

光储微网源网荷储双时间尺度协调运行策略

李德兴, 邱志斌, 王青, 曾智洋, 阙晓宇, 黄梓涵

(南昌大学能源与电气工程系, 南昌 330031)

摘要: 在并网型光储微电网中为了充分发挥储能“峰谷套利”的作用降低微网运行成本, 并减少光伏和负荷的功率波动对套利效果的影响, 提出了一种基于分时电价以储能为主要调度控制对象的光储微电网源网荷储双时间尺度协调运行策略。在日前优化调度模型中, 考虑储能充放电频次和深度造成的储能系统损耗成本, 以微电网运行成本最低为目标建立目标函数以确定不同光伏出力及负荷情况下储能最优充放电时段和充放电量。在日内实时控制模型中, 根据分时电价机制结合储能日前调度计划和充放电约束将各种光伏出力及负荷情况划分成不同的运行场景, 并给出各运行场景下储能充放电功率计算公式以控制储能实时出力并调整日前出力计划, 降低光伏和负荷的功率波动对套利效果的影响。通过仿真算例对所提控制策略进行验证, 结果表明: 所提策略很好地发挥了储能“峰谷套利”的作用, 提高了微电网运行经济性, 同时降低了光伏和负荷功率波动的影响。

关键词: 光储微电网; 分时电价; 双时间尺度; 调度计划; 实时控制

Dual-Time Scales Coordination Operation Strategy of Photovoltaic Storage Microgrid Source-Grid-Load-Storage

LI Dexing, QIU Zhibin, WANG Qing, ZENG Zhiyang, QUE Xiaoyu, HUANG Zihan

(Department of Energy and Electrical Engineering, Nanchang University, Nanchang 330031, China)

Abstract: In order to give full play to the role of energy storage "peak valley arbitrage" in the grid-connected photovoltaic storage microgrid to reduce the operation cost of microgrid, and to reduce the effect of photovoltaic and load power fluctuations on the arbitrage effect, a dual-time scales coordinated operation strategy of photovoltaic storage microgrid source-grid-load-storage is proposed based on time-of-use electric price and with energy storage as the main scheduling control object. In the day-ahead optimal scheduling model, the energy storage system loss costs caused by the frequency and depth of energy storage charging and discharging are considered. The objective function is established with the target to minimize the operation cost of microgrid, and optimize charging and discharging period and amount of energy storage under different photovoltaic outputs and load conditions. In the intraday real-time control model, various photovoltaic outputs and load conditions are divided into different operation scenarios according to the time-of-use electric price mechanism, the energy storage day-ahead scheduling plan and charging and discharging constraints. The calculation formulas of energy storage charging and discharging power in various operation scenarios are given to control the energy storage real-time output, adjust day-ahead output plan and reduce effects of photovoltaic and load power fluctuations on the arbitrage. The proposed control strategy is verified by simulation examples. The results show that the proposed strategy plays a good role of "peak-valley arbitrage" of energy storage, and the operation economy of microgrid is improved. At the same time, the influences of photovoltaic and load power fluctuation are reduced.

Key words: photovoltaic storage microgrid; time-of-use electric price; dual-time scales; scheduling plan; real-time control

0 引言

随着能源和环境问题日益突出,逐步改变能源结构、发展可再生能源已经成为共识。但可再生能源如太阳能、风能具有随机性和间歇性等特点,其大规模接入电网后,对电力系统的运行与调度带来了极大挑战^[1-6]。微电网的出现为可再生能源的综合利用提供了一种有效手段,微电网是集成分布式电源、储能与负荷的小型发配电系统^[7-10],通过内部源储荷各单元的协调配合,可实现自治运行和友好并网交互,是实现大规模分布式可再生能源接入电网的有效载体^[11-14]。制定科学的微电网源网荷储协调运行策略可以有效地降低微电网运行成本,提高供电经济性。

已有学者对微电网源网荷储协调运行开展了一些研究:文献[15]提出了基于电价和碳配额双重激励协同博弈的含电动汽车微电网的优化调度策略以降低微电网和电动汽车的成本。文献[16]针对考虑源荷双侧不确定性的多能源系统,提出了一种基于广义储能的不确定优化调度策略,建立了以运行成本最低为目标的不确定优化调度模型。文献[17]为解决微电网中随机性、波动性和分布式电源出力管理困难的问题,提出了一种并网模式下微电网优化调度的综合经济模型。文献[18]为应对微电网中源荷匹配性较差及弃风弃光的问题,计及需求响应对微电网源荷储协调优化调度进行研究,建立了以系统运行成本最低为目标的优化调度模型。上述文献从降低微电网运行成本、提高可再生能源消纳以及节能减排等角度提出了各种日前优化调度策略,但是单一时间尺度的日前优化调度策略由于存在预测误差和调度时间尺度较长的缺陷,不能很好地应对不确定性因素造成的实时功率不平衡现象。文献[19]为了使微电网控制系统中比例积分(proportional integral, PI)控制器的参数能够更好地适应可再生能源的随机性和波动性,提出了基于自适应步长的四分多策略果蝇优化算法对其进行实时优化。文献[20]针对并网型微电网提出了储能侧实时控制策略,以负荷和光伏出力差值作为储能的功率指令,可以根据光伏出力和负荷的实时变化不断调整储能的充放电功率。文献[19-20]所提实时控制策略是一种单时间断面的方法,该方法仅考虑当前的系统状态,可能影响储能等在未来时段响应

调度的能力。

面对上述模型策略的不足,有学者将不同时间尺度的运行策略结合到一起形成多时间尺度策略。文献[21]针对微电网中风电、光伏出力和负荷大小的不确定性,从日前和实时两个阶段出发,建立了微电网两阶段优化调度模型。文献[22]提出一种融合多场景分析的多时间尺度随机优化调度策略,在日前调度阶段以日运行成本最低为目标构建日前优化调度模型,在日内调度阶段基于模型预测控制构建日内滚动优化调度模型。文献[23]在考虑各类分布式资源调度灵活性的基础上,从日前和日内2个时间尺度出发,建立以总运行成本最小为目标的独立微电网优化调度模型。上述多时间尺度协调运行的文献在日内实时调度阶段用到了超短期功率预测的手段来修正日前调度计划,但超短期功率预测存在一定的预测误差。

本文针对光储微电网源网荷储协调运行存在的不足提出了一种微电网源网荷储双时间尺度协调运行策略。在日前优化调度模型中,将日前光伏出力和负荷预测曲线代入到建立的目标函数中,确定储能最优充放电时段和充放电量;结合储能日前调度计划,采用基于场景划分的日内实时控制策略直接根据光伏和负荷实时测量数据不断改变储能充放电功率以调整日前出力计划,降低功率波动对套利效果的影响。最后,通过算例仿真验证了所提控制策略的有效性。

1 源网荷储双时间尺度控制策略

本文以光伏、储能和负荷组成的并网型微电网为研究对象,光储微电网源网荷储协调运行示意图如图1所示。

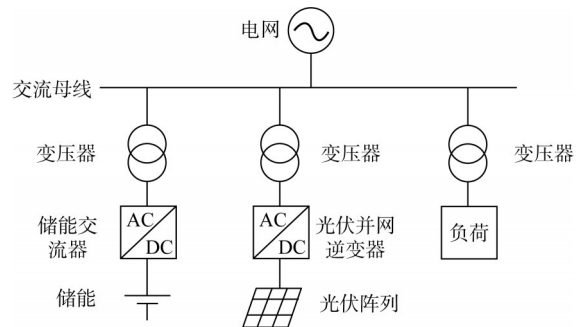


图1 微电网源网荷储协调运行示意图

Fig. 1 Schematic diagram of source-grid-load-storage coordinated operation in microgrid

微电网源网荷储双时间尺度协调运行策略如图 2 所示。在日前优化调度模型中通过短期预测手段和建立目标函数的方式确定储能最优充放电时段和充放电量。日前优化调度用到了日前光伏出力和负荷预测手段,存在着一定的预测误差,并且日前优化调度模型给出的是小时级时间尺度的调度计划,时间尺度较大,不能很好地应对不确定性因素造成的实时功率不平衡的情况^[24-25]。为此本文在日前优化调度的基础上采用基于场景划分的日内实时控制策略,在 10 min 级时间尺度下根据光伏和负荷实测数据改变储能充放电功率以调整日前出力计划,降低预测误差和功率波动带来的影响。

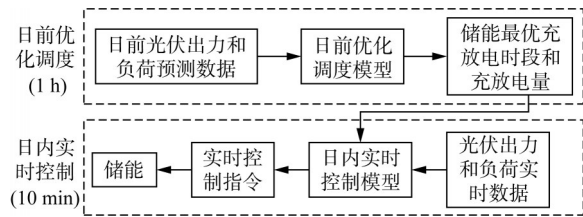


图 2 双时间尺度协调运行策略

Fig. 2 Dual-time scales coordinated operation strategy

根据分时电价机制可知一天内存在多个电价时段,低谷、平段、高峰相互交替,日前优化调度模型通过日前预测数据确定各电价时段储能的充放电量总值,在日内实时控制阶段储能根据不同电价时段各自的充放电策略,选择性跟踪日前调度模型在该电价时段确定的充放电量总值。储能充电时:为确保一天结束后储能的电量尽可能接近初始值,任何电价时段储能都执行日前调度模型在该电价时段确定的充电量总值。储能放电时:在低谷时段储能不放电;在高峰时段希望储能根据负荷光伏的实时差额和自身电量情况尽可能地放电,无需执行日前调度计划在该高峰时段限定的总放电量;在平价时段若其后还有高峰时段,为确保储能的电量可以满足后面高峰时段的放电需求,当储能的累计放电量达到日前调度计划在该平价时段确定的总放电量时储能停止放电,若该平价时段后面无高峰时段,则根据实时差额和自身电量情况尽可能地放电。

2 日前优化调度模型

日前优化调度以最小化微电网运行成本为目标,即根据光伏、负荷的日前预测功率,综合考虑分时电价差、储能充放电频次和深度造成的储能系

统损耗成本、储能充放电约束等,通过优化调度储能充放电并确定微电网购售电功率,使微电网系统总运行成本最低。

2.1 目标函数

通过日前优化调度实现微电网运行成本最低。这里对微电网单日运行成本 F_1 进行分析,目标函数为:

$$\min F_1 = \min(C_{\text{Grid}} + C_{\text{PV}} + C_{\text{Bat}} - E_{\text{PV}}) \quad (1)$$

式中: C_{Grid} 为微电网向电网的购电成本; C_{PV} 为光伏折算到单日的发电成本; C_{Bat} 为储能折算到单日的运行成本; E_{PV} 为光伏余电上网收益。

1) 微电网向电网的购电成本 C_{Grid} 包括不同调度时段向电网购电的费用,计算如下。

$$C_{\text{Grid}} = \sum_{t=1}^D P'_d q'_{\text{grid}} \Delta t \quad (2)$$

式中: D 为一天调度时段数量; P'_d 为 t 时段的购电功率; q'_{grid} 为 t 时段电网分时电价; Δt 为每个时段的长度。

2) 光伏折算到单日的发电成本 C_{PV} 包括折旧成本和维护成本,计算如下。

$$C_{\text{PV}} = \frac{(1 + \lambda_p) C_p Q_p}{N_p} \quad (3)$$

式中: λ_p 为光伏设备维护费率; C_p 为光伏设备单位容量造价; Q_p 为光伏设备容量; N_p 为光伏设备全寿命周期运行天数。

3) 储能折算到单日的运行成本^[26] C_{Bat} 包括折旧成本和维护成本,计算如下。

$$C_{\text{Bat}} = C_m + C_n \quad (4)$$

式中: C_m 为储能装置的折旧成本; C_n 为储能的维护成本。

储能的寿命与其充放电频次及深度密切相关,储能的循环次数 $N_a(\cdot)$ 与充放电深度关系如式(5)所示。

$$N_a[D(j)] = N_0 \times \left[\frac{D_r}{D(j)} \right]^{0.19} \times e^{1.69 \times \left[1 - \frac{D(j)}{D_r} \right]} \quad (5)$$

式中: $D(j)$ 、 D_r 分别为储能第 j 次的放电深度和额定放电深度(一般为 1.0); N_0 为储能以额定功率充满放时的最大循环次数。

假设储能一天内充放电 k 次,采用雨流计数法,根据式(5)则一天内等效额定充放电次数 N' 、等效寿命损耗 T_c 和折旧成本 C_m 分别表示为^[27]:

$$N' = \sum_{j=1}^k \frac{N_0}{N_a(D(j))} \quad (6)$$

$$T_c = \frac{N'}{N_0} = \sum_{j=1}^k \frac{1}{N_a[D(j)]} \quad (7)$$

$$C_m = T_c C_{inv} = \sum_{j=1}^k \frac{C_{inv}}{N_a[D(j)]} \quad (8)$$

式中 C_{inv} 为储能初始投资成本。由式(8)可知,若储能频繁充放电(即 k 大)、充放电过深(即 $D(j)$ 大),则其使用寿命将减损严重,增加运行成本。

储能的维护成本 C_n 与储能充放电功率的绝对值成正比^[28]。

$$C_n = \sum_{t=1}^D C_k |I'_{ch} P'_{ch} + I'_{dis} P'_{dis}| \Delta t \quad (9)$$

式中: C_k 为储能电池的维护成本系数; I'_{ch} 为0-1整数变量,取0和1分别表示储能电池在 t 时段处于放电和充电状态; I'_{dis} 为0-1整数变量,取0和1分别表示储能电池在 t 时段处于充电和放电状态; P'_{ch} 为 t 时段内储能电池充电功率; P'_{dis} 为 t 时段内储能电池放电功率。

4)光伏侧采取“自发自用,余电上网”的运行策略,光伏余电上网收益 E_{pv} 为:

$$E_{pv} = \sum_{t=1}^D q_{pv} P'_{pv,g} \Delta t \quad (10)$$

式中: q_{pv} 为光伏余电上网电价; $P'_{pv,g}$ 为光伏余电上网功率。

2.2 约束条件

1)功率平衡约束

$$P'_{grid} + P'_{pv} + P'_{bat} = P'_{load} \quad (11)$$

式中: P'_{grid} 为 t 时段的联络线功率,为正值时表示微电网向电网购电,为负值时表示微电网向电网售电; P'_{pv} 为 t 时段光伏发电功率; P'_{bat} 为储能 t 时段充放电功率,为正值时表示储能放电,为负值时表示储能充电; P'_{load} 为 t 时段微电网负荷。

2)光伏出力约束

$$P'_{pv} \leq P'_{pv} \leq P'_{pv}^{\max} \quad (12)$$

式中 $P'_{pv}^{\min}$ 、 $P'_{pv}^{\max}$ 分别为光伏出力最小值、最大值。由于设备容量的限制,光伏出力存在上下限。

3)储能充放电约束

储能运行应考虑荷电状态、充放电功率等约束,由于微电网的调度会呈现一定的周期性,为保证储能系统满足下一天的运行,在一个调度周期内储能始末端荷电状态应相同,约束如下。

$$\begin{cases} 0 \leq P'_{ch} \leq P'_{ch}^{\max} \\ 0 \leq P'_{dis} \leq P'_{dis}^{\max} \\ S'_{oc}^{\min} < S'_{oc} < S'_{oc}^{\max} \\ S'_{oc}(T_0) = S'_{oc}(T_{24}) \end{cases} \quad (13)$$

式中: $P'_{ch}^{\max}$ 和 $P'_{dis}^{\max}$ 分别为储能最大充放电功率; S'_{oc} 为储能 t 时刻荷电状态; $S'_{oc}^{\min}$ 和 $S'_{oc}^{\max}$ 分别为储能最小和最大荷电状态; $S'_{oc}(T_0)$ 为调度起始时刻储能的荷电状态; $S'_{oc}(T_{24})$ 为调度末时刻储能的荷电状态。

4)联络线传输功率限制

$$P'_{grid}^{\min} < P'_{grid} < P'_{grid}^{\max} \quad (14)$$

式中 $P'_{grid}^{\min}$ 和 $P'_{grid}^{\max}$ 分别为微电网与外电网允许传输的最小、最大功率。

3 日内实时控制模型

3.1 实时控制策略基本思路

日前优化调度模型没有兼顾光伏和负荷更短时间尺度下功率波动的影响。为此在日前优化调度的基础上,采用基于场景划分的日内实时控制策略根据光伏出力、负荷的实时测量数据在10 min级时间尺度下控制储能充放电功率以调整日前出力计划,降低实时功率波动带来的影响。当光伏出力大于负荷时,无论在任何分时电价时段,光伏供应电量存在剩余时优先给储能充电,当充电量达到该时段日前调度计划值时微电网将多余电能出售给电网;当光伏出力小于负荷时储能根据不同电价时段各自的充放电策略,选择性跟踪日前调度计划在该电价时段确定的充放电电量总值。

3.2 储能实时控制策略

日内实时控制模型根据分时电价机制、储能充放电约束结合日前调度计划将各种光伏出力情况和负荷情况划分成不同的运行场景,并给出各运行场景下储能充放电功率计算公式。每10 min采集一次光伏出力数据 $P_p(k)$ 、负荷数据 $P_l(k)$ 、储能在该电价时段累计充放电电量, k 表示日内控制时刻,将采集的数据输入到控制模型中得到储能功率 $P_b(k)$ 指令,储能功率为正值时表示放电,为负值时表示充电。

1)低谷时段控制策略,具体控制流程及场景划分如图3所示。当光伏出力大于负荷时,光伏出力大于负荷的部分给储能充电,光伏出力与负荷的差额是实时变化的。当光伏出力与负荷的差额小于储能的充电功率 $P'_{ch}^{\max}$ 时,储能以光伏出力与负荷

的差额充电,反之储能以最大功率充电。若电网侧有日前充电计划则优先执行网侧充电计划,光伏协同充电;当光伏出力小于负荷时电网以日前调度计划在该低谷时段确定的数值 $P'_{b,ref}$ 给储能充电,储能跟踪日前调度计划在该低谷时段确定的充电量总值,当累计充电量达到日前调度计划在该低谷时段确定的数值时储能停止充电。

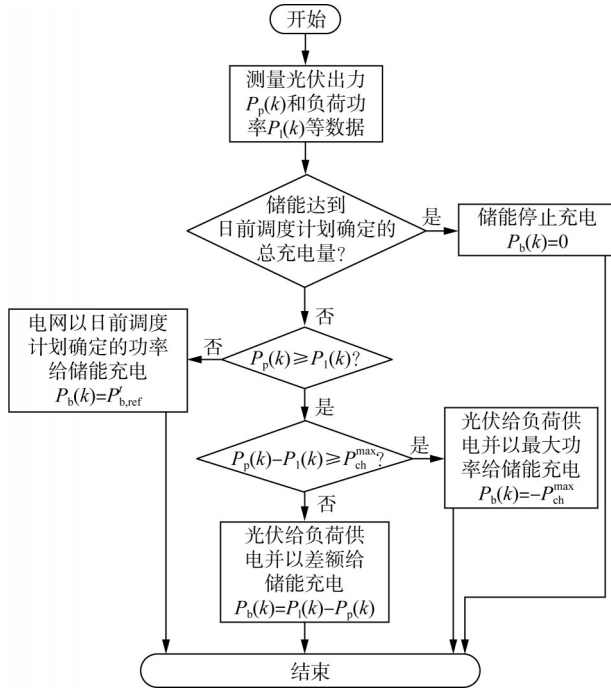


图3 低谷时段控制流程及场景划分

Fig. 3 Control process and scenario division for low-valley hours

2) 高峰时段控制策略,具体控制流程及场景划分如图4所示。当光伏出力大于负荷时储能充电功率控制与低谷时段一致,在整个高峰时段储能可能出现多次充放,当储能充电量达到日前调度计划在该高峰时段确定的总充电量或储能荷电状态上限时储能停止充电。当光伏出力小于负荷时,光伏和储能优先给负荷供电,不足部分由电网提供,负荷与光伏出力的差额是变化的,当其小于储能最大放电功率 P_{dis}^{max} 时,储能以差额放电,反之储能以最大功率放电,为了让储能更好地进行峰谷套利,高峰时段希望储能根据实时差额和自身电量情况尽可能地放电,无需跟踪日前调度计划在该高峰时段限定的总放电量。

3) 平价时段控制策略,具体控制流程及场景划分如图5所示。

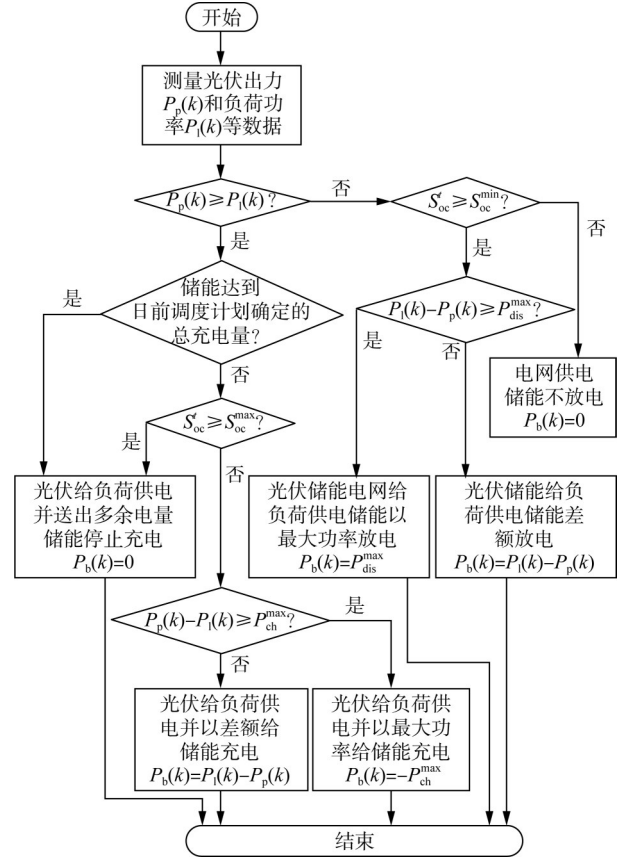


图4 高峰时段控制流程及场景划分

Fig. 4 Control process and scenario division for peak hours

当光伏出力大于负荷时,储能充电策略与高峰时段一致。当光伏出力小于负荷时,储能进行放电,储能放电功率控制与高峰时段一致,若该平价时段后面还有高峰时段,为了确保储能的电量可以满足后面高峰时段的放电需求,当储能的累计放电量达到日前调度计划在该平价时段确定的总放电量或储能荷电状态下限时储能停止放电,若该平价时段后面无高峰时段,则根据实时差额和自身电量情况尽可能地放电。

4 算例分析

4.1 基础数据

本文参考某微电网示范工程,构造了光储微电网简化模型,光伏的装机容量为35 MW,储能的容量配置为145 MWh,储能电池的相关参数见表1,将储能电池的荷电状态限制在一定范围内可以有效地延长其使用寿命,本文将储能电池的荷电状态设定为0.1~0.9^[29]。假设该微电网运行在某一典型场景日,日前光伏出力和负荷预测曲线如图6所

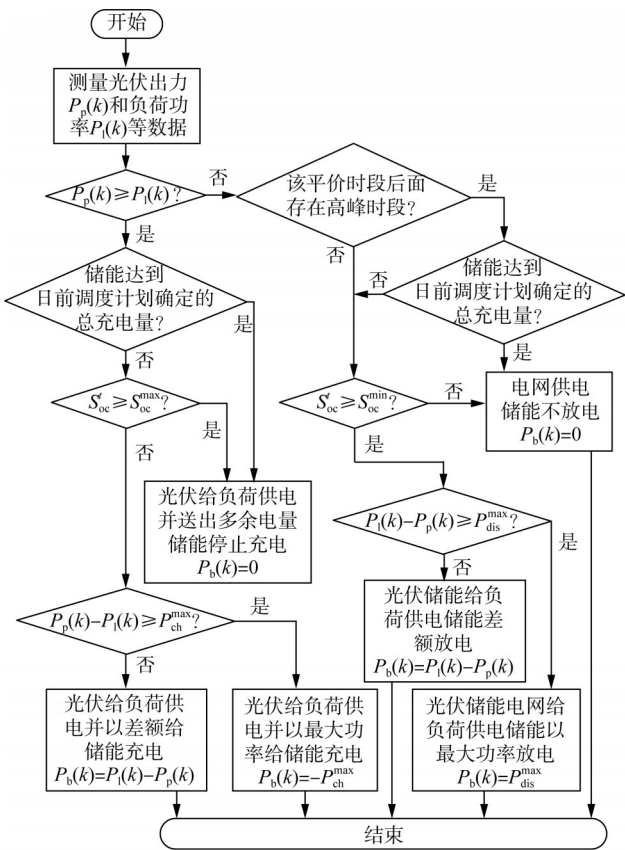


图5 平价时段控制流程及场景划分

Fig. 5 Control flow and scenario segmentation for parity hours

示,通过对日前预测曲线叠加随机量模拟实际功率曲线如图7所示。

表 1 储能电池参数

Tab. 1 Parameters of energy storage battery

储能最大充放电功率/MW	SOC的最小限值	SOC的最大限值	最大充放电次数/次
72.5	0.1	0.9	7 500

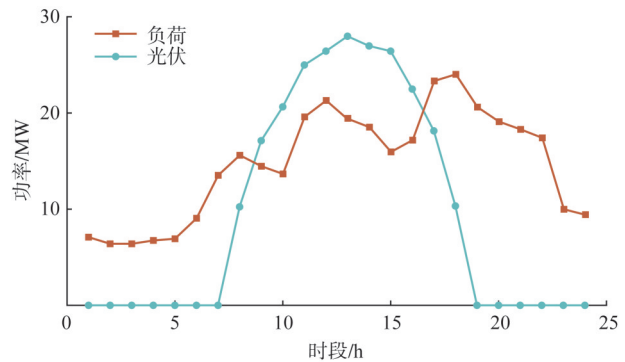


图6 日前光伏出力和负荷预测曲线

Fig. 6 Curves of day-ahead PV outputs and loads predictions

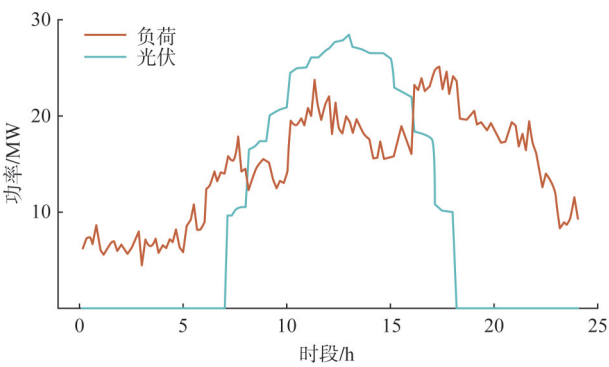


图7 光伏出力和负荷实时运行曲线

Fig. 7 Real-time operation curves of PV outputs and loads

4.2 仿真分析

Yalmip是由Lofberg开发的一种MATLAB优化工具箱,是一种定义和求解高级优化问题的模块化语言,CPLEX求解器具备极快的求解速度、极高的求解精度以及很高的求解稳定性,本文在MATLAB 2021A环境下,通过Yalmip工具箱调用CPLEX 12.9求解器求解日前优化调度模型。根据前文建立的日内实时控制流程,通过MATLAB编写相关程序对日内实时控制模型进行求解。为了验证本文所提控制策略的有效性,在相同的基础数据和控制目标下采用不同的分时电价设置了2个算例,每个算例下设置了2种供电场景:场景1,仅大电网和光伏给负荷供电;场景2,大电网、光伏和储能协同供电。

4.2.1 算例1微电网源网荷储协调运行分析

在该算例中光伏出力峰值时段刚好是分时电价的高峰时段,大多数省份采用类似的分时电价,图8是某地区工商业分时电价。

场景1中,仅考虑大电网和光伏给负荷供电,

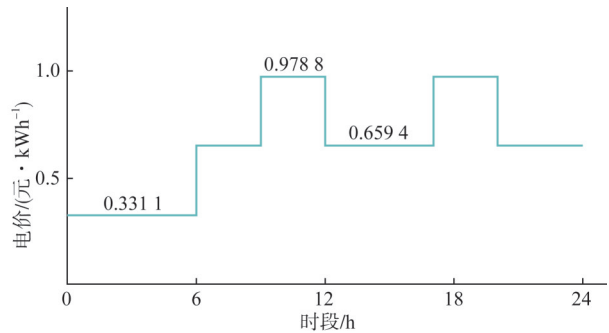


图8 某地区工商业分时电价

Fig. 8 Time-of-use electric prices for industry and commerce in a certain region

不配置储能,大电网和光伏协同供电情况如图9所示。从场景1中可以看出,在10—12的第一个电价高峰时段,负荷使用光伏发电,没有向大电网购电,节省了用电成本。但是该时段正值光伏出力的高峰,光伏所发电量远大于负荷,由于未配置储能,无法利用储能存储多余的光伏电量,造成了大量光伏电以低价格上网,没有充分地利用光伏发电,不利于微电网的经济运行,事实上现行的相关政策也鼓励分布式光伏尽可能地自发自用,减少余电上网比例。在18—20的第二个电价高峰时段,由于光伏发电远小于负荷,导致该时段微电网只能向大电网购电,产生了大量的购电成本,极大地增加了微电网运行成本。

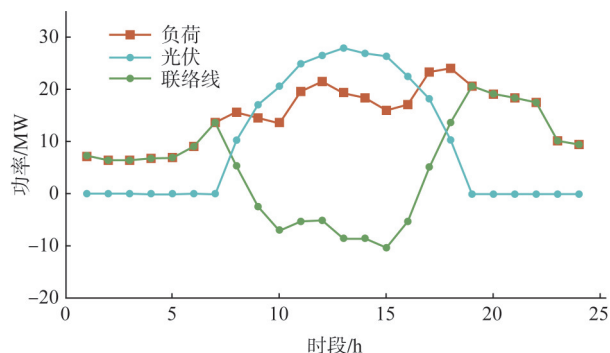


图9 场景1大电网和光伏协同供电

Fig. 9 Collaborative power supply of large power grid and photovoltaic in Scenario 1

场景2中,配置储能,利用储能进行峰谷套利,同时考虑储能频繁充放电造成的储能系统损耗成本,大电网、光伏和储能协同供电情况如图10所示。

相较于场景1,场景2在10—12的第一个电价

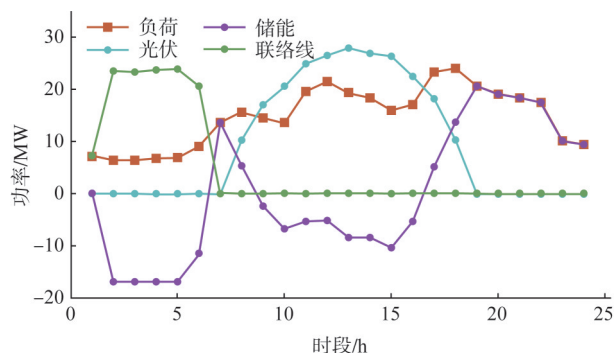


图10 场景2微电网源网荷储协调运行曲线

Fig. 10 Coordinated operation curves of microgrid source-grid-load-storage in Scenario 2

高峰时段不仅使用了光伏给负荷供电,同时通过储能将多余的光伏电量存储起来,在18—20的第二个电价高峰时段释放出来,让储能利用光伏电进行套利,有效地降低了微电网运行成本。事实上,在考虑储能频繁充放电造成的储能系统损耗成本的前提下,场景2的微电网日运行成本为91 681元,场景1的微电网日运行成本为115 413元,场景2比场景1节省了23 732元,通过储能的峰谷套利有效地降低了微电网运行成本。各场景优化运行结果如表2所示。

表2 各场景优化运行结果

Tab. 2 Optimized operation results of various scenarios 元

场景	电网交互成本	光伏发电成本	储能成本	总成本
场景1	101 989	13 424	0	115 413
场景2	40 395	13 424	37 862	91 681

通过日内实时控制模型对场景2的日前调度计划进行实时调整,以便更好地应对实时功率波动,降低功率波动对套利效果的影响,微电网源网荷储日内实时运行结果如图11所示。

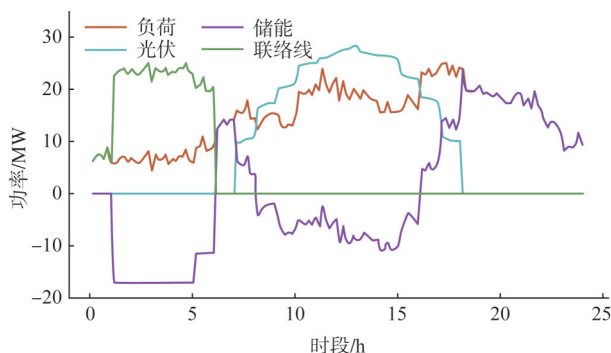


图11 场景2微电网源网荷储实时协调运行曲线

Fig. 11 Real-time coordinated operation curves of microgrid source-grid-load-storage in Scenario 2

从图10可以看出,在日前优化调度模型中得到的是储能小时级的充放电功率,时间尺度较大,而实时运行过程中光伏出力和负荷是不断变化的,如果储能以小时级的恒定功率充放电,不能很好地应对实时功率波动,会损失部分经济效益。日内实时控制模型通过场景划分的方式对日前小时级的调度计划进行实时调整,得到10分钟级的储能充放电功率控制指令。与图10对比分析可以看出,图11中各供电单元在实时控制阶段的输出功率围绕着

日前优化调度的结果在一定范围内波动, 对微电网源网荷储日内实时运行结果进行分析可以发现, 储能侧: 在 1—6 的低谷时段, 由于没有光伏出力, 电网在满足负荷需求的同时给储能充电, 储能充电量跟踪日前调度计划在该低谷时段确定的充电量总值, 在 7—8 的第一个平价时段储能根据负荷与光伏出力的实时差额进行放电实现第一次分时电价套利; 在 9—16 的平价和高峰时段, 由于光伏出力大于负荷, 光伏根据负荷与光伏出力的实时差额给储能充电, 在 17—24 的高峰和平价时段进行放电实现第二次分时电价套利。光伏侧: 在任何时段存在光伏出力时优先使用光伏发电, 在 9—16 的平价和高峰时段, 光伏出力大于负荷时, 光伏优先给储能充电, 最大程度地发挥光伏发电的价值。电网侧: 在电价最低的低谷时段, 微电网向电网的购电量最多, 在电价最高的高峰时段, 微电网没有向电网购电, 有效地降低了购电成本。微电网日内实时协调运行总成本为 91 555 元, 在总成本相近的情况下, 通过日内实时控制模型对日前调度计划进行调整, 降低了预测误差的影响, 更好地应对了实时功率波动, 更贴近实际运行情况。由于日前预测误差的存在, 在实际运行时, 有时候只能通过外部网络来平抑预测误差, 平抑过程会产生大量的购电成本, 可能会出现实际运行成本略高于日前优化成本的情况^[30]。

4.2.2 算例2微电网源网荷储协调运行分析

在该算例中光伏出力峰值时段是分时电价的低谷时段, 此类分时电价有别于传统分时电价, 部分省份正在试行。图 12 是某地区工商业分时电价。

场景 1 中仅考虑大电网和光伏给负荷供电, 不

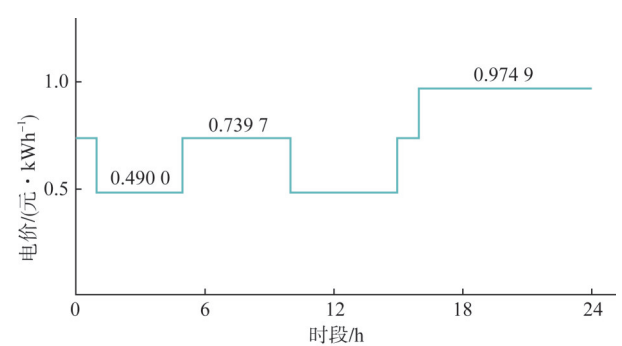


图 12 某地区工商业分时电价
Fig. 12 Time-of-use electric prices for industry and commerce in a certain region

配置储能, 协同供电情况如图 13 所示, 由于和算例 1 采用了相同的日前光伏出力和负荷预测数据, 该场景下的协调运行曲线和算例 1 一致。由于未配置储能, 在 10—16 大量光伏电以低价格上网, 同时在 17—24 的电价高峰时段, 微电网向大电网大量购电, 增加了微电网的运行成本。

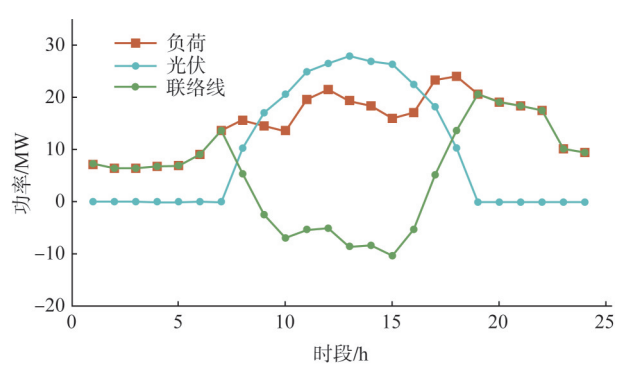


图 13 场景 1 大电网和光伏协同供电
Fig. 13 Collaborative power supply of large power grid and photovoltaic in Scenario 1

场景 2 中配置储能, 储能利用电价差进行套利, 同时考虑储能频繁充放电造成的储能系统损耗成本, 大电网、光伏和储能协同供电情况如图 14 所示。各场景优化运行结果如表 3 所示, 场景 2 比场景 1 节省了 30 467 元, 有效地降低微电网运行成本。

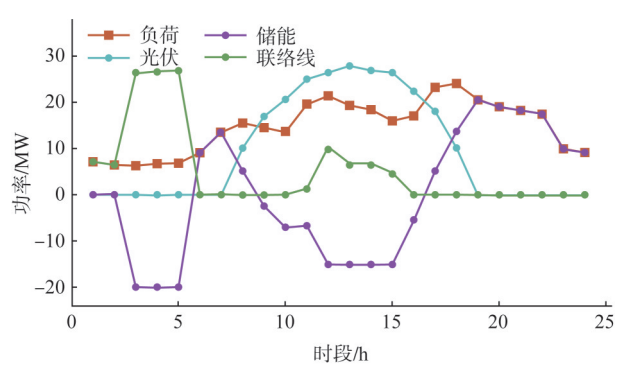


图 14 场景 2 微电网源网荷储协调运行曲线
Fig. 14 Coordinated operation curves of microgrid source-grid-load-storage in Scenario 2

表 3 各场景优化运行结果

Tab. 3 Optimized operation results of various scenarios 元

场景	电网交互成本	光伏发电成本	储能成本	总成本
场景 1	134 700	13 424	0	148 124
场景 2	63 132	13 424	41 101	117 657

通过日内实时控制模型对场景2的日前调度计划进行实时调整,得到微电网源网荷储日内实时运行结果如图15所示。

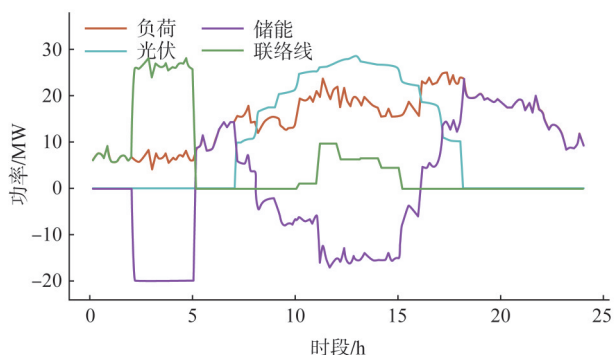


图15 场景2微电网源网荷储实时协调运行曲线

Fig. 15 Real-time coordinated operation curves of microgrid source-grid-load-storage in Scenario 2

与图14对比分析可以看出,图15中各供电单元在实时控制阶段的输出功率围绕着日前优化调度的结果在一定范围内波动,对微电网源网荷储日内实时运行结果进行分析可以发现,储能侧:在3—5的第一个低谷时段,由于没有光伏出力,电网在满足负荷需求的同时给储能充电,储能充电量跟踪日前调度计划在该低谷时段确定的充电量总值,在6—8的第一个平价时段储能根据负荷与光伏出力的实时差额进行放电实现第一次分时电价套利;在9—16的平价和低谷时段,由于光伏出力大于负荷,光伏根据负荷与光伏出力的实时差额给储能充电,同时电网在低谷时段给储能充电,充电量跟踪日前调度计划在该低谷时段确定的充电量总值,在17—24的高峰时段进行放电实现第二次分时电价套利。电网侧:在电价最低的低谷时段,微电网向电网的购电量最多,在电价最高的高峰时段,微电网没有向电网购电,有效地降低了购电成本。微电网日内实时协调运行总成本为116 874元。

从算例1和算例2的运行结果中可以发现,所提双时间尺度协调运行策略可以有效地应对不同省份的分时电价,在考虑储能频繁充放电造成的储能系统损耗成本的前提下,利用储能进行电价套利,仍可以有效地降低微电网运行成本,通过采用基于场景划分的日内实时控制策略可以根据实时测量数据调整日前出力计划降低预测误差的影响,更好地应对实时功率波动。

5 结语

本文针对光储微电网源网荷储协调运行问题提出了一种双时间尺度协调运行策略,日前优化调度策略和日内实时控制策略形成了2种时间尺度策略的协调配合。在日前优化调度模型中,考虑储能充放电频次和深度造成的储能系统损耗成本,然后通过短期预测手段和建立目标函数的方式在小时级时间尺度下确定储能的充放电情况。在日内实时控制模型中,采用基于场景划分的日内实时控制策略在10 min级时间尺度下根据光伏和负荷实测数据改变储能充放电功率以调整日前出力计划,降低了预测误差和功率波动带来的影响,保证了日前调度计划被实时有效地执行。相较于单时间断面的调度控制策略,本文所提策略能提供更为精准的控制指令,更好地应对光伏和负荷的实时功率波动。

参考文献

- [1] 刘练,李林,丁明,等.面向园区的光储型微电网设计与应用[J].电力系统保护与控制,2020,48(3):171-179.
LIU Lian, LI Lin, DING Ming, et al. Design and application of photovoltaic and energy storage microgrid for the park[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(3): 171-179.
- [2] 孙惠,翟海保,吴鑫.源网荷储多元协调控制系统的研究及应用[J].电工技术学报,2021,36(15):3264-3271.
SUN Hui, ZHAI Haibao, WU Xin. Research and application of multi-energy coordinated control of generation, network, load and storage[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(15): 3264-3271.
- [3] GUO Xusheng, LOU Suhua, WU Yaowu, et al. Low-carbon operation of combined heat and power integrated plants based on solar-assisted carbon capture[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2022, 10(5):1138-1151.
- [4] ZENG J, WANG Q Q, LIU J F, et al. A potential game approach to distributed operational optimization for microgrid energy management with renewable energy and demand response[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2019, 66(6): 4479-4489.
- [5] 欧阳森,辛曦,王凤学,等.考虑保供需求的微电网优化配置及电能质量评估[J].南方电网技术,2024,18(4):106-119,151.
OUYANG Sen, XIN Xi, WANG Fengxue, et al. Optimal configuration of photovoltaic-storage microgrid considering power supply demand and power quality evaluation[J]. Southern Power System Technology, 2024, 18(4): 106-119, 151.
- [6] 吴成明,邢博洋,李世春.基于麻雀搜索算法的微电网分层优化调度[J].南方电网技术,2024,18(2):115-123.
WU Chengming, XING Boyang, LI Shichun. Hierarchical optimal dispatch of microgrid based on the sparrow search

- algorithm[J]. Southern Power System Technology, 2024, 18(2): 115–123.
- [7] 张程, 匡宇, 刘佳静, 等. 考虑需求侧管理的风光燃储微网两阶段优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(24): 13–22.
- ZHANG Cheng, KUANG Yu, LIU Jiajing, et al. Two-stage optimal scheduling of a wind, photovoltaic, gas turbine, fuel cell and storage energy microgrid considering demand-side management[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(24): 13–22.
- [8] 吴青峰, 王毅, 于少娟, 等. 计及电池储能单元时间约束的微电网荷协调控制方案[J]. 太阳能学报, 2023, 44(12): 453–462.
- WU Qingfeng, WANG Yi, YU Shaojuan, et al. Storage-load coordinated control scheme for microgrid considering time constraints of battery storage units[J]. Acta Energetica Sinica, 2023, 44(12): 453–462.
- [9] 杨昆, 刘通, 柏林, 等. 基于谈判博弈的微电网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 Kun, LIU Tong, BAI Lin, 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.
- [10] 林泽源, 王宗尧, 张凡, 等. 考虑氢能应用的光伏直流微电网中储能容量配置寻优方法研究[J]. 高压电器, 2024, 60(7): 78–87.
- LIN Zeyuan, WANG Zongyao, ZHANG Fan, et al. Research on optimization method for energy storage capacity configuration in photovoltaic DC micro grid considering hydrogen energy application[J]. High Voltage Apparatus, 2024, 60(7): 78–87.
- [11] 黎海涛, 申保晨, 杨艳红, 等. 基于改进竞争深度Q网络算法的微电网能量管理与优化策略[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(7): 42–49.
- LI Haitao, SHEN Baochen, YANG Yanhong, et al. Energy management and optimization strategy for microgrid based on improved dueling deep Q network algorithm[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(7): 42–49.
- [12] 郭玲娟, 魏斌, 韩肖清, 等. 基于集合经验模态分解的交直流混合微电网混合储能容量优化配置[J]. 高电压技术, 2020, 46(2): 527–537.
- GUO Lingjuan, WEI Bin, HAN Xiaoqing, et al. Capacity optimal configuration of hybrid energy storage in hybrid AC/DC micro-grid based on ensemble empirical mode decomposition[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(2): 527–537.
- [13] 王侨侨, 曾君, 刘俊峰, 等. 面向微电网源-储-荷互动的分布式多目标优化算法研究[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(5): 1421–1432.
- WANG Qiaoqiao, ZENG Jun, LIU Junfeng, et al. A distributed multi-objective optimization algorithm for resource-storage-load interaction of microgrid[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(5): 1421–1432.
- [14] 王盼宝, 徐殿国, 谭岭玲, 等. 基于改进MOPSO的多能互补型微电网多元优化运行策略[J]. 南方电网技术, 2022, 16(10): 130–140.
- WANG Panbao, XU Dianguo, TAN Lingling, et al. Multivariate optimal operation strategy of multi-energy complementary microgrid based on improved MOPSO[J]. Southern Power System Technology, 2022, 16(10): 130–140.
- [15] 李咸善, 陈敏睿, 程杉, 等. 基于双重激励协同博弈的含电动汽车微电网优化调度策略[J]. 高电压技术, 2020, 46(7): 2286–2296.
- LI Xianshan, CHEN Minrui, CHENG Shan, et al. Research on optimal scheduling strategy of microgrid with electric vehicles based on dual incentive cooperative game[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(7): 2286–2296.
- [16] 叶畅, 曹侃, 丁凯, 等. 基于广义储能的多能源系统不确定优化调度策略[J]. 电工技术学报, 2021, 36(17): 3753–3764.
- YE Chang, CAO Kan, DING Kai, et al. Uncertain optimal dispatch strategy based on generalized energy storage for multi-energy system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(17): 3753–3764.
- [17] 马宽, 何国锋, 董燕飞, 等. 基于多策略改进PSO算法的微电网优化调度研究[J]. 智慧电力, 2023, 51(8): 23–29, 45.
- MA Kuan, HE Guofeng, DONG Yanfei, et al. Microgrid optimal scheduling based on multi-strategy improved PSO algorithm[J]. Smart Power, 2023, 51(8): 23–29, 45.
- [18] 彭春华, 张金克, 陈露, 等. 计及差异化需求响应的微电网源荷储协调优化调度[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(3): 1–7.
- PENG Chunhua, ZHANG Jinke, CHEN Lu, et al. Source-load-storage coordinated optimal scheduling of microgrid considering differential demand response[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(3): 1–7.
- [19] 张丽, 刘雨航, 贾晨豪, 等. 基于多分区自适应改进果蝇算法的风光燃储微电网协调控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(22): 13–23.
- ZHANG Li, LIU Yuhang, JIA Chenhao, et al. A coordinated control strategy for a wind/ photovoltaic/ gas turbine/ storage microgrid based on a multi-partition adaptive improved fruit fly algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(22): 13–23.
- [20] 杨子龙, 宋振浩, 潘静, 等. 分布式光伏/储能系统多运行模式协调控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(8): 2213–2220, 4.
- YANG Zilong, SONG Zhenhao, PAN Jing, et al. Multi-mode coordinated control strategy of distributed PV and energy storage system[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(8): 2213–2220, 4.
- [21] 魏震波, 张海涛, 魏平桢, 等. 考虑动态激励型需求响应的微电网两阶段优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(19): 1–10.
- WEI Zhenbo, ZHANG Haitao, WEI Ping'an, et al. Two-stage optimal dispatching for microgrid considering dynamic incentive-based demand response[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(19): 1–10.
- [22] 魏斌, 韩肖清, 李雯, 等. 融合多场景分析的交直流混合微电网多时间尺度随机优化调度策略[J]. 高电压技术, 2020, 46(7): 2359–2369.
- WEI Bin, HAN Xiaoqing, LI Wen, et al. Multi-time scale stochastic optimal dispatch for AC/DC hybrid microgrid incorporating multi-scenario analysis[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(7): 2359–2369.
- [23] 黄弦超, 封钰. 考虑机组灵活性的独立微网日前日内协调优化调度[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(4): 125–131.
- HUANG Xianchao, FENG Yu. Day-ahead and intra-day coordinated optimal scheduling of stand-alone microgrid considering unit flexibility[J]. Electric Power Automation

- Equipment, 2020, 40(4): 125 – 131.
- [24] 齐志远, 李晓文, 张如意, 等. 基于动态回馈修正的独立微电网协调优化调度[J]. 高电压技术, 2022, 48(3): 938 – 947.
QI Zhiyuan, LI Xiaowen, ZHANG Ruyi, et al. Coordinated optimal scheduling of stand-alone micro-grid based on dynamic feedback correction [J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(3): 938 – 947.
- [25] 张祥宇, 舒一楠, 付媛. 基于虚拟储能的直流微电网源荷储多时间尺度能量优化与分区协调控制[J]. 电工技术学报, 2022, 37(23): 6011 – 6024.
ZHANG Xiangyu, SHU Yinan, FU Yuan. Multi-time-scale energy optimization and zone coordinated control of DC microgrid source-load-storage based on virtual energy storage [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(23): 6011 – 6024.
- [26] 陈科彬, 邱晓燕, 史光耀, 等. 含可再生能源的微电网分时间尺度储能方案[J]. 电测与仪表, 2018, 55(6): 30 – 34, 41.
CHEN Kebin, QIU Xiaoyan, SHI Guangyao, et al. Time-scale decomposition of energy storage in micro-grid with renewable energy [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2018, 55(6): 30 – 34, 41.
- [27] 严干贵, 沙千理, 李军徽, 等. 调节性能导向的火-储联合调频混合储能双层优化配置策略[J/OL]. 电力系统自动化, 1 – 14[2025 – 01 – 19]. <http://cnki.wenx.top/kcms/detail/32.1180.TP.20250114.1759.006.html>.
YAN Gangui, SHA Qianli, LI Junhui, et al. Regulation performance-oriented bi-level optimal configuration strategy of hybrid energy storage for thermal power generation and energy storage frequency regulation [J/OL]. Automation of Electric Power Systems, 1 – 14[2025 – 01 – 19]. <http://cnki.wenx.top/kcms/detail/32.1180.TP.20250114.1759.006.html>.
- [28] 张海涛, 秦文萍, 韩肖清, 等. 多时间尺度微电网能量管理优化调度方案[J]. 电网技术, 2017, 41(5): 1533 – 1542.
ZHANG Haitao, QIN Wenping, HAN Xiaoqing, et al. Multi-time scale optimization scheduling scheme of microgrid energy management [J]. Power System Technology, 2017, 41(5): 1533 – 1542.
- [29] 吴岩, 王伟, 吴学智, 等. 微电网跟踪调度计划双层双时间尺度实时控制策略[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(1): 120 – 134.
WU Yan, WANG Wei, WU Xuezh, et al. Two-layer double-time scale real-time control strategy of microgrid for tracking scheduling plan [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(1): 120 – 134.
- [30] 何畅, 程杉, 徐建宇, 等. 基于多时间尺度和多源储能的综合能源系统能量协调优化调度[J]. 电力系统及其自动化学报, 2020, 32(2): 77 – 84, 97.
HE Chang, CHENG Shan, XU Jianyu, et al. Coordinated optimal scheduling of integrated energy system considering multi-time scale and hybrid energy storage system [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2020, 32(2): 77 – 84, 97.

收稿日期: 2025-01-06; 网络首发日期: 2025-03-24

作者简介:

李德兴(1999), 男, 硕士研究生, 研究方向为微电网源网荷储协调运行, 1460981081@qq.com;

邱志斌(1991), 男, 通信作者, 副教授, 博士, 研究方向为新型电力系统分析、电力视觉与人工智能, qiuzb@ncu.edu.cn;

王青(1990), 男, 副教授, 博士, 研究方向为新能源发电及并网控制、综合能源协调控制, wangq@ncu.edu.cn。

广 告

广东电网有限责任公司佛山供电局……………封二
直流输电全国重点实验室……………封三

北京四方继保自动化股份有限公司……………A2