

双馈风电机组变系数虚拟惯量优化控制

兰 飞, 潘益丰, 时 萌, 黎静华

(广西电力系统最优化与节能技术重点实验室(广西大学), 广西壮族自治区南宁市 530004)

摘要: 传统的变速恒频风力发电机采用电力电子变流器控制, 导致机组输出功率与系统频率解耦, 使风力机无法响应系统频率变化, 降低了系统转动惯量。在分析双馈风力发电机运行特性和虚拟惯量特性的基础上, 研究了双馈风力发电机采用虚拟惯量控制的机组转速变化与输出功率的关系, 提出了同时考虑调频效益和调频成本的变系数虚拟惯量控制策略。该控制策略分别以调频时双馈风电机组输出功率、转速恢复时间衡量调频效益、调频成本的大小, 并采用遗传算法离线计算机组不同运行状态下的调频系数曲线和机组转速变化程度的最优值, 以实现机组频率控制系数随机组转速变化而改变。根据计算所得调频系数曲线在 MATLAB/Simulink 软件平台进行仿真实验, 结果表明所提方法能够使双馈风电机组在不同运行状态下响应系统频率变化, 并保证机组自身稳定运行。

关键词: 双馈风力发电机; 虚拟惯量; 可变系数; 遗传算法; 频率稳定

0 引言

采用电力电子变流器控制的双馈风力发电机通过控制其转子电流可实现变速恒频运行和有功、无功功率的解耦控制, 且能使机组运行在最大功率追踪(maximum power point tracking, MPPT)运行状态, 这些优良的性能使其成为当前风电市场的主流机型^[1-2]。然而, 双馈风力发电机所采用的变流器控制方式会导致发电机功率与频率解耦, 机组本身的转动惯量无法响应系统频率变化, 因此大规模双馈风电机组并网会大大降低系统的转动惯量, 影响电网频率稳定^[3-5]。针对如何提高风电机组的频率调节能力, 现有研究主要集中在改进机组的功率控制方法, 以增强机组电磁功率与系统频率的耦合性。依据“有/无”功率备用, 可将此类控制方法分为有功备用控制^[6-11]和转子动能控制^[12-29]。

有功备用控制通过转速控制^[6-7]、桨距角控制^[8-9]及两者组合^[10-11]的方式, 使双馈风电机组在正常运行时保留一定功率储备用于提供临时的功率支持, 但是预留功率备用限制了机组正常运行时的功率输出, 降低了风能利用率, 影响风电场长期运行的经济性^[12]。

转子动能控制方法不需要机组减载运行, 而是

附加控制环节使转子转速与系统频率产生耦合, 控制机组转速变化使转子动能与电磁功率相互转换, 以参与系统的频率调节, 此种控制方法又称为虚拟惯量控制^[13]。针对如何控制机组的转子动能, 文献^[13-17]所提固定系数虚拟惯量控制无法适应风速变化的情况, 此类控制方法鲁棒性较差^[24]。为了减小风速变化的影响, 文献^[12, 18-20]提出了可变系数的控制策略, 通过识别机组运行状态实时改变频率控制系数, 实现调频时机组输出功率的可控性。文献^[25-28]在机组控制中引入虚拟同步发电机技术, 通过模拟同步发电机的运行特性, 提高双馈风电机组并网的等效惯量, 其实质也是通过释放转子动能参与系统频率调节。对于如何确定调频时机组出力的大小, 上述文献一般采用通用控制算法, 虽然一定程度上能够适应风速的变化, 但是相关参数确定的标准仍需要进一步论证。文献^[21]指出, 可通过最优化算法持续寻找最优频率控制系数, 最大限度地减小风速等外界条件变化对双馈风电机组调频效果的影响, 但没有提出具体可行的控制策略。

另外, 目前的控制方法大多没有考虑冲击负荷变化的影响, 当扰动较大时, 原有的控制效果将无法实现, 可能造成机组转速过响应甚至失速振荡的情况^[26]。文献^[13, 15, 20]在虚拟惯量模块中加入了转速保护模块, 以防止机组转速过响应, 但此种方法易导致机组功率指令突变, 对系统频率造成二次冲击。文献^[18, 29]提出了修改双馈风电机组原有的

收稿日期: 2018-08-13; 修回日期: 2019-01-19。

上网日期: 2019-04-03。

国家自然科学基金资助项目(51277034)。

功率追踪曲线改变机组转速以参与系统频率调节,其通过设置最低运行曲线限制机组转速过响应,但是如何整定不同转速下的运行曲线,并保证机组功率平滑输出仍有待进一步研究。

针对如何减小风速和负荷扰动的变化对双馈风电机组虚拟惯量控制的影响,本文在原有传统虚拟惯量控制策略的基础上进行了改进,即采用遗传算法离线优化不同转速下的频率控制系数,并拟合成与转速相关的曲线加入虚拟惯量模块。本文采用 MATLAB/Simulink 软件平台,搭建了系统仿真模型,通过对比分析不同控制策略下双馈风电机组参与系统频率调节的动态过程,验证了所提控制策略的有效性和合理性。

1 双馈风电机组的传统虚拟惯量控制

在以同步发电机为主的传统电力系统中,同步发电机组的固有转动惯量能够抑制频率的快速变化,其机组转速响应取决于机组的固有惯量^[30]。在惯性响应过程中,同步发电机的原动机输入功率近似不变,机组释放或吸收转子动能^[25]。

相比于同步发电机,双馈风力发电机正常运行在 MPPT 状态,机组转速变化范围较大,能够在短时间内提供较大的惯量支持,甚至超过其固有转动惯量^[29]。为了分析风电机组虚拟惯量的大小,定义 J_{vir} 为机组的虚拟转动惯量,则有

$$\Delta E_0 = \frac{1}{2} J_{vir} (\Omega_0^2 - \Omega_t^2) \quad (1)$$

式中: ΔE_0 为机组实际能量变化; Ω_0 和 Ω_t 为机组机械角速度。对于风电机组,在转速变化时,机组实际能量变化包括风机转子实际动能变化和风能捕获变化,如式(2)所示^[12]。

$$\Delta E_0 = \Delta E_k + \Delta E_w \quad (2)$$

式中: ΔE_k 为机组转子动能变化量; ΔE_w 为机组风能捕获变化量。

结合式(1)、式(2)可知,风电机组转速变化所能提供的能量支持由机组固有转动惯量和运行点决定,而机组转速的变化受虚拟惯量控制和 MPPT 控制影响,因此机组的虚拟惯量不是固定不变的,其大小主要取决于机组控制器参数、机组运行点和机组固有转动惯量。

为了释放机组的“隐藏”惯量,传统虚拟惯量控制在 MPPT 控制基础上附加了有功功率参考值,使双馈风电机组出力与系统频率一定程度上重新耦合,实现机组参与系统频率的调节^[13]。当系统频率变化时,附加有功增量 ΔP 改变了双馈风力发电机输出的电磁功率,此时风轮机输入的机械功率保持

不变,转子转速变化并释放或吸收动能,抑制频率的快速变化。附加有功增量 ΔP 如下式所示:

$$\Delta P = K_p \Delta f + K_D \frac{df}{dt} \quad (3)$$

式中: K_p 为比例系数; K_D 为微分系数; f 为系统频率; Δf 为系统频率变化量。

由式(3)可知, ΔP 的大小与频率变化相关,还与 K_p 和 K_D 呈正相关。出现负荷扰动时, K_p 和 K_D 的大小决定了机组有功增量的大小,进而影响了机组提供功率支持的大小和调频后机组的转速恢复时间。因此,对于频率控制系数 K_p 和 K_D 大小的确定需要进行深入的研究。

2 基于遗传算法的虚拟惯量优化控制

针对前文所提传统固定系数控制方法存在的不足,本文提出了双馈风电机组最优可变系数虚拟惯量控制(optimal variable-coefficient virtual inertia control, OVCVIC)。OVCVIC 引入调频系数参考因子 $H_v(\omega_r)$,并改进了传统虚拟惯量控制的有功增量 ΔP ,新的有功增量 ΔP 如下:

$$\Delta P = H_v(\omega_r) \left(K_{p0} \Delta f + K_{D0} \frac{df}{dt} \right) \quad (4)$$

式中: ω_r 为机组转速; K_{p0} 为固定比例系数; K_{D0} 为固定微分系数。调频系数参考因子 $H_v(\omega_r)$ 以机组转速为自变量,其大小反映机组输出的目标能量。 $H_v(\omega_r)$ 与 K_{p0} 和 K_{D0} 相乘后得到可变的频率控制系数。当系统频率变化时,频率控制系数随机组转速变化以适应机组的运行状态。

对于 $H_v(\omega_r)$ 的确定,本文参考文献[6]中关于调频效益与调频成本的概念,将二者作为 $H_v(\omega_r)$ 取值的参考依据,并采用遗传算法计算 $H_v(\omega_r)$ 的最优值,以通过控制频率控制系数,实现机组调频过程中兼顾调频效益和调频成本。

2.1 调频效益与调频成本

本文研究了调频时机组转速变化过程,分析了转速变化程度与机组出力、转速恢复时间的关系,并仿真对比了双馈风电机组有/无惯量控制的转速与有功功率的区别,如图1所示。图1为某一固定风速下,在系统频率跌落时,机组有/无惯量控制的机组转速和有功功率曲线。

根据调频时风电机组转速变化规律,将机组响应过程分为调频阶段和转速恢复阶段,如图1(a)所示。当系统频率跌落时,机组转速下降,机组有功功率增加,此阶段为调频阶段;机组转速跌至最低点后开始反弹并逐渐恢复至原有转速,此阶段为转速恢复阶段,在此过程中机组转速上升,转子动能增大,

机组从电网吸收一定功率补偿转子动能,导致其有功功率降低。因此,调频效益定义为调频阶段双馈风电机组参与系统调频时的实际输出能量;调频成本定义为转速恢复阶段机组从系统吸收的能量,如图1(b)所示。由于系统频率出现正负偏差时,风电机组虚拟惯量响应过程相似,此处仅以分析系统频率跌落的情况为例。

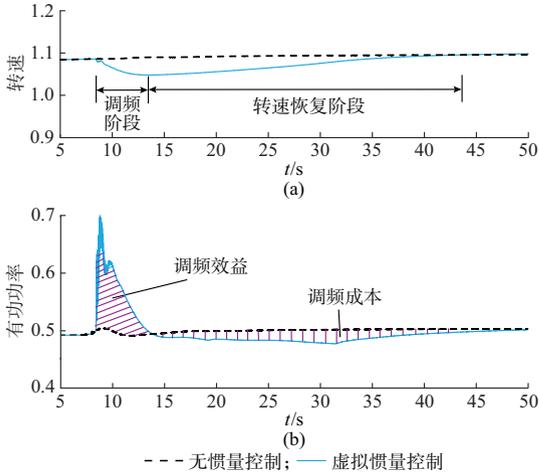


图1 参与调频时双馈风电机组有功功率和转速曲线
Fig. 1 Active power and rotational speed curves of DFIG-based wind turbines participating in frequency regulation

为了定量分析调频效益和调频成本,本文采用机组转速变化引起的能量变化与额定功率的比值 H_v 来衡量调频效益的大小;采用转速恢复时间 T 来衡量调频成本的大小。 H_v 定义如下:

$$H_v = \frac{\Delta E_0}{P_N} \quad (5)$$

式中: P_N 为机组额定功率。机组实际能量变化 ΔE_0 包括双馈风力发电机转子实际动能增量和风能捕获变化量(见式(2))。

机组动能变化与调频时机组初始转速和转速下降最低值有关,即

$$\Delta E_k = \frac{1}{2P_d^2} J (\omega_0^2 - \omega_t^2) \quad (6)$$

式中: P_d 为机组极对数; J 为机组固有转动惯量; ω_0 为调频阶段初始转子转速; ω_t 为调频阶段转速下降最低值。

机组风能捕获也会随转速变化而改变,即

$$\Delta E_w = \int_{t_{on}}^{t_{off}} (P_w(t) - P_0) dt \quad (7)$$

式中: t_{on} 和 t_{off} 分别为调频阶段初始时间和结束时间; $P_w(t)$ 为调频阶段风力机捕获机械功率; P_0 为调频阶段风功率捕获初始值。

为了简化机组转速变化的复杂过程,假设调频阶段机组的不平衡转矩 $\Delta T = 0.2T_m$ 并保持不变, T_m 为机组额定转矩。此时,调频阶段机组转速变化与时间近似成一次函数关系,如式(8)所示。

$$\omega_r = \frac{d\omega_r}{dt} t + \omega_0 = \frac{0.2T_m P_d}{J} t + \omega_0 \quad (8)$$

将式(8)表示为 $t = f(\omega_r)$ 并代入式(7)有:

$$\Delta E_w = \int_{\omega_0}^{\omega_t} (P_w(f(\omega_r)) - P_0) f'(\omega_r) d\omega_r \quad (9)$$

联立式(2)、式(5)、式(6)和式(9)得到式(10)。

$$H_v = \frac{1}{P_N} (\Delta E_k + \Delta E_w) = \frac{1}{P_N} \left[\frac{1}{2P_d^2} J (\omega_0^2 - \omega_t^2) + \int_{\omega_0}^{\omega_t} (P_w(f(\omega_r)) - P_0) f'(\omega_r) d\omega_r \right] \quad (10)$$

由式(10)可知, H_v 与 ω_t 的关系反映了机组输出能量随调频阶段最低转速 ω_t 变化而变化,其大小可以衡量调频效益与 ω_t 的关系。

由于机组转速恢复时间与调频阶段机组最低转速呈正相关,通过在不同风速下仿真测取不同转速响应程度与机组转速恢复的函数关系,本文采用曲线拟合的方式近似得到转速恢复时间 T 与 ω_t 的函数关系如下:

$$T = A\omega_t^3 + B\omega_t^2 + C\omega_t + D \quad (11)$$

式中: A, B, C, D 是与调频阶段风电机组运行状态有关的系数,在不同固定风速下测得。

由式(10)和式(11)可知, H_v 和 T 均为 ω_t 的函数。因此通过计算最优转速 ω_t 和对应的 H_v , 可实现对双馈风电机组虚拟惯量控制的优化。

2.2 H_v 和 ω_t 的计算

为了计算最优转速 ω_t 和对应的 H_v , 本文建立以下优化数学模型,并给出目标函数和约束条件。

从调频效益的角度出发,以反映机组能量变化的 H_v 最大作为目标函数,可表示为式(12)。

$$\max f_1 = H_v = \frac{1}{P_N} \left[\frac{1}{2P_d^2} J (\omega_0^2 - \omega_t^2) + \int_{\omega_0}^{\omega_t} (P_w(f(\omega_r)) - P_0) f'(\omega_r) d\omega_r \right] \quad (12)$$

从调频成本的角度出发,以机组的转速恢复阶段时长 T 最小作为目标函数,可表示为:

$$\max f_2 = -T = -(A\omega_t^3 + B\omega_t^2 + C\omega_t + D) \quad (13)$$

为了兼顾调频效益和调频成本,采用权重系数法将多目标优化问题转化为单目标函数求解,目标函数如下:

$$f = \max(\lambda_1 f_1 + \lambda_2 k f_2) = \max\left\{\lambda_1 \frac{1}{P_N} \left[\frac{1}{2P_d^2} J(\omega_0^2 - \omega_t^2) + \int_{\omega_0}^{\omega_t} (P_w(f(\omega_r)) - P_0) f'(\omega_r) d\omega_r \right] + \lambda_2 k (-1)(A\omega_t^3 + B\omega_t^2 + C\omega_t + D) \right\} \quad (14)$$

式中： k 为比例系数，取 0.005，以平衡不同目标函数之间的单位不同造成数值上的差距； λ_1 和 λ_2 为权重系数，本文分别取 λ_1 和 λ_2 为 0.9 和 0.1，用以优先考虑调频效益，并在一定程度上限制调频成本。

约束条件为调频时机组转速允许的变化范围，如式(15)所示。

$$\omega_{\min} < \omega_t < \omega_0 \quad (15)$$

式中： ω_{\min} 为风电机组运行最低转速， $\omega_{\min} = 0.7$ (标幺值)^[13,15]。

本文采用遗传算法计算机组不同转速下的目标函数 f 最大时对应最优转速 ω_t 及 H_v 。遗传算法种群数量 N_p 为 50，通过较大的种群数量减小算法陷入局部最优解的可能性；交叉率 P_C 和变异率 P_M 分别取为 0.8 和 0.1，以增强算法的搜索能力并保证种群的多样性；最大遗传代数 G 为 100，以保证计算结果的精确性。根据不同初始转速 ω_0 下的计算结果，采用函数拟合的方式得到曲线 $H_v(\omega_0)$ 和调频阶段最低转速曲线 $\omega_t(\omega_0)$ 如图 2 所示。图 2(a) 中，初始转速 ω_0 与 $\omega_t(\omega_0)$ 的差为最优转速偏差 $\Delta\omega_t(\omega_0)$ ，图 2(b) 中 $H_v(\omega_0)$ 与 ω_0 的函数关系如式(16)所示。

$$H_v(\omega_0) = -0.91\omega_0^2 + 7.941\omega_0 - 5.491 \quad 0.75 \leq \omega_0 \leq 1.2 \quad (16)$$

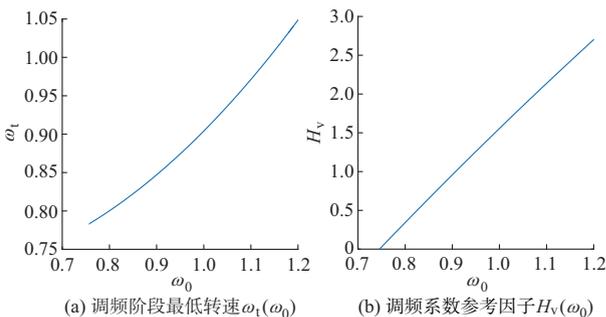


图 2 遗传算法计算结果

Fig. 2 Computation results of genetic algorithm

根据图 2 的计算结果，出现频率跌落时，机组根据调频系数参考因子 $H_v(\omega_r)$ 实时修改虚拟惯量控制模块的频率控制系数，以求机组转速跌落至所计算的最优值 ω_t ，实现变系数控制。但由式(4)可知，风电机组虚拟惯量控制有功增量 ΔP 同时由频率控

制系数的大小和系统频率变化共同决定，不同大小的负荷波动也会导致机组响应程度的相应改变。

2.3 OVCVIC 策略

由于冲击负荷不同会影响机组转速响应程度，为了实现在较大负荷波动下，机组转速变化仍能达到 2.2 节所计算的最优转速值 ω_t ，需要在合适的时机限制机组有功参考值进一步增大，从而限制机组转速的进一步变化。因此，通过在虚拟惯量控制的频率偏差输入端采用限幅模块，当频率偏差超过所设置频率偏差阈值上限 Δf_0 时，限幅模块限制输出的频率偏差，进而限制附加功率参考值的进一步变化，将转速限制在最优转速 ω_t 附近。

为了计算最优转速 $\omega_t(\omega_0)$ 相对应的频率偏差阈值 Δf_0 ，由调频时机组转速与出力关系可知，式(4)中的有功增量 ΔP 与 $H_v(\omega_0)$ 的关系如式(17)所示，式中 ΔP 取以机组额定功率 P_N 为基准值的标幺值。

$$H_v(\omega_0) = \int_{t_{on}}^{t_{off}} \Delta P dt = \int_{t_{on}}^{t_{off}} H_v(\omega_r) \left(K_{P0} \Delta f + K_{D0} \frac{df}{dt} \right) dt \quad (17)$$

由于双馈风电机组调频时转速变化较小，调频阶段内 $H_v(\omega_0) \approx H_v(\omega_r)$ ，因此式(17)可转化为式(18)：

$$H_v(\omega_0) = H_v(\omega_0) \int_{t_{on}}^{t_{off}} \left(K_{P0} \Delta f + K_{D0} \frac{df}{dt} \right) dt \quad (18)$$

式(18)等号两边同除以 $H_v(\omega_0)$ 并令 $\Delta f = \Delta f_0$ 得到下式：

$$1 = K_{P0} \int_{t_{on}}^{t_{off}} \Delta f_0 dt + K_{D0} \Delta f_0 \quad (19)$$

由式(19)可知，所求的频率阈值 Δf_0 的大小与初始转速 ω_0 无关。因此，在机组转速小范围变化时，对于机组不同的初始转速 ω_0 ，与最优转速 ω_t 对应的频率阈值近似具有唯一性。通过在仿真模型中对不同风速下的机组转速响应程度和频率偏差阈值进行分析，采用试错法求取频率阈值 Δf_0 的大小，即设置不同大小的频率偏差阈值观测机组转速变化，记录机组转速最大偏差，并选取与转速计算结果一致的频率偏差阈值。经过测量得到限幅模块的频率偏差阈值 Δf_0 为 0.34 Hz。根据所测的频率偏差阈值 Δf_0 ，采用限制频率偏差输入幅值的方法能够将双馈风电机组转速限制在所计算的最优转速 ω_t 附近，并保证该方法在 MPPT 风速段及较大负荷变化范围的有效性，具体验证详见仿真结果分析部分。

综上所述，OVCVIC 策略的原理如图 3 所示。

图中: P_e 为机组电磁功率; $\omega_{r,ref}$ 为 MPPT 的转速参考值; f_{ref} 为系统额定频率; P_{ref} 为转子侧脉宽调制 (PWM) 变换器控制器的功率参考值。当电网功率出现不平衡时,系统频率产生偏差,OVCVIC 模块通过实时检测机组转速 ω_r 和频率偏差 Δf ,根据 $H_v(\omega_r)$ 曲线计算调频系数参考因子,进而得到此转速的频率控制系数,并修改有功增量 ΔP ,释放或吸收转子动能,抑制系统频率的变化。所提控制策略使双馈风电机组虚拟惯量模块能够识别机组的运行状态,根据机组转速实时修改频率控制系数,使风电机组调频时的出力与机组运行状态相关联,并通过限制系统频率偏差的输入将转速限制在最优转速,控制机组的调频成本。OVCVIC 下的机组转速响应范围详见附录 A 图 A1。

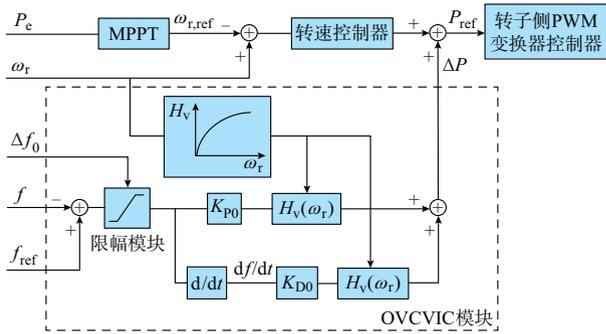


图 3 OVCVIC 控制策略原理

Fig. 3 Principle of OVCVIC control strategy

3 仿真结果分析

为了验证本文所提双馈风电机组频率控制策略的有效性和合理性,采用 MATLAB/Simulink 仿真软件搭建了电网仿真系统,系统结构图见附录 A 图 A2。仿真系统总装机容量 635 MW,其中风电场由 45 台 1.5 MW 的双馈风力发电机构成,系统风电渗透率达到 13%。水电机组 G_1 容量 247.5 MVA,火电机组 G_2 和 G_3 容量分别为 192 MVA 和 128 MVA;负荷 L_1, L_2, L_3 容量分别为 $125+j50, 90+j30, 100+j35$ MVA。

仿真场景设置在不同风况下,在电网某一节点加入不同大小冲击负荷,比较无惯量控制、传统定系数惯量控制和 OVCVIC 三种控制方法下的发电机组功率、转速和系统频率的变化。机组功率基准值和转速基准值分别为其额定功率和额定转速。其中,定系数惯量控制的转速保护模块限制转速不低于 0.7(标么值);OVCVIC 的固定比例系数 K_{P0} 、固定微分系数 K_{D0} 分别取 1.4 和 0.6,转速限制系统的频率响应范围为 $-0.34 \sim 0.34$ Hz。

3.1 固定风速下仿真结果分析

风速为 10 m/s 时,定系数控制方法的比例系数 K_P 、微分系数 K_D 分别取 1.0 和 0.6,负荷 L_3 在 12 s 分别突增 30 MW 和 50 MW。仿真结果如图 4 所示,三种控制方法的调频效益及成本详见附录 B 表 B1。

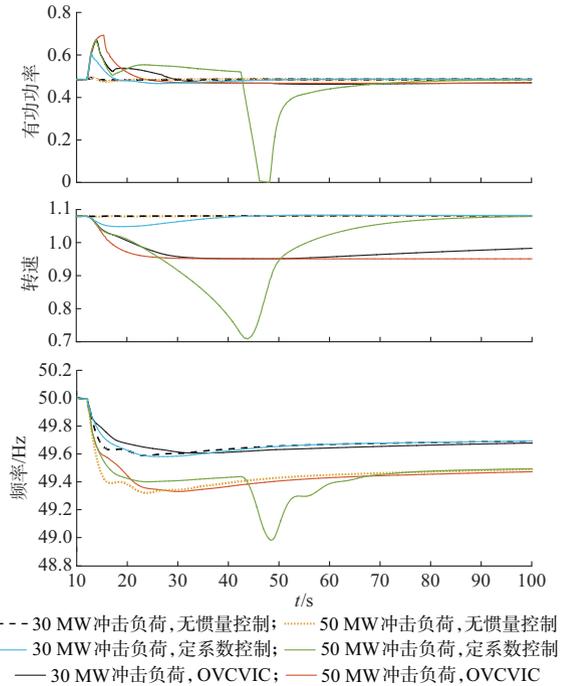


图 4 10 m/s 风速下不同负荷扰动的机组功率、转速及系统频率对比

Fig. 4 Comparison of active power, rotational speed and system frequency with different load disturbances at 10 m/s wind speed

图 4 中,当加入 30 MW 冲击负荷时,无惯量控制、定系数控制和 OVCVIC 下,机组功率最大偏差分别为 0.007,0.122,0.187(标么值);转速最大偏差分别为 0,0.032,0.129(标么值); $t=20$ s 时系统频率偏差分别为 0.38,0.38,0.33 Hz。当加入 50 MW 冲击负荷时,无惯量控制、定系数控制和 OVCVIC 下,机组功率最大偏差依次分别为 0.013,0.187,0.209(标么值);转速最大偏差分别为 0,0.37,0.13(标么值); $t=20$ s 时系统频率偏差分别为 0.61,0.58,0.57 Hz。其中,定系数惯量控制在 50 MW 大负荷扰动下,机组转速持续跌落至最低运行转速,转速保护模块动作并切除惯量控制,转速在 MPPT 控制信号作用下开始恢复,此过程引起系统频率二次跌落,频率最低值达到 48.98 Hz。

结合图 4 仿真结果及附录 B 表 B1 可知,无惯量控制的双馈风电机组转速和有功功率基本保持不变,没有响应系统频率变化;定系数控制的机组在系

统频率变化后转速下降并释放转子动能,抑制了系统频率的快速变化,但是定系数控制在不同负荷扰动下响应程度差别较大,鲁棒性较差。相比于传统虚拟惯量控制,采用 OVCVIC 在 30 MW 负荷扰动下机组转速下降程度更大,在系统频率变化初期释放的转子动能更多,调频效益更大,且转子转速仍旧能够恢复,虽然转速恢复时长较长,但转速偏差较小,风力机损失的机械功率影响较小;在 50 MW 较大负荷扰动下机组转速响应变化与前者并无明显差别,能够限制转速过大变化,虽然造成了转速恢复时间较长,但是保证了机组功率的平滑输出,不会造成频率二次跌落。另外,在 30 MW 和 50 MW 的负荷扰动下,系统频率偏差均超过 0.34 Hz,频率限幅模块动作并限制输入的频率偏差继续增大,机组转速下降最低值 ω_i 均为 0.95,与所计算的 0.966(标么值)基本一致,可以看出频率限幅模块很好地限制了机组转速的进一步变化。

当风速为 8 m/s 时,定系数控制方法的 K_P 和 K_D 分别取较小数值 0.6 和 0.3,负荷 L_3 在 12 s 分别突增 30 MW 和 50 MW。机组有功功率、转速及系统频率变化如图 5 所示,三种控制方法的调频效益及成本详见附录 B 表 B2。

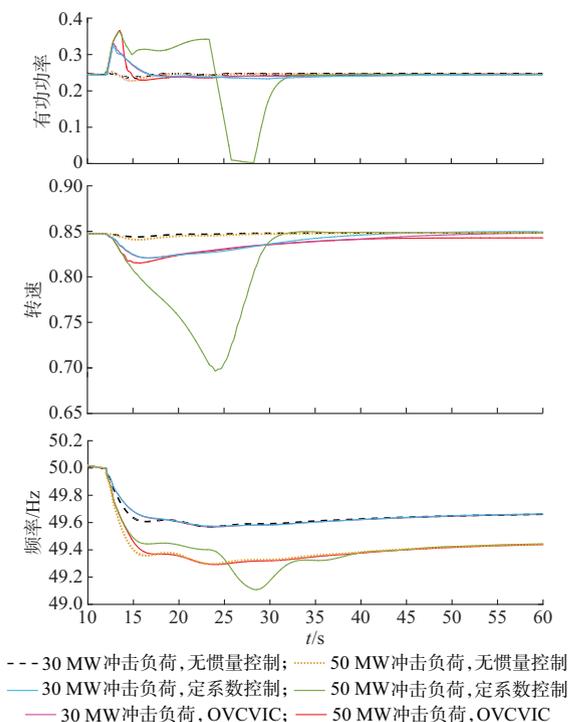


图 5 8 m/s 风速下不同负荷扰动的机组功率、转速及系统频率对比

Fig. 5 Comparison of active power, rotational speed and system frequency with different load disturbances at 8 m/s wind speed

图 5 中,当加入 30 MW 冲击负荷时,无惯量控制、定系数控制和 OVCVIC 下,机组功率最大偏差依次分别为 0.002, 0.080, 0.084(标么值);转速最大偏差分别为 0, 0.024, 0.025; $t = 17$ s 时系统频率偏差分别为 0.39, 0.37, 0.37 Hz。当加入 50 MW 冲击负荷时,无惯量控制、定系数控制和 OVCVIC 下,机组功率最大偏差依次分别为 0.007, 0.120, 0.130(标么值);转速最大偏差分别为 0, 0.146, 0.03(标么值); $t = 17$ s 时系统频率偏差分别为 0.64, 0.56, 0.63 Hz。其中,定系数惯量控制在 50 MW 大负荷扰动下,机组转速跌落至最低运行转速后快速恢复,系统频率出现二次跌落,频率最低值达到 49.11 Hz。

结合图 5 仿真结果及附录 B 表 B2 可知,30 MW 负荷扰动下,采用了较小控制系数的惯量控制与 OVCVIC 的转速响应并无太大区别,二者控制下的机组转速分别由 0.845 降低到 0.821, 0.820(标么值);当冲击负荷扰动增大为 50 MW 时,两种控制下的机组转速响应则出现较大区别,定系数控制下转速跌落至 0.7(标么值),触发转速保护模块,虚拟惯量模块被切除;反观 OVCVIC 下的机组,频率控制系数随机组转速变化实时改变,且当冲击负荷较大时,系统频率偏差超过所设定阈值,限幅模块限制系统频率输入信号进一步增大,机组转速变化得到限制,调频阶段转速最低值 ω_i 为 0.815(标么值),与最优计算下降转速结果 0.806 仅相差 0.009(标么值),大体一致。可见,即使出现较大冲击负荷,OVCVIC 依旧能够实现调频效益与调频成本的兼顾。

结合图 4、图 5 的仿真结果可知,当系统出现突增负荷后,定系数惯量控制在不同风速和不同负荷扰动下,机组响应程度差异巨大,调频效益与成本也大幅度变化,且在冲击负荷较大的情况下易造成转速失速,而转速保护模块的动作将虚拟惯量控制切出,机组功率参考值突变,转速恢复过快,虽然调频效益较大,却造成了频率二次跌落,在实际应用中可靠性和鲁棒性较差。而 OVCVIC 能够实现双馈风电机组在高速提供较大的功率支持,在低速提供较小的功率支持,兼顾了调频效益和成本,并能够根据负荷变化的大小合理控制机组的转速响应,实现机组参与调频后转速较快恢复,即使出现较大冲击负荷也能够保证机组自身的稳定运行,具有较强的可靠性和鲁棒性。

3.2 随机风速下仿真结果分析

为了进一步验证所提控制策略的有效性,在随

机风速条件下比较无惯量控制和 OVCVIC 策略在负荷突变时机组功率、转速和系统频率的变化。风速模型详见附录 A 图 A3。在随机风速场景下,系统负荷 L_3 在 23 s 时突增 30 MW,50 s 时 L_3 突降 30 MW。仿真结果如图 6 所示。

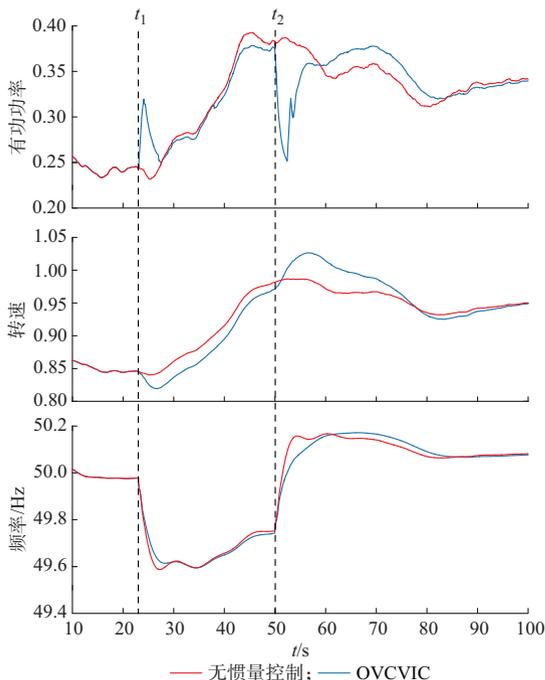


图 6 实时风速下机组功率、转速及系统频率对比
Fig. 6 Comparison of active power, rotational speed and system frequency at real-time wind speed

由图 6 可知,含虚拟惯量控制模块的风电机组能够响应包括风功率波动及负荷波动造成的系统频率变化。仿真进行至 $t_1=23$ s,负荷突增,此时风速为 7.77 m/s,风速较低,OVCVIC 下机组响应频率变化且转速跌落较小,机组转速分别由 0.846 跌落至 0.820(标么值),且转速恢复时间较快,转速恢复时间为 34 s;仿真进行至 $t=27.2$ s 时,OVCVIC 下系统频率为 49.62 Hz,频率偏差为 0.38 Hz,小于无惯量控制下的 0.41 Hz。仿真进行至 $t_1=50$ s 时,负荷突降,此时风速为 9.5 m/s,OVCVIC 下机组转速由 0.971 上升至 1.027(标么值),功率最大偏差为 -0.123(标么值),转子蓄能更大,系统频率变化较慢,转速恢复时间为 58 s, $t=54.4$ s 时的系统频率为 50.07 Hz,频率偏差为 -0.07 Hz,小于无惯量控制的 0.16 Hz。

综合上述仿真结果可知,OVCVIC 在随机风速下,能够根据机组转速的大小决定响应系统频率变化的程度,在维持自身机组稳定且转速较快恢复的前提下提供更大的功率支持,兼顾了调频效益与调频成本。

4 结语

本文在深入研究双馈风力发电机的运行控制基础上,针对传统频率控制策略的不足,提出了基于调频效益和调频成本的虚拟惯量优化控制,并设计相应的控制系统。通过理论分析和仿真结果得到如下结论。

1) 频率控制系数不同影响机组惯量控制的转速变化。较大的控制系数易导致机组失稳,而较小的控制系数不能充分利用机组转子动能。因此,恒定频率控制系数使风电机组不能较好地适应实时风速变化的情况。

2) 针对频率控制系数的确定,提出兼顾调频效益和调频成本的控制策略,采用遗传算法计算最优频率控制系数参考因子曲线和最优转速,以实现机组频率控制系数随机组转速变化而改变。

3) 本文采用了离线计算的方式整定频率控制系数,通过多次计算并分析计算结果,能够减小对优化算法精确度和计算速度的要求。但是,采用离线计算的方式不能实时修改算法中的相关参数,例如风力机参数、权重等,通用性有待进一步研究。

4) 根据整定的频率控制系数,配合机组的转速限制,所提控制策略能够根据不同运行状况实时调整频率控制系数,减小了风速和冲击负荷变化对双馈风电机组虚拟惯量控制的影响。

附录见本刊网络版 (<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参考文献

- [1] 赵嘉兴,高伟,上官明霞,等. 风电参与电力系统调频综述[J]. 电力系统保护与控制,2017,45(21):157-169.
ZHAO Jiaying, GAO Wei, SHANGGUAN Mingxia, et al. Review on frequency regulation technology of power grid by wind farm[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(21): 157-169.
- [2] 兰飞,姚知洋,黎静华,等. 双馈风力发电机空载并网运行控制建模与仿真研究[J]. 电力建设,2016,37(9):123-131.
LAN Fei, YAO Zhiyang, LI Jinghua, et al. Modeling and simulation of no-load cutting-in operation control for doubly-fed induction generator[J]. Electric Power Construction, 2016, 37(9): 123-131.
- [3] 刘巨,姚伟,文劲宇,等. 大规模风电参与系统频率调整的技术展望[J]. 电网技术,2014,38(3):638-646.
LIU Ju, YAO Wei, WEN Jinyu, et al. Prospect of technology for large-scale wind farm participating into power grid frequency regulation[J]. Power System Technology, 2014, 38(3): 638-646.
- [4] 何成明,王洪涛,孙华东,等. 变速风电机组调频特性分析及风电场时序协同控制策略[J]. 电力系统自动化,2013,37(9):1-6.
HE Chengming, WANG Hongtao, SUN Huadong, et al.

- Analysis on frequency control characteristics of variable speed wind turbines and coordinated frequency control strategy of wind farm[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2013, 37(9): 1-6.
- [5] 黎静华, 左俊军, 汪赛. 大规模风电并网电力系统运行风险评估与分析[J]. *电网技术*, 2016, 40(11): 3503-3513.
LI Jinghua, ZUO Junjun, WANG Sai. Analysis and assessment of operation risk for power system with large-scale wind power integration[J]. *Power System Technology*, 2016, 40(11): 3503-3513.
- [6] 姜莹, 边晓燕, 李东东, 等. 基于可变减载率超速控制的双馈异步风机参与微电网调频研究[J]. *电机与控制应用*, 2017, 44(9): 118-124.
JIANG Ying, BIAN Xiaoyan, LI Dongdong, et al. Research on doubly fed induction generator participation in microgrid frequency modulation based on variable load shedding ratio over-speed control[J]. *Electric Machines & Control Application*, 2017, 44(9): 118-124.
- [7] 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.
- [8] 张冠锋, 杨俊友, 孙峰, 等. 基于虚拟惯量和频率下垂控制的双馈风电机组一次调频策略[J]. *电工技术学报*, 2017, 32(22): 225-232.
ZHANG Guanfeng, YANG Junyou, SUN Feng, et al. Primary frequency regulation strategy of DFIG based on virtual inertia and frequency droop control[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2017, 32(22): 225-232.
- [9] 隗霖捷, 王德林, 李芸, 等. 基于可变系数的双馈风电机组与同步发电机协调调频策略[J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(2): 94-100. DOI:10.7500/AEPS20160323009.
KUI Linjie, WANG Delin, LI Yun, et al. Variable coefficient based coordinated frequency modulation strategy between DFIG-based wind turbine and synchronous generator[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(2): 94-100. DOI: 10.7500/AEPS20160323009.
- [10] 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.
- [11] TIAN Xinshou, WANG Weisheng, LI Yan, et al. Coordinative control strategy of virtual inertia and primary frequency of DFIGs based wind farms[C]// 2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, October 25-28, 2016, Xi'an, China: 2169-2174.
- [12] 田新首, 王伟胜, 迟永宁, 等. 基于双馈风电机组有效储能的变参数虚拟惯性控制[J]. *电力系统自动化*, 2015, 39(5): 20-26.
TIAN Xinshou, WANG Weisheng, CHI Yongning, et al. Variable parameter virtual inertia control based on effective energy storage of DFIG-based wind turbines[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2015, 39(5): 20-26.
- [13] 曹军, 王虹富, 邱家驹. 变速恒频双馈风电机组频率控制策略[J]. *电力系统自动化*, 2009, 33(13): 78-82.
CAO Jun, WANG Hongfu, QIU Jiaju. Frequency control strategy of variable-speed constant-frequency doubly-fed induction generator wind turbines[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2009, 33(13): 78-82.
- [14] 董贺贺, 张延迟, 杨宏坤, 等. 基于双馈感应风机的虚拟惯量控制研究[J]. *可再生能源*, 2016, 34(8): 1174-1179.
DONG Hehe, ZHANG Yanchi, YANG Hongkun, et al. Research on virtual inertia control based on doubly fed induction generator[J]. *Renewable Energy Resources*, 2016, 34(8): 1174-1179.
- [15] 邹贤求, 吴政球, 陈波, 等. 变速恒频双馈风电机组频率控制策略的改进[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2011, 23(3): 63-68.
ZOU Xianqiu, WU Zhengqiu, CHEN Bo, et al. Improved frequency control strategy for variable-speed constant-frequency doubly-fed induction generator wind turbines[J]. *Proceedings of the CSU-EPSA*, 2011, 23(3): 63-68.
- [16] 张志恒, 王毅, 李和明, 等. 基于虚拟惯量的双馈风电机组惯性控制方式研究[J]. *现代电力*, 2013, 30(6): 47-50.
ZHANG Zhiheng, WANG Yi, LI Heming, et al. Study on inertia control mode of doubly fed induction generator based on virtual inertia[J]. *Modern Electric Power*, 2013, 30(6): 47-50.
- [17] ARANI M, EL-SAADANY E F. Incorporating DFIG based wind power generation in microgrid frequency regulation[C]// 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, July 22-26, 2012, San Diego, USA: 1-6.
- [18] 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组虚拟惯性控制技术[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.
- [19] 赵晶晶, 吕雪, 符杨, 等. 基于可变系数的双馈风机虚拟惯量与超速控制协调的风光柴微电网频率调节技术[J]. *电工技术学报*, 2015, 30(5): 59-68.
ZHAO Jingjing, LÜ Xue, FU Yang, et al. Frequency regulation of the wind/photovoltaic/diesel microgrid based on DFIG cooperative strategy with variable coefficients between virtual inertia and over-speed control[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2015, 30(5): 59-68.
- [20] 陈宇航, 王刚, 侍乔明, 等. 一种新型风电场虚拟惯量协同控制策略[J]. *电力系统自动化*, 2015, 39(5): 27-33.
CHEN Yuhang, WANG Gang, SHI Qiaoming, et al. A new coordinated virtual inertia control strategy for wind farms[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2015, 39(5): 27-33.
- [21] WANG X, DU W. Virtual inertia control of grid-connected wind farms[C]// International Conference on Renewable Power Generation (RPG 2015), October 17-18, 2015, Beijing, China: 1-6.
- [22] MA Jing, SONG Zhanxiang, ZHANG Yongxin, et al. Robust stochastic stability analysis method of DFIG integration on

- power system considering virtual inertia control [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(5): 4069-4079.
- [23] ZHU X, WANG Y, XU L, et al. Virtual inertia control of DFIG-based wind turbines for dynamic grid frequency support [C]// IET Conference on Renewable Power Generation (RPG 2011), September 6-8, 2011, Edinburgh, UK; 1-6.
- [24] LEE J, JANG G, MULJADI E, et al. Stable short-term frequency support using adaptive gains for a DFIG-based wind power plant[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2016, 31(3): 1068-1079.
- [25] WANG Shuo, HU Jiabing, YUAN Xiaoming, et al. On inertial dynamics of virtual-synchronous-controlled DFIG-based wind turbines[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2015, 30(4): 1691-1702.
- [26] HUANG Linbin, XIN Huanhai, ZHANG Leiqi, et al. Synchronization and frequency regulation of DFIG-based wind turbine generators with synchronized control [J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2017, 32(3): 1251-1262.
- [27] 刘尧,陈建福,侯小超,等.基于自适应虚拟惯性的微电网动态频率稳定控制策略[J].电力系统自动化,2018,42(9):75-82. DOI:10.7500/AEPS20170911013.
LIU Yao, CHEN Jianfu, HOU Xiaochao, et al. Dynamic frequency stability control strategy of microgrid based on adaptive virtual inertia [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(9): 75-82. DOI: 10.7500/AEPS 20170911013.
- [28] 柴建云,赵杨阳,孙旭东,等.虚拟同步发电机技术在风力发电系统中的应用与展望[J].电力系统自动化,2018,42(9):17-25. DOI:10.7500/AEPS20171012015.
CHAI Jianyun, ZHAO Yangyang, SUN Xudong, et al. Application and prospect of virtual synchronous generator in wind power generation system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(9): 17-25. DOI: 10.7500/AEPS 20171012015.
- [29] OCHOA D, MARTINEZ S. Fast-frequency response provided by DFIG-wind turbines and its impact on the grid[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(5): 4002-4011.
- [30] 秦晓辉,苏丽宁,迟永宁,等.大电网中虚拟同步发电机惯量支撑与一次调频功能定位辨析[J].电力系统自动化,2018,42(9):36-43. DOI:10.7500/AEPS20171122007.
QIN Xiaohui, SU Lining, CHI Yongning, et al. Functional orientation discrimination of inertia support and primary frequency regulation of virtual synchronous generator in large power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(9): 36-43. DOI: 10.7500/AEPS20171122007.

兰 飞(1974—),男,硕士,高级工程师,主要研究方向:

电力系统稳定运行与控制。E-mail: lanfei88@163.com

潘益丰(1993—),男,通信作者,硕士研究生,主要研究方向:双馈风力发电机运行控制。E-mail: Pyf000010@163.com

时 萌(1993—),男,硕士研究生,主要研究方向:双馈风力发电机运行控制。E-mail: csusimon@163.com

(编辑 章黎)

Optimal Variable-coefficient Virtual Inertia Control for DFIG-based Wind Turbines

LAN Fei, PAN Yifeng, SHI Meng, LI Jinghua

(Guangxi Key Laboratory of Power System Optimization and Energy Technology

(Guangxi University), Nanning 530004, China)

Abstract: The traditional variable-speed constant-frequency (VSCF) wind power generator is controlled by the power electronic converter, which causes the active power of the wind turbine to be decoupled from the system frequency. Therefore, the wind power generator cannot respond to frequency changes and the moment of inertia of power system may decrease. Based on the analysis of the operation characteristics and virtual inertia characteristics of the doubly-fed induction generator (DFIG), the relationship between the change of speed and the active power of the DFIG-based wind turbine using virtual inertia control is studied. A variable-coefficient virtual inertia control strategy considering both the frequency regulation efficiency and frequency regulation cost is proposed. In this control strategy, the output active power and speed recovery time of DFIG-based wind turbines are used to measure the efficiency and cost of the frequency regulation. The genetic algorithm is used to calculate the optimal frequency regulation coefficient curve and the rotational speed deviation under different states of the wind turbine, so as to realize the frequency control coefficient changes with the variation of the rotor speed. According to the calculated coefficient curve, the simulation is carried out on the MATLAB/Simulink platform. The results show that the proposed method can respond to the system frequency changes under different operation conditions and ensure the stable operation of the DFIG-based wind turbine itself.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51277034).

Key words: doubly-fed induction generator (DFIG) based wind turbine; virtual inertia; variable coefficient; genetic algorithm; frequency stability