第 52 卷 第 3 期：1035-1050 高电压技术 Vol.52, No.3: 1035-1050
2026 年 3 月 31 日 High Voltage Engineering March 31, 2026
DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20241975

海上风电交流汇集并网系统稳定边界构建及振荡风险评估方法

吕振华[1]，葛亚明[2]，李纪元[3]，李　强[1]，陈雅欣[3]，孙海顺[3]
（1. 国网江苏省电力有限公司电力科学研究院，南京 210000；2. 国网江苏省电力有限公司，南京 210000；
3. 华中科技大学电气与电子工程学院，武汉 430074）

摘　要：近些年来随着海上风电规模化接入电网，电网运行部门对海上风电并网系统振荡风险综合评估方法提出了研究需求。首先从海上风电汇集并网系统典型失稳场景出发，提出应按不同主导模式失稳场景构建相应振荡稳定边界的观点；进而以直驱风电电流控制主导的次超同步振荡模式为例，提出采用风电出力和系统短路比描述海上风电汇集并网系统的稳定边界，并通过离线特征模式分析生成稳定边界；基于稳定边界定义了稳态和 *N*–1 稳定裕度指标，依据实时运行方式，通过短路计算求取，用于振荡风险综合评估；最后基于 10 机 39 节点算例对振荡稳定边界构建方法及振荡风险综合评估方法进行示例验证，结果表明，所提方法具有较好的准确性和工程实用性。
关键词：海上风电接入；次超同步振荡；稳定边界；风险评估；特征值分析法

Method of Stability Boundary Construction and Comprehensive Oscillation Risk Assessment for Offshore Wind Farms Grid-connected System

LYU Zhenhua[1], GE Yaming[2], LI Jiyuan[3], LI Qiang[1], CHEN Yaxin[3], SUN Haishun[3]
(1. State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd. Research Institute, Nanjing 210000, China;
2. State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Nanjing 210000, China;
3. School of Electrical and Electronics Engineering, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China)

Abstract: With large-scale offshore wind power integration in recent years, Chinese grid operation departments put forward needs for risk assessment of oscillation for offshore wind power integration system. Based on analysis of typical oscillation scenario of offshore wind power integration system by using eigenvalue method, this paper first suggests that stability boundary should be constructed for each specified mode according to its relevant oscillation scenario. Taking sub- and super-synchronous oscillation mode dominated by current control of PMSG as an example, it is proposed to construct a stability boundary by using wing power output and short circuit ratio as parameters. The boundary can be generated by off line eigenvalue analysis of the system. Based on the stability boundary, the oscillation stability margin (OSM) is defined for both steady state and *N*–1 contingency state. The OSM can be calculated online based on short circuit analysis of real time power flow and applied for risk assessment of oscillation. A 10-machine and 39-bus case system was applied for validation of the proposed method. Results show that the proposed method is accurate and feasible for engineering application.
Key words: offshore wind power integration; sub and super synchronous oscillation; stability boundary; risk assessment; eigenvalue analysis

0　引言

海上风电因具有风能稳定、发电利用小时数高、靠近电力负荷中心，便于电网就地消纳等众多优点，近年来得到了重视和快速发展，其装机容量正逐年增加，同时呈现出深远海化、规模化的发展趋势[1]。目前海上风电的并网方式主要分为高压交流输电方式(high voltage alternating current, HVAC)和高压直流输电方式(high voltage direct current，HVDC)，包括单风电场交流并网、多风电场分别经交流送至陆上汇集并网、多风电场海上汇集升压经交流送出、多风电场海上汇集经柔直送出并网、多

基金资助项目：国网江苏省电力有限公司科技项目(J2023025)。
Project supported by Science and Technology Project of State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd. (J2023025).

风电场分别经交流/柔直送出陆上汇集方案等一系列方式[2]。规模化海上风电并网系统通常包括了海上风电场、配套静态无功补偿装置(static var generator, SVG)、柔性直流输电系统，构成了包含多个变流器的复杂系统，在实际运行当中存在发生宽频振荡的风险。

近十余年来，国内外发生过多起涉及海上风电并网的新能源振荡事故，振荡表现为不同频率和不同场景，频率涵盖低频、次超同步以及中高频，典型场景包括双馈风电经串补送出系统的低频和次同步振荡[3-6]、双馈风电无串补送出系统弱电网下的次同步振荡[7]、直驱风电接入弱电网时引发的次超同步振荡[8]、柔直输电的中高频振荡[9]及新能源经柔直送出的低频、次超同步及中高频宽频范围振荡[10]，海上风电振荡场景包括静止无功补偿装置(static var compensator, SVC)次同步振荡[11]、中高频振荡[12]等。

学术界和工程上针对上述振荡问题机理开展了大量的研究，究其原因，均表现为电力电子变流器多时间尺度控制回路在系统特定运行工况下的控制稳定性。这其中有由于电网故障扰动激发装置暂态控制稳定问题引起的振荡，比如 2019 年英国大停电事故中电网雷击故障后霍恩海上风电场配置的动态无功补偿装置发生了次同步振荡[13]，以及近年来多次发生电网故障激发新能源场站配置 SVG 装置的暂态控制导致振荡等；更多的是系统运行状态下大量风电等电力电子装置并网控制稳定性相关的自发振荡，即并网系统某些特征模式表现为负阻尼振荡特性，比如双馈风电并网系统的次同步振荡[3-7]、直驱风电接入弱交流电网的次超同步振荡[8]等。

进一步分析表明，新能源并网系统中存在不同多时间尺度特征振荡模式，包括与变流器电流环控制相关的风电场-交流电网间模式、风电场间模式及与锁相环相关的振荡模式等，这些特征模式与不同的控制环节相关联，其失稳场景可能存在明显的差异，比如直驱风电低出力低短路比状态下电流控制主导的次超同步振荡模式，高出力低短路比状态下锁相控制主导的数赫兹低频振荡[9,13-17]。

我国修订的电力系统安全稳定导则从新能源并网短路比评估的角度对是否需要开展新能源振荡风险评估提出了指导意见，但是从电网调度运行的角度更希望能够构建基于系统运行方式的振荡稳定边界，用于振荡风险评估和预警。目前，国内外已有不少学者对振荡风险评估方法展开研究，包括利用阻抗分析法分析风电场阻抗特性[18-21]、结合数据驱动的方法处理实时和历史数据[19-22]、考虑网架结构及风电场容量等因素利用短路比进行次同步振荡风险初筛[23-24]等方式。基于阻抗特性的评估方法需要对不同工况下系统及风电场阻的抗特性进行扫描，且难以确定稳定边界。数据驱动的方法缺乏对物理机理的认知，基于短路比初筛得到的风险工况需要进一步开展针对性专题评估，结果往往是过度的限制新能源并网，不能适应运行工况变化。

相比现有的工作，本文优势在于：1）区分不同失稳主导失稳模态，分别依据其失稳场景构建稳定边界；2）采用特征模式分析生成稳定边界，保证其准确性；3）通过离线计算获取稳定边界，可以适应计算量的要求；4）基于稳定边界定义稳定裕度，可根据实时潮流通过在线短路分析计算 N–1/N–2 稳定裕度，从而实现振荡风险实时评估和预警，以便于工程应用。

文中首先基于系统特征值分析法，论述了海上风电汇集并网系统典型失稳模式及其失稳场景，说明了系统运行方式包括并网点系统强度以及风电运行出力对主导失稳模式的影响规律；在此基础上，以电流环主导次同步振荡模式为例，提出了利用风电出力水平和系统短路比的海上风电汇集并网系统稳定边界构建与振荡风险评估方法；最后，结合新英格兰 10 机 39 节点算例系统对振荡稳定边界构建及振荡风险综合评估方法的应用进行了论述，并利用电力系统电磁暂态仿真软件(PSCAD/EMTDC)验证了其有效性。

1 海上风电汇集并网系统振荡失稳场景

以图 1 所示工程上典型的两海上风电交流汇集并网系统为例。两风电场 WF1 和 WF2 装机容量分别为 400 MW 和 300 MW，各自经 35 kV、230 kV 的海上升压变压器升压后经交流海缆送至陆上集控站处汇集，电缆末端分别配置高抗，集控站配置动态无功补偿装置(SVG)，总容量为 120 Mvar。两风电场在陆上集控站汇集后，再经由 19.4 km 架空输电线接入交流电网。其中，风电机组与 SVG 的详细控制结构与控制参数见附录 A 及附录 B。

1.1 系统主导振荡特征模式分析

针对上述算例系统，设定风电场 WF1 和 WF2 出力水平分别为各自容量的 0.1 pu 和 0.2 pu(后文风

电场出力均按此定义)，设置交流等值电势源内阻抗模拟公共连接点(point of common coupling, PCC)点系统短路电流水平，陆上集控站和风电场出口母线短路比(short-circuit ratio, SCR)如表 1 所示。风电场出口短路比按照出口母线系统侧短路容量除以风电场容量计算，陆上集控站短路比采用集控站母线系统侧提供的短路容量除以两风电场及配置 SVG 容量之和计算得到[14]。

基于上述给定工况，对算例系统建立全系统线性化状态空间模型，计算系统特征模式。其中，直驱风电场采用单机等值直驱风电模型[25]，风电及 SVG 控制按照典型电流矢量解耦控制结构及参数给定，输电系统采用集中参数等效电路建立状态方程[14-15,26]。全系统状态空间共 87 阶，包括 2 个风电场等值机组模型共 44 阶、SVG 共 15 阶及输电系统 28 阶。

计算结果表明，系统存在多个振荡特征模式，频段覆盖中高频段(>100 Hz)、次超同步频段(10~100 Hz)及低频段(<10 Hz)。对各特征模式进行参与因子分析，可以确定主导该振荡模式的关键控制与动态环节。分析结果表明：1）中高频模式主要与输电系统包括交流海缆电气参数有关，属于输电系统 LC 电路谐振模式，其典型特征为两对相差 100 Hz 的振荡特征模式；2）次超同步段以及部分中频段(100~200 Hz)振荡模式与风电机组网侧变流器以及 SVG 控制相关，主要与变流器内环电流控制相关，属于风电/SVG 控制主导模式；3）低频段振荡模式包括风电机组机侧控制主导模式，风电机组网侧变流器和 SVG 变流器的锁相控制及外环直流电压与功率控制主导模式。

表 2 列出了系统低频段和次超同步频段的主导振荡模式，图 2 给出了所列主导特征模式的参与因子分析结果，同时根据对应模式的特征向量绘制了风电场和 SVG 模态输出电流罗盘图，以明确模态反映的风电场、SVG 以及交流电网控制相互作用特征。

图 2 中参与因子横坐标表示系统全部 87 个状态变量序号，其中 1—22、23—44 分别为 WF1 与 WF2 对应的风电及其控制状态变量；45—72 为变压器、系统阻抗、高抗、电缆对应的状态变量；73—87 为 SVG 控制对应的状态变量，纵坐标表示各状态变量在对应模态中的参与程度。模态电流罗盘图中 i_{WF1}、i_{WF2}、i_{SVG} 分别对应风电场 WF1、WF2、SVG 的模态输出电流；i_{system} 对应交流等值电势源的模态流入电流。

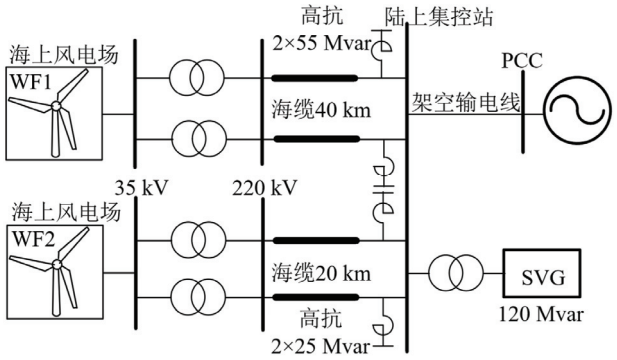


图 1 海上风电交流汇集并网系统

Fig.1 Case system of AC grid-connected offshore wind farms

表 1 系统各母线短路比计算结果

Table 1 Short circuit ratio of the case system

短路比	计算值
陆上集控站短路比	7.28
WF1、WF2 出口短路比	5.42、6.57

表 2 系统主导振荡模式计算结果

Table 2 Eigenvalue results of the case system

模式序号	特征值	主导参与环节	作用模式
$\lambda_{39,40}$	–55.67±j2π×62.34	风电 GSC 电流环	场间作用
$\lambda_{41,42}$	–47.51±j2π×57.91	SVG 电流环	场网交互
$\lambda_{43,44}$	–15.97±j2π×53.58	风电 GSC 电流环	场网交互
$\lambda_{55,56}$	–25.61±j2π×3.06	风电 GSC 锁相环	场网交互
$\lambda_{57,58}$	–25.80±j2π×3.05	风电 GSC 锁相环	场网交互
$\lambda_{61,62}$	–20.32±j2π×1.26	SVG 电压环	场网交互

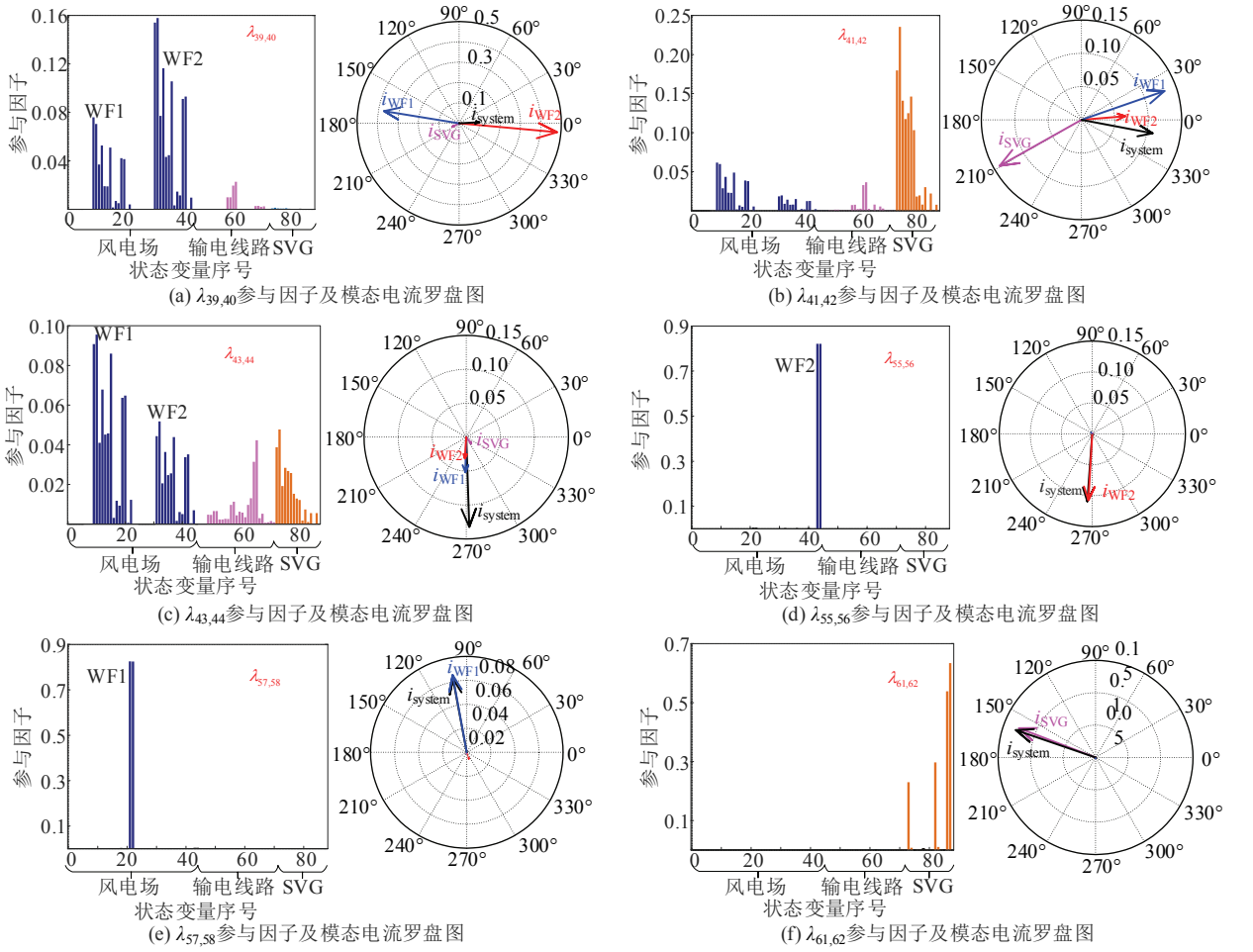
图 2 所示模态参与因子和模态电流罗盘图表明，表 2 所示系统特征模式包括风电 GSC 电流环/锁相环主导的共模模式、异模模式及 SVG 控制模式，分别表征风电场共同与电网相互作用(场网交互)、风电场间相互作用(场间作用)及 SVG 与电网间相互作用。

1.2 系统主导振荡特征模式失稳场景

1.2.1 主导模式特征根轨迹分析

分别考虑 3 种风电场出力组合：1)风电场 WF1、WF2 出力均为 0.1 pu；2）风电场 WF1、WF2 出力均为 0.4 pu；3)风电场 WF1、WF2 出力均为 0.6 pu。通过改变交流等值电势源内阻抗模拟系统运行方式变化，集控站短路比从 8.3 降低到 3.5，计算风电场主导特征模式根轨迹，结果如图 3 所示。

从图 3 可以看出：1）风电网侧变流器电流环主导的次超同步共模振荡模式 $\lambda_{43,44}$ 随短路比降低在复平面上向右移动，低出力低短路比时穿越虚轴进入右半平面，发生次超同步振荡失稳；2）风电电



(a) $\lambda_{39,40}$参与因子及模态电流罗盘图 (b) $\lambda_{41,42}$参与因子及模态电流罗盘图

(c) $\lambda_{43,44}$参与因子及模态电流罗盘图 (d) $\lambda_{55,56}$参与因子及模态电流罗盘图

(e) $\lambda_{57,58}$参与因子及模态电流罗盘图 (f) $\lambda_{61,62}$参与因子及模态电流罗盘图

图 2 主导振荡模式参与因子及模态电流罗盘图

Fig.2 Participation factors of the domain modes and current compass diagram

流环主导的次超同步异模振荡模式 $\lambda_{39,40}$ 位于左半平面，在不同风电出力时其位置有所不同，基本不受短路比变化的影响；3）风电锁相环主导的低频模式 $\lambda_{55,56}$、$\lambda_{57,58}$ 位于左半平面，随着风电出力水平的升高，其在复平面上的位置逐渐靠近虚轴，随短路比降低呈向右移动的趋势；4）SVG 电流控制主导的次同步模式 $\lambda_{41,42}$ 随短路比/风电出力的降低在复平面上略向右移动；5）SVG 直流电压控制主导的低频振荡模式 $\lambda_{61,62}$ 基本不受短路比和风电出力水平的影响。

以上分析说明，海上风电场汇集并网系统的特征模式随系统运行条件稳定性的变化具有不同的特点。

1.2.2 电流控制主导次同步振荡失稳场景

从特征根轨迹分析结果可以看到，风电网侧变流器电流控制主导的次同步共模振荡模式在风电低出力、低短路比下会发生振荡失稳。针对图 1 算例系统进行详细电磁暂态仿真，保持风电出力水平均为 0.1 pu，改变交流等值电势源内阻抗使集控站短

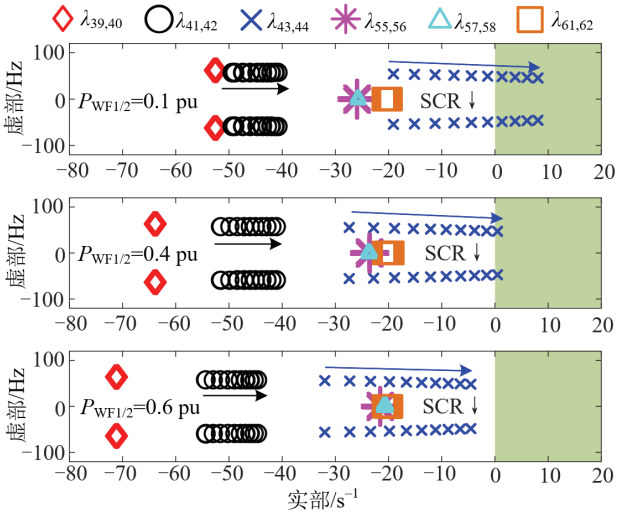


图 3 系统主导振荡模式随短路比变化的根轨迹

Fig.3 Root locus of the system dominant oscillation modes with SCR varying

路比由 8.3 降至 4.1，得到仿真结果如图 4 所示。

短路比降低后，WF1、WF2 输出有功功率发生

了次同步振荡失稳，两者同相位，表现为场网相互作用的共模振荡，振荡频率为 46.4 Hz。陆上集控站短路比降低后，计算得到风电电流控制主导的次同步振荡共模模式 $\lambda_{43,44}$=3.80±j2π×47.14，与时域仿真结果一致。

1.2.3 锁相控制主导次同步振荡失稳场景

图 3 所示特征根轨迹表明，随风电出力增加和短路比降低，锁相控制主导的低频模式在特征根平面上向右移动，说明其稳定性会随出力增高和短路比降低而出现趋向不稳定的变化趋势。针对极低短路比计算发现，锁相控制主导模态会进入右半平面，时域仿真结果则发现极低短路比下锁相环(phase-locked loop, PLL)首先发生锁相同步失稳。

进一步研究表明，当风电网侧变流器电流控制带宽设计取值较高时，相应的 PLL 控制带宽也会提高。此时，当风电高出力时，锁相控制主导的振荡模式可能随着风电出力增加穿越虚轴进入特征值右半平面，从而发生振荡失稳，表现为高出力、低短路比下的次同步振荡失稳[15]，其振荡频率与上述电流控制主导的振荡模式相近。这一场景与上述电流控制主导的次同步振荡失稳具有明显的不同，说明风电并网失稳模式与其控制参数设计密切相关。

图 1 所示算例系统中两风电场电流环带宽保持为 160 Hz 不变，将锁相环带宽由 10 Hz 增加至 40 Hz，考虑 3 种风电场出力组合：1）风电场 WF1、WF2 出力为 0.1 pu；2）风电场 WF1、WF2 出力为 0.4 pu；3）风电场 WF1、WF2 出力为 0.9 pu。集控站短路比从 8.3 逐渐降低到 3.8，计算系统主导模式根轨迹，如图 5(a)所示。图 5(a)中，$\lambda_{55,56}$ 和 $\lambda_{57,58}$ 为锁相控制主导的共模和异模模式，位于次同步频段。随短路比降低，共模模式 $\lambda_{55,56}$ 在复平面上向右移动，其在高出力(0.9 pu)、低短路比下会穿越虚轴失稳，在低出力(0.4 pu)下保持稳定。

针对图 1 算例系统进行详细电磁暂态仿真，两风电场出力均为 0.9 pu，10 s 时集控站短路比由 8.3 降低至 3.8，风电场输出功率发生次同步振荡，如图 5(b)所示，振荡频率为 24.2 Hz，对应锁相控制主导失稳模式，电流控制主导模式保持稳定(模式频率为 47.30 Hz)。振荡后期因锁相控制达到限幅，发生锁相同步失稳。

图 5(a)所示特征根轨迹中，$\lambda_{43,44}$ 和 $\lambda_{39,40}$ 为风电网侧电流控制主导的次超同步频段共模和异模特征模式，异模模式 $\lambda_{39,40}$ 始终为稳定状态，低出力下共

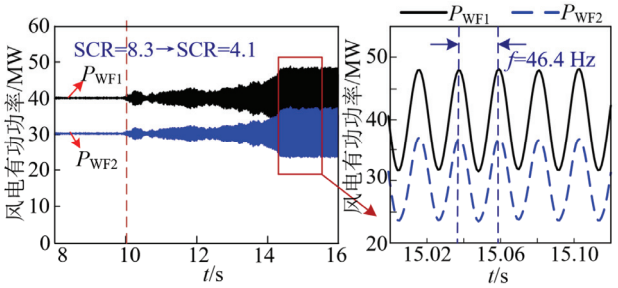
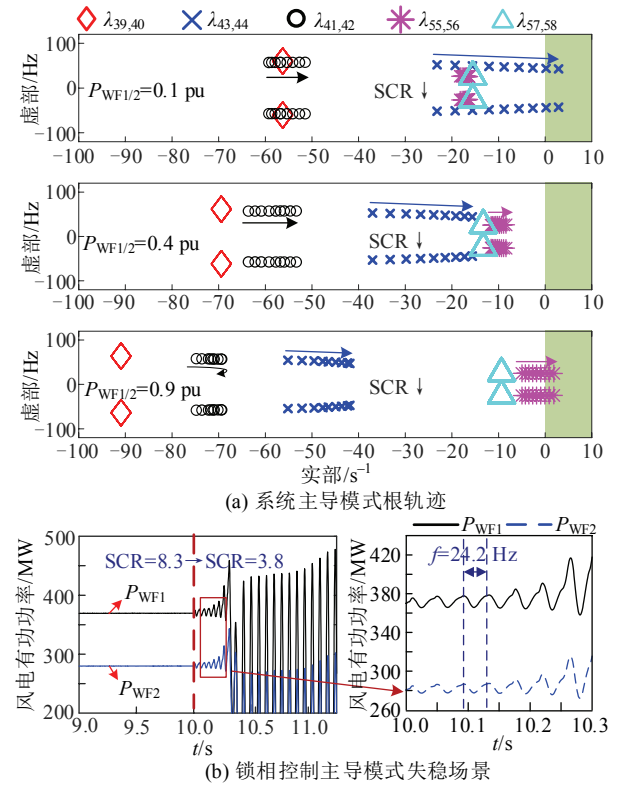


图 4 低出力低短路比工况海上风电并网次同步振荡场景

Fig.4 Subsynchronous oscillation scenario of offshore wind farm integration at low active power output and low SCR



(a) 系统主导模式根轨迹

(b) 锁相控制主导模式失稳场景

图 5 系统主导振荡模式根轨迹及高出力低短路比工况次同步振荡场景

Fig.5 Root locus of the system dominant oscillation modes and subsynchronous oscillation scenario at high active power output and low SCR

模模式 $\lambda_{43,44}$ 会随着短路比降低向复平面右半平面移动而穿越虚轴失稳，与上文电流控制主导次同步振荡模式失稳场景分析一致。此外，图 5(a)中 $\lambda_{41,42}$ 为 SVG 电流控制主导的次同步模式，其随短路比/风电出力降低在复平面上略向右移动，始终保持稳定。

2 海上风电汇集并网系统振荡稳定边界构建与振荡风险评估方法

以上分析说明，海上风电汇集并网系统存在系

统主导振荡特征模式，不同特征模式的失稳场景及振荡特性随系统运行方式变化存在明显的差异。特征模式分析能够揭示这些主导失稳模式的稳定特征，但是工程上往往希望采用较为明确直观的运行条件作为判据，以评估振荡风险，因此提出了构建振荡稳定边界的需求。

图 3 所示海上风电并网系统主导模式特征根轨迹结果表明，风电出力与系统短路比可以作为描述系统振荡的运行参数，用于构建稳定边界。考虑到对不同主导特征模式随系统运行方式变化的稳定性变化规律不同，构建稳定边界需要区分不同的主导特征模式。

2.1 海上风电振荡稳定边界构建方法

将图 1 所示的两海上风电场汇集并网接入 10 机 39 节点系统算例中的 23 号节点，构成图 6 所示的海上风电接入交流系统算例。设置风电网侧变流器电流环带宽为 160 Hz，锁相环带宽为 10 Hz。

针对两风电场风电电流控制主导的次同步振荡共模模式，采用风电出力和集控站短路比构建该模式的振荡稳定边界。其中，风电出力采用每个风电场并网机组总容量标幺值，集控站短路比为集控站短路容量与风电并网机组总容量的比值，主要过程如下所述。

1）建立全系统线性化状态空间模型，其中同步发电机、输电网络、负荷、风电及其控制均采用详细电磁暂态模型，以反映系统元件次超同步振荡特性，风电控制模型采用基于 PLL 的电流矢量解耦控制，控制参数按照风电各控制环节典型参数设计原则选取。

2）给定两风电场风电出力水平，通过改变系统运行方式，即改变并网运行发电机容量，从而改变陆上集控站短路容量，相应地改变各母线接入负荷水平与发电机出力水平，进而计算不同运行方式下的系统潮流；基于全系统特征模式分析，采用逐点计算法，搜索当前给定风电出力条件下风电电流控制主导的次同步振荡共模模式失稳临界系统运行方式，对应的陆上集控站短路容量除以两风电场并网运行的机组总容量，即为临界短路比(critical short-circuit ratio, CSCR)。

3）改变风电场风电出力水平，重复步骤 2)，找到对应风电场不同出力水平的临界短路比，即可构成系统对应该模式的振荡稳定边界。

图 7 给出了算例系统风电电流控制主导的次同步振荡模式稳定边界，横坐标为陆上集控站短路比，纵坐标为风电场 WF2 出力。对图 7 作出如下说明：

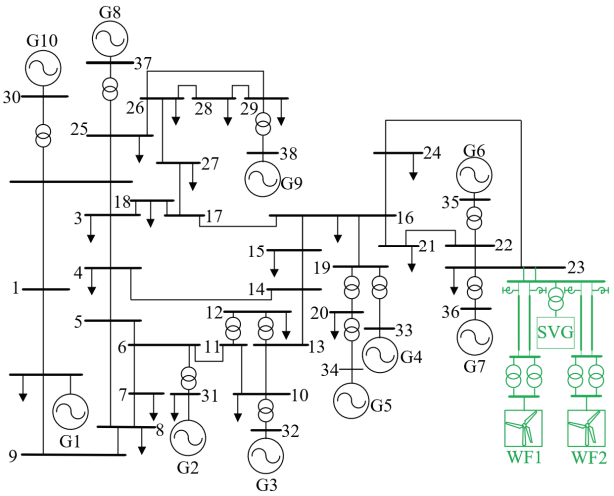


图 6 两海上风电场汇集并网系统算例

Fig.6 Case system with two wind farms integrated

1）考虑到两风电场出力可能存在差异，计算稳定边界时，先固定风电场 WF1 的出力，然后针对 WF2 不同出力计算临界短路比。因此，图 7 所示为 WF1 不同出力时，以 WF2 出力和短路比表示的一组稳定边界曲线。

2）图 7 中 WF1 和 WF2 出力取值范围为 0.1~0.9 pu，出力变化步长为 0.1 pu。

3）对于给定的 WF1 和 WF2 风电出力组合，通过对稳定边界曲线簇进行插值，求取其稳定边界，如图 7 中紫红色实线所示为 WF1 和 WF2 出力相同情况下的稳定边界。

4）通过特征模式分析计算稳定边界时，对全系统建立线性化状态空间模型，包括发电机、输电网络、负荷以及风电及其控制的详细状态空间模型；风电控制模型采用基于 PLL 的矢量解耦控制，控制参数按照各内外环控制典型参数设计选取。

5）注意到图中垂直点划线所对应的短路比 $M_{\max}^{\mathrm{CSCR}}$ 和 $M_{\min}^{\mathrm{CSCR}}$ 为稳定边界簇的最大/最小临界短路比，若短路比大于 $M_{\max}^{\mathrm{CSCR}}$，则风电全出力状态系统均能够保持稳定，若短路比小于 $M_{\min}^{\mathrm{CSCR}}$，则系统不能稳定；显然，若采用 $M_{\max}^{\mathrm{CSCR}}$ 作为稳定边界，则存在过于保守的问题。

对于三风电场或更多风电场汇集的并网系统，同样可构建类似图 7 所示的稳定边界簇，与两风电场汇集并网系统的稳定边界簇相比，其所包含的每个边界可以理解为固定其中 2 个风电场出力为某一

给定出力组合不变，计算另一个风电场出力水平和集控站短路比的稳定边界。

在实际应用时，可以将上述稳定边界计算结果构成数据表，根据风电场运行状态组合，利用插值法确定系统稳定边界。对于本文算例主导失稳模态，由于风电出力水平对其稳定性的影响是单调变化的，因此对上述稳定边界曲线簇进行插值，可以准确反映实际出力组合下系统主导失稳模态的稳定性。

2.2 稳定边界构建方法对比研究

在实际工程分析中，基于全系统特征模式的分析因系统复杂性而可能导致工作量较大，因此如果能够采用简化等值系统，就可以减少计算工作量。电力系统稳定导则中提出了并网点短路比不低于3.0的风险判据，本质上是在并网点将系统按短路比等值为电势源。

因此本节结合图6所示的算例系统，以风电电流控制主导次同步振荡模式为例，对比基于全系统特征模式分析和基于简化等值系统特征模式分析构建的稳定边界，考虑如下简化算例：

1）在风电并网点将10机39节点系统采用等值电势源表示，构成图1所示两风电场接入等值电势源系统，基于该系统通过改变等值电势源内阻抗模拟系统运行方式变化，构建风电出力和短路比表示的稳定边界。

2）保留风电场并网点局部电网，在图6算例的16节点将外部系统等值为电势源，构成图8所示的等值系统，改变系统等值电势源内阻抗模拟运行方式变化，构建风电出力和短路比表示的稳定边界。

图9给出了上述2种简化算例的稳定边界计算结果，对应的仍然是风电电流控制主导的次同步振荡场网相互作用模式。假定两风电场出力相同，短路比按集控站节点考虑。作为对比，同时列出基于全系统状态空间特征模式分析所构建的稳定边界。

图9中，黑色虚线和紫红色点划线表示两风电场接入等值电势源简化系统算例的稳定边界，分别对应采用纯电抗表示等值电势源内阻抗和考虑内阻抗的阻抗角(按75°考虑)2种情况。绿色双实线为对图8所示局部等值的简化系统计算得到的稳定边界。蓝色单实线为基于全系统状态空间特征模式计算得到的稳定边界。

上述结果表明：1）利用在并网点将系统采用等值电势源表示的简化系统构建稳定边界存在较大的偏差，按照相同风电出力下的临界短路比相差

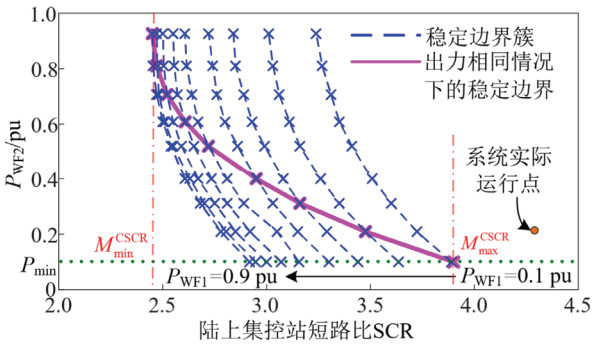


图7 风电电流控制主导次同步振荡模式稳定边界

Fig.7 Stability boundary of subsynchronous oscillation mode dominated by current control of wind power generation units

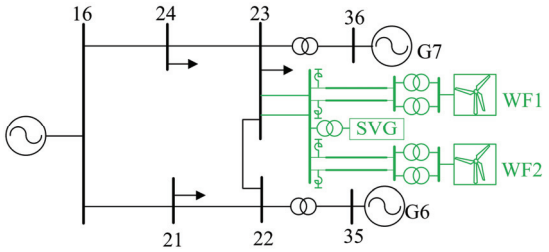


图8 海上风电并网的简化等值系统

Fig.8 Simplified equivalent system of offshore wind power integration system

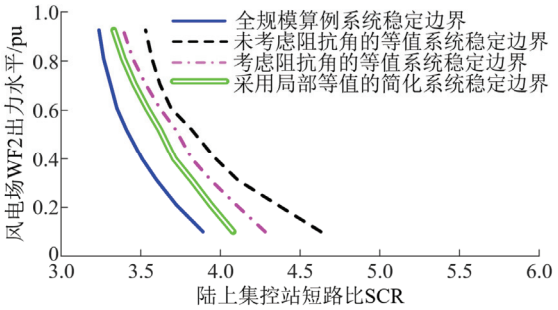


图9 简化与全规模算例系统稳定边界构建结果对比

Fig.9 Comparison of stability boundaries for simplified and full scale systems

可达20%；考虑系统等值阻抗中的电阻特性可以在一定程度上减小偏差；2）采用局部等值的简化系统计算得到的稳定边界更接近按全系统计算得到的稳定边界，相同风电出力下的临界短路比相差约5%。

进一步将两风电场汇集系统等值为总容量相同的单风电场接入10机39节点系统，风电场并网无功补偿容量相同，送出海缆长度按等功率损耗法计算等值[27]，计算将两风电场等效为单个风电场的系统振荡稳定边界，结果如图10所示。

由图10可以看出，相较于两风电场并网系统，

将 2 个风电场等效为单个风电场后的稳定边界存在较大偏差，说明该简化等值系统不能准确反映原系统的动态特性。

2.3 基于稳定边界的稳定裕度定义和稳定评估方法

2.3.1 稳定裕度定义

类比电力系统静态稳定储备系数，可以分别定义基于短路比和风电出力水平的系统振荡稳定裕度(oscillation stability margin，OSM)指标 K_{SCR} 和 K_{Pw}，其计算式分别为：

$$K_{\mathrm{SCR}}=\frac{M^{\mathrm{SCR}}-M^{\mathrm{CSCR}}}{M^{\mathrm{CSCR}}} \tag{1}$$

$$K_{\mathrm{Pw}}=\frac{P_{\mathrm{w}}-P_{\mathrm{w}}^{\mathrm{C}}}{P_{\mathrm{w}}^{\mathrm{C}}} \tag{2}$$

式中：M^{SCR} 为系统当前运行工况下的风电并网短路比，可以根据系统当前运行方式，通过短路计算求取并网点(风电场出口或陆上集控站)短路电流，然后再除以相应的风电场并网容量得到；M^{CSCR} 为稳定边界上当前风电出力所对应的临界短路比；P_{w} 为风电当前出力水平；$P_{\mathrm{w}}^{\mathrm{C}}$ 为稳定边界上当前短路比所对应的临界风电出力水平。

为评估系统当前运行方式下发生在 N–1、N–2 后的振荡风险和稳定裕度，还可定义系统 N–1、N–2 稳定裕度指标，如式(3)、(4)所示。

$$\begin{cases}K_{\mathrm{SCR}}^{N-1}=\dfrac{M_{N-1}^{\mathrm{SCR}}-M^{\mathrm{CSCR}}}{M^{\mathrm{CSCR}}}\\ K_{\mathrm{SCR}}^{N-2}=\dfrac{M_{N-2}^{\mathrm{SCR}}-M^{\mathrm{CSCR}}}{M^{\mathrm{CSCR}}}\end{cases} \tag{3}$$

$$\begin{cases}K_{\mathrm{Pw}}^{N-1}=\dfrac{P_{\mathrm{w}}-P_{N-1}^{\mathrm{C}}}{P_{N-1}^{\mathrm{C}}}\\ K_{\mathrm{Pw}}^{N-2}=\dfrac{P_{\mathrm{w}}-P_{N-2}^{\mathrm{C}}}{P_{N-2}^{\mathrm{C}}}\end{cases} \tag{4}$$

式中：M_{N-1}^{SCR}、M_{N-2}^{SCR} 为系统当前运行方式下发生 N–1、N–2 后对应的风电并网点短路比，可以通过 N–1、N–2 潮流方式利用短路计算求取；P_{N-1}^{C}、P_{N-2}^{C} 为系统 N–1、N–2 方式运行时系统运行点所对应的临界风电出力水平，其余含义与式(1)、(2)一致。

以针对图 6 算例系统构建的基于集控站短路比和风电出力水平的风电电流环控制主导次同步共模模式稳定边界为例，稳定裕度定义如图 11 所示。

由于锁相控制主导的振荡模式表现为低短路比、高出力下振荡失稳，因此采用短路比定义的稳定裕度仍为式(1)，采用风电出力水平定义的稳定裕度为式(5)，N–1、N–2 稳定裕度定义类似修改。

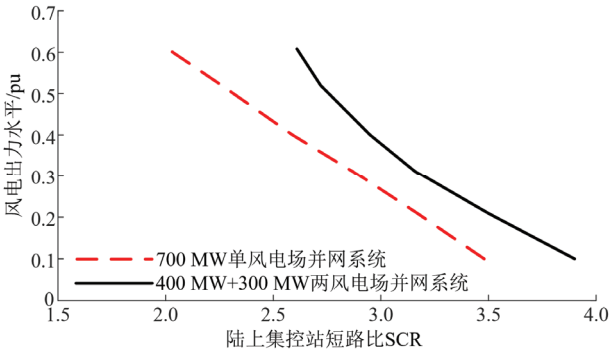


图 10 简化与全规模算例系统稳定边界对比

Fig.10 Comparison of stability boundaries for simplified and full scale systems

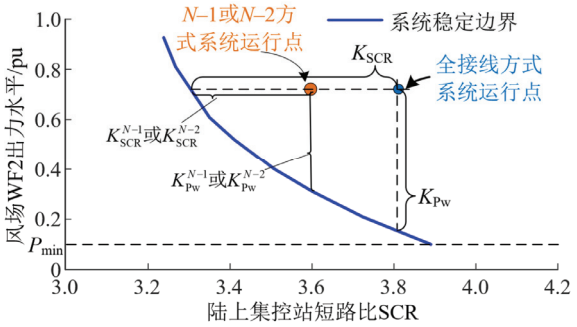


图 11 基于稳定边界的振荡稳定裕度定义

Fig.11 Stability margin based on stability boundary of oscillation

$$K_{\mathrm{Pw}}=\frac{P_{\mathrm{w}}^{\mathrm{C}}-P_{\mathrm{w}}}{P_{\mathrm{w}}^{\mathrm{C}}} \tag{5}$$

2.3.2 振荡风险评估方法

基于上述稳定边界构建方法和振荡稳定裕度定义，可以分别从短路比和风电出力 2 个角度评估系统运行的振荡失稳风险，基本流程如图 12 所示。

评估流程中，第 1 步是离线生成稳定边界。首先针对待评估的风电场形成合理的等值系统，然后通过状态空间特征模式分析确定待研究风电场并网主导失稳模式及其临界稳定点，进而生成采用风电出力和并网点短路比描述的稳定边界。需要强调的是，稳定边界通过离线特征模式分析生成，并应结合电磁暂态仿真离线校核；另一方面，针对不同的主导失稳模式，应根据其失稳场景分别采用合适的运行参数来表示其稳定边界。

第 2 步是稳定裕度计算。分别从短路比裕度和风电出力水平裕度 2 个方面考虑：1）考虑采用短路比定义的稳定裕度，基于实时潮流在线计算系统短路电流，包括并网点(陆上集控站或风电场出口)短路电流，得到当前运行方式短路比，从而计算得采

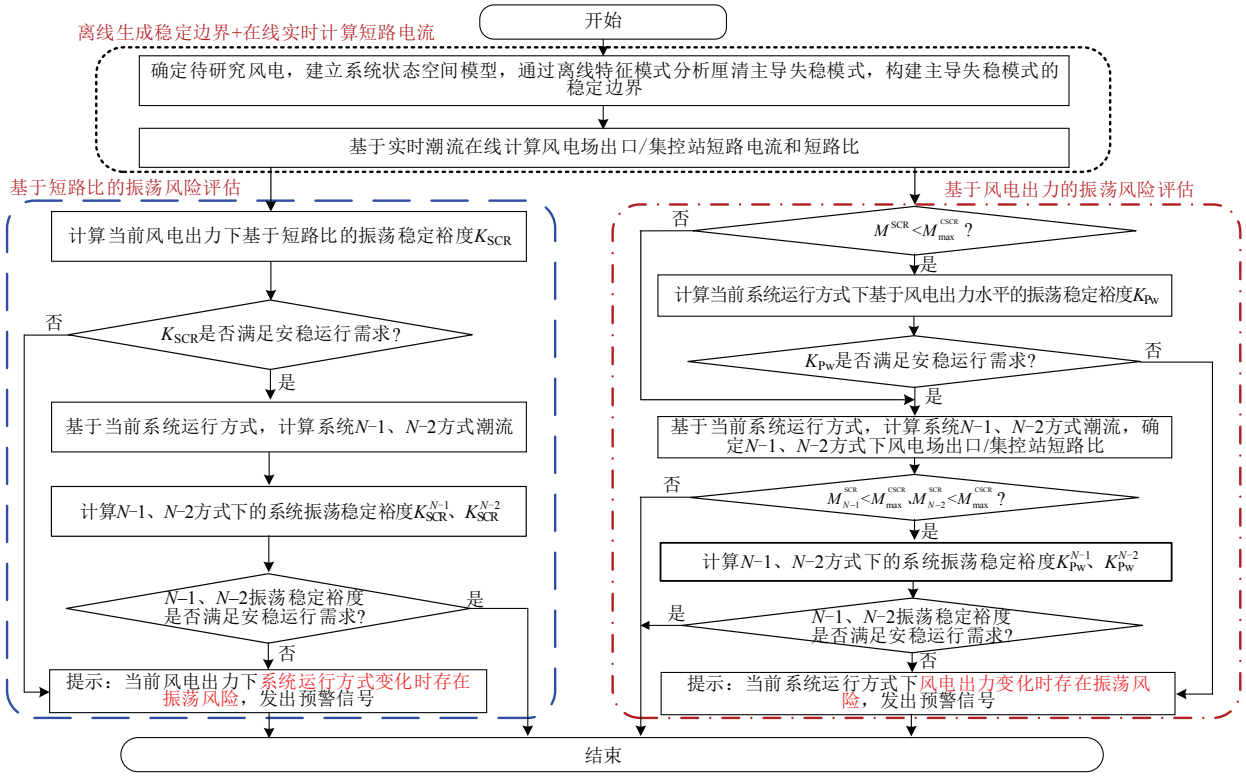


图 12　振荡风险综合评估及风险预警方法流程

Fig.12　Process of oscillation risk assessment and alerting

用短路比定义的稳定裕度；2）基于当前实时潮流，通过 N–1、N–2 静态安全分析可以得到 N–1、N–2 开断后的潮流，再通过短路电流计算得到预想 N–1、N–2 故障并网点短路比，并计算预想 N–1、N–2 故障对应的短路比稳定裕度；3）考虑采用风电出力定义的稳定裕度，在系统运行点接近稳定边界时根据当前风速求取采用风电出力的稳定裕度，可用于评估系统运行方式不变而风电出力改变带来的振荡风险。

第 3 步是振荡风险评估和预警。其中，对稳定裕度的运行要求是需要研究的问题，可以根据电网运行方式实际变化导致风电并网短路比变化的可能情况来确定，从而保证发生 N–1、N–2 后仍有一定的稳定裕度，不会因 N–1、N–2 故障越过稳定边界而出现失稳振荡。若评估系统存在振荡风险，则可以考虑通过调整运行方式来提高稳定裕度，以避免振荡风险，实现预防控制。

3　电流控制模式稳定边界构建与振荡风险评估方法验证

3.1　稳定边界及各工况稳定裕度评估

针对图 6 所示的算例系统，设置风电网侧变流器电流环带宽为 160 Hz，锁相环带宽为 10 Hz，分别在系统大方式和小方式 2 种运行工况下，针对正常运行工况和 N–1 开展评估。

1）大方式：系统全接线运行，风电场 WF1、WF2 出力分别为 0.1 pu 和 0.2 pu；分别考虑正常运行工况、集控站到系统节点 23 的一回线路无故障开断，以及系统节点 22—23 之间输电线路一回无故障开断 3 种情况。

2）小方式：系统全接线运行，负荷和同步机装机开机容量/出力均降低为大方式工况对应的一半，风电场 WF1 和 WF2 初始出力分别为 0.1 pu 和 0.3 pu，然后假定 WF2 出力降低到 0.1 pu.。

固定风电场 WF1 出力水平为 0.1 pu，基于风电场 WF2 出力与集控站短路比构建的风电电流控制主导的次同步振荡模式稳定边界如图 13 所示。大方式下正常运行工况、集控站送出线路开断(工况 1)以及系统线路开断(工况 2)，以及小方式下风电场 WF2 出力变化前后对应的运行状态(工况 3)见图 13 中标示。各工况稳定裕度评估结果如表 3 所示。

评估结果表明，系统大方式全接线运行时，运行点位于稳定区域，风电并网稳定；当发生集控站输出线路一回开断和系统线路开断时，运行点对应的短路比降低，穿越稳定边界进入不稳定区，次同

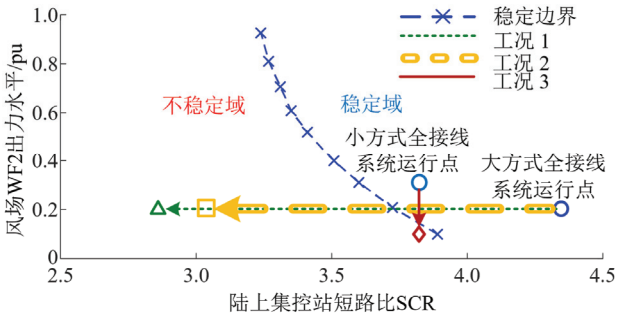


图 13 系统振荡稳定边界及稳定裕度评估

Fig.13 Stability boundary and stability margin assessment of the system

表 3 各工况稳定裕度评估结果

Table 3 Stability margin for different cases

参数	大方式			小方式	
	正常运行工况	集控线路开断	系统线路开断	初始运行工况	风电出力降低
P_{WF1}/pu	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
P_{WF2}/pu	0.2	0.2	0.2	0.3	0.1
M^{SCR}	4.33	2.84	3.05	3.8	3.8
M^{CSCR}	3.7	3.7	3.7	3.6	3.9
K_{SCR}/%	17	–23	–18	6	–3
K_{Pw}/%				131	–23

步振荡模式失稳，说明该运行方式下存在 *N*–1 导致的风电振荡风险。

系统小方式下，对应初始风电出力系统运行点位于稳定区域，若 WF1 出力不变，WF2 出力由 0.3 pu 降低到 0.1 pu，则此时对应的临界短路比大于当前运行状态的短路比，系统次同步振荡模态失稳。

3.2 振荡风险评估结果的时域仿真验证

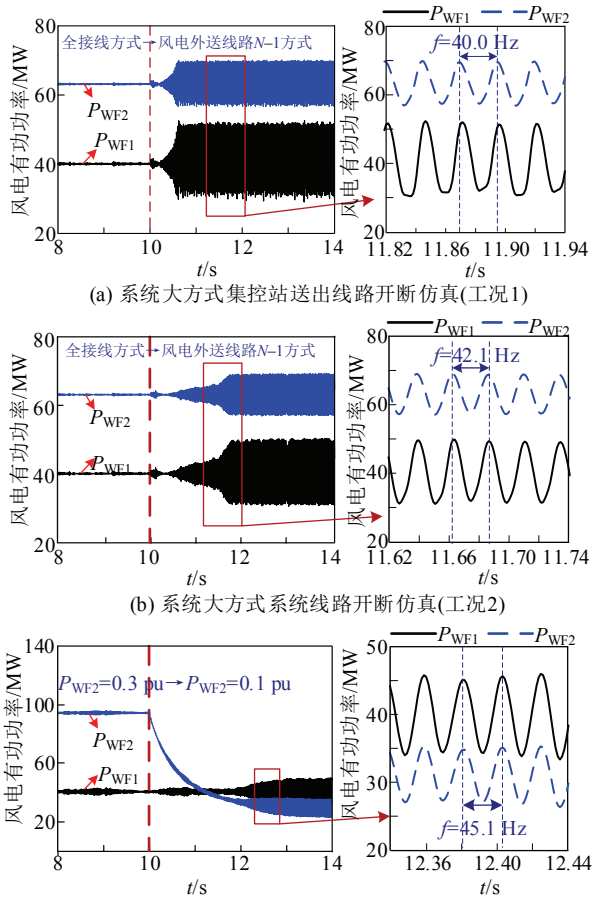
采用 PSCAD/EMTDC 建立图 6 所示算例系统的详细电磁暂态仿真模型，通过电磁暂态仿真验证上述基于稳定边界的振荡风险评估方法的正确性与有效性。

3.2.1 工况 1：大方式集控站外送线路一回开断

算例系统仿真建立大方式全接线对应的初始稳定运行状态，WF1 和 WF2 出力水平分别为 0.1 pu 和 0.2 pu。10 s 时将风电场汇集外送架空线路开断一回线，系统发生次同步振荡失稳，结果如图 14(a)所示，风电输出功率振荡频率为 40.0 Hz 左右，对应特征值为 $\lambda_{184,185}$=9.74±j2π×40.95。

3.2.2 工况 2：大方式系统输电线路 *N*–1

算例系统仿真建立大方式全接线对应的初始



(a) 系统大方式集控站送出线路开断仿真(工况1)

(b) 系统大方式系统线路开断仿真(工况2)

(c) 系统小方式风电场出力降低仿真(工况3)

图 14 各工况下电流控制模式振荡失稳仿真结果

Fig.14 Oscillation instability of current control mode under different cases

稳定运行状态，WF1 和 WF2 出力水平分别为 0.1 pu 和 0.2 pu。10 s 时将风电场汇集外送架空线路开断一回线，系统发生次同步振荡失稳，结果如图 14(b)所示，风电输出功率振荡频率为 42.1 Hz 左右，对应特征值为 $\lambda_{184,185}$=3.06±j2π×42.01。

3.2.3 工况 3：系统小方式运行风电出力降低

调整算例系统仿真到系统小方式运行状态，负荷和同步机开机容量及出力均降低为原先的一半。初始时设定风电场 WF1 出力水平为 0.1 pu，风电场 WF2 出力水平为 0.3 pu。10 s 时风电场 WF2 出力水平降低至 0.1 pu，时域仿真结果显示系统发生了次同步振荡失稳，结果如图 14(c)所示，风电输出功率振荡频率为 45.1 Hz 左右，对应的特征值为 $\lambda_{184,185}$=1.07±j2π×44.74，与时域仿真结果基本相符。

以上仿真结果验证了稳定边界构建方法以及振荡风险评估方法的有效性。值得指出的是，本文构建稳定边界时通过改变系统开机运行方式来搜索风电并网振荡临界稳定的短路比，仿真验证算例则模拟了

系统不同运行方式变化引起的短路比变化，结果表明所构建的基于风电出力和短路比的稳定边界有效。

3.2.4 基于稳定裕度的切机策略提升稳定性验证

部分切除并网风电机组可以提升并网短路比和稳定裕度，进而提升风电并网稳定性。图 15 所示稳定边界中，系统初始工况对应蓝色圆圈所示位置，对应两风电场出力分别为 0.1 pu 和 0.3 pu，稳定裕度如表 4 第 2 列所示。

若风电场 WF2 出力下降至 0.1 pu，则可以发现，系统运行工况穿越稳定边界进入不稳定区域，如图 15 红色实线路径所示，对应工况及稳定裕度如表 4 第 3 列所示，稳定裕度为负。

切除风电场部分机组可以减少并网运行机组容量，提高短路比，从而提升运行稳定裕度。图 15 中绿色三角形运行点所示为切除 8 台风电机组的情况，对应并网风电机组总容量减少 7.3%。切机后的风电并网短路比和运行稳定裕度结果如表 4 第 4 列所示，可以发现，系统运行点位于稳定域内，并具有一定的稳定裕度。

针对上述工况开展时域仿真验证，结果如附录 C 图 C1 所示。初始时，设定风电场 WF1 出力水平为 0.1 pu，风电场 WF2 出力水平为 0.3 pu，系统运行于初始稳定状态。10 s 时，风电场 WF2 出力水平降低至 0.1 pu，风电输出功率出现次同步振荡。根据上述切机策略，在 15 s 时切除 8 台机组，风电场输出功率振荡消失，恢复稳定运行。注意到，切机总容量满足要求的情况下，两风电场分别切除部分机组均可恢复稳定。

可见，基于上述方法构建的稳定边界能表征风电并网系统相关主导失稳模态的稳定性，进一步说明了本文稳定边界构建方法以及振荡风险评估方法的有效性。

4 锁相控制模式稳定边界构建与振荡风险评估方法验证

4.1 稳定边界构建及各工况振荡风险评估

基于图 6 所示 10 机 39 节点算例系统，设置风电网侧变流器电流环带宽为 160 Hz，锁相环带宽为 40 Hz，假定两风电场出力水平相同，针对锁相控制主导的次同步共模模式构建稳定边界，并分析给定运行方式下的稳定裕度，分别如图 16 和表 5 所示。

4.1.1 锁相控制主导模式稳定边界

图 16 横坐标为陆上集控站短路比，纵坐标为

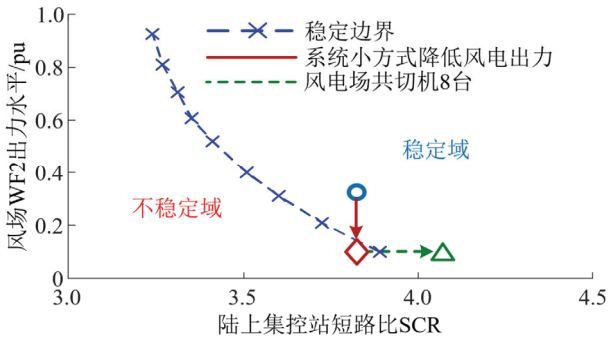


图 15 风电电流控制模式振荡稳定边界及稳定裕度评估

Fig.15 Stability boundary and stability margin assessment of subsynchronous oscillation mode dominated by current control of wind power generation units

表 4 各工况电流控制模式稳定裕度评估结果

Table 4 Stability margin of subsynchronous oscillation mode dominated by current control for different cases

参数	评估结果		
	初始工况	风电出力降低	切机 8 台
P_{WF1}/pu	0.1	0.1	0.1
P_{WF2}/pu	0.3	0.1	0.1
M^{SCR}	3.8	3.8	4.1
M^{CSCR}	3.6	3.9	3.9
K_{SCR}/%	6	–3	5
K_{Pw}/%	131	–23	

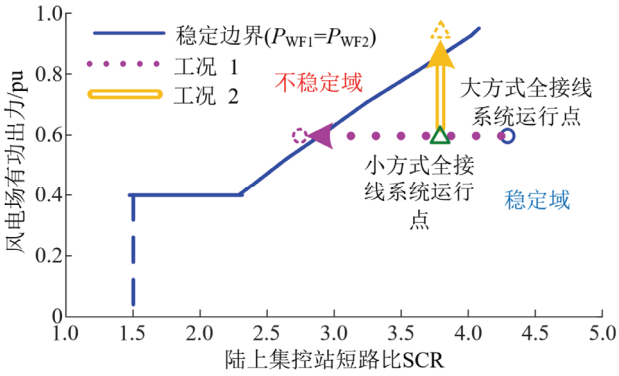


图 16 风电锁相控制主导次同步振荡模式稳定边界

Fig.16 Stability boundary of subsynchronous oscillation mode dominated by PLL control of wind power generation units

两风电场出力水平，锁相控制主导模式的稳定边界由蓝色实线表示，其上方代表不稳定区域。当风电场出力超过 0.4 pu 时，随着出力的增加，保持锁相主导模式稳定的临界短路比增大，出力水平低于 0.4 pu 时，锁相控制主导特征模式保持为稳定状态。图中蓝色虚线代表极低短路比(如 1.5)下可能出现风电锁相同步失稳，表现为锁相限幅主导的差频振

荡，应由时域仿真确定，不同于锁相控制的特征模式。

4.1.2 稳定裕度评估

表 5 给出了系统大方式和小方式稳定裕度评估结果。大方式工况下，系统正常运行工作点位于稳定边界的稳定区域，对应 WF1 和 WF2 出力水平均为 0.6 pu，M^{SCR}=4.33，如图 16 中蓝色实线圆圈所示。若集控站送出线路开断一回(工况 1)，则工作点向左移动越过稳定边界进入不稳定区，对应位置 P_{WF1}、P_{WF2} 取 0.6 pu，M^{SCR}=2.84<M^{CSCR}=2.93，如图 16 中紫色点线路径所示。

小方式工况下，系统初始运行工作点亦位于稳定区域，如图 16 中绿色实线三角形所示(WF1 和 WF2 出力水平均为 0.6 pu，M^{SCR}=3.8)，若风电出力增加到 0.95 pu(工况 2)，则工作点向上移动越过稳定边界，对应位置 WF1 和 WF2 出力水平均为 0.6 pu，M^{SCR}=3.8<M^{CSCR}=4.08。

4.2 振荡风险评估结果的时域仿真验证

针对图 6 所示算例系统，通过电磁暂态仿真验证上述分析结果的正确性与有效性。

4.2.1 工况 1：集控站外送线路一回开断

算例系统仿真建立表 5 所示的大方式初始稳定运行状态，WF1 和 WF2 出力水平均为 0.6 pu。10 s 时将风电场汇集外送架空线路开断一回线，结果如图 17(a)所示。系统发生次同步振荡失稳，风电输出功率振荡频率为 25.8 Hz 左右，对应特征值为 $\lambda_{175,176}$=1.40±j2π×26.27。

4.2.2 工况 2：系统小方式运行风电出力增加

调整算例系统仿真为系统小方式运行状态，负荷和同步机开机容量及出力均降低为原先一半。初始时设定风电场 WF1、WF2 出力水平均为 0.6 pu，10 s 时，风电场 WF1、WF2 出力水平均增加至 0.95 pu，时域仿真结果如图 17(b)所示。系统发生次同步振荡失稳，风电输出功率振荡频率为 24.5 Hz 左右，对应的锁相控制次同步共模模式特征值为 $\lambda_{175,176}$=1.34±j2π×24.91。

上述时域结果与特征模式分析一致，验证了所构建的锁相控制主导模式稳定边界的有效性。

5 结论

本文基于海上风电汇集并网系统典型失稳场景分析，提出基于短路比和风电场出力的稳定边界构建和振荡风险评估方法，主要工作和结论包括：

1）海上风电汇集并网系统主导失稳模式具有

表 5 各工况锁相控制模式稳定裕度评估结果

Table 5 Stability margin of subsynchronous oscillation mode dominated by PLL control for different cases

参数	大方式		小方式	
	正常运行工况	集控线路开断	初始运行工况	风电出力增加
P_{WF1}/pu	0.6	0.6	0.6	0.95
P_{WF2}/pu	0.6	0.6	0.6	0.95
M^{SCR}	4.33	2.84	3.8	3.8
M^{CSCR}	2.93	2.93	2.93	4.08
P^{C}_{w2} /pu		0.58	0.87	0.87
K_{SCR}/%	48	–3	30	–7
K_{Pw}/%		–3	31	–9

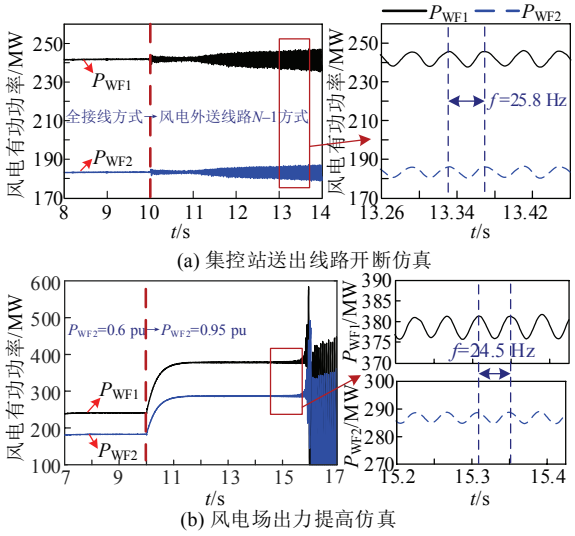


图 17 各工况下锁相控制模式振荡失稳仿真结果

Fig.17 Oscillation instability of PLL control mode under different cases

其典型失稳场景，依据失稳场景可以根据系统运行方式构建稳定运行边界。

2）提出了采用风电出力和并网点短路比构建海上风电汇集系统振荡稳定边界的方法，可以有效反映海上风电汇集系统特定模式的振荡风险，稳定边界可以根据特征模式分析离线生成，并基于稳定边界定义了稳定裕度指标。

3）提出了基于稳定边界和稳定裕度的海上风电汇集系统振荡风险评估方法，该方法可基于系统实时潮流，通过短路计算得到实时运行方式和预想故障后的风电并网点短路比，并结合稳定边界和稳定裕度开展振荡风险综合评估。

由于构建稳定边界是基于系统特征模式分析开展的，因此如何获得风电控制模型，以及如何依

据系统情况建立用于稳定边界构建的等值系统，是需要进一步开展研究的问题。另一方面，如何确定合理的稳定裕度判据指标也是需要研究的问题。

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

参考文献 References

[1] 沙志成，张 丹，赵 龙. 大规模海上风电并网方式的研究[J]. 电力与能源，2017，38(2)：158-161.
SHA Zhicheng, ZHANG Dan, ZHAO Long. Grid integration modes of large-scale off-shore wind farm[J]. Power & Energy, 2017, 38(2): 158-161.

[2] 徐 进，韦古强，金 逸，等. 江苏如东海上风电场并网方式及经济性分析[J]. 高电压技术，2017，43(1)：74-81.
XU Jin, WEI Guqiang, JIN Yi, et al. Economic analysis on integration topology of Rudong offshore wind farm in Jiangsu province[J]. High Voltage Engineering, 2017, 43(1): 74-81.

[3] 董晓亮，田 旭，张 勇，等. 沽源风电场串补输电系统次同步谐振典型事件及影响因素分析[J]. 高电压技术，2017，43(1)：321-328.
DONG Xiaoliang, TIAN Xu, ZHANG Yong, et al. Practical SSR incidence and influencing factor analysis of DFIG-based series-compensated transmission system in Guyuan farms[J]. High Voltage Engineering, 2017, 43(1): 321-328.

[4] 张鑫宇，薛 峰，李碧君，等. 双馈风场串补系统次同步振荡紧急控制策略[J]. 电力工程技术，2023，42(5)：108-116.
ZHANG Xinyu, XUE Feng, LI Bijun, et al. Emergency control strategy for subsynchronous oscillation of DFIG-based wind farms with a series-compensated line[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(5): 108-116.

[5] LI Y, FAN L L, MIAO Z X. Replicating real-world wind farm SSR events[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2020, 35(1): 339-348.

[6] XIE X R, ZHANG X, LIU H K, et al. Characteristic analysis of subsynchronous resonance in practical wind farms connected to series-compensated transmissions[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2017, 32(3): 1117-1126.

[7] 熊浩清，何鹏飞，孙 冉，等. 双馈风电场无串补并网振荡场景及关键影响因素研究[J]. 高电压技术，2024，50(2)：660-672.
XIONG Haoqing, HE Pengfei, SUN Ran, et al. Oscillation scenarios of grid integrated wind farm with DFIGs without series compensation and effects of key factors[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(2): 660-672.

[8] LIU H K, XIE X R, HE J B, et al. Subsynchronous interaction between direct-drive PMSG based wind farms and weak AC networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(6): 4708-4720.

[9] 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.

[10] 郑少明，刘一民，董 鹏，等. 张北工程风电柔直汇集系统次、超同步振荡分析[J]. 全球能源互联网，2023，6(6)：608-617.
ZHENG Shaoming, LIU Yimin, DONG Peng, et al. Analysis of sub/super-synchronous oscillation between wind farm and MMC in Zhangbei Project[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2023, 6(6): 608-617.

[11] 樊 陈，姚建国，张琦兵，等. 英国“8·9”大停电事故振荡事件分析及思考[J]. 电力工程技术，2020，39(4)：34-41.
FAN Chen, YAO Jianguo, ZHANG Qibin, et al. Reflection and analysis for oscillation of the blackout event of 9 August 2019 in UK[J]. Electric Power Engineering Technology, 2020, 39(4): 34-41.

[12] BUCHHAGEN C, RAUSCHER C, MENZE A, et al. BorWin1-first experiences with harmonic interactions in converter dominated grids[C]//Proceedings of the International ETG Congress 2015；Die Energiewende - Blueprints for the New Energy Age. Bonn, Germany: IEEE, 2015: 1-7.

[13] 李秋彤，江 涵，何鹏飞，等. 风电柔直海上场站低频模式特性及阻尼分析方法[J]. 高电压技术，2025，51(6)：2785-2796.
LI Qiutong, JIANG Han, HE Pengfei, et al. Characteristics and damping analysis method of low-frequency mode of wind power VSC-HVDC offshore station[J]. High Voltage Engineering, 2025, 51(6): 2785-2796..

[14] 陈鸿琳，熊馨瑶，余 浩，等. SVG 对海上风电交流并网系统稳定性影响分析[J]. 电力系统保护与控制，2022，50(19)：119-129.
CHEN Honglin, XIONG Xinyao, YU Hao, et al. Analysis on the influence of an SVG on the stability of AC grid-connected offshore wind farms[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(19): 119-129.

[15] 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.
HUANG Biyue. Analysis on dynamic characteristics and study on subsynchronous oscillation of power system with PMSG integration[D]. Wuhan, China: Huazhong University of Science and Technology, 2021.

[16] XING F C, WU C, CHEN R, et al. Risk assessment method for broadband oscillation of wind farms based on the negative resistance effect[C]//Proceedings of 2023 8th Asia Conference on Power and Electrical Engineering. Tianjin, China: IEEE, 2023: 70-76.

[17] HAO Y F, LIANG J, WANG K W, et al. Influence of active power output and control parameters of full-converter wind farms on sub-synchronous oscillation characteristics in weak grids[J]. Energies, 2020, 13(19): 5225.

[18] 熊馨瑶，付红军，熊浩清，等. 基于频域阻抗的新能源并网振荡风险评估方法[J]. 高电压技术，2024，50(8)：3745-3756.
XIONG Xinyao, FU Hongjun, XIONG Haoqing, et al. Risk assessment method for the oscillation of renewable energy grid-connected system based on frequency domain impedance[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(8): 3745-3756.

[19] 马宁宁，谢小荣，唐 健，等. “双高”电力系统宽频振荡广域监测与预警系统[J]. 清华大学学报(自然科学版)，2021，61(5)：457-464.
MA Ningning, XIE Xiaorong, TANG Jian, et al. Wide-area measurement and early warning system for wide-band oscillations in “double-high” power systems[J]. Journal of Tsinghua University (Science & Technology), 2021, 65(5): 457-464.

[20] 王 潇，刘 辉，邓晓洋，等. 双馈风电场经柔性直流并网系统的宽频带振荡机理分析与风险评估[J]. 全球能源互联网，2020，3(3)：238-247.
WANG Xiao, LIU Hui, DENG Xiaoyang, et al. Mechanism analysis and risk assessment of broadband resonance in doubly-fed induction generator-based wind farms integration through flexible HVDC[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(3): 238-247.

[21] FAN C, ZHANG H D, ZHAO G Q, et al. Risk assessment and early warning of wide-frequency oscillation based on wide-frequency measurement data[C]//Proceedings of 2022 IEEE 6th Conference on Energy Internet and Energy System Integration. Chengdu, China: IEEE, 2022: 758-762.

[22] 闫亚楠. 并网直驱风电场次同步振荡建模分析与风险评估研究[D].

北京：华北电力大学(北京)，2022.
YAN Ya'nan. Sub-synchronous oscillation modeling and risk evaluation of the grid-connected D-PMSG-based wind farm[D]. Beijing, Chin: North China Electric Power University, 2022.

[23] 毕天姝，李景一. 基于聚合短路比的大型风场次同步振荡风险初筛[J]. 电力系统保护与控制，2019，47(5)：52-59.
BI Tianshu, LI Jingyi. Risk screening of SSO induced in large-scale wind farms based on aggregated short circuit ratio[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(5): 52-59.

[24] XIA D M, SUN J J, ZHANG A H, et al. Risk assessment and prevention strategy of wind power sub-synchronous oscillation in Northeast China power grid[C]//Proceedings of the 12th IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference. Nanjing, China: IEEE, 2020: 1-5.

[25] 董文凯，任必兴，王海风，等. 适用于系统次同步振荡分析的风电场等值建模方法综述[J]. 电力工程技术，2022，41(4)：33-43.
DONG Wenkai, REN Bixing, WANG Haifeng, et al. Small-signal equivalent modeling methods of the wind farm and its application in sub-synchronous oscillations analysis of gird-connected wind power systems[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(4): 33-43.

[26] 韩应生，孙海顺，黄碧月，等. 基于多类型电力元件统一形式离散模型的复杂系统状态空间生成方法[J]. 中国电机工程学报，2021，41(18)：6137-6147.
HAN Yingsheng, SUN Haishun, HUANG Biyue, et al. A state space construction method for complex power systems based on the unified-form discrete-time models of multiple types of power components[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(18): 6137-6147.

[27] 谭尚晨，郭春义，杜东冶. 直驱风电场聚合模型下次同步振荡模态特征的保真度分析与评价[J]. 中国电机工程学报，2022，42(增刊1)：26-38.
TAN Shangchen, GUO Chunyi, DU Dongye. Fidelity analysis and evaluation of subsynchronous oscillation mode characteristics of PMSG-based wind farm aggregation model[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(Supplement1): 26-38.



吕振华
1988—，男，硕士，高工
主要从事新能源和储能并网运行技术方面的研究工作
E-mail: lvzhenhua999@163.com

LYU Zhenhua
Senior engineer



李纪元
2000—，男，硕士生
主要研究方向为新能源系统稳定与控制
E-mail: m202372229@hust.edu.cn

LI Jiyuan



孙海顺(通信作者)
1971—，男，博士，教授
主要研究方向为电力系统分析，电力系统运行与控制，电力系统次同步振荡，大规模新能源并网的电力系统稳定性、灵活负荷调度与控制等
E-mail: haishunsun@hust.edu.cn

SUN Haishun
Ph.D., Professor
Corresponding author

收稿日期 2024-11-25 在线出版日期 2025-04-21 编辑 何秋萍

附录 A

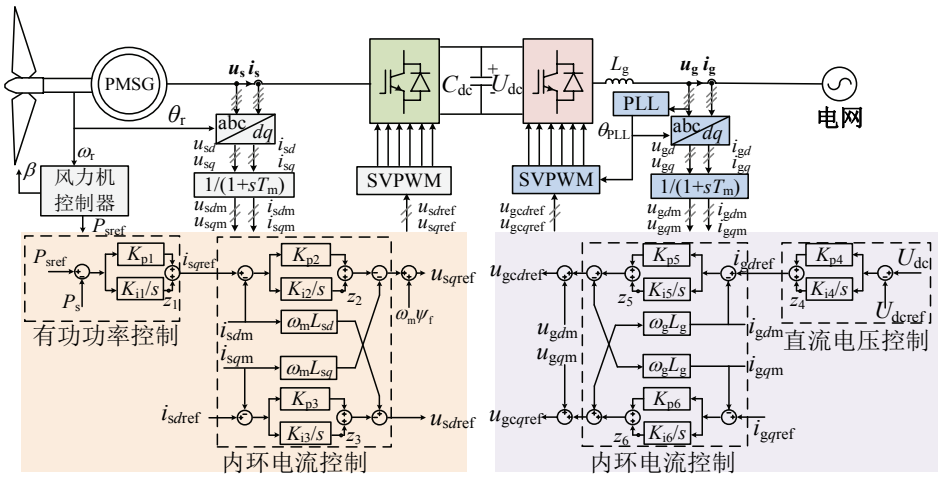


图 A1　跟网型直驱风电机组控制结构

Fig.A1　Control diagram of grid-following PMSG

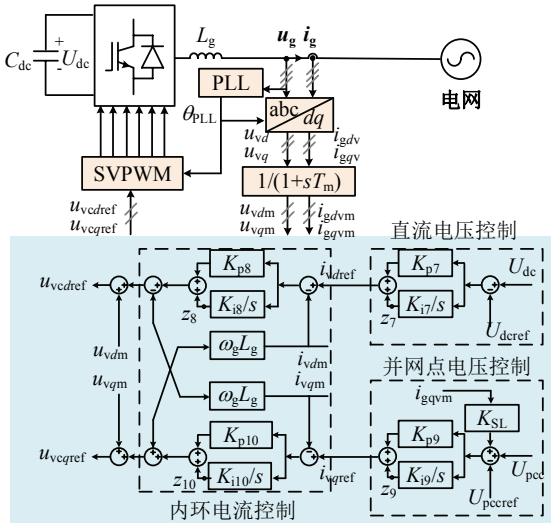


图 A2　跟网型 SVG 控制结构

Fig.A2　Control diagram of grid-following SVG

附录 B

表 B1　跟网型风电机组电气参数及控制参数

Table B1　Electrical and control parameters of grid-following PMSG

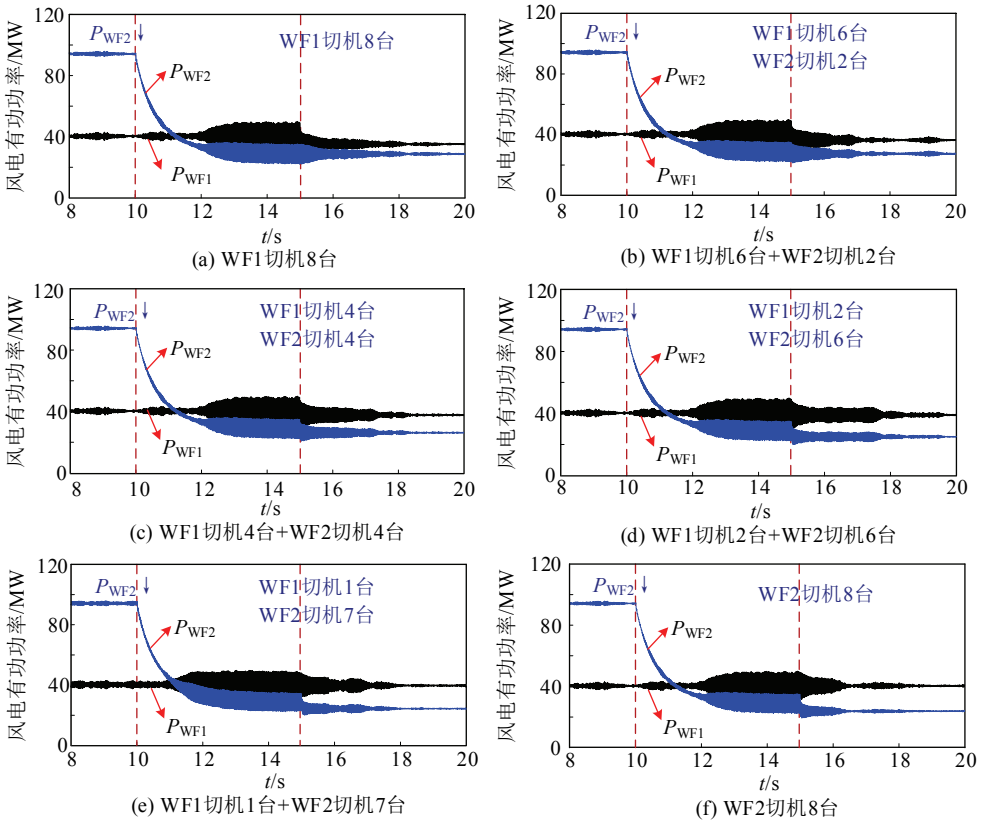
参数	数值
额定功率/MW	6.45
额定电压/kV	0.69
永磁同步发电机等效电阻 R_s/pu	0.000 387
永磁同步发电机等效电感 L_s/pu	0.453 9
直流电容 C_{dc}/F	0.0258
网侧变流器滤波电感 L_g/pu	0.44
有功功率参考值控制 K_{ptrq}、K_{itrq}	12、0.6
机侧变流器有功功率控制 K_{p1}、K_{i1}	2、20
机侧变流器 q 轴电流控制 K_{p2}、K_{i2}	5、77.88
机侧变流器 d 轴电流控制 K_{p3}、K_{i3}	2.02、77.88
网侧变流器直流电压控制 K_{p4}、K_{i4}	0.8、10
网侧变流器 d 轴电流控制 K_{p5}、K_{i5}	0.8、16.67
网侧变流器 q 轴电流控制 K_{p6}、K_{i6}	0.8、16.67
锁相环控制 K_{pPLL}、K_{iPLL}	50、1 000

表 B2　跟网型 SVG 电气参数及控制参数

Table B2　Electrical and control parameters of grid-following SVG

参数	数值
额定容量/Mvar	120
直流电容/F	0.000 2
滤波电感/pu	0.5
SVG 外环控制比例增益 K_{p7}、K_{p9}	0.8
SVG 外环控制积分增益 K_{i7}、K_{i9}	1、0.08
dq 轴电流跟踪控制比例增益 K_{p8}、K_{p10}	0.8
dq 轴电流跟踪控制积分增益 K_{i8}、K_{i10}	1、0.04
锁相环控制 K_{pPLL_SVG}、K_{iPLL_SVG}	50、500

附录 C



(a) WF1切机8台　(b) WF1切机6台+WF2切机2台

(c) WF1切机4台+WF2切机4台　(d) WF1切机2台+WF2切机6台

(e) WF1切机1台+WF2切机7台　(f) WF2切机8台

图 C1　风电场部分机组切机仿真

Fig.C1　Trip of partial wind turbine