

基于参数优化 VSG 的预同步控制策略

杨轩^{1,2}, 李瑞², 曹晓庆¹, 李林¹, 郭然²

(1. 武汉华源电力设计院有限公司, 湖北 武汉 430090;

2. 哈尔滨工业大学 电气工程及自动化学院, 黑龙江 哈尔滨 150001)

摘要:在微电网逆变器从并网切换至孤岛以及从孤岛切换回并网的过程中,为了防止电压波形畸变和电流冲击,虚拟同步发电机(VSG)控制架构下的逆变器需要实施预同步措施。提出了一种基于VSG参数优化的逆变器微电网预同步方法,旨在实现两种运行模式之间的无缝过渡,并通过调整VSG控制参数来实现控制系统的最佳性能,确保合理的电力分配,为微电网在并网与孤岛运行模式之间的切换性能提升提供了参考。最后,利用PSCAD实时仿真平台搭建了仿真模型,验证了预同步控制策略和优化参数设计的有效性,从而为微电网并网应用提供了理论参考和技术支持。

关键词:微电网;虚拟同步发电机;预同步;参数优化

中图分类号:TM28 **文献标识码:**A **DOI:**10.19457/j.1001-2095.dqed26357

Pre-synchronization Control Strategy for Parameter-optimized Virtual Synchronous Generator

YANG Xuan^{1,2}, LI Rui², CAO Xiaqing¹, LI Lin¹, GUO Ran²

(1. Wuhan Huayuan Electric Power Design Institute Co., Ltd., Wuhan 430090, Hubei, China;

2. School of Electrical Engineering and Automation, Harbin Institute of Technology,
Harbin 150001, Heilongjiang, China)

Abstract: During the transition of a microgrid inverter from grid-connected mode to islanded mode and vice versa, pre-synchronization measures are necessary under the virtual synchronous generator (VSG) control architecture to prevent voltage waveform distortion and current surges. A VSG-based parameter-optimized pre-synchronization method was proposed for microgrid inverters aimed at achieving seamless transitions between the two operating modes. By fine-tuning the VSG control parameters, this method seeks to optimize system performance and ensure appropriate power distribution, thereby enhancing the performance of mode switching between grid-connected and islanded operation. To validate the effectiveness of the pre-synchronization control strategy and optimized parameter design, the PSCAD simulation platform was utilized to develop the simulation model. The results confirm the efficacy of the proposed approach, providing theoretical reference and technical support for the application of microgrids in grid-connected scenarios.

Key words: microgrid; virtual synchronous generator (VSG); pre-synchronization; parameter-optimized

由于可再生能源技术的快速发展,微电网在分布式能源整合以及电力系统灵活性提升方面的重要性愈发凸显。微电网能够根据电网和用户的需求在孤岛模式和并网模式下工作,以适应不同的运行条件和提供可靠的电力供应^[1-2]。通常情况下,微电网以并网模式运行,当主电网电能质量下降或发生故障时,为了保证供电的连续性和稳定性,微电网应迅速切换至孤岛模式,独

立运行直至电网问题得到解决^[3]。一旦主电网恢复稳定,微电网应当快速且安全地从孤岛模式切换回并网模式,继续协同主电网工作^[4]。

在从孤岛到并网模式的相互切换过程中,若并网点两侧的电压存在差异,会引起系统整体电压幅值和频率的波动,恶化微电网的电能质量,严重时可能导致局部电网崩溃^[5]。因此,为确保平滑且可靠的模式转换,微电网中的逆变器需要

作者简介:杨轩(1986—),男,博士在读,高级工程师,主要研究方向为电碳产业融合、绿色金融、园区综合用能优化及工业节能技术,
Email:176781832@qq.com

采用预同步单元来消除并网点两侧的电压差异,从而实现无缝切换,并维持系统的稳定运行。然而,传统的下垂控制缺乏虚拟惯量特性,导致系统在面对快速变化的负载条件时表现出较差的频率动态响应。对于功率转换器而言,虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)控制策略旨在通过设计逆变器的控制算法来模拟传统同步发电机(synchronous generator, SG)的机电瞬态行为,包括其惯性和阻尼特性。这样,VSG 逆变器可以通过引入虚拟惯量来改善系统的频率响应,并提供更稳定的运行特性^[6-7]。虚拟同步发电机技术通过模拟传统同步发电机的机电瞬态响应特性,能够为微电网逆变器在并网和孤岛两种运行模式下的动态行为提供了有效的模型框架。

将预同步控制与虚拟同步发电机控制相结合,并对虚拟同步发电机中的关键参数进行优化设计,从而提出了一种基于虚拟同步发电机控制的预同步并网方法,通过 PSCAD 仿真验证,VSG 控制的预同步并网减少了并网时电网间电压差异,为微电网运行模式切换提供了一种可靠的技术路径。

1 VSG 控制

传统同步发电机(SG)因为其固有的较大的惯量和阻尼系数,能够调节电网系统的频率和电压,并提供稳定支撑能力。VSG 控制技术通过仿照 SG 的电磁暂态方程,在下垂控制的基础上增加了虚拟转动惯量和阻尼系数,从而进一步加强了逆变器在频率和电压控制方面的能力,提供类似传统发电机的惯性稳定支持,提升了并网系统的稳定性和安全可靠^[8],使逆变器更加有效地响应电网需求。

1.1 VSG 控制原理

传统同步发电机的转子运动方程如下:

$$J \frac{d\omega}{dt} = (P_{\text{ref}} - P) / \omega - D(\omega_n - \omega) \quad (1)$$

式中: J 为虚拟惯量; ω 为系统的运行角频率; P_{ref} 为有功功率参考值; D 为阻尼系数; ω_n 为系统的运行额定角频率。

其一次调频方程为

$$P_1 = P_{\text{ref}} - k_p(\omega - \omega_n) \quad (2)$$

式中: P_1 为 VSG 的输入机械功率; k_p 为有功下垂系数。

由式(1)和式(2)可知,VSG 的有功功率和频率由以下方程控制^[9]:

$$\frac{\Delta\omega}{\Delta P} = \frac{\omega_n - \omega}{P_{\text{ref}} - P_e} = -\frac{1}{J\omega_n s + D\omega_n + k_p} \quad (3)$$

式中: P_e 为 VSG 的输入电磁功率。

无功功率控制部分具有与下垂控制类似的结构,均模拟了同步发电机的电压一次调节过程^[10-11]:

$$U = U_0 + \frac{1}{k_u s} [Q_{\text{ref}} + D_q(U_n - U_e) - Q_e] \quad (4)$$

式中: U_0 为逆变器空载离网运行机端电压; U_n 为机端电压额定值; U_e 为机端电压实际输出值; Q_{ref} 为无功功率参考值; Q_e 为无功功率实际输出值; k_u 为积分器增益; D_q 为无功电压下垂系数。

1.2 VSG 小信号模型

转动惯量 J 和阻尼系数 D 是虚拟同步电机控制模型最关键的两个参数,为更清晰直观地判断转动惯量 J 和阻尼系数 D 的影响,采用一个单输入单输出模型表达 VSG 的有功功率输出和有功功率指令的数学关系^[12],图 1 即为 VSG 小信号模型建立流程图。

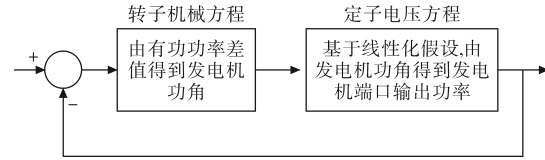


图 1 VSG 小信号模型建立流程图

Fig.1 Flow chart of small-signal model of VSG

逆变器侧电压与网侧电压关系表达式为

$$U = E - I(R_f + jX_f) \quad (5)$$

根据式(5)可以得出 VSG 的有功功率输出与指令之间的关系在线性化之后的简化表达式:

$$P = \frac{EU}{Z} \cos(\theta - \delta) - \frac{U^2}{Z} \cos\alpha \quad (6)$$

式中: U 为虚拟同步发电机的机端电压; δ 为虚拟同步发电机的功角; Z, θ 分别为虚拟同步发电机滤波电路的阻抗和阻抗角。

在理想条件下,即电阻 R_f 值远小于电抗 X_f ,线路近似为纯感性,阻抗角近似为 90° ,功角近似为 0° ,有功功率与逆变器端电压的表达式可被进一步简化为

$$P \approx \frac{EU}{Z} \cos\left(\frac{\pi}{2} - \delta\right) = \frac{EU}{X_f} \sin\delta \approx \frac{EU}{X_f} \delta \quad (7)$$

从而推导得出虚拟同步发电机有功功率小信号模型的闭环传递函数的表达式为

$$\frac{P}{P_{\text{ref}}} = \frac{EU}{JX_f \omega s^2 + DX_f \omega s + EU} = \frac{\frac{EU_1}{JX_f \omega}}{s^2 + \frac{D}{J}s + \frac{EU}{JX_f \omega}} \quad (8)$$

自然振荡角频率和阻尼比为

$$\left\{ \begin{array}{l} \omega_n = \sqrt{\frac{EU}{J\omega X_f}} \\ \xi = \frac{D}{2} \sqrt{\frac{\omega X_f}{JEU}} \end{array} \right. \quad (9)$$

2 改进型 VSG 控制策略

2.1 预同步控制的引入

为保证并网点处两端的电压保持一致,避免浪涌电流,最终实现微电网从孤岛模式切换到并网模式时的无缝切换,需要采用预同步单元。研究者在上一节介绍的VSG控制策略的基础上,提出了一种改进的预同步控制策略,使得VSG的输出电压的幅度、相位和频率能够快速灵活地与并网点电压达成一致。控制系统的整体控制结构如图2所示,主电路的整体结构如图3所示,图中逆变器通过断路器与主电网连接,已实现并网与离网之间的切换。

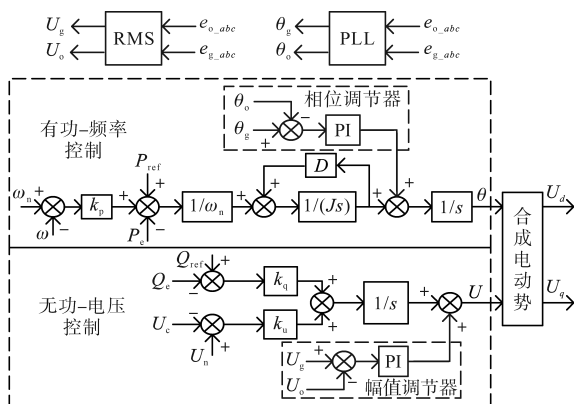


图2 VSG预同步控制电路拓扑

Fig.2 Topology of the pre-synchronization control circuit for VSG

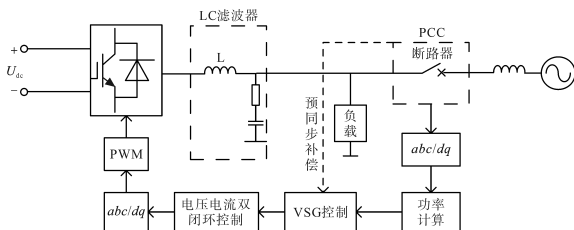


图3 主电路拓扑

Fig.3 Main circuit topology

为保证并网点处两端电压的幅值保持一致,构建幅值调节器,如图2所示,通过将总线中微电

网的电压幅值与总系统并网点处的电压幅值之间的差值输入到比例积分闭环控制系统中,并将其添加到无功功率-电压控制回路中逆变器的输出电压幅值中,从而控制电压幅值差的影响。

为保证并网点处两端电压的相位保持一致,构建相位调节器,如图2所示,通过将总线中微电网的电压相位与总系统并网点处的电压相位之间的差值输入到比例积分闭环控制系统中,并将其添加到有功功率-频率控制回路中逆变器的输出电压相位中,从而控制电压相位差的影响。

VSG控制在孤岛模式和并网模式间相互切换时,若电力系统的本地负荷已知,则可直接设定调节VSG控制参数,使其在输出功率为本地负载大小时,输出频率为50 Hz;若电力系统的本地负荷未知,则通过二次调频,使得VSG输出频率等于电网频率。

除上述并网转孤岛外,微电网从并网到孤岛的切换亦是确保供电连续性和稳定性的关键过程,该过程在主电网出现故障或电能质量下降时触发。并网模式下,微电网与主电网协同运行,实现电能的双向交换。一旦检测到主电网异常,如电压骤降、频率波动或断电,微电网控制系统立即启动孤岛模式,断开与主电网的连接,转而从内部能源独立供电给本地负载。

2.2 参数优化设计

在同步发电机的功角-频率振荡特性研究中,当发电机的有功功率参考值由 P_1 跃升至 P_2 时,系统的运行稳定点由 A 点迁移至 B 点。在此转换过程中,根据图4所示的同步发电机功角振荡曲线将发电机的功角和频率的衰减振荡现象按顺序细分为以下四个阶段^[13]:

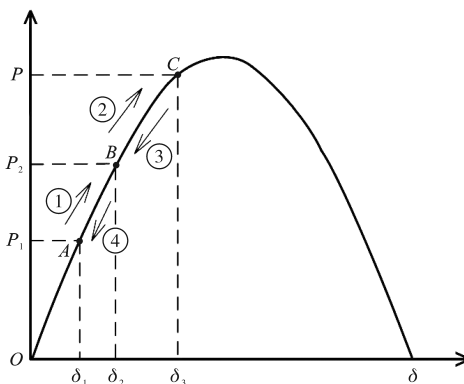


图4 同步发电机功角振荡曲线

Fig.4 Power angle oscillation curve of synchronous generator

1)初始响应期:有功功率阶跃输入后,发电机及其控制系统立即响应,导致功角和频率迅速

偏离原稳定点A。此阶段系统状态量快速变化,表现为角速度的变化率急剧增加。为了抑制这种快速变化,转动惯量 J 应该增大,以增强系统的惯性效应,从而减缓角速度的变化速率。

2)正向振荡期:随着系统尝试建立新的平衡状态,由于能量存储元件(如发电机转子)的惯性和控制策略的动态特性,功角和频率可能会超出目标值,形成正向过调,即系统在面对突变输入时的超调特性。在这个阶段,为了加快角速度恢复至额定值的过程,转动惯量 J 应该适当减小,以减少惯性效应。

3)反向振荡期:正向过调之后,系统参数开始回调,但由于控制滞后或阻尼不足,可能导致功角和频率降至新的稳态值之下。这一阶段类似于初始响应期,系统再次经历较大的角速度变化率。因此,转动惯量 J 应重新增大,以抑制角速度变化率的增大。

4)稳定收敛期:经过前三个阶段的振荡,系统最终通过自然衰减或额外的控制手段,使得功角和频率的振幅逐渐减小,直至达到新的稳定点B。这一阶段标志着系统动态过程的结束,系统恢复至新的平衡状态,功角和频率的变化趋于平缓。为了加快角速度恢复至额定值的过程,在这个阶段转动惯量 J 应再次减小,以减少惯性效应,确保系统迅速且稳定地到达新的工作点。

在确保稳定的前提下,为了使VSG更快地跟随有功指令的变化,结合以上理论分析,转动惯量的控制方法可以表示为

$$J = \begin{cases} J_0 & \left| \frac{d\omega}{dt} \right| \leq M \\ J_0 + \mu \frac{|\omega - \omega_0|}{\omega - \omega_0} \frac{d\omega}{dt} & \left| \frac{d\omega}{dt} \right| > M \end{cases} \quad (10)$$

式中: J_0 为转动惯量的基础值; M 为角频率变化率阈值; μ 为调节系数; J 为VSG实际应用的转动惯量; ω 为VSG角频率; ω_0 为其额定角频率。

3 仿真分析

为了评估改进型虚拟同步发电机预同步控制策略的有效性,利用PSCAD搭建了相应的仿真模型,并进行了不同工况的仿真实验。仿真所用的参数如下:额定功率150 kW,直流侧电压1 000 V,交流侧电压380 V,交流侧负载100 kW,开关频率8 kHz。

研究人员采用单机虚拟同步发电机并网模型。仿真初始,VSG控制微电网处于孤岛运行模式,输出有功功率为10 kW,在1 s时断路器合闸,VSG控制的微电网系统并网,在3 s时断路器分闸,微电网切换至孤岛模式,电网总输出有功功率为150 kW。

图5展示了系统并网点处电压电流的变化,如图所示,并网点处电压几乎无波动,电流并网时最大值为284.3 A,达到稳态后电流值为213.8 A,并网电流超调量较小。图6展示了系统并网点电压和VSG控制逆变器输出电压的比较,两者几乎达到一致;图7展示了虚拟同步发电机控制环角频率和有功功率输出值,两者均在较短时间内达到稳定。

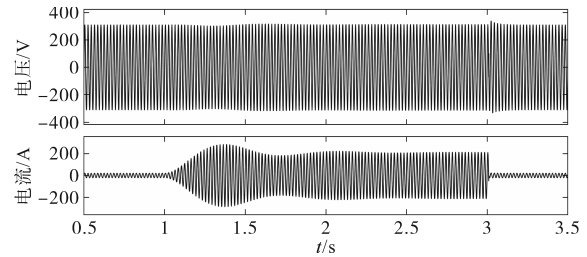


图5 系统并网点的电压、电流波形

Fig.5 Voltage and current waveforms at the point of common coupling

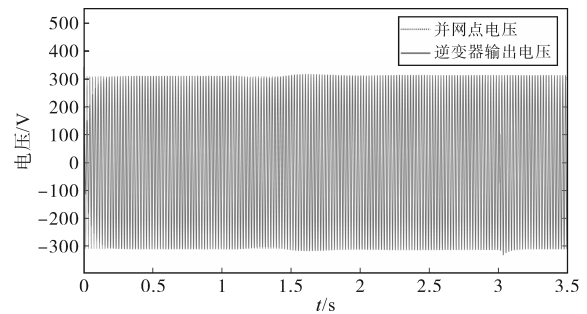


图6 系统并网点处与逆变器输出侧的电压波形对比

Fig.6 Comparison of voltage waveforms between the point of common coupling and the inverter output side

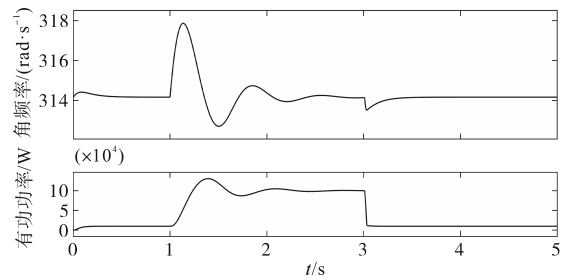


图7 VSG控制输出角频率和有功功率侧的波形

Fig.7 Waveforms of output angular frequency and active power under VSG control

在3 s时检测到主电网异常,断路器断开,微电网切换为孤岛模式,避免了切换过程中的电压

波形畸变和电流冲击,实现了平滑的并/离网运行模式切换,如图5~图7所示。该系统模型可以在不影响系统稳定的情况下实现孤岛到并网以及并网到孤岛模式的无缝切换。

为探究系统转动惯量以及改进策略中转动惯量的调节系数对系统的影响,研究人员对模型进行如下仿真:系统在0.5 s时,VSG输出有功功率从10 kW骤增至15 kW;1.2 s时,又突降至0。整个仿真期间,无功功率保持1 kvar不变。图8展示了不同调节系数下VSG输出频率的波形对比。图9展示了不同调节系数下VSG输出有功功率的波形对比。

当调节系数 μ 从0.1以0.1的阶段差增加至0.4时,VSG输出频率到达第一次振荡峰值的峰值时间分别为0.08 s,0.09 s,0.11 s,0.13 s;VSG输出有功频率到达第一次振荡峰值的峰值时间分别为0.13 s,0.15 s,0.16 s,0.18 s;由此可见,随着 μ 的增大,虚拟同步发电机输出有功功率和频率的超调量逐渐减小,达到稳定的时间逐渐缩短。

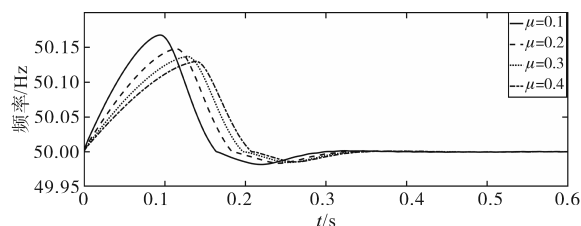


图8 不同调节系数下的频率对比

Fig.8 Frequency comparison under different accommodation coefficient

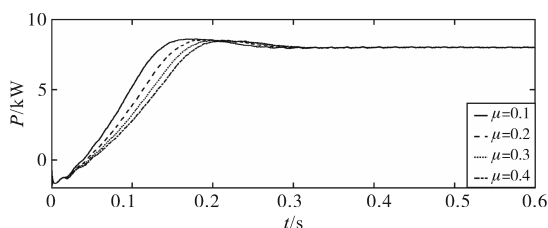


图9 不同调节系数下的有功功率对比

Fig.9 Active power comparison under different accommodation coefficient

4 结论

随着清洁能源需求的增长和对环境问题的关注,新能源发电在电力系统中的比例不断增加,但也带来了稳定性挑战。传统电力系统依赖同步发电机提供的惯量和支持,而新能源通过逆变器接入电网时缺乏足够的惯性和阻尼特性,增加了频率波动的风险。为应对这些挑战,虚拟同步发电机(VSG)技术被提出,模拟传统同步发电

机的惯性和阻尼特性,提高逆变器对频率和电压的支撑能力。而功率变换器作为连接新能源与电网的关键接口,在确保微电网稳定、高效运行中处于关键地位,对于维持电能质量和系统安全可靠至关重要。

研究人员设计了一种基于优化转动惯量参数的虚拟同步发电机控制框架下的预同步控制策略。该策略通过独立构建VSG模型与预同步控制模型,并对虚拟惯量进行深入改进,实现了电网接入过程中的无缝切换,进而增强了逆变器并网性能并保障了系统运行的稳定性。仿真结果表明,虚拟惯量主要影响系统的振荡频率,转动惯量 J 越大,对角速度变化率的增大抑制效果越明显;而调节系数 μ 增大使得虚拟同步发电机输出有功功率和频率的超调量逐渐减小,达到稳定的时间逐渐缩短。

这一基于改进转动惯量的虚拟同步发电机控制的预同步控制策略不仅可以使得VSG逆变器在孤岛和并网模式转换时展现出良好性能,并且使得系统在面对有功功率变化时,能够较快地恢复到稳定状态,缩短其达到稳定的调节时间,提高了其动态性能。相比传统控制方法,该策略显著减小了功率和频率振荡的幅度,并明显减少了振荡次数,增强了系统的稳定性。仿真结果证实了这一策略在解决微电网在孤岛和并网模式转换时的功率振荡和频率波动问题的有效性和可行性,对微电网具有实际意义。

参考文献

- [1] 赵明,蔡明磊.考虑储能荷电状态的模糊VSG惯量自适应控制策略[J].现代电子技术,2024,47(22):12-18.
ZHAO Ming, CAI Minglei. Fuzzy VSG inertia adaptive control strategy considering energy storage charge state[J]. Modern Electronics Technique, 2024, 47(22): 12-18.
- [2] 张晓辉,党媛,党存禄.基于参数协同自适应的VSG控制策略研究[J].自动化与仪表,2023,38(10):1-5,10.
ZHANG Xiaohui, DANG Yuan, DANG Cunlu. Research on VSG control strategy based on parameter cooperative adaptation [J]. Automation & Instrumentation, 2023, 38(10): 1-5, 10.
- [3] 段斌伟.离网式VSG逆变器控制策略研究与系统实现[D].天津:天津工业大学,2020.
DUAN Binwei. Research on control strategy and system implementation of off-grid VSG inverter[D]. Tianjin: Tianjin Polytechnic University, 2020.
- [4] 王晨丞,蒲丽娟,杜斌,等.基于新型模糊自适应惯量VSG的微网频率波动抑制[J].电气传动,2022,52(5):14-20.

- WANG Chencheng, PU Lijuan, DU Bin, et al. Novel fuzzy adaptive inertia based virtual synchronous generator for microgrid frequency fluctuation attenuation[J]. *Electric Drive*, 2022, 52(5):14-20.
- [5] 杨赞. 基于虚拟同步发电机的微网逆变器并网运行及无缝切换技术研究[D]. 南京:东南大学, 2019.
- YANG Yun. Research on grid-connected/islanded operation and seamless switching technology of microgrid inverter based on virtual synchronous generator[D]. Nanjing:Southeast University, 2019.
- [6] 孙宇新,王鹏,施凯,等. 基于虚拟同步发电机的惯量和阻尼自适应控制[J]. *电气传动*, 2021, 51(21):35-40.
- SUN Yuxin, WANG Peng, SHI Kai, et al. Inertia and damping adaptive control strategy based on virtual synchronous generator[J]. *Electric Drive*, 2021, 51(21):35-40.
- [7] 杨赞,梅飞,张宸宇,等. 虚拟同步发电机转动惯量和阻尼系数协同自适应控制策略[J]. *电力自动化设备*, 2019, 39(3):125-131.
- YANG Yun, MEI Fei, ZHANG Chenyu, et al. Cooperative adaptive control strategy for virtual synchronous generator's moment of inertia and damping coefficient[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2019, 39(3):125-131.
- [8] 丁乐言,柯松,杨军,等. 基于自适应控制参数整定的虚拟同步发电机控制策略[J]. *综合智慧能源*, 2024, 46(3):35-44.
- DING Leyan, KE Song, YANG Jun, et al. Control strategy of virtual synchronous generator based on adaptive control parameter tuning[J]. *Integrated Intelligent Energy*, 2024, 46(3):35-44.
- [9] 宋琼,张辉,孙凯,等. 多微源独立微网中虚拟同步发电机的改进型转动惯量自适应控制[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(2):412-423.
- SONG Qiong, ZHANG Hui, SUN Kai, et al. Improved adaptive control of inertia virtual synchronous generators in islanding micro-grid with multiple distributed generation units[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(2):412-423.
- [10] ZHANG Qian, YAN Li, DING Zhuwei, et al. Self-adaptive secondary frequency regulation strategy of micro-grid with multiple virtual synchronous generators[J]. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2020, 56(5):6007-6018.
- [11] 徐大可,盛德刚,刘亮,等. 基于自适应虚拟同步发电机系统的微网逆变器控制策略研究[J]. *电气传动*, 2021, 51(13):57-63.
- XU Dake, SHENG Degang, LIU Liang, et al. Research on micro-grid inverter control strategy based on adaptive virtual synchronous generator system[J]. *Electric Drive*, 2021, 51(13):57-63.
- [12] 袁臣虎,段斌伟,刘晓明. 离网 VSG 逆变器自适应控制策略研究[J]. *现代电子技术*, 2020, 43(24):22-25.
- YUAN Chenhu, DUAN Binwei, LIU Xiaoming. Research on self-adaptive control strategy of off-grid VSG inverter[J]. *Modern Electronics Technique*, 2020, 43(24):22-25.
- [13] MENG Liang, SU Can, WU Jiaqi, et al. Design and parameter analysis of an improved pre-synchronization method for multiple inverters based on virtual synchronization generator control in microgrid[J]. *Energy Reports*, 2022, 8(S5):928-937.

收稿日期:2024-12-12

修改稿日期:2025-03-21