

# 基于VSG的永磁风力发电机高/低电压穿越研究

孔令清<sup>1</sup>,何山<sup>1,2</sup>,董新胜<sup>3</sup>,李骥<sup>3</sup>,杨定乾<sup>3</sup>,胡帅<sup>3</sup>

(1.新疆大学 电气工程学院,新疆 乌鲁木齐 830017;

2.可再生能源发电与并网控制教育部工程研究中心,新疆 乌鲁木齐 830017;

3.国网新疆电力公司电力科学研究院,新疆 乌鲁木齐 830011)

**摘要:**为解决永磁风力发电机在高/低电压穿越期间并网点电压和频率波动问题,提出采用虚拟同步发电机(VSG)控制网侧变流器,提高永磁风力发电系统惯性和阻尼,使其在电压穿越期间支撑并网点电压和频率的恢复。通过VSG的有功-频率调节作用,根据系统频率变化量,调节网侧变流器有功功率输出能力,在转动惯量和阻尼系数的作用下实现对频率波动的抑制;调节VSG的无功功率指令实现对虚拟电动势的调节,使其在电压穿越期间为电网提供动态无功支撑,对并网点电压进行调节。并有效抑制连续高/低电压穿越期间系统功率、频率持续性波动,提高系统在连续高/低电压穿越期间的并网稳定性。最后,通过系统仿真验证所提控制策略的有效性。

**关键词:**永磁风力发电机;虚拟同步发电机;高/低电压穿越;频率波动;连续高/低电压穿越

**中图分类号:**TM464 **文献标识码:**A **DOI:**10.19457/j.1001-2095.dqed24609

## Research on High and Low Voltage Ride-through of Permanent Magnet Wind Turbine Based on VSG

KONG Lingqing<sup>1</sup>, HE Shan<sup>1,2</sup>, DONG Xinsheng<sup>3</sup>, LI Ji<sup>3</sup>, YANG Dingqian<sup>3</sup>, HU Shuai<sup>3</sup>

(1. School of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi 830017, Xinjiang, China;

2. Engineering Research Center of Ministry of Education for Renewable Energy Power

Generation and Grid Connection Control, Urumqi 830017, Xinjiang, China;

3. State Grid Xinjiang Electric Power Company Limited Electric Power

Research Institute, Urumqi 830011, Xinjiang, China)

**Abstract:** In order to solve the problem of voltage and frequency fluctuations at the grid-connected point of the permanent magnet wind turbine during high and low voltage ride-through, a virtual synchronous generator (VSG) was proposed to control the grid-side converter to improve the inertia and damping of the permanent magnet wind power generation system, so that the voltage and frequency recovery of the grid-connected point could be supported. Through the active power-frequency adjustment function of the VSG, the active power output capacity of the grid-side converter was adjusted according to the system frequency variation, and the frequency fluctuation was suppressed under the action of the moment of inertia and damping coefficient. The virtual electromotive force was adjusted by adjusting the reactive power command of the VSG, so that the dynamic reactive power support could be provided for the grid during the voltage ride-through period, and the voltage of the grid-connected point could be adjusted. The continuous fluctuation of system power and frequency was effectively suppressed during the continuous high and low voltage ride-through period, and the grid-connected stability of the system was improved. Finally, the effectiveness of the proposed control strategy was verified by system simulation.

**Key words:** permanent magnet wind turbine; virtual synchronous generator(VSG); high and low voltage ride-through; frequency fluctuation; continuous high and low voltage ride-through

风电机组并网点发生电压故障时,机组大规模引起电力系统崩溃<sup>[1-2]</sup>。因此,并网点电压的稳定模脱网运行可能导致电网功率和频率波动,甚至是风电机组安全并网运行的前提<sup>[3]</sup>。风电机组故

**基金项目:**新疆维吾尔自治区高校科研计划项目(XJEDU20211010);自治区重点研发计划项目(2022B01003-3);国家自然科学基金(51767024)

**作者简介:**孔令清(1994—),男,硕士,Email:925287870@qq.com

**通讯作者:**何山(1974—),男,博士,教授,Email:2513041660@qq.com

障电压穿越能力包括高电压穿越(high voltage ride-through, HVRT)和低电压穿越(low voltage ride-through, LVRT)能力<sup>[4-5]</sup>。目前,许多国家在风电并网导则中对风电机组故障电压穿越能力提出了严格的技术要求<sup>[6]</sup>,已有相关文献对永磁同步发电机(permanent magnet synchronous generator, PMSG)的高/低电压穿越能力进行了研究。文献[7]采用超导磁储能装置,抑制网侧变流器的输出电流,并维持直流母线电压稳定,但只对低电压穿越能力进行了研究;文献[8]通过分析网侧变流器高压暂态特性,提出有功功率输出不变、调整无功电流参考值的高电压穿越控制策略,但忽略了对系统频率的调节;文献[9]分析了升压变压器对并网点电压的影响,提出动态无功调节控制策略,通过仿真验证风电机组高电压穿越特性,但未考虑高压故障期间机侧变流器的调节能力;文献[10]阐述了电网电压升高导致直流电容电压骤升原理,根据机端电压骤升幅度对有功功率参考值进行整定,在最大化有功输出的基础上,对电网提供无功支撑,但未考虑高压故障期间机侧有功功率输入对机组暂态特性的影响。

以上研究只单独针对低电压或高电压穿越情况,忽略了对电网频率的调节作用。风电机组大规模并网将导致系统缺乏惯性和阻尼,在电网发生电压故障时,容易造成电压和频率波动,风电机组脱网风险将增加。采用VSG技术对并网逆变器进行控制,为系统提供惯性和阻尼,可提高其高/低电压穿越能力。目前,有些文献对VSG控制的应用进行了研究。文献[11]将VSG控制应用至双馈风电机组转子侧变流器中,使其具备惯性和阻尼特性,当电网负荷变化时,能提供惯性支撑并参与频率调整,但忽略了网侧变流器的调节作用;文献[12]提出基于VSG的光伏逆变器低电压穿越控制策略,通过模式切换调整逆变器运行方式,但忽略了低电压穿越期间VSG的调节作用;文献[13]采用VSG对PMSG网侧变流器进行控制,并讨论负载变化时转动惯量对频率的影响,但未讨论故障电压情况下该策略对频率的调节作用;文献[14]针对机侧变流器采用主从控制,网侧变流器采用VSG控制,主动调节不平衡功率,为系统提供惯性支撑,但未对VSG的电压调节作用进行验证。

基于上述研究,为提升PMSG系统高/低电压穿越能力、解决故障电压期间电压和频率波动问

题,提出基于VSG的永磁风力发电系统控制策略。在故障电压期间,VSG有功-频率控制环节根据系统频率变化量调节有功功率输出,转动惯量和阻尼系数抑制系统频率波动;VSG无功-电压控制环节根据无功功率参考值调节虚拟电动势,向电网注入无功功率以支撑并网点电压恢复。在连续高/低电压穿越情况下,与传统控制策略相比,VSG控制策略能对故障电压期间系统功率、频率及直流母线电压的波动进行有效抑制,提高了其故障电压穿越能力。

## 1 PMSG系统结构及控制策略

### 1.1 PMSG数学模型

永磁风力发电系统结构主要包括风力机、PMSG、机侧变流器(machine-side converter, MSC)、直流母线、网侧变流器(grid-side converter, GSC)及各部分控制系统。在 $d-q$ 旋转坐标系下建立PMSG数学模型,并采用电动机惯例对其进行分析,其数学模型为<sup>[15]</sup>

$$\begin{cases} u_{sd} = R_s i_{sd} + L_d \frac{di_{sd}}{dt} - \omega_r L_q i_{sq} \\ u_{sq} = R_s i_{sq} + L_q \frac{di_{sq}}{dt} + \omega_r L_d i_{sd} + \omega_r \Psi_f \end{cases} \quad (1)$$

式中: $u_{sd}, u_{sq}$ 分别为定子端电压 $d, q$ 轴分量; $i_{sd}, i_{sq}$ 分别为定子电流 $d, q$ 轴分量; $L_d, L_q$ 分别为定子电感 $d, q$ 轴分量; $\omega_r$ 为转子电角速度; $\Psi_f$ 为永磁体磁链。

PMSG电磁转矩方程和转子运动方程为

$$\begin{cases} T_e = \frac{3}{2} N_p i_{sq} [(L_q - L_d) i_{sd} + \Psi_f] \\ T_e - T_m - D\omega_m = J \frac{d\omega_m}{dt} \end{cases} \quad (2)$$

式中: $N_p$ 为极对数; $T_e$ 为电磁转矩; $T_m$ 为机械转矩; $J$ 为转子转动惯量; $D$ 为阻尼系数; $\omega_m$ 为转子机械角速度。

### 1.2 变流器控制策略

通常采用零 $d$ 轴电流控制对MSC进行控制,即 $i_{sdref} = 0$ ,此时,PMSG电磁转矩 $T_e$ 与 $q$ 轴电流 $i_{sq}$ 成线性关系,控制定子电流 $q$ 轴分量即可实现对电磁转矩的线性控制,电磁转矩方程为

$$T_e = \frac{3}{2} N_p i_{sq} \Psi_f \quad (3)$$

在最大功率跟踪控制下,当最优电磁转矩 $T_{eopt}$ 已知时,可确定 $q$ 轴电流参考值为

$$i_{sqref} = \frac{2T_{eopt}}{3N_p \Psi_f} \quad (4)$$

在  $d$ - $q$  旋转坐标系下 GSC 的数学模型为

$$\begin{cases} e_{gd} = R_g i_{gd} + L_g \frac{di_{gd}}{dt} - \omega_g L_g i_{gq} + u_{gd} \\ e_{gq} = R_g i_{gq} + L_g \frac{di_{gq}}{dt} + \omega_g L_g i_{gd} + u_{gq} \end{cases} \quad (5)$$

式中:  $e_{gd}, e_{gq}$  分别为电网电压  $d, q$  轴分量;  $i_{gd}, i_{gq}$  分别为并网电流  $d, q$  轴分量;  $u_{gd}, u_{gq}$  分别为网侧变流器输出端电压  $d, q$  轴分量;  $R_g, L_g$  分别为等效电阻和滤波电感;  $\omega_g$  为电网电角速度。

通常采用双闭环 PI 控制对网侧变流器进行控制,其中,电压外环控制直流母线电压的稳定,并生成有功电流参考值;电流内环控制实现有功功率和无功功率解耦控制。电流内环控制方程可写为

$$\begin{cases} u_{gdref} = -(k_{ip} + \frac{k_{ii}}{s})(i_{gdref} - i_{gd}) + \omega_g L_g i_{gq} + e_{gd} \\ u_{gqref} = -(k_{ip} + \frac{k_{ii}}{s})(i_{gqref} - i_{gq}) - \omega_g L_g i_{gd} \end{cases} \quad (6)$$

式中:  $u_{gdref}, u_{gqref}$  分别为逆变器输出端电压  $d, q$  轴分量参考值;  $i_{gdref}, i_{gqref}$  分别为并网电流  $d, q$  轴分量参考值;  $k_{ip}, k_{ii}$  分别为电流内环 PI 控制器比例、积分系数。

直流母线电压外环控制方程为

$$i_{gdref} = (k_{vp} + \frac{k_{vi}}{s})(u_{dcref} - u_{dc}) \quad (7)$$

式中:  $u_{dcref}, u_{dc}$  分别为直流母线电压参考值和实际值;  $k_{vp}, k_{vi}$  分别为 PI 控制器比例、积分系数。

## 2 网侧变流器传统控制方案

### 2.1 电压故障期间直流母线功率分析

直流母线功率流向如图 1 所示。

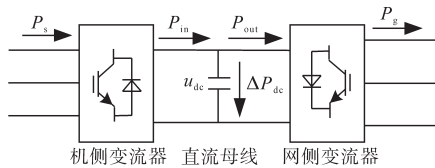


图1 直流母线功率流向图

Fig.1 DC bus power flow diagram

由图 1 可知,  $P_s$  为 PMSG 发出的有功功率;  $P_{in}, P_{out}$  分别为输入、输出直流母线的有功功率;  $P_g$  为 GSC 输出的有功功率;  $\Delta P_{dc}$  为不平衡功率。系统稳定运行时,  $P_s = P_{in} = P_{out} = P_g$ , 直流母线上积累的不平衡功率为零。当电网电压波动时, 直流母线上不平衡功率为

$$\Delta P_{dc} = P_s - P_g = \frac{1}{2} C \frac{du_{dc}^2}{dt} \quad (8)$$

当电网电压跌落时, GSC 为维持有功功率输出而增加并网电流, 因全功率变流器输出容量有限, 当达到其最大输出电流时, 输出电流不再增加, 有功功率输出因电压跌落而下降, 故障电压期间 PMSG 发出的有功功率不变, 使直流母线输入、输出有功功率不平衡, 引起直流母线电压升高, 当直流母线电压超过保护动作值时, 可导致风机脱网。

当电网电压突然升高时, GSC 控制矢量图如图 2 所示。当并网点电压由  $e_g$  增加至  $e'_g$  时, 因并网电流在短时间内保持不变, 电感电压  $u_L$  保持不变, 使  $u_g$  增加至  $u'_g$ 。因 GSC 输出端电压幅值存在上限  $u_{gmax}$ , 当 GSC 输出端电压满足  $u_g > u_{gmax}$  时, 逆变器将处于不可控状态, 电网能量会回流至直流母线, MSG 流入的有功功率和 GSC 回流有功功率将共同造成直流母线电压迅速升高, 不利于逆变器安全运行。

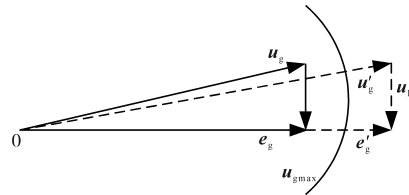


图2 GSC控制矢量图

Fig.2 GSC control vector diagram

由于 SPWM, SVPWM 两种调制方式对直流母线电压的利用率不同, 故障电压穿越过程中, 直流母线电压将升高, SVPWM 调制方式对直流母线电压利用率高, 使逆变器输出端电压抬升, 而 SPWM 调制方式可缓解逆变器输出端电压升高问题。因此, 在直流母线电压升高状态下, 为避免逆变器输出端电压升高而失控, 采用 SPWM 调制方式。

### 2.2 GSC 传统控制策略

高/低电压穿越期间, 风电机组应向电网注入无功电流, 支撑电网电压的恢复, GSC 输出的无功功率由并网电流  $q$  轴分量决定。通常情况下,  $q$  轴电流为 0, 电网电压故障情况下,  $q$  轴电流参考值为

$$i_{gqref} = \begin{cases} k_{LVRT} \frac{E - E_N}{E_N} I_N & 0.2(\text{标么值}) \leq E \leq 0.9(\text{标么值}) \\ k_{HVRT} \frac{E - E_N}{E_N} I_N & 1.1(\text{标么值}) \leq E \leq 1.3(\text{标么值}) \end{cases} \quad (9)$$

式中:  $k_{LVRT}, k_{HVRT}$  分别为容性、感性无功电流系数;  $E$  为并网点电压;  $E_N$  为额定电压;  $I_N$  为额定电流。

由于GSC输出容量的限制,在电压故障期间,需限制其输出的有功电流:

$$\begin{cases} \sqrt{i_{gd}^2 + i_{gq}^2} \leq I_{\max} \\ i_{gdref} = \sqrt{I_{\max}^2 - i_{gqref}^2} \end{cases} \quad (10)$$

式中: $I_{\max}$ 为网侧变流器输出的最大电流。

### 3 GSC-VSG控制策略

#### 3.1 VSG控制原理

VSG控制将传统同步发电机数学模型引入并网逆变器控制系统,通过有功、无功调节实现对频率、电压的控制,VSG控制方程为<sup>[16]</sup>

$$\begin{cases} J_m \omega_0 \frac{d\omega}{dt} = P - P_g - D_m(\omega - \omega_0) \\ \frac{d\theta}{dt} = \omega \\ P = P_{ref} + k_p(\omega_0 - \omega) \\ V = V_{ref} + k_q(Q_{ref} - Q_g) \end{cases} \quad (11)$$

式中: $J_m$ 为转动惯量; $D_m$ 为阻尼系数; $\omega$ 为电角速度; $\omega_0$ 为额定电角速度; $\theta$ 为电角度; $P_g, Q_g$ 分别为输出有功、无功功率; $P_{ref}, Q_{ref}$ 分别为参考有功、无功功率; $k_p, k_q$ 分别为有功、无功功率调节系数; $V_{ref}, V$ 分别为虚拟电动势参考值和实际值。

VSG控制框图如图3所示。

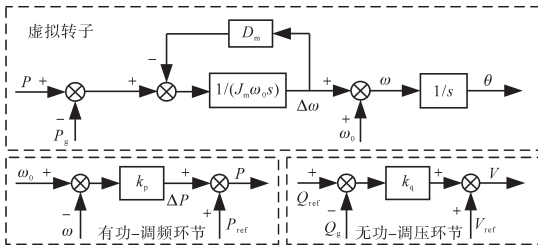


图3 VSG控制框图

Fig.3 Control block diagram of VSG

#### 3.2 机侧变流器控制

传统控制中,通过对机侧变流器控制实现最大功率跟踪控制。与传统控制不同,本文提出机侧变流器控制直流母线电压,控制框图如图4所示。

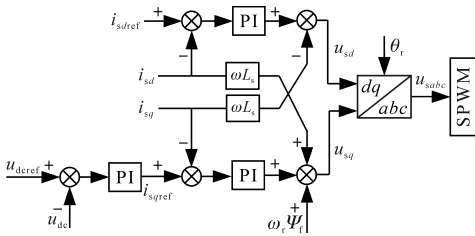


图4 MSC控制框图

Fig.4 MSC control block diagram

图4中,由电压外环调节直流母线电压,将直流母线电压实际值与参考值作比较,电压偏差经

过PI调节后生成电流内环q轴电流给定值:

$$i_{sqref} = (k_{up} + \frac{k_{ui}}{s})(u_{dref} - u_{dc}) \quad (12)$$

式中: $k_{up}, k_{ui}$ 分别为电压外环PI控制比例、积分系数。

电流内环控制d,q轴电流快速跟踪给定值,而该控制策略下,为避免永磁体退磁,d轴电流给定值为 $i_{sdref}=0$ 。

#### 3.3 网侧变流器控制

网侧变流器采用VSG控制,控制框图及建立的Simulink仿真模型分别如图5、图6所示。

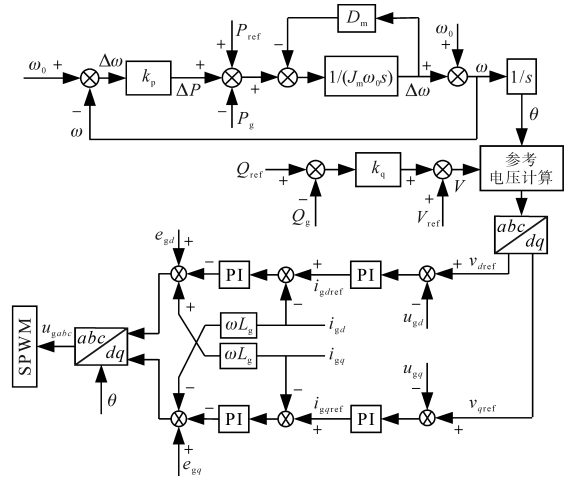


图5 GSC-VSG控制框图

Fig.5 GSC-VSG control block diagram

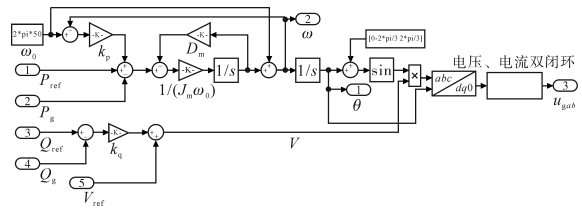


图6 GSC-VSG仿真模型

Fig.6 GSC-VSG simulation model

图5中,虚拟调速器的参考指令为额定角频率 $\omega_0$ ,反馈指令为其自身输出的实际输出角频率 $\omega$ ,频率差 $\Delta\omega$ 经过有功功率调节系数 $k_p$ 后得到功率的变化量 $\Delta P$ ,与参考有功功率 $P_{ref}$ 相加后,经一阶惯性环节并与前馈额定角频率相加后,得到实际输出角频率。实际输出角频率经过积分环节得到输出电角度 $\theta$ ,可代替控制系统中锁相环的输出角度,用于电压和电流的坐标变换。

功率-频率传递函数框图如图7所示。

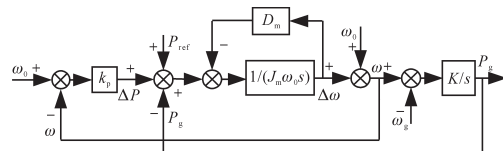


图7 功率-频率传递函数框图

Fig.7 Power-frequency transfer function block diagram

功率和频率之间的闭环传递函数可表示为

$$G_{\Delta P-\Delta\omega} = \frac{\Delta\omega}{\Delta P} = \frac{1}{J_m\omega_0 s + k_p + D_m} \quad (13)$$

其中

$$\Delta\omega = \omega_0 - \omega$$

$$\Delta P = P_g - P_{ref}$$

由式(13)可知,系统频率变化量和功率变化量关系为一阶惯性环节,当系统输出的有功功率发生变化时,在该惯性环节作用下,系统频率的变化具有一定延时。

因此,采用VSG控制策略对并网逆变器进行控制,在转动惯量和阻尼系数作用下,能对系统频率突变进行有效抑制,防止由于系统频率突变而导致风机脱网事故。

为了分析频率与功率间的惯性环节特性,输入额定功率值的阶跃信号,得其阶跃响应曲线如图8、图9所示。

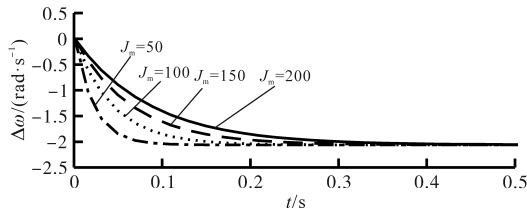


图8  $D_m$ 不变、 $J_m$ 改变时,  $\Delta\omega$ 变化情况

Fig.8 Changes in  $\Delta\omega$  when  $D_m$  does not change, but  $J_m$  changes

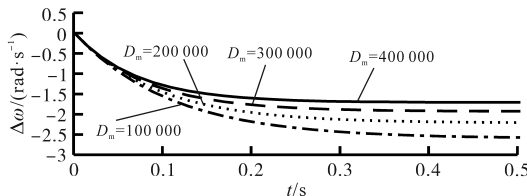


图9  $J_m$ 不变、 $D_m$ 改变时,  $\Delta\omega$ 变化情况

Fig.9 Changes in  $\Delta\omega$  when  $J_m$  does not change, but  $D_m$  changes

由图8可知,随着转动惯量 $J_m$ 的增加,角频率变化量 $\Delta\omega$ 动态响应时间逐渐变缓,但其最终稳态值不变;由图9可知,随着阻尼系数 $D_m$ 的增加,频率变化量 $\Delta\omega$ 动态响应时间缩短的同时,其最终稳态值也逐渐变小。因此,转动惯量 $J_m$ 影响系统频率的动态响应时间,而阻尼系数 $D_m$ 同时影响系统频率的动态响应时间和最终稳态值。

VSG控制下输出功率 $P_g$ 的闭环传递函数为

$$P_g = \frac{K}{J_m\omega_0 s^2 + (k_p + D_m)s + K} P_{ref} + \frac{K(J_m\omega_0 s + k_p + D_m)}{J_m\omega_0 s^2 + (k_p + D_m)s + K} (\omega_0 - \omega_g) \quad (14)$$

有功功率的闭环小信号传递函数为

$$G_{clo}(s) = \frac{\Delta P_g}{\Delta P_{ref}} = \frac{K}{J_m\omega_0 s^2 + (k_p + D_m)s + K} \quad (15)$$

自然频率和阻尼比分别为

$$\begin{cases} \omega_{clo} = \sqrt{\frac{K}{J_m\omega_0}} \\ \xi_{clo} = \frac{k_p + D_m}{2\sqrt{KJ_m\omega_0}} \end{cases} \quad (16)$$

由式(16)可知,自然频率与 $J_m$ 有关, $J_m$ 越大,自然频率越低;系统阻尼比由 $J_m$ 和 $D_m$ 决定,增大 $D_m$ 或减少 $J_m$ 皆可增大系统阻尼。

根据闭环小信号传递函数,系统闭环极点如图10、图11所示。

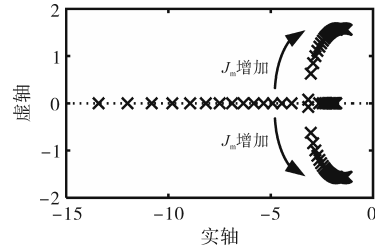


图10  $D_m$ 不变情况下闭环极点

Fig.10 Closed-loop pole diagram with constant  $D_m$

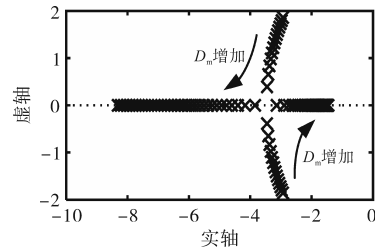


图11  $J_m$ 不变情况下闭环极点

Fig.11 Closed-loop poles with constant  $J_m$

由图10、图11可知,在阻尼系数 $D_m$ 不变的情况下,增加转动惯量 $J_m$ ,主导极点趋向虚轴,系统稳定性变弱;当转动惯量 $J_m$ 不变时,增加阻尼系数 $D_m$ ,主导极点趋向实轴,系统稳定性增强。

## 4 系统仿真分析

为验证所提控制策略的可行性,在Simulink仿真平台对永磁风力发电系统进行建模仿真,系统仿真参数如下:额定容量 $P=1.5$  MW,额定电压 $U=690$  V,额定风速 $v=12$  m/s,额定转速 $\omega_r=4$  rad/s,极对数 $N_p=16$ ,转子磁链 $\Psi_r=4.55$  Wb,直流母线电压 $u_{dc}=1200$  V,转动惯量 $J_m=150$  kg·m<sup>2</sup>,阻尼系数 $D_m=200000$ 。

### 4.1 LVRT仿真分析

为验证传统控制策略及VSG控制策略下系统LVRT能力,在1 s时使并网点电压跌落至0.5(标么值),持续时间为0.625 s,两种控制策略下系统仿真结果如图12所示。

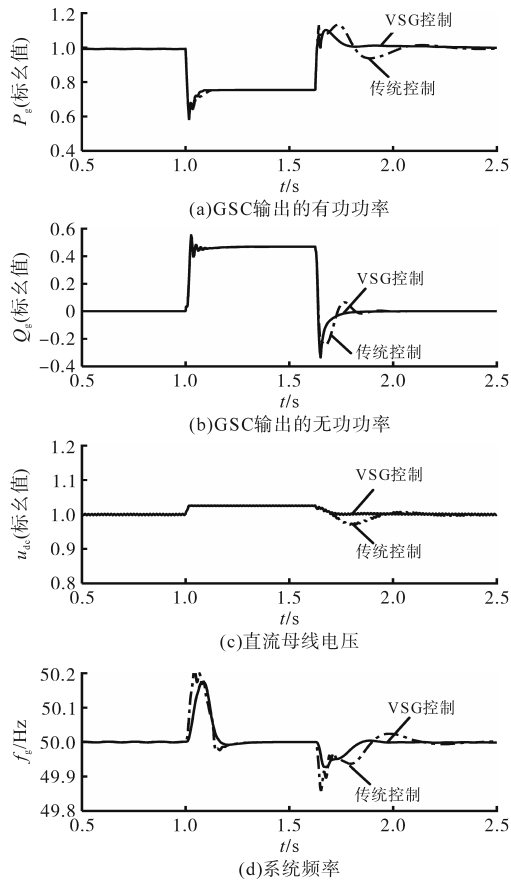


图12 LVRT仿真结果对比

Fig.12 Comparison of LVRT simulation results

由图12a可知,在电压跌落期间,GSC有功功率输出下降至0.75(标么值),并网电压恢复至额定值后,与传统控制相比,VSG控制下有功功率波动幅度更小,调节时间更快,有功功率仿真结果对比如表1所示。

表1 有功功率仿真结果对比(LVRT)

Tab.1 Comparison of active power simulation results(LVRT)		1 s—1.625 s	1.625 s—2.5 s
传统控制	功率波动范围(标么值)	下降至0.75	0.94~1.13
	调节时间/s	/	0.8
	功率波动范围(标么值)	下降至0.75	0.99~1.10
VSG控制	调节时间/s	/	0.3

图12b为GSC输出的无功功率,GSC根据需向电网注入0.5(标么值)无功功率,以加快并网电压恢复,在并网电压恢复至额定值后,传统控制下,无功功率经0.4 s恢复至额定值,波动范围为-0.24~0.06(标么值);在VSG控制下,无功功率经0.2 s恢复至额定值,且无波动。

直流母线电压仿真结果如图12c所示,安装在直流母线处的卸荷电路使直流母线电压维持

在1.04(标么值),避免直流母线电压过高导致风机脱网,在并网电压恢复至额定值后,传统控制下,直流母线电压波动范围为0.97~1.01(标么值);在VSG控制下,直流母线电压从1.04(标么值)平稳过渡至额定值。

有功功率的波动会导致系统频率波动,如图12d所示,在传统控制下,系统频率在49.85~50.21 Hz范围波动;在VSG控制下,频率波动范围为49.93~50.17 Hz,系统频率更稳定。

## 4.2 HVRT仿真分析

为验证两种控制下系统的HVRT能力,使并网电压在1 s时骤升至1.3(标么值),持续时间为0.5 s,仿真结果如图13所示。

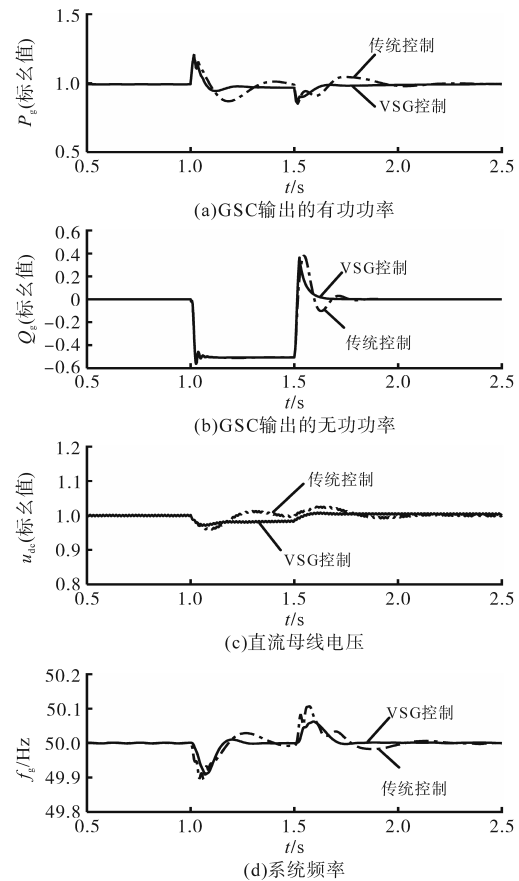


图13 HVRT仿真结果对比

Fig.13 Comparison of HVRT simulation results

由图13a可知,在并网电压骤升期间,传统控制下,GSC有功功率输出存在较大波动,在1.2 s时下降至0.87(标么值),且无法快速稳定;在VSG控制下,有功功率在1.1 s时下降至0.94(标么值),波动幅度较小。在高电压穿越结束后,传统控制下,有功功率波动范围为0.84~1.05(标么值),且经0.8 s恢复至额定值;VSG控制下,有功功率下降至0.84(标么值)后经0.5 s平稳恢复至额定值,系统功率波动幅度小,调节速度快。

无功功率补偿情况如图13b所示,在高电压穿越期间,网侧变流器向并网点注入0.5(标么值)无功功率,以抑制电压的骤升。在并网点电压恢复至额定值后,与传统控制相比,在VSG控制下,无功功率经过0.2 s调节后恢复至额定值。

直流母线电压如图13c所示,与传统控制相比,VSG控制下直流母线电压更稳定,且在电压故障消除后,直流母线电压能较快恢复至额定值。

由图13d可知,系统频率随着有功功率的波动而发生振荡,与传统控制相比,VSG控制下系统频率波动范围小,在故障电压消除后,系统频率恢复较快,系统频率仿真结果对比如表2所示。

表2 系统频率仿真结果对比(HVRT)

	时间范围	1 s—1.5 s	1.5 s—2.5 s
传统控制	频率波动范围/Hz	49.89 ~ 50.02	49.98 ~ 50.11
	调节时间/s	/	0.90
	频率波动范围/Hz	49.91 ~ 50.01	50 ~ 50.06
VSG控制	调节时间/s	/	0.35

### 4.3 连续高/低电压穿越仿真分析

当并网点发生高/低电压连续故障时,对系统高/低电压连续穿越能力进行验证,仿真结果如图14所示。

设置并网点电压在1 s时骤升至1.2(标么值),持续0.5 s;在1.5 s时,使并网点电压下降至1.1(标么值);在2 s时,恢复并网点电压至额定值;在2.5 s时,使并网点电压持续跌落,分别跌落至0.9(标么值)、0.8(标么值)和0.7(标么值)。每阶段持续0.5 s,并网点电压仿真结果如图14a所示。

有功功率仿真结果如图14b所示,在传统控制下,GSC输出的有功功率在整个电压穿越期间持续波动,VSG控制下,有功功率调节时间短,波形更稳定,有功功率仿真结果对比如表3所示。

表3 有功功率仿真结果对比

	时间范围	1 s—3.5 s	4 s—5 s
传统控制	功率波动范围(标么值)	0.88 ~ 1.05	0.88 ~ 1.25
	调节时间/s	/	0.9
	功率波动范围(标么值)	0.89 ~ 1.03	1 ~ 1.17
VSG控制	调节时间/s	/	0.4

图14c为网侧变流器输出的无功功率,仅在1 s—1.5 s和3 s—4 s范围内,GSC向电网注入无功功率,参与并网点电压调节,在1.5 s—3 s之间,

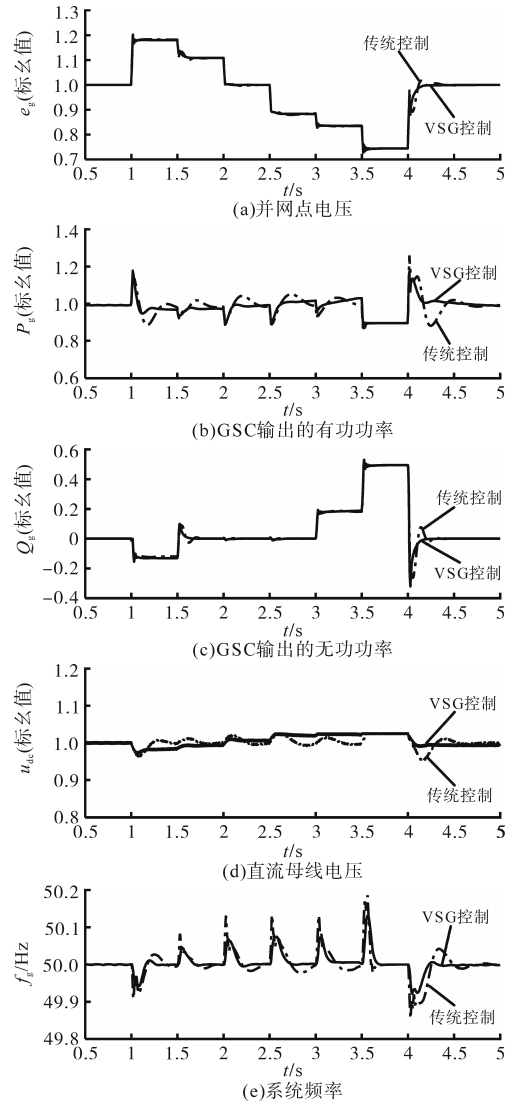


图14 连续高/低电压穿越仿真结果

Fig.14 Continuous high and low voltage ride-through simulation results

根据并网要求,GSC无需向电网注入无功功率。

图14d为直流母线电压仿真结果,与传统控制相比,VSG控制下各电压变化阶段直流母线电压波动小,能维持在额定值附近。

图14e为两种控制策略下系统频率仿真结果,在传统控制下,系统频率在各电压变化阶段都存在持续性波动;VSG控制下,系统频率在各电压变化阶段波动较小,系统频率仿真结果对比如表4所示。

表4 系统频率仿真结果对比

	时间范围	1 s—2 s	2 s—2.5 s	2.5 s—4 s
传统控制下频率波动范围/Hz		49.90 ~ 50.13	49.98 ~ 50.13	49.85 ~ 50.18
VSG控制下频率波动范围/Hz		49.94 ~ 50.06	49.99 ~ 50.07	49.92 ~ 50.13

## 5 结论

为提高PMSG系统高/低电压穿越能力,抑制电压穿越期间系统电压和频率波动,提出采用VSG控制网侧变流器,与传统控制相比,得出以下结论:

1)在故障电压恢复后,VSG控制下网侧变流器输出无功功率响应更快,功率变化更平滑,避免了无功功率波动引起的电压波动问题,提升故障期间风机对电网的支撑作用;

2)VSG控制能有效抑制高/低电压故障期间系统功率、频率及直流母线电压的波动,提高了PMSG系统在高/低电压故障期间的并网稳定;

3)连续高/低电压穿越期间,VSG控制在持续性、长时间故障电压情况下,能有效避免系统发生高/低电压及功率连续振荡问题。

### 参考文献

- [1] 程鹏,马静,李庆,等.风电机组电网友好型控制技术要点及展望[J].中国电机工程学报,2020,40(2):456-467.  
CHENG Peng, MA Jing, LI Qing, et al. A review on grid-friendly control technologies for wind power generators[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(2): 456-467.
- [2] GENG Hua, LIU Lu, LI Ruiqi. Synchronization and reactive current support of PMSG-based wind farm during severe grid fault[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 9(4): 1596-1604.
- [3] 刘文洲,王思远,李宁,等.风力发电故障穿越技术综述[J].长春工程学院学报(自然科学版),2017,18(4):37-41.  
LIU Wenzhou, WANG Siyuan, LI Ning, et al. The overview of fault through technology for wind power generation[J]. Journal of Changchun Institute of Technology (Natural Science Edition), 2017, 18(4): 37-41.
- [4] YUAN Liang, MENG Ke, HUANG Jingjie, et al. Coordinated LVRT and HVRT control scheme for PMSG-based wind farm [C]//2019 29th Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), IEEE, 2019: 1-6.
- [5] 冯子木,孙国强,滕德红,等.永磁直驱风电机组低电压穿越研究综述[J].电力工程技术,2021,40(2):75-85.  
FENG Zimu, SUN Guoqiang, TENG Dehong, et al. Reviews of LVRT technology for D-PMSG[J]. Electric Power Engineering Technology, 2021, 40(2): 75-85.
- [6] SANG Yiyang, YANG Bo, SHU Hongchun, et al. Fault ride-through capability enhancement of type-4 WECS in offshore wind farm via nonlinear adaptive control of VSC-HVDC[J]. Design and Control of Sustainable Systems, 2019, 7(8): 540-562.
- [7] XU Lin, LIN Ruixing, DING Lijie, et al. A new FRT method of PMSG under grid faults by using improved MSC control and SMES device[C]//IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, IOP Publishing, 2019: 72032-72037.
- [8] 李曼,王冰,曲立楠,等.基于暂态功率特性调整无功电流的高电压穿越控制策略[J].电力系统自动化,2020,44(6): 59-66.  
LI Man, WANG Bing, QU Linan, et al. Control strategy of high voltage ride through for adjusting reactive current based on transient power characteristics[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(6): 59-66.
- [9] 代林旺,秦世耀,王瑞明,等.直驱永磁同步风电机组高电压穿越技术与试验[J].电网技术,2018,42(1):147-154.  
DAI Linwang, QIN Shiyao, WANG Ruiming, et al. Research and experiment on high voltage ride through for direct-drive PMSG based wind turbines[J]. Power System Technology, 2018, 42(1): 147-154.
- [10] 卢一菲,陈冲,金成日,等.直驱永磁风电机组高电压穿越协调控制策略[J].电力系统保护与控制,2020,48(15):50-60.  
LU Yifei, CHEN Chong, JIN Chengri, et al. HVRT coordinated control strategy of a direct-driven PMSG[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(15): 50-60.
- [11] 陈博.基于VSG的风电接入电网的频率稳定性控制策略研究[D].成都:西南交通大学,2020.  
CHEN Bo. Research on frequency stability control strategy of wind power integrated into power grid based on VSG[D]. Chengdu: Southwest Jiaotong University, 2020.
- [12] 曹祥瑞.基于VSG技术的光伏并网逆变器低电压穿越控制策略[D].西安:西安理工大学,2018.  
CAO Xiangli. Low voltage ride through control strategy of photovoltaic grid connected inverter based on VSG technology[D]. Xi'an: Xi'an University of Technology, 2018.
- [13] 程之隆,李岚,吴雷,等.基于VSG的并网型直驱永磁风力发电的频率调节[J].电测与仪表,2020,57(18):103-109.  
CHENG Zhilong, LI Lan, WU Lei, et al. Frequency adjustment of grid-connected direct-drive permanent magnet wind power generation based on VSG[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2020, 57(18): 103-109.
- [14] LIANG Wang, YAN Yunhui, HE Xiaoyang, et al. Active support control strategy of VSG-based PMSG with DC-convergence under master-slave control[C]//2020 IEEE 9th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC2020-ECCE Asia), IEEE, 2020: 1229-1235.
- [15] 张东辉.直驱式风电并网系统的惯量特性分析研究[D].株洲:湖南工业大学,2020.  
ZHANG Donghui. Analysis of characteristics of direct-drive wind turbine grid-connected system[D]. Zhuzhou: Hunan University of Technology, 2020.
- [16] SHENG W, WANG Y, LIU B, et al. Virtual synchronous generator strategy for suppressing output power fluctuation without additional energy storage[J]. IET Power Electronics, 2020, 13(3): 602-610.