DOI：10.13234/j.issn.2095-2805.2025.7.181 **中图分类号**：TM73 **文献标志码**：A

基于两阶段鲁棒博弈的综合能源微网源–荷协调优化调度

陈乐飞，朱自伟，胡嘉锋，邱 斌，温泉炜
(南昌大学信息工程学院，南昌 330031)

摘要：提出1种基于主从博弈和两阶段鲁棒优化的综合能源微网IEM(integrated energy microgrid)源-荷协调优化调度方法。首先，计及负荷侧的需求响应，构建以IEM运营商为领导者、用户为跟随者的主从博弈模型；其次，考虑风电出力的不确定性，建立IEM源-荷两阶段鲁棒博弈模型，其第一阶段进行源-荷之间主从博弈，第二阶段求解最恶劣的风电出力场景；最后，采用卡鲁什·库恩·塔克KKT(Karush Kuhn Tucker)条件将第一阶段双层博弈问题转换成单层线性化问题，整体两阶段鲁棒优化问题通过嵌套列和约束生成算法进行求解。结果表明，提出的两阶段鲁棒博弈模型可以实现源-荷之间的利益均衡，有效应对新能源不确定性带来的影响。

关键词：两阶段鲁棒；主从博弈；嵌套列和约束生成；综合能源微网

Integrated Energy Microgrid Source-load Coordinated Optimal Scheduling Based on Two-stage Robust Game

CHEN Lefei, ZHU Ziwei, HU Jiafeng, QIU Bin, WEN Quanwei
(School of Information Engineering, Nanchang University, Nanchang 330031, China)

Abstract: An integrated energy microgrid (IEM) source-load coordinated optimal scheduling method based on master-slave game and two-stage robust optimization is proposed. First, a master-slave game model is constructed with the IEM operator as a leader and the users as followers, taking into account the demand response on the load side. Second, considering the uncertainty of wind power output, a two-stage robust game model for IEM source-load is established, in which a master-slave model between source and load is carried out at the first stage and the worst wind power output scenario is solved at the second stage. Finally, the Karush Kuhn Tucker (KKT) condition is used to transform the first-stage two-layer game problem into a single-layer linearized problem, and the overall two-stage robust optimization problem is solved by a nested column and constraint generation algorithm. Results show that the proposed two-stage robust game model can achieve an equilibrium of benefit between source and load, which effectively copes with the impact of new energy uncertainty.

Keywords: Two-stage robustness; master-slave game; nested column and constraint generation; integrated energy microgrid (IEM)

能源行业逐步向低碳、清洁转型，多能互补协同供应的综合能源微网IEM(integrated energy microgrid)系统对能源结构转型有着重要意义[1-2]。然而，IEM运营商与用户是不同的利益主体，使得IEM系统的结构特点由垂直一体式转向交互竞争式[3]。如何制定IEM的运行优化策略以保证源-荷双方协同共赢，是一项挑战性难题。

博弈论作为研究多主体决策的常用方法，可研究不同结构主体之间的耦合关系[4]。在源-荷互动过程中，IEM运营商有制定用户能源价格的领导优势，用户需根据IEM运营商制定的能源价格进行需求响应，该过程存在着主次关系，适合通过主从

收稿日期：2022-10-17；**修回日期**：2022-11-28，2022-12-11；
录用日期：2022-12-28；**网络首发日期**：2023-04-11
基金项目：国家自然科学基金资助项目(51867017)
This work is supported by National Natural Science Foundation of China under the grant 51867017

博弈进行描述[5]。文献[6]考虑了用户需求响应，建立了 IEM 多主体主从博弈模型；文献[7]在源-荷主从博弈的基础上，建立了电-气-热能共享机制。但上述研究忽略了新能源出力不确定性对博弈双方的影响。

鲁棒优化是针对不确定性建模的常用方法，其利用不确定参数的上下限确定不确定参数的变化范围，求解在最恶劣环境下的最优解，但优化结果过于保守[8]。两阶段鲁棒优化保留了鲁棒优化的优点，根据不确定参数对决策变量的影响程度，将鲁棒优化改进为两阶段优化过程，降低了鲁棒优化的保守性[9]。文献[10-11]基于两阶段鲁棒博弈分别建立了电网运行和规划模型。本文的不确定性处理方法属于两阶段鲁棒优化领域。

两阶段鲁棒优化模型的求解十分困难，目前通常采用 Benders 分解法[12]或列和约束生成 C&CG (column and constraint generation)算法进行求解[10-11]，但是为了限制 IEM 的储能不能同时充放，模型中存在布尔变量，使得子问题为混合整数规划问题，无法通过 C&CG 算法进行处理[13]。上述文献未考虑此问题，导致优化的精度降低。

综上，本文构建了基于两阶段鲁棒博弈的 IEM 源-荷协同优化调度模型，所提模型较已有成果有 2 个方面不同。一方面，用户可作为主体参与 IEM 运行优化，通过主从博弈描述 IEM 运营商与用户的竞争关系，并基于两阶段鲁棒优化对风电出力不确定性进行了建模；另一方面，为处理两阶段鲁棒优化的子问题中存在的布尔变量，使用嵌套列和约束生成 NC&CG(nested column and constraint generation)算法[13]对两阶段博弈模型进行求解。仿真结果表明，本文提出的模型和求解方法能够实现源-荷之间的利益均衡，降低不确定性对优化产生的影响。

1 整体框架

本文所构建的源-荷互动博弈框架如图 1 所示，框架中包含 IEM 运营商和 IEM 用户 2 个利益主体。IEM 运营商制定的电热价格将影响用户的负荷需求响应结果，用户的负荷需求响应结果又会影响到 IEM 运营商制定的电热价格，因此在优化的过程中需要兼顾两者的利益。

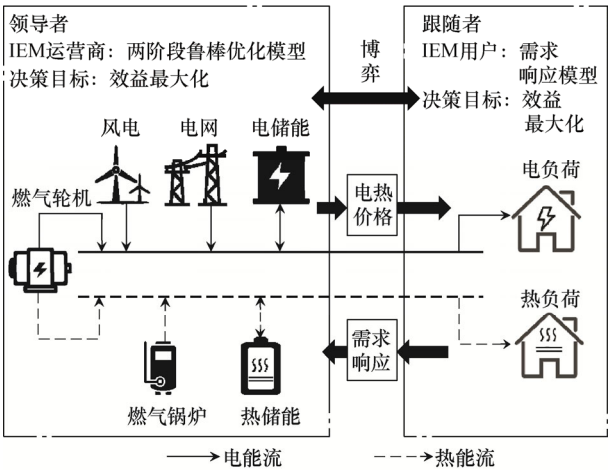


图 1 源-荷互动博弈框架

Fig. 1 Framework of source-load interactive game

优化主要分为 2 个阶段，第一阶段为 IEM 运营商与用户的主从博弈，其中 IEM 运营商为领导者，根据第二阶段优化得到的风电出力，以最大化自身效益为目标，制定用户的购能价格；用户为跟随者，以最大化自身效益为目标，对上层制定的购能价格进行负荷需求响应。第二阶段为风电出力不确定性处理，根据第一阶段优化得到的用户负荷，基于鲁棒优化得到最恶劣风电场景下的 IEM 最优决策方案。2 个阶段将会不断迭代直到达到收敛条件，循环迭代结束。

2 模型构建

2.1 博弈领导者 IEM 运营商

IEM 运营商以自身效益最大为目标，考虑了向用户的售能收益、电网购电成本、燃气成本和储能充放电成本，其可分别表示为

$$\max U^{\mathrm{IEM}} = I^{\mathrm{LOAD}} - (C^{\mathrm{NE}} + C^{\mathrm{GAS}} + C^{\mathrm{ST}}) \tag{1}$$

$$I^{\mathrm{LOAD}} = \sum_{t=1}^{24} \rho_t^{\mathrm{P}} P_t^{\mathrm{LOAD}} + \sum_{t=1}^{24} \rho_t^{\mathrm{Q}} Q_t^{\mathrm{LOAD}} \tag{2}$$

$$C^{\mathrm{NE}} = \sum_{t=1}^{24} (\rho_t^{\mathrm{NE}} P_t^{\mathrm{NE}}) \tag{3}$$

$$C^{\mathrm{GAS}}=\rho^{\mathrm{GAS}}\sum_{t=1}^{24}(V_t^{\mathrm{GT}}+V_t^{\mathrm{GB}}) \tag{4}$$

$$C^{\mathrm{ST}}=\lambda^{\mathrm{P}}\sum_{t=1}^{24}(P_t^{\mathrm{CH}}+P_t^{\mathrm{DIS}})+\lambda^{\mathrm{H}}\sum_{t=1}^{24}(Q_t^{\mathrm{CH}}+Q_t^{\mathrm{DIS}}) \tag{5}$$

式中：U^{IEM} 为 IEM 运营商自身效益；I^{LOAD} 为 IEM 运营商向用户的售能收益；C^{NE} 为电网购电成本；C^{GAS} 为燃气成本；C^{ST} 为储能充放电成本；ρ_t^{P}、ρ_t^{Q} 分别为 IEM 运营商在 t 时刻的售电价格和售热价格；P_t^{LOAD}、Q_t^{LOAD} 分别为用户在 t 时刻的电负荷和热负荷；ρ_t^{NE} 为电网在 t 时刻的电价；P_t^{NE} 为 IEM 运营商在 t 时刻向电网购买的电量；ρ^{GAS} 为单位燃气购气成本；V_t^{GT}、V_t^{GB} 分别为 IEM 运营商在 t 时刻的燃气轮机与燃气锅炉的燃气消耗量；λ^{P}、λ^{H} 分别为电储能和热储能的运维成本；P_t^{CH}、P_t^{DIS} 分别为 IEM 运营商在 t 时刻的电储能充电和放电功率；Q_t^{CH}、Q_t^{DIS} 分别为 IEM 运营商在 t 时刻的热储能蓄热和放热功率。

IEM 运营商模型需要满足电热功率平衡约束、能源价格约束与机组运行约束。

(1)电功率平衡约束

电功率平衡约束可表示为

$$P_t^{\mathrm{NE}}+P_t^{\mathrm{GT}}+u_t^{\mathrm{WT}}+P_t^{\mathrm{DIS}}=P_t^{\mathrm{LOAD}}+P_t^{\mathrm{CH}} \tag{6}$$

式中：P_t^{GT} 为燃气轮机在 t 时刻的输出电功率；u_t^{WT} 为风机在 t 时刻的输出功率。

(2)热功率平衡约束

热功率平衡约束可表示为

$$Q_t^{\mathrm{GT}}+Q_t^{\mathrm{GB}}+Q_t^{\mathrm{DIS}}=Q_t^{\mathrm{LOAD}}+Q_t^{\mathrm{CH}} \tag{7}$$

式中：Q_t^{GT} 为燃气轮机在 t 时刻的输出热功率；Q_t^{GB} 为燃气锅炉在 t 时刻的输出热功率。

(3)能源价格约束

能源价格约束可表示为

$$\begin{cases}\rho_{\min}^{\mathrm{P}}\leqslant\rho_t^{\mathrm{P}}\leqslant\rho_{\max}^{\mathrm{P}}\\ \dfrac{1}{T}\displaystyle\sum_{t=1}^{T}\rho_t^{\mathrm{P}}\leqslant\rho^{\mathrm{Pb}}\end{cases} \tag{8}$$

式中：$\rho_{\min}^{\mathrm{P}}$、$\rho_{\max}^{\mathrm{P}}$ 分别为 IEM 运营商制定电价的最小值和最大值；ρ^{Pb} 为 IEM 运营商的初始售电价格。

热能价格约束与电能价格模式类似，此处不再赘述。

(4)燃气轮机约束

燃气轮机的功率转换约束可表示为

$$P_t^{\mathrm{GT}}=\eta_{\mathrm{p}}^{\mathrm{GT}}V_t^{\mathrm{GT}} \tag{9}$$

$$Q_t^{\mathrm{GT}}=\eta_{\mathrm{h}}^{\mathrm{GT}}V_t^{\mathrm{GT}} \tag{10}$$

式中：$\eta_{\mathrm{p}}^{\mathrm{GT}}$、$\eta_{\mathrm{h}}^{\mathrm{GT}}$ 分别为燃气轮机电功率与热功率转换系数。

燃气轮机的出力约束可表示为

$$0\leqslant P_t^{\mathrm{GT}}\leqslant P_{\max}^{\mathrm{GT}} \tag{11}$$

$$0\leqslant Q_t^{\mathrm{GT}}\leqslant Q_{\max}^{\mathrm{GT}} \tag{12}$$

式中：$P_{\max}^{\mathrm{GT}}$、$Q_{\max}^{\mathrm{GT}}$ 分别为燃气轮机电功率与热功率最大出力。

(5)燃气锅炉约束

燃气锅炉的功率转换约束可表示为

$$Q_t^{\mathrm{GB}}=\eta^{\mathrm{GB}}V_t^{\mathrm{GB}} \tag{13}$$

$$0\leqslant Q_t^{\mathrm{GB}}\leqslant Q_{\max}^{\mathrm{GB}} \tag{14}$$

式中：η^{GB} 为燃气锅炉热功率转换系数；$Q_{\max}^{\mathrm{GB}}$ 为燃气锅炉热功率最大出力。

(6)储能约束

电储能的容量约束可表示为

$$S_t^{\mathrm{E}}=S_{t-1}^{\mathrm{E}}(1-\eta^{\mathrm{E}})+P_t^{\mathrm{CH}}\eta_{\mathrm{CH}}^{\mathrm{E}}-P_t^{\mathrm{DIS}}/\eta_{\mathrm{DIS}}^{\mathrm{E}} \tag{15}$$

$$S_1^{\mathrm{E}}=S_{24}^{\mathrm{E}} \tag{16}$$

$$S_{\min}^{\mathrm{E}}\leqslant S_t^{\mathrm{E}}\leqslant S_{\max}^{\mathrm{E}} \tag{17}$$

式中：S_t^{E} 为 IEM 在 t 时刻的电储能容量；η^{E} 为电储能自功率损耗系数；$\eta_{\mathrm{CH}}^{\mathrm{E}}$、$\eta_{\mathrm{DIS}}^{\mathrm{E}}$ 分别为电储能充电与放电效率；$S_{\max}^{\mathrm{E}}$、$S_{\min}^{\mathrm{E}}$ 分别为电储能的容量上、下限。

电储能的出力约束可表示为

$$0\leqslant P_t^{\mathrm{CH}}\leqslant P_{\max}^{\mathrm{CH}}u_t^{\mathrm{CH}} \tag{18}$$

$$0\leqslant P_t^{\mathrm{DIS}}\leqslant P_{\max}^{\mathrm{DIS}}(1-u_t^{\mathrm{CH}}) \tag{19}$$

式中：$P_{\max}^{\mathrm{CH}}$、$P_{\max}^{\mathrm{DIS}}$ 分别为电储能最大充电与放电约束；u_t^{CH} 为充电状态的布尔变量。

热储能约束与电储能类似，在此不再赘述。

2.2 博弈跟随者用户

用户以自身效益最大为目标，考虑了向 IEM

运营商购能成本和需求响应成本，其可分别表示为

$$\arg\max U^{\mathrm{LOAD}} = -(C^{\mathrm{IEM}} + C^{\mathrm{DR}}) \tag{20}$$

$$C^{\mathrm{IEM}} = \rho_t^{\mathrm{P}} \sum_{t=1}^{t=24} P_t^{\mathrm{LOAD}} + \rho_t^{\mathrm{Q}} \sum_{1}^{t=24} Q_t^{\mathrm{LOAD}} \tag{21}$$

$$C^{\mathrm{DR}} = \rho_{\mathrm{e}}^{\mathrm{TRAN}} \sum_{t=1}^{24} (|P_t^{\mathrm{TRAN}}|) + \rho_{\mathrm{e}}^{\mathrm{CUT}} \sum_{t=1}^{24} (P_t^{\mathrm{CUT}}) + \rho_{\mathrm{h}}^{\mathrm{CUT}} \sum_{t=1}^{24} (Q_t^{\mathrm{CUT}}) \tag{22}$$

式中：U^{LOAD} 为用户的效益；C^{IEM} 为用户向 IEM 运营商购能成本；C^{DR} 为需求响应成本；$\rho_{\mathrm{e}}^{\mathrm{TRAN}}$ 为电负荷转移成本；P_t^{TRAN} 为 IEM 在 t 时刻的转移电负荷；$\rho_{\mathrm{e}}^{\mathrm{CUT}}$ 为电负荷削减成本；P_t^{CUT} 为 IEM 在 t 时刻的削减电负荷；$\rho_{\mathrm{h}}^{\mathrm{CUT}}$ 为热负荷削减成本；Q_t^{CUT} 为 IEM 在 t 时刻的削减热负荷。相关约束条件参考文献[14]。

目标函数(22)存在可转移电负荷的绝对值 $\left|P_t^{\mathrm{TRAN}}\right|$，使得目标函数非线性，为此引入 2 个非负中间变量 $P_t^{\mathrm{TRAN+}}$ 和 $P_t^{\mathrm{TRAN-}}$ 对原函数进行替换，即

$$\begin{cases} P_t^{\mathrm{TRAN}} = P_t^{\mathrm{TRAN+}} - P_t^{\mathrm{TRAN-}} \\ \left|P_t^{\mathrm{TRAN}}\right| = P_t^{\mathrm{TRAN+}} + P_t^{\mathrm{TRAN-}} \\ P_t^{\mathrm{TRAN+}} \geqslant 0, P_t^{\mathrm{TRAN-}} \geqslant 0 \end{cases} \tag{23}$$

最终，式(20)的紧凑形式表示为

$$\begin{cases} \arg\max \boldsymbol{e}^{\mathrm{T}} r_{\mathrm{l}} \\ \text{s.t.} \quad \boldsymbol{J} r_{\mathrm{l}} \leqslant \boldsymbol{l} + \boldsymbol{K} x_{\mathrm{u}} \end{cases} \tag{24}$$

式中：$\boldsymbol{e}$ 为目标函数的系数矩阵；x_{u}、r_{l} 分别为上层变量和下层变量，且 $x_{\mathrm{u}} = \{\rho_t^{\mathrm{P}}, \rho_t^{\mathrm{Q}}\}$，$r_{\mathrm{l}} = \{P_t^{\mathrm{LOAD}}, Q_t^{\mathrm{LOAD}}, P_t^{\mathrm{TRAN}}, P_t^{\mathrm{CUT}}, Q_t^{\mathrm{CUT}}\}$；$\boldsymbol{J}$、$\boldsymbol{K}$ 和 $\boldsymbol{l}$ 分别为上、下层变量的系数矩阵和常数矩阵。

基于 KKT 条件，提取模型的线性约束与互补约束，可得

$$\boldsymbol{e} + \boldsymbol{J}^{\mathrm{T}} \lambda = 0 \tag{25}$$

$$0 \leqslant \lambda \perp (\boldsymbol{l} + \boldsymbol{K} x_{\mathrm{u}} - \boldsymbol{J} r_{\mathrm{l}}) \geqslant 0 \tag{26}$$

式中，λ 为拉格朗日乘子。

通过大 M 法，将式(26)进行线性化处理，即

$$\begin{cases} 0 \leqslant \lambda \leqslant Mz \\ 0 \leqslant \boldsymbol{l} + \boldsymbol{K} x_{\mathrm{u}} - \boldsymbol{J} r_{\mathrm{l}} \leqslant M(1 - z) \\ z \in \{0,1\} \end{cases} \tag{27}$$

式中，M 为一个极大值。把式(25)和式(27)添加到上层模型中，可以使双层模型转换成单层模型。

2.3 两阶段鲁棒优化模型

式(1)为确定性优化模型，未考虑风电出力的不确定性，本文使用多面体不确定集表示风电出力的不确定性，引入不确定性参数 Γ 来控制鲁棒的保守程度，最终构建两阶段鲁棒优化模型为

$$\begin{cases} \max\limits_{x \in X} I^{\mathrm{LOAD}} + \min\limits_{u \in U} \max\limits_{y,z \in F(x,u)} -(C^{\mathrm{NE}} + C^{\mathrm{GAS}} + C^{\mathrm{ST}}) \\ \text{s.t. } X = \begin{cases} x = \{P_t^{\mathrm{LOAD}}, Q_t^{\mathrm{LOAD}}, \rho_t^{\mathrm{P}}, \rho_t^{\mathrm{Q}}\} \\ \text{式(2),式(8)} \end{cases} \\ F(x,u) = \begin{cases} y, z = \{P_t^{\mathrm{NE}}, V_t^{\mathrm{GT}}, V_t^{\mathrm{GB}}, P_t^{\mathrm{CH}}, \\ \quad P_t^{\mathrm{DIS}}, Q_t^{\mathrm{CH}}, Q_t^{\mathrm{DIS}}\} \\ \text{式(6)~式(7)，式(9)~式(19)} \end{cases} \\ \{P_t^{\mathrm{LOAD}}, Q_t^{\mathrm{LOAD}}\} = \arg\max\limits_{r \in R} -(C^{\mathrm{IEM}} + C^{\mathrm{DR}}) \\ \text{s.t. } R = \begin{cases} r = \{P_t^{\mathrm{LOAD}}, Q_t^{\mathrm{LOAD}}, P_t^{\mathrm{TRAN}}, P_t^{\mathrm{CUT}}, Q_t^{\mathrm{CUT}}\} \\ \text{式(23)~式(27)} \end{cases} \end{cases} \tag{28}$$

$$U = \begin{cases} u = u_t^{\mathrm{WT}} \\ u_t^{\mathrm{WT}} = [P_t^{\mathrm{WT}} - \Delta u_t^{\mathrm{WT}} \delta_t^{\mathrm{WTL}}, P_t^{\mathrm{WT}} + \Delta u_t^{\mathrm{WT}} \delta_t^{\mathrm{WTU}}] \\ \delta_t^{\mathrm{WTL}} + \delta_t^{\mathrm{WTU}} \leqslant 1 \\ \sum\limits_{t=1}^{24} (\delta_t^{\mathrm{WTL}} + \delta_t^{\mathrm{WTU}}) \leqslant \Gamma \end{cases} \tag{29}$$

式中：x 为第一阶段的连续变量；u 为第二阶段的不确定性变量；y、z 分别为第二阶段的连续变量和布尔变量；r 为第一阶段用户的需求响应变量；X 为变量 x 的可行域；U 为变量 u 的可行域；$F(x, u)$ 为在 x、u 确定的情况下变量 y、z 的可行域；R 为变量 r 的可行域；P_t^{WT} 为风电在 t 时刻的出力预测值；Δu_t^{WT} 为风电在 t 时刻的最大允许偏差；δ_t^{WTL}、δ_t^{WTU} 分别为 t 时刻限制风电出力能否达到下界和能否达到上界的布尔变量；Γ 为控制保守程度的不确定性参数。

式(28)第一阶段的主从博弈为双层优化模型，用户的表达式可通过卡鲁什·库恩·塔克KKT(Karush Kuhn Tucker)条件进行等效，等效后的表达式作为约束添加至 IEM 运营商模型。

2.4 均衡解存在性与唯一性证明

2.4.1 Stackelberg 均衡解存在性证明

(1)IEM 联盟的目标函数为其博弈策略集的连续函数。IEM 联盟的博弈策略集为能源价格 ρ_t^{P} 和 ρ_t^{Q}，需要满足式(2)，博弈策略集是非空且连续的。

(2)用户的目标函数为其博弈策略集的连续函数。IEM 用户的博弈策略集为 P_t^{LOAD} 和 Q_t^{LOAD}，需要满足式(21)，博弈策略集是非空且连续的。

(3)用户的目标函数关于其博弈策略集拟凸。用户的目标函数是关于其策略 P_t^{LOAD}、P_t^{TRAN}、P_t^{CUT}、Q_t^{LOAD} 和 Q_t^{CUT} 的线性函数，说明用户的目标函数关于各个策略拟凸。

2.4.2 Stackelberg 均衡解唯一性证明

(1)对于 IEM 运营商给出的策略，用户存在唯一的最优策略。对式(20)用户的目标函数分别求 ρ_t^{P} 和 ρ_t^{Q} 的二阶偏导，可得二阶偏导等于 0，说明用户的目标函数是对于策略集的线性函数，因此存在唯一最优策略与之对应。

(2)对于用户给出的策略，IEM 运营商存在唯一的最优策略。对式(1)IEM 的目标函数分别求 P_t^{LOAD} 和 Q_t^{LOAD} 的二阶偏导，可得二阶偏导等于 0，说明 IEM 运营商的目标函数是对于策略集的线性函数，因此存在唯一最优策略与之对应。

3 模型求解

由于式(2)目标函数存在负荷与价格的乘积 ρ_t^{P} 与 P_t^{LOAD}、ρ_t^{Q} 与 Q_t^{LOAD}，该乘积由 2 个自变量相乘，是 1 个非线性复合变量，无法直接求解[15]。因此需要对式(2)目标函数进行线性化，才能采用 NC&CG 算法求解模型。

3.1 线性化

基于强对偶理论，若目标函数存在最优解，则原问题的最优解一定与对偶问题的最优解相等。对于式(20)，其紧凑形式可表示为

$$\begin{cases} r = \arg\max[\rho_t^{\mathrm{P}} \quad \rho_t^{\mathrm{Q}}]\cdot r + \boldsymbol{N}^{\mathrm{T}}\cdot r \\ \text{s.t.}\ \boldsymbol{W}\cdot r \geqslant \boldsymbol{w} : \lambda \end{cases} \tag{30}$$

式中：$\boldsymbol{N}$ 为需求响应相关的目标函数矩阵；$\boldsymbol{W}$ 为变量 r 的系数矩阵；$\boldsymbol{w}$ 为变量 r 的常数矩阵。

根据强对偶理论，可得

$$[(\rho_t^{\mathrm{P}})^{\mathrm{T}} \quad (\rho_t^{\mathrm{Q}})^{\mathrm{T}}]\cdot r + \boldsymbol{N}^{\mathrm{T}}\cdot r = \boldsymbol{\lambda}^{\mathrm{T}}\cdot \boldsymbol{w} \tag{31}$$

$$I^{\mathrm{LOAD}} = \boldsymbol{\lambda}^{\mathrm{T}}\cdot \boldsymbol{w} - \boldsymbol{N}^{\mathrm{T}}\cdot r \tag{32}$$

将式(32)代入式(1)，即可进一步通过 NC&CG 算法求解模型。

3.2 NC&CG

传统 C&CG 算法求解两阶段鲁棒优化函数时，内层 minmax 函数需要通过 KKT 条件进行处理，但是式(19)的布尔变量 u_t^{CH} 的引入使得强对偶理论失效，最终导致 KKT 条件处理的结果错误[16]。为此，本文使用 NC&CG 算法求解所构建的两阶段鲁棒模型，NC&CG 的求解流程如下。

(1)将式(23)通过 C&CG 算法解耦，可将式(23)等效转换为主问题(MP)max 和子问题(SP)minmax 分别求解。设 MP 与 SP 的迭代为外层迭代，外层迭代次数为 k，外层迭代下界为 LB，外层迭代上界为 UB，收敛条件为 ε_1。

(2)求解 MP，更新外层迭代下界 LB 为此次优化结果，并将求解结果输入 SP。

(3)由于 SP 存在布尔变量，无法通过 KKT 条件将 SP 转换成单层问题，因此再次通过 C&CG 算法处理 SP，将 SP 转换为内层主问题(SPM)min 和内层子问题(SPS)max 分别求解。设 SPM 与 SPS 的迭代为内层迭代，内层迭代次数为 j，内层迭代下界为 lb，内层迭代上界为 ub，收敛条件为 ε_2。

(4)求解 SPM，更新内层迭代下界 lb 为此次优化结果，并将求解结果输入 SPS。

(5)求解 SPS，更新内层迭代上界 ub 为此次优化结果，如果 $ub-lb \leqslant \varepsilon_2$，则内层迭代终止，更新外层迭代上界 UB 为此次优化结果，否则将求解结果输入 SPM，返回步骤(4)。

(6)如果 $UB-LB \leqslant \varepsilon_1$，则外层迭代终止，否则将求解结果输入 MP，返回步骤(2)。

两阶段鲁棒博弈求解流程如图 2 所示。

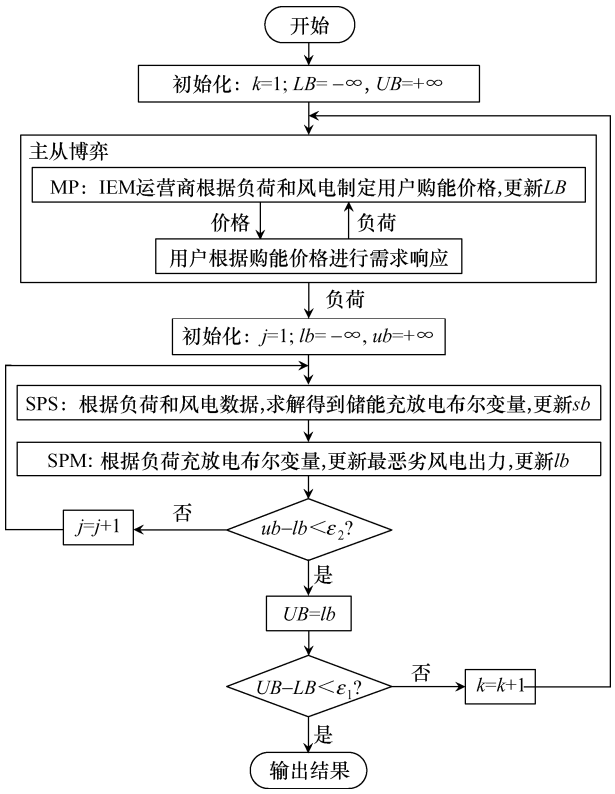


图 2 模型求解流程

Fig. 2 Flow chart of model solving

4 算例分析

本阶段验证所提两阶段鲁棒博弈优化模型的有效性，参考文献[17]设置仿真参数，电网能源价格见表 1，用户的电热负荷和风电出力预测值如图 3 所示。IEM 运营商与用户的参数参考文献[14]，不确定参数设为 12，收敛系数设为 1×10^{-6}，算例仿真通过 MATLAB 平台使用 YALMIP 调用 Gurobi 求解器，采用 NC&CG 算法进行求解。

表 1 电网能源价格

Tab. 1 Prices for grid energy

时段	电网电价/元
23:00—6:00	0.40
6:00—9:00, 14:00—17:00, 20:00—23:00	0.79
9:00—14:00, 17:00—20:00	1.20

NC&CG 算法的迭代收敛结果如图 4 所示，所提算法内层分别经过 6 次和 1 次迭代实现收敛，外层经过 2 次迭代实现收敛，计算耗时 37.46 s，说明 NC&CG 算法具有较好的收敛性和计算效率。

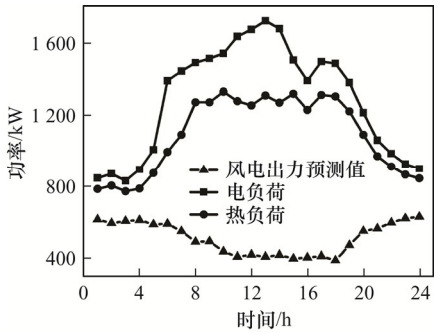


图 3 负荷与新能源参数

Fig. 3 Parameters of load and new energy

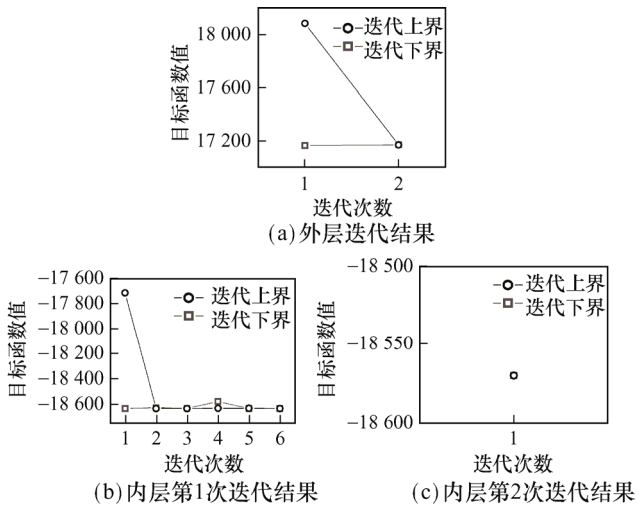


图 4 NC&CG 迭代收敛结果

Fig. 4 Iterative convergence results of NC&CG algorithm

4.1 优化结果分析

IEM 运营商的电热优化结果如图 5 所示，IEM 运营商制定的电热价格如图 6 所示。观察图 5 和图 6 可以发现，在 23:00—6:00 时段，电网电价较低，电负荷需求主要由 IEM 运营商通过向电网购电予以满足，IEM 运营商此时还会通过电储能储存低价电能；由于此时燃气轮机没有出力，热负荷需求主要由燃气锅炉产热予以满足。在 6:00—9:00、14:00—17:00 与 20:00—23:00 时段，电网电价较高，电负荷需求主要由燃气轮机满足，但是由于热负荷的限制，燃气轮机无法满额出力，不足的电力还是需要向电网购买；在 9:00—14:00、17:00—20:00 时段，电网电价最高，电负荷需求主要由燃

气轮机满足，不足的部分主要由电储能放电补充，由于此时燃气轮机出力较多，燃气轮机产热超过了热负荷的需求，多余的热能会通过热储能进行储存。此外，因为考虑了储能的充放电布尔变量，所以优化结果不会出现储能同时充放的现象。

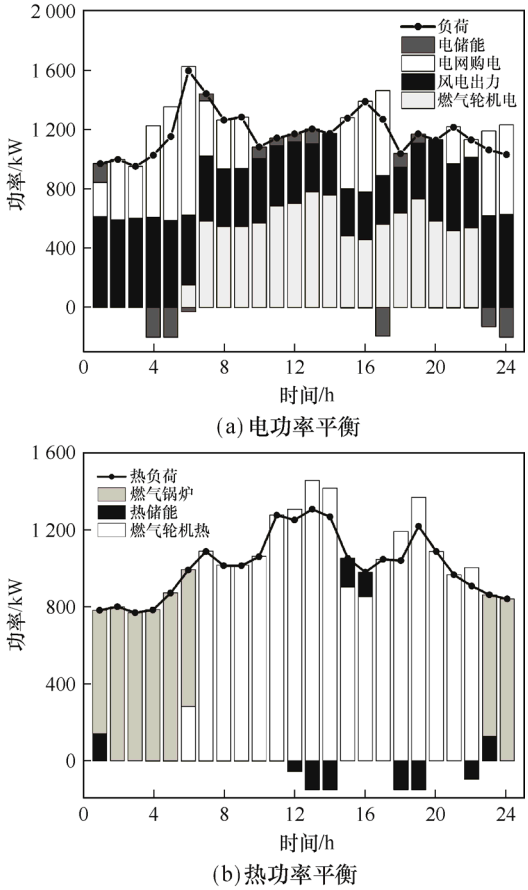


图 5　IEM 运营商优化结果

Fig. 5 Optimization results of IEM operator

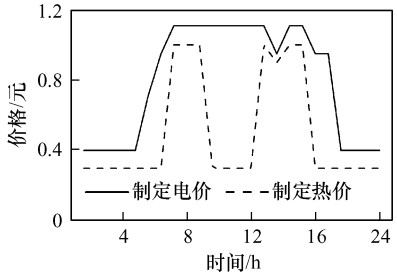


图 6　能源价格

Fig. 6 Energy prices

风电鲁棒优化结果如图 7 所示，观察图 7 可以发现，由于通过鲁棒优化处理风电出力的不确定性，因此 IEM 运营商是在最恶劣风电出力情况下进行优化，使得优化结果具有较强的鲁棒性。

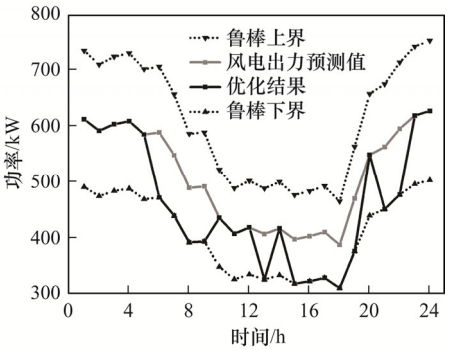


图 7　鲁棒优化结果

Fig. 7 Robust optimization results

4.2　方案对比分析

为验证本文所提方案的有效性，设立以下 4 个场景进行对比分析，不同场景下的优化结果见表 2。

场景 1：考虑风电出力的不确定性，考虑 IEM 运营商与用户的主从博弈，考虑用户的需求响应，即本文场景。

场景 2：考虑风电出力的不确定性，不考虑 IEM 运营商与用户的主从博弈，考虑用户的需求响应。

场景 3：考虑风电出力的不确定性，考虑 IEM 运营商与用户的主从博弈，不考虑用户的需求响应。

场景 4：不考虑风电出力的不确定性，考虑 IEM 运营商与用户的主从博弈，考虑用户的需求响应。

表 2　不同场景下的优化结果

Tab. 2 Optimization results under different scenarios

场景	IEM 效益/元	用户效益/元
场景 1	17 167.62	−38 902.57
场景 2	19 609.11	−41 227.11
场景 3	18 591.77	−41 414.48
场景 4	18 084.82	−38 906.30

对比分析表 2 中的场景 1 和场景 2 可以发现，不考虑 IEM 运营商和用户的博弈后，IEM 运营商的效益提高了 2 441.49 元，用户的效益降低了 2 324.54 元。这是因为该场景将 IEM 运营商和用户的效益绑定，IEM 运营商在最大化自身效益的同时，牺牲了用户的效益，会导致用户参与的积极度降低。

对比分析表 2 中的场景 1 和场景 3 可以发现，不考虑用户的需求响应后，IEM 运营商的效益提高了 1 424.15 元，用户的效益降低了 2 511.91 元。这是因为用户无法在 IEM 定价较高时通过需求响应降低或者转移自身负荷，导致用户需要支付更多的费用，IEM 运营商也因为需要在负荷高峰时使用效率较低的机组以满足负荷需求，降低了自身的效益。

对比分析表 2 中的场景 1 和场景 4 可以发现，不考虑风电出力的不确定性后，IEM 运营商的效益提高了 917.20 元，用户的效益降低了 3.73 元。然而，没有考虑风电出力的不确定性，风电出力的随机波动可能致使发电与负荷之间失衡，使得优化结果与实际情况有所偏差。

4.3 不确定性对比分析

为了比较不确定性参数 Γ 对运行结果的影响，本文分别设置了电价不确定系数为 0、4、8、12、16 和 20，优化运行结果如图 8 所示。

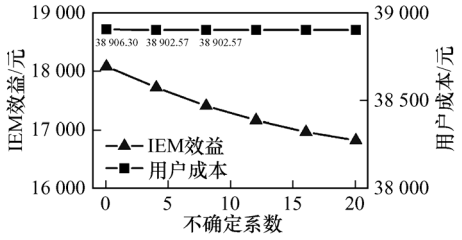


图 8 不同不确定系数优化结果

Fig. 8 Optimization results with different uncertainty factors

观察图 8 可见，当不确定系数为 0 时，IEM 运营商不考虑电价不确定性的影响，此时 IEM 运营商效益最高，用户成本最高。当不确定系数为 4 时，IEM 运营商效益降低，用户运行成本降低，这是因为风电出力变得恶劣，使得 IEM 运营商不得不增加自身出力或者购能以满足用户负荷需求，IEM 运营商也会更改其制定的能源价格以引导用户在需要的时候进行需求响应，使得用户成本变化。随着不确定系数的增加，IEM 运营商的效益不断降低，用户的成本却没有变化，这是因为当不确定系数为 4 时风电已经在最关键的几个时段出力变得恶劣，随着不确定系数的增加，虽然会对 IEM 运营商的效益产生了影响，但无需通过改变制定的能源价格引导用户进行需求响应。

为证明两阶段鲁棒优化的优势，本文将两阶段鲁棒优化与确定性优化和静态鲁棒优化进行对比，对比结果见表 3。

表 3 鲁棒优化对比

Tab. 3 Comparison of robust optimization

优化方式	IEM 效益/元	用户效益/元
确定性优化	18 084.82	−38 906.30
静态鲁棒优化	16 544.73	−38 922.24
两阶段鲁棒优化	17 167.62	−38 902.57

观察表 3 可见，确定性优化下的结果最优；静态鲁棒优化在风电的最恶劣场景下进行优化，使得结果过于保守；相比之下，两阶段鲁棒优化在保守性和经济性上做到了较好的平衡。

5 结论

本文构建了以 IEM 运营商为领导者、用户为跟随者的两阶段鲁棒博弈模型，在考虑新能源出力不确定性的基础上，实现了 IEM 源−荷协同优化运行，并通过 NC&CG 算法进行求解。主要结论如下。

(1)通过主从博弈可以有效描述 IEM 运营商和用户之间的个体性，将源−荷的利益解绑，IEM 运营商可以通过制定电能价格引导用户进行需求响应。

(2)两阶段鲁棒优化模型可以应对新能源出力不确定性带来的风险，与静态鲁棒优化相比，其能在保守性和经济性上达到平衡。

(3)NC&CG 算法可以处理储能约束中存在的布尔变量，保证储能不会出现同时充放电现象，保证了优化结果的准确性。

参考文献：

[1] Hemmati M, Mirzaei M A, Abapour M, et al. Economic-environmental analysis of combined heat and power-based reconfigurable microgrid integrated with multiple energy storage and demand response program [J]. Sustainable Cities and Society, 2021, 69: 102790.

[2] 余运俊, 杨林锋, 哈志蕊, 等. 考虑灵活性资源的微电网双层优化策略[J]. 电源学报, 2025, 23(2): 115-124.
Yu Yunjun, Yang Linfeng, Ha Zhirui, et al. Two-layer optimal strategy for microgrid considering flexible resources [J]. Journal of Power Supply, 2025, 23(2): 115-124. (in Chinese)

[3] 章勇高, 邱兴隆, 方华亮. 基于互联网技术的源荷互动配电网规划模式[J]. 电测与仪表, 2024, 61(11): 148-156.
Zhang Yonggao, Qiu Xinglong, Fang Hualiang. Source and load interaction distribution network planning mode based on Internet technology [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2024, 61(11): 148-156. (in Chinese)

[4] 王灿, 张羽, 田福银, 等. 基于双向主从博弈的储能电站与综合能源系统经济运行策略[J]. 电工技术学报, 2023, 38(13): 3436-3446.
Wang Can, Zhang Yu, Tian Fuyin, et al. Economic operation of energy storage power stations and integrated energy systems based on bidirectional master-slave game [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(13): 3436-3446. (in Chinese)

[5] 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.

[6] 赵鹏翔, 李振, 王楠, 等. 基于源荷双侧主从博弈的园区综合能源系统运行优化策略[J]. 电力系统及其自动化学报, 2021, 33(9): 109-116, 122.
Zhao Pengxiang, Li Zhen, Wang Nan, et al. Operation optimization strategy for district integrated energy system based on Stackelberg game between supply and demand sides [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2021, 33(9): 109-116, 122. (in Chinese)

[7] Peng Qiao, Wang Xiuli, Kuang Yi, et al. Hybrid energy sharing mechanism for integrated energy systems based on the Stackelberg game [J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2021, 7(5): 911-921.

[8] 徐湘楚, 米增强, 詹泽伟, 等. 考虑多重不确定性的电动汽车聚合商参与能量−调频市场的鲁棒优化模型[J]. 电工技术学报, 2023, 38(3): 793-805.
Xu Xiangchu, Mi Zengqiang, Zhan Zewei, et al. A robust optimization model for electric vehicle aggregator participation in energy and frequency regulation markets considering multiple uncertainties [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(3): 793-805. (in Chinese)

[9] 冯紫妍, 许仪勋, 汪凯琳, 等. 考虑寿命损耗的微网电池储能容量优化配置[J]. 电源学报, 2024, 22(1): 101-109.
Feng Ziyan, Xu Yixun, Wang Kailin, et al. Optimal configuration of battery energy storage capacity of microgrid considering life loss [J]. Journal of Power Supply, 2024, 22(1): 101-109. (in Chinese)

[10] 钟磊, 高红均, 杨艳红, 等. 基于两阶段鲁棒博弈的交直流混合配电网调峰运行管控[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(15): 5550-5565.
Zhong Lei, Gao Hongjun, Yang Yanhong, et al. Load peak shaving operation management and control strategy of AC/DC hybrid distribution network based on two-stage robust game model [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(15): 5550-5565. (in Chinese)

[11] 马浩天, 胡俊杰, 童宇轩. 考虑灵活性的数据中心微网两阶段鲁棒规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(19): 7396-7409.
Ma Haotian, Hu Junjie, Tong Yuxuan. A two-stage robust planning approach for data center microgrids considering flexibility [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(19): 7396-7409. (in Chinese)

[12] 卢志刚, 杨宇, 耿丽君, 等. 基于 Benders 分解法的电热综合能源系统低碳经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(7): 1922-1934, 2208.
Lu Zhigang, Yang Yu, Geng Lijun, et al. Low-carbon economic dispatch of the integrated electrical and heating systems based on benders decomposition [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(7): 1922-1934, 2208. (in Chinese)

[13] Danandeh A, Zhao Long, Zeng Bo. Job scheduling with uncertain local generation in smart buildings: Two-stage robust approach [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 5(5): 2273-2282.

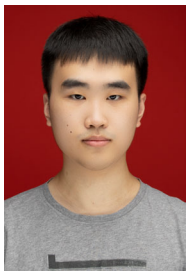
[14] 陈乐飞, 朱自伟, 王凯, 等. 基于混合博弈的配电网与多综合能源微网优化运行[J]. 电网技术, 2023, 47(6): 2229-2243.
Chen Lefei, Zhu Ziwei, Wang Kai, et al. Optimal

operation of distribution networks and multiple integrated energy microgrids based on mixed game theory [J]. Power System Technology, 2023, 47(6): 2229-2243. (in Chinese)

[15] 李强, 朱丹丹, 黄地, 等. 虚拟电厂运营商与电动汽车用户的主从博弈定价策略[J]. 电力工程技术, 2022, 41(4): 183-191.
Li Qiang, Zhu Dandan, Huang Di, et al. Stackelberg game pricing strategy between virtual power plant operators and electric vehicle users [J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(4): 183-191. (in Chinese)

[16] 张笑演, 熊厚博, 王楚通, 等. 基于最优出力区间和碳交易的园区综合能源系统灵活经济调度[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(16): 72-83.
Zhang Xiaoyan, Xiong Houbo, Wang Chutong, et al. Flexible economic dispatching of park-level integrated energy system based on optimal power output interval and carbon trading [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(16): 72-83. (in Chinese)

[17] 吴涵, 刘洋, 杨祺铭, 等. 计及需求响应的分布鲁棒博弈区域综合能源系统运行优化策略[J]. 电力建设, 2022, 43(4): 108-118.
Wu Han, Liu Yang, Yang Qiming, et al. Optimal RIES operation strategy based on distributionally robust game considering demand response [J]. Electric Power Construction, 2022, 43(4): 108-118. (in Chinese)



陈乐飞

作者简介：

陈乐飞(1997—)，男，硕士研究生。研究方向：综合能源系统优化调度。E-mail：chenlefei1997@126.com。

朱自伟(1970—)，男，通信作者，硕士，副教授。研究方向：电力系统运行与控制。E-mail：zhuziwei@tsinghua.org.cn。

胡嘉锋(1998—)，男，硕士研究生。研究方向：综合能源系统。E-mail：1994694802@qq.com。

邱斌(2000—)，男，硕士研究生。研究方向：综合能源系统。E-mail：1137233022@qq.com。

温泉炜(1992—)，男，硕士研究生。研究方向：优化控制。E-mail：673226821@qq.com。

(责任编辑：耿越)



公益广告来源：天津文明网