

7-20-2022

Optimal Dispatch of Integrated Energy System Considering Ladder-Type Carbon Trading

Liyang Wang

1.North China Electric Power University, Beijing 102206, China; wangliyang613@ncepu.edu.cn

Jialin Lin

1.North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

Houqi Dong

1.North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

Ming Zeng

1.North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

See next page for additional authors

Follow this and additional works at: <https://dc-china-simulation.researchcommons.org/journal>



Part of the Artificial Intelligence and Robotics Commons, Computer Engineering Commons, Numerical Analysis and Scientific Computing Commons, Operations Research, Systems Engineering and Industrial Engineering Commons, and the Systems Science Commons

This Invited Papers & Special Columns is brought to you for free and open access by Journal of System Simulation. It has been accepted for inclusion in Journal of System Simulation by an authorized editor of Journal of System Simulation.

Optimal Dispatch of Integrated Energy System Considering Ladder-Type Carbon Trading

Abstract

Abstract: With the development of the electricity market and carbon market, the introduction of demand response and carbon trading mechanisms into the operation and dispatch of integrated energy systems will help guide users and system operators to optimize electricity consumption and dispatch plans. The comprehensive incentive measures such as time-of-use electricity prices and demand response incentive subsidies are used to guide users to participate in demand response. A *two-layer stochastic optimal scheduling model for a comprehensive energy system considering the ladder-type carbon trading mechanism and demand response is constructed based on IGDT (information gap decision theory) theory*. The two-layer model is converted into a single-layer model by KKT condition and big M method for solving. The results show that the introduction of the demand response and carbon trading mechanisms can achieve low-carbon and environmentally friendly operation of the integrated energy system.

Keywords

integrated energy system, demand response, IGDT, ladder-type carbon trading mechanism, two-layer model

Authors

Liyang Wang, Jialin Lin, Houqi Dong, Ming Zeng, and Yuqing Wang

Recommended Citation

Liyang Wang, Jialin Lin, Houqi Dong, Ming Zeng, Yuqing Wang. Optimal Dispatch of Integrated Energy System Considering Ladder-Type Carbon Trading[J]. Journal of System Simulation, 2022, 34(7): 1393-1404.

计及阶梯式碳交易的综合能源系统优化调度

王俐英¹, 林嘉琳¹, 董厚琦¹, 曾鸣¹, 王雨晴^{2*}

(1. 华北电力大学, 北京 102206; 2. 华北电力大学(保定), 河北 保定 071000)

摘要: 随着电力市场和碳市场的发展, 将需求响应和碳交易机制引入综合能源系统运行调度中, 有助于引导用户和系统运营商优化用电和调度计划。通过分时电价和需求响应激励补贴等综合型激励措施引导用户参与需求响应, 并基于 IGDT (*information gap decision theory*) 理论构建了考虑阶梯式碳交易机制以及需求响应的综合能源系统双层随机优化调度模型, 并通过 KKT 条件和大 M 法将双层模型转化为单层模型进行求解。结果表明, 引入需求响应和阶梯式碳交易机制之后能够实现综合能源系统的低碳环保运行。

关键词: 综合能源系统; 需求响应; IGDT; 阶梯式碳交易机制; 双层模型

中图分类号: TP391

文献标志码: A

文章编号: 1004-731X(2022)07-1393-12

DOI: 10.16182/j.issn1004731x.joss.22-0189

Optimal Dispatch of Integrated Energy System Considering Ladder-Type Carbon Trading

Wang Liying¹, Lin Jialin¹, Dong Houqi¹, Zeng Ming¹, Wang Yuqing^{2*}

(1. North China Electric Power University, Beijing 102206, China; 2. North China Electric Power University(Baoding Campus), Baoding 071000, China)

Abstract: With the development of the electricity market and carbon market, the introduction of demand response and carbon trading mechanisms into the operation and dispatch of integrated energy systems will help guide users and system operators to optimize electricity consumption and dispatch plans. The comprehensive incentive measures such as time-of-use electricity prices and demand response incentive subsidies are used to guide users to participate in demand response. A two-layer stochastic optimal scheduling model for a comprehensive energy system considering the ladder-type carbon trading mechanism and demand response is constructed based on IGDT (*information gap decision theory*) theory. The two-layer model is converted into a single-layer model by KKT condition and big M method for solving. The results show that the introduction of the demand response and carbon trading mechanisms can achieve low-carbon and environmentally friendly operation of the integrated energy system.

Keywords: integrated energy system; demand response; IGDT; ladder-type carbon trading mechanism; two-layer model

引言

2020 年, 中国提出“二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值, 努力争取 2060 年前实现碳中和”, 简称“双碳目标”。据统计, 能源行业碳排

放占中国碳排放总量的 80% 左右, 电力行业的碳排放占 40% 左右, 因此, 进一步加快中国能源低碳转型尤为重要^[1]。在此背景下, 构建电-气-热-冷等多类型能源统筹规划和协调调度的综合能源系统(integrated energy system, IES)已成为提高能源

收稿日期: 2022-03-09

修回日期: 2022-06-08

基金项目: 国家社会科学基金重大项目(19ZDA081); 中央高校基本科研业务费(2020MS067)

第一作者: 王俐英(1997-), 女, 蒙古族, 博士生, 研究方向为综合能源系统优化调度, 电力需求侧管理。E-mail: wangliying613@ncepu.edu.cn

通讯作者: 王雨晴(1994-), 女, 回族, 博士, 讲师, 研究方向为综合能源系统优化调度, 电力市场, 能源互联网。

E-mail: wangyuqingncepu@foxmail.com

综合利用效率, 促进新能源消纳的重要手段^[2]。

随着电力市场和碳市场的发展, 在 IES 调度优化中考虑需求响应(demand response, DR), 利用 DR 进行负荷的转移和削减能够实现保障能源供需平衡和提升用户的用能经济性以及将碳交易机制引入 IES 调度, 从而实现 IES 的低碳经济运行变得尤为重要。文献[3]从 DR 的角度, 基于多能量负荷交互响应特征分析, 引入电-气-热-冷的水平互补替代和垂直时移策略, 并考虑多种能源的协同互补性和柔性转化, 建立了基于综合 DR 的 IES 随机鲁棒优化运行模型, 有效地降低了系统运行成本。文献[4]采用可信度水平理论, 构建了考虑不确定性的价格型 DR 模型, 以评价基于价格的综合 DR 对 IES 的真实贡献。文献[5]构建了基于阶梯碳交易机制的园区 IES 多阶段规划模型, 并通过研究发现系统的碳排放对阶梯碳交易机制的参数变化较为敏感, 且碳交易基准价格是影响规划结果的主要因素。文献[6]构建了考虑阶梯式碳交易机制与供需灵活双响应的 IES 优化调度模型。文献[7]采用鲁棒优化理论, 建立了基于奖惩阶梯式碳交易成本的双层 IES 规划模型。但上述研究主要大多集中于将单一的碳交易机制以及价格型 DR 或激励型 DR 引入 IES 运行调度中, 较少考虑在 IES 运行调度中同时考虑 DR 的综合激励机制以及阶梯式碳交易机制。

此外, IES 中源侧风电光伏出力和需求侧电、热、冷多元负荷的不确定性也是影响系统经济可靠运行的重要影响因素。信息间隙决策理论(information gap decision-making theory, IGDT) 在实现的预测误差落入不确定性变量的最大波动范围内时, 保证了目标函数满足预定的目标, 是实现 IES 经济调度运行较为可行的不确定性处理方法^[8]。文献[9]在考虑可再生能源出力和负荷的不确定性的基础上, 提出了基于 IGDT 的独立微电网运行规划模型。文献[10]利用 IGDT 理论, 从风险中性、风险厌恶和风险寻求的角度, 构建考虑多种能源需求以及电价不确定性的 IES 调度模型。

文献[11]考虑电、气负荷不确定性, 提出一种基于 IGDT 理论的电-气互联综合能源系统多目标扩展规划模型, 采用 IGDT 对典型场景下不确定因素水平进行量化。文献[12]提出基于 IGDT 理论的双层鲁棒优化储能配置模型, 模型下层搭建以经济性为目标的储能电站日前鲁棒优化运行模型。综上, IGDT 理论是处理 IES 中可再生能源出力和负荷需求等诸多不确定性问题的有效方法。然而, 目前较少有研究在考虑需求响应和碳交易机制的基础上, 利用 IGDT 理论进行 IES 系统规划调度优化。

因此, 本文针对园区级 IES(park-level integrated energy system, PIES), 考虑源荷双侧的不确定性, 将阶梯式碳交易机制和需求响应引入 PIES 集中优化调度目标函数, 提出了基于 IGDT 的 PIES 运营商(PIES operator, PIESO)在确定性模型下的常规策略和考虑不确定性的风险规避策略(risk averse strategy, RAS)下的优化调度模型, 分析了风险意识和碳交易价格对于 PIESO 日运行利润的影响。

1 PIES 调度优化模型

1.1 PIES 架构和设备模型

1.1.1 PIES 架构

本文所研究的 PIES 内部市场主体为能源供应商、PIESO 和综合能源用户, 包含冷、热、电、气等多类能源。在能源供给侧, PIESO 向上级电网和气网购买能源, 通过优化 PIESO 内部的能源生产、转换耦合和储存设备的出力以及采用激励补贴机制引导用户参与需求响应来满足用户的用能需求, 保障能源供给。在能源需求侧, 综合能源用户根据 PIESO 给出的激励补贴价格, 调整自身的用能需求, 从而使得自身用能成本降低的同时保障能源供需平衡和系统安全稳定运行。

图 1 中, k_{chp}^g 和 k_{gb}^g 分别为天然气供给热电联产机组(combined heat and power, CHP)和燃气锅炉(gas boiler, GB)的分配系数, $k_{\text{chp}}^g + k_{\text{gb}}^g = 1$; k_{el} ,

k_e^{hp} 和 k_e^{er} 分别为生产的电能直接供给电负荷 (electrical load, EL)、热泵(heat pump, HP)和电制冷机(electric refrigerator, ER)的分配系数, $k_e^l + k_e^{hp} +$

$k_e^{er} = 1$; k_h^l 和 k_h^{ac} 分别为生产的热能直接供给热负荷 (heat load, HL) 和吸收式制冷机 (absorption chiller, AC) 的分配系数, $k_h^{ac} + k_h^l = 1$ 。

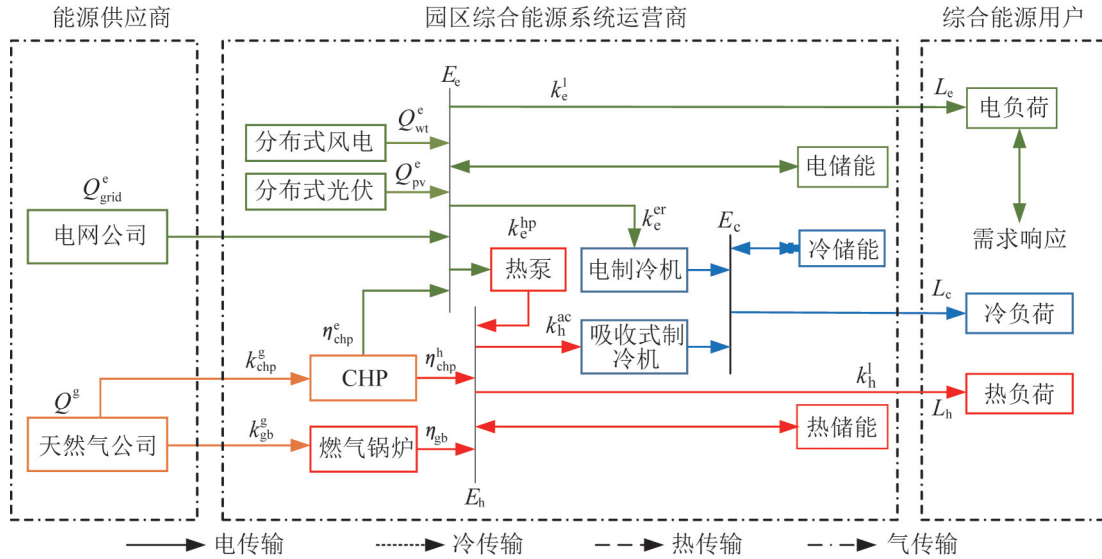


图 1 PIES 结构
Fig. 1 PIES architecture

能源供应侧产生直接电能和热能的模型为

$$\begin{bmatrix} E_e \\ E_h \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & k_{chp}^g \eta_{chp}^e \\ 0 & k_{chp}^g \eta_{chp}^h + k_{gb}^g \eta_{gb} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Q_{grid}^e \\ Q^g \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Q_{wt}^e + Q_{pv}^e \\ 0 \end{bmatrix} \quad (1)$$

式中: E_e , E_h 分别为 PIESO 通过能源生产设备提供的电能和热能; Q_{grid}^e , Q^g 分别为 PIESO 向上级电网和电网购买的电能和天然气; Q_{wt}^e , Q_{pv}^e 分别为风电(wind turbine, WT)和光伏(photo voltaic, PV)出力; η_{chp}^e , η_{chp}^h 分别为 CHP 机组输出电能和热能的效率; η_{gb} 为 GB 输出热能的效率。

$$Q^g = Q_{chp}^g + Q_{gb}^g \quad (2)$$

$$Q_{chp}^g = k_{chp}^g Q^g \quad (3)$$

$$Q_{gb}^g = k_{gb}^g Q^g \quad (4)$$

式中: Q_{chp}^g 和 Q_{gb}^g 分别为 CHP 机组和 GB 消耗的天然气。

由图 1 所示的 PIES 架构, 可得到供需双侧能量耦合模型为

$$\begin{bmatrix} L_e \\ L_c \\ L_h \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} k_e^l & 0 \\ k_e^{er} & k_h^{ac} \\ k_e^{hp} & k_h^l \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_e \\ E_h \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Q_{dis}^e - Q_{ch}^e \\ Q_{dis}^c - Q_{ch}^c \\ Q_{dis}^h - Q_{ch}^h \end{bmatrix} \quad (5)$$

式中: L_e , L_c , L_h 分别为用户的电负荷, 冷负荷 (cooling load, CL) 和热负荷需求; Q_{dis}^e , Q_{ch}^e 为电储能设备 (electric energy storage, EES) 的放电功率和充电功率; Q_{dis}^c , Q_{ch}^c 为冷储能设备 (cold energy storage, CES) 的放冷功率和蓄冷功率; Q_{dis}^h , Q_{ch}^h 为热储能设备 (thermal energy storage, TES) 的放热功率和储热功率。

1.1.2 PIES 设备模型

(1) 能源生产设备模型

$$\begin{cases} Q_{chp}^e = Q^g k_{chp}^g \eta_{chp}^e \\ Q_{chp}^h = Q^g k_{chp}^g \eta_{chp}^h \\ Q_{gb}^h = Q^g k_{gb}^g \eta_{gb} \end{cases} \quad (6)$$

式中: Q_{chp}^e , Q_{chp}^h 分别为 CHP 机组产生的电能和热能; η_{chp}^e , η_{chp}^h 分别为 CHP 机组输出电功率和热功率的效率; Q_{gb}^h 为 GB 产生的热能; η_{gb} 为 GB 输

出热功率的效率。

(2) 能源耦合设备模型

$$\begin{cases} Q_{hp}^h = E_e k_e^{hp} \eta_{hp} \\ Q_{er}^c = E_e k_e^{er} \eta_{er} \\ Q_{ac}^c = E_h k_h^{ac} \eta_{ac} \end{cases} \quad (7)$$

式中： Q_{hp}^h 为HP输出的热能； η_{hp} 为HP输出热功率的效率； Q_{er}^c 和 Q_{ac}^c 分别为ER和AC输出的冷功率； η_{er} 和 η_{ac} 分别为ER和AC输出冷功率的效率。

(3) 能源储存设备(energy storage system, ESS)模型

$$E_t^{ess,s} = (1 - \varepsilon_s) E_{t-1}^{ess,s} + \left(Q_{ch,t}^s \eta_{ch}^s - \frac{Q_{dis,t}^s}{\eta_{dis}^s} \right) \Delta t \quad (8)$$

式中： $E_t^{ess,s}$ 和 $E_{t-1}^{ess,s}$ 分别为第 t 时刻和 $t-1$ 时刻的ESS容量； $Q_{ch,t}^s$ 、 $Q_{dis,t}^s$ 分别为ESS在第 t 时刻的储能功率和放能功率； η_{ch}^s 、 η_{dis}^s 为ESS的充能和放能效率； s 为ESS类别，包括EES，TES和CES。

1.2 阶梯式碳交易机制

在碳交易机制下，依据政府分配的碳排放额与实际碳排放量的差异，碳排放量是一种可以进行自由交易的商品，而在电力行业，目前我国主要采用基准线法确定系统的无偿碳排放配额。对于以提高能源综合利用效率和新能源消纳率为目标的PIES来说，其碳排放来源包括外购电力、CHP设备和GB。为简化模型，本文假设各机组碳排放量与其出力成正比，当系统实际碳排放量超过初始分配额时，对超出的碳排放额度按照阶梯式价格价格购买。

$$CE_1 = Q_{chp}^e \zeta_{chp}^e + Q_{chp}^h \zeta_{chp}^h + Q_{gb}^h \zeta_{gb}^h + Q_{grid}^e \zeta_{grid}^e \quad (9)$$

式中： CE_1 为PIES碳排放总量； ζ_{chp}^e 、 ζ_{chp}^h 分别为CHP机组单位发电和发热功率的碳排放强度； ζ_{gb}^h 和 ζ_{grid}^e 分别为GB和配电网单位有功出力的碳排放强度。

碳排放设备的配额同样采用与其机组有功出力成比例的模型，表达式为

$$CE_2 = Q_{chp}^e \zeta_{chp}^e + Q_{chp}^h \zeta_{chp}^h + Q_{gb}^h \zeta_{gb}^h + Q_{grid}^e \zeta_{grid}^e \quad (10)$$

式中： CE_2 为PIES碳排放配额总量； ζ_{chp}^e 、 ζ_{chp}^h 分别为CHP机组单位发电和发热功率的碳排放配额； ζ_{gb}^h 和 ζ_{grid}^e 分别为GB和配电网单位有功出力的碳排放配额。

依据实际碳排放量与无偿分配的碳配额之间的关系，本文所建立的阶梯式交易机制如图2所示，横坐标为实际碳排放量超出无偿分配的碳配额的比例，当超出比例越高，碳交易价格则越高。

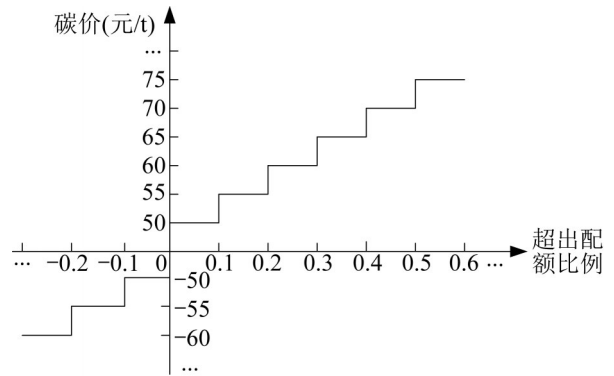


图2 阶梯式碳交易机制示意图

Fig. 2 Schematic of the ladder-type carbon trading mechanism

根据阶梯式碳交易机制，制定碳交易价格制度。当系统实际碳排放量超过/低于初始分配额时，对超出的碳排放额度执行阶梯式价格购买/售出，具体表达式为

$$p_{co_2} = \begin{cases} -50, 0 \leq CE_2/CE_1 - 1 < 0.1 \\ -55, 0.1 \leq CE_2/CE_1 - 1 < 0.2 \\ -60, 0.2 \leq CE_2/CE_1 - 1 < 0.3 \\ 50, 0 \leq CE_1/CE_2 - 1 < 0.1 \\ 55, 0.1 \leq CE_1/CE_2 - 1 < 0.2 \\ 60, 0.2 \leq CE_1/CE_2 - 1 < 0.3 \end{cases} \quad (11)$$

碳交易成本则为

$$C_{co_2} = p_{co_2} (CE_1 - CE_2) \quad (12)$$

1.3 模型构建

本文在考虑PIESO与园区综合能源用户互动

的基础上, 建立了考虑电力市场和碳市场的 PIESO 日前双层随机优化调度模型。PIESO 作为上层领导者, 目标为实现其日运行利润的最大化, 并将能源出售价格和 DR 补贴价格信息传递给下层。园区综合能源用户作为下层跟随者, 通过参与 DR 实现其用能成本的最小化, 并将可提供的 DR 转入负荷和转出负荷信息反馈给上层模型。用户在日前阶段仅需通过调整生产计划来确定 DR 转出负荷量和转入负荷量, 从而保证用户参与 DR 前后总负荷不发生变化。PIESO 则考虑 DR 负荷信息和碳交易机制, 在不考虑风电、光伏和各类负荷不确定性和考虑不确定性场景下, 得到不同的调度计划, 以实现日运行利润的最大化。

1.3.1 上层模型

(1) 目标函数

上层 PIESO 的目标函数为日运行利润最高, 主要由售能收益、购能成本、设备运维成本、DR 成本以及碳交易成本/收益构成。当 PIESO 碳排放量小于碳配额时, 系统通过参与碳市场交易获得额外的碳排放权售出收益, 当 PIESO 碳排放量大于碳配额时, 系统需支付相应的碳排放权购买成本。

$$\max R_{PIESO} = R_{sell} - (C_{buy}^e + C_{ope} + C_{dr} + C_{co_2}) \quad (13)$$

式中: R_{PIESO} 为常规策略下 PIESO 日运行利润; R_{sell} 为售能收益; C_{buy}^e 为向上级电网和气网购买电力和天然气的购能成本; C_{ope} 为设备运维成本; C_{dr} 为 DR 成本; C_{co_2} 为碳交易成本。

$$C_{buy}^e = \sum_{t=1}^{24} (p_{buy}^{e,t} Q_{grid}^{e,t} + p_{buy}^g Q_{grid}^{g,t}) \quad (14)$$

式中: $p_{buy}^{e,t}$ 和 p_{buy}^g 分别为向电网和气网购买电力和天然气的价格。

$$C_{ope} = \sum_{t=1}^{24} \left(c_{gb} Q_{gb}^{h,t} + c_{chp} (Q_{chp}^{e,t} + Q_{chp}^{h,t}) + c_{hp} Q_{hp}^{h,t} + c_{er} Q_{er}^{e,t} + c_{ac} Q_{ac}^{e,t} + c_{wt} Q_{wt}^{e,t} + c_{pv} Q_{pv}^{e,t} + c_{ees} (Q_{dis}^{e,t} + Q_{ch}^{e,t}) + c_{tes} (Q_{dis}^{h,t} + Q_{ch}^{h,t}) + c_{ces} (Q_{dis}^{e,t} + Q_{ch}^{e,t}) \right) \quad (15)$$

式中: c_{gb} , c_{chp} , c_{hp} , c_{er} , c_{ac} , c_{wt} , c_{pv} , c_{ees} , c_{tes} 和 c_{ces} 分别为 GB, CHP, HP, ER, AC, WT, PV, EES, TES 和 CES 的单位出力运维成本。

$$C_{dr} = \sum_{t=1}^{24} c_{dr} (Q_{dr,out}^{e,t} + Q_{dr,c}^{e,t}) \quad (16)$$

式中: c_{dr} 为 PIESO 向用户提供的 DR 补偿成本, 本着节能的原则, 仅对转出负荷和削减负荷进行补贴。

$$R_{sell} = \sum_{t=1}^{24} p_{sale}^{e,t} (L_c^t + Q_{dr,in}^{e,t} - Q_{dr,out}^{e,t}) + \sum_{t=1}^{24} (p_{sale}^{h,t} L_h^t + p_{sale}^{c,t} L_c^t) \quad (17)$$

式中: $p_{sale}^{e,t}$, $p_{sale}^{h,t}$ 和 $p_{sale}^{c,t}$ 分别为 PIESO 向用户提供的电价, 热价和冷价; $Q_{dr,in}^{e,t}$ 和 $Q_{dr,out}^{e,t}$ 分别为用户的 DR 转入负荷和转出负荷。

(2) 约束条件

上层模型的约束条件主要包括功率平衡约束, 设备出力约束和爬坡约束, 联络线约束, 储能装置约束, DR 约束等约束条件, 具体如式(18)~(22)所示。

$$\begin{bmatrix} L_c^t \\ L_h^t \\ L_e^t \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Q_{dr,in}^{e,t} - Q_{dr,out}^{e,t} - Q_{dr,c}^{e,t} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \quad (18)$$

$$\begin{bmatrix} k_e^1 & 0 \\ k_e^{er} & k_h^{ac} \\ k_e^{hp} & k_h^1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_c^t \\ E_h^t \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Q_{dis}^{e,t} - Q_{ch}^{e,t} \\ Q_{dis}^{c,t} - Q_{ch}^{c,t} \\ Q_{dis}^{h,t} - Q_{ch}^{h,t} \end{bmatrix} \quad (19)$$

$$\begin{cases} 0 \leq Q_m^t \leq Q_m^{max} \\ |Q_m^{t+1} - Q_m^t| \leq Q_{m,r}^{max} \end{cases} \quad (19)$$

$$0 \leq Q_{grid}^{e,t} \leq Q_{grid}^{max} \quad (20)$$

$$\begin{cases} 0 \cdot \lambda_{ch}^{s,t} \leq Q_{ch}^{s,t} \leq Q_{max}^s \cdot \lambda_{ch}^{s,t} \\ 0 \cdot \lambda_{dis}^{s,t} \leq Q_{dis}^{s,t} \leq Q_{max}^s \cdot \lambda_{dis}^{s,t} \\ E_{min}^{ess,s} \leq E_t^{ess,s} \leq E_{max}^{ess,s} \\ \lambda_{ch}^{s,t} + \lambda_{dis}^{s,t} \leq 1 \\ E_1^{ess,s} = E_{24}^{ess,s} \end{cases} \quad (21)$$

$$\begin{cases} 0 \leq Q_{dr,out}^{e,t} \cdot Q_{dr,in}^{e,t} \leq \mu_{dr,s}^{max} L_e^t \\ \sum_{t=1}^{24} Q_{dr,out}^{e,t} = \sum_{t=1}^{24} Q_{dr,in}^{e,t} \\ Q_{dr,out}^{e,t} \cdot Q_{dr,in}^{e,t} = 0 \end{cases} \quad (22)$$

式中： Q_m^t 为设备m在t时刻的出力(包括GB, CHP, HP, ER, AC, EES, TES, CES等等)； Q_m^{max} 为设备m最大出力； $Q_{m,r}^{max}$ 为设备m最大爬坡功率； Q_{grid}^{max} 为PIES与配电网的最大交互功率； $\lambda_{ch}^{s,t}$ 和 $\lambda_{dis}^{s,t}$ 为储能设备s的充能和放能状态，为0-1变量； SOC_{min}^s 和 SOC_{max}^s 为储能设备s的最小和最大能荷状态； Q_{max}^s 为储能设备s的最大充/放功率； $\mu_{dr,s}^{max}$ 和 $\mu_{dr,c}^{max}$ 分别为用户最大可转移负荷和可削减负荷比例。

1.3.2 下层模型

(1) 目标函数

下层用户的目标函数为日用能成本 C_{user} 最低。

$$\min C_{user} = C_{user}^e + C_{dr}^e - R_{dr} \quad (23)$$

$$C_{user}^e = R_{sell} \quad (24)$$

$$C_{dr}^e = \sum_{t=1}^{24} (a(Q_{dr,out}^{e,t})^2 + bQ_{dr,out}^{e,t}) \quad (25)$$

$$R_{dr} = C_{dr} \quad (26)$$

式中： C_{user}^e 为用户的用能成本； C_{dr}^e 为用户因参与DR而调整用电计划产生的DR成本； a 和 b 均为该用户DR成本系数； R_{dr} 为用户参与DR获得的补贴。

(2) 约束条件

有关DR的约束条件，如上层模型中的式(22)所示。

2 基于IGDT的鲁棒调度模型

2.1 IGDT鲁棒模型概述

对于因缺乏充足的历史数据而使得不确定性参数难以采用传统概率方法进行描述的问题，IGDT方法能够给出具有鲁棒性的决策方案^[13]。

IGDT通过定义鲁棒函数这种免疫函数来处理不确定事件的不利影响，即风险规避策略(risk averse strategy, RAS)^[14]。

当不考虑参数的不确定性时，典型优化模型为

$$\begin{cases} \min C = f(x, d) \\ \text{s.t. } g(x, d) = 0 \\ h(x, d) \leq 0 \end{cases} \quad (27)$$

式中： C 为决策目标； x 为决策变量； d 为不确定性输入参数。不确定性输入参数的预测值表示为 \tilde{d} ，假设不确定性输入参数在一定范围内波动，具体表达式为

$$d \in U(\alpha, \tilde{d}) \quad (28)$$

$$U(\alpha, \tilde{d}) = \left\{ d : \left| \frac{d - \tilde{d}}{\tilde{d}} \right| \leq \alpha \right\} \quad (29)$$

式中： \tilde{d} 为不确定性参数 d 的预测值； α 为不确定度，表征参数 d 的波动幅度； U 为不确定性集合。

风险规避决策者为了保证目标不高于预设目标值，通常将风电、光伏出力和负荷等不确定参数的消极扰动最大化，具体模型为

$$\begin{cases} \max \hat{\alpha}(x, d) \\ f(x, d) \leq f_{mtc}, \forall d \in U \\ g(x, d) = 0, \forall d \in U \\ h(x, d) \leq 0, \forall d \in U \\ f_1 = (1 + \delta_1) \bar{f} \end{cases} \quad (30)$$

式中： f_1 为引入不确定性后预设的决策者所能接受的最差目标值； \bar{f} 为确定模型下 d 取 \tilde{d} 时的目标函数最优值； δ_1 为鲁棒模型目标偏差因子，表示预期目标 \bar{f} 的偏差程度， δ 设置越大，则模型对优化目标变差的容忍度越大，鲁棒性越强，反之亦然。

2.2 IGDT鲁棒调度模型

鲁棒模型的构建是为了保证优化目标在可接受范围内的情况下，寻求不确定量的最大不确定度。本文所构建的IGDT鲁棒调度模型具体框架如图3所示。

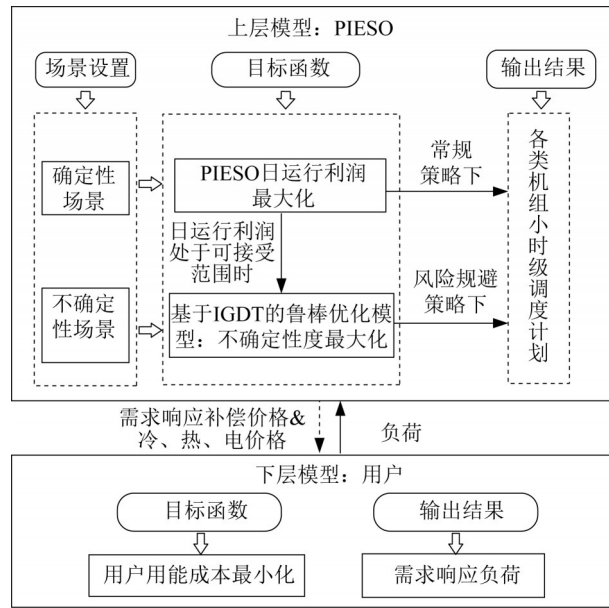


图3 模型框架示意图

Fig. 3 Schematic diagram of the model frame mechanism

鲁棒函数 $\hat{\alpha}(\cdot)$ 认为不确定会给目标期望带来消极影响, 因此保证目标值在一个负面的最差目标边界内寻找最大不确定性波动范围。

$$\alpha = \max (\chi_{wt}^{rob} \alpha_{wt}^{rob} + \chi_{pv}^{rob} \alpha_{pv}^{rob} + \chi_{el}^{rob} \alpha_{el}^{rob} + \chi_{hl}^{rob} \alpha_{hl}^{rob} + \chi_{cl}^{rob} \alpha_{cl}^{rob}) \quad (31)$$

$$\begin{cases} \text{式 (24)~(28)} \\ R_{PIESO}^{robust} \geq (1 - \delta_1) R_{PIESO} \\ \tilde{Q}_{wt}^e = (1 - \alpha_{wt}^{rob}) Q_{wt}^e \\ \tilde{Q}_{pv}^e = (1 - \alpha_{pv}^{rob}) Q_{pv}^e \\ \tilde{L}_e = (1 + \alpha_{el}^{rob}) L_e \\ \tilde{L}_h = (1 + \alpha_{hl}^{rob}) L_h \\ \tilde{L}_c = (1 + \alpha_{cl}^{rob}) L_c \end{cases} \quad (32)$$

式中: α_{wt}^{rob} , α_{pv}^{rob} , α_{el}^{rob} , α_{hl}^{rob} 和 α_{cl}^{rob} 分别为风险规避策略下风电出力, 光伏出力, 电负荷需求, 热负荷需求和冷负荷需求的不确定度; χ_{wt}^{rob} , χ_{pv}^{rob} , χ_{el}^{rob} , χ_{hl}^{rob} 和 χ_{cl}^{rob} 分别为风险规避策略下风电出力, 光伏出力, 电负荷需求, 热负荷需求和冷负荷需求不确定度的权重系数, 可以根据实际情况确定, 以反映 PIESO 对于 PIES 源荷不确定性程度的不同; R_{PIESO}^{robust} 为风险规避策略下的 PIESO 日运行利润; \tilde{Q}_{wt}^e , \tilde{Q}_{pv}^e , \tilde{L}_e , \tilde{L}_h 和 \tilde{L}_c 分别为风险规避策略下考虑不确定性程度的

风电出力, 光伏出力, 电负荷需求, 热负荷需求和冷负荷需求的预测值。

3 模型求解方法

3.1 双层模型单层化

本文考虑建立双层模型的目的在于分别考虑两个利益主体运行的经济性, 但所构建的双层模型之间存在耦合关系, 且具有非线性约束, 难以直接进行求解, 故考虑将模型等价转化为较易求解的单层优化模型, 在 Matlab 软件中调用 CPLEX 求解器进行快速有效求解。本文所建立的下层优化问题为不等式约束二次函数, 考虑通过构建下层模型的拉格朗日函数, 通过 KKT(karush kuhn tucker)最优条件将下层优化问题转化为一列等式与不等式约束^[15], 具体过程为

$$\begin{aligned} F_{lower} = & C_{user} + \lambda_1^t Q_{dr,out}^{e,t} + \lambda_2^t (\mu_{dr,s}^{max} L_e^t - Q_{dr,out}^{e,t}) + \\ & \lambda_3^t Q_{dr,in}^{e,t} + \lambda_4^t (\mu_{dr,s}^{max} L_c^t - Q_{dr,in}^{e,t}) + \\ & \lambda_5^t \left(\sum_{t=1}^{24} Q_{dr,out}^{e,t} - \sum_{t=1}^{24} Q_{dr,in}^{e,t} \right) + \\ & \lambda_6^t Q_{dr,out}^{e,t} \cdot Q_{dr,in}^{e,t} \end{aligned} \quad (33)$$

$$0 \leq Q_{dr,out}^{e,t} \leq \mu_{dr,s}^{max} L_e^t, (\forall t, \lambda_1^t, \lambda_2^t) \quad (34)$$

$$0 \leq Q_{dr,in}^{e,t} \leq \mu_{dr,s}^{max} L_c^t, (\forall t, \lambda_3^t, \lambda_4^t) \quad (35)$$

$$\sum_{t=1}^{24} Q_{dr,out}^{e,t} = \sum_{t=1}^{24} Q_{dr,in}^{e,t}, (\forall t, \lambda_5^t) \quad (36)$$

$$Q_{dr,out}^{e,t} \cdot Q_{dr,in}^{e,t} = 0, (\forall t, \lambda_6^t) \quad (37)$$

$$\frac{\partial F_{lower}}{\partial Q_{dr,out}^{e,t}} = \sum_{t=1}^{24} (-p_{sale}^{e,t} + 2a(Q_{dr,out}^{e,t} + Q_{dr,c}^{e,t}) + b + c_{dr}) +$$

$$\lambda_1^t - \lambda_2^t + \lambda_5^t + \lambda_6^t Q_{dr,in}^{e,t} = 0 \quad (38)$$

$$\frac{\partial F_{lower}}{\partial Q_{dr,in}^{e,t}} = \sum_{t=1}^{24} p_{sale}^{e,t} + \lambda_3^t - \lambda_4^t - \lambda_5^t + \lambda_6^t Q_{dr,out}^{e,t} = 0 \quad (39)$$

$$0 \leq Q_{dr,out}^{e,t} \perp \lambda_1^t \geq 0 \quad (40)$$

$$0 \leq \mu_{dr,s}^{max} L_e^t - Q_{dr,out}^{e,t} \perp \lambda_2^t \geq 0 \quad (41)$$

$$0 \leq Q_{dr,in}^{e,t} \perp \lambda_3^t \geq 0 \quad (42)$$

$$0 \leq \mu_{dr,s}^{max} L_c^t - Q_{dr,in}^{e,t} \perp \lambda_4^t \geq 0 \quad (43)$$

式中: λ_1^t , λ_2^t , λ_3^t , λ_4^t , λ_5^t , λ_6^t 为对偶变量。

3.2 单层模型单层化

然而, 式(40)~(43)为互补松弛条件, 是一种特殊的非线性表达式, 用经典算法无法得到精确解。因此, 本文通过大M法(M为一个较大的正数)引入0-1整数将非线性约束转化为线性混整约束。具体过程为

$$0 \leq Q_{dr,out}^{c,t} \leq \varepsilon_1^t M \quad (44)$$

$$0 \leq \lambda_1^t \leq (1 - \varepsilon_1^t) M \quad (45)$$

$$0 \leq \mu_{dr,s}^{max} L_e^t - Q_{dr,out}^{c,t} \leq \varepsilon_2^t M \quad (46)$$

$$0 \leq \lambda_2^t \leq (1 - \varepsilon_2^t) M \quad (47)$$

$$0 \leq Q_{dr,in}^{c,t} \leq \varepsilon_3^t M \quad (48)$$

$$0 \leq \lambda_3^t \leq (1 - \varepsilon_3^t) M \quad (49)$$

$$0 \leq \mu_{dr,s}^{max} L_e^t - Q_{dr,in}^{c,t} \leq \varepsilon_4^t M \quad (50)$$

$$0 \leq \lambda_4^t \leq (1 - \varepsilon_4^t) M \quad (51)$$

式中: $\varepsilon_1^t, \varepsilon_2^t, \varepsilon_3^t, \varepsilon_4^t$ 分别为0-1整数变量。

通过上述变换, 下层优化问题被转化为一列线性约束条件, 将其引入上层优化问题之后, 双层优化问题被转化为单层优化问题。

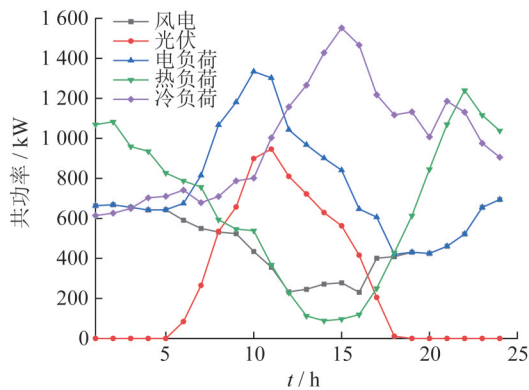


图4 风电、光伏、电力负荷、热负荷、冷负荷日前预测曲线

Fig. 4 Day-ahead forecast curve of wind power, photovoltaic, electric load, heat load and cold load

4 算例分析

4.1 算例条件

本文算例选取华北某一典型工业园区的实际工程数据, 以一天24 h为调度周期、以1 h为步长进行算例仿真。图4为风电、光伏、电负荷、热负荷和冷负荷的预测数据, 图5为购电价格、电力销售价格、购热价格、天然气价格、购冷价格, 其中天然气购买价格为0.25元/kWh, 天然气的低热值 ϕ_g 为9.7 kWh/m³, PIESO向电网购买电力的上限为1500 kW, 表1为储能设备参数, 表2为其他设备的参数^[16]。假定该园区用户响应成本系数 $a=0.001$, $b=1$, $c=0.2$ ^[17], 其电、热、冷负荷较为稳定, 相较于风电和光伏出力的不确定性程度小。因此, 根据以往经验, 在本文算例中令 $\chi_{wt}^{rob} = \chi_{pv}^{rob} = \frac{2}{7}$, $\chi_{cl}^{rob} = \chi_{hl}^{rob} = \frac{1}{7}$ 。在模型风险规模和风险投机策略中, 设定鲁棒模型目标偏差因子为3%^[18]。

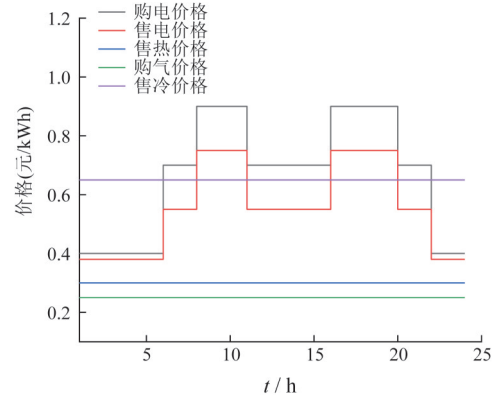


图5 购电价格、售电价格、售热价格、购气价格、购冷价格

Fig. 5 Electricity purchase price, electricity sell price, heat price, gas price and cold price

表1 储能系统参数
Table 1 Parameters of ESS

EES	$E_{ees}/(\text{kWh})$	$q_{max}^{ees}/(\text{kW})$	ε_{ees}	$c_{ees}(\text{¥/kW})$	$\eta_{ch}^{ees}/\eta_{dis}^{ees}$	$SOC_{max}^{ees}/SOC_{min}^{ees}$	SOC_0^{ees}
EES	1 000	500	0.003 5	0.35	0.85/0.98	0.8/0.2	0.5
TES	$E_{tes}/(\text{kWh})$	$q_{max}^{tes}/(\text{kW})$	ε_{tes}	$c_{tes}(\text{¥/kW})$	$\eta_{ch}^{tes}/\eta_{dis}^{tes}$	$SOC_{max}^{tes}/SOC_{min}^{tes}$	SOC_0^{tes}
TES	1 000	500	0.003 5	0.35	0.85/0.95	0.8/0.1	0.5
CES	$E_{ees}/(\text{kWh})$	$q_{max}^{ees}/(\text{kW})$	ε_{ees}	$c_{ees}(\text{¥/kW})$	$\eta_{ch}^{ees}/\eta_{dis}^{ees}$	$SOC_{max}^{ees}/SOC_{min}^{ees}$	SOC_0^{ees}
CES	1 000	500	0.003 5	0.35	0.85/0.92	0.8/0.1	0.5

表2 其他设备参数
Table 2 Parameters of other equipments

设备	机组容量/kW	能效比	运维成本/ (¥/kW)	爬升速率/ (kW/h)	碳排放分配额/ (g/kWh)	碳排放强度/ (g/kWh)
GB	1 000	0.93	0.25	500	0.152	0.2
CHP	1 000	电0.3/热0.56	0.25	500	0.424	0.7/0.4
EF	1 000	4	0.3	-	-	-
HP	1 000	4.5	0.3	-	-	-
AC	1 000	1.2	0.3	-	-	-
电网	1 500	-	-	-	0.798	0.8

4.2 算例结果

本文对比了确定性场景下常规策略和不确定性场景下风险规避策略各机组日前出力结果、经济效益和环境效益。

4.2.1 常规策略

在没有考虑风电光伏出力不确定性以及电、热、冷负荷需求的不确定性的常规策略下, PIESO的日运行收益为34 858.61元, 用户的用能成本为24 815.94元, 系统碳排放总量为碳排放配额的95.7%, 减少了4.3%, 并带来了碳交易收益21 531.36元。具体设备调度计划如图6~8所示。

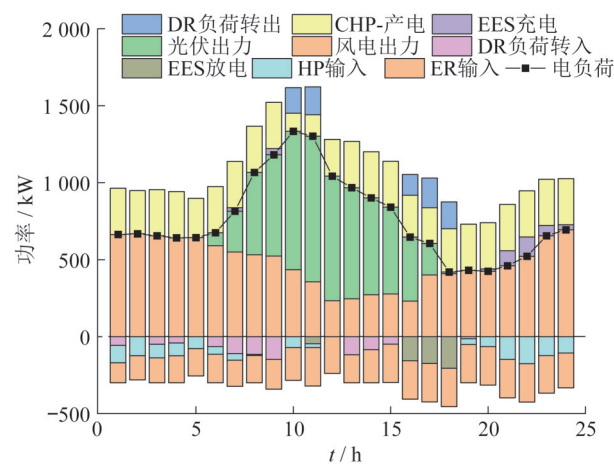


图6 电功率平衡

Fig. 6 Electric power balance diagram

从图6~8可以看出, 用电需求主要通过风电机组、光伏机组和CHP机组来满足。其中, 用户在01:00—09:00, 13:00—15:00等用电低谷时刻增加用电负荷, 在10:00—11:00, 16:00—18:00等用

电低谷时刻减少用电负荷, 积极响应了PIESO给予的分时电价和补贴价格等DR激励机制, 从而在降低自身用能成本的同时达到了削峰填谷的效果。电储能机组在时段16:00—18:00进行充电, 在时段20:00—24:00进行放电, HP机组在时段01:00—11:00和19:00—24:00用电。

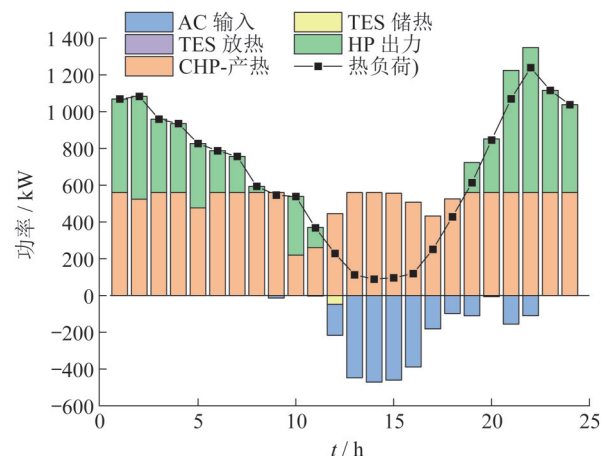


图7 热功率平衡

Fig. 7 Thermal power balance diagram

用户和AC机组的用热需求主要通过CHP和HP机组进行满足, 在用热低谷时段12:00—19:00, CHP机组产生的热功率主要用于满足AC机组的用热需求。用户的用冷需求主要通过ER机组和AC机组进行满足, AC机组主要在用户的热负荷需求较低时段12:00—17:00, 将一定的热负荷转换为冷负荷, ER机组主要则在其他时段通过消耗电功率产生相应的冷负荷。因此, 通过利用园区用户电、热、冷等各类负荷在时间上的互补特性和PIES中各类能源转换耦合机组来实现能源的梯级利用, 从而提高能源的综合利用效率。

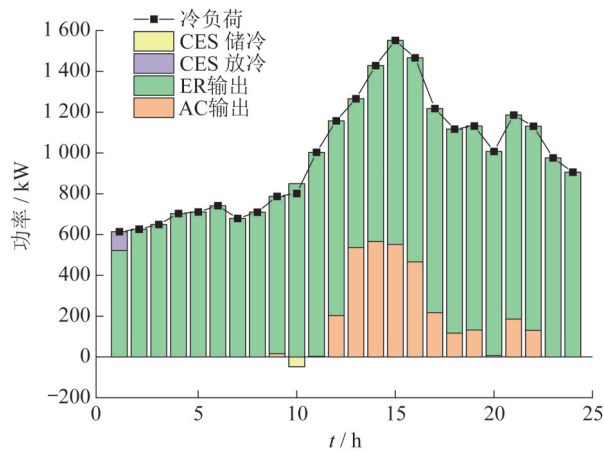


图 8 冷功率平衡

Fig. 8 Cold power balance diagram

4.2.2 风险规避策略

IGDT 鲁棒模型求得的 PIESO 临界调度收益为 33 812.85 元，风电功率不确定性度 $\alpha_{wt}^{rob} = 0.121$ ，光伏出力不确定性度 $\alpha_{pv}^{rob} = 0.234$ ，电负荷需求不确定性度 $\alpha_{el}^{rob} = 0.111$ ，热负荷需求不确定性度 $\alpha_{hl}^{rob} = 0.06$ 和冷负荷需求不确定性度 $\alpha_{cl}^{rob} = 0.1$ ，PIESO 综合不确定性度为 0.14。说明，当风电、光伏出力实际值和电负荷、热负荷和冷负荷需求实际值相对于预测值的波动在 12.1%、23.4%、11.1%、6%、10% 以内时，PIESO 的总调度收益不小于 33 812.85 元。各机组的出力计划如图 9~11 所示。

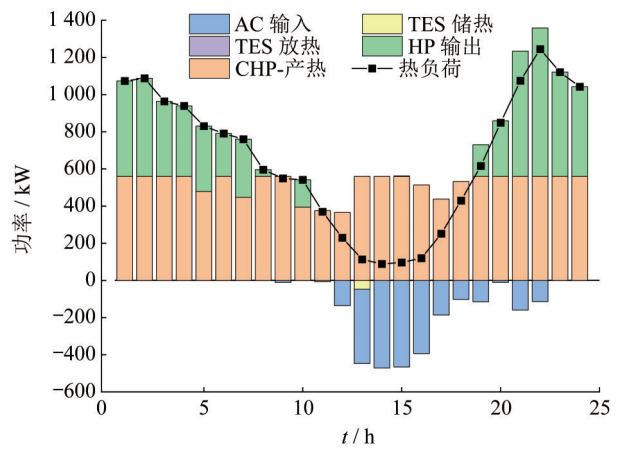


图 10 热功率平衡

Fig. 10 Thermal power balance diagram

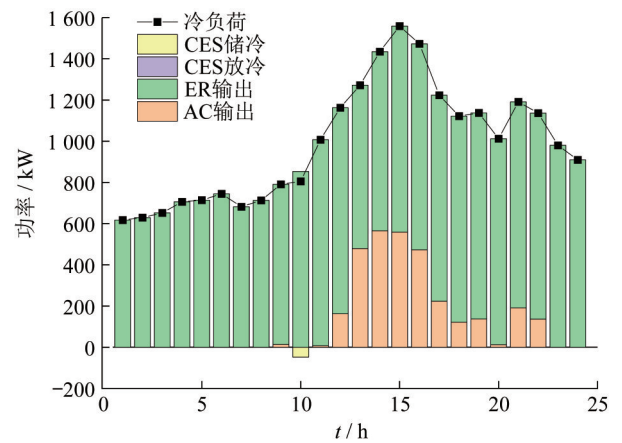


图 11 冷功率平衡

Fig. 11 Cold power balance diagram

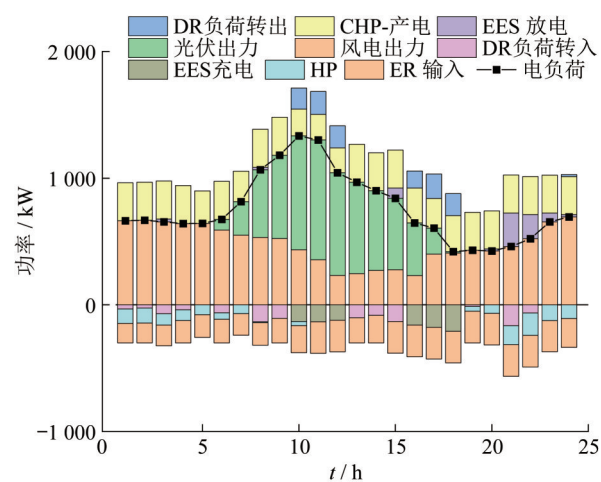


图 9 电功率平衡

Fig. 9 Electric power balance diagram

可以看出，IGDT 鲁棒调度计划相对于初始出力计划更加保守，更多地让具有稳定出力特性的 CCHP 机组出力以应对不确定性，从而导致调度收益的减少。其中，CHP 机组输出的电功率和热功率、电储能机组输出的电功率和用户的 DR 量增加，使得 PIESO 碳排放量增加，可交易的碳排放权和相应的碳交易收益减少，并增加了 DR 补贴成本，从而导致 PIESO 日运行总收益减小。

4.2.3 对比分析

通过对比确定性场景和不确定性场景下的结果，分析 PIESO 风险意识对各类机组的调度计划和 DR 规模的影响。从图 12~14 可以看出，为了对冲风电和光伏出力不确定性风险，风险规避策略下 PIESO 更倾向于通过稳定出力的 CHP 机组来满

足用户的用能需求, 同时调用更多的DR负荷来实现能源供需平衡。两种策略下的PIESO碳交易收益分别为21 531.36元和15 380.24元。

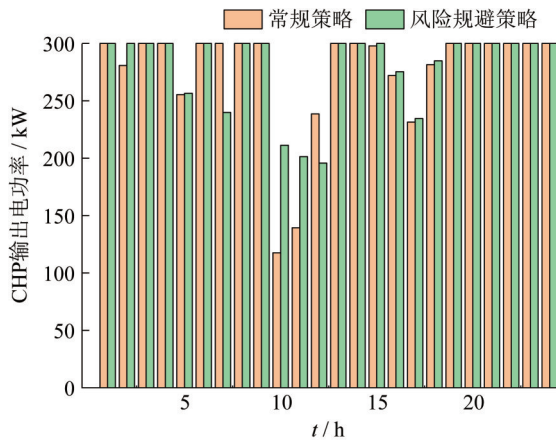


图12 不同策略下CHP输出电功率

Fig. 12 CHP output power under different scenarios

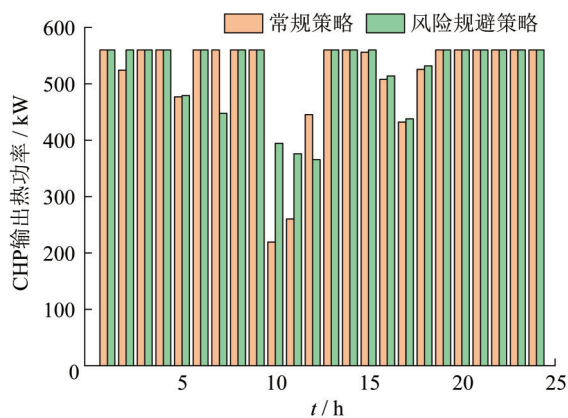


图13 不同策略下CHP输出热功率

Fig. 13 CHP output thermal power under different scenarios

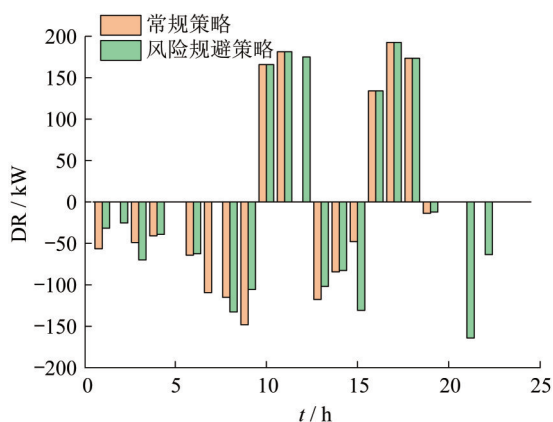


图14 不同场景下DR规模

Fig. 14 Demand response under different scenarios

5 结论

本研究针对考虑碳交易机制的园区综合能源系统, 提出了一种考虑碳交易机制和需求响应的基于IGDT的随机优化调度模型。通过研究确定性场景常规策略下的PIESO调度计划和不确定性场景中风险规避策略下的调度计划, 分析了风险意识和碳交易价格对于PIESO日运行利润的影响, 主要结论如下。算例结果表明, 在风险规避策略下, 为应对源侧风电和光伏出力和需求侧电、热、冷多元负荷的不确定性, PIESO更倾向于通过具有稳定出力特性的CHP机组来满足用户的用电和用热需求, 并调用更多的DR负荷来保障能源供需平衡。此外, 在模型中引入阶梯式碳交易机制之后, 进一步有效降低了系统的碳排放总量, 符合现阶段中国“双碳”目标的要求。另一方面, PIES基于系统能源转换耦合和梯级利用的原则以及利用DR, 使得系统碳排放量显著小于被分配的碳排放配额, 将剩余的碳排放权进行交易, 从而增加了自身的运行经济效益。

下一步将研究包含价格型需求响应措施的园区综合能源系统优化调度模型, 并深入研究引入碳交易机制对于综合能源系统规划结果产生的影响, 进一步深化本文的研究, 提高本文所提方法的实用性与有效性。

参考文献:

- [1] 曾鸣, 王俐英. "双碳"目标下的电力需求侧管理进阶与变革[J]. 中国电力企业管理, 2021(10): 23-25.
Zeng Ming, Wang Liying. Advanced and Reform of Power Demand Side Management under the "Double Carbon" Goal[J]. China Power Enterprise Management, 2021(10): 23-25.
- [2] 马立新, 程颖. 计及可中断负荷的园区综合能源系统优化调度[J]. 系统仿真学报, 2022, 34(4): 817-825.
Ma Lixin, Cheng Ying. Optimal Operation for Park Integrated Energy System Considering Interruptible Loads[J]. Journal of System Simulation, 2022, 34(4): 817-825.
- [3] 张松枝. 基于季节负荷差异性的区域综合能源系统模型[J]. 系统仿真学报, 2021, 33(3): 562-571.

- Zhang Songzhi. Regional Integrated Energy System Model Based on Seasonal Load Difference[J]. Journal of System Simulation, 2021, 33(3): 562-571.
- [4] Liu W, Huang Y, Li Z, et al. Optimal Allocation for Coupling Device in an Integrated Energy System Considering Complex Uncertainties of Demand Response [J]. Energy, 2020, 198: 1-13.
- [5] 陈锦鹏, 胡志坚, 陈嘉滨, 等. 考虑阶梯式碳交易与供需灵活双响应的综合能源系统优化调度[J]. 高电压技术, 2021, 47(9): 3094-3106.
- Chen Jinpeng, Hu Zhijian, Chen Jiabin, et al. Optimal Dispatch of Integrated Energy System Considering Ladder-type Carbon Trading and Flexible Double Response of Supply and Demand[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(9): 3094-3106.
- [6] 刘小琰. 考虑奖惩阶梯型碳交易和负荷不确定性的综合能源规划[D]. 秦皇岛: 燕山大学, 2020.
- Liu Xiaoyan. Integrated energy planning considering a reward and punishment ladder-type carbon trading and load uncertainty [D]. Qinhuangdao: YanShan University, 2020.
- [7] 刘乾晖, 唐岚, 杨乔丹, 等. 信息间隙决策理论在电力系统中的应用[J]. 电力科学与工程, 2021, 37(1): 1-15.
- Liu Qianhui, Tang Lan, Yang Qiaodan, et al. Application of Information Gap Decision Theory in Power System [J]. Electric Power Science and Engineering, 2021, 37(1): 1-15.
- [8] He S, Gao H, Wang L, et al. Distributionally Robust Planning for Integrated Energy Systems Incorporating Electric-thermal Demand Response[J]. Energy, 2020, 213: 118783.
- [9] Ahmadi S E, Rezaei N. An IGDT-based Robust Optimization Model for Optimal Operational Planning of Cooperative Microgrid Clusters: A Normal Boundary Intersection Multi-objective Approach[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2021, 127: 106634.
- [10] Jordehi A R, Javadi M S, Shafie-Khah M, et al. Information Gap Decision Theory (IGDT)-Based Robust Scheduling of Combined Cooling, Heat and Power Energy hubs[J]. Energy, 2021, 231:120918.
- [11] 魏震波, 郭毅, 魏平桢, 等. 基于IGDT的电-气互联综合能源系统多目标扩展规划模型[J]. 高电压技术, 2022, 48(2): 526-537.
- Wei Zhenbo, Guo Yi, Wei Ping'an, et al. An IGDT Based Multi-objective Expansion Planning Model for Integrated Natural Gas and Electric Power Systems [J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(2): 526-537.
- [12] 潘乐真, 赵璞, 郑思源, 等. 基于信息间隙决策理论的储能电站鲁棒优化配置[J]. 电力工程技术, 2021, 40(6): 165-172.
- Pan Lezhen, Zhao Pu, Zheng Siyuan, et al. Robust Optimal Configuration of Energy Storage Power Plant Based on Information Gap Decision Theory [J]. Electric Power Engineering Technology, 2021, 40(6): 165-172.
- [13] Ben-Haim Y. Info-gap Decision Theory: Decisions under Severe Uncertainty[M]. 2nd ed. London: Academic Press, 2006: 384-390.
- [14] 陶然, 赵冬梅, 王浩翔. 基于信息间隙决策理论的配电网韧性提升规划方法[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(9): 32-41.
- Tao Ran, Zhao Dongmei, Wang Haoxiang. Planning Method for Resilience Improvement in Distribution Network Based on Information Gap Decision Theory[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(9): 32-41.
- [15] 李至懿, 陈来军, 刘当武, 等. 基于主从博弈的储能电站容量电费定价方法[J]. 高电压技术, 2020, 46(2): 519-526.
- Li Zhiao, Chen Laijun, Liu Dangwu, et al. Subsidy Pricing Method for Stackelberg-game-based Energy Storage System[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(2): 519-526.
- [16] 王凌云, 李佳勇, 杨波. 考虑电储能设备碳排放的综合能源系统低碳经济运行[J]. 科学技术与工程, 2021, 21(6): 2334-2342.
- Wang Lingyun, Li Jiayong, Yang Bo. Low Carbon Economy Operation of Integrated Energy System Considering Carbon Emission of Energy Storage Systems [J]. Science Technology and Engineering, 2021, 21(6): 2334-2342.
- [17] 徐业琰, 廖清芬, 刘涤尘, 等. 基于综合需求响应和博弈的区域综合能源系统多主体日内联合优化调度[J]. 电网技术, 2019, 43(7): 2506-2518.
- Xu Yeyan, Liao Qingfen, Liu Dichen, et al. Multi-player Intraday Optimal Dispatch of Integrated Energy System Based on Integrated Demand Response and Games[J]. Power System Technology, 2019, 43(7): 2506-2518.
- [18] 叶鹤林, 刘松, 胡剑, 等. 基于IGDT的含光热电站电力系统多源联合调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(23): 35-43.
- Ye Helin, Liu Song, Hu Jian, et al. Multi-source Joint Dispatching Strategy for a Power System with Concentrating Solar Power Plants based on IGDT[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(23): 35-43.