

计及荷电状态的并网型直流微电网功率协同控制策略

卫广宇¹, 应笑冬¹, 姚延军¹, 杨小芳¹, 翁楚迪², 彭勇刚^{2*}, 李海龙¹

(1. 宁波经济技术开发区北仑电力实业有限责任公司, 浙江省宁波市 315825;

2. 浙江大学电气工程学院, 浙江省杭州市 310027)

Power Coordinated Control Strategy for Grid-Connected DC Microgrid Considering State of Charge

WEI Guangyu¹, YING Xiaodong¹, YAO Yanjun¹, YANG Xiaofang¹, WENG Chudi²,
PENG Yonggang^{2*}, LI Hailong¹

(1. Ningbo Economic-Technological Development Area Beilun Electric Power Industry Co., Ltd., Ningbo 315825, Zhejiang Province, China; 2. School of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, Zhejiang Province, China)

摘要:【目的】现有关于分散式协同控制策略的研究主要针对直流微电网内部的功率分配展开, 而较少考虑直流微电网并网运行的情况。对此, 提出一种计及荷电状态(state of charge, SOC)的并网型直流微电网功率协同控制策略。【方法】所提策略将互联变换器视作一个可调度的资源, 基于直流母线电压调节储能单元和互联变换器的输出功率, 并限制母线电压和储能单元SOC在允许范围内。【结果】根据Simulink仿真结果, 所提策略能够实现储能单元和互联变换器之间的分散式功率协同和储能单元之间的SOC均衡, 并避免电压越限和储能单元过充过放的情况出现。【结论】所提控制策略能够在并网型直流微电网内实现合理的功率分配, 保证系统的稳定运行。

关键词: 直流微电网; 协同控制策略; 分散式控制; 功率分配; 储能单元; 荷电状态(SOC)均衡

ABSTRACT: [Objectives] Existing research on decentralized coordinated control strategies mainly focuses on power distribution within DC microgrid, with limited consideration given to the operation of grid-connected DC microgrids. To address this, a power coordinated control strategy for grid-connected DC microgrids, considering the state of charge (SOC), is proposed. [Methods] The proposed strategy treats the interconnecting converter as a dispatchable resource. It regulates the output power of the energy storage unit and interconnecting converter based on the DC bus

voltage while keeping the bus voltage and SOC of the energy storage unit within allowable limits. [Results] The proposed strategy can achieve decentralized power coordination between the energy storage unit and the interconnecting converter, as well as SOC balancing among energy storage units. It also prevents overvoltage and overcharge/overdischarge conditions for the energy storage units. [Conclusions] The proposed control strategy ensures reasonable power distribution in grid-connected DC microgrids and guarantees the stable operation of the system.

KEY WORDS: DC microgrid; coordinated control strategy; decentralized control; power distribution; energy storage unit; SOC balancing

0 引言

随着“双碳”战略推进, 以风能和太阳能为代表的可再生能源大规模接入电网, 对电网稳定运行造成一定影响。微电网能够有效整合分布式电源、储能单元和负荷等资源, 从而减轻可再生能源发电带来的负面影响, 提高供电可靠性和电能质量^[1-5]。相较于交流微电网, 直流微电网具有接入友好、变换环节少、控制简单等优势^[6-8]。

储能单元在保障直流微电网的稳定运行中发挥着重要作用^[9-10]。通过合适的功率协同控制策略, 直流微电网能够有效调度储能单元出力, 维持母线电压稳定和系统功率平衡, 以实现系统稳定运行^[11]。尤其是直流微电网中接入多个储能单元的情况下, 协同控制策略还需根据各储能单元

基金项目: 国家自然科学基金项目(51877188); 宁波永耀电力投资集团有限公司科技项目(KJXM2022023)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (51877188); Science and Technology Project of Ningbo Yongyao Electric Power Investment Group Co., Ltd. (KJXM2022023).

自身的运行情况,实现合理的功率分配。

在现有的微电网协同控制策略^[12-16]中,分散式控制不依赖设备间的通信,不受通信延迟或故障的影响,控制系统的可靠性高。目前,国内外已经有较多的研究针对分散式控制展开,尤其是下垂控制得到了广泛的应用^[17-19]。文献[20-21]分别提出改进后的下垂控制方法,基于直流母线电压信号,解决直流微电网在多模式运行下的功率分配问题。但这些方法在调度电池储能时并未考虑到荷电状态(state of charge, SOC)的限制。对此,文献[22]提出一种基于SOC的协同控制策略,在考虑储能单元SOC的基础上进行功率分配,避免储能单元的过充过放。但该方法仅考虑了直流微电网中单个储能单元运行的情况。为满足实际场景中多储能协同运行的需要,有学者提出了基于SOC的自适应下垂控制方法^[23-24],在进行功率分配的同时快速实现各储能单元SOC之间的均衡,避免了单个储能单元的过度使用。但这些方法在储能充放电模式下的表达式并不统一,使得控制系统需要在不同模式之间进行切换,增加了控制系统的复杂性。文献[25]则提出了一种具有统一控制结构的分散式控制方法,使得储能单元在充放电模式下均可实现SOC均衡。

上述研究提出的协同控制策略均面向直流微电网孤岛运行的场景。并网模式对于直流微电网同样重要,但现有的相关研究较少。并网模式下,直流微电网还需考虑与上级电网的能量交换,例如,当储能单元深度充放电失去调节能力后,还可依靠上级电网的支撑来保证直流微电网的稳定运行。文献[25]中的直流微电网虽然与上级电网相连,但在实际运行中并未考虑与其进行能量交换。在文献[26]中,直流微电网与上级电网的能量交换过程较为复杂,需要在并网和孤岛模式之间进行切换。仅当储能单元SOC超出设定范围时,直流微电网才切换至并网模式,从上级电网获取功率支撑。模式的不断切换容易影响系统运行的稳定。综上,现有对于分散式功率协同控制的研究还难以为直流微电网的并网运行提供一种简洁有效的控制策略。

对此,本文提出一种计及荷电状态的分散式

功率协同控制策略,以满足直流微电网在并网模式下的运行需求。受文献[27]启发,本文将与上级电网相连的互联变换器视作一个可调度单元。根据所提策略,除了实现各储能单元之间的协同运行外,还在互联变换器和储能单元之间进行合理的功率分配,以保证系统的稳定运行。另外,所提策略也限制母线电压和储能SOC的运行范围,避免电压越限和储能过充过放的情况出现。

1 直流微电网拓扑与协同控制策略

1.1 直流微电网拓扑

直流微电网结构如图1所示,主体由分布式电源、储能单元、负荷和互联变换器组成。分布式电源、2个储能单元及直流负荷各自通过双向DC-DC变换器连接至直流微电网母线,而直流微电网通过互联变换器连接至直流配电网。

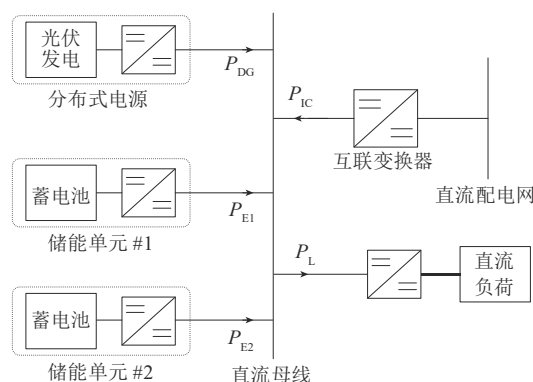


图1 直流微电网拓扑结构

Fig. 1 DC microgrid topology

直流微电网的母线电压是反映系统功率平衡的重要指标,维持系统功率平衡和母线电压稳定有助于实现直流微电网的稳定运行。在图1所示的微电网中,功率不平衡主要由直流负荷消耗功率 P_L 和分布式电源输出功率 P_{DG} 之间的不匹配造成。定义源荷间的功率差为 ΔP ,表达式为

$$\Delta P = P_{DG} - P_L \quad (1)$$

为了维持系统功率平衡,本文所提功率协同控制策略需要在储能单元和互联变换器之间实现合理的功率分配,以保证直流微电网运行的稳定。

1.2 互联变换器控制策略

本文选择双有源桥(dual active bridge, DAB)

变换器作为互联变换器, 在直流微电网和直流配电网之间实现能量的双向流动和灵活控制, 同时为直流母线之间提供电气隔离^[28]。

DAB变换器主体由2个全桥单元和1个高频变压器组成, 其拓扑和控制策略如图2所示。全桥单元由一组占空比为50%的互补方波信号驱动, 而2组全桥驱动信号之间的相位差 φ 决定了流过DAB变换器的功率大小和方向^[29]。因此, 以 φ 作为控制回路的输出。

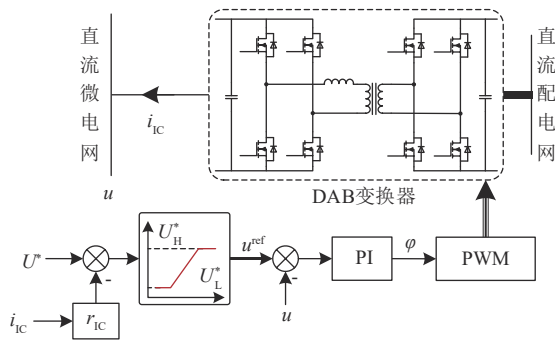


图2 互联变换器控制策略

Fig. 2 Interconnecting converter control strategy

互联变换器的控制回路由下垂外环、电压限制模块和电压内环构成。下垂外环的输出经过电压限制模块后生成电压参考值 u^{ref} , 作为电压内环的输入。电压内环经由PI控制器后输出 φ , 最后由脉宽调制(pulse width modulation, PWM)模块生成信号以驱动互联变换器。互联变换器的控制表达式可写为

$$\varphi = (u^{\text{ref}} - u)G_u(s) = \begin{cases} (U_L^* - u)G_u(s) & , u^{\text{ref}} \leq U_L^* \\ (U^* - r_{\text{IC}} \cdot i_{\text{IC}} - u)G_u(s) & , U_L^* \leq u^{\text{ref}} \leq U_H^* \\ (U_H^* - u)G_u(s) & , u^{\text{ref}} \geq U_H^* \end{cases} \quad (2)$$

式中: u 和 U^* 分别为直流母线电压值和其额定值; $G_u(s)$ 为PI控制器的传递函数; U_H^* 和 U_L^* 分别为直流母线电压设定的上限和下限, 本文中分别取值为 $1.05U^*$ 和 $0.95U^*$; r_{IC} 和 i_{IC} 分别为互联变换器的下垂系数和输出电流。

当图2中的电压限制模块未生效时, 下垂控制发挥作用。假设在电压内环的作用下, 互联变换器的输出电压始终跟随给定的参考值, 则由式(2)可知, 下垂表达式为

$$u = U^* - r_{\text{IC}} \cdot i_{\text{IC}} \quad (3)$$

此时, 互联变换器可视作一个电流源。依据下垂系数, 控制策略在互联变换器和储能单元之间进行功率分配, 利用二者共同来维持直流微电网内的功率平衡, 以保证系统稳定运行。

而当源荷功率不平衡加剧使得母线电压偏差增大时, 图2中的电压限制模块将会生效。由式(2)可知, 此时外环输出的参考电压被限制为 U_H^* 或 U_L^* 。互联变换器由下垂控制变换为电压控制。在这种状态下, 互联变换器可视作一个电压源。因此, 在母线电压偏差较大时, 控制策略能利用互联变换器进行电压钳位, 以避免电压越限的情况发生。

虽然互联变换器具有2种工作模式, 但是所提的控制策略采用了统一的控制结构, 可以实现互联变换器在2种工作模式之间的无缝切换, 这有效简化了控制系统的复杂性。

1.3 储能单元控制策略

储能单元的控制策略如图3所示, 图中下标 k 代表的值为1或2。

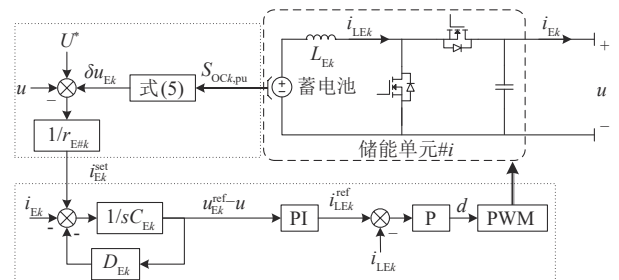


图3 储能单元控制策略

Fig. 3 Energy storage unit control strategy

储能单元的控制回路同样由内环和外环组成。外环采用基于SOC的下垂控制。内环引入文献[30]提出的虚拟惯性控制环节, 改善变换器的输出动态特性。虚拟惯性环节的输出经电压电流双环控制后, 由PWM模块生成相应驱动信号。虚拟惯性控制环节的表达式为

$$C_{\text{Ek}} \frac{d(u_{\text{Ek}}^{\text{ref}} - u)}{dt} = i_{\text{Ek}}^{\text{set}} - i_{\text{Ek}} - D_{\text{Ek}}(u_{\text{Ek}}^{\text{ref}} - u) \quad (4)$$

式中: $i_{\text{Ek}}^{\text{set}}$ 、 i_{Ek} 和 $u_{\text{Ek}}^{\text{ref}}$ 分别为储能单元# i 的给定输出电流、实际输出电流和输出电压参考值; C_{Ek} 和 D_{Ek} 分别为储能单元# i 的虚拟惯量和虚拟阻尼系数。式(4)中的虚拟惯量 C_{Ek} 可减小直流母线电压

变化率,增强系统惯性;阻尼系数 D_{Ek} 可平抑直流母线电压偏差,改善系统的动态响应性能。

根据外环,储能单元在稳态下的控制表示为

$$u = U^* + \delta u_{Ek} - r_{Ek} \cdot i_{Ek} \quad (5)$$

式中 r_{Ek} 和 δu_{Ek} 分别为储能单元#k的下垂系数和电压偏移量。 δu_{Ek} 与储能单元SOC相关,其表达式为

$$\delta u_{Ek} = \frac{U_H^* - U_L^*}{2} \cdot S_{OCk,pu}^3 \quad (6)$$

式中 $S_{OCk,pu}$ 为标么化后的储能单元SOC值。由于在控制策略中引入了 δu_{Ek} ,储能单元在参与功率分配的同时能根据自身SOC调节输出,有助于实现储能单元SOC均衡和防止过充过放的目标。

本文采用库伦计数法获取储能单元的SOC,其表达式为

$$S_{OCk} = S_{OCk}|_{t=0} - \frac{1}{C_{Sk}} \int i_{bat} dt \quad (7)$$

式中 C_{Sk} 、 S_{OCk} 和 $S_{OCk}|_{t=0}$ 分别为储能单元#k的容量、SOC和初始SOC。考虑到储能单元的充放电存在限制,对SOC进行标么化,计算式为

$$S_{OCk,pu} = \frac{S_{OCk} - (S_{OCk,max} + S_{OCk,min})/2}{(S_{OCk,max} - S_{OCk,min})/2} \quad (8)$$

式中 $S_{OCk,max}$ 和 $S_{OCk,min}$ 分别为储能单元SOC的上限和下限。SOC标么化后取值范围为-1~1。当储能单元#k充电达到其上限时, $S_{OCk,pu}$ 的值为1;反之,当储能单元#k放电达到其下限时, $S_{OCk,pu}$ 的值为-1。

2 控制策略分析

2.1 功率分配和SOC均衡

直流微电网中的直流母线由互联变换器和储能单元共同支撑。因此,功率协同控制策略需要在两者之间进行合理的功率分配。由式(3)、(5)可得

$$r_{IC} \cdot i_{IC} = r_{E1} \cdot i_{E1} - \delta u_{E1} = r_{E2} \cdot i_{E2} - \delta u_{E2} \quad (9)$$

式(9)展示了储能单元之间以及储能单元和互联变换器之间的功率分配关系。

一方面,储能单元根据SOC自动调节输出,实现储能单元之间的SOC均衡和功率均分。令各储能单元的下垂系数相等,在此情况下,SOC较大的储能单元有更大的放电电流和更小的充电电

流,而SOC较小的储能单元有更小的放电电流和更大的充电电流。因此,在不同充放电电流的调节下,最终各储能单元的SOC会趋于一致,实现SOC均衡的目标。在SOC均衡的基础上,由式(9)可知,各储能单元的输出功率也相等,则储能单元之间功率平均分配的目标也得以实现。

另一方面,互联变换器和储能单元之间的功率分配关系也受储能单元SOC影响。令互联变换器和储能单元的下垂系数相等,由式(9)可知,储能单元在SOC较低时会比互联变换器吸收更多或输出更少的功率。相反,储能单元SOC较高时将吸收更少或输出更多的功率。换言之,在储能单元SOC留有余量时,控制策略将更多发挥本地储能单元的作用,以减少直流微电网功率波动对配电网的影响。而当储能单元的调节能力下降时,控制策略将依靠互联变换器,更多地从配电网获取功率支撑以保证系统功率平衡。

综上,本文提出的计及SOC的功率协同控制策略在储能单元之间实现SOC均衡和功率均分,并在互联变换器和储能单元之间进行合理的功率分配,以保证直流微电网在并网模式下的稳定运行。

2.2 电压钳位和SOC限制

所提的控制策略除了要实现合理的功率分配,还需保证直流微电网在一些特殊情况下稳定运行。本文考虑直流微电网中可能存在的母线电压越限和储能单元过充过放的情况。

直流母线电压是反映直流微电网中功率平衡的重要指标。依据下垂控制,直流微电网中功率越不平衡,则母线电压与其额定值的偏差越大。当系统功率不平衡过大时,图2中所示的电压限制模块动作,所提控制策略将使互联变换器进行电压钳位,将直流母线电压控制在 U_L^* 或 U_H^* ,从而避免电压越限的情况发生。这种情况下,可认为互联变换器从功率源无缝切换为电压源工作。

此外,如果储能单元一直工作在充电或放电的状态,那么根据上文对所提控制策略的描述,储能单元会逐渐减小输出。当储能单元完全停止输出,即 $P_{Ek}=0$ 时,其SOC也不再变化,最终系统会达到一个平衡状态。由于此时储能单元停止

输出, 直流微电网将依靠互联变换器来维持运行稳定。联立式(3)、(6)、(9), 可得此时储能单元 SOC 的表达式为

$$S_{OC\ k, pu} = \sqrt[3]{2 \frac{u - U^*}{U_H^* - U_L^*}} \quad (10)$$

由式(10)可知, 此时储能单元 SOC 与直流母线电压偏差相关。根据上文描述, 直流母线电压 u 将被控制在 U_L^* 与 U_H^* 之间。在储能单元充电过程中, 直流母线电压最大值为 U_H^* , 代入式(10)可知, SOC 的值不会超过 1。反之, 储能单元在放电时, 其 SOC 的值不会小于 -1。因此, 在母线电压受到限制的同时, 储能单元 SOC 在运行过程中也不会超出设定的上、下限, 这可有效避免储能单元的过充过放。

3 仿真实验

3.1 仿真模型

为验证本文所提功率协同控制策略的有效性, 在 Simulink 中搭建如图 1 所示直流微电网系统的仿真模型。其余仿真的关键参数如表 1 所示。

表1 仿真参数

Tab. 1 Simulation parameters

参数	数值
直流母线电压额定值 U^*/V	500
直流负荷初始功率 P_L/kW	10
储能容量 C_{Sk}/C	250
下垂系数之比 $r_{IC}:r_{E1}:r_{E2}$	1:1:1

3.2 虚拟惯性环节

首先, 为了验证文献[22]引入虚拟惯性环节的有效性, 与传统下垂控制进行对比, 仿真结果如图 4 所示。

分布式电源的初始输出功率设置为 20 kW。在 0.5 s 时, 分布式电源的输出功率降为 10 kW, 直流母线电压降低; 在 1 s 时, 分布式电源的输出功率重新增至 20 kW, 直流母线电压升高。相比于传统下垂控制, 虚拟惯性环节使得母线电压的超调量从 5.4 V 减小到 3.0 V, 有效提高了系统的动态性能。

3.3 功率分配和 SOC 均衡验证

为了验证前文中关于功率分配和 SOC 均衡的分析, 进行仿真分析, 结果如图 5 所示。图中 P_{IC}

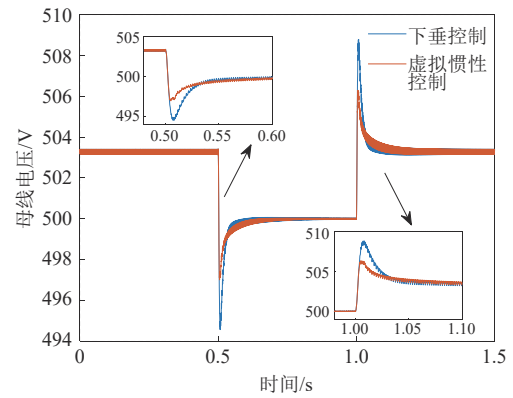


图4 不同控制策略下系统动态性能对比

Fig. 4 Comparison of system dynamic performance under different control strategies

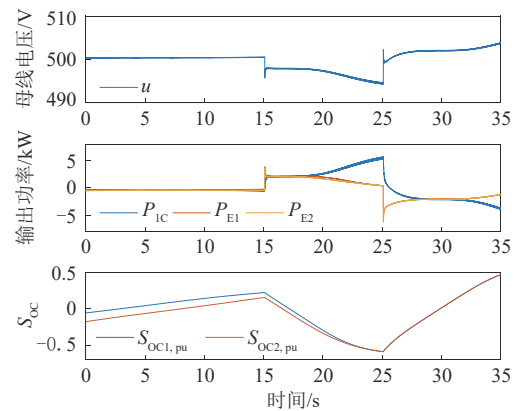


图5 功率波动时的仿真结果

Fig. 5 Simulation results during power fluctuations

为直流互联变流器的传输功率。

设定分布式电源的初始输出功率为 11.25 kW, 此时互联变换器和储能单元共同吸收盈余的能量, 且储能单元 SOC 不断增大。在 15 s 时, 直流负荷发生波动, 功率增加至 17.5 kW。此时, 互联变换器和储能单元转而向直流母线输出功率, 同时, 储能单元 SOC 不断减小。在 25 s 时, 直流负荷的功率减小到 5 kW。此时系统功率平衡又一次改变, 储能单元再次开始充电。

根据 SOC 仿真波形, 2 个储能单元在充放电的过程中 SOC 逐渐趋于一致, 并随 SOC 趋同, 各储能单元的输出也逐渐相等。这与前文中关于储能单元之间 SOC 均衡和功率均分的分析相符。

此外, 在 15~25 s, 储能单元输出功率随不断放电而逐渐减小, 而互联变换器的输出功率逐渐增大。在 25 s 后, 由于一开始储能单元 SOC 较

小,因此储能单元吸收更多功率。随着储能单元不断充电,储能单元的充电功率开始减小,而互联变换器吸收更多功率。这也验证了前文中关于互联变换器和储能单元之间功率分配的分析。

3.4 电压钳位和SOC限制验证

进一步地,为验证所提控制策略在电压钳位和SOC限制上的有效性,分别对储能单元在充、放电下的情况进行仿真,结果分别如图6、7所示。

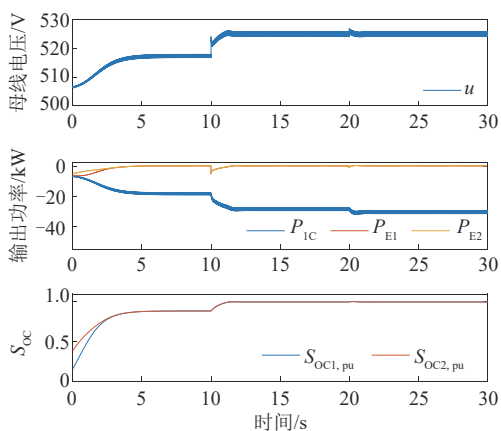


图6 储能单元充电的仿真结果

Fig. 6 Simulation results of energy storage unit charging

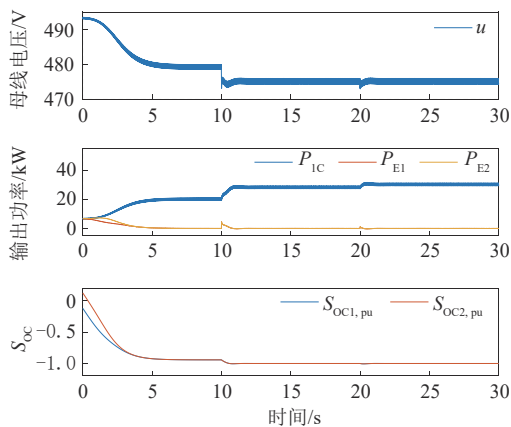


图7 储能单元放电的仿真结果

Fig. 7 Simulation results of energy storage unit discharging

图6中,分布式电源的初始输出功率设为28 kW,储能单元开始充电,并在10 s时,分布式电源输出增加到38 kW。随着储能单元不断充电,最终直流母线电压被限制在其上限525 V,储能单元SOC也达到其上限1。在20 s时,分布式电源的输出功率进一步增大至40 kW。此时,互联变换器吸收功率增大,但储能单元SOC和直流母线

电压不再上升。类似地,图7中的储能单元在不断放电之后,直流母线电压被控制在其下限475 V,储能单元SOC达到下限-1,并在20 s处直流负荷进一步增大时,储能单元SOC和直流母线电压也未超过它们的下限。

通过该仿真,可以验证上文中关于电压钳位和SOC限制方面的分析,说明所提控制策略能够有效避免电压越限和储能过充过放的情况出现。

3.5 储能单元退出或接入

在实际运行中,可能存在储能单元退出或重新接入直流母线的情况。为了验证所提控制策略在这种情况下的有效性,进行相关仿真,结果如图8所示。

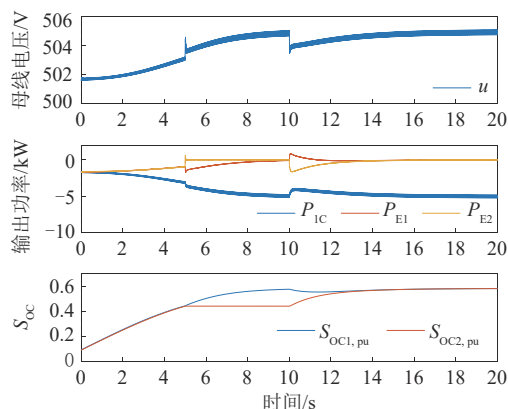


图8 储能单元退出或接入时的仿真结果

Fig. 8 Simulation results when energy storage unit is disconnected or connected

图8中,分布式电源初始输出设置为15 kW。在5 s时,储能单元#2断开与直流母线连接,其输出变为0, SOC也不再变化。剩下的储能单元和互联变换器仍按原先的功率分配关系,继续维持直流微电网的功率平衡。在10 s时,储能单元#2重新连接至直流母线,2个储能单元SOC再度逐渐趋于一致。

从仿真结果来看,储能单元的退出或接入不影响直流微电网的稳定运行,且所提控制策略在SOC均衡和进行功率分配等方面依旧有效。

4 结论

针对并网模式运行下的直流微电网,提出一种计及SOC的功率协同控制策略,得出以下

结论：

1) 该控制策略在储能单元之间实现 SOC 均衡和功率均分，在储能单元和互联变换器之间实现合理的功率分配。通过所提控制策略的调度，可以保证直流微电网在并网模式下的功率平衡和稳定运行。

2) 所提控制策略通过电压钳位和 SOC 限制，避免电压越限和储能过充过放情况的出现。

参考文献

- [1] 杨新法, 苏剑, 吕志鹏, 等. 微电网技术综述[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(1): 57-70.
YANG X F, SU J, LÜ Z P, et al. Overview on micro-grid technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(1): 57-70.
- [2] 刘任, 刘洋, 许立雄, 等. 计及分布式需求响应的多微电网系统协同优化策略[J]. 电力建设, 2023, 44(5): 72-83.
LIU R, LIU Y, XU L X, et al. Multi-microgrid system collaborative optimization strategy considering distributed demand response[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(5): 72-83.
- [3] 颜勤, 余国翔. 光储充建一体站微电网研究综述[J]. 电力科学与技术学报, 2024, 39(1): 1-12.
YAN Q, YU G X. Research review on microgrid of integrated photovoltaic-energy storage-charging station[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(1): 1-12.
- [4] 崔俊昊, 田桂珍, 刘广忱, 等. 独立运行直流微电网混合储能系统功率分配控制策略研究[J]. 电网与清洁能源, 2023, 39(4): 129-136.
CUI J H, TIAN G Z, LIU G C, et al. A study on the power distribution control strategy of hybrid energy storage system in the isolated DC microgrid[J]. Power System and Clean Energy, 2023, 39(4): 129-136.
- [5] 杨昆, 刘通, 柏林, 等. 基于谈判博弈的微电网群多主体共享储能容量优化配置策略[J]. 电测与仪表, 2024, 61(3): 33-41.
YANG K, LIU T, BAI L, et al. Optimal configuration strategy of shared energy storage capacity for micro-grid cluster based on multi-party bargaining game[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2024, 61(3): 33-41.
- [6] 王晴, 刘增, 韩鹏程, 等. 基于变流器输出阻抗的直流微电网下垂并联系统振荡机理与稳定边界分析[J]. 电工技术学报, 2023, 38(8): 2148-2161.
WANG Q, LIU Z, HAN P C, et al. Analysis of oscillation mechanism and stability boundary of droop-controlled parallel converters based on output impedances of individual converters in DC microgrids[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(8): 2148-2161.
- [7] 张琳, 谢洪途, 赵路路, 等. 混合能源直流微电网能源优化管控策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(3): 141-151.
ZHANG L, XIE H T, ZHAO L L, et al. Energy optimization and control strategy for a hybrid energy DC microgrid[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(3): 141-151.
- [8] 陈景文, 王媛, 王福强, 等. 光储直流微电网多运行工况稳定性分析[J]. 智慧电力, 2024, 52(4): 15-23.
CHEN J W, WANG Y, WANG F Q, et al. Stability analysis of optical storage dc microgrid under multiple operating conditions[J]. Smart Power, 2024, 52(4): 15-23.
- [9] 李相俊, 王上行, 惠东. 电池储能系统运行控制与应用方法综述及展望[J]. 电网技术, 2017, 41(10): 3315-3325.
LI X J, WANG S X, HUI D. Summary and prospect of operation control and application method for battery energy storage systems[J]. Power System Technology, 2017, 41(10): 3315-3325.
- [10] 梁海峰, 丁政, 李鹏. 基于改进一致性算法的孤岛直流微电网储能系统分布式控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(16): 59-71.
LIANG H F, DING Z, LI P. Distributed control strategy of an energy storage system in an isolated DC microgrid based on an improved consensus algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(16): 59-71.
- [11] 李靖, 王志和, 倪浩. 基于改进下垂控制的直流微电网运行研究[J]. 发电技术, 2021, 42(6): 765-774.
LI J, WANG Z H, NI H. Research on DC microgrid operation based on improved droop control[J]. Power Generation Technology, 2021, 42(6): 765-774.
- [12] BELVEDERE B, BIANCHI M, BORGHETTI A, et al. A microcontroller-based power management system for standalone microgrids with hybrid power supply[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2012, 3(3): 422-431.

- [13] 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 P C, ZHANG C J, YUAN R R, 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.
- [14] XIA Y, WEI W, PENG Y, et al. Decentralized coordination control for parallel bidirectional power converters in a grid-connected DC microgrid[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(6): 6850-6861.
- [15] 李一鸣, 何奇, 王海亮, 等. 基于分层事件触发的混合微电网集中控制策略[J]. 中国电力, 2024, 57(3): 73-82.
LI Y M, HE Q, WANG H L, et al. Centralized control strategy for hybrid microgrid based on layered event triggering[J]. Electric Power, 2024, 57(3): 73-82.
- [16] 曾国辉, 朱相臣, 曾志伟, 等. 具有公共低压直流母线电压支撑功能的储能单元SOC自动均衡控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(19): 7160-7169.
ZENG G H, ZHU X C, ZENG Z W, et al. Energy storage unit state-of-charge automatic equalization control strategy with common LVDC bus voltage support function[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(19): 7160-7169.
- [17] 朱珊珊, 汪飞, 郭慧, 等. 直流微电网下垂控制技术研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(1): 72-84.
ZHU S S, WANG F, GUO H, et al. Overview of droop control in DC microgrid[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(1): 72-84.
- [18] 刘昊炆, 赵兴勇, 李贵君, 等. 基于改进自适应分段下垂控制的光伏直流微电网研究[J]. 可再生能源, 2023, 41(9): 1214-1221.
LIU H Y, ZHAO X Y, LI G J, et al. Research on photovoltaic DC microgrid based on improved adaptive segmental droop control[J]. Renewable Energy Resources, 2023, 41(9): 1214-1221.
- [19] 吴丽珍, 魏建平, 丁安邦, 等. 基于DE-RBF混合优化算法的微电网自适应下垂控制策略[J]. 全球能源互联网, 2023, 6(3): 266-274.
WU L Z, WEI J P, DING A B, et al. Adaptive droop control strategy of microgrid based on DE-RBF hybrid optimization algorithm[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2023, 6(3): 266-274.
- [20] GU Y, XIANG X, LI W, et al. Mode-adaptive decentralized control for renewable DC microgrid with enhanced reliability and flexibility[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2014, 29(9): 5072-5080.
- [21] 张会强, 王宇拓, 王林川. 基于直流母线电压信号的直流微电网协调控制[J]. 中国电力, 2015, 48(11): 110-116.
ZHANG H Q, WANG Y T, WANG L C. Coordinated control of DC microgrid based on DC bus signaling[J]. Electric Power, 2015, 48(11): 110-116.
- [22] WU D, TANG F, DRAGICEVIC T, et al. Coordinated control based on bus-signaling and virtual inertia for islanded DC microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(6): 2627-2638.
- [23] LU X, SUN K, GUERRERO J, et al. Double-quadrant state-of-charge-based droop control method for distributed energy storage systems in autonomous DC microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(1): 147-157.
- [24] 柴秀慧, 张纯江, 柴建国, 等. 分布式储能变调节因子SOC下垂控制及功率调节[J]. 太阳能学报, 2021, 42(9): 477-482.
CHAI X H, ZHANG C J, CHAI J G, et al. Variable adjustment factor soc droop control and power regulation in distributed energy storage[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2021, 42(9): 477-482.
- [25] XIA Y, YU M, YANG P, et al. Generation-storage coordination for islanded DC microgrids dominated by PV generators[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2019, 34(1): 130-138.
- [26] SU J, LI K, LI Y, et al. A novel state-of-charge-based droop control for battery energy storage systems to support coordinated operation of DC microgrids[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2023, 11(1): 312-324.
- [27] NABATIRAD M, RAZZAGHI R, BAHRANI B, et al. Decentralized voltage regulation and energy management of integrated DC microgrids into AC power systems[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2021, 9(2): 1269-1279.
- [28] 孙凯, 陈欢, 吴红飞. 面向储能系统应用的隔离型双向DC-DC变换器分析方法与控制技术综述[J]. 电工电能新技术, 2019, 38(8): 1-9.

- SUN K, CHEN H, WU H F. A review of analysis method and control technology for isolated bidirectional DC-DC converter used in energy storage systems[J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy, 2019, 38(8): 1-9.
- [29] ZHAO B, SONG Q, LIU W, et al. Overview of dual-active-bridge isolated bidirectional DC-DC converter for high-frequency-link power-conversion system[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2014, 29(8): 4091-4106.
- [30] 杨成顺, 王鹏, 许德智, 等. 基于灵活虚拟惯性控制的直流充电桩协同控制[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(11): 95-102.
- YANG C S, WANG P, XU D Z, et al. Collaborative control of DC charging piles based on flexible virtual inertia control[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(11): 95-102.

收稿日期: 2024-01-15。

修回日期: 2024-05-26。

作者简介:



卫广宇

卫广宇(1985), 男, 高级工程师, 从事电力调度自动化研究, 187150070@qq.com;



彭勇刚

彭勇刚(1978), 男, 博士, 教授, 从事分布式发电、智能电网研究, 本文通信作者, pengy@zju.edu.cn。

(责任编辑 辛培裕)