

文章编号:1672-3961(2025)02-0037-08

DOI:10.6040/j.issn.1672-3961.0.2023.308

计及 SOC 安全边界的光储联合系统协同控制策略

王士柏¹, 孙树敏¹, 程艳¹, 周光奇¹, 关逸飞¹, 刘奕元¹, 张志谦², 张祯滨^{2*}

(1. 国网山东省电力公司电力科学研究院, 山东 济南 250003; 2. 山东大学电气工程学院, 山东 济南 250061)

摘要:为解决光储联合系统储能电池荷电状态(state of charge, SOC)超出安全边界时电池加速老化, 系统运行经济性差, 且系统功率动态响应速度慢的问题, 依据光储联合系统的运行特性, 提出一种计及 SOC 安全边界的光储联合系统协同控制策略, 当 SOC 达预设边界时自动切换变流器工作模式, 保证系统健康运行的同时使系统具备频率支撑能力。设计一种基于模型预测控制的虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)策略, 实现对电网的惯量支撑和负荷功率需求的快速响应。通过搭建 MATLAB/Simulink 光储联合系统仿真模型, 对储能电池 SOC 越限时的功频响应特性进行对比和分析, 结果表明, 模型预测控制相比传统双闭环控制具有更好的动态调节性能, 且电池 SOC 始终处于预设的安全边界内。所提方法可以有效加快光储联合系统功率响应速度, 提升对电网的主动支撑能力。

关键词:光储联合系统; 虚拟同步发电机; 模型预测控制; 荷电状态; 协同控制

中图分类号: TM615

文献标志码: A

引用格式: 王士柏, 孙树敏, 程艳, 等. 计及 SOC 安全边界的光储联合系统协同控制策略[J]. 山东大学学报(工学版), 2025, 55(2): 37-44.

WANG Shibo, SUN Shumin, CHENG Yan, et al. A cooperative control strategy of integrated photovoltaic-energy storage system considering SOC security boundary[J]. Journal of Shandong University (Engineering Science), 2025, 55(2): 37-44.

A cooperative control strategy of integrated photovoltaic-energy storage system considering SOC security boundary

WANG Shibo¹, SUN Shumin¹, CHENG Yan¹, ZHOU Guangqi¹, GUAN Yifei¹, LIU Yiyuan¹, ZHANG Zhiqian², ZHANG Zhenbin^{2*}

(1. State Grid Shandong Electric Power Research Institute, Jinan 250003, Shandong, China; 2. School of Electrical Engineering, Shandong University, Jinan 250061, Shandong, China)

Abstract: To solve the problems of accelerated battery aging, poor economic performance, and slow dynamic response speed of the integrated photovoltaic-energy storage system, when the state of charge (SOC) of battery exceeded safety boundary, a cooperative control strategy for integrated photovoltaic-energy storage system considering SOC security boundary was proposed, which was based on the operation characteristics of the integrated photovoltaic-energy storage system. When the SOC reached the preset boundary, the working mode of converter was automatically switched to ensure healthy operation of system and endow the system with frequency support capability. A virtual synchronous generator (VSG) strategy based on model predictive control was designed to achieve inertia support for grid and fast response to the load power demand. By constructing a MATLAB/Simulink simulation model of integrated photovoltaic-energy storage converter system, the power-frequency response characteristics of storage batteries at SOC exceeding the boundary were compared and analyzed. The results indicated that compared to traditional dual-loop control, model predictive control provided faster dynamic adjustment performance, and SOC remained within the safety boundary. The proposed method accelerated the power response speed of the integrated photovoltaic-energy storage system, and effectively improved the active support capability to the power grid.

Keywords: integrated photovoltaic-energy storage system; virtual synchronous generator; model predictive control; state of charge; cooperative control

收稿日期: 2023-12-11

基金项目: 国网山东省电力公司科技资助项目(520626230031)

第一作者简介: 王士柏(1987—), 男, 山东烟台人, 高级工程师, 博士, 主要研究方向为大规模新能源与储能并网运行、分布式电源及微电网运行控制、新能源发电并网安全评价。E-mail: 15666968066@126.com

* **通信作者简介:** 张祯滨(1984—), 男, 山东济南人, 教授, 博士生导师, 博士, 主要研究方向为预测控制在多能源系统与新能源电力变流器集群中的应用等。E-mail: zbz@sdu.edu.cn

0 引言

光伏等新能源采用电力电子变流器大规模接入电网,改变了传统电力系统以同步机为主导的架构,系统呈现低惯量、欠阻尼特性,影响系统安全稳定运行^[1-2]。为解决上述问题,将储能与光伏发电结合,组成光储联合系统,采用虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)控制,可实现负荷扰动时对电网频率的支撑^[3-5]。目前,工程中常采用电池作为储能装置,但储能电池长时间处于过充、过放状态,即电池荷电状态(state of charge, SOC)频繁超越安全边界,导致储能电池循环寿命快速下降,电池老化加速,储能装置的更换周期加快,投资及后期运营成本增加^[6]。电池作为平抑功率波动和维持直流母线电压的核心装备,当处于满充/低电状态时,若不改变控制策略,系统发生功率波动时直流母线电压波动明显,严重时甚至使系统崩溃,影响系统的稳定运行。为保障系统安全稳定运行和能量合理调控,合理的光储联合系统协同控制策略至关重要^[7]。

传统光伏虚拟同步机控制系统忽略直流侧的动态特性,光伏出力的随机性会导致系统直流母线波动频繁,影响逆变器输出侧频率波动。为此,有学者通过直流侧配置储能构成光储联合系统,以补偿功率偏差导致的频率波动^[8-9]。文献[10]基于频域分析光伏输出功率的波动性,采用移动平均算法的功率分配方法,实现抑制光伏波动的功能,并且采用两级式光伏并网逆变器结构,即在直流侧配置储能,维持直流侧电压稳定,同时为系统提供快速频率响应能力。

目前,对于光储联合系统协同控制策略已开展多项研究:文献[11]提出一种电网友好型光储分布式电源控制策略,构造系统暂态能量分析模型,分析系统的暂态稳定性,但未考虑储能电池 SOC 约束;文献[12]采用双层控制架构实现光储系统协同控制,主控制器维持母线电压,辅助控制器通过功率分配使各储能单元 SOC 保持在健康水平;文献[13]提出一种光伏储能系统功率协调控制策略,在电池控制回路中引入功率前馈环节,改善电池功率调节的动态特性,但并未考虑电池 SOC 状态对系统的影响。上述研究均未考虑光储联合系统对电网频率的支撑作用,基于 VSG 策略的光储联合系统协同控制应运而生。

文献[14]建立光储 VSG 单级并网小信号模型,分析虚拟惯量及阻尼对系统稳定性的影响,结合相关约束分析关键参数取值区间,但未考虑电池频繁充放电对系统稳定性的影响;文献[15]提出一种考虑储能充放电功率限制的 VSG 控制方法,有效消除直流母线的电压偏移,平抑变流器输出功率波动,但并未考虑 SOC 达限时系统运行特性;文献[16]引入一种基于滑模变功率点跟踪的光储 VSG 控制策略,利用直流母线电压偏差,实现光伏出力自适应匹配负载需求;文献[17]建立储能变流器 VSG 的预测模型,通过二次规划计算最优控制序列,对 VSG 的有功参考进行修正,有效抑制光储联合系统的频率波动;文献[18]提出一种基于储能协调的自适应 VSG 控制策略,根据蓄电池 SOC 的变化调节 VSG 有功参考值和相应的转动惯量及阻尼系数。上述研究分析了光储联合系统的协同控制方法,但均未考虑储能电池 SOC 频繁越限及越限时如何保证系统运行稳定性的问题。

本研究针对光储联合系统运行的经济性及稳定性,提出一种计及 SOC 安全边界的光储联合系统协同控制策略,根据电池 SOC 状态切换控制策略,在保证电池 SOC 处于安全边界的同时,提高系统运行稳定性。通过引入基于模型预测控制(model predictive control, MPC)的虚拟同步机控制策略,在兼顾系统频率稳定的同时,可对负荷扰动进行快速响应;监测电池的 SOC,当其达到所设边界时切换系统工作模式,使储能输出功率近似为 0 时仍具备抑制频率波动的能力;搭建 MATLAB/Simulink 仿真模型,验证所提控制策略可保证电池 SOC 始终处于安全边界内,延长电池使用寿命,降低建设成本,提高系统运行稳定性,同时增强负荷波动时系统的频率稳定性。

1 光储协同控制系统架构

光储联合系统协同控制结构框图如图 1 所示。该系统由光伏发电系统、储能系统、并网变流系统及电网构成。光伏发电系统、储能系统分别经过 Boost 电路、双向直流电/直流电(direct current/direct current, DC/DC)变换器与直流母线相连,直流侧通过三相全桥电路经电感电容器(inductor-capacitor, LC)滤波电路接入电网。 P_{pv} 、 P_{ref} 分别为光伏输出功率和系统额定功率, U_{dc} 、 U_{dcref} 分别为直流母线实际电压和参考电压, S_k 为三相全桥电路开

关状态信号, $S_{1,2}$ 为双向 DC/DC 变流器驱动信号, S_{pv} 为 Boost 电路驱动信号, PWM (pulse width modulation) 为脉冲宽度调制, PI (proportional integral control) 为比例积分控制器。通常光伏单元工作在最大功率点跟踪 (maximum power point tracking, MPPT) 模式, 当负荷侧功率发生波动时, 储能单元可快速响应以缓解功率波动, 为系统提供频率支撑。

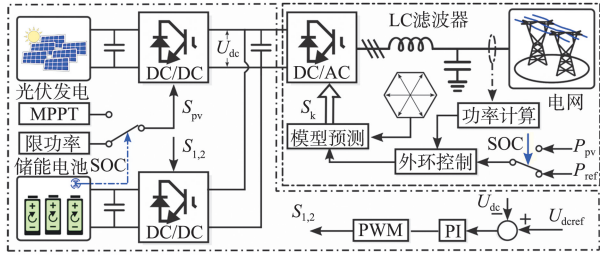


图 1 光储联合系统协同控制结构框图

Fig.1 Cooperative control structure block diagram of integrated photovoltaic-energy storage system

为实现光储联合系统的稳定运行, 维持源荷侧功率均衡, 系统各单元功率及电池荷电状态必须满足如下约束条件:

$$\begin{cases} P_{pv} + P_{bat} = P_g + P_{load} \\ P_g = P_n + P_{error} \\ P_{pv} = P_{pvmax} + \Delta P_{lim} \\ S_{min} \leq S_{bat} \leq S_{max} \end{cases}, \quad (1)$$

式中, P_{bat} 、 P_g 、 P_{load} 分别为电池输出/输入功率、并网功率和本地负载功率, P_n 为 VSG 控制器参考功率, P_{error} 为参考功率与基准功率间的误差, P_{pvmax} 为光伏最大输出功率, ΔP_{lim} 为光伏板的限制功率, S_{bat} 为电池荷电状态, S_{min} 、 S_{max} 分别为所限定的最小电池荷电状态与最大电池荷电状态。

网侧变流器采用 VSG-MPC 控制策略, 通过模拟虚拟同步发电机惯量和阻尼特性并与储能配合提升系统的频率稳定性。当 $S_{bat} < 20\%$ 时, 切换变流器工作模式, 使储能电池输出功率近似为 0, 以防止其过放。同时, 引入模型预测控制, 革除传统线性控制的级联双闭环结构, 提高系统模式切换时负荷的功率响应速度。

为了实现储能电池健康运行情况下最大化利用新能源发电, 光伏单元采用 MPPT 控制或限功率控制。正常工作时, 光伏单元工作在 MPPT 模式, 储能电池通过补偿功率偏差以维持母线电压; 当 $S_{bat} > 20\%$ 且 $P_{pv} > P_n$ 时, 光伏单元由 MPPT 切换至限功率工作模式, 储能电池吸收功率近乎于 0, 以防止其过充。上述工作模式不仅提升了储能电池的使用寿命, 也保证了负荷功率波动时储能电池仍有释放/吸收能量的能力。

2 网侧变流器控制策略

光储联合系统网侧变流系统结构图如图 2 所示。网侧变流器控制包括外环功率控制和内环电压电流控制。外环功率控制采用 VSG 控制, 引入虚拟惯量和阻尼增强系统的频率稳定性。内环电压电流控制引入模型预测, 提高系统工作模式切换或负荷响应速度。

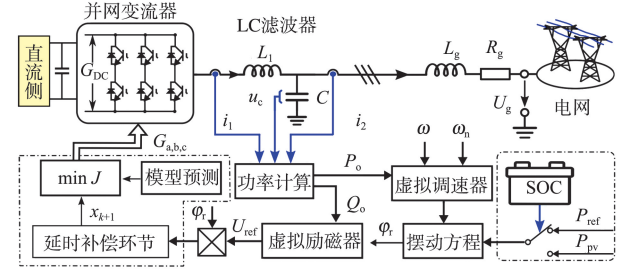


图 2 网侧变流系统结构图

Fig.2 The structure diagram of converter system in grid-connected side

作为光储单元与电网的能量接口, 并网变流器通过监测电池 SOC 切换工作模式。正常工作时, 外环 VSG 控制的有功参考为额定值, 储能弥补输出/输入功率偏差。当 $S_{bat} < 20\%$ 时, 改变基准有功功率, 使储能电池放电功率近似为 0。针对传统电压电流双闭环控制参数整定复杂、动态响应慢等问题, 所提策略引入模型预测控制, 将电压、电流纳入同一个代价函数中, 简化控制系统结构, 为系统提供频率支撑, 提高模式切换响应速度。

2.1 外环虚拟同步发电机控制

相比传统下垂 (Droop) 控制, VSG 控制可使变流器模拟同步发电机 (synchronous generator, SG) 的电磁、机械等外特性, 显著提升电力电子接口惯量和阻尼支撑能力。VSG 功率外环控制框图如图 3 所示。控制系统通过模拟 SG 的调速器和励磁控制器的运行特性, 可调节系统有功功率和无功功率, 同时根据储能电池的 SOC 状态切换变流器工作模式, 保证系统安全可靠运行。

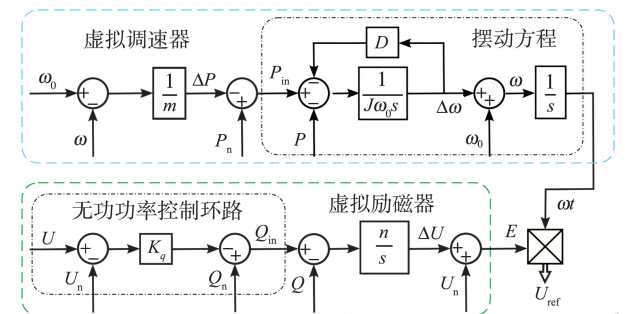


图 3 VSG 功率外环控制框图

Fig.3 Outer power loop control block diagram of VSG

对于有功-频率环路,功频调节特性表达式为

$$P_{in} = P_n + \Delta P = P_n + \frac{1}{m}(\omega_0 - \omega), \quad (2)$$

式中, P_{in} 为 VSG 的输入有功, ΔP 为有功功率偏差, m 为有功下垂系数, ω 和 ω_0 分别为 SG 实际角速度和同步角速度。系统的等效转子运动方程为

$$\begin{cases} J\omega \frac{d\omega}{dt} = P_{in} - P - D\omega(\omega - \omega_0) \\ \frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0 \end{cases}, \quad (3)$$

式中, δ 为 SG 输出功角, J 和 D 分别为转动惯量和阻尼系数, t 为时间。

对于无功-电压控制环路,通过改变虚拟励磁电流实现无功调压,经无功-电压下垂控制后得到的无功偏差

$$\Delta Q = K_q(U - U_n), \quad (4)$$

式中, K_q 为无功-电压下垂系数, U_n 为系统额定电压, U 为逆变器输出电压。

为实现输出无功功率的无差调节,在无功功率控制环路引入积分环节以修改下垂控制环路,变换器端口输出电压

$$E = U_n + \Delta U = U_n + n \int (Q_n - \Delta Q - Q) dt, \quad (5)$$

式中, ΔU 为电压偏差, n 为积分系数, Q_n 为系统额定无功功率, Q 为逆变器输出无功功率。

2.2 内环改进型模型预测控制

传统的电压电流双闭环控制参数整定复杂,控制系统带宽有限。为实现更快的瞬态响应速度,本研究采用改进型 MPC,通过改进代价函数,系统获得更高的控制带宽和过压、过流保护。根据电感电流和电容电压的动态变化,建立如图 2 所示的并网变流器,其数学模型为

$$\begin{cases} L_f \frac{di_L}{dt} + R_f i_L = u_i - u_c \\ C_f \frac{du_c}{dt} = i_L - i_o \end{cases}, \quad (6)$$

式中, L_f , R_f , C_f 分别为 LC 滤波器的滤波电感、等效串联电阻、滤波电容, u_i 和 u_c 分别为变流器端口输出电压和电容电压, i_L 和 i_o 分别为电感电流和接入公共连接点 (point of common coupling, PCC) 的负载电流。

设 i_L 和 u_c 为状态变量,即状态变量矩阵 $\mathbf{x} = [u_c \quad i_L]^T$, \mathbf{u} 定义为系统输入, \mathbf{d} 定义为外部扰动,可将变流器系统描述为状态空间表达式^[19-21],即

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{B}_1\mathbf{u} + \mathbf{B}_2\mathbf{d} =$$

$$\begin{bmatrix} -\frac{R_f}{L_f} & -\frac{1}{L_f} \\ \frac{1}{C_f} & 0 \end{bmatrix} \mathbf{x} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L_f} \\ 0 \end{bmatrix} \mathbf{u} + \begin{bmatrix} 0 \\ -\frac{1}{C_f} \end{bmatrix} \mathbf{d}, \quad (7)$$

式中, $\dot{\mathbf{x}}$ 为 \mathbf{x} 对时间的微分表达式, \mathbf{A} 为系统矩阵, \mathbf{B}_1 为控制矩阵, \mathbf{B}_2 为扰动矩阵。

对式(7)采用零阶保持器的方法进行离散化,得到控制系统的预测模型为

$$\mathbf{x}_{k+1}^p = \mathbf{A}_d \mathbf{x}_k^p + \mathbf{B}_{1d} u_k^p + \mathbf{B}_{2d} d_k^p, \quad (8)$$

式中: \mathbf{x}_{k+1}^p 为 $k+1$ 时刻状态变量 \mathbf{x} 的预测值, $\mathbf{x}_{k+1}^p = [u_{c,k+1}^p \quad i_{L,k+1}^p]^T$, 其中 $i_{L,k+1}^p$, $u_{c,k+1}^p$ 分别为 $k+1$ 时刻状态变量 i_L 和 u_c 的预测值; \mathbf{A}_d , \mathbf{B}_{1d} , \mathbf{B}_{2d} 分别为 \mathbf{A} , \mathbf{B}_1 , \mathbf{B}_2 的精确离散化,输出电压 $u_{i,k}$ 和负载电流 $i_{o,k}$ 分别作为 k 时刻的输入变量 u_k^p 和扰动变量 d_k^p 。

此外,由于实际电路的信号采集、传输及参数计算存在通信延迟,采用延时补偿算法提升电感电流和电容电压的追踪精度,利用 $k+2$ 时刻状态变量 i_L 和 u_c 的预测值 $i_{L,k+2}^p$, $u_{c,k+2}^p$ 替代 $k+1$ 时刻的预测值:

$$\begin{cases} i_{L,k+2}^p = A_{d11} i_{L,k+1}^p + A_{d12} u_{c,k+1}^p + B_{1d1} u_{i,k+1} + B_{2d1} i_{o,k+1} \\ u_{c,k+2}^p = A_{d21} i_{L,k+1}^p + A_{d22} u_{c,k+1}^p + B_{1d2} u_{i,k+1} + B_{2d2} i_{o,k+1} \end{cases}, \quad (9)$$

式中, A_{d11} , A_{d12} , A_{d21} , A_{d22} 为矩阵 \mathbf{A}_d 的元素, B_{1d1} , B_{1d2} 为矩阵 \mathbf{B}_{1d} 的元素, B_{2d1} , B_{2d2} 为矩阵 \mathbf{B}_{2d} 的元素。 $u_{i,k+1}$ 根据不同的开关状态获得,由于电流波动很小, $i_{o,k+1}$ 直接采用电流量测值 $i_{o,k}$ 。

模型预测控制在包含多约束条件下具备快速的瞬态响应能力,但新型电力系统中电力电子变流器的过电压、过电流能力有限,为保障系统安全稳定运行,将过电压、过电流保护约束纳入代价函数中,具体表达式为

$$J_u = \sum_{i=1}^2 \lambda_i |u_{c,i}^* - u_{c,k+i+1}^p| + J_{lim} + \sum_{i=1}^2 \alpha_i |i_{L,i}^* - i_{L,k+i+1}^p|, \quad (10)$$

$$J_{lim} = \begin{cases} \infty, & |u_{c,i}^p| > U_{max}, |i_{L,i}^p| > I_{max} \\ 0, & |u_{c,i}^p| \leq U_{max}, |i_{L,i}^p| \leq I_{max} \end{cases}, \quad (11)$$

式中, J_u 为代价函数, J_{lim} 为过流过压保护所设置的代价函数, λ_i 和 α_i 为权重系数, $u_{c,i}^*$ 和 $i_{L,i}^*$ 分别为电容电压参考值和电感电流参考值, U_{max} 和 I_{max} 分别为变流器可承受的最大电容电压和最大电感电流。

综上,采用改进型 VSG-MPC 控制策略极大简

化了传统双PI闭环控制的复杂级联结构,避免PWM调制器的使用。结合延迟补偿及多目标优化,可实现精准电压跟踪、系统快速响应的同时,增加过流和过压保护,确保变流器工作在安全区域。

3 光储单元协同控制策略

光伏和储能作为系统能量供应端,其运行模式需根据负荷侧响应而自适应调节,实现系统最小扰动下的功率平衡。光伏通常运行在最大功率追踪或限功率模式,为了避免储能电池长时间处于过充、过放状态,光伏工作模式需根据储能电池荷电状态自适应调整,确保电池SOC始终处于安全边界内。

光伏发电单元控制框图如图4所示。光伏根据储能电池SOC切换工作模式,正常情况下光伏工作在MPPT模式,实现光能的最大利用;当 $P_{pv} > P_{ref}$ 且电池 $S_{bat} > 20\%$ 时,光伏切换至限功率模式。

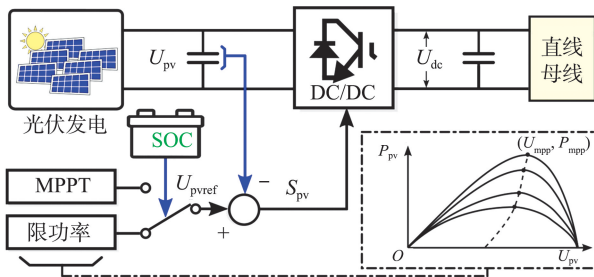


图4 光伏发电单元控制框图

Fig.4 Control block diagram of photovoltaic power generation unit

储能单元通过双向DC/DC变流器与直流母线相连,为简化系统控制结构,变流器采用单电压环PI控制策略。正常工作时,储能单元通过补偿功率偏差以维持直流母线电压稳定,平抑光伏输出功率的波动,为网侧提供频率支撑。当储能电池SOC状态达边界时,改变工作模式,实现输出功率为0,此时储能电池未切除,仍具备频率支撑能力。

3.1 光伏MPPT模式工作原理

光伏电池板功率-电压($P-U$)特性曲线如图5所示,由于最大功率点(maximum power point, MPP)与光照强度呈非线性关系,故采用功率 P_{pv} 对电压 U_{pv} 的导数判断其运行点在 $P-U$ 曲线上的位置。当 $dP_{pv}/dU_{pv} = 0$ 时,可以认为系统工作于MPP。传统的MPPT控制方法包括恒定电压法、扰动观测法和电导增量法^[22]。本研究采用扰动观测法实现MPPT控制。此方法原理简单,测量参数少,转换效率高,硬件实现方便。

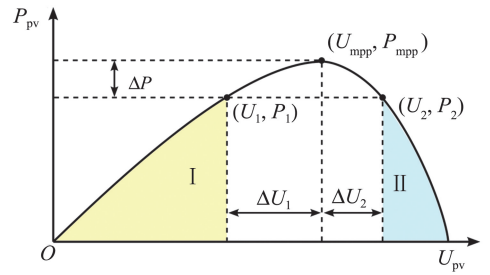


图5 光伏电池板 $P-U$ 特性曲线

Fig.5 The $P-U$ characteristic curve of photovoltaic panels

3.2 光伏电池限功率运行模式工作原理

光伏MPPT是对光伏最大功率点自动寻优,而限功率模式是使光伏工作在偏离最大功率点的位置^[23]。由于光伏电池输出 $P-U$ 曲线只有一个MPP,故在偏离MPP的位置,任意一个功率都对应两个电压 U_1 和 U_2 ,如图5所示,两位置电压与最大功率点电压 U_{mpp} 之间的关系为

$$\begin{cases} U_1 < U_{mpp} < U_2 \\ |U_{mpp} - U_2| = \Delta U_2 < \Delta U_1 = |U_{mpp} - U_1| \end{cases}, \quad (12)$$

式中, ΔU_1 和 ΔU_2 分别为任一功率在光伏 $P-U$ 特性曲线对应的两电压 U_1 和 U_2 与 U_{mpp} 差的绝对值。

当光伏运行在限功率模式时,需保证系统稳定性及响应速度。由图5可知,在限定相同功率时,因 U_2 侧 $P-U$ 曲线斜率绝对值更大,系统响应速度更快,电压调节幅度小于 U_1 侧;若系统运行在 U_1 侧,此时光照强度突然降低,光伏输出电压快速下降,严重时会使逆变器停止运行。因此,为兼顾系统稳定性及动态响应速度,期望光伏电池工作在 U_{mpp} 右侧,即 U_2 侧为理想工作区域。光伏限功率输出控制流程图如图6所示,通过比较光伏输出与限定功率,增大或减小光伏板输出电压,保证光伏工作在理想工作区域。

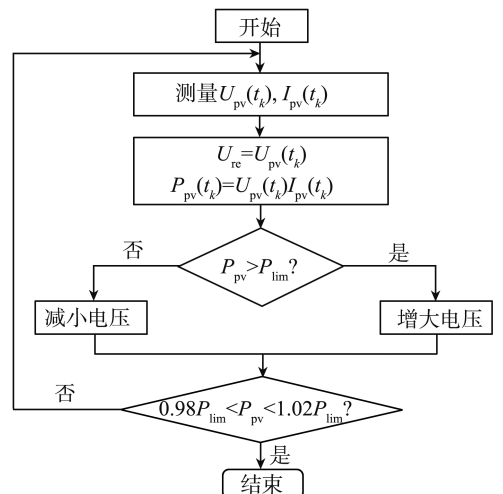


图6 限功率输出控制流程图

Fig.6 Flow chart of power limited control

系统正常工作时, VSG 基准有功功率、基准无功功率为额定值, 即 $P_n = P_{ref}$, $Q_n = Q_{ref}$, 光伏工作在 MPPT 模式, 储能电池通过充放电消除输入/输出功率之间的偏差并提供频率支撑。考虑储能电池的 SOC, 当达安全运行边界时, 切换系统的整体工作模式, 实现对电池的保护。根据系统各单元工作状态及能量流动方向, 系统可分为如下 3 种工作模式。

(1) 工作模式一: 储能电池荷电状态处于安全水平 ($20\% \leq S_{bat} \leq 80\%$)。此时光伏板工作在 MPPT 模式, 并网变流器按给定指令功率 P_{ref} 输出有功, 且系统能提供频率支撑。系统功率流动及 VSG 控制策略基准功率的关系为

$$\begin{cases} P_n = P_{ref} \\ P_{pv} + P_{bat} = P_g + P_{load} \end{cases} \quad (13)$$

(2) 工作模式二: 储能电池荷电状态达到安全水平上限 ($S_{bat} > 80\%$)。若此时 $P_{pv} > P_{ref}$, 为避免储能电池继续充电导致电池过充, 光伏板控制模式切换至限功率输出模式, 使 $P_{lim} = P_{ref}$, 储能电池仍然可以为系统提供频率支撑。系统功率流动及 VSG 控制策略基准功率的关系为

$$\begin{cases} P_n = P_{ref} \\ P_{pv} = P_g + P_{load} \end{cases} \quad (13)$$

(3) 工作模式三: 储能电池荷电状态达到安全水平下限 ($S_{bat} < 20\%$)。若此时 $P_{pv} < P_{ref}$, 为避免储能电池过度放电, 使 VSG 控制策略的基准功率跟踪光伏出力, 在负荷发生扰动时, 储能电池仍然可以为系统提供频率支撑。系统功率流动及 VSG 控制策略基准功率的关系为

$$\begin{cases} P_n = P_{pv} \\ P_{pv} = P_g + P_{load} \end{cases} \quad (14)$$

通过以上分析, 总结系统的 3 种工作模式及控制策略, 在系统运行过程中实时监测储能电池的 SOC, 自动切换光储联合系统的工作模式, 可保证储能电池工作在安全范围内, 提升其使用寿命, 且系统仍保留频率支撑能力。同时, 变流器底层控制采用 MPC 代替传统双闭环控制, 可减少系统动态响应时间, 保证切换过程的快速性。

4 仿真分析

为验证所提控制策略的可行性及有效性, 在 MATLAB/Simulink 仿真环境下搭建的光储联合系统仿真模型如图 1 所示, 针对不同工况下的工作模式进行仿真验证。相关仿真参数为: 直流母线电压 1 500 V, 相电压幅值 490 V, 储能容量 100 kWh, 系统频率 50 Hz, 有功下垂系数 $127 \text{ kW}\cdot\text{s}/\text{rad}$, 无功下

垂系数 $1 \text{ kVar}/\text{V}$, 转动惯量 $0.5 \text{ kg}\cdot\text{m}^2$, 阻尼系数 $20 \text{ N}\cdot\text{m}\cdot\text{s}/\text{rad}$, 滤波器电感 1 mH , 滤波器电容 $900 \text{ }\mu\text{F}$ 。

4.1 系统频率响应仿真分析

为验证光储联合系统能有效抑制频率波动, 将所提 VSG 控制与 Droop 控制进行对比。电池正常工作时, 光伏出力为 0.7 MW , 1.3 s 和 1.7 s 分别投入、切除 100 kW 负荷, 光储联合系统频率响应曲线如图 7 所示。在投切负载时, VSG 控制的频率偏差比 Droop 控制降低 0.1 Hz , 系统频率稳定性提升。

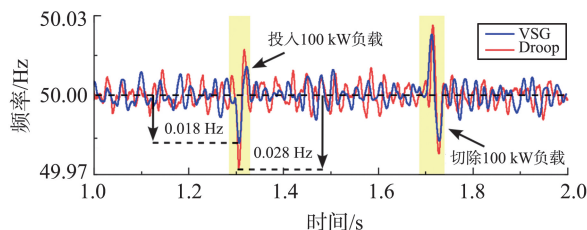
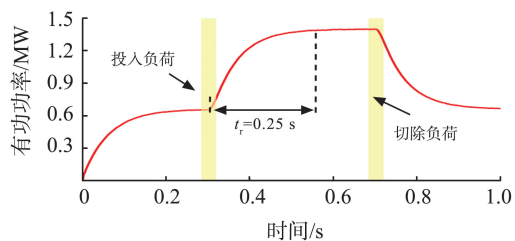


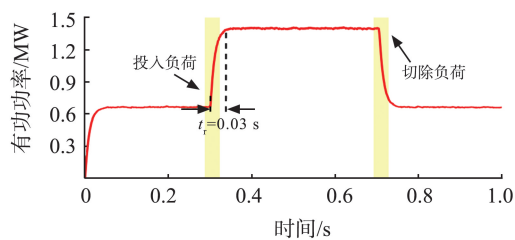
图 7 负荷投切 VSG 控制与 Droop 控制频率响应对比
Fig.7 Comparison of frequency response between VSG control and Droop control during load switching

4.2 系统功率响应速度仿真分析

0.3 s 和 0.7 s 时分别改变系统负荷功率, 对比底层分别采用传统双闭环控制与 MPC 控制的响应速度, 得到系统功率响应速度曲线如图 8 所示, 其中 t_r 为投入负荷后系统响应时间。显然基于 MPC 的 VSG 控制具有更快的系统功率响应速度。



(a) 传统双闭环 VSG 控制



(b) 基于 MPC 的 VSG 控制

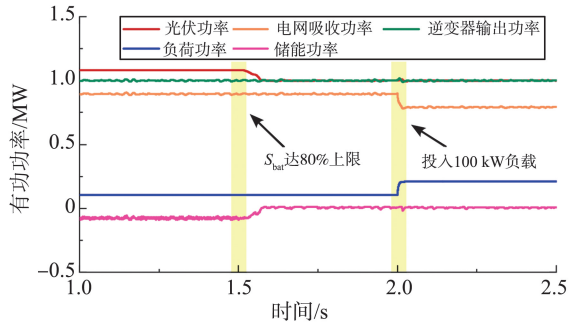
图 8 系统功率响应速度对比

Fig.8 Comparison of system power response speed

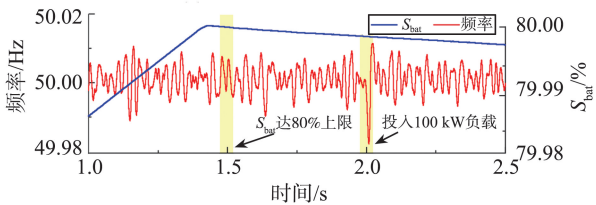
4.3 储能电池荷电状态达上限时仿真分析

VSG 给定基准功率为 1 MW , 光伏初始输出功率为 1.1 MW , 电池充电。 1.5 s 时 S_{bat} 达到 80% 上限, 2 s 时投入 100 kW 负荷。 S_{bat} 达上限时系统响应波形如图 9 所示, 1.5 s 时系统切换至工作模式二, 电池输出功率近似为 0 , S_{bat} 维持在 80% 附近, 系统

频率保持稳定;2 s 时负载发生扰动,储能仍可提供频率支撑。



(a) 光储联合系统功率



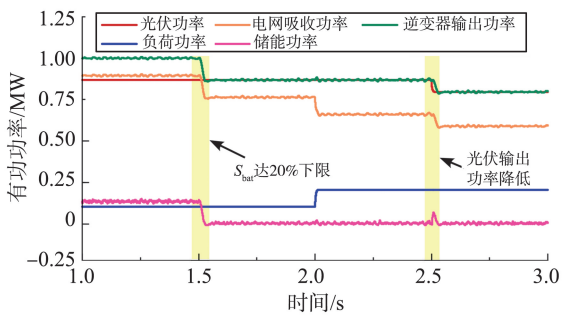
(b) 光储联合系统频率与储能电池荷电状态

图 9 电池荷电状态达上限时系统仿真结果

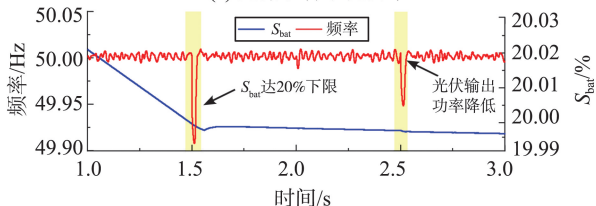
Fig.9 System simulation results when the state of charge of the battery reached the upper limit

4.4 储能电池荷电状态达下限时仿真分析

VSG 给定基准功率为 1 MW,初始光伏输出功率为 0.88 MW,电池放电。1.5 s 时电池 S_{bat} 达到 20% 下限,2 s 时投入 100 kW 负载,2.5 s 时光伏输出功率降低。 S_{bat} 达下限时系统响应波形如图 10 所示,1.5 s 时系统切换至工作模式三,变流系统基准功率追踪光伏板输出功率,电池输出功率近似为 0, S_{bat} 维持在 20% 附近;2.5 s 时光伏输出功率降低,变流系统仍可追踪光伏输出,且系统频率可快速恢复至额定值。



(a) 光储联合系统功率



(b) 光储联合系统频率与储能电池荷电状态

图 10 电池荷电状态达下限时系统仿真结果

Fig.10 System simulation results when the state of charge of the battery reached the lower limit

5 结论

光储联合发电系统频率与电压易受负载扰动,且储能电池长时间过充、过放导致系统经济性差。本研究提出一种计及储能 SOC 安全边界的光储协同控制策略,利用 VSG-MPC 的快速动态响应特性,实现对系统频率波动的抑制。此外,各变流器可自适应切换控制模式,确保储能电池 SOC 始终处于安全边界内。通过所提策略在光储联合系统中的仿真验证,得出以下结论。

(1) 深入分析光储联合系统各变流器在储能电池 SOC 不同状态下的运行特性,在充分利用储能调节能力的同时,根据 SOC 状态平滑切换系统工作模式,避免电池长时间过充/过放,延长电池寿命,同时提高光储联合系统频率稳定性。

(2) 网侧变流器控制采用改进型 VSG 控制策略,平抑负载投切引起的频率波动,兼顾模型预测控制快速动态调节性能,提升光储联合系统对电网的主动支撑能力。

(3) 仿真结果验证所提方法可有效提升光储联合系统的经济性和稳定性,适用于光储直柔背景下的新型能源体系。

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.

[2] 张恒旭,高志民,曹永吉,等. 高比例可再生能源接入下电力系统惯量研究综述及展望[J]. 山东大学学报(工学版), 2022, 52(5): 1-13.
ZHANG Hengxu, GAO Zhimin, CAO Yongji, et al. Review and prospect of research on power system inertia with high penetration of renewable energy source [J]. Journal of Shandong University (Engineering Science), 2022, 52(5): 1-13.

[3] NGUYENH T, YANG G, NIELSEN A H, et al. Combination of synchronous condenser and synthetic inertia for frequency stability enhancement in low-inertia systems [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2019, 10(3): 997-1005.

- [4] 曹炜, 钦焕乘, 陆建忠, 等. 新型电力系统下虚拟同步机的定位和应用前景展望[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(4): 190-207.
CAO Wei, QIN Huancheng, LU Jianzhong, et al. Orientation and application prospect of virtual synchronous generator in new power system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(4): 190-207.
- [5] 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(Suppl.2): 538-545.
- [6] SHI M, CHEN H, ZHANG C, et al. A virtual synchronous generator system control method with battery SOC feedback [C]// 2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2). Beijing, China: IEEE, 2018: 8582563.
- [7] 孙东磊, 赵龙, 秦敬涛, 等. 基于学习理论的含光储联合系统的输电网双层规划[J]. 山东大学学报(工学版), 2020, 50(4): 90-97.
SUN Donglei, ZHAO Long, QIN Jingtao, et al. Bi-level planning of transmission network with solar-storage combination system based on learning theory [J]. Journal of Shandong University (Engineering Science), 2020, 50(4): 90-97.
- [8] 邢东峰, 田铭兴. 虚拟同步发电机频率特性与储能设备容量及充放电特性的关系[J]. 电网技术, 2021, 45(9): 3582-3590.
XING Dongfeng, TIAN Mingxing. Relationship between frequency characteristics of virtual synchronous generator and parameters of energy storage equipment [J]. Power System Technology, 2021, 45(9): 3582-3590.
- [9] WANG F, ZHANG L, FENG X, et al. An adaptive control strategy for virtual synchronous generator [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2018, 54(5): 5124-5133.
- [10] YANG Y, ZHI P, ZHU W. A photovoltaic power fluctuation design based on moving average algorithm and supercapacitor coordinated control strategy [C]// 2022 41st Chinese Control Conference (CCC). Hefei, China: IEEE, 2022: 5159-5164.
- [11] 温焯婷, 戴瑜兴, 毕大强, 等. 一种电网友好型光储分布式电源控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(2): 464-476.
WEN Yeting, DAI Yuxing, BI Daqiang, et al. A grid friendly PV/BESS distributed generation control strategy [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2): 464-476.
- [12] GOLSORKHIM S, SHAFIEE Q, LU D D C, et al. A distributed control framework for integrated photovoltaic-battery based islanded microgrids [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(6): 2837-2848.
- [13] FU Y, CHEN Y, XIE Z, et al. Coordinated power control of photovoltaic-battery generation system based on self-synchronizing voltage source inverter [C]// IECON 2023-49th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. Singapore: IEEE, 2023: 1-6.
- [14] 殷勤. 基于 VSG 技术的光储微网控制策略研究 [D]. 上海: 东华大学, 2023.
YIN Qin. Research on control strategy of photovoltaic/battery microgrid based on VSG technology [D]. Shanghai: Donghua University, 2023.
- [15] 高建瑞, 李国杰, 汪可友, 等. 考虑储能充放电功率限制的并网光储虚拟同步机控制 [J]. 电力系统自动化, 2020, 44(4): 134-141.
GAO Jianrui, LI Guojie, WANG Keyou, et al. Control of grid-connected PV-battery virtual synchronous machine considering battery charging/discharging power limit [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(4): 134-141.
- [16] 蒋林, 秦建茹, 韩璐, 等. 基于滑模变功率跟踪的 PV-VSG 控制技术 [J]. 太阳能学报, 2022, 43(5): 193-199.
JIANG Lin, QIN Jianru, HAN Lu, et al. Control technology of PV-VSG based on sliding mode variable power tracking [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2022, 43(5): 193-199.
- [17] 倪泽龙, 林钰钧, 王治涛, 等. 基于模型预测的虚拟同步机控制储能调频研究 [J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(14): 85-93.
NI Zelong, LIN Yujun, WANG Zhitao, et al. Research on frequency regulation of VSG controlled energy storages based on model predictive control [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(14): 85-93.
- [18] 朱作滨, 孙树敏, 丁月明, 等. 基于储能协调自适应 VSG 控制策略研究 [J]. 太阳能学报, 2023, 44(12): 410-419.
ZHU Zuobin, SUN Shumin, DING Yueming, et al. Research on adaptive VSG control strategy based on energy storage coordination [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2023, 44(12): 410-419.
- [19] CHEN S, SUN Y, HOU X, et al. Quantitative parameters design of VSG oriented to transient synchronization stability [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 38(5): 4978-4981.