

考虑电-热-气负荷联动的园区 多能源云储能服务运营策略

曾佑鑫¹, 李华强¹, 魏震波¹, 臧天磊¹, 王子晓¹, 张继元¹, 高璐瑶²

(1. 四川大学电气工程学院, 成都市 610065; 2. 国网四川省电力公司特高压直流中心, 成都市 610041)

摘要:【目的】针对现有多能源云储能(cloud energy storage, CES)模式大都通过额外配置多能源储能资源来提升系统效益, 未充分挖掘系统内闲置储能资源潜力的问题, 将热力、燃气系统中的闲置储能资源纳入云储能系统, 提出一种考虑电-热-气负荷联动的园区多能源云储能服务运营策略。【方法】首先, 构建多能源云储能服务系统架构, 明确云储能服务场景并基于此设计运营机制; 其次, 基于热力与燃气系统的等效充放电原理, 将园区内电池、热力、燃气系统中的闲置储能资源整合为多能源云储能系统, 并据此构建兼顾电-热-气负荷联动的用户用能模型; 然后, 为实现整体效益最大化且保证不同参与主体之间收益分配的均衡, 引入古典与纳什社会福利函数, 建立多能源云储能资源定价模型与匹配机制。【结果】仿真结果表明, 相较于电能云储能系统, 多能源云储能在经济效益、储能资源利用率及用户多负荷联动响应潜力均表现出显著优势; 所提策略能够在传统电能云储能基础上继续降低用户用能成本 19%, 而相较于无负荷联动的多能源, 云储热及云储气利用率分别提升 16.6% 和 53.0%, 激发用户对广义储能资源的灵活调用潜力与参与积极性。【结论】所提策略可为园区多能源系统优化运营提供参考。

关键词: 云储能(CES); 综合能源系统; 商业模式; 运营策略

中图分类号: TM73

文献标志码: A

文章编号: 1000-7229(2026)02-0174-14

DOI: 10.12204/j.issn.1000-7229.2026.02.014

Operational Strategy for Multi-Energy Cloud Energy Storage in Industrial Parks Considering Electricity-Heat-Gas Load Coupling

ZENG Youxin¹, LI Huaqiang¹, WEI Zhenbo¹, ZANG Tianlei¹, WANG Ziyao¹,
ZHANG Jiyuan¹, GAO Luyao²

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China; 2. State Grid Sichuan Electric Power Company UHV DC Center, Chengdu 610041, China)

ABSTRACT: [Objective] Most existing multi-energy cloud energy storage (CES) models improve system performance by incorporating additional storage resources, while largely neglecting the potential of underutilized storage assets already embedded in the system. To address this limitation, this paper integrates idle storage capacities from thermal and gas systems into the CES framework and proposes an operational strategy for park-level multi-energy CES services that accounts for the coordinated response of electricity, heat, and gas loads. [Methods] First, a multi-energy CES service system architecture is established, in which the CES service scenarios are clearly defined and an operation mechanism is designed accordingly. Second, based on the principles of equivalent charging and discharging in thermal and gas systems, idle storage resources from electrical, thermal, and gas systems within the park are integrated into a unified multi-energy CES system. A user-side energy consumption model is then developed to capture electricity-heat-gas load coupling. To maximize overall benefits while ensuring a fair profit distribution among different participants, the classical and Nash social welfare functions are introduced to establish a pricing model and matching mechanism for multi-energy CES resources. [Results] Simulation results demonstrate that, compared to electricity CES systems, the proposed multi-energy CES approach exhibits significant advantages in terms of economic performance, storage resource utilization, and the potential for coordinated multi-load user response. In the case study, the proposed strategy reduces users' total energy costs by 19% compared with conventional

electricity-only cloud storage. Moreover, compared with multi-energy cloud storage without load coupling, the utilization rates of cloud-based thermal storage and gas storage increase by 16.6% and 53%, respectively, thereby enhancing users' flexibility and incentivizing their participation in generalized energy storage resources. [Conclusions] The proposed strategy provides a valuable a reference for the optimized operation of park-level multi-energy systems.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 52377115).

KEYWORDS: cloud energy storage (CES); integrated energy system; business model; operational strategy

0 引言

随着“双碳”目标的推进,储能的装机规模屡创新高,在新型电力系统中的作用也越发凸显^[1-3]。但目前储能应用仍然面临着建设成本较高、资源利用率不高、投资回收路径不清晰等问题^[4-6],而随着“共享经济”理念^[7-8]的发展,云储能(cloud energy storage, CES)模式^[9-10]应运而生。云储能作为新兴共享型储能商业模式^[11-12],可将电池储能资源整合并复用,有效提高其利用率和成本回收速率。因此,云储能商业模式逐渐成为推动电力系统转型的重要路径。

为提升云储能带来的经济效益,近年来聚焦其商业运营模式展开了多层次研究。早期研究关注云储能的可行性与服务模式设计,文献[13-14]分别面向住宅用户和微电网场景提出基本模型,验证其应用潜力。然而,随着云储能参与主体不断增多、利益结构日益复杂,简单的商业模式已难以适应研究需求,因此研究重点逐步转向多方效益协调与博弈机制设计^[15-20]。文献[15]引入集合竞价机制以提升平台交易效率。文献[16]在此基础上通过聚合模型实现整体社会福利最优。文献[17-18]进一步从结合改进Shapley值法的双层博弈结构和纳什谈判模型方面优化多方收益分配机制。为进一步拓展服务模型的灵活性,文献[19]从需求侧视角系统评估共享储能的运营模式与经济效益,为用户侧应用提供支撑。而相较于传统竞价模式,文献[20]通过量化参与者让步策略与市场清算动态间的非线性关系,提升竞价公平性。

以上研究虽对电能云储能运营模式进行了深入研究,但多着眼于电力储能资源的整合与复用。受限于电池储能成本高昂、资源结构单一等问题,难以充分释放系统储能潜力与用户收益空间^[21]。因此,已有研究引入热力、燃气系统作为广义储能资源接入云储能平台,构建跨介质、跨能源类型的园区多能源云储能系统,在更大范围内实现能量的互补调节与价值挖掘,从而进一步提升云储能系统的适用范围与整体经济效益。

目前,多能源云储能研究主要围绕资源配置优化与租赁机制展开。在配置层面,已有研究通过构

建双层规划模型,实现电/热/气云储能的综合优化配置,有效节约储能资源、降低系统成本,并提升多能源系统的协同效益^[22-23]。进一步,文献[24]考虑多区域互联综合能源系统中云储能投资回报和运行策略的双主体两阶段规划,增强了系统的整体能效和经济性。然而,高额的资源配置成本限制了系统效益的提升,亟需通过完善租赁机制加速成本回收。因此,文献[25]提出基于Stackelberg博弈的定价与配置策略,以平衡云储能提供商和用户的利益,提升多能源云储能商业模式的可行性。然而,当前多能源云储能租赁机制以平台收益为主导,忽视用户、热、气系统等多方效益协调,易导致用户参与意愿不足。

此外,尽管多能源云储能配置已在一定程度上提升系统效益,但现有调度机制多基于能源系统独立或弱耦合运行,未充分考虑电、热、气负荷的响应差异与时序互补性。针对这一问题,文献[26]研究了计及热惯性特征的电-热联合优化运行策略,通过增加储热容量提升热电联产机组的调节灵活性,实现电力系统的削峰填谷;文献[27]提出了含电转气与热电解耦机组的区域能源互联网联合经济调度方法,验证了电与气系统在调峰能力和能源转化效率方面的互补性。但现有成果多聚焦于单一能源组合(如电-热或电-气)或特定运行场景,缺乏在云储能商业模式下系统化引入多能源负荷联动的定价与匹配机制设计,且园区内热力与燃气系统仍存在大量闲置资源未被挖掘。

综上现状与问题,本文将热力、燃气系统内闲置储能资源纳入云储能系统,提出一种考虑电-热-气负荷联动的园区多能源云储能服务运营策略。在建模层面,构建用户-平台双层优化模型体系,分别从用户侧用能响应与储能租赁行为、平台侧资源定价与匹配机制2个层面进行建模,并引入古典与纳什社会福利函数以实现多方效益最大化与分配公平性。在内容安排上,首先,搭建多能源云储能服务系统架构,明确云储能服务场景并设计云储能服务运营机制;其次,从用户侧出发构建优化用能和储能租赁出发,构建用户用能模型;然后,构建云储能平台优化运营决策模型,进行多能源云储能运营优化;最后,通过算例仿真对所提策略的有效性进行验证。

1 多能源云储能系统结构关系及运营机制

1.1 系统结构关系

本文研究的多能源云储能服务场景涉及园区内电、热、气 3 种能源的联动运行,旨在通过有效整合园区内的多类型闲置储能资源实现整体经济效益最大化。参与主体包括云储能服务平台、园区用户、热力系统和燃气系统。各主体之间的能量流动和交互关系如图 1 所示。

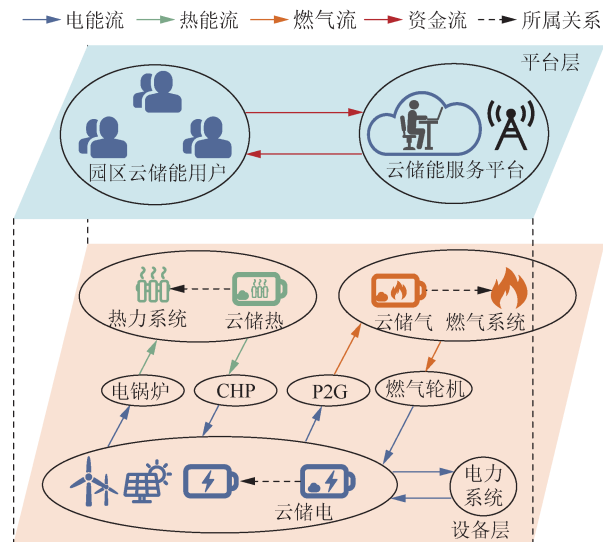


图 1 各主体能量流动示意

Fig. 1 Schematic diagram of energy flow in each subject

1.2 多能源云储能服务运营机制

云储能服务平台作为系统的核心枢纽,负责统一整合并调度园区内闲置的电、热、气储能资源,通过提供租赁服务实现资源优化运行,满足用户的多样化需求。相较于传统电储能单一类型的租赁模式,云储电、云储热和云储气之间存在能量转换关系,用户可根据负荷情况灵活选择能量储存或转化策略,通过电-热-气负荷联动以应对电价波动、负荷高峰和谷底,实现自身用能成本降低。

园区用户为同时具备电-热-气综合负荷的能源消费主体,且各自配备不同容量的新能源发电装置及电池储能装置。用户根据储能资源拥有量与需求差异,可分为供给侧用户和需求侧用户。供给侧用户具有富余的电池储能资源,可将电池闲置容量与功率 $\{S_i^{E,V}, P_i^{E,V}\}$ 接入云储能服务平台共享;需求侧用户本地电池储能资源不足,需通过平台租赁云储电资源 $\{S_j^{E,R}, P_j^{E,R}\}$ 。同时,所有园区用户均可根据自身电、热、气负荷需求向平台租赁云储热及云储气资源,以实现电-热-气负荷联动,进一步降低用能成本。

云储能服务运营机制如图 2 所示,具体而言,在日前阶段用户向平台上传电、热、气负荷及新能源出力预测,热力、燃气系统根据用户负荷及自身安全运行边界向平台上传云储热闲置量 $\{S^{H,V}, P^{H,V}\}$ 及云储气闲置量 $\{S^{G,V}, P^{G,V}\}$,平台据此分类型下发多能源云储能需求容量与功率价格 $\pi^{E,R}, \pi^{H,R}, \pi^{G,R}$ 和闲置容量与功率价格 $\pi^{E,V}, \pi^{H,V}, \pi^{G,V}$ 给用户及热力、燃气系统;用户基于价格得出最优用能策略,并将云储电闲置量 $\{S_i^{E,V}, P_i^{E,V}\}$ 、云储电需求量 $\{S_j^{E,R}, P_j^{E,R}\}$ 、云储热需求量 $\{S_j^{H,R}, P_j^{H,R}\}$ 及云储气需求量 $\{S_j^{G,R}, P_j^{G,R}\}$ 反馈给平台,最后平台与用户及热力、燃气系统进行资金结算。多能源云储能资源的价格与储能资源建设成本相关联,用户需求程度随着价格增加而减小,最终平台与用户、能源系统达成整体效益最大化且分配均衡。

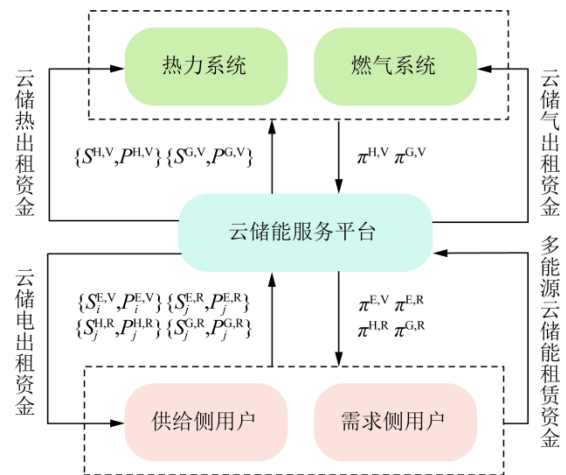


图 2 云储能服务运营机制

Fig. 2 CES service platform operation mechanism

2 考虑电-热-气负荷联动的用户用能模型

2.1 多能源转换物理逻辑

用户根据自身的负荷特性、新能源出力情况、本地储能容量以及云储能资源价格,灵活选择作为供给侧用户或需求侧用户,并向云储能平台申报相应的资源交易需求或供给量。具体如下:

热力及燃气系统中包含众多储能单元,例如储热罐、热水管道、天然气管道等,因此可以像电力系统中的电池储能一样进行热力及燃气的存储。得益于综合能源系统中能源转换装置,电力系统中的电能可以转换为热、气并进行存储。

其中热力系统等效放电主要通过储热特性来提升热电联产(combined heat and power, CHP)机组的运行灵活性,其原理^[26]为:在供暖时,CHP 机组工作在

“以热定电”的模式,CHP机组电功率受热功率限制,调节范围较小。而当热力系统中储热增加,则可以减少热出力,从而增加最大电出力,实现“等效放电”。

对于热力系统,其“等效充电”通过电热锅炉进行,其电转热效率为 η^{E-H} ,热力系统储热效率为 $\eta^{H,in}$,因此实际电转热效率为 $\eta^{E-H}\eta^{H,in}$;而“等效放电”通过CHP机组进行,其热转电效率为 η^{H-E} ,热力系统放热效率为 $\eta^{H,out}$,因此实际热转电效率为 $\eta^{H-E}\eta^{H,out}$ 。需要说明的是,这里对热力系统等效储能能力进行了理想化线性处理,但能有效服务于多主体协同运营机制的研究目标。

对于燃气系统,其“等效充电”通过P2G机组进行,其电转气效率为 η^{E-G} ,燃气系统储气效率为 $\eta^{G,in}$,因此实际电转气效率为 $\eta^{E-G}\eta^{G,in}$;燃气系统“等效放电”同样通过CHP机组进行,气转电效率为 η^{G-E} ,燃气系统放气效率为 $\eta^{G,out}$,实际气转电效率为 $\eta^{G-E}\eta^{G,out}$ 。

2.2 数学建模

2.2.1 目标函数

用户的目标函数为日用能成本 C_i 最低:

$$\min C_i = C_i^E + C_i^H + C_i^G + C_i^M - C_i^V + C_i^R \quad (1)$$

式中: C_i^E 为用户 i 的购售电费用; C_i^H 为用户 i 的购热费用(用户向热力系统购买热能的支出); C_i^G 为用户 i 的购气费用(用户向燃气系统购买燃气的支出); C_i^M 为用户 i 自身电池储能装置的等值日运维成本; C_i^V 、 C_i^R 分别为用户 i 向云储能服务平台出租、租赁云储能资源的交易费用。其中,购热费用与购气费用均属于用户的用能支出,不计为热力系统和燃气系统的运营成本。

1) 用户用能费用。

$$\begin{cases} C_i^E = \sum_{t=1}^{24} (P_{i,t}^{E,buy} \pi_{i,t}^{E,buy} \Delta t - P_{i,t}^{E,sell} \pi_{i,t}^{E,sell} \Delta t) \\ C_i^H = \sum_{t=1}^{24} P_{i,t}^{H,buy} \pi_{i,t}^{H,buy} \Delta t \\ C_i^G = \sum_{t=1}^{24} P_{i,t}^{G,buy} \pi_{i,t}^{G,buy} \Delta t \end{cases} \quad (2)$$

式中: $P_{i,t}^{E,buy}$ 、 $P_{i,t}^{E,sell}$ 分别为用户 i 在 t 时刻向电网购、售电功率; $\pi_{i,t}^{E,buy}$ 、 $\pi_{i,t}^{E,sell}$ 分别为用户在 t 时刻向电网购、售电的单位价格; Δt 为单位时间; $P_{i,t}^{H,buy}$ 、 $P_{i,t}^{G,buy}$ 分别为用户 i 在 t 时刻向热力、燃气系统购热、购气功率; $\pi_{i,t}^{H,buy}$ 、 $\pi_{i,t}^{G,buy}$ 为单位热价、气价。

2) 电池储能运维费用。

$$C_i^M = \frac{\varepsilon(1+\varepsilon)^y}{(1+\varepsilon)^y - 1} (\pi^{mc} P_{i,max}^E) \frac{1}{T} \quad (3)$$

式中: ε 为贴现率; y 为电池储能的额定寿命; $P_{i,max}^E$ 为

用户 i 电池储能设备的最大充放电功率; π^{mc} 为电池储能设备的单位功率维护成本; T 表示365天。

3) 云储能租赁费用。

$$\begin{aligned} C_i^V &= Z_i (S_{i,t}^{E,V} \pi_{i,t}^{E,S,V} + P_{i,t}^{E,V} \pi_{i,t}^{E,P,V}) \\ C_i^R &= (1 - Z_i) (S_{i,t}^{E,R} \pi_{i,t}^{E,S,R} + P_{i,t}^{E,R} \pi_{i,t}^{E,P,R}) + S_{i,t}^{H,R} \pi_{i,t}^{H,S,R} + \\ &P_{i,t}^{H,R} \pi_{i,t}^{H,P,R} + S_{i,t}^{G,R} \pi_{i,t}^{G,S,R} + P_{i,t}^{G,R} \pi_{i,t}^{G,P,R} \end{aligned} \quad (4)$$

式中: Z_i 为用户租赁系数, $Z_i=1$ 时用户 i 为供给侧用户, $Z_i=0$ 时用户 i 为需求侧用户; $S_{i,t}^{E,V}$ 、 $P_{i,t}^{E,V}$ 分别为供给侧用户 i 向平台出租的云储电闲置容量及功率; $S_{i,t}^{E,R}$ 、 $P_{i,t}^{E,R}$ 分别为需求侧用户 i 向平台租赁的云储电需求容量及功率; $S_{i,t}^{H,R}$ 、 $P_{i,t}^{H,R}$ 分别为需求侧用户 i 向平台租赁的云储热需求容量及功率; $S_{i,t}^{G,R}$ 、 $P_{i,t}^{G,R}$ 分别为需求侧用户 i 向平台租赁的云储气需求容量及功率; $\pi_{i,t}^{E,S,V}$ 、 $\pi_{i,t}^{E,P,V}$ 分别为云储电闲置容量、功率价格; $\pi_{i,t}^{E,S,R}$ 、 $\pi_{i,t}^{E,P,R}$ 分别为云储电需求容量、功率价格; $\pi_{i,t}^{H,S,R}$ 、 $\pi_{i,t}^{H,P,R}$ 分别为云储热需求容量、功率价格; $\pi_{i,t}^{G,S,R}$ 、 $\pi_{i,t}^{G,P,R}$ 分别为云储气需求容量、功率价格。

2.2.2 约束条件

1) 电池储能条件约束。

(1) 电功率平衡约束。

$$P_{i,t}^{E,load} + P_{i,t}^{E,sell} + P_{i,t}^{E,ch} + P_{i,t}^{E-H} + P_{i,t}^{E-G} = P_{i,t}^{WT} + P_{i,t}^{PV} + P_{i,t}^{E,buy} + P_{i,t}^{E,dch} + P_{i,t}^{H-E} + P_{i,t}^{G-E} \quad (6)$$

式中: $P_{i,t}^{E,load}$ 为用户 i 在 t 时刻的电负荷; $P_{i,t}^{WT}$ 、 $P_{i,t}^{PV}$ 分别为用户 i 在 t 时刻的风、光出力; $P_{i,t}^{E,ch}$ 、 $P_{i,t}^{E,dch}$ 分别为用户 i 在 t 时刻的电池储能充、放电功率; $P_{i,t}^{E-H}$ 、 $P_{i,t}^{H-E}$ 分别为用户 i 在 t 时刻的电转热及热转电功率; $P_{i,t}^{E-G}$ 、 $P_{i,t}^{G-E}$ 分别为用户 i 在 t 时刻的电转气及气转电功率。

(2) 电池储能设备约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^{E,ch} \leq Z_i X_{i,t}^E (P_{i,max}^E - P_{i,t}^{E,V}) + \\ (1 - Z_i) X_{i,t}^E (P_{i,max}^E + P_{i,t}^{E,R}) \\ 0 \leq P_{i,t}^{E,dch} \leq Z_i (1 - X_{i,t}^E) (P_{i,max}^E - P_{i,t}^{E,V}) + \\ (1 - Z_i) (1 - X_{i,t}^E) (P_{i,max}^E + P_{i,t}^{E,R}) \end{cases} \quad (7)$$

式中: $X_{i,t}^E$ 为充放电系数,充电时为1,放电时为0。与常规模型不同,本模型引入了租赁系数 Z_i ,以体现云储能服务平台“即租即用”的特征。当 Z_i 为0时,用户 i 租赁了云储电的容量及功率,因此其最大充放电功率应为自身储能功率加上云储电需求功率;当 Z_i 为1时,用户 i 向平台出租自身储能容量及功率,因此其最大充放电功率应为自身储能功率减去云储电闲置功率。

为了确保分布式储能设备存储的电量在任意时间段都在最小及最大允许容量之间变化,分布式储能设备的当日净充电量为0,约束为:

$$\tilde{S}_{i,max}^E = Z_i (S_{i,max}^E - S_{i,t}^{E,V}) + (1 - Z_i) (S_{i,max}^E + S_{i,t}^{E,R}) \quad (8)$$

$$\begin{cases} S_{i,0}^E = 0.1\tilde{S}_{i,\max}^E \\ S_{i,t}^E = S_{i,t-1}^E + \eta^E P_{i,t}^{E, \text{ch}} - \frac{P_{i,t}^{E, \text{dch}}}{\eta^E} \\ S_{i,24}^E = S_{i,0}^E \\ 0.1\tilde{S}_{i,\max}^E \leq S_{i,t}^E \leq 0.9\tilde{S}_{i,\max}^E \end{cases} \quad (9)$$

式中: $S_{i,\max}^E$ 为用户 i 自身电池储能装置最大容量; $\tilde{S}_{i,\max}^E$ 为用户 i 参与云储能服务之后电池储能最大容量; $S_{i,0}^E$ 、 $S_{i,24}^E$ 分别为用户 i 当天最初时段及最后时段云储电容量; $S_{i,t}^E$ 为用户 i 在 t 时段的云储电容量; η^E 为电池储能设备的充放电效率。

为了保证闲置量不超过用户自身储能总量, 需求量不超过储能闲置量最大值, 有如下约束:

$$\begin{cases} 0 \leq Z_i S_i^{E, V} \leq S_{i,\max}^E \\ 0 \leq Z_i P_i^{E, V} \leq P_{i,\max}^E \\ 0 \leq (1 - Z_i) S_i^{E, R} \leq \sum_{i=1}^m S_{i,\max}^E - S_{i,\max}^E \\ 0 \leq (1 - Z_i) P_i^{E, R} \leq \sum_{i=1}^m P_{i,\max}^E - P_{i,\max}^E \end{cases} \quad (10)$$

式中: m 为用户总数量。当租赁系数 $Z_i=0$ 时, 用户 i 租赁云储电资源, 其云储电需求容量及功率不能超过除自身以外的其余用户容量及功率之和; 当租赁系数 $Z_i=1$ 时, 用户 i 向平台出租云储电资源, 其云储电闲置容量及功率不能超过自身储能容量及功率。

2) 储热/储气条件约束。

(1) 热/气功率平衡约束。

由于储热及储气条件约束类似, 这里用 K 表示储热和储气, 取值为:

$$K \in \{H, G\} \quad (11)$$

当 $K=H$ 时, 为储热条件约束; 当 $K=G$ 时, 为储气条件约束。

$$P_{i,t}^{K, \text{load}} = P_{i,t}^{K, \text{buy}} + P_{i,t}^{K, \text{dch}} \quad (12)$$

式中: $P_{i,t}^{K, \text{load}}$ 为用户 i 在 t 时段的热/气负荷; $P_{i,t}^{K, \text{buy}}$ 为用户 i 在 t 时段的购热/气功率; $P_{i,t}^{K, \text{dch}}$ 为用户 i 在 t 时段云储热/气的放热/气功率。

(2) 储热/储气设备约束。

储热/储气设备的充放热/气功率约束可以表示为:

$$\begin{cases} 0 \leq \eta^{E-K} P_{i,t}^{E-K} \leq X_{i,t}^K P_i^{K, R} \\ 0 \leq \frac{P_{i,t}^{K-E}}{\eta^{K-E}} + \frac{P_{i,t}^{K, \text{dch}}}{\eta^{K, \text{out}}} \leq (1 - X_{i,t}^K) P_i^{K, R} \\ 0 \leq P_{i,t}^{K-E} \\ 0 \leq P_{i,t}^{K, \text{dch}} \end{cases} \quad (13)$$

式中: $P_{i,t}^{E-K}$ 、 $P_{i,t}^{K-E}$ 分别为用户 i 在 t 时段的电转热/气、热/气转电功率; $X_{i,t}^K$ 为充放热/气系数, 充热/气时为 1, 放热/气时为 0; $\eta^{K, \text{out}}$ 为储热/气设备的放热/气效率。

为了确保储热/储气设备存储的热/气容量在任意时间段都在最小及最大允许容量之间变化, 储热/储气设备的当日净充放量为 0, 约束为:

$$\begin{cases} S_{i,0}^K = 0 \\ S_{i,t}^K = S_{i,t-1}^K + \eta^{E-K} P_{i,t}^{E-K} - \frac{P_{i,t}^{K-E}}{\eta^{K-E}} - \frac{P_{i,t}^{K, \text{dch}}}{\eta^{K, \text{out}}} \\ S_{i,24}^K = S_{i,0}^K \\ 0 \leq S_{i,t}^K \leq S_{i,t}^{K, R} \end{cases} \quad (14)$$

式中: $S_{i,0}^K$ 、 $S_{i,24}^K$ 分别为用户 i 所租赁的云储热/气在当天首、末时段的容量; $S_{i,t}^K$ 、 $S_{i,t-1}^K$ 分别为用户 i 所租赁的云储热/气在 t 及 $t-1$ 时刻的容量。

为了保证云储热/气需求量不超过云储热/气闲置量最大值, 有:

$$\begin{cases} 0 \leq S_i^{K, R}, \sum_{i=1}^m S_i^{K, R} \leq S^{K, R} \\ 0 \leq P_i^{K, R}, \sum_{i=1}^m P_i^{K, R} \leq P^{K, R} \end{cases} \quad (15)$$

式中: $S^{K, R}$ 、 $P^{K, R}$ 分别为云储热/气闲置容量、功率。

3 多能源云储能系统运营模型

3.1 基于古典-纳什社会福利的定价模型

1) 定价机制。

为兼顾系统经济性与多方收益的公平性, 本文在定价机制中分别引入古典、纳什社会福利函数^[28]。古典社会福利函数通过最大化各参与主体效用之和, 实现整体经济效益的最优, 适用于集中式优化场景, 能够在全局层面提升系统总收益; 而纳什社会福利函数在保证系统效率的同时, 更注重不同参与主体收益分配的均衡性, 能够避免因收益差距过大而影响部分主体的参与积极性。由于多能源云储能服务涉及用户、云储能平台及多能源系统运营方等多个利益相关方, 单一优化目标难以兼顾效率与公平, 因此本文同时采用这 2 种社会福利函数以提高策略的可接受度与可实施性, 因此目标函数 W_{\max} 为:

$$W_{\max} = fW_{\text{classical}} + W_{\text{nash}} \quad (16)$$

式中: $W_{\text{classical}}$ 为古典社会福利函数; W_{nash} 为纳什社会福利函数; f 为极大的正数, 其目的是使 $W_{\text{classical}}$ 与 W_{nash} 在数量级上相当。

古典社会福利函数为所有社会成员的福利直接相加, 本文表示各主体效益之和:

$$W_{\text{classical}} = W_{\text{CES}} + \sum_{i=1}^m W_i \quad (17)$$

$$W_i = C_{i,0} - C_i \quad (18)$$

式中: W_i 为用户 i 参与云储能服务后所获得的效益;

W_{CES} 为平台效益; $C_{i,0}$ 为用户 i 原始用能成本。

纳什社会福利函数为所有社会成员的福利乘积,如下所示:

$$W_{nash} = W_{CES} \prod_{i=1}^m W_i \quad (19)$$

云储能服务平台的收益主要来自多能源储能资源匹配所形成的价差。热力与燃气系统作为价格接受方,通过资源租赁即可获得收益。但用户可能将租赁的云储热或云储气直接用于自身热/气负荷消耗,削弱原系统效益,因此平台需对热力和燃气系统的相应损失进行补偿。平台收益为:

$$W_{CES} = \sum_{i=1}^m C_i^R - \sum_{i=1}^m (C_i^V + S_i^{H,R} \pi^{H,S,V} + P_i^{H,R} \pi^{H,P,V} + S_i^{G,R} \pi^{G,S,V} + P_i^{G,R} \pi^{G,P,V}) - \sum_{i=1}^m \sum_{t=1}^{24} (P_{i,t}^{H,dch} \pi^{H,buy} + P_{i,t}^{G,dch} \pi^{G,buy}) \Delta t \quad (20)$$

式中: $\pi^{H,S,V}$ 、 $\pi^{H,P,V}$ 分别为云储热闲置容量、功率价格; $\pi^{G,S,V}$ 、 $\pi^{G,P,V}$ 分别为云储气闲置容量、功率价格。

2) 定价基准值。

电池储能的全寿命周期成本主要包括初始投资成本、辅助设施成本、运维成本、更新成本、报废处理成本和剩余残值^[29]。对于云储电的定价,初始投资成本影响最大,因此这里将初始投资成本作为参考。单位容量、功率初始投资成本由单位价格、寿命及贴现率共同构成^[30],由于云储能服务以日为周期,因此这里将其折算为等值日投资成本。云储电单位容量及功率基准值 $\pi^{E,S,base}$ 、 $\pi^{E,P,base}$ 为:

$$\pi^{E,S,base} = \frac{\varepsilon(1+\varepsilon)^y}{(1+\varepsilon)^y - 1} \pi^{E,S,inv} \frac{1}{T} \quad (21)$$

$$\pi^{E,P,base} = \frac{\varepsilon(1+\varepsilon)^y}{(1+\varepsilon)^y - 1} \pi^{E,P,inv} \frac{1}{T} \quad (22)$$

式中: $\pi^{E,S,inv}$ 、 $\pi^{E,P,inv}$ 分别为电池储能单位容量投资成本和单位功率投资成本。

在此基础上,平台向用户下发云储电闲置及需求价格,如下所示:

$$\begin{cases} \pi^{E,S,V} = \alpha^{E,S,V} \pi^{E,S,base} \\ \pi^{E,S,R} = \alpha^{E,S,R} \pi^{E,S,base} \\ \pi^{E,P,V} = \alpha^{E,P,V} \pi^{E,P,base} \\ \pi^{E,P,R} = \alpha^{E,P,R} \pi^{E,P,base} \end{cases} \quad (23)$$

式中: $\alpha^{E,S,V}$ 为云储电闲置容量价格系数; $\alpha^{E,S,R}$ 为云储电需求容量价格系数; $\alpha^{E,P,V}$ 为云储电闲置功率价格系数; $\alpha^{E,P,R}$ 为云储电需求容量价格系数。

云储热及云储气资源定价与云储电相同,在此不过多赘述。

为确保平台始终盈利,且多能源云储能资源价格在合理区间,价格系数约束为:

$$\begin{cases} 0 < \alpha^{E,S,V} < \alpha^{E,S,R}, 0 < \alpha^{E,P,V} < \alpha^{E,P,R} \\ 0 < \alpha^{H,S,V} < \alpha^{H,S,R}, 0 < \alpha^{H,P,V} < \alpha^{H,P,R} \\ 0 < \alpha^{G,S,V} < \alpha^{G,S,R}, 0 < \alpha^{G,P,V} < \alpha^{G,P,R} \end{cases} \quad (24)$$

式中: $\alpha^{H,S,V}$ 、 $\alpha^{H,P,V}$ 分别为云储热闲置容量、功率价格系数; $\alpha^{H,S,R}$ 、 $\alpha^{H,P,R}$ 分别为云储热需求容量、功率价格系数; $\alpha^{G,S,V}$ 、 $\alpha^{G,P,V}$ 分别为云储气闲置容量、功率价格系数; $\alpha^{G,S,R}$ 、 $\alpha^{G,P,R}$ 分别为云储气需求容量、功率价格系数。

3.2 多能源云储能资源匹配机制

云储热及云储气资源匹配为一对多方式,可直接由热力系统及燃气系统供给园区云储能用户。而云储电资源匹配为多对多方式,供给侧和需求侧用户数量不确定,为了使用户间云储电资源互相匹配,本文设计了如下匹配机制。

供给侧用户提交的云储电闲置量为:

$$V^{sup} = \{V_1^{sup}, V_2^{sup}, V_3^{sup}, \dots, V_v^{sup}\} \quad (25)$$

需求侧用户提交的云储电需求量为:

$$R^{dem} = \{R_1^{dem}, R_2^{dem}, R_3^{dem}, \dots, R_r^{dem}\} \quad (26)$$

式中: v 为供给侧用户数量; r 为需求侧用户数量。

对于供给侧用户 $i(1 \leq i \leq v)$,其提交的云储电闲置量为 $V_i^{sup} = \{S_i^{E,V}, P_i^{E,V}\}$,对于需求侧用户 $j(1 \leq j \leq r)$,其提交的云储电需求量为 $R_j^{dem} = \{S_j^{E,R}, P_j^{E,R}\}$ 。

在确定上传的云储电闲置量和云储电需求量之后,云储能服务平台需要根据每个用户不同需求进行匹配。而储能资源的匹配和普通商品有所不同,其最大容量与最大充放电功率之间存在耦合关系,无法仅依据容量大小进行简单的资源匹配,因此匹配步骤如下:

步骤1:将云储电闲置量和云储电需求量进行换算,换算之后的结果为:

$$V_i^{sup,con} = \{S_i^{E,V}, S_i^{E,V}/P_i^{E,V}\} \quad (27)$$

$$R_j^{dem,con} = \{S_j^{E,R}, S_j^{E,R}/P_j^{E,R}\} \quad (28)$$

步骤2:分别对云储电闲置量和需求量按照 S/P 从小到大进行排序(若出现相同数值,则再按照容量大小从大到小进行排序)。这样排序的原因是, S/P 越小的供给侧用户,闲置储能资源充电速度更快,更容易满足需求侧用户的大功率充放电需求; S/P 相同的用户,若提交储能闲置量或需求量更大,则有更高的市场竞争力,能够促进市场发展。

步骤3:进行云储电资源的匹配。排序在前的供给侧用户优先匹配排序在前的需求侧用户,以此类推,直至需求侧用户的云储电需求量被完全匹配。

由此可以得出一个云储电资源匹配矩阵 $Y_{v \times r}$,其中行数为供给侧用户的数量 v ,列数为需求侧用户的

数量 r , 矩阵中元素 y_{ij} 代表第 i 个供给侧用户与第 j 个需求侧用户匹配的云储电资源占第 j 个需求侧用户总需求量的比例。云储电资源匹配矩阵为:

$$Y_{v \times (m+n)} = \begin{bmatrix} y_{11} & y_{12} & y_{13} & \cdots & y_{1 \times (m+n)} \\ y_{21} & y_{22} & y_{23} & \cdots & y_{2 \times (m+n)} \\ y_{31} & y_{32} & y_{33} & \cdots & y_{3 \times (m+n)} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ y_{v1} & y_{v2} & y_{v3} & \cdots & y_{v \times (m+n)} \end{bmatrix} \quad (29)$$

4 模型求解流程

本文求解流程如图 3 所示, 使用 MATLAB 进行仿真得到最终结果。具体求解步骤如下:

1) 上层初始化粒子价格系数, 并传至下层。其中, 粒子数为 300, 最大迭代次数为 100, 空间维度为 12。

2) 下层将价格系数传至各用户, 用户根据自身数据以日用能成本最小为目标进行求解, 得出最终用能策略。由于用户用能模型目标函数有双变量相乘的非线性项, 本文通过 YALMIP 工具箱调用 CPLEX 求解器并结合惯性权重自适应的粒子群算法进行求解, 其中非线性约束通过大 M 法进行线性化处理。

3) 将各用户用能策略上传至上层, 上层通过定价模型得到目标函数值并进行迭代, 得出本轮最优价格系数。

4) 更新价格系数值并再传至下层。

5) 反复迭代, 最终得出最优价格系数与相对应的用户用能策略。

5 算例分析

5.1 算例参数

算例选取某工业园区 5 个用户作为平台注册用户。各用户典型日风光出力曲线及电、热、气负荷曲线如附录 A 图 A1—A5 所示, 时间间隔为 1 h。用户电池储能装机容量、各设备基础参数及电/热/气价格^[23,27]如附录 A 表 A1—A7 所示。

为体现本文运营策略优势, 本文设置如下 4 个场

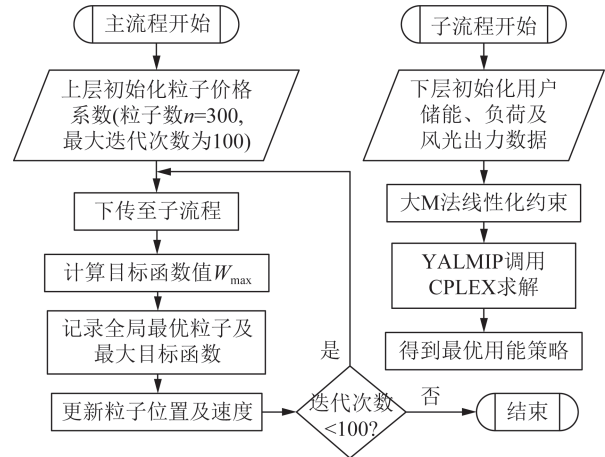


图 3 求解流程

Fig. 3 Solution flowchart

景作为对照:

场景 1: 用户不参与云储能;

场景 2: 用户参与云储能, 但只有电能云储能而非多能源云储能;

场景 3: 用户参与多能源云储能, 但由于云储热/云储气用于热、气负荷会减少热力、燃气系统效益, 因此只能用于电负荷;

场景 4: 本文算例场景, 即用户参与多能源云储能同时可以进行电-热-气负荷联动, 云储热、云储气可直接用于热、气负荷。

5.2 算例结果与分析

5.2.1 效益分析

为展现出本文运营策略的优越性, 根据设置的 4 个场景进行如下对比。

用户用能成本及平台收益见表 1。为便于不同场景间的对比分析, 本文在场景 2 中单独提出“用户及平台总体效益”, 因为在该场景设定下热力系统与燃气系统没有额外收益。场景 3 和场景 4 则包含了热/气系统的收益, 因此使用“用户、热/气系统及平台总体效益”进行比较。

由表 1 中可看出, 相较于场景 1, 场景 2、3、4 的用户因参与云储能, 从而用能成本均显著降低了 100~200 元, 其中用户 5 最多降低了 230 元。

表 1 用户用能成本、热/气系统及平台收益

Table 1 User energy costs, heat/gas system and platform benefits

元

场景	用能成本					热力系统效益	燃气系统效益	平台效益	用户及平台总体效益	用户、热/气系统及平台总体效益
	用户 1	用户 2	用户 3	用户 4	用户 5					
1	9801	8756	8078	5142	4382	0	0	0	0	0
2	9670	8625	7959	4920	4154	0	0	225	1056	1056
3	9620	8620	7966	4887	4165	54	16	243	1144	1214
4	9604	8622	7864	4928	4152	61	18	181	1170	1249

相较于场景 2,场景 3、4 中的用户及平台总体效益均提升 100 元左右,这是因为用户在参与云储能时可以使用云储热及云储气,充分挖掘了热、气管网中的储能潜力。其中,场景 4 计及电-热-气负荷联动中,用户及平台总体效益、用户储热储气及平台总体效益相较于场景 3 分别提升 26.5%、22.2%,因为用户可将云储热、云储气中的能量直接用于热、气负荷,从而使得总体效益进一步提升。并且由于场景 4 用户租赁云储热、云储气意愿更强,使得云储热、云储气的效益高于场景 3。在本研究场景中用户总体效益较大,因此热/气系统收益占总体效益比例较低,导致“用户、热/气系统及平台总体效益”相较于“用户及平台总体效益”提升幅度有限。

5.2.2 算例结果分析

典型日内储热闲置容量与闲置功率分别为 400 kWh、90 kW;储气闲置容量与闲置功率分别为 200 kWh、60 kW。图 4 为经过 200 次随机仿真之后目标函数的迭代结果,阴影部分为各次仿真的目标函数值,实线为模拟函数。

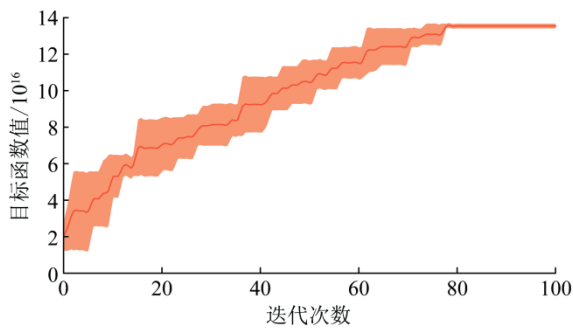


图 4 目标函数迭代曲线

Fig. 4 Iterative curve of the objective function

由图 4 可得,每次仿真最后目标函数都趋向于同一数值,因此可确定目标函数可在 100 次迭代内收敛。目标函数取最大值时的各容量、功率价格系数见表 2。将表 2 中的值代入价格公式可得云储能资源的价格,如表 3 所示。

由于云储电规模较大,为平台主要收益来源,平台可通过促进其周转规模来提高收益。因此,平台通过较高的价格促进用户提供更多云储电闲置量,并且由于云储电成本较高,云储电单位价格为云储热及云储气的 2~4 倍。在此条件下,云储电单位需求容量价格仍比闲置价格高 20%,可看出云储电的市场需求为刚性需求。

云储热由于电-热、热-电转换效率比云储气高约 20%,并且其成本比云储气更低,因此用户更愿将其作为云储电的补充形式进行租赁。由于云储热充放电转换效率仅为云储电的 87% 及 76%,用户对于功

表 2 价格系数

Table 2 Price coefficient value

参数	数值
云储电闲置容量系数	0.628 5
云储电闲置功率系数	0.616 0
云储热闲置容量系数	0.822 5
云储热闲置功率系数	0.939 9
云储气闲置容量系数	0.654 7
云储气闲置功率系数	0.515 6
云储电需求容量系数	0.756 4
云储电需求功率系数	0.643 7
云储热需求容量系数	0.971 9
云储热需求功率系数	1.200 7
云储气需求容量系数	1.069 0
云储气需求功率系数	0.548 0

表 3 各单位容量、功率价格

Table 3 Capacity and power price per unit

参数	数值
云储电闲置容量价格/(元/kWh)	0.245 3
云储电需求容量价格/(元/kWh)	0.295 2
云储热闲置容量价格/(元/kWh)	0.064 2
云储热需求容量价格/(元/kWh)	0.075 9
云储气闲置容量价格/(元/kWh)	0.076 7
云储气需求容量价格/(元/kWh)	0.125 2
云储电闲置功率价格/(元/kW)	0.841 5
云储电需求功率价格/(元/kW)	0.879 3
云储热闲置功率价格/(元/kW)	0.440 2
云储热需求功率价格/(元/kW)	0.562 3
云储气闲置功率价格/(元/kW)	0.301 8
云储气需求功率价格/(元/kW)	0.320 8

率需求更大,因此云储热单位功率差价为 0.122 1 元/kW,为云储电单位功率差价的 3 倍,平台通过较高的差价赚取更多效益。

对于云储气,由于电-气、气-电转换效率最低,仅为云储电的 70% 及 63%,因此用户租赁最少。由于租赁容量较少,平台需要通过较高差价提升收益,因此云储气单位容量差价与云储电相差无几。

将表 3 中价格代入可得参与云储能之后用户的闲置量与需求量,如表 4 所示。

从表 4 中可以看出,对于储能而言,用户 1、2、3 为需求侧用户,用户 4、5 为供给侧用户。用户 2、3 租赁了储热,用户 4、5 租赁了储气。其中由于云储电充放电转换率均为 95%,比云储热高约 15%、30%,比云储气高约 40%、55%,因此用户对于云储电需求量显

表 4 平台用户闲置量与需求量
Table 4 Idle volume and demand from platform users

用户	云储电闲置量		云储电需求量		云储热需求量		云储气需求量	
	容量/kWh	功率/kW	容量/kWh	功率/kW	容量/kWh	功率/kW	容量/kWh	功率/kW
1	0	0	921	60	0	0	0	0
2	0	0	1544	35	27	5.5	0	0
3	0	0	1098	395	375	75.0	0	0
4	1779	240	0	0	0	0	13	13
5	1784	250	0	0	0	0	33	33

著高于云储热及云储气。

其中由于用户 3 本身不自带储能装置,因此其对于云储电闲置功率需求最大,是用户 1 的 6 倍,是用户 2 的 11 倍。而用户 1、2 由于自带电池储能,因此对于云储电功率需求不大。同时用户 3 还租赁了云储热总闲置容量的 93% 作为云储电的补充,而不是租赁更多云储电,说明云储热可作为非刚性储能需求的选择,虽然其转换效率低于云储电,但其租赁成本仅为同容量、功率云储电的 40%,可大大降低用能成本。

根据本文云储能资源匹配规则,匹配结果见表 5。云储能资源匹配矩阵为:

$$Y_{2 \times 3} = \begin{bmatrix} 1.00 & 0.74 & 0 \\ 0 & 0.26 & 1.00 \end{bmatrix} \quad (30)$$

表 5 云储电资源匹配结果

Table 5 Electricity cloud storage resource matching results

供给侧 用户	容量/kWh			功率/kW		
	需求侧 用户 3	需求侧 用户 1	需求侧 用户 2	需求侧 用户 3	需求侧 用户 1	需求侧 用户 2
用户 5	1098	686	0	154	96	0
用户 4	0	235	1544	0	32	208

从匹配结果可看出,用户 5 由于其排序先于用户 4,所以用户 5 优先进行匹配。同理可得,用户 3 优先与用户 5 进行匹配,随后用户 1 再与用户 5 进行匹配,最后用户 4 与用户 1、2 进行匹配。

5.2.3 多场景下多能源云储能对比分析

为具体分析电热气云储能的变化情况与运营策略,在此将场景 2、3、4 进行对比。场景 2 中用户租赁云储电共 3527 kWh,场景 3 中用户租赁云储电共 3480 kWh。多场景云储电、云储热、云储气能量状态如图 5—7 所示。

从图 5 中可看出,场景 2、3、4 中云储电利用率相差无几,均为 40%。其中场景 4 的能量状态曲线有 3 个时段达到上限值且波动幅度更大,相较于场景 3 只有 2 个时段提升 50%,相较场景 2 只有 1 个时段提升

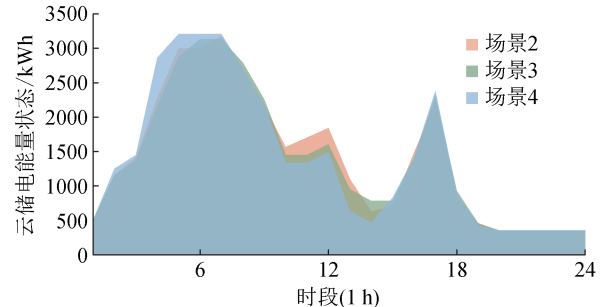


图 5 多场景云储电能量状态

Fig. 5 Energy state of multi-scenario electricity CES

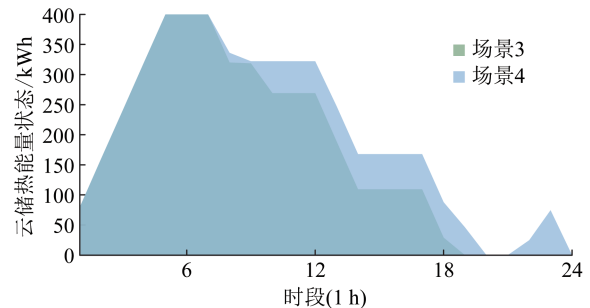


图 6 多场景云储热能量状态

Fig. 6 Energy state of multi-scenario heat CES

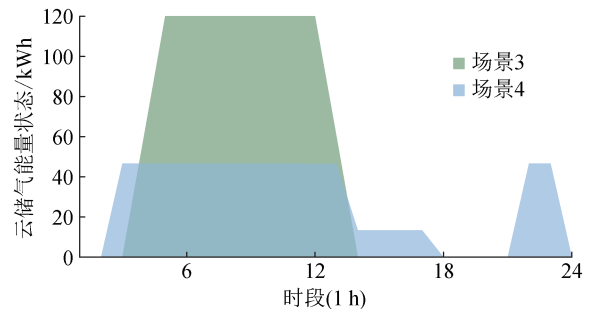


图 7 多场景云储气能量状态

Fig. 7 Energy state of multi-scenario gas CES

200%,因此场景 4 云储电系统灵活调用潜能释放更充分。

而对于云储热,场景 3、4 均租赁 400 kWh,但从图 6 中可看出,场景 4 中云储热利用率明显高于场景 3,具体而言场景 3 利用率为 42.7%,而场景 4 为 49.8%,相较于场景 3 利用率提升 16.6%。

对于云储气,由于场景4可进行电-热-气负荷联动,因此用户更倾向于租赁响应速度更快、转化效率更高的云储电,因此场景4中云储气仅租赁46.6 kWh。但从利用率角度,场景3仅有38.5%,而场景4高达58.9%,相对于场景3提升53%。

5.2.4 电-热-气负荷联动

1) 电-热、电-气充放策略分析。

场景4中用户2、3租赁云储热,用户4、5租赁云储气,具体数据见表4。其电-热转换、电-气转换如图8所示,其中电转热、电转气为正,热转电、气转电以及云储热放热、云储气放气为负。

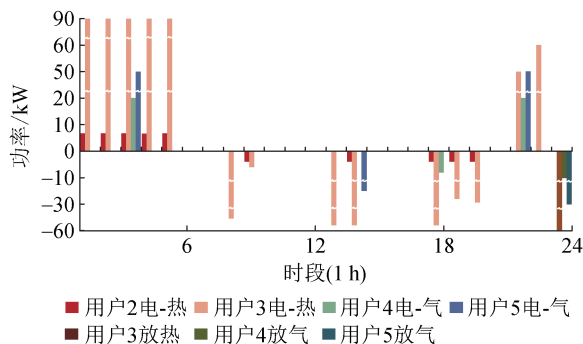


图8 场景4电-热、电-气转换

Fig. 8 Electricity-heat and electricity-gas conversion diagrams of scenario 4

从图8中可看出,用户在谷期电价时段(时段1—5)选择将电能转换为热、气储存,然后在峰期电价时段(时段8—10、13—14、18—20)将存储的热、气转换为电能,用于电负荷的供应,从而降低用电成本。由于用户4、5的电池储能资源丰富,所以租赁云储气资源小于用户2、3所租赁的云储热资源,因此用户4、5电-气能源间的转换次数仅为1~2次,而用户2、3电-热转换次数为5~6次。

2) 电-热-气负荷联动分析。

为具体分析本文多能源云储能电-热-气负荷联动的优越性,这里将场景3作为对比场景进行分析。场景3中用户3租赁400 kWh、80 kW云储热以及120 kWh、60 kW云储气,电-热、电-气转换如图9所示。

从图9中可看出,其电-热、电-气转换策略与场景4中相似,但在22—24时段不同。对比场景3和4,场景4用户3、4、5均在最后一个时段将云储热、云储气用于热、气负荷,而场景3则缺失这一部分。从原始数据可看出,最后几个时段期间用户3、4、5风机出力较高,超过电负荷,并且谷期时段(时段23—24)向电网售电电价为0.120 0元/kW,低于购热单价0.234 0元/kW及购气单价0.412 3元/kW。因此,场景4中用户可将多余新能源出力存储进云储热、云储

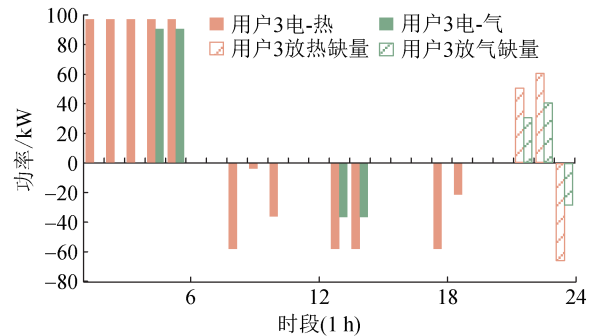


图9 场景3电-热、电-气转换

Fig. 9 Electricity-heat and electricity-gas conversion diagrams of scenario 3

气中,并在最后时段直接用于热、气负荷,从而降低用能成本。而在场景3中,因为用户的电-热-气负荷不能联动,只能通过云储热、云储气用于电负荷,并且最后时段用户电负荷较低,所以场景3用户用能成本相较于场景4更高。

此外,从表1中用户用能成本可得,在场景2基础上加入云储热、云储气后的用户总体用能成本,场景3与场景4分别降低8.4%和19.0%,场景4相较于场景3进一步降低10.6%,与图8、图9所分析的成本趋势变化一致。

6 结论

1) 通过对热力和燃气系统中闲置储能资源的统一调控,利用其等效充放电原理,可有效提升系统广义储能资源的整体利用率;相较于传统电能云储能服务,云储电满充率提升200%;相较于无负荷联动的多能源云储能服务,云储电满充率提升50.0%,云储热及云储气利用率分别提升16.6%和53.0%。

2) 通过电-热-气负荷的联动响应,释放用户对广义储能资源的灵活调用潜力,满足不同类型的负荷需求,能提高其参与云储能服务积极性。

3) 所提策略能够协调用户、云储能平台、热力系统与燃气系统之间的运行与收益分配,显著提升各方的经济效益;其中用户用能成本在传统电能云储能服务基础上继续降低19.0%,在无负荷联动的多能源云储能服务基础上继续降低10.6%。

下一步,将探索多周期滚动优化框架下的云储能资源调度策略及其收益演化过程,以提升模型的时效性与实用性。

利益冲突声明 (Conflict of Interests):

所有作者声明不存在利益冲突。

作者贡献声明 (Authors' Contributions):

曾佑鑫提出论文核心概念与基本框架,设计论文总体结构,主导模型构建与仿真分析,撰写论文初稿;李华强、魏震波统筹研究过程,审核论文内容逻辑与技术细节,参与论文终稿修改;臧天磊参与论文修改与关键术语表述润色;王子晓、张继元、高璐瑶参与论文写作与修订。所有作者均阅读并同意了论文终稿内容。

7 参考文献

- [1] 刘正茂, 朱司丞, 黄忠梁, 等. 城市高压配电网分区储能规划方法[J]. 浙江电力, 2025, 44(4): 122-132.
LIU Zhengmao, ZHU Sicheng, HUANG Zhongliang, et al. A method for urban high-voltage distribution network partitioning and energy storage planning [J]. Zhejiang Electric Power, 2025, 44(4): 122-132.
- [2] 葛磊蛟, 郑轶文, 李小平, 等. 高比例分布式光伏接入下配电网多类型储能优化配置技术综述[J]. 浙江电力, 2025, 44(5): 1-11.
GE Leijiao, ZHENG Yiwen, LI Xiaoping, et al. A review of optimal allocation technologies for multi-type energy storage in distribution networks with high penetration of DPV [J]. Zhejiang Electric Power, 2025, 44(5): 1-11.
- [3] 闫娜, 严欢, 贾宏刚, 等. 面向新能源高占比地区的混合储能优化配置及运行策略[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(7): 18-27.
YAN Na, YAN Huan, JIA Honggang, et al. Optimization configuration and operation strategy of hybrid energy storage for areas with a high proportion of new energy [J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(7): 18-27.
- [4] 胡江溢, 杨高峰, 宋兆欧, 等. 支持新型储能发展的国际政策与中国发展模式探讨[J]. 电网技术, 2024, 48(2): 469-480.
HU Jiangyi, YANG Gaofeng, SONG Zhaoou, et al. Preliminary discussion on the supporting policies and the China's development model of the new energy storage [J]. Power System Technology, 2024, 48(2): 469-480.
- [5] 伍宇铜, 刘洋, 许立雄, 等. 储能辅助下基于多重博弈的社区光伏用户电能交易模型[J]. 电力建设, 2024, 45(7): 167-178.
WU Yutong, LIU Yang, XU Lixiong, et al. Energy trading model for community photovoltaic users based on multi-game theory with energy storage support [J]. Electric Power Construction, 2024, 45(7): 167-178.
- [6] 冀瑞强, 胡健, 张晓杰. 基于合作博弈的城市楼宇集群分布式储能容量共享[J]. 电力建设, 2024, 45(2): 115-126.
JI Ruiqiang, HU Jian, ZHANG Xiaojie. Energy storage capacity sharing of urban building cluster based on cooperative game [J]. Electric Power Construction, 2024, 45(2): 115-126.
- [7] 张晨, 韩新阳, 边海峰, 等. 电力基础资源共享下变电站多业务场景经济-环境-社会效益分析[J]. 电力建设, 2022, 43(4): 130-139.
ZHANG Chen, HAN Xinyang, BIAN Haifeng, et al. Economic-environmental-social benefit analysis of substation in multi-service scenario under power basic resources sharing [J]. Electric Power Construction, 2022, 43(4): 130-139.
- [8] 曾鸣, 王雨晴, 张敏, 等. 共享经济下独立储能商业模式及其经济效益研究[J]. 价格理论与实践, 2023(1): 179-183.
ZENG Ming, WANG Yuqing, ZHANG Min, et al. Research on business model and economic benefits of independent energy storage under the sharing economy [J]. Price (Theory & Practice), 2023(1): 179-183.
- [9] 刘静琨, 张宁, 康重庆. 电力系统云储能研究框架与基础模型[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(12): 3361-3371, 3663.
LIU Jingkun, ZHANG Ning, KANG Chongqing. Research framework and basic models for cloud energy storage in power system [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(12): 3361-3371, 3663.
- [10] 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, 16.
- [11] LIU Y X, HE Q, SHI X P, et al. Energy storage in China: development progress and business model [J]. Journal of Energy Storage, 2023, 72: 108240.
- [12] 董凌, 年珩, 范越, 等. 能源互联网背景下共享储能的商业模式探索与实践[J]. 电力建设, 2020, 41(4): 38-44.
DONG Ling, NIAN Heng, FAN Yue, et al. Exploration and practice of business model of shared energy storage in energy Internet [J]. Electric Power Construction, 2020, 41(4): 38-44.
- [13] LIU J K, ZHANG N, KANG C Q, et al. Cloud energy storage for residential and small commercial consumers: a business case study [J]. Applied Energy, 2017, 188: 226-236.
- [14] CHANG W G, DONG W, YANG Q. Day-ahead bidding strategy of cloud energy storage serving multiple heterogeneous microgrids in the electricity market [J]. Applied Energy, 2023, 336: 120827.
- [15] 王苗苗, 李华强, 何永祥. 考虑多主体电能交易的云储能服务机制[J]. 电力建设, 2022, 43(11): 73-84.
WANG Miaomiao, LI Huaqiang, HE Yongxiang. Cloud energy storage service mechanism considering multi-agent power transaction [J]. Electric Power Construction, 2022, 43(11): 73-84.
- [16] 张思远, 钟浩. 聚合用户储能的云储能容量配置与定价[J]. 南方电网技术, 2022, 16(11): 9-19.
ZHANG Siyuan, ZHONG Hao. Cloud energy storage capacity configuration for aggregated user energy storage and its transaction pricing [J]. Southern Power System Technology, 2022, 16(11): 9-19.
- [17] 田欣, 陈来军, 李笑竹, 等. 基于主从博弈和改进Shapley值的分布式光伏社区共享储能优化运行策略[J]. 电网技术, 2023, 47(6): 2252-2261.
TIAN Xin, CHEN Laijun, LI Xiaozhu, et al. Optimal scheduling for energy storage sharing among communities with photovoltaic resource based on Stackelberg game and improved shapley value [J]. Power System Technology, 2023, 47(6): 2252-2261.
- [18] 师文杰, 李华强, 陈毅鹏, 等. 需求侧多主体基于纳什谈判的电能-灵活性资源日前交易机制[J]. 电力建设, 2025, 46(9): 174-189.

- SHI Wenjie, LI Huaqiang, CHEN Yipeng, et al. Day-ahead trading mechanism of multi-subject electricity-flexible resources on demand-side based on Nash negotiation [J]. *Electric Power Construction*, 2025, 46(9): 174-189.
- [19] 李建林, 崔宜琳, 马速良, 等. 需求侧共享储能的运营模式优化及其经济效益分析研究[J]. *电网技术*, 2022, 46(12): 4954-4969.
- LI Jianlin, CUI Yilin, MA Suliang, et al. Operation mode optimization and economic benefit analysis of demand-side shared energy storage [J]. *Power System Technology*, 2022, 46(12): 4954-4969.
- [20] WANG Z Y, LI H Q, HUANG Z Y, et al. A bidding concession enabled two-stage peer-to-peer market design for distributed energy storage service provision [J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2025, 169: 110746.
- [21] 李姚旺, 张宁, 张世旭, 等. 面向电力系统的多能源云储能模式: 基本概念与研究展望[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(6): 2179-2190.
- LI Yaowang, ZHANG Ning, ZHANG Shixu, et al. Multi-energy cloud energy storage for power systems: basic concepts and research prospects [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(6): 2179-2190.
- [22] 郭亦宗, 王楚通, 施云辉, 等. 区域综合能源系统电/热云储能综合优化配置[J]. *电网技术*, 2020, 44(5): 1611-1623.
- GUO Yizong, WANG Chutong, SHI Yunhui, et al. Comprehensive optimization configuration of electric and thermal cloud energy storage in regional integrated energy system [J]. *Power System Technology*, 2020, 44(5): 1611-1623.
- [23] 丁曦, 姜威, 郭创新, 等. 考虑需求响应的电/热/气云储能优化配置策略[J]. *电力建设*, 2022, 43(3): 83-99.
- DING Xi, JIANG Wei, GUO Chuangxin, et al. Optimal configuration of electricity-heat-gas cloud energy storage considering demand response [J]. *Electric Power Construction*, 2022, 43(3): 83-99.
- [24] 胡程平, 范明, 刘艾旺, 等. 考虑云储能的多区互联综合能源系统规划[J]. *发电技术*, 2024, 45(4): 641-650.
- HU Chengping, FAN Ming, LIU Aiwang, et al. Multi-area interconnected integrated energy system planning considering cloud energy storage [J]. *Power Generation Technology*, 2024, 45(4): 641-650.
- [25] WANG J X, XU Z, SUN Y H, et al. Optimal configuration and pricing strategies for electric-heat cloud energy storage: a Stackelberg game approach [J]. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2022, 53: 102596.
- [26] 邢晓敏, 张明洋, 杨修宇, 等. 计及网荷侧热惯性特征下用户动态响应的电热联合系统优化运行[J]. *电网技术*, 2024, 48(3): 1062-1076.
- XING Xiaomin, ZHANG Mingyang, YANG Xiuyu, et al. Optimal operation of combined heat and power system considering user dynamic response under thermal inertia characteristics of network load side [J]. *Power System Technology*, 2024, 48(3): 1062-1076.
- [27] 魏震波, 黄宇涵, 高红均, 等. 含电转气和热电解耦热电联产机组的区域能源互联网联合经济调度[J]. *电网技术*, 2018, 42(11): 3512-3520.
- WEI Zhenbo, HUANG Yuhan, GAO Hongjun, et al. Joint economic scheduling of power-to-gas and thermoelectric decoupling CHP in regional energy internet [J]. *Power System Technology*, 2018, 42(11): 3512-3520.
- [28] 赵红伟. 社会福利函数、收入阶层分布与个人所得税税前“费用扣除”标准的系统动力性研究[D]. 呼和浩特: 内蒙古财经大学, 2022.
- ZHAO Hongwei. System dynamics research on social welfare function, income distribution and the deduction of personal income tax expense before tax [D]. Hohhot: Inner Mongolia University of Finance and Economics, 2022.
- [29] SAINI V K, GUPTA V, KUMAR R, et al. Cloud energy storage systems for consumers and prosumers in residential microgrids[C]// 2020 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES). IEEE, 2020: 1-6.
- [30] 龚锐, 李华强, 许立雄. 面向配电网综合承载力提升的储能优化配置方法[J]. *电网技术*, 2025, 49(9): 3860-3869.
- GONG Rui, LI Huaqiang, XU Lixiong. Optimal allocation method of energy storage systems for improving the comprehensive carrying capacity of distribution network [J]. *Power System Technology*, 2025, 49(9): 3860-3869.

收稿日期: 2025-07-25 修回日期: 2025-09-22



曾佑鑫

作者简介:

曾佑鑫(2000),男,硕士研究生,主要研究方向为云储能、电力市场;

李华强(1965),男,博士,教授,主要研究方向为电压稳定和控制、电力市场与技术经济等;

魏震波(1978),男,博士,副教授,通信作者,主要研究方向为电力系统安全稳定分析、电力市场和综合能源系统等,E-mail:weizhenbo@scu.edu.cn;

臧天磊(1986),男,博士,副教授,主要研究方向为能源互联网能量管理与优化控制;

王子晓(1998),男,博士研究生,主要研究方向为储能优化运行、电力市场;

张继元(2001),女,硕士研究生,主要研究方向为储能优化配置;

高璐瑶(1999),女,硕士研究生,主要研究方向为分布式电能资源交易。

(编辑 景贺峰)

附录 A

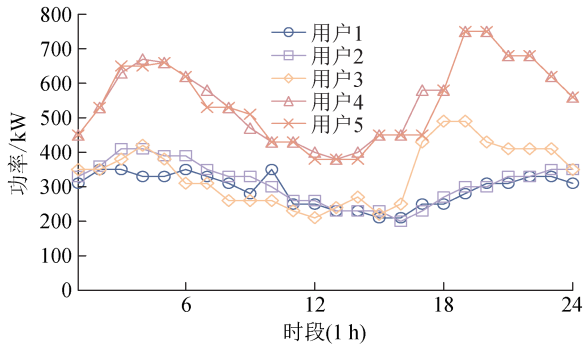


图 A1 用户风机出力曲线
Fig. A1 User WT output curve

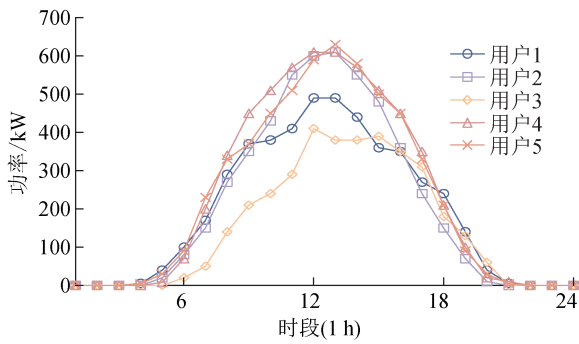


图 A2 用户光伏出力曲线
Fig. A2 User PV output curve

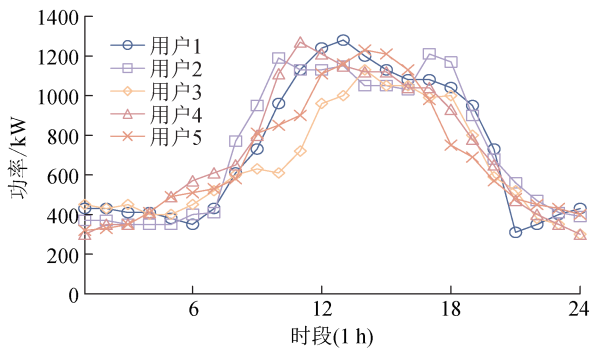


图 A3 用户电负荷曲线
Fig. A3 User electric load curve

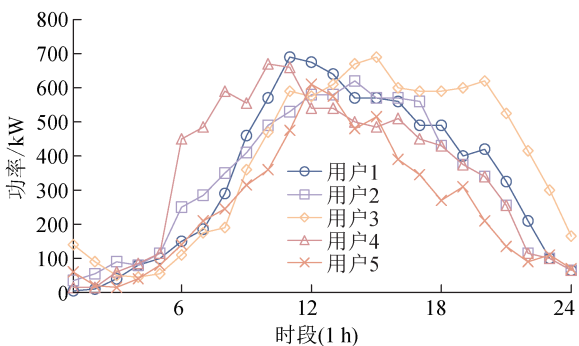


图 A4 用户热负荷曲线
Fig. A4 User heat load curve

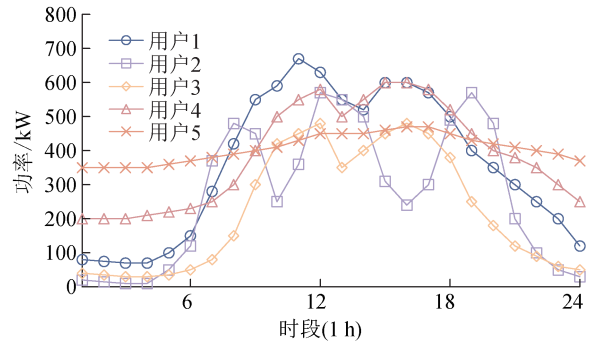


图 A5 用户气负荷曲线
Fig. A5 User gas load curve

表 A1 各用户电池储能设备装机容量
Table A1 Installed capacity of battery energy storage equipment per user

用户	电池储能设备最大容量/kWh	电池储能设备最大功率/kW
1	1000	500
2	1000	500
3	0	0
4	3000	500
5	3000	500

表 A2 基础参数

Table A2 Basic parameter

参数	数值
贴现率 ε	0.03
寿命周期 y/a	8

表 A3 电池储能基础参数

Table A3 Basic parameters of electrical energy storage

参数	数值
电池储能充/放电效率 η^E	0.95
电池储能单位功率维护成本 $\pi^{m,c}$ /(元/kW)	40
电池储能单位容量投资成本 $\pi^{E,S,inv}$ /(元/kWh)	1000
电池储能单位功率投资成本 $\pi^{E,P,inv}$ /(元/kW)	3500

表 A4 储热基础参数

Table A4 Basic parameters of heat storage

参数	数值
储热效率 $\eta^{H,in}$	0.92
放热效率 $\eta^{H,out}$	0.90
电转热效率 η^{E-H}	0.90
热转电效率 η^{H-E}	0.80
储热单位容量投资成本 $\pi^{H,S,inv}$ /(元/kWh)	200
储热单位功率投资成本 $\pi^{H,P,inv}$ /(元/kW)	1200

表 A5 储气基础参数
Table A5 Basic parameters of gas storage

参数	数值
储气效率 $\eta^{G,in}$	0.95
放气效率 $\eta^{G,out}$	0.90
电转气效率 η^{E-G}	0.70
气转电效率 η^{G-E}	0.67
储气单位容量投资成本 $\pi^{G,S,inv}/(\text{元/kWh})$	300
储气单位功率投资成本 $\pi^{G,H,inv}/(\text{元/kW})$	1500

表 A6 热/气价格
Table A6 Heat/gas prices

种类	热值系数	价格	
		换算前	换算后
热	0.003 6 kW/GJ	65 元/GJ	0.234 0 元/kW
气	9.7 kW/m ³	2.8 元/m ³	0.412 3 元/kW

表 A7 各时段购/售电价
Table A7 Time of use electricity price

时段类型	时段	电价/(元/kWh)	
		从电网购电	向电网售电
谷	00:00—05:00	0.350	0.120
	22:00—24:00		
平	05:00—07:00	0.735	0.420
	10:00—12:00		
	14:00—17:00		
	20:00—22:00		
峰	07:00—10:00	1.089	0.674
	12:00—14:00		
	17:00—20:00		