第 49 卷 第 6 期：2526-2537 高电压技术 Vol.49, No.6: 2526-2537
2023 年 6 月 30 日 High Voltage Engineering June 30, 2023
DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20221056

直流微网中直驱风机的类虚拟同步发电机惯性控制策略

沈可心，薛博文，朱晓荣
（华北电力大学(保定)电力工程系，保定 071003）

摘　要：含分布式能源的直流微网惯性低、母线电压易受负荷功率波动影响，而风电机组的转子中蕴含着大量动能，可改变风机侧变流器的控制策略，使发电机转子释放或储存动能，为直流电压提供惯性支撑。首先，通过类比交流电网中的虚拟同步发电机控制，提出了一种适用于直流微网中风电机组的类虚拟同步发电机惯性控制策略。其次，引入与转子旋转动能、变流器可调容量相关的惯性支撑系数，定量评估了不同运行工况下风电机组的惯性支撑能力，以此选择合适的虚拟惯性系数。然后，建立了小信号模型，对所提控制策略进行理论分析，针对初始阶段产生的电压突变，采用前馈补偿进行了修正。研究结果表明，类虚拟同步发电机控制能利用风机的转子动能为系统提供惯性支撑，使直流电压具有更好的动态特性。最后，通过 RT-LAB 实时仿真平台仿真验证了所提控制策略的有效性。

关键词：直流微网；直驱风机；类虚拟同步发电机；惯性支撑；小信号模型

Inertia Control Strategy of Direct-driven Wind Generation System in DC Microgrid Based on Analogous Virtual Synchronous Generator

SHEN Kexin, XUE Bowen, ZHU Xiaorong
(Department of Electric Power Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract: The DC microgrid with distributed energy has low inertia, and the bus voltage is easily affected by load power fluctuations; meanwhile, the rotor of the wind turbine contains a lot of kinetic energy. Therefore, the control strategy of the wind turbine side converter can be changed, so that the rotor of the generator can release or store kinetic energy, which provides inertial support for the DC voltage. First, an analogous virtual synchronous generator inertial control strategy for wind turbines in DC microgrids is proposed by analogy to the virtual synchronous generator control in the AC grid. Secondly, the inertial support coefficient related to the rotational kinetic energy of the rotor and the adjustable capacity of the converter is introduced to quantitatively evaluate the inertial support capacity of the wind turbine under different operating conditions, so as to select the appropriate virtual inertial coefficient. Then, a small-signal model is established, the proposed control strategy is theoretically analyzed, and the abrupt change of voltage in the initial stage is corrected by feedforward compensation. The research results show that the virtual synchronous generator control can use the rotor kinetic energy of the fan to provide inertial support for the system, so that the DC voltage has better dynamic characteristics. Finally, the effectiveness of the proposed control strategy is verified by RT-LAB real-time simulation platform simulation.

Key words: DC microgrid; direct-driven wind generation system; analogous virtual synchronous generator; inertial support; small signal model

0　引言

在全球气候和环境问题的压力下，以新能源发电为主的分布式发电技术得到了蓬勃发展[1-2]。作为拓展分布式发电技术的有效途径，直流微网在提高能源利用率、灵活控制等方面具有明显优势，受到了广泛的关注[3-4]。但由于电力电子变流器的隔离作用，直流微网呈现出“低惯量、低阻尼”特性，使得电网对负荷频繁投切、新能源输出功率突变极为敏感，对系统的稳定运行造成了严重影响[5-7]。

风电机组通过变流器并入直流微网，运行在最大功率跟踪(maximum power point tracking，MPPT)模式下，使得风机转速与直流电压解耦，无法为系统提供惯性支持[8-10]。事实上，风电机组转速变化范围较宽，转子中存储着大量动能[11-12]。在动态过程中，通过改变风机侧变流器的控制策略，使发电机转子释放或储存动能，为直流电压提供惯性支撑，有利于提高直流电压的动态稳定性。

虚拟同步发电机(virtual synchronous generator，VSG)技术是指在变流器中引入同步机的机电暂态方程，从而模拟同步机的惯性、阻尼特性，在交流微网中应用较为成熟[13-15]。文献[16]提出了一种双馈风机的自适应 VSG 控制策略，增强了系统的频率稳定性。文献[17]针对电网对称故障，提出了电压补偿虚拟同步控制策略，增强了风电机组的低电压穿越能力和故障恢复能力。文献[18]将虚拟同步机控制策略应用于风机侧变流器上，利用转子动能提供惯性支撑，并在变流器交流侧附加储能装置，实现了一次调频。

在直流微网中，已有研究通过类比推理，提出了一种类虚拟同步发电机(analogous virtual synchronous generator，AVSG)的虚拟惯性控制策略，将其应用在双向并网变换器[19]、储能单元 DC-DC 变换器[20]中，并分析了系统的动态特性和稳定性。文献[21]提出了多端口变换器的 AVSG 虚拟惯性控制策略，并采用虚拟阻抗抑制并网环流。但将该策略应用于直流微网中风机侧变流器的研究较少，且目前相关研究缺乏对不同运行工况风电机组惯性支撑能力的评估。文献[22]根据不同风速对风电机组进行排序，量化其调频能力，但其时序控制策略复杂。文献[23]提出了考虑风电机组调频能力的虚拟惯量协调控制策略，避免了复杂的时序安排，但未考虑全风速下风电机组的惯性支撑能力。

针对上述问题，本文提出了一种直流微网中直驱风电机组的 AVSG 惯性控制策略。首先，阐述了 VSG 的控制原理，类比推理提出了直驱风机的 AVSG 控制策略，并在控制中加入转速保护模块及转速恢复模块；其次，引入惯性支撑系数，分析了风电机组在不同运行工况下的惯性支撑能力；然后，建立了小信号模型，推导出直流母线电压与直流侧输出电流之间的关系，采用前馈补偿修正了初始阶段的电压突变，改善了直流电压的动态性能；最后，在 RT-LAB 实时仿真平台上建立了直流微电网仿真模型，验证本文所提控制策略的有效性。

1 含直驱风电机组的直流微网结构

图 1 为含直驱风电机组(PMSG)的直流微网结构图，主要由直驱风电机组、交直流负载以及相对应的电力电子变换器组成，为突出研究重点，本文微电网没有配置储能。风机侧变流器(wind-side voltage source converter，W-VSC)包括 IGBT 三相桥电路、直流侧储能电容 C、交流侧滤波电感 L。图 1 中：u_{dc} 为直流母线电压；i_{dc} 为桥臂直流侧电流，i_o 为 W-VSC 直流侧输出电流。

图 1 中，风机侧变流器 W-VSC 控制电磁功率，实现最大风功率追踪；电网侧变流器(grid-side voltage source converter，G-VSC)采用下垂控制保持直流母线电压稳定，维持网内功率平衡，其控制结构图如附录图 A1 所示，下垂特性曲线如附录图 A2 所示；负荷通过 DC/AC 变流器或 DC/DC 变流器接到直流母线上，为恒功率负荷。

风电机组的功率跟踪曲线与运行区域如图 2 所示。图 2 中，P^*为风电机组有功参考值，ω_r为风电机组转子转速，ω_0、ω_1、ω_2 分别为切入转速、转速恒定区切入转速、最大允许转速。根据不同的风速，一般可以划分为 4 个区域：启动区、最大功率跟踪区(低风速区)、转速恒定区(中风速区)、功率恒定区(高风速区)。在低风速区和中风速区，风电机组实行最大风功率跟踪控制或转速控制；在高风速区，风电机组通过调节桨距角保持功率恒定。在控制过程中，本文不考虑风电机组的轴系动态。

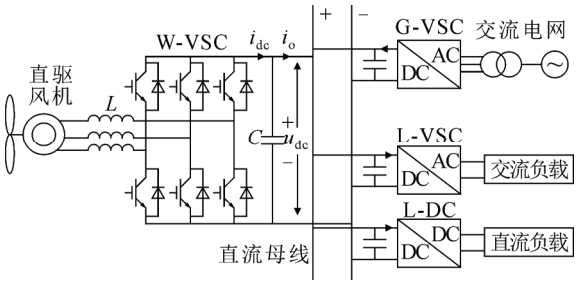


图 1 含直驱风机的直流微网结构图

Fig.1 Diagram of DC Microgrid with PMSG

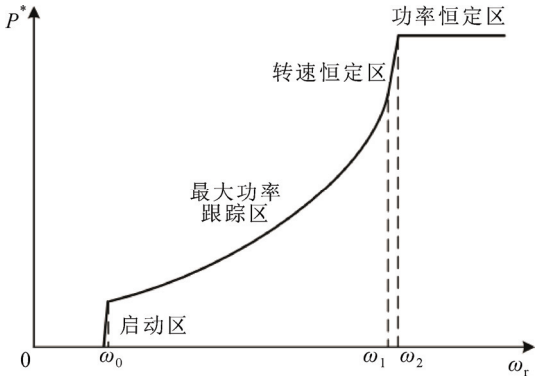


图 2 风电机组的功率跟踪曲线与运行区域

Fig.2 Power tracking curve and operating area of the wind turbine

风电机组有功参考值 P^*[24]可根据转速 ω_r 得到

$$P^*=\begin{cases}k_{opt}\omega_r^3, & \omega_0<\omega_r\le\omega_1\\ P_{max}+\dfrac{(P_{max}-k_{opt}\omega_1^3)}{(\omega_2-\omega_1)}(\omega_r-\omega_2), & \omega_1<\omega_r<\omega_2\\ P_{max}, & \omega_r\ge\omega_2\end{cases} \tag{1}$$

式中：P_{max} 为输出有功功率上限值；k_{opt} 为最大功率跟踪曲线系数。

2 直驱风机的 AVSG 控制

2.1 AVSG 控制原理

虚拟同步发电机的有功−频率控制模拟了同步发电机的一次调频、惯性和阻尼特性[21]，若同步发电机的极对数为 1，则转子运动方程可表示为

$$J\frac{\mathrm{d}\omega}{\mathrm{d}t}=T_m-T_e-T_d \tag{2}$$

式中：T_m、T_e、T_d 分别为 VSG 的机械、电磁、阻尼转矩；ω 为 VSG 角频率；J 为虚拟转动惯量。

将额定角频率 ω_n 引入惯性环节，并作为阻尼环节的反馈信号，则式(2)可表示为

$$J\frac{\mathrm{d}(\omega-\omega_n)}{\mathrm{d}t}=T_m-T_e-D(\omega-\omega_n) \tag{3}$$

式中 D 为阻尼系数。由于 J 的存在，使得 VSG 在电网频率突变时能够迅速调节有功功率，从而支撑电网频率；由于 D 的存在，使得 VSG 具备阻尼频率振荡的能力。

由文献[19]可知，交流电网和直流电网各变量间具有可类比性。将式(2)中的 T_m 用 i_{set} 代替，T_e 用 i_o 代替，T_d 用 i_d 代替，ω 用 u_{dc}^* 代替，J 用 C_{vir} 代替，类比式中转子转速变化时频率与功率的关系，即可得到与式(3)一致的系统直流母线电压 AVSG 控制方程，即

$$C_{vir}\frac{\mathrm{d}u_{dc}^*}{\mathrm{d}t}=i_{set}-i_o-i_d \tag{4}$$

式中：i_{set}、i_o、i_d 分别为输出电流给定、输出电流、阻尼电流；u_{dc}^* 为 AVSG 的输出电压；C_{vir} 为虚拟惯性系数。

类比式(3)，在式(4)中引入直流母线电压额定值 u_{dcn}，则式(4)可表示为

$$C_{vir}\frac{\mathrm{d}(u_{dc}^*-u_{dcn})}{\mathrm{d}t}=i_{set}-i_o-k_D(u_{dc}^*-u_{dcn}) \tag{5}$$

式中 k_D 为电压阻尼系数。类似的，由于 C_{vir} 的存在，使得 AVSG 在直流母线电压突变时，换流器能快速调节有功输出，支撑直流电压；由于 k_D 的存在，使得 AVSG 具备阻尼电压振荡的能力。

2.2 直驱风机的 AVSG 控制

对式(5)移项可得

$$u_{dc}^*=\frac{1}{C_{vir}s}(i_{set}-i_o-k_D(u_{dc}^*-u_{dcn}))+u_{dcn} \tag{6}$$

由式(6)得到直流电压参考值 u_{dc}^*，直流电压采用比例−积分 (proportional-integral， PI) 控制器 $G_v(s)=k_{pv}+k_{iv}/s$，其中 k_{pv}、k_{iv} 分别为直流电压比例和积分系数，使直流母线电压 u_{dc} 始终跟踪电压参考值 u_{dc}^*，以消除稳态误差。电压控制器的输出电流为

$$i_{sq}^{avsg}=G_v(s)(u_{dc}^*-u_{dc}) \tag{7}$$

附加 AVSG 的直驱风机控制结构如图 3 所示。风机侧变流器内环参考值 i_{sq}^* 包括两部分：一是最大功率跟踪控制给出的电流参考值 i_{sq}^{mppt}，二是由类虚拟同步发电机控制得到的电流值 i_{sq}^{avsg}，即

$$i_{sq}^*=i_{sq}^{mppt}+i_{sq}^{avsg} \tag{8}$$

输出电流给定 i_{set} 为风电机组处于 MPPT 状态时的输出电流值，当直流母线电压稳定时，输出电流给定 i_{set} 和输出电流 i_o 相等，AVSG 控制输出电流

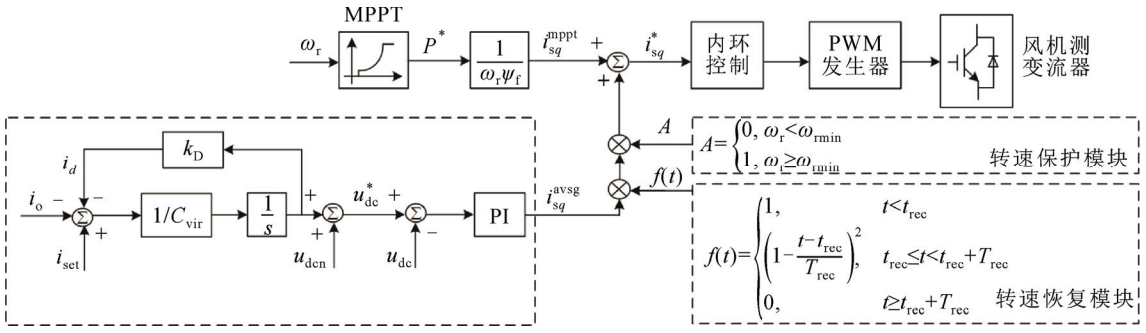


图 3 直驱风机的 AVSG 控制结构图

Fig.3 AVSG control structure diagram of PMSG

为 0，此时风电机组运行在最大功率跟踪状态；当直流微电网受到扰动，导致 W-VSC 输出电流 i_o 突变，AVSG 控制模块启动，改变 AVSG 控制输出的电流值，进而调节风电机组发出的电磁功率，实现对直流电压的惯性支撑。

AVSG 控制改变了风电机组输出的电磁功率，而机械功率几乎不变，因此发电机转子要加速或减速以储存或释放动能。当风机转速低于最低转速 ω_{rmin} 时，转速保护模块启动，设置转速保护标志 A 为 0，从而使 PMSG 退出惯性支撑，如式(9)所示。本文取 ω_{rmin} 标幺值为 0.6[23]。

$$A=\begin{cases}0\ , & \omega_{\mathrm{r}}<\omega_{\mathrm{rmin}}\\ 1\ , & \omega_{\mathrm{r}}\geq\omega_{\mathrm{rmin}}\end{cases} \tag{9}$$

惯性支撑结束后，转速恢复模块减小 AVSG 输出电流值，直至其等于 0，从而使发电机转速能较快地恢复至 MPPT 运行状态，本文选取的转速恢复模块函数 $f(t)$为

$$f(t)=\begin{cases}1, & t<t_{\mathrm{rec}}\\ \left(1-(t-t_{\mathrm{rec}})/T_{\mathrm{rec}}\right)^2, & t_{\mathrm{rec}}\leq t<t_{\mathrm{rec}}+T_{\mathrm{rec}}\\ 0, & t\geq t_{\mathrm{rec}}+T_{\mathrm{rec}}\end{cases} \tag{10}$$

式中：t_{rec} 为转速恢复控制的启动时刻；T_{rec} 为转速恢复过程的持续时间。t_{rec} 时刻，转速恢复模块启动，$f(t)$按照设定的二次函数衰减；当 $t\geq t_{\mathrm{rec}}+T_{\mathrm{rec}}$ 时，将 $f(t)$置零。本文设转速恢复在 AVSG 控制动作后的 2 s 后启动，转速恢复的持续时间为 8 s。

在 AVSG 控制下，风电机组的功率–转速变化曲线示意图如图 4 所示。正常运行状态下，风电机组运行在最大功率跟踪点 A 处；负荷突增时，风电机组启动惯性支撑，增发有功功率，运行点由 A 点升至 B 点，此时输出有功功率大于机械功率，发电机减速，当转速降低至 ω_{c} 时，电磁功率减小到扰动前功率值 P_{A}，实质上风电机组已完成惯性支撑，但由于电磁功率仍大于机械功率，转子转速会进一步下降至 ω_{D}，此时电磁功率 P_{D} 等于机械功率，之后风电机组沿着曲线 DA 进行转速回升，直到输出有功功率与 MPPT 曲线重合，风电机组又重新回到 A 点处。同理，负荷突减时，风电机组输出的有功功率的变化示意图如图 4 曲线 AEFGA 所示。

2.3 风电机组的惯性支撑能力评估及优化控制

在不同的运行状态下，风电机组的惯性支撑能力不同。运行在高风速区时，风电机组的有功功率达上限值。直流电压降低时，发电机出力不能高于额定值，无法提供惯性支撑。直流电压升高时，发电机转速不能继续升高储存动能，因此也不具有惯性支撑能力。

运行在低/中风速区时，直流电压降低，发电机发出的有功功率增加，同时转速降低释放动能；若直流电压升高，则发电机输出有功功率减小，转速升高储存动能。可见，此时风电机组通过储存或释放动能为直流微电网提供惯性支撑，其惯性支撑能力和发电机可利用的动能及风机侧变流器的可利用容量有关。

风电机组的惯性支撑能力可由电压下降惯性支撑系数 k_1、电压上升惯性支撑系数 k_2 量化评估，k_1、k_2 详细定义见附录 B。由附录 B 式(B1)—式(B6)，可得如图 5 所示的惯性支撑系数曲线。转速标幺值位于 0.6~1.1 区间为低风速区，位于 1.1~1.12 区间为中风速区。以 k_2 为例，当转速较低时，发电机转速有较大的上升空间，但风电机组本身出力较小，可调功率有限。因此，低风速时 k_2 较小，随着转速的增加而增加，达到最大值后，受转子可释放动能的限制，随着转速的增加而减小。同理，k_1 在低风速区时，受转子可释放动能的限制，在达到最大值之后，受变流器可调容量的限制。

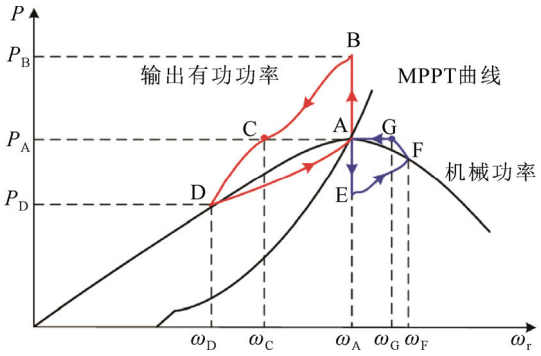


图 4 风电机组的功率–转速变化曲线示意图

Fig.4 Tracking curve of PMSG power and rotor speed

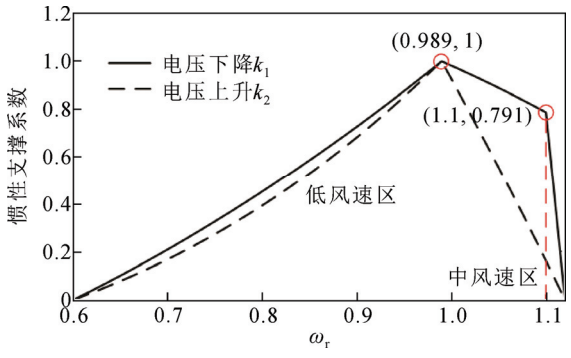


图 5 惯性支撑系数曲线

Fig.5 Inertia support coefficient curve

为充分利用风电机组的惯性支撑能力，本文定义自适应虚拟惯性系数为

$$C_{\mathrm{vir}}=k_i C_{\mathrm{vir0}},\quad i=1,2 \tag{11}$$

式中：C_{vir0}为虚拟惯性系数基准值；k_i为电压下降、上升时风电机组的惯性支撑系数。

3 虚拟惯性控制建模与动态特性分析

3.1 虚拟惯性控制建模

为了研究 AVSG 控制在风机侧变流器中的应用，本节建立其小信号模型，详细建模过程详见附录 C。由附录 C 式(C1)—式(C20)，可得如图 6 所示的风电机组虚拟惯性控制小信号模型。图中：$G_1(s)$、$G_2(s)$、$G_3(s)$、$G_4(s)$分别由附录式(C8)—式(C11)得到、$G_{\mathrm{v}}(s)$为直流母线电压控制器、$G_{\mathrm{i}}(s)$为内环电流控制器，K_{pwm}为变流器电压放大增益。忽略电感的串联电阻和电网电压的影响，可得式(12)所示的 $\Delta u_{\mathrm{dc}}(s)$与$-\Delta i_{\mathrm{o}}(s)$的闭环传递函数 $L(s)$。

$$\begin{aligned}L(s)=&(3H_{\mathrm{w}}p_{\mathrm{n}}\psi_{\mathrm{f}}G_{\mathrm{v}}G_1G_{\mathrm{i}}K_{\mathrm{pwm}}-2k_{\mathrm{opt}}C_{\mathrm{vir}}u_{\mathrm{dc0}}G_2\cdot\\&(C_{\mathrm{vir}}s+k_{\mathrm{D}})(L_{sq}s+G_{\mathrm{i}}K_{\mathrm{pwm}}))/((C_{\mathrm{vir}}s+k_{\mathrm{D}})\cdot\\&((2k_{\mathrm{opt}}C_{\mathrm{vir}}u_{\mathrm{dc0}})(L_{sq}s+G_{\mathrm{i}}K_{\mathrm{pwm}})+\\&3H_{\mathrm{w}}p_{\mathrm{n}}\psi_{\mathrm{f}}G_{\mathrm{v}}G_1G_{\mathrm{i}}K_{\mathrm{pwm}}+6H_{\mathrm{w}}p_{\mathrm{n}}\psi_{\mathrm{f}}k_{\mathrm{opt}}C_{\mathrm{vir}}u_{\mathrm{dc}}))\end{aligned} \tag{12}$$

3.2 动态特性分析

为探究直流母线电压变化量的动态响应，作C_{vir}=30、k_{D}=5 时 $L(s)$的单位阶跃响应如图 7 所示，图中实线、虚线分别为直流母线电压的实际响应、期望响应。从图 7 可看出，实际响应初始阶段存在电压突变，影响了虚拟惯性的实现，需进行改善，使其如期望响应所示。

为探究初始阶段产生电压突变的原因，将 $L(s)$拆分为 2 个传递函数。从图 6 可以看出，$-\Delta i_{\mathrm{o}}(s)$通过两条不同的通路来影响 $\Delta u_{\mathrm{dc}}(s)$。通路 1：虚拟惯性控制和双闭环控制；通路 2：$G_2(s)$和双闭环控制，分别求出 2 个通路的传递函数 $L_1(s)$和 $L_2(s)$为：

$$\begin{aligned}L_1(s)=&\frac{G_{\mathrm{v}}(s)}{(C_{\mathrm{vir}}s+k_{\mathrm{D}})}/(\frac{L_{sq}s+G_{\mathrm{i}}(s)K_{\mathrm{pwm}}}{G_{\mathrm{i}}(s)G_1(s)K_{\mathrm{pwm}}}+\\&\frac{4k_{\mathrm{opt}}C_{\mathrm{vir}}u_{\mathrm{dc0}}}{3H_{\mathrm{w}}p_{\mathrm{n}}\psi_{\mathrm{f}}}+G_{\mathrm{v}}(s))\end{aligned} \tag{13}$$

$$\begin{aligned}L_2(s)=&-G_2(s)/(\frac{G_1(s)G_{\mathrm{i}}(s)K_{\mathrm{pwm}}}{L_{sq}s+G_{\mathrm{i}}(s)K_{\mathrm{pwm}}}\cdot\\&(G_{\mathrm{v}}(s)+\frac{4k_{\mathrm{opt}}C_{\mathrm{vir}}u_{\mathrm{dc0}}}{3H_{\mathrm{w}}p_{\mathrm{n}}\psi_{\mathrm{f}}})+1)\end{aligned} \tag{14}$$

因此，$L(s)$也可以写成

$$L(s)=L_1(s)+L_2(s) \tag{15}$$

作 $L_1(s)$和 $L_2(s)$的单位阶跃响应图如图 8 所示。可以看出，$L_1(s)$平滑上升至稳态值，而 $L_2(s)$在初始阶段存在一个电压突变，说明初始阶段的扰动是由 $L_2(s)$造成的。

为消除初始阶段的电压突变，引入传递函数 $G_{\mathrm{f}}(s)$修正直流母线的动态响应，如图 6 虚线部分所示。新增的通路需满足 $L_2(s)+L_{\mathrm{f}}(s)=0$，从而使得 $L(s)=L_1(s)$。$G_{\mathrm{f}}(s)$的表达式为

$$G_{\mathrm{f}}(s)=\frac{G_2(s)(K_{\mathrm{pwm}}G_{\mathrm{i}}(s)+L_{sq}s+R_{\mathrm{s}})}{K_{\mathrm{pwm}}G_{\mathrm{i}}(s)G_1(s)} \tag{16}$$

若直接将 $G_{\mathrm{f}}(s)$引入控制回路，则会使控制复杂，不利于实际应用。考虑到电流内环带宽较大，$K_{\mathrm{pwm}}G_{\mathrm{i}}(s)>>L_{sq}s+R_{\mathrm{s}}$，可将式(16)简化为实用的修正传递函数，即

$$G_{\mathrm{f}}(s)\approx\frac{G_2(s)}{G_1(s)}=\frac{2U_{\mathrm{dc}}}{3U_{sq}} \tag{17}$$

得到修正后的 $\Delta u_{\mathrm{dc}}(\mathrm{s})$与$-\Delta i_{\mathrm{o}}(\mathrm{s})$的闭环传递函数 $L_{\mathrm{E}}(s)$为

$$L_{\mathrm{E}}(s)=L_1(s)+L_2(s)+L_{\mathrm{f}}(s) \tag{18}$$

为研究修正后的 AVSG 控制的动态特性，绘制 $L_{\mathrm{E}}(s)$随 C_{vir}、k_{D}变化的单位阶跃响应如图 9 所示。图 9(a)为 k_{D}=5、C_{vir}分别取 10、30、50 时的单位阶跃响应；图 9(b)为 C_{vir}=30、k_{D}分别取 1、2、5 时的

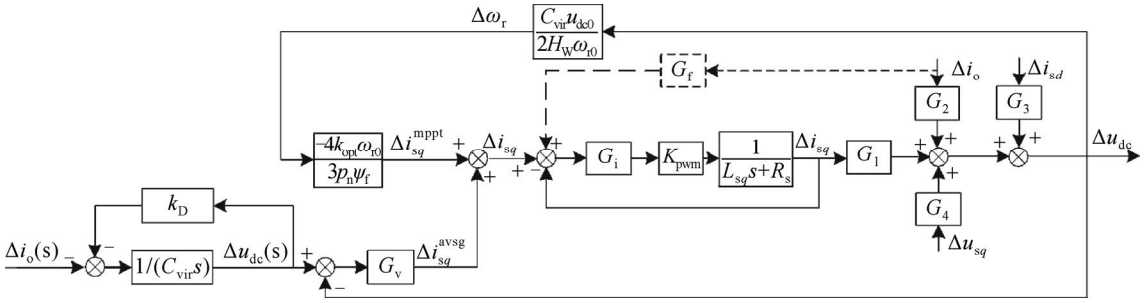


图 6 虚拟惯性控制小信号模型

Fig.6 Small-signal model of the virtual inertia control

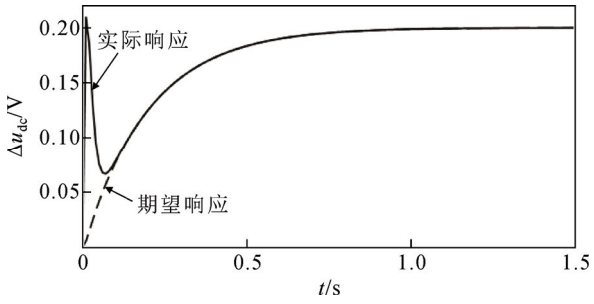


图 7 C_{vir}=30，k_D=5 时 $L(s)$的单位阶跃响应

Fig.7 Unit-step responses of $L(s)$ with C_{vir}=30，k_D=5

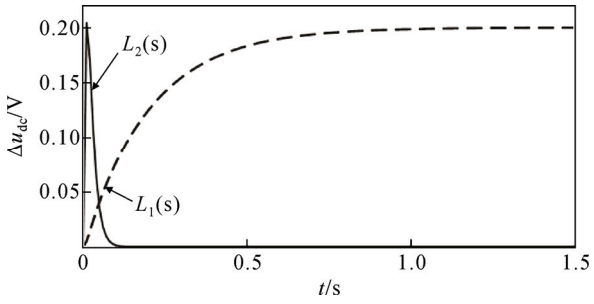
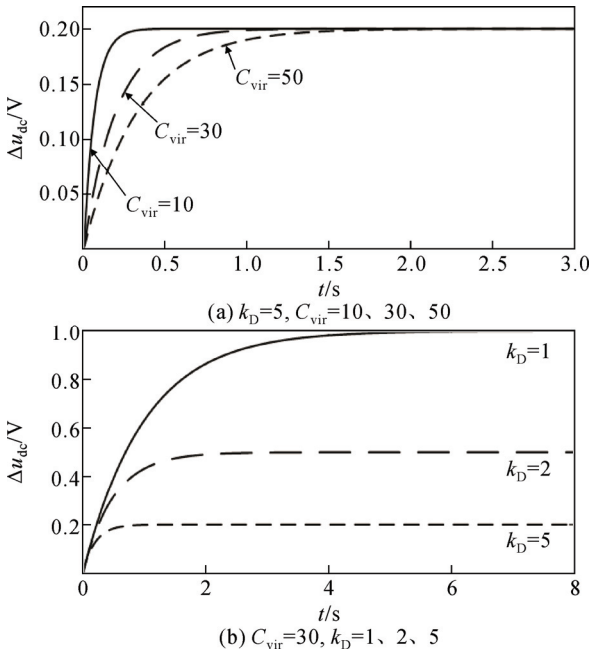


图 8 $L_1(s)$和 $L_2(s)$的单位阶跃响应

Fig.8 Unit-step responses of $L_1(s)$ and $L_2(s)$



(a) k_D=5, C_{vir}=10、30、50

(b) C_{vir}=30, k_D=1、2、5

图 9 $L_E(s)$的单位阶跃响应

Fig.9 Unit-step responses of $L_E(s)$

单位阶跃响应。可看出，修正后的阶跃响应平缓上升至稳态，无初始阶段的电压扰动。k_D 一定的情况下，随着 C_{vir} 的增大，直流母线电压变化变缓，即风电机组为系统提供的惯性越大；C_{vir} 一定的情况下，k_D 越大，虚拟惯性越大，且 $1/k_D$ 决定了系统单位阶跃响应的稳态值。

3.3 控制参数选取

3.3.1 虚拟惯性系数 C_{vir} 的选取方法

将附录式(C19)两边同时积分可得

$$\omega_{r2}^2-\omega_{r1}^2=\frac{C_{vir}}{2H_w}(u_{dc2}^2-u_{dc1}^2) \tag{19}$$

式中：ω_{r1}、ω_{r2} 分别为风电机组转速变化前、后电角速度标幺值；u_{dc1}、u_{dc2} 分别为风电机组转速变化前、后直流母线电压标幺值。

当直流微电网系统负荷发生变化时，G-VSC 按照下垂系数 k_G 进行直流电压调节，则 u_{dc1} 可表示为

$$u_{dc2}=u_{dc1}-\frac{\Delta P_L}{k_G S_{GN}} \tag{20}$$

式中：ΔP_L 为系统负荷的变化量；S_{GN} 为 G-VSC 的额定容量。

当负荷突增(突减)、电压降低(升高)时，风电机组增发(降低)有功功率，转速降低(升高)，为系统提供惯性支撑，最低转速标幺值可降至 0.6，最高转速标幺值可升至 1.12，则虚拟惯性系数 C_{vir} 的取值应满足

$$C_{vir}\le\begin{cases}\dfrac{2H_W(0.6^2-\omega_{r1}^2)}{(u_{dc1}-\Delta P_L/(k_G S_{GN}))^2-u_{dc1}^2}, \dfrac{du_{dc}}{dt}<0\\ \dfrac{2H_W(1.12^2-\omega_{r1}^2)}{(u_{dc1}-\Delta P_L/(k_G S_{GN}))^2-u_{dc1}^2}, \dfrac{du_{dc}}{dt}>0\end{cases} \tag{21}$$

由式(21)可知，虚拟惯性系数 C_{vir} 的取值与风电机组的惯性时间常数 H_w、负荷变化量 ΔP_L 有关，C_{vir} 越大，转速变化的范围越大，提供的惯性越大。根据 2.3 节，取 ω_{r1} 标幺值为 0.989，当负荷分别突增、突减 10 kW 时，可由式(21)计算得 C_{vir0} 最大分别可取至约 93.15 s、41.64 s。

3.3.2 电压阻尼系数 k_D 的选取方法

电压阻尼系数 k_D 的选取[19]应满足

$$\frac{1}{k_D}\le\frac{\Delta u_{dcmax}}{2I_{on}} \tag{22}$$

式中：I_{on} 为 W-VSC 直流侧输出的额定电流；Δu_{dcmax} 为直流母线电压之差的最大值。

本文所建的直流微网模型中，直流母线额定电压为 500 V，要求直流母线电压偏移量不超过±5%，即 Δu_{dcmax} 为 50 V，风机侧换流器容量为 20 kW，则 I_{on} 为 40 A。取 $k_D=2I_{on}/\Delta u_{dcmax}$，计算得 k_D=1.6，故取 k_D 为 2。

4 仿真与结果分析

为验证所提控制策略的有效性与理论分析的正确性，在 MATLAB/Simulink 中搭建了如图 1 所

示的直流微网系统，其系统参数如表 1 所示。

4.1 比较修正前后的 AVSG 的控制效果

仿真工况：风速为 9 m/s，转速标幺值约为 1.09，PMSG 输出功率约为 10 kW，初始负荷为 7 kW，大电网通过 G-VSC 下垂控制维持网内功率平衡，吸收功率约 3 kW。t=15 s 时，突增负荷 10 kW，此时 C_{vir} 取 30 s。图 10 为 W-VSC 在不同的控制策略下，直流母线电压的动态响应。从图 10 可以看出，当风机侧变流器仅有 MPPT 控制时，风电机组不响应直流电压变化，直流微网惯性低，直流电压在 G-VSC 下垂控制下迅速下降；采用修正前的 AVSG 控制时，直流电压在初始阶段存在一个突然下降再上升的过程，这并非所期望的响应；在采用修正后的 AVSG 控制下，直流母线电压缓慢降至稳态，表明修正后的 AVSG 补偿了初始阶段不理想的动态过程，且为直流电压提供了惯性支撑。

4.2 惯性响应特性仿真分析

仿真工况与 4.1 节相同，采用修正后的 AVSG 控制，得到不同 C_{vir} 下的惯性响应仿真波形如图 11 所示，其中图 11(a)、11(b)分别为直流电压的动态响应与风电机组的转速变化曲线。由图 11 可见，C_{vir} 越大，直流电压下降越缓慢，且转子转速的变化越大，风电机组对直流电压的惯性支撑能力越强；另一方面，转速变化越大，在恢复过程中造成的电压二次下降的现象就越明显。

4.3 不同风速下自适应虚拟惯性系数仿真验证

仿真工况：选取 3 种典型风速 6、8.1、9 m/s，转子的转速标幺值分别为 0.731、0.989、1.098。初始负荷为 7 kW，t=15 s 时，突增负荷 10 kW。

图 12 给出了不同风速下，风电机组采用固定、自适应 C_{vir} 值的转速变化曲线。由图 12 可见，C_{vir} 取固定值 35 s 时，风速为 6 m/s 时的发电机转速较低，无转速保护模块时，发电机转速标幺值将降低至最低转速 0.6 以下；含转速保护模块时，在转速标幺值下降到 0.6 时，退出惯性支撑，转速恢复，以保证风电机组的稳定运行。由图 5 可知，转速标幺值为 0.989 时，机组的惯性支撑能力最强，但固定 C_{vir} 时，风速为 8.1、9 m/s 时风机提供的惯性相同，机组的惯性支撑能力没有得到充分利用。

风速为 6、8.1、9 m/s 时，根据附录式(B1)—式(B3)，可计算出相应的电压下降惯性支撑系数 k_1 分别约为 0.28、1、0.79。由 3.3 节可知，C_{vir0} 最大可取 93.15 s。由图 4 可知，负荷突增时，风电机组在

表 1 系统主要参数

Table 1 System main parameters

元件	参数名称	取值
PMSG	W-VSC 容量 S_{WN}/kW	20
	转速基准值 ω_{rn}/(rad·s^{-1})	7.85
	惯性时间常数 H_w/s	1.0014
	最小转速 ω_{rmin}	0.6
	转速恒定区切入转速 ω_1	1.1
	最大允许转速 ω_2	1.12
	最大功率跟踪曲线系数 k_{opt}	0.5/1.1^3
	同步电感 L_{sd}、L_{sq}/H	0.0021
	直流侧电容 C/μF	20
	电压外环 k_{pv}、k_{iv}	2、100
	电流内环 k_{pi}、k_{ii}	0.4、20
	电压阻尼系数 k_D	2
并网变流器	G-VSC 容量 S_{GN}/kW	30
	下垂系数 k_G	1/0.02
系统	直流母线额定电压 u_{dcn}/V	500

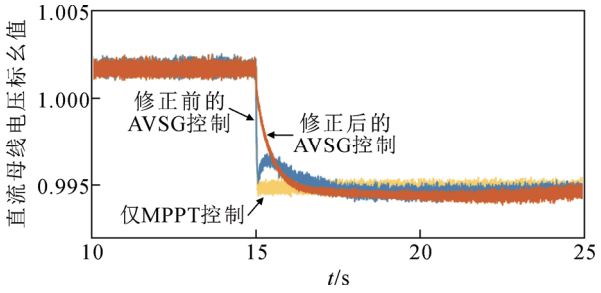
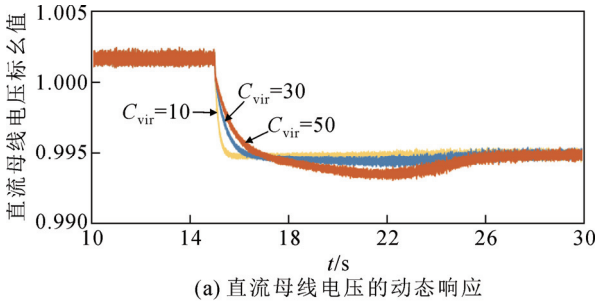
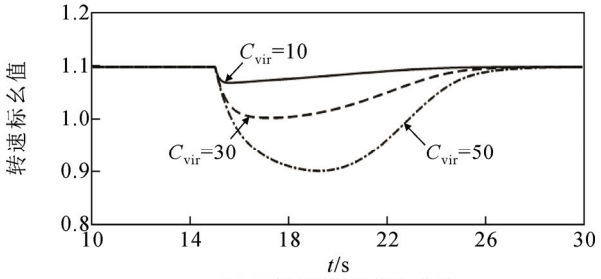


图 10 不同 W-VSC 控制策略下的直流母线电压的动态响应

Fig.10 Dynamic responses of DC bus voltages with different W-VSC control strategies



(a) 直流母线电压的动态响应



(b) 风机的转速变化曲线

图 11 不同 C_{vir} 值下的惯性响应仿真波形

Fig.11 Simulation waveforms for PMSG inertial response under different C_{vir} values

提供惯性支撑之后，由于输出有功功率大于机械功率，因此转子转速会进一步减小，并考虑到 C_{vir} 太大时，风电机组虽为系统提供了较大的惯性，但也会带来明显的电压超调，故本文取 C_{vir0} 为可取最大值的 70%，约为 65 s，则得到对应的自适应虚拟惯性系数分别约为 18、65、51 s。

通过对比转速变化曲线可知，采用自适应虚拟惯性系数时，风电机组能够根据运行状态提供不同的惯性支撑。风速 8.1 m/s 时，机组释放的动能最大；风速为 6 m/s 时，风电机组释放的动能最小，且未触发转速保护。

图 13 给出了不同风速下，风电机组采用固定、自适应 C_{vir} 值的直流母线动态响应。由图 13 可知，采用自适应虚拟惯性系数时，风速为 6 m/s 的风电机组的直流母线电压变化更加平滑，避免了转速保护动作带来的电压骤降，而风速为 8.1、9 m/s 时的风电机组的直流母线电压下降更缓，说明风电机组为系统提供了更大的惯性支撑；但风速为 8.1 m/s 时，由于释放动能过大，电压出现了明显的过调。

4.4 负荷随机波动时的系统仿真分析

仿真工况：风速为 9m/s，负荷在 10~25 kW 间随机波动。图 14 为负荷随机波动时的系统仿真图，其中图 14(a)为负荷短时间内随机波动，图 14(b)为直流母线电压的动态响应，图 14(c)为风机的转速变化曲线，图 14(d)为风电机组输出功率的波形。

从图 14(b)可见，负荷随机波动时，采用 AVSG 控制时的直流母线电压波动更小，改善了直流微网的电压质量；从图 14(c)、(d)可见，采用 MPPT 控制时，风电机组的转速不响应系统变化，风电机组输出功率基本不变，而采用 AVSG 控制时，转子转速、风电机组输出功率随负荷波动而变化，为系统提供了惯性支撑，减小了直流电压的波动。

5 实验验证

为进一步验证所提控制策略的有效性，在 RT-LAB 实时仿真平台中搭建了如图 1 所示的直流微网系统。实时仿真平台由 RT-LAB 实时仿真器(OP5600)、上位机(PC)、横河 DL850 录波仪组成。其中，RT-LAB 实时仿真器用于对直流微网系统进行实时仿真模拟，实现软、硬件结合的闭环仿真；上位机用于编译、配置仿真模型；录波仪用于记录实时信息。

RT-LAB 仿真初始条件同 4.2 节，风机侧变流器

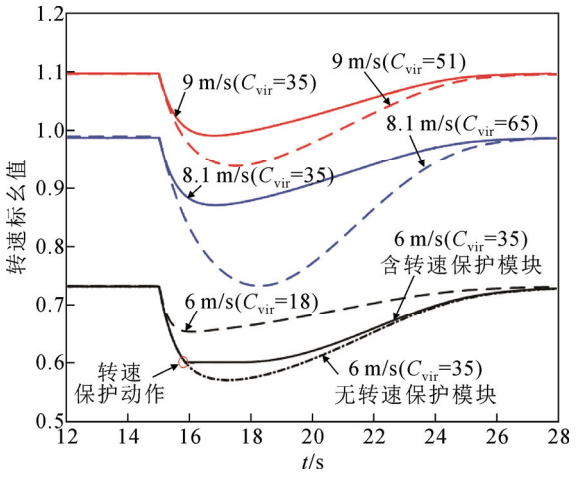


图 12 不同风速风机采用固定/自适应 C_{vir} 值的转速变化曲线

Fig.12 Rotational speed change curves of different wind speed PMSG adopt fixed or optimized C_{vir} values

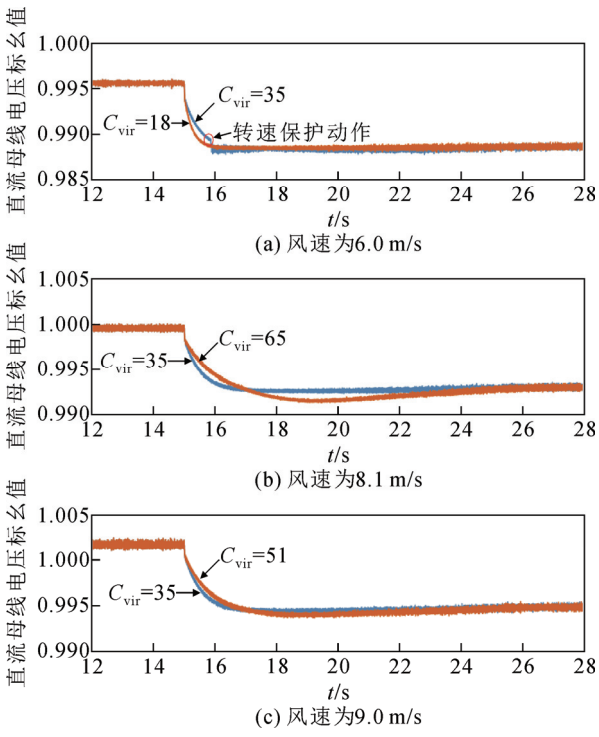


图 13 不同风速风机采用固定/自适应 C_{vir} 值下的直流母线电压的动态响应

Fig.13 Dynamic responses of DC bus voltages of different wind speed PMSG adopt fixed or optimized C_{vir} values

采用修正后的 AVSG 控制。t=5 s 时，突增负荷 10 kW，C_{vir} 取值分别为 10、30、50 s。RT-LAB 实时仿真波形见图 15，其中图 15(a)、15(b)分别为直流母线电压的动态响应与风机的转速变化曲线。由图 15 可见，随着 C_{vir} 的增大，转子转速变化范围越大，风电机组对直流电压的惯性支撑能力越强，电压二次下降现象越明显，实验结果与 4.2 节相符。

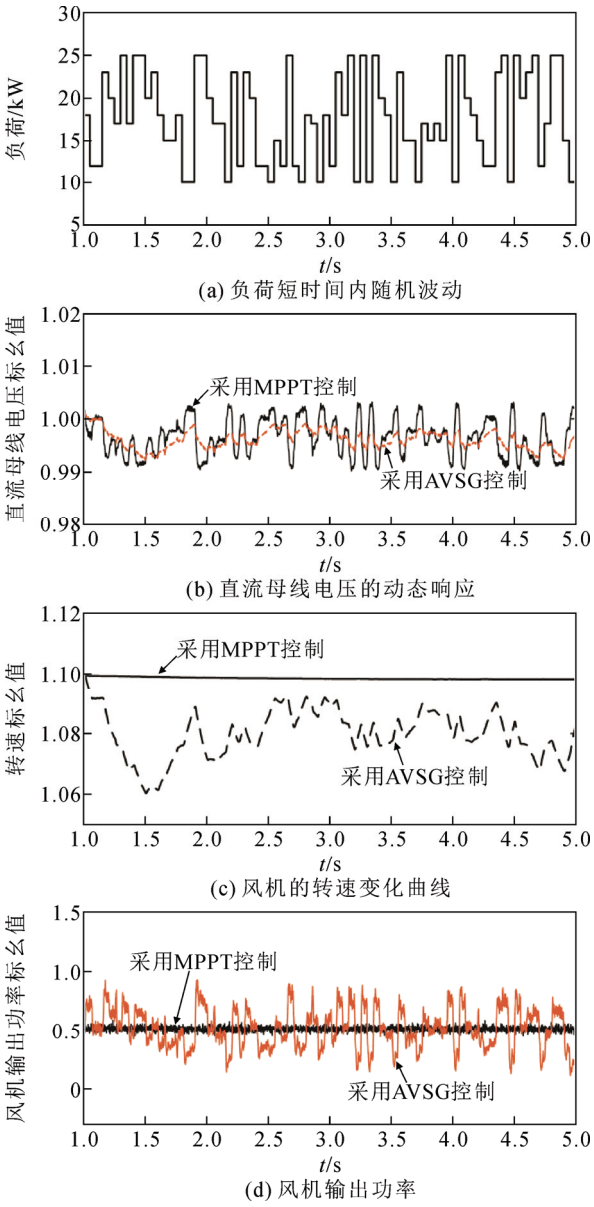


图 14 负荷随机波动时的系统仿真

Fig.14 System simulation of load random fluctuation

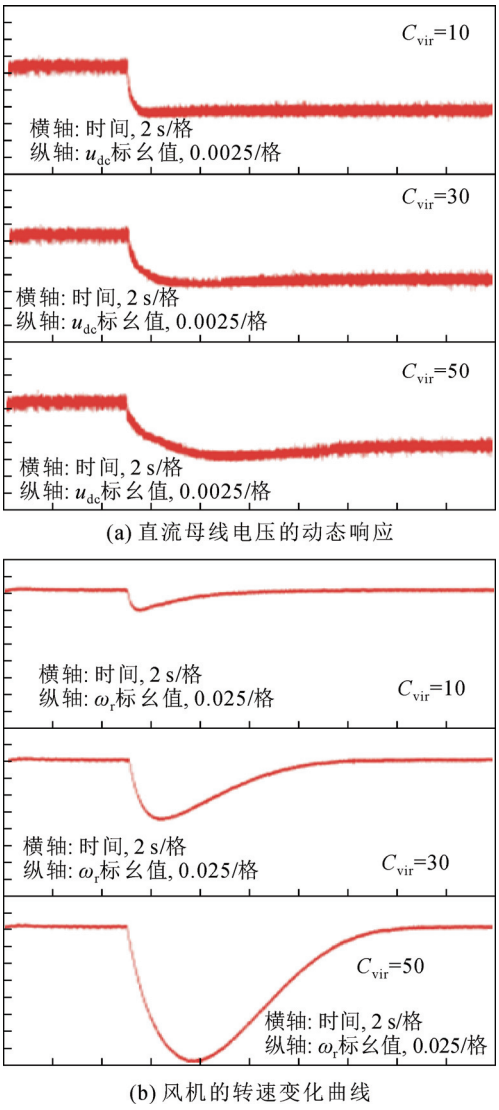


图 15 RT-LAB 实时仿真波形

Fig.15 RT-LAB real-time simulation waveform

6 结论

1）为增强直流微网的惯性响应能力，提出了直驱风机的类虚拟同步发电机惯性控制策略，利用风机的转子动能为系统提供惯性支撑，平抑了母线电压波动，提高了直流电网的暂态稳定性。

2）不同风速下，风电机组的转子转速不同，其惯性支撑能力与转子的旋转动能和风机侧变流器的可调容量相关。引入了惯性支撑系数，以评估不同运行工况下风电机组的支撑能力，据此选择合适的虚拟惯性系数。

3）建立了 AVSG 控制的小信号模型，推导了风机侧变流器直流侧输出电流与直流母线电压之间的传递函数，针对初始阶段的电压突变问题，利用前馈补偿进行了修正，并对控制策略中涉及的虚拟惯性系数、电压阻尼系数进行了选取。

本文的研究内容为增强直流微网的惯性提供了一种行之有效的解决方法。但在控制过程中会出现电压超调现象，影响了电压的质量，下一步将结合储能对控制策略作进一步优化。

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

参考文献 References

[1] 康重庆，姚良忠. 高比例可再生能源电力系统的关键科学问题与理论研究框架[J]. 电力系统自动化，2017，41(9)：1-11.
KANG Chongqing, YAO Liangzhong. Key scientific issues and theoretical research framework for power systems with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power, 2017, 41(9): 1-11.

[2] 李霞林，郭 力，黄 迪，等. 直流配电网运行控制关键技术研究

综述[J]. 高电压技术，2019，45(10)：3039-3049.
LI Xialin, GUO Li, HUANG Di, et al. Research review on operation and control of DC distribution networks[J]. High Voltage Engineering, 2019, 45(10): 3039-3049.
[3] 董旭柱，华祝虎，尚 磊，等. 新型配电系统形态特征与技术展望[J]. 高电压技术，2021，47(9)：3021-3035.
DONG Xuzhu, HUA Zhuhu, SHANG Lei, et al. Morphological characteristics and technology prospect of new distribution system[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(9): 3021-3035.
[4] 赵恩盛，韩 杨，周思宇，等. 微电网惯量与阻尼模拟技术综述及展望[J]. 中国电机工程学报，2022，42(4)：1413-1427.
ZHAO Ensheng, HAN Yang, ZHOU Siyu, et al. Review and prospect of inertia and damping simulation technologies of microgrids[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(4): 1413-1427.
[5] 付 媛，甄栋夫，张祥宇，等. 直流微电网中风电机组的暂态电量惯性控制策略[J]. 高电压技术，2022，48(1)：156-165.
FU Yuan, ZHEN Dongfu, ZHANG Xiangyu, et al. Transient electric quantity inertial control strategy for wind turbines in DC microgrid[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(1): 156-165.
[6] WANG Panbao, WANG Wei, MENG Nina, et al. Multi-objective energy management system for DC microgrids based on the maximum membership degree principle[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2018, 6(4): 668-678.
[7] 王素娥，吴永斌，熊连松，等. 光伏并网发电系统的虚拟惯量控制策略[J]. 高电压技术，2020，46(11)：3743-3751.
WANG Su'e, WU Yongbin, XIONG Liansong, et al. Virtual inertia control strategy for grid-tied photovoltaic power generation system[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(11): 3743-3751.
[8] 朱晓荣，蔡 杰，王 毅，等. 风储直流微网虚拟惯性控制技术[J]. 中国电机工程学报，2016，36(1)：49-58.
ZHU Xiaorong, CAI Jie, WANG Yi, et al. Virtual inertia control of wind-battery-based DC micro-grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(1): 49-58.
[9] 朱晓荣，谢志云，荆树志. 直流微电网虚拟惯性控制及其稳定性分析[J]. 电网技术，2017，41(12)：3884-3891.
ZHU Xiaorong, XIE Zhiyun, JING Shuzhi. Virtual inertia control and stability analysis of DC micro-grid[J]. Power System Technology, 2017, 41(12): 3884-3891.
[10] 孟建辉，郭 禹，王 毅，等. 双有源全桥 DC-DC 变换器的自适应虚拟直流电机控制方法[J]. 高电压技术，2020，46(5)：1497-1507.
MENG Jianhui, GUO Yu, WANG Yi, et al. Adaptive virtual DC Machine control strategy for dual active bridge DC-DC converter[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(5): 1497-1507.
[11] 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)：17-25，68.
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, 68.
[12] 马越超，王生铁，刘广忱，等. 基于虚拟直流发电机的风储直流微电网控制策略研究[J]. 高电压技术，2020，46(11)：3819-3829.
MA Yuechao, WANG Shengtie, LIU Guangchen, et al. Research on virtual DC generator-based control strategy of DC microgrid with wind/energy storage[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(11): 3819-3829.
[13] ADHIKARI S, XU Qianwen, TANG Yi, et al. Decentralized control of two DC microgrids interconnected with tie-line[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2017, 5(4): 599-608.
[14] ZHONG Qingchang, WEISS G. Synchronverters: inverters that mimic synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011, 58(4): 1259-1267.
[15] ZHONG Qingchang, NGUYEN P L, MA Zhenyu, et al. Self-synchronized synchronverters: inverters without a dedicated synchronization unit[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2014, 29(2): 617-630.
[16] 高 澈，田新首，李 琰，等. 基于运行状态评估的双馈风机自适应虚拟同步发电机控制[J]. 电网技术，2018，42(2)：517-523.
GAO Che, TIAN Xinshou, LI Yan, et al. Adaptive virtual synchronous generator control of DFIG based on operation state evaluation[J]. Power System Technology, 2018, 42(2): 517-523.
[17] 程雪坤，孙旭东，柴建云，等. 电网对称故障下双馈风力发电机的虚拟同步控制策略[J]. 电力系统自动化，2017，41(20)：47-54，125.
CHENG Xuekun, SUN Xudong, CHAI Jianyun, et al. Virtual synchronous control strategy for doubly-fed induction generator wind turbines under symmetrical grid faults[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(20): 47-54, 125.
[18] 王慧敏. 基于虚拟同步发电机的直驱式风电系统控制研究[D]. 成都：电子科技大学，2018.
WANG Huimin. Control strategy research on virtual synchronous generator of permanent-magnet direct-driven wind power system[D]. Chengdu, China: University of Electronic Science and Technology of China, 2018.
[19] 伍文华，陈燕东，罗 安，等. 一种直流微网双向并网变换器虚拟惯性控制策略[J]. 中国电机工程学报，2017，37(2)：360-371.
WU Wenhua, CHEN Yandong, LUO An, et al. A virtual inertia control strategy for bidirectional grid-connected converters in DC micro-grids[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2): 360-371.
[20] 朱晓荣，孟凡奇，谢志云. 基于虚拟同步发电机的直流微网 DC-DC 变换器控制策略[J]. 电力系统自动化，2019，43(21)：132-140.
ZHU Xiaorong, MENG Fanqi, XIE Zhiyun. Control strategy of DC-DC converter in DC microgrid based on virtual synchronous generator[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(21): 132-140.
[21] 曹建博，王 林，黄 辉，等. 直流微电网多端口变换器虚拟惯性控制策略[J]. 电网技术，2021，45(7)：2604-2615.
CAO Jianbo, WANG Lin, HUANG Hui, et al. Virtual inertia control strategy of multi-port converter used in DC micro-grid[J]. Power System Technology, 2021, 45(7): 2604-2615.
[22] 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)：1-6，59.
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, 59.
[23] 侍乔明，王 刚，李海英，等. 考虑调频能力的风电场虚拟惯量多机协同控制策略[J]. 电网技术，2019，43(11)：4005-4015.
SHI Qiaoming, WANG Gang, LI Haiying, et al. Coordinated virtual inertia control strategy of multiple wind turbines in wind farms considering frequency regulation capability[J]. Power System Technology, 2019, 43(11): 4005-4015.
[24] 王 毅，朱晓荣，赵书强. 风力发电系统的建模与仿真 风力发电工程技术丛书[M]. 北京：中国水利水电出版社，2015.
WANG Yi, ZHU Xiaorong, ZHAO Shuqiang. Modeling and simulation of wind power system (wind power engineering technology series)[M]. Beijing, China: China Water & Power Press, 2015.



沈可心
2000—，女，硕士生
主要从事新能源发电的研究工作
E-mail: 220192213063@ncepu.edu.cn

SHEN Kexin



朱晓荣(通信作者)
1972—，女，博士，副教授
主要从事新能源发电及并网技术、直流微网等方面的研究工作
E-mail: xiaorongzhu@ncepu.edu.cn

ZHU Xiaorong
Ph.D.
Associate professor
Corresponding author

收稿日期 2022-06-27 修回日期 2022-09-21 编辑 何秋萍

附录 A

G-VSC 控制结构图如图 A1 所示，采用双环控制，外环为直流电压下垂控制，内环为电流矢量控制环。图 A1 中，U_{dc_G} 为 G-VSC 直流侧电压值，$U_{dc_G}^*$为 G-VSC 直流侧电压参考值，标幺值取为 1。

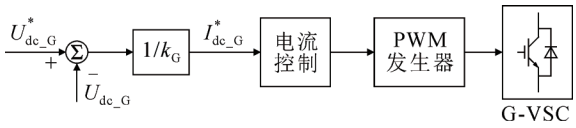


图 A1　G-VSC 控制结构图

Fig.A1　Control structure diagram of G-VSC

下垂特性曲线如图 A2 所示，可表示为

$$U_{dc_G}=U^*_{dc_G}-k_G I_{dc_G} \tag{A1}$$

图 A2 中，U_{G_max}、U_{G_min} 分别为 G-VSC 直流侧电压最大值、最小值，I_{G_max}、I_{G_min} 分别为 G-VSC 直流侧电流最大值、最小值。

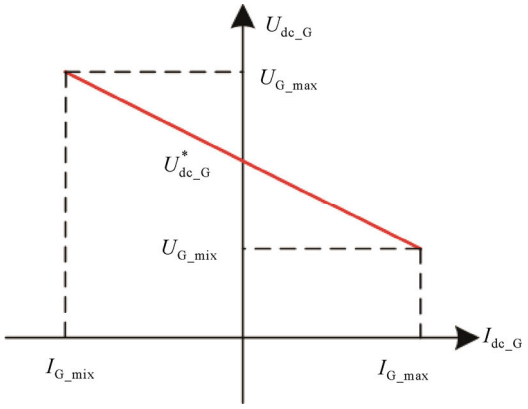


图 A2　下垂特性曲线

Fig.A2　Droop characteristic curve

附录 B

为评估直流电压降低时 PMSG 的惯性支撑能力，定义风电机组转子的减速因子 k_{J1}、机侧变流器的上调容量因子 k_{w1}[23]为

$$k_{J1}=\frac{E_{\omega r}-E_{\omega rmin}}{E_{\omega 2}-E_{\omega rmin}} \tag{B1}$$

$$k_{w1}=\frac{P_{\omega 2}-P_{\omega r}}{P_{\omega 2}-P_{\omega rmin}} \tag{B2}$$

式中：$E_{\omega r}$、$E_{\omega rmin}$、$E_{\omega 2}$ 分别为 PMSG 在当前转速值 ω_r、最小转子转速值 ω_{rmin}、最大允许转速 ω_2 下的转子动能；$P_{\omega r}$、$P_{\omega rmin}$、$P_{\omega 2}$ 分别为当前转速值 ω_r、最小转子转速值 ω_{rmin}、最大允许转速 ω_2 对应的有功功率，由式(1)可得，$P_{\omega 2}$ 即为额定功率 P_{max}。

综合考虑转子的减速因子 k_{J1} 和变流器的上调容量因子 k_{w1}，定义风电机组的电压下降惯性支撑系数 k_1 为

$$k_1=\frac{\min(k_{J1},k_{w1})}{[\min(k_{J1},k_{w1})]_{max}},\ \omega_{rmin}\le\omega_r\le\omega_2 \tag{B3}$$

式中分母表示 ω_r 从 ω_{rmin} 变化到 ω_2 时分子的最大值，目的是对 k_1 进行归一化。

同理，为评估直流电压升高时 PMSG 的惯性支撑能力，定义风电机组转子的加速因子 k_{J2}、机侧变流器的下调容量因子 k_{w2}、风电机组的电压上升惯性支撑系数 k_2 为

$$k_{J2}=\frac{E_{\omega 2}-E_{\omega r}}{E_{\omega 2}-E_{\omega rmin}} \tag{B4}$$

$$k_{w2}=\frac{P_{\omega r}-P_{\omega rmin}}{P_{\omega 2}-P_{\omega rmin}} \tag{B5}$$

$$k_2=\frac{\min(k_{J2},k_{w2})}{[\min(k_{J2},k_{w2})]_{max}},\ \omega_{rmin}\le\omega_r\le\omega_2 \tag{B6}$$

附录 C

直驱风机 AVSG 控制中转速保护模块、转速恢复模块的作用是保证风电机组的稳定运行，未列入小信号建模中。

在转子磁链定向的 dq 同步旋转坐标系下，PMSG 的定子电压方程为

$$\begin{cases}u_{sd}=R_s i_{sd}+L_{sd}\dfrac{\mathrm{d}i_{sd}}{\mathrm{d}t}-\omega_r L_{sq} i_{sq}\\ u_{sq}=R_s i_{sq}+L_{sq}\dfrac{\mathrm{d}i_{sq}}{\mathrm{d}t}+\omega_r L_{sd} i_{sd}+\omega_r\psi_f\end{cases} \tag{C1}$$

式中：u_{sd}、u_{sq} 是定子电压的 d 轴、q 轴分量；i_{sd}、i_{sq} 是定子电流的 d 轴、q 轴分量；L_{sd}、L_{sq}、R_s 是 dq 轴坐标系下的同步电感和电阻；ω_r 是转子的电角速度；ψ_f 是 PMSG 的转子磁链。

通过前馈补偿，消除电压 u_{sd}、u_{sq} 之间的耦合项[24]，电流采用 PI 控制器 $G_i(s)=k_{pi}+k_{ii}/s$，其中 k_{pi}、k_{ii} 分别为比例和积分系数，根据式(C1)可得电流控制方程为

$$\begin{cases}L_{sd}\dfrac{\mathrm{d}i_{sd}}{\mathrm{d}t}+R_s i_{sd}=G_i(s)(i^*_{sd}-i_{sd})\\ L_{sq}\dfrac{\mathrm{d}i_{sq}}{\mathrm{d}t}+R_s i_{sq}=G_i(s)(i^*_{sq}-i_{sq})\end{cases} \tag{C2}$$

将式(C2)中的状态变量表示为稳态量与小扰动之和，即 $i_{sd}=i_{sd}+\Delta i_{sd}$、$i_{sq}=i_{sq}+\Delta i_{sq}$，将其代入式(C2)，并忽略二次扰动项，可得小信号方程为

$$\begin{cases} L_{sd}\dfrac{\mathrm{d}\Delta i_{sd}}{\mathrm{d}t}+R_{\mathrm{s}}\Delta i_{sd}=G_{\mathrm{i}}(s)(\Delta i_{sd}^{*}-\Delta i_{sd}) \\ L_{sq}\dfrac{\mathrm{d}\Delta i_{sq}}{\mathrm{d}t}+R_{\mathrm{s}}\Delta i_{sq}=G_{\mathrm{i}}(s)(\Delta i_{sq}^{*}-\Delta i_{sq}) \end{cases} \tag{C3}$$

对式(C3)进行拉普拉斯变换。可得

$$\begin{cases} \Delta i_{sd}(s)=\dfrac{G_{\mathrm{i}}(s)\left(\Delta i_{sd}^{*}(s)-\Delta i_{sd}(s)\right)}{L_{sd}s+R_{\mathrm{s}}} \\ \Delta i_{sq}(s)=\dfrac{G_{\mathrm{i}}(s)\left(\Delta i_{sq}^{*}(s)-\Delta i_{sq}(s)\right)}{L_{sq}s+R_{\mathrm{s}}} \end{cases} \tag{C4}$$

忽略变流器上的功率损耗，W-VSC 两侧功率平衡可表示为

$$P_{\mathrm{s}}=-\frac{3}{2}(u_{sd}i_{sd}+u_{sq}i_{sq})=u_{\mathrm{dc}}(i_{\mathrm{o}}+C\frac{\mathrm{d}u_{\mathrm{dc}}}{\mathrm{d}t}) \tag{C5}$$

将式(C5)中的状态变量表示为稳态量与小扰动之和，即 $u_{sd}=U_{sd}+\Delta u_{sd}$、$u_{sq}=U_{sq}+\Delta u_{sq}$、$u_{\mathrm{dc}}=U_{\mathrm{dc}}+\Delta u_{\mathrm{dc}}$、$i_{\mathrm{o}}=I_{\mathrm{o}}+\Delta i_{\mathrm{o}}$，将其代入式(C5)，忽略二次扰动项，可得其小信号方程为

$$\begin{aligned} &-\frac{3}{2}(U_{sd}\Delta i_{sd}+U_{sq}\Delta i_{sq}+\Delta u_{sd}I_{sd}+\Delta u_{sq}I_{sq})= \\ &CU_{\mathrm{dc}}\frac{\mathrm{d}\Delta u_{\mathrm{dc}}}{\mathrm{d}t}+U_{\mathrm{dc}}\Delta i_{\mathrm{o}}+\Delta u_{\mathrm{dc}}I_{\mathrm{o}} \end{aligned} \tag{C6}$$

当 W-VSC 采用转子磁链定向时，令 $i_{sd}^{*}=0$，则式(C6)可简化为

$$\begin{aligned} &-\frac{3}{2}(U_{sd}\Delta i_{sd}+U_{sq}\Delta i_{sq}+\Delta u_{sq}I_{sq})= \\ &CU_{\mathrm{dc}}\frac{\mathrm{d}\Delta u_{\mathrm{dc}}}{\mathrm{d}t}+U_{\mathrm{dc}}\Delta i_{\mathrm{o}}+\Delta u_{\mathrm{dc}}I_{\mathrm{o}} \end{aligned} \tag{C7}$$

对式(C7)进行拉普拉斯变换可得 $\Delta u_{\mathrm{dc}}(s)$ 与 $\Delta i_{sq}(s)$、$\Delta i_{\mathrm{o}}(s)$、$\Delta i_{sd}(s)$、$\Delta u_{sq}(s)$ 之间的关系为

$$\frac{\Delta u_{\mathrm{dc}}(s)}{\Delta i_{sq}(s)}=-\frac{3U_{sq}}{2(CU_{\mathrm{dc}}s+I_{\mathrm{o}})}=G_1(s) \tag{C8}$$

$$\frac{\Delta u_{\mathrm{dc}}(s)}{\Delta i_{\mathrm{o}}(s)}=-\frac{U_{\mathrm{dc}}}{CU_{\mathrm{dc}}s+I_{\mathrm{o}}}=G_2(s) \tag{C9}$$

$$\frac{\Delta u_{\mathrm{dc}}(s)}{\Delta i_{sd}(s)}=-\frac{3U_{sd}}{2(CU_{\mathrm{dc}}s+I_{\mathrm{o}})}=G_3(s) \tag{C10}$$

$$\frac{\Delta u_{\mathrm{dc}}(s)}{\Delta u_{sq}(s)}=-\frac{3I_{sq}}{2(CU_{\mathrm{dc}}s+I_{\mathrm{o}})}=G_4(s) \tag{C11}$$

根据叠加定理，可得

$$\begin{aligned} \Delta u_{\mathrm{dc}}(s)=&G_1(s)\Delta i_{sq}(s)+G_2(s)\Delta i_{\mathrm{o}}(s)+ \\ &G_3(s)\Delta i_{sd}(s)+G_4(s)\Delta u_{sq}(s) \end{aligned} \tag{C12}$$

对式(8)进行小信号分解，可得

$$\Delta i_{sq}^{*}=\Delta i_{sq}^{\mathrm{mppt}}+\Delta i_{sq}^{\mathrm{avsg}} \tag{C13}$$

式中，Δi_{sq}^{*}、$\Delta i_{sq}^{\mathrm{mppt}}$、$\Delta i_{sq}^{\mathrm{avsg}}$ 分别为 i_{sq}^{*}、i_{sq}^{mppt}、i_{sq}^{avsg} 对应的扰动量。

输出电流给定 i_{set} 为定值，对式(6)进行拉普拉斯变换及小信号分解，得到 AVSG 控制的小信号模型为

$$\Delta u_{\mathrm{dc}}^{*}(s)=-\Delta i_{\mathrm{o}}(s)/(C_{\mathrm{vir}}s+k_{\mathrm{D}}) \tag{C14}$$

式中 $\Delta u_{\mathrm{dc}}^{*}(s)$ 为 AVSG 的输出电压扰动量。

当风电机组运行在最大功率追踪区，转矩可表示为

$$T_{\mathrm{e}}=-\frac{3}{2}p_{\mathrm{n}}\psi_{\mathrm{f}}i_{sq}^{\mathrm{mppt}}=k_{\mathrm{opt}}\omega_{\mathrm{r}}^{2} \tag{C15}$$

式中 p_{n} 为极对数。

对式(C15)进行小信号分解，可得

$$\Delta i_{sq}^{\mathrm{mppt}}=-\frac{4k_{\mathrm{opt}}\omega_{\mathrm{r0}}}{3p_{\mathrm{n}}\psi_{\mathrm{f}}}\Delta\omega_{\mathrm{r}} \tag{C16}$$

式中 ω_{r0} 为稳态时的转速。

由风电机组转子转速变化所引起的输出电功率变化为

$$\Delta P_{\mathrm{s}}=2H_{\mathrm{w}}\omega_{\mathrm{r}}\frac{\mathrm{d}\omega_{\mathrm{r}}}{\mathrm{d}t} \tag{C17}$$

式中 H_{w} 为风电机组的惯性时间常数。

当直流微电网受到扰动时，W-VSC 直流侧虚拟电容器的充放电功率为

$$\Delta P_{\mathrm{dc}}=C_{\mathrm{vir}}u_{\mathrm{dc}}\frac{\mathrm{d}u_{\mathrm{dc}}}{\mathrm{d}t} \tag{C18}$$

本文所提出的直驱风机的 AVSG 控制策略将直流电压波动与转子转速变化相耦合，使风电机组在直流母线电压波动时，由转子中存储的动能提供惯性支撑，即联合式(C17)和式(C18)可得

$$2H_{\mathrm{w}}\omega_{\mathrm{r}}\frac{\mathrm{d}\omega_{\mathrm{r}}}{\mathrm{d}t}=C_{\mathrm{vir}}u_{\mathrm{dc}}\frac{\mathrm{d}u_{\mathrm{dc}}}{\mathrm{d}t} \tag{C19}$$

对式(C19)进行小信号分解，可得

$$\Delta\omega_{\mathrm{r}}(s)=\frac{C_{\mathrm{vir}}u_{\mathrm{dc0}}}{2H_{\mathrm{w}}\omega_{\mathrm{r0}}}\Delta u_{\mathrm{dc}}(s) \tag{C20}$$

式中 u_{dc0} 为稳态时的直流母线电压。

由式(C1)—式(C20)，可得风电机组虚拟惯性控制小信号模型，如正文图 6 所示。