

基于直流电压信号的光储系统协调控制策略

范亚楠¹, 刘天羽¹, 张新松²

(1. 上海电机学院电气学院, 上海市浦东新区 201306; 2. 南通大学电气工程学院, 江苏省南通市 226019)

Coordination Control Strategy of Photovoltaic Energy Storage System Based on DC Voltage Signal

FAN Yanan¹, LIU Tianyu¹, ZHANG Xinsong²

(1. College of Electrical Engineering, Shanghai Dianji University, Pudong New District, Shanghai 201306, China; 2. Department of Electrical Engineering, Nantong University, Nantong 226019, Jiangsu Province, China)

摘要: 在以光伏系统、储能装置、并网逆变器、交直流负荷构成的光储系统基础上, 分别对离网和并网两种运行方式的控制策略展开研究。考虑到光伏装置的随机性、储能装置的充放电属性和负载多变的现象提出直流侧电压分层控制方式。以直流电压幅值为依据, 协调储能装置自适应下垂控制, 同时网侧双向变流器采用虚拟同步发电技术, 能较好地稳定直流侧电压, 降低系统内部功率冲突, 保证内部功率交换的稳定。最后通过 MATLAB/Simulink 在离/并网模式下, 分别仿真验证系统协调控制策略的有效性。仿真结果表明: 在离网模式下, 与下垂控制进行对比, 虚拟同步技术的引入使得系统具有较强的鲁棒性; 协调控制策略保证了系统稳定并实现储能装置的有效利用。

关键词: 光伏系统; 储能装置; 直流电压; 协调控制; 自适应下垂控制; 虚拟同步技术

Abstract: Based on the optical storage system composed of photovoltaic system, energy storage device, grid-connected inverter and AC/DC load, it has researched on the control strategies of run modes including off-grid and grid connection, respectively. Considering the randomness of photovoltaic devices, the charging and discharging properties of energy storage devices and the phenomenon of variable load, the DC side voltage layered control mode was proposed. On the basis of the DC voltage amplitude with coordination of adaptive droop control for energy storage devices, at the same time, the grid-side bidirectional converter adopts virtual synchronous power generation technology so that DC side voltage can be more stable to reduce internal power conflicts and ensure the stability of internal power exchange. Finally, through MATLAB/Simulink being in off/connected mode, the effectiveness of coordinated control strategy was verified separately by simulation. The simulation results show that: in off-grid mode, compared to the droop control, the introduction of virtual synchronization has increased robustness of the system. The coordinated control

strategy has ensured the stability of the system and realized the effective utilization of the energy storage device.

Keywords: photovoltaic system; energy storage device; DC Voltage; coordination control; adaptive droop control; virtual synchronization technology

DOI: 10.19725/j.cnki.1007-2322.2019.0549

0 引言

近年来越来越多的可再生能源接入到微电网, 考虑到直流用电和交流配电网系统的调度问题, 保证大电网的能量最优利用, 储能装置的出现是目前公认的有效方案之一^[1-2]。传统的分布式能源并网与同步发电机相比, 控制灵活、响应速度快, 但不具备惯性和阻尼。因此国内外专家提出虚拟同步发电机 (virtual synchronous generator, VSG) 技术, 有利于减弱功率和频率的振荡, 提高分布式发电系统和微电网的运行性能^[3-4]。

光储系统的运行与光伏、储能装置、负荷扰动和并网等环节的控制紧密相连^[5-7]。文献 [7] 提出一种蓄电池储能系统平抑光伏功率波动的控制策略, 在减小低通滤波造成系统延时的情况下, 同时降低功率预测准确度对控制过程的影响。文献 [8] 本质上还是从直流电压分层控制出发, 结合底层各单元的协调控制确保系统内的有功平衡。

由于微电网中新能源的渗透率越来越高, 传统同步电机的惯量减小, 电力系统的稳定性下降, 虚拟同步技术的引入可恢复和提高电力系统的稳定性。目前, 国内外专家更多的研究虚拟同步机的控制参数选取、光储独立单元控制对系统稳定性的影响, 而应用在光储系统的协调控制研究甚

少。文献[9-10]分别从控制参数和光储系统的结构方案展开研究。文献[11]考虑源端动态特性,通过电压补偿使得光伏能量最大利用。文献[12-13]对有功备用式光伏虚拟同步发电机策略展开研究,减少储能应用,降低成本,然而在应对大电网故障时却造成弃光现象。

在复杂的微电网中,各发电单元与负载之间能量的优化调度为微电网经济运行增加了设计难度。国内外相关专家提出直流微电网的概念,在保证直流微电网电压稳定的前提下,可以接入大量的可再生能源和储能,间接性的简化系统设计难度。文献[14]运用虚拟同步电机技术实现整流,对电动汽车实现充电,该控制策略同样能够在光储系统网侧变换器控制上。因此本文在现有直流微网的研究上[15-16],以直流电压幅值为判断依据,将光储系统的控制策略设置不同模式,保障储能装置在正常情况下不脱机操作,同时结合虚拟同步技术,在不同模式下合理调节变流器及负荷的工作方式,维持直流母线恒定,实现系统稳定运行。

1 光储系统结构

光储发电系统一般由光伏阵列、储能装置、变流器、直流负荷($P_{DC,load}$)、交流负荷($P_{AC,load}$)组成,光储发电系统具体结构如图1所示。光伏阵列的输出电压经DC/DC变流器升压稳压实现最大功率跟踪(maximum power point tracking, MPPT)保证光伏能量最大利用[17];储能装置通过双向DC/DC变流器,实现充电功率的双向流动,维持直流母线和交流母线大小;双向DC/AC变流器的逆变和整流状态,由系统运行模式确定,实现交流母线和直流母线上的功率交换。为方便说明负载调度对系统的影响,图1中, $L_{DC1}\dots L_{DCn}$ 和 $L_{AC1}\dots L_{ACn}$ 表示直流负载和交流负载。

2 光储系统的运行模式

2.1 系统控制方案

通常光伏装置存在间歇性和波动性问题,而储能装置的双向DC/DC变流器和交直流母线之间的双向DC/AC变流器输出功率可控性较好,因此合理的协调控制能够保证输出功率平衡。光伏逆变器存在MPPT和恒压控制两种模式,储能变

流器存在充放电模式,网侧变流器存在整流和逆变模式。本文以直流母线电压分层控制为目标,保证各变流器的协调控制,维持系统功率平衡,减小系统功率波动对稳定性的影响。光储系统的简化电路及其等效电路如图2所示,发现储能装置和网侧变换器可等效为双向电流源,也就是说 U_B , $U_{DC/AC}$ 可调,在电容电压稳定过程中起着重要作用,实现能量平衡保证系统正常运行。

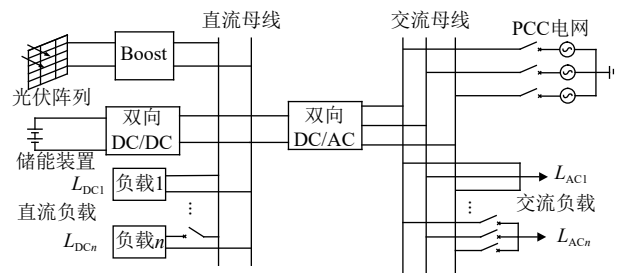


图1 光储发电系统结构

Fig. 1 Structure of photovoltaic energy storage system

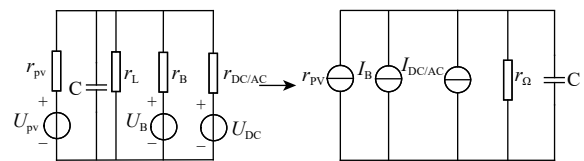


图2 光储系统的简化电路及其等效电路

Fig. 2 Simplified circuit and equivalent circuit of photovoltaic energy storage system

$$U_C = r_\Omega \left(\frac{U_{PV}}{r_{PV}} + \frac{U_B}{r_B} + \frac{U_{DC/AC}}{r_{DC/AC}} \right) \quad (1)$$

$$r_\Omega = \frac{r_{PV} r_B r_L r_{DC/AC} x_C}{r_{PV} + r_B + r_L + r_{DC/AC} + x_C} \quad (2)$$

式中: r_{PV} 、 r_B 、 r_L 为光伏侧等、储能装置和负载等效电阻; U_{PV} 、 U_B 、 U_C 为光伏输出电压、储能装置输出电压与直流母线电压; $r_{DC/AC}$ 、 $U_{DC/AC}$ 为网侧变流器输送功率等效至直流侧的电阻与电压; I_{PV} 、 I_B 、 $I_{DC/AC}$ 为各电压等效电流源; r_Ω 为等效阻抗; x_C 为容抗。

2.2 系统运行控制策略

离网运行中(PCC断开),直流侧提供系统功率,由于光伏阵列输出功率随机性较大,需通过储能装置和负载调度协调控制维持系统稳定;并网运行中(PCC闭合)由于大电网的强制作用,交流侧负载的影响较小,但是由于双向DC/AC变流器交换功率受限,直流侧功率受限。交换功

率以直流侧向交流侧输出为正。选定直流母线电压恒定为目标，从而保证系统的能量平衡和稳定运行。任何时刻不同运行模式下，各变流器独立运行，无需通信，提高系统自制能力，各变流器在动作优先级顺序为：光伏阵列 DC/DC 变流器>双向 DC/DC 变流器>双向 DC/AC 变流器。

本文根据直流母线电压的幅值设置为 4 个临界状态^[18] (U'_2, U'_1, U_1, U_2)，5 个工作模式如图 3 所示。临界状态对应的临界值为 $U'_2=0.9 U_{DCN}$ ， $U'_1=0.95 U_{DCN}$ ， $U_1=1.05 U_{DCN}$ ， $U_2=1.1 U_{DCN}$ 。在电压切换点处采用滞环控制避免了工作模式的频繁切换，变量 M 对应工作模式。不同工作模式下各变流器根据直流母线电压的变化调控，确保电压平衡和系统内功率平衡。

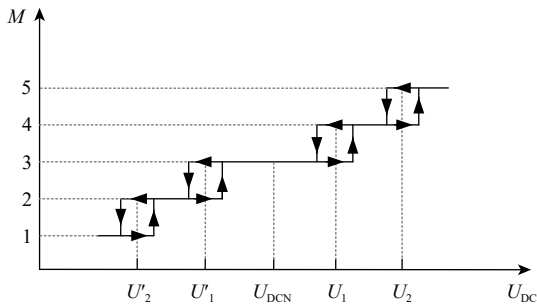


图 3 工作模式切换图

Fig. 3 Working mode switching diagram

2.2.1 离网运行控制策略

离网模式下，源端功率只存在于直流侧，双向 DC/AC 变流器处于逆变状态，该状态下各变流器状态如表 1，储能装置功率以释放为正，具体的 5 种工作模式如下。

① $M=1 (U_{DC} < U'_2)$ ：光伏阵列 MPPT 模式运行，当直流母线电压过低，储能装置不能够维持电压恒定，系统能量不足。变化的负载功率大于直流侧变化 ($\Delta P_{PV} + \Delta P_B < \sum \Delta P_{load}$)，此时储能装置需以功率上限持续放电，当其荷电状态处于

表 1 离网状态下各变流器状态表

Table 1 Working states of converters in off-grid mode

| 工作模式 (M) | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|----------|-------|-------|------|-------|-------|
| 光伏控制器 | MPT | MPPT | MPPT | MPPT | 恒压控制 |
| 储能控制器 | 断开/放电 | 自适应放电 | 恒充恒放 | 自适应充电 | 断开/放电 |
| 可调度负载 | 减载 | 不变 | 不变 | 不变 | 增载 |

过放时，为保护储能装置需断开其控制器并减少相应的可调度负载，负载功率变化如下所示：

$$\sum \Delta P_{load} = \Delta P_{DC,load} + \Delta P_{AC,load} \quad (3)$$

② $M=2 (U'_2 \leq U_{DC} < U'_1)$ ：光伏阵列 MPPT 模式运行，当直流母线电压偏低，此时负载功率仍大于直流侧源端功率，但是储能装置能够调节直流母线电压恒定，此时储能装置自适应放电补充系统功率缺额 ($\Delta P_B = \Delta P_{PV} + \sum \Delta P_{load}$)。

③ $M=3 (U'_1 \leq U_{DC} < U_1)$ ：光伏阵列功率充足，能够维持直流母线电压恒定，为防止储能装置频繁操作并保证工作效率，以其功率下限功率充放电，可以加快直流母线电压稳定，最后直流侧发出功率与负载功率平衡 ($\Delta P_{PV} + \Delta P_B = \sum \Delta P_{load}$)。

④ $M=4 (U_1 \leq U_{DC} < U_2)$ ：光伏阵列以 MPPT 模式运行，系统各项扰动过后仍出现功率剩余，储能装置开始动作调节直流母线电压平衡，此时工作在自适应充电模式，存储光伏阵列过剩功率 ($|\Delta P_B| = \Delta P_{PV} + \sum \Delta P_{load}$)。

⑤ $M=5 (U_2 \leq U_{DC})$ ：光伏阵列 MPPT 模式运行，直流母线电压持续上升，系统能量严重过剩，此时储能装置在功率上限充电过程中仍不能满足功率平衡 ($\Delta P_{PV} + \Delta P_B > \sum \Delta P_{load}$)，光伏阵列需切换为恒压控制，降低输出功率，保障电压平衡，适当情况下，增加可调度负载也可以保障系统稳定。

2.2.2 并网运行控制策略

PCC 点闭合，由于大电网的迁入，主要探讨直流侧状态变化。并网状态下，为光伏最大化利用，工作状态始终保持 MPPT 模式，如表 2 所示，具体的 5 种工作模式表现如下。

① $M=1$ ：直流负载扰动后，储能装置动作以功率上限放电时，并且网侧控制器整流状态，抬

表 2 并网状态下各变流器状态表

Table 2 Working states of each converter in grid-connected mode

| 工作模式 (M) | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|----------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 光伏控制器 | MPT | MPPT | MPPT | MPPT | MPT |
| 储能控制器 | 断开/放电 | 自适应放电 | 恒充恒放 | 自适应充电 | 断开/放电 |
| 网侧控制器 | 整流 | 整流 | 整流/逆变 | 逆变 | 逆变 |
| 可调度负载 | 减载 | 不变 | 不变 | 不变 | 加载 |

高电压。当直流母线电压还是过低,此时意味着直流侧负荷较大($\Delta P_{PV} + \Delta P_B + \Delta P_{DC/AC} < \sum \Delta P_{load}$),需进行直流侧减载运行。

② $M=2$ 或 $M=4$: 直流侧母线电压偏低或偏高,双向 DC/AC 变流器自由模式运行,同时光伏阵列 MPPT 模式运行,此时储能装置能够平衡系统功率($|\Delta P_B| + \Delta P_{DC/AC} = \Delta P_{PV} + \sum \Delta P_{load}$),双向 DC/AC 变流器处于等待状态。

③ $M=3$: 光伏阵列在外部环境小扰动变化下,直流母线电压在允许范围内波动,同样为防止储能装置频繁操作并保证工作效率,以其功率下限充放电,负荷消耗功率与各变流器变化功率平衡($\Delta P_B + \Delta P_{DC/AC} + \Delta P_{PV} = \sum \Delta P_{load}$),双向 DC/AC 变流器可以通过调度逆变和整流维持系统稳定恒定。

④ $M=5$: 直流母线电压过高,直流侧功率严重过剩($\Delta P_{PV} + \Delta P_B + \Delta P_{DC/AC} > \sum \Delta P_{load}$),此时蓄电池以功率上限充电仍不能平衡功率,双向 DC/AC 变流器动作处于逆变状态,多余的功率输送至大电网中,当直流侧多余功率大于交流侧调度所需功率时,需在直流侧减载运行或者光伏系统恒压控制。

对比并网状态,直流侧变流器在各模式下的变化状态大体相同。储能装置在系统正常运行下不脱机工作。值得注意的是,在两种状态下,负载的变动有所区别,并网状态下当直流母线电压过高或过低,网侧控制器交换功率受限,失去调压能力,系统只能甩出直流侧可调度负载恢复稳定;而离网状态下,能量流动为单向传输至交流负载。

3 光储系统各变流器控制方式

3.1 光伏系统 DC/DC 变流器控制方式

光伏阵列的输出功率经 Boost 型 DC/DC 变流器与系统直流侧相连,具体控制模式如附图 A1 所示。

① MPPT 控制模式,由 MPPT 算法计算得出最大功率点处对应的电压参考值($U_{PV,mpp}$),与光伏阵列实际值产生差值作为 PI 调节器的输入,保证光伏阵列功率最大利用。

② 恒压控制模式,孤岛模式下,光伏阵列输出功率导致系统出现能量冗余,需工作在恒压控制模式。由直流母线实际值与直流母线参考值

($U_{DC,ref}$) 的差值,经 PI 调节通过占空比维持直流母线恒定,减少光伏阵列输出功率。

附图 A1 中, U_{PV} 、 I_{PV} 分别为光伏阵列实际输出电压和电流; C_1 、 C_2 分别为光伏出口侧和直流母线侧稳压电容; L_{PV} 为出口侧电感。

3.2 储能装置双向 DC/DC 变流器自适应控制方式

储能装置选用锂电池,其模型为 Rint 模型^[9],计算公式如下:

$$U_B = U_0 + R_B i_B - K \frac{Q}{Q + \int i_B dt} + A e^{(B \int i_B dt)} \quad (4)$$

$$SOC = 100 \left(1 + \frac{\int i_B dt}{Q} \right) \quad (5)$$

式中: U_0 为锂电池的开路电压; I_B 为锂电池的输出电流; R_B 为锂电池内阻; K 为锂电池极化电压; Q 为锂电池容量; A 为指数增益电压; B 为指数增益容量; U_B 为锂电池端电压; SOC 为锂电池荷电状态。

储能装置的双向 DC/DC 变流器一般采用双向半桥变换器,其具体结构如附图 A2 所示。 R_b 、 L_b 为锂电池出口侧电阻和电感;Boost、Buck 分别为控制变流器升压和降压电路的触发信号。锂电池以放电电流方向为正。

荷电状态是储能装置的重要参量,当锂电池荷电状态不满足充电设置的临界荷电状态($SOC_{lim,max}$)和放电设置的临界荷电状态($SOC_{lim,min}$)时,给予较小值的参考电流($I_{B,ref-min}$)进行小电流的充放电,保护锂电池的寿命;当荷电状态正常,则采用自适应下垂控制。荷电状态其具体关系如式(6)所示:

$$\begin{cases} SOC_{lim,max} \leq SOC \leq SOC_{lim,max} & \text{正常} \\ SOC < SOC_{lim,max} \text{ or } SOC > SOC_{lim,max} & \text{非正常} \end{cases} \quad (6)$$

自适应控制调节的具体方式为通过直流电压和锂电池充放电电流之间的关系,提高电池寿命和系统效率,其电压—电流关系如图 4 所示。

图 4 中, $I_{B,max}$ 为锂电池充放电最大电流; $I_{B,min}$ 为较小充放电电流;阴影区域为锂电池工作区域。当 $M=2$ 或 $M=4$ 过程中,锂电池的荷电状态随着充放电过程不断变化,其充放电电流能够随着荷电状态自动调整;当 $M=1$ 或 $M=5$ 过程中,电压偏差较大需通过大电流充放电稳定系统;当 $M=3$ 过程中,小电流的动作加快系统稳定,同时也避免了锂电池不必要的脱机工作。

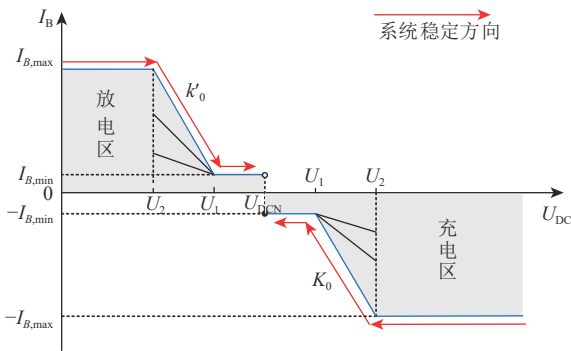


图 4 锂电池自适应控制曲线

Fig. 4 Lithium battery adaptive control curve

锂电池充放电电流与荷电状态之间的关系如下所示：

$$k = \begin{cases} k_0 * SOC & I_B < 0 \\ \frac{k'_0}{SOC} & I_B > 0 \end{cases} \quad (7)$$

$$I_B = \begin{cases} \frac{U_{DC} - U_1}{k} - I_{B,min} & I_B < 0 \\ \frac{U_{DC} - U'_1}{k} + I_{B,max} & I_B > 0 \end{cases} \quad (8)$$

式中 k 为自适应调节下垂系数，其值与电压分层值 U_2 、 U_1 、 U_1 、 U_2 ，锂电池充放电电流值 $I_{B,max}$ 、 $I_{B,min}$ ，荷电状态 SOC 相关。放电过程中，伴随着 SOC 的减小下垂系数逐渐增大，放电电流则不断减小；充电过程中，伴随着 SOC 的增大下垂系数逐渐增大，充电电流则不断减小。放电电流与 SOC 成正比例关系，充电电流与 SOC 成反比例关系。

3.3 双向 DC/AC 变流器控制方式

直流侧与交流侧通过双向 DC/AC 变流器实现功率的双向流动，拓扑结构图如附图 A3 所示，其控制的主要目的有：①实现交流侧电压、电流、频率的并网要求；②整流情况下维持直流母线电压稳定；③虚拟同步电机技术在动态情况下为系统提供惯量，改变并网特性；④解决了锁相环对系统带来的影响。

虚拟同步技术的优点在于虚拟惯量和阻尼系数可根据系统的相应需求自行整定，这两个系数的引入使得双向 DC/AC 变流器具备了类似同步发电机的惯性和阻尼作用。具体调节如附图 A4。双向 DC/AC 变流器的整流和逆变主要变化是由有功环的机械转矩引起，逆变情况下，机械转矩

的生成由直流侧前级功率或者给定功率生成；整流控制情况下，机械转矩的生成由直流侧实际电压与给定电压误差经 PI 调节生成。其模型的有功环模型和机械转矩的数学关系表达式如式 (9) 和式 (10)：

$$\begin{cases} T_m - T_e - D(\omega - \omega_N) = J \frac{d\omega}{dt} \\ \frac{d\theta}{dt} = \omega \\ T_m \approx \frac{P_m}{\omega_N}, T_e \approx \frac{P_e}{\omega_N} \end{cases} \quad (9)$$

$$\begin{cases} T_{m,DC/AC} \approx \frac{P_{ref}}{\omega_N} \\ T_{m,AC/DC} = (U_{DC} - U_{DC,ref}) \left(k_{p,DC} + \frac{k_{i,DC}}{s} \right) \end{cases} \quad (10)$$

式中： $T_{m,DC/AC}$ 、 $T_{m,AC/DC}$ 为逆变和整流下的机械转矩； J 、 D 为 VSG 的虚拟惯量和阻尼系数； T_m 、 T_e 为机械转矩和电磁转矩； ω 、 ω_N 为机械角速度和额定角速度，用功角表示为 $\delta = \int (\omega - \omega_N) dt$ ； θ 为同步电机转子旋转角度； $k_{p,DC}$ 、 $k_{i,DC}$ 为 PI 调节的比例和积分系数。

如附图 A4，有功调节实现整流和逆变的选择，由前述分析知，PCC 闭合下通过直流电压使得开关状态在 0 和 1 之间选择，PCC 断开下开关状态只能在状态 1 奏效。虚拟同步电机模型中的虚拟输入转矩 T_m 通常直接给定或由电压控制器计算获得。为避免系统出现短路故障，变流器一般需限流，保护变流器装置安全。无功调节包括空载电压，等效虚拟励磁调节和无功功率调节三部分组成。功率环决定了转子旋转角度和相电压幅值，其组成的额定电压与网侧 u_{gi} ($i=a,b,c$) 电压的差值经虚拟阻抗后，可得到并网电流参考值，其与输出电流的差值经过 PR 控制生成调制波信号。

4 仿真说明

为了验证本文提出的光储系统协调控制策略的正确性和有效性，在 MATLAB/Simulink 中搭建仿真模型，系统仿真模型结构如图 1 所示。光伏阵列的最大功率为 16 kW。锂电池的容量为 100 Ah，锂电池额定电压为 300 V，锂电池的荷电状态放电时不低于 10%，充电时不超过 90%。双向 DC/AC 变流器的额定容量为 7 kW。为方便讨论，交直流侧负载取 L_{DC1} ， L_{DC2} ， L_{AC1} ， L_{AC2} ，平均容量 4 kW，其中 L_{DC1} ， L_{DC2} 为电阻型负载，

L_{AC1} , L_{AC2} 为恒功率型交流负载。系统运行过程中 L_{ac2} 为不可断负载, 其他负载优先级为 $L_{DC1} < L_{DC2} < L_{DC2}$ 。直流母线额定电压 U_{DC} 为 800 V, 交流侧母线电压有效值 $U_{AC, rms}$ 为 220 V, 锂电池的初始荷电状态为 50%。下面给出系统两种运行状态, 以 PCC 点开关的闭合状态分为离网和并网状态, 对各运行状态下工作模式的仿真结果展开分析。

4.1 离网状态下仿真分析

4.1.1 离网状态下基于虚拟同步技术的仿真

如图 5 所示, 离网状态下光伏阵列和储能装置共同提供稳定功率, 负载 L_{DC1} 、 L_{DC2} 、 L_{AC1} 接入系统功率为 12 kW。交流侧的功率调度由直流侧提供, 保障光伏最大利用。初始运行时, 系统工作模式 M 由 1 运行至 3, 锂电池调节双向 DC/DC 变流器稳定直流侧母线电压, 如图 5 (e) 所示锂电池自适应充电过后充电功率维持在 1 kW 左右, 由于光伏最大功率点大约为 16 kW, 多余功率将直流侧电压 U_{dc} 抬高接近至 1.05p.u.。1 s 时交流负载 L_{ac2} 接入系统, 直流侧与交流侧供需平衡, 对交流母线电压的影响较小并且直流电压临近于 1p.u.。系统运行模式 M 为 3, 锂电池以最小功率放电为 0.5 kW。2 s 时刻当外部光照强度突降至 700 W/m², 光伏输出功率降至 12 kW 左右, 系统功率缺额, 锂电池以最大功率 3 kW 放电仍不能

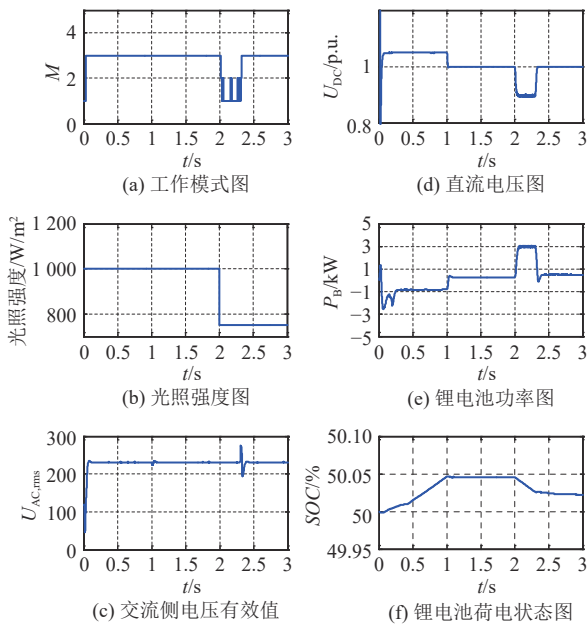


图 5 离网状态下系统运行特性

Fig. 5 System operation characteristics in off-grid state

满足系统平衡, 直流侧电压下降至 0.9p.u.。蓄电池放电功率紊乱, 使得系统运行模式为 M 在 1 和 2 之间徘徊, 直流侧严重失稳, 系统需进行甩负荷运行。也可通过改变虚拟惯量和阻尼系数来降低直流侧模式振荡, 本文不做过多叙述。2.3 s 时刻负载 L_{AC2} 切出, 系统功率供需重新回到平衡, 直流母线电压回升至 1p.u.。该工况情况下, 光伏阵列始终保持 MPPT 控制模式。锂电池的荷电状态 SOC 的变化如图 5 (f) 所示, 由各时间段曲线的变化陡峭程度看出锂电池自适应调节系统稳定。

从交直流侧电压图发现, 虚拟同步技术的引入, 源端功率的变化对系统交流侧的影响较小, 保证了重要负载的运行, 而直流侧影响较大; 负载端变化对交流侧电压影响较大, 直流侧在恢复稳定过程中没有任何影响。系统能够独立运行, 互不通信。

4.1.2 离网状态下基于下垂控制的仿真

为进一步验证虚拟同步电机技术引入在应对微电网挑战时, 有较好的适应性, 与下垂控制进行对比。其中下垂控制 PI 控制器参数按照文献 [20] 进行设计, 其中电压外环比例系数 $k_p=2.8$, 积分系数 $k_i=700$; 电流环比例系数 $k_p=0.02$ 。

图 6 (a) 为虚拟同步控制下交流侧电网频率图, 与图 6 (b) 对比, 同等工况情况运行下, 在面对源端和负载端变化时, 系统直流侧和交流侧的稳定状态优于下垂控制。由图 6 (c) 和 6 (d) 知, 在 1 s 时刻交流侧负载的接入, 下垂控制下直流侧电压变化范围大约 0.1p.u., 而虚拟同步技术下变化范围为 0.05p.u., 在 2.3 s 负载 L_{AC2} 切除

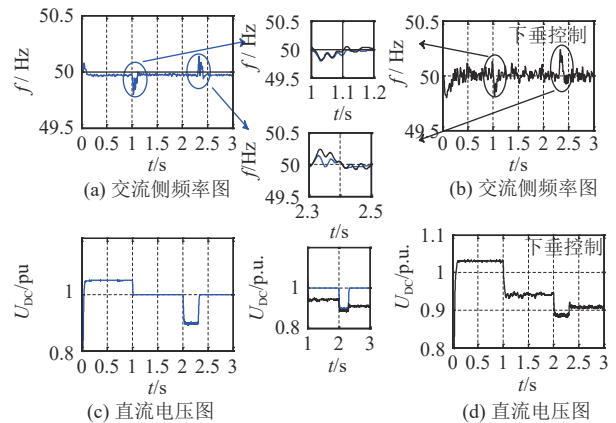


图 6 两种交直流特性对比图

Fig. 6 Contrast charts of two AC/DC characteristics

时，交流侧频率波动超过 50.2 Hz，同时直流侧的电压也没有较好恢复。可见，虚拟同步技术控制下，光储系统的稳态性能和动态性能更优，能够独立运行有效地降低内部功率对主电网的冲突。

4.2 并网状态下仿真分析

由于 PCC 点闭合大电网的迁入，交流侧负载的变动对系统交流侧自身的影响较小。主要探讨直流侧对系统的影响。如图 7 所示，系统初始运行时，为方便分析在直流侧多增加一路负载负载 L_{DC3} ，直流负载总功率率增至 12 kW，则双向 DC/AC 变流器需调度至交流侧的功率约为 4 kW，光储系统稳定运行后母线电压稳定为 1p.u.，锂电池以最小功率 0.5 kW 充电，系统运行模式 M 为 3。

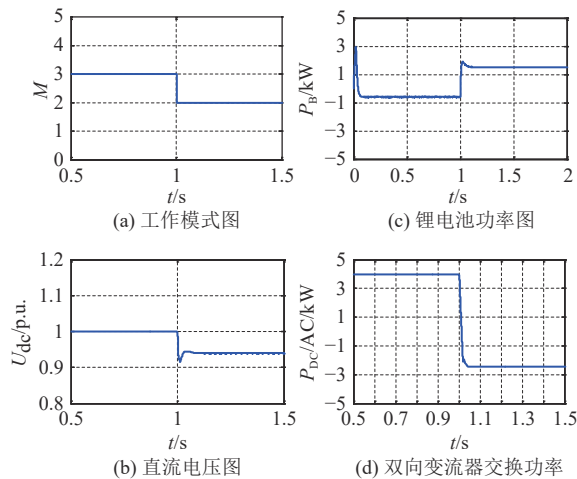


图 7 并网状态下系统运行特性

Fig. 7 System operation characteristics in grid-connected state

当外界环境大幅度变化，1 s 时刻，光照强度突降至 500 W/m^2 ，其输出功率下降至 8 kW，直流侧功率缺额导致直流侧电压突降，锂电池放电供给不足，需从交流侧调度功率，则网侧逆变器处于整流状态。由图 7 (c) 和 (d) 知，交流侧向直流侧输送 2.3 kW 功率，双向变流器的电压和电流变化情况如图 8 所示，锂电池自适应放电输送 1.5 kW 功率。直流侧母线最终稳定在 0.94p.u.，运行模式 M 为 2。

5 结论

本文光储系统状态分为离网和并网，将直流母线电压稳定置为目标，设计了系统协调控制策略及直流电压分层的 5 种运行模式，然后分析各

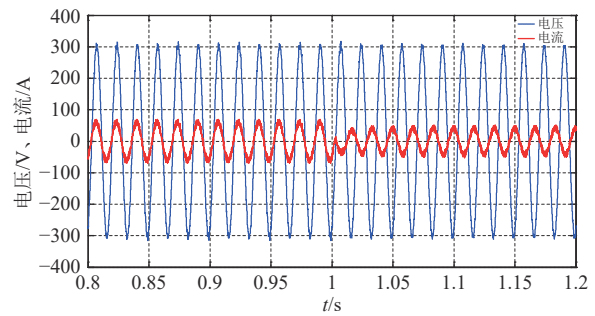


图 8 双向变流器电压电流波形图

Fig. 8 Voltage and current waveform of bidirectional converter

变流器的控制方式。最后通过仿真分析，得到以下结论：

1) 考虑储能装置的工作效率，提出自适应控制方式，将放电电流状态与具体工作模式 M 建立联系；在系统模式 M 为 2 和 4 中，又将放电电流状态与储能装置荷电状态联系，优化储能装置工作性质。

2) 保证储能装置高效利用前提下，网侧变流器引入虚拟同步技术，使得系统具备了虚拟惯量和阻尼系数，并在离网状态下与传统下垂控制方式进行对比分析，系统鲁棒性和稳定性更优。

3) 光储系统在外部扰动作用下，能够根据直流侧电压变化范围，自动调节，无需相互通信，提高系统自治性。

(本刊附录请见网络版，印刷版略)

参考文献

- [1] LIU Xiong, WANG Peng, Loh P C. A hybrid AC/DC microgrid and its coordination control [J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2011, 2(2): 278–286.
- [2] LOH P C, LI Ding, CHAI Yikang, et al. Hybrid AC-DC microgrids with energy storages and progressive energy flow tuning [J]. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2013, 28(4): 1533–1543.
- [3] 王成山, 王守相. 分布式发电供能系统若干问题研究 [J]. *电力系统自动化*, 2008, 32(20): 1–4, 31. WANG Chengshan, WANG Shouxiang. Study on some key problems related to distributed generation systems [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2008, 32(20): 1–4, 31 (in Chinese).
- [4] XIONG L, ZHUO F, WANG F, et al. Static synchron-

- ous generator model: a new perspective to investigate dynamic characteristics and stability issues of grid-tied PWM inverter [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2015: 1 - 1.
- [5] 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 - 16.
LI Xialin, GUO Li, WANG Chengshan, et al. Key technologies of DC microgrids: An Overview [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(1): 2 - 16 (in Chinese).
- [6] 李武华, 顾云杰, 王宇翔, 等. 新能源直流微网的控制架构与层次划分 [J]. 电力系统自动化, 2015, 39(9): 156 - 163.
LI Wuhua, GU Yunjie, WANG Yuxiang, et al. Control architecture and hierarchy division for renewable energy DC microgrids [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(9): 156 - 163 (in Chinese).
- [7] 雷鸣宇, 杨子龙, 王一波, 等. 光/储混合系统中的储能控制技术研究 [J]. 电工技术学报, 2016(23): 86 - 92.
LEI Mingyu, YANG Zilong, WANG Yibo, et al. Study on control technology of energy storage station in photovoltaic/storage system [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016(23): 86 - 92 (in Chinese).
- [8] 米阳, 吴彦伟, 符杨, 等. 独立光储直流微电网分层协调控制 [J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(8): 37 - 45.
MI Yang, WU Yanwei, FU Yang, et al. Hierarchical coordinated control of island DC microgrid with photovoltaic and storage system [J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(8): 37 - 45 (in Chinese).
- [9] 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(S2): 288 - 295.
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(S2): 288 - 295 (in Chinese).
- [10] 王振雄, 易皓, 卓放, 等. 应用于光伏微网的一种虚拟同步发电机结构及其动态性能分析 [J]. 中国电机工程学报, 2017(2): 444 - 453.
WANG Zhenxiong, YI Hao, ZHUO Fang, et al. A hardware structure of virtual synchronous generator in photovoltaic microgrid and its dynamic performance analysis [J]. Proceedings of the CSEE, 2017(2): 444 - 453 (in Chinese).
- [11] 郑天文, 陈来军, 刘炜, 等. 考虑源端动态特性的光伏虚拟同步机多模式运行控制 [J]. 中国电机工程学报, 2017(2): 454 - 463.
LI Wuhua, GU Yunjie, WANG Yuxiang, et al. Multi-mode operation control for photovoltaic virtual synchronous generator considering the dynamic characteristics of primary source [J]. Proceedings of the CSEE, 2017(2): 454 - 463 (in Chinese).
- [12] 张海峥, 张兴, 李明, 等. 一种有功备用式光伏虚拟同步控制策略 [J]. 电网技术, 2019, 43(2): 514 - 520.
ZHANG Haizheng, ZHANG Xing, LI Ming, et al. A photovoltaic virtual synchronous generator control strategy based on active power reserve [J]. Power System Technology, 2019, 43(2): 514 - 520 (in Chinese).
- [13] 张海峥, 张兴, 李明, 等. 基于变步长功率跟踪的有功备用式光伏虚拟同步发电机策略 [J]. 电力系统自动化, 2019, 43(5): 92 - 100.
LI Wuhua, GU Yunjie, WANG Yuxiang, et al. Control architecture and hierarchy division for renewable energy DC microgrids [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(5): 92 - 100 (in Chinese).
- [14] 吕志鹏, 梁英, 曾正, 等. 应用虚拟同步电机技术的电动汽车快充控制方法 [J]. 中国电机工程学报, 2015, 39(9): 156 - 163.
LV Zhipeng, LIANG Ying, ZENG Zheng, et al. Virtual synchronous motor based control scheme of fast charger for electric vehicle application [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 39(9): 156 - 163 (in Chinese).
- [15] 孟润泉, 刘家赢, 文波, 等. 直流微网混合储能控制及系统分层协调控制策略 [J]. 高电压技术, 2015, 41(7): 2186 - 2193.
MENG Runquan, LIU Jiaying, WEN Bo, et al. Hybrid energy storage control and system hierarchical coordinated control strategy for DC microgrids [J]. High Voltage Engineering, 2015, 41(7): 2186 - 2193 (in Chinese).
- [16] 支娜, 张辉, 邢小文. 直流微电网协调控制策略研究 [J]. 西安理工大学学报, 2012, 28(4): 421 - 426.
ZHI Na, ZHANG Hui, XING Xiaowen, et al. DC microgrid coordinated control strategy research [J]. Journal of Xi'an University of Technology, 2012,

- 28(4): 421 – 426 (in Chinese).
- [17] 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 (in Chinese).
- [18] BOROYEVICH D, CVETKOVIC I, DONG D, et al. Future electronic power distribution systems-A contemporary view [C]// 2010 12th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM). Brasov, Romania: IEEE, 2010.
- [19] 谢旺. 基于Thevenin等效电路模型的锂离子电池组SOC估算研究 [D]. 上海: 上海交通大学, 2013.
- [20] 鲍薇, 胡学浩, 李光辉, 等. 独立型微电网中基于虚拟

阻抗的改进下垂控制 [J]. 电力系统保护与控制, 2013(16): 7 – 13.

BAO Wei, HU Xuehao, LI Guanghui, et al. An improved droop control strategy based on virtual impedance in islanded micro-grid [J]. *Power System Protection and Control*, 2013(16): 7 – 13 (in Chinese).

收稿日期: 2019-06-17

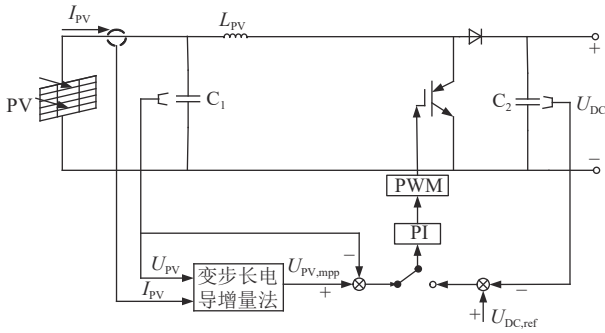
作者简介:

范亚楠 (1991), 男, 硕士研究生, 从事新能源及其并网技术研究, E-mail: 1136314941@qq.com;

刘天羽 (1978), 男, 博士, 教授, 从事控制理论与控制工程、智能控制、模式识别和风力发电机组故障诊断;

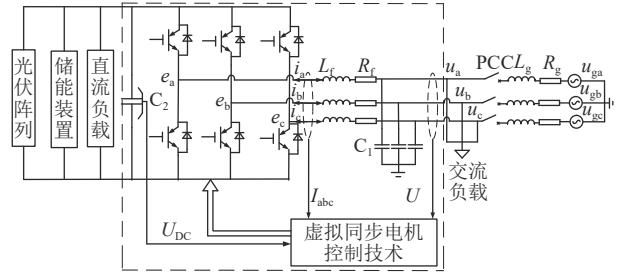
张新松 (1980), 男, 博士, 副教授, 主要从事电力系统优化、可再生能源发电技术与储能并网技术方面的研究工作。

附录 A



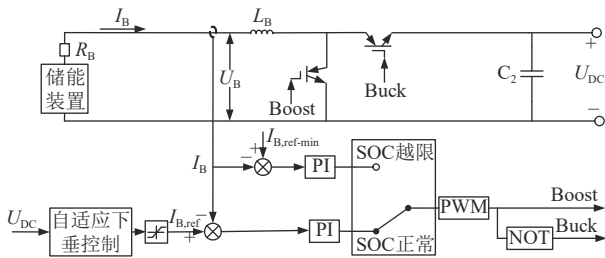
附图 A1 光伏 DC/DC 变流器控制框图

Fig. A1 Control block diagram of photovoltaic DC/DC converter



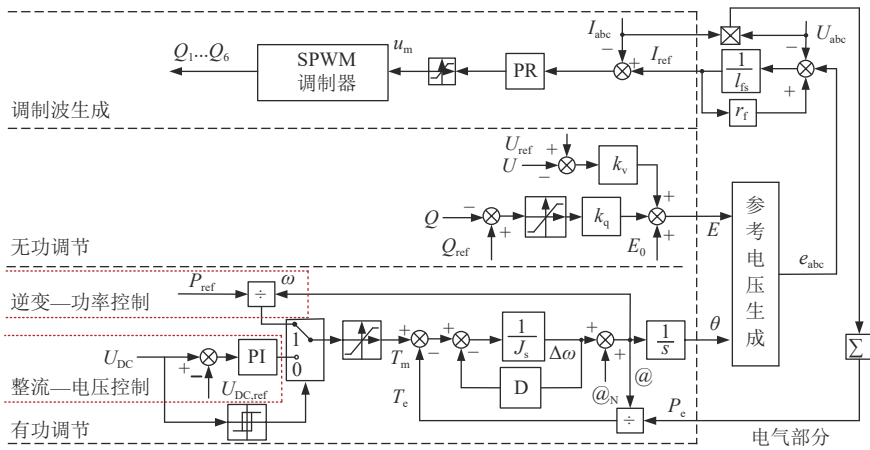
附图 A3 系统双向变流器拓扑图

Fig. A3 Topology of bidirectional converter in system



附图 A2 双向 DC/DC 变流器控制框图

Fig. A2 Control block diagram of bidirectional DC/DC converter



附图 A4 虚拟同步控制技术原理图

Fig. A4 Principle of virtual synchronization control technology