

DOI: 10.7667/PSPC170951

一种可改善失步振荡模式的风电虚拟惯性控制策略

肖固城¹, 唐飞¹, 廖清芬¹, 刘佳乐¹, 王晨旭¹, 何志娟²

(1. 武汉大学电气工程学院, 湖北 武汉 430072; 2. 武汉大学计算机学院, 湖北 武汉 430072)

摘要: 高渗透率风电并网导致原有系统等值惯性下降, 给电力系统失步振荡后的稳定控制过程带来新的挑战。但是目前尚未有文献将风电虚拟惯性控制应用于电力系统发生失步振荡后的稳定控制领域。提出一种可改善失步振荡模式的风电虚拟惯性控制策略, 通过引入风机并网点频率偏差来修改风机有功输出, 系统遭受大扰动后, 风电机组可持续向系统提供大量功率支援。风电机组通过虚拟惯性控制向系统注入/吸收功率, 能有效抑制系统群内功率振荡, 使得群内同调, 从而改善系统失步振荡模式。仿真结果验证了所提虚拟惯性控制策略的正确性和有效性。

关键词: 虚拟惯性控制; 失步振荡模式; 群内不同调; 功率支援

A virtual inertia control strategy of wind power to improve the out-of-step oscillation modes

XIAO Gucheng¹, TANG Fei¹, LIAO Qingfen¹, LIU Jiale¹, WANG Chenxu¹, HE Zhijuan²

(1. School of Electrical Engineering, Wuhan University, Wuhan 430072, China;

2. Computer School, Wuhan University, Wuhan 430072, China)

Abstract: High permeability wind power integration leads to the equivalent inertia decline of the original system, which brings new challenges to the power system stability control after the system is out-of-step. However, there are few literatures that apply the Virtual Inertia Control (VIC) in the power system stability control after the system is out-of-step. This paper proposes a VIC strategy of wind power to improve the out-of-step oscillation modes. Under the VIC, the Variable Speed Wind Turbine (VSWT) modifies the active output basing on the frequency deviation of the wind power grid connection point. When the system is subjected to severe disturbances, the VSWT provides plenty of active power support to the system. The active power provided by the VSWT under the VIC inhibits the intra group power oscillation. It can realize the process of non-coherent to coherent, thereby improving the out-of-step oscillation modes. Simulation results prove the correctness and effectiveness of the VIC strategy.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51507116) and Science and Technology Project of State Grid “Research on the Optimization of the Multi-level Grid Structure of the Planning Network considering the Third Line of Defense”.

Key words: virtual inertia control; out-of-step oscillation modes; non-coherent generator cluster; power support

0 引言

变速风机转子通过电力电子变流器并网, 对电力系统惯量贡献几乎为零^[1]。高渗透率风电并网将降低原有电力系统的惯性, 使得电力系统的频率控制和失步振荡后的稳定控制过程面临新的挑战。变速风机拥有大量可调节的旋转动能, 并且具有快速有功调节能力, 高渗透率风电并网场景下, 如何在

电网遭受大扰动之后, 让还在并网的风机进行虚拟惯性控制, 防止系统失步振荡进一步扩大, 具有重要的现实意义。

根据现有的相关研究成果, 风机的虚拟惯性控制主要应用于频率调整。比例微分控制在风机调频领域被广泛采用, 微分环节能在系统频率变化初期抑制频率的快速跌落, 比例环节能减少系统频率跌落幅度和频率稳态偏差^[2-3]。针对高风电渗透率的系统, 文献[4]提出模式转换法, 通过设定阈值条件实现惯性响应多模式切换, 包括: 启动、响应和闭锁; 惯性响应期间, 其参考电磁转矩保持不变, 能快速有力地抑制频率跌落。文献[5-6]提出一种基于功率

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51507116); 国家电网公司科技项目资助“考虑第三道防线的规划电网多级网架结构优化方法研究”

跟踪优化的虚拟惯性控制方法,在系统频率受扰初期,通过切换功率跟踪曲线改变风机有功输出,实现惯性调频。文献[1]从风电场入手,在风电场出口母线处外接储能装置,利用模糊控制实现风电-储能装置和电网的能量交换。风机完成惯性调频后,转速恢复较慢,可能造成系统频率二次跌落,需施加合适的转速恢复策略帮助风机尽快恢复最优转速^[7-8]。上述文献对风机虚拟惯性的研究都是应用于频率调整,鲜有失步振荡后稳定控制方面的研究。电网遭受大扰动失步后,根据发电机组功角特性,可分为两种振荡模式:两群振荡模式和多群振荡模式,同一群内的发电机组同步或近似同步运行^[9]。文献[10-11]根据多机系统受扰轨迹特征,将系统动能分为两部分:群间振荡动能和群内振荡动能。理想同调系统不存在群内振荡动能,非同调系统将出现多群振荡模式。系统失步过程,电压幅值最小的点为振荡中心,振荡中心电压为零时称为失步中心^[12],稳控装置将实时检测失步中心,并以此作为解列的触发条件^[13]。如果失步中心迁移,将给失步振荡后的稳定控制过程带来巨大挑战。诱发振荡中心迁移的因素包括输电线路阻抗不均、两侧电源幅值不等和激发新的振荡模式^[14]等。文献[15]基于三机系统,对多频振荡场景失步中心迁移特性进行理论推导,得出发电机不同调会激发新的振荡模式,新的振荡模式使得失步中心迁移。文献[16]对多频失步振荡场景下失步中心定位方法进行研究,得出失步中心异侧电压频率变化方向相反且频率曲线不相交,同侧电压频率变化方向相同且曲线相交。若任由失步振荡进一步扩大,系统可能由两群失稳演变成多群振荡,将出现复杂的振荡模式^[17-18];若在系统失步振荡的过程中,对在网风机实施虚拟惯性控制,可能有助于提升系统稳定性,至少能够改善系统失步振荡特性。

鉴于此,本文提出一种可改善失步振荡模式的风电虚拟惯性控制策略。首先介绍了失步振荡模式变化的机理,接着提出风机的虚拟惯性控制策略,并在 WSCC 9 节点系统和某实际区域互联电网中仿真验证了所提虚拟惯性控制策略的正确性和有效性。

1 失步振荡模式变化机理分析

电力系统失稳初期阶段往往呈现两群失稳模式,表现为两个同调机群之间的振荡。若在初期阶段不及时控制,原本同调的机群内部出现功率振荡,群内振荡逐步扩大,演变为多群失稳,系统将会出现复杂的振荡模式^[14,16,19],如图 1 所示,系统可在多种振荡模式下切换运行,红色虚线为不同振荡模

式下对应的振荡断面。

根据扩展等面积准则(Extended Equal Area Criterion, EEAC)理论^[20-21],任意一个多机系统可进行轨迹凝聚,划分为两互补群(S 和 A)。

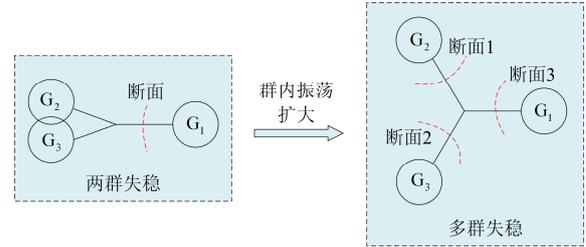


图 1 系统由两群失稳发展为多群失稳过程

Fig. 1 Process of the system from two-group instability to multi-group instability

$$\begin{cases} M_s \ddot{\delta}_s = P_{ms} - P_{es} \\ M_a \ddot{\delta}_a = P_{ma} - P_{ea} \end{cases} \quad (1)$$

式中, $M_s = \sum M_i$; $P_{ms} = \sum P_{mi}$; $P_{es} = \sum P_{ei} (i \in S)$; $M_a = \sum M_j$; $P_{ma} = \sum P_{mj}$; $P_{ea} = \sum P_{ej} (j \in A)$ 。严重受扰且功角摆动较大的机组构成领先群 S , 其他机组为余下群 A ^[20-23]。如图 2 所示, 群内机组转速一致为群内同调; 群内机组转速不一致为群内非同调。

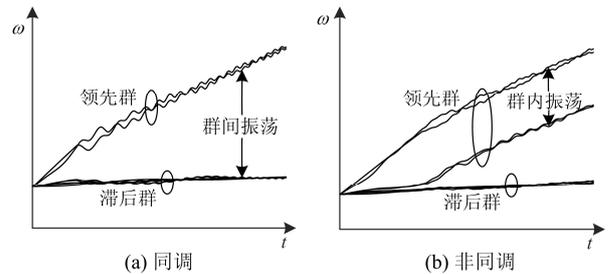


图 2 系统发电机转速曲线

Fig. 2 Rotor speed of generators in the system

该互补分群模式下,失步系统的不平衡功率可表示为

$$M \ddot{\delta} = P^{IE}(\delta, \xi_i(t), \xi_j(t)) \quad (2)$$

式中: δ 为 S 群和 A 群相对功角, $\delta = \delta_s - \delta_a$; ξ_i 、 ξ_j 分别为 S 群和 A 群内各机转子角相对于所属群惯量中心偏移量, $\xi_i = \delta_i - \delta_s$, $i \in S$; $\xi_j = \delta_j - \delta_a$, $j \in A$; P^{IE} 为系统不平衡功率。当系统群内同调时, ξ_i 、 ξ_j 为常数^[22], 仅在两互补群间存在功率振荡, 振荡模式不变。群内非同调系统内, ξ_i 、 ξ_j 随时间变化^[22], 不仅在两互补群间存在功率振荡, 群内也存在功率振荡。

不平衡功率对时间的累积为系统运动动能, 即

$$E_k = \int (P_m - P_e) dt = \int P^{IE} dt \quad (3)$$

系统总运动动能可表示为

$$E_k = \sum_{k=1}^n \frac{1}{2} M_k \dot{\delta}_k^2 = \sum_{i \in S} \frac{1}{2} M_i (\dot{\delta}_i + \dot{\xi}_i)^2 + \sum_{j \in A} \frac{1}{2} M_j (\dot{\delta}_j + \dot{\xi}_j)^2 = \frac{1}{2} M_S \dot{\delta}_S^2 + \frac{1}{2} M_A \dot{\delta}_A^2 + \left(\sum_{i \in S} \frac{1}{2} M_i \dot{\xi}_i^2 + \sum_{j \in A} \frac{1}{2} M_j \dot{\xi}_j^2 \right) \quad (4)$$

式中, 群间振荡动能为

$$E_{k_bet} = \frac{1}{2} M_S \dot{\delta}_S^2 + \frac{1}{2} M_A \dot{\delta}_A^2 = \frac{1}{2} \frac{M_S M_A}{M_T} \dot{\delta}^2 \quad (5)$$

$$M_T = \sum_{i=1}^n M_i$$

群内振荡动能为

$$E_{k_in} = \sum_{i \in S} \frac{1}{2} M_i \dot{\xi}_i^2 + \sum_{j \in A} \frac{1}{2} M_j \dot{\xi}_j^2 \quad (6)$$

当群内振荡动能和群间振荡动能相近时, 如图2(b)所示, 群内振荡将激发新的振荡模式, 新的振荡模式下, 群内振荡占主导地位。群内强非同调系统, 振荡模式在群内和群间频繁变化。

2 风电机组的虚拟惯性控制

2.1 变速风机储存的旋转动能

惯性时间常数 H 是反映发电机转子机械惯性的一个重要参数, 定义为转子在同步转速下的动能 E_k 与其额定容量 S_N 之比^[24], 即:

$$H = \frac{E_k}{S_N} \quad (7)$$

对于常规同步发电机, 发电机转子转速与系统频率直接耦合^[5]。当系统频率波动, 同步机可调整转速, 通过转子轴释放或吸收动能, 起到惯性调节作用。

为捕获最大风能, 变速风机的转子转速跟随环境风速变化, 不再与系统频率耦合^[25]。当环境风速变化, 风机通过调整转子转速, 保持最优叶尖速比不变, 实现最大功率跟踪控制(Maximum Power Point Tracking, MPPT)。

尽管风机转子存储一定的动能, 但由于其转子转速与系统频率解耦, 系统频率变化时, 风机可释放或吸收的转子动能 E_{k_w} 被“隐藏”^[5], 即

$$E_{k_w} = 0 \quad (8)$$

为挖掘风机“隐藏”的旋转动能, 可引入系统频率到风机有功输出方程, 建立风机转子转速与系统频率的间接关系。风机遵循有功参考指令 P_{ref} 输出有功功率, 而MPPT控制下的风机有功输出参考指令 P_{ref} 仅与环境风速 ω 有关, 引入系统频率 f 后, 风机有功输出参考指令 P_{ref} 可表示为

$$P_{ref} = F(\omega, f) \quad (9)$$

2.2 风电机组的虚拟惯性控制策略

风机的惯性调节效果取决于式(9), 而式(9)由系统受扰后频率特性确定。系统失步后, 振荡中心点附近频率持续快速振荡^[26], 频率偏差较大。鉴于此, 本文提出一种可改善失步振荡模式的风电虚拟惯性控制策略, 通过引入频率偏差修改风机有功输出, 可实现持续向系统提供大量功率支援, 其控制原理如图3所示。该控制方案下, 风机有功参考指令 P_{ref} 由MPPT控制的最优有功输出 P_{opt} 和虚拟惯性控制的额外有功输出 ΔP 叠加构成, ΔP 由系统频率偏差 Δf 经过比例环节放大得到, 即

$$P_{ref} = P_{opt} + K_p \Delta f \quad (10)$$

式中, K_p 为比例环节放大系数。

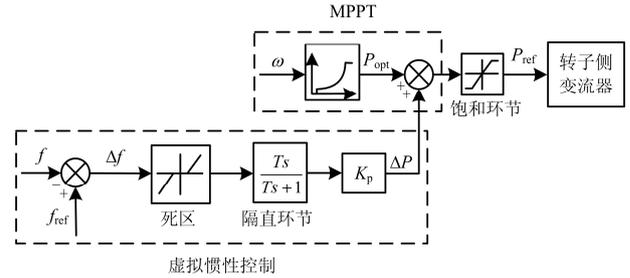


图3 虚拟惯性控制结构框图

Fig. 3 Structure diagram of virtual inertia control

风机可通过惯性调节释放/吸收转子的动能, 即

$$\Delta E_{k_DFIG} = \frac{1}{2} J_{DFIG} [(\omega_{r0} + \Delta\omega_r)^2 - \omega_{r0}^2] \quad (11)$$

式中, ω_{r0} 为风机初始转速。

稳态情况下, 风机仍然遵循MPPT控制指令输送有功。系统遭受大扰动失步后, 风机启动虚拟惯性控制, 有功输出增加 ΔP , 转子释放或吸收动能, 实现惯性调节过程。失步振荡期间, 在网风机可向系统提供大量功率支援。图3中, 死区提供风机虚拟惯性控制启动阈值, 饱和环节保证在惯性调节过程中不会超过最大有功出力。区别于下垂控制, 该控制方案增加隔直环节, 可保证虚拟惯性控制在稳态频率偏差时不会参与调节。

2.3 风电虚拟惯性控制改善失步振荡模式

在电力系统失步初期, 没有及时地采取有效的控制措施, 系统群内出现振荡且逐步扩大, 将激发出新的失步振荡模式, 系统的失步振荡模式发生变化。当群内振荡动能增大到一定程度, 振荡模式在群内和群间频繁变化。风电机组通过虚拟惯性控制改善失步振荡模式过程如图4所示, 系统群内振荡逐步扩大的过程, 表现为发电机转子功角摆开, 即转速不一致。根据发电机转子运动方程

$$H \frac{d\Delta f}{dt} = P_m - P_e \quad (12)$$

群内机组转速不一致是由于该群内机组所承担的不平衡功率对转子加速/减速效果不同, 系统群内机组不同调, 从而失步振荡模式发生变化。

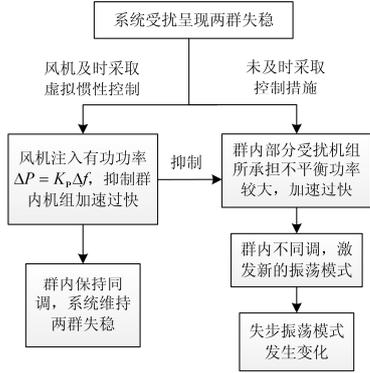


图 4 风电机组通过虚拟惯性控制改善失步振荡模式过程
Fig. 4 Process of improving the mode of out of step oscillation by VSWT under virtual inertial control

变速风电机组具有快速有功调节能力^[27], 在系统失步初期, 风电机组及时启动虚拟惯性控制, 风机增加注入到系统中功率与并网节点频率偏差成正比, 风电机组位于机群内部, 其并网节点频率振荡特征能有效反应群内机组振荡特征, 风机额外注入到系统的功率 $\Delta P = K_p \Delta f$ 对同步机组的影响可进一步表示为^[28]

$$H \frac{d\Delta f}{dt} = P_m - P_e - K_p \Delta f \quad (13)$$

风机通过虚拟惯性控制及时注入到系统的功率 ΔP , 能有效减少受扰同步机组转子所承担的不平衡功率, 避免受扰同步机组加速过快, 抑制或减缓群内振荡扩大, 使得群内机组保持同调。如图 5 所示, 受虚拟惯性控制的风电机组有功输出规律变化, 且始终保持对群内功率振荡的抑制。风电机组通过虚拟惯性控制, 抑制群内功率振荡, 使得群内机组保持同调, 维持两群失稳模式, 从而系统失步振荡模式得到有效改善。

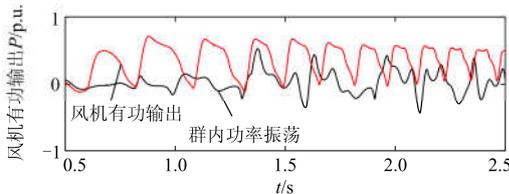


图 5 风机有功输出
Fig. 5 Active output of VSWT

风电机组虚拟惯性控制对系统失步振荡特性改善作用与风电渗透率有关。风电渗透率较低时,

风电机组在系统失稳过程所能提供功率支援相对有限, 无法有效抑制群内功率振荡扩大, 因此对失步振荡模式的改善作用有限。随着风电渗透率增高, 风电机组在系统失稳过程能提供更多的功率支援, 群内功率振荡也将得到有效抑制, 从而有效改善系统失步振荡模式。

振荡模式的改变将导致失步中心无序迁移, 不利于失步解列装置实时捕捉失步中心^[29-30]。通过本文所提虚拟惯性控制, 风机能有效改善系统失步振荡模式, 从而抑制失步中心迁移。

风机完成惯性调节后, 需尽快恢复转速, 避免频率二次跌落^[7-8]。系统遭受大扰动后, 原本会失步的系统若在风机虚拟惯性控制下逐渐恢复同步运行, 或系统已经失步解列孤岛运行, 此时风机需尽快恢复转速, 回到最大功率跟踪点。本文重点关注失步过程, 主要研究系统失步后如何用风机虚拟惯性控制尽可能抑制新的振荡模式, 防止无序的失步中心迁移。

3 仿真分析

为验证所提虚拟惯性控制策略能够有效改善系统失步振荡模式, 本文采用控制变量法, 对比研究风机不受虚拟惯性控制和受虚拟惯性控制时系统的失步振荡模式。仿真项目包括: 1) 故障地点不同时, 虚拟惯性控制对系统失步振荡模式的改善效果; 2) 风电场并网节点不同时, 虚拟惯性控制对系统失步振荡模式的改善效果; 3) 比例环节放大系数不同时, 虚拟惯性控制对系统失步振荡模式的改善效果; 4) 风电渗透率不同时, 虚拟惯性控制对系统失步振荡模式的改善效果; 5) 实际电网仿真。

前四个仿真项目基于美国西部联合电(Western Systems Coordinating Council, WSCC)三机九节点系统, 如图 6 所示, 系统包含一个风电场, 风电场由

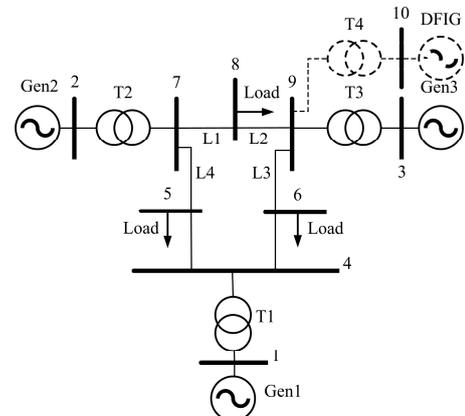


图 6 仿真系统接线图
Fig. 6 Diagram of simulation system

276 台额定容量为 1.5 MW 的双馈感应风力发电机 (Double Fed Induction Generator, DFIG) 构成, 可等效为一台额定容量为 414 MW 的风机, 风速为 10 m/s, 系统风电渗透率约为 45%。假设 DFIGs 拥有良好故障穿越特性, 满足故障穿越相关条件。系统有 10 条母线, 标号为 1~10, 其中母线 1 为平衡节点。虚拟惯性控制调节死区为 ± 0.2 Hz。

为简化分析, 母线 7 和 8 之间的线路记为 L1, 母线 8 和 9 之间的线路记为 L2, 母线 9 和 6 之间的线路记为 L3, 母线 7 和 5 之间的线路记为 L4, 母线 7 和 2 之间的变压器记为 T2。

3.1 故障地点不同

1) 母线 7 发生故障

图 6 所示仿真系统, 风电场通过母线 9 并网, 风机虚拟惯性控制系数 K_p 取 0.2, 0 s 母线 7 发生三相短路, 0.4 s 故障消失, 系统失步振荡。

风机不受虚拟惯性和受虚拟惯性控制时系统发电机转速曲线如图 7 所示。风机不受虚拟惯性控制时, 发电机 Gen2 和 Gen3 构成领先群, 发电机 Gen1 为滞后群, 领先群内非同调。当风机受虚拟惯性控制时, 发电机 Gen2 为领先群, 发电机 Gen1 和 Gen3 构成滞后群, 且群内同调。

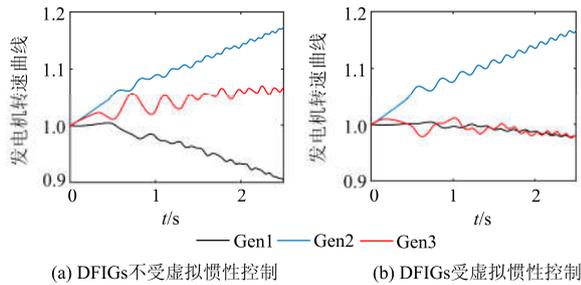


图 7 发电机转速曲线

Fig. 7 Rotor speed of generators

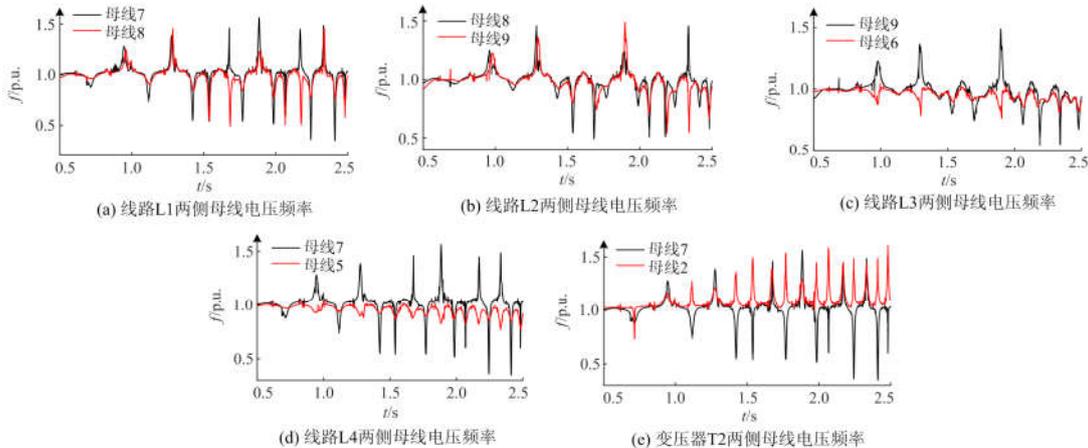


图 9 失步中心两侧母线电压频率波形

Fig. 9 Both sides buses voltage frequency of out-of-step center

采用电压频率法^[26]观测失步中心迁移规律, 根据已有研究成果, 由图 8 可知, 失步振荡场景下, 系统各点频率不一致。失步中心同侧不同位置的电压频率曲线在时间轴上存在相似的变化规律且频率曲线之间有交点; 失步中心异侧的电压频率曲线变化规律相反, 且频率曲线之间没有交点。

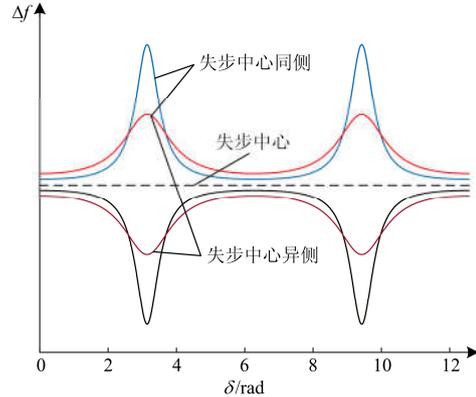


图 8 失步中心两侧母线电压频率波形

Fig. 8 Two sides voltage frequency of the out-of-step center

风机不受虚拟惯性控制时, 系统失步中心两侧母线电压频率曲线如图 9 所示。0.85~1.04 s 内, 失步中心位于 L3 与 L4, 系统在 Gen1 和 [Gen2、Gen3] 之间振荡, 两互补群间振荡起主导作用。1.04~1.17 s 内, 失步中心迁移至 T2, 系统在 Gen2 和 [Gen1、Gen3] 之间振荡, 群内振荡起主导作用。1.17~1.36 s 内, 失步中心再次回迁至 L3 和 L4, 系统在 Gen1 和 [Gen2、Gen3] 之间振荡, 两互补群间振荡起主导作用。图 10 为 0.85~2.5 s 内系统振荡模式变化过程, 红色阴影区域表示该段时间内, 群间振荡起主导作用; 蓝色阴影区域表示该段时间内, 群内振荡起主导作用。整个仿真时间内, 系统振荡模式不断发生变化。

风机受虚拟惯性控制时，系统失步中心两侧母线电压频率曲线如图 11 所示，0.85~2.5 s 内，失步中心始终位于变压器 T2 上，振荡模式保持不变，系统在 Gen2 和[Gen1、Gen3]之间振荡，始终是两互补群间振荡起主导作用。

由图 7—图 11 可知，风机不受虚拟惯性控制时，系统领先群内非同调，振荡模式不断变化。当风机受虚拟惯性控制时，风机通过虚拟惯性控制向系统注入功率，减少受扰发电机所承担的不平衡功率，发电机 Gen3 的转速曲线下降后与 Gen1 同调，系统群内同调，其振荡模式不再变化，系统失步振荡模式得到有效改善。

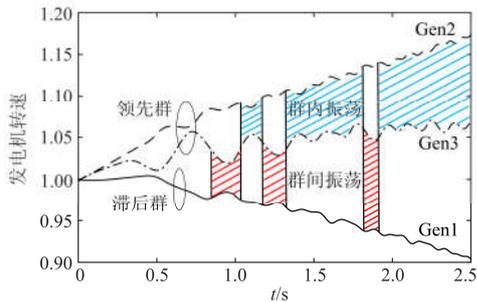


图 10 发电机转速曲线

Fig. 10 Rotor speed of generators

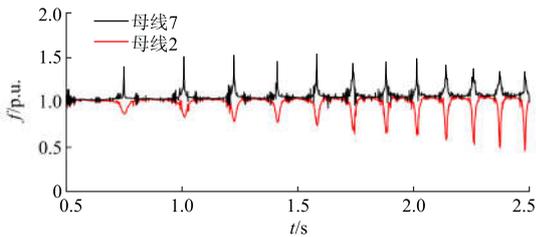


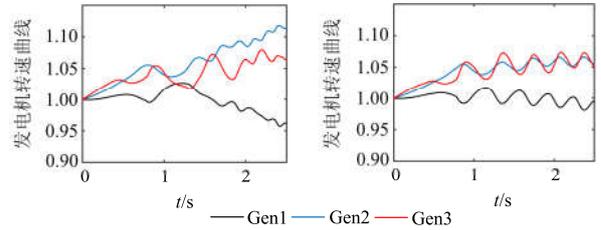
图 11 变压器 T2 两侧母线电压频率波形

Fig. 11 Both sides buses voltage frequency of T2

2) 母线 6 发生故障

图 6 所示仿真系统，风电场通过母线 9 并网，风机虚拟惯性控制系数 K_p 取 0.2。0 s 母线 6 发生三相短路，0.776 s 故障消失，系统失步振荡。

风机不受虚拟惯性控制和受虚拟惯性控制时系统发电机转速曲线如图 12 所示。风机不受虚拟惯性控制时，发电机 Gen2 和 Gen3 构成领先群，发电机 Gen1 为滞后群，领先群内非同调，系统振荡模式不断改变。风机受虚拟惯性控制时，风机通过虚拟惯性控制注入功率到系统中，减少系统中不平衡功率，系统群内功率振荡得到有效抑制，发电机 Gen2 转速曲线下降后与 Gen3 同调。系统呈现同调状态，振荡模式固定不变，系统失步振荡模式得到有效改善。



(a) DFIGs不受虚拟惯性控制 (b) DFIGs受虚拟惯性控制

图 12 发电机转速曲线

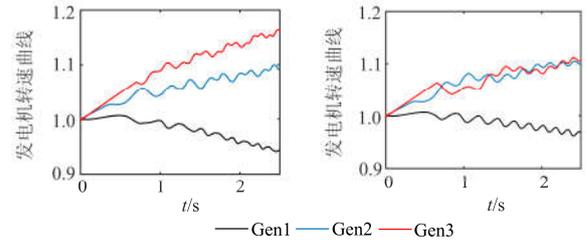
Fig. 12 Rotor speed of generators

3.2 风电场并网点不同

1) 风电场通过母线 7 并网

在图 6 所示仿真系统，风电场通过母线 7 并网，风机虚拟惯性控制系数 K_p 取 0.2。0 s 母线 9 发生三相短路，0.7 s 故障消失，系统失步振荡。

风机不受虚拟惯性控制和受虚拟惯性控制时系统发电机转速曲线如图 13 所示。风机不受虚拟惯性控制时，发电机 Gen2 和 Gen3 构成领先群，发电机 Gen1 为滞后群，领先群内具有非同调性，系统振荡模式不断切换。当风机受虚拟惯性控制时，风机通过虚拟惯性控制注入功率到系统中，减少系统中不平衡功率，系统群内功率振荡得到有效抑制，发电机 Gen3 转速曲线下降后与 Gen2 同调，系统群内同调，系统失步振荡模式得到有效改善。



(a) DFIGs不受虚拟惯性控制 (b) DFIGs受虚拟惯性控制

图 13 发电机转速曲线

Fig. 13 Rotor speed of generators

2) 风电场通过母线 6 并网

在图 6 所示仿真系统，风电场通过母线 6 并网，风机虚拟惯性控制系数 K_p 取 0.2。0 s 母线 9 发生三相短路，0.82 s 故障消失，系统失步振荡。

风机不受虚拟惯性控制和受虚拟惯性控制时系统发电机转速曲线如图 14 所示。风机不受虚拟惯性控制时，发电机 Gen2 和 Gen3 构成领先群，发电机 Gen1 为滞后群，领先群内非同调，系统振荡模式不断变化。当风机受虚拟惯性控制时，风机通过虚拟惯性控制注入功率到系统中，减少系统中不平衡功率，系统群内功率振荡得到有效抑制，发电机 Gen3 转速曲线下降后与 Gen1 同调，系统振荡模式单一，失步振荡模式得到有效改善。

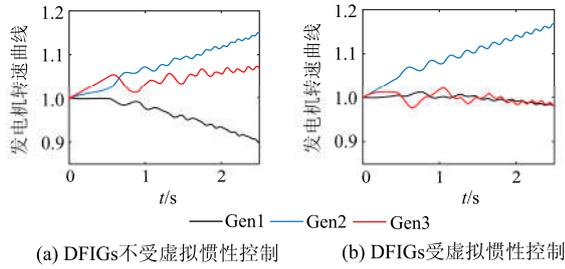


图 14 发电机转速曲线

Fig. 14 Rotor speed of generators

3.3 虚拟惯性控制比例环节放大系数不同

在图 6 所示仿真系统, 风电场通过母线 9 并网, 0 s 母线 7 发生三相短路, 0.4 s 故障消失, 系统失步振荡。取不同控制系数 K_P , 表明其所受虚拟惯性控制程度不同; 作为参照, 控制系数 K_P 取 0 表示系统不受虚拟惯性控制。风机虚拟惯性控制系数 K_P 分别取 0、0.105、0.128、0.15、0.2、0.3 时系统发电机转速曲线如图 15 所示。

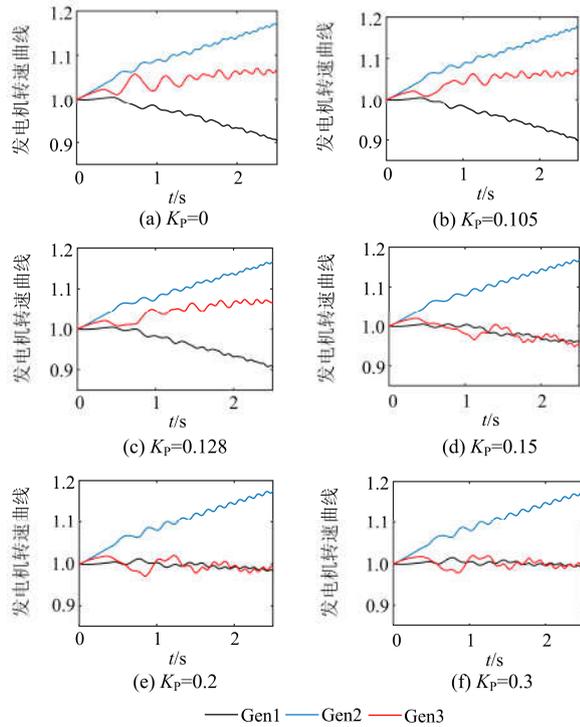


图 15 发电机转速曲线

Fig. 15 Rotor speed of generators

由图 15 可知, 风机不受虚拟惯性控制时 ($K_P=0$), 系统群内强非同调。风机受虚拟惯性控制 ($K_P>0$), 比例环节放大系数 K_P 较小时, 惯性控制力度较小, 其对系统失步振荡模式改善较小, 系统群内仍然呈现非同调性。随着放大系数 K_P 增大, 风机虚拟惯性控制力度加大, 群内发电机同调性增强, 能有效改善系统失步振荡模式。

3.4 风电渗透率不同

在图 6 所示仿真系统, 风电场通过母线 9 并网, 风电渗透率分别为 45%、35%、25%和 15%时, 对比风电机组不受虚拟惯性控制和受虚拟惯性控制时的系统失步振荡模式。不同风电渗透率下仿真场景如表 1 所示。系统发电机转速曲线如图 7(风电渗透率 45%)和图 16 所示。图 16(a)—图 16 (c)左图为 DFIGs 不受虚拟惯性控制时发电机转速曲线, 右图为 DFIGs 受虚拟惯性控制时发电机转速曲线。

表 1 风电渗透率不同时系统的仿真场景

Table 1 Simulation scene in different wind power penetration

风电渗透率	故障地点	故障持续时间/s
45%	母线 7	0.4
35%	母线 8	0.6
25%	母线 8	0.8
15%	母线 8	0.8

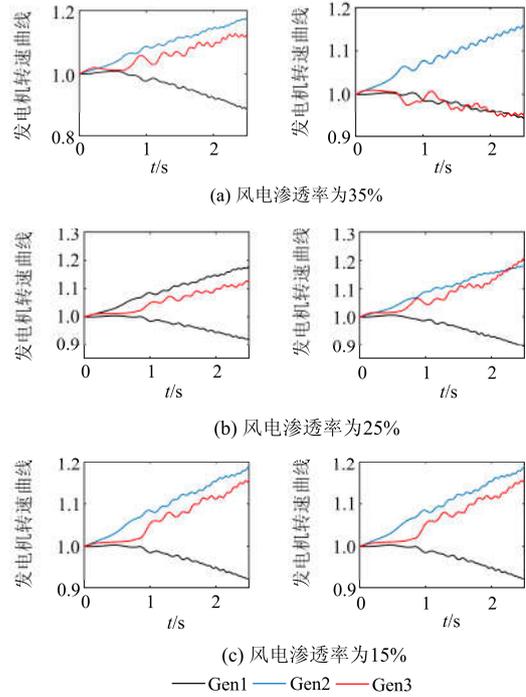


图 16 发电机转速曲线

Fig. 16 Rotor speed of generators

由图 7 和图 16 可知, 风电渗透率为 45%和 35%时, 相同仿真场景下, 风机不受虚拟惯性控制时, 系统呈现群内非同调特性, 而风机受虚拟惯性控制时, 系统群内保持同调。风电机组通过虚拟惯性控制注入功率到系统中, 有效改善系统失步振荡模式。当风电渗透率进一步降低, 为 25%和 15%时, 风机虚拟惯性控制对系统失步振荡模式改善作用减弱,

风机不受虚拟惯性控制和受虚拟惯性控制下，系统均呈现群内非同调特性。风电场容量对系统失步振荡模式具有较大的影响，随着风电渗透率增高，风电机组虚拟惯性控制对系统失步振荡模式的改善作用更加明显。

3.5 实际电网仿真

如图 17 所示某实际电网，包含 A、B 和 C 三个区域电网，三个区域电网通过双回线路相连。风电场通过 B 区内母线 YJL8 接入电网。风电场由 500 台额定容量为 1.5 MW 的 DFIG 构成，可等效为一台额定容量为 750 MW 的风机，风速为 10 m/s，风电机组虚拟惯性控制放大系数 K_p 取 0.2。1 s 时线路 L3 和 L5 的 50% 处发生三相短路故障，1.2 s 时线路 L3 故障消失，1.25 s 时线路 L5 故障消失，电网失步振荡，风机不受虚拟惯性控制和受虚拟惯性控制时电网机组转速曲线如图 18 所示。

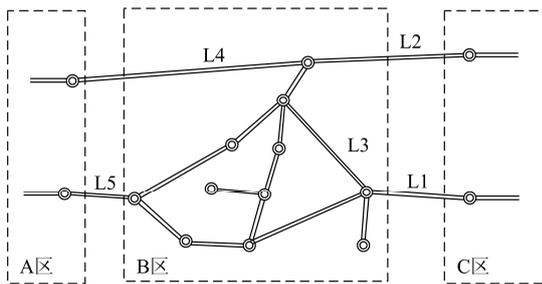


图 17 某实际区域互联电网 500 kV 网架结构

Fig. 17 Diagram of 500 kV grid structure of some actual interconnected area power grids

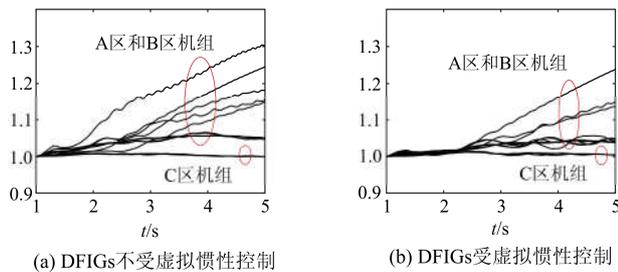


图 18 发电机转速曲线

Fig. 18 Rotor speed of generators

由图 18 可以看出，在该故障情形下，风机不受虚拟惯性控制时，A 区和 B 区机组转速曲线相对 C 区摆开，A 区和 B 区机组构成领先群，C 区机组构成滞后群，且 A 区和 B 区机组强非同调，转速曲线成多小群散开，系统失步振荡模式不断发生变化。相同条件下，当风机受虚拟惯性控制时，风电场内风电机组通过虚拟惯性控制注入功率，领先群(A 区和 B 区机组)内机组同调性得到有效改善，系统失步振荡模式得到改善。因此，本文所提虚拟惯性控制

策略在实际系统中也能有效改善系统失步振荡模式。

4 结论

大规模风电机组并网后会大幅降低电力系统惯量，给失步振荡后的稳定控制过程带来新的挑战。本文提出一种可改善失步振荡模式的风电虚拟惯性控制策略，并得出如下结论：

1) 变速风机可通过虚拟惯性控制改善系统失步振荡模式。不满发的变速风机拥有大量可调节旋转动能，且具备快速有功调节能力。失步振荡场景下，在网风机通过合理有效的虚拟惯性控制，能够及时向系统注入/吸收有功功率，使得系统群内同调，从而改善系统失步振荡模式。

2) 在不同失步振荡模式下，不同风机接入点，本文所提的虚拟惯性控制策略均能有效改善系统失步振荡模式。其虚拟惯性控制效果与比例环节放大系数 K_p 和风电渗透率有关，增加控制系数 K_p ，虚拟惯性控制力度加大，其对失步振荡模式改善效果变好；随着风电渗透率增加，风电场可提供更多的功率支援，其对失步振荡模式的改善效果变好。

参考文献

- [1] 刘巨, 姚伟, 文劲宇, 等. 一种基于储能技术的风电场虚拟惯量补偿策略[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(7): 1596-1604.
- [2] LIU Ju, YAO Wei, WEN Jinyu, et al. A wind farm virtual inertia compensation strategy based on energy storage system[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(7): 1596-1604.
- [3] MORREN J, DE HAAN S W H, KLING W L, et al. Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(1): 433-434.
- [4] MAURICIO J M, MARANO A, GOMEZ-EXPOSITO A, et al. Frequency regulation contribution through variable-speed wind energy conversion systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(1): 173-180.
- [5] 李世春, 邓长虹, 龙志君, 等. 适应于电网高风电渗透率下的双馈风电机组虚拟惯性控制方法[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(1): 33-38.
- [6] LI Shichun, DENG Changhong, LONG Zhijun, et al. An inertial control method of doubled fed induction generators suitable for power grid with high wind power penetration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(1): 33-38.
- [7] 张祥宇, 付媛, 王毅, 等. 含虚拟惯性与阻尼控制的变

- 速风电机综合 PSS 控制器[J]. 电工技术学报, 2015, 30(1): 159-169.
- ZHANG Xiangyu, FU Yuan, WANG Yi, et al. Integrated PSS Controller of variable speed wind turbines with virtual inertia and damping control[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(1): 159-169.
- [6] 张志恒, 王毅, 韩笑, 等. 基于功率追踪曲线切换的双馈风电机虚拟惯性控制策略[J]. 电力科学与工程, 2013, 29(9): 1-12.
- ZHANG Zhiheng, WANG Yi, HAN Xiao, et al. Inertia control strategy of DFIG-based wind turbine by switching power tracking curve[J]. Electric Power Science and Engineering, 2013, 29(9): 1-12.
- [7] 刘璋玮, 刘锋, 梅生伟, 等. 扩张状态观测器在双馈风机虚拟惯量控制转速恢复中的应用[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(5): 1207-1217.
- LIU Zhangwei, LIU Feng, MEI Shengwei, et al. Application of extended state observer in wind turbines speed recovery after inertia response control[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(5): 1207-1217.
- [8] 刘彬彬, 杨健维, 廖凯, 等. 基于转子动能控制的双馈风电机频率控制改进方案[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(16): 17-22.
- LIU Binbin, YANG Jianwei, LIAO Kai, et al. Improved frequency control strategy for DFIG-based wind turbines based on rotor kinetic energy control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(16): 17-22.
- [9] 汪洋子. 基于振荡能量的电力系统失步振荡研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2015.
- [10] FOUAD A A, STANTON S E. Transient stability of a multi-machine power system part I: investigation of system trajectories[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus & Systems, 1981, 1(7): 3408-3416.
- [11] FOUAD A A, STANTON S E. Transient stability of a multi-machine power system part II: critical transient energy[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus & Systems, 1981, 1(7): 3417-3424.
- [12] 高鹏, 王健全, 周文平, 等. 关于振荡中心的研究[J]. 电力系统及其自动化学报, 2005, 17(2): 16-20.
- GAO Peng, WANG Jianquan, ZHOU Wenping, et al. Study on oscillation center[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2005, 17(2): 16-20.
- [13] 丁剑, 马世英, 吴丽华, 等. 长距离输电型电网振荡中心分布及解列措施[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(10): 186-191.
- DING Jian, MA Shiyong, WU Lihua, et al. Out-of-step oscillation centers distribution and islanding operation of long distance transmission interconnected power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(10): 186-191.
- [14] 刘福锁, 方勇杰, 吴雪莲, 等. 导致振荡中心迁移的基本因素及其敏感性分析[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(6): 1695-1701.
- LIU Fusuo, FANG Yongjie, WU Xuelian, et al. Basic factors leading to the migration of the oscillation center and its sensitivity[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(6): 1695-1701.
- [15] 刘福锁, 方勇杰, 李威, 等. 多频振荡下的失步振荡中心变化规律及其定位[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(20): 68-73.
- LIU Fusuo, FANG Yongjie, LI Wei, et al. Out-of-step oscillation center change rules and its location under multi-frequency oscillation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(20): 68-73.
- [16] 郭珂, 唐飞, 廖清芬, 等. 多频失步振荡场景下大区互联电网失步中心电压频率演变规律研究[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(13): 3257-3263.
- GUO Ke, TANG Fei, LIAO Qingfen, et al. Study on out-of-step center in multi-frequency oscillation of interconnected power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(13): 3257-3263.
- [17] 夏成军, 陈翠琼, 涂亮, 等. 多频振荡下失步解列判据的适用性分析[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(4): 26-31.
- XIA Chengjun, CHEN Cuiqiong, TU Liang, et al. Applicability analysis of out-of-step splitting criteria under multi-frequency oscillation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(4): 26-31.
- [18] 刘福锁, 方勇杰, 吴雪莲, 等. 基于相位角的失步解列判据在复杂场景下的适应性及对策[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(16): 71-75.
- LIU Fusuo, FANG Yongjie, WU Xuelian, et al. Adaptability and countermeasures of splitting criterion based on phase angle in complex scenarios[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(16): 71-75.
- [19] 周榆晓. 电力系统振荡中心的特性与识别[D]. 北京: 华北电力大学, 2014.
- [20] 薛禹胜. 运动稳定性量化理论——非自治非线性多刚体系统的稳定性分析[M]. 南京: 江苏科学技术出版社, 1999: 166-186.
- [21] 崔晓丹, 李兆伟, 方勇杰, 等. 群内非同调对主导模式暂态稳定性的影响分析[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(21): 61-70.

- CUI Xiaodan, LI Zhaowei, FANG Yongjie, et al. Influence analysis of interior non-coherence of leading generator cluster to the transient stability of dominant mode[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(21): 61-70.
- [22] 殷明慧. 轨迹稳定性与时变因素分析[D]. 南京: 南京理工大学, 2008.
- [23] 李威. 大电网暂态稳定控制优化研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2003.
- [24] 何仰赞, 温增银. 电力系统分析[M]. 3版. 武汉: 华中科技大学出版社, 2002: 46-69.
- [25] 赵冬梅, 许瑞庆, 郑立鑫. 全风况下双馈风机参与调频的协调控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(12): 53-59.
- ZHAO Dongmei, XU Ruiqing, ZHENG Lixin. Research on coordinated control strategy for DFIGs participating in system frequency regulation with different wind[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(12): 53-59.
- [26] TANG F, YANG J, LIAO Q, et al. Out-of-step oscillation splitting criterion based on bus voltage frequency[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2015, 3(3): 341-352.
- [27] 李欣然, 黄际元, 陈远扬, 等. 大规模储能电源参与电网调频研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(7): 145-153.
- LI Xinran, HUANG Jiyuan, CHEN Yuanyang, et al. Review on large-scale involvement of energy storage in power grid fast frequency regulation[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(7): 145-153.
- [28] 丁磊, 尹善耀, 王同晓, 等. 结合超速备用和模拟惯性的双馈风机频率控制策略[J]. 电网技术, 2015, 39(9): 2385-2391.
- DING Lei, YIN Shanyao, WANG Tongxiao, et al. Integrated frequency control strategy of DFIGs based on virtual inertia and over-speed control[J]. Power System Technology, 2015, 39(9): 2385-2391.
- [29] 杨健, 党杰, 廖清芬, 等. 基于改进 $ucos\varphi$ 的电网振荡解列判据研究[J]. 陕西电力, 2013, 41(9): 1-4.
- YANG Jian, DANG Jie, LIAO Qingfen, et al. Research on splitting criterion based on modified $ucos\varphi$ [J]. Shaanxi Electric Power, 2013, 41(9): 1-4.
- [30] 王乙斐, 吴佳军, 云雷, 等. 基于无功功率捕捉振荡中心的方法研究[J]. 陕西电力, 2013, 41(5): 21-26.
- WANG Yifei, WU Jiajun, YUN Lei, et al. A new method to capture the oscillation center based on reactive power integral[J]. Shaanxi Electric Power, 2013, 41(5): 21-26.

收稿日期: 2017-06-25; 修回日期: 2017-08-09

作者简介:

肖固城(1993—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统暂态稳定, 电力系统运行与控制; E-mail: xiaogucheng@whu.edu.cn

唐飞(1982—), 男, 通信作者, 副教授, 研究方向为电力系统暂态稳定、电力系统紧急控制策略、智能电网通信技术的研究。E-mail: tangfei@whu.edu.cn

(编辑 葛艳娜)