第 49 卷 第 6 期：2491-2505 高电压技术 Vol.49, No.6: 2491-2505
2023 年 6 月 30 日 High Voltage Engineering June 30, 2023
DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20221394

基于频率变化极值时间的风电虚拟惯量约束与支撑控制

张祥宇，金召展，付　媛，万　怿
（华北电力大学新能源电力系统国家重点实验室，保定 071003）

摘　要：在系统频率变化极值时间内约束变速风机的虚拟惯量，是提升风电对系统频率主动支撑可靠性的关键。为此，首先分析了风电机组虚拟惯量的可控特性及评估方法。其次，量化风电高比例并网系统的频率变化极值时间，并考虑风机转速及功率裕度，在频率跌落或抬升期间约束虚拟惯量，提高风机惯量评估的可信度。在此基础上，分析系统频率安全下的惯量需求，利用风机转速追踪性能，提出频率变化极值时间内变速风机的虚拟惯量控制策略。最后，搭建风电高渗透电网仿真系统，对所提控制策略进行验证。研究结果表明：变速风机在所提控制策略下能够可靠满足系统调频需求，显著提升其对电网的主动支撑性能。

关键词：风力发电；虚拟惯量；频率支撑；惯量约束；转速追踪；惯量需求

Virtual Inertia Constrain and Support Control of Wind Turbines Based on Variable Frequency Limit Time

ZHANG Xiangyu, JIN Zhaozhan, FU Yuan, WAN Yi
(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract：Constraining the virtual inertia of variable-speed fans within the extreme time of system frequency change will be the key to improve the reliability of active support of wind power for system frequency. In this paper, firstly, the controllable characteristics and evaluation methods of virtual inertia of wind turbine are analyzed. Secondly, the frequency change extreme value time of the high-proportion wind power grid system is quantified, and the fan speed and power margin are considered to constrain the virtual inertia during the frequency drop or rise, so as to improve the credibility of the fan inertia evaluation. On this basis, the inertia demand of the system under frequency safety is analyzed, and the virtual inertia control strategy of variable-speed fan in the extreme time of frequency change is proposed by using the fan speed tracking performance. Finally, a high-permeability wind-power grid simulation system is built to verify the proposed control strategy. The research results show that the variable speed fan can reliably meet the frequency regulation requirements of the system under the proposed control strategy, and significantly improve its active support performance for the power grid.

Key words：wind power generation; virtual inertia; frequency support; inertia constraint; rotor speed tracking; inertia demand

0　引言

提升风电机组的并网支撑能力，已成为高比例风电消纳，继而完成“30•60 碳目标”，亟待突破的关键技术。在最大功率跟踪控制下，大规模具有随机性、间歇性的风功率注入电网，同步发电机组因装机比例减少已无法保障系统的安全运行[1-3]。目前，变速风电机组的频率主动支撑控制已备受关注。变速风电机组可在功率跟踪控制基础上，附加虚拟惯量和一次调频控制器，主动参与电网的频率调整[4-7]。在频率变化初期，若风机不具备惯性响应，将导致频率变化率显著增加，而大幅度频率跌落或抬升会严重威胁系统运行安全[8-10]。为解决风机并网的低惯性问题，文献[11-12]定义了风机虚拟惯量。与同步机的固有惯量恒定不同，通过附加控制虚拟出的

基金资助项目：河北省自然科学基金(E2018502108)；中央高校基本科研业务费专项(2020MS087)。
Project supported by Natural Science Foundation of Hebei Province (E2018502108), Fundamental Research Funds for Central Universities (2020MS087).

转动惯量不仅取决于风机的固有惯量、初始转速及控制参数，而且与系统频率变化密切相关，导致其特性复杂多变，但也更加灵活可控。文献[13-15]提出了风机虚拟惯量控制策略，利用微分环节 df/dt 模拟同步发电机的转子运动特性。在此基础上，文献[16-17]进一步增设了转速恢复模块，以保障惯性响应后的风机转速恢复，避免系统恢复期间因过度的惯性支撑造成频率二次跌落。有效的惯量支撑可避免频率大幅快速变化，进而为后续一次调频争取更加充裕的调整时间。为减小一次调频后系统频率的静态偏差，将与同步机相同的有功−频率下垂控制引入风机有功控制系统之中。文献[18-19]提出了风机减载控制方法，通过变桨距控制模拟了同步发电机的一次调频特性。文献[20-21]则利用风机超速控制，完成了风机减载运行，并与虚拟惯量配合完善了风机的调频性能。理论上，电力电子变流器赋予了风机灵活的功率控制性能，而虚拟出的调频特性因受到多因素影响，故目前其工程实用性仍有待探索。

风机的虚拟惯量与一次调频性能评估被普遍认为是频率主动支撑控制在工程推广应用前必须解决的难题[22-23]。其中，附加一次调频控制相对简单，当减载备用容量充足时，利用有功−频率下垂特性，风机能够具备与同步发电机相同的功率分配能力[24-25]。然而，风机的虚拟惯量评估较为困难，目前尚须探讨。由于初始风速决定了风机的动能储备，而风机转速又会同时受到功率跟踪控制、附加惯性控制及系统频率特性的影响，导致虚拟惯性始终处于动态变化之中，不仅量化较为复杂，且存在运行风险。文献[26-28]分析认为引入虚拟惯量虽然可减小频率变化率，但却具有加剧系统功率振荡的风险。文献[29-30]利用小扰动分析法证明了风机虚拟惯量会导致特征根右移，削弱系统稳定性。显然，合理量化虚拟惯量大小不仅可为准确预测频率主动支撑效果提供依据，也将是评估附加控制运行风险的关键。针对新型电力系统，文献[31-32]通过频率变化率、最低值等约束条件，为虚拟惯量保障电网频率安全提出了量化需求，但预期的虚拟惯量支撑不仅是前提，更是亟待解决的难题。虚拟惯量来源虽已拓展至各类新能源及负荷，但非线性时变特征导致惯量不易量化，亟须合理的时间尺度，约束多源惯量完成评估[31]。综上，风电频率主动支撑技术目前并未成熟，推广应用仍缺乏虚拟惯量的量化及控制方法。

为提升风机频率主动支撑控制的可靠性，本文根据系统频率安全需求，利用惯量支撑时间及风机运行特性约束，提出虚拟惯量的量化方法及控制策略。首先，基于风电机组的虚拟惯量定义，分析风电并网系统的频率特性及惯量评估存在的问题；其次，计算频率变化极值时间，并考虑风机转速及功率裕度，约束量化风机虚拟惯量；接着，根据虚拟惯量需求及量化指标，通过转速跟踪控制，提出频率变化极值时间内的变速风机虚拟惯量控制策略。最后，搭建风电高渗透电网仿真系统，验证所提评估方法及控制策略对于风机频率主动支撑可靠性的提升效果。

1 风电机组的虚拟惯量评估

1.1 风机频率主动支撑特性

风电高占比系统遭遇有功扰动后，系统频率支撑应由同步发电机组和风电机组协同完成。为提升风能利用率，目前风电场通常不采用减载运行方式为一次调频预留备用。此模式下，虚拟惯性响应将是风电亟需具备的频率主动支撑功能。在风电并网系统中，同步发电机和风机应共同完成惯性支撑，一次调频功能则由同步发电机及储能承担。

以短时频率跌落为例，风电机组和同步发电机组参与频率调整的动态响应如图 1 所示。图 1 中，t_0 为频率跌落时刻，t_b 为一次调频动作时刻，t_{fm} 为频率跌落至最低值的时刻，t_p 为一次调频结束时刻；E_{kw}、E_{ks} 分别为风机、同步机转子动能；ΔP_e、ΔP_m 分别为系统电磁功率、机械功率。若 t_0 时刻，负荷突增 ΔP_d，系统频率出现大幅度跌落，则同步发电机组和风电机组需要快速响应频率变化，通过快速有功功率支撑补偿系统功率需求，即 $\Delta P_e=\Delta P_d$。

t_0~t_{fm} 阶段：风机启动惯量支撑控制后，将分担同步发电机承担的不平衡功率，从而减缓系统频率跌落速度。风电机组常见的虚拟惯量控制采用微分环节，功率响应为

$$\Delta P_w = -K_I \, \mathrm{d}f/\mathrm{d}t \tag{1}$$

式中：ΔP_w 为风机惯性支撑功率；K_I 为微分控制系数。

如图 1 所示，在频率跌落期间(df/dt<0)，虚拟惯量控制器的功率响应 ΔP_w>0。在此阶段，同步发电机和风电机组共同保持惯量支撑功率，并满足负荷需求 ΔP_d，风机通过释放动能，减轻了同步发电机的动能需求。

t_{fm}~t_p 阶段：在频率恢复期间(df/dt>0)，虚拟惯量的功率响应 ΔP_w<0。在此阶段，风电机组在虚拟惯量控制下从系统吸收功率，风机由释放动能转为

吸收动能，同步机一次调频增发的机械功率一部分被风机吸收，无法全部作用到同步转速的恢复上，这增加了同步发电机的一次调频负担，从而造成频率恢复速度减缓。

考虑到虚拟惯量存在并网安全问题，目前，GB/T 19963.1—2021《风电场接入电力系统技术规定》已规定风机接入系统后需要具备惯量支撑功能，但启动附加控制器须满足条件：$\Delta f\mathrm{d}f/\mathrm{d}t>0$。显然，风机应将时间 t_{fm} 设定为虚拟惯量控制的结束时刻，以满足并网要求。

值得注意的是，确定惯性支撑结束 t_{fm} 时刻，需要检测风机并网点处的频率信号，其中微分信号在现场测试中存在高频噪声，结合实际测试情况，以此为条件判断 $\Delta f\mathrm{d}f/\mathrm{d}t$ 是否大于零实现难度很大。此外，在惯量支撑结束时刻，风电机组已释放动能，从而造成转速降低。恢复至最大功率跟踪控制后，由于风力机转速已经下降，因此风电机组的输出功率仍然会低于频率跌落前的初始水平。因此，即使惯性控制能够及时结束，风机仍然会吸收功率，使转子加速储存动能，从而完成最大功率跟踪目标，但这将不利于一次调频过程中的频率恢复。

由图 1 分析可知，在频率主动支撑期间内，风电机组的虚拟惯量控制无法持续为系统提供有效的有功功率支撑，结合并网标准中规定的惯量启动条件，本文将惯量响应的有效时间定义为频率变化极值时间 t_{fm}，即系统遭受扰动后，频率由初始值跌落或抬升至频率偏差达到最大值需要经历的时间。

显然，采用虚拟惯量控制前，若风机可以预估频率变化极值时间，不仅使附加控制具有了安全切除的保障，有效避免了频率微分信号监测误差较大引起误操作的情况，并且有利于解决目前困扰虚拟惯量量化评估的难题，进而为系统频率安全下的惯量需求提供更加可靠的计算方法。

1.2　基于频率变化极值时间的虚拟惯量评估

风电并网系统的惯量由同步发电机的固有惯量和风机的虚拟惯量组成。其中，同步发电机的惯性时间常数 H_{g}[3]取决于转子机械特性，可表示为

$$H_{\mathrm{g}}=\frac{E_{\mathrm{kg}}}{S_{\mathrm{g}}}=\frac{J_{\mathrm{g}}\omega_{\mathrm{e}}^{2}}{2p_{\mathrm{g}}^{2}S_{\mathrm{g}}} \tag{2}$$

式中：E_{kg} 为同步发电机额定转速下所储存的转子动能；S_{g} 为同步发电机的额定容量；J_{g} 为同步发电机的机械转动惯量；ω_{e} 为同步转速；p_{g} 为转子极对数。

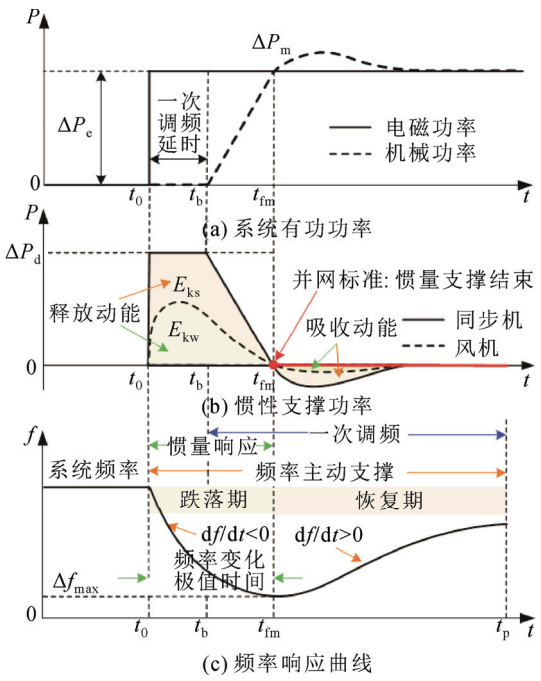


图 1　发电机组的功率支撑与系统频率动态响应

Fig.1　Power support of generators and dynamic response of system frequency

参考同步发电机惯性时间常数的定义，变速风电机组的虚拟惯性时间常数 H_{vir}[12]可表示为

$$H_{\mathrm{vir}}=\frac{J_{\mathrm{vir}}\omega_{\mathrm{e}}^{2}}{2p_{\mathrm{w}}^{2}S_{\mathrm{w}}}=\frac{\Delta\omega_{\mathrm{r}}}{\Delta\omega_{\mathrm{e}}}\frac{\omega_{\mathrm{r0}}}{\omega_{\mathrm{e}}}H_{\mathrm{w}} \tag{3}$$

式中：H_{w} 为风机固有惯性时间常数；$\Delta\omega_{\mathrm{r}}$ 为风机转速的变化量；ω_{r0} 为风机惯性响应前的初始转速；$\Delta\omega_{\mathrm{e}}$ 为同步转速变化量；p_{w} 为风机极对数；S_{w} 为风机额定容量；J_{vir} 为风机虚拟转动惯量，可表示成

$$J_{\mathrm{vir}}=\frac{\Delta\omega_{\mathrm{r}}}{\Delta\omega_{\mathrm{e}}}\frac{\omega_{\mathrm{r0}}}{\omega_{\mathrm{e}}}J_{\mathrm{w}} \tag{4}$$

式中 J_{w} 为风机固有转动惯量。

根据式(3)、式(4)中风机虚拟惯量的定义可知，若 $\Delta\omega_{\mathrm{r}}/\Delta\omega_{\mathrm{e}}\gg1$，则虚拟惯量将远大于风机固有惯量，甚至具有优于同步发电机组的惯性支撑能力。然而，在实际控制中，H_{vir} 由 ω_{r0}、H_{w} 以及 $\Delta\omega_{\mathrm{r}}/\Delta\omega_{\mathrm{e}}$ 共同决定。其中，ω_{r0} 取决于实时风速，可表示为

$$\omega_{\mathrm{r0}}=\begin{cases}\dfrac{\lambda_{\mathrm{opt}}v}{R}, & v_{\min}<v<v_{\max}\\ \omega_{\max}, & v\geq v_{\max}\end{cases} \tag{5}$$

式中：λ_{opt} 为最优叶尖速比；v 为实时风速；R 为风轮半径；$\omega_{\max}$ 为风机稳定运行允许的最大转速；$v_{\min}$ 为切入风速；$v_{\max}$ 为桨距控制启动前的最大风速。

在控制过程中，获得 $\Delta\omega_{\mathrm{r}}\gg\Delta\omega_{\mathrm{e}}$ 的效果，需要综

合考虑风机固有惯量 H_w、风速、附加功率及系统频率的动态变化。由于多变量存在耦合的问题，所以风机虚拟惯量理论上可以远高于固有惯量，但控制过程中的动态变化将导致其支撑性能难以预估，从而严重削弱其应用价值。现有的风机虚拟惯量控制方法在设计控制器时未考虑风机运行状态，缺少评估手段，导致其参数设置可能与风机实际所具备的惯性支撑能力不匹配，从而使得风机的惯性响应缺乏可信度。

显然，如果能提前预估风机的虚拟惯量并根据其设置控制器，那么风机惯性支撑的可信度将大幅度提升。

在目前的虚拟惯量评估方法中，由于风机转速和系统角频率实时波动，因此 $\Delta\omega_r/\Delta\omega_e$ 需要实时监测，在缺少时间尺度约束下，风机虚拟惯量将是不确定的参数。在新能源高占比电网中，若无法获知可靠的惯量储备，则无法预测频率应对扰动后的跌落或抬升幅度，从而导致频率安全预警这一关键问题难以解决。

为解决这一问题，须引入时间尺度对虚拟惯量进行约束。本文将频率变化极值时间作为风机的惯性响应有效时间，在 t_0~t_{fm} 内，$\Delta\omega_e$ 与 Δf_{max} 标幺值相等，则 H_{vir} 可表示为

$$H_{vir}=\begin{cases}\dfrac{\Delta\omega_r H_w}{\Delta f_{max}\omega_e}\cdot\dfrac{\lambda_{opt}v}{R} & ,\ v_{min}<v<v_{max}\\ \dfrac{\Delta\omega_r H_w}{\Delta f_{max}\omega_e}\cdot\omega_{max} & ,\ v\geq v_{max}\end{cases} \tag{6}$$

根据式(6)，在其他参数已知的情况下，$\Delta\omega_r$ 决定了 H_{vir} 的大小。此时，根据频率变化极值时间内的转速变化量即可量化评估风机虚拟惯量的大小。因此，计算系统频率变化极值时间，获得风机惯性响应后的转速变化量，将是评估风机虚拟惯量大小的关键。

2 风电高占比系统的频率变化极值时间

2.1 频率变化极值时间计算

考虑到风机固有惯量对转速的限制作用，以及风机转速、系统频率的实时变化，目前不仅虚拟惯量控制潜力尚未明晰，而且量化评估也存在诸多问题。为解决这一问题，本文将利用频率变化极值时间和风机运行状态约束虚拟惯量，从而实现量化评估。其中，系统频率变化极值时间为关键参数，其计算过程如下所述。

在风电高占比系统中，同步发电机组和风电机组的聚合模型结构如图 2 所示。模型中包括同步机、

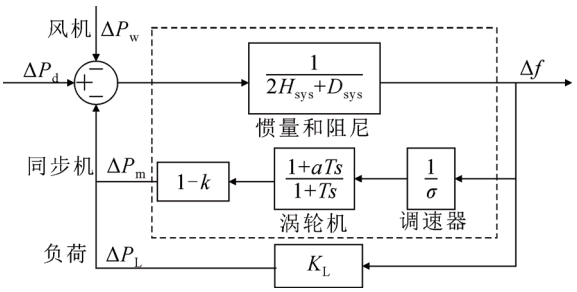


图 2 系统频率响应聚合模型

Fig.2 System frequency response aggregation model

风机以及负荷频率响应模块，各模块参数设计见附录 A 中表 A1。

根据图 2，系统频率响应方程可表示为

$$2H_{sys}\frac{\mathrm{d}\Delta f}{\mathrm{d}t}+D_{sys}\Delta f=-\Delta P_m-\Delta P_w-\Delta P_L+\Delta P_d \tag{7}$$

式中：ΔP_m 为同步机功率响应信号；ΔP_w 为风机功率响应信号；ΔP_L 为负荷功率响应信号；H_{sys} 为系统惯性时间常数。其中，ΔP_m 取决于同步机调差系数以及涡轮机参数，表示为

$$\Delta P_m=\frac{1-k}{\sigma}\cdot\frac{1+aTs}{1+Ts}\Delta f \tag{8}$$

ΔP_L 取决于负荷调节系数 K_L，$\Delta P_L=K_L\Delta f$；H_{sys} 则取决于系统容量及风电渗透率，表示为

$$H_{sys}=H_g\frac{S_g}{S_B}=H_g(1-k) \tag{9}$$

式中：k 为风电渗透率；S_B 为系统额定容量。

由式(7)可计算出系统频率变化量，表示为

$$\Delta f(s)=\frac{1+Ts}{2H_{sys}T(s^2+2b\xi s+b^2)}\left(\Delta P_d(s)-\Delta P_w(s)\right) \tag{10}$$

对式(10)进行拉式反变换，系统频率响应 $\Delta f(t)$为

$$\Delta f(t)=\left(\Delta P_d-\Delta P_w\right)\cdot G(t)=\left(\Delta P_d-\Delta P_w\right)\cdot\left(\frac{\sigma}{(D+K_L)\sigma+1-k}\left(1+\alpha e^{-b\xi t}\sin(wt+\varphi)\right)\right) \tag{11}$$

其中

$$\begin{cases}b=\sqrt{\dfrac{(D_{sys}+K_L)\sigma+1-k}{2H_{sys}\sigma T}}\\ \alpha=\sqrt{\dfrac{1-2b\xi T+b^2T^2}{1-\xi^2}}\\ \xi=\dfrac{(D_{sys}+K_L)\sigma T+2H_{sys}\sigma+aT}{2\left((D_{sys}+K_L)\sigma+1-k\right)/b}\\ w=b\sqrt{1-\xi^2}\\ \varphi=\arctan(\dfrac{wT}{1-b\xi T})-\arctan(\dfrac{\sqrt{1-\xi^2}}{-\xi})\end{cases} \tag{12}$$

暂不考虑风机的功率响应，取 $\Delta P_w=0$，并将 ΔP_d 视为阶跃扰动，此时对式(11)求导，系统的频率变化极值时间可表示为

$$t_{fm}=\frac{1}{w}\arctan\left(\frac{wT}{b\xi T-1}\right) \tag{13}$$

由式(11)—式(13)可知，频率变化极值时间不仅与常规同步发电机的惯量、涡轮机及调速器有关，并且还受风电渗透率和风机功率响应的影响。其中，常规同步发电机组可取典型参数设置，本文将进一步探讨风机相关参数对频率变化极值时间的影响规律。

2.2　频率变化极值时间影响因素

2.2.1　风电渗透率

由式(8)、式(9)可知，受风电渗透影响，系统惯性时间常数变为 $H_g(1-k)$，调差系数变为 $\sigma/(1-k)$，即风电渗透会减小系统惯性时间常数，但同时等效于增加了系统调差系数。当 2 种参数同时变化时，两者对于频率变化极值时间的影响具有抵消效果。因此，风电渗透率对频率变化极值时间的影响并不显著。为验证这一结论，将表 A1 中的典型数据：H_g=5 s、σ=0.04、D_{sys}=0、T=8 s、a=0.3、K_L=1 代入式(12)、式(13)，计算出中间变量及频率变化极值时间，如附录表 A2 所示。

将表 A2 中的计算结果代入式(11)，取功率扰动 ΔP_d=0.05(标幺值)，得到不同风电渗透率下的频率响应如图 3 所示。

由图 3 可知，风电渗透率会影响系统频率变化率、最大频率偏差及一次调频后的稳态频率偏差，但对频率变化极值时间的影响较小。根据表 A2 的计算结果，本文后续将 2.3 s 作为系统频率变化极值时间典型数据。

2.2.2　附加惯性响应

在频率变化极值时间内，最大限度激发风机惯量支撑潜力时，风机功率响应可视为阶跃变化，若不考虑风机惯性响应的延时，则其功率参考值将在扰动发生时刻由最大功率跟踪控制信号短时跃变至额定功率或最低功率输出。在此条件下，风机的极限功率支撑信号可表示为

$$\Delta P_w=\begin{cases}P_n-P_{opt}, & \Delta P_d>0\\ P_{opt}-P_{min}, & \Delta P_d<0\end{cases} \tag{14}$$

式中：P_n 为风机额定功率；P_{min} 为风机稳定运行的最小转速对应的功率；P_{opt} 为 MPPT 控制下的风机有功输出功率，可表示为

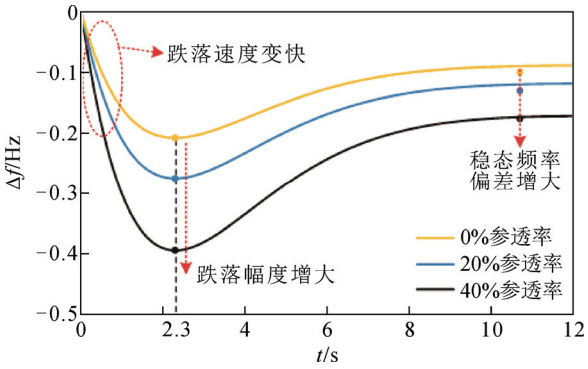


图 3　不同风电渗透率下系统频率响应曲线

Fig.3　System frequency response curves under different wind turbine permeability

$$P_{opt}=\begin{cases}k_{opt}\omega_r^3, & \omega_0<\omega_r<\omega_{max}\\ P_n, & \omega_r\ge\omega_{max}\end{cases} \tag{15}$$

式中：k_{opt} 为最大功率跟踪系数；ω_0 为切入转速。

当 ΔP_w 等效为阶跃信号时，其作用效果相当于等效减小了 ΔP_d，并不影响 $G(t)$中的参数，所以风机的功率响应仅影响频率升降速度和频率偏差极值，并不影响频率变化极值时间大小。

综上，在进行频率变化极值时间内的风机惯量评估时，可将式(13)的计算结果当作风机虚拟惯量的作用时间。在该时间内，通过风机运行状态约束即可计算出风机转速变化量，进而预估风机的虚拟惯量。

3　风电机组的虚拟惯量约束与评估

3.1　风机运行状态约束

风机虚拟惯量取决于其动能储备，与初始转速 ω_{r0} 密切相关。此外，风机初始有功 P_{we0} 决定了功率支撑 ΔP_w 的调节范围，进而影响风机的动能释放或吸收能力。

3.1.1　动能储备约束

风机动能储备取决于频率变化极值时间段内的转速变化允许值。当扰动功率 $\Delta P_d>0$ 时，系统出现功率缺额，风机需释放转子动能；当 $\Delta P_d<0$ 时，系统则功率盈余，风机需吸收能量储存为转子动能。因此，风电机组的动能储备约束可表示为

$$\Delta E_{kw}\le\Delta E_{kw\,max}=\begin{cases}\frac{1}{2}J_w\left(\omega_{r0}{}^2-\omega_{min}^2\right), & \Delta P_d>0\\ \frac{1}{2}J_w\left(\omega_{r0}{}^2-\omega_{max}^2\right), & \Delta P_d<0\end{cases} \tag{16}$$

式中：ΔE_{kwmax} 为风机动能储备；ω_{r0} 为惯性响应开

始时刻的风机转速；ω_{min}、ω_{max} 分别为风机稳定运行的允许最低转速、最高转速，通常取值标幺值为 0.7 和 1.2[11]。在动能储备约束下，频率变化极值时间内 $\Delta\omega_r$ 的变化范围表示为

$$\Delta\omega_r \le \Delta\omega_{rmax1} = \begin{cases} \omega_{r0} - \omega_{min}, & \Delta P_d > 0 \\ \omega_{max} - \omega_{r0}, & \Delta P_d < 0 \end{cases} \tag{17}$$

式中 $\Delta\omega_{rmax1}$ 为动能储备约束下的最大转速变化量。

3.1.2 风机功率约束

为保障风机运行安全，虚拟惯性控制提供的支撑功率不允许越限。根据式(14)、式(15)可得风机功率约束为

$$\Delta P_w \le \Delta P_{w\,max} = \begin{cases} P_n - k_{opt}\omega_{r0}^3, & \Delta P_d > 0 \\ k_{opt}\omega_{min}^3 - k_{opt}\omega_{r0}^3, & \Delta P_d < 0 \end{cases} \tag{18}$$

在惯性响应过程中，风电机组的转子运动方程可表示为

$$2H_w\omega_r\frac{d\omega_r}{dt} = P_{wm} - P_{we} = -\Delta P_w \tag{19}$$

式中：P_{we} 为风机输出的电磁功率；P_{wm} 为风机所捕获的机械功率，$P_{wm}=k_{opt}\omega_{r0}^3$。

联立式(18)、式(19)，在风机额定功率约束下，频率变化极值时间内的 $\Delta\omega_r$ 变化范围为

$$\Delta\omega_r \le \Delta\omega_{rmax2} = \begin{cases} \omega_{r0} - \sqrt{\dfrac{k_{opt}\omega_{r0}^3 - P_n}{H_w}t_{fm} + \omega_{r0}^2}, & \Delta P_d > 0 \\ -\omega_{r0} + \sqrt{\dfrac{k_{opt}(\omega_{r0}^3 - \omega_{min}^3)}{H_w}t_{fm} + \omega_{r0}^2}, & \Delta P_d < 0 \end{cases} \tag{20}$$

式中 $\Delta\omega_{rmax2}$ 为风机功率约束下的最大转速变化量。

由式(20)可知，$\Delta\omega_{rmax2}$ 大小由 H_w、k_{opt}、ω_{r0} 等参数共同决定。当风机容量和型号确定时，可获取到 H_w 和 k_{opt} 的数值，此时 $\Delta\omega_{rmax2}$ 仅取决于 ω_{r0}。

为同时满足动能储备约束和风机功率约束，根据式(17)、式(20)，风机最大转速变化量 $\Delta\omega_{rmax}$ 可表示为

$$\Delta\omega_{rmax} = \min\{\Delta\omega_{rmax1}, \Delta\omega_{rmax2}\} \tag{21}$$

以 2 MW 双馈风力发电机组典型参数为例[33]，取 H_w=4 s，k_{opt}=1/1.2³，ω_{min}=0.7 标幺值，ω_{max}=1.2(标幺值)，t_{fm}=2.3 s。根据式(17)、式(20)、式(21)得，风机在动能储备约束和功率约束下不同初始转速对应的 $\Delta\omega_{rmax}$ 如图 4 所示。

根据图 4，当 ΔP_d>0，风机需释放转子动能时，在风机初始转速较小时，其动能储备较小，但可提供的惯性支撑功率较大，此时 $\Delta\omega_{rmax}$ 由动能储备约束决定；风机初始转速较大时，其动能储备较大，

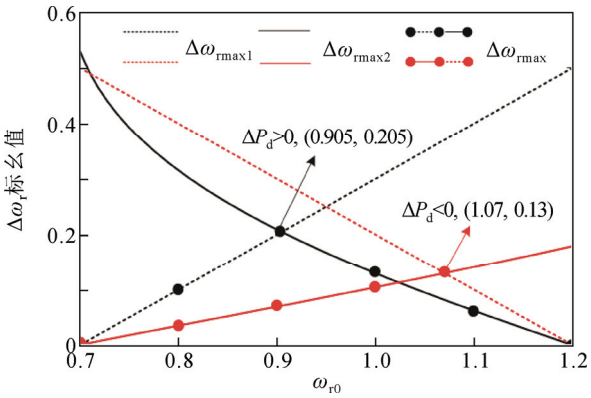


图 4 风机最大转速变化量评估结果

Fig.4 Evaluation results of maximum speed variation of wind turbine

但可提供的惯性支撑功率较小，此时 $\Delta\omega_{rmax}$ 由风机功率约束决定。风机在初始转速为 0.905(标幺值)时，$\Delta\omega_{rmax1}=\Delta\omega_{rmax2}$，该初始转速下 $\Delta\omega_{rmax}$ 达到最大值为 0.205(标幺值)。当 ΔP_d<0，风机需吸收能量时，$\Delta\omega_{rmax}$ 与转速约束的关系与 ΔP_d<0 时完全相反，在风机初始转速较小时，$\Delta\omega_{rmax}$ 取决于风机功率约束，初始转速较大时 $\Delta\omega_{rmax}$ 取决于动能储备约束，在初始转速为 1.07(标幺值)时，$\Delta\omega_{rmax}$ 达到最大值为 0.13(标幺值)。

综上，在频率变化极值时间内，风机在其运行状态的约束下，当 ΔP_d>0 时，可提供的转速变化量范围为 0~0.205(标幺值)；当 ΔP_d<0 时，可提供的转速变化量范围为 0~0.13(标幺值)。

3.2 风机虚拟惯量评估

由式(6)知，风机的虚拟惯性时间常数还取决于 Δf_{max}。由于电力系统频率安全下限为 48 Hz，因此在风机进行惯性响应后，应将系统的频率偏差极值限制在 48~50 Hz 范围内。显然，由于风机具备快速功率响应能力，故可将其设定在频率安全范围内，完成预定的虚拟惯量支撑。因此，本文取 Δf_{max}=2 Hz，用于保守估计风机虚拟惯量。

根据 3.1 节 $\Delta\omega_{rmax}$ 的评估结果，在频率变化极值时间内，风机的虚拟惯性时间常数范围如图 5 所示。图 5 中，$H_{virmax1}$、$H_{virmax2}$ 分别为转子动能约束和功率约束下风机的最大惯性时间常数；在同时满足以上 2 种约束时，根据式(21)，H_{virmax} 可表示为

$$H_{virmax} = \min\{H_{virmax1}, H_{virmax2}\} \tag{22}$$

由图 5 可知，当 ΔP_d>0，风机释放转子动能转速下降时，在转速较低时 H_{virmax} 取决于转子动能约束，转速较高时 H_{virmax} 取决于风机功率约束，H_{virmax}

取值范围为 0~18.61 s；当 $\Delta P_d<0$，风机在吸收能量转速升高时，在转速较低时 H_{virmax} 取决于风机功率约束，转速较高时 H_{virmax} 取决于转子动能约束，H_{virmax} 取值范围为 0~13.85 s。

然而，系统实际响应过程中的 Δf_{max} 与其受到的扰动功率有关，当扰动功率较小时，Δf_{max} 会小于 2 Hz，此时风机的 H_{virmax} 将大于评估结果，从而保证风机具备可信的惯性支撑能力。

根据以上分析，风机通过附加控制改变转速在短时间内可以表现出有力的惯性支撑性能，理论上风机可应对较大的功率扰动，具有频率支撑潜力。而在实际控制过程中，短时间内转速大幅度变化会带来功率超调、机械载荷增加以及转速恢复困难等问题，因此风机应在考虑系统惯量需求的前提下进行惯性响应。

4　风电机组的虚拟惯量需求与控制

4.1　虚拟惯量需求

风电高占比系统的惯量显著降低，风机虚拟惯量应根据系统频率安全需求完成设定。目前，国外研究针对微电网孤岛运行已提出相关标准，要求系统频率变化率($\mathrm{d}f/\mathrm{d}t$)在±0.5 Hz/s 范围内[33]。系统最大频率变化率出现在功率扰动初期，一次调频尚未动作，同步机转子侧不平衡功率最大，此时系统频率变化率可表示为

$$\left.\frac{\mathrm{d}f}{\mathrm{d}t}\right|_{\max}=\frac{\Delta P_{\mathrm{d}}}{2H_{\mathrm{sys}}} \tag{23}$$

根据式(23)，当频率变化率约束确定时，系统惯量需求可表示为

$$H_{\mathrm{sys}}\geq H_{\min}=\Delta P_{\mathrm{d}}\Big/\left(2\left.\frac{\mathrm{d}f}{\mathrm{d}t}\right|_{\max}\right) \tag{24}$$

式中 $H_{\min}$ 为系统最小惯量需求。

风机提供虚拟惯量时，风电高占比系统的惯性时间常数可由式(9)进一步表示为

$$H_{\mathrm{sys}}=H_{\mathrm{g}}\frac{S_{\mathrm{g}}}{S_{\mathrm{B}}}+H_{\mathrm{vir}}\frac{S_{\mathrm{w}}}{S_{\mathrm{B}}}=H_{\mathrm{g}}(1-k)+H_{\mathrm{vir}}k \tag{25}$$

联立式(24)、式(25)得风机的惯量需求表示为

$$H_{\mathrm{vir}}=\Delta P_{\mathrm{d}}\Big/\left(2k\left.\frac{\mathrm{d}f}{\mathrm{d}t}\right|_{\max}\right)-\frac{H_{\mathrm{g}}(1-k)}{k} \tag{26}$$

取 H_g=5 s、$(\mathrm{d}f/\mathrm{d}t)_{max}$=±0.5 Hz/s，代入式(26)计算得到风机虚拟惯量需求如图 6 所示。

由图 6 可知，系统频率安全对风机虚拟惯量的需求主要取决于扰动功率和风电渗透率。当扰动功率较小且风电渗透率较低时，仅同步机惯量 H_g 即可满足系统惯量需求。当渗透率低于 20%时，同步机惯量可以应对 8%以上的扰动。然而，随着风电渗透率的增加，系统应对功率扰动的能力将被逐渐削弱，当风电渗透率达到 50%时，系统可应对扰动低于 5%，不足以应对典型故障。此时，风电机组应根据系统需求，提供必要的惯性支持。系统的惯量需求随着功率扰动的增加而增大，在相同的功率扰动下，根据风电渗透率即可计算风机虚拟惯量需求。如 ΔP_d=0.15(标幺值)时，系统惯量需求为 7.5 s。k=20%时，风机需提供 17.5 s 的虚拟惯量使系统总惯量达到 7.5 s，k=50%时风机需提供 10 s 的虚拟惯量使系统总惯量达到 7.5 s。

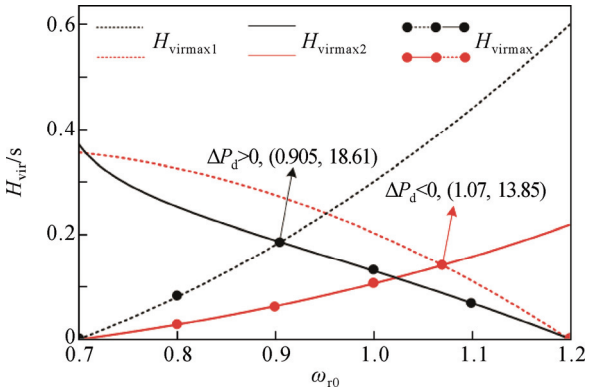


图 5　风机最大虚拟惯量评估结果

Fig.5　Evaluation results of maximum virtual inertia of wind turbine

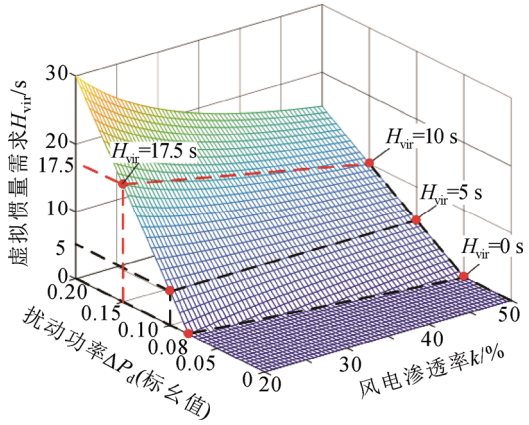


图 6　风机虚拟惯量需求评估结果

Fig.6　Wind turbine virtual inertia demand assessment results

4.2　虚拟惯量控制策略

结合系统频率安全需求，风电机组可利用其转速追踪性能，在频率变化极值时间内完成虚拟惯性支撑。本文所提风机虚拟惯量控制器结构如图 7 所

示，由虚拟惯量控制和虚拟惯量评估 2 个模块组成。其中，虚拟惯量评估模块具备风机最大惯量和系统惯量需求两项评估功能。

风机虚拟惯量评估模块中，根据运行状态和频率变化极值时间约束评估出最大转速变化量和最大惯量，将其作为风机惯量需求和转速变化量需求评估结果的限幅条件；对于风机虚拟惯量需求的评估，根据式(26)，引入扰动功率和风电渗透率可计算出风机惯量需求，根据风机惯量需求的评估结果，可计算出风机转速需求，具体分析如下所述。

风机惯性响应过程中的实时等效惯性时间常数 H_{vir} 可表示为

$$H_{\mathrm{vir}}=\frac{\Delta P_{\mathrm{w}}(t)}{2\mathrm{d}f/\mathrm{d}t} \tag{27}$$

在频率变化极值时间内，对式(27)两边同时积分得

$$\int_0^{t_{\mathrm{fm}}}\Delta P_{\mathrm{w}}(t)\mathrm{d}t=2H_{\mathrm{vir}}\Delta f_{\max} \tag{28}$$

式中 $\Delta f_{\max}$ 为 t_{fm} 时刻对应的频率偏差值，可在假设系统惯量满足需求的情况下根据式(11)计算得出。根据计算结果，联立式(19)、式(28)并求解，得满足风机惯量需求的转速变化量可表示为

$$\Delta\omega_{\mathrm{r}}=\begin{cases}\omega_{\mathrm{r0}}-\sqrt{\dfrac{2H_{\mathrm{vir}}\Delta f_{\max}}{H_{\mathrm{w}}}+\omega_{\mathrm{r0}}{}^2} & ,\ \Delta P_{\mathrm{d}}>0\\ -\omega_{\mathrm{r0}}+\sqrt{\dfrac{2H_{\mathrm{vir}}\Delta f_{\max}}{H_{\mathrm{w}}}+\omega_{\mathrm{r0}}{}^2} & ,\ \Delta P_{\mathrm{d}}<0\end{cases} \tag{29}$$

根据式(29)，代入风机运行状态参数和惯量需求，即可得到不同初始转速下风机所需转速变化量 $\Delta\omega_{\mathrm{r}}$。则 t_{fm} 时刻风机对应转速 $\omega_{\mathrm{r1}}=\Delta\omega_{\mathrm{r}}+\omega_{\mathrm{r0}}$。

风机虚拟惯量控制模块通过转速跟踪控制产生附加功率信号使风机实时转速追踪参考转速，参考转速 $\omega_{\mathrm{r_ref}}$ 根据 ω_{r1} 设定。首先，为保证风机转速能在 t_{fm} 内由 ω_{r0} 变化至 ω_{r1}，基于风机转子运动方程设计转速跟踪控制原理

$$\int_0^t K_{\mathrm{p}}(\omega_{\mathrm{r_ref}}-\omega_{\mathrm{r}})\mathrm{d}t=\int_{\omega_{\mathrm{r0}}}^{\omega_{\mathrm{r1}}}2H_{\mathrm{w}}\omega_{\mathrm{r}}\mathrm{d}\omega_{\mathrm{r}} \tag{30}$$

式中，K_{p} 为转速跟踪控制器参数。

根据式(30)，可计算在 t_{fm} 内 K_{p} 取值为

$$K_{\mathrm{p}}=\begin{cases}\dfrac{2H_{\mathrm{w}}}{t_{\mathrm{fm}}}\left(\omega_{\mathrm{r_ref}}\cdot\ln\dfrac{\omega_{\mathrm{r0}}-\omega_{\mathrm{r_ref}}}{\omega_{\mathrm{r1}}-\omega_{\mathrm{r_ref}}}+\Delta\omega_{\mathrm{r}}\right), & \Delta P_{\mathrm{d}}>0\\ \dfrac{2H_{\mathrm{w}}}{t_{\mathrm{fm}}}\left(\omega_{\mathrm{r_ref}}\cdot\ln\dfrac{\omega_{\mathrm{r_ref}}-\omega_{\mathrm{r0}}}{\omega_{\mathrm{r_ref}}-\omega_{\mathrm{r1}}}-\Delta\omega_{\mathrm{r}}\right), & \Delta P_{\mathrm{d}}<0\end{cases} \tag{31}$$

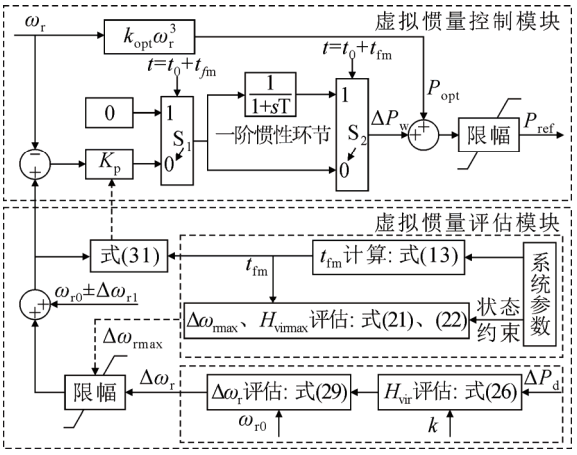


图 7 风机虚拟惯量控制器结构

Fig.7 Wind turbine virtual inertia controller structure

式中：$\omega_{\mathrm{r_ref}}=\omega_{\mathrm{r1}}\pm\Delta\omega_{\mathrm{r1}}$；$\Delta\omega_{\mathrm{r1}}$ 为转速变化裕度，取 0.02(标幺值)。

根据式(31)计算 K_{p} 取值即可实现风机转速在 t_{fm} 内由 ω_{r0} 变化至 ω_{r1}，从而实现风机转速的量化控制。

其次，为保证风机惯性支撑功率在 t_{fm} 时刻后的平滑退出，引入一阶惯性环节如图 7 所示。当风机转速在 t_0+t_{fm} 时刻变化至 ω_{r1} 后，开关 S_1、S_2 由 0 切换至 1，转速跟踪控制经一阶惯性环节退出。在上述控制下，风机惯性支撑功率信号可表示为

$$\Delta P_{\mathrm{w}}=\begin{cases}K_{\mathrm{p}}(\omega_{\mathrm{r_ref}}-\omega_{\mathrm{r}}) & ,\ t_0<t<t_0+t_{\mathrm{fm}}\\ K_{\mathrm{p}}(\omega_{\mathrm{r_ref}}-\omega_{\mathrm{r1}})\mathrm{e}^{-\frac{1}{T}t} & ,\ t>t_0+t_{\mathrm{fm}}\end{cases} \tag{32}$$

式中 T 为一阶惯性环节时间参数，取 5 s。

在式(32)控制下，风机惯性支撑功率在扰动初始时刻最大，可有效抑制频率变化率；在频率到达极值点后，转速变化至需求评估值 ω_{r1}，在一阶惯性环节的作用下实现惯性支撑功率的平滑退出。

5 仿真验证

5.1 仿真系统

为验证本文所提风机虚拟惯量评估及控制方法的有效性，在 DigSILENT/PowerFactory 仿真软件中搭建了图 8 所示的 IEEE 3 机 9 节点风电高渗透仿真系统。测试系统包含了 3 个火电厂(G_1、G_2、G_3)以及一个由2 MW×100 台双馈风机和2 MW×100 台永磁风机组成的风电场，双馈风机和永磁风机容量占比相同，可通过调节火电机组和风机并联台数改变风电渗透率。风机和同步机参数与理论分析时所采用的算例参数保持一致，双馈风机和永磁风机固有惯量等参数设

置相同，如附录 A 中表 A3 所示。假设风速保持 8 m/s 不变，设置系统在 t_0=2.0 s 时发生负荷突变。

5.2　频率变化极值时间验证

为验证频率变化极值时间理论计算的正确性，测试系统采用附录 A 中表 A4 的参数设置，分析扰动后的频率响应特性。

算例 1 中，测试系统中风电渗透率 k=20%，2.0 s 时刻，遭遇功率扰动，变化量 ΔP_d=0.06(标幺值)。根据图 6，此时同步机固有惯量可以满足系统频率安全需求，不需要风机提供虚拟惯量。风机不采用虚拟惯量控制时，系统频率及同步机功率的动态响应如图 9 所示。

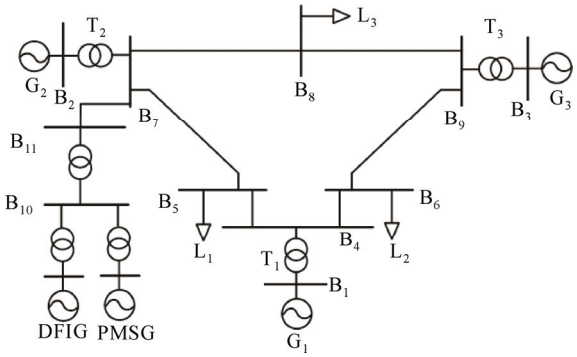


图 8　风电高渗透系统仿真模型

Fig.8　Simulation model of wind power high permeability system

如图 9 所示，负荷突变时同步机通过增/减发功率响应频率变化，对比图 9 的仿真结果与理论计算结果，见附录 A 中表 A5。

由表 A5 可知，当系统发电机调速器设置成典型参数时，系统频率变化极值时间、最大频率变化率、最大频率偏差的仿真结果与计算结果之间的误差在 5%以内，仿真结果验证了系统频率响应模型计算分析结果的准确性。

5.3　虚拟惯量控制的调频效果对比

为验证本文所提虚拟惯量控制策略的调频效果，增加功率扰动量，并将其与目前普遍采用的微分控制进行对比。算例 2 中系统参数设置附录 A 中表 A6 所示。

算例 2 中，负荷扰动变化量增加至 180 MW。测试系统利用式(26)对频率安全进行分析，此时对风机虚拟惯量的需求量为 10 s。为满足惯性支撑需求，风机采用以下两种控制策略进行对比：1）采用微分控制时，K_I 取 20 以满足惯量需求；2）采用所提控制时，利用转速跟踪，根据式(27)，在 ΔP_d>0 和 ΔP_d<0 时风机所需转速变化量分别为 0.03(标幺值)、0.029(标幺值)，分别代入式(30)可得 K_p 值分别为 3.2、3.3。2 种控制策略下，系统动态响应如图 10、11 所示。

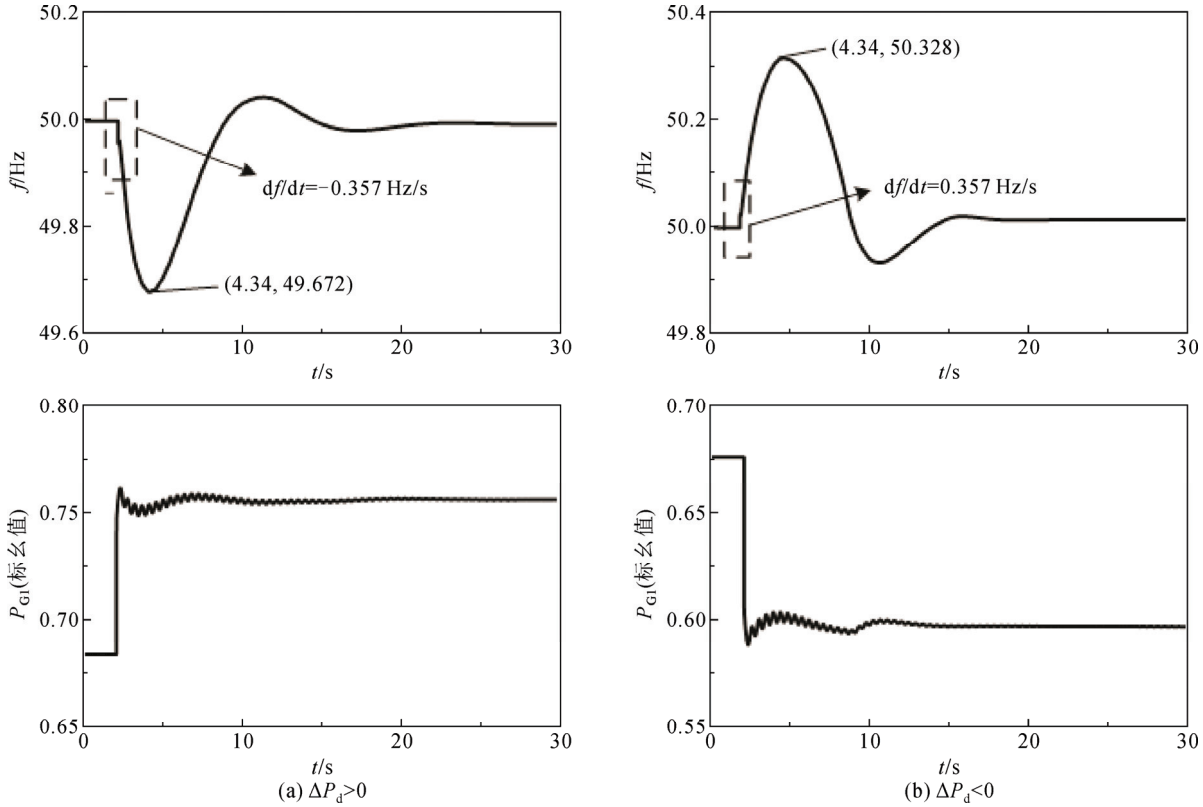


图 9　系统动态响应曲线

Fig.9　System dynamic response curves

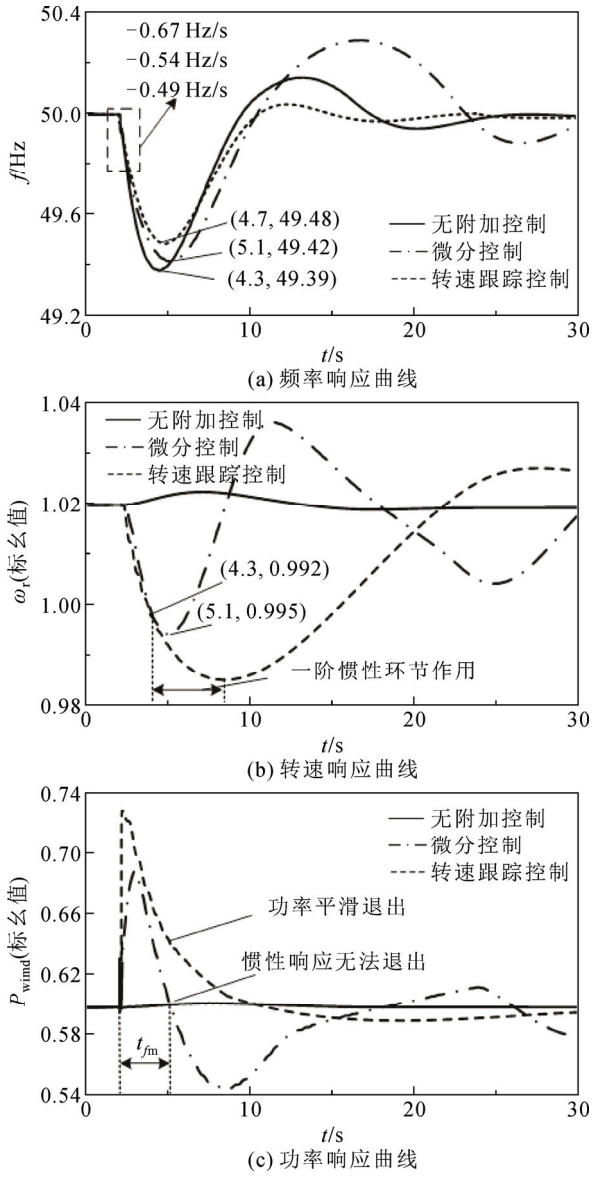


图 10 $\Delta P_d>0$ 时的系统动态响应

Fig.10 System dynamic response when $\Delta P_d>0$

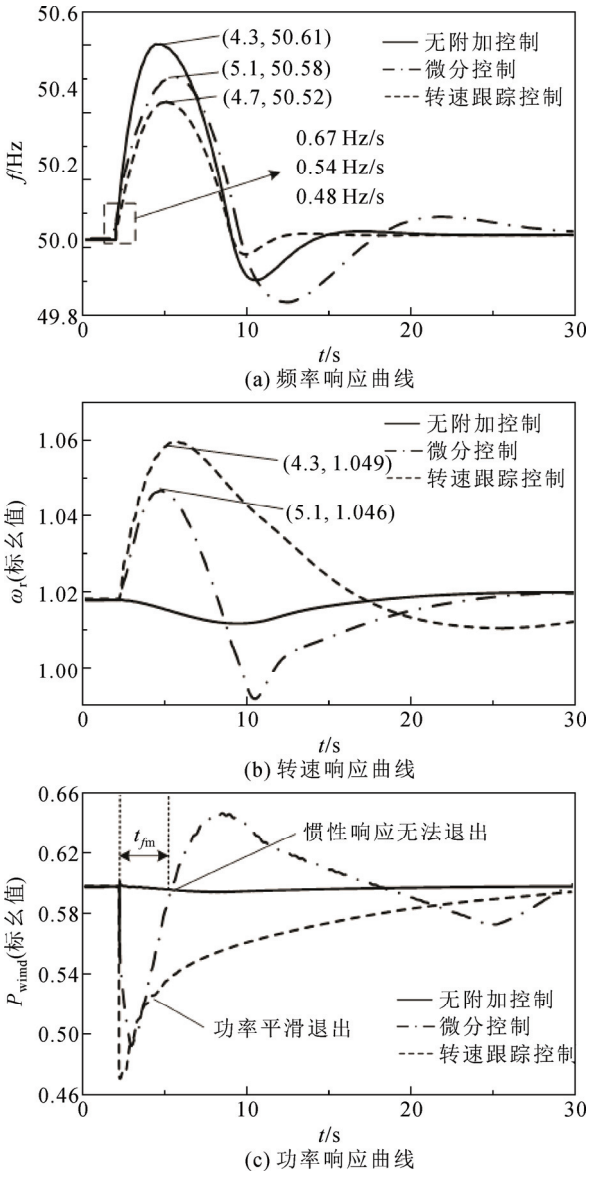


图 11 $\Delta P_d<0$ 时的系统动态响应

Fig.11 System dynamic response when $\Delta P_d<0$

根据图 10，无附加控制时，风机几乎不响应频率变化，系统最大频率跌落幅度 Δf_{max} 为−0.61 Hz，最大频率变化率$(\mathrm{d}f/\mathrm{d}t)_{max}$为−0.67 Hz/s，已超过频率安全允许值。

采用微分控制时，风机在频率变化极值时间 t_{fm} 内转速变化量为 0.025(标幺值)，系统最大频率变化率$(\mathrm{d}f/\mathrm{d}t)_{max}$和跌落幅度 Δf_{max} 分别减小至−0.54 Hz/s 和−0.58 Hz，但仍不满足最大频率变化率约束。风机在 t_{fm} 内的 H_{vir} 为 8.79 s，不满足该算例下的风机惯量需求。此外，由于微分控制无法在 t_{fm} 时刻退出，导致频率恢复过程中出现超调量，不利于频率安全稳定。

采用本文所提控制策略时，风机转速变化量为 0.028(标幺值)，系统频率变化率$(\mathrm{d}f/\mathrm{d}t)_{max}$ 和跌落幅度 Δf_{max} 分别减小至−0.49 Hz/s 和−0.52 Hz，风机在 t_{fm} 内的 H_{vir} 为 10.98s，满足了系统对虚拟惯量的需求。然而，风机的功率响应并非无延时响应，存在功率滞后现象，但时间较短。在实际应用中，若能通过对控制系统的性能分析或现场测试得到延时数据，则可据此更加准确地评估风机的预期惯量以及设计控制器参数。根据图 10(a)—图 10(c)，转速跟踪控制中可实现风机惯性支撑功率的平滑退出，减小了系统频率恢复过程中的超调量；并且在一阶惯性环节作用下，风机的惯性支撑功率在经历延时后才降为 0，转速开始恢复的时刻较晚，避免了风机在频率恢复阶段吸收功率，有利于系统频率恢复，调频效果优于传统微分控制。

相似的，当 $\Delta P_d<0$ 时，微分控制下的风机转速变化量为 0.026(标幺值)，系统频率变化率$(\mathrm{d}f/\mathrm{d}t)_{max}$和跌落幅度 Δf_{max} 分别减小至 0.54 Hz/s 和 0.58 Hz，风机在 t_{fm} 内的 H_{vir} 为 9.14 s，不满足该算例下的风机惯量需求；采用本文所提控制策略下，风机转速变化量为 0.029(标幺值)，系统频率变化率$(\mathrm{d}f/\mathrm{d}t)_{max}$和跌落幅度 Δf_{max} 分别减小至 0.48 Hz/s 和 0.52 Hz，风机在 t_{fm} 内的 H_{vir} 为 11.37 s，满足了系统对虚拟惯量的需求。

综上，所提控制在 $\Delta P_d>0$ 和 $\Delta P_d<0$ 两种情形下均可通过追踪转速使风机在 t_{fm} 内表现出满足系统需求的虚拟惯量，并可在 t_{fm} 后实现惯性支撑功率的平滑退出，避免了频率超调。测试结果表明，与目前的微分控制相比，本文所提惯性支撑以满足系统惯量需求为目标，结合风机虚拟惯量约束完成控制参数设计，更有利于风机提升频率支撑的可靠性。

5.4　风机最大惯量评估验证

为进一步测试风机在运行状态约束下的最大惯量表现，进一步增加功率扰动量，并提升风电渗透率，算例 3 中系统参数设置如附录 A 中表 A7 所示。算例 3 中，风电渗透率提升至 30%，且扰动变化量达到了 450 MW。为保证系统频率变化率满足约束，测试系统对惯量的需求为 15 s，对风机的虚拟惯量需求为 50 s。在此情况下，系统的惯量需求远超风机所能提供的最大虚拟惯量，所以风机在频率变化极值时间内应根据初始运行状态提供最大的惯量支撑。通过改变风速，将风力机初始转速设置为 0.8(标幺值)和 1.1(标幺值)，得到在 $\Delta P_d>0$ 和 $\Delta P_d<0$ 时的系统频率、风机转速及功率输出的动态响应，如图 12、13 所示。

当风机初始转速为 1.1(标幺值)时，根据图 12、13，风机为提供最大的虚拟惯量，其功率输出由初始值跃变至额定值，风机的功率响应近似为阶跃信号，其频率变化极值时间与无附加控制时相比几乎不变，这验证了 2.2 节对频率变化极值时间影响因素分析的准确性。由图 4、5 理论分析可知，此时风机在 t_{fm} 内的最大转速变化量为 0.062(标幺值)，最大惯量为 7.44 s。如图 13 所示，当 $\Delta P_d>0$，风机可释放的转子动能虽然较大，但由于受到功率约束，风机在频率变化极值时间内的转速变化量只有 0.06(标幺值)，可将最大频率偏差提升 0.3 Hz，风机表现出的最大惯量 H_{vir}=7.56 s，在变频极值时刻后，风机惯性支撑功率在一阶惯性环节的作用下平滑退出。

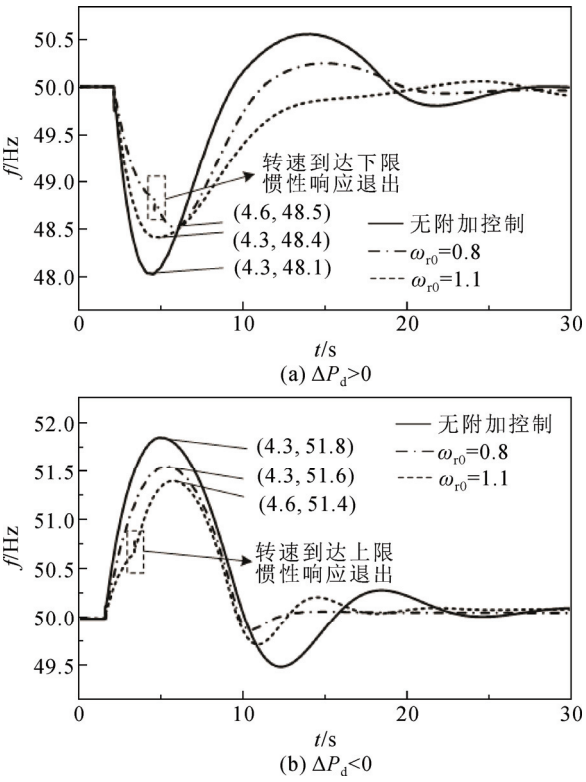


图 12　系统频率响应曲线

Fig.12　System frequency response curve

当风机初始转速 ω_{r0}=0.8(标幺值)时，理论上风机在 t_{fm} 内的最大转速变化量为 0.1(标幺值)，最大惯量为 8 s。如图 13 所示，由于受到转子动能储备的约束，在频率变化极值时间转速下降至最小值 0.7(标幺值)后，风机惯性响应立即退出，从而会造成频率的二次跌落；但由于该转速下可提供的惯性支撑功率较大，可将最大频率偏差提升 0.4 Hz，风机在频率变化极值时间内表现出的最大惯量 H_{vir}=10 s。

相似地，当 $\Delta P_d<0$ 时，由图 4、5 可知，在 ω_{r0} 为 1.1(标幺值)和 0.8(标幺值)两个初始转速下，风机在 t_{fm} 内的最大转速变化量理论值分别为 0.1(标幺值)、0.034(标幺值)；最大惯量分别为 12 s、2.75 s。

根据图 13 的测试结果，在 ω_{r0}=1.1(标幺值)时，由于受到转子动能储备的约束，风机转速升高至 1.2(标幺值)后惯性响应立即退出，从而使频率继续上升；但由于风机可提供惯性支撑功率较大，可将最大频率偏差减小 0.4 Hz，风机在频率变化极值时间内表现出的最大惯量 H_{vir}=13.75 s；在 ω_{r0}=0.8(标幺值)时，由于风机可提供的惯性支撑功率较小，风机在频率变化极值时间转速变化量为 0.035(标幺值)，可使最大频率偏差缩小 0.2 Hz，风机在频率变化极值时间内表现出的最大惯量 H_{vir}=3.5 s。综上，

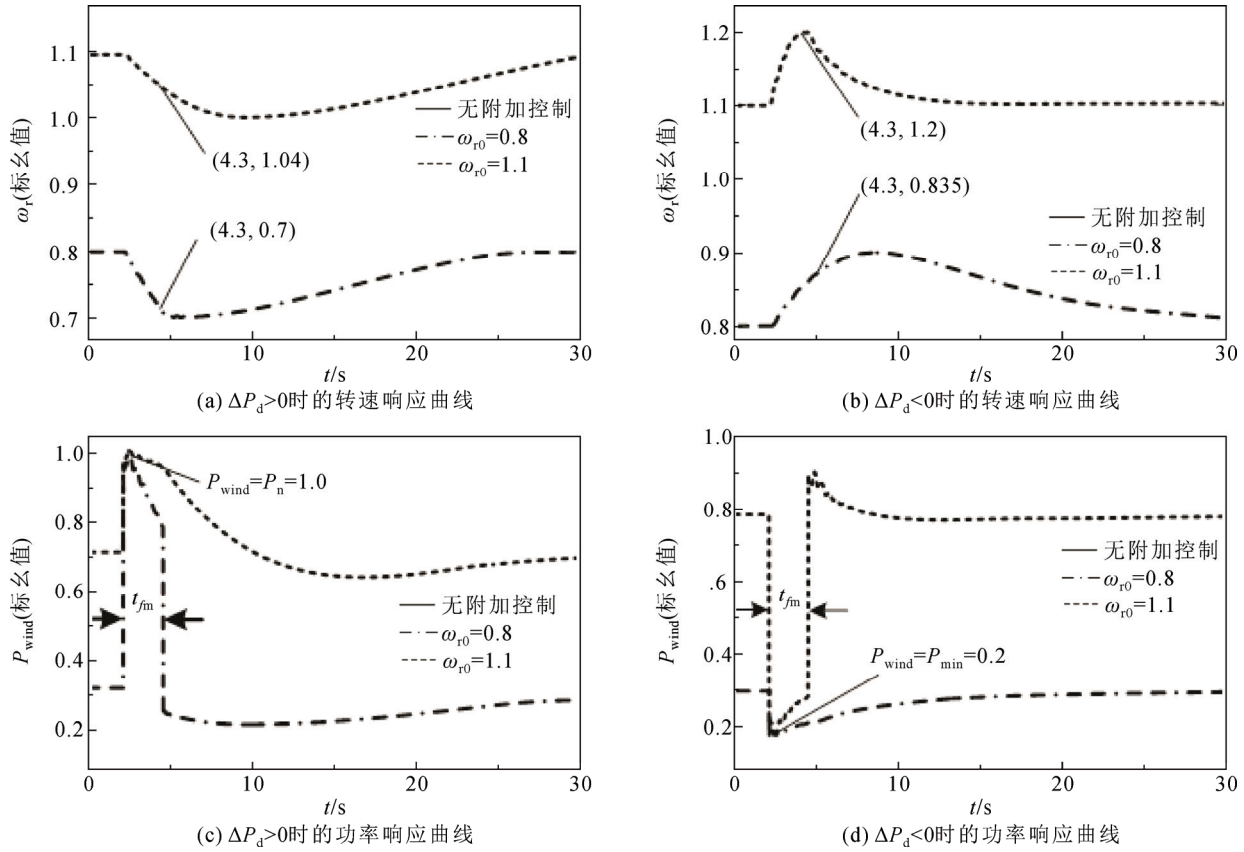


图 13 风机转速和功率动态响应

Fig.13 Dynamic responses of wind turbine's rotor speed and active power

当面临较大扰动，风机需提供最大的惯量支撑时，对于 ΔP_d>0 和 ΔP_d<0 两种情形，在运行状态约束下，风机在 t_{fm} 内的最大转速变化量和本文理论分析结果基本一致；而由于该扰动下 Δf_{max} 低于 2 Hz，因此风机表现出的最大惯量略大于图 5 所示的本文在 Δf_{max}=2 Hz 下的保守评估结果。仿真测试结果验证了本文所提风机最大惯量评估分析方法的准确性。

6 结论

为解决风机虚拟惯量的评估及控制问题，本文通过理论分析和仿真验证得到以下结论：

1）风机通过有功快速调节获得的虚拟惯量与频率变化、自身运行状态等多种因素密切相关。在频率支撑过程中虚拟惯量动态变化，将大幅增加系统频率安全预警难度，且无法准确预估控制效果。

2）本文建立了风电并网系统的频率响应模型，将计算得到的频率变化极值时间引入虚拟惯量评估之中，并结合风机转速及功率输出状态，完成了虚拟惯量约束，可为风机频率响应提供更加可靠的惯量支撑数据。

3）在系统频率变化率允许范围内，本文评估了系统的惯性需求，并利用风机转速跟踪控制性能，提出了频率变化极值时间内的虚拟惯量控制方法。测试结果表明，所提控制更加可靠地满足了系统频率的支撑需求，且避免了惯量超调导致的频率二次波动。

附录见本刊网络版(http://hve.epri.sgcc.com.cn)。

参考文献 References

[1] 耿 华，何长军，刘浴霜，等. 新能源电力系统的暂态同步稳定研究综述[J]. 高电压技术，2022，48(9)：3367-3383.
GENG Hua, HE Changjun, LIU Yushuang, et al. Overview on transient synchronization stability of renewable-rich power systems[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(9): 3367-3383.

[2] MENSOU S, ESSADKI A, NASSER T, et al. A direct power control of a DFIG based-WECS during symmetrical voltage dips[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2020, 5(1): 5.

[3] 刘中建，周 明，李昭辉，等. 高比例新能源电力系统的惯量控制技术与惯量需求评估综述[J]. 电力自动化设备，2021，41(12)：1-11，53.
LIU Zhongjian, ZHOU Ming, LI Zhaohui, et al. Review of inertia control technology and requirement evaluation in renewable-dominant power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(12): 1-11, 53.

[4] 邵昊舒，蔡　旭，周党生，等. 风电机组虚拟同步及惯量控制方法分析与测试评估[J]. 高电压技术，2020，46(5)：1538-1547.
SHAO Haoshu, CAI Xu, ZHOU Dangsheng, et al. Analysis and test evaluation of VSG and virtual inertia control method for wind turbine[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(5): 1538-1547.

[5] 姚雅涵，姚　伟，熊永新，等. 经多端直流并网的海上风电场调频协同控制和风机转速恢复策略[J]. 高电压技术，2021，47(10)：3537-3549.
YAO Yahan, YAO Wei, XIONG Yongxin, et al. Coordinated frequency support and wind turbine preset restoration scheme of VSC-MTDC integrated offshore wind farms[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(10): 3537-3549.

[6] 张祥宇，王志伟，付　媛. 光储发电系统的虚拟轴系耦合与同步控制[J]. 高电压技术，2023，49(1)：342-352.
ZHANG Xiangyu, WANG Zhiwei, FU Yuan. Virtual shafting coupling and synchronous control for photovoltaic energy storage system[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(1): 342-352.

[7] 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.

[8] 陈国平，李明节，许　涛，等. 我国电网支撑可再生能源发展的实践与挑战[J]. 电网技术，2017，41(10)：3095-3103.
CHEN Guoping, LI Mingjie, XU Tao, et al. Practice and challenge of renewable energy development based on interconnected power grids[J]. Power System Technology, 2017, 41(10): 3095-3103.

[9] 文云峰，杨伟峰，林晓煌. 低惯量电力系统频率稳定分析与控制研究综述及展望[J]. 电力自动化设备，2020，40(9)：211-222.
WEN Yunfeng, YANG Weifeng, LIN Xiaohuang. Review and prospect of frequency stability analysis and control of low-inertia power systems[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(9): 211-222.

[10] TIELENS P, VAN HERTEM D. The relevance of inertia in power systems[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, 55: 999-1009.

[11] 张祥宇. 变速风电机组的虚拟惯性与系统阻尼控制研究[D]. 保定：华北电力大学，2013：41-50.
ZHANG Xiangyu. Virtual inertia and system damping control for variable speed wind turbines[D]. Baoding, China: North China Electric Power University, 2013: 41-50.

[12] 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.

[13] 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.
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.

[14] GAUTAM D, GOEL L, AYYANAR R, et al. Control strategy to mitigate the impact of reduced inertia due to doubly fed induction generators on large power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(1): 214-224.

[15] 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.

[16] 丁　磊，尹善耀，王同晓，等. 考虑惯性调频的双馈风电机组主动转速保护控制策略[J]. 电力系统自动化，2015，39(24)：29-34，95.
DING Lei, YIN Shanyao, WANG Tongxiao, et al. Active rotor speed protection strategy for DFIG-based wind turbines with inertia control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(24): 29-34, 95.

[17] ULLAH N R, THIRINGER T, KARLSSON D. Temporary primary frequency control support by variable speed wind turbines—potential and applications[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 23(2): 601-612.

[18] RAMTHARAN G, JENKINS N, EKANAYAKE J B. Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines[J]. IET Renewable Power Generation, 2007, 1(1): 3-9.

[19] ŽERTEK A, VERBIČ G, PANTOŠ M. Optimised control approach for frequency-control contribution of variable speed wind turbines[J]. IET Renewable Power Generation, 2012, 6(1): 17-23.

[20] DE ALMEIDA R G, LOPES J A P. Participation of doubly fed induction wind generators in system frequency regulation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(3): 944-950.

[21] ZHANG Z S, SUN Y Z, LIN J, et al. Coordinated frequency regulation by doubly fed induction generator-based wind power plants[J]. IET Renewable Power Generation, 2012, 6(1): 38-47.

[22] WU L, INFIELD D. Power system frequency management challenges-a new approach to assessing the potential of wind capacity to aid system frequency stability[J]. IET Renewable Power Generation, 2014, 8(7): 733-739.

[23] 张　旭，陈云龙，岳　帅，等. 风电参与电力系统调频技术研究的回顾与展望[J]. 电网技术，2018，42(6)：1793-1803.
ZHANG Xu, CHEN Yunlong, YUE Shuai, et al. Retrospect and prospect of research on frequency regulation technology of power system by wind power[J]. Power System Technology, 2018, 42(6): 1793-1803.

[24] 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.
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.

[25] 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.

[26] 王旭斌，杜文娟，王海风. 考虑锁相环动态的直驱风电机组虚拟惯性控制对电力系统小干扰稳定性影响[J]. 中国电机工程学报，2018，38(8)：2239-2252.
WANG Xubin, DU Wenjuan, WANG Haifeng. Small-signal stability of power systems as affected by D-PMSG virtual inertia control considering PLL dynamics[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(8): 2239-2252.

[27] 朱晓荣，陈玉伟，张祥宇，等. 含风电的区域电网功率振荡特性分析与综合控制[J]. 电测与仪表，2017，54(1)：33-38.
ZHU Xiaorong, CHEN Yuwei, ZHANG Xiangyu, et al. Impact of wind turbine on power oscillation characteristic in region network and integrated control strategy[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2017, 54(1): 33-38.

[28] YING J, YUAN X M, HU J B, et al. Impact of inertia control of DFIG-based WT on electromechanical oscillation damping of SG[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(3): 3450-3459.

[29] 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 Shiying, 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.

[30] 陈润泽，吴文传，孙宏斌，等. 双馈风电机组惯量控制对系统小干扰稳定的影响[J]. 电力系统自动化，2014，38(23)：6-12.
CHEN Runze, WU Wenchuan, SUN Hongbin, et al. Impact of inertia control of DFIG wind turbines on system small-signal stability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(23): 6-12.

[31] 文云峰，林晓煌. 孤岛与并网模式下微电网最低惯量需求评估[J]. 中国电机工程学报，2021，41(6)：2040-2052.
WEN Yunfeng, LIN Xiaohuang. Minimum inertia requirement assessment of microgrids in islanded and grid-connected modes[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(6): 2040-2052.

[32] 王宝财，孙华东，李文锋，等. 考虑动态频率约束的电力系统最小惯量评估[J]. 中国电机工程学报，2022，42(1)：114-126.
WANG Baocai, SUN Huadong, LI Wenfeng, et al. Minimum inertia estimation of power system considering dynamic frequency constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(1): 114-126.

[33] 王　毅，朱晓荣，赵书强. 风力发电系统的建模与仿真[M]. 北京：中国水利水电出版社，2015：24-27.
WANG Yi, ZHU Xiaorong, ZHAO Shuqiang. Modeling and simulation of wind power generation system[M]. Beijing, China: China Water & Power Press, 2015: 24-27.



张祥宇(通信作者)
1984—，男，博士，副教授
主要从事新能源发电与智能电网等方面的研究工作
E-mail: zh.xy.sq@163.com

ZHANG Xiangyu
Ph.D.
Associate professor
Corresponding author



金召展
1999—，男，硕士生
研究方向为风电并网主动支撑技术
E-mail: jinzhaozhan@163.com

JIN Zhaozhan



付　媛
1982—，女，博士，副教授
研究方向为新能源发电技术与智能电网技术
E-mail: fuyuan8000@163.com

FU Yuan
Ph.D.
Associate professor



万　怿
1998—，男，硕士生
研究方向为新能源发电控制技术
E-mail: 973880706@qq.com

WAN Yi

收稿日期　2022-08-19　修回日期　2023-02-12　　编辑　何秋萍

附录 A

1、系统频率响应模型参数

表 A1　系统频率响应模型参数及取值范围

Table A1　System frequency response model parameters and value range

模型参数	取值范围
系统惯性时间常数 H_{sys}/s	4~10
系统阻尼系数 D_{sys}	0~1
系统负荷调节系数 K_L	0~2
同步机调差系数 σ	0.03~0.05
涡轮机等值惯性时间常数 T/s	6~10
涡轮机特征系数 a	0<a<1
风电渗透率 k	/

表 A2　频率表达式参数计算结果

Table A2　Parameter values and calculation results of frequency expression

k/%	b	α	w	φ	ξ	t_{fm}/s
0	0.570	7.218	0.299	−8.34°	0.855	2.305
20	0.573	7.668	0.279	−7.492°	0.873	2.298
40	0.577	8.671	0.249	−6.619°	0.902	2.295

2、仿真算例参数

表 A3　仿真系统参数

Table A3　Simulation system parameters

设备	参数	数值
风机	额定电压/kV	0.69
	额定功率/kVA	2222
	固有惯量/s	4
	风速/(m·s^{-1})	8
同步机	调差系数	0.04
	额定频率/Hz	50
	固有惯量/s	5

表 A4　算例 1 参数设置

Table A4　Parameter setting of simulation example 1

参数类型	参数	数值
系统参数	总装机容量/MW	1500
	总负荷/MW	900
	风机容量/MW	300
	负荷突变量/MW	90
计算参数	风电渗透率 k/%	20
	功率扰动 ΔP_d	0.06
	系统惯量需求 H/s	3
	风机惯量需求 H_{vir}/s	0

表 A5　算例 1 仿真结果分析

Table A5　Analysis of simulation results of example 1

参数	仿真结果	计算结果	误差/%
频率变化极值时间/s	2.34	2.3	1.74
最大频率变化率/(Hz·s^{-1})	0.357	0.375	4.7
最大频率偏差/Hz	0.328	0.318	3.14

表 A6　算例 2 参数设置

Table A6　Parameter setting of simulation example 2

参数类型	参数	数值
系统参数	总装机容量/MW	1500
	总负荷/MW	900
	风机容量/MW	300
	负荷突变量/MW	180
计算参数	风电渗透率 k/%	20
	功率扰动 ΔP_d	0.12
	系统惯量需求 H/s	6
	风机惯量需求 H_{vir}/s	10

表 A7　算例 3 参数设置

Table A7　Parameter setting of simulation example 3

参数类型	参数	数值
系统参数	总装机容量/MW	1500
	总负荷/MW	900
	风机容量/MW	450
	负荷突变量/MW	450
计算参数	风电渗透率 k/%	30
	功率扰动 ΔP_d	0.3
	系统惯量需求 H/s	15
	风机惯量需求 H_{vir}/s	50