文章编号：1674-0629(2026)09-0143-14 中图分类号：TM712 文献标志码：A
DOI：10.13648/j.cnki.issn1674-0629.2026.09.013

海上风电交直流联合并网系统振荡特性研究

刘宇明[1]，孙海顺[2]，杨振南[3]，付超[1]，李纪元[2]，王延纬[3]，李诗旸[1]，陈锦昌[3]，王馨尉[3]
（1. 直流输电技术全国重点实验室（南方电网科学研究院），广州 510663；2. 华中科技大学电气与电子工程学院，武汉 430074；3. 广东电网有限责任公司电力调度控制中心，广州 510600）

摘要：近年来海上风电逐渐从近海向深远海开发，形成近海风电场经交流送出、深远海风电场经柔性直流输电送出并在陆上联合接入电网的运行场景。风电交流送出系统与柔直接入系统之间的控制相互作用及其振荡特性值得重点关注。结合某工程实际建立了海上风电交直流联合并网算例系统及其状态空间模型；基于系统线性化状态空间分析了系统主导特征模式及其失稳场景；并通过比较单纯海上风电交流并网或柔性直流并网，以及交直流不同输送容量组合并网系统主导特征模式的变化，揭示了影响海上风电交直流联合并网系统振荡特性的关键因素。最后通过详细电磁暂态仿真验证了分析结果的正确性，研究结论可为海上风电交直流联合并网系统的规划与运行提供参考。

关键词：柔性直流输电；交直流联合并网；次/超同步振荡；特征值分析

Research on Oscillation Characteristics of Offshore Wind Power with Combined AC and VSC-HVDC Grid Integration System

LIU Yuming[1], SUN Haishun[2], YANG Zhennan[3], FU Chao[1], LI Jiyuan[2], WANG Yanwei[3], LI Shiyang[1], CHEN Jinchang[3], WANG Xinwei[3]
（1. National Key HVDC Laboratory, Electric Power Research Institute, CSG, Guangzhou 510663, China; 2. School of Electrical and Electronic Engineering, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China; 3. Power Dispatching and Control Center of Guangdong Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510600, China）

Abstract: In recent years, offshore wind power development is expanding from nearshore areas to deep-water and far-offshore areas, creating operating scenarios where nearshore wind farms are connected through AC transmission and far-offshore wind farms through VSC-HVDC transmission, with both systems integrated at an onshore grid-connection point. The interaction between AC-connected wind farm and VSC-HVDC converter may affect system oscillatory stability. Based on the actual situation of a certain project, a calculation example system of offshore wind farms integrated with combined AC and VSC-HVDC is established and the state space model of the case system is developed. Based on the linearized state space model, the dominant eigenmodes of the system and their instability scenarios are analyzed. By comparing the variations in the dominant eigenmodes of AC-only, VSC-HVDC-only, and combined AC/VSC-HVDC systems under different transmission-capacity allocations, the key factors affecting the oscillation characteristics of offshore wind power systems with combined AC and VSC-HVDC grid integration are identified. Finally, the correctness of the analysis results is verified through detailed electromagnetic transient simulations. The research conclusions provide guidance for the planning and operation of offshore wind power with combined AC and VSC-HVDC grid integration.

Key words: VSC-HVDC; combined AC and VSC-HVDC grid integration; subsynchronous and supersynchronous oscillations; eigenvalue analysis

基金项目：国家自然科学基金集成项目（U22B600010）；中国南方电网有限责任公司科技项目（GDKJXM20222425）。
Foundation item: Supported by the Integrated Project of National Natural Science Foundation of China（U22B600010）; the Science and Technology Project of China Southern Power Grid Co., Ltd.（GDKJXM20222431）.

0 引言

近年来，海上风电开发呈现从近海转向深远海的发展趋势[1-5]。近海风电因其并网距离较短，多采用交流输电方式接入陆地电网，具有较好的技术经济性。深远海风电具有较高的利用小时数，适合大容量规模化开发，但是输电距离较远，且受交流海缆充电电流限制，柔性直流输电(简称“柔直”)是一种比较合理的输电技术方案[6]。另一方面，我国海上风电主要分布在东南沿海经济发达省份，因此多数海上风电均在陆上汇集升压后接入主网架再送往负荷中心。由此出现了近海风电经交流送出、深远海风电经柔直送出，并在陆上汇集升压后联合并网的运行场景。

海上风电主要采用大容量直驱或半直驱型风电机组经中压交流汇集海上升压后经交流或直流送到陆上集控站，再根据接入容量接入相应电压等级的陆上交流电网。海上风电交直流联合并网系统通常容量较大，且需要在陆上集控站汇集后升压接入交流输电主网架。并网系统包含两个相对独立多电力电子装置耦合子系统，一个是柔直海上风电子系统，包括柔直海上换流站与相应的海上风场，构成多电力电子通过海上中低压交流电缆互联的子系统；另一个是交流风电联合柔直换流器并网子系统，包含柔直受端换流站、海上风电及其配套动态无功功率补偿装置等电力电子装置，通过海上交流输电系统以及交流电网耦合互联。风电、柔直等基于电力电子变流器的装置具有多时间尺度变流器控制，其控制相互作用的动态特性和并网运行稳定性是目前工程上关注的重要问题。

直驱风电接入弱交流电网存在次/超同步振荡风险，在我国西部大规模陆上风电开发过程中出现了风电振荡的问题[7-8]。研究表明直驱风电场低出力低短路比接入交流电网时可能发生风电网侧变流器电流控制主导的次/超同步振荡，高出力接入低短路比交流电网时存在风电网侧变流器锁相控制主导的次同步振荡和锁相同步失稳问题[9]。海上风电经交流接入陆地电网，从电气及控制原理而言与陆上风电没有差异，只是电路元件参数的差异，同样存在类似的振荡风险[10]。柔直受端换流器控制环节与直驱风电网侧变流器有相似之处，因此其接入弱交流电网也同样存在类似的振荡风险[11]。多变流器间多时间尺度控制相互作用也会引起振荡问题，风电场配置静止无功功率发生器(static var generator，SVG)会进一步弱化风电并网次/超同步振荡模式稳定性[12]。在海上风电柔直子系统中，由于风电控制与柔直控制之间的相互作用，因此也存在振荡失稳模式[13-20]。

对于海上风电交直流联合并网系统，交流风电与柔直受端构成的并网子系统，其中风电、SVG以及柔直间控制相互作用特性及风电柔直并网振荡特性，需要通过开展相关研究，为电网规划和运行提供指导。

现有的风电柔直并网振荡特性分析采用的分析方法包括阻抗法[21-24]和特征模式分析法[25-27]。两种方法的理论基础均为线性控制理论，阻抗法的优势在于可以基于控制黑箱模型获取变流器阻抗特性从而判断系统振荡风险，特征模式分析基于控制白箱模型通过特征根轨迹、参与因子以及特征向量分析系统振荡特性的演变规律、主导振荡模式关联控制环节和振荡模式特征，揭示系统振荡失稳场景和失稳机理。本文旨在分析和认识海上风电交直流联合并网系统振荡特性和振荡失稳典型场景，采用特征模式分析方法，风电和柔直采用典型控制模型及参数，分析结论可供系统规划运行参考。

1 海上风电交直流联合并网系统算例

1.1 并网算例系统结构

某实际工程构建的海上风电交直流联合并网系统算例如图1所示。其中，风电WF1容量为1 000 MW，采用3回330 kV交流电缆接入陆上集控站，输电距离为60 km，交流海缆两端配置相应高抗，陆上集控站配置容量为5×50 Mvar的动态无功功率补偿装置，陆上集控站升压后接入500 kV交流系统；风电WF2和WF3距离陆上92.5 km，经过柔直送出，陆上换流站升压接入交流系统同一500 kV母线；交流电网采用等值电势源表示。

3个风电场均采用5.5 MW直驱型风电机组，并采用单机倍乘等值建模直驱风电场经66 kV电缆汇集后接入海上升压站；风电机组的机侧和网侧采用基于锁相环的外环功率、内环电流的经典控制方式；柔直海上换流站采用恒频恒压控制，为WF2和WF3风电场提供交流电压支撑，陆上换流站采用定直流电压和无功功率外环以及电流内环控制方

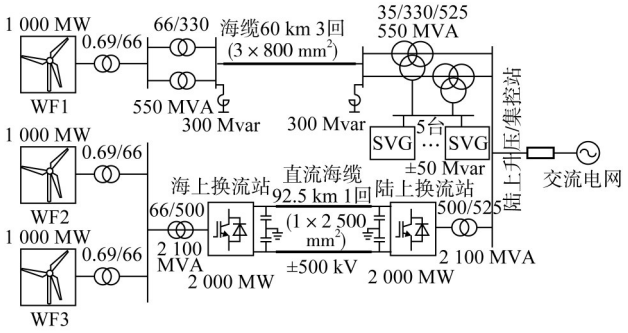


图 1　海上风电交直流联合并网系统结构

Fig. 1　Structure of offshore wind power with combined AC and VSC-HVDC grid integration system

式；SVG按定电压控制方式运行，采用基于锁相环的定直流电压和定交流电压的外环控制、电流内环控制的典型控制策略。

1.2　系统特征模式分析

基于图1系统中风电场、柔性直流、SVG以及交流升压汇集线路的详细时域电磁暂态方程，构建全系统的状态空间模型，在运行点线性化处理后得到系统的小信号状态空间模型以及状态矩阵$\boldsymbol{A}_{\mathrm{sys}}$，算例系统的状态空间模型为202阶，具体如下。

1)风电场采用单机等值模型，包括风力机及桨距控制、永磁电机、机侧和网侧变流器及其控制、直流环节、输出滤波环节等，模型结构及参数见附录A，单风电场模型状态空间为22阶，3风电场模型状态空间共66阶。

2)柔直数学模型包括送端变流器及其控制、直流线路以及受端换流器及其控制，控制结构及参数见附录A，柔直元件状态空间为31阶。

3)静止无功功率发生器SVG变流器及其控制结构见附录A，单台SVG模型状态空间为15阶，多个合计75阶。

4)变压器、输电线路以及高抗等元件均采用集中参数等效电路的时域方程建立状态空间模型，陆上集控站交流系统侧采用等值电势源模型，其电势和阻抗根据系统运行方式确定。交流海缆、变压器、高抗及等值系统阻抗状态空间共30阶。

风电、柔性直流以及SVG采用典型控制及参数，其中风电柔直各控制回路带宽取值范围如表1所示。

基于上述控制带宽，给定风电机组出力为0.44 p.u.，陆上集控站等效短路比(集控站母线系统侧提供短路容量除以风电柔直以及SVG变流器容量总和)为3.7，计算全系统状态空间系数矩阵$\boldsymbol{A}_{\mathrm{sys}}$的特征根并进行参与因子分析，部分特征模式如附录B所示。特征模式及参与因子分析结果如下。

表 1　直驱风电和柔直控制环节的典型带宽

Tab. 1　Typical bandwidths of control loops in the direct-drive wind power and VSC-HVDC systems

控制环路	带宽/Hz	控制环路	带宽/Hz
风机网侧电流环	150~300	柔直送端d/q恒频恒压控制环	4~15
风电网侧直流电压环	10~40	柔直受端电流环	150~300
风电网侧锁相环	10~30	柔直受端直流电压环	10~40
柔直送端d/q电流环	150~300	柔直受端锁相环	10~30

1)海上风电交直流联合并网系统存在由系统LC电路主导的电气谐振模式，以及与风电、柔直和SVG控制相关的特征模式，涵盖中高频段、次超同步频段、低频段，控制模式分别与风电、柔直以及SVG对应模式频率所在带宽范围的控制环节密切相关，表现为多电力电子装置相近时间尺度控制间相互作用。

2)柔直海上换流站及其海上风电场构成独立的柔直风电海上子系统，其特征模式与系统其他部分无关，主导模式表现为风电网侧变流器电流环与柔直送端换流站控制相互作用，以及风电锁相控制与柔直电压控制相互作用，其稳定性已在文献[12]中进行了相关分析。

3)交流并网风电场，包括其交流输电系统，陆上集控站和配置的SVG，与柔直受端换流站以及交流电网构成一个多变流器通过交流耦合的交流风电柔直并网子系统。子系统中存在风电、SVG、柔直等控制主导的特征模式，参与因子分析表明，由于风电与柔直容量差异，其彼此之间相互作用形式以及稳定特性与单纯交流并网或者柔直并网系统具有明显的差别。

2　交直流并网系统主导特征模式稳定性

特征模式分析表明，交流风电与柔直受端并网子系统中，与变流器电流控制相关的次/超同步振荡模式稳定性受系统运行方式和控制参数影响较大，是并网子系统中需要关注的主导振荡模式。

2.1　次同步特征模式参与因子分析

表2列出交流送出风场(WF1)-柔直受端(REC)

子系统中与风电和柔直电流控制相关的次同步振荡特征模式。

表2 交流送出风场-柔直受端子系统中电流控制相关的次同步振荡特征模式

Tab. 2 Current-control related subsynchronous eigenmodes within subsystem of AC-connected wind farm and VSC-HVDC rceiving-end converter

序号	模态	特征值	相关环节
1	$\lambda_{63,64}$	−48. 35±j47. 28×2π	WF1+REC+AC
2	$\lambda_{71,72}$	−60. 29±j35. 22×2π	WF1+REC+AC

对表2中特征模式$\lambda_{63,64}$和$\lambda_{71,72}$进行参与因子分析并绘制其对应右特征向量罗盘图，结果如图2—3所示。

图2所示参与因子分析结果表明，参与次同步特征模式$\lambda_{63,64}$程度较高的状态变量主要是风电场WF1电流控制环节状态变量，说明该模式为风电控制主导，其次是柔直受端换流站电流控制环节对应状态变量参与，交流电网也有一定参与。对该模式右特征向量中对应风电、SVG和柔直输出电流以及交流电网输入电流的元素绘制罗盘图，可以发现，对应该模式的风电输出模态电流与柔直换流器输出相位相反，表现为交流送出风场以及交流网络与柔直受端之间的相互作用，交流并网风电场与柔直受端电流流向呈现较为明显的异模关系。

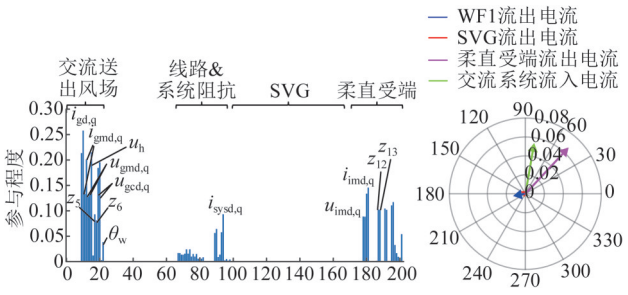


图2 交流风场控制主导次同步振荡模式参与因子

Fig. 2 Participation factor of subsynchronous mode dominated by the AC-connected wind farm

由图3所示，参与次同步振荡模式$\lambda_{71,72}$程度较高的是柔直状态变量和交流系统，风电也有一定的参与；罗盘图显示对应该模态的电流分量主要从柔直流向交流系统，该模式主要表现为柔直控制主导与交流电网之间的相互作用，风电和SVG模态电流向量参与柔直相对交流电网的相互作用。

注意到，风电电流控制主导的次同步振荡模式

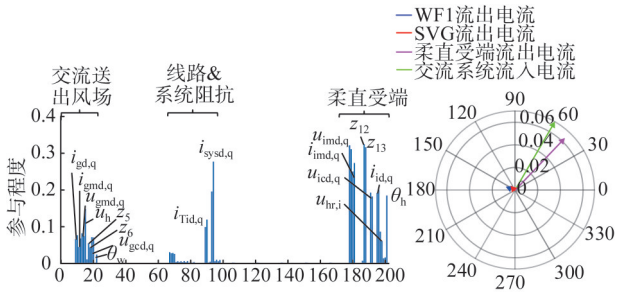


图3 柔直受端主导的次同步振荡模式参与因子

Fig. 3 Participation factor of subsynchronous mode dominated by the VSC-HVDC receiving-end converter

频率高于柔直电流控制主导的次同步振荡模式，这个模式频率与变流器电流控制回路相关。本文风电网侧变流器电流控制与柔直受端控制带宽设计相同，相比之下，柔直受端换流器电流控制回路直接接入交流电网，风电电流控制回路还需要经过交流输电海缆等升压传输回路接入交流电网，这是导致两者主导的次同步振荡模式频率不同的原因，也可以作为区分哪一种控制主导振荡的特征。

2.2 次同步振荡模式稳定性分析

1)交流风电主导模式稳定性

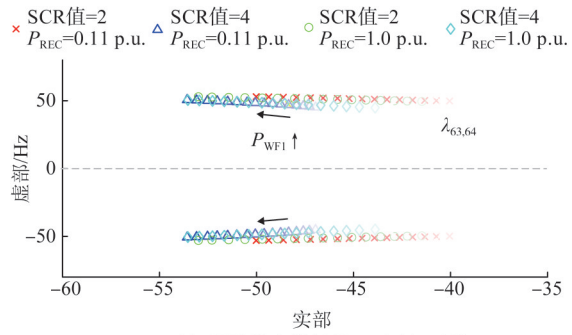
由图2可知，次同步振荡模式($\lambda_{63,64}$)表现为交流风电主导与柔直受端控制相互作用，图4分别给出了风电出力(P_{WF1})、柔直出力(P_{REC})以及短路比(short circuit ratio，SCR)分别变化时该模式的特征根轨迹。这里短路比按照陆上升压站高压侧交流系统提供的短路容量除以并网风电以及柔直受端换流器总容量计算，短路容量通过改变交流系统内阻抗实现，模拟系统运行方式变化引起的短路电流水平变化。

图4特征根轨迹表明，柔直次同步频率控制相互作用模式始终处于稳定状态，并且随着风电或柔直出力增大稳定性更好；如图4(c)所示，次同步振荡模式阻尼随着短路比降低呈现先增大后降低，说明交流电网电气强度变化，表现为先弱化后增强风电与柔直之间的相互作用。

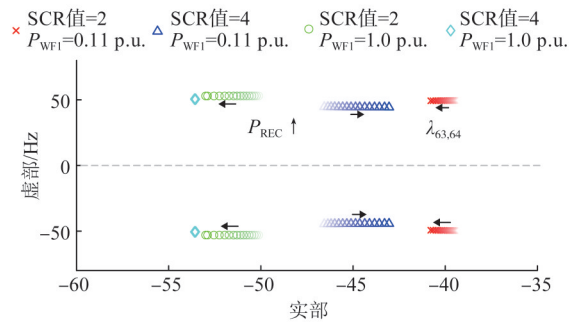
2)柔直受端主导的次同步振荡模式

图5为风电出力(P_{WF1})、柔直出力(P_{REC})以及短路比(SCR)分别发生变化时，柔直受端主导的电流控制次同步振荡模式($\lambda_{71,72}$)的特征根轨迹。

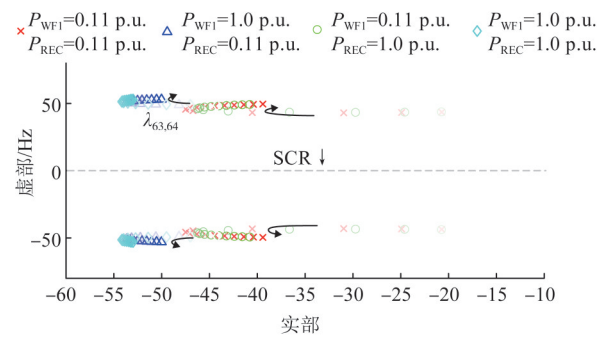
由图5可知，柔直受端主导的次同步振荡模态存在失稳场景，包括：



(a) WF1出力增加(P_{WF1}: 0.11→1.0)



(b) 柔直输出功率增加(P_{REC}: 0.11→1.0)



(c) 并网短路比降低(SCR值: 4.0→2.0)

图4　交流风电与柔直相互作用模式特征根轨迹

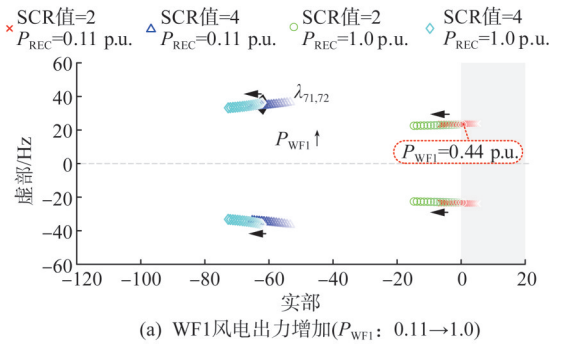
Fig. 4　Eigenvalue loci of the interaction mode between AC-connected wind farm and the VSC-HVDC receiving-end converter

(1)低短路比(SCR值=2.0)柔直低出力工况下，随风电出力降低，该模式稳定性随之变差，会进入特征根右半平面，如图5(a)所示；

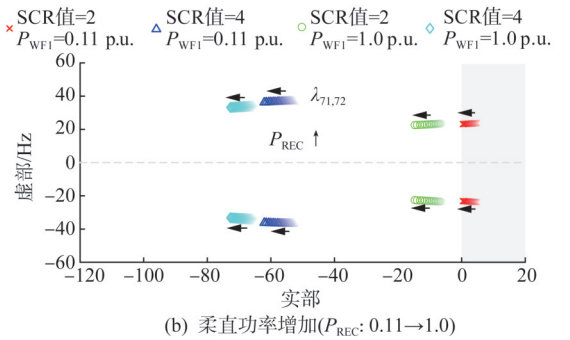
(2)低短路比(SCR值=2.0)风电低出力工况下，随柔直输送功率降低，该模式稳定性随之变差，同样会进入特征根右半平面，如图5(b)所示；

(3)柔直风电均为低出力时，随着短路比降低，模式稳定性随之变差，将进入特征根右半平面发生振荡失稳，如图5(c)所示。

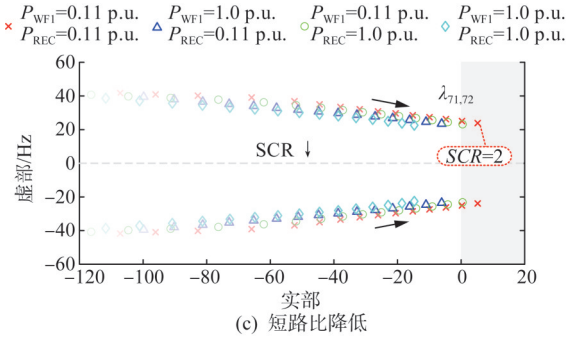
以上结果分析表明，柔直主导与交流电网间控制相互作用的次同步振荡模式表现为系统主导失稳



(a) WF1风电出力增加(P_{WF1}: 0.11→1.0)



(b) 柔直功率增加(P_{REC}: 0.11→1.0)



(c) 短路比降低

图5　柔直受端主导次同步振荡模式特征根轨迹

Fig. 5　Eigenvalue loci of the subsynchronous mode dominated by the VSC-HVDC receiving-end converter

模式，主要失稳场景为风电柔直低出力并网系统低短路比的工况。

3)时域仿真验证

对上述分析进行时域仿真验证，考虑如下仿真工况。

(1)设置柔直输送功率为0.11 p.u.，集控站短路比为2.0，仿真初始阶段交流送出风电场出力设置为1.0 p.u.，第20 s将风电场出力减小至0.11 p.u.(保持并网机组容量，降低风速)；

(2)设置交流送出的风电场出力为0.44 p.u.，集控站短路比为2.0，初始阶段柔直满出力为1.0 p.u.，仿真第20 s将柔直输送功率水平减小至0.11 p.u.；

(3)设置交流送出的风电场出力为0.11 p.u.，柔直输送功率为0.11 p.u.，仿真初始阶段集控站短路比设置为4.0，第11 s将集控站短路比减小至2.0。

表3列出了上述运行状态对应的特征模式计算值。

表3 算例工况下风电-柔直共模特征值

Tab. 3 Common-mode eigenvalues of the wind power and VSC-HVDC systems under the studied operating conditions

WF1出力/p.u.	柔直出力/p.u.	短路比	特征模式
1.0	0.11	2	−6.13±j23.50×2π
0.44	1.0	2	−4.75±j22.95×2π
0.11	0.11	4	−4.79±j26.23×2π
0.44	**0.11**	**2**	**1.20±j23.72×2π**
0.11	**0.11**	**2**	**5.19±j23.86×2π**

基于PSCAD/EMTDC进行时域仿真验证，设置求解步长为20 μs，后续仿真验证采用同样设置。仿真结果如图6所示。由图6(a)可知，低短路比运行条件下，柔直维持低出力，当风电出力较高(图中为1.0 p.u.)时，系统保持稳定运行，降低风电出力(接近0.2 p.u.)，系统出现次同步振荡，频率约为22.5 Hz；由图6(b)可知，低短路比运行条件下，保持风电出力为0.44 p.u.，降低柔直出力到0.11 p.u.，系统发生次同步振荡，频率约为23.1 Hz；由图6(c)可知，保持风电和柔直低出力工况，减小短路比，系统出现频率约为24.3 Hz的次同步振荡。对照表3所列特征模式计算值，时域仿真结果与特征模式计算具有很好的一致性。

由图6所知，柔直功率振荡幅度大于风电，均流向交流系统，表现为柔直主导、风电参与共同相对交流电网的功率振荡。

4)风电和柔直控制对主导失稳模式的影响

以上分析表明，交流风电柔直受端并网子系统中，柔直控制主导的次同步振荡模式为主导失稳模式，表现为风电与柔直共同相对交流系统的共模振荡，参与因子分析表明，该模式与电流控制环节密切相关。以下分析电流控制参数对该模式稳定性的影响。

考虑风电柔直高出力、高短路比，以及低出力、低短路比两种工况，具体如下。

(1)调整交流送出风场网侧电流环控制比例增益由1.2减小至0.4，对应电流环带宽从213.5 Hz降低至91 Hz，保持柔直受端电流环控制比例增益为0.7，得到次同步振荡模式的特征根轨迹如图7(a)所示；

(2)调整柔直受端电流环控制比例增益由1.2减小至0.4，对应电流环带宽从333 Hz降至175 Hz，保持交流送出风场网侧电流环控制比例增益为0.85，

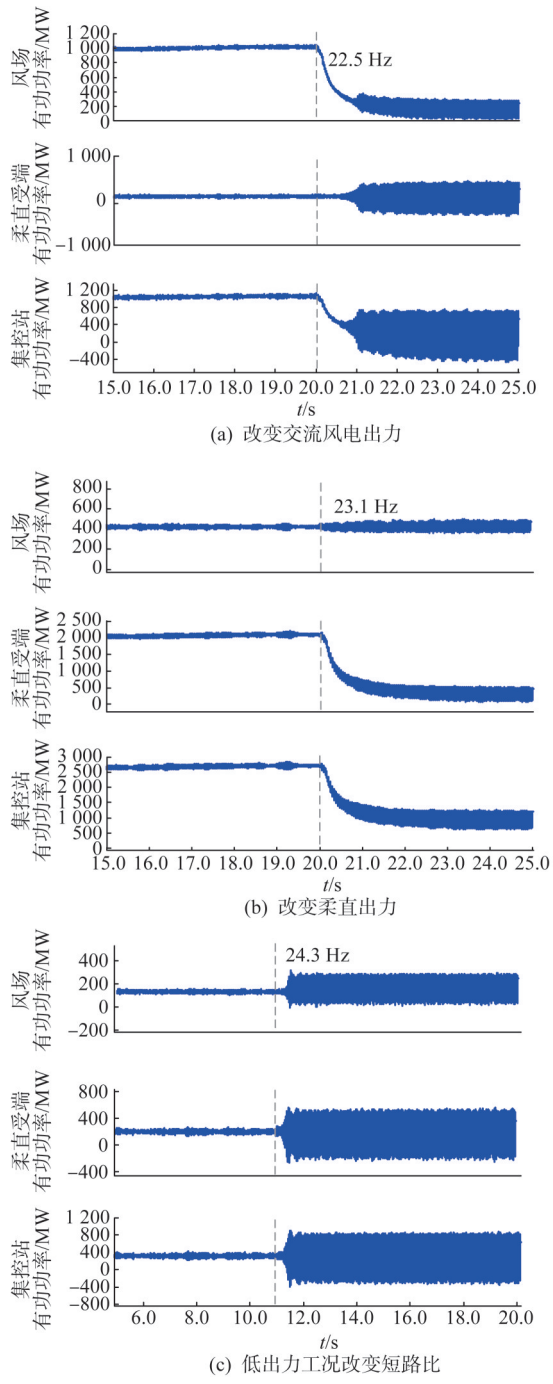
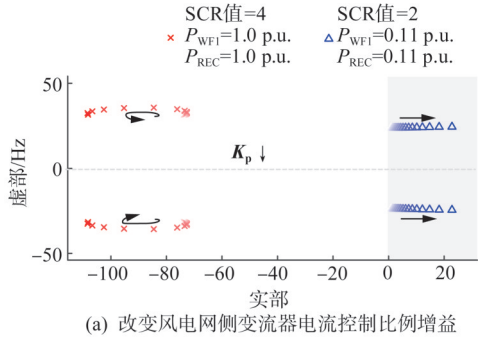


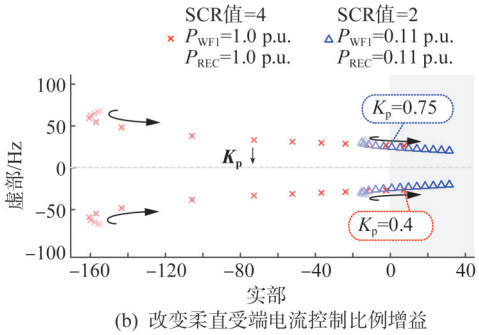
图6 柔直主导次同步振荡模态稳定性时域仿真验证

Fig. 6 Time-domain verification of the subsynchronous mode dominated by the VSC-HVDC receiving-end converter

得到次同步振荡模式的特征根轨迹如图7(b)所示。



(a) 改变风电网侧变流器电流控制比例增益



(b) 改变柔直受端电流控制比例增益

图7　风电柔直电流控制参数对次同步模式的影响

Fig. 7　Impact of wind power VSC-HVDC current control parameters on subsynchronous modes

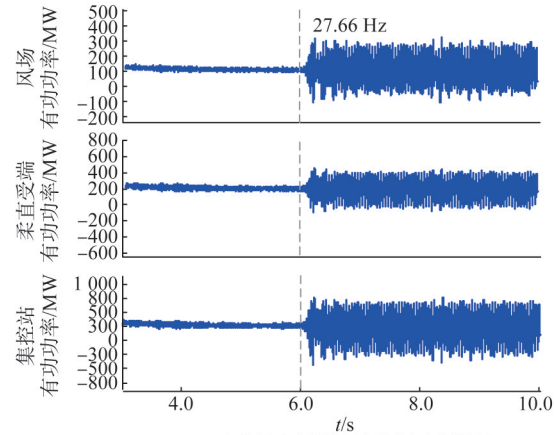
图7(a)特征根轨迹分析结果表明，风电控制对柔直主导次同步模式稳定性存在影响，低出力低短路比工况下该模式已处于不稳定状态，该工况下主导失稳模式稳定性随风电网侧变流器电流控制比例增益降低而降低，但是高短路比高出力工况下该模式始终稳定，因此其影响有限，可能在临界稳定情况下导致系统失稳。

图7(b)结果显示柔直电流控制参数对该模式稳定性有关键影响，不同工况下主导失稳模式稳定性均随柔直受端电流控制比例增益的降低而变差，即便是高出力高短路比工况，电流控制增益过低也会导致模式失稳；低短路比低出力工况下，风电和柔直电流控制带宽必须保持在较高的范围才能保证该模式的稳定性；柔直电流控制比例增益变化时，振荡频率也相应变化，进一步说明该模式受柔直电流控制主导。

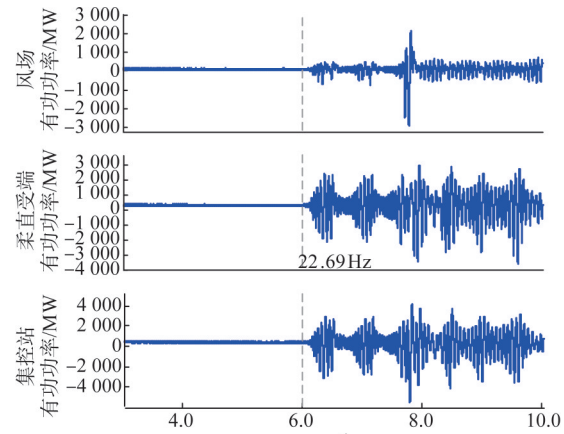
对上述结论进行时域仿真验证，设置交流送出风场出力和柔直输送功率均为0.11 p.u.，集控站短路比为3，初始工况下风电网侧以及柔直电流控制比例增益均为0.8，第6 s时将风电电流控制比例增益和柔直电流控制比例增益减小至0.4，仿真结果如图8所示。

由图8(a)可知，减小风电电流控制比例增益，系统出现27.66 Hz的功率振荡；另一方面，由图8(b)可知，减小柔直电流控制比例增益，系统发生了功率振荡，振荡频率约为22.69 Hz。两种情况均表现为风电和柔直相对交流系统的共模振荡。

表4列出上述仿真工况对应的系统特征模式，与时域仿真结果具有一致性。



(a) 改变风电网侧电流控制比例增益



(b) 改变柔直电流控制比例增益

图8　风电与柔直电流控制参数影响时域仿真

Fig. 8　Time-domain simulations of the effects of current-control parameters of the wind farm and VSC-HVDC receiving-end converter

3　交直流并网多场景对比分析

针对图1所示算例系统，考虑如下并网场景，与图1算例系统对比分析系统主导特征模式变化及其稳定性。

表 4 算例工况风电-柔直共模特征模式

Tab. 4 Common-mode eigenvalues of the wind power and VSC-HVDC systems under the studied operating conditions

WF1 电流控制增益	柔直电流控制增益	短路比	特征模式
0.8	0.8	3	−20.60±j29.65×2π
0.4	0.8	3	29.73±j28.85×2π
0.8	0.4	3	22.55±j23.96×2π

1)场景 1：图 1 所示算例系统，交流风电 1 000 MW 与柔直 2 000 MW 联合并网；

2)场景 2：图 1 所示算例系统中仅 1 000 MW 风电场交流并网，柔直退出；

3)场景 3：图 1 所示算例系统中仅 2 000 MW 柔直并网，交流风电退出；

4)场景 4：修改图 1 算例，交流风电增加一个 1 000 MW 风电场，330 kV 海缆输电线路相应增加至 6 回，陆上集控站 SVG 配置容量也相应增加一倍，柔直侧减少一个风电场，容量降低为 1 000 MW。

3.1 交直流并网不同场景系统主导特征模式

针对上述场景开展特征模式分析，结果如下。

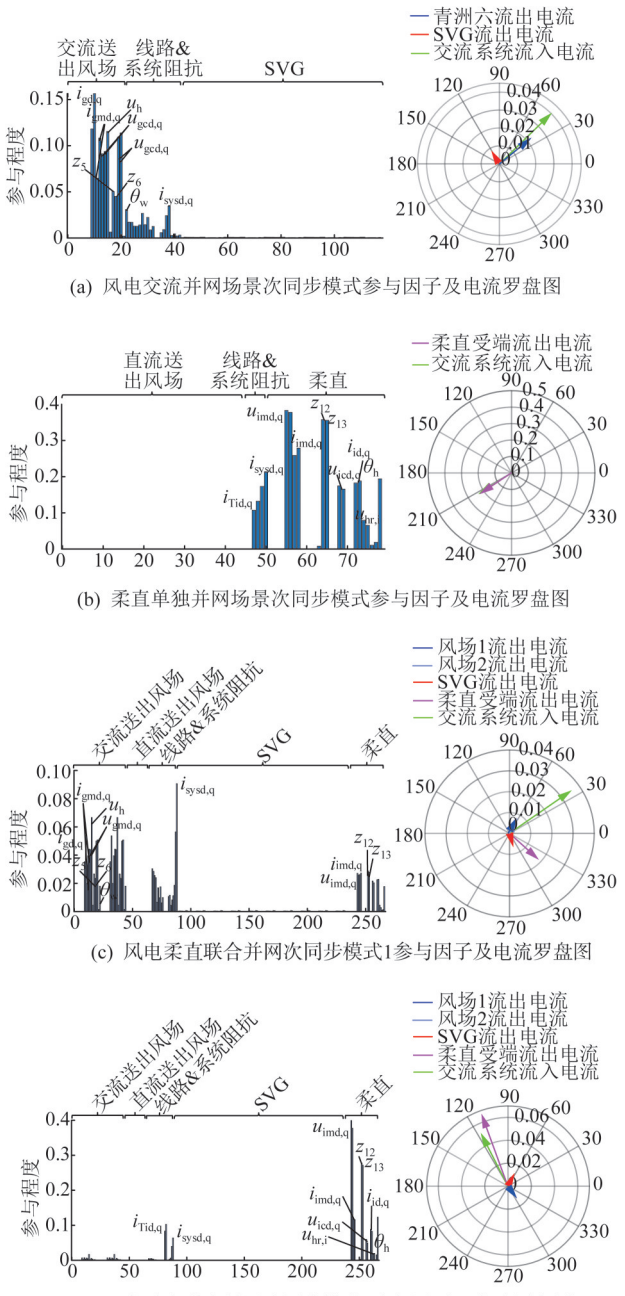
1)交流风电并网场景下，风电电流控制相关的次同步振荡模式为系统主导失稳模式，表现为风电相对交流电网振荡模式，其参与因子及系统电流变量右特征向量的罗盘图如图 9(a)所示。

2)柔直单独并网场景下，柔直换流器电流控制相关的次同步振荡模式为系统主导失稳模式，表现为柔直相对交流电网振荡的模式，其参与因子和系统电流变量对应的右特征向量对应罗盘图如图 9(b)所示。

3)风电交直流联合并网场景 4 仍然存在与交流风电和柔直电流控制相关的两个次同步振荡模式，其中一个模式为交流风电主导，表现为风电主导的相对交流电网和柔直振荡模式，参与因子和电流向量罗盘图如图 9(c)所示；另一个模式为柔直主导的次同步振荡模式，主要表现为柔直相对交流电网的振荡模式，风电参与程度很小。对比图 2 和图 3 可知，当交直流联合并网系统中风电容量大于柔直容量时，系统特征模式所反映的风电、柔直以及交流电网间相互作用关系与图 1 所示的算例系统有所不同，详见下文分析。

3.2 不同场景系统主导特征模式稳定性对比

设定风电和柔直出力均为 0.11 p.u.，逐渐降低系统短路电流水平，集控站/升压站 SCR 值由 4.8



(a) 风电交流并网场景次同步模式参与因子及电流罗盘图

(b) 柔直单独并网场景次同步模式参与因子及电流罗盘图

(c) 风电柔直联合并网次同步模式1参与因子及电流罗盘图

(d) 风电柔直联合并网次同步模式2参与因子及电流罗盘图

图 9 交直流不同并网场景主导模态特征分析

Fig. 9 Dominant eigenmodes under different AC/VSC-HVDC grid-integration scenarios

逐渐减小至 0.8，分别计算不同并网场景下系统主导次同步特征模式的根轨迹，结果如图 10 所示。表 5 给出了交直流并网不同场景对应的主导失稳模式的临界短路比以及对应的集控站短路电流水平，短路比按照集控站母线短路容量除以接入交流电网的变流器容量总和计算，即柔直受端、风电交流并网容量以及 SVG 等。

由图10可以得出以下结论。

1)柔直容量为主的场景1中，主导失稳模式为柔直电流控制主导的次同步振荡模式，表现为低出力低短路比失稳；对比场景1和场景3临界短路比和交流电网短路电流水平可见，交流风电接入一定程度上弱化了该模式稳定性。

2)交流并网风电容量为主的场景4中，风电电流控制主导的次同步振荡模式为主导失稳模式，低出力低短路比时失稳，如图10中蓝色“+”所示；另一方面柔直电流控制主导的次同步振荡模式则表现稳定，始终位于特征根左半平面。

3)对比表5所示场景1和场景4临界短路比和集控站短路电流水平可知，交流并网容量为主的系统稳定性明显较差，这主要是因为交流并网风电经过高压交流海缆接入升压站/集控站，相比柔直换流器直接接入升压站/集控站，其临界短路比显著增大。

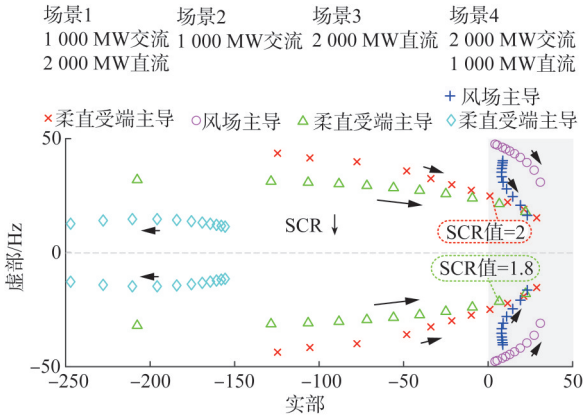


图10　交直流不同并网场景特征模式随短路比变化

Fig. 10　Eigenvalue loci under different AC/VSC-HVDC grid-integration scenarios with varying SCR

表5　交直流并网不同场景临界短路比

Tab. 5　Critical SCRs under different AC/VSC-HVDC grid-integration scenarios

算例系统	交流风电容量/MW	柔直并网容量/MW	升压站/集控站临界短路比SCR	升压站/集控站短路电流水平/kA
场景1	1 000	2 000	2	7. 14
场景2	1 000		4. 87	5. 36
场景3		2 000	1. 95	4. 28
场景4	2 000	1 000	3. 25	12. 51

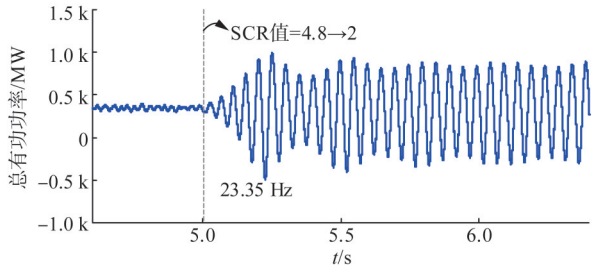
3. 3　时域仿真对比与验证

针对场景分别开展仿真分析，计算结果如下。

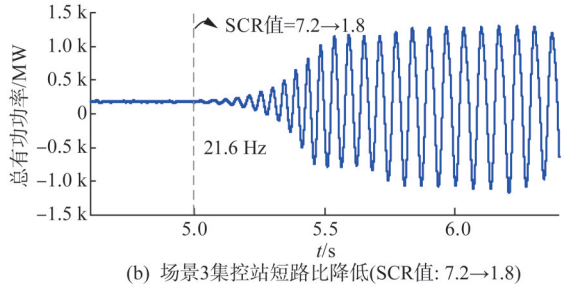
1)针对场景1和场景3，风电柔直出力均为0. 11 p. u.，改变升压站/集控站短路比，仿真结果如图11(a)—(b)所示。

2)针对场景2和场景4，降低风电出力，升压站/集控站短路比保持为4. 8不变，仿真结果如图11(c)—(d)所示，其中场景4保持柔直出力为0. 11 p. u.。

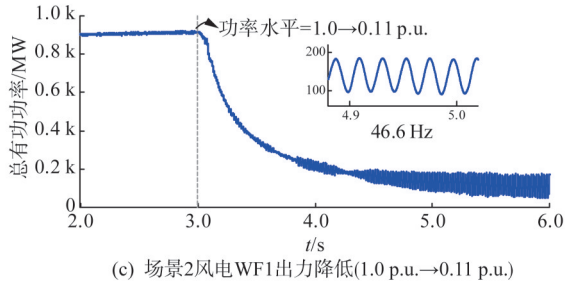
由图11(a)—(b)可知，柔直并网容量为主时，低出力低短路比下系统主导振荡模式对应柔直电



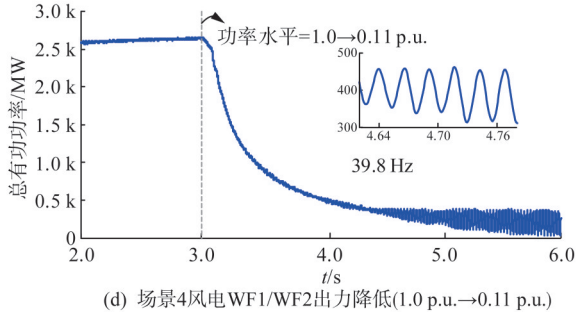
(a) 场景1集控站短路比降低(SCR值: 4.8→2.0)



(b) 场景3集控站短路比降低(SCR值: 7.2→1.8)



(c) 场景2风电WF1出力降低(1.0 p.u.→0.11 p.u.)



(d) 场景4风电WF1/WF2出力降低(1.0 p.u.→0.11 p.u.)

图11　交直流并网不同场景主导模式失稳仿真

Fig. 11　Time-domain simulations of dominant-mode instability under different AC/VSC-HVDC grid-integration scenarios

流控制主导次同步振荡模式；由图 11(c)—(d)可知，风电交流并网容量为主时，低出力低短路比下系统主导振荡模式对应风电电流控制主导次同步振荡模式。两种场景振荡模式频率存在差别，其原因是一方面在于柔直受端换流器接入交流电网回路的电气距离，相比风电场交流主接入回路电气距离较小，另一方面也与风电和柔直电流控制参数有关。

4 结论

本文针对海上风电交直流联合并网系统，通过特征模式分析和多运行场景比较，对其振荡特性开展研究，主要结论如下。

1)交流风电与柔直受端通过交流耦合构成的并网子系统中，存在交流风电网侧电流控制主导的次同步振荡模式和柔直受端电流控制主导的次同步振荡模式。

2)交流风电容量占比低于柔直并网容量时，柔直控制主导次同步振荡模式为系统主导失稳模式，表现为风电柔直低出力低短路比接入交流系统下的次同步振荡失稳。

3)交流风电容量高于柔直并网容量时，交流风电网侧电流控制主导的次同步振荡模式为主导失稳模式，失稳场景与上述类似。

4)由于交流风电控制回路电气距离大于柔直电流控制回路，相同控制参数设计对应的交流风电主导次同步振荡模式频率高于柔直控制主导模式频率，这一特征可以作为振荡溯源的参考判据。

本文结合工程构建典型算例研究海上风电交直流联合并网系统振荡特性，通过对比分析了交直流容量不同组合时系统主导失稳模态的演变特性。后续可进一步针对交直流相互影响及容量比变化对主导振荡模态影响机理开展研究。

参考文献

[1] 刘吉臻，马利飞，王庆华，等. 海上风电支撑我国能源转型发展的思考[J]. 中国工程科学，2021，23(1)：149－159.
LIU Jizhen，MA Lifei，WANG Qinghua，et al. Offshore wind power supports China′s energy transition[J]. Strategic Study of CAE，2021，23(1)：149－159.

[2] 周孝信，陈树勇，鲁宗相，等. 能源转型中我国新一代电力系统的技术特征[J]. 中国电机工程学报，2018，38(7)：1893－1904，2205.
ZHOU Xiaoxin，CHEN Shuyong，LU Zongxiang，et al. Technology features of the new generation power system in China[J]. Proceedings of the CSEE，2018，38(7)：1893－1904，2205.

[3] 余宙，袁智勇，宋强，等. 面向大规模海上风电基地低频交流送出的功率集线器[J]. 电力系统自动化，2024，48(21)：16－27.
YU Zhou，YUAN Zhiyong，SONG Qiang，et al. Power hub for low-frequency AC transmission for large-scale offshore wind power base[J]. Automation of Electric Power Systems，2024，48(21)：16－27.

[4] 严新荣，张宁宁，马奎超，等. 我国海上风电发展现状与趋势综述[J]. 发电技术，2024，45(1)：1－12.
YAN Xinrong，ZHANG Ningning，MA Kuichao，et al. Overview of current situation and trend of offshore wind power development in China[J]. Power Generation Technology，2024，45(1)：1－12.

[5] 许帅，杨羽霏，刚傲，等. 中欧漂浮式海上风电关键技术与产业链合作路径研究[J]. 发电技术，2024，45(1)：13－23.
XU Shuai，YANG Yufei，GANG Ao，et al. Research on key technologies and industrial chain cooperation paths of floating offshore wind power between China and Europe[J]. Power Generation Technology，2024，45(1)：13－23.

[6] 王秀丽，赵勃扬，黄明煌，等. 大规模深远海风电送出方式比较及集成设计关键技术研究[J]. 全球能源互联网，2019，2(2)：138－145.
WANG Xiuli，ZHAO Boyang，HUANG Minghuang，et al. Research of integration methods comparison and key design technologies for large scale long distance offshore wind power[J]. Journal of Global Energy Interconnection，2019，2(2)：138－145.

[7] 谢小荣，贺静波，毛航银，等. “双高”电力系统稳定性的新问题及分类探讨[J]. 中国电机工程学报，2021，41(2)：461－475.
XIE Xiaorong，HE Jingbo，MAO Hangyin，et al. New issues and classification of power system stability with high shares of renewables and power electronics[J]. Proceedings of the CSEE，2021，41(2)：461－475.

[8] 谢小荣，刘华坤，贺静波，等. 直驱风机风电场与交流电网相互作用引发次同步振荡的机理与特性分析[J]. 中国电机工程学报，2016，36(9)：2366－2372.
XIE Xiaorong，LIU Huakun，HE Jingbo，et al. Mechanism and characteristics of subsynchronous oscillation caused by the interaction between full-converter wind turbines and AC systems[J]. Proceedings of the CSEE，2016，36(9)：2366－2372.

[9] 黄碧月. 直驱风电并网的电力系统动态特性分析与次同步振荡研究[D]. 武汉：华中科技大学，2021.

[10] 余超耘，盛超，郭敬梅，等. 海上风电场经交流海缆送出高频谐振高效实用化分析方法及其工程实践[J]. 电网技术，2024，48(3)：1352－1360.
YU Chaoyun，SHENG Chao，GUO Jingmei，et al. Efficient and practical analysis method for high-frequency resonance of offshore wind farms transmitted via AC submarine cables and its engineering application[J]. Power System Technology，2024，48(3)：1352－1360.

[11] 余浩，李雨桐，陈鸿琳，等. 海上风电场交流并网系统振荡风险分析及基于短路比的评估计算原则研究[J]. 南方电网技术，2022，16(10)：77－86.
YU Hao，LI Yutong，CHEN Honglin，et al. Oscillation risk

analysis of AC grid-connected system of multi-offshore wind farms and evaluation and calculation principles based on short-circuit ratio[J]. Southern Power System Technology, 2022, 16(10): 77 – 86.

[12] 刘宇明，黄碧月，孙海顺，等. SVG与直驱风机间的次同步相互作用特性分析[J]. 电网技术，2019，43（6）：2072 – 2079.
LIU Yuming, HUANG Biyue, SUN Haishun, et al. Study on subsynchronous interaction between D-PMSG-based wind turbines and SVG [J]. Power System Technology, 2019, 43(6): 2072 – 2079.

[13] 吴广禄，周孝信，王姗姗，等. 柔性直流输电接入弱交流电网时锁相环和电流内环交互作用机理解析研究[J]. 中国电机工程学报，2018，38(9)：2622– 2633.
WU Guanglu, ZHOU Xiaoxin, WANG Shanshan, et al. Analytical research on the mechanism of the interaction between PLL and inner current loop when VSC-HVDC connected to weak grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(9): 2622 – 2633.

[14] 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. 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 Jiao Tong University, 2022, 56(12):1572 – 1583.

[15] 李云丰，贺之渊，庞辉，等. 柔性直流输电系统高频稳定性分析及抑制策略（一）：稳定性分析[J]. 中国电机工程学报，2021，41(17)：5842 – 5856.
LI Yunfeng, HE Zhiyuan, PANG Hui, et al. High frequency stability analysis and suppression strategy of MMC-HVDC systems (part I): stability analysis [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(17): 5842 – 5856.

[16] 吴英爽，杨子谦，刘明顺，等. 新能源经柔直送出系统孤岛运行模式下的小信号同步稳定机理[J]. 南方电网技术，2024，18(7)：3 – 10.
WU Yingshuang, YANG Ziqian, LIU Mingshun, et al. Small signal synchronous stability mechanism of renewable energy transmission system through VSC-HVDC working as island mode[J]. Southern Power System Technology, 2024, 18(7): 3 – 10.

[17] 王延纬，刘宇明，杨荣照，等. 柔性直流输电系统高频谐振自适应抑制策略[J]. 南方电网技术，2024，18(2)：1 – 11.
WANG Yanwei, LIU Yuming, YANG Rongzhao, et al. Adaptive suppression strategy of high frequency resonance in MMC-HVDC transmission system [J]. Southern Power System Technology, 2024, 18(2): 1 – 11.

[18] 李志军，张俊杰，贾杨. 基于自适应有源阻尼的宽频域谐振抑制器[J]. 南方电网技术，2024，18(10)：95 – 106.
LI Zhijun, ZHANG Junjie, JIA Yang. Wide-band resonance suppressor based on adaptive active damping [J]. Southern Power System Technology, 2024, 18(10): 95 – 106.

[19] 陈兴华，李纪元，王延纬，等. 多区域弱交流互联系统多风场间耦合作用研究[J]. 南方电网技术，2026，20(5)：47 – 58.
CHEN Xinghua, LI Jiyuan, WANG Yanwei, et al. Research on coupling effects between multiple wind farms in a multi-region weak AC interconnected grid [J]. Southern Power System Technology, 2026, 20(5): 47 – 58.

[20] 曾志杰，黄霆，李浩志，等. 海上风电并网系统次/超同步振荡自适应抑制方法及其硬件在环测试分析[J]. 电力建设，2025，46(5)：150 – 158.
ZENG Zhijie, HUANG Ting, LI Haozhi, et al. Offshore-wind-power integrated system sub/super-synchronous oscillation adaptive mitigating method and its HIL tests[J]. Electric Power Construction, 2025, 46(5): 150 – 158.

[21] 谢小荣，刘华坤，贺静波，等. 新能源发电并网系统的小信号阻抗/导纳网络建模方法[J]. 电力系统自动化，2017，41（12）：26 – 32.
XIE Xiaorong, LIU Huakun, HE Jingbo, et al. Small-signal impedance/admittance network modeling for grid-connected renewable energy generation systems [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(12): 26 – 32..

[22] 李光辉，王伟胜，刘纯，等. 直驱风电场接入弱电网宽频带振荡机理与抑制方法（一）：宽频带阻抗特性与振荡机理分析[J]. 中国电机工程学报，2019，39(22)：6547 – 6562.
LI Guanghui, WANG Weisheng, LIU Chun, et al. Mechanism analysis and suppression method of wideband oscillation of PMSG wind farms connected to weak grid (part I): analysis of wideband impedance characteristics and oscillation mechanism [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(22): 6547 – 6562.

[23] 尹聪琦，邹常跃，谢小荣，等. 高压直流输电系统模块化多电平换流器(MMC)的宽频耦合阻抗模型[J]. 南方电网技术，2019，13(3)：40 – 47.
YIN Congqi, ZOU Changyue, XIE Xiaorong, et al. Broadband coupling impedance model of the modular multilevel converter in HVDC transmission system [J]. Southern Power System Technology, 2019, 13(3): 40 – 47.

[24] 朱誉，陆秋瑜，伍双喜，等. 基于广义阻抗的新能源柔直送出系统小干扰稳定性评估与提升[J]. 全球能源互联网，2025，8（6）：702 – 712.
ZHU Yu, LU Qiuyu, WU Shuangxi, et al. Evaluation and improvement of small disturbance stability for renewables VSC-HVDC delivery system based on generalized impedance [J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2025, 8(6): 702 – 712.

[25] 韩应生，孙海顺，穆清，等. 一种基于元件离散模型的系统状态空间构成新方法[J]. 中国电机工程学报，2020，40(20)：6569 – 6578.
HAN Yingsheng, SUN Haishun, MU Qing, et al. A novel approach to construct the power system state space based on the discrete-time state space model of the component[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(20): 6569 – 6578.

[26] 刘逸凡，许建中，赵成勇，等. 面向规模化海上风电场站实时仿真的精细化建模方法[J]. 中国电机工程学报，2024，44（19）：7648 – 7659.
LIU Yifan, XU Jianzhong, ZHAO Chengyong, et al. Refined modeling method for real-time simulation of large-scale offshore wind farm stations [J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(19): 7648 – 7659.

[27] 徐建源，白恩铭，钟建英，等. 海上风电系统动态稳定性及源网振荡分析[J]. 高电压技术，2025，51(6)：2734 – 2747.
XU Jianyuan, BAI Enming, ZHONG Jianying, et al. Dynamic stability and source-grid oscillation analysis of offshore wind turbine systems[J]. High Voltage Engineering, 2025, 51(6): 2734 – 2747.

收稿日期：2025-11-03

作者简介：

刘宇明(1995)，男，工程师，硕士，研究方向为新能源并网稳定性分析与控制工作，liuym4@csg. cn；

孙海顺(1971)，男，教授，博士生导师，博士，研究方向为电力系统分析与仿真、柔性交流输电与直流输电、电力系统次同步振荡，大规模风电并网的系统稳定与控制，haishunsun@hust. edu. cn；

杨振南(1992)，男，工程师，硕士，研究方向为电力系统安全稳定分析与控制，yangzhennan@gpdc. gd. csg. cn。

附录 A：
并网算例系统参数

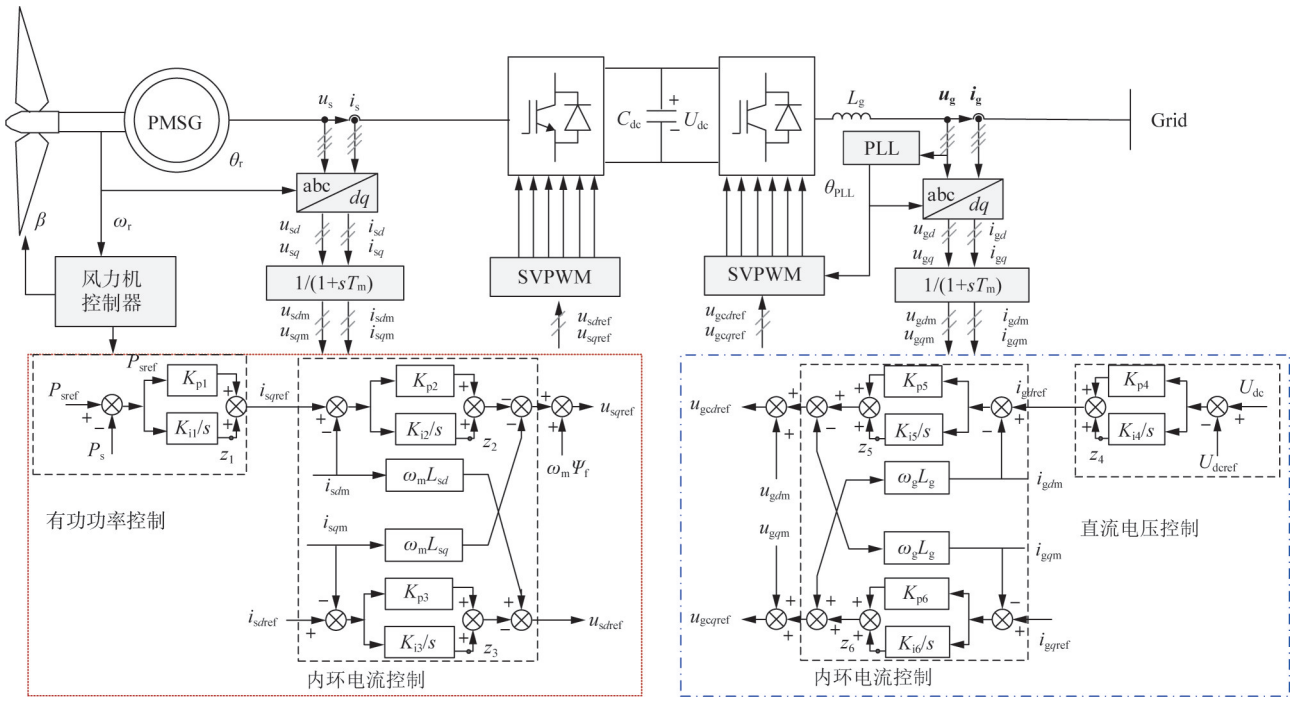


图 A1 直驱风电机组控制结构

Fig. A1 Control structure of the direct-drive wind turbine

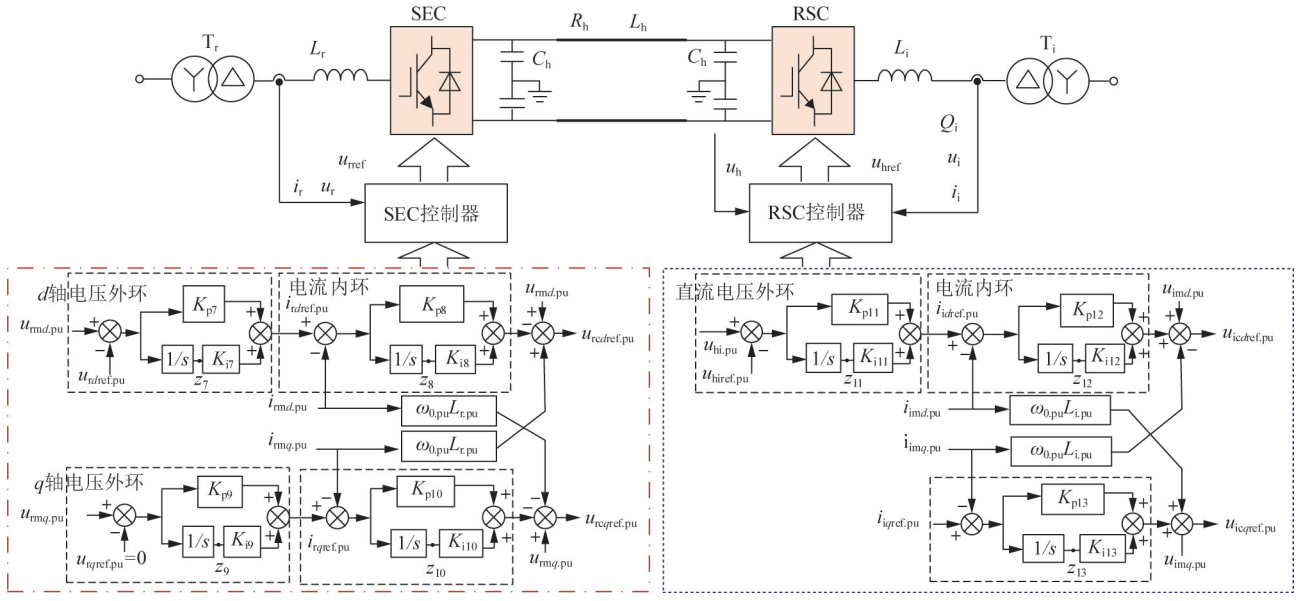


图 A2 柔性直流输电系统控制结构

Fig. A2 Control structure of the VSC-HVDC system

表 A1　直驱风电机组参数

Tab. A1　Parameters of the direct-drive wind turbine

风电参数	数值	风电参数	数值
风力机叶片半径/m	33	变桨距角控制环节功率控制比例增益 K_{pc}	3
空气密度 ρ_{air}/(kg·m^{-3})	1. 225	变桨距角控制环节功率控制积分系数 K_{ic}	30
风力机额定频率 f_{sn}/Hz	11. 5	有功功率参考值控制比例增益 K_{ptrq}	12
额定功率/MW	5. 5	有功功率参考值控制积分系数 K_{itrq}	0. 6
功率因数	0. 9	机侧有功功率控制比例增益 K_{p1}	2
容量基值/MVA	6. 111	机侧有功功率控制积分系数 K_{i1}	20
电压基值/kV	0. 69	机侧 q 轴电流跟踪控制比例增益 K_{p2}	5
永磁同步发电机等效电阻 R_s/p. u.	0. 006 1	机侧 q 轴电流跟踪控制积分系数 K_{i2}	77. 88
永磁同步发电机等效电抗 L_s/p. u.	0. 685 9	机侧 d 轴电流跟踪控制比例增益 K_{p3}	2. 02
直流电容 C_{dc}/F	0. 025	机侧 d 轴电流跟踪控制积分系数 K_{i3}	77. 88
网侧变流器出口滤波电感 L_g/p. u.	0. 44	网侧直流电压控制比例增益 K_{p4}	0. 8
箱变额定容量/MVA	6. 3	网侧直流电压控制积分系数 K_{i4}	1/0. 1
箱变电压比/(kV/kV)	66/0. 69	网侧 d/q 轴电流跟踪控制比例增益 K_{p5}/K_{p6}	0. 8
箱变阻抗电压/%	6. 5	网侧 d/q 轴电流跟踪控制积分系数 K_{i5}/K_{i6}	1/0. 025
机侧/网侧变流器开关频率/Hz	2 000	测量环节滤波时间常数 T_m	0. 001
变桨距角控制环节转速控制比例增益 K_{pp}	50	锁相环控制比例增益 K_{pPLL}	50
变桨距角控制环节转速控制积分系数 K_{ip}	25	锁相环控制积分系数 K_{iPLL}	1/0. 001

表 A2　柔性直流输电系统参数

Tab. A2　Parameters of the VSC-HVDC system

系统参数	数值	系统参数	数值
电压等级/kV	±500	直流支撑电容/μF	20. 5
额定容量/MVA	2000	送端 d/q 轴电压控制比例增益 K_{p7}/K_{p8}	0. 8/1. 0
直流电缆横截面积/mm^2	2500	送端 d/q 轴电压控制积分时间常数 T_{i7}/T_{i8}	0. 08/0. 06
直流电缆长度/km	92. 5	送端电流跟踪控制比例增益 K_{p9}/K_{p10}	0. 8/1. 0
海上换流站变压器额定容量/MVA	2100	送端电流跟踪控制积分时间常数 T_{i9}/T_{i10}	0. 02/0. 075
海上换流站变压器变比/(kV/kV)	66/500	受端电压控制比例增益 K_{p11}	0. 8
海上换流站变压器阻抗电压/%	10	受端电压控制积分时间常数 T_{i11}	0. 1
陆上换流站变压器额定容量/MVA	2100	受端 d/q 轴电流跟踪控制比例增益 K_{p12}/K_{p13}	0. 7
陆上换流站变压器变比/(kV/kV)	500/525	受端 d/q 轴电流跟踪控制积分时间常数 T_{i12}/T_{i13}	0. 02
陆上换流站变压器阻抗电压/%	10	测量环节滤波时间常数 T_m	0. 01
送端换流电抗/p. u.	0. 2	锁相环控制比例增益 K_{pPLL}	50
受端换流电抗/p. u.	0. 2	锁相环控制积分时间常数 T_{iPLL}	0. 001

表 A3　SVG 相关参数

Tab. A3　Related parameters of SVG

SVC 参数	数值	SVC 参数	数值
额定容量/Mvar	50	SVG 外环控制比例系数 K_{p7}/K_{p9}	0. 8
额定电压/kV	35	SVG 外环控制积分增益 K_{i7}/K_{i9}	1/0. 08
额定频率/Hz	50	d/q 轴电流跟踪控制比例系数 K_{p8}/K_{p10}	0. 8
直流电容/F	0. 000 25	d/q 轴电流跟踪控制积分增益 K_{i8}/K_{i10}	1/0. 04
滤波电感/p. u.	0. 5	测量环节滤波时间常数 T_m	0. 001
逆变器开关频率/Hz	2 000	锁相环控制比例系数 K_{pPLL}	50
调差系数 K_a	0. 03	锁相环控制积分增益 K_{iPLL}	1/0. 002
定电压控制电压基准值/kV	330		

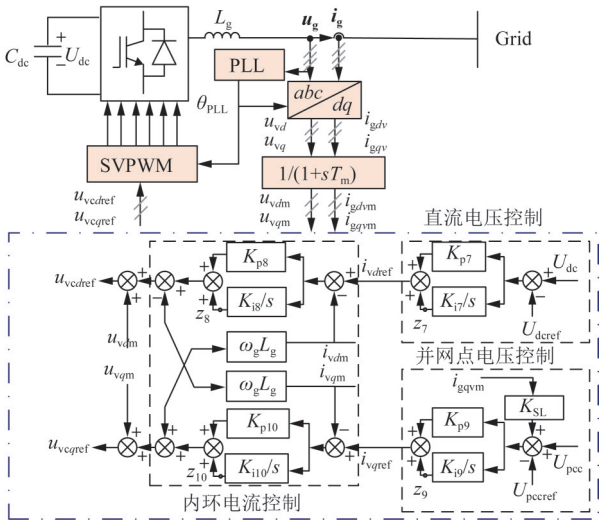


图 A3 SVG 控制结构

Fig. A3 Control structure of SVG

表 A4 交流海缆电气参数

Tab. A4 Electrical parameters of the AC submarine cable

交流海缆参数	数值
电压等级/kV	330
横截面积/mm^2	800
单位长度电阻/($\Omega\cdot km^{-1}$)	0.014 1
单位长度电感/($mH\cdot km^{-1}$)	0.5
单位长度电容/($\mu F\cdot km^{-1}$)	0.16

附录 B：部分系统特征模式计算结果

表 B1 系统电气谐振模式

Tab. B1 Electrical resonance modes of the system

序号	模态	特征值	相关环节
1	$\lambda_{4,5}$	−13.76±j760.43×2π	T+L
2	$\lambda_{6,7}$	−13.37±j660.23×2π	T+L
3	$\lambda_{14,15}$	−40.35±j241.58×2π	WF1+T+L+AC+REC
4	$\lambda_{22,23}$	−30.20±j144.20×2π	WF1+T+L+AC+REC

注：T 代表风电场 330kV 升压变压器，L 代表 330kV 交流海缆，AC 代表交流电网，SEC 代表柔直送端换流器，REC 代表柔直受端换流器。

表 B2 海上风电与柔直送端子系统特征模式

Tab. B2 Eigenmodes of the offshore wind farm and VSC-HVDC sending-end subsystem

序号	模态	特征值	相关环节
1	$\lambda_{48,49}$	−268.18±j127.00×2π	WF2/WF3
2	$\lambda_{50,51}$	−133.36±j111.40×2π	WF2/WF3/SEC
3	$\lambda_{65,66}$	−96.89±j67.19×2π	WF2/WF3
4	$\lambda_{69,70}$	−17.05±j58.94×2π	WF2/WF3/SEC
5	$\lambda_{26,27}$	−2 180.13±j12.90×2π	WF2/WF3
6	$\lambda_{24,25}$	−2 370.99±j6.50×2π	WF2/WF3/SEC
7	$\lambda_{131,132}$	−24.97±j3.09×2π	WF2/WF3
8	$\lambda_{135,136}$	−17.87±j2.83×2π	WF2/WF3/SEC
9	$\lambda_{106,107}$	−81.24±j11.64×2π	SEC/WF2/WF3
10	$\lambda_{139,140}$	−−8.71±j1.61×2π	SEC/WF2/WF3
11	$\lambda_{152,153}$	−13.79±j0.50×2π	SEC/WF2/WF3
12	$\lambda_{141,142}$	−44.83±j0.07×2π	SEC/WF2/WF3

表 B3 交流送出风场-柔直受端子系统电流控制相关的次/超同步振荡特征模式

Tab. B3 Current-control-related subsynchronous and supersynchronous eigenmodes of the AC-connected wind farm and VSC-HVDC receiving-end subsystem

序号	模态	特征值	相关环节
1	$\lambda_{38,39}$	−116.36±j96.22×2π	WF1+REC+AC
2	$\lambda_{34,35}$	−179.02±j115.47×2π	REC+WF1+AC
3	$\lambda_{32,33}$	−291.88±j137.17×2π	SVG+REC+AC+WF1
4	$\lambda_{59,60}$	−−318.86±j139.76×2π	SVG
5	$\lambda_{63,64}$	**−48.35±j47.28×2π**	**WF1+REC+AC**
6	$\lambda_{71,72}$	−60.29±j35.22×2π	REC+WF1+AC
7	$\lambda_{52,53}$	−160.43±j67.19×2π	SVG+REC+AC+WF1
8	$\lambda_{93,94}$	−167.35±j75.51×2π	SVG

表 B4 交流送出风场-柔直受端子系统锁相控制相关的低频振荡特征模式

Tab. B4 PLL-related low-frequency eigenmodes of the AC-connected wind farm – VSC-HVDC receiving-end subsystem

序号	模态	特征值	相关环节
1	$\lambda_{124,125}$	−24.39±j3.08×2π	WF1+REC
2	$\lambda_{126,127}$	−25.23±j2.84×2π	REC+WF1

表 B5 交流送出风场-柔直受端子系统电压控制相关的低频振荡特征模式

Tab. B5 Voltage-control-related low-frequency eigenmodes of the AC-connected wind farm and VSC-HVDC receiving-end subsystem

序号	模态	特征值	相关环节
1	$\lambda_{133,134}$	−18.26±j1.80×2π	REC+WF1
2	$\lambda_{137,138}$	−16.26±j2.37×2π	SVG