

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.231146

计及最恶劣场景概率和供需灵活性的综合能源系统分布鲁棒低碳优化调度

王蓬蓬, 宋运忠

(河南理工大学电气工程与自动化学院, 河南 焦作 454003)

摘要: 随着可再生能源渗透率的提升, 其不确定性给综合能源系统(integrated energy system, IES)的经济性和鲁棒性带来了极大挑战。为了促进可再生能源消纳以及降低碳排放量, 提出了一种基于数据驱动的分分布鲁棒优化(distributionally robust optimization, DRO)调度策略。首先, 构建了由有机朗肯循环(organic Rankine cycle, ORC)、氢燃料电池和电动汽车等构成的供需灵活响应模型, 并引入阶梯碳交易机制来约束系统碳排放量。其次, 为了获取最恶劣情况下的场景概率分布, 采用综合范数对风电输出场景的概率分布置信集合进行约束。然后, 以在最恶劣场景概率分布下综合能源系统运行总成本最低为目标建立两阶段鲁棒优化模型, 并通过列和约束生成(column and constraint generation, CCG)算法对模型进行迭代求解。最后, 算例仿真结果表明了所提模型和求解方法的有效性, 并分析了阶梯碳交易机制和供需灵活响应模型对提高系统灵活性和低碳经济性的影响。

关键词: 综合能源系统; 供需灵活性; 阶梯碳交易; 数据驱动; 分布鲁棒优化

Distributed robust low-carbon optimal scheduling of an integrated energy system considering worst-case scenario probability and flexibility of supply and demand

WANG Pengpeng, SONG Yunzhong

(School of Electrical Engineering and Automation, Henan Polytechnic University, Jiaozuo 454003, China)

Abstract: As the penetration of renewable energy increases, its uncertainty poses great challenges to the economics and robustness of integrated energy systems. To promote renewable energy consumption and reduce carbon emissions, a data-driven distributionally robust optimization (DRO) scheduling strategy is proposed. First, a flexible supply and demand response model consisting of an organic Rankine cycle (ORC), hydrogen fuel cell and electric vehicle is constructed, and a stepped carbon trading mechanism is introduced to constrain the carbon emissions of the system. Secondly, in order to obtain the probability distribution of the scene in the worst case, a comprehensive norm is used to constrain the probability distribution confidence set of the wind power output scene. Then, a two-stage robust optimization model is established with the goal of minimizing the total cost of integrated energy system (IES) operation in the worst scenario probability distribution, and the model is iteratively analyzed by a column and constraint generation (CCG) algorithm. Finally, the simulation results show the effectiveness of the proposed model and solution method. It also analyzes the influence of the ladder carbon trading mechanism and the supply and demand flexible response model in improving the system flexibility and low-carbon economy.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 61340041 and No. 61374079).

Key words: integrated energy system; supply-demand flexibility; ladder carbon trading; data-driven; distributionally robust optimization

0 引言

近年来, 化石燃料枯竭和环境污染问题愈发严

重, 以风、光为代表的可再生能源发电迅速发展^[1-3]。双碳背景下, 构建高比例可再生能源利用和以多能耦合为特点的综合能源系统(integrated energy system, IES)已成为研究的热门领域^[4]。然而随着可再生能源渗透率的不断增长, 其不确定性因素对 IES 的稳定运行产生了巨大影响^[5]。

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(61340041, 61374079); 河南省自然科学基金项目资助(182300410112)

目前处理 IES 调度中不确定性的方法主要为随机优化^[6]和鲁棒优化^[7], 但是这两种方法存在计算复杂^[8]和最优解具有保守性^[9]等缺点。分布鲁棒优化方法结合了上述两种方法的优点, 并且能够有效平衡两者之间的矛盾, 优化过程中不确定因素模糊集的构建十分重要, 传统分布鲁棒优化(distributionally robust optimization, DRO)通常采用基于不确定因素矩信息(期望、协方差等)^[10]和概率距离^[11]等方式来构造模糊集, 但计算过程较为复杂。随着实际调度系统中历史数据的累积, 一种基于数据驱动的 DRO 方法逐渐得到关注, 该方法利用历史数据样本削减并计算典型场景的初始概率分布, 并通过综合范数约束其概率分布置信集合, 然后制定在不确定因素最恶劣概率分布下的 IES 调度策略^[12]。

此外, 仅考虑经济性指标的优化模型已无法适应当前多重不确定因素影响下的调度需求, 多类型能源间的耦合转换以及灵活性需求成为了必须考虑的关键因素。文献[13]构建了一种含电转氢以及各类供需灵活性资源的 IES 模型。文献[14]在模型中引入有机朗肯循环(organic Rankine cycle, ORC), 利用余热发电解耦了热电联产(combined heat and power, CHP)机组以热定电的约束, 扩大了 CHP 的出力范围。文献[15]在考虑供给侧风电出力不确定性的基础上, 构建了计及需求侧柔性电热负荷的多能耦合 DRO 调度模型。然而上述研究多数只考虑了供需响应在经济调度方面的优势, 并未深度挖掘其在节能减排、低碳调度方面的作用。

阶梯碳交易机制对于引导 IES 节能减排、实现低碳可持续发展具有重要作用。文献[16]引入光储微网的碳排放理论及奖惩阶梯碳交易机制, 构建了以综合效益最大化为目标的光储微网低碳经济运行模型, 一定程度地减少了光储微网系统的碳排放。文献[17]验证了将供需双侧响应和阶梯碳交易结合的模型可以进一步提高 IES 的低碳特性。文献[18]建立了包含需求响应(demand respond, DR)和碳交易的低碳经济调度模型, 并引入阶梯碳交易机制来约束系统的碳排放量。然而, 上述研究仅考虑了基于风光预测值下碳交易机制对 IES 经济调度的影响, 并未考虑阶梯式碳交易机制在源荷不确定性条件下和其他灵活性设备协同运行对 IES 优化调度的影响。

综上所述, 本文提出了一种考虑最恶劣场景概率和供需灵活响应的 IES 分布鲁棒低碳调度策略。首先, 在考虑阶梯碳交易机制的基础上, 引入含碳捕集、利用与封存(carbon capture, utilization and

storage, CCUS)装置、电转气(power to gas, P2G)和 CHP 耦合的 IES 模型, 并通过供应侧的能量耦合机组和需求侧的需求响应负荷共同提高系统的灵活性和风电消纳能力。然后针对 IES 中风电出力不确定性, 构建了基于数据驱动下的两阶段 DRO 调度模型, 综合考虑 1-范数和 ∞ -范数对不确定性场景概率分布进行约束, 并通过列和约束生成(column and constraint generation, CCG)算法进行迭代求解。最后通过算例分析, 设置多种情景验证了模型的低碳特性和经济性, 并且分析了阶梯碳交易机制、供需灵活响应和风电不确定性模糊集中相关参数对系统灵活性以及运行成本的影响。

1 综合能源系统结构

本文构建的园区 IES 框架结构如图 1 所示, 能源供应侧包括电网、天然气网和风电机组; 负荷侧包括常规电、热、气负荷以及电动汽车; 能量耦合机组包括燃气锅炉(gas boiler, GB)、CHP 和 P2G。其中 CHP 由燃气轮机(gas turbine, GT)、ORC 和余热锅炉(waste heat boiler, WHB)机组构成, 两阶段电转气过程由电解槽(electrolyzer, EL)、甲烷反应器(methane reactor, MR)和氢燃料电池(hydrogen fuel cell, HFC)构成。

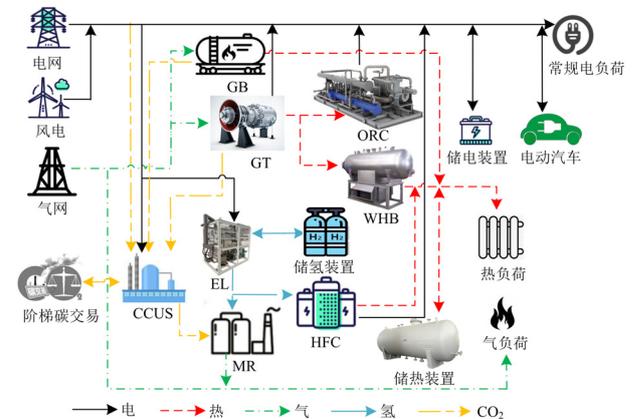


图 1 IES 框架结构图

Fig. 1 IES structure diagram

1.1 IES 低碳特性

为了减少 IES 中的碳排放量, 本文考虑在模型中将 CCUS、P2G 和 CHP 机组进行耦合, 同时引入阶梯式碳交易机制来合理引导系统碳排放。

1.1.1 CCUS、P2G 和 CHP 耦合模型

如图 1 所示, EL 机组能够利用 IES 中风力发电产生的多余电能产生氢气, 其中一部分被 MR 与 CCUS 中捕集到的 CO₂ 合成天然气并提供给气负荷和 CHP 机组, 剩余部分由 HFC 转换为电能、热能

或者经由储氢罐进行储存。其中 EL 机组数学模型如式(1)所示。

$$\begin{cases} P'_{H_2,EL} = \eta_{EL} P'_{e,EL} \\ P'_{e,EL} \leq P'_{e,EL} \leq P'_{e,EL}^{\max} \\ P'_{e,EL}^{\text{up}} \leq P'^{t+1}_{e,EL} - P'_{e,EL} \leq P'_{e,EL}^{\text{down}} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P'_{H_2,EL}$ 和 $P'_{e,EL}$ 分别为 t 时段 EL 输出的氢功率和消耗的电功率; η_{EL} 为 EL 的能量转换效率; $P'_{e,EL}^{\max}$ 和 $P'_{e,EL}^{\min}$ 分别为 EL 输入功率的上下限; $P'_{e,EL}^{\text{up}}$ 和 $P'_{e,EL}^{\text{down}}$ 分别为 EL 的爬坡功率上下限。

MR 机组数学模型如式(2)所示。

$$\begin{cases} P'_{g,MR} = \eta_{MR} P'_{H_2,MR} \\ E'_{c,MR} = \eta_{c,MR} P'_{g,MR} \\ P'_{H_2,MR} \leq P'_{H_2,MR} \leq P'_{H_2,MR}^{\max} \\ P'_{H_2,MR}^{\text{up}} \leq P'^{t+1}_{H_2,MR} - P'_{H_2,MR} \leq P'_{H_2,MR}^{\text{down}} \end{cases} \quad (2)$$

式中: $P'_{g,MR}$ 和 $P'_{H_2,MR}$ 分别为 t 时段 MR 输出的天然气功率和输入的氢能功率; η_{MR} 为 MR 的能量转换效率; $\eta_{c,MR}$ 表示 MR 消耗 CO_2 量的效率; $E'_{c,MR}$ 为 t 时段 MR 生成天然气所需的 CO_2 量; $P'_{H_2,MR}^{\max}$ 和 $P'_{H_2,MR}^{\min}$ 分别为 MR 输入氢功率上下限; $P'_{H_2,MR}^{\text{up}}$ 和 $P'_{H_2,MR}^{\text{down}}$ 分别为 MR 的爬坡功率上下限。

煤炭目前仍在我国能源结构中占据主导地位,而 CCUS 能够有效降低能源和工业生产中 CO_2 排放量^[19], CCUS 机组中碳捕集和利用部分的数学模型如式(3)所示。

$$\begin{cases} P'_{e,CCUS} = \eta_{c,CCUS} E'_{c,MR} + P'_{f,CCUS} \\ P'_{e,CCUS} \leq P'_{e,CCUS} \leq P'_{e,CCUS}^{\max} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $P'_{e,CCUS}$ 和 $P'_{f,CCUS}$ 分别为 CCUS 中碳捕集和固定能耗; $\eta_{c,CCUS}$ 为碳捕集机组的能耗系数; $P'_{e,CCUS}$ 为碳捕集机组耗电功率; $P'_{e,CCUS}^{\max}$ 和 $P'_{e,CCUS}^{\min}$ 分别为碳捕集机组耗电功率上下限。

1.1.2 阶梯碳交易机制模型

本文考虑 IES 中碳排放来源主要为外购电能、CHP 和 GB 机组。系统免费碳排放配额如式(4)所示。

$$\begin{cases} E_{c,IES} = E_{e,buy} + E_{c,CHP} + E_{c,GB} \\ E_{e,buy} = \chi_c \sum_t^T P'_{e,buy} \\ E_{c,CHP} = \chi_h \sum_t^T (P'_{e,CHP} + \eta^{e,h} P'_{h,CHP}) \\ E_{c,GB} = \chi_h \sum_t^T P'_{h,GB} \end{cases} \quad (4)$$

式中: $E_{c,IES}$ 、 $E_{e,buy}$ 、 $E_{c,CHP}$ 和 $E_{c,GB}$ 分别为系统内总碳排放配额、外购电能、CHP 和 GB 机组的碳排放配额; T 表示调度周期,本文中取 24 h; $P'_{e,buy}$ 和 $P'_{e,CHP}$ 分别为 t 时段电网购能和 CHP 的功率; $P'_{h,CHP}$ 和 $P'_{h,GB}$ 分别为 t 时段 CHP 和 GB 机组的供热功率; χ_c 和 χ_h 分别为单位电能和热能的碳排放量; $\eta^{e,h}$ 为电热转换系数。

在 IES 运行过程中, MR 能够吸收碳捕集系统收集的 CO_2 , 并与 EL 机组生成的氢气合成天然气。所以实际碳排放量应如式(5)所示。

$$\begin{cases} E_{c,IES}^a = E_{e,buy}^a + E_{c,CHP}^a + E_{c,GB}^a - E_{c,CCUS} \\ E_{e,buy}^a = \chi_c^a \sum_t^T P'_{e,buy} \\ E_{c,CHP}^a = \chi_h^a \sum_t^T (P'_{e,CHP} + \eta^{e,h} P'_{h,CHP}) \\ E_{c,GB}^a = \chi_h^a \sum_t^T P'_{h,GB} \end{cases} \quad (5)$$

式中: $E_{c,IES}^a$ 、 $E_{e,buy}^a$ 、 $E_{c,CHP}^a$ 和 $E_{c,GB}^a$ 分别为园区、外购电能、CHP 机组和 GB 机组的实际碳排放量; $E_{c,CCUS}$ 为 CCUS 消耗的 CO_2 量; χ_c^a 和 χ_h^a 分别为单位电能和热能的实际碳排放量。

由上述可知,实际参与交易的碳排放量 E_c^{tran} 为

$$E_c^{\text{tran}} = E_{c,IES}^a - E_{c,IES} \quad (6)$$

阶梯式碳交易机制基于免费初始碳排放配额,划分多个碳排放权交易区间,相应区间的交易价格随碳排放配额交易量逐步增大,阶梯式碳交易成本 F_{CO_2} 如式(7)所示。

$$F_{\text{CO}_2} = \begin{cases} \lambda E_c^{\text{tran}}, & E_c^{\text{tran}} \leq d \\ \lambda(1+\alpha)(E_c^{\text{tran}} - d) + \lambda d, & d \leq E_c^{\text{tran}} \leq 2d \\ \lambda(1+2\alpha)(E_c^{\text{tran}} - 2d) + (2+\alpha)\lambda d, & 2d \leq E_c^{\text{tran}} \leq 3d \\ \lambda(1+3\alpha)(E_c^{\text{tran}} - 3d) + (3+3\alpha)\lambda d, & 3d \leq E_c^{\text{tran}} \leq 4d \\ \lambda(1+4\alpha)(E_c^{\text{tran}} - 4d) + (4+6\alpha)\lambda d, & 4d \geq E_c^{\text{tran}} \end{cases} \quad (7)$$

式中: F_{CO_2} 为 IES 产生的碳交易成本; λ 为碳交易基价; d 为碳排放区间的长度; α 为价格增长率。

1.2 供需灵活性分析

本文 IES 中的供需灵活性,主要由各能量转换机组构成的供应侧灵活响应模型以及包括电动汽车

和可转移负荷、可替代负荷等需求响应模型在内的需求侧灵活响应模型提供。

1.2.1 供应侧灵活性分析

图 1 中耦合了 CHP、P2G 和 HFC 等多种能量转换机组, 能够在提供系统所需负荷的同时实现供应侧的灵活响应。GT 机组数学模型如式(8)所示。

$$\begin{cases} P'_{e,GT} = \eta_{e,GT} P'_{g,GT} \\ P'_{h,GT} = \eta_{h,GT} P'_{g,GT} \\ P'_{g,GT}^{\min} \leq P'_{g,GT} \leq P'_{g,GT}^{\max} \\ P'_{g,GT}^{\text{up}} \leq P'_{g,GT} - P'_{g,GT} \leq P'_{g,GT}^{\text{down}} \end{cases} \quad (8)$$

式中: $P'_{e,GT}$ 和 $P'_{h,GT}$ 分别为 t 时段 GT 输出的电、热功率; $P'_{g,GT}$ 为 t 时段 GT 机组输入的天然气的功率; $\eta_{e,GT}$ 和 $\eta_{h,GT}$ 分别为 GT 的气转电、气转热效率; $P'_{g,GT}^{\max}$ 和 $P'_{g,GT}^{\min}$ 分别为 GT 输入功率的上下限; $P'_{g,GT}^{\text{up}}$ 和 $P'_{g,GT}^{\text{down}}$ 分别为 GT 的爬坡功率上下限。

考虑到园区内用户对电、热负荷的需求差, GT 和 HFC 机组产出的热能一部分通过 WHB 供应给热负荷, 另一部分通过 ORC 发电装置将富余的热能转换为电能。此过程数学模型如式(9)所示。

$$\begin{cases} P'_{h,GT} = P'_{h,WHB} + P'_{h,ORC} \\ P'_{e,ORC} = \eta_{e,ORC} P'_{h,ORC} \\ P'_{h,WHB}^{\text{out}} = (1 - \eta_{h,WHB}) P'_{h,WHB} \\ P'_{h,ORC}^{\min} \leq P'_{h,ORC} \leq P'_{h,ORC}^{\max} \\ P'_{h,ORC}^{\text{up}} \leq P'_{h,ORC} - P'_{h,ORC} \leq P'_{h,ORC}^{\text{down}} \end{cases} \quad (9)$$

式中: $P'_{h,WHB}$ 和 $P'_{h,ORC}$ 分别表示 t 时段 WHB 和 ORC 机组的输入热功率; $P'_{e,ORC}$ 和 $P'_{h,WHB}^{\text{out}}$ 分别表示 t 时段 ORC 和 WHB 输出的电、热功率; $\eta_{e,ORC}$ 表示 ORC 的热电转换效率; $\eta_{h,WHB}$ 表示 WHB 的热损率; $P'_{h,ORC}^{\max}$ 和 $P'_{h,ORC}^{\min}$ 分别表示 ORC 的输入功率上下限; $P'_{h,ORC}^{\text{up}}$ 和 $P'_{h,ORC}^{\text{down}}$ 分别表示 ORC 的爬坡上下限。

HFC 机组能够利用两阶段 P2G 过程中产生的氢能转换为电能和热能, 与传统的 P2G 先转化为天然气后再通过 GB 或 CHP 机组燃烧相比, 可减少能量的梯级损耗^[20]。HFC 机组数学模型如式(10)所示。

$$\begin{cases} P'_{e,HFC} = \eta_{HFC}^e P'_{H_2,HFC} \\ P'_{h,HFC} = \eta_{HFC}^h P'_{H_2,HFC} \\ \gamma_{HFC}^{\min} \leq P'_{h,HFC} / P'_{e,HFC} \leq \gamma_{HFC}^{\max} \\ P'_{H_2,HFC}^{\min} \leq P'_{H_2,HFC} \leq P'_{H_2,HFC}^{\max} \\ P'_{H_2,HFC}^{\text{up}} \leq P'_{H_2,HFC} - P'_{H_2,HFC} \leq P'_{H_2,HFC}^{\text{down}} \end{cases} \quad (10)$$

式中: $P'_{e,HFC}$ 和 $P'_{h,HFC}$ 分别表示 t 时段 HFC 输出的电、热功率; η_{HFC}^e 和 η_{HFC}^h 分别表示 HFC 的气转电、气转热效率; $P'_{H_2,HFC}$ 表示 t 时段 HFC 输入的氢能功率; γ_{HFC}^{\max} 和 γ_{HFC}^{\min} 分别表示 HFC 的热电比上下限; $P'_{H_2,HFC}^{\max}$ 和 $P'_{H_2,HFC}^{\min}$ 分别表示 ORC 输入功率的上下限; $P'_{H_2,HFC}^{\text{up}}$ 和 $P'_{H_2,HFC}^{\text{down}}$ 分别表示 HFC 的爬坡功率上下限。

1.2.2 需求侧灵活性分析

1) 集群电动汽车: 假设园区内的 EV 均为私家车且具有规律的出行习惯^[21], 根据充放电功率、电池容量和停靠充电桩的时段等历史数据将 EV 聚类为 N 类, EV 的充放电成本 F_{EV} 为

$$F_{EV} = \sum_{n=1}^N \sum_{t \in T_n^{EV}} \{ \varphi_n^{EV} (\eta_{cha}^n P'_{n,cha} - P'_{n,dis} / \eta_{dis}^n) \} \quad (11)$$

式中: T_n^{EV} 表示第 n 类电动汽车停靠充电桩的时间段; φ_n^{EV} 表示第 n 类电动汽车充、放电时的损耗成本系数; η_{cha}^n 和 η_{dis}^n 分别表示第 n 类电动汽车的充、放电效率; $P'_{n,cha}$ 和 $P'_{n,dis}$ 分别表示第 n 类电动汽车在 t 时段停靠在充电桩时的充、放电功率。

电动汽车充放电时还应满足式(12)所示约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P'_{n,cha} \leq P'_{n,cha}^{\max} \\ 0 \leq P'_{n,dis} \leq P'_{n,dis}^{\max} \\ P'_{n,dis} P'_{n,cha} = 0 \\ E_{EV,n}^{\min} \leq E_{EV,n}^t \leq E_{EV,n}^{\max} \\ E_{EV,n}^t = E_{EV,n}^{t-1} + \eta_{cha}^n P'_{n,cha} - P'_{n,dis} / \eta_{dis}^n \\ E_{EV,n}^{t_1} = E_{EV,n}^{t_0} + \sum_{t=t_0}^{t_1-1} (\eta_{cha}^n P'_{n,cha} - P'_{n,dis} / \eta_{dis}^n) \end{cases} \quad (12)$$

式中: $P'_{n,cha}^{\max}$ 和 $P'_{n,dis}^{\max}$ 分别表示第 n 类 EV 最大充电和放电功率; $E_{EV,n}^t$ 表示第 n 类 EV 电池在 t 时段的储能; $E_{EV,n}^{\max}$ 和 $E_{EV,n}^{\min}$ 分别表示第 n 类 EV 电池容量的上下限; $E_{EV,n}^{t_1}$ 和 $E_{EV,n}^{t_0}$ 分别表示第 n 类 EV 并、离网时的电量。

2) 可转移负荷: 系统可引导用户将具有可转移性质的电、热负荷, 从负荷高峰时段转移到负荷低谷时段。可转移负荷数学模型如式(13)所示。

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^T P'_{k,turn}^{\text{in}}(t) = \sum_{t=1}^T P'_{k,turn}^{\text{out}}(t) \\ \Delta P'_{k,turn}(t) = \delta_{k,turn}^{\text{in}}(t) P'_{k,turn}^{\text{in}}(t) + \delta_{k,turn}^{\text{out}}(t) P'_{k,turn}^{\text{out}}(t) \\ \delta_{k,turn}^{\text{in}}(t) + \delta_{k,turn}^{\text{out}}(t) \leq 1 \\ P'_{k,turn}^{\min}(t) \leq \Delta P'_{k,turn}(t) \leq P'_{k,turn}^{\max}(t) \end{cases} \quad (13)$$

式中: $k \in \{e, h\}$ 表示两种负荷的集合; $\Delta P'_{k,turn}(t)$ 表

示在 t 时段参与需求响应的可转移负荷量； $P_{k,\text{turn}}^{\text{in}}(t)$ 和 $P_{k,\text{turn}}^{\text{out}}(t)$ 分别表示 t 时段负荷的转入、转出功率； $\delta_{k,\text{turn}}^{\text{in}}(t)$ 和 $\delta_{k,\text{turn}}^{\text{out}}(t)$ 为二进制变量，分别表示电、热负荷在 t 时段的转入、转出状态参数； $P_{k,\text{turn}}^{\text{max}}(t)$ 和 $P_{k,\text{turn}}^{\text{min}}(t)$ 分别表示电、热负荷转移功率的上下限。

3) 可替代负荷：IES 内电、热负荷之间在同一时段具有相互替代作用，用户可选择不同类型的能源供给来满足负荷需求。可替代负荷数学模型为

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^T \sum_k \Delta P_{k,\text{re}}(t) = 0 \\ \Delta P_{k,\text{re}}(t) = \delta_{k,\text{re}}^+(t) P_{k,\text{re}}^+(t) + \delta_{k,\text{re}}^-(t) P_{k,\text{re}}^-(t) \\ \delta_{k,\text{re}}^+ + \delta_{k,\text{re}}^- \leq 1 \\ P_{k,\text{re}}^{\text{min}}(t) \leq \Delta P_{k,\text{re}}(t) \leq P_{k,\text{re}}^{\text{max}}(t) \end{cases} \quad (14)$$

式中： $\Delta P_{k,\text{re}}(t)$ 分别表示电、热负荷在 t 时段参与需求响应的可替代负荷量； $P_{k,\text{re}}^+(t)$ 和 $P_{k,\text{re}}^-(t)$ 分别表示电负荷、热负荷在 t 时段时相互替代的变化量； $\delta_{k,\text{re}}^+$ 和 $\delta_{k,\text{re}}^-$ 为二进制变量，分别表示电、热负荷在 t 时段时相互替代的状态量； $P_{k,\text{re}}^{\text{max}}(t)$ 和 $P_{k,\text{re}}^{\text{min}}(t)$ 分别表示电、热负荷在 t 时段参与转移功率的上下限。

2 基于数据驱动的 DRO 模型

2.1 风电不确定性场景建模

本文采用数据驱动方法来构建不确定变量概率分布的可行域。首先提取系统中积累的 K 组风电历史样本数据，然后通过场景削减法得到 w 组风电典型出力场景下的风电出力值^[22]，并计算其初始概率分布 $P_w^0 = \{P_1, P_2, \dots, P_w\}$ 。其满足的综合范数置信度表示^[23]为

$$\begin{cases} \Pr \left\{ \sum_{w=1}^W |P_w - P_w^0| \leq \theta_1 \right\} \geq 1 - 2W e^{-\frac{2K\theta_1}{W}} \\ \Pr \left\{ \max_{1 \leq w \leq W} |P_w - P_w^0| \leq \theta_\infty \right\} \geq 1 - 2W e^{-2K\theta_\infty} \end{cases} \quad (15)$$

式中： θ_1 和 θ_∞ 分别为 1-范数和 ∞ -范数约束下概率分布允许的偏差值； P_w 表示后续迭代过程中第 w 组中风电出力场景的实际概率分布； W 为削减后的典型场景个数。

然后令式(15)中置信度分别为 α_1 和 α_∞ ，经过变换后的概率偏差允许值 θ_1 和 θ_∞ 可分别表示为

$$\theta_1 = \frac{W}{2K} \ln \frac{2W}{1-\alpha_1} \quad (16)$$

$$\theta_\infty = \frac{1}{2K} \ln \frac{2W}{1-\alpha_\infty} \quad (17)$$

最终可得到如式(18)所示的典型场景概率分布的综合范数约束^[24]。

$$\Psi = \left\{ P_w \begin{cases} P_w \geq 0, w = 1, 2, \dots, W \\ \sum_{w=1}^W P_w = 1 \\ \sum_{w=1}^W |P_w - P_w^0| \leq \theta_1 \\ \max_{1 \leq w \leq W} |P_w - P_w^0| \leq \theta_\infty \end{cases} \right\} \quad (18)$$

式中， Ψ 表示风电出力场景概率分布的可行域。

2.2 两阶段分布鲁棒优化模型

本文构建了以最恶劣场景概率分布下 IES 运行总成本最低为目标的两阶段 DRO 优化调度模型，第一阶段为预调度阶段，表示 IES 根据源荷预测信息进行调度决策的预调度阶段；第二阶段 max-min 问题为再调度阶段，表示在考虑风电出力最恶劣场景概率分布后，因对各机组和装置进行调整产生的再调度成本的过程。目标函数可表示为

$$\min \left(F + \max_{P_w \in \Psi} \sum_{w=1}^W P_w \min_{y_w \in \phi(x, \delta_w)} F_\Delta(x, \delta_w, y_w) \right) \quad (19)$$

式中： F 和 F_Δ 分别表示 IES 的预调度和再调度成本； x 和 y_w 分别表示第 w 个场景下预调度和再调度阶段的决策变量； δ_w 表示第 w 个场景的风电出力预测值； $\phi(x, \delta_w)$ 表示 y_w 的可行域。

2.2.1 预调度阶段模型

预调度阶段主要是在未考虑不确定因素之前，依据预测信息制定各机组和储能设备的出力计划以及启停状态，预调度阶段的成本 F 可表示为

$$F = F_{\text{CO}_2} + F_{\text{buy}} + F_{\text{ES}} + F_{\text{FR}} + F_{\text{EV}} \quad (20)$$

式中， F_{buy} 、 F_{ES} 、 F_{FR} 分别表示购能成本、储能运行成本、灵活响应成本。

IES 在运行时除了需要满足式(1)一式(14)中各机组运行约束，还应满足式(21)能量平衡约束。

$$\begin{cases} P_{\text{e,buy}}^t - P_{\text{e,sell}}^t = P_{\text{e,load}}^t + P_{\text{e,EL}}^t + P_{\text{ES1,cha}}^t - P_{\text{ES1,dis}}^t - P_{\text{wt}}^t - P_{\text{e,CHP}}^t - P_{\text{e,HFC}}^t + P_{\text{e,CCUS}}^t + \Delta P_{\text{EV}}^t \\ P_{\text{h,CHP}}^t + P_{\text{h,GB}}^t + P_{\text{h,HFC}}^t = P_{\text{h,load}}^t + P_{\text{ES2,cha}}^t - P_{\text{ES2,dis}}^t \\ P_{\text{g,buy}}^t = P_{\text{g,load}}^t + P_{\text{g,CHP}}^t + P_{\text{g,GB}}^t - P_{\text{g,MR}}^t \\ P_{\text{H}_2,\text{EL}}^t = P_{\text{H}_2,\text{MR}}^t + P_{\text{H}_2,\text{HFC}}^t + P_{\text{ES3,cha}}^t - P_{\text{ES3,dis}}^t \end{cases} \quad (21)$$

式中： $P_{\text{e,buy}}^t$ 和 $P_{\text{e,sell}}^t$ 分别表示 t 时段购、售电功率； $P_{\text{e,load}}^t$ 和 $P_{\text{h,load}}^t$ 、 $P_{\text{g,load}}^t$ 分别表示 t 时段的电、热和气负荷； P_{wt}^t 表示 t 时段风电出力功率； $P_{\text{g,GB}}^t$ 和 $P_{\text{g,CHP}}^t$ 分别表示 t 时段 GB 和 CHP 机组燃气的消耗功率； ΔP_{EV}^t 表示 t 时段电动汽车的电能变化量；ES1、ES2

和 ES3 分别表示电、热和氢能的储能设备; $P'_{ESv,cha}$ 和 $P'_{ESv,dis}$ 分别表示 t 时段储能的充、放电功率, $v=1,2,3$; $P'_{g,buy}$ 表示 t 时段的购气功率。

2.2.2 再调度阶段模型

再调度阶段是在考虑风电出力的不确定性后, 在可行域内寻找最恶劣情况下的场景概率分布, 并将其反馈给第一阶段后对各机组进行重新调整, 然后求解该场景下系统调节成本最低的调度方案。式(19)中各项调整成本为

$$\begin{cases} F_{\Delta} = \Delta F_{grid,w} + \Delta F_{gs,w} + \Delta F_{wt,w} \\ \Delta F_{grid,w} = \eta_e \sum_{w=1}^W (a_{e,b} \Delta P_{e,buy} + a_{e,s} \Delta P_{e,sell}) \\ \Delta F_{gs,w} = \eta_g \sum_{w=1}^W a_{g,b} \Delta P_{g,buy} \\ \Delta F_{wt,w} = \eta_{wt} \sum_{w=1}^W (\delta_w - \delta_w^{wt}) \end{cases} \quad (22)$$

式中: $\Delta F_{grid,w}$ 和 $\Delta F_{gs,w}$ 分别表示第 w 个场景下电网和气网的调整成本; $\Delta F_{wt,w}$ 表示弃风惩罚成本; η_e 、 η_g 和 η_{wt} 分别表示电网、气网的调整系数和弃风惩罚成本系数; $\Delta P_{e,buy}$ 和 $\Delta P_{e,sell}$ 分别表示购售电的调整量; $\Delta P_{g,buy}$ 表示购买天然气的调整量; $a_{e,b}$ 、 $a_{e,s}$ 和 $a_{g,b}$ 分别表示系统购、售电和购气价格; δ_w^{wt} 表示场景 w 下的风电实际出力值。

再调度阶段系统运行过程中同样需要满足式(21)中各种能量平衡约束, 其中各机组和装置的实际出力应为

$$\begin{cases} P'_{grid,w} = (P'_{e,buy} + \Delta P'_{e,buy}) - (P'_{e,sell} + \Delta P'_{e,sell}) \\ P'_{ES1,w} = (P'_{ES1,cha} + \Delta P'_{ES1,cha}) - (P'_{ES1,dis} + \Delta P'_{ES1,dis}) \\ P'_{e,CHP,w} = P'_{e,CHP} + \Delta P'_{e,CHP} \\ P'_{h,CHP,w} = P'_{h,CHP} + \Delta P'_{h,CHP} \\ P'_{h,GB,w} = P'_{h,GB} + \Delta P'_{h,GB} \\ P'_{ES2,w} = (P'_{ES2,cha} + \Delta P'_{ES2,cha}) - (P'_{ES2,dis} + \Delta P'_{ES2,dis}) \end{cases} \quad (23)$$

式中: $P'_{grid,w}$ 、 $P'_{ES1,w}$ 、 $P'_{e,CHP,w}$ 、 $P'_{h,CHP,w}$ 、 $P'_{h,GB,w}$ 和 $P'_{ES2,w}$ 分别为各机组在 t 时段的实际出力值; $\Delta P'_{ES1,cha}$ 、 $\Delta P'_{ES1,dis}$ 、 $\Delta P'_{ES2,cha}$ 和 $\Delta P'_{ES2,dis}$ 分别表示储能装置在调度阶段充放功率的调整量; $\Delta P'_{e,CHP}$ 、 $\Delta P'_{h,CHP}$ 、 $\Delta P'_{h,GB}$ 分别表示各机组在再调度阶段的出力调整量。

2.3 模型求解

两阶段 DRO 模型采用 CCG 算法进行求解^[25]。由于本文中目标函数为多层优化问题, 为了便于求

解, 需要将其分解为主问题和子问题, 然后再利用 CCG 算法对其进行迭代求解。

主问题利用最恶劣场景初始概率分布值求解预调度成本最小方案, 并为目标函数提供下界值。

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{x}^{(m)} \in \phi(\mathbf{x}, \boldsymbol{\delta}_w), \eta} F(\mathbf{x}) + \eta \\ \text{s.t. } \eta \geq \sum_{w=1}^W P_w^{(m)} F_{\Delta}(\mathbf{y}_w^{(m)}, \boldsymbol{\delta}_w) \end{aligned} \quad (24)$$

式中: m 表示迭代次数; $F(\mathbf{x})$ 表示预调度成本; $P_w^{(m)}$ 表示在第 m 次迭代过程中的出力场景概率分布; $\mathbf{y}_w^{(m)}$ 表示在第 m 次迭代过程中第 w 个场景下再调度阶段的决策变量; η 为辅助变量。

子问题基于主问题中求解的第一阶段决策变量 $\mathbf{x}^{(m)}$, 寻找置信区间内的最恶劣场景概率分布, 提供给主问题进行迭代运算, 并为目标函数提供上界。

$$\max_{P_w \in \Psi} \sum_{w=1}^W P_w \min_{\mathbf{y}_w \in \phi(\mathbf{x}^{(m)}, \boldsymbol{\delta}_w)} F_{\Delta}(\mathbf{y}_w, \boldsymbol{\delta}_w) \quad (25)$$

由于上述子问题中的各场景优化问题相互独立, 所以可采用并行的方法进行同时处理以加快求解速度, 可以将式(25)中第 w 个场景的最小调整成本写为 $F_{\Delta,w}^{(m)}$, 最终子问题可以化简为式(26)。

$$\max_{P_w \in \Psi} \sum_{w=1}^W P_w F_{\Delta,w}^{(m)} \quad (26)$$

通过上述分解后, 利用 CCG 算法进行迭代求解, 步骤如下。

步骤 1: 设定模型上界 B_U 和下界 B_L 分别为 $+\infty$ 和 $-\infty$, 迭代次数 m 为 1, 收敛精度为 ε 。

步骤 2: 在给定风电出力场景概率分布的基础上对主问题中式(24)进行求解, 得到第 m 次迭代过程中的预调度阶段变量 $\mathbf{x}^{(m)}$ 和辅助变量 $\eta^{(m)}$, 同时更新模型下界值 $B_L = F(\mathbf{x}^{(m)}) + \eta^{(m)}$ 。

步骤 3: 将主问题求解的结果 $\mathbf{x}^{(m)}$ 作为参数代入子问题中, 求解新的最恶劣场景概率分布 $P_w^{(m)}$ 以及子问题目标函数值 $F_{\Delta,w}^{(m)}$, 同时更新模型上界值为 $\min\{B_U, F^{(m)} + F_{\Delta,w}^{(m)}\}$ 。

步骤 4: 若 $B_U - B_L \leq \varepsilon$, 停止迭代并输出最优解; 否则, 更新主问题中最恶劣场景概率分布, 迭代次数加 1, 返回步骤 2 继续迭代。

3 算例分析

为验证本文所提模型和方法的有效性, 以图 1 所示 IES 构造以下算例进行验证。设置 α_1 和 α_{∞} 分别为 0.3 和 0.99, 风电典型出力场景个数 w 取 10, 电动汽车聚类结果 N 取为 3, 历史样本数据图见附录 A 图 A1, 可转移、可替代负荷占比分别为 10%和 5%。

算例中能量耦合设备和储能装置参数见文献[26-27], 分时电价和 gas 价见文献[28]。所有算例程序都在 Matlab 环境下借助 Yalmip 工具箱进行编程, 并且调用 Gurobi 求解器求解。

3.1 场景削减结果

为了能尽可能地描述系统中真实的风电出力场景概率分布, 选取某园区 500 组风电历史样本数据, 然后通过场景削减得到 10 组典型场景, 最后得到初始典型场景风电出力曲线和概率分布如图 2 所示, 图中, P 表示每个场景的概率。

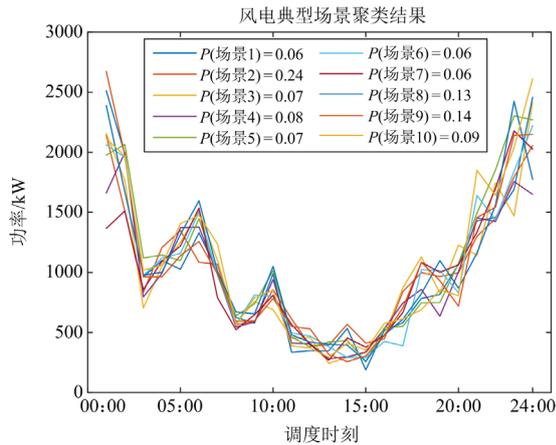


图 2 风电出力场景削减结果

Fig. 2 Wind power output scenario reduction results

3.2 耦合模型和阶梯碳交易机制效益分析

为验证本文所提阶梯碳交易机制及 CCUS、P2G 和 CHP 耦合模型的有效性, 设置 3 种不同情景进行对比。情景 1: 传统碳交易机制下, 考虑 CCUS 参与耦合; 情景 2: 阶梯碳交易机制下, CCUS 不参与耦合; 情景 3: 阶梯碳交易机制下, 考虑 CCUS 参与耦合。3 种情景下的调度结果如表 1 所示。

表 1 3 种情景下的调度结果

Table 1 Scheduling results under three scenarios

	情景 1	情景 2	情景 3
碳排放总量/kg	35 938.18	30 895.27	28 111.97
碳交易成本/元	11 961.85	13 495.62	12 805
碳捕集成本/元	0	0	371.9
购能成本/元	16 854.26	18 138.05	20 889.15
总成本/元	31 534.32	33 129.64	34 026.60

3.2.1 低碳和经济性分析

由表 1 可以看出: 在 CCUS 参与耦合的基础上, 情景 3 中考虑了阶梯式碳交易机制后, 与情景 1 相比, 虽然碳交易成本增加了 843.15 元, 但碳排放量降低了 7826.21 kg, 降幅为 21.78%。主要原因是相较于传统碳交易机制, 阶梯式碳交易机制中的碳交易成本呈阶梯式增长, 更能刺激企业的减排意愿,

因此能够在保证系统经济性的同时更加有效地引导系统降低碳排放量。

情景 3 中 CCUS 捕获到的 CO_2 , 其中一部分作为 MR 中天然气生成过程所需碳源, 相比情景 2, IES 中的碳排放量降低了 9%, 碳交易成本也降低了 5.1%。情景 2 中由于未考虑耦合模型, 所以 P2G 消纳风电生成的氢气被直接供应给 HFC 设备转化为电能和热能, 系统的购能成本相应减少。另外虽然情景 3 中增加了额外的碳捕集成本, 但 IES 运行总成本仅增加了 2.7%, 远小于系统碳排放量的下降幅度。由此可知, 耦合模型会产生较低的碳捕集成本, 但能够大幅降低系统的碳排放量和碳交易成本; 此外耦合模型的加入虽然增加了系统的运行总成本, 但随着后续对相关设备运维成本和工艺效率的改进, 这一部分的运行成本也会随之降低。

3.2.2 阶梯碳交易机制参数相关性分析

阶梯碳交易机制中价格增长率、区间长度和碳交易基价等参数能够影响 IES 碳排放量及运行成本。本文仅对价格增长率进行分析, 结果如图 3 所示。

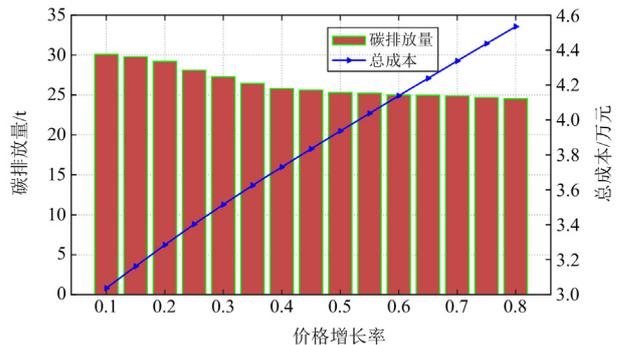


图 3 不同价格增长率下的碳排放量和总成本

Fig. 3 Carbon emissions and total costs in different price growth rates

由图 3 可以看出: 当价格增长率为 0~0.5 时, 随着价格增长率的增加, 碳排放量下降趋势较为明显, 这是因为碳交易单价的提高, 促进了系统为提高经济性而刺激内部减排意愿; 当价格增长率为 0.5~0.8 时, 碳排放量曲线的下降趋势也趋于平稳, 此时系统内碳排放量已经没有下降空间, IES 的碳交易成本随价格增长率的增加而升高。由此可知, 合理设置碳交易机制中的参数, 能够引导系统降低碳排放量, 同时保证系统运行的经济性。

3.2.3 典型情景 3 调度结果分析

情景 3 中预调度阶段的电、热功率平衡图见附录 A 图 A2 和图 A3, 再调度阶段优化结果分别如图 4 和图 5 所示。

由图 4 可以看出: 在 00:00—06:00 和 20:00—

24:00 时段, 风电产生的多余电能一部分由 P2G、储能电池和碳捕集消纳, 另一部分则出售给电网获利; 在 06:00—12:00 和 15:00—20:00 时段, 风电已经不能满足系统中逐渐增加的负荷需求, 此时系统选择从外部电网购电; 在 12:00—15:00 时段, 电负荷处于高峰期, 但热负荷处于低谷期, 此时系统选择由 HFC 和 ORC 余热发电机组承担主要的供电需求。

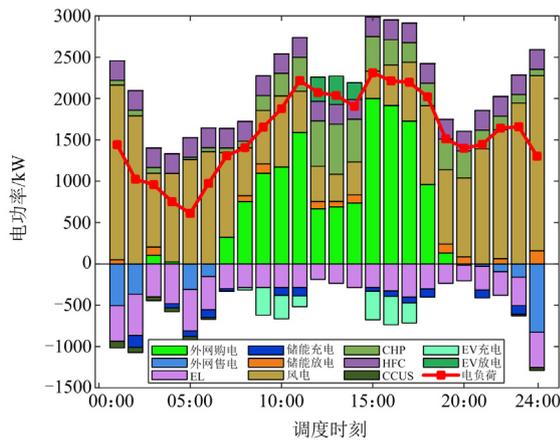


图4 情景3 电能调度结果

Fig. 4 Power scheduling results of Scenario 3

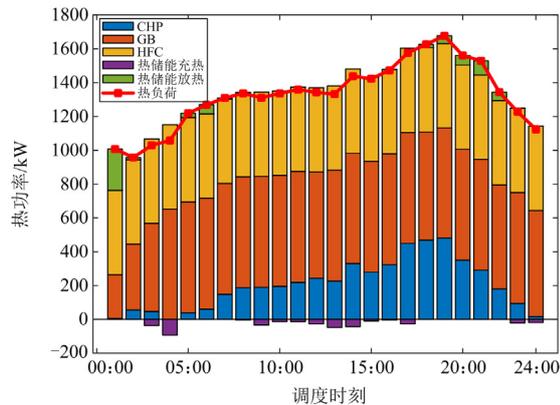


图5 情景3 热能调度结果

Fig. 5 Thermal energy scheduling results of Scenario 3

由图5可以看出: 在 00:00—06:00 时段, 热负荷需求较低, 此时热能主要由 GB 和 HFC 供给, 随着热负荷需求逐渐升高, GB 输出热功率也随之增长; 在 07:00—18:00 时段, 系统热负荷逐渐来到高峰期, 此时 CHP 输出热功率随之升高, 系统热负荷主要由 HFC、GB 和 CHP 共同承担, 系统中产生的多余热功率由储热罐消纳并且在用能高峰时释放; 在 20:00—24:00 时段, 热负荷需求降低, CHP 输出热功率也随着降低。

3.3 供需灵活性结果分析

为了验证图1模型中供需灵活响应模型的有效

性, 在情景3的基础上增设两组情景进行对比分析。情景4: 不考虑供需灵活响应, 电动汽车处于无序充电模式。情景5: 考虑供需灵活响应, 电动汽车处于有序充放电模式。这两种情景下的 IES 调度结果如表2所示。

表2 不同情景下的运行成本

Table 2 Operating costs in different scenarios

	元	
	情景4	情景5
购能成本	22 309.54	20 889.15
灵活响应成本	0	128.90
弃风成本	269.313	100.59
总成本	35 658.52	34 026.60

3.3.1 供应侧灵活性分析

图6为情景5中GT输出热功率分布图, 结合图4和图5可以看出: 白天系统电、热负荷需求都较高时, 系统供热主要由 GB 和 HFC 机组承担, GT 输出的热功率主要供给 ORC 进行余热发电, 且向 ORC 输出的热功率在 GT 输出热功率中占比较高; 夜晚系统电、热负荷需求逐渐降低, 风电出力基本能满足电负荷需求, ORC 输出电功率随之降低, GT 产生的热能主要通过 WHB 给用户供热。

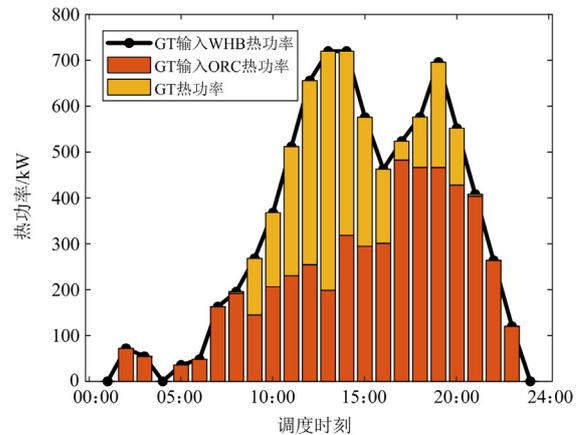


图6 GT 输出热功率分布

Fig. 6 Thermal power distribution of GT

此外结合表2可以看出, IES 中的 GT 和 HFC 机组可以根据调度期间内用户对负荷的不同需求, 选择灵活出力方式, 在满足用户不同负荷需求的同时实现供应侧的灵活响应。

3.3.2 需求侧灵活性分析

情景5中需求侧灵活响应前后的电、热负荷调度结果分别如图7和图8所示。

由图7可以看出: 情景5考虑需求侧灵活响应后, 12:00—14:00 和 18:00—20:00 为用电高峰时

段, 此时系统的购电价格较贵, 为了实现削峰填谷并降低运行成本, 在需求响应机制的引导下部分电负荷被转移到了夜间。

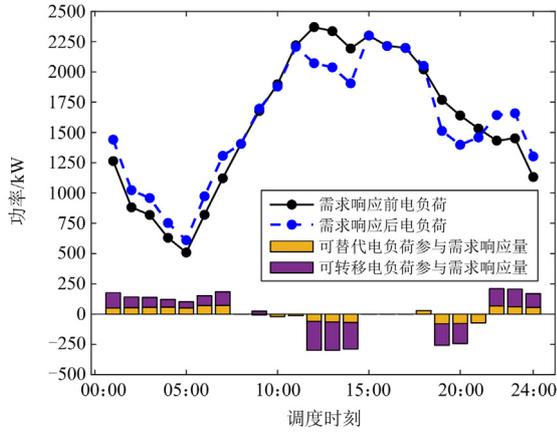


图 7 电负荷需求响应结果

Fig. 7 Electrical load demand response results

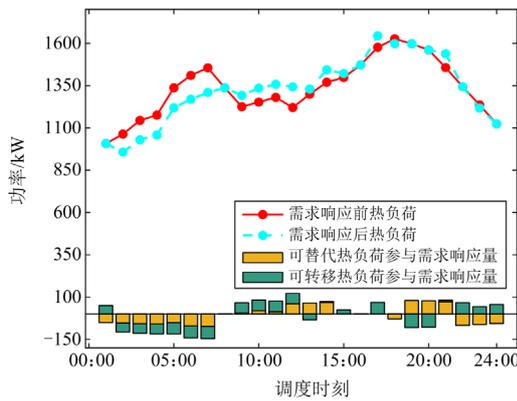


图 8 热负荷需求响应结果

Fig. 8 Heat load demand response results

由图 8 可以看出: 在 01:00—05:00 和 20:00—24:00 时段, 热负荷下降趋势较明显, 夜间热负荷需求较高, 此时为了满足热负荷需求, CHP 等供热机组的碳排放量较高, 引入需求侧灵活响应后, 再加上碳交易机制的约束, 系统选择将夜间的一部分热负荷转移到白天, 剩余部分则被电负荷替代。

为了分析负荷侧电动汽车的需求响应特性, 对情景 4 和情景 5 进行对比分析, 情景 4 中电动汽车处于无序充电模式, 仅作为电负荷参与系统用能, 情景 5 中园区内 3 类电动汽车在调度周期内的充放电曲线如图 9 所示。

由图 9 可以看出: 在 08:00—12:00 和 14:00—18:00 时段, 系统购电价格较低, 电动汽车选择集中充电; 12:00—14:00 时段为用电高峰时段, 为了

缓解系统用能压力、提高系统灵活性, 电动汽车在此时充当蓄电池进行放电。

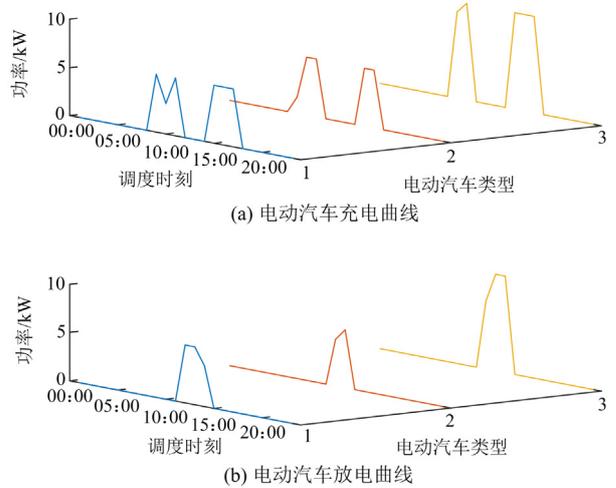


图 9 情景 5 中电动汽车运行结果

Fig. 9 Results of electric vehicle operation in Scenario 5

结合表 2 和图 9 可知, 在有序充放电引导下, 供需灵活响应的调峰填谷作用能够在提高系统消纳风电能力的同时引导用户的负荷需求, 并且有效降低系统的碳排放量和运行成本。

3.4 风电不确定性集合相关参数分析

3.4.1 不同历史数据个数下调度结果分析

为验证式(16)和式(17)中不同历史数据数量 K 对 IES 调度成本的影响, 本节对不同历史数据数量下的 IES 运行各项成本进行对比, 结果如表 3 所示。

表 3 不同历史数据数量下的调度结果

Table 3 Scheduling results in different number of historical data

数据数量/个	购能成本/元	储能运行成本/元	DR 成本/元	弃风惩罚成本/元	总成本/元
1000	21 085.65	36.28	133.67	103.97	34 218.74
2000	20 947.62	33.61	130.58	102.63	34 156.85
5000	20 889.15	31.54	128.91	100.59	34 011.52
10 000	20 891.65	31.01	127.12	100.25	34 010.12

由表 3 可以看出: 随着历史数据数量的增加, 系统的各项运行成本逐渐降低。当历史数据数量达到一定水平时, 总运行成本的下降幅度变小。这是因为随着历史数据的增加, 概率分布允许的偏差值 θ_∞ 和 θ_l 也随之变小, 初始场景的概率分布也就越接近真实场景波动范围。

3.4.2 不同置信度对调度结果的影响分析

本节在情景 5 的基础上, 对比分析不同置信度下对系统运行总成本的影响, 结果如表 4 所示。

表 4 不同置信度下的运行成本

Table 4 Operating costs under different confidence levels

α_1	总成本/元		
	$\alpha_\infty = 0.5$	$\alpha_\infty = 0.8$	$\alpha_\infty = 0.99$
0.3	34 008.65	34 010.13	34 011.52
0.5	34 009.32	34 010.56	34 012.96
0.9	34 010.18	34 011.22	34 015.85

由表 4 可以看出: 随着 α_1 和 α_∞ 的增加, IES 调度总成本也逐渐升高。这是由于置信度 α_1 与 α_∞ 越高, 式(18)中风电概率分布值的允许偏移范围 θ_1 和 θ_∞ 就越大, 对应不确定性概率分布的范围也越大, 使得风电出力的反调峰现象更加明显, 为了满足系统在再调度阶段正常运行, 各机组的运行成本随之升高, 系统的保守度和运行成本也随之升高。

4 结论

本文在引入阶梯式碳交易机制的基础上, 考虑可再生能源不确定性和供需灵活响应, 构建了基于数据驱动方法的 IES 分布鲁棒优化调度模型, 并采用 CCG 算法对 DRO 模型进行迭代求解, 通过算例分析得出以下结论:

1) 考虑 CCUS、P2G 和 CHP 的耦合模型可以实现 CO₂ 的循环利用, 虽然会因此产生碳捕集成本, 但能够显著降低系统购能成本和运行总成本, 说明耦合模型能够有效提高系统的低碳特性和经济性。

2) IES 中 ORC、两阶段 P2G 等供应侧耦合设备和需求侧的常规负荷、电动汽车参与的需求响应共同构成了供需灵活响应, 能够有效应对系统中电、热负荷的变化, 对提高系统的风电消纳能力及能源梯级利用具有重要意义。

3) 验证了阶梯碳交易机制能够有效降低系统的碳排放量, 同时引导系统在调度过程中选择碳排放量少的供能方式, 并且可通过适当调节碳交易机制的参数来平衡系统碳排放量和运行成本问题。

4) 基于数据驱动算法的 DRO 模型能够保证系统的经济性和保守性, 此外风电不确定性模糊集中样本数据个数和置信水平能够影响调度结果的经济效益及保守程度, 当历史数据个数越多, 置信水平越小时, 调度方案的保守度越低, 经济性越好。

本文考虑了将 CCUS、CHP 和 P2G 耦合并利用 CCUS 中捕集到的 CO₂ 生成天然气, 但是目前很少有其他能够具有附加价值的碳利用途径, 导致投资成本较高。后续工作将会对 CCUS 中的碳利用环节进行拓展研究, 促进 CO₂ 资源的商业化利用。

附录 A

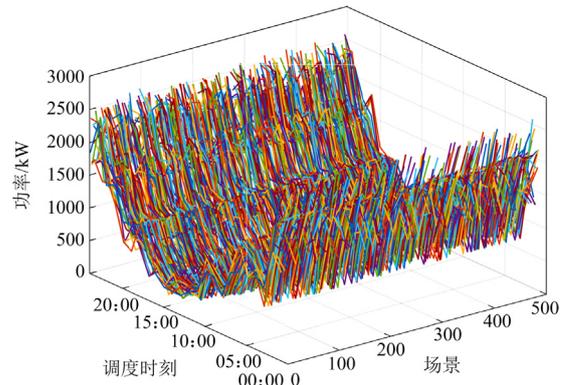


图 A1 风电出力历史样本图

Fig. A1 Historical sample diagram of wind power output

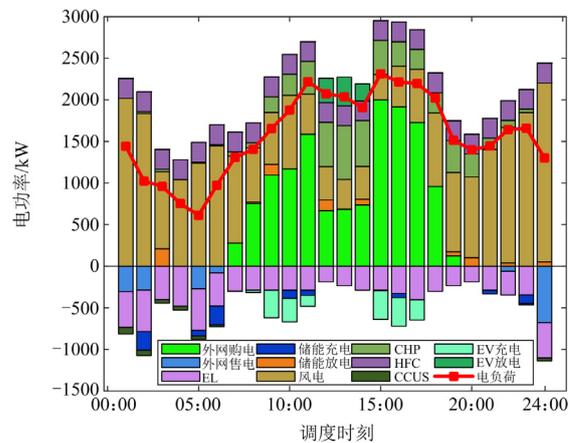


图 A2 情景 3 预调度电功率平衡

Fig. A2 Electric power balance in pre-scheduling of Scenario 3

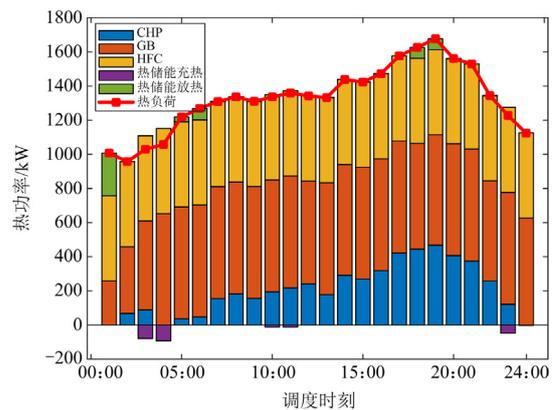


图 A3 情景 3 预调度中热功率平衡

Fig. A3 Thermal power balance in pre-scheduling of Scenario 3

参考文献

- [1] 贾宏杰, 王丹, 徐宪东, 等. 区域综合能源系统若干问题研究[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(7): 198-207.

- JIA Hongjie, WANG Dan, XU Xiandong, et al. Research on some key problems related to integrated energy systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(7): 198-207.
- [2] WANG Ran, LI Yanhe, GAO Bingtuan. Evolutionary game-based optimization of green certificate- carbon emission right-electricity joint market for thermal-wind-photovoltaic power system[J]. Global Energy Interconnection, 2023, 6(1): 92-102.
- [3] OUYANG Jinxin, YU Jianfeng, LONG Xiaoxuan, et al. Coordination control method to block cascading failure of a renewable generation power system under line dynamic security[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2023, 8(1): 194-204.
- [4] 骆钊, 刘德文, 沈鑫, 等. 综合能源系统优化运行技术研究综述[J]. 电力建设, 2022, 43(12): 3-14.
LUO Zhao, LIU Dewen, SHEN Xin, et al. Review of research on optimal operation technology of integrated energy system[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(12): 3-14.
- [5] 于馨玮, 陈继明, 仇志华. 分布鲁棒优化在综合能源系统调度与规划中的应用综述[J]. 全球能源互联网, 2023, 6(2): 207-215.
YU Xinwei, CHEN Jiming, ZHANG Zhihua. A review of the application of distributionally robust optimization in integrated energy system dispatching and planning[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2023, 6(2): 207-215.
- [6] 高玉, 王琦, 陈严, 等. 考虑需求响应和能量梯级利用的含氢综合能源系统优化调度[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(4): 51-59.
GAO Yu, WANG Qi, CHEN Yan, et al. Optimal dispatch of integrated energy system with hydrogen considering demand response and cascade energy utilization[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(4): 51-59.
- [7] 刘一欣, 郭力, 王成山. 微电网两阶段鲁棒优化经济调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(14): 4013-4022, 4307.
LIU Yixin, GUO Li, WANG Chengshan. Economic dispatch of microgrid based on two stage robust optimization[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(14): 4013-4022, 4307.
- [8] LI Y, ZOU Y, TAN Y, et al. Optimal stochastic operation of integrated low-carbon electric power, natural gas, and heat delivery system[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 9(1): 273-283.
- [9] LIU F, BIE Z H, WANG X. Day-ahead dispatch of integrated electricity and natural gas system considering reserve scheduling and renewable uncertainties[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2019, 10(2): 646-658.
- [10] 周任军, 闵雄帮, 童小娇, 等. 电力环保经济调度矩不确定分布鲁棒优化方法[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(13): 3248-3256.
ZHOU Renjun, MIN Xiongbang, TONG Xiaojiao, et al. Distributional robust optimization under moment uncertainty of environmental and economic dispatch for power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(13): 3248-3256.
- [11] CAO Y, WEI W, CHEN L J, et al. Supply inadequacy risk evaluation of stand-alone renewable powered heat-electricity energy systems: a data-driven robust approach[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2021, 17(3): 1937-1947.
- [12] 魏震波, 郭毅, 魏平桢, 等. 考虑传输线重构的电气综合能源系统分布鲁棒扩展规划模型[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(2): 16-23.
WEI Zhenbo, GUO Yi, WEI Pingan, et al. Distribution robust expansion planning model for integrated natural gas and electric power systems considering transmission switching[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(2): 16-23.
- [13] 韩子娇, 那广宇, 董鹤楠, 等. 考虑灵活性供需平衡的含电转氢综合能源系统鲁棒优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(6): 161-169.
HAN Zijiao, NA Guangyu, DONG Henan, et al. Robust optimal operation of integrated energy system with P2H considering flexibility balance[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(6): 161-169.
- [14] 毕锐, 王孝淦, 袁华凯, 等. 考虑供需双侧响应和碳交易的氢能综合能源系统鲁棒调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(12): 122-132.
BI Rui, WANG Xiaogan, YUAN Huakai, et al. Robust dispatch of a hydrogen integrated energy system considering double side response and carbon trading mechanism[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(12): 122-132.
- [15] 崔杨, 谷春池, 付小标, 等. 考虑广义电热需求响应的含碳捕集电厂综合能源系统低碳经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(23): 8431-8446.
CUI Yang, GU Chunchi, FU Xiaobiao, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system with carbon capture power plants considering generalized electric heating demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(23): 8431-8446.
- [16] 陶鹏, 张冰玉, 韩桂楠, 等. 计及源荷双侧风险管理的光储微网两阶段低碳运行优化研究[J]. 智慧电力, 2023, 51(11): 1-6.

- TAO Peng, ZHANG Bingyu, HAN Guinan, et al. Stage low carbon operation optimization of photovoltaic storage microgrid considering risk management of both source and load sides[J]. *Smart Power*, 2023, 51(11): 1-6.
- [17] 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.
- [18] 卢志刚, 郭凯, 闫桂红, 等. 考虑需求响应虚拟机组和碳交易的含风电电力系统优化调度[J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(15): 58-65.
- LU Zhigang, GUO Kai, YAN Guihong, et al. Optimal dispatch of power system integrated with wind power considering virtual generator units of demand response and carbon trading[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(15): 58-65.
- [19] 于贵瑞, 朱剑兴, 徐丽, 等. 中国生态系统碳汇功能提升的技术途径: 基于自然解决方案[J]. *中国科学院院刊*, 2022, 37(4): 490-501.
- YU Guirui, ZHU Jianxing, XU Li, et al. Technological approaches to enhance ecosystem carbon sink in China: nature-based solutions[J]. *Bulletin of Chinese Academy of Sciences*, 2022, 37(4): 490-501.
- [20] 初壮, 赵蕾, 孙健浩, 等. 考虑热能动态平衡的含氢储能的综合能源系统热电优化[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(3): 1-12.
- CHU Zhuang, ZHAO Lei, SUN Jianhao, et al. Thermoelectric optimization of an integrated energy system with hydrogen energy storage considering thermal energy dynamic balance[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(3): 1-12.
- [21] 吴界辰, 艾欣, 胡俊杰. 需求侧资源灵活性刻画及其在日前优化调度中的应用[J]. *电工技术学报*, 2020, 35(9): 1973-1984.
- WU Jiechen, AI Xin, HU Junjie. Methods for characterizing flexibilities from demand-side resources and their applications in the day-ahead optimal scheduling[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2020, 35(9): 1973-1984.
- [22] 童宇轩, 胡俊杰, 刘雪涛, 等. 新能源电力系统灵活性供需量化及分布鲁棒优化调度[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(15): 80-90.
- TONG Yuxuan, HU Junjie, LIU Xuetao, et al. Quantification of flexibility supply and demand and distributionally robust optimal dispatch of renewable energy dominated power systems[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(15): 80-90.
- [23] ZHAO C Y, GUAN Y P. Data-driven stochastic unit commitment for integrating wind generation[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016, 31(4): 2587-2596.
- [24] 贺帅佳, 高红均, 刘俊勇, 等. 计及需求响应柔性调节的分布鲁棒 DG 优化配置[J]. *中国电机工程学报*, 2019, 39(8): 2253-22648, 8.
- HE Shuaijia, GAO Hongjun, LIU Junyong, et al. Distributionally robust optimal DG allocation model considering flexible adjustment of demand response[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2019, 39(8): 2253-2264, 8.
- [25] ZENG B, ZHAO L. Solving two-stage robust optimization problems using a column-and-constraint generation method[J]. *Operations Research Letters*, 2013, 41(5): 457-461.
- [26] 陈锦鹏, 胡志坚, 陈颖光, 等. 考虑阶梯式碳交易机制与电制氢的综合能源系统热电优化[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(9): 48-55.
- CHEN Jinpeng, HU Zhijian, CHEN Yingguang, et al. Thermoelectric optimization of integrated energy system considering ladder-type carbon trading mechanism and electric hydrogen production[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(9): 48-55.
- [27] 孔德政, 张靖, 何宇, 等. 区域综合能源系统 IGDT-MPC 双层能量优化调度[J]. *电网技术*, 2022, 46(10): 3970-3979.
- KONG Dezheng, ZHANG Jing, HE Yu, et al. IGDT-MPC bi-layer energy optimal scheduling of regional integrated energy system[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(10): 3970-3979.
- [28] 杨明杰, 胡扬宇, 千海霞, 等. 计及碳排放的综合能源配网日前与日内多时间尺度优化调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(5): 96-106.
- YANG Mingjie, HU Yangyu, QIAN Haixia, et al. Optimization of day-ahead and intra-day multi-time scale scheduling for integrated power-gas energy system considering carbon emission[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(5): 96-106.

收稿日期: 2023-09-04; 修回日期: 2024-01-15

作者简介:

王蓬蓬(1995—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统优化与控制; E-mail: 942017393@qq.com

宋运忠(1968—), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为复杂系统的分析与控制。E-mail: songhpu@126.com

(编辑 周金梅)