

基于VSG的风电机组虚拟惯量控制策略

王晓东¹, 李凯凯¹, 卢爽瑄², 刘颖明¹

(1. 沈阳工业大学电气工程学院, 沈阳 110870; 2. 沈阳工业大学化工过程自动化学院, 辽阳 111003)

摘 要: 针对永磁同步风电机组通过全功率变流器并网导致机组功率和电力系统频率解耦, 机组不具备惯量响应特性的问题, 综合考虑风轮、发电机、变流器特性构建“原动机-直流发电机-网侧变流器”的新型永磁同步风电系统控制模型, 提出一种基于虚拟同步发电(VSG)的风电机组功率控制策略以实现机组惯量响应, 提高机组电网频率支撑能力。网侧变流器基于VSG模拟传统同步发电机惯量响应特性, 将系统频率变化转化为直流母线电压变化, 机侧变流器利用机组风轮惯性通过发电机转矩控制实现直流母线电压的稳定。在PSCAD中基于1.5 MW永磁同步风电机组的仿真结果表明, 基于VSG虚拟惯量控制策略能有效抑制电力系统频率变化, 从而有效提高大规模风电场接入后系统的频率稳定性。

关键词: 风电机组; 调频; 同步发电; 虚拟惯量

中图分类号: TM 614

文献标识码: A

0 引 言

永磁同步发电系统(PMSG)具备效率高、可靠性高、运营维持成本低等优点, 已成为大功率风电机组主要的发电形式之一^[1]。PMSG通过全功率变流器与电网相连, 机组可变转速运行, 进行最大功率跟踪控制(MPPT), 具备较高的风能捕捉效率和有功、无功解耦控制能力^[2]。但在MPPT控制下, 风电机组出力和电力系统频率解耦, 失去了传统同步机的惯性响应特性, 此类风电机组大规模集中并网将导致电力系统惯量大幅减小。在发生扰动后, 系统频率变化率和偏移量将会增大, 甚至超过限值, 不利于系统的安全稳定^[3-7]。

国内外电力系统和风力发电相关研究机构针对大规模间歇性可再生能源集中并网导致电力系统惯性降低, 电力系统调频压力增加、运行成本高等问题开展了大量工作, 目前大多风电机组采用PD虚拟惯量控制策略, 把 dI/dt 控制环节附加在最大功率跟踪控制上^[9-11], 该控制虽然具有结构简单、物理意义明确等优点, 然而系统频率变化时, 惯性响应和最大功率跟踪控制之间存在相互影响, 使其无法实现预期的控制效果, 且风电机组动态调节过

程中的安全运行也不易保证。电力系统中同步发电机可参与系统的调频、调压, 且具惯性响应特性, 对电力系统的频率稳定性贡献显著, 因此, 通过虚拟同步发电(VSG)模拟同步机工作特性逐步成为解决上述问题的一个重要方向^[8-11]。

文献[12]首次提出VSG的概念, 但该方案将网侧逆变器等效为受控电流源, 因此无法很好地代表风电机组及其变流器的特性。文献[13~15]通过控制变流器功率来模拟常规同步发电机的运行特性, 一定范围内可有效支撑电网频率的稳定, 但仅仅实现了类似于储能的VSG控制。文献[16]提出能运行在并网和离网2种工作模式下的电压型VSG控制策略, 模拟了同步发电机的惯性响应和一次调频特性, 但并未考虑风电机组的能量转换特性对发电机转矩、转速变化影响。文献[17]在风电场出口并入基于VSG技术的储能系统, 利用储能系统补偿风电场的惯性不足, 这种方法虽然避免了对分布式能源发电系统原有控制策略的改动, 但需附加储能装置, 成本太高不易推广。

目前大多数虚拟同步发电(VSG)研究集中在微电网、光伏发电、储能等方向, 风电机组虚拟同步发电控制的研究只实现了网侧变流器的输出特性, 将

收稿日期: 2018-01-08

基金项目: 国家自然科学基金(51677121); 辽宁省自然科学基金指导计划(201602549); 辽宁省教育厅资助项目(LGD2016031)

通信作者: 卢爽瑄(1978—), 男, 博士、讲师, 主要从事风电机组控制、大规模储能系统及其应用技术方面的研究。lushixuan@yeah.net

机侧模块用直流电源替代,无法准确分析机组实际特性。本文综合考虑风轮、发电机、变流器特性,构建“原动机(WG)-直流发电机(DG)-网侧变流器(VG)”的新型永磁同步风电系统控制模型,提出一种基于VSG的风电机组虚拟惯量控制策略,使得风电机组具备了类似与传统同步发电机的惯量响应能力。

1 风电机组并网对系统惯性影响

对于旋转发电机而言,其转子存储的动能 E_k 为:

$$E_k = \frac{1}{2} J \omega_g^2 = \frac{1}{2} J \frac{\omega_e^2}{p} \quad (1)$$

式中, J ——电机的总转动惯量, $\text{kg} \cdot \text{m}^2$; ω_g ——电机转子机械角速度, rad/s ; ω_e ——电角速度, rad/s ; p ——极对数, $p=1$ 。

在电力系统中,常用惯性时间常数 H 来替代转动惯量,其值等于旋转电机的在额定机械角速度 ω_{gN} 下的转子动能与电机额定容量 S_{rated} 之比,即:

$$H = \frac{J \omega_{gN}^2}{2 S_{\text{rated}}} \quad (2)$$

对于同步发电机而言,额定电角机速度等于系统同步角速度,即 $\omega_{gN} = \omega_0 = 2\pi f_0$,因此系统频率变化时,同步发电机的转子转速也一起变化,在此过程中同步发电机由于转子动能变化而产生的有功功率 P_{k-sg} 为:

$$P_{k-sg} = \frac{dE_k}{dt} = J \omega_g \frac{d\omega_g}{dt} = J \omega_e \frac{d\omega_e}{dt} \quad (3)$$

假定同步发电机功率基值为额定容量、角速度基值为额定值,则可根据式(2)对式(3)进行标么化,得:

$$\bar{P}_{k-sg} = 2H \bar{\omega}_g \frac{d\bar{\omega}_g}{dt} = 2H \bar{f}_e \frac{d\bar{f}_e}{dt} \quad (4)$$

式中, \bar{P}_{k-sg} ——同步机有功输出标么值; $\bar{\omega}_g$ ——转速标么值; \bar{f}_e ——系统频率标么值,由于电力系统频率变化一般不会太大,可近似认为系统频率标么值为1。

因此,同步发电机的惯性响应可用式(5)表示:

$$2H \frac{d\bar{f}_e}{dt} = \Delta P \quad (5)$$

式中, ΔP ——同步机机械功率和电磁功率之差, W 。

进一步,当系统频率变化 $\Delta \bar{f}_e$ 时,同步发电机电角速度变化 $\Delta \bar{\omega}_e = \Delta \bar{f}_e$,则对应的同步发电机转子动能增量为:

$$\Delta E_{k-sg} = \int_{\bar{\omega}_e}^{\bar{\omega}_e + \Delta \bar{\omega}_e} (2H \bar{\omega}_e \frac{d\bar{\omega}_e}{dt}) dt = H(\bar{\omega}_e + \Delta \bar{\omega}_e)^2 - H \bar{\omega}_e^2 \quad (6)$$

式(5)和式(6)定量表示了当系统频率发生波动时,同步发电机转子释放(吸收)动能从而抑制系统频率变化的特性,即同步发电机的惯性响应。由式(5)、式(6),同步发电机对电力系统的总惯量的贡献可用其固有惯性时间常数 H 来衡量。

则含有风电的电力系统总惯性时间常数 H_{all} 可表征为:

$$H_{\text{all}} = \left[\sum_{i=1}^n \left(\frac{1}{2p_i^2} J_i \omega_e^2 \right) + \sum_{j=1}^m E_{k-\text{PMSG},j} \right] / S_{\text{all}} \quad (7)$$

式中, n 、 m ——系统中同步发电机组和直驱风力发电机组的数量; $1/2p_i^2(J_i \omega_e^2)$ ——系统中同步发电机组的旋转动能; $E_{k-\text{PMSG},j}$ ——系统中风电机组的旋转动能; $\text{kg} \cdot \text{m}^2/\text{s}^2$; S_{all} ——系统总的额定容量, W 。

由于永磁同步风电机组定子通过双向变流器并网,在电网频率波动时,机组功率对频率变化无任何响应,按照自身功率曲线运行,风电机组对系统惯量无贡献。

$$\sum_{j=1}^m E_{k-\text{PMSG},j} \approx 0 \quad (8)$$

通过分析同步发电机和直驱风力机的惯性响应可知,如果在网侧变流器控制中引入虚拟同步发电控制,利用机组风轮自身隐藏的旋转动能来模拟同步发电机的惯性响应,使机组网侧变流器具有同步发电机的出力特征,则式(7)中的系统惯量相对于传统直驱风力机控制策略有显著提升,含永磁同步风电机组的电力系统频率稳定性也会得到明显改善。

2 基于VSG的风电机组虚拟惯量控制策略

2.1 新型永磁同步风电系统控制模型

现有的风电机组虚拟惯量研究大多将机侧变流器等同为恒定直流源,这一做法忽略了风电机组功率特性。本文综合考虑风轮、发电机、变流器特性,构建“原动机(WG)-直流发电机(DG)-网侧变流器(VG)”的新型永磁同步风电系统控制模型,如

图 1 所示。其中,风轮相当于原动机 WG,发电机、机侧变流器以及直流母线组成直流发电机 DG。

永磁风力发电系统和电网等值机以及 LCL 滤

波电路构成系统主电路。网侧变流器基于 VSG 控制,将虚拟同步发电控制引入网侧变流器,使网侧变流器具有同步发电机的工作特性,对系统频率的变化具备惯性响应能力。

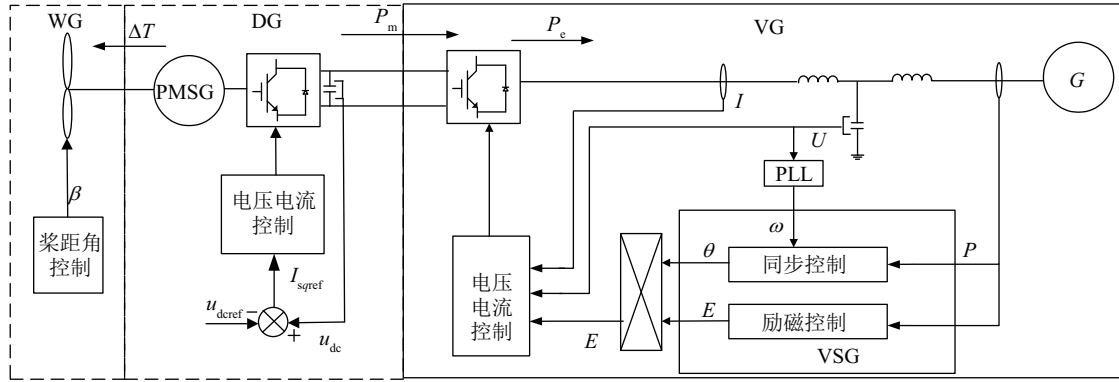


图 1 新型永磁同步风电系统控制模型

Fig. 1 New control mode of permanent magnet synchronous wind power system

$$\begin{cases} P_e(s) = \frac{U_g E / x_s}{2H_{vsg} s^2 + Ds + U_g E / x_s} P_m(s) \\ P_m = (k_p + \frac{k_i}{s})(U_{dcref} - U_{dc})U_{dcref} \end{cases} \quad (9)$$

式中, P_m 、 P_e ——网侧变流器机械功率和电磁功率, W; U_g 、 E ——电网电压幅值和网侧变流器端电压, V; H_{vsg} 、 D ——虚拟惯性时间常数和阻尼系数; x_s ——线路等效电抗; k_p 、 k_i ——PI 控制参数; U_{dcref} 、 U_{dc} ——直流电压的参考值和实际值, V。

式(9)表明,网侧变流器系统频率变化转化为直流母线电压变化,此时,机侧变流器控制直流母线电压,通过调节永磁同步发电机的电磁转矩,从而利用直驱风电机组风轮中隐藏的巨大动能。

$$\begin{cases} \Delta T = T_m - T_e = T_m - \frac{3}{2} n_p \psi_f I_{sqref} \\ I_{sqref} = \left(k_p + \frac{k_i}{s} \right) (U_{dcref} - U_{dc}) U_{dcref} \frac{u_{sq}}{u_{sq}^2 + u_{sd}^2} \end{cases} \quad (10)$$

式中, T_m 、 T_e ——风轮机械转矩和电磁转矩, N·m; u_{sd} 、 u_{sq} ——定子电压的 dq 轴分量, V; n_p ——极对数; I_{sqref} ——定子电流的 q 轴分量, A; ψ_f ——转子永磁体磁链, Wb。

式(9)和式(10)表明通过机侧、网侧变流器的协调控制实现了风轮特性和虚拟同步发电机的有机结合,当 VG 响应系统频率变化时,其实质是将不平衡功率转移到 WG,通过释放(吸收)风电机组风轮中隐藏的动能来最终主动响应系统频率变化。

当风电机组风轮转速增加到额定值后,可通过桨距控制进行调节。

2.2 基于 VSG 的网侧变流器虚拟惯量控制

网侧变流器虚拟惯量控制策略主要包括基于 VSG 控制的数学建模和控制算法两部分, VG 数学建模是从物理上模仿同步发电机的机械特性和电磁特性,控制算法则是从同步机的外特性上模拟同步控制和励磁控制。

VG 数学建模是以同步发电机经典的两阶模型为参考对象,构建基于 VSG 的机械运动部分和电磁部分数学模型。将虚拟轴系引入到网侧逆变系统,可得到 VG 虚拟转子运动方程,如式(9)所示,转子运动方程反映了 VG 的虚拟转子惯性以及阻尼特性,模拟了同步机的机电方程,实现了虚拟转子转速和系统频率的耦合,使得 VG 具有了类似同步机的惯性响应特性。

$$\begin{cases} 2H_{vsg} \frac{d\Delta\omega}{dt} = P_m - P_e - D(\omega - \omega_{ref}) \\ \frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_{ref} \end{cases} \quad (11)$$

式中, H_{vsg} ——虚拟惯性时间常数; D ——阻尼系数; ω ——虚拟机械角速度, ω_{ref} ——电网同步角速度的参考值, $\Delta\omega$ ——电角速度差, $\Delta\omega = \omega - \omega_{ref}$, rad/s; δ ——VSG 的功角, rad。

电磁部分建模以定子电气方程为参考对象,过程中重点考虑定子电路的电压-电流关系,如式(12)

所示:

$$\dot{E}_{0i} = E_0 \sin \theta = \dot{U}_i + \dot{I}_i(r_s + jx_s) \quad (12)$$

式中, \dot{E}_{0i} 、 \dot{U}_i 、 \dot{I}_i ——三相感应电动势、定子端电压和定子电流; θ ——相位角; r_s ——定子电枢电阻; x_s ——线路等效电抗。

在本文控制策略中,风电机组不考虑参与系统一次调频,主要以通过VG模拟同步发电机惯性为主,而不关心同步机的电磁暂态过程,故采用式(11)和式(12)就可建立基于VSG的网侧逆变系统数学模型。

基于VSG的网侧逆变系统与传统风电机组网侧变流器控制的本质区别在于前者通过控制算法模拟同步发电机的运行机制,但仍可部分保留传统风电机组网侧变流器的控制环节,如图1所示。其中,功率控制环节是VSG技术的主要载体,以实现类似同步发电机的同步控制与励磁控制功能,并产生逆变器控制参考电压,电压电流双环控制可采用传统风电机组网侧变流器的控制技术。

通过式(11)可得VG同步控制的传递函数:

$$\omega = \frac{1}{2H_{\text{vsg}}s} [P_m - P_e - D(\omega - \omega_{\text{ref}})] \quad (13)$$

同步控制模拟了同步机响应系统频率变化的动态过程,虚拟机械功率 P_m 和直驱风力机电磁功率 P_e 之差通过一个惯性环节后可得到频率的偏差,在功率突变时,正是由于 H_{vsg} 的存在,使得VG在功率和频率动态过程中具有惯性环节,而 D 则使得VG具备阻尼功率振荡的能力。

功率控制环节最后生成参考电压的瞬时值,并以此作为SVPWM控制单元的输入信号,控制框图如图2所示。

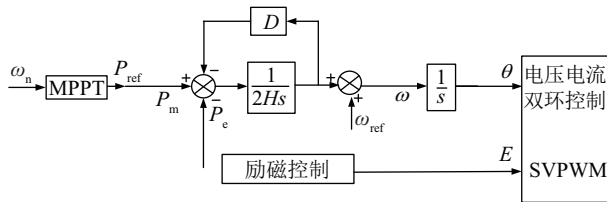


图2 网侧变流器虚拟惯量控制

Fig. 2 Virtual inertia control of grid side converter

由于暂不考虑一次调频,虚拟机械功率 P_m 等同于MPPT计算得到的功率指令 P_{ref} 。额定风速之上 P_{ref} 为机组额定功率,额定风速之下可按式(14)计算。

$$P_m = P_{\text{ref}} = K_{\text{opt}} \omega_n^3 \quad (14)$$

式中, K_{opt} ——最大功率跟踪曲线的比例系数; ω_n ——风轮转速, rad/s。

对于图2所示的VSG控制算法,网侧变流器的输出有功功率为:

$$P_e = \frac{U_g E}{x_s} \sin \delta \approx \frac{U_g E}{x_s} \delta \quad (15)$$

式中, U_s ——电网电压幅值, V, 由于 δ 较小, 可认为 $\delta \approx \sin \delta$ 。

对式(15)分别求一阶、二阶导数得到:

$$\begin{cases} \frac{dP_e}{dt} = \frac{U_g E}{x_s} \frac{d\delta}{dt} = \frac{U_g E}{x_s} (\omega - \omega_{\text{ref}}) \\ \frac{d^2 P_e}{dt^2} = \frac{U_g E}{x_s} \frac{d\omega}{dt} \end{cases} \quad (16)$$

将式(14)和式(16)代入式(11)得到:

$$P_m = P_e + D \frac{dP_e}{dt} \frac{x_s}{U_g E} + 2H \frac{d^2 P_e}{dt^2} \frac{x_s}{U_g E} \quad (17)$$

对式(17)两边取拉式变换可得:

$$\frac{P_e(s)}{P_m(s)} = \frac{U_g E/x_s}{2Hs^2 + Ds + U_g E/x_s} \quad (18)$$

由前所述以及式(16),可以得到网侧变流器基于VSG控制算法的惯性响应模型,如图3所示。

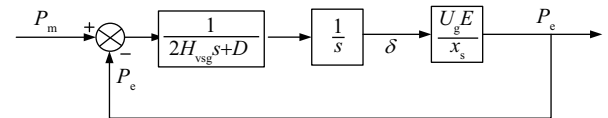


图3 惯性响应模型

Fig. 3 Inertial response model

网侧变流器采用VSG控制时,能通过建立功率变化和内电势之间的联系,使直驱风力机对电网表现出惯量响应特性,在电网受到扰动时抑制频率变化,提高系统频率稳定性。

2.3 机侧变流器直流母线电压控制

机侧变流器采用转子磁场定向矢量控制,转子磁链方向定为同步旋转坐标系的 d 轴,如式(19)所示。

$$\begin{cases} u_{sd} = R_s i_{sd} + L_{sd} \frac{di_{sd}}{dt} - \omega_s L_{sq} i_{sq} \\ u_{sq} = R_s i_{sq} + L_{sq} \frac{di_{sq}}{dt} + \omega_s L_{sd} i_{sd} + \omega_s \psi_f \end{cases} \quad (19)$$

式中, u_{sd} 、 u_{sq} —— dq 轴定子电压分量, V; i_{sd} 、 i_{sq} —— dq 轴定子电流分量, A; L_{sd} 、 L_{sq} —— dq 轴定

子电感分量, H ; R_s ——发电机的定子电阻, Ω ; ω_s ——同步电角速度, rad/s ; ψ_f ——转子永磁体磁链, Wb 。

网侧变流器基于 VSG 控制时, DG 的主要任务是维持直流母线电压的稳定。机侧变流器直流母线电压参考值 U_{dcref} 与其实测值 U_{dc} 进行比较, 通过电压调节器得到机侧变流器直流侧的电流参考值 I_{dcref} 。

$$I_{\text{dcref}} = (k_p + \frac{k_i}{s})(U_{\text{dcref}} - U_{\text{dc}}) \quad (20)$$

式中, k_p 、 k_i ——PI 的控制参数。可得到网侧变流器 P_{ref} 的参考值为:

$$P_{\text{ref}} = P_m = (k_p + \frac{k_i}{s})(U_{\text{dcref}} - U_{\text{dc}})U_{\text{dcref}} \quad (21)$$

通过式(21)和图 3 可知, 网侧变流器将系统频率的变化转化为了直流母线电压的变化。在本文中仅考虑惯性响应的问题, 因此, 通过式(21)可得:

$$\begin{cases} I_{\text{sqref}} = \frac{u_{\text{sq}}}{u_{\text{sq}}^2 + u_{\text{sd}}^2} P_m \\ T_e = \frac{3}{2} n_p \psi_f I_{\text{sqref}} \end{cases} \quad (22)$$

根据式(19)~式(22)可构建机侧变流器的控制框图, 如图 4 所示, 控制系统的外环为直流母线电压, 经过 PI 调节器输出电流的参考值 I_{sqref} , 通过电流的内环控制, 将机械功率转化为电磁功率并传送到直流母线, 达到利用风轮物理惯性实现直流母线电压稳定的目的。

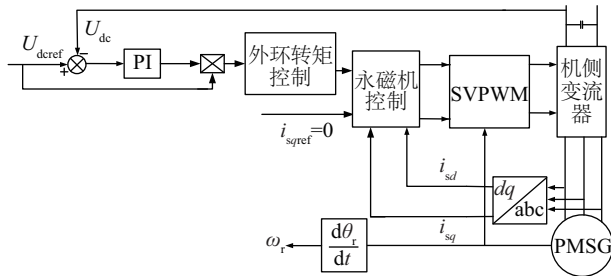


图 4 机侧变流器直流母线电压控制

Fig. 4 DC bus voltage control of motor side converter

永磁同步风电机组所提供的虚拟惯性时间常数 H_{vsg} 可根据实际需要而进行调整。 H_{vsg} 与机组的初始转速 ω_{tur0} 和转速偏移量 $\Delta\omega_{\text{tur}}$ 有关, 初始转速和转速偏移量越大, 提供的虚拟惯性也越大。较同容量的同步发电机提供的惯性 ($H \approx 0.5$), 基于 VSG 控

制的永磁同步风电机组提供的虚拟惯量较大, 有利于系统频率的稳定。

3 仿真与结果分析

为了验证基于 VSG 的风电机组虚拟惯量控制策略的可行性和有效性, 在 PSCAD/EMTDC 软件中搭建含永磁同步风电机组、电网调频等值机、可变负载的电力系统模型, 如图 5 所示。模型包含 6 台 1.5 MW 的直驱永磁风电机组 (详细参数如表 1 所示), 主网等值同步发电机组额定功率为 120 MW。该系统风电场渗透率约 6.9% (接近实际风电渗透率, 若进一步提高, 系统惯量问题更加突出, 本文方法的效果也将更明显), 初始负荷 L 为 100 MW, 系统采样步长 $h = 50 \mu\text{s}$, 初始风速保持 10 m/s。

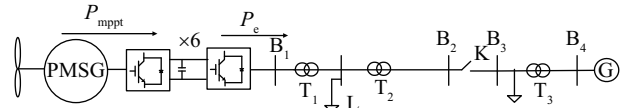


图 5 系统仿真模型

Fig. 5 System model of simulation

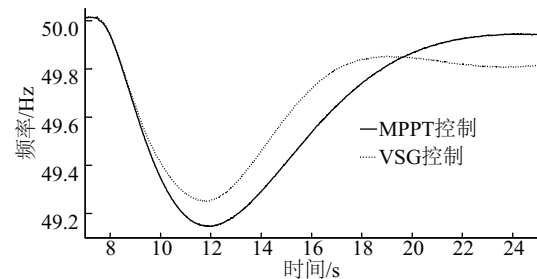
表 1 风电机组模型参数

Table 1 Wind turbine model parameters

参数	数值	参数	数值
定子电阻/pu	0.0045	风轮惯性系数/s	2.5
转子电阻/pu	0.0053	电机惯性系数/s	0.5
极对数	10	虚拟惯性系数/s	3.0

3.1 负荷突变工况仿真与分析

为了分析本文所提出控制策略在缓解由负载变化引起的系统频率波动方面的性能, 在恒风速变负载工况下进行仿真。直驱永磁风电机组并联电网等值机稳定运行, 8 s 时突增可变负载 6 MW, 系统惯性响应曲线如图 6 所示。



a. 系统频率变化

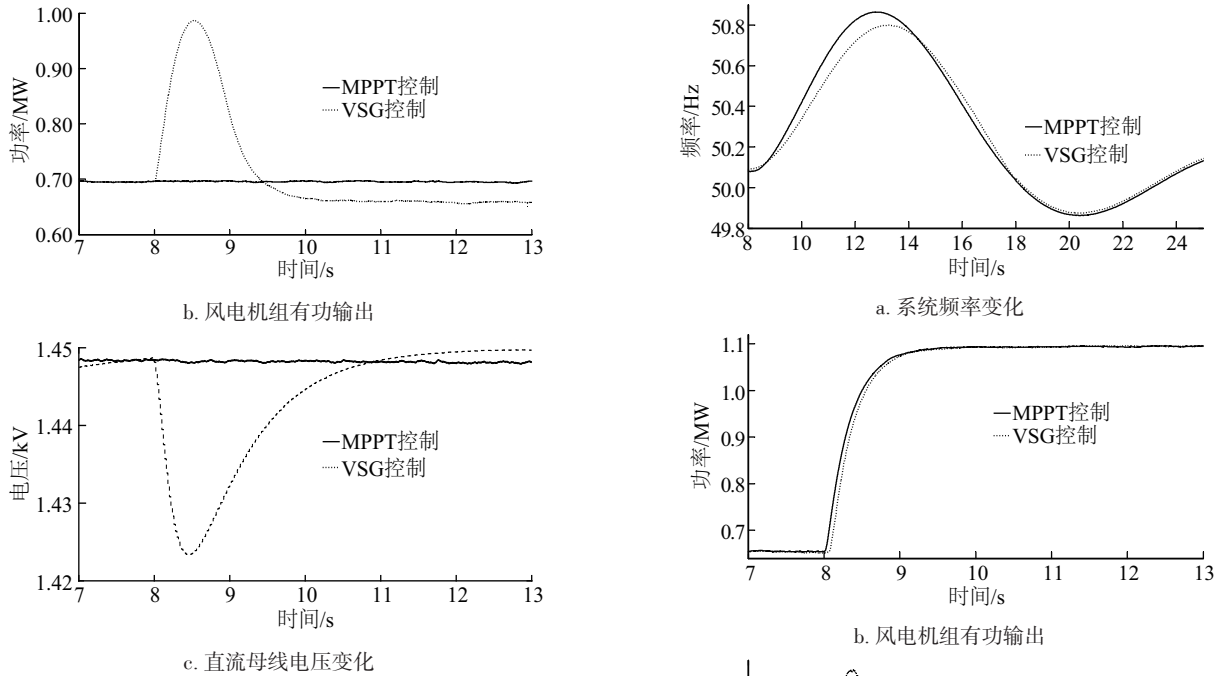


图6 负载突增时系统惯性响应曲线

Fig. 6 Inertia response curve in load sudden increasing case

图 6a 可看出,风电机组采用传统 MPPT 控制时,系统频率下跌至 49.19 Hz,采用基于 VSG 的控制策略后,最低值提高到 49.22 Hz,频率幅值下降减少了约 0.03 Hz。

相比传统 MPPT 控制,基于 VSG 虚拟惯量控制的风电机组具备更好的惯量响应能力,风电机组快速响应系统频率变化而增加有功出力,系统频率的波动改善明显。网侧变流器向直流母线索取相应能量的过程中会导致直流母线电压的短时间波动,如图 6c 所示,母线电压波动最大幅度 23 V。机侧变流器通过控制 PMSG 电磁转矩释放风力机自身动能增加能量输出,以平衡输送到网侧变流器的有功功率,直流母线电压的波动在变流器正常工作的范围之内,全功率变流器可稳定工作。

3.2 变风速工况仿真与分析

为了分析本文所提出控制策略在缓解由风速波动对系统频率影响方面的性能,在阶跃阵风工况下进行仿真。仿真中负载保持不变,系统保持稳定运行,8 s 时风速突然跃变至 12 m/s,系统惯性响应曲线如图 7 所示。

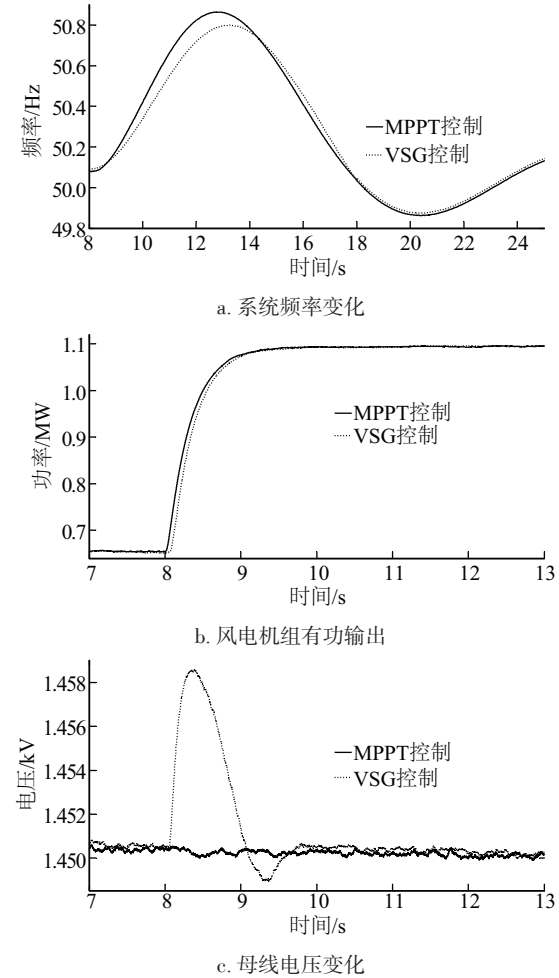


图7 风速跃变时系统惯性响应对比

Fig. 7 Inertia response curve in wind speed sudden increasing case

如图 7a 和图 7b,直驱风电机组采用传统 MPPT 控制时,输出功率快速响应风速,频率出现较大波动,电网等值机承担了所有频率调节任务。采用 VSG 虚拟惯量控制时,直驱风电机组对风速跃变引起的有功突增有一定抑制效果。系统频率的变化得到一定改善,系统频率变化的最大值由 50.81 Hz 下降至 50.80 Hz。

调节过程中直流母线电压出现一定波动,波动最大幅度约 8 V,如图 7c 所示。机侧变流器减小能量输出,维持直流母线电压恒定,多余的能量转换为风轮动能。

4 结论

为了改善由于变速风电机组不具备惯量响应特性,而无法抑制电网频率波动的现象,本文构建

“原动机-直流发电机-网侧变流器”的新型永磁同步风电系统模型,提出一种基于虚拟同步发电(VSG)的风电机组虚拟惯量控制策略,将系统频率变化转化为直流母线电压变化,机侧变流器通过发电机转矩控制利用风轮物理惯性实现直流母线电压的稳定。仿真结果表明,该策略可抑制由电网负荷突变、风速变化引起的电网频率波动,使风电机组具备常规同步发电机类似的惯量响应特性,对电网频率起到支撑作用。

[参考文献]

- [1] 张磊,朱凌志,姜达军,等.直驱风电机组模型构建方法及其实现[J].电网技术,2016,40(11):3474—3481.
- [1] Zhang Lei, Zhu Lingzhi, Jiang Dajun, et al. Modelling approach and implementation of direct-drive wind turbine[J]. Power System Technology, 2016, 40(11): 3474—3481.
- [2] Morren J, Pierik J, Haan S W H D. Inertial response of variable speed wind turbines[J]. Electric Power Systems Research, 2006, 76(11): 980—987.
- [3] Lalor G, Mullane A, O'Malley M. Frequency control and wind turbine technologies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(4): 1905—1913.
- [4] 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.
- [4] 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.
- [5] Moore I, Ekanayake J. Frequency response from wind turbines[J]. Wind Engineering, 2008, 32(6): 1—5.
- [6] 李立成,叶林.变风速下永磁直驱风电机组频率——转速协调控制策略[J].电力系统自动化,2011,35(17):26—31.
- [6] Li Licheng, Ye Lin. Coordinated control of frequency and rotational speed for direct drive permanent magnet synchronous generator wind turbine at variable wind speeds[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(17): 26—31.
- [7] 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.
- [7] 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.
- [8] 郑天文,陈来军,陈天一,等.虚拟同步发电机技术及展望[J].电力系统自动化,2015,39(21):165—175.
- [8] Zheng Tianwen, Chen Laijun, Chen Tianyi, et al. Review and prospect of virtual synchronous generator technologies[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(21): 165—175.
- [9] 侍乔明,王刚,付立军,等.基于虚拟同步发电机原理的模拟同步发电机设计方法[J].电网技术,2015,39(3):783—790.
- [9] Shi Qiaoming, Wang Gang, Fu Lijun, et al. A design method of simulative synchronous generator based on virtual synchronous generator theory[J]. Power System Technology, 2015, 39: 783—790.
- [10] 孟建辉,王毅,石新春,等.基于虚拟同步发电机的分布式逆变电源控制策略及参数分析[J].电工技术学报,2014,29(12):1—10.
- [10] Meng Jianhui, Wang Yi, Shi Xinchun, et al. Control strategy and parameter analysis of distributed inverters based on VSG[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(12): 1—10.
- [11] Alipoor J, Miura Y, Ise T. Stability assessment and optimization methods for microgrid with multiple VSG units[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 9(2): 1462—1471.
- [12] Beck H P, Hesse R. Virtual synchronous machine[A]. International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation[C], Barcelona, Spain, 2007, 1—6.
- [13] Zhong Q C, Weiss G. Synchronverters Inverters That Mimic Synchronous Generators[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011, 58(4): 1259—1267.
- [14] Chen Y, Hesse R, Turschner D, et al. Improving the grid power quality using virtual synchronous machines[A]. International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives[C], Malaga, Spain, 2011, 1—6.
- [15] Li C, Burgos R, Cvetkovic I, et al. Evaluation and control design of virtual-synchronous-machine-based STATCOM for grids with high penetration of renewable energy[A]. Energy Conversion Congress and Exposition [C], Pennsylvania, USA, 2014, 5652—5658.
- [16] Gao F, Iravani M R. A control strategy for a distributed generation unit in grid-connected and autonomous modes of operation[J]. IEEE Transactions on Power

- Delivery, 2008, 23(2): 850—859.
- [17] 王思耕, 葛宝明, 毕大强. 基于虚拟同步发电机的风电场并网控制研究[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(21): 49—54.
- [17] Wang Sigeng, Ge Baoming, Bi Daqiang. Control strategies of grid-connected wind farm based on virtual synchronous generator [J]. Power System Protection & Control, 2011, 39(21): 49—54.

VIRTUAL SYNCHRONOUS GENERATOR BASED VIRTUAL INERTIA CONTROL STRATEGY OF WIND TURBINE

Wang Xiaodong¹, Li Kaikai¹, Lu Shixuan², Liu Yingming¹

(1. School of Electrical Engineering, Shenyang University of Technology, Shenyang 110870, China;

2. School of Chemical Process Automation, Shenyang University of Technology, Liaoyang 111003, China)

Abstract: A new wind turbine virtual inertia control strategy based on virtual synchronous generator (VSG) is presented in this paper. In this strategy, grid-side converter imitates inertial response of traditional synchronous generator through VSG control, the variation of system frequency is banded to the change of DC bus voltage. Motor-side converter uses the energy of motion of wind turbine to stabilize the bus voltage through electromagnetic torque control. With the coordination control of motor-side and grid-side converter, the variable speed wind turbines output power and grid frequency are coupled according to the synchronous generator style. The simulation results in PSCAD, which is based on 1.5 MW PMSG wind turbine, showed that the VSG based wind turbine virtual inertia control strategy can restrain system frequency variation, the grid-friendship of wind turbine is improved.

Keywords: wind turbines; frequency modulation; synchronous generators; virtual inertial