

基于储能荷电状态分级的直流微电网 协调控制方法

康家玉, 陈馨儿, 史晨雨

(陕西科技大学电气与控制工程学院, 陕西 西安 710021)

[摘要] 为延长多储能单元运行寿命, 提升微电网调度灵活性, 提出了一种基于荷电状态(SOC)分级的直流微电网协调控制方法。在传统功率分层的基础上, 根据储能单元的实时SOC值进行优先级划分, 通过比较微电网扰动功率与特定优先级最大平抑功率的关系使相应优先级的储能单元分级投入运行。在此基础上, 设计带电压前馈补偿环节的改进 e 指数下垂控制, 在保证直流母线电压质量的同时使储能单元的SOC逐渐收敛。最后, 基于MATLAB/Simulink平台搭建了模型。仿真结果表明, 该控制方法能有效避免储能单元过度充放电, 减少储能单元的充放电时长与次数, 提升微电网的调度灵活性与运行经济性。

[关键词] 直流微电网; 荷电状态; 电压前馈; 下垂控制; 微电网调度

[中图分类号] TM615; TM721 **[文献标识码]** A **[DOI编号]** 10.19666/j.rlfid.202110208

[引用本文格式] 康家玉, 陈馨儿, 史晨雨. 基于储能荷电状态分级的直流微电网协调控制方法[J]. 热力发电, 2022, 51(5): 127-135. KANG Jiayu, CHEN Xiner, SHI Chenyu. A coordinated control method for DC microgrid based on energy storage and SOC classification[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(5): 127-135.

A coordinated control method for DC microgrid based on energy storage and SOC classification

KANG Jiayu, CHEN Xiner, SHI Chenyu

(College of Electrical and Control Engineering, Shaanxi University of Science and Technology, Xi'an 710021, China)

Abstract: In order to prolong the operation life of multiple energy storage units and improve the flexibility of micro-grid scheduling, a coordinated control method of DC micro-grid based on state of charge (SOC) classification is proposed. On the basis of conventional power stratification, the priority of energy storage units is divided according to the real-time SOC value. By comparing the relationship between the disturbance power of micro-grid and the maximum suppression capacity of specific priority, the energy storage unit with corresponding priority is put into operation in different stages. On this basis, the improved e -exponential droop control with voltage feedforward compensation is designed to ensure the quality of bus voltage and make the SOC of the energy storage unit converge gradually. Finally, the model is built based on MATLAB/Simulink platform. The simulation results show that, this control method can avoid excessive charging and discharging of some energy storage units, reduce the charging and discharging time and times of energy storage units, and effectively improve the scheduling flexibility and operation economy of the micro-grid.

Key words: DC microgrid; state of charge; voltage feed forward control; droop control; scheduling of microgrid

直流微电网无需考虑相位同步、串并联补偿等因素, 在很大程度上简化了控制要素并提升了控制的灵活性, 逐渐成为微电网的发展方向^[1-4]。在大电网支撑下, 无需特定考虑微电网内部的功率盈亏, 而在难以获得大电网支撑的偏远地区, 如何在保证

微电网内部功率平衡的同时稳定直流母线电压, 成为控制的重点与难点^[5-6]。因此, 当微电网独立运行时, 须配置相应数量的储能单元进行功率调节以起到削峰填谷作用^[7-8]。

在储能系统的充放电控制中, 储能单元的运行

收稿日期: 2021-10-19

基金项目: 陕西省重点研发计划项目(2021-GY135)

Supported by: Key Research and Development Program of Shaanxi Province (2021-GY135)

第一作者简介: 康家玉(1969), 女, 博士, 副教授, 主要研究方向为电力电子技术及其应用, 466347430@qq.com.

通信作者简介: 陈馨儿(1998), 女, 硕士研究生, 主要研究方向为新能源发电及其电能变换, 1153654844@qq.com.

寿命是首要考虑因素，而储能单元的充放电次数、充放电深度及充放电功率等直接影响电池的运行寿命^[9-10]。文献[11]设计了自适应下垂控制，使充电下垂系数与荷电状态 (state of charge, SOC) 的 n 次幂成正比，放电下垂系数反比于 SOC 的 n 次幂，有效避免了储能单元深度充放电。但在 SOC 过低时充电会使下垂系数过大且变化较快，不利于系统稳定运行。文献[12]提出了一种 e 指数下垂控制，在限定了下垂系数范围的同时使储能单元 SOC 以 e 指数收敛，从而保证了系统的稳定性。文献[13-14]引入电压恢复环节，可在实现储能功率分配的同时使直流母线电压恢复至额定值。

多储能系统具有较高的冗余度，可实现新能源的最大化利用，但分布式电源出力受环境影响较大，在不同时期对储能的平抑能力需求不同^[12,12]。多数情况下，系统扰动功率较小，不需要多组储能同时运行平抑扰动，而储能单元不间断地充放电会缩短电池的运行寿命，不利于微电网的经济运行与灵活调度。文献[15]提出一种电压分级控制策略，根据直流母线电压区间将系统分为储能主导、负荷主导及光伏主导模式；在储能主导模式下，根据储能单元的 SOC 划分其运行区间，在不同电压区间内储能单元依次投入运行，提升了储能单元的充放电效率与微电网调度的灵活性，但是其分级切换条件依赖于实时直流母线电压值。文献[16]指出基于直流母线电压的协调控制策略不利于系统稳定与模式切换，且无法应用二次电压补偿环节使母线电压维持在额定值。文献[17]以荷-源功率差、蓄电池以及超级电容 SOC 作为模式划分条件，特定模式下超级电容、蓄电池响应平抑扰动，提升了控制灵活性，但未考虑蓄电池之间的容量差异。

针对上述研究，本文提出一种基于储能 SOC 分级的直流微电网协调控制方法。将储能单元的实时 SOC 值划分为低、中、高 3 个区间，相应区间的储能单元优先级不同。以实时系统荷-源差功率与特定优先级储能最大平抑功率为判断依据，将系统划分为不同的工作模式，在相应模式下特定优先级的储能单元动作，避免所有储能不间断地工作，从而减少储能单元的总充放电次数与时长，提升微电网的调度效率与运行经济性。通过带有电压恢复环节的改进 e 指数下垂控制，在提升直流母线电压质量的同时实现储能单元依据实时 SOC 与容量输出电能，并在较长时间尺度下实现储能单元的 SOC 收敛一致。

1 孤岛型直流微电网框架及模态划分

1.1 孤岛型直流微电网框架

图 1 为孤岛型直流微电网的典型框架，由分布式发电 (distributed generation, DG) 装置、储能系统和负荷组成，各部分通过相应的变换器并入直流母线。

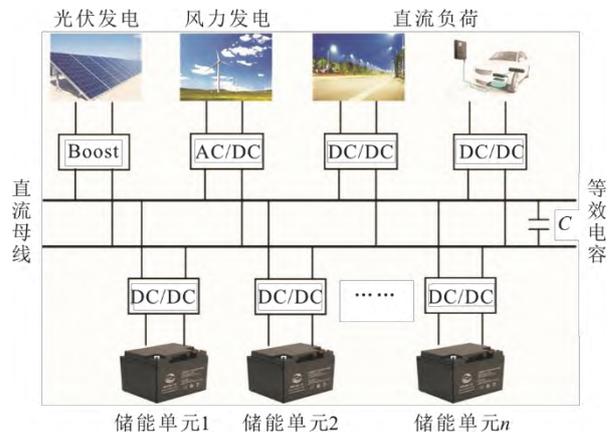


图 1 孤岛型直流微电网典型拓扑结构

Fig.1 Typical topology of the isolated DC microgrid

1.2 孤岛型直流微电网的传统功率分层

以负荷-分布式电源功率差与储能系统最大充放电功率的关系作为判断基准，可将孤岛型直流微电网系统划分为图 2 所示的 4 种工作模式。定义储能系统最大充、放电功率分别为 $P_{\max-c,0}$ 、 $P_{\max-d,0}$ ，DG 装置最大输出功率为 $P_{\max,DG}$ 。

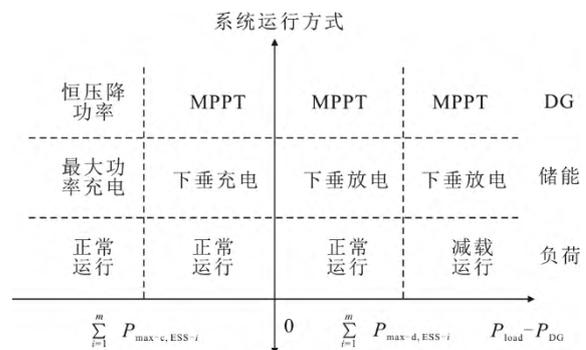


图 2 孤岛型直流微电网工作模式划分

Fig.2 Working mode division of the isolated DC microgrid

图 2 所示 4 种模式分别如下：

模式 1 $P_{\text{load}}-P_{\text{DG}} < P_{\max-c,0} < 0$ 。微电网功率盈余超出储能系统吸收能力，此时，储能系统以最大输入功率吸收电能，并需要 DG 装置降功率运行以保证系统的功率平衡。

模式 2 $P_{\max-c,0} \leq P_{\text{load}}-P_{\text{DG}} < 0$ 。微电网功率盈余小于储能系统最大输入功率，DG 装置运行于最大功率点跟踪 (MPPT) 模式下，储能系统充电平抑扰动，系统内部功率可维持动态平衡。

模态 3 $0 \leq P_{\text{Load}} - P_{\text{DG}} \leq P_{\text{max-d},0}$ 。微电网功率缺额小于储能系统最大输出功率，DG 装置运行于 MPPT 模式下，储能系统放电平抑扰动，系统内部功率可维持动态平衡。

模态 4 $0 < P_{\text{max-d},0} < P_{\text{Load}} - P_{\text{DG}}$ 。微电网功率缺额超出储能系统平抑能力，需要根据优先级逐级切除负荷，保证功率缺额处于储能系统的最大输出功率之内。

2 储能单元的自适应下垂控制

2.1 储能单元模型分析

将蓄电池与相应的 DC-DC 变流器构成一组储能单元，SOC 值代表储能单元的实时可充放电能力，蓄电池 i 的实时 SOC 可定义为^[12]：

$$S_{\text{SOC-}i} = S_{\text{SOC-}i}(0) - \int_0^t \frac{I_i(\tau)}{C_i} d\tau \quad (1)$$

式中： C_i 为储能单元 i 的容量，A·h； $I_i(\tau)$ 为输出电流，A； $S_{\text{SOC-}i}(0)$ 为初始电量，%； $S_{\text{SOC-}i}(0)$ 可通过开路电压法得出，再结合式(1)即可估算出蓄电池的实时 SOC 值^[18]， $S_{\text{SOC-}i}$ 的变化率可表达为：

$$\frac{dS_{\text{SOC-}i}}{dt} = -\frac{I_i(t)}{C_i} \quad (2)$$

由式(2)可知，储能单元的容量与实时充放电电流大小直接决定了 SOC 的变化率。储能单元的容量大小与 SOC 的变化率负相关，充放电电流的大小与 SOC 的变化率正相关。

2.2 传统下垂控制分析

直流微电网中各微源的协调控制与储能单元多采用下垂控制来实现，其具有高扩展性且易于实现^[13,19]。下垂控制方程可记为：

$$U_{\text{dc}} = U_{\text{ref}} - I_i(t) \cdot R_i - I_i(t) \cdot R_{\text{line-}i} \quad (3)$$

式中： U_{dc} 、 U_{ref} 分别为直流母线实时电压和参考电压，V； R_i 、 $R_{\text{line-}i}$ 分别为储能 i 的下垂系数和储能 i 到直流母线的线路阻抗， Ω 。通过设置特定的下垂系数便可控制储能单元的输出电流，如式(4)所示。

$$I_1 : \dots : I_n = \frac{1}{R_1 + R_{\text{line-}1}} : \dots : \frac{1}{R_n + R_{\text{line-}n}} \quad (4)$$

由式(4)可知，当 R_i 取值较小时，虚拟压降很小，不利于系统的精确检测，同时线路阻抗对储能电流分配的影响也将无法忽略。而为了保证系统稳定运行，母线电压需运行在 $0.95U_{\text{ref}} \sim 1.05U_{\text{ref}}$ ^[20]，其最终取值范围应满足：

$$0 < R_{\text{line-}i} \leq R_i \leq \frac{0.05U_{\text{ref}}}{i_{\text{max}}} \approx \frac{0.05U_{\text{ref}} \cdot U_{\text{ref}}}{P_{\text{max}}} \quad (5)$$

2.3 改进的自适应下垂控制

为实现分级运行的目标，设置下垂系数为：

$$R_i = \frac{R_0}{C_i^*} \cdot e^{k \cdot \text{sgn}(I_i) \cdot S_{\text{SOC-}i}^*} \quad (6)$$

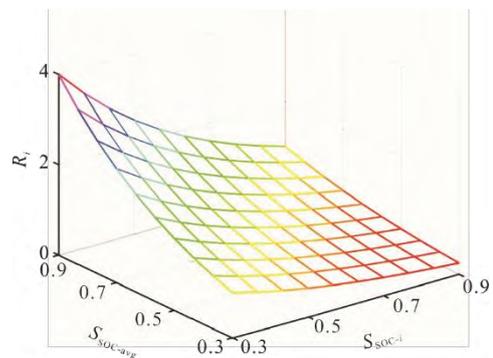
$$\begin{cases} C_i^* = C_i / C_{\text{min}} \\ -1 < S_{\text{SOC-}i}^* = \frac{S_{\text{SOC-avg}} - S_{\text{SOC-}i}}{S_{\text{SOC-max}} - S_{\text{SOC-min}}} < 1 \end{cases} \quad (7)$$

式中： C_{min} 为储能单元的最小容量，A·h； $S_{\text{SOC-avg}}$ 为储能单元的平均 SOC，%； $\text{sgn}(I_i)$ 为符号函数，充电时为 -1，放电时为 1； R_0 为初始下垂系数； k 为加速系数。

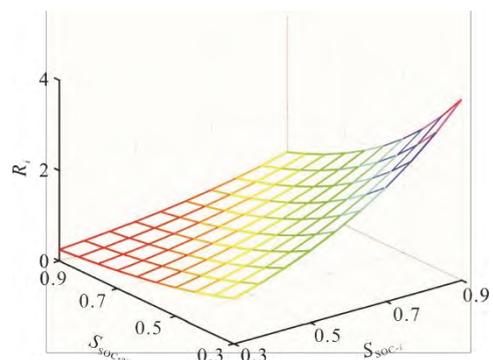
根据 2.2 节的分析可知， R_i 不易过小，线路阻抗通常小于 $0.04 \Omega/\text{km}$ ^[21]，为使式(5)满足，本文取 R_0 为 1，从而忽略线路阻抗的影响。设定系统 $U_{\text{ref}}=400 \text{ V}$ ， $P_{\text{max}}=2 \text{ kW}$ ，则由式(5)可得：

$$R_i \leq 4 \quad (8)$$

联立式(6)—式(8)可得， k 值不应超过 1.386。 k 值大小决定了 SOC 的均衡速度，本文取最大值 1.386。因为储能单元的标称容量相差不会太大，所以 $1/C_i^*$ 的值不会很小， R_i 取值的下限也得以保证，从而可忽略线路阻抗的影响。 R_i 、 $S_{\text{SOC-}i}$ 与 $S_{\text{SOC-avg}}$ 的关系如图 3 所示。



a) 储能放电



b) 储能充电

图 3 R_i 、 $S_{\text{SOC-}i}$ 与 $S_{\text{SOC-avg}}$ 曲面关系

Fig.3 The relationship among R_i , $S_{\text{SOC-}i}$ and $S_{\text{SOC-avg}}$ surfaces

由图 3 可知,在上述参数设置下, R_i 符合取值原则,且在不同工况下 R_i 的变化较缓,避免了调节过程中 R_i 急剧变化造成系统失衡,从而保证了系统的稳定运行。

3 微电网的协调控制

3.1 改进的模式划分

储能单元运行状态分为健康运行、过度充电及过度放电 3 类。健康运行区间多根据实时 SOC 设置下垂系数以避免其过度充、放电,在过度充、放电后需要让其待机以避免损害储能单元使用寿命。

为实现多储能单元依据微电网实时扰动功率大小实现分级运行的目标,在 3 个基础区间划分的前提下,将健康运行区间再细分为低电量、中电量及高电量 3 个子区间,不同区间代表所处优先级不同。定义如下:储能单元充电时,低电量区间优先级最高,中电量区间其次,高电量区间最低;放电时高电量区间优先级最高,中电量区间其次,低电量区间最低。如图 4 所示。

设系统共存在 n 组储能单元,经过 SOC 分级后,处在高、中、低电量的储能单元总极限充电功率分别为 $P_{\max-c,1}$ 、 $P_{\max-c,2}$ 、 $P_{\max-c,3}$,总极限放电功率分别为 $P_{\max-d,1}$ 、 $P_{\max-d,2}$ 、 $P_{\max-d,3}$ 。依据 1.2 节所述,传统分层控制方法可将系统运行模态进行更细致的划分,结果见表 1 (令 $P_{LD}=P_{Load}-P_{DG}$,不计系统的功率损耗)。

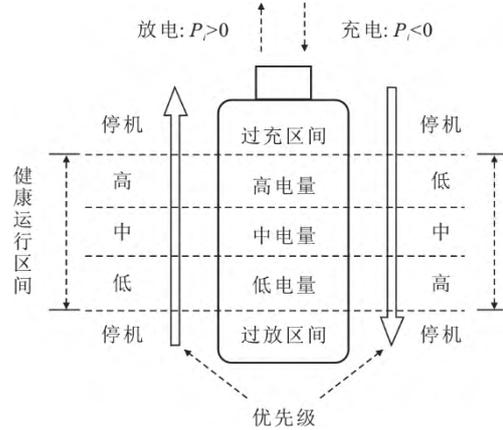


图 4 储能 SOC 分级
Fig.4 SOC classification of energy storage

表 1 基于储能 SOC 分级的模式划分情况
Tab.1 Mode division based on SOC classification of energy storage

模态划分	ΔP_{LD}	高电量储能单元	中电量储能单元	低电量储能单元
模态 2	2-1 $P_{\max-c,3} \leq \Delta P_{LD} < 0$	待机	待机	下垂充电
	2-2 $P_{\max-c,2} + P_{\max-c,3} \leq \Delta P_{LD} < P_{\max-c,3}$	待机	下垂充电	下垂充电
	2-3 $P_{\max-c,0} < \Delta P_{LD} < P_{\max-c,2} + P_{\max-c,3}$	下垂充电	下垂充电	下垂充电
模态 3	3-1 $0 \leq \Delta P_{LD} \leq P_{\max-d,1}$	下垂放电	待机	待机
	3-2 $P_{\max-d,1} < \Delta P_{LD} \leq P_{\max-d,1} + P_{\max-d,2}$	下垂放电	下垂放电	待机
	3-3 $P_{\max-d,1} + P_{\max-d,2} < \Delta P_{LD} \leq P_{\max-d,0}$	下垂放电	下垂放电	下垂放电

以储能充电为例进行分析:

模态 2-1 系统扰动功率不超过低电量储能单元的极限充电功率,此时低电量储能单元运行于下垂充电方式,维持系统功率平衡并保证母线电压稳定,其余储能处于待机状态。

模态 2-2 系统扰动功率超过了低电量储能单元的极限充电功率,但不超过低、中电量储能单元的极限功率之和,此时低、中电量储能单元运行于下垂充电方式,共同维持系统功率平衡并保证母线电压稳定,其余储能处于待机状态。

模态 2-3 系统扰动功率超过了低、中电量储能单元的极限功率之和,但处于所有储能单元之和的平抑范围内,此时所有储能单元以下垂方式运行,共同维持系统功率平衡并保证母线电压稳定。

储能放电时分析同理,在储能单元 SOC 超过健

康运行区间时,需要将其切出系统。将储能单元的电量区间划分得更详细就能对储能系统进行更精确的调度,从而提升微电网运行效率;但分级数量受到 SOC、功率等测量精度以及实时通信的限制,且分级较多容易造成系统在不同模态间震荡,使储能频繁启停从而缩短其运行寿命。综合系列因素,本文进行上述划分。具体划分数值:健康运行区间 30%~90%,其中高、中、低电量区间分别为 70%~90%、50%~70%、30%~50%。系统整体流程如图 5 所示。图 5 中, P_1 、 P_2 、 P_3 分别为高、中、低电量储能单元的实时运行功率。当 SOC 越过健康运行区间后,各个优先级的功率之和将不计算在内。

3.2 微电网整体的运行控制

由上文分析可知,系统运行在不同模态下,均存在微源以下垂方式运行从而平抑系统扰动功率,

这种运行方式在电压外环的作用下可稳定直流母线电压，同时保证微电网的功率平衡，但在下垂控制的运用过程中会引起母线电压偏差。对此，本文引入电压恢复环节以提升直流母线电压质量。将直流母线电压偏差经过 PI 调节后叠加到下垂控制器

的电压参考值上从而调整母线电压：

$$\delta U = (U_{ref} - U_{dc})k_p + (U_{ref} - U_{dc})k_i/s \quad (9)$$

最终，储能系统的下垂方程为：

$$U_{dc} = U_{ref} + \delta U - I_i \cdot \frac{R_0}{C_i} \cdot e^{k \cdot \text{sgn}(I_i) \cdot S_{SOC-i}} \quad (10)$$

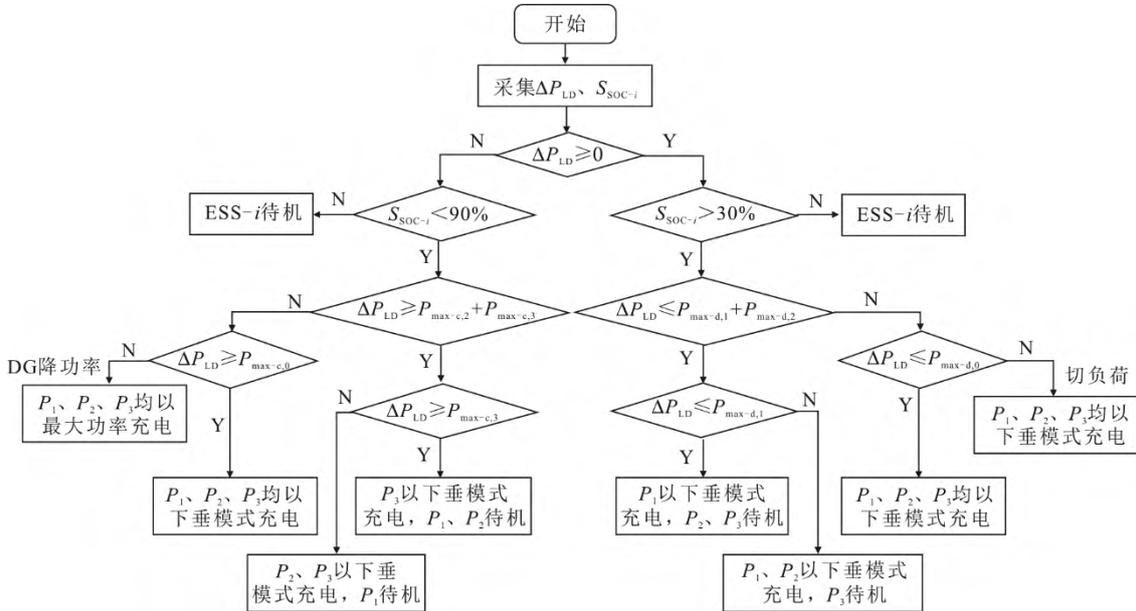


图 5 系统整体流程

Fig.5 Overall flow chart of the system

系统整体控制结构如图 6 所示。由图 6 可见，中央控制器根据采集到的荷-源-储信息，调整自身控制方式以改变系统运行模式。

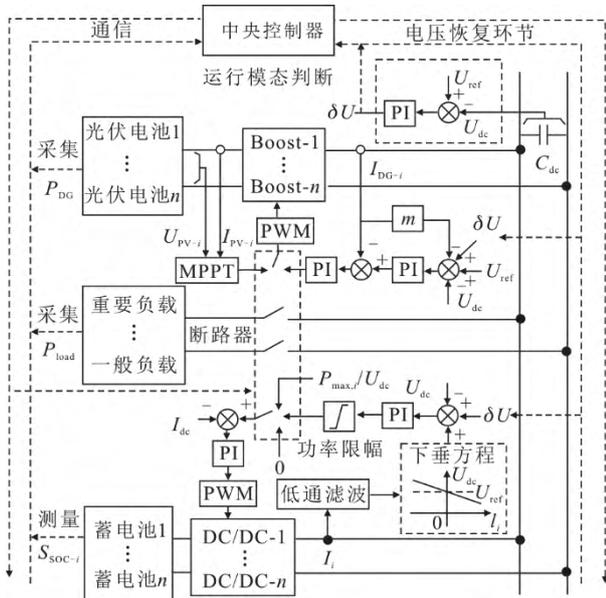


图 6 系统整体控制结构

Fig.6 Overall control structure of the system

在本文中，DG 指光伏发电系统。在光伏环节中，光伏电池通过 Boost 升压斩波电路接入直流微电网，通过电导增量法实现最大功率点追踪，保证

光伏功率的最大化利用，光伏出力无法充分消纳时切换至下垂降功率模式。储能环节通过 Boost-Buck 电路接入微电网，系统在最大功率控制、下垂控制以及待机模式下切换。为防止储能单元功率越限，在下垂控制的电流闭环设置限幅环节，依据储能极限功率设置环宽。储能正常运行时，电压外环起到功率分配与稳定母线电压的作用；当储能分配功率超过极限功率时，限流环宽变为 0，电压外环作用消失。切换储能至极限功率充、放电模式。待机方式下电流内环指令值为 0。

4 算例分析

基于 MATLAB/Simulink 平台，搭建了包含 1 组光伏发电系统、1 组恒功率负载以及 4 组储能单元的直流微电网模型。光伏单元的最大输出功率为 8kW；4 组储能单元的容量分别为 5.0、5.0、7.5、7.5 A·h；最大充放电功率分别为 ±1.5、±1.5、±2.0、±2.0kW。设计了 3 个算例对所提分级控制策略进行验证。系统主要控制参数见表 2。

4.1 算例 1：工作模式的切换

本算例主要验证在光伏及负荷运行状态改变时微电网分级控制策略的实现情况。设置 4 组储能的

初始 SOC 值分别为 80%、65%、55%、25%。其中：光伏系统在 0~2、2~4、4~6、6~8、8~10 s 输出功率为 8.0、6.5、5.0、3.0、5.0 kW，负荷在 0~6、6~10 s 分别吸收 5.5、8.0 kW 功率。荷-源-储三者相应的功率关系如图 7 所示。

表 2 微电网主要参数设置
Tab.2 Main parameters settings of the microgrid

部分	参数	数值
光伏环节	Boost 电路电容 C/F	1×10^{-4}
	Boost 电路电感 L/H	3×10^{-2}
储能部分	Boost/Buck 电容 C/F	5×10^{-4}
	Boost/Buck 电感 L/H	2×10^{-4}
	双闭环 PI 参数	外环 50、5 内环 10、1
	电压前馈环节 PI 参数	0.3、10
负荷部分	功率补偿环节 PI 参数	1、0.01
	Buck 电路电容 C/F	5×10^{-4}
	Buck 电路电感 L/H	2
系统参数	恒功率控制 PI 参数	100、0.1
	滤波器截止角频率 $G_{\omega}/(\text{rad}\cdot\text{s}^{-1})$	20
	母线电容 C/F	2×10^{-3}

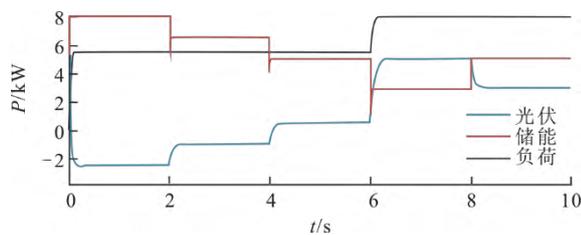


图 7 荷-源-储功率关系 (算例 1)

Fig.7 The relationship between and among load, charge source and storage power (case 1)

在此工况下，分别用传统协调控制策略与本文所提控制策略进行对比分析，4 组储能的运行情况如图 8 所示。

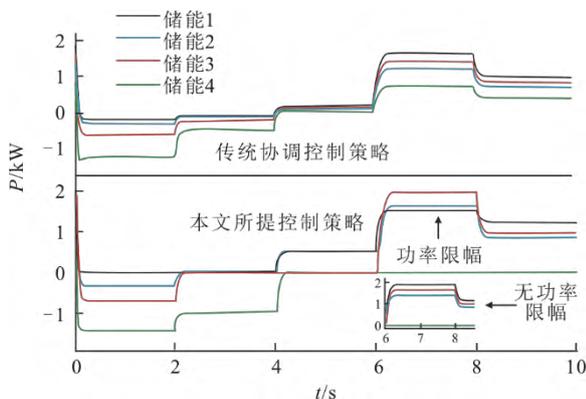


图 8 储能单元在 2 种控制策略下的输出功率 (算例 1)
Fig.8 The output power of energy storage units in two control strategies (case 1)

图 8 中，传统协调控制策略下 4 组储能单元恒以设定的下垂系数进行功率调节，无法依据微电网所需平抑功率的大小进行相应的储能配置，调度的灵活性较低。而在本文所提控制策略下，0~2 s 系统盈余功率 2.5 kW，系统工作于模式 2-2，由中、低电量的储能单元共同吸收冗余功率，高电量储能单元待机；2~4 s 系统盈余功率 1.0 kW，系统工作于模式 2-1，只有低电量储能运行；4~6 s 系统功率缺额 0.5 kW，系统工作于模式 3-1，只有高电量储能放电，中、低电量储能待机；6~8 s 内系统功率缺额增至 5.0 kW，此时高、中电量储能单元共同放电，但由于储能单元的 SOC 差异导致其功率分配差异较大，高电量储能的下垂分配功率将超过其极限功率，从而损害储能使用寿命。而本文控制策略中引入的功率限幅环节会将储能 1 输出功率限制在极限值，起到保护储能单元的作用； $t=10$ s 随着微电网功率缺额降低，储能 1 退回下垂模式。

经过对比 (表 3)，本文所提分级控制策略能够根据微电网的实时功率需求来配置相应的储能动作，减少了储能单元的充放电次数，从而提升了调度的灵活性，有利于微电网的运行经济性。整个调节过程中，储能单元的 SOC 变化量如图 9 所示，其变化趋势与对应储能充放电功率一致。

表 3 2 种控制策略对比

Tab.3 Comparison of two control strategies

控制策略	总充、放电次数/次		总充、放电时长/s	
	充电	放电	充电	放电
传统控制策略	8	12	16	24
分级控制策略	4	7	8	14

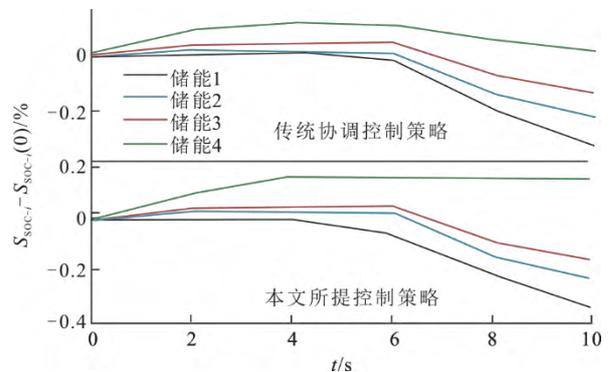


图 9 储能单元在 2 种控制策略下的 SOC 变化 (算例 1)
Fig.9 Changes of SOC of energy storage units in two control strategies (case 1)

图 10 为 2 种控制策略下直流母线电压的变化情况。在无电压恢复环节时，2 种控制策略在储能

充、放电状态下均会造成直流母线电压抬升或跌落；引入电压恢复环节后，2 种控制策略均能使直流母线电压稳定在 400 V；系统功率突变时，经过短暂的调整，直流母线电压也能恢复至参考值，确保了系统的稳定性。

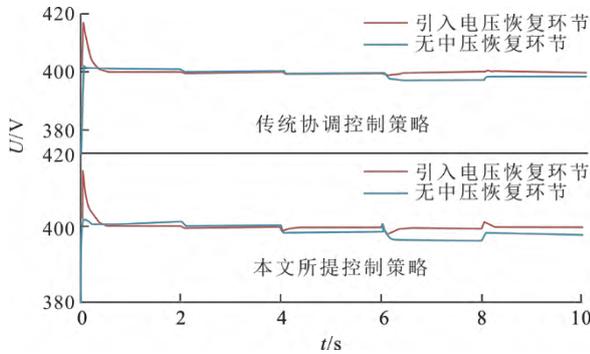


图 10 2 种控制策略下直流母线电压变化 (算例 1)

Fig.10 Changes of DC bus voltage in two control strategies (case 1)

4.2 算例 2: 储能优先级改变

本算例重点验证部分储能单元 SOC 优先级发生改变时造成模式切换条件阈值改变，对实现分级控制策略造成的影响。设置储能的初始 SOC 值分别为 40.00%、49.90%、60.00%、70.15%。光伏系统在 0~4、4~12 s 内输出的功率分别为 4.0、8.0 kW，负荷在 0~4、4~12 s 内消耗的功率为 6.0、7.5 kW。三者相应的功率关系如图 11 所示，4 组储能单元具体运行情况如图 12 所示。

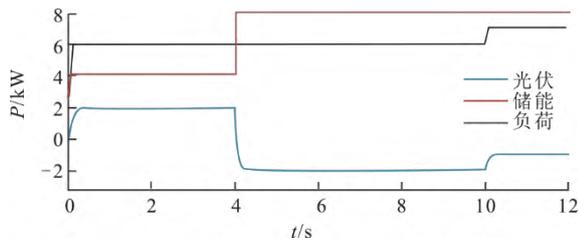


图 11 荷-源-储功率关系 (算例 2)

Fig.11 The relationship between and among load, charge source and storage power (case 2)

由图 12 可见，0~2 s 系统功率盈余 2.0 kW，只有高电量储能单元工作，中、低电量储能单元待机，系统运行于模式 2-1；当 $t=2$ s 时，储能 4 的 SOC 低于 70%，其优先级由高电量模式切换为中电量模式，此时高电量模式不存在储能单元，处于中电量模式的储能 3 投入运行与储能 4 共同平抑扰动； $t=4$ s 时，随着光伏出力的增加，低电量储能可以独立平抑系统扰动，此时中电量储能单元待机； $t=7.33$ s 时，储能 2 由低电量模式变为中电量模式，储能 1 不足以

吸收系统盈余功率，处于中电量模式的储能单元投入运行，由 4 组储能系统共同平抑系统扰动。验证了所提控制策略在储能优先级改变时仍能按照模式层级划分稳定运行，适应性较强。调节过程中 SOC 变化量如图 13 所示，其与运行功率变化情况一致。

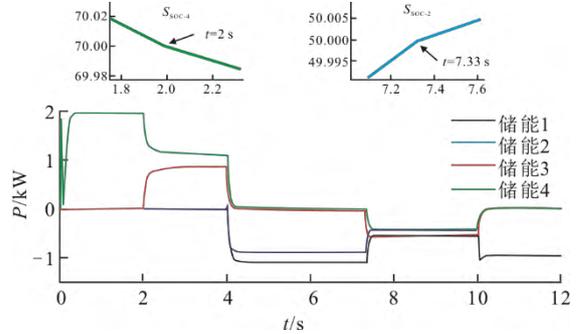


图 12 储能单元的输出功率 (算例 2)

Fig.12 Output power of energy storage units (case 2)

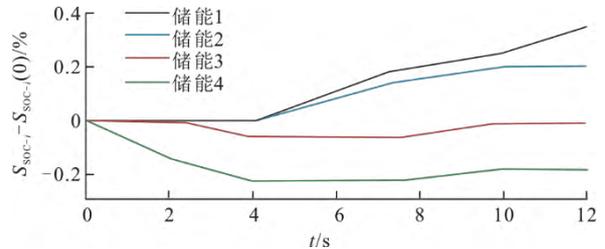


图 13 储能单元的荷电状态变化 (算例 2)

Fig.13 Change of state of charge of energy storage units (case 2)

图 14 为直流母线电压变化情况。由图 14 可见，在系统功率波动以及储能优先级调整时，直流母线电压均在允许范围内波动，稳定后能维持在 400 V。

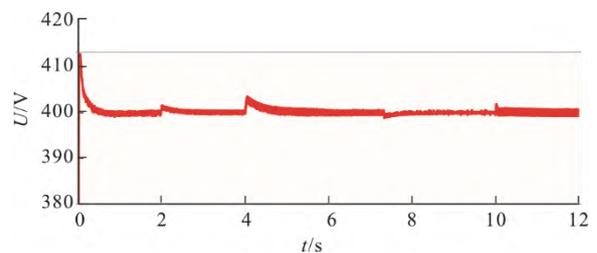


图 14 直流母线电压变化 (算例 2)

Fig.14 Change of DC bus voltage (case 2)

4.3 算例 3: 较长时间尺度下 SOC 均衡效果

本算例重点验证实现本文控制策略所设计自适应下垂控制的有效性，其通过储能单元的 SOC 均衡效果体现。为加快均衡时间，将 4 组储能单元的容量分别更改为 0.50、0.50、0.75、0.75 A·h。设 4 组储能单元的极限功率不变，初始 SOC 分别为 80%、75%、70%、65%，光伏在 0~60、120~180 s 输出功

率为 8 kW, 60~120、180~240 s 输出功率为 2 kW; 负荷在 0~60、120~180 s 吸收功率为 8 kW, 60~120、180~240 s 吸收功率为 2 kW。三者相应功率关系如图 15 所示, 系统交替工作于模态 2-3、3-3。

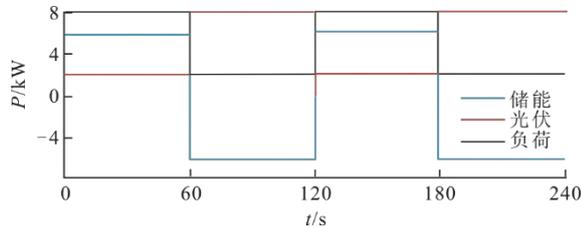


图 15 荷-源-储功率关系 (算例 3)
Fig.15 The relationship between and among load, charge source and storage power (case 3)

图 16 为 4 组储能的实时 SOC 改变情况。由图 16 可知, 在自适应下垂控制调节下, 充、放电时 SOC 差异始终在缩小, 最终收敛相同, 有效地避免了储能过度充、放电。

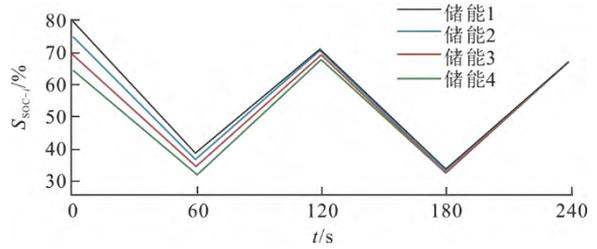


图 16 储能单元的荷电状态变化 (算例 3)
Fig.16 Changes of state of charge of energy storage units (case 3)

4 组储能功率分配情况如图 17 所示。储能单元的功率分配比值随着 SOC 差异的减小趋于其自身容量比 1.0:1.0:1.5:1.5, 验证了所设置自适应下垂控制的有效性, 同时证明了本文所提控制策略在较长时间尺度下可实现不同容量储能单元的 SOC 均衡。运行过程中直流母线电压能维持在 400 V, 其电压变化如图 18 所示。

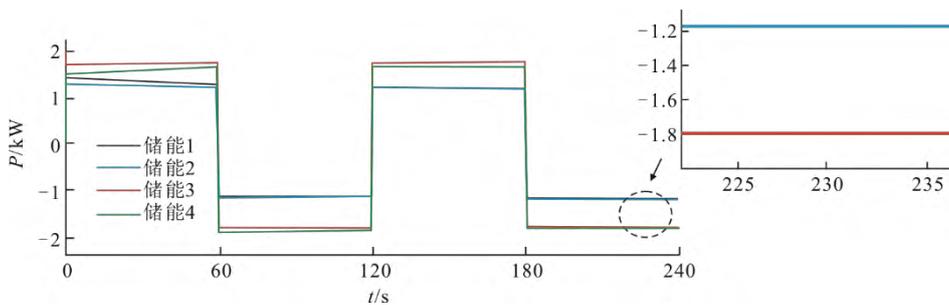


图 17 储能单元的输出功率 (算例 3)
Fig.17 Output power of energy storage unit (case 3)

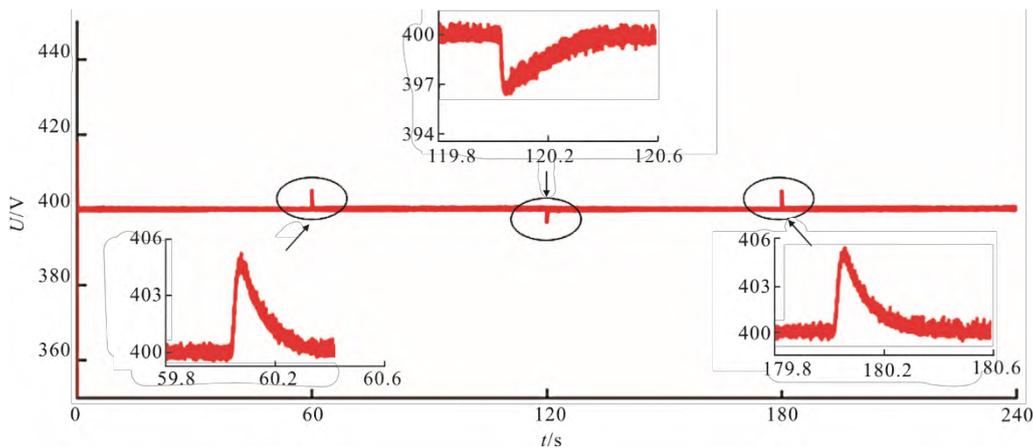


图 18 直流母线电压变化 (算例 3)
Fig.18 Change of DC bus voltage (case 3)

5 结 论

1) 根据储能单元实时 SOC 值, 将其进行优先级划分, 在特定大小的功率扰动下相应优先级的储能

单元动作平抑系统扰动, 减少了储能单元充放电次数与时间, 提升了微电网中储能系统的调度灵活性。

2) 通过将储能 SOC 以及容量信息引入下垂系数中分配储能单元的输出功率, 可有效避免储能过

度充放电, 在较长的时间尺度下最终实现储能单元 SOC 均衡; 而电压恢复环节的存在保证了直流母线电压的质量。

[参考文献]

- [1] 朱珊珊, 汪飞, 郭慧, 等. 直流微电网下垂控制技术综述[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(1): 72-84.
ZHU Shanshan, WANG Fei, GUO Hui, et al. Overview of droop control in DC microgrid[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(1): 72-84.
- [2] DRAGIČEVIĆ T, LU X, VASQUEZ J C, et al. DC microgrids: Part I: a review of control strategies and stabilization techniques[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2015, 31(7): 4876-4891.
- [3] 高晓芝, 高帆, 姜枫. 光伏直流微网系统的蓄电池新型充放电控制策略[J]. 电力系统及其自动化学报, 2019, 31(11): 75-80.
GAO Xiaozhi, GAO Fan, JIANG Feng. Novel charge-discharge control strategy for battery in photovoltaic DC micro-grid system[J]. Proceedings of the CSU-EPSS, 2019, 31(11): 75-80.
- [4] XIA Y H, MIAO Y, YANG P C, et al. Generation-storage coordination for islanded DC microgrids dominated by PV generators[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2019, 34(1): 130-138.
- [5] MI Y, CHEN X, JI H, et al. The coordinated control strategy for isolated DC microgrid based on adaptive storage adjustment without communication[J]. Applied Energy, 2019, 252: 113465.
- [6] 徐少华, 李建林. 光储微网系统并网/孤岛运行控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(34): 25-33.
XU Shaohua, LI Jianlin. Grid-connected/island operation control strategy for Photovoltaic/Battery micro-grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(34): 25-33.
- [7] GUAN Y, MENG L, LI C, et al. A dynamic consensus algorithm to adjust virtual impedance loops for discharge rate balancing of AC microgrid energy storage units[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 9(5): 4847-4860.
- [8] 魏炜, 陈晗, 朱洁, 等. 电池储能系统两模式协调控制策略[J]. 电力系统及其自动化学报, 2021, 33(2): 116-121.
WEI Wei, CHEN Han, ZHU Jie, et al. Two-mode coordinated control strategy for battery energy-storage system[J]. Proceedings of the CSU-EPSS, 2021, 33(2): 116-121.
- [9] HUANG W, ABU QAHOUCHE J. Energy sharing control scheme for state-of-charge balancing of distributed battery energy storage system[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2015, 62(5): 2764-2776.
- [10] 孙运志, 蒋德玉, 张盛林, 等. 计及电池寿命损耗的多能源微网储能优化配置[J]. 电力系统及其自动化学报, 2021, 33(5): 128-133.
SUN Yunzhi, JIANG Deyu, ZHANG Shenglin, et al. Optimal energy-storage configuration of multi-energy microgrid considering battery life degradation[J]. Proceedings of the CSU-EPSS, 2021, 33(5): 128-133.
- [11] LU X, GUERRERO J M, SUN K, et al. An improved droop control method for DC microgrids based on low bandwidth communication with DC bus voltage restoration and enhanced current sharing accuracy[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2014, 29(4): 1800-1812.
- [12] 米阳, 蔡杭谊, 袁明瀚, 等. 直流微电网分布式储能系统电流负荷动态分配方法[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(10): 17-23.
MI Yang, CAI Hangyi, YUAN Minghan, et al. Dynamic distribution method of current load for distributed energy storage system in DC microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(10): 17-23.
- [13] 蒋勃, 邹彬, 张欣宜, 等. 直流微网储能单元能量动态均衡控制研究[J]. 电网与清洁能源, 2021, 37(1): 84-89.
JIANG Bo, ZOU Bin, ZHANG Xinyi, et al. Research on dynamic energy balance control of DC microgrid energy storage units[J]. Power System and Clean Energy, 2021, 37(1): 84-89.
- [14] 林嘉伟, 王志新, 张永. 独立直流微电网中考虑不同容量的分布式储能系统能量控制策略[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(10): 139-146.
LIN Jiawei, WANG Zhixin, ZHANG Yong. Energy control strategy of distributed energy storage system considering different capacities in isolated DC microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(10): 139-146.
- [15] 郑丽君, 王子鹏, 吕世轩, 等. 基于荷电状态的直流微电网中多储能分级运行控制方法[J]. 电网技术, 2021, 45(3): 1006-1015.
ZHENG Lijun, WANG Zipeng, LYU Shixuan, et al. Hierarchical operation control of multi-energy storage in DC microgrid based on state of charge[J]. Power System Technology, 2021, 45(3): 1006-1015.
- [16] 孟明, 陈世超, 卢玉舟, 等. 基于功率分层的直流微电网协调控制策略[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(4): 30-37.
MENG Ming, CHEN Shichao, LU Yuzhou, et al. Coordinated control based on power hierarchy for DC microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(4): 30-37.
- [17] 刘道兵, 李留根, 李世春, 等. 含混合储能系统的独立直流微网协调控制策略[J]. 可再生能源, 2020, 38(4): 524-531.
LIU Daobing, LI Liugen, LI Shichun, et al. Coordinated control strategy for isolated DC microgrid with hybrid energy storage system[J]. Renewable Energy Resources, 2020, 38(4): 524-531.
- [18] 季迎旭, 杜海江, 孙航. 蓄电池 SOC 估算方法综述[J]. 电测与仪表, 2014, 51(4): 18-22.
JI Yingxu, DU Haijiang, SUN Hang. A survey of state of charge estimation methods[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2014, 51(4): 18-22.
- [19] 李鹏程, 张纯江, 袁然然, 等. 改进 SOC 下垂控制的分布式储能系统负荷电流分配方法[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(13): 3746-3754.
LI Pengcheng, ZHANG Chunjiang, YUAN Ranran, et al. Load current sharing method of distributed energy storage systems by improved SOC drooping control[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(13): 3746-3754.
- [20] 吕振宇, 吴在军, 窦晓波, 等. 基于离散一致性的孤立直流微网自适应下垂控制[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(17): 4397-4407.
LYU Zhenyu, WU Zaijun, DOU Xiaobo, et al. An adaptive droop control for the islanded DC microgrid based on discrete consensus algorithm[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(17): 4397-4407.
- [21] LU X, SUN K, GUERRERO J M, et al. State-of-charge balance using adaptive droop control for distributed energy storage systems in DC microgrid applications[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2013, 61(6): 2804-2815.

(责任编辑 李园)