

基于构网型逆变器的光伏-储能低电压穿越控制策略

张运泉¹, 陈轩昂², 郭晓瑞¹, 文安³, 叶润^{3,4}

(1. 湖州师范学院 湖州市工业系统智能感知与优化控制重点实验室, 浙江 湖州 313000;

2. 浙江安吉通用电力发展有限公司, 浙江 安吉 313300;

3. 电子科技大学 长三角研究院(湖州), 浙江 湖州 313001;

4. 电子科技大学 自动化工程学院, 四川 成都 611731)

摘要: 针对传统虚拟同步发电机(VSG)控制策略在电网电压跌落时存在过电流、功率振荡及动态响应不足等问题, 提出一种基于构网型逆变器的改进VSG-低电压穿越(LVRT)模式切换控制策略。该策略通过实时检测电网电压跌落程度, 动态切换至两种运行模式: 在正常工况及轻度电压跌落时, 采用基于阻抗重塑的VSG控制, 通过重构虚拟阻抗强化电流环动态响应, 提升系统稳定性; 在深度电压跌落时, 切换至功率快速响应的LVRT控制模式, 通过优化有功/无功功率分配、调节惯性系数及补偿动态无功, 实现故障期间的无功支撑与功率快速调节。此外, 设计了状态跟随器以协调故障恢复阶段的电压幅值与相位同步, 抑制模式切换过程中的冲击电流。基于PSCAD/EMTDC的仿真结果验证了该控制策略的正确性和有效性。

关键词: 构网型逆变器; 低电压穿越; 虚拟同步发电机; 状态跟随

中图分类号: TM46 **文献标识码:** A **DOI:** 10.19457/j.1001-2095.dqcd26605

Grid-forming Inverter Based Photovoltaic-Energy Storage Low Voltage Ride Through Control Strategy

ZHANG Yunquan¹, CHEN Xuan'ang², GUO Xiaorui¹, WEN An³, YE Run^{3,4}

(1. Huzhou Key Laboratory of Intelligent Perception and Optimal Control for Industrial Systems, Huzhou University, Huzhou 313000, Zhejiang, China; 2. Zhejiang Anji General Power Development Co., Ltd., Anji 313300, Zhejiang, China; 3. Yangtze Delta Region Institute (Huzhou), University of Electronic Science and Technology of China, Huzhou 313001, Zhejiang, China; 4. School of Automation Engineering, University of Electronic Science and Technology of China, Chengdu 611731, Sichuan, China)

Abstract: To address issues like overcurrent, power oscillations, and insufficient dynamic response in traditional virtual synchronous generator (VSG) control during grid voltage sags, an improved VSG- low voltage ride through (LVRT) mode-switching control strategy for grid-forming inverters was proposed. The strategy dynamically switched between two modes depending on the real-time detected voltage sag depth: under normal operation and mild sags, it employed impedance-reshaping-based VSG control to enhance current loop dynamics and stability by reconstructing virtual impedance; during deep sags, it switched to a power-fast-response LVRT mode, optimizing active/reactive power distribution, adjusting the inertia coefficient, and compensating dynamic reactive power to provide fault-period reactive support and rapid power regulation. A state follower was also designed to coordinate voltage magnitude/phase synchronization during fault recovery, suppressing inrush currents during mode transitions. PSCAD/EMTDC simulations validate the strategy's correctness and effectiveness.

Key words: grid-forming inverter; low voltage ride through (LVRT); virtual synchronous generator (VSG); state following

基金项目: 浙江省电力有限公司集体企业科技项目(HZTLKJ2023-01); 四川省科技计划区域创新项目(2024YFHZ0089)

作者简介: 张运泉(2001—), 男, 硕士, Email: w2712323242@163.com

通讯作者: 郭晓瑞(1978—), 女, 博士, 副教授, Email: guoxr@zjhu.edu.cn

随着全球能源需求的持续攀升与环境问题的不断恶化,太阳能光伏发电凭借零污染、可再生的技术优势,正加速发展为全球能源体系重构的关键路径^[1-2]。为了提高新能源电力系统对电网电压和频率波动的支撑能力,虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)技术因其能够模拟传统同步发电机的惯性和阻尼特性而得到广泛研究和应用^[3-4]。

VSG控制技术通过引入虚拟转动惯量和阻尼系数,不仅能够提高新能源电力系统的动态响应性能,还能在一定程度上增强弱电网条件下的电网支撑能力。然而,在低电压故障发生时,VSG控制技术的固有特性也带来了一系列问题。例如:电压跌落时可能产生过电流现象、功率振荡导致的不平衡输出以及电流控制与电压控制之间的动态冲突^[5-8]。这些问题在弱电网环境中尤为突出,严重时可能导致新能源发电设备脱网,进而影响整个电力系统的稳定性。

针对上述问题,国内外学者提出了多种基于VSG的低电压穿越(low voltage ride through, LVRT)控制策略并取得了一定成果。文献[9-10]利用虚拟阻抗抑制电网跌落时的瞬态故障电流,并优先输出无功功率以避免过电流现象;文献[11]通过在公共并网点与电网之间引入动态调整的阻抗或电抗,可以有效限制短路电流的上升;文献[12]提出基于双同步锁相环的电网分序技术,优化电流环的动态性能并抑制负序电流,从而提升故障穿越能力;文献[13-14]在故障工况下,采用双模态协同控制机制,通过动态切换控制架构实现电流指令的平滑跟踪,有效抑制切换暂态冲击电流;文献[15]提出故障工况下通过限

功率给定与相位调节优化了对称故障下的功率响应;文献[16]设计了一种融合电压幅相协同预同步机制的双环控制架构,采用积分系数动态优化策略,实现VSG输出幅值相位特性与直流母线中点电位的动态跟随,消除并网端口电压暂态偏差,抑制电压失配引发的电流瞬变,显著提升功率交互过程的动态稳定性。

综上所述,目前针对VSG的LVRT研究已有较多研究,但现有方法多侧重于某一性能指标的独立优化,而对故障工况下电网电压变化、相角突变、功率调节速率及动态无功支撑等关键参数的动态关联与协同控制机制仍缺乏系统性研究,还需进一步深入探讨。为此,本文提出一种基于构网型逆变器的改进VSG-LVRT模式切换控制策略。当电网正常运行时,采用基于阻抗重塑的VSG控制模式;发生故障后,切换至功率快速响应的LVRT控制。为提升系统切换过程平滑性与穿越稳定性,设计多状态反馈跟随器:通过动态无功补偿主动抑制暂态过电流,并结合相角突变前馈补偿抑制切换过程中的电流冲击。同时,引入VSG惯性调节机制,加速故障期间功率动态响应。最后通过仿真分析验证了所提方法的有效性。

1 VSG基本原理

图1为光伏-储能并网系统整体框图。光伏-储能并网系统由三相配电网、网侧滤波电阻与滤波电感、网侧滤波单元、直流变换器、三相电压源型逆变器、光伏阵列及储能装置构成。电感 L_f 和电容 C_f 构成逆变器侧LC滤波器, U_g 为并网点电压。

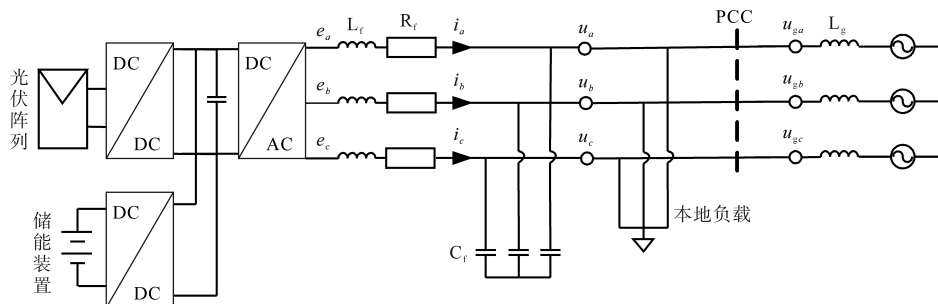


图1 光伏-储能并网系统结构

Fig.1 Structure of the grid-connected photovoltaic-energy storage system

传统VSG控制架构由有功-频率控制环与无功-电压控制环构建。其分别通过等效同步发电机转子运动方程与励磁调节方程,复现同步发电

机一次调频响应特性与一次调压响应特性。相较于传统矢量控制,虚拟同步发电机控制通过复制同步发电机的机械特性,加入虚拟转动惯量和

阻尼系数,赋予并网系统自主频率调节能力,而非被动跟随电网频率变化。在一定程度上弥补了传统控制策略在频率动态支撑能力方面的不足。图2为传统VSG控制策略。

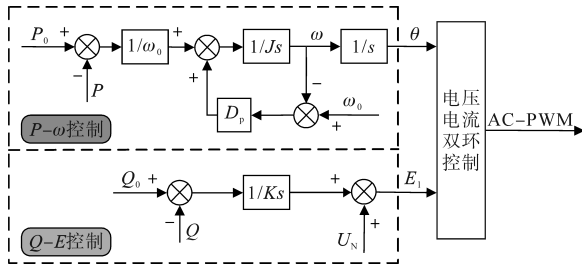


图2 传统VSG控制策略

Fig.2 Conventional VSG control strategy

VSG双功率控制环数学模型可表示为

$$J \frac{d\omega}{dt} = \frac{P_0}{\omega_0} + D_p(\omega_0 - \omega) - \frac{P}{\omega_0} \quad (1)$$

$$K \frac{d(U_1^* - U_N)}{dt} = Q_0 - Q \quad (2)$$

$$\omega = \frac{d\theta}{dt} \quad (3)$$

式中: P_0 为有功功率给定参考值; Q_0 为无功功率给定参考值; P, Q 分别为有功与无功功率实际输出值; J 为虚拟转动惯量参数,用于模拟同步发电机转子的机械惯量特性; D_p 为阻尼系数,对应同步发电机阻尼绕组的动态阻尼特性,可抑制频率振荡并提升系统动态稳定性; ω_0 为额定角频率基准值; K 为无功-电压调节惯性系数; U_1^* 为VSG输出电压的参考幅值; U_N 为并网点额定电压幅值。

2 构网型VSG-LVRT双模式切换

传统VSG控制的光伏-储能并网系统发生故障后,电网电压跌落,逆变器输出的电流幅值会大于正常电压下的电流幅值,电网相位也会发生突变。传统VSG的功率-电压-电流三环控制架构中:无功电压环的动态响应存在滞后性;功率环与电流内环间的耦合效应会削弱内环的动态调节能力。由于控制环之间的耦合和动态响应限制,传统VSG在面对稳态过流或暂态冲击电流时难以维持系统稳定;实现低电压穿越时,若不改变VSG输入功率,系统无法提供足够的无功支撑。面对故障发生时产生的一系列问题,单一控制策略难以应对,无法实现满足系统要求的低电压穿越,严重威胁系统安全。

针对VSG控制的光伏-储能并网系统在LVRT工况下存在的暂态稳定性问题,本文融合

传统LVRT控制框架,提出一种VSG-LVRT双模式协同控制策略。该架构集成基于阻抗动态重构的VSG控制与功率快速跟踪的LVRT控制,通过动态特性互补实现故障穿越过程的平滑过渡。通过检测电网电压的跌落程度来进行两种模式的切换:当 $m > 0.85$ 时,系统处于基于阻抗重塑的VSG控制模式;当 $m \leq 0.85$ 时,系统切换至功率快速响应的LVRT控制。电压跌落比 m 计算如下:

$$m = \frac{U_{g1}}{U_N} \quad (4)$$

式中: U_{g1} 为并网点电压幅值。

2.1 基于阻抗重塑的VSG控制

在通过VSG实现的功率-电压-电流三环控制结构中,电流环的动态响应性能通常弱于电压环,导致系统在电压跌落工况下易产生较大的过电流,从而威胁系统的安全稳定运行。为提高电流环的动态响应性能并增强系统的稳定性,本文提出了一种基于阻抗重塑的VSG控制策略。该策略的核心在于采用阻抗重塑环替代传统三环控制结构中的电压环,从而实现对电流环的强化控制;提升系统的电流动态响应性能;同时有效提高系统在小扰动工况下的稳定性。图3为基于阻抗重塑的VSG控制策略。

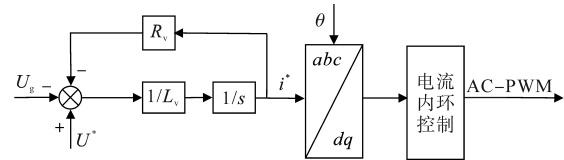


图3 基于阻抗重塑的VSG控制

Fig.3 Impedance reshaping-based VSG control strategy

基于虚拟阻抗等效模型,将虚拟电感 L_v 和虚拟电阻 R_v 等效为电网到VSG的总电感和总电阻。这样设计阻抗重塑环可以有效补偿并网点电压与输出电压参考的差值,保证控制策略的有效性,从而增强电流控制能力与小扰动稳定性。

通过提取VSG参考电压 U^* 与并网点电压 U_g 的矢量偏差,将该差值输入虚拟阻抗动态调整策略,最终生成电流内环的动态补偿指令 i^* :

$$i^* = \frac{1}{sL_v + R_v} (U^* - U_g) \quad (5)$$

VSG输出参考电压 U^* 用幅值 U_1^* 和相角 θ 表达为

$$U^* = \begin{bmatrix} U_1^* \sin(\theta) \\ U_1^* \sin(\theta - 2\pi/3) \\ U_1^* \sin(\theta + 2\pi/3) \end{bmatrix} \quad (6)$$

2.2 功率快速响应的LVRT控制

当电网电压跌落至某一阈值时,系统需向电网提供足够的无功功率支撑,以维持电压稳定并防止过流现象的发生。根据低电压穿越标准^[17]规定,进行无功补偿,向电网注入无功电流:

$$I_q = K_1(0.85 - U_{g1}/U_N)I_N \quad (7)$$

式中: K_1 为系统动态无功电流比例系数; I_N 为并网系统额定电流。

为确保故障工况下电流幅值严格限定于额定阈值区间,需构建有功电流动态限幅机制,设置有功电流 I_d 应满足:

$$I_d = \sqrt{I_N^2 - I_q^2} \quad (8)$$

在故障期间为了限制VSG系统输出总功率并防止过流现象发生。当电压跌落,将VSG的有功功率给定参考值 P_0 、无功功率给定参考值 Q_0 ,替换为VSG的输出有功功率 P^* 、输出无功功率 Q^* 。

根据图1对并网点三相电压与电流执行坐标变换,并采用瞬时无功功率理论建立功率动态模型,得到 P^* 和 Q^* :

$$P^* = 1.5(U_{gd}I_{gd} + U_{gq}I_{gq}) \quad (9)$$

$$Q^* = 1.5(U_{gq}I_{gd} - U_{gd}I_{gq}) \quad (10)$$

式中: U_{gd}, U_{gq} 分别为并网点电压 d, q 轴分量; I_{gd}, I_{gq} 分别为并网点电流 d, q 轴分量。

VSG控制通过引入同步发电机的励磁惯性特性和机械惯性特性,显著提升了系统的稳定性。然而,这两种惯性特性也会导致低电压穿越期间功率调节速度变慢,影响系统的动态性能。在以往关于VSG的研究中,研究重点主要集中在频率稳定性上,无功功率控制常被简化为下垂控制,忽略了同步发电机的励磁惯性特性。然而,由于频率调节的权重因子设置过高,功率调节速率可能降低,进而在故障切除后引起电流波动。

为提升无功调节速率,本文提出在VSG故障期间减小无功控制策略的励磁惯性系数,以实现无功功率的快速调节。

改进后的无功电压控制如图4所示。图中, S 为开关状态值。正常状态下 S 输出为1;当检测到电压跌落时,切换模式 S 输出为 K_1 ,即 S 为故障前的 K_1 倍。

改进后的有功频率控制如图5所示,通过减小有功控制策略的机械惯性系数 J ,可以提升有功功率的调节速率。同时,根据同步发电机的频

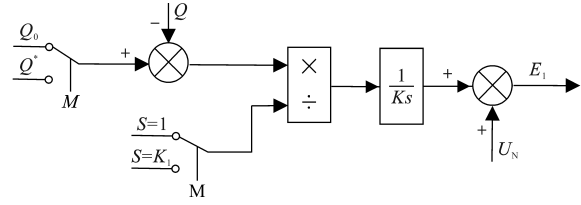


图4 改进后的无功电压控制

Fig.4 Improved reactive voltage control strategy

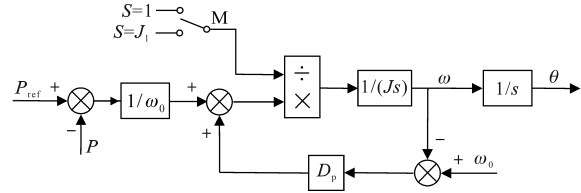


图5 改进后的有功频率控制

Fig.5 Improved active frequency control strategy

率特性,频率调节速率应保持一个适当值,以确保系统的稳定性和动态性能。

对式(3)进行推导并忽略阻尼项,可以得到以下关系:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{P_0 - P}{J\omega_0} \quad (11)$$

由式(11)可知,减小机械惯性系数频率调节速率增加,但频率调节速率过快可能导致系统不稳定。因此,在降低机械惯性系数的同时,需要通过控制有功功率差额来保持频率调节速率在合理范围内。具体控制策略如下:

$$\begin{cases} P_{ref} = P_0 & |P^* - P| > X \\ P_{ref} = P^* & |P^* - P| \leq X \end{cases} \quad (12)$$

式中: X 为功率偏差的阈值,用来判断VSG有功输出是否跟踪至LVRT指令值。

2.3 基于状态跟随器的故障恢复策略

在电网电压因故障暂态跌落工况下,并网逆变器需执行VSG-LVRT双模态暂态切换控制;故障清除后需再次恢复至VSG运行。该过程涉及两次控制模式切换。首次由VSG切换至LVRT时,传统LVRT控制策略基于逆变器输出电流闭环控制,其电流参考指令通过并网侧电压锁相环实时获取电网电压相位,确保电流矢量与电网电压幅值、相位严格同步。由于该控制架构无需依赖VSG输出电压状态,切换过程中无需协调参数差异,可避免暂态冲击,实现无扰过渡。在故障清除后由LVRT切换回VSG的二次切换过程中,由于VSG以并网功率精准控制为目标,其虚拟惯量与阻尼环节在故障期间受功率波动影响,持续动态调整输出电压参数。这导致VSG输出电压的幅值、频率及相位与恢复后的电网电压产生累

积偏差。

在切换模式过程中,累计的动态偏差易诱发暂态冲击电流,需通过状态跟随器等协调控制策略实现参数同步,以确保系统恢复过程的稳定性。在模式切换前的电压瞬时差值为

$$\Delta u = E_{a1} \sin(\omega_{a1} t + \theta_{a1}) - E_{a2} \sin(\omega_{a2} t + \theta_{a2}) \quad (13)$$

一般来说,VSG在正常工况下的输出电压幅值 E_{a1} 与故障期间的输出电压幅值 E_{a2} 相差不大,可看作 $E_{a1} \approx E_{a2}$,则有:

$$\Delta u \approx 2E_{a1} \sin\left(\frac{\omega_{a1} - \omega_{a2}}{2} + \frac{\theta_{a1} - \theta_{a2}}{2}\right) \cos\left(\frac{\omega_{a1} + \omega_{a2}}{2} + \frac{\theta_{a1} + \theta_{a2}}{2}\right) \quad (14)$$

由式(14)可知,当频率差和相位差为一定值时,瞬时电压偏差可达到 $2E_{a1}$ 。由于VSG阻抗较小,较小的电压偏差也会产生较大的冲击电流。在这种情况下,需要将VSG的电压幅值、相位等参数快速调整至原始状态。如果无法及时协调这些状态变化,仅依靠VSG自身难以适应电网的调节需求,从而威胁设备的安全运行。因此,必须采取有效的控制策略,以确保VSG能够快速响应电网的变化,维持系统的稳定运行。状态跟随器框图如图6所示。

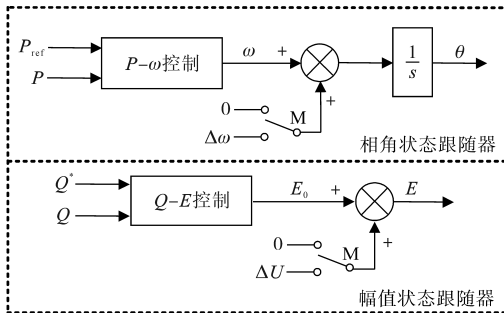


图6 状态跟随器框图

Fig.6 State follower block diagram

如图6所示,在逆变器从LVRT控制模式切换至VSG控制模式之前,需对VSG的输出电压幅值和相位进行校正,以确保其与并网点电压保持一致。为此,本文设计了两个状态跟随器:一是幅值状态跟随器,用于减小网侧电压幅值;二是相角状态跟随器,用于抑制相角差的增大。通过跟随器的协同作用实现VSG在低电压穿越过程中的快速、稳定切换。状态跟随器的计算公式为

$$\Delta \omega = K_{\omega} (\theta_g - \theta_0) \quad (15)$$

$$\Delta U = K_U (E - U_N) \quad (16)$$

式中: K_{ω} 、 K_U 分别为相位和电压跟随的比例补偿

系数; θ_g 为电网电压输出相角; θ_0 为VSG电压源的相角输出值。

综上所述,本文提出的构网型VSG-LVRT双模式切换完整流程如图7所示。

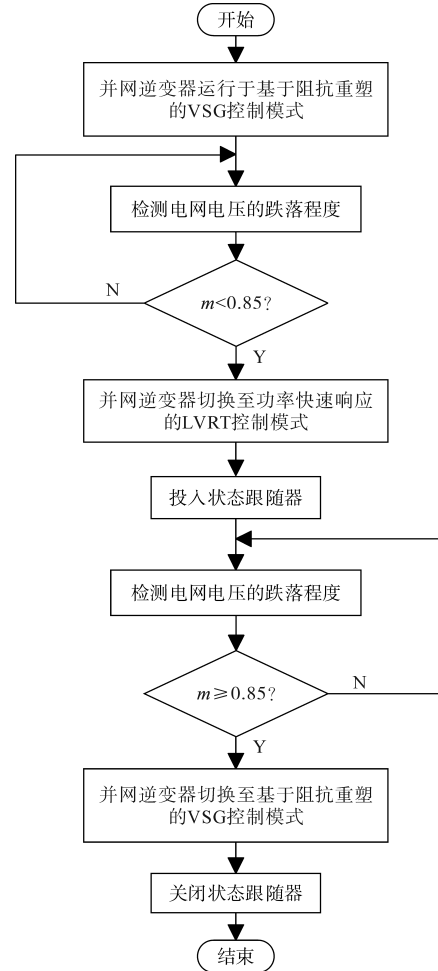


图7 构网型VSG-LVRT双模式切换流程图

Fig.7 Grid-forming VSG-LVRT dual-mode switching flowchart

3 仿真分析

3.1 仿真工况

为验证本文所提控制方法的有效性与正确性,按照图1所示拓扑结构,利用PSCAD/EMTDC构建了基于光伏电站直流侧耦合的VSG并网系统模型。具体参数如表1所示。

分别在三相短路故障下对所提控制策略进行仿真验证:前4 s,VSG在正常工况下运行;4 s时发生三相短路故障,电压跌落值为55%,故障持续1 s,5 s时故障恢复,整体仿真时间8 s。

3.2 仿真结果

图8为传统VSG低电压穿越的三相输出电流波形和输出功率波形。为了进行实验对比,故

表1 仿真主要参数

Tab.1 Key simulation parameters

参数	数值	参数	数值
直流电压 U_d/V	1 200	有功设定值 P_0/MW	0.5
滤波电感 L_f/mH	1.4	无功设定值 $Q_0/Mvar$	0
滤波电容 $C_f/\mu F$	4	机械惯性系数 J	0.1
线路电感 L_g/mH	0.7	机械惯性倍数 J_1	0.02
电阻 R_f/Ω	0.1	阻尼系数 D_p	40
电压额定幅值 U_N/V	220	励磁惯性系数 K	2
开关频率 f_s/kHz	3	励磁惯性倍数 K_1	0.01
虚拟电阻 R_v/Ω	0.5	虚拟电感 L_v/mH	0.42

障期间有功设定值为 0.35 MW、无功设定值为 0.15 Mvar。由图 8 可以看出,发生故障后保持传统 VSG 控制模式,故障期间系统最大电流峰值达到 3.6 kA,电流幅值为 1.5 kA,超过了电流额定值 1 kA,且电流动态响应性能较差,严重危害了系统的正常运行。在 5 s 故障解除时,出现了严重的电流超限与功率跳变。

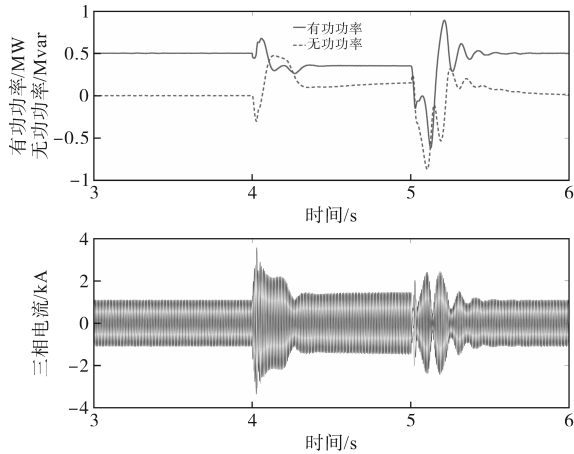


图8 传统VSG低电压穿越仿真波形

Fig.8 Simulation waveforms of traditional VSG LVRT strategy

图9为基于传统LVRT策略的VSG低电压穿越仿真波形。系统正常运行时采用VSG控制,故障时切换至传统LVRT策略实现限流保护。然而这两种控制策略在动态切换过程中,因为电网电压相位突变与幅值突变,系统难以适应突变。故障期间系统最大电流峰值达到3.8 kA,故障恢复后的调节时间为1.5 s,输出电流波形难以迅速回归原始工作状态。

因此针对上述问题,对控制策略进行了改进。对于模式切换时电流动态响应较差问题,加入阻抗重塑环节;对于模式切换时的冲击电流问题,加入状态跟随器。

图10为阻抗重塑环节代替电压外环仿真波

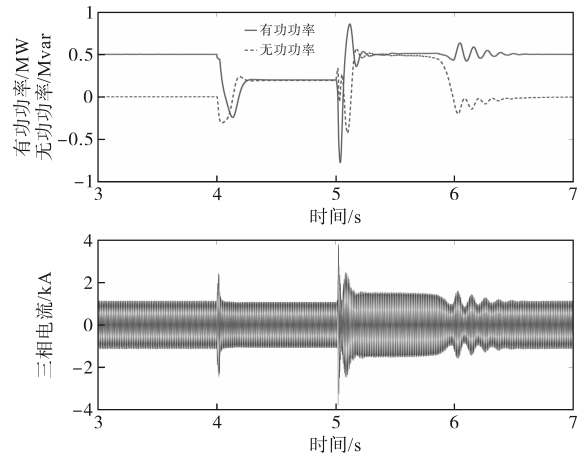


图9 基于传统LVRT策略的VSG低电压穿越仿真波形

Fig.9 Simulation waveforms of VSG based on the traditional LVRT strategy

形。故障期间有功设定值为 0.35 MW,无功设定值为 0.15 Mvar。由图 10 可以看出,当故障期发生电流能迅速进行调节,阻抗重塑环节的应用显著改善了系统的动态响应性能。但电流峰值仍有 1.8 kA,且电流幅值仍大于额定值,在 5 s 故障解除后,电流出现较大的电流冲击,功率发生跳变。

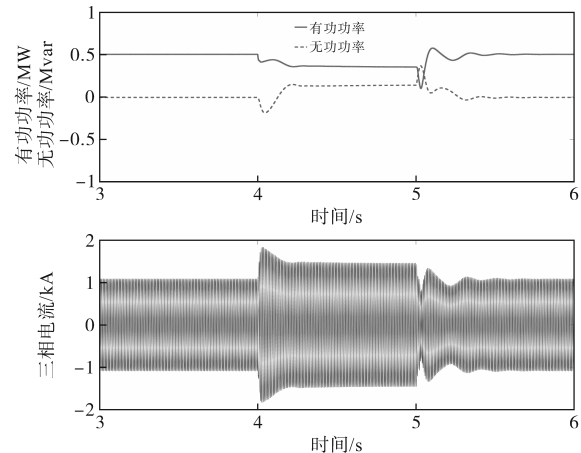


图10 阻抗重塑环节代替电压外环仿真波形

Fig.10 Simulation waveforms of impedance reshaping module replacing voltage outer loop

图11为基于状态跟随器的无功补偿协同控制仿真波形。当检测到故障发生后,VSG立刻进行模式切换,提供无功补偿,可有效限制电流幅值。在故障发生和恢复阶段,由于加入了状态跟随器,使得VSG的电压、频率等状态变量与实际电路同步。在5 s故障解除时有效地避免了暂态电流冲击。但故障期间功率变化速率较慢,使得电流在故障恢复期间存在小幅波动,最大电流为 1.1 kA。

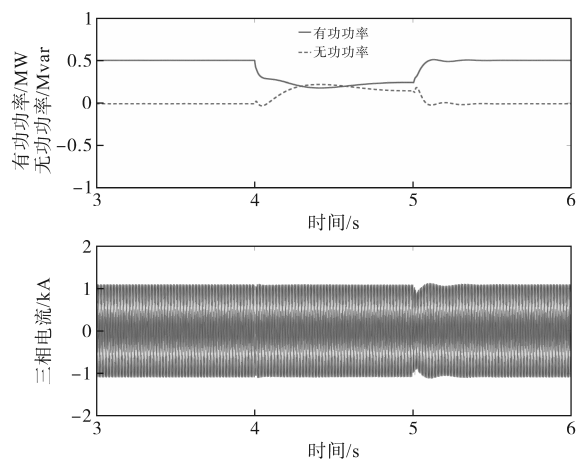


图11 基于状态跟随器的无功补偿协同控制仿真波形

Fig.11 Simulation waveforms of state follower-based reactive compensation cooperative control

因此,针对故障期间功率变化速率较慢的问题,加入功率快速响应模块,如图12所示。可见,功率调节时间大幅缩短,实现了功率的快速响应。在故障发生后,电流波形运行在安全范围内。在5s故障解除时,系统能够快速调整至正常运行状态,暂态稳定性良好。

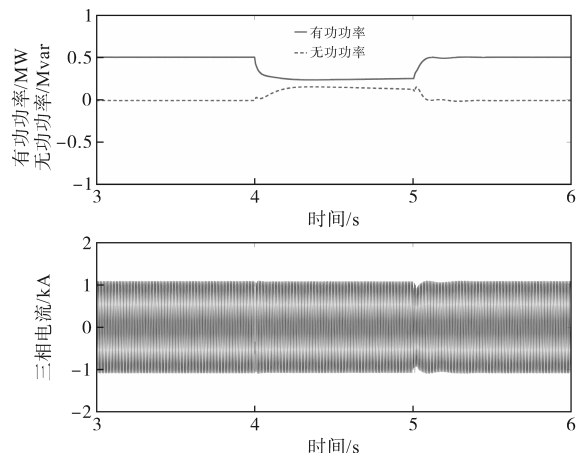


图12 加入功率快速响应模块仿真波形

Fig.12 Simulation waveforms with power fast response module

4 结论

传统VSG的低电压穿越控制策略在应对电网故障时,难以满足光伏-储能系统的运行要求。为提升VSG在低电压穿越期间的控制性能,本文提出一种改进的VSG-LVRT双模式切换策略。该策略包含基于阻抗重塑的VSG控制和功率快速响应的LVRT控制。通过仿真实验验证了所提方法的正确性与优越性,并得出以下结论:

1)基于阻抗重塑的VSG控制:通过阻抗重塑技术,显著提高了系统的电流动态响应性能,同

时增强了系统面对扰动时的稳定性。

2)功率快速响应的LVRT控制:基于有功-无功功率的动态协同调度机制,通过向系统注入无功支撑分量,实现故障期间暂态电流幅值越限风险的有效抑制。此外,通过调节VSG的惯性系数,保持频率在合理范围,实现了故障期间功率的快速调节。

3)相角与幅值跟随器:在故障恢复阶段,通过引入相角与幅值状态跟随器,减小了因相角差和幅值差产生的冲击电流,进一步提升了系统的稳定性。

参考文献

- [1] 文云峰,杨伟峰,汪荣华,等. 构建100%可再生能源电力系统述评与展望[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(6): 1843-1855.
WEN Yunfeng, YANG Weifeng, WANG Ronghua, et al. Review and prospect of toward 100% renewable energy power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(6): 1843-1855.
- [2] 周孝信,鲁宗相,刘应梅,等. 中国未来电网的发展模式和关键技术[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(29): 4999-5008.
ZHOU Xiaoxin, LU Zongxiang, LIU Yingmei, et al. Development models and key technologies of future grid in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(29): 4999-5008.
- [3] SUN D W, XIE X R, YANG Y, et al. Investigation of SSTI between practical MMC-based VSC-HVDC and adjacent turbo-generators through modal signal injection test[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2017, 32(6): 2432-2441.
- [4] SUN D W, XIE X R, WANG J F, et al. Integrated generation-transmission expansion planning for offshore oilfield power systems based on genetic Tabu hybrid algorithm[J]. Journal of Modern Power Systems & Clean Energy, 2017, 5(1): 117-125.
- [5] WANG J N, LI F X, CUI H T, et al. Impacts of VSG control on frequency response in power systems with high penetration renewables[C]//2021 IEEE 5th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), Taiyuan, China, 2021: 171-176.
- [6] LUO Z Z, HAN H, CHEN S M, et al. Power oscillation suppression method based on distributed cooperative control of multi-VSG grids[C]//2021 IEEE 12th Energy Conversion Congress & Exposition-Asia (ECCE-Asia), Singapore, 2021: 1875-1878.
- [7] BIE Z H, LI G F, XIE H P. Reliability evaluation of microgrids considering coordinative optimization of loads and storage devices[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(2): 64-73.
- [8] ZHONG Q, WEISS G. Synchronverters: inverters that mimic synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011, 58(4): 1259-1267.
- [9] 胡海林,万晓凤,丁小华,等. 分布式虚拟同步发电机改进低

- 电压穿越控制技术[J]. 电机与控制学报, 2020, 24(1): 145-155.
- HU Hailin, WAN Xiaofeng, DING Xiaohua, et al. Improved low voltage ride-through control strategy for distributed virtual synchronous generator[J]. Electric Machines and Control, 2020, 24(1): 145-155.
- [10] 刘航,王跃,刘永慧,等. 基于定量设计虚拟阻抗的VSG低电压穿越策略[J]. 高电压技术, 2022, 48(1): 245-256.
- LIU Hang, WANG Yue, LIU Yonghui, et al. The LVRT strategy for VSG based on the quantitatively designed virtual impedance [J]. High Voltage Technology, 2022, 48(1): 245-256.
- [11] 尚磊,胡家兵,袁小明,等. 电网对称故障下虚拟同步发电机建模与改进控制[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(2): 403-411.
- SHANG Lei, HU Jiabing, YUAN Xiaoming, et al. Modeling and improved control of virtual synchronous generators under symmetrical faults of grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2): 403-411.
- [12] 施凯,叶海涵,徐培凤,等. 基于欠励磁状态运行的虚拟同步发电机低电压穿越控制策略[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(9): 134-140.
- SHI Kai, YE Haihan, XU Peifeng, et al. Under-excitation operation of low voltage ride-through control strategy for virtual synchronous generator[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(9): 134-140.
- [13] 柳丹,江克证,康逸群,等. 弱电网下自同步电压源低电压穿越双模式切换控制方法[J]. 太阳能学报, 2024, 45(10): 77-85.
- LIU Dan, JIANG Kezheng, KANG Yiqun, et al. Self-synchronized dual-mode switching control method under weak grid[J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2024, 45(10): 77-85.
- [14] 陈天一,陈来军,郑天文,等. 基于模式平滑切换的虚拟同步发电机低电压穿越控制方法[J]. 电网技术, 2016, 40(7): 2134-2140.
- CHEN Tianyi, CHEN Laijun, ZHENG Tianwen, et al. LVRT control method of virtual synchronous generator based on mode smooth switching[J]. Power System Technology, 2016, 40(7): 2134-2140.
- [15] 高怀正,李华,常兴,等. 电压跌落下虚拟同步发电机故障穿越控制[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(17): 39-46.
- GAO Huaizheng, LI Hua, CHANG Xing, et al. Fault ride-through of virtual synchronous generator under voltage drop[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(17): 39-46.
- [16] 李华,高怀正,郝悦,等. 基于虚拟同步发电机低电压穿越的无缝切换控制策略[J]. 太阳能学报, 2021, 42(3): 114-120.
- LI Hua, GAO Huaizheng, HAO Yue, et al. Seamless switching control strategy for low voltage ride-through based on virtual synchronous generator[J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2021, 42(3): 114-120.
- [17] 国家市场监督管理总局,国家标准化管理委员会. 光伏电站接入电力系统技术规定: GB/T 19964—2024[S]. 北京: 中国标准出版社, 2024.
- State Administration for Market Regulation, Standardization Administration of the People's Republic of China. Technical code for connecting photovoltaic power stations to power systems: GB/T 19964—2024[S]. Beijing: Standards Press of China, 2024.

收稿日期:2025-04-30

修改稿日期:2025-06-29