

文章编号:1006-2467(2021)12-1586-12

DOI: 10.16183/j.cnki.jsjtu.2021.339

考虑高比例新能源消纳的多能源园区 日前低碳经济调度

吕祥梅¹, 刘天琪¹, 刘 绚², 何 川¹, 南 璐², 曾 红³

(1. 四川大学 电气工程学院, 成都 610065; 2. 湖南大学 电气与信息工程学院, 长沙 410000;
3. 国网四川省电力公司天府新区供电公司, 成都 610213)

摘 要: 为提高清洁能源利用率和降低碳排放, 缓解全球能源危机和温室效应, 提出一种考虑高比例新能源消纳的多能源园区日前低碳经济调度模型. 首先, 向园区引入储气设备和储热设备后, 进一步挖掘能源耦合设备的潜力, 探究电动汽车充电方式的影响; 其次, 基于阶梯型价格曲线建立了价格型联合热电需求响应模型; 然后, 考虑综合能源系统低碳运行, 构建了碳捕集和储碳设备模型; 最后, 提出多能源园区日前低碳经济调度混合整数线性规划模型. 算例分析表明, 所提模型能提高能源利用率和园区调度灵活性, 有效降低园区碳排放量, 增加园区收益, 促进高比例新能源的消纳.

关键词: 新能源消纳; 电动汽车; 价格型联合热电需求响应; 碳交易; 经济调度

中图分类号: TM 73

文献标志码: A

Low-Carbon Economic Dispatch of Multi-Energy Park Considering High Proportion of Renewable Energy

Lǚ Xiangmei¹, LIU Tianqi¹, LIU Xuan², HE Chuan¹, NAN Lu², ZENG Hong³

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China; 2. College of Electrical and Information Engineering, Hunan University, Changsha 410000, China; 3. Tianfu Power Supply Company, State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610213, China)

Abstract: To improve the utilization rate of clean energy, reduce carbon emissions, and alleviate the global energy crisis and greenhouse effect, a low-carbon economic dispatch model of multi-energy park considering high proportion of new energy consumption is proposed. First, after introducing the gas storage and heat storage equipment to the park, the potential of energy coupled devices is further tapped, and the impact of electric vehicle charging mode is explored. Then, based on the stepwise price curve, a price-based integrated thermo-electric demand response model is established. Moreover, considering the low-carbon operation of the integrated energy system, a carbon capture and storage equipment model is built. Furthermore, a mixed integer linear programming model for low-carbon economic dispatch before the day of the multi-energy park is proposed. The example analysis shows that the proposed model can improve the energy utilization rate and the scheduling flexibility of the park, effectively reduce the carbon emissions of the park, increase the income of the park, and promote the consumption of high proportion of new energy.

收稿日期: 2021-09-07

基金项目: 四川省科技计划资助项目(2021YFSY0051)

作者简介: 吕祥梅(1997-), 女, 云南省曲靖市人, 硕士生, 主要从事综合能源系统方面研究.

通信作者: 何 川, 男, 副教授, 博士生导师; E-mail: he_chuan@scu.edu.cn.

Key words: renewable energy consumption; electric vehicles; price-based integrated thermo-electric demand response; carbon trading; economic dispatch

多能源园区是能源互联网最末端的直观表现形式^[1],其耦合多种能源,协调调度多样供能系统,提升能源利用率和降低能源系统的经济成本^[2].近年来,随着全球能源危机和温室效应的加重,发展清洁能源和提高用能质量已经成为各国共识.因此,为持续推进我国能源转型升级,促进用能高质量发展,多能源园区有望成为“十四五”期间能源发展的关键^[3].同时,我国力争 2030 年前实现碳达峰,2060 年前实现碳中和,多能源园区的碳排放逐渐成为研究热点^[4].此外随着多能源园区的逐渐发展,风电(WT)、光伏(PV)等可再生能源接入比例不断增加,园区内供需平衡出现新的挑战,高比例新能源消纳问题亟待解决^[5].在此背景下,研究考虑高比例新能源消纳的多能源园区日前低碳经济调度问题具有重要意义.

为解决多能源园区高比例新能源消纳问题,专家学者提出向多能源园区引入能源耦合设备,增强园区多能互补.热电联产(CHP)能够实现能源的梯级利用,充分挖掘电热关系,提高电能和热能的利用率;电转气设备(P2G)能够消纳园区内过剩的新能源出力,增加电-气能量交换效率;储能设备利用“时移特性”一定程度打破了各能源间的耦合制约,增加能量传输和中转的灵活性.文献[5-6]建立 CHP 模型,利用储热装置解耦热电关系,提出促进可再生能源消纳的优化方法.文献[7]为促进能源耦合利用率,从 P2G 两阶段运行入手,构建了含 P2G 的热电联产变效率模型.文献[8]中 P2G 的耗电功率由弃风功率提供,直接消纳弃风功率.文献[9]引入储热设备且用储热因子描述储热设备的状态,进而给出一种分层优化调度策略.文献[10]考虑供能管网和储能水罐的储能特性,建立了工业园区多能源系统日前优化调度模型.虽然向多能源园区引入 CHP、P2G 等能源耦合设备能有效促进高比例新能源的消纳,但是各耦合设备的潜能还可以进一步挖掘.

此外,发展清洁无污染的电动汽车是促进多能源园区经济运行的重要一步.文献[11]采用电动汽车与地源热泵协同作用促进风电消纳.文献[12]从供需平衡和多能互补的角度出发,研究电动汽车的接入对园区经济性的影响.另一方面,随着需求响应技术的不断成熟,需求响应逐渐成为增加高比例新能源消纳的有效手段.文献[13-15]采用价格型需求

弹性矩阵来表示电价变化率对负荷变化率的影响,进而建立电价型需求响应模型.文献[16]建立包含可转移可中断电负荷、可转移不可中断电负荷、灵活的热负荷和冷负荷等多类型负荷的综合需求响应模型.文献[17]为促进电网和气网的协调调度运行,建立了气电联合需求响应.可见,已有的考虑需求响应的多能源园区优化调度研究,较多文献只考虑电需求响应对园区运行的影响,对多元负荷需求响应研究较少,价格型需求响应多以需求弹性矩阵为基础进行建模.

多能源园区的低碳经济运行需要各类低碳技术和合理的市场机制共同作用.文献[18]将捕集的二氧化碳供给 P2G 消耗,剩余部分制成液态二氧化碳和干冰,提升了系统的综合能效.文献[19]给出一种以储碳设备为枢纽连接碳捕集电厂和 P2G 的灵活运行模式.文献[20]挖掘富氧燃烧技术对综合能源系统低碳排放的优势,以综合成本最小为目标建立系统低碳经济调度模型.碳中和是我国现代能源转型的关键因素,多能源园区的低碳经济调度仍是目前研究的重点.

在上述研究基础上,为进一步促进多能源园区高比例新能源的消纳和低碳经济运行,首先,本文引入热储能和气储能设备分别配合电锅炉和 P2G,充分发挥各能源耦合设备的优势;其次,对园区电动汽车进行有序充电建模,探究电动汽车的可控性对园区负荷“削峰填谷”的影响;再次,考虑不同能源形式的需求响应资源,基于阶梯型价格曲线建立价格型联合热电需求响应模型;然后,借鉴综合能源系统碳交易机制实现碳捕集设备、储碳设备和 P2G 的协调配合,并建立了多能源园区碳交易模型;最后,以考虑碳交易成本的园区社会福利最大为目标函数建立了多能源园区日前低碳经济调度模型,并通过算例仿真验证了所提模型在园区高比例新能源消纳和低碳经济运行方面的积极作用.

1 多能源园区组成

本文构建的多能源园区是电-气-热耦合系统,具体如图 1 所示.园区内电负荷由风机、光伏阵列、热电联产机组、燃气轮机和上级电网供给,热负荷由热电联产机组、电锅炉和储热设备供能.碳捕集设备把从热电联产机组和燃气轮机捕集的二氧化碳直接

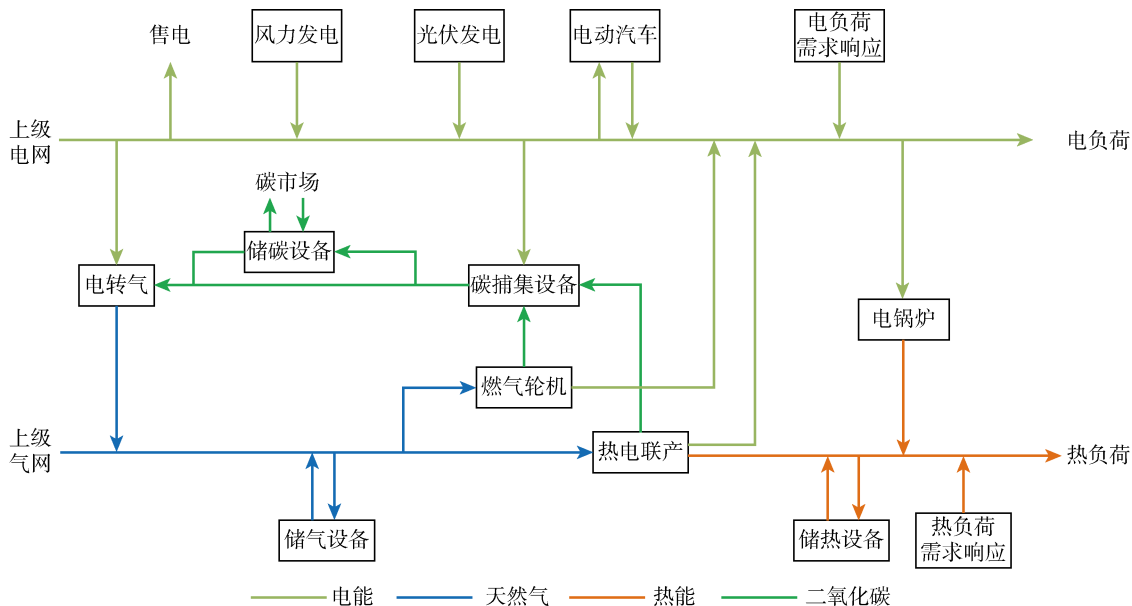


图1 多能源园区具体组成

Fig. 1 Specific composition of a multi-energy park

供给电转气设备或者存入储碳设备. 多能源园区与上级电网、气网进行双向能量交换. 为了进一步促进能源利用, 向园区引入电动汽车并考虑电、热需求响应.

2 考虑碳交易的多能源园区日前经济调度模型

2.1 目标函数

多能源园区日前低碳经济调度模型的目标函数是社会效益最大化, 即价格型联合热电需求响应收益减去二氧化碳相关成本、园区运行成本、弃风弃光惩罚成本与失负荷惩罚成本之和最大. 其中, 二氧化碳相关成本由碳交易成本、购碳成本与售碳收益组成, 园区运行成本包括机组发电成本、启停成本、购电/气成本、售电/气收益.

$$\max(C^{\text{dr}} - C^{\text{CO}_2} - C^{\text{o}} - C^{\text{cur}} - C^{\text{los}}) \quad (1)$$

$$C^{\text{dr}} = \sum_t \left\{ \sum_e \sum_k C_{ekt}^{\text{dr}} P_{ekt}^{\text{dr}} + \sum_h \sum_k C_{hkt}^{\text{dr}} H_{hkt}^{\text{dr}} \right\} \quad (2)$$

$$C^{\text{CO}_2} = \sum_t [C^{\text{tra}}(M_t^{\text{e}} - D_t) + C^{\text{buy}} M_t^{\text{b}} - C^{\text{sel}} M_t^{\text{s}}] \quad (3)$$

$$C^{\text{o}} = \sum_t \left\{ \sum_{i \in U} C_i^{\text{f}} \left[\sum_k c_{ik} P_{ikt} + N_i I_{it} + C_{it}^{\text{u}} + C_{it}^{\text{d}} \right] + C_{gt}^{\text{buy}} P_{gt}^{\text{in}} - C_{gt}^{\text{sel}} P_{gt}^{\text{out}} + C_g^{\text{buy}} P_{gt}^{\text{in}} - C_g^{\text{sel}} P_{gt}^{\text{out}} \right\} \quad (4)$$

$$C^{\text{cur}} = \sum_t \left[\sum_r (C_r^{\text{cur}} P_{rt}^{\text{cur}}) + \sum_w (C_w^{\text{cur}} P_{wt}^{\text{cur}}) \right] \quad (5)$$

$$C^{\text{los}} = \sum_t \left[\sum_e (C_{et}^{\text{los}} v_{et}) + \sum_h (C_{ht}^{\text{los}} v_{ht}) \right] \quad (6)$$

$$D_t = r^{\text{c}} \left(\sum_p P_{pt}^{\text{CHP}} + \sum_q P_{qt}^{\text{GT}} \right) \quad (7)$$

式中: C^{dr} 为价格型联合热电需求响应获得的收益; C^{CO_2} 为二氧化碳相关成本; C^{o} 为园区运行成本; C^{cur}

为弃风/光惩罚成本; C^{los} 为失负荷惩罚成本; t 为调度时间; e 为电负荷; h 为热负荷; k 为分段数; C_{ekt}^{dr} 和 C_{hkt}^{dr} 分别为第 k 段的需求响应电负荷、热负荷在 t 时刻的投标价格; P_{ekt}^{dr} 和 H_{hkt}^{dr} 分别为第 k 段的需求响应电、热负荷在 t 时刻的电、热功率; C^{tra} 为碳交易价格; M_t^{e} 为园区 t 时刻的碳排放量; D_t 为园区 t 时刻的碳排放配额; C^{buy} 为向碳市场购碳的单位价格; C^{sel} 为向碳市场售碳的单位价格; M_t^{b} 为 t 时刻购碳量; M_t^{s} 为 t 时刻售碳量; i 为发电机组索引; U 为非燃气机组合集; C_i^{f} 为非燃气机组的购能价格; c_{ik} 为机组 i 在第 k 段的耗能增量; P_{ikt} 为机组 i 在 t 时刻第 k 段的发电功率; N_i 为机组 i 不带负荷时的能耗量; I_{it} 为机组 i 在 t 时刻的启停状态; C_{it}^{u} 和 C_{it}^{d} 分别为机组 i 在 t 时刻的启、停费用; C_{gt}^{buy} 和 C_{gt}^{sel} 分别为园区向上级电网购电、售电价格; P_{gt}^{in} 和 P_{gt}^{out} 分别为园区向上级电网购电、售电功率; C_g^{buy} 和 C_g^{sel} 分别为购气价和售气价; P_{gt}^{in} 和 P_{gt}^{out} 分别为园区向上级气网购气、售气功率; r 为风机索引; w 为光伏索引; C_r^{cur} 、 C_w^{cur} 分别为弃风和弃光惩罚单位价格; P_{rt}^{cur} 、 P_{wt}^{cur} 分别为园区 t 时刻的弃风功率和弃光功率; C_{et}^{los} 和 C_{ht}^{los} 分别为失电、热负荷的惩罚价格; v_{et} 和 v_{ht} 分别为失电负荷、热负荷变量; r^{c} 为单位电量的碳排放基准额度; p 为 CHP 机组索引; q 为燃气轮机索引; P_{pt}^{CHP} 、 P_{qt}^{GT} 分别为第 p 台 CHP 机组和第 q 台燃气轮机的发电功率. 式(1)为社会效益最大化; 式(2)为价格型联合热电需求响应收益; 式(3)为二氧化碳相关成本; 式(4)为园区运行成本; 式(5)为弃风弃光惩罚成本; 式(6)为失负荷

惩罚成本;式(7)为园区碳排放配额计算式。

2.2 约束条件

2.2.1 电量平衡约束

$$\begin{aligned} \sum_r (P_{rt}^{\text{WT}} - P_{rt}^{\text{cur}}) + \sum_w (P_{wt}^{\text{PV}} - P_{wt}^{\text{cur}}) + \sum_i P_{it} + \\ \sum_p P_{pt}^{\text{CHP}} + \sum_q P_{qt}^{\text{GT}} + \sum_l P_{lt}^{\text{EV,d}} + P_{et}^{\text{in}} = \\ \sum_e P_{et}^{\text{a}} + \sum_m P_{mt}^{\text{P2G}} + \sum_n P_{nt}^{\text{EB}} + \\ \sum_l P_{lt}^{\text{EV,c}} + P_t^{\text{c}} + P_{et}^{\text{out}} \end{aligned} \quad (8)$$

式中: P_{rt}^{WT} 和 P_{wt}^{PV} 分别为第 r 台风机和第 w 台光伏 t 时刻的出力; P_{it} 为非燃气机组 i 在 t 时刻的出力; l 为电动汽车索引; $P_{lt}^{\text{EV,c}}$ 、 $P_{lt}^{\text{EV,d}}$ 分别为电动汽车在 t 时刻的充、放电功率; P_{et}^{a} 为 t 时刻考虑需求响应后的实际电负荷量; m 为 P2G 索引; P_{mt}^{P2G} 为第 m 台 P2G 在 t 时刻的耗电功率; n 为电锅炉索引; P_{nt}^{EB} 为第 n 台电锅炉在 t 时刻的耗电功率; P_t^{c} 为碳捕集设备的能耗。

在多能源园区内,不考虑网络潮流约束,燃气轮机和 P2G 相当于连接在一个节点上,燃气机组和 P2G 不能同时运行^[17]。

热电联产机组、燃气轮机、电锅炉与电转气设备约束、天然气平衡约束、热量平衡约束、储能约束、失负荷约束、弃风光约束和园区与上级网络功率交换约束与文献[21]类似,此处不再赘述。

2.2.2 电动汽车有序充放电约束

$$\left. \begin{aligned} I_{lt} &= I_{lt}^{\text{arr}} + I_{lt}^{\text{all}} \\ I_{lt}^{\text{EV,c}} &\leq I_{lt}^{\text{all}} \\ I_{lt}^{\text{EV,d}} &\leq I_{lt}^{\text{all}} \\ I_{lt}^{\text{EV,c}} + I_{lt}^{\text{EV,d}} &\leq 1 \end{aligned} \right\} \quad (9)$$

$$0 \leq P_{lt}^{\text{EV,c}} \leq I_{lt}^{\text{EV,c}} P_{lt}^{\text{c,ra}} \quad (10)$$

$$0 \leq P_{lt}^{\text{EV,d}} \leq I_{lt}^{\text{EV,d}} P_{lt}^{\text{d,ra}} \quad (11)$$

$$-(1 - I_{lt}^{\text{arr}})M \leq S_{lt}^{\text{EV}} - S_{lt,0}^{\text{EV}} \leq (1 - I_{lt}^{\text{arr}})M \quad (12)$$

$$-(1 - I_{lt}^{\text{all}})M \leq S_{lt}^{\text{EV}} - S_{lt(t-1)}^{\text{EV}} - \frac{\eta_l^{\text{EV,c}} P_{lt}^{\text{EV,c}}}{E_l^{\text{EV}}} +$$

$$\frac{P_{lt}^{\text{EV,d}}}{\eta_l^{\text{EV,d}} E_l^{\text{EV}}} \leq (1 - I_{lt}^{\text{all}})M \quad (13)$$

$$-(1 - I_{lt}^{\text{dep}})M \leq S_{lt}^{\text{EV}} - S_{lt,T}^{\text{EV}} \leq (1 - I_{lt}^{\text{dep}})M \quad (14)$$

$$S_{lt}^{\text{EV,min}} I_{lt} \leq S_{lt}^{\text{EV}} \leq S_{lt}^{\text{EV,max}} I_{lt} \quad (15)$$

式中: I_{lt}^{arr} 为电动汽车接入时刻的 0-1 变量,接入时刻为 1,其余时刻为 0; I_{lt}^{all} 为电动汽车充、放电时间,在接入时间后一时刻到离开时间为 1,其余时间为 0; I_{lt} 为接入时刻和充、放电时间之和; $I_{lt}^{\text{EV,c}}$ 为电动汽车充电状态,充电为 1,否则为 0; $I_{lt}^{\text{EV,d}}$ 为电动汽车放电状态,放电为 1,否则为 0; $P_{lt}^{\text{c,ra}}$ 、 $P_{lt}^{\text{d,ra}}$ 分别为电动汽车额定充、放电功率; M 为足够大正数; S_{lt}^{EV} 为

电动汽车电池荷电状态; $S_{lt,0}^{\text{EV}}$ 为电动汽车初始荷电状态; $S_{lt(t-1)}^{\text{EV}}$ 为电动汽车 $t-1$ 时刻的电池荷电状态; $\eta_l^{\text{EV,c}}$ 和 $\eta_l^{\text{EV,d}}$ 分别为电动汽车充、放电效率; E_l^{EV} 为电动汽车电池容量; I_{lt}^{dep} 为电动汽车离开时刻,离开时刻为 1,其余时刻为 0; $S_{lt,T}^{\text{EV}}$ 为电动汽车离开时刻电池荷电状态; $S_{lt}^{\text{EV,min}}$ 和 $S_{lt}^{\text{EV,max}}$ 分别为电池荷电状态的下限和上限。式(9)为电动汽车充放电状态约束;式(10)和(11)分别为充、放电功率约束;式(12)为电动汽车电池初始荷电状态计算式;式(13)为电动汽车电池荷电状态约束;式(14)为电动汽车充电完成离开园区时电池荷电状态约束;式(15)为电动汽车电池荷电状态上下限约束。

2.2.3 碳捕集与碳储存约束

$$M_t^{\text{c}} = \sum_p M_{pt}^{\text{CHP}} + \sum_q M_{qt}^{\text{GT}} + M_t^{\text{gri}} - M_t^{\text{c}} \quad (16)$$

$$M_t^{\text{c}} + M_t^{\text{out}} - M_t^{\text{in}} + M_t^{\text{b}} = \sum_m M_{mt}^{\text{P2G}} + M_t^{\text{s}} \quad (17)$$

$$0 \leq M_t^{\text{c}} \leq \eta^{\text{c}} \left(\sum_p M_{pt}^{\text{CHP}} + \sum_q M_{qt}^{\text{GT}} \right) \quad (18)$$

$$M_{pt}^{\text{CHP}} = \mu_p^{\text{CHP}} P_{pt}^{\text{CHP}} \quad (19)$$

$$M_{qt}^{\text{GT}} = \mu_q^{\text{GT}} P_{qt}^{\text{GT}} \quad (20)$$

$$M_t^{\text{gri}} = \mu^{\text{coa}} P_{et}^{\text{in}} \quad (21)$$

$$M_{mt}^{\text{P2G}} = \alpha_m^{\text{CO}_2} \eta_m^{\text{P2G}} P_{mt}^{\text{P2G}} / L_{\text{HAN}} \quad (22)$$

$$E_t^{\text{st}} = E_{t-1}^{\text{st}} + (1 - \lambda^{\text{st}}) M_t^{\text{in}} - M_t^{\text{out}} \quad (23)$$

$$E_t^{\text{st,min}} \leq E_t^{\text{st}} \leq E_t^{\text{st,max}} \quad (24)$$

$$M_t^{\text{in,min}} \leq M_t^{\text{in}} \leq M_t^{\text{in,max}} \quad (25)$$

$$M_t^{\text{out,min}} \leq M_t^{\text{out}} \leq M_t^{\text{out,max}} \quad (26)$$

$$0 \leq M_t^{\text{b}} \leq M_t^{\text{b,max}} \quad (27)$$

$$0 \leq M_t^{\text{s}} \leq M_t^{\text{s,max}} \quad (28)$$

$$P_t^{\text{c}} = \theta M_t^{\text{c}} + I_t^{\text{c}} P_0^{\text{c}} \quad (29)$$

式中: M_{pt}^{CHP} 为第 p 台 CHP 在 t 时刻的碳排放量; M_{qt}^{GT} 为第 q 台燃气轮机在 t 时刻的碳排放量; M_t^{gri} 为从上级电网购电产生的碳排放量; M_t^{c} 为二氧化碳捕集量; M_t^{in} 和 M_t^{out} 分别为储碳设备的碳存入、输出量; M_{mt}^{P2G} 为第 m 台 P2G 在 t 时刻的碳消耗量; η^{c} 为碳捕集率; μ_p^{CHP} 、 μ_q^{GT} 和 μ^{coa} 分别为 CHP、燃气轮机和主网的碳排放强度; $\alpha_m^{\text{CO}_2}$ 为生成单位功率天然气需要的二氧化碳量; η_m^{P2G} 为第 m 台 P2G 的电转气效率; L_{HAN} 为天然气低热值,取值 $9.7 \text{ (kW} \cdot \text{h) / m}^3$; E_t^{st} 为储碳设备储碳量; λ^{st} 为储碳损耗系数; $E_t^{\text{st,min}}$ 和 $E_t^{\text{st,max}}$ 分别为储碳设备的最小、最大储碳量; $M_t^{\text{in,min}}$ 和 $M_t^{\text{in,max}}$ 为储碳设备最小、最大碳存入量; $M_t^{\text{out,min}}$ 和 $M_t^{\text{out,max}}$ 为储碳设备最小、最大碳输出量; $M_t^{\text{b,max}}$ 为园区外购碳量的最大值; $M_t^{\text{s,max}}$ 为园区售碳量的最大值; θ 为处理单位二氧化碳的能耗; I_t^{c} 为碳捕集设备启停状态,开机为 1,关机为 0; P_0^{c} 为碳捕集设备运

行的维持功率. 式(16)为园区实际碳排放量的计算公式; 式(17)为园区碳交易碳平衡约束; 式(18)为碳捕集量约束; 式(19)和式(20)分别为 CHP、燃气轮机的碳排放量计算式; 式(21)把上级电网等效为燃煤电厂计算碳排放量^[22-23], 式(22)为 P2G 耗电量与耗碳量间的关系; 式(23)为储碳设备储碳量计算; 式(24)为储碳设备最小、最大储碳量约束; 式(25)和式(26)分别为储碳设备的碳存入量、碳输出量上下限约束; 式(27)为购碳量最小、最大约束; 式(28)为售碳量最小、最大约束, 式(29)为碳捕集设备的能耗计算式.

2.2.4 价格型联合热电需求响应约束 价格响应型负荷的能耗会随着电价的上涨而单调下降, 可以用如图 2 所示需求响应阶梯型价格曲线直观表示价格响应负荷相对于电价变化的变化^[24]. 其中: α_{et} 为可响应电负荷比例; P_{et}^{loa} 为预测电负荷功率; P_{et} 为园区实际电负荷功率; P_{et}^{dr} 为可响应电负荷功率; $P_{et}^{\text{loa}, \max}$ 为 t 时刻最大电负荷功率; P_{et}^{ld} 为 t 时刻的电负荷功率. 根据能源市场价格的变化, 价格型响应负荷可以被削减或者转移到其他的运行时间段, 即当需求响应投标价格小于分时电价时, 价格型可响应负荷参与园区运行调度. 可响应负荷为正值时表示电负荷被削减或者转移到其他运行时刻, 可响应负荷为负值时表示该时刻获得从其他时刻转移的负荷而增加.

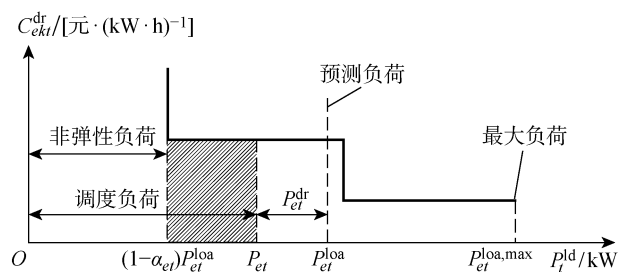


图 2 需求响应阶梯型价格曲线

Fig. 2 A stepwise price curve of demand response

$$(X_{e(t-1)}^{\text{on}} - T_e^{\text{on}})(Y_{e(t-1)} - Y_{et}) \geq 0 \quad (30)$$

$$(X_{e(t-1)}^{\text{off}} - T_e^{\text{off}})(Y_{et} - Y_{e(t-1)}) \geq 0 \quad (31)$$

$$P_{et} = (1 - \alpha_{et})P_{et}^{\text{loa}} + \sum_k P_{ekt} \quad (32)$$

$$P_{et} = P_{et}^{\text{loa}} - P_{et}^{\text{dr}} \quad (33)$$

$$0 \leq P_{ekt} \leq P_{ek}^{\text{max}} \quad (34)$$

$$-(1 - Y_{et})M \leq P_{et}^{\text{dr}} \leq \alpha_{et}P_{et}^{\text{loa}} + (1 - Y_{et})M \quad (35)$$

$$-Y_{et}M + P_{et}^{\text{loa}} - P_{et}^{\text{loa}, \max} \leq P_{et}^{\text{dr}} \leq Y_{et}M \quad (36)$$

$$0 \leq \sum_t P_{et}^{\text{dr}} \leq E_e^{\text{max}} \quad (37)$$

式中: $X_{e(t-1)}^{\text{on}}$ 和 $X_{e(t-1)}^{\text{off}}$ 分别为电负荷转入、转出时

间; T_e^{on} 和 T_e^{off} 分别为电负荷最小转入、转出时间; Y_{et} 为电负荷 t 时刻转移状态的 0-1 变量, 转出为 1; P_{ekt} 为电负荷在第 k 段 t 时刻的电功率; P_{ek}^{max} 为第 k 段最大电功率; E_e^{max} 为整体可削减量. 式(30)和(31)为价格型可响应电负荷转出 / 转入最小持续时间限制; 式(32)为需求响应后电负荷功率 P_{et} 、非弹性负荷功率 $(1 - \alpha_{et}) \cdot P_{et}^{\text{loa}}$ 和分段电负荷功率 P_{ekt} 间的关系; 式(33)为需求响应后的电负荷功率、预测电负荷功率和可响应电负荷功率间的关系; 式(34)为分段电负荷功率的范围限制; 式(35)和(36)为可响应电负荷变化范围约束; 式(37)为调度周期内可响应电负荷整体可削减量限制, 整体可削减量 E_e^{max} 为正值表示调度周期内电负荷允许被削减, 整体可削减量 E_e^{max} 为 0 则表示某些调度时段所有减少的电负荷需全部转移到其他调度时段.

价格型热需求响应建模和价格型电需求响应类似, 如下式所示:

$$(X_{h(t-1)}^{\text{on}} - T_h^{\text{on}})(Y_{h(t-1)} - Y_{ht}) \geq 0 \quad (38)$$

$$(X_{h(t-1)}^{\text{off}} - T_h^{\text{off}})(Y_{ht} - Y_{h(t-1)}) \geq 0 \quad (39)$$

$$H_{ht} = (1 - \alpha_{ht})H_{ht}^{\text{loa}} + \sum_k H_{hkt} \quad (40)$$

$$H_{ht} = H_{ht}^{\text{loa}} - H_{ht}^{\text{dr}} \quad (41)$$

$$0 \leq H_{hkt} \leq H_{hk}^{\text{max}} \quad (42)$$

$$-(1 - Y_{ht})M \leq H_{ht}^{\text{dr}} \leq \alpha_{ht}H_{ht}^{\text{loa}} + (1 - Y_{ht})M \quad (43)$$

$$-Y_{ht}M + H_{ht}^{\text{loa}} - H_{ht}^{\text{loa}, \max} \leq H_{ht}^{\text{dr}} \leq Y_{ht}M \quad (44)$$

$$0 \leq \sum_t H_{ht}^{\text{dr}} \leq E_h^{\text{max}} \quad (45)$$

式中: $X_{h(t-1)}^{\text{on}}$ 和 $X_{h(t-1)}^{\text{off}}$ 分别为热负荷转入、转出时间; T_h^{on} 和 T_h^{off} 分别为热负荷最小转入、转出时间; Y_{ht} 为热负荷 t 时刻转移状态的 0-1 变量, 转出为 1; H_{ht} 为园区实际热负荷功率; α_{ht} 为可响应热负荷比例; H_{ht}^{loa} 为预测热负荷功率; H_{hkt} 为热负荷在第 k 段 t 时刻的热功率; H_{ht}^{dr} 为可响应热负荷; H_{hk}^{max} 为第 k 段最大热功率; $H_{ht}^{\text{loa}, \max}$ 为 t 时刻最大热负荷功率; E_h^{max} 为热负荷整体削减量.

3 算例分析

3.1 算例系统介绍

本文仿真对象为多能源园区系统(见图 1), 风、光出力预测值如图 3 所示, 其中: P 为电功率. 电、热负荷预测值和电动汽车无序接入后总电负荷值如图 4 所示, 其中: 调度时间为 24 h; 弃风、弃光惩罚价格为 1 元/kW; 电动汽车 30 辆; 电动汽车接入园区时刻服从正态分布 $T_l^{\text{rr}} \sim N(7.75, 1.5^2)$; 离开园区时刻满足正态分布 $T_l^{\text{dep}} \sim N(17.36, 3.4^2)$; 初始荷电状态符合正态分布 $S_{EV,0}^{\text{EV}} \sim N(0.5, 0.05^2)$; 电动汽

车其余参数可见文献[25]. 电、热需求响应阶梯价格最大分别为 0.25,0.20 元/(kW·h),最小分别为 0.10,0.10 元/(kW·h),共分 5 段. 调度时间内可响应负荷整体削减量 E_e^{\max} 和 E_h^{\max} 为 0,燃气轮机和 CHP 机组碳排放强度分别为 0.85 kg/(kW·h)、0.78 kg/(kW·h),主网碳排放强度为 0.90 kg/(kW·h),碳捕集装置的固定能耗为 1.5 kW,捕集单位二氧化碳所需功率 0.269 (kW·h)/kg,P2G 装置产生单位功率天然气需要二氧化碳 0.96 kg/(kW·h),储碳损耗系数为 0.01,最大碳捕集水平为 0.85,其余设备的组件类型与参数和相关能源转换效率详见文献[17]. 园区分时电价设置如表 1 所示.

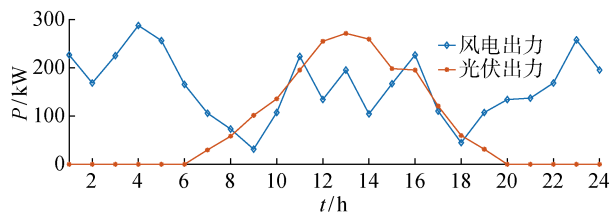


图 3 风电和光伏出力
Fig. 3 Outputs of WT and PV

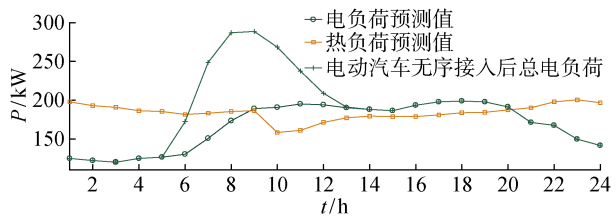


图 4 电、热负荷预测值和电动汽车无序接入后总电负荷
Fig. 4 Predicted value of electric and heat load and total electric load of electric vehicle after uncontrolled access

表 1 分时电价
Tab. 1 Time-of-use electricity price

时段	时间/h	购电/[元· (kW·h) ⁻¹]	售电/[元· (kW·h) ⁻¹]
谷时	1:00—7:00,23:00—24:00	0.17	0.13
平时	8:00—9:00,14:00—15:00, 21:00—22:00	0.49	0.38
峰时	10:00—13:00,16:00—20:00	0.83	0.65

表 3 方式 1~4 成本(元)
Tab. 3 Cost of Mode 1 to 4 (RMB Yuan)

运行方式	总成本	购电成本	售电收益	购气成本	机组启停成本	弃风惩罚	弃光惩罚	失负荷惩罚
方式 1	956.93	385.46	525.40	1 025.59	4.68	0	66.6	0
方式 2	807.55	322.19	606.39	1 076.10	15.64	0	0	0
方式 3	878.64	385.46	526.18	1 014.67	4.68	0	0	0
方式 4	795.96	298.62	621.52	1 103.22	15.64	0	0	0

图 4 为对电动汽车无序接入后的总电负荷与预测电负荷的对比. 从图 4 可以看到,电动汽车 6:00 接入园区后进行无序充电,13:00 所有电动汽车充电结束. 相对于未考虑电动汽车的预测电负荷,电动汽车无序充电后电负荷第一次峰值增 99.54 kW,园区出现“峰上加峰”现象. 因此,电动汽车无序充电会增大园区电负荷峰谷差,增加园区负荷调度的难度,不利于多能源园区的安全运行.

3.2 多能源转换设备对高比例新能源消纳的影响

为探究储热设备、电转气设备及储气设备对高比例新能源的消纳作用,本节在假设电动汽车无序接入的情况下,对如表 2 所示 4 种运行方式进行仿真分析,其中:“×”表示未接入该设备;“√”表示接入该设备.

表 3 为方式 1~4 条件下的园区成本,由表 3 可知,方式 1~4 均没有失负荷. 方式 1 未引入储热设备、P2G 及储气设备,产生弃光功率 66.60 kW·h. 方式 2~4 未出现弃风和弃光现象,且相对于方式 1,方式 2~4 总成本分别减小 149.38 元、78.29 元和 160.97 元,这是因为方式 2 比方式 1 多考虑储热设备,储热设备在电价低谷时段把电能转换为热能储存起来,在电价高峰时段释放热能以降低电锅炉的用电需求,从而减少园区购电成本,增加售电收益,促进新能源消纳;方式 3 在方式 1 的基础上接入 P2G 及储气设备,P2G 将剩余的风光出力转换为天然气储存于储气设备中,避免弃风弃光现象的发生;方式 4 同时考虑储热设备、P2G 及储气设备,相同调度时间内电热转换、电气转换的频次增加,园区多能互补能力增强,进一步降低购电成本,增加售电收益. 因此,储热设备、P2G 及储气设备等能源耦合设备的引入,增强了园区多能耦合能力,提高了高比例新能源利用率,降低了园区运行成本.

表 2 方式 1~4 设置
Tab. 2 Setting of Mode 1 to 4

设备	方式 1	方式 2	方式 3	方式 4
储热设备	×	√	×	√
P2G 及储气设备	×	×	√	√

图 5 和 6 分别为方式 2 与 3 下,CHP 出力、燃气轮机出力、电锅炉耗电和 P2G 耗电情况. 由图 5 可知,方式 2 加入储热设备,电锅炉可以在电价低谷时段将电能转换为热能储存在储热设备中供给电价高峰时的热负荷,不必 24 h 均开机,即在电价低谷时段 23:00—7:00 和风光出力较大时段 10:00—17:00,电锅炉电制热成本低,电锅炉消耗电能产生热能,8:00—9:00 和 18:00—20:00 的电价高于购气价格,电锅炉不开机,CHP 出力增加,而 21:00—22:00 虽然电价比购气价格贵但风电出力较大,因而电锅炉开机消纳剩余的风电. 由于园区接入高比例新能源,风光出力和 CHP 出力可以满足电负荷需求,且园区的购气价格高于谷时电价,为使园区运行经济性最优,燃气轮机不开机. 但在 18:00—21:00 时间段内,风光出力大幅度减小,CHP 满发仍不能满足园区电负荷用电需求,燃气轮机需开机以维持电量平衡. 由图 6 可知,方式 3 未考虑储热设备,CHP 不能满足园区热量平衡,电锅炉需 24 h 开机,在 4:00、13:00 和 16:00 风电/光伏出力达到峰值时,电锅炉不能消纳的剩余风电由 P2G 消纳. 在 17:00—21:00,电锅炉耗电使得园区晚高峰的用电需求增加,但此时风光出力较小无法维持电量平衡,燃气轮机开机并且出力大于方式 2. 综上,储热设备

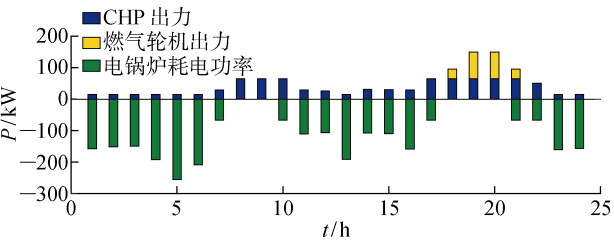


图 5 方式 2 下 CHP 出力、燃气轮机出力和电锅炉耗电功率

Fig. 5 CHP output, gas turbine output, and power consumption of electric boiler in Mode 2

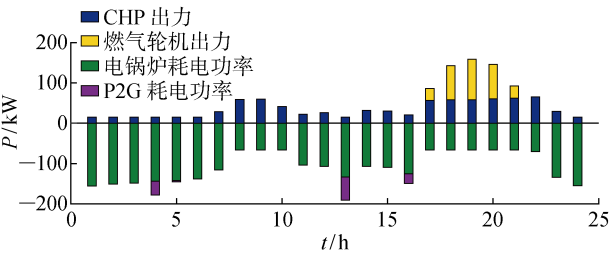


图 6 方式 3 下 CHP、燃气轮机出力和电锅炉、P2G 耗电功率

Fig. 6 CHP output, gas turbine output, and power consumption of electric boiler and P2G in Mode 3

可以减少电锅炉开机时间,延长电锅炉寿命的同时促进新能源消纳,P2G 及储气设备可以进一步消纳剩余新能源,增加新能源的渗透率.

3.3 电动汽车充电方式对多能源园区调度的影响

为探究电动汽车充电方式对园区运行的影响,在方式 4 的基础上设置有序充电比例分别为 20%、40% 和 60% 得到方式 4.1~4.3.

图 7 描述电动汽车不同有序充电比例下的净电负荷变化情况. 由图 7 可知,与方式 4 相比,方式 4.1~4.3 的电动汽车有序充电功率大部分从 6:00—10:00 平移到 11:00—16:00,其余有序充电功率转移到 23:00—24:00,即电动汽车采用有序充电后,园区净电负荷在 6:00—10:00 减小,在 11:00—16:00 增加,园区净电负荷峰谷差分别减小 66.06 kW,118.85 kW 和 123.40 kW. 这是因为 13:00 光伏出力达到峰值,11:00、13:00 和 16:00 风电出力也是峰值,风光出力富余,且 14:00—15:00 电价便宜,充电费用较低,所以电动汽车进行大量有序充电;18:00—22:00 电价较高,而 23:00—24:00 属于电价谷时段,少量电动汽车在 23:00—24:00 充电. 再结合表 4 可知,随着电动汽车有序充电比例的增加,园区运行成本不断减少. 综合以上,有序充电方式增强了电动汽车的可控性,有效避免电动汽车在园区用电高峰时段进行充电,实现园区净电负荷“削峰填谷”,降低多能源园区运行成本,有利于园区安全运行,且随着有序充电比例的增加,其产生的积极作用更明显.

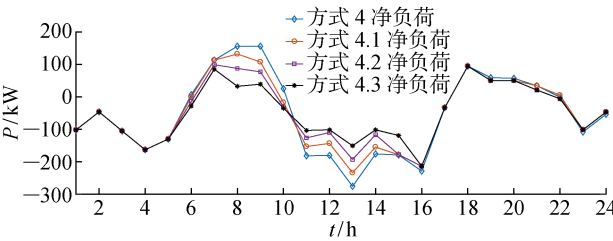


图 7 EV 有序充电对净电负荷的影响

Fig. 7 Influence of EV ordered charge on net power load

表 4 方式 4~4.3 的园区成本	
Tab. 4 Cost of park in Mode 4 to 4.3	
运行方式	成本/元
方式 4	795.96
方式 4.1	773.49
方式 4.2	750.09
方式 4.3	744.03

3.4 价格型联合热电需求响应模型的优势

为验证本文所提联合热电需求响应模型的优势,在方式 4.3 的基础上设置电需求响应比例为 0.1 得到方式 5,又在方式 5 的基础上考虑联合热电需求响应得到如下设置.

方式 5.1 考虑联合热电需求响应,且响应比例为 0.1;

方式 5.2 在方式 5.1 的基础上,增大响应比例为 0.2.

图 8 为考虑需求响应后净电负荷变化情况.从图 8 可以看到,方式 5 考虑电需求响应,根据分时电价和需求响应阶梯价格曲线引导,平时和峰时电价高于需求响应阶梯型价格,可响应电负荷在 8:00—22:00 转出或中断,在电价谷时段 23:00—7:00 转入;相对于方式 5,方式 5.1 考虑联合热电需求响应,电热耦合增强,在电价谷时段转入的电负荷增多,一定程度上减少高峰时段电负荷,有效缓解园区用电高峰期用电紧张情况;在方式 5.1 的基础上,方式 5.2 增加联合需求响应比例后,园区内可响应负荷的调度灵活性增强,在峰时段转出或者中断的负荷量增多,在谷时段转入的负荷也增加.此外,由表 5 可得,相对于不考虑需求响应的方式 4.3,方式 5 减少园区购气费用,增加电需求响应收益,成本降低了 145.73 元.在方式 5 的基础上,方式 5.1 联合热电需求响应收益增加的同时有效降低园区购电费用,成本减少 105.03 元;方式 5.2 联合热电需求响

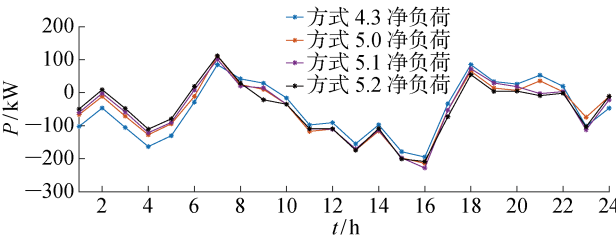


图 8 考虑需求响应后净电负荷变化情况
Fig. 8 Change of net power load considering demand response

表 5 方式 4.3~5.2 成本对比(元)

运行方式	总成本	购电成本	售电收益	购气成本	机组启停成本	需求响应收益
方式 4.3	744.03	192.37	677.66	1 213.68	15.64	—
方式 5	598.30	266.82	637.11	1 035.78	15.64	82.83
方式 5.1	493.27	207.50	596.39	1 045.03	15.64	178.51
方式 5.2	285.10	219.24	643.91	1 044.34	15.64	350.20

应的比例增大到 20% 后,成本比方式 5 降低了 313.20 元.因此,采用联合热电需求响应比仅采用电需求响应更能灵活调度园区内可响应负荷,有效缓解系统运行压力,增加园区收益.

3.5 多能源园区日前低碳经济调度仿真分析

3.5.1 碳交易价格变化对多能源园区低碳性的影响 为分析碳交易价格变化对园区低碳性的影响,在方式 5.1 条件下引入碳交易机制,设单位电量的碳排放基准额度为 0.36 kg/kW,改变碳交易价格分别为 0.50、1.00、1.50、2.00、2.50 和 3.00 元/kg 得到方式 6.1~6.6.

图 9~11 为方式 6.1~6.6 下园区各项费用、园区与主网交换功率和燃气轮机出力变化情况.图 9 中正值表示成本,负值表示收益,由于机组启停成本和联合热电需求响应收益不变,所以未画出.图 10 中,正值表示园区向主网购电,负值表示园区向主网售电.表 6 为方式 6.1~6.6 下园区实际碳排放量.从图 9 可以看到,随碳交易价格的增加,购电成本不断减小,售电收益逐渐减小为 0,购气成本先保持不变后增加,这是因为碳交易价格的增加使碳交易成本在目标函数中的比重逐渐增大,园区优先采取更清洁的供电方式使整体目标最优,又因为上级电网单位碳排放强度大于燃气轮机大于 CHP,所以园区优先采用减少主网购电功率、增加 CHP 出力的供电方式.但 CHP 机组为满足园区热负荷需求一直处于满发状态,无剩余可调节出力,因此为维持系统电量平衡,园区先减少售电功率,当售电功率不能减少后,原本由外购电功率供给的电负荷转为燃气轮机供给,燃气轮机出力随碳交易价格的增加而增加.购气成本在燃气轮机未开机前保持不变,后随燃气机组出力的增加而增加,购电成本随主网购电功率的减小而减少,售电收益随售电功率逐渐降低到 0 kW 而逐渐减少到 0 元.此外,由表 6 可知,随碳交易价格的增加,碳排放量先减少后略微增加,碳交易成本不断减小.因为在方式 6.1~6.3 的条件下,购电功率不断减小,燃气轮机未产生碳排放,园区碳排放量随购电功率减小而减少,碳排放量与碳排放配额差值从正值变为负值,且差值逐渐扩大,所以碳交易成本随碳交易价格增加而减小.而在方式 6.4~6.6 条件下,燃气轮机出力相对方式 6.3 分别增加 542.21 kW、1 005.52 kW 和 1 086.7 kW,园区内生成的二氧化碳增多,但据表 6 可知碳排放量略微增加,再结合碳排放配额计算式可知碳排放配额增加幅度大于碳排放量增长幅度,碳交易成本仍然降低.从图 9 中还可以看到,园区总成本随碳交易价格的

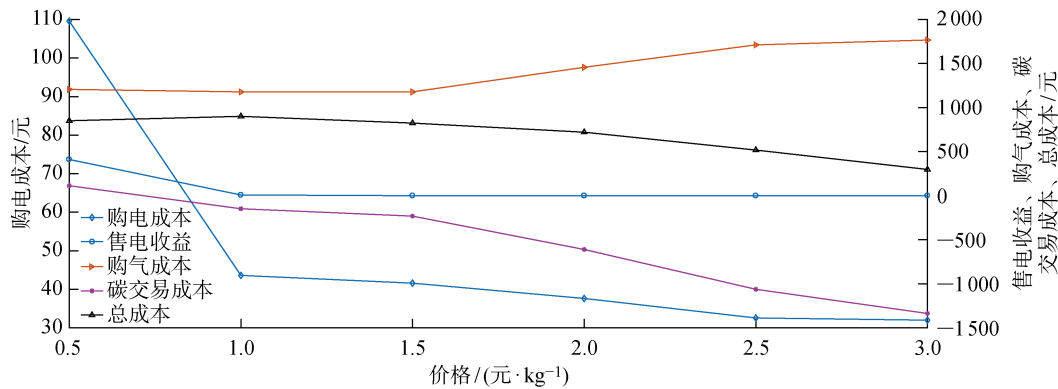


图 9 方式 6.1~6.6 下园区各项费用变化情况
Fig. 9 Change of park expenses in Mode 6.1 to 6.6

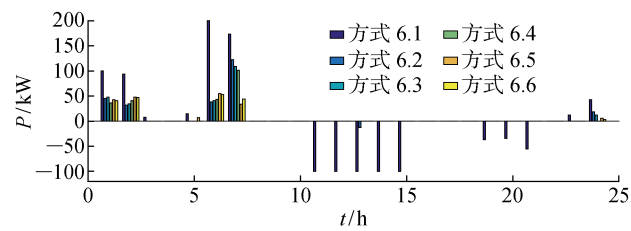


图 10 方式 6.1~6.6 主网交换功率
Fig. 10 Exchange power of major network in Mode 6.1 to 6.6

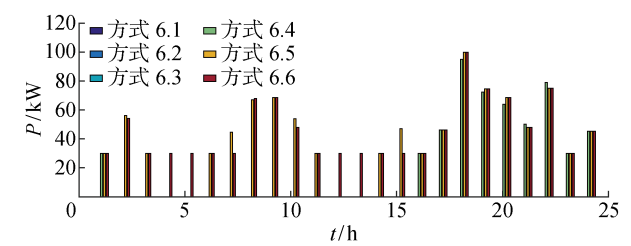


图 11 方式 6.1~6.6 燃气轮机出力变化
Fig. 11 Change of gas turbine output in Mode 6.1 to 6.6

表 6 方式 6.1~6.6 碳排放量

运行方式	碳排放量/kg
方式 6.1	996.80
方式 6.2	483.01
方式 6.3	472.33
方式 6.4	508.32
方式 6.5	544.70
方式 6.6	552.00

增加先略微增加后逐渐降低,这是因为方式 6.1~6.2 条件下,碳交易成本降低值小于购电成本增长值与售电收益减小值之和,总成本略微增加,而在方式 6.3~6.6 条件下,碳交易成本不断减小,且其减

少值大于购电成本增长值,园区总成本逐渐降低。

未考虑碳交易约束的园区二氧化碳生成量为 2 021.56 kg,表 6 所示方式 6.1~6.6 的碳排放量分别降低 50.69%、76.11%、76.64%、74.86%、73.06%和 72.69%。因此,向多能源园区引入碳交易约束后明显降低园区碳排放量,实现园区低碳经济运行。

3.5.2 单位电量的碳排放基准额度变化对多能源园区低碳性的影响 为探究单位电量碳排放基准额度变化的影响,在方式 5.1 基础上设置碳交易价格为 0.50 元/kg,改变单位电量的碳排放基准额度分别为 0.26,0.36,0.46,0.56,0.66,0.76 kg/kW 得到方式 7.1~7.6。

表 7 为园区在方式 7.1~7.6 运行条件下的各成本明细和碳排放量变化情况,由于机组启停成本和联合热电需求响应收益不变,未包含在表 7 中。由表 7 可知,随着单位电量碳排放基准额度的增加,购电成本、碳交易收益、总成本和碳排放量逐渐增加,结合图 12 所示园区购电功率变化情况可知,园区购电功率随单位电量的碳排放基准额度的增加而增

表 7 式 7.1~7.6 成本明细和碳排放量

运行方式	购电成本/元	售电收益/元	购气成本/元	碳交易收益/元	总成本/元	碳排放量/kg
方式 7.1	93.61	414.37	1 218.27	-224.25	955.32	980.35
方式 7.2	109.58	411.54	1 206.53	-113.14	850.78	996.80
方式 7.3	114.07	406.95	1 202.22	0.61	742.66	1 005.49
方式 7.4	177.56	494.91	1 194.29	86.66	626.17	1 189.38
方式 7.5	178.75	497.28	1 194.29	207.49	504.40	1 195.72
方式 7.6	382.38	497.28	1 194.29	329.51	382.38	1 195.72

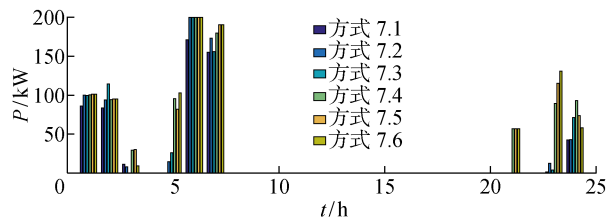


图 12 方式 7.1~7.6 购电功率

Fig. 12 Purchasing power in Mode 7.1 to 7.6

加,购电成本不断增加.而单位电量的碳排放基准额度的增加使得园区碳排放配额扩大,碳排放约束逐渐宽松,碳排放量略微增加,但碳排放配额增长幅度大于碳排放量增长幅度,所以碳排放配额逐渐大于碳排放量,碳交易费用由成本转为收益,且收益逐渐增大.综上,园区收益增加的幅度大于成本增加的幅度,园区总成本随单位电量的碳排放基准额度的增加而降低.

4 结论

本文针对多能源园区高比例新能源消纳和低碳经济调度问题,在考虑储热设备、电转气及储气设备的基础上,建立了园区电动汽车有序充电模型、联合热电需求响应模型、碳捕集和储碳模型,然后计及碳交易约束提出一种考虑高比例新能源消纳的多能源园区日前低碳经济调度模型,并通过算例分析验证了所提模型的有效性,具体结论如下.

(1) 考虑储热设备、电转气及储气设备后,多能源园区能源转换效率进一步提升,多能互补能力增强,促进了高比例新能源的消纳.

(2) 通过有序充电可以引导电动汽车在电价低谷和新能源出力较大时充电,实现削峰填谷,增加园区运行的安全性和经济性.

(3) 考虑联合热电需求响应后,系统电-热耦合增强,可响应资源增加,调度灵活性有效增强,购电成本明显降低,园区收益增加.

(4) 碳交易约束对多能源园区低碳经济作用显著.考虑碳交易约束后,园区碳排放量明显降低;园区总成本随碳交易价格的增加先增加后减小,随单位电量的碳排放基准额度的增加而减小.

参考文献:

[1] 孙秋野,胡杰,胡旌伟,等. 中国特色能源互联网三网融合及其“自-互-群”协同管控技术框架[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(1): 40-51.
SUN Qiuye, HU Jie, HU Jingwei, *et al.* Triple play of energy Internet with Chinese characteristics and its

self-mutual-group collaboration control technology framework[J]. **Proceedings of the Chinese Society for Electrical Engineering**, 2021, 41(1): 40-51.
[2] 彭克,张聪,徐丙垠,等. 多能协同综合能源系统示范工程现状与展望[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 3-10.
PENG Ke, ZHANG Cong, XU Bingyin, *et al.* Status and prospect of pilot projects of integrated energy system with multi-energy collaboration[J]. **Electric Power Automation Equipment**, 2017, 37(6): 3-10.
[3] 周孝信,陈树勇,鲁宗相,等. 能源转型中我国新一代电力系统的技术特征[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(7): 1893-1904.
ZHOU Xiaoxin, CHEN Shuyong, LU Zongxiang, *et al.* Technology features of the new generation power system in China [J]. **Proceedings of the Chinese Society for Electrical Engineering**, 2018, 38(7): 1893-1904.
[4] 程耀华,张宁,康重庆,等. 低碳多能源系统的研究框架及展望[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(14): 4060-4069.
CHENG Yaohua, ZHANG Ning, KANG Chongqing, *et al.* Research framework and prospects of low-carbon multiple energy systems[J]. **Proceedings of the Chinese Society for Electrical Engineering**, 2017, 37(14): 4060-4069.
[5] 艾芊,郝然. 多能互补、集成优化能源系统关键技术及挑战[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(4): 2-10.
AI Qian, HAO Ran. Key technologies and challenges for multi-energy complementarity and optimization of integrated energy system[J]. **Automation of Electric Power Systems**, 2018, 42(4): 2-10.
[6] 艾欣,陈政琦,孙英云,等. 基于需求响应的电-热-气耦合系统综合直接负荷控制协调优化研究[J]. 电网技术, 2019, 43(4): 1160-1171.
AI Xin, CHEN Zhengqi, SUN Yingyun, *et al.* Study on integrated DLC coordination optimization of electric-thermal-gas coupling system considering demand response [J]. **Power System Technology**, 2019, 43(4): 1160-1171.
[7] 崔杨,闫石,仲悟之,等. 含电转气的区域综合能源系统热电优化调度[J]. 电网技术, 2020, 44(11): 4254-4264.
CUI Yang, YAN Shi, ZHONG Wuzhi, *et al.* Optimal thermoelectric dispatching of regional integrated energy system with power-to-gas[J]. **Power System Technology**, 2020, 44(11): 4254-4264.
[8] 张儒峰,姜涛,李国庆,等. 考虑电转气消纳风电的电-气综合能源系统双层优化调度[J]. 中国电机工程

- 学报, 2018, 38(19): 5668-5678.
- ZHANG Rufeng, JIANG Tao, LI Guoqing, *et al.* Bi-level optimization dispatch of integrated electricity-natural gas systems considering P2G for wind power accommodation[J]. **Proceedings of the Chinese Society for Electrical Engineering**, 2018, 38(19): 5668-5678.
- [9] 郑亚锋, 魏振华, 王春雨. 计及储热装置的综合能源系统分层优化调度[J]. **中国电机工程学报**, 2019, 39(S1): 36-43.
- ZHENG Yafeng, WEI Zhenhua, WANG Chunyu. Hierarchical optimal dispatch for integrated energy system with thermal storage device[J]. **Proceedings of the Chinese Society for Electrical Engineering**, 2019, 39(S1): 36-43.
- [10] 张淑婷, 陆海, 林小杰, 等. 考虑储能的工业园区综合能源系统日前优化调度[J]. **高电压技术**, 2021, 47(1): 93-103.
- ZHANG Shuting, LU Hai, LIN Xiaojie, *et al.* Operation scheduling optimization of integrated-energy system in industrial park in consideration of energy storage[J]. **High Voltage Engineering**, 2021, 47(1): 93-103.
- [11] 崔杨, 姜涛, 仲悟之, 等. 电动汽车与热泵促进风电消纳的区域综合能源系统经济调度方法[J]. **电力自动化设备**, 2021, 41(2): 1-7.
- CUI Yang, JIANG Tao, ZHONG Wuzhi, *et al.* Economic dispatch approach of RIES for electric vehicle and heat pump to promote wind power accommodation [J]. **Electric Power Automation Equipment**, 2021, 41(2): 1-7.
- [12] 林润. 计及电动汽车的综合能源系统能量管理优化研究[D]. 北京: 华北电力大学(北京), 2020.
- LIN Run. Research on energy management optimization of integrated energy system considering electric vehicle [D]. Beijing: North China Electric Power University (Beijing), 2020.
- [13] 崔杨, 曾鹏, 王铮, 等. 计及电价型需求侧响应含碳捕集设备的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. **电网技术**, 2021, 45(2): 447-461.
- CUI Yang, ZENG Peng, WANG Zheng, *et al.* Low-carbon economic dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system with carbon capture equipment considering price-based demand response[J]. **Power System Technology**, 2021, 45(2): 447-461.
- [14] 徐箭, 胡佳, 廖思阳, 等. 考虑网络动态特性与综合需求响应的综合能源系统协同优化[J]. **电力系统自动化**, 2021, 45(12): 40-48.
- XU Jian, HU Jia, LIAO Siyang, *et al.* Coordinated optimization of integrated energy system considering dynamic characteristics of network and integrated demand response[J]. **Automation of Electric Power Systems**, 2021, 45(12): 40-48.
- [15] 刘敦楠, 徐尔丰, 刘明光, 等. 面向分布式电源就地消纳的园区分时电价定价方法[J]. **电力系统自动化**, 2020, 44(20): 19-28.
- LIU Dunnan, XU Erfeng, LIU Mingguang, *et al.* TOU pricing method for park considering local consumption of distributed generator[J]. **Automation of Electric Power Systems**, 2020, 44(20): 19-28.
- [16] 李鹏, 吴迪凡, 李雨薇, 等. 基于综合需求响应和主从博弈的多微网综合能源系统优化调度策略[J]. **中国电机工程学报**, 2021, 41(4): 1307-1321.
- LI Peng, WU Difan, LI Yuwei, *et al.* Optimal dispatch of multi-microgrids integrated energy system based on integrated demand response and stackelberg game[J]. **Proceedings of the Chinese Society for Electrical Engineering**, 2021, 41(4): 1307-1321.
- [17] 刘天琪, 张琪, 何川. 考虑气电联合需求响应的气电综合能源配网系统协调优化运行[J]. **中国电机工程学报**, 2021, 41(5): 1664-1677.
- LIU Tianqi, ZHANG Qi, HE Chuan. Coordinated optimal operation of electricity and natural gas distribution system considering integrated electricity-gas demand response[J]. **Proceedings of the Chinese Society for Electrical Engineering**, 2021, 41(5): 1664-1677.
- [18] 康丽虹, 贾燕冰, 田丰, 等. 含 LNG 冷能利用的综合能源系统低碳经济调度[EB/OL]. (2021-04-20) [2021-10-21]. <https://doi.org/10.13336/j.1003-6520.hve.20201844>.
- KANG Lihong, JIA Yanbing, TIAN Feng, *et al.* Low-carbon economic dispatch of integrated energy system containing LNG cold energy utilization [EB/OL]. (2021-04-20) [2021-10-21]. <https://doi.org/10.13336/j.1003-6520.hve.20201844>.
- [19] 田丰, 贾燕冰, 任海泉, 等. 考虑碳捕集系统的综合能源系统“源-荷”低碳经济调度[J]. **电网技术**, 2020, 44(9): 3346-3355.
- TIAN Feng, JIA Yanbing, REN Haiquan, *et al.* “Source-load” low-carbon economic dispatch of integrated energy system considering carbon capture system[J]. **Power System Technology**, 2020, 44(9): 3346-3355.
- [20] 崔杨, 曾鹏, 仲悟之, 等. 考虑富氧燃烧技术的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. **中国电机工程学报**, 2021, 41(2): 592-608.
- CUI Yang, ZENG Peng, ZHONG Wuzhi, *et al.* Low-carbon economic dispatch of electro-gas-thermal

integrated energy system based on oxy-combustion technology[J]. **Proceedings of the Chinese Society for Electrical Engineering**, 2021, 41(2): 592-608.

[21] 刘天琪, 卢俊, 何川, 等. 考虑联合热电需求响应与高比例新能源消纳的多能源园区日前经济调度[J]. **电力自动化设备**, 2019, 39(8): 261-268.

LIU Tianqi, LU Jun, HE Chuan, *et al.* Day-ahead economic dispatch of multi-energy parks considering integrated thermo-electric demand response and high penetration of renewable energy[J]. **Electric Power Automation Equipment**, 2019, 39(8): 261-268.

[22] 卫志农, 张思德, 孙国强, 等. 基于碳交易机制的电一气互联综合能源系统低碳经济运行[J]. **电力系统自动化**, 2016, 40(15): 9-16.

WEI Zhinong, ZHANG Side, SUN Guoqiang, *et al.* Carbon trading based low-carbon economic operation for integrated electricity and natural gas energy system[J]. **Automation of Electric Power Systems**, 2016, 40(15): 9-16.

[23] 瞿凯平, 黄琳妮, 余涛, 等. 碳交易机制下多区域综合能源系统的分散调度[J]. **中国电机工程学报**, 2018, 38(3): 697-707.

QU Kaiping, HUANG Linni, YU Tao, *et al.* Decentralized dispatch of multi-area integrated energy systems with carbon trading[J]. **Proceedings of the Chinese Society for Electrical Engineering**, 2018, 38(3): 697-707.

[24] WU L. Impact of price-based demand response on market clearing and locational marginal prices[J]. **IET Generation, Transmission & Distribution**, 2013, 7(10): 1087-1095.

[25] 李媛. 含电动汽车的综合能源园区能源定价与管理策略[D]. 杭州: 浙江大学, 2019.

LI Yuan. Energy pricing and management strategies for an integrated community energy system with electric vehicles[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2019.

(本文编辑:石易文)