荡机理的研究滞留于将中频与高频划分在一起的阶段, 即认为两者振荡机理相似。但实际工程经验表明, 中频振荡稳定性不仅受柔直系统的影响, 还受风电场相关环节影响。此外, 文献[16]证明了风电场 PLL 只对次同步振荡有较大影响。表

明中频振荡机理不同于次同步振荡机理。综上, 中频振荡机理较次同步振荡、高频振荡机理均有较大差异, 值得进一步研究。

随着次同步、高频振荡机理逐渐清晰, 相关文献提出多种无源阻尼、有源阻尼^[17-19]抑制措施。有源阻尼因控制灵活简便、成本较低等优势迅速发展。其中, 虚拟导纳、虚拟阻抗控制对较宽的频段谐振有良好的抑制效果, 然而上述文献在选定阻尼控制器参数时, 认为参数之间互不影响, 忽略了各个参数之间的耦合关系, 这可能使阻尼控制器的性能达不到最优。此外, 当阻尼控制器参数设置不当时, 可能会引发新的振荡。

综上, 本文针对海上风电场经柔直送出系统中中频振荡稳定性分析及抑制策略进行研究, 主要工作如下所述。

1) 现有次同步、高频振荡小信号模型并不适用于研究中频振荡。本文建立了可用于分析中频振荡的海上风电场经柔直送出系统状态空间模型。

2) 现阶段认为中频、高频振荡机理相似。本文通过对比接入风电场和不接入风电场的系统模型特征值, 以及分析系统次同步、中频、高频模态参与因子, 说明海上风电场经柔直送出系统中中频振荡不同于高频、次同步振荡, 三者振荡机理有较大差异, 进而分析了关键影响因素对中频振荡的影响。

3) 提出在柔直控制系统中添加虚拟导纳的中频振荡阻尼控制策略, 基于阻尼控制器对系统中频、LCL 振荡的差异影响划分了控制器参数域。

1 海上风电场经柔直送出系统模型

1.1 海上风电场经柔直送出系统结构

海上风电场经柔直送出系统结构如图 1 所示。海上风电场内含 250 台单机容量为 4 MW 的风电机组, 风电场经过两级升压变接入交流公共连接点(point of common coupling, PCC), 再通过 220 kV 交流海缆汇至海上换流站。海上换流站配置了联接变, 联接变电压等级为 220 kV/416 kV, 柔直系统总容量为 1100 MW。各个变量定义如下: p_s 为风电场机

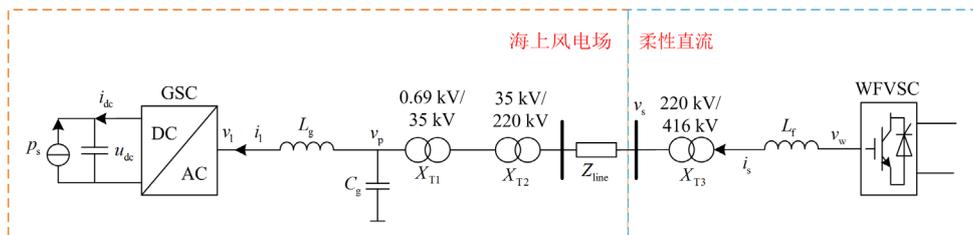


图 1 海上风电场经柔直送出系统结构图

Fig. 1 Structural diagram of offshore wind farm through VSC-HVDC system

侧输出有功功率； u_{dc} 为风电场直流母线电压； v_1 、 i_1 分别为网侧换流器输出电压、电流； v_p 为风电场 PCC 点电压； L_g 、 C_g 分别为滤波电感、电容； Z_{line} 为交流海缆阻抗； v_s 为柔直 PCC 点电压； X_{T1} 、 X_{T2} 分别为两级升压变漏抗； X_{T3} 为联接变漏抗； L_f 为桥臂电感； v_w 、 i_s 分别为柔直换流器输出电压、电流。风电场模型分为多机聚合与单机聚合模型，因本文重点分析风电场与柔直之间的交互作用，所以风电场采用单机聚合模型。同时，由于直流电容的解耦作用^[20]，因此将风电场机侧等效为电流源。

1.2 系统小信号模型

本文采用模块化状态空间法建立系统小信号模型。即建立系统各环节的子模型，再通过连接各子模型间输入输出以形成整个系统状态空间模型。系统快、慢时间尺度环节都可能影响中频振荡，为此需建立较完整的海上风电场经柔直送出系统模型。本文的系统架构与文献[12]类似，但文献[12]为研究次同步振荡问题，对系统模型做出了合理的简化。因此本文只列出补充的元器件数学模型，其他元器件模型详见文献[12]。

1.2.1 建模所用坐标系

在连接子模块时，需保证所连接的子模块处于同一坐标系下。本文系统建模基于 2 个坐标系：恒定的 xy 坐标系、PLL 输出相角 θ 决定的 dq 旋转坐标系。其中，WFVSC 采用 V/F 控制，控制系统坐标系直接给定且不变，GSC 控制系统坐标系随 θ 变化。因此，系统的主电路部分及柔直系统建于 xy 坐标系，GSC 控制部分建于 dq 坐标系。两者的转换关系如式(1)所示。下文中下标含有“ x ”或“ y ”为各变量在 xy 坐标系下的 x 轴或 y 轴分量；下标含有“ d ”或“ q ”为各变量在 dq 坐标系下的 d 轴或 q 轴分量；“ \mathbf{x} ”、“ \mathbf{u} ”、“ \mathbf{y} ”分别表示各环节的状态变量、输入变量、输出变量；“ Δ ”表示小信号扰动；下标“ref”表示各变量的参考值。

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x}_d \\ \Delta \mathbf{x}_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x}_x \\ \Delta \mathbf{x}_y \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{x}_{y0} \\ -\mathbf{x}_{x0} \end{bmatrix} \Delta \theta \quad (1)$$

式中： \mathbf{x}_{x0} 为状态变量在 x 轴的初值； \mathbf{x}_{y0} 为输出变量在 y 轴的初值。

1.2.2 二阶低通滤波器模型

在实际工程中，为了滤除电网中的高次谐波，需要对进入风电场网侧换流器(grid side converter, GSC)、柔直侧换流器(wind farm voltage source converter, WFVSC)控制系统的电气信号进行滤波。本文用二阶低通滤波器模拟滤波装置，以 GSC 控制系统滤波器为例，二阶低通滤波器模型如式(2)所示。

$$\begin{cases} \Delta \dot{\mathbf{x}}_f = \mathbf{A}_f \Delta \mathbf{x}_f + \mathbf{B}_f \Delta \mathbf{u}_f \\ \Delta \mathbf{y}_f = \mathbf{C}_f \Delta \mathbf{x}_f \end{cases} \quad (2)$$

式中： $\mathbf{x}_f = [x_{fd} \ i_{fd} \ x_{fq} \ i_{fq} \ x_{fpd} \ v_{pfd} \ x_{fpq} \ v_{pfq}]^T$ ，其中 x_{fd} 、 x_{fp} 为积分环节状态变量， v_{sf} 、 i_{sf} 分别为 v_s 、 i_s 经 WFVSC 滤波器滤波后的变量； $\mathbf{u}_f = [i_{ld} \ i_{lq} \ v_{pd} \ v_{pq}]^T$ ； $\mathbf{A}_f = \begin{bmatrix} -2\zeta w_c & -w_c \\ w_c & 0 \end{bmatrix}$ ； $\mathbf{B}_f = \begin{bmatrix} w_c \\ 0 \end{bmatrix}$ ； $\mathbf{C}_f = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix}$ ； w_c 为滤波器带宽； ζ 为阻尼比； $\mathbf{y}_f = [i_{ld} \ i_{lq} \ v_{pfd} \ v_{pfq}]^T$ 。

1.2.3 交流输电线路模型

本文在时域模型中，长交流输电线路采用分布式模型。为了在小信号模型中更好地模拟输电线路的性能，本文采用 N 个 π 型等效模型串联模拟输电线路。 N 可以由式(3)来确定^[21-22]。

$$f_{\max} = \frac{N}{8L\sqrt{L_{line}C_{line}}} \quad (3)$$

式中： f_{\max} 为奈奎斯特频率； L 为输电线路的距离； L_{line} 、 C_{line} 分别为单位长度输电线路的电感与电容。

本文输电线路参数为： $L=15 \text{ km}$ ， $L_{line}=0.46 \text{ mH/km}$ ， $C_{line}=0.126 \text{ }\mu\text{F/km}$ 。通过式(3)确定 N 为 3，但为了更准确模拟输电线路性能，本文采用 5 个 π 型等效电路串联模型模拟输电线路。确定 N 的值后，输电线路模型如式(4)所示。

$$\begin{cases} \Delta \dot{\mathbf{x}}_{line} = \mathbf{A}_{line} \Delta \mathbf{x}_{line} + \mathbf{B}_{line} \Delta \mathbf{u}_{line} \\ \Delta \mathbf{y}_{line} = \mathbf{C}_{line} \Delta \mathbf{x}_{line} + \mathbf{D}_{line} \Delta \mathbf{u}_{line} \end{cases} \quad (4)$$

式中： \mathbf{A}_{line} 、 \mathbf{B}_{line} 、 \mathbf{C}_{line} 、 \mathbf{D}_{line} 分别表示输电线路状态空间模型中的状态矩阵、控制矩阵、输出矩阵、前馈矩阵； $\mathbf{x}_{line} = [i_{tx} \ i_{ty} \ i_{n1x} \ i_{n1y} \ v_{n1x} \ v_{n1y} \ \cdots \ i_{n5x} \ i_{n5y} \ v_{n5x} \ v_{n5y}]^T$ ，其中 i_t 为流经变压器的电流， i_{ni} 、 v_{ni} 分别为第 i ($i=1,2,\dots,5$) 个 π 型等效电路的节点电流、电压； $\mathbf{u}_{line} = [i_{sx} \ i_{sy} \ v_{px} \ v_{py}]^T$ ； $\mathbf{y}_{line} = [i_{tx} \ i_{ty} \ v_{sx} \ v_{sy}]^T$ 。考虑到 5 个 π 型等效电路串联模型是单个 π 型等效电路的拓展，本文不再赘述输电线路模型的具体状态空间模型。

1.2.4 延时环节模型

本文 WFVSC 的控制延时为 $400 \text{ }\mu\text{s}$ ，属于大链路延时，而链路延时为无理函数。针对大链路延时的线性化处理，本文采用 Pade 近似等效，选取合理的 Pade 阶数是准确模拟大链路延时的关键。虽然 Pade 阶数越高准确性越高，但系统方程阶数也会随之增加，增加特征值计算的复杂性。本文的研究对象为中频振荡，最终选取 4 阶 Pade 等效延时环节。

考虑到文章篇幅, Pade 等效延时环节的详细模型本文不再给出, 其详细模型可见文献[18]。

1.3 整体模型及其验证

基于图 1 系统结构, 建立各环节的状态空间模型, 各环节的输入与输出如图 2 所示, v_{sf} 、 i_{sf} 分别

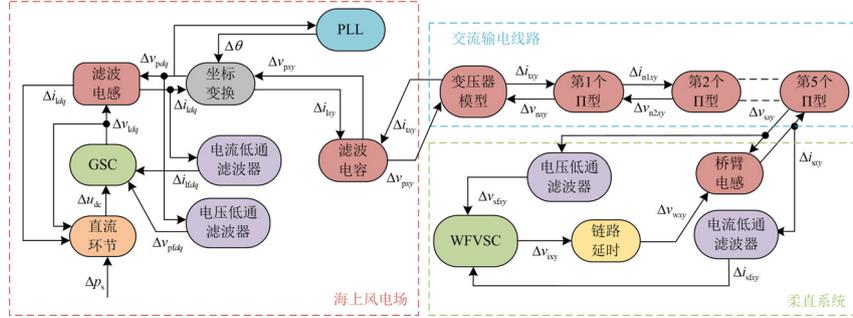


图 2 模块化模型连接示意图

Fig. 2 Modular model connection diagram

为了验证所建系统小信号模型的准确性, 在 Matlab/Simulink 中搭建系统时域仿真模型, 系统详细参数如表 1 和表 2 所示。系统初始有功功率为 1.0 p.u., 设置在 3 s 时有功率阶跃至 0.75 p.u., 时域仿真模型与小信号模型的 u_{dc} 、 i_{sx} 阶跃波形对比分别如图 3(a)和图 3(b)所示。可以看出曲线拟合程度较高, 验证了所建系统模型的准确性。

表 1 海上风电场主要参数

Table 1 Main parameters of offshore wind farms

| 参数 | 数值 | 参数 | 数值 |
|-------------------|-------|-----------------------|------|
| 滤波电感 L_g /p.u. | 0.08 | 外环比例系数 k_{pdc} | 1 |
| 滤波电容 C_g /p.u. | 0.03 | 内环比例系数 k_{pg} | 1 |
| 变压器漏抗 X_{T1} /H | 0.07 | PLL 比例系数 k_{p_pll} | 32 |
| 变压器漏抗 X_{T2} /H | 0.105 | 滤波器截止频率/Hz | 1000 |

表 2 柔直系统主要参数

Table 2 Main parameters of VSC-HVDC

| 参数 | 数值 | 参数 | 数值 |
|-------------------|-------|-----------------|------|
| 直流电压/kV | 400 | 外环比例系数 k_{pv} | 1 |
| 桥臂电感 L_r /H | 0.133 | 内环比例系数 k_{pc} | 1.2 |
| 变压器漏抗 X_{T3} /H | 0.17 | 滤波器截止频率/Hz | 1000 |

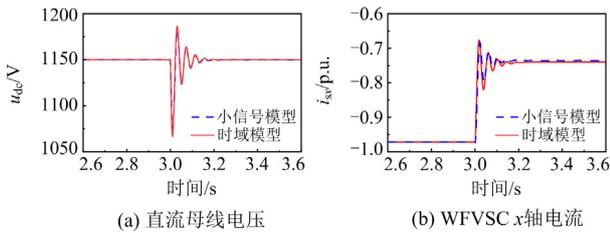


图 3 阶跃曲线对比

Fig. 3 Comparison of step curves

为 v_s 、 i_s 经 WVFSC 滤波器滤波后的电压、电流; 整体系统模型可用式(5)表示为

$$\Delta \dot{\mathbf{x}}_w = \mathbf{A}_w \Delta \mathbf{x}_w + \mathbf{B}_w \Delta \mathbf{u}_w \quad (5)$$

式中: \mathbf{x}_w 为整个系统的状态变量, 共 64 阶;

$$\mathbf{u}_w = [p_s \ u_{dc\text{ref}} \ i_{lq\text{ref}} \ v_{sx\text{ref}} \ v_{sy\text{ref}}]^T.$$

2 海上风电场经柔直送出系统中频振荡影响因素分析

2.1 海上风电场的接入对中频振荡的影响

本节通过对比接入风电场和不接入风电场的系统模型特征值与时域仿真结果, 说明海上风电场经柔直送出系统中频振荡稳定性分析中考虑风电场动态的必要性。其中, 接入风电场的模型考虑风电场动态特性, 模型采用 1.3 节描述的数学模型; 不接入风电场的模型中, 风电场用等效电流源替代。按照表 1、表 2 所述的系统相关参数, 对两种系统模型进行特征值计算, 主振荡模态结果如表 3 所示。

表 3 不同工况下主振荡模态结果

Table 3 Main oscillation mode results under different operating conditions

| 主振荡模态 | 特征值 | 频率/Hz |
|--------|-------------------|--------|
| 不考虑风电场 | $-174 \pm j1204$ | 191.76 |
| 考虑风电场 | $10.53 \pm j1274$ | 202.69 |

对两种系统模型进行时域仿真, 模型设置如下: 有功功率均为 1.0 p.u., 在 0.9 s 时将 GSC 控制内环比例系数 k_{pg} 从 0.5 提升到 1 以激发振荡。两种系统的有功功率时域仿真波形如图 4 所示。从图 4 中可以看出, 不考虑风电场动态时, 系统处于稳态; 当考虑风电场动态时, 系统在 1.5 s 开始振荡, 并最终形成等幅振荡, 振荡频率为 202 Hz, 与特征值计算结果相同。

从特征值计算和时域仿真结果可知, 当海上换流站接入风电场时会出现中频振荡现象, 中频振荡

模态受海上风电场和柔直换流站共同影响，且海上风电场的接入系统中频振荡带来极大的负阻尼。

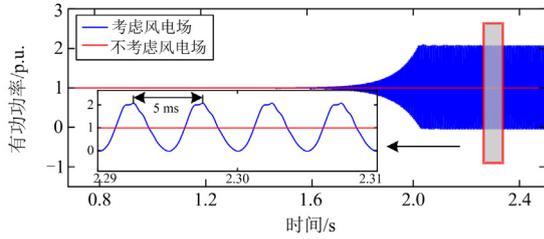


图4 有功功率波形

Fig. 4 Active power waveform

2.2 参与因子分析

对完整的系统动态模型进行特征值计算并求解振荡模态的参与因子(归一为最大值)，本文主要关注3对振荡模态，3对振荡模态的参与因子如表4与图5所示。

模态1为振荡频率202.69 Hz的中频振荡，实部为正，是系统的主振荡模态。模态1主要受WFVSC控制电流内环、WFVSC电流前馈滤波、GSC电流前馈滤波、GSC控制电流内环、WFVSC链路延时环节影响。模态2振荡频率为1322 Hz，属于由链路延时引发的高频振荡模态。模态2主要受WFVSC链路延时、控制电流内环环节影响。模态3振荡频率为24.82 Hz，属于由PLL引发的次同步振荡模态。模态3主要受风电场PLL、WFVSC y轴控制电压外环、变压器y轴电流环节影响。

从以上分析可知，海上风电场经柔直送出系统中频振荡与次同步振荡机理皆为风电场与柔直系统发生交互作用，但两者发生交互作用的环节不同，中频振荡脱离了PLL的影响。而高频振荡只受柔

表4 3种振荡模态及主要参与因子

Table 4 Three oscillation modes and main participation factors

| 模态 | 特征值 | 振荡类型 | 振荡主导环节 |
|----|-------------------|-------|------------|
| 1 | $10.53 \pm j1274$ | 中频振荡 | WFVSC 电流内环 |
| 2 | $-8214 \pm j8273$ | 高频振荡 | WFVSC 链路延时 |
| 3 | $-58.6 \pm j156$ | 次同步振荡 | 风电场 PLL |

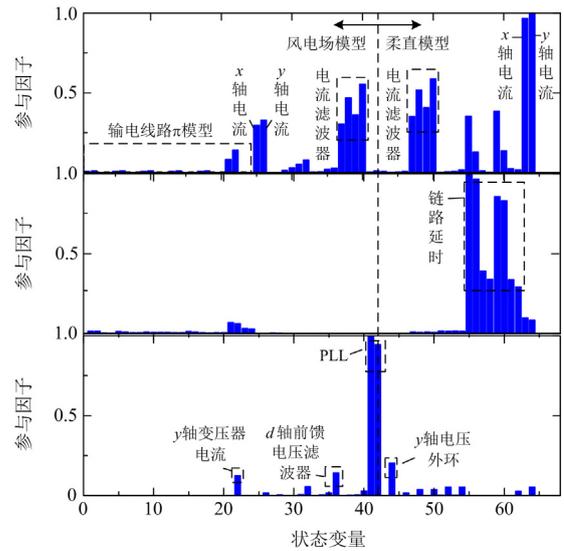


图5 参与因子

Fig. 5 Participation factors

直系统相关环节和交流输电线路参数的影响。综上，中频振荡的主导影响因素较次同步振荡、高频振荡均有较大差别，需进一步研究系统参数对中频振荡的影响。

3 系统参数对中频振荡稳定性的影响

3.1 海上风电场参数的影响

海上风电场 GSC 控制内环比例系数 k_{pg} 、PLL 比例系数 k_{p_pll} 、滤波电感 L_g 、滤波电容 C_g 对中频振荡的影响分别如图6(a)—图6(d)所示。

图6(a)中， k_{pg} 以步长0.01从0.1增大到2，其他参数不变。随着 k_{pg} 的增大，主模态1向右半平面移动，阻尼减小且振荡频率逐步增大，并在 $k_{pg} = 0.95$ 时进入右半平面，系统失稳；模态3向左半平面移动，阻尼逐渐增大。图6(b)中， k_{p_pll} 从3变化到72，主模态1几乎不受PLL的影响，模态3随着 k_{p_pll} 的增大阻尼逐渐增大，表明PLL只影响

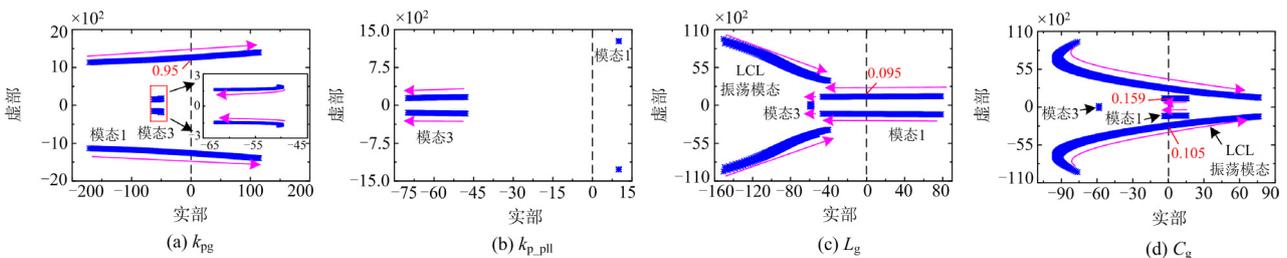


图6 海上风电场参数对系统中频振荡的影响

Fig. 6 Impact of offshore wind farm parameters on system MFO

系统的次同步振荡。

图 6(c)中, L_g 从 0.008 p.u.增大到 0.16 p.u., 图 6(d)中, C_g 从 0.003 p.u.增大到 0.18 p.u.。主模态 1 向左半平面移动, 阻尼增大; 耦合特征根 $\lambda_{35,36}$ 、 $\lambda_{37,38}$ (参与因子一致, 共振频率约为 862 Hz)向右半平面移动, 阻尼减弱, 对耦合特征根 $\lambda_{35,36}$ 、 $\lambda_{37,38}$ 进行参与因子分析, 发现其受风电场 LC 滤波器、柔直桥臂电感影响, 属于 LCL 谐振^[23]; 模态 3 几乎不受 LC 滤波器参数的影响。以上分析表明, 适当增大 LC 滤波器的参数可有效改善系统中频振荡的阻尼, 但过大的 LC 滤波器参数易引发 LCL 谐振。

3.2 柔直系统参数的影响

柔直系统 WFVSC 控制内环比例系数 k_{pc} 、链路延时 T_s 、前馈电流滤波器截止频率 f_{fil-c} 、控制外环比例系数 k_{pv} 对中频振荡的影响分别如图 7(a)—图 7(d)所示。

图 7(a)中, k_{pc} 从 0.1 增大到 2, 其他参数不变。 k_{pc} 对主模态 1、模态 3 的影响同 k_{pg} 对其的影响大致相同; 模态 2 向右半平面移动, 阻尼减小。以上分析表明, 适当减小 k_{pg} 、 k_{pc} 可有效改善系统中频振荡的阻尼, 但过小的 k_{pg} 、 k_{pc} 不仅会使系统的动态性能变弱且可能引发次同步振荡。图 7(b)中, T_s 从 40 μ s 增加到 600 μ s, 其他参数不变。主模态 1、模态 2 受 T_s 影响较大, 快速向右半平面移动。在 $T_s = 372 \mu$ s 时主模态 1 进入右半平面; 模态 3 几乎不受 T_s 的影响。表明 T_s 只影响系统的中高频振荡, T_s 越大, 中高频振荡的阻尼越小。

图 7(c)研究控制内环前馈电流低通滤波器带宽 f_{fil-c} 对中频振荡的影响, 由于 GSC 前馈电流低通滤波器与 WFVSC 前馈电流低通滤波器对中频振荡的影响类似, 考虑到文章篇幅, 本文只给出柔直系统前馈电流低通滤波器截止频率 f_{fil-c} 对中频振荡的影响。 f_{fil-c} 从 0 Hz 增加到 2000 Hz, 其他参数不变。

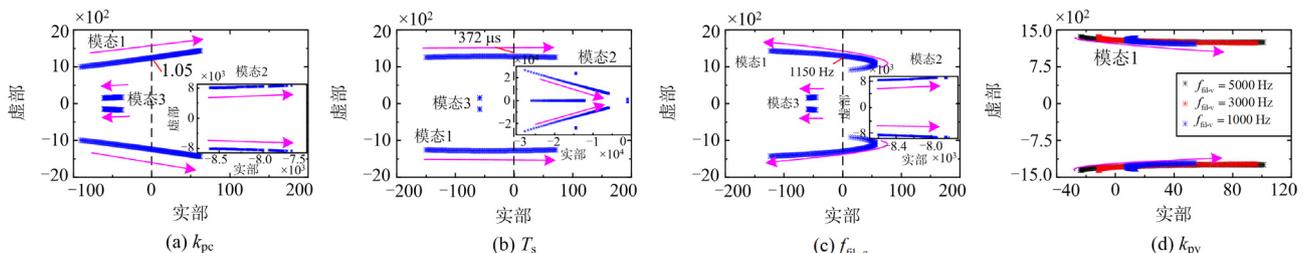


图 7 柔直系统参数对系统中频振荡的影响

Fig. 7 Impact of VSC-HVDC parameters on system MFO

主模态 1、模态 2 阻尼变化较大, 随着 f_{fil-c} 逐渐增加, 模态 1 先向右移动, 当 $f_{fil-c} = 400$ Hz 时向左半平面移动, 并在 $f_{fil-c} = 1150$ Hz 进入左半平面, 模态 1 阻尼先减小后增大, 振荡频率一直增大; 模态 2 向右移动, 阻尼变弱; 模态 3 阻尼稍许变大。表明增大 f_{fil-c} , 可有效改善系统中频振荡的阻尼, 但会恶化由链路延时引发的高频振荡阻尼。

从参与因子分析可知, 前馈电压低通滤波器对中频振荡的影响较小。但前馈电压低通滤波器截止频率 f_{fil-v} 的变化会影响 k_{pv} 对中频振荡的影响程度。不同 f_{fil-v} 下, k_{pv} 从 0.1 变化到 2, 特征根轨迹如图 7(d)所示。随着 k_{pv} 的增大, 主模态 1 阻尼先增大后减小。随着 f_{fil-v} 增大, 主模态 1 的特征根轨迹实部变化区间增大, 表明 k_{pv} 对主模态 1 的影响程度增大。因此可以通过降低 f_{fil-v} 以降低 k_{pv} 对中频振荡的影响, 从而间接改善中频振荡阻尼。

3.3 时域仿真验证

对上述理论分析进行验证, 模型设置同 2.1 节相同。考虑到文章篇幅, 本文只给出 k_{pg} 、 L_g 、 k_{pc} 、 T_s 对中频振荡影响的时域验证结果, 分别对应图 8(a)—图 8(d)所示。结果表明, 随着 k_{pg} 、 k_{pc} 、 T_s 增加, 系统发生中频振荡的时间不断提前, 表明系统中频振荡阻尼一直变小, 与理论分析结果相同。随着 L_g 增加, 系统发生中频振荡的时间不断滞后甚至消失, 表明系统中频振荡阻尼变大, 与理论分析结果相同。

4 基于虚拟导纳的中频振荡抑制策略

4.1 中频振荡阻尼控制器机理

为了整个系统的安全运行, 需要一种合理的中频振荡抑制策略。基于上述分析, 海上风电场和柔直系统都参与了此次中频振荡, 而由于海上风电场风机众多, 改变每台风机控制策略难以实现。因此, 本文选择在柔直侧设计抑制策略, 在此之前, 需清楚柔直侧阻抗特性对系统的影响。

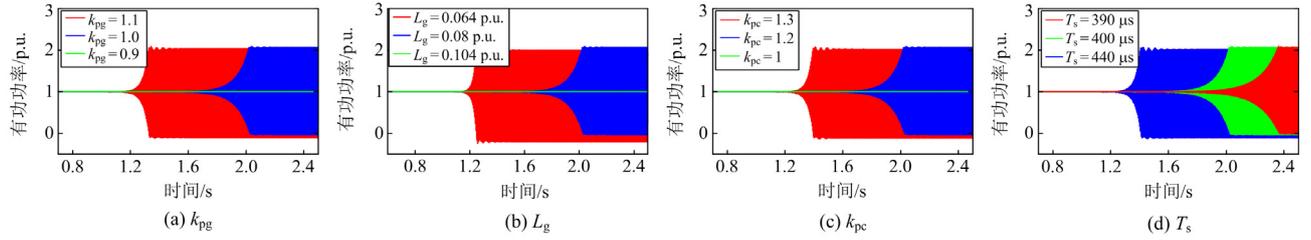


图 8 海上风电场和柔直系统参数对系统中频振荡影响时域仿真验证

Fig. 8 Simulation results of offshore wind farms and VSC-HVDC on system MFO

柔直侧主电路等效电抗(桥臂电抗与变压器漏抗之和)对系统稳定性的影响如图 9(a)所示。主电路等效电抗从 0.05 p.u.变化到 0.5 p.u., 中频振荡模式阻尼变大, LCL 振荡模式阻尼变小, 两者阻尼呈现“此削彼长”的趋势。因此, 增大主电路等效阻抗可有效抑制中频振荡, 但会削弱 LCL 振荡阻尼。考虑到实际情况, 主电路加入阻抗会增加换流站的投资和运行成本, 因此需要将其等效在控制系统中, 即在控制环节中附加虚拟导纳控制器。附加控制器后的 WFVSC 控制环节如图 9(b)所示。阻尼控制器 F_{damp} 由 3 部分组成: 一阶高通滤波器(ω_h 为一阶高通滤波器的截止角频率)、虚拟导纳增益 k 、二阶低通滤波器(f_l 为二阶低通滤波器的截止频率)。

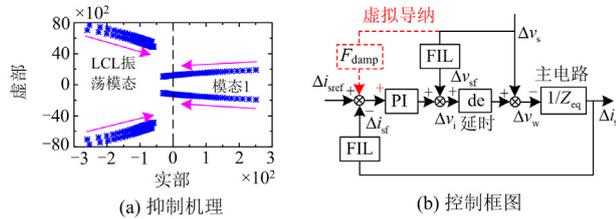


图 9 虚拟导纳控制机理及框图

Fig. 9 Mechanism and block diagram of virtual admittance control

4.2 中频振荡阻尼控制器参数设计

为设计阻尼控制器参数, 首先建立添加抑制措施的系统动态模型, 以 $\omega_h = 700 \text{ rad/s}$ 、 $k = 0.5$ 、 $f_l = 1000 \text{ Hz}$ 为基值。然后通过参与因子筛选出与抑制环节相关的振荡模式, 结果为 LCL 振荡模式和系统的主振荡模式。最后基于根轨迹法研究抑制策略相关参数对中频、LCL 振荡模式的影响。

为研究 k 对中频、LCL 振荡的影响以及 ω_h 与 k 之间的耦合关系。设置 ω_h 依次为 700、1100、1200 rad/s, k 以步长 0.01 从 0 增加到 1, 特征根轨迹如图 10(a)。随着 k 的增大, 主模态 1 逐渐向左半平面移动, LCL 振荡模式向右半平面移动。表明随着 k 的增大, 中频振荡阻尼变大, 但 LCL 振荡模式

的阻尼减小, 并且当 k 取值太大时, LCL 振荡会成为系统的主导振荡。

同时, 由 10(a)可知, ω_h 与 k 之间存在较强的耦合关系。随着 ω_h 增大, 主模态 1 的特征根轨迹实部变化区间先增大后减小; LCL 振荡模式的特征根轨迹实部变化区间变化较小, 表明随着 ω_h 增大, 主模态 1 对 k 的敏感度先增加后减小, 并在 $\omega_h = 1100 \text{ rad/s}$ 附近达到最大, 因此可通过适当增大 ω_h 以增强阻尼控制器对中频振荡阻尼的改善作用。

为研究 f_l 与 k 之间的耦合关系, 设置 f_l 依次为 1000、750、500 Hz, k 以步长 0.01 从 0 增加到 1, 特征根轨迹如图 10(b)。随着 f_l 的减小, 主模态 1、LCL 振荡模式的特征根轨迹实部变化区间都明显减小。表明随着 f_l 的减小, 主模态 1、LCL 振荡模式对 k 的敏感度都降低, 因此, 可通过适当减小 f_l 以弱化阻尼控制器对 LCL 振荡模式阻尼的恶化作用。

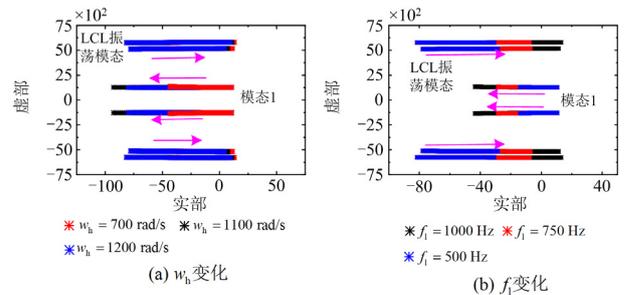


图 10 阻尼控制器增益变化时对稳定性的影响

Fig. 10 Effect of gain change of damping controller on stability

为研究 ω_h 变化时对中频、LCL 振荡的影响, 设置 f_l 、 k 为基值, ω_h 以步长 10 rad/s 从 0 增加到 1000 rad/s, 特征根轨迹如图 11(a)所示。LCL 振荡模式基本不受 ω_h 变化的影响; 主模态 1 随着 ω_h 的增大, 先向左半平面移动再向右半平面移动, 阻尼先变大后减小。表明 ω_h 的取值不宜太大, 否则会使阻尼控制器性能下降。

为研究 f_1 变化时对中频、LCL 振荡的影响, 设置 w_h 、 k 为基值, f_1 以步长 10 Hz 从 0 Hz 增加到 1000 Hz, 特征根轨迹如图 11(b)所示。随着 f_1 的增大, LCL 振荡模态向右半平面移动, 阻尼减小; 主模态 1 向左半平面移动, 阻尼增大。

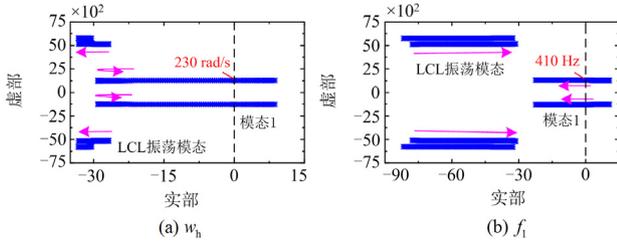


图 11 阻尼控制器滤波器带宽变化时对稳定性的影响

Fig. 11 Impact of filter bandwidth change of damping controller on stability

通过上述分析, w_h 的最佳取值应为 1100 rad/s。

当 f_1 为 500~1000 Hz 时, k 取 0.4~0.8 都可使系统稳定, 但考虑到当 k 取边界值时会使其中一个模态阻尼变为极弱, 所以 k 应取 0.5~0.6 之间。

值得注意的是, 虚拟导纳阻尼控制器本质上是一种“借阻尼”的抑制措施, 以阻尼控制器参数 $k = 0.6$ 、 $w_h = 1100$ rad/s、 $f_1 = 1000$ Hz 为例, 投入阻尼控制器后, LCL 振荡模态阻尼比减小 0.01, 而中频振荡模态阻尼比增加 0.04。所以, 当系统的 LCL 振荡模态阻尼比小于 0.01 时, LCL 振荡模态的正阻尼不足以补充中频振荡的负阻尼。因此, 虚拟导纳阻尼控制器不适用于系统 LCL 振荡模态阻尼极小的场景。

4.3 阻尼控制器时域仿真验证

为验证上述阻尼控制器理论分析的正确性, 在时域仿真模型中设置 3 种工况进行验证。

设置工况 1 验证当阻尼控制器参数取值合理时, 阻尼控制器的有效性。模型设置如下: 在 0.9 s 时将 GSC 控制器电流内环的比例系数 k_{pg} 从 0.5 增大到 1 以激发振荡, 在 2.5 s 时投入虚拟导纳阻尼控制器, 分别在 3 s 和 3.5 s 时将系统有功功率降为 0.75 p.u.、0.5 p.u., 阻尼控制器参数为 $k = 0.5$ 、 $w_h = 1100$ rad/s、 $f_1 = 1000$ Hz, 时域仿真波形如图 12 所示。投入阻尼控制器后, 系统中频振荡迅速被抑制, 并在不同的输出功率下均能稳定运行。验证了本文所提阻尼控制策略及参数选择的正确性。

设置工况 2 验证当导纳增益系数 k 的取值过高时, 系统会引入新的 LCL 振荡。其中阻尼控制器参

数为 $k = 0.95$ 、 $f_1 = 1000$ Hz、 $w_h = 1100$ rad/s, 时域仿真波形及 FFT 分析如图 13 所示。在 3 s 时投入阻尼控制器后, 系统原本 202 Hz 的中频振荡消失, 但出现了新的振荡, 对 PCC 点 A 相电压进行 FFT, 新的振荡频率为 859 Hz, 与理论分析结果相符。

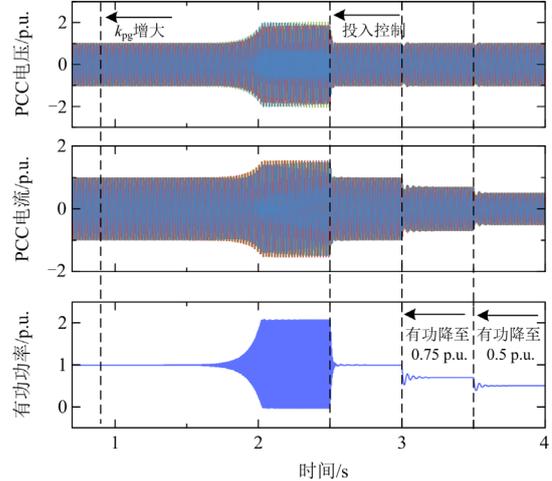
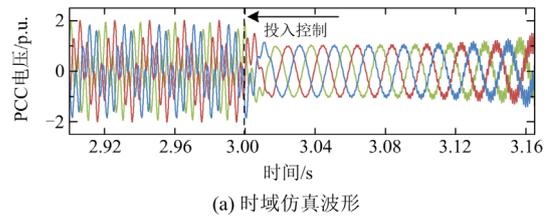
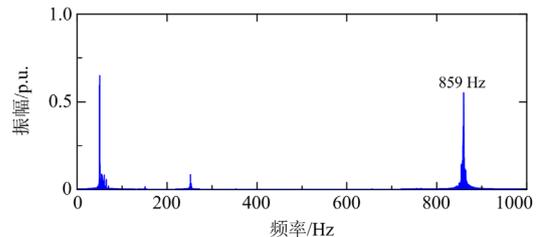


图 12 阻尼控制器的有效性

Fig. 12 Effectiveness of damping controller



(a) 时域仿真波形



(b) FFT 分析

图 13 阻尼控制器引入 LCL 谐振

Fig. 13 Damping controller introducing LCL oscillations

设置工况 3 验证当系统运行工况改变时, 阻尼控制器的有效性。分别改变输电线路长度 L 为 10 km、链路延时 T_s 为 500 μ s, 系统不同运行工况下的时域仿真波形如图 14 所示。随着输电距离的减小、链路延时的增大, 系统中频振荡的阻尼进一步恶化, 但在投入阻尼控制器后, 系统中频振荡仍然能迅速被抑制, 验证了本文所提阻尼控制策略在不同运行工况下均有较好的抑制效果。

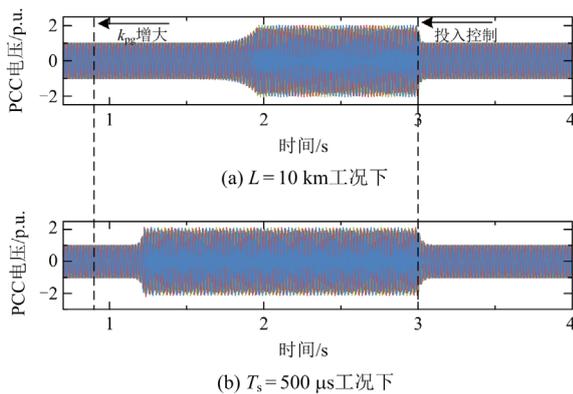


图 14 不同工况下阻尼控制器的有效性

Fig. 14 Effectiveness of damping controller under different operating conditions

5 结论

本文针对远海风电并网工程中频振荡问题开展研究, 得到以下结论。

1) 海上风电场经柔直送出系统中频振荡机理不同于高频振荡机理, 中频振荡稳定性由海上风电场与柔直系统共同影响, 海上风电场的接入会使系统中频振荡模态的阻尼大大减弱, 因此海上风电场经柔直送出系统中频振荡稳定性分析中不可忽略风电场动态。

2) 中频振荡的主导影响因素较次同步振荡、高频振荡均有较大差别。控制内环参数、电流前馈滤波器带宽、WFVSC 大链路延时是影响中频振荡的关键因素, WFVSC 外环对中频振荡的影响强弱与电压前馈滤波器带宽有关。通过优化控制器参数可有效降低中频振荡发生的风险。

3) 提出在柔直系统控制内环添加虚拟导纳的抑制策略, 可有效抑制中频振荡, 但同时会使系统的 LCL 振荡模态阻尼减弱, 因此此抑制策略对于控制器相关参数的匹配度要求较高。

参考文献

- [1] 贾科, 董学正, 李俊涛, 等. 一种适用于海上风电经 MMC-MTDC 并网的电网侧故障穿越方法[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(21): 76-85.
JIA Ke, DONG Xuezheng, LI Juntao, et al. A grid-side fault ride-through method suitable for offshore wind farms connected with MMC-MTDC[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(21): 76-85.
- [2] 苏开元, 董文凯, 邱银锋, 等. 分散式风储一体化系统提升海上油田群电网频率稳定性研究[J]. 中国电力, 2023, 56(5): 163-171.
SU Kaiyuan, DONG Wenkai, QIU Yinfeng, et al. Study

- on using distributed wind-storage integrated system to improve frequency stability of offshore oilfield power systems[J]. Electric Power, 2023, 56(5): 163-171.
- [3] CAI Hui, PENG Zhuyi, ZHU Xingyu, et al. Research on the influence of large scale offshore wind turbines integrated into Jiangsu power system[C/OL] // The 10th Renewable Power Generation Conference, October 14-15, 2021, Online Conference: 59-64.
- [4] BUCHHAGEN C, RAUSCHER C, MENZE A, et al. BorWin1-First experiences with harmonic interactions in converter dominated grids[C] // International ETG Congress, November 17-18, 2015, Bonn, Germany: 1-7.
- [5] 李冠群, 叶华, 宾子君. V/f控制MMC带换流变压器空载充电发生高频振荡的机理分析[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(11): 50-59.
LI Guanqun, YE Hua, BIN Zijun. High-frequency oscillation mechanism analysis of V/f controlled modular multilevel converter charging with converter transformer under no-load condition[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(11): 50-59.
- [6] 程静, 苏乐, 岳雷. 双馈风电并网系统的宽频振荡机理分析与抑制[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(12): 1-13.
CHENG Jing, SU Le, YUE Lei. Mechanism analysis and suppression of broadband oscillation in a DFIG wind power grid-connected system[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(12): 1-13.
- [7] 孙华东, 王一鸣, 高磊, 等. 高比例电力电子电力系统稳定性的统一性判据研究(一): 场站稳定判据[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(5): 1713-1724.
SUN Huadong, WANG Yiming, GAO Lei, et al. Research on unification stability criterion for the power electronics dominated power system (I): criterion of the power-electronic interfaced plant[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(5): 1713-1724.
- [8] 张志强, 李秋彤, 余浩, 等. 海上直驱风电经柔直并网系统的次/超同步振荡特性分析[J]. 上海交通大学学报, 2022, 56(12): 1572-1583.
ZHANG Zhiqiang, LI Qiutong, YU Hao, et al. Analysis of sub/super-synchronous oscillation of direct-drive offshore wind power grid-connected system via VSC-HVDC[J]. Journal of Shanghai Jiaotong University, 2022, 56(12): 1572-1583.
- [9] 李奇南, 夏勇军, 张晓林, 等. 计及电压测量特性的 MMC 中高频阻抗建模及稳定性分析[J]. 中国电力, 2022, 55(5): 84-93.
LI Qinan, XIA Yongjun, ZHANG Xiaolin, et al. Medium-High frequency impedance modeling of MMC

- and system stability analysis considering voltage measurement characteristics[J]. *Electric Power*, 2022, 55(5): 84-93.
- [10] 吴琛, 刘威, 张丹, 等. 基于宽频振荡稳定约束的风电接入容量分析[J]. *电力建设*, 2023, 44(2): 83-91.
WU Chen, LIU Wei, ZHANG Dan, et al. Wind power penetration capacity analysis based on wide-band oscillation constraint[J]. *Electric Power Construction*, 2023, 44(2): 83-91.
- [11] 张思彤, 梁纪峰, 马燕峰, 等. 直驱风电场经柔性直流输电并网的宽频振荡特性分析[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(14): 34-46.
ZHANG Sitong, LIANG Jifeng, MA Yanfeng, et al. Broadband oscillation characteristics analysis of a VSC-HVDC connected direct drive wind farm[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(14): 34-46.
- [12] SHAO Bingbing, ZHAO Shuqiang, YANG Yongheng, et al. Sub-synchronous oscillation characteristics and analysis of direct-drive wind farms with VSC-HVDC systems[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2021, 12(2): 1127-1140.
- [13] 孙银锋, 刘金鑫, 梁栋. 基于附加改进有源滤波器的柔性直流输电系统高频振荡抑制策略[J]. *智慧电力*, 2023, 51(10): 85-92.
SUN Yinfeng, LIU Jinxin, LIANG Dong. High frequency oscillation suppression strategy for flexible HVDC system based on improved active filter[J]. *Smart Power*, 2023, 51(10): 85-92.
- [14] WANG Yifa, ZHAO Chengyong, GUO Chunyi, et al. Dynamics and small signal stability analysis of PMSG-based wind farm with an MMC-HVDC system[J]. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 2020, 6(1): 226-235.
- [15] 赵峥, 李明, 田园园, 等. 江苏如东海上风电柔直工程系统谐振分析与抑制[J]. *电力建设*, 2023, 44(6): 144-152.
ZHAO Zheng, LI Ming, TIAN Yuanyuan, et al. Resonance analysis and suppression in Jiangsu Rudong offshore wind power flexible DC system[J]. *Electric Power Construction*, 2023, 44(6): 144-152.
- [16] YANG Songhao, SHEN Ruixin, SHU Jin, et al. PLL based sub-/super-synchronous resonance damping controller for D-PMSG wind farm integrated power systems[J]. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2022, 37(4): 2370-2384.
- [17] 王玉芝, 王亮. 姜齐荣. 基于 STATCOM 的风电场 SSCI 附加阻尼抑制策略[J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(15): 49-55.
WANG Yuzhi, WANG Liang, JIANG Qirong. STATCOM Based supplementary damping mitigation strategy for subsynchronous control interaction in wind farms[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(15): 49-55.
- [18] LI Yunfeng, HE Jinwei, LIU Yu, et al. Decoupled mitigation control of series resonance and harmonic load current for HAPFs with a modified two-step virtual impedance shaping[J]. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2023, 70(8): 8064-8074.
- [19] WANG Yang, TANG Junmiao, SI Jiandong, et al. Power quality enhancement in islanded microgrids via closed-loop adaptive virtual impedance control[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2023, 8(1): 163-179.
- [20] 尹忠刚, 张迪, 蔡剑, 等. 基于三自由度内模控制的永磁同步电机矢量控制方法[J]. *电工技术学报*, 2017, 32(21): 55-64.
YIN Zhonggang, ZHANG Di, CAI Jian, et al. A vector control method based on three-degree-of-freedom internal model control for permanent magnet synchronous motor[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2017, 32(21): 55-64.
- [21] CHEN H C, CHENG P T, WANG Xiongfei, et al. A Passivity-Based stability analysis of the active damping technique in the offshore wind farm applications[J]. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2018, 54(5): 5074-5082.
- [22] YE Hua, STRUNZ K. Multi-scale and frequency-dependent modeling of electric power transmission lines[J]. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2018, 33(1): 32-41.
- [23] 郑嘉龙, 杨鹤, 陈开宇, 等. LCL 型多逆变器并网系统谐振研究综述[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(21): 177-187.
ZHENG Jialong, YANG Ge, CHEN Kaiyu, et al. An overview on resonance for a multiple LCL-type inverter grid-connected system[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(21): 177-187.

收稿日期: 2023-10-20; 修回日期: 2023-12-24

作者简介:

聂永辉(1970—), 男, 博士, 教授, 主要研究方向为电力系统优化运行及控制; E-mail: yonghui_n@aliyun.com

周勤勇(1977—), 男, 通信作者, 博士, 教授级高级工程师, 研究方向为电力系统规划与分析控制等。E-mail: 3210192055@qq.com

(编辑 张颖)