

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.250904

基于自适应电压补偿的孤岛微网 VSG 并联系统电压支撑策略

王自力^{1,2}, 李雪萍¹, 陈燕东², 肖凡², 罗聪², 李旭阳², 张明宇²

(1. 湖南第一师范学院, 湖南 长沙 410082; 2. 电能高效高质转化全国重点实验室(湖南大学), 湖南 长沙 410082)

摘要: 传统虚拟同步发电机的电压控制为有差控制, 且由于缺乏大电网的电压支撑, 导致孤岛微网(virtual synchronous generator, VSG)并联系统在受到负荷扰动时面临电压偏移甚至越限问题。基于此, 提出了一种基于自适应电压补偿控制的孤岛微网 VSG 并联系统母线电压支撑控制方法。通过在传统 VSG 无功环中引入附加电压补偿控制和电压补偿系数自适应控制, 在无需引入额外测量装置且完全消除对通信依赖的条件下, 以分散式形式实现多个 VSG 自主协调配合, 可提升系统稳态电压控制精度, 并有效抑制负荷扰动引起的系统母线电压波动。然后, 通过稳定性分析设计了关键控制参数。最后, 通过仿真和实验验证了所提控制方法的有效性。

关键词: 虚拟同步发电机; 电压补偿; 主动支撑; 分散式控制

Voltage support strategy for parallel VSG systems in islanded microgrids based on adaptive voltage compensation

WANG Zili^{1,2}, LI Xueping¹, CHEN Yandong², XIAO Fan², LUO Cong², LI Xuyang², ZHANG Mingyu²

(1. Hunan First Normal University, Changsha 410082, China; 2. State Key Laboratory of High-efficiency and High-quality Conversion for Electric Power (Hunan University), Changsha 410082, China)

Abstract: Voltage control of traditional virtual synchronous generator (VSG) employs a droop characteristic, which leads to steady-state voltage deviations. Moreover, due to the lack of voltage support from large power grids, parallel VSG systems in islanded microgrids are prone to voltage deviations or even exceeding limits when subjected to load disturbances. To address this issue, a bus voltage support control strategy for parallel VSGs in islanded microgrids based on adaptive voltage compensation is proposed. By introducing an additional voltage compensation control and an adaptive voltage compensation coefficient into the traditional VSG reactive power control loop, multiple VSGs can autonomously coordinate and cooperate in a fully decentralized manner without requiring extra measurement devices or communication links. The proposed control method improves the steady-state voltage control accuracy and effectively suppress bus voltage fluctuations caused by load disturbances. Furthermore, key control parameters are designed through stability analysis. Finally, the effectiveness of the proposed control method is verified through simulation and experiments.

This work is supported by the Youth Fund of Natural Science Foundation of Hunan Province (No. 2024JJ6172).

Key words: virtual synchronous generator; voltage compensation; active support; decentralized control

0 引言

随着新型电力系统中电力电子设备渗透率的持续攀升, 孤岛微电网因其脱离大电网支撑的特性, 其固有的低惯量与弱阻尼问题愈发凸显^[1-5]。在此背景下, 虚拟同步发电机(virtual synchronous generator,

VSG)技术凭借其自主调频调压能力, 可实现对系统频率和电压的有效支撑, 已成为保障孤岛微电网稳定运行的关键解决方案^[6-12]。然而, 孤岛模式下 VSG 电压支撑控制仍面临以下问题: 其一, VSG 的下垂特性与功率传输线路压降会导致公共并网点(point of common coupling, PCC)母线电压偏离设定值, 特别是在 VSG 并联场景下, 各 VSG 虚拟阻抗的交互作用会显著放大母线电压偏差^[13-16], 且不匹配的线路阻抗易导致 VSG 难以按照容量比例精确分配无功负荷; 其二, 由于高比例新能源接入导致系统等

基金项目: 湖南省自然科学基金青年项目资助(2024JJ6172); 电能高效高质转化全国重点实验室开放基金项目资助(2024KF005); 湖南省教育厅优秀青年基金项目资助(24B0853)

效惯量缺失, VSG 并联系统面临由外部负荷扰动引发的动态电压支撑问题, 将严重影响系统中电压敏感负荷的正常运行, 甚至可能导致系统不稳定。

针对孤岛 VSG 并联系统电压支撑问题, 国内外学者开展了广泛研究。文献[17]提出了一种 VSG 参考电压在线计算方法, 根据有功和无功功率给定值预先估算内电势, 补偿 VSG 固有下垂特性和线路阻抗引起的电压稳态偏差。文献[18]提出了基于母线电压下垂的电压主动支撑控制方法, 可有效减小系统稳态电压偏差。然而, 文献[17]和[18]所提控制方法均未能有效改善系统电压动态响应特性。文献[19]在传统 VSG 的基础上加入了一阶暂态电压方程, 并结合虚拟电抗自适应算法改善系统电压动态响应特性。文献[20]分析了影响 VSG 电压支撑能力的因素, 综合考虑电压支撑能力和短路电流限制的要求, 提出了虚拟阻抗自适应的改进 VSG 控制策略。文献[21]提出了一种基于虚拟复阻抗解耦与动态下垂策略的改进下垂控制方法, 通过结合等效阻抗与电压越限自复位控制, 提高系统电压恢复速度。然而文献[19-21]所提方法均会加剧系统电压稳态偏差。文献[22]通过引入虚拟负电感补偿电压偏差, 提高微电网的电压控制精度, 降低动态工况下的电压波动频率, 然而所引入的虚拟负电感对系统稳定性不利。

也有学者通过采用额外的测量手段获取母线电压或线路阻抗等信息来实现对系统电压的支撑控制。文献[23]提出了一种结合网侧电压参考值与双向虚拟阻抗设计的改进下垂控制策略, 提升下垂控制精度与电压支撑能力。文献[24]提出了一种基于功率参考值限幅与变无功电压下垂系数的改进 VSG 控制策略, 以提升 VSG 无功电压支撑能力和改善响应特性。文献[25]根据母线电压跌落程度选取合适的控制模式, 以提高逆变器在面对各种电压跌落工况下的电压支撑能力。然而, 上述方法均需要通过额外的测量设备以获取网侧内电势和内阻抗等信息, 经济性欠佳。文献[26]通过设置电压观测器来获取母线实时电压, 并对线路阻抗参数进行估算辨识, 从而抑制外部扰动下由线路阻抗差异带来的系统电压稳态偏差。然而, 该方法涉及电压观测器设计以及线路阻抗的参数辨识, 导致其工程实现复杂度较高。

还有学者通过借助通信实现并联逆变器的协调控制, 以提升其对系统电压的支撑能力。文献[27]提出了一种基于多重主从控制的并联逆变器改进下垂控制方法, 通过借助通信手段实现孤岛微网逆变器并联系统电压稳态偏差优化。文献[28]提出了一

种基于分布式预测补偿的电压分层控制方法, 在有限通信带宽的条件下提高微电网电压控制精度。然而, 通信延时和通信故障均可能会影响上述方法的控制效果, 且额外的通信设备会增加系统成本。

因此, 本文提出一种基于自适应电压补偿控制的母线电压支撑控制策略, 通过传统 VSG 无功环中引入附加电压补偿控制和电压补偿系数自适应控制, 在无需引入额外测量装置且完全消除对通信依赖的条件下, 以分散式形式实现多个 VSG 自主协调配合, 提升 VSG 并联系统稳态电压控制精度, 同时抑制负荷扰动引起的母线电压波动, 提升 VSG 并联系统对母线电压的主动支撑能力。通过仿真和实验验证了所提控制方法的有效性。

1 VSG 电路拓扑及控制方法

图 1 表示典型 VSG 拓扑及控制结构。

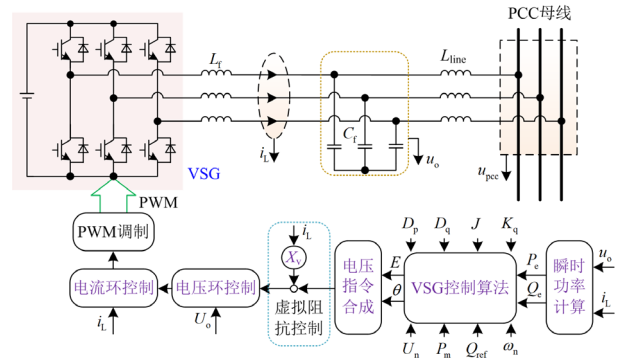


图 1 典型 VSG 拓扑及控制结构

Fig. 1 Typical VSG topology and control structure

图 1 中: L_f 、 C_f 和 L_{line} 分别为滤波电感、滤波电容和线路阻抗; u_o 、 i_L 分别为逆变器输出滤波电容两端电压和逆变器侧输出电流; u_{pcc} 为 PCC 母线电压; P_m 和 Q_{ref} 分别为 VSG 的机械功率和无功指令值; P_e 和 Q_e 分别为 VSG 输出有功和无功功率; U_o 、 U_n 和 E 分别为输出电压有效值、额定电压有效值和内电势有效值; θ 为 VSG 的相位; J 和 K_q 分别为虚拟惯量和无功惯性系数; ω 和 ω_n 分别为 VSG 输出角频率及其额定值; D_p 和 D_q 分别为 VSG 的阻尼系数和无功下垂系数; X_v 为虚拟阻抗。

VSG 有功环和无功环的控制方程^[12]如式(1)所示。

$$\begin{cases} \frac{P_m}{\omega_n} - \frac{P_e}{\omega_n} + D_p(\omega_n - \omega) = J \frac{d\omega}{dt} \\ Q_{ref} - Q_e + \sqrt{2}D_q(U_n - U_o) = \sqrt{2}K_q \frac{dE}{dt} \end{cases} \quad (1)$$

2 VSG 并联系统母线电压支撑要素分析

2.1 传统 VSG 控制母线电压稳态偏差问题分析

由式(1)可得负荷扰动下 VSG 输出电压为

$$E(t) = U_n - \frac{\Delta Q_{\text{load}}}{\sqrt{2}D_q} \cdot \left(1 - e^{-\frac{D_q}{K_q}t} \right) \quad (2)$$

式中： ΔQ_{load} 表示无功负荷变化量。

分析式(2)可知，当发生负荷扰动后，VSG 输出电压的稳态偏差可以表示为

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \Delta E(t) = \lim_{t \rightarrow \infty} |E(t) - U_n| = \frac{\Delta Q_{\text{load}}}{\sqrt{2}D_q} \neq 0 \quad (3)$$

由式(3)可知，VSG 的调压特征为有差调节。通常引入虚拟阻抗 X_v 实现 VSG 有功和无功的解耦，因此 VSG 接入 PCC 母线的电路模型如图 2 所示。

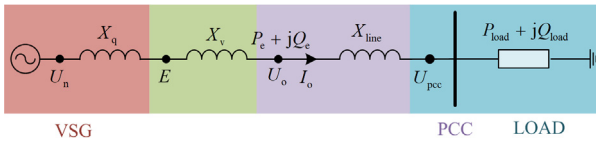


图 2 VSG 单机接入 PCC 的电路模型

Fig. 2 Circuit model of single VSG connected to PCC

图 2 中： X_q 表示 VSG 无功环等效阻抗，表征 VSG 的无功-电压下垂特性，表达式为 $X_q = U_o / \sqrt{2}D_q$ [9]； X_{line} 表示线路阻抗； I_o 表示输出电流。

根据图 2 可知，VSG 电压参考值 U_n 经过 X_q 生成 VSG 内电动势 E ，再经过 X_v 生成 VSG 机端输出电压 U_o ，最终经过 X_{line} 接入 PCC。

根据图 2，可得交流母线电压 U_{pcc} 的表达式为

$$U_{\text{pcc}} = E - \Delta U_v - \Delta U_L = E - I_o X_v - I_o X_{\text{line}} \quad (4)$$

由式(4)可知，由 X_v 与 X_{line} 产生的稳态电压降落 ΔU_v 与 ΔU_L 会加剧母线电压偏离额定值。且随着系统功率出力增加，VSG 输出电流 I_o 随之增大，此时由 X_v 与 X_{line} 引起的稳态电压偏差会进一步增加。

2.2 母线电压支撑影响因素分析

为简化分析，本节以两台 VSG 并联系统为例，通过交流母线电压变化量 ΔU_{pcc} 关于 ΔQ_{load} 传递函数的频域伯德图与时域阶跃响应揭示 VSG 无功环关键控制参数与虚拟阻抗参数变化对负荷扰动下 VSG 并联系统交流母线电压响应特性的影响。

图 3 表示 D_{q1} 改变时 $\Delta U_{\text{pcc}} / \Delta Q_{\text{load}}$ 的频域伯德图与时域响应曲线。由图 3(a)可知， D_{q1} 影响 $\Delta U_{\text{pcc}} / \Delta Q_{\text{load}}$ 幅频特性的低频区域，而不影响其高频区域。

因此 D_{q1} 主要影响负荷扰动下母线电压的稳态特性，且随着 D_{q1} 增大，稳态偏移量减小。 D_{q2} 改变时所得结论一致，不再赘述。

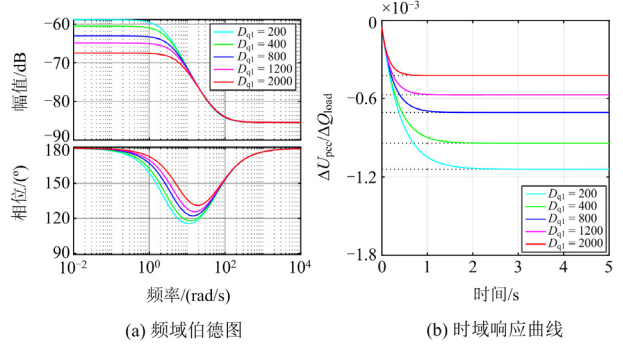


图 3 D_{q1} 变化时 $\Delta U_{\text{pcc}} / \Delta Q_{\text{load}}$ 的频域伯德图与时域响应曲线
Fig. 3 Frequency domain Bode plot and time domain response curve of $\Delta U_{\text{pcc}} / \Delta Q_{\text{load}}$ when D_{q1} changes

图 4 表示 K_{q1} 改变时 $\Delta U_{\text{pcc}} / \Delta Q_{\text{load}}$ 的频域伯德图与时域响应曲线。由图 4(a)可知，改变 K_{q1} 主要影响 $\Delta U_{\text{pcc}} / \Delta Q_{\text{load}}$ 幅频特性的高频区域(高频区域主要反映母线电压变化率)，不会对低频区域的幅频特性造成影响。因此，改变 K_{q1} 主要影响负荷扰动下母线电压的动态响应特性，且随着 K_{q1} 增大，负荷扰动瞬间母线电压变化率减小。 K_{q2} 改变时所得结论一致，不再赘述。

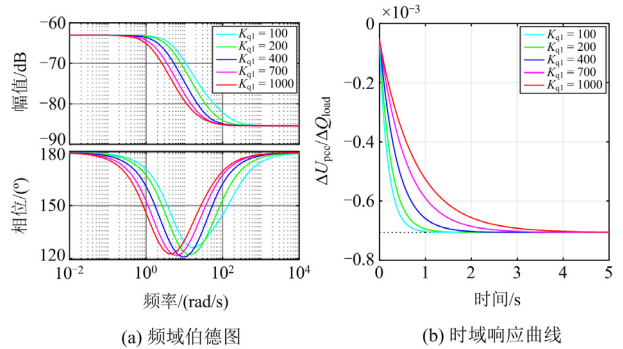


图 4 K_{q1} 变化时 $\Delta U_{\text{pcc}} / \Delta Q_{\text{load}}$ 的频域伯德图与时域响应曲线
Fig. 4 Frequency domain Bode plot and time domain response curve of $\Delta U_{\text{pcc}} / \Delta Q_{\text{load}}$ when K_{q1} changes

图 5 表示 X_1 变化时 $\Delta U_{\text{pcc}} / \Delta Q_{\text{load}}$ 的频域伯德图与时域响应曲线。分析图 5(a)可知，改变 X_1 同时影响 $\Delta U_{\text{pcc}} / \Delta Q_{\text{load}}$ 幅频特性的高频与低频区域，因此改变 X_1 将同时影响负荷扰动下母线电压的稳态与动态响应特性，且增大 X_1 会导致负荷扰动瞬间母线电压变化率和母线电压的稳态偏移量均增加。因此，对

于 VSG 并联系统而言, VSG 总阻抗过大不利于系统母线电压支撑。\$X_2\$ 改变时所得结论一致, 不再赘述。

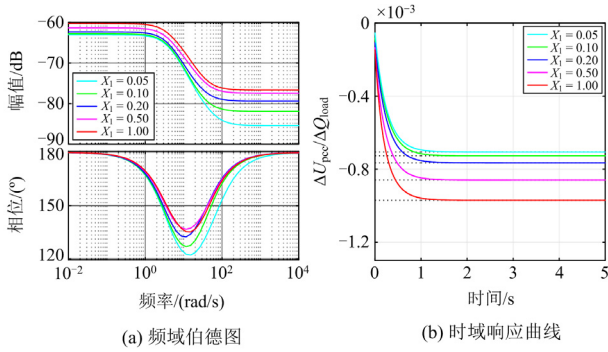


图 5 \$X_1\$ 变化时 \$\Delta U_{pcc}/\Delta Q_{load}\$ 的频域伯德图与时域响应曲线
Fig. 5 Frequency domain Bode plot and time domain response curve of \$\Delta U_{pcc}/\Delta Q_{load}\$ when \$X_1\$ changes

3 自适应电压补偿的母线电压支撑控制

为兼顾母线电压稳态与动态响应特性, 本文提出了一种基于 VSG 无功环改进的自适应电压补偿控制, 如图 6 所示。该控制环节以 VSGi 输出无功功率 \$Q_{ei}\$ 为反馈量, 同时基于对电压补偿系数 \$K_{ui}\$ 的参数自适应设计, 生成 VSGi 无功环输出内电动势的自适应电压补偿前馈项 \$\Delta U_i\$, 最终通过参考电压

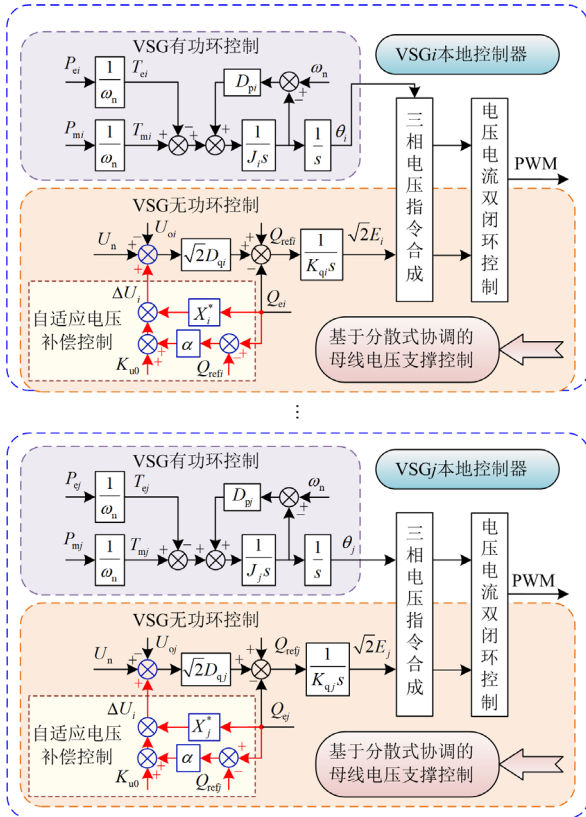


图 6 所提控制策略的整体控制框图

Fig. 6 Overall control diagram of the proposed control strategy

有效值 \$U_n\$ 与 \$\Delta U_i\$ 的叠加得到修正后的 VSGi 无功环参考电压 \$U'_{ni} = U_n + \Delta U_i\$。

本文所提自适应电压补偿控制采用分散式控制架构, 无需增设传感器或通信单元, 其作用机理可视为提升并联系统的等效无功阻尼与无功惯量, 能够有效减小 VSG 并联系统母线电压稳态偏差, 并且能抑制负荷扰动过程的母线电压变化率, 因此有助于增强 VSG 并联系统对母线电压的主动支撑能力, 详细机理介绍如下。

3.1 附加电压补偿控制提升母线电压支撑能力机理

由第 2 节的分析可知, 由 VSG 的等效感抗 \$X_q\$、虚拟阻抗 \$X_v\$ 与线路阻抗 \$X_{line}\$ 产生的电压降落是影响负荷扰动下母线电压稳态偏差的关键因素。若能补偿各个感抗产生的压降, 则能有效减小母线电压的稳态偏移值。基于此思路, 本文在传统 VSG 无功环的基础上通过附加电压补偿控制环节, 使得各 VSGi 根据瞬时输出无功功率 \$Q_{ei}\$ 自主生成机端输出电压补偿项 \$\Delta U_i\$, 以实现对其母线电压的主动支撑。

由图 2 可以得到 VSG 经线路阻抗联接至母线的无功功率传输方程, 如式(5)所示。

$$Q_e = \frac{U_{pcc}(U_n - U_{pcc})}{X_q + X_v + X_{line}} \quad (5)$$

由式(5)可得母线电压稳态偏差的表达式为

$$\Delta U_{pcc} = \frac{Q_e(X_q + X_v + X_{line})}{U_{pcc}} \quad (6)$$

考虑到实际的线路阻抗参数 \$X_{line}\$ 难以获取, 为了使母线电压恢复至额定值, 基于式(6), 可得 VSGi 附加电压补偿控制环节的补偿电压 \$\Delta U_i\$ 为

$$\Delta U_i = K_{ui} Q_{ei} \frac{X_{vi}}{U_n} = K_{ui} Q_{ei} X_i^* \quad (7)$$

式中: \$X_i^* = X_{vi}/U_n\$; \$K_{ui}\$ 表示 VSGi 的电压补偿系数。通过合理设置 \$K_{ui}\$ 的取值, 可以进一步补偿由 VSG 无功电压下垂作用以及线路阻抗引起的母线电压稳态偏差, 同时 \$K_{ui}\$ 的引入也可让各台 VSG 自主调节其机端输出电压。

由式(7)可得, 采用附加电压补偿控制环节的 VSGi 无功环电压控制方程变为

$$\frac{Q_{ref}}{\sqrt{2}} - \frac{Q_{ei}}{\sqrt{2}} + D_{qi}(U_n + K_u Q_{ei} X_i^* - U_{oi}) = K_{qi} \frac{dE_i}{dt} \quad (8)$$

式中: \$K_u\$ 为电压补偿系数。

由式(8)可得, 附加电压补偿控制环节的 VSGi 输出内电动势 \$E_i\$ 表达式为

$$E_i = \frac{Q_{ref} + (\sqrt{2}D_{qi}K_u X_i^* - 1)Q_{ei} + \sqrt{2}D_{qi}U_n}{\sqrt{2}(K_{qi}s + D_{qi})} \quad (9)$$

由式(9)可得 VSG_i 输出电压变化量 ΔE_i 与输出无功功率变化量 ΔQ_{ei} 关系式为

$$\Delta E_i = -\frac{1}{\sqrt{2} \cdot \frac{1}{1 - \sqrt{2} D_{qi} K_u X_i^*} \cdot (K_{qi} s + D_{qi})} \Delta Q_{ei} =$$

$$-\frac{1}{\sqrt{2} \kappa_{wi} (K_{qi} s + D_{qi})} \Delta Q_{ei} \quad (10)$$

$$\kappa_{wi} = \frac{1}{1 - \sqrt{2} D_{qi} K_u X_i^*} \quad (11)$$

式中: κ_{wi} 表示 VSG_i 附加电压补偿控制环节所引入的等效增益, 且 κ_{wi} 与 K_u 呈正相关特性。当满足 $\kappa_{wi} > 1$ 时, 所提附加电压补偿控制可等效提高 VSG 的无功阻尼系数与无功惯量系数, 即可通过合理优化电压补偿系数 K_u , 以提高系统电压的主动支撑性能。

负荷扰动下, 采用附加电压补偿控制时, VSG 并联系统交流母线电压响应特性如图 7 所示。由图 7(a)可知, 当引入附加电压补偿控制环节时, 增大 K_u 有助于改善 $\Delta U_{pcc} / \Delta Q_{load}$ 幅频特性曲线的低频段和高频段。换言之, 增大 K_u 能同时改善负荷扰动下系统母线 PCC 电压的稳态与动态响应特性, 具体表现为: 如图 7(b)所示, 增大 K_u 能够有效减小负荷扰动下 PCC 的稳态偏移, 并减小动态调节过程的 PCC 电压的变化率。

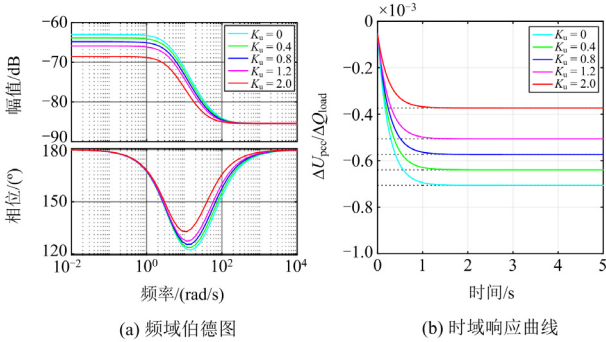


图 7 K_u 变化时 $\Delta U_{pcc} / \Delta Q_{load}$ 的频域伯德图与时域响应曲线
Fig. 7 Frequency domain Bode plot and time domain response curve of $\Delta U_{pcc} / \Delta Q_{load}$ when K_u changes

3.2 基于自适应电压补偿控制的母线电压支撑控制

当多台 VSG 并联运行时, 由于 VSG 输出电流 I_o 、等效感抗 X_q 、虚拟阻抗 X_v 与线路阻抗 X_{line} 不尽相同, 其产生的电压降落也不一样, 因此需要自适应调节 K_u 以满足不同电压补偿需求。为此, 引入电压补偿系数 K_{ui} 自适应控制, 其表达式如式(12)所示。

$$K_{ui} = K_{u0} + \alpha(Q_{ei} - Q_{ref}) \quad (12)$$

式中: K_{u0} 为电压补偿系数初值; α 为自适应调节因子。

由式(12)可知, 在 VSG 无功环附加电压补偿控制的基础上, 通过对电压补偿系数的自适应参数控制, 使得并联的各 VSG_i 根据各自无功出力变化情况自适应调节其机端补偿电压, 从而显著增强负荷扰动过程的系统阻尼与惯量, 进而有效减小母线电压偏移速度和稳态偏移量。

在式(8)的基础上, 结合式(12)可以进一步得到基于自适应电压补偿控制的改进 VSG_i 无功环电压控制方程。

$$\sqrt{2} K_{qi} \frac{dE_i}{dt} = Q_{ref} - Q_{ei} + \sqrt{2} D_{qi} [U_n + (K_{u0} + \alpha(Q_{ei} - Q_{ref})) Q_{ei} X_i^* - U_{oi}] \quad (13)$$

由式(13)进一步得到基于自适应电压补偿控制的改进 VSG_i 无功环内电动势 E_i 。

$$E_i = \frac{Q_{ref} + [\sqrt{2} D_{qi} (K_{u0} + \alpha(Q_{ei} - Q_{ref})) X_i^* - 1] Q_{ei} + \sqrt{2} D_{qi} U_n}{\sqrt{2} (K_{qi} s + D_{qi})} \quad (14)$$

由式(14)可得 VSG_i 输出电压变化量 ΔE_i 与输出无功功率变化量的 ΔQ_{ei} 关系式为

$$\Delta E_i = -\frac{1}{\sqrt{2} \kappa_{ai} (K_{qi} s + D_{qi})} \Delta Q_{ei} \quad (15)$$

其中:

$$\kappa_{ai} = \frac{1}{1 - \sqrt{2} D_{qi} K_{u0} X_i^* + \sqrt{2} D_{qi} \alpha Q_{ref} X_i^* - 2\sqrt{2} D_{qi} \alpha Q_0 X_i^*} \quad (16)$$

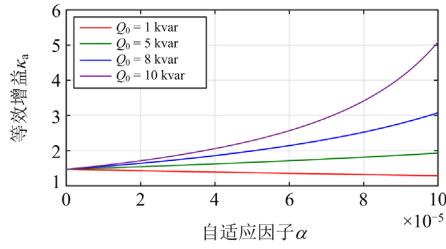
式中: κ_{ai} 为 VSG_i 附加自适应电压补偿控制环节所引入的等效增益。

由式(15)可知, κ_{ai} 扮演的角色和 κ_{wi} 类似, 当 $\kappa_{ai} > 1$ 时, 增大 κ_{ai} 可等效提高 VSG 的无功阻尼系数与无功惯量系数, 从而可有效改善负荷扰动下 VSG 并联系统母线电压的稳态与动态响应特性。

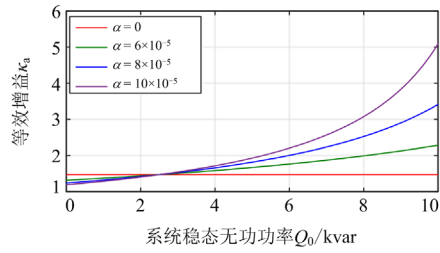
为进一步分析所提自适应电压补偿控制对 PCC 电压支撑的影响, 设定 $Q_{ref} = 5 \text{ kvar}$, 绘制不同系统稳态无功功率 Q_0 条件下, 等效增益 κ_a 随自适应因子 α 变化的关系曲线, 以及不同自适应因子 α 条件下, κ_a 随系统稳态无功功率 Q_0 变化的关系曲线, 如图 8 所示。

由图 8 可知, 所提自适应电压补偿控制可实现等效增益 κ_a 随系统稳态无功功率 Q_0 的变化进行自适应调节。当 $Q_0 < Q_{ref}$ 时, 等效增益 κ_a 与自适应因

子 α 呈负相关特性; 当 $Q_0 > Q_{\text{ref}}$ 时, 等效增益 κ_a 与自适应因子 α 呈正相关特性。



(a) Q_0 改变时 κ_a 与 α 的关系曲线



(b) α 改变时 κ_a 与 Q_0 的关系曲线

图 8 等效增益 κ_a 随 α 与 Q_0 变化的关系曲线

Fig. 8 Relationship curve of equivalent gain κ_a vs. α and Q_0

当系统负荷突增引起系统稳态无功功率发生改变时, 所提自适应电压补偿控制能够根据系统稳态无功功率变化情况实时调节补偿电压大小, 以更好地适应不同负荷突变工况。

当系统负荷突变引起系统稳态无功功率发生改变时, 所提自适应电压补偿控制能够根据系统稳态无功功率变化情况实时调节补偿电压大小, 以更好地适应不同负荷突变工况。

图 9 展示了改变自适应因子 α 时, $\Delta U_{\text{pcc}}/\Delta Q_{\text{load}}$ 的频域伯德图与阶跃响应图。由图 9 可知, 在 VSG 无功环附加电压补偿控制的基础上引入所提自适应电压补偿控制并增大 α , 有助于进一步改善 $\Delta U_{\text{pcc}}/\Delta Q_{\text{load}}$ 幅频特性曲线的低频段至高频段, 从而进一步优化负荷扰动下母线电压的稳态与动态响应特性。即通过增大 α , 能够进一步减小负荷扰动下系统母线电压稳态偏差, 同时减小动态调节过程的母线电压变化率。

3.3 稳定性分析和控制参数设计

为了保证改进 VSG 的稳态下垂特性, 虚拟阻抗 X_v 的设定需要满足下垂特性限制, 如式(17)所示。

$$0 < X_v < \frac{U_n}{\sqrt{2}D_{q_{\text{max}}}K_{u_{\text{max}}}} \quad (17)$$

式中: $D_{q_{\text{max}}}$ 与 $K_{u_{\text{max}}}$ 分别表示无功阻尼系数与电压补偿系数最大限值。

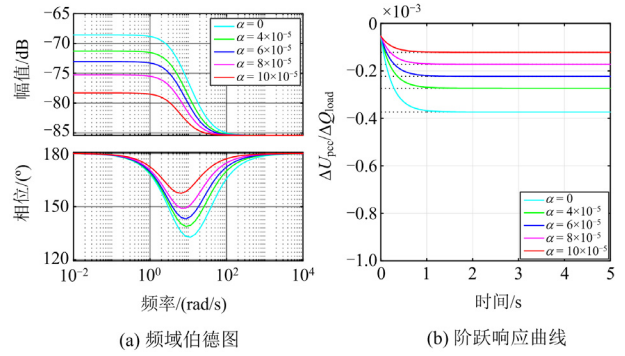


图 9 α 变化时 $\Delta U_{\text{pcc}}/\Delta Q_{\text{load}}$ 的频域伯德图与时域阶跃响应图
Fig. 9 Frequency domain Bode plot and time domain response curve of $\Delta U_{\text{pcc}}/\Delta Q_{\text{load}}$ when α changes

此外, 对于虚拟阻抗 X_v 的设定需要满足系统故障限流要求。当考虑系统故障影响, 假设 VSG 稳定运行时母线电压维持在额定电压值, 故障时刻 VSG 功率响应缓慢, 短时间内难以建立新的内电势, 此时忽略线路阻抗影响, 故障电流 I_f 为

$$I_f \approx \frac{E}{X_v + X_f} \quad (18)$$

式中: X_f 为 VSG 输出端与故障点之间的阻抗。故障电流 I_f 的大小受虚拟阻抗 X_v 影响。

此时, 虚拟阻抗 X_v 的设定需要满足最大故障电流 I_{fmax} 限制。

$$X_v > \frac{U_n}{I_{\text{fmax}}(1-K_u)} - \frac{U_n}{\sqrt{2}D_q(1-K_u)} - \frac{X_f}{1-K_u} \quad (19)$$

基于上述设计要求, 本文选取虚拟阻抗为 $X_v = 0.2$ 。

为了保证采用所提控制方法能有效改进 VSG 无功环稳态下垂特性, 对于电压补偿系数初值 K_{u0} 与自适应因子 α 的设定同样需要满足 VSG 下垂特性限制。

$$K_{u0} + (2Q_0 - Q_{\text{ref}})\alpha < \frac{U_n}{U_n + \sqrt{2}D_{q_{\text{max}}}X_v} \quad (20)$$

当进一步考虑所提自适应电压补偿控制对系统稳定性影响时, 为了避免引入所提控制对系统稳定性产生不利影响, 上述参数设定需要满足系统稳定性的要求。为了分析所提控制不同参数对系统稳定性的影响, 接下来绘制不同电压补偿系数初值 K_{u0} 随自适应因子 α 变化的系统主导极点分布图, 如图 10 所示。图中, 自适应因子 α 从 1×10^{-7} 增加至 12×10^{-5} , 步长为 1×10^{-7} 。

由图 10 可知: 随着 α 的增加, 负实极点 p_1 沿负实轴向靠近虚轴的方向移动, 共轭极点 p_2 和

p_3 向着远离虚轴的方向移动。可以发现, 当 $K_{u0} = 1.2$ 时, 若 $\alpha < 9.8 \times 10^{-5}$, 主导极点为共轭极点 p_2 和 p_3 , 随着 α 增加逐渐远离虚轴, 有助于提高系统稳定性; 若 $\alpha > 9.8 \times 10^{-5}$, 主导极点为负实极点 p_1 , 随着 α 增加继续往虚轴方向移动, 系统稳定性变差。同时可以发现, 进一步增大 K_{u0} 的取值对共轭极点 p_2 和 p_3 的影响较小, 而负实极点 p_1 产生的位移较为明显; 随着 K_{u0} 的取值增加, 负实极点 p_1 随 α 变化的分布位置向右移动, 系统稳定性变差。当 $K_{u0} = 1.4$ 为且 $\alpha > 8.5 \times 10^{-5}$ 时, 随着 α 的增加, 主导极点 p_1 向着虚轴的方向移动。当 $K_{u0} = 1.6$ 且 $\alpha > 6.4 \times 10^{-5}$ 时, 随着 α 的增加, 主导极点 p_1 出现接近右半平面的运动趋势。当 $K_{u0} = 1.8$ 时, 若进一步增大 α 的取值, 实轴上的主导极点 p_1 将进入右半平面, 给系统带来失稳风险。因此, 为了保证系统的稳定性, K_{u0} 与 α 的取值不宜过大。除此之外, 考虑到所提自适应电压补偿控制的主动电压支撑能力, K_{u0} 的取值不宜过小, 过小的 K_{u0} 意味着电压补偿不足; 同时 α 的取值也不宜过小, 以防止 VSG 输出电压自适应调节能力受限。基于上述分析内容, 本文选取自适应电压补偿控制参数为 $K_{u0} = 1.56$ 、 $\alpha = 7 \times 10^{-5}$ 。

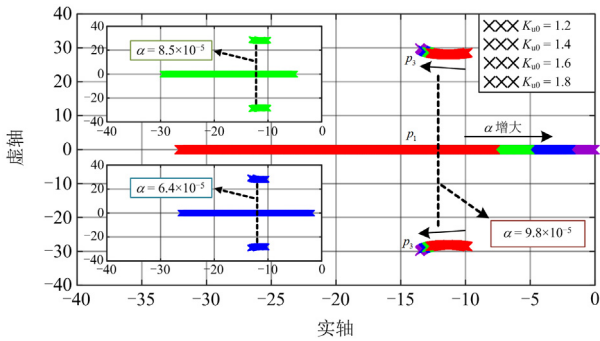


图 10 不同 K_{u0} 下 α 变化时的系统主导极点分布图

Fig. 10 Distribution diagram of dominant poles of the system when α changes under different K_{u0}

基于上述参数, 可得系统输出无功功率开环传递函数的奈奎斯特图, 如图 11 所示。

由图 11 可知, 由于奈奎斯特图位置处于右半平面, 其相位未穿越 -180° , 且幅值始终小于 1, 不包围 $(-1, j0)$ 点, 因此逆时针圈数 $N = 0$, 且离 $(-1, j0)$ 点较远; 同时由于此时的开环传递函数在右半平面的极点数 $P = 0$, 由公式 $Z = P - N$ 可得闭环系统在右半平面的极点数 $Z = 0$, 因此闭环系统在右半平面无极点, 系统闭环稳定, 且具有较好的稳定裕度。

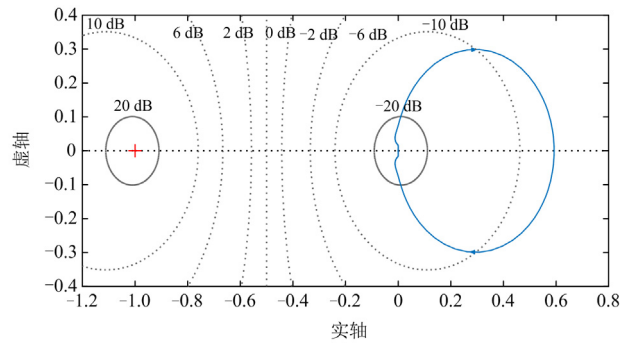


图 11 VSG 并联系统输出无功开环传递函数的奈奎斯特图

Fig. 11 Nyquist plot of open-loop transfer function of output reactive power in VSG parallel system

4 仿真实验

为验证本文所提控制方法的有效性, 在 MATLAB/Simulink 仿真软件搭建了两台 VSG 并联系统, 将本文所提控制方法和传统 VSG 控制方法、集中式控制方法、分布式控制方法进行对比。仿真参数如表 1 所示。仿真中, 初始有功负荷为 30 kW, 初始无功负荷为 15 kvar。

表 1 系统主要参数

Table 1 Main parameters of system

参数	VSG1	VSG2
有功指令值/kW	20	10
无功指令值/kvar	10	5
转动惯量 J	0.4	0.2
阻尼系数 D_p	10	5
无功下垂系数 D_q	2000	1000
无功惯性系数 K_q	400	200
虚拟阻抗 X_v	0.2	0.2
自适应电压补偿系数初值 K_{u0}	1.56	1.56
自适应因子 α	7×10^{-5}	7×10^{-5}

4.1 有功与无功负荷突增工况

设定 1 s 时突增 15 kW 有功负荷和 7.5 kvar 无功负荷。当采用传统 VSG 控制时, 仿真结果如图 12 所示。由图 12 可知, 初始稳态下的母线电压与额定电压之间存在 -0.016 p.u. 的稳态偏差; 当系统达到新的稳态时, 母线电压向下偏移 0.052 p.u., 此时静态偏差被进一步放大至 -0.068 p.u., 稳态电压控制精度仅为 93.23%, 母线电压动态调节过程中存在 0.017 p.u. 的电压超调, 此时母线电压与额定电压之间的最大瞬时电压偏差达到 -0.085 p.u.。

当采用集中式控制时, 仿真结果如图 13 所示。初始稳态下的母线电压与额定电压之间不存在稳态偏差; 0.75 s 时集中式控制发生通信故障, 此时两台逆变器之间失去通信, 系统运行工况与两台逆变

器采用传统 VSG 控制的工况基本一致, 因此, 0.75 s 后的仿真结果和图 12 的仿真结果基本一致。

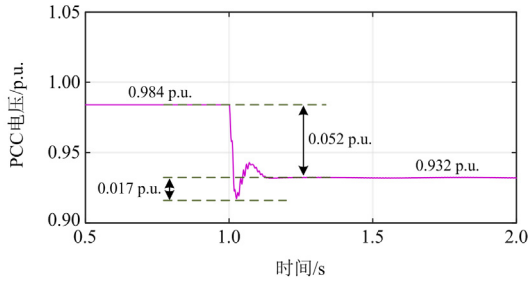


图 12 负荷突增下采用传统 VSG 控制时 PCC 电压波形图
Fig. 12 PCC voltage waveform with the VSG control when load increases suddenly

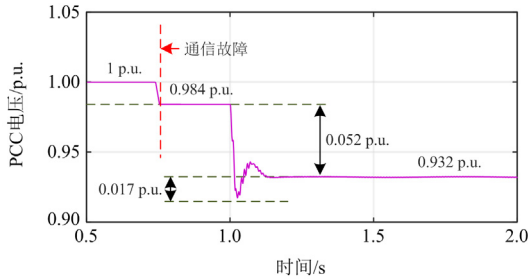


图 13 负荷突增下采用集中式控制时 PCC 电压波形图
Fig. 13 PCC voltage waveform with centralized control when load increases suddenly

当采用分布式控制时, 仿真结果如图 14 所示。初始稳态下的母线电压与额定电压之间不存在稳态偏差; 然而, 分布式通信面临通信延迟的问题, 图 14 给出了通信延迟分别为 20 ms、40 ms 和 60 ms 的仿真结果。由图 14 可知, 通信延迟对分布式控制方法的控制效果有较大影响, 在负荷波动期间系统电压存在较大波动。当系统达到新的稳态时, 交流电压偏移量为 0.022 p.u.。

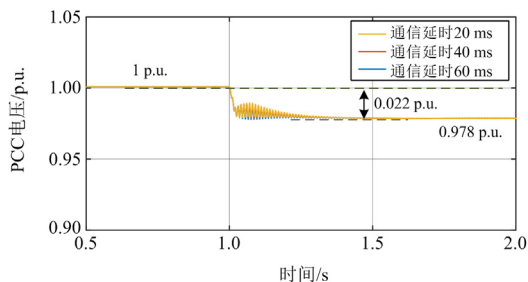


图 14 负荷突增下采用分布式控制时 PCC 电压波形图
Fig. 14 PCC voltage waveform with distributed control when load increases suddenly

采用本文所提控制方法时仿真结果如图 15 所示。初始稳态下的母线电压控制在额定电压值, 且

母线电压在经历负荷突增后会迅速过渡至新的稳态, 并不会产生明显的电压超调, 母线电压与额定电压之间的最大瞬时电压偏差控制在 $-1.8\% \sim 0$ 。当系统达到新的稳态时, 母线电压偏移量为 0.015 p.u., 稳态电压控制精度达到 98.50%。这表明所提控制方法能够有效改善由负荷突增引起的母线电压稳态偏差, 抑制负荷突增后母线电压波动。

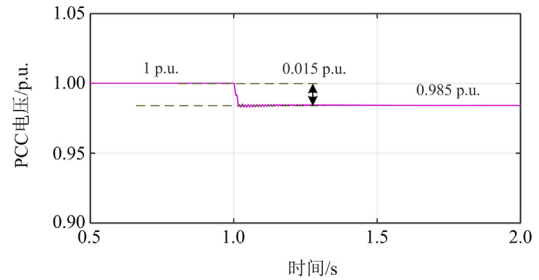


图 15 负荷突增下采用所提控制时 PCC 电压波形图
Fig. 15 PCC voltage waveform with the proposed control when load increases suddenly

4.2 有功与无功负荷突减工况

设定 1 s 时突减 15 kW 有功负荷和 7.5 kvar 无功负荷。当采用传统 VSG 控制时, 如图 16 所示, 在负荷突减前, 初始稳态下的母线电压与额定电压之间存在 -0.016 p.u. 的稳态偏差; 当系统达到新的稳态时, 母线电压向上偏移 0.05 p.u., 此时母线电压与额定电压之间的静态偏差为 0.035 p.u., 稳态电压控制精度为 96.55%, 母线电压动态调节过程中存在 0.04 p.u. 的电压超调, 此时母线电压与额定电压之间的最大瞬时电压偏差达到 0.075 p.u., 交流母线电压控制精度为 96.6%。

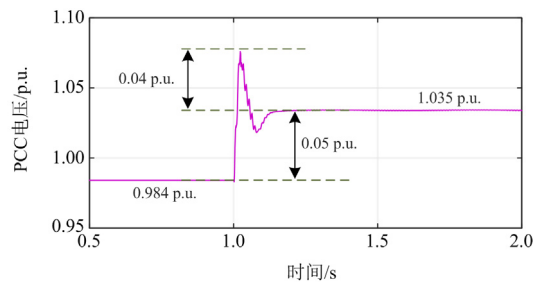


图 16 负荷突减下采用传统 VSG 控制时 PCC 电压波形图
Fig. 16 PCC voltage waveform with the traditional VSG control when load decreases suddenly

当采用集中式控制时, 仿真结果如图 17 所示。0.75 s 时发生通信故障, 此时系统内两台逆变器之间无通信, 每台逆变器依然采用传统 VSG 控制, 系统的工况和图 16 所示的工况基本一致。因此, 0.75 s 后的仿真结果和图 16 的仿真结果基本一致。

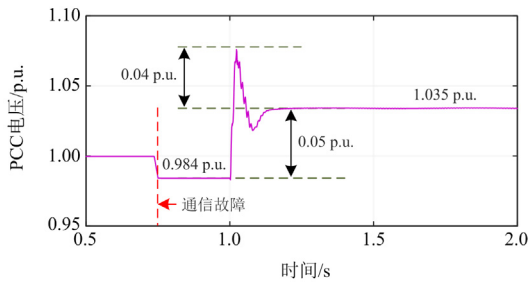


图 17 负荷突减下采用集中式控制时 PCC 电压波形图
Fig. 17 PCC voltage waveform with centralized control when load decreases suddenly

当采用分布式控制时，仿真结果如图 18 所示。图 18 给出了通信延迟分别为 20 ms、40 ms 和 60 ms 的仿真结果。由图 18 可知，在负荷波动期间，通信延迟会给分布式控制方法带来较大负面影响，具体表现为交流母线电压存在较大波动，母线电压动态调节过程中存在 0.032 p.u. 的电压超调。当系统达到新的稳态时，交流母线电压的额定值为 1.02 p.u.，交流母线电压控制精度为 98.04%。

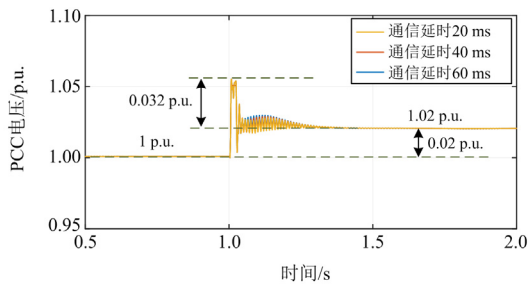


图 18 负荷突减下采用分布式控制时 PCC 电压波形图
Fig. 18 PCC voltage waveform with distributed control when load decreases suddenly

当采用本文所提控制方法时，如图 19 所示。初始稳态下的母线电压控制在额定电压值，且在动态过程中母线电压不会出现明显的电压超调，母线电压与额定电压之间的最大瞬时电压偏差控制在 2.3%

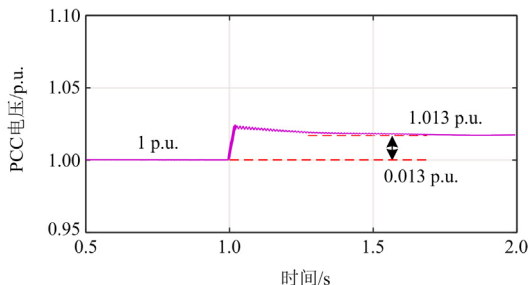


图 19 负荷突减下采用所提控制时 PCC 电压波形图
Fig. 19 PCC voltage waveform with the proposed control when load decreases suddenly

以内。当系统达到新的稳态时，母线电压偏移量为 0.013 p.u.，稳态电压控制精度达到 98.70%。

因此，在负荷突变时，相比现有方法，所提控制方法不仅能减小母线电压稳态偏差，也能抑制动态过程中母线电压与 VSG 输出无功功率的超调，从而极大改善母线电压的稳态与动态特性，提升供电质量。

5 实验验证

为进一步验证所提控制方法的有效性，搭建了两台 VSG 并联的实验平台进行实验验证，实验平台如图 20 所示。实验参数和实验工况和仿真一致。

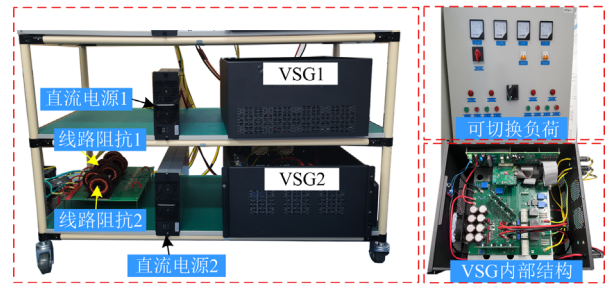


图 20 实验平台

Fig. 20 Experimental platform

图 21 表示负荷突增情况下采用传统 VSG 控制时 PCC 相电压有效值的波形。由图 21 可知，采用传统 VSG 控制时，PCC 相电压有效值的初始值为 216 V，偏离额定值 220 V。当负荷突增时，PCC 电压偏离额定值的速度快，电压变化率较大，电压波动明显。当达到新的稳态时，电压有效值为 205 V，电压偏移量为 15 V，电压控制精度仅为 93.18%。

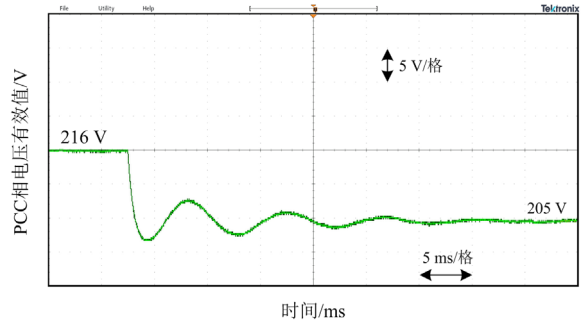


图 21 负荷突增时采用传统 VSG 控制的实验波形图
Fig. 21 Experimental waveform with the traditional VSG control method when load increases suddenly

当采用所提控制方法时，实验波形图如图 22 所示，PCC 初始电压有效值为 220 V。负荷突增时，PCC 相电压缓慢偏离额定值，电压变化率较小，且能平滑过渡到新的稳态。当系统达到新的稳态时，PCC 相电压有效值为 217 V，偏移量仅为 3 V，电

压控制精度高达 98.63%。

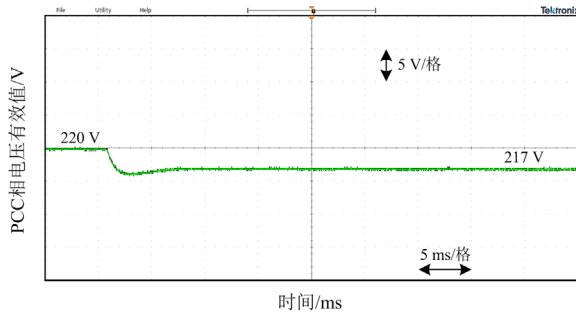


图 22 负荷突增时采用所提控制的实验波形图

Fig. 22 Experimental waveform with the proposed control method when load increases suddenly

图 23 表示负荷突减情况下采用传统 VSG 控制时 PCC 相电压有效值的波形。从图 23 可看出, 负荷突减的动态过程中, PCC 相电压偏离额定值的速度快, 电压波动较为剧烈且电压超调较大。经过较长的电压波动后, PCC 相电压有效值稳定在 228 V 左右, 偏移量为 0.036 p.u.。

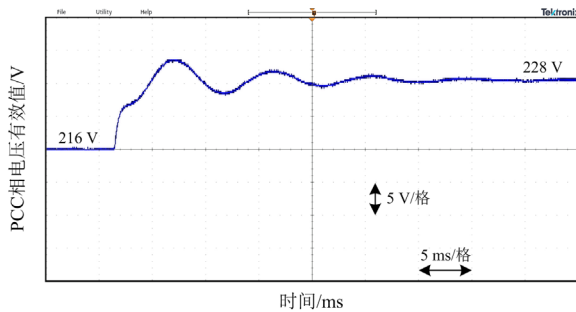


图 23 负荷突减时采用传统 VSG 控制的实验波形图

Fig. 23 Experimental waveform with the traditional VSG control method when load decreases suddenly

在负荷突减情况下, 当采用本文所提控制方法时的实验波形如图 24 所示。此时 PCC 相电压有效值的初始值为 220 V。在负荷突减的动态过程中,

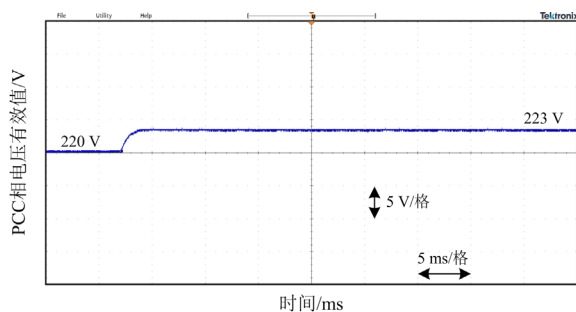


图 24 负荷突减时采用所提控制的实验波形图

Fig. 24 Experimental waveform with the proposed control method when load decreases suddenly

PCC 相电压较为缓慢偏离额定值, 电压变化率较小。且在负荷扰动的过程中, PCC 相电压能平滑过渡到新的稳态, 基本不存在电压波动现象。当系统达到新的稳态时, PCC 相电压有效值稳定在 223 V, 偏离额定值仅为 3 V。

通过上述实验对比可知, 本文所提控制方法不仅能减小母线电压稳态偏差, 还能抑制负荷波动过程中母线电压的波动, 因此能改善母线电压的稳态与动态特性, 提升供电电压质量。

6 结论

本文提出了一种基于自适应电压补偿控制的母线电压支撑控制策略, 以提高并联运行的 VSG 对母线电压的主动支撑能力。通过分析, 可得出以下结论。

1) 通过在传统 VSG 无功环的基础上附加自适应电压补偿控制环节, 增强负荷扰动过程的系统阻尼与惯量, 从而有效减小系统母线电压稳态偏差, 并抑制负荷扰动引起的母线电压波动。

2) 采用典型的分散式控制架构, 无需引入额外测量装置且完全消除通信数据传输需求, 显著降低了通信成本, 提升了系统可扩展性。

参考文献

- [1] 黄炳政, 陈俊儒, 刘牧阳, 等. 基于自适应虚拟阻抗的构网型变流器暂态稳定性提升策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2025, 53(12): 57-68.
HUANG Bingzheng, CHEN Junru, LIU Muyang, et al. Grid-forming converter transient stability enhancement strategy based on adaptive virtual impedance[J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(12): 57-68.
- [2] 李忠文, 李沛阳, 程志平, 等. 孤岛模式下交直流混合微电网互联变流器新型控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(21): 50-59.
LI Zhongwen, LI Peiyang, CHENG Zhiping, et al. A novel control strategy for an interlinking converter in an islanded hybrid AC/DC microgrid[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(21): 50-59.
- [3] 马俊鹏, 李磊, 迟程缤, 等. 宽短路比工况下构网型逆变器功率自同步控制的稳定性分析[J]. 电力系统保护与控制, 2025, 53(7): 165-173.
MA Junpeng, LI Lei, CHI Chengbin, et al. Stability analysis of power self-synchronization control of grid-forming converters in wide range of short-circuit ratio conditions[J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(7): 165-173.
- [4] 贾浩洋, 李斌, 胡丹丹, 等. 基于事件触发预设时间一致性的孤岛微电网电压二次控制[J]. 电力系统保护与

- 控制, 2025, 53(23): 176-187.
- JIA Haoyang, LI Bin, HU Dandan, et al. Preset-time consensus-based secondary voltage control for islanded microgrids using event-triggered mechanisms[J]. *Power System Protection and Control*, 2025, 53(23): 176-187.
- [5] 张磊, 陈轩妮, 叶婧, 等. 考虑动态频率响应的孤岛微电网日前——日内两阶段高分辨率优化调度[J]. *高压电器*, 2025, 61(5): 72-79, 92.
- ZHANG Lei, CHEN Xuanni, YE Jing, et al. High resolution optimal dispatch of island microgrid considering dynamic frequency response and high resolution in the day-ahead and intra-day stages[J]. *High Voltage Apparatus*, 2025, 61(5): 72-79, 92.
- [6] 梁展豪, 曾君, 刘俊峰, 等. 考虑出力连续波动的虚拟同步机自适应惯量阻尼控制策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2025, 53(23): 1-12.
- LIANG Zhanhao, ZENG Jun, LIU Junfeng, et al. Adaptive inertia damping control strategy for virtual synchronous generators considering continuous output fluctuations[J]. *Power System Protection and Control*, 2025, 53(23): 1-12.
- [7] CHEN Xinquan, ABOUTALEB H, EVANGELOS F, et al. Power swing in systems with varying penetration of grid-forming IBRs: protection and dynamics[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2025, 10(4): 116-129.
- [8] 詹长江, 吴恒, 王雄飞, 等. 构网型变流器稳定性研究综述[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(6): 2339-2359.
- ZHAN Changjiang, WU Heng, WANG Xiongfei, et al. An overview of stability studies of grid-forming voltage source converters[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(6): 2339-2359.
- [9] 迟永宁, 江炳蔚, 胡家兵, 等. 构网型变流器: 物理本质与特征[J]. *高电压技术*, 2024, 50(2): 590-604.
- CHI Yongning, JIANG Bingwei, HU Jiabing, et al. Grid-forming converters: physical mechanism and characteristics[J]. *High Voltage Engineering*, 2024, 50(2): 590-604.
- [10] ZHONG Q, WEISS G. Synchronverters: inverters that mimic synchronous generators[J]. *IEEE Transactions on Electronics*, 2011, 58(4): 1259-1267.
- [11] LI Xueping, HUANG Sheng, WANG Zili, et al. Decentralized frequency restoration and power oscillation damping control for islanded microgrids with multiple VSGs[J]. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2025, 13(2): 564-573.
- [12] WANG Zili, CHEN Yandong, LI Xueping, et al. Active power oscillation suppression based on decentralized transient damping control for parallel virtual synchronous generators[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2023, 14(4): 2582-2592.
- [13] 张林, 张海波, 蒋维勇, 等. 基于自适应动态虚拟同步阻抗的虚拟同步机功率解耦策略[J]. *中国电机工程学报*, 2024, 44(15): 6010-6023.
- ZHANG Lin, ZHANG Haibo, JIANG Weiyong, et al. Power decoupling strategy for virtual synchronous generator based on adaptive dynamic virtual synchronous impedance[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(15): 6010-6023.
- [14] 孙佳航, 王小华, 黄景光, 等. 基于 MPC-VSG 的孤岛微电网频率和电压动态稳定控制策略[J]. *中国电力*, 2023, 56(6): 51-60, 81.
- SUN Jiahang, WANG Xiaohua, HUANG Jingguang, et al. MPC-VSG based control strategy for dynamic stability of frequency and voltage in islanded microgrid[J]. *Electric Power*, 2023, 56(6): 51-60, 81.
- [15] 胡秦然, 巫绍辉, 韩汝帅, 等. 多虚拟同步发电机主导系统稳定性分析方法及提高措施综述[J]. *电力系统自动化*, 2025, 49(12): 11-30.
- HU Qinran, WU Shaohui, HAN Rushuai, et al. Review of stability analysis methods and improvement measures for power system dominated by multiple virtual synchronous generators[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2025, 49(12): 11-30.
- [16] 马晓阳, 杨顺, 刘宇, 等. 基于分岔和突变理论的 VSG 突变机理研究[J]. *中国电力*, 2025, 58(7): 91-104.
- MA Xiaoyang, YANG Shun, LIU Yu, et al. VSG catastrophe mechanism based on bifurcation and catastrophe theories[J]. *Electric Power*, 2025, 58(7): 91-104.
- [17] 杨向真, 苏建徽, 丁明, 等. 面向多逆变器的微电网电压控制策略[J]. *中国电机工程学报*, 2012, 32(7): 7-13, 185.
- YANG Xiangzhen, SU Jianhui, DING Ming, et al. Voltage control strategies for microgrid with multiple inverters[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2012, 32(7): 7-13, 185.
- [18] 郑许林, 袁源, 柏晶晶, 等. 分布式光伏无功电压主动支撑控制方法[J]. *可再生能源*, 2023, 41(12): 1685-1690.
- ZHENG Xulin, YUAN Yuan, BAI Jingjing, et al. Active support control method of distributed photovoltaic reactive power and voltage[J]. *Renewable Energy Resources*, 2023, 41(12): 1685-1690.
- [19] 王雪梅, 王艺博, 刘雨桐, 等. 基于虚拟电抗的主动支撑型新能源机组低电压穿越控制方法[J]. *电网技术*, 2022, 46(11): 4435-4444.
- WANG Xuemei, WANG Yibo, LIU Yutong, et al. Low voltage ride-through control of actively-supported new energy unit based on virtual reactance[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(11): 4435-4444.

- [20] 刘思佳, 刘海涛, 张隽, 等. 基于等效阻抗的虚拟同步机电压支撑影响因素分析与改进控制策略研究[J]. 电工技术学报, 2025, 40(9): 2738-2751.
LIU Sijia, LIU Haitao, ZHANG Jun, et al. Research on the analysis of VSG voltage support influence factors and improvement control strategies based on equivalent impedance[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2025, 40(9): 2738-2751.
- [21] CHEN Jianbo, YUE Dong, DOU Chunxia, et al. A virtual complex impedance based P-V droop method for parallel-connected inverters in low-voltage AC microgrids[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2021, 17(3): 1763-1773.
- [22] DOU Chunxia, ZHANG Zhanqiang, YUE Dong, et al. Improved droop control based on virtual impedance and virtual power source in low-voltage microgrid[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2017, 11(4): 1046-1054.
- [23] 秦晓辉, 范宸琿, 齐磊, 等. 构网型下垂控制本质及虚拟阻抗对其源端特性的影响分析[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(15): 5930-5941.
QIN Xiaohui, FAN Chenhui, QI Lei, et al. Analysis of the essence of grid-forming droop control and the impact of virtual impedance on its source end characteristic[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(15): 5930-5941.
- [24] 张宇, 张琛, 蔡旭, 等. 虚拟同步机电流受限暂态电压支撑机理与改进故障穿越控制研究[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(15): 5996-6010.
ZHANG Yu, ZHANG Chen, CAI Xu, et al. Current-constrained transient voltage response analysis and an improved fault-ride through control of the virtual synchronous generator[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(15): 5996-6010.
- [25] 张鑫灏, 周泓宇, 姚伟, 等. 面向电网电压主动支撑的光伏场站双模式协调控制[J]. 电网技术, 2025, 49(9): 3577-3588.
ZHANG Xinhao, ZHOU Hongyu, YAO Wei, et al. Dual-mode coordinated control strategy of photovoltaic stations for active grid voltage support[J]. Power System Technology, 2025, 49(9): 3577-3588.
- [26] 陈晓祺, 贾宏杰, 陈硕翼, 等. 基于线路观测器的孤岛运行微电网改进下垂控制策略[J]. 高电压技术, 2016, 42(7): 2174-2183.
CHEN Xiaoqi, JIA Hongjie, CHEN Shuoyi, et al. Improved droop control strategy based on line impedance observer in islanded microgrid[J]. High Voltage Engineering, 2016, 42(7): 2174-2183.
- [27] 郑永伟, 陈民铀, 李闯, 等. 自适应调节下垂系数的微电网控制策略[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(7): 6-11.
ZHENG Yongwei, CHEN Minyou, LI Chuang, et al. A microgrid control strategy based on adaptive drooping coefficient adjustment[J]. Automation of Electric Power System, 2013, 37(7): 6-11.
- [28] ZHANG Zhanqiang, DOU Chunxia, YUE Dong, et al. Predictive voltage hierarchical controller design for islanded microgrids under limited communication[J]. IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers, 2022, 69(2): 933-945.

收稿日期: 2025-08-20; 修回日期: 2026-01-13

作者简介:

王自力(1993—), 男, 博士, 讲师, 研究方向为微电网运行与控制; E-mail: ziliwang@hnu.edu.cn

李雪萍(1993—), 女, 通信作者, 博士研究生, 研究方向为新能源发电、风电场优化控制; E-mail: Lxp1993@hnu.edu.cn

陈燕东(1979—), 男, 教授, 博士生导师, IEEE 高级会员, 研究方向为新能源发电系统建模与控制、微电网技术、特种电源技术。E-mail: yandong_chen@hnu.edu.cn

(编辑 石晋美)