

考虑碳超额率和电转气的园区综合能源优化运行研究

姜立兵^{1,2}, 申建华¹, 庞万^{3,✉}, 孙浩³, 曲宸熙¹

(1. 沈阳工业大学 新能源研究院, 辽宁 沈阳 110870;

2. 沈阳兰昊新能源科技有限公司, 辽宁 沈阳 110032;

3. 沈阳工业大学 电气工程学院, 辽宁 沈阳 110870)

摘要: [目的] 随着“碳达峰、碳中和”目标的提出, 低碳环保理念被推向了一个崭新的高度。园区作为能源终端, 成为低碳减排的重要载体。[方法] 针对含电-气-热耦合的园区综合能源系统运行经济性及弃风弃光问题, 提出一种基于电转气 (P2G) 的园区综合能源优化运行方法。引入电解槽、甲烷反应器、氢燃料电池替换传统的 P2G, 为新能源消纳提供了有效的方法。[结果] 为进一步降低园区二氧化碳的排放, 引入基于碳超额率的阶梯式碳交易机制。以园区的日运行成本作为优化目标, 建立优化调度模型, 设定满足园区综合能源系统的供需平衡及设备的运行约束条件。结果显示: 系统运行成本降低了 12.4%, 系统的碳排放量降低了 16.2%, 风电与光伏的利用率分别提高了 29.3% 和 25.7%。[结论] 运用 CPLEX 商业求解器进行求解, 通过设置多个运行情景, 对比验证了所提策略有效提升了园区综合能源系统的经济性和低碳性, 为园区实现碳减排目标提供了有力支持。

关键词: 综合能源系统; P2G (电转气); 碳超额率; 阶梯式碳交易机制; 低碳经济

中图分类号: TK01; TM732

文献标志码: A

文章编号: 2095-8676(2024)

OA: <https://www.energychina.press/>

Research on Integrated Energy Optimization Operation in Parks Considering Carbon Excess Rate and Electricity-to-Gas Conversion

JIANG Libing^{1,2}, SHEN Jianhua¹, PANG Wan^{3,✉}, SUN Hao³, QU Chenxi¹

(1. New Energy Research Institute, Shenyang University of Technology, Shenyang 110870, Liaoning, China;

2. Shenyang Lanhao New Energy Technology Co., Ltd., Shenyang 110032, Liaoning, China;

3. School of Electrical Engineering, Shenyang University of Technology, Shenyang 110870, Liaoning, China)

Abstract: [Introduction] With the proposal of "carbon peak, carbon neutrality" goal, the concept of low-carbon environmental protection has been raised to a new height. As energy terminals, the parks have become an important carrier of low-carbon emission reduction. [Method] Aiming at the operation economy of the integrated energy system in the parks with electricity-gas-heat coupling and the problem of wind and light curtailment, an operation method of the integrated energy optimization in the parks based on electricity-to-gas (P2G) conversion was proposed. The electrolysis tanks, methane reactors and hydrogen fuel cells were introduced to replace the traditional P2G, providing an effective method for new energy consumption. [Result] In order to further reduce the carbon dioxide emissions in the parks, a stepped carbon trading mechanism based on the carbon excess rate was introduced. Taking the daily operating cost of the parks as the optimization target, an optimal scheduling model was established to set constraints to satisfy the supply/demand balance of the integrated energy system and the operation of the equipment in the parks. The results show a 12.4% reduction in system operating costs, a 16.2% reduction in system carbon emissions, and a 29.3% and 25.7% increase in wind and photovoltaic utilization, respectively. [Conclusion] The CPLEX business solver is used as a solution, and the proposed strategy is compared and verified to effectively improve the economy and low carbon of the integrated energy system in the parks by setting up multiple operation scenarios,

收稿日期: 2024-07-01 修回日期: 2024-08-02

基金项目: 辽宁省自然科学基金联合基金面上项目“考虑冷热电气耦合特性的低碳区域综合能源系统优化方法研究”(2023-MSLH-263)

which provides a strong support for the parks to achieve the goal of carbon emission reduction.

Key words: integrated energy system; P2G; carbon excess rate; stepped carbon trading mechanism; low carbon economy

0 引言

能源在我国社会发展过程中起着关键作用,其战略地位显得尤为关键。由于经济不断发展,对能源的需求量大幅增加,其特征展现出多样化,这对能源部门提出了更为严苛的要求,在满足用户基本能源需求、优化服务质量的同时,我们需直面多重挑战,包括降低碳排放、减少用电成本、提高能源使用效率等。为了有效应对全球气候变化带来的挑战,我国已经出台了一系列针对性强、效果显著的措施^[1-2]。综合能源系统理论基础也有国内外的学者进行了大量的研究。文献 [3] 构建了用户侧冷-热-电综合能源系统模型,采用混合整数线性规划的方法对算例进行求解。文献 [4] 在能源结构中加入电锅炉设备,加强热-电之间的能源耦合,提高了新能源的消纳情况。文献 [5] 以区域综合能源作为研究目标,在能源的结构中,加入了储能设备,考虑荷-源-储协同的区域综合能源运行策略,以经济性作为优化目标。在能源结构上进行了扩展,考虑了能源之间的耦合和协同。文献 [6] 考虑弃风弃光现象,为提高新能源的使用,提出了绿电制氢的方法,加强电气之间的能源耦合,保障了综合能源系统中新能源的利用。文献 [7] 为限制碳排放量,在碳交易模型中加入惩罚系数,建立以惩罚型的碳交易模型,以运行成本和碳交易成本最低作为规划模型的目标函数。文献 [8] 在建立模型时引入阶梯式碳交易,运行优化时考虑碳交易成本,限制综合能源系统的二氧化碳排放量,在系统运行效率、经济性和低碳等方面起到明显作用。将碳交易机制引入综合能源系统,考虑了碳排放的限制和成本,与“碳达峰、碳中和”目标相契合。但在优化模型中,经济性和低碳目标之间的平衡是一个挑战,如何在保证经济效益的同时实现低碳排放需要进一步研究。文献 [9] 在能源结构上考虑电转气装置,经济性运行优化加入 P2G 运行成本,设立多个目标进行优化,主要是处理新能源的消纳和运行成本之间的经济性问题。文献 [10-11] 在优化调度的模型中考虑含 P2G 的电-气综合能源系统,考虑储能设备、需求响应等因素的加入对综合能源系统的影响。

但如何有效处理多个目标之间的冲突和优先级是一个复杂的问题。

因此,文章提出了一种计及碳超额率和电转气的园区综合能源优化运行策略,这有助于解决园区综合能源系统中的弃风弃光问题,同时提高新能源的消纳能力。综合考虑碳超额率的碳交易机制、P2G 两阶段运行过程、燃料电池等的运行策略对 IES 优化调度的影响,进一步降低园区二氧化碳排放,这种机制能够更加有效地激励园区减少碳排放。构建了以购能成本、碳排放成本、弃风、弃光成本最小的低碳经济运行目标,该模型考虑了园区综合能源系统的供需平衡和设备运行约束条件,确保了系统运行的经济性和可靠性。为园区实现低碳减排目标提供了科学依据和技术支持。

1 基于电转气的园区综合能源系统框架及建模

1.1 园区综合能源系统框架

文章研究基于碳交易和电转气园区综合能源系统,基于电转气的园区综合能源拓扑结构如图 1 所示,由能源输入、转化与存储和负荷侧三部分组成,能源输入包括光伏(Photo Voltaic, PV)、风机(Wind Turbine, WT)、电网和天然气网络;能源转换设备中有电转气(Power to Gas, P2G)、热电联产机组(Combined Heat and Power, CHP)、燃气锅炉(Gas Turbine, GB)、氢氧燃料电池(Hydrogen Oxygen Fuel Cell, HFC);能量存储模块有热储能(Thermal Energy Storage, TES)、电储能(Electrical Energy Storage, EES)、储氢罐(Hydrogen Storage Tank, HST)。

1.2 能源生产环节设备模型分析

1.2.1 光伏发电模型

$$P_{PV}(t) = P_{psta} \times \frac{G(t)}{G_{std}} \times (1 + \varepsilon(T_s - T_{sta})) \eta_p \quad (1)$$

式中:

$P_{PV}(t)$ —— t 时刻光伏的实际发电功率(kW);

P_{psta} —— 在标准条件下光伏发电功率(kW);

$G(t)$ —— 光伏受到的实际光照强度(W/m^2);

G_{std} —— 参考基准光照强度(W/m^2);

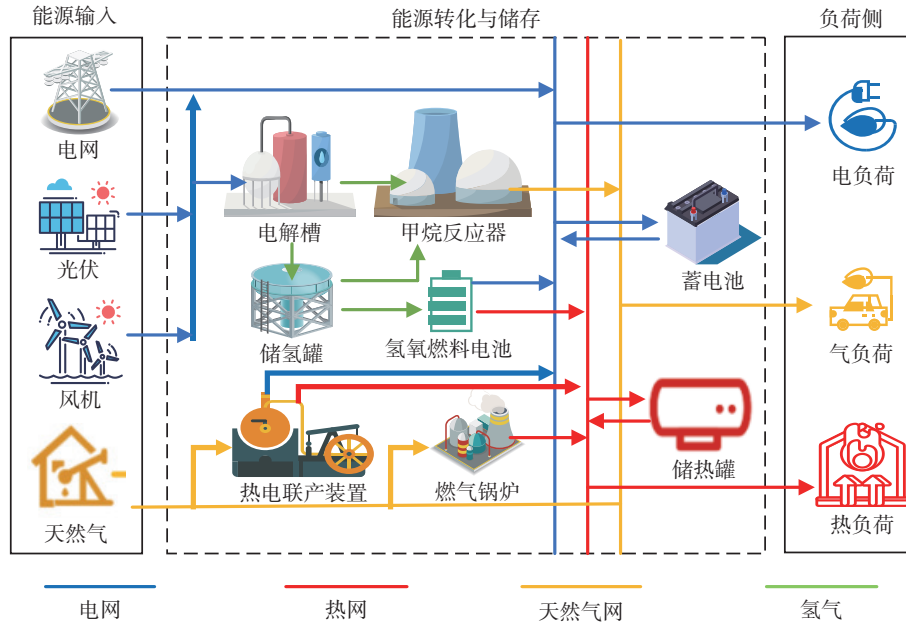


图 1 基于 P2G 的园区综合能源系统拓扑结构图

Fig. 1 Topology structure diagram of integrated energy system in parks based on P2G

T_s ——光伏板的工作温度($^{\circ}\text{C}$);

T_{sta} ——标准温度, 取 25°C ;

ε ——功率温度的系数, 取值 $-0.47\%/^{\circ}\text{C}$ ^[12];

η_p ——光伏的发电效率(%)。

1.2.2 风力发电模型

风力发电出力的数学模型则可用式(2)表示^[13]:

$$P_{WT}(t) = \begin{cases} 0 & V_w < V_{in} \\ P_N \frac{V_w^3 - V_{in}^3}{V_n^3 - V_{in}^3} & V_{in} < V_w \leq V_n \\ P_N & V_n < V_w \leq V_{out} \\ 0 & V_{out} < V_w \end{cases} \quad (2)$$

式中:

$P_{WT}(t)$ —— t 时刻风力发电发出功率(kW);

P_N ——风机的额定功率(kW);

V_{in} ——风机转动的最小切入风速(m/s);

V_w ——风速(m/s);

V_n ——风机达到额定功率的最小风速(m/s);

V_{out} ——风机的切出风速(m/s)。

1.3 能源转换设备模型分析

1.3.1 电解槽模型

$$E_{EL,H_2}(t) = \eta_{EL} P_{EL}(t) \quad (3)$$

$$\eta_{EL} = a_{EL} \left(\frac{P_{EL}(t)}{P_{EL, rated}} \right)^2 + b_{EL} \left(\frac{P_{EL}(t)}{P_{EL, rated}} \right) + c_{EL} \quad (4)$$

式中:

$E_{EL,H_2}(t)$ —— t 时刻电解槽制取氢能(kWh);

$P_{EL}(t)$ —— t 时刻电解槽耗电功率(kW);

η_{EL} ——电解槽转换效率;

$P_{EL, rated}$ ——电解槽额定电功率(kW);

a_{EL} 、 b_{EL} 、 c_{EL} ——效率函数中的常量系数。

1.3.2 甲烷化反应器模型

甲烷化效率受到温度、压力及碳氢组成比等多方面因素影响^[14]。数学模型如式(5)所示。

$$P_{M,g}(t) = \frac{\eta_M E_{M,H_2}(t) H_L \beta}{\kappa} \quad (5)$$

式中:

$P_{M,g}(t)$ —— t 时刻产生甲烷功率(kW);

η_M ——甲烷化工作效率;

$E_{M,H_2}(t)$ —— t 时刻甲烷化耗氢能(kJ/mol);

H_L ——天然气低热值(J/m^3);

β ——氢气摩尔质量折算系数;

κ ——气体密度(kg/m^3)。

1.3.3 氢氧燃料电池模型

氢氧燃料电池加强了电-气-热多种能源之间的耦合关系^[15-16], 是实现综合能源系统高效运行的关键技术之一。氢燃料电池的模型如下:

$$P_{HFC,e}(t) = \eta_{HFC,e} \Delta t P_{HFC,in}(t) \quad (6)$$

$$P_{HFC,h}(t) = \eta_{HFC,h} \Delta t P_{HFC,in}(t) \quad (7)$$

$$P_{HFC,e}^{\min} \leq P_{HFC,e}(t) \leq P_{HFC,e}^{\max} \quad (8)$$

式中:

$\eta_{\text{HFC,e}}$ 、 $\eta_{\text{HFC,h}}$ ——HFC 的发电效率(%)、发热效率(%);

$P_{\text{HFC,in}}(t)$ —— t 时刻输入到 HFC 的功率(kW);

$P_{\text{HFC,e}}(t)$ —— t 时刻 HFC 产生的电能(kWh);

$P_{\text{HFC,h}}(t)$ —— t 时刻 HFC 产生的热能(kJ);

$P_{\text{HFC,e}}^{\text{max}}$ 、 $P_{\text{HFC,e}}^{\text{min}}$ ——HFC 出力的上下限(kWh)。

1.3.4 热电联供设备模型

$$P_{\text{CHP,e}}(t) = \eta_{\text{CHP,e}} P_{\text{CHP,g}}(t) \quad (9)$$

$$P_{\text{chpnom}}(t) = \eta_{\text{CHP,h}} P_{\text{CHP,g}}(t) \quad (10)$$

$$0 \leq P_{\text{CHP,e}}(t) \leq P_{\text{chpnom}} \quad (11)$$

$$\Delta P_{\text{CHP,e}}^{\text{down}} \leq P_{\text{CHP,e}}(t+1) - P_{\text{CHP,e}}(t) \leq \Delta P_{\text{CHP,e}}^{\text{up}} \quad (12)$$

式中:

$\eta_{\text{CHP,e}}$ ——CHP 的发电效率(%);

$\eta_{\text{CHP,h}}$ ——产热效率(%);

P_{chpnom} ——CHP 的额定功率(kW);

$P_{\text{CHP,g}}(t)$ —— t 时段 CHP 所消耗天然气的功率(kW);

$P_{\text{CHP,e}}(t)$ —— t 时段 CHP 的发电功率(kW);

$P_{\text{CHP,h}}(t)$ —— t 时段 CHP 的产热功率(kW);

$\Delta P_{\text{CHP,e}}^{\text{down}}$ ——CHP 爬坡率下限(kW/min);

$\Delta P_{\text{CHP,e}}^{\text{up}}$ ——CHP 爬坡率上限(kW/min)。

1.3.5 燃气锅炉模型

$$P_{\text{GB,h}}(t) = P_{\text{GB,g}}(t) \cdot \eta_{\text{GB}} \quad (13)$$

式中:

$P_{\text{GB,h}}$ ——GB 产热功率(kW);

$P_{\text{GB,g}}(t)$ ——GB 天然气消耗功率(kW);

η_{GB} ——GB 运行效率(%)。

1.4 碳超额率的阶梯式碳交易模型

针对园区综合能源系统,我们使用基准线法来界定无偿碳排放配额。园区的碳排放量主要有外购电、热电联产装置和燃气锅炉等部分组成,主要考虑外购电力大多来自燃煤电厂的常规发电机组^[17-18]。其碳排放配额和实际碳排放量公式分别如下。

其碳排放配额:

$$E_{\text{total}} = E_{\text{e,b}} + E_{\text{CHP}} + E_{\text{GB}} \quad (14)$$

$$E_{\text{e,b}} = c_{\text{e,b}} \sum_{t=1}^T P_{\text{e,b}}(t) \quad (15)$$

$$E_{\text{CHP}} = \sum_{t=1}^T (c_{\text{CHP,e}} P_{\text{CHP,e}}(t) + c_{\text{CHP,h}} P_{\text{CHP,h}}(t)) \quad (16)$$

$$E_{\text{as}} = c_{\text{h}}^{\text{eb}} \sum_{t=1}^T P_{\text{GB}}(t) \quad (17)$$

式中:

E_{total} ——综合系统的碳排放配额量(t CO₂e);

$E_{\text{e,b}}$ ——电网购电碳配额(t CO₂e);

E_{CHP} ——CHP 的碳配额(t CO₂e);

E_{GB} ——燃气锅炉的碳排放配额量(t CO₂e);

$P_{\text{e,b}}(t)$ —— t 时刻电网购电功率(kW);

$P_{\text{GB}}(t)$ —— t 时刻的燃气锅炉的输出功率(kW);

$c_{\text{e,b}}$ ——电网购电的碳排放配额系数;

$c_{\text{CHP,e}}$ ——CHP 机组发电的碳排放配额系数;

$c_{\text{CHP,h}}$ ——CHP 机组制热的碳排放配额系数;

$c_{\text{GB,h}}$ ——燃气锅炉的碳排放配额系数。

实际碳排放模型:

$$E_{\text{total,a}} = E_{\text{e,b,a}} + E_{\text{CHP,a}} + E_{\text{GB,a}} \quad (18)$$

$$E_{\text{e,b,a}} = \rho_{\text{e,b}} \sum_{t=1}^T P_{\text{e,b}}(t) \quad (19)$$

$$E_{\text{CHP,a}} = \sum_{t=1}^T (\rho_1 (P_{\text{CHP,e}}(t) + P_{\text{CHP,h}}(t)) + \rho_2 (P_{\text{CHP,e}}(t) + P_{\text{h,c,p}}(t))^2 + \rho_3) \quad (20)$$

$$E_{\text{GB,a}} = \rho_{\text{GB,h}} \sum_{t=1}^T P_{\text{GB}}(t) \quad (21)$$

式中:

$E_{\text{total,a}}$ ——园区的实际碳排放量(t CO₂e);

$E_{\text{e,b,a}}$ ——外购电的实际碳排放量(t CO₂e);

$E_{\text{CHP,a}}$ ——CHP 的实际碳排放量(t CO₂e);

$E_{\text{GB,a}}$ ——GB 的实际碳排放量(t CO₂e);

$\rho_{\text{e,b}}$ ——电网购电的实际碳排放系数;

ρ_1 、 ρ_2 、 ρ_3 ——CHP 机组的实际碳排放系数;

$\rho_{\text{GB,h}}$ ——燃气锅炉的实际碳排放系数。

阶梯式碳交易模型的碳排放区间长度是按照超出碳排放配额的碳排放量来划分的,不能够直观地反映出碳排放量的超额情况,大多体现在经济上,对于规模不同的企业或园区,存在适用范围较窄的缺点^[19-21]。文章提出了一种计及碳超额率的阶梯式碳交易模型,碳超额率指的是实际碳排放量与碳配额

的比值, 与阶梯式的碳交易模型结合, 构成本文所提出的计及碳超额率的阶梯式碳交易模型^[22-23]。

碳超额率公式如下:

$$C_{CO_2,b} = \begin{cases} c_{CO_2} (E_{total,a} - E_{total}), & 1 \leq \xi < 1.1 \\ 0.1c_{CO_2} E_{total} + (1 + \alpha)c_{CO_2} (E_{total,a} - 1.1E_{total}), & 1.1 \leq \xi < 1.2 \\ 0.1c_{CO_2} (2 + \alpha) E_{total} + (1 + 2\alpha)c_{CO_2} (E_{total,a} - 1.2E_{total}), & 1.2 \leq \xi < 1.3 \\ 0.1c_{CO_2} (3 + \alpha) E_{total} + (1 + 3\alpha)c_{CO_2} (E_{total,a} - 1.3E_{total}), & 1.3 \leq \xi < 1.4 \end{cases} \quad (23)$$

计及碳超额率的阶梯式碳交易模型的碳交易单价 $f(\xi)$ 和碳超额率 ξ 关系如图 2 所示。

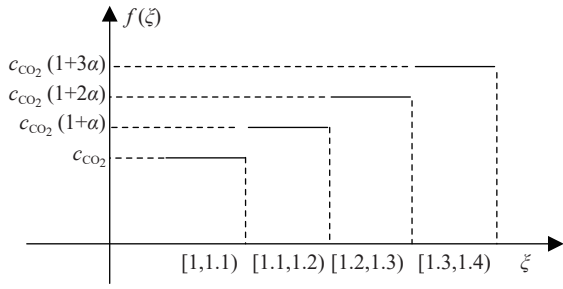


图 2 碳交易价格和碳超额率关系

Fig. 2 Relationship between carbon trading price and carbon excess rate

2 基于电转气的园区综合能源优化调度模型

2.1 目标函数

其中运行成本包括园区综合能源系统购电成本 C_e 、购气成本 C_g 、弃风惩罚成本 C_{WT} 、弃光惩罚成本 C_{PV} , 优化调度模型如下:

$$\min C = \min \sum_{t=1}^T [C_e(t) + C_g(t) + C_{WT}(t) + C_{PV}(t) + C_{CO_2,b}] \quad (24)$$

$$C_e = \sum_{t=1}^T c_e(t) P_{e,b}(t) \quad (25)$$

式中:

T ——调度周期(h);

$c_e(t)$ —— t 时刻电网购电电价(元);

$$C_g = \sum_{t=1}^T c_g(t) V_g(t) \quad (26)$$

式中:

$c_g(t)$ —— t 时刻天然气价格(CNY/m³);

$$\xi = \frac{E_{total,a}}{E_{total}} \quad (22)$$

阶梯式碳交易成本计算模型如下:

$V_g(t)$ —— t 时刻购买的天然气体积(m³)。

$$C_{WT} = \sum_{t=1}^T c_w [P_{WT}(t) - P_{WT,a}(t)] \quad (27)$$

式中:

c_w ——弃风的成本系数;

$P_{WT,a}(t)$ —— t 时刻风电的实际使用功率(kW)。

$$C_{PV} = \sum_{t=1}^T c_p [P_{PV}(t) - P_{PV,a}(t)] \quad (28)$$

式中:

c_p ——弃光的成本系数;

$P_{PV,a}(t)$ —— t 时刻光伏实际使用功率(kW)。

2.2 约束条件

1) 功率平衡约束

电能功率平衡约束:

$$P_{e,b}(t) + P_{WT}(t) + P_{PV}(t) + P_{CHP,e}(t) + P_{dis,e}(t) = P_{EL}(t) + P_{ch,e}(t) + L_e(t) \quad (29)$$

式中:

$P_{dis,e}(t)$ —— t 时刻蓄电池放电功率(kW);

$P_{ch,e}(t)$ —— t 时刻蓄电池充电功率(kW);

$L_e(t)$ —— t 时刻电负荷(kW)。

天然气功率平衡约束:

$$P_{gas,b}(t) + P_{g,M}(t) = P_{CHP,g}(t) + P_{GB,g}(t) \quad (30)$$

式中:

$P_{gas,b}(t)$ ——气网购气功率(kW);

$P_{g,M}(t)$ ——甲烷化反应产气功率(kW);

$P_{CHP,g}(t)$ ——热电联产装置耗气功率(kW);

$P_{GB,g}(t)$ ——燃气锅炉耗气功率(kW)。

热能功率平衡约束:

$$P_{CHP,h}(t) + P_{GB,h}(t) + P_{dis,h}(t) = P_{ch,h}(t) + L_h(t) \quad (31)$$

式中:

$P_{dis,h}(t)$ ——储热罐放热功率(kW);

$P_{ch,h}(t)$ ——储热罐充热功率(kW);

$L_h(t)$ ——热负荷(kW)。

氢功率平衡:

$$E_{in,H_2}(t) + E_{M,H_2}(t) = E_{EL,H_2}(t) \quad (32)$$

$$\alpha \times E_{out,H_2}(t) = L_{H_2}(t) \quad (33)$$

式中:

$E_{in,H_2}(t)$ 、 $E_{out,H_2}(t)$ ——存入和输出氢气量(m^3);

$E_{M,H_2}(t)$ ——甲烷化反应消耗氢气量(m^3);

$E_{EL,H_2}(t)$ ——电解槽产氢气量(m^3);

α ——氢气的折算系数, 值为

2 kg/kmol;

$L_{H_2}(t)$ ——氢负荷(kW)。

2) 新能源设备出力约束

包括风机和光伏, 要求其出力均需在额定功率范围内。

$$0 \leq P_{PV}(t) \leq P_{PV} \quad (34)$$

$$0 \leq P_{WT}(t) \leq P_N \quad (35)$$

式中:

P_{PV} ——光伏额定功率(kW)。

3) 能源转换设备运行约束

(1) 热电联产装置运行约束

$$0 \leq P_{CHP,g}(t) \leq P_{chpnom} \quad (36)$$

$$-R_{CHP,g}^{down} \Delta t \leq P_{CHP,g}(t) - P_{CHP,g}(t-1) \leq R_{CHP,g}^{up} \Delta t \quad (37)$$

式中:

$R_{CHP,g}^{up}$ 、 $R_{CHP,g}^{down}$ ——CHP 装置的爬坡上、下限。

(2) 燃气锅炉运行约束

$$0 \leq P_{GB,g}(t) \leq P_{GB,g,nom} \quad (38)$$

$$-R_{GB,g}^{down} \Delta t \leq P_{GB,g}(t) - P_{GB,g}(t-1) \leq R_{GB,g}^{up} \Delta t \quad (39)$$

式中:

$R_{GB,g}^{up}$ 、 $R_{GB,g}^{down}$ ——燃气锅炉的爬坡功率上、下限;

Δt ——步长, 为 1 h。

(3) 电解槽运行约束

在运行过程中需要设定电解槽的输出功率需在其上、下限范围, 其约束表达式如下:

$$P_{EL}^{down} \leq P_{EL}(t) \leq P_{EL}^{up} \quad (40)$$

式中:

P_{EL}^{down} ——EL 输出功率下限(kW);

P_{EL}^{up} ——EL 输出功率上限(kW)。

(4) 甲烷反应器运行约束

$$u_M(t)E_{M,H_2}^{down} \leq E_{M,H_2}(t) \leq u_M(t)E_{M,H_2}^{up} \quad (41)$$

式中:

E_{M,H_2}^{down} 、 E_{M,H_2}^{up} ——耗氢量的上、下限(m^3);

$u_M(t)$ ——工作状态, 取值为 0 或 1, 取值 1

为工作状态, 反之表示其未运行。

(5) 氢燃料电池运行约束

$$P_{HFC,e}^{down} \leq P_{HFC,e}(t) \leq P_{HFC,e}^{up} \quad (42)$$

$$\beta_{HFC}^{down} \leq P_{HFC}(t) - P_{HFC}(t-1) \leq \beta_{HFC}^{up} \quad (43)$$

式中:

β_{HFC}^{down} 、 β_{HFC}^{up} ——HFC 爬坡上、下限。

3 算例分析

3.1 基础数据

以沈阳地区 2023 年 11 月份的某园区综合能源系统为例, 系统中包括 CHP、GB、WT、PV、P2G 等装置, 设置不同的结构方案, 通过仿真优化结果, 对所提模型进行对比分析, 天然气价格取 3.50 元/ m^3 。分时电价如表 1 所示。

表 1 园区购电分时电价

Tab. 1 Time-of-use electricity price in parks

时段	购电价格/[元·(kWh) ⁻¹]
17:00—19:00	1.30
19:00—21:00, 07:30—11:30	1.04
05:00—7:30, 11:30—17:00, 21:00—22:00	0.71
22:00—次日05:00	0.37

在此园区综合能源系统结构中, 设置 3 种不同的方案, 主要依据能源结构是否含有电转气装置及氢气的利用方式进行设定, 设置 3 种方案对系统优化调度结果对比分析。方案设置情况如表 2 所示。

3.2 不同运行方案优化结果对比分析

为分析电转气方式对系统运行结果的影响, 将 3 种方案的运行结果进行分析, 如表 3 所示。

由表 3 可知, 方案一运行经济性最差。在系统内不含电转气装置时, 导致运行成本较高的原因是风力发电的高峰期和光伏发电的高峰期间。园区负

表 2 不同方案设置情况

Tab. 2 Settings of different schemes

方案设置	考虑电、热能耦合模型	电/热储能	氢气甲烷化	氢气甲烷化/氢氧燃料电池
方案一	√	√	×	×
方案二	√	√	√	×
方案三	√	√	×	√

表 3 不同场景下的系统运行成本

Tab. 3 System operating costs in different scenarios

参数	方案一	方案二	方案三
总运行成本/元	12 508	10 962	10 739
购电成本/元	2 235	1 214	1 186
购气成本/元	9 921	9 608	9 535
弃风成本/元	324	131	16
弃光成本/元	28	9	2
碳排放量/kg	8 151	8 359	7 002

荷没有达到最大值, 造成与负荷不匹配情况发生, 出现了弃风、弃光现象, 增加了园区运行的经济成本。

方案二将电转气系统引入到园区综合能源系统, 在新能源出力高峰时段, 可以通过电转气装置将电能转化为天然气能源, 提高了能源的利用率, 加强了新能源的消纳, 从而提高了系统运行的经济性, 方案二与方案一相比, 系统的总运行成本降低了 1 546 元。在新能源出力高峰时刻, 将多余电能转化成天然气, 供给热电联产或燃气锅炉设备使用, CHP 和燃气锅炉在燃烧天然气处于高碳排状态, 天然气的燃烧又再次释放了二氧化碳, 造成二次碳排放, 因此方案二与方案一相比, 碳排放量增加了 208 kg。

方案三加入燃料电池, 丰富了氢气的利用形式, 方案三与方案二相比, 方案三的系统总运行成本降低了 223 元; 在电制氢环节, 将产生的氢气分配到不同的利用形式, 一部分进行甲烷化, 另一部分直接供给到氢氧燃料电池, 剩余的氢能储存到储氢罐中, 在需要时进行输出, 经过甲烷化后使用与氢气的直接使用相比, 在能源利用效率上大幅降低, 因此, 在氢能利用时, 优先选择氢氧燃料电池, 增加电热负荷能源的供给, 减少热电联产装置燃气的使用量, 氢气属于绿色能源, 在燃烧时不会产生温室气体和污染物, 故方案三环保性最高, 方案三与方案一、方案二相比, 系统的碳排放量分别降低了 1 149 kg、1 357 kg。

3.3 新能源消纳能力分析

在新能源消纳能力分析时, 选取方案一、方案二和方案三进行对比分析, 不同方案的风机、光伏消纳情况分析如图 3~图 4 所示。

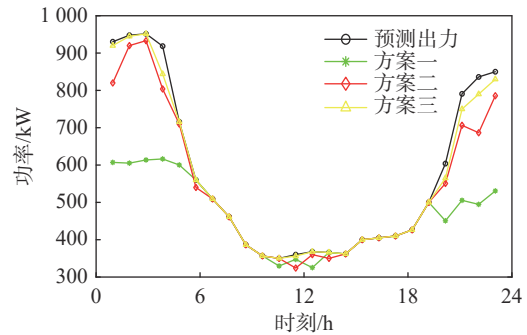


图 3 不同方案风机的消纳情况

Fig. 3 Consumption of wind power in different schemes

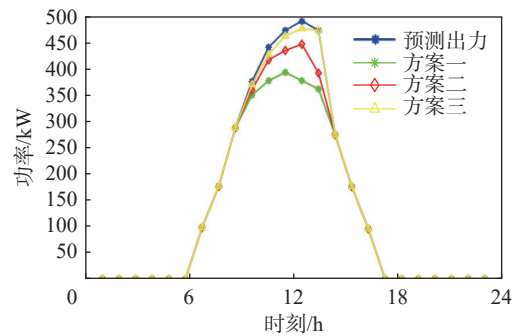


图 4 不同方案光伏的消纳情况

Fig. 4 Consumption of photovoltaic power in different schemes

不同方案风能消纳情况如图 3 所示, 根据预测出力曲线, 可以明显地看出, 在 0:00—5:00 及 22:00—24:00 时段风电出力处于高峰期, 在 6:00—20:00 时间段内, 风机发电输出功率值相对较小, 通过对负荷数据和风力发电曲线的对比分析, 存在严重的源荷不匹配问题。在方案一的能源结构中, 不考虑电转气装置, 风力发电高峰时刻的电能除供给负荷需求时, 只能通过储能电池进行消纳, 由于储能电池的价格较高, 通常储能容量配置比例为新能源装机容量的 10%~30% 之间, 储能电池对风电消纳有限, 将会造成弃风现象的发生, 方案一的风能利用率为 68.2%。在方案二中加入电转气装置, 将剩余的风电转化为天然气, 加强了新能源的消纳, 与方案一相比风电的利用率从 68.2% 提升至 93.8%, 提高了 25.6%, 为风电的消纳提供了新的途径。方案三是在方案二的基

基础上加入了氢氧燃料电池设备,丰富了氢能的利用形式,加强了电-气-热子系统之间的耦合关系,进一步提高了新能源的利用,方案三与方案一相比,新能源的利用从 68.2% 提升至 97.5%,与方案二相比风能的利用效率提升了 3.7%。总体分析,在加入电转气装置后,风电的利用率得到明显的提升,更有利于系统的低碳运行。

图 4 是光伏在不同方案下的消纳情况,首先对光伏的出力特性进行分析,光伏发电在白天进行,冬季集中在 7:00—18:00。弃光现象主要在 10:00—15:00 高峰时段。方案一的能源结构中不包含电转气装置,存在一定的弃光现象,方案一的光伏利用率为 72.6%。方案二加入电转气装置后,将光伏发出的多余电能转化成天然气,方案三加入氢氧燃料电池,使得氢能的利用形式更加灵活,加强了多种能源之间的耦合,为光伏的消纳提供更大的空间,方案二、方案三的光伏使用效率相对于方案一分别提高了 23.2% 和 25.7%。

3.4 各设备出力结果分析

方案一、方案二和方案三的系统电平衡分别如图 5~图 7 所示。

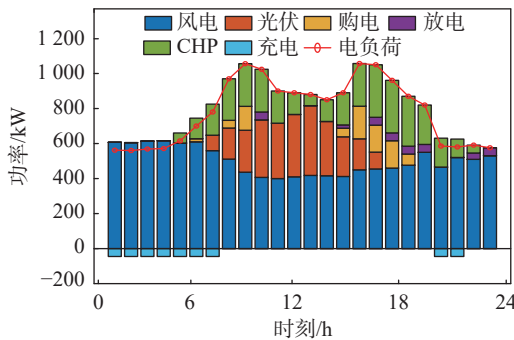


图 5 方案一-电能平衡图

Fig. 5 Electric energy balance diagram in scheme 1

根据电出力平衡图 5~图 7 分析可知,园区的电负荷高峰集中在 9:00—12:00、15:00—19:00,此时需要从电网进行购电。方案一无电转气装置,光伏和风机高发时未能充分利用,1:00—6:00 时刻的弃风现象因电池容量与充电效率限制。7:00—9:00 时刻,热电需求高,CHP 热电联产装置满负荷运行。方案二、方案三,包含电转气装置,在风机、光伏高发时刻进行电解,将多余的电能进行电解水制氢,供给氢氧燃料电池和甲烷化,在 21:00—24:00 和 1:00—5:00,电

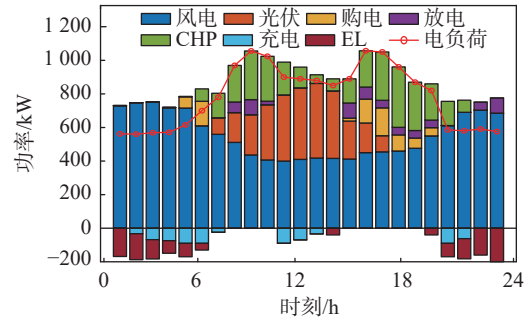


图 6 方案二电能平衡图

Fig. 6 Electric energy balance diagram in scheme 2

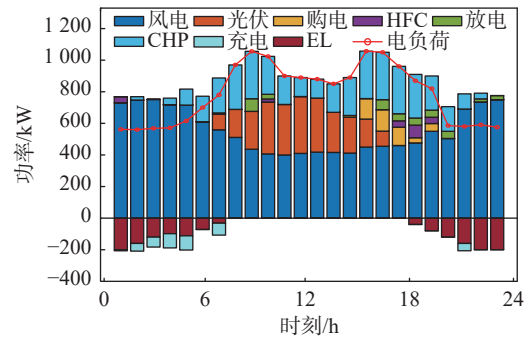


图 7 方案三电能平衡图

Fig. 7 Electric energy balance diagram in scheme 3

解槽进行电解。热电联产装置在 6:00—22:00 运行,覆盖电和热负荷高峰 6:00—9:00 和 18:00—21:00,夜间因低负荷和风机高发,23:00—24:00 和 1:00—5:00 时段热电联产装置不工作。方案三通过加入氢氧燃料电池,简化能源利用环节,专注于 20:00—24:00 和 1:00—5:00 时段的储能和电解。与方案二差异在于,在 17:00—19:00 时刻的热电高峰交叉时段,氢氧燃料电池额外运行,提升电能转化效率并降低园区运营成本。

通过对园区综合能源系统优化求解,得到 3 个不同方案的系统热平衡优化策略,方案一、方案二和方案三的系统热平衡优化结果分别如图 8~图 10 所示。

根据图 8~图 10 分析可知,园区的热负荷高峰主要集中在 5:00—8:00 和 15:00—21:00 时段内,主要的供热设备为燃气锅炉,方案一和方案二共享相同热源。方案三在方案一、方案二基础上加入氢氧燃料电池,增强新能源利用,尤其在热负荷高峰期。方案二通过电转气技术,将过剩新能源转化为天然气,尤其在 7:00—9:00 和 17:00—19:00 的热电高峰交叉时段,提高 CHP 效率,相比方案一,CHP 出力显著增

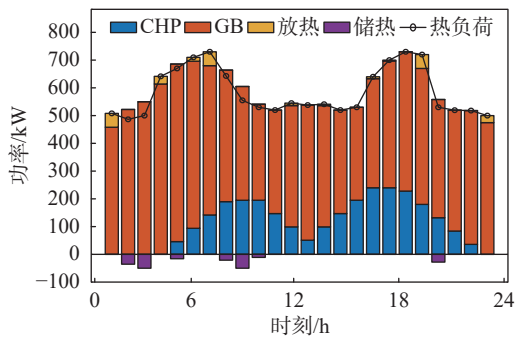


图 8 方案一热能平衡图

Fig. 8 Thermal energy balance diagram in scheme 1

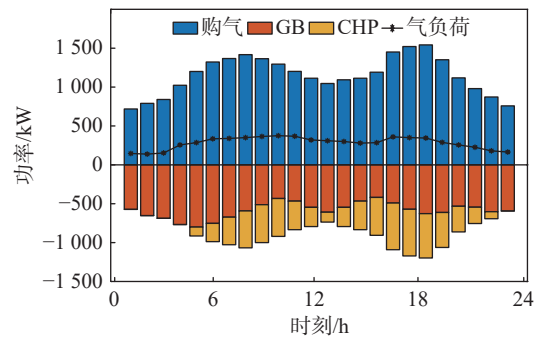


图 11 方案一气功率平衡图

Fig. 11 Gas power balance diagram in scheme 1

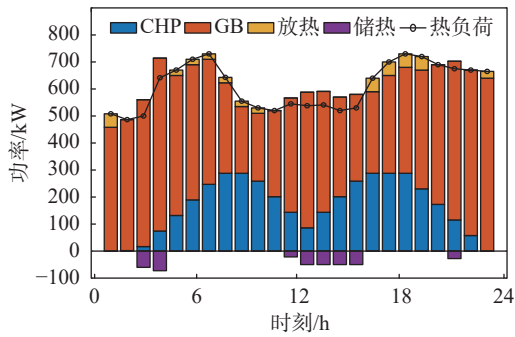


图 9 方案二热能平衡图

Fig. 9 Thermal energy balance diagram in scheme 2

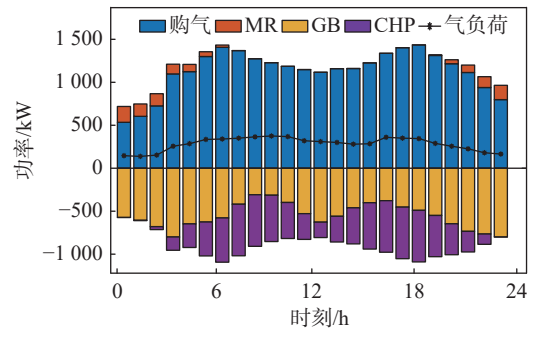


图 12 方案二气负荷功率平衡图

Fig. 12 Gas power balance diagram in scheme 2

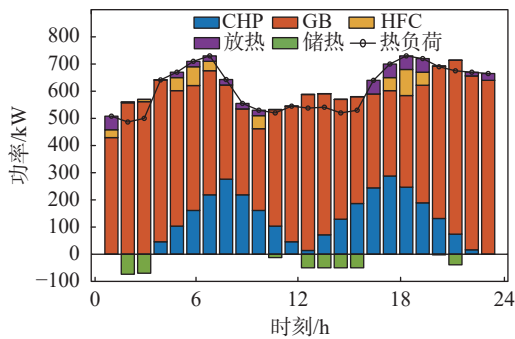


图 10 方案三热能平衡图

Fig. 10 Thermal energy balance diagram in scheme 3

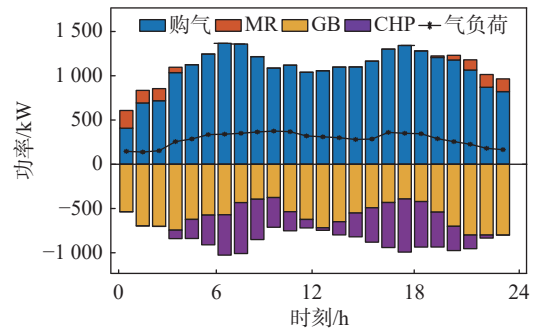


图 13 方案三气功率平衡图

Fig. 13 Gas power balance diagram in scheme 3

加。方案三的氢氧燃料电池主要在 5:00—7:00 和 18:00—20:00 运行, 直接利用氢气效率高于转化为天然气, 电热高峰时段增加燃料电池出力, 减少 CHP 出力。储热罐在热负荷低谷时储热, 高峰时放热。

方案一、方案二和方案三的系统气功率平衡分别如图 11~图 13 所示。

根据图 11~图 13 分析可知, 园区的气负荷主要是燃气锅炉、热电联产装置及园区日常燃气使用, 方案一购气最多, 费用 9 921 元。方案二和方案三通过

电转气减少购气, 费用分别降低 313 元和 483 元。方案二电转气主要在 21:00—24:00 和 1:00—6:00 运行, 有效利用风电。方案三加入氢氧燃料电池, 减少了甲烷化需求。

3.5 电转气环节出力分析

方案二和方案三的系统氢功率平衡分别如图 14~图 15 所示。

方案二为传统电转气模式, 在风机高发时段 20:00—24:00 和 1:00—4:00 电解水制氢并进行甲烷化。方案三在此基础上加入氢氧燃料电池, 增强电热气

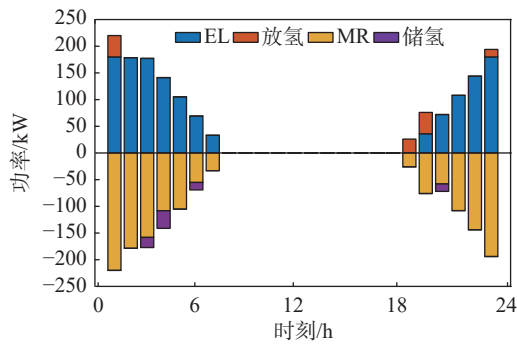


图 14 方案二氢功率平衡图

Fig. 14 Hydrogen power balance diagram in scheme 2

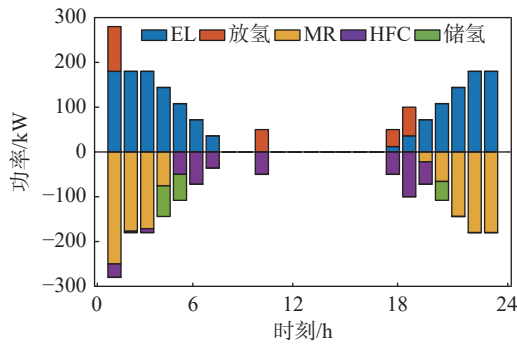


图 15 方案三氢功率平衡图

Fig. 15 Hydrogen power balance diagram in scheme 3

耦合, 高峰时段 6:00—9:00 和 18:00—20:00 运行燃料电池, 提高能源利用效率。方案三氢能利用更多样, 促进新能源消纳, 提升园区运行效率, 减少二氧化碳排放。

3.6 碳交易机制分析

为验证文章所提计及碳超额率的有效性, 设置 2 种不同的方案进行对比分析。

方案四: 在园区综合能源系统运行优化时, 考虑阶梯式碳交易机制, 考虑园区的购电成本、购气成本、弃风成本、弃光成本。

方案五: 在园区综合能源系统运行优化时, 考虑阶梯式碳超额率的碳交易机制, 考虑园区的购电成本、购气成本、弃风成本、弃光成本。

不同方案的优化结果如表 4 所示。

表 4 为运行优化调度结果。由表可知, 方案四考虑了阶梯式碳交易模型, 园区的总运行成本有所提升。相比方案四, 方案五引入了阶梯式碳超额率的碳交易模型, 总的运行成本相较于方案四提升了 2.2%, 二氧化碳的排放量下降了 9.9%, 弃风惩罚成本下降了 33.3%, 通过引入阶梯式碳超额率碳交易模

表 4 考虑碳交易机制前后运行对比

Tab. 4 Operation comparison before and after considering the carbon trading mechanism

参数	方案四	方案五
总运行成本/元	11 299	11 558
购电成本/元	1 917	1 858
购气成本/元	7 162	7 249
弃风成本/元	12	8
弃光成本/元	0	0
碳交易成本/元	2 208	2 443
二氧化碳排放量/kg	5 990	5 395

式, 能够促进园区对新能源的消纳能力, 有助于限制园区的二氧化碳排放。

综上可知, 在优化调度模型中引入碳交易成本之后, 能在不损害系统经济性的同时, 有效降低了系统的碳排放总量。阶梯式碳交易模型在针对规模大小不同的园区时, 设定区间长度不能够很好地适应, 区间长度过大时, 对小规模的园区限制作用不明显, 相反, 设置区间长度较小时, 大规模的园区将会支付较高的碳交易成本。文章所提出的碳超额率模型, 能够清晰地判断实际碳排放量超过碳配额的程度, 且能够对不同规模的园区, 对碳排放量有相同的约束能力。对比分析方案四和方案五, 考虑碳超额率的阶梯式碳交易模型, 更有利于限制园区碳排放, 加强新能源的消纳。因此, 文章所提策略能够实现系统经济性和环保性双赢。

3.7 碳交易机制参数对低碳经济调度影响

由于在碳排放权的配额交易中, 它所设置的相关交易条件将会对其内部各设备的工作状况造成直接影响。因此, 通过对碳交易基准价格、价格增长率、超额率不同程度进行仿真分析, 如图 16~图 18 所示, 具体分析碳超额率模型的实施效果及其对系统低碳经济运行的作用原理。

由图 16 可知, 碳交易基价低于 0.3 元/kg 时, 碳交易的基价上升显著减少了园区的碳排放量。超过 0.3 元/kg 后, 因系统的设备出力情况相对稳定, 碳排放量变化不大, 碳交易成本则随基价提高而增加。

当价格增长率为 (0.1, 0.45) 时, 随着价格增长率的增大, 二氧化碳排放量下降趋势明显, 由于碳交易价格增长率的提高, 碳交易成本随之增大, 为了减小碳交易成本, 系统选择调整内部设备的出力分布以

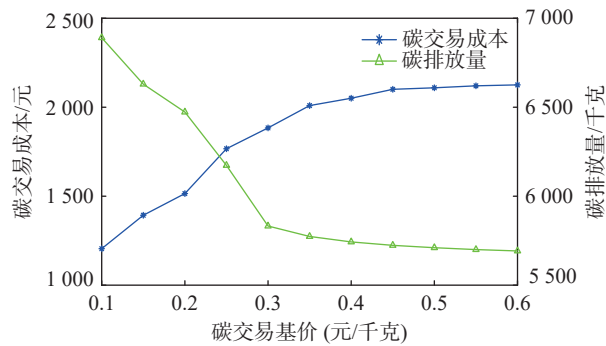


图 16 碳交易基价分析

Fig. 16 Analysis of carbon trading base price

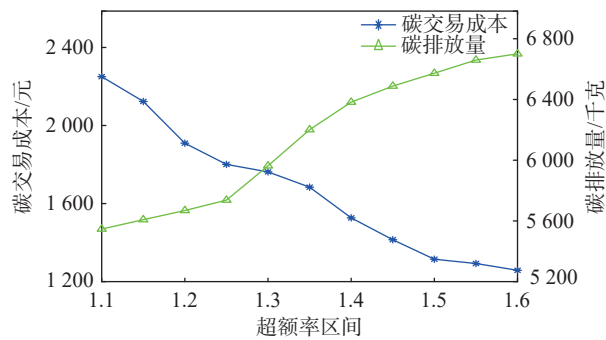


图 17 价格增长率分析

Fig. 17 Analysis of price growth rate

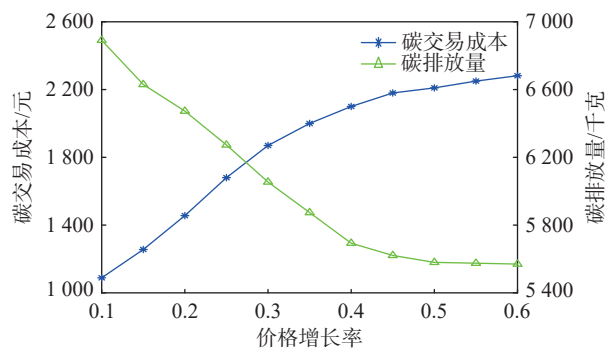


图 18 碳超额率分析

Fig. 18 Analysis of carbon excess rate

减少碳排放;同时由于 IES 内部固有负荷需求,当价格增长率为 (0.45, 0.6) 时,设备的出力分布趋于稳定,二氧化碳排放量的变化趋势缓慢,碳交易成本趋于稳定。

当碳超额率区间长度在 (1.1, 1.35) 范围时,由超额率区间较小,由于园区考虑运行的经济成本,对二氧化碳的排放量影响较大,限制作用比较明显。当超额率在 1.45 的时候出现了明显的拐点。在当碳超额率区间长度在 (1.45, 1.6) 范围时,超额率区间长度

相对较大,对园区二氧化碳的排放量限制作用较小,二氧化碳的排放量明显不断上升。由于碳超额率区间设置的不断增大,使得阶梯式碳超额率对二氧化碳限制作用不够明显,碳交易成本不断地降低,对园区的碳排放作用不明显,不能够实现园区的减排及低碳运行的效果。

通过对碳交易机制参数敏感性分析,能够得到以下相关结论,当碳交易基价大于 0.3 元/kg 时,园区的二氧化碳排放量趋于稳定状态,碳交易基价的改变对二氧化碳的排放限制作用不明显,只会增加园区的碳交易成本。在价格增长率方面,当价格增长率等于 0.45 时,对园区的碳排放限制效果最明显;大于 0.45 时,价格增长率的变化对园区二氧化碳的限制作用较小。在碳超额率区间方面,当超额率区间设置成 1.45 时,对园区碳排放量的限制效果较好;当碳超额率大于 1.45 时,对园区碳排放限制效果不明显。根据对以上参数的分析,为限制园区的二氧化碳排放量,且能够控制交易成本,对碳交易机制相关参数的设置至关重要。

4 结论

文章提出了一种基于电转气的园区优化调度方案,建立了园区综合能源系统日前优化调度模型,引入储氢罐和氢燃料电池。建立以园区的运行经济成本最低作为目标函数,建立能源设备及园区综合能源系统的供需平衡约束条件,采用 YALMIP 工具箱调用 CPLEX 求解器进行求解,得到不同能源设备的运行策略,结论如下:

1)通过电转气的两阶段模型,将园区电-气-热三种能源加强耦合,借助氢氧燃料电池,深入挖掘氢气的应用潜能,使其成为电热之间的关键纽带,这种方法降低了能源转换过程中的能量损失,而且可再生能源的利用效率显著提高。

2)电转气的两阶段模型与传统模型相比,能够提高氢能的利用效率,方案三与方案二相比总运行成本减少 223 元,减少了园区的购电和购气费用。因此,对电转气的模型精细化处理后,增加氢能的使用方式,能够有效降低园区的运行成本,提高能源利用率。

3)在园区综合能源系统引入碳超额率的阶梯式碳交易模型,有助于限制园区碳排放量,促进园区的

低碳经济运行,通过对优化结果分析,证明了碳超额率的阶梯式碳交易模型相比阶梯式碳交易机制在碳减排方面的作用更加明显。

4)通过对分析碳超额率的阶梯式碳交易机制中不同参数对园区综合能源系统的影响。碳交易机制相关参数的合理设置,能够对园区的碳排放起到引导作用。

参考文献:

- [1] 何鑫,尹璐,涂彬,等.我国综合能源服务的现状与发展趋势[J].中国电力企业管理,2020(31):51-53. DOI: 10.3969/j.issn.1007-3361.2020.31.013.
HE X, YIN L, TU B, et al. Status quo and development trend of integrated energy services in China [J]. China power enterprise management, 2020(31): 51-53. DOI: 10.3969/j.issn.1007-3361.2020.31.013.
- [2] 雷博涵.国家能源局印发《2022年能源工作指导意见》[N].国家电网报,2022-03-30(001). DOI: 10.28266/n.cnki.ngjdw.2022.000873.
LEI B H. National Energy Administration issues guiding opinions on energy work in 2022 [N]. State grid news, 2022-03-30(001). DOI: 10.28266/n.cnki.ngjdw.2022.000873.
- [3] 崔全胜,白晓民,董伟杰,等.用户侧综合能源系统规划运行联合优化[J].中国电机工程学报,2019,39(17):4967-4981. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.181874.
CUI Q S, BAI X M, DONG W J, et al. Joint optimization of planning and operation in user-side multi-energy systems [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(17): 4967-4981. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.181874.
- [4] CHEN X Y, KANG C Q, O'MALLEY M, et al. Increasing the flexibility of combined heat and power for wind power integration in China: modeling and implications [J]. IEEE transactions on power systems, 2015, 30(4): 1848-1857. DOI: 10.1109/TPWRS.2014.2356723.
- [5] WANG C S, LV C X, LI P, et al. Modeling and optimal operation of community integrated energy systems: a case study from China [J]. Applied energy, 2018, 230: 1242-1254. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.09.042.
- [6] GE P D, HU Q R, WU Q W, et al. Increasing operational flexibility of integrated energy systems by introducing power to hydrogen [J]. IET renewable power generation, 2020, 14(3): 372-380. DOI: 10.1049/iet-rpg.2019.0663.
- [7] 张晓辉,刘小琰,钟嘉庆.考虑奖惩阶梯型碳交易和电-热转移负荷不确定性的综合能源系统规划[J].中国电机工程学报,2020,40(19):6132-6141. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.191302.
ZHANG X H, LIU X Y, ZHONG J Q. Integrated energy system planning considering a reward and punishment ladder-type carbon trading and electric-thermal transfer load uncertainty [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(19): 6132-6141. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.191302.
- [8] ZHANG X H, ZHAO X X, ZHONG J Q, et al. Low carbon multi-objective scheduling of integrated energy system based on ladder light robust optimization [J]. International transactions on electrical energy systems, 2020, 30(9): e12498. DOI: 10.1002/2050-7038.12498.
- [9] 董帅,王成福,梁军,等.计及电转气运行成本的综合能源系统多目标日前优化调度[J].电力系统自动化,2018,42(11):8-15. DOI: 10.7500/AEPS20170721003.
DONG S, WANG C F, LIANG J, et al. Multi-objective optimal day-ahead dispatch of integrated energy system considering power-to-gas operation cost [J]. Automation of electric power systems, 2018, 42(11): 8-15. DOI: 10.7500/AEPS20170721003.
- [10] 邓逸天,王宇辉,黄景光,等.考虑需求响应的含P2G电-气综合能源系统优化调度[J].智慧电力,2020,48(12):8-13,32. DOI: 10.3969/j.issn.1673-7598.2020.12.003.
DENG Y T, WANG Y H, HUANG J G, et al. Optimal dispatch of integrated electricity-gas system with power to gas considering demand response [J]. Smart power, 2020, 48(12): 8-13,32. DOI: 10.3969/j.issn.1673-7598.2020.12.003.
- [11] 张涛,郭玥彤,李逸鸿,等.计及电气热综合需求响应的区域综合能源系统优化调度[J].电力系统保护与控制,2021,49(1):52-61. DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.200167.
ZHANG T, GUO Y T, LI Y H, et al. Optimization scheduling of regional integrated energy systems based on electric-thermal-gas integrated demand response [J]. Power system protection and control, 2021, 49(1): 52-61. DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.200167.
- [12] 卢涛.计及碳排放与可再生能源配额制的综合能源系统优化[D].昆明:昆明理工大学,2021. DOI: 10.27200/d.cnki.gkmlu.2021.000990.
LU T. Integrated energy system optimisation taking into account carbon emission and renewable energy quota system [D]. Kunming: Kunming University of Science and Technology, 2021. DOI: 10.27200/d.cnki.gkmlu.2021.000990.
- [13] 李淑珍.基于博弈论的区域综合能源系统运营策略研究[D].济南:山东大学,2021. DOI: 10.27272/d.cnki.gshdu.2021.005253.
LI S Z. Research on operation strategy of regional integrated energy system based on game theory [D]. Jinan: Shandong University, 2021. DOI: 10.27272/d.cnki.gshdu.2021.005253.
- [14] 崔帅,唐晓宁,张彬,等.合成气甲烷化过程热力学分析[J].计算机与应用化学,2015(4):419-425. DOI: 10.11719/com.app.chem20150407.
CUI S, TANG X N, ZHANG B, et al. Thermodynamic analysis for the synthesis process of methane [J]. Computers and applied chemistry, 2015(4): 419-425. DOI: 10.11719/com.app.chem20150407.
- [15] 蒙浩,吕泽伟,韩敏芳.日本家用燃料电池热电联供系统商业化应用分析[J].中外能源,2018,23(10):1-8.

- MENG H, LÜ Z W, HAN M F. Commercial application of household fuel cell CHP system in Japan [J]. *Sino-global energy*, 2018, 23(10): 1-8.
- [16] 陈云, 刘东, 高飞, 等. 考虑电转气环节氢能精细化利用的区域综合能源系统日前优化调度 [J]. *供用电*, 2021, 38(11): 59-67. DOI: [10.19421/j.cnki.1006-6357.2021.11.010](https://doi.org/10.19421/j.cnki.1006-6357.2021.11.010).
- CHEN Y, LIU D, GAO F, et al. Day-ahead optimal dispatching of regional integrated energy system considering refined utilization of hydrogen in power to gas process [J]. *Distribution & utilization*, 2021, 38(11): 59-67. DOI: [10.19421/j.cnki.1006-6357.2021.11.010](https://doi.org/10.19421/j.cnki.1006-6357.2021.11.010).
- [17] 张又中, 张兴平, 檀勤良. 考虑碳捕集和电转气技术耦合的多能互补系统协同规划 [J]. *可再生能源*, 2021, 39(8): 1107-1116. DOI: [10.3969/j.issn.1671-5292.2021.08.018](https://doi.org/10.3969/j.issn.1671-5292.2021.08.018).
- ZHANG Y Z, ZHANG X P, TAN Q L. Collaborative planning method for multi-energy system considering the coupling of power-to-gas and carbon capture technology [J]. *Renewable energy resources*, 2021, 39(8): 1107-1116. DOI: [10.3969/j.issn.1671-5292.2021.08.018](https://doi.org/10.3969/j.issn.1671-5292.2021.08.018).
- [18] 石梦舒, 宋志成, 黄元生. 考虑绿氢制取和碳捕捉的电转气综合效益评价 [J]. *南方能源建设*, 2023, 10(3): 74-88. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.03.008](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.03.008).
- SHI M S, SONG Z C, HUANG Y S. Comprehensive benefit evaluation of power to gas conversion considering green hydrogen production and carbon capture [J]. *Southern energy construction*, 2023, 10(3): 74-88. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.03.008](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.03.008).
- [19] 廖远旭, 董英瑞, 孙翔, 等. 可再生能源制氢综合能源管理平台研究 [J]. *南方能源建设*, 2022, 9(4): 47-52. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.04.006](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.04.006).
- LIAO Y X, DONG Y R, SUN X, et al. Research on comprehensive energy management platform for hydrogen production from renewable energy [J]. *Southern energy construction*, 2022, 9(4): 47-52. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.04.006](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.04.006).
- [20] SUN W, HARRISON G P, DODDS P E. A multi-model method to assess the value of power-to-gas using excess renewable [J]. *International journal of hydrogen energy*, 2022, 47(15): 9103-9114. DOI: [10.1016/j.ijhydene.2021.12.248](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.12.248).
- [21] 李江繁, 吴何来. 双碳目标下我国碳市场发展分析及建议 [J]. *南方能源建设*, 2022, 9(4): 118-126. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.04.015](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.04.015).
- LI W F, WU H L. Analysis and suggestions for the development of carbon emissions trading markets in China under carbon peak and neutrality goals [J]. *Southern energy construction*, 2022, 9(4): 118-126. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.04.015](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.04.015).
- [22] MA Y M, WANG H X, HONG F, et al. Modeling and optimization of combined heat and power with power-to-gas and carbon capture system in integrated energy system [J]. *Energy*, 2021, 236: 121392. DOI: [10.1016/j.energy.2021.121392](https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121392).
- [23] 刘巍, 袁韩生. 数据中心天然气分布式能源冷电联供技术方案与经济性分析 [J]. *南方能源建设*, 2019, 6(2): 112-117. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2019.02.020](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2019.02.020).
- LIU W, YUAN H S. Technical solution and economic analysis for natural gas distributed energy unit combined cooling and power supply of data center [J]. *Southern energy construction*, 2019, 6(2): 112-117. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2019.02.020](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2019.02.020).

作者简介:



姜立兵(第一作者)

1970-, 男, 高级工程师, 学士, 研究方向为新能源技术等(email)scj010606@163.com。

姜立兵

庞万(通信作者)

1999-, 男, 硕士在读, 研究方向为新能源控制与并网技术等(email)pangwan0902@163.com。

项目简介:

项目名称 辽宁省自然科学基金联合基金面上项目(2023-MSLH-263)

承担单位 沈阳工业大学

项目概述 区域综合能源系统是多能源系统的主要形式之一, 系统的框架结构, 设备组成优化运行是研究多能源系统的基础, 提高综合能源系统低碳经济高效运行, 是促进能源消费向电气、高效化的关键。针对区域综合能源系统中多种能源的耦合方式和不同用能时段的碳排放量难以监测的问题, 本项目研究考虑冷热电气耦合特性的低碳区域综合能源系统优化方法。

主要创新点 (1)以实现多能源系统的集成, 打破不同能源系统之间独立运行为目标, 建立电热综合能源系统的能源集线器模型, 提出基于能源集线器及区域混合能源站的能源耦合分配方法;(2)针对当前区域综合能源系统研究中未详细文摘考虑各子系统协调运行效果的现状, 建立在不同负荷结构、多时段、多场景运行模式下的优化分析模型, 提出计及能源子系统关键特征变量的区域综合能源系统的多场景低碳经济运行方法;(3)针对现有区域综合能源系统大多对优化因素考虑单一, 使用固定电价导致优化结果与实际存在偏差的问题, 构建以能源利用率、二氧化碳排放量和系统运行总费用为优化目标的三级协同优化模型, 提出一种计及分时电价的区域综合能源系统三级协同优化方法, 从而实现考虑冷热电气耦合特性的低碳区域综合能源系统的优化控制。

(编辑 徐嘉铖)