

基于混合博弈的含多产消者虚拟电厂优化运行策略

张昊¹, 米阳¹, 陈耀威¹, 应宜辰¹, 时帅¹, 郑晓亮²

(1. 上海电力大学 电气工程学院, 上海 200090;

2. 安徽理工大学 电气与信息工程学院, 安徽 淮南 232001)

摘要: 针对传统单一博弈模型难以解决电力市场多主体利益冲突与源荷不确定性问题, 提出一种配电网运营商-虚拟电厂-产消者联盟多主体分层决策框架。首先, 构建基于双Stackelberg-Nash混合博弈的三层能量交易架构: 上层决策以配电网运营商收益最大化为核心目标, 中层博弈引导虚拟电厂实现效益优化, 下层通过产消者联盟协同降低用电成本。其次, 引入纳什谈判理论, 将产消者间的合作博弈解耦为两阶段优化问题, 形成兼顾个体理性与集体效率的混合博弈优化模型。然后, 基于KKT条件与McCormick包络法, 将模型转化为双层混合整数线性规划问题, 并结合Kriging元模型优化算法实现高效求解。最后, 仿真结果表明, 所提策略在提升系统主体收益、降低用电成本依赖性 & 增强风险应对能力方面具有显著优势。

关键词: 配电网运营商; 虚拟电厂; 产消者联盟; 混合博弈; 三层优化

DOI: 10.19585/j.zjdl.202602006

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



A hybrid game-based optimal operation strategy for virtual power plants with multi-prosumer participation

ZHANG Hao¹, MI Yang¹, CHEN Yaowei¹, YING Yichen¹, SHI Shuai¹, ZHENG Xiaoliang²

(1. School of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China;

2. College of Electrical and Information Engineering, Anhui University of Science and Technology, Huainan, Anhui 232001, China)

Abstract: Traditional single-game models face challenges in resolving multi-agent interest conflicts and addressing source-load uncertainties in electricity markets. To overcome these limitations, this paper proposes a multi-agent hierarchical decision-making framework involving distribution system operators (DSOs), virtual power plants (VPPs), and prosumers coalitions. First, a three-level energy trading architecture based on a Stackelberg-Nash hybrid game is developed: The upper-level decision-making layer focuses on maximizing DSO's operational revenue, the middle-level game layer guides the VPPs to achieve economic efficiency optimization, and the lower-level cooperation layer enables prosumer coalitions to collaboratively reduce electricity consumption costs. By introducing Nash bargaining theory, the cooperative game among prosumers is decoupled into a two-stage optimization problem, thereby establishing a hybrid game optimization model that simultaneously considers individual rationality and collective efficiency. Through the KKT conditions and McCormick envelope methods, the model is transformed into a bilevel mixed-integer linear programming (MILP) problem, which is then efficiently solved using a Kriging meta-model optimization algorithm. Simulation results demonstrate that the proposed strategy exhibits significant advantages in enhancing the economic benefits of all participating entities, reducing dependence on electricity consumption costs, and strengthening the system's risk resilience capability.

Keywords: DSO; VPP; prosumer coalition; hybrid game; three-level optimization

0 引言

随着能源转型的加速推进, 新能源技术的快

速发展给电力系统可持续发展带来新机遇与挑战^[1-4]。在此背景下, VPP(虚拟电厂)作为新型电力系统运营模式而备受关注^[5]。VPP依托先进通信技术和智能控制系统, 整合分布式新能源发电、储能设备和传统能源单元^[6-7], 不仅可实现分散能源资源的优化利用, 提升系统灵活性与稳定性, 还为市场主体创造新型商业模式与交易机

会^[8-9]。伴随社区光伏发电的快速普及,传统电力用户已转型为兼具能源生产与消费功能的PRO(产消者)^[10-13],其复杂的利益交互机制对VPP协同调度提出新挑战^[14]。因此,研究含多PRO的VPP协同优化策略,充分挖掘PRO响应潜力,对提升VPP低碳经济运行水平具有重要价值^[15-17]。

含PRO的VPP协同调度涉及多利益主体博弈问题,通常采用主从博弈框架进行协调^[18-21]。文献[22]针对可再生能源与市场价格的不确定性,构建VPP两阶段鲁棒优化模型,验证该方法在降低运行成本与提升风险应对能力方面的有效性。文献[23]基于Stackelberg博弈设计定制化返利套餐机制,实现VPP与PRO的收益双赢。文献[24]构建含光伏、电动汽车及柔性负荷的VPP架构,通过Stackelberg博弈模型显著提升VPP经济收益,并降低电动汽车用户用电成本。上述研究多聚焦于主从博弈框架,但未充分考虑跟随者间的P2P(点对点)交易机制^[25],难以实现系统综合效益最优。相较而言,合作博弈具有全局优化特性,可兼顾整体与个体利益^[26]。文献[26]提出网络感知型P2P交易机制,采用Shapley值定理来分配联盟收益,有效提升系统总收益与用户满意度。文献[27]设计激励机制以促进无市场环境下的合作博弈交易,确保利益分配公平性与交易隐私性。文献[28]基于纳什议价理论构建激励机制,相较Stackelberg博弈显著提升光伏PRO与能源管理者的收益水平。

近年来,三层博弈模型在电力系统优化中逐步受到关注。文献[29]设计双重Stackelberg博弈模型,验证其提升政府与零售商收益及促进碳减排的可行性。文献[30]构建三层能源管理框架,证明其在降低峰需与改善电压曲线方面的技术优势。文献[31]提出社区综合能源系统三层博弈机制,证实能使所有利益相关方获益的纳什均衡的存在性。文献[32]提出位置化负载特征指标和双循环Stackelberg博弈模型,并结合分布式隐私保护算法,仿真结果表明,所提模型可实现电网灵活性资源与多方经济利益的协同优化。文献[33]提出基于三层Stackelberg博弈的微电网群调度策略,通过配电定价引导、储能双向调控与微电网响应协同,实现调峰优化和可再生能源高效消纳。上述文献多聚焦于传统的双环Stackelberg博弈模

型,掩盖了用户内部竞争对全局均衡的影响,难以真实反映个体理性与集体均衡的交互。

综上可知,现有研究在以下方面存在局限:研究视角多集中于单一博弈模型,对三层博弈优化机制的探索深度不足。为此,本文引入DSO(配电网运营商)作为VPP的领导者,构建DSO-VPP购售电价、VPP-PROs(产消者联盟)购电价及联盟内电能交互价的三级定价体系,提出双Stackelberg-Nash混合博弈驱动的能量交易策略。主要创新点包括:

1)建立DSO-VPP-PROs多主体分层决策架构,实现电力系统动态协同优化。

2)设计融合双Stackelberg博弈与PRO合作博弈的混合模型,集成鲁棒优化方法来处理源荷不确定性。

3)运用KKT条件与McCormick包络法将双Stackelberg博弈转化为双层混合整数线性规划问题,并采用Kriging元模型优化算法,提升求解效率。

1 VPP运行框架

本文构建的配电网多主体系统如图1所示,该系统由DSO、VPP及具备自主运行与交易决策能力的PRO构成^[34]。PRO基于VPP发布的实时电价制定购电计划,VPP接收购电需求后其发电量与PRO负荷可能产生供需偏差^[35]。当VPP出现电能盈余或缺乏时,DSO通过动态定价机制调控电力交互:盈余电能按售电价返售电网,短缺电能按购电价向电网购入。DSO基于VPP电力交互状态,通过电力市场的上网电价与输配电价实施套利交易,最终实现价差收益。

2 基于双Stackelberg-Nash混合博弈的两阶段优化模型

2.1 混合博弈两阶段优化框架

本研究建立由DSO、VPP及PROs构成的双Stackelberg-Nash混合博弈两阶段优化模型,旨在协调多元主体的利益诉求。该模型架构通过分阶段博弈实现系统整体效益优化与个体收益分配的均衡协调。双Stackelberg-Nash混合博弈两阶段优化框架见图2。

两阶段混合博弈实施流程如下:

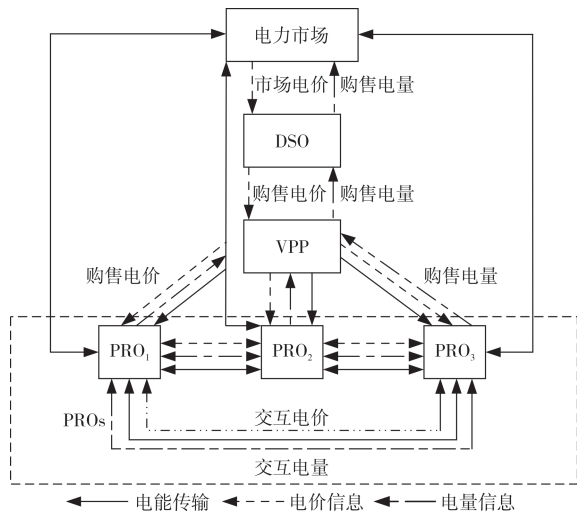


图1 多主体交易关系

Fig.1 Multi-agent transaction relationships

第一阶段包含双层博弈机制：外层博弈中，DSO作为领导者与VPP进行主从博弈，双方分别以收益最大化和净利润最优为目标，确定VPP的

购售电量与DSO定价策略，并将结果传递至内层博弈；内层博弈中，VPP作为领导者与PROs进行交互，通过协调VPP净利润优化与PRO用能成本最小化目标，确定PROs购电量、内部交易量、VPP机组出力和电价策略。

第二阶段基于纳什谈判理论解耦合作博弈问题：首先通过联盟效益最大化确定整体优化方案；随后基于实际电能交易数据，运用纳什谈判理论完成收益分配；最终确定PRO间电能交易定价方案，实现个体收益与集体效率的均衡配置。

2.2 DSO模型

1) 目标函数

DSO以效益最大化为目标，其优化目标涵盖电力市场及VPP的购售电交易成本与收益，具体构成如式(1)所示：

$$\max C^{\text{DSO}} = \sum_{t=1}^T (\alpha_t^{\text{W},s} P_t^{\text{DSO},s} - \alpha_t^{\text{W},b} P_t^{\text{DSO},b} + \alpha_t^{\text{DA},b} P_t^{\text{VPP},b} - \alpha_t^{\text{DA},s} P_t^{\text{VPP},s}) \quad (1)$$

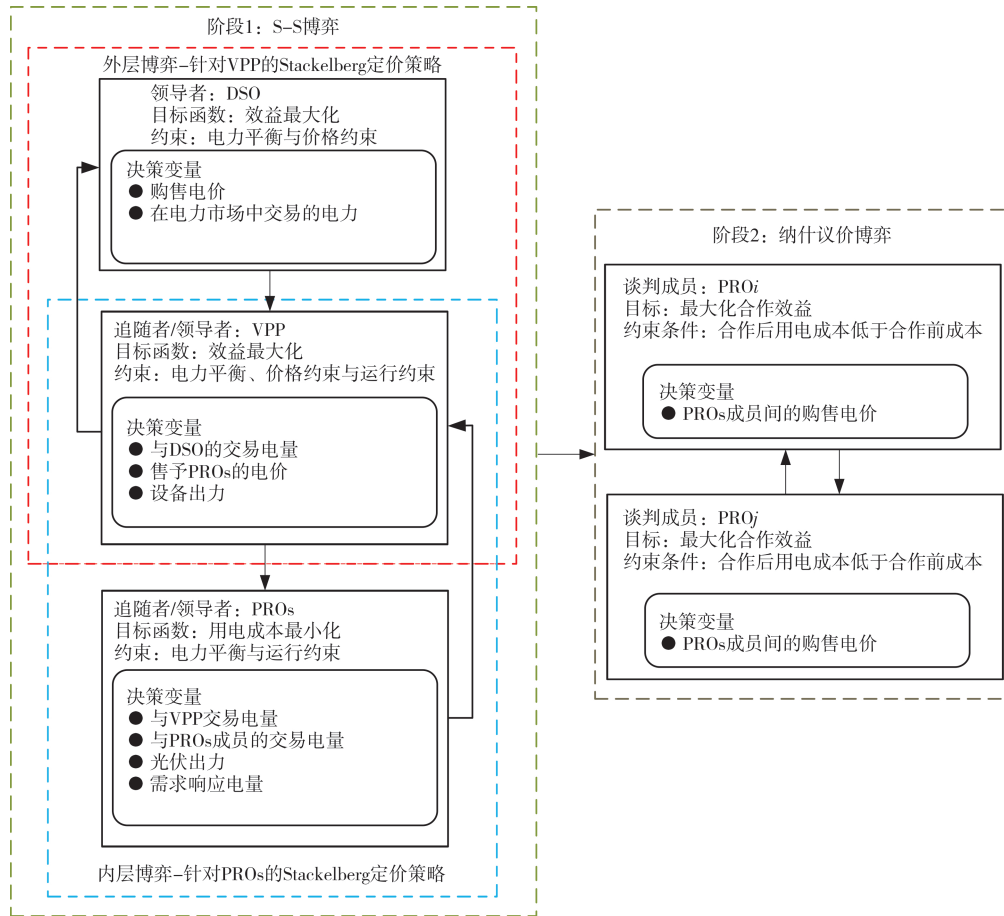


图2 混合博弈两阶段优化框架

Fig.2 Two-stage optimization framework for hybrid games

式中: $\alpha_i^{W,s}$ 和 $\alpha_i^{W,b}$ 分别为电力市场上网电价与电网电价; $\alpha_i^{DA,b}$ 和 $\alpha_i^{DA,s}$ 分别为VPP与DSO间的购、售电价; $P_t^{DSO,s}$ 和 $P_t^{DSO,b}$ 分别为DSO与电力市场的售、购电量; $P_t^{VPP,s}$ 和 $P_t^{VPP,b}$ 分别为VPP与DSO间的售、购电功率。

2) 约束条件

为确保VPP参与交易, DSO制定的购售电价需满足以下约束条件:

$$\alpha_i^{W,s} \leq \alpha_i^{DA,s} \leq \alpha_i^{DA,b} \leq \alpha_i^{W,b} \quad (2)$$

根据式(2)约束, 当DSO制定的购电价不超过电网电价且售电价不低于上网电价时, VPP为实现自身利益最大化将选择与DSO交易。

2.3 VPP模型

作为DSO的跟随者, VPP基于运营商制定的购售电价来优化购售电策略与机组出力方案, 并将决策结果实时反馈至DSO。该交互机制通过动态调整实现双方利益协同优化。

1) 目标函数

VPP以净利润最大化为目标构建目标函数, 其构成包括: 与DSO的电力交易收支、微型燃气轮机与储能系统运维成本、PRO交互收支、负荷调控成本。具体表达式如式(3)所示:

$$\begin{aligned} \max C^{VPP} = & \sum_{t=1}^T \{ \alpha_t^{DA,s} P_t^{VPP,s} - \alpha_t^{DA,b} P_t^{VPP,b} - \\ & [a(P_t^{MT})^2 + bP_t^{MT} + c] - \alpha^{ESS} (P_t^{ESS})^2 \} + \\ & \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [\alpha_{i,t}^{PRO,b} P_{i,t}^{PRO,b} - \alpha_{i,t}^{PRO,s} P_{i,t}^{PRO,s} - \\ & \alpha^{TL} (P_{i,t}^{st} + P_{i,t}^{so}) - \alpha^{IL} P_{i,t}^{IL}] \end{aligned} \quad (3)$$

式中: P_t^{MT} 为微型燃气轮机出力; a 、 b 、 c 为成本系数; P_t^{ESS} 为储能系统出力; α^{ESS} 为调度成本系数; $P_{i,t}^{st}$ 、 $P_{i,t}^{so}$ 、 $P_{i,t}^{IL}$ 分别为可转移负荷转入量、转出量及中断负荷量; α^{TL} 和 α^{IL} 为需求响应补偿电价; $P_{i,t}^{PRO,b}$ 和 $P_{i,t}^{PRO,s}$ 分别为PRO购、售电量; $\alpha_{i,t}^{PRO,b}$ 和 $\alpha_{i,t}^{PRO,s}$ 分别为VPP制定的PRO购、售电价格; N 为PROs成员总数。

2) 约束条件

VPP响应DSO定价策略时, 需满足功率平衡与分布式能源资源运行约束。针对VPP中新能源机组占比高的特点, 采用鲁棒优化处理出力不确定性, 具体模型推导参见文献[36]。

$$\left\{ \begin{aligned} P_t^{VPP} &= P_t^{VPP,b} - P_t^{VPP,s} \\ P_t^{VPP} + P_t^{MT} + P_t^{ES} + P_t^{NEW} &= \sum_{i \in N} P_{i,t}^{PRO,b} \\ 0 &\leq P_t^{VPP,s} \leq \theta_t P_{\max}^{VPP} \\ 0 &\leq P_t^{VPP,b} \leq (1 - \theta_t) P_{\max}^{VPP} \\ 0 &\leq P_t^{MT} \leq P_{\max}^{MT} \\ P_{\downarrow}^{MT} &\leq P_t^{MT} - P_{t-1}^{MT} \leq P_{\uparrow}^{MT} \\ P_{\min}^{ESS} &\leq P_t^{ESS} \leq P_{\max}^{ESS} \\ S_t^{ESS} &= S_{t-1}^{ESS} - \frac{\Delta t}{E_{\max}} P_t^{ESS} \\ S_{\min}^{ESS} &\leq S_t^{ESS} \leq S_{\max}^{ESS} \\ S_0^{ESS} &= S_T^{ESS} \\ 0 &\leq P_t^{NEW} \leq P_t^{NEW,max} \\ P_t^{NEW} + \Gamma_t^{NEW} \epsilon_t^{NEW} + \kappa_t^{NEW} &\leq \frac{1}{2} (\bar{P}_t^{NEW} + \underline{P}_t^{NEW}) \\ \epsilon_t^{NEW} + \kappa_t^{NEW} &\geq \frac{1}{2} (\bar{P}_t^{NEW} - \underline{P}_t^{NEW}) \pi_t^{NEW} \\ \pi_t^{NEW} &\geq 1 \end{aligned} \right. \quad (4)$$

式中: θ_t 为布尔交易标志, 1表示VPP向DSO售电, 0表示购电; P_{\max}^{VPP} 为VPP与DSO最大交易功率; P_{\max}^{MT} 为微型燃气轮机最大出力; P_{\downarrow}^{MT} 和 P_{\uparrow}^{MT} 分别为微型燃气轮机向下、向上爬坡率; S_t^{ESS} 为储能系统荷电状态; S_{\max}^{ESS} 和 S_{\min}^{ESS} 分别为储能系统荷电状态上、下限; E_{\max} 为储能最大容量; P_t^{NEW} 和 $P_t^{NEW,max}$ 分别为新能源机组实际出力与预测最大出力; ϵ_t^{NEW} 、 κ_t^{NEW} 、 π_t^{NEW} 为正鲁棒系数; \bar{P}_t^{NEW} 和 \underline{P}_t^{NEW} 为不确定参数边界。

为提升VPP与PRO的交易活跃度, 其售电策略需满足下列约束条件:

$$\left\{ \begin{aligned} \alpha_t^{DA,s} &\leq \alpha_{i,t}^{PRO,b} \leq \alpha_t^{DA,b} \\ \sum_{i=1}^{24} \alpha_{i,t}^{PRO,b} &| 24 \leq \alpha_{i,t}^{PRO,b,ave} \end{aligned} \right. \quad (5)$$

式中: $\alpha_{i,t}^{PRO,b,ave}$ 为VPP对PRO制定的平均售电价。

2.4 PROs模型

作为VPP的跟随方, PROs基于VPP发布的售电价来优化购电策略、新能源机组出力及内部电能交易量, 并将优化结果反馈至VPP。该双向交互机制实现电能供需动态平衡与多方利益协同优化。

1) 目标函数

PROs以综合用能成本最小化为优化目标, 其成本构成涵盖购电支出、需求响应补偿及电能交

互成本。由于电能交互成本 $\sum_{i \in N} C_i^{\text{TRADE}} = 0$ ，因此在目标函数中略去。

$$\min C^{\text{PRO}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N (C_{i,t}^{\text{PRO,b}} - C_{i,t}^{\text{PRO,s}} - C_{i,t}^{\text{TL}} - C_{i,t}^{\text{IL}}) \quad (6)$$

2) 约束条件

PROs 成员在响应 VPP 定价策略时，需同时满足三项约束条件：需求响应约束、新能源出力约束、成员间电能交易约束。为提升系统运行鲁棒性，本文采用鲁棒优化方法处理联盟内部源-荷双侧的不确定性，通过建立安全阈值机制优化决策边界，从而增强系统抗干扰能力。

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\text{PRO,b}} = P_{i,t}^{\text{L,pre}} - P_{i,t}^{\text{IL}} + P_{i,t}^{\text{st}} - P_{i,t}^{\text{so}} - P_{i,t}^{\text{new}} + \sum_{j=1, j \neq i}^N P_{i,j,t}^{\text{P2P}} \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{IL}} \leq P_{i,t}^{\text{IL,max}} \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{st}} \leq P_{i,t}^{\text{TL,max}} \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{so}} \leq P_{i,t}^{\text{TL,max}} \\ \sum_{t=1}^T P_{i,t}^{\text{st}} = \sum_{t=1}^T P_{i,t}^{\text{so}} \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{new}} \leq P_{i,t}^{\text{new,max}} \\ -P_{i,j,t}^{\text{P2P,max}} \leq P_{i,j,t}^{\text{P2P}} \leq P_{i,j,t}^{\text{P2P,max}} \\ P_{i,j,t}^{\text{P2P}} + P_{j,i,t}^{\text{P2P}} = 0, i \neq j \\ P_{i,t}^{\text{new}} + \Gamma_{i,t}^{\text{new}} \epsilon_{i,t}^{\text{new}} + \kappa_{i,t}^{\text{new}} \leq \frac{1}{2} (\bar{P}_{i,t}^{\text{new}} + \underline{P}_{i,t}^{\text{new}}) \\ \epsilon_{i,t}^{\text{new}} + \kappa_{i,t}^{\text{new}} \geq \frac{1}{2} (\bar{P}_{i,t}^{\text{new}} - \underline{P}_{i,t}^{\text{new}}) \pi_{i,t}^{\text{new}} \\ P_{i,t}^{\text{L,pre}} - \Gamma_{i,t}^{\text{L,pre}} \epsilon_{i,t}^{\text{L,pre}} - \kappa_{i,t}^{\text{L,pre}} \geq \frac{1}{2} (\bar{P}_{i,t}^{\text{L,pre}} + \underline{P}_{i,t}^{\text{L,pre}}) \\ \epsilon_{i,t}^{\text{L,pre}} + \kappa_{i,t}^{\text{L,pre}} \geq \frac{1}{2} (\bar{P}_{i,t}^{\text{L,pre}} - \underline{P}_{i,t}^{\text{L,pre}}) \pi_{i,t}^{\text{L,pre}} \\ \pi_{i,t}^{\text{new}}, \pi_{i,t}^{\text{L,pre}} \geq 1 \end{cases} \quad (7)$$

式中： $P_{i,t}^{\text{L,pre}}$ 为 PRO 负荷预测值； $P_{i,t}^{\text{new}}$ 和 $P_{i,t}^{\text{new,max}}$ 分别为 PRO 新能源机组的实际输出功率和最大输出功率， $P_{i,t}^{\text{new,max}}$ 取新能源机组的预测值； $P_{i,j,t}^{\text{P2P}}$ 为 PRO 间电能交易电量， $P_{i,j,t}^{\text{P2P,max}}$ 为电能交易电量上限； $P_{i,t}^{\text{IL,max}}$ 和 $P_{i,t}^{\text{TL,max}}$ 分别为 PRO 最大的可中断、可转移电负荷； $\epsilon_{i,t}^{\text{new}}$ 、 $\kappa_{i,t}^{\text{new}}$ 、 $\pi_{i,t}^{\text{new}}$ 、 $\epsilon_{i,t}^{\text{L,pre}}$ 、 $\kappa_{i,t}^{\text{L,pre}}$ 、 $\pi_{i,t}^{\text{L,pre}}$ 为引入的正鲁棒系数； $\bar{P}_{i,t}^{\text{new}}$ 和 $\underline{P}_{i,t}^{\text{new}}$ 分别为不确定参数 $P_{i,t}^{\text{new}}$ 的上、下限； $\bar{P}_{i,t}^{\text{L,pre}}$ 和 $\underline{P}_{i,t}^{\text{L,pre}}$ 分别为不确定参数 $P_{i,t}^{\text{L,pre}}$ 的上、下限。

2.5 基于纳什谈判理论的 PROs 优化模型

PROs 以整体效益最大化为目标，通过协同合

作响应 VPP 的决策。联盟成员在保持独立运行的前提下，确保个体利益不受损。基于纳什谈判理论构建的合作博弈模型如式(8)所示，帕累托最优均衡解实现了联盟成员间互动关系，其目标函数乘积的最优解对应收益分配的公平性与效率性统一。

$$\begin{cases} \max \prod_{i=1}^N (U_i - U_i^0) \\ \text{s.t. } U_i \geq U_i^0 \end{cases} \quad (8)$$

式中： U_i 为 PRO 参与联盟合作的谈判效益； U_i^0 为其独立运营效益，即谈判破裂点。

1) 子问题(P1)：联盟效益最大化

$$\begin{cases} \max U^{\text{PRO}} = \sum_{t=1}^T (C_t^{\text{TL}} + C_t^{\text{IL}} - C_t^{\text{PRO,b}}) \\ \text{s.t. 式(7)} \end{cases} \quad (9)$$

2) 子问题(P2)：合作收益分配

$$\begin{cases} \max \sum_{i=1}^N \ln [(\sum_{t=1}^T \sum_{j=1, j \neq i}^N (\alpha_{i,j,t} P_{i,j,t}^{\text{P2P}}) + U_i^*) - U_i^0] \\ \text{s.t. } \sum_{j=1, j \neq i}^N (\alpha_{i,j,t} P_{i,j,t}^{\text{P2P}}) + U_i^* \geq U_i^0 \\ \alpha_t^{\text{DA,s}} \leq \alpha_{i,j,t} \leq \alpha_{i,t}^{\text{PRO,b}^*} \\ U_i^* = \sum_{t=1}^T [\alpha^{\text{TL}} (P_{i,t}^{\text{st}^*} + P_{i,t}^{\text{so}^*}) + \alpha^{\text{IL}} P_{i,t}^{\text{IL}^*} - \alpha_{i,t}^{\text{PRO,b}^*} P_{i,t}^{\text{PRO,b}^*}] \end{cases} \quad (10)$$

式中：带*上标的变量对应子问题(P1)的最优解， U_i^* 表示其对应效益值。

3 模型求解方法与流程

3.1 双层主从博弈模型求解方法

本文构建的双层主从博弈模型具有双层嵌套的三层规划结构。针对多层规划缺乏通用算法的难题，基于 PROs 模型在 VPP 电价确定时的凸优化特性，采用 KKT 条件将其等效转换为 VPP 模型的约束条件，使原三层问题降维为混合整数非线性双层规划。通过凸化技术将双层非线性规划转换为混合整数线性规划模型，适配 Gurobi 求解器。最终基于 Kriging 元模型优化算法，同步求解 DSO-VPP-PROs 的 Stackelberg 均衡与 PRO 间的 Nash 均衡，实现复杂博弈关系的协同求解。

1) 内层博弈等效单层模型

构建 PROs 下层模型的拉格朗日函数，采用拉格朗日乘数法将其转化为 KKT 最优性条件，进而

将原双层博弈模型降维为单层优化问题。具体实施步骤包括: 对各决策变量求取偏导并置零以获得极值条件; 运用大M法引入0-1变量以实现非线性约束的线性化转换; 针对VPP目标函数的双线性项, 采用McCormick包络松弛技术将非凸优化转化为凸优化问题。最终获得的等效单层模型可以与DSO优化模型组成双层混合整数优化模型, 并可利用启发式算法对其进行求解。

2) 基于Kriging元模型算法的博弈模型求解算法

采用Kriging元模型优化算法求解前述双层混合整数线性规划问题。该算法通过数学建模刻画DSO与VPP在交易策略制定中的博弈交互机制, 其中VPP优化问题被构造为子函数并嵌入DSO主优化框架以形成嵌套求解结构。算法流程如图3所示, 该求解过程实现了决策主体间动态博弈关系的数学表征与协同优化。

采用拉丁超立方抽样方法生成 n 个初始样本点集 α_i^{DA} , 作为VPP优化输入参数。通过计算得到各

样本点对应的VPP交易电量 P_i^{VPP} , 构建VPP交易的Kriging元模型。基于样本目标函数值 $C_{l,best}^{DSO}$ 筛选关键区域, 在各区域最优值 $C_{l,best}^{DSO}$ 引导下, 运用粒子群优化算法求解局部最优电价策略 $\alpha_{l,opt}^{DA}$ 。调用下层等效博弈模型计算真实交易电量 $P_{l,opt}^{VPP}$, 并作为优异样本加入训练集并更新目标函数值 $C_{l,opt}^{DSO}$ 。若满足 $C_{l,opt}^{DSO} > C_{l,best}^{DSO}$, 则更新全局最优解 $C_{l,best}^{DSO} = C_{l,opt}^{DSO}$ 。通过多区域并行搜索与迭代更新机制, 最终收敛至Stackelberg均衡解。

3.2 纳什议价模型求解方法

针对PRO i 与PRO j 模型中P2P电能交易价格耦合问题, 需解耦电价关联以实现各PRO间交易价格均衡, 约束条件如式(11)所示:

$$\alpha_{i,j,t} = \alpha_{j,i,t} = \beta_{i,j,t} \quad (11)$$

式中: $\beta_{i,j,t}$ 为PRO i 与PRO j 间电能交互价格的协同决策变量。

针对共享变量导致模型直接求解困难的问题, 采用ADMM(交替方向乘法)与强对偶理论构建分布式求解框架。ADMM通过问题分解与变量交替优化实现复杂模型求解, 结合强对偶理论将原问题重构为具有可分离结构的优化模型。经ADMM分解重构后, PRO i 的分布式优化模型表述如式(2)所示:

$$\begin{cases} \min L_i = -\ln[U_i^0 - (\alpha_{i,j,t} \cdot P_{i,j,t}^{P2P}) + U_i^*] + \\ \sum_{t=1}^T \sum_{j=1, j \neq i}^N [\omega_{i,j,t}(\alpha_{i,j,t} - \beta_{i,j,t}) + \frac{\rho}{2} \|\alpha_{i,j,t} - \beta_{i,j,t}\|_2^2] \\ \text{s.t.} \sum_{i=1}^{24} (\alpha_{i,j,t} \cdot P_{i,j,t}^{P2P}) + U_i^* \geq U_i^0 \\ \alpha_i^{DA,s} \leq \alpha_{i,j,t} \leq \alpha_i^{PRO,b} \end{cases} \quad (12)$$

式中: $\omega_{i,j,t}$ 为PRO i 与PRO j 电能交互的对偶乘子; ρ 为ADMM算法的惩罚系数。

4 算例分析

本文构建的算例系统包含1个DSO、1个VPP及3个PRO, 用于验证所提双Stackelberg-Nash混合博弈架构下三层优化模型的有效性。系统配置如下: VPP包含风力机组、微型燃气轮机和储能系统, 其机组技术参数与新能源出力典型场景分别如表1和图4所示; 各PRO的可中断负荷与可转移负荷最大调用率设为10%, 其新能源出力与

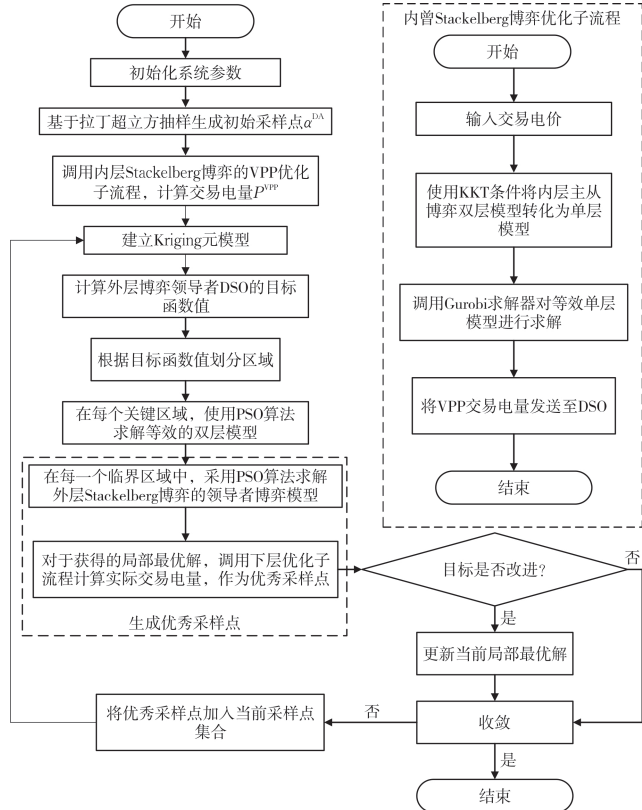


图3 Kriging元模型优化算法流程

Fig.3 Flowchart of Kriging metamodel optimization algorithm

负荷曲线如图5、图6所示。电力市场电价数据如图7所示，其中IL补偿电价为1 400元/MWh，TL补偿电价为100元/MWh，储能调度成本系数取50元/MWh。以上数据均源于文献[37]。

表1 VPP中发电机组的技术参数

Table 1 Technical parameters of generators in the VPP

设备名称	参数	数值	设备名称	参数	数值
MT (燃气轮机)	a	0.08	ESS (储能系统)	$P_{\min}^{\text{ESS}}/\text{MW}$	-2
	b	0.9		$P_{\max}^{\text{ESS}}/\text{MW}$	2
	c	3		E_{\max}/MWh	4
	$P_{\max}^{\text{MT}}/\text{MW}$	15		S_{\min}^{ESS}	0.2
	$P_{\text{down}}^{\text{MT}}/\text{MW}$	-8.5		S_{\max}^{ESS}	0.9
	$P_{\text{up}}^{\text{MT}}/\text{MW}$	8.5		S_0^{ESS}	0.4

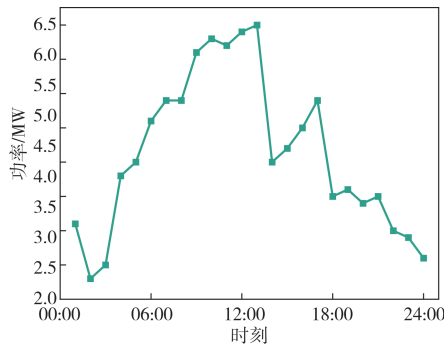


图4 VPP风力发电典型场景

Fig.4 Typical wind power scenarios in the VPP

4.1 方案对比

为验证本文博弈策略的有效性，设置4种对比策略并开展分析，各策略参数见表1。策略1采用本文提出的方法，综合考虑：DSO、VPP与PROs的双层主从博弈；PROs内部的合作博弈机制；新能源出力不确定性影响。

不同策略的对比如表2和表3所示：

1) 相较于策略2，策略1通过引入DSO-VPP-PROs的双层主从博弈机制，使DSO和VPP收益分别提升1 470元和6 580元，同时3个PRO个体成本分别减少2 460元、940元和2 570元，联盟总成本下降4 100元。该机制通过S-S博弈触发PRO在峰谷时段调节负荷，进而优化VPP购售电策略，形成多方利益协同。

2) 相较于策略3，策略1建立的PRO合作博弈机制促使联盟总成本降低15 490元。尽管DSO和VPP收益分别减少300元和14 480元，但基于纳

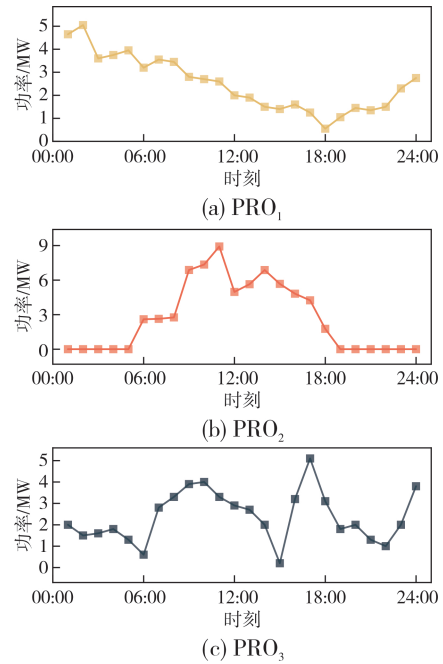


图5 PSO的新能源发电典型场景

Fig.5 Typical renewable energy generation scenarios using PSO

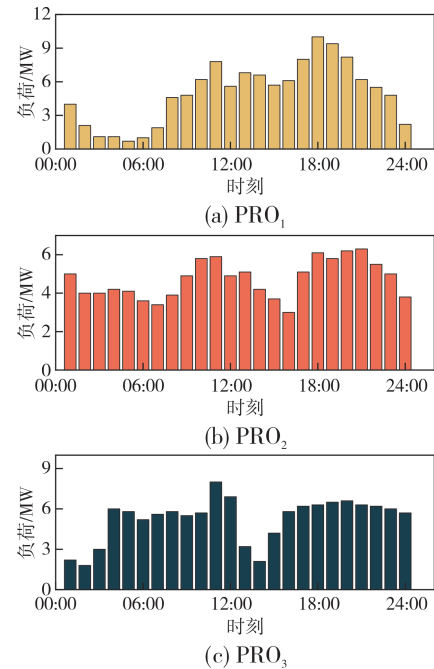


图6 PSO负荷曲线

Fig.6 Load curves obtained using PSO

什议价的电能交互模式有效提升新能源自消纳水平，降低对外部能源供给的依赖。具体而言，各PRO成本分别下降8 610元、3 770元和3 110元，体现合作博弈在保障联盟整体效益的同时实现收

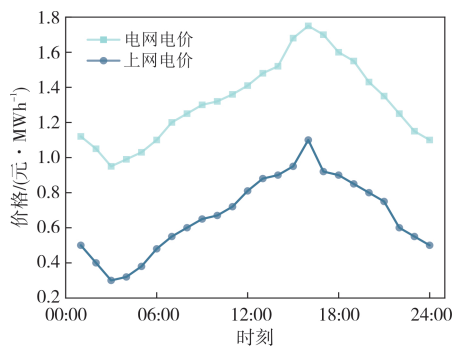


图 7 电力市场的电网电价和上网电价

Fig.7 Grid tariffs and feed-in tariffs in electricity markets

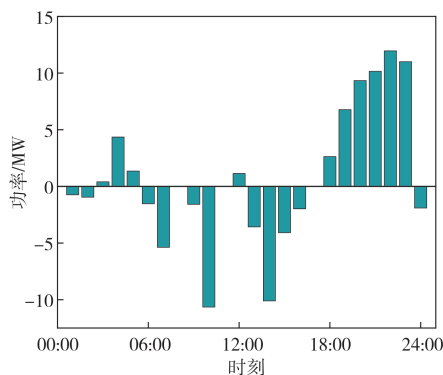


图 8 DSO 与 VPP 之间的电力交易

Fig.8 Electricity transactions between DSO and VPP

表 2 不同策略的对比

Table 2 Comparison of different strategies

策略	双层主从博弈	合作博弈	新能源不确定性
1	√	√	√
2	×	√	√
3	√	×	√
4	√	√	×

表 3 不同策略下的运行结果

Table 3 Operational results under different strategies

策略	DSO 收益	VPP 收益	PRO	成本	PROs 成本
1	12 037.9	57 583.1	1	29 895.6	99 701.6
			2	18 629.5	
			3	51 176.5	
2	10 346.5	51 393.0	1	32 359.9	103 799.1
			2	17 688.3	
			3	53 750.9	
3	12 336.8	72 064.3	1	38 508.4	115 190.9
			2	22 398.3	
			3	54 284.2	
4	5 155.3	59 018.8	1	29 161.9	94 254.7
			2	18 172.3	
			3	49 920.5	

元

益公平分配。

3)相较于策略4, 策略1计及新能源与负荷双重不确定性因素。结果显示: 考虑不确定性后, VPP 收益减少 1 440 元, 联盟总成本上升 5 450 元, 表明 VPP 与 PRO 需通过经济补偿机制共同承担不确定性风险。

4.2 交易结果分析

本文策略 1 中, DSO 与 VPP 的交易电量和交易电价如图 8、图 9 所示, 其中 DSO 对 VPP 的购/售电功率上限为 15 MW。

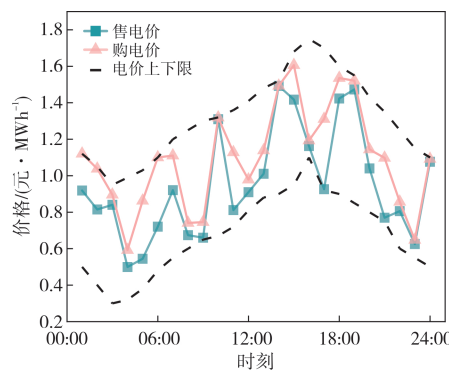


图 9 DSO 为 VPP 制定的购售电价

Fig.9 Electricity purchase/sale pricing for VPP set by the DSO

如图 8 所示, DSO 与 VPP 通过全天的电能交互维持互联系统能量平衡。具体表现为 06:00—17:00 时段 DSO 主要向 VPP 购电, 其中 10:00 购电量达峰值; 18:00—23:00 时段转为持续售电, 22:00 售电量最大。机理分析表明: 白天电力需求攀升且可再生能源供应充足, VPP 在满足 PROs 负荷需求后仍有新能源机组盈余, 故将多余电力售予上级 DSO 来获利; 夜间需求维持高位但可再生能源供应减少, VPP 需从 DSO 购电以保障 PROs 供电并赚取差价。

如图 9 所示, DSO 对 VPP 的购售电价呈现显著时段特征: 购电价自 05:00 起逐步攀升, 于 14:00 达到峰值并形成峰时电价区间(10:00—16:00 时段), 19:00 后则稳定于低位水平。售电价方面, 在 18:00—23:00 时段, 基于 VPP 电能需求增长态势, DSO 通过动态调降电价激励交易参与, 最终在 23:00 与 04:00 实现售电价格谷值。机理分析表明, 该定价机制通过峰谷差异策略, 平衡 VPP 交易积极性与电网调控需求, 实现供需双侧协同

优化。

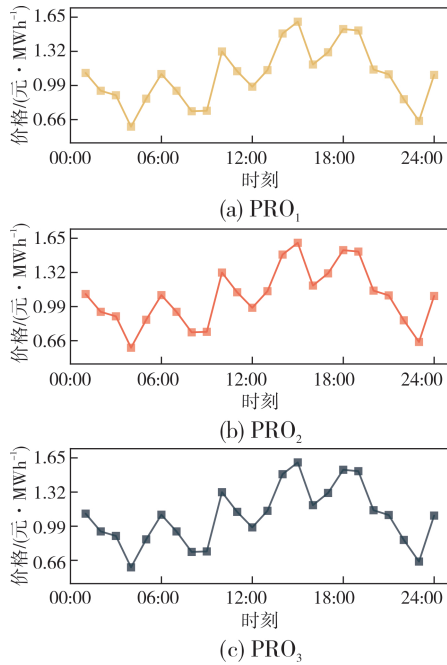


图10 VPP为PRO制定的购电价

Fig.10 Electricity purchase pricing for PRO set by the VPP

如图10所示，VPP对PROs的售电价格呈现典型峰谷特征：电价自04:00起持续攀升，于15:00达峰值并形成峰时电价窗口(10:00—19:00时段)，20:00后稳定于低位区间。电价在负荷用能增长时段12:00—15:00内同步抬升，在用能低谷期22:00—24:00以及01:00—05:00时段则降至最低水平。PROs成员内部交易电价始终低于VPP基准价，形成双重价格优势，既保障成员通过内部交易获取合作收益，又因自主定价权赋予的议价优势，实现与VPP的博弈平衡。

4.3 优化结果分析

图11展示了VPP优化后的电功率平衡状态。

图9与图11数据显示，系统能源调度呈现显著时段特征：在02:00—06:00及08:00—09:00低负荷时段，DSO售电价格低于VPP发电成本，触发VPP优先购电策略并将新能源余量存储于储能装置；当10:00与14:00新能源出力高峰叠加负荷低谷时，PROs通过P2P交易实现内部电能平衡，同时VPP以高于成本的DSO购电价格实现外售盈利，使得净电负荷趋近于零；进入17:00时段，VPP启动新能源与微型燃气轮机联合供电并调度储能充电，为后续高峰作准备；至18:00—23:00

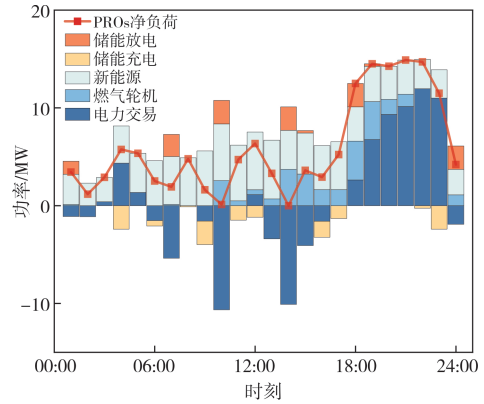


图11 电功率平衡状态

Fig.11 Electric power balance state

用电高峰期，新能源出力衰减与负荷激增导致P2P交易失效，PROs需集中向VPP购电，形成系统净负荷峰值。

4.4 PRO间交互结果分析

图12为PROs成员在各时段交互的电功率。

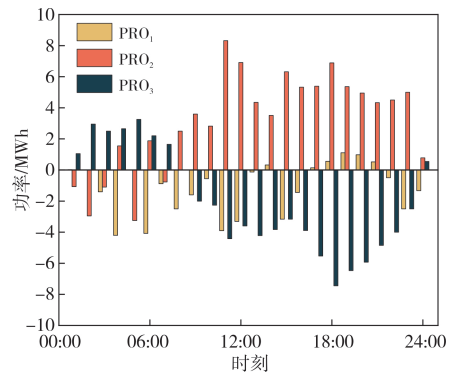


图12 PROs成员间交互功率

Fig.12 Power exchange among PRO members

如图12所示，联盟成员电能交互功率呈现显著时段差异：01:00—10:00时段，因负荷需求与新能源出力双低，PRO间电能交互较弱；11:00—12:00负荷高峰时段，PRO₂向PRO₁与PRO₃的电能输送量达峰值；17:00—21:00期间PRO₂负荷激增，触发PRO₁及PRO₃向其反向供电；24:00为全天交互功率最低点，仅存PRO₂和PRO₃对PRO₁的微量电能传输。实证分析表明，混合博弈模型通过优化调度策略与利益动态均衡机制，成功实现PROs协同运行，其调度方案具备工程实用价值。

4.5 算法对比

表4中3种迭代算法的优化结果对比表明，

Kriging 元模型优化算法在综合性能指标上显著优于对比算法。

表 4 不同算法的优化结果对比

Table 4 Comparison of optimization results using different algorithms

优化算法	迭代次数 /次	迭代时间 /s	PRO 收益 /元	VPP 收益 /元	PROs 成本 /元
PSO	178	142.1	11 084.1	59 132.4	100 297.1
ZOA	119	112.2	11 685.7	58 155.2	99 921.5
Kriging	63	57.8	12 037.9	57 583.1	99 701.6

图 13 展示了不同算法迭代次数与 DSO 收益的收敛特性对比结果。

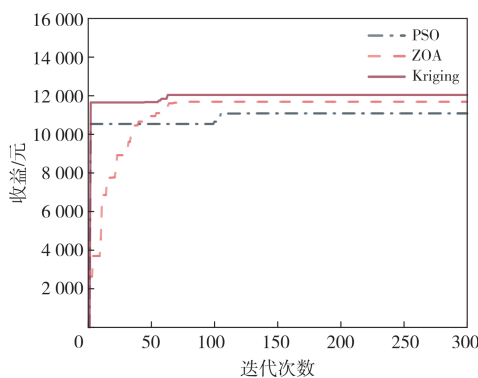


图 13 不同算法的迭代次数与 DSO 收益对比

Fig.13 Comparison of iteration counts and DSO revenue across different algorithms

本文采用的 Kriging 元模型优化算法显著降低了迭代次数和计算耗时。该算法在解决本文提出的多层优化问题上展现出显著优势,但在处理其他类型优化问题时,其适用性可能弱于传统启发式算法。

5 结论

本文以配电网多主体垂直运行结构为基础框架展开研究,主要成果如下:

1) 构建了基于 DSO-VPP-PROs 的双 Stackelberg-Nash 混合博弈模型,通过 Stackelberg 主从博弈理论建立三层交互架构,并运用 KKT 条件、Big-M 法和 McCormick 包络法将其简化为双层模型。数值结果表明,该模型实现了 DSO 综合效益、VPP 综合效益的最大化,以及 PROs 用电成本的最小化。

2) 基于 S-S 博弈的多智能体优化模型验证了配电网系统协同运行的可行性,通过增强 PRO 间的功率交互,有效降低联盟用电成本。研究表明,引入电能交易机制可使联盟运行成本进一步减少 15 489.3 元,同时降低联盟对上级电网的依赖程度。

3) 所提出的 Kriging 元模型优化算法在 57.8 s 内完成 63 次迭代,配合 ADMM 算法,成功求解混合博弈模型,收敛性测试验证了模型结构的合理性与求解效率。

参考文献

[1] 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.

[2] 李令宇, 程浩忠, 张衡, 等. 含高比例新能源电力系统的低碳电源规划方法[J]. 电测与仪表, 2025, 62(7):30-37.
LI Lingyu, CHENG Haozhong, ZHANG Heng, et al. Low-carbon power planning method for power system with high proportion of renewable energy [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2025, 62(7):30-37.

[3] 张爱军, 刘会强, 慕腾, 等. 计及经济-低碳时空匹配的高比例新能源电力系统扩展规划[J]. 智慧电力, 2024, 52(11):72-80.
ZHANG Aijun, LIU Huiqiang, MU Teng, et al. Expansion planning for high proportion of renewable energy power system considering economy-low carbon spatiotemporal matching [J]. Smart Power, 2024, 52(11):72-80.

[4] 张爱军, 刘石川, 慕腾, 等. 新能源发电富集地区输电系统规划方案的综合评价[J]. 智慧电力, 2025, 53(2):16-24.
ZHANG Aijun, LIU Shichuan, MU Teng, et al. Comprehensive evaluation of transmission system planning schemes in renewable energy generation enrichment region [J]. Smart Power, 2025, 53(2):16-24.

[5] 乔奕宁, 肖飞, 艾芊, 等. 虚拟电厂需求侧灵活性资源聚合参与调峰的优化调度策略[J/OL]. 电力自动化设备, 2024: 1-19. (2024-12-20). <https://link.cnki.net/doi/10.16081/j.epae.202412030>.
QIAO Yining, XIAO Fei, AI Qian, et al. Optimal dispatching strategy of demand-side flexible resource in virtual power plant for aggregately participating in peak shaving [J/OL]. Electric Power Automation Equipment, 2024: 1-

19. (2024-12-20). <https://link.cnki.net/doi/10.16081/j.epae.202412030>.
- [6] 王宣元,刘敦楠,刘葵,等.泛在电力物联网下虚拟电厂运营机制及关键技术[J].电网技术,2019,43(9):3175-3183.
WANG Xuanyuan, LIU Dunnan, LIU Zhen, et al. Operation mechanism and key technologies of virtual power plant under ubiquitous Internet of Things[J]. Power System Technology, 2019, 43(9): 3175-3183.
- [7] 彭思佳,邢海军,成明洋.多重不确定环境下考虑阶梯型碳交易的虚拟电厂低碳经济调度[J].上海交通大学学报,2023,57(12):1571-1582.
PENG Sijia, XING Haijun, CHENG Mingyang. Low carbon economic dispatch of virtual power plants considering ladder-type carbon trading in multiple uncertainties [J]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 2023, 57(12): 1571-1582.
- [8] 汤军,高洪超,余涛,等.电力市场环境超大城市虚拟电厂的建设理念与创新实践[J].电网技术,2025,49(1):103-112.
TANG Jun, GAO Hongchao, YU Tao, et al. Construction concept and innovative practices of virtual power plants in megacities under electricity market environment [J]. Power System Technology, 2025, 49(1): 103-112.
- [9] 黄宇翔,黄蔚亮,牛振勇,等.虚拟电厂市场机制与盈利模式及欧洲运行实例分析[J].电力系统自动化,2025,49(9):17-30.
HUANG Yuxiang, HUANG Weiliang, NIU Zhenyong, et al. Market mechanisms and profit modes of virtual power plants and analysis of their operation cases in Europe [J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(9): 17-30.
- [10] 朱月尧,祁佟,吴星辰,等.计及实时碳减排的产消群价格型需求响应机制[J].上海交通大学学报,2023,57(4):452-463.
ZHU Yueyao, QI Tong, WU Xingchen, et al. Price-based demand response mechanism of prosumer groups considering real-time carbon emission reduction [J]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 2023, 57(4): 452-463.
- [11] 王鹏,喻译,赵艺涵,等.基于纳什谈判的光伏产消者与共享储能协同参与市场优化策略[J].电网技术,2025,49(2):642-652.
WANG Peng, YU Yi, ZHAO Yihan, et al. Optimization strategy for collaborative market participation of photovoltaic prosumers and shared energy storage based on Nash bargaining [J]. Power System Technology, 2025, 49(2): 642-652.
- [12] 李军祥,梁贤武,屈德强,等.基于区块链技术的产消者集群定价博弈[J].电力系统保护与控制,2024,52(5):73-82.
LI Junxiang, LIANG Xianwu, QU Deqiang, et al. A pricing game for a photovoltaic prosumer cluster based on blockchain technology [J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(5): 73-82.
- [13] 王国英,王成福,牛远方,等.含产消者租赁共享储能的主动配电网协同优化决策[J].电力系统自动化,2025,49(1):105-116.
WANG Guoying, WANG Chengfu, NIU Yuanfang, et al. Cooperative optimal decision-making for active distribution network with shared energy storage leased by prosumers [J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(1): 105-116.
- [14] 漆磊,高扬,艾芊.基于能量共享的虚拟电厂多产消者混合博弈策略[J].电力建设,2025,46(1):1-13.
QI Lei, GAO Yang, AI Qian. Virtual power plant and multi-prosumer hybrid game strategy based on energy sharing [J]. Electric Power Construction, 2025, 46(1): 1-13.
- [15] 宋梦,经昕怡,蔡昀峰,等.基于产消者能量-备用联合共享的虚拟电厂优化运营方法[J].电力系统自动化,2024,48(18):3-13.
SONG Meng, JING Xinyi, CAI Yunfeng, et al. Optimal operation method for virtual power plant based on joint sharing of energy and reserve of prosumers [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(18): 3-13.
- [16] 李逸超,胥栋,徐刚,等.计及碳捕集和多能流的虚拟电厂多目标优化调度[J].浙江电力,2023,42(10):34-44.
LI Yichao, XU Dong, XU Gang, et al. Multi-objective optimal scheduling of virtual power plant considering carbon capture and multi-energy flow [J]. Zhejiang Electric Power, 2023, 42(10): 34-44.
- [17] 葛成扬,林顺富,谭津,等.含多个产消者的虚拟电厂日前协调优化运行策略[J].电网技术,2025,49(6):2521-2532.
GE Chengyang, LIN Shunfu, TAN Jin, et al. A day-ahead optimal coordination strategy for a VPP with multiple prosumers [J]. Power System Technology, 2025, 49(6): 2521-2532.
- [18] LIN W T, CHEN G, ZHOU X J. Distributed carbon-aware energy trading of virtual power plant under denial of service attacks: a passivity-based neurodynamic approach [J]. Energy, 2022, 257: 124751.
- [19] JU L W, YIN Z, ZHOU Q Q, et al. Nearly-zero carbon optimal operation model and benefit allocation strategy for a novel virtual power plant using carbon capture, power-to-gas, and waste incineration power in rural areas [J]. Applied Energy, 2022, 310: 118618.
- [20] YAN X Y, GAO C W, MENG J, et al. An analytical tar-

- get cascading method-based two-step distributed optimization strategy for energy sharing in a virtual power plant[J]. *Renewable Energy*, 2024, 222: 119917.
- [21] LYU R, MA S S, YANG J L, et al. Construction method of virtual power plant based on optimized aggregation of prosumer resources [C]//2020 4th International Conference on HVDC (HVDC). November 6-9, 2020, Xi'an, China. IEEE, 2020: 388-393.
- [22] CHEN Y, NIU Y G, QU C Z, et al. A pricing strategy based on bi-level stochastic optimization for virtual power plant trading in multi-market: Energy, ancillary services and carbon trading market[J]. *Electric Power Systems Research*, 2024, 231: 110371.
- [23] WANG J N, GUO C L, YU C S, et al. Virtual power plant containing electric vehicles scheduling strategies based on deep reinforcement learning [J]. *Electric Power Systems Research*, 2022, 205: 107714.
- [24] YIN S R, AI Q, LI Z Y, et al. Energy management for aggregate prosumers in a virtual power plant: a robust Stackelberg game approach [J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2020, 117: 105605.
- [25] 郑瑛, 黄辉, 戚奇峰, 等. 基于点对点交易的智能楼宇电能优化调度[J]. *浙江电力*, 2024, 43(11): 123-132.
ZHENG Ying, HUANG Hui, QI Qifeng, et al. Optimal scheduling of electrical energy in smart buildings based on peer-to-peer transactions [J]. *Zhejiang Electric Power*, 2024, 43(11): 123-132.
- [26] AZIM M I, LANKESHWARA G, TUSHAR W, et al. Dynamic operating envelope-enabled P2P trading to maximize financial returns of prosumers [J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2023, 15(2): 1978-1990.
- [27] LI G G, LI Q Q, SONG W, et al. Incentivizing distributed energy trading among prosumers: a general Nash bargaining approach [J]. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 2021, 131: 107100.
- [28] JIANG A H, YUAN H H, LI D L. Energy management for a community-level integrated energy system with photovoltaic prosumers based on bargaining theory [J]. *Energy*, 2021, 225: 120272.
- [29] SUN B, LI M Z, WANG F, et al. An incentive mechanism to promote residential renewable energy consumption in China's electricity retail market: a two-level Stackelberg game approach [J]. *Energy*, 2023, 269: 126861.
- [30] SINGH A, SETHI B K, KUMAR A, et al. Three-level hierarchical management of active distribution system with multimicrogrid [J]. *IEEE Systems Journal*, 2022, 17(1): 605-616.
- [31] 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: 116972.
- [32] MENG Y, FAN S, SHEN Y, et al. Transmission and distribution network-constrained large-scale demand response based on locational customer directrix load for accommodating renewable energy [J]. *Applied Energy*, 2023, 350: 121681.
- [33] QIAO J P, MI Y, MA S Y, et al. Trilayer Stackelberg game scheduling of active distribution network based on microgrid group leasing shared energy storage [J]. *Applied Energy*, 2025, 382: 125157.
- [34] ESFAHANI M, ALIZADEH A, AMJADY N, et al. A distributed VPP-integrated co-optimization framework for energy scheduling, frequency regulation, and voltage support using data-driven distributionally robust optimization with Wasserstein metric [J]. *Applied Energy*, 2024, 361: 122883.
- [35] ZHOU K L, PENG N, YIN H, et al. Urban virtual power plant operation optimization with incentive-based demand response [J]. *Energy*, 2023, 282: 128700.
- [36] RAHIMIYAN M, BARINGO L. Strategic bidding for a virtual power plant in the day-ahead and real-time markets: a price-taker robust optimization approach [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016, 31(4): 2676-2687.
- [37] 董雷, 涂淑琴, 李焯, 等. 基于元模型优化算法的主从博弈多虚拟电厂动态定价和能量管理 [J]. *电网技术*, 2020, 44(3): 973-983.
DONG Lei, TU Shuqin, LI Ye, et al. A Stackelberg game model for dynamic pricing and energy management of multiple virtual power plants using metamodel-based optimization method [J]. *Power System Technology*, 2020, 44(3): 973-983.

收稿日期: 2025-03-24; 修回日期: 2025-05-19

作者简介:

张 昊(2000), 男, 硕士, 研究方向为虚拟电厂优化运行。

(本文编辑: 孙文文)