

DOI: 10.13234/j.issn.2095-2805.2025.2.142

中图分类号: TM273

文献标志码: A

混合储能虚拟同步机频率优化调节研究

邓 鹏¹, 杨沛豪²

(1.荆楚理工学院新能源学院, 荆门 448000; 2.西安热工研究院有限公司, 西安 710054)

摘要: 对蓄电池与超级电容组成的混合分布式储能虚拟同步机控制系统进行改进。提出混合储能功率分配原则, 根据不同频段设计分频滑动滤波方法, 针对不同频率的功率波动, 对虚拟转动惯量进行分段改进, 实现蓄电池与超级电容协调配合。针对传统虚拟同步机无法抑制频率振荡的问题, 对虚拟阻尼系数进行改进, 采用自适应虚拟阻尼, 提高控制系统在发生频率振荡时的调节能力。通过 MATLAB 对所提控制策略进行仿真验证, 结果表明: 对混合储能虚拟同步机进行分频控制, 当负荷发生无规律波动时, 超级电容及时响应高频功率波动, 蓄电池平抑低频功率, 可以实现蓄电池与超级电容协调配合。当面对突减、突增 10 kW 负荷时, 采用自适应虚拟阻尼可以应对混合储能因为负载功率波动引起的有功出力频率振荡, 频率超调量控制在 0.06 Hz 以内。所提控制策略面对功率突增、突减工况均可实现频率小偏差调节。

关键词: 混合分布式储能; 虚拟同步机; 分段虚拟惯量; 自适应虚拟阻尼

Research on Frequency Optimal Regulation of Hybrid Energy Storage Virtual Synchronous Generator

DENG Peng¹, YANG Peihao²

(1. College of New Energy, Jingchu University of Technology, Jingchu University of Technology, Jingmen 448000, China; 2. Xi'an Thermal Power Research Institute Co., Ltd., Xi'an 710054, China)

Abstract: The control system for hybrid distributed energy storage virtual synchronous generator (VSG) composed of a battery and a supercapacitor is improved. A principle for the power allocation of hybrid energy storage is proposed, and a frequency division sliding filter method is designed according to different frequency bands. In view of the power fluctuations of different frequencies, the virtual moment of inertia is piecewise improved to achieve the coordination between the battery and the supercapacitor. Aimed that the problem that the traditional VSG cannot suppress the frequency oscillations, the virtual damping coefficient is modified, and adaptive virtual damping is used to improve the regulation capability of the control system when the frequency oscillations occur. MATLAB is used to verify the proposed control strategy through simulations. Results show that the hybrid energy storage VSG can be controlled in terms of frequency, i.e., when the load fluctuates irregularly, the supercapacitor responds to the high-frequency power fluctuation in time while the battery suppresses the low-frequency power, thus realizing the coordination between the battery and the supercapacitor. When faced with a sudden decrease or increase of 10 kW load, adaptive virtual damping can be used to deal with the frequency oscillations of active output caused by load power fluctuations of hybrid energy storage, and the frequency overshoot is controlled within 0.06 Hz. As a result, the proposed control strategy can adjust the small deviation of frequency regardless of the sudden increase or decrease of power.

Keywords: Hybrid distributed energy storage; virtual synchronous generator (VSG); piecewise virtual inertia; adaptive virtual damping

收稿日期: 2022-04-01; 修回日期: 2022-05-30; 录用日期: 2022-06-21; 网络首发日期: 2022-08-30

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51671149); 湖北省自然科学基金资助项目(2020CFB559)

This work is supported by National Natural Science Foundation of China under the grant 51671149; Natural Science Foundation of Hubei Province under the grant 2020CFB559

大规模储能技术是我国能源变革的关键技术支撑之一, 其作为稳定电源点可以为电网提供调峰、调频、应急响应等多种辅助服务, 近年来受到

了业内的广泛关注^[1-2]。分布式混合储能系统由蓄电池与超级电容组成, 具有功率调节迅速、应用模式多样等优点^[3]。

为了实现电能双向流通, 采用换流装置将储能与电网连接^[4]。为了实现混合储能系统最优控制, 文献[5]通过小波包分解法获取功率调节匹配信号, 根据混合储能中不同储能装置充、放电特点确定最优分解层次, 实现混合储能最优功率分配; 文献[6]根据蓄电池及超级电容荷电状态不同, 将功率波动按照不同响应区间进行划分, 通过模糊控制方法实现功率平滑控制; 文献[7]提出1种利用 Logistic 函数实现混合储能自适应调频的换流器控制方法, 兼顾储能调频能力及荷电状态自恢复需求。

常规储能系统无法为电网提供惯性与阻尼支撑, 不能参与到频率调节中^[8]。为了使储能换流器控制系统具备与同步电机相同的转动惯量和阻尼, 使其像同步发电机一样参与到电网频率和电压的调节中, 采用虚拟同步机 VSG(virtual synchronous generator)技术已经成为行业热点^[9-10]。文献[11]提出1种利用 VSG 控制实现储能装置稳定充、放电的控制方案, 使得直流储能装置可以稳定接入交流微网, 参与到电网频率调节中; 文献[12]研究储能容量约束条件下 VSG 虚拟惯性和阻尼参数的取值范围, 分析储能充、放电功率限制对 VSG 一次调频和性能的影响; 文献[13]将虚拟惯量、虚拟阻抗与储能容量建立联系, 选择合适的参数来维持功率传输时换流器控制系统稳定。

为了解决混合储能控制系统无法实现超级电容与蓄电池储能精确分频控制, 混合储能换流器 VSG 控制系统无法抑制频率振荡的问题。本文首先定义基于蓄电池及超级电容的混合储能功率分配原则, 分析混合储能换流器 VSG 控制数学模型; 然后提出1种分别针对抑制混合储能高频功率扰动和中低频功率扰动的混合储能分频控制策略, 实现蓄电池与超级电容协调配合; 接着通过自适应调节虚拟阻尼来提高 VSG 控制系统在发生频率振荡时对频率的控制能力, 该自适应虚拟阻尼能够根据系统不同时刻功角变化自动调节; 最后通过 MATLAB/

Simulink 仿真对所提方案进行验证。

1 混合储能虚拟同步机控制策略

1.1 混合储能功率分配原则

图1为典型含有混合储能的网络拓扑结构。图中: P_{DG} 为负载有功出力; P_B 为蓄电池有功功率; P_C 为超级电容有功功率; P_L 为用电设备耗电功率; P_G 为交流主网输入功率。负载通过 DC-DC 换流器与直流母线相连, 由于其有功出力 P_{DG} 具有波动性, 因此需要配置由蓄电池和超级电容组成的混合储能设备, 通过调节蓄电池有功功率 P_B 、超级电容有功功率 P_C 来平抑 P_{DG} 波动。当交流大电网发生频率振荡事故时, 功率振荡信号通过 AC-DC 换流器传递至直流侧, 需要混合储能具备频率振荡抑制能力。

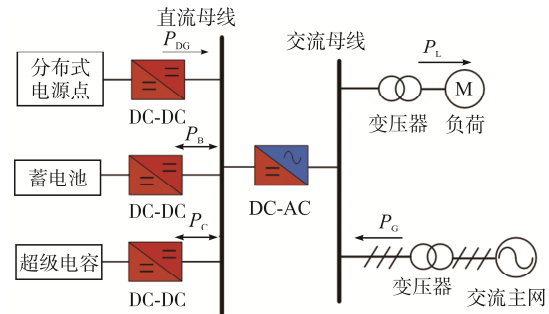


图1 含有混合储能的网络拓扑结构

Fig. 1 Topological structure of network with hybrid energy storage

在混合储能系统中, 蓄电池具有高能量密度特点但不适合频繁充、放电, 超级电容具有高功率密度优势。本文采用超级电容响应突变功率(即进行高频功率调节), 蓄电池响应中频率功率调节的混合储能功率分配原则, 超级电容和蓄电池功率调节量可分别表示为

$$\begin{cases} P_C = P_H \frac{sT_{SC}}{1+sT_{SC}} \\ P_B = P_H \frac{1}{1+sT_{SC}} \frac{sT_{SB}}{1+sT_{SB}} \end{cases} \quad (1)$$

式中: P_H 为混合储能总有功功率调节量; T_{SC} 、 T_{SB} 分别为超级电容、蓄电池高通滤波器时间常数; s 为微分算子。

P_H 经超级电容单极点高通滤波器后,可以得到对应高频功率调节量; P_H 分别经超级电容、蓄电池高通滤波后,可以得到蓄电池对应的中频率功率调节量。根据式(1)并引入电流 PI 控制环节可以得到混合储能功率分配控制框图,如图 2 所示。

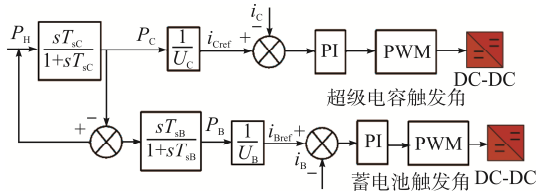


图 2 混合储能功率分配控制框图

Fig. 2 Control block diagram of power allocation for hybrid energy storage

由图 2 可见,经高通滤波后的 P_H 分为 P_C 和 P_B , 分别除以其端电压 U_C 、 U_B 得到端电流参考值 i_{Cref} 、 i_{Bref} , 端电流参考值与端电流当前值 i_c 、 i_b 作差后送至 PI 调节器,各自生成 PWM 波分别控制超级电容换流器晶闸管触发角和蓄电池换流器晶闸管触发角,实现混合储能功率分配控制。

1.2 VSG 控制

混合储能系统及分布式电源通过 DC-AC 换流器与交流母线连接,DC-AC 换流器采用 VSG 控制,可以使换流器具备惯性和阻尼特性。DC-AC 换流器拓扑及 VSG 控制流程如图 3 所示。图中: U_{dc} 为混合储能直流母线电压; U_{abc} 为混合储能交流侧输出三相电压; R_f 为滤波电阻; L_f 为滤波电感; C_f 为滤波电容; i_{abc} 为混合储能交流侧输出三相电流; L_g 为外接线路电感; R_g 为外接线路电阻; e_{abc} 为混

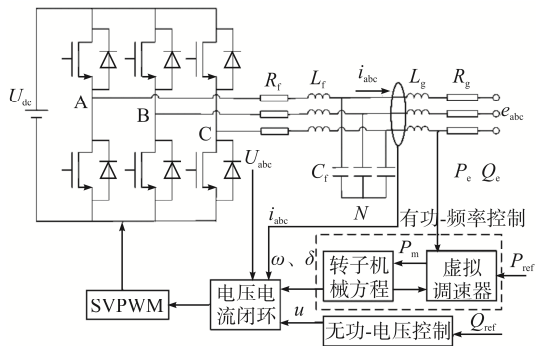


图 3 DC-AC 换流器拓扑及 VSG 控制流程

Fig. 3 DC-AC converter topology, and flow chart of VSG control

合储能并网点三相电压; P_c 为 VSG 输出有功功率; Q_c 为 VSG 输出无功功率; P_{ref} 为 VSG 输出有功功率参考值; Q_{ref} 为 VSG 输出无功功率参考值; P_m 为虚拟机械功率; ω 为虚拟角频率; δ 为虚拟功角; u 为虚拟内电势。

转子机械方程为

$$\begin{cases} \frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega}{2H} [T_m - T_c - D(\omega - \omega_0)] = \\ \frac{1}{2H} [P_{ref} - P_c - \omega D(\omega - \omega_0)] \\ \frac{d\delta}{dt} = \omega \end{cases} \quad (2)$$

式中: H 为 VSG 虚拟转动惯量; T_m 为 VSG 虚拟机械转矩, $T_m \approx P_m / \omega_0$; T_c 为 VSG 虚拟电磁转矩, $T_c \approx P_c / \omega_0$; D 为 VSG 虚拟阻尼系数; ω_0 为额定角频率。

DC-AC 换流器控制同样具有励磁调节惯性,无功调节方程为

$$\begin{cases} u = \Delta u + U_0 \\ \frac{d\Delta u}{dt} = k_q (Q_c - Q_{ref}) \end{cases} \quad (3)$$

式中: Δu 为虚拟内电势与额定电压之间的偏差; U_0 为额定电压有效值; k_q 为无功调节系数。

根据上述有功、无功调节方程可以得到换流器 VSG 控制框图,如图 4 所示。

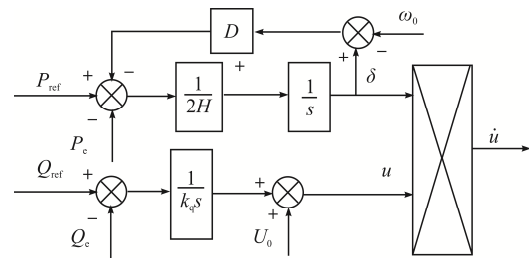


图 4 换流器 VSG 控制框图

Fig. 4 Block diagram of converter VSG control

2 混合储能分频控制策略

2.1 混合储能分频滑动滤波

根据文献[14]可得混合储能装置在不同频次功率扰动下的有功出力幅频特性,如图 5 所示。图中:

$P_{Bref}(s)$ 和 $P_{Cref}(s)$ 分别为平抑 P_{DG} 波动的蓄电池及超级电容输出功率参考值传递函数; ω_B 为蓄电池高通滤波器时间常数 T_{sB} 对应的角频率; ω_C 为超级电容高通滤波器时间常数 T_{sC} 对应的角频率; $H(j\omega)$ 为超级电容虚拟惯量。对于角频率 $\omega > \omega_C$ 的功率扰动(高频功率扰动), 无论 ω 多大, $P_{Bref}(s)$ 恒等于1, 这会造成输出信号波动范围过大, 从而引起高频信号判别频繁切换。

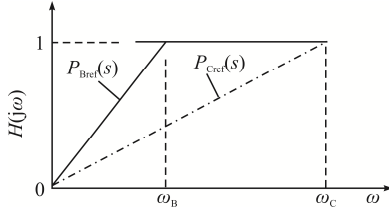


图5 混合储能频率传动伯德图

Fig. 5 Bode diagram of frequency drive for hybrid energy storage

基于此, 本文提出1种混合储能分频滑动滤波控制策略。首先对高通滤波器输出信号取绝对值, 接着采用滑动滤波器对控制信号进行处理。滑动滤波器是1种基于多数据点统计机理的滤波算法, 其对 $N-1$ 个数据采样点取平均值后作为当前的数据输出, 在完成最新数据采样后整体数据队列前移, 将 N 个数据采样点的平均值作为输出, 可表示为

$$y_n = \frac{1}{N} [x(n-N+1) + x(n-N) + \dots + x(n-1) + x(n)] \quad (4)$$

式中: y_n 为滑动滤波器输出量; N 为数据队列的数据点总个数; x 为滑动滤波器输入量; n 为第 n 个数据点。

高频信号经滑动滤波器后得到的输出幅值明显大于正常运行时的输出幅值, 将该输出幅值与特定阈值进行比较, 可更加准确地识别扰动信号。同理, 对中、低频率信号采用和低频扰动相同的处理方式可以识别中、低频率扰动。混合储能分频滑动滤波控制框图如图6所示。图中: f_H 为含有高、中频率分量的功率频率信号; f_C 为高频频率信号; f_B 为中频频率信号; a 、 b 分别为高频(0.18 Hz)、中频(0.02 Hz)控制的阈值。输入信号经过高通滤波器后

取绝对值, 再经过滑动滤波器取平均值, 输出信号与 a 、 b 进行比较, 选择不同分频控制策略。

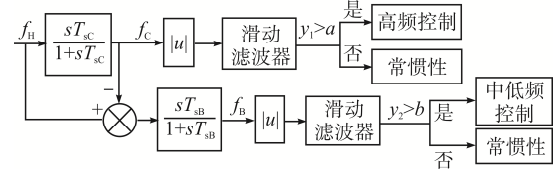


图6 混合储能分频滑动滤波控制框图

Fig. 6 Control block diagram of frequency division sliding filter for hybrid energy storage

2.2 混合储能分段虚拟转动惯量分频控制

为了实现混合储能虚拟同步机分频控制, 本文提出1种分段虚拟惯量的分频控制策略, 即将虚拟转动惯量 H 根据频率高低进行分段表示的方法。

假设平抑负载功率波动性时, 有功调节全部由混合储能提供, 并认为在调节过程中虚拟角频率 ω 与交流母线角频率 ω_g 保持一致。根据式(2)VSG转子机械方程, 换流器VSG控制有功调节过程中, 虚拟转动惯量 H 可表示为

$$H = H_C + H_B = \frac{P_{ref} - P_e}{2d\omega/dt} \quad (5)$$

式中, H_C 、 H_B 分别为VSG控制有功调节过程中超级电容侧、蓄电池侧的虚拟转动惯量。

由式(5)可知, 当VSG存在频率扰动时, H 越大, VSG的功率变化量 $P_{ref} - P_e$ 越大。可以通过调节 H_C 、 H_B 来灵活控制 H , 进而调节VSG功率输出。

根据混合储能功率分配原则, 本文提出1种在高频扰动时各端虚拟转动惯量的计算方法, 表达式分别为

$$\begin{cases} H_C = H_0 + k_c |df/dt|^{k_f} \\ H_B = H_0 + (\lambda e^{|df/dt|})^{-1} \end{cases} \quad (6)$$

式中: H_0 为虚拟转动惯量初始值; k_c 、 k_f 为虚拟惯量调节系数; λ 为系统特征值; f 为频率。

当功率调节量有高频扰动信号时, 频率变化率 df/dt 增大, H_C 会迅速增大, 为VSG控制系统提供大虚拟转动惯量支持, 此时优先选择超级电容平抑功率波动。频率变化率 df/dt 增大, 指数运算并求倒数后, 不会引起 H_B 波动, $H_B = H_0$, 蓄电池维持原

状态,减小功率波动。进一步考虑超级电容荷电状态,即

$$\text{SOC}_C = \begin{cases} [0 & a) & \text{放电极限} \\ [\alpha & \beta] & \text{电池正常} \\ (b & 1] & \text{充电极限} \end{cases} \quad (7)$$

式中, α 、 β 分别为超级电容放、充电极限值。

如果超级电容容量不足,则需要蓄电池参与到功率调节过程中。当达到超级电容放电极限时,各端虚拟转动惯量协调控制策略分别为

$$\begin{cases} H_C = H_0 + k_{c1} \arctan[k_{c2}(\text{SOC} - \alpha)] \\ H_B = H_0 + k_c |df/dt|^{k_f} \end{cases} \quad (8)$$

式中, k_{c1} 、 k_{c2} 为超级电容虚拟转动惯量调节系数。

当达到超级电容充电极限时,各端虚拟转动惯量协调控制策略分别为

$$\begin{cases} H_C = H_0 - k_{c1} \arctan[k_{c2}(\text{SOC} - \beta)] \\ H_B = H_0 + k_c |df/dt|^{k_f} \end{cases} \quad (9)$$

在中、低频扰动时,因为一般混合储能蓄电池配置容量充足,无需考虑蓄电池充、放电极限。各端虚拟转动惯量表达式分别为

$$\begin{cases} H_C = H_0 + (\lambda e^{|\dot{f}/dt|})^{-1} \\ H_B = H_0 + k_c |df/dt|^{k_f} \end{cases} \quad (10)$$

通过对虚拟惯量的分段控制,可以满足在中、低频扰动时,蓄电池优先进行功率调节,超级电容保持初始状态。灵活控制 H_C 、 H_B 可实现混合储能 VSG 控制系统中、低频功率调节。

通过对式(6)~式(10)的分析,根据混合储能 VSG 控制调节功率的频率,自动分配调节过程中超级电容、蓄电池虚拟转动惯量,对混合储能 VSG 进行分频控制,以此实现蓄电池与超级电容协调配合。

3 混合储能 VSG 频率振荡抑制

电源点负荷突变、同步发电机跳闸或者输电线故障均会使电网发生频率振荡事故,传统电力系统

稳定器 PSS(power system stabilizer)通过为系统提供正阻尼,抑制频率振荡。混合储能控制系统采用 VSG 控制时,往往忽略了虚拟阻尼 D 的作用,通过合理控制虚拟阻尼可以有效抑制电网频率振荡。

3.1 自适应虚拟阻尼

当发生频率振荡时,混合储能 VSG 控制系统输出功率及虚拟角频率 ω 变化曲线如图 7 所示。

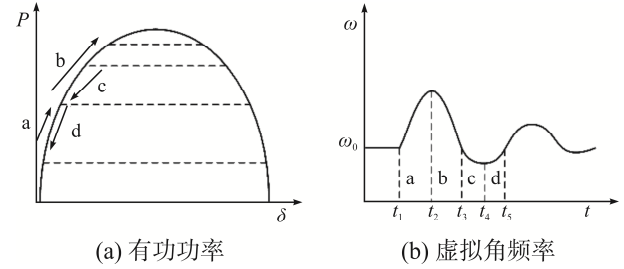


图 7 VSG 有功功率与虚拟角频率变化曲线

Fig. 7 Curves of VSG active power and virtual angular frequency

由图 7 可见,当发生负荷突变扰动时,VSG 虚拟角频率会在扰动瞬间出现振荡。当混合储能输出功率增大时(a、b 阶段): a 阶段虚拟角频率变化率 $d\omega/dt$ 从 0 突增,短时间内回落,在 t_2 时刻 ω 达到最大值,此时 $d\omega/dt = 0$,整个 a 阶段保持 $d\omega/dt > 0$; b 阶段 ω 持续减小,此时 $d\omega/dt < 0$,与 a 阶段类似, $|d\omega/dt|$ 同样先增大后减小,即 ω 减小过程中经历了先加速后减速到 ω_0 的过程。当混合储能输出功率持续减小(c、d 阶段)时: c 阶段虚拟角频率变化率 $d\omega/dt < 0$,在 t_4 时刻 ω 达到最小值; d 阶段虚拟角频率变化率 $d\omega/dt > 0$,最后虚拟角频率稳定在额定角频率 ω_0 。

在 a 阶段,为了使混合储能 VSG 控制系统可以快速响应虚拟角频率的增大,提出 1 种在此阶段减小虚拟阻尼 D 的自适应控制策略;为了抑制虚拟角频率超调,需要在 ω 达到最大值的时刻,对 ω 进行限值,即在 t_2 时刻,虚拟阻尼 D 达到正向最大调节量。在虚拟角频率减小阶段(b 阶段),为了使混合储能 VSG 控制系统快速响应 ω 的减小,随着与额定角频率的接近,虚拟阻尼 D 相应减小;为了抑制虚拟角频率减小至失稳区,在 ω 达到最小值,即 t_4 时刻,虚拟阻尼 D 达到反向最大调节量。自适应虚

拟阻尼系数 D 可表示为

$$D = \begin{cases} D_0 - k_D \Delta\omega \frac{d\Delta\omega}{dt} & |\Delta\omega| \in [0, M) \\ D_0 + k_{D,\max} |\Delta\omega| & |\Delta\omega| \geq M \end{cases} \quad (11)$$

式中: D_0 为额定虚拟阻尼系数; k_D 为虚拟阻尼自适应系数; $\Delta\omega$ 为虚拟角频率偏差, $\Delta\omega = \omega - \omega_0$; M 为虚拟角频率偏差阈值; $k_{D,\max}$ 为虚拟阻尼最大调节倍数。

当 $|\Delta\omega| \in [0, M)$ 时, D 自适应减小, 快速响应 ω 增大/减小; 当 $|\Delta\omega| \geq M$ 时, D 快速增大限值 ω , 防止其进入失稳区。

3.2 控制系统稳定性分析

为了验证所提自适应虚拟阻尼 VSG 控制系统的稳定性, 本文对混合储能 VSG 控制进行工频小信号分析。将式(2)VSG 转子机械方程及式(3)VSG 无功调节方程中的状态变量进行线性化及拉普拉斯变化, 用小扰动信号进行表示可得

$$\begin{cases} \left(\frac{2H}{\omega} s + D \right) \hat{\omega} = \frac{\hat{P}_m - \hat{P}_e}{\omega_0} \\ s\hat{\delta} = \hat{\omega} \\ \hat{P}_e = S_e \hat{\delta} \\ S_e = \left. \frac{\partial \hat{P}_e}{\partial \hat{\delta}} \right|_{\delta=\delta_0} \end{cases} \quad (12)$$

式中: $\hat{\omega}$ 、 $\hat{\delta}$ 、 \hat{P}_m 、 \hat{P}_e 分别为虚拟角频率、虚拟功角、虚拟机械功率、VSG 输出功率对应的在直流工作点的小扰动量; S_e 为 VSG 输出视在功率; δ_0 为初始功角。因为 δ 很小, 所以 $\sin \delta \approx \delta$, 故 $\hat{P}_e = S_e \hat{\delta}$ 。传递函数 $G(s)$ 可表示为

$$G(s) = \frac{P_e(s)}{P_m(s)} = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\xi\omega_n + \omega_n^2} \quad (13)$$

式中: $P_e(s)$ 、 $P_m(s)$ 分别为在 s 域内, VSG 输出功率、虚拟机械功率的小信号模型; $\omega_n = \omega\sqrt{S_e/2H}$; $\xi = DH/\omega_0$ 。

当混合储能发生频率振荡时, VSG 控制系统输出有功功率可表示为

$$P_e = G(s)\Delta P_m(s) = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\xi\omega_n + \omega_n^2} \frac{\Delta P_{\text{ref}}}{s} \quad (14)$$

式中: $\Delta P_m(s)$ 为虚拟机械功率变化量在 s 域的工频小信号模型; ΔP_{ref} 为有功功率参考值变化量。

根据式(14)可以得到 P_e 时域内响应函数为

$$P_e(t) = \Delta P_m \left[1 - \frac{e^{-\xi\omega_n t} \sin(\omega_d t + \theta)}{\sqrt{1-\xi^2}} \right] \quad (15)$$

式中: ΔP_m 为虚拟机械功率变化量; $\omega_d = \sqrt{1-\xi^2}\omega_n$;

$$\theta = \arctan \frac{\omega_d}{\xi\omega_n}。$$

根据式(15)可得 P_e 最大值为

$$P_{e,\max} = \Delta P_m(s) \left(1 + e^{\frac{-\xi\pi}{\sqrt{1-\xi^2}}} \right) \quad (16)$$

为了分析虚拟阻尼系数 D 对输出功率 P_e 的影响, 将式(16)中 $P_{e,\max}$ 对 D 进行求导, 可得

$$\frac{dP_{e,\max}}{dD} = \frac{dP_{e,\max}}{d\xi} \frac{d\xi}{dD} = -\frac{\sqrt{2}}{4} \Delta P_m e^{\frac{-\xi\pi}{\sqrt{1-\xi^2}}} \frac{\xi}{\sqrt{1-\xi^2}} \sqrt{\frac{1}{HS_e}} \quad (17)$$

根据式(17)可知: 当混合储能 VSG 控制系统输出功率增大时, 虚拟机械功率也相应增大, 即 $\Delta P_m > 0$, $dP_{e,\max}/dD < 0$; 当混合储能 VSG 控制系统输出功率减小时, 虚拟机械功率也相应减小, 即 $\Delta P_m < 0$, $dP_{e,\max}/dD > 0$ 。将虚拟阻尼参数 D 根据角频率偏差自动调节, 可以限制调频过程中的功率正、反向超调。

3.3 自适应虚拟阻尼参数整定

在自适应虚拟阻尼系数表达式中, 需要整定额定虚拟阻尼系数 D_0 的取值, 以及自适应虚拟阻尼系数 k_D 的取值范围。根据式(2), 并引入有功下垂系数 m , 可以得到 P - f 下垂公式为

$$\omega - \omega_0 = \frac{\tau s + 1}{m} (P_e - P_{\text{ref}}) \quad (18)$$

式中, $\tau s + 1$ 表征一阶滤波环节。

将式(18)反拉普拉斯变换后可得

$$\frac{d(\omega - \omega_0)}{dt} \frac{\tau}{m} = P_e - P_{\text{ref}} - \frac{1}{m} (\omega - \omega_0) \quad (19)$$

式(2)VSG 转子机械方程可改写为

$$2H \frac{d(\omega - \omega_0)}{dt} = P_{\text{ref}} - P_e - \omega D(\omega - \omega_0) \quad (20)$$

对比式(19)、式(20)可以得到 VSG 虚拟惯量、虚拟阻尼分别为

$$\begin{cases} H = -\frac{\tau}{2m} \\ D = -\frac{1}{\omega m} \end{cases} \Rightarrow H = \frac{\tau\omega}{2} D \quad (21)$$

当 VSG 控制系统稳态运行时, ω 变化量为 0, 此时虚拟阻尼系数为额定虚拟阻尼系数, 式(20)又可写作

$$\frac{P_{\text{ref}} - P_e}{\omega} - D_0(\omega - \omega_0) = \Delta T - D_0 \Delta \omega = 0 \quad (22)$$

式中, ΔT 为虚拟转矩偏差。

根据式(22), D_0 可表示为

$$D_0 = \frac{\Delta T}{\Delta \omega} = \frac{P_{\text{ref}}}{2\pi f \cdot 2\pi \Delta f} \quad (23)$$

由式(23)可知, 当混合储能输出功率 P_{ref} 及频率变化范围 Δf 已知时, 可以确定额定虚拟阻尼系数 D_0 的取值。为了得到自适应虚拟阻尼系数 k_D 的取值范围, 将式(21)引入式(11)的自适应虚拟阻尼防失稳表达式, 可得

$$D_0 - k_{D,\text{max}} |\Delta \omega| = \frac{2H}{\tau \omega} \quad (24)$$

当 VSG 控制系统稳态运行时, ω 为定值, 根据虚拟惯量 H 和滤波参数 τ 可以确定 $k_{D,\text{max}}$, 则 k_D 取值范围为

$$0 < k_D \leq k_{D,\text{max}} \quad (25)$$

4 仿真分析

为了验证本文所提混合储能 VSG 控制策略的有效性, 在 MATLAB/Simulink 平台搭建如图 1 所示的含有混合储能的微网仿真模型, 其中 DC-AC 换流器如图 2 所示, 仿真系统参数见表 1, 控制系统参数见表 2。

为了验证混合储能分频控制策略抑制由负载功率波动引起的电网频率偏差的有效性, 本文设定

仿真工况: 含有分布式混合储能的微电网处于并网状态, 分布式电源点等效为电压源, 输出功率保持在 11 kW, 所带初始负载功率为 20 kW, 6 s 周期内, 随机存在 ± 3 kW 有功波动。

表 1 仿真系统参数

Tab. 1 Parameters of simulation system	
参数	数值
直流母线电压/V	700
交流线电压/V	380
开关频率/kHz	10
额定角频率/(rad·s ⁻¹)	314
滤波电感/mH	1
滤波电容/ μ F	4 700
分布式电源功率/kW	50
负荷负载功率/kW	20
蓄电池容量/(kV·A)	80
超级电容容量/(kV·A)	10
电容放电极限/%	15
电容充电极限/%	85

表 2 控制系统参数

Tab. 2 Parameters of control system	
参数	数值
超级电容高通滤波器时间常数 T_{sc}	20
蓄电池高通滤波器时间常数 T_{sb}	250
虚拟惯量调节系数 k_e	100
虚拟惯量调节系数 k_f	260
虚拟转动惯量初始值 H_0 /(kg·m ²)	1.2
额定虚拟阻尼系数 D_0	10
超级电容虚拟转动惯量调节系数 k_{c1}	1
超级电容虚拟转动惯量调节系数 k_{c2}	0.5
无功调节系数 k_q	0.2
滤波参数 τ	10 ⁻²
自适应虚拟阻尼系数 k_D	32
虚拟阻尼最大调节倍数 $k_{D,\text{max}}$	60

有、无混合储能的 DC-AC 换流器 VSG 输出功率对比波形如图 8 所示。由图 8 可见, 当负荷随机波动时, DC-AC 换流器 VSG 输出功率增大或减小来响应负荷变化。无混合储能时, VSG 输出功率出现大范围波动, 且峰值较高、谷值较低, 功率振荡严重, 极易造成设备脱网; 将混合储能投入微电网中, 采用本文所提控制方案, 由于 VSG 控制系统虚拟惯性增加, DC-AC 换流器在响应负荷变化过程中, 有功功率波动减缓, 峰谷差值相应减小。

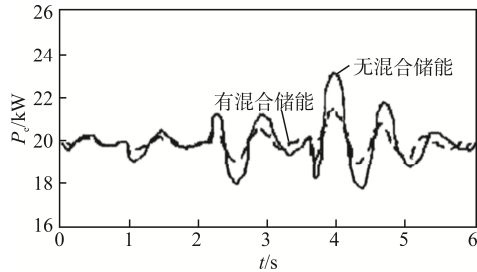


图 8 负荷功率波动时换流器 VSG 输出功率对比波形
Fig. 8 Comparison waveforms of VSG output power of converter under load power fluctuations

有、无混合储能的 DC-AC 换流器 VSG 频率响应对比波形如图 9 所示。由图 9 可见, 所带负荷增大将导致系统频率下降, 负荷减小又会引起系统频率上升。无混合储能时, DC-AC 换流器 VSG 响应频率波动范围更大, 稳态频率偏差较大, 稳定性不高; 有混合储能时, 采用混合储能分频控制策略的 DC-AC 换流器 VSG 控制系统, 由于系统虚拟惯量增加, 可以为系统频率提供较大惯性支持, 频率波动幅度较小, 且可以尽快稳定至目标频率, 提高了系统频率稳定性。

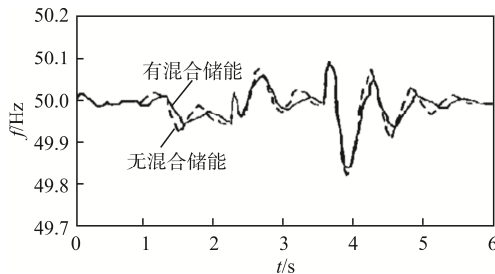


图 9 负荷功率波动时换流器 VSG 频率响应对比波形
Fig. 9 Comparison waveforms of VSG frequency response of converter under load power fluctuations

超级电容及蓄电池功率响应波形如图 10 所示。由图 10 可见, 当负荷发生无规律波动时, 混合储能可以响应此部分功率变化, 超级电容利用其快速充、放电能力, 响应高频功率波动, 蓄电池平抑低频功率波动。在系统频率突变初期, 仅需要超级电容即可满足系统频率调节需求, 为系统频率提供惯性支持, 避免蓄电池频繁充、放电。当超级电容无法满足功率需求时, 蓄电池参与到功率调节中, 为系统频率提供所需惯性支撑。本文所提混合储能分频控制策略可以准确区分功率波动频率, 对混合储

能 VSG 进行分频控制, 及时调整蓄电池与超级电容的虚拟惯量, 实现蓄电池与超级电容之间的协调配合, 减小换流器 VSG 输出功率及系统频率波动。

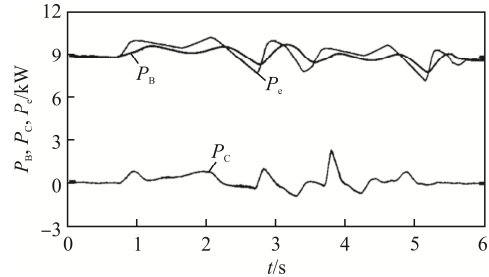


图 10 超级电容及蓄电池功率响应波形
Fig. 10 Power response waveforms of supercapacitor and battery

为了验证本文所提基于自适应阻尼系数的混合储能 VSG 控制系统抑制频率振荡的有效性, 本文设定仿真工况: 微网处于孤网运行状态, 初始时刻, 微网负荷功率为 20 kW, 2 s 时刻, 负荷突减 10 kW, 4 s 时刻, 负荷突增 10 kW。

采用常规 VSG 控制和自适应虚拟阻尼 VSG 控制的输出功率对比波形如图 11 所示。由图 11 可见, 微网孤网运行时, 在 2 s 时刻, 面对负荷突减 10 kW 的工况, 采用常规 VSG 控制得到的功率响应波形存在 1.5 kW 的超调量, 在 4 s 时刻, 面对负荷突增 10 kW 的工况, 存在 1.8 kW 的超调量, 在整个功率调节过程中, 存在功率振荡现象。采用本文所提基于自适应阻尼系数的混合储能 VSG 控制系统则可以有效减小功率超调, 功率振荡也得到了抑制, 提高了控制系统功率稳定性。

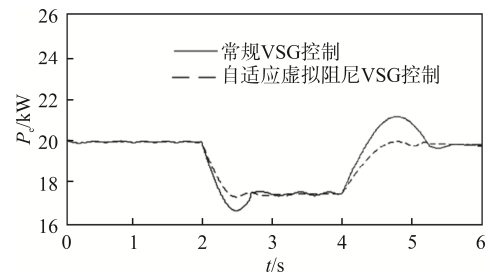


图 11 微网 DC-AC 换流器 VSG 输出功率对比波形
Fig. 11 Comparison waveforms of VSG output power of DC-AC converter in microgrid

采用常规 VSG 控制和自适应虚拟阻尼 VSG 控制的频率对比波形如图 12 所示。由图 12 可见, 在

2 s 时刻, 在负荷突减 10 kW 的工况下, 频率进行正向调节, 采用常规 VSG 控制得到的混合储能频率响应波形存在 0.13 Hz 的超调量, 在频率恢复阶段存在反向超调, 且存在频率振荡现象; 采用本文所提基于自适应阻尼系数的混合储能 VSG 控制系统得到的频率响应波形, 频率超调量控制在 0.06 Hz 以内, 且可以有效抑制频率振荡。在 4 s 时刻, 在负荷突增 10 kW 的工况下, 频率进行反向调节, 混合储能频率响应波形同样存在超调, 并伴随频率振荡现象; 采用本文所提基于自适应阻尼系数的混合储能 VSG 控制系统则可以控制频率调节范围, 有效抑制频率振荡, 提高控制系统频率稳定性。

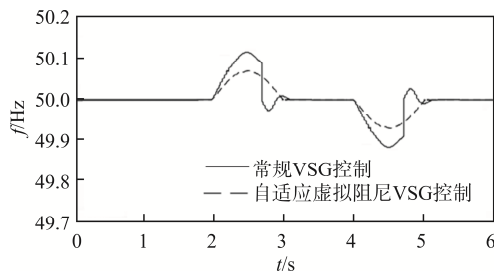


图 12 微网 DC-AC 换流器 VSG 频率对比波形
Fig. 12 Comparison waveforms of VSG frequency of DC-AC converter in microgrid

自适应阻尼系数变化情况如图 13 所示。由图 13 可见, 自适应阻尼系数 D 可以随混合储能 VSG 控制系统频率变化自适应调节, 在频率上升/下降阶段, 自适应减小虚拟阻尼 D 使混合储能 VSG 控制系统可以快速响应频率上升/下降, 为了抑制频率超调, 当频率达到最大调节量时, 虚拟阻尼 D 达到正向最大调节量。自适应阻尼系数 D 调节具有连续光滑特性, 可增强混合储能 VSG 系统对频率的控制能力。

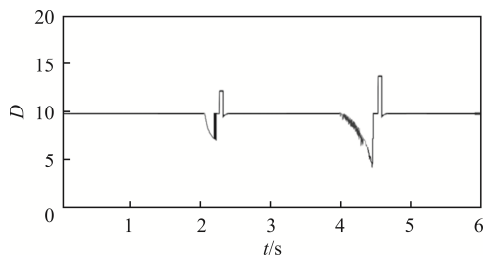


图 13 自适应阻尼系数变化情况
Fig. 13 Variation in adaptive damping coefficient

5 结语

本文在混合储能换流器控制系统中采用虚拟同步机控制方法来应对由负载功率波动引起的电网频率偏差。提出 1 种抑制混合储能高功率扰动和中、低频功率扰动的混合储能分频控制策略, 以及通过自适应调节虚拟阻尼来提高 VSG 控制系统对频率的控制能力的方法。仿真结果表明: 本文所提混合储能分频控制策略可以抑制由负载功率波动引起的电网频率偏差, 对混合储能 VSG 进行分频控制, 可以实现蓄电池与超级电容协调配合, 减小换流器 VSG 输出功率及系统频率波动。所提基于自适应阻尼系数的混合储能 VSG 控制系统可以有效抑制频率振荡, 无论面对功率突增、突减工况都可以实现频率小偏差调节。本文所提方案具有一定的工程应用价值。

参考文献:

- [1] 孙钢虎, 王小辉, 陈远志, 等. 储能联合发电机组调频经济效益分析[J]. 电源学报, 2020, 18(4): 151-156.
Sun Ganghu, Wang Xiaohui, Chen Yuanzhi, et al. Analysis of economic benefits of frequency modulation by energy storage combined generating units [J]. Journal of Power Supply, 2020, 18(4): 151-156. (in Chinese)
- [2] 沈迎, 黄策, 胡锡东, 等. 锂离子电容器参与火电机调频研究[J]. 电气技术, 2021, 22(10): 98-103.
Shen Ying, Huang Ce, Hu Xidong, et al. Research on frequency regulation of thermal power unit with lithium-ion capacitor [J]. Electrical Engineering, 2021, 22(10): 98-103. (in Chinese)
- [3] Zhou Xiandong, Huang Peng, Yu Weigang, et al. The control strategy of Harmonic suppression of Photovoltaic grid-connected inverter based on PI+MPR [C]// 2019 4th IEEE Workshop on the Electronic Grid (eGRID). Xiamen, China, 2019: 1-5.
- [4] 荆哲, 米珂, 张浩森, 等. 基于抗扰动观测器的光储反相均流 DC-DC 变换电路控制策略[J]. 热力发电, 2020, 49(8): 71-77.
Jing Zhe, Mi Ke, Zhang Haosen, et al. Control strategy of

- inverse current sharing DC-DC converter based on anti disturbance observer [J]. *Thermal Power Generation*, 2020, 49(8): 71-77. (in Chinese)
- [5] 申永鹏, 孙建彬, 杨小亮, 等. 电动汽车混合储能装置三端口功率变换器设计[J]. *电源学报*, 2022, 20(2): 76-87. Shen Yongpeng, Sun Jianbin, Yang Xiaoliang, et al. Design of a three-port power converter for hybrid energy storage device in an electric vehicle [J]. *Journal of Power Supply*, 2022, 20(2): 76-87. (in Chinese)
- [6] 董京, 宋华辉, 王磊, 等. 基于混合储能的虚拟惯量控制技术[J]. *电工技术*, 2021(5): 48-49. Dong Jing, Song Huahui, Wang Lei, et al. Research on virtual inertia control technology based on hybrid energy storage system [J]. *Electric Engineering*, 2021(5): 48-49. (in Chinese)
- [7] 孙钢虎, 王恩南, 贺婷, 等. 基于自适应暂态下垂控制的光伏频率快速响应方案[J]. *热力发电*, 2019, 48(8): 94-100. Sun Ganghu, Wang Ennan, He Ting, et al. Fast response scheme of photovoltaic frequency based on self-adaptive transient droop control [J]. *Thermal Power Generation*, 2019, 48(8): 94-100. (in Chinese)
- [8] 曹以龙, 涂少博, 帅禄玮, 等. 基于QPSO和双线性插值的混合储能系统改进解耦控制[J]. *电源学报*, 2022, 20(1): 65-74. Cao Yilong, Tu Shaobo, Shuai Luwei, et al. Improved decoupling control of hybrid energy-storage system based on QPSO and bilinear interpolation [J]. *Journal of Power Supply*, 2022, 20(1): 65-74. (in Chinese)
- [9] 石荣亮, 张兴, 胡超, 等. 不平衡负载下虚拟同步发电机的运行控制策略[J]. *太阳能学报*, 2017, 38(11): 2964-2971. Shi Rongliang, Zhang Xing, Hu Chao, et al. The virtual synchronous generator operation control strategy under unbalanced load conditions [J]. *Acta Energiæ Solaris Sinica*, 2017, 38(11): 2964-2971. (in Chinese)
- [10] Wu Jian, Qiu Wenchao, Xu Ling, et al. Research on dynamic virtual synchronous machine control system of energy storage converter [C]// 2021 International Conference on Power System Technology (POWERCON). Haikou, China, 2021: 1257-1262.
- [11] 张赟, 王毅, 孟建辉, 等. 考虑多约束指标的直流微电网虚拟电容控制方法[J]. *电工技术学报*, 2022, 37(S1): 277-287. Zhang Yun, Wang Yi, Meng Jianhui, et al. Virtual capacitance control method of DC microgrid considering multiple constraints [J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2022, 37(S1): 277-287. (in Chinese)
- [12] 菲美琴, 丁勇, 胡健, 等. 含多光储VSG单元孤岛微网参数自适应功率协调与频率优化控制[J]. *电源学报*, 2020, 18(6): 20-32. Mao Meiqin, Ding Yong, Hu Jian, et al. Parameter adaptive power coordination and frequency optimization of islanded microgrid with PV/battery VSG units [J]. *Journal of Power Supply*, 2020, 18(6): 20-32. (in Chinese)
- [13] 李世泽, 高素萍, 郭朝江. 混合储能多目标容量优化配置[J]. *电源学报*, 2018, 16(4): 174-180. Li Shize, Gao Suping, Guo Chaojiang. Multi-objective optimal capacity allocation of hybrid energy storage [J]. *Journal of Power Supply*, 2018, 16(4): 174-180. (in Chinese)
- [14] 杜锡力, 李笑竹, 陈来军, 等. 面向多场景调节需求的集中式共享储能鲁棒优化配置[J]. *电工技术学报*, 2022, 37(23): 5911-5921. Du Xili, Li Xiaozhu, Chen Laijun, et al. Robust and optimized configuration of centralized shared energy storage for multi-scenario regulation demand [J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2022, 37(23): 5911-5921. (in Chinese)



邓鹏

作者简介:

邓鹏(1981—), 男, 通信作者, 硕士, 副教授。研究方向: 电源过程控制及智能仪表。E-mail: 71672727@qq.com。

杨沛豪(1993—), 男, 博士, 工程师。研究方向: 发电电气技术。E-mail: yangpeihao@tpri.com.cn。