

引用格式:杨丰任,王鸿,王致杰.基于碳排放生产优先级的综合能源虚拟电厂优化运行策略[J].电力科学与技术学报,2024,39(5):192-202.

Citation: YANG Fengren, WANG Hong, WANG Zhijie. Optimal operation strategy of integrated energy virtual power plant based on production priority of carbon emission[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(5): 192-202.

基于碳排放生产优先级的综合能源虚拟 电厂优化运行策略

杨丰任,王 鸿,王致杰

(上海电机学院电气工程学院,上海 201306)

摘 要:随着综合能源交易市场的不断发展,碳排放难以控制的问题愈发凸显。为最大程度降低综合能源交易市场的碳排放,先构建了电—热—冷—气综合能源虚拟电厂的系统构型,为其建立需求转换模型和碳排放生产优先级指标;再搭建基于碳排放生产优先级的综合能源交易分配模型;然后,根据确定的各能源交易量,以综合能源供应商、共享储能运营商和用户这三方的效益最大化为目标,优化各能源定价及需求响应策略;最后,将优化的能源交易策略与3种能源交易策略进行对比,验证该策略的有效性。研究表明:该策略的碳排放量比策略2、3、4的分别降低了23.4%,30.1%和21.1%,其收益总体相较策略2、3、4的相差不大。该策略能较好地促使综合能源交易市场的低碳运行,同时也兼顾经济效益。

关 键 词:碳排放生产优先级;虚拟电厂;多目标优化;综合能源;共享储能

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2024.05.020 中图分类号: TM73 文章编号: 1673-9140(2024)05-0192-11

Optimal operation strategy of integrated energy virtual power plant based on production priority of carbon emission

YANG Fengren, WANG Hong, WANG Zhijie

(College of Electrical Engineering, Shanghai Dianji University, Shanghai 201306, China)

Abstract: With the continuous development of the integrated energy trading market, the issue of uncontrollable carbon emissions has become increasingly prominent. To minimize carbon emissions in the integrated energy trading market, this paper first constructs a system configuration for an electricity-heat-cooling-gas integrated energy virtual power plant, and establishes a demand conversion model and a carbon emission production priority index for it. Next, a comprehensive energy trading allocation model based on carbon emission production priority is developed. Then, based on the determined energy trading volumes, the pricing and demand response strategies for various energies are optimized with the goal of maximizing the benefits of integrated energy suppliers, shared energy storage operators, and users. Finally, the optimized energy trading strategy is compared with three other energy trading strategies, verifying its effectiveness. The research results indicate that this strategy reduces carbon emissions by 23.4%, 30.1%, and 21.1% compared to the other three strategies, respectively. While the revenue is slightly lower than that of strategies 2 and 4, the difference is around 5%, and it is even higher compared to strategy 3. This strategy effectively promotes low-carbon operation in the integrated energy trading market while also balancing economic benefits.

Key words: production priority of carbon emission; virtual power plant; multi-objective optimization; integrated energy; shared energy storage

收稿日期: 2023-09-29; 修回日期: 2024-03-19

基金项目: 上海市自然科学基金资助项目(15ZR1417300)

通信作者: 王致杰(1964—), 男, 博士, 教授, 主要从事微电网智能控制和并网等方面的研究; E-mail: wzjdstu@163.com

在“双碳”目标的指示下,中国大力发展清洁能源。近年来,碳排放量显著降低,但随着综合能源市场交易的发展,出现了一些不合理的能源交易行为,导致能源的浪费与碳排放量的增加。因此,节能减排的形势依然比较严峻^[1]。

为适应低碳型综合能源市场的发展,近年来,各国学者主要做了两方面的努力,一是引入了虚拟电厂(virtual power plant, VPP);二是将低碳摆在了比经济性更重要的位置上。VPP的引入促进了新能源的规模化开发,实现了不同能源间的优势互补,更好地促进了低碳经济交易。VPP正日益成为各国能源研究的热点之一。文献[2]建立了电转气—碳捕集利用与封存装置耦合系统下的含光热电站的虚拟电厂优化调度模型,提出了以运行成本最低、碳排放量最小为目标的优化调度策略,极大地降低了该电站的碳排放量。文献[3]对虚拟电厂参与日前市场调度的全过程进行了建模,通过搭建虚拟电厂内部碳交易模型,缓解了发电侧碳排放交易市场的履约压力。文献[4]提出了考虑可再生能源发电和市场价格不确定性的低碳VPP日前调度的双层混合鲁棒优化模型,该模型满足了包括碳排放限额在内的系统运行约束,提高了VPP收益。文献[5]提出了一种考虑源荷协调与综合需求响应的综合能源虚拟电厂低碳经济调度模型,结合余热发电和综合需求响应能源的特点,增加源头和负荷双方的灵活性,解决了低负荷的高峰期碳捕捉不足的问题。这些研究只考虑了电、热、冷和天然气这4种能源中的2~3种,并未考虑氢能等更高效的低碳能源,也没有深入挖掘综合能源对低碳的强大优势,与未来综合能源市场的发展方向不相符。

将低碳摆在更重要的位置是各国能源发展的大势所趋。文献[6]在分析VPP参与中国现行碳交易市场方式的基础上,提出VPP参与电—碳联合市场的运行机制,构建了联合市场运行机制下多主体互动博弈的两阶段双层竞价策略模型,谋求低碳全社会福利最大化。文献[7]构建了基于设备初选的综合能源系统扩容规划双层模型,并采用基于旋转量子门的改进遗传算法求解。文献[8]构建了基于能量转换和存储装置的电—气—热—储联合结构,建立分层计算模型,根据碳排放范围计算碳交易成本,既保证了该结构的低碳性,又保证了其经济性。文献[9]提出了考虑多时间尺度阶梯式碳交易机制(integrated energy system, IES)的多目标优化调度模型,针对日前、日内和实时3种调度时间尺度开发了

不同优化模型和算法,提高了调度的准确性和可用性。但这些研究仅仅将低碳作为经济性中的一个指标进行优化,并没有从能源交易分配的角度考虑低碳的第一性。

因此,本文以包含电、热、冷、氧、氢和天然气6种能源的综合能源虚拟电厂为研究对象,对碳排放生产优先级的综合能源虚拟电厂优化运行策略进行了研究。先引入综合能源需求转换模型和碳排放生产优先度指标,构建基于碳排放生产优先级的综合能源交易分配模型;再根据确定的能源交易量,以综合能源供应商、共享储能运营商和用户这3方的效益最大化为目标,优化各能源供应商和储能商的定价策略以及用户的需求响应策略;最后,通过与多种能源交易方案的对比验证了所提策略的有效性。

1 综合能源 VPP 结构

VPP能有效聚合各种可再生能源并能智能管理“源—荷—储”多个环节,将不同区域的资源进行整合并开展协调控制与调度。基于其优势,本文研究了一个综合电、热、冷、气、氢、氧6联产的,并能与需求侧灵活响应相结合的综合能源VPP^[10],该VPP能联合碳权交易市场,组成大型综合能源低碳交易市场。该综合能源VPP的结构如图1所示。

为方便优化,该VPP产能端可等效为综合能源供应商,分布式能源用户群可等效为综合能源用户系统,各储能装置统一由共享储能运营商进行协调交易。其中,电力采用光伏与风电等生产方式,制氧端采用变压吸附分离空气法(vacuum pressure

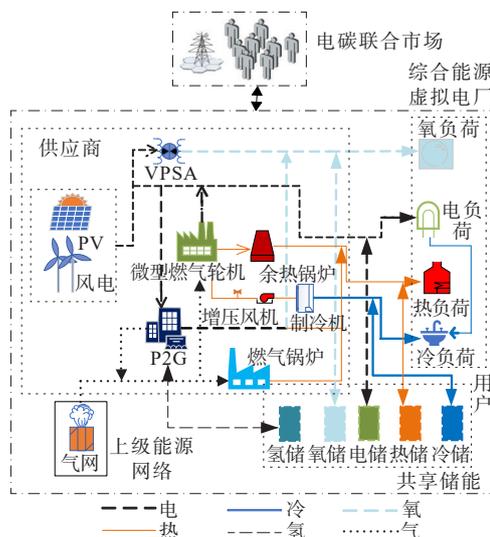


图1 电—热—冷—气综合能源VPP结构

Figure 1 Structure diagram of electricity-heat-cold-gas integrated energy VPP

swing adsorption, VPSA)以及电解水制氧,制氢端采用电转气(power-to-gas, P2G)技术生产甲烷、氧气和氢气并释放热能,如图2所示。在图2中,冷与热主要通过微型燃气轮机和双效溴化锂吸收式制冷机来生产。

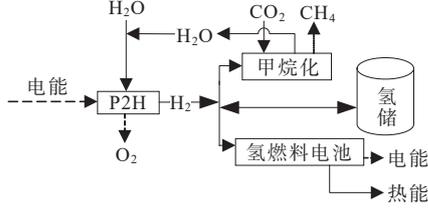


图2 P2G子系统结构

Figure 2 Structure of P2G subsystem

综合能源供应商通过制定VPP内部能源交易价格,向储能商和用户兜售能源;共享储能运营商既可向综合能源供应商提供储能与取能服务,又可向综合能源用户系统地提供取能服务,通过制定单位容量租赁价格来收取存储和调取费用,提高了出力和负荷调整的灵活性;综合能源用户可购买来自不同渠道的能源,也可根据综合能源供应商与共享储能运营商制定的价格制定需求响应决策,具有较高的用能灵活度。电—热—冷—气综合能源VPP各主体运营方式为:综合能源供应商根据供能成本和低碳政策制定合理的能源售价,共享储能运营商根据储能设备特性制定租赁费用,能源用户系统则针对供应商制定的能源价格与储能供应商制定的调取费用,优化1d内的负荷需求响应。

2 低碳目标下考虑需求响应的电—热—冷—气综合能源VPP模型

2.1 综合能源枢纽模型

利用综合能源能很好地解决能源供应效率低下的问题,不同能源间的有效转化给了用户更多的能源选择。各能源供应商经过能量转换设备进行多种能源转换,满足用户各种直接的能源需求。从图1可以看出,热、电、氢、氧、冷、气这6种能源的能量耦合关系可用能源枢纽模型^[11]来表示,即

$$\begin{bmatrix} k_{EE} & k_{NE}\lambda_{NE} & k_{HE}\lambda_{HE} \\ 0 & k_{NT}\lambda_{NT} & k_{HT}\lambda_{HT} \\ 0 & k_{NN} & k_{HN}\lambda_{HN} \\ k_{EC}\lambda_{EC} & k_{NC}\lambda_{NC} & 0 \\ k_{EO}\lambda_{EO} & 0 & 0 \\ k_{EH}\lambda_{EH} & 0 & k_{HH} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{E,t} \\ P_{N,t} \\ P_{H,t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{E,t}^l \\ P_{T,t}^l \\ P_{N,t}^0 \\ P_{C,t}^l \\ P_{O,t}^l \\ P_{H,t}^l \end{bmatrix} \quad (1)$$

式中, k_{XY} 为X能源出力中转换为Y能源的分配系数,满足 $\sum_Y k_{XY} = 1$; λ_{XY} 为X能源转换为Y能源的平

均转换系数,即单位X能源转换为Y能源的数目,由各能源转换设备性能来确定; $P_{X,t}$ 为t时段综合能源供应商的X能源出力; $P_{X,t}^l$ 为t时段用户对X能源的直接需求;X、Y均可指热、电、氢、氧、冷、气这6种能源中的某一种,这6种能源分别由T、E、H、O、C和N表示,能源出力和负荷需要满足的关系如下:

$$\begin{cases} P_{E,t} = P_{W,t} + P_{PV,t} + E_{NE,t} + E_{HE,t} \\ P_{T,t} = T_{NT,t} + T_{HT,t} + T_{GB,t} \\ P_{H,t} = H_{EH,t} \\ P_{N,t} = N_{HN,t} + P_{N,t}^0 \\ P_{C,t} = C_{NC,t} + C_{EC,t} \\ P_{O,t} = O_{EO,t} + O'_{EO,t} \end{cases} \quad (2)$$

$$\begin{cases} P_{E,t}^l = P_{E,t}^b + E_{EC,t} + E_{EO,t} + E_{EH,t} + P'_{EO,t} \\ P_{N,t}^l = P_{N,t}^b + N_{NE,t} + N_{NC,t} + N_{NT,t} + N_{GB,t} \\ P_{H,t}^l = P_{H,t}^b + H_{HE,t} + H_{HN,t} \\ P_{T,t}^l = P_{T,t}^b \\ P_{O,t}^l = P_{O,t}^b \\ P_{C,t}^l = P_{C,t}^b \end{cases} \quad (3)$$

式(2)、(3)中, $P_{W,t}$ 为t时段风电预测出力; $P_{PV,t}$ 为t时段光伏预测出力; $Y_{XY,t}$ 为利用X能源生产Y能源的生产商出力; $Y_{YX,t}$ 为利用Y能源生产X能源的Y能源负荷; $P_{N,t}^0$ 为t时段由天然气网提供的预测出力; $O_{EO,t}$ 和 $O'_{EO,t}$ 分别为t时段电解水与VPSA技术的产氧量; $P_{X,t}^b$ 为t时段X能源的净负荷量,即该时刻的能源不会转化为其他任何能源,X、Y为T、E、H、O、C、N中的一种; $P'_{EO,t}$ 为t时段应用VPSA技术制氧所消耗的电能; $T_{GB,t}$ 为t时段燃气锅炉的热出力; $N_{GB,t}$ 为t时段燃气锅炉的天然气负荷。本文利用图1所示能源转换装置将所有单位换算为MW。如:天然气通过燃气轮机转换为电能,1m³天然气在标准状态下能转化为0.26MW电能,其他能源之间的转化亦同此理。

需求响应负荷基本可分为替代性负荷与削减性负荷两种。其中,削减型负荷为

$$P_{X,t}^{rd} = P_{X,t}^b + \Delta P_{X,t}^l \quad (4)$$

式中, $P_{X,t}^{rd}$ 为考虑削减型负荷后的X能源在t时段负荷; $P_{X,t}^b$ 为X能源在t时段的基本负荷需求; $\Delta P_{X,t}^l$ 为X能源在t时段负荷弹性可调节部分的变化量。

2.2 碳权交易模型

风电、光伏和氢燃料电池等发电方式清洁、无污染、碳排放量极少。因此,综合能源VPP的碳排放源主要包括:微型燃气轮机、余热锅炉、燃气锅炉和制冷装置与VPSA通过吸附氧气余下的二氧化碳。同时,综合能源VPP的碳排放配额 $E_{p,t}$ 可以由

其产生的能量来确定,即

$$E_{p,t} = k_1 P_{E,t} + k_2 P_{T,t} + k_3 P_{C,t} \quad (5)$$

式中, k_1 、 k_2 和 k_3 分别为生产单位电能、热能和冷能所需要的碳排放配额。

综合能源 VPP 的实际碳排放量 $E_{ac,t}$ 为

$$E_{ac,t} = a_1 + b_1 P_{gas,t} + c_1 P_{gas,t}^2 + a_2 C_{EC,t} + a_3 O'_{EO,t} \quad (6)$$

$$P_{gas,t} = E_{NE,t} + T_{NT,t} + T_{GB,t} + C_{NC,t} \quad (7)$$

式中, $P_{gas,t}$ 为 t 时刻 VPP 中微型燃气轮机、余热锅炉、燃气锅炉和双效溴化锂吸收式制冷机的输出功率之和; $C_{EC,t}$ 为电制冷装置的输出功率; $O'_{EO,t}$ 为 VPSA 装置的制氧量, a_1 、 b_1 和 c_1 均为天然气供能碳排放系数; a_2 为制冷装置碳排放系数; a_3 为 VPSA 装置碳排放系数。

碳权交易采用碳排放权允许交易模式,其成本模型为

$$R_{Ca,t} = k_{Ca}(E_{ac,t} - E_{p,t}) \quad (8)$$

式中, $R_{Ca,t}$ 为碳权交易成本; k_{Ca} 为当日碳权交易价格。

2.3 碳排放生产优先度指标

不同能源转化过程的碳排放量各不相同。如果在某种能源的转化过程中,其消耗单位源能产生的碳越少,那么该能源的碳生产优先度就越高,即可认为某能源的碳排放生产优先度与其碳排放量成反比^[12]。故本文建立的碳排放生产优先度指标为

$$\beta_{XY_0} = \frac{\sum_{Y \neq Y_0} (A_{XY} + B_{XY} \lambda_{XY} + C_{XY} \lambda_{XY}^2)}{\sum_Y (A_{XY} + B_{XY} \lambda_{XY} + C_{XY} \lambda_{XY}^2)} \quad (9)$$

式中, A_{XY} 、 B_{XY} 和 C_{XY} 均为 X 能源再在转换为 Y 能源过程的碳排放系数; Y_0 为目标能源。

2.4 基于碳排放优先级的综合能源分配模型

本文涉及的能源种类较多,不同能源之间可能存在耦合关系,且不同能源在转化时需要考虑碳排放问题。因此,本文建立了一种适用于电—热—冷—气综合能源的分配模型,依据碳排放生产优先级对能源分配顺序和占比进行规定。

1) 根据模型预测的净能源出力和净负荷大小来计算其初始出力剩余量或负荷需求量。

该预测表达式为

$$\Delta P_{X,t}^0 = P_{X,t}^0 - P_{X,t}^{ES} - P_{X,t}^{ld} \quad (10)$$

式中, $P_{X,t}^0$ 表示在 t 时段由 X 能源提供的预测出力; $\Delta P_{X,t}^0$ 表示在 t 时段由 X 能源提供的初始出力剩余量,若 $\Delta P_{X,t}^0 > 0$,则 X 能源作为供应方;否则,若 $\Delta P_{X,t}^0 < 0$,则 X 能源作为用户方; $P_{X,t}^{ES}$ 表示 t 时段综合能源 VPP 中 X 能源的充、放能行为,其约束条件为

$$\begin{cases} P_{X,t}^{ES} = P_{X,t}^{ch} - P_{X,t}^{dis} \\ 0 \leq P_{X,t}^{ch} \leq D_{X,t}^{ch} P_{X,t}^{ch,max} \\ 0 \leq P_{X,t}^{dis} \leq D_{X,t}^{dis} P_{X,t}^{dis,max} \\ D_{X,t}^{ch} + D_{X,t}^{dis} \leq 1 \end{cases} \quad (11)$$

式中, $D_{X,t}^{ch}$ 、 $D_{X,t}^{dis}$ 均为 0-1 变量; $P_{X,t}^{ch}$ 和 $P_{X,t}^{dis}$ 分别为综合能源 VPP 在 t 时段充、放 X 能源数; $P_{X,t}^{ch,max}$ 与 $P_{X,t}^{dis,max}$ 分别为综合能源 VPP 在 t 时段充、放 X 能源的最大值,在各个时段,这二者均须相等。

2) 判断各能源供应优先级。

① 将消耗碳的能源转化过程作为第一优先级。如:氢的甲烷化通过消耗二氧化碳来完成。

② 将不产生碳也不消耗碳的能源转化过程作为第二优先级。如:电解水制氢。

③ 将产生碳的能源转化过程作为第三优先级。如:冰箱、空调和吸收式制冷机的制冷过程,燃气轮机的制热过程以及 VPSA 吸附氧气排出二氧化碳的过程。

其中,在第三优先级中引入碳排放生产优先度指标。当同一能源出力要供应多种能源负荷时,将碳排放生产优先度作为供应比,即

$$\begin{cases} \Delta P'_{Y,t} = \Delta P_{X,t} \beta_{XY} \lambda_{XY} \\ \Delta P'_{Z,t} = \Delta P_{X,t} \beta_{XZ} \lambda_{XZ} \end{cases} \quad (12)$$

式中, $\Delta P'_{Y,t}$ 为 X 能源在 t 时段转化得到 X 、 Y 能源的数量; $\Delta P_{X,t}$ 为 t 时段 X 能源出力; β_{XY} 为 Y 能源转化为 X 与 Y 能源的碳排放优先度。

3) 针对实际情况进行能源分配。

分别计算这 6 种能源的 $\Delta P_{X,t}^0$,其分配流程如图 3 所示。

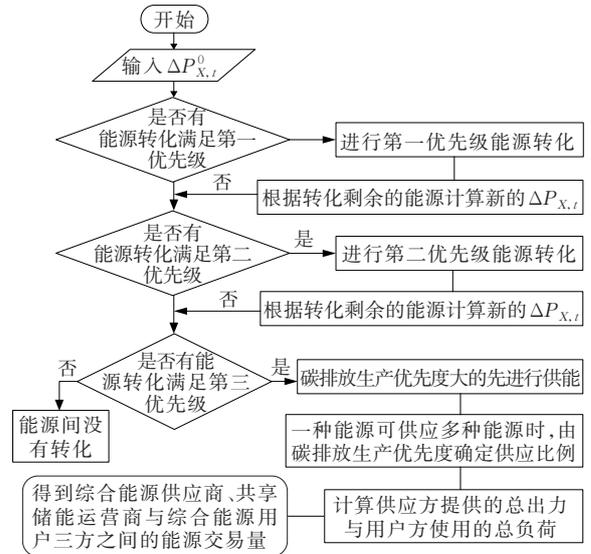


图 3 综合能源低碳分配流程

Figure 3 Low-carbon allocation flowchart of integrated energy

2.5 综合能源供应商和用户系统的收益模型

2.5.1 目标函数

能源分配完成后,供能侧各能源总销量和用户侧总负荷均已知。供能方的收益为售能收益与运行成本及碳权交易成本之差;用户方的收益为效用函数收益和购能成本之差^[13]。则有

$$\max F_g = \sum_{t=1}^{24} \left\{ \sum_X \left[(c_{Xg,t} - c_{Xc}) P_{Xg,t} - c_{Xa,t} P_{Xa,t} \right] - R_{Ca,t} \right\} \quad (13)$$

式中, F_g 为供能方收益; $P_{Xg,t}$ 为 t 时段供应商售出的 X 能源数目; $c_{Xg,t}$ 为 t 时段供应商 X 能源的售价; $P_{Xa,t}$ 为 t 时段供应商买入 X 能源的数目; $c_{Xa,t}$ 为 t 时段供应商买入 X 能源的成本单价; c_{Xc} 为 t 时段供应商 X 能源的产能装置成本与其他综合成本单价。

$$\max F_{user} = \sum_{t=1}^{24} \left[f_{u,t} - \sum_X (c_{Xg,t} P_{Xb1,t} + c_{X,t}^{ES} P_{Xb2,t}) \right] \quad (14)$$

式中, F_{user} 为用户方收益; $c_{X,t}^{ES}$ 为 t 时段储能商 X 能源的售价; $P_{Xb1,t}$ 为 t 时段用户向供能商购买的 X 能源数量; $P_{Xb2,t}$ 为 t 时段用户向储能商购买的 X 能源数量; $f_{u,t}$ 为用户的满意度函数,该函数是一个二次函数,表示用户按需求响应策略购买能源获得的满意程度,即

$$f_{u,t} = \sum_X \left[v_X (P_{Xb1,t} + P_{Xb2,t}) - \frac{\sigma_X}{2} (P_{Xb1,t} + P_{Xb2,t})^2 + \lambda_X \Delta P_{X,t}^1 \right] \quad (15)$$

式中, v_X 和 σ_X 分别为用户对消费 X 能源的偏好系数, λ_X 为 X 能源的削峰填谷单价。

2.5.2 供能商定价约束

供能商若想吸引用户、获得收益,其能源售价不仅要低于外部能源网络的售价,还要高于外部能源网络的购价。因此,供能商能源定价 $c_{Xg,t}$ 需要满足关系式:

$$c_{X,t}^{EG,b} < c_{Xg,t} < c_{X,t}^{EG,s} \quad (16)$$

式中, $c_{X,t}^{EG,b}$ 、 $c_{X,t}^{EG,s}$ 分别为在 t 时段外部能源网络的能源采购价与售价。

2.6 共享储能运营商的收益模型

2.6.1 目标函数

共享储能运营商提供能源的存储和调取服务,综合能源供能商和用户在使用能源时需要缴纳能源调取费,同时共享储能运营商需要支付充、放能的成本费。因此,共享储能运营商的收益函数 F_{ES} 为

$$F_{ES} = \sum_{t=1}^{24} \sum_X \left[(c_{X,t}^{ES} - c_{X,t}^{ES}) P_{Xs,t}^{ES} - c_{Xg,t} P_{Xb,t}^{ES} \right] \quad (17)$$

式中, $c_{X,t}^{ES}$ 为 X 能源储能装置单位储能成本; $P_{Xs,t}^{ES}$ 与 $P_{Xb,t}^{ES}$ 分别为 t 时段共享储能运营商售卖和存储的 X 能源数量。

2.6.2 约束条件

1) 储能装置容量约束。

储能装置在第 $t+1$ 时刻的容量 X_{t+1}^{ES} 为

$$X_{t+1}^{ES} = X_t^{ES} + P_{X,t}^{ch} - P_{X,t}^{dis} \quad (18)$$

在任意时段,储能装置充、放能的总功率不能超过其限值。因此,对于任意时刻 t 的储能装置容量 X_{min}^{ES} 应满足关系式:

$$X_{min}^{ES} \leq X_t^{ES} \leq X_{max}^{ES} \quad (19)$$

式中, X_{min}^{ES} 与 X_{max}^{ES} 分别表示 X 能源储能装置容量的最小值与最大值。

2) 储能装置寿命约束。

使用储能装置时,需考虑该装置的使用寿命。因此,需对储能装置的充、放能次数进行限制,即

$$10 \leq \sum_{t=1}^{24} (D_{X,t}^{ch} + D_{X,t}^{dis}) \leq 20 \quad (20)$$

3 基于多目标优化的综合能源 VPP 决策模型与求解

3.1 决策框架

共享储能运营商的定价决策和综合能源用户系统的需求响应都是在供能商对各种能源报价的基础上进行的;其决策结果又能反作用于供能商的报价决策。这种能源交易过程会在多方利益之间产生矛盾。因此,本文将综合能源供应商、共享储能运营商和综合能源用户系统三方的经济效益作为3个独立的目标函数,对交易能源的价格进行优化。其中,综合能源供应商的决策变量为24h各能源售价;共享储能运营商的决策变量为24h储能装置的各能源售价;综合能源用户系统的决策变量为各时段可削减的负荷。

3.2 求解方法

传统的集中优化算法往往要收集各参与者的交易信息,不利于参与者的隐私保护。在市场交易中,各参与者需进行博弈,各自信息也不能公开。因此,各参与者需要单独地对各自策略进行优化。本文采用遗传算法联合二次规划(genetic algorithm and quadratic programming, GA-QP)的分布式求解方法^[14],其算法流程如图4所示。该问题是大规模非线性优化问题,采用遗传算法可以降低求解复杂度,提高寻找最优解的能力。由于综合能源用户系

统的目标函数是二次函数,故可采用二次规划,提高求解的速度与精度。共享储能运营商和综合能源用户系统只需接受综合能源供应商的报价,并反馈各自的决策即可。这能有效地避免信息的泄露,保护各参与者的信息安全。

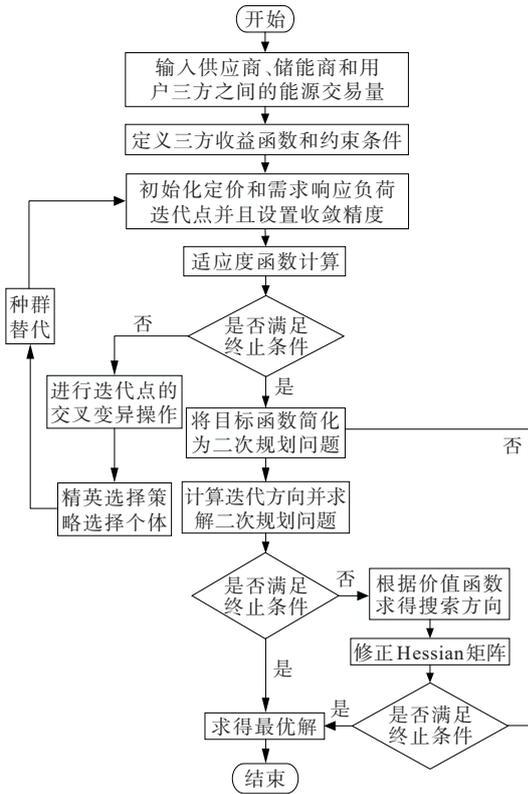


图 4 GA-QP 算法流程

Figure 4 Flowchart of GA-QP algorithm

4 算例分析

4.1 数据

本文以宁夏回族自治区某地的综合能源试验园区某天的能源数据为样本,取样时间间隔为 1 h。用户对消费各能源的偏好系数见表 1,电网分时电价、上网电价以及其他能源价格的上、下限等参数见表 2。假设用户可削减负荷上限为负荷总量的 20%^[15]。

表 1 用户对消费各能源的偏好系数

Table 1 User preference coefficients for consuming various energies

类型	v_x	σ_x
电能	1.5	0.000 9
热能	1.1	0.001 1
氢能	1.7	0.000 7
氧气	1.4	0.000 3
冷能	1.1	0.001 3
天然气	1.2	0.001 0

表 2 电—热—冷—气的综合能源 VPP 经济参数

Table 2 Economic parameters of electricity-heat-cold-gas integrated energy VPP

参数	单位	时段	数值
分时电价	元/(MW·h)	12:00—16:00,20:00—23:00	1 200
		09:00—12:00,16:00—20:00,23:00—24:00	800
		00:00—9:00	400
上网电价	元/(MW·h)	00:00—24:00	350
热价上限	元/(MW·h)	00:00—24:00	500
热价下限	元/(MW·h)	00:00—24:00	150
氢价上限	元/(MW·h)	00:00—24:00	1 600
氢价下限	元/(MW·h)	00:00—24:00	825
氧价上限	元/(10 ⁴ m ³)	00:00—24:00	50 000
氧价下限	元/(10 ⁴ m ³)	00:00—24:00	12 000
冷价上限	元/(MW·h)	00:00—24:00	1 200
冷价下限	元/(MW·h)	00:00—24:00	700
天然气价上限	元/(MW·h)	00:00—24:00	350
天然气价下限	元/(MW·h)	00:00—24:00	290

4.2 结果分析

综合能源供应商、共享储能运营商和综合能源用户系统三方的效益均采用 GA-QP 算法进行优化迭代,其过程如图 5 所示。从图 5 中可以看出,这三方效益的算法收敛趋势并不一致。随着迭代次数的增加,综合能源供应商和用户的收益逐渐增加,共享储能运营商的收益在经历一系列波动后也逐渐稳定,这也体现了这三者间的博弈过程^[16-17]。当各自的收益稳定后,各参与者的策略不再改变。即在当前策略下,任何参与者都不能通过独立改变策略获得更多的收益。最终,共享储能运营商、综合能源供应商和用户的收益分别稳定在 9 950.0、28 147.9 以及 10 307.0 元。

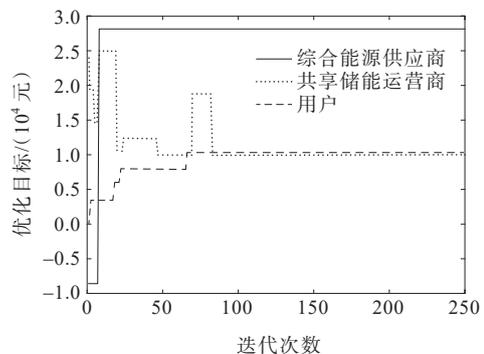


图 5 GA-QP 算法迭代收敛结果

Figure 5 Iterative convergence results of GA-QP algorithm

为验证GA-QP算法的收敛性,选取第3代非支配排序遗传算法(non-dominated sorting genetic algorithm III, NSGA-III)和模拟退火算法(simulated annealing, SA)与其进行对比。NSGA-III算法是NSGA算法的改进算法,其基本思想是先将目标空间划分为几组参考点;再根据参考点对解进行排序,指导求解的优化方向,更好地探索与维护种群的多样性;最后,通过选择非支配解和使用交叉和变异操作来生成新解,逐步增加解的质量。模拟退火算法是一种全局优化算法,其基本思想是通过接受部分劣质解来避免算法陷入局部最优,增加算法的全局搜索能力。通过在解空间中随机选择,并根据一定的准则来接受或拒绝新解,该算法可灵活地控制了解的搜索过程。这2种算法迭代结果分别如图6、7所示。从图6、7中可以看出,就收敛速度而言,NSGA-III算法在第84次迭代时收敛,SA算法在第171次迭代时收敛,GA-QP算法在第83次迭代时才收敛。因此,在这3种算法中,GA-QP算法的收敛速度最快。从收敛效果上看,GA-QP算法对本问题的求解稳定性能最佳。从求解结果上看,通过GA-QP算法求得的三方收益最高,说明该算法可以找到相对于另两者解之外的更优的解。综上所述,GA-QP算法是这3种算法中最好的。

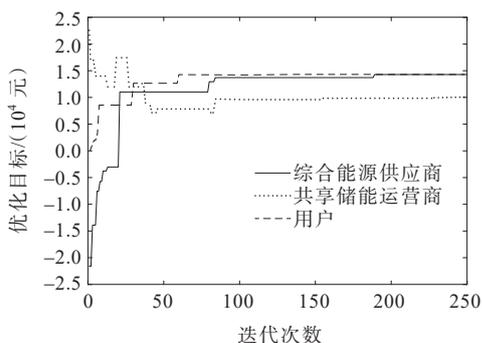


图6 NSGA-III算法迭代收敛结果

Figure 6 Iterative convergence results of NSGA-III algorithm

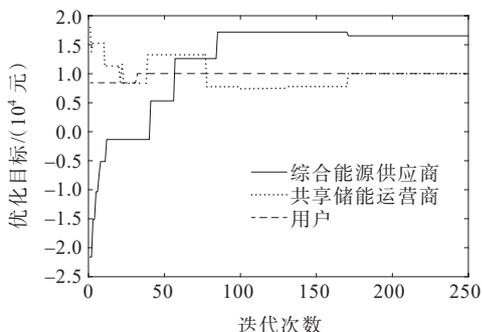


图7 SA算法迭代收敛结果

Figure 7 Iterative convergence results of SA algorithm

能源供应商和储能商的定价策略如图8所示。在图8(a)中,供能商与储能商在价格包络线内确定的价格范围进行定价,为用户提供比电网售价更低廉的价格。供应商逐时售电价峰值出现在14:00和23:00,储能商逐时售电价峰值出现在14:00、16:00和23:00。这是鼓励用户在用电高峰期节约用电导致的,其结果与电网政策不谋而合。11:00、15:00与20:00—22:00是电价的局部低谷,11:00和19:00的供应商电价低谷最为明显。这是电网促使用电用户将家务与汽车充电需求等高耗电量的活动推迟到低谷期、平衡电网负荷导致的。值得注意的是,原电网分时电价在15:00与20:00—22:00时段一直维持在较高水平。在引入共享储能商后,无论是储能商的电网定价,还是供应商的定价均明显下降。这是电动汽车的兴起让储能商占据的市场份额增大,储能商与供应商进行了价格上的博弈所致。这些时间段是电动汽车充电的黄金时间,储能商与供应商的用电价格均大幅下降。

在图1中,氢能用于甲烷化以及制作氢燃料电池,属于高度工业化原料。氢的甲烷化需要大量二氧化碳,而白天由于植物的光合作用,大气中的二氧化碳浓度低于夜晚的,所以氢能甲烷化多在夜间进行,氢能的夜间需求量大,才有了如图8(b)所示的夜间氢的高价。制作氢燃料电池没有时间约束,且氢能生产是高度工业化的,但操作工人们在饭点时段(07:00、13:00和18:00)是不进行作业的,所以这几个时段的氢能需求量少,氢价也就较低。

从图8(c)中可以看出,氧气一般用于医院和冶炼厂,热能用于家庭供暖、工业生产和交通运输。这两者需求量高与低的时间段都出现得较为随机,基本没有规律可循,故这两者的定价没有规律。

从图8(d)中可以看出,供应商逐时售热价的峰值出现在12:00与09:00,这是因为人们在冬日入睡后与早高峰出行时的热能需求高。其低谷出现在10:00与14:00,这是因为人们大多在工作中且中午最热,对热能需求不高。

从图8(e)中可以看出,对于冷能而言,最主要的供冷时间段是中午。中午的气温是全天最高的,所以这个时间段对冷能需求也最大。新鲜的鱼类和蔬菜也需及时冷藏,防止变质。因此,冷能的需求量在早上和中午均较大。

对于天然气而言,最突出的特点是用餐时间段的使用量较大。在用餐时间,家庭用气需求量很大,其价格也较高,如图8(f)所示。在图8(f)中,06:00、

07:00、11:00—14:00及19:00这几个时间点的天然气价格最高。除家庭用气以外,交通运输如夜班出租车也需要在夜晚驾驶前和白天交班前对车辆的天然气进行补充,所以在24:00和凌晨04:00—05:00的天然气的价格也会升高。从图8(f)中可以看出,能源价格的高低与其需求量大小关系紧密。

从图8中还可以看出,储能商与供应商各自的定价在相当长的时间内存在较大差异,如图8(b)的05:00和20:00、图8(c)的03:00和20:00与图8(e)的03:00、04:00、08:00、12:00和19:00等。在有的

时间点,两者的定价走势甚至完全背离。这是因为能源供应商作为上层领导者制定价格策略,而共享储能商作为参与者根据价格策略做出决策。在定价过程中,能源供应商和共享储能商之间存在着利益博弈关系,双方都希望在博弈中为各自获得最大利益。因此,能源供应商和共享储能商在定价时会根据自身利益和市场需求做出不同的决策,导致能源定价在某些时段出现一高一低的情况。

用户的各能源需求响应策略如图9所示。在图9中,左纵坐标表示正常能源网分时定价的用户需

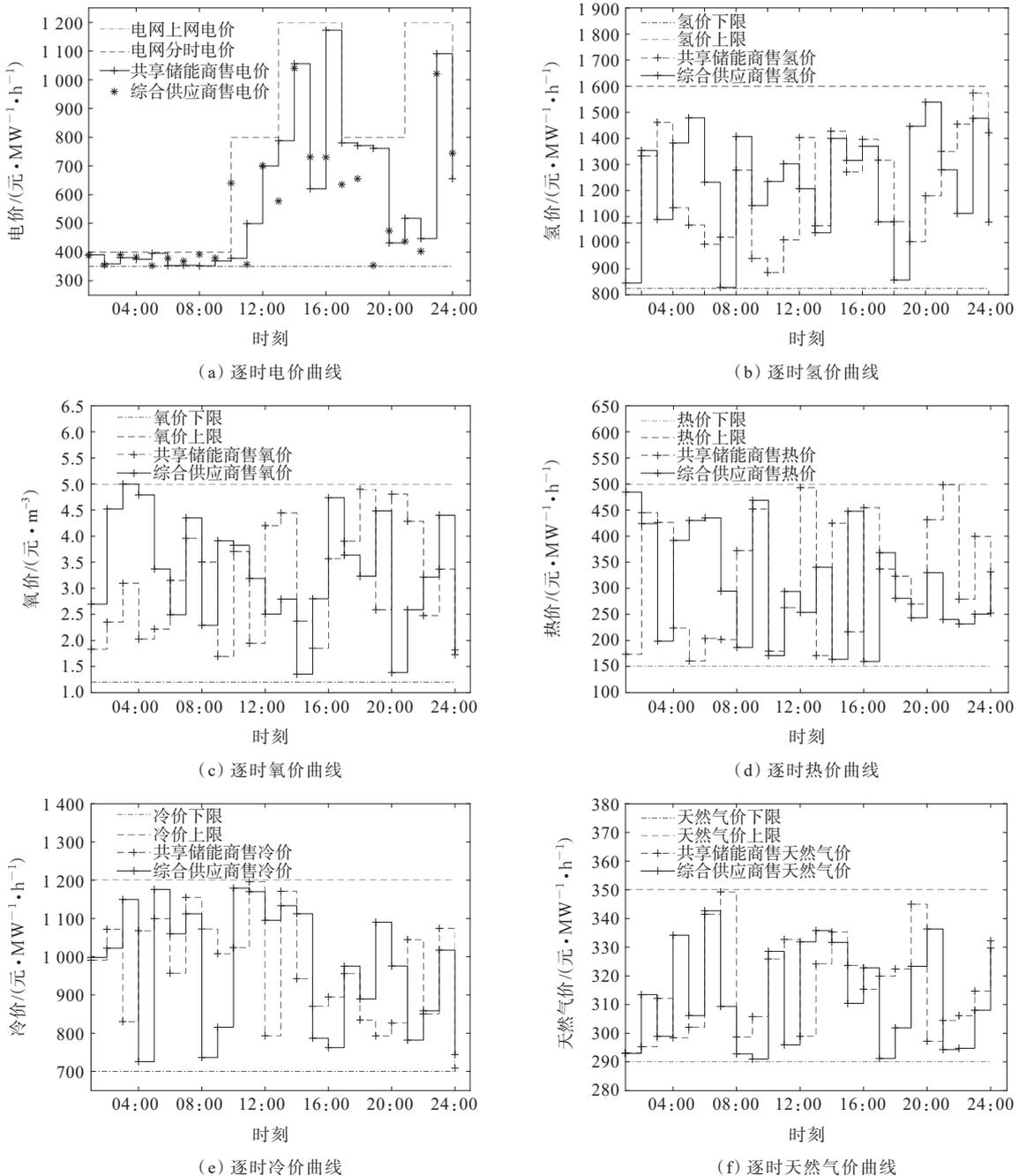


图8 综合能源供应商和共享储能商的定价方案优化结果

Figure 8 Optimization results of pricing schemes for integrated energy suppliers and shared energy storage providers

求,若点大于0,则说明此时的用能需求增大;若点小于0,则说明此时的用能需求减少。虚线表示用能负荷需求的变化,实线表示供能商和储能商两者定价与原分时定价差距之和的变化。差距越大,说明能源定价越低。

从图9中可以看出,实线与虚线的变化趋势基本一致。这说明综合能源用户系统的需求响应方案是受供能商和储能运营商两者定价的优惠力度共同影响的,两者定价和原分时定价差距越大,用户就越愿意增加用能需求;两者定价和原分时定价

差距越小,用户就越愿意削减用能需求。

以用电需求为例,15:00、22:00的需求响应为正,18:00、23:00的需求响应为负。这是因为18:00、23:00时的储能运营商和供电商的电价跟原分时电价相差不大。而在15:00、22:00时,储能运营商和供电商电价跟原分时电价相差较大,用户在优惠差距影响下才会如此决策。同时,当电价变化时,用户用电需求也按照价高用得少、价低用得多的规律在变化。在1d的大部分时间段内,用户用电需求变化与价格差的变化基本一致。同样地,其他能源

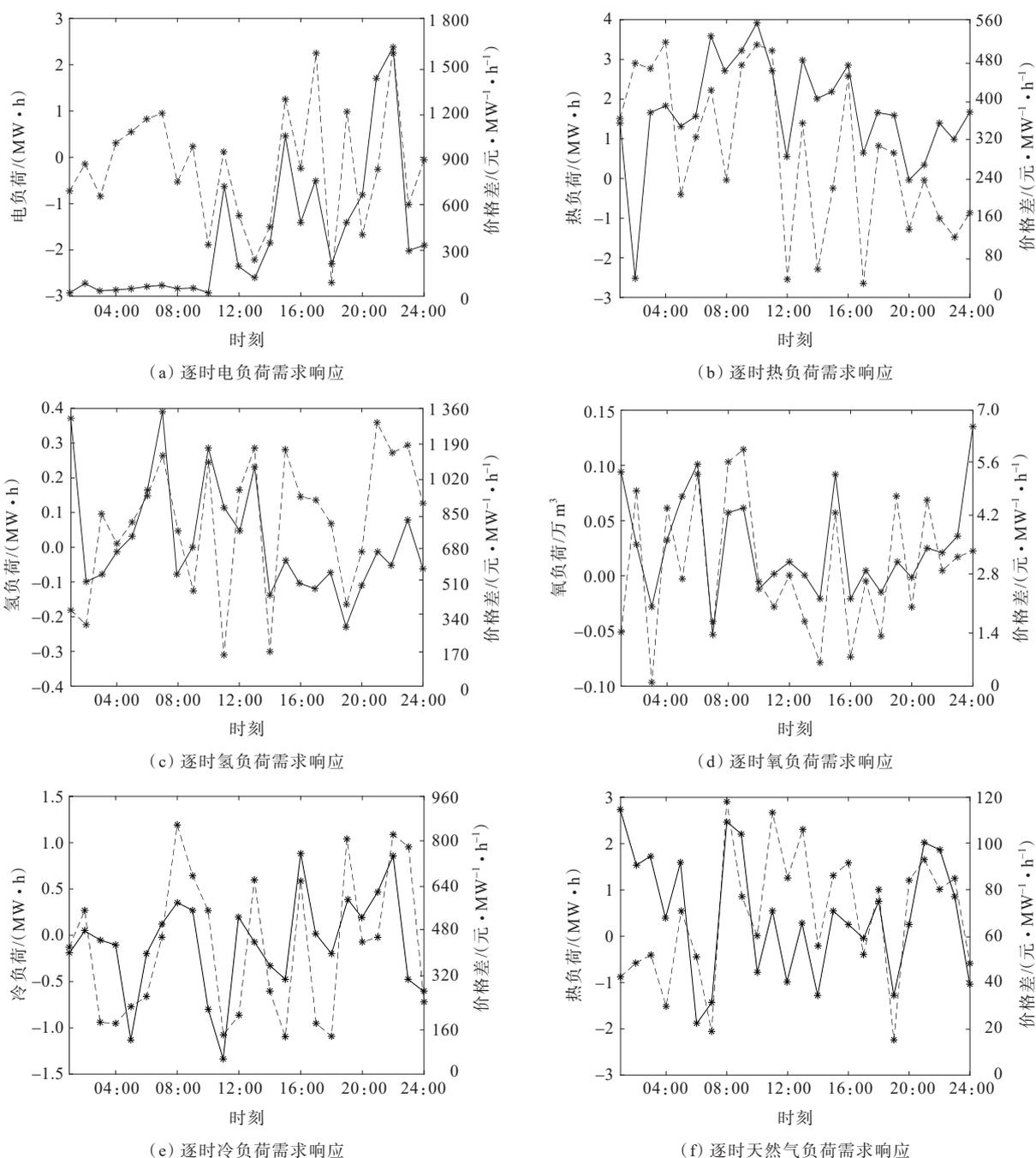


图9 用户各能源需求响应策略

Figure 9 Response strategies for user various energy demand

需求响应策略随定价变动的规律和电价的相同,这里不再赘述。

碳排放量优化结果如图10所示。在图10中,碳排放量最终稳定在542.23 kg。为验证低碳排放的有效性,将本策略与另外3种综合能源交易策略(分别表示为策略2、3和4)^[18-20]进行了对比。类似地,在各策略下供应商、储能商以及用户3者间进行各能源交易。其中,策略2并不是将综合能源系统视为一个整体,而是将其重构,分为下层需求侧终端能源站和上层多主体能源站,在得到新区域综合能源系统框架之后,再进行多主体的利益博弈;策略3考虑了低碳优先的能源分配,低碳属性好的供应商和储能运营商拥有优先交易权利,若最后分配时有多家供应商和储能运营商的低碳属性相同,则按照申报量比例来分配剩余能量;策略4建立了日前能源交易模型,综合能源服务商以批发价格从供应商购买能源,并设定能源零售价格,根据能源梯级利用理论,对能源零售计划和能源调度进行决策。最终的对比结果见表3。由表3可知,本文所提策略的碳排放量相较策略2、3和4的分别降低了23.4%,21.1%和30.1%。因此,所提策略对综合能源VPP的低碳运行具有很好的改善作用。虽然该方案的经济效益不是最好的,但各方收益的差异均在5%左右,说明该策略并没有损失很大经济效益,在把低碳性放在首位的同时兼顾了经济性。

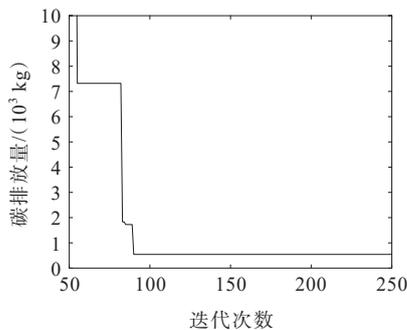


图10 碳排放量优化结果

Figure 10 Optimization results of carbon emission quantity

表3 对比结果

Table 3 Compare results

策略	碳排放量/kg	综合能源供应商收益/元	共享储能运营商收益/元	综合能源用户收益/元
本文	542.23	28 147.9	9 950.0	10 307.0
2	707.87	29246.5	10 655.0	11 257.0
3	687.24	27 699.1	9 855.0	10 684.0
4	775.72	28 974.8	10 328.0	10 399.0

5 结语

本文提出了一种基于碳排放生产优先级的电—热—冷—气综合能源交易分配与定价模型。首先,按照碳排放生产优先度将能源转换过程进行分级排序,确定能源交易额;其次,将综合能源供能商、共享储能运营商和用户三方的经济效益作为独立的目标进行优化,求解最优交易方案,实现综合能源VPP低碳经济运行;最后,通过实际算例验证了该模型能在较大程度地降低碳排放量的同时兼顾VPP的经济效益。本文得到的主要结论如下:

- 1) 基于碳排放生产优先级的综合能源分配定价模型存在最优解,GA-QP法求解的结果具有较好的收敛效果;
- 2) 算例的仿真结果说明通过引入碳排放生产优先级概念进行综合能源间的交易能显著降低碳排放量,让供能更经济,用能更合理。

参考文献:

- [1] 刘鹏,崔雪.双碳背景下考虑市场份额偏好的发电侧市场均衡分析[J].电力科学与技术学报,2023,38(2):9-17+39.
LIU Peng, CUI Xue. Equilibrium analysis of power generation market considering market share preference under carbon-neutral goal[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(2): 9-17+39.
- [2] 王辉,李乃慧,梁凌,等.耦合系统下含光热电站的需求响应虚拟电厂优化调度[J/OL].电测与仪表,2023:1-12.(2023-08-04). <https://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20230804.1509.002.html>.
WANG Hui, LI Naihui, LIANG Ling, et al. Optimal scheduling of a virtual power plant with concentrating solar power based on demand response in coupled system[J/OL]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023: 1-12. (2023-08-04). <https://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20230804.1509.002.html>.
- [3] 丁建顺,尤佳,周永刚,等.考虑需求响应和风险规避的虚拟电厂最优调度[J].智慧电力,2023,51(3):79-86.
DING Jianshun, YOU Jia, ZHOU Yonggang, et al. Optimal scheduling of virtual power plants considering demand response and risk aversion[J]. Smart Power, 2023, 51(3): 79-86.
- [4] WEI X, XU Y L, SUN H B, et al. Bi-level hybrid stochastic/robust optimization for low-carbon virtual power plant dispatch[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2022, PP(99):1-11.
- [5] ZHAO H R, ZHANG C, ZHAO Y H, et al. Low-carbon economic dispatching of multi-energy virtual power

- plant with carbon capture unit considering uncertainty and carbon market[J]. *Energies*, 2022, 15(19):7225.
- [6] 张钧钊,姜欣,段世杰,等. 虚拟电厂参与电-碳联合市场运行的竞价策略研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(11):108-118.
ZHANG Junzhao, JIANG Xin, DUAN Shijie, et al. Bidding strategy for a virtual power plant to participate in the power-carbon joint market[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(11):108-118.
- [7] 徐楠,赵子豪,王永利,等. 基于设备初选的综合能源系统扩容规划研究[J]. *电网与清洁能源*, 2022, 38(12):124-130.
XU Nan, ZHAO Zihao, WANG Yongli, et al. Research on capacity expansion planning of the integrated energy system based on primary equipment selection[J]. *Power System and Clean Energy*, 2022, 38(12):124-130.
- [8] GUO R, YE H W, ZHAO Y. Low carbon dispatch of electricity-gas-thermal-storage integrated energy system based on stepped carbon trading[J]. *Energy Reports*, 2022, 8:449-455.
- [9] ZHU G, GAO Y. Multi-objective optimal scheduling of an integrated energy system under the multi-time scale ladder-type carbon trading mechanism[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2023, 417:137922.
- [10] 崔世庭,陈禹志,朱瑞金,等. 考虑P2G-VPSA联合供氧和弹性共享电价的虚拟电厂优化调度[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2023, 35(10):67-78.
CUI Shiting, CHEN Yuzhi, ZHU Ruijin, et al. Optimal dispatching of virtual power plants considering P2G-VPSA combined oxygen supply and elastic shared electricity price[J]. *Proceedings of the CSU-EPSA*, 2023, 35(10):67-78.
- [11] 王佳惠,牛玉广,陈玥,等. 电-碳联合市场下虚拟电厂主从博弈优化调度[J]. *电力自动化设备*, 2023, 43(5):235-242.
WANG Jiahui, NIU Yuguang, CHEN Yue, et al. Master-slave game optimal dispatching of virtual power plant under electricity-carbon joint market[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(5):235-242.
- [12] 王冲,葛玉林,鞠平,等. 基于碳排放动态分配调度优先级的配电系统低碳经济运行[J]. *电网技术*, 2023, 47(11):4467-4476.
WANG Chong, GE Yulin, JU Ping, et al. Low-carbon economic operation of distribution system based on dynamic allocation of dispatching priority of carbon emissions[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(11):4467-4476.
- [13] 帅轩越,马志程,王秀丽,等. 基于主从博弈理论的共享储能与综合能源微网优化运行研究[J]. *电网技术*, 2023, 47(2):679-690.
SHUAI Xuanyue, MA Zhicheng, WANG Xiuli, et al. Optimal operation of shared energy storage and integrated energy microgrid based on leader-follower game theory[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(2):679-690.
- [14] 王海洋,李珂,张承慧,等. 基于主从博弈的社区综合能源系统分布式协同优化运行策略[J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(17):5435-5445.
WANG Haiyang, LI Ke, ZHANG Chenghui, et al. Distributed coordinative optimal operation of community integrated energy system based on Stackelberg game[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(17):5435-5445.
- [15] LIU N, HE L, YU X H, et al. Multiparty energy management for grid-connected microgrids with heat and electricity-coupled demand response[J]. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 2018, 14(5):1887-1897.
- [16] LIU N, YU X H, WANG C, et al. Energy sharing management for microgrids with PV prosumers: a Stackelberg game approach[J]. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 2017, 13(3):1088-1098.
- [17] 周步祥,张越,臧天磊,等. 基于区块链的多虚拟电厂主从博弈优化运行[J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(1):155-163.
ZHOU Buxiang, ZHANG Yue, ZANG Tianlei, et al. Blockchain-based Stackelberg game optimal operation of multiple virtual power plants[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(1):155-163.
- [18] 刘自发,周翰泽. 计及多主体能源交易的综合能源系统规划方法研究[J]. *电网技术*, 2022, 46(9):3524-3536.
LIU Zifa, ZHOU Hanze. Research on comprehensive energy system planning method considering multi agent energy transaction[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(9):3524-3536.
- [19] 陈璐,徐青山,杨永标,等. 考虑低碳优先的社区群电热交易策略[J]. *电网技术*, 2022, 46(9):3376-3390.
CHEN Lu, XU Qingshan, YANG Yongbiao, et al. Heat-electricity trading decisions of community groups considering low-carbon priority[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(9):3376-3390.
- [20] MIAO B, LIN J, LI H, et al. Day-ahead energy trading strategy of regional integrated energy system considering energy cascade utilization[J]. *IEEE Access*, 2020(8):138021-138035.