

基于自适应系数风电场一次频率控制策略研究

钟 诚, 周顺康, 严干贵

(东北电力大学电气工程学院, 吉林 132012)

摘 要: 针对中低风速下采用超速减载控制的风电机组, 提出一种自适应系数的一次调频方法。该方法依据机组自身惯性能力和减载功率, 在参与调频过程中实时改变惯性系数和下垂系数, 避免低风速下机组过度调频出现欠速脱网, 且提高中风速下的机组参与电网调频效果。基于 RT-LAB 物理-数字混合实验验证该策略的有效性。

关键词: 风力发电; 一次调频; 自适应; 减载控制

中图分类号: TM614

文献标识码: A

0 引 言

与传统发电机组不同, 风电机组通常采用最大功率跟踪(maximum power point tracking, MPPT)控制, 不参与电网频率调节, 且通过变流器并网, 自身旋转惯性与电网解耦或部分解耦, 无法向电网提供直接频率支撑^[1-3]。随着风电接入电网容量增大, 电网整体惯性水平降低, 导致负荷扰动时系统频率波动增大。一些风电渗透率较高的地区和国家已制定或修改风电场并网导则, 要求风电机组具备主动参与电网频率调节的能力^[4,5]。

依据机组功率备用方式不同, 风电机组频率控制策略可分成虚拟惯性控制和减载控制。虚拟惯性控制中, 机组工作在最大风能捕获模式, 通过释放或存储风力机旋转动能, 为电网提供短时频率支撑^[6,7]。减载控制是预先减小风电机组的捕获功率, 当频率波动时释放这部分减载功率^[8,9]。最近研究趋势表明结合虚拟惯性和减载控制^[10-15], 可提高风电机组参与调频的能力和减小频率二次波动。

风电机组调频策略中, 通常依据电网频率偏差 Δf (下垂控制)^[11-13,16]、频率变化率 df/dt ^[11,13] (惯性控制), 或两者结合^[12,17-19], 再乘以增益系数来设定调频功率。增益系数越大, 机组参与调频功率越多, 越有利于电网频率调节。但是, 受风力机物理转速

的限制, 过大的系数会导致机组偏离安全转速。另外, 受尾流效应的影响, 风电场中风电机组捕获风速不同, 不同风速下的机组具有不同调频能力。

目前已有文献探讨风电机组变系数频率控制方法。文献[14]指出不同风速的机组采用不同系数, 可取得更好的调频效果。文献[15]针对风-光-柴微电网场景, 通过仿真试错法确定不同风速区域DFIG(double-fed induction generator)机组的惯性增益系数和下垂增益系数, 但是试错法有一定经验局限性。文献[16]计算不同风速段的机组调频可用容量, 在线整定控制系数, 但只整定下垂控制系数, 而未考虑惯性控制系数, 且在计算机组调频容量时需已知一次调频时间和机组参数。文献[17]通过虚拟惯性时间常数来自适应调整下垂系数和惯性系数, 但虚拟惯性时间常数的计算复杂。文献[19]引入转子动能评估因子和变流器容量因子来调整增益系数。文献[20]依据转子动能来调整下垂和惯性增益系数, 但未考虑减载控制。另外, 上述变系数方法的重点是通过变系数来提高不同风速参与电网调频能力, 变系数判据是机组参与调频初始阶段的状态。但在调频过程中, 风速和电网状态随时变化, 因而, 上述变系数方法不能确保机组在参与调频过程中, 转速始终处于安全范围。

综上, 本文提出一种自适应系数的风电机组调

收稿日期: 2017-05-25

基金项目: 国家重点基础研究发展(973)计划(2013CB228201); 国家重点研发计划(2016YFB0900104); 吉林省教育厅科技项目(JJKH20180444KJ); 吉林市科技创新发展项目(20166010)

通信作者: 钟 诚(1985—), 男, 博士、副教授, 主要从事新能源柔性并网控制方面的研究。zhongcheng@neepu.edu.cn

频控制策略,该策略结合减载控制和惯性控制,依据机组惯性能量和备用功率大小,实时调整惯性增益系数和下垂增益系数。在确保机组处于安全转速的前提下,提高风电机组参与一次调频的能力。基于 RT-Lab 的数模混合实验验证该策略的有效性。

1 工作原理

本文以双馈风电机组系统为研究对象,其基本结构和一次调频控制框图如图 1 所示。图 1 中,DFIG 风力发电系统主要包含风轮机、轴系系统、DFIG 和并网变流器及其控制模块等。

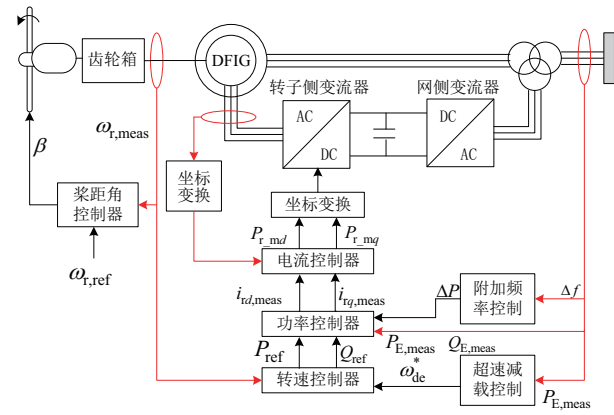


图 1 DFIG 风电机组综合控制图

Fig. 1 Integrated control system of DFIG-based wind power system

1.1 风轮机模型

依据空气动力学,风轮机捕获的机械功率如式(1)所示^[12]:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (1)$$

式中, ρ ——空气密度; R ——风轮机叶轮半径; v ——风速; λ ——叶尖速比, $\lambda = \omega_1 R / v$, ω_1 为风轮机转速; β ——桨距角; $C_p(\lambda, \beta)$ ——风能利用系数,其表达式如式(2)所示:

$$C_p(\lambda, \beta) = (0.44 - 0.0167\beta) \sin \left[\frac{\pi(\lambda - 3)}{15 - 0.3\beta} \right] - 0.00184(\lambda - 3)\beta \quad (2)$$

1.2 轴系传动模型

本文采用双质量块模型模拟风轮机与 DFIG 的机械轴系传动,如式(3)^[19]所示:

$$\begin{cases} 2H_t d\omega_t/dt = T_t - K_s \theta_s - D_t \omega_t \\ 2H_g d\omega_g/dt = K_s \theta_s - T_g - D_g \omega_g \\ d\theta_s/dt = \omega(\omega_t - \omega_g) \end{cases} \quad (3)$$

式中, H_t ——风轮机惯量; H_g ——发电机惯量; T_t ——风轮机机械转矩; T_g ——发电机电磁转矩; D_t ——风轮机的阻尼常数; D_g ——发电机的阻尼常数; ω_t ——发电机转子转速; ω ——同步转速。

1.3 DFIG 模型

DFIG 机组在 $d-q$ 同步旋转坐标系下电压和磁链方程为^[17]:

$$\begin{cases} U_s = \frac{d\psi_s}{dt} + j\omega_e \psi_s + R_s I_s \\ U_r = \frac{d\psi_r}{dt} + j(\omega_e - \omega_r) \psi_r + R_r I_r \\ \psi_s = L_s I_s + L_m I_r \\ \psi_r = L_r I_r + L_m I_s \end{cases} \quad (4)$$

式中, U ——绕组电压的矢量; ψ ——绕组磁链的矢量; I ——绕组电流的矢量; R ——电阻; L_s ——定子绕组的自感; L_r ——转子绕组的自感; L_m ——定、转子绕组之间的互感; ω_e ——同步转速; ω_r ——发电机转子转速;下标 s, r 分别代表电机的定子与转子。

1.4 减载控制

依据不同风速,风电机组通常分成起始区域、最大功率跟踪区域、转速恒定区域及功率恒定区域 4 个工作区域,如图 2 所示^[10]。起始工作区域就在工作在维持最低转速状态,最大功率功率跟踪区域随着风速不同,机组最优转速不同。转速恒定区域机组转速为持转速恒定,而功率恒定区域维持功率恒定。

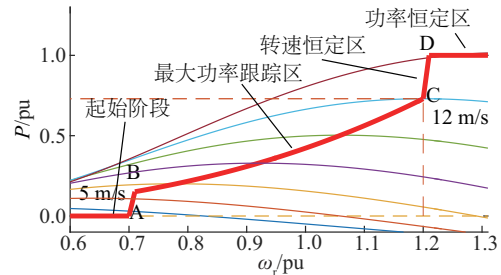


图 2 风电机组运行曲线

Fig. 2 Working-state curve of wind power system

文献[15]指出风电场实际运行中,80%的时间工作中在低速(7~12 m/s)区域。该区域可选择超

速减载方式,即控制风电机组转速超过最大功率点转速,减小风能捕获。本文主要针对中低风速下采用超速减载的机组。

减载率 $d\%$ 定义为:

$$d\% = \frac{\Delta P_{de}}{P_{opt}} \times 100\% \quad (5)$$

式中, P_{opt} ——某风速下最大功率输出,其中 $P_{opt} = k_{opt} v^3$, k_{opt} 为最优风能利用系数。

风电厂商会提供最大功率-转速曲线,如图3中虚线曲线所示。依据该曲线,选取给定减载率,易获得相对应的减载功率-转速曲线。图3黑色实线为选取减载率10%的减载功率-转速曲线。依据该曲线,可获给定功率的对应的减载参考转速 ω_{de}^* 。

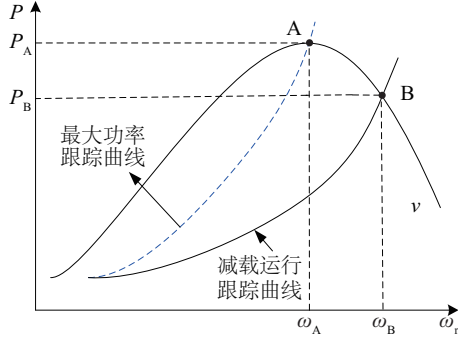


图3 风电机组超速减载曲线图

Fig. 3 Scheme of wind turbine over-speed curve

1.5 调频控制策略

目前,最为通用的风电机组一次调频控制如图4所示。

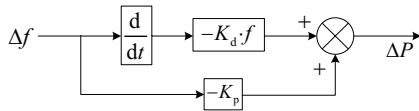


图4 风电机组一次调频控制框图

Fig. 4 Control diagram of primary frequency control of wind power system

图4中,同时利用电网频率偏差 Δf 和电网频率变化率 $d\Delta f/dt$ 来实现风电机组一次调频。图4中, K_d 为惯性控制系数; K_p 为下垂控制系数,其倒数为调差系数 R ; f 为系统频率; Δf 为频率偏差。与图4相对应的数学表达式为:

$$\Delta P = -K_d \cdot f \cdot \frac{d\Delta f}{dt} - K_p \cdot \Delta f \quad (6)$$

2 自适应控制系数方法

风电场存在多个风电机组,不同地理位置的风电机组的捕获风速不一致,具有调频备用功率也不一致。风速高的机组通常调频能力强,风速低的机组调频能力弱,如果采用固定系数不利于提高风电场的整体调频性能。

另外,在机组参与调频过程中,机组转速会发生变化,受物理器件限制,MW级机组的安全转速范围是 $0.67 \sim 1.33 \text{ pu}^{[14]}$ 。过大的控制参数导致机组释放过多功率,进而引起机组转速超过安全范围而脱网。

基于以上两点考虑,本文在图1的风电机组调频策略基础上,提出自适应系数控制方案。

2.1 惯性系数自适应调整

采用减载控制时,风电机组的备用能量可分成旋转动能和减载备用功率两部分。旋转动能为暂态能量,不能长时间提供,否则会导致机组转速超出安全范围。减载功率为永久能量,可较长时间提供。

注意到式(6)所对应的调频控制策略,机组参与系统的调频功率也可分成 $d\Delta f/dt$ 对应的惯性功率和 Δf 的对应下垂功率。

电力系统典型频率响应时间中,惯性响应的时间通常为 $5 \sim 10 \text{ s}$,一次调频持续时间通常为 $20 \sim 30 \text{ s}$,而二次调频时间 $5 \sim 10 \text{ min}^{[21]}$,如图5所示。当系统存在频率偏差就存在下垂调频功率,需长时提供,而惯性功率只在惯性响应时间内提供,为短时提供。

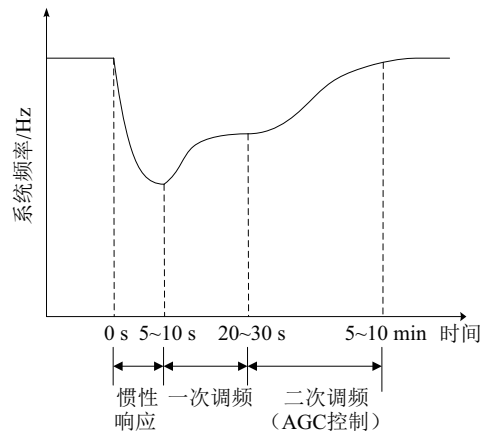


图5 典型电力系统频率响应曲线

Fig. 5 Typical frequency-response curve of power system

为此,本文将旋转动能对应为惯性调频环节输出,而将减载功率对应为下垂控制环节。文献[10,11]也采用类似的处理方法,不过其下垂控制环节通过改变桨距角实现。

风电场中第 i 台风电机组可释放动能为:

$$\Delta E_i = H(\omega_{r,i}^2 - \omega_{\min}^2) \quad (7)$$

式中, $\omega_{r,i}$ ——第 i 台风电机组转子转速; ω_{\min} ——转速最小值, 0.67 pu; H ——惯性时间常数。

第 i 台风电机组的自适应惯性系数 K_{di} 与机组可释放的动能成正比, 即:

$$K_{di} \propto \Delta E_i \quad (8)$$

依据机组可释放动能大小, 主动调整惯性系数 K_{di} , 如式(9)所示:

$$K_{di} = K_0(\omega_{r,i}^2 - \omega_{\min}^2) \quad (9)$$

式中, K_0 ——初值惯性系数。

选取 K_0 为 42.25, 则依据式(9), K_{di} 与 $\omega_{r,i}$ 的关系如图 6 所示。

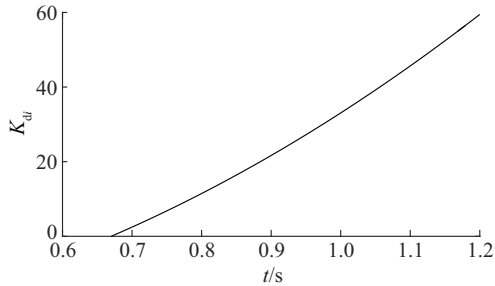


图6 K_{di} 与 $\omega_{r,i}$ 之间的关系图

Fig. 6 Relation curve between K_{di} and $\omega_{r,i}$

需要指出的是, 本文与文献[19]中提出变系数方法存在区别。文献[19]策略中, 其系数是依据机组调频初始阶段的转速 $\omega_{r,0}$ 来改变惯性系数, 在调频过程中, K_d 为固定值。而本文方法中, $\omega_{r,i}$ 为机组实测转速, 在调频过程中, K_{di} 随转速变化而变化。因此, 当机组转速越接近 ω_{\min} 时, K_i 越小。当 $\omega_{r,i}$ 等于 ω_{\min} 时, K_{di} 为零, 机组不再提供惯性调频能量, 可避免机组欠速而脱网。

2.2 自适应下垂系数

与惯性系数类似, 本文的下垂系数依据机组备用功率 ΔP_{de} 变化。当机组采用固定减载率时, 不同风速下机组的最优功率不同, ΔP_{de} 也不同。通常风电机组的调差系数最小值 R_{\min} 为 2%^[14], 而超速减

载的风速范围 7~12 m/s。

本文设计机组减载功率初值 ΔR_{de0} 与调差系数初值 $R_{0,i}$ 成反比, 结合式(5), $R_{0,i}$ 的计算公式为:

$$R_{0,i} = \frac{a}{v_i^3} \quad (10)$$

式中, v_i ——第 i 台风电机组捕获风速; a ——比例系数。

调差系数初值 $R_{0,i}$ 与风速的关系如图 7 所示, 图中 R_{\max} 和 R_{\min} 分别为 10% 和 2%, v_{\max} 和 v_{\min} 分别为 12 和 7 m/s。依据式(10)可计算出 a 为 34.56。

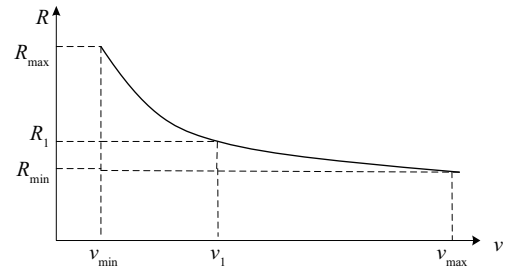


图7 调差系数 R 与风速 v 关系示意图

Fig. 7 Relationship between difference coefficient R and wind speed v

在机组参与调频过程中, 减载功率 ΔP_{de} 会随转速变化而变化。不同风速下, 机组的减载功率与转子转速的曲线如图 8 中实线所示。通过分析发现, 在 $\omega_{opt} \sim \omega_{r0}$ 范围内, 减载功率 ΔP_{de} 与转速近似满足二次曲线关系。不同风速下 $\Delta P_{de} - \omega_r$ 拟合曲线如图 8 中点线所示, 均方误差如表 1 所示。

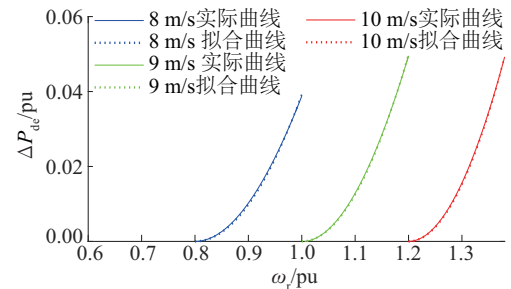


图8 不同风速下 ΔP_{de} 与 ω_r 关系的拟合曲线

Fig. 8 Fitting curves for ΔP_{de} and ω_r relation of different wind speeds

表1 实际曲线与拟合曲线的均方误差

Table 1 Mean square error of actual curves and their fitting

风速/m·s ⁻¹	8	9	10
均方误差	0.0003108	0.0001362	0.0003367

结合图 8 和表 1 可知, P_{de} 与 $(\omega_r - \omega_{opt})^2$ 近似线性关系。为了保证机组转速安全, 本文采用与惯性系数相同的处理, 下垂系数 K_{pi} 在参与调频过程中, 随转速实时变化, 如式 (11) 所示:

$$K_{pi} = \frac{1}{R_{0,i}} \left(\frac{\omega_r - \omega_{opt}}{\omega_{r0} - \omega_{opt}} \right)^2 \quad (11)$$

式中, ω_{r0} ——风电机组初始转子转速 (即对应风速的减载 10% 后的转子转速); ω_{opt} ——最优转速; $\frac{1}{R_{0,i}}$ ——下垂系数初值。

结合式 (10) 和式 (11), 本文的下垂系数 K_{pi} 自适应计算公式为:

$$K_{pi} = \frac{v_i^3}{34.56} \left(\frac{\omega_r - \omega_{opt}}{\omega_{r0} - \omega_{opt}} \right)^2 \quad (12)$$

对于不同风速下, K_{pi} 的曲线如图 9 所示。

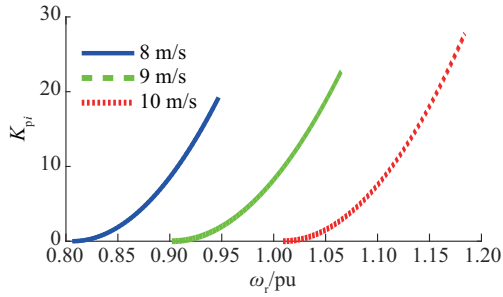


图 9 K_{pi} 与 ω_r 之间的关系图

Fig. 9 Relation curves between K_{pi} and ω_r

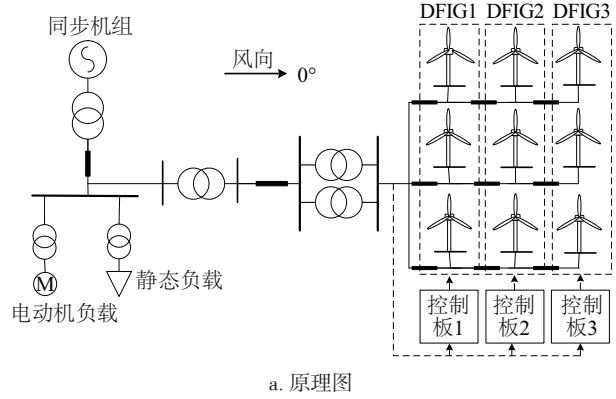
3 基于 RT-LAB 数字物理混合实验分析

3.1 RT-LAB 数字物理混合实验系统

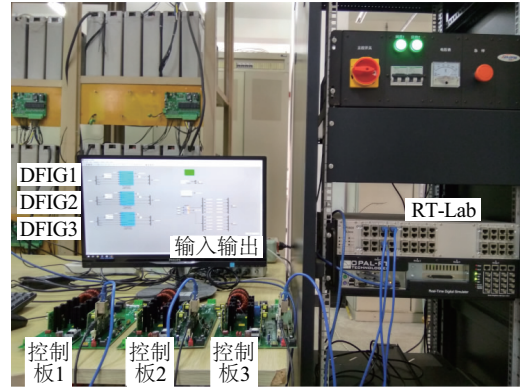
为验证本文方法的有效性, 本文基于 RT-LAB 平台搭建数模混合实验算例, 其原理如图 10a 所示, RT-LAB 实物平台如图 10b 所示。

本文算例系统包含 1 个 300 MW 的火电厂、1 个风电场和相对应负荷。火电机组的一次调频模型^[22]如图 11 所示, 其中发电机调差系数 R_i 为 5%, 调速器时间常数 T_u 为 0.1 s, 原动机时间常数 T_{ni} 为 2 s, 惯性时间常数 M_i 为 10 s, 负荷的阻尼系数 D_i 为 1。风电场分成 3 列风电机组, 分别为 DFIG1、DFIG2 和 DFIG3, 每列各 5 台 5 MW 风电

机组, 风电渗透率为 20%; 电机负载 186 MW, 静态负荷 30 Mvar。



a. 原理图



b. 实物图

图 10 数模混实验系统

Fig. 10 Digital/physical mix experimental system

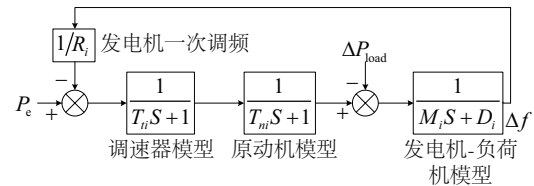


图 11 火电机组的一次调频模型

Fig. 11 Primary frequency regulation model of generation units

风电机组的自适应一次调频控制算法采用外部控制板嵌入式实现, 控制板输入量为系统频率, 输出量为每列机组的变流器驱动信号 (同一列机组的驱动信号相同)。算例系统其他部分在 RT-LAB 中数字仿真实现。

为简化, 本文不考虑地形因素影响, 风向角固定为 0° , 每列机组捕获风速相同。不同列机组的捕获风速通过 Jensen 模型^[23]计算获得, 如式 (13) 所示:

$$v_i=v_0\left[1-2\sqrt{\sum_{j=1, j\neq i}^na_j\beta_{ij}\left(\frac{r_0}{r_0+x\tan\alpha}\right)^2}\right] \quad (13)$$

式中, v_i ——风力机下游风速; x ——第 i 台和第 j 台 DFIG 的距离; r_0 ——风轮半径; α ——线性扩张, $\tan\alpha$ 通常取 0.04; a_j ——第 j 台 DFIG 的轴向诱导因子; β_{ij} ——DFIG 的重叠区域和扫风面积的比值; n ——所有 DFIG 机组数量, 每列机组相距 $12r_0$ 。

3.2 基于 RT-LAB 的物理-数字混合实验分析

本文设计 3 种验证场景, 分别为: 1) 上游风速 8 m/s; 2) 上游风速 10 m/s; 3) 上游风速为 7~12 m/s 随机风速。3 个场景中, 15 s 时刻, 负荷突增 0.1 pu。

为对比调频效果, 本文同时采用无附加控制策略、固定系数策略和本文提出的自适应系数策略 3 种控制策略。固定系数策略中, 参考文献[19], 选取惯性系数为 10, 下垂系数为 8.5。

3.2.1 场景 1

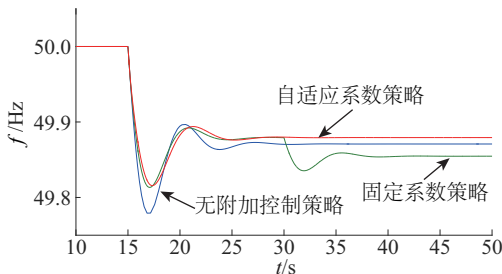
假定上游风速为 8 m/s, 每列机组调频初始时刻的风速、转速和最优转速如表 2 所示, 仿真关键波形如图 12 所示。

系统频率最低点最大(见表 4), 初始阶段输出功率更大, 且保证机组转速安全。在 30 s 时刻, 固定系数策略的第 3 列机组出现切机现象, 如图 12d 中所示, 当机组风速较低时, 长时间参与调频会导致

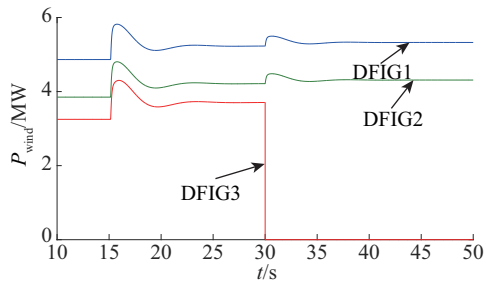
表2 场景1的风速、初始转子转速和最优转速

Table 2 Wind speeds, initial rotor speeds and optimal rotor speeds for case 1

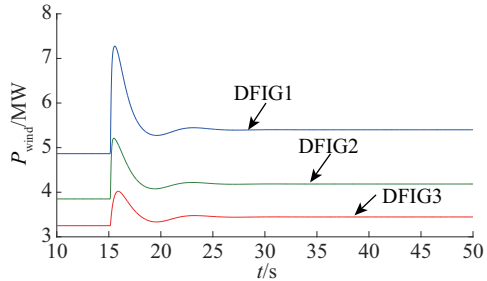
参数	DFIG ₁	DFIG ₂	DFIG ₃
风速 $v_{\text{wind}}/\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$	8	7.4	7.0
初始转子转速 $\omega_{\text{r0}}/\text{pu}$	0.947	0.876	0.828
最优转速 $\omega_{\text{opt}}/\text{pu}$	0.806	0.746	0.707



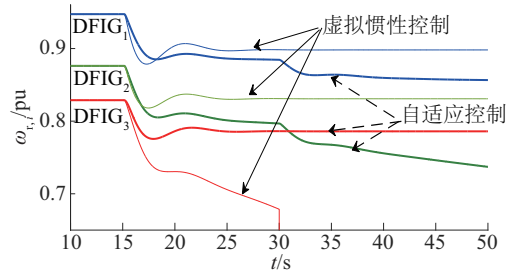
a. 系统频率曲线



b. 固定系数方法输出功率曲线



c. 自适应系数方法输出功率曲线



d. 转子转速图

图12 场景1数模混合实验结果

Fig. 12 Physical digital hybrid simulation results for case 1

能量释放过多, 转速低于最低转速 0.67 pu 而切机。当出现机组切机后, 风电场整体有功输出突然减小, 会导致电网频率波动, 不利于电网频率恢复。

与固定系数策略相比, 在调频初期, 本文方法的惯性系数和下垂系数偏大, 因而可释放更多的功率来改善电网频率跌落。而随着调频过程的进行, 机组转速的降低, 惯性系数和下垂系数逐渐减小, 保护机组在参与调频过程的处于安全转速范围。

但是, 需注意是, 固定系数方法在 DFIG3 切机前, 系统频率稳态偏差要稍小于本文的方法。这是由于随着机组转速的升高, 本文方法下垂系数会逐渐降低而低于固定系数方法, 机组转速也高于固定系数方法。本文方法在调频效果和机组转速安全进行权衡。本文系数随着机组转速的曲线如图 13 所示。

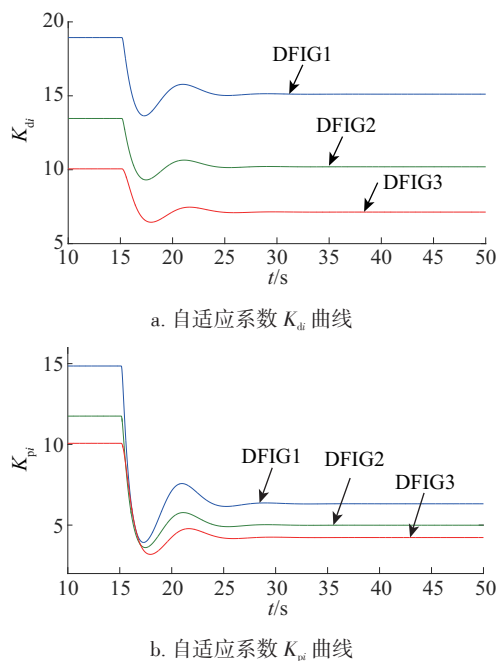


图 13 场景 1 下自适应控制策略控制系数变化曲线

Fig. 13 Control coefficient variation curve for case 1

3.2.2 场景 2

上游风速设定为 10 m/s, 其他设置与场景 1 一致。每列机组捕获风速、初始转速和最优转速如表 3 所示。仿真关键波形如图 14 所示。由图 14 可知, 随着风速提高, 每列机组的捕获风速也相应提高, 固定系数方法不再出现切机现象。

表 3 场景 2 的风速、初始转子转速和最优转速

Table 3 Wind speeds, initial rotor speeds and optimal rotor speeds for case 2

参数	DFIG ₁	DFIG ₂	DFIG ₃
风速 $v_{wind}/m \cdot s^{-1}$	10.0	9.3	8.5
初始转子转速 ω_0/pu	1.18	1.1	1.01
最优转速 ω_{opt}/pu	1.009	0.936	0.858

相比其他 2 种调频策略的最低点频率, 本文方法有更为明显的提升, 且稳态频率偏差也更小。这是由于在 10 m/s 风速下, 相比固定系数方法, 本文方法的下垂系数和惯性系数比风速 8 m/s 时更大, 参与调频功率更多, 机组转速下降也更多, 改善机组参与系统的调频效果。

2 个场景下不同策略下的频率最低点数据如表 4 所示。

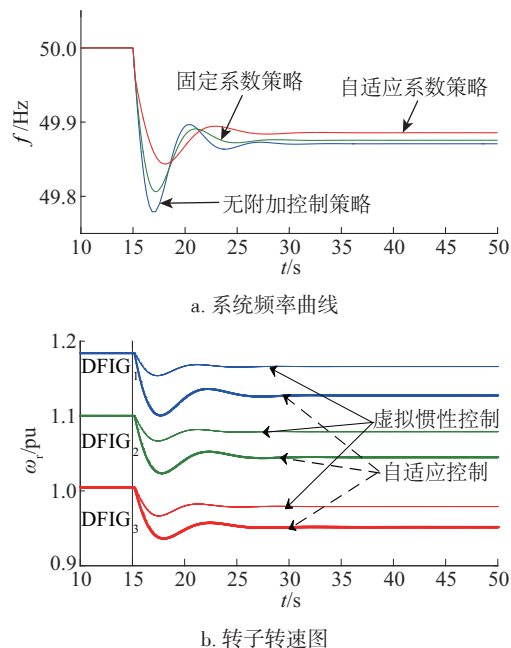


图 14 场景 2 数模混合实验结果

Fig. 14 Physical digital hybrid simulation results for case 2

表 4 2 个场景不同策略下的频率最低点

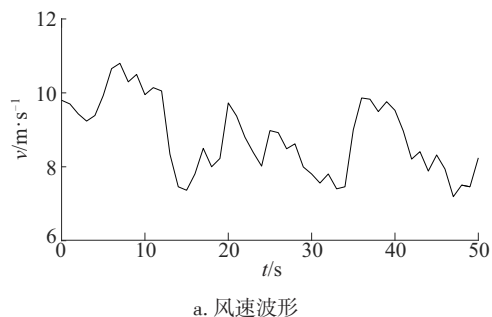
Tab 4 The frequency nadirs of different strategies for 2 cases

策略	频率最低点/Hz	
	场景 1	场景 2
无附加控制策略	49.78	49.78
固定系数控制策略	49.81	49.82
自适应系数控制策略	49.82	49.84

3.2.3 场景 3

风电场机组排列、容量等条件与场景 1 不变, 考虑上游风速为 7~12 m/s 的随机风速, 系统负荷在 15 s 时突增 0.1 pu。50 s 内随机风速波形如图 15a 所示, 系统频率如图 15b 所示。

随机风速下的系统频率响应如图 16 所示, 图 16 中, 在风速随机波动的情况, 相比于固定系数控制策略, 自适应控制策略的最低频率点更高, 具有



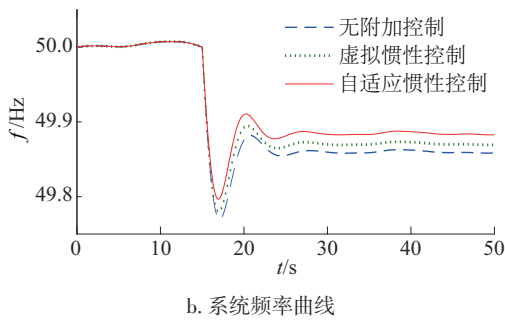


图 15 场景 3 数模混合实验结果

Fig. 15 Physical digital hybrid simulation results for case 3

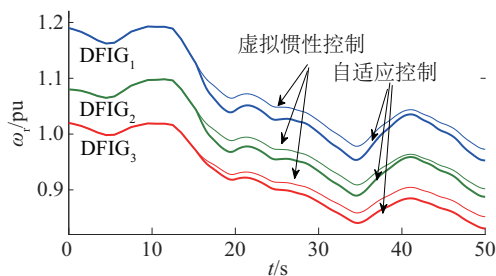


图 16 场景 3 下的各风电机组转子转速图

Fig. 16 Physical digital hybrid simulation results for case 3

更好的调频效果。随机风速下的固定系数控制策略和自适应系数控制策略的机组转子转速如图 16 所示。由图 16 可知,自适应控制策略依据风速主动调整系数,相比与固定系数方法释放更多的调频功率,故各列风力机转速比固定系数方法更低,但处于安全转速范围内。

4 结 论

本文提出一种基于自适应控制系数的风电机组调频控制策略,风电场机组通过实时判断当前可用惯性能量和减载功率大小,实时调整惯性系数和下垂系数,在保证 DFIG 机组转速安全的前提下,改善机组参与调频效果。基于 RT-LAB 的物理-数字实验结果表明,所提控制策略改善系统负荷突增时的最低点频率,在低风速场景下可避免风电机组欠速切机,在较高风速场景下可让机组释放更多调频功率,改善机组参与调频效果。

[参考文献]

[1] Xia Changliang, Song Zhanfeng. Wind energy in China: Current scenario and future perspectives[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2009, 13(8): 1966—

1974.

- [2] Kou G, Till M, Bilke T, et al. Primary frequency response adequacy study on the U.S. eastern interconnection under high wind penetration conditions [J]. IEEE Journal of Power & Energy Technology Systems, 2015, 2(4): 1—10.
- [3] Wu Ziping, Gao Wenzhong, Wang Jianhui, et al. A coordinated primary frequency regulation from permanent magnet synchronous wind turbine generation [A]. Power Electronics and Machines in Wind Applications, IEEE[C], Denver, USA, 2012: 1—6.
- [4] 国家电网公司. 国家电网风电场接入电网技术规定(试行)[J]. 能源与节能, 2009, (5): 14—16.
- [4] State Grid Companies of China. Regulations on accessing power system technology to wind electric field in state grid (for trial implementation) [J]. Energy and Conservation, 2009, (5): 14—16.
- [5] 唐西胜, 苗福丰, 齐智平, 等. 风力发电的调频技术研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(25): 4304—4314.
- [5] Tang Xisheng, Miao Fufeng, Qi Zhiping, et al. Survey on frequency control of wind power [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(25): 4304—4314.
- [6] Keung Ping-Kwan, Li Pei, Banakar H, et al. Kinetic energy of wind-turbine generators for system frequency support[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(1): 279—287.
- [7] 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.
- [7] 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.
- [8] 付 媛, 王 毅, 张祥宇, 等. 变速风电机组的惯性与一次调频特性分析及综合控制[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(27): 4706—4716.
- [8] Fu Yuan, Wang Yi, Zhang Xiangyu, et al. Analysis and integrated control of inertia and primary frequency regulation for variable speed wind turbines[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(27): 4706—4716.
- [9] 张昭遂, 孙元章, 李国杰, 等. 超速与变桨协调的双馈风电机组频率控制[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(17): 20—25.

- [9] Zhang Zhaosui, Sun Yuanzhang, Li Guojie, et al. Frequency regulation by doubly fed induction generator wind turbines based on coordinated overspeed control and pitch control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(17): 20—25.
- [10] 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.
- [10] 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.
- [11] 关宏亮, 迟永宁, 王伟胜, 等. 双馈变速风电机组频率控制的仿真研究[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(7): 61—65.
- [11] Guan Hongliang, Chi Yongning, Wang Weisheng, et al. Simulation on frequency control of doubly fed induction generator based wind turbine[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(7): 61—65.
- [12] Ramtharan G, Ekanayake J B, Jenkins N. Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines[J]. IET Renewable Power Generation, 2007, 1(1): 3—9.
- [13] 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.
- [13] 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.
- [14] Vidyanandan K V, Senroy N. Primary frequency regulation by deloaded wind turbines using variable droop[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(2): 837—846.
- [15] 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.
- [15] Zhao Jingjing, Lyu 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.
- [16] 潘文霞, 全锐, 王飞. 基于双馈风电机组的变下垂系数控制策略[J]. 电力系统自动化, 2015, 49(11): 126—132.
- [16] Pan Wenxia, Quan Rui, Wang Fei. A variable droop control strategy for doubly-fed induction generators[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 49(11): 126—132.
- [17] 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量控制[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(5): 20—26.
- [17] 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.
- [18] 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.
- [18] 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.
- [19] Lee J, Muljadi E, Sorensen P, et al. Releasable kinetic energy-based inertial control of a DFIG wind power plant[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(1): 279—288.
- [20] Wang Yi, Xu Lie. Coordinated control of DFIG and FSIG-based wind farms under unbalanced grid conditions[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2009, 25(1): 367—377.
- [21] 王蕊, 刘肇旭, 宋新立, 等. 基于Matlab的大型火电机组一次调频特性仿真[J]. 电网技术, 2009, 33(14): 42—46.
- [21] Wang Rui, Liu Zhaoxu, Song Xinli, et al. Matlab based simulations of primary frequency control for large thermal generating unit[J]. Power System Technology, 2009, 33(14): 42—46.
- [22] 姚亮, 陈峦, 郑彬, 等. 风-火互补发电系统区域频率控制的策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(11): 46—52.
- [22] Yao Liang, Chen Luan, Zheng Bin, et al. Research on area frequency control strategy of wind-fire hybrid power generation system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 44(11): 46—52.
- [23] 徐玉琴, 张林浩, 王娜. 计及尾流效应的双馈机组

- 风电场等值建模研究[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(1): 70—76.
- [23] Xu Yuqin, Zhang Linhao, Wang Na. Study on equivalent model of wind farms with DFIG considering wake effects [J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(1): 70—76.

RESEARCH ON PRIMARY FREQUENCY REGULATION STRATEGY OF WIND FARM BASED ON ADAPTIVE COEFFICIENTS

Zhong Cheng, Zhou Shunkang, Yan Gangui

(School of Electrical Engineering, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China)

Abstract: Aiming at wind turbines with super-speed load shedding control at medium and low wind speeds, the primary frequency modulation method with adaptive coefficient is proposed. According to the inertia capability and load shedding power of the unit, the method changes the inertia coefficient and the droop coefficient in real time while participating in the frequency modulation process, avoids under-speed de-networking of over-modulation of the unit under low wind speed, and improves the unit's participation in the grid frequency modulation effect under moderate wind speed. The validity of the strategy is verified based on RT-LAB physics-digital hybrid experiment.

Keywords: wind power; primary frequency regulation; adaptive; de-load control