第 52 卷 第 7 期：3187-3197 高电压技术 Vol.52, No.7: 3187-3197
2026 年 7 月 31 日 High Voltage Engineering July 31, 2026
DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20250001

基于电压电流比例控制的虚拟同步机暂态低电压控制策略

韦超凡，吴西奇，卞 凯，李 睿，蔡 旭
（电力传输与功率变换控制教育部重点实验室(上海交通大学)，上海 200240）

摘 要：电压电流比例控制型虚拟同步机适用于高压级联等无交流滤波电容型并网变换器。该文围绕电压电流比例控制虚拟同步机在电网电压跌落时电压支撑能力不足及触发限流后功角不稳定的问题展开研究。首先，分析了基于电压电流比例控制的虚拟同步机的工作原理。然后，阐明了传统电流环形限幅控制在电网电压跌落时电压支撑能力不足及功角失稳的机理，在此基础上提出一种基于 q 轴电压反馈及电压指令修正的改进暂态支撑控制策略。稳态时，改进控制策略与传统控制策略相同；电网电压跌落时，改进控制策略自动投入 q 轴电压反馈控制以提高功角稳定性，并在达到电流限幅时自动调整 d 轴与 q 轴的电压指令以提高暂态电压支撑能力。最后，MATLAB/Simulink 仿真结果验证了所提策略的有效性，表明该方法在确保系统限流功角稳定的同时，实现了对不同跌落深度电网电压的自适应支撑。

关键词：虚拟同步机；电压电流比例控制；电流限幅；功角稳定；电压指令修正；暂态电压支撑

Transient Low Voltage Control Strategy for Virtual Synchronous Generator Based on Voltage and Current Proportional Control

WEI Chaofan, WU Xiqi, BIAN Kai, LI Rui, CAI Xu
(Key Laboratory of Control of Power Transmission and Conversion, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China)

Abstract: The virtual synchronous generator (VSG) based on voltage/current proportional control is suitable for grid-connected converters in the absence of AC filter capacitors such as high-voltage cascade topologies. This paper focuses on the problems of insufficient voltage support capability and unstable power angle after triggering current limitation of VSG during grid voltage dips. Firstly, the working principle of the VSG based on voltage/current proportional control is analyzed. Then the mechanism of insufficient voltage support capability and power angle destabilization of conventional current loop limiting control during grid voltage dips is elucidated. On this basis, an improved transient support control strategy based on *q*-axis voltage feedback and voltage command correction is proposed. In a steady state, the improved control strategy is the same as the conventional control strategy, and the *q*-axis voltage feedback control is automatically put in to improve the power angle stability when the grid voltage dips. The *d*-axis and *q*-axis voltage commands are adjusted automatically when the current limit is reached to improve the transient voltage support capability. Finally, MATLAB/Simulink simulation results verify the effectiveness of the proposed strategy, demonstrating its capability to ensure power angle stability under current limiting while achieving adaptive grid voltage support under various sag depths.

Key words: virtual synchronous generator; voltage and current proportional control; current limitation; power angle stability; voltage command correction; transient voltage supporting

0 引言

构建以新型电力系统是实现电力领域减碳的重要途径，但风光等新能源固有的随机性和波动性给电力系统的电力电量平衡带来了巨大的挑战[1]。此外，随着同步机电源比例的降低，电力系统的转动惯量下降，频率稳定性问题日益突出。以电化学为代表的新型储能具有调节速度快、布置灵活、建设周期短等特点，已成为提升电力系统可靠性的重要手段[2-3]。与基于锁相环的跟网型控制相比，储能通过构网控制形式接入不仅可以更好地实现对电网

基金资助项目：国家自然科学基金(52177187)；上海市科委项目(22dz1206800)。
Project supported by National Natural Science Foundation of China (52177187), Shanghai Science and Technology Program (22dz1206800).

频率以及近区电压的主动快速支撑，而且在弱网稳定运行能力方面也有显著益处。

典型的构网型方案包括下垂控制、虚拟同步机(virtual synchronous generator，VSG)控制、匹配控制等[4-5]。其中，虚拟同步机控制通过模拟同步机的转子运动方程能够同时为电网提供阻尼和惯量支撑功能，成为当前构网型储能的首选。传统低压储能变换器通常采用 LCL 滤波器接入电网，为避免系统发生故障等较大扰动时产生过流问题，对虚拟同步机引入电压电流双闭环控制[6]，在对外体现“电压源”特性的同时保留电流内环实现电流限幅功能。

随着新型电力系统对具备快速调节、精准响应、可靠运行的灵活调节资源需求越来越大。电池储能装机规模迅速增加，单站容量也从百兆瓦级向吉瓦 级迈进。基于级联 H 桥的高压直挂电池储能系统(cascaded H-bridge converter BESS，CHB-BESS)和基于模块化多电平变流器的高压直挂电池储能系统(modular multilevel converter BESS，MMC-BESS)具有单机容量大、运行效率高、控制层级少等优点，在大型储能电站中越来越受到关注[7]。高压直挂电池储能系统由于输出电平数较多、等效开关频率高等特点，通常仅采用滤波电感直接接入电网[8-9]。此类高压储能系统在公共连接点(point of common coupling，PCC)无滤波电容，直接采用电压电流双闭环控制容易造成系统稳定性降低等问题[10]。文献[11-12]等在保留电流内环的同时采用一种新型的电压电流比例控制作为电压外环，本文中称之为基于比例电压控制的虚拟同步机。

受制于功率器件的热应力限制，电力电子变流器短路电流耐受能力较弱，为 1.2~1.5 倍的额定电流，在暂态时将构网型控制切换至跟网型控制是一种简单有效的故障穿越方案[13]，但该方法会使变流器在暂态时失去主动支撑能力。若不切换策略则须采用限流策略来防止暂态过电流，常用的限流方法包括虚拟阻抗法[14]和电流限幅器法[12,15-16]。前者通过动态调节虚拟阻抗的大小来改变虚拟同步机的输出电流，后者则直接对电流参考值进行限幅。与虚拟阻抗法相比，电流限幅器法更为简单直接，工程中应用广泛。电流限幅器包括 d 轴优先控制、q 轴优先控制和环形比例限流控制。文献[12]采用 d 轴优先限幅策略并验证了比例电压控制 VSG 在单相接地故障时故障穿越能力。然而，其未关注暂态时变换器对电网电压的支撑能力和电网电压深度跌落时的暂态稳定性。在电网电压跌落时通常需要额外的控制措施以提高系统的暂态稳定性。文献[17-18]指出构网型控制不发生暂态失稳的条件是确保有功参考值不超过变换器最大输出能力，因此可通过在电网故障期间调节功率指令以提高系统暂态稳定性[19-20]。文献[21]提出了一种综合考虑电网电压跌落与 VSG 输出电压影响的有功功率指令值调节方法，但其电压指令中包含电网阻抗信息，计算复杂且需要冻结无功环，故障切除后恢复速度慢。文献[22]将功率指令调整、变无功调压系数和虚拟阻抗相结合，根据 PCC 点电压幅值切换控制模式，提升了 VSG 的故障穿越能力，但其控制参数众多，实际可能难以整定到鲁棒的效果。文献[23]在调节功率指令的基础上提出一种最优短路电流控制策略，在三相故障时将故障点两侧电流调至同相位以提高暂态电网电压支撑能力。但该方法涉及功率指令的切换，功率指令易受 PCC 点电压检测速率的影响。文献[24]提出一种基于 PCC 点 q 轴电压反馈的构网型变流器暂态稳定性增强措施，并分析了此方法增强构网型变流器暂态稳定性的原理。此方法在暂态时无须调整功率指令，然而其同样未关注变流器在暂态期间对电网电压的支撑能力。

综上所述，单电感并网的拓扑特点致使 VSG 内环架构采用比例电压电流控制与电流内环相结合的方式较电压电流双闭环而言，对并网点电压的控制稳定性更好。然而在该架构下，故障限流时存在功角稳定性和电压支撑不足的问题。本文以 CHB-BESS 拓扑为例，首先介绍了基于比例电压控制的 VSG 的工作原理。然后，基于虚拟功角曲线揭示了 PCC 点 q 轴电压反馈控制策略增强构网型变换器功角稳定性的原理。据此提出了改进的故障穿越控制方法并分析了改进控制策略增强电网电压支撑能力的原理。最后，在 MATLAB/Simulink 中搭建仿真模型验证所提控制方法的有效性。

1 基于比例电压控制的 VSG 工作原理

1.1 VSG 工作原理

高压直挂 CHB-BESS 拓扑如图 1 所示。整个系统为三相星型连接，每一相由 n 个功率模块级联而成。每个功率模块由 H 桥变换器、直流侧 LC 无源滤波器、电池簇等部件组成。将簇级电池单元通过 H 桥级联后，直连 6~35 kV 电网。由于电平数量多、等效开关频率高、谐波含量小等特点，可直接通过

滤波电感接入电网而无需增加交流滤波电容。

图 1 中 L_f 代表变换器侧等效滤波电感，L_g 代表电网侧电感，u_j(j=a,b,c，表示三相)代表变换器端口电压，u_{sj} 为系统 PCC 点电压，u_{gj} 为无穷大电网电压，i_j 为电网电流。u_{b1j}、u_{c1j}、u_{1j} 分别为电池簇电压、滤波电容电压、H 桥变换器输出电压。L_b 为 H 桥直流侧滤波电感。本文仅关注 CHB-BESS 的外特性，其内部的具体控制策略可参考文献[7]。由于仅采用电感滤波，因此储能变换器侧电流与网侧电流相等。典型 VSG 的控制框图如图 2 所示。

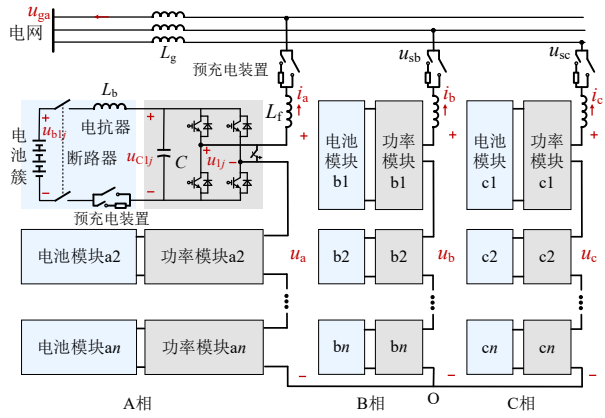


图 1　高压直挂 CHB-BESS 示意图

Fig.1　Schematic diagram of high-voltage transformerless CHB-BESS

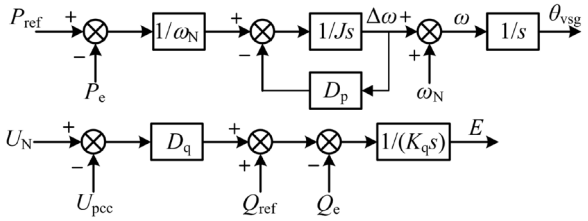


图 2　VSG 控制结构图

Fig.2　Control structure of VSG

图 2 中 P_{ref}、Q_{ref} 分别为有功功率指令和无功功率指令，D_p 为阻尼系数，J 为转动惯量，D_q 为无功下垂系数，K_q 为无功惯性系数，ω_N 为额定角频率，θ_{vsg} 为 VSG 的相角，E 为 VSG 的内电势幅值，U_{pcc} 为 PCC 点电压幅值，U_N 为 PCC 点额定电压幅值，P_e、Q_e 分别为 PCC 点有功功率和无功功率。VSG 的有功功率外环和无功功率外环的传递函数为：

$$J\frac{\mathrm{d}\omega}{\mathrm{d}t}=\frac{P_{ref}-P_e}{\omega_N}-D_p(\omega-\omega_N) \tag{1}$$

$$\theta_{vsg}=\frac{\omega}{s} \tag{2}$$

$$E=\frac{Q_{ref}-Q_e+D_q(U_N-U_{pcc})}{K_q s} \tag{3}$$

1.2　电压电流比例控制原理

对于 CHB-BESS、MMC-BESS 来说 PCC 不存在滤波电容，因此无法直接采用传统的 dq 轴电压电流双闭环来控制 PCC 电势，如图 3 所示的比例电压型控制是实现此类并网变换器构网型控制的可行方案。比例电压控制利用虚拟电势 E 与 PCC 点电压幅值之差经比例环节并叠加实际电流后得到原始电流参考指令，并经过限幅环节产生实际电流指令。

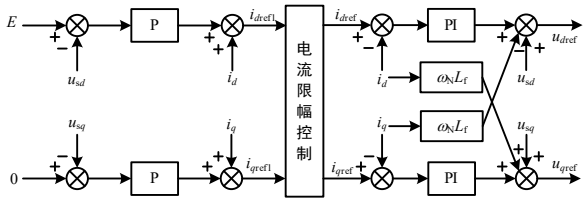


图 3　比例电压控制结构图

Fig.3　Structure of proportional voltage control

图 3 中 P 为电压电流比例控制器，比例系数 k_{pu} 的设计可参考文献[12]。u_{sd}、u_{sq} 分别为 PCC 点 d 轴电压分量和 PCC 点 q 轴电压分量。i_{dref1}、i_{qref1} 分别为限幅前的 d 轴电流指令和 q 轴电流指令，i_{dref}、i_{qref} 为限幅后的 d 轴电流指令和 q 轴电流指令，u_{dref} 和 u_{qref} 分别为 d 轴电压指令和 q 轴电压指令。在稳态时，比例电压控制将 PCC 点的 d 轴电压和 q 轴电压分别控制为 E 和 0，此时电流限幅器不起作用。在电网电压大幅跌落时，PCC 点电压无法与虚拟内电势 E 保持一致，电流指令超过其限幅值，比例电压外环饱和失效，变流器退变为 1 个电流源，PCC 点电压由电网电压和变流器输出电流共同决定。

2　基于比例电压控制 VSG 暂态失稳机理分析及稳定性增强措施

2.1　基于虚拟功角的暂态稳定性机理分析

传统同步发电机系统的功角定义为发电机的相角与电网的相角之差。在高压直挂 CHB-BESS 比例电压控制 VSG 中，稳态时 PCC 点电压与 VSG 的虚拟电势保持一致，PCC 点电压向量与 d 轴重合，此时系统的功角与传统同步发电机的功角一致。然而在暂态时，由于电压环无法实现对 PCC 点电压的无静差控制，此时 PCC 点电压向量不再与 d 轴重合，实际 PCC 点电压的相角较难获得，因此其功角特性

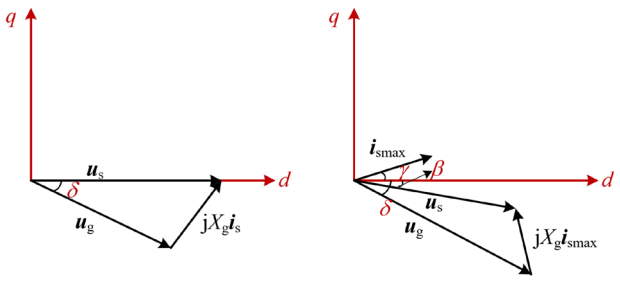
较难分析。而 d 轴坐标系的相角可通过式(2)得到，定义其与无穷大电网相角 θ_g 间的相角差为虚拟功角δ，即：

$$\delta=\theta_{vsg}-\theta_g=\frac{\omega-\omega_N}{s} \tag{4}$$

环形电流限幅器只改变电流指令的幅值而不改变电流指令的相角，本文采用环形限幅器。环形限幅器输入与输出的关系为：

$$\begin{cases} i_{dref}=\begin{cases} i_{dref1}, \sqrt{(i_{dref1})^2+(i_{qref1})^2}\le I_{lim} \\ \dfrac{I_{lim}i_{dref1}}{\sqrt{(i_{dref1})^2+(i_{qref1})^2}}, \sqrt{(i_{dref1})^2+(i_{qref1})^2}>I_{lim} \end{cases} \\ i_{qref}=\begin{cases} i_{qref1}, \sqrt{(i_{dref1})^2+(i_{qref1})^2}\le I_{lim} \\ \dfrac{I_{lim}i_{qref1}}{\sqrt{(i_{dref1})^2+(i_{qref1})^2}}, \sqrt{(i_{dref1})^2+(i_{qref1})^2}>I_{lim} \end{cases} \end{cases} \tag{5}$$

式中：I_{lim} 为电流限幅值；i_{dref}、i_{qref} 为环形限幅器输出的电流指令，本文中取为 $1.5I_N$，I_N 为变流器额定输出电流。在稳态时，PCC 点电压向量与 d 轴重合，如图 4(a)所示。在暂态时，PCC 点电压不再与 d 轴重合，记 PCC 点电压矢量 $\boldsymbol{u}_s$ 与 d 轴电压的夹角为β，电流矢量 $\boldsymbol{i}_{smax}$ 与 d 轴夹角为γ，X_g 为等效感抗，如图 4(b)所示。



(a) 稳态虚拟功角　　(b) 暂态虚拟功角

图 4　电流限幅与未限幅时电压向量图

Fig.4　Voltage vector diagram with current limiting and without current limiting

在电流未达到限幅时，有功功率 P_e 的表达式为：

$$P_e=\frac{3EU_g}{2X_g}\sin\delta=P_{m1}\sin\delta \tag{6}$$

式中：U_g 为电网电压幅值。在电流达到限幅后，有功功率的表达式为：

$$P_e=\frac{3}{2}U_gI_{lim}\cos(\delta+\gamma)=P_{m2}\cos(\delta+\gamma) \tag{7}$$

考虑到线路电抗值一般较小，因此电流限幅值通常远小于短路电流。在有功功率指令不变的条件下，由于电网电压跌落，系统可输出有功功率的最大值显著减小，在故障期间可能不存在功率平衡点。

2.2　比例电压控制 VSG 暂态稳定性增强控制策略

文献[24]针对下垂控制的构网型变流器提出了一种暂态稳定增强控制策略，此控制策略同样适用于具有虚拟惯量的 VSG 控制，如图 5 所示。

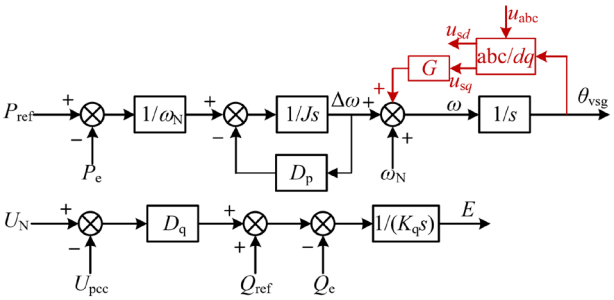


图 5　增强暂态稳定性的 VSG 控制方法

Fig.5　VSG control method enhancing the transient stability

图 5 中的 G 为致稳比例系数，其将 q 轴电压放大后叠加到 VSG 的输出角频率上。$\Delta\omega$ 为角频率变化量，U_N 为 VSG 额定电压幅值。在稳态时，由于 q 轴电压为 0，因此此回路不起作用。而在暂态时，由于在未加入致稳控制时 q 轴电压不为 0，此回路将起到类似锁相环的作用，将 PCC 点 d 轴电压调节到近似与 d 轴重合的位置。在采取稳定性增强措施后，虚拟功角δ_1满足：

$$J\frac{\mathrm{d}^2\delta_1}{\mathrm{d}t^2}+D_p\frac{\mathrm{d}\delta_1}{\mathrm{d}t}=\frac{P_{ref}-P_e}{\omega_N}+JG\frac{\mathrm{d}u_{sq}}{\mathrm{d}t}+D_pGu_{sq} \tag{8}$$

根据图 1 并忽略电感的动态以及电阻，可得 PCC 点 q 轴电压 u_{sq} 与无穷大电网 q 轴电压 u_{gq} 的关系为：

$$u_{sq}=u_{gq}+i_dX_g=-U_g\sin\delta_1+i_dX_g \tag{9}$$

式中：i_d 为 PCC 点 d 轴电流。达到稳态后 PCC 点 q 轴电压的变化量为 0，因此新的功角曲线 $P(\delta_1)$可描述为：

$$\begin{aligned} P(\delta_1)=&P_{m2}\cos(\delta_1+\gamma)-\omega_ND_pGu_{sq}= \\ &P_{m2}\cos(\delta_1+\gamma)+\omega_ND_pGU_g\sin\delta_1- \\ &\omega_ND_pGI_{lim}X_g\cos\gamma \end{aligned} \tag{10}$$

此外，在暂态稳定后 PCC 点 q 轴电压满足：

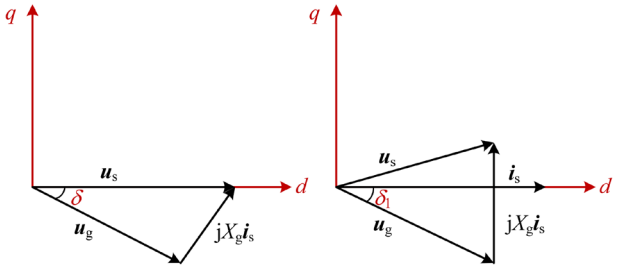
$$u_{sq}=\frac{P_e-P_{ref}}{\omega_ND_pG} \tag{11}$$

当 D_p 与 G 的乘积较大时，较大的反馈增益 G 使 PCC 点 q 轴电压相对较小，PCC 点电压几乎与 d 轴重合。在达到电流限幅后，经比例环节产生的电

流指令要远大于实际的电流值，根据图 3，q 轴电流之比与 d 轴电流之比可表示为：

$$\frac{i_{q\mathrm{ref}}}{i_{d\mathrm{ref}}}=\frac{-k_{\mathrm{pu}}u_{sq}+i_q}{k_{\mathrm{pu}}(E_{\max}-u_{sd})+i_d}=\frac{-u_{sq}}{E_{\max}-u_{sd}} \tag{12}$$

式中：$E_{\max}$ 为虚拟内电势限幅幅值；i_q 为 PCC 点 q 轴电流。由于准锁相环环节的投入及 VSG 虚拟内电势的饱和，q 轴电流指令在电流参考值中所占的比例较小，此时环形限幅器近似等效于 d 轴优先控制策略，电流矢量 $\boldsymbol{i}_{\mathrm{s}}$ 几乎与 d 轴重合，γ可近似为 0，如图 6 所示。



(a) 稳态虚拟功角　(b) 暂态虚拟功角

图 6　电流未限幅与增加电压反馈后电流限幅时电压向量图

Fig.6　Voltage vector diagram without current limiting and with current limiting using voltage feedback

因此，式(10)中的虚拟功角关系可简化为：

$$P(\delta_1)\approx P_{\mathrm{m2}}\cos(\delta_1)+\omega_{\mathrm{N}}D_{\mathrm{p}}GU_{\mathrm{g}}\sin(\delta_1)-\omega_{\mathrm{N}}D_{\mathrm{p}}GI_{\lim}X_{\mathrm{g}} \tag{13}$$

根据式(13)，若在电网电压跌落时仍存在平衡点，则新的虚拟功角曲线下的最大输出功率须大于当前功率参考值，可得无穷大电网电压的幅值与比例系数 G 的关系式为：

$$U_{\mathrm{g}}>\frac{P_{\mathrm{ref}}/\omega_{\mathrm{N}}+GD_{\mathrm{p}}I_{\lim}X_{\mathrm{g}}}{\sqrt{(3I_{\lim}/(2\omega_{\mathrm{N}}))^2+G^2D_{\mathrm{p}}{}^2}} \tag{14}$$

从式(13)可知，采用上述控制策略时，比例系数 G 的存在改变了暂态虚拟功角曲线的最大值，在 G 较大时可使原先不存在稳态工作点的故障工况重新出现稳态工作点，从而增强 VSG 在电网电压跌落时的暂态稳定性。根据式(14)，G 的选取须保证储能系统具备相应的低电压穿越能力。

以后文仿真算例中的系统参数为例，在电网电压对称跌落至 0.2 pu 后，采用图 3 所示控制策略下不考虑电流限幅及电流饱和时的虚拟功角曲线、采用图 5 所示 q 轴电压反馈控制下电流饱和时的虚拟功角曲线如图 7 所示。图 7 中，虚线表示功率参考值同时也是功率基准值。

从图 7 可知，通过增加 q 轴电压反馈增大了电压跌落时功角曲线的最大值，使得平衡点重新出现，从而增强了暂态稳定性。但采用 q 轴电压反馈控制后，VSG 的功率外环调整内电势到其限幅值，PCC 点 q 轴电压近似为 0。根据式(12)，变流器输出电流中无功电流与有功电流的比值近似为 0，因此，无功-电压环路丧失无功功率调节能力。此时近似采用 d 轴优先控制策略，暂态时变换器对电网电压的支撑能力较弱，须进一步改进比例电压控制 VSG 的暂态控制方法以提高电压支撑能力。

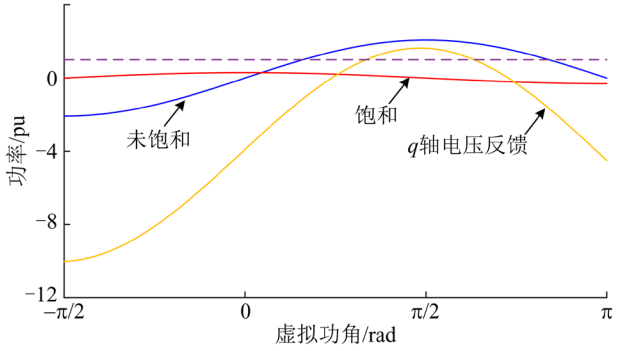


图 7　虚拟功角曲线示意图

Fig.7　Diagram of virtual power angle curve

3　所提改进的暂态低电压控制策略

根据式(12)，为提高暂态时储能变换器对电网电压的支撑作用，须增大 PCC 点的 q 轴电压从而提升输出无功电流的比例，基于此思想本文提出一种改进的暂态低电压控制策略。定义 V_{pe} 为 PCC 点电压幅值与 VSG 内电势 E 之比，即：

$$V_{\mathrm{pe}}=\frac{U_{\mathrm{pcc}}}{E} \tag{15}$$

稳态时，U_{pcc}=E，此时 V_{pe}=1。暂态时，在无功下垂的作用下，VSG 虚拟内电势 E 达到限幅幅值 $E_{\max}$，此时 V_{pe}<1，因此可利用 V_{pe} 作为暂态优化控制的投入、切除标志。为减小功率切换等工况下电压反馈增益对系统的影响并提高比例电压控制 VSG 的暂态电压支撑能力，提出图 8 所示的改进 VSG 控制策略。

图 8 中，d 轴电压指令 $u_{sd\mathrm{ref}}$、q 轴电压指令 $u_{sq\mathrm{ref}}$ 调整为：

$$\begin{cases}u_{sd\mathrm{ref}}=\sqrt{E^2-u_{sq\mathrm{ref}}^2}\\ u_{sq\mathrm{ref}}=E(1-V_{\mathrm{pe}})\end{cases} \tag{16}$$

改进的比例电压控制 VSG 策略根据电压跌落情况自动调整 d 轴与 q 轴的电压指令，在稳态时，

PCC 点电压幅值与 VSG 虚拟内电势 E 相等，此时 q 轴电压指令为 0，d 轴电压指令为 E，与未采用改进控制策略时相同。在暂态时，VSG 虚拟内电势达到限幅值 E_{max}，此时 q 轴电压的指令增加，同时电压反馈增益自动投入，可认为 d 轴仍近似与 PCC 点 d 轴电压矢量重合。此时 q 轴电流指令与 d 轴电流指令的比例变为：

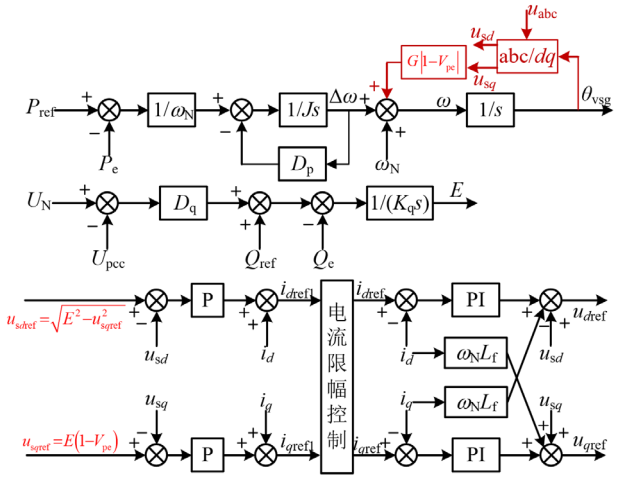


图 8 改进的 VSG 控制策略

Fig.8 Diagram of the improved VSG control strategy

$$\frac{i_{qref}}{i_{dref}}=\frac{k_{pu}\left(E_{max}(1-V_{pe})-u_{sq}\right)+i_q}{k_{pu}\left(\sqrt{E_{max}{}^2-\left(E_{max}(1-V_{pe})\right)^2}-u_{sd}\right)+i_d} \tag{17}$$

定义 λ 为 q 轴比例环节输入与 d 轴比例环节输入的比值，即：

$$\lambda=\frac{|E_{max}(1-V_{pe})|}{|\sqrt{E_{max}{}^2-\left(E_{max}(1-V_{pe})\right)^2}-U_{pcc}|} \tag{18}$$

与功率外环相比，电流内环的响应时间可忽略不计，即认为变换器输出电流等于其电流参考值，则可得：

$$i_{qref}=\frac{\lambda}{\sqrt{1+\lambda^2}}I_{lim} \tag{19}$$

由式(17)—式(19)可知，采用所提改进比例电压控制时，在电流限幅后无功-电压环路仍保留无功功率调节能力，电网电压跌落越深，q 轴电压指令越大，q 轴电压指令变大增加了 q 轴电流分量占总电流的比例，从而提高了暂态时储能变换器对电网电压的支撑能力。

4 仿真验证

为验证所提控制策略的正确性和有效性，在 MATLAB/Simulink 中搭建了 35 kV/12.5 MW(基准电压/容量)的高压直挂 CHB-BESS。为加快仿真速率，每个功率子模块直流侧的电压取 3 480 V，每相功率子模块个数 $N=10$，其余参数如表 1 所示。

表 1 仿真参数列表

Table 1 Parameters of simulation model

变量	数值	变量	数值
等效滤波电感 L_f/mH	37.5	有功阻尼系数 D_p	12 665
网侧电感 L_g/mH	30	无功下垂系数 D_q	8 748
网侧电感 R_g/Ω	0.47	无功惯性系数 K_q	54 965.3
开关频率 f_{sw}/kHz	2	转动惯量 J/(kg·m^2)	379.95
电流限幅 I_{lim}/A	437	虚拟内电势 E_{max}/kV	35
有功功率指令 P_{ref}/MW	12.5	致稳环节比例系数 G	0.003 2
无功功率指令 Q_{ref}/Mvar	0	电流环比例系数 k_{pi}	50
电压电流比例系数 k_{pu}	0.05	电流环积分系数 k_{ii}	3 141.6

仿真工况设定为无穷大电网在 1 s 时对称跌落至 0.5 pu，并在 2 s 时对称跌落至 0.2 pu，在 3 s 时对称恢复至 1.0 pu。

4.1 传统比例电压控制 VSG

算例 1 采用传统比例电压控制 VSG，并仅使用环形限幅控制，在上述仿真条件下 PCC 点功率和虚拟功角δ如图 9 所示。

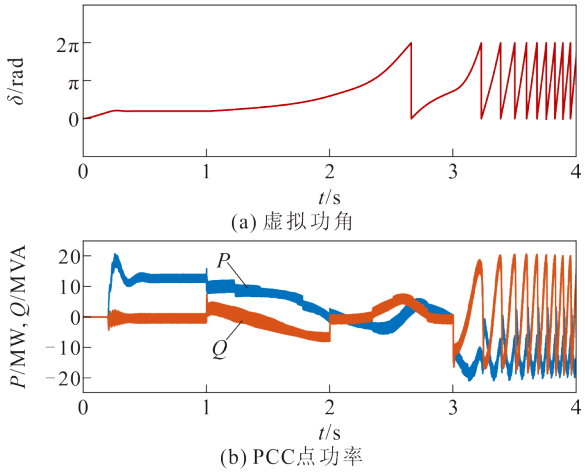


图 9 未采取额外控制时的仿真波形

Fig.9 Simulation waveforms without adopting additional control

从图 9 可知，若未采取任何额外措施，由于暂态时不存在平衡点，在电网电压跌落较深时 VSG 与电网之间的功角将不断增大导致系统失稳。

4.2 传统 q 轴电压反馈策略

仅增加图 5 中的 PCC 点 q 轴电压反馈控制策略后，PCC 点电压、电流如图 10 所示。虚拟功角及 PCC 点功率如图 11 所示。图 11(b)中 P_1 和 Q_1 表示 q 轴电压反馈控制下的 PCC 点功率，P_2 和 Q_2 表示

所提改进策略下的 PCC 点功率。从图 10、图 11 可知，与传统比例电压控制相比，增加了电压反馈控制回路后 VSG 在电网电压发生相同的跌落时暂态稳定。然而，PCC 点的无功功率较小，此时系统近似处于单位功率因数，暂态时储能系统几乎未对 PCC 点电压起到支撑作用。

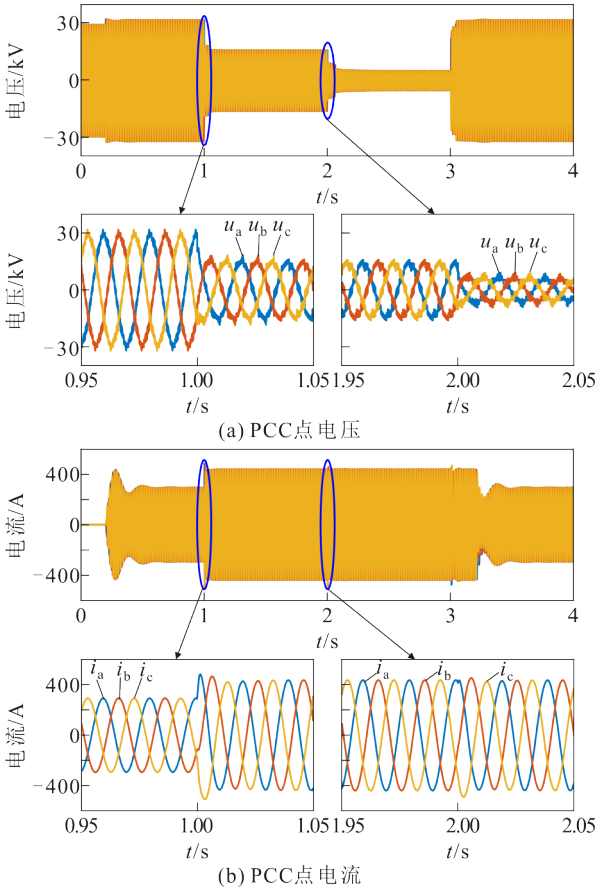


图 10　增加电压反馈后的电压和电流波形

Fig.10　Waveforms of PCC voltage and current after introducing voltage feedback control

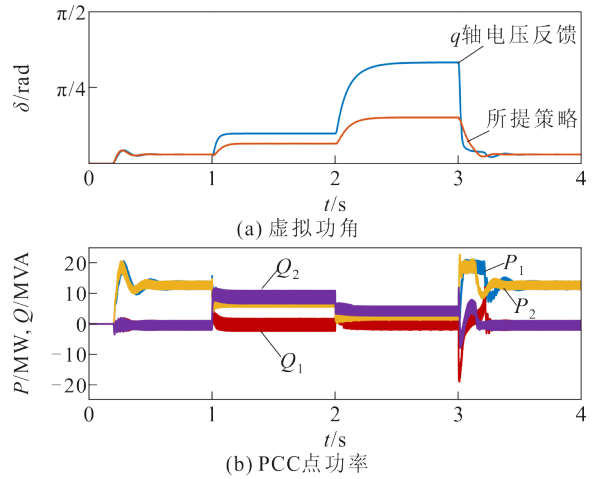


图 11　不同控制策略下的虚拟功角及功率波形

Fig.11　Waveforms of virtual power angle and power under different control strategies

4.3　所提改进暂态支撑策略

采用改进的比例电压控制 VSG 策略时，PCC 点电压、电流如图 12 所示。

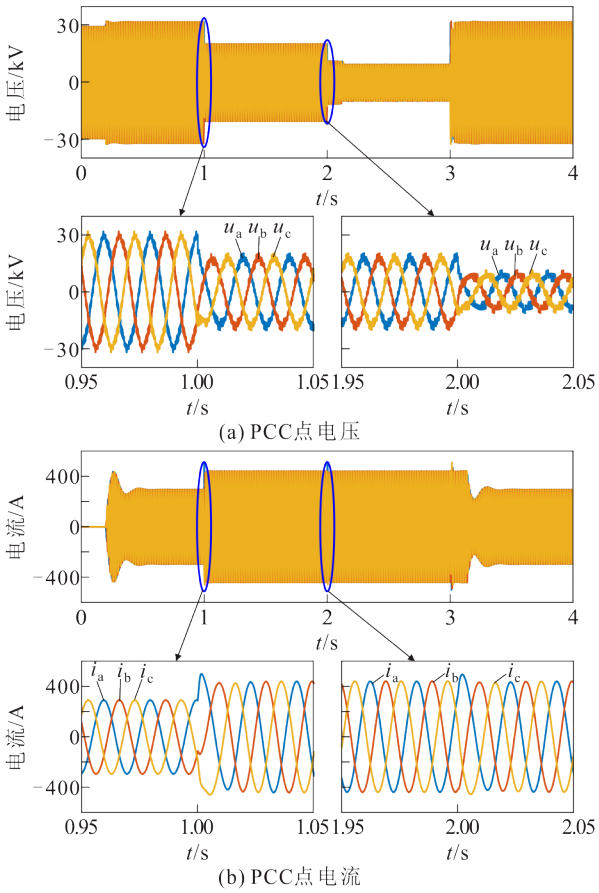


图 12　采用所提控制策略的电压和电流波形

Fig.12　Waveforms of PCC voltage and current with the proposed strategy

对比图 10 和图 12，在电网电压跌落时 2 种控制策略下储能系统的输出电流均达到饱和状态，但传统 q 轴电压反馈控制下，PCC 点电压电流几乎同相位，而所提控制策略下 PCC 点电压电流存在明显的相位差。反映在图 11(b)中，在采用所提改进低电压穿越控制策略后，系统在暂态稳定的同时提高了无功功率与有功功率之比，在低电压过程中储能系统自发响应迅速增发无功，从而提高了暂态时对电网电压的支撑能力。同时，在故障清除后，变流器自动退出电流饱和模式，恢复到正常的稳定运行点。

对比图 11(a)中的虚拟功角曲线可以发现，在暂态低电压的过程中，所提策略的虚拟功角要明显小于传统的 q 轴电压前馈策略，因此其输出电流中的

有功分量减小，输出无功增加。采用所提策略时储能系统输出无功电流幅值如图 13 所示。图 13 中，实线表示系统输出无功电流标幺值。在电网电压跌落到 0.5 pu 和 0.2 pu 时，无功电流幅值分别为 1.185I_N 和 1.301I_N。根据《电化学储能系统储能变流器技术要求》，在电网电压对称跌落到 0.5 pu 和 0.2 pu 时，储能变流器输出无功电流应分别不低于 0.6I_N 和 1.05I_N。因此，所提策略可以满足低电压故障时的动态无功支撑能力需求。

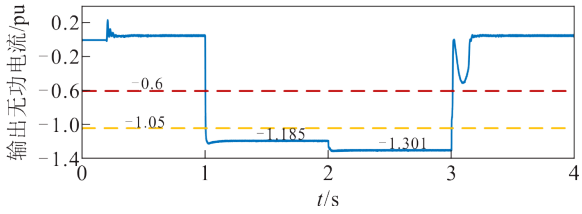


图 13 所提策略下变流器输出无功电流幅值

Fig.13 Amplitude of converter output reactive current under the proposed strategy

不同控制参数下，传统 q 轴电压反馈策略与所提改进暂态支撑策略的 PCC 点电压幅值如图 14 所示。其中，虚线表示传统 q 轴电压反馈策略，实线表示所提改进策略，为便于对比，电压幅值均采用标幺值的形式。对比图 14 中不同的电压曲线可得，增加电压反馈控制后，虽然 VSG 的暂态稳定性增强，但暂态时储能变换器对 PCC 点电压的支撑能力较差，甚至出现 PCC 点电压低于无穷大电网电压的情况。在采用了改进的低电压穿越控制策略后，暂态低电压时储能变换器输出的无功迅速增加，对 PCC 点电压的支撑能力大幅增强。在不同的致稳比例系数 G 下，所提策略均是有效的，且能实现明显的电压提升，具有较强的鲁棒性。在无穷大电网电压跌落至 0.5 pu 和 0.2 pu 时，PCC 点电压标幺值相较于仅增加电压反馈控制分别提升 26.02%和 113.73%。

电网电压跌落至 0.5 pu 时，不同电流限幅值下的 PCC 点电压幅值见图 15。结果表明，电流限幅值越大、所提策略对电网电压支撑作用越强，与理论一致。为进一步验证所提暂态低电压控制策略的有效性，保持比例系数 G 不变，网侧电感 L_g 变化时 PCC 点电压幅值如图 16 所示。在 L_g=30 mH (SCR=10.4)、L_g=60 mH(SCR=5.2)、L_g=90 mH (SCR=3.5)等不同电网条件下，所提策略均能使变流器保持暂态稳定且为电网提供无功支撑，说明该策略具有较强适应性。

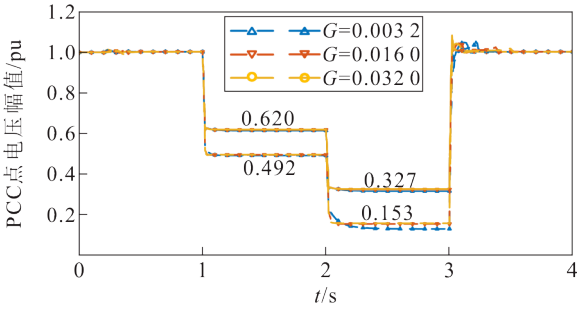


图 14 不同控制策略和控制参数下 PCC 点电压幅值

Fig.14 PCC voltage amplitude under different control strategies and control parameters

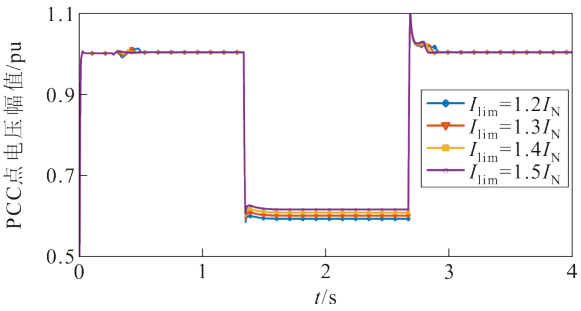


图 15 不同电流限幅值下 PCC 点电压幅值

Fig.15 PCC voltage amplitude under different I_{lim}

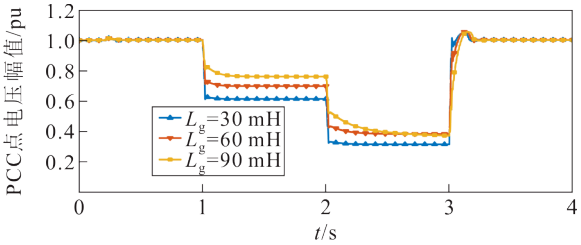


图 16 不同电网条件下所提策略 PCC 点电压幅值

Fig.16 PCC voltage amplitude of the proposed strategy under different grid conditions

5 结论

本文针对比例电压控制型 VSG 提出一种改进的暂态低电压控制策略。此方法在稳态时与传统比例电压控制 VSG 无异，在暂态时可以根据电网电压跌落深度自适应进行无功功率支撑，适应性强，且无须进行复杂的电流指令计算及模式切换，并通过仿真验证了所提方法的有效性，得到结论如下所述。

1）暂态时自动投入 PCC 点 q 轴电压反馈控制，改善了变流器的饱和虚拟功角特性，使得 VSG 在电网电压大幅跌落时仍存在平衡点，提升了储能系统暂态稳定性。

2）根据电压跌落深度自动调整 d 轴、q 轴电压外环指令以调整系统输出有功功率与无功功率的比例，电压跌落幅度越大时无功电流所占的比例越高，提升了储能系统电网电压支撑能力。

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

参考文献　References

[1] 李建林，姜冶蓉，马速良，等. 新型电力系统下分布式储能应用场景与优化配置[J]. 高电压技术，2024，50(1)：30-41.
LI Jianlin, JIANG Yerong, MA Suliang, et al. Application scenarios and optimal configuration of distributed energy storage under the new power system[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(1): 30-41.

[2] 王成磊，匡熠，濮永现，等. 基于改进生成对抗网络场景生成的长-短期储能优化配置[J]. 高电压技术，2024，50(3)：1131-1144.
WANG Chenglei, KUANG Yi, PU Yongxian, et al. Optimal configuration of long-term and short-term energy storage based on improved generative adversarial network scenarios[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(3): 1131-1144

[3] 荆江平，李晨，孙勇，等. 基于点对点交易与储能循环寿命约束的多微网综合能源系统能量共享优化[J]. 电力信息与通信技术，2024，22(9)：8-17.
JING Jiangping, LI Chen, SUN Yong, et al. Optimization of energy sharing in multi-microgrid integrated energy systems based on peer-to-peer trading and energy storage cycle life constraints[J]. Electric Power Information and Communication Technology, 2024, 22(9): 8-17.

[4] 许诘翊，刘威，刘树，等. 电力系统变流器构网控制技术的现状与发展趋势[J]. 电网技术，2022，46(9)：3586-3594.
XU Jieyi, LIU Wei, LIU Shu, et al. Current state and development trends of power system converter grid-forming control technology[J]. Power System Technology, 2022, 46(9): 3586-3594.

[5] ROSSO R, WANG X F, LISERRE M, et al. Grid-forming converters: control approaches, grid-synchronization, and future trends-a review[J]. IEEE Open Journal of Industry Applications, 2021, 2: 93-109.

[6] 任先成，李尚志，李英彪，等. 有和无电流环控制构网型 VSC 暂态建模与特性对比分析[J]. 上海交通大学学报，2025，59(7)：971-982.
REN Xiancheng, LI Shangzhi, LI Yingbiao, et al. Transient modeling and characteristic comparative analysis of grid-forming VSC with and without current control[J]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 2025, 59(7): 971-982.

[7] 蔡旭，李睿，刘畅，等. 高压直挂储能功率变换技术与世界首例应用[J]. 中国电机工程学报，2020，40(1)：200-211.
CAI Xu, LI Rui, LIU Chang, et al. Transformerless high-voltage power conversion system for battery energy storage system and the first demonstration application in world[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(1): 200-211.

[8] 刘畅，吴胜兵，吴西奇，等. 35 kV 高压直挂大容量电池储能系统[J]. 高电压技术，2024，50(2)：914−928.
LIU Chang, WU Shengbing, WU Xiqi, et al. High-voltage large-capacity battery energy storage system connecting to 35 kV grid without transformer[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(2): 914-928.

[9] 程从智，徐晨，戴珂，等. MMC-BESS 电池荷电状态三级均衡控制策略[J]. 电力系统保护与控制，2021，49(15)：100-108.
CHENG Congzhi, XU Chen, DAI Ke, et al. Three-level balancing control for battery state-of-charge based on MMC-BESS[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(15): 100-108.

[10] LI Z K, LIANG L L Y, YANG R X, et al. The virtual admittance control of sending end converter for offshore wind farm integration[C]//Proceedings of the 2023 IEEE 14th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG). Shanghai, China: IEEE, 2023: 133-136.

[11] FREYTES J, LI J Q, DE PREVILLE G, et al. Grid-forming control with current limitation for MMC under unbalanced fault ride-through[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2021, 36(3): 1914-1916.

[12] 管敏渊，沈建良，楼平，等. 无交流电容的构网型换流器电压电流比例控制及故障限流[J]. 电力自动化设备，2023，43(7)：197-203.
GUAN Minyuan, SHEN Jianliang, LOU Ping, et al. Voltage and current proportional control for AC capacitor-less grid-forming converter with fault current limitation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(7): 197-203.

[13] SHI K, SONG W T, XU P F, et al. Low-voltage ride-through control strategy for a virtual synchronous generator based on smooth switching[J]. IEEE Access, 2018, 6: 2703-2711.

[14] 王盼宝，王鹏，李珅光，等. 电网故障下构网型逆变器动态限流控制策略[J]. 高电压技术，2022，48(10)：3829-3837.
WANG Panbao, WANG Peng, LI Shenguang, et al. Dynamic current-limiting control strategy of grid-forming inverter under grid faults[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(10): 3829-3837.

[15] SHANG L, DONG X Z, LIU C X, et al. Fast grid frequency and voltage control of battery energy storage system based on the amplitude-phase-locked-loop[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2022, 13(2): 941-953.

[16] SAFFAR K G, DRISS S, AJAEI F B. Impacts of current limiting on the transient stability of the virtual synchronous generator[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2023, 38(2): 1509-1521.

[17] 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)：5996-6009.
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): 5996-6009.

[18] 何宏亮，肖晃庆，张利东. 考虑电流限幅的构网型变流器暂态稳定分析与自适应限幅方法[J]. 电力系统自动化，2025，49(2)：30-40.
HE Hongliang, XIAO Huangqing, ZHANG Lidong. Transient stability analysis and adaptive limiting method of grid-forming converters considering current limitation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(2): 30-40.

[19] 秦垚，王晗，杨志千，等. 全功率变换风电机组的电压源控制(二)：电网故障穿越控制与保护[J]. 中国电机工程学报，2023，43(2)：530-542.
QIN Yao, WANG Han, YANG Zhiqian, et al. Voltage source control of wind turbine generators with full-scale converters (part Ⅱ): control and protection of grid fault ride-through[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(2): 530-542.

[20] SHUAI Z K, SHEN C, LIU X, et al. Transient angle stability of virtual synchronous generators using Lyapunov's direct method[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(4): 4648-4661.

[21] 李清辉，葛平娟，肖凡，等. 基于功角与电流灵活调控的 VSG 故障穿越方法研究[J]. 中国电机工程学报，2020，40(7)：2071-2080.
LI Qinghui, GE Pingjuan, XIAO Fan, et al. Study on fault ride-through method of VSG based on power angle and current flexible regulation[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(7): 2071-2080.

[22] 涂春鸣，杨万里，肖凡，等. 考虑故障限流的 VSG 暂态功角稳定控制方法[J]. 电力自动化设备，2023，43(9)：55-62，94.
TU Chunming, YANG Wanli, XIAO Fan, et al. Transient power angle stability control method of VSG considering fault current limitation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(9): 55-62, 94.

[23] LIU C, CAI X, LI R, et al. Optimal short-circuit current control of the grid-forming converter during grid fault condition[J]. IET Renewable Power Generation, 2021, 15(10): 2185-2194.

[24] HUANG L B, XIN H H, WANG Z, et al. Transient stability analysis and control design of droop-controlled voltage source converters considering current limitation[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(1): 578-591.



韦超凡
1997—，男，博士生
研究方向为高效率高功率密度储能变换器及其并网控制技术
E-mail: weichaofan@sjtu.edu.cn

WEI Chaofan
Ph.D. candidate



李　睿(通信作者)
1980—，男，博士，教授，博导
主要从事新能源电力变换研究
E-mail: liruiqd@ sjtu.edu.cn

LI Rui
Ph.D., Professor
Corresponding author

收稿日期　2025-01-01　修回日期　2025-06-03　　编辑　曾文君

附录 A

在采取稳定性增强措施后，根据图 5 及式(4)可得虚拟功角 δ_1 满足：

$$\begin{cases} \dfrac{P_{\mathrm{ref}}-P_{\mathrm{e}}}{\omega_{\mathrm{N}}\left(Js+D_{\mathrm{p}}\right)}+Gu_{sq}=\omega-\omega_{\mathrm{N}}=s\delta_1 \\ \dfrac{P_{\mathrm{ref}}-P_{\mathrm{e}}}{\omega_{\mathrm{N}}}+\left(Js+D_{\mathrm{p}}\right)Gu_{sq}=\left(Js+D_{\mathrm{p}}\right)s\delta_1 \\ J\dfrac{\mathrm{d}^2\delta_1}{\mathrm{d}t^2}+D_{\mathrm{p}}\dfrac{\mathrm{d}\delta_1}{\mathrm{d}t}=\dfrac{P_{\mathrm{ref}}-P_{\mathrm{e}}}{\omega_{\mathrm{N}}}+JG\dfrac{\mathrm{d}u_{sq}}{\mathrm{d}t}+D_{\mathrm{p}}Gu_{sq} \\ J\dfrac{\mathrm{d}^2\delta_1}{\mathrm{d}t^2}+D_{\mathrm{p}}\dfrac{\mathrm{d}\delta_1}{\mathrm{d}t}=\dfrac{P_{\mathrm{ref}}-(P_{\mathrm{e}}-\omega_{\mathrm{N}}D_{\mathrm{p}}Gu_{sq})}{\omega_{\mathrm{N}}}+JG\dfrac{\mathrm{d}u_{sq}}{\mathrm{d}t} \end{cases} \tag{A1}$$

稳态时 PCC 点 q 轴电压的变化量为 0，因此新的功角曲线可以描述为：

$$P(\delta_1)=P_{\mathrm{e}}-\omega_{\mathrm{N}}D_{\mathrm{p}}Gu_{sq} \tag{A2}$$

将文中式(7)和式(9)代入式(A2)，即可得到式(10)所示的虚拟功角曲线表达式。