DOI：10.13234/j.issn.2095-2805.2025.3.152 **中图分类号**：TM614 **文献标志码**：A

构网型虚拟同步化光储并网系统的频率支撑策略

刘 洋[1]，林英明[1]，余 达[1]，李丰能[2]，环加飞[3]，朱红路[4]
(1.广东电网有限责任公司电力调度控制中心，广州 510699；2.华南理工大学广东省绿色能源技术重点实验室，广州 510641；3.国家电网有限公司华北分部，北京 100053；4.华北电力大学控制与计算机工程学院，北京 102206)

摘要：准确评估系统调频需求，缓解光储并网机组的稳态输出与动态调节矛盾，是构网型虚拟同步化光储并网系统实现快速频率支撑的关键。首先建立构网型虚拟同步化光储并网系统模型，分析其多控制目标间的耦合特性。其次，基于阻尼补偿原理改进传统构网控制，提高光储机组的稳态控制精度。在此基础上，利用频率安全预警与控制器动态性能约束量化评估构网控制参数，提出构网型虚拟同步化光储并网系统的频率支撑策略。最后，搭建仿真系统，验证光储并网机组在所提控制策略下可快速支撑系统频率，可显著提升系统频率安全。

关键词：频率支撑；虚拟同步化；阻尼补偿；协调控制

Frequency Support Strategy for Grid-forming Virtual Synchronization PV-storage Grid-connected System

LIU Yang[1], LIN Yingming[1], YU Da[1], LI Fengneng[2], HUAN Jiafei[3], ZHU Honglu[4]
(1. Power Dispatching Control Center, Guangdong Power Grid Corporation, Guangzhou 510699, China; 2. Guangdong Key Laboratory of Green Energy Technology, South China University of Technology, Guangzhou 510641, China; 3. North China Branch, State Grid Corporation of China, Beijing 100053, China; 4. School of Control and Computer Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: The accurate assessment of system frequency modulation requirements and the alleviation of contradiction between steady-state output and dynamic regulation of PV-storage grid-connected units are crucial for realizing the rapid frequency support in grid-forming virtual synchronization PV-storage grid-connected systems. First, a model of a grid-forming virtual synchronization PV-storage grid-connected system is built, and the coupling characteristics among multiple control objectives are analyzed. Second, the traditional grid-forming control is improved based on the damping compensation principle to boost the steady-state control accuracy of PV-storage units. On this basis, frequency security early warning and the controller's dynamic performance constraints are utilized to quantitatively evaluate the grid-forming control parameters, and a frequency support strategy for the grid-forming virtual synchronization PV-storage grid-connected system is proposed. Finally, a simulation system is constructed, and results verify that the PV-storage grid-connected units can swiftly support the system frequency and remarkably enhance the system frequency security under the proposed control strategy.

Keywords: Frequency support; virtual synchronization; damping compensation; coordinated control

收稿日期：2024-11-25；**修回日期**：2024-12-29；**录用日期**：2025-01-10；**网络首发日期**：2025-02-11
基金项目：国家电网公司华北分部科技资助项目(SGNC0000DKXX2310264)；南方电网公司科技资助项目(GDKJXM20220335)
This work is supported by the Science and Technology Project of North China Branch of State Grid Corporation of China under the grant SGNC0000DKXX2310264; The Science and Technology Project of China Southern Power Grid Co., Ltd. under the grant GDKJXM20220335

在“碳达峰、碳中和”的时代背景下，构建以新能源为核心的绿色能源体系，已成为我国能源发

展的首要任务。然而，新能源机组装机规模持续扩大，对我国电力系统的稳定运行构成了严峻挑战[1]。光储并网机组在虚拟同步发电机 VSG(virtual synchronous generator)控制下，能够模拟常规同步发电机 SG(synchronous generator)的惯量支撑和阻尼支撑能力，具备改善新型电力系统稳定性的潜力[2-3]。然而，传统 VSG 控制下，光储并网机组的惯量支撑、阻尼支撑与一次调频能力紧密耦合，优化控制器参数难以兼顾系统动、静态特性的需求。增大控制器惯量系数，虽然有助于提升光储并网机组惯量支撑能力，但是会削弱其阻尼抑振效果，致使并网系统频率超调和功率振荡现象加剧，进而使系统稳定性减弱[4-5]；增大控制器阻尼系数，可增强并网系统振荡抑制能力、缓解频率超调现象，但会使光储并网机组的一次调频稳态控制精度下滑、频率支撑速度减慢[6]。

文献[4-6]分析了控制参数对构网机组稳态功率输出与动态调节特性的影响，但通过参数优化未解决多目标协调控制的矛盾；文献[7-10]采用智能算法自适应调整控制器参数，以协调 VSG 的多重控制目标，但此类控制策略依赖复杂的逻辑计算和高精度的监测系统，显著增加了工程应用的复杂性。因此，精准量化计算系统稳定运行需求，改进构网控制结构，并合理设计构网控制参数，是提升光储并网机组频率支撑能力的关键。

为满足光储并网系统的频率支撑需求，本文首先建立虚拟同步化光储并网系统模型，分析其多目标控制之间的耦合特性。其次，基于阻尼补偿原理改进传统构网控制技术，优化系统阻尼特性、提高光储并网机组输出功率的稳态控制精度，并减少系统储能功率的储备需求。在此基础上，利用频率安全预警与控制器动态性能约束，对构网控制器参数进行量化评估，提出了基于阻尼补偿的构网型光储并网系统频率支撑控制策略。最后，搭建 IEEE 3 机 9 节点光储并网仿真系统，验证所提控制策略的频率支撑效果。

1　构网型虚拟同步化光储并网系统模型

构网型虚拟同步化光储并网系统结构如图 1 所示，图中：G_0 为无穷大电源，δ_0 为其功角，δ_0 恒为 0；δ_G 和 δ_v 分别为同步机组和光储并网机组功角；P_G 和 P_B 分别为同步机组和光储并网机组的有功输出功率；E_0、E_1、V_2 分别为母线 B_0、B_1、B_2 的电位幅值；b_{13}、b_{23}、b_{30} 分别为 B_1、B_2、B_0 与 B_3 间的导纳。

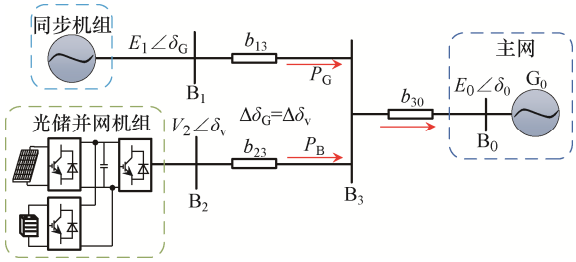


图 1　构网型虚拟同步化光储并网系统结构

Fig. 1 Structure of grid-forming virtual synchronization PV-storage grid-connected system

同步机组与虚拟同步化光储并网机组的转子运动方程可分别表示为

$$\begin{cases} 2H_G\dfrac{\mathrm{d}\omega_G}{\mathrm{d}t}=P_M-P_G-D_G(\omega_G-\omega_0) \\ \dfrac{\mathrm{d}\delta_G}{\mathrm{d}t}=\omega_G-\omega_0 \\ 2H_v\dfrac{\mathrm{d}\omega_v}{\mathrm{d}t}=P_m-P_B-D_v(\omega_v-\omega_0) \\ \dfrac{\mathrm{d}\delta_v}{\mathrm{d}t}=\omega_v-\omega_0 \end{cases} \tag{1}$$

式中：H_G 和 H_v 分别为同步机组与光储并网机组的惯性时间常数；ω_G 和 ω_v 分别为同步机组与光储并网机组的角速度；D_G 和 D_v 分别为同步机组与光储并网机组的阻尼系数；P_M 和 P_m 分别为同步机组与光储并网机组的机械功率；ω_0 为额定角速度。

同步机组与虚拟同步化光储并网机组输出的电磁功率分别表示为

$$\begin{cases} P_G=E_1E_0b_{10}\sin(\delta_G-\delta_0)+P_{GB} \\ P_B=V_2E_0b_{20}\sin(\delta_v-\delta_0)-P_{GB} \\ P_{GB}=E_1V_2b_{12}\sin(\delta_G-\delta_v) \end{cases} \tag{2}$$

式中：b_{10}和b_{20}分别为同步机组与虚拟同步化光储并网机组到主网之间的导纳；P_{GB}为 2 类机组间的互传功率；b_{12}为 2 类机组间的导纳。

负荷扰动后，由式(2)可得线性化后的电磁功率小扰动方程为

$$\begin{cases}\Delta P_{G}=K_{G}\Delta\delta_{G}\\ \Delta P_{B}=K_{v}\Delta\delta_{v}\\ \Delta P_{GB}=0\end{cases}\tag{3}$$

式中：K_G=$E_0E_1B_{10}\cos\delta_G^{\,0}$，$\delta_G^{\,0}$为同步机组的初始功角；$K_v$=$V_2E_0B_{20}\cos\delta_v^{\,0}$，$\delta_v^{\,0}$为虚拟同步化光储并网机组的初始功角。

2 类机组的小扰动方程可分别表示为

$$\begin{cases}2H_{G}\dfrac{\mathrm{d}^2\Delta\delta_{G}}{\mathrm{d}t^2}+D_{G}\dfrac{\mathrm{d}\Delta\delta_{G}}{\mathrm{d}t}+K_{G}\Delta\delta_{G}=0\\ 2H_{v}\dfrac{\mathrm{d}^2\Delta\delta_{v}}{\mathrm{d}t^2}+D_{v}\dfrac{\mathrm{d}\Delta\delta_{v}}{\mathrm{d}t}+K_{v}\Delta\delta_{v}=0\end{cases}\tag{4}$$

构网型 VSG 控制下，光储并网系统的小扰动方程可表示为

$$2H\frac{\mathrm{d}^2\Delta\delta}{\mathrm{d}t^2}+D\frac{\mathrm{d}\Delta\delta}{\mathrm{d}t}+K\Delta\delta=0\tag{5}$$

式中：$\Delta\delta$为功角变化量；H、D、K分别为光储并网系统的等效惯性时间常数、等效阻尼系数、等效耦合系数，可分别表示为

$$\begin{cases}H=(1-k)H_{G}+\eta kH_{v}\\ D=(1-k)D_{G}+\eta kD_{v}\\ K=(1-k)K_{G}+\eta kK_{v}\end{cases}\tag{6}$$

式中：k 为光伏渗透率；η为储能占新能源容量的比例。

2 传统构网型 VSG 控制下光储并网系统的多目标控制耦合特性

2.1 阻尼支撑与一次调频耦合特性

由式(1)可知，VSG 转子运动方程所建虚拟同步化光储并网机组模型未考虑机组的机械功率响应，仅具有惯量支撑和阻尼支撑能力。通常可为控制器增添有功-频率下垂控制环节，补偿光储并网机组的一次调频能力。此时，构网型光储并网机组的一次调频响应为

$$P_{m}=P_{ref}+K_{f}(\omega_{0}-\omega_{v})\tag{7}$$

式中：P_{ref}为虚拟同步化光储并网机组的参考功率；K_f为虚拟同步化光储并网机组的有功调频系数。

将式(7)代入式(1)可得，传统构网型 VSG 控制下光储并网机组的功率平衡方程为

$$2H_{v}\frac{\mathrm{d}\omega_{v}}{\mathrm{d}t}=P_{ref}+K_{f}(\omega_{0}-\omega_{v})-P_{B}-D_{v}(\omega_{v}-\omega_{0})\tag{8}$$

由式(8)可得传统构网型 VSG 控制下光储并网机组的闭环等效控制框图，如图 2 所示，图中，$\Delta\omega$为角速度变化量。由图 2 可得，传统构网型 VSG 控制下光储并网机组输出功率的闭环传递函数为

$$P_{B}=\frac{K_{v}}{2H_{v}s^2+(K_{f}+D_{v})s+K_{v}}P_{ref}+\frac{K_{v}(2H_{v}s+K_{f}+D_{v})}{2H_{v}s^2+(K_{f}+D_{v})s+K_{v}}\Delta\omega_{g}\tag{9}$$

式中，$\Delta\omega_g$为系统角速度差，$\Delta\omega_g$=ω_0−ω_g，ω_g为系统角速度。

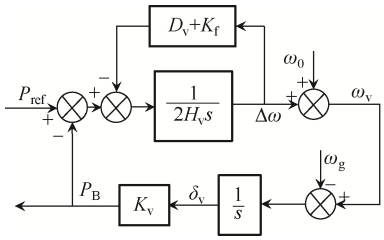


图 2 传统构网型 VSG 控制下光储并网机组的闭环等效控制框图

Fig. 2 Block diagram of closed-loop equivalent control of PV-storage grid-connected units under traditional grid-forming VSG control

由式(9)可得，传统构网型 VSG 控制下光储并网机组的稳态输出功率偏差 ΔP_B 为

$$\Delta P_{B}=\lim_{s\to0}(P_{B}-P_{ref})=(K_{f}+D_{v})\Delta\omega_{g}\tag{10}$$

在电力系统的频率调整过程中，通常仅依据同步机的调差系数σ及虚拟同步化光储并网机组的有功调频系数 K_f 来计算负荷扰动后系统的稳态频率偏差。然而，为保障新能源高占比弱电网稳定运行，通常将新能源机组的阻尼控制参数 D_v 设置为较大

值，这不可避免地会对系统稳态频率计算的精确性产生影响。

2.2 构网型 VSG 控制参数与光储并网机组稳定性的耦合现象

由式(9)可得，负荷阶跃扰动下光储并网机组输出功率的闭环传递函数为

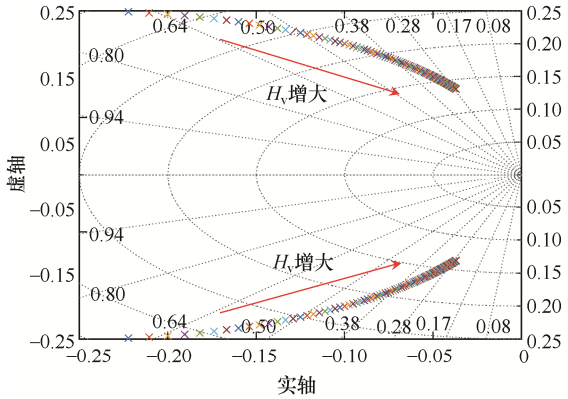
$$\frac{\Delta P_{\mathrm{B}}}{\Delta P_{\mathrm{ref}}}=\frac{\omega_{\mathrm{l}}^{2}}{s^{2}+2\xi_{\mathrm{l}}\omega_{\mathrm{l}}s+\omega_{\mathrm{l}}^{2}} \tag{11}$$

式中，ξ_{l} 和 ω_{l} 分别为输出功率的闭环传递函数阻尼比及其固有振荡频率，可分别表示为

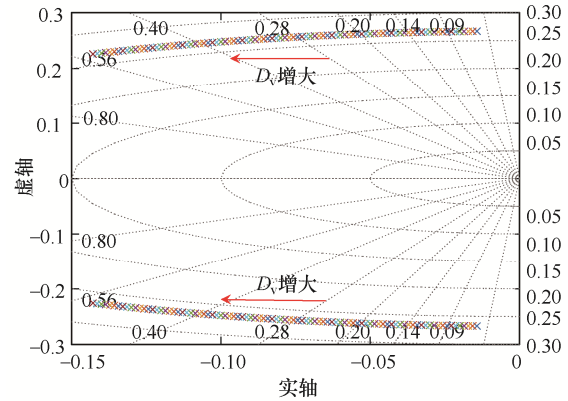
$$\begin{cases}\xi_{\mathrm{l}}=\dfrac{K_{\mathrm{f}}+D_{\mathrm{v}}}{2\sqrt{2H_{\mathrm{v}}K_{\mathrm{v}}}}\\ \omega_{\mathrm{l}}=\sqrt{\dfrac{K_{\mathrm{v}}}{2H_{\mathrm{v}}}}\end{cases} \tag{12}$$

根据式(12)可绘制随虚拟惯量系数 H_{v} 和虚拟阻尼系数 D_{v} 变化时光储并网机组的特征根轨迹，如图 3 所示。将 VSG 的虚拟阻尼系数 D_{v} 固定为 5，调节惯量系数 H_{v} 由 0 到 50 变化，可得图 3(a)所示 H_{v} 变化时光储并网机组的特征根轨迹；将 VSG 的虚拟惯量系数 H_{v} 固定为 20，调节阻尼系数 D_{v} 由 0 到 10 变化，可得图 3(b)所示 D_{v} 变化时光储并网机组的特征根轨迹。由式(12)可知，传统构网型 VSG 控制方案中，K_{f} 与 D_{v} 对光储并网机组输出功率闭环传递函数的阻尼比影响相同，K_{f} 变化时光储并网机组的特征根轨迹与图 3(b)相同。

在传统构网型 VSG 控制下，随着惯量系数 H_{v} 增加，光储并网机组特征根右移，稳定性减弱；随着阻尼系数 D_{v} 或有功调频系数 K_{f} 增加，机组特征根左移，稳定性增强。我国能源结构向低碳化加速转型，新能源在电力系统中的占比日益攀升，传统同步机组正被新能源机组大规模替换。在此背景下，为维持新能源高占比电力系统的频率稳定，通常为新能源机组设置较大的虚拟惯量，以增强系统的频率支撑能力。结合图 3(a)分析可知，为新能源机组设置较大虚拟惯量，会给系统整体稳定性带来负面影响。结合 2.1 节与图 3(b)分析可知，在传统 VSG 控制策略下，提高光储并网机组阻尼系数 D_{v}



(a) 惯量系数H_{v}变化时



(b) 阻尼系数D_{v}变化时

图 3　控制参数变化对光储并网机组稳定性的影响

Fig. 3 Influences of variations in control parameters on stability of PV-storage grid-connected units

虽能改善系统稳定性，抑制系统有功振荡，但会导致系统稳态调节误差增大，影响并网系统稳态频率控制精度。综上，传统 VSG 控制策略存在结构性短板，光储并网机组的惯量支撑、阻尼支撑与一次调频能力紧密耦合，优化控制器参数难以兼顾系统动、静态特性的需求，亟需探索新的控制策略。

3　基于阻尼补偿型 VSG 的光储并网系统的频率支撑控制

3.1 阻尼补偿型 VSG 控制器原理

为降低控制器控制目标耦合，构网型 VSG 须具备超前滞后补偿环节。基于超前滞后补偿原理的阻尼补偿型 VSG 控制框图如图 4 所示，图中，D_{k} 为阻尼补偿系数。

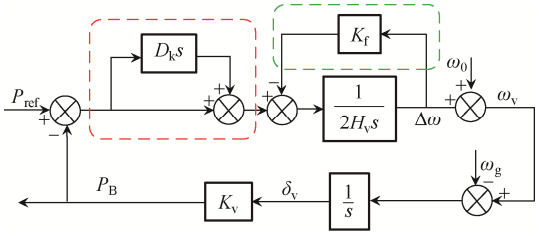


图 4 基于超前滞后补偿原理的阻尼补偿型 VSG 控制框图

Fig. 4 Block diagram of damping compensation VSG control based on lead-lag compensation principle

由图 4 可见，阻尼补偿型 VSG 控制下光储并网机组输出电磁功率的闭环传递函数为

$$P_B=\frac{K_v(1+D_k s)}{2H_v s^2+(K_f+K_v D_k)s+K_v}P_{ref}+\frac{K_v(2H_v s+K_f)}{2H_v s^2+(K_f+K_v D_k)s+K_v}\Delta\omega_g \tag{13}$$

由式(13)可得，阻尼补偿型 VSG 控制下光储并网机组的稳态输出功率偏差为

$$\Delta P_B=\lim_{s\to 0}(P_B-P_{ref})=K_f\Delta\omega_g \tag{14}$$

负荷阶跃扰动下，基于阻尼补偿型 VSG 控制的光储并网机组输出功率的闭环传递函数为

$$\frac{\Delta P_B}{\Delta P_{ref}}=\frac{K_v(1+D_k s)}{2H_v s^2+(K_f+K_v D_k)s+K_v} \tag{15}$$

对比式(10)与式(14)可知，阻尼补偿型 VSG 控制下，光储并网机组的稳态输出功率偏差仅与有功调频系数 K_f 有关，调整控制器阻尼补偿系数 D_k 不会影响系统稳态输出功率。

3.2 阻尼补偿型 VSG 控制器参数设计

3.2.1 惯性时间常数设计

系统惯量相对减小使扰动下虚拟同步化光储并网系统的频率特性发生巨大变化，导致扰动下系统频率变化率增大，分布式光储并网机组脱网风险增加。为保障电力系统安全稳定运行，本文参照英国电网频率变化率安全规范[11]，设置虚拟同步化光储并网系统最大频率变化率约束限值为 0.5 Hz/s，该约束限值可依据电网实际运行状态调整。

负荷扰动瞬间系统的频率变化率最大，频率响应动态方程为

$$2H\frac{\mathrm{d}\Delta f}{\mathrm{d}t}=\Delta P_d \tag{16}$$

式中：Δf 为系统频率变化量；ΔP_d 为系统不平衡功率。

由式(16)可得，频率变化率安全约束下系统的最小惯量需求 H_{min} 为

$$H_{min}=\frac{\Delta P_d}{2(\mathrm{d}f/\mathrm{d}t)_{max}} \tag{17}$$

式中，f 为系统频率。

虚拟同步化光储并网系统的最小惯量 H_{min} 由同步机组与虚拟同步化光储并网机组共同承担，且同步机组惯性时间常数 H_G 是同步机的固有机械特性，可从同步机铭牌离线提前获取；扰动功率 ΔP_d 也可根据系统运行条件及历史数据提前预估最大值 ΔP_{dmax}，结合区域电网实际运行数据，本文取 ΔP_{dmax}=0.1P_N，P_N 为系统总额定功率。因此，控制器的惯性时间常数 H_v 可由式(6)与式(17)依据系统最大频率变化率约束离线评估，可表示为

$$H_v=\frac{H_{min}-H_G(1-k)}{\eta k} \tag{18}$$

3.2.2 有功调频系数设计

本文参照国标 GB/T 15945—2008《电能质量 电力系统频率偏差》，设置虚拟同步化光储并网系统的稳态频率偏差范围为±0.2 Hz，评估控制器的有功调频系数设计需求[12]。

在负荷扰动后的稳态阶段，系统频率 f 维持恒定，系统频率变化率 df/dt=0，同步机组与虚拟同步化光储并网机组的惯性控制退出，负荷扰动功率 ΔP_d 仅由同步机组与虚拟同步化光储并网机组的一次调频功率平衡，频率响应动态方程为

$$K_S\Delta f=\Delta P_d \tag{19}$$

式中，K_S 为虚拟同步化光储并网系统的等效一次调频系数，由同步机组一次调频系数 K_F 与虚拟同步化光储并网机组的有功调频系数 K_f 叠加构成，表示为

$$K_S=(1-k)K_F+\eta k K_f \tag{20}$$

由式(19)可知，稳态频率偏差限值约束下，系统的最小一次调频系数 K_{Smin} 可表示为

$$K_{\mathrm{Smin}}=\Delta P_{\mathrm{dmax}}/\Delta f_{\mathrm{smax}} \tag{21}$$

式中，Δf_{smax} 为稳态频率变化量约束最大限值。

控制器的有功调频系数 K_{f} 可由式(20)与式(21)依据系统稳态频率偏差限值约束离线评估，可表示为

$$K_{\mathrm{f}}=\frac{\Delta P_{\mathrm{dmax}}/\Delta f_{\mathrm{smax}}-K_{\mathrm{F}}(1-k)}{\eta k} \tag{22}$$

3.2.3　阻尼补偿系数设计

使用阻尼补偿型 VSG 控制器实现虚拟同步化光储并网系统的频率友好支撑的前提是控制器具有良好的稳定性和较快的响应速度。根据经典自动控制理论，控制器最优阻尼比为 0.707。在工程设计中，一般认为阻尼比介于 0.6~0.8 时，控制器具有较快的响应速度、较小的超调量及较好的稳定性。本文基于经典自动控制理论，以阻尼比为约束条件，对控制器的阻尼补偿系数的设计需求展开评估。

由式(15)可得，阻尼补偿型 VSG 输出功率的闭环传递函数的阻尼比 ξ_2、固有振荡频率 ω_2 分别表示为

$$\begin{cases}\xi_2=\dfrac{K_{\mathrm{f}}+K_{\mathrm{v}}D_{\mathrm{k}}}{2\sqrt{2H_{\mathrm{v}}K_{\mathrm{v}}}}\\ \omega_2=\sqrt{\dfrac{K_{\mathrm{v}}}{2H_{\mathrm{v}}}}\end{cases} \tag{23}$$

将最优阻尼比约束代入式(23)，可离线评估控制器的阻尼补偿系数取值范围为

$$\frac{2\sqrt{2H_{\mathrm{v}}K_{\mathrm{v}}}\xi_2^{\min}-K_{\mathrm{f}}}{K_{\mathrm{v}}}\leqslant D_{\mathrm{k}}\leqslant\frac{2\sqrt{2H_{\mathrm{v}}K_{\mathrm{v}}}\xi_2^{\max}-K_{\mathrm{f}}}{K_{\mathrm{v}}} \tag{24}$$

式中，$\xi_2^{\min}$ 与 $\xi_2^{\max}$ 分别为阻尼比约束下限和上限，本文取 $\xi_2^{\min}=0.6$，$\xi_2^{\max}=0.8$。

阻尼补偿系数设计还应使 VSG 具有良好的惯量支撑能力。由图 4 可得，阻尼补偿型 VSG 的有功-频率特性 $G_{P\text{-}\omega}$ 可表示为

$$G_{P\text{-}\omega}=\frac{\omega_{\mathrm{v}}-\omega_0}{P_{\mathrm{ref}}-P_{\mathrm{B}}}=\frac{1+D_{\mathrm{k}}s}{2H_{\mathrm{v}}s+K_{\mathrm{f}}} \tag{25}$$

为使控制器的阻尼补偿环节不影响控制器的惯性支撑能力，应使 $G_{P\text{-}\omega}$ 的零极点分布满足 $s-z\geqslant -0.1s$[13]，s 和 z 分别为 $G_{P\text{-}\omega}$ 的零点与极点。因此，控制器的阻尼补偿系数还应满足

$$0\leqslant D_{\mathrm{k}}\leqslant\frac{2H_{\mathrm{v}}}{1.1K_{\mathrm{f}}} \tag{26}$$

综上，控制器的阻尼补偿系数 D_{k} 应满足

$$\frac{2\sqrt{2H_{\mathrm{v}}K_{\mathrm{v}}}\xi_2^{\min}-K_{\mathrm{f}}}{K_{\mathrm{v}}}\leqslant D_{\mathrm{k}}\leqslant \min\left(\frac{2\sqrt{2H_{\mathrm{v}}K_{\mathrm{v}}}\xi_2^{\max}-K_{\mathrm{f}}}{K_{\mathrm{v}}},\frac{2H_{\mathrm{v}}}{1.1K_{\mathrm{f}}}\right) \tag{27}$$

3.3　虚拟同步化光储并网系统的频率支撑控制策略

为充分发挥虚拟同步化光储并网机组的快速频率支撑能力，本文提出了基于调频需求分析的阻尼补偿型 VSG 控制策略，其控制器结构设计如图 5 所示，图中：U_{meas} 为电压测量值；U_{ref} 为电压参考值；K_{p}、K_{i} 为 PI 控制参数。控制系统由离线调频需求评估、频率支撑控制和电压支撑控制 3 个模块组成。

本文以虚拟同步化光储并网系统可安全应对区域电网历史最大扰动功率 ΔP_{dmax} 保守评估系统的调频需求。本文调频需求评估模块所注入参数均可离线提前获取，如同步机组惯性时间常数 H_{G} 与一次调频系数 K_{F} 可从同步机铭牌离线提前获取、光伏渗透率 k 与储能占比 η 由新能源装机比例决定、K_{v} 由系统结构决定、$(\mathrm{d}f/\mathrm{d}t)_{\max}$ 与 Δf_{smax} 为调频约束限值，因此调频需求参数在系统运行过程中无需动态调整。

频率支撑控制模块采用本文所提阻尼补偿型 VSG 控制器，包含虚拟惯量支撑、阻尼补偿及一次调频环节，用以支撑系统频率，且可避免阻尼支撑的稳态输出功率偏差，减小储能功率需求。

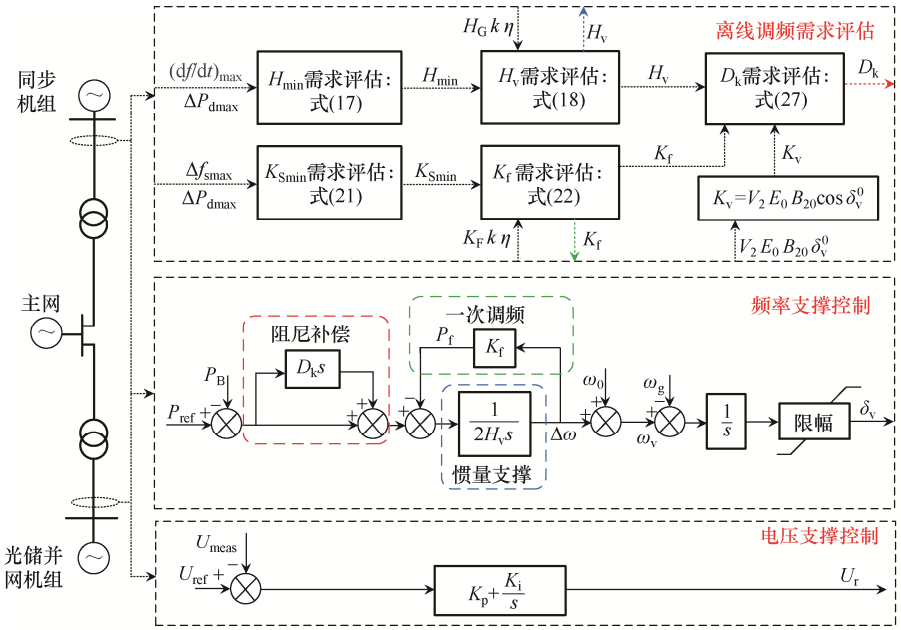


图 5 基于阻尼补偿型 VSG 光储并网系统的频率支撑控制结构

Fig. 5 Frequency support control structure of PV-storage grid-connected system based on damping compensation VSG

4 仿真验证

为验证本文所提控制策略的控制效果，搭建了如图 6 所示的光储并网仿真系统，仿真参数见表 1。

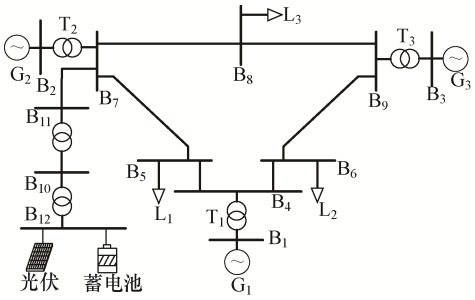


图 6 光储并网仿真系统

Fig. 6 PV-storage grid-connected simulation system

表 1 仿真参数

Tab. 1 Simulation parameters

参数	数值
H_G/s	8
K_F(p.u.)	25
ΔP_{dmax}(p.u.)	0.1
Δf_{smax}/Hz	±0.2
$(df/dt)_{max}$/Hz	±0.5

仿真系统包含 3 台额定容量分别为 100 MW、200 MW 和 200 MW 的同步发电机组 G_1、G_2 和 G_3，1 台 500 MW 的光伏机组，额定功率为 50 MW 的储能，容量均为 200 MW 的负荷 L_1~L_3，以及变压器 T_1~T_3，母线 B_1~B_{12}，系统中光电渗透率为 50%。

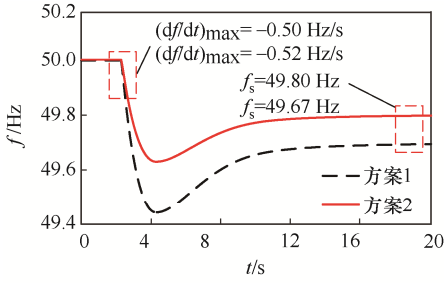
4.1 调频需求验证

为验证不同渗透率下构网控制器调频需求评估的准确性，光储并网机组采用以下 2 种控制方式。方案 1：最大功率追踪控制；方案 2：本文所提基于阻尼补偿型 VSG 光储并网系统的频率支撑控制策略，构网控制器参数根据调频需求整定。将光伏渗透率分别设置为 40%、60%，在系统总有功负荷突增 10%时，系统频率动态响应分别如图 7(a)和(b)所示。

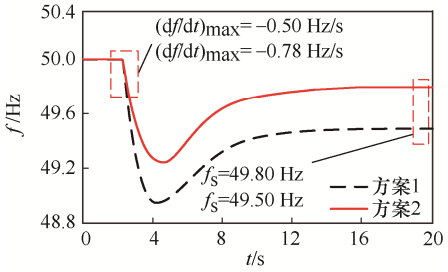
由图 7 可见，随光伏渗透率增加，最大功率追踪控制下光储并网系统的最大频率变化率与稳态频率偏差难以维持调频约束。光储并网机组采用本文所提策略时，构网控制器通过离线调频需求评估模块合理设计控制器参数，系统的最大频率变化率与稳态频率偏差均可满足调频约束。

4.2 频率支撑效果对比

为验证所提控制策略频率支撑的优越性，仿真设置图 6 所示光储并网仿真系统的光伏渗透率为



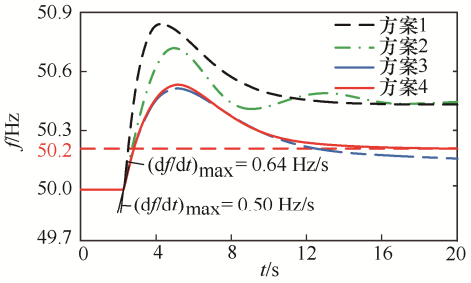
(a) k=40%



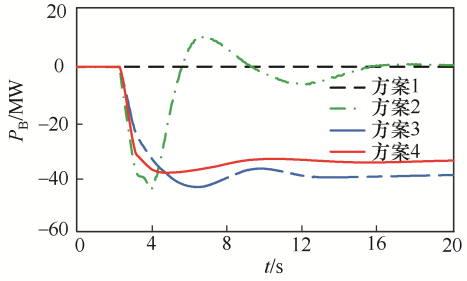
(b) k=60%

图 7　不同光伏渗透率下系统的频率响应特性

Fig. 7 Frequency response characteristics of system under varying PV permeability



(c) 负荷突减时系统频率响应



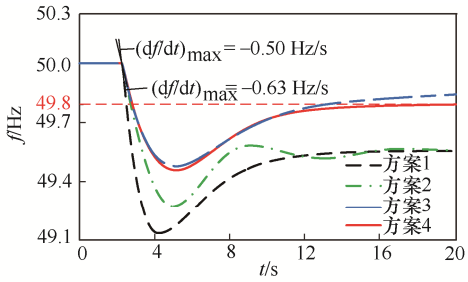
(d) 负荷突减时储能功率响应

图 8　不同控制方式下系统频率与储能功率响应特性

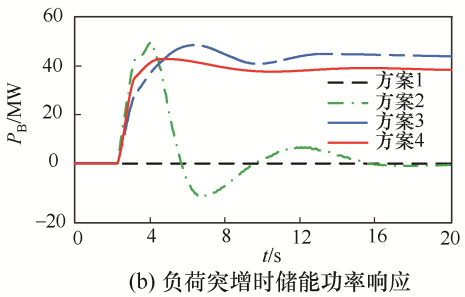
Fig. 8 System frequency and energy storage power response characteristics in different control modes

50%，通过负荷突增与负荷突减 2 种工况，对比光储并网机组采用以下 4 种控制方案的频率支撑效果，如图 8 所示。方案 1：最大功率追踪控制；方案 2：传统 VSG 控制，H_v=20；方案 3：传统 VSG 控制，H_v=20、D_v=30、K_f=250；方案 4：本文所提基于阻尼补偿型 VSG 光储并网系统的频率支撑控制策略，H_v=20、D_k=30、K_f=250。

工况 1(负荷突增)：仿真设置 2 s 时刻，系统总有功负荷突增 10%，系统动态响应如图 8(a)与(b)所示；工况 2(负荷突减)：仿真设置 2 s 时刻，系统总有功负荷突减10%，系统动态响应如图 8(c)与(d)所示。



(a) 负荷突增时系统频率响应



(b) 负荷突增时储能功率响应

由图 8(a)可见，方案 1 控制下，光储并网机组不响应系统频率变化，系统的最大频率变化率 $(\mathrm{d}f/\mathrm{d}t)_{\max}$= −0.63 Hz/s，稳态频率偏差 Δf_{smin}= −0.4 Hz，已超过频率安全允许范围。方案 2 控制下，光储并网机组具有较好的惯量支撑效果，系统的最大频率变化率$(\mathrm{d}f/\mathrm{d}t)_{\max}$ 接近−0.50 Hz/s，满足频率变化率约束，但稳态频率偏差 Δf_{smin}= −0.4 Hz，不满足稳态频率约束，且超调量大，系统稳定性弱。在方案 3 与方案 4 的调控机制下，光储并网机组皆呈现出惯量支撑特性及一次调频能力，但详细对比可知：方案 4 控制下的光储并网系统于频率恢复时效层面，相较于方案 3 优势明显，具备更快的频率恢复速率；反之，方案 3 控制下的光储并网系统在频率响应进程中与控制目标存在稳态误差，稳态控制精度较方案 4 更低。

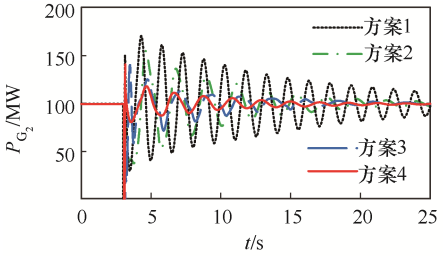
结合图8(b)，从机组输出有功功率的视角进 一步分析，与方案 3 相比，方案 4 控制下储能输出有功功率的峰值与稳态值均呈现下降趋势。由此可见，

方案 4 不但在维持系统频率稳定运行方面成效显著，能够有效应对系统频率波动，而且从功率输出特性优化层面考量，可有效削减不必要的功率损耗，进而提升能源利用效率。综合考虑，方案 4 凭借其在频率调节及功率输出方面的双重优势，比方案 3 更适配光储并网系统的高效、稳定运行需求。

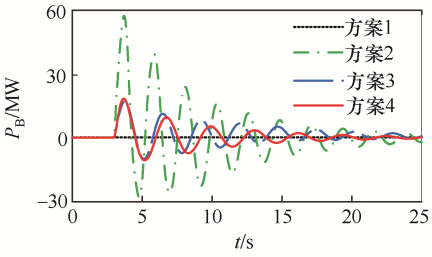
由图 8(c)与(d)可见，负荷突减工况下，本文所提控制策略亦有最优频率支撑效果。综上，本文所提控制策略在负荷突增和负荷突减 2 种工况下均可有效支撑光储并网系统的频率稳定。

4.3 并网系统稳定性测试

为验证本文所提控制策略下光储并网系统的稳定性，仿真设置线路 8~9 出现持续时间为 0.1 s 的三相短路故障，4.2 节所提 4 种控制方式下光储并网系统的动态响应如图 9 所示。



(a) 同步机G_2功率响应



(b) 储能功率响应

图 9 短路故障下系统动态响应

Fig. 9 Dynamic response of system under short-circuit fault

由图 9 可见：方案 1 控制下，光储并网机组不响应同步机组的功率变化，同步机 G_2 的最大功率振幅为 75 MW，故障切除 23 s 内并网系统未恢复稳定；方案 2 控制下，光储并网机组经惯性功率响应分担同步机组的功率变化，同步机 G_2 的最大功率振幅为 55 MW，储能的最大功率振幅为 58 MW；方案 4 与方案 3 具有相近的振荡抑制效果。结合 4.1 节分析可知，光储并网机组采用本文所提控制方案后，不仅拥有了更优的频率支撑效果，还具备了与传统 VSG 控制方案相近的阻尼支撑效果，进而能够为系统的稳定运行提供支撑。

5 结论

为提升构网型虚拟同步化光储并网系统的频率支撑能力，本文经调频需求离线评估，提出了基于阻尼补偿型 VSG 光储并网系统的频率支撑控制策略，并经理论分析和仿真验证得出如下结论。

(1)传统构网型 VSG 控制下，光储并网系统的多控制目标彼此关联、相互制约；阻尼补偿型 VSG 控制策略具有更高的控制灵活度，能够有效规避光储并网机组的阻尼支撑功率对系统稳态输出功率的不良干扰。

(2)为确保构网型虚拟同步化光储并网系统具有可靠的频率支撑能力，需依据最大频率变化率与稳态频率偏差的双重约束，对构网控制器的虚拟惯量与一次调频参数进行协同设计。此外，还需进一步优化控制器的阻尼补偿参数，以保障控制器具备卓越的动态性能，从而提升光储并网机组频率支撑的稳定性与精准性。

(3)所提基于阻尼补偿型 VSG 光储并网系统的频率支撑控制策略，可依据频率支撑需求及控制器动态性能约束离线设计构网控制器参数，实现多控制目标协调。

参考文献：

[1] 康重庆，姚良忠. 高比例可再生能源电力系统的关键科学问题与理论研究框架[J]. 电力系统自动化，2017，41(9): 2-11.
Kang Chongqing, Yao Liangzhong. Key scientific issues and theoretical research framework for power systems with high proportion of renewable energy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(9): 2-11. (in Chinese)

[2] Liu Jia, Hou Yuguang, Guo Jingyu, et al. A cost-efficient virtual synchronous generator system based on coordinated photovoltaic and supercapacitor [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2023, 38(12): 16219-16229.

[3] Sun Chu, Ali S Q, Joos G, et al. Design of hybrid-storage-based virtual synchronous machine with energy recovery control considering energy consumed in inertial and damping support [J]. IEEE Transactions on Power

Electronics, 2022, 37(3): 2648-2666.

[4] 付媛, 张保泽, 张祥宇, 等. 虚拟同步耦合下储能的频率支撑与功率振荡多目标协调控制[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(9): 1-9, 23.
Fu Yuan, Zhang Baoze, Zhang Xiangyu, et al. Multi-objective coordinated control of frequency support and power oscillation for energy storage under virtual synchronous coupling [J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(9): 1-9, 23. (in Chinese)

[5] 麻秀范, 张乐萱, 于琨澎, 等. 考虑 5G 基站备用储能优化调控的配电网重构双层优化方法[J]. 电工技术学报, 2024, 39(16): 5028-5041.
Ma Xiufan, Zhang Lexuan, Yu Kunpeng, et al. A two-layer optimization approach for distribution network reconfiguration considering optimal regulation of 5G base station backup energy storage [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(16): 5028-5041. (in Chinese)

[6] 修连成, 刘娣, 康志亮, 等. 基于功频下垂控制的并网型储能系统惯量与阻尼特性分析[J]. 电源学报, 2018, 16(4): 35-42, 86.
Xiu Liancheng, Liu Di, Kang Zhiliang, et al. Analysis of inertia and damping characteristics for grid-tied energy storage system based on power frequency droop control [J]. Journal of Power Supply, 2018, 16(4): 35-42, 86. (in Chinese)

[7] 邱彬，王雪纯，宋平，等. 基于 DSOGI-PLL 的 VSG 双机并联系统功率分配控制策略[J]. 电源学报, 2023, 21(2): 89-99.
Qiu Bin, Wang Xuechun, Song Ping, et al. Power distribution control strategy for VSG dual-machine parallel system based on DSOGI-PLL [J]. Journal of Power Supply, 2023, 21(2): 89-99. (in Chinese)

[8] 王鑫, 杨德健. 基于变系数 PI 控制的双馈风电机组自适应转速恢复策略[J]. 电工技术学报, 2023, 38(15): 4120-4129.
Wang Xin, Yang Dejian. Adaptive speed recovery strategy of doubly-fed induction generator based on variable PI control coefficient [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(15): 4120-4129. (in Chinese)

[9] 郭梓暄，张兴，李明，等. 弱电网下电压控制型逆变器的自适应快速功率控制策略[J]. 电源学报, 2023, 21(4): 56-66.
Guo Zixuan, Zhang Xing, Li Ming, et al. Adaptive rapid power control strategy for voltage-controlled inverter under weak grid conditions [J]. Journal of Power Supply, 2023, 21(4): 56-66. (in Chinese)

[10] Zhang Guozhou, Hu Weihao, Cao Di, et al. Deep reinforcement learning-based approach for proportional resonance power system stabilizer to prevent ultra-low-frequency oscillations [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(6): 5260-5272.

[11] 王宝财, 孙华东, 李文锋, 等. 考虑动态频率约束的电力系统最小惯量评估[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(1): 114-127.
Wang Baocai, Sun Huadong, Li Wenfeng, et al. Minimum inertia estimation of power system considering dynamic frequency constraints [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(1): 114-127. (in Chinese)

[12] 国家电网公司. 国家电网安全稳定计算技术规范：Q/GDW 404—2010[S]. 北京：中国电力出版社，2010.
State Grid Corporation of China. Technical Specification for State Grid Security and Stability Calculation: Q/GDW 404—2010 [S]. Beijing: China Electric Power Publishing House, 2010. (in Chinese)

[13] 陈伯时. 电力拖动自动控制系统：运动控制系统[M]. 北京: 机械工业出版社, 2003.
Chen B S. Control Systems of Electric Drives-Motion Control [M]. Beijing: China Machine Press, 2003. (in Chinese)



刘洋

作者简介：

刘洋(1982—　)，女，硕士，高级工程师。研究方向：新能源并网与运行。E-mail：liuyang4142@163.com。

林英明(1975—　)，男，本科，高级工程师。研究方向：大电网调度，发电技术管理。E-mail：ncepufy1@163. com。

余达(1991—　)，男，硕士，工程师。研究方向：新能源并网与运行。E-mail：yuda124@126.com。

李丰能(1999—　)，男，硕士研究生。研究方向：新能源发电与并网控制技术。E-mail：life1120122@163.com。

环加飞(1982—　)，男，通信作者，本科，高级工程师。研究方向：新能源电力系统调控。E-mail：huanjiafei2024@163.com。

朱红路(1982—　)，男，博士。研究方向：智能光伏发电，新能源功率预测。E-mail：zhxy2000xy@163.com。

(责任编辑：耿越)