

考虑多储能系统功率分配的独立直流 微电网协调控制策略

王子鹏, 郑丽君, 吕世轩

(煤矿电气设备与智能控制山西省重点实验室(太原理工大学), 太原市 030024)

摘 要: 针对多源储结构的独立直流微电网, 提出考虑多储能系统功率分配的独立直流微电网协调控制策略, 以实现源储能利用率最大化与多储能系统间功率合理分配两方面的平衡控制, 提升微网持续供电能力。根据直流母线电压信号将微网系统运行划分为5种工作模式, 以协调源储运行, 保证光伏能源利用率最大化及储能系统出力充足。同时, 直流微电网工作模式切换过程中源储控制器保持不变, 并根据当前运行状态自动调节自身运行曲线, 维持系统功率平衡和母线电压稳定。其中, 基于自适应功率控制的光伏系统控制方法根据母线电压自动调节光伏系统运行点追踪或偏离最大功率点, 实现最大功率点跟踪(maximum power point tracking, MPPT)模式与降功率模式间的平滑切换。其次, 基于荷电状态(state of charge, SOC)的自适应功率下垂控制器根据储能单元自身SOC调节其下垂曲线, 实现系统功率在多储能单元间的动态分配, 避免过充过放。最后, 通过搭建Matlab/Simulink仿真模型, 验证了所提方法的有效性。
关键词: 直流微电网; 直流母线电压; 下垂控制; 荷电状态(SOC); 功率分配

Coordinated Control for Islanded DC Microgrid Considering Power Sharing of Multiple Energy Storages

WANG Zipeng, ZHENG Lijun, LÜ Shixuan

(Shanxi Key Laboratory of Mining Electrical Equipment and Intelligent Control
(Taiyuan University of Technology), Taiyuan 030024, China)

ABSTRACT: A coordinated control for islanded DC microgrid considering power sharing of multiple energy storages is proposed to realize the balance control of the energy utilization maximization and the reasonable power sharing among multiple energy storages. The operation of the DC Microgrid is divided into five working modes according to the DC bus voltage. During mode transition, control structure of each unit keeps unchanged, and its droop curve can be adjusted adaptively according to current operating state. The coordinated operation of source and storage maintains the system power balance and bus voltage stability, which maximize the utilization rate of photovoltaic energy and ensures sufficient output of energy storage. Firstly, an adaptive power control strategy is applied to PV converters, which is based on automatic regulate the output power of PV tracking or off the maximum power point according to the DC bus voltage and realizes the smooth switching between maximum power point tracking (MPPT) mode and off-MPPT mode. Secondly, an adaptive droop control strategy based on the state of charge is designed for energy storages, which realizes the reasonable distribution of system power by multiple energy storage units according to their SOC and avoids excessive discharge or depth charge. Finally, the control strategy is verified by simulation with Matlab/Simulink.

This work is supported by Natural Science Foundation of Shanxi Province(No. 201901D111076).

KEYWORDS: DC microgrid; DC bus voltage; droop control; state of charge (SOC); power distribution

中图分类号: TM 732

文献标志码: A

文章编号: 1000-7229(2021)04-0089-08

DOI: 10.12204/j.issn.1000-7229.2021.04.010

0 引 言

随着新能源的快速发展,微电网受到了广泛关

注。微电网中的新能源发电系统和储能系统通常以直流形式输出,因此,采用直流微电网可以减少电能转换环节,提升系统运行效率^[1-4]。此外,为了进一步提升微网系统运行的可靠性,避免系统单点故障造成微网系统崩溃,直流微电网通常采用具有多组分布式

基金项目: 山西省自然科学基金项目(201901D111076)

<http://www.cepc.com.cn>

发电单元和储能单元的多源储微电网结构。由于直流微电网中新能源发电系统和储能系统的功率和容量均是有限的,最大化源储的能源利用率是必要的。

光伏发电具有随机性和间歇性,为了最大化光伏能源利用率,光伏系统通常工作在最大功率点跟踪(maximum power point tracking, MPPT)模式。而当其输出功率超出负荷与储能系统的需求时,为了避免光伏输出过剩导致母线电压过度上升,光伏系统需要降功率运行^[5-7]。储能系统可以双向输出,且输出功率稳定、可控、动态响应速度较快,可以平抑新能源功率波动,并在新能源发电不足时为负荷持续供电^[8-11]。然而,储能系统的输出能力是有限的,需要在充/放电与限功率充/放电模式间切换。此外,在多源储的微网中,多个储能单元分散配置在微网中,由于线路阻抗的差异,能量消耗存在差异,容易导致部分储能单元过度充电或深度放电,最终提前退出运行,影响微网系统的稳定运行^[12]。因此,直流微电网中的源储需要在以上模式间合理切换,以实现源储能源利用率最大化。在此基础上,为了提升多源储微网运行的可靠性,储能单元需要根据自身荷电状态(state of charge, SOC)自动调节输出功率,实现多储能系统间能量的均衡分布^[13-15]。针对上述问题,文献[16]以直流母线电压信号作为模式切换判据,采用下垂控制实现源储荷的协调运行,同一时刻,仅有一类单元参与稳定母线电压,其余单元处于电流源模式以最大化输出功率。但是,该方法中储能单元间功率分配比例是固定的,难以实现多储能系统间功率的动态分配。文献[17]通过加入通信系统,获取各储能单元 SOC 与运行状况信息,通过中央控制器调节各源储单元运行模式及下垂系数,实现源储协调运行,同时具备多储能系统根据 SOC 分配系统功率的功能。但是,额外的通信系统降低了微网系统的可靠性。文献[18]设置下垂系数为 SOC 的幂函数,根据 SOC 调整储能单元充放电功率。但是,这一方法中恒功率模式与下垂模式间的临界电压随 SOC 变化而动态调整。无通信的情况下,新能源发电系统难以获取储能系统实时的临界电压值,这一问题会使两者模式切换的临界电压出现差异,难以实现协调运行,导致新能源利用率下降。文献[19]采用实时 SOC 值与参考 SOC 值相除得到比例系数,以此调节储能系统输出功率。在充电侧,实时 SOC 值大于参考 SOC 值的储能单元存在输出功率较小的问题,难以充分利用光伏发电。在放电侧,实时 SOC 值小于参考 SOC 值的储能单元同样存在输出功率较小的问题,难以充分利用储能系统出力。

文中针对源储能源利用率最大化与多储能系统间功率合理分配两方面的平衡控制问题,提出考虑多储能系统功率分配的独立直流微电网协调控制策略。首先,以直流母线电压信号作为模式切换的判据,以实现源储的能源利用率最大化为原则,将微网划分为 5 种运行模式。然后,光伏单元采用基于最大功率实时追踪的功率控制策略,使光伏单元可以根据当前输出能力与母线电压水平自动调节输出功率以匹配系统功率需求。储能单元采用自适应功率下垂控制策略,实现多储能单元间根据 SOC 合理分担系统功率。最后,在 Matlab/Simulink 中搭建直流微电网模型,验证所提控制策略的控制效果。

1 直流微电网结构和运行模式

文中研究的独立直流微电网结构如图 1 所示,由光伏发电单元、储能单元和负荷组成。其中,光伏发电单元通过 Boost 变换器向直流母线输送功率,可工作在 MPPT 模式与降功率(off-MPPT)模式;储能单元通过 Buck/Boost 双向变换器连接至直流母线以输送或吸收功率,可工作在恒功率充/放电模式、下垂充/放电模式及待机模式。

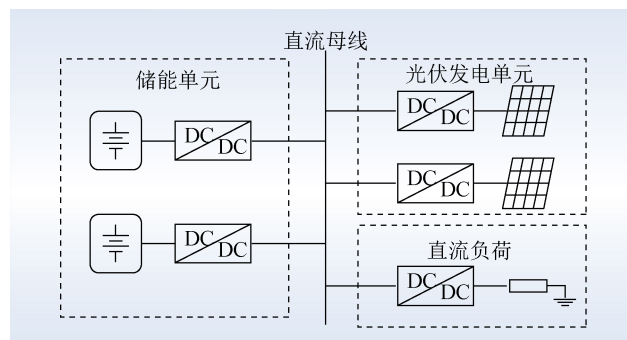


图 1 独立直流微电网结构

Fig. 1 Configuration of DC microgrid

独立直流微电网中的源储单元的工作模式可以分为电压源和电流源两大类。其中电压源单元维持母线电压的稳定,根据系统功率需求自动调节输出功率,电流源单元则最大程度输出功率。微电网系统中某类单元处于电压源状态时,其余单元应处于电流源状态,以最大化利用能源,提升系统的能源利用率。根据上述原则及各单元不同工作模式的特点,文中将微网系统运行分为 5 种运行模式,如图 2 所示。

图 2 中: U^* 为额定直流母线电压; U_{H2} 、 U_{H1} 、 U_{stay_H} 、 U_{stay_L} 、 U_{L1} 、 U_{L2} 分别为五种工作模式间的六个临界电压值。其中, $U_{H2} = 1.050U^*$; $U_{H1} = 1.025U^*$; $U_{L1} = 0.975U^*$; $U_{L2} = 0.950U^*$; U_{stay_H} 、 U_{stay_L} 则根据储能单元 SOC 动态调节。5 种工作模式分别为:

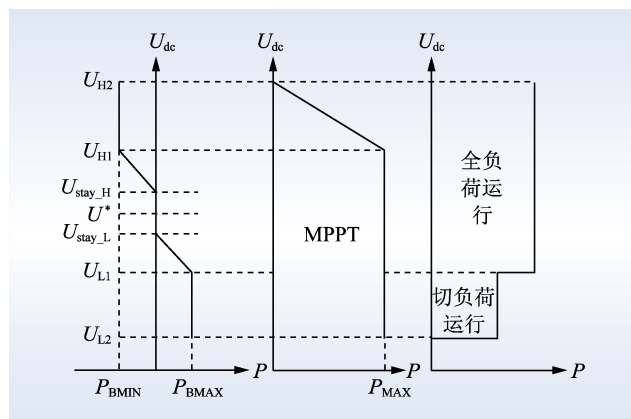


图2 不同模式下独立直流微电网控制策略

Fig. 2 Control strategy of DC microgrid under different modes

1) 模式1 ($U_{H1} \leq U_{dc} \leq U_{H2}$): 光伏单元可输出功率充足, 高于负荷需求和储能单元充电功率上限之和。此时, 光伏单元降功率运行, 处于电压源模式, 维持系统功率平衡, 稳定直流母线电压。储能单元则以最大充电功率恒功率充电, 可视为电流源。

2) 模式2 ($U_{stay_H} < U_{dc} < U_{H1}$): 光伏单元处于 MPPT 状态, 最大程度输出功率, 可视为电流源。储能单元工作在下垂充电模式, 作为电压源维持系统功率平衡与直流母线电压稳定。

3) 模式3 ($U_{stay_L} \leq U_{dc} \leq U_{stay_H}$): 该模式下光伏单元与负荷间功率相对平衡, 直流母线电压在额定值附近。光伏单元处于 MPPT 状态。储能单元处于待机模式。

4) 模式4 ($U_{L1} < U_{dc} < U_{stay_L}$): 该模式下光伏单元处于 MPPT 状态, 负荷需求超出光伏单元输出能力, 储能单元转入下垂放电模式, 维持系统功率平衡与直流母线电压稳定, 可视为电压源。

5) 模式5 ($U_{L2} \leq U_{dc} \leq U_{L1}$): 源储无法满足负荷功率需求, 光伏单元运行于 MPPT 状态, 储能单元以最大放电功率恒功率放电。当母线电压低于 U_{L1} 时, 切除可缓供负荷, 恢复系统功率平衡, 以维持母线电压稳定。

2 光伏系统控制策略

由以上分析可知, 独立直流微电网中光伏系统通常工作在 MPPT 模式以最大程度利用太阳能。而当光伏系统输出超出负荷与储能单元需求时, 需要自动降低输出功率, 转入降功率模式, 维持系统功率平衡。光伏系统控制策略控制框图如图3所示。

图3中: U_{dc_PV} 为光伏单元变换器输出端口电压; U_{PV} 和 I_{PV} 分别为光伏阵列输出电压与输出电流; P_{MAX} 为当前环境条件下的最大功率值; P_{PVref} 为下垂控制器输出的功率参考值; U_{PVref} 为光伏阵列参考电压值。

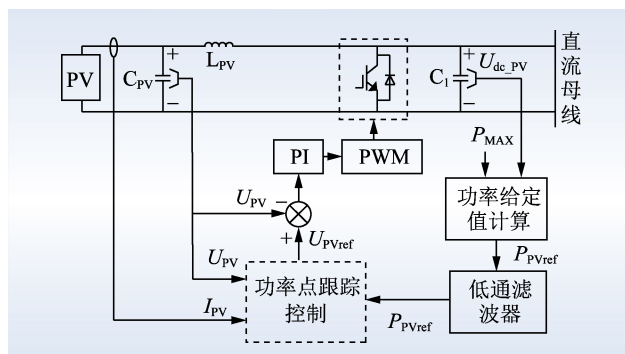


图3 光伏发电单元控制框图

Fig. 3 Control block diagram of PV unit

光伏系统功率给定值的特性方程为:

$$P_{PVref} = \begin{cases} P_{MAX} \frac{U_{H2} - U_{dc_PV}}{U_{H2} - U_{H1}} & U_{H1} \leq U_{dc_PV} \leq U_{H2} \\ P_{MAX} & U_{dc_PV} < U_{H1} \end{cases} \quad (1)$$

文中所提控制方法在功率点跟踪控制模块中实时计算 PV 板瞬时输出功率, 并实时与 P_{PVref} 比较。当 $P_{PV} < P_{PVref}$ 时, 光伏单元工作于 MPPT 模式; 当 $P_{PV} > P_{PVref}$ 时, 光伏单元工作于 off-MPPT 模式, 其工作过程为 MPPT 的逆过程。当 P_{PV} 重新小于 P_{PVref} 后, 退出 off-MPPT 模式, 重新转入 MPPT 模式, 使 P_{PV} 趋近于 P_{PVref} 。最终, 输出功率稳定在 P_{PVref} 处。可以看出, off-MPPT 与 MPPT 共用一套控制器, 形成统一的功率控制器, 避免了模式切换过程中产生电压波动。但是在 off-MPPT 运行时存在 2 个工作点同时满足控制目标的情况, 如图4所示。

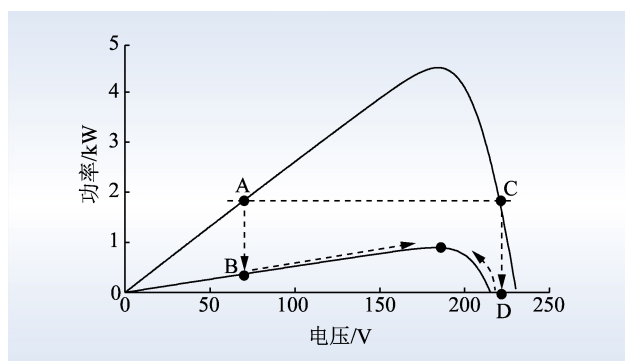


图4 降功率运行点示意图

Fig. 4 Off-MPPT operating points

图4中, A点与C点为同一功率的2个降功率模式运行点。此时, 若辐照强度突然下降, A点与C点呈现截然不同的响应状态。在左侧运行时, 工作点由A点转至B点, 之后向最大功率点趋近。而在右侧运行时, 工作点由C点转至D点。此时, D点电压高于光伏板开路电压, 光伏阵列无法输出功率, 会导致

系统出现较大的功率波动^[20]。此外,左侧曲线上功率变化也较为平滑,更有利于系统稳定运行。因此,文中选择 P_{PVref} 左侧区域作为降功率模式的运行区间,当母线电压超出 U_{H1} 时,控制 U_{PVref} 逐步减小。光伏单元双模式的功率控制以扰动观察法为基础,其工作流程如图 5 所示。

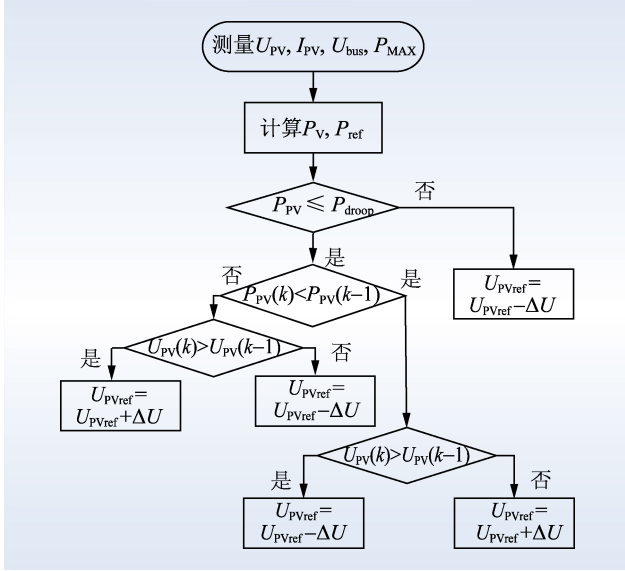


图 5 功率控制流程图

Fig. 5 Flow chart of power control

3 储能系统控制策略

作为微网内稳定且可控的电源,储能系统运行中需要充分考虑与源荷的协调问题,以确保光伏与储能系统能源利用率最大化,提升微网持续供电能力。储能系统控制策略如图 6 所示。 U_{dc_B} 和 I_{dc_B} 分别为储能单元变换器输出端口电压和电流; U_{BAT} 与 I_{BAT} 分别为储能电池输出电压与输出电流。储能单元采集本地 SOC 及 U_{dc_B} 输入功率控制器得到功率外环给定值 P_{Bref} ; P_{out} 为储能单元输出功率,经过低通滤波器滤波后反馈入功率外环,防止功率变化太快造成电压波动。

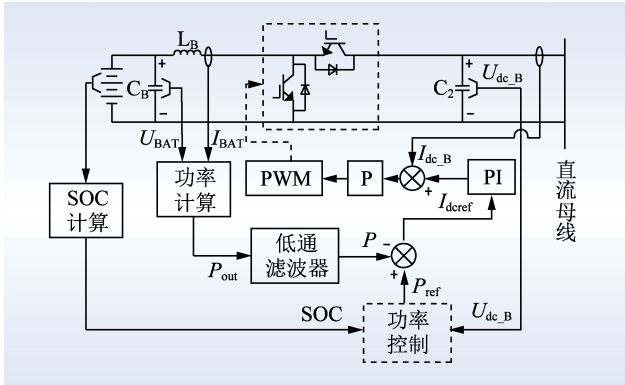


图 6 储能单元控制框图

Fig. 6 Control block diagram of energy storage

此外,为了提高储能系统的可靠性,系统配置多组储能单元,各储能单元需要根据自身 SOC 合理承担系统功率,以避免过充过放。同时,需要限制储能系统的最大输出功率,以保护储能电池,延长其使用寿命。

由以上分析可知,当系统工作于图 2 所示 5 种工作模式时,储能系统会在恒功率充/放电模式、下垂充/放电模式及待机模式间切换。文中所提储能系统功率控制特性方程为:

$$P_{Bref} = \begin{cases} P_{BMIN} & U_{H1} \leq U_{dc_B} \leq U_{H2} \\ P_{BMIN} \frac{U_{dc_B} - U_{stay_H}}{U_{H1} - U_{stay_H}} & U_{stay_H} < U_{dc_B} < U_{H1} \\ 0 & U_{stay_L} \leq U_{dc_B} \leq U_{stay_H} \\ P_{BMAX} \frac{U_{dc_B} - U_{stay_L}}{U_{L1} - U_{stay_L}} & U_{L1} < U_{dc_B} < U_{stay_L} \\ P_{BMAX} & U_{L2} \leq U_{dc_B} \leq U_{L1} \end{cases} \quad (2)$$

式中: P_{BMIN} 为最大充电功率; P_{BMAX} 为最大放电功率; U_{stay_H} 与 U_{stay_L} 分别为待机区间与下垂充电、放电区间的临界电压值,其表达式分别为:

$$\begin{cases} U_{stay_H} = U^* + \Delta U \left(\frac{SOC - SOC_{MIN}}{SOC_{MAX} - SOC_{MIN}} \right) \\ U_{stay_L} = U^* + \Delta U \left(\frac{SOC - SOC_{MIN}}{SOC_{MAX} - SOC_{MIN}} - 1 \right) \end{cases} \quad (3)$$

式中: SOC 、 SOC_{MAX} 、 SOC_{MIN} 分别为蓄电池正常运行的 SOC 值及其最大、最小值; ΔU 为死区范围,需要限制在一定范围,避免系统不稳定。同时, ΔU 应大于直流母线稳定状态下的正常波动值,防止储能单元在充放电模式间频繁切换,其表达式为:

$$\Delta U = 0.0125 U^* \quad (4)$$

储能单元的 SOC 可由式 (5) 计算出:

$$SOC = SOC(0) - \frac{1}{C_e U_{BAT}} \int P_{out} dt \quad (5)$$

式中: $SOC(0)$ 为储能单元初始荷电状态; P_{out} 为储能单元输出功率; C_e 为储能单元容量。

设两组储能单元荷电状态值分别 SOC_1 与 SOC_2 , 且 $SOC_1 > SOC_2$, m_1 和 m_2 分别为两组储能单元的下垂系数, P_{c1} 和 P_{c2} 分别为两组储能单元的充电功率, P_{dc1} 和 P_{dc2} 分别为两组储能单元的放电功率。由式 (2) 与 (3) 可知,下垂充电时 $P_{c1} > P_{c2}$, 充电功率与 SOC 呈负相关关系;下垂放电时 $P_{dc1} > P_{dc2}$, 放电功率与 SOC 呈正相关关系。两组储能单元运行曲线如图 7 所示。功率关系具体的推导过程见附录 A。因此, SOC 较大的储能单元优先放电, SOC 较小的储能单元优先充电, 系统功率可以根据 SOC 在储能单元间合理分配。

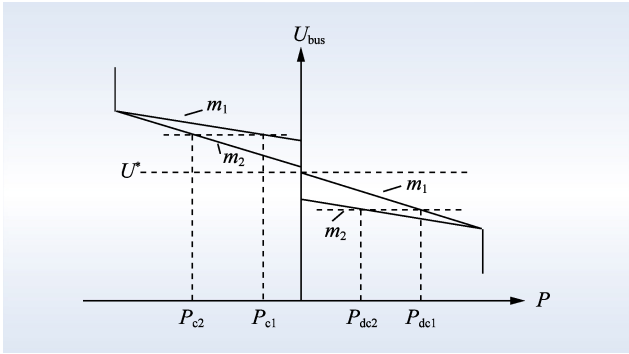


图 7 储能单元功率分配
Fig. 7 Schematic diagram of power distribution of energy storage units

基于 SOC 的功率分配控制特性为 SOC 较大的单元少充多放, SOC 较小的单元多充少放。但是,当母线电压增大至光伏单元降功率模式切换电压 U_{H1} 或下降至负荷减载电压 U_{L1} 时,为了实现光伏能源及储能能量的最大化利用,应避免在光伏降功率或负荷减载时,储能系统仍有尚未利用的功率储备,即各储能单元应具备输出功率在 U_{H1} 与 U_{L1} 均达到最大值的特性。因此,文中在设置下垂曲线时,随着母线电压偏移量的增大,调节两组储能单元间的功率差逐渐减小,最终在 U_{H1} 和 U_{L1} 处运行点重合,同时转入恒功率充放电模式。因此,在光伏降功率运行时所有储能单元均已恒功率充电,避免光伏降功率运行时出现能源浪费,可以最大程度保证光伏能源利用率。在减载前储能单元出力均达到最大值,可以充分利用储能出力,最大程度维持全负荷运行。

4 仿真分析

为验证文中所提控制策略的有效性,在 Matlab/Simulink 中搭建直流微电网仿真模型,并在 3 种典型工况下进行分析。直流微电网结构如图 1 所示,其中包含两组光伏单元、两组相同容量的储能单元、一组直流负荷,系统参数如表 1 所示。储能单元正常工作的

表 1 直流微电网系统参数
Table 1 System parameters of the DC microgrid

参数	数值
直流母线额定电压/V	400
母线允许最大电压/V	420
母线允许最小电压/V	380
储能最大功率/kW	2
光伏 1 最大功率/kW	4.5
光伏 2 最大功率/kW	3
储能单元 1 起始荷电状态/%	50
储能单元 2 起始荷电状态/%	80

SOC 值上限和下限分别为 90% 和 30%。文中设 U_{H1} 为 410 V; U_{H2} 为 420 V; U_{L1} 为 390 V; U_{L2} 为 380 V; U_{stay_H} 根据储能单元 SOC 在 400 V ($S_{OC} = 30\%$) 到 405 V ($S_{OC} = 90\%$) 间动态调整; U_{stay_L} 在 395 V ($S_{OC} = 30\%$) 到 400 V ($S_{OC} = 90\%$) 间动态调整。

4.1 工况 1

工况 1 通过辐照强度变化及负荷变化来验证光伏单元能否根据外界环境及负荷变化自动调节输出功率,并验证储能能否协调运行,且与文献[18]所提控制策略进行对比。本文所提控制方法的仿真结果如图 8(a) 所示。0.2 s 系统启动时,光伏处于 MPPT 模式,两组储能单元处于下垂充电模式,由于储能单元 1 的 SOC 值较小,储能单元 1 充电功率较大。0.6 s 时,随着负荷功率下降,母线电压上升,光伏单元转入降功率模式运行。此时,储能单元从下垂充电模式转入恒功率充电模式,最大程度利用光伏能源。1.0 s 时,负荷功率减小,母线电压上升,光伏单元调整输出功率以匹配负荷需求。1.5 s 时,辐照强度下降,光伏单元运行点突变,输出功率立刻降低,母线电压下降。同时,光伏控制系统自动调整下垂曲线,调节光伏输出功率逐步回升。

文献[18]所提储能控制方法应用在相同条件下的仿真结果如图 8(b) 所示。0.6 s 后,光伏单元降功率运行,而储能单元 2 的充电功率尚未到达最大值,浪费了部分光伏能源。而文中所提控制方法中储能单元均处于恒功率充电模式,提升了光伏能源利用率。

上述过程中,微网系统可以在模式 1 和模式 2 间平滑切换。光伏单元运行时跟随外界环境和负荷功率的变化而自动调整输出功率,维持母线电压的稳定。光储间可以协调运行以最大化利用光伏能源,延长微网的持续供电时间,提升微网系统的可靠性。

4.2 工况 2

工况 2 通过负荷变化来验证储能单元在充电模式下能否根据 SOC 值合理承担系统功率。当负荷变化时,本文所提控制方法的仿真结果如图 9 所示。0.2 s 系统启动时,光伏处于 MPPT 模式。储能单元 1 和 2 处于下垂充电模式,储能单元 1 充电功率较大。0.6 s 时,负荷功率上升,母线电压下降,储能充电功率下降,储能单元 2 的下降幅度较大,储能单元间的功率差增大。1.0 s 时,随着负荷功率上升,母线电压低于储能单元 2 的待机区上限电压,储能单元 2 转入待机模式。1.5 s 时,负荷功率上升,母线电压下降,两组储能单元均转入待机模式。

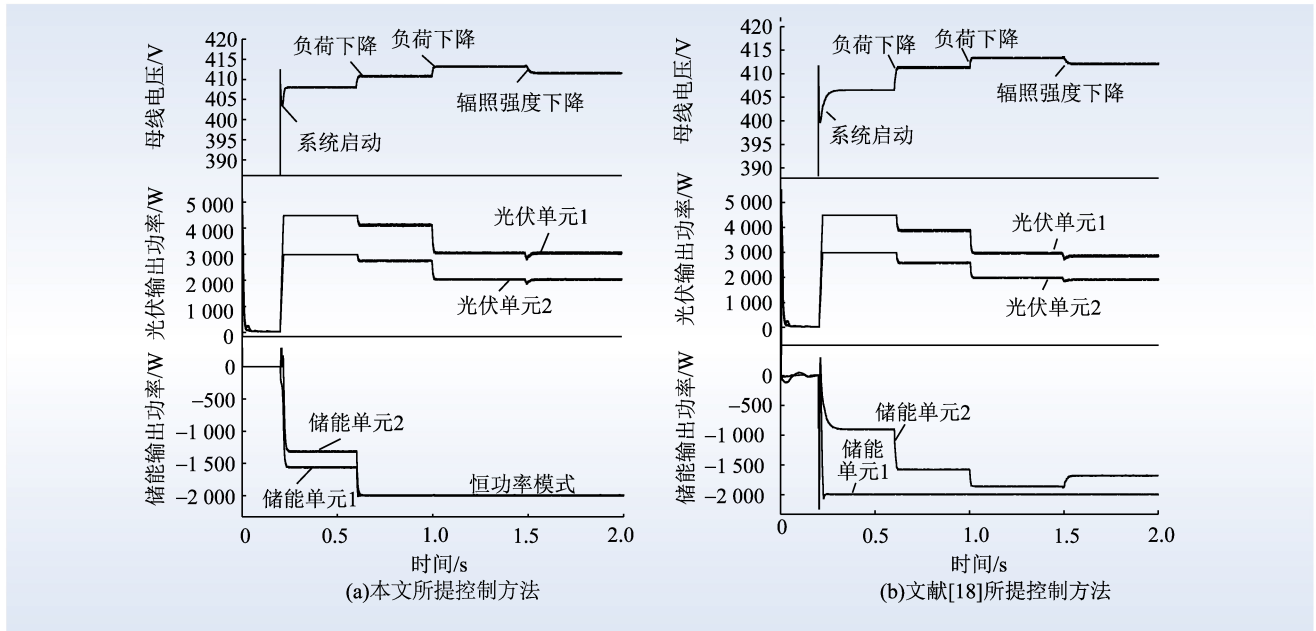


图 8 工况 1 仿真波形
Fig. 8 Simulation results of Case 1

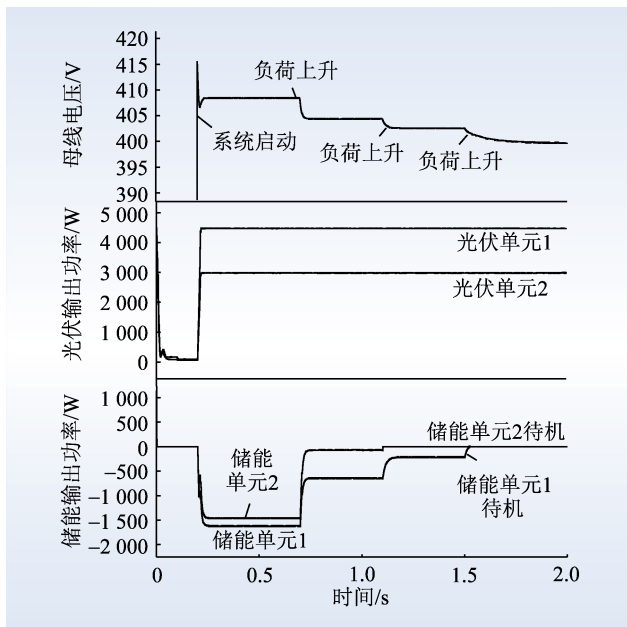


图 9 工况 2 仿真波形
Fig. 9 Simulation results of Case 2

上述过程中,微网系统可以在模式 2 和模式 3 间平滑切换。母线电压偏移较小时, SOC 值较大的储能单元优先转入待机, 避免了储能单元深度充电而提前退出运行。母线电压偏高时, 储能单元全部投入运行, 储能单元间可以根据 SOC 合理分配功率。

4.3 工况 3

工况 3 通过负荷变化来验证储能单元在放电模式下能否根据 SOC 值合理承担系统功率, 并与文献[18]所提控制策略进行对比。当负荷变化时, 本文所提控制方法的仿真结果如图 10(a) 所示。工况 3 中,

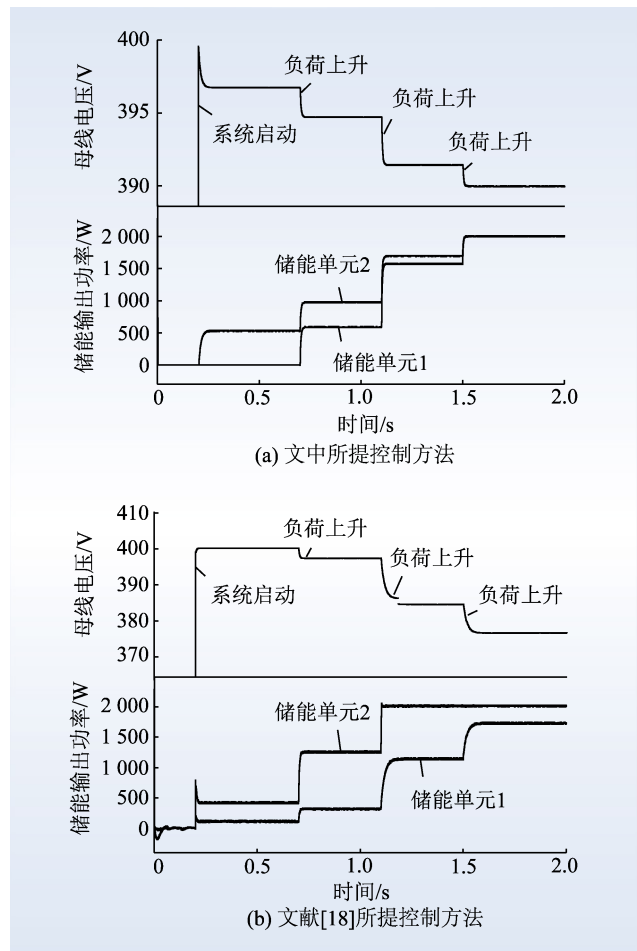


图 10 工况 3 仿真波形
Fig. 10 Simulation results of Case 3

没有投入光伏单元, 仅投入两组储能单元。0.2 s 系统启动时, 储能单元 2 处于下垂放电模式。此时, 母线电压高于储能单元 1 的待机区下限电压, 储能单元

1 处于待机状态。0.6 s 时,负荷功率增大,母线电压降低,储能单元 1 进入放电模式。两组储能单元间根据 SOC 分配负荷功率。1.1 s 后,负荷功率逐步上升,两组储能单元间的功率差逐渐降低,最终同时转入恒功率模式,最大程度输出功率,维持母线电压稳定。

文献[18]在相同条件下的仿真结果如图 10(b)所示。储能单元 1 出力不足,导致母线电压过度跌落,降低了微网可维持的负荷容量。而文中所提控制方法可以充分保证储能出力,尽可能维持负荷的正常运行。

上述过程中,微网系统可以在模式 3 和模式 4 间平滑切换。母线电压偏移较小时,SOC 值较小的储能单元待机,避免了储能单元过度放电而退出运行。储能单元间可以根据 SOC 值合理分配功率,同时可以保证最大程度利用储能单元维持母线电压稳定。

5 结 论

文中提出一种考虑多储能功率分配的独立直流微电网协调控制策略,实现了系统功率在多储能单元间的合理分配及多组源储协调运行。首先,光伏控制策略实现了光伏单元 MPPT 与降功率双模式的统一控制,使光伏单元具备功率调节和母线电压支撑的功能,避免光伏功率过剩时母线电压过度上升。其次,储能单元采用自适应功率下垂控制实现了储能单元根据自身 SOC 值合理承担系统功率,避免储能单元的过充过放。同时,多储能单元在同一工作点处转入恒功率模式,保证在母线电压偏差较大时储能单元出力充足。最后,通过直流母线电压信号将两种控制策略结合起来,实现源储的协调运行。利用 Matlab / Simulink 进行仿真分析,验证了所提控制策略的有效性,可以实现微网多运行模式间的平滑切换,最大程度保证光伏与储能的能源利用率,提升微网持续供电能力。

6 参考文献

- [1] 李霞林,郭力,王成山,等. 直流微电网关键技术研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(1): 2-17.
LI Xiaolin, GUO Li, WANG Chengshan, et al. Key technologies of DC microgrids: An overview[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(1): 2-17.
- [2] DRAGIĆEVIĆ 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] 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 Xinfu, SU Jian, LÜ Zhipeng, et al. Overview on micro-grid

- technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(1): 57-70.
- [4] 王成山,武震,李鹏. 微电网关键技术研究[J]. 电工技术学报, 2014, 29(2): 1-12.
WANG Chengshan, WU Zhen, LI Peng. Research on key technologies of microgrid[J]. Transactions of China Electrotechnical society, 2014, 29(2): 1-12.
- [5] 张犁,孙凯,吴田进,等. 基于光伏发电的直流微电网能量变换与管理[J]. 电工技术学报, 2013, 28(2): 248-254.
ZHANG Li, SUN Kai, WU Tianjin, et al. Energy conversion and management for DC microgrid based on photovoltaic generation[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(2): 248-254.
- [6] EGHTEGARPOUR N, FARJAH E. Control strategy for distributed integration of photovoltaic and energy storage systems in DC microgrids[J]. Renewable Energy, 2012, 45: 96-110.
- [7] 郭洪智,张勤进,刘彦呈,等. 基于滑模的直流微电网光伏系统无缝切换策略[J]. 电力系统及其自动化学报, 2019, 31(8): 13-20.
GUO Hongzhi, ZHANG Qinjin, LIU Yancheng, et al. Seamless switching control strategy for photovoltaic system in DC microgrid based on sliding-mode control[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2019, 31(8): 13-20.
- [8] 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, 62.
ZHANG Ye, GUO Li, JIA Hongjie, et al. An energy storage control method based on state of charge and variable filter time constant[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(6): 34-38, 62.
- [9] 王成山,李微,王议锋,等. 直流微电网母线电压波动分类及抑制方法综述[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 84-98.
WANG Chengshan, LI Wei, WANG Yifeng, et al. DC bus voltage fluctuation classification and restraint methods review for DC microgrid[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 84-98.
- [10] 周天沛,孙伟. 微网中的蓄电池循环寿命均衡化管理[J]. 电网技术, 2017, 41(7): 2237-2246.
ZHOU Tianpei, SUN Wei. Battery cycle life equalization management in microgrid[J]. Power System Technology, 2017, 41(7): 2237-2246.
- [11] 章竹耀,肖欣,郭晓丽,等. 基于储能电池的光伏功率波动平抑策略[J]. 电力建设, 2016, 37(8): 90-95.
ZHANG Zhuyao, XIAO Xin, GUO Xiaoli, et al. Restraining strategy of photovoltaic power fluctuation based on energy storage battery[J]. Electric Power Construction, 2016, 37(8): 90-95.
- [12] 米阳,纪宏澎,何星塘,等. 多储能独立直流微电网自适应分级协调控制[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(7): 1980-1989, 2213.
MI Yang, JI Hongpeng, HE Xingtang, et al. Adaptive hierarchical coordinated control of multi-energy storage in isolated DC microgrid[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(7): 1980-1989, 2213.
- [13] 张继元,舒杰,宁佳,等. 考虑 SOC 自均衡的光储独立微电网协调控制[J]. 电工技术学报, 2018, 33(S2): 527-537.
ZHANG Jiyuan, SHU Jie, NING Jia, et al. Coordinated control for PV/storage hybrid islanded microgrid considering SOC balancing[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(S2): 527-537.
- [14] HAN Y, CHEN W R, LI Q. Energy management strategy based on

- multiple operating states for a photovoltaic/fuel cell/energy storage DC microgrid[J]. *Energies*, 2017, 10(136): 1-15.
- [15] 邱摇摇, 杨秀, 何虹历. 自治直流微电网分层控制策略[J]. *电力建设*, 2016, 37(10): 41-47.
- QIU Yaoyao, YANG Xiu, HE Hongli. A hierarchical control strategy of autonomous DC microgrid [J]. *Electric Power Construction*, 2016, 37(10): 41-47.
- [16] 王盼宝, 王卫, 孟尼娜, 等. 直流微电网离网与并网运行统一控制策略[J]. *中国电机工程学报*, 2015, 35(17): 4388-4396.
- WANG Panbao, WANG Wei, MENG Nina, et al. Unified control strategy of islanding and grid-connected operations for DC microgrid [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2015, 35(17): 4388-4396.
- [17] DRAGIĆEVIĆ T, GUERRERO J M, VASQUEZ J C, et al. Supervisory control of an adaptive-droop regulated DC microgrid with battery management capability [J]. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2014, 29(2): 695-706.
- [18] LU X N, SUN K, GUERRERO J M, 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.
- [19] 米阳, 吴彦伟, 朱银珠, 等. 含负荷功率自动分配的独立直流微电网协调控制[J]. *电网技术*, 2017, 41(2): 440-447.
- MI Yang, WU Yanwei, ZHU Yinshu, et al. Coordinated control for autonomous DC microgrid with dynamic load power sharing [J]. *Power System Technology*, 2017, 41(2): 440-447.
- [20] SANGWONGWANICH A, Yang Y, BLAABJERG F. A cost-effective power ramp-rate control strategy for single-phase two-stage grid-connected photovoltaic systems [C]//2016 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). IEEE, 2016: 1-7.

收稿日期: 2020-09-12

作者简介:

王子鹏 (1994) 男, 硕士研究生, 主要研究方向为直流微电网控制;

郑丽君 (1981) 女, 副教授, 硕士生导师, 主要研究方向为电力电子变压器、电力电子;

吕世轩 (1989) 男, 博士研究生, 主要研究方向为新能源发电。

(编辑 张小飞)

附录 A

两组相同容量的储能单元 1 与 2, 由式 (3) 可知:

$$U_{\text{stay_H1}} - U_{\text{stay_H2}} = [U^* + \Delta U(\frac{S_{\text{OC1}} - S_{\text{OCMIN}}}{S_{\text{OCMAX}} - S_{\text{OCMIN}}})] - [U^* + \Delta U(\frac{S_{\text{OC2}} - S_{\text{OCMIN}}}{S_{\text{OCMAX}} - S_{\text{OCMIN}}})] = \Delta U(\frac{S_{\text{OC1}} - S_{\text{OC2}}}{S_{\text{OCMAX}} - S_{\text{OCMIN}}}) \quad (\text{A1})$$

$$U_{\text{stay_L1}} - U_{\text{stay_L2}} = [U^* + \Delta U(\frac{S_{\text{OC1}} - S_{\text{OCMIN}}}{S_{\text{OCMAX}} - S_{\text{OCMIN}}} - 1)] - [U^* + \Delta U(\frac{S_{\text{OC2}} - S_{\text{OCMIN}}}{S_{\text{OCMAX}} - S_{\text{OCMIN}}} - 1)] = \Delta U(\frac{S_{\text{OC1}} - S_{\text{OC2}}}{S_{\text{OCMAX}} - S_{\text{OCMIN}}}) \quad (\text{A2})$$

式中: $U_{\text{stay_H1}}$ 、 $U_{\text{stay_H2}}$ 、 $U_{\text{stay_L1}}$ 、 $U_{\text{stay_L2}}$ 分别为储能单元 1 和储能单元 2 对应的 $U_{\text{stay_H}}$ 和 $U_{\text{stay_L}}$ 。

由于 $S_{\text{OC1}} > S_{\text{OC2}}$ 因此:

$$U_{\text{stay_H1}} > U_{\text{stay_H2}} \quad (\text{A3})$$

$$U_{\text{stay_L1}} > U_{\text{stay_L2}} \quad (\text{A4})$$

由式 (2) 可知:

$$P_{\text{c1}} - P_{\text{c2}} = P_{\text{BMIN}} \frac{U_{\text{dc_B}} - U_{\text{stay_H1}}}{U_{\text{H1}} - U_{\text{stay_H1}}} - P_{\text{BMIN}} \frac{U_{\text{dc_B}} - U_{\text{stay_H2}}}{U_{\text{H1}} - U_{\text{stay_H2}}} = P_{\text{BMIN}} \frac{(U_{\text{stay_H2}} - U_{\text{stay_H1}})(U_{\text{H1}} - U_{\text{dc_B}})}{(U_{\text{H1}} - U_{\text{stay_H1}})(U_{\text{H1}} - U_{\text{stay_H2}})} \quad (\text{A5})$$

由于 $U_{\text{stay_H1}} > U_{\text{stay_H2}}$; $U_{\text{H1}} > U_{\text{dc_B}}$; $P_{\text{BMIN}} < 0$ 。因此:

$$P_{\text{c1}} > P_{\text{c2}} \quad (\text{A6})$$

$$P_{\text{dc1}} - P_{\text{dc2}} = P_{\text{BMAX}} \frac{U_{\text{dc_B}} - U_{\text{stay_L1}}}{U_{\text{L1}} - U_{\text{stay_L1}}} - P_{\text{BMAX}} \frac{U_{\text{dc_B}} - U_{\text{stay_L2}}}{U_{\text{L1}} - U_{\text{stay_L2}}} = P_{\text{BMAX}} \frac{(U_{\text{stay_L2}} - U_{\text{stay_L1}})(U_{\text{L1}} - U_{\text{dc_B}})}{(U_{\text{L1}} - U_{\text{stay_L1}})(U_{\text{L1}} - U_{\text{stay_L2}})} \quad (\text{A7})$$

由于 $U_{\text{stay_L1}} > U_{\text{stay_L2}}$; $U_{\text{L1}} < U_{\text{dc_B}}$; $P_{\text{BMAX}} > 0$ 因此:

$$P_{\text{dc1}} > P_{\text{dc2}} \quad (\text{A8})$$