

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.230860

基于双层博弈的配电网与多综合能源微网协调优化

孙文杰¹, 武家辉¹, 张强²

(1. 新疆大学可再生能源发电与并网控制教育部工程研究中心, 新疆 乌鲁木齐 830017;

2. 国网新疆综合能源服务有限公司, 新疆 乌鲁木齐 841100)

摘要: 为充分挖掘综合能源微网(integrated energy microgrid, IEM)的潜在价值, 促进可再生能源消纳, 针对同一配电网下的多个 IEM 协同管理问题进行研究, 提出了一种基于双层博弈的配电网-多 IEM 协同优化模型。对于 IEM 模型的构建, 考虑在热电联产机组中加入碳捕集系统以及电转气装置, 用来获取低碳效益。同时, 针对 IEM 中可再生能源与负荷不确定性问题, 采用鲁棒区间规划进行处理。首先, 构建配电网运营商(distribution system operator, DSO)与 IEM 联盟系统模型框架, 分析其不同主体间的博弈关系。其次, 对于双层博弈, 分为主从博弈与合作博弈。DSO 作为博弈领导者, 以自身效益最大为目标制定电价引导 IEM 联盟响应。IEM 联盟作为博弈跟随者, 以自身运行成本最小为目标, 通过成员间互相合作能源共享响应 DSO 的决策。同时采用纳什谈判理论解决 IEM 联盟的合作运行问题, 使用二分法与交替方向乘子法结合求解模型。最后, 在算例中验证所提模型与方法的可行性和有效性。

关键词: 综合能源微网; 配电网运营商; 双层博弈; 碳捕集; 鲁棒区间规划; 纳什谈判

Coordinated optimization of a distribution network and multi-integrated energy microgrid based on a double-layer game

SUN Wenjie¹, WU Jiahui¹, ZHANG Qiang²

(1. Engineering Research Center for Renewable Energy Power Generation and Grid-Connection Control,

Ministry of Education, Xinjiang University, Urumqi 830017, China; 2. State Grid Xinjiang

Comprehensive Energy Service Co., Urumqi 841100, China)

Abstract: To fully explore the potential value of the integrated energy microgrid (IEM) and promote the consumption of renewable energy, a two-layer game-based distribution network-multiple IEM cooperative optimization model is proposed to address the problem of cooperative management of multiple IEMs in the same distribution network. For the construction of the IEM model, a carbon capture system and an electricity-to-gas conversion device are added to the cogeneration units to obtain low-carbon benefits. At the same time, robust interval planning is used to deal with the problems of renewable energy and load uncertainty in the IEM. This paper initially establishes the framework of the alliance system between the DSO and IEMs, analyzing the game dynamics among various players. Subsequently, the two-layer game is further categorized into a master-slave game and a cooperative game. The DSO, as the game leader, sets the tariff to guide the IEM coalition to optimize with the goal of maximizing its own benefit. And the IEM coalition, as the game follower, responds to the DSO's decision by cooperating with members to share energy with the goal of minimizing its own operating cost. At the same time, Nash negotiation theory is used to solve the cooperative operation problem of the IEM coalition, and the dichotomous method and alternating direction multiplier method (ADMM) are combined to analyze the model. Finally, an illustrative example is presented to validate the feasibility and effectiveness of the proposed model and methodology.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52167016).

Key words: integrated energy microgrid; distribution network operators; two-layer game; carbon capture; robust interval optimization; Nash bargaining game

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52167016); 新疆维吾尔自治区重点实验室开放课题(2023D04071)

0 引言

推进清洁低碳的能源供应体系建设能够促进双碳目标的实现^[1-2]。高比例可再生能源并入电网, 构建新型电力系统, 势将面临一系列挑战^[3]。能源互联网概念的提出, 多能互补成为新趋势, 综合能源微网(integrated energy microgrid, IEM)能够实现多种能源之间的耦合, 提高资源利用率, 在新型电力系统的建设过程中有着重要作用^[4-6]。在 IEM 中引入碳捕集系统(carbon capture system, CCS)技术, 能够有效降低微网的碳排放量^[7], 促进其低碳化改造, 获得低碳效益。多个 IEM 作为不同主体接入配电网进行能源互联, 多主体间进行点对点(peer to peer, P2P)电能交互共享不仅能够减少对上级配电网的依赖, 同时能促进分布式能源的就地消纳^[8-9]。

对于 IEM 联盟中各成员, 都属于不同主体, 都有自身利益的考虑。采用博弈论来考虑多主体之间的 P2P 交易问题是当前研究的主要方向^[10]。非合作博弈与合作博弈是博弈模型常用的方法。文献[10]提出一种改进的纳什谈判模型求解多微网电能共享合作优化问题。属于合作博弈方法范畴。文献[11]基于纳什谈判理论对风-光-氢多主体交易谈判问题进行研究, 采用交替方向乘子法求解主体之间的电能交易量, 模型构造简单, 收敛效果好。文献[12]在多综合能源微网系统中考虑综合需求响应, 提出兼顾系统和用户利益的一主多从模型。文献[13-15]建立多微网合作博弈模型, 在微网成员合作后的利益分配问题上运用 Shapley 值法求解。但是 Shapley 值法在解决多主体合作收益分配问题上并不能最大化总体效益^[15], 而对比于纳什谈判, Shapley 值法考虑因素较少, 仅考虑各主体贡献度大小。此时, 纳什谈判综合考虑了贡献程度与偏好等因素^[9], 能够克服博弈模型的局限性^[10], 因而更加科学。

上述文献主要集中于微网或 IEM 联盟间的独立优化, 没有将配电网与 IEM 结合进行互动和协调优化。文献[8]建立多微网-配电网的主从博弈模型。而主从博弈模型双方都以各自利益最大化为目标, 难以获得整体最优^[15]。文献[16]建立主动配电网与多微网的分布式优化调度模型, 运用目标级联法对模型进行求解。文献[17]提出一种兼顾系统建设成本和充电站双重效用函数的含综合能源系统的配电网嵌层规划模型。文献[18]提出一种配电网-多综合能源系统的协调规划模型。其中, 配电网运营商(distribution system operator, DSO)为领导者, 跟随者为下层综合能源运营商。文献[19]以配电网的调度成本, 负荷方差等为优化目标来分析多微网接入配

电网后双方利益主体的协调运行策略, 采用目标级联法对模型分解。在研究 IEM 与配电网协调优化的问题上, 文献[16-19]没有考虑 IEM 联盟各成员间互联特性或在 IEM 联盟间进行 P2P 合作后未对收益公平分配问题进行求解。同时, 在 IEM 与上级配电网进行电能交易时, 单纯以固定电价进行交易, 这会导致 IEM 被动接受上级配电网决策^[20], 缺乏互动性。同时影响 IEM 联盟各成员进行电能交互的积极性^[9]。

综合上述背景与存在的问题, 本文研究了 DSO 与 IEM 联盟协调优化问题, 建立一种基于双层博弈的 DSO-IEM 联盟模型框架。同时, 为促进电力系统低碳运行, 在 IEM 模型构建中加入 CCS 与电转气(power to gas, P2G)装置。为减少 IEM 中可再生能源与负荷的不确定性对模型求解结果的影响, 采用区间规划对源荷出力进行约束。DSO 作为博弈领导者, 通过动态制定电价来引导 IEM 联盟内机组、需求响应等资源进行响应。IEM 联盟作为博弈跟随者, 根据 DSO 制定的电价进行自身最优调度, 并返回 IEM 联盟各成员向 DSO 的购售电功率策略。同时, IEM 联盟成员进行合作博弈, 运用纳什谈判理论分配合作收益。最后, 分别采用二分法^[21]与交替方向乘子法(alternating direction multiplier method, ADMM)^[22]对模型求解, 并通过仿真算例验证方法的可行性与有效性。

1 系统模型框架与运行策略

1.1 系统框架

系统模型框架主要由 DSO、天然气网和多个 IEM 组成, 如图 1 所示。各 IEM 与 DSO 相连, 具有自主向 DSO 购售电能力。IEM 间进行 P2P 电能交互时经配电网进行传输。各 IEM 可向天然气网购买天然气供给燃气轮机与燃气锅炉运行所需, 同时 IEM 自身内部热负荷自给自足。

其中, 各 IEM 包含新能源机组、热电联产(combined heat and power, CHP)机组、储能设备以及柔性负荷等, CHP 机组中包含燃气轮机和燃气锅炉, 燃气锅炉在燃气管网和热负荷之间, 充当将天然气转化为热能的一种装置, 与燃气轮机一起实现热负荷的保供。IEM 中各设备通过控制中心来协调电能的调度与传输。同时, 控制中心能够实现微网与外部电网间的电能交互控制, 起到能量枢纽点作用。由于 CHP 机组通过消耗天然气供应电热需求, 会在运行过程中排放大量 CO₂, 为促进双碳目标实现, 考虑在 CHP 机组中加入 CCS 与 P2G 装置。P2G 装置可通过其内部的电解槽消纳新能源机组出力高峰时弃风弃光来制取 H₂。同时, CCS 将捕获的 CO₂

提供给 P2G 装置, P2G 装置会将 H_2 与 CO_2 结合生成天然气, 继续供给 CHP 机组^[10,23]。

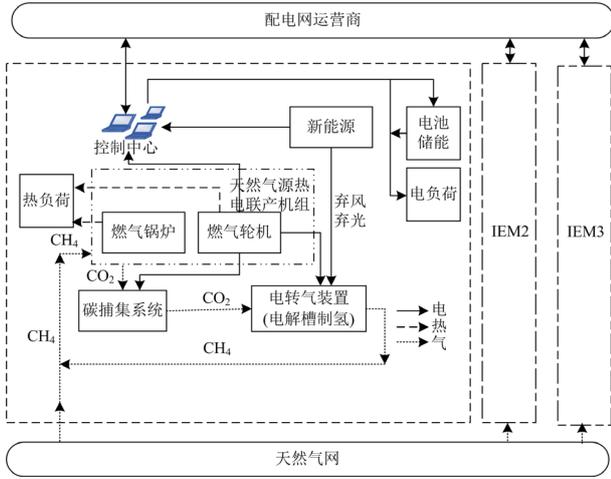


图 1 系统模型框架图

Fig. 1 System model framework diagram

1.2 系统运行框架

双层博弈模型框架如图 2 所示。博弈过程由两个阶段组成, 阶段一为主从博弈, DSO 作为博弈主体, IEM 联盟作为博弈从体。阶段二为 IEM 联盟成员间的合作博弈, 各成员通过相互合作最小化自身成本。DSO 通过制定 IEM 联盟的购售电价来影响 IEM 联盟的调度响应。IEM 联盟各成员可通过 P2P 电能交互共享来平抑成员间的源荷矛盾。同时, IEM 联盟各成员可独立向 DSO 购买电能。

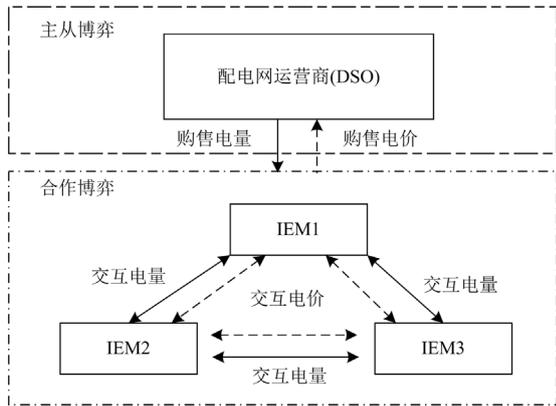


图 2 双层博弈框架图

Fig. 2 Two-layer game framework diagram

1) 建立 DSO 与 IEM 联盟的主从博弈模型, 形成多主体参与的博弈过程。DSO 和 IEM 联盟之间相互影响并存在利益冲突, 需要通过博弈来达成合作与协调。同时, 将 IEM 联盟间的合作博弈模型运用纳什谈判理论进行分解, 分解为 IEM 联盟总体成本最小与收益分配两个子问题。

2) 采用二分法求解阶段一主从博弈模型, 将得到的 DSO 购售电量、IEM 联盟购售电量、IEM 联盟间交互电量等结果代入阶段二。

3) 将阶段一求得各变量参数代入阶段二, 对阶段二中的子问题二进行求解。采用 ADMM 求解计算, 最后得出各 IEM 成员间电能交互价格。

2 基于双层博弈的 DSO-IEM 联盟调度模型

2.1 IEM 主要组成设备模型

1) 燃气轮机模型

将 CCS 与 P2G 装置加入到 CHP 机组进行协同运行, 需要对含 CCS 与 P2G 装置的 CHP 机组模型进行建立, 具体模型参考文献[10]。

$$P_{i,t}^{CHP} = \eta_{CHP} V_{i,t}^{CHP} Q_{CH4} \quad (1)$$

$$P_{i,t}^{CHP} = P_{i,t}^E + P_{i,t}^{CCS} + P_{i,t}^{P2G} \quad (2)$$

式中: $P_{i,t}^{CHP}$ 为第 i 个 CHP 机组 t 时刻的发电功率; η_{CHP} 为 CHP 机组发电效率; $V_{i,t}^{CHP}$ 为第 i 个 CHP 机组 t 时刻的天然气耗量; Q_{CH4} 为天然气燃烧热值; $P_{i,t}^E$ 、 $P_{i,t}^{CCS}$ 、 $P_{i,t}^{P2G}$ 分别为 CHP 机组供电功率、供给 CCS 与 P2G 装置的功率。

P2G 装置电功率与产气功率的耦合关系为

$$V_{i,t}^{P2G} = \alpha P_{i,t}^{P2G} \quad (3)$$

式中: $V_{i,t}^{P2G}$ 为 P2G 装置产气功率; α 为电转气转换效率。

P2G 装置生产天然气所需 CO_2 量与电功率的耦合关系为

$$W_{i,t}^{CO_2} = \beta P_{i,t}^{P2G} \quad (4)$$

式中: $W_{i,t}^{CO_2}$ 为 P2G 装置消耗 CO_2 量; β 为 CO_2 量与电功率间的耦合系数。

CCS 捕集上述 CO_2 量与所需电功率的耦合关系为

$$P_{i,t}^{CCS} = \lambda W_{i,t}^{CO_2} \quad (5)$$

式中, λ 为 CCS 捕集 CO_2 量与耗电量间的耦合系数。

CHP 机组、CCS 与 P2G 装置运行电功率上下限约束为式(6)。

$$\begin{cases} P_{\min}^{CHP} \leq P_{i,t}^{CHP} \leq P_{\max}^{CHP} \\ P_{\min}^{CCS} \leq P_{i,t}^{CCS} \leq P_{\max}^{CCS} \\ P_{\min}^{P2G} \leq P_{i,t}^{P2G} \leq P_{\max}^{P2G} \end{cases} \quad (6)$$

式中: P_{\min}^{CHP} 、 P_{\min}^{CCS} 与 P_{\min}^{P2G} 分别为 CHP 机组、CCS 和 P2G 装置的电功率下限; P_{\max}^{CHP} 、 P_{\max}^{CCS} 与 P_{\max}^{P2G} 分别为其对应的电功率上限。

对于 CHP 机组的“以热定电”约束, 此处 CHP

机组的电热耦合特性方程^[10]为

$$\max \left\{ \begin{array}{l} P_{\min}^{\text{CHP}} - h_1 H_{i,t}^{\text{CHP}} - P_{i,t}^{\text{CCS}} - P_{i,t}^{\text{P2G}}, \\ h_m (H_{i,t}^{\text{CHP}} - H_{i,0}) - P_{i,t}^{\text{CCS}} - P_{i,t}^{\text{P2G}} \end{array} \right\} \leq \quad (7)$$

$$P_{i,t}^{\text{E}} \leq P_{\max}^{\text{CHP}} - h_2 H_{i,t}^{\text{CHP}} - P_{i,t}^{\text{CCS}} - P_{i,t}^{\text{P2G}}$$

将式(6)各机组电功率约束代入式(7)可得

$$\max \left\{ P_{\min}^{\text{CHP}} - h_1 H_{i,t}^{\text{CHP}}, h_m (H_{i,t}^{\text{CHP}} - H_{i,0}) - P_{\max}^{\text{CCS}} - P_{\max}^{\text{P2G}} \right\} \leq$$

$$P_{i,t}^{\text{E}} \leq P_{\max}^{\text{CHP}} - h_2 H_{i,t}^{\text{CHP}} - P_{\min}^{\text{CCS}} - P_{\min}^{\text{P2G}} \quad (8)$$

式中: $H_{i,t}^{\text{CHP}}$ 为第 i 个 CHP 机组 t 时刻的热出力; h_1 与 h_2 分别为 CHP 机组最小与最大功率对应的电热转换系数; h_m 为热电线性供给斜率; $H_{i,0}$ 为 CHP 机组发电功率最小时所对应的热出力。

因此, $P_{i,t}^{\text{E}}$ 、 $H_{i,t}^{\text{CHP}}$ 与 $V_{i,t}^{\text{P2G}}$ 之间的耦合关系可表示为

$$\frac{\alpha}{1+\lambda\beta} \max \left\{ (P_{\min}^{\text{CHP}} - h_1 H_{i,t}^{\text{CHP}} - P_{i,t}^{\text{E}}), h_m (H_{i,t}^{\text{CHP}} - H_{i,0}) - P_{i,t}^{\text{E}} \right\} \leq$$

$$V_{i,t}^{\text{P2G}} \leq \frac{\alpha}{1+\lambda\beta} (P_{\max}^{\text{CHP}} - h_2 H_{i,t}^{\text{CHP}} - P_{i,t}^{\text{E}}) \quad (9)$$

2) 燃气锅炉模型

燃气锅炉热出力为

$$H_{i,t}^{\text{GB}} = \eta_{\text{GB}} V_{i,t}^{\text{GB}} Q_{\text{CH4}} \quad (10)$$

式中: $H_{i,t}^{\text{GB}}$ 为第 i 个机组 t 时刻的产热功率; η_{GB} 为机组产热效率; $V_{i,t}^{\text{GB}}$ 为第 i 个机组 t 时刻的耗气量。

3) 储能设备模型

各 IEM 中包含电储能装置, 其模型建立如式(11)所示, 具体包括储能容量、储能充放电以及储能始末状态等约束。

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 \leq P_{i,t}^{\text{ESSC}} \leq O_{i,t}^{\text{bat}} P_{i,\max}^{\text{ESSC}} \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{ESSD}} \leq (1 - O_{i,t}^{\text{bat}}) P_{i,\max}^{\text{ESSD}} \\ S_{i,t}^{\text{ESS}} = S_{i,t-1}^{\text{ESS}} + \eta_i^{\text{ESSC}} P_{i,t}^{\text{ESSC}} - \eta_i^{\text{ESSD}} P_{i,t}^{\text{ESSD}} \\ S_{i,\min}^{\text{ESS}} \leq S_{i,t}^{\text{ESS}} \leq S_{i,\max}^{\text{ESS}} \\ S_{i,T}^{\text{ESS}} = S_{i,0}^{\text{ESS}} \end{array} \right. \quad (11)$$

式中: $P_{i,\max}^{\text{ESSC}}$ 与 $P_{i,\max}^{\text{ESSD}}$ 分别为储能最大充放电功率; $O_{i,t}^{\text{bat}}$ 为二进制变量, 表示储能装置运行状态, 保证储能充放电不能同时进行; $S_{i,t}^{\text{ESS}}$ 为第 i 个储能设备 t 时刻的荷电状态; η_i^{ESSC} 与 η_i^{ESSD} 分别表示储能充放电效率, $\eta_i^{\text{ESSC}} \leq 1 \leq \eta_i^{\text{ESSD}}$; $S_{i,\max}^{\text{ESS}}$ 与 $S_{i,\min}^{\text{ESS}}$ 分别为储能容量上下限; $S_{i,T}^{\text{ESS}}$ 为储能末时刻荷电状态, 此处保证储能始末时刻的荷电状态相同。

4) 碳排放模型

IEM 中碳排放模型如式(12)所示, 碳排放主要来源于 CHP 机组中的燃气轮机与燃气锅炉。

$$W_{i,t} = a(P_{i,t}^{\text{CHP}} + h_1 H_{i,t}^{\text{CHP}}) + bH_{i,t}^{\text{GB}} + c - W_{i,t}^{\text{CO}_2} \quad (12)$$

式中: $W_{i,t}$ 为 IEM 的实际碳排放量; a 、 b 、 c 分别为燃气轮机、燃气锅炉及 CHP 机组碳排放常数^[23-25]。

2.2 DSO-IEM 联盟主从博弈模型

对 DSO 与 IEM 联盟之间的主从博弈模型进行建立, 其中 DSO 为博弈主体, IEM 联盟为博弈从体。

2.2.1 博弈主体 DSO 调度模型

1) 目标函数

以 DSO 自身运行效益最大为目标函数, 包括与上级电网和下级 IEM 联盟之间收益与成本情况。

$$\max F_{\text{DSO}} = \sum_{i=1}^{24} (u_i^{\text{DS}} P_i^{\text{DS}} - u_i^{\text{DB}} P_i^{\text{DB}}) + \sum_{i=1}^{24} (u_i^{\text{PB}} P_i^{\text{PB}} - u_i^{\text{PS}} P_i^{\text{PS}}) \quad (13)$$

式中: F_{DSO} 为 DSO 自身效益; u_i^{DB} 、 u_i^{DS} 分别为 DSO 向上级电网的购电电价与售电电价; u_i^{PB} 、 u_i^{PS} 分别为 IEM 联盟向 DSO 的购电电价与售电电价; P_i^{DB} 、 P_i^{DS} 分别为 DSO 向上级电网的购售电功率; P_i^{PB} 、 P_i^{PS} 分别为 IEM 联盟向 DSO 的购售电功率。

$$P_t^{\text{PB}} = \sum_{i=1}^N P_{i,t}^{\text{PB}} \quad (14)$$

$$P_t^{\text{PS}} = \sum_{i=1}^N P_{i,t}^{\text{PS}} \quad (15)$$

式中, $P_{i,t}^{\text{PB}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{PS}}$ 分别为微网 i 在 t 时刻向 DSO 购售电功率。

2) 约束条件

(1) 电价约束

DSO 制定的电价须保证在合理范围内, 具体包括电价的上下限与电价平均值约束。

$$\left\{ \begin{array}{l} u_{\min}^{\text{PB}} \leq u_t^{\text{PB}} \leq u_{\max}^{\text{PB}}, u_{\min}^{\text{PS}} \leq u_t^{\text{PS}} \leq u_{\max}^{\text{PS}} \\ \sum_{t=1}^T u_t^{\text{PB}} / T \leq u_{\text{ave}}^{\text{PB}}, \sum_{t=1}^T u_t^{\text{PS}} / T \geq u_{\text{ave}}^{\text{PS}} \end{array} \right. \quad (16)$$

式中: u_{\max}^{PB} 、 u_{\min}^{PB} 分别为 DSO 制定 IEM 联盟购电电价上下限; u_{\max}^{PS} 、 u_{\min}^{PS} 分别为 DSO 制定 IEM 联盟售电电价上下限; $u_{\text{ave}}^{\text{PB}}$ 、 $u_{\text{ave}}^{\text{PS}}$ 分别为购售电电价的平均值约束, 用于避免 DSO 为追求自身利益造成制定的电价持续偏高和偏低。

(2) 直流潮流约束

由于配电网内的调度单元主要为有功, 因此选用侧重于有功传输且模型更为简单的直流潮流约束模型。线路潮流约束如式(17)所示, 具体参考文献[26]。

$$\begin{cases} \theta_m^{\min} \leq \theta_m \leq \theta_m^{\max} \\ P_{mn}^{\min} \leq P_{mn} \leq P_{mn}^{\max} \\ \sum_g P_{mg} - \sum_d P_{md} = \sum_{l_1} P_{ml_1} \\ B_{l_1}(\theta_m - \theta_n) = P_{mn} \end{cases} \quad (17)$$

式中： θ_m 为 m 节点相角； θ_m^{\max} 、 θ_m^{\min} 分别为 m 节点相角上下限； P_{mn} 为支路 mn 功率； P_{mn}^{\max} 、 P_{mn}^{\min} 分别为支路 mn 功率上下限； P_{mg} 为节点 m 电源发出的功率； P_{md} 为节点 m 负荷； P_{ml_1} 为与 m 节点相连支路 l_1 的功率； B_{l_1} 为支路 l_1 等效导纳。

2.2.2 博弈从体 IEM 联盟调度模型

1) 目标函数

设定下游用户的购电价格是电网的常值峰谷电价。下游用户的购电成本为负荷基值成本($C_i^{\text{load}0}$)减去需求响应收益。负荷基值成本为需求响应前的负荷基准功率乘以常值峰谷电价，为一个常数。因此，可不在目标函数中体现。此处以 IEM 联盟各成员自身运行成本最小为目标函数，其中包括向 DSO 售电收益与购电成本、系统燃气成本、需求响应成本、储能设备运行成本、燃气机组运行成本、IEM 成员间电能交互成本以及碳交易成本等。

$$\min C_i = C_i^{\text{Buy}} - C_i^{\text{Sell}} + C_i^{\text{Dr}} + C_i^{\text{ESS}} + C_i^{\text{CHP}} + C_i^{\text{Trade}} + C_i^{\text{Car}} \quad (18)$$

式中： C_i 为第 i 个 IEM 综合运行成本； C_i^{Buy} 为第 i 个 IEM 购电购气成本； C_i^{Sell} 为第 i 个 IEM 向 DSO 售电收益； C_i^{Dr} 、 C_i^{ESS} 分别为第 i 个 IEM 的需求响应成本和储能运维成本； C_i^{CHP} 、 C_i^{Trade} 、 C_i^{Car} 分别为第 i 个 IEM 的 CHP 机组运行成本、微网间电能交互成本和碳交易成本。

$$\begin{cases} C_i^{\text{Buy}} = \sum_{t=1}^T (u_t^{\text{PB}} P_{i,t}^{\text{PB}} + \lambda_{i,t}^{\text{CH}_4} V_{i,t}^{\text{buy}}) \\ C_i^{\text{Sell}} = \sum_{t=1}^T u_t^{\text{PS}} P_{i,t}^{\text{PS}} \\ C_i^{\text{Dr}} = \sum_{t=1}^T (\lambda_e^{\text{tran}} P_{i,t}^{\text{tran}} + \lambda_e^{\text{cut}} P_{i,t}^{\text{cut}} + \lambda_h^{\text{cut}} H_{i,t}^{\text{cut}}) \\ C_i^{\text{ESS}} = \sum_{t=1}^T \lambda_e^{\text{ESS}} (P_{i,t}^{\text{ESSC}} + P_{i,t}^{\text{ESSD}}) \\ C_i^{\text{CHP}} = \sum_{t=1}^T [a_1 P_{i,t}^{\text{CHP}} + b_1 (P_{i,t}^{\text{CHP}})^2 + a_2 P_{i,t}^{\text{P2G}} + a_3 P_{i,t}^{\text{CCS}} + c_1] \\ C_i^{\text{Trade}} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1, j \neq i}^N u_{i-j,t} P_{i-j,t}^{\text{P2P}} \end{cases} \quad (19)$$

式中： $\lambda_{i,t}^{\text{CH}_4}$ 为系统购气单位价格系数； $V_{i,t}^{\text{buy}}$ 为系统

时刻的购气总量； λ_e^{tran} 、 λ_e^{cut} 、 λ_h^{cut} 分别为可转移可削减电热负荷单位补偿价格； $P_{i,t}^{\text{tran}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{cut}}$ 、 $H_{i,t}^{\text{cut}}$ 分别为可转移可削减电热负荷量； λ_e^{ESS} 为储能单位运维成本系数； a_1 和 b_1 为 CHP 机组运行成本系数； a_2 、 a_3 分别为 P2G 装置与 CCS 运行成本系数； c_1 为运行常数； $u_{i-j,t}$ 为 IEM 成员间 t 时刻的电能交互单位价格； $P_{i-j,t}^{\text{P2P}}$ 为 IEM 成员间 t 时刻的电能交互量。

碳交易成本考虑采用阶梯碳交易成本模型，具体参考文献[27-29]。

碳配额计算公式为

$$W_{i,t}^0 = \chi (P_{i,t}^{\text{CHP}} + P_{i,t}^{\text{RES}}) \quad (20)$$

式中： $W_{i,t}^0$ 为微网碳配额； χ 为单位碳配额系数；

$P_{i,t}^{\text{RES}}$ 为微网中新能源出力。

则碳交易成本 C_i^{Car} 模型为

$$C_i^{\text{Car}} = \begin{cases} \mu(W_{i,t} - W_{i,t}^0), W_{i,t} \leq W_{i,t}^0 + l \\ \mu l + (1 + \omega)\mu(W_{i,t} - W_{i,t}^0 - l), \\ \quad W_{i,t}^0 + l < W_{i,t} \leq W_{i,t}^0 + 2l \\ (2 + \omega)\mu l + (1 + 2\omega)\mu(W_{i,t} - W_{i,t}^0 - 2l), \\ \quad W_{i,t}^0 + 2l < W_{i,t} \leq W_{i,t}^0 + 3l \\ (3 + 3\omega)\mu l + (1 + 3\omega)\mu(W_{i,t} - W_{i,t}^0 - 3l), \\ \quad W_{i,t}^0 + 3l < W_{i,t} \leq W_{i,t}^0 + 4l \\ (4 + 6\omega)\mu l + (1 + 4\omega)\mu(W_{i,t} - W_{i,t}^0 - 4l), \\ \quad W_{i,t}^0 + 4l < W_{i,t} \end{cases} \quad (21)$$

式中： μ 为基准价格； ω 为价格增长率； l 为区间长度。

2) 约束条件

(1) 需求响应约束

各 IEM 内，实际电负荷由各 IEM 的电负荷预测值、可转移值以及可削减值组成。

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\text{le}} = P_{i,t}^{\text{pre}} + P_{i,t}^{\text{tran}} - P_{i,t}^{\text{cut}} \\ |P_{i,t}^{\text{tran}}| \leq P_{\max}^{\text{tran}} \\ \sum_{t=1}^T P_{i,t}^{\text{tran}} = 0 \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{cut}} \leq P_{\max}^{\text{cut}} \end{cases} \quad (22)$$

式中： $P_{i,t}^{\text{le}}$ 为电负荷实际值； $P_{i,t}^{\text{pre}}$ 为电负荷预测值； $P_{i,t}^{\text{tran}}$ 为电负荷可转移值，须保证转移前后总负荷保持不变； $P_{i,t}^{\text{cut}}$ 为电负荷可削减值； P_{\max}^{tran} 为可转移电负荷上限值； P_{\max}^{cut} 为可削减电负荷上限值。

各 IEM 内, 实际热负荷由各 IEM 热负荷预测值和可削减热负荷组成, 具体为

$$\begin{cases} H_{i,t}^{\text{lh}} = H_{i,t}^{\text{pre}} - H_{i,t}^{\text{cut}} \\ 0 \leq H_{i,t}^{\text{cut}} \leq H_{i,\text{max}}^{\text{cut}} \end{cases} \quad (23)$$

式中: $H_{i,t}^{\text{lh}}$ 为热负荷实际值; $H_{i,t}^{\text{pre}}$ 为热负荷预测值; $H_{i,t}^{\text{cut}}$ 为可削减热负荷值; $H_{i,\text{max}}^{\text{cut}}$ 为可削减热负荷上限值。

(2) 功率平衡约束

在实际问题中, 由于微网内可再生能源与负荷出力的不确定性常常会影响系统的调度计划安排。因此, 针对 IEM 内可再生能源与电热负荷的不确定性问题, 采用鲁棒区间规划的思想对电热功率平衡约束进行处理, 以 IEM1 为例, 具体参考文献[30]。

$$\begin{aligned} P_{1,t}^{\text{E}} + P_{1,t}^{\text{ESSD}} + P_{1,t}^{\text{PB}} - P_{1,t}^{\text{PS}} - P_{1,t}^{\text{ESSC}} - P_{1-2,t}^{\text{P2P}} - P_{1-3,t}^{\text{P2P}} = \\ P_t^{\text{le}} - P_t^{\text{RES}} + \max(v_1^{\text{le}} \Delta P_{t,\text{low}}^{\text{le}} + v_u^{\text{le}} \Delta P_{t,\text{up}}^{\text{le}} - \\ v_1^{\text{RES}} \Delta P_{t,\text{low}}^{\text{RES}} - v_u^{\text{RES}} \Delta P_{t,\text{up}}^{\text{RES}}) \end{aligned} \quad (24)$$

$$\begin{cases} v_1^{\text{le}} + v_u^{\text{le}} + v_1^{\text{RES}} + v_u^{\text{RES}} \leq \Gamma_t^{\text{P}} \\ 0 \leq v_1^{\text{le}}, v_u^{\text{le}}, v_1^{\text{RES}}, v_u^{\text{RES}} \leq 1 \end{cases} \quad (25)$$

式中: $P_{1-2,t}^{\text{P2P}}$ 、 $P_{1-3,t}^{\text{P2P}}$ 分别为 t 时刻 IEM1 提供给 IEM2 和 IEM3 的电能交互量, 当 $P_{1-2,t}^{\text{P2P}} > 0$ 时, 表示 IEM1 作为电源向 IEM2 提供电能, 当 $P_{1-2,t}^{\text{P2P}} < 0$ 时, 表示 IEM2 作为电源向 IEM1 提供电能, 同理当 $P_{1-3,t}^{\text{P2P}} > 0$ 时, 表示 IEM1 作为电源向 IEM3 提供电能, 当 $P_{1-3,t}^{\text{P2P}} < 0$ 时, 表示 IEM3 作为电源向 IEM1 提供电能; P_t^{le} 、 P_t^{RES} 分别为未考虑不确定时的负荷与新能源出力预测值; $\Delta P_{t,\text{up}}^{\text{le}}$ 、 $\Delta P_{t,\text{low}}^{\text{le}}$ 分别为负荷出力允许偏差上下限; $\Delta P_{t,\text{up}}^{\text{RES}}$ 、 $\Delta P_{t,\text{low}}^{\text{RES}}$ 分别为新能源出力允许偏差上下限; v_u^{le} 、 v_1^{le} 分别为负荷出力允许偏差上下限对应的比例系数; v_u^{RES} 、 v_1^{RES} 分别为新能源出力允许偏差上下限对应的比例系数; Γ_t^{P} 为鲁棒因子。

基于对偶理论将式(24)、式(25)中的 max 问题转化为 min 问题, 具体如式(26)所示。

$$\begin{cases} \min(\lambda_t^{\text{P}} \Gamma_t^{\text{P}} + \pi_{1,t}^{\text{le}} + \pi_{u,t}^{\text{le}} + \pi_{1,t}^{\text{RES}} + \pi_{u,t}^{\text{RES}}) \\ \lambda_t^{\text{P}} + \pi_{1,t}^{\text{le}} \geq \Delta P_{t,\text{low}}^{\text{le}}, \lambda_t^{\text{P}} + \pi_{u,t}^{\text{le}} \geq \Delta P_{t,\text{up}}^{\text{le}} \\ \lambda_t^{\text{P}} + \pi_{1,t}^{\text{RES}} \geq \Delta P_{t,\text{low}}^{\text{RES}}, \lambda_t^{\text{P}} + \pi_{u,t}^{\text{RES}} \geq \Delta P_{t,\text{up}}^{\text{RES}} \\ \lambda_t^{\text{P}}, \pi_{1,t}^{\text{le}}, \pi_{u,t}^{\text{le}}, \pi_{1,t}^{\text{RES}}, \pi_{u,t}^{\text{RES}} \geq 0 \end{cases} \quad (26)$$

式中, λ_t^{P} 、 $\pi_{1,t}^{\text{le}}$ 、 $\pi_{u,t}^{\text{le}}$ 、 $\pi_{1,t}^{\text{RES}}$ 、 $\pi_{u,t}^{\text{RES}}$ 分别为对应的对偶变量。

各 IEM 内, 热功率由燃气轮机机组与燃气锅炉

供应, 热功率平衡约束为

$$H_{i,t}^{\text{CHP}} + H_{i,t}^{\text{GB}} = H_{i,t}^{\text{lh}} \quad (27)$$

(3) P2P 电能交易约束

IEM 联盟成员间的电能交互量应在一定范围内, 且在同一时刻的两两微网间交互量应相等。

$$\begin{cases} |P_{i-j,t}^{\text{P2P}}| \leq P_{i-j,\text{max}}^{\text{P2P}} \\ P_{i-j,t}^{\text{P2P}} + P_{j-i,t}^{\text{P2P}} = 0 \end{cases} \quad (28)$$

式中, $P_{i-j,\text{max}}^{\text{P2P}}$ 为 IEM 成员间电能交互量的上限。

2.3 IEM 联盟纳什谈判模型

纳什谈判模型指多个主体参与者通过协商解决利益公平分配问题的模型。IEM 联盟各成员属于多个不同利益的主体, 各成员间进行电能共享以此来达到整体利益最大化。纳什谈判模型为

$$\begin{cases} \max \prod_{i=1}^N (C_i^0 - C_i^{\text{N}}) \\ \text{s.t. } C_i^0 \geq C_i^{\text{N}} \end{cases} \quad (29)$$

式中: C_i^{N} 为第 i 个谈判参与者的成本; C_i^0 为第 i 个参与者的谈判破裂点。

在求解该非凸非线性模型时, 需要将该问题转换为联盟成本最小化与收益分配两个子问题分别进行求解。

2.3.1 联盟成本最小子问题一

$$\begin{cases} \min \sum_{i=1}^N C_i^{\text{IEM}} \\ C_i^{\text{IEM}} = C_i^{\text{Buy}} - C_i^{\text{Sell}} + C_i^{\text{Dr}} + C_i^{\text{ESS}} + C_i^{\text{CHP}} + C_i^{\text{Car}} \\ \text{s.t. 式(1)一式(12)、式(19)一式(28)} \end{cases} \quad (30)$$

式中, C_i^{IEM} 为第 i 个 IEM 参与合作的成本。

2.3.2 收益分配子问题二

将子问题一中求得的最优解变量代入式(31), 以求解微网间交互电价和相对应的交互成本。

$$\begin{cases} \max \prod_{i=1}^N (C_i^0 - C_i^{\text{IEM},*} + C_i^{\text{Trade}}) \\ \text{s.t. } C_i^0 \geq C_i^{\text{IEM},*} - C_i^{\text{Trade}} \\ C_i^{\text{IEM},*} = C_i^{\text{Buy},*} - C_i^{\text{Sell},*} + C_i^{\text{Dr},*} + C_i^{\text{ESS},*} + C_i^{\text{CHP},*} + C_i^{\text{Car},*} \\ C_i^{\text{Trade}} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1, j \neq i}^N u_{i-j,t} P_{i-j,t}^{\text{P2P}} \end{cases} \quad (31)$$

式中, 带*的量表示子问题一求出的最优解变量。

3 基于双层博弈的模型求解

采用二分法与 ADMM 对模型求解, 二分法求解主从博弈模型, ADMM 求解 IEM 联盟合作博弈模型。

3.1 二分法求解主从博弈

二分法求解流程如图 3 所示, 具体参考文献 [9, 21]。

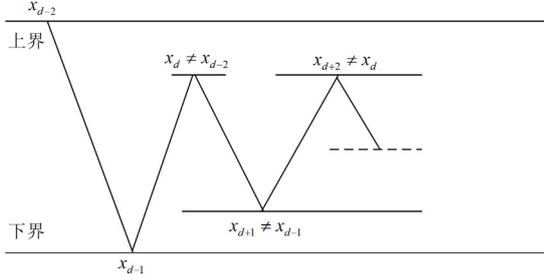


图 3 二分法流程图

Fig. 3 Dichotomy flow chart

二分法求解过程中, 在每次迭代中不断更新下界与上界, 使得解区间逐渐变窄, 通过判断相邻两次计算结果是否相等来锁定最优解, 相等则用二分法缩小解区间, 不相等则添加约束, 更新解区间。

设 x_d 为第 d 次迭代的电能价格, 设此时为区间上界, 有:

- 1) $x_{d,t} \neq x_{d-2,t}$, 则添加约束为式(32)。

$$x_{d+1,t} \leq x_{d+1,t} \leq x_{d,t} \quad (32)$$

- 2) $x_{d,t} = x_{d-2,t}$, 则添加约束为式(33)。

$$x_{d+1,t} = (x_{d-1,t} + x_{d,t})/2 \quad (33)$$

在每次迭代中按照式(34)与式(35)来判断电价收敛情况, 当满足收敛条件时, 则跳出循环输出均衡解。

$$\left| u_{d+1,t}^{\text{PB}} - u_{d,t}^{\text{PB}} \right| / u_{d,t}^{\text{PB}} \leq \zeta \quad (34)$$

$$\left| u_{d+1,t}^{\text{PS}} - u_{d,t}^{\text{PS}} \right| / u_{d,t}^{\text{PS}} \leq \zeta \quad (35)$$

式中: $u_{d,t}^{\text{PB}}$ 、 $u_{d,t}^{\text{PS}}$ 分别为第 d 次迭代中 t 时刻的 DSO 制定的 IEM 购电与售电价格; ζ 为二分法求解收敛系数。

3.2 ADMM 求解 IEM 联盟合作博弈

采用 ADMM 求解 IEM 联盟间最优电能交互价格, 须保证两两 IEM 间交互价格相等, 对 IEM 的 P2P 交易价格进行解耦, 可得

$$u_{i-j,t} - u_{j-i,t} = 0 \quad (36)$$

ADMM 通过将复杂问题分解为多个子问题进行简化计算, 具体步骤如下。

- 1) 建立 IEM 优化模型的增广拉格朗日函数。

$$\min L_i = -\ln(C_i^0 - C_i^{\text{IEM},*} + C_i^{\text{Trade}}) + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1, i \neq j}^N \left[\lambda_{i-j,t} (u_{i-j,t} - u_{j-i,t}) + \frac{\rho}{2} \|u_{i-j,t} - u_{j-i,t}\|^2 \right] \quad (37)$$

式中: $\lambda_{i-j,t}$ 为拉格朗日乘子; ρ 为惩罚因子。

2) 各 IEM 交易价格优化变量按照式(38)、式(39)进行更新。

$$u_{i-j,t}(k+1) = \arg \min L_i(\lambda_{i-j,t}(k), u_{i-j,t}(k), u_{j-i,t}(k)) \quad (38)$$

$$u_{j-i,t}(k+1) = \arg \min L_j(\lambda_{j-i,t}(k), u_{j-i,t}(k), u_{i-j,t}(k+1)) \quad (39)$$

式中, $u_{i-j,t}(k+1)$ 、 $u_{j-i,t}(k+1)$ 分别为微网 i 与 j 第 $k+1$ 次迭代交互电价。

- 3) $\lambda_{i-j,t}$ 更新公式。

$$\lambda_{i-j,t}(k+1) = \lambda_{i-j,t}(k) + \rho(u_{i-j,t}(k+1) - u_{j-i,t}(k+1)) \quad (40)$$

式中, $\lambda_{i-j,t}(k+1)$ 为第 $k+1$ 次乘子变量。

- 4) 判断收敛条件。

$$\sum_{i=1}^T \|u_{i-j,t}(k+1) - u_{j-i,t}(k+1)\|^2 \leq \varepsilon \quad (41)$$

式中, ε 为 ADMM 求解收敛系数。

3.3 求解流程

双层博弈求解流程如图 4 所示, 阶段一在 Matlab 中调用 Cplex 求解器采用二分法对每一层目标进行求解。在 Matlab 中调用 Mosek 求解器时, 将

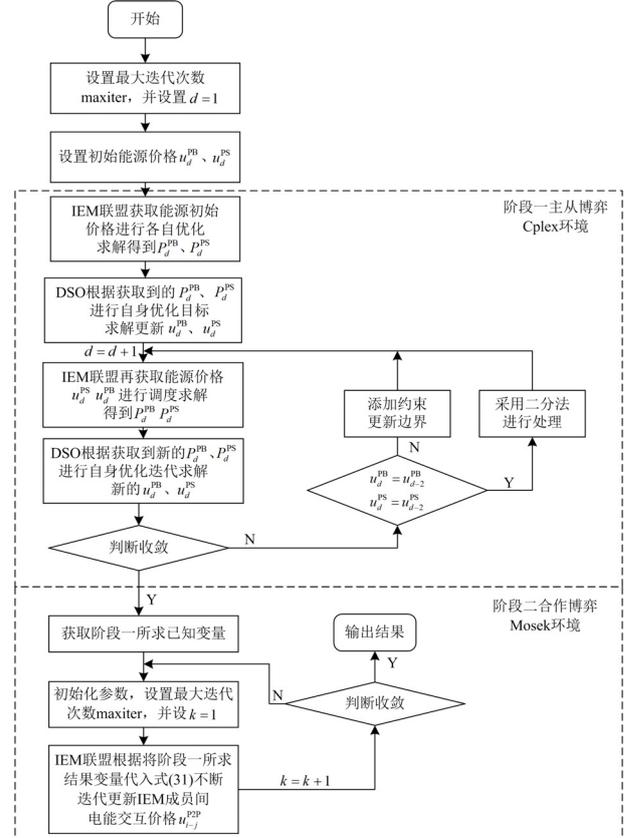


图 4 双层博弈求解流程图

Fig. 4 Flow chart for solving the two-layer game

阶段一所求的 IEM 购售电价、IEM 的购售功率以及 IEM 联盟间交互功率量带入阶段二, 采用 ADMM 求解 IEM 联盟各成员间交互电价。

4 算例分析

本文通过对算例进行仿真, 验证了模型的有效性。3 个 IEM 中的考虑有 CCS 与 P2G 装置。DSO 对上级电网的电网电价与上网电价如表 1 所示, 各 IEM 电热负荷与新能源出力预测曲线如附录 A 图 A1 所示, DSO 与 IEM 相关参数如附录 A 表 A1、表 A2 所示, 配电网潮流模型选取经典 IEEE 9 节点系统, 具体系统结构参考 MATPOWER 6.0, 配电网负荷曲线如附录 A 图 A2 所示。

表 1 电网电能价格

Table 1 Power grid electricity prices

| 类别 | 时段 | 电网电价/ (元/kWh) | 上网电价/ (元/kWh) |
|-----|-------------|------------------|------------------|
| 谷时段 | 22:00—06:00 | 0.4 | 0.35 |
| | 06:00—09:00 | | |
| 平时段 | 14:00—17:00 | 0.79 | 0.68 |
| | 20:00—22:00 | | |
| 峰时段 | 09:00—14:00 | 1.2 | 1.12 |
| | 17:00—20:00 | | |

4.1 场景对比分析

为验证所提基于双层博弈的配电网与多综合能源微网调度模型的有效性, 设置了 4 种场景进行对比。

场景 1: 本文提出的考虑 DSO 与 IEM 联盟的双层博弈关系, 考虑各 IEM 中的需求响应。

场景 2: 考虑 DSO 与 IEM 联盟间的主从博弈关系, 不考虑 IEM 联盟间的合作博弈关系, 考虑各 IEM 中的需求响应。

场景 3: 考虑 DSO 与 IEM 联盟的双层博弈关系, 不考虑各 IEM 中的需求响应。

场景 4: 考虑 DSO 与 IEM 联盟间的主从博弈关系, 不考虑 IEM 联盟间的合作博弈关系, 不考虑各 IEM 中的需求响应。

各场景下的 DSO 收益和 IEM 成本分别如表 2 与表 3 所示。

表 2 各场景下的 DSO 收益

Table 2 DSO revenue under each scenario

| 场景 | DSO 收益 万元 |
|----|--------------|
| 1 | 1.5528 |
| 2 | 2.6388 |
| 3 | 2.8086 |
| 4 | 3.0098 |

表 3 各场景下的 IEM 成本

Table 3 IEM cost under each scenario

| 场景 | IEM1 成本 | IEM2 成本 | IEM3 成本 | IEM 成本 万元 |
|----|---------|---------|---------|--------------|
| 1 | 2.7772 | 2.4224 | 1.5716 | 6.7712 |
| 2 | 2.7896 | 2.7061 | 1.4067 | 6.9024 |
| 3 | 2.8149 | 2.7672 | 2.2583 | 7.8404 |
| 4 | 3.2765 | 3.1468 | 1.6650 | 8.0883 |

对比表 2、表 3 中的场景 1 与场景 2, 由于场景 2 未考虑 IEM 联盟间的电能交互共享, 导致 IEM 联盟成员会过于依赖 DSO, 向 DSO 购电功率增加。因而, 场景 2 的 DSO 运行效益较场景 1 的 DSO 运行效益有所增加, IEM 联盟运行成本则提高了。这也说明 IEM 联盟成员间进行 P2P 电能共享可以有效降低 IEM 联盟的运行成本和提高能源利用率。

对比表 2、表 3 中场景 1 与场景 3, 场景 3 的 DSO 收益有所提高, 同时场景 3 的 IEM 联盟整体运行成本也有所增加了。这是由于场景 3 未考虑 IEM 中电热需求响应, 导致 IEM 会提高对 DSO 的依赖性, 在电价较高时向 DSO 进行购电, 场景 1 考虑需求响应后会将 IEM 中负荷较高时段进行转移和削减, 减少了在电价较高时段 IEM 向 DSO 购电功率以及 IEM 运行成本。

对比表 2、表 3 中场景 1 与场景 4, 由于场景 4 未考虑 IEM 联盟间的合作以及需求响应, 场景 4 的 IEM 联盟运行成本有所增加。同时, 场景 3 较场景 4 多考虑 IEM 间的电能交互合作, 因此场景 3 的 IEM 联盟运行成本有所降低, 这也进一步说明了 IEM 间合作能够有效降低成本和提高能源利用率。

合作前后 IEM 联盟运行成本和收益如表 4 所示。

表 4 IEM 合作前后成本与收益

Table 4 Costs and benefits before and after the IEM cooperation

| IEM 编号 | 参与合作 前成本 | 参与合作 后成本 | 最终分 配成本 | 收益 提升值 万元 |
|--------|-------------|-------------|------------|-----------------|
| 1 | 2.7896 | 2.7772 | 2.7424 | 0.0472 |
| 2 | 2.7061 | 2.4224 | 2.6582 | 0.0479 |
| 3 | 1.4067 | 1.5716 | 1.3572 | 0.0495 |

从表 4 可以看出, IEM 联盟各成员在合作前后收益值分别提升了 472 元、479 元、495 元, 总共提升了 1446 元。这说明了 IEM 联盟间进行合作能源共享可以有效降低其各自运行成本, 同时也说明纳什谈判运用在各 IEM 间进行收益分配时的公平与有效。

4.2 能源交易优化结果分析

阶段一中 DSO 对 IEM 的购售电价制定结果如图 5 所示。

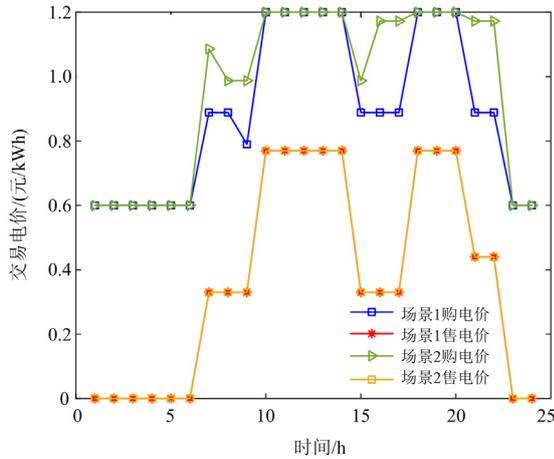


图 5 不同场景下主从博弈 DSO 制定电价曲线

Fig. 5 Curves of master-slave game DSO to develop tariff under different scenarios

分别对场景 1 与场景 2 的 DSO 制定电价进行分析。从图 5 可以看出，场景 2 的 DSO 制定购电电价一直低于场景 1 的 DSO 制定购电电价，是因为场景 1 比场景 2 多考虑了 IEM 联盟的能源合作交易。因此，降低了 IEM 各成员对 DSO 的依赖程度，IEM 有更多方法来进行自身负荷的平衡。此时，DSO 通过制定较低购电电价来促进 IEM 与自身进行交互，以此来提升自身效益，从而获得更多议价空间。

各 IEM 成员间的交互电价结果如图 6 所示。从图 6 可以看出，各 IEM 间的交互电价低于 DSO 制定的购电价格，因而各 IEM 能够更有效地进行电能交互，促进多主体之间的合作，同时也保障了 IEM 能够与 DSO 议价的权力。

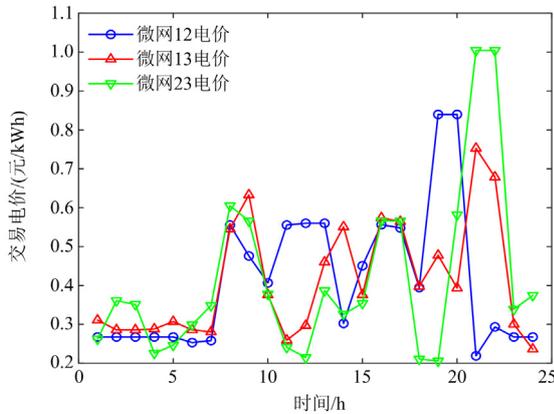


图 6 各 IEM 间交互电价曲线

Fig. 6 Interaction tariff curve among IEMs

各 IEM 间电能交互互补特性情况以及 IEM1 优化后电功率平衡情况分别如图 7、图 8 所示。

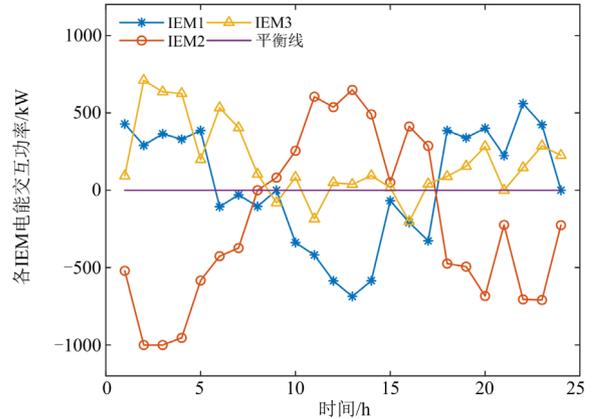


图 7 各 IEM 电能交互图

Fig. 7 Interaction diagram of electrical energy for each IEM

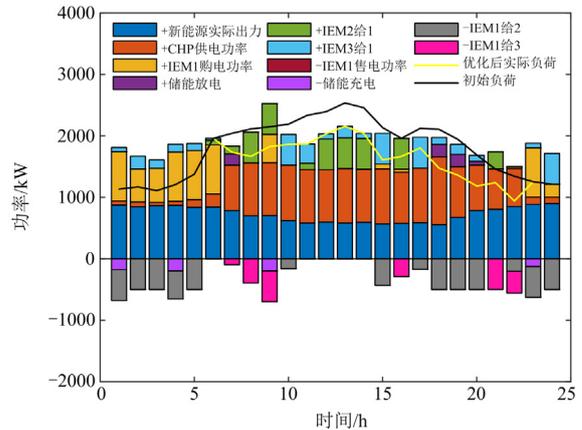


图 8 含 CCS 与 P2G 的 IEM1 电功率平衡图

Fig. 8 IEM1 electrical power balance diagram with CCS and P2G

从图 7 可以看出，各 IEM 间的电能交互功率之和为 0，满足上述电能交互互补特性约束。同时，IEM1 交互量与图 8 中电能交互功率相一致。以考虑含 CCS 与 P2G 装置的 IEM1 电能优化结果为例，从图 8 可以看出，各时段新能源出力较多，即优先消纳新能源。优化后的负荷曲线比初始负荷曲线较平缓，说明对 IEM1 也起到了削峰填谷的作用。在 01:00—06:00 以及 23:00—24:00 时段，由于制定电价较低，所以 IEM 优先向 DSO 购电来满足自身负荷的需求，此时 IEM 向 DSO 购电相对较多，多余的电能通过对储能电池充电以及 P2P 交易传输给其他 IEM 进行消纳，以此提高能源利用率。在 07:00—21:00 时段，由于 DSO 制定电价相对较高，所以 IEM 降低了对 DSO 购电需求，通过增加自身 CHP 机组的出力来满足自身负荷的需求，以此来降低自身运行成本。

仿真结果表明, 本文所提出的双层博弈模型有效实现了配电网与多综合能源微网间的协调运行。

4.3 碳排放与不确定性分析

为进一步说明在 IEM 中加入 CCS 与 P2G 装置来获取低碳效益的情况, 各 IEM 的碳排放情况如表 5 所示。

表 5 各 IEM 碳排放情况
Table 5 Carbon emissions of each IEM

| IEM | kg | | | |
|--------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | 合作前未考虑 | 合作前考虑 | 合作后未考虑 | 合作后考虑 |
| | CCS 与 P2G 碳排放量 | CCS 与 P2G 碳排放时 | CCS 与 P2G 碳排放时 | CCS 与 P2G 碳排放时 |
| 1 | 13 034.95 | 10 573.90 | 11 626.54 | 9181.48 |
| 2 | 10 944.83 | 10 651.23 | 8907.86 | 7037.08 |
| 3 | 5791.47 | 5001.28 | 5946.15 | 5108.31 |
| IEM 联盟 | 29 771.25 | 26 226.41 | 26 480.55 | 21 326.87 |

从表 5 可以看出, 各 IEM 在未考虑加入 CCS 与 P2G 装置时, 其合作后比合作前的总体碳排放量降低了 3290.7 kg。由于合作后 IEM 联盟各成员间通过 P2P 电能交互共享, 有了新的能量来源, 从而减少了 CHP 机组出力。因此, 合作后总体碳排放量有所降低。各 IEM 在考虑加入 CCS 与 P2G 装置时, 其合作后比合作前总体碳排放量降低了 4899.54 kg。同时, 各 IEM 加入 CCS 与 P2G 装置后进行合作能源共享总体碳排放量最低, 这也验证了在 CHP 机组中加入 CCS 与 P2G 装置有效提高了系统的低碳效益。

不同鲁棒因子下 IEM 的碳排放量与其运行成本如表 6 所示。

表 6 不同鲁棒因子下 IEM 碳排放与运行成本
Table 6 IEM carbon emissions and operating costs under different robustness factors

| 鲁棒因子 Γ_i^p | 0 | 1 | 1.5 | 2 |
|-------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| IEM 联盟 总成本/万元 | 4.5310 | 6.7712 | 7.6784 | 8.7282 |
| IEM 联盟 碳排放量/kg | 20 952.14 | 21 326.87 | 21 523.14 | 21 865.45 |

由于在鲁棒区间规划中, 设置不同鲁棒因子会影响区间范围。从表 6 可以看出, 碳排放量以及对运行成本随着鲁棒因子的增加而增加, 这是由于鲁棒因子的增加, 增加了不确定性, 需要更多的能量和成本来平抑不确定性的影响。这也说明在兼顾鲁棒性的同时必须要舍弃一些经济成本。

5 结论

本文对于多 IEM 接入配电网后的协同优化管

理问题进行了研究, 提出了一种基于双层博弈的 DSO 与多 IEM 优化调度策略。

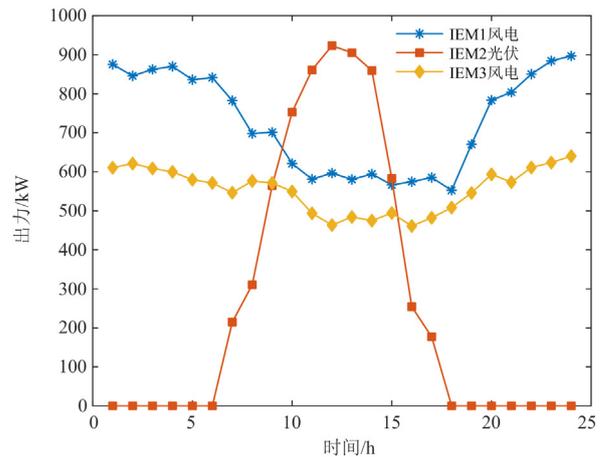
1) DSO 在对 IEM 制定购售电价的同时, 实现了 IEM 间收益的合理公平分配, 提高了 IEM 的运行效益, 保障了配电网与 IEM 的协同运行。

2) 对于多 IEM 间不同的源荷矛盾, 进行 P2P 电能交互可以有效提升能源利用率, 促进新能源消纳。同时, 在 IEM 中引入需求响应, 对 IEM 削峰填谷也起到了相应作用, 有效降低了 IEM 的运行成本, 降低了对上级电网的依赖。

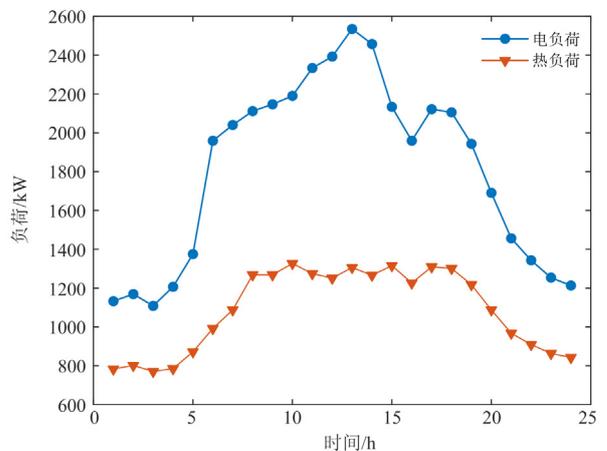
3) 在 IEM 中, 考虑在 CHP 机组内加入 CCS 与 P2G 装置能够有效降低 IEM 总体碳排放量, 促进其低碳化改造。

4) 采用鲁棒区间规划方法处理可再生能源与负荷的不确定性问题, 并运用鲁棒因子对其进行调整, 提高了系统的鲁棒性。

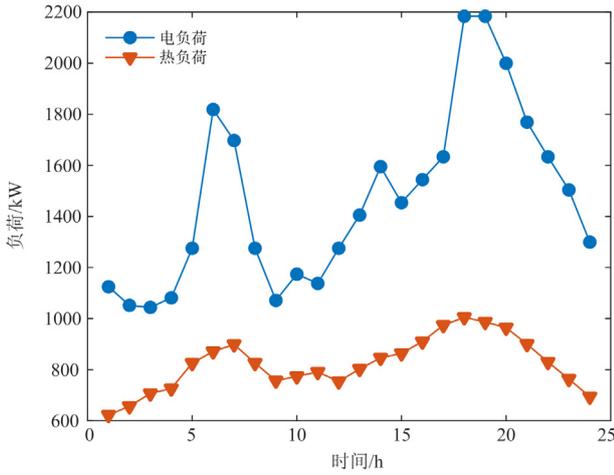
附录 A



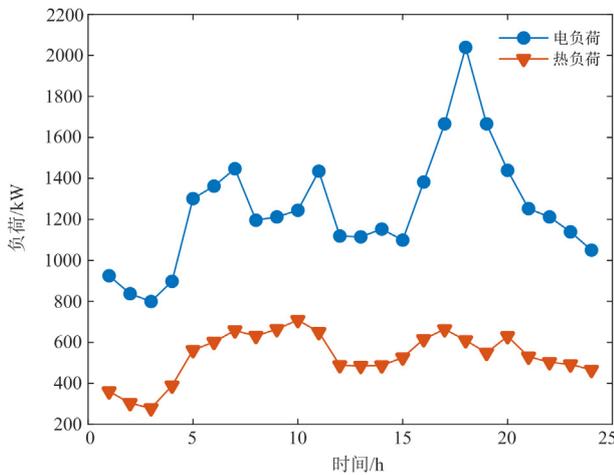
(a) 各 IEM 新能源出力预测曲线



(b) IEM1 负荷预测曲线



(c) IEM2负荷预测曲线



(d) IEM3负荷预测曲线

图 A1 各 IEM 新能源与负荷预测曲线

Fig. A1 New energy and load forecast curve of each IEM

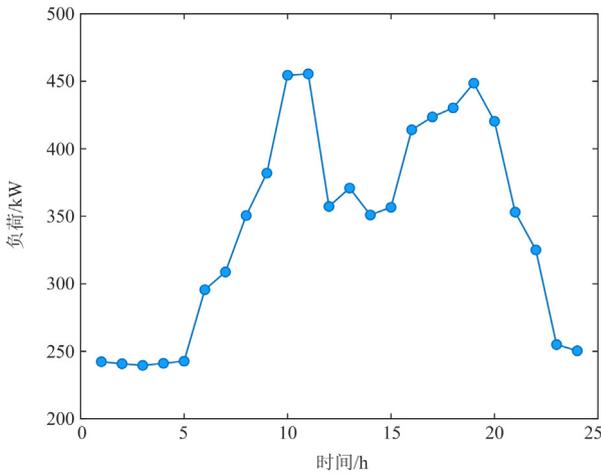


图 A2 配电网负荷曲线

Fig. A2 Distribution network load curve

表 A1 DSO 基础参数

Table A1 DSO basic parameters

| 参数 | 数值 |
|----------------|---------------|
| u_{min}^{PB} | u^{DB} |
| u_{max}^{PB} | $1.5 u^{DB}$ |
| u_{min}^{PS} | $0.65 u^{DS}$ |
| u_{max}^{PS} | u^{DS} |
| u_{ave}^{PB} | 1.2 |
| u_{ave}^{PS} | 0.85 |

表 A2 IEM 基础参数

Table A2 IEM basic parameters

| 参数 | 数值 | 参数 | 数值 |
|---------------------|----------------------|------------------------|----------------------|
| η_{CHIP} | 0.35 | h_1 | 0.15 |
| $Q_{CH4}/(MJ/m^3)$ | 35 | h_2 | 0.2 |
| η_{GB} | 0.9 | h_m | 0.85 |
| $\alpha/(m^3/kW)$ | 0.5 | P_{max}^{ESSC}/kW | 200 |
| $\beta/(kg/kW)$ | 0.5 | P_{max}^{ESSD}/kW | 200 |
| $\lambda/(kWh/kg)$ | 1.02 | η^{ESSC} | 0.95 |
| P_{min}^{CHIP}/kW | 0 | η^{ESSD} | 1.04 |
| P_{max}^{CHIP}/kW | 2400 | S_{min}^{ESS}/kWh | 60 |
| P_{min}^{CCS}/kW | 0 | S_{max}^{ESS}/kWh | 540 |
| P_{max}^{CCS}/kW | 600 | $a/(kg/kW)$ | 0.55 |
| P_{min}^{P2G}/kW | 0 | $b/(kg/kW)$ | 0.65 |
| P_{max}^{P2G}/kW | 300 | $c/(kg/kW)$ | 18.2 |
| λ_e^{tran} | 0.05 | λ_e^{cut} | 0.5 |
| λ_n^{cut} | 0.25 | λ_e^{ESS} | 0.01 |
| a_1 | 0.013 29 | b_1 | 4.0×10^{-6} |
| a_2 | 0.022 | a_3 | 0.022 |
| χ | 0.424 | $\mu/(\bar{v}/kg)$ | 0.45 |
| l/kg | 400 | $P_{i-j,max}^{P2P}/kW$ | 500 |
| P_{max}^{tran} | $0.15 P_{i,j}^{pre}$ | P_{max}^{cut} | $0.15 P_{i,j}^{pre}$ |
| $H_{i,max}^{cut}$ | $0.2 H_{i,j}^{pre}$ | — | — |

参考文献

[1] 张智刚, 康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(8): 2806-2819.
ZHANG Zhigang, KANG Chongqing. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future[J]. Proceedings of the CSEE, 2022,42(8): 2806-2819.

[2] 寇洋, 武家辉, 张华, 等. 考虑碳捕集与 CVaR 的电力系统低碳经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(11): 131-140.
KOU Yang, WU Jiahui, ZHANG Hua, et al. Low carbon

- economic dispatch for a power system considering carbon capture and CVaR[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(11): 131-140.
- [3] 卓振宇, 张宁, 谢小荣, 等. 高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(9): 171-191.
ZHUO Zhenyu, ZHANG Ning, XIE Xiaorong, et al. Key technologies and developing challenges of power system with high proportion of renewable energy[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(9): 171-191.
- [4] 仇书山, 毛承雄, 马春艳, 等. 基于能源路由器的配电网与综合能源微网群协同运行优化[J]. *高压技术*, 2022, 48(12): 5024-5036.
QIU Shushan, MAO Chengxiong, MA Chunyan, et al. Cooperative operation optimization of distribution network and multi-microgrid integrated energy system based on energy router[J]. *High Voltage Engineering*, 2022, 48(12): 5024-5036.
- [5] 马斌, 杨立波, 陈辰, 等. 计及需求响应的综合能源系统协同优化策略[J]. *可再生能源*, 2023, 41(5): 676-684.
MA Bin, YANG Libo, CHEN Chen, et al. Collaborative optimization strategy of integrated energy system considering demand response[J]. *Renewable Energy Resources*, 2023, 41(5): 676-684.
- [6] HU J, LIU X, SHAHIDEHPOUR M, et al. Optimal operation of energy hubs with large-scale distributed energy resources for distribution network congestion management[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2021, 12(3): 1755-1765.
- [7] 张沈习, 王丹阳, 程浩忠, 等. 双碳目标下低碳综合能源系统规划关键技术及挑战[J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(8): 189-207.
ZHANG Shenxi, WANG Danyang, CHENG Haozhong, et al. Key technologies and challenges of low-carbon integrated energy system planning for carbon emission peak and carbon neutrality[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(8): 189-207.
- [8] 潘瑞媛, 唐忠, 史晨豪, 等. 基于主从博弈的多主体投资多微网系统优化配置[J]. *中国电力*, 2022, 55(6): 65-73, 127.
PAN Ruiyuan, TANG Zhong, SHI Chenhao, et al. Optimal configuration of multi-microgrid system with multi-agent joint investment based on Stackelberg game[J]. *Electric Power*, 2022, 55(6): 65-73, 127.
- [9] 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.
- [10] 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.
- [11] 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.
- [12] 李鹏, 吴迪凡, 李雨薇, 等. 基于综合需求响应和主从博弈的多微网综合能源系统优化调度策略[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(4): 1307-1321.
LI Peng, WU Difan, LI Yuwei, et al. Optimal dispatch of multi-microgrids integrated energy system based on integrated demand response and Stackelberg game[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(4): 1307-1321.
- [13] 帅轩越, 王秀丽, 吴雄, 等. 计及条件风险价值下基于合作博弈的多微网协同优化调度[J]. *电网技术*, 2022, 46(1): 130-138.
SHUAI Xuanyue, WANG Xiuli, WU Xiong, et al. Cooperative optimal scheduling of multi-microgrids based on cooperative game considering conditional value at risk[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(1): 130-138.
- [14] 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.
- [15] CHIS A, KOIVUNEN V. Coalitional game-based cost optimization of energy portfolio in smart grid communities[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2019, 10(2): 1960-1970.
- [16] 徐青山, 李淋, 盛业宏, 等. 冷热电联供型多微网主动配电系统日前优化经济调度[J]. *电网技术*, 2018, 42(6): 1726-1734.
XU Qingshan, LI Lin, SHENG Yehong, et al. Day-ahead optimized economic dispatch of active distribution power

- system with combined cooling, heating and power-based microgrids[J]. Power System Technology, 2018, 42(6): 1726-1734.
- [17] 张林垚, 郑洁云, 孔顺飞, 等. 考虑综合能源系统的配网规划模型及其求解方法[J]. 南方电网技术, 2019, 13(6): 76-86.
ZHANG Linyao, ZHENG Jieyun, KONG Shunfei, et al. Planning model of distribution network considering the integrated energy system and its solution method[J]. Southern Power System Technology, 2019, 13(6): 76-86.
- [18] 刘畅, 刘文霞, 高雪倩, 等. 基于主从博弈的配电网-多综合能源系统协调规划[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(6): 45-52.
LIU Chang, LIU Wenxia, GAO Xueqian, et al. Coordinative planning of distribution network and multiple integrated energy systems based on Stackelberg game[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(6): 45-52.
- [19] 马燕峰, 谢家荣, 赵书强, 等. 考虑园区综合能源系统接入的主动配电网多目标优化调度[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(13): 53-61.
MA Yanfeng, XIE Jiarong, ZHAO Shuqiang, et al. Multi-objective optimal dispatching for active distribution network considering park-level integrated energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(13): 53-61.
- [20] TUSHAR W, SAHA T K, YUEN C, et al. Grid influenced peer-to-peer energy trading[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(2): 1407-1418.
- [21] CHENG Y, ZHANG N, ZHANG B, et al. Low-carbon operation of multiple energy systems based on energy-carbon integrated prices[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(2): 1307-1318.
- [22] 黄铖, 刘海涛, 马丙泰, 等. 基于纳什谈判的共享储能电站优化运行研究[J]. 电力建设, 2022, 43(2): 1-9.
HUANG Cheng, LIU Haitao, MA Bingtai, et al. Research on optimal operation of shared energy-storage power station applying Nash negotiation[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(2): 1-9.
- [23] 崔杨, 闫石, 仲悟之, 等. 含电转气的区域综合能源系统热电优化调度[J]. 电网技术, 2020, 44(11): 4254-4263.
CUI Yang, YAN Shi, ZHONG Wuzhi, et al. Optimal thermoelectric dispatching of regional integrated energy system with power-to-gas[J]. Power System Technology, 2020, 44(11): 4254-4263.
- [24] MA Yiming, WANG Haixin, HONG Feng, et al. Modeling and optimization of combined heat and power with power-to-gas and carbon capture system in integrated energy system[J]. Energy, 2021, 236.
- [25] 郝婷, 樊小朝, 王维庆, 等. 阶梯式碳交易下考虑源荷不确定性的储能优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(1): 101-112.
HAO Ting, FAN Xiaochao, WANG Weiqing, et al. Optimal configuration of energy storage considering the source-load uncertainty under ladder-type carbon trading[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(1): 101-112.
- [26] 李国庆, 王冲, 雷顺波, 等. 考虑碳捕集技术的电力系统双层优化配置[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(1): 25-31.
LI Guoqing, WANG Chong, LEI Shunbo, et al. Bi-level optimal allocation of power system considering carbon capture technology[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(1): 25-31.
- [27] 徐韵, 徐耀杰, 杨嘉禹, 等. 于阶梯碳交易的电转气虚拟电厂低碳经济调度[J]. 电力系统及其自动化学报, 2023, 35(7): 118-128.
XU Yun, XU Yaojie, YANG Jiayu, et al. Low carbon economic dispatching for power-to-gas virtual power plant based on stepped carbon trading[J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2023, 35(7): 118-128.
- [28] 赵毅, 王维庆, 闫斯哲. 考虑阶梯型碳交易的风光储联合系统分布鲁棒优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(6): 127-136.
ZHAO Yi, WANG Weiqing, YAN Sizhe. Distributionally robust optimization scheduling of a joint wind-solar-storage system considering step-type carbon trading[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(6): 127-136.
- [29] 毕锐, 王孝淦, 袁华凯, 等. 考虑供需双侧响应和碳交易的氢能综合能源系统鲁棒调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(12): 122-132.
BI Rui, WANG Xiaogan, YUAN Huakai, et al. Robust dispatch of a hydrogen integrated energy system considering double side response and carbon trading mechanism[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(12): 122-132.
- [30] XU Jiazhu, YI Yuqin. Multi-microgrid low-carbon economy operation strategy considering both source and load uncertainty: a Nash bargaining approach[J]. Energy, 2023, 263.

收稿日期: 2023-07-07; 修回日期: 2023-11-02

作者简介:

孙文杰(1998—), 男, 硕士研究生, 研究方向为可再生能源发电与并网技术; E-mail: 1149714104@qq.com

武家辉(1988—), 女, 通信作者, 博士, 副教授, 研究方向为新型电力系统稳定与控制。E-mail: 128489085@qq.com

(编辑 姜新丽)