

计及碳交易与需求响应的多典型日综合 能源系统优化模型

梁天成, 李凌

(上海理工大学能源与动力工程学院, 上海 200093)

摘要: 系统负荷作为综合能源系统的约束条件, 常以单个典型日加以表征, 难以描述实际负荷波动性与随机性的特点。本文构建了计及碳交易与需求响应的多典型日优化模型, 通过引入谱聚类算法获得多个典型日数据, 在表征原始负荷数据波动性与随机性的同时, 也基于负荷数据构成实现了数据分类, 并以负荷构成为基础分别建立优化模型, 引入阶梯型碳交易机制与需求响应机制, 在 Python 语言下调用 Gurobi 求解器完成模型仿真, 在此基础上对阶梯型碳交易参数的变化开展研究。结果表明: 优化模型可较好地针对全年不同的负荷特征实现灵活调度; 考虑需求响应后, 系统总成本降低了 4.78%, 碳排放量降低了 6.5%, 在兼顾经济性与环保性的同时有利于清洁机组出力。

关键词: 综合能源系统; 谱聚类; 需求响应; 碳交易; 混合整数线性规划

中图分类号: TK01 文献标识码: A DOI: 10.16146/j.cnki.rndlgc.2024.10.013

[引用本文格式] 梁天成, 李凌. 计及碳交易与需求响应的多典型日综合能源系统优化模型[J]. 热能动力工程, 2024, 39(10): 113-123. LIANG Tiancheng, LI Ling. Multi-typical day integrated energy system optimization model considering carbon trading and demand response[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2024, 39(10): 113-123.

Multi-typical Day Integrated Energy System Optimization Model Considering Carbon Trading and Demand Response

LIANG Tiancheng, LI Ling

(School of Energy and Power Engineering, University of Shanghai for Science and Technology, Shanghai, China, Post Code: 200093)

Abstract: As the constraint condition of integrated energy system, system load is often characterized by a single typical day, which is difficult to describe the characteristics of actual load with fluctuation and randomness. In this paper, a multi-typical day optimization model considering carbon trading and demand response was constructed. By introducing spectral clustering algorithm to obtain multiple typical daily data, while characterizing the fluctuation and randomness of the original load data, the data classification was realized based on the load data composition, the optimization models were established based on the load composition, and a stepped carbon trading mechanism and a demand response mechanism were introduced. The model was simulated using Gurobi solver in Python language. The change of stepped carbon trading parameters was studied on this basis. The results show that the optimization model can well realize flexible scheduling according to different load characteristics throughout the year. After considering the demand response, total system costs are reduced by 4.78%, carbon emissions are reduced by 6.5%, which is beneficial to the output of cleaning units while taking into account the economy and environmental protection.

Key words: integrated energy systems, spectral clustering, demand response, carbon trading, mixed integer linear programming

引 言

近年来,随着碳达峰与碳中和的双碳目标的提出,能源行业作为碳排放的主要来源之一在多个领域积极寻求低碳化转型^[1-3]。综合能源系统(Integrated Energy System, IES),作为一种考虑系统内部能源的生产、转换、储存以满足用户多种负荷需求的多能耦合系统,可用于减少能源工业二氧化碳的排放,促进能源行业的可持续发展。

作为综合能源系统优化过程中重要的组成部分,碳交易模型与需求响应模型已得到广泛的研究。文献[4-5]就传统碳交易模型与阶梯型碳交易模型的区别做出说明并证明了后者的优势。文献[6]提出了综合需求响应(Integrated Demand Response, IDR)并验证了其在降低供需两端经济成本方面的有效性。文献[7]中构建了园区级多阶段规划模型,就碳交易模型中各因素对碳排放的影响展开研究。文献[8]中构建了全可再生能源系统,通过算例证明了其有效性。文献[9]将核电机组引入综合能源系统中构建低碳调度模型。文献[10]中建立了基于分时电价和激励机制的多能需求响应模型,证明了引入需求响应和阶梯式碳交易可灵活转移负荷并降低碳排放,具有显著的应用价值。文献[11]中构建了多时间尺度下的阶梯式碳交易模型以解决不同优化周期中的碳交易问题。文献[12]在碳中和的背景下开展碳排放量与系统氢能利用率之间的研究。文献[13]对需求响应开展了多能源、多类型的研究,结果证明,需求响应在挖掘需求侧具有调节潜力、实现供需平衡的重要价值。上述文献考虑了诸多优化模型以进行系统规划,但都未将研究重点置于系统负荷端。具体来讲,选用一个或几个运行日的负荷数据结果进行研究,与实际数据的拟合程度有限。因此,在进行系统规划前,使用已在机器学习领域广泛使用的谱聚类算法对负荷数据进行处

理,以实现与负荷数据的拟合。

谱聚类是从图论中演化出来的算法,其思想是将数据视为空间中的点,点与点之间以距离的远近定义权重,通过不同 k 值来实现子图间的划分,使子图间权重低而子图内权重高。 k 值对谱聚类算法结果有重要的影响,其值若人为给定则主观性过强,且过大过小的 k 值都难以体现算法的效果。因此,在调用谱聚类算法前,选择恰当的 k 值就显得尤为重要。文献[14]指出,聚类有效性评价指标难以完成对数据集的处理。文献[15]使用误差平方和(Sum of Squares of Error, SSE)、CH 指标(Calinski-Harabasz Index, CH)和 DB 指标(Davies-Bouldi Index, DB)来确定聚类数。文献[16]采用 DB 指标和轮廓系数(Silhouette Coefficient, SC)进行分类结果的有效性评价。参考以上文献并结合样本数据的特征,本文采用 CH 指标和轮廓系数来确定实际负荷数据的最佳 k 值。

综上,静态单一的系统负荷难以描述实际负荷数据。因此,本文构建了一种计及碳交易与需求响应的多典型日优化模型。使用谱聚类算法完成对负荷数据的缩减与降阶并提取典型日;基于缩减后的典型日负荷数据,对系统进行优化调度并引入碳交易模型。建立综合能源系统模型并引入碳交易模型和需求响应模型,进行模型求解并对阶梯型碳交易模型的参数变化开展研究。通过算例分析证明了模型的有效性与合理性。

1 综合能源系统建模

1.1 系统部件建模

为了满足园区系统负荷需求,文献[17]以母线制为基础构建综合能源系统,系统结构如图1所示。所构建的综合能源系统包含燃气轮机、燃气锅炉、电热泵、电制冷机、吸收式制冷机等能量转换部件,电网(Ein)等供能部件及储电、蓄冷、蓄热等储能装置。

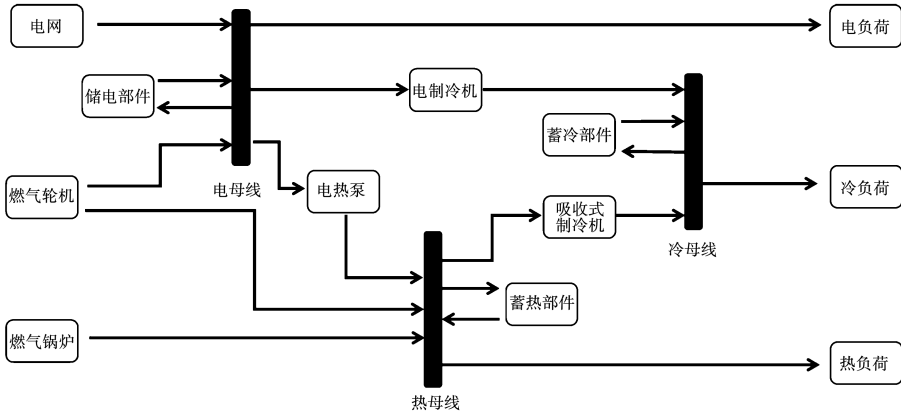


图 1 综合能源系统结构图

Fig. 1 Structure diagram of integrated energy system

1.1.1 能量转化部件模型

作为一种特殊的能量转化部件,燃气轮机可以同时向外输出热功率和电功率以满足不同类别的用能需求。其输出与其他能量转化部件有所不同,具体可表示为:

$$\begin{cases} G_2^t = \eta_6 LG_1^t \\ G_3^t = \eta_7 LG_1^t \\ G_2^{\min} \leq G_2^t \leq G_2^{\max} \\ G_3^{\min} \leq G_3^t \leq G_3^{\max} \end{cases} \quad (1)$$

式中: G_2^t 和 G_3^t —燃气轮机 t 时刻的输出热功率与输出电功率,kW; η_6, η_7 —燃气轮机的热效率和电效率; L —天然气的热值,kJ/m³; G_1^t —燃气轮机 t 时刻的输入功率; $G_2^{\min}, G_3^{\min}, G_2^{\max}, G_3^{\max}$ —燃气轮机的最小和最大的输出热功率和输出电功率,kW。

部件内能量输入与输出关系为:

$$\begin{cases} O_j^t = \eta_j I_j^t \\ I_j^{\min} \leq I_j^t \leq I_j^{\max} \end{cases} \quad (2)$$

式中: I_j^t, O_j^t —第 j 个部件在 t 时刻的输入功率与输出功率,kW; η_j —第 j 个部件的转化效率; I_j^{\min}, I_j^{\max} —最大、最小输入功率约束,kW; j —取值范围为1~5,分别对应电网、电锅炉、电制冷机、燃气锅炉和吸收式制冷机。

1.1.2 储能部件模型

储能部件模型均可由以下公式表示:

$$\begin{cases} E_x^{t+1} = (1 - \delta_x) E_x^t + (e_{x,c} P'_{x,c} - \frac{1}{e_{x,d}} P'_{x,d}) \Delta t \\ 0 \leq P'_{x,c} \leq \mu P_{x,c}^{\max} \\ 0 \leq P'_{x,d} \leq (1 - \mu_x) P_{x,d}^{\max} \\ E_x^{\min} \leq E_x^t \leq E_x^{\max} \\ E_x^T = E_x^0 \end{cases} \quad (3)$$

式中: E_x^{t+1}, E_x^t — $t+1$ 时刻和 t 时刻储能部件 x 的储能能量,kW·h; δ_x —储能部件 x 的能量损失率; $P'_{x,c}, P'_{x,d}$ —储能部件 x 的充、放能功率,kW; $e_{x,c}, e_{x,d}$ —储能部件 x 的充、放能效率; $P_{x,c}^{\max}, P_{x,d}^{\min}$ —储能部件 x 的最大充能和放能效率; u —二进制变量(0-1),用以限制充、放能过程不能同时发生; E_x^{\min}, E_x^{\max} —储能部件 x 的最小和最大储能能量,kW·h; E_x^T, E_x^0 —一个调度周期结束和开始时储能部件 x 的储能能量,kW·h; x —取值范围为1~3,分别对应储电、储热和储冷部件, $E_x^T = E_x^0$ 。

1.2 碳交易模型

当系统依照母线制完成建模后,其系统中碳排放的来源主要为电网、燃气轮机与和燃气锅炉,使用基准线法^[18]确定碳配额,将碳排放配额模型设置为:

$$D = \sum_{t=1}^T \varepsilon_1 I_1^t + \varepsilon_2 O_4^t \Delta t + \varepsilon_2 (G_2^t + \phi G_3^t) \Delta t \quad (4)$$

式中: D —系统额定碳排放量,kg; ε_1 —单位发电量碳排放配额,kg/(kW·h); ε_2 —单位热量碳排放基准,kg/(kW·h); ϕ —热电折算系数; Δt —单位计算时段; T —总计算区间。

本文综合能源系统自电网购买的电能均来自火电机,实际碳排放模型为:

$$E = \sum_{t=1}^T \varepsilon_3 I_1^t + \varepsilon_4 O_4^t \Delta t + \varepsilon_4 (G_2^t + \phi G_3^t) \Delta t \quad (5)$$

式中: E —系统实际碳排放量; ε_3 —单位发电量的碳排放量,kg/(kW·h); ε_4 —单位热量的碳排放量,kg/(kW·h)。

传统碳交易模型为:

$$\begin{cases} F = \lambda N \\ N = (E - D) / 1\ 000 \end{cases} \quad (6)$$

式中: F —碳交易成本, 元; λ —碳交易基价, 元/t; N —系统实际碳排放与系统碳排放配额之差。

阶梯型碳交易模型:

$$F = \begin{cases} -\lambda(1 + \alpha)(Nc - d) - \lambda d, & N \leq -d \\ \lambda N, & -d \leq N \leq d \\ \lambda(1 + \alpha)(N - d) + \lambda d, & d \leq N \leq 2d \\ \lambda(1 + 2\alpha)(N - 2d) + \lambda(2 + \alpha)d, & 2d \leq N < 3d \\ \lambda(1 + 3\alpha)(N - 3d) + \lambda(3 + 3\alpha)d, & 3d \leq N < 4d \\ \lambda(1 + 4\alpha)(N - 4d) + \lambda(4 + 6\alpha)d, & 4d \leq N < 5d \\ \lambda(1 + 5\alpha)(N - 5d) + \lambda(5 + 10\alpha)d, & N \geq 5d \end{cases} \quad (7)$$

式中: α —价格增长率; d —碳排放区间长度, t。

1.3 需求响应模型

用户根据电价或激励机制来调整自身用能的行为即为需求响应^[19]。系统以运营成本和碳交易成本之和最低为优化目标,这就要求系统在满足负荷需求的同时尽可能降低系统碳排放量以避免碳交易价格的升高而推高总成本。考虑到储能部件容量有限,系统在调节过程中会产生能量浪费。为了削弱这一负面影响,在用户侧引入需求响应机制,在减少能量浪费的同时可平抑因分时电价而产生的用电峰谷差。具体来看,每一时刻可调节负荷又可进一步划分为可时移和可中断负荷。

可调节负荷为:

$$L'_{1,1} = L'_{1,2} + L'_{1,3} \quad (8)$$

式中: $L'_{1,1}$ —可调节负荷, kW; $L'_{1,2}$ —可中断负荷, kW; $L'_{1,3}$ —可时移负荷, kW。

对于可中断负荷 $L'_{1,2}$:

$$\begin{cases} L'_{1,2} = \mu\alpha L_{1,2} \\ L_{1,2}^{\min} \leq L'_{1,2} \leq L_{1,2}^{\max} \end{cases} \quad (9)$$

式中: μ —0~1的变量,用以判断是否发生负荷中断,为1时表示发生,为0时表示不发生; α —负荷中断系数; $L_{1,2}$ —需求响应前对应可中断负荷, kW; $L_{1,2}^{\min}, L_{1,2}^{\max}$ —可中断负荷的最小值和最大值, kW。

对于可时移负荷 $L'_{1,3}$:

$$\begin{cases} L'_{1,3} = \mu L_{1,3} \\ \sum_{t=1}^T (L'_{1,3} - L_{1,3}) = 0 \\ L_{1,3}^{\min} \leq L'_{1,3} \leq L_{1,3}^{\max} \end{cases} \quad (10)$$

式中, $L_{1,3}$ —负荷响应前对应可时移负荷且保证在一个时间周期内移入移出负荷量相同, kW; $L_{1,3}^{\min}, L_{1,3}^{\max}$ —可时移负荷的最小值和最大值, kW。

综合能源系统会对用户侧需求响应提供一定的补偿,补偿费用 F_3 的表达式为:

$$F_3 = \omega_1 \sum_{t=1}^T L'_{1,2} + \omega_2 \sum_{t=1}^T L'_{1,3} \quad (11)$$

式中: ω_1, ω_2 —中断负荷和时移负荷的补偿价格, 元; $\sum_{t=1}^T L'_{1,2}, \sum_{t=1}^T L'_{1,3}$ —1天内总的中断负荷与总的时移负荷, kW。

1.4 系统建模

综合能源系统不同能量类型对应不同的能量平衡方程:

电负荷约束为:

$$O_1^t + G_2^t - I_2^t - I_3^t - e_{1,c} P_{1,c}^t + P_{1,d}^t / e_{1,d} = L_1^t - L'_{1,1} \quad (12)$$

式中: L_1^t — t 时刻园区电负荷需求, kW。

热负荷约束为:

$$G_3^t + O_4^t + O_2^t - e_{2,c} P_{2,c}^t + P_{2,d}^t / e_{2,d} - I_5^t = L_2^t \quad (13)$$

式中: L_2^t — t 时刻园区热负荷需求, kW。

冷负荷约束为:

$$O_5^t + O_3^t - e_{3,c} P_{3,c}^t + P_{3,d}^t / e_{3,d} = L_3^t \quad (14)$$

式中: L_3^t — t 时刻园区冷负荷需求, kW。

1.5 目标函数

以日运行成本、日碳交易成本及需求响应补偿成本之和最低为优化目标^[20],其表达式为:

$$F = \text{Min} \sum_{t=1}^T (F_1 + F_2 + F_3) \quad (15)$$

$$F_1 = p_e \cdot I_1^t + p_g \cdot G_1^t + p_g \cdot I_4^t \quad (16)$$

式中: F —系统总成本, 元; F_1 —系统日运行成本, 元; F_2 —系统碳交易成本, 元; p_e —逐时电价, 元/(kW·h);

p_g —逐时气价,元/ m^3 。

2 谱聚类算法

实际负荷数据具有维数高、波动性强的特点,直接代入实际负荷数据或以一个或几个单日负荷数据来代表的做法都不可取。本文使用谱聚类算法对实际负荷数据进行处理以得到典型日负荷数据,在此之前,需采用 CH 指标和轮廓系数确定实际负荷数据的最佳 k 值。

2.1 CH 指标

CH 指标表征了簇间距离与簇内距离的比值,由各类中心点之间的距离平方和与类中各点与类中心的距离平方和的比值构成,CH 指标越大代表类自身越紧密,类与类之间越分散,聚类效果越好。

CH 指标的计算公式为:

$$CH(k) = \frac{tr(\mathbf{B}_k)m - k}{tr(\mathbf{W}_k)k - 1} \quad (17)$$

式中:CH(k)—不同 k 值对应的 CH 值; \mathbf{B}_k —一类与类之间的协方差矩阵; \mathbf{W}_k —一类内数据的协方差矩阵; tr —矩阵的迹; m —样本点个数。

2.2 轮廓系数

样本集合的轮廓系数是所有样本轮廓系数的平均值,轮廓系数越大,簇内样本之间越紧凑,簇间距离越大,聚类效果越好。

针对单个样本的轮廓系数 s 为:

$$s = \frac{b - a}{\max(a, b)} \quad (18)$$

式中: a —某个样本与其簇内部其他样本的平均距离; b —某个样本与其他簇样本的平均距离。

总轮廓系数 s_c 为:

$$S_c = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M s_i \quad (19)$$

式中: M —对应样本点个数; s_i —第 i 个样本的轮廓系数。

通过将各约束条件线性化,最终将问题模型转化为混合整数线性规划模型,使得问题可解,系统优化流程如图 2 所示。

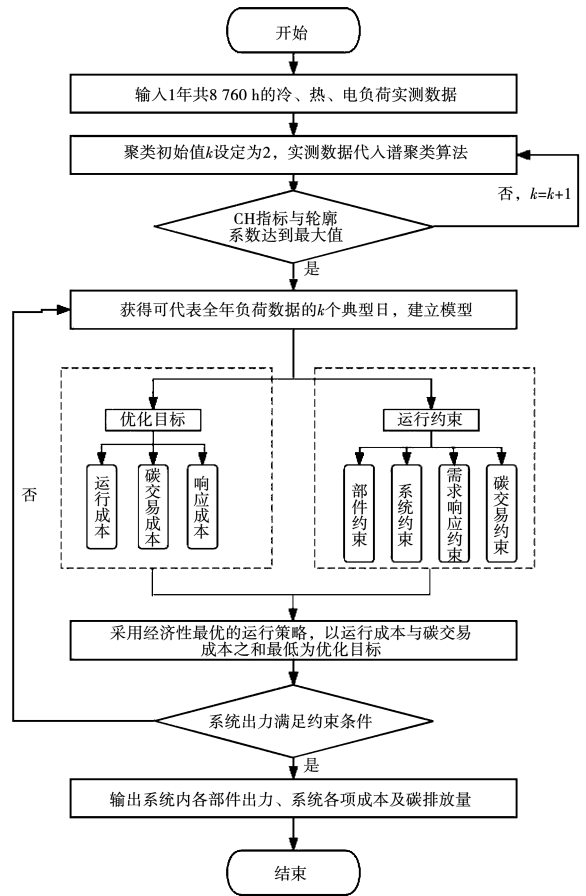


图 2 系统优化流程图

Fig. 2 Flow chart of system optimization

3 算例分析

3.1 典型日选取

采用上海市某园区 1 年 365 天 8 760 h 的冷热电实测负荷数据进行分析,如图 3 所示。

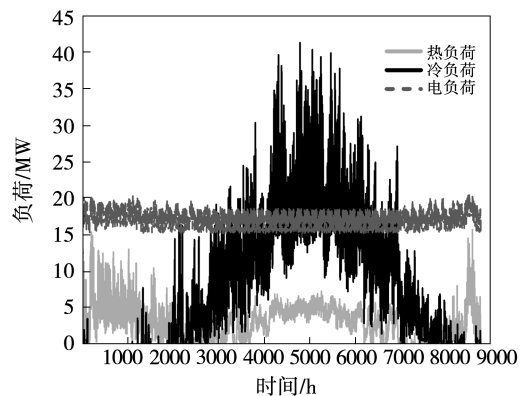


图 3 8 760 h 内冷热电负荷

Fig. 3 Cold, heat and electric loads for 8 760 h

可以看到,负荷数据具有以下特点:全年冷负荷

需求旺盛且在 6~9 月份需求量达到顶峰;电负荷需求全年稳定在 15~20 MW 之间;热负荷需求相对较少,且随季节存在波动,呈现春秋较少、冬夏季较多的特点。

使用 CH 指标和轮廓系数确定最佳聚类个数,计算结果如图 4 所示。随着 k 值的增大,轮廓系数略微下降后保持稳定,CH 指标随 k 值的增大呈现先增大后减小的趋势,且在 $k=5$ 处取得最大值。因此,确定 k 值为 5。

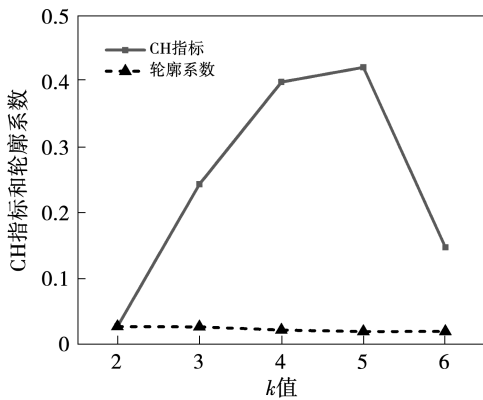


图 4 CH 指标和轮廓系数随 k 值变化
Fig. 4 Variation of CH index and contour coefficient with k value

确定最佳聚类数为 5 后,利用谱聚类算法,代入负荷数据,获得基于全年 8 760 h 负荷数据的聚类结果。该结果对应全年负荷数据的 5 个典型日,分别为第 39 天,第 171 天,第 240 天,第 327 天和第 346 天,按照自前向后的时间顺序对其进行排布,其冷热电负荷数据如图 5 所示。

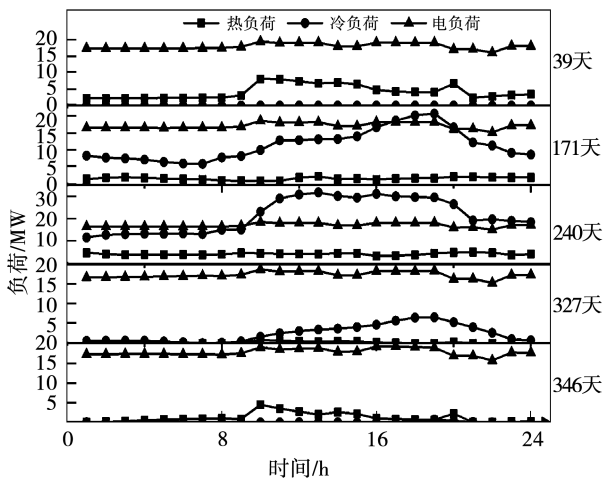


图 5 典型日聚类结果
Fig. 5 Typical daily clustering result

典型日 1 代表了春冬时节的负荷特征,此时园区负荷需求由电负荷和热负荷构成,无冷负荷;电负荷在 10 时~19 时为出力高峰,热负荷需求存在较大波动性,出力高峰出现在 10 时与 19 时左右。典型日 2 代表了春夏过渡期的负荷特征,此时冷负荷逐渐占据园区负荷需求的主导地位,一天之内整体呈现先增大后减少的趋势,在 18 时迎来需求高峰;热负荷需求减少,且一天之中需求稳定;电负荷需求基本不变。典型日 3 代表了盛夏时的负荷特征,此时冷负荷占据园区负荷需求的主导地位,10 时~20 时为出力高峰;一天内电负荷与热负荷的出力波动不大,与一年内的其他时段相比,该时段的热负荷需求较大。典型日 4 代表了夏秋季过渡期间的负荷特征,与同为过渡季的典型日 2 相似,一天之内整体呈现先上升后下降的趋势,于 18 时出现需求高峰;此时冷负荷需求已逐渐减少,热负荷需求基本不存在,园区负荷需求以电负荷为主。典型日 5 代表了冬季共 39 天的负荷特征,此时电负荷需求占据绝对主导地位,占比超过 90%。

为了分析多典型日对系统优化策略的影响,以每个典型日的结果代表其所属类别各天的结果,其结果之和为场景 A,代表全年的负荷数据;以谱聚类的单个典型日、年最大负荷所在日为场景 B 和场景 C;考虑系统一年的碳排放量、碳排放成本与总运行成本。其中,单个典型日的计算方法与图 2 完全一致,只将 k 值设置为 1,得到的结果为第 92 天;以单位小时内冷热电负荷之和为标准,其最大值出现在第 200 天 11 时,故年最大负荷所在日取第 200 天。多典型日与单典型日年运行结果如表 1 所示。

表 1 多典型日与单典型日年运行结果对比

Tab. 1 Comparison of yearly operation results between multi-typical day and single typical day

场景	碳配额/ t·a ⁻¹	实际碳排放 量/t·a ⁻¹	年碳排放 量/t	碳排放成本/ 万元·a ⁻¹	总成本/ 万元
A	197 928	207 483	9 555	356.7	17 940.1
B	228 692	214 412	-14 672	-428.8	17 914.1
C	290 149	275 912	-14 237	-427.4	23 299.6

由表 1 可知,场景 B 的典型日和场景 C 中的负荷最大值均出现在春夏季节,此时系统的碳配额大于实际碳排放量,碳交易机制处于盈利状态,故二者

碳排放量与碳排放成本均小于零。但考虑到此时场景 B 的总成本仅比场景 A 少 0.145%, 场景 C 的总成本甚至比场景 A 高出 23.002%, 在碳排放量与碳排放成本均降低的情况下系统总成本却保持不变甚至增加; 场景 B 的实际碳排放量比场景 A 高出 3.339%, 场景 C 比场景 B 高出 32.980%, 说明虽然 B 和 C 两种场景下系统自碳交易机制中盈利, 但系统内部出力过大, 且实际碳排放量的增加也与降低系统碳排放量的初衷相悖, 在经济性与环保性上均未取得预期目标。相比较而言, 场景 A 的实际碳排放量最小, 总成本略高于场景 B, 在保证系统经济性的同时兼顾了环保性, 达到了节能控碳的效果。

综上所述, 基于 CH 指标和轮廓系数所确定的 k 值, 可得到较好拟合原始数据的聚类结果, 同时可减少计算量和计算时间。

3.2 规划结果分析

针对构建的基于阶梯型碳交易的规划模型, 使用 Gurobi 求解器在 Python 语言下完成对问题的求

解。在 5 个典型日下各设置 3 种情形, 则共可建立 15 个场景来进行结果对比, 3 种情形的设置如下: 情形 1, 采用阶梯型碳交易模型, 总成本中只考虑运行成本; 情形 2, 采用传统碳交易模型, 总成本考虑运行成本与碳交易成本; 情形 3, 采用阶梯型碳交易模型, 总成本考虑运行成本与碳交易成本。

由图 5 和表 2 可知, 在第 1 个典型日、第 4 个典型日和第 5 个典型日中, 电热负荷占比较大, 阶梯型碳交易机制均有效地降低了系统碳排放。在典型日 1 中, 相比于考虑传统碳交易模型的场景 1-2, 考虑传统碳交易模型的场景 1-3 的碳排放量降低了 15.77%, 总成本增加 0.96%。对于第 4 个典型日, 场景 4-3 与场景 4-2 相比, 在总成本上升 1.24% 的情况下, 使得碳排放量降低了 8.03%。在第 5 个典型日中, 场景 5-3 相比于场景 5-2, 总成本上升了 4%, 成本上涨略大, 这与典型日 5 以电负荷为主、少量的热负荷和冷负荷为辅的负荷构成相关, 大量电负荷由电网满足, 系统的多能互补特性难以有效发挥作用。

表 2 不同场景下系统运行结果

Tab. 2 System operation results in different scenarios

场景	碳排放量/t	碳排放成本/元	运行成本/元	总成本/元	阶梯型碳交易	考虑碳成本
场景 1-1	95 407	37 682	433 970	471 652	否	否
场景 1-2	73 762	19 739	437 778	457 517	否	是
场景 1-3	62 129	21 067	442 192	461 931	是	是
场景 2-1	162 428	73 551	482 320	555 871	否	否
场景 2-2	-21 048	-5 633	497 563	491 930	否	是
场景 2-3	-21 048	-5 703	497 563	491 860	是	是
场景 3-1	161 536	73 074	590 127	663 201	否	否
场景 3-2	-31 222	-8 355	607 073	598 718	否	是
场景 3-3	-31 222	-9 106	607 073	597 967	是	是
场景 4-1	153 130	68 575	399 960	468 535	否	否
场景 4-2	70 073	18 751	412 982	431 733	否	是
场景 4-3	64 449	22 154	414 948	437 102	是	是
场景 5-1	136 149	59 487	402 402	463 689	否	否
场景 5-2	122 427	32 762	404 587	437 349	否	是
场景 5-3	115 355	40 358	407 202	455 560	是	是

而在典型日 2 和典型日 3 中, 冷负荷占比较大, 阶梯型碳交易模型转化为对外盈利。由表 2 可知,

场景 2-2 和场景 2-3 及场景 3-2 和场景 3-3 的实际碳排放量都小于其系统碳配额, 也即处于向外

界销售碳配额以实现碳收益为正的狀態。阶梯型碳交易模型下的碳收益更大,场景 2-3 和 3-3 与场景 2-2 和场景 3-2 相比分别增加了 70 元、751 元,使两者在总成本上更有优势。

3.3 需求响应分析

根据典型日的负荷构成特征,为了兼顾系统的负荷供应与经济性,仅在第 5 个典型日内考虑需求响应机制,一方面在于此时用户侧总负荷需求量相对较少,系统供应压力不大;另一方面在于此时电负荷需求占比超过 90%,需求响应机制可最大程度上平抑负荷曲线,以实现“削峰填谷”的目标。数据参考文献[6,21]。

需求响应前、后各参数对比如图 6 和表 3 所示。由图 6 和表 2 可知,在考虑需求响应之后,系统电负荷在用电高峰时段明显降低,减少了电负荷在峰谷时段的用电差。虽然额外支出了补偿费用,但系统在经济性上依旧得到优化,总成本较优化前降低了 4.78%。同时,得益于负荷曲线的优化,系统的碳排放量降低了 6.5%,碳交易成本降低了 8.47%。

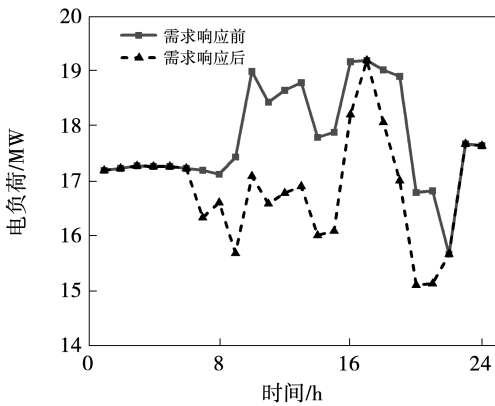


图 6 需求响应前、后电负荷的变化

Fig. 6 Variation of electrical load before and after demand response

表 3 需求响应前后各参数对比

Tab. 3 Comparison of various parameters before and after demand response

场景	碳排放量/t	碳交易成本/ 万元	补偿费用/ 万元	总成本/ 万元
5-3	115.36	4.84	0	45.56
5-4	107.85	4.43	0.96	43.38

3.4 碳交易参数分析

对系统阶梯型碳交易模型展开研究,探究在不同取值下各参数对系统的影响。

各典型日碳交易成本和碳排放量如图 7 和图 8 所示。由图 7 和图 8 可知,除典型日 5 外,碳排放区间长度的变化对碳排放成本及碳排放量的影响并不明显,区间长度 20~50 t 之间两参数存在一定变化;随着区间长度的增大,在区间长度 50~200 t 之间碳交易成本与碳排放量基本保持不变,由于此时的碳排放量小于区间长度,使得阶梯型碳交易处于单一阶段,与传统碳交易模型无异。对于典型日 5 而言,由于其碳配额较低使实际碳排放量较高,整体位于阶梯型碳交易的多个阶段,故碳交易成本随各参数(区间长度,碳交易基价及变化率)的升高波动较为明显。

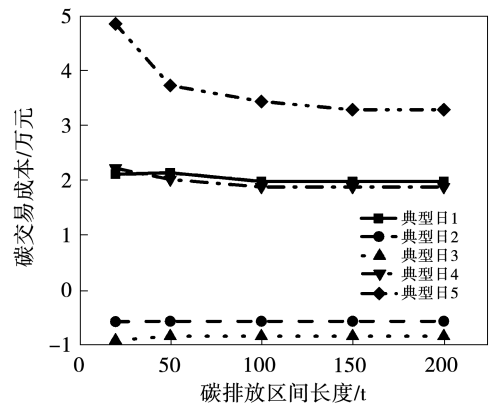


图 7 各典型日碳交易成本随区间长度的变化

Fig. 7 Variation of carbon trading cost with interval length in each typical day

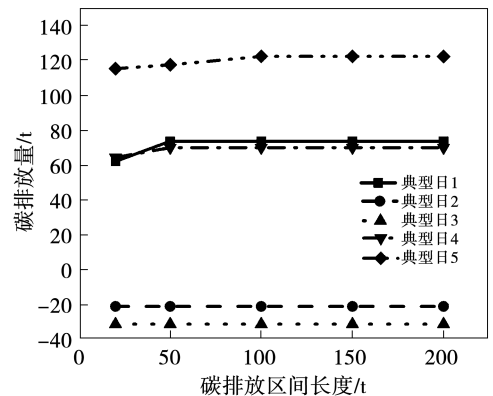


图 8 各典型日碳排放量随区间长度的变化

Fig. 8 Variation of carbon emissions with interval length in each typical day

碳交易基价对碳交易成本及碳排放量有着重要的影响,各典型日碳交易成本和碳排放量不同碳交易基价的变化如图 9 和图 10 所示。由图 9 和图 10 可知,当碳交易基价低于 100 元时,系统无法从碳交易中获益,所有典型日碳排放量均大于零;随着碳交易基价的增加,当碳交易基价位于 400 ~ 500 元区间时,对于典型日 2 和 3,其曲线变化率明显增大,原因在于此时吸收式制冷机因经济性优势而增加出力,所引起的热负荷需求的增加使得碳配额增大,在曲线上体现为曲线变化率的增大。整体而言,碳收益为正的典型日受碳交易基价的影响较大。

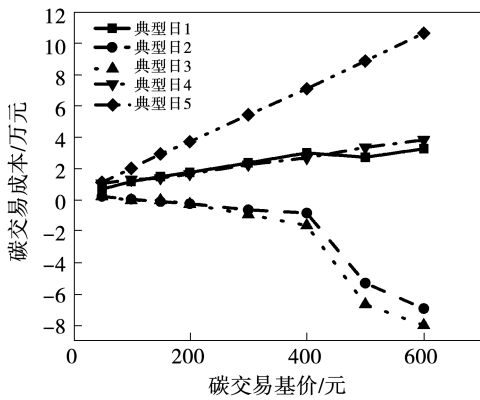


图 9 各典型日碳交易成本随碳交易基价的变化

Fig. 9 Variation of carbon trading cost with carbon trading base price in each typical day

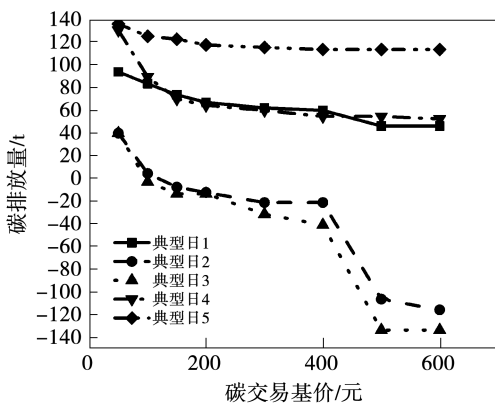


图 10 各典型日碳排放量随碳交易基价的变化

Fig. 10 Variation of carbon emissions with carbon trading base price in each typical day

各典型日碳交易成本和碳排放量随惩罚因子的变化如图 11 和图 12 所示。由图 11 和图 12 可知,除典型日 5 外,其余典型日碳交易成本基本不随惩

罚因子的变化而变化。这是由于典型日 5 的碳排放量较少仅位于一个碳排放区间段内,故惩罚因子的变化对其影响明显。惩罚因子变化率的变化对各典型日碳排放量的影响并不明显,仅典型日 1 和 4 碳排放量随惩罚因子变化率的增大而有所下降,体现了较高的惩罚因子对碳排放具有更为严格的约束,而这种变化并未在碳交易成本上有较为明显的体现。

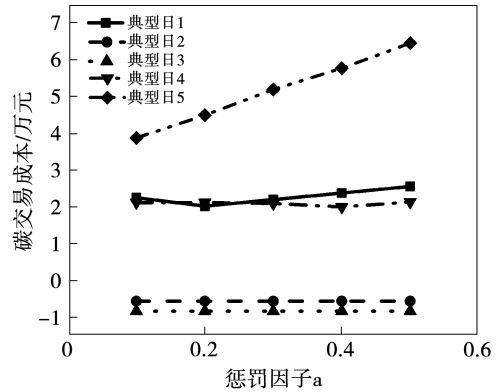


图 11 各典型日碳交易成本随惩罚因子的变化

Fig. 11 Variation of carbon trading cost with penalty factor in each typical day

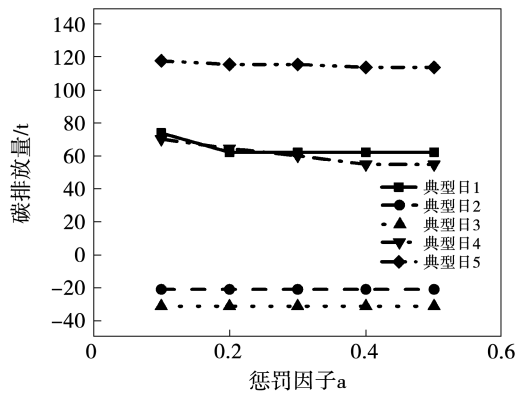


图 12 各典型日碳排放量随惩罚因子的变化

Fig. 12 Variation of carbon emissions with penalty factor in each typical day

综上所述,当系统负荷需求单一时,其排放成本与排放量随碳交易参数的变化不同步,难以实现低碳减排的目标,以典型日 5 为代表。而从碳交易机制出发,系统更倾向于提高低碳机组出力以降低碳排放量,获取碳收益补贴,以典型日 2 和 3 为代表。

4 结 论

为了解决综合能源系统中单日负荷数据难以描述实际负荷波动性与随机性的问题,本文构建了计及碳交易与需求响应的多典型日优化算法,并将其同母线制相结合构成了综合能源系统模型,在此基础上,对某园区进行了能源规划仿真。

(1) 典型日优化算法可较好地表征实际负荷特征。以 CH 指标和轮廓系数为判断标准可避免因主观判断而对优化结果产生影响。与单典型日的结果对比表明,多典型日优化结果在成本略微增长的情况下,降低了碳排放量,体现了所提算法在环保性上的优势。

(2) 综合能源系统模型可针对多个典型日实现灵活出力,兼顾经济性与环保性。阶梯型碳交易模型减少系统碳排放量外,碳交易成本略微提高,可在以冷负荷为主导的典型日 2 和 3 中增加系统碳收益;需求响应机制在高比例电负荷需求下可有效提高系统的经济性与环保性,平抑用电高峰,优化前后系统总成本降低了 4.78%,碳排放量降低了 6.5%。

(3) 当系统负荷需求单一时,其排放成本与排放量随碳交易参数的变化不同步,难以实现低碳减排的目标。相较于碳交易成本为正的数据,碳交易成本为负的数据随碳交易参数的变化波动更为明显。

参考文献:

[1] 新华社. 习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上发表重要讲话[OL]. 2020-09-22. 新华社.
Xinhua News Agency. Xi Jinping delivered an important speech at the general debate of the 75th session of the United Nations general assembly[OL]. 2020-09-22. Xinhua News Agency.

[2] 谭增强,王一坤,牛拥军,等. 双碳目标下煤电深度调峰及调频技术研究进展[J]. 热能动力工程,2022,37(8):1-8.
TAN Zengqiang, WANG Yikun, NIU Yongjun, et al. Research progress of deep peak regulation and frequency modulation technology for coal fired power plant under double-carbon targets[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2022, 37(8): 1-8.

[3] 郭喜燕,刘嘉康,杨志平,等. 考虑碳排放的热电解耦机组多目标负荷优化[J]. 热能动力工程,2023,38(6):68-79.
GUO Xiyan, LIU Jiakang, YANG Zhiping, et al. Multi-objective load optimization of thermoelectric decoupling units considering carbon emissions[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy

and Power, 2023, 38(6): 68-79.

[4] 崔杨,曾鹏,仲悟之,等. 考虑阶梯式碳交易的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(3): 10-17.
CUI Yang, ZENG Peng, ZHONG Wuzhi et al. Low-carbon economic dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system based on ladder-type carbon trading[J]. Electric Power Automation Equipment 2021, 41(3): 10-17.

[5] 陈彦奇,刘康祥,赵鑫,等. 基于阶梯型碳交易机制的综合能源系统低碳经济调度[J]. 动力工程学报, 2023, 43(7): 901-909, 916.
CHEN Yanqi, LIU Kangxiang, ZHAO Xin, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system based on ladder-type carbon trading mechanism[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2023, 43(7): 901-909, 916

[6] SHEIKHI A, BAHRAMI S, RANJBAR A M. An autonomous demand response program for electricity and natural gas networks in smart energy hubs[J]. Energy, 2015, 89: 490-499.

[7] 陈志,胡志坚,翁菡宏,等. 基于阶梯碳交易机制的园区综合能源系统多阶段规划[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 148-155.
CHEN Zhi, HU Zhijian, WENG Changhong, et al. Multi-stage planning of park-level integrated energy system based on ladder-type carbon trading mechanism[J]. Electric Power Automation Equipment 2021, 41(9): 148-155.

[8] 王相宇,任洪波,吴琼,等. 面向碳中和的多源异质全可再生能源系统优化规划方法研究[J]. 热能动力工程, 2022, 37(7): 136-145.
WANG Xiangyu, REN Hongbo, WU Qiong, et al. Research on optimal planning method of multi-source heterogeneous all-renewable energy system facing carbon neutrality[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2022, 37(7): 136-145.

[9] LI Y, BU F J, GAO J K, et al. Optimal dispatch of low-carbon integrated energy system considering nuclear heating and carbon trading[J]. Journal of Cleaner Production, 2022, 378: 1-15.

[10] YANG P H, JIANG H, LIU C M, et al. Coordinated optimization scheduling operation of integrated energy system considering demand response and carbon trading mechanism[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2023, 147: 108902.

[11] 邹宇航,曾艾东,郝思鹏,等. 阶梯式碳交易机制下综合能源系统多时间尺度优化调度[J]. 电网技术, 2023, 47(6): 2185-2198.
ZOU Yuhang, ZENG Aidong, HAO Sipeng, et al. Multi-time-scale optimal dispatch of integrated energy systems under stepped carbon trading mechanism[J]. Power System Technology, 2023, 47(6): 2185-2198.

- [12] 胡道明,李 蛟,杜晓东,等. 碳中和背景下含氢综合能源系统碳排放和经济性分析[J]. 热能动力工程,2023,38(4): 111 - 120.
HU Daoming, LI Jiao, DU Xiaodong, et al. Carbon emissions and economic analysis of integrated energy system containing hydrogen using for carbon neutrality[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2023, 38(4): 111 - 120.
- [13] 盛四清,张佳欣,李 然,等. 考虑综合需求响应的综合能源系统多能协同优化调度[J]. 电力自动化设备,2023,43(6): 1 - 9.
SHENG Siqing, ZHANG Jiaxin, LI Ran, et al. Multi-energy collaborative optimization scheduling of integrated energy system considering integrated demand response[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(6): 1 - 9.
- [14] 张铁峰,顾明迪. 电力用户负荷模式提取技术及应用综述[J]. 电网技术,2016,40(3):804 - 811.
ZHANG Tiefeng, GU Mingdi. Overview of electricity customer load pattern extraction technology and its application[J]. Power System Technology, 2016, 40(3): 804 - 811.
- [15] 张 斌,庄池杰,胡 军,等. 结合降维技术的电力负荷曲线集成聚类算法[J]. 中国电机工程学报,2015,35(15): 3741 - 3749.
ZHANG Bin, ZHUANG Chijie, HU Jun, et al. Ensemble clustering algorithm combined with dimension reduction techniques for power load profiles[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(15): 3741 - 3749.
- [16] 刘 洋,刘 洋,许立雄,等. 计及数据类别不平衡的海量用户负荷典型特征高性能提取方法[J]. 中国电机工程学报,2019,39(14):4093 - 4103.
LIU Yang, LIU Yang, XU Lixiong, et al. A high performance extraction method for massive user load typical characteristics considering data class imbalance[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(14): 4093 - 4103.
- [17] 马腾飞. 多能互补微能源网综合需求响应研究[D]. 北京:北京交通大学,2019.
MA Tengfei. Research on comprehensive demand response of multiple energy complementary-micro energy grid[D]. Beijing: Beijing Jiaotong University, 2019.
- [18] 杨旭英,周 明,李庚银. 智能电网下需求响应机理分析与建模综述[J]. 电网技术. 2016,40(1):220 - 226.
YANG Xuying, ZHOU Ming, LI Gengyin. Survey on demand response mechanism and modeling in smart grid[J]. Power System Technology, 2016, 40(1): 220 - 226.
- [19] 张晓辉,刘小琰,钟嘉庆. 考虑奖惩阶梯型碳交易和电-热转移负荷不确定性的综合能源系统规划[J]. 中国电机工程学报,2020,40(19):6132 - 6141.
ZHANG Xiaohui, LIU Xiaoyan, ZHONG Jiaqing. Integrated energy system planning considering a reward and punishment ladder-type carbon trading and electric-thermal transfer load uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(19): 6132 - 6141.
- [20] 贾晓强,李德智,陈洪银. 考虑碳交易的工业园区多源冷热电联供系统优化运行策略[J]. 动力工程学报,2023,43(8): 1095 - 1102.
JIA Xiaoqiang, LI Dezhi, CHEN Hongyin. Optimal operation strategy of multi-source cogeneration system for industrial park considering carbon trading[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2023, 43(8): 1095 - 1102.
- [21] 胡静哲,王 旭,蒋传文,等. 考虑区域碳排放均衡性的电力系统最优阶梯碳价[J]. 电力系统自动化,2020,44(6): 98 - 105.
HU Jingzhe, WANG Xu, JIANG Chuanwen, et al. Optimal tiered carbon price of power system considering equilibrium of regional carbon emission[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(6): 98 - 105.

(刘 颖 编辑)