

考虑需求响应延迟的光储直柔 微电网随机优化调度

曹文学¹, 董济魁², 随权^{1,3}, 廖伟⁴, 刘畅⁵, 刘孟琦¹, 黄加阳¹

(1. 三峡大学电气与新能源学院, 湖北省宜昌市 443002; 2. 郑州大学计算机与人工智能学院, 郑州市 450001; 3. 郑州大学电气与信息工程学院, 郑州市 450001; 4. 国网湖北省电力有限公司, 武汉市 430048; 5. 长江勘测规划设计研究有限责任公司, 武汉市 430014)

摘 要:【目的】针对光储直柔(photovoltaic-storage direct current flexible, PSDF)微电网中可再生能源出力随机性与负荷响应延迟性带来的调度难题, 提出一种考虑需求响应延迟特性的随机优化调度策略。【方法】首先, 构建包含能源运营商(energy producer, EP)与负荷聚合商(load aggregator, LA)的双层协同优化模型, 引入可平移负荷、可转移负荷和可削减负荷3类柔性负荷的延迟响应特性, 刻画用户侧实际调控行为。其次, 基于纳什谈判理论建立非对称议价机制, 综合考虑双方的议价能力差异, 实现公平高效的电能交易定价。为应对风光出力与负荷的不确定性, 采用蒙特卡罗场景生成与K-means聚类削减构建典型运行场景, 并利用交替方向乘子法(alternating direction method of multipliers, ADMM)进行分布式求解。【结果】仿真结果表明, 所提模型可有效降低负荷聚合商成本1.17%, 提升能源运营商收益4.07%, 降低园区综合运行成本10.03%。【结论】所提策略兼顾负荷侧经济性与系统功率平衡, 实现了经济性、公平性与隐私性的统一, 为高比例新能源接入下的微电网优化调度提供了可行方案。

关键词:光储直柔(PSDF)微电网; 需求响应延迟; 非对称纳什谈判; 分布式优化; 随机调度

中图分类号: TM73

文献标志码: A

文章编号: 1000-7229(2026)07-0101-12

DOI: 10.12204/j.issn.1000-7229.2026.07.008

Stochastic Optimal Dispatching of Photovoltaic-Storage Direct Current Flexible Microgrids Considering Demand Response Delay

CAO Wenxue¹, DONG Jikui², SUI Quan^{1,3}, LIAO Wei⁴, LIU Chang⁵,
LIU Mengqi¹, HUANG Jiayang¹

(1. College of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, Hubei Province, China; 2. School of Computer and Artificial Intelligence, Zhengzhou University, Zhengzhou 450001, China; 3. College of Electrical and Information Engineering, Zhengzhou University, Zhengzhou 450001, China; 4. State Grid Hubei Electric Power Company, Wuhan 430048, China; 5. Changjiang Survey, Planning, Design and Research Co., Ltd., Wuhan 430014, China)

ABSTRACT: [Objective] To address the dispatching challenges caused by the randomness of renewable energy output and the delay in demand response within photovoltaic-storage direct current flexible (PSDF) microgrids, this paper proposes a stochastic optimal dispatching strategy that explicitly considers demand response delay characteristics. [Methods] First, a two-layer coordinated optimization model covering the energy producer (EP) and the load aggregator (LA) is established, incorporating three types of flexible loads—shiftable, transferable, and reducible—with delay response characteristics to accurately capture realistic user-side control behaviors. Second, an asymmetric bargaining mechanism based on Nash bargaining theory is developed to account for differences in bargaining power between the two parties, thereby achieving fair and efficient electricity pricing. Furthermore, to handle the uncertainties in photovoltaic and wind power output as well as load demand, a Monte Carlo scenario generation combined with K-means clustering reduction is employed to construct typical operating scenarios. Finally, the alternating direction method of multipliers (ADMM) is applied for distributed optimization to ensure convergence and privacy preservation. [Results] Simulation results indicate that the proposed model effectively

reduces the cost of the load aggregator by 1.17%, increases the profit of the energy producer by 4.07%, and decreases the overall operating cost of the microgrid by 10.03%. **[Conclusions]** The proposed strategy balances the economic performance of the load side and the system power equilibrium, achieving a unified improvement in economy, fairness, and privacy. It provides a practical and scalable solution for optimal dispatching of microgrids with high renewable energy penetration.

This work is supported by National Key Research and Development Program of China (No. 2024YFE0199400) and National Natural Science Foundation of China (No. 52307149).

KEYWORDS: photovoltaic storage direct current flexible (PSDF) microgrid; demand response delay; asymmetric Nash bargaining; distributed optimization; stochastic dispatching

0 引言

光储直柔 (photovoltaic storage direct current flexible, PSDF) 微电网以其高效、灵活和清洁等优势,能够有效提升能源利用率、促进可再生能源的就地消纳,是构建新型电力系统的重要发展方向^[1-3]。然而,随着风电和光伏等分布式电源 (distributed generation, DG) 在微电网中的渗透率不断提高,新能源出力的随机性和波动性给微电网的实时功率平衡带来了更加严峻的挑战^[4-6]。传统依赖储能调节的方式虽能在一定程度上缓解波动,但储能系统容量受限且投资成本较高,难以单独承担功率波动的平抑任务。为此,需求侧响应 (demand response, DR)^[7]作为一种潜在经济的调节手段^[8],通过引导用户调整负荷用电功率参与电力调节,有望提高源-储-荷协同运行灵活性,对于提高光储直柔微电网的运行经济性具有重要的研究意义。

近年来,需求侧响应优化已经成为学界研究的热点,并已取得了许多卓有成效的研究成果。文献[9]综合考虑系统经济性、风电消纳能力以及碳排放效果,构建了以运行成本、柔性负荷补偿成本和碳交易成本最小化为目标的综合能源系统^[10]调度模型;文献[11]基于风光出力与负荷需求供需关系的动态定价机制,提出了一种考虑动态定价^[12]机制与负荷需求响应的综合能源系统优化运行模型;文献[13]通过在运营商侧和用户侧分别构建价格型和用户激励型需求响应模型,提出了以系统运行成本最低为目标的两阶段鲁棒优化调度策略;文献[14]提出了一种考虑需求响应的风储集群多时间尺度优化调度策略,降低了风储系统弃风量和并网功率波动;文献[15]基于农业电气化负荷参与与负荷调节潜力和灵活性,兼顾设备运行约束和农业生产用能需求,建立了考虑分布式光伏消纳率与设备运行成本的多目标优化模型;文献[16]提出了一种考虑氢能汽车需求响应的电-气-氢综合能源系统事件式分布鲁棒优化调度模型;文献[17]提出了一种考虑需求响应和电动汽车有序接入的微电网调整-调度双层优化模型^[18]。

然而,现有研究主要探究理想情况下需求侧响应效果,普遍忽视了用户行为惰性引发的需求侧响应延迟,且很少分析不同用户参与需求响应的积极性差异,导致实际价值有限。此外,上述工作通常基于日前预测数据优化微电网运行,缺乏对发电侧与负荷侧不确定性影响的探讨。最后,上述文献大都假设发用电设备属于单一业主,忽视了园区微电网存在多利益主体的可能性。

实际上,学界已经关注到多主体电网^[19]需求侧响应优化技术,并取得了重大进展。文献[20]建立了一种考虑条件风险价值的含电动汽车虚拟电厂主从博弈调度双层模型,设定虚拟电厂作为领导者制定动态电价,以此引导作为跟随者的电动汽车用户进行有序充电;文献[21]构建了微电网双层能量管理主从博弈模型,通过遗传算法求解均衡策略,实现了运营商与用户利益的最大化;文献[22]通过定价机制与账单设计协调微电网运营商与产消者利益;文献[23]通过优化负荷聚合商发布的电价信息,电动汽车、空调各自用电策略以及分布式电源运营商售电策略实现利益均衡分配;文献[24]提出了一种将配电网运营商定价权分散为各利益主体议价权,同时保留配电网运营商调度权的完全信息动态博弈机制;文献[25]选取功率交互贡献度作为合作博弈^[26]中 Shapely 法的权重,均衡各园区的成本和收益;文献[27]针对区域综合能源系统中多市场主体利益冲突的问题,提出一种考虑奖惩阶梯型碳交易机制和双重激励综合需求响应策略的区域综合能源系统多主体博弈协同优化方法。然而,上述研究只保证了联盟内部各主体运行成本最低,无法确保联盟全局效益最大化。

为此,本文提出一种考虑需求响应延迟特性的能源微网调度策略。首先,构建能源运营商与负荷聚合商双层协同调度模型,并引入需求响应延迟模型提高调度决策的准确性;其次,兼顾双方利益分配关系与议价能力差异,建立基于非对称纳什谈判的电能交易定价机制;最后,采用随机场景法获得短时间尺度的功率波动,采用交替方向乘子法 (alternating direction method of multipliers, ADMM) 实现分布式求

解,确保在保护隐私的前提下获得收敛性较好的实时调度方案。本文的主要创新点如下:

1)建立光储直柔微电网的典型框架,并考虑可平移负荷、可转移负荷、可削减负荷3种柔性负荷在参与需求侧响应时的延迟特性。

2)结合纳什谈判理论,依据谈判双方议价能力差异构建非对称电能交易定价机制,提出光储直柔微电网随机优化调度,实现合作双方纳什均衡。

1 光储直柔能源微网调度模型

1.1 园区微电网系统

园区微电网系统结构如图1所示。该园区主要分为能源运营商(energy producer, EP)与负荷聚合商(load aggregator, LA)两部分,EP采用多能互补的能源供给模式,主要由光伏组件、风力发电机组、电池储能系统(battery energy storage system, BESS)和燃气轮机(gas turbine, GT)构成分布式发电单元。调度中心依据园区的负荷和风光出力等预测数据,向LA发出柔性负荷调整指令,由于柔性负荷在实际参与负荷响应时会产生延迟,并且园区内负荷和风光出力的实际值与预测值之间存在一定的偏差,调度中心可通过调整向外电网的购售电功率、GT出力及BESS充放电功率,以确保园区内功率平衡。

1.2 微网EP模型

1.2.1 成本函数

EP的日综合收益包括售电收益、外电网购电成本、BESS运行成本、GT发电成本和柔性负荷补偿成本,目标函数为:

$$\max(S^L - C^{EG} - C^{BS} - C^{GT} - C^{DR}) \quad (1)$$

$$S^L = \sum_{s=1}^S \omega_s \sum_{t=1}^T \lambda_{s,t}^E P_{s,t}^E \quad (2)$$

$$C^{EG} = \sum_{s=1}^S \omega_s \sum_{t=1}^T (\lambda_t^b P_{s,t}^b - \lambda_t^s P_{s,t}^s) \quad (3)$$

$$C^{BS} = \lambda^{BS} \sum_{s=1}^S \omega_s \sum_{t=1}^T (P_{s,t}^c \eta^c + P_{s,t}^d / \eta^d) \quad (4)$$

$$C^{GT} = \sum_{s=1}^S \omega_s \sum_{t=1}^T [a^{GT} (P_{s,t}^{GT})^2 + b^{GT} P_{s,t}^{GT} + c^{GT} \mu_{s,t}^{GT}] \quad (5)$$

式中: S^L 为EP售电收益; C^{EG} 为向外电网购电成本; C^{BS} 为BESS运行成本; C^{GT} 为GT发电成本; C^{DR} 为柔性负荷补偿成本; ω_s 为场景 s 出现的概率; $\lambda_{s,t}^E$ 为EP售电价格; $P_{s,t}^E$ 为 t 时刻EP售电功率; $P_{s,t}^b$ 、 $P_{s,t}^s$ 分别为 t 时刻向外电网的购、售电功率; λ_t^b 、 λ_t^s 分别为 t 时刻向外电网的购、售电价; λ^{BS} 为BESS的单位运行成本; $P_{s,t}^c$ 、 $P_{s,t}^d$ 分别为 t 时刻BESS的充、放电功率; η^c 、 η^d 分别为BESS充、放电效率; $P_{s,t}^{GT}$ 为GT在 t 时刻的输出功率; a^{GT} 、 b^{GT} 、 c^{GT} 为GT发电成本的各项系数; $\mu_{s,t}^{GT}$ 为布尔变量,作为GT的启停标志。

1.2.2 约束条件

1)功率平衡约束。

$$P_{s,t}^b - P_{s,t}^s + P_{s,t}^{PV} + P_{s,t}^{WT} + P_{s,t}^{GT} + P_{s,t}^d - P_{s,t}^c = P_{s,t}^E \quad (6)$$

式中: $P_{s,t}^{PV}$ 为 t 时刻光伏出力; $P_{s,t}^{WT}$ 为 t 时刻风电机组出力。

2)发电机功率约束。

$$0 \leq P_{s,t}^b \leq P_{\max}^b \quad (7)$$

$$0 \leq P_{s,t}^{PV} \leq P_{\max}^{PV} \quad (8)$$

$$0 \leq P_{s,t}^{WT} \leq P_{\max}^{WT} \quad (9)$$

$$0 \leq P_{s,t}^{GT} \leq P_{\max}^{GT} \quad (10)$$

式中: $P_{\max}^b$ 为向电网购电功率上限; $P_{\max}^{PV}$ 为光伏的出力上限; $P_{\max}^{WT}$ 为风电机组的出力上限; $P_{\max}^{GT}$ 为GT出力上限。

3)BESS运行约束。

BESS进行充放电操作时,充放电功率不得超过相应的最大功率限制,能量状态需维持在其容量范围内,相关约束为:

$$0 \leq P_{s,t}^d \leq \mu_{s,t}^d P_{\max}^d \quad (11)$$

$$0 \leq P_{s,t}^c \leq \mu_{s,t}^c P_{\max}^c \quad (12)$$

$$0 \leq \mu_{s,t}^d + \mu_{s,t}^c \leq 1 \quad (13)$$

$$E_{s,t}^{BS} = E_{s,t-1}^{BS} + (\eta^c P_{s,t}^c - P_{s,t}^d / \eta^d) \Delta t \quad (14)$$

$$E_{\min}^{BS} \leq E_{s,t}^{BS} \leq E_{\max}^{BS} \quad (15)$$

$$E_{s,0}^{BS} = E_{s,T}^{BS} \quad (16)$$

式中: $P_{\max}^d$ 为BESS的最大放电功率; $P_{\max}^c$ 为BESS的最大充电功率; $\mu_{s,t}^d$ 和 $\mu_{s,t}^c$ 均为布尔变量,作为BESS充放电的标志; $E_{s,t}^{BS}$ 为 t 时刻的BESS容量; $E_{\max}^{BS}$ 、 $E_{\min}^{BS}$ 分别为

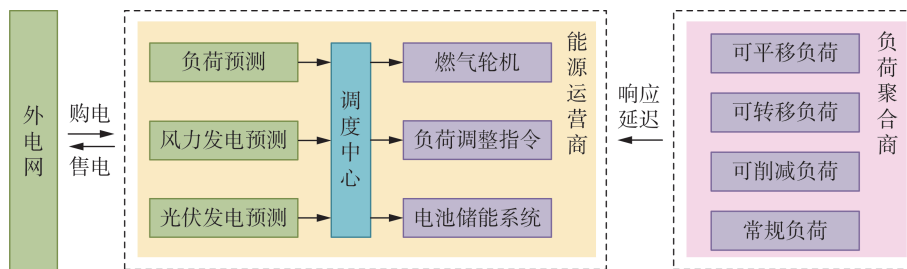


图1 园区微电网系统

Fig. 1 Microgrid system

BESS 容量上、下限; $E_{s,0}^{\text{BS}}$ 为初始时刻的 BESS 容量; $E_{s,T}^{\text{BS}}$ 为末尾时刻的 BESS 容量。

其中, 式(11)为 BESS 放电功率限制; 式(12)为 BESS 充电功率限制; 式(13)表示 BESS 充放电不得同时进行; 式(14)为 BESS 能量状态计算方式; 式(15)为 BESS 能量状态限制; 式(16)为保证 BESS 首末时刻能量状态相等。

1.3 LA 模型

1.3.1 负荷响应特性

依据负荷的需求响应特性, 将负荷分为不可调节的基础负荷和可调节的柔性负荷 2 类。

$$P_{s,t}^{\text{L}} = P_{s,t}^{\text{base}} + P_t^{\text{n}} \quad (17)$$

式中: $P_{s,t}^{\text{L}}$ 为 t 时刻 LA 的总负荷需求; $P_{s,t}^{\text{base}}$ 为 t 时刻的基础负荷; P_t^{n} 为 t 时刻的柔性负荷。

依据可调柔性负荷的响应特性, 现将参与负荷需求响应的柔性负荷分为可平移负荷(洗衣机、洗碗机等)、可转移负荷(电动汽车等充电设备)以及可削减负荷(空调等)3 类。相关约束为:

$$P_t^{\text{n}} = P_t^{\text{sh}} + P_t^{\text{tr}} + P_t^{\text{re}} \quad (18)$$

式中: P_t^{sh} 为 t 时刻的可平移负荷; P_t^{tr} 为 t 时刻的可转移负荷; P_t^{re} 为 t 时刻的可削减负荷。

在实际需求响应过程中, 用户侧柔性负荷在接收到调度中心下达的调控指令后, 通常不会立即执行, 而是由于信息确认、设备启动准备以及用户行为惰性等因素, 表现出不同程度的响应延迟^[28-29]。为更贴近实际用户侧调控行为, 本文引入随机延迟变量对柔性负荷的响应过程进行刻画。在离散时间调度框架下, 设响应延迟随机变量 τ 服从离散分布, 其相关定义为:

$$p^A(\tau = \tau_k) = \alpha_k^A, \quad k = 1, \dots, K \quad (19)$$

$$\sum_{k=1}^K \alpha_k^A = 1, \quad \alpha_k^A \geq 0 \quad (20)$$

式中: $A = \text{sh}, \text{tr}, \text{re}$, 分别表示可平移负荷、可转移负荷或可削减负荷; τ_k 为第 k 类典型延迟时间; α_k^A 为对应负荷在该延迟水平下实际执行调控指令的占比。

其中, 式(19)为对应延迟时间的发生概率; 式(20)为概率归一化条件。

1.3.2 成本函数

LA 的日综合成本包括向 EP 的购电成本、柔性负荷补偿, 其相关函数为:

$$\min(C^{\text{L}} - C^{\text{DR}}) \quad (21)$$

$$C^{\text{L}} = \sum_{s=1}^S \omega_s \sum_{t=1}^T \lambda_{s,t}^{\text{L}} P_{s,t}^{\text{L}} \quad (22)$$

$$C^{\text{DR}} = C^{\text{sh}} + C^{\text{tr}} + C^{\text{re}} \quad (23)$$

式中: C^{L} 为 LA 购电成本; C^{DR} 为柔性负荷补偿; C^{sh} 为可平移负荷的补偿总成本; C^{tr} 为可转移负荷的补偿总成本; C^{re} 为可削减负荷的补偿总成本; $\lambda_{s,t}^{\text{L}}$ 为 LA 购电价格。

本; C^{re} 为可削减负荷的补偿总成本; $\lambda_{s,t}^{\text{L}}$ 为 LA 购电价格。

1) 可平移负荷。

可平移电负荷可通过设定允许的平移时间窗口, 使其整体在多个时刻之间灵活调整, 从而实现负荷的跨时刻转移。假设调度周期内负荷可平移区间为 $[t_-^{\text{sh}}, t_+^{\text{sh}}]$, 可平移持续时间为 T^{sh} , 相关约束为:

$$u_t^{\text{sh}} = s_{t+\tau_k}^{\text{sh},k}, \quad k = 1, \dots, K \quad (24)$$

$$\sum_{t=t_-^{\text{sh}}}^{t_+^{\text{sh}}-T^{\text{sh}}+1} u_t^{\text{sh}} = 1 \quad (25)$$

$$\sum_{m=t+\tau_k}^{t+\tau_k+T^{\text{sh}}-1} z_m^{\text{sh},k} \geq s_{t+\tau_k}^{\text{sh},k} T^{\text{sh}}, \quad k = 1, \dots, K \quad (26)$$

$$P_t^{\text{sh}} = \sum_{k=1}^K P_t^{\text{sh},k} \quad (27)$$

$$P_t^{\text{sh},k} = z_t^{\text{sh},k} P_t^{\text{sh},k} \alpha_k^{\text{sh}} \quad (28)$$

式中: $u_t^{\text{sh}}, s_{t+\tau_k}^{\text{sh},k}, z_t^{\text{sh},k}$ 均为布尔变量; P_t^{sh} 为优化后可平移负荷在 t 时刻的功率; $P_t^{\text{sh},k}$ 为第 k 类延迟可平移负荷在 t 时刻的功率; $P_t^{\text{sh},0}$ 为优化前可平移负荷在 t 时刻的功率。

其中, 式(24)为延迟时长为 τ_k 的可平移负荷实际响应启动约束; 式(25)表示只有一个启动时间; 式(26)表示可平移负荷持续运行; 式(27)为可平移负荷的实际运行功率约束; 式(28)为各类延长时间的可平移负荷实际运行功率约束。

可平移负荷补偿成本为:

$$C^{\text{sh}} = \sum_{t=1}^T c^{\text{sh}} P_t^{\text{sh}} \quad (29)$$

式中: c^{sh} 为可平移负荷的补贴系数。

2) 可转移负荷。

可转移负荷的灵活性较高, 在整个调度周期内可以在规定的区间内随意调节, 设定调度周期内负荷可转移区间为 $[t_-^{\text{tr}}, t_+^{\text{tr}}]$, 为避免设备频繁启停, 对其进行约束:

$$u_t^{\text{tr}} = s_{t+\tau_k}^{\text{tr},k}, \quad k = 1, \dots, K \quad (30)$$

$$\sum_{m=t+\tau_k}^{t+\tau_k+T_{\min}^{\text{tr}}-1} z_m^{\text{tr},k} \geq s_{t+\tau_k}^{\text{tr},k} T_{\min}^{\text{tr}} \quad (31)$$

$$P_t^{\text{tr}} = \sum_{k=1}^K \alpha_k^{\text{tr}} P_t^{\text{tr},k} \quad (32)$$

$$0 \leq P_t^{\text{tr},k} \leq z_t^{\text{tr},k} P_{\max}^{\text{tr}} \quad (33)$$

$$\sum_{t=t_-^{\text{tr}}}^{t_+^{\text{tr}}} P_t^{\text{tr}} = \sum_{t=t_-^{\text{tr}}}^{t_+^{\text{tr}}} P_t^{\text{tr},0} \quad (34)$$

式中: $u_t^{\text{tr}}, s_{t+\tau_k}^{\text{tr},k}, z_t^{\text{tr},k}$ 均为布尔变量; P_t^{tr} 为优化后可转移负荷在 t 时刻的功率; $P_t^{\text{tr},k}$ 为第 k 类延迟(延迟时长为 τ_k)可转移负荷在 t 时刻调整的功率; $P_{\max}^{\text{tr}}$ 为可转移负荷在 t 时刻功率上限; $T_{\min}^{\text{tr}}$ 为可转移负荷最短持续时

间; P_t^{u0} 为优化前可转移负荷在 t 时刻的功率。

其中,式(30)为延迟时长为 τ_k 的可转移负荷实际响应启动约束;式(31)表示可转移负荷持续运行最短时间限制;式(32)为可转移负荷的实际运行功率约束;式(33)为可转移负荷的功率限制;式(34)表示可转移总负荷不变。

可转移负荷补偿成本为:

$$C^{tr} = \sum_{t=1}^T c^{tr} P_t^{tr} \quad (35)$$

式中: c^{tr} 为可转移负荷单位功率的补贴系数。

3)可削减负荷。

可削减负荷主要为用户可以根据用电计划合理降低的负荷功率,设定调度周期内负荷可平移区间为 $[t_{-}^{re}, t_{+}^{re}]$,为保证可削减负荷的削减合理性,对其进行约束:

$$u_t^{re} = s_{t+\tau_k}^{re,k}, k = 1, \dots, K \quad (36)$$

$$\sum_{m=t+\tau_k}^{t+\tau_k+T_{\min}^{re}-1} z_m^{re,k} \geq s_{t+\tau_k}^{re,k} T_{\min}^{re} \quad (37)$$

$$P_t^{re} = \sum_{k=1}^K P_t^{re,k} \quad (38)$$

$$P_t^{re,k} = (1 - \varphi_t) P_t^{re0} \alpha_k^{re} \quad (39)$$

$$0 \leq \varphi_t \leq z_t^{re,k} \varphi_{\max} \quad (40)$$

式中: u_t^{re} 、 $s_{t+\tau_k}^{re,k}$ 、 $z_t^{re,k}$ 均为布尔变量; $T_{\min}^{re}$ 为可削减负荷最短持续时间; P_t^{re} 为削减后的负荷功率; $P_t^{re,k}$ 为第 k 类延迟可削减负荷的功率; P_t^{re0} 为削减前的负荷功率; φ_t 为 t 时刻的负荷削减率; $\varphi_{\max}$ 为负荷最大削减率。

其中,式(36)为延迟时长为 τ_k 的可削减负荷实际响应启动约束;式(37)表示可削减负荷持续运行最短时间限制;式(38)为可削减负荷的实际运行功率约束;式(39)为各类延迟可削减负荷的功率约束;式(40)为可削减率约束。

可削减负荷补偿成本为:

$$C_{re} = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K c_{re} \varphi_t P_t^{re0} \quad (41)$$

式中: c_{re} 为可削减负荷单位功率的补贴价格。

柔性负荷相关布尔变量赋值及说明见表1。

1.3.3 功率平衡约束

EP与LA参与电能交易必须满足功率平衡约束和交易价格平衡约束:

$$P_{s,t}^E - P_{s,t}^L = 0 \quad (42)$$

$$P_{s,t}^E \geq 0 \quad (43)$$

$$P_{s,t}^L \geq 0 \quad (44)$$

1.4 风光出力和基础负荷不确定性

由于光伏、风电出力以及基础负荷均具有不确定性,光伏、风电出力以及基础负荷的预测值与实际

表1 柔性负荷相关布尔变量解释

Table1 Boolean variables related to flexible loads

负荷类型	变量	变量赋值	赋值说明
可平移负荷	u_t^{sh}	1	接收到平移指令
		0	未接收到平移指令
	$s_{t+\tau_k}^{sh,k}$	1	延迟 τ_k 时长的 k 类负荷开始平移
		0	延迟 τ_k 时长的 k 类负荷未开始平移
	$z_t^{sh,k}$	1	开始平移
		0	未开始平移
可转移负荷	$u_t^{tr,k}$	1	接收到转移指令
		0	未接收到转移指令
	$s_{t+\tau_k}^{tr,k}$	1	延迟 τ_k 时长的 k 类负荷开始转移
		0	延迟 τ_k 时长的 k 类负荷未开始转移
	$z_t^{tr,k}$	1	开始转移
		0	未开始转移
可削减负荷	u_t^{re}	1	接收到削减指令
		0	未接收到削减指令
	$s_{t+\tau_k}^{re,k}$	1	延迟 τ_k 时长的 k 类负荷开始削减
		0	延迟 τ_k 时长的 k 类负荷未开始削减
	$z_t^{re,k}$	1	开始削减
		0	未开始削减

值存在一定偏差,其波动特性服从统计学规律:

$$\begin{bmatrix} P_{s,t}^{PV} \\ P_{s,t}^{WT} \\ P_{s,t}^L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{pre,t}^{PV} \\ P_{pre,t}^{WT} \\ P_{pre,t}^L \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta P_{s,t}^{PV} \\ \Delta P_{s,t}^{WT} \\ \Delta P_{s,t}^L \end{bmatrix} \quad (45)$$

$$\begin{cases} \Delta P_{s,t}^{PV} \sim \mathcal{N}(\mu_t^{PV}, (\sigma_t^{PV})^2) \\ \Delta P_{s,t}^{WT} \sim \mathcal{N}(\mu_t^{WT}, (\sigma_t^{WT})^2) \\ \Delta P_{s,t}^L \sim \mathcal{N}(\mu_t^L, (\sigma_t^L)^2) \end{cases} \quad (46)$$

式中: $P_{pre,t}^L$ 、 $P_{pre,t}^{PV}$ 、 $P_{pre,t}^{WT}$ 分别为 t 时刻常规负荷、光伏和风电出力的预测值; $\Delta P_{s,t}^{PV}$ 、 $\Delta P_{s,t}^{WT}$ 和 $\Delta P_{s,t}^L$ 为对应的预测误差项; μ_t^{PV} 、 μ_t^{WT} 、 μ_t^L 分别为 t 时刻光伏、风电和负荷误差分布的均值; $(\sigma_t^{PV})^2$ 、 $(\sigma_t^{WT})^2$ 、 $(\sigma_t^L)^2$ 分别为对应误差项的方差。

若直接根据预测值进行求解会导致预测结果与实际结果之间误差较大。因此,本文假设风光与负荷的预测误差服从正态分布,以其预测值为期望,标准差取期望值的10%^[30-32],采用蒙特卡罗模拟法生成1000个场景;考虑到计算复杂度与运算速度,采用K-means将所得到的负荷以及风光出力场景通过聚类削减,提取其中的4个典型场景进行分析^[33]。

2 基于非对称纳什谈判的定价机制

本章提出了基于纳什谈判的EP-LA合作博弈框

架,并构建了非对称议价机制实现能量交易定价。

2.1 纳什谈判理论

本文构建的纳什谈判模型为一种合作博弈,在实现2个参与者利益最大化的基础上,继而通过谈判机制制定交易价格。纳什谈判模型需满足对称性和帕累托最优,其标准形式为:

$$\max \prod_{m=1}^M (S_m - S_m^0) \quad (47)$$

$$S_m \geq S_m^0 \quad (48)$$

式中: S_m 为参与合作后参与者 m 的收益; S_m^0 为合作前独立主体 m 的收益,亦为谈判破裂点。纳什乘积最大化的解即为纳什谈判博弈问题的均衡解^[34]。

2.2 模型求解方式

鉴于纳什谈判模型存在多变量强耦合与非凸非线性特性,本文将整体求解结构解耦为园区成本最小化子问题(P1)与电价制定子问题(P2),依次求解。其中,功率供需平衡等物理约束被归入子问题(P1)统一处理,电价协商与收益分配机制在子问题(P2)中独立求解,主要基于以下两方面考虑:其一,功率平衡属于系统运行的物理属性,仅决定可行调度空间,与交易电价无直接因果关联,将其剥离不会影响电价求解精度;其二,双层结构本质上体现物理调度与经济决策的天然分层,上层电价博弈侧重收益再分配,不改变在功率平衡约束下的最优运行策略。因此,该解耦方式既有效降低了双层博弈模型的耦合度与求解复杂度,又确保了功率交换关系及全局最优结构不受削弱,实现了模型可解性与准确性的统一。

1) 园区成本最小化子问题(P1)。

微网园区成本最小化即EP和LA的总日综合成本之和最小化,在求解子问题(P1)的过程中,由于双层结构之间的购售电目标函数耦合,可忽略电能交易。具体可表示为:

$$\begin{cases} \min C = C^{\text{EG}} + C^{\text{BS}} + C^{\text{GT}} + C^{\text{sh}} + C^{\text{tr}} + C^{\text{re}} \\ \text{s.t. 式(2)—(20), 式(24)—(44)} \end{cases} \quad (49)$$

式中: C 为微网园区成本。

依据式(49)可直接求解子问题(P1),且得出EP与LA实时交互功率的最优方案。

2) 电价制定子问题(P2)。

在制定EP和LA的电能交易价格时应当充分考虑利益分配关系,即交易电价不得高于向外电网的购电价格,也不得低于向外电网的售电价格,相关约束为:

$$\begin{cases} \lambda_t^s \leq \lambda_{s,t}^E \leq \lambda_t^b \\ \lambda_t^s \leq \lambda_{s,t}^L \leq \lambda_t^b \end{cases} \quad (50)$$

同时还需保证EP参与合作交易后的收益高于其在零成本发电时的收益,LA参与合作交易后的成本

低于从外电网购电单一情景下的成本,相关约束为:

$$S^L - C^{\text{EG}} - C^{\text{BS}} - C^{\text{GT}} - S_0^{\text{EP}} > 0 \quad (51)$$

$$C_0^{\text{LA}} - C^L - C^{\text{sh}} - C^{\text{tr}} - C^{\text{re}} > 0 \quad (52)$$

式中: S_0^{EP} 为EP参与合作交易前的收益; C_0^{LA} 为LA参与合作交易前的成本。其中,式(51)保证EP合作后总收益提升;式(52)保证LA合作后总成本降低。

纳什谈判是相较于不合作状态下产生的谈判,纳什谈判的破裂点代表双方在不合作条件下可获取的收益,一旦谈判点破裂,则双方将不再合作。在本文中,谈判点分别设置为EP与LA独立交易下的收益或成本。其中,EP独立交易的收益和LA独立交易下的成本为:

$$S_0^{\text{EP}} = \sum_{s=1}^S \omega_s \sum_{t=1}^T \lambda_t^s (P_{s,t}^{\text{PV}} + P_{s,t}^{\text{WT}}) \quad (53)$$

$$C_0^{\text{LA}} = \sum_{s=1}^S \omega_s \sum_{t=1}^T \lambda_t^b P_{s,t}^L \quad (54)$$

非对称议价指谈判各方因初始信息或权力不对称而导致议价能力梯度的博弈状态。由于参与者议价能力随其供需能力提升呈边际贡献递减趋势,因此采用自然对数函数构建建议价能力指数,可有效刻画供给或需求能力从弱到强递增过程中其边际议价收益逐渐减弱的经济学特征。同时,自然对数函数具有严格凸性,使议价能力映射具有单调可导与唯一解特性,能够保证纳什乘积优化问题存在唯一均衡解,避免局部最优导致的定价震荡。此外,凸性结构可抑制资源优势导致的议价失衡现象,提升系统电价形成的公平性与稳定性。本文参考文献[35],提出了一种基于自然对数的非线性函数来量化EP与LA的贡献大小,利用式(55)—(57)量化EP与LA的议价能力 α_j 高低。

$$\alpha_j = e^{(E_j^{\text{su}}/E_{\text{max}}^{\text{su}})} - e^{(E_j^{\text{re}}/E_{\text{max}}^{\text{re}})} \quad (55)$$

$$E_j^{\text{su}} = \sum_{s=1}^S \omega_s \sum_{t=1}^T \max(0, P_{j,s,t}^{\text{su}}) \quad (56)$$

$$E_j^{\text{re}} = - \sum_{s=1}^S \omega_s \sum_{t=1}^T \min(0, P_{j,s,t}^{\text{re}}) \quad (57)$$

式中: E_j^{su} 为主体 j 能够供给的电能; E_j^{re} 为主体 j 能够收获的电能; $E_{\text{max}}^{\text{su}}$ 为所有主体中能够供给的电能上限; $E_{\text{max}}^{\text{re}}$ 为所有主体中能够供给的电能上限; $P_{j,s,t}^{\text{su}}$ 为主体 j 能够提供的功率; $P_{j,s,t}^{\text{re}}$ 为主体 j 能够吸收的功率。

基于上述分析,将子问题(P1)中求得的最优实时交互功率代入子问题(P2)中,基于纳什谈判标准式(47)、(48),利用自然对数的严格单调递增的凸函数特性,构建微网园区非对称定价模型:

$$\begin{aligned} & \min \alpha_{\text{EP}} \ln(S^L - C^{\text{EG}} - C^{\text{BS}} - C^{\text{GT}} - S_0^{\text{EP}}) + \\ & \alpha_{\text{LA}} \ln(C_0^{\text{LA}} - C^L - C^{\text{sh}} - C^{\text{tr}} - C^{\text{re}}) \end{aligned} \quad (58)$$

交易平衡约束为:

$$\lambda_{s,t}^E - \lambda_{s,t}^L = 0 \quad (59)$$

当满足 $\lambda_{s,t}^E = \lambda_{s,t}^L$ 时,说明EP与LA达成了交易电价协定。

2.3 ADMM 求解算法

子问题(P2)利用ADMM算法进行求解。在每次迭代中,EP与LA仅需交换交易电价 $\lambda_{s,t}^E$ 、 $\lambda_{s,t}^L$ 与功率计划 $P_{s,t}^E$ 、 $P_{s,t}^L$,无需共享内部梯度、运行成本、储能状态及柔性负荷曲线等局部信息,各主体模型始终在本地独立求解。具体步骤如下:

步骤1:初始化。设置最大迭代次数、收敛精度,初始化增广拉格朗日乘子和迭代次数,并根据式(55)~(57)计算出EP与LA的议价能力 α_{EP} 、 α_{LA} 。

步骤2:求解微网发电侧模型。分别将EP与LA的目标函数引入惩罚系数和拉格朗日乘子,写成式(60)、(61)的增广拉格朗日优化目标函数。

$$L^{EP} = \alpha_{EP} \ln(S^L - C^{EG} - C^{BS} - C^{GT} - S_0^{EP}) + \lambda_t^{EP} \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T (\lambda_{s,t}^E - \lambda_{s,t}^L) + \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T \frac{\rho^{EP}}{2} \|\lambda_{s,t}^E - \lambda_{s,t}^L\|^2 \quad (60)$$

$$L^{LA} = \alpha_{LA} \ln(C_0^{LA} - C^L - C^{sh} - C^{tr} - C^{re}) + \lambda_t^{LA} \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T (\lambda_{s,t}^L - \lambda_{s,t}^E) + \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T \frac{\rho^{LA}}{2} \|\lambda_{s,t}^L - \lambda_{s,t}^E\|^2 \quad (61)$$

式中: L^{EP} 、 L^{LA} 分别为EP和LA的增广拉格朗日优化目标函数; λ_t^{EP} 、 λ_t^{LA} 分别为EP和LA的拉格朗日乘子; ρ^{EP} 、 ρ^{LA} 分别为EP和LA的惩罚系数。

步骤3:更新EP、LA的交易电价决策。EP与LA各自计算自己的交易电价策略,并与对方交换报价信息,两者的电价策略更新式为:

$$\lambda_{s,t}^{E(k+1)} = \arg \min L^{LA}(\lambda_{s,t}^{E(k)}, \lambda_{s,t}^{L(k)}, \lambda_t^{EP(k)}) \quad (62)$$

$$\lambda_{s,t}^{L(k+1)} = \arg \min L^{EP}(\lambda_{s,t}^{L(k)}, \lambda_{s,t}^{E(k+1)}, \lambda_t^{LA(k)}) \quad (63)$$

式中: k 为迭代次数;上标加 k 和 $k+1$ 的变量表示第 k 次迭代和第 $k+1$ 次迭代的变量。

步骤4:拉格朗日乘子更新。拉格朗日乘子更新式为:

$$\lambda_t^{EP(k+1)} = \lambda_t^{EP(k)} + \rho^{EP}(P_{s,t}^E - P_{s,t}^L) \quad (64)$$

$$\lambda_t^{LA(k+1)} = \lambda_t^{LA(k)} + \rho^{LA}(P_{s,t}^L - P_{s,t}^E) \quad (65)$$

步骤5:更新迭代次数 $k=k+1$ 。

步骤6:收敛条件判断。在迭代的过程中,当满足原始残差和对偶残差均小于其对应的收敛精度,且 k 值小于其最大值时,可判断算法收敛,具体约束为:

$$\sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T \|\lambda_t^{EP(k+1)} - \lambda_t^{LA(k+1)}\|_2 < \varepsilon_1 \quad (66)$$

$$\sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T \|\lambda_t^{EP(k+1)} - \lambda_t^{EP(k)}\|_2 < \varepsilon_2 \quad (67)$$

式中: ε_1 为原始残差的收敛精度; ε_2 为对偶残差的收敛精度。

步骤7:终止迭代。当满足式(66)、(67)时终止迭代,否则返回步骤2,直至满足迭代终止条件或达到最高迭代次数 $k_{\max}$ 后停止。

2.4 求解流程

本文所构建的EP与LA合作博弈流程如图2所示。

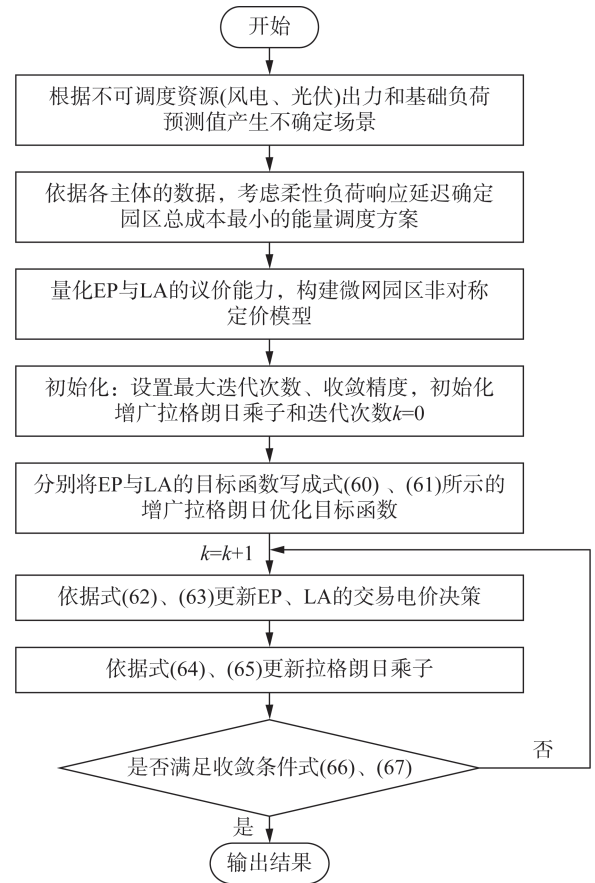


图2 EP与LA合作博弈流程

Fig. 2 EP and LA cooperative game flow chart

3 仿真分析

3.1 仿真参数

为验证本文所提考虑需求响应延迟的光储直柔能源微网调度模型的有效性,本文构建了一个包含风电机组、光伏电站、GT和BESS等的园区。

图3展示了园区中负荷、风电出力和光伏出力的24 h预测功率曲线^[36],并根据此数据,通过蒙特卡罗场景生成和K-means聚类削减处理后提取其中的4个典型场景进行分析。柔性负荷相关参数见表2。

柔性负荷参与需求响应时的延迟时间设置为

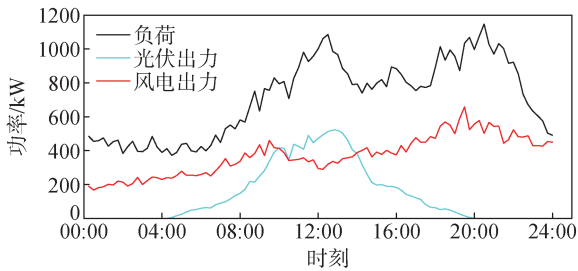


图3 基础负荷和风光出力预测曲线
Fig. 3 Base load, PV and wind output prediction curves

表2 柔性负荷参数

Table 2 Flexible load parameters

负荷类型	T^{sh}/h	$[t_-^{\text{sh}}, t_+^{\text{sh}}]$	$c_{\text{sh}}/(\text{元}/\text{kWh})$
可平移负荷1	2	[05:00, 21:00]	0.1
可平移负荷2	3	[07:00, 23:00]	0.1
负荷类型	$T_{\text{min}}^{\text{tr}}/\text{h}$	$[t_-^{\text{tr}}, t_+^{\text{tr}}]$	$c_{\text{tr}}/(\text{元}/\text{kWh})$
可转移负荷	1	[04:00, 22:00]	0.15
负荷类型	$T_{\text{min}}^{\text{re}}/\text{h}$	$[t_-^{\text{re}}, t_+^{\text{re}}]$	$c_{\text{re}}/(\text{元}/\text{kWh})$
可削减负荷	2	[05:00, 22:00]	0.2

15、30、45、60 min, 其对应比例分别为 0.15、0.35、0.33、0.17。GT 额定运行功率为 500 kW, 耗量参数为 $a^{\text{GT}}=0.001\ 802\ 5\ \text{元}/(\text{kWh})^2$, $b^{\text{GT}}=0.525\ 75\ \text{元}/\text{kWh}$, $c^{\text{GT}}=2.9\ \text{元}$ [37]。BESS 的额定充放电功率为 240 kW, 容量为 480 kWh, 初始 SOC 设置为 0.6, 充放电效率为 0.95, 寿命损耗成本为 0.5 元/kWh。调度周期为 24 h, 调度步长为 15 min。采用 Matlab 调用 Yalmip 与 Gurobi 对优化模型进行求解。

本文将设置 2 个方案进行对比, 来验证本文所提策略的优越性。

方案 1: 考虑柔性负荷响应的延迟性制定调度决策, 模拟真实微电网运行;

方案 2: 不考虑柔性负荷响应的延迟性制定调度决策, 模拟真实微电网运行。

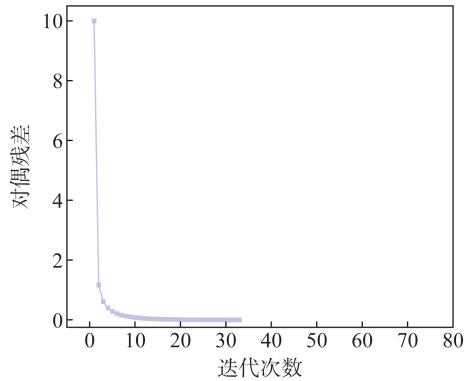
3.2 仿真结果分析

3.2.1 算法收敛性分析

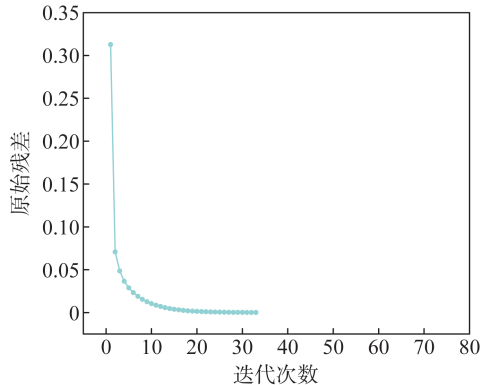
本文采用 ADMM 算法分布式求解子问题 (P2), EP 与 LA 之间的非对称议价迭代收敛结果如图 4 所示。本文所提算法经过 33 次迭代后原始残差和对偶残差均收敛至 10^{-3} 以内, 共耗时 79.318 062 s。由此可见, 本文所提分布式优化算法在收敛性能与计算效率方面均表现优良, 有效兼顾了隐私保护需求与优化调度的实时性要求。

3.2.2 电能交易结果分析

图 5 展示了方案 1 中 4 个场景的 EP 与 LA 能量供需优化结果。由图 5 可知, EP 的主要电能来源为新



(a) 对偶残差迭代结果



(b) 原始残差迭代结果

图4 议价收敛情况

Fig. 4 Negotiation convergence situation

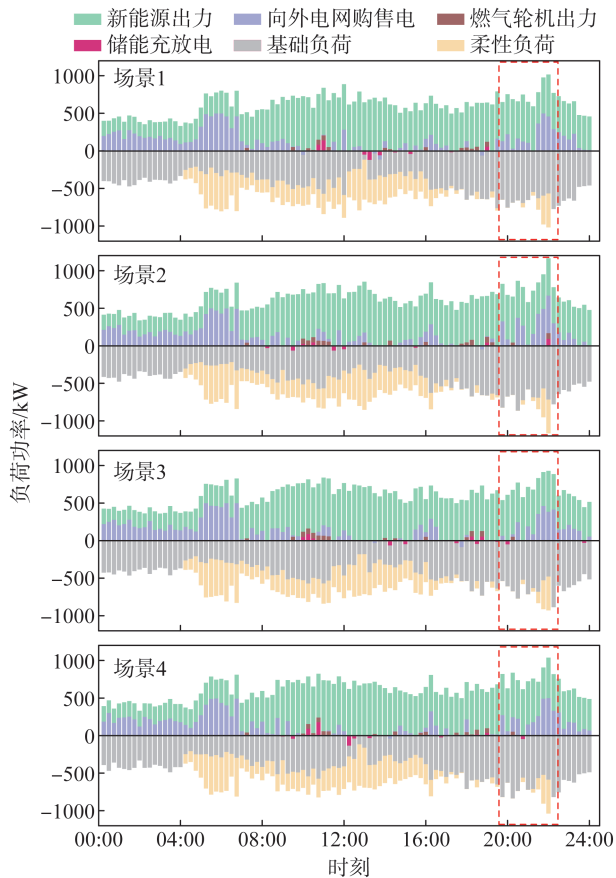


图5 方案1能量供需优化结果

Fig. 5 Energy supply-demand optimization for case 1

能源出力和向外电网购电;燃气轮机出力的时间区间为07:15—23:00,其中10:00—11:15时段,场景3中燃气轮机出力较为显著;储能电池在风光富余时缓慢充电,主要集中于10:00—11:00和18:00—19:00时段,在电能不足时及时放电;柔性负荷的运行时段为04:15—22:00,其引入使得系统负荷曲线更加平滑。

基于2.2节所提非对称议价方案优化后的4个场景下EP与LA间的电能交易价格如图6所示。各场景下的交易电价均位于向外电网购电价格与售电价格的区间范围之内,由此说明EP与LA参与电能交易合作,能够为EP带来更多收益,同时也可以使得LA总用电成本大幅度降低。

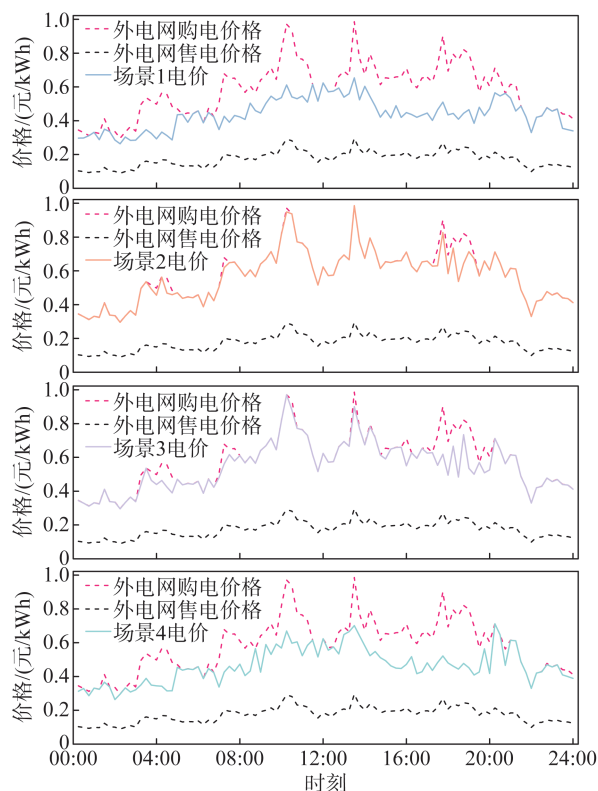


图6 4个场景下非对称议价后的交易电价

Fig. 6 Transaction electricity prices after asymmetric bargaining in four scenarios

各方案的柔性负荷功率对比如图7所示,由图可知,是否考虑柔性负荷对系统调度策略产生了显著影响,两者在运行特性上呈现出较大差异。结合图6中的交易电价数据可以进一步发现,考虑延迟效应的柔性负荷在电价较低时对应的功率峰值更高,而在电价较高时谷值更低,从而实现了更为积极的移峰填谷效果。

方案2中各场景下EP与LA的能量供需优化结果如图8所示。与方案1相比,方案2中的柔性负荷

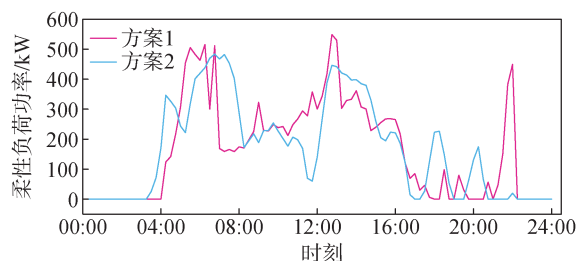


图7 各方案柔性负荷功率

Fig. 7 Flexible load power under different cases

在21:00—22:00时段显著减少;储能电池在10:00—12:30时段的充放电深度与频次均高于方案1;此外,在13:30—14:30,各场景中储能电池与燃气轮机机组的运行特性呈现出较为明显的差异。

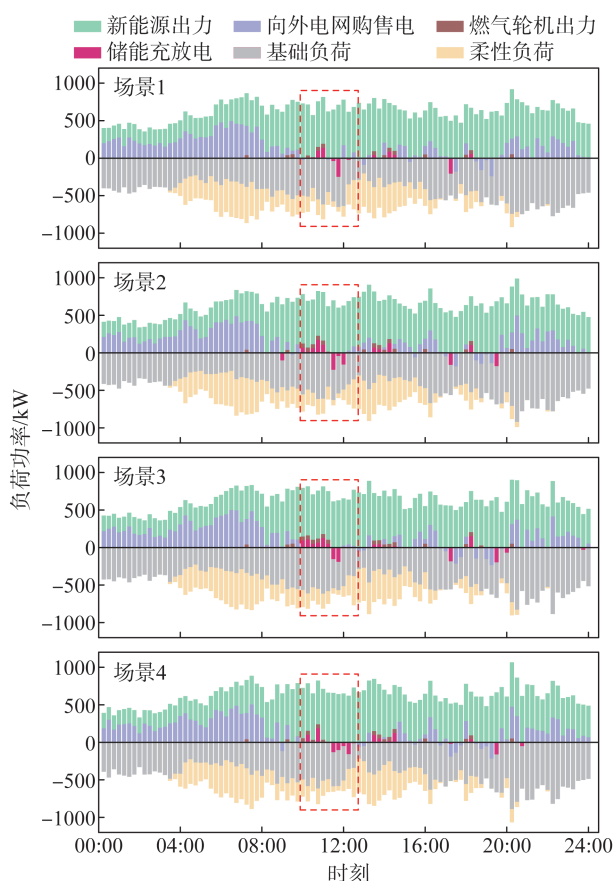


图8 方案2能量供需优化结果

Fig. 8 Energy supply-demand optimization for case 2

3.2.3 成本与收益分析

各方案成本对比分析见表3。由表3可知,方案1在系统综合经济性方面整体优于方案2。具体而言,方案1的LA侧购电成本较方案2降低52.10元(0.71%);LA侧综合成本降低80.41元(1.17%)。由此可见,考虑柔性负荷参与需求响应的延迟效应发挥了积极作用。在EP侧,方案1的外电网购电成本相较方案2降低230.55元(12.92%);机组运行成本降低46.89元(20.68%),成本降低幅度显著,表明所

表 3 各方案成本对比
Table 3 Cost comparison of each scheme

元

方案	LA 侧			EP 侧			园区综合成本
	柔性负荷补偿	购电成本	综合成本	外电网购电成本	机组运行成本	综合收益	
1	501.82	7 268.41	6 766.59	1 553.65	179.87	5 033.07	2 235.34
2	473.51	7 320.51	6 847.00	1 784.20	226.76	4 836.04	2 484.47

提协同优化策略能够有效提升机组运行的经济性。同时,方案 1 的综合收益由 4 836.04 元提升至 5 033.07 元,提高 4.07%。

从社会福利的层面上看,方案 1 和方案 2 的园区综合总成本分别为 2 235.34、2 484.47 元,方案 1 较方案 2 显著降低 249.13 元(10.03%)。这一结果表明,本文所提策略相较常规调度策略具有明显的经济性优势,在实现 EP 日综合收益提升的同时有效降低了 LA 的综合成本,兼顾了合作双方的利益;同时有效保障了 EP 与 LA 间的隐私性。由此,本文所提微网调度策略实现了经济性与安全性的统一,也更好地体现了以社会福利最大化为目标的优化导向。

4 结 论

随着可再生能源在电力系统中的供给占比不断提升,本文针对含高比例新能源的园区微电网,提出了考虑需求响应延迟特性的光储直柔系统优化调度策略,并构建了一种基于非对称纳什谈判的电能交易模型,利用 ADMM 算法进行分布式求解得到电能交易价格。通过理论建模与多场景仿真分析,可以得出以下结论:

- 1)利用 ADMM 算法求解交易电价模型的过程中,仅交换 EP 与 LA 间的电价和电功率信息,能够有效保护二者的隐私,并且该算法具有良好的收敛性。
- 2)本文构建的非对称纳什谈判议价模型能够有效避免 EP 对电价制定的绝对主导,维护负荷运营商的议价权力。
- 3)柔性负荷响应延迟会显著影响系统实时功率平衡,传统调度忽略延迟效应将导致能源调度策略不佳,而本文模型通过量化延迟概率分布,有效降低了调度偏差。

未来,将进一步深化对园区多主体合作博弈优化调度的研究。一方面,将探索更复杂市场环境下的多主体合作机制;另一方面,将结合碳排放约束与多能互补机制,构建更符合“双碳”目标的调度模型,以提升方法的实际适用性和推广价值。

利益冲突声明 (Conflict of Interests):
所有作者声明不存在利益冲突。

作者贡献声明 (Authors' Contributions):

曹文学负责优化调度模型的构建,并完成论文的撰写与修订工作;董济魁承担研究方案设计与论证;随权提出研究思路,参与论文的撰写和修订;廖伟参与仿真数据分析,并负责终稿的校对工作;刘畅参与图形绘制及论文校对;刘孟琦参与数据预处理和数据仿真;黄加阳负责文献的检索与收集。所有作者均阅读并同意了论文终稿内容。

5 参考文献

[1] 楼冠男,王雷,林达,等. 微电网群协同运行关键技术综述[J]. 浙江电力, 2025, 44(6): 3-19.
Lou Guannan, Wang Lei, Lin Da, et al. Review on key technologies for coordinated operation of microgrid cluster[J]. Zhejiang Electric Power, 2025, 44(6): 3-19.

[2] 李洪美,李香凡,林志芳,等. 计及车网互动的热电联供微电网优化调度[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(9): 63-73.
Li Hongmei, Li Xiangfan, Lin Zhifang, et al. Optimized scheduling of the combined heat and power microgrid considering vehicle-to-grid interaction[J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(9): 63-73.

[3] 夏鑫,钟浩,张磊,等. 计及动态电价的电动汽车参与微电网调度双层优化策略[J]. 电力工程技术, 2024, 43(3): 140-150.
Xia Xin, Zhong Hao, Zhang Lei, et al. A two-layer optimization strategy for electric vehicles participating in microgrid scheduling considering dynamic electricity prices [J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(3): 140-150.

[4] 雷莱,王晓卫,魏顺航,等. 风光燃储微电网孤岛运行协调控制[J]. 电网与清洁能源, 2025, 41(11): 148-154.
Lei Lai, Wang Xiaowei, Wei Shunhang, et al. The coordinated control of wind-photovoltaic-fuel cell-battery microgrids based on PSO fuzzy droop control [J]. Power System and Clean Energy, 2025, 41(11): 148-154.

[5] 符林贝,王海生,李中中,等. 考虑用户侧共享储能的山区微电网优化调度策略[J]. 浙江电力, 2025, 44(6): 50-57.
Fu Linbei, Wang Haisheng, Li Zhongzhong, et al. An optimal scheduling strategy for mountainous microgrids considering user-side shared energy storage[J]. Zhejiang Electric Power, 2025, 44(6): 50-57.

[6] 周航,马立红,李中中,等. 基于源-荷运行模式划分的微电网经济运行随机优化方法[J]. 浙江电力, 2025, 44(6): 69-81.

- Zhou Hang, Ma Lihong, Li Zhongzhong, et al. A stochastic optimization method for economic microgrid operation based on "source-load operation" mode classification [J]. Zhejiang Electric Power, 2025, 44(6): 69-81.
- [7] Zhou K K, Ding L, Li X. Multitimescale incentive-based demand response scheduling models [J]. IEEE Transactions on Engineering Management, 2025, 72: 3528-3541.
- [8] 刘艳, 陈国华, 顾雪平. 基于热电解耦CCHP和综合需求响应协同优化的配电网韧性提升策略[J]. 太阳能学报, 2024, 45(10): 186-198.
- Liu Yan, Chen Guohua, Gu Xueping. Distribution network resilience improvement strategy based on thermoelectric decoupling cchp and integrated demand response collaborative optimization [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2024, 45(10): 186-198.
- [9] 陈庆斌, 杨耿煌, 耿丽清, 等. 考虑源荷不确定性和柔性负荷的综合能源系统低碳运行调度[J]. 太阳能学报, 2025, 46(4): 183-192.
- Chen Qingbin, Yang Genghuang, Geng Liqing, et al. Low-carbon operation scheduling of integrated energy system considering source-load uncertainty and flexible loads [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2025, 46(4): 183-192.
- [10] 李伊竹林, 韩肖清, 李廷钧, 等. 基于动态电-碳需求响应的综合能源系统日前多元低碳交易方法[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(12): 24-35.
- Li Yizhulin, Han Xiaoqing, Li Tingjun, et al. Multifaceted day-ahead low-carbon trading method for integrated energy systems based on dynamic electricity-carbon demand response [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(12): 24-35.
- [11] 李振坤, 游胜苒, 李景岳, 等. 计及动态定价机制和需求响应的社区综合能源系统优化运行[J]. 智慧电力, 2025, 53(9): 56-63.
- Li Zhenkun, You Shengran, Li Jingyue, et al. Optimized operation of community integrated energy systems considering dynamic pricing mechanism and demand response [J]. Smart Power, 2025, 53(9): 56-63.
- [12] 栗然, 吕慧敏, 彭湘泽, 等. 考虑动态定价和碳交易的多园区综合能源服务商低碳合作优化策略[J]. 太阳能学报, 2024, 45(3): 337-346.
- Li Ran, Lyu Huimin, Peng Xiangze, et al. Optimization strategy for low-carbon cooperation of multi-district integrated energy service providers considering dynamic pricing and carbon trading [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2024, 45(3): 337-346.
- [13] 张玉, 曾繁敏, 林意杰, 等. 考虑多不确定性和需求响应的综合能源系统鲁棒优化调度研究[J]. 太阳能学报, 2025, 46(9): 688-695.
- Zhang Yu, Zeng Fanmin, Lin Yijie, et al. Research on robust optimal scheduling of integrated energy systems considering multiple uncertainties and demand response [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2025, 46(9): 688-695.
- [14] 彭伟鹏, 邵振国, 陈飞雄, 等. 计及需求响应的风储集群电力系统多时间尺度优化调度[J]. 太阳能学报, 2025, 46(2): 282-292.
- Peng Weipeng, Shao Zhenguo, Chen Feixiong, et al. Multi-timescale optimal scheduling of wind-storage cluster power system with demand response [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2025, 46(2): 282-292.
- [15] 郑之轩, 倪妮, 吴思媛. 计及光伏消纳和需求响应的典型农业园区调度优化[J]. 电力需求侧管理, 2025, 27(5): 30-35.
- Zheng Zhixuan, Ni Ni, Wu Siyuan. Optimal dispatch of typical agricultural park considering photovoltaic consumption and demand response [J]. Power Demand Side Management, 2025, 27(5): 30-35.
- [16] 朱振山, 郭磊, 罗冠辉. 考虑氢能汽车需求响应的电-气-氢综合能源系统事件式分布鲁棒优化调度[J]. 电网技术, 2025, 49(8): 3219-3229.
- Zhu Zhenshan, Guo Lei, Luo Guanhui. Event-based distributionally robust optimization scheduling of integrated electricity-gas-hydrogen energy systems considering hydrogen fuel cell vehicle demand response [J]. Power System Technology, 2025, 49(8): 3219-3229.
- [17] 肖仁鑫, 马四琳, 潘楠, 等. 考虑需求响应和EV有序接入的微电网双层优化调度[J/OL]. 太阳能学报, 2025-09-04. <https://doi.org/10.19912/j.0254-0096.tynxb.2024-2411>.
- Xiao Renxin, Ma Silin, Pan Nan, et al. Bi-level optimization scheduling of microgrid considering demand response and ordered integration of evs [J/OL]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2025-09-04. <https://doi.org/10.19912/j.0254-0096.tynxb.2024-2411>.
- [18] 马瑞, 夏绪卫, 闫振华, 等. 基于双层合作博弈的微电网群与共享储能联合调度优化策略[J]. 电网与清洁能源, 2025, 41(5): 133-139.
- Ma Rui, Xia Xuwei, Yan Zhenhua, et al. The optimization strategy for joint scheduling of microgrids cluster and shared energy storage based on bi-level cooperation game [J]. Power System and Clean Energy, 2025, 41(5): 133-139.
- [19] 丁长新, 王翔, 赵波, 等. 基于动态组网的园区微电网群运行优化[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(5): 1-9.
- Ding Changxin, Wang Xiang, Zhao Bo, et al. Operation optimization for the industrial park microgrid cluster based on dynamic networking [J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(5): 1-9.
- [20] 杨娜, 马龙腾, 刘浩睿, 等. 考虑条件风险价值的含EV虚拟电厂主从博弈优化调度[J]. 综合智慧能源, 2025, 47(9): 80-88.
- Yang Na, Ma Longteng, Liu Haorui, et al. Optimal scheduling of Stackelberg game based dispatch of virtual power plant including EV considering conditional value at risk [J]. Integrated Intelligent Energy, 2025, 47(9): 80-88.
- [21] 闫群民, 贾宇飞, 马永翔, 等. 基于Stackelberg主从博弈的微电网双层能量管理策略[J]. 太阳能学报, 2024, 45(12): 650-658.
- Yan Qunmin, Jia Yufei, Ma Yongxiang, et al. Two-tier energy management strategy for microgrid based on Stackelberg master-slave game [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2024, 45(12): 650-658.
- [22] Liu N, Yu X H, Wang C, et al. Energy sharing management for microgrids with PV prosumers: a Stackelberg game approach [J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2017, 13(3): 1088-1098.
- [23] 龚诚嘉锐, 林顺富, 边晓燕, 等. 基于多主体主从博弈的负荷聚合商经济优化模型[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(2): 30-40.
- Gong Chengjiarui, Lin Shunfu, Bian Xiaoyan, et al. Economic optimization model of a load aggregator based on the multi-agent Stackelberg game [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(2): 30-40.
- [24] 蔡杰, 尹斌鑫, 李智威, 等. 考虑安全约束的交直流配电网多利

- 益主体完全信息动态博弈与协同调度方法[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(12): 73-80.
- Cai Jie, Yin Binxin, Li Zhiwei, et al. Complete information dynamic games and coordinated scheduling method with multi stakeholders in AC/DC distribution network considering security constraints[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(12): 73-80.
- [25] 张涛, 王金, 梅欣, 等. 考虑碳-绿证的多主体多园区合作博弈优化调度[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(9): 129-135, 153.
- Zhang Tao, Wang Jin, Mei Xin, et al. Optimal scheduling of multi-subject and multi-park cooperative game considering carbon-green certificate[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(9): 129-135, 153.
- [26] 王书征, 吴守豪, 吴志, 等. 风光不确定条件下考虑双边交易的配微电网协同规划[J]. 电力工程技术, 2025, 44(3): 97-107, 227.
- Wang Shuzheng, Wu Shouhao, Wu Zhi, et al. Collaborative planning of distribution-grid and micro-grid considering bilateral transactions under wind-solar uncertain conditions[J]. Electric Power Engineering Technology, 2025, 44(3): 97-107, 227.
- [27] 王瑞, 程杉, 汪业乔, 等. 基于多主体主从博弈的区域综合能源系统低碳经济优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(5): 12-21.
- Wang Rui, Cheng Shan, Wang Yeqiao, et al. Low-carbon and economic optimization of a regional integrated energy system based on a master-slave game with multiple stakeholders[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(5): 12-21.
- [28] 闫丽梅, 赵奕岚, 赵书琪. 基于改进人工蜂鸟算法的微电网优化调度[J]. 计算机测量与控制, 2026, 34(3): 177-185.
- Yan Limei, Zhao Yilan, Zhao Shuqi. Microgrid optimization scheduling based on improved AHA[J]. Computer Measurement & Control, 2026, 34(3): 177-185.
- [29] 李嘉敖, 李金生. 数字经济时代下消费者惰性对缺货后悔的作用分析: 决策延迟的中介作用和转换成本的调节作用[J]. 当代经济, 2024, 41(1): 19-30.
- Li Jia'ao, Li Jinsheng. Analysis of the effect of consumer inertia on out-of-stock regret in the era of digital economy: the mediating effect of decision delay and the regulating effect of switching cost[J]. Contemporary Economics, 2024, 41(1): 19-30.
- [30] 黄立滨, 蔡海青, 顾浩瀚, 等. 计及分布式光伏和储能主动支撑的配电网日前日内协调优化运行策略[J]. 南方电网技术, 2024, 18(8): 51-60.
- Huang Libin, Cai Haiqing, Gu Haohan, et al. Coordinated optimal strategy for day-ahead and intra-day operation of distribution network considering the active support of distributed photovoltaic and energy storage system[J]. Southern Power System Technology, 2024, 18(8): 51-60.
- [31] 郭方洪, 冯秀荣, 杨淦, 等. 基于数据模型双驱动的新能源微电网分布鲁棒优化调度[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(20): 36-47.
- Guo Fanghong, Feng Xiurong, Yang Hao, et al. Dual-data-model-driven distributionally robust optimal scheduling of renewable energy microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(20): 36-47.
- [32] 张杰, 江城锐, 曾祥明, 等. 考虑灵活性供需时空平衡的高载能负荷调峰及备用潜力评估方法[J]. 电力系统自动化, 2026, 50(5): 98-109.
- Zhang Jie, Jiang Chengrui, Zeng Xiangming, et al. Assessment method for peak regulation and reserve potential of energy-intensive loads considering spatiotemporal balance of flexibility supply and demand[J]. Automation of Electric Power Systems, 2026, 50(5): 98-109.
- [33] 阎怀东, 马汝祥, 柳志航, 等. 计及需求响应的电动汽车充电站多时间尺度随机优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(10): 71-80.
- Yan Huaidong, Ma Ruxiang, Liu Zhihang, et al. Multi-time scale stochastic optimal dispatch of electric vehicle charging station considering demand response[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(10): 71-80.
- [34] 马腾飞, 裴玮, 肖浩, 等. 基于纳什谈判理论的风-光-氢多主体能源系统合作运行方法[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(1): 25-39.
- Ma Tengfei, Pei Wei, Xiao Hao, et al. Cooperative operation method for wind-solar-hydrogen multi-agent energy system based on Nash bargaining theory[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(1): 25-39.
- [35] 吴锦领, 楼平, 管敏渊, 等. 基于非对称纳什谈判的多微网电能共享运行优化策略[J]. 电网技术, 2022, 46(7): 2711-2723.
- Wu Jinling, Lou Ping, Guan Minyuan, et al. Operation optimization strategy of multi-microgrids energy sharing based on asymmetric Nash bargaining[J]. Power System Technology, 2022, 46(7): 2711-2723.
- [36] Sui Q, Li F Y, Lin X N, et al. Enhanced-decision energy trading for island renewable microgrids considering large interruptible refrigeration load intra-hour switching[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022, 138: 107933.
- [37] 何华绅, 王玉玺, 随权, 等. 计及限电不确定性的园区微电网燃气轮机与空调建筑集群多时间尺度协同调度[J]. 电力建设, 2025, 46(12): 131-142.
- He Huashen, Wang Yuxi, Sui Quan, et al. Multi-time-scale coordinated scheduling of micro-turbine and air-conditioning building clusters in campus microgrid considering load curtailment uncertainty[J]. Electric Power Construction, 2025, 46(12): 131-142.

收稿日期: 2025-11-04 修回日期: 2026-01-11



曹文学

作者简介:

曹文学(2000),男,硕士研究生,主要研究方向为电力系统优化调度,E-mail:wenxue_cao@126.com;

董济魁(2007),男,本科生,主要研究方向为软件工程,E-mail:3419641086@qq.com;

随权(1995),男,博士,教授,博士生导师,通信作者,主要研究方向为电力系统/综合能源系统

规划布局、优化调度和大停电负荷恢复,E-mail:quan_sui@163.com;

廖伟(1989),男,本科,主要研究方向为电气工程及其自动化,E-mail:47469096@qq.com;

刘畅(1994),女,博士,副高级工程师,主要研究方向为电气工程及其自动化,E-mail:fluency@foxmail.com;

刘孟琦(2002),男,硕士研究生,主要研究方向为电力系统控制,E-mail:850886735@qq.com;

黄加阳(2001),男,硕士研究生,主要研究方向为新能源微电网技术,E-mail:1574013405@qq.com。

(编辑 景贺峰)