

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240037

## 考虑功率最大输出与储能协调的光储 VSG 控制策略

杨欢红<sup>1</sup>, 严灵杰<sup>1</sup>, 黄文焘<sup>2</sup>, 郑颖<sup>1</sup>, 赵峰<sup>1</sup>, 叶婧元<sup>1</sup>

(1. 上海电力大学电气工程学院, 上海 200090; 2. 上海交通大学电力传输与功率变换控制  
教育部重点实验室, 上海 200240)

**摘要:** 在传统虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)控制的光储系统中, 电池通过频繁充放电处理波动的光伏功率, 易出现早衰问题。为优化电池运行, 提出一种考虑功率最大输出与储能协调的光储 VSG 控制策略。首先, 建立输出频率与直流侧电容电压偏差的比例关系, 实现光伏功率的最大输出与 VSG 的惯性支撑。其次, 利用下垂特性控制电池功率输出, 在实现系统一次调频功能的基础上提升电池能量管理的灵活度。然后, 设计一种稳定直流侧电压的分段控制方案, 确保系统正常工作时直流侧电压在合理范围之内。最后, 通过仿真实验验证所提方法不仅保留了 VSG 的惯性支撑和一次调频功能, 还实现了光伏功率的最大输出, 减少了对电池的依赖。

**关键词:** 光储系统; 虚拟同步发电机; 直流侧电容电压; 最大功率输出; 分段控制

### VSG control strategy for a photovoltaic system with storage considering maximum power output and energy storage coordination

YANG Huanhong<sup>1</sup>, YAN Lingjie<sup>1</sup>, HUANG Wentao<sup>2</sup>, ZHENG Ying<sup>1</sup>, ZHAO Feng<sup>1</sup>, YE Jingyuan<sup>1</sup>

(1. School of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China;  
2. Key Laboratory of Power Transmission and Transformation Control (Ministry of Education),  
Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China)

**Abstract:** In the traditional photovoltaic storage virtual synchronous generator (VSG) system, the battery handles the fluctuation of photovoltaic power by frequent charging and discharging. This leads to premature battery failure. To optimize battery operation, a VSG control strategy for a photovoltaic system with storage considering maximum power output and energy storage coordination is proposed. First, the proportional correlation between output frequency and DC side voltage deviation is established to realize maximum output of PV power and the inertia support of the VSG. Secondly, the sagging characteristic is used to control the battery power output to enhance the flexibility of battery energy management and this can realize the primary frequency regulation function of the system. Thirdly, a segmented control scheme to stabilize the DC side voltage is designed to ensure that the DC side voltage of the system is within a reasonable range when the system is working normally. Finally, simulation experiments verify that the proposed method not only retains the inertia support and primary frequency regulation functions of VSG control, but also realizes the maximization of PV power output and reduces the dependence on batteries.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52177100).

**Key words:** photovoltaic storage system; virtual synchronous generator (VSG); DC-link capacitor voltage; maximum power output; segmented control

## 0 引言

在环境污染和能源危机等问题频出的背景下<sup>[1]</sup>, 光伏发电得到快速发展与应用<sup>[2]</sup>。但是, 光伏电源

的高渗透率也给电力系统带来了不利影响<sup>[3]</sup>。首先, 光伏发电的随机性与波动性会造成逆变器输出发生突变, 进而威胁电力系统的稳定性。其次, 光伏发电通过电力电子变换器与电网进行连接, 并不具备机械惯性和阻尼特性。随着传统的同步发电机被分布式电力电子设备大量取代, 整个电力系统呈现低惯量的特性<sup>[4]</sup>, 电网的可靠性与稳定性也因此降低。

**基金项目:** 国家自然科学基金项目资助(52177100); 电力传输与功率控制教育部重点实验室课题项目资助(2022AA05)

为提高新能源并网的友好性, 虚拟同步发电机控制技术被提出<sup>[5-6]</sup>。通过在并网逆变器的控制策略中模拟同步发电机的主体模型、有功调频、无功调压等特性, 使含有电力电子设备的新能源发电从运行机制以及外特性上可以和常规同步电机近似, 将新能源发电系统等同于同步发电机来运行<sup>[7]</sup>。但是, 现有对传统虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)控制策略的研究大多以无穷大电源来等效分布式电源和储能元件<sup>[8]</sup>, 没有考虑其真实的输出能力对 VSG 虚拟惯性自适应控制效果的影响, 阻碍了新能源发电系统的实用化<sup>[9]</sup>。

在光伏系统中, 为削弱光伏发电的随机性与波动性对平滑输出的影响, 会配备电池储能来增强光伏输出功率的可控性<sup>[10]</sup>。传统光储 VSG 系统将蓄电池安装在光伏发电系统的直流侧, 通过 DC/DC 变换器将储能电池连接到逆变器直流侧, 维持直流侧电压在一个恒定值, 逆变器则采用 VSG 策略控制支撑电网<sup>[11]</sup>。然而, 间歇性波动的光伏功率完全被电池吸收, 将导致电池频繁充放电和早衰<sup>[12]</sup>。此外, 由于该方法会过早耗尽电池容量, 容易引起光伏电源卸载<sup>[13]</sup>。电网希望可再生能源响应电网潮流变化, 而不是抑制可再生能源输出波动功率。电网中所有具有调频能力的机组都可以吸收可再生能源的波动功率<sup>[14]</sup>。因此, 将波动的光伏功率灵活地输送到电网, 而不是将其完全存储在电池中, 具有更高的经济价值。

允许直流侧电压波动来反映光伏功率的变化, 可以实现最大光伏功率的自适应输出。目前, 允许直流侧电压波动的控制思路已应用于风力发电系统<sup>[15-16]</sup>、并网储能系统<sup>[17]</sup>和高压直流输电系统<sup>[18-19]</sup>。然而, 已有相关研究例如电容电压平衡虚拟同步技术, 只关注于惯性支撑方面, 而未涉及随电压波动自适应输出光伏功率的控制策略<sup>[20-21]</sup>。此外, 光储系统中允许直流电压波动将导致原有系统的电池控制算法失效, 直流电压的安全范围也需要进一步研究。

针对现有的研究和存在的问题, 本文在传统光储 VSG 控制的基础上提出了一种新的控制策略, 以实现两级式光储系统的最大光伏功率收集和支撑电网双目标。在控制方案中, 直流侧电容提供虚拟惯性支撑, 蓄电池提供一次调频出力。其次, 通过公式推导和小信号建模证明方法的可行性, 提出的控制方案能够实现直流侧电压的自适应控制, 以促进最大光伏功率利用, 减少电池的频繁充放电。进而, 考虑系统中电容容量的有限性以及电容电压波动的安全范围, 提出了一种稳定直流侧电压控制方案,

确保直流侧电压在允许范围内。最后, 在光伏突变和负载突变的工况下对系统进行仿真, 验证所提方法的正确性和有效性。

## 1 基于 VSG 的光储并网系统设计

### 1.1 传统光储 VSG 系统原理

传统的光伏储能发电系统的并网结构和控制原理如图 1 所示。光储系统采用两级式结构, 前级采用 Boost 电路, 实现光伏最大功率追踪, 后级逆变器采用电压源型虚拟同步机控制策略, 实现对电网电压频率的支撑<sup>[22]</sup>。由于应用 VSG 技术调频调压时, 中间需要缓冲光伏输入与输出间的功率差, 因此系统在直流母线处配备储能装置, 利用储能装置维持直流母线电压恒定, 达到前后级功率解耦的效果, 使得 VSG 可以根据功率指令与自身响应输出功率, 而无需变动功率以配合直流母线电压的稳定。

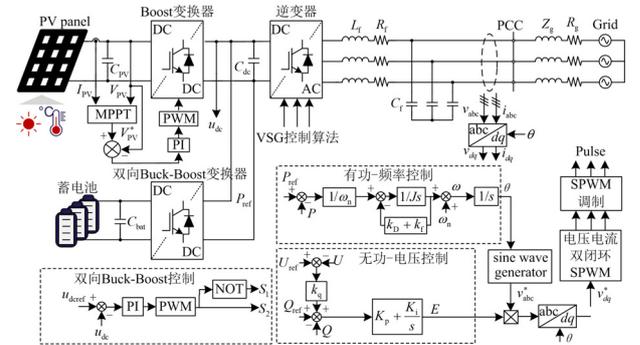


图 1 传统光储 VSG 控制系统图

Fig. 1 Conventional photovoltaic storage VSG control system diagram

VSG 控制包括有功-频率控制、无功-电压控制、电压电流双闭环控制等, 与传统同步发电机的转子运动方程和一次调频特性类似, 采用经典的二阶模型, 可以得到基于 VSG 控制的逆变器输出功率与角频率之间的关系, 如式(1)所示。

$$J\omega_n \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e - k_D(\omega - \omega_n) \quad (1)$$

式中:  $J$  为 VSG 的虚拟惯性;  $\omega$  和  $\omega_n$  分别为 VSG 虚拟转子对应的实际角速度、额定角速度;  $k_D$  为虚拟阻尼系数;  $P_m$  和  $P_e$  分别为逆变器的机械功率、实际输出功率, 在并网情况下  $P_m$  和  $P_e$  计算公式分别如式(2)和式(3)所示。

$$P_m = P_{ref} - k_f(\omega - \omega_n) \quad (2)$$

$$P_e = \frac{3EU_g}{2X} \int (\omega - \omega_n) dt \quad (3)$$

式中:  $P_{ref}$  为给定参考功率;  $k_f$  为原动机的调差参

数； $E$  和  $U_g$  分别为逆变器输出电压和网侧电压； $X$  为逆变器与电网之间的阻抗。

### 1.2 传统光储 VSG 系统的功率流动问题

在如图 1 所示的传统光储 VSG 系统中，直流侧电压由电池控制在一个恒定值。同时，光伏电源工作在 MPPT 模式，逆变器工作在 VSG 模式。参考功率  $P_{ref}$  通常为调度指令或预测光伏功率，很难准确地得到实时最大光伏功率。当负载需求增加  $\Delta P_e$  时，直流侧电压应该下降，然而在现实情况中，电池将立即补充缺乏的功率来防止直流电压变化。相反，当光伏功率增加  $\Delta P_{pv}$  时，直流侧电压应该增加，电池将通过恒压控制吸收所有增加的光伏功率，使直流侧电压无法反映光伏功率的变化。因此，传统的 VSG 无法输出波动的最大光伏功率。

如果将波动的光伏功率传输到电网中，将大大减轻局部电池的压力，有利于保持最大的光伏功率输出。此外，通过对不同地区波动的可再生能源进行互补，可以实现不同光伏电源之间的平衡，进一步减少对电池的依赖，提高经济性。

### 1.3 光储 VSG 系统的改进控制策略

在逆变器直流侧电压能够稳定在安全范围内的前提下提出改进控制方案，与同步发电机的转子相似，在图 1 所示的光储系统中，直流侧的电容电压也反映了输入和输出之间的功率不平衡，如式(4)所示。

$$C_{dc}U_{dc} \frac{du_{dc}}{dt} = P_m - P_e \quad (4)$$

式中： $C_{dc}$  和  $U_{dc}$  分别表示逆变器直流侧的额定电容和额定电压； $u_{dc}$  表示实际直流侧电压。

根据式(4)可知，PV 功率的增加将提高直流侧的电压。此外，根据式(3)可得，当逆变器模拟同步特性时，可以通过增加角速度来增加输出功率。因此，为了将增加的 PV 功率输出到电网，可以通过直流侧电压的变化量来控制。结合式(1)和式(4)，可以得到系统中频率变化和直流侧电压变化的关系式，如式(5)所示。

$$J\omega_n \frac{d\omega}{dt} + k_D(\omega - \omega_n) = C_{dc}U_{dc} \frac{du_{dc}}{dt} \quad (5)$$

为简化模型暂不考虑阻尼环节，进一步可以建立直流侧电压变化和频率变化的关系，得到直流母线电压与输出频率偏差关联的控制方程，如式(6)和式(7)所示。

$$\Delta\omega = \frac{C_{dc}U_{dc}}{J\omega_n} \Delta u_{dc} \quad (6)$$

$$k_v = \frac{C_{dc}U_{dc}}{J\omega_n} \quad (7)$$

式中： $\Delta\omega$  和  $\Delta u_{dc}$  分别表示角频率偏差和直流侧电压偏差； $k_v$  为频率变化和直流侧电压变化的关联系数。

为将波动的光伏功率灵活地输出至电网，而不是全部吸收至储能电池中，通过式(6)设计直流侧电压控制频率环节模拟同步控制，代替原有的功率控制系统，控制框图如图 2 所示。

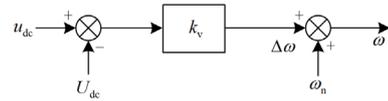


图 2 模拟同步控制环节原理图

Fig. 2 Schematic diagram of analog synchronous control loop

在通过式(6)建立  $\Delta u_{dc}$  和  $\Delta\omega$  之间的相关性之后，可以将直流电压视为虚拟转子速度。为了模拟同步发电机中输入功率和转子速度之间的下垂控制，将电池功率与直流侧电压相关联。因此，根据式(8)一式(9)可以得到连接蓄电池 DC-DC 变换器的控制原理，如图 3 所示。

$$\begin{cases} \Delta i_{bat} = \Delta P_{bat} / u_{bat} \\ \Delta P_{bat} = -k_{\omega} \Delta\omega \\ \Delta\omega = k_v \Delta u_{dc} \end{cases} \quad (8)$$

$$k_{\omega} = \frac{\Delta P_{batm}}{\Delta\omega_m} \quad (9)$$

式中： $\Delta i_{bat}$  为电池电流的变化量； $u_{bat}$  为电池电压； $\Delta P_{bat}$  为电池功率的变化量； $k_{\omega}$  为频率与电池功率之间的下垂系数，由最大功率变化量  $\Delta P_{batm}$  下允许的最大角频率偏差  $\Delta\omega_m$  决定。

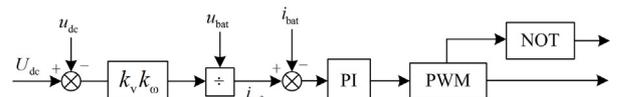


图 3 蓄电池控制原理图

Fig. 3 Control schematic of battery

原系统中的无功环节由于不需要提供能量，仍采用传统 VSG 控制中的无功-电压控制。综上，在原系统引入模拟同步控制和电池下垂控制策略之后，改进控制系统的结构如图 4 所示。

## 2 改进控制系统的功率分析

### 2.1 输入改变下的功率响应

在传统 VSG 控制下，为了维持直流侧电压恒定，光伏增加的功率都会直接被电池吸收，所以理论上在有功功率指令值不变的情况下，光伏变化的功率等于电池变化的功率，逆变器输出功率则保持

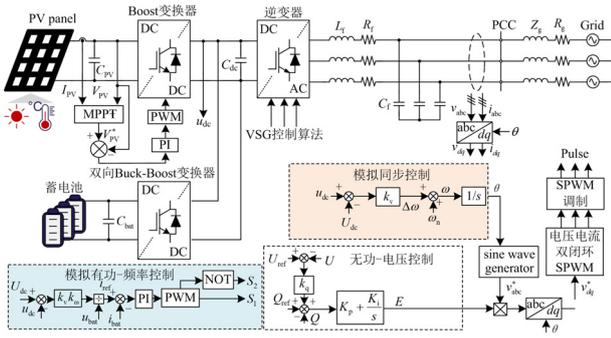


图 4 改进光储 VSG 控制系统图

Fig. 4 Improved photovoltaic storage VSG control system diagram

不变, 导致光伏功率的浪费和电池的频繁充放电。而在本文提出的策略中, 功率平衡的小信号模型可以表示为

$$C_{dc}U_{dc} \frac{d\Delta u_{dc}}{dt} = \Delta P_{pv} - k_{\omega}k_v \Delta u_{dc} - \frac{3EU_g k_v}{2X} \int \Delta u_{dc} dt \quad (10)$$

式中,  $\Delta P_{pv}$  表示光伏功率变化。

结合式(8)和式(10)可以得到电池功率变化的表达式, 如式(11)所示。

$$\Delta P_{bat} = \frac{2\Delta P_{pv} \xi}{\sqrt{(1-\xi^2)k_v}} e^{-\frac{k_{\omega}k_v}{C_{dc}U_{dc}}t} \sin\left(2k_{\omega}k_v \frac{3}{2} \sqrt{1-\xi^2}t\right) \quad (11)$$

其中阻尼比  $\xi$  可由式(12)表示。

$$\xi = \frac{k_{\omega}\sqrt{k_v X}}{\sqrt{6EU_g C_{dc}U_{dc}}} \quad (12)$$

进一步求出逆变器输出功率变化  $\Delta P_e$  的表达式。

$$\Delta P_e = \Delta P_{pv} - \Delta P_{pv} e^{-\frac{k_{\omega}k_v}{C_{dc}U_{dc}}t} \cos\left(2k_{\omega}k_v \frac{3}{2} \sqrt{1-\xi^2}t\right) - \frac{\Delta P_{pv} \xi}{\sqrt{(1-\xi^2)k_v}} e^{-\frac{k_{\omega}k_v}{C_{dc}U_{dc}}t} \sin\left(2k_{\omega}k_v \frac{3}{2} \sqrt{1-\xi^2}t\right) \quad (13)$$

图 5 和图 6 展示了在不同阻尼比的条件下, 电池功率和逆变器输出功率的理论响应曲线变化(红色曲线  $\Delta P_{batorig}$  和  $\Delta P_{eorig}$  分别表示传统 VSG 控制的电池功率和逆变器输出功率的理论响应曲线)。如图 5 和图 6 所示, 电池仅在暂态过程中吸收波动的光伏功率, 当系统达到稳定状态后, 额外的光伏发电将全部输出到电网。因此, 相比传统的 VSG, 该策略使得更多的光伏能量得以利用, 减轻电池处理波动功率的压力, 从而降低对电池功率的需求。

## 2.2 负荷变化下的功率响应

假设电网侧电力需求按  $\Delta P_e$  增加, 而光伏功率不变。理论上, 在传统的 VSG 控制策略下, 为了维持直流电压恒定, 电池将以  $\Delta P_e$  的功率急剧放电,

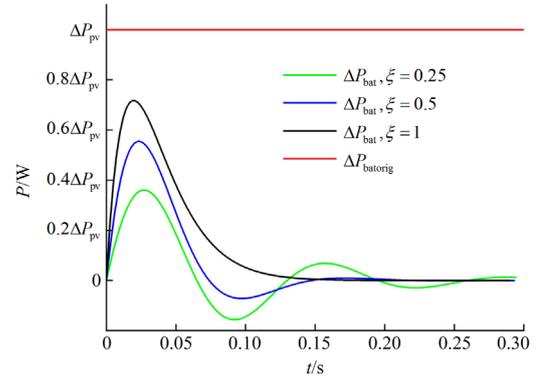


图 5 光伏功率变化下电池功率响应曲线

Fig. 5 Response curve of battery power change under PV power variation

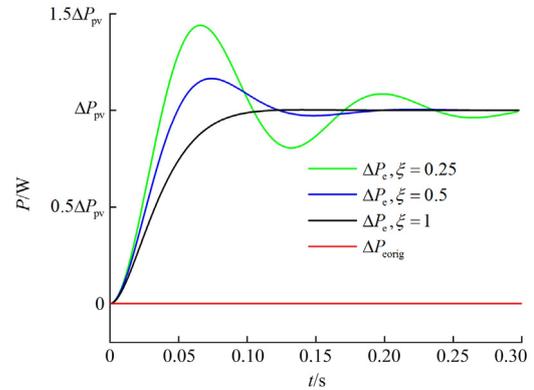


图 6 光伏功率变化下逆变器输出功率响应曲线

Fig. 6 Response curve of inverter output power under PV power variation

如图 7 中的红色曲线所示,  $\Delta P_{batorig}$  为传统 VSG 控制下的电池功率变化, 而直流电容的功率变化如图 8 中的红色曲线所示,  $\Delta P_{eorig}$  为传统 VSG 控制下的电容功率变化。在所提出的策略下, 此时的功率平衡小信号模型表示如式(14)所示。

$$C_{dc}U_{dc} \frac{d\Delta u_{dc}}{dt} = -\Delta P_e - k_{\omega}k_v \Delta u_{dc} \quad (14)$$

求解电池功率变化  $\Delta P_{bat}$  和电容功率变化  $\Delta P_c$  的表达式分别如式(15)和式(16)所示。

$$\Delta P_{bat} = \Delta P_e (1 - e^{-\frac{k_{\omega}k_v}{C_{dc}U_{dc}}t}) \quad (15)$$

$$\Delta P_c = \Delta P_e e^{-\frac{k_{\omega}k_v}{C_{dc}U_{dc}}t} \quad (16)$$

图 7 和图 8 分别展示了在负荷变化下电池功率和电容功率的理论响应曲线。当负载突变时, 电池功率只需平缓增加, 暂态过程的功率缺额则由直流侧电容器提供, 这意味着所提出的策略可以减少对

电池的依赖,同时提供与传统 VSG 相同的输出功率。所提出的策略之所以优于传统的 VSG 控制,是因为它能够在不损害电网频率调节功能的情况下实现更高的光伏功率输出。因此,所提出的策略可以提高光伏功率利用率,避免电池不必要的充放电。

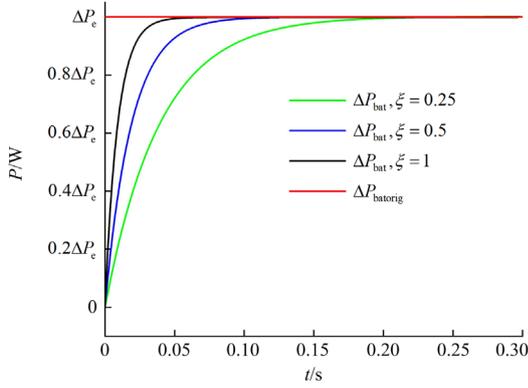


图 7 负荷变化下电池功率响应曲线

Fig. 7 Response curve of battery power under load variation

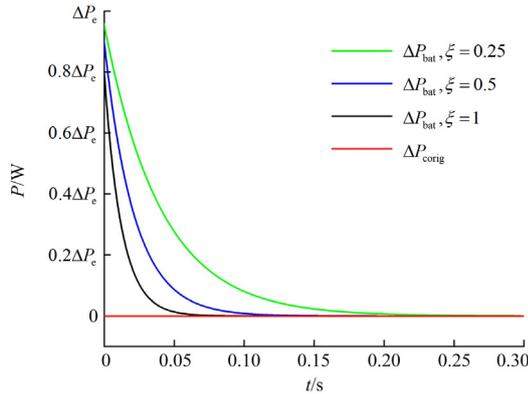


图 8 负荷变化下直流电容功率响应曲线

Fig. 8 DC capacitor power response curve under load variation

### 3 稳定直流侧电压分段控制

在 1.3 节提出的改进控制策略前提条件为直流侧电压维持在安全范围之内。因此为了满足这一条件,当直流电压达到安全范围的极限时,系统需要附加直流侧电压调节控制以避免光伏电源的卸载。

3.1 节和 3.2 节将在直流侧电压过高和过低两种情况下分析。

#### 3.1 直流侧电压过高时的光伏减载调整

当直流侧电压超过最高限制时,最大的光伏功率超出了电网以及电池的吸收能力。对此,系统将从光伏最大功率点跟踪控制切换为光伏减载控制,使光伏阵列的运行点偏离最大功率点,从而预留出一部分有功功率<sup>[23]</sup>,其原理如图 9 所示。当最大光

伏功率  $P_{mpp}$  超过系统的吸收极限时,系统将牺牲一部分光伏功率(图 9 中  $\Delta P_{reserve}$  为牺牲功率)。光伏功率降至  $P_{pv1}$  和  $P_{pv2}$ ,光伏工作电压也从最大功率点电压  $V_{mpp}$  移动到  $V_{pv1}$  和  $V_{pv2}$ 。该方法需损失一部分捕获的光能,虽然降低了能量利用率,但是无需增设额外的储能单元,减少了系统的复杂程度。在正常功率波动范围内,相比于采用额外的储能单元,采用光伏减载控制的方式更具经济性和可靠性。

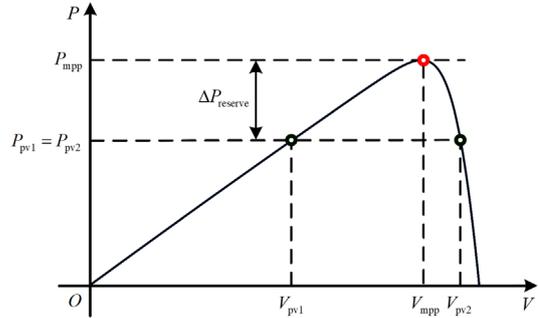


图 9 光伏减载控制原理图

Fig. 9 PV load shedding control schematic

直流侧电压过高时的控制策略如图 10 所示,在正常电压区间内,光伏 DC/DC 变换器工作在最大功率点跟踪(maximum power point tracking, MPPT)控制模式。当检测到直流侧电压过高时,光伏 DC/DC 变换器立即切换至光伏减载控制模式,降低光伏输出功率,避免直流侧电压越限。当光伏输出功率自然减少或者负载功率增加时,直流侧电压将自然降低到安全区间,而光伏 DC/DC 变换器也将自行切换至 MPPT 工作模式。

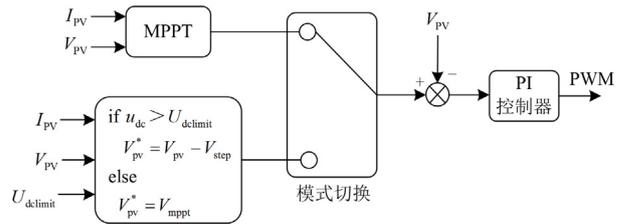


图 10 应对直流侧电压过高的控制

Fig. 10 Overvoltage adjustment control of DC side

#### 3.2 直流侧电压过低时的自适应频率输出调整

当直流侧电压过低时,光储系统发出的最大功率已不能满足系统的需求,随着功率差额的继续增大,直流侧电压可能会降得更低,存在系统失稳风险。为解决这一问题,系统需要降低输出功率,减小逆变器功率差额,维持直流侧电压稳定。在图 4 所示的控制系统中,对频率控制增加低压限幅环节,可以避免直流侧电压过低。

应对直流侧电压过低的控制原理如图 11 所示, 当  $u_{dc}$  高于最低工作电压  $U_{dc\text{down}}$  时,  $d\omega$  将被限制为 0, 虚拟同步控制器正常工作。而当  $u_{dc}$  低于  $U_{dc\text{down}}$  时, 虚拟同步控制器的输出角频率  $\omega$  将会减去对应的偏差量  $d\omega$ , 从而降低输出功率以保持  $u_{dc} = U_{dc\text{down}}$ 。当电网电力需求下降或光照辐度增强后,  $u_{dc}$  自然会高于  $U_{dc\text{down}}$ ,  $d\omega$  将恢复为 0, 光储系统将无缝切换到正常控制模式。

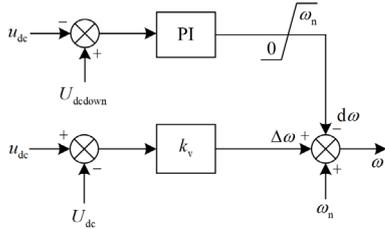


图 11 应对直流侧电压过低的控制

Fig. 11 Low-voltage regulation control of DC side

## 4 仿真验证

### 4.1 所提控制策略灵活输送功率能力验证

为验证所提控制策略的优势, 在 Matlab/Simulink 中构建了如图 12 所示的双光储电源联供的仿真系统, 工作在离网状态, 其中光储系统 1、2 均由本文提出的策略控制, 负载到每个光储电源的线路阻抗配置相同。各光储电源的拓扑结构与图 4 相同, 主要参数如表 1 所示。此外, 为了方便实验做对比分析, 另外搭建了参数相同的传统 VSG 控制的双光储电源联机仿真系统, 单机控制结构如图 1 所示。

#### 4.1.1 光伏变化时的验证分析

如图 13 所示, 在 0~2 s 设置两个光伏功率输出均为 75 kW, 用电负荷为 100 kW, 则两个逆变器分别输出 50 kW 的功率, 两电池分别吸收 25 kW 功率。在 2 s 时光伏功率改变, 1 号机组光伏功率增加至

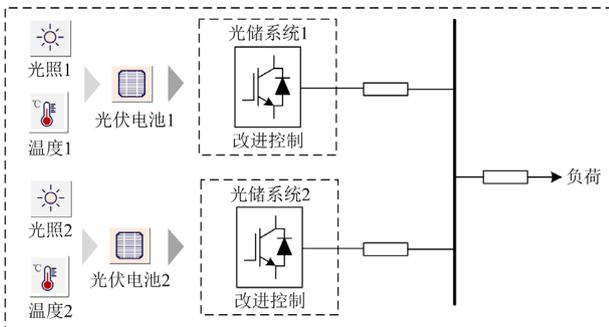


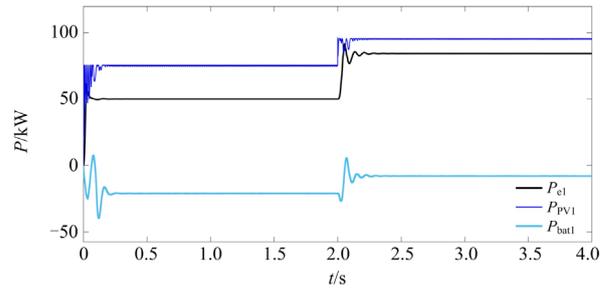
图 12 双光储系统仿真系统的拓扑结构

Fig. 12 Topology of a dual photovoltaic storage power supply simulation system

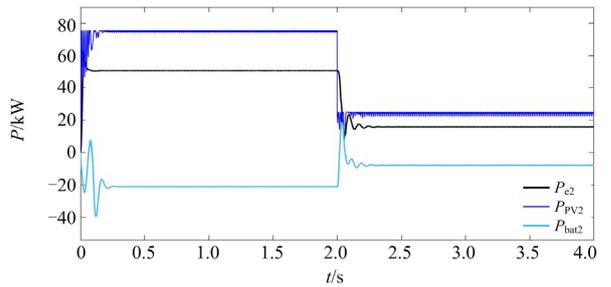
表 1 基于 VSG 的光储并网系统电路参数

Table 1 Circuit parameters of VSG-based photovoltaic storage grid-connected system

参数及单位	数值	参数及单位	数值
$U_{dref}/V$	700	$C_{pv}/\mu F$	10
$U_g/V$	380	$L_f/mH$	0.8
$P_n/kW$	100	$C_f/\mu F$	100
$C_{dc}/\mu F$	400	$L_g/mH$	1.2
$J/(kg \cdot m^2)$	1	$\Delta f/Hz$	0.5
$f_n/Hz$	50	$\Delta U_{dlimit}/V$	70



(a) 1号逆变器机组光伏功率  $P_{pv1}$ , 逆变器输出功率  $P_{e1}$ , 电池功率  $P_{bat1}$



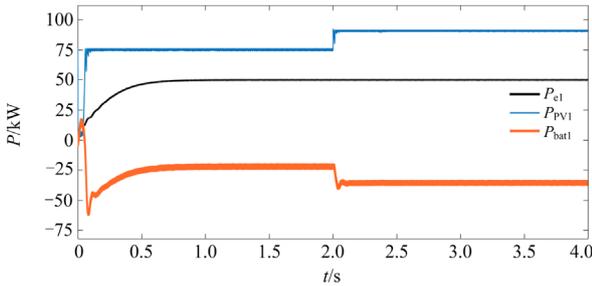
(b) 2号逆变器机组光伏功率  $P_{pv2}$ , 逆变器输出功率  $P_{e2}$ , 电池功率  $P_{bat2}$

图 13 改进控制的各输出功率波形(光伏变化)

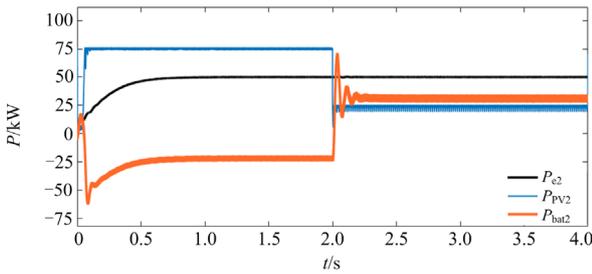
Fig. 13 Improved control of each output power waveform (PV variation)

95 kW, 2 号机组光伏功率减少至 25 kW, 负荷不变, 1 号逆变器随着输入光伏功率的增加, 输出功率增至 85 kW, 2 号逆变器随着输入光伏功率的减少, 输出功率降低至 15 kW, 此时两电池都吸收 10 kW 功率。

为便于对比分析, 在传统 VSG 控制的系统中设置相同的工况。如图 14 所示, 在 2 s 时, 由于负荷没有发生变化, 两个逆变器输出功率也没有发生变动, 但由于逆变器 1 的光伏功率升高, 电池需吸收 45 kW 功率, 而逆变器 2 的光伏功率降低, 电池需要额外发出 25 kW 功率。



(a) 1号逆变器机组光伏功率 $P_{PV1}$ , 逆变器输出功率 $P_{e1}$ , 电池功率 $P_{bat1}$



(b) 2号逆变器机组光伏功率 $P_{PV2}$ , 逆变器输出功率 $P_{e2}$ , 电池功率 $P_{bat2}$

图 14 传统 VSG 控制的各输出功率波形(光伏变化)  
Fig. 14 Conventional VSG control of each output power waveform (PV variation)

在负荷不变的情况下，改进控制系统的两个光伏电源的出力各自发生变化，造成输出功率的变化，多出的功率可由各个电池平均吸收。同时，由图 13 可知电池功率提供暂态过程中波动的能量。而在传统 VSG 控制中，光伏功率不能灵活输送至电网，电池也会出现过度充放的问题。通过对比可知，改进 VSG 控制较传统控制在微电网中拥有电池功率共享能力，由此也验证了控制方案能灵活实现光伏功率的最大输出，避免了电池频繁充放电。

在上述工况中，改进控制系统的公共耦合点的有功功率、无功功率、频率及直流侧电压变化如图 15 所示，有功功率为 100 kW，无功功率为 10 kvar，全程维持稳定输出。直流电压在 0~2 s 维持在 720 V，当光伏功率下降后维持在 700 V 左右，存在小幅波动，在合理范围内。整个过程中频率基本维持在 50 Hz，可以验证频率稳定性满足设计要求。

#### 4.1.2 光伏和负载变化时的验证分析

如图 16 所示，在上述实验的基础上增加负载的变化，2 s 时刻负载突增至 120 kW，此时与两台机组的光伏功率之和相等，逆变器 1 输出 95 kW 功率，逆变器 2 输出 25 kW 功率，电池功率输出都维持在 0 kW，此时两个逆变器实现了光伏功率的全部输

出。在负载发生变化时，改进控制能快速调节逆变器的输出功率，最大化利用波动的光伏功率，同时减少电池的充放电次数。

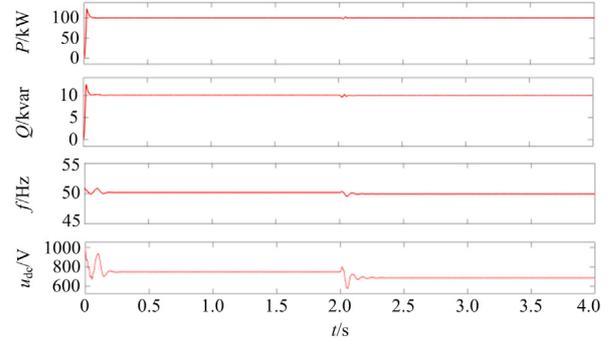
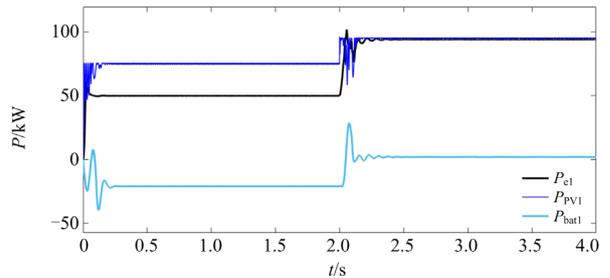
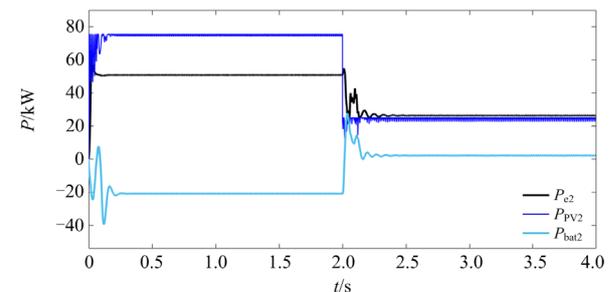


图 15 改进控制的有功功率、无功功率、频率及直流侧电压波形(光伏变化)

Fig. 15 Active power, reactive power, frequency and DC-side voltage waveforms for improved control (PV variation)



(a) 1号逆变器机组光伏功率 $P_{PV1}$ , 逆变器输出功率 $P_{e1}$ , 电池功率 $P_{bat1}$

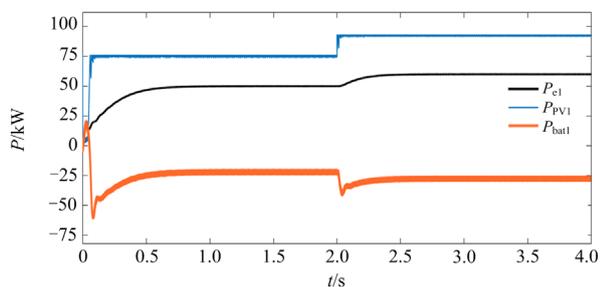


(b) 2号逆变器机组光伏功率 $P_{PV2}$ , 逆变器输出功率 $P_{e2}$ , 电池功率 $P_{bat2}$

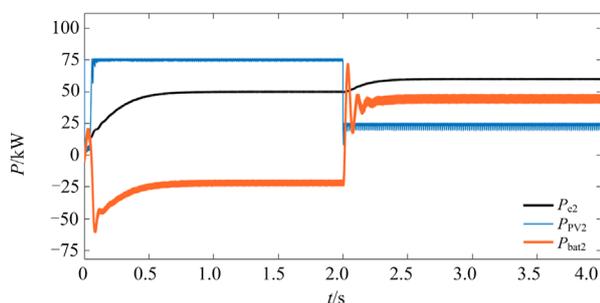
图 16 改进控制的各输出功率波形(光伏和负载同时变化)  
Fig. 16 Improved control of each output power waveform (simultaneous change of PV and load)

如图 17 所示，传统 VSG 控制系统中负载发生相同变化后，1 号机组电池吸收 35 kW 功率，2 号机组电池却要发出 35 kW 功率。由此可见，传统 VSG 控制根据有功指令值调节输出会造成光伏功率的浪费和电池额外的充放电。而传统 VSG 控制

想要达到电池功率共享的效果, 需要频繁优化功率指令值, 降低了系统的灵活性与稳定性。



(a) 1号逆变器机组光伏功率 $P_{PV1}$ , 逆变器输出功率 $P_{e1}$ , 电池功率 $P_{bat1}$



(b) 2号逆变器机组光伏功率 $P_{PV2}$ , 逆变器输出功率 $P_{e2}$ , 电池功率 $P_{bat2}$

图 17 传统 VSG 控制的各输出功率波形 (光伏和负载同时变化)

Fig. 17 Conventional VSG control of each output power waveform (simultaneous change of PV and load)

在光伏和负载同时变化的情况下, 改进控制系统的公共耦合点的有功功率、无功功率、频率及直流侧电压变化如图 18 所示。有功功率输出在 0~2 s 时为 100 kW, 在负载变化之后增加至 120 kW。无功功率 10 kvar, 全程维持稳定输出。直流电压在 0~2 s 时维持在 720 V, 在负载增加以及光伏功率下降后维持在 660 V 左右, 存在一定程度的波动, 在合理范围内。频率维持在 50 Hz 左右, 频率偏差在  $\pm 0.2$  Hz 以内, 证明了频率稳定性满足设计要求。

通过两种场景的对比分析表明, 无论是输入光伏功率的变化还是负载功率的变化, 本文策略都可以通过输出变化后的光伏功率实现整个多机系统的光伏功率全局共享利用。在该策略控制下, 不同光伏电源功率的相反变化可以相互抵消。因此, 与传统的 VSG 策略相比, 该策略可以充分利用光伏电源的波动性, 最大程度地输出实时光伏功率, 减少对电池的依赖。此外, 由图 16 和图 17 可知, 由于传统控制中采用定直流侧电压控制, 电池功率的输出

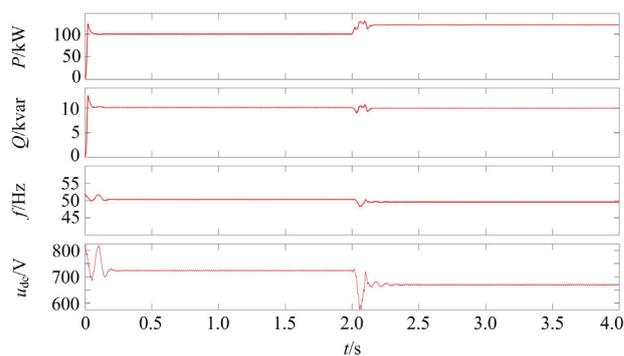


图 18 改进控制的有功功率、无功功率、频率及直流侧电压波形(光伏和负载同时变化)

Fig. 18 Active power, reactive power, frequency and DC-side voltage waveforms for improved control (simultaneous change of PV and load)

曲线波动性特别大, 无疑也会给电池造成极大的压力, 而改进控制电池功率输出曲线极为平缓。由此可知, 改进光储 VSG 控制无论是在提高光伏功率利用效率还是优化电池运行方面都具备显著优势。

#### 4.2 电网支撑能力的验证

为验证所提控制策略的电网支撑能力, 在 Matlab/Simulink 中搭建如图 4 所示的光储逆变器单机并联大电网系统。

如图 19 所示, 在 2 s 设置电网频率降低 0.1 Hz, 在惯性支撑的作用下, 频率曲线没有立刻下降, 而是缓慢下降至 49.9 Hz。随着频率的降低, 逆变器输出的有功功率也随之增发 16 kW, 验证控制策略具备一次调频的能力。同时为了维持系统电压稳定, 逆变器增发了一部分无功功率, 此时由于光伏功率不变, 直流侧电压也在允许的范围内下降 25 V 去适应功率的变化。由此可知, 目标策略能满足提供电网频率支撑能力的要求, 发挥虚拟同步发电机的特性, 提供惯性支撑与一次调频功能。

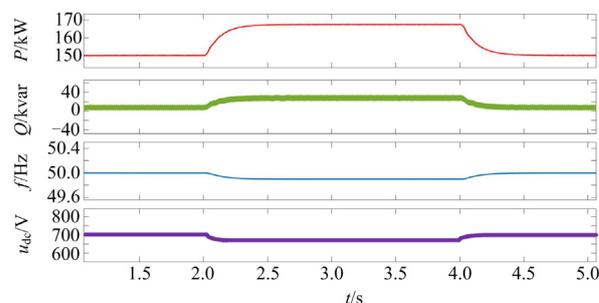


图 19 电网频率变化下的响应曲线

Fig. 19 Response curve under grid frequency variation

### 4.3 不同控制策略的惯性对比

为进一步验证本文控制策略的有效性和优势，将其与两级式惯性控制方法和光储系统 VSG 控制策略进行对比。在 Matlab/Simulink 中分别搭建 3 种策略控制下的光储系统，系统参数设置均相同。

图 20 展示了在负载突增时，3 种控制策略的频率响应曲线和电池功率响应曲线。如图 20(a)所示，3 种控制策略在提供系统惯性支撑方面均发挥了作用，其中改进控制方法的系统频率偏差最小。由式 (6)可知，改进控制方法的系统频率变化能直接反映到直流侧电压上，直流侧电容能够直接根据电压变化来调节输出功率以抑制频率变化，而另外两种控制方法需要通过控制算法来调节电池功率抑制频率变化，响应较慢。因此，在负载突变时，改进控制方法抑制频率突变的效果更好。

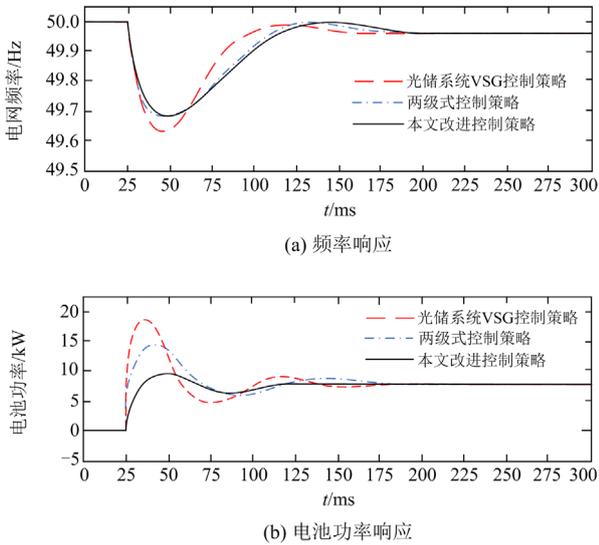


图 20 负载突增下 3 种控制策略的频率和电池功率波形  
Fig. 20 Frequency and battery power waveforms of three control strategies under load increase

通过图 20(b)可知，传统 VSG 控制和两级式控制的电池功率在暂态过程中输出波动较大，而改进控制的电池功率曲线较为平缓，这是因为另外两种策略在提供惯性支撑时都依赖电池发挥作用。由此可见，本文控制方法明显优于另外两种策略的关键在于其对系统提供足够惯性支撑的同时减少了对电池的压力。

此外，因为改进控制主要依赖于控制策略来模拟惯性效应，而非依靠大容量的储能。如图 20 可知，系统在未配置更高容量的直流侧电容时依然可以在毫秒级别内响应电网频率的变化，提供必要的系统惯性和稳定支持。因此，改进控制方法无需过

高的直流侧电容容量配置，也能有效地维护电网的频率稳定性，不会增加系统的额外成本。

## 5 结论

针对两级式光储系统，提出一种基于直流侧电压调控的光储 VSG 控制策略。利用直流侧电压偏差设计光伏 DC/DC 变换器、电池 DC/DC 变换器和并网逆变器的控制方式，最终实现并网支撑和光伏发电最大传输。与传统的 VSG 策略相比，该策略使光伏发电能够灵活地输出至电网，有利于多个光伏电源间的功率平衡，降低了电池的运行压力。经仿真验证得出本文控制策略在对电网提供足够的惯性和频率支撑的基础上，能灵活处理来自源端和荷端的功率变化，实现各光储电源系统间的协同工作，加强光伏和电池在电力系统中的统筹利用。

### 参考文献

[1] 唐成虹, 董存, 戴睿鹏, 等. 基于模型预测控制的光伏场站快速协同无功电压控制[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(17): 80-90.  
TANG Chenghong, DONG Cun, DAI Ruipeng, et al. Fast cooperative reactive voltage control for photovoltaic stations based on model predictive control[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(17): 80-90.

[2] 颜湘武, 王晨光, 贾焦心, 等. 基于小交流信号的低压配电网中分布式光伏辅助调压控制策略[J]. 中国电力, 2022, 55(5): 134-142.  
YAN Xiangwu, WANG Chengguang, JIA Jiaoxin, et al. Distributed PV auxiliary voltage control strategy in low voltage distribution network based on small AC signals[J]. Electric Power, 2022, 55(5): 134-142.

[3] 刘可真, 陈雪鸥, 陈镭丹, 等. 光伏发电系统动态离散等值模型研究[J]. 上海交通大学学报, 2023, 57(4): 412-421, 505.  
LIU Kezhen, CHEN Xueou, CHEN Leidan, et al. Dynamic discrete equivalent model of photovoltaic power generation system[J]. Journal of Shanghai Jiaotong University, 2023, 57(4): 412-421, 505.

[4] 李东东, 董楠, 姚寅, 等. 考虑频率响应分散性及系统分区的含风电系统等效惯量估计[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(3): 36-45.  
LI Dongdong, DONG Nan, YAO Yin, et al. Equivalent inertia estimation of a power system containing wind power considering dispersion of frequency response and system partitioning[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(3): 36-45.

[5] 张子星, 赵晋斌, 曾志伟, 等. 基于 RBF 的 VSG 虚拟惯量和动态阻尼补偿自适应控制[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(2): 155-164.  
ZHANG Zixing, ZHAO Jinbin, ZENG Zhiwei, et al. VSG virtual inertia and dynamic damping compensation adaptive control based on RBF[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(2): 155-164.

- [6] 郭小龙, 张江飞, 亢朋朋, 等. 含基于PI控制受端二次调频的特高压直流虚拟同步控制策略[J]. 中国电力, 2022, 55(11): 66-72.  
GUO Xiaolong, ZHANG Jiangfei, KANG Pengpeng, et al. Virtual synchronization control strategy for UHVDC with secondary frequency modulation based on PI control[J]. Electric Power, 2022, 55(11): 66-72.
- [7] YU Modou, HUANG Wentao, TAI Nengling, et al. Transient stability mechanism of grid-connected inverter-interfaced distributed generators using droop control strategy[J]. Applied Energy, 2018, 2(10): 737-747.
- [8] ASRARI A, MUSTAFA M, ANSARI M. Impedance analysis of virtual synchronous generator-based vector controlled converters for weak AC grid integration[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2019, 10(3): 1481-1490.
- [9] MAHMOUD M, HELMY M, SOLIMAN M, et al. Adaptive virtual synchronous generator control using optimized bang-bang for islanded microgrid stability improvement[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2023, 8(4): 953-973.
- [10] 姚璐勤, 王琦, 李妍, 等. 计及设备损耗成本的含光储配电网分布式电压控制策略[J]. 电力工程技术, 2023, 42(6): 52-63.  
YAO Luqin, WANG Qi, LI Yan, et al. Distributed voltage control strategy of distribution network with photovoltaic and energy storage considering equipment loss cost[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(6): 52-63.
- [11] QUAN Xiangjun, YU Ruiyang, ZHAO Xin, et al. Photovoltaic synchronous generator: architecture and control strategy for a grid-forming PV energy system[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2020, 8(2): 936-948.
- [12] MAO Meiqin, QIAN Cheng, DING Yong. Decentralized coordination power control for islanding microgrid based on PV/BES-VSG[J]. CPSS Transactions on Power Electronics, 2018, 3(1): 14-24.
- [13] 方保民, 李红志, 孔祥鹏, 等. 含高比例光伏出力的长期分布式储能配置研究[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(2): 121-129.  
FANG Baomin, LI Hongzhi, KONG Xiangpeng, et al. Research on long-term distributed energy storage configuration with a high proportion of photovoltaic output[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(2): 121-129.
- [14] 李承周, 王宁玲, 窦潇潇, 等. 多能源互补分布式能源系统集成研究综述及展望[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(18): 7127-7150.  
LI Chengzhou, WANG Ningling, DOU Xiaoxiao, et al. Review and prospect on the system integration of distributed energy system with the complementation of multiple energy sources[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(18): 7127-7150.
- [15] LI Yujun, XU Zhao, WONG K P. Advanced control strategies of PMSG based wind turbines for system inertia support[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(4): 3027-3037.
- [16] WU Yuankang, YANG Wuhan, HU Yiliang, et al. Frequency regulation at a wind farm using time-varying inertia and droop controls[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2018, 55(1): 213-224.
- [17] FANG Jingyang, TANG Yi, LI Hongchang, et al. A battery/ultracapacitor hybrid energy storage system for implementing the power management of virtual synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2018, 33(4): 2820-2824.
- [18] ZHU Jiebei, SHEN Zhipeng, BU Siqi, et al. Coordinated flexible damping mechanism with inertia emulation capability for MMC-MTDC transmission systems[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2021, 9(6): 7329-7342.
- [19] YANG Shunfeng, FANG Jingyang, TANG Yi. Modular multilevel converter synthetic inertia-based frequency support for medium-voltage microgrids[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2019, 66(11): 8992-9002.
- [20] GUO Ke, FANG Jingyang, TANG Yi. Autonomous DC-link voltage restoration for grid-connected power converters providing virtual inertia[C] // IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), September 23-27, 2018, Portland, OR, USA: 6387-6391.
- [21] YANG Renxin, ZHANG Chen, CAI Xu, et al. Control of VSC-HVDC for wind farm integration with real-time frequency mirroring and self-synchronizing capability[C] // International Power Electronics Conference, May 20-24, 2018, Niigata, Japan: 4220-4226.
- [22] 陈文倩, 辛小南, 程志平. 基于虚拟同步发电机的光储并网发电控制技术[J]. 电工技术学报, 2018, 33(增刊2): 538-545.  
CHEN Wenqian, XIN Xiaonan, CHENG Zhiping. Control of grid-connected of photovoltaic system with storage based on virtual synchronous generator[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(S2): 538-545.
- [23] 王志磊, 张新燕, 杨涵棣, 等. 光伏电站一次调频控制策略研究[J]. 电网与清洁能源, 2023, 39(11): 120-128.  
WANG Zhilei, ZHANG Xinyan, YANG Handi, et al. Research on the primary frequency regulation control strategy of photovoltaic power plants[J]. Power System and Clean Energy, 2023, 39(11): 120-128.

收稿日期: 2024-01-07; 修回日期: 2024-04-09

作者简介:

杨欢红(1965—), 女, 副教授, 研究方向为电力电子及电力储能应用技术、综合能源系统优化运行; E-mail: yanghuanhong0907@163.com

严灵杰(1997—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为新能源发电、新能源并网技术。E-mail: 2312434797@qq.com

(编辑 张颖)