

基于改进虚拟振荡器和滑模控制的光储微电网控制策略

李占凯^{1,2}, 李明哲^{1,2}, 张福民^{1,2}, 赵坚^{1,2}, 檀世豪^{1,2}, 郝绍洋^{1,2}

(1.河北工业大学 省部共建电工装备可靠性与智能化国家重点实验室, 天津 300401; 2.河北工业大学 河北省电磁场与电器可靠性重点实验室, 天津 300401)

摘要:针对下垂控制模式下的光储微电网动态响应性能较差、受外界扰动时超调量较大的问题。文章提出了一种基于改进虚拟振荡器控制和滑模控制的光储微电网控制策略。光储微电网中光伏系统采用两级式结构,前级DC-DC变换器采用滑模控制,以增强微电网对外部干扰的鲁棒性;后级逆变器采用引入最大功率点追踪算法的虚拟振荡器控制,使光伏电池实现最大功率点追踪控制,提高了微电网的动态响应速度。储能系统逆变器采用虚拟惯性的虚拟振荡器控制,将惯量及阻尼特性引入虚拟振荡器控制中,为光储微电网提供可靠的功率和频率支撑。最后,基于Matlab/Simulink平台搭建了光储微电网的仿真模型,与传统下垂控制策略的仿真结果进行对比,验证了本文所提控制策略的可行性及有效性。

关键词: 虚拟振荡器控制; 滑模控制; 光储微电网; 频率支撑

中图分类号: TK81 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-5292(2025)01-0076-07

0 引言

可再生能源发电通常以微电网为平台接入电网,为了连接可再生能源发电与微电网,须使用低惯性的电力电子变换器。随着传统的同步发电机被电力电子变换器所取代,微电网的惯性水平已显著降低。当发电功率与需求功率不平衡时,低惯性系统将发生明显的频率及功率波动,从而影响微电网的稳定性^[1]。

为了解决上述问题,须要采用构网型(Grid-Forming, GFM)逆变器控制方式,构网型逆变器采用与同步发电机相似的功率同步策略,不须要借助锁相环(Phase Locked Loop, PLL)即可实现与电网同步运行。当辅以储能元件时,构网型逆变器还能为系统提供虚拟惯性及阻尼。跟网型(Grid-Following, GFL)逆变器控制方式则需要锁相环测量并网点(Point of Common Coupling, PCC)的相位信息以保持与电网同步,且跟网型逆变器不能提供惯性,在弱电网中存在稳定性问题^[2]。目前,国内外应用构网型逆变器控制策略较多,包括下垂控制^[3]和虚拟同步发电机控制^[4]。近年,虚拟振荡器(Virtual Oscillator, VO)控制^[5]技术的日趋成熟,其在微电网中的应用也越来越广泛。虚拟振荡

器是一种非线性时域控制器,由于虚拟振荡器控制无须计算逆变器输出的有功功率及无功功率,因此其动态响应速度要优于下垂控制与虚拟同步发电机控制。文献[6]从多个方面对虚拟振荡器控制技术的研究现状进行了全面介绍,阐述了虚拟振荡器的控制原理,并将虚拟振荡器控制与下垂控制、虚拟同步机控制进行了对比分析。文献[7]给出了虚拟振荡器控制的设计步骤及其控制参数的设计方法。文献[8,9]通过理论推导,验证了虚拟振荡器控制的外特性表现为下垂特性。文献[10]通过实验验证了在孤岛模式下,微电网采用虚拟振荡器控制的动态响应速度远快于下垂控制和虚拟同步机控制。但虚拟振荡器的缺陷在于其不存在表示惯性时间常数的状态变量,因此不能提供惯性响应,这一不足在低惯性微电网系统中将更加复杂,并限制了虚拟振荡器的应用。

目前已有文献对滑模控制进行了研究。文献[11]应用了滑模自抗扰控制理论,并设计了BESS直流母线电压稳定控制器,实现了微电网中光储功率的合理分配及母线电压的动态稳定控制。文献[12]提出了一种改进型双闭环滑模控制策略,其中电压外环采用传统滑模控制,电流内环采用

收稿日期: 2023-01-10。

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51677052)。

作者简介: 李占凯(1979-),男,博士,副教授,研究方向为配电网电能质量优化研究。E-mail: lizhankai@hebut.edu.cn

改进滑模控制,提高了系统的动态响应特性及鲁棒性,并降低了并网电流的谐波含量。文献[13]设计了一种基于 PWM 技术的双积分滑模控制器,并将其应用于电压平衡控制,与传统 PI 控制器相比,该方法提高了系统的动态响应速度、增强了鲁棒性。文献[14]设计了基于幂指数趋近律的风电系统 MEPT 滑模功率控制器,将输入变量积分引入滑模控制律,使滑模控制在时间上保持动态连续性,不仅抑制了 MEPT 功率跟踪的抖振,还增强了系统的控制精度、平滑性与鲁棒性。

为了提高微电网的动态响应性能和减小在施加外界扰动时的超调量,本文提出了一种基于改进虚拟振荡器和滑模控制的光储微电网控制策略。光伏系统前级 DC-DC 变换器采用滑模控制,以增强微电网鲁棒性;后级逆变器采用虚拟振荡器控制,实现最大功率点追踪控制,提高了微电网的动态响应速度。储能逆变器采用虚拟惯性的虚拟振荡器控制,将惯量及阻尼特性引入虚拟振荡器控制中,为微电网提供可靠的功率和频率支撑。

1 光储微电网的拓扑结构及虚拟振荡器控制

1.1 光储微电网的拓扑结构

本文以光储微电网为主要研究对象,光储微电网的主电路拓扑结构如图 1 所示。

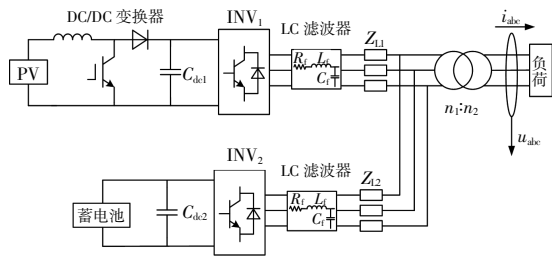


图 1 光储微电网主电路的拓扑结构

Fig.1 Main circuit topology of photovoltaic-energy storage microgrid

由图 1 可知,该微电网由光伏、蓄电池及负荷组成。图中:INV₁,INV₂ 分别为光伏和蓄电池逆变器;C_{dk1},C_{dk2} 分别为光伏和蓄电池直流侧电容;R_f,L_f,C_f 分别为 LC 滤波器的电阻、电感和电容;Z_{l1},Z_{l2} 为线路阻抗;n₁:n₂ 为变压器的变比;u_{abc},i_{abc} 分别为微电网输出的三相电压和电流。

1.2 虚拟振荡器控制

虚拟振荡器控制是通过微分方程建立出振荡器模型,离散化后利用编程得到的虚拟电路。将其

谐振产生的正弦电压信号作为逆变器的参考电压,使逆变器对外表现出振荡器的物理特性。图 2 为虚拟振荡器的等效电路,虚拟振荡器由 LC 谐振电路、立方压控电流源和受控电流源三部分组成。

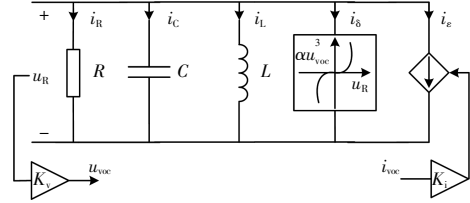


图 2 虚拟振荡器的等效电路

Fig.2 Equivalent circuit of virtual oscillator

图中: i_{voc} 为虚拟振荡器的输入电流; u_{voc} 为虚拟振荡器的输出电压; i_e 为受控电流源产生的电流; i_b 为立方压控电流源发出的电流; i_L 为流过电感支路的电流; i_C 为流过电容支路的电流; i_R 为流过电阻的电流; u_R 为电阻两端的电压,电阻的阻值为 $-1/\sigma$; K_i 为虚拟振荡器输入电流的比例系数; K_v 为虚拟振荡器输出电压的比例系数。

由图 2 可得虚拟振荡器电容在时域中的动态方程为

$$\begin{cases} L \frac{di_L}{dt} = \frac{u_{voc}}{K_v} \\ C \frac{du_{voc}}{dt} = -\alpha \frac{u_{voc}^3}{K_v^2} + \sigma u_{voc} - K_v i_L - K_i K_v i_{voc} \end{cases} \quad (1)$$

$$u_{voc} = \sqrt{2} V(t) \cos[\varphi(t)] \quad (2)$$

式中: $V(t)$ 为 t 时刻逆变器输出电压的有效值; $\varphi(t)$ 为 t 时刻逆变器输出电压的瞬时相位。

由文献[6,7]可知,基于虚拟振荡器控制的逆变器外特性表现为下垂特性,由式(1)可得输出电压有效值 $V(t)$ 、瞬时相位 $\varphi(t)$ 与逆变器输出的有功功率 P 、无功功率 Q 之间的关系为

$$\begin{cases} \frac{dV(t)}{dt} = \frac{\sigma}{2C} \left[V(t) - \frac{\beta}{2} V(t)^3 \right] - \frac{K_v K_i}{2CV(t)} P \\ \frac{d\varphi(t)}{dt} = \omega_N + \frac{K_v K_i}{2CV(t)^2} Q \end{cases} \quad (3)$$

式中: $\beta = 3\alpha / (K_v^2 \sigma)$; ω_N 为逆变器输出的额定角频率。

式(3)表征了虚拟振荡器内部的动态特性。逆变器的开路电压 V_{oc} 、额定工作角频率 ω_N 以及最大输出有功功率 P_{max} 可分别表示为

$$V_{oc}=K_v\sqrt{\frac{2\sigma}{3\alpha}}, \omega_N=\frac{1}{\sqrt{LC}}, P_{max}=\frac{K_v\sigma^2}{6K_f\alpha} \quad (4)$$

结合式(3),(4)可得逆变器工作在任意一点(P_{eq}, Q_{eq})的稳态下垂关系为

$$\begin{cases} V_{eq}=V_{oc}+m_p P_{eq} \\ \omega_{eq}=\omega_N+m_Q Q_{eq} \end{cases} \quad (5)$$

式中: V_{eq}, ω_{eq} 分别为逆变器在稳态工作点(P_{eq}, Q_{eq})的额定工作电压、额定工作角频率; m_p, m_Q 为下垂系数,其表达式分别为

$$\begin{cases} m_p=\frac{K_v K_i}{2\sigma} (V_{oc}-\beta V_{oc}^3)^{-1} \\ m_Q=\frac{K_v K_i}{2CV_{oc}^2} \end{cases} \quad (6)$$

虚拟振荡器控制具体实现过程以及详细的参数选定方法可以参考文献[15]。

1.3 虚拟振荡器控制与下垂控制的对比分析

下垂控制通常采用功率、电压和电流三环控制,而虚拟振荡器控制则采用外环虚拟振荡器、中环电压控制器、内环电流控制器。基于下垂和虚拟振荡器的逆变器控制框图如图3所示。

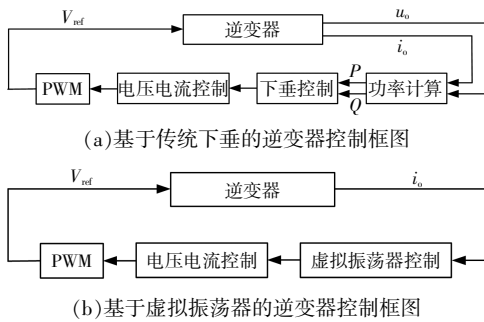


图3 两种策略下逆变器的控制框图

Fig.3 Control block diagram of inverter under two strategies

由图3可以看出,两种控制策略都以输出的正弦参考电压作为电压、电流控制器的参考信号,均为电压型控制。但下垂控制须要采样逆变器的输出电压和输出电流,并计算有功功率和无功功率,且须要低通滤波器来平滑功率波动;而虚拟振荡器控制只需采样输出电流瞬时值,无须进行功率计算过程,因此虚拟振荡器控制在动态响应性能方面上具有优越性。

2 光伏和储能系统的控制策略

2.1 光伏系统的控制策略

当光伏电池运行于最大功率点时,光伏系统的运行效率最高,对此本文采用了增量电导法

(INC),其原理为光伏电池通过输出功率随输出电压的变化率来改变控制信号,以完成最大功率点跟踪(MPPT)控制。根据增量电导法理论,在最大功率点处应满足:

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{d(V_{pv}I_{pv})}{dV_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = 0 \quad (7)$$

式中: V_{pv} 和 P_{pv} 分别为光伏电池的输出电压和输出功率。

应用式(7)的判据可得光伏电池的 $P-V$ 曲线,如图4所示。

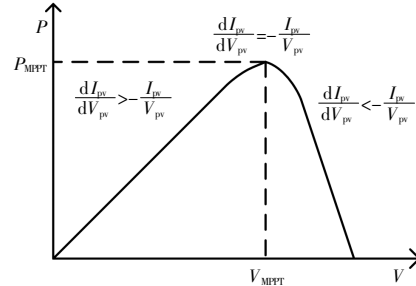


图4 光伏电池的 $P-V$ 曲线

Fig.4 $P-V$ curve of photovoltaic cell

由图4可知:光伏电池的 $P-V$ 曲线仅存在一个最大功率点,且在最大功率点两侧等式的符号相反,当且仅当 $dI_{pv}/dV_{pv}=-I_{pv}/V_{pv}$ 时,光伏电池运行在最大功率 P_{MPP} 。

本文将MPPT算法引入虚拟振荡器控制结构中,并将其应用于光伏逆变器的控制策略中,引入MPPT算法的虚拟振荡器控制结构如图5所示。通过MPPT算法对虚拟振荡器的输入电流 i_{voc} 进行闭环调节,使光伏电池运行在最大功率点。

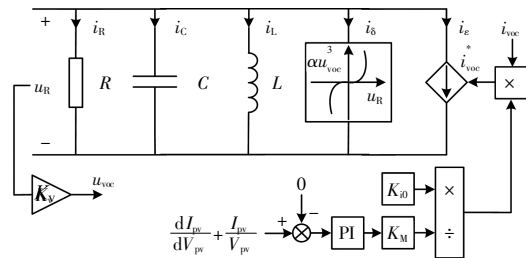


图5 引入MPPT算法的虚拟振荡器控制结构

Fig.5 Control structure of virtual oscillator with MPPT algorithm

图中: K_{i0} 为虚拟振荡器输入电流的初始比例系数; K_M 为虚拟振荡器输入电流的调节系数。

引入MPPT算法后,虚拟振荡器的输入电流 i_{voc}^* 表达式为

$$i_{voc}^* = (K_{i0}/K_M)i_{voc} \quad (8)$$

本文将滑模控制(Sliding Mode Control,SMC)应用于光伏 DC/DC 变换器的控制策略中,由于滑模控制属于光伏系统的常用控制方法,本文不再赘述。本文采用了双滑模控制,在电压控制器和电流控制器中分别设计了相应的滑模控制律,其具体理论依据及推导过程可参考文献[12]。

2.2 储能系统的控制策略

虚拟同步发电机 (Virtual Synchronous Generator,VSG)控制通过模拟同步发电机的机械部分和电磁部分,使逆变器具备了同步发电机的惯性阻尼特性。受虚拟同步发电机控制的启发,虚拟振荡器也可以通过控制逆变器来模拟同步发电机的外特性,使新能源机组具有惯量、阻尼等特性,以提供频率和功率支撑,从而提高微电网运行可靠性及安全稳定性。为此,在虚拟振荡器控制中引入同步发电机的转子方程,通过有功功率偏差来改变虚拟机械功率输出从而起到调节频率的作用,并引入阻尼以抑制功率的振荡,转子方程为

$$\frac{P_m - P_e}{\omega} = J \frac{d\omega}{dt} + D(\omega - \omega_{ref}) \quad (9)$$

式中: P_m 为虚拟转子发出的机械功率; P_e 为虚拟电磁功率; J 为虚拟转动惯量; D 为阻尼系数; ω , ω_{ref} 分别为虚拟振荡器输出电压角频率和角频率参考值。

由式(9)看出,虚拟惯量 J 使功率和频率的动态特性具有了惯性,阻尼系数 D 使系统发生功率波动时产生阻尼功率以抑制振荡。

为了将虚拟惯性引入虚拟振荡器控制中,本文在虚拟振荡器常规电路的基础上增加了一个模拟同步发电机转子方程的附加回路,通过附加回路对虚拟振荡器的输出电压 u_{voc} 进行闭环调节,使虚拟振荡器控制中增加了惯性响应环节,引入虚拟惯性的虚拟振荡器控制结构如图 6 所示。

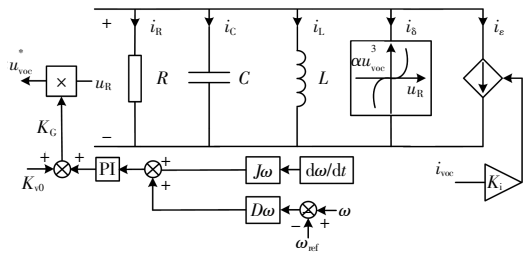


图 6 引入虚拟惯性的虚拟振荡器控制结构

Fig.6 Control structure of virtual oscillator with virtual inertia

图中: K_{v0} 为虚拟振荡器输出电压的初始比例

系数; K_C 为虚拟振荡器输出电压的调节系数。

引入虚拟惯性后,虚拟振荡器的输出电压 u_{voc}^* 表达式为

$$u_{voc}^* = (K_V + K_C) u_c \quad (10)$$

3 仿真分析

为了验证本文所提控制策略的可行性和有效性,基于 Matlab/Simulink 平台搭建了光储微电网的仿真模型,并设计了 3 种案例以分析所提策略的性能。案例 1:在所提策略下逆变器输出功率的动态响应性能;案例 2:在施加扰动工况下所提策略微源输出功率的惯性响应性能;案例 3:在施加扰动工况下所提策略微电网频率的惯性响应性能。仿真电路结构如图 1,光储微电网的仿真参数如表 1 所示。虚拟振荡器的仿真参数如表 2 所示。

表 1 光储微电网的仿真参数

Table 1 Simulation parameters of microgrid

参数	数值
交流母线额定电压 u_N/V	380
额定频率 f_N/Hz	50
滤波电感 $L/\mu H$	600
滤波电容 $C/\mu F$	1 500
变压器变比 n	60/380
线路阻抗 $Z_{L1}, Z_{L2}/\Omega$	0.2+j0.2

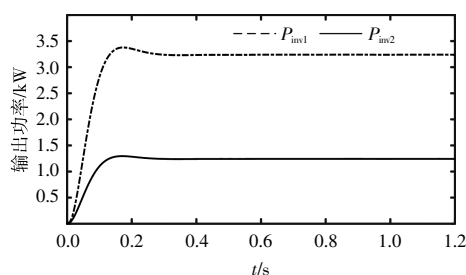
表 2 虚拟振荡器的仿真参数

Table 2 Simulation parameters of virtual oscillator

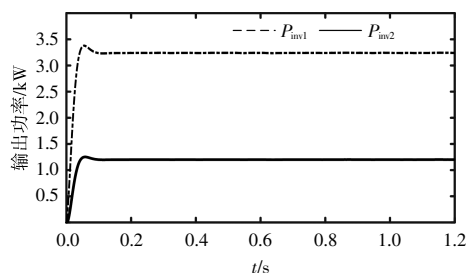
参数	数值
输入电流比例系数 K_i	0.041 6
输出电压比例系数 K_v	254.034 1
虚拟振荡器电阻 R_{voc}/Ω	0.270 5
虚拟振荡器电感 $L_{voc}/\mu H$	52.087
虚拟振荡器电容 C_{voc}/mF	194.5
立方压控电流源系数 α	6.037 6
虚拟振荡器电导 σ	9.056 4

3.1 案例 1

案例 1 分别使用传统下垂控制策略和本文所提控制策略进行仿真,以验证所提控制策略的动态响应性能优于传统下垂控制策略。考虑具有 2 个并联逆变器 1,2 的微电网,逆变器 1 的输出功率为 3.25 kW,逆变器 2 的输出功率为 1.25 kW。逆变器 1,2 在传统下垂控制策略及本文控制策略下输出功率的动态响应性能仿真结果如图 7 所示。



(a)逆变器 1,2 在传统下垂控制策略下的输出功率



(b)逆变器 1,2 在本文控制策略下的输出功率

图 7 逆变器 1,2 输出功率的动态响应性能

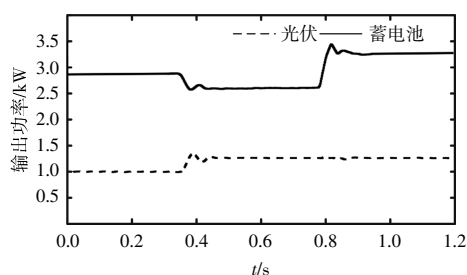
Fig.7 Dynamic response performance of inverter 1 and inverter 2 output power

由图 7 可知:逆变器 1,2 在传统下垂控制策略下达到稳态时间约为 0.3 s,而逆变器 1,2 在本文控制策略下约 0.1 s 达到稳态值。仿真结果表明,逆变器在本文控制策略下功率跟踪的速度较快。传统下垂控制策略响应性能较差的原因主要有:①外层控制器和内层控制器须要添加低通滤波器以实现内、外层控制分离;②传统下垂控制策略在多层嵌套控制环下的带宽较窄,响应速度较慢。

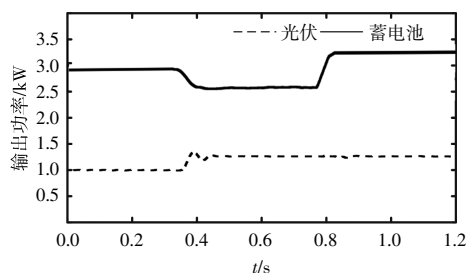
3.2 案例 2

案例 2 分别使用传统下垂控制策略和本文所提控制策略进行仿真,以验证在施加扰动工况下所提策略微源输出功率的惯性响应性能优于传统下垂控制策略。考虑了具有光伏和蓄电池的微电网,初始光照强度设为 $1\ 000\ \text{W}/\text{m}^2$,初始温度设为 $25\ ^\circ\text{C}$,蓄电池初始荷电状态 SOC 为 80%,接入的恒功率负荷为 3.5 kW。本案例设定在 0.35 s 时,光照强度由 $1\ 000\ \text{W}/\text{m}^2$ 上升到 $1\ 200\ \text{W}/\text{m}^2$,光照强度增幅为 20%;在 0.8 s 时,恒功率负荷增加为 4.2 kW,负荷增幅为 20%。在施加扰动工况下,微源采用传统下垂控制策略及本文控制策略输出功率的惯性响应性能仿真结果如图 8 所示。

由图 8 可知:初始运行阶段,蓄电池输出功率为 2.85 kW,光伏输出功率为 1.0 kW。当 0.35 s 光



(a)在传统下垂控制策略下微源的输出功率



(b)在本文控制策略下微源的输出功率

图 8 在施加扰动工况下微源输出功率的惯性响应性能

Fig.8 Inertial response performance of micro source output power under disturbance conditions

照强度增加时,在传统下垂控制策略下蓄电池输出功率的超调量为 5.7%,光伏输出功率的超调量为 11.4%;而在本文控制策略下蓄电池输出功率的超调量为 0.8%,光伏输出功率的超调量为 1.6%,达到稳态后蓄电池的输出功率降为 2.6 kW,光伏的输出功率升为 1.25 kW。当 0.8 s 恒功率负荷增加时,在传统下垂控制策略下蓄电池输出功率的超调量为 5.5%;而在本文控制策略下蓄电池输出功率的超调量为 0.7%,达到稳态后蓄电池的输出功率升为 3.3 kW,光伏的输出功率几乎没有变化。仿真结果表明,在施加扰动工况下微源在本文控制策略下输出功率的超调量较小。传统下垂控制策略超调量较大的原因主要为传统下垂控制策略缺乏表示阻尼特性的状态变量,系统在发生功率波动时无法产生阻尼功率以抑制振荡,进而超调量较大。

3.3 案例 3

案例 3 分别使用传统下垂控制策略和本文所提控制策略进行仿真,以验证在施加扰动工况下所提策略微电网频率的惯性响应性能优于传统下垂控制策略。考虑了具有光伏和蓄电池的微电网,各初始条件与案例 2 相同。本案例设定在 0.1 s 时,恒功率负荷增加为 4.2 kW,负荷增幅为 20%;在 0.6 s 时,光照强度由 $1\ 000\ \text{W}/\text{m}^2$ 上升到 $1\ 200$

W/m²,光照强度增幅为 20%。在施加扰动工况下,采用传统下垂控制策略及本文控制策略频率的微电网惯性响应性能仿真结果如图 9 所示。

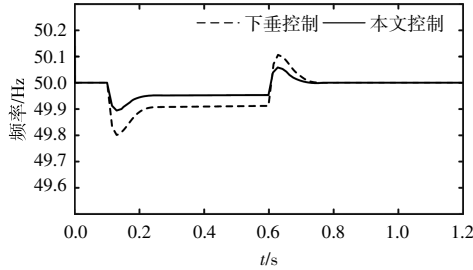


图 9 在外加扰动工况下微电网频率的惯性响应性能
Fig.9 Inertial response performance of microgrid frequency under external disturbance conditions

由图 9 可知:初始运行阶段,微电网的频率稳定在 50 Hz。当 0.1 s 恒功率负荷增加时,在传统下垂控制策略下微电网频率的超调量为 0.4%,而在本文控制策略下微电网频率的超调量为 0.2%。当 0.6 s 光照强度增加时,在传统下垂控制策略下微电网频率的超调量为 0.2%,而在本文控制策略下微电网频率的超调量为 0.1%。仿真结果表明,在施加扰动工况下微电网在本文控制策略下频率的超调量较小。传统下垂控制策略缺乏表示惯性时间常数的状态变量,因此不提供惯性响应,进而频率的超调量较大。

4 结论

本文提出了一种基于改进虚拟振荡器和滑模控制的光储微电网控制策略,根据仿真结果,可以得出如下结论。

①相比于传统下垂控制策略,本文所提控制策略逆变器功率跟踪速度更快,因此在动态响应性能方面具有优越性。

②在施加扰动工况下,相比于传统下垂控制策略,本文所提控制策略功率及频率的超调量更小,因此在功率及频率惯性响应方面具有优越性。

③由于在并网模式下,基于虚拟振荡器控制的逆变器输出电压中存在三次谐波分量,因此本文所提控制策略仅适用于孤岛微电网模式,需进一步研究其在并网模式下的使用。

参考文献:

[1] 谢小荣,贺静波,毛航银,等.“双高”电力系统稳定性

的新问题及分类探讨[J].中国电机工程学报,2021,41(2):461-475.

[2] 许洁翊,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):3586-3595.

[3] 刘青,张彤钰.考虑光伏输出功率裕度的直流配电网自适应下垂控制[J].可再生能源,2022,40(9):1223-1231.

[4] 王宪萍,马津,倪喜军,等.虚拟同步发电机的电网适应性控制策略研究[J].可再生能源,2022,40(9):1273-1278.

[5] 屠勇,苏建徽,杜燕,等.基于虚拟振荡器的微网逆变器并联系统分析[J].电力自动化设备,2017,37(9):24-30.

[6] 林燎源,柯全,李平.面向逆变器并联的虚拟振荡器控制技术综述[J].电力自动化设备,2022,42(11):147-158.

[7] Johnson B B, Sinha M, Ainsworth N G, et al. Synthesizing virtual oscillators to control islanded inverters [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2015,31(8):6002-6015.

[8] Sinha M, Dorfler F, Johnson B B, et al. Uncovering droop control laws embedded within the nonlinear dynamics of van der pol oscillators [J]. IEEE Transactions on Control of Network Systems, 2017,4(2):347-358.

[9] 谢杰.基于可调度虚拟振荡器控制的微电网无缝切换控制策略研究[D].重庆:重庆理工大学,2021.

[10] Johnson B B, Dhople S V, Hamadeh A O, et al. Synchronization of parallel single-phase inverters with virtual oscillator control[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2013,29(11):6124-6138.

[11] 戴腾飞,茅靖峰,吴爱华,等.分布式光储直流微电网滑模自抗扰鲁棒运行控制[J].可再生能源,2022,40(11):1505-1514.

[12] 康家玉,柴洋,曹举,等.基于改进型滑模控制的光伏并网控制策略研究[J].可再生能源,2019,37(1):59-64.

[13] 黄奇林,曹江华,赵世伟,等.基于双积分滑模控制的光伏电压平衡器研究[J].可再生能源,2019,37(1):53-58.

[14] 王玉荣,茅靖峰,张珍梦,等.基于最大电功率跟踪的风力发电系统幂指数趋近滑模控制[J].可再生能源,2019,37(6):852-858.

[15] Johnson B B. Control, analysis, and design of distributed inverter systems [D]. Urbana: University of Illinois, 2013.

Photovoltaic–energy storage microgrid control strategy based on improved virtual oscillator and sliding mode control

Li Zhankai^{1,2}, Li Mingzhe^{1,2}, Zhang Fumin^{1,2}, Zhao Jian^{1,2}, Tan Shihao^{1,2}, Bing Shaoyang^{1,2}
(1.Hebei University of Technology State Key Laboratory of Reliability and Intelligence of Electrical Equipment, Tianjin 300401, China; 2.Hebei University of Technology Key Laboratory of Electromagnetic Field and Electrical Apparatus Reliability of Hebei Province, Tianjin 300401, China)

Abstract: Microgrid has problems such as poor dynamic response performance and large overshoot when subjected to external disturbances under traditional droop control. In accordance with the above issues, this paper proposes a control strategy for photovoltaic–energy storage microgrid based on improved virtual oscillator and sliding mode control. The photovoltaic system adopts a two–stage structure, and the front stage DC–DC converter adopts sliding mode control to enhance the robustness of the microgrid against external interference; The back stage inverter uses a virtual oscillator control with MPPT algorithm to achieve maximum power point tracking control for photovoltaic cells, while improving the dynamic response speed of the microgrid. The energy storage system uses a battery model, and the inverter uses a virtual oscillator control that introduces virtual inertia. Inertia and damping characteristics are introduced into the virtual oscillator control to provide reliable power and frequency support for the microgrid. Finally, based on the Matlab/Simulink platform, a simulation model of the photovoltaic–energy storage microgrid is built. By comparing the simulation results with traditional droop control strategies, the feasibility and effectiveness of the control strategy proposed in this paper are verified.

Keywords: virtual oscillator control; sliding mode control; photovoltaic –energy storage microgrid; energy storage