



电网技术  
Power System Technology  
ISSN 1000-3673, CN 11-2410/TM

## 《电网技术》网络首发论文

题目：基于主从博弈理论的共享储能与综合能源微网优化运行研究  
作者：帅轩越，马志程，王秀丽，郭慧，张晗  
DOI：10.13335/j.1000-3673.pst.2021.2191  
网络首发日期：2022-01-05  
引用格式：帅轩越，马志程，王秀丽，郭慧，张晗. 基于主从博弈理论的共享储能与综合能源微网优化运行研究[J/OL]. 电网技术.  
<https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2021.2191>



**网络首发：**在编辑部工作流程中，稿件从录用到出版要经历录用定稿、排版定稿、整期汇编定稿等阶段。录用定稿指内容已经确定，且通过同行评议、主编终审同意刊用的稿件。排版定稿指录用定稿按照期刊特定版式（包括网络呈现版式）排版后的稿件，可暂不确定出版年、卷、期和页码。整期汇编定稿指出版年、卷、期、页码均已确定的印刷或数字出版的整期汇编稿件。录用定稿网络首发稿件内容必须符合《出版管理条例》和《期刊出版管理规定》的有关规定；学术研究成果具有创新性、科学性和先进性，符合编辑部对刊文的录用要求，不存在学术不端行为及其他侵权行为；稿件内容应基本符合国家有关书刊编辑、出版的技术标准，正确使用和统一规范语言文字、符号、数字、外文字母、法定计量单位及地图标注等。为确保录用定稿网络首发的严肃性，录用定稿一经发布，不得修改论文题目、作者、机构名称和学术内容，只可基于编辑规范进行少量文字的修改。

**出版确认：**纸质期刊编辑部通过与《中国学术期刊（光盘版）》电子杂志社有限公司签约，在《中国学术期刊（网络版）》出版传播平台上创办与纸质期刊内容一致的网络版，以单篇或整期出版形式，在印刷出版之前刊发论文的录用定稿、排版定稿、整期汇编定稿。因为《中国学术期刊（网络版）》是国家新闻出版广电总局批准的网络连续型出版物（ISSN 2096-4188，CN 11-6037/Z），所以签约期刊的网络版上网络首发论文视为正式出版。

# 基于主从博弈理论的共享储能与综合能源微网优化运行研究

帅轩越<sup>1</sup>, 马志程<sup>2</sup>, 王秀丽<sup>1</sup>, 郭慧<sup>1</sup>, 张晗<sup>1</sup>

(1. 西安交通大学 电气工程学院, 陕西省 西安市, 710049)

(2. 国网甘肃省电力公司电力科学研究院, 甘肃省 兰州市, 730070)

## Research on Optimal Operation of Shared Energy Storage and Integrated Energy Microgrid Based on Leader-follower Game Theory

SHUAI Xuanyue<sup>1</sup>, MA Zhicheng<sup>2</sup>, WANG Xiuli<sup>1</sup>, GUO Hui<sup>1</sup>, ZHANG Han<sup>1</sup>

(1. School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, Shaanxi Province, China;

2. Electric Power Research Institute of State Grid Gansu Electric Power Company, Lanzhou 730070, Gansu Province, China)

**ABSTRACT:** Integrated energy microgrid and shared energy storage have significant benefits in improving system energy utilization, which have gradually become current research hotspots, and how to establish a set of integrated energy microgrid optimization operation model under the background of shared energy storage is a problem that needs to be solved urgently. First of all, the system operation framework is introduced in this paper and the function of each interest in the system is analyzed. Second, optimized operation models of microgrid operator, shared energy storage service provider, and user aggregator are established. Furthermore, the game relationship between microgrid operator and user aggregator is analyzed, the Stackelberg game model between microgrid operator and user aggregator under the background of shared energy storage is proposed, and the existence and uniqueness of Stackelberg equilibrium solution are proved. Finally, a case simulation is performed on the MATLAB platform, and the Yalmip tool and CPLEX solver are used to model and solve, and the method of combining heuristic algorithm and solver is used to optimize the strategies of microgrid operator and user aggregator. The results show that the proposed model in this paper can not only effectively weigh the interests of microgrid operator and user aggregator, but also achieve a win-win situation for user aggregator and shared energy storage operator, and the adopted solution algorithm can protect the data privacy between microgrid operator and user aggregator.

**KEY WORDS:** integrated energy microgrid; stackelberg game; shared energy storage; optimized operation; electricity and heat integrated demand response

**摘要:** 综合能源微网与共享储能能提高系统能源利用率方面

具有显著效益, 逐渐成为目前研究热点, 如何建立一套共享储能背景下综合能源微网优化运行模型是当下亟待解决的问题。首先, 本文介绍了系统运行框架, 分析了系统内各利益体的功能。其次, 分别针对微网运营商、共享储能服务商以及用户聚合商建立优化运行模型。进一步, 分析了微网运营商与用户聚合商间的博弈关系, 提出共享储能背景下微网运营商与用户聚合商间的 Stackelberg 博弈模型, 并证明 Stackelberg 均衡解的存在性与唯一性。最后, 在 MATLAB 平台上进行算例仿真, 通过 Yalmip 工具与 CPLEX 求解器进行建模与求解, 利用启发式算法与求解器相结合的方法优化微网运营商与用户聚合商的策略。结果表明, 本文所提模型所提模型不仅能有效权衡微网运营商与用户聚合商的利益, 也实现了用户聚合商与共享储能运营商的收益双赢, 所采用的求解算法保护了微网运营商与用户聚合商间的数据隐私。

**关键词:** 综合能源微网; 主从博弈; 共享储能; 优化运行; 电热综合需求响应

**DOI:** 10.13335/j.1000-3673.pst.2021.2191

## 0 引言

随着化石能源的过度开采、自然环境的日益恶化以及互联网技术的不断革新, 能源正在向分布式可再生能源利用的方向转型, 以可再生能源技术和互联网技术结合的新型能源体系——能源互联网(EI)飞速发展<sup>[1]</sup>。为了实现能源与经济的可持续发展, 能源互联网的概念与架构正在逐渐完善<sup>[2]</sup>。伴随用户侧大量光伏装置的接入, 能源互联网对电能调度灵活性的要求显著提高<sup>[3-5]</sup>。

迄今为止, 国内外诸多学者受到博弈论的启发对配网侧的运行优化展开了研究。文献[6-7]以社区能源互联网作为背景, 针对微网运营商定价策略与产消者群用电负荷间的博弈关系, 建立了基

于主从博弈的分布式能源管理模型,但缺乏对微网运营商侧热价变化的考虑。文献[8-9]在上层电价变化的基础上考虑热价也能作为策略进行调节。文献[8]在综合能源销售商电价制定策略的基础上,侧重分析了热价可变的情境,建立了基于主从博弈的社区综合能源系统分布式协同优化运行模型。文献[9]在微网运营商与多个用户主从博弈框架的基础上,提出微网运营商侧燃气轮机能够在“以热定电”与“以电定热”两种模式下灵活切换,同时考虑用户能够在一定舒适度范围内对热负荷进行消减。

但是这些研究忽略了储能设备参与优化,事实上,储能设备在优化运行中担任着至关重要的角色。文献[10]建立了配电网需求侧电价、储能运行策略和容量配置的协同优化模型,实现了配电网收益最大化。文献[11]在共享储能背景下,提出针对社区能源互联网下多个光伏产消者的共享储能服务机制,建立共享储能系统与多个产消者之间的博弈模型,实现共享储能与产消者群间的收益双赢。

依次针对每个独立个体建设储能设备无法实现多个参与方的电能互补,且投资建设成本较高。近年来,共享经济在节约经济成本与提高资源利用率上为产业模式的商业化做出了巨大的贡献<sup>[12]</sup>。同时,储能技术与共享思路的有机结合,推动了共享储能的发展。文献[13]提出了云储能的定义,并对未来云储能的优化与前景进行了总结与展望。文献[14]针对含有热电联供与光伏电源的社区综合能源系统,提出基于共享储能的居民用户日前调度模型,验证了共享储能能够有效居民用户整体收益,同时为共享储能运营商创造盈利空间。文献[15]针对不同工业用户负荷差异的特性,建立了共享储能与多个不同类型工业用户的协同运行模型,并与各工业用户内部独立建设储能设备进行对比,侧重分析了共享储能能够有效减少建设成本。文献[16]综合考虑储能成本、电价制度及负荷预测误差等因素,建立了储能系统容量配置的混合整数线性规划问题。

以上研究缺乏对用户侧灵活资源的综合考虑,如电热综合需求响应<sup>[17-18]</sup>、电制热等。事实上,用户可通过电制热设备实现电能到热能的灵活转换,进而实现收益最大化。且大多文献未对储能设备参与优化运行进行考虑,多数研究考虑的是各用户内部配置储能设备,即分布式储能,对共

享储能鲜有研究。另外,有关共享储能的研究才刚刚起步,共享储能的引入将进一步提高用户群的收益,亟待深入研究。综上,用户侧电热需求响应、电制热以及共享储能等因素的引入显著增加了微网运营商的定价难度,这一问题目前尚未有相关研究进行解决。同时,模型的设计上也存在难度,需要兼顾 Stackelberg 均衡解存在性与唯一性的相关证明。

本文针对一类含有微网运营商与多个用户的社区型综合能源微网,在微网运营商侧售电价与售热价制定策略的框架下,综合考虑用户侧电热需求响应、电制热以及共享储能机制,建立基于主从博弈与共享储能的综合能源微网运行优化模型,并通过算例分析验证了所提模型的有效性。

## 1 社区型综合能源微网框架

为了统一优化安排,将微网内分布式用户群等效为一个用户聚合商。假定社区型综合能源微网主要由微网运营商、用户聚合商以及共享储能运营商三个对象组成,具体场景如图1所示。



图1 社区型综合能源微网框架示意图

Figure 1 The framework of community integrated energy microgrid

微网运营商作为电网与用户的中介,能与用户侧进行能源交易。从交易市场角度看:针对用户侧通过制定合理的售电价与售热价,与用户侧进行能源交易从中赚取差价;从物理层面看:微网运营商侧配有燃气轮机,为用户侧提供电能与热能。

假定共享储能运营商主要为用户聚合商提供储能服务,用于提高用户侧负荷调整的灵活性。共享储能运营商根据用户存储或取用的容量收取



服务费用，所制定的单位容量租赁费用决定用户使用服务的积极性。

用户侧负荷主要由电负荷与热负荷组成，每个用户都装有光伏装置。设定微网运营商制定的售电价比电网侧的售电价低，因此本文认为用户仅从微网运营商购电，统一向电网售电。当用户所配置的光伏发电不能满足电负荷时，用户不仅能向微网运营商购电，也可从共享储能系统中取用电能；当用户侧光伏发电盈余时，用户可将盈余电能出售给电网，也可将其存储于共享储能系统。对于热负荷，一部分由微网运营商侧微燃机组提供，另一部分可由用户侧电制热设备供应。本文模型下用户侧电能、热能选择来源不再单一，用能灵活水平更高。

微网内各主体运营方式：微网运营商根据次日电网分时电价日前制定合理的购电价与售电价，用户侧针对微网运营商提供的电价、热价与储能供应商提供的租赁费用，优化一天内电、热负荷分布，同时可通过使用共享储能服务提高自身收益。

## 2 微网运营商模型

设一天可分为  $H$  个时间段，微网运营商将售电价与售热价作为策略，相应约束为：

$$\lambda_h^{\text{EG},b} < \lambda_h^{\text{MGO},s} < \lambda_h^{\text{EG},s} \quad (1)$$

$$\gamma_h^{\text{MGO},\min} < \gamma_h^{\text{MGO},s} < \gamma_h^{\text{MGO},\max} \quad (2)$$

式中， $\lambda_h^{\text{EG},b}$ 、 $\lambda_h^{\text{EG},s}$ 、 $\lambda_h^{\text{MGO},s}$  分别为一天内第  $h$  个时间段中电网购电价与售电价以及微网运营商售电价； $\gamma_h^{\text{MGO},s}$  为一天内第  $h$  个时间段内微网运营商的售热价； $\gamma_h^{\text{MGO},\max}$  与  $\gamma_h^{\text{MGO},\min}$  分别热价上下限。

微网运营商侧配有微型燃气轮机，其主要以天然气作为燃料，为用户侧提供电能与热能，在一天内第  $h$  个时间段其燃料成本与机组输出电功率的关系可表示为：

$$E_h^{\text{MT}} = \frac{F_{ng}}{Q_{\text{LHV}} \eta_e^{\text{MT}}} P_h^{\text{MT},e} \quad (3)$$

式中， $P_h^{\text{MT},e}$  为一天内第  $h$  个时间段微型燃气轮机输出的电功率； $F_{ng}$  为天然气的单价； $Q_{\text{LHV}}$  为天然气的低热值； $\eta_e^{\text{MT}}$  为微燃机组的发电效率。

微型燃气轮机在第  $h$  个时间段内的电、热出力关系可表示为：

$$P_h^{\text{MT},h} = \frac{1 - \eta_e^{\text{MT}} - \eta_{\text{loss}}^{\text{MT}}}{\eta_e^{\text{MT}}} \eta_B P_h^{\text{MT},e} \quad (4)$$

式中， $P_h^{\text{MT},h}$  为第  $h$  个时间段燃气轮机输出的热功率； $\eta_{\text{loss}}^{\text{MT}}$  为散热损失率； $\eta_B$  为制热系数。

考虑热功率的供需平衡关系，则有：

$$P_h^{\text{MT},h} = L_h^{\text{MGO},h} \quad (5)$$

式中， $L_h^{\text{MGO},h}$  为用户聚合商一天内第  $h$  个时间段内从微网运营商购买的热功率。

微网运营商一天内的收益可表示为：

$$E_{\text{MGO}} = E_{\text{MGO}}^{\text{EG},e} + E_{\text{MGO}}^{l,e} + E_{\text{MGO}}^{l,h} - E_{\text{MT}} \quad (6)$$

式中， $E_{\text{MGO}}^{\text{EG},e}$ 、 $E_{\text{MGO}}^{l,e}$  以及  $E_{\text{MGO}}^{l,h}$  分别表示微网运营商一天内与电网电力交易、与用户侧电力交易以及为用户侧供热产生的收益， $E_{\text{MT}}$  表示微网运营商一天的燃气成本。以上各项可进一步表示为：

$$E_{\text{MGO}}^{\text{EG},e} = \sum_{h=1}^H [-\lambda_h^{\text{EG},s} \cdot \max(L_h^{l,c} - P_h^{\text{MT},e}, 0) - \lambda_h^{\text{EG},b} \cdot \min(L_h^{l,c} - P_h^{\text{MT},e}, 0)] \quad (7)$$

$$E_{\text{MGO}}^{l,e} = \lambda_h^{\text{MGO},s} \max(L_h^{l,c}, 0) \quad (8)$$

$$E_{\text{MGO}}^{l,h} = \sum_{h=1}^H (u_h L_h^{\text{MGO},h} \gamma_h^{\text{MGO},s}) \quad (9)$$

$$E_{\text{MT}} = \sum_{h=1}^H E_{\text{MT},h} \quad (10)$$

式中， $L_h^{l,c}$  为用户聚合商在一天内第  $h$  个时间段内的净电负荷(在下文式(22)中详细说明)。

## 3 共享储能服务商模型

假设共享储能系统独立配置于共享储能运营商侧，主要针对用户群进行电能存储/取用服务。考虑一个含  $n$  个用户的社区型综合能源微网，设一天可分为  $H$  个时间段，则共享储能系统的容量在一天内第  $h+1$  个时刻的容量可表示为：

$$E_{h+1}^{\text{ESS}} = E_h^{\text{ESS}} + (\eta_c^{\text{ESS}} P_h^{l,c} - \frac{P_h^{l,d}}{\eta_d^{\text{ESS}}}) \Delta t \quad (11)$$

式中， $P_h^{l,c}$ 、 $P_h^{l,d}$  表示社区内用户聚合商在第  $h$  个时间段内充电与放电功率； $\eta_c^{\text{ESS}}$  和  $\eta_d^{\text{ESS}}$  分别表示用户在充电和放电过程中的传输效率； $\Delta t$  为该时刻  $h$  至下一时刻  $h+1$  的时间间隔。

为保证共享储能系统能够持续提供服务，认为共享储能能在一个周期内充放电功率和为零，即：

$$\sum_{h=1}^H P_h^{l,c} \eta_c^{\text{ESS}} - \sum_{h=1}^H \frac{P_h^{l,d}}{\eta_d^{\text{ESS}}} = 0 \quad (12)$$

考虑在一个周期  $T$  内, 所有用户在任一时间充电或放电的总功率不能超过共享储能系统的容量极限, 则对于任一时刻  $h$  的系统容量应满足:

$$E_{\min}^{\text{ESS}} \leq E_h^{\text{ESS}} \leq E_{\max}^{\text{ESS}} \quad (13)$$

式中,  $E_{\min}^{\text{ESS}}$ 、 $E_{\max}^{\text{ESS}}$  分别表示共享储能系统容量允许的最小值与最大值。

且所有用户在任一时间段内的充放电功率受到共享储能系统的允许功率限制, 对于任一时刻  $h$ , 给定如下约束:

$$\begin{cases} \left| \frac{E_{h+1}^{\text{ESS}} - E_h^{\text{ESS}}}{\Delta t} \right| \leq P_{\max}^{\text{ESS},c} (P_h^{l,c} \leq P_h^{l,d}) \\ \left| \frac{E_{h+1}^{\text{ESS}} - E_h^{\text{ESS}}}{\Delta t} \right| \leq P_{\max}^{\text{ESS},d} (P_h^{l,c} \geq P_h^{l,d}) \end{cases} \quad (14)$$

式中,  $P_{\max}^{\text{ESS},c}$ 、 $P_{\max}^{\text{ESS},d}$  分别为共享储能系统允许的最大充电功率与放电功率。

用户在使用共享储能系统时需要缴纳相应服务费, 一天内用户侧需要缴纳的总费用可表示为:

$$F_+^{\text{ESS}} = \sum_{h=1}^H \lambda_h^{\text{ESS}} (P_h^{l,c} + P_h^{l,d}) \quad (15)$$

式中,  $\lambda_h^{\text{ESS}}$  为一天内第  $h$  个时间段单位充电功率或单位放电功率需要向储能服务供应商缴纳租赁费。

同时共享储能服务供应商需要支付充放电成本费用<sup>[19]</sup>表示为:

$$F_-^{\text{ESS}} = \sum_{h=1}^H (\lambda_c P_h^{l,c} \Delta t + \lambda_d P_h^{l,d} \Delta t) \quad (16)$$

式中,  $\lambda_c$  与  $\lambda_d$  分别为共享储能系统的单位充、放电成本系数。

综上, 一天内共享储能服务供应商的收益函数可表示为:

$$F^{\text{ESS}} = F_+^{\text{ESS}} - F_-^{\text{ESS}} \quad (17)$$

## 4 用户侧模型

考虑到用户侧具有灵活电负荷资源, 可将电负荷分为刚性电负荷与柔性电负荷。刚性电负荷的灵活性较差, 只能在固定时间段接受供电; 而柔性电负荷灵活性较强, 对供电时间的固定性没有要求, 用户可以根据电价调整供电时间, 从而实现需求侧响应。同时用户侧配有电制热设备对用户供热, 在使用电制热设备时需要消耗额外电能。综上, 用户聚合商在一天内第  $h$  个时间段内的电负荷可表示

为:

$$L_h^{l,e} = L_h^{l,f} + L_h^{l,s} + \Delta L_h^{l,e} \quad (18)$$

式中,  $L_h^{l,e}$ 、 $L_h^{l,f}$ 、 $L_h^{l,s}$  以及  $\Delta L_h^{l,e}$  分别表示为用户聚合商在一天内的总电负荷、刚性电负荷、柔性电负荷以及因电制热额外消耗的电负荷。

为了更统一描述用户侧需求响应能力, 将所有用户柔性电负荷的自动需求响应能力用每时段可调整比例  $\varepsilon$  与电量调整总占比  $k$  衡量, 针对用户聚合商的柔性电负荷调整作如下约束:

$$\frac{\overline{L_h^{l,s}} - L_h^{l,s}}{L_h^{l,f} + L_h^{l,s}} \leq \varepsilon \quad (19)$$

$$\sum_{h=1}^H \left| \overline{L_h^{l,s}} - L_h^{l,s} \right| = k \sum_{h=1}^H (L_h^{l,f} + L_h^{l,s}) \quad (20)$$

$$\sum_{h=1}^H \overline{L_h^{l,s}} = \sum_{h=1}^H L_h^{l,s} \quad (21)$$

式中,  $\left| \overline{L_h^{l,s}} - L_h^{l,s} \right|$  表示不考虑  $\Delta L_h^{l,e}$  下用户聚合商在一天内第  $h$  个时间段内的电负荷调整量,  $\overline{L_h^{l,s}}$  表示用户聚合商在一天内第  $h$  个时间段调整后的柔性电负荷,  $\varepsilon$  为一天内第  $h$  个时间段内电负荷调整量最大允许比例。  $k$  为一天内用户聚合商电负荷调整总量的比例。  $\varepsilon$ 、 $k$  越大, 用户聚合商每时段调整电负荷更灵活, 用户侧需求响应能力也越大。

由于共享储能机制的引入, 用户聚合商可在每时段储存或取用一定电能。综合考虑用户侧电负荷需求响应, 可得用户聚合商在一天内第  $h$  个时间段内的净电负荷为:

$$L_h^{l,c} = L_h^{l,f} + \overline{L_h^{l,s}} + \Delta L_h^{l,e} + L_h^{l,\text{ESS}} - L_h^{l,g} \quad (22)$$

式中,  $L_h^{l,g}$  表示用户聚合商一天内第  $h$  个时间段内的光伏装置预测出力;  $L_h^{l,\text{ESS}}$  表示用户聚合商在一天内第  $h$  个时间段内向共享储能系统储存或取用的电能, 储存/取回时取正/负值;  $L_h^{l,c}$  为正/负值时说明用户聚合商在该时段从微网运营商购买/出售电能。

对于供热方面, 传统模式下用户的热能来源仅为微网运营商。随着电制热家居电器的发展, 用户侧热能大多可利用电制热设备实现, 因此假设用户侧具备将电能转换为所有热需求的条件。用户能在电网电价较低时, 利用电制热设备产热, 从而提高用户侧收益, 设用户聚合商在一天内的热负荷与相应约束表示为:

$$L_h^{l,h} = \mu_h L_h^{MGO,h} + (1 - \mu_h) L_h^{u,h} - \Delta L_h^{l,h} \quad (23)$$

$$0 \leq \Delta L_h^{l,h} \leq \Delta L_{\max}^{l,h} \quad (24)$$

式中,  $L_h^{u,h}$  为用户聚合商一天内第  $h$  个时间段内用户侧电制热设备提供的热功率;  $\Delta L_h^{l,h}$ 、 $\Delta L_{\max}^{l,h}$  为用户聚合商一天内第  $h$  个时间段内实际消减与允许消减的最大热负荷;  $\mu_h$  为用户聚合商在一天内第  $h$  个时间段内选择微网运营商为供热方的系数, 取 0 说明用户利用电制热设备进行供热, 取 1 说明从微网运营商侧购买热能。

用户侧电制热相应约束条件表示为:

$$L_h^{u,h} = \eta_h^l \Delta L_h^{l,e} \quad (25)$$

$$0 \leq L_h^{u,h} \leq L_{\max}^{u,h} \quad (26)$$

式中,  $L_h^{u,h}$  为一天内第  $h$  个时间段内用户侧电制热出力;  $L_{\max}^{u,h}$  为用户聚合商电制热过程中允许最大热出力;  $\eta_h^l$  为用户电制热的综合效率。

对比用户两种获能方式, 给出供热系数  $\mu_h$  的选取方案:

$$\mu_h = \begin{cases} 0 & (\frac{\lambda_h^{MGO,s}}{\eta_h^l} \leq \gamma_h^{MGO,s}) \\ 1 & (\frac{\lambda_h^{MGO,s}}{\eta_h^l} > \gamma_h^{MGO,s}) \end{cases} \quad (27)$$

用户聚合商一天的收益表示为:

$$E_l = -E_l^{MGO,e} + E_l^{u(e)} - (E_l^{MGO,h} + E_l^{ESS}) - \sum_{h=1}^H \beta \Delta L_h^{l,h^2} \quad (28)$$

式中,  $E_l^{MGO,e}$  表示用户聚合商与微网运营商电力交易的费用;  $E_l^{u(e)}$  表示用户聚合商的用电效用函数<sup>[20]</sup>;  $E_l^{MGO,h}$  与  $E_l^{ESS}$  分别表示用户聚合商从微网运营商购买热能与使用共享储能服务需要缴纳的费用;  $\sum_{h=1}^H \beta \Delta L_h^{l,h^2}$  表示一天内用户聚合商因消减热负荷造成舒适度下降的惩罚费用<sup>[9]</sup>。以上各项可进一步表示为:

$$E_l^{u(e)} = \sum_{h=1}^H (a \overline{L_h^{l,e}}^2 + b \overline{L_h^{l,e}} + c) \quad (29)$$

$$\overline{L_h^{l,e}} = L_h^{l,f} + \overline{L_h^{l,s}} + \Delta L_h^{l,e} + L_h^{l,ESS} \quad (30)$$

$$E_l^{ESS} = F_+^{ESS} \quad (31)$$

$$E_l^{MGO,e} = \sum_{h=1}^H [\lambda_h^{MGO,s} \cdot \max(L_h^{l,c}, 0) + \lambda_h^{EG,b} \cdot \min(L_h^{l,c}, 0)] \quad (32)$$

$$E_l^{MGO,h} = E_{MGO}^{l,h} \quad (33)$$

其中,  $\overline{L_h^{l,e}}$  表示用户聚合商在一天内第  $h$  个时间段调整后的电负荷;  $a$ 、 $b$ 、 $c$  为用户聚合商的用电效用函数的参数; 式 (29) 采用二次函数的形式描述用电效用函数<sup>[21]</sup>。

## 5 基于主从博弈与共享储能的微网运营商定价模型及求解

### 5.1 微网运营商定价模型

微网运营商首先制定一天内的购电价与购热价策略集合, 用户聚合商再根据微网运营商的定价方案与共享储能服务租赁费, 实时调整每时段电、热负荷并合理规划共享储能服务的使用。微网运营商与用户聚合商间的交互变量为售电价、售热价、购电量以及购热量, 当微网运营商的价格制定过高或过低时, 用户聚合商将动态调整自身购电量与购热量; 反之, 微网运营商也会根据用户聚合商的购电量与购热量重新制定自身定价策略, 直至寻找最优定价策略。显然, 微网运营商与用户聚合商的收益冲突, 且双方决策具有先后顺序, 因此微网运营商与用户聚合商可视为一个主从博弈模型。该博弈  $G$  可表示为:

$$G = \left\{ (MGO \cup I); \lambda^{MGO,b}, \lambda^{MGO,s}; \overline{L}_l^s, \Delta L^{l,h}, L^{l,ESS}; E_{MGO}; E_l \right\} \quad (34)$$

式中, 微网运营商  $MGO$  为领导者, 用户聚合商  $I$  为跟随者;  $\overline{L}_l^s$  表示一天内用户聚合商调整后的柔性负荷策略集合;  $\Delta L^{l,h}$  表示一天内用户聚合商消减热能的策略集合;  $L^{l,ESS}$  表示一天内用户聚合商使用共享储能服务的策略集合;  $E_l$  表示一天内用户聚合商的收益, 由式 (28) 计算;  $\lambda^{MGO,b}$  和  $\lambda^{MGO,s}$  分别表示微网运营商一天内购电价与售电价的策略集合;  $E_{MGO}$  表示一天内微网运营商的收益, 由式 (6) 计算。斯塔克伯格均衡存在性与唯一性证明分别见附录 A 与附录 B。

### 5.2 模型求解方法与流程

对于微网运营商(leader): 目标函数为一天内收益最大, 求解一天内最优电价与热价; 对于用户聚合商(follower): 目标函数为一天内收益最大, 求解一天内最优柔性电负荷分布、热负荷消减量以及参与共享储能服务的电能。

利用遗传算法初始化、更新上层微网运营商的售电价与购电价, 下层问题直接用 CPLEX 求解器进行求解, 具体求解流程如下:



(1) 初始化微网运营商、共享储能服务商以及用户聚合商的参数,  $k=0$ , 设定种群数  $m$  为 40, 迭代次数为 20, 种群变异率为 5%, 交叉概率为 80%, 收敛误差  $\varepsilon=0.01$ ;

(2) 利用遗传算法初始随机生成  $m$  组微网运营商的售电价与售热价, 将参数传至用户聚合商;

(3)  $k=k+1$ ;

(4) 用户聚合商接收  $m$  组微网运营商的售电价与售热价, 利用 CPLEX 求解器求解柔性电负荷分布、热负荷消减量以及参与共享储能服务的电能, 计算并保留当前收益  $E_l^k$ , 并通过用户侧管理系统将购电量与购热量返回至微网运营商;

(5) 微网运营商根据一天内用户侧管理系统返回的购电量与购热量计算并保留当前收益

$E_{MGO}^k$ ;

(6) 利用遗传算法的选择、变异生成新的微网运营商的售电价与售热价, 重复步骤(4)-(5), 计算得到微网运营商收益值  $E_{MGO}^k$  与用户聚合商收益  $E_l^k$ ;

(7) 若  $E_{MGO}^k > E_{MGO}^{k+1}$ , 执行  $E_{MGO}^{k+1} = E_{MGO}^k$ ,  $E_l^{k+1} = E_l^k$ ; 否则,  $E_{MGO}^{k+1} = E_{MGO}^k$ ,  $E_l^{k+1} = E_l^k$ ;

(8) 若  $|E_{MGO}^{k+1} - E_{MGO}^k| \leq \varepsilon$  且  $|E_l^{k+1} - E_l^k| \leq \varepsilon$ ,

结束程序; 否则, 返回步骤(3)。

## 6 算例分析

本文所述实际算例为一个包含 5 栋居民楼的社区, 假设一天可分为  $H=24$  个时间段, 每所住宅配有光伏发电装置、电制热设备以及电制冷设备, 社区内微网运营商侧配有配有一台微型燃气轮机。微型燃气轮机、用户各类负荷以及电网分时电价等参数参考文献[6], 共享储能系统参数参考文献[11], 共享储能服务商一天内租赁费用为 0.33 元/kWh<sup>[15]</sup>, 用户侧柔性负荷改变量占比  $k$  约为 15%, 用户侧舒适度系数  $\beta$  取 0.1 元/kW<sup>2</sup>, 热负荷上下限分别设为 0.15kW/元与 0.5kW/元<sup>[8]</sup>, 用户聚合商各类负荷预测曲线与电网分时电价曲线见附录 C, 其余参数见附录 D。为了进一步验证模型的有效性, 算例场景如表 1 所示。

表 1 四种场景对应说明

Table 1 Description of the four scenarios

场景	共享储能	电制热设备
----	------	-------

场景 1	×	×
场景 2	×	√
场景 3	√	×
场景 4	√	√

对于  $\forall h \in [1, 2, \dots, H]$ : 对于场景 1, 仅需令  $\mu_h = 0$ ,  $L_h^{l, ESS} = 0$ ; 对于场景 2, 令  $\mu_h = 1$ ,  $L_h^{l, ESS} = 0$ ; 对于场景 3, 令  $\mu_h = 0$ ; 对于场景 4, 令  $\mu_h = 1$ 。

将所提出的模型应用在上述情景中, 利用 MATLAB 软件编程实现, 遗传算法中取种群数为 40, 交叉与变异概率分别为 80%与 5%, 四种场景下各方收益优化结果与计算时间如表 2 所示, 迭代计算过程见附录 E。

表 2 微网运营商、用户聚合商以及共享储能运营商的收益优化值

Table 2 Optimized profits of microgrid operator, users-aggregator and shared energy storage service provider

场景	微网运营商 /元	用户聚合商 /元	共享储能运营商 /元	计算时间
场景 1	994.51	7803.95	/	4714.04s
场景 2	982.47	7843.56	/	5280.13s
场景 3	961.69	8250.26	709.53	5216.47s
场景 4	955.32	8422.97	724.99	6151.05s

由表 2 分析可知: 相比于微网运营商单独与用户进行电力、热力交易(场景 1), 电制热设备(场景 2)与共享储能机制(场景 3)的引入显著提高了用户聚合商的收益, 同时对微网运营商的收益有所消减。其中, 场景 2 下用户聚合商的收益相比场景 1 提高了 39.61 元, 微网运营商收益减少了 12.04 元, 这是因为场景 2 下用户侧配有电制热设备, 电制热设备与用户侧热负荷需求响应相配合, 进一步提高了用户侧热能需求的灵活性; 场景 3 下用户聚合商收益相比场景 1 提高了 446.31 元, 微网运营商的收益减少了 32.82 元, 同时共享储能运营商盈利 709.53 元, 这是因为场景 3 下用户能够使用共享储能服务, 大大提高了用户调节电负荷的能力, 减少了用户与微网运营商间电能供求的依赖性; 场景 4 下用户聚合商的收益相比场景 1 提高了 619.02 元, 微网运营商收益减少了 39.19 元, 同时共享储能运营商盈利 724.99 元, 这是因为用户侧同时配有电制热设备与共享储能服务, 最大化了用户侧电、热调节的能力。由计算时间可知: 四种模式的计算时间分布在 1.3 小时至 1.7 小时区间, 能够满足实际场景的应用需

求。需要说明的是，四种场景的设置仅对下层模型有所变化，而上层问题的复杂度不变（上层的变量数量为恒定），使得模型具有可扩展性。

由于篇幅有限，本文重点针对场景 1(未计及电制热、共享储能等因素)与场景 4(本文所提模型)展开分析，场景 2 与场景 3 的所有优化结果见附录 F。场景 1 与场景 4 下一天内微网运营商优化后的售电价与售热价分别如图 2 与图 3 所示，场景 1 与场景 4 下用户聚合商的柔性电负荷与热负荷消减优化结果、共享储能系统容量变化以及用户聚合商电制热设备出力曲线依次见图 4 与图 5：

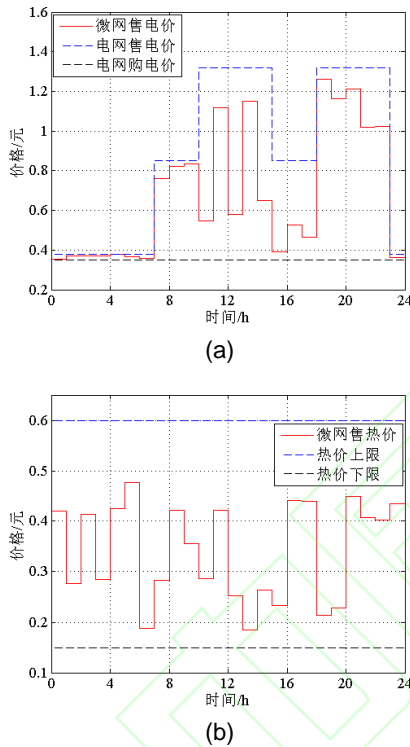


图 2 场景 1 下微网运营商售电价(a)与售热价(b)的优化结果

Figure 2 Optimization results of the electricity price(a) and heat price(b) of microgrid operators under scenario 1

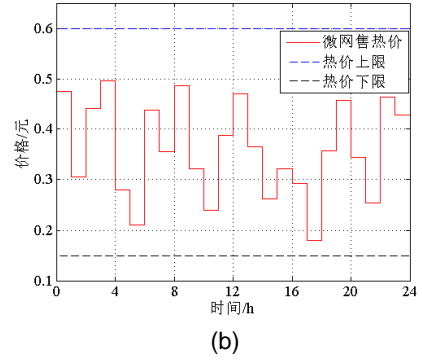
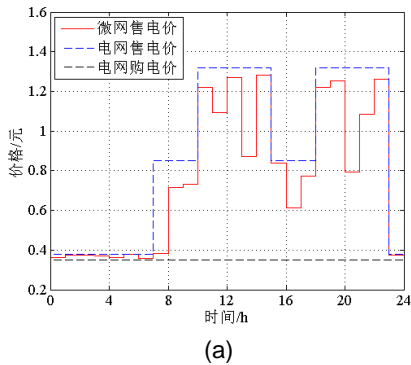


图 3 场景 4 下微网运营商售电价(a)与售热价(b)的优化结果

Figure 3 Optimization results of the electricity price(a) and heat price(b) of microgrid operators under scenario 4

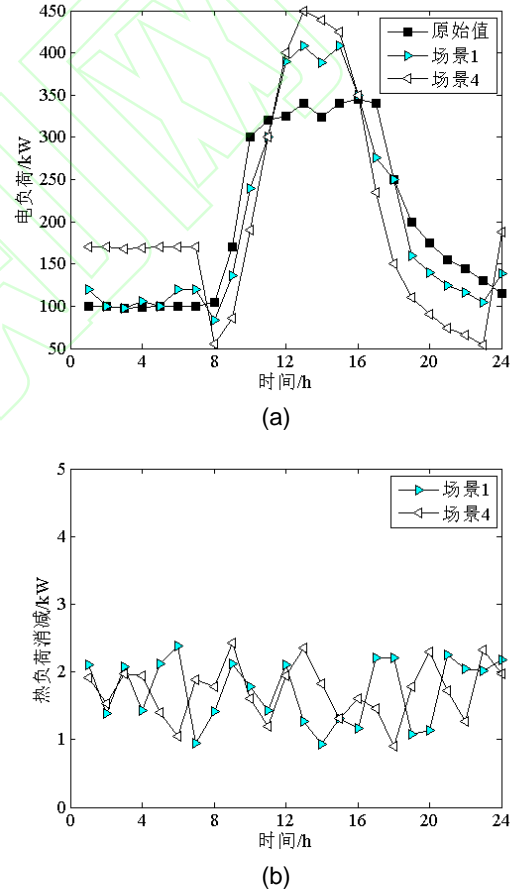


图 4 场景 1 与场景 4 下用户聚合商的电负荷(a)与热负荷消减(b)优化结果

Figure 4 Optimization results of electrical load (a) and thermal load (b) reduction of user aggregator in scenarios 1 and 4



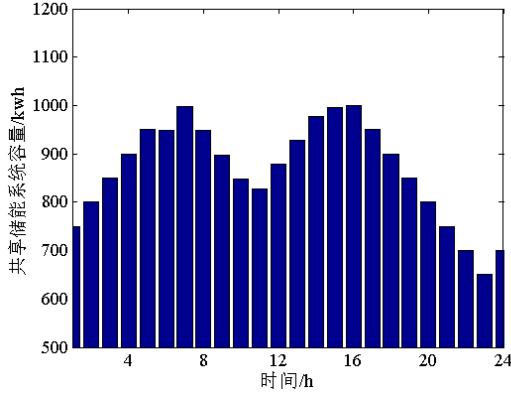


图5 场景4下共享储能系统一天内储能容量曲线

Figure 5 Energy storage capacity curve of shared energy storage system in a day under scenario 4

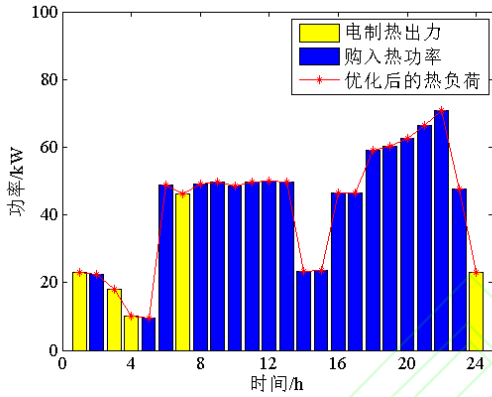


图6 场景4下用户聚合商电制热设备出力曲线

Figure 6 The output curve of electricity-to-heat equipment installed on users-aggregator under scenario 4

结合图2至图6分析：图2与图3反映了两种场景下微网运营商售电价与售热价的差异，这是由于场景4下电制热设备与共享储能服务参与用户侧电、热负荷的调节，进一步改变双方博弈的结果。图4说明了两种场景下用户侧电、热负荷的改变情况，其中图4(a)中场景1与场景4下用户均趋向于在0:00~7:00与23:00与24:00时段增加用电，而在8:00~22:00时段减少用电，这与图2(a)中微网运营商购电价的优化结果相符合，即用户在低价时段多购电、在高价时段少购电，进一步验证了结果的准确性。需要说明的是，场景1下用户电负荷调节受需求响应约束条件的限制，而场景4下用户能够通过使用共享储能服务进一步实现“低价多买、高价少买”。从电负荷改变对比也可以看出，共享储能的作用在于加强用户电负荷需求响应的能力。图4(b)对比了场景1与场景4下的热负荷调节情况，用户聚合商在消减热负荷时需综合考虑消减热负荷可减少的供热成本与舒适度两个因素，因此不同时段用户聚合商消减热负荷的程度不同。结合式(25)可知：一天内某时段用户聚合商因消减

热负荷的净收益可表示为  $\Delta E_h^l = \gamma_h^{\text{MGO},s} \Delta L_h^{l,h} - \beta \Delta L_h^{l,h^2}$ ， $\gamma_h^{\text{MGO},s}$  决定  $\Delta E_h^l$  的极值，每时段热价的不同使得用户每时段消减的热负荷不同，用户需要考虑一天内  $\sum_{h=1}^H \Delta E_h^l$  最大，相当于二次序列规划问题，优化每时段消减的热负荷。图5给出了一天共享储能系统的容量变化曲线，共享储能容量在0:00~8:00、12:00~16:00以及23:00~24:00保持增加，与场景4下用户在这些时段电负荷增加的情况吻合，即用户向共享储能充电；而在9:00~11:00与17:00~22:00时段容量呈现下降趋势，与用户电负荷在该时段减少相对应，即共享储能向用户放电。图6中在0:00~1:00、2:00~4:00、6:00~7:00以及23:00~24:00这些时段均使用电制热设备获得热能，而在其余时段用户向微网运营商购热。这是因为用户能通过微网运营商给出的售热价与售电价进行合理规划，采用供热成本较少的方案来提高自身收益，与图4相对应。

## 7 结论

以微网运营商为领导者的决策模式严重消减了用户侧的利益，本文以社区型综合能源微网与共享储能为背景，针对用户侧提出电制热、共享储能机制等优化决策方案，主要结论如下：

(1) 现有的研究大多仅考虑模型的上层(微网运营商)具有电热耦合关系，本文所提模型综合考虑了用户侧电制热设备的参与，上下层均有电热耦合，所考虑的因素更为全面，更贴合未来综合能源微网优化运行实际场景。

(2) 共享储能技术正飞快发展，所提模型有利于提高用户电、热调节的灵活性，进一步提高用户侧的收益，为参与共享储能下的用户提供决策方案，同时所提模型也实现了用户聚合商与共享储能运营商的收益双赢。另一方面，用户侧电制热、电热需求响应以及使用共享储能服务等因素的考虑为用户决策提供重要参考方案。

(3) 随着用户侧家用电器、储能服务的不断发展，用户侧电、热调节关系日益复杂化，所提模型能够很好地权衡微网运营商与用户聚合商的利益，也为微网运营商的电、热价决策提供参考方案。

(4) 所采用的启发式算法与求解器相结合的方法很好地保护了微网运营商与用户聚合商间的数据隐私，实现了模型的分布式求解。

本文情境下共享储能服务商的服务费是固定的，共享储能服务商也可作为博弈方主动参与到博弈中，其一天内服务费用的制定是未来研究中值得

关注的问题。

## 参考文献

- [1] 董朝阳, 赵俊华, 文福拴, 等. 从智能电网到能源互联网: 基本概念与研究框架[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(15): 1-11.  
DONG Chaoyang, ZHAO Junhua, WEN Fushuan, et al. From Smart Grid to Energy Internet: Basic Concept and Research Framework [J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(15): 1-11.
- [2] 孙宏斌, 郭庆来, 潘昭光. 能源互联网: 理念、架构与前沿展望[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(19): 1-8.  
SUN Hongbin, GUO Qinglai, PAN Zhaoguang. Energy Internet: Concept, Architecture and Frontier Outlook [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(19): 1-8.
- [3] 丁涛, 牟晨曦, 别朝红, 等. 能源互联网及其优化运行研究现状综述[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(15): 4318-4328+4632.  
DING Tao, MOU Chenlu, BIE Chaohong, et al. Review of Energy Internet and Its Operation [J]. Proceedings of the Chinese Society of Electrical Engineering, 2018, 38(15): 4318-4328+4632.
- [4] MOHSENIAN-RAD H. Coordinated price-maker operation of large energy storage units in nodal energy markets[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2016, 31(1): 786-797.
- [5] 尤毅, 刘东, 钟清, 等. 主动配电网储能系统的多目标优化配置[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(18): 46-52.  
YOU Yi, LIU Dong, ZHONG Qing, et al. Multi-objective Optimal Placement of Energy Storage Systems in an Active Distribution Network [J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(18): 46-52.
- [6] 马丽, 刘念, 张建华, 等. 基于主从博弈策略的社区能源互联网分布式能量管理[J]. 电网技术, 2016, 40(12): 3655-3662.  
MA Li, LIU Nian, ZHANG Jianhua, et al. Distributed energy management of community energy internet based on leader-followers game[J]. Power System Technology, 2016(12): 41-48.
- [7] L. Ma, N. Liu, J. Zhang, et al. Energy Management for Joint Operation of CHP and PV Prosumers Inside a Grid-Connected Microgrid: A Game Theoretic Approach[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2016, 12(5): 1930-1942.
- [8] 王海洋, 李珂, 张承慧, 等. 基于主从博弈的社区综合能源系统分布式协同优化运行策略[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(17): 5435-5445.  
WANG Haiyang, LI Ke, ZHANG Chenghui, et al. Distributed Coordinative Optimal Operation of Community Integrated Energy System Based on Stackelberg Game [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(17): 5435-5445.
- [9] N. Liu, L. He, X. Yu, L. Ma. Multiparty Energy Management for Grid-Connected Microgrids With Heat- and Electricity-Coupled Demand Response[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2018, 14(5): 1887-1897.
- [10] 刘文霞, 王舒, 张雯程, 等. 考虑需求侧电价的配电网储能设备运行策略与容量的协调优化[J]. 现代电力, 2018, 35(5): 70-78.  
LIU Wenxia, WANG Shu, ZHANG Wencheng, et al. The Coordination Optimization Method of Operation Strategy and Capacity of Energy Storage Devices in Distribution Network Considering Demand Side Electricity Price[J]. Modern Electric Power, 2018, 35(5): 70-78.
- [11] N. Liu, X. Yu, C. Wang. Energy Sharing Management for Microgrids With PV Prosumers: A Stackelberg Game Approach[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2017, 13(3): 1088-1098.
- [12] 郑联盛. 共享经济: 本质、机制、模式与风险[J]. 国际经济评论, 2017(6): 45-69+5.  
ZHENG Liansheng. Sharing Economy: Essence, Mechanism, Models and Risks[J]. International Economic Review, 2017(6): 45-69+5.
- [13] 康重庆, 刘静琨, 张宁. 未来电力系统储能的新形态: 云储能[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(21): 2-8+16.  
KANG Chongqing, LIU Jingkun, ZHANG Ning. A new form of energy storage in future power system: cloud energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(21): 2-8.
- [14] 王仕俊, 平常, 薛国斌. 考虑共享储能的社区综合能源系统协同优化研究[J]. 中国电力, 2018, 51(8): 77-84.  
WANG Shijun, PING Chang, XUE Guobin. Synergic optimization of community energy Internet considering the shared energy storage[J]. Electric Power, 2018, 51(8): 77-84.
- [15] 李淋, 徐青山, 王晓晴, 等. 基于共享储能电站的工业用户日前优化经济调度[J]. 电力建设, 2020, 41(5): 100-107.  
LI Lin, XU Qingshan, WANG Xiaoping, et al. Optimal economic scheduling of industrial customers on the basis of sharing energy-storage station[J]. Electric Power Construction, 2020, 41(5): 100-107.
- [16] 李越. 基于用户侧储能系统的电力负荷优化调度研究[D]. 浙江大学, 2018.  
LI Yue. Research on power load optimization dispatch based on user-side energy storage system [D]. Zhejiang University, 2018.
- [17] 崔杨, 姜涛, 仲悟之, 等. 考虑风电消纳的区域综合能源系统源荷协调经济调度[J]. 电网技术, 2020, 44(7): 2474-2483.  
CUI Yang, JIANG Tao, ZHONG Wuzhi, et al. Source-load coordination economic dispatch method for regional integrated energy system considering wind power accommodation[J]. Power System Technology, 2020, 44(7): 2474-2483(in Chinese).
- [18] 杨海柱, 李梦龙, 江昭阳, 等. 考虑需求侧电热气负荷响应的区域综合能源系统优化运行[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(10): 30-37.  
YANG Haizhu, LI Menglong, JIANG Zhaoyang, et al. Optimal operation of regional integrated energy system considering demand side electricity heat and natural-gas loads response[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(10): 30-37.
- [19] 董帅, 王成福, 梁军, 等. 计及电转气运行成本的综合能源系统多目标日前优化调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(11): 8-15+121.  
DONG Shuai, WANG Chengfu, LIANG Jun, et al. Multi-objective Optimal Day-ahead Dispatch of Integrated Energy System Considering Power-to-gas Operation Cost[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(11): 8-15+121.
- [20] 赵雪霖, 何光宇. 生活电器用电效用概念及其评估方法[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(1): 53-59.  
ZHAO Xuelin, HE Guangyu. Power Utility Evaluation of Residential Electrical Appliances [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(1): 53-59.
- [21] 吴利兰, 荆朝霞, 吴青华, 等. 基于 Stackelberg 博弈模型的综合能源系统均衡交互策略[J]. 电力系统及其自动化, 2018, 42(4): 142-150+207.  
WU Lilan, JING Zhaoxia, WU Qinghua, et al. Equilibrium Strategies for Integrated Energy Systems Based on Stackelberg Game Model [J]. Electric Power System and Automation, 2018, 42(4): 142-150+207.
- [22] 邓喜才, 郭华华. 两阶段主从博弈均衡解的存在性[J]. 经济数学, 2009, 26(4): 50-53.  
DENG Xicai, GUO Huahua. Existence of the equilibrium solution of a two-stage leaders-followers game [J]. Mathematics in Economics, 2009, 26(4): 50-53.

## 附录 A

对于本文所述 4 个场景，依次证明 Stackelberg 均衡解存在。上层微网运营商的策略集合为  $(\lambda^{\text{MGO},s}, \gamma^{\text{MGO},s})$ ，下层用户聚合商的策略集合分别为  $(\bar{L}_h^s, \Delta L_h^{l,h}, L_h^{\text{ESS}})$ ，显然，所有博弈参与者的策略集合均为博弈策略空间中的紧子集（有限闭集）。根据文献[22]可知，当博弈满足以下条件时，Stackelberg 博弈均衡解存在：

(1) 微网运营商与用户聚合商的收益均为关于各自策略集合的连续函数；

(2) 用户聚合商的收益是关于其策略集合的拟凸函数；

证明（1）：对于四种场景显然成立；

证明（2）：当  $L_h^{l,c} > 0, L_h^{l,\text{ESS}} > 0$ （其余情况同理可证明），用户侧收益可表示为：

$$E_h^l = \lambda_h^{\text{MGO},s} L_h^{l,c} + a(L_h^{l,f} + \bar{L}_h^{l,s} + \Delta L_h^{l,e} + L_h^{l,\text{ESS}})^2 + b(L_h^{l,f} + \bar{L}_h^{l,s} + \Delta L_h^{l,e} + L_h^{l,\text{ESS}}) + c - (\gamma_h^{\text{MGO},s} L_h^{\text{MGO},h} + \eta_d L_h^{l,\text{ESS}} \cdot \lambda_h^{\text{ESS}}) - \beta \Delta L_h^{l,h^2} \quad (35)$$

对于  $\bar{L}_h^{l,s}$ ：式中  $E_h^l$  为关于  $\bar{L}_h^{l,s}$  的拟凸函数，其余项均为关于  $\bar{L}_h^{l,s}$  的线性函数，因此整体关于  $\bar{L}_h^{l,s}$  拟凸；对于  $L_h^{l,\text{ESS}}$ ：式中  $E_h^l$  为关于  $L_h^{l,\text{ESS}}$  的拟凸函数，其余项均为关于  $L_h^{l,\text{ESS}}$  的线性函数，因此整体关于  $L_h^{l,\text{ESS}}$  拟凸；需要说明的是，用户电制热的热出力方案属于常量，其策略由式（27）给出，因此含  $L_h^{u,h}$  的项可视为关于  $E_h^l$  的常值函数。

## 附录 B

根据文献[7]可知，当博弈满足以下条件时，Stackelberg 博弈均衡解唯一：

(1) 对于微网运营商给出的策略，用户聚合商存在唯一最优策略；

(2) 对于用户聚合商给出的策略，微网运营商存在唯一最优策略。

证明（1）：以  $L_h^{l,c} > 0, L_h^{l,\text{ESS}} > 0$  为例，其余情况类似。

对  $E_{l,h}$  分别求关于  $\bar{L}_h^{l,s}, \Delta L_h^{l,h}, L_h^{l,\text{ESS}}$  的二阶偏导得：

$$\frac{\partial^2 E_{l,h}}{\partial \bar{L}_h^{l,s^2}} = 2a < 0 \quad (36)$$

$$\frac{\partial^2 E_{l,h}}{\partial \Delta L_h^{l,h^2}} = -2\beta < 0 \quad (37)$$

$$\frac{\partial^2 E_{l,h}}{\partial L_h^{l,\text{ESS}^2}} = 2a < 0 \quad (38)$$

本文参数中  $a$  小于 0， $\beta$  大于 0，因此该函数分别关于

各策略存在极大值点  $\bar{L}_h^{l,s}$ 、 $\Delta L_h^{l,h}$  以及  $L_h^{l,\text{ESS}}$ 。考虑变量定义域的限制，用户聚合商的最优策略可表示为：

$$\bar{L}_{l,h}^{l,s} \in \{\bar{L}_{l,h}^{l,s}, \varepsilon(L_h^{l,s} + L_h^{l,f}) + L_h^{l,s}, L_h^{l,s} - \varepsilon(L_h^{l,s} + L_h^{l,f})\} \quad (39)$$

$$\Delta L_{l,h}^{l,h} \in \{\Delta L_{l,h}^{l,h}, 0, \Delta L_{\max}^{l,h}\} \quad (40)$$

$$\Delta L_h^{l,\text{ESS}} \in \{\Delta L_h^{l,\text{ESS}}, 0, P_{\max}^{\text{ESS},c}, -P_{\max}^{\text{ESS},d}\} \quad (41)$$

证明（2）：以  $L_h^{l,\text{MGO}} - L_h^{l,c} > 0, L_h^{l,\text{MGO}} - L_h^{l,c} - P_h^{\text{MT},e} > 0$  为例，其余情况类似。将用户聚合商一组最优解  $\{\bar{L}_h^{l,s}, \Delta L_h^{l,h}, L_h^{l,\text{ESS}}\}$  代入  $E_h^{\text{MGO}}$ ，并对  $E_h^{\text{MGO}}$  分别求关于  $\lambda_h^{\text{MGO},b}, \lambda_h^{\text{MGO},s}$  的二阶偏导得：

$$\frac{\partial^2 E_h^{\text{MGO}}}{\partial \lambda_h^{\text{MGO},s^2}} = \frac{1}{a} \quad (42)$$

$$\frac{\partial^2 E_h^{\text{MGO}}}{\partial \gamma_h^{\text{MGO},s^2}} = -\frac{1}{\beta} \quad (43)$$

进一步，微网运营商的 Hessian 矩阵为：

$$H = \begin{bmatrix} 1/a & 0 \\ 0 & -1/\beta \end{bmatrix} \quad (44)$$

综上，Stackelberg 博弈均衡解唯一。

## 附录 C

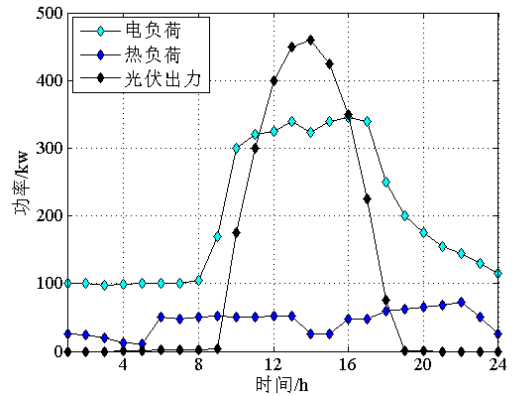


图 C1 用户聚合商侧电、热负荷以及光伏预测出力曲线

Fig.C1 The curves of user aggregator's electricity, heat load and photovoltaic forecast output

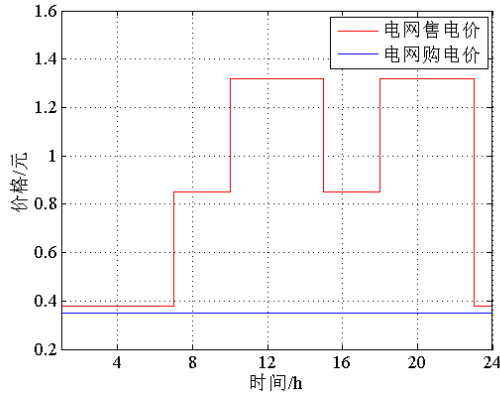


图 C2 电网分时电价曲线

Fig.C2 The curves of grid time-of-use price

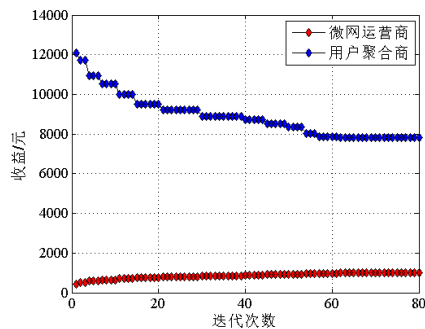
## 附录 D

表 D 模型其余参数表

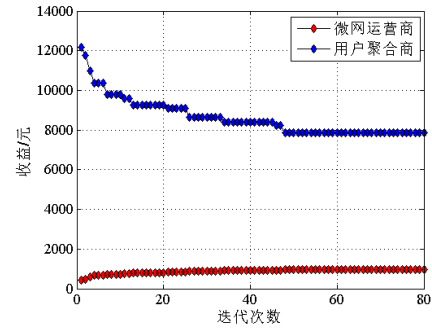
Tab.D Other parameters of the model

对象	参数	取值
用户聚合商	$a$	-0.05
	$b$	4
	$c$	0
	$\eta_h^l$	0.9
	$\varepsilon$	0.2
	$\beta$	0.1
	$\Delta L_{\max}^{l,h}$	15kW
	$L_{\max}^{u,h}$	60kW
共享储能系统	$E_{\min}^{\text{ESS}}$	300kWh
	$E_{\max}^{\text{ESS}}$	1350kWh
	$E_N$	1500kWh
	$P_{\max}^{\text{ESS},c}$	50kW
	$P_{\max}^{\text{ESS},d}$	50kW
	$SOC_0$	0.5
	$\eta_c^{\text{ESS}}$	0.95
	$\eta_d^{\text{ESS}}$	0.95

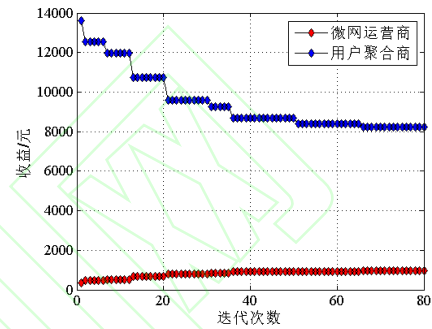
## 附录 E



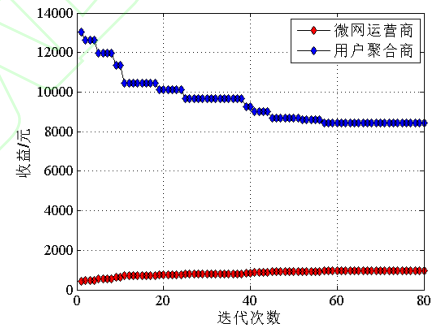
(a) 场景 1



(b) 场景 2



(c) 场景 3



(d) 场景 4

图 E 四种场景的迭代计算过程

Figure E Iterative calculation process of four scenarios

由图 E 可知：四种场景下的迭代次数分别为 62、48、65 以及 57 次达到收敛，即 Stackelberg 均衡解，微网运营商与用户聚合商的优化收益见正文中的表 2。值得注意的是，目前学界对于启发式算法没有严格的数学推导证明其收敛性与最优性，但对于本文复杂情境下的问题求解具有一定的求解优势。需要说明的是，四种场景下的迭代次数存在差异的原因：一方面，受遗传算法变异、重组等步骤的影响，算法参数的生成存在一定的随机性；另一方面，本文模型的上层问题为微网运营商的定价问题，不受场景的设定影响，场景的设定影响下层用户侧模型的复杂度（用户的用能选择策略更加多样化），相比以往研究模型（即不考虑用户电制热、使用共享储能



服务以及电热综合需求响应等因素), 本文所采用的算法框架在求解复杂度上并未有显著变化, 具有一定的普适性。

## 附录 F

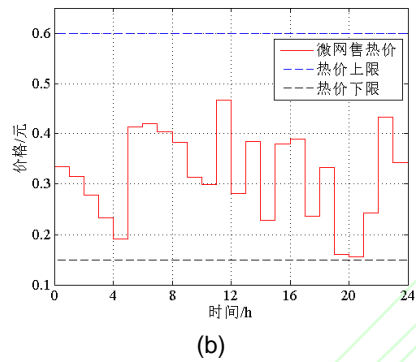
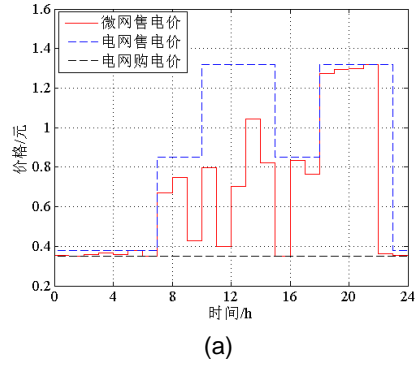


图 F.1 场景 2 下微网运营商售电价(a)与售热价(b)的优化结果

Figure F.1 Optimization results of the electricity price(a) and heat price(b) of microgrid operators under scenario 2

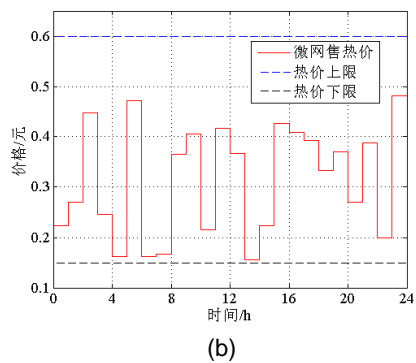
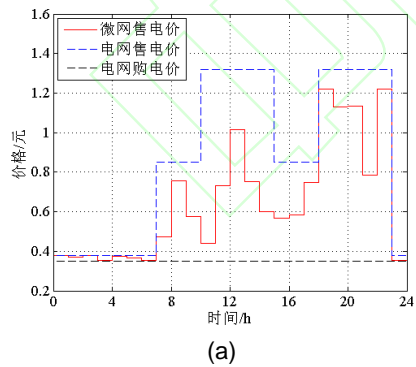


图 F.2 场景 3 下微网运营商售电价(a)与售热价(b)的优化结果

Figure F.2 Optimization results of the electricity price(a) and heat price(b) of microgrid operators under scenario 3