

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.220713

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

李畸勇, 赵新哲, 郑一飞, 张冬冬

(广西大学电气工程学院, 广西 南宁 530004)

摘要: 为了解决“双碳”背景下考虑能源共享的多区域综合能源系统协同规划和分属于不同投资主体的综合能源系统利益竞争问题, 提出了基于纳什谈判合作博弈理论的多综合能源系统联合规划方法。首先, 建立考虑碳交易和各主体间电能共享的配置与运行优化模型。在此基础上, 建立基于纳什谈判的多主体合作规划模型, 将其转化为社会成本最小化和支付效益最大化两个子问题, 并构造两个子问题的增广拉格朗日函数。其次, 为了保护规划阶段各主体的数据隐私以及提高算法计算的容错性, 采用交替方向乘子分布式算法求解两个子问题的纳什均衡解。最后, 通过算例结果表明各主体经过合作规划后, 可以明显地降低各主体的规划成本, 且保证各系统的可靠运行, 验证了所提合作规划模型和方法的有效性。

关键词: 综合能源系统; 纳什谈判; 交替方向乘子法; 配置优化

Optimal configuration of a regional integrated energy system considering energy sharing based on Nash negotiation

LI Jiyong, ZHAO Xinzhe, ZHENG Yifei, ZHANG Dongdong

(College of Electrical Engineering, Guangxi University, Nanning 530004, China)

Abstract: This paper examines the problem of coordinated planning of a multi-regional integrated energy system considering energy sharing under the background of dual carbon and interest competition of an integrated energy system (IES) belonging to different investors. Based on Nash negotiation cooperative game theory, this paper proposes a joint planning approach for IESs that belong to different investment entities. In this approach, a configuration and operation optimization model considering carbon trading and power sharing among various entities is established. A multi-agent cooperative planning model based on Nash negotiation is established. This is transformed into two sub-problems of minimizing social costs and maximizing payment benefits. The augmented Lagrangian function of the two sub-problems is constructed. Then, in order to protect the data privacy of each subject in the planning stage and improve the fault tolerance of the algorithm calculation, Nash equilibrium solutions of two subproblems are obtained using an alternate direction multiplier distributed algorithm. Finally, the results of numerical examples show that after the cooperative planning of each subject, the planning cost of each subject can be significantly reduced and each system can operate reliably. This verifies the effectiveness of the proposed cooperative planning model and method.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52107083).

Key words: integrated energy system; Nash negotiation; alternating direction multiplier method; allocation optimization

0 引言

在“碳中和, 碳达峰”的目标下, 综合能源系统(integrated energy systems, IES)被认为是解决能源危机, 实现多能互补、能源梯级利用以及促进能源细粒度发展的有效途径之一, 同时也是实现“双碳”

目标的有效途径之一^[1-2]。随着能源系统市场化改革的进一步加深, 逐渐出现分属于不同投资主体的 IES 进行联合规划的情况, 由于各投资主体对利益诉求的差异性、市场环境多边交易的复杂性、数据交互的隐私性和各系统联合规划后的可靠性, 这些因素都对 IES 的规划决策提出了更高的要求^[3]。为此在市场环境下还原电能商品属性, 对存在利益竞争的多区域 IES 设备容量联合规划的理论研究,

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52107083)

是十分具有意义的。

目前, 国内外对综合能源系统的规划研究也取得了一定的进展^[4-13]。文献[4-6]从需求响应、能量品质和不确定性角度对 IES 的容量配置与经济效益进行分析。文献[7-8]从站网联合规划的角度, 文献[9-10]分别以建设时序的角度和高比例可再生能源消纳的角度, 对单个 IES 进行规划研究, 但是均没有涉及到多个综合能源系统主体。文献[11-12]考虑多个 IES 或者能量枢纽进行联合规划, 并对 IES 的容量配置进行优化。文献[13]构建了一种电能交互下的多微网能源系统规划模型, 并在不同场景下对多微网系统的容量配置进行优化。

上述文献虽然从不同的角度对 IES 规划进行了研究, 但是大都是从经济性或者环境方面建立综合能源系统的单目标或者多目标规划模型。随着能源系统市场化的发展, 各 IES 将会由不同投资主体进行规划建设, 所以如何平衡各主体的利益诉求, 以及从整体的角度合理地规划设备容量就显得尤为重要。在这种情况下, 电力领域通常引入博弈论来处理不同主体间复杂的利益关系。

目前, 博弈论在综合能源系统领域已经进行了一定的研究。文献[14-15]基于主从博弈理论建立了多主体的综合能源系统优化运行模型, 并通过算例验证表明博弈后各主体的收益都得到了提升。文献[16]建立了电能共济的多 IES 运行优化模型, 并采用纳什议价合作博弈理论来降低运行成本。文献[17]在此基础上建立了考虑风光不确定性的多 IES 纳什谈判优化调度模型, 在求解算法方面提出了一种交替方向乘法(alternating direction method of multipliers, ADMM)来求解博弈模型, 结果表明合作后各主体的收益都得到了提升。文献[18]在考虑电能交易的基础上, 同时考虑热能交易, 通过合作博弈理论来降低各综合能源服务商的运行成本。以上文献大都是基于博弈理论对综合能源系统的运行、调度和能量管理进行优化的, 并没有涉及到基于博弈论的 IES 规划问题。文献[19-20]提出了一种多主体博弈的电力-天然气综合能源系统联合规划方法, 对电力网络和天然气网络进行规划。文献[21]基于谈判博弈理论建立了多微网能源系统的配置优化模型, 并采用了经济性和烟效率的多目标优化配置方法, 同时兼顾了高经济效益和能量高效梯级利用。以上文献并未分析具体的电能交易过程。

基于上述背景, 本文针对多区域 IES 能源设备容量的联合规划问题, 提出了基于纳什谈判合作博弈理论的联合规划方法。首先建立了考虑电能交互的各 IES 主体规划成本模型, 在此基础上对各主体

间的博弈机理进行分析, 建立基于纳什谈判合作博弈理论的多主体合作规划博弈模型, 接着将此博弈模型转化为社会成本最小化和支付效益最大化问题, 并基于 ADMM 算法对两个子问题进行顺序求解, 同时根据各主体通过博弈后求解出的电能交易量和电能交易价格来确定最优的能源设备配置方案和运行策略。通过算例仿真表明, 基于本文的联合规划思路既可以在博弈过程中降低各个主体的规划成本, 也可以从联盟整体的角度保证规划方案的经济性、合理性和可靠性。

1 考虑能源共享的联合规划框架

基于纳什谈判考虑的联合规划框架主要是由外部能源网、一个由冷热电联供系统组成的 IES、两个由热电联供(combined heat and power, CHP)系统组成的 IES、数据存储中心和能源管理中心组成。每个 IES 之间, 以及 IES 和上级能源之间都存在独立的通信线路。具体考虑能源共享的联合规划框架如图 1 所示。

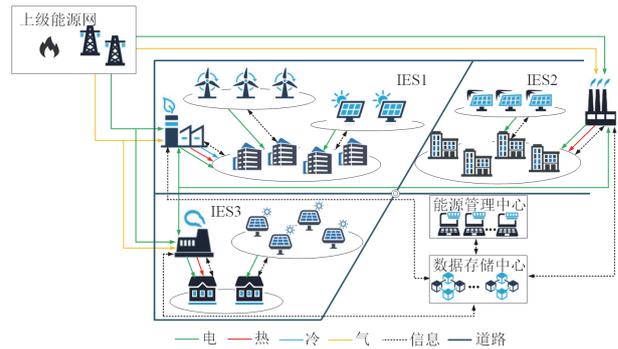


图 1 考虑能源共享的联合规划框架

Fig. 1 Joint planning framework considering energy sharing

2 各 IES 的配置优化模型

2.1 目标函数

本文研究的 IES 设备包括光伏(Photovoltaic, PV)、风电机组(wind turbine, WT)、电储能设备(electric storage, ES)、热储能设备(thermal storage, TS)以及 5 种能量转换设备, 即热电联产机组、地源热泵(heat pump, HP)、燃气锅炉(gas boiler, GB)、电制冷机(electric cooler, EC)和吸收式制冷机(absorption cooler, AC)。

以 IES 的总规划成本最小作为优化目标, 对于 IES 设备的投建成本, 本文采用均摊法将全寿命投建成本摊销至每一个时刻。

$$\min C_n^{\text{basic}} = \sum_{t=1}^{24} [C_{n,t}^{\text{gas}} + C_{n,t}^{\text{ele}} + C_{n,t}^{\text{com}} + C_{n,t}^{\text{car}}] + C_n^{\text{ope}} + C_n^{\text{inv}} \quad (1)$$

式中：\$C_{n,t}^{\text{gas}}\$、\$C_{n,t}^{\text{ele}}\$、\$C_{n,t}^{\text{com}}\$和\$C_{n,t}^{\text{car}}\$为 IESn 在 \$t\$ 时段的购气成本、购售电成本、补偿成本和碳排放成本；\$C_n^{\text{ope}}\$为 IESn 的设备维护成本；\$C_n^{\text{inv}}\$为 IESn 的日均投建成本。

$$C_{n,t}^{\text{gas}} = p^{\text{gas}} G_{n,t}^{\text{buy}} \quad (2)$$

$$C_{n,t}^{\text{ele}} = p_t^{\text{buy}} P_{n,t}^{\text{grid,buy}} - p_t^{\text{sell}} P_{n,t}^{\text{grid,sell}} \quad (3)$$

$$C_{n,t}^{\text{com}} = \varphi^{\text{cut}} |P_{n,t}^{\text{cut}}| + \varphi^{\text{tran}} |P_{n,t}^{\text{tran}}| \quad (4)$$

$$C_{n,t}^{\text{car}} = \varphi^{\text{car}} [\phi^{\text{gas}} (G_{n,t}^{\text{GB}} + G_{n,t}^{\text{CHP}}) - \phi^{\text{ele}} L_{n,t}^{\text{c}}] \quad (5)$$

$$C_n^{\text{ope}} = \sum_{s=1}^7 c_s^{\text{ope}} M_n^s \quad (6)$$

$$C_n^{\text{inv}} = \frac{1}{365} \sum_{s=1}^7 \frac{c_s^{\text{inv}} M_n^s (1+r)^{N_s}}{(1+r)^{N_s} - 1} \quad (7)$$

式中：\$p^{\text{gas}}\$为天然气的购买价格；\$G_{n,t}^{\text{buy}}\$为 IESn 在 \$t\$ 时段的天然气购买量；\$p_t^{\text{buy}}\$和\$p_t^{\text{sell}}\$分别为 IES 与电网交互电能的购售电价；\$P_{n,t}^{\text{grid,buy}}\$和\$P_{n,t}^{\text{grid,sell}}\$分别为 IESn 在 \$t\$ 时段的向电网的购售电量；\$\varphi^{\text{cut}}\$和\$\varphi^{\text{tran}}\$分别为 IES 对削减、转移电负荷的价格补偿系数；\$P_{n,t}^{\text{cut}}\$和\$P_{n,t}^{\text{tran}}\$分别为 IESn 在 \$t\$ 时段的削减电负荷和转移电负荷；\$\varphi^{\text{car}}\$为碳交易价格；\$\phi^{\text{gas}}\$为天然气等效的碳排放强度系数；\$\phi^{\text{ele}}\$为电负荷等效的碳排放配额系数；\$c_s^{\text{ope}}\$为第 \$s\$ 个设备的单位维护成本；\$c_s^{\text{inv}}\$为第 \$s\$ 类设备的单位安装投建费用；\$N_s\$为第 \$s\$ 类设备的使用寿命；\$r\$为基准折现率。

2.2 模型约束

1) 设备运行约束

CHP 通过燃烧天然气进行发电，将产生的余热进行供给热负荷，其工作模型为

$$P_{n,t}^{\text{CHP}} = \eta_{\text{CHP}}^{\text{e}} \delta_{\text{g}} G_{n,t}^{\text{CHP}} \quad (8)$$

$$H_{n,t}^{\text{CHP}} = \eta_{\text{CHP}}^{\text{h}} \delta_{\text{g}} G_{n,t}^{\text{CHP}} \quad (9)$$

式中：\$G_{n,t}^{\text{CHP}}\$为 IESn 在 \$t\$ 时段所消耗的 CHP 天然气量；\$P_{n,t}^{\text{CHP}}\$和\$H_{n,t}^{\text{CHP}}\$分别为 IESn 在 \$t\$ 时段 CHP 产出的电、热量；\$\eta_{\text{CHP}}^{\text{e}}\$和\$\eta_{\text{CHP}}^{\text{h}}\$分别为 CHP 转换为电、热能的效率；\$\delta_{\text{g}}\$为天然气热值。

$$H_{n,t}^{\text{HP}} = \eta^{\text{HP}} P_{n,t}^{\text{HP}} \quad (10)$$

$$H_{n,t}^{\text{GB}} = \eta^{\text{GB}} \delta_{\text{g}} G_{n,t}^{\text{GB}} \quad (11)$$

$$C_{n,t}^{\text{EC}} = \eta^{\text{EC}} P_{n,t}^{\text{EC}} \quad (12)$$

$$C_{n,t}^{\text{AC}} = \eta^{\text{AC}} H_{n,t}^{\text{AC}} \quad (13)$$

式中：\$H_{n,t}^{\text{HP}}\$和\$H_{n,t}^{\text{GB}}\$分别为 IESn 在 \$t\$ 时段 HP 和 GB

的热能产出量；\$G_{n,t}^{\text{GB}}\$为 IESn 在 \$t\$ 时段 GB 所消耗的天然气体积；\$P_{n,t}^{\text{HP}}\$和\$P_{n,t}^{\text{EC}}\$分别为 IESn 在 \$t\$ 时段 HP 和 EC 消耗的电能功率；\$C_{n,t}^{\text{EC}}\$和\$C_{n,t}^{\text{AC}}\$分别为 IESn 在 \$t\$ 时段 EC 和 AC 的冷能产出量；\$\eta^{\text{HP}}\$和\$\eta^{\text{EC}}\$分别为 HP 的电转热效率和 EC 的电转冷效率；\$\eta^{\text{GB}}\$为 GB 的气转热效率；\$\eta^{\text{AC}}\$为 AC 的热转冷效率；\$H_{n,t}^{\text{AC}}\$为 IESn 在 \$t\$ 时段 AC 消耗的热能。

电储能设备的运行约束为

$$S_{n,t}^{\text{ES}} = (1 - \gamma^{\text{ES}}) S_{n,t-1}^{\text{ES}} + \left(\eta_{\text{sto}}^{\text{ES}} P_{n,t}^{\text{ES,sto}} - \frac{P_{n,t}^{\text{ES,rel}}}{\eta_{\text{rel}}^{\text{ES}}} \right) \Delta t \quad (14)$$

$$\gamma_{\text{min}}^{\text{ES}} M_n^{\text{ES}} \leq S_{n,t}^{\text{ES}} \leq \gamma_{\text{max}}^{\text{ES}} M_n^{\text{ES}} \quad (15)$$

$$S_{n,0}^{\text{ES}} = S_{n,T}^{\text{ES}} \quad (16)$$

$$0 \leq P_{n,t}^{\text{ES,sto}} \leq B_{n,t}^{\text{ES,sto}} M_n^{\text{ES,P}} \quad (17)$$

$$0 \leq P_{n,t}^{\text{ES,rel}} \leq B_{n,t}^{\text{ES,rel}} M_n^{\text{ES,P}} \quad (18)$$

$$B_{n,t}^{\text{ES,sto}} + B_{n,t}^{\text{ES,rel}} \leq 1 \quad (19)$$

$$M_n^{\text{ES}} = \beta^{\text{ES}} M_n^{\text{ES,P}} \quad (20)$$

式中：\$S_{n,t}^{\text{ES}}\$为 IESn 在 \$t\$ 时段的电储能设备容量值；\$\gamma^{\text{ES}}\$、\$\eta_{\text{sto}}^{\text{ES}}\$和\$\eta_{\text{rel}}^{\text{ES}}\$分别为电储能设备的能量损失效率和充、放电转换效率；\$P_{n,t}^{\text{ES,sto}}\$和\$P_{n,t}^{\text{ES,rel}}\$分别为 IESn 在 \$t\$ 时段电储能设备的充、放电功率；\$\gamma_{\text{max}}^{\text{ES}}\$和\$\gamma_{\text{min}}^{\text{ES}}\$分别为 IESn 在 \$t\$ 时段电储能设备容量最大值和最小值占其总容量的比例；\$B_{n,t}^{\text{ES,sto}}\$和\$B_{n,t}^{\text{ES,rel}}\$分别为 IESn 在 \$t\$ 时段电储能设备的充、放电辅助二进制变量；\$\beta^{\text{ES}}\$为电储能设备的储能容量和功率的比值系数；\$M_n^{\text{ES}}\$和\$M_n^{\text{ES,P}}\$分别为 IESn 电储能设备的待规划容量和待规划最大功率。

热储能设备的运行约束为

$$S_{n,t}^{\text{HS}} = (1 - \gamma^{\text{HS}}) S_{n,t-1}^{\text{HS}} + \left(\eta_{\text{sto}}^{\text{HS}} P_{n,t}^{\text{HS,sto}} - \frac{P_{n,t}^{\text{HS,rel}}}{\eta_{\text{rel}}^{\text{HS}}} \right) \Delta t \quad (21)$$

$$\gamma_{\text{min}}^{\text{HS}} M_n^{\text{HS}} \leq S_{n,t}^{\text{HS}} \leq \gamma_{\text{max}}^{\text{HS}} M_n^{\text{HS}} \quad (22)$$

$$S_{n,0}^{\text{HS}} = S_{n,T}^{\text{HS}} \quad (23)$$

$$0 \leq P_{n,t}^{\text{HS,sto}} \leq B_{n,t}^{\text{HS,sto}} M_n^{\text{HS,P}} \quad (24)$$

$$0 \leq P_{n,t}^{\text{HS,rel}} \leq B_{n,t}^{\text{HS,rel}} M_n^{\text{HS,P}} \quad (25)$$

$$B_{n,t}^{\text{HS,sto}} + B_{n,t}^{\text{HS,rel}} \leq 1 \quad (26)$$

$$M_n^{\text{HS}} = \beta^{\text{HS}} M_n^{\text{HS,P}} \quad (27)$$

式中：\$S_{n,t}^{\text{HS}}\$为 \$t\$ 时段 IESn 的热储能设备容量值；\$\gamma^{\text{HS}}\$、\$\eta_{\text{sto}}^{\text{HS}}\$和\$\eta_{\text{rel}}^{\text{HS}}\$分别为热储能设备的能量损失效率和充、放热转换效率；\$P_{n,t}^{\text{HS,sto}}\$和\$P_{n,t}^{\text{HS,rel}}\$分别为 \$t\$ 时段 IESn

热储能设备的充、放热功率; $\gamma_{\min}^{\text{HS}}$ 和 $\gamma_{\max}^{\text{HS}}$ 分别为 t 时段 IES n 热储能设备容量的最小值和最大值在总容量中的占比; $B_{n,t}^{\text{HS,sto}}$ 和 $B_{n,t}^{\text{HS,rel}}$ 分别为 t 时段 IES n 热储能设备的充、放热辅助二进制变量; β^{HS} 为热储能设备容量和功率的比值系数; M_n^{HS} 和 $M_n^{\text{HS,P}}$ 分别为 IES n 热储能设备的待规划容量和待规划最大功率。

2) 设备出力上限和设备投建约束

设备出力上限约束如式(28)一式(32)所示。

$$0 \leq P_{n,t}^{\text{CHP}} \leq M_n^{\text{CHP}} \quad (28)$$

$$0 \leq H_{n,t}^{\text{HP}} \leq M_n^{\text{HP}} \quad (29)$$

$$0 \leq H_{n,t}^{\text{GB}} \leq M_n^{\text{GB}} \quad (30)$$

$$0 \leq C_{n,t}^{\text{EC}} \leq M_n^{\text{EC}} \quad (31)$$

$$0 \leq C_{n,t}^{\text{AC}} \leq M_n^{\text{AC}} \quad (32)$$

式中, M_n^{CHP} 、 M_n^{HP} 、 M_n^{GB} 、 M_n^{EC} 和 M_n^{AC} 为 IES n 中的 CHP、HP、GB、EC、AC 的投建值。

设备投建约束如式(33)所示。

$$0 \leq M_n^s \leq M_n^{s,\max} \quad (33)$$

$$\forall n, \forall s \in \{\text{CHP, HP, GB, EC, AC, ES, HS}\}$$

式中, $M_n^{s,\max}$ 为 IES n 第 s 类设备的投建最大值。

3) 功率平衡约束

IES 对于电、热、冷、气的功率平衡约束为

$$P_{n,t}^{\text{grid,buy}} + P_{n,t}^{\text{CHP}} + P_{n,t}^{\text{PV}} + P_{n,t}^{\text{WT}} + P_{n,t}^{\text{ES,rel}} = L_{n,t}^e + P_{n,t}^{\text{grid,sell}} + P_{n,t}^{\text{HP}} + P_{n,t}^{\text{EC}} + P_{n,t}^{\text{ES,sto}} \quad (34)$$

$$H_{n,t}^{\text{CHP}} + H_{n,t}^{\text{GB}} + H_{n,t}^{\text{HP}} + H_{n,t}^{\text{HS,rel}} = L_{n,t}^h + H_{n,t}^{\text{AC}} + H_{n,t}^{\text{HS,sto}} \quad (35)$$

$$C_{n,t}^{\text{AC}} + C_{n,t}^{\text{EC}} = L_{n,t}^c \quad (36)$$

$$G_{n,t}^{\text{GB}} + G_{n,t}^{\text{CHP}} = G_{n,t}^{\text{buy}} \quad (37)$$

式中: $L_{n,t}^e$ 、 $L_{n,t}^h$ 和 $L_{n,t}^c$ 分别为 IES n 在 t 时段的电、热、冷负荷; $P_{n,t}^{\text{PV}}$ 和 $P_{n,t}^{\text{WT}}$ 分别为 IES n 在 t 时段的光伏和风力发电预测出力。

4) 与外部网络的能量交换功率约束

IES n 与外部电网的购电功率和售电功率约束, 如式(38)和式(39)所示。

$$0 \leq P_{n,t}^{\text{grid,buy}} \leq P_n^{\text{grid,max}} \quad (38)$$

$$0 \leq P_{n,t}^{\text{grid,sell}} \leq P_n^{\text{grid,max}} \quad (39)$$

式中, $P_n^{\text{grid,max}}$ 为 IES n 与外部电网最大购售功率。

5) IES 的需求响应约束

为了保证系统供能的灵活性, 降低负荷用能高峰期的供能压力, 并有效地减少规划成本, 故本节设定 IES 主要通过削减和转移 2 种方式来调节负荷, 其模型为

$$L_{n,t}^e = L_{n,t}^{e,0} + P_{n,t}^{\text{cut}} + P_{n,t}^{\text{tran}} \quad (40)$$

$$P_{n,t}^{\text{cut}} \leq 0 \quad (41)$$

$$|P_{n,t}^{\text{cut}}| \leq \beta_n^{\text{cut}} L_{n,t}^{e,0} \quad (42)$$

$$|P_{n,t}^{\text{tran}}| \leq \beta_n^{\text{tran}} L_{n,t}^{e,0} \quad (43)$$

$$\sum_{t=1}^{24} P_{n,t}^{\text{tran}} = 0 \quad (44)$$

式中: $L_{n,t}^{e,0}$ 为 IES n 在 t 时段初始负荷需求的电功率; $P_{n,t}^{\text{cut}}$ 和 $P_{n,t}^{\text{tran}}$ 分别为 IES n 在 t 时段的削减电负荷和转移电负荷; β_n^{cut} 和 β_n^{tran} 分别为 IES n 削减和转移电负荷在总负荷中的占比系数。

3 考虑能源共享的各 IES 联合规划模型

在考虑 IES 之间进行电能共享合作规划的情况下, 各 IES 主体的交易对象为外电网和其他两个对象中任意一个 IES 主体, 在经济最优目标下考虑电能共享的各 IES 合作规划模型, 如式(45)所示。

$$\left\{ \begin{array}{l} \min C_n = \sum_{t=1}^{24} \left[C_{n,t}^{\text{gas}} + C_{n,t}^{\text{ele}} + C_{n,t}^{\text{com}} + C_{n,t}^{\text{car}} - \sum_{n \neq k} \alpha_{n \rightarrow k,t} \right] + C_n^{\text{ope}} + C_n^{\text{inv}} \\ \text{s.t. } P_{n,t}^{\text{grid,buy}} + P_{n,t}^{\text{CHP}} + P_{n,t}^{\text{PV}} + P_{n,t}^{\text{WT}} + P_{n,t}^{\text{ES,rel}} = L_{n,t}^e + P_{n,t}^{\text{grid,sell}} + P_{n,t}^{\text{HP}} + P_{n,t}^{\text{EC}} + P_{n,t}^{\text{ES,sto}} + \sum_{n \neq k} P_{n \rightarrow k,t} \\ \alpha_{n \rightarrow k,t} = p_{n \rightarrow k,t} P_{n \rightarrow k,t} \\ \text{式(1)一式(26), 式(28)一式(37), 式(39)一式(44)} \end{array} \right. \quad (45)$$

式中: $\alpha_{n \rightarrow k,t}$ 表示 t 时刻在电能共享时 IES n 向 IES k 支付和收取的电能费用, 若大于 0, 则表示收取费用, 若小于 0 则表示支付费用; $p_{n \rightarrow k,t}$ 表示 t 时刻 IES n 与 IES k 交易电能的电价; $P_{n \rightarrow k,t}$ 表示 t 时刻 IES n 与 IES k 交互的电能量, 若大于 0, 则表示 IES n 向 IES k 出售电能, 若小于 0 则表示 IES n 向 IES k 购买电能。

4 基于纳什谈判的多 IES 合作规划模型

各 IES 进行博弈的纳什谈判破裂点为各 IES 单独规划成本, 即各 IES 之间并没有进行电能共享, 此时各 IES 与外电网进行电能交互时所对应的规划成本为纳什谈判破裂点。其数学模型为

$$\left\{ \begin{array}{l} \min C_n^0 = \sum_{t=1}^{24} \left[C_{n,t}^{\text{gas},0} + C_{n,t}^{\text{ele},0} + C_{n,t}^{\text{com},0} + C_{n,t}^{\text{car},0} \right] + C_n^{\text{ope},0} + C_n^{\text{inv},0} \\ \text{s.t. 式(1)一式(37), 式(39)一式(44)} \end{array} \right. \quad (46)$$

式中： $C_{n,t}^{\text{gas},0}$ 、 $C_{n,t}^{\text{ele},0}$ 、 $C_{n,t}^{\text{com},0}$ 和 $C_{n,t}^{\text{car},0}$ 为 IES 在单独规划情况下 t 时段的购气成本、购售电成本、补偿成本和碳排放成本； $C_n^{\text{ope},0}$ 、 $C_n^{\text{inv},0}$ 和 C_n^0 为 IES 在单独规划情况下设备维护成本、日均投建成本和总规划成本。

本文假设 IES1、IES2 和 IES3 均是独立的、理性的且分属于不同利益集团。各 IES 主体对合作规划中的电能交易和交易电价进行有策略性的议价谈判，制定合理公平的利益分配方案，来进一步降低总规划成本。如果在议价谈判的过程中发生某一 IES 主体对当前利益分配方案不满意，则终止议价交易或者重新议价谈判，因此为了避免这种现象，则必须满足式(47)。

$$C_n \leq C_n^0 \quad (47)$$

同时本文假设各 IES 主体通过合作谈判后，都能寻找到一种各方都满意的利益分配方案，最大程度地降低各 IES 的规划成本。各 IES 合作规划纳什谈判^[22]模型如式(48)，通过求解式(48)纳什乘积最大化问题，从而求得纳什均衡解，并将纳什均衡解作为最终能源交易策略和定价策略，以此得出各 IES 配置与运行优化的最优解。

$$\begin{cases} \max \prod_{n=1}^N (C_n^0 - C_n) \\ \text{s.t. } C_n \leq C_n^0 \end{cases} \quad (48)$$

式中： N 为参与纳什谈判主体的数量； $C_n^0 - C_n$ 表示参与纳什谈判的 IES n 通过合作规划后所降低的规划成本。

$$\begin{cases} \min \sum_{n=1}^N U_n = \min \sum_{n=1}^N \left\{ \sum_{t=1}^{24} [C_{n,t}^{\text{gas}} + C_{n,t}^{\text{ele}} + C_{n,t}^{\text{com}} + C_{n,t}^{\text{car}}] + C_n^{\text{ope}} + C_n^{\text{inv}} \right\} \\ \text{s.t. } P_{n,t}^{\text{grid,buy}} + P_{n,t}^{\text{CHP}} + P_{n,t}^{\text{PV}} + P_{n,t}^{\text{WT}} + P_{n,t}^{\text{ES,rel}} = L_{n,t}^{\text{e}} + P_{n,t}^{\text{grid,sell}} + P_{n,t}^{\text{HP}} + P_{n,t}^{\text{EC}} + P_{n,t}^{\text{ES,sto}} + \sum_{n \neq k} P_{n \rightarrow k,t} \\ \text{式(1)一式(26),式(28)一式(37),式(39)一式(44)} \end{cases} \quad (49)$$

将求解社会成本最小化子问题得出的各 IES 交易的电能量 $P_{n \rightarrow k,t}^*$ 代回到式(48)中，求解交易电能的电价。首先令：

$$C_{n \rightarrow k,t}^{\text{trade}} = \alpha_{n \rightarrow k,t} \quad (50)$$

式中， $C_{n \rightarrow k,t}^{\text{trade}}$ 为代入 $P_{n \rightarrow k,t}^*$ 后各 IES n 与 IES k 交易电

能所收取或支出的费用。

故支付效益最大化子问题的模型为

$$\begin{cases} \max \prod_{n=1}^N \left(C_n^0 - U_n + \sum_{t=1}^T C_{n \rightarrow k,t}^{\text{trade}} \right) \\ \text{s.t. } U_n - \sum_{t=1}^T C_{n \rightarrow k,t}^{\text{trade}} \leq C_n^0 \\ \text{式(50)} \end{cases} \quad (51)$$

由于式(51)依旧是一个非线性非凸优化问题，难以直接求解。又因为对数函数是严格凸函数，因此对式(51)取对数。具体转化后的等价模型如式(52)所示。

$$\begin{cases} \min - \sum_{n=1}^N \ln \left(C_n^0 - U_n + \sum_{t=1}^T C_{n \rightarrow k,t}^{\text{trade}} \right) \\ \text{s.t. } U_n - \sum_{t=1}^T C_{n \rightarrow k,t}^{\text{trade}} \leq C_n^0 \\ \text{式(50)} \end{cases} \quad (52)$$

因此求解式(52)即为求解支付效益最大化子问题。同时通过求解支付效益最大化子问题即可确定交互电能的电价。

至此将式(48)等效转换成了两个严格凸的子问题(社会成本最小化式(49)和支付效益最大化式(52))进行求解。

5 基于 ADMM 分布式算法纳什谈判模型求解

5.1 社会成本最小化子问题求解

对于联盟社会成本最小化模型式(49)，构建其增广拉格朗日函数，引入拉格朗日乘子 $\lambda_{n \rightarrow k,t}^{\text{P1}}$ 和惩罚因子 ρ_n^{P1} ，因此可得社会成本最小化目标函数模型的增广拉格朗日函数，如式(53)所示。

$$L = \sum_{n=1}^N \left[U_n + \sum_{t=1}^T \lambda_{n \rightarrow k,t}^{\text{P1}} \left(\hat{P}_{k \rightarrow n,t} + P_{n \rightarrow k,t} \right) + \frac{\rho_n^{\text{P1}}}{2} \sum_{t=1}^T \left\| \hat{P}_{k \rightarrow n,t} + P_{n \rightarrow k,t} \right\|_2^2 \right] \quad (53)$$

式中， $\hat{P}_{k \rightarrow n,t}$ 为引入的辅助变量，即 IES k 向 IES n 的购售电量。当 $\hat{P}_{k \rightarrow n,t} + P_{n \rightarrow k,t} = 0$ 时，所有 IES 参与主体形成各方满意的电能交易方案。

通过观察发现式(53)具有可分解性，可以得到各 IES 间交易电能的分布式配置与运行优化模型：

$$\begin{cases}
\min U_n + \sum_{t=1}^T \lambda_{n \rightarrow k,t}^{P1} (\hat{P}_{k \rightarrow n,t} + P_{n \rightarrow k,t}) + \\
\frac{\rho_n^{P1}}{2} \sum_{t=1}^T \|\hat{P}_{k \rightarrow n,t} + P_{n \rightarrow k,t}\|_2^2 = \\
\sum_{t=1}^{24} [C_{n,t}^{\text{gas}} + C_{n,t}^{\text{ele}} + C_{n,t}^{\text{com}} + C_{n,t}^{\text{car}}] + C_n^{\text{ope}} + \\
C_n^{\text{inv}} + \sum_{t=1}^T \lambda_{n \rightarrow k,t}^{P1} (\hat{P}_{k \rightarrow n,t} + P_{n \rightarrow k,t}) + \\
\frac{\rho_n^{P1}}{2} \sum_{t=1}^T \|\hat{P}_{k \rightarrow n,t} + P_{n \rightarrow k,t}\|_2^2 \\
\text{s.t. } P_{n,t}^{\text{grid,buy}} + P_{n,t}^{\text{CHP}} + P_{n,t}^{\text{PV}} + P_{n,t}^{\text{WT}} + P_{n,t}^{\text{ES,rel}} = L_{n,t}^c + \\
P_{n,t}^{\text{grid,sell}} + P_{n,t}^{\text{HP}} + P_{n,t}^{\text{EC}} + P_{n,t}^{\text{ES,sto}} + \sum_{n \neq k} P_{n \rightarrow k,t} \\
\text{式(1)一式(26),式(28)一式(37),式(39)一式(44)}
\end{cases} \quad (54)$$

基于 ADMM 算法^[23-25]联盟社会成本最小化问题的求解步骤如下所述。

1) 初始化迭代次数 $x=1$, 最大迭代次数为 $X=100$, 各 IES 主体的初始交互电能为 $P_{n \rightarrow k,t} = 0$, 拉格朗日乘子 $\lambda_{n \rightarrow k,t}^{P1} = 0$, 收敛精度为 $\beta^{P1} = 10^{-3}$, 惩罚因子 $\rho_n^{P1} = 10^{-4}$ 。导入售购电价格以及负荷和风光预测数据。

2) 对于 IES n 主体, 接收其他 IES 主体的期望购买和出售的电量 $\hat{P}_{k \rightarrow n,t}^x$, 求解模型式(54), 得出该 IES n 主体的期望出售和购买电量 $P_{n \rightarrow k,t}^{x+1}$ 。

3) 根据式(55)更新拉格朗日乘子。

$$\lambda_{n \rightarrow k,t}^{P1,x+1} = \lambda_{n \rightarrow k,t}^{P1,x} + \rho_n^{P1} (\hat{P}_{k \rightarrow n,t}^{x+1} + P_{n \rightarrow k,t}^{x+1}) \quad (55)$$

4) 更新迭代次数 $x = x + 1$ 。

5) 判断 ADMM 算法的收敛情况, 同时判断是否满足迭代终止条件式(56)。

$$\sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T \|P_{n \rightarrow k,t}^{x+1} - P_{n \rightarrow k,t}^x\|_2^2 < \beta^{P1} \text{ 或 } x > X \quad (56)$$

如果满足式(56), 则迭代终止, 输出各 IES 交互的电能量, 若不满足, 则返回步骤 2)继续循环, 直至满足收敛条件或超出设置的最大迭代次数。

5.2 支付效益最大化子问题求解

基于 ADMM 算法求解模型式(54), 得到各 IES 交互的电功率, 因此根据式(50)可得

$$C_{n \rightarrow k,t}^{\text{trade}} = p_{n \rightarrow k,t} P_{n \rightarrow k,t}^* \quad (57)$$

则有

$$\begin{cases}
\min - \sum_{n=1}^N \ln \left(C_n^0 - U_n + \sum_{t=1}^T p_{n \rightarrow k,t} P_{n \rightarrow k,t}^* \right) \\
\text{s.t. } U_n - \sum_{t=1}^T p_{n \rightarrow k,t} P_{n \rightarrow k,t}^* \leq C_n^0 \\
\text{式(57)}
\end{cases} \quad (58)$$

因此对于联盟支付效益最大化模型式(58), 构建其增广拉格朗日函数, 故可得联盟支付效益最大化目标函数模型的增广拉格朗日函数, 如式(59)所示。

$$\begin{aligned}
L = & - \sum_{n=1}^N \ln \left(C_n^0 - U_n + \sum_{t=1}^T p_{n \rightarrow k,t} P_{n \rightarrow k,t}^* \right) + \\
& \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T \left[\lambda_{n \rightarrow k,t}^{P2} (\hat{p}_{k \rightarrow n,t} + P_{n \rightarrow k,t}) \right. \\
& \left. + \frac{\rho_n^{P2}}{2} \|\hat{p}_{k \rightarrow n,t} + P_{n \rightarrow k,t}\|_2^2 \right]
\end{aligned} \quad (59)$$

式中, $\hat{p}_{k \rightarrow n,t}$ 为引入的辅助变量, 即 IES k 向 IES n 的购售电价。当 $\hat{p}_{k \rightarrow n,t} - p_{k \rightarrow n,t} = 0$ 时, 所有 IES 参与主体形成各方满意的电价方案。

基于 ADMM 算法对式(59)进行分布式求解, 可以得到各 IES 间交易电能价格的分布式配置与运行优化模型, 如式(60)所示。

$$\begin{cases}
\min - \ln \left(C_n^0 - U_n + \sum_{t=1}^T p_{n \rightarrow k,t} P_{n \rightarrow k,t}^* \right) + \\
\sum_{t=1}^T \lambda_{n \rightarrow k,t}^{P2} (\hat{p}_{k \rightarrow n,t} + P_{n \rightarrow k,t}) + \\
\frac{\rho_n^{P2}}{2} \|\hat{p}_{k \rightarrow n,t} + P_{n \rightarrow k,t}\|_2^2 \\
\text{s.t. } U_n - \sum_{t=1}^T p_{n \rightarrow k,t} P_{n \rightarrow k,t}^* \leq C_n^0 \\
\text{式(57)}
\end{cases} \quad (60)$$

基于 ADMM 算法的各 IES 合作规划支付效益最大化子问题的求解步骤如下所述。

1) 初始化迭代次数 $x=0$, 最大迭代次数为 $X=100$ 。各 IES 初始交易电价为 $p_{n \rightarrow k,t}$ 拉格朗日乘子 $\lambda_{n \rightarrow k,t}^{P2} = 0$, 设置收敛精度为 $\beta^{P2} = 10^{-3}$, 惩罚因子 $\rho_n^{P2} = 10^{-4}$ 。将 5.1 节中求解出的各 IES 交互的电能量导入。

2) 对于 IES n 主体, 接收其他 IES 主体的期望购买和出售电能的价格 $\hat{p}_{k \rightarrow n,t}^x$, 求解模型式(60), 得出该 IES n 主体的期望出售和购买电能的价格 $p_{n \rightarrow k,t}^{x+1}$ 。

3) 根据式(61)更新拉格朗日乘子。

$$\lambda_{n \rightarrow k,t}^{P2,x+1} = \lambda_{n \rightarrow k,t}^{P2,x} + \rho_n^{P2} (\hat{p}_{k \rightarrow n,t}^{x+1} + p_{n \rightarrow k,t}^{x+1}) \quad (61)$$

4) 更新迭代次数 $x = x + 1$ 。

5) 判断 ADMM 算法的收敛情况, 同时判断是否满足迭代终止条件式(62)。

$$\sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T \|p_{n \rightarrow k,t}^{x+1} - p_{n \rightarrow k,t}^x\|_2^2 < \beta^{P2} \text{ 或 } x > X \quad (62)$$

如果满足式(62), 则迭代终止, 若不满足, 则返回步骤 2)继续循环, 直至满足收敛条件或者超出最大迭代次数。

6 案例分析

6.1 案例基础数据

各 IES 设备相关参数、向外电网的购/售电价、天然气购气价、负荷数据和光伏发电数据参考文献 [20]。在 Matlab2016a 中的 Yalmip 上建模, 使用 CPLEX 求解社会成本最小化子问题, 采用 MOSEK 求解支付效益最大化子问题。

6.2 基于 ADMM 算法收敛性分析

本文采用分布式 ADMM 算法求解经纳什谈判模型分解后得到的社会成本最小化子问题和支付效益最大化子问题。两者的收敛特性曲线分别如图 2、图 3 所示。

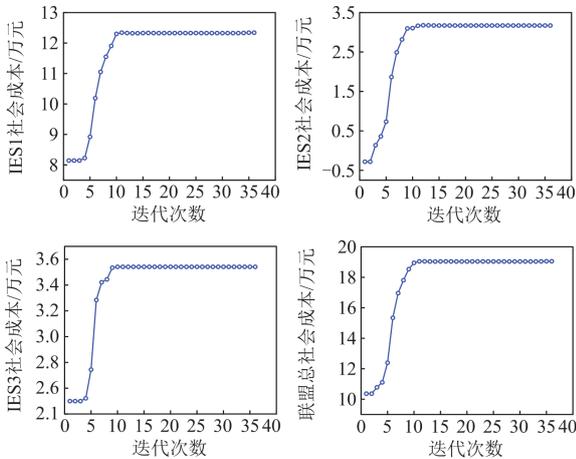


图 2 基于 ADMM 算法的社会成本最小化收敛结果
Fig. 2 Convergence result of social cost minimization based on ADMM algorithm

从图 2、图 3 中可以看出, 社会成本和支付效益分别经过 36 和 20 次迭代后收敛, 各主体通过互相交易电能产生收益, 降低各主体的规划成本, 从而降低联盟整体总规划成本; 基于分布式 ADMM 算法求解本文两个子问题的模型均具有较好的收敛性。另外, 在求解过程中只需各 IES 主体提供少量信息, 以此保护各个 IES 主体的数据隐私性。

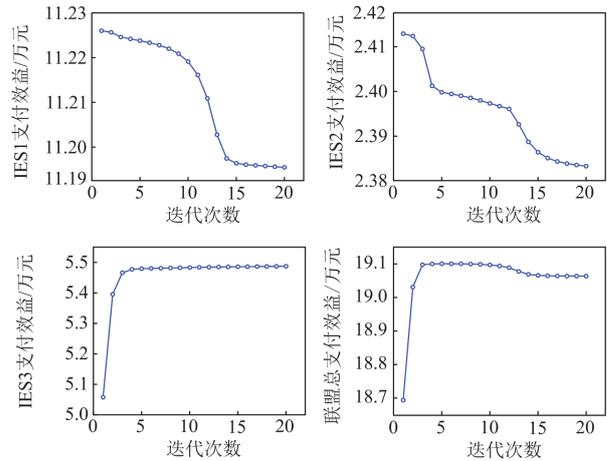


图 3 基于 ADMM 算法求解支付效益最大化收敛结果
Fig. 3 Convergence result of payment benefit maximization based on ADMM algorithm

6.3 各 IES 主体合作规划电能交易结果分析

在合作规划情形下, 各 IES 主体经纳什谈判博弈后的电能交互功率如图 4 所示。图中 IES1、IES2 和 IES3 之间电能交易功率处于实时平衡状态。

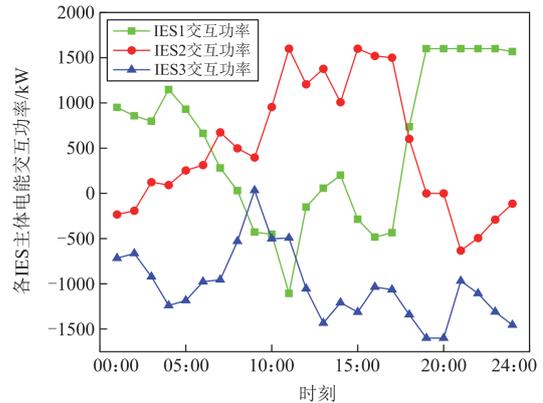


图 4 各 IES 主体合作运行后电能交互功率
Fig. 4 Electric energy exchange power after the cooperative operation of each IES

以 IES1 为例, 图 5 为 IES1 电能交互量, 图中 IES1 在 00:00—08:00 和 12:00—24:00 时段内向 IES2 和 IES3 出售自己的剩余电能来赚取收益。除了在 12:00—14:00 时段内和 23:00 时刻不需向上级电网购买电能之外, 其余时间段都需要向上级电网购买电能来满足 IES1 内部电负荷需求, 因为此时电网电价属于峰时电价, 为了降低成本减少向上级电网购电。IES1 向其他主体或者上级电网购电的过程中, 向上级电网的购电量占总购电量的 79.6%, 向 IES2 主体的购电量占总购电量的 17.0%, 向 IES3 主体的购电量占总购电量的 3.4%。可以看出

IES1 的电能主要购买对象仍是上级电网, 并在用电高峰期向其他 IES 主体购买一定量的电能, 具有明显的削峰作用。IES1 在向其他 IES 主体进行售电的过程中, 向 IES2 的售电量占总售电量的 39.3%, 向 IES3 的售电量占总售电量的 60.7%。

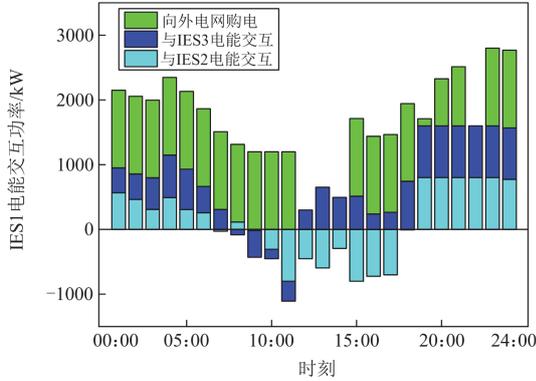


图 5 各 IES 主体间具体电能交互结果

Fig. 5 Specific power interaction results between IESs

6.4 各 IES 主体合作规划电能交易价格分析

各 IES 主体在进行电能交易后, 需要对所交易的电能进行议价, 从而使参与博弈的各方主体获得利益的同时也能兼顾整体的利益。各 IES 主体的电能交易价格如图 6 所示。

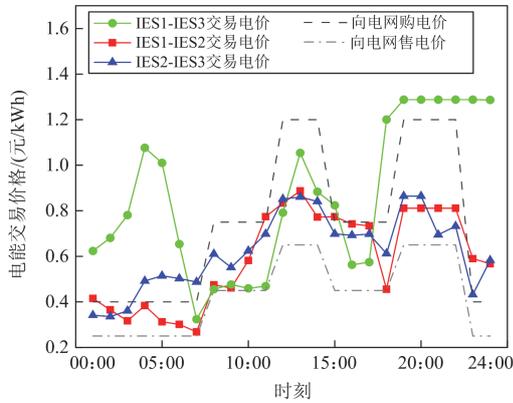


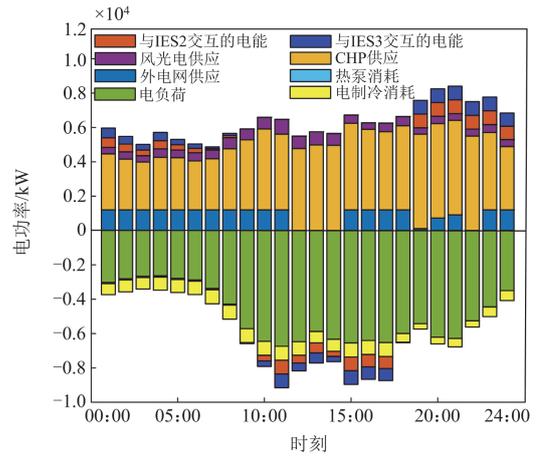
图 6 各 IES 电能交易价格

Fig. 6 Electric energy transaction price of each IES

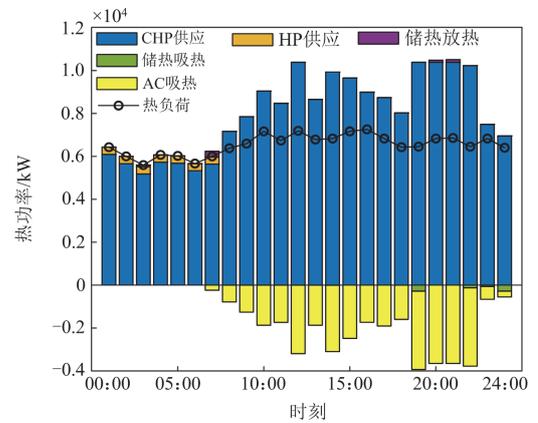
6.5 不同合作方式下各主体规划结果分析

表 1 中对比了合作规划和单独规划两种方式下各 IES 主体设备容量配置结果。

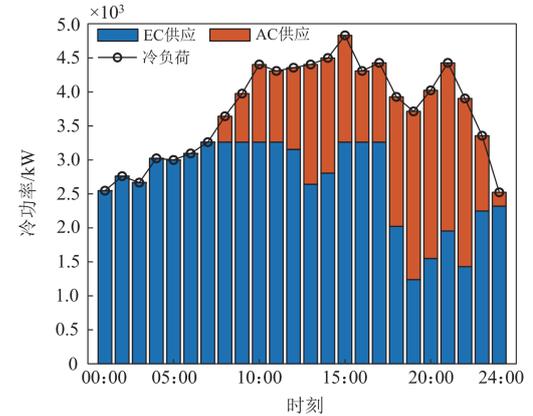
基于纳什谈判合作博弈理论的 IES1 运行优化结果如图 7 所示。从 IES1 主体合作规划后的运行策略可以看出, 经过纳什谈判合作博弈理论的联合规划后, IES 主体完全可以满足自身负荷需求, 这也进一步验证了算法的收敛性和所提联合规划方法及模型的有效性。



(a) 电功率运行结果



(b) 热功率运行结果



(c) 冷功率运行结果

图 7 IES1 电热冷功率运行优化结果

Fig. 7 Optimization results of IES1 electric heating and cooling operation

6.6 各 IES 主体合作前后规划成本对比分析

表 2 分别给出了各 IES 主体在合作规划前后的规划成本对比。各主体的规划成本分别下降了 8788.45 元、6201.32 元和 8572.11 元, 规划成本下降率分别

表 1 各 IES 主体设备容量配置结果

Table 1 Capacity configuration results of main equipment of each IES

项目	合作规划			单独规划		
	IES1	IES2	IES3	IES1	IES2	IES3
燃气轮机/kW	5501	1161	1790	4841	968	1344
余热锅炉/kW	10 268	2167	3341	9036	1807	2509
燃气锅炉/kW	0	0	0	0	0	0
热泵/kW	329	557	390	1454	740	0
吸收式制冷机/kW	2475	0	0	1618	0	0
电制冷机/kW	3262	0	0	3216	0	0
电储能设备/kWh	0	0	1201	0	3802	7431
热储能设备/kWh	1405	7500	7500	4237	7500	7500

表 2 不同合作方式下各 IES 主体规划成本对比

Table 2 Comparison of the main planning costs of each IES under different cooperation methods

项目	合作规划			单独规划		
	IES1	IES2	IES3	IES1	IES2	IES3
C^{inv}	-8771.5	-1936.85	-2975.64	-8622.15	-3396.46	-6140.79
C^{ope}	-417.41	-95.06	-141.14	-382.24	-349.45	-1140.32
C^{es}	-96 673.87	-23 162.95	-56 536.5	-106 755.22	-27 324.87	-59 690.01
C^{com}	-469.55	-186.25	-387.89	-552.72	-186.5	-382.17
C^{car}	-5622.86	1573.75	5171.04	-4431.32	1248.6	3911.05
总规划成本	-111 955.2	-23 807.36	-54 870.13	-120 743.65	-30 008.68	-63 442.24

元

为 7.3%、20.7%和 13.5%，可以看出各 IES 主体规划成本明显降低，同时也能体现利益分配的公平性。

7 结论

随着互联互通的 IES 出现，必将进一步推动能源系统市场化改革的进程，为此本文基于纳什谈判合作博弈理论建立了多 IES 主体的合作规划优化模型，开展了在考虑电能共享下多 IES 主体联合规划的研究，其主要结论如下：

1) 构建了考虑碳交易成本的多 IES 纳什谈判合作规划优化模型，并基于 ADMM 算法顺序求解社会成本最小化和支付效益最大化两个子问题都具备较好的收敛性，较好地保护了各 IES 主体在规划与运行阶段的数据隐私，同时也实现了对各 IES 主体合作规划与运行问题的高效求解；

2) 仿真结果表明，通过多 IES 主体合作规划可以有效地降低规划成本，各参与主体分别降低了 7.3%、20.7%和 13.5%，兼顾了个体和整体的利益。同时也保证了负荷的可靠供应，避免了在规划阶段造成的设备容量浪费问题，合作规划后产热产电设备的容量增加，耗电型设备容量降低。

以上结果表明，本文所提模型和方法可为存在复杂利益竞争的多 IES 主体在联合规划时提供可参

考的方法。在后续的工作中，会将风光和负荷的不确定性考虑在内，并对 IES 的低碳规划进行进一步的研究。

参考文献

- [1] 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, TANG 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.
- [2] 黄德裕, 王丹, 贾宏杰, 等. 基于区域互联的能源零售市场双边竞价出清策略[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(4): 1-12.
HUANG Deyu, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Energy retail market double auction clearing strategy for interconnected regions[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(4): 1-12.
- [3] 吕佳伟, 张沈习, 程浩忠, 等. 考虑互联互通的区域综合能源系统规划研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(12): 4001-4021.
LÜ Jiawei, ZHANG Shenxi, CHENG Haozhong, et al. Review on district-level integrated energy system planning

- considering interconnection and interaction[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(12): 4001-4021.
- [4] 闫梦阳, 李华强, 王俊翔, 等. 计及综合需求响应不确定性的园区综合能源系统优化运行模型[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(2): 163-175.
YAN Mengyang, LI Huaqiang, WANG Junxiang, et al. Optimal operation model of a park integrated energy system considering uncertainty of integrated demand response[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(2): 163-175.
- [5] 胡泉, 尚策, 陈东文, 等. 考虑能量品质的区域综合能源系统多目标规划方法[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(19): 22-31, 139.
HU Xiao, SHANG Ce, CHEN Dongwen, et al. Multi-objective planning method for regional integrated energy systems considering energy quality[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(19): 22-31, 139.
- [6] LIN S, LIU C, SHEN C, et al. Stochastic planning of integrated energy system via Frank-Copula function and scenario reduction[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2022, 13(1): 202-212.
- [7] WANG L Y, WANG J Y, LIU Z, et al. Multi-objective synergy planning for regional integrated energy stations and networks considering energy interaction and equipment selection[J]. Energy Conversion and Management, 2022, 251.
- [8] ZHU M, XU C, DONG S. An integrated multi-energy flow calculation method for electricity-gas-thermal integrated energy systems[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2021, 6(1): 65-76.
- [9] 邹磊, 唐一铭, 刘祝平, 等. 考虑分期规划与设备替换的园区型综合能源系统最优配置方法[J]. 中国电力, 2021, 54(9): 176-186.
ZOU Lei, TANG Yiming, LIU Zhuping, et al. Optimal allocation method of park-type comprehensive energy system considering stage planning and equipment replacement[J]. Electric Power, 2021, 54(9): 176-186.
- [10] 张子阳, 张聂鹏, 王满商, 等. 面向可再生能源高比例消纳的综合能源系统优化规划模型研究[J]. 可再生能源, 2020, 38(8): 1085-1091.
ZHANG Ziyang, ZHANG Niepeng, WANG Manshang, et al. Research on optimal planning model of integrated energy system for high proportion of renewable energy utilization[J]. Renewable Energy Resources, 2020, 38(8): 1085-1091.
- [11] 范宏, 袁倩倩, 邓剑. 多区域综合能源系统的两阶段容量优化配置方法[J]. 现代电力, 2020, 37(5): 441-449.
FAN Hong, YUAN Qianqian, DENG Jian. A two-stage optimal capacity configuration of multi-region integrated energy system[J]. Modern Electric Power, 2020, 37(5): 441-449.
- [12] 黄武靖, 张宁, 董瑞彪, 等. 多能源网络与能量枢纽联合规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(18): 5425-5437.
HUANG Wujing, ZHANG Ning, DONG Ruibiao, et al. Coordinated planning of multiple energy networks and energy hubs[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(18): 5425-5437.
- [13] 林顺富, 刘持涛, 李东东, 等. 考虑电能交互的冷热电区域多微网系统双层多场景协同优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(5): 1409-1421.
LIN Shunfu, LIU Chitao, LI Dongdong, et al. Bi-level multiple scenarios collaborative optimization configuration of CCHP regional multi-microgrid system considering power interaction among microgrids[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(5): 1409-1421.
- [14] WEI F, JING ZX, WU PZ, et al. A Stackelberg game approach for multiple energies trading in integrated energy systems[J]. Applied Energy, 2017, 200: 315-329.
- [15] WANG H Y, ZHANG C H, LI K, et al. Distributed coordinative transaction of a community integrated energy system based on a tri-level game model[J]. Applied Energy, 2021, 295.
- [16] 耿琪, 胡炎, 何建宗, 等. 基于纳什谈判的区域综合能源系统运行优化[J]. 电力建设, 2020, 41(1): 114-125.
GENG Qi, HU Yan, HE Jianzong, et al. Optimal operation of integrated community energy system based on Nash bargaining[J]. Electric Power Construction, 2020, 41(1): 114-125.
- [17] WEI C, SHEN Z, XIAO D, et al. An optimal scheduling strategy for peer-to-peer trading in interconnected microgrids based on RO and Nash bargaining[J]. Applied Energy, 2021, 295.
- [18] ZHANG X, CHAN K W, WANG H Z, et al. Game-theoretic planning for integrated energy system with independent participants considering ancillary services of power-to-gas stations[J]. Energy, 2019, 176: 249-264.
- [19] 杨楠, 黄禹, 董邦天, 等. 基于多主体博弈的电力-天然气综合能源系统联合规划方法研究[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(22): 6521-6533.
YANG Nan, HUANG Yu, DONG Bangtian, et al. Research on the joint planning method of electricity-gas integrated energy system based on multi-agent game[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(22): 6521-6533.
- [20] 代璐, 田立勃, 王海亮, 等. 计及用户综合用能行为和政策导向的广域综合能源系统联合规划方法[J]. 电力

- 系统保护与控制, 2021, 49(9): 57-71.
- DAI Lu, TIAN Libo, WANG Hailiang, et al. Integrated planning of supply and demand side considering the behavior analysis of energy users and the policy-oriented impact[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(9): 57-71.
- [21] 李鹏, 吴迪凡, 李雨薇, 等. 基于谈判博弈的多微网综合能源系统多目标联合优化配置[J]. 电网技术, 2020, 44(10): 3680-3690.
- LI Peng, WU Difan, LI Yuwei, et al. Multi-objective union optimal configuration strategy for multi-microgrid integrated energy system considering bargaining games[J]. Power System Technology, 2020, 44(10): 3680-3690.
- [22] 帅轩越, 王秀丽, 原晟淇, 等. 电力市场环境下基于改进纳什议价方法的多微网能源交易机制设计[J]. 西安交通大学学报, 2021, 55(11): 97-105.
- SHUAI Xuanyue, WANG Xiuli, YUAN Shengqi, et al. Design of multi-microgrid energy trading mechanism based on improved Nash bargaining method in electricity market environment[J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 2021, 55(11): 97-105.
- [23] WEI C, SHEN Z Z, XIAO D L, et al. An optimal scheduling strategy for peer-to-peer trading in interconnected microgrids based on RO and Nash bargaining[J]. Applied Energy, 2021, 295.
- [24] 张燕, 乔松博, 徐奇锋, 等. 基于纳什议价理论的分布式绿色电力交易优化分析[J]. 中国电力, 2022, 55(12): 168-178.
- ZHANG Yan, QIAO Songbo, XU Qifeng, et al. Optimization analysis of distributed green power transaction based on Nash bargaining theory[J]. Electric Power, 2022, 55(12): 168-178.
- [25] 杜佳男, 韩肖清, 李廷钧, 等. 考虑电价不确定性和博弈欺诈行为的多微网电能合作运行优化策略[J]. 电网技术, 2022, 46(11): 4217-4230.
- DU Jianan, HAN Xiaoqing, LI Tingjun, et al. Optimization strategy of multi-microgrid power cooperative operation considering electricity price uncertainty and game fraud[J]. Power System Technology, 2022, 46(11): 4217-4230.

收稿日期: 2022-05-13; 修回日期: 2022-06-17

作者简介:

李畸勇(1975—), 男, 博士, 副教授, 从事综合能源系统规划方向的研究; E-mail: jiyong_li@gxu.edu.cn

赵新哲(1995—), 男, 硕士研究生, 从事综合能源系统规划方向的研究;

郑一飞(1995—), 男, 硕士研究生, 从事综合能源系统运行优化方向的研究。

(编辑 许威)