

DOI: 10.19666/j.rlfed.202407155

# 考虑混合虚拟储能的园区综合能源系统 低碳运行优化研究

赵振宇, 任旭

(华北电力大学经济与管理学院, 北京 102206)

[摘要] 传统储能系统投资成本高、回收期长且无法大规模在园区级的系统中应用。针对此问题, 首先建立了含电动汽车、空调与热网管道等混合虚拟储能的园区综合能源系统, 并分析了系统的运行机理, 构建了系统及虚拟储能的相关模型; 其次, 基于峰谷差率与外网交互规模等修正指标, 提出了考虑动态分时价格的混合虚拟储能激励机制; 然后, 在垃圾焚烧热电联产-烟气处理-P2G 的碳循环机制下, 构建了以收益最大化为目标的园区综合能源系统低碳运行优化模型; 最后, 以某一区域的综合能源系统为例展开算例分析。算例结果表明: 考虑混合虚拟储能进行运行优化能降低外网交互成本; 考虑动态分时价格的混合虚拟储能激励机制能提高虚拟储能主体响应系统调度的积极性; 考虑垃圾焚烧热电联产-烟气处理-P2G 的碳循环机制能提高净收益。

[关键词] 虚拟储能; 综合能源系统; 激励机制; 低碳; 运行优化

[引用本文格式] 赵振宇, 任旭. 考虑混合虚拟储能的园区综合能源系统低碳运行优化研究[J]. 热力发电, 2025, 54(2): 42-56. ZHAO Zhenyu, REN Xu. Research on low carbon operation optimization of park integrated energy system considering hybrid virtual energy storage[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(2): 42-56.

## Research on low carbon operation optimization of park integrated energy system considering hybrid virtual energy storage

ZHAO Zhenyu, REN Xu

(School of Economics & Management, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

**Abstract:** Conventional energy storage systems have high investment costs, long payback periods, and cannot be applied on a large scale in park level systems. In response to this issue, an integrated energy system in the park is established firstly, which includes hybrid virtual energy storage such as electric vehicles, air conditioning, and heating network pipelines. Moreover, the operating mechanism of the system is also analyzed. Relevant models for system and virtual energy storage are constructed. Secondly, based on correction indicators such as peak valley difference and external grid interaction scale, a hybrid virtual energy storage incentive mechanism considering dynamic time of use prices is proposed. Then, under the carbon cycle mechanism of waste incineration cogeneration flue-gas treatment-P2G, a low-carbon operation optimization model for the integrated energy system in the park is constructed with the goal of maximizing profits. Finally, a case study is performed on an integrated energy system in a certain region, and the results show that, operation optimization considering hybrid virtual energy storage can reduce external grid interaction costs. A hybrid virtual energy storage incentive mechanism considering dynamic time-sharing prices can improve the enthusiasm of virtual energy storage entities to respond to system scheduling. Considering the carbon cycle mechanism of waste incineration cogeneration flue-gas treatment-P2G can increase net revenue.

收稿日期: 2024-07-03

基金项目: 北京市自然科学基金资助项目 (8232013)

Supported by: Beijing Municipal Natural Science Foundation (8232013)

第一作者简介: 赵振宇 (1969), 男, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为可再生能源电力建设、清洁能源项目管理, zhaozhenyuxm@263.net。

通信作者简介: 任旭 (1983), 男, 博士研究生, 主要研究方向为综合能源优化、可再生能源项目管理, renxu414@126.com。

**Key words:** virtual energy storage; integrated energy system; excitation mechanism; low carbon; operation optimization

据统计,我国年垃圾总产量高达10亿t,通过垃圾焚烧发电可充分利用垃圾蕴含的能量,1t生活垃圾经转化可产生100kg的氢气与320kW·h电<sup>[1]</sup>。同时垃圾焚烧发电产生的烟气通过净化处理能排放达标,具有“资源化、无害化、减量化”的特点<sup>[2-3]</sup>。因此在园区构建含垃圾焚烧发电的能源系统成为环保减碳、能源转型的有效方式。而在园区型的能源系统中含有风光等不确定性新能源,消纳不足及运行风险增加等问题凸显。为了解决这些问题,储能重要性显著上升。但是传统储能投资成本大、回收期长且无法大规模应用在经济承受能力弱的园区综合能源系统中。据此,虚拟储能逐步发展,含虚拟储能的园区综合能源系统运行优化成为研究热点<sup>[4-5]</sup>。

针对含虚拟储能系统的研究,文献[6]基于建筑结构与室内空气热平衡构建了促进风电消纳的建筑虚拟储能模型,兼顾环保性与经济性。文献[7]在此基础上,进一步考虑室外温差、人体及建筑传热能力、太阳辐射等因素构建了精细化的建筑虚拟储能模型。文献[8]在光储集氢站中构建了含电制氢负荷的虚拟储能模型,并验证了该类虚拟储能在消纳清洁能源方面的有效性。文献[9]基于流量分段法,构建了考虑热网特性的虚拟储能模型,该模型能有效提升系统灵活性。文献[10]将分散的储能设备通过虚拟化技术构成一个大型的虚拟储能,用以平抑风光出力误差。文献[11]为了缓解高峰时段负荷压力,基于中央空调的调控潜力,构建了含中央空调的虚拟储能模型。现有研究验证了虚拟储能的经济性与灵活性,但仅考虑热网或者空调等单一虚拟储能的模型构建,未考虑多种虚拟储能耦合的模型构建。

针对虚拟储能激励机制,文献[12]基于分时电价构建了虚拟储能的需求配置优化模型。文献[13]以储能聚合运营商与储能个体联盟收益最大化制定储能交易价格。文献[14]提出了阶梯型补贴的建筑虚拟储能价格机制。文献[15]为了满足降电费的需求,提出了考虑峰谷电价的虚拟储能租赁策略模型。现有学者较少研究虚拟储能激励机制,大多采用传统的分时价格机制,此类价格机制无法体现系统的供需匹配程度以及各类虚拟

储能主体的差异性。

针对垃圾焚烧电厂的研究,文献[16]基于多重不确定性分析,构建了垃圾焚烧热电联产电厂的运行优化模型,但是未对热电联产产生的烟气进行处理。文献[17]协同垃圾焚烧虚拟电厂与光热电站运行,并加装了烟气处理装置,但未对烟气进行利用。在此基础上,针对垃圾焚烧电厂高额的碳排放成本问题,文献[18]构建了协同垃圾焚烧电厂-烟气处理-P2G的运行优化模型,充分促进碳循环利用。由现有文献梳理知,通过烟气处理净化与P2G对烟气利用,能实现碳循环的最大程度利用。

基于此,本文展开考虑混合虚拟储能的园区综合能源系统低碳运行优化研究,具有如下创新点:

1) 提出了耦合电动汽车、空调与热网管道等多种虚拟储能的模型,弥补仅考虑单一虚拟储能的不足;

2) 在传统分时电价基础上,提出了考虑系统的供需匹配程度以及各类虚拟储能主体的差异性的动态分时价格模型;

3) 提出了垃圾焚烧热电联产-烟气处理-P2G的碳循环机制,能充分促进碳循环利用。

## 1 园区综合能源系统低碳运行机理及设备建模

### 1.1 系统运行机理

设园区综合能源系统中含风力发电机组(wind power generation, WP)、蓄电池(storage battery, STB)、电解槽(electric tank, ET)、垃圾焚烧热电联产机组(waste incineration cogeneration, WIT-CHP)、烟气处理装置(flue gas treatment, FGT)、电转气装置(power to gas, P2G)、燃气锅炉(gas boiler, GB)、压缩式制冷机(compression refrigeration machine, CRM)、吸收式制冷机(absorption chiller, ABC)等供能装置以及由可调节特性资源进行储能化建模构成的虚拟储能,以满足园区系统内部的电、热、冷、气等负荷需求。系统存在超额供给或者缺额负荷需求时可与外部电网、热网、气网进行交互。本文的综合能源系统运行机理如图1所示。

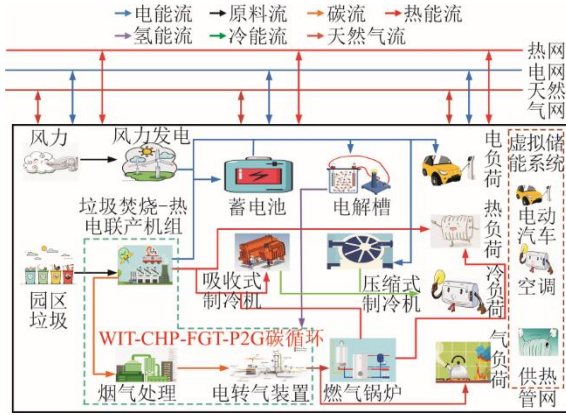


图1 园区综合能源系统运行机理  
Fig.1 Operation mechanism of park integrated energy system

由图1可知：针对电能子系统，由风力发电机组与垃圾焚烧-热电联产机组发电满足系统电负荷需求及电解槽与压缩式制冷机耗电需求，剩余部分存储在蓄电池中；针对热能子系统，由垃圾焚烧-热电联产机组与燃气锅炉产热满足系统热负荷需求；针对冷能子系统，由压缩式制冷机与吸收式制冷机产冷满足冷负荷需求；针对天然气子系统，电转气装置利用电解槽产生的氢气与烟气处理捕获的CO<sub>2</sub>产气满足天然气负荷需求。

## 1.2 系统设备建模

从电能、热能、冷能与天然气子系统构建设备出力模型。

### 1.2.1 电能子系统模型

电能子系统含风力发电机组、垃圾焚烧热电联产机组、烟气处理装置、蓄电池，其中风电机组的出力模型为常规模型。

#### 1) 垃圾焚烧热电联产机组

将园区的垃圾输送到垃圾焚烧热电联产中处理，垃圾经过燃烧释放化学能并被锅炉蒸汽吸收，热电联产机组利用锅炉中的蒸汽产电产热，垃圾焚烧产电量为：

$$P_{WIT,t} = G_{WIT,t} \cdot \theta_{WIT,e} \cdot F_{HV} \quad (1)$$

式中： $P_{WIT,t}$ 为时刻 $t$ 垃圾焚烧热电联产机组的产热量； $G_{WIT,t}$ 为时刻 $t$ 垃圾焚烧热电联产机组的垃圾焚烧量； $\theta_{WIT,e}$ 为热电联产机组产电效率； $F_{HV}$ 为垃圾焚烧热值。

#### 2) 烟气处理装置

垃圾焚烧热电联产机组在产电产热时会产生大量的废弃物与烟气，需要通过烟气处理装置净化处理。其处理流程为：烟气通过除尘、脱硫、脱硝、

除酸、烟气检测与分离等步骤将有害烟气分离出纯净的CO<sub>2</sub>。烟气处理的耗电量具体如式(2)所示：

$$\begin{cases} P_{FGT,t} = P_{FGT,ha,t} + P_{FGT,se,t} \\ P_{FGT,ha,t} = \bar{p}_{FGT,ha} \cdot P_{WIT,t} \cdot \bar{g}_{WIT} \\ P_{FGT,se,t} = \bar{p}_{FGT,se} \cdot P_{WIT,t} \cdot \bar{g}_{WIT} \cdot \gamma_{CO_2} \cdot \theta_{CO_2} \end{cases} \quad (2)$$

式中： $P_{FGT,t}$ 为时刻 $t$ 烟气处理的耗电量； $P_{FGT,ha,t}$ 、 $P_{FGT,se,t}$ 分别为时刻 $t$ 烟气净化与分离的耗电量； $\bar{p}_{FGT,ha}$ 、 $\bar{p}_{FGT,se}$ 分别为烟气净化与分离的单位耗电量； $\bar{g}_{WIT}$ 为单位产量的烟气量； $\gamma_{CO_2}$ 为无害气体中二氧化碳的体积分数； $\theta_{CO_2}$ 为二氧化碳的分离率。

### 3) 蓄电池

蓄电池通过灵活地充放电可弥补系统电能的超额供给与缺额需求，其充放能如式(3)所示：

$$\begin{aligned} Q_{STB,t} &= Q_{STB,t-\Delta t} (1 - \theta_{STB,loss}) + \\ &\left( P_{STB,cha,t} \theta_{STB,cha} - \frac{P_{STB,dis,t}}{\theta_{STB,dis}} \right) \cdot \Delta t \end{aligned} \quad (3)$$

式中： $Q_{STB,t}$ 、 $Q_{STB,t-\Delta t}$ 分别为蓄电池时刻 $t$ 与 $t-\Delta t$ 的容量； $\theta_{STB,loss}$ 、 $\theta_{STB,cha}$ 、 $\theta_{STB,dis}$ 为蓄电池的每月自放电损失率、充电效率与放电效率； $P_{STB,cha,t}$ 、 $P_{STB,dis,t}$ 分别为时刻 $t$ 蓄电池的充放电功率。

### 1.2.2 热能子系统模型

热能子系统中，由垃圾焚烧-热电联产机组与燃气锅炉产热。

#### 1) 垃圾焚烧热电联产机组

垃圾焚烧热电联产机组的产热量为：

$$H_{WIT,t} = G_{WIT,t} \cdot \theta_{WIT,h} \cdot F_{HV} \quad (4)$$

式中： $H_{WIT,t}$ 、 $\theta_{WIT,h}$ 分别为时刻 $t$ 垃圾焚烧热电联产机组的产热量与产热效率。

#### 2) 燃气锅炉

燃气锅炉通过消耗天然气产热，产热量为：

$$H_{GB,t} = G_{GB,t} \cdot \theta_{GB,h} \cdot F_{HV} \quad (5)$$

式中： $G_{GB,t}$ 、 $H_{GB,t}$ 、 $\theta_{GB,h}$ 分别为时刻 $t$ 燃气锅炉的耗气量、产热量与产热效率。

#### 3) 冷能子系统

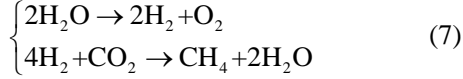
冷能子系统主要包括压缩式与吸收式制冷机，制冷量为：

$$\begin{cases} M_{CRM,t} = P_{CRM,t} \cdot \theta_{CRM,m} \\ M_{ABC,t} = H_{ABC,t} \cdot \theta_{ABC,m} \end{cases} \quad (6)$$

式中： $M_{CRM,t}$ 、 $P_{CRM,t}$ 分别为时刻 $t$ 压缩式制冷机的制冷量与耗电量； $M_{ABC,t}$ 、 $H_{ABC,t}$ 分别为时刻 $t$ 吸收式制冷机的制冷量与耗热量； $\theta_{CRM,m}$ 、 $\theta_{ABC,m}$ 分别为压缩式与吸收式制冷机的制冷效率。

#### 4) 天然气子系统

天然气子系统中含电解槽、电转气装置, 电解槽产生氢气, 电转气利用电解槽产生的氢气与烟气处理装置净化分离的  $\text{CO}_2$  制取天然气。天然气子系统的运行原理如式(7)所示。



由式(7)可知, 电转气设备产生的天然气体积是电解槽产氢量的  $1/4$ , 具体如式(8)所示。

$$\begin{cases} \frac{1}{4}V_{\text{ET},\text{H}_2,t} = G_{\text{P2G},t} \\ V_{\text{ET},\text{CO}_2,t} = G_{\text{P2G},t} \\ V_{\text{ET},\text{H}_2,t} = P_{\text{ET},t} \theta_{\text{ET},\text{H}_2} \\ V_{\text{ET},\text{CO}_2,t} = P_{\text{WIT},t} \cdot \bar{g}_{\text{WIT}} \cdot \gamma_{\text{CO}_2} \cdot \theta_{\text{CO}_2} \end{cases} \quad (8)$$

式中:  $V_{\text{ET},\text{H}_2,t}$ 、 $V_{\text{ET},\text{CO}_2,t}$  分别为时刻  $t$  电转气设备的耗氢与耗碳量;  $P_{\text{ET},t}$  为时刻  $t$  电解槽的耗电量;  $\theta_{\text{ET},\text{H}_2}$  为电解槽的效率。

### 1.3 虚拟储能建模

#### 1) 电动汽车

电动汽车在价格刺激下, 可灵活地调整充放电时间。通过有效的调度策略引导电动汽车谷时段充电、峰时段放电, 其相当于蓄电池, 具有虚拟储能特性。设定电动汽车返程时间  $t_f$  与行驶里程  $L$  服从正态分布<sup>[19]</sup>, 其中返程时间的正态分布中期望值取 7.42, 标准差取 3.54, 行驶里程的正态分布中期望值取 16.92, 标准差取 3.43。同时设定电动汽车车主充电截止时间在低谷电价结束时间  $T_{\text{va}}$  前与高峰电价开始时间  $T_{\text{peak}}$  前。电动汽车充电  $T_{\text{start,cha}}$  与放电开始时间  $T_{\text{start,dis}}$  需满足式(9)所示的关系:

$$\begin{cases} T_{\text{start,cha}} = t_f, & 0 \leq t_f \leq T_{\text{va}} \\ T_{\text{start,dis}} = \begin{cases} T_{\text{peak}}, & T_{\text{va}} < t_f \leq T_{\text{peak}} \\ t_f, & T_{\text{peak}} < t_f \leq 24 \end{cases} \end{cases} \quad (9)$$

电动汽车的充放电持续时间为:

$$\begin{cases} T_{\text{cx,cha}} = \frac{\min\{(\text{SOC}_{\text{ev,max}} - \text{SOC}_{\text{ev,min}})Q_{\text{ev}}, \zeta_{\text{cha,ev,max}}Q_{\text{ev}}\}}{P_{\text{e,ev}} \cdot \theta_{\text{cha,ev}}} \\ T_{\text{cx,dis}} = \frac{\min\{(\text{SOC}_{\text{ev,max}} - \text{SOC}_{\text{ev,min}})Q_{\text{ev}} - L \cdot \bar{p}_{\text{ev}}, \zeta_{\text{dis,ev,max}}Q_{\text{ev}}\}}{P_{\text{e,ev}} \cdot \theta_{\text{dis,ev}}} \end{cases} \quad (10)$$

式中:  $T_{\text{cx,cha}}$ 、 $T_{\text{cx,dis}}$  分别为电动汽车的充电与放电持续时间;  $\text{SOC}_{\text{ev,max}}$ 、 $\text{SOC}_{\text{ev,min}}$  分别为电动汽车荷电状态的最大与最小值;  $Q_{\text{ev}}$  为电动汽车的容量;  $\zeta_{\text{cha,ev,max}}$ 、 $\zeta_{\text{dis,ev,max}}$  为电动汽车的最大充电与放电深

度;  $P_{\text{e,ev}}$  为电动汽车的额定功率;  $\theta_{\text{cha,ev}}$ 、 $\theta_{\text{dis,ev}}$  分别为电动汽车的充电与放电效率。

电动汽车充放电结束时间如式(11)所示:

$$\begin{cases} T_{\text{end,cha}} = T_{\text{start,cha}} + T_{\text{cx,cha}} \\ T_{\text{end,dis}} = T_{\text{start,dis}} + T_{\text{cx,dis}} \end{cases} \quad (11)$$

式中:  $T_{\text{end,cha}}$ 、 $T_{\text{end,dis}}$  分别为电动汽车充电与放电结束时间。

电动汽车的充放电量如式(12)所示:

$$\begin{cases} P_{\text{ev}} = \sum_{t=T_{\text{start}}}^{T_{\text{end}}} P_{\text{ev},t} \\ \begin{cases} T_{\text{start}} = T_{\text{start,cha}}, T_{\text{end}} = T_{\text{end,cha}}, & \text{充电} \\ T_{\text{start}} = T_{\text{start,dis}}, T_{\text{end}} = T_{\text{end,dis}}, & \text{放电} \end{cases} \end{cases} \quad (12)$$

式中:  $P_{\text{ev}}$  为电动汽车净充放电量;  $P_{\text{ev},t}$  为时刻  $t$  电动汽车的充电量或者放电量;  $T_{\text{start}}$  与  $T_{\text{end}}$  分别为充电或者放电的起始和结束时间。

#### 2) 空调

由于人体的热舒适度存在模糊性, 在一定区间内调节空调温度, 人体感知的热舒适度不变。因此, 当调高空调的设定温度, 空调运行功率下降为 0, 相当于放能; 当降低设定温度, 空调运行功率增加至额定功率, 相当于储能。若空调设定温度一定, 室内温度、空调制冷电功率保持稳态; 若改变设定温度, 空调制冷电功率迅速变化, 室内温度存在滞后性。稳态运行下, 空调的制冷电功率如式(13)所示:

$$P_{\text{ac,ss},t} = \frac{E_{\text{out},t} - E_{\text{set},0}}{\theta_{\text{p2h}} R} \quad (13)$$

式中:  $P_{\text{ac,ss},t}$  为稳态时刻  $t$  空调消耗的电功率;  $E_{\text{out},t}$  为时刻  $t$  室外温度;  $E_{\text{set},0}$  为空调初始设定温度;  $\theta_{\text{p2h}}$  为电转热效率;  $R$  为建筑热阻。

在暂态下, 空调的制冷电功率如式(14)所示:

$$P_{\text{ac,zs},t} = \begin{cases} 0, & E_{\text{set},t} \geq E_{\text{set},0} \\ P_{\text{ac,e}}, & E_{\text{set},t} < E_{\text{set},0} \end{cases} \quad (14)$$

式中:  $P_{\text{ac,zs},t}$  为暂态时刻  $t$  空调制冷消耗的电功率;  $P_{\text{ac,e}}$  为空调的额定功率。

空调的充放电量如式(15)所示:

$$\begin{cases} P_{\text{ac,dis},t} = -\frac{E_{\text{out},t} - E_{\text{set},0}}{\theta_{\text{p2h}} R}, & E_{\text{set},t} \geq E_{\text{set},0} \\ P_{\text{ac,cha},t} = P_{\text{ac,e}} - \frac{E_{\text{out},t} - E_{\text{set},0}}{\theta_{\text{p2h}} R}, & E_{\text{set},t} < E_{\text{set},0} \end{cases} \quad (15)$$

式中:  $P_{\text{ac,diss},t}$ 、 $P_{\text{ac,cha},t}$  为时刻  $t$  空调的充放电量。

#### 3) 热网管道

热网相对于电网存在延迟特性与衰减特性<sup>[20]</sup>。

延迟特性指通过热网介质传到用户进热口存在时间差, 衰减特性指首节点供热温度高于末节点供热温度。因此可将长度为 $L$ 的热网传输通道等效为 $N$ 个小型蓄热装置。热网的延迟特性与衰减特性具体表征如式(16)所示:

$$\begin{cases} \Delta t = \frac{\pi \Delta L d_{s_i}^2 \rho_w}{4 m_{s_i}} \\ T_{k,s_i,t} = \left( T_{k-1,s_i,t-\Delta t} - T_{\text{env}} \right) e^{-\frac{\theta \Delta L}{c_p m_{s_i}}} + T_{\text{env}} \end{cases} \quad (16)$$

$$\begin{cases} \frac{1}{\Delta t} \left( \frac{T_{k,s_i,t} + T_{k-1,s_i,t}}{2} - \frac{T_{k,s_i,t-\Delta t} + T_{k-1,s_i,t-\Delta t}}{2} \right) + \frac{4 m_{s_i}}{\pi \Delta L d_{s_i}^2 \rho_w} \\ \left( T_{k,s_i,t} + T_{k-1,s_i,t} \right) + \frac{4 \theta}{\pi d_{s_i}^2 \rho_w c_p} \left( \frac{T_{k,s_i,t} - T_{k-1,s_i,t}}{2} - T_{\text{env}} \right) \end{cases} = 0 \quad \forall s_i \in S_N \quad (17)$$

式中:  $T_{k-1,s_i,t}$  为第  $s_i$  个小型蓄热装置的第  $k-1$  个节点时刻  $t$  的温度;  $T_{k,s_i,t-\Delta t}$  为第  $s_i$  个小型蓄热装置的第  $k$  个节点时刻  $t-\Delta t$  的温度。

基于式(17)得到热网的热输出功率  $H_{\text{out},t}$ 、热损耗  $H_{\text{loss},t}$  如式(18)、式(19)所示:

$$\begin{aligned} H_{\text{out},t} &= \sum_{s_i \in S_N} H_{k_{\text{out}},s_i,t} = \sum_{s_i \in S_N} \left[ c_p m_{s_i} (T_{k,s_i,t} - T_{k-1,s_i,t}) \right] \quad (18) \\ H_{\text{loss},t} &= \sum_{s_i \in S_N} H_{k_{\text{loss}},s_i,t} = \\ & \sum_{s_i \in S_N} \left[ \theta \Delta L \left( \frac{1}{2} (T_{k,s_i,t} + T_{k-1,s_i,t} - T_{\text{env}}) \right) \right] \quad (19) \end{aligned}$$

式中:  $H_{k_{\text{out}},s_i,t}$ 、 $H_{k_{\text{loss}},s_i,t}$  为第  $s_i$  个小型蓄热装置的第  $k$  个节点时刻  $t$  的热输出功率与热损耗。

基于式(18)与式(19)得到热网总储热量  $H_{\text{hg},t}$  为:

$$\begin{aligned} H_{\text{hg},t} &= \sum_{s_i \in S_N} H_{s_i,t} = \\ & \sum_{s_i \in S_N} \left( H_{s_i,t-\Delta t} - (H_{k_{\text{loss}},s_i,t} + H_{k_{\text{out}},s_i,t}) \cdot \Delta t \right) \quad (20) \end{aligned}$$

式中:  $H_{s_i,t}$  为第  $s_i$  个小型蓄热装置的第  $k$  个节点时刻  $t$  的储热量。

## 2 考虑动态分时价格的混合虚拟储能激励机制

### 2.1 动态分时价格模型

动态分时电价旨在引导虚拟储能平滑负荷曲线, 降低峰谷差率。传统的分时电价在峰、谷、平时段的价格是固定的。综合能源系统耦合电、热、冷、气等多类型能源, 各时段的净负荷需求动态变化, 固定的峰平谷价格无法与系统负荷动态变化相

式中:  $\Delta L$  为热网通道长度;  $d_{s_i}$ 、 $m_{s_i}$  分别为管道直径与流量;  $T_{k-1,s_i,t-\Delta t}$  为第  $s_i$  个小型蓄热装置的第  $k-1$  个节点时刻  $t-\Delta t$  的温度;  $T_{k,s_i,t}$  分别为第  $s_i$  个小型蓄热装置第  $k$  个节点处时刻  $t$  的温度;  $T_{\text{env}}$  为环境温度;  $\theta$  为管道单位热转化系数;  $c_p$ 、 $\rho_w$  分别为水的比热容与密度。

由于水流在热网管道中流动遵循式(17)所示的近似能量守恒<sup>[1]</sup>:

匹配。需要在传统价格的基础上改进, 构建动态分时价格模型。本文的虚拟储能包括空调、电动汽车与热网管道, 其中空调、电动汽车为虚拟电储能, 热网管道为虚拟热储能。因此, 需要构建2类虚拟储能的改进价格机制。

在传统价格的基础上, 本文引入峰谷差率、与外网能源交互规模进行修正。

#### 1) 峰谷差率

其中综合能源系统的峰谷差率是各类能源等效总负荷的峰谷差率, 峰谷差率越高, 在峰时段虚拟储能的价格应越高, 具体如式(21)所示:

$$O_{\text{pvd}} = \frac{L_{\text{total,max}} - L_{\text{total,min}}}{L_{\text{total,max}}} \quad (21)$$

式中:  $O_{\text{pvd}}$  为系统的峰谷差率;  $L_{\text{total,max}}$ 、 $L_{\text{total,min}}$  分别为系统在各个时间段下等效最大负荷与最小负荷。

等效最大负荷与最小负荷计算如式(22)所示:

$$\begin{cases} L_{\text{total,max}} = \max \left\{ \begin{aligned} & \left( L_{\text{ele},1} + L_{\text{heat},1} + L_{\text{cold},1} + \tilde{L}_{\text{gas},1} \right), \dots, \\ & \left( L_{\text{ele},t} + L_{\text{heat},t} + L_{\text{cold},t} + \tilde{L}_{\text{gas},t} \right), \dots, \\ & \left( L_{\text{ele},24} + L_{\text{heat},24} + L_{\text{cold},24} + \tilde{L}_{\text{gas},24} \right) \end{aligned} \right\} \\ L_{\text{total,min}} = \min \left\{ \begin{aligned} & \left( L_{\text{ele},1} + L_{\text{heat},1} + L_{\text{cold},1} + \tilde{L}_{\text{gas},1} \right), \dots, \\ & \left( L_{\text{ele},t} + L_{\text{heat},t} + L_{\text{cold},t} + \tilde{L}_{\text{gas},t} \right), \dots, \\ & \left( L_{\text{ele},24} + L_{\text{heat},24} + L_{\text{cold},24} + \tilde{L}_{\text{gas},24} \right) \end{aligned} \right\} \end{cases} \quad (22)$$

式中:  $L_{\text{ele},t}$ 、 $L_{\text{heat},t}$ 、 $L_{\text{cold},t}$  分别为时刻  $t$  的电负荷、热负荷、冷负荷需求;  $\tilde{L}_{\text{gas},t}$  为时刻  $t$  等效的天然气的负荷需求。

天然气等效负荷需求为:

$$\tilde{L}_{\text{gas},t} = L_{\text{gas},t} \cdot \tilde{\theta}_{\text{P2G}} \quad (23)$$

式中： $L_{\text{gas},t}$ 为时刻 $t$ 的天然气负荷需求； $\tilde{\theta}_{\text{p2G}}$ 为气转电的等效效率。

### 2) 与外网能源交互规模

综合能源系统在峰时段外购能源增加，将导致系统的购能成本增加；在谷时段外售能源增加，将导致系统的售能收益减少。因此与外网能源交互规模越高，可增加混合虚拟储能价格，减少与外网能源交互规模。

$$\begin{cases} P_{\text{grid},t_{\text{pe}}} = P_{\text{e\_grid},t_{\text{pe}}} + H_{\text{h\_grid},t_{\text{pe}}} + \tilde{G}_{\text{g\_grid},t_{\text{pe}}} \\ p_{\text{grid},t_{\text{va}}} = P_{\text{e\_grid},t_{\text{va}}} + H_{\text{h\_grid},t_{\text{va}}} + \tilde{G}_{\text{g\_grid},t_{\text{va}}} \end{cases} \quad (24)$$

式中： $P_{\text{grid},t_{\text{pe}}}$ 为峰时段 $t_{\text{pe}}$ 系统与外网能源总交互规模； $P_{\text{e\_grid},t_{\text{pe}}}$ 、 $H_{\text{h\_grid},t_{\text{pe}}}$ 、 $\tilde{G}_{\text{g\_grid},t_{\text{pe}}}$ 为峰时段 $t_{\text{pe}}$ 系统与电网、热网、天然气网等效交互规模； $p_{\text{grid},t_{\text{va}}}$ 为谷时段 $t_{\text{va}}$ 系统与外网总交互规模； $P_{\text{e\_grid},t_{\text{va}}}$ 、 $H_{\text{h\_grid},t_{\text{va}}}$ 、 $\tilde{G}_{\text{g\_grid},t_{\text{va}}}$ 为谷时段 $t_{\text{va}}$ 系统与电网、热网、天然气网等效交互规模。

### 3) 动态分时价格

基于式(21)与式(24)得到虚拟电储能的在峰时段、谷时段与平时段的价格为：

$$\begin{cases} \tilde{u}_{\text{e},t_{\text{pe}}} = \min \left\{ u_{\text{e},t_{\text{pe}}} \times \left[ 1 + \frac{\left| P_{\text{grid},t_{\text{pe}}} - \bar{P}_{\text{grid},\text{pe}} \right|}{\bar{P}_{\text{grid},\text{pe}}} + \frac{(O_{\text{pvd}} - \tilde{O}_{\text{pvd}})}{\tilde{O}_{\text{pvd}}} \right] \right\}, u_{\text{e},\text{max}} \\ \tilde{u}_{\text{e},t_{\text{va}}} = \max \left\{ u_{\text{e},t_{\text{va}}} \times \left[ 1 - \frac{\left| P_{\text{grid},t_{\text{va}}} - \bar{P}_{\text{grid},\text{va}} \right|}{\bar{P}_{\text{grid},\text{va}}} + \frac{(O_{\text{pvd}} - \tilde{O}_{\text{pvd}})}{\tilde{O}_{\text{pvd}}} \right] \right\}, u_{\text{e},\text{min}} \\ \tilde{u}_{\text{e},t_{\text{pf}}} = u_{\text{e},t_{\text{pf}}} \times \left[ 1 + \frac{\left| P_{\text{grid},t_{\text{pf}}} - \bar{P}_{\text{grid},\text{pf}} \right|}{\bar{P}_{\text{grid},\text{pf}}} + \frac{(O_{\text{pvd}} - \tilde{O}_{\text{pvd}})}{\tilde{O}_{\text{pvd}}} \right], u_{\text{e},\text{min}} \leq \tilde{u}_{\text{e},t_{\text{pf}}} \leq u_{\text{e},\text{max}} \end{cases} \quad (25)$$

式中： $u_{\text{e},t_{\text{pe}}}$ 、 $u_{\text{e},t_{\text{va}}}$ 、 $u_{\text{e},t_{\text{pf}}}$ 分别为初始的峰、谷、平时段虚拟电储能价格； $\bar{P}_{\text{grid},\text{pe}}$ 、 $\bar{P}_{\text{grid},\text{va}}$ 、 $\bar{P}_{\text{grid},\text{pf}}$ 分别为峰、谷、平时段与外网平均能源交互规模； $\tilde{O}_{\text{pvd}}$ 为标准峰谷差率； $u_{\text{e},\text{max}}$ 、 $u_{\text{e},\text{min}}$ 分别为虚拟电储能价格的上下限值。

进一步得到虚拟热储能的在峰时段、谷时段与平时段的价格为：

$$\begin{cases} \tilde{u}_{\text{h},t_{\text{pe}}} = \min \left\{ u_{\text{h},t_{\text{pe}}} \times \left[ 1 + \frac{\left| P_{\text{grid},t_{\text{pe}}} - \bar{P}_{\text{grid},\text{pe}} \right|}{\bar{P}_{\text{grid},\text{pe}}} + \frac{(O_{\text{pvd}} - \tilde{O}_{\text{pvd}})}{\tilde{O}_{\text{pvd}}} \right] \right\}, u_{\text{h},\text{max}} \\ \tilde{u}_{\text{h},t_{\text{va}}} = \max \left\{ u_{\text{h},t_{\text{va}}} \times \left[ 1 - \frac{\left| P_{\text{grid},t_{\text{va}}} - \bar{P}_{\text{grid},\text{va}} \right|}{\bar{P}_{\text{grid},\text{va}}} + \frac{(O_{\text{pvd}} - \tilde{O}_{\text{pvd}})}{\tilde{O}_{\text{pvd}}} \right] \right\}, u_{\text{h},\text{min}} \\ \tilde{u}_{\text{h},t_{\text{pf}}} = u_{\text{h},t_{\text{pf}}} \times \left[ 1 + \frac{\left| P_{\text{grid},t_{\text{pf}}} - \bar{P}_{\text{grid},\text{pf}} \right|}{\bar{P}_{\text{grid},\text{pf}}} + \frac{(O_{\text{pvd}} - \tilde{O}_{\text{pvd}})}{\tilde{O}_{\text{pvd}}} \right], u_{\text{h},\text{min}} \leq \tilde{u}_{\text{h},t_{\text{pf}}} \leq u_{\text{h},\text{max}} \end{cases} \quad (26)$$

$$\begin{cases} \tilde{u}_{\text{e},t_{\text{pe}}} = \min \left\{ u_{\text{e},t_{\text{pe}}} \times \left[ 1 + \frac{\left| P_{\text{grid},t_{\text{pe}}} - \bar{P}_{\text{grid},\text{pe}} \right|}{\bar{P}_{\text{grid},\text{pe}}} + \frac{(O_{\text{pvd}} - \tilde{O}_{\text{pvd}})}{\tilde{O}_{\text{pvd}}} \right] \right\}, u_{\text{e},\text{max}} \\ \tilde{u}_{\text{e},t_{\text{va}}} = \max \left\{ u_{\text{e},t_{\text{va}}} \times \left[ 1 - \frac{\left| P_{\text{grid},t_{\text{va}}} - \bar{P}_{\text{grid},\text{va}} \right|}{\bar{P}_{\text{grid},\text{va}}} + \frac{(O_{\text{pvd}} - \tilde{O}_{\text{pvd}})}{\tilde{O}_{\text{pvd}}} \right] \right\}, u_{\text{e},\text{min}} \\ \tilde{u}_{\text{e},t_{\text{pf}}} = u_{\text{e},t_{\text{pf}}} \times \left[ 1 + \frac{\left| P_{\text{grid},t_{\text{pf}}} - \bar{P}_{\text{grid},\text{pf}} \right|}{\bar{P}_{\text{grid},\text{pf}}} + \frac{(O_{\text{pvd}} - \tilde{O}_{\text{pvd}})}{\tilde{O}_{\text{pvd}}} \right], u_{\text{e},\text{min}} \leq \tilde{u}_{\text{e},t_{\text{pf}}} \leq u_{\text{e},\text{max}} \end{cases}$$

式中： $u_{\text{h},t_{\text{pe}}}$ 、 $u_{\text{h},t_{\text{va}}}$ 、 $u_{\text{h},t_{\text{pf}}}$ 分别为初始峰、谷、平时段的虚拟热储能价格； $u_{\text{h},\text{max}}$ 、 $u_{\text{h},\text{min}}$ 分别为虚拟热储能价格的上限与下限值。

## 2.2 虚拟储能激励机制

基于2.1节的动态分时价格引导各类虚拟储能在峰时段放能、谷时段充能。为了进一步激励各主体参与规模，构建基于Shapley值法的激励机制对峰时段放能多，谷时段充能多且持续时间长的虚拟储能主体进行奖励。

### 1) 增收效益

与传统分时价格相比，在动态分时价格下各类虚拟储能主体获得的增收效益为：

$$\begin{cases} \Delta R_{ev,0} = \sum_{t_{pe} \in T_{start,dis}}^{T_{end,dis}} (\tilde{u}_{e,t_{pe}} - u_{e,t_{pe}}) \times P_{ev,t_{pe}} + \sum_{t_{va} \in T_{start,cha}}^{T_{end,cha}} (\tilde{u}_{e,t_{va}} - u_{e,t_{va}}) \times P_{ev,t_{va}} \\ \Delta R_{ac,0} = \sum_{t_{pe} \in T_{pe}} (\tilde{u}_{e,t_{pe}} - u_{e,t_{pe}}) \times P_{ac,dis,t_{pe}} + \sum_{t_{va} \in T_{va}} (\tilde{u}_{e,t_{va}} - u_{e,t_{va}}) \times P_{ac,cha,t_{va}} \\ \Delta R_{hg,0} = \sum_{t_{pe} \in T_{pe}} (\tilde{u}_{e,t_{pe}} - u_{e,t_{pe}}) \times H_{hg,dis,t_{pe}} + \sum_{t_{va} \in T_{va}} (\tilde{u}_{e,t_{va}} - u_{e,t_{va}}) \times H_{hg,cha,t_{va}} \end{cases} \quad (27)$$

式中： $\Delta R_0$ 为获得的增收效益； $H_{hg,dis,t_{pe}}$ 、 $H_{hg,cha,t_{va}}$ 分别为热网管道的放热量与充热量；下标ev、ac、hg分别代表电动汽车、空调与热网管道。

各虚拟储能主体获得的总增收效益 $\Delta R_{total,0}$ 为：

$$\Delta R_{total,0} = \Delta R_{ev,0} + \Delta R_{ac,0} + \Delta R_{hg,0} \quad (28)$$

## 2) 改进Shapley值

将式(28)得到的总增收效益基于 Shapley 值法进行分摊。参与者集合为  $M=\{\text{电动汽车, 空调, 热网管道}\}$ ，采用传统 Shapley 值法得到电动汽车、空调与管道等虚拟储能的增收效益分摊结果为  $\Delta R_{ev,1}$ 、 $\Delta R_{ac,1}$ 、 $\Delta R_{hg,1}$ 。由于传统 Shapley 值法仅考虑边际贡献，在此基础上提出充能因子 $\eta_{m,cha}$ 、放能因子 $\eta_{m,dis}$ 、持续时间因子 $\eta_{m,time}$ 进行改进，具体如式(29)所示：

$$\begin{cases} \eta_{m,dis} = \frac{P_{m,dis}}{\sum_m P_{m,dis}} \\ \eta_{m,cha} = \frac{P_{m,cha}}{\sum_m P_{m,cha}} \\ \eta_{m,time} = \frac{T_{m,time}}{\sum_m T_{m,time}} \end{cases} \quad (29)$$

式中： $P_{m,dis}$ 、 $P_{m,cha}$ 、 $T_{m,time}$ 分别为第 $m$ 个虚拟储能主体的放能量、充能量与持续时间， $m \in \{\text{ev,ac,hge}\}$ 。

基于式(29)得到各虚拟储能主体改进的效益分摊结果如式(30)所示：

$$\Delta R_{m,2} = \Delta R_{m,1} + \left( \frac{\eta_{m,dis} w_{dis} + \eta_{m,cha} w_{cha} + \eta_{m,time} w_{time}}{\sum_m (\eta_{m,dis} w_{dis} + \eta_{m,cha} w_{cha} + \eta_{m,time} w_{time})} - \frac{1}{3} \right) \times \Delta R_{total,0} \quad (30)$$

式中： $\Delta R_{m,1}$ 、 $\Delta R_{m,2}$ 分别为第 $m$ 个虚拟储能主体改进前、后的效益分摊值； $w_{dis}$ 、 $w_{cha}$ 、 $w_{time}$ 分别为第 $m$ 个虚拟储能主体的充能、放能与持续时间因子权重。

## 3 园区综合能源系统低碳运行优化模型

### 3.1 目标函数

本文提出了垃圾焚烧热电联产机组-烟气处理-P2G的碳循环机制。据此，构建碳循环下以综合能源系统运行收益最大为目标函数的运行优化模型，具体如式(31)所示：

$$\begin{aligned} \max R_{total,IES} = \\ \max \sum_{t=1}^{24} \left( R_{sale,IES,t} - C_{op,IES,t} - \right. \\ \left. C_{CO_2,IES,t} - C_{mar,IES,t} - C_{VESS,IES,t} \right) \end{aligned} \quad (31)$$

$$C_{op,IES,t} = \left( \sum_i P_{i,t} \bar{u}_{i,op} + (P_{STB,cha,t} + P_{STB,dis,t}) \bar{u}_{STB,op} + G_{GB,t} \bar{u}_{GB,op} + \right. \\ \left. M_{CRM,t} \bar{u}_{CRM,op} + M_{ABC,t} \bar{u}_{ABC,op} + G_{P2G,t} \bar{u}_{P2G,op} \right) \quad (33)$$

式中： $\bar{u}_{i,op}$ 为设备 $i$ 的单位运行成本， $i \in \{\text{WP,WIT,FGT}\}$ ； $\bar{u}_{STB,op}$ 、 $\bar{u}_{GB,op}$ 、 $\bar{u}_{CRM,op}$ 、

式中： $R_{total,IES}$ 为园区综合能源系统典型日的总收益； $R_{sale,IES,t}$ 、 $C_{op,IES,t}$ 、 $C_{CO_2,IES,t}$ 、 $C_{mar,IES,t}$ 、 $C_{VESS,IES,t}$ 分别为时刻 $t$ 系统售能收益、运行成本、碳排放成本、外网交互成本与虚拟储能调用成本。

#### 1) 售能收益

系统售能收益为：

$$R_{sale,IES,t} = L_{ele,t} \cdot \tilde{u}_{e,t} + L_{heat,t} \cdot \tilde{u}_{h,t} + \\ L_{cold,t} \cdot u_{c,t} + L_{gas,t} \cdot u_{g,t} \quad (32)$$

式中： $u_{c,t}$ 、 $u_{g,t}$ 分别为时刻 $t$ 的售冷、售气价格。

#### 2) 运行成本

系统的运行成本为：

$\bar{u}_{ABC,op}$ 、 $\bar{u}_{P2G,op}$ 分别为蓄电池、燃气锅炉、压缩式制冷机、吸收式制冷机、电转气设备的单位运行成本。

## 3) 碳排放成本

系统的碳排放成本为:

$$C_{\text{CO}_2, \text{IES}, t} = P_{\text{WIT}, t} \cdot g_{\text{WIT}} \cdot \gamma_{\text{CO}_2} (1 - \theta_{\text{CO}_2}) \cdot \bar{u}_{\text{CO}_2} \quad (34)$$

式中:  $\bar{u}_{\text{CO}_2}$  为单位 $\text{CO}_2$ 排放成本。

## 4) 外网交互成本

系统的外网交互成本为:

$$C_{\text{mar}, \text{IES}, t} = P_{\text{e\_grid}, t} u_{\text{e\_grid}, t} + H_{\text{h\_grid}, t} u_{\text{h\_grid}, t} + G_{\text{g\_grid}, t} u_{\text{g\_grid}, t} \quad (35)$$

式中:  $u_{\text{e\_grid}, t}$ 、 $u_{\text{h\_grid}, t}$ 、 $u_{\text{g\_grid}, t}$ 分别为 $t$ 时刻系统与电网、热网、天然气网的交互单价;  $G_{\text{g\_grid}, t}$ 为时刻 $t$ 系统与外部天然气网交互量。若系统向外部售能, 则 $P_{\text{e\_grid}, t}$ 、 $H_{\text{h\_grid}, t}$ 、 $G_{\text{g\_grid}, t} < 0$ ; 若系统向外部购能,

则 $P_{\text{e\_grid}, t}$ 、 $H_{\text{h\_grid}, t}$ 、 $G_{\text{g\_grid}, t} > 0$ 。

## 5) 虚拟储能的调用成本

系统虚拟储能的调用成本为:

$$C_{\text{VESS}, \text{IES}, t} = \begin{cases} (P_{\text{ev}, \text{dis}, t} + P_{\text{ac}, \text{dis}, t}) \cdot \tilde{u}_{\text{e}, t} + H_{\text{hg}, \text{dis}, t} \cdot \tilde{u}_{\text{hg}, t}, & t \in t_{\text{pe}} \\ -(P_{\text{ev}, \text{cha}, t} + P_{\text{ac}, \text{cha}, t}) \cdot \tilde{u}_{\text{e}, t} - H_{\text{hg}, \text{cha}, t} \cdot \tilde{u}_{\text{hg}, t}, & t \in t_{\text{va}} \end{cases} \quad (36)$$

## 3.2 约束条件

园区综合能源在典型日运行过程中受到运行约束、平衡约束、虚拟储能约束与外网交互约束。其中运行约束为机组上下限约束、启停约束, 均为常规约束, 电能子系统、热能子系统运行约束参考文献[21-22], 冷能系统运行约束参考文献[23],

天然气子系统约束参考文献[24]。

## 1) 平衡约束

系统平衡约束包括电、热、冷与气约束, 具体如式(37)所示。

## 2) 虚拟储能约束

系统虚拟储能约束如式(38)所示。

$$\begin{cases} \left( P_{\text{WP}, t} + P_{\text{WIT}, t} + P_{\text{STB}, \text{dis}, t} + \right) = \left( P_{\text{FGT}, t} + P_{\text{STB}, \text{cha}, t} + P_{\text{ev}, \text{cha}, t} + \right. \\ \left. P_{\text{ev}, \text{dis}, t} + P_{\text{ac}, \text{dis}, t} + P_{\text{e\_grid}, t} \right) = \left( P_{\text{ac}, \text{cha}, t} + P_{\text{CRM}, \text{cha}, t} + P_{\text{ET}, t} + L_{\text{ele}, t} \right) \\ H_{\text{WIT}, t} + H_{\text{GB}, t} + H_{\text{hg}, \text{dis}, t} + H_{\text{h\_grid}, t} = L_{\text{heat}, t} + H_{\text{hg}, \text{cha}, t} + H_{\text{ABC}, t} \\ M_{\text{CRM}, t} + M_{\text{ABC}, t} = L_{\text{cold}, t} \\ G_{\text{P2G}, t} + G_{\text{g\_grid}, t} = L_{\text{gas}, t} + G_{\text{GB}, t} \end{cases} \quad (37)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{ev}, \text{dis}, t}, P_{\text{ev}, \text{cha}, t} \leq P_{\text{ev}, \text{e}}, 0 \leq T_{\text{ev}, \text{time}} \leq T_{\text{ev}, \text{max}} \\ 0 \leq P_{\text{ac}, \text{dis}, t}, P_{\text{ac}, \text{cha}, t} \leq P_{\text{ac}, \text{e}}, 0 \leq T_{\text{ac}, \text{time}} \leq T_{\text{ac}, \text{max}} \\ 0 \leq H_{\text{hg}, \text{dis}, t}, H_{\text{hg}, \text{cha}, t} \leq H_{\text{hg}, \text{t}}, 0 \leq T_{\text{hg}, \text{time}} \leq T_{\text{hg}, \text{max}} \end{cases} \quad (38)$$

式中:  $T_{\text{ev}, \text{max}}$ 、 $T_{\text{ac}, \text{max}}$ 、 $T_{\text{hg}, \text{max}}$ 分别为电动汽车、空调、热网管道充放能最大持续时间。

## 3) 外网交互约束

外网交互约束为:

$$\begin{cases} -P_{\text{e\_grid}, \text{max}} \leq P_{\text{e\_grid}, t} \leq P_{\text{e\_grid}, \text{max}} \\ -H_{\text{h\_grid}, \text{max}} \leq H_{\text{h\_grid}, t} \leq H_{\text{h\_grid}, \text{max}} \\ -G_{\text{g\_grid}, \text{max}} \leq G_{\text{g\_grid}, t} \leq G_{\text{g\_grid}, \text{max}} \end{cases} \quad (39)$$

式中:  $P_{\text{e\_grid}, \text{max}}$ 、 $H_{\text{h\_grid}, \text{max}}$ 、 $G_{\text{g\_grid}, \text{max}}$ 分别为系统与电网、热网、天然气网交互的最大值。

## 3.3 模型求解

本文提出的低碳优化模型, 求解流程为: 首先, 根据历史的风电出力及冷、热、电、天然气负荷需求, 削减得到典型日的风电出力曲线, 冷、热、电、天然气负荷需求曲线; 然后, 导入机组运行、虚拟储能运行、交互价格、成本等基础参数; 最后, 在Matlab

R2022b版本上调用CPLEX进行求解。

## 4 算例分析

## 4.1 基础数据

为了验证模型的有效性, 本节以某区域含垃圾焚烧热电联产机组的综合能源系统为例展开算例分析。各类机组运行参数见表1<sup>[25-26]</sup>。各类虚拟储能参数见表2<sup>[27-28]</sup>。各类成本参数见表3<sup>[29]</sup>, 设定系统与电网、热网、天然气网交互的最大值分别为1500 kW·h、500 kW·h与20 m<sup>3</sup>。

设定系统内部初始冷能与热能价格均为0.8元/(kW·h), 内部初始电能与天然气价格见表4。

设定与热网交互价格为1.0元/(kW·h), 与电网、天然气网交互价格见表5。

各类机组运行上限见表6。

表 1 各类机组运行参数  
Tab.1 Operating parameters of various units

项目	数值	项目	数值	项目	数值
$\theta_{WIT,e}/\%$	40	$\theta_{WIT,h}/\%$	30	$F_{HV}/(\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1})$	6 276
$\bar{P}_{FGT,ha}/((\text{kW}\cdot\text{h})\cdot\text{m}^{-3})$	0.41	$\bar{P}_{FGT,se}/((\text{kW}\cdot\text{h})\cdot\text{m}^{-3})$	0.303	$\bar{g}_{WIT}/(\text{m}^3\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	2.751
$\gamma_{\text{CO}_2}/\%$	20	$\theta_{\text{CO}_2}/\%$	40	$\theta_{\text{STB,loss}}/(\%\cdot\text{月}^{-1})$	0.3
$\theta_{\text{STB,cha}}/\%$	92	$\theta_{\text{STB,dis}}/\%$	92	$\theta_{\text{GB,h}}/\%$	65
$\theta_{\text{CRM,m}}/\%$	55	$\theta_{\text{ABC,m}}/\%$	60	$\theta_{\text{ET,H}_2}/(\text{m}^3\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	0.025

表 2 各类虚拟储能参数  
Tab.2 Various virtual energy storage parameters

项目	数值	项目	数值	项目	数值
$\text{SOC}_{\text{max,ev}}$	0.9	$\text{SOC}_{\text{min,ev}}$	0.2	$Q_{\text{ev}}/\text{kW}$	500
$\zeta_{\text{cha,ev,max}}$	0.8	$\zeta_{\text{dis,ev,max}}$	0.8	$P_{\text{e,ev}}/(\text{kW}\cdot\text{h})$	450
$\theta_{\text{cha,ev}}$	0.95	$\theta_{\text{dis,ev}}$	0.95	$E_{\text{set,0}}/^\circ\text{C}$	26
$\theta_{\text{p2h}}/\%$	80	$\rho_w/(\text{kg}\cdot\text{m}^{-3})$	$1\times 10^3$	$g/\%$	85
$\tilde{\theta}_{\text{p2G}}$	0.1	$\tilde{\theta}_{\text{pvd}}/\%$	30	$u_{\text{e,max}}/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	1.5
$u_{\text{e,min}}/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	0.5	$u_{\text{h,max}}/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	1.2	$u_{\text{h,min}}/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	0.4
$w_{\text{dis}}$	1/3	$w_{\text{cha}}$	1/3	$w_{\text{time}}$	1/3

表 3 各类成本参数  
Tab.3 Various cost parameters

项目	数值	项目	数值	项目	数值
$\bar{u}_{\text{pv,op}}/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	0.15	$\bar{u}_{\text{WIT,op}}/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	0.08	$\bar{u}_{\text{FGT,op}}/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	0.03
$\bar{u}_{\text{STB,op}}/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	0.01	$\bar{u}_{\text{GB,op}}/(\text{元}\cdot\text{m}^{-3})$	0.40	$\bar{u}_{\text{CRM,op}}/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	0.10
$\bar{u}_{\text{ABC,op}}/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	0.12	$\bar{u}_{\text{p2G,op}}/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	0.02	$\bar{u}_{\text{CO}_2}/(\text{元}\cdot\text{m}^{-3})$	0.80

表 4 内部初始电能与天然气价格  
Tab.4 Internal initial prices of electricity and natural gas

项目	内部电能价格/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})		内部天然气价格/(\text{元}\cdot\text{m}^{-3})	
	时段	价格	时段	价格
峰时段	12:00—14:00	1.30	12:00—14:00	4.14
	18:00—20:00		18:00—20:00	
平时段	07:00—11:00	1.00	07:00—11:00	3.25
	15:00—17:00		15:00—17:00	
谷时段	21:00—06:00	0.70	21:00—06:00	2.96

表 5 与电网、天然气网交互价格  
Tab.5 Price interaction with power grid and natural gas grid

项目	电网价格/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})		天然气网价格/(\text{元}\cdot\text{m}^{-3})	
	时段	价格	时段	价格
峰时段	12:00—14:00	1.52	12:00—14:00	4.30
	18:00—20:00		18:00—20:00	
平时段	07:00—11:00	1.12	07:00—11:00	3.40
	15:00—17:00		15:00—17:00	
谷时段	21:00—06:00	0.48	21:00—06:00	2.80

表 6 各类机组运行上限  
Tab.6 Operating limits for various types of units

机组	上限	机组	上限	机组	上限
WP	4 000 kW	STB	500 kW	ET	800 kW
WIT-CHP	1 500 kW	P2G	80 m <sup>3</sup>	GB	400 kW
CRM	500 kW	ABC	800 kW		

该区域某一典型日的室外温度如图 2 所示。

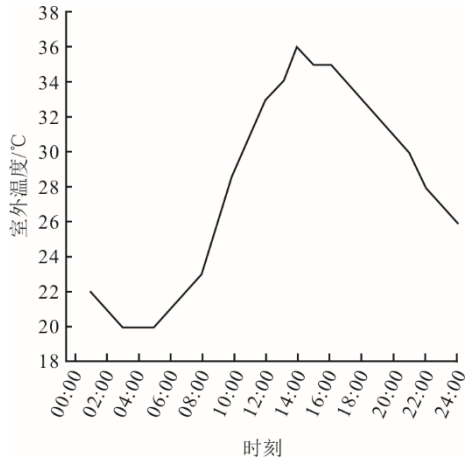
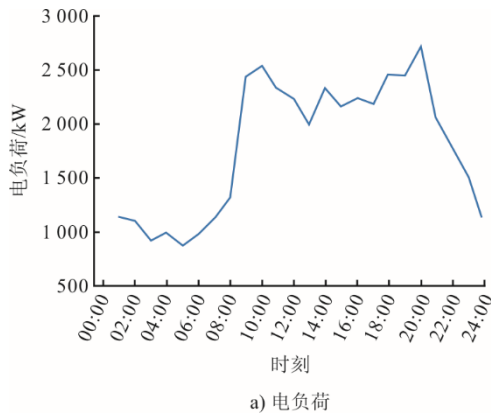
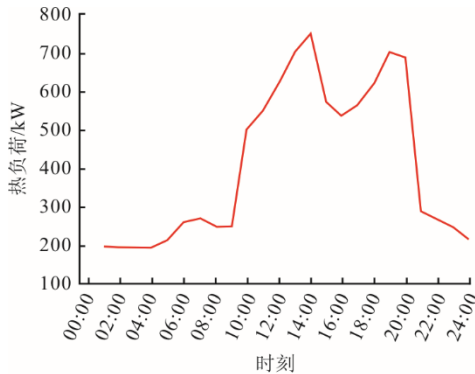


图 2 室外温度  
Fig.2 Outdoor temperature

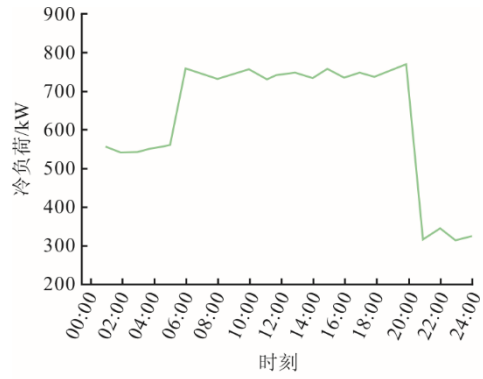
某一典型日的各类负荷需求如图 3 所示。



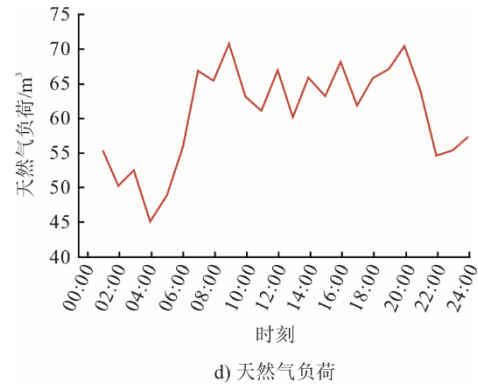
a) 电负荷



b) 热负荷



c) 冷负荷



d) 天然气负荷

图 3 典型日负荷需求  
Fig.3 Typical daily load demand

某一典型日的风力发电如图 4 所示。

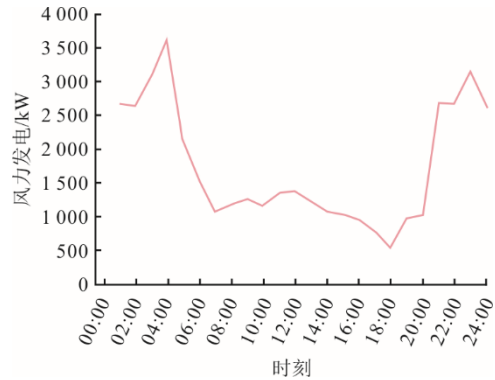


图 4 典型日风力发电  
Fig.4 Typical daily wind power generation

### 4.2 结果分析

#### 4.2.1 园区系统运行优化结果

根据园区低碳运行优化模型，得到各个子系统的运行优化结果如图 5 所示。

由图 5a)可知，电电子系统中的风电机组与垃圾焚烧热电联产机组为供给方，需求方为烟气处理装置、压缩式制冷机、电解槽与系统内部电负荷。供给与需求的不平衡量通过蓄电池、电动汽车、空调、电网交互来满足。

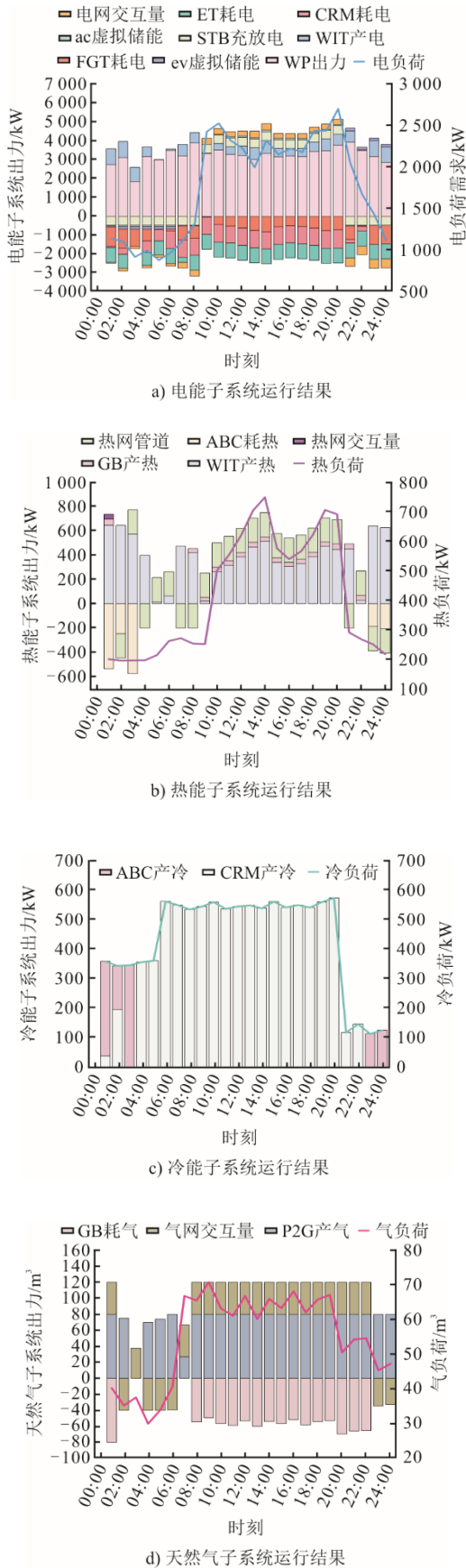


图5 园区综合能源系统运行结果

Fig.5 Operation results of the park integrated energy system

在时段 01:00—08:00 与 21:00—24:00, 电电子系统中供给大于需求, 可通过 3 条措施满足供需平衡: 蓄电池以最大的蓄电功率 460 kW 蓄电; 在时段 01:00—08:00 与 21:00—24:00 空调提高设定温度增加耗能, 在时段 01:00—06:00 电动汽车以最大功率充电; 将系统多余的电能上网获取收益, 以时刻 01:00 为例, 系统通过电动汽车与蓄电池充电后, 还有 40 kW 的剩余电量, 反送至电网。在时段 09:00—20:00, 电电子系统中供给小于需求, 通过 3 条措施满足供需平衡: 蓄电池充电; 空调降低设定温度放电; 从电网购买缺额。

由图 5b)可知, 热能子系统的燃气锅炉与垃圾焚烧热电联产机组为供给方, 需求方为吸收式制冷机与系统内部热负荷。除时刻 01:00, 系统与热网交互量为 0, 说明热能子系统通过内部的运行调整即可实现供需平衡。在时刻 02:00、04:00、21:00 及时段 07:00—08:00、23:00—24:00, 热能子系统供给大于需求, 热网管道蓄热; 在其余时间段, 热网管道释热。

由图 5c)可知, 冷能子系统的压缩式制冷机与吸收式制冷机为供给方, 需求方为系统内部冷负荷。吸收式制冷机仅在时段 01:00—03:00、23:00—24:00 产热, 压缩式制冷机在每个时刻均产热。这主要是因为热能低谷时段, 冷热子系统协调后, 热能子系统存在多余的热能可供吸收式制冷机消耗。

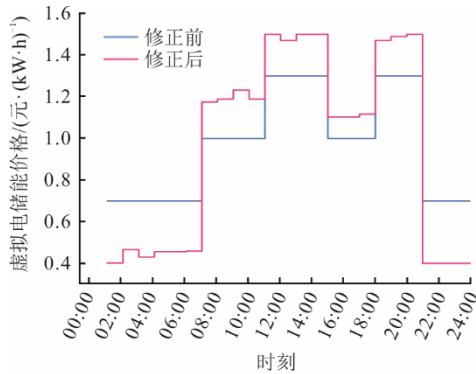
由图 5d)可知, 天然气子系统的 P2G 为供给方, 需求方为燃气锅炉与系统内部天然气负荷。在时刻 02:00 及时段 04:00—06:00、23:00—24:00, 系统在气网中销售多余天然气。这是由于一方面电转气时机组产气量较多, 另一方面天然气负荷需求较低且燃气锅炉耗气量为 0。因此在这些时段中存在过剩的天然气, 在其他时段, 系统在气网中购买缺额的天然气。

#### 4.2.2 虚拟储能价格修正结果

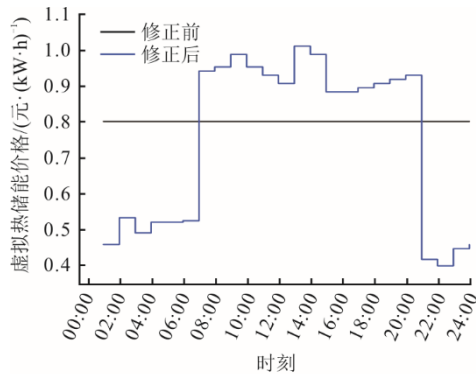
基于园区综合能源系统的运行结果及动态分时价格模型, 得到修正后的虚拟电储能与虚拟热储能如图 6 所示。

由图 6 可知, 在时段 07:00—20:00, 修正后的虚拟电储能与虚拟热储能价格均高于修正前的虚拟储能价格, 在时段 01:00—06:00、21:00—24:00, 则相反。这是因为在时段 01:00—06:00、21:00—24:00 等效负荷、外网等效交互量的平均值为 2 164.45 kW 与 648.21 kW, 在时段 07:00—20:00 的

平均值分别为 3 913.68 kW 与 694.29 kW。据此可知,在时段 07:00—20:00 等效负荷、外网等效交互量的平均值均高于时段 01:00—06:00、21:00—24:00。从供求关系原理知:供给一定,等效负荷越高,价格应越高;外网等效交互量越高,说明系统在此时间段的供需不匹配程度越高,对虚拟储能的需求越高。由此说明,本文的动态分时价格模型能提高峰平时段价格,降低谷时段价格。



a) 虚拟电储能价格



b) 虚拟热储能价格

图 6 虚拟储能价格

Fig.6 Virtual energy storage prices

基于动态分时价格结果,得到电动汽车、空调与热网管道的激励结果见表 7。

表 7 虚拟储能激励结果 单位:元

Tab.7 Incentive results of virtual energy storage

项目	空调	电动汽车	热网管道
原始激励结果	239.55	382.49	949.46
修正激励结果	103.76	260.96	1 206.78

由表 7 可知,基于本文的虚拟储能激励机制,空调、电动汽车效益较不考虑虚拟混合储能分别提高 103.76、260.96、1 206.78 元。这主要是由于热网管道在较多时间段中均发挥作用(图 5a)、图 5b),其充能量与放能量远远大于空调与电动汽车,因此

热网管道较空调与电动汽车分配的效益提高的更多。

#### 4.2.3 有效性分析

##### 1) 混合虚拟储能有效性分析

为了验证本文提出的考虑电动汽车、空调与热网管道等混合虚拟储能机制的有效性,设置了表 8 所示的 4 种情景,得到 4 种情景的电网、热网交互成本如图 7 所示。

表 8 混合虚拟储能有效性分析情景设置

Tab.8 Scenario settings for effectiveness analysis of hybrid virtual energy storage

虚拟储能	情景 1	情景 2	情景 3	情景 4
空调	×	×	√	√
电动汽车	×	×	√	√
热网管道	×	√	×	√

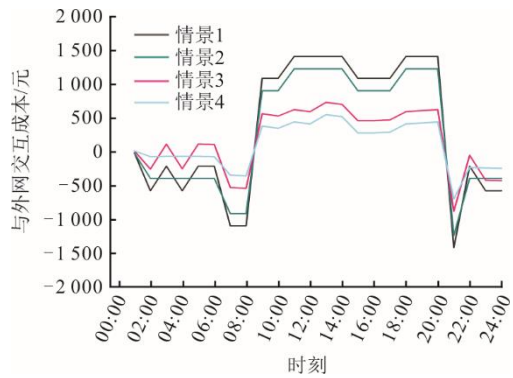


图 7 与电网、热网交互成本

Fig.7 Costs of interaction with the power grid and heating network

由图 7 可知:与其他情景相比,在时段 09:00—20:00,情景 4 考虑电动汽车、空调与热网管道等混合虚拟储能,其外网交互成本最低,说明在峰、平时段情景 4 在电网与热网中的购买量低;在时段 21:00—24:00、01:00—08:00,情景 4 在电网与热网中的销售收入较低,说明在谷时段情景 4 在电网与热网中的销售量低。情景 1—情景 4 在电网与热网中总的交互成本分别为 8 520、6 900、4 028、2 408 元。据此可知,情景 4 与不考虑混合虚拟储能的其他情景相比,总的外网交互成本最低。这主要是因为混合虚拟储能成本基于灵活的充放电特性,一方面能避免系统在峰平时段高价购入电能与热能,另一方面能避免系统在谷时段低价出售电能与热能。

##### 2) 虚拟储能激励机制有效性分析

为了验证本文提出的考虑动态分时价格的混

合虚拟储能激励机制的有效性, 设置了3种场景:

场景1 混合虚拟储能采用固定分时价格且未考虑主体的激励机制;

场景2 混合虚拟储能采用动态分时价格且未考虑主体的激励机制;

场景3 混合虚拟储能采用动态分时价格且兼顾考虑主体的激励机制。

进一步得到3种场景下, 电动汽车、空调与热网管道的充放能规模如图8所示。

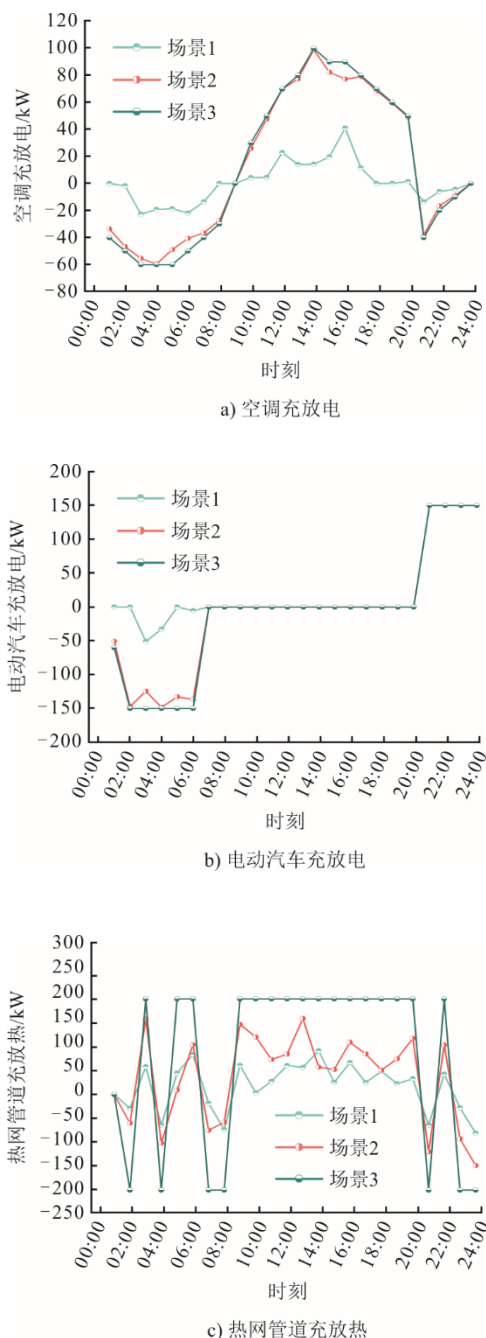


图8 混合虚拟储能的充放能

Fig.8 Charging and discharging energy of hybrid virtual energy storage

由图8可知, 场景1与场景3相比, 场景1中空调的充放电规模与热网管道的充放能远远低于场景3, 电动汽车在时段01:00—06:00的放电量低于场景3, 但是充电规模与场景3相当。这主要是因为场景1采用固定的分时价格, 未充分考虑系统负荷需求与系统供需匹配, 无法引导各类虚拟储能有序充放能。

场景2与场景3相比, 场景2中空调与电动汽车的充放电与场景3相当, 但是热网管道的充放能规模远小于场景3。这主要是因为场景3充分考虑各类虚拟储能的充放能规模、持续时间等, 通过提高容量大、充放能时间长的主体收益, 能有效促进各虚拟储能主体积极响应系统调度需求。

### 3) 碳循环机制的有效性分析

为了验证本文提出的垃圾焚烧热电联产-烟气处理-P2G碳循环机制的有效性, 设置了3种机制:

机制1 不考虑烟气净化与分离;

机制2 考虑烟气净化, 不考虑烟气分离;

机制3 同时考虑烟气净化与分离。

进一步得到3种机制下的运行成本、碳排放成本与净收益见表9。

表9 各碳循环机制下的成本分析 单位: 元  
Tab.9 Cost analysis under various carbon cycle mechanisms

机制	运行成本	碳排放成本	净收益
机制1	14 601.74	6 473.32	41 211.77
机制2	15 429.81	5 394.44	42 743.79
机制3	15 919.39	3 236.66	42 963.44

由表9可知, 机制1较机制3, 运行成本与净收益分别降低了1 317.65元与1 751.67元, 碳排放成本提高了3 236.66元。这是因为机制1不考虑烟气净化与分离, 减少了烟气净化与分离的耗电成本, 但是从图5a)可知, 垃圾焚烧热电联产机组各个时刻均有出力, 其在每个时刻均会排放二氧化碳, 排放的二氧化碳不经过处理会大幅增加碳排放成本。

机制2较机制3, 运行成本与净收益分别降低489.57元与1 532.02元, 碳排放成本提高了2 157.77元。这主要是因为机制2不考虑烟气分离, 会降低烟气分离的耗电成本, 但是因为未进行烟气分离, 导致二氧化碳的处理率降低, 增加了碳排放成本。

## 5 结 论

针对园区多类虚拟储能利用问题, 本文提出了

考虑动态分时价格的混合虚拟储能激励机制, 基于垃圾焚烧热电联产-烟气处理-P2G碳循环机制, 构建了园区综合能源系统低碳运行优化模型, 通过算例分析, 得到了如下结论。

1) 考虑电动汽车、空调与热网管道的混合储能系统, 不仅能避免系统在峰、平时段高价购入电能与热能, 还能避免系统在谷时段低价出售电能与热能, 从而降低系统与外网交互成本。

2) 考虑系统负荷需求与供需匹配的动态分时价格, 能引导各类虚拟储能有序充放能, 考虑充放能规模、持续时间的激励机制, 能提高虚拟储能主体响应系统调度的积极性。

3) 考虑垃圾焚烧热电联产-烟气处理-P2G的碳循环机制, 虽然会提高系统耗电成本, 但是能大幅降低系统碳排放成本, 提高系统净收益。

本文在研究过程中对电动汽车、空调与热网管道的数学建模较粗略, 后续研究将进一步细化混合虚拟储能的数学建模。

#### [参考文献]

- [1] ZHANG C C, BAI Z, LIU X S, et al. Co-incineration of medical waste in municipal solid waste incineration increased emission of chlorine/brominated organic pollutants[J]. *The Science of The Total Environment*, 2024, 937: 173544.
- [2] 王一坤, 贾兆鹏, 魏星, 等. 燃煤电站耦合生活垃圾发电技术研究[J]. *热力发电*, 2021, 50(11): 83-92.  
WANG Yikun, JIA Zhaopeng, WEI Xing, et al. Study on power generation technology of coal-fired power station coupled with domestic waste[J]. *Thermal Power Generation*, 2021, 50(11): 83-92.
- [3] HU S Z, YANG Z, LI J, et al. Economic and environmental analysis of coupling waste-to-power technology to integrated energy system (IES) using a two-layer optimization method[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2021, 325: 129240.
- [4] 陈海生, 李泓, 徐玉杰, 等. 2023年中国储能技术研究进展[J]. *储能科学与技术*, 2024, 13(5): 1359-1397.  
CHEN Haisheng, LI Hong, XU Yujie, et al. Research progress on energy storage technologies of China in 2023[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2024, 13(5): 1359-1397.
- [5] 王季康, 李华, 张海龙, 等. 计及储能响应特性的风氢混合并网控制[J]. *太阳能学报*, 2024, 45(5): 400-411.  
WANG Jikang, LI Hua, ZHANG Hailong, et al. Hybrid wind-hydrogen grid-connected control considering energy storage response[J]. *Acta Energetica Sinica*, 2024, 45(5): 400-411.
- [6] 侯俊禹, 袁至, 王维庆, 等. 利用建筑虚拟储能提升风电消纳能力的电热联合系统优化调度方法[J]. *太阳能学报*, 2024, 45(5): 206-216.  
HOU Junyu, YUAN Zhi, WANG Weiqing, et al. Optimal scheduling method of combined electric and thermal system by using building virtual energy storage to improve wind power accommodation capability[J]. *Acta Energetica Sinica*, 2024, 45(5): 206-216.
- [7] 黄旭, 祖国强, 司威, 等. 配电网台区灵活资源多时间尺度优化调度方法——以含虚拟储能的建筑微网为例[J]. *储能科学与技术*, 2024, 13(2): 568-577.  
HUANG Xu, ZU Guoqiang, SI Wei, et al. Multi-time-scale optimal scheduling method for flexible resources at distribution stations: a case study of building microgrid considering virtual storage system[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2024, 13(2): 568-577.
- [8] 肖碧涛, 刘元, 叶雨润, 等. 考虑广义储能参与灵活响应的光储氢集站实时能量管理策略[J]. *电力自动化设备*, 2024, 44(10): 53-61.  
XIAO Bitao, LIU Yuan, YE Yurun, et al. Real-time energy management strategy of photovoltaic-energy storage-hydrogen production integrated system considering generalized energy storage participating in flexible response[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2024, 44(10): 53-61.
- [9] 张涛, 赵天悦, 蔡德福, 等. 计及气-热虚拟储能特性的综合能源系统日前优化调度[J/OL]. *现代电力*: 1-10[2024-05-31]. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0180>.  
ZHANG Tao, ZHAO Tianyue, CAI Defu, et al. A day-ahead optimal scheduling method for an integrated energy system considering characteristics of gas-thermal virtual energy storage[J/OL]. *Modern Electric Power*: 1-10[2024-05-31]. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0180>.
- [10] 沙伟燕, 胡伟, 何宁辉, 等. 大规模虚拟储能平抑新能源功率预测误差优化调度方法[J]. *电力科学与技术学报*, 2023, 38(6): 167-174.  
SHA Weiyan, HU Wei, HE Ninghui, et al. Optimal scheduling method for stabilizing power prediction error of new energy by large-scale virtual energy storage[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2023, 38(6): 167-174.
- [11] 郭旭歆, 高赐威, 王朝亮, 等. 基于中央空调虚拟储能模型的调峰策略研究[J]. *电力需求侧管理*, 2022, 24(4): 42-46.  
GUO Xuxin, GAO Ciwei, WANG Chaoliang, et al. Peak adjustment strategy based on central air conditioning virtual energy storage model[J]. *Power Demand Side Management*, 2022, 24(4): 42-46.
- [12] 王云鹏, 胡健, 张晓杰, 等. 云储能模式下分布式用户虚拟储能需求评估[J]. *可再生能源*, 2024, 42(5): 694-703.  
WANG Yunpeng, HU Jian, ZHANG Xiaojie, et al. Demand assessment for virtual energy storage of distributed user under the cloud mode[J]. *Renewable Energy Resources*, 2024, 42(5): 694-703.
- [13] 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.
- [14] 葛少云, 刘静仪, 刘洪, 等. 需求响应机制下含建筑虚拟储能的能源站经济调度[J]. *电力系统自动化*, 2020, 44(4): 35-43.  
GE Shaoyun, LIU Jingyi, LIU Hong, et al. Economic dispatch of energy station with building virtual energy storage in demand response mechanism[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2020, 44(4): 35-43.
- [15] 周任军, 蒋璐璐, 吴献祥, 等. 利用云储能服务的工商

- 业用电降费优化方案[J]. 南方电网技术, 2020, 14(6): 33-39.
- ZHOU Renjun, JIANG Lulu, WU Xianxiang, et al. Industrial and commercial electricity cost reduction optimization plan using cloud energy storage service[J]. Southern Power System Technology, 2020, 14(6): 33-39.
- [16] 赵会茹, 王学杰, 斯琴卓娅. 考虑多重不确定性的垃圾焚烧热电联产电厂日前鲁棒申报策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(4): 104-113.
- ZHAO Huiru, WANG Xuejie, SIQIN Zhuoya. Day-ahead robust offering strategy of waste-to-energy combined heat and power plant considering multiple uncertainties[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(4): 104-113.
- [17] 孟明, 包志永, 陆林, 等. 考虑富氧燃烧技术的含光热发电与垃圾焚烧虚拟电厂协调优化调度[J]. 华北电力大学学报(自然科学版), 2023, 50(6): 40-51.
- MENG Ming, BAO Zhiyong, LU Lin, et al. Coordinated and optimized dispatching of virtual power plant with concentrated solar power plant and waster incineration based on oxy-fuel combustion technology[J]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition), 2023, 50(6): 40-51.
- [18] 黄婧杰, 刘镭志, 殷旭锋, 等. 碳循环利用的垃圾焚烧电厂-烟气处理-P2G 协调优化运行[J]. 中国电力, 2022, 55(3): 152-158.
- HUANG Jingjie, LIU Louzhi, YIN Xufeng, et al. Coordinated and optimized operation of waste incineration plant-flue gas treatment-P2G with carbon cycle[J]. Electric Power, 2022, 55(3): 152-158.
- [19] 苏娟, 李拓, 刘峻玮, 等. 综合能源系统下虚拟储能建模方法与应用场景研究综述及展望[J]. 中国电力, 2024, 57(6): 53-68.
- SU Juan, LI Tuo, LIU Junwei, et al. Review and prospect of modeling method and application scenario of virtual energy storage under integrated energy system[J]. Electric Power, 2024, 57(6): 53-68.
- [20] 陈乾, 张沈习, 程浩忠, 等. 计及热网蓄热特性的多区域综合能源系统多元储能规划[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(15): 5890-5903.
- CHEN Qian, ZHANG Shenxi, CHENG Haozhong, et al. Multiple energy storage planning of multi-district integrated energy system considering heat storage characteristics of heat network[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(15): 5890-5903.
- [21] 李欣, 陈英彰, 李涵文, 等. 考虑碳交易的电-热综合能源系统两阶段鲁棒优化低碳经济调度[J]. 电力建设, 2024, 45(6): 58-69.
- LI Xin, CHEN Yingzhang, LI Hanwen, et al. Two-stage robust optimization low-carbon economic dispatch for electricity-thermal integrated energy system considering carbon trade[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(6): 58-69.
- [22] 李涛, 马裕泽, 宋志成, 等. 考虑电-热储能协同的综合能源系统规划优化研究[J]. 运筹与管理, 2024, 33(2): 9-16.
- LI Tao, MA Yuze, SONG Zhicheng, et al. Study on integrated energy system planning optimization considering electric-thermal energy storage synergy[J]. Operations Research and Management Science, 2024, 33(2): 9-16.
- [23] 马振祺, 任浩栋, 张凯, 等. 考虑冷热电多能流的混合储能系统三阶段能量优化调度策略[J]. 电气工程学报, 2024, 19(1): 106-116.
- MA Zhenqi, REN Haodong, ZHANG Kai, et al. Three-stage energy optimization scheduling strategy of hybrid energy storage system considering multi-energy flow of cooling, heating and power[J]. Journal of Electrical Engineering, 2024, 19(1): 106-116.
- [24] 罗清局, 朱继忠. 基于改进交替方向乘子法的电-气综合能源系统优化调度[J]. 电工技术学报, 2024, 39(9): 2797-2809.
- LUO Qingju, ZHU Jizhong. Optimal dispatch of integrated electricity and gas system based on modified alternating direction method of multipliers[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(9): 2797-2809.
- [25] 胡阳, 赵玥莉, 胡宇阳, 等. 计及源-荷互动的区域电-热联合系统日前优化调度[J]. 热力发电, 2023, 52(3): 102-111.
- HU Yang, ZHAO Yueli, HU Yuyang, et al. Day-ahead optimal dispatching of regional integrated electric-heating operation system considering source-load interaction[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(3): 102-111.
- [26] 杜易达, 王迹, 谭忠富, 等. 电-碳-气-绿证市场耦合下的电氢耦合系统运行优化研究[J]. 电网技术, 2023, 47(8): 3121-3135.
- DU Yida, WANG Er, TAN Zhongfu, et al. Operation optimization of electro-hydrogen coupling system under coupling of electricity, carbon, gas and green card market[J]. Power System Technology, 2023, 47(8): 3121-3135.
- [27] 庞松岭, 赵雨楠, 张瑞恩, 等. 市场环境下计及用户响应的电动汽车充电站优化运行策略[J]. 电力建设, 2024, 45(10): 59-68.
- PANG Songling, ZHAO Yunan, ZHANG Ruien, et al. The optimal operation strategy of electric vehicle charging stations considering user response in market environment[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(10): 59-68.
- [28] 李东东, 陈天旭, 沈运帷, 等. 基于联合虚拟储能系统的海岛微电网协同优化策略[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(20): 7842-7856.
- LI Dongdong, CHEN Tianxu, SHEN Yunwei, et al. Collaborative optimization of island microgrid based on joint virtual energy storage system strategy[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(20): 7842-7856.
- [29] 熊展, 王素, 王玲玲, 等. 考虑多能互补灵活性和用户低碳意愿的区域综合能源系统鲁棒优化调度[J]. 电网技术, 2024, 48(7): 2691-2701.
- XIONG Zhan, WANG Su, WANG Lingling, et al. Robust optimal scheduling of regional integrated energy system considering multi-energy flexibility complementary and users' low-carbon willingness[J]. Power System Technology, 2024, 48(7): 2691-2701.

(责任编辑 邓玲惠)