

# 基于混合三阶段随机鲁棒的多虚拟电厂 协同优化运行

李秋颖, 王维庆, 李笑竹, 闫斯哲, 王思聪

(可再生能源发电与并网技术教育部工程研究中心(新疆大学), 新疆维吾尔自治区 乌鲁木齐市 830047)

## Hybrid Three-stage Stochastic-robust Coordinated Dispatch Optimization for Multi-virtual Power Plants

LI Qiuying, WANG Weiqing, LI Xiaozhu, YAN Sizhe, WANG Sicong

(Engineering Research Center of Renewable Energy Generation and Grid-connected Technology(Xinjiang University),  
Ministry of Education, Urumqi 830047, Xinjiang Uygur Autonomous Region, China)

**ABSTRACT:** To address the challenges of source-load uncertainty and privacy preservation in the coordinated operation of multiple virtual power plants (VPPs), this paper proposes an innovative framework that integrates peer-to-peer (P2P) electricity sharing with distributed optimization. Firstly, an electro-thermal VPP model incorporating a cloud-based energy storage leasing system is established, and a multi-VPP P2P electricity mutual assistance framework is designed. Secondly, to overcome the limitations of high computational complexity and strong conservatism in conventional uncertainty optimization methods, a four-layer three-stage stochastic robust optimization model is constructed that accounts for the probability of worst-case source-load scenarios. This model simultaneously addresses dual uncertainties arising from source-load outputs and scenario probability distributions. At the same time, a modified column-and-constraint generation (C&CG) algorithm that supports parallel computing is proposed to enhance solution efficiency. Finally, a multi-VPP benefit allocation model is established based on Nash bargaining theory, decomposed into cooperative cost-minimization and individual profit-maximization subproblems. A distributed algorithm combining modified C&CG with the alternating direction method of multipliers (ADMM) is adopted to achieve an efficient solution while preserving privacy. Case studies demonstrate: 1) The proposed model significantly improves system economy under uncertain environments; 2) The distributed solution method balances system privacy and

computational efficiency; 3) Fair and reasonable profit allocation is realized for each virtual power plant.

**KEY WORDS:** stochastic robust optimization; virtual power plant; Nash bargaining game; cooperative operation

**摘要:** 针对多虚拟电厂(virtual power plant, VPP)协同运行中的源荷不确定性与隐私保护难题, 提出一种融合点对点(peer to peer, P2P)电能共享与分布式优化的创新框架。首先, 建立含云储能租赁系统的电热型 VPP 模型, 设计多 VPP 点对点电能互济框架; 其次, 为克服传统不确定性优化方法的计算复杂度高与保守性强缺陷, 构建计及最恶劣源荷场景概率的四层三阶段随机鲁棒优化模型, 同步处理源荷出力及场景概率分布双重不确定性, 并提出支持并行计算的改进型列与约束生成(column and constraint generation, C&CG)算法提升求解效率; 最后, 基于纳什谈判理论建立多 VPP 利益分配模型, 将其建模为合作成本最小化与个体收益最大化子问题, 采用融合改进 C&CG 的交替方向乘子法(alternating direction multiplier method, ADMM)分布式算法实现隐私保护下的高效求解。算例表明, 所提模型使不确定环境下系统经济性显著提升, 该分布式求解方法能同时保证系统隐私性与求解效率, 实现各虚拟电厂收益的公平分配。

**关键词:** 随机鲁棒优化; 虚拟电厂; 纳什谈判; 合作运行

**DOI:** 10.13335/j.1000-3673.pst.2025.1340

## 0 引言

为实现“2030 年前实现碳达峰, 2060 年前实现碳中和”的能源转型发展战略目标, 我国分布式可再生能源如风电、光伏等呈现规模化发展趋势。随着新能源渗透率的提高, 新能源出力的随机性、波动性等也对可再生能源消纳水平造成了巨大影响。虚拟电厂(virtual power plant, VPP)通常将各类分布式电源、储能装置、负荷等高效整合, 满足内

**基金项目:** 新疆维吾尔自治区自然科学基金青年科学基金项目(2025D01C261); 国家自然科学基金项目(52267005)。

Project Supported by Xinjiang Uygur Autonomous Region Natural Science Foundation Youth Science Fund Project (2025D01C261) and National Natural Science Foundation of China(52267005).

部分分布式资源协调运行的同时参与到电力市场交易中,从而提高新能源消纳水平并保障电网稳定运行<sup>[1-2]</sup>。随着多个区域内 VPP 的规模化发展,存在差异化的 VPP 间可通过能量共享形成多 VPP 联盟进一步提高能源的利用率,但各 VPP 属于不同的利益主体,往往存在既合作又竞争的关系<sup>[3]</sup>。因此,研究多 VPP 间利益交互问题并处理多重不确定性对 VPP 联盟协同优化的影响具有重要的研究意义。

多 VPP 间的合作与博弈可实现优化运行结果的进一步提升,因此受到学者的广泛关注。在信息处理方面,虚拟电厂可参与集中式交易与分布式交易,其中集中式交易容易忽略各参与主体的差异性,且需要收入各 VPP 参与者的信息,不能保障参与者隐私性<sup>[4]</sup>。多 VPP 联合优化可通过点对点(peer to peer, P2P)交易进行能量共享,促进可再生能源消纳的同时实现更高效的能源管理。文献[5]通过区块链技术来促成虚拟电厂之间的电能交易,形成区块链技术下多 VPP 主从博弈的协同运行模型。文献[6]指出 VPP 在电力市场中应被赋予更多售电主动权通过非合作博弈理论解决不同运营主体间的利益冲突问题。文献[7]构建了虚拟电厂与内部多聚合商的非合作博弈模型,有效保证了内部各主体利益。然而,利用非合作博弈研究不同主体间 P2P 电能交互难以兼顾整体利益,往往侧重自身利益与偏好。针对利益平衡问题,文献[8]引入联盟博弈框架,利用 Shapley 值分配联盟各成员收益。文献[9]构建了多微网协同联盟架构,提出了一种基于合作博弈理论的优化模型,并引入 Shapley 值理论设计联盟收益分配机制。由于 Shapley 值需要考虑全体参与者的边际贡献,不适用于计算复杂度高的模型,诸多学者对纳什谈判理论展开研究。文献[10]提出计及合作满意度的多 VPP 纳什议价模型以提升系统经济性,实现价值的合理分配。文献[11]采用纳什议价模型刻画各利益主体参与碳市场的博弈过程,为综合能源系统的低碳优化运行提供新的解决方案。文献[12]提出一种考虑碳-绿证市场耦合的多 VPP 电-碳 P2P 交易模型,并考虑到用户隐私保护,采用交替方向乘子法(alternating direction multiplier method, ADMM)对模型进行分布式求解。文献[13]研究同一微网下大量产消者的协同运行问题,用交替方向乘子法对下层的产消者合作博弈模型求解,保证了下层产消者的隐私性。上述文献表明采用分布式 ADMM 算法具有隐私保护强的特点,但现有文献中较少将其与纳什议价方法应用到多 VPP 联盟优化中。

在 VPP 实际运行过程中,可再生能源出力波动和负荷功率不确定性是两大重要挑战。目前,随机优化(stochastic optimization, SO)、鲁棒优化(robust optimization, RO)和分布鲁棒优化(distributionally robust optimization, DRO)等是解决不确定性问题常用的数学方法。文献[14]根据改进的 K-means 聚类算法进行场景削减,提出一种考虑源荷不确定性的两阶段随机优化的微网运行模型。文献[15]采用 RO 法处理风光、电价的不确定性,对多能互补微网进行最优日前调度。SO 法通过概率分布刻画不确定性,但不确定变量的精准概率分布难以获得。RO 法通过不确定集刻画不确定变量波动范围,求解最恶劣场景下的最优取值,运行结果较为保守。为解决保守性问题,文献[16]融合多场景数据改进传统两阶段鲁棒优化模型,提出最恶劣概率场景驱动的混合两阶段鲁棒优化方法,但其保守性仍为中等水平。DRO 法能够克服传统鲁棒优化的过度保守性,寻找最恶劣场景概率分布下的最优解,求解模型一般采用列与约束生成(column and constraint generation, C&CG)等算法。文献[17]基于综合范数构建风电输出场景概率分布置信集合的约束条件,提出了数据驱动的分布鲁棒优化模型。文献[18]基于 Wasserstein 距离构造风光出力不确定集,以综合成本最小为目标建立含氢综合能源系统的分布鲁棒优化模型。上述文献表明 DRO 法可以融合随机优化与鲁棒优化的优势,但求解过程较为复杂,且仅考虑源荷出力不确定性或场景概率分布不确定性。为更加全面地解决不确定性问题,众学者对随机优化与鲁棒优化相结合的模型展开研究[19]。文献[20]提出了一种基于随机加权鲁棒优化的双层运行策略,但引用权重因子的双层框架容易导致过度保守或引起极端场景干扰。文献[21]提出一种考虑碳排放的分布鲁棒和两阶段鲁棒结合的优化模型,兼顾经济性与鲁棒性的同时,实现系统在复杂环境下的低碳运行,但以上文献均未考虑多微网间能量互济,限制经济性进一步提高。

综上,与现有文献对比,本文主要针对多虚拟电厂合作运行中的源荷不确定性问题与隐私保护问题展开研究。首先,建立包含云储能租赁系统的电热型虚拟电厂模型,设计了多虚拟电厂的 P2P 电能共享框架;其次,为解决充分考虑场景概率与源荷出力多重不确定性问题下难以兼顾经济性和保守性过强问题,本文构建一种计及最恶劣源荷场景概率的四层三阶段随机鲁棒优化模型。但该模型计算复杂度显著增加,为提高模型求解效率,提出一

种支持并行处理的改进型 C&CG 算法;最后,为保障多能虚拟电厂间利益的优化分配并进一步解决模型求解复杂的问题,在上述不确定性模型基础上,构建基于纳什谈判理论的多虚拟电厂优化运行模型,并将其分解为合作成本最小化与各 VPP 收益最大化两阶段问题,采用融合改进型 C&CG 的 ADMM 分布式算法求解合作模型,还有效保护了各 VPP 主体隐私。通过算例分析,验证本文所提基于四层三阶段随机鲁棒优化的多虚拟电厂合作运行模型能够实现不确定环境下多虚拟电厂的经济性并能兼顾求解效率与隐私保护的需求。

## 1 含云储能的多虚拟电厂合作运行模式基本框架

本文提出了一种含云储能的多 VPP 联盟运行框架如图 1 所示,该框架通过两层交互机制实现各虚拟电厂间的协调运行。第一,该模式引入云储能租赁系统, VPP 可通过较低的租赁费完成电能的集中存储与跨时调度,减少了传统储能设备的重复投资,实现电能的错峰利用。多 VPP 联盟中各个主体都具有云储能的使用权,当自身电能不足或多余时,均可通过能量共享的方式与其他 VPP 进行能源交易,降低各主体用能成本。第二,多 VPP 联盟作为一个整体,在联盟内部能量不平衡时与外部电网灵活交易,通过电能买卖进一步提升整体经济性。

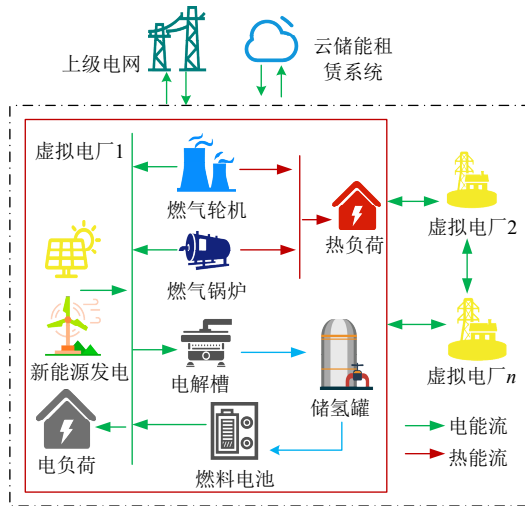


图 1 多虚拟电厂能源交易框架图

Fig. 1 Multi-virtual power plant energy trading framework diagram

由图 1 可知,单个多能互补虚拟电厂结构包括能源供给、能源转换以及负荷 3 个部分。VPP 聚合了多种异质能源与负荷,具体包括光伏、风力发电等可再生能源,燃气锅炉(gas boiler, GB)、热电联产机组(combination of electrical and heat, CHP)等能

源转换装置,以及储热和电解槽与燃料电池组成的储氢系统等储能装置。用能负荷侧包括电、热负荷。

## 2 考虑源荷不确定性的四层三阶段随机鲁棒模型

### 2.1 源荷出力不确定性描述

考虑到虚拟电厂内风光出力与电、热负荷功率的预测-实际偏差,构建源荷不确定性多面体集刻画不确定性,建模如下:

$$U_i^{\text{RE}} = \left\{ u_i^{\text{RE}} \left\{ \begin{array}{l} P_{i,t}^{\text{wind}} = P_{i,t}^{\text{wind}*} + \Delta P_{i,t}^{\text{wind}*}, \forall t \\ \Delta P_{i,t}^{\text{wind}*} = u_{i,t}^{\text{wind}+} \Delta P_{i,t}^{\text{wind}} - u_{i,t}^{\text{wind}-} \Delta P_{i,t}^{\text{wind}} \\ P_{i,t}^{\text{pv}} = P_{i,t}^{\text{pv}*} + \Delta P_{i,t}^{\text{pv}*}, \forall t \\ \Delta P_{i,t}^{\text{pv}*} = u_{i,t}^{\text{pv}+} \Delta P_{i,t}^{\text{pv}} - u_{i,t}^{\text{pv}-} \Delta P_{i,t}^{\text{pv}} \\ 0 \leq u_{i,t}^{\text{wind}+}, u_{i,t}^{\text{wind}-} \leq 1, \forall t \\ 0 \leq u_{i,t}^{\text{pv}+}, u_{i,t}^{\text{pv}-} \leq 1, \forall t \\ \sum_{t=1}^T (u_{i,t}^{\text{wind}+} + u_{i,t}^{\text{wind}-}) \leq \Gamma_i^{\text{wind}} \\ \sum_{t=1}^T (u_{i,t}^{\text{pv}+} + u_{i,t}^{\text{pv}-}) \leq \Gamma_i^{\text{pv}} \end{array} \right\}, \forall i \right. \quad (1)$$

$$U_i^{\text{load}} = \left\{ u_i^{\text{load}} \left\{ \begin{array}{l} P_{i,t}^{\text{load}} = P_{i,t}^{\text{load}*} + \Delta P_{i,t}^{\text{load}*}, \forall t \\ \Delta P_{i,t}^{\text{load}*} = u_{i,t}^{\text{load}+} \Delta P_{i,t}^{\text{load}} - u_{i,t}^{\text{load}-} \Delta P_{i,t}^{\text{load}} \\ P_{i,t}^{\text{Hload}} = P_{i,t}^{\text{Hload}*} + \Delta P_{i,t}^{\text{Hload}*}, \forall t \\ \Delta P_{i,t}^{\text{Hload}*} = u_{i,t}^{\text{Hload}+} \Delta P_{i,t}^{\text{Hload}} - u_{i,t}^{\text{Hload}-} \Delta P_{i,t}^{\text{Hload}} \\ 0 \leq u_{i,t}^{\text{load}+}, u_{i,t}^{\text{load}-} \leq 1, \forall t \\ 0 \leq u_{i,t}^{\text{Hload}+}, u_{i,t}^{\text{Hload}-} \leq 1, \forall t \\ \sum_{t=1}^T (u_{i,t}^{\text{load}+} + u_{i,t}^{\text{load}-}) \leq \Gamma_i^{\text{load}} \\ \sum_{t=1}^T (u_{i,t}^{\text{Hload}+} + u_{i,t}^{\text{Hload}-}) \leq \Gamma_i^{\text{Hload}} \end{array} \right\}, \forall i \right. \quad (2)$$

式中:  $U_i$  为虚拟电厂  $i$  的源荷多面体不确定集, RE 与 load 为风光与负荷的集合;  $P_{i,t}^{\text{wind}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{pv}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{load}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{Hload}}$  为  $t$  时刻风光的实际功率与电、热负荷实际需求功率;  $P_{i,t}^{\text{wind}*}$ 、 $P_{i,t}^{\text{pv}*}$ 、 $P_{i,t}^{\text{load}*}$ 、 $P_{i,t}^{\text{Hload}*}$  为  $t$  时刻风光的预测功率与电、热负荷预测功率;  $u_{i,t}^{\text{wind}+}$ 、 $u_{i,t}^{\text{pv}+}$ 、 $u_{i,t}^{\text{load}+}$ 、 $u_{i,t}^{\text{Hload}+}$  为  $t$  时刻风光出力与负荷上偏波动的 0-1 变量;  $u_{i,t}^{\text{wind}-}$ 、 $u_{i,t}^{\text{pv}-}$ 、 $u_{i,t}^{\text{load}-}$ 、 $u_{i,t}^{\text{Hload}-}$  为  $t$  时刻风光出力与负荷下偏波动的 0-1 变量;  $T$  为一个调度周期总时段数, 取 24;  $\Gamma_i^{\text{wind}}$ 、 $\Gamma_i^{\text{pv}}$ 、 $\Gamma_i^{\text{load}}$ 、 $\Gamma_i^{\text{Hload}}$  为  $t$  时刻源荷不确定度的调节参数。

## 2.2 可再生能源出力场景概率不确定性描述

本节通过随机优化法解决可再生能源出力场景概率的不确定性问题,通过场景缩减获得3个所需初始场景。由于实际场景概率分布具有不确定性,与初始场景相比有一些变化<sup>[22]</sup>。该模型采用1-范数与 $\infty$ -范数对可再生能源出力场景概率进行约束,构建如下场景概率模糊集 $\Omega$ :

$$\Omega = \left\{ \begin{array}{l} \pi_s \geq 0 \sum_{s=1}^T \pi_s = 1 \\ \sum_{s=1}^T |\pi_s - \pi_s^0| \leq \theta_1 \\ \max_{1 \leq s \leq M} |\pi_s - \pi_s^0| \leq \theta_\infty \end{array} \right\} \quad (3)$$

式中:  $M$  为场景总数,取3;  $\pi_s$  为第  $s$  个风光源荷出力场景实际概率;  $\pi_s^0$  为第  $s$  个风光源荷出力场景初始概率;  $\theta_1$  与  $\theta_\infty$  分别为1-范数与 $\infty$ -范数的限制条件,详细见附录A。

## 2.3 考虑源荷不确定性的虚拟电厂目标函数

针对虚拟电厂受源荷预测-实际值间不确定性偏差影响,本文以不同场景下VPP运行成本最低为目标函数,构建一种基于概率驱动的分布鲁棒和两阶段鲁棒结合的min-max-max-min四层三阶段随机鲁棒模型。建模如下:

$$\min_x (F_1 + \max_{\pi_s \in \Omega} \max_{u \in U} \min_y \sum_{s=1}^{N_s} \pi_s F_2) \quad (4)$$

式中:  $x$ 、 $y$  为第一阶段和第二阶段决策变量;  $\Omega$  为包含不确定性特征的场景概率分布模糊集;  $u$  为各场景内不确定性变量;  $U$  为各场景内源荷不确定集。

### 2.3.1 第一阶段目标函数

第一阶段min问题旨在先于不确定性发生前寻找虚拟电厂日租赁成本最小化的云储能系统租赁方案,该阶段决策变量为:虚拟电厂向云储能系统租赁的容量、租赁的功率、系统内0-1变量、鲁棒性问题中约束条件相关对偶变量、线性化鲁棒问题辅助变量。目标函数如下:

$$F_1 = C_{i,ES} + C_{CCG} \quad (5)$$

$$C_{i,ES} = (\lambda_E E_{i,ES} + \lambda_P P_{i,ES})/365 \quad (6)$$

式中:  $C_{i,ES}$  为云储能系统租赁日成本;  $C_{CCG}$  为联系C&CG的主子问题所需成本;  $E_{i,ES}$  为虚拟电厂租赁的云储电容量;  $P_{i,ES}$  为租赁的云储电功率;  $\lambda_E$ 、 $\lambda_P$  为云储能系统单位容量、单位功率租赁成本。

### 2.3.2 第二阶段目标函数

第二阶段max-min目的是寻找不确定集合中使得VPP最小运行成本最大化的最恶劣源荷场景,包括购售电成本、能源转换装置运行费用、云储能系

统运行费用,目标函数如下:

$$F_2 = C_{i,e}^{\text{grid}} + C_{i,g}^{\text{grid}} + C_{i,ES,om} \quad (7)$$

$$C_{i,e}^{\text{grid}} = \sum_{t=1}^T (\lambda_{\text{buy}} P_{i,t}^{\text{buy}} - \lambda_{\text{sell}} P_{i,t}^{\text{sell}}) \quad (8)$$

$$C_{i,g}^{\text{grid}} = \lambda_{\text{gas}} \sum_{t=1}^T (G_{i,t}^{\text{CHP}} + G_{i,t}^{\text{GB}}) \quad (9)$$

$$C_{i,ES,om} = \lambda_{ES,om} \sum_{t=1}^T (P_{i,t}^{\text{ch}} + P_{i,t}^{\text{dis}}) \quad (10)$$

式中:  $C_{i,e}^{\text{grid}}$  为第  $i$  个VPP向配网购售电成本;  $C_{i,g}^{\text{grid}}$  为虚拟电厂  $i$  向气网购气成本;  $C_{i,ES,om}$  为虚拟电厂内云储能系统日运行成本;  $\lambda_{\text{buy}}$  与  $\lambda_{\text{sell}}$  为VPP的购/售电价;  $P_{i,t}^{\text{buy}}$  与  $P_{i,t}^{\text{sell}}$  为  $t$  时刻VPP的购/售电量;  $\lambda_{\text{gas}}$  为VPP的购气价;  $G_{i,t}^{\text{CHP}}$  与  $G_{i,t}^{\text{GB}}$  为第  $i$  个VPP在  $t$  时段的热电联产机组与燃气锅炉的购气量;  $\lambda_{ES,om}$  为云储能系统运维成本系数;  $P_{i,t}^{\text{ch}}$  与  $P_{i,t}^{\text{dis}}$  为  $t$  时刻云储能系统的充放电功率。

### 2.3.3 第三阶段目标函数

第三阶段max问题根据第二阶段极端场景寻找最恶劣场景概率分布,返回到第一阶段问题中,本文共选取3个场景,每个场景对应一个max-min问题,计算完第二阶段所有场景问题后计算第三阶段最恶劣概率分布,目标函数如下:

$$F_3 = \pi_s F_2 \quad (11)$$

虚拟电厂内各设备约束条件详见附录B。

## 2.4 四层三阶段随机鲁棒模型及求解

考虑到每个场景对应概率具有不确定性,采用1-范数与 $\infty$ -范数对不同场景概率分布进行约束,在传统两阶段鲁棒优化min-max-min模型中加入场景概率分布不确定性构成本文所提四层三阶段鲁棒模型,虚拟电厂  $i$  独立运行的模型具体如下:

$$\begin{cases} \min_x \left( (C_{i,ES} + C_{CCG}) + \max_{\pi_s \in \Omega} \right. \\ \left. \max_{u \in U} \min_y \sum_{s=1}^{N_s} \pi_s (C_{i,e}^{\text{grid}} + C_{i,g}^{\text{grid}} + C_{i,ES,om}) \right) \\ \text{s.t. 式(1)---(2),(5)---(11),(B1)---(B7)} \end{cases} \quad (12)$$

根据上述构造的不确定性模型,将模型求解过程表述为如下紧凑形式:

$$\begin{cases} \min_x (a^T x + \max_{\pi_s \in \Omega} \max_{u \in U} \min_y \sum_{s=1}^{N_s} \pi_s b^T y) \\ \text{s.t. } \begin{cases} Cx + Dy + Eu \leq d, Ax \leq c \\ F\pi_s \leq g \\ Bu \leq k \end{cases} \end{cases} \quad (13)$$

式中:  $x$ 、 $y$  为第一二阶段决策变量向量;  $a$ 、 $b$  为两阶段目标函数中的系数列向量;  $A$ 、 $c$  为第一阶段约束系数矩阵和列向量;  $C$ 、 $D$ 、 $E$ 、 $d$  为第二

阶段约束系数矩阵和列向量； $\mathbf{B}$  为不确定决策变量约束的参数矩阵； $\mathbf{k}$  为约束常系数列向量； $\mathbf{F}$  为第三阶段场景概率分布约束的参数矩阵； $\mathbf{g}$  为约束常系数列向量； $\mathbf{u}$  和  $\pi_s$  为各场景内不确定性向量与各场景实际概率分布向量。

将该模型用 C&CG 算法的原理分为外层 min 主问题与内层 max-max-min 子问题交替迭代求解，主问题决策变量包括所有状态变量，子问题将找到的最恶劣场景传到主问题中，由于子问题是一个三级结构，可以进一步分解为 2 个固定子问题求解。

#### 2.4.1 优化模型主问题

主问题在子问题迭代每找到最恶劣场景与概率时增加一组新的最优割约束，紧凑形式可以表示为

$$\begin{cases} \min_{\mathbf{x}} \mathbf{a}^T \mathbf{x} + \Lambda \\ \text{s.t.} \begin{cases} \Lambda \geq \sum_s \pi_s \mathbf{b}^T \mathbf{y} \\ \mathbf{Dy} \leq \mathbf{d} - \mathbf{Cx} - \mathbf{Eu}_* \\ \mathbf{Ax} \leq \mathbf{c} \end{cases} \end{cases} \quad (14)$$

式中： $\Lambda$  为辅助变量，即子问题的预测值； $\mathbf{u}_*$  为主问题已知量即子问题输出的迭代结果最恶劣场景。

#### 2.4.2 优化模型子问题

该阶段将找到的最恶劣场景概率与源荷最恶劣出力返回到主问题，紧凑形式可以表示为

$$\begin{cases} \max_{\pi_s \in \Omega} \max_{\mathbf{u} \in U} \min_y \sum_s \pi_s \mathbf{b}^T \mathbf{y} \\ \text{s.t.} \begin{cases} \mathbf{Cx} + \mathbf{Dy} + \mathbf{Eu} \leq \mathbf{d}, \mathbf{Bu} \leq \mathbf{k} \\ \mathbf{F}\pi_s \leq \mathbf{g}, \mathbf{Ax} \leq \mathbf{c} \end{cases} \end{cases} \quad (15)$$

子问题模型可进一步分解为 2 个子问题求解。

##### 1) 子问题 1。

$$\begin{cases} \max_{\pi_s \in \Omega} \max_{\mathbf{u} \in U} \min_y \sum_s \pi_s^* \mathbf{b}^T \mathbf{y} \\ \text{s.t.} \begin{cases} \mathbf{Cx}_* + \mathbf{Dy} + \mathbf{Eu} \leq \mathbf{d} : \boldsymbol{\theta} \\ \mathbf{Bu} \leq \mathbf{k}, \mathbf{F}\pi_s \leq \mathbf{g}, \mathbf{Ax}_* \leq \mathbf{c} \end{cases} \end{cases} \quad (16)$$

式中： $\boldsymbol{\theta}$  为第二阶段约束条件  $\mathbf{y}$  中的对偶变量； $\mathbf{x}_*$  为主问题最优解，在子问题求解中作为已知量输入。该双层优化问题可通过卡鲁什-库恩-塔克条件 (Karush Kuhn Tucker, KKT) 等价转化为单层最大化问题。过程如下：

$$\begin{cases} \max_{\mathbf{u} \in U, \mathbf{y}} \sum_s \pi_s \mathbf{b}^T \mathbf{y} \\ \text{s.t.} \begin{cases} \mathbf{Cx} + \mathbf{Dy} + \mathbf{Eu} \leq \mathbf{d} : \boldsymbol{\theta}, \\ \mathbf{Ax} \leq \mathbf{c}, \mathbf{Bu} \leq \mathbf{k}, \\ \boldsymbol{\theta}^T (\mathbf{Cx}_* + \mathbf{Dy} + \mathbf{Eu} - \mathbf{d}) = 0 \\ \boldsymbol{\theta}^T \mathbf{D} + \sum_s \pi_s \mathbf{b}^T = 0, \boldsymbol{\theta} \geq 0 \end{cases} \end{cases} \quad (17)$$

##### 2) 子问题 2。

$$\begin{cases} \max_{\pi_s \in \Omega} \min_y \sum_s \pi_s \mathbf{b}^T \mathbf{y} \\ \text{s.t.} \begin{cases} \mathbf{Cx}_* + \mathbf{Dy} + \mathbf{Eu}_* \leq \mathbf{d} \\ \mathbf{F}\pi_s \leq \mathbf{g}, \mathbf{Ax}_* \leq \mathbf{c} \end{cases} \end{cases} \quad (18)$$

式中： $\mathbf{u}_*$  为定值。内外两层优化变量无耦合关系，无须采用 KKT 条件转化为单层优化问题，因此可分开求解。

本文采用 C&CG 算法将所提四层三阶段随机鲁棒模型分解为 3 部分，通过迭代循环寻找出最恶劣概率分布于最劣场景下的鲁棒最优解。详细步骤见附录 C 图 C1。

### 3 不确定性场景下多虚拟电厂谈判博弈模型

#### 3.1 考虑电能交易的三阶段鲁棒模型

首先，将虚拟电厂  $i$  与其余虚拟电厂  $j$  的 P2P 交易电能  $P_{t,ij}^{P2P}$  纳入第一阶段决策变量中。电功率平衡等式约束改写如下：

$$P_{i,t}^{\text{buy}} + P_t^{\text{wind}} + P_{i,t,e}^{\text{CHP}} + P_{i,t}^{\text{H2P}} + P_{i,t}^{\text{ch}} + P_t^{\text{pv}} = P_t^{\text{load}} + P_{i,t}^{\text{P2H}} + P_{i,t}^{\text{sell}} + P_{i,t}^{\text{dis}} + \sum_{i \in \xi \setminus j} P_{t,ij}^{P2P} \quad (19)$$

虚拟电厂  $i$  与其余虚拟电厂  $j$  的电能交易约束如下：

$$-P_{ij,\max}^{P2P} \leq P_{t,ij}^{P2P} \leq P_{ij,\max}^{P2P} \quad (20)$$

$$\sum_t \sum_{j \in \xi \setminus i} P_{t,ij}^{P2P} = 0 \quad (21)$$

$$\sum_{i \in \xi} C_i^{P2P} = 0 \quad (22)$$

式中： $P_{ij,\max}^{P2P}$  为虚拟电厂间 P2P 电能交易量最大值； $\xi$  为参与合作博弈的虚拟电厂总数，本文设置为 3 个； $C_i^{P2P}$  为虚拟电厂  $i$  电能交互成本值。

考虑到不同虚拟电厂间电能交互的三阶段鲁棒优化模型如下：

$$\begin{cases} \min_x \left( (C_{i,\text{ES}} + C_{\text{CCG}} + C_i^{P2P}) + \max_{\pi_s \in \Omega} \left( \max_{\mathbf{u} \in U} \min_y \sum_{s=1}^{N_s} \pi_s (C_{i,e}^{\text{grid}} + C_{i,g}^{\text{grid}} + C_{i,\text{ES},\text{om}}) \right) \right) \\ \text{s.t.} \begin{cases} \text{式(1)---(2),(5)---(11),(B1)---(B5),(19)---(20)} \\ C_i^{P2P} = \sum_t \sum_{i \neq j} \alpha_{t,ij}^{P2P} P_{t,ij}^{P2P} \end{cases} \end{cases} \quad (23)$$

式中： $\alpha_{t,ij}^{P2P}$  为虚拟电厂  $i$  在全时刻  $t$  与其余虚拟电厂电能交易价； $C_i^{\text{r}}$  为虚拟电厂间电能交互向云储能运营商缴纳费用； $\beta_{t,ij}^{P2P}$  为虚拟电厂  $i$  在全时刻  $t$  单位电能交易的缴纳费。

#### 3.2 纳什谈判模型

本文研究基于合作博弈框架下的纳什谈判模

型，在最大化联盟整体效益的前提下，通过收益分配机制确保参与联盟的各虚拟电厂满足个体理性约束。纳什谈判模型如下：

$$\begin{cases} \max_{i \in \xi} \prod_{i \in \xi} (U_i^{\text{VPP},0} - U_i^{\text{VPP}}) \\ \text{s.t. } U_i^{\text{VPP},0} \geq U_i^{\text{VPP}} \end{cases} \quad (24)$$

式中： $U_i^{\text{VPP},0}$  为第  $i$  个 VPP 未参与 P2P 电能交易成本； $U_i^{\text{VPP}}$  为第  $i$  个 VPP 参与 P2P 电能交易成本。

该模型是一个多变量非线性非凸优化问题，纳什乘积最大化的解即为纳什博弈问题的均衡解，因此将该问题分解为虚拟电厂联盟成本最小化和联盟收益分配两子问题，依次求解。

其中，不确定性场景下多虚拟电厂纳什谈判博弈模型求解流程图见附录 D 图 D1。

### 3.2.1 虚拟电厂联盟成本最小化子问题模型及求解

含 P2P 电能交易的虚拟电厂合作成本最小化子问题模型如下所示：

$$\begin{cases} \min_x \left( (C_{i,\text{ES}} + C_{\text{CCG}}) + \max_{\pi_s \in \Omega} \sum_{s=1}^{N_s} \pi_s (C_{i,\text{e}}^{\text{grid}} + C_{i,\text{g}}^{\text{grid}} + C_{i,\text{ES},\text{om}}) \right) \\ \text{s.t. 式(1)–(2),(5)–(11),(B1)–(B5),(19)–(20)} \end{cases} \quad (25)$$

由于能量共享平衡约束在 VPP 间强耦合，故引入辅助变量解耦转换：

$$P_{t,ij}^{\text{P2P}} + P_{t,ji}^{\text{P2P}} = 0, \forall i \quad (26)$$

式中： $P_{t,ji}^{\text{P2P}}$  为虚拟电厂  $j$  期望与  $i$  交易的电量。完成双重耦合模型转换后，考虑到拉格朗日乘子  $\lambda_{ij,t}$  和惩罚因子  $\rho_{ij}$ ，构建虚拟电厂  $i$  的拉格朗日函数模型：

$$\begin{cases} \min_x \left( (C_{i,\text{ES}} + C_{\text{CCG}} + \sum_t \sum_{j \in \xi \setminus i} \lambda_{ij,t} (P_{t,ij}^{\text{P2P}} + P_{t,ji}^{\text{P2P}}) + \sum_t \sum_{j \in \xi \setminus i} \frac{\rho_{ij}}{2} \|P_{t,ij}^{\text{P2P}} + P_{t,ji}^{\text{P2P}}\|_2^2) + \max_{\pi_s \in \Omega} \sum_{s=1}^{N_s} \pi_s (C_{i,\text{e}}^{\text{grid}} + C_{i,\text{g}}^{\text{grid}} + C_{i,\text{ES},\text{om}}) \right) \\ \text{s.t. 式(1)–(2),(5)–(11),(B1)–(B5),(19)–(20)} \end{cases} \quad (27)$$

该模型为集成 P2P 电能交易的多虚拟电厂混合三阶段鲁棒优化模型，采用耦合 C&CG 算法的 ADMM 算法求解，具体步骤见附录 E<sup>[23]</sup>。

### 3.2.2 联盟收益分配子问题纳什谈判模型及求解

本节运用基于对数的非线性函数，对多虚拟电厂联盟后的收益分配问题展开研究。虚拟电厂间以各自的贡献作为议价能力进行谈判，虚拟电厂参与合作联盟，主动/被动得到的电能都是贡献，通过不同的议价能力确定虚拟电厂间的电能交易价格，能

保证合作联盟收益分配的合理性。具体模型如下：

$$\begin{cases} \min \sum_{i \in \xi} -\gamma_i \ln(U_i^{\text{VPP},0} - \tilde{U}_i^{\text{VPP}*} + C_i^{\text{P2P}}) \\ \text{s.t. } \begin{cases} C_i^{\text{P2P}} = \sum_t \sum_{j \neq \xi \setminus i} (\alpha_{t,ij}^{\text{P2P}} P_{t,ij}^{\text{P2P}*}) \\ \tilde{U}_i^{\text{VPP}*} + C_i^{\text{P2P}} \leq U_i^{\text{VPP},0} \\ p_{i,t}^{\text{sell}} \leq \alpha_{t,ij}^{\text{P2P}} \leq p_{i,t}^{\text{buy}} \end{cases} \end{cases} \quad (28)$$

式中： $\tilde{U}_i^{\text{VPP}*}$  和  $P_{t,ij}^{\text{P2P}*}$  为虚拟电厂  $i$  参与联盟后的成本与虚拟电厂间电能交易最优值； $\gamma_i$  为根据虚拟电厂参与合作的贡献所量化的议价能力。

与子问题 1 模型求解方式相同，可引入辅助变量，将多块耦合约束解耦并转换为双耦合约束，如下所示：

$$\alpha_{t,ij}^{\text{P2P}} - \alpha_{t,ji}^{\text{P2P}} = 0 \quad (29)$$

式中： $\alpha_{t,ij}^{\text{P2P}}$  为虚拟电厂  $i$  对上述已求解的合作交易电量最优值  $P_{t,ij}^{\text{P2P}*}$  期望的交易电量单位电价； $\alpha_{t,ji}^{\text{P2P}}$  为虚拟电厂  $j$  期望的交易电量单位电价。

子问题采用分布式 ADMM 算法求解，步骤见附录 F。

## 4 算例参数

为验证所提模型的有效性，本节选取 3 个互联的虚拟电厂系统作为研究对象，且各虚拟电厂均采用本文所提四层三阶段鲁棒模型解决不确定性问题。在各虚拟电厂源荷不确定集中，将可再生能源出力的不确定性偏差设置为预测出力的  $\pm 15\%$ ，负荷功率的波动范围为预测值的  $\pm 10\%$ 。其中，不确定度预算取值：风电出力 12，光伏出力 6，电热负荷均取值 12。VPP1 和 VPP3 均采用风电出力，VPP2 采用光伏发电出力，三者均包括电、热负荷且配置设备相同。各虚拟电厂间功率传输上限设定为 200kW，虚拟电厂相关设备参数详见附录 G 表 G1<sup>[16]</sup>，分时电价见附录 G 表 G2<sup>[24]</sup>。仿真实验采用软件 Matlab R2020b，使用 YALMIP 工具箱并调用 CPLEX、Gurobi、Mosek 求解器进行求解。

### 4.1 不确定性分析

#### 4.1.1 源荷不确定性分析

为凸显本文所提混合四层三阶段随机鲁棒模型在处理源荷不确定性方面的优势，分析各虚拟电厂在不同场景下风光出力与负荷功率分布如图 2、图 3 和附录 H 图 H1—H3。本节算例中所提场景 1、2、3 均为通过拉丁超立方抽样法<sup>[25]</sup>与 K-means 聚类算法<sup>[26]</sup>得到的 3 个典型场景。

图2中,在不同典型场景的波动时段,各虚拟电厂的最劣可再生能源出力大部分均低于预测出力。以虚拟电厂在典型场景1为例,图2(a)中,VPP1的最劣风电出力在03:00—07:00、20:00—22:00时段与12:00、15:00时刻分布于波动区间下界极点上,其余部分不确定性时段实际出力与预测出力相比有所下降或相同;VPP2的最劣光伏出力在10:00—16:00时段分布于波动区间下界极点;VPP3在04:00、06:00—09:00、12:00—13:00和19:00—23:00时段的最劣场景风电出力处于波动区间下界极点上。分析可知,以上不同VPP中最恶劣场景下的可

再生能源出力分布于波动范围下界极点,实际出力更加保守,虚拟电厂间可通过电能交易或对外购售电等手段进行补偿。

图3中,不同基础场景下各虚拟电厂实际电负荷功率在大部分波动区间中高于预测负荷功率。以不同虚拟电厂在典型场景1为例,图3(a)中,VPP1在07:00—08:00和11:00—21:00时段的最劣场景电负荷功率分布于波动区间上界极点,VPP2、VPP3与上述类似。分析可知,不同虚拟电厂的最劣场景下电负荷功率均与可再生能源实际出力分布结果相反。

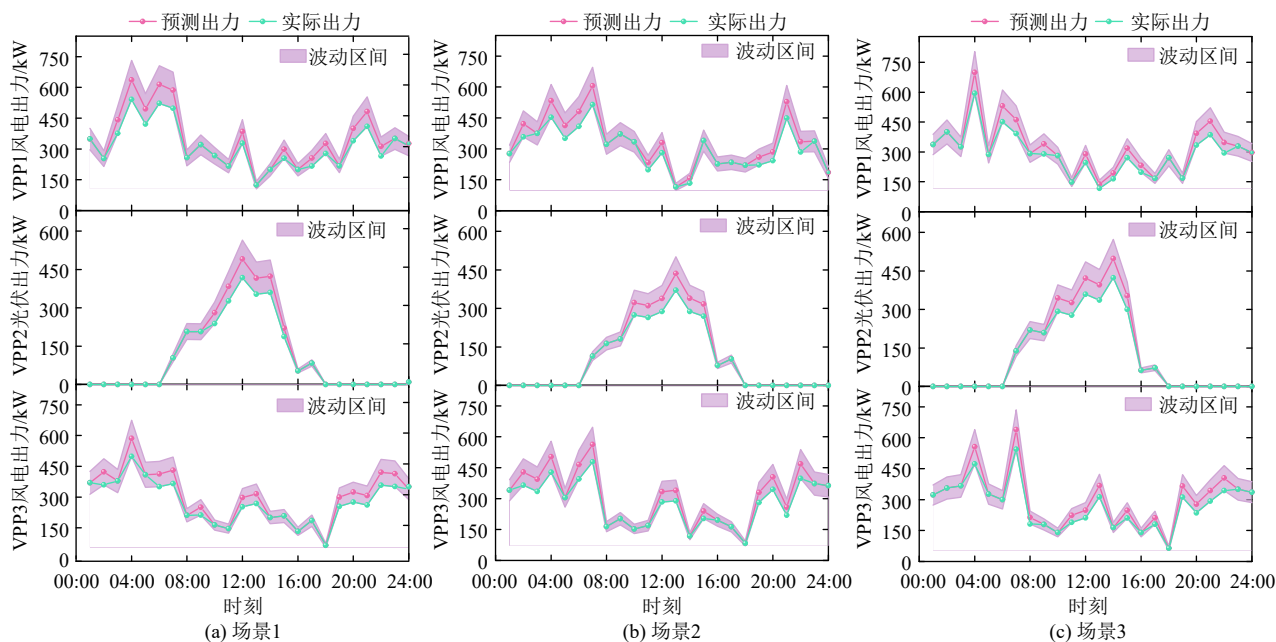


图2 不同运行场景下可再生能源发电分布图

Fig. 2 Distribution of renewable energy generation under different operating scenarios

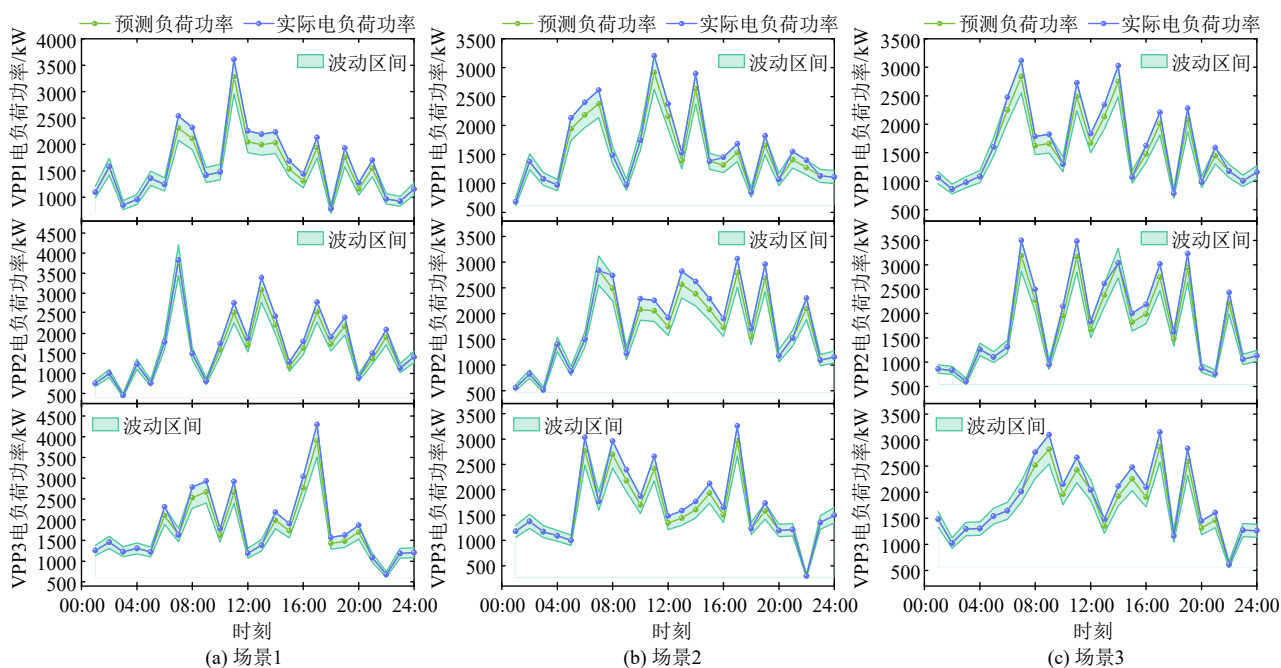


图3 不同运行场景下用电情况分布图

Fig. 3 Distribution of electricity consumption under different operating scenarios

4.1.2 不同不确定性模型对优化结果的影响

在虚拟电厂合作电能交易前后，将本文针对不确定性设计的四层三阶段随机鲁棒优化模型与传统两阶段鲁棒优化、分布鲁棒优化、随机规划模型进行对比，结果如表 1 所示。

由表 1 可知，VPP1、VPP2、VPP3 在两阶段传统鲁棒优化模型中的合作运行前后总成本最大，该方法仅考虑最劣场景，过于保守导致成本虚高；在分布鲁棒优化模型中的合作前后总成本最小，该方法考虑构建模糊集限制随机变量概率分布波动范围，从而降低传统鲁棒优化的保守性，减少系统运行成本，但与传统两阶段鲁棒优化相比计算复杂度提高；随机规划模型中的总成本为最低的，具有良好的经济性，但随机规划需要计算大量典型场景下数据，且依赖固定的概率分布函数，易导致求解速度远大于其余几种。本文所设计三阶段随机鲁棒优化模型运行成本位于两者之间，在源荷出力分布不确定集下寻找最劣场景概率分布的运行结果，能够较好地增加系统预期收益并有效削弱传统鲁棒模型的保守性。

| 表 1 不同不确定性模型优化的对比结果                                                     |           |          |          |
|-------------------------------------------------------------------------|-----------|----------|----------|
| Table 1 Comparative results of different uncertainty model optimization |           |          |          |
|                                                                         | 模型        | 合作前成本/元  | 合作后成本/元  |
| VPP1                                                                    | 传统两阶段鲁棒优化 | 24372.64 | 24897.32 |
|                                                                         | 分布鲁棒优化    | 19724.53 | 20118.47 |
|                                                                         | 随机规划      | 17354.28 | 18012.51 |
|                                                                         | 三阶段随机鲁棒优化 | 20288.80 | 20699.91 |
| VPP2                                                                    | 传统两阶段鲁棒优化 | 30284.11 | 29612.66 |
|                                                                         | 分布鲁棒优化    | 25658.21 | 23182.14 |
|                                                                         | 随机规划      | 23572.60 | 21370.62 |
|                                                                         | 三阶段随机鲁棒优化 | 26364.69 | 24254.59 |
| VPP3                                                                    | 传统两阶段鲁棒优化 | 25712.51 | 26037.48 |
|                                                                         | 分布鲁棒优化    | 20145.86 | 20421.58 |
|                                                                         | 随机规划      | 18754.28 | 19135.19 |
|                                                                         | 三阶段随机鲁棒优化 | 22205.12 | 22635.05 |

4.1.3 不确定性参数对运行成本的影响

以 VPP1 为例，其余见附录 I 图 I1 和图 I2，在图 4 中，源荷预测偏差取固定值 15%，不确定度由 3 升高至 12 时，系统三阶段运行成本分别增加 561.313、486.131、468.146 元；源荷不确定度取固定值 12 时，预测偏差由 0.05 升至 0.2 时，系统运行成本分别增加 622.976、581.929、474.798 元。由此可知，随着源荷不确定度的升高，各虚拟电厂运行成本不断增加，源荷预测偏差的增大也进一步提升了运行成本。结合图 2 和图 3 可知，源荷不确定度增大导致源荷波动数量增加，不确定预测偏差增大也导致源荷场景越来越恶劣，负荷需求增大，虚拟电厂需要通过提高机组出力或能量互济应对不

确定性风险。结果表明，系统通过提高运行成本，以提升系统应对不确定性的能力，从而增强了供电可靠性与鲁棒性。

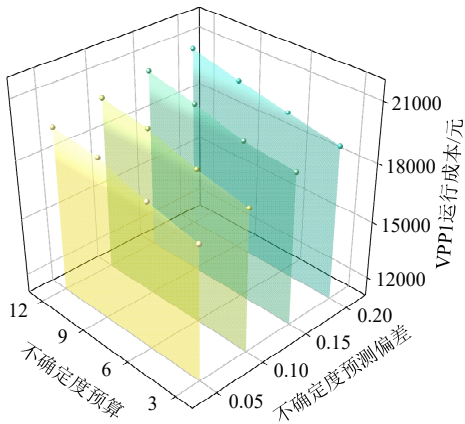


图 4 不同不确定性参数下 VPP1 的成本分析  
Fig. 4 Cost analysis of VPP1 under different uncertainty parameters

4.1.4 综合范数置信度的影响

本文所用三阶段四层随机鲁棒优化模型考虑到源荷场景概率分布不确定性的影响，用 1-范数与  $\infty$ -范数构成的综合范数对生成的 3 个典型场景的场景概率约束。本节算例设综合范数置信度分别均为 0.5、0.6、0.7、0.8、0.9、1.0，不同置信度对运行成本的影响如表 2 和表 3 所示。

| 表 2 不同综合范数置信度对运行成本的影响                                                               |                  |                  |                  |
|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------|------------------|------------------|
| Table 2 Impact of different comprehensive norm confidence levels on operating costs |                  |                  |                  |
| 置信度                                                                                 | VPP1 运行<br>总成本/元 | VPP2 运行<br>总成本/元 | VPP3 运行<br>总成本/元 |
| 0.5                                                                                 | 20206.84         | 26364.69         | 22205.12         |
| 0.6                                                                                 | 20571.34         | 26571.81         | 22519.24         |
| 0.7                                                                                 | 20818.41         | 26764.32         | 22813.78         |
| 0.8                                                                                 | 21042.69         | 26943.58         | 23073.96         |
| 0.9                                                                                 | 21237.51         | 27103.42         | 23314.16         |
| 1.0                                                                                 | 21418.45         | 27263.80         | 23537.28         |

| 表 3 不同综合范数置信度对场景概率的影响                                                                    |              |              |              |
|------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Table 3 Impact of different comprehensive norm confidence levels on scenario probability |              |              |              |
| 置信度                                                                                      | VPP1 风电出力/kW | VPP2 光伏出力/kW | VPP3 风电出力/kW |
| 0.5                                                                                      | 21799.00     | 7624.88      | 19799.99     |
| 0.6                                                                                      | 21774.52     | 7581.27      | 19783.67     |
| 0.7                                                                                      | 21742.81     | 7548.31      | 19739.54     |
| 0.8                                                                                      | 21718.63     | 7497.08      | 19672.31     |
| 0.9                                                                                      | 21695.46     | 7465.73      | 19632.57     |
| 1.0                                                                                      | 21679.39     | 7441.62      | 19580.47     |

以 VPP1 为例分析表 2，随置信度上升，VPP1 运行成本不断增大。置信度从 0.5 上升到 1 时，VPP1 运行总成本分别增加了 364.50、247.07、224.28、194.82、180.94 元，增长幅度逐渐减缓，置信度对运行成本的影响逐渐减小。结果表明，存在合适的

置信度区间，可保障各 VPP 实现最佳经济性。

以 VPP1 为例分析表 3，随着置信度的增大，风电出力不断减小，即可再生能源出力保守度不断增大。综合范数置信区间越大，可再生能源出力的下限越低，结合表 2，各 VPP 通过提高运行成本平衡风光出力的最恶劣场景更加恶劣带来的问题。结果表明，所提模型显著增强了各 VPP 鲁棒性，若选取合适的置信度区间将在经济性与保守性之间实现有效的平衡。

4.2 云储能租赁系统对虚拟电厂运行影响分析

4.2.1 方案对比分析

为验证本文模型的有效性，设计不同情景进行对比分析，观察各情景下的运行结果。

情景 1：考虑云储能租赁系统与各虚拟电厂间的电能交易。

情景 2：考虑云储能租赁系统，不考虑各虚拟

电厂间的电能交易。

情景 3：不考虑云储能租赁系统，考虑各虚拟电厂间的电能交易。

情景 4：不考虑云储能租赁系统与各虚拟电厂间的电能交易。

对比表 4 中数据，可以看出情景 1 运行总成本为 67594.24 元，情景 2 运行总成本为 69955.14 元，情景 4 运行总成本 72839.64 元。分析可知，情景 1 总成本相比情景 2 减少 3.37%，情景 4 比情景 1 成本增大 7.76%。可以看出，考虑云储能租赁系统可以有效减少系统的运行成本，提高系统的经济性。根据数据对比发现，情景 1 利润共计 1369.31 元，情景 3 利润相比情景 1 利润降低 23.82%，情景 3 运行成本相比情景 1 增大 6.33%，这是由于考虑云储能租赁系统的各 VPP 可将多余电能进行存储，保证了系统运行更加灵活，从而促进各 VPP 的电能交互获取利润。

表 4 不同情景下 VPP 运行成本  
Table 4 VPP operating costs under different scenarios

| 情景 | VPP1 总成本/元 | VPP2 总成本/元 | VPP3 总成本/元 | VPP1 电能交互利润/元 | VPP2 电能交互利润/元 | VPP3 电能交互利润/元 | 总利润/元   |
|----|------------|------------|------------|---------------|---------------|---------------|---------|
| 1  | 20723.80   | 24249.53   | 22620.91   | 423.03        | 422.94        | 423.34        | 1269.31 |
| 2  | 21736.53   | 24781.91   | 23436.70   | 0             | 0             | 0             | 0       |
| 3  | 22963.62   | 25147.13   | 23765.37   | 305.78        | 332.48        | 328.71        | 966.97  |
| 4  | 23084.16   | 25172.38   | 24583.10   | 0             | 0             | 0             | 0       |

综上所述，同时考虑云储能租赁系统与各 VPP 间电能交易，不仅可以更好地提高各主体独立利益，还能显著降低各主体综合运行成本，最终实现经济性与灵活性的整体协调发展。

4.2.2 含云储能系统的 VPP 电能优化结果

由图 5 可知，以 VPP1 为例，其余见附录 J 图 J1 和图 J2，在实现自身优化的基础上参与多 VPP 联盟的电能交易。VPP1 在电价较低时向外购电并通过电转氢设备进行电能储存；在用电高峰且电价较

高时段，增大燃气轮机发电，并通过燃料电池将储存的氢能转化为电能进行电能供应。在 07:00—10:00，15:00—17:00 时段，此时用电量较低，VPP1 通过参与电能交易向其余 VPP 售出电能获利提高自身收益，同时，云储能系统充电储存电能。在 11:00—12:00 和 18:00—20:00 时段，用电量较大，通过参与电能交易向其余 VPP 购买电能确保电能平衡，在此高电价时段云储能系统放出电能确保满足系统电负荷。

4.3 多虚拟电厂联盟电能交互运行分析

4.3.1 多虚拟电厂 P2P 交易电量结果分析

从图 6 中可知，VPP1 在时段 07:00—10:00、15:00—17:00 等时段存在向其余虚拟电厂售电行为，结合图 2 和图 3 可知，该时段 VPP1 风力发电量有富余，电负荷需求量较小，由于此时 VPP2 光伏出力较小、VPP3 电负荷较大，故 VPP1 可向其余 VPP 售出多余电量提高收益；VPP2 在 12:00 时段光伏充足，可在满足自身电负荷需求下向外售电，在 21:00—22:00 时段没有光伏发电出力，此时 VPP1 和 VPP3 在夜间风电出力较多，可输电给 VPP2；VPP3 内部云储能系统主要在购电低价时段储能，在 11:00—14:00 和 18:00—22:00 时段具备同时向 VPP1 和 VPP2 售电行为，此时电负荷处于谷值，售电高价时段放能可进一步提高系统收益。

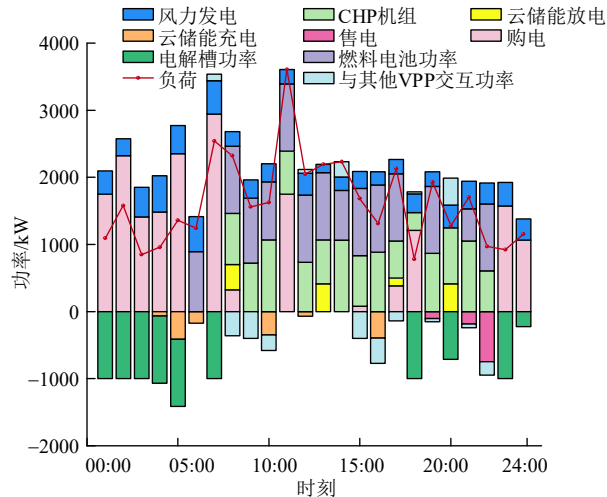


图 5 VPP1 电功率平衡图  
Fig. 5 VPP1 electrical power balance diagram

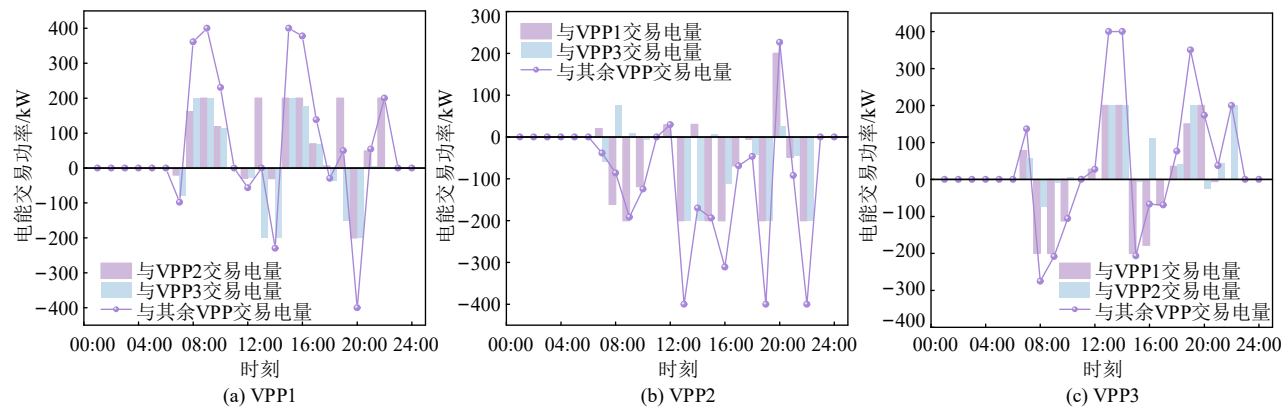


图 6 不同虚拟电厂合作电量交易结果

Fig. 6 Results of cooperative power trading with different virtual power plants

4.3.2 多虚拟电厂 P2P 交易电价结果分析

各虚拟电厂电能交易电价结果如图 7 所示。由图 7 可知，各时段虚拟电厂间电能交互电价均处于电网购电价与售电价之间，各 VPP 主体均能实现在交易过程中以低于电网购电价完成电能购入，同时以高于电网售电价进行电能售卖，从而提升各虚拟电厂的经济性。

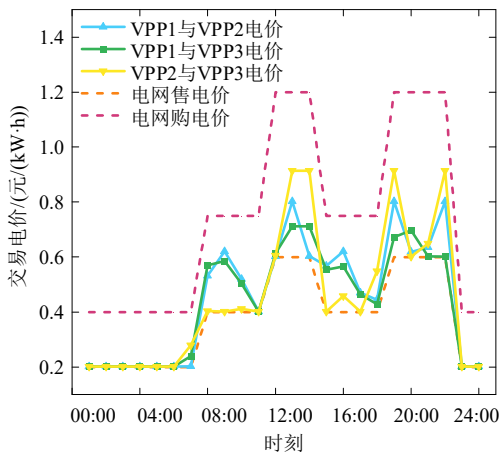


图 7 不同虚拟电厂合作电价交易结果

Fig. 7 Results of cooperative tariff trading for different virtual power plants

4.3.3 算法性能分析

传统 C&CG 算法与可并行计算 C&CG 算法的具体求解表现如表 5 所示。在不确定性模型求解算法方面，本文所用求解方法区别于传统 C&CG 算法，由于该模型将随机优化与鲁棒优化相结合，传

| 表 5 算法对比结果                           |               |      |        |
|--------------------------------------|---------------|------|--------|
| Table 5 Algorithm comparison results |               |      |        |
| 虚拟电厂                                 | 算法            | 迭代次数 | 求解时间/s |
| VPP1                                 | 传统 C&CG 算法    | 2    | 86.52  |
|                                      | 可并行计算 C&CG 算法 | 2    | 31.60  |
| VPP2                                 | 传统 C&CG 算法    | 2    | 73.48  |
|                                      | 可并行计算 C&CG 算法 | 2    | 34.62  |
| VPP3                                 | 传统 C&CG 算法    | 3    | 90.31  |
|                                      | 可并行计算 C&CG 算法 | 2    | 27.85  |

统鲁棒模型在利用 KKT 条件、大 M 法等求解 max-min 问题时会引入大量 0-1 变量处理非线性项，这种方式会严重降低求解效率。相比之下，本文所提三阶段随机鲁棒优化模型的 max-max-min 问题的决策变量具有独立性，可提高求解效率。

本文采用融合可并行计算 C&CG 算法的 ADMM 法对多 VPP 电能交易中的子问题 1 与子问题 2 进行分布式求解，迭代收敛情况如图 8 与附录 K 图 K1 所示。图 8(a)可直观看出各 VPP 运行成本的迭代收敛情况，图 8(b)一(d)表示分布式算法最后一次迭代下的各 VPP 收敛结果。其中，所提算法在第 17 次迭代后收敛，计算时长为 3599.82s，这与表 5 中迭代结果相符合。附录 K 图 K1 为子问题 2 的交易电价收敛结果，算法经 26s 在第 11 次迭代后收敛。以上情况说明本文所提算法具有高效的迭代

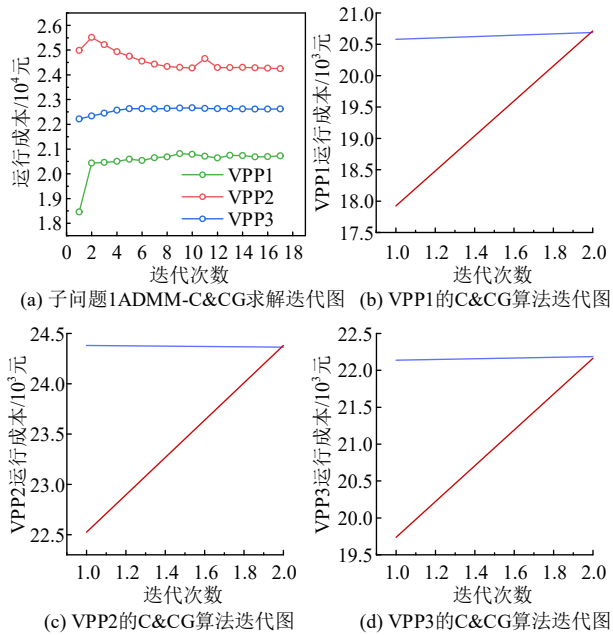


图 8 子问题 1ADMM-C&CG 算法迭代收敛图

Fig. 8 Iterative convergence plot of ADMM-C&CG algorithm for subproblem 1

收敛特性,并能实现多主体隐私保护与虚拟电厂优化调度的平衡。

4.4 多虚拟电厂电能交易效益分析

表 6 对比分析了在源荷不确定性下多虚拟电厂进行电能交互时与独立运行时每个虚拟电厂的效益。

由表 6 可知,各 VPP 运行成本均小于独立运行成本,VPP1 和 VPP3 在整个交易过程中通过向 VPP2 提供电能提高收益,VPP2 在交易过程中向其余虚拟电厂购买电能导致成本增大。

经计算,通过与各虚拟电厂独立运行对比,多 VPP 合作运行收益分别提高了 423.00、422.94、423.34 元,三者提高收益约为合作联盟总收益的 1/3,验证了该模型可以有效提高虚拟电厂的经济性。

| 表 6 纳什议价模型收益分配结果                                      |             |             |              |            |
|-------------------------------------------------------|-------------|-------------|--------------|------------|
| Table 6 Nash bargaining model revenue sharing results |             |             |              |            |
| 类型                                                    | 合作前<br>成本/元 | 合作后<br>成本/元 | 电能交易<br>成本/元 | 提高收益/<br>元 |
| VPP1                                                  | 20288.80    | 20699.91    | -834.14      | 423.03     |
| VPP2                                                  | 26364.69    | 24254.59    | 1.687.16     | 422.94     |
| VPP3                                                  | 22205.12    | 22635.05    | -853.27      | 423.34     |
| 多虚拟电厂联盟                                               | 68839.13    | 67589.55    | 0            | 1269.31    |

5 结论

本文基于含云储能租赁系统的虚拟电厂,针对源荷不确定性下的多虚拟电厂分布式点对点电能交易问题展开研究,充分考虑源荷出力不确定性与场景概率不确定性,构建了融合四层三阶段随机鲁棒优化模型与纳什谈判理论的多虚拟电厂合作博弈框架。主要结论如下:

1) 本文采用四层三阶段随机鲁棒优化模型处理多虚拟电厂协同运行过程中的源荷出力与场景概率不确定性问题,与传统鲁棒优化和分布鲁棒优化相比,所提模型具有较强的抗风险能力并保证经济性。同时,不确定度与预测误差的变化量会影响系统运行成本,选择合适的确定性参数可以很好地平衡经济与鲁棒的协同优化。

2) 本文基于纳什谈判理论构建了多虚拟电厂协同运行框架,通过设计可并行计算 C&CG 与交替方向乘子 ADMM 法的混合算法,将原问题分解为合作成本最小化子问题与收益分配子问题,算例表明,该设计模型采用分布式求解仅需虚拟电厂间交换电价与电量,无需披露各虚拟电厂内部数据,有效保护了各自隐私。同时,本文所设计算法具有较为明显的计算效率,求解时间提高近 3 倍。

3) 多虚拟电厂合作联盟进行 P2P 交易,合作运行后最终成本均小于各虚拟电厂独立运行成本,

各 VPP 运行收益均得到了提高,有效缓解了独立运行时因源荷不确定性产生的影响。基于标准纳什谈判方法进行收益分配时,各 VPP 收益增量基本相等,说明本文所提模型提高收益的同时保证了公平性,进一步激发各 VPP 的合作意愿。

在今后的研究中,本文将进一步探究电价的不确定性对系统运行的影响,并考虑配网运营商参与的混合博弈交易模型,进一步实现不确定环境下多虚拟电厂联盟的经济最优运行。

附录见本刊网络版(<http://www.dwjs.com.cn/CN/1000-3673/current.shtml>)。

参考文献

[1] 汤君博,潘凯岩,王富友,等.基于纳什议价法的多主体虚拟电厂优化调度及效用分配策略[J].太阳能学报,2025,46(5):79-88. TANG Junbo, PAN Kaiyan, WANG Fuyou, et al. Optimal scheduling and utility allocation strategy for multi-agent virtual power plants based on Nash bargaining method[J]. Acta Energiac Solaris Sinica, 2025, 46(5): 79-88(in Chinese).

[2] 潘超,李梓铭,龚榆淋,等.计及电力-通信-交通耦合网络不确定性的虚拟电厂鲁棒优化调度[J].电工技术学报,2025,40(15):4755-4769. PAN Chao, LI Ziming, GONG Yulin, et al. Robust optimization scheduling of virtual power plant considering the uncertainty of power-communication-transportation coupling network[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2025, 40(15): 4755-4769(in Chinese).

[3] 谢开,刘敦楠,李竹,等.适应新型电力系统的多维协同电力市场体系[J].电力系统自动化,2024,48(4):2-12. XIE Kai, LIU Dunnan, LI Zhu, et al. Multi-dimensional collaborative electricity market system for new power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(4): 2-12(in Chinese).

[4] 谢宏伟,严强,李扬,等.市场模式下兼顾区域负荷特性的多虚拟电厂分布式协调优化[J].电力自动化设备,2023,43(5):199-209. XIE Hongwei, YAN Qiang, LI Yang, et al. Distributed coordination optimization of multiple virtual power plants considering regional load characteristics in market[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(5): 199-209(in Chinese).

[5] 周步祥,张越,臧天磊,等.基于区块链的多虚拟电厂主从博弈优化运行[J].电力系统自动化,2022,46(1):155-163. ZHOU Buxiang, ZHANG Yue, ZANG Tianlei, et al. Blockchain-based Stackelberg game optimal operation of multiple virtual power plants[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(1): 155-163(in Chinese).

[6] 周博,吕林,高红均,等.多虚拟电厂日前鲁棒交易策略研究[J].电网技术,2018,42(8):2694-2703. ZHOU Bo, LÜ Lin, GAO Hongjun, et al. Robust day-ahead trading strategy for multiple virtual power plants[J]. Power System Technology, 2018, 42(8): 2694-2703(in Chinese).

[7] 王卫南,艾芊,李晓露,等.基于改进共识算法的虚拟电厂主从多链交易匹配机制[J].电力工程技术,2024,43(5):69-80. WANG Weinan, AI Qian, LI Xiaolu, et al. Virtual power plant master-slave multi-chain transaction matching mechanism based on improved consensus algorithm[J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(5): 69-80(in Chinese).

[8] 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.
- [9] 程杉, 陈梓铭, 王瑞, 等. 基于混合博弈的多微电网双层协调优化调度[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(8): 41-46.  
CHENG Shan, CHEN Ziming, WANG Rui, et al. Double-layer coordinated optimal dispatching of multi-microgrid based on mixed game[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(8): 41-46(in Chinese).
- [10] 李雪, 张剑楠, 王立峰, 等. 计及 P2P 交易的多虚拟电厂机会约束优化调度模型[J]. 电力需求侧管理, 2025, 27(1): 14-20.  
LI Xue, ZHANG Jiannan, WANG Lifeng, et al. Chance constrained optimal scheduling model of multi-virtual power plants considering cooperation satisfaction[J]. Power Demand Side Management, 2025, 27(1): 14-20(in Chinese).
- [11] 杨明, 李明冰, 张玉敏, 等. 基于纳什议价模型的综合能源园区低碳优化调度[J/OL]. 电力系统自动化, 2024: 1-18[2025-06-28]. <https://link.cnki.net/urlid/32.1180.TP.20240815.1824.004>.  
YANG Ming, LI Mingbing, ZHANG Yumin, et al. Low carbon optimal dispatch of integrated energy park based on Nash bargaining model[J/OL]. Automation of Electric Power Systems, 2024: 1-18 [2025-06-28]. <https://link.cnki.net/urlid/32.1180.TP.20240815.1824.004>(in Chinese).
- [12] 朱瑛, 郭健伟, 周亦洲, 等. 考虑碳-绿证市场耦合的多虚拟电厂电-碳 P2P 交易模型[J]. 电力自动化设备, 2025, 45(1): 51-58.  
ZHU Ying, GUO Jianwei, ZHOU Yizhou, et al. Electricity-carbon P2P trading model for multiple virtual power plants considering carbon-green certificate market coupling[J]. Electric Power Automation Equipment, 2025, 45(1): 51-58(in Chinese).
- [13] 王泽淇, 贾燕冰, 韩肖清, 等. 考虑产消者响应与不确定性的微电网双层混合博弈优化[J]. 电网技术, 2024, 48(7): 2754-2764.  
WANG Zeqi, JIA Yanbing, HAN Xiaoqing, et al. Optimization of a two-layer hybrid game between micro-energy networks and producer-consumers considering demand response and uncertainty[J]. Power System Technology, 2024, 48(7): 2754-2764(in Chinese).
- [14] LI Ke, YANG Fan, WANG Lupan, et al. A scenario-based two-stage stochastic optimization approach for multi-energy microgrids[J]. Applied Energy, 2022, 322: 119388.
- [15] 李懿鑫, 李正烁, 刘聪聪. 考虑光伏与电价不确定性的综合能源生产单元自调度报价策略研究[J]. 电网技术, 2023, 47(7): 2713-2722.  
LI Yixin, LI Zhengshuo, LIU Congcong. Self-scheduling offering strategy of integrated energy production unit considering uncertainty of photovoltaic and electricity prices[J]. Power System Technology, 2023, 47(7): 2713-2722(in Chinese).
- [16] 徐艳春, 章世聪, 张涛, 等. 基于混合两阶段鲁棒的多微网合作优化运行[J]. 电网技术, 2024, 48(1): 247-261.  
XU Yanchun, ZHANG Shicong, ZHANG Tao, et al. Cooperative optimal operation of multi-microgrids based on hybrid two-staged robustness[J]. Power System Technology, 2024, 48(1): 247-261(in Chinese).
- [17] 王蓬蓬, 宋运忠. 计及最恶劣场景概率和供需灵活性的综合能源系统分布鲁棒低碳优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(13): 78-89.  
WANG Pengpeng, SONG Yunzhong. Distributed robust low-carbon optimal scheduling of an integrated energy system considering worst-case scenario probability and flexibility of supply and demand[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(13): 78-89(in Chinese).
- [18] 徐永乐, 许仪勋, 朱明光. 考虑绿证-碳交易的含氢综合能源系统分布鲁棒优化[J/OL]. 电力系统及其自动化学报, 2025: 1-11[2025-06-29]. <https://doi.org/10.19635/j.cnki.csu-epsa.001663>.  
XU Yongle, XU Yixun, ZHU Mingguang. Robust optimization of the distribution of hydrogen-containing integrated energy system considering green certificate-carbon trading[J/OL]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2025: 1-11[2025-06-29]. <https://doi.org/10.19635/j.cnki.csu-epsa.001663>(in Chinese).
- [19] SUN Qirun, WU Zhi, GU Wei, et al. Tri-level multi-energy system planning method for zero energy buildings considering long- and short-term uncertainties[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2023, 14(1): 339-355.
- [20] LI Zhengmao, WU Lei, XU Yan, et al. Stochastic-weighted robust optimization based bilayer operation of a multi-energy building microgrid considering practical thermal loads and battery degradation[J]. IEEE transactions on Sustainable Energy, 2022, 13(2): 668-682.
- [21] 李亮, 袁至, 李骥. 考虑源荷多重不确定性的含氢综合能源系统三阶段随机鲁棒日前优化[J]. 电网技术, 2025, 49(8): 3199-3208. DOI:10.13335/j.1000-3673.pst.2025.0327.  
LI Liang, YUAN Zhi, LI Ji. A three-stage stochastic-robust day-ahead optimization for hydrogen-integrated energy systems considering multiple uncertainties of source and load[J]. Power System Technology, 49(8), 3199-3208(in Chinese).
- [22] 尚文强, 李广磊, 丁月明, 等. 考虑源荷不确定性和新能源消纳的综合能源系统协同调度方法[J]. 电网技术, 2024, 48(2): 517-526.  
SHANG Wenqiang, LI Guanglei, DING Mingyue, et al. Collaborative scheduling for integrated energy system considering uncertainty of source load and absorption of new energy[J]. Power System Technology, 2024, 48(2): 517-526(in Chinese).
- [23] 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): 2711-2721.  
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): 2711-2721(in Chinese).
- [24] 徐艳春, 章世聪, 张涛, 等. 基于三重博弈的多微网-产消者群自适应鲁棒分布式协同优化[J]. 电网技术, 2024, 48(10): 4143-4156.  
XU Yanchun, ZHANG Shicong, ZHANG Tao, et al. Multi-microgrid-prosumer group adaptive robust distributed collaborative optimization based on triple game[J]. Power System Technology, 2024, 48(10): 4143-4156(in Chinese).
- [25] 李建林, 张梦圆, 王茜, 等. 计及风光不确定性的现货-调频市场联合出清策略[J]. 电力工程技术, 2025, 44(3): 53-63.  
LI Jianlin, ZHANG Mengyuan, WANG Qian, et al. Joint clearing strategy in electricity spot market and frequency regulation market considering the uncertainty of wind and solar[J]. Electric Power Engineering Technology, 2025, 44(3): 53-63(in Chinese).
- [26] 胡恒, 秦建茹, 李海波, 等. 考虑极限场景的电力系统分布鲁棒低碳经济调度[J]. 电力建设, 2025, 46(4): 160-172.  
HU Heng, QIN Jianru, LI Haibo, et al. Distributed robust low-carbon economic dispatch of power systems considering extreme scenarios[J]. Electric Power Construction, 2025, 46(4): 160-172(in Chinese).



李秋颖

在线出版日期: 2025-12-03.

收稿日期: 2025-09-04.

作者简介:

李秋颖(1999), 女, 硕士研究生, 研究方向为虚拟电厂优化运行, E-mail: 107552301485@stu.xju.edu.cn;

王维庆(1959), 男, 通信作者, 教授, 博士生导师, 研究方向为新能源高效利用与智能电网, E-mail: wwq59@xju.edu.cn.

(责任编辑 马晓华 明月)

## 附录 A

$$\begin{cases} \theta_1 = \frac{S}{2S_k} \ln \frac{2S}{1-\alpha_1} \\ \theta_\infty = \frac{1}{2S_k} \ln \frac{2S}{1-\alpha_\infty} \end{cases} \quad (A1)$$

式中： $\alpha_1$  与  $\alpha_\infty$  为综合范数置信度； $S$  为获得典型场景，本文为 3 个场景； $S_k$  指场景历史数据量。

## 附录 B

1) 储能约束。

云储能系统约束：

$$\begin{cases} 0 \leq E_{i,ES} \leq E_{i,ES,max}, 0 \leq P_{i,ES} \leq P_{i,ES,max} \\ 0 \leq P_{i,t}^{ch} \leq \mu_{i,t,ch} P_{i,ES}^{ch}, 0 \leq P_{i,t}^{dis} \leq \mu_{i,t,dis} P_{i,ES}^{dis} \\ 0 \leq \mu_{i,t,ch} + \mu_{i,t,dis} \leq 1 \\ S_{i,t,ES} = S_{i,t-1,ES} + (\eta_{ch,ES} P_{i,t}^{ch} - \frac{P_{i,t}^{dis}}{\eta_{dis,ES}}) \\ E_{i,ES,min} \leq S_{i,t,ES} \leq E_{i,ES,max} \\ S_{i,0,ES} = S_{i,24,ES} \end{cases} \quad (B1)$$

式中： $E_{i,ES,max}$  为云储能系统容量上限； $P_{i,ES,max}$  为功率上限； $P_{i,t}^{ch}$ 、 $P_{i,t}^{dis}$  为云储能系统实时充放功率； $\mu_{i,t,ch}$ 、 $\mu_{i,t,dis}$  为云储能系统实时充放 0-1 状态变量； $S_{i,t,ES}$  为云储能系统实时储电容量； $\eta_{ch,ES}$ 、 $\eta_{dis,ES}$  为云储能系统充放效率。

氢能系统约束：

$$\begin{cases} C_{i,t}^{P2H} = \sigma_t^{P2H} P_{i,t}^{P2H} / \lambda_H \\ P_{i,t}^{H2P} = \sigma_t^{H2P} \lambda_H C_{i,t}^{H2P} \\ \mu_{i,t}^{P2H} P_{min}^{P2H} \leq P_{i,t}^{P2H} \leq \mu_{i,t}^{P2H} P_{max}^{P2H} \\ \mu_{i,t}^{H2P} P_{min}^{H2P} \leq P_{i,t}^{H2P} \leq \mu_{i,t}^{H2P} P_{max}^{H2P} \\ \mu_{i,t}^{P2H} + \mu_{i,t}^{H2P} \leq 1 \\ S_{i,t,HESS} = S_{i,t-1,HESS} + C_{i,t}^{P2H} - C_{i,t}^{H2P} \\ S_{i,24,HESS} = S_{i,0,HESS} \\ S_{i,HESS,min} \leq S_{i,t,HESS} \leq S_{i,HESS,max} \end{cases} \quad (B2)$$

式中： $C_{i,t}^{P2H}$ 、 $C_{i,t}^{H2P}$  为虚拟电厂  $i$  中氢能系统制氢和耗氢量； $P_{min}^{P2H}$ 、 $P_{max}^{P2H}$ 、 $P_{min}^{H2P}$ 、 $P_{max}^{H2P}$  为电解槽产氢功率极值和燃料电池耗氢功率极值； $\sigma_t^{P2H}$ 、 $\sigma_t^{H2P}$  为耗氢和制氢转化效率； $\mu_{i,t}^{P2H}$ 、 $\mu_{i,t}^{H2P}$  为虚拟电厂  $i$  中氢能系统制氢和耗氢的 0-1 状态变量； $P_{i,t}^{P2H}$ 、 $P_{i,t}^{H2P}$  为虚拟电厂  $i$  中氢能系统的电氢转换功率。

2) 虚拟电厂内能源转换装置约束。

$$\begin{cases} P_{i,t,e}^{CHP} = \eta_{i,e}^{CHP} Q^{gas} G_{i,t}^{CHP} \\ P_{i,t,h}^{CHP} = \eta_{i,h}^{CHP} Q^{gas} G_{i,t}^{CHP} \\ 0 \leq P_{i,t,e}^{CHP} \leq P_{i,e,max}^{CHP} \end{cases} \quad (B3)$$

$$\begin{cases} P_{i,t,h}^{GB} = \eta_i^{GB} Q^{gas} G_{i,t}^{GB} \\ 0 \leq P_{i,t,h}^{GB} \leq P_{i,h,max}^{GB} \end{cases} \quad (B4)$$

式中： $P_{i,t,e}^{CHP}$ 、 $P_{i,t,h}^{CHP}$  为虚拟电厂  $i$  中燃气机组的实时产电、产热功率； $\eta_{i,e}^{CHP}$ 、 $\eta_{i,h}^{CHP}$  为虚拟电厂  $i$  中燃气机组的实时产电、产热效率； $P_{i,e,max}^{CHP}$  为燃气机组最大发电功率； $P_{i,t,h}^{GB}$  为虚拟电厂  $i$  中燃气锅炉的实时产热功率； $\eta_i^{GB}$  为燃气锅炉产热效率； $P_{i,h,max}^{GB}$  为燃气锅炉的最大产热功率。

3) 购售电约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^{buy} \leq u_{i,t}^{buy} P_{i,max}^{grid} \\ 0 \leq P_{i,t}^{sell} \leq u_{i,t}^{sell} P_{i,max}^{grid} \\ u_{i,t}^{buy} + u_{i,t}^{sell} \leq 1 \end{cases} \quad (B5)$$

式中： $u_{i,t}^{buy}$ 、 $u_{i,t}^{sell}$  为虚拟电厂  $i$  的购售电 0-1 状态变量。

4) 系统功率平衡约束。

$$P_{i,t}^{buy} + P_t^{wind} + P_{i,t,e}^{CHP} + P_{i,t}^{H2P} + P_{i,t}^{ch} + P_t^{pv} = P_t^{load} + P_{i,t}^{P2H} + P_{i,t}^{sell} + P_{i,t}^{dis} \quad (B6)$$

$$P_{i,t,h}^{CHP} + P_{i,t,h}^{GB} = P_t^{Hload} \quad (B7)$$

式中： $P_t^{wind}$ 、 $P_t^{pv}$  为可再生能源出力功率； $P_t^{load}$ 、 $P_t^{Hload}$  为电负荷与热负荷功率。

## 附录 C

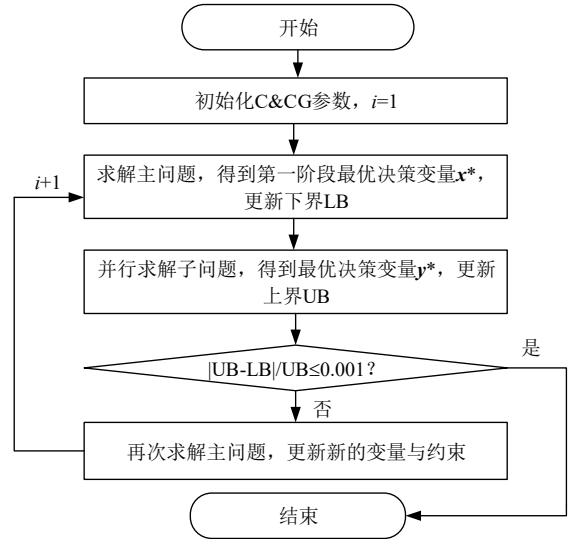


图 C1 基于可并行 C&CG 算法求解三阶段四层随机鲁棒模型流程图

Fig. C1 Flowchart for solving three-stage four-layer stochastic robust model based on parallelizable C&CG algorithm

## 附录 D

## 附录 E

虚拟电厂联盟成本最小化子问题模型求解过程如下所示：

1) 初始化迭代此时  $k=1$ ，令耦合辅助变量为 0，拉格朗日乘子  $\lambda_{ij,t}=0$ 。

2) 每个虚拟电厂通过 C&CG 算法求解模型更新自己的交易电量策略，得到虚拟电厂  $i$  的交易电量信息  $P_{t,ij}^{P2P}(k+1)$ ，其他虚拟电厂  $j$  接收更新的决策后更新期望的 P2P 交易电量  $P_{t,ji}^{P2P}(k+1)$ 。迭代更新每个虚拟电厂的 P2P 交易电量决策变量，直到收敛。

3) 更新拉格朗日乘子：

$$\lambda_{ij,t}^{(k+1)} = \lambda_{ij,t}^{(k)} + \rho_{ij} [P_{t,ij}^{P2P}(k+1) + P_{t,ji}^{P2P}(k+1)] \quad (E1)$$

4) 更新迭代次数：  $k = k + 1$

5) 判断收敛情况：

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^T \sum_{i \neq j} \|P_{t,ij}^{P2P} + P_{t,ji}^{P2P}\|_2 \leq \delta_1, \text{ 第 } k \text{ 次收敛} \\ k > k_{\max}, \text{ 不收敛} \end{cases} \quad (E2)$$

式中：  $\delta_1$  为收敛精度，  $k_{\max}$  为最大收敛次数。

若收敛条件满足迭代即结束，反之，则返回步骤 2) 继续迭代，直至收敛条件得到满足或达到最大迭代次数。

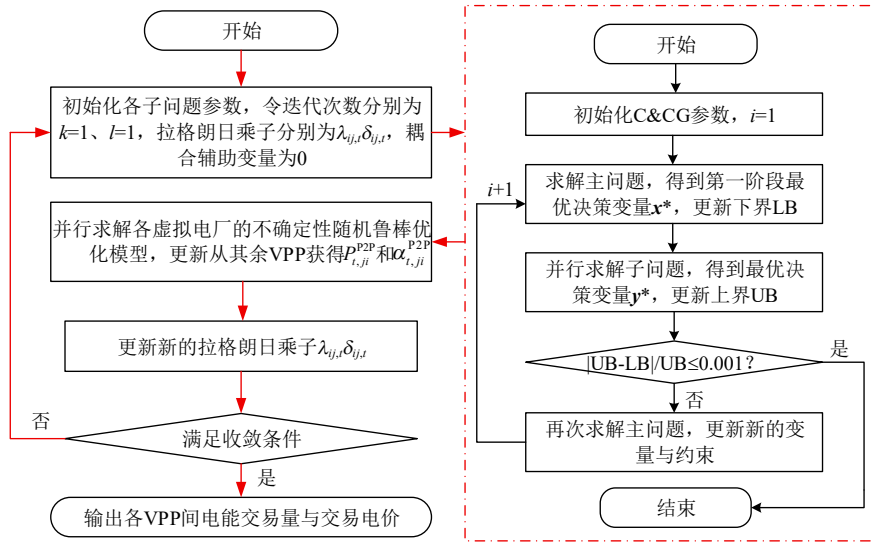


图 D1 基于耦合可并行 C&CG 的 ADMM 算法求解合作博弈模型流程图

Fig. D1 Flowchart of ADMM algorithm based on coupled parallelizable C&CG for solving cooperative game models

## 附录 F

联盟收益分配子问题纳什谈判模型求解流程如下所示：

1) 引入拉格朗日乘子  $\delta_{ij,t}$  和惩罚因子  $\sigma_{ij}$ ，将虚拟电厂  $i$  的模型转化为如下拉格朗日函数模型：

$$\begin{cases} \min \sum_{i \in \xi} -\gamma_i \ln(U_i^{\text{VPP},0} - \tilde{U}_i^{\text{VPP}*} + C_i^{\text{P2P}}) + \\ \sum_{t=1}^T \sum_{j \in \xi \setminus i} \delta_{ij,t} (\alpha_{t,ij}^{\text{P2P}} + \alpha_{t,ji}^{\text{P2P}}) + \\ \sum_{t=1}^T \sum_{j \in \xi \setminus i} \frac{\sigma_{ij}}{2} \|\alpha_{t,ij}^{\text{P2P}} + \alpha_{t,ji}^{\text{P2P}}\|_2^2 \\ \text{s.t. } C_i^{\text{P2P}} = \sum_{t=1}^T \sum_{j \in \xi \setminus i} (\alpha_{t,ij}^{\text{P2P}} P_{t,ij}^{\text{P2P}*}) \\ \tilde{U}_i^{\text{VPP}*} + C_i^{\text{P2P}} \leq U_i^{\text{VPP},0} \\ p_{i,t}^{\text{sell}} \leq \alpha_{t,ij}^{\text{P2P}} \leq p_{i,t}^{\text{buy}} \end{cases} \quad (F1)$$

2) 初始化迭代次数  $l=1$ ，并设定耦合辅助变量  $\alpha_{t,ij}^{\text{P2P}} = \alpha_{t,ji}^{\text{P2P}} = 0$ ，拉格朗日乘子  $\delta_{ij,t} = 0$ ，贡献率

$\gamma_i$ 。

3) 虚拟电厂间交换更新后的电价信息，虚拟电厂  $i$  从其余虚拟电厂  $j$  中获得期望的交易电价  $\alpha_{t,ji}^{\text{P2P}}(l)$  后，更新决策为  $\alpha_{t,ij}^{\text{P2P}}(l+1)$ ，其余虚拟电厂  $j$  接收更新后的决策信息得到自身决策  $\alpha_{t,ji}^{\text{P2P}}(l+1)$ 。

4) 更新拉格朗日乘子：

$$\delta_{ij,t}(l+1) = \delta_{ij,t}(l) + \sigma_{ij} [\alpha_{t,ij}^{\text{P2P}}(l+1) - \alpha_{t,ji}^{\text{P2P}}(l+1)] \quad (F2)$$

5) 更新迭代次数：  $k = k + 1$ 。

6) 判断收敛情况：

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^T \sum_{i \neq j} \|\alpha_{t,ij}^{\text{P2P}} - \alpha_{t,ji}^{\text{P2P}}\|_2 \leq \delta_2, \text{ 第 } l \text{ 次迭代收敛} \\ l > l_{\max}, \text{ 不收敛} \end{cases} \quad (F3)$$

若模型收敛，则迭代终止，得到多虚拟电厂联盟交易电价最优值；否则继续迭代直至收敛或达到最大迭代次数。

附录 G

表 G1 多虚拟电厂相关参数

Table G1 Parameters related to multi-virtual power plants

| 参数                              | 数值   | 参数                  | 数值   |
|---------------------------------|------|---------------------|------|
| $E_{i,ES,max}$                  | 2000 | $p_{min}^{H2P}$     | 100  |
| $P_{i,ES,max}$                  | 500  | $p_{max}^{H2P}$     | 1000 |
| $\eta_{ch,ES}$                  | 0.95 | $\eta_{dis,ES}$     | 0.95 |
| $\lambda_{H1}$                  | 39.4 | $\eta_{i,h}^{CHP}$  | 0.45 |
| $\sigma_i^{P2H}、\sigma_i^{H2P}$ | 0.9  | $Q^{gas}$           | 9.7  |
| $p_{min}^{P2H}$                 | 100  | $\eta_i^{GB}$       | 0.6  |
| $p_{max}^{P2H}$                 | 1000 | $p_{i,c,max}^{CHP}$ | 2000 |
| $\eta_{i,c}^{CHP}$              | 0.3  | $p_{i,h,max}^{GB}$  | 2000 |
| $p_{i,max}^{grid}$              | 3000 | $\lambda_{gas}$     | 2.5  |
| $p_{i,f}^{P2H}$                 | 200  | $\lambda_{ES,om}$   | 0.1  |

表 G2 虚拟电厂购售电价

Table G2 Purchase and sale price of electricity for virtual power plants

| 时段类型 | 时段                      | (购电价/售点价)/元 |
|------|-------------------------|-------------|
| 谷时   | 01:00-07:00、22:00-24:00 | 0.4/0.2     |
| 平时   | 07:00-11:00、14:00-18:00 | 0.75/0.5    |
| 峰时   | 11:00-14:00、18:00-22:00 | 1.2/0.6     |

附录 H

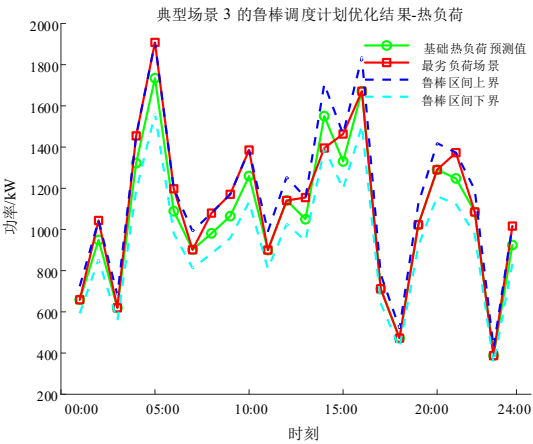
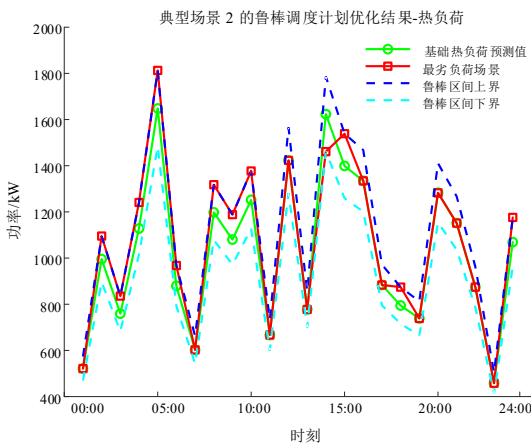
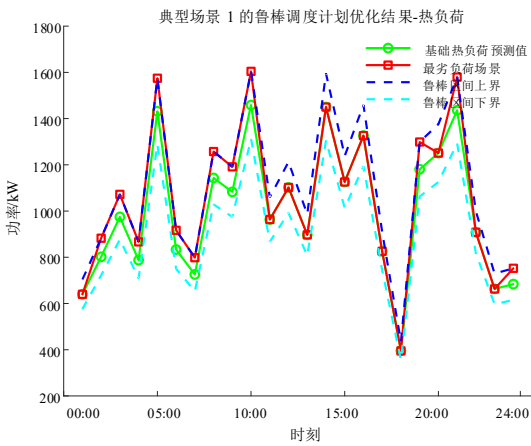
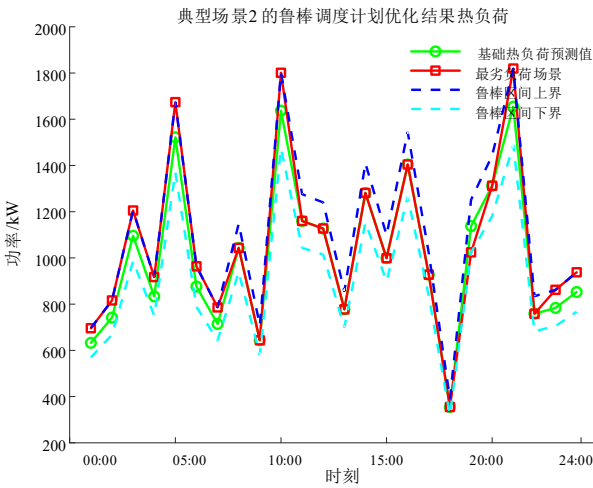
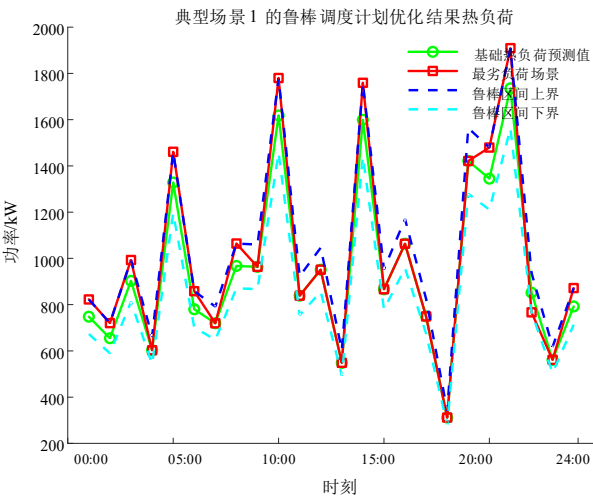


图 H1 VPP1 热负荷分布图

Fig. H1 VPP1 heat load distribution diagram



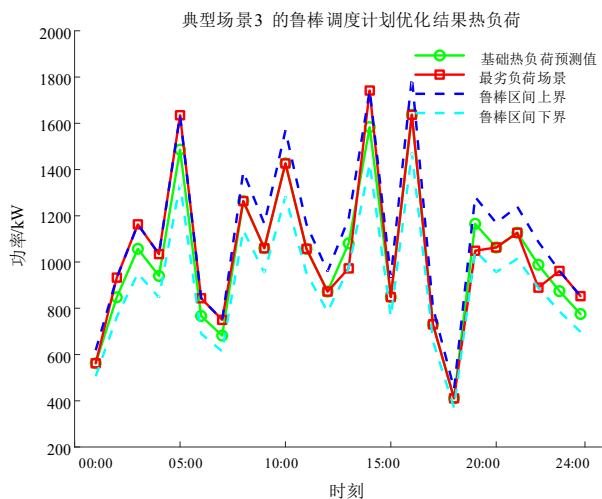


图 H2 VPP2 热负荷分布图  
Fig. H2 VPP2 heat load distribution diagram

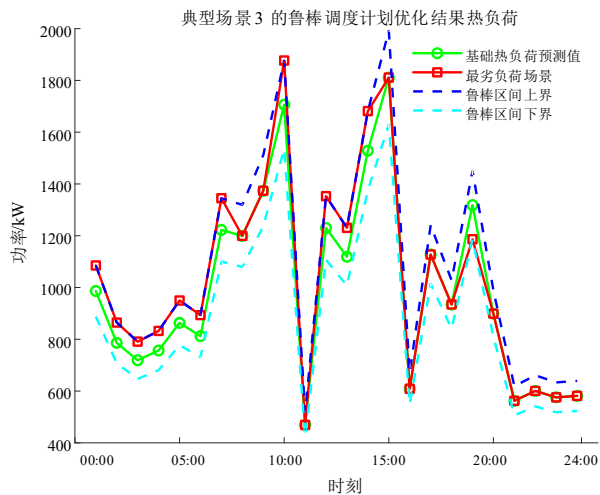


图 H3 VPP3 热负荷分布图  
Fig. H3 VPP3 heat load distribution diagram

附录 I

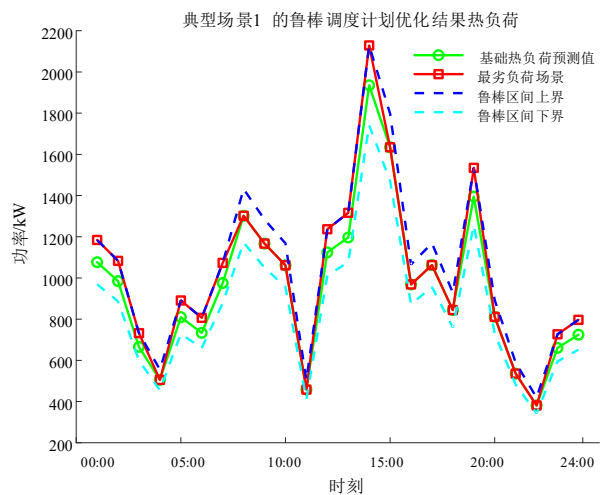
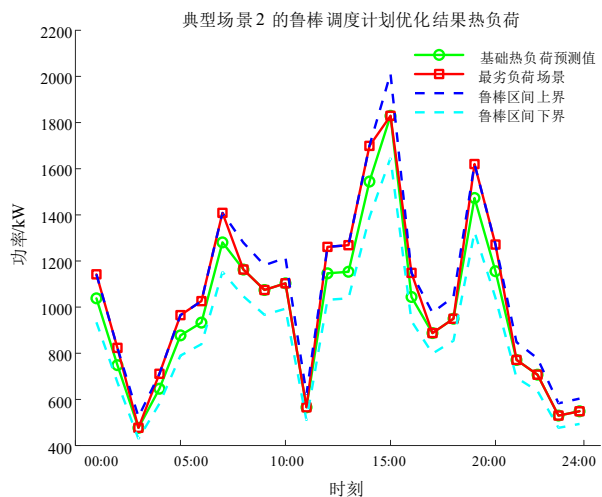


图 I1 不同不确定性参数下 VPP2 的成本分析  
Fig. I1 Cost analysis of VPP2 under different uncertainty parameters



(c) VPP3  
图 I2 不同不确定性参数下 VPP3 的成本分析  
Fig. I2 Cost analysis of VPP3 under different uncertainty parameters

附录 J

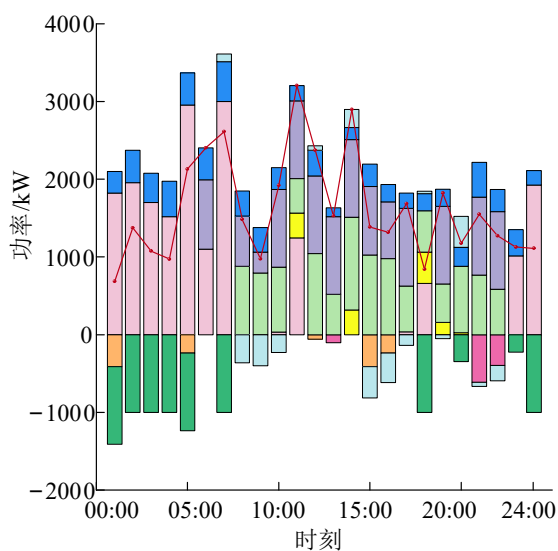


图 J1 场景 2 下 VPP1 电功率平衡图

Fig. J1 VPP1 electrical power balance diagram

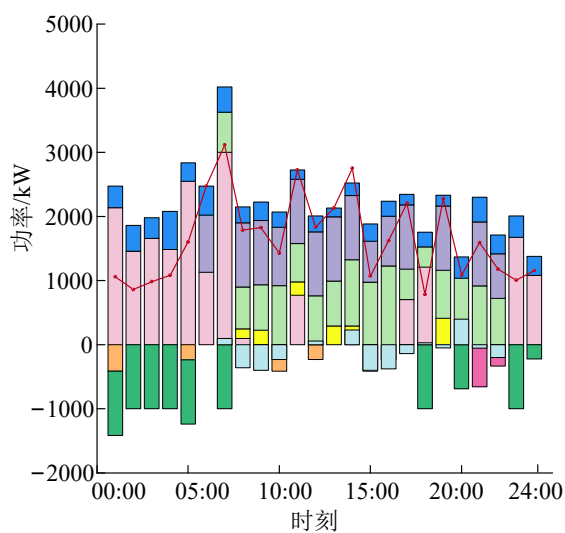
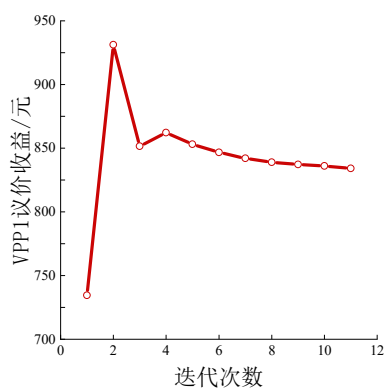


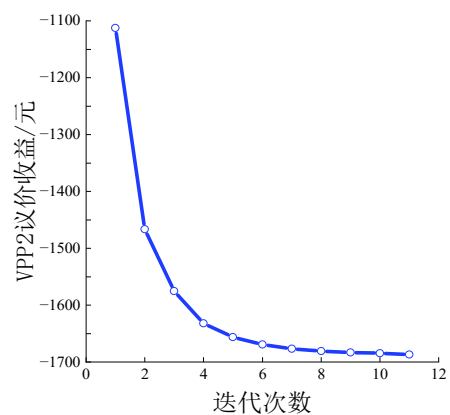
图 J2 场景 3 下 VPP1 电功率平衡图

Fig. J2 VPP1 electrical power balance diagram

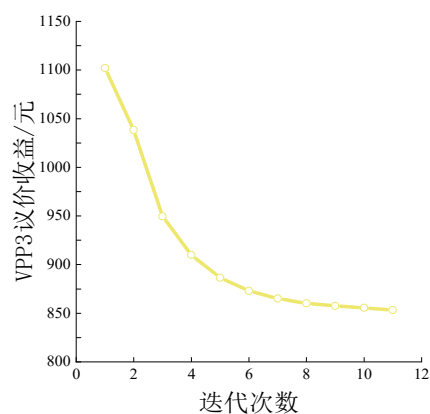
## 附录 K



(a) VPP1 议价能力迭代情况



(b) VPP2 议价能力迭代情况



(c) VPP3 议价能力迭代情况

图 K1 子问题 2VPP 合作议价能力迭代结果  
Fig. K1 Iterative results for sub-question 2 VPP cooperative bargaining power