

# 基于多组储能动态调节的直流微电网 电压稳定控制策略

闫承山<sup>1,2</sup>, 邱明泉<sup>2</sup>, 张立军<sup>2</sup>, 郭琦<sup>2</sup>, 王春雷<sup>2</sup>, 靳文星<sup>3</sup>

(1. 国网北京市电力公司, 北京 100051; 2. 国网北京通州供电公司, 北京 101101;  
3. 东南大学 电气工程学院, 江苏 南京 210096)

**摘要:**提出一种基于多组储能动态调节的直流微电网电压稳定控制策略。由于新能源具有波动性并为了提高储能系统的供电可靠性,选择配置一定控制系统的多组储能来控制母线电压稳定。为了避免储能单元过充和过放并降低对通讯的依赖程度,根据储能单元荷电状态(SOC)及最大功率、直流母线电压设计自适应下垂控制自动调节不同储能单元之间的负荷功率分配。此外,设计前馈补偿控制器对下垂控制功率环参考电压进行动态校正以控制母线电压稳定。同时,该控制策略依据直流母线电压自动切换不同变流器工作状态,确保各工况下均有变流器控制直流电压稳定及系统源荷功率平衡。最后,利用Matlab/Simulink搭建仿真模型,结果表明所提出的直流微电网电压稳定控制策略可控制直流微电网稳定运行,各储能单元之间负荷功率可自适应动态分配,并减小了母线电压波动。

**关键词:**直流微电网;下垂控制;二次控制;电压质量

**中图分类号:**TM721 **文献标识码:**A **DOI:**10.19457/j.1001-2095.dqcd24745

## Voltage Stability Control Strategy For DC Microgrid Based on Multi-group Energy Storage Unit Dynamic Regulation

YAN Chengshan<sup>1,2</sup>, QIU Mingquan<sup>2</sup>, ZHANG Lijun<sup>2</sup>, GUO Qi<sup>2</sup>, WANG Chunlei<sup>2</sup>, JIN Wenxing<sup>3</sup>

(1. State Grid Beijing Electric Power Company, Beijing 100051, China;

2. State Grid Beijing Tongzhou Electric Power Supply Company, Beijing 101101, China;

3. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, Jiangsu, China)

**Abstract:** A voltage stability control strategy for DC microgrid based on multi-group energy storage unit dynamic regulation was proposed. Due to the volatility of the new energy, and in order to improve the power supply reliability of the energy storage system, the multi-group energy storage equipped with a certain control system was chosen to control the bus voltage stability. In order to avoid over-charge or deep-discharge of storage units and reduce dependency on communication, an adaptive droop controller was designed to dynamically allocate load power among storage units considering the state of charge(SOC)of storage units, the maximum power and DC bus voltage. Meanwhile, the voltage feed forward control was designed in the power loop of droop control to reduce voltage fluctuation. Besides, the voltage stability control strategy may automatically switch converters to different working states, which ensures that there are convertors in all working conditions to control DC voltage stability and system power load balance. Finally, the simulation model of DC microgrid was built in Matlab/Simulink, and the simulation results indicate the proposed method may improve the ESS reliability and voltage quality for DC/AC load.

**Key words:** DC microgrid; droop control; secondary control; voltage quality

微电网作为一种新型电网形式,将分布式电源、储能系统(energy storage system, ESS)和本地负荷有效结合,可作为一个小型电网并网运行或

孤岛运行<sup>[1]</sup>。通过建立直流母线将不同源荷互连,进而可构建直流微电网。直流微电网与交流电网相比,不存在相位同步、高次谐波和无

功损耗等问题,因此近年来直流微电网在配网领域得到了广泛应用<sup>[2-5]</sup>。

风电和光伏等分布式电源是直流微电网的重要组成部分,但具有随机波动性和不确定性,因此存在源荷功率失衡的潜在风险,不利于直流微电网的稳定可靠运行<sup>[6]</sup>。针对上述问题,通过就地配置一定容量的多组储能单元平滑源荷功率波动,且方便模块化扩容,并可提高负荷供电可靠性。因此,储能系统是直流微电网稳定运行的关键环节,必须设计控制策略确保其可靠运行,尤其是防止过充和过放。通过设计SOC自适应均衡策略,使并联运行的储能单元根据当前电量自动调整输出,进而实现负荷功率的自动分配<sup>[7]</sup>。文献[8]提出了一种平抑风电功率波动的储能定功率控制方法,该方法以充放电功率限制和储能荷电状态作为约束,在一定程度上能够减小风电功率的波动偏差,但该方法在储能充放电速率方面提出很高的要求,且如果储能充放电较为频繁会影响储能电池组的寿命。文献[9]采用三层协调控制策略,最大程度的捕获光能且考虑了储能系统间不同荷电状态时的充放电控制,但是该控制方法在源荷功率波动时母线电压波动较大。此外,微网中的可控单元较多且分散,为确保其可靠稳定运行,对不同工况下以及电网扰动下各端电力电子变流器的协调控制策略也需深入讨论<sup>[10]</sup>。此外,直流母线电压是反映直流微电网系统源荷功率平衡和系统稳定运行的关键指标。文献[11]构建了层次化多代理系统框架来维持系统不同运行模式下的电压稳定,实现了直流微网能量分层管理和系统稳定控制,但是各分布式电源间通信依赖程度较高。

基于以上分析,本文提出一种基于多组储能动态调节的直流微电网电压稳定控制策略。采用配置一定控制系统的多组储能单元并联运行,并根据储能单元荷电状态及最大功率、直流母线电压设计自适应下垂控制自动调节不同储能单元之间的负荷功率分配。同时,设计前馈补偿控制器对下垂控制功率环参考电压进行动态校正以控制母线电压稳定。此外,该稳定控制策略依据直流母线电压自动切换不同变流器工作状态,确保各工况下均有变流器控制直流电压稳定及系统源荷功率平衡。利用 Matlab/Simulink 验证了该控制策略的有效性。

## 1 系统结构及建模

直流微电网在日常居民用电以及供电电源等领域得到了广泛应用<sup>[12]</sup>。以图1所示的直流微电网为例进行分析,该微电网主要包含光伏发电系统、储能系统、交流主网、交流负荷和直流负荷等。

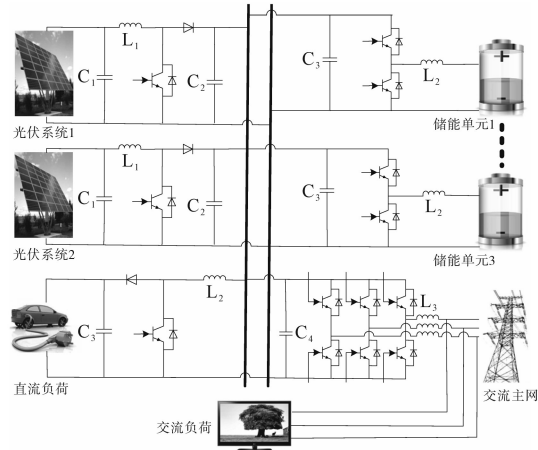


图1 直流微电网结构

Fig.1 Structure of the DC microgrid

### 1.1 光伏系统

光伏电池的数学模型如下所示<sup>[13]</sup>:

$$I = I_{ph} - I_d \left[ e^{\frac{q(U + IR_s)}{AkT}} - 1 \right] - \frac{U + IR_s}{R_{sh}} \quad (1)$$

式中: $U, I$ 分别为光伏电池的端电压和输出电流; $R_s, R_{sh}$ 分别为等效串、并联阻抗; $I_{ph}, I_d$ 分别为光生电流、二极管的反向饱和漏电流,是随环境变化的量; $T$ 为光伏板的温度; $q$ 为光伏板的电子电荷量; $A$ 为常数; $k$ 为波尔兹曼常数。

### 1.2 储能系统

假设充放电周期中电池的外特性相同,储能电池可以用如下受控电压源表示<sup>[14]</sup>:

$$V_b = V_o + R_b \cdot i_b - K \frac{Q}{Q + \int i_b dt} + C \exp(B \int i_b dt) \quad (2)$$

$$SOC = 100 \left( 1 + \frac{\int i_b dt}{Q} \right) \quad (3)$$

式中: $V_b$ 为储能电池的电压; $R_b$ 为储能单元的电池内阻; $V_o$ 为储能单元电池的开路电压; $i_b$ 为储能单元电池的充电电流; $K$ 为储能电池的极化电压; $Q$ 为储能电池的容量; $C, B$ 分别为储能电池的电压和容量指数系数。

### 1.3 交直流负荷

直流微网中包含交直流负荷,直流负荷可通过DC/DC变流器或直接与380V直流母线连接运

行,交流负荷可通过逆变器接至直流母线。负荷按照重要程度划分优先级,运行过程中根据需要可执行切负荷操作以满足重要负荷优先供电。

## 2 运行模式及控制方法

本文提出一种基于多组储能动态调节的直流微电网电压稳定控制策略。为了验证该策略的有效性,将直流微电网系统划分四种运行模式,本节主要考虑系统运行模式划分和具体控制策略。

### 2.1 直流微电网运行模式

本文主要研究如下四种工作模式:并网运行时储能系统正常工作(模式1);并网运行时储能系统满充退出(模式2);离网时储能系统控制母线电压稳定(模式3);离网时部分储能单元故障(模式4)。

模式1:该模式下,直流微电网通过双向AC/DC并网逆变器连接至交流主网,光伏系统采用最大功率点跟踪(maximum power point tracking, MPPT)控制进行最大功率发电,储能系统根据母线电压自动调整充放电模式。此时,交流主网需提供的功率为

$$P_{grid} = P_{load} - P_{dc} - P_{storage} \quad (4)$$

式中: $P_{grid}$ 为交流主网输出功率; $P_{load}$ 为负荷总功率; $P_{dc}$ 为光伏系统发电功率; $P_{storage}$ 为储能系统功率。

模式2:当模式1中储能系统满充退出运行后,进入该模式。此时,直流微电网通过双向AC/DC并网逆变器连接至交流主网,光伏系统采用MPPT进行最大功率发电,交流主网调节有功功率输出来控制直流母线电压稳定和系统源荷功率平衡。交流主网需提供的功率为

$$P_{grid} = P_{load} - P_{dc} \quad (5)$$

模式3:当模式1或2中直流微电网与交流主网断开后进入模式3,即直流微电网离网运行。该模式中,储能系统通过调节充放电功率控制直流母线电压稳定和系统源荷功率平衡。储能系统输出功率为

$$P_{storage} = P_{load} - P_{dc} \quad (6)$$

模式4:储能系统采用多组小容量储能单元并联构成,可根据工程需求模块化选配。在该模式中,部分储能单元故障退出,其余储能单元自动调节充放电功率控制母线电压稳定,可提高储能系统供电可靠性。此时,储能系统输出功率为

$$P_{storage} = \sum_{i=1}^n P_{sto_i} = P_{load} \quad (7)$$

式中: $u$ 为正常运行配置的储能单元数量,且满足 $u \leq n$ , $n$ 为实际配置的储能单元数量。

特别的,此时若发生过负荷,需根据优先级执行甩负荷操作。

直流微电网系统在不同工作模式间的切换条件如表1所示。

表1 模式切换条件  
Tab.1 Mode switching condition

序号	模式切换	切换条件	母线电压控制
1	模式1->模式2	$SOC_{average} \geq SOC_{average}^{min}$	交流主网
2	模式2->模式1	$SOC_{average} < SOC_{average}^{max}$	交流主网
3	模式1(2)->模式3	$P_{grid} = 0$	储能系统
4	模式3->模式1(2)	$P_{grid} \neq 0$	交流主网
5	模式3->模式4	部分储能单元故障	储能系统
6	模式4->模式3	储能正常	储能系统

表1中, $SOC_{average}^{min}$ , $SOC_{average}^{max}$ 分别为储能系统的最小、最大荷电状态。

### 2.2 储能系统控制

储能系统采用自适应下垂控制,根据母线电压控制输出功率,并根据各储能单元的SOC和最大功率动态调整不同储能单元之间的负荷功率分配。

#### 2.2.1 传统下垂控制的局限性

传统下垂控制仅将变流器容量和母线电压作为控制依据,未考虑储能电池SOC及不同储能单元之间的均流控制<sup>[15]</sup>,容易导致多台储能单元并列运行时发生过充或过放。

图2为传统下垂控制变流器并联等效电路图。

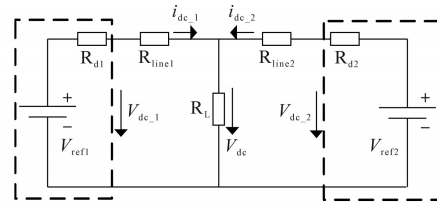


图2 变流器并联等效电路

Fig.2 Equivalent circuit of parallel converters

图2中, $V_{refi}$ ( $i=1,2$ )为变流器给定参考电压, $R_{di}$ ( $i=1,2$ )为下垂系数, $R_{linei}$ ( $i=1,2$ )为该变流器对应的线路阻抗, $R_L$ 为直流微网系统等效负载, $V_{dc,y}$ ( $y=1,2$ )和 $i_{dc,y}$ ( $y=1,2$ )为变流器输出电压和电流, $V_{dc}$ 为直流母线电压。

传统下垂控制及母线电压为<sup>[16]</sup>

$$V_{dc,y} = V_{refi} - R_{di} i_{dc,y} \quad (8)$$

下垂系数的选取考虑变流器的额定功率,并

成反相关:

$$R_{d1}/R_{d2} = P_2/P_1 \quad (9)$$

式中: $R_{d1}, R_{d2}$ 分别为两台变流器的下垂系数; $P_1, P_2$ 分别为两台变流器的额定功率。

由式(8)、式(9)可得变换器输出电流比:

$$\frac{i_{dc,1}}{i_{dc,2}} = \frac{R_{d2}}{R_{d1}} \quad (10)$$

由式(10)可以看出,变流器的输出电流与 $R_d$ 成反比。但是,由于以上控制未考虑各储能单元之间SOC差异,可能会导致部分储能单元过充或过放,不利于储能系统的可靠运行。此外,当分布式电源发电功率波动、或者负荷功率波动时,存在直流母线电压跌落问题,不利于直流母线电压稳定。

### 2.2.2 自适应下垂控制

本文考虑储能系统中不同储能单元的SOC差异性,设计一种新的自适应下垂控制。该控制同时考虑不同储能单元的最大功率及当前SOC状态,动态调整各自下垂控制器的下垂系数,实现负荷功率自动分配。同时,引入电压前馈补偿控制解决采用下垂控制引起的母线电压跌落问题,可减小直流母线电压波动。

图3为储能系统控制策略示意图,其中 $V_{dc}^*$ 为直流母线电压参考值。

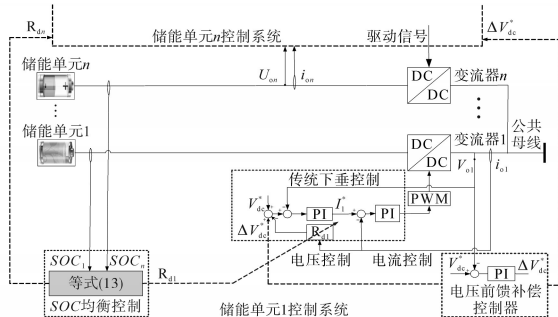


图3 储能系统控制策略示意图

Fig.3 The schematic of energy storage system control strategy

各储能单元的下垂特性为<sup>[16]</sup>

$$V_{dc,y} = V_{dc}^* + d_y P_{dc,y} \quad (11)$$

$$d_y = \frac{V_{dc}^{\min} - V_{dc}^{\max}}{P_{dc,y}^{\max}} \quad (12)$$

式中: $V_{dc}^*$ 为储能系统输出电压参考值并采用其最大允许电压; $d_y$ 为下垂系数; $P_{dc,y}^{\max}, P_{dc,y}$ 为第 $y$ 个储能单元的最大功率、实际功率; $V_{dc,y}, i_{dc,y}, P_{dc,y}$ 分别为第 $y$ 个储能单元的端电压、输出电流和输出功率; $V_{dc}^{\min}, V_{dc}^{\max}$ 分别为储能系统最小、最大允许端电压。

本文所提下垂系数调整策略如下式所示:

$$d'_y = \begin{cases} d_y \left( \frac{SOC_i}{SOC_i^*} \right)^\lambda & P_{dc,y} < 0 \\ d_y \left( \frac{SOC_i}{SOC_i^*} \right)^\lambda & P_{dc,y} > 0 \end{cases} \quad (13)$$

式中: $SOC_i, SOC_i^*$ 分别为SOC瞬时值与其参考值; $d'_y$ 为下垂系数修正值; $\lambda$ 为均衡速度调整系数。

随着SOC均衡过程的进行,各储能单元的下垂系数趋近于初始值,以保证储能单元按照各自的容量比例进行充放电,从而使SOC持续保持均衡状态。本文取 $\lambda = 1$ 且 $SOC_i^* = 0.5$ 。

由于采用多组储能单元并联运行,相互间互为备用,即使部分储能单元因故障退出运行,其余储能单元可根据母线电压自动调整输出功率,并自动进行负荷功率再分配,有利于提供储能系统供电可靠性。

针对扰动发生时直流母线电压跌落的问题,如图4所示,本文设计母线电压前馈补偿控制。该控制采用PI控制器输出补偿量来动态调整每一个储能单元下垂控制器的电压参考值,动态控制直流母线电压稳定。

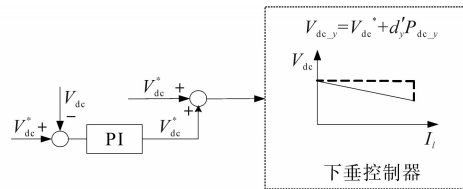


图4 直流母线电压前馈补偿控制

Fig.4 Feedback compensation control of DC bus voltage

### 2.2.3 并网逆变器控制

并网逆变器起到连接交流主网和微电网的重要作用,当直流微电网中的分布式电源和储能系统供电不足时,主网通过并网逆变器向直流微电网输出有功功率并控制直流母线电压稳定。本文采用的并网逆变器控制结构如图5所示。

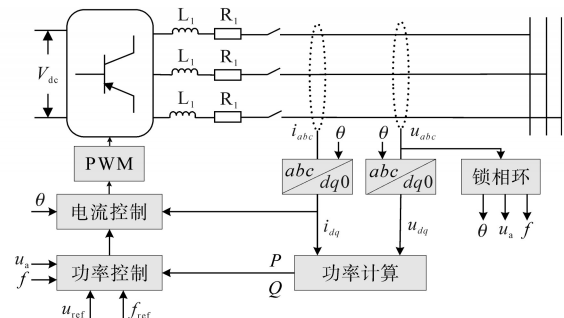


图5 并网逆变器控制结构

Fig.5 The structure of grid-connected inverter control system

图5中, $R_1, L_1$ 分别为三相线路的电阻、电感;

$u_{abc}, i_{abc}$  分别为三相电压、电流;  $f, \theta, u_a$  分别为三相电压经锁相环输出的频率、相角及电压幅值;  $u_d, u_q$  和  $i_d, i_q$  分别为三相电压、电流的  $d, q$  轴分量;  $P, Q$  分别为逆变器输出有功、无功功率;  $u_{ref}, f_{ref}$  分别为三相电压参考幅值和频率。

并网逆变器采用如下控制:

$$u_a = u_{ref} + k(Q_0 - Q) \quad (14)$$

$$f_a = f_{ref} + k(P_0 - P) \quad (15)$$

式中:  $f_a$  为三相电压经锁相环输出的频率幅值;  $k$  为下垂系数;  $Q_0, P_0$  分别为逆变器输出无功、有功参考值。

### 2.2.4 直流负荷控制系统

直流负荷可直接或通过DC/DC变流器连接至直流母线, 负荷采用恒压控制, 电压稳定, 波动小。

图6为负荷双闭环控制系统, 其中,  $I_{dc}$  和  $I_{dc}^*$  分别为直流负荷电流及其参考值。可根据给定参考值  $V_{dc}^*$  控制负荷电压稳定。

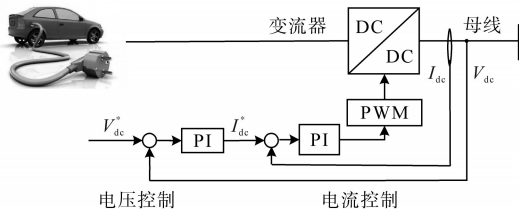


图6 直流负荷控制系统

Fig.6 Control system of DC load

## 3 仿真分析

利用 Matlab/Simulink 搭建图1所示仿真模型来验证本文提出控制策略的有效性。

仿真系统包含2组光伏系统, 最大发电功率分别为4 kW, 2 kW; 包含3组模块化储能单元, 容量均为4.5 kW·h, SOC状态分别为80%, 60%和40%, 并设定安全上限为90%和安全下限为10%, 防止运行过程中储能系统过充或过放; 负荷设定优先级并可根据需要执行甩负荷操作; 母线电压为380 V。

仿真系统参数如下: 额定母线电压  $V_{dc} = 380$  V, 光伏1最大功率  $P_{pv_1}^{max} = 4.0$  kW, 光伏2最大功率  $P_{pv_2}^{max} = 2.0$  kW, 储能系统1最大功率  $P_{sto_1}^{max} = \pm 3.0$  kW, 储能系统2最大功率  $P_{sto_2}^{max} = \pm 2.0$  kW, 储能系统3最大功率  $P_{sto_3}^{max} = \pm 2.0$  kW, 储能系统1荷电状态  $SOC_1 = 80\%$ , 储能系统3荷电状态  $SOC_2 = 60\%$ , 储能系统4荷电状态  $SOC_3 = 40\%$ , 储能系统基准荷电状态  $SOC^* = 50\%$ 。

此外, 图1所示主回路拓扑中电感、电容参数

分别为  $C_1 = 100 \mu F, C_2 = 300 \mu F, C_3 = 2\ 200 \mu F, C_4 = 470 \mu F, L_1 = 5$  mH,  $L_2 = 10$  mH,  $L_3 = 3$  mH。

### 3.1 算例1

该算例中, 由交流主网控制母线电压稳定, 光伏系统采用MPPT控制。主要仿真分析光伏发电功率波动、负荷功率波动、储能系统满充退出等运行情况下提出的电压稳定控制策略的有效性, 图7为算例1中主要功率仿真结果图。

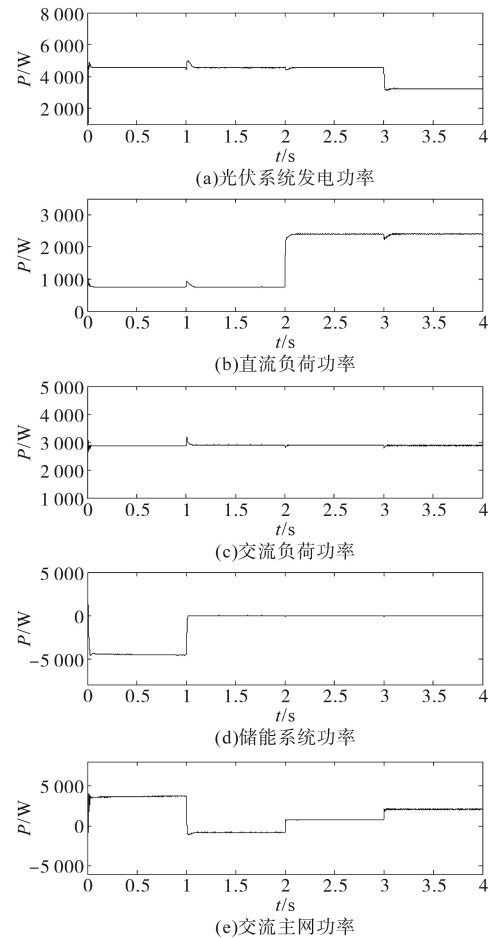


图7 算例1主要功率仿真结果

Fig.7 The simulation results of main powers in sample 1

由图7a~图7d可知, 仿真开始时光伏系统输出功率约为4.4 kW, 交直流负荷分别为2.9 kW和0.8 kW, 储能系统充电功率约为4.6 kW。此时, 如图7e所示, 交流主网向直流母线输出功率约3.9 kW。运行至1.0 s时, 储能系统满充后退出运行, 直流微电网由运行模式1切换至模式2, 交流主网继续控制母线电压稳定和直流微电网系统源荷功率平衡。此外, 由图7可看出, 2.0 s时直流负荷增加、3.0 s时光伏发电功率波动, 直流微电网系统均能迅速响应、直流母线电压波动小, 如图8所示。

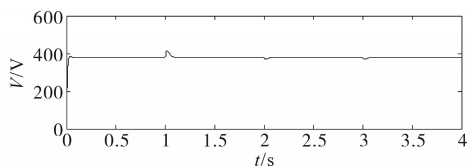


图8 算例1直流母线电压仿真结果图

Fig.8 The simulation results of DC bus voltage in sample 1

图8中,采用本文提出的直流微电网电压稳定控制策略,当储能满充退出运行、负荷功率波动、光伏系统功率波动等情况下,直流母线电压均能保持稳定,电压波动最大约0.05 V。

### 3.2 算例2

该算例中,仍由交流主网控制母线电压稳定,且光伏系统采用MPPT控制,储能系统处于充电状态。主要仿真分析了光伏发电功率波动、负荷功率波动、直流微电网转为离网运行等工况时本文提出的电压稳定控制策略的有效性。

图9为算例2中主要功率仿真结果图。

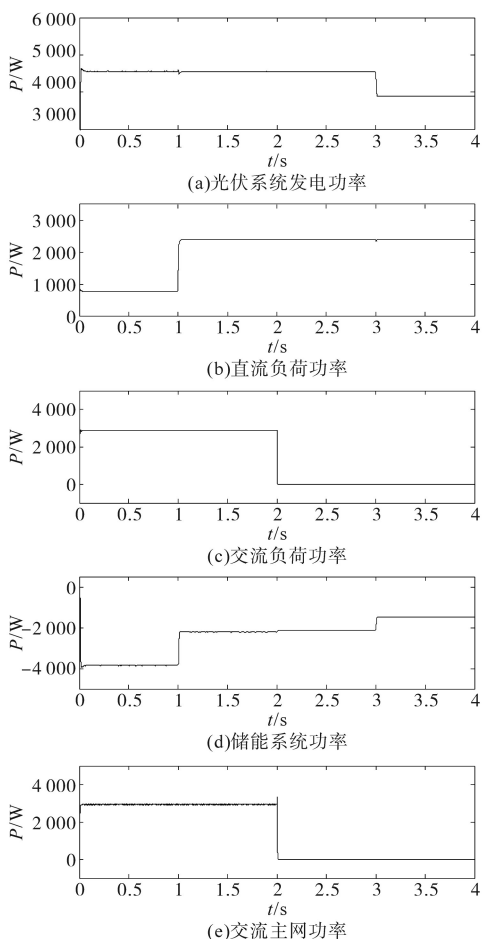


图9 算例2主要功率仿真结果

Fig.9 The simulation results of main powers in sample 2

图9中,在0~1.0 s时光伏系统采用MPPT控制,交流主网控制母线电压稳定,光伏系统此时功率约4.6 kW,交直流负荷功率分别为3.0 kW和

0.8 kW,此时储能系统充电功率3.8 kW。直流负荷在1.0 s时增加,为了确保电压稳定和系统正常运行,储能系统迅速调整充电功率以确保电压稳定。运行至2.0 s时,直流微电网与交流主网断开,系统从模式1切换至模式3,由储能系统控制直流母线电压稳定。此外,光伏系统在3.0 s时发电功率减小,以上工况发生时,直流微电网系统均能迅速响应,自动切换稳压源,确保母线电压稳定。

图10为储能单元之间的负荷功率分配。

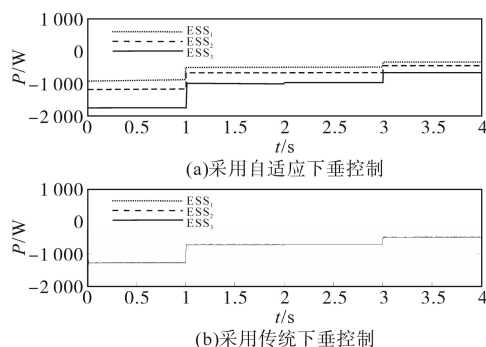


图10 算例2负荷功率分配

Fig.10 Load power sharing in sample 2

图10中,当0~1.0 s光伏发电功率多于负载用电时储能系统充电,而在1.0~2.0 s直流负荷增加后储能系统自动调整充电功率。特别的,不同储能系统充放电功率可根据其SOC自动调整,有利于避免储能系统的过充过放并有利于储能单元间SOC的快速均衡。由图10可知,扰动发生时,储能系统切换平滑,响应速度快。

图11为算例2直流母线电压仿真结果图。

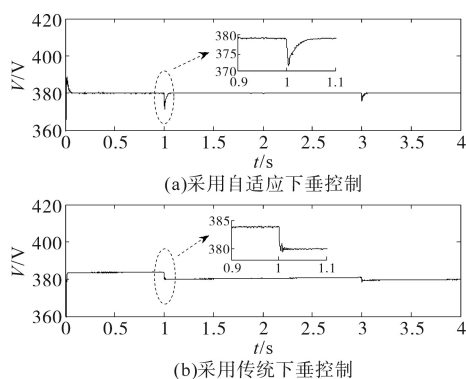


图11 算例2直流母线电压

Fig.11 DC bus voltage in sample 2

本文提出的基于多组储能动态调节的直流微电网电压稳定控制策略采用电压前馈控制对运行中的母线电压跌落进行动态补偿。如图11所示,当光伏发电功率波动、负荷功率波动、直流微电网切换为孤岛运行等运行情况下,母线电压

均能稳定控制在 380 V,且扰动发生时响应速度快,波动小。

表2为算例2中不同时间段2种控制策略下,母线电压偏差对比表。

表2 算例2中母线电压偏差  
Tab.2 Bus voltage difference in sample 2

时间/s	母线电压偏差/V	
	采用电压稳定控制	采用传统下垂控制
0.0—1.0	0.10	3.5
1.0—2.0	0.05	0.4
2.0—3.0	0.02	0.8
3.0—4.0	0.02	0.6

表2对DG系统功率波动时母线电压展开定量分析,分别对比采用本文自适应下垂控制和传统下垂控制时的母线电压。可看出,采用本文提出的控制策略,稳态运行时母线电压的偏差最大为0.1 V,远低于采用常规下垂控制时的3.5 V。

### 3.3 算例3

本文中储能系统采用多组小容量储能单元并联运行,有利于储能系统模块化扩容和即插即用,可提高负荷供电的可靠性。本算例对模块化储能单元并联系统中某储能单元故障时系统运行、光伏系统退出运行时的工况进行了仿真验证,主要功率仿真结果如图12所示。

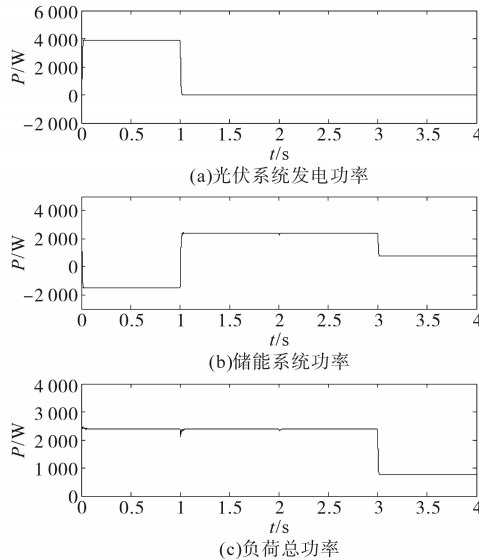


图12 算例3主要功率仿真结果

Fig.12 The simulation results of main powers in sample 3

从图12可看出,在0~1.0 s时光伏系统采用MPPT控制,储能系统控制母线电压稳定,光伏系统此时功率约为4 kW,负荷功率2.4 kW,此时储能系统充电功率1.6 kW,由储能系统控制直流母线电压稳定。图13为本算例中储能单元之间的

负荷功率分配,光伏系统在1.0 s时发电功率降为0,可以看出,此时储能系统由充电状态迅速切换至放电状态确保负荷正常供电,提供负荷约2.4 kW功率,且切换速度快,母线电压波动小。此外,如图13a所示,储能系统中一组储能单元在2.0 s时由于故障等原因退出运行,为了确保电压稳定和系统正常运行,正常运行的储能单元迅速调整输出功率以确保负荷正常供电,此时储能系统充电总功率为2.4 kW,且故障发生时,如图14a所示,母线电压波动小,响应速度快。由以上分析可看出,当光伏系统或部分储能单元退出运行等扰动发生时母线电压波动小,响应速度快。

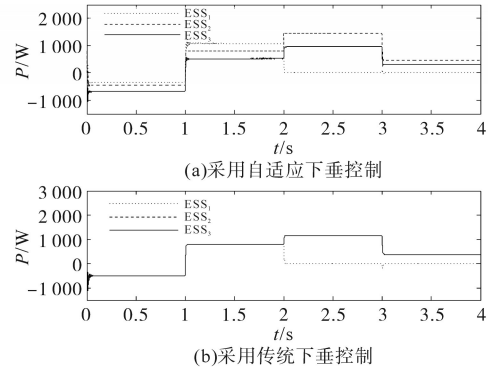


图13 算例3负荷功率分配

Fig.13 Load power sharing in sample 3

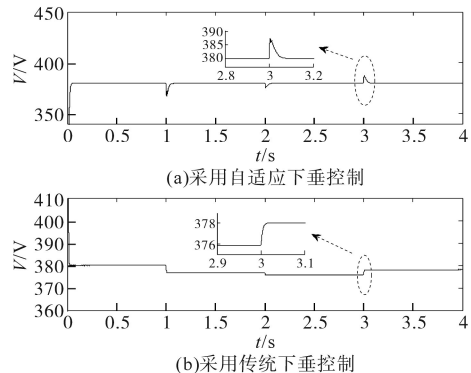


图14 算例3直流母线电压

Fig.14 DC bus voltage in sample 3

特别的,由图13可以看出,当部分储能单元退出运行后,正常工作的储能单元迅速调整输出功率承担故障单元的功率,有利于减小母线电压波动。此外,采用多组小容量储能可减小变流器电流,提高储能系统可靠性。

图14分别为采用自适应下垂控制和传统下垂控制时的直流母线电压仿真波形图。可以看出,扰动发生后,自适应下垂控制迅速响应并控制母线电压稳定至额定值。特别的,由表3可以看出,本文提出的电压稳定控制策略可有效减小稳态运行时母线电压波动。

表3为算例2中不同时间段2种控制策略下,母线电压偏差对比表。

表3 算例3中母线电压偏差  
Tab.3 Bus voltage difference in sample 3

时间/s	母线电压偏差/V	
	采用电压稳定控制	采用传统下垂控制
0.0—1.0	0.01	0.1
1.0—2.0	0.03	3.5
2.0—3.0	0.02	4.3
3.0—4.0	0.02	1.8

## 4 结论

本文提出一种基于多组储能动态调节的直流微电网电压稳定控制策略。采用配置一定控制系统的多组储能单元并联运行,并根据储能单元荷电状态及最大功率、直流母线电压设计自适应下垂控制自动调节不同储能单元之间的负荷功率分配。同时,设计前馈补偿控制器对下垂控制功率环参考电压进行动态校正以控制母线电压稳定。此外,该稳定控制策略依据直流母线电压自动切换不同变流器工作状态,确保各工况下均有变流器控制直流电压稳定及系统源荷功率平衡。最后,利用Matlab/Simulink搭建仿真模型,仿真结果表明本文所提出的直流微电网电压稳定控制策略可控制直流微电网稳定运行,实现储能单元之间负荷功率自动分配,同时有效降低了直流母线电压波动。

### 参考文献

- [1] 戈阳阳,周正道,王琪玮,等.微电网并网/孤岛转换安全域分析[J].可再生能源,2019,37(4):552-557.  
GE Yangyang, ZHOU Zhengdao, WANG Qiwei, et al. Analysis of security domain of microgrid interconnection/islanding conversion[J]. Renewable Energy, 2019, 37(4):552-557.
- [2] 黄旭程,何志兴,伍文华,等.交直流微电网中变流器级联系统稳定性分析与协同控制[J].中国电机工程学报,2019,39(5):1432-1443.  
HUANG Xucheng, HE Zhixing, WU Wenhua, et al. Stability analysis and cooperative control of converter cascade system in AC-DC microgrid [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(5): 1432-1443.
- [3] KAKIGANO H, MIURA Y, ISE T. Low-voltage bipolar-type DC microgrid for super high quality distribution[J]. IEEE Trans. on Power Electronics, 2010, 25(12):3066-3075.
- [4] 郑子萱,倪扶瑶,汪颖,等.基于模型预测控制混合储能系统的直流微电网韧性提升策略[J].电力自动化设备,2021,41(5):152-159.

- ZHENG Zixuan, NI Fuyao, WANG Ying, et al. Resilience improvement strategy of DC microgrid based on model predictive control hybrid energy storage system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(5):152-159.
- [5] LOH P C, LI D, CHAI Y K, et al. Autonomous operation of hybrid microgrid with AC and DC subgrids[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2013, 28(5):2214-2223.
  - [6] 张野,郭力,贾宏杰,等.基于电池荷电状态和可变滤波时间常数的储能控制方法[J].电力系统自动化,2012,36(6):34-38.  
ZHANG Ye, GUO Li, JIA Hongjie, et al. Energy storage control method based on battery state of charge and variable filter time constant[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(6):34-38.
  - [7] 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):1006-1014.  
ZHENG Lijun, WANG Zipeng, LÜ Shixuan, et al. Multi-energy storage hierarchical operation control method in DC microgrid based on SOC[J]. Power Grid Technology, 2021, 45(3):1006-1014.
  - [8] JIN C, WANG P, XIAO J F, et al. Implementation of hierarchical control in DC microgrids[J]. IEEE Trans. on Industrial Electronics, 2014, 61(8):4032-4042.
  - [9] 王毅,张丽荣,李和明,等.风电直流微网的电压分层协调控制[J].中国电机工程学报,2013,33(4):16-24.  
WANG Yi, ZHANG Lirong, LI Heming, et al. Voltage layered coordinated control of wind power DC microgrid[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(4):16-24.
  - [10] 郝雨辰,吴在军,窦晓波,等.多代理系统在直流微电网稳定控制中的应用[J].中国电机工程学报,2012,32(25):27-35.  
HAO Yuchen, WU Zaijun, DOU Xiaobo, et al. Application of multi-agent system in DC microgrid stability control[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(25):27-35.
  - [11] 刘东冉,陈树勇,马敏,等.光伏发电系统模型综述[J].电网技术,2011,35(8):47-52.  
LIU Dongran, CHEN Shuyong, MA Min, et al. Review of photovoltaic power generation system model[J]. Power Grid Technology, 2011, 35(8):47-52.
  - [12] TREMBLAY O, DESSAINT L A, DEKKICHE A I. A generic battery model for the dynamic simulation of hybrid electric vehicles[J]. IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), 2007:284-289.
  - [13] 王成山,高菲,李鹏,等.低压微网控制策略研究[J].中国电机工程学报,2012,32(25):2-8.  
WANG Chengshan, GAO Fei, LI Peng, et al. Control strategy of low voltage microgrid[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(25):2-8.
  - [14] WANG P, JIN C, ZHU D, et al. Distributed control for autonomous operation of a three-port AC/DC/DS hybrid microgrid[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2015, 62(2):

(下转第63页)