

直驱永磁风电机组虚拟惯量控制对系统小干扰 稳定性影响分析

蒋文韬¹, 付立军¹, 王刚¹, 侍乔明², 陈宇航¹, 徐力¹

(1. 舰船综合电力技术国防科技重点实验室(海军工程大学), 湖北 武汉 430033;

2. 西安交通大学电气工程学院, 陕西 西安 710049)

摘要: 虚拟惯量控制方式下, 直驱永磁风力发电机组(DDPMSG)能够为电力系统提供较好的频率支撑, 但虚拟惯量控制使DDPMSG与系统之间产生了新的耦合关系, 给系统的小干扰稳定带来新的影响。建立了包含DDPMSG的风电并网系统状态空间平均模型, 并通过线性化得到其小信号模型。基于该小信号模型, 利用特征分析法分析了虚拟惯量控制的比例系数和微分系数对风电并网系统的小干扰稳定性的影响, 同时对比分析了虚拟惯量控制及最大功率跟踪控制对系统小干扰稳定的影响。结果表明虚拟惯量控制对系统阻尼特性的影响与DDPMSG接入系统的位置及容量有关, 且主要影响其所接入区域的局部振荡模式和系统的区域振荡模式。

关键词: 直驱永磁同步发电机; 虚拟惯量; 小干扰稳定; 风电并网系统; 低频振荡

Impact of direct-drive permanent magnet wind turbines virtual inertia control on power system small signal stability analysis

JIANG Wentao¹, FU Lijun¹, WANG Gang¹, SHI Qiaoming², CHEN Yuhang¹, XU Li¹

(1. National Key Laboratory for Vessel Integrated Power System Technology, Naval University of Engineering,

Wuhan 430033, China; 2. School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: Wind turbine with direct-drive permanent magnet synchronous generator (DDPMSG) can provide frequency support for power system under the control of virtual inertia, but it creates new coupling relationship between the DDPMSG and the system, which affects the small signal stability of the power system. This paper sets forth a state space averaging model of wind power integrated system containing the DDPMSG by reasonable simplification, and obtains its small signal model through linearization. Based on the small signal model, it analyzes the impact of proportion coefficient and differential coefficient of the virtual inertia control on small signal stability of the wind farm integrated system, and comparatively analyzes the impact of the virtual inertia control and maximum power point tracking control on small signal stability of the power system, by the eigenvalue analysis method. Results show that capacity and location of the wind power, controlled by virtual inertia, make a difference in damping performance of power system, and mainly in the integrated area's local oscillation mode and inter-area oscillation mode.

This work is supported by National Basic Research Program of China (973 Program) (No. 2012CB215103) and National Natural Science Foundation of China (No. 51377167).

Key words: direct-drive permanent magnet synchronous generator; virtual inertia; small signal stability; wind power integrated system; low-frequency oscillation

中图分类号: TM712 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2015)11-0033-08

0 引言

风力发电作为一种新的电力能源受到越来越多

国家的重视, 风力发电技术近年来也得到了迅速的发展^[1]。直驱永磁风力发电机组(DDPMSG)由于具有结构简单、维护费用低、转速可调、效率高及控制比较灵活等特点, 逐渐成为风电发展的主要机型之一。DDPMSG正常运行时, 机组按照最大功率跟踪控制(MPPT)以使其输出的电磁功率最大化, 其转

基金项目: 国家重点基础研究发展计划项目(973项目)(2012CB215103); 国家自然科学基金项目(51377167)

速和出力仅与当前的风速相关，而不受电网频率变化的影响，即在全功率变流器的作用下 DDPMSG 的转速和出力与电网形成解耦。因此，DDPMSG 对系统惯量和调频没有任何贡献，系统的频率稳定只能依赖传统同步机组机型维持。随着 DDPMSG 并网规模的增大，这将严重影响电力系统的频率稳定性。

文献[2]提出了“虚拟惯量”的概念，指出通过适当的控制，变速风力发电机组可以产生比常规发电机组更大的惯量，可具有比常规发电机组更优的惯性特性。即在 MPPT 控制环节的基础上引入辅助的频率控制，当系统频率波动时，通过调节风力机的转速，从而调节机组的转子动能和出力，使风电机组为系统提供惯性支撑并参与一次调频，以提高系统并入风电后的频率稳定性。

风电机组虚拟惯量控制的引入，有效减轻了传统同步发电机组的调频负担，但也使风电机组转速与系统频率之间产生新的耦合关系，这种耦合关系将会给系统的小干扰稳定带来新的影响，因此有必要对虚拟惯量控制方式下风电并网系统的小干扰稳定进行分析，从而为风电并网系统的运行、控制及调度提供技术支撑。文献[3-5]中分析了风电机组在虚拟惯量控制下对系统频率的响应，风电机组表现出对系统频率的强支撑性。文献[6-10]分析了不同类型风电接入电力系统后对系统的小干扰稳定影响，分析表明风电接入系统后不会改变网内各大机群间的振荡模式，仅对振荡特性产生一定影响，但该类文献主要基于传统 MPPT 控制进行讨论，并未考虑风电机组虚拟惯量控制引入带来的影响。文献[10]在风电机组控制系统中采用频率-功率转换环节的控制，分析结果表明，该控制方式增强了系统振荡模式的阻尼，但这种控制方式下风电机组为系统频率提供惯性支撑的能力比较有限。文献[11]中分析了直驱风机采用虚拟惯量控制方法参与一次调频的小扰动稳定性，但其局限于单机无穷大系统模型，未能探讨风电机组在虚拟惯量控制时与多机系统的相互作用。

本文基于风电并网系统状态空间平均模型建立了基于虚拟惯量控制的风电并网多机系统的全系统状态方程，并通过线性化得到其小信号模型。基于该小信号模型，利用特征分析法对比分析了虚拟惯量控制与传统 MPPT 控制的 DDPMSG 风电场接入多机系统后对系统振荡模式的阻尼影响，得到的结论对系统稳定运行、规划有一定指导意义。

1 DDPMSG 风电场并网系统的数学模型

DDPMSG 并网系统一般由风力机、永磁同步发电机组、全功率变流器、电网及控制系统构成。风

力机驱动永磁同步发电机组(PMSG)旋转发电，全功率变流器由机侧变流器与网侧变流器背靠背组成，实现 PMSG 与电网之间的并网连接，并通过控制系统控制风电机组的出力，实现风力发电机组的变速运行，其系统结构如图 1 所示。

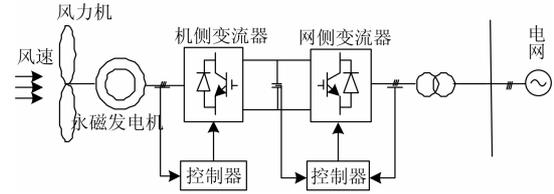


图 1 直驱永磁风电并网系统

Fig. 1 Wind power integrated system with DDPMSG

1.1 风力机模型

风力机从叶片扫过的面积中汲取风能为

$$P_w = 0.5 \rho \pi R^2 v^3 C_p(\lambda, \theta) \quad (1)$$

式中： $\rho=1.225 \text{ kg/m}^3$ 为空气密度； R 为风轮的半径； v 为风速； C_p 为风力机的功率系数。 C_p 的值与桨距角 θ 和叶尖速比 λ 有关，风力机汲取风能的最大值 P_{wmax} 为^[12-13]

$$P_{wmax} = k_{max} \omega_w^3 \quad (2)$$

式中， k_{max} 为使得风力机汲取风能达到最大值的系数，其数值为 $0.5 \rho \pi R^5 C_{pmax} / \gamma_{opt}^3$ ，其中 C_{pmax} 、 γ_{opt}^3 分别为最优功率汲取系数和最优叶尖速比。

1.2 永磁发电机机组模型

忽略风电机组中定子电磁暂态过程，其一阶数学模型为

$$J_w p \omega_w = P_w / \omega_w - P_{Tew} / \omega_w \quad (3)$$

式中： J_w 为风力发电机的等效转动惯量； P_w 、 P_{Tew} 分别为风力机的机械功率和电磁功率。由于系统的电磁暂态远快于机电暂态过程，故可忽略 DDPMSG 及变流柜的电磁调节过程，文献[14]将发电机与机侧变流器的动态简化为一阶惯性环节，如式(4)。

$$p P_{Tew} = \frac{1}{T_s} (P_{Te_ref} - P_{Tew}) \quad (4)$$

式中： P_{Te_ref} 为发电机电磁功率的参考值； T_s 为发电机和机侧变流器的等效时间常数。 T_s 为百毫秒级^[14]，而机电暂态过程一般为秒级以上，故式(4)动态过程可进一步忽略^[13]。因此有 $P_{Tew} = P_{Te_ref}$ ，传统 MPPT 控制下， P_{Te_ref} 就等于 P_{wmax} ，即 DDPMSG 机组输入电网功率为

$$P_{Tew} = k_{max} \omega_w^3 \quad (5)$$

1.3 虚拟惯量控制原理

风电机组比例微分(PD)虚拟惯量控制是在风电机组 MPPT 控制的基础上，引入与系统频率偏差比

例、微分量相关的辅助功率 P_{VIC} , 使风电机组在系统频率波动时改变其出力, 进而对系统惯性起到支持作用, 从而改善风电场接入电网后降低系统惯量的不利影响, 提高电网的频率稳定性。其原理如图 2 所示^[5], 图中, ω 为系统角频率, k_p 、 k_d 为 PD 虚拟惯量控制的比例和微分系数, 一般取 $k_p > 0$, $k_d < 0$ 。PD 虚拟惯量控制数学表示为

$$\begin{cases} P_{Te_ref} = P_{wmax} + P_{VIC} \\ P_{VIC} = k_p(\omega_r - \omega) + k_d p\omega \end{cases} \quad (6)$$

式中, ω_r 为系统角频率参考值, 标么值一般取 $\omega_r = 1$ 。

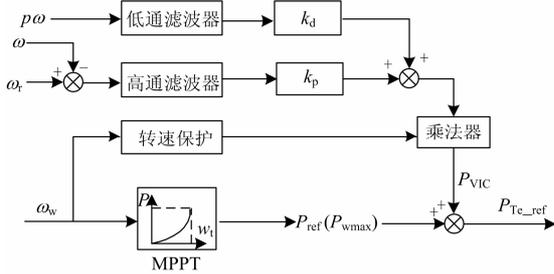


图 2 虚拟惯量控制原理图

Fig. 2 Principle structure diagram of virtual inertia control

1.4 风电场参数等效

单台风电机组由于容量的限制, 其对系统提供的频率支撑作用较为有限, 因此风电机组对系统频率响应控制的研究需从风电场的层面进行。风电场中通常包含多台风电机组, 若考虑每台风电机组的详细模型, 则整个系统模型将会变得非常复杂, 容易带来维数灾。文献[15]提出了一种较为有效的风电场分群等效建模方法, 本文基于该建模方法, 将风电场的所有机组等效为一台机组, 采用单位功率因数控制, 从而简化分析。假设风电场含 n 台风电机组, 且运行状态也相同, 则各等效参数为

$$\begin{cases} \omega_{weq} = \omega_w, P_{weq} = \sum_{i=1}^n P_{w,i} = nP_w \\ P_{Teweq} = \sum_{i=1}^n P_{Tew,i} = nP_{Tew} \\ H_{weq} = \sum_{i=1}^n H_{w,i} = nH_w \end{cases} \quad (7)$$

式中: P_{weq} 为等效机组的机械功率; $P_{w,i}$ 为第 i 台机组的机械功率; P_{Teweq} 为等效机组的电磁功率; $P_{Tew,i}$ 为第 i 台机组的电磁功率; H_{weq} 为等效机组的时间常数; $H_{w,i}$ 为第 i 台机组的时间常数。风电场提供的虚拟惯量为各机组提供的虚拟惯量的总和。

1.5 电网接口模型

DDPMSG 输入电网的功率由变流器控制, 稳态时风场风速一定, 机组出力也就确定, 因此, 风电

场在潮流计算中一般作为 PQ 节点处理, 其总功率为每台风机的出力和。假设风电场所有风电机组运行状态相同, 风电场输入电网的有功功率就为 $P_{weq} = nP_w$, 无功功率 $Q_{weq} = 0$, 其所对应的节点有

$$\begin{bmatrix} P_{weq} \\ Q_{weq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_{xw} & u_{yw} \\ u_{yw} & -u_{xw} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{xw} \\ i_{yw} \end{bmatrix} \quad (8)$$

式中, u_{xw} , u_{yw} , i_{xw} , i_{yw} 分别为风电机组在系统对应旋转坐标系的直、交轴电压和电流。

2 系统小信号模型及小干扰稳定性分析方法

2.1 直驱永磁同步风电等效机组小信号模型

由式(1)~式(6)整理并可得 DDPMSG 简化后得到的状态空间模型为

$$J_w p\omega_w = -\frac{k_{max}\omega_w^3 + k_p(\omega_r - \omega) + k_d p\omega}{\omega_w} + \frac{0.5C_p\rho\pi R^2 v^3}{\omega_w} \quad (9)$$

设系统基准容量为 S_B , 风力机基准转速为 ω_{wB} 。将式(9)标么后并在系统平衡点处线性化并结合式(7), 得到 DDPMSG 等效机组的小信号方程为

$$p\Delta\omega_{weq*} = -\frac{(P_{weq} + 2nk_{max}\omega_{wB}^3)}{2H_{weq}S_B}\Delta\omega_{w*} + \frac{nk_p}{2H_{weq}S_B}\Delta\omega - \frac{nk_d}{2H_{weq}S_B}p\Delta\omega \quad (10)$$

式中: ω_{w*} 为 DDPMSG 转速的标么值; $p\Delta\omega_{weq*}$ 为等效机组的转速标么值。同理, 将式(8)标么后并在系统平衡点处线性化, 可整理得到其小信号方程。

在实际中, 系统角频率通常由在 DDPMSG 机组的出口母线锁相得到。本文中的系统角频率 ω 取与风电机组接入系统同一母线的同步发电机的角频率, 当 DDPMSG 接入系统的位置距其他同步发电机组距离均较远时, 可将系统等效为一个“惯性中心”^[16], 等效角频率 ω_{eq} 定义为

$$\omega_{eq} = \sum \omega_i H_i / \sum H_i \quad (11)$$

式中: ω_i 为系统中第 i 台同步发电机的角频率; H_i 为第 i 台同步发电机的惯性时间常数。

2.2 电网小信号模型

对于电网部分, 系统的微分代数方程可表示为

$$\begin{cases} p\mathbf{X}_0 = \mathbf{F}_0(\mathbf{X}_0, \mathbf{Y}_0) \\ \mathbf{G}_0(\mathbf{X}_0, \mathbf{Y}_0) = \mathbf{0} \end{cases} \quad (12)$$

式中: \mathbf{X}_0 为系统的状态变量; \mathbf{Y}_0 为系统的代数变量; \mathbf{F}_0 为微分方程, 描述系统中各同步发电机组的动态; \mathbf{G}_0 为代数方程, 是系统的网络方程。通常将式(12)在系统平衡点处线性化得到电网的小信号模型。

2.3 小干扰稳定分析方法

在分析 DDPMSG 并入电网时, 将式(12)在系统平衡点处线性化, 并结合式(9), 式(10), 得到含 DDPMSG 的全系统的小信号模型。可表示为

$$\begin{cases} p\Delta X = \frac{\partial F}{\partial X}\Delta X + \frac{\partial F}{\partial Y}\Delta Y \\ \frac{\partial G}{\partial X}\Delta X + \frac{\partial G}{\partial Y}\Delta Y = 0 \end{cases} \quad (13)$$

式中: X 为全系统的状态变量; Y 为全系统的代数变量; F 为微分方程, 描述全系统中各同步发电机组的动态; G 为代数方程, 是全系统的网络方程。

若 $\frac{\partial G}{\partial Y}$ 可逆, 系统的小扰动方程为

$$p\Delta X = \left(\frac{\partial F}{\partial X} - \frac{\partial F}{\partial Y} \left(\frac{\partial G}{\partial Y} \right)^{-1} \frac{\partial G}{\partial X} \right) \Delta X \quad (14)$$

取 $A = \left(\frac{\partial F}{\partial X} - \frac{\partial F}{\partial Y} \left(\frac{\partial G}{\partial Y} \right)^{-1} \frac{\partial G}{\partial X} \right)$, 称 A 为系统的状态矩阵, A 的特征根即为此电力系统所对应的各振荡模式。

3 算例分析

本文主要基于标准四机两区域系统模型^[17], 讨论虚拟惯量控制对风电并网系统小干扰稳定性的影响。系统结构如图 3 所示, 系统中包括了用一条弱联络线连接的两个相似的区域, 每个区域有两台耦合的机组, 每台机组的额定容量为 900 MVA, 系统中共有 4 台同步发电机组, 并且每台发电机装有自并励静止励磁系统。同步发电机的主要参数为: $X_d=1.8$, $X_q=1.7$, $X'_d=0.3$, $X'_q=0.55$, $T'_{d0}=8.0$ s, $T'_{q0}=0.4$ s, $H=6.5$ (对应 G1 和 G2), $H=6.175$ (对应 G3 和 G4), $D=4$ 。励磁系统参数为: $X_C=0$, $K_A=200$, $T_R=0.03$ s, $T_A=0.02$ s, $T_B=10$ s, $T_C=1$ s。同步发电机的基准容量为 900 MVA, 基准电压为 20 kV。

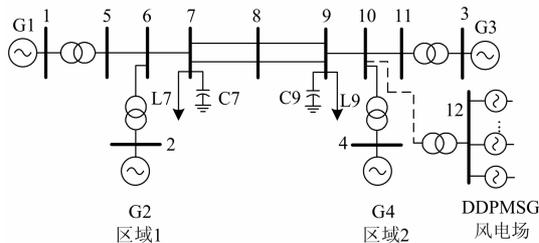


图 3 四机两区域系统

Fig. 3 Two area four machine system

DDPMSG 的主要参数: 单机额定容量为 2 MW, 风电场共有 270 台风电机组, 总容量 540 MW。 $R=42$ m, $\omega_{wn}=2$ rad/s, $J_w=6.259 \times 10^6$ kg·m², $\rho=1.225$ kg/m³, $\theta=2^\circ$, $v=11.36$ m/s。

未并入风电时, 发电机 G1, G2, G4 有功出力均为 700 MW, G1 的机端电压为 1.03 pu, G2 的机端电压为 1.01 pu, G4 的机端电压为 1.01 pu, 节点 7 处负载 $P_{L7}=967+j100$ MVA, 并联电容器供给的无功功率为 200 Mvar, 节点 9 处 $P_{L9}=1\ 767+j100$ MVA, 并联电容器供给的无功功率为 350 Mvar, 以同步发电机 G3 作为平衡节点, 利用 Matlab 计算工具计算出系统的潮流, 在潮流的基础上分析计算得到原系统各振荡模式特性如表 1 所示, 系统中共有 3 个低频振荡模式。其中, 区域振荡模式的阻尼比仅 0.011 5, 呈现为弱阻尼模式。

表 1 原系统振荡模式特性

Table 1 Characteristic of the original system oscillation mode

振荡模式	特征值	阻尼比
区域 1 局部振荡模式	-0.5311+j6.0357	0.087 7
区域 2 局部振荡模式	-0.5434+j6.2393	0.086 8
区域振荡模式	-0.0359+j3.1163	0.011 5

3.1 虚拟惯量控制与最大功率追踪控制对系统小干扰稳定性影响对比

并网系统的潮流结果和风电场在系统中接入位置及接入容量相关, 因此风电场在系统中接入位置及接入容量的改变将会对系统阻尼特性产生影响。本节就系统不同位置接入不同容量的 DDPMSG 风电场对系统的小干扰稳定的影响进行分析, 着重对比 DDPMSG 在含虚拟惯量控制与不含虚拟惯量控制对系统振荡模式及其阻尼比的影响。虚拟惯量控制参数取 $k_p=2 \times 10^7$, $k_d=-3 \times 10^7$ 。

如图 3 所示, 风电场与变压器连接后接入电网, 依次将 DDPMSG 风电场从母线 6(区域 1)、母线 10(区域 2)及母线 8(区域间的联络线)接入系统, 风电场出力从 0.1 pu(90 MW)逐步增大到 0.6 pu(540 MW), 分别计算风电场的机组在最大功率跟踪控制和 PD 虚拟惯量控制下系统各振荡模式的阻尼比, 计算结果如图 4~图 6 所示, 其中, 虚线为最大功率追踪控制, 实线为 PD 虚拟惯量控制。

从图 4、图 6 可见, 传统 MPPT 控制下, 含 DDPMSG 的风电场从区域 1 或区域 2 内接入时, 会提高接入位置所在区域内的局部振荡模式及系统区域间振荡模式的阻尼比, 但对另一区域的局部振荡模式没有影响; 从图 5 可见, 风电场从两个区域间的弱联络线接入时, 系统的 3 个低频振荡模式的阻尼比都有提高。相比传统 MPPT 控制, 虚拟惯量控制的引入只对接入位置所在区域的局部振荡模式和系统区域振荡模式有影响, 位置不同其影响也不相同, 且随着风电场出力的增加, 图 4~图 6 中代表虚拟惯量的实线和代表 MPPT 控制的虚线两者的差值也随着

增大,说明虚拟惯量控制对系统的影响会随着风电渗透率的增加而增大。从图4中可见,风电场从区域1接入时,虚拟惯量能够提高区域振荡模式的阻尼比,但区域1局部振荡模式阻尼比略有下降。从图5中可见,风电场从两个区域之间的弱联络线接入时,虚拟惯量控制降低了系统区域振荡模式的阻尼比;从图6可见,风电场从区域2接入时,虚拟惯量控制会较大程度降低区域振荡模式的阻尼比,随着风电出力的增加,区域振荡模式的阻尼比将会为负值,导致系统失稳。

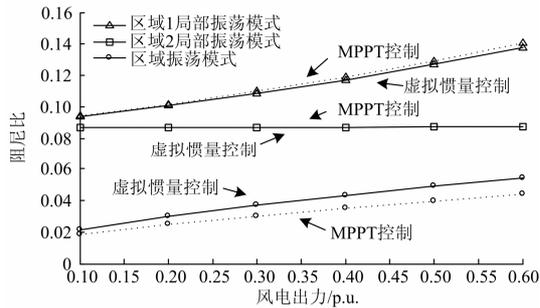


图4 风电场从区域1接入后系统阻尼比随风电出力的变化
Fig. 4 Variations of system damping ratio as the change of wind power output after the integration of the wind farm from area 1

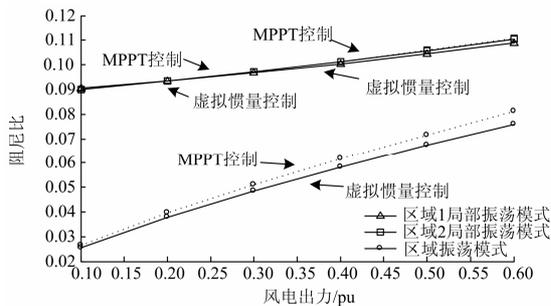


图5 风电场从联络线接入后系统阻尼比随风电出力的变化
Fig. 5 Variations of system damping ratio as the change of wind power output after the integration of the wind farm from tie line

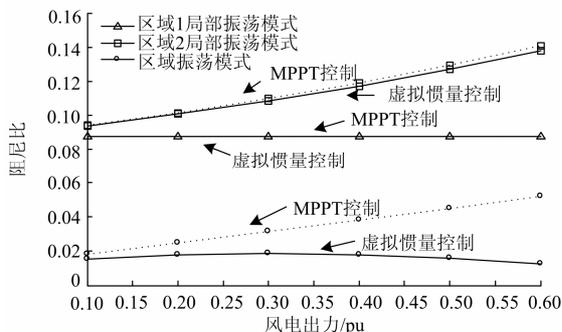


图6 风电场从区域2接入后系统阻尼比随风电出力的变化
Fig. 6 Variations of system damping ratio as the change of wind power output after the integration of the wind farm from area 2

3.2 虚拟惯量控制参数对系统小干扰稳定性影响

PD虚拟惯量控制中,比例系数 k_p 对应系统频率的下垂控制系数,微分系数 k_d 对应风电机组虚拟的转动惯量。本节就虚拟惯量控制参数变化对系统小干扰稳定性影响进行分析。与3.1节中一样,风电场与变压器连接后接入电网,风电场并网的容量为0.6 pu(540 MW),此时风电的渗透率为19.2%。风电场接入区域1或区域2时,系统负载不变,风电接入位置所在区域的常规发电机组降低出力以平衡系统潮流;风电场接入两区域间的联络线时,系统负载不变,系统所有常规发电机组降低出力以平衡系统潮流。

3.2.1 比例系数 k_p 对系统小干扰稳定性的影响

风电场依次从区域1、区域2及区域间联络线接入系统,PD虚拟惯量参数 k_d 值保持 -1×10^7 不变, k_p 值从0增大到 7×10^7 ,计算得到系统阻尼的变化,如图7~图9所示。

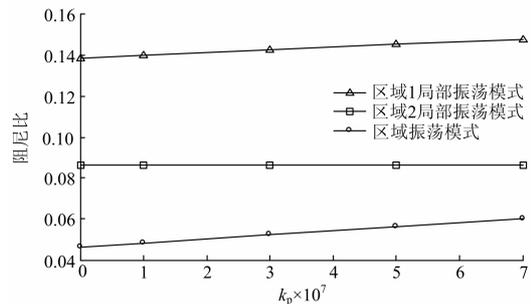


图7 风电场从区域1接入后系统阻尼比随 k_p 的变化
Fig. 7 Variations of system damping ratio as the change of k_p after the integration of the wind farm from area 2

从图7中可见,风电场从区域1接入系统时,区域1局部振荡模式和区域振荡模式的阻尼比会随着 k_p 值增大而提高,其中区域振荡模式的阻尼比增加了0.014,区域1局部振荡模式的阻尼比增加了0.0094;区域2局部振荡模式不受 k_p 值变化的影响,其阻尼比不随 k_p 值的改变而变化。

从图8中可见,风电场从两区域间的弱联络线接入系统时,三个振荡模式的阻尼比的变化幅度都较小,其中区域振荡模式的阻尼比仅增大了0.0027,区域1和区域2的局部振荡模式的阻尼比分别只增加了0.0003、0.0006,风电场从联络线接入时 k_p 值对系统的各振荡模式的影响较小。

从图9中可见,风电场从区域2接入系统时,区域2局部振荡模式和区域振荡模式的阻尼比会随着 k_p 值增大而提高,其中区域振荡模式的阻尼比增大了0.0816;区域2局部振荡模式的阻尼比增加了0.0101;但区域1局部振荡模式不受 k_p 值的影响,

其阻尼比不随 k_p 值的改变而变化。

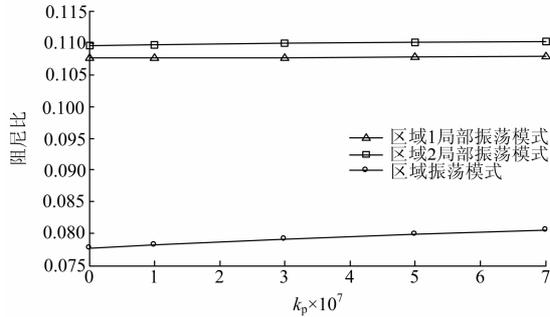


图 8 风电场从联络线接入后系统阻尼比随 k_p 的变化

Fig. 8 Variations of system damping ratio as the change of k_p after the integration of the wind farm from tie line

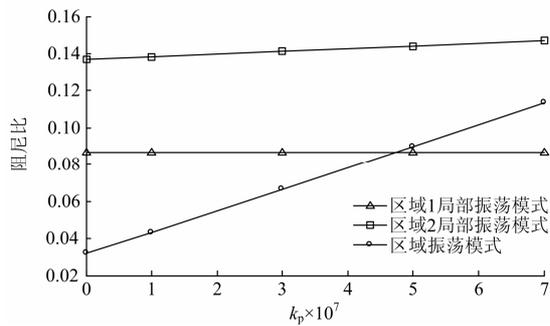


图 9 风电场从区域 2 接入后系统阻尼比随 k_p 的变化

Fig. 9 Variations of system damping ratio as the change of k_p after the integration of the wind farm from area 2

由以上结果可知，PD 虚拟惯量控制参数的比例系数 k_p 变化仅对接入位置所在区域的局部振荡模式及区域振荡模式有影响，且 k_p 绝对值越大，并网系统中受其影响的振荡模式的阻尼比提高越多。

3.2.2 微分系数 k_d 对系统小干扰稳定性的影响

风电场依次从区域 1、区域 2 及区域间联络线接入系统，PD 虚拟惯量参数 k_p 值保持 2×10^7 不变， k_d 值从 0 减小到 -7×10^7 ，计算得到系统各振荡模式阻尼比变化如图 10~图 12 所示。

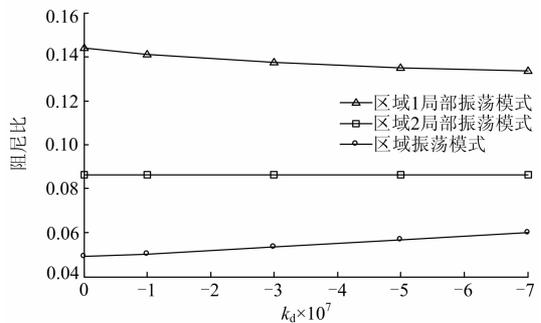


图 10 风电场从区域 1 接入后系统阻尼比随 k_d 的变化

Fig. 10 Variations of system damping ratio as the change of k_d after the integration of the wind farm from area 1

从图 10 可见，风电场从区域 1 接入系统时，区域 1 局部振荡模式的阻尼比会随着 k_d 绝对值增大而下降，其阻尼比减小了 0.010 3，但阻尼比依然有 0.133 7，说明此振荡模式是稳定的；区域振荡模式的阻尼比会随着 k_d 绝对值增大而提高，其阻尼比提高了 0.010 8；区域 2 局部振荡模式基本不受 k_d 值变化的影响，其阻尼比基本不随 k_d 值的变化而改变。

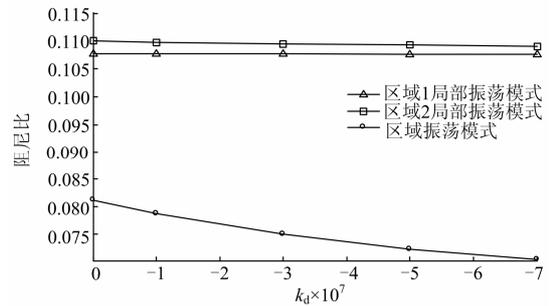


图 11 风电场从联络线接入后系统阻尼比随 k_d 的变化

Fig. 11 Variations of system damping ratio as the change of k_d after the integration of the wind farm from tie line

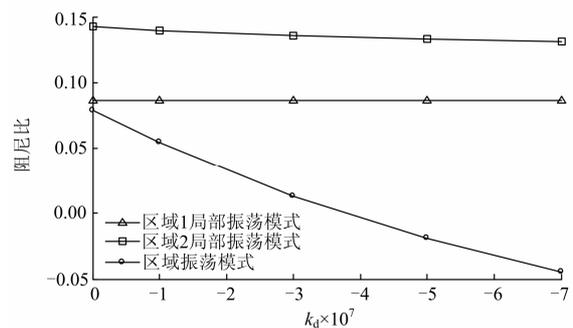


图 12 风电场从区域 2 接入后系统阻尼比随 k_d 的变化

Fig. 12 Variations of system damping ratio as the change of k_d after the integration of the wind farm from area 2

从图 11 中可见，风电场从两区域间的弱联络线接入系统时，区域振荡模式的阻尼比会随着 k_d 绝对值增大而下降，阻尼比减小了 0.010 9；区域 1 和区域 2 的局部振荡模式的阻尼比随着 k_d 绝对值增大而略有下降，阻尼比减小的值分别为 0.000 1、0.000 9，可见这两个振荡模式受 k_d 值的影响较小。

从图 12 中可见，风电场从两区域 2 接入系统时，区域 2 局部振荡模式的阻尼比会随着 k_d 绝对值增大而下降，阻尼比减小了 0.011 6，但其阻尼比仍有 0.131 2，具有较好的阻尼特性；区域振荡模式的阻尼比会随着 k_d 绝对值增大而大幅下降，阻尼比减小了 0.123 3， k_d 为 -5×10^7 时，阻尼比为负值 -0.019 2，说明系统已经失稳；区域 1 局部振荡模式基本不受 k_d 值变化的影响，其阻尼比不随 k_d 值的改变而变化。

由以上结果可知，其虚拟惯量控制参数的微分

系数 k_d 的变化也仅对接入位置所在区域的局部振荡模式及区域振荡模式有影响, k_d 绝对值增大会降低部分受其影响的振荡模式的阻尼比, 仅从区域 1 接入时, 区域振荡模式的阻尼比会随着 k_d 绝对值增大而提高, 而从区域 2 接入时, 区域振荡模式的阻尼比会大幅降低, 当 k_d 绝对值较大时, 系统会出现负阻尼, 导致系统失稳。同时, k_d 绝对值增大, 风电机组给系统提供的虚拟惯量增大, 则风电机组转子释放的动能越大, 最终容易导致机组转速过低, 影响其转速恢复, 所以 k_d 取值的绝对值不宜太大。

综合可见, 虚拟惯量控制参数 k_p 和 k_d 对振荡模式阻尼比的影响会相互作用。从图 4 中可见, 风电场从区域 1 接入时, 虚拟惯量控制会使区域 1 局部振荡模式阻尼比略有下降, 这是因 k_d 导致阻尼比下降的值大于 k_p 提升的阻尼比值。从图 5 中可见, 风电场从两个区域之间的弱联络线接入时, 虚拟惯量控制降低了系统区域振荡模式的阻尼比, 但是系统依然保持小干扰稳定, 同样是因为 k_d 导致阻尼比下降的值大于 k_p 提升的阻尼比值, 且不至于系统失稳; 从图 6 可见, 风电场从区域 2 接入时, 相比传统 MPPT 控制, 虚拟惯量控制的引入会较大程度降低区域振荡模式的阻尼比, 随着风电出力的增加将会导致系统失稳, 由图 9 和图 12 可知, 增大 k_p 值和减小 k_d 绝对值, 其阻尼比值会增加, 因此可以通过配置合适的 k_p , k_d 值, 提高此振荡模式的阻尼, 增强系统的小干扰稳定性。

4 结语

本文建立了直驱永磁风电机组的一阶简化状态空间模型, 基于该模型, 在四机两区域电力系统中, 利用特征分析法分析了 PD 虚拟惯量控制对含 DDPMSG 风电并网系统的小干扰稳定性影响, 由算例分析得出以下结论:

1) PD 虚拟惯量控制的 DDPMSG 并入电网仅对接入位置所在区域的局部振荡模式和区域振荡模式有影响, 而对系统其他振荡模式几乎无影响。

2) 随着风电渗透率的增加, 相比传统最大功率追踪控制, 虚拟惯量控制的 DDPMSG 对系统小干扰稳定的影响增大。

3) 不同接入位置下, PD 虚拟惯量控制的比例系数越大, 并网系统中受其影响的振荡模式的阻尼比提高越多, 并网系统保持较好的小干扰稳定性; PD 虚拟惯量控制的微分系数绝对值越大, 并网系统中部分受其影响的振荡模式的阻尼比下降越多, 当微分系数增大到一定程度时, 并网系统中的振荡模式会出现负阻尼, 导致系统失稳。

4) PD 虚拟惯量控制参数的微分系数绝对值越大, 系统遭受扰动时虚拟惯量控制产生的辅助功率最大值越大, 但会降低系统的阻尼, 选取合适的比例系数和微分系数, 在 DDPMSG 机组为并网系统提供辅助功率的基础上保持良好的小干扰稳定性。

参考文献

- [1] 谭谨, 王晓茹, 李龙源. 含大规模风电的电力系统小扰动稳定研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(3): 15-23.
TAN Jin, WANG Xiaoru, LI Longyuan. A survey on small signal stability analysis of power systems with wind power integration[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(3): 15-23.
- [2] MORRCN J, PICRIK J, DC HAAN S W H. Inertial response of variable speed wind turbines[J]. Electric Power Systems Research, 2006, 76(11): 980-987.
- [3] 李和明, 张祥宇, 王毅, 等. 基于功率跟踪优化的双馈风力发电机虚拟惯性控制技术[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(7): 32-39.
LI Heming, ZHANG Xiangyu, WANG Yi, et al. Virtual inertia control of DFIG-based wind turbines based on the optimal power tracking[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(7): 32-39.
- [4] 尹远, 卢继平, 刘钢, 等. 基于 DFIG 机组转子动能的风电场有功功率优化分配方案[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(17): 127-132.
YIN Yuan, LU Jiping, LIU Gang, et al. Active power distribution optimization of wind farm based on rotational kinetic energy of DFIG[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(17): 127-132.
- [5] 吴子双, 于继来, 彭喜云. 高风速段次优功率追踪方式的风电调频方法[J]. 电工技术学报, 2013, 28(5): 112-119.
WU Zishuang, YU Jilai, PENG Xiyun. DFIG's frequency regulation method only for high wind speed with suboptimal power tracking[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(5): 112-119.
- [6] WU F, ZHANG X P, JU P. Small signal stability analysis and control of the wind turbine with the direct-drive permanent magnet generator intergrated to the grid[J]. Electric Power Systems Research, 2009(79): 1661-1667.
- [7] 张红光, 张粒子, 陈树勇, 等. 大容量风电场对电力系统小干扰稳定和阻尼特性的影响[J]. 电网技术, 2007, 31(13): 75-80.
ZHANG Hongguang, ZHANG Lizi, CHEN Shuyong, et al. Influence of large scale wind farms on power system

- small signal stability and damping characteristic[J]. Power System Technology, 2007, 31(13): 75-80.
- [8] 石佳莹, 沈辰, 刘锋. 双馈风电机组动力学特性对电力系统小干扰稳定的影响分析[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(18): 7-13.
SHI Jiaying, SHEN Chen, LIU Feng. Analysis on impact of DFIG wind turbines dynamic characteristics on power system small signal stability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(18): 7-13.
- [9] 李媛媛, 邱跃丰, 马世英, 等. 风电机组接入对系统小干扰稳定性的影响研究[J]. 电网技术, 2012, 36(8): 50-55.
LI Yuanyuan, QIU Yuefeng, MA Shiyong, et al. Impact of grid-connected wind turbine generators on small signal stability of power grid[J]. Power System Technology, 2012, 36(8): 50-55.
- [10] 关宏亮. 大规模风电场接入电力系统的小干扰稳定性研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2008.
GUANG Hongliang. Studies on small signal stability of electric power system in respect of large wind farm connection[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2008.
- [11] 李军军, 吴政球. 风电参与一次调频的小扰动稳定性分析[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(13): 1-9.
LI Junjun, WU Zhengqiu. Small signal stability analysis of wind power generation participating in primary frequency regulation[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(13): 1-9.
- [12] NAYEEM R U, TORBJÖRN T, DANIEL K. Temporary primary frequency control support by variable speed wind turbines-potential and applications[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 23(2): 601-612.
- [13] SHI Qiaoming, WANG Gang, FU Lijun, et al. State-space averaging model of wind turbine with pmsg and its virtual inertia control[C] // 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, 2013: 1880-1886.
- [14] 耿华, 许德伟, 吴斌, 等. 永磁直驱变速风电系统的控制及稳定性分析[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(33): 68-75.
GENG Hua, XU Dewei, WU Bin, et al. Control and stability analysis for the permanent magnetic synchronous generator based direct driven variable speed wind energy conversion system[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(33): 68-75.
- [15] 高峰, 赵东来, 周孝信, 等. 直驱式风电机组风电场动态等值[J]. 电网技术, 2012, 36(12): 222-227.
GAO Feng, ZHAO Donglai, ZHOU Xiaoxin, et al. Dynamic equivalent algorithm for wind farm composed of direct-drive wind turbines[J]. Power System Technology, 2012, 36(12): 222-227.
- [16] ANDERSON P M, FOUAD A A. Power system control and stability[M]. Iowa: The Iowa State University Press, 1977.
- [17] KUNDUR P. Power system stability and control[M]. New York: McGraw-Hill Professional, 1994.

收稿日期: 2014-08-23; 修回日期: 2014-09-12

作者简介:

蒋文韬(1990-), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电力系统安全运行; E-mail: jwt_hust@126.com

付立军(1967-), 男, 博士, 教授, 硕士生导师, 研究方向为电力系统仿真及电力电子;

王刚(1970-), 男, 博士, 教授, 硕士生导师, 研究方向为电力系统分析与控制。

(编辑 周金梅)