

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.231052

基于三层博弈的社区综合能源系统电热交易策略

牛焕娜, 王青林, 袁嘉兴, 李春毅, 井天军

(中国农业大学信息与电气工程学院, 北京 100083)

摘要: 随着综合能源系统逐渐向智能化、清洁化、去中心化转型, 发用电一体的产消者应运而生。为实现综合能源系统可再生能源的充分消纳, 提高各主体的交互效益, 提出基于三层博弈的社区综合能源系统电热交易策略。首先, 建立基于社区合作博弈嵌套的综合能源运营商与能源社区主从博弈模型, 运营商以最大化自身效益为目标制定分时电价、热价并传递给能源社区。能源社区响应运营商的电热决策, 以消费剩余最大为目标制定与其他社区的交互策略, 确定购能需求并传递给运营商。其次, 为降低综合能源运营商碳排放, 充分消纳各运营商的资源剩余, 建立多综合能源运营商的纳什谈判模型。然后, 利用 Karush-Kuhn-Tucker(KKT)条件将模型进行转化, 并利用 McCormick 法进行凸松弛。最后, 采用交替方向乘子分布式算法对模型进行求解, 通过算例验证了所提策略能够有效提升各主体交互效率、降低综合能源系统碳排放、提高各主体效益。

关键词: 能源社区; 社区综合能源系统; 三层博弈; 纳什谈判; 主从博弈

Heat-electricity trading decisions of a community integrated energy system based on three-layer game theory

NIU Huanna, WANG Qinglin, YUAN Jiaying, LI Chunyi, JING Tianjun

(College of Information and Electrical Engineering, China Agricultural University, Beijing 100083, China)

Abstract: With the gradual transformation of the integrated energy system towards intelligence, cleanliness, and decentralization, an integrated power producer and consumer has emerged. To realize the full consumption of renewable energy and improve the interactive benefits of each subject, an electricity-and-heat trading strategy of the community integrated energy system based on a three-layer game is proposed. First, a master-slave game model of integrated energy operators and communities based on the nested community cooperation game is developed. Operators set time-of-use electricity and heat tariffs to maximize their benefits and pass them on to the energy community. Responding to the operators' electric and thermal decisions, the energy community develops interaction strategies with other communities to maximize the consumption surplus, and determining and transferring the energy purchase demand to the operator. Secondly, to reduce carbon emissions and fully use the surplus resources of each operator, a Nash negotiation model for multiple integrated energy operators is established. The model is transformed by the Karush-Kuhn-Tucker (KKT) condition and convex relaxed by the McCormick method. Finally, the model is analyzed using an alternating direction multiplier distributed algorithm. The simulation verifies result that the proposed strategy can effectively optimize the interaction efficiency of each subject and reduce the carbon emission of the integrated energy system, improving the benefits for all subjects.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. U2166208).

Key words: energy community; community integrated energy system; three-layer game; Nash negotiation; Stackelberg game

0 引言

国家发改委国家能源局发布的《关于加快建设

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(U2166208); 国家电网公司总部科技项目资助(5400-202133157A-0-0-00)

全国统一电力市场体系的指导意见》中指出要健全分布式发电交易机制, 鼓励具有分布式光伏、风电等产消主体之间直接进行交易。随着分布式发电技术向用户侧渗透, 用户有源化特征愈加明显, 自平衡能力逐渐提升、自平衡意愿也会越来越强烈^[1-2]。现阶段大量分布式电源(如屋顶光伏等)接入居民

型、商业型以及工业型社区,以产消社区为主的新型光伏消纳系统得到快速发展。在源网荷储各环节协同紧密的社区综合能源系统(community integrated energy system, CIES)下,产消社区之间进行的点对点(peer-to-peer, P2P)^[3-4]交易能有效平衡本地分布式电源和负荷的随机波动,促进可再生能源消纳,具有重要研究意义。

近年来,国内外学者针对产消者之间的 P2P 交易展开了广泛的研究。文献[5]考虑碳交易和各主体间电能共享配置,提出一种基于合作博弈的多区域综合能源系统联合规划方法,有效降低了各主体的规划成本。文献[6]考虑投资经济性和社区内部不同主体利益交互,提出基于合作博弈的共享储能与光伏容量协同规划方法。文献[7]针对用户参加 P2P 市场的积极性不高问题,提出了一种心理动机模型,制定针对不同场景的电价定价策略和用户优先级策略,提高用户 P2P 交易的参与度。但是伴随着国家能源转型的推进,围绕用户需求开展的综合能源服务快速崛起,传统的售电公司也由买卖差价的中间商变为向用户提供冷、热、电、气的综合能源运营商^[8](integrated energy operator, IEO)。以上研究只针对能源社区与售电公司之间的直接电能交互,并未考虑在快速发展的市场化环境当中,综合能源运营商会取代上级能源网络,直面用户需求进行能量供给。因此,研究多能耦合的综合能源运营商与产消用户在市场环境下的交易机制具有重要意义。文献[9]依据比例分摊原则建立系统线路碳流率和节点碳势计算模型,构建了考虑多能碳流约束的电网公司、天然气公司和能源站三大主体的规划收益模型,采用了不动点迭代的双层 Nash-Stackelberg 博弈规划方法,利用粒子群优化算法求解博弈模型,并引入 Kriging 元模型提高寻优效率。文献[10]建立综合能源运营商之间的电热交互模型,通过合作博弈有效提升各主体的效益和本地新能源的消纳。文献[11]建立了综合能源服务商之间竞价博弈的双层模型。但是以上研究只涉及综合能源运营商之间的合作博弈模型,并未考虑综合能源运营商与能源消费者的博弈关系,消费者只能被动接受运营商的定价策略,无法与运营商进行有效的互动。并且随着具有产消身份的用户快速兴起,具有电能剩余的产消者如果不能与其他产消者或上级能源运营商进行合理的交互,可能会导致新能源无法被完全消纳。

目前,针对主动配电网下的多微网以及多综合能源系统之间的竞合模式和博弈关系已经受到该领域学者的广泛关注^[12-14],分布式主体间的博弈方法主要分为合作博弈、非合作博弈以及多种博弈相结

合的混合博弈方法^[15-16]。但是针对综合能源运营商与多产消者组成的社区/园区综合能源系统研究还比较匮乏,因此建立一种适合该模式的能源交易机制具有重要意义。

综上,伴随着新型电力系统架构的快速发展,考虑到能源共享市场机制有待完善,以及产消者之间进行能量共享带来的复杂行为,本文提出了一种基于三层博弈的社区综合能源系统电热交易策略。首先,为实现运营商与能源社区间的有效互动,建立运营商为主体、能源社区为从体的一主多从博弈模型,通过模型的求解在博弈均衡解下得到运营商的定价策略以及能源社区的购能策略。其次,为达到能源社区间的有效互补,实现本地新能源充分消纳,在主从博弈框架中嵌套能源社区间的合作博弈框架。但能源社区间形成联盟势必会对上层运营商造成利益损失,为避免该损失并进一步促进运营商之间的能源交互,建立运营商间的纳什谈判合作博弈模型。在模型求解中,利用 KKT 条件对能源社区的模型进行处理,并利用 McCormick 处理非线性项,随后将运营商纳什谈判非线性问题转化为两个易求解的子问题,采用交替方向乘子法(alternating direction method of multipliers, ADMM)进行求解,最后由算例验证本文模型的有效性。

1 运营商与多能源社区的博弈互动框架

1.1 社区综合能源系统整体框架图

社区综合能源系统模型整体框架图如图 1 所示,社区综合能源系统的交易主体主要为综合能源运营商与能源社区(energy community, EC)。综合能源运营商与上级电网、天然气网连接,考虑到热能远距离传输损耗较大,因此能源社区的热能需求全部由综合能源运营商满足,不存在上级热力管道。综合能源运营商在电能剩余或缺失时与电网交互,主要的供能设备主要包括风电、光热电站(concentrating solar power, CSP)、热电联产机组、燃气锅炉以及电热储能。燃气轮机与燃气锅炉消耗的天然气由运营商向天然气商购买。能源社区为具有光伏发电设备的产消者,在能量剩余或不足时,优先与能源社区进行能量共济。由于本文考虑能源社区具有的光伏发电设备不能够完全满足社区用电,因此本文模型不考虑能源社区向能源运营商的供电行为。

1.2 基于三层博弈的能源交易框架

本文为兼顾 IEO 与 EC 各主体的利益,避免能源社区结成联盟而导致运营商收益下降,构建了由上到下的“合作-非合作-合作”三层博弈模型,交易框架如图 2 所示。



图 1 社区综合能源系统整体框架图

Fig. 1 Whole structure of community integrated energy system

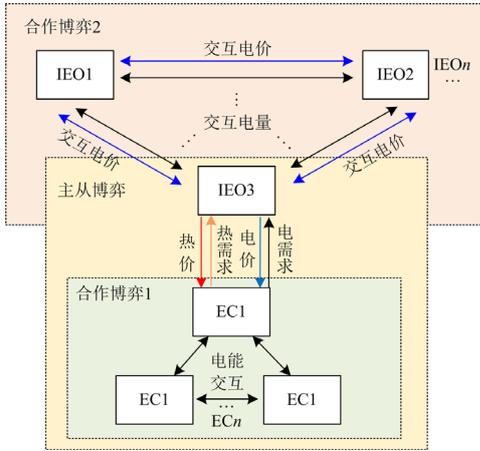


图 2 基于三层博弈的交易框架

Fig. 2 Trading framework based on three-layer games

1) 第一层博弈为能源社区(EC)间的合作博弈, 为充分消纳资源剩余, 能源社区之间首先进行能量交互, 以最低的成本实现本地能量自平衡。

2) 第二层博弈为运营商(IEO)与社区联盟的主从博弈, 运营商(IEO)向能源社区(EC)传递电价、热价, 能源社区响应价格策略向运营商传递购电量和购热量。两者进行动态博弈, 运营商不断调整自身机组运行策略, 能源社区不断优化需求响应和与其他社区的交易电能策略, 最终达到博弈平衡点。

3) 当前两层博弈达到平衡时, 运营商(IEO)根据

自身能量剩余或缺失情况, 以运营商联盟整体利益最大化为目标制定自身的期望交易电量、电价决策, 并向下一运营商传递。下一运营商响应上一运营商决策, 社区综合能源系统内部进行前两层博弈并达到平衡点后, 制定自身的期望决策传递给下一运营商, 如此循环, 直到各运营商之间的期望电量和电价信息达成一致, 博弈达到均衡点。

2 社区综合能源系统博弈模型

2.1 基于 EC 合作博弈嵌套的 IEO 与 EC 主从博弈模型

考虑到社区用能的差异性, IEO 向不同 EC 的定价具有差异性, 构建一主多从的博弈模型。EC 之间优先进行合作博弈, 以消费者剩余最大为目标制定与 IEO 的交互策略; 该合作博弈嵌套进主从博弈当中一同进行优化, 在求解主从博弈的过程中, 社区间的功率交互也不断迭代, 当主从博弈得到均衡解的同时, 可得 EC 间的交互电量结果。

2.1.1 博弈领导者 IEO 运营收益模型

IEO 作为博弈领导者, 根据接收到的 EC 联盟的购能需求, 制定向 EC 联盟的售电售热价格决策。

1) 目标函数

IEO 考虑 EC 购能计划并优化设备出力, 以收益最大为目标, 可表示为

$$\max U_i^{\text{IEO}} = \sum_{t=1}^T \left(I_{i,t}^{\text{touser}} - C_{i,t}^{\text{grid}} - C_{i,t}^{\text{gas}} - C_{i,t}^{\text{storage}} - C_{i,t}^{\text{om}} - C_{i,t}^{\text{pun}} - C_{i,t}^{\text{co}_2} \right) \quad (1)$$

式中: T 为总时段数, 本文指一天中的 24 h; U_i^{IEO} 为运营商 i 的综合运营收益; $I_{i,t}^{\text{touser}}$ 为运营商向社区售能收入; $C_{i,t}^{\text{grid}}$ 、 $C_{i,t}^{\text{gas}}$ 分别为能源运营商 i 与电网、气网交互产生的成本; $C_{i,t}^{\text{storage}}$ 为电热储能损耗成本; $C_{i,t}^{\text{om}}$ 为能源运营商各设备机组运维成本; $C_{i,t}^{\text{pun}}$ 为弃风惩罚费用成本; $C_{i,t}^{\text{co}_2}$ 为碳排放成本。

$$C_{i,t}^{\text{grid}} = (\rho_t^{\text{e,buy}} P_{i,t}^{\text{buy}} - \rho_t^{\text{e,sell}} P_{i,t}^{\text{sell}}) \Delta t \quad (2)$$

式中: Δt 为时间长度; $P_{i,t}^{\text{buy}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{sell}}$ 分别为运营商在 t 时刻向电网的购电功率和售电功率; $\rho_t^{\text{e,buy}}$ 、 $\rho_t^{\text{e,sell}}$ 分别为运营商在 t 时刻的购电价和上网电价, 电价取值参考文献[17]中的微网运营商与电网的交互电价。

$$C_{i,t}^{\text{gas}} = \rho^{\text{gas}} (G_{i,t}^{\text{CHP}} + G_{i,t}^{\text{GB}}) \Delta t \quad (3)$$

式中: ρ^{gas} 为购气价格; $G_{i,t}^{\text{CHP}}$ 和 $G_{i,t}^{\text{GB}}$ 分别为热电联产机组和燃气锅炉机组 t 时刻从气网的购气功率。

$$C_{i,t}^{\text{storage}} = [(P_{i,t}^{\text{ch}} + P_{i,t}^{\text{dis}}) \zeta_c + (Q_{i,t}^{\text{ch}} + Q_{i,t}^{\text{dis}}) \zeta_h] \Delta t \quad (4)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{ch}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{dis}}$ 分别为电储能在 t 时刻的充、放电

功率； $Q_{i,t}^{\text{ch}}$ 、 $Q_{i,t}^{\text{dis}}$ 分别为热储能在 t 时刻的充、放热功率； ζ_e 和 ζ_h 分别为电储能和热储能的损耗系数。

$$C_{i,t}^{\text{om}} = (k_{\text{chp}} G_{i,t}^{\text{CHP}} + k_{\text{gb}} G_{i,t}^{\text{GB}}) + (k_{\text{csp}} P_{i,t}^{\text{CSP}} + k_{\text{wt}} P_{i,t}^{\text{WT,ori}}) \Delta t \quad (5)$$

式中： k_{chp} 、 k_{gb} 、 k_{csp} 、 k_{wt} 分别为热电联产机组、燃气锅炉、光热电站、风力发电机组的设备维护成本系数； $P_{i,t}^{\text{CSP}}$ 为光热电站发电功率； $P_{i,t}^{\text{WT,ori}}$ 为风电机组的发电功率。

$$C_{i,t}^{\text{pun}} = \sigma_{\text{wt}} P_{i,t}^{\text{WT,cur}} \quad (6)$$

式中： $P_{i,t}^{\text{WT,cur}}$ 为风电机组 t 时段的弃风功率； σ_{wt} 为弃风惩罚系数。

$$C_{i,t}^{\text{CO}_2} = \tau_{\text{tax}} \left[\xi_{\text{mar}} (G_{i,t}^{\text{CHP}} + P_{i,t}^{\text{buy}}) + \xi_e^{\text{CHP}} P_{i,t}^{\text{CHP}} + \xi_h^{\text{CHP}} Q_{i,t}^{\text{CHP}} + \xi_h^{\text{GB}} Q_{i,t}^{\text{GB}} \right] \Delta t \quad (7)$$

式中： τ_{tax} 为碳排放税； ξ_{mar} 为市场购能碳排放折算系数； $P_{i,t}^{\text{CHP}}$ 、 $Q_{i,t}^{\text{CHP}}$ 分别为 CHP 机组的产电、产热功率； ξ_e^{CHP} 、 ξ_h^{CHP} 分别为 CHP 机组产电、产热过程中的碳排放系数； $Q_{i,t}^{\text{GB}}$ 为 GB 机组的发热功率； ξ_h^{GB} 为 GB 机组碳排放系数。

$$I_{i,t}^{\text{touser}} = \sum_{m \in \Omega} (\gamma_{i,m,t}^e P_{i,m,t}^{\text{load}} + \gamma_{i,m,t}^h Q_{i,m,t}^{\text{load}}) \Delta t \quad (8)$$

式中： $\gamma_{i,m,t}^e$ 和 $\gamma_{i,m,t}^h$ 分别为运营商 i 向社区 m 售电和售热价格； $P_{i,m,t}^{\text{load}}$ 为社区 m 与其他社区完成交互和需求响应后对于综合能源运营商 i 的电功率需求； $Q_{i,m,t}^{\text{load}}$ 为社区 m 进行热需求响应后对于综合能源运营商 i 的热功率需求； Ω 为运营商 i 服务的社区集合。

2) 约束条件

(1) 为防止问题退化，避免社区与电网交易，且达到 IEO 和 EC 双赢的目的，应保证 IEO 向 EC 的售电价格高于电网上网电价且低于从电网购电价，需要满足式(9)的约束^[18]。

$$\begin{cases} \rho_t^{\text{e,sell}} \leq \gamma_{i,m,t}^e \leq \rho_t^{\text{e,buy}} \\ \sum_{t=1}^T \gamma_{i,m,t}^e = T \times \gamma_{\text{av}}^e \end{cases} \quad (9)$$

式中， γ_{av}^e 为平均售电价格上限。

$$\begin{cases} \rho_{\text{min}}^h \leq \gamma_{i,m,t}^h \leq \rho_{\text{max}}^h \\ \sum_{t=1}^T \gamma_{i,m,t}^h = T \times \gamma_{\text{av}}^h \end{cases} \quad (10)$$

式中： ρ_{min}^h 和 ρ_{max}^h 分别为热能最低和最高价格； γ_{av}^h 为平均售热价格上限。

(2) 与电网购电约束

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{buy}} \leq \delta_{i,t}^{\text{buy}} P_{\text{max}}^{\text{buy}} \quad (11)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{sell}} \leq \delta_{i,t}^{\text{sell}} P_{\text{max}}^{\text{sell}} \quad (12)$$

$$\delta_{i,t}^{\text{buy}} + \delta_{i,t}^{\text{sell}} \leq 1 \quad (13)$$

式中： $P_{\text{max}}^{\text{buy}}$ 、 $P_{\text{max}}^{\text{sell}}$ 分别为运营商向电网购售电功率的最大值； $\delta_{i,t}^{\text{buy}}$ 、 $\delta_{i,t}^{\text{sell}}$ 均为购售电的状态变量，为 0-1 变量。式(13)表示购售电不能同时发生。

(3) 系统供能平衡约束

热能平衡公式为

$$\sum_{m \in \Omega} Q_{i,m,t}^{\text{load}} = Q_{i,t}^{\text{CHP,J}} + Q_{i,t}^{\text{GB}} + Q_{i,t}^{\text{TESToLoad}} \quad (14)$$

式中： $Q_{i,t}^{\text{CHP,J}}$ 为运营商 i 的 CHP 机组直接向社区供给的热功率； $Q_{i,t}^{\text{TESToLoad}}$ 为储热系统向社区供给的热功率。

电能平衡公式为

$$\sum_{m \in \Omega} P_{i,m,t}^{\text{load}} = P_{i,t}^{\text{WT}} + P_{i,t}^{\text{buy}} - P_{i,t}^{\text{sell}} + P_{i,t}^{\text{CHP}} + P_{i,t}^{\text{dis}} - P_{i,t}^{\text{ch}} + P_{i,t}^{\text{CSP}} \quad (15)$$

式中： $P_{i,t}^{\text{WT}}$ 为风电机组向社区供给的电功率； $P_{i,t}^{\text{CSP}}$ 为光热电站发电功率。其余供能平衡约束中的详细约束见附录 A。

2.1.2 博弈跟随者 EC 模型

EC 在 IEO 给定价格的基础上，优化自身的可平移电负荷、可削减电负荷、热负荷的功率。以消费者剩余最大为目标确定与其他 EC 交互的电量，并将最后的购电量上传给运营商。消费者剩余又称消费者的净收益，是指消费者在购买一定数量的某种商品时愿意支付的最高总价和实际支付总价之间的差额，即各社区的效用函数与其用能成本之差。

其中，效用函数在经济学中通常用来表示消费者在消费中所获得的效用与消费商品的组合数量关系的函数，以衡量消费者在既定商品组合中获得的满意程度。基于此概念，本文定义效用函数为能源社区购买相应电能和热能所获得满意程度之和^[19]，效用函数可以用来模拟社区采用不同能源需求策略对舒适度的影响，从而避免社区的用能行为产生较大偏差。

1) 目标函数

EC 社区目标函数为消费者剩余最大，表示为

$$\max U_{i,m}^{\text{EC}} = \sum_{t=1}^T (E_{i,m,t}^u - \gamma_{i,m,t}^e P_{i,m,t}^{\text{load}} - \gamma_{i,m,t}^h Q_{i,m,t}^{\text{load}}) \quad (16)$$

式中： $U_{i,m}^{\text{EC}}$ 为第 i 个能源运营商下的第 m 个社区的消费剩余； $E_{i,m,t}^u$ 为社区的效用函数，效用函数用二次型形式表示，如式(17)所示。

$$E_{i,m,t}^u = \alpha_e P_{i,m,t}^{\text{load}} - \frac{\beta_e}{2} (P_{i,m,t}^{\text{load}})^2 + \alpha_h Q_{i,m,t}^{\text{load}} - \frac{\beta_h}{2} (Q_{i,m,t}^{\text{load}})^2 \quad (17)$$

式中： α_e 、 β_e 、 α_h 、 β_h 均为 EC 对于电能和热能

的偏好系数, 反应社区对不同能源的需求偏好并影响其决策。

2) 约束条件

(1) 需求响应约束

$$P_{i,m,t}^{\text{DR}} = P_{i,m,t}^{\text{L}} + P_{i,m,t}^{\text{cut}} + P_{i,m,t}^{\text{tran}} \quad (18)$$

$$-k_{\text{cut}} P_{i,m,t}^{\text{L}} \leq P_{i,m,t}^{\text{cut}} \leq 0 \quad (19)$$

$$|P_{i,m,t}^{\text{tran}}| \leq k_{\text{tran}} P_{i,m,t}^{\text{L}} \quad (20)$$

$$0 \leq Q_{i,m,t}^{\text{cut}} \leq r_{\text{cut}} Q_{i,m,t}^{\text{L}} \quad (21)$$

$$\sum_{t=1}^{24} P_{i,m,t}^{\text{tran}} = 0 \quad (22)$$

式中: $P_{i,m,t}^{\text{DR}}$ 为社区进行需求响应后的电负荷功率; $P_{i,m,t}^{\text{L}}$ 和 $Q_{i,m,t}^{\text{L}}$ 分别为社区的原始电负荷和热负荷功率; $P_{i,m,t}^{\text{cut}}$ 、 $Q_{i,m,t}^{\text{cut}}$ 分别为社区的削减电负荷、热负荷功率; $P_{i,m,t}^{\text{tran}}$ 为社区响应需求响应进行平移的电负荷功率, 当值为正时表示电负荷从其他时段转移至 t 时段, 当为负值时表示 t 时段向其他时段转移电负荷; k_{cut} 、 k_{tran} 和 r_{cut} 分别为可削减、可平移电负荷及可削减热负荷的最大比例系数。式(22)表示社区一天内的平移电负荷之和为 0。

(2) 向 IEO 购电购热约束

$$P_{i,m,t}^{\text{load}} = P_{i,m,t}^{\text{DR}} - P_{i,m,t}^{\text{PV}} + \sum_{n \in \Omega, n \neq m} P_{i,t}^{m-n} \quad (23)$$

$$Q_{i,m,t}^{\text{load}} = Q_{i,m,t}^{\text{L}} - Q_{i,m,t}^{\text{cut}} \quad (24)$$

$$0 \leq P_{i,m,t}^{\text{load}} \leq P_{\text{max}}^{\text{load}} \quad (25)$$

$$0 \leq Q_{i,m,t}^{\text{load}} \leq Q_{\text{max}}^{\text{load}} \quad (26)$$

式中: $P_{i,m,t}^{\text{PV}}$ 为第 m 个社区的光伏发电量; $P_{i,t}^{m-n}$ 为能源运营商 i 服务的 m 社区与 n 社区的交互功率。 $P_{i,t}^{m-n} > 0$ 表示 m 社区向 n 社区提供电能, $P_{i,t}^{m-n} < 0$ 表示 n 社区向 m 社区提供电能; $m, n \in \Omega$ 且 $m \neq n$; $P_{\text{max}}^{\text{load}}$ 和 $Q_{\text{max}}^{\text{load}}$ 分别为社区 t 时刻购买电、热功率的上限, 以通道最大传输功率为标准的。

(3) EC 间交互电量约束

$$|P_{i,t}^{m-n}| \leq P_{\text{max}}^{m-n} \quad (27)$$

式中, P_{max}^{m-n} 为 m 社区与 n 社区交互电功率的最大限值。

2.2 综合能源运营商 IEO 间的纳什谈判模型

纳什谈判优化模型是一种在多个参与者之间进行的合作博弈模型, 目标是追求全体利益的最大化, 并在最大化的基础上进行谈判, 找到最优纳什均衡点实现收益的合理分配。在经济最优目标下考虑各 IEO 纳什谈判的合作规划模型, 其乘积最大化的解即谈判的均衡解。

$$\begin{cases} \max \prod_{i \in \Psi} (U_i^{\text{IEO}^*} - U_i^0) \\ \text{s.t. } U_i^{\text{IEO}^*} \geq U_i^0 \end{cases} \quad (28)$$

式中: $U_i^{\text{IEO}^*}$ 为参与纳什谈判后各 IEO 的效益; Ψ 为运营商集合; U_i^0 为 IEO 单独规划时的收益, 即谈判破裂点。当运营商之间进行纳什谈判时, 运营商模型中加入 P2P 交易产生的成本, 目标函数如式(29)所示, 附加约束条件如式(30)一式(32)所示。

1) 目标函数

$$\max U_i^{\text{IEO}^*} = \sum_{t=1}^T \left(I_{i,t}^{\text{touser}} - C_{i,t}^{\text{grid}} - C_{i,t}^{\text{gas}} - C_{i,t}^{\text{storage}} - C_{i,t}^{\text{om}} - C_{i,t}^{\text{pun}} - C_{i,t}^{\text{co}_2} - C_{i,t}^{\text{P2P}} \right) \quad (29)$$

$$C_{i,t}^{\text{P2P}} = \sum_{j \in \Psi, j \neq i} \gamma_{i,j,t}^{\text{P2P}} P_{i,j,t}^{\text{P2P}} \Delta t \quad (30)$$

式中: $C_{i,t}^{\text{P2P}}$ 为运营商 i 在 t 时段与其他运营商交互产生的成本; $P_{i,j,t}^{\text{P2P}}$ 为综合能源供应商 i 在 t 时刻时与其他供应商 j 进行的电能交互功率, $i, j \in \Psi$ 且 $i \neq j$, 当 $P_{i,j,t}^{\text{P2P}} > 0$ 时表示运营商 i 从运营商 j 购买电能, 当 $P_{i,j,t}^{\text{P2P}} < 0$ 时表示运营商 i 向运营商 j 售出电能; $\gamma_{i,j,t}^{\text{P2P}}$ 为运营商 i 、 j 交互电能的价格。

2) 功率平衡约束

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\text{WT}} + P_{i,t}^{\text{buy}} - P_{i,t}^{\text{sell}} + P_{i,t}^{\text{CHP}} + P_{i,t}^{\text{dis}} - P_{i,t}^{\text{ch}} + P_{i,t}^{\text{CSP}} = \\ \sum_{m \in \Omega} P_{i,m,t}^{\text{load}} + \sum_{j \in \Psi, j \neq i} P_{i,j,t}^{\text{P2P}} \\ |P_{i,j,t}^{\text{P2P}}| \leq P_{i,j,t}^{\text{P2P,max}} \end{cases} \quad (31)$$

式中: $P_{i,j,t}^{\text{P2P,max}}$ 为运营商 i 与运营商 j 间交互电功率的最大限值。

3) P2P 交易约束

$$\begin{cases} \sum_{i \in \Psi} P_{i,t}^{\text{P2P}} = 0, \forall t \\ \sum_{i \in \Psi} u_{i,t} = 0, \forall t \end{cases} \quad (32)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{P2P}}$ 为运营商 i 在 t 时刻与其他运营商的交互功率之和; $u_{i,t}$ 为支付的电费。

由于纳什谈判模型式(28)是一个多重变量耦合的非凸非线性问题, 无法直接求解, 因此将该模型转换为两个易于求解的子问题。

2.2.1 子问题 S1 联盟效益最大化

$$\begin{cases} \max \sum_{i \in \Psi} U_i^{\text{IEO}^*} = \max \sum_{i \in \Psi} \sum_{t=1}^T \left(I_{i,t}^{\text{touser}} - C_{i,t}^{\text{grid}} - C_{i,t}^{\text{gas}} - C_{i,t}^{\text{storage}} - C_{i,t}^{\text{om}} - C_{i,t}^{\text{pun}} - C_{i,t}^{\text{co}_2} - C_{i,t}^{\text{P2P}} \right) \\ \text{s.t. } P_{i,t}^{\text{WT}} + P_{i,t}^{\text{buy}} - P_{i,t}^{\text{sell}} + P_{i,t}^{\text{CHP}} + P_{i,t}^{\text{dis}} - P_{i,t}^{\text{ch}} + P_{i,t}^{\text{CSP}} - \\ \sum_{m \in \Omega} P_{i,m,t}^{\text{load}} - \sum_{j \in \Psi, j \neq i} P_{i,j,t}^{\text{P2P}} = 0 \end{cases} \quad \text{式(3)一式(13)、式(18)一式(27)、式(29)一式(32)、附录A} \quad (33)$$

建立的联盟效益最大化模型如式(33)所示。经过子问题S1的求解,联盟参与者之间的交互电量已经确定,将其代入子问题S2中对交互价格进行求解。

2.2.2 子问题 S2 合作收益分配

基于纳什谈判的议价收益分配模型如式(34)所示。

$$\begin{cases} \max \prod_{i \in \Psi} (U_i^{\text{IEO}^*} - U_i^0) \\ \text{式(30)、式(32)} \end{cases} \quad (34)$$

$$U_i^{\text{IEO}^*} - U_i^0 \geq 0 \quad (35)$$

式中, U_i^0 为第 i 个 IEO 合作前的成本。式(34)以运营商联盟进行 P2P 电能交互后比不参与 P2P 电能交互提升的收益最大为目标。运营商之间通过价格谈判来确保自身的利益达到期望值,从而实现利益在各运营商之间的合理分配。式(35)确保每个参与共享的运营商都能获得比不共享时更高的收益。

由于纳什谈判模型是基于联盟收益最大化下求解的,运营商之间通过子问题 S1 谈判交互能量,所以从联盟整体看来,所有主体支出的费用和收益的总和为 0,即在谈判的过程中进行交易时输出的

电量 $\left(\sum_{i \in \Psi} P_{i,t}^{\text{P2P}} \right)$ 与接收的电量相抵消,产生的成本 $\left(\sum_{i \in \Psi} C_{i,t}^{\text{P2P}} \right)$ 和收益相抵消,矢量和为 0。因此以整体

利益最大化求解模型时可忽略 $C_{i,t}^{\text{P2P}}$ 。联盟成员之间进行功率交换时的功率约束多重耦合如式(32)所示,不利于求解,因此引入辅助变量 $P_{i-j,t}^{\text{P2P}}$ 和 $\gamma_{i-j}^{\text{P2P}}$,将约束转化为易于求解的双重耦合约束。

$$P_{i-j,t}^{\text{P2P}} + P_{j-i,t}^{\text{P2P}} = 0, \forall i \quad (36)$$

$$\gamma_{i-j}^{\text{P2P}} + \gamma_{j-i}^{\text{P2P}} = 0, \forall i \quad (37)$$

当子问题 S1 满足 $P_{i-j,t}^{\text{P2P}} = -P_{j-i,t}^{\text{P2P}}$ 时,表示两运营商都满足期望值,交易达成;当子问题 S2 满足 $\gamma_{i-j}^{\text{P2P}} = -\gamma_{j-i}^{\text{P2P}}$ 时,表示电能交互价格达成共识。

3 基于三层博弈的交易模型联合求解

本文构建的三层博弈模型求解共有两个阶段:第一阶段为求解主从博弈,通过求解主从博弈可以得到社区联盟向运营商的购电量、购热量以及能源社区间进行合作博弈的交互电量;第二阶段为求解 IEO 间的合作博弈,当纳什谈判达到均衡点时,可得 IEO 间的交互功率和交互电价。

3.1 采用 KKT 条件求解主从博弈和 EC 合作博弈

考虑到三层博弈模型采用启发式算法求解耗

时较长,并且上层运营商发布定价时,下层社区模型中的价格作为常量。因此下层模型是线性的且不存在 0-1 变量,采用 KKT 条件将下层模型转化为上层模型的约束条件,进而求解单层模型。具体求解步骤见附录 B。

与此同时,转化后的单层模型计算运营商模型中包含响应负荷与时变电价乘积的双线性项,由于数量较多采用传统的强对偶原理难以转化,因此本文采用 McCormick 线性化^[20-22],可表示为

$$\chi_{i,m,t} = \gamma_{i,m,t}^c \times P_{i,m,t}^{\text{load}} \quad (38)$$

$$\begin{cases} \chi_{i,m,t} \geq \underline{P}_{i,m,t}^{\text{load}} \gamma_{i,m,t}^c + \underline{\gamma}_{i,m,t}^c P_{i,m,t}^{\text{load}} - \underline{\gamma}_{i,m,t}^c \underline{P}_{i,m,t}^{\text{load}} \\ \chi_{i,m,t} \leq \overline{P}_{i,m,t}^{\text{load}} \gamma_{i,m,t}^c - \underline{\gamma}_{i,m,t}^c \overline{P}_{i,m,t}^{\text{load}} + \underline{\gamma}_{i,m,t}^c P_{i,m,t}^{\text{load}} \\ \chi_{i,m,t} \leq \overline{\gamma}_{i,m,t}^c P_{i,m,t}^{\text{load}} - \overline{\gamma}_{i,m,t}^c \underline{P}_{i,m,t}^{\text{load}} + \underline{P}_{i,m,t}^{\text{load}} \overline{\gamma}_{i,m,t}^c \\ \chi_{i,m,t} \geq \overline{\gamma}_{i,m,t}^c P_{i,m,t}^{\text{load}} + \overline{P}_{i,m,t}^{\text{load}} \overline{\gamma}_{i,m,t}^c - \overline{\gamma}_{i,m,t}^c \overline{P}_{i,m,t}^{\text{load}} \end{cases} \quad (39)$$

式中: $\chi_{i,m,t}$ 为辅助变量; $\overline{P}_{i,m,t}^{\text{load}}$ 、 $\underline{P}_{i,m,t}^{\text{load}}$ 分别为运营商 i 向社区 m 售电功率的上下限; $\overline{\gamma}_{i,m,t}^c$ 、 $\underline{\gamma}_{i,m,t}^c$ 分别为运营商 i 向社区 m 售电价格的上下限;在 McCormick 松弛下,重构模型成为一个凸优化问题,可以得到全局最小值,这个全局最小值可以被视为重构模型的下界。

3.2 交替方向乘子法求解 IEO 间合作博弈

1) 建立子问题 S1 的增广拉格朗日函数

$$\begin{cases} \min L_i^{\text{S1}} = -U_i^{\text{IEO}^*} + \sum_{t=1}^T \sum_{j \in \Psi, j \neq i} \lambda_{i-j}^{\text{S1}} (P_{i-j,t}^{\text{P2P}} + P_{j-i,t}^{\text{P2P}}) + \\ \sum_{t=1}^T \sum_{j \in \Psi, j \neq i} \frac{\rho_i^{\text{S1}}}{2} \|P_{i-j,t}^{\text{P2P}} + P_{j-i,t}^{\text{P2P}}\|_2^2 \\ \text{s.t. } P_{i,t}^{\text{WT}} + P_{i,t}^{\text{buy}} - P_{i,t}^{\text{sell}} + P_{i,t}^{\text{CHP}} + P_{i,t}^{\text{dis}} - P_{i,t}^{\text{ch}} + \\ P_{i,t}^{\text{CSP}} - \sum_{m \in \Omega} P_{i,m,t}^{\text{load}} - \sum_{j \in \Psi, j \neq i} P_{i-j,t}^{\text{P2P}} = 0 \\ \text{式(3)一式(13)、式(18)一式(27)、} \\ \text{式(29)一式(32)、附录 A} \end{cases} \quad (40)$$

式中: $\lambda_{i-j}^{\text{S1}}$ 为拉格朗日乘子; ρ_i^{S1} 为惩罚参数。基于 ADMM 算法的联盟效益最大化(S1)求解步骤如下所述。

(1) 初始化迭代次数 $k=1$,最大迭代次数为 50。各 IEO 在本地以经济最优更新自身的交互电量策略,并与其他 IEO 仅交换电量信息。交互电量的初始值为 0,拉格朗日乘子初始值 $\lambda_{i-j}^{\text{S1}} = 0$,罚函数参数 $\rho_i^{\text{S1}} = 10^{-3}$ 。

(2) 第 i 个 IEO 接收其他 IEO 的期望购售电量信

息 $P_{j-i,t}^{P2P}(k)$, 求解模型式(40)更新自身的期望购售电量 $P_{i-j,t}^{P2P}(k+1)$ 。

(3) 经过一轮的迭代之后, 根据式(41)更新拉格朗日乘子。

$$\lambda_{i-j}^{S1}(k+1) = \lambda_{i-j}^{S1}(k) + \rho_i^{S1}(P_{i-j,t}^{P2P} + P_{j-i,t}^{P2P}) \quad (41)$$

(4) 更新迭代次数 $k = k + 1$ 。

(5) 判断 ADMM 的收敛情况, 即是否满足终止条件式(42)。

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \Psi} \|P_{i-j,t}^{P2P}(k+1) - P_{i-j,t}^{P2P}(k)\|_2 \leq \delta_1^{S1} \\ \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \Psi} \|P_{i-j,t}^{P2P}(k) + P_{j-i,t}^{P2P}(k)\|_2 \leq \delta_2^{S1} \end{cases} \quad (42)$$

式中: δ_1^{S1} 、 δ_2^{S1} 分别表示子问题 S1 对偶残差、原始残差的收敛精度。若满足式(42), 表明同时满足对偶残差和原始残差, 输出各 IEO 的交互电量。如不满足, 则返回步骤(2)继续进行迭代循环, 直到满足收敛条件或超出最大迭代次数。

2) 建立子问题 S2 的增广拉格朗日函数

$$\begin{cases} \min L_i^{S2} = -\ln(U_i^{IEO^*} - U_i^0) + \sum_{t=1}^T \sum_{j \in \Psi, j \neq i} \lambda_{i-j}^{S2} (\gamma_{i-j,t}^{P2P} + \gamma_{j-i,t}^{P2P}) + \\ \quad \sum_{t=1}^T \sum_{j \in \Psi, j \neq i} \frac{\rho_i^{S2}}{2} \|\gamma_{i-j,t}^{P2P} + \gamma_{j-i,t}^{P2P}\|_2^2 \\ \text{s.t. } U_i^{IEO^*} - U_i^0 - C_{i,t}^{P2P} \geq 0 \\ \text{式(30)、式(32)} \end{cases} \quad (43)$$

基于 ADMM 算法求解各 IEO 合作收益分配子问题的求解步骤如下所述。

(1) 初始化迭代次数 $k = 1$, 最大迭代次数为 100。各 IEO 根据子问题 S1 的电量交互策略进行价格谈判。初始交易电价 $\gamma_{i-j,t}^{P2P} = 0$, 拉格朗日乘子初始值 $\lambda_{i-j}^{S2} = 0$, 惩罚参数 $\rho_i^{S1} = 10^{-1}$ 。

(2) 第 i 个 IEO 接收其他 IEO 的期望购售电价信息 $\gamma_{i-j,t}^{P2P}(k)$, 求解模型式(43)更新自身的期望购售电价 $\gamma_{i-j,t}^{P2P}(k+1)$ 。

(3) 经过一轮的迭代之后, 根据式(44)更新拉格朗日乘子。

$$\lambda_{i-j}^{S2}(k+1) = \lambda_{i-j}^{S2}(k) + \rho_i^{S2} (\gamma_{i-j,t}^{P2P} + \gamma_{j-i,t}^{P2P}) \quad (44)$$

(4) 更新迭代次数 $k = k + 1$ 。

(5) 判断 ADMM 的收敛情况, 即是否满足终止条件(45)。

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \Psi} \|\gamma_{i-j,t}^{P2P}(k+1) - \gamma_{i-j,t}^{P2P}(k)\|_2 \leq \delta_1^{S2} \\ \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \Psi} \|\gamma_{i-j,t}^{P2P}(k) + \gamma_{j-i,t}^{P2P}(k)\|_2 \leq \delta_2^{S2} \end{cases} \quad (45)$$

式中: δ_1^{S2} 、 δ_2^{S2} 分别表示子问题 S2 对偶残差、原始残差的收敛精度。若满足式(45), 表明同时满足对偶残差和原始残差, 输出各 IEO 的交互电量。如不满足, 则返回步骤(2)继续进行迭代循环, 直到满足收敛条件或超出最大迭代次数。

4 算例仿真

本文考虑了 3 个综合能源运营商, 为进行对比分析, 运营商 1、3 的下层跟随 3 个光伏能源社区, 运营商 2 供给的 3 个社区不具有光伏发电设备且不进行能量交互。光伏和风力发电数据采用某地区典型日数据, 参考文献[14]中仿真参数, 模型机组参数参考文献[23], 社区用能偏好系数及碳排放参数参考文献[24]。运营商向上级电网购售电价格如表 1 所示。在 Matlab 2020b 中, 采用 Yalmip 调用 CPLEX 求解器对子问题联盟效益最大化(S1)进行求解, 采用 MOSEK 求解合作收益分配子问题(S2)。

表 1 IEO 向上级电网购售电价格表

Table 1 Purchase and sale of electricity prices of IEO

元/kWh		
时段	上网电价	购电电价
12:00—14:00	0.60	1.20
19:00—22:00		
08:00—11:00	0.40	0.75
15:00—18:00		
23:00—07:00	0.20	0.40

4.1 ADMM算法的收敛性分析

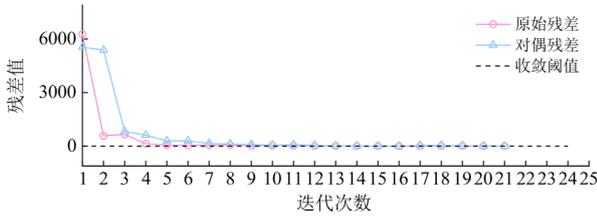
本文采用 ADMM 算法对纳什谈判的两个子问题进行求解。联盟效益最大化子问题和合作收益分配子问题分别经过 21 次、19 次迭代后收敛, 表明所采用的 KKT 条件结合 ADMM 的分布式优化算法具有良好的计算效率, 各运营商仅需提供期望电量和期望电价进行纳什谈判议价, 有效保证了各运营商数据隐私, 同时提高了整体的收益。

采用 ADMM 算法求解两子问题的残差收敛情况, 如图 3 所示。算法具有良好的收敛特性, 验证了本文模型的理论可行性。

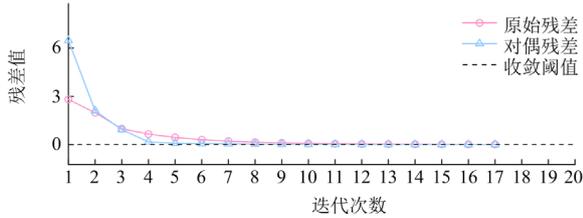
4.2 各 IEO 合作规划电能交易分析

各运营商之间进行电能交互的具体信息如图 4 所示。为对比分析, 本文选取运营商 1、3 供应的社区为产消者, 运营商 2 供应的社区不具有产消属性且不进行 P2P 的电量交易。在 10:00—16:00 时段, IEO1 和 IEO3 的下层社区有产消属性且进行 P2P 交易, 因此将电能传送给电能短缺的 IEO2。由于 IEO1 所配备的风力发电规模较小, 因此在 00:00—09:00 和 17:00—23:00 时段均向 IEO2 或 IEO3 购入电能。

IEO3 具有较大功率的 CHP 机组和风力发电机组, 因此除 20: 00—22: 00 时段均向外供电。



(a) 子问题1的残差收敛曲线



(b) 子问题2的残差收敛曲线

图 3 ADMM 算法求解残差收敛曲线

Fig. 3 Residual convergence curve of ADMM algorithm

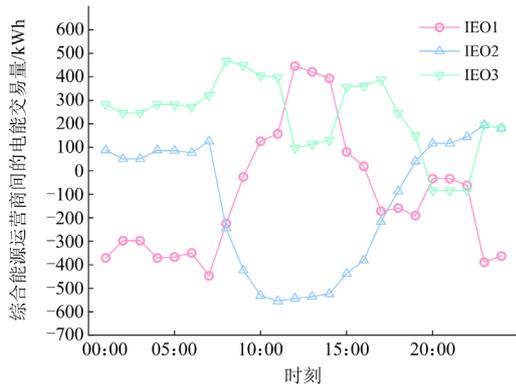


图 4 综合能源运营商之间电量交易结果

Fig. 4 Results of electrical energy transactions between IEOs

在不进行纳什谈判时, 运营商仅与上级电网进行交互, 无论购电、售电均须与上级电网进行交易。然而采用纳什谈判与其他运营商进行能量交互时, 以运营商 1 为例, 缺失的电量全部由电价低于电网的其他运营商提供, 有效节约了成本。剩余电量优先与其他运营商进行交互, 经计算售卖给上级电网的电量仅为总出售电能的 8.81%, 有效提高了收益。同时电能也可通过电储能提高电能调度的灵活性。

各能源社区基于纳什谈判交易电价如图 5 所示, 运营商之间的交互电价介于上网电价和从电网购电电价。由图 5 可知, IEO1 与 IEO3 的交互电价基本贴近下限, IEO1 和 IEO2 以及 IEO2 和 IEO3 的交互电价除个别时刻也贴近下限, 不仅降低了各能源社区电能交互的成本, 而且有效提高了各主体收益。

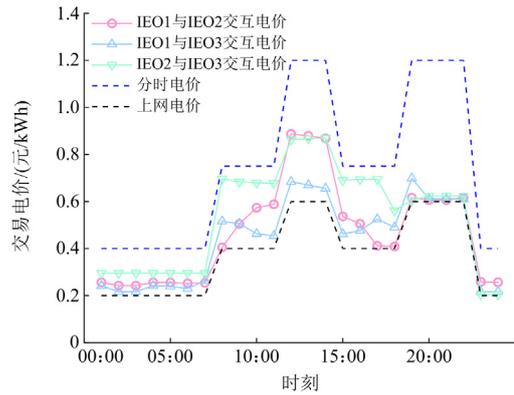
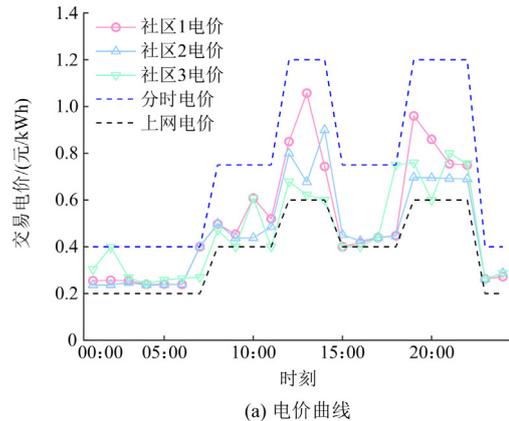


图 5 IEO 之间的交易电价

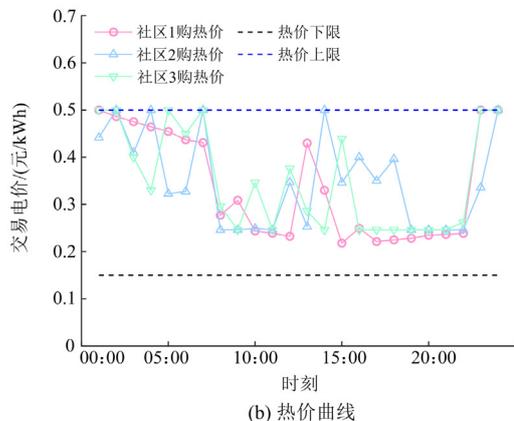
Fig. 5 Electricity prices traded between IEOs

4.3 IEO 与能源社区之间电热交易分析

以社区综合能源系统 1 为例, 运营商的定价结果如图 6 所示, 在图 6(a)中, 蓝色和黑色虚线分别表示当地电网所制定的分时电价和上网电价。运营商需要在这个包络线内制定价格策略, 保证下层能源社区购电电价低于从电网购入电价的同时, 保证运营商向社区供电的收益优于直接上网。运营商向



(a) 电价曲线



(b) 热价曲线

图 6 运营商向社区电热定价结果

Fig. 6 Operators' pricing results for energy communities

社区制定的价格策略与负荷变化趋势相似, 以社区 1 为例, 电价在 12:00—13:00 和 19:00—20:00 时段出现两次高峰, 这是为了使社区进行需求响应降低电负荷要求, 同时为了激励自身机组发电, 提高收益。图 6(b)的热价分析与电价相似, 此处不做过多解释。

4.4 能源社区之间电能交互结果分析

为提高博弈效率, 社区间进行功率交换时不进行价格谈判。以运营商 1 供应的社区 1 为例, 分析社区间的电热优化结果, 如图 7 所示。当社区 1 的电能需求较低时, 可以从运营商购入电能, 并将多余电能供给社区 2 或社区 3。同样当运营商给社区 1 电能定价较高时, 也可从其他社区购入。当社区热负荷需求较高时, 运营商供给社区的热能定价就会升高, 此时社区可以采取削减热负荷的方式来有效控制成本。

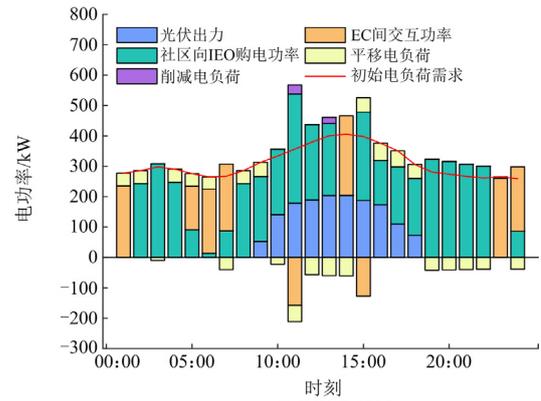
4.5 不同博弈方案对比分析

为证明本文方法的有效性, 设置 3 种博弈方案进行对比分析, 其结果如表 2 所示。

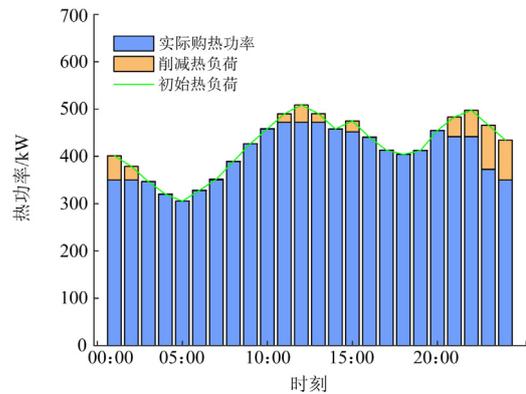
方案一: 考虑运营商与下层能源社区联盟间的一主多从博弈, 不考虑 EC 间的合作博弈和 IEO 间的合作博弈。

方案二: 考虑运营商与下层能源社区联盟间的一主多从博弈, 考虑 EC 间的合作博弈, 不考虑 IEO 的合作博弈。

方案三: 考虑运营商与下层能源社区联盟间的一主多从博弈, 考虑 EC 间的合作博弈, 考虑 IEO 间的合作博弈, 即文中所提出的方法。



(a) 电能优化结果



(b) 热能优化结果

图 7 IEO1 下 EC1 的电热优化结果

Fig. 7 Electrothermal optimization results of EC1 of IEO1

表 2 不同方案下的运行结果

Table 2 Operation results under different scenarios

方案	运营商	EC 联盟消费者 剩余/元	IEO 收益/元	IEO 间 P2P 收益/元	IES 系统综合 效益/元	碳排放 成本/元	总碳排放成 本/元	碳排放 减少率/%
一	IEO1	14 752.59	16 154.94	—	30 907.53	2111.26	6050.96	—
	IEO2	15 843.45	20 651.29	—	36 494.74	2280.33		
	IEO3	11 600.59	12 534.26	—	24 134.85	1659.37		
二	IEO1	15 953.08	15 483.84	—	31 436.92	1936.76	5810.65	3.98
	IEO2	15 843.45	20 651.29	—	36 494.74	2280.33		
	IEO3	12 956.06	12 003.84	—	24 9059.9	1566.56		
三	IEO1	16 522.33	16 299.29	23.21	32 821.62	1594.13	5036.87	20.13
	IEO2	15 419.63	21 467.29	-2757.62	36 886.92	1904.26		
	IEO3	13 578.23	12 820.56	2740.91	26 398.79	1538.48		

对比方案一与方案二可以发现, 由于方案二的能源社区形成合作关系, IEO1、IEO3 服务的社区总消费剩余比方案一分别提升了 1200.49、1355.47 元。这是因为下层 EC 经过 P2P 交易能使光伏电能充分消纳, 有效降低了成本。但是下层形成合作关系会使上层运营商收益受损, 由表 2 可知, IEO1、IEO3 收益相较方案一分别下降了 671.1、530.42 元。运营商为提高收益, 可能提高电能定价, 造成不良竞争。

由于 IEO2 下层能源社区为非产消社区, 不进行 P2P 交易, 此处不做过多分析。

对比方案二和方案三可以发现, 由于方案三上层的 IEO 进行电能的 P2P 交互, 电能缺失的 IEO 和电能剩余的 IEO 可以实现电能互补, 有效节约了 IEO 的成本。IEO 在节约成本的同时向下层能源社区的热电定价也会进行优化, 能源社区的收益也能有所提升。从表 2 可知: 方案三 IEO1、IEO3 下层的

能源社区总收益相较于方案二分别提升了 569.25、622.17 元；IEO2 下层社区反而降低 423.82 元。这是因为 IEO2 下层社区为非合作关系，IEO 之间是合作关系，使利益偏向 IEO 侧。3 个能源运营商收益相较于方案二分别提升了 815.45、816、816.72 元。

方案二和方案三的碳排放成本相较于方案一分别下降了 3.98%、20.13%。方案二双层博弈策略下层的 P2P 交易能够减少运营商 CHP 机组和 GB 机组的发电量，方案三在方案二的基础上进一步实现了 IEO 间的合作交易，充分消纳各 IEO 的可再生能源，有效节约了发电或从电网的购电成本，从而更加有效地降低了碳排放成本。

5 结论

随着近年来分布式发电逐渐向用户侧渗透，传统的电能交易策略不能适应新型的发电系统。本文在同一配电网下，以多综合能源系统之间电能交易策略为研究目标，提出了多 IEO 与 EC 联盟的三层博弈框架。基于合作博弈建立了 EC 之间的 P2P 交易模型，基于 Stackelberg 建立了 EC 联盟与 IEO 之间的主从博弈模型，最后通过纳什谈判构建了多 IEO 之间的电能交易模型。本文采用 ADMM 算法对模型进行求解，主要结论如下：

1) 本文构建的模型将多个社区综合能源系统联合起来，采用三层博弈策略能够兼顾运营商和能源社区的效益，使各主体之间形成良性竞争，提高各主体收益的同时促进了可再生能源的进一步消纳，激励更多新能源发电设备的建设。

2) 通过 KKT 结合 ADMM 算法能够有效求解本文提出的三层博弈模型，具有寻优时间短、收敛性好等优点。该模型在运行的过程中各主体仅交换电量电价信息，能够有效保护各主体的隐私。

3) 本文构建的模型在保证 IEO 和 EC 的协调运行的基础上，有效降低了各综合能源系统碳排放成本。

附录 A

1) 风电约束

$$P_{i,t}^{\text{WT}} + P_{i,t}^{\text{WT,cur}} = P_{i,t}^{\text{WT,ori}} \quad (\text{A1})$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{WT}} \leq P_{i,t}^{\text{WT,ori}} \quad (\text{A2})$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{WT,cur}} \leq P_{i,t}^{\text{WT,ori}} \quad (\text{A3})$$

式中：\$P_{i,t}^{\text{WT,cur}}\$ 为 \$t\$ 时段弃风功率；\$P_{i,t}^{\text{WT,ori}}\$ 为风电机组发电功率。

2) 光热电站与热储能协同优化约束

$$P_{i,t}^{\text{CSP}} = \eta^{\text{CSP}} (Q_{i,t}^{\text{HFtoST}} + Q_{i,t}^{\text{TEStoST}}) \quad (\text{A4})$$

$$P_{\min}^{\text{CSP}} \leq P_{i,t}^{\text{CSP}} \leq P_{\max}^{\text{CSP}} \quad (\text{A5})$$

式中：\$\eta^{\text{CSP}}\$ 为热电转换效率；\$Q_{i,t}^{\text{HFtoST}}\$ 为镜场向发电机提供的热量；\$Q_{i,t}^{\text{TEStoST}}\$ 为 \$t\$ 时段储热系统向发电机提供的热量；\$P_{\max}^{\text{CSP}}\$ 和 \$P_{\min}^{\text{CSP}}\$ 分别为出力上、下限。

$$Q_{i,t}^{\text{HFtoTES}} = Q_{i,t}^{\text{HF}} - Q_{i,t}^{\text{HFtoST}} - Q_{i,t}^{\text{CSP,loss}} \quad (\text{A6})$$

$$0 \leq Q_{i,t}^{\text{HFtoTES}} \leq Q_{i,t}^{\text{HF}} \quad (\text{A7})$$

$$0 \leq Q_{i,t}^{\text{CSP,loss}} \leq Q_{i,t}^{\text{HF}} \quad (\text{A8})$$

$$0 \leq Q_{i,t}^{\text{HFtoST}} \leq Q_{i,t}^{\text{HF}} - Q_{i,t}^{\text{HFtoTES}} \quad (\text{A9})$$

式中：\$Q_{i,t}^{\text{HFtoTES}}\$ 为镜场在 \$t\$ 时段向储热系统提供的热量；\$Q_{i,t}^{\text{HF}}\$ 为镜场在 \$t\$ 时段收集的热量；\$Q_{i,t}^{\text{CSP,loss}}\$ 为镜场在 \$t\$ 时段无法利用而损失的热量。此外，储热系统实时的储热量与当前时段储/放热有密切联系。

$$S_{i,t}^{\text{h}} = S_{i,t-1}^{\text{h}} + \eta_{\text{ch}}^{\text{h}} Q_{i,t}^{\text{ch}} \Delta t - \frac{Q_{i,t}^{\text{dis}}}{\eta_{\text{dis}}^{\text{h}}} \Delta t \quad (\text{A10})$$

$$Q_{i,t}^{\text{ch}} = Q_{i,t}^{\text{CHPtoTES}} + Q_{i,t}^{\text{HFtoTES}} \quad (\text{A11})$$

$$Q_{i,t}^{\text{dis}} = Q_{i,t}^{\text{TEStoST}} + Q_{i,t}^{\text{TESLoad}} \quad (\text{A12})$$

式中：\$S_{i,t}^{\text{h}}\$ 为 \$t\$ 时刻储热系统含有的热量；\$\eta_{\text{ch}}^{\text{h}}\$ 和 \$\eta_{\text{dis}}^{\text{h}}\$ 分别为储/放热能的效率。式(A11)表示储热系统中的热量来自 CHP 机组和 CSP 机组的供给，式(A12)表示储热系统中热量的去向为发电机和热负荷。此外储热系统还要满足以下运行约束。

$$S_{\min}^{\text{h}} \leq S_{i,t}^{\text{h}} \leq S_{\max}^{\text{h}} \quad (\text{A13})$$

$$0 \leq Q_{i,t}^{\text{ch}} \leq \beta_{i,t}^{\text{ch}} Q_{\max}^{\text{ch}} \quad (\text{A14})$$

$$0 \leq Q_{i,t}^{\text{dis}} \leq \beta_{i,t}^{\text{dis}} Q_{\max}^{\text{dis}} \quad (\text{A15})$$

$$\beta_{i,t}^{\text{ch}} + \beta_{i,t}^{\text{dis}} \leq 1 \quad (\text{A16})$$

$$S_{i,1}^{\text{h}} = S_{i,24}^{\text{h}} = S_{\text{mark}}^{\text{h}} \quad (\text{A17})$$

式中：\$S_{\max}^{\text{h}}\$、\$S_{\min}^{\text{h}}\$ 分别为储能容量的最大、最小值；\$Q_{\max}^{\text{ch}}\$、\$Q_{\max}^{\text{dis}}\$ 分别为允许最大储/放热功率；\$\beta_{i,t}^{\text{ch}}\$、\$\beta_{i,t}^{\text{dis}}\$ 分别为储/放热的状态变量，为 0-1 变量。式(A16)保证储能的储、放不能同时进行。

为保证热储能系统能够持续提供服务，式(A17)表示一天内初始时段和结束时段的热量保持相等且为 \$S_{\text{mark}}^{\text{h}}\$，\$S_{\text{mark}}^{\text{h}}\$ 为一设定的特定值，认为热储能能在一个周期内储放热功率和为 0。电储能同理，此处不做过多叙述。

3) CHP 机组约束

第 \$i\$ 个综合能源供应商中 CHP 机组发电与消耗天然气之间的关系式为

$$P_{i,t}^{\text{CHP}} = \eta_{\text{c}}^{\text{CHP}} H^{\text{CH}_4} G_{i,t}^{\text{CHP}} \quad (\text{A18})$$

$$Q_{i,t}^{\text{CHP}} = \frac{1 - \eta_{\text{c}}^{\text{CHP}} - \eta_{\text{loss}}^{\text{CHP}}}{\eta_{\text{e}}^{\text{CHP}}} \eta_{\text{h}}^{\text{CHP}} P_{i,t}^{\text{CHP}} \quad (\text{A19})$$

式中: η_e^{CHP} 、 η_h^{CHP} 、 $\eta_{\text{loss}}^{\text{CHP}}$ 分别为机组的发电效率、制热系数、散热损失率; H^{CH_4} 为天然气的燃烧热值; $G_{i,t}^{\text{CHP}}$ 为消耗天然气的量。

$$P_{\min}^{\text{CHP}} \leq P_{i,t}^{\text{CHP}} \leq P_{\max}^{\text{CHP}} \quad (\text{A20})$$

$$Q_{i,t}^{\text{CHP,J}} = Q_{i,t}^{\text{CHP}} - Q_{i,t}^{\text{CHPtoTES}} \quad (\text{A21})$$

$$0 \leq Q_{i,t}^{\text{CHPtoTES}} \leq Q_{i,t}^{\text{CHP}} \quad (\text{A22})$$

式中, P_{\max}^{CHP} 、 P_{\min}^{CHP} 分别为 CHP 机组 t 时段发电功率的最大、最小值。

4) 燃气锅炉约束

$$Q_{i,t}^{\text{GB}} = \eta_e^{\text{GB}} H^{\text{CH}_4} G_{i,t}^{\text{GB}} \quad (\text{A23})$$

$$Q_{\min}^{\text{GB}} \leq Q_{i,t}^{\text{GB}} \leq Q_{\max}^{\text{GB}} \quad (\text{A24})$$

式中: η_e^{GB} 为燃气锅炉的发热效率; Q_{\max}^{GB} 和 Q_{\min}^{GB} 分别表示燃气锅炉机组在 t 时段发热功率的最大、最小值。

附录 B

首先将综合能源运营商 i 供应的能源社区 m 成本函数转化为增广拉格朗日函数, 如式(B1)所示。其中 λ 为 KKT 条件中等式的拉格朗日乘子, μ 为 KKT 条件中不等式的拉格朗日乘子。KKT 平衡条件如式(B2)一式(B10)所示, 互补松弛条件如式(B11)一式(B26)所示。

$$\begin{aligned} L = & \gamma_{i,m,t}^e P_{i,m,t}^{\text{load}} + \gamma_{i,m,t}^h Q_{i,m,t}^{\text{load}} - \alpha_e P_{i,m,t}^{\text{DR}} + \frac{\beta_e}{2} (P_{i,m,t}^{\text{DR}})^2 - \\ & \alpha_h Q_{i,m,t}^{\text{load}} + \frac{\beta_h}{2} (Q_{i,m,t}^{\text{load}})^2 + \\ & \lambda_1 (P_{i,m,t}^{\text{DR}} - P_{i,m,t}^{\text{L}} - P_{i,m,t}^{\text{cut}} - P_{i,m,t}^{\text{tran}}) + \\ & \lambda_2^1 (P_{i,m,t}^{\text{load}} - P_{i,m,t}^{\text{DR}} + P_{i,m,t}^{\text{PV}} - P_{i,t}^{1-2} - P_{i,t}^{1-3}) + \\ & \lambda_2^2 (P_{i,m,t}^{\text{load}} - P_{i,m,t}^{\text{DR}} + P_{i,m,t}^{\text{PV}} - P_{i,t}^{1-2} - P_{i,t}^{1-3}) + \\ & \lambda_2^3 (P_{i,m,t}^{\text{load}} - P_{i,m,t}^{\text{DR}} + P_{i,m,t}^{\text{PV}} - P_{i,t}^{1-2} - P_{i,t}^{1-3}) + \\ & \lambda_3 (Q_{i,m,t}^{\text{load}} - Q_{i,m,t}^{\text{L}} + Q_{i,m,t}^{\text{cut}}) + \lambda_4 \left(\sum_{t=1}^{24} P_{i,m,t}^{\text{tran}} \right) - \\ & \mu_1^1 (k_{\text{cut}} P_{\max}^{\text{L}} + P_{i,m,t}^{\text{cut}}) - \mu_1^u (-P_{i,m,t}^{\text{cut}}) - \\ & \mu_2^1 (P_{i,m,t}^{\text{tran}} + k_{\text{tran}} P_{i,m,t}^{\text{L}}) - \mu_2^u (k_{\text{tran}} P_{i,m,t}^{\text{L}} - P_{i,m,t}^{\text{tran}}) - \\ & \mu_3^1 (Q_{i,m,t}^{\text{cut}}) - \mu_3^u (r_{\text{cut}} Q_{i,m,t}^{\text{L}} - Q_{i,m,t}^{\text{cut}}) - \\ & \mu_4^1 (P_{i,m,t}^{\text{load}}) - \mu_4^u (P_{\max}^{\text{load}} - P_{i,m,t}^{\text{load}}) - \mu_5^1 (Q_{i,m,t}^{\text{load}}) - \\ & \mu_5^u (Q_{\max}^{\text{load}} - Q_{i,m,t}^{\text{load}}) - \mu_6^1 (P_{i,t}^{1-2} - P_{\min}^{1-2}) - \mu_6^u (P_{\max}^{1-2} - P_{i,t}^{1-2}) - \\ & \mu_7^1 (P_{i,t}^{1-3} - P_{\min}^{1-3}) - \mu_7^u (P_{\max}^{1-3} - P_{i,t}^{1-3}) - \\ & \mu_8^1 (P_{i,t}^{2-3} - P_{\min}^{2-3}) - \mu_8^u (P_{\max}^{2-3} - P_{i,t}^{2-3}) \end{aligned} \quad (\text{B1})$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_{i,m,t}^{\text{DR}}} = -\alpha_e + \beta_e P_{i,m,t}^{\text{DR}} + \lambda_1 - \lambda_2^1 = 0 \quad (\text{B2})$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_{i,m,t}^{\text{cut}}} = -\lambda_1 - \mu_1^1 + \mu_1^u = 0 \quad (\text{B3})$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_{i,m,t}^{\text{tran}}} = -\lambda_1 + \lambda_4 - \mu_2^1 + \mu_2^u = 0 \quad (\text{B4})$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_{i,m,t}^{\text{load}}} = \gamma_{i,m,t}^e + \lambda_2^1 - \mu_4^1 + \mu_4^u = 0 \quad (\text{B5})$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_{i,t}^{1-2}} = -\lambda_2^1 + \lambda_2^2 - \mu_6^1 + \mu_6^u = 0 \quad (\text{B6})$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_{i,t}^{1-3}} = -\lambda_2^1 + \lambda_2^3 - \mu_7^1 + \mu_7^u = 0 \quad (\text{B7})$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_{i,t}^{2-3}} = -\lambda_2^2 + \lambda_2^3 - \mu_8^1 + \mu_8^u = 0 \quad (\text{B8})$$

$$\frac{\partial L}{\partial Q_{i,m,t}^{\text{load}}} = \gamma_{i,m,t}^h - \alpha_h + \beta_h Q_{i,m,t}^{\text{load}} + \lambda_3 - \mu_5^1 + \mu_5^u = 0 \quad (\text{B9})$$

$$\frac{\partial L}{\partial Q_{i,m,t}^{\text{cut}}} = \lambda_3 - \mu_3^1 + \mu_3^u = 0 \quad (\text{B10})$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{cut}} + k_{\text{cut}} P_{\max}^{\text{L}} \perp \mu_1^1 \geq 0 \quad (\text{B11})$$

$$0 \leq -P_{i,m,t}^{\text{cut}} \perp \mu_1^u \geq 0 \quad (\text{B12})$$

$$0 \leq P_{i,m,t}^{\text{tran}} + k_{\text{tran}} P_{i,m,t}^{\text{L}} \perp \mu_2^1 \geq 0 \quad (\text{B13})$$

$$0 \leq k_{\text{tran}} P_{i,m,t}^{\text{L}} - P_{i,m,t}^{\text{tran}} \perp \mu_2^u \geq 0 \quad (\text{B14})$$

$$0 \leq Q_{i,m,t}^{\text{cut}} \perp \mu_3^1 \geq 0 \quad (\text{B15})$$

$$0 \leq r_{\text{cut}} Q_{i,m,t}^{\text{L}} - Q_{i,m,t}^{\text{cut}} \perp \mu_3^u \geq 0 \quad (\text{B16})$$

$$0 \leq P_{i,m,t}^{\text{load}} \perp \mu_4^1 \geq 0 \quad (\text{B17})$$

$$0 \leq P_{\max}^{\text{load}} - P_{i,m,t}^{\text{load}} \perp \mu_4^u \geq 0 \quad (\text{B18})$$

$$0 \leq Q_{i,m,t}^{\text{load}} \perp \mu_5^1 \geq 0 \quad (\text{B19})$$

$$0 \leq Q_{\max}^{\text{load}} - Q_{i,m,t}^{\text{load}} \perp \mu_5^u \geq 0 \quad (\text{B20})$$

$$0 \leq P_{i,t}^{1-2} - P_{\min}^{1-2} \perp \mu_6^1 \geq 0 \quad (\text{B21})$$

$$0 \leq P_{\max}^{1-2} - P_{i,t}^{1-2} \perp \mu_6^u \geq 0 \quad (\text{B22})$$

$$0 \leq P_{i,t}^{1-3} - P_{\min}^{1-3} \perp \mu_7^1 \geq 0 \quad (\text{B23})$$

$$0 \leq P_{\max}^{1-3} - P_{i,t}^{1-3} \perp \mu_7^u \geq 0 \quad (\text{B24})$$

$$0 \leq P_{i,t}^{2-3} - P_{\min}^{2-3} \perp \mu_8^1 \geq 0 \quad (\text{B25})$$

$$0 \leq P_{\max}^{2-3} - P_{i,t}^{2-3} \perp \mu_8^u \geq 0 \quad (\text{B26})$$

参考文献

- [1] 李咸善, 马凯琳, 程杉. 含多区域综合能源系统的主动配电网双层博弈优化调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(1): 8-22.
- LI Xianshan, MA Kailin, CHENG Shan. Dispatching strategy of an active distribution network with multiple regional integrated energy systems based on two-level game optimization[J]. Power System Protection and Control

- 2022, 50(1): 8-22.
- [2] 李健强, 余光正, 汤波, 等. 考虑风光利用率和含氢能流的多能流综合能源系统规划[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(14): 11-20.
LI Jianqiang, YU Guangzheng, YANG Bo, et al. Multi-energy flow integrated energy system planning considering wind and solar utilization and containing hydrogen energy flow[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(14): 11-20.
- [3] 余岳, 文怀超, 刘郁, 等. 基于广义纳什议价的 V2V 能量交易研究[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(15): 144-154.
YU Yue, WEN Huaichao, LIU Yu, et al. V2V energy trading based on generalized Nash bargaining[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(15): 144-154.
- [4] 于娣, 胡健, 张晓杰, 等. 电力 P2P 交易中的双轮竞价博弈模型[J]. 电力建设, 2023, 44(7): 21-32.
YU Di, HU Jian, ZHANG Xiaojie, et al. Double-round bidding game model for P2P electricity transactions[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(7): 21-32.
- [5] 李崎勇, 赵新哲, 郑一飞, 等. 基于纳什谈判考虑能源共享的区域综合能源系统优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(5): 22-32.
LI Jiyong, ZHAO Xinzhe, ZHENG Yifei, et al. Optimal configuration of a regional integrated energy system considering energy sharing based on Nash negotiation[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(5): 22-32.
- [6] 王再闯, 陈来军, 李笑竹, 等. 基于合作博弈的产销者社区分布式光伏与共享储能容量优化[J]. 电工技术学报, 2022, 37(23): 5922-5932.
WANG Zaichuang, CHEN Laijun, LI Xiaozhu, et al. Capacity optimization of distributed PV and shared energy storage of prosumer community based on cooperative game[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(23): 5922-5932.
- [7] 彭振华, 孙志鹏, 邓芳明. 基于最优匹配机制的微电网 P2P 交易策略研究[J]. 智慧电力, 2022, 50(2): 89-96.
PENG Zhenhua, SUN Zhipeng, DENG Fangming. P2P transaction strategy for microgrid based on optimal matching mechanism[J]. Smart Power, 2022, 50(2): 89-96.
- [8] 潘虹锦, 高红均, 刘畅, 等. 综合能源服务商 - 多用户利益共同体协调运营优化策略研究[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(9): 3195-3207.
PAN Hongjin, GAO Hongjun, LIU Chang, et al. Research on coordinated operation optimization strategy of integrated energy service provider and multi-users interest community[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(9): 3195-3207.
- [9] 曹逸滔, 王丹, 贾宏杰, 等. 考虑多能碳流约束的区域综合能源系统双层博弈扩展规划[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(7): 12-22.
CAO Yitao, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Bilevel Nash-Stackelberg game expansion planning of regional integrated energy system considering multi-energy carbon flow constraints[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(7): 12-22.
- [10] 崔明勇, 宣名阳, 卢志刚, 等. 基于合作博弈的多综合能源服务商运行优化策略[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(10): 3548-3564.
CUI Mingyong, XUAN Mingyang, LU Zhigang, et al. Operation optimization strategy of multi integrated energy service companies based on cooperative game theory[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(10): 3548-3564.
- [11] 李鹏, 马溪原, 郭祚刚, 等. 基于双层优化的综合能源服务商博弈策略[J]. 电网技术, 2021, 45(2): 460-473.
LI Peng, MA Xiyuan, GUO Zuogang, et al. Game strategy of integrated energy service providers based on bi-level optimization[J]. Power System Technology, 2021, 45(2): 460-473.
- [12] 冯喜春, 韩璟琳, 赵辉, 等. 主从博弈框架下配电网规划运行多目标协同优化方法[J]. 南方电网技术, 2023, 17(1): 26-34, 72.
FENG Xichun, HAN Jinglin, ZHAO Hui, et al. Multi-objective cooperative optimization method of distribution network planning and operation under the stackelberg game framework[J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(1): 26-34, 72.
- [13] 曹阳, 喻洁, 李扬, 等. 基于演化博弈的区域综合能源市场零售侧竞争策略选择方法[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(5): 104-113.
CAO Yang, YU Jie, LI Yang, et al. Evolutionary game based competition strategy selection method for retail side of regional integrated energy market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(5): 104-113.
- [14] 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.
- [15] 赵鹏翔, 李振, 王楠, 等. 基于源荷双侧主从博弈的园区综合能源系统运行优化策略[J]. 电力系统及其自动化学报, 2021, 33(9): 109-116, 122.

- ZHAO Pengxiang, LI Zhen, WANG Nan, et al. Operation optimization strategy for district integrated energy system based on Stackelberg game between supply and demand sides[J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2021, 33(9): 109-116, 122.
- [16] 林振锋, 郑常宝, 芮涛, 等. 用户侧分布式储能鲁棒博弈优化调度方法[J]. 中国电力, 2022, 55(2): 35-43, 114.
- LIN Zhenfeng, ZHENG Changbao, RUI Tao, et al. Robust game optimization scheduling method for user-side distributed energy storage[J]. Electric Power, 2022, 55(2): 35-43, 114.
- [17] 陈乐飞, 朱自伟, 王凯, 等. 基于混合博弈的配电网与多综合能源微网优化运行[J]. 电网技术, 2023, 47(6): 2229-2243.
- CHEN Lefei, ZHU Ziwei, WANG Kai, et al. Optimal operation of distribution networks and multiple integrated energy microgrids based on mixed game theory[J]. Power System Technology, 2023, 47(6): 2229-2243.
- [18] WEI Wei, LIU Feng, MEI Shengwei. Energy pricing and dispatch for smart grid retailers under demand response and market price uncertainty[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(3): 1364-1374.
- [19] 王海洋, 李珂, 张承慧, 等. 基于主从博弈的社区综合能源系统分布式协同优化运行策略[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(17): 5435-5445.
- WANG Haiyang, LI Ke, ZHANG Chenghui, et al. Distributed coordinative optimal operation of community integrated energy system based on Stackelberg game[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(17): 5435-5445.
- [20] 贺帅佳, 高红均, 刘俊勇, 等. 计及需求响应柔性调节的分布鲁棒 DG 优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(8): 2253-2264, 2268.
- HE Shuaijia, GAO Hongjun, LIU Junyong, et al. Distributionally robust optimal DG allocation model considering flexible adjustment of demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(8): 2253-2264, 2268.
- [21] DENG Lirong, SUN Hongbin, LI Baoju, et al. Optimal operation of integrated heat and electricity systems: a tightening McCormick approach[J]. Engineering, 2021, 7(8): 1076-1086.
- [22] 赵霞, 梁钰, 孙名轶, 等. AGC 机组动态优化调度模型的凸松弛及其双层迭代算法[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(17): 228-238.
- ZHAO Xia, LIANG Yu, SUN Mingyi, et al. Convex relaxation and bi-level iterative algorithm for dynamic optimal dispatch model of automatic generation control units[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(17): 228-238.
- [23] 杨宏基, 周明, 武昭原, 等. 含光热电站的电-热能源系统优化运行机制[J]. 电网技术, 2022, 46(1): 175-185.
- YANG Hongji, ZHOU Ming, WU Zhaoyuan, et al. Optimal operation of electro-thermal energy systems with concentrated solar power plant[J]. Power System Technology, 2022, 46(1): 175-185.
- [24] 王佳惠, 牛玉广, 陈玥, 等. 电-碳联合市场下虚拟电厂主从博弈优化调度[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(5): 235-242.
- WANG Jiahui, NIU Yuguang, CHEN Yue, et al. Master-slave game optimal dispatching of virtual power plant under electricity-carbon joint market[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(5): 235-242.

收稿日期: 2023-08-15; 修回日期: 2023-11-13

作者简介:

牛焕娜(1976—), 女, 博士, 副教授, 硕士研究生导师, 研究方向为综合能源系统规划与运行、微电网技术、用户侧能效管理等; E-mail: nhn@cau.edu.cn

王青林(1998—), 男, 硕士研究生, 研究方向为综合能源系统优化运行; E-mail: 466386873@qq.com

井天军(1980—), 男, 通信作者, 博士, 副教授, 硕士研究生导师, 研究方向为微电网技术、新能源发电控制。E-mail: jingtianjun@126.com

(编辑 姜新丽)