第 52 卷 第 3 期：1090-1104 高电压技术 Vol.52, No.3: 1090-1104
2026 年 3 月 31 日 High Voltage Engineering March 31, 2026
DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20250235

基于自适应虚拟阻抗的海上风电柔直送出系统宽频振荡抑制方法

杨 煜[1]，吕 敬[1]，韩兴宇[1]，高 磊[1]，李万杰[2]，翟登辉[2]
（1. 电力传输与功率变换控制教育部重点实验室(上海交通大学)，上海 200240;
2. 中国电气装备集团科学技术研究院有限公司，上海 200040）

摘 要：为应对海上风电柔直送出系统工况复杂多变和多模态振荡共存问题，首先利用阻抗分析法揭示了直驱风电场与送端柔直间产生宽频振荡和多模态振荡的机理及关键影响因素；在此基础上，提出了一种基于人工智能的自适应宽频振荡抑制方法，该方法在柔直送端换流器的基本控制器中附加虚拟阻抗环路，通过离线训练以虚拟阻抗阻尼系数和系统运行工况为输入、系统相位裕度为输出的神经网络，并将其用于阻尼系数在线调整，结合宽频振荡分量快速检测，实现宽频振荡的自适应抑制。然后，将该方法进一步扩展到多模态振荡抑制中，基于多通道阻尼参数训练的神经网络完成多通道阻尼系数的在线调整。最后，通过仿真验证了所提宽频振荡自适应抑制方法的有效性。

关键词：海上风电；柔性直流输电；宽频振荡；多模态振荡；人工智能；自适应抑制

Adaptive Virtual Impedance-based Wideband Oscillation Suppression for MMC-HVDC Grid-connected Offshore Wind Farms

YANG Yu[1], LYU Jing[1], HAN Xingyu[1], GAO Lei[1], LI Wanjie[2], ZHAI Denghui[2]
(1. Key Laboratory of Control of Power Transmission and Conversion of Ministry of Education(Shanghai Jiao Tong University), Shanghai 200240, China;
2. China Electric Equipment Research Institute of Science and Technology Co., Ltd., Shanghai 200040, China)

Abstract: To address the challenges posed by the complex and variable operation conditions, as well as the coexistence of multi-mode oscillation in offshore wind farms connected with modular multilevel converter based high-voltage DC (MMC-HVDC) transmission systems, the mechanism and the key influencing factors of the wideband oscillations of the permanent magnet synchronous generator (PMSG)-based wind farm connected with MMC-HVDC were first revealed using the impedance analysis method. On this basis, an artificial intelligence-based adaptive method for suppressing wideband oscillations was then proposed, which integrates a virtual impedance loop into the basic controller of the sending-end MMC. By offline training a neural network that takes the damping coefficient of virtual impedance and system operating conditions as inputs and outputs the system's phase margin, this network is then applied for online adjustment of damping coefficients. Combined with rapid detection of wideband oscillations, adaptive suppression of wideband oscillations is achieved. Furthermore, the method is extended to mitigate multi-mode oscillation by utilizing a neural network trained with multi-channel damping parameters, allowing for the online adjustment of multi-channel damping coefficients. Finally, the effectiveness of the proposed adaptive wideband oscillation suppression method is verified by simulations.

Key words: offshore wind power; flexible DC transmission; wideband oscillation; multi-mode oscillation; artificial intelligence; adaptive suppression

0 引言

《“十四五”可再生能源发展规划》提出，未来我国新能源发展将以“沙戈荒”地区和海上风电为重点，加快建设山东半岛、长三角、闽南等 5 大海上风电基地集群。柔性直流输电技术是目前大规模远海风电送出的主流方案[1-4]。海上风电经柔性直流送出系统是典型的 100%电力电子互联系统，由

基金资助项目：国家自然科学基金(52277195)。
Project supported by National Natural Science Foundation of China (52277195).

于电力电子设备间多控制环节的相互作用，该类系统面临严峻的宽频振荡风险，振荡频率可覆盖数赫兹到数千赫兹范围，严重影响海上风电高效消纳和电网安全稳定运行[5-8]。

目前对风电柔直送出系统振荡问题的产生机理与抑制方法已有较多研究[9-13]，但大多仅针对特定运行工况和特定振荡频段。而实际系统运行工况多变、稳定性影响因素复杂，往往伴随着时变的振荡频率，甚至同时存在多模态振荡[14-16]。这种随机性与时变性导致振荡抑制措施的适应性变差，宽频振荡的高效抑制问题仍然存在较大挑战。

已有研究将振荡抑制与振荡频率检测相结合，根据实时振荡特征做出针对性的调整。文献[17]根据振荡检测数据更新滤波器频率，实现了对海上风电柔直送出系统宽频振荡的自适应抑制，但阻尼系数仍需事先计算。文献[18]在风电场交流母线上附加小容量逆变器，根据振荡检测数据，由自适应阻尼环路生成调制电压，进而抑制系统的次同步振荡；但该方法仅针对次同步振荡，且采用固定的阻尼环路系数，对中高频振荡的适应性难以保证。

近年来，人工智能(artificial intelligence, AI)方法正逐渐应用于电力系统宽频振荡抑制中[19]。基于人工智能的振荡抑制方法大致可分为 3 类：一是基于详细的系统数学模型，运用人工智能算法在特定工况下对参数进行离线寻优[20-22]；二是基于详细的系统数学模型，或者已知参数与系统稳定性之间的大致关系，结合人工智能算法自适应调节参数[23-25]；三是采用人工智能算法设计控制策略，通过与环境的交互直接得到控制信号[26-28]。在第 1 类方法中，文献[20]使用 NSGA-III 算法和 t 分布随机邻域嵌入法搜寻适当的比例积分(proportional-integral, PI)参数以抑制风电场的次同步振荡。文献[21]和文献[22]利用粒子群算法对风电场的控制参数或附加阻尼参数进行寻优，实现了次同步振荡抑制。第 1 类方法仅利用优化算法寻找有限特定工况下的最优参数，若始终采用这组参数不变，则无法适应复杂变化的系统工况。在第 2 类方法中，文献[23]使用模糊控制选择控制参数，达到了抑制次同步振荡的效果，但在制定规则时，若经验规律有误或不适用当前工况，则这些方法的效果也将不甚理想。文献[24]使用人工神经网络建立了并网逆变器控制参数与系统闭环极点之间的映射，当电网强度变弱引发振荡时，使用参数迭代搜索法实时调节控制参数以抑制次/超同步振荡。文献[25]使用神经网络建立控制参数与相位裕度之间的映射，基于奖惩函数实时更新系统控制参数，以保证系统有足够的相位裕度。在第 3 类方法中，文献[26]提出了一种基于数据驱动的静止同步补偿器附加阻尼参数设计和在线调整方法，实现了对风电并网次同步振荡的抑制。文献[27]针对双馈风电机组次同步振荡，提出了一种无固定参数结构的附加阻尼控制器，由控制器直接生成附加控制信号，能有效适应大幅变化的运行工况。第 3 类方法不需要建立详细的系统模型，具有较强的适应性，但难以从理论层面完全证明其稳定性，在实际应用中可靠性可能不足。文献[28]提出了一种基于数据驱动的无模型自适应控制，从理论上验证了该方法的闭环稳定性，但该方法仅针对 10~30 Hz 附近的次同步振荡，对于宽频带振荡抑制的适应性尚待研究。

此外，针对海上风电柔直并网场景，大量电力电子设备之间的复杂交互作用可能导致系统出现多模态振荡共存现象。现有研究主要针对单一振荡模式，仅少量文献提及了多模态振荡共存的案例[29-30]，但均未分析振荡机理。在多模态振荡抑制方面，目前基本思路是采用多通道附加阻尼振荡抑制环节[15]，针对多个可能出现的振荡频段分别设计一个阻尼抑制环路，但由于采用固定的阻尼环路参数，因此在运行工况大范围变化时抑制效果难以保证。

综上，现有 AI 驱动的振荡抑制研究多聚焦于单一频段(如次同步频段)的单一主导模态，并主要针对双馈风电场经串补并网、并网逆变器接入弱电网等简单互联场景，仅考虑有功/无功变化、电网短路比变化等单一工况变化场景进行验证。然而，不同频段振荡的机理及影响因素不同，因此针对单一频段设计的 AI 振荡抑制策略难以适应多工况复杂变化下的宽频振荡问题。同时，直接以 AI 替代控制器或基于 AI 算法在线调整基本控制器参数仍缺乏物理可解释性。为此，本文提出一种基于自适应虚拟阻抗的海上风电柔直送出系统宽频振荡抑制方法，以应对运行工况变化、多模态振荡共存等问题。首先，建立计及负序控制的海上风电柔直送出系统宽频阻抗模型，揭示宽频振荡的产生机理及关键影响因素，并进一步研究多模态振荡共存的机理。在此基础上，提出基于阻尼参数在线调整的自适应宽频振荡抑制方法，并推广到多模态振荡抑制中，所提方法与固定参数有源阻尼法和现有 AI 振荡抑制

方法在抑制思路和优缺点方面的对比如表 1 所示。最后，通过时域仿真验证机理分析的正确性和所提自适应宽频振荡抑制方法的有效性。

1 海上风电柔直送出系统宽频振荡分析

1.1 系统建模

直驱风电场柔直送出系统结构示意图如附录 A 图 A1 所示。其中，直驱风电机组的拓扑与控制如附录 A 图 A2 所示，主电路包含永磁同步发电机、机侧变流器、直流母线电容、网侧变流器。机侧变流器控制电磁转矩，网侧变流器控制直流电压和无功功率，且为应对电网不对称工况，配备了负序电流控制。正负序分离采用附录 A 图 A3 所示的四分之一工频周期延时算法。

柔直送端模块化多电平换流器(modular multi-level converter，MMC)的拓扑和控制结构如附录 A 图 A4 所示，每相上下桥臂由多个子模块组成。交流电压外环与电流内环均考虑负序控制，为风电场提供交流电压源，正负序分离算法与直驱风电机组相同，此外还包含环流抑制器。采用谐波状态空间法建立直驱风电机组和柔直送端 MMC 的阻抗模型，其具体建模过程已在文献[31-32]中详细介绍，这里不再给出，本文在其基础上计及 LC 滤波器和控制延时，并将频段拓宽到 3 kHz。理论计算与仿真测量阻抗的对比结果如附录 A 图 A5 和 A6 所示，可以看到两者在 1~3 kHz 范围内一致性均较好，所建阻抗模型的准确性得到了验证。

1.2 次/超同步振荡分析

系统参数见附录 B 表 B1 和 B2。设直驱风电场出力为 0.7 pu，分别绘制直驱风电场和柔直送端换流站的正/负序阻抗特性曲线，如图 1 所示。由图 1(a)可以看到，直驱风电场和柔直送端换流站的正序阻抗幅频特性曲线在 44.8 Hz 和 56.3 Hz 处存在交点。在相频特性曲线中，由式(1)可以计算得到 2 个交点频率对应的相位裕度均为负，表明系统不稳定。

$$P_{\mathrm{M}}=180°-\left|\angle Z_{\mathrm{MMC}}-\angle Z_{\mathrm{WF}}\right|_{f=f_{\mathrm{c}}} \tag{1}$$

式中：P_{M} 为互联系统的相位裕度；Z_{MMC} 和 Z_{WF} 分别为柔直送端换流站阻抗和直驱风电场阻抗；“∠”表示阻抗相位；f_{c} 为柔直送端换流站和风电场阻抗幅频特性曲线的交点频率。

由图 1(a)可以看出：在 44 Hz 和 56 Hz 附近，直驱风电场阻抗的相位均超出±90°范围，呈现负电阻特性，且与柔直送端换流站阻抗感/容性特性互补。因此，在本文研究的控制结构下，直驱风电场柔直送出系统的次/超同步振荡机理可解释为：直驱风电场的负电阻感/容性特性与柔直送端换流站的容/感性特性交互引发振荡。

为分析互联系统宽频振荡的关键影响因素，定义参数相位裕度灵敏度为：

$$S(p_{\mathrm{i}})=\lim_{\Delta p_{\mathrm{i}}\to 0}\frac{P_{\mathrm{M}}(p_{\mathrm{i}}+\Delta p_{\mathrm{i}})-P_{\mathrm{M}}(p_{\mathrm{i}})}{\Delta p_{\mathrm{i}}/p_{\mathrm{i}}} \tag{2}$$

表 1 不同振荡抑制方法优缺点对比

Table 1 The comparison of advantages and disadvantages of different oscillation suppression methods

方法	基本原理	优点	缺点
固定参数有源阻尼法	基于预设振荡频段设计固定阻尼参数	原理简单，实现容易；可拓展至多模态抑制	依赖系统先验模型；参数固定，难以适应动态工况变化
现有 AI 方法	基于 AI 算法在线调整基本控制器参数或直接生成控制信号	对工况变化适应性强	物理可解释性差；需要大量训练数据
本文所提方法	机理-数据融合的虚拟阻抗自适应调节	兼具工况适应性与物理可解释性；支持宽频带多模态抑制	依赖系统先验模型；需要离线训练数据基础

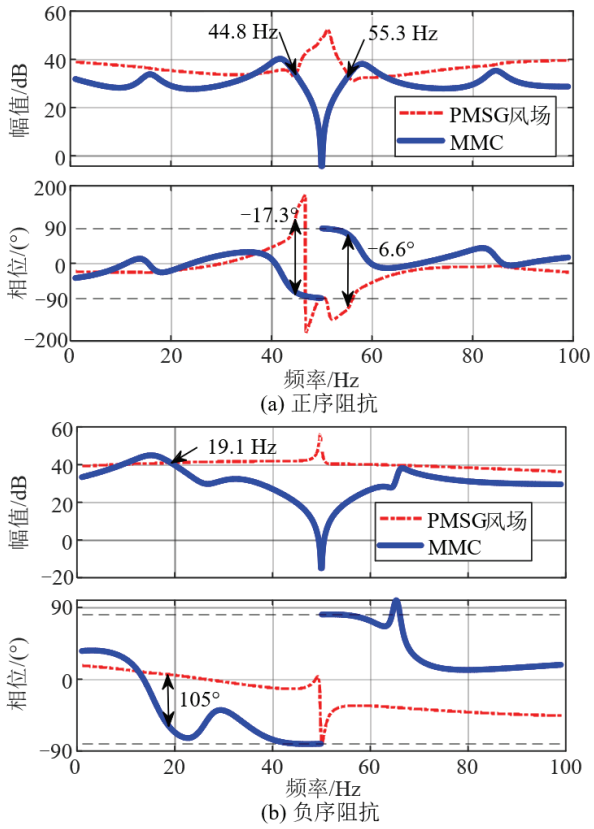


图 1 次/超同步振荡机理分析

Fig.1 Sub- and super-synchronous oscillations (SSO) mechanism analysis

式中：p_i 为互联系统某参数；Δp_i 取为 p_i 的 0.1%；相位裕度灵敏度 S 的模值越大，表示系统稳定性受该环节的影响越大。

针对图 1(a)的次/超同步振荡，计算各控制参数和控制延时的正序相位裕度灵敏度。为比较各参数影响的相对大小，定义参数灵敏度占比 P_{CT} 为：

$$P_{CT}=\frac{|S(p_i)|}{\sum_{i=1}^{N_{um}}|S(p_i)|}\times 100\% \tag{3}$$

式中：N_{um} 为分析的参数数量。

分别计算直驱风电场有功出力为 0.4 pu、0.7 pu 和 1.0 pu 时系统各控制参数的参数灵敏度占比，将计算结果画在图 2 中进行比较，并标注出 P_{CT} 较大的参数，即对次/超同步振荡稳定性影响较大的参数。图 2 中，符号下标首字母 p 和 i 分别代表 PI 控制器的比例系数和积分系数，详细符号定义见附录 B 表 B1 和 B2，分析结论如下所述。

1）风电场侧和柔直侧对互联系统的次/超同步振荡均有较大影响。在风电场侧，风电机组网侧变流器正序电流环比例/积分系数和锁相环比例系数的灵敏度占比较大；在柔直侧，正序电流/电压环积分系数的灵敏度占比较大。

2）随着风电场出力的增大，柔直侧和风场侧主要参数的灵敏度占比变化不大，仅风场侧锁相环比例系数的灵敏度占比略微升高。

综上，直驱风电机组和柔直送端换流器的控制环节均对互联系统次/超同步振荡有较大贡献，故可在风场侧或柔直侧引入附加阻尼控制来抑制系统的次/超同步振荡。

1.3　中高频振荡分析

不论是直驱风电场还是柔直换流站，其正/负序阻抗特性在 100~3 000 Hz 的中高频段内基本一致，因此可仅用正序阻抗来分析风场柔直送出系统的中高频振荡机理及影响因素。

系统参数见附录 B 表 B1 和表 B2。设直驱风电场总体出力为 0.4 pu，输电线路长度为 27 km，绘制直驱风电场与柔直送端换流站的阻抗特性曲线，如图 3 所示。可以看到，两者的阻抗幅频特性曲线在 2 722 Hz 处存在交点，且对应的相位裕度为负，表明系统存在高频振荡风险；其他频率处虽也存在多个交点，但对应的相位裕度均为正，故系统不存在其他频率的振荡模式。

在中高频段，风电场阻抗幅频特性曲线受 LC

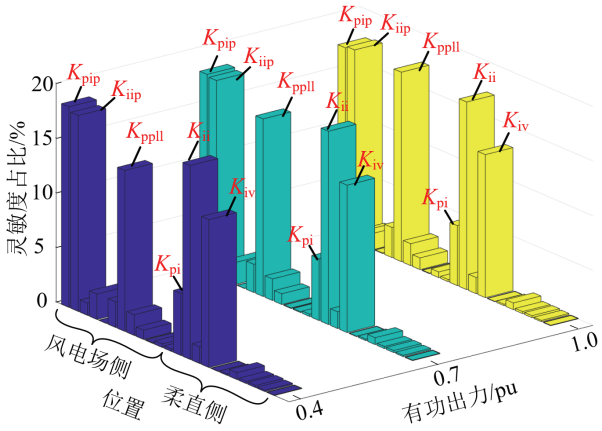


图 2　次/超同步振荡相位裕度灵敏度占比

Fig.2　Phase margin sensitivity ratio of SSO

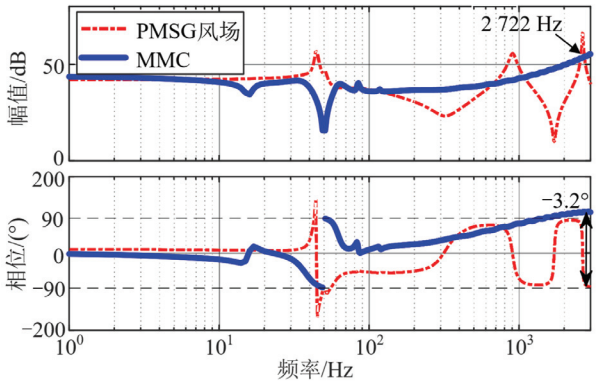


图 3　中高频振荡机理分析

Fig.3　Mid- and high-frequency oscillation (M/HFO) mechanism analysis

滤波器和输电线路影响存在多个谐振峰，谐振峰两侧阻抗相位在感性和容性之间交替变化，各谐振峰均与 MMC 的阻抗幅频特性曲线相交。MMC 受控制延时及电流环的影响，随着频率变大，中高频段阻抗逐渐呈现出感性负电阻特性。在交点 2 722 Hz 附近，直驱风电场的相位接近–90°，呈现强容性特性，而柔直换流站相位大于 90°，呈负电阻感性特性。故直驱风电场经柔直送出系统的中高频振荡机理为：直驱风电场的容性特性与柔直送端换流站的负电阻感性特性交互引发中高频振荡。

针对图 3 的中高频振荡，计算各控制参数及控制延时的参数灵敏度占比，将结果绘制在图 4 中进行比较并标注出 P_{CT} 较大的参数，分析结论如下：

1）柔直侧参数的灵敏度占比远大于风场侧，主要影响因素包括正序电流环、负序电流环和负序电压环的比例系数以及控制延时。风场侧仅控制延时会产生一定影响，其他控制参数则影响很小。

2）在柔直侧，控制延时的灵敏度占比最大，

此外正序电流环、负序电流环和负序电压环的比例系数对互联系统中高频振荡的影响也较大。

综上，风场侧输电线路和 LC 滤波器起主要作用，控制参数对中高频振荡影响很小。而柔直侧的控制环节对中高频振荡有显著贡献，故可在柔直侧引入附加阻尼控制来抑制系统的中高频振荡。

1.4 多模态振荡分析

从对单模态振荡的研究中发现，不同频段振荡的机理、影响因素和触发条件不尽相同且相对独立，互相之间的影响相对较小，可能存在不同频段振荡同时存在的复杂工况。

系统参数见附录 B 表 B1 和表 B2。设直驱风电场总体出力为 1.0 pu，输电线路长度为 27 km，多模态振荡机理分析如图 5 所示。由图 5(a)可以看到，两者阻抗幅频特性曲线在宽频范围内存在多个交点，其中 42.2 Hz、58.2 Hz 交点和 2 722 Hz 交点对应的相位裕度均为负，表明系统同时存在次/超同步振荡和高频振荡风险。同时，在图 5(b)中两者的负序阻抗幅频特性曲线在中高频处存在与正序阻抗同频率的交点，同样存在高频振荡风险。由图 5 可以看出：直驱风电场和柔直送端换流站的阻抗特性在多个频率处感/容性互补，且存在负电阻特性，从而易引发多模态振荡。具体分析过程与单模态振荡分析类似，故本文不再展开。其中，次/超同步振荡主要受风电机组和柔直换流器控制环节的影响，而中高频振荡则主要受柔直换流器的控制环节、控制延时和风电场电气参数影响，两者之间的耦合较小。因此可认为各振荡模态之间相互影响较小，即多模态振荡的影响因素可参考单模态振荡影响因素的分析结果。

本节基于系统阻抗模型和工况信息分析了次/超同步和中高频振荡机理及其关键影响因素，针对特定频段振荡可以设计固定的振荡抑制参数。然而，风电场的运行工况具有随机不确定性，导致振荡风险点也具有随机不确定性，故离线设定好的针对特定工况的振荡抑制参数难以有效应对大范围变化的振荡风险点。因此，有必要采用人工智能方法根据当前系统运行工况在线自适应调整阻尼参数，从而实现宽频振荡的快速抑制。

2 宽频振荡自适应抑制方法

2.1 自适应抑制结构和原理

设计宽频振荡抑制器的关键是首先确定其配置位置，原因是不恰当的位置可能导致抑制效果不佳。由前文的关键影响因素分析结果可知，柔直送端换流器的电流内环对各频段振荡均有较大影响，故本文在柔直送端换流器电流内环上附加虚拟阻抗振荡抑制环节。另外需要说明的是，风电场中风电机组台数较多，如果在每台机组的控制器中附加振荡抑制措施，那么可能难以保证宽频振荡抑制的效果：一方面，实际实施起来较为繁琐，工作量较大；另一方面，单机附加阻尼控制后的风电场整体阻抗特性并不一定是所期望的阻抗特性。

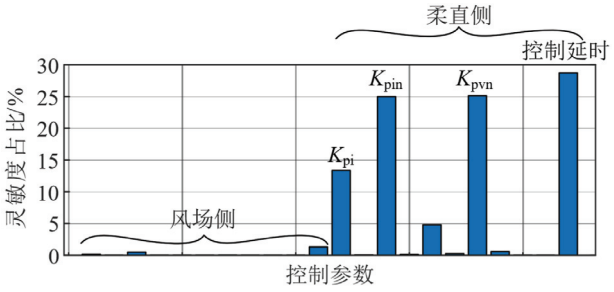


图 4 中高频振荡相位裕度灵敏度占比

Fig.4 Phase margin sensitivity ratio of M/HFO

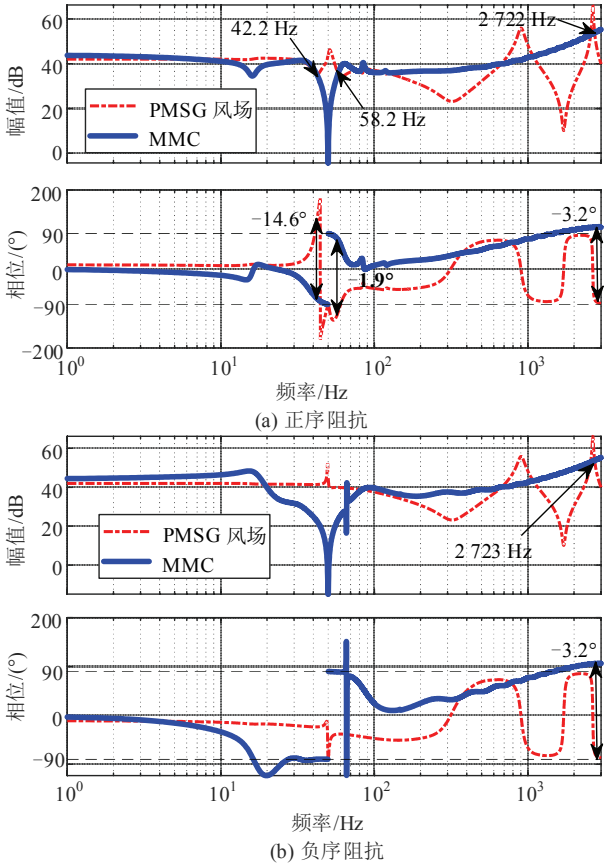


图 5 多模态振荡机理分析

Fig.5 Multi-mode oscillations (MMO) mechanism analysis

本文所提方法通过在送端柔直换流器控制器中附加自适应宽频振荡抑制环节，可实现风电柔直送出系统宽频振荡的自适应抑制。该环节包括虚拟阻抗、振荡频率在线检测和阻尼参数在线更新 3 部分。振荡频率检测模块在线快速检测出振荡频率f_{os}，并更新虚拟阻抗中带通滤波器的中心频率，阻尼参数在线更新模块在线计算出阻尼系数，并更新虚拟阻抗的增益系数 k_b，其整体结构如图 6 所示。

带通滤波器的传递函数为：

$$G_b(s)=\frac{2\zeta\omega_n s}{s^2+2\zeta\omega_n s+\omega_n^2} \tag{4}$$

式中：s 为拉普拉斯算子；ω_n 为中心角频率；ζ为阻尼比。

自适应宽频振荡抑制的具体实施步骤如下所述。

1）建立含虚拟阻抗的风电柔直送出系统宽频阻抗模型，利用阻抗稳定性分析方法计算不同运行工况及虚拟阻抗参数下的系统相位裕度。

2）在一定范围内等间隔选取虚拟阻抗的阻尼系数、带通滤波器中心频率和运行工况作为输入数据，计算对应工况的系统相位裕度作为输出数据，将所有数据分成训练集和测试集并归一化后离线训练神经网络模型。

3）在线采集送端柔直换流器交流侧三相电流数据并记录到缓存中进行宽频振荡分量快速检测，若检测结果表明系统已发生振荡，则将检测频率输出并使能自适应宽频振荡抑制环节。

4）根据检测出的振荡频率在线调整虚拟阻抗带通滤波器的中心频率，进而通过该带通滤波器筛选出柔直侧交流电流中的振荡分量。

5）设定虚拟阻抗中阻尼系数 k_b 的调节范围，将运行工况和在线检测到的振荡频率输入到阻尼参数在线更新模块，通过模块内部的神经网络模型和阻尼参数搜索算法在线搜索阻尼系数并输出。

6）将带通滤波器输出的振荡分量乘以该阻尼系数，然后叠加到送端柔直换流器基本控制器的调制电压中，从而实现宽频振荡的自适应抑制。

其中，步骤 1）、2）为离线训练神经网络的步骤，其流程如图 7 所示。

图 7 中，P_{ro} 为风电场出力数组；N_w 为风电场并网风机台数数组；K_b 为虚拟阻抗的阻尼系数数组，f_n 为虚拟阻抗带通滤波器的中心频率数组；P_M 为相位裕度数组；下标 train 代表训练集数据；下标 test 代表测试集数据。

进一步将阻尼参数在线调整的方法推广到多模态振荡抑制中。以两通道阻尼环路为例，其结构如图 8 所示。图 8 中，f_{os1} 和 f_{os2} 为检测的两种振荡频率，k_{b1} 和 k_{b2} 为两个虚拟阻抗通道的阻尼系数。振荡频率在线检测模块分频段检测振荡频率并更新。阻尼参数在线更新模块在线计算出各虚拟阻抗环路的阻尼系数并更新。每个虚拟阻抗环路的参数都可以根据实时运行工况自适应调整，故自适应多模态宽频振荡抑制方法可以应对多个振荡模态共存且时变的工况。

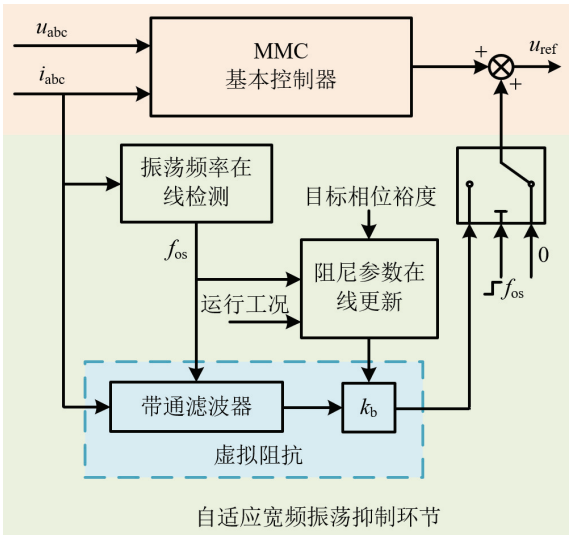


图 6　宽频振荡自适应抑制结构

Fig.6　Diagram of wideband oscillation adaptive mitigation

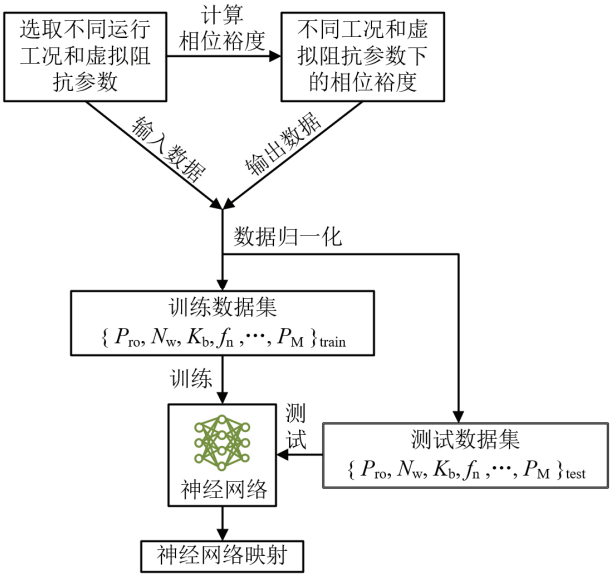


图 7　离线训练步骤

Fig.7　Procedure of off-line training

2.2 阻尼参数自适应更新方法

阻尼参数自适应更新方法如图 9 所示。设定虚拟阻抗中阻尼系数 k_b 的调节范围，将运行工况和在线检测到的振荡频率输入到阻尼参数在线更新模块，通过模块内部的神经网络模型得到阻尼系数 k_b 与当前工况下系统相位裕度之间的映射。在单模态振荡自适应抑制中，该映射为一元函数。对该映射应用阻尼参数搜索算法，其原理为：设定系统目标相位裕度 $P_{Mtarget}$，为使系统在满足稳定性目标的情况下$|k_b|$尽量小，令 k_b 从 0 开始按一定步长增大或减小，若存在某一 k_b 使系统相位裕度达到目标值，则将该 k_b 在线输出，并更新虚拟阻抗环节的阻尼系数。

推广到自适应多模态宽频振荡抑制时，阻尼参数自适应更新方法如图 10 所示。设定各虚拟阻抗中阻尼系数的调节范围，将运行工况和在线检测到的各振荡频率输入到阻尼参数在线更新模块，这时通过神经网络模型获得的映射不再是一对一的对应关系，而是多维对应关系。对该映射应用多维阻尼参数搜索算法，其原理为：设定 $P_{Mtarget}$，由于次/超同步振荡发散较慢，中高频振荡发散较快，因此先以次/超同步环路 k_{b1} 为外循环，按绝对值由小到大进行遍历，再以中高频环路 k_{b2} 为嵌套内循环进行遍历。若某一阻尼系数组合使系统相位裕度达到目标值，则将该组合在线输出，并更新对应虚拟阻抗环路的阻尼系数。

准确的工况匹配是参数自适应更新的前提，本文训练数据覆盖风电场多维工况组合，并利用神经网络泛化能力确保未训练工况下的参数映射精度；采用周期为 5 ms 的工况匹配与参数更新机制，即使单次匹配存在偏差，也能快速迭代完成修正；针对多模态共存场景，神经网络同时优化多通道阻尼系数，避免单一模态匹配误差影响整体稳定性。

2.3 宽频振荡分量快速检测

在系统正常运行的情况下，50 Hz 为基频分量，其他频率分量应满足一定的谐波要求。振荡发生后，并网点电流中振荡频率分量幅值显著上升，为频率检测提供了可靠基础。振荡分量在线检测环节采集系统实时运行的并网点(point of common coupling, PCC)电流，存储信号数据并进行滑窗处理后做快速傅里叶分析(fast Fourier transform, FFT)，得到不同频率分量的幅值，根据除基频外各频率分量与基频分量幅值的比值是否超出设定的阈值来判断系统是否发生振荡。若系统发生振荡，则将其中幅值最大

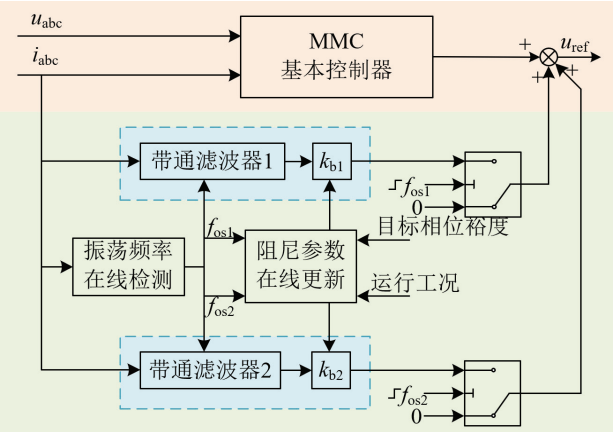


图 8 多模态振荡自适应抑制结构

Fig.8 Diagram of MMO adaptive mitigation

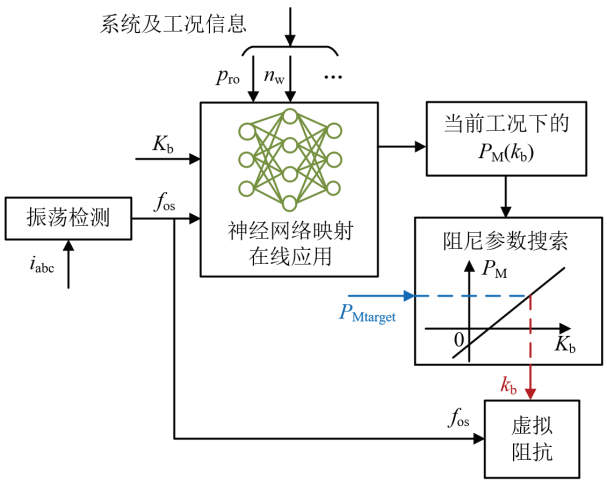


图 9 单模态阻尼参数自适应更新方法

Fig.9 Single-mode adaptive updating method of damping parameters

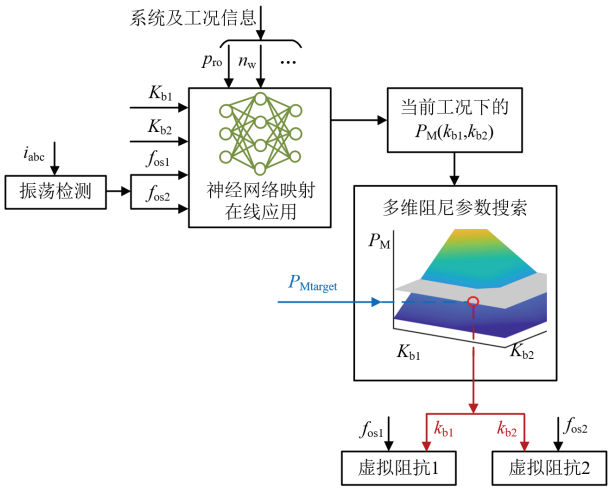


图 10 多模态阻尼参数自适应更新方法

Fig.10 Multi-mode adaptive updating method of damping parameters

的频率作为振荡频率输出。其具体原理为：假设每隔 t_s 时间(一个采样周期)采集一次信号，采样率为 f_s，满足 $f_s=1/t_s$，对信号做 N 点 FFT 分析，则信号的频率分辨率为 f_s/N。然后采用汉宁窗对采集到的信号进行滑窗处理，每采集到一个新的数据便将其添加到窗尾，同时去掉窗头的旧数据。为了提高观测的分辨率，在数据末尾进行补零，计算的刷新速率为采样率 f_s。

当频率检测存在误差时，带通滤波器的通频带宽仍可覆盖检测分辨率(本文取 1 Hz)的潜在误差范围，进一步通过神经网络动态调整阻尼系数实现误差自适应补偿。

3　仿真验证与分析

3.1　单模态振荡自适应抑制效果验证

3.1.1　次/超同步振荡

参数与图 1 相同，设定离线训练的输入数据，直驱风电场并网台数为[10，20，30，…，200]台，总体出力为[0.1，0.2，0.3，…，1.0] pu，带通滤波器中心角频率为 2π×[40，45，50，…，60] rad/s，阻尼系数为±[0，1，2，…，60]；输出数据为各参数组合下的相位裕度。训练神经网络保存并在线应用。

仿真中设定直驱风电场初始出力为 0.25 pu，系统运行 1.3 s 时将风电场出力增大到 0.7 pu，为使系统振荡现象更为明显，设定次/超同步振荡幅值的检测阈值为 5%，当检测到振荡分量的幅值超过 5%时，自动投入振荡抑制。图 11 展示了互联系统 PCC 电压电流波形以及振荡频率、阻尼系数在线输出结果。可以看到，1.3 s 风电场出力增大到 0.7 pu 后，系统逐渐出现次/超同步振荡现象，但振荡幅值尚未达到设定的阈值，在 2.729 s 时振荡幅值达到设定的阈值，并检测出系统主导振荡频率为 56 Hz，自动投入自适应振荡抑制措施后，阻尼参数自适应更新模块输出阻尼系数为 38，经 275 ms 后振荡频率检测数值恢复为 0，表明系统不存在振荡分量，振荡成功得到抑制。进一步地，在 4 s 时将风电场出力增大到 1.0 pu，此时阻尼系数由 38 增大为 60，系统在新的阻尼系数下能够保持稳定。

计算仿真运行过程中的总谐波畸变率(total harmonics distortion, THD)并将其与振荡频率检测值一起绘制在图 12 中。可以看到，2.644 s 时 THD 达到 5%，2.729 s 时检测出振荡频率为 56 Hz，二者时间之差即振荡频率检测时间，约为 85 ms。

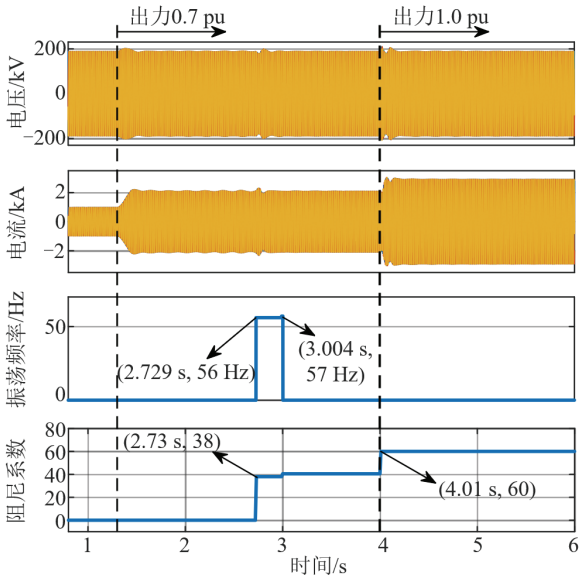


图 11　自适应宽频振荡抑制(次/超同步振荡)

Fig.11　Adaptive mitigation of wideband oscillations (SSO)

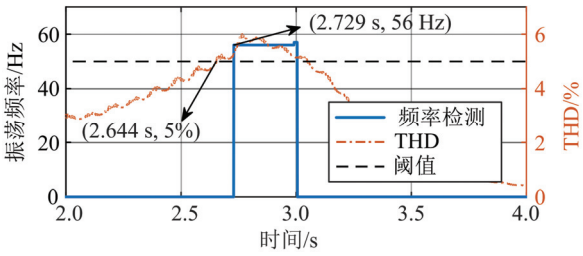


图 12　次/超同步振荡频率检测时间

Fig.12　SSO frequency detection time

对比固定参数虚拟阻抗法与本文所提自适应振荡抑制方法的次/超同步振荡抑制效果，如图 13 所示，虚拟阻抗参数与自适应抑制方法在风场出力 0.7 pu 时一致。可以看到，在风电场出力 0.7 pu 时，二者均能较好地抑制振荡；当出力增大到 1.0 pu 时，固定参数的虚拟阻抗法虽仍能抑制振荡，但抑制效果没有自适应抑制的效果好，这是因为自适应抑制方法能够根据工况变化在线自适应调整阻尼参数，从而达到较好的抑制效果。

3.1.2　中高频振荡

参数与图 3 相同，设定离线训练的输入数据，直驱风电场输电线路为[3，6，9，…，30] km，带通滤波器中心角频率为 2π×[2 000，2 010，2 020，…，3 000] rad/s，阻尼系数为±[0，2，4，…，80]；输出数据取各参数组合下的相位裕度。

在仿真 1 s 时将柔直送端 MMC 的控制延时增大至 110 μs，为使系统振荡现象更为明显，设定中高频振荡幅值检测阈值为 2%，当检测到振荡分量的幅值超过阈值 2%时，自动投入振荡抑制。图 14

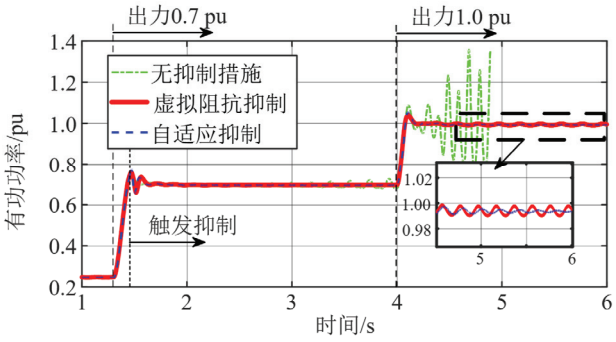


图 13 自适应抑制效果对比(次/超同步振荡)

Fig.13 Effect comparison of adaptive mitigation (SSO)

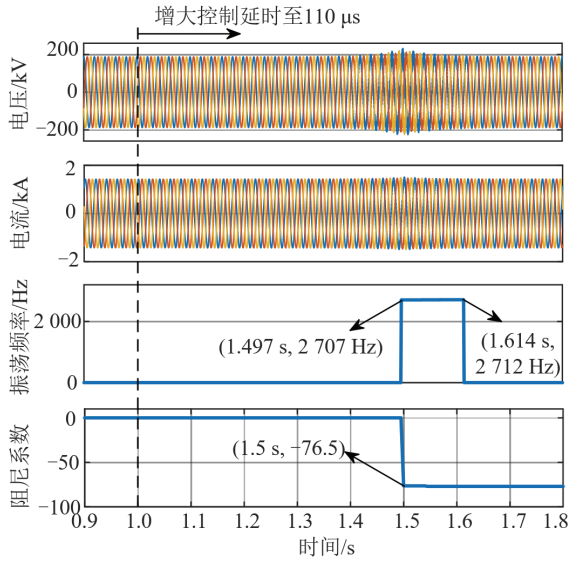


图 14 自适应宽频振荡抑制(中高频振荡)

Fig.14 Adaptive mitigation of wideband oscillation (M/HFO)

展示了互联系统 PCC 电压电流波形以及振荡频率、阻尼系数在线输出结果。可以看到 MMC 控制延时增大至 110 μs 后，系统逐渐出现中高频振荡现象，但振荡幅值尚未达到设定的阈值，在 1.497 s 时振荡幅值达到设定的阈值，并检测出系统主导振荡频率为 2 707 Hz，自动投入自适应振荡抑制措施后，阻尼参数自适应更新环节输出阻尼系数为–76.5，经 117 ms 后系统振荡成功得到抑制。

计算仿真运行过程中的总谐波畸变率(total harmonic distortion，THD)并将其与振荡频率检测值一起绘制在图 15 中。可以看到，1.467 s 时 THD 达到 2%，1.497 s 时检测出振荡频率为 2 707 Hz，二者时间之差即振荡频率检测时间约为 30 ms。

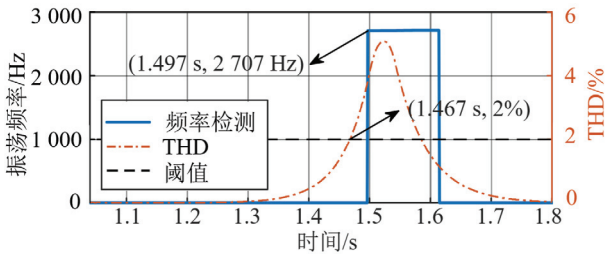


图 15 中高频振荡频率检测时间

Fig.15 M/HFO frequency detection time

对比固定参数虚拟阻抗法与自适应振荡抑制方法的中高频振荡抑制效果，如图 16 所示。可以看到，1.2 s 触发振荡抑制措施后，虽然两者均能够有效抑制振荡，但固定参数虚拟阻抗法的振荡抑制速度慢于自适应抑制方法。

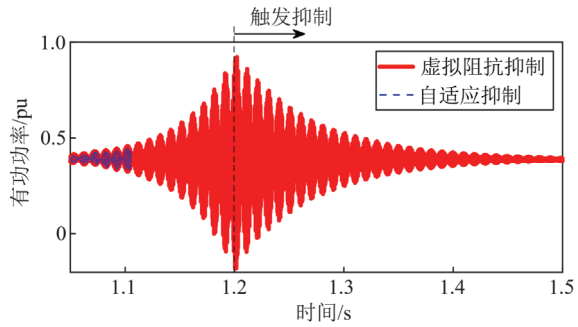


图 16 自适应抑制效果对比(中高频振荡)

Fig.16 Effect comparison of adaptive mitigation (M/HFO)

此外，仅将直驱风电场输电线路改为 6 km，模拟风电场内部拓扑变化后等值聚合集电线路长度的变化，而其他系统及自适应抑制配置均不变，以验证宽频振荡自适应抑制方法的适应性。从附录图 A7 中可以看到，线路长度变化后，系统主导振荡频率检测值变为 2 185 Hz，自动投入自适应振荡抑制措施后，系统振荡仍能得到有效抑制。

3.2 多模态存振荡自适应抑制效果验证

参数与图 5 相同，设定离线训练的输入数据，直驱风电场输电线路为[3，6，9，…，30] km，次/超同步带通滤波器中心角频率为 2π×[40，45，50，…，60] rad/s，次/超同步阻尼系数为±[0，5，10，…，80]，中高频带通滤波器中心角频率为 2π×[2 200，2 205，2 210，…，3 000] rad/s，中高频阻尼系数为±[0，5，10，…，200]；输出数据取各参数组合下的相位裕度。

仿真中设定直驱风电场初始出力为 0.25 pu，系统运行 0.9 s 时将柔直送端 MMC 的控制延时增大至 110 μs，1.3 s 时将风电场出力增大到 1.0 pu。设定次/超同步频段振荡检测阈值为 2%，中高频振荡检测阈值为 1%。图 17 展示了互联系统 PCC 电压电流

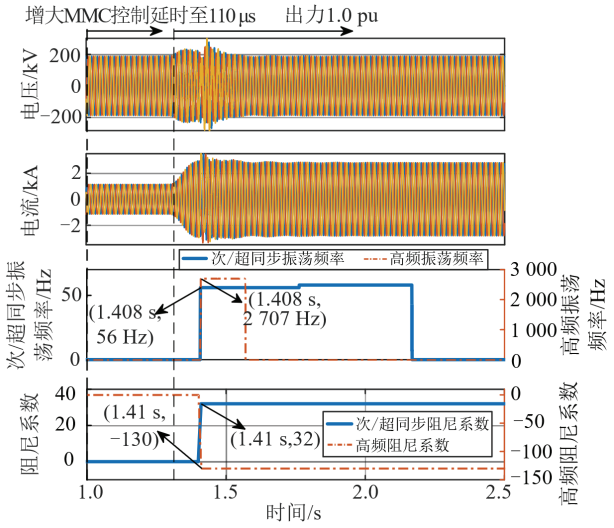


图 17　自适应宽频多模态振荡抑制

Fig.17　Adaptive mitigation of wideband multi-mode oscillations (MMO)

波形以及振荡频率、阻尼系数在线输出结果。可以看到系统工况变化后，在 1.408 s 时检测到 56 Hz 的次/超同步振荡和 2 707 Hz 的高频振荡，此时次/超同步振荡与高频振荡共存。自动投入自适应振荡抑制措施后，次/超同步和高频阻尼参数自适应更新模块输出阻尼系数分别为 32 和−130，系统多模态振荡得到有效抑制。

4　方法的泛化性说明及未来应用方向

本文所提方法的泛化能力根植于其“模型驱动与数据驱动融合”的核心机理，通过系统理论阻抗模型生成的训练数据本质上构建了“系统工况-阻尼参数-相位裕度”的动态映射关系。由于相位裕度指标具有频域普适性，因此当系统拓扑或新能源类型变化时，只需要确保新场景的阻抗模型仍能表征主导振荡模态的频段特性，神经网络即可通过输入工况参数自动映射出适配当前阻抗特性的最优阻尼系数，无须重新建立控制框架。此外，通过在离线训练阶段考虑模型参数摄动性生成数据样本，可以使神经网络学习到阻尼参数调整策略对模型误差的鲁棒性。

后续拟建立涵盖双馈/直驱风机、光伏逆变器、静止同步补偿器(static synchronous compensator, STATCOM)等典型电力电子设备阻抗模型，通过批量自动仿真生成数据样本库，为不同应用场景提供即插即用的预训练模型，如新能源交流并网、多端柔直送出等场景。

5　结论

本文揭示了含负序控制的海上风电场经柔直送出系统的宽频振荡机理，并分析了各频段振荡的关键影响因素，据此提出了一种基于阻尼参数在线调整的风电柔直送出系统宽频振荡自适应抑制方法，进一步将该方法推广到多模态振荡抑制中。主要研究结论如下：

1）风电场与柔直送端换流站阻抗的感性和容性特性互补，且呈现负电阻特性，进而引发宽频振荡。针对次/超同步振荡，风电场与柔直均有较大贡献；针对中高频振荡，则主要受柔直侧的影响。

2）次/超同步振荡模态和中高频振荡模态的机理及主导影响因素相对独立，在同时满足发生条件的情况下，系统可能存在多模态振荡共存现象。

3）所提宽频振荡自适应抑制方法能够有效抑制不同工况下风电柔直送出系统的宽频振荡现象，较之固定参数的阻尼控制方法具有更好的抑制效果。

附录见本刊网络版(http://hve.epri.sgcc.com.cn)。

参考文献　References

[1] 蔡　旭，杨仁炘，周剑桥，等. 海上风电直流送出与并网技术综述[J]. 电力系统自动化，2021，45(21)：2-22.
CAI Xu, YANG Renxin, ZHOU Jianqiao, et al. Review on offshore wind power integration via DC transmission[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(21): 2-22.

[2] 辛保安，郭铭群，王绍武，等. 适应大规模新能源友好送出的直流输电技术与工程实践[J]. 电力系统自动化，2021，45(22)：1-8.
XIN Baoan, GUO Mingqun, WANG Shaowu, et al. Friendly HVDC transmission technologies for large-scale renewable energy and their engineering practice[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(22): 1-8.

[3] 阳岳希，贺之渊，彭　程，等. 海上风电柔性直流外送系统主动支撑技术综述[J]. 高电压技术，2025，51(6)：2720-2733.
YANG Yuexi, HE Zhiyuan, PENG Cheng, et al. Review on grid support control for VSC-HVDC connecting offshore wind farm[J]. High Voltage Engineering, 2025, 51(6): 2720-2733.

[4] 李　岩，冯俊杰，卢毓欣，等. 大容量远海风电柔性直流送出关键技术与展望[J]. 高电压技术，2022，48(9)：3384-3393.
LI Yan, FENG Junjie, LU Yuxin, et al. Key technologies and prospects of VSC-HVDC for large-capacity and long-distance offshore wind power transmission[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(9): 3384-3393.

[5] LÜ J, CAI X, AMIN M, et al. Sub-synchronous oscillation mechanism and its suppression in MMC-based HVDC connected wind farms[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2018, 12(4): 1021-1029.

[6] 高　磊，吕　敬，蔡　旭. 如东海上风电柔直送出系统的中频振荡特性分析[J]. 电网技术，2023，47(9)：3495-3506.
GAO Lei, LÜ Jing, CAI Xu. Analysis of mid-frequency oscillation

characteristics in Rudong MMC-HVDC system for offshore wind farms[J]. Power System Technology, 2023, 47(9): 3495-3506.

[7] 苑 宾，厉 璇，尹聪琦，等. 孤岛新能源场站接入柔性直流高频振荡机理及抑制策略[J]. 电力系统自动化，2023，47(4)：133-141.
YUAN Bin, LI Xuan, YIN Congqi, et al. Mechanism and suppression strategy of high-frequency oscillation caused by integration of islanded renewable energy station into MMC-HVDC system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(4): 133-141.

[8] 王渝红，王馨瑶，廖建权，等. 交直流电网宽频振荡产生、辨识及抑制研究综述[J]. 高电压技术，2023，49(8)：3148-3162.
WANG Yuhong, WANG Xinyao, LIAO Jianquan, et al. Review of generation, identification and suppression of wide-band oscillation in AC-DC power system[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(8): 3148-3162.

[9] 吕 敬，蔡 旭. 风电场柔性直流并网系统镇定器的频域分析与设计[J]. 中国电机工程学报，2018，38(14)：4074-4085.
LÜ Jing, CAI Xu. Frequency-domain analysis and design of stabilization controllers for wind farm integration through VSC-HVDC system[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(14): 4074-4085.

[10] 李云丰，赵文广，孔 明，等. 直驱风电场经柔直并网的虚拟并联阻抗次同步振荡抑制策略[J]. 中国电机工程学报，2022，42(17)：6326-6337.
LI Yunfeng, ZHAO Wenguang, KONG Ming, et al. Virtual paralleled-impedance control strategy of flexible HVDC connecting to the PMSG-based wind farm for sub-synchronous oscillation suppression[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(17): 6326-6337.

[11] 马 静，沈雅琦，杜延菱，等. 适应宽频振荡的风电并网系统主动阻尼技术综述[J]. 电网技术，2021，45(5)：1673-1686.
MA Jing, SHEN Yaqi, DU Yanling, et al. Overview on active damping technology of wind power integrated system adapting to broadband oscillation[J]. Power System Technology, 2021, 45(5): 1673-1686.

[12] 刘 芳，刘 威，汪浩东，等. 高比例新能源电力系统振荡机理及其分析方法研究综述[J]. 高电压技术，2022，48(1)：95-113.
LIU Fang, LIU Wei, WANG Haodong, et al. Review on oscillation mechanism and analysis methods of high proportion renewable energy power system[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(1): 95-113.

[13] 李 岩，辛清明，杨子千，等. 大规模新能源经柔性直流孤网送出系统的稳定新问题与控制方法[J]. 高电压技术，2025，51(11)：5354-5366.
LI Yan, XIN Qingming, YANG Ziqian, et al. Stability issues and control methods for large-scale renewable energy island transmission systems via VSC-HVDC[J]. High Voltage Engineering, 2025, 51(11): 5354-5366.

[14] CHI Y N, TANG B J, HU J B, et al. Overview of mechanism and mitigation measures on multi-frequency oscillation caused by large-scale integration of wind power[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2019, 5(4): 433-443.

[15] LÜ J, YIN J H, GAO L. Analysis and control of multi-mode oscillations in multi-infeed MMC-HVDC systems[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2025, 40(2): 1203-1213.

[16] 史金柱，杨黎晖，韩晓静，等. 计及宽频带多耦合特性的并网逆变器统一阻抗建模与宽频带稳定性分析[J]. 高电压技术，2025，51(11)：5388-5398.
SHI Jinzhu, YANG Lihui, HAN Xiaojing, et al. Universal impedance modeling and wide-band stability analysis for grid-connected inverters considering wide-band and multi-frequency coupling characteristics[J]. High Voltage Engineering, 2025, 51(11): 5388-5398.

[17] RAO Y M, LÜ J, WANG Y F, et al. Adaptive mitigation control for wideband oscillations of offshore wind farms with MMC-HVDC system[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2025, 11(1): 208-216.

[18] 赵 伟，李浩志，李付强，等. 抑制双馈风电场次同步振荡的自适应阻尼控制器设计及硬件在环试验[J]. 电网技术，2023，47(10)：4065-4072.
ZHAO Wei, LI Haozhi, LI Fuqiang, et al. Adaptive damping controller designing and HIL testing for mitigating SSO in DFIG-based wind farm[J]. Power System Technology, 2023, 47(10): 4065-4072.

[19] 杨 博，陈义军，姚 伟，等. 基于新一代人工智能技术的电力系统稳定评估与决策综述[J]. 电力系统自动化，2022，46(22)：200-223.
YANG Bo, CHEN Yijun, YAO Wei, et al. Review on stability assessment and decision for power systems based on new-generation artificial intelligence technology[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(22): 200-223.

[20] CHEN A K, XIE D, ZHANG D M, et al. PI parameter tuning of converters for sub-synchronous interactions existing in grid-connected DFIG wind turbines[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2019, 34(7): 6345-6355.

[21] 刘其辉，洪晨威，田若菡，等. 基于正交优选粒子群多机参数优化的风电 SSO 抑制方法[J]. 电网技术，2021，45(12)：4660-4670.
LIU Qihui, HONG Chenwei, TIAN Ruohan, et al. Parameter optimization of multi-DFIGs for SSO mitigation based on orthogonal design and particle swarm optimization[J]. Power System Technology, 2021, 45(12): 4660-4670.

[22] YAO J, WANG X W, LI J W, et al. Sub-synchronous resonance damping control for series-compensated DFIG-based wind farm with improved particle swarm optimization algorithm[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2019, 34(2): 849-859.

[23] MAHALAKSHMI R, THAMPATTY K C S. A fuzzy based adaptive controller for grid connected DFIG based windfarm for damping SSR oscillations[C]//Proceedings of 2017 IEEE Region 10 Conference. Penang, Malaysia: IEEE, 2017: 2138-2143.

[24] ZHANG C, MIJATOVIC N, CAI X, et al. Artificial neural network-based pole-tracking method for online stabilization control of grid-tied VSC[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2022, 69(12): 13902-13909.

[25] JIANG S, ZENG Y, ZHU Y, et al. Stability-oriented multiobjective control design for power converters assisted by deep reinforcement learning[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2023, 38(10): 12394-12400.

[26] ZHANG G Z, HU W H, CAO D, et al. A data-driven approach for designing STATCOM additional damping controller for wind farms[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 117: 105620.

[27] 吴 熙，王梦婷，施星宇，等. 基于无模型自适应控制的双馈风机次同步振荡附加阻尼控制方法[J]. 中国电机工程学报，2022，42(10)：3601-3613.
WU Xi, WANG Mengting, SHI Xingyu, et al. SSO supplementary damping control method for DFIG based on model-free adaptive control[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(10): 3601-3613.

[28] WU X, YANG H, ZHENG C H, et al. Model-free adaptive control for mitigation of SSO in PMSG-based wind farms with VSC-HVDC[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2025, 40(2): 3684-3696.

[29] 吴 琛，马宁宁，刘旭斐，等. 高比例新能源电力系统多模态振荡监测方法及装置设计[J]. 电网技术，2021，45(9)：3496-3504.

WU Chen, MA Ningning, LIU Xufei, et al. Monitoring method and device design of multimodal oscillation in high-proportion renewable power systems[J]. Power System Technology, 2021, 45(9): 3496-3504.

[30] 周　柯，李旭阳，金庆忍，等. 基于自适应阻抗适配器的新能源并网系统稳定性提升策略[J]. 电网技术，2025，49(4)：1562-1572.
ZHOU Ke, LI Xuyang, JIN Qingren, et al. Stability improvement strategy for new energy grid-connected systems based on adaptive active damper[J]. Power System Technology, 2025, 49(4): 1562-1572.

[31] 于　婧，林鸿飞，王　潇，等. 直驱风电场经柔直送出系统近工频正/负序振荡机理分析[J]. 电力建设，2024，45(2)：10-25.
YU Jing, LIN Hongfei, WANG Xiao, et al. Mechanism analysis of near fundamental-frequency positive/negative-sequence oscillations in MMC-HVDC connected direct-drive wind farm[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(2): 10-25.

[32] 杨　煜，吕　敬，王　潇，等. 双馈风电场柔直并网系统的近工频振荡分析与抑制[J]. 高电压技术，2025，51(2)：593-604.
YANG Yu, LÜ Jing, WANG Xiao, et al. Analysis and suppression of near fundamental-frequency oscillation in DFIG-based wind farm connected with MMC-HVDC transmission system[J]. High Voltage Engineering, 2025, 51(2): 593-604.



YANG Yu

杨　煜
1997—，男，硕士
研究方向为新能源柔直并网系统宽频振荡分析与抑制
E-mail: Yang_Yu@sjtu.edu.cn



LYU Jing
Ph.D.
Associate professor
Corresponding author

吕　敬(通信作者)
1985—，男，博士，副教授，博导
研究方向为新能源交直流并网稳定分析与控制
E-mail: lvjing@sjtu.edu.cn

收稿日期　2025-02-21　在线出版日期　2025-04-28　　编辑　何秋萍

附录 A

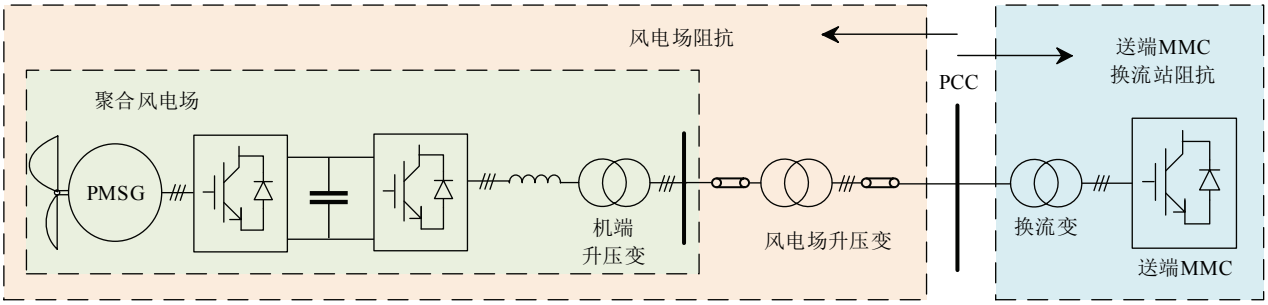


图 A1　直驱风电场柔直送出系统结构示意图

Fig.A1　Topology of the PMSG-based wind farm connected with MMC-HVDC system

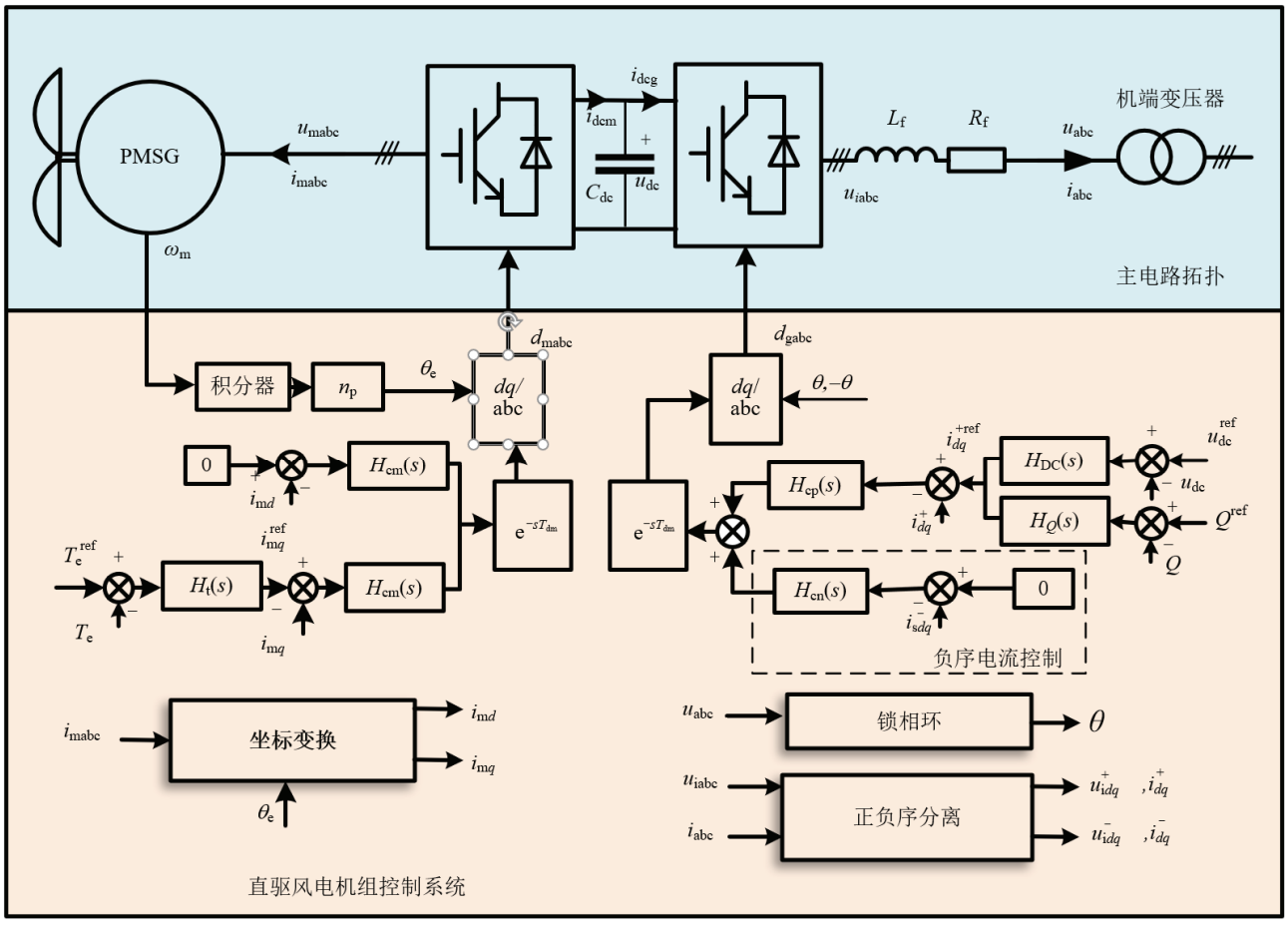


图 A2　直驱风电机组的拓扑与控制结构

Fig.A2　Topology and control diagram of PMSG-based wind turbine generator system

图 A2 中，上标“+”、“–”分别代表正、负序分量；上标“ref”表示控制指令值；i_{mabc} 和 i_{abc} 分别为 abc 坐标系下的机侧变流器和网侧电流；u_{mabc}、u_{iabc} 和 u_{abc} 分别为 abc 坐标系下的机侧变流器、网侧变流器和并网点电压；u_{dc}、i_{dcm} 和 i_{dcg} 分别为直流侧电压、机侧变流器直流电流和网侧变流器直流电流；C_{dc}、L_f 和 R_f 分别为直流母线电容、滤波器电感和滤波器电阻；i_{mdq} 和 i_{dq} 分别为 dq 轴机侧和网侧变流器电流；T_e 为电磁转矩；Q 为无功功率；T_{dm} 为控制延时；H_t、H_Q、H_{cm}、H_{DC}、H_{cp} 和 H_{cn} 分别为转矩环、无功功率环、机侧电流环、直流电压环和网侧正、负序电流环 PI 控制器。

图 A4 中：H_{vp}、H_{vn}、H_{ip}、H_{in}、H_{ccsc} 分别为正/负序交流电压环、正/负序电流环和 CCSC 的 PI 控

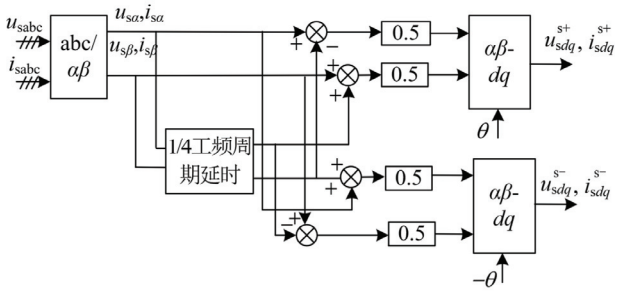
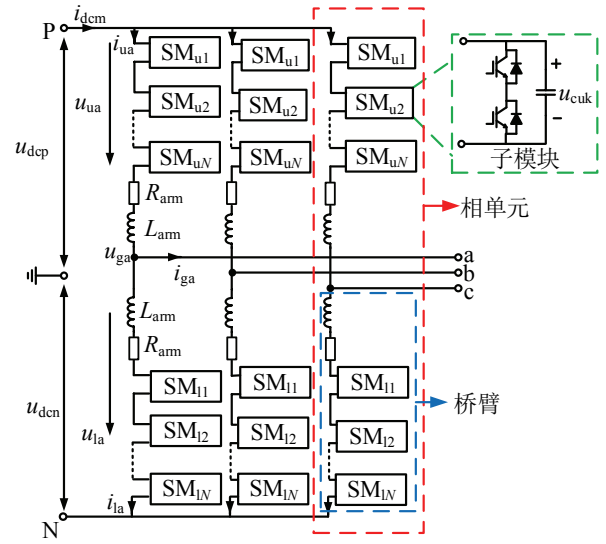
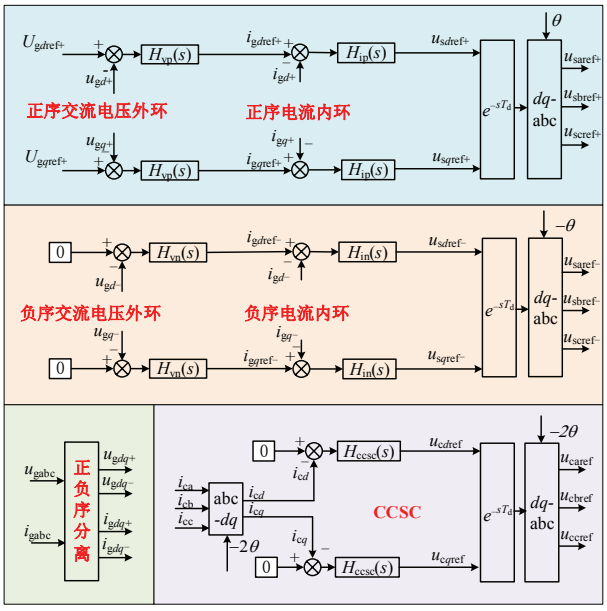


图 A3　正负序分离结构图

Fig.A3　Structure of positive and negative sequence separation



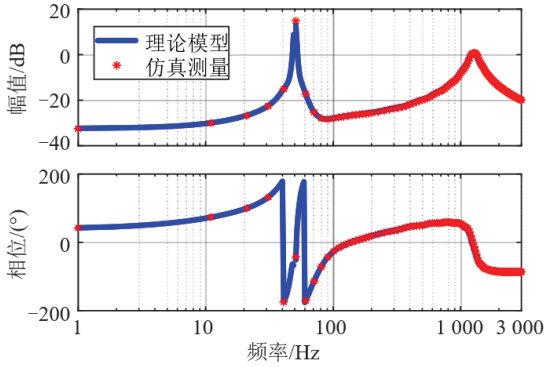
(a) 拓扑结构



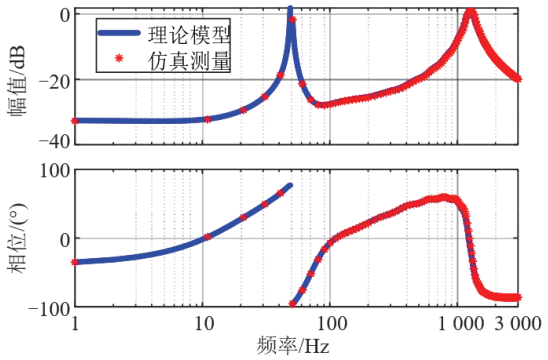
(b) 控制框图

图 A4　柔直送端 MMC 拓扑和控制结构

Fig.A4　Topology and control diagram of sending-end MMC



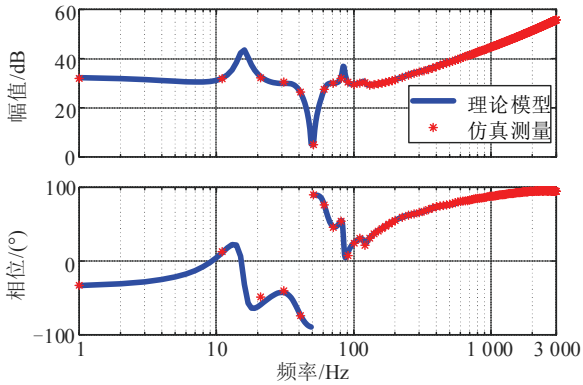
(a) 正序阻抗



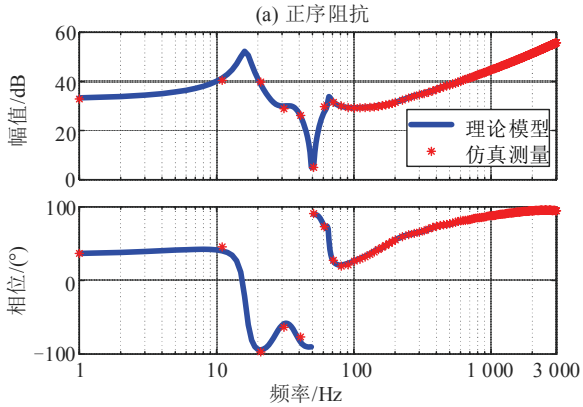
(b) 负序阻抗

图 A5　直驱风电机组阻抗模型验证

Fig.A5　Validation for the impedance model of PMSG-based wind turbine generator



(a) 正序阻抗



(b) 负序阻抗

图 A6　MMC 阻抗模型验证

Fig.A6　Validation for the impedance model of MMC

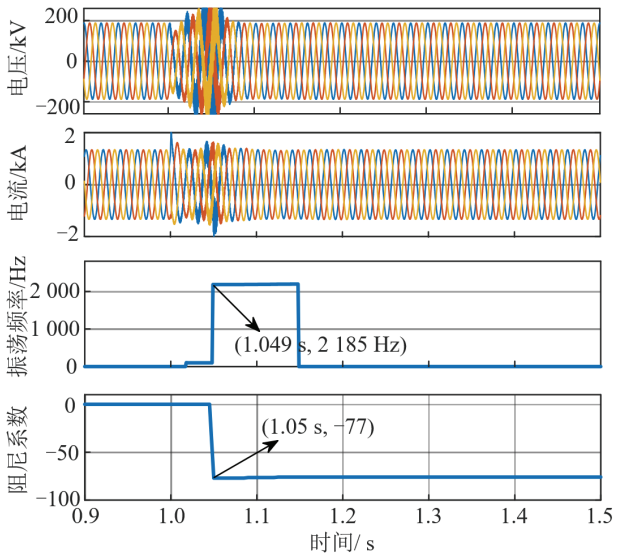


图 A7　风电场输电线路长度变化时自适应抑制效果

Fig.A7　Effect verification of adaptive mitigation under different transmission line length of wind farm

制器传递函数；下标 g、s、c 分别表示交流量总体、基频分量和二倍频分量，下标 ref 表示指令值；T_d 为控制延时。

附录 B

表 B1　直驱风电场参数

Table B1　Parameters of the PMSG-based wind farm

	参数	数值
直驱发电机	台数/台	200
	额定功率(S_{PMSG})/MW	4
	定子电阻(R_m)/mΩ	46.1
	同步电抗(L_m)/mH	17.2
	极对数(n_p)	32
	转子角速度(ω_m)/(rad·s^{-1})	2
	磁链(ψ_r)/Wb	8.4
机侧变流器	电流环(K_{pim}, K_{iim})	0.148 5, 64.1
	转矩环(K_{pt}, K_{it})	0.000 130 2, 0.163 6
	控制延时(T_{dm})/μs	110
网侧变流器	直流电压(U_{dc})/V	1 120
	额定交流电压(U_{rms})/V	690
	滤波器电感(L_f)/μH	30
	滤波器电容(C_f)/mF	6.3
	直流电容(C_{dc})/mF	32.64
	正序电流环(K_{pip},K_{iip})	0.08, 1.2(SSO) 0.226, 1.2(M/HFO, MMO)
	负序电流环(K_{pin},K_{iin})	0.226, 1.2
	锁相环(K_{ppll}, K_{ipll})	50, 264
	直流电压环(K_{pdc}, K_{idc})	2.8, 20.7
	功率环(K_{pQ}, K_{iQ})	0.000 062, 0.005
	控制延时(T_{dm})/μs	110

表 B2　柔直送端 MMC 参数表

Table B2　Parameters of the MMC

类型	参数	数值
电气参数	额定功率(S_{MMC})/MW	750
	交流侧额定电压(U_{rmsm})/kV	290
	直流侧额定电压(U_{dcm})/kV	±500
	子模块数量(N)	264
	子模块电容(C)/mF	8
	桥臂电感(L_{arm})/mH	100
控制参数	正序电流环(K_{pi}, K_{ii})	43, 4 000(SSO) 124.7, 11 600(M/HFO, MMO)
	负序电流环(K_{pin}, K_{iin})	43, 4 000(SSO) 124.7, 11 600(M/HFO, MMO)
	正序电压环(K_{pv}, K_{iv})	0.001 8, 0.65
	负序电压环 (K_{pvn}, K_{ivn})	0.001 8, 2.216 8
	环流抑制器(K_{pc}, K_{ic})	86, 8 000(SSO) 249.4, 23 200(M/HFO, MMO)
	控制延时(T_d)/μs	110