

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.200967

基于改进虚拟同步发电机的多逆变器频率无差控制策略

孙亮¹, 杨晓飞¹, 孙立国², 刘益辰¹, 刘闯¹

(1. 现代电力系统仿真控制与绿色电能新技术教育部重点实验室(东北电力大学), 吉林 吉林 132012;

2. 华能九台电厂, 吉林 长春 130502)

摘要: 在采用传统虚拟同步发电机频率恢复控制的离网微电网中, 由于纯积分模块的引入和一次调频响应较慢, 造成系统功率分配不均和一、二次调频耦合问题。为此提出了一种具有自动开关延时的虚拟同步发电机无差调频控制策略, 即用可控的频率积分反馈回路代替传统虚拟同步发电机频率控制回路。通过改进的控制策略, 可使微网逆变器根据角速度变化量的不同自动在一、二次调频之间切换, 实现微网频率的恢复和功率按比例分配。建立系统的小信号模型, 对无差调频控制策略进行稳定性分析, 并且给出所提控制策略参数的取值范围。最后, 仿真结果表明, 所提控制策略可在满足频率无差调节的前提下, 自动实现频率调节的一、二次解耦和输出功率按比例分配, 有利于提高系统稳定性。

关键词: 虚拟同步发电机; 微电网; 频率控制; 小信号模型; 功率均分

Frequent deviation-free control for microgrid multi-inverters based on improving a virtual synchronous generator

SUN Liang¹, YANG Xiaofei¹, SUN Ligu², LIU Yichen¹, LIU Chuang¹

(1. Key Laboratory of Modern Power System Simulation and Control & Renewable Energy Technology (Northeast Electric Power University), Ministry of Education, Jilin 132012, China; 2. Huaneng Jiutai Power Plant, Changchun 130502, China)

Abstract: There is a problem of uneven power distribution and primary and secondary coupling caused by the introduction of a pure integral module and the fact that primary FM response is relatively slow in the off-grid microgrid using the frequency recovery control of a traditional virtual synchronous generator. Thus this paper proposes a uniform frequency modulation control strategy for a virtual synchronous generator with automatic switching delay, in which the controllable frequency integral feedback loop is used instead of the traditional frequency control loop. With the improved control strategy, the micro-grid inverter can automatically switch between the primary and secondary frequency modulation according to the angular velocity variation, and the frequency recovery and power distribution of the micro-grid can be realized in proportion. A small signal model of the system is established to analyze the stability of the uniform frequency modulation control strategy and the range of parameters is given. The simulation results show that the proposed control strategy can automatically realize the primary and secondary decoupling and the proportional distribution of output power of the virtual synchronous generator on the premise of frequency adjustment without difference. This is beneficial in improving the stability of the system.

This work is supported by the National Key Research and Development Program of China (No. 2019YFB1505400).

Key words: virtual synchronous generator; micro power grid; frequency control; small signal model; equipartition of power

0 引言

随着能源和生态问题的日益严峻, 风能、太阳

能为主要模式的分布式发电技术受到了大量关注。分布式电源(Distributed Generation, DG)一般无法直接并网, 需要对其进行统一运行和管理, 为此国内外学者提出了微电网结构^[1-3]。微电网逆变器作为与分布式电源相连的接口, 存在输出阻抗小、容量小、

基金项目: 国家重点研发计划资助(2019YFB1505400)

响应速度快以及缺乏惯性等问题^[4-8]。为了解决这些系统稳定性问题, 学者们提出了虚拟同步发电机 (Virtual Synchronous Generator, VSG) 控制技术^[9-12], 该控制技术的主要思想是在 DG 逆变器的控制模块引入发电机的阻尼惯性环节, 使逆变器表现出与同步发电机一样的外特性, 从而提高微电网的频率和电压稳定性^[13-16]。

目前对于 VSG 频率控制策略的研究只是模拟同步发电机的一次调频过程, 本质上属于有差调频, 没有充分研究其频率无差恢复的问题^[17-19]。采用传统 VSG 频率控制策略, 在离网模式下微网受到较大的负荷波动和电源出力波动时, 系统会产生较大的频率偏差, 此外控制策略中的阻尼系数 D_ω 、有功功率调节系数 K_P 以及积分参数 K 对频率响应存在影响, 当参数取值不恰当时, 不利于微电网的运行稳定^[20-23]。文献[24-25]提出一种采用通信传递频率信息的方法来实现微网频率恢复, 需要在各 DG 之间建立复杂的联络线, 信号传输中容易受到干扰, 运行可靠性差。文献[26]中提出在分布式电源的调频环节引入 PI 比例积分控制模块, 实现微电网频率的无差调频, 但是多台 VSG 之间无法实现负荷按比例分配。文献[27-28]对 VSG 阻尼环节进行改进, 提出 VSG 的二次频率控制策略 (Secondary Frequency Control, SFC), 实现频率的无差调频, 提高微电网的频率稳定性。但是没有实现 VSG 的一、二次频率控制解耦, 系统稳定后各电源出力无法按比例分配。文献[29]采用加延时开关的方法来控制积分模块的投入, 实现频率恢复, 各 VSG 按照系统容量分配负荷。但是延时的选择较为困难, 此外也无法应对系统参数改变而造成的影响, 依赖于事件触发, 具有局限性。文献[30]提出了一种下垂系数自适应的频率无差调节器, 能够使微电网频率恢复到额定值, 但参数选取比较复杂, 且无法进行负荷均分。

针对上述文献存在的问题, 本文提出了一种具有自动开关延时的无差调频控制策略, 即在 VSG 频率积分反馈环节增添自动开关延时器, 通过判断角速度变化量自动在一、二次调频之间切换。此外, 本文建立系统小信号模型, 充分分析了比例积分系数 K 的引入对于系统稳定性的影响, 并通过分析模型结果给出了系数 K 的选取范围。最后通过 Matlab/Simulink 仿真结果验证本文所提控制策略可以在保证微网频率无差控制的同时, 实现 VSG 一、二次调频协调控制, 充分发挥 VSG 的惯性对于系统频率的支撑作用, 对于多 VSG 的微电网, 无需各 VSG 之间建立通信, 即可对各 VSG 实现有功功率按各自容量比进行分配。

1 VSG 基本原理研究

1.1 VSG 的结构框图

传统 VSG 控制策略是把同步发电机的调频、调压控制策略应用于 DG 中, 使 DG 对外具有与同步发电机相同的外特性。VSG 控制结构主要由主电路和控制模块两部分组成, 控制框图如图 1 所示。

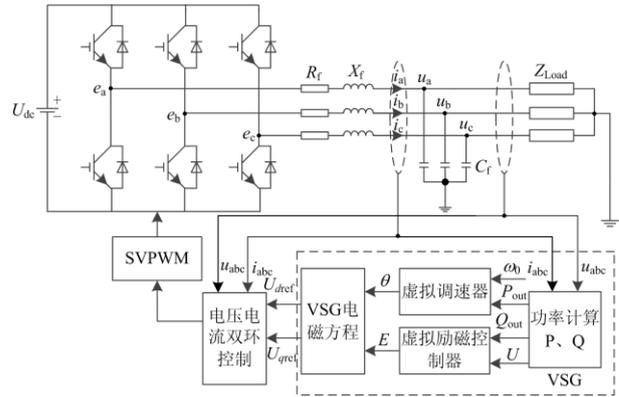


图 1 传统 VSG 控制结构框图

Fig. 1 Block diagram of traditional VSG control structure

VSG 控制策略的主电路由直流电压源、三相桥式逆变器、滤波环节、负荷组成。其中: U_{dc} 等效于储能装置对外电压; $e = [e_a, e_b, e_c]$ 等效于同步发电机感应电动势; R_f 、 X_f 、 C_f 组成主电路的滤波环节, 此外 R_f 、 X_f 还等效于同步发电机的内阻抗; Z_{Load} 等效于交流侧所带负荷; $u = [u_a, u_b, u_c]$ 等效于发电机输出端电压; $i = [i_a, i_b, i_c]$ 等效于发电机输出电流。传统 VSG 控制策略的核心在于控制模块, 其由虚拟调速控制模块和虚拟励磁控制模块两部分组成, 通过模拟同步发电机的运行特性, 使得具有 VSG 控制策略的接口逆变器表现出于传统同步发电机一样的基本特性。

为了更好地模拟同步发电机的外部特性, 本文不过多地引入发电机的暂态过程, VSG 的转子运动方程和电磁方程可表示为

$$\begin{cases} \frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{1}{J_\omega} \left(\frac{P_{in}}{\omega_0} - \frac{P_{out}}{\omega_0} - D_\omega \Delta\omega \right) \\ \frac{d\theta}{dt} = \omega \end{cases} \quad (1)$$

$$\dot{E} = \dot{U} + \dot{I}(R_f + jX_f) \quad (2)$$

式中: $\Delta\omega = \omega - \omega_0$, ω 、 ω_0 分别为 VSG 输出实际角速度和额定角速度; J_ω 、 D_ω 分别为转动惯量常数和阻尼系数; P_{in} 、 P_{out} 分别为 VSG 的机械功率和电磁功率; θ 为功角; \dot{E} 、 \dot{U} 、 \dot{I} 分别为 VSG 的励

磁电动势、机端电压、机端电流； R_f 为定子绕组电阻； X_f 为同步电抗。

1.2 具有自动开关延时的 VSG 无差调频控制结构

传统 VSG 的功频控制器主要模拟同步发电机的有功功率和频率调节，其中 P_{in} 由有功功率参考值 P_{ref} 和虚拟调速器输出有功功率 ΔP 组成。

$$P_{in} = P_{ref} + \Delta P = P_{ref} + K_p (\omega_0 - \omega) \quad (3)$$

式中， K_p 为有功功率调节系数。

结合式(1)、式(3)可得频率与功率的暂态变化方程为

$$\omega - \omega_0 = \frac{P_{ref} - P_{out}}{D_\omega - K_p} \left(1 - e^{-\frac{D_\omega + K_p}{J_\omega} t} \right) \quad (4)$$

由式(4)可知，当负荷发生变化时，频率的动态响应时间与 D_ω 、 K_p 、 J_ω 有关，此外 D_ω 、 K_p 决定了频率的波动大小， D_ω 、 K_p 越大，则系统发生频率

波动的幅度越小，但 D_ω 、 K_p 变化会影响系统响应速度，不利于系统稳定。因此 D_ω 、 K_p 不可能无限大，传统 VSG 频率调节始终是有差调节。

改进的无差调频控制结构如图 2 所示，为了消除有差调频，在调差环节加入可控的积分反馈模块，控制 VSG 功率输出，使其完全抵消负荷波动，实现无差调频。改进 VSG 控制策略下的传递函数 G_1 如下式所示。

$$G_1(s) = \frac{\Delta\omega}{\Delta P} = -\frac{s}{J_\omega \omega_0 s^2 + D_\omega \omega_0 s + K_p \omega_0} \quad (5)$$

在系统负荷发生波动的终止时刻有：

$$\lim_{t \rightarrow \infty} G_1(t) = \lim_{s \rightarrow \infty} G_1(s) = \frac{\Delta\omega}{\Delta P} = 0 \quad (6)$$

由上述分析可知，在有功功率控制环节引入积分模块之后，VSG 控制策略在系统负荷变动时，仍然可以保证输出频率为额定值，实现无差调频。

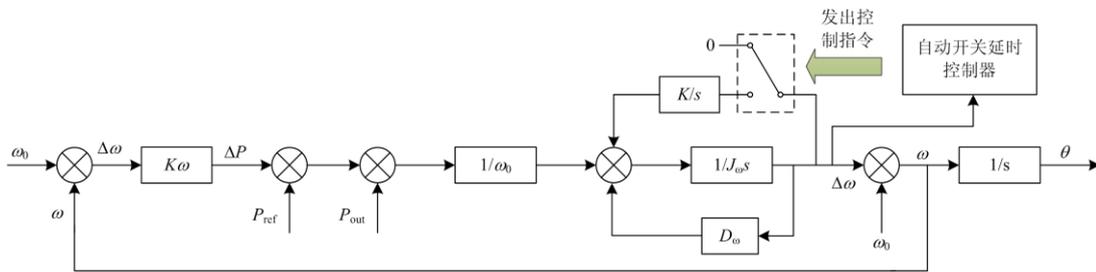


图 2 具有自动开关延时的 VSG 无差调频控制框图

Fig. 2 VSG uniform frequency modulation control block diagram with automatic switching delay

1.3 励磁控制模块结构

VSG 通过模拟传统同步发电机励磁控制运行原理进行设计，得到励磁控制结构如图 3 所示，控制模块由无功-电压下垂控制和 PI 控制组成，其中下垂控制方程为

$$U_m = U_{ref} + K_q (Q_{ref} - Q_{out}) \quad (7)$$

式中： U_m 、 U_{ref} 分别为机端输出电压幅值和给定的电压参考值； K_q 为无功功率-电压下垂调节系数； Q_{ref} 、 Q_{out} 为输出无功功率的参考值和有效值。

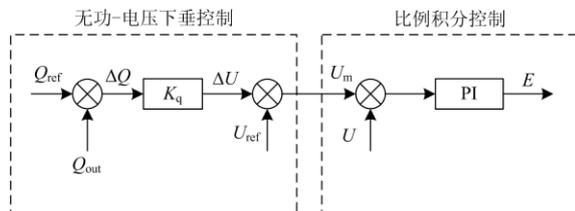


图 3 虚拟励磁控制框图

Fig. 3 Virtual excitation control block diagram

经过无功功率-电压下垂控制得到的 U_m ，与实际输出电压 U 作差后，经过 PI 控制器则可以得到励

磁电动势 E 的参考值。

2 自动开关延时控制设计

为了解决上述调频中出现的功率分配不均和一、二次调频耦合的问题，本文提出了一种具有自动开关延时的无差调频控制，主要思路是在传统 VSG 的积分控制模块上加入自动开关延时控制器 (Automatic Switch Delay Controller, ASDC)，通过辨别 $\Delta\omega$ 的变化率情况来确定系统的运行状态，从而自动做出是否投切频率恢复模块的指令，实现一、二次调频的解耦。

在传统 VSG 的二次调频控制回路中加入自动开关延时控制模块，当满足投切要求时，ASDC 发出投切指令，将二次调频控制回路投入 VSG 中，使频率恢复到 50 Hz。为了尽快使频率恢复到额定值以及解决调频耦合问题，需要 ASDC 在 VSG 完成一次调频瞬间发出投切指令。如何通过选取量的变化来确定 ASDC 的开启，投入和切除指令是本文所提控制策略的关键。

控制策略的选取量需要在系统稳定、负荷波动以及一、二次调频过程中具有明显的响应, 本文选取的变量为 $d(\Delta\omega)/dt$ 。

当在调频环节加入可控的积分反馈环节后, 公式(1)可改为

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{1}{J_\omega} \left\{ \frac{P_{in}}{\omega_0} - \frac{P_{out}}{\omega_0} - \left(D_\omega + \frac{K}{s} \right) \Delta\omega \right\} \quad (8)$$

联立式(3)、式(8)进行拉普拉斯变换得:

$$\Delta\omega = \frac{(P_{in} - P_{out})s}{D_\omega \omega_0 s^2 + J_\omega \omega_0 s + K \omega_0} \quad (9)$$

在系统负荷发生波动的起始和终止时刻有:

$$\begin{cases} \lim_{t \rightarrow \infty} \Delta\omega = \lim_{s \rightarrow \infty} \Delta\omega = 0 \\ \lim_{t \rightarrow 0} \Delta\omega = \lim_{s \rightarrow 0} \Delta\omega = 0 \end{cases} \quad (10)$$

由上式可知, $d(\Delta\omega)/dt$ 在负荷变化时会随着 $(P_{in}-P_{out})$ 的改变而变化, 在稳态和负荷波动终止时刻 $d(\Delta\omega)/dt=0$, 满足自动开关延时控制器的控制要求。 $d(\Delta\omega)/dt$ 在具有 ASDC 的无差调频控制下的变化曲线如图 4 所示, 自动开关延时控制模块控制流程图如图 5 所示。

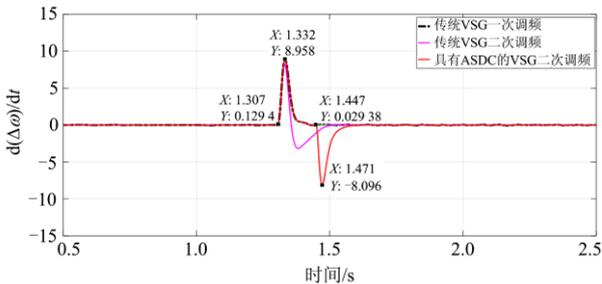


图 4 不同控制策略下的 $d(\Delta\omega)/dt$ 变化曲线

Fig. 4 $d(\Delta\omega)/dt$ change curve under different control strategies

由图 4 可以看出: $t_1=1.3$ s 时系统负荷突增, 系统频率下降, $d(\Delta\omega)/dt$ 升高, 由公式(8)可知, 升高的幅值取决于负荷的变化量。采用不同的控制策略发生负荷波动时, VSG 都优先进行有差调频, $d(\Delta\omega)/dt$ 升高, 达到幅值 8.958 后降低。对于参数 D_ω 、 K_P 、 J_ω 只影响频率下降幅度, 不影响其变化率的变化, 因此采用不同的参数对此时 $d(\Delta\omega)/dt$ 上升幅值无影响。对于传统频率无差调节, 一、二次调频同时进行, 中间不存在稳态过程。 $t_2=1.447$ s 频率无差调节结束, 由公式(4)可知, 此时仍然存在功率缺额。本文所提控制策略开始作用, $d(\Delta\omega)/dt$ 下降, 达到幅值 -8.096 后升高, 控制策略补发功率缺额, 实现无差调节。

相比于传统 VSG 一次调频, 具有 ASDC 的 VSG

二次调频存在两次 $d(\Delta\omega)/dt$ 波动, 第一次变化产生的原因与传统 VSG 一次调频相同, 是由于负荷发生波动后, 一次调频参与控制引起的。由于一次调频的局限性, 调频结束后 $\Delta f \neq 0$, 存在频率偏差。当采用本文所提的控制策略, 在一次调频稳定后, 将二次调频控制回路投入 VSG 中, 从而出现第二次 $d(\Delta\omega)/dt$ 波动, 实现无差调频。

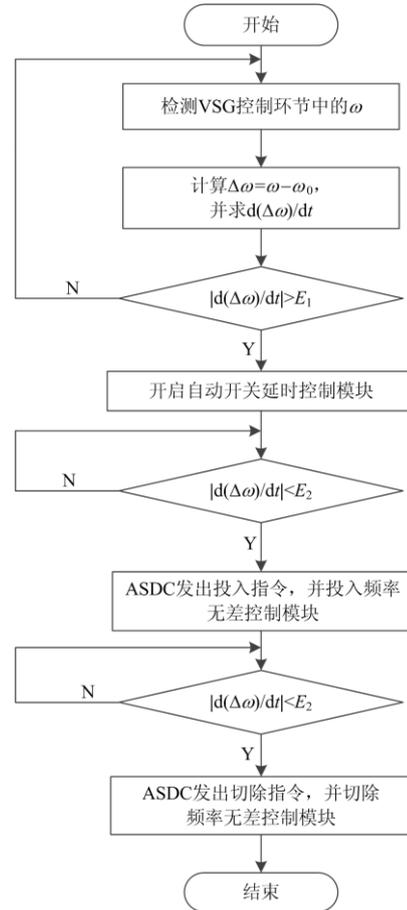


图 5 自动开关延时控制模块的控制流程图

Fig. 5 Control flow chart of automatic switch delay control module

对于传统 VSG 二次调频, 由于其控制回路没有增加 ASDC 控制模块, 一、二次调频存在耦合, 因此两次调频之间不存在 $d(\Delta\omega)/dt$ 为零情况, 不利于功率分配。在本文所提控制策略下, 由于二次调频控制回路受 ASDC 控制, 一开始运行时没有投入二次调频控制回路, 因此存在 $d(\Delta\omega)/dt$ 为零的情况。

设定 ASDC 启动阈值 E_1 , 即 $|d(\Delta\omega)/dt| > E_1$, 此时开启 ASDC 控制模块。设定 ASDC 投切阈值 E_2 , 在 VSG 第一次 $|d(\Delta\omega)/dt| < E_2$ 作为 ASDC 投入判据, 在 VSG 第二次 $|d(\Delta\omega)/dt| < E_2$ 作为 ASDC 切除判据, 并关闭 ASDC。

选取合适的 E_1 和 E_2 是 ASDC 控制模块实现的关键。 E_1 作为 ASDC 控制模块启动阈值, 主要反映负荷是否发生波动。当系统参数一定时, 由公式(8)可知, $d(\Delta\omega)/dt$ 与 $P_{in}-P_{out}$ 有关。当发生负荷波动时, 由于 P_{in} 的改变, 直接引起 $d(\Delta\omega)/dt > 0$, 然而在控制装置实际运行时积分器存在误差累积, 使 $d(\Delta\omega)/dt$ 发生微小波动。启动阈值 E_1 过大, 可能出现发生负荷波动时 ASDC 拒动, E_1 过小, 会造成正常稳定干扰情况下的误动。为了有效解决运行误差造成的干扰, 本文取 $E_1=(P_{in}-P_{out})/2J_{\omega}\omega_0$, 即负荷波动量的一半为启动阈值。 E_2 作为 ASDC 控制模块动作/结束阈值, 主要反映负荷是否达到平衡状态。由公式(10)可知, 当在稳态和负荷波动终止时刻 $d(\Delta\omega)/dt=0$, 因此 E_2 应取 0。但由于输出误差的存在, E_2 过大, 会造成 ASDC 误动, E_2 过小, 当存在外界干扰时, ASDC 会持续动作结束, 使控制紊乱。为了解决上述问题, 本文 E_2 取实际稳态时 $d(\Delta\omega)/dt$ 的值, 由图 4 可知 $E_2=0.13$ 。

3 系统稳定性和功率分配分析

为了说明比例积分系数 K 的引入对于系统稳定性的影响, 以及确定 K 的取值范围, 本节建立离网运行下的微网小信号模型, 如图 6 所示。 $E_0 \angle \theta$ 为

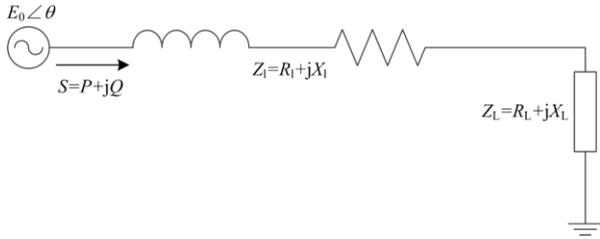


图 6 离网模式下的微电网等效电路图

Fig. 6 Equivalent circuit diagram of microgrid in off-grid mode

VSG 控制下逆变器输出电压; $S=P+jQ$ 为逆变器输送功率; $Z_i=R_i+jX_i$ 为线路阻抗; $Z_L=R_L+jX_L$ 为负荷阻抗。为后续分析方便将线路阻抗与负荷阻抗统称 $Z=R+jX$, 其中, $R=R_i+R_L$, $X=X_i+X_L$ 。

逆变器输出的功率可表示为^[31]

$$\begin{cases} P = \frac{E^2}{R^2 + X^2} [2X \sin \theta \cdot \cos \theta + R(\cos^2 \theta - \sin^2 \theta)] \\ Q = \frac{E^2}{R^2 + X^2} [2R \sin \theta \cdot \cos \theta - X(\cos^2 \theta - \sin^2 \theta)] \end{cases} \quad (11)$$

对上式进行线性化, 可得系统有功功率和无功功率的小信号模型为

$$\begin{cases} \Delta P = \frac{\partial P}{\partial \theta} \Delta \theta + \frac{\partial P}{\partial E} \Delta E = \frac{2E^2}{R^2 + X^2} (X \cos 2\theta - R \sin 2\theta) \Delta \theta + \frac{2E}{R^2 + X^2} (R \cos 2\theta + X \sin 2\theta) \Delta E \\ \Delta Q = \frac{\partial Q}{\partial \theta} \Delta \theta + \frac{\partial Q}{\partial E} \Delta E = \frac{2E^2}{R^2 + X^2} (R \cos 2\theta + X \sin 2\theta) \Delta \theta + \frac{2E}{R^2 + X^2} (R \sin 2\theta - X \cos 2\theta) \Delta E \end{cases} \quad (12)$$

为了分析便利, 上式还可简化为

$$\begin{cases} \Delta P = A \Delta \theta + B \Delta E \\ \Delta Q = C \Delta \theta + D \Delta E \end{cases} \quad (13)$$

式中, A 、 B 、 C 、 D 为对应系数, 结合公式(12), 可得 VSG 功率外环的小信号模型如图 7 所示。

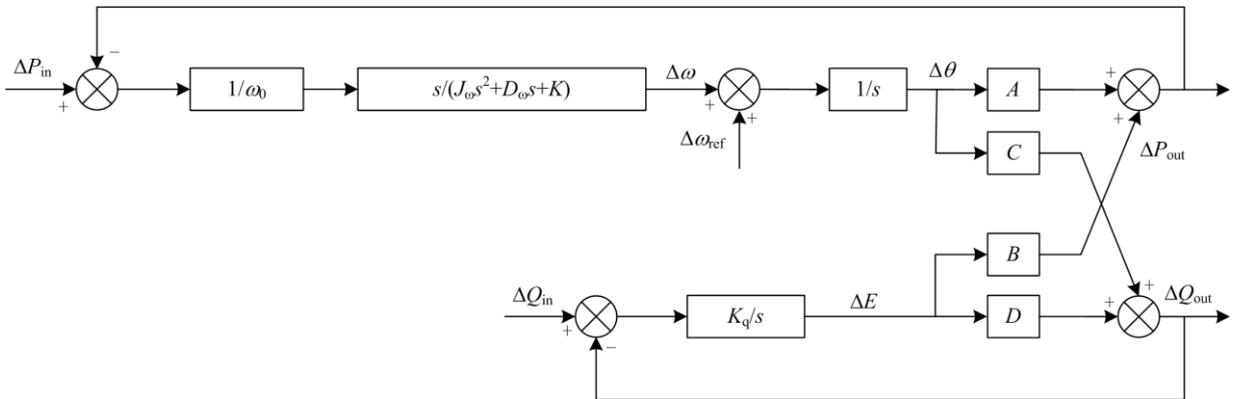


图 7 VSG 功率外环的小信号模型

Fig. 7 Small signal model of VSG power outer ring

本文研究主要为有功-频率的调节, 对无功-电压的稳定不做过多分析。由图 7 可得系统的有功环路闭环传递函数为

$$G_2 = \frac{A}{J_\omega \omega_0 s^2 + D_\omega \omega_0 s + K \omega_0 + A} \quad (14)$$

为了分析比例积分系数 K 的引入对于系统稳定性的影响, 将上式进行变形。

$$s^2 + \frac{D_\omega}{J_\omega} s + \frac{K}{J_\omega} + \frac{A}{J_\omega \omega_0} = 0 \quad (15)$$

式(15)为式(14)的特征方程。对于参数 J_ω 、 D_ω 的选取已有众多文献提到, 本文不再多述。当 J_ω 、 D_ω 唯一确定时, 以 K 为开环增益的开环传递函数可表示为

$$G_3 = \frac{K}{J_\omega s^2 + D_\omega s + \frac{A}{\omega_0}} \quad (16)$$

图 8 为式(16)随增益 K 增大的系统根轨迹图, 在引入比例积分系数 K 之后, 系统有一对共轭复根, 随着 K 的增大, 系统根轨迹始终位于虚轴的左侧, 因此系统引入 K 之后, 不会影响自身的稳定性, 但随着 K 的增大, 系统远离实轴, 超调增大, 可能会造成系统功率的超调和振荡。因此 K 的取值需要综合考虑虚拟同步机的参数、暂态响应速度等方面的影响。

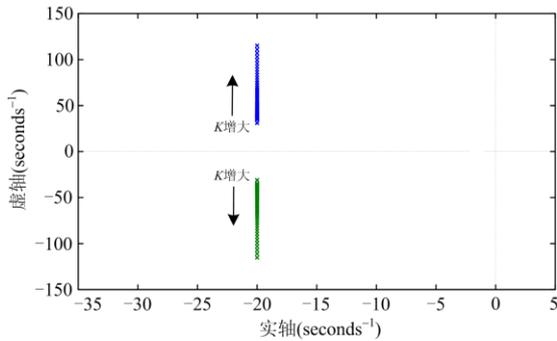


图 8 系统根轨迹图

Fig. 8 System root locus diagram

本文所提控制策略的核心是根据衰减角速度扰动变化量来实现频率跟踪, 通过投切控制回路实现频率恢复, 因此 K 的取值应该考虑系统角频率开环传递函数的环路增益要求。由于系统处于低频段, 公式(1)的环路增益可近似表示为

$$T_1 = \frac{A}{K \omega_0} \quad (17)$$

为使角频率满足环路增益衰减条件, 令 $T_1 =$

$\frac{A}{K \omega_0} \leq 1$, 即可得到 K 的取值范围如式(18)。

$$K \geq \frac{A}{\omega_0} \quad (18)$$

此外, 经过上面分析可知, 随着 K 的增大, 频率超调增大。为了更好地模拟同步发电机的频率响应特性, K 的取值不能太大。图 9 是 K 在变化区间为 [200, 2000] 时系统开环传递函数波特图, 由图 9 可以看出: 随着 K 的增大, 系统对于扰动分量的衰减能力不断增强, 但同时也面临着系统超调变大的风险。本文在令 $T_1=0.12$ 时选取 K 值上限, 由此可得 K 的取值范围为 $[A/\omega_0, A/0.12\omega_0]$ 。当 K 在此上下限之间取值时, 既可以提高系统对于扰动变量衰减的要求, 也可以保证频率波动在允许范围内, 有利于系统稳定。

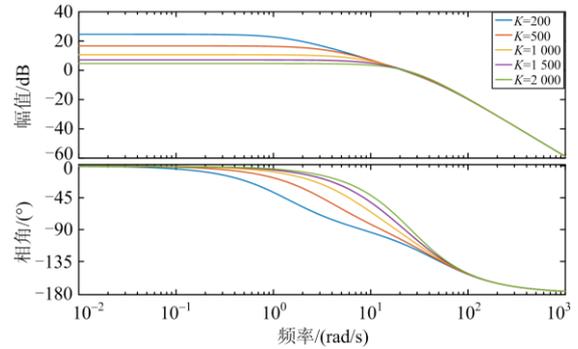


图 9 系统开环传递函数波特图

Fig. 9 Baud diagram of the system's open-loop transfer function

传统微电网中存在多台 VSG 并联运行。为了实现微电网整体经济运行, 各 VSG 在实现频率无差调节的过程中, 应保证其输出功率按照自身额定容量成比例分配负荷。相比于传统 VSG 无差调频控制, 本文所提控制策略在整个补偿过程中都能满足 VSG 功率按容量比分配。

本文以两台 VSG 为例, 对 VSG 功率分配策略进行分析。根据公式(4)频率与功率的暂态变化方程可知, 当 D_ω 、 K_P 和 J_ω 等相关参数的选取不同时, 会造成两台 VSG 的 ω_1 和 ω_2 不相同, 进而无法保证在整个调节过程中 $\omega_1 - \omega_0$ 和 $\omega_2 - \omega_0$ 的相同, 因此实现功率均分的第一个条件为: $D_{\omega 1} = 2D_{\omega 2}$ 、 $K_{P1} = 2K_{P2}$ 、 $J_{\omega 1} = 2J_{\omega 2}$ 和 $P_{ref1} = 2P_{ref2}$ 。

由公式(4)可知, 在处于稳态时刻, 两台 VSG 并联的频率与功率暂态变化方程可表示为

$$\begin{cases} \omega_1 - \omega_0 = \frac{P_{ref1} - P_{out1}}{D_{\omega 1} - K_{P1}} \\ \omega_2 - \omega_0 = \frac{P_{ref2} - P_{out2}}{D_{\omega 2} - K_{P2}} \end{cases} \quad (19)$$

当满足均分条件一的情况下, 如果在调节过程

中还满足 $\omega_1 - \omega_0 = \omega_2 - \omega_0$ ，则可得出

$$(P_{ref1} - P_{out1}) = 2(P_{ref2} - P_{out2}) \quad (20)$$

即 $P_{out1} = 2P_{out2}$ ，实现负荷功率按额定容量分配。因此条件二为： $\omega_1 - \omega_0 = \omega_2 - \omega_0$ 。

由图 4 可知，在没有 ASDC 控制的频率无差调频控制策略中，由于一次调频控制的动态响应速度慢，一、二次调频耦合，当二次调频控制回路的纯积分模块存在误差累积时，无法保证条件 $\omega_1 - \omega_0 = \omega_2 - \omega_0$ 的满足，进而破坏各 VSG 的出力分配，严重时会造成系统失稳。

本文所提的控制策略在一次调频结束后才投入二次调频控制回路，实现一、二次调频解耦，两次调频间隔时存在 $\Delta\omega = \omega_1 - \omega_0 = \omega_2 - \omega_0 = 0$ ，解决了积分器误差累积造成的 $\Delta\omega_1 \neq \Delta\omega_2$ 的情况。同时保证两次调频之间互不影响，即在整个调节过程中一直保持 $\Delta\omega_1 = \Delta\omega_2$ ，使各 VSG 输出功率按容量比分配。

4 仿真结果分析

为了验证本文所提控制策略的可行性以及有效性，以两台 VSG 为例，建立 Matlab/Simulink 仿真模型，系统仿真参数如表 1 所示。

表 1 仿真参数

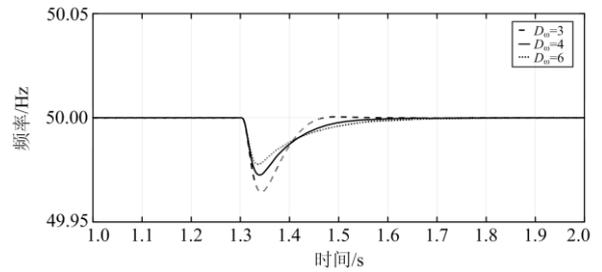
Table 1 Simulation parameters

参数	VSG1	VSG2
额定有功功率 P_{ref}/kVA	15	30
转动惯量 $J_\omega/(\text{kg}\cdot\text{m}^2)$	40	80
阻尼系数 $D_\omega/(\text{N}\cdot\text{m}\cdot\text{s}/\text{rad})$	1×10^5	2×10^5
积分参数 K	10	10
滤波电感 L/mH	5	5
滤波电容 $C/\mu\text{F}$	465	465
滤波电感等效电阻 R/Ω	0.4	0.4
额定角速度 $\omega_N/(\text{rad}/\text{s})$	314.15	314.15

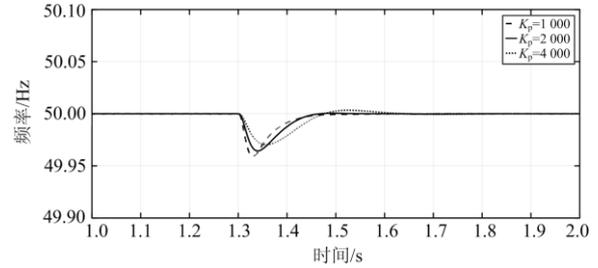
4.1 系数 D_ω 、 K_P 、 K 对于频率动态性能的影响

初始时刻负荷功率为 30 kW，VSG1、VSG2 均运行在额定运行状态，系统频率稳定在 50 Hz。 $t=1.3\text{ s}$ 时系统负荷突增，频率开始下降，VSG 开始进行调频。以一台 VSG 的输出频率为例，为了更好地验证 1.2 节中所提 D_ω 、 K_P 对系统频率的影响，本文采用改进 VSG 无差调频控制，分别对 $D_\omega=3、4、6$ 和 $K_P=1\ 000、2\ 000、3\ 000$ 进行仿真验证，积分系数分别取 $K=5、10、25、50$ 进行仿真。仿真结果如图 10 所示。

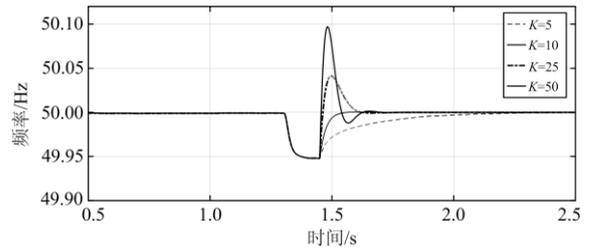
由图 10(a)、图 10 (b)可以看出：当只改变 D_ω 或者 K_P 的取值时，随着 D_ω 、 K_P 的增大，系统频率下降幅度减小，但是稳定需要的时间较长且频率波动越大，与 1.2 中理论分析结果一致。



(a) D_ω 对频率的影响



(b) K_P 对频率的影响



(c) K 对频率的影响

图 10 不同参数下频率波动曲线

Fig. 10 Frequency fluctuation curve under different parameters

由图 10(c)可以看出：在 D_ω 、 K_P 一定的情况下，随着 K 的增加，频率响应速度加快，恢复时间缩短，但是随着 K 的增加，频率波动增大，当 $K=50$ 时，系统出现频率超调现象。仿真结果与第 3 节对 K 的理论分析一致。因此，正确选择阻尼系数 D_ω 、有功功率调节系数 K_P 和比例系数 K ，对于保证系统良好的频率动态性能具有重要意义。

4.2 不同频率控制策略与具有 ASDC 的 VSG 控制策略对比分析

初始时刻，VSG1、VSG2 并联运行在额定状态，共同带载 30 kW。 1.3 s 时刻，投入负荷 15 kW，分别采用下垂控制、传统 VSG 一次调频、传统 VSG 二次调频和本文所提的具有 ASDC 的 VSG 无差调频控制进行仿真分析。仿真结果如图 11 所示。

由图 11 可以看出：稳态运行时，两台 VSG 按照容量均分负荷，系统稳定，频率保持在 50 Hz。 $t=1.3\text{ s}$ ，负荷增加，频率下降，系统进行调频。当系统采用下垂控制时，由于控制策略中没有引入转动惯量常数 J_ω ，发生频率波动时，频率快速下滑，

其波动幅度在四种频率控制策略中最大, 不利于系统稳定运行。相比于下垂控制, 传统 VSG 一次调频控制策略中引入转动惯量常数 J_{ω} 、阻尼系数 D_{ω} , 频率在波动时变化速率降低, 虽然在一定程度上抑制了频率波动, 但由于没有频率反馈回路, 频率无法回到初始值。当系统的负荷波动较大时, 仅靠一次调频无法满足系统稳定性要求。

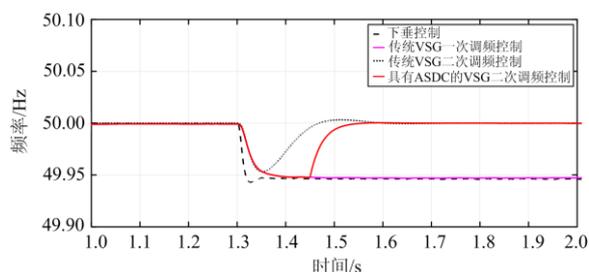


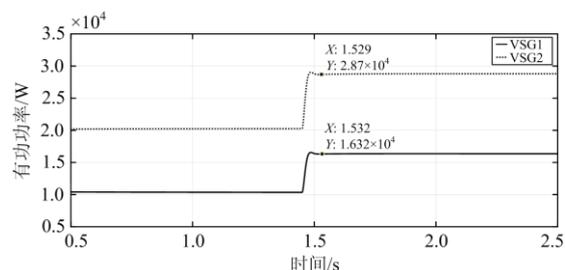
图 11 不同控制策略的频率波动对比图

Fig. 11 Comparison chart of frequency fluctuation of different control strategies

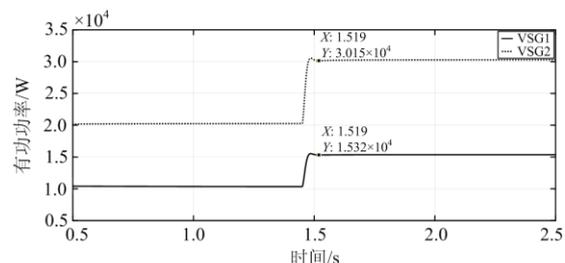
当采用传统 VSG 频率无差调节时, 由于二次调频控制回路没有加任何控制, 一次调频的动态响应速度较慢, 将会与二次调频产生耦合, 如图 11 所示, 在一次调频还未结束时, 二次调频已经开始, VSG 的惯性支持没有完全体现。本文所提的改进 VSG 无差调频控制策略, 由于在二次调频控制回路引入 ASDC 控制模块, 通过 ASDC 的控制判断频率控制回路的投切, 从而实现了 VSG 的一、二次调频解耦控制, 有利于实现系统功率按比例分配。此外本文提出的改进 VSG 无差调频控制与传统控制具有相同的频率波动, 且频率稳定速度更快。

图 12(a)是传统 VSG 控制策略作用下有功功率变化曲线。初始运行时, VSG1、VSG2 按照容量比例分配, $P_1=10 \text{ kW}$ 、 $P_2=20 \text{ kW}$ 。1.3 s 时系统增加有功负荷 15 kW, 传统 VSG 控制策略由于一、二次调频存在较强的耦合性, 在频率调节过程中破坏了各 VSG 之间的负荷分配, 如图 12(a)的游标数据可知, 当系统频率再次稳定时, 第一台发电机的功率 P_{VSG1} 为 16.32 kW, 第二台发电机的功率 P_{VSG2} 为 28.7 kW, 功率比为 $P_{VSG2}/P_{VSG1}=1.75$, 不再是严格的容量比。图 12(b)为改进 VSG 控制策略下的仿真图, $t=1.3 \text{ s}$ 时, 由于二次调频控制回路引入 ASDC 控制模块, 当一次调频结束后, ASDC 控制模块才将二次调频控制回路投入系统。一、二次调频互不干扰, 不存在耦合现象, 当达到稳定时频率再次实现均分。稳态时第一台发电机的功率 P_{VSG1} 为 15.32 kW, 第二台发电机的功率 P_{VSG2} 为 30.01 kW,

功率比为 $P_{VSG2}/P_{VSG1}=1.96$, 实现系统功率按容量比例分配。



(a) 传统频率无差控制下系统有功功率变化曲线



(b) 改进频率无差控制下系统有功功率变化曲线

图 12 传统与改进频率无差控制下系统有功功率变化曲线

Fig. 12 Variation curve of active power of the system under traditional and improved frequency no-difference control

由上述分析可知, 仿真结果与理论分析结果相同。当 VSG 的二次调频控制回路中加入 ASDC, 系统在调频过程中可以实现一、二次频率的解耦, 在满足频率无差调节的前提下实现各 VSG 输出功率按比例分配。

5 结论

为解决传统 VSG 无差调频控制中存在的一、二次调频耦合和频率分配不均问题。本文提出了一种自动开关延时的 VSG 无差调频控制策略。1) 相比于传统 VSG 频率无差控制策略, 本文提出的控制策略可根据 $d(\Delta\omega)/dt$ 的变化, 自动实现一次调频和二次调频的切换, 解决了 VSG 频率调节时的调频耦合问题以及传统积分模块控制下频率恢复造成的输出功率不均分问题。2) 搭建系统小信号模型, 对系统参与二次调频过程进行稳定性分析, 结果表明, 积分系数 K 的引入不影响原先系统的稳定性, 但 K 值的选取将影响系统频率响应, 因此系数 K 的选取应综合考虑虚拟同步机的参数、暂态响应速度和系统储能容量等方面的影响。3) 为了体现本文改进 VSG 控制策略比传统 VSG 控制更优越, 在仿真模型中加入下垂控制、VSG 一次调频控制和传统 VSG 无差调频控制进行对比分析, 仿真结果表明, 本文所提的控制策略在频率恢复、调频解耦和功率分配

方面具有优越性, 与理论分析相一致。

参考文献

- [1] 孙建龙, 窦晓波, 张子仲, 等. 直流对等式微电网混合储能系统协调控制策略[J]. 电工技术学报, 2016, 31(4): 194-202.
SUN Jianlong, DOU Xiaobo, ZHANG Zizhong, et al. DC peer-to-peer coordinated control strategy of hybrid energy storage system for microgrid[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(4): 194-202.
- [2] 杨晓梅, 刘欢, 闻枫, 等. 光伏微电网孤岛运行模式下冲击负荷跟踪补偿控制[J]. 电力科学与技术学报, 2019, 34(4): 115-122.
YANG Xiaomei, LIU Huan, WEN Feng, et al. Tracking and compensating control of impulse load for PV microgrid in the islanding operation mode[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019, 34(4): 115-122.
- [3] 张国荣, 丁晓通, 彭勃, 等. 交直流混合微电网互联变流器改进控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(14): 50-58.
ZHANG Guorong, DING Xiaotong, PENG Bo, et al. Improved control strategy for an AC/DC hybrid microgrid interlinking converter[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(14): 50-58.
- [4] 曾正, 赵荣祥, 汤胜清, 等. 可再生能源分散接入用先进并网逆变器研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(24): 1-12.
ZENG Zheng, ZHAO Rongxiang, TANG Shengqing, et al. An overview on advanced grid-connected inverters used for decentralized renewable energy resources[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(24): 1-12.
- [5] 祝钧, 李瑞生, 毋炳鑫, 等. 交直流混合微电网接口变流器虚拟同步发电机控制方法[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(11): 28-34.
ZHU Jun, LI Ruisheng, WU Bingxin, et al. Virtual synchronous generator operation of interlinking converter between AC and DC microgrids[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(11): 28-34.
- [6] 解东, 杨欢红, 丁宇涛, 等. 基于逆变器直流侧电流控制的微网无幅差控制[J]. 电力科学与技术学报, 2020, 35(4): 107-113.
XIE Dong, YANG Huanhong, DING Yutao, et al. Non-amplitude difference control of microgrid based on DC-side current control of inverter[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2020, 35(4): 107-113.
- [7] 王珍意, 黄文杰, 赵川, 等. 含分布式电源的中压柔性直流配电网研究[J]. 电力科学与技术学报, 2020, 35(1): 102-108.
WANG Zhenyi, HUANG Wenjie, ZHAO Chuan, et al. Research on flexible medium voltage DC distribution network with distributed generation[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2020, 35(1): 102-108.
- [8] 颜湘武, 吕佳伟, 贾焦心, 等. 双级式有功备用光伏虚拟同步机控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(15): 61-68.
YAN Xiangwu, LÜ Jiawei, JIA Jiaoxin, et al. Two-stage active standby photovoltaic virtual synchronous machine control strategy[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(15): 61-68.
- [9] BEVRANI H, ISE T, MIURA Y. Virtual synchronous generators: a survey and new perspectives[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2014, 54: 244-254.
- [10] LIU J, YANG D, YAO W, et al. PV-based virtual synchronous generator with variable inertia to enhance power system transient stability utilizing the energy storage system[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2017, 2(4): 429-437. DOI: 10.1186/s41601-017-0070-0.
- [11] 奚鑫泽, 徐志, 洪灏灏, 等. 不平衡电压下 VSG 无锁相环并网及运行控制策略[J]. 电力工程技术, 2019, 38(3): 80-86.
XI Xinze, XU Zhi, HONG Haohao, et al. Control strategies of grid-connection and operation based on virtual synchronous generator without phase-lock loop under unbalanced grids[J]. Electric Power Engineering Technology, 2019, 38(3): 80-86.
- [12] 郑天文, 陈来军, 陈天一, 等. 虚拟同步发电机技术及展望[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(21): 165-175.
ZHENG Tianwen, CHEN Laijun, CHEN Tianyi, et al. Review and prospect of virtual synchronous generator technologies[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(21): 165-175.
- [13] ALIPOOR J, MIURA Y, ISE T. Power system stabilization using virtual synchronous generator with alternating moment of inertia[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2015, 3(2): 451-458.
- [14] LU L, CHU C. Consensus-based secondary frequency and voltage droop control of virtual synchronous generators for isolated AC micro-grids[J]. IEEE Journal on Emerging and Selected Topics in Circuits and Systems, 2015, 5(3): 443-455.
- [15] 谢卫才, 王世豪, 何力, 等. 一种基于虚拟同步发电机的多逆变器微电网频率无差调节策略[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(18): 169-175.
XIE Weicai, WANG Shihao, HE Li, et al. A frequent deviation-free regulation strategy of microgrid based on the VSG of multi-inverter[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(18): 169-175.
- [16] LIU J, MIURA Y, ISE T. Comparison of dynamic characteristics between virtual synchronous generator and droop control in inverter-based distributed generators[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2016, 31(5): 3600-3611.

- [17] TORRES L M A, LOPES L A C, MORAN T L A, et al. Self-tuning virtual synchronous machine: a control strategy for energy storage systems to support dynamic frequency control[J]. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2014, 29(4): 833-840.
- [18] 张宇华, 赵晓轲, 方艺翔. 独立微网中虚拟同步发电机的频率自恢复控制策略[J]. *电网技术*, 2019, 43(6): 2125-2131.
ZHANG Yuhua, ZHAO Xiaoke, FANG Yixiang. Research on frequency self-recovery control for virtual synchronous generator in island microgrid[J]. *Power System Technology*, 2019, 43(6): 2125-2131.
- [19] 程之隆, 李岚, 吴雷, 等. 基于 VSG 的并网型直驱永磁风力发电的频率调节[J]. *电测与仪表*, 2020, 57(18): 103-109.
CHEN Zhilong, LI Lan, WU Lei, et al. Frequency adjustment of grid-connected direct-drive permanent magnet wind power generation based on VSG[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2020, 57(18): 103-109.
- [20] 莫槟滔, 陈峦, 井实, 等. 基于 NCD 优化的光-火微网频率控制方法研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2017, 45(13): 14-20.
MO Bintao, CHEN Luan, JING Shi, et al. Research on frequency control for solar-thermal microgrid based on NCD[J]. *Power System Protection and Control*, 2017, 45(13): 14-20.
- [21] 耿少博, 顾乔根, 常风然, 等. 交直流混合配电网分布式无功电压互动控制策略[J]. *电力工程技术*, 2019, 38(4): 26-33.
GENG Shaobo, GU Qiaogen, CHANG Fengran, et al. Distributed reactive voltage and voltage interactive control strategy for AC/DC hybrid distribution network[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2019, 38(4): 26-33.
- [22] 宋波, 杨峰, 易航. 分布式控制的多模块并联电流型双向直流—直流变换器[J]. *高压电器*, 2019, 55(2): 171-175, 182.
SONG Bo, YANG Feng, YI Hang. Bidirectional DC-DC converter of multi-module shunt current-mode with distributed control[J]. *High Voltage Apparatus*, 2019, 55(2): 171-175, 182.
- [23] 苗长越, 王维庆, 王海云, 等. 光伏接入对系统小干扰稳定的影响研究[J]. *高压电器*, 2019, 55(7): 211-215.
MIAO Changyue, WANG Weiqing, WANG Haiyun, et al. Research of the influence of photovoltaic access on small disturbance stability of the system[J]. *High Voltage Apparatus*, 2019, 55(7): 211-215.
- [24] CADY S T, ZHOLBARYSSOV M, DOM ÍNGUEZ-GARCÍA A D, et al. A distributed frequency regulation architecture for islanded inertialess AC microgrids[J]. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 2017, 25(6): 1961-1977.
- [25] YAO J, YU M, GAO W, et al. Frequency regulation control strategy for PMSG wind-power generation system with flywheel energy storage unit[J]. *IET Renewable Power Generation*, 2017, 11(8): 1082-1093.
- [26] 徐诚, 刘念, 赵泓, 等. 基于电力系统二次调频原理的微电源频率控制策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2013, 41(3): 14-20.
XU Cheng, LIU Nian, ZHAO Hong, et al. A novel frequency control strategy of micro-grid based on the secondary frequency regulation of power system[J]. *Power System Protection and Control*, 2013, 41(3): 14-20.
- [27] 李斌, 周林, 余希瑞, 等. 基于改进虚拟同步发电机算法的微网逆变器二次调频方案[J]. *电网技术*, 2017, 41(8): 2680-2687.
LI Bin, ZHOU Lin, YU Xirui, et al. Secondary frequency regulation for microgrid inverters based on improving virtual synchronous generator[J]. *Power System Technology*, 2017, 41(8): 2680-2687.
- [28] 阳建, 刘勇, 盘宏斌, 等. 基于虚拟同步机的微网逆变器无频差控制[J]. *电网技术*, 2016, 40(7): 2001-2008.
YANG Jian, LIU Yong, PAN Hongbin, et al. Method of frequent deviation-free control of microgrid inverter based on virtual synchronous generator control[J]. *Power System Technology*, 2016, 40(7): 2001-2008.
- [29] 洪灏灏, 顾伟, 潘静, 等. 具有延时开关特性的多 VSG 微电网频率恢复控制策略[J]. *供用电*, 2019, 36(4): 18-23.
HONG Haohao, GU Wei, PAN Jing, et al. Frequency recovery control strategy for multi-VSG microgrid with time-delay switching characteristics[J]. *Utilization & Distribution*, 2019, 36(4): 18-23.
- [30] ACHARYA S, MOURSI M S E, HINAI A A. Coordinated frequency control strategy for an islanded microgrid with demand side management capability[J]. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2018, 33(2): 639-651.
- [31] 孟建辉, 王毅, 石新春. 基于虚拟同步发电机的分布式逆变电源控制策略及参数分析[J]. *电工技术学报*, 2014, 29(12): 1-10.
MENG Jianhui, WANG Yi, SHI Xinchun, et al. Control strategy and parameter analysis of distributed inverters based on VSG[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2014, 29(12): 1-10.

收稿日期: 2020-08-10; 修回日期: 2020-11-03

作者简介:

孙亮(1973—), 男, 硕士, 副教授, 研究方向为电力系统运行与控制; E-mail: sunliang@neepu.edu.cn

杨晓飞(1996—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为微电网逆变器控制。E-mail: yxflym@163.com

(编辑 葛艳娜)