

考虑储能用户与新能源双边交易调峰服务的电力系统联合运营模式

马静¹, 沈玉明¹, 荣秀婷¹, 张辉¹, 凌孺¹, 杨贺钧², 时瑞廷²

(1. 国网安徽省电力有限公司经济技术研究院, 安徽 合肥 230022;

2. 合肥工业大学 新能源利用与节能安徽省重点实验室, 安徽 合肥 230009)

摘要: 新能源并网规模的不断扩大和并网容量的大规模增加给电网的调节能力和新能源消纳问题带来了严峻的挑战, 采用储能系统参与调峰是推进新能源发展的重要手段。为此, 提出了综合考虑储能用户满意度和新能源调峰需求的电力系统双边交易联合运营模式和交易模型, 以各方综合效益最大为目标, 建立新能源侧、电网侧和用户侧的投标和出清模型, 其中储能用户与新能源于日前完成双边交易以直接减小电网的调峰服务压力, 最终由电网侧的储能消纳剩余新能源出力。算例仿真结果表明, 所提运营模式不仅有效地调动了用户主动调峰的积极性, 还减小了电网侧储能的调峰压力, 在促进新能源发展和保障电力系统稳定运行方面具有重要意义。

关键词: 电力系统; 储能; 运营模式; 双边交易; 新能源消纳; 调峰辅助服务

中图分类号: TM 73

文献标志码: A

DOI: 10.16081/j.epae.202204072

0 引言

随着我国经济的快速发展和能源需求的飞速增长, 发展风电、光伏等新能源已逐渐上升为国家能源战略和可持续发展理念的重要组成部分^[1-2]。另一方面, 大规模新能源出力的不确定性对电力系统的稳定运行带来了严峻的挑战, 而新能源装机容量的增加会导致出力过剩而产生大量的弃风、弃光, 因此充分挖掘系统的调峰能力是保障系统安全稳定运行和新能源发展的重要手段^[3]。

电力储能系统可快速响应电网需求, 维持电网供需平衡, 具有显著提高电网能量利用效率和稳定性的潜力, 且其作为调峰资源主动参与电力市场的运营模式被广泛采用, 用于维持系统的功率平衡^[4-5]。

目前已有关于电力储能系统参与调峰的运营模式的研究: 文献[6]提出了一种储能辅助火电机组深度调峰的分层优化调度方案, 建立了多层优化模型, 为各机组出力提供最优决策; 文献[7]提出了一种计及需求响应的火储深度调峰定价策略和电力系统双层优化调度方法, 上层分析了风电出力等不确定因素以最大限度地拟合风电与负荷曲线, 下层以火储调峰收益最大为目标构建了火储定价策略, 并以二者收益最大为目标安排深度调峰机组的出力; 文献[8]提出了储能电站与风电、光伏电源联合运营的虚拟电厂调度优化策略, 利用自组织映射聚类生成典

型场景, 提出虚拟电厂调度指标和评价体系以评估不同典型场景下虚拟电厂的潜在经济收入, 并以收入最大为优化目标制定了最优储能调度策略。上述研究虽然提出了电力储能系统的运营模式, 但主要针对的是发电侧或新能源侧, 缺乏对电网多侧储能系统进行决策优化及电力系统整体调峰运营模式的研究。

随着电力市场的不断完善以及储能技术的不断进步, 现有部分研究提出的电力储能系统运营模式已被应用于部分地区的电力市场。文献[9]建立了基于共享储能的优化调度模型, 以用户群日运行成本最优为目标, 提出了基于共享储能电站的工业用户日前优化经济调度方法; 文献[10]提出了云储能 (cloud energy storage, CES) 的概念, 建立了 CES 的运营结构体系和运行模型, 设计了 CES 的商业运营模式并基于算例分析了该运营模式下居民和小型商业用户的盈利能力; 文献[11]建立了 CES 的研究框架和基本模型, 提出了 CES 提供商模型控制预测运行决策方法, 以减小电力储能系统的运营成本。青海调峰辅助服务市场提出了电池储能系统与新能源电站开展双边交易, 剩余容量于日前参与调峰投标并出清, 并在日内电网进行调用^[12]。上述储能调峰模式考虑了储能参与新能源侧、电网侧和负荷侧的联合运营, 但共享储能模式中的用户侧缺少主动调峰积极性; CES 模式则主要分析了用户的经济效益, 缺少对调峰市场的详细研究。

为了综合考虑新能源侧、电网侧、用户侧的储能运营模式, 充分调动用户侧的调峰积极性, 本文提出了考虑储能用户及新能源双边交易调峰服务的电力

收稿日期: 2021-11-08; 修回日期: 2022-03-02

在线出版日期: 2022-04-25

基金项目: 国网安徽省电力有限公司科技项目 (521209200011)

Project supported by the Science and Technology Program of State Grid Anhui Electric Power Co., Ltd. (521209200011)

系统联合运营模式,分别以各侧经济效益最优为目标建立投标模型并提出用户侧的调峰服务机制,建立用户及新能源双边交易调峰服务模型和电力系统调峰服务运营框架,最终电网侧以最大限度地消纳新能源为目标出清投标容量。

1 储能用户及新能源交易调峰服务模型

在传统储能提供辅助服务及现有共享储能的运营模式中,用户侧缺少主动参与调峰的积极性,为此本文提出了面向电网调峰需求的含储能用户及新能源双边交易的调峰机制,有利于用户主动参与调峰以消纳新能源,进一步减小电网的调峰压力。

1.1 用户侧及新能源侧双边交易调峰机制

电力系统的调峰运营机制要求新能源电站、电网侧储能电站和用户侧于日前提交调峰需求容量和调峰投标容量,由调度出清各侧的投标容量、功率。本文所提双边交易调峰机制如图1所示,其核心思路为:日前由新能源电站申报预测出力曲线及调峰需求容量,负荷侧由负荷聚合商申报整合负荷曲线及可平移负荷转移容量,其中双方申报的调峰容量与负荷转移量是一致的,可直接在日内达成交易,无需经过储能调峰消纳。

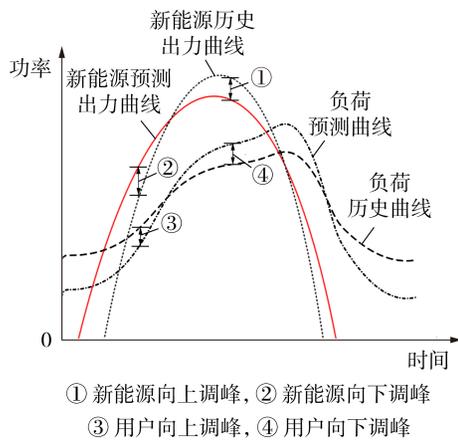


图1 双边交易调峰机制

Fig.1 Peak regulation mechanism for bilateral transaction

由图1可知:新能源向下调峰表示新能源的多余功率,即相当于需购入负荷以增加功率,双方投标达成一致的可直接达成交易;新能源向上调峰表示新能源预测出力相对历史出力曲线的需求功率,即相当于需削减负荷以降低功率;用户向上调峰表示用户于该时段投标负荷增加的功率;用户向下调峰表示用户于该时段投标负荷减少的功率。

为了减小电网侧的调峰压力,新能源出力与负荷不确定性一致的可直接交易消纳,这变相地提高了新能源出力预测的准确性,既能推动负荷侧参与调峰的积极性,也无需耗费储能容量以平稳新能源出力。

1.2 双边交易调峰功率成交模型

本文所提双边交易调峰容量成交的意义为:以新能源电站、用户在同一时段 t 投标容量的较小值直接达成交易并出清,于日内直接调用。

设时段 t 新能源电站申请的向上、向下调峰功率分别为 $P_{NE}^{up}(t)$ 、 $P_{NE}^{down}(t)$,时段 t 用户侧申请的负荷向上调峰(转入)、向下(转出)调峰功率分别为 $P_1^{up}(t)$ 、 $P_1^{down}(t)$,则时段 t 的成交出清功率 $P_{dl}(t)$ 可表示为:

$$P_{dl}(t) = \begin{cases} \min\{P_{NE}^{up}(t), P_1^{down}(t)\} & P_{NE}^{up}(t) \neq 0 \\ \min\{P_{NE}^{down}(t), P_1^{up}(t)\} & P_{NE}^{down}(t) \neq 0 \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (1)$$

$$P_{NE}^{up}(t)P_{NE}^{down}(t) = 0 \quad (2)$$

$$P_1^{up}(t)P_1^{down}(t) = 0 \quad (3)$$

式(1)表示:当新能源电站申请上调功率 $P_{NE}^{up}(t)$ 时,时段 t 的成交出清功率 $P_{dl}(t)$ 由 $P_{NE}^{up}(t)$ 与负荷侧投标功率 $P_1^{down}(t)$ 的较小值确定;当新能源电站申请下调功率 $P_{NE}^{down}(t)$ 时,时段 t 的成交出清功率 $P_{dl}(t)$ 由 $P_{NE}^{down}(t)$ 与负荷侧投标功率 $P_1^{up}(t)$ 的较小值确定。式(2)和式(3)分别表示新能源电站和用户在同一时段仅能申报向上调峰或向下调峰。

为了保证用户侧参与调峰的意愿,本文建立了基于双边交易调峰机制的用户投标满意度模型,如式(4)和式(5)所示。

$$c_1 = 1 - d_1 \exp \left[\frac{\sum_{t=1}^n (|P_1^{up}(t)| + |P_1^{down}(t)|)}{P_{l,av}} \right] \quad (4)$$

$$d_1 = \frac{\sqrt{\sum_{t=1}^n (P_{l,pr}(t) + P_1^{up}(t) - P_1^{down}(t) - P_{l,av})^2}}{\frac{1}{n} \sum_{t=1}^n P_{l,pr}(t) \sqrt{n}} \quad (5)$$

式中: c_1 为用户投标的满意度; d_1 为用户投标后的负荷功率与历史平均负荷功率 $P_{l,av}$ 的均方根偏差; $P_{l,pr}(t)$ 为时段 t 用户的预测负荷功率; n 为总时段数。

2 新能源侧、电网侧及用户侧的运营模型

2.1 新能源电站的日前投标模型

新能源电站在日前向交易中心提交新能源预测出力和调峰需求容量,其中调峰需求容量包括向上调峰需求容量及向下调峰需求容量。新能源电站日前投标的经济效益包括新能源发电上网收益、考核奖惩收益、调峰成本。

1) 新能源发电上网收益 B_{NE} 可表示为:

$$B_{NE} = \sum_{t=1}^n P_{NE,pr}(t) \Delta t p_{NE} \quad (6)$$

式中: $P_{NE,pr}(t)$ 为时段 t 新能源电站的预测功率; Δt 为单位时段时长; p_{NE} 为新能源上网电价。

2) 考核奖惩收益 R_{ass} 可表示为:

$$R_{\text{ass}} = \sum_{t=1}^n Q_{\text{NE}}(t) \alpha_{\text{ass}} \quad (7)$$

$$Q_{\text{NE}}(t) = P_{\text{NE,pr}}(t) + P_{\text{NE}}^{\text{up}}(t) - P_{\text{NE}}^{\text{down}}(t) \quad (8)$$

$$\alpha_{\text{ass}} = \begin{cases} 0.1 & D_{\text{RMSE}} \leq 0.15 \\ -0.1 & 0.15 < D_{\text{RMSE}} \leq 0.2 \\ -0.3 & D_{\text{RMSE}} > 0.2 \end{cases} \quad (9)$$

式中: α_{ass} 为考核奖惩因子,由预测出力均方根偏差 D_{RMSE} 决定; $Q_{\text{NE}}(t)$ 为时段 t 新能源电站预测功率与购入的调峰功率之和。

3)调峰成本 C_{if} 可表示为:

$$C_{\text{if}} = (P_{\text{NE}}^{\text{up}}(t) + P_{\text{NE}}^{\text{down}}(t)) \Delta t p_{\text{NE,if}} \quad (10)$$

式中: $p_{\text{NE,if}}$ 为新能源电站单位容量调峰报价。

综上,新能源电站的日前投标目标函数可表示为:

$$\max \{ B_{\text{NE}} + R_{\text{ass}} - C_{\text{if}} \} \quad (11)$$

2.2 含储能系统的用户日前投标模型

含储能系统的用户于日前投标的目标为最小化周期内的运维成本,用户的经济效益包括用户负荷投标后的用电成本、用户参与调峰的收益、储能系统的谷充峰放收益、储能系统的全寿命周期成本。

1)用户负荷投标后的用电成本 C_1 可表示为:

$$C_1 = \sum_{t=1}^n p_1(t) (E_{1,t}(t) + P_1^{\text{up}}(t) \Delta t + P_1^{\text{down}}(t) \Delta t) \quad (12)$$

式中: $p_1(t)$ 为时段 t 的电价; $E_{1,t}(t)$ 为时段 t 的用电量。

2)用户参与调峰的收益 B_{if} 可表示为:

$$B_{\text{if}} = \sum_{t=1}^n (P_1^{\text{up}}(t) \Delta t + P_1^{\text{down}}(t) \Delta t + P_{\text{ess}}^{\text{dch}}(t) \Delta t + P_{\text{ess}}^{\text{ch}}(t) \Delta t) p_{1,\text{if}} \quad (13)$$

$$p_{1,\text{if}} = \begin{cases} 0.3 & 0 < c_1 \leq 0.7 \\ 0.4 & 0.7 < c_1 \leq 0.85 \\ 0.5 & 0.85 < c_1 \leq 1 \end{cases} \quad (14)$$

式中: $p_{1,\text{if}}$ 为用户侧单位容量调峰报价; $P_{\text{ess}}^{\text{ch}}(t)$ 、 $P_{\text{ess}}^{\text{dch}}(t)$ 分别为时段 t 储能系统的充、放电功率。

3)储能系统的谷充峰放收益 B_{ess} 可表示为:

$$B_{\text{ess}} = \sum_{t=1}^n (P_{\text{ess}}^{\text{dch}}(t) \Delta t - P_{\text{ess}}^{\text{ch}}(t) \Delta t) p_1(t) \quad (15)$$

4)储能系统的年均成本 C_{ess} 可表示为^[13-14]:

$$C_{\text{ess}} = C_{\text{ess}}^1 + C_{\text{ess}}^2 \frac{i_r(1+i_r)^m}{(1+i_r)^m - 1} \quad (16)$$

$$C_{\text{ess}}^1 = C_{\text{ess,p}} \bar{P}_{\text{ess}} \quad (17)$$

$$C_{\text{ess}}^2 = C_E \bar{E}_{\text{ess}} + C_P \bar{P}_{\text{ess}} + C_B \bar{E}_{\text{ess}} \quad (18)$$

式中: C_{ess}^1 为储能系统的固定维护成本; C_{ess}^2 为储能系统的安装成本; i_r 为贴现率,取值为10%; m 为储能使用年限; \bar{P}_{ess} 为储能系统的额定充放电功率; $C_{\text{ess,p}}$ 为储能系统单位功率的运行维护成本; \bar{E}_{ess} 为储能系统的额定容量; C_E 为储能系统单位容量价格; C_P 为能量转换装置的单位功率价格; C_B 为辅助设施的单位

能量价格。

综上,含储能系统的用户日前投标的目标函数可表示为:

$$\min \{ C_1 + T_a C_{\text{ess}} - B_{\text{if}} - B_{\text{ess}} \} \quad (19)$$

式中: T_a 为将储能年均成本转换为研究周期成本的转换系数。

2.3 电网侧储能系统的日前投标模型

电网侧储能系统可进行谷充峰放套利,或提供调峰辅助服务,其日前投标的运营目标为最大化经济效益,主要包括谷充峰放经济收益、调峰辅助服务收益、全寿命周期成本。

1)谷充峰放经济收益 $B_{\text{ess}}^{\text{net}}$ 可表示为:

$$B_{\text{ess}}^{\text{net}} = \sum_{t=1}^n [(P_{\text{ess}}^{\text{net,dch}}(t) + P_{\text{ess,if}}^{\text{net,dch}}(t)) \Delta t - (P_{\text{ess}}^{\text{net,ch}}(t) + P_{\text{ess,if}}^{\text{net,ch}}(t)) \Delta t] p_1(t) \quad (20)$$

$$P_{\text{ess}}^{\text{net,dch}}(t) P_{\text{ess}}^{\text{net,ch}}(t) = 0 \quad (21)$$

式中: $P_{\text{ess}}^{\text{net,ch}}(t)$ 、 $P_{\text{ess}}^{\text{net,dch}}(t)$ 分别为时段 t 电网侧储能系统的充、放电功率; $P_{\text{ess,if}}^{\text{net,ch}}(t)$ 、 $P_{\text{ess,if}}^{\text{net,dch}}(t)$ 分别为时段 t 电网侧储能系统的充、放电投标容量,正值表示向上调峰,负值表示向下调峰。

2)调峰辅助服务收益 $B_{\text{if}}^{\text{net}}$ 可表示为:

$$B_{\text{if}}^{\text{net}} = \sum_{t=1}^n |P_{\text{ess,if}}^{\text{net,dch}}(t) + P_{\text{ess,if}}^{\text{net,ch}}(t)| p_{\text{net,if}} \quad (22)$$

式中: $p_{\text{net,if}}$ 为电网侧储能系统的调峰补偿报价。

3)电网侧储能系统的年均成本 $C_{\text{ess}}^{\text{net}}$ 可表示为:

$$C_{\text{ess}}^{\text{net}} = C_{\text{ess}}^{\text{net},1} + C_{\text{ess}}^{\text{net},2} \frac{i_r(1+i_r)^m}{(1+i_r)^m - 1} \quad (23)$$

$$C_{\text{ess}}^{\text{net},1} = C_{\text{ess,p}} \bar{P}_{\text{ess}}^{\text{net}} \quad (24)$$

$$C_{\text{ess}}^{\text{net},2} = C_E \frac{\bar{E}_{\text{ess}}^{\text{net}}}{\eta} + C_P \bar{P}_{\text{ess}}^{\text{net}} + C_B \bar{E}_{\text{ess}}^{\text{net}} \quad (25)$$

式中: $C_{\text{ess}}^{\text{net},1}$ 、 $C_{\text{ess}}^{\text{net},2}$ 分别为电网侧储能系统的固定维护成本、安装成本; $\bar{P}_{\text{ess}}^{\text{net}}$ 、 $\bar{E}_{\text{ess}}^{\text{net}}$ 分别为电网侧储能系统的额定充放电功率、额定容量。

综上,电网侧储能的日前投标目标函数可表示为:

$$\max \{ B_{\text{ess}}^{\text{net}} + B_{\text{if}}^{\text{net}} - T_a C_{\text{ess}}^{\text{net}} \} \quad (26)$$

3 考虑储能用户及新能源双边交易调峰服务的运营模式

3.1 联合运营模式投标策略

粒子群优化(particle swarm optimization, PSO)算法在求解电力系统最优化问题方面具有诸多优势而被广泛采用^[15-16],本文采用PSO算法求解新能源电站、电网侧和用户侧的投标决策,所用参数和具体求解步骤见附录A。

3.1.1 新能源电站投标优化模型

新能源电站日前投标的运营目标函数见式(11),且需满足如下约束条件。

1) 调峰需求功率上下限约束。

$$0 \leq P_{NE}^{up}(t) \leq P_{NE, \max}^{up}(t) \quad (27)$$

$$0 \leq P_{NE}^{down}(t) \leq P_{NE, \max}^{down}(t) \quad (28)$$

式中: $P_{NE, \max}^{up}(t)$ 、 $P_{NE, \max}^{down}(t)$ 分别为新能源电站向上、向下调峰投标功率的最大值。

2) 投标行为约束,即在任意时段 t 新能源电站只能申请向上调峰投标或向下调峰投标,如式(29)所示。

$$P_{NE}^{up}(t)P_{NE}^{down}(t)=0 \quad (29)$$

3.1.2 含储能系统的用户侧投标优化模型

含储能系统的用户侧日前投标的运营目标函数见式(19),且需满足如下约束条件。

1) 用户侧储能系统的充放电功率约束,即储能系统的充电、放电功率不小于0,且不高于额定充放电功率 \bar{P}_{ess} ,分别如式(30)和式(31)所示。

$$0 \leq P_{ess}^{ch}(t) \leq \bar{P}_{ess} \quad (30)$$

$$0 \leq P_{ess}^{dch}(t) \leq \bar{P}_{ess} \quad (31)$$

$$P_{ess}^{ch}(t)P_{ess}^{dch}(t)=0 \quad (32)$$

2) 用户侧投标转入、转出功率约束,即时段 t 用户侧投标的转入功率 $P_1^{up}(t)$ 需在最小值 $P_{1, \min}^{up}(t)$ 、最大值 $P_{1, \max}^{up}(t)$ 范围内,转出功率 $P_1^{down}(t)$ 需在最小值 $P_{1, \min}^{down}(t)$ 、最大值 $P_{1, \max}^{down}(t)$ 范围内,分别如式(33)和式(34)所示。

$$P_{1, \min}^{up}(t) \leq P_1^{up}(t) \leq P_{1, \max}^{up}(t) \quad (33)$$

$$P_{1, \min}^{down}(t) \leq P_1^{down}(t) \leq P_{1, \max}^{down}(t) \quad (34)$$

3) 用户侧储能系统的荷电状态约束,即式(35)所示时段 t 用户侧储能系统的荷电状态 $S_{SOC}^l(t)$ 不得高于最大值 $S_{SOC}^{l, \max}$,也不得低于最小值 $S_{SOC}^{l, \min}$,如式(36)所示。

$$S_{SOC}^l(t) = S_{SOC}^l(t-1) - \frac{P_{ess}^{dch}(t)\Delta t}{\bar{E}_{ess}\eta_{dch}} + \frac{P_{ess}^{ch}(t)\Delta t\eta_{ch}}{\bar{E}_{ess}} \quad (35)$$

$$S_{SOC}^{l, \min} \leq S_{SOC}^l(t) \leq S_{SOC}^{l, \max} \quad (36)$$

式中: $S_{SOC}^l(t-1)$ 为时段 $t-1$ 用户侧储能系统的荷电状态,若 $t=1$,则 $S_{SOC}^l(0)$ 为用户侧储能系统的初始荷电状态; η_{ch} 、 η_{dch} 分别为用户侧储能系统的充、放电效率。

4) 负荷转移量约束,即周期内负荷的总变化量为0,如式(37)所示。

$$\sum_{t=1}^n (P_1^{down}(t) + P_1^{up}(t)) = 0 \quad (37)$$

3.1.3 电网侧储能系统投标优化模型

电网侧储能系统日前投标的运营目标函数见式(26),且需满足如下约束条件。

1) 电网侧储能系统的充放电功率约束。

$$0 \leq P_{ess, if}^{net, ch}(t) \leq \bar{P}_{ess}^{net} \quad (38)$$

$$0 \leq P_{ess, if}^{net, dch}(t) \leq \bar{P}_{ess}^{net} \quad (39)$$

2) 电网侧储能系统全调用功率约束,即若投标

调峰功率全部调用,则充放电功率与投标调峰额外充放电功率之和不能高于其额定功率 \bar{P}_{ess}^{net} ,且不改变充放电状态,如式(40)和式(41)所示。

$$0 \leq P_{ess}^{net, ch}(t) + P_{ess, if}^{net, ch}(t) \leq \bar{P}_{ess}^{net} \quad (40)$$

$$0 \leq P_{ess}^{net, dch}(t) + P_{ess, if}^{net, dch}(t) \leq \bar{P}_{ess}^{net} \quad (41)$$

3) 电网侧储能系统的投标调峰功率上限约束,即时段 t 储能系统的充电调峰功率 $P_{ess, if}^{net, ch}(t)$ 、放电调峰功率 $P_{ess, if}^{net, dch}(t)$ 需在投标调峰功率的上下限范围之内,分别如式(42)和式(43)所示。

$$\underline{P}_{ess, if}^{net, ch} \leq P_{ess, if}^{net, ch}(t) \leq \bar{P}_{ess, if}^{net, ch} \quad (42)$$

$$\underline{P}_{ess, if}^{net, dch} \leq P_{ess, if}^{net, dch}(t) \leq \bar{P}_{ess, if}^{net, dch} \quad (43)$$

式中: $\bar{P}_{ess, if}^{net, ch}$ 、 $\underline{P}_{ess, if}^{net, ch}$ 分别为储能系统充电投标的调峰功率上、下限; $\bar{P}_{ess, if}^{net, dch}$ 、 $\underline{P}_{ess, if}^{net, dch}$ 分别为储能系统放电投标的调峰功率上、下限。

4) 电网侧储能系统的荷电状态约束,即式(44)所示时段 t 电网侧储能系统的荷电状态 $S_{SOC}^{net}(t)$ 不得高于最大值 $S_{SOC}^{net, \max}$,也不得低于最小值 $S_{SOC}^{net, \min}$,如式(45)所示。

$$S_{SOC}^{net}(t) = S_{SOC}^{net}(t-1) - \frac{P_{ess}^{net, dch}(t) + P_{ess, if}^{net, dch}(t)}{\bar{E}_{ess}\eta_{ess, dch}^{net}} \Delta t + \frac{(P_{ess}^{net, ch}(t) + P_{ess, if}^{net, ch}(t))\eta_{ess, ch}^{net}}{\bar{E}_{ess}^{net}} \Delta t \quad (44)$$

$$S_{SOC}^{net, \min} \leq S_{SOC}^{net}(t) \leq S_{SOC}^{net, \max} \quad (45)$$

式中: $S_{SOC}^{net}(t-1)$ 为时段 $t-1$ 电网侧储能系统的荷电状态,若 $t=1$,则 $S_{SOC}^{net}(0)$ 为储能系统的初始荷电状态; $\eta_{ess, ch}^{net}$ 、 $\eta_{ess, dch}^{net}$ 分别为电网侧储能系统的充、放电效率。

3.2 联合运营模式出清策略

本文所提联合运营模式于日前确定各侧实际调用的投标容量,出清依据为新能源出力曲线与负荷曲线的匹配度最高。

本文建立的联合运营模式出清模型为:

$$\min \sum_{t=1}^n \left(P_{NE, pr}(t)\Delta t - E_{l, f}(t) - P_{dl}^{up}(t)\Delta t + P_{dl}^{down}(t)\Delta t + P_{ess, dl}^{net, dch}(t)\Delta t + P_{ess, if, dl}^{net, dch}(t)\Delta t - P_{ess, dl}^{net, ch}(t)\Delta t - P_{ess, if, dl}^{net, ch}(t)\Delta t - P_{ess, dl}^{ch}(t)\Delta t + P_{ess, dl}^{dch}(t)\Delta t \right)^2 \quad (46)$$

式中: $P_{ess, dl}^{net, ch}(t)$ 、 $P_{ess, dl}^{net, dch}(t)$ 分别为时段 t 出清的电网侧储能系统的充、放电功率; $P_{dl}^{up}(t)$ 、 $P_{dl}^{down}(t)$ 分别为双边交易机制在时段 t 出清的负荷增加、减小的功率; $P_{ess, if, dl}^{net, ch}(t)$ 、 $P_{ess, if, dl}^{net, dch}(t)$ 分别为时段 t 出清的电网侧储能系统的充、放电调峰功率; $P_{ess, dl}^{ch}(t)$ 、 $P_{ess, dl}^{dch}(t)$ 分别为时段 t 出清的用户侧储能系统的充、放电功率。

需满足的约束条件主要为出清功率不高于投标功率,如式(47)~(52)所示。

$$0 \leq P_{ess, dl}^{net, dch}(t) \leq P_{ess}^{net, dch}(t) \quad (47)$$

$$0 \leq P_{ess, dl}^{net, ch}(t) \leq P_{ess}^{net, ch}(t) \quad (48)$$

$$0 \leq P_{ess,tf,dl}^{net,dch}(t) \leq P_{ess,tf}^{net,dch}(t) \quad (49)$$

$$0 \leq P_{ess,tf,dl}^{net,ch}(t) \leq P_{ess,tf}^{net,ch}(t) \quad (50)$$

$$0 \leq P_{ess,dl}^{ch}(t) \leq P_{ess}^{ch}(t) \quad (51)$$

$$0 \leq P_{ess,dl}^{dch}(t) \leq P_{ess}^{dch}(t) \quad (52)$$

3.3 考虑储能用户及新能源双边交易的联合调峰运营

考虑储能用户及新能源双边交易调峰服务的联合运营流程图如图 2 所示,具体步骤见附录 B。

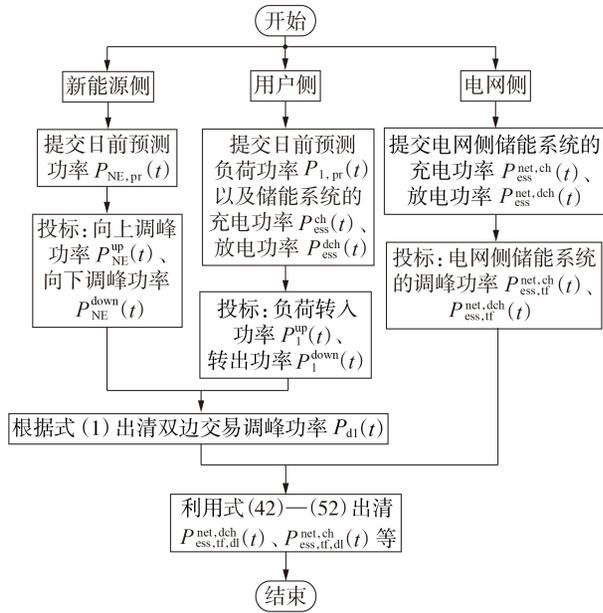


图 2 联合运营流程图

Fig.2 Flowchart of joint operation

4 算例分析

4.1 基础数据

1) 储能系统的价格数据。

本文采用的电网侧和用户侧储能系统的容量、额定功率不同,使用寿命均为 10 a,且其他价格参数一致,如附录 C 表 C1 所示。

2) 新能源侧数据。

本文以地区 A 和地区 B 为研究对象,其中光伏上网电价均为 0.7 元 / (kW·h),调峰申报电价为 0.1 元 / (kW·h),地区 A 的光伏预测出力与历史数据相近,即调峰需求量较小,而地区 B 的调峰需求量较大。设新能源侧投标向上和向下调峰需求功率的最大值为预测出力峰值的 1/6。地区 A 和地区 B 的预测出力和历史平均出力曲线见附录 C 图 C1。

3) 电网侧数据。

电网侧储能系统的额定容量 $\bar{E}_{ess}^{net} = 50 \text{ MW}\cdot\text{h}$,额定充放电时间为 2 h,荷电状态最大值、最小值分别为 0.9、0.2,初始荷电状态为 0.5,投标功率上限为 12.5 MW,调峰申报电价为 0.8 元 / (kW·h)。

4) 用户侧数据。

用户侧数据主要包括负荷数据、分时电价数据、用户侧储能系统数据。用户侧储能系统的额定容量 $\bar{E}_{ess} = 30 \text{ MW}\cdot\text{h}$,额定充放电时间为 2 h,荷电状态最大值、最小值分别为 0.9、0.2,初始荷电状态为 0.5,分时电价数据如附录 C 表 C2 所示,地区 A 和地区 B 的负荷曲线如附录 C 图 C2 所示。

4.2 调峰服务投标决策分析

本文所提电力系统调峰运营模式首先由新能源电站、电网侧和用户侧根据各自的运营目标和约束条件提交投标策略,地区 A 和地区 B 新能源电站的调峰投标结果如图 3 所示。

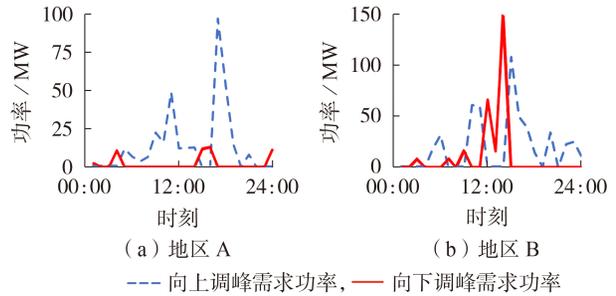


图 3 新能源电站的投标策略

Fig.3 Bidding strategy of new energy power station

由图 3 可以看出,新能源电站在任意时刻仅能提交向上、向下调峰需求功率中的 1 种,且地区 A 大部分时段的光伏预测功率略低于历史平均出力,故其新能源电站在大部分时段申请向上调峰,地区 B 申请向上调峰与向下调峰的次数相近。

地区 A 和地区 B 电网侧储能系统的投标结果如图 4 所示。电网侧的投标策略主要为储能系统的充放电功率和调峰投标功率。由图 4 可以看出,储能系统投标的充放电功率与投标功率之和为该时刻投标的实际充放电功率,其中调峰投标功率不得改变储能原本的充放电状态,且储能系统的实际功率不得高于其额定充放电功率。储能系统在 24:00 时刻的荷电状态稳定在 0.5,即与初始荷电状态一致。最终地区 A、地区 B 电网侧投标的目标利润分别为 7.503、5.989 万元。

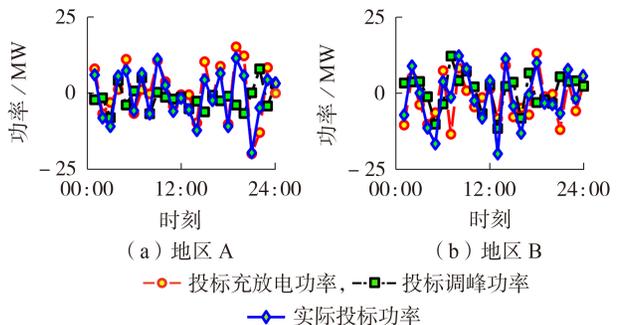


图 4 电网侧储能系统的投标策略

Fig.4 Bidding strategy of grid-side energy storage system

用户侧的投标策略和用户侧与新能源电站的双边交易功率如图 5 所示,其中双边交易功率为正值表示该时段负荷功率增加,为负值表示该时段负荷功率减少。

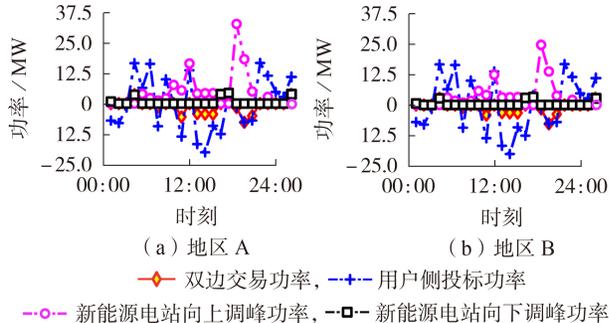


图 5 用户侧的投标策略和用户侧与新能源电站的双边交易功率

Fig.5 Bidding strategy of user side and bilateral transaction power between user side and new energy power station

由图 5 可以看出,新能源电站与用户侧的双边实际交易功率由各自的投标策略决定,新能源电站向上调峰功率表示新能源电站需要向外界购入的负荷削减功率,即需求功率;新能源电站向下调峰功率表示向外界购入的负荷增加功率,即多余功率。当某时段负荷侧的投标功率为正,且新能源电站申请向下调峰时,双边直接交易功率为正值,且数值为两者投标功率的较小值,表示该时段增加负荷功率;当某时段负荷侧的投标功率为负,且新能源电站申请向上调峰时,双边直接交易功率为负值,且数值为两者投标功率绝对值较小值的相反数,表示该时段减小负荷功率。最终地区 A 含储能系统的用户侧投标满意度为 0.90,将储能全寿命周期成本换算为研究周期成本的结果为 1.39 万元,地区 B 含储能系统的用户侧投标满意度为 0.87,将储能全寿命周期成本换算为研究周期成本的结果为 1.39 万元。

4.3 调峰服务出清结果对比分析

本文所提考虑储能用户及新能源双边交易调峰服务的联合运营模式的优化结果见表 1。

表 1 联合运营模式的优化结果

地区	新能源出力与日负荷的均方差 / MW		
	不考虑双边交易和储能优化	考虑双边交易但不考虑储能优化	考虑双边交易和储能优化
A	23.90	23.82	23.77
B	27.97	27.75	27.68

以地区 A 为例:不考虑双边交易和储能优化时新能源出力与日负荷的均方差最大,为 23.90 MW,该均方差表示储能充放电功率和调峰功率均为 0 时

新能源出力曲线与负荷曲线的匹配度;考虑双边交易但不考虑储能优化表示仅考虑新能源电站与负荷侧的双边交易,但不考虑储能系统的充放电功率,此时新能源出力与日负荷的均方差为 23.82 MW;考虑双边交易和储能优化时的均方差最小,为 23.77 MW,可见本文所提双边交易调峰机制能有效提高新能源出力曲线与日负荷曲线间的匹配度,且考虑了储能系统能在确保电网侧经济效益的同时进一步消纳新能源出力。

本文所提考虑储能用户及新能源双边交易调峰服务联合运营模式和非联合运营模式下的日前出清结果分别见图 6 和图 7。储能功率为正表示放电,为负表示充电,各侧出清功率均不大于投标功率。本文所提考虑储能用户及新能源双边交易调峰服务的电力系统联合运营模式和电力系统非联合运营模式的优化结果对比见表 2。

由表 2 可见,非联合运营模式下地区 A、B 的用户侧经济效益都远低于联合运营模式,相较于联合运营模式,非联合运营模式下地区 A、B 的用户侧经济效益分别减少了 52.79%、72.44%,这是因为用户侧储能系统的容量较小,难以申请提供调峰服务,非联合运营模式单纯以峰谷套利作为回收成本的手段,故经济效益较差,而本文所提联合运营模式可以大幅提高用户侧经济效益,从而提高用户参与调峰服务的积极性。

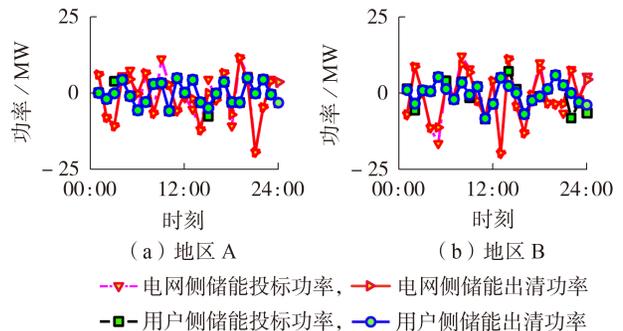


图 6 联合运营模式下的出清功率

Fig.6 Clearing power under joint operation mode

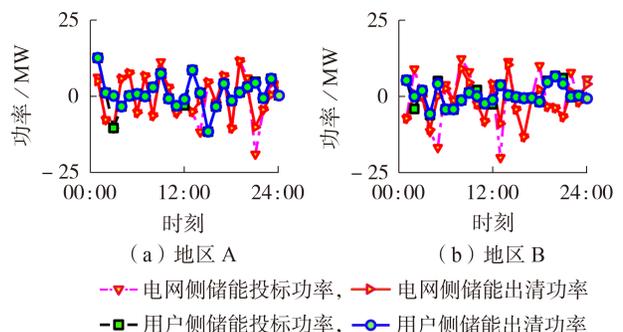


图 7 非联合运营模式下的出清功率

Fig.7 Clearing power under non-joint operation mode

表 2 不同运营模式的优化结果对比

Table 2 Comparison of optimization results between different operation modes

运营 模式	电网侧经济 效益/万元		用户侧经济 效益/万元		电网侧向上调峰 消纳电量/(MW·h)		电网侧向下调峰 消纳电量/(MW·h)		用户侧向上调峰 消纳电量/(MW·h)		用户侧向下调峰 消纳电量/(MW·h)	
	地区 A	地区 B	地区 A	地区 B	地区 A	地区 B	地区 A	地区 B	地区 A	地区 B	地区 A	地区 B
联合	5.124	5.391	4.484	4.485	42.1	45.0	21.0	59.9	26.8	15.7	68.2	61.9
非联合	6.571	1.983	2.117	1.236	73.1	52.7	74.8	87.6	0	0	0	0

此外,联合运营模式下电网侧储能向上、向下调峰总消纳电量相比非联合运营模式较小,其中地区 A 在非联合运营模式、联合运营模式下的总消纳电量分别为 147.9、158.1 MW·h,地区 B 在非联合运营模式、联合运营模式下的总消纳电量分别为 140.3、182.9 MW·h,可见本文所提联合运营模式能消纳更多的电量。相较于非联合运营模式,联合运营模式下电网侧储能的调峰电量减少,地区 A、B 分别减少了 57.3%、25.2%,这表明用户侧主动参与了调峰服务,从而减小了电网侧储能调峰的消纳压力。

5 结论

本文提出了综合考虑储能用户满意度和新能源调峰需求的电力系统双边交易联合运营模式,充分调动了用户侧参与调峰的积极性,基于算例分析验证了所提运营模式的经济性和可行性,所得结论如下。

1) 本文所提考虑储能用户及新能源双边交易调峰服务的电力系统联合运营模式能充分考虑新能源侧、电网侧和负荷侧的运营目标和经济效益,有利于分析各侧调峰日前投标决策对电力系统调峰辅助服务出清结果的影响。

2) 所提基于双边交易的调峰功率模型能充分调动用户侧参与调峰辅助服务的积极性,使其主动参与调峰服务。算例结果表明:考虑储能用户及新能源双边交易调峰服务的电力系统联合运营模式兼顾了用户侧的满意度和经济效益,保障了其调峰服务的积极性,且减轻了电网侧储能系统的调峰压力,相较于优化前时,调峰运营模式进一步提高了新能源出力曲线与负荷间曲线之间的匹配度,变相地提高了电力系统对新能源的消纳能力。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

[1] 刘闯,孙傲,王艺博,等. 计及电熔镁负荷与储能联合调峰的电力系统日前-日内联合经济调度方法[J]. 电力自动化设备, 2022,42(2):8-15.
LIU Chuang, SUN Ao, WANG Yibo, et al. Day-ahead and intra-day joint economic dispatching method of electric power system considering combined peak-shaving of fused magnesium load and energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022,42(2):8-15.

[2] 李嘉媚,艾芊. 考虑调峰辅助服务的虚拟电厂运营模式[J]. 电力自动化设备, 2021,41(6):1-13.

LI Jiamei, AI Qian. Operation mode of virtual power plant considering peak regulation auxiliary service[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021,41(6):1-13.

[3] 张敏,王建学,王秀丽,等. 面向新能源消纳的调峰辅助服务市场双边交易机制与模型[J]. 电力自动化设备, 2021,41(1):84-91.
ZHANG Min, WANG Jianxue, WANG Xiuli, et al. Bilateral trading mechanism and model of peak regulation auxiliary service market for renewable energy accommodation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021,41(1):84-91.

[4] BYRNE R H, NGUYEN T A, COPP D A, et al. Energy management and optimization methods for grid energy storage systems[J]. IEEE Access, 2018,6:13231-13260.

[5] 崔杨,周慧娟,仲悟之,等. 考虑广义储能与火电联合调峰的日前-日内两阶段滚动优化调度[J]. 电网技术, 2021,45(1):10-20.
CUI Yang, ZHOU Huijuan, ZHONG Wuzhi, et al. Two-stage day-ahead and intra-day rolling optimization scheduling considering joint peak regulation of generalized energy storage and thermal power[J]. Power System Technology, 2021,45(1):10-20.

[6] 李军徽,张嘉辉,穆钢,等. 储能辅助火电机组深度调峰的分层优化调度[J]. 电网技术, 2019,43(11):3961-3970.
LI Junhui, ZHANG Jiahui, MU Gang, et al. Hierarchical optimization scheduling of deep peak shaving for energy-storage auxiliary thermal power generating units[J]. Power System Technology, 2019,43(11):3961-3970.

[7] 崔杨,修志坚,刘闯,等. 计及需求响应与火-储深度调峰定价策略的电力系统双层优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2021,41(13):4403-4415.
CUI Yang, XIU Zhijian, LIU Chuang, et al. Dual level optimal dispatch of power system considering demand response and pricing strategy on deep peak regulation[J]. Proceedings of the CSEE, 2021,41(13):4403-4415.

[8] LUO J J, GAO Y J, YANG W H, et al. Optimal operation modes of virtual power plants based on typical scenarios considering output evaluation criteria[J]. Energies, 2018,11(10):2634.

[9] 李淋,徐青山,王晓晴,等. 基于共享储能电站的工业用户日前优化经济调度[J]. 电力建设, 2020,41(5):100-107.
LI Lin, XU Qingshan, WANG Xiaoping, et al. Optimal economic scheduling of industrial customers on the basis of sharing energy-storage station[J]. Electric Power Construction, 2020,41(5):100-107.

[10] LIU J K, ZHANG N, KANG C Q, et al. Cloud energy storage for residential and small commercial consumers: a business case study[J]. Applied Energy, 2017,188:226-236.

[11] 刘静璇,张宁,康重庆. 电力系统云储能研究框架与基础模型[J]. 中国电机工程学报, 2017,37(12):3361-3371,3663.
LIU Jingkun, ZHANG Ning, KANG Chongqing. Research framework and basic models for cloud energy storage in power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2017,37(12):3361-3371,3663.

- [12] 张志,邵尹池,伦涛,等. 电化学储能系统参与调峰调频政策综述与补偿机制探究[J]. 电力工程技术,2020,39(5):71-77,84. ZHANG Zhi, SHAO Yinchi, LUN Tao, et al. Review on the policies and compensation mechanism of BESS participation in the auxiliary service of frequency and peak modulation [J]. Electric Power Engineering Technology, 2020, 39(5): 71-77, 84.
- [13] 向育鹏,卫志农,孙国强,等. 基于全寿命周期成本的配电网蓄电池储能系统的优化配置[J]. 电网技术,2015,39(1):264-270. XIANG Yupeng, WEI Zhinong, SUN Guoqiang, et al. Life cycle cost based optimal configuration of battery energy storage system in distribution network [J]. Power System Technology, 2015, 39(1): 264-270.
- [14] JING Z X, ZHU J S, HU R X. Sizing optimization for island microgrid with pumped storage system considering demand response [J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2018, 6(4): 791-801.
- [15] 周任军,晁岱旭,李新军,等. 空间耦合粒子群优化算法及峰谷电价下 IES-CCHP 区域联合调度[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(12):11-17. ZHOU Renjun, CHAO Daixu, LI Xinjun, et al. SC-PSO algorithm and IES-CCHP regional joint dispatch with TOU price [J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(12): 11-17.
- [16] WANG T L, JIANG X, JIN Y, et al. Peaking compensation mechanism for thermal units and virtual peaking plants union promoting curtailed wind power integration [J]. Energies, 2019, 12(17): 3299.

作者简介:



马 静

马 静(1984—),男,高级工程师,硕士,主要研究方向为电网规划设计技术(E-mail: 36924154@qq.com);

沈玉明(1988—),男,工程师,硕士,主要研究方向为电网规划设计技术(E-mail: syming@126.com);

杨贺钧(1985—),男,副教授,博士,主要研究方向为电力系统规划和可靠性、需求响应(E-mail: cqyjhj@126.com)。

(编辑 陆丹)

Joint operation mode of power system considering bilateral peak regulation service transaction between energy storage users and new energy

MA Jing¹, SHEN Yuming¹, RONG Xiuting¹, ZHANG Hui¹, LING Ru¹, YANG Hejun², SHI Ruiting²

(1. Economic Research Institute of State Grid Anhui Electric Power Co., Ltd., Hefei 230022, China;

2. Anhui Province Key Laboratory of Renewable Energy Utilization and Energy Saving,

Hefei University of Technology, Hefei 230009, China)

Abstract: The continuous expansion of new energy grid-connected scale and the massive increase of new energy grid-connected capacity have brought severe challenges to the regulation capacity of power grid and the consumption of new energy. Using energy storage system to participate in peak regulation is an important means to promote the development of new energy. Therefore, the joint operation mode and transaction model of power system bilateral transaction are proposed comprehensively considering the satisfaction degree of energy storage users and the peak regulation demand of new energy. With the goal of maximizing the comprehensive benefit of each party, the bidding and clearing models of new energy side, power grid side and user side are established. Among them, energy storage users and new energy complete bilateral transaction day-ahead to directly reduce the peak regulation service pressure of power grid, and finally the energy storage at the power grid side consumes the remaining output of new energy. The simulative results show that the proposed operation mode not only effectively mobilizes the enthusiasm of users for active peak regulation, but also reduces the peak regulation pressure of energy storage at the power grid side, which is of great significance in promoting the development of new energy and ensuring the stable operation of power system.

Key words: electric power systems; energy storage; operation mode; bilateral transaction; new energy consumption; peak regulation auxiliary service

附录 A

表 A1 PSO 算法的参数

Table A1 Parameters of PSO algorithm

对象	学习因子 C_1	学习因子 C_2	最大速度 V_{max}	最小速度 V_{min}	最大位置 X_{max}	最小位置 X_{min}	种群数量	计算次数
新能源投标	1.494	1.494	50	-50	111.67	-111.67	100	10000
电网侧投标	1.494	1.494	50	-50	25	-25	100	10000
用户侧投标	1.494	1.494	50	-50	15	-15	100	10000
系统出清	1.494	1.494	100	-100	25	-25	100	10000

PSO 算法的求解流程如下。

- 1) 初始化设置位置与速度变量，此时计算次数为 1。
- 2) 初始化最佳变量。将每个粒子的初始位置 X 设为各局部最佳位置变量，并计算适应度，各自粒子适应度为局部最优。若最小值为优化目标，则设全部粒子适应度中的最小值为全局最优，否则设适应度中的最大值为全局最优。
- 3) 更新第 k 次各粒子迭代速度及位置变量。
- 4) 计算全部粒子的适应度。
- 5) 若有粒子适应度相较于自身局部最优适应度更优，则更新局部最佳位置变量。
- 6) 全部粒子更新局部最佳位置后，筛选最小适应度，与第 $k-1$ 次迭代全局最佳适应度比较，若小于全局最佳适应度，则更新全局最佳适应度。
- 7) 判断是否满足收敛标准，若是，则结束迭代并转到步骤 8)，否则，并转到步骤 3)。
- 8) 输出全局最佳变量。

附录 B

综合考虑新能源侧、电网侧和用户侧的储能调峰运营模式流程如下：

- 1) 由新能源电站提交日内预测出力、调峰需求容量，负荷侧提交日内负荷需求、可平移负荷转移容量，电网侧提交电网侧储能日内充放电功率、储能参与调峰辅助服务容量；
- 2) 调度中心优先出清储能用户与新能源电站双边交易的调峰容量，双边交易调峰容量成交模型见 1.2 节；
- 3) 调度中心最后出清电网侧储能充放电功率、电网侧储能调峰容量和用户侧储能调峰容量。

附录 C

表 C1 储能系统的参数

Table C1 Parameters of energy storage system

参数	取值	参数	取值
单位功率成本/(元/kW)	31	能量转换单位功率价格/(元/kW)	1085
单位能量价格/[元·(kW·h) ⁻¹]	1240	辅助设施单位能量价格 /[元·(kW·h) ⁻¹]	310

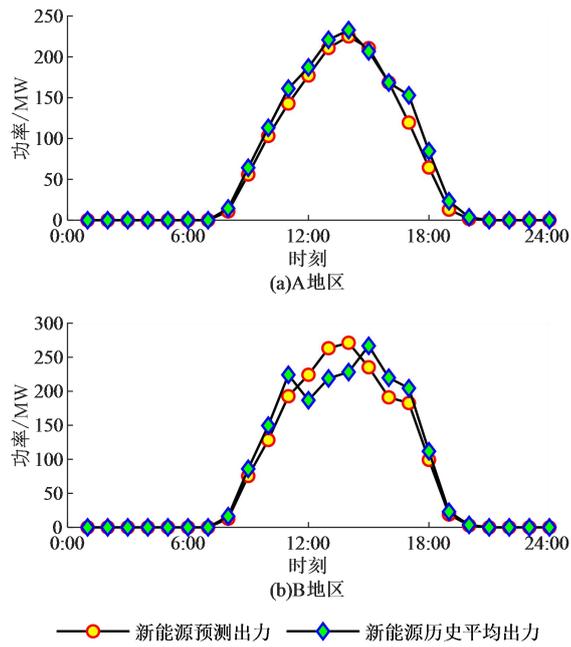


图 C1 光伏出力和历史平均出力曲线

Fig.C1 Photovoltaic output and historical average output curves

表 C2 分时电价

Table C2 Time-of-use electricity price

时段		电价
		/[元·(kW·h) ⁻¹]
峰	16:00—22:00	1.2
平	06:00—16:00, 22:00—24:00	0.8
谷	00:00—06:00	0.5

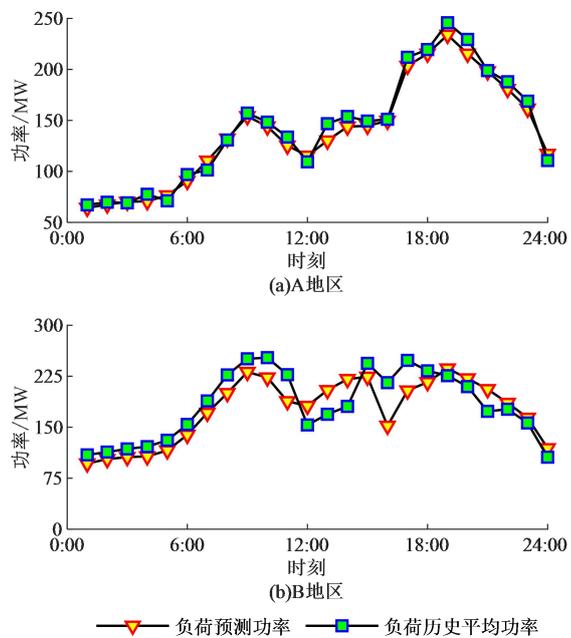


图 C2 用户预测负荷和历史平均负荷曲线

Fig.C2 User-side forecast load and historical average load curves