

多区域弱交流互联系统多风场间耦合作用研究

陈兴华¹, 李纪元², 王延伟¹, 王馨尉¹, 付超³, 孙海顺², 陈锦昌¹, 刘宇明³

(1. 广东电网有限责任公司电力调度控制中心, 广州 510600; 2. 强电磁技术全国重点实验室(华中科技大学), 武汉 430074; 3. 南方电网科学研究院, 广州 510663)

摘要: 随着跟网型新能源装机容量大幅增长, 系统振荡风险日益增加。相较于以往大规模新能源基地集中送出导致场网作用模式失稳, 如今规模化新能源在多点分散接入受端电网可能导致场站间相互作用更加明显。针对多风电场分散接入多区域弱交流互联系统, 基于特征模式分析确定了系统主导振荡模式同时存在场网作用模式与场间作用模式, 并研究了风电控制参数、系统运行方式对系统主导振荡模式稳定性的影响。经研究发现, 各风电场控制带宽趋同时风电场间控制耦合作用较明显。另一方面, 风电场间电气距离、运行工况差异均会影响场间相互耦合作用。基于PSCAD/EMTDC的详细电磁暂态仿真验证了分析结论的正确性。研究工作对于认识多风电场间控制相互作用、指导复杂系统中风电场场址规划及提出振荡抑制策略有一定指导意义。

关键词: 次同步振荡; 直驱风电场; 多风电场间耦合作用; 特征值分析

Research on Coupling Effects Between Multiple Wind Farms in a Multi-Region Weak AC Interconnected Grid

CHEN Xinhua¹, LI Jiyuan², WANG Yanwei¹, WANG Xinwei¹, FU Chao³, SUN Haishun²,
CHEN Jinchang¹, LIU Yuming³

(1. Power Dispatching and Control Center of Guangdong Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510600, China; 2. State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Technology, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China; 3. Electric Power Research Institute, CSG, Guangzhou 510663, China)

Abstract: As the installed capacity of grid-following renewable power grows significantly, the risk of system oscillations is increasing. Compared to the past, where large-scale renewable power bases are sent out centrally leading to the instability of the farm-network mode of action, the decentralized integration of large-scale new energy into the receiving grid at multiple points may result in more pronounced interactions between different wind farms. Based on characteristic pattern analysis, the dominant oscillation mode of multi wind farms decentralized access multi region weak AC interconnection system is determined in both field-network interaction mode and inter fields interaction mode. Then, the impact of wind power control parameters and system operation mode on the stability of the dominant oscillation mode of the system is studied. Analysis shows that the control bandwidth of each wind farm tends to be synchronized and the coupling effect between wind farms is more obvious. On the other hand, the differences in electrical distance and operating conditions between wind farms can affect the interaction between them. Detailed electromagnetic transient simulations based on PSCAD/EMTDC verifies the correctness of the analytical conclusions. The research work has certain guiding significance for understanding the control interactions among multiple wind farms, guiding the site planning of wind farms in complex systems and proposing oscillation suppression strategies.

Key words: sub-synchronous oscillation; direct-drive wind farm; coupling effects between multiple wind farms; eigenvalue analysis

基金项目: 国家自然科学基金集成基金资助项目(U22B600010); 中国南方电网有限责任公司科技项目(GDKJXM20222425)。

Foundation item: Supported by the Joint Funds of National Natural Science Foundation of China (U22B600010); the Key Science and Technology Project of China Southern Power Grid Co., Ltd. (GDKJXM20222425).

0 引言

随着“十四五”海上风电机组不断投产，南方区域将出现多区域大规模海上风电集中接入受端电网向负荷中心供电的场景^[1]。在新能源高渗透运行方式下，由于新能源并网的换流器动态和并网系统易发生相互作用引发电力系统宽频振荡问题。2015年新疆哈密某风电场与弱电网间相互作用引发次同步振荡，振荡引发火电机组轴系扭振保护动作切机^[2-5]。2023年，广东粤西海风送出区域发生了静止无功发生器(static var generator, SVG)与新能源场站的次同步振荡，电网通过切除相关设备以抑制振荡。研究指出直驱风电场在弱电网接入情况下易出现振荡失稳的风险，其中主要与风电机组网侧逆变器电流环控制和锁相环控制有关^[6]。

如图1所示，随着系统新能源比例不断增加，大规模新能源接入负荷中心，广东区域也存在输电通道紧张问题。实际规划中风电场通常会在多个并网点接入电网，各个并网点之间网架结构复杂，导致风电场间相互耦合作用相较单并网点/近区大规模接入情况下更为复杂^[7]。

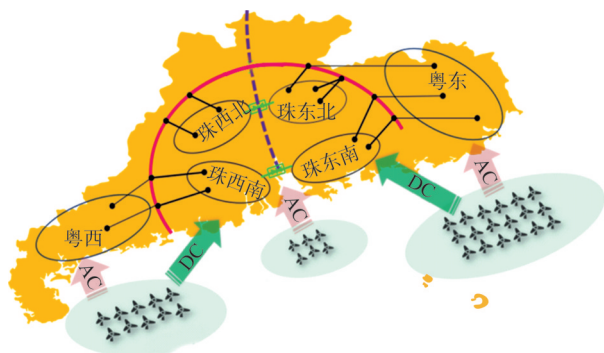


图1 广东区域海上风电场多点接入情况

Fig. 1 Multi-points access of offshore wind farms in Guangdong region

针对场站间耦合作用引发的振荡现象，已有研究针对风电发电单元、光伏发电单元、SVG设备、常规直流输电设备和柔性直流输电设备间的次/超同步相互作用特性展开了分析^[8-13]。而针对场间耦合效应的影响因素，现有研究表明风电场并网点位置、风电并网容量及风电出力水平均有可能影响风电场子系统的开环振荡模式稳定性^[12]，场间模式与场网模式对于控制参数变化存在阻尼耦合^[15-16]，场

间相互作用与场间电气距离和各场站电气强度均有关系^[17-19]。由此可知，场站间相互耦合作用不仅可能影响场网作用模式的稳定性，甚至可能带来不稳定的场间作用模式，影响区域电网的运行稳定性，因此亟需开展对场站间耦合作用的研究，确定其影响因素及影响规律。

本文以多风电场多点接入10机39节点系统为例，首先通过特征值分析法确定系统主导振荡模式及其相关因素及场间耦合作用关系，进而针对系统次/超同步振荡的主导模式进行分析得到场网相互作用模式和场间相互作用模式，通过分析不同风电场控制和系统运行方式状态对场网相互作用模式和场间相互作用的影响特征，提出了加强多风场间的控制优化方法，最后基于电磁暂态仿真进行了分析验证。本文研究工作对于认识多风电场间控制耦合作用、指导复杂系统中风电场场址规划及提出振荡抑制策略有一定指导意义。

1 多风电场接入多区域弱交流互联系统的振荡特性分析

构建多风电场经交流送出多并网点接入10机39节点系统算例，如图2所示。

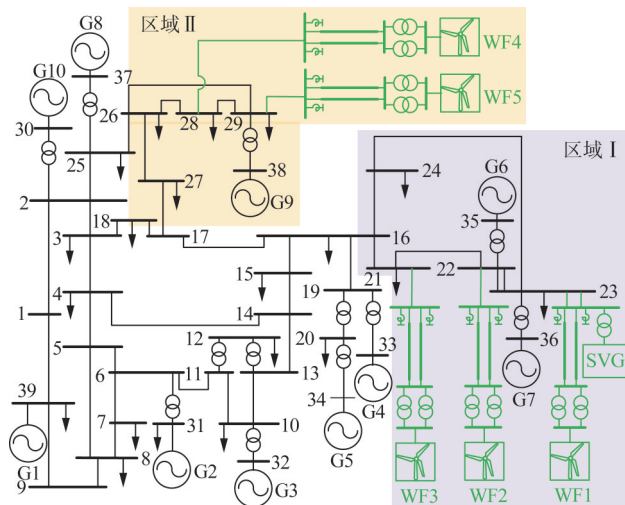


图2 多风电场多点接入算例系统

Fig. 2 Case system of AC grid-connected offshore multiple wind farms

其中，风电场站模拟海上风电集中送出，风电场模拟均经由海上升压站和双回220 kV交流海缆接入陆上集控站，再经由一定长度的架空输电线接入系统，陆上集控站处配置了高抗用于无功补偿。

其中风电场均为跟网型控制的直驱风电场,总装机容量为2 000 MW。并于风电场WF1配置了容量为80 Mvar的SVG设备无功补偿。基于系统网架和风电场运行状态计算了风电场站的短路比(short circuit ratio, SCR)和多场站短路比(multiple renewable energy stations short circuit ratio, MRSCR)^[20-22],由于风电场WF1/2/3接入的区域Ⅰ与风电场WF4/5接入的区域Ⅱ这两个区域通过远距离输电线路与主网系统相连,新能源并网点呈现低短路容量、弱电网强度特性,为典型多区域弱交流互联系统。

针对图2所示算例给定其基础工况如表1所示,系统全接线方式运行,其中SVG采用定电压控制方式,风电并网侧逆变器(grid-side converter, GSC)电流环控制带宽均为160 Hz。全系统状态方程共539阶,包括5个风电场等值机组模型共110阶,同步机模型共80阶,SVG共15阶,交流输电系统共334阶^[23-25]。

表1 风电场基本运行工况

Tab. 1 Basic operation condition of wind farms

风电场	装机容量/ MW	出力水平/ p. u.	风电场出口 SCR值	风电场出口 MRSCR值
WF1	400	0.17	3.11	2.52
WF2	300	0.17	2.82	2.25
WF3	300	0.10	3.54	2.72
WF4	500	0.10	2.93	2.20
WF5	500	0.13	2.89	2.20

由特征值计算结果,多风电场多点接入系统存在多个振荡特征模式,涵盖了中高频段(>100 Hz)、次超同步频段(10~100 Hz)、低频段(<10 Hz)。对各特征振荡模式进行参与因子分析与右特征向量分析,可以确定主导该振荡模式的关键控制与动态环节,并且可以确定场站间相互作用关系,分析结果如下。

1)中高频模式主要与输电系统电气参数有关,属于输电系统LC电路谐振模式,其典型特征为两对相差100Hz的振荡特征模式。

2)次超同步频段以及部分中频段(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同步机电机振荡模式、

风电机组机侧控制主导模式,以及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。

次超同步和低频段振荡模式主要可以分为同步机电机振荡模式、风电机组控制主导及SVG控制主导3类。表2给出了本文重点关注的次超同步频段模式 $\lambda_{i,j}$,即风电GSC电流控制主导的次同步振荡模式, i,j 分别为状态变量。图3给出了对应模态的参与因子分析结果及模态电流罗盘图。图3中横坐标表示状态变量序号,其中1—110为直驱风电机组对应状态变量,110—190为同步机对应状态变量,191—352为输电线路对地电容对应状态变量,353—388为输电系统变压器、海上风电升压变及SVG变压器对应状态变量,389—524为输电线路阻抗、高抗、交流电缆及系统负荷对应状态变量,525—539为SVG对应状态变量。模态电流罗盘图中 $i_{WF1} \sim i_{WF5}$ 分别对应于风电场WF1—WF5的模态输出电流。

表2 系统主导振荡模式

Tab. 2 Dominant oscillation modes of the case system

模式	特征值	参与环节	作用模式
$\lambda_{242,243}$	$-4.66 \pm j43.37 \times 2\pi$	风电GSC电流环	场网交互
$\lambda_{244,245}$	$-4.29 \pm j44.00 \times 2\pi$	风电GSC电流环	区域间场间
$\lambda_{246,247}$	$-21.03 \pm j54.07 \times 2\pi$	风电GSC电流环	区域内场间
$\lambda_{253,254}$	$-15.18 \pm j51.68 \times 2\pi$	风电GSC电流环	区域内场间
$\lambda_{259,260}$	$-6.68 \pm j49.17 \times 2\pi$	风电GSC电流环	区域内场间

本文将风电场间耦合作用关系依据模态电流罗盘图分为场网作用和场间作用,场网作用表现为多个风电场共同参与同电网间相互振荡,场间作用表现为风电场间相互振荡。如图3所示,为模态电流罗盘图,本文将重点关注的系统主导振荡模式,即风电GSC电流控制主导的次同步振荡模式,分为共模模式、区域间异模模式及区域内异模模式,分别表征场网作用、区域间场间作用及区域内场间作用。

2 风电场控制参数对场站间耦合作用影响

基于第1节的系统主导振荡模式,结合现有学者研究结果^[3]可得知风电GSC电流控制主导的次同步振荡模式稳定性与GSC电流内环参数、电压外环参数及锁相环参数相关,本节将分别基于同型风电

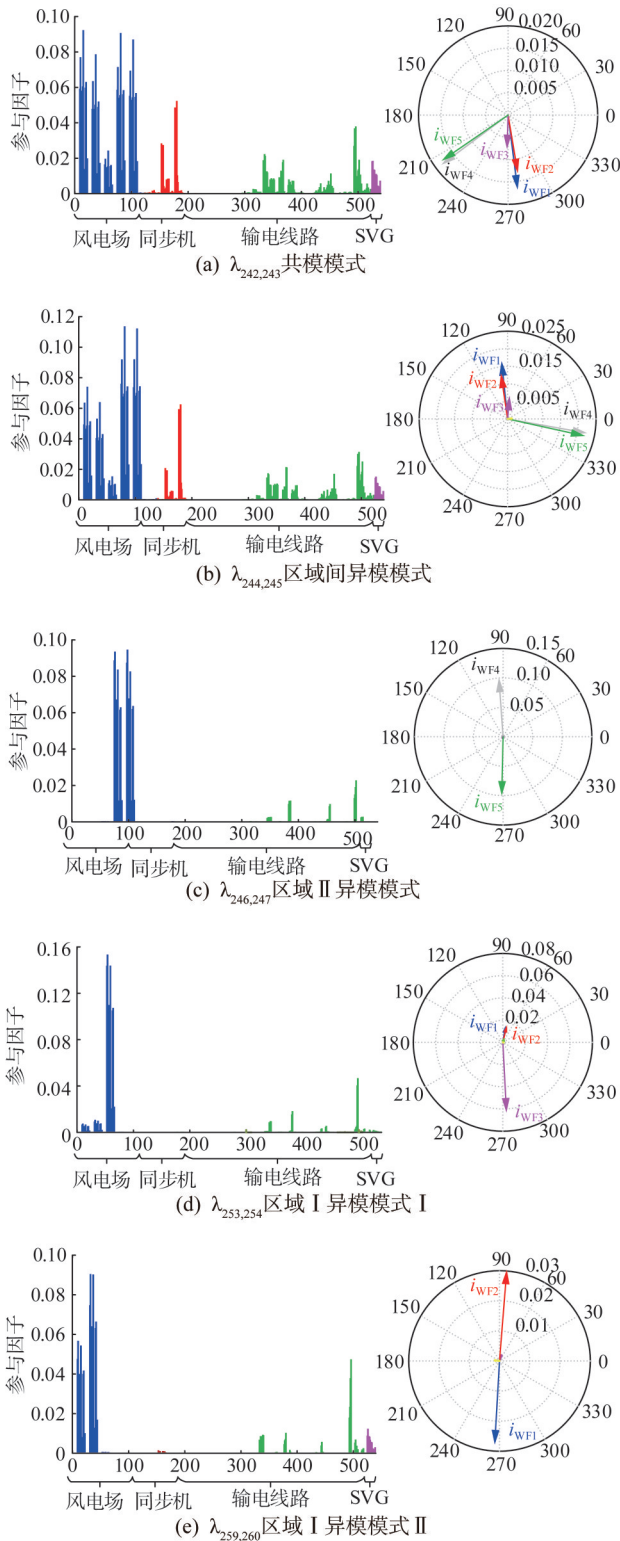


图3 系统主导振荡模式参与因子及模态电流罗盘图

Fig. 3 Participation factors of the domain modes and modal current compass diagram

场和异型风电场研究不同控制参数对系统主导振荡模式稳定性的影响规律。

2.1 同型风电机组控制参数的影响

首先考虑各个风电场内机组为同一型号风电机组,除了装机容量与交流海缆长度有所差别,控制参数均保持一致。由文献[6]可知,风电机组型号相同时系统主导振荡模式稳定性(风电电流控制的次同步振荡模式)会随着GSC电流环带宽降低、电压环带宽升高及锁相环带宽升高而单调变差。

在此以GSC电流环控制为例,说明其影响规律。考虑同时降低各风电场GSC电流环控制带宽(比例增益 K_p),如图4(a)可发现:1)区域间异模模式对应特征根随电流环带宽变化的变化幅度最大,其最先穿越虚轴,阻尼比由正变为负;2)共模模式对应特征根也随电流环带宽降低穿越虚轴发生失稳。需注意的是,相较以往分析结论,在该算例系统中,区域间场间作用模式优先于场网模式发生失稳,虽然其影响范围相对共模模式较小,但振荡分量仍会沿连接两区域主支路在风电场间传播,同时影响两区域系统的稳定性。

结合PSCAD/EMTDC对上述结论进行时域仿真验证,如图4(b)所示,在基础工况上,25 s降低GSC电流环比例增益 K_p 由0.8至0.63(带宽160 Hz降低至134 Hz),发生频率为39.3 Hz的次同步振荡失稳,风电场WF4/5输出有功功率与风电场WF1/2/3输出有功功率基本反相,说明此时为区域间异模模式失稳。而对应的,区域间振荡模式的特征值 $\lambda_{236,237}=2.72\pm j39.15\times 2\pi$,与时域仿真结果相符。

综上所述可以看出,当各个风电场内机组均为同一型号时,系统主导模式稳定性随控制参数的变化规律是保持一致的。

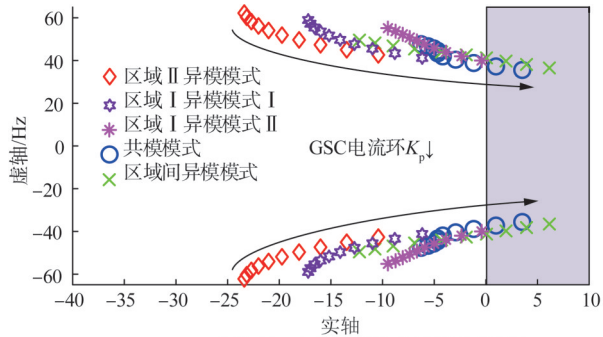
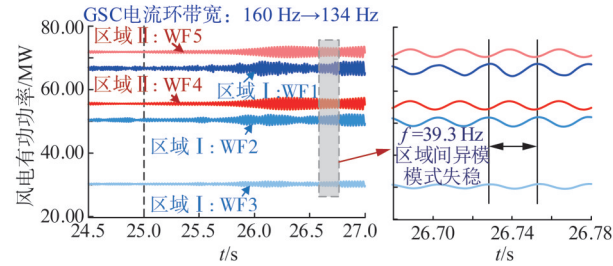
2.2 异型风电场控制参数的影响

在实际系统中,不同风电场内的机组往往由不同厂家提供,其采用不同控制参数,为简化研究难度,本文考虑不同区域风电场的机组控制参数存在差异,但同一区域内风电场的风电机组控制参数仍然保持一致。

2.2.1 风电GSC电流环参数的影响

如图5(a)所示,考虑固定区域I内风电场电流环带宽为160 Hz(比例增益 $K_p=0.8$)不变,随着区域II风电场电流环控制带宽降低(降低 K_p)。

1)区域I异模模式I/II基本不受影响,区域II异模模式随 K_p 降低而降低;

(a) GSC电流环 K_p 变化的系统主导模式根轨迹(b) 改变GSC电流环 K_p 风电场功率仿真波形图4 GSC电流环 K_p 变化的系统主导模式根轨迹及仿真Fig. 4 Root locus and simulation of dominant mode of GSC current loop K_p variation system

2) 区域间异模模式稳定性随 K_p 降低先变差后变好, 拐点处区域II风电场电流环带宽为152 Hz, 与区域I内风电场电流环带宽相近;

3) 共模模式稳定性随 K_p 降低先变好后变差, 拐点处区域II风电场电流环带宽为152 Hz ($K_p=0.73$), 与区域I内风电场电流环带宽相近。

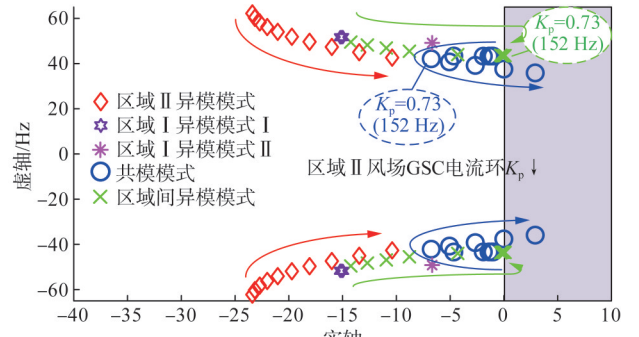
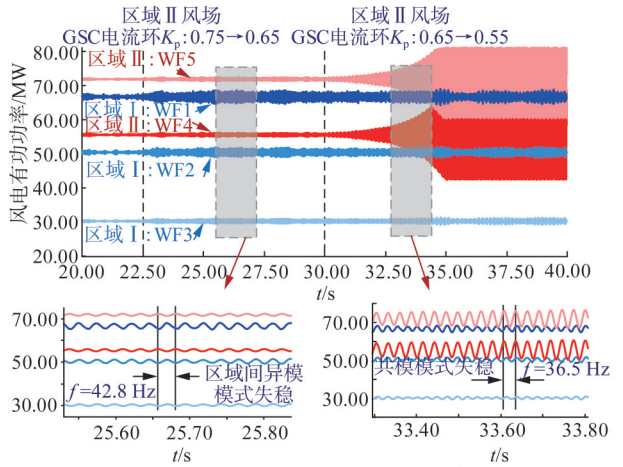
结合PSCAD/EMTDC对上述结论予以时域仿真验证, 如图5(b)所示, 初始时各风电场GSC电流环带宽为155 Hz ($K_p=0.75$); 22.5s时降低区域II风电场GSC电流环带宽至140 Hz ($K_p=0.65$), 区域间异模模式振荡失稳; 30s时降至120 Hz ($K_p=0.55$), 区域间异模模式振荡收敛, 共模模式振荡失稳, 与根轨迹结果相符。

如图6(a)所示, 考虑固定区域II内风电场电流环带宽为160 Hz (比例增益 $K_p=0.8$)不变, 随着区域I风电场电流环控制带宽降低 (降低 K_p):

1) 区域II异模模式基本不受影响; 区域I异模模式I/II稳定性随电流环带宽降低而降低;

2) 共模模式稳定性随带宽降低而降低;

3) 区域间异模模式稳定性随带宽降低先变差后变好, 拐点处区域II风电场电流环带宽为170 Hz左右, 与区域II内风电场电流环带宽相近。

(a) 改变区域II风电场GSC电流环 K_p 主导模式根轨迹(b) 改变WF4/5的GSC电流环 K_p 风电场功率仿真波形图5 改变区域II风电场GSC电流环 K_p 主导模式根轨迹及时域仿真波形Fig. 5 Root locus and time-domain simulation waveforms of the dominant mode K_p of the GSC current loop in region II wind farms

结合PSCAD/EMTDC对上述结论予以时域仿真验证, 如图6(b)所示, 初始时各风电场GSC电流环带宽为155 Hz; 25s时降低区域I风电场GSC电流环带宽至120 Hz ($K_p=0.55$), 共模模式振荡失稳, 与根轨迹结果相符。

综上, 改变某一区域风电场电流环带宽时另一区域内异模模式不受影响, 本区域内异模模式稳定性随带宽降低而变差, 共模模式/区域间异模模式可能出现非单调变化规律, 与参数变化时各风电场参与度变化相关, 电流环带宽更低的区域风电场将主导共模/区域间异模模式。

2.2.2 风电GSC电压环参数的影响

如图7(a)所示, 考虑固定区域I内风电场电压环带宽为10 Hz不变 (比例增益 $K_p=0.8$, 积分时间常数 $T_i=0.1$)。区域II风电场电压环带宽范围为12~90 Hz, 对应 K_p 变化范围为0.15~1.05; T_i 变化范围

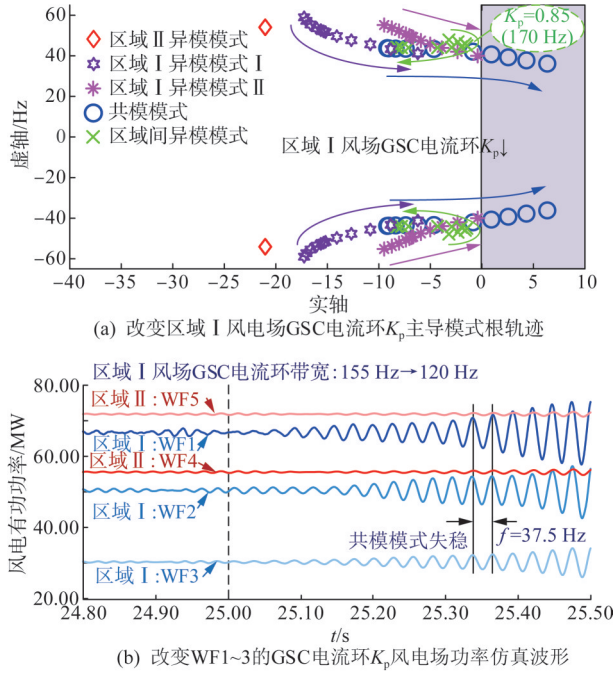


图6 改变区域 I 风电场 GSC 电流环 K_p 主导模式根轨迹及时域仿真波形

Fig. 6 Root locus and time-domain simulation waveforms of the changing dominant mode K_p of the GSC current loop in region I wind farms

为 0.012 5~0.1。由根轨迹变化可见,随着区域 II 风电场电压环带宽提高会发生以下变化。

- 1) 区域 I 异模模式 I/II 不受影响; 区域 II 异模模式稳定性随电压环带宽升高而降低;
- 2) 共模模式稳定性随带宽升高而降低;
- 3) 区域间异模模式稳定性随 K_p 升高先变差后变好, 拐点处区域 II 风电场电压环带宽为 20 Hz ($K_p=0.35$) 左右。随 T_i 降低而单调降低, 其最先穿越虚轴发生失稳。

如图 7(b) 所示, 考虑固定区域 II 内风电场电压环带宽 10 Hz 不变 ($K_p=0.8$, $T_i=0.1$)。区域 I 风电场电压环带宽范围为 12~90 Hz, 对应 K_p 变化范围为 0.15~1.05; T_i 变化范围为 0.0125~0.1。由根轨迹变化可见, 随着区域 I 风电场电压环带宽提高会发生以下变化。

- 1) 区域 II 内异模模式不受影响; 区域 I 内异模模式 I/II 稳定性随电压环带宽升高而降低;
- 2) 共模模式稳定性先变差后变好, 拐点处区域 I 风电场电压环带宽为 40 Hz ($K_p=0.8$); 随 T_i 降低对应特征根左移, 稳定性变好;
- 3) 区域间异模模式稳定性单调变差。

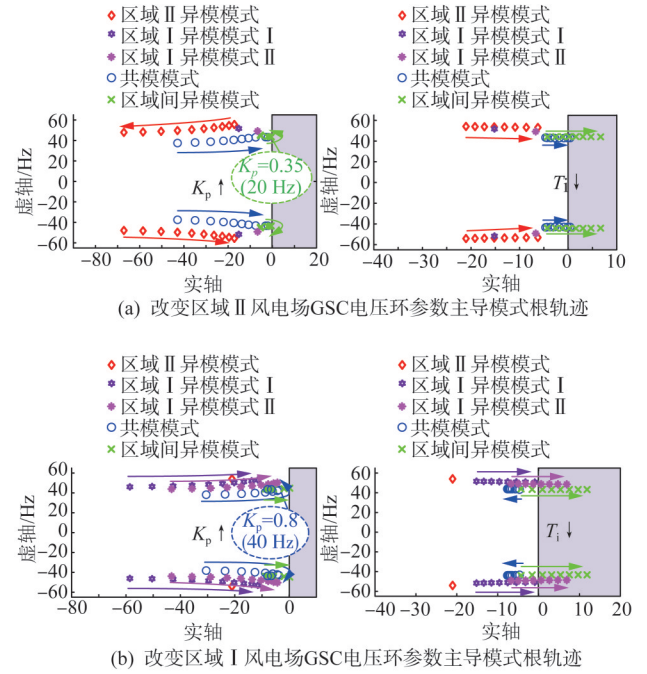


图7 改变不同区域风电场 GSC 电压环参数时的主导模式根轨迹

Fig. 7 Root locus of dominant modes when changing GSC voltage loop parameters of wind farms in different regions

结合 PSCAD/EMTDC 对上述结论予以时域仿真验证, 如图 8 所示。初始时各风电场 GSC 电压环带宽均为 10 Hz ($T_i=0.1$); 25 s 时增加区域 II 风电场 GSC 电压环带宽至 87 Hz ($T_i=0.014$), 区域间异模模式振荡失稳; 30 s 时电压环带宽恢复至 10 Hz, 振荡收敛; 34 s 时增加区域 I 风电场电压环至 90 Hz ($T_i=0.0125$), 区域间异模模式振荡收敛, 共模模式振荡失稳, 与根轨迹结果相符。

综上, 改变某一区域电压环带宽时另一区域内异模模式不受影响, 本区域内异模模式稳定性随带宽增加而变差, 共模模式/区域间异模模式可能出现非单调变化规律。此外可以注意到, 增加 K_p /减小 T_i 作为增加带宽的两种途径, 其对共模/区域间异模模式的影响规律存在差异, 说明其对场间耦合作用的影响机理存在一定区别。

2.2.3 风电 GSC 锁相环参数的影响

如图 9(a) 所示, 考虑固定区域 I 内风电场锁相环带宽为 10 Hz 不变 ($K_p=50$ 不变, $T_i=0.001$)。区域 II 内风电场锁相环带宽变化范围 8~35 Hz, 对应 K_p 范围为 10~140, T_i 变化范围为 0.000 05~0.001。由根轨迹可见, 随着区域 II 风电场锁相环控制带宽提

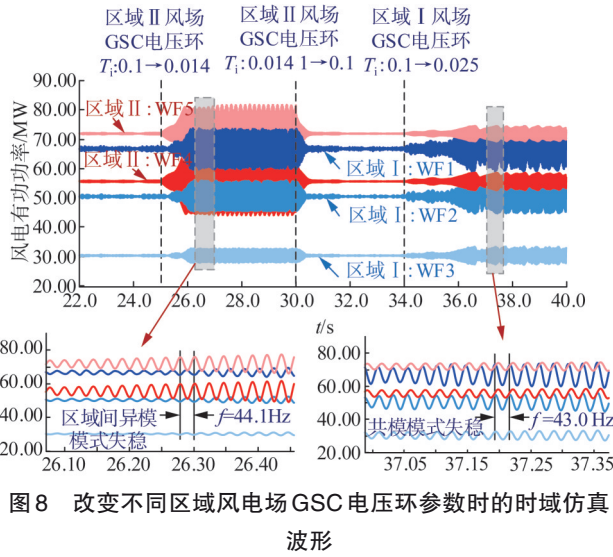


图8 改变不同区域风电场GSC电压环参数时的时域仿真波形

高会发生以下变化。

- 1) 区域 I 内异模模式 I / II 基本不受影响; 区域 II 内异模模式稳定性随带宽升高而降低;
- 2) 共模模式稳定性随 K_p 升高而降低, 在变化范围内始终未穿越虚轴; 随 T_i 升高先变好后变差, 始终未穿越虚轴, 拐点处带宽为 26 Hz ($T_i=0.0001$ s);
- 3) 区域间异模模式稳定性随 K_p 升高先变好后变差, 拐点处带宽为 10 Hz ($K_p=50$), 与区域 II 风电场控制带宽相近; 稳定性随 T_i 减小而单调变差。

结合 PSCAD/EMTDC 对上述结论予以时域仿真验证, 如图 9(b) 所示, 初始时各风电场 GSC 锁相环带宽均为 10 Hz ($K_p=50$); 22.5 s 时增加区域 II 风电场 GSC 锁相环带宽至 25 Hz ($K_p=140$), 区域间异模模式振荡失稳, 与根轨迹结果相符。

如图 10(a) 所示, 考虑固定区域 II 风电场锁相环带宽为 10 Hz 不变 ($K_p=50$ 不变, $T_i=0.001$)。区域 II 风电场锁相环带宽变化范围为 8~35 Hz, 对应 K_p 范围为 10~140, T_i 变化范围为 0.00005~0.001。由根轨迹可见, 随着区域 I 风电场锁相环控制带宽提高会发生以下变化。

- 1) 区域 II 内异模模式不受影响; 区域 I 内异模模式 I / II 稳定性随带宽升高而降低, 其中表征 WF1 与 WF2 场间相互作用的区域 I 异模模式 II 可能随 K_p 升高而穿越虚轴发生次同步振荡失稳;
- 2) 共模模式稳定性随 K_p 升高先变差后变好, 始终未穿越虚轴, 拐点处锁相环带宽为 11 Hz ($K_p=$

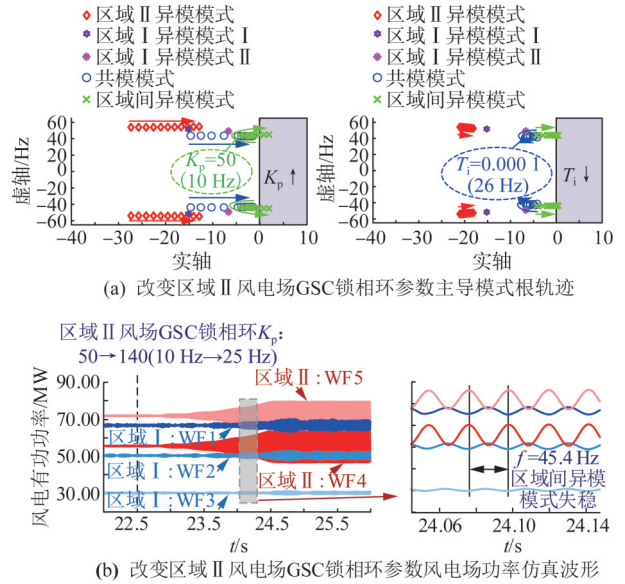


图9 改变区域 II 风电场 GSC 锁相环参数系统主导振荡模式根轨迹及各风电场有功功率仿真波形

Fig. 9 Root locus of system dominant oscillation modes and active power simulation waveforms of each wind farm when changing GSC phase-locked loop parameter system in Region II wind farms

55); 稳定性随 T_i 升高而单调变差, 可能穿越虚轴发生次同步振荡失稳;

- 3) 区域间异模模式稳定性随 K_p 升高而变差; 稳定性随 T_i 减小而变好。

可以注意到, 增加 K_p / 减小 T_i 均可使区域 I 风电场锁相环带宽升高, 然而区域间异模模式稳定性变化规律却截然相反, 说明其对场间耦合作用的影响机理存在差异。

结合 PSCAD/EMTDC 对上述结论予以时域仿真验证, 如图 10(b) 所示。22.5 s 时提高区域 I 风电场 GSC 锁相环带宽至 20 Hz ($K_p=110$), 区域间异模模式振荡失稳; 30 s 时恢复至 10 Hz, 振荡收敛; 34 s 时增加区域 I 风电场锁相环带宽至 35 Hz ($T_i=0.00005$), 区域间异模模式振荡收敛, 共模模式振荡失稳, 与根轨迹结果相符。

结合不同控制环节的影响规律可以发现相较同型风电机组控制参数对系统主导振荡模式的影响规律, 异型风电机组控制参数对系统主导振荡模式稳定性的影响呈现非单调变化规律, 尤其是共模模式和区域间异模模式, 主要表现为在两区域风电场控制带宽接近时根轨迹出现拐点, 甚至可能表现出两种振荡模式出现相反变化规律的情况, 类似于在整

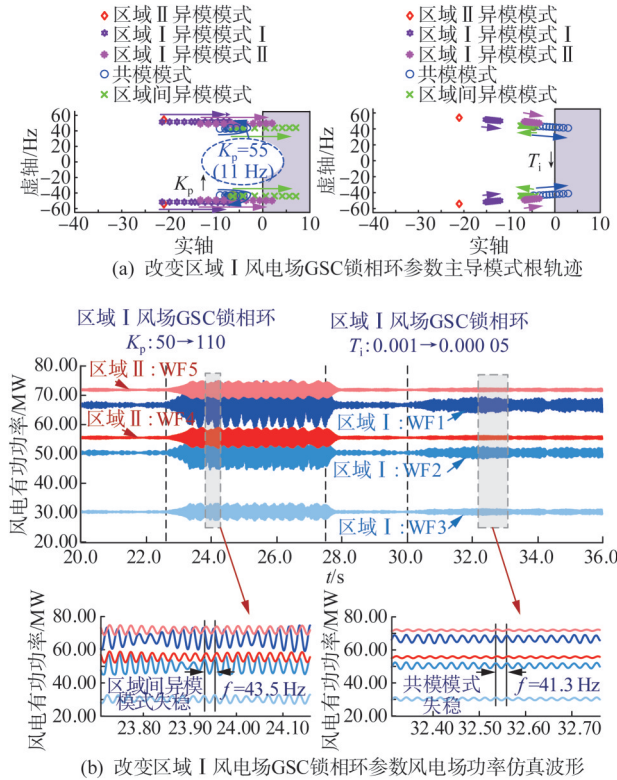


图 10 改变区域 I 风电场 GSC 锁相环参数系统主导振荡模式根轨迹及各风电场有功功率仿真波形

Fig. 10 Root locus of system dominant oscillation modes and active power simulation waveforms of each wind farm when changing GSC phase-locked loop parameter system in Region I wind farms

定 PSS 参数时出现的“借阻尼”现象^[26]。针对该现象，本节经研究认为，控制参数差异性越大时场间耦合作用越弱，由此影响控制参数变化对系统主导模式稳定性的影响规律。

3 系统运行方式对场站间耦合作用影响

风电场并网点处电气强度会显著影响风电场并网稳定性，一方面，在以往针对场网作用模式的研究当中，均认为系统主导振荡模式随风电场出口 SCR 降低而单调变差。另一方面，文献[3, 11]指出风电场间电气距离变化可能引起风电场间相互作用变化，影响系统主导振荡模式稳定性。因此本节将分别研究各风电场并网点短路比与风电场并网点间电气距离变化对系统主导振荡模式的影响规律。

3.1 风电场并网点短路比对场站间耦合作用影响

考虑改变送出架空线路长度以改变各风电场出口处短路比，研究其对系统主导振荡模式的影响。

固定其余风电场短路比不变，改变区域 II 内风电场 WF4/5 出口 SCR (定义 S_{WFi} 为风电场 i 的出口短路比)，根轨迹如图 11(a)–(b) 所示，由根轨迹可见：

1) 区域 I 异模模式 I/II 基本不受影响；区域 II 异模模式稳定性随 WF4/5 短路比降低而变差；

2) 共模模式稳定性随 WF4/5 短路比降低先变好后变差，最后会穿越虚轴失稳；

3) 区域间异模模式稳定性随 WF4/5 短路比先变差后变好，优先于共模模式穿越虚轴失稳，可以注意到，其特征根随 $S_{WF4/5}$ 降低至一定值后出现拐点，在复平面上略向左移动。

针对上述分析进行时域仿真验证，由于根轨迹趋势基本一致，故以 S_{WF4} 变化为例，结果如图 11(c) 所示，降低 S_{WF4} 由 2.93 至 1.96，共模模式和区域间异模模式发生次同步振荡失稳，与特征值分析结果一致。

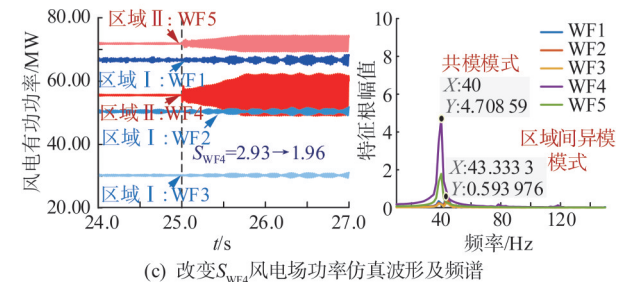
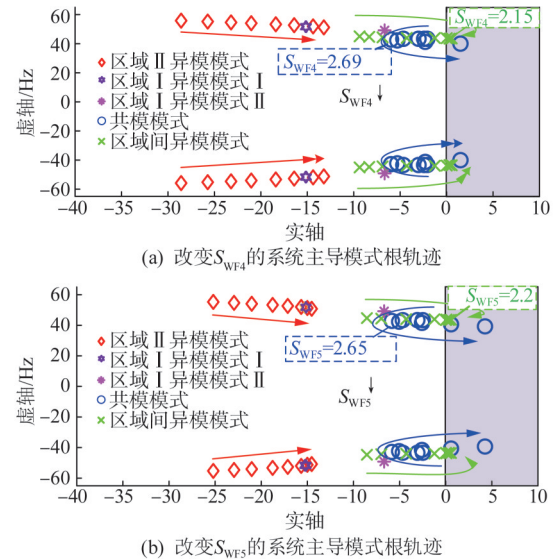


图 11 改变 $S_{WF4/5}$ 系统主导振荡模式根轨迹及风电场功率仿真波形

Fig. 11 Root locus of dominant modes and active power of wind farms when changing $S_{WF4/5}$

综上不难发现,随各风电场短路比变化,系统主导振荡模式稳定性变化规律相较于单机无穷大系统中随SCR降低单调变差,存在非单调规律,因此在进行稳定评估时不能忽略其他风电场的耦合作用,可能导致实际应用时评估结果出现偏差。

3.2 风电场间电气距离对场站间耦合作用影响

由第1节中特征模式分析可以结合各输电线路状态变量对应的右特征向量确定模态电流流向,由此确定部分系统主导振荡模式的振荡路径,如图12所示。

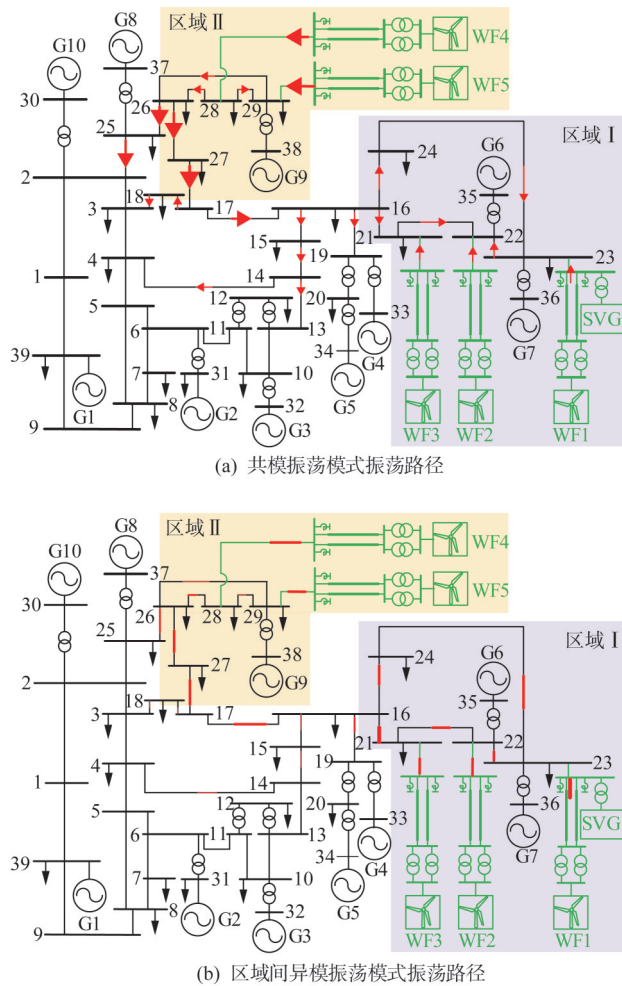


图12 系统主导模式振荡路径

Fig. 12 Oscillation path of dominant modes

根据系统主导振荡模式的振荡路径,尤其是较易失稳的共模振荡模式和区域间异模振荡模式,选取模式振荡分量主要流经的输电线路进行开断操作,模拟系统N-1/N-2方式运行,由此保证在不过度影响各风电场电气强度的基础上改变两区域风

电场并网点间的电气距离。

为研究风电场间电气距离对系统主导振荡模式稳定性的影响规律,首先需定量计算电气距离,计算公式如式(1)所示^[27]。

$$Z_{ij, \text{equ}} = \frac{U_{ij}}{I_i} = Z_{ii} + Z_{jj} - 2Z_{ij} \quad (1)$$

式中: $Z_{ij, \text{equ}}$ 为风电场*i*与风电场*j*并网点间电气距离,定义为两点之间等值阻抗; U_{ij} 为从风电场*i*并网点注入单位电流 I_i 后风电场*i*并网点与风电场*j*并网点之间电压; Z_{ii} 、 Z_{jj} 分别为风电场*i*、*j*并网点处自阻抗; Z_{ij} 为风电场*i*、*j*间互阻抗。

综上,设计了以下4个系统输电线路N-2方式运行的算例,对比算例为全接线方式运行,详细运行工况见第1节。

Case 1: 断开节点16-21线路,节点22-23线路单回路运行;

Case 2: 断开节点16-24线路,节点22-23线路单回路运行;

Case 3: 断开节点16-17线路,节点22-23线路单回路运行;

Case 4: 断开节点16-15线路,节点22-23线路单回路运行。

各风电场并网点(point of common coupling, PCC)间电气距离标幺值在全接线方式、Case 1—4下的计算结果如图13所示。

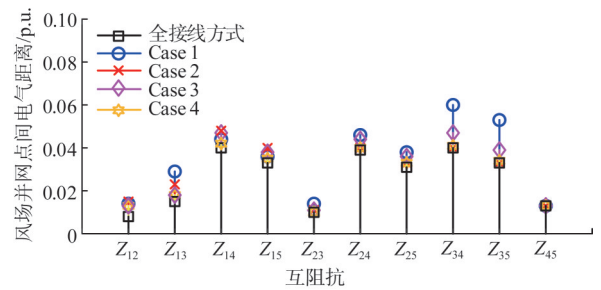


图13 风电场并网点间电气距离

Fig. 13 Electrical distance between PCC of wind farms

由电气距离计算结果可见,Case 1对于WF3与WF4/5间的电气距离影响很大,可能影响到WF3与WF4/5间相互耦合作用。相应地,分别计算上述各算例中系统主导振荡模式对应特征值,计算结果如图14(a)所示。

结合电气距离计算结果,Case 1/3导致WF3与WF4/5间电气距离变化最大,在这两个算例中出现

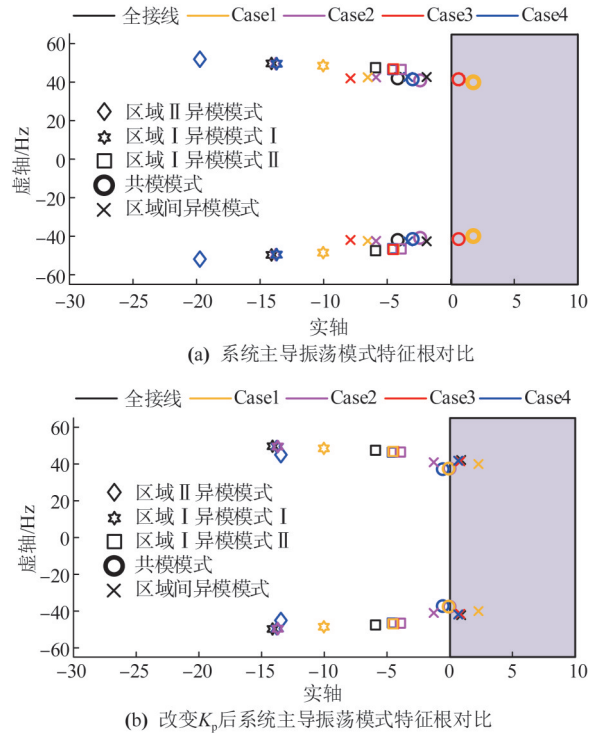


图 14 改变 K_p 前后不同运行方式下的系统主导振荡模式特征根对比

Fig. 14 Eigenvalue of dominant modes for different operating modes before and after changing K_p

了共模模式振荡失稳。可定性说明增大风电场间电气距离可能影响风电场间耦合作用，导致系统出现次超同步振荡失稳。

进一步地，可结合第 2 节在 $N-2$ 方式运行时调节区域 II 内风电场 GSC 电流环带宽，研究其对系统主导振荡模式的影响如图 14(b) 所示。

可注意到区域 II 风电场 GSC 电流环控制参数改变后共模模式均收敛，在全接线方式、Case1/3/4 下区域间异模模式对应特征根均穿越虚轴失稳，其中电气距离变化最大的 Case 1 实部始终最大，进一步说明电气距离能在一定程度上反映场间耦合作用对系统主导振荡模式稳定性的影响规律：在一定范围内风电场间电气距离越大时耦合作用越弱，区域间异模/共模模式失稳风险越高，同时说明控制参数存在差异时耦合作用将发生变化。

根据以上分析结果，可以发现风电场并网点间电气距离对于多风电场分散接入多区域弱交流互联系统主导振荡模式稳定性有重要影响^[28]。随着部分线路断开，将导致两区域风电场并网点间的电气距离增大，使得风电场间耦合作用减弱，电气距离更

大的风电场间发生场网/场间作用模式失稳的风险更高，可依据电气距离定性分析确定较易引发场网/场间作用失稳的场站，但因模式稳定性还与控制参数强相关，需进一步结合各风电场控制参数利用特征值分析确定系统失稳模式。

4 结论

相较于规模化新能源集中外送方式，新能源多点分散接入受端电网存在场间耦合作用，包括场网作用和场间作用，可能影响系统振荡特性，导致失稳场景存在差异。本文针对多风电场接入多区域弱交流互联系统，基于特征模式分析研究了风电场控制参数、系统运行方式对表征场网作用、场站间相互作用的系统主导振荡模式的影响规律，主要结论如下。

1) 多风电场接入多区域弱交流互联系统同时存在场网作用模式和场间作用模式，均存在失稳可能，均需重点关注。

2) 当接入风电场的机组型号相同时，风电场电流环主导次同步模式随控制参数变化规律一致。在本文中区域间异模振荡模式最先穿越虚轴失稳。

3) 当接入风电场的机组型号不同时，共模模式/区域间异模振荡模式随控制参数的变化规律可能呈现非单调变化，其稳定性与各风电场控制参数的差异性相关，差异性越大耦合作用越弱。

4) 随不同风电场短路比变化，会同时影响共模模式/区域间异模模式稳定性，然而其变化规律与接入区域、详细网架结构有关，可能出现非单调变化规律，类似于“借阻尼”现象。

5) 利用电气距离变化量可以粗略定性分析场站间耦合作用，电气距离越大且变化量同样越大的场站间耦合作用越弱，更易激发共模模式/区域间异模模式失稳，但由于控制参数对各模式稳定性存在影响，需进一步结合特征值分析确定系统失稳模式。

以上研究表明，为准确分析多风电场接入多区域弱交流互联系统振荡稳定性，有必要在建模分析过程中保留接入的其他风电场；另一方面，考虑到风电场控制参数、系统运行方式对系统主导振荡模式的影响可能呈现非单调性，需合理优化控制参数设计及系统运行方式。而如何定量分析上述各影响因素对场站间耦合作用的影响，是需要进一步开展分析的问题。

参考文献

- [1] 丁怡婷. 中国能源转型实现新跨越新突破[N]. 人民日报, 2024-08-30(2).
- [2] 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.
- [3] LIU H, XIE X, HE J, 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.
- [4] 陈晨, 杜文娟, 王海风. 风电场接入引发电力系统次同步振荡机理综述[J]. 南方电网技术, 2018, 12(1): 84-93.
CHEN Chen, DU Wenjuan, WANG Haifeng. Review on mechanism of sub-synchronous oscillations caused by grid-connected wind farms in power systems[J]. Southern Power System Technology, 2018, 12(1): 84-93.
- [5] 陈露洁, 徐式蕴, 孙华东, 等. 高比例电力电子电力系统宽频带振荡研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(7): 2297-2310.
CHEN Lujie, XU Shiyun, SUN Huadong, et al. A survey on wide-frequency oscillation for power systems with high penetration of power electronics[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(7): 2297-2310.
- [6] 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.
- [7] 林勇, 陈允鹏, 王志勇, 等. 广东电网目标网架方案论证与建议[J]. 南方电网技术, 2020, 14(3): 42-48.
LIN Yong, CHEN Yunpeng, WANG Zhiyong, et al. Demonstration and suggestion on network scheme of Guangdong power system[J]. Southern Power System Technology, 2020, 14(3): 42-48.
- [8] 高本锋, 刘毅, 宋瑞华, 等. 双馈风电场经LCC-HVDC送出的次同步振荡特性研究[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(11): 3477-3489.
GAO Benfeng, LIU Yi, SONG Ruihua, et al. Study on subsynchronous oscillation characteristics of DFIG-based wind farm integrated with LCC-HVDC system[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(11): 3477-3489.
- [9] 马燕峰, 陈鑫, 刘新元, 等. 考虑新能源场站间相互作用的宽频振荡特性研究[J]. 太阳能学报, 2024, 45(1): 563-573.
MA Yanfeng, CHEN Xin, LIU Xinyuan, et al. Study on broadband oscillation characteristics considering interaction between new energy stations[J]. Acta Energetica Sinica, 2024, 45(1): 563-573.
- [10] 庞博, 郭春义, 王潇, 等. 风电接入对柔性直流电网站间耦合振荡模式的影响及站间交互作用的定量评估[J]. 电网技术, 2023, 47(8): 3206-3220.
PANG Bo, GUO Chunyi, WANG Xiao, et al. Influence of wind power access on coupling oscillation modes between converter stations in MMC-based HVDC grid and quantitative evaluation of interaction[J]. Power System Technology, 2023, 47(8): 3206-3220.
- [11] 徐衍会, 滕先浩. 风电场内机群间次同步振荡相互作用[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(9): 156-164.
XU Yanhui, TENG Xianhao. Analysis of small disturbance stability mechanism for grid-connected voltage source converter[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(9): 156-164.
- [12] JIANG H, MA S, SONG R, et al. Research on subsynchronous interaction between direct-drive PMSG based wind farm and static var generator[C]//2020 5th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE), June 4-7, 2020, Chengdu, China. New York: IEEE, 2020: 1160-1165.
- [13] 任必兴, 杜文娟, 王海风. 静止同步补偿器与直驱永磁风机的次同步控制交互研究[J]. 电工技术学报, 2018, 33(24): 5884-5896.
REN Bixing, DU Wenjuan, WANG Haifeng. Analysis on subsynchronous control interaction between static synchronous compensator and permanent magnet synchronous generator[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(24): 5884-5896.
- [14] 王洋, 杜文娟, 王海风. 多风电场-多机电力系统次同步振荡稳定性分析[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(22): 6562-6572.
WANG Yang, DU Wenjuan, WANG Haifeng. Stability analysis of subsynchronous oscillation in multi-machine power system with multiple wind farms[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(22): 6562-6572.
- [15] 邵冰冰, 赵书强, 高本锋, 等. 多直驱风机经VSC-HVDC并网系统场内/场网次同步振荡特性分析[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(12): 3835-3847.
SHAO Bingbing, ZHAO Shuqiang, GAO Benfeng, et al. Inside-wind-farm/wind-farm-grid sub-synchronous oscillation characteristics analysis in multiple D-PMSGs interfaced with VSC-HVDC system[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(12): 3835-3847.
- [16] 邵冰冰, 赵峥, 肖琪, 等. 多直驱风机经柔直并网系统相近次同步振荡模式参与因子的弱鲁棒性分析[J]. 电工技术学报, 2023, 38(3): 754-769.
SHAO Bingbing, ZHAO Zheng, XIAO Qi, et al. Weak robustness analysis of close subsynchronous oscillation modes' participation factors in multiple direct-drive wind turbines with the VSC-HVDC system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(3): 754-769.
- [17] 叶伟豪, 郭强, 赵兵, 等. 弱电网下电压源型逆变器多机系统交互影响及失稳机理研究[J]. 电网技术, 2023, 47(11): 4377-4385.
YE Weihao, GUO Qiang, ZHAO Bing, et al. Study on interaction and instability mechanism of multi-VSC parallel system in weak grid[J]. Power System Technology, 2023, 47(11): 4377-4385.
- [18] 郑泽天, 沈沉, 严璠, 等. 直驱风电场多电压源型变流器控制耦合引发振荡的机理分析[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(17): 14-26.
ZHENG Zetian, SHEN Chen, YAN Jun, et al. Mechanism analysis of oscillations induced by control coupling of voltage source converters in wind farms with direct-driven turbines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(17): 14-26.
- [19] 韩应生. 含高比例电力电子装置的电力系统宽频振荡分析方法与特性研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2023.

- [20] 孙华东, 徐式蕴, 许涛, 等. 新能源多场站短路比定义及指标[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(2): 497 – 506.
SUN Huadong, XU Shiyun, XU Tao, et al. Definition and index of short circuit ratio for multiple renewable energy stations[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(2): 497 – 506.
- [21] 苏浩天, 王嘉骥, 许建中, 等. 基于超级电容储能型 MMC 的大规模风电直流送出系统故障穿越策略[J]. 南方电网技术, 2026, 20(1): 57 – 67.
SU Haotian, WANG Jiayi, XU Jianzhong, et al. Fault ride-through strategy for large-scale wind power transmission system based on MMC-SESS [J]. Southern Power System Technology, 2026, 20(1): 57 – 67.
- [22] 刘宇, 朱琼海, 苗璐, 等. 基于同步型 ADMM 的含海上风电场电力系统分布鲁棒无功优化[J]. 广东电力, 2024, 37(6): 21 – 31.
LIU Yu, ZHU Qionghai, MIAO Lu, et al. Distributed robust reactive power optimization of power systems with offshore wind farms based on synchronous ADMM [J]. Guangdong Electric Power, 2024, 37(6): 21 – 31.
- [23] 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.
- [24] 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 – 6148.
HAN Yingsheng, SUN Haishun, HUANG Biyu, 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 – 6148.
- [25] 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.
- [26] 赵书强, 常鲜戎, 贺仁睦, 等. PSS 控制过程中的借阻尼现象与负阻尼效应[J]. 中国电机工程学报, 2004(5): 7 – 11
ZHAO Shuqiang, CHANG Xianrong, HE Renmu, et al. Borrow damping phenomena and negative damping effect of PSS control[J]. Proceedings of the CSEE, 2004(5): 7 – 11.
- [27] BOMPARD E, NAPOLI R, XUE F. Analysis of structural vulnerabilities in power transmission grids [J]. International Journal of Critical Infrastructure Protection, 2009, 2(1 – 2): 5 – 12.
- [28] 张柏林, 李希德, 魏博, 等. 基于改进的场景分类和去粗粒化 MCMC 的风电出力模拟方法[J]. 电测与仪表, 2024, 61(7): 41 – 49.
ZHANG Bolin, LI Xide, WEI Bo, et al. Wind power output simulation method based on improved scene classification algorithm and coarse-grained MCMC [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2024, 61(7): 41 – 49.

收稿日期: 2024-09-14; 网络首发日期: 2025-08-30

作者简介:

陈兴华(1977), 男, 高级工程师(教授级), 硕士, 研究方向为电力系统安全稳定分析与控制, soulchen@126.com;

李纪元(2000), 男, 硕士研究生, 研究方向为新能源并网系统稳定与控制, jiyuanli@hust.edu.cn;

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