

考虑建筑空调系统热惯性的虚拟云储能优化运营方法

王宝¹,张伟时²,何川²,林哲敏²,江海龙²,杨娜¹,丁启耀³,周佳妮³

(1. 国网安徽省电力有限公司 经济技术研究院,合肥 230022;2. 安徽电力交易中心有限公司,合肥 230022;3. 东南大学 电气工程学院,南京 210096)

摘要:为弥补实体储能前期投资高、利用率低等缺陷,云储能作为一种新型的储能投资运营模式受到了广泛关注。考虑到空调负荷在国民用电负荷中的高占比,充分挖掘定频空调的虚拟储能潜力,建立可供租赁的空调虚拟储能聚合模型;基于此,在考虑风光荷不确定性的情况下,以提升联盟总体经济性为目标对云储能优化运营方法展开研究,并对比分析固定定价与动态定价场景下各用户的经济收益情况。算例结果表明,基于建筑空调系统热惯性的虚拟云储能优化运营方法能够有效提升运营商与用户的总体收益,减少用户用电支出,并在一定程度上促进用户侧可再生能源的消纳。

关键词:云储能;空调储能;虚拟储能;优化调度;运营机制

Virtual cloud energy storage optimization operation method considering thermal inertia of building air conditioning system

WANG Bao¹, ZHANG Weishi², HE Chuan², LIN Zhemin², JIANG Hailong²,
YANG Na¹, DING Qiyao³, ZHOU Jiani³

(1. Economic and Technical Research Institute, State Grid Anhui Electric Power Co., Ltd., Hefei 230022, China;
2. Anhui Power Exchange Center Co., Ltd., Hefei 230022, China; 3. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China)

Abstract: Faced with high upfront investment and low utilization rate of physical energy storage, cloud energy storage has received wide attention as a new type of energy storage investment and operation mode. Considering the high proportion of air-conditioning load in national electricity consumption, the virtual energy storage potential of fixed-frequency air-conditioners is fully exploited to establish an aggregated air-conditioner virtual energy storage model, which can be leased. Based on this, considering wind, photovoltaic and load uncertainty, cloud energy storage operators and users are taken as an alliance, and the research on the optimized operation method of cloud energy storage is carried out with the goal of improving the overall economic model of the alliance. The economic benefits of each user under the fixed pricing and dynamic pricing scenarios are compared and analyzed. Case study shows that the cloud energy storage optimization scheduling method based on the thermal inertia of scaled air conditioners can effectively improve the overall revenue of the operator and users, reduce the expenditure of users' electricity consumption, and promote the consumption of renewable energy on the users' side.

Key words: cloud energy storage; air conditioning energy storage; virtual energy storage; optimal dispatch; operational mechanism

0 引言

在双碳目标引领下,我国正着力构建以新能源为主体的新型电力系统,而储能凭借其灵活调节能力将发挥至关重要的作用。近年来,“共享经济”的不断发展催生出了—种新的储能投资与应用模式,即“云储能”模式。云储能通过将用户侧分散的储能容量聚集到云端,进行集中管理,进而为大量用户提供分布式的储能服务,有效弥补了传统储能投

资价格高、利用率低^[1]、安装场地受限^[2]的问题。诸多学者针对云储能的运营模式、经济效益评估等展开了研究分析。文献[3]提出了一种基于纳什议价原理的云储能容量配置方法,以减少集中式储能成本;文献[4]则侧重用户侧的调度与充放电策略分析了共享储能投资年限与服务定价间的联系;文献[5]研究了不同套餐定价下用户侧分布式储能的消纳能力,提出新的分布式储能商业模式;然而,上述文献的研究对象主要为集中式储能,对用户侧蕴含的分布式资源的聚合复用仍有待进一步研究。

目前,储能的概念正逐步从实体储能向广义储能扩展。广义储能涵盖了实体储能以及具备电能

收稿日期:2025-01-20;修回日期:2025-03-28

基金项目:国网安徽省电力有限公司科技项目(B6120923000W)

分布在时间尺度上具有转移或转换特性的一切设备,这些设备往往被称作“虚拟储能”(virtual energy storage, VES)。据统计,夏季用电高峰期间空调负荷在尖峰负荷中的占比已超30%^[6]。若考虑城市建筑空调系统的热惯性,将其以等效热参数模型的形式转化为VES装置,便能在保证用户舒适度的前提下降低用户储能成本、提升系统中闲散资源的利用率,尽管近年来变频空调渗透率逐步超越定频空调(fixed-frequency air conditioner, FFAC),但考虑到FFAC具有蓄热性能优越、控制简便等优点,本文主要考虑FFAC资源的虚拟储能特性。

本文基于云储能运营机制,提出了考虑城市建筑空调系统热惯性的虚拟云储能优化调度方法。首先根据FFAC等效模型,建立FFAC虚拟聚合储能模型;接着以FFAC为云储能主要租赁对象,建立考虑集中式储能配置的云储能运营商及用户群模型,并通过固定电价与动态电价两种定价机制的对比,验证云储能模式在提升联盟经济效益层面的可行性。算例结果验证了本文所提方法在提升社会总福利与可再生能源消纳能力方面的有效性。

1 定频空调虚拟储能聚合模型

1.1 定频空调虚拟储能单体模型

城市建筑空调系统的热惯性主要来自建筑的热存储能力。以FFAC制冷为例,描述室内温度的等效热参数模型如下所示

$$T_{j,t+1} = T_{j,t}^{\text{out}} - s_{j,t} \chi_j R_j P_j^{\text{rated}} - \frac{\Delta T}{R_j C_j} \quad (1)$$

$$\left[T_{j,t}^{\text{out}} - \chi_j R_j P_j^{\text{ac}} - T_{j,t}^{\text{in}} \right] e^{-\frac{\Delta T}{R_j C_j}} \quad (2)$$

$$s_{j,t} = \begin{cases} 1 & T_{j,t-1} \geq T_{j,\max} \\ 0 & T_{j,t-1} \leq T_{j,\min} \\ s_{j,t-1} & T_{j,\min} < T_{j,t-1} \leq T_{j,\max} \end{cases} \quad (3)$$

式中: C_j 、 R_j 分别为空调 j 的室内等效热容热阻; $T_{j,t}$ 、 $T_{j,t}^{\text{out}}$ 分别为 t 时段空调 j 的室内外温度; χ_j 为空调 j 的能效比; P_j^{ac} 、 P_j^{rated} 分别为空调 j 的实时与额定功率; $s_{j,t}$ 为 t 时段空调 j 的启停状态,1为开机,0为停机; $T_{j,\max}$ 、 $T_{j,\min}$ 分别为空调 j 正常运行时室内温度的上、下限。

FFAC工作时室内温度将在 $[T_{j,\min}, T_{j,\max}]$ 范围内周期性变化,并与空调设定温度呈现以下关系

$$\begin{cases} T_{j,\min} = T_{j,\text{set}} - \delta_j \\ T_{j,\max} = T_{j,\text{set}} + \delta_j \\ T_{j,\min} \leq T_{j,t} \leq T_{j,\max} \end{cases} \quad (4)$$

式中: $T_{j,\text{set}}$ 为空调 j 的设定温度; δ_j 为空调 j 运行的温度死区宽度。

当没有外部控制信号时,空调的工作温度为 $T_{j,\text{set}}$,对应的基线功率 P_j^{base} 如下

$$P_j^{\text{base}} = \frac{(T_{j,t}^{\text{out}} - T_{j,\text{set}})}{(\chi_j \cdot R_j)} \quad (5)$$

将 P_j^{ac} 与 P_j^{base} 的差值定义为FFAC虚拟储能的充放电功率 $P_{j,t}^{\text{ch}}$ 与 $P_{j,t}^{\text{dis}}$

$$\begin{cases} P_{j,t}^{\text{ch}} = P_j^{\text{ac}} - P_j^{\text{base}} & P_j^{\text{ac}} \geq P_j^{\text{base}} \\ P_{j,t}^{\text{dis}} = -(P_j^{\text{ac}} - P_j^{\text{base}}) & P_j^{\text{ac}} < P_j^{\text{base}} \end{cases} \quad (6)$$

根据文献[7],FFAC的VES容量定义

$$E_j^{\text{N}} = \frac{2C_{j,a}\delta_j}{C_j} \quad (7)$$

$$E_{j,t} = \frac{C_j(T_{\max} - T_{j,t}^{\text{in}})}{\chi_j} \quad (8)$$

式中: E_j^{N} 为FFAC虚拟储能模型的额定容量; $E_{j,t}$ 为其在 t 时段的储电量。

综上可得FFAC虚拟储能模型如下

$$E_{j,t} = \sigma_j E_{j,t-1} + v_j P_{j,t}^{\text{ch}} - v_j P_{j,t}^{\text{dis}} + \psi_j \quad (9)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{j,t}^{\text{ch}} \leq P_j^{\text{cmax}} U_{j,t}^{\text{ch}} \\ 0 \leq P_{j,t}^{\text{dis}} \leq P_j^{\text{dmax}} U_{j,t}^{\text{dis}} \\ U_{j,t}^{\text{ch}} + U_{j,t}^{\text{dis}} \leq 1 \end{cases} \quad (10)$$

$$0 \leq E_{j,t} \leq E_j^{\text{max}} \quad (11)$$

$$\begin{cases} \sigma_j = \exp(-\Delta t/R_j C_j) \\ v_j = R_j C_j (1 - \exp(-\Delta t/R_j C_j)) \\ \psi_j = \frac{C_j \delta_j (1 - \exp(-\Delta t/R_j C_j))}{\chi_j} \\ P_j^{\text{cmax}} = P_j^{\text{rated}} - P_j^{\text{base}}, P_j^{\text{dmax}} = P_j^{\text{base}} \\ E_j^{\text{max}} = C_j 2\delta_j / \chi_j \end{cases} \quad (12)$$

式中: $E_{j,t}$ 为 t 时段空调 j 虚拟储能单体模型的储电量; $P_{j,t}^{\text{ch}}$ 与 $P_{j,t}^{\text{dis}}$ 分别为 t 时段其充放电功率; P_j^{cmax} 与 P_j^{dmax} 为其充放电功率上限; $U_{j,t}^{\text{ch}}$ 与 $U_{j,t}^{\text{dis}}$ 分别为其充放电状态,均为0-1变量; E_j^{max} 为其储电量上限。

1.2 定频空调虚拟储能聚合模型

对FFAC虚拟储能模型进行聚合,如下所示

$$\sum_{j=1}^{N_{\text{FFAC}}} E_{j,t} = \sum_{j=1}^{N_{\text{FFAC}}} \sigma_j E_{j,t-1} + \sum_{j=1}^{N_{\text{FFAC}}} v_j P_{j,t}^{\text{ch}} - \sum_{j=1}^{N_{\text{FFAC}}} v_j P_{j,t}^{\text{dis}} + \sum_{j=1}^{N_{\text{FFAC}}} \psi_j \quad (13)$$

$$\sum_{j=1}^{N_{\text{FFAC}}} \frac{E_{j,t}}{v_j} = \sum_{j=1}^{N_{\text{FFAC}}} \sigma_j \frac{E_{j,t-1}}{v_j} + \sum_{j=1}^{N_{\text{FFAC}}} P_{j,t}^{\text{ch}} - \sum_{j=1}^{N_{\text{FFAC}}} P_{j,t}^{\text{dis}} + \sum_{j=1}^{N_{\text{FFAC}}} \frac{\psi_j}{v_j} \quad (14)$$

定义FFAC虚拟储能聚合模型的储电量 E_t^{agg} 、额定容量 $E^{\text{agg,N}}$ 和充放电功率 $P_t^{\text{agg,ch}}$ 与 $P_t^{\text{agg,dis}}$ 如下

$$\begin{cases} E_t^{\text{agg}} = \sum_{j=1}^{N_{\text{FFAC}}} \frac{E_{j,t}}{v_j}, & E^{\text{agg},N} = \sum_{j=1}^{N_{\text{FFAC}}} \frac{E_j^N}{v_j} \\ P_t^{\text{agg, ch}} = \sum_{j=1}^{N_{\text{FFAC}}} P_{j,t}^{\text{ch}}, & P_t^{\text{agg, dis}} = \sum_{j=1}^{N_{\text{FFAC}}} P_{j,t}^{\text{dis}} \end{cases} \quad (15)$$

综上, FFAC 虚拟储能聚合模型可改写为

$$E_t^{\text{agg}} = \alpha E_{t-1}^{\text{agg}} + P_t^{\text{agg, ch}} - P_t^{\text{agg, dis}} + \gamma \quad (16)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_t^{\text{agg, ch}} \leq P_{\text{agg}}^{\text{cmax}} U_t^{\text{agg, ch}} \\ 0 \leq P_t^{\text{agg, dis}} \leq P_{\text{agg}}^{\text{dmax}} U_t^{\text{agg, dis}} \\ U_t^{\text{agg, ch}} + U_t^{\text{agg, dis}} \leq 1 \end{cases} \quad (17)$$

$$0 \leq E_t^{\text{agg}} \leq E_{\text{agg}}^{\text{cmax}} \quad (18)$$

$$\begin{cases} P_{\text{agg}}^{\text{cmax}} = \sum_{j=1}^{N_{\text{FFAC}}} P_j^{\text{cmax}}, & P_{\text{agg}}^{\text{dmax}} = \sum_{j=1}^{N_{\text{FFAC}}} P_j^{\text{dmax}} \\ E_{\text{agg}}^{\text{cmax}} = \sum_{j=1}^{N_{\text{FFAC}}} (C_{j,a} 2\sigma_j / C_{\text{Opj}} / v_j) \\ \alpha = 1 / (N_{\text{FFAC}} \sum_{j=1}^{N_{\text{FFAC}}} \sigma_j), & \gamma = \sum_{j=1}^{N_{\text{FFAC}}} (\psi_j / v_j) \end{cases} \quad (19)$$

式中: E_t^{agg} 为 FFAC 虚拟储能聚合模型在 t 时段的剩余储电量; $P_t^{\text{agg, ch}}$ 与 $P_t^{\text{agg, dis}}$ 分别为其在 t 时段的充放电功率; $P_{\text{agg}}^{\text{cmax}}$ 与 $P_{\text{agg}}^{\text{dmax}}$ 分别为充放电功率上下限; $U_t^{\text{agg, ch}}$ 、 $U_t^{\text{agg, dis}}$ 分别为充放电状态, 均为 0-1 变量; $E_{\text{agg}}^{\text{cmax}}$ 为其储电量上限; N_{FFAC} 为 FFAC 总数量; α 、 γ 为相关转换参数。

2 虚拟云储能优化运营方法

2.1 目标函数

本文以具备风光可再生资源的用户群为研究对象, 假设用户成立联盟投资建设集中式储能设备进行电量共享, 并引入第三方运营商进行储能管理。运营商的职责是将集中式储能与租赁的分布式储能(文中特指 FFAC 聚合虚拟储能)进行联合配置, 管理用户的储能共享交易行为。

云储能优化调度的目标为用户联盟的用电成本最小, 具体如下所示

$$\begin{cases} \min C_{\text{SYS}} = C_{\text{rent}} + C_{\text{CES}} + C_{\text{sp},s}^{\text{grid}} \\ T_s \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^K (P_{i,s,t}^{\text{buy}} e_t^{\text{buy}} - P_{i,s,t}^{\text{sell}} e_t^{\text{sell}}) \Delta t \end{cases} \quad (20)$$

式中: C_{SYS} 为用户群的年均用电成本; C_{rent} 为租赁虚拟储能的年均成本; C_{CES} 为建设集中式储能的年均成本; $C_{\text{sp},s}^{\text{grid}}$ 为运营商在第 s 类典型日下与电网交易的成本; T_s 为每一类典型日的天数; S 为典型日种类; K 为用户数量; $P_{i,s,t}^{\text{buy}}$ 与 $P_{i,s,t}^{\text{sell}}$ 分别为第 s 类典型日下 t 时段用户 i 在电网侧的购、售电功率; e_t^{buy} 与 e_t^{sell} 分别为 t 时段电网侧的单位购、售电价格。

租赁 FFAC 储能的年固定成本为

$$C_{\text{rent}} = c_{\text{ere}} E_{\text{agg}}^{\text{max}} (1 - \varepsilon) + c_{\text{pre}} P_{\text{agg}}^{\text{max}} \quad (21)$$

式中: c_{ere} 、 c_{pre} 分别为虚拟储能单位容量、功率的年均租赁成本系数; $E_{\text{agg}}^{\text{max}}$ 为储能提供者拥有的最大储能容量; ε 为虚拟储能的储能容量保留率。

集中式储能的建设成本如下

$$C_{\text{CES}} = C_{\text{inv}} + C_{\text{op}} \quad (22)$$

$$C_{\text{inv}} = L_n (c_{\text{pinv}} P_{\text{max}}^{\text{CES}} + c_{\text{einv}} E_{\text{max}}^{\text{CES}}) \quad (23)$$

$$L_n = \frac{d(1+d)^{l_{\text{CES}}}}{(1+d)^{l_{\text{CES}}} - 1} \quad (24)$$

$$C_{\text{op}} = L_n c_{\text{op}} P_{\text{max}}^{\text{CES}} \quad (25)$$

式中: C_{CES} 是储能配置成本; C_{inv} 、 C_{op} 分别为等年值初始投资成本和年运行维护成本; L_n 为等年值转换系数; c_{pinv} 、 c_{einv} 分别为储能单位功率和单位容量建设成本; $P_{\text{max}}^{\text{CES}}$ 、 $E_{\text{max}}^{\text{CES}}$ 分别为储能功率与容量上限; d 为折现率; l_{CES} 为储能的寿命年限; c_{op} 为储能单位功率的年均运维成本。

云储能运营商与电网的交易费用为

$$C_{\text{sp},s}^{\text{grid}} = \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T (P_{\text{sp},s,t}^{\text{buy}} e_t^{\text{buy}} - P_{\text{sp},s,t}^{\text{sell}} e_t^{\text{sell}}) \Delta t \quad (26)$$

式中: $P_{\text{sp},s,t}^{\text{buy}}$ 与 $P_{\text{sp},s,t}^{\text{sell}}$ 分别为第 s 类典型日下 t 时段云储能运营商电网侧的购、售电功率。

2.2 约束条件

2.2.1 运营商层面

(1) 功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^K (P_{s,i,t}^{\text{sysch}} - P_{s,i,t}^{\text{sysd}}) + P_{\text{sp},s,t}^{\text{buy}} + P_{\text{dis},s,t}^{\text{agg}} + P_{\text{dis},s,t}^{\text{CES}} = P_{\text{sp},s,t}^{\text{sell}} + P_{\text{ch},s,t}^{\text{agg}} + P_{\text{ch},s,t}^{\text{CES}} \quad (27)$$

式中: $P_{s,i,t}^{\text{sysd}}$ 与 $P_{s,i,t}^{\text{sysch}}$ 分别为第 s 种典型日下 t 时段用户 i 的放电(用电)与充电(售电)需求; $P_{\text{ch},s,t}^{\text{agg}}$ 与 $P_{\text{dis},s,t}^{\text{agg}}$ 为虚拟储能充放电功率; $P_{\text{ch},s,t}^{\text{CES}}$ 与 $P_{\text{dis},s,t}^{\text{CES}}$ 为集中式储能充放电功率。

(2) 虚拟储能聚合模型约束

$$E_{s,t}^{\text{agg}} = \alpha E_{s,t-1}^{\text{agg}} + P_{\text{ch},s,t}^{\text{agg}} - P_{\text{dis},s,t}^{\text{agg}} + \gamma \quad (28)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{ch},s,t}^{\text{agg}} \leq P_{\text{agg}}^{\text{cmax}} U_{\text{ch},s,t}^{\text{agg}} \\ 0 \leq P_{\text{dis},s,t}^{\text{agg}} \leq P_{\text{agg}}^{\text{dmax}} U_{\text{dis},s,t}^{\text{agg}} \\ U_{\text{ch},s,t}^{\text{agg}} + U_{\text{dis},s,t}^{\text{agg}} \leq 1 \end{cases} \quad (29)$$

$$0 \leq E_{s,t}^{\text{agg}} \leq E_{\text{agg}}^{\text{cmax}} (1 - \varepsilon) \quad (30)$$

式中: $E_{s,t}^{\text{agg}}$ 为第 s 类典型日下虚拟储能在 t 时段的剩余储电量; $U_{\text{ch},s,t}^{\text{agg}}$ 、 $U_{\text{dis},s,t}^{\text{agg}}$ 为其充放电状态, 为 0-1 变量; $P_{\text{agg}}^{\text{cmax}}$ 与 $P_{\text{agg}}^{\text{dmax}}$ 为最大充放电功率。

(3) 集中式储能聚合模型约束

$$E_{s,t}^{\text{CES}} = E_{s,t-1}^{\text{CES}} + \eta_{\text{ch}}^{\text{CES}} P_{\text{ch},s,t}^{\text{CES}} \Delta t - P_{\text{dis},s,t}^{\text{CES}} \Delta t / \eta_{\text{dis}}^{\text{CES}} \quad (31)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{ch,s,t}^{CES} \leq P_{max}^{CES} U_{ch,s,t}^{CES} \\ 0 \leq P_{dis,s,t}^{CES} \leq P_{max}^{CES} U_{dis,s,t}^{CES} \\ U_{ch,s,t}^{CES} + U_{dis,s,t}^{CES} \leq 1 \end{cases} \quad (32)$$

$$S_{OC,min} E_{max}^{CES} \leq E_t^{CES} \leq S_{OC,max} E_{max}^{CES} \quad (33)$$

$$E_{max}^{CES} = k^{pe} P_{max}^{CES} \quad (34)$$

式中: $E_{s,t}^{CES}$ 为第 s 类典型日下 t 时段集中式储能剩余电量; η_{ch}^{CES} 与 η_{dis}^{CES} 为储能充放电效率; $P_{ch,s,t}^{CES}$ 、 $P_{dis,s,t}^{CES}$ 分别为充放电功率; $U_{ch,s,t}^{CES}$ 、 $U_{dis,s,t}^{CES}$ 为充放电状态, 为 0-1 变量; $S_{OC,min}$ 、 $S_{OC,max}$ 分别为最大、最小允许荷电状态系数; k^{pe} 为储能能量倍率。

此外, 考虑储能容量的始末约束。

$$E_{s,0}^{agg} = E_{s,T_1}^{agg} \quad (35)$$

$$E_{s,0}^{CES} = E_{s,T_1}^{CES} \quad (36)$$

式中: T_1 为每日的最后一个时段。

2.2.2 用户层面

$$P_{s,t}^{sysd} - P_{s,t}^{sysch} - P_{s,t}^{load} + P_{s,t}^{PV} + P_{s,t}^{MT} = 0 \quad (37)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{s,t}^{sysd} \leq P_{max}^{sys} U_{s,t}^{sysd} \\ 0 \leq P_{s,t}^{sysch} \leq P_{max}^{sys} U_{s,t}^{sysch} \\ U_{s,t}^{sysch} + U_{s,t}^{sysd} \leq 1 \end{cases} \quad (38)$$

式中: $P_{s,t}^{load}$ 、 $P_{s,t}^{PV}$ 、 $P_{s,t}^{MT}$ 分别为第 s 类典型日下 t 时段用户 i 的负荷功率、光伏及风电出力; P_{max}^{sys} 为充放电上下限; $U_{s,t}^{sysch}$ 、 $U_{s,t}^{sysd}$ 分别为第 s 类典型日下 t 时段用户 i 储能充放电状态。

考虑到用户资源的不确定性, 采用模糊机会约束规划理论对上述用户模型进行改进。用户源荷的梯形隶属度参数如下所示^[8]

$$P_{s,t}^{T_{type}} = \begin{cases} \omega_{T_{type},1} P_{s,t}^{T_{type}}, \omega_{T_{type},2} P_{s,t}^{T_{type}} \\ \omega_{T_{type},3} P_{s,t}^{T_{type}}, \omega_{T_{type},4} P_{s,t}^{T_{type}} \end{cases}, T_{type} \in \{\text{load}, \text{WT}, \text{PV}\} \quad (39)$$

式中: $P_{s,t}^{T_{type}}$ 为模糊变量预测值; $\{\omega_{T_{type},1}, \omega_{T_{type},2}, \omega_{T_{type},3}, \omega_{T_{type},4}\}$ 为对应模糊变量梯形隶属度的比例系数。

式(37)功率平衡约束转换为式(40), 当置信度 $\beta \geq 0.5$ 时, 其清晰等价类为式(41)。

$$Cr(P_{s,t}^{sysd} - P_{s,t}^{sysch} - P_{s,t}^{load'} + P_{s,t}^{PV'} + P_{s,t}^{WT'} = 0) \geq \beta \quad (40)$$

$$\begin{aligned} & (2-2\beta)[\omega_{load,3} P_{s,t}^{load'} - \omega_{WT,2} P_{s,t}^{MT'} - \omega_{PV,2} P_{s,t}^{PV'}] + \\ & (2\beta-1)[\omega_{load,4} P_{s,t}^{load'}(t) - \omega_{WT,1} P_{s,t}^{MT'} - \omega_{PV,1} P_{s,t}^{PV'}] - \\ & P_{s,t}^{sysd} + P_{s,t}^{sysch} = 0 \end{aligned} \quad (41)$$

式中: β 为风电、光伏、负荷不确定性对应置信度。

2.3 电价定价策略

云储能运营商接管储能资源后, 用户使用云储能服务时需要支付一定的充放电费用。

2.3.1 固定电价定价策略

采用固定电价时, 本文设定充放电价格与电网侧购电价格相同, 即

$$\begin{cases} \lambda_t^{ch} = e_t^{sell} \\ \lambda_t^{dis} = e_t^{buy} \end{cases} \quad (42)$$

式中: λ_t^{ch} 、 λ_t^{dis} 分别为单位充、放电价格。

2.3.2 动态电价定价策略

对于动态电价的定价机制, 关键在于明确对象之间的供需关系, 系统供需比 $U_{s,t}^{sd}$ 的计算如下

$$U_{s,t}^{sd} = P_{s,t}^{ts} / P_{s,t}^{td} \quad (43)$$

式中: $P_{s,t}^{ts}$ 与 $P_{s,t}^{td}$ 分别为第 s 类典型日内 t 时段用户群总电力供应与电力需求。

系统内电力供需关系如下^[9]

$$P_{i,s,t}^{net} = P_{i,s,t}^{load} - P_{i,s,t}^{res} \quad (44)$$

$$P_{s,t}^{ts} = P_{s,t}^{dis} - \sum_{i \in I_1} P_{i,t}^{net} \quad (45)$$

$$P_{s,t}^{td} = P_{s,t}^{ch} - \sum_{i \in I_2} P_{i,t}^{net} \quad (46)$$

式中: $P_{i,s,t}^{res}$ 为第 s 类典型日内 t 时段用户 i 的可再生能源出力; $P_{i,s,t}^{net}$ 为其净负荷; I_1 中用户满足 $P_{i,s,t}^{net} < 0$; I_2 中用户满足 $P_{i,s,t}^{net} > 0$ 。

根据文献[10]可得动态定价如下

$$\lambda_{s,t}^{sell} = \begin{cases} \frac{e_t^{buy} e_t^{sell}}{(e_t^{buy} - e_t^{sell}) U_{s,t}^{sd} + e_t^{sell}} & 0 \leq U_{s,t}^{sd} \leq 1 \\ e_t^{sell} & U_{s,t}^{sd} > 1 \end{cases} \quad (47)$$

$$\lambda_{s,t}^{buy} = \begin{cases} e_t^{sell} U_{s,t}^{sd} + e_t^{buy} (1 - U_{s,t}^{sd}) & 0 \leq U_{s,t}^{sd} \leq 1 \\ e_t^{sell} & U_{s,t}^{sd} > 1 \end{cases} \quad (48)$$

3 算例分析

本文所提模型属于混合整数线性规划问题, 借助 Matlab R2022a 平台, 利用 Yalmip 与 Gurobi 求解器进行直接求解。

3.1 参数设置

本算例设置可租赁的 FFAC 共 200 台且全天可调用, C_j 与 $P_{j,t}^{rated}$ 分别设置为 2.5 kW 与 3.5 kW, 室外温度 35 °C, Δt 为 5 min。其余参数如表 1 所示。

表 1 空调相关参数

Table 1 FFAC-related parameters

参数	分布范围	参数	分布范围
$C_j / (\text{kWh} \cdot ^\circ\text{C}^{-1})$	U(2, 3)	$T_{set} / ^\circ\text{C}$	U(22, 26)
$R_j / (^\circ\text{C} \cdot \text{kW}^{-1})$	U(2, 3)	δ	U(0.5, 1.0)

聚合模型参数如表 2 所示。

表2 空调虚拟储能聚合模型计算结果
Table 2 Calculation results of VES aggregation model for FFACs

参数	值	参数	值	参数	值
E_{agg}^{max}/MWh	1.806	P_{agg}^{max}/kW	242.057	P_{agg}^{dmax}/kW	357.943
α	0.986 7	γ	23.693 7		

各用户的新能源出力及负荷曲线如图1、图2所示。

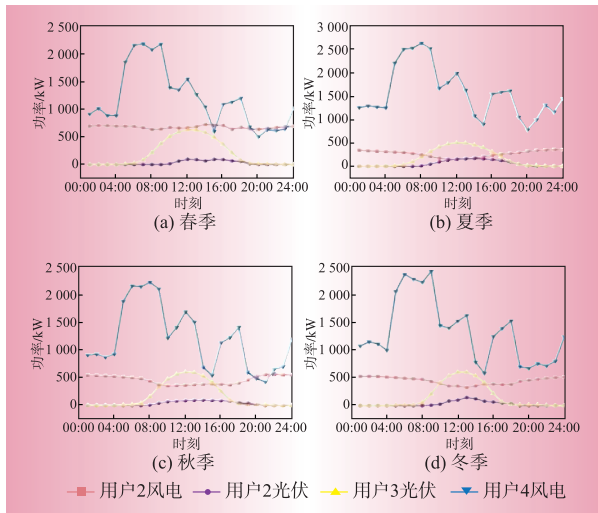


图1 用户可再生能源出力情况

Fig. 1 Renewable energy output of customers

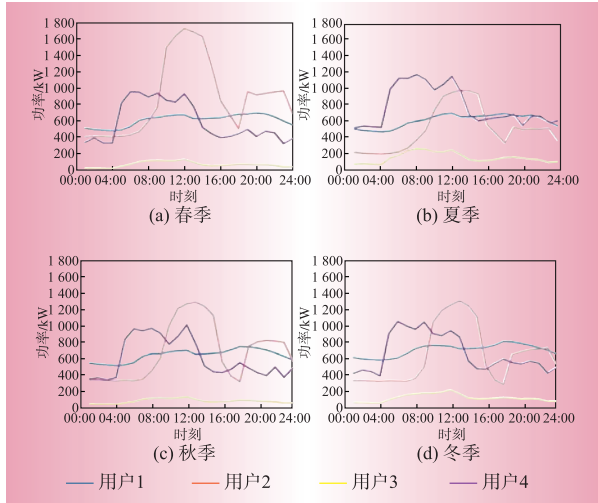


图2 用户负荷数据

Fig. 2 Customer load data

集中式储能设备的基础参数如表3所示。

表3 集中式储能设备参数

Table 3 Centralized energy storage equipment parameters

参数	数值	参数	数值	参数	数值
$c_{pmin}/(\text{元}\cdot\text{kWh}^{-1})$	1 000	SOC	0.15~0.90	$\eta_{ch}^{CES}、\eta_{dis}^{CES}/\%$	95
$c_{cinv}/(\text{元}\cdot\text{kWh}^{-1})$	1 100	$l_{CES}/\text{年}$	8	$d/\%$	5
$c_{opt}/(\text{元}\cdot\text{kWh}^{-1}\cdot\text{年}^{-1})$	72	k^{inc}	2.5		

3.2 不同云储能场景设计

设定A、B、C 3种场景,对比分析不同场景中的用户收益情况。

场景A:用户直接与电网交易;

场景B:仅配置集中式储能;

场景C:配置集中式储能,并租赁虚拟储能。

不同场景下集中式储能配置情况及用户群总成本、收益情况如表4所示。储能成本包含虚拟储能的租赁成本与集中式储能的建设成本, c_{ere} 、 c_{pre} 分别取25元与15元。

表4 集中式储能配置情况及用户成本、收益情况

Table 4 Centralized energy storage allocation and customer costs and benefits

场景	集中式储能配置情况		用户成本、收益情况		
	功率/kW	容量/kWh	储能成本/ 10^5 元	购售电成本/ 10^5 元	总计/ 10^5 元
A				36.48	36.48
B	587.83	1 469.57	3.48	-3.14	0.34
C	193.22	483.04	1.60	-4.84	-3.24

相较于场景B,场景C的集中式储能建设成本几乎仅为1/3,功率与容量配置则仅为场景B的32.9%。由此可见,租赁虚拟储能有效降低了储能的初始配置成本,提高了用户群的净收益。

各场景中用户向电网的年购售电成本如表6所示,数值为正表示用户与电网的交易结果体现为成本,反之为收益。场景A中,具有丰富可再生能源的用户3与用户4可通过售电获利。然而,该方式使得用户侧可再生能源的消纳完全依赖电网,否则将造成严重的弃光弃风现象。

比较表5的场景B与场景C可知,在用户群配备有储能的情况下,具备可再生能源的用户均不需要再与电网进行交易,由此可见,云储能机制能够有效促进可再生能源的消纳。

表5 各场景各用户与电网的交易情况

Table 5 Transactions between the power grid and customers in each scenario

场景	用户1	用户2	用户3	用户4	运营商
A	54 843.00	19 155.00	-3 046.90	-30 861.00	845.82
B	7 169.80	0	0	0	-10 621.00
C	5 480.00	0	0	0	0

场景C下4个典型日内储能设备的充放电情况以及用户的充放电需求分别如图3与图4所示。为便于表示,令充电功率为正,放电功率为负。

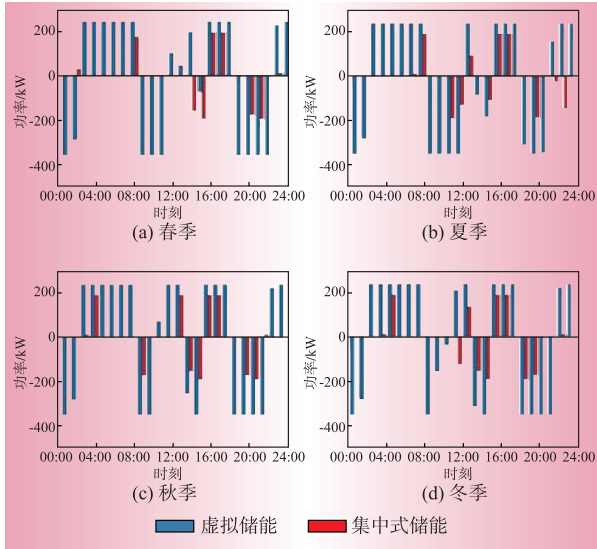


图3 云储能运营商充放电状态

Fig. 3 CES operator charge and discharge status

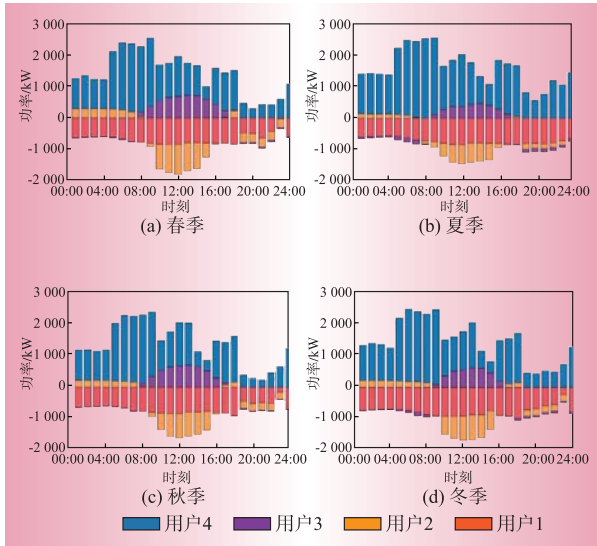


图4 各用户充放电需求

Fig. 4 Charging and discharging needs of each customer

由图3可知,受分时电价影响,用户倾向于谷时充电、峰时放电。图4则表明不同用户在同一时段内的储能需求具有互补性,云储能机制能够利用这一特性,在满足用户需求的同时尽可能减少储能配置容量与功率,达到节约投资的效果。

3.3 不同电价定价策略的对比

不同典型日下动态定价的结果如图5所示。

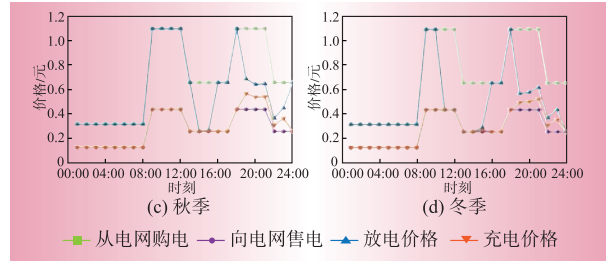
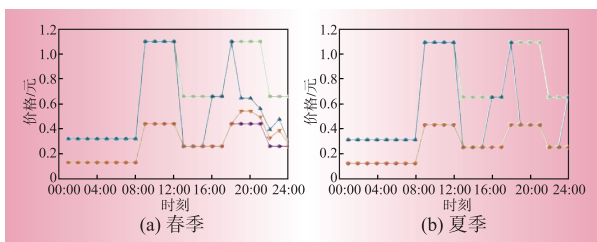


图5 动态定价结果

Fig. 5 Dynamic pricing results

表6给出了云储能模式下各用户的年储能充放电成本。由表6可知在各用户储能需求固定的情况下,采用动态定价机制能够降低购电用户的年成本,并提升售电用户的年收益。

表6 不同定价方案下用户年储能充放电成本

Table 6 Annual energy storage charging and discharging costs for customers under different pricing scenarios
元·kWh⁻¹

场景	用户1	用户2	用户3	用户4
固定电价	49 362.57	19 155.28	-3 046.87	-30 861.45
动态电价	38 849.01	13 268.98	-3 799.45	-31 490.20

3.4 风光荷不确定性的影响

取置信水平为0.85,风电、光伏和负荷的梯形隶属度参数的设置如表7所示。

表7 风光荷不确定性参数设置

Table 7 Uncertainty parameterization of wind, PV and loads

模糊程度	变量	比例系数			
		ω_1	ω_2	ω_3	ω_4
1	风光	0.90	0.95	1.05	1.10
	荷	0.90	0.95	1.00	1.05
2	风光	0.85	0.90	1.10	1.15
	荷	0.90	0.95	1.00	1.05
3	风光	0.85	0.90	1.10	1.15
	荷	0.80	0.95	1.05	1.15

各模糊程度下用户群集中式储能配置功率、容量与用户成本、收益情况如表8所示,场景0为3.1节场景C参数,起对照作用。

表8 考虑不确定性时不同模糊程度下的储能配置结果

Table 8 Results of energy storage allocation under different levels of fuzziness when considering uncertainty

场景	集中式储能配置情况		用户成本、收益情况		
	功率/kW	容量/kWh	储能成本/ 10 ⁵ 元	购售电成本/ 10 ⁵ 元	总计/ 10 ⁵ 元
0	193.22	483.04	1.60	-4.84	-3.24
1	140.00	350.01	1.29	7.37	8.66
2	167.10	417.76	1.45	12.83	14.27
3	404.16	1 010.40	2.85	21.99	24.84

由表8可知,当考虑风光荷不确定性时,用户群的总用能成本转变为正值,且随不确定性的增大而增大。在此情况下,场景1与场景2均选择减少集中式储能建设规模,而与电网进行交易;而场景3尽管增大了集中式储能建设规模,其购售电成本也大幅上涨。


4 结束语

本文结合建筑空调系统的虚拟储能潜力对云储能优化运营方法展开研究,并将空调聚合虚拟储能作为云储能运营商的主要租赁对象。通过算例仿真,本文得出以下结论:

(1) 通过聚合技术能够将分布式空调虚拟储能资源进行集中调度,减少集中式实体储能的投入,利用规模效益降低前期投资带来的资金压力;

(2) 对于拥有可再生能源的储能需求用户,云储能模式可提升其能源消纳能力,缓解弃光、弃风现象;对于不具备可再生能源的普通用户,参与云储能优化调度可通过负荷移峰降低用电成本;

(3) 通过对比研究发现,在云储能用户群内部采用动态定价机制充分保护用户利益,进而提升社会总体福利。

本文重点关注基于建筑空调热惯性的云储能优化运营,未来,电动汽车、基站储能等经聚合处理,同样可纳入云储能可调用资源。此外,伴随着综合能源系统的发展,储能形式将不再局限于储电、储热,云储能模式的应用面将得到进一步拓展,这也是本文后续的研究内容之一。

参考文献:

- [1] STECKEL T, KENDALL A, AMBROSE H. Applying leveled cost of storage methodology to utility-scale second-life lithium-ion battery energy storage systems [J]. Applied Energy, 2021, 300: 117-309.
- [2] TUSHAR W, CHAI B, YUEN C, et al. Three-party energy management with distributed energy resources in smart grid [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2015, 62(4): 2487-2498.
- [3] 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.
- [4] 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 Xiaoqing, 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.

- [5] 薛金花, 叶季蕾, 许庆强, 等. 客户侧分布式储能消纳新能源的互动套餐和多元化商业模式研究 [J]. 电网技术, 2020, 44(4): 1310-1316.

XUE Jinhua, YE Jilei, XU Qingqiang, et al. Interactive package and diversified business mode of renewable energy accommodation with client distributed energy storage [J]. Power System Technology, 2020, 44(4): 1301-1316.

- [6] 王怡岚, 童亦斌, 黄梅, 等. 基于需求侧响应的空调负荷虚拟储能模型研究 [J]. 电网技术, 2017, 41(2): 394-401.

WANG Yilan, TONG Yibin, HUANG Mei, et al. Research on virtual energy storage model of air conditioning loads based on demand response [J]. Power System Technology, 2017, 41(2): 394-401.

- [7] SONG M, GAO C, YAN H, et al. Thermal battery modeling of inverter air conditioning for demand response [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(6): 5522-5534.

- [8] 曹茜琳. 基于纳什议价博弈的用户侧共享储能优化配置研究 [D]. 武汉: 中国地质大学, 2023.

CAO Xilin. Research on optimal configuration of user-side shared energy storage based on nash bargaining game [D]. Wuhan: China University of Geosciences, 2023.

- [9] 朱宗耀, 王秀丽, 吴雄, 等. 考虑多场景规划的共享储能投资及运营分析 [J]. 电力系统自动化, 2023, 47(7): 23-31.

ZHU Zongyao, WANG Xiuli, WU Xiong, et al. Investment and operation analysis of shared energy storage considering multi-scenario planning [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(7): 23-31.

- [10] SAHA P, SEN S, BERA P. Hourly energy sharing model of peer-to-peer pv prosumers for microgrids with price-based demand response [C]. 2021 National Power Electronics Conference (NPEC), Bhubaneswar, India, 2021: 1-6.

作者简介:

王宝(1986),男,安徽安庆人,硕士,高级经济师,主要从事企业战略与能源经济研究方面工作;

张伟时(1991),男,江苏南通人,学士,高级工程师,主要从事电力市场方面工作。

(责任编辑 孙晶 汤丽莉)