

考虑阶梯式碳交易与电热需求响应的 综合能源系统经济调度

杨玉龙, 王明伟, 卢晓东

(东北电力大学电气工程学院, 吉林 吉林 132012)

摘要: 在能源安全新战略背景下, 推动可再生能源发展、降低碳排放将是未来发展趋势。为了消纳大规模风电的弃风功率以提升电网的调峰能力, 首先考虑阶梯式碳交易机制, 采用碳交易市场, 利用碳交易价格达到控制碳排放的目的; 其次基于分时电价形成用户用电舒适度与用热舒适度, 构建电热负荷需求响应模型, 在掌握电锅炉、储热装置和热需求可时移特性的基础上, 通过风电供给价格弹性系数描述风电出力与电锅炉协议电价之间的变化; 最后通过综合满意度指标评估负荷响应能力, 构建了考虑需求响应和阶梯式碳交易机制的含蓄热式电锅炉综合能源系统优化调度模型, 实现系统经济运行, 并采用 CPLEX 求解器对所构建模型进行求解。结果表明所提方法能够有效促进风电消纳, 减少碳排放量且有效降低系统运行成本。

关键词: 阶梯式碳交易; 电热负荷需求响应; 综合满意度指标; 蓄热式电锅炉

Consider the optimization scheduling of demand response and step-type carbon trading mechanism

YANG Yulong, WANG Mingwei, LU Xiaodong

(School of Electrical Engineering Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China)

Abstract: In the context of new energy security strategy, promoting renewable energy development and reducing carbon emissions will be the future development trend. In order to eliminate the power of large-scale wind power abandoned power to improve the peak adjustment ability of the grid, the article first considers the stepped carbon trading mechanism, adopts the carbon trading market, and uses carbon transaction prices to achieve the purpose of controlling carbon emissions; secondly base on electricity comfort and thermal comfort, build an electrical load demand response model. On the basis of grasping the timing characteristics of electric boilers, heat storage devices and thermal demand, the price elasticity coefficient of the wind power supply is built to describe wind power and electric boiler protocol electrical prices. The changes between them, finally through the comprehensive satisfaction index assessment of the load response capacity, built an optimized scheduling model considering the demand response and the step-type carbon trading mechanism to achieve the system economy operation. Solve the model built using CPLEX Solver. The results show that the method can effectively promote wind power to reduce, reduce carbon emissions, and effectively reduce the operating cost of the system.

Key words: ladder-type carbon transactions; response of electric heating load demand; comprehensive satisfaction indicator; heat storage electrical heating

国家自然科学基金项目 (51907020)

0 引言

为实现2030年碳达峰、2060年碳中和的目标，中科院发布“双碳”战略行动计划^[1]。我国风电装机容量不断增加^[2]，但弃风电量仍居高不下^[3]。电力系统能源消耗量巨大，减少碳排放、促进风电消纳具有重要的现实意义。

综合能源系统（Integrated Energy System, IES）可以利用电、热、气能量类型的互补特性，实现能量的梯级利用，促进新能源消纳^[4-6]。而碳交易机制的引入能够促进系统优化调度时减少碳排放量。文献[7-8]建立了基于阶梯式碳交易机制的区域IES调度模型，并分析了差异化机制对经济、环境效益的影响。文献[9]提出了计及奖惩阶梯型碳交易的电-热IES调度模型，同时考虑源荷不确定性的鲁棒调度模型。

蓄热式电锅炉作为优良的储能供热设备，文献[10-11]在蓄热式电锅炉消除电热联产机组热电耦合特性的基础上，蓄热式电采暖参与风电消纳的多目标优化模型，促进了风电消纳。文献[12-13]在优化电锅炉运行模式的基础上，构建电热联产-储热-电锅炉风电消纳模型。

蓄热式电锅炉通过其蓄热装置，在供能侧帮助“以热定电”机组热电解耦^[14]，但是目前大多现有研究单纯考虑运用电锅炉进行风电消纳，鲜有文献针对其在降低碳排放方面的作用进行分析，而且对用户的供电质量及用电舒适度缺乏综合考虑，通过挖掘需求侧需求响应和调整能源价格与激励补偿等手段，引导用户主动改变用能行为，从而协助IES进行可再生能源消纳和碳减排。

传统需求侧响应因其能调整负荷不可调度资源，增加系统灵活性，进而促进系统低碳运行，在工程中得到了广泛应用。文献[15]在微能源网中建立了负荷DR模型，实现了系统能源互补，成本降低。文献[16-18]结合系统动力学理论，提出了计及需求灵活性的地区绿色证书、碳排放权及电力联合交易方法。文献[19-20]构建了广义电热DR下的差异化IES低碳调度模型，对比分

析了以热定电机组热电解耦与余热回收的相互协同能力。

针对上述问题，本文提出考虑需求响应和阶梯式碳交易机制的含蓄热式电锅炉IES优化调度模型。在供能侧引入蓄热式电锅炉，在负荷侧考虑用户舒适度的电热综合需求响应，优化用户用电、用热负荷曲线，同时建立了风电供给价格弹性模型，描述风电机组风电供给量波动引起与蓄热式电锅炉协议电价的变化，基于蓄热式电锅炉在源荷两侧的需求响应特性，引入综合满意度指标评估负荷响应能力，降低了碳排放量，减少了系统运行成本，提高了弃风消纳的有效性。

1 考虑蓄热式电锅炉的IES模型

本文在整合多种能源实现用户用能多元化需求的传统电-热-气形式IES中^[21]，引入阶梯式碳交易机制，同时考虑系统含蓄热式电锅炉运行的电转热与蓄热特性，结构框架如图1所示。

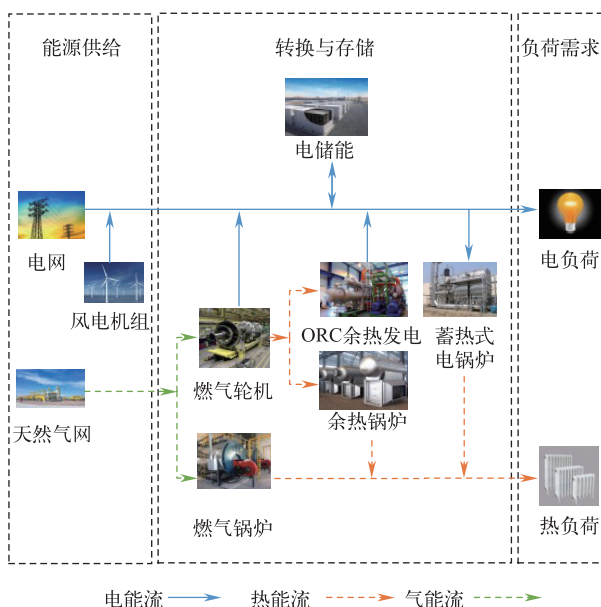


图1 IES结构框图

Fig. 1 IES structural box diagram

文中构建框架主要由能源供给侧、能源转换储存侧和负荷需求侧三部分组成。其中能源供给单元包含风电机组、电网和天然气网。能源转换

储存单元包含燃气轮机 (Gas Turbine, GT)、燃气锅炉 (Gas Boiler, GB)、ORC余热发电、余热锅炉 (Waste Heat Boiler, WHB)、蓄热式电锅炉和电储能设备。负荷需求单元中电负荷由电网、风电机组、电储能设备、GT和ORC余热发电供给, 热负荷由GB、WHB和蓄热式电锅炉供给, 各设备运行过程涉及的CO₂吸收或排放最终通过碳交易市场进行交易。其中电锅炉作为电能、热能转化存储设备, 本文提出考虑含蓄热式电锅炉的系统调度模式, 通过与风电机组签署协议, 从风电机组直接购买风电, 在风电弃风不满足电锅炉运行情况下, 从电网按照分时电价购买所需电量。

2 系统模型及综合指标

2.1 碳交易机制

碳交易是控制温室气体减排的市场机制。在碳交易市场中, 初始市场发行由政府等有关部门确定碳配额的总量及分配, 交易市场实行以各碳排放单位为交易对象, 通过交易碳配额产品实现碳配额的转移和获利^[22]。

2.1.1 碳排放配额机制

现行的碳交易市场由于刚刚起步仍旧不够完善, 为了提高各碳排放单位交易的积极性和保护市场有效发展, 针对所构建IES框架, 文中采用无偿分配下的碳配额基准线方法确定各碳排放单位分配额, 具体分配额计算模型为

$$E_{\text{IES}}(t) = E_{\text{grid}}(t) + E_{\text{GT}}(t) + E_{\text{GB}}(t) \quad (1)$$

$$C_{\text{CO}_2}(t) = \begin{cases} -k(2+\sigma)d + k(1+2\sigma)[E_m(t) + 2d] & -3d \leq E_m(t) \leq -2d \\ -k(1+\sigma)d + k(1+2\sigma)[E_m(t) + d] & -2d < E_m(t) \leq -d \\ -kE_m(t) & -d < E_m(t) \leq 0 \\ kE_m(t) & 0 < E_m(t) \leq d \\ kd + k(1+\sigma)[E_m(t) - d] & d < E_m(t) \leq 2d \\ k(2+\sigma)d + k(1+2\sigma)[E_m(t) - 2d] & 2d < E_m(t) \leq 3d \end{cases} \quad (7)$$

式中, σ 为碳价增长幅度, 取0.25; k 为基础碳交易价格; d 为碳排放量区间长度, 取 $d=2t$; $C_{\text{CO}_2}(t)$ 的正负分别代表从市场购买、售出的碳排放额度。

$$\begin{cases} E_{\text{grid}}(t) = \lambda_1 \sum_{i=1}^T P_{\text{grid}}(t) \\ E_{\text{GT}}(t) = \lambda_2 \sum_{i=1}^T [\partial_{\text{GT}} P_{\text{GT}}(t) + H_{\text{GT}}(t)] \\ E_{\text{GB}}(t) = \lambda_3 \sum_{i=1}^T H_{\text{GB}}(t) \end{cases} \quad (2)$$

式中, $E_{\text{IES}}(t)$ 为IES碳排放分配额, 包含 $E_{\text{grid}}(t)$ 、 $E_{\text{GT}}(t)$ 和 $E_{\text{GB}}(t)$ 三部分, 分别对应电网发电、GT和GB产热的碳排放分配额; λ_1 为产生单位电量的碳分配额, 取0.591 t/(MW·h); λ_2 、 λ_3 为产生单位热量的碳分配额, 取0.101 t/GJ; ∂_{GT} 为GT电热功率折换系数, 取0.006 MJ/(MW·h); $P_{\text{grid}}(t)$ 为电网出功率; $P_{\text{GT}}(t)$ 、 $H_{\text{GT}}(t)$ 为GT电、热功率; $H_{\text{GB}}(t)$ 为GB热功率。

系统中实际碳排放主要由燃气机组和燃煤机组产生, 因此系统 t 时段实际碳排放量 $E_{\text{IES},s}(t)$ 为

$$E_{\text{IES},s}(t) = E_{\text{grid},s}(t) + E_{\text{GT},s}(t) + E_{\text{GB},s}(t) \quad (3)$$

$$E_{\text{grid},s}(t) = \beta_1 \sum_{i=1}^T P_{\text{grid}}(t) \quad (4)$$

$$E_{\text{GT},s}(t) = \beta_2 \sum_{i=1}^T [\partial_{\text{GT}} P_{\text{GT}}(t) + H_{\text{GT}}(t)] \quad (5)$$

$$E_{\text{GB},s}(t) = \beta_3 \sum_{i=1}^T H_{\text{GB}}(t) \quad (6)$$

式中, β_1 为单位电量对应碳排放量; β_2 、 β_3 为单位热量对应碳排放量; $E_{\text{grid},s}(t)$ 、 $E_{\text{GT},s}(t)$ 、 $E_{\text{GB},s}(t)$ 分别为电网用电、GT、GB的实际碳排放量。

2.1.2 碳排放交易机制

阶梯型碳交易机制是将实际碳交易量分成一系列区间, 各区间对应不同碳交易价格, 当所需碳配额占比区间越大, 碳交易价格越高。模型如下

2.2 电-热负荷需求响应模型

电力需求响应是指用户根据价格信号或激励机制做出响应, 改变固有用电方式的行为, 可分为激励型响应和价格型响应。本文对电负荷构建

价格型需求响应模型。虽然热负荷也处于终端，但是热负荷不需要像电负荷一样保持绝对的平衡，用户对供热温度舒适度具有一定的模糊性，因此，热负荷可作为一种柔性负荷，具有参与调度的价值，基于此，可以在IES管理中让热负荷参与到调度中。

2.2.1 电负荷价格型需求响应模型

通过使用分时电价激励用户改变用能时间惯性，实现负荷响应系统调峰，结合弹性矩阵法构建电负荷需求响应模型。针对用户对电价的响应，通过电量电价的需求价格弹性系数表示为

$$\lambda = \frac{\Delta q}{p_0} \left(\frac{q_0}{\Delta p} \right) \quad (8)$$

式中， λ 为价格弹性系数； q_0 和 Δq 分别为响应前的电价与响应后变化的电价； p_0 和 Δp 分别为响应前的电量与响应后变化的电量。

用户过度响应会导致用电受限，使用电满意度降低，从而引入用电方式舒适度。用户在不参与需求响应时，用电负荷的使用时间不发生改变，用户用电状态也不发生改变，此时的用电方式舒适度最高；当用户参与需求响应时，用电负荷使用时间改变越多，用电方式舒适度越低。将用电方式舒适度定义为参与需求响应后负荷曲线的差异，表示为

$$c = 1 - \frac{\sum_{t=1}^T |\Delta P_c(t)|}{\sum_{t=1}^T P_c(t)} \quad (9)$$

式中， $\Delta P_c(t)$ 、 $P_c(t)$ 分别为 t 时刻用户参与需求响应的电负荷改变量和电负荷总量； T 为用户参与需求响应的总时间段，本文 T 取24； c 为用户用电舒适度，取值范围为[0,1]。取1时表示用户不参与需求响应，此时用户舒适度最高；取0时表示用户对用电方式不敏感，可参与调度。 c 在取值范围内数值越接近0，表示用户对用电方式越模糊，负荷可调节能力越高。

将用户用电舒适度引入弹性矩阵中，考虑用电舒适度的电价弹性矩阵表示为

$$\mu_c = c \begin{pmatrix} \mu_{ff} & \mu_{fp} & \mu_{fg} \\ \mu_{pf} & \mu_{pp} & \mu_{pg} \\ \mu_{gf} & \mu_{gp} & \mu_{gg} \end{pmatrix} \quad (10)$$

基于分时电价的需求响应后用户用电变化量响应模型为

$$\Delta P_{c,t}^i = \mu_c \begin{pmatrix} P_{c,f}^i & 0 & 0 \\ 0 & P_{c,p}^i & 0 \\ 0 & 0 & P_{c,g}^i \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \frac{\Delta q_f}{q_f^i} \\ \frac{\Delta q_p}{q_p^i} \\ \frac{\Delta q_g}{q_g^i} \end{pmatrix} \quad (11)$$

电负荷需求响应模型为

$$\begin{pmatrix} P_{c,f}^{i+1} \\ P_{c,p}^{i+1} \\ P_{c,g}^{i+1} \end{pmatrix} = \Delta P_{c,t}^i + \begin{pmatrix} P_{c,f}^i \\ P_{c,p}^i \\ P_{c,g}^i \end{pmatrix} \quad (12)$$

式中， $P_{c,f}^i$ 、 $P_{c,p}^i$ 、 $P_{c,g}^i$ 和 $P_{c,f}^{i+1}$ 、 $P_{c,p}^{i+1}$ 、 $P_{c,g}^{i+1}$ 分别为电负荷进行需求响应前后峰、平、谷用电量； Δq_f 、 Δq_p 、 Δq_g 分别为需求响应前后各时段电价变化量； q_f^i 、 q_p^i 、 q_g^i 分别为需求响应前后各时段电价。

2.2.2 用户热舒适度模糊性的热负荷需求响应建模

考虑到用户对室内温度的感知具有一定的延迟性和模糊性，适当范围内调节环境温度不会影响用户体验，因而将供暖热负荷曲线转换为需求区间，采用热感觉预测平均投票数（Predicted Mean Vote, PMV）指标表征人体对外部环境温度的敏感程度，如图2所示。

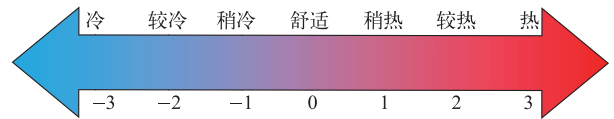


图2 PMV与舒适度关系图

Fig. 2 PMV and comfort relationship diagram

当PMV为0时，此时用户舒适体验最佳；当PMV为1或-1时，分别为不敏感温度上下限，此温度范围内用户对温度变化感知不明显，因此热负荷可在该温度区间进行寻优。当室内温度变化超出该范围区间时，用户会有较为明显的冷热感受，导致用户满意度下降，故文中室内温度需

满足以下约束

$$T_{\min} \leq T_{\text{in},t} \leq T_{\max} \quad (13)$$

2.3 风电供给价格弹性模型

为描述风电机组风电供给量波动引起与蓄热式电锅炉协议电价的变化, 衡量供给量对价格变动作出反应的敏感性, 引入风电供给价格弹性系数为

$$\gamma = \frac{\Delta P_{w,t} J_{0,t}}{P_{w,t}^{\text{pre}} \Delta J_t} \quad (14)$$

$$J_t = J_{0,t} + \Delta J_t \quad (15)$$

$$P_{w,t} = P_{w,t}^{\text{pre}} + \Delta P_{w,t} \quad (16)$$

式中, γ 为风电供给价格弹性系数; $\Delta P_{w,t}$ 为 t 时段风电功率预测波动; $P_{w,t}^{\text{pre}}$ 为 t 时段风电功率预测值; ΔJ_t 为 t 时段协定电价变化量; $J_{0,t}$ 为 t 时段原始协定电价; $P_{w,t}$ 为 t 时段风电功率实际值; J_t 为 t 时段最终协定电价。

2.4 综合满意度指标

文中引入综合满意度指标, 用来衡量和评估电-热负荷的响应能力, 指标为

$$\varpi = \frac{1}{2} \left(\frac{(P_{e,t}^i - |\Delta P_{e,t}^i|)}{P_{e,t}^i} + \frac{P_{\text{Load}}^h}{P_{\text{Load,max}}^h} \right) \quad (17)$$

式中, P_{Load}^h 和 $P_{\text{Load,max}}^h$ 分别为优化后热负荷需求及热负荷需求上限; $P_{e,t}^i$ 和 $\Delta P_{e,t}^i$ 分别为 t 时段电负荷需求及优化后电负荷变动量。

3 考虑碳交易与需求响应含蓄热式电锅炉 IES优化调度模型

3.1 目标函数

基于阶梯式碳交易机制, 结合蓄热式电锅炉运行特性及电-热负荷的需求响应能力, 构建综合考虑购电购气成本、碳交易成本、风电弃风惩罚成本及电锅炉运行成本为整体的系统运行成本, 以实现运行效益最优。模型目标函数为

$$\min F = C_{\text{Grid}} + C_{\text{gas}} + C_w + C_{\text{CO}_2} + C_{\text{Eb}} \quad (18)$$

$$C_{\text{Grid}} = \sum_{t=1}^T \mu_{\text{buy}}^t P_{\text{buy}}^t \quad (19)$$

$$C_{\text{gas}} = \sum_{t=1}^T \mu_{\text{gas}}^t P_{\text{gas}}^t \quad (20)$$

$$C_w = \sum_{t=1}^T \gamma_{\text{cw}} \Delta P_{w,t} \quad (21)$$

$$C_{\text{Eb}} = P_t^w (J_t + q_n) + P_t^d q_t \quad (22)$$

式中, C_{Grid} 为购电成本; C_{gas} 为购气成本; C_w 为风电弃风惩罚成本; C_{Eb} 为电锅炉运行成本; μ_{buy}^t 、 P_{buy}^t 分别为时段 t 购电电价和购电量; μ_{gas}^t 、 P_{gas}^t 分别为时段 t 购气气价和购气量; γ_{cw} 为弃风惩罚成本系数; P_t^w 、 P_t^d 分别为蓄热式电锅炉在 t 时段消耗的弃风电量和电网电量; J_t 为与风电机组签订的协定电价; q_n 为电能输配成本, 0.110元/(kW·h); q_t 为分时电价。

3.2 约束条件

(1) 功率平衡约束

$$P_{\text{grid}}(t) + P_w(t) + P_{\text{ES}}^f(t) + P_{\text{ORC}}^c(t) + P_{\text{GT}}(t) = P_{\text{Load}}^c + P_{\text{ES}}^c(t) + P_{\text{EB}}^c(t) \quad (23)$$

$$P_{\text{WHB}}^h(t) + P_{\text{EB}}^h(t) + P_{\text{GB}}(t) = P_{\text{Load}}^h \quad (24)$$

式中, $P_{\text{grid}}(t)$ 为电网供电功率; $P_w(t)$ 为风电供电功率; $P_{\text{ES}}^f(t)$ 、 $P_{\text{ES}}^c(t)$ 分别为电储能放电功率和充电功率; $P_{\text{ORC}}^c(t)$ 、 $P_{\text{WHB}}^h(t)$ 分别为余热发电供电功率和余热锅炉的供热功率; $P_{\text{GT}}(t)$ 、 $P_{\text{GB}}(t)$ 分别为燃气轮机供电功率和燃气锅炉供热功率; P_{Load}^c 、 P_{Load}^h 分别为电负荷和热负荷功率需求; $P_{\text{EB}}^c(t)$ 、 $P_{\text{EB}}^h(t)$ 分别为蓄热式电锅炉蓄热功率和放热功率。

(2) 机组出力约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{buy}}^t \leq P_{\text{buy,max}}^t \\ 0 \leq P_{\text{gas}}^t \leq P_{\text{gas,max}}^t \\ 0 \leq P_{w,t} \leq P_{w,t}^{\max} \\ P_{\text{GT,min}} \leq P_{\text{GT}}(t) \leq P_{\text{GT,max}} \\ P_{\text{ORC,min}} \leq P_{\text{ORC}}^c(t) \leq P_{\text{ORC,max}} \\ P_{\text{WHB,min}} \leq P_{\text{WHB}}^h(t) \leq P_{\text{WHB,max}} \\ H_{\text{GT,min}} \leq H_{\text{GT}}(t) \leq H_{\text{GT,max}} \\ H_{\text{GB,min}} \leq H_{\text{GB}}(t) \leq H_{\text{GB,max}} \end{cases} \quad (25)$$

式中, $P_{\text{GT,max}}$ 和 $P_{\text{GT,min}}$ 分别为燃气轮机电出力上下限; $P_{\text{ORC,max}}$ 和 $P_{\text{ORC,min}}$ 分别为ORC余热发电出力上下限; $P_{\text{WHB,max}}$ 和 $P_{\text{WHB,min}}$ 分别为余热锅炉出力上下限; $H_{\text{GT,max}}$ 和 $H_{\text{GT,min}}$ 分别为燃气轮机热出力

上下限； $H_{GB,max}$ 和 $H_{GB,min}$ 分别为燃气锅炉出力上下限。

(3) 需求响应约束

DR约束分为电价变动约束、电量时移约束和用户舒适度约束。

$$\begin{cases} 0 \leq q_g \leq q_p \leq q_f \\ q_g \leq q_{gd} \leq q_f \end{cases} \quad (26)$$

$$\sum_{t=1}^T P_{Load}^e(t) = \sum_{t=1}^T P_{opt}^e(t) \quad (27)$$

$$c_{min} \leq c \quad (28)$$

式中， q_{gd} 为DR前负荷固定电价； q_g 、 q_p 和 q_f 为DR后谷、平、峰时段电价； P_{opt}^e 为优化运行后的负荷功率。

(4) 蓄热式电锅炉运行约束

$$P_{EB,i}^h(t) = \omega P_{EB,i}(t) \quad (29)$$

$$0 \leq P_{EB,i}^h(t) \leq S_{EB,i} \quad (30)$$

式中， ω 为电锅炉电转热性能系数； $P_{EB,i}(t)$ 为第 i 台电锅炉在时段 t 的耗电功率； $S_{EB,i}$ 为第 i 台电锅炉的额定供热功率。

蓄热装置容量约束

$$V_{min}^h \leq V_t^h \leq V_{max}^h, \forall t \quad (31)$$

式中， V_{max}^h 和 V_{min}^h 为蓄热装置最大和最小蓄热量。

此外，为保证运行后蓄热装置有一定的剩余容量，使系统的每个运行周期具有相同的初始条件，有

$$V_{begin}^h \leq V_{T,end}^h \leq V_{limit}^h \quad (32)$$

式中， V_{begin}^h 为蓄热装置初始蓄热量； V_{limit}^h 为蓄热装置最低蓄热量； $V_{T,end}^h$ 为调度周期结束后的蓄热量。

蓄热装置蓄-放热功率约束为

$$\begin{cases} 0 \leq H_t^c \leq H_{max}^c, \forall t \\ 0 \leq H_t^f \leq H_{max}^f \end{cases} \quad (33)$$

式中， H_{max}^c 和 H_{max}^f 为蓄热装置蓄-放热功率最大值。

(5) 电储能约束

储能容量约束与储能装置储-放电功率约束为

$$V_{min}^e \leq V_t^e \leq V_{max}^e, \forall t \quad (34)$$

$$\begin{cases} x_1 P_{ES,min}^c \leq P_{ES}^c(t) \leq x_1 P_{ES,max}^c, \forall t \\ x_2 P_{ES,min}^f \leq P_{ES}^f(t) \leq x_2 P_{ES,max}^f \end{cases} \quad (35)$$

$$x_1 \cdot x_2 = 0 \quad (36)$$

式中， V_t^e 为电储能容量； $P_{ES}^c(t)$ 和 $P_{ES}^f(t)$ 为电储能充放电功率； x_1 和 x_2 分别为充电、放电状态， $x_1 \in \{0,1\}$ ， $x_2 \in \{0,1\}$ 。

4 算例分析

为验证上述所提调度策略对系统经济、风能消纳和低碳运行效果，对模型进行仿真研究。以1 h为单位调度时段，24 h为一个调度周期。在MATLAB 2018a环境下采用CPLEX求解器求解。某典型日风电机组功率、电热负荷及室外温度数据如图3所示。

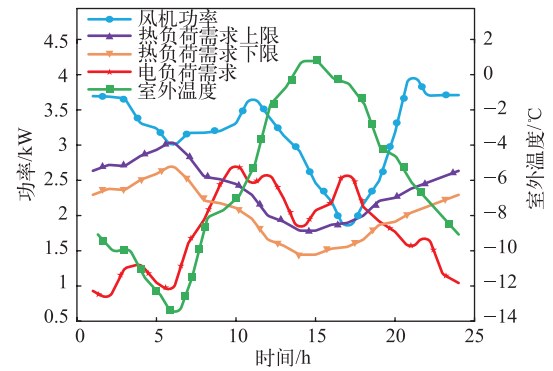


图3 风力发电、电热负荷及典型室外温度数据图

Fig. 3 Wind power generation, electric heating load and typical outdoor temperature data map

对于图3中存在的电-热负荷峰谷现象，考虑负荷需求对风电价格的影响，引用需求弹性理论，优化负荷曲线。负荷需求下的风电价格和能源分时价格如图4所示。

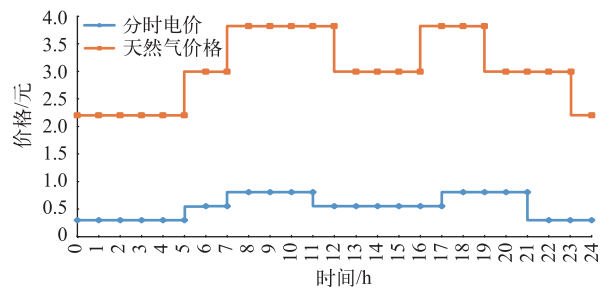


图4 能源分时价格图

Fig. 4 Energy time-sharing price chart

本文设置如下四种场景，对比分析各场景的运行结果，验证所提的含蓄热式电锅炉IES优化调度模型的优越性。

1) 场景1。不考虑蓄热式电锅炉，也不考虑电负荷需求响应，热负荷按温度上限运行，不进行寻优。

2) 场景2。阶梯式碳交易机制下，考虑蓄热式电锅炉，不考虑电-热负荷需求响应。

3) 场景3。阶梯式碳交易机制下，考虑蓄热式电锅炉和电负荷需求响应。

4) 场景4。阶梯式碳交易机制下，考虑蓄热式电锅炉和电-热负荷需求响应。

对各场景优化情况进行分析：场景1只存在电-气能源转换机组，电热、电气和气热能间耦合能力相对较低，系统新能源能力不足，出现弃风现象，碳排放量和运行成本相对较高；场景2新增蓄热式电锅炉设备，由于其削峰填谷，负荷时移和能源存储出力的能力，提升了新能源消纳能力，减少了弃风，同时提高了系统经济性，降低了碳排放量，其中运行成本降低44.32%，碳排放量减少57.05%；场景3在场景2的基础上，考虑了电负荷需求响应，可对柔性负荷进行中断和时移的调整，提升了系统整体的经济性与低碳性，在场景2的基础上运行成本降低了0.96%，碳排放量减少了3.09%；场景4在有蓄热式电锅炉的基础上，综合考虑电-热需求寻优，规避了系统不确定运行带来的风险，使用户满意度更高，运行成本最低，降低到234.118万元，碳排放量最少，达到296.789 t，是四种场景中综合效益最高的运行场景。四种场景调度结果见下表。

表 各场景调度结果

Tab. Tone results of each scenario

场景	运行成本 / 万元	碳排放量 / t	弃风电量 / MW·h
1	529.591	1 159.759	1 602.589
2	294.874	498.135	616.997
3	289.791	462.291	561.467
4	234.118	296.789	415.339

4.1 IES的电热出力

四种场景的电热出力如图5~图8所示。

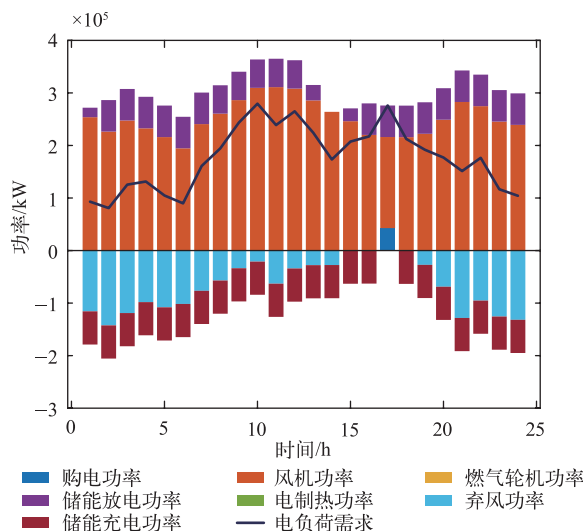


图5 场景1电能出力

Fig. 5 The electrical output of scenario 1

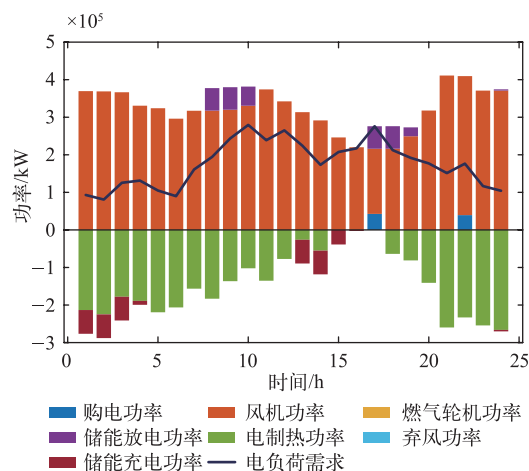


图6 场景2电能出力

Fig. 6 The electrical output of scenario 2

由图5可知，由于系统CHP机组出力“以热定电”特性，燃气轮机出力需要时刻跟随电负荷变化，导致系统弃风现象严重，调度成本较高。20:00—次日6:00时段，风机出力明显，由于系统与上级电网之间售电功率达到上限且储能功率约束限制，系统出现严重弃风现象。

接入蓄热式电锅炉后，IES的热负荷由蓄热式电采暖和燃气锅炉共同承担。由图6与图8可知，在20:00—次日6:00时段，电价处于谷时段，此时调用蓄热式电锅炉与燃气轮机共同满足系统热负荷，电锅炉充当供热负荷主力，燃气锅炉补充余下负荷，并且用蓄热式电锅炉消纳晚

间多余的风电,将多余的电能转化为热能储存在储热罐中。在7:00—次日6:00电价处于高电价时段,系统购电成本上升,热负荷由储热罐供给,当储热罐水温不满足需求时,此时由燃气锅炉供给系统热负荷。

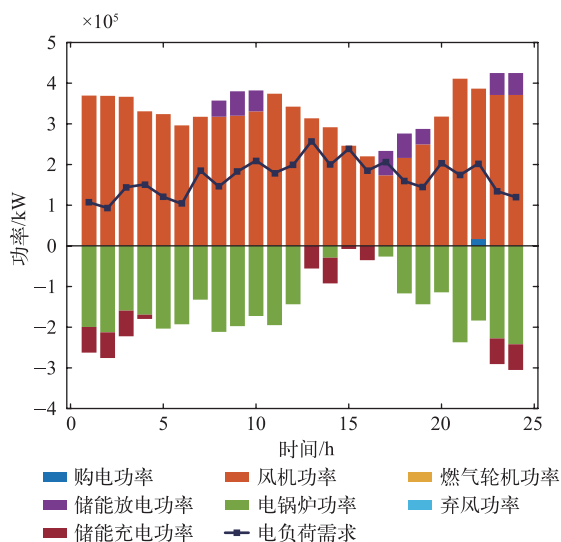


图7 场景3电能出力

Fig. 7 Electricity output of scenario 3

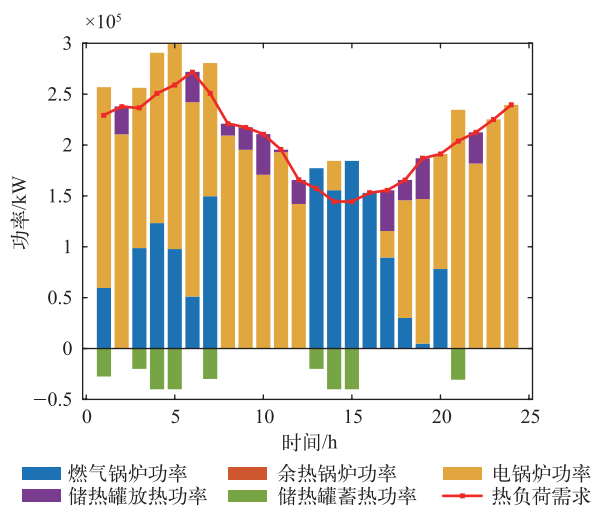


图8 场景4热能出力

Fig. 8 Thermal energy force of scenario 4

由图7可知,电负荷在调度周期内进行了较大优化。一方面,通过储能设备与对用电高峰时段的负荷进行需求响应,使08:00—12:00和15:00—19:00时段电负荷需求进行了一定程度的削减;另一方面,夜间风电资源充沛,风机和电

网用电成本低廉,因此将高峰时段的可时移负荷转移到20:00—08:00时段,用以填谷。其中尽管峰电时段20:00—22:00电价较高,但系统负荷主要由风电承担,电网购电量大幅降低。

场景4考虑了电热综合需求响应策略,相较于场景2,其总运行成本和碳排放量除有大幅下降之外,在对比场景2的基础上总运行成本进一步下降了20.6%,碳排放量下降了201.346 t。考虑到负荷对电价的影响,优化后电负荷进行了中断和时移,此时负荷高峰与电价高峰时空交错,不仅提高了系统的经济性,也使负荷曲线变得更为平缓。优化前后负荷需求响应情况如图9所示,电负荷峰谷差由原来的198.7 MW降低至164.8 MW,相对降低了17.1%,热负荷峰谷差相对降低22.4%。同时,平时段的电-热负荷波动也进行了对应调整,进而得到有效抑制。由此可知,在考虑了多元负荷的需求响应策略后,系统能够通过提高用户对于需求响应参与的能力,对于多种负荷进行削减或者转移,因此,系统的低碳和经济性得到了进一步提高。

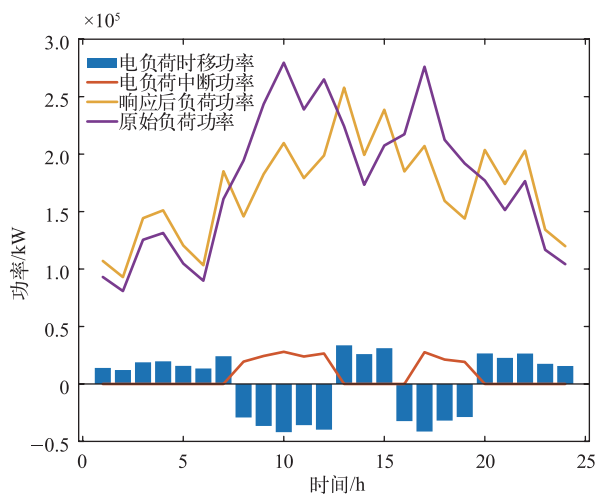


图9 负荷时移功率

Fig. 9 The power of the load time movement

4.2 源荷渗透率变化对调度结果分析

风电渗透率(Wind Power Permeability, WPP)为源侧渗透率,是指风电功率占区域电网功率的百分比,改变源侧WPP,相当于改变电能出力权重。图10~图12为场景4下不同WPP对弃

风功率、热负荷需求、碳排放量和运行成本的影响曲线。

由图10可知，当WPP较低时，改变WPP不影响系统调度对风电的消纳。当WPP达到50%时，低谷负荷时段逐渐有弃风功率产生。随着WPP继续增加，弃风功率明显增大。蓄热电锅炉、弃风惩罚系数和动态风电电价的存在，使得高WPP时风电尽可能被消纳。

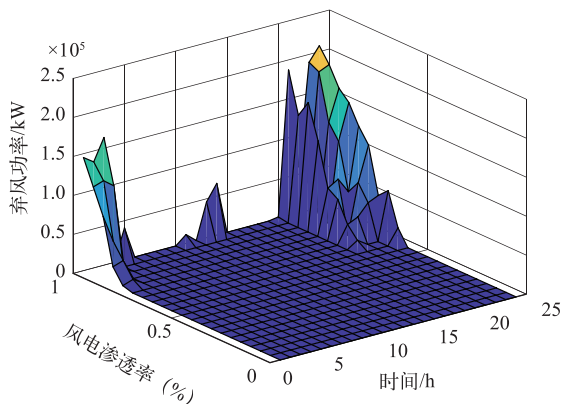


图 10 风电渗透率对弃风功率的影响

Fig. 10 The effect of wind power penetration rate on the power abandonment power

图11中，WPP较低时，热负荷需求随着时间和室外温度变化。WPP达到50%时，由于低谷负荷时段逐渐有弃风功率产生，为了减小弃风成本，消纳弃风功率，热负荷需求功率开始增加。随着WPP继续增加，热负荷需求在弃风功率出现的时间段先增加，然后达到温度范围上限。

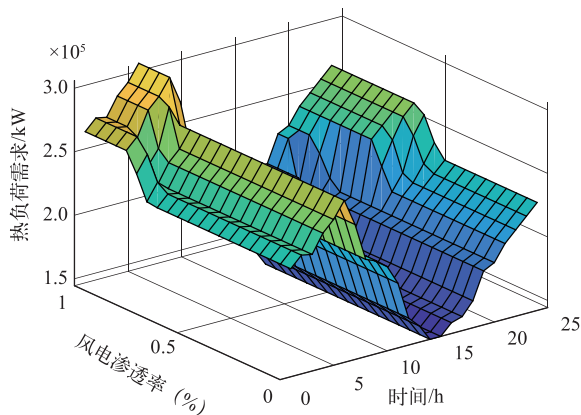


图 11 风电渗透率对热负荷需求的影响

Fig. 11 The effect of wind power penetration rate on the demand for heat load

图12表明，WPP的持续提升，会使系统碳排放量持续下降，而运行成本会出现先降低后增加的趋势，这是由于风电消纳达到上限后弃风功率消纳不足，使得弃风成本持续升高，系统运行成本上升。

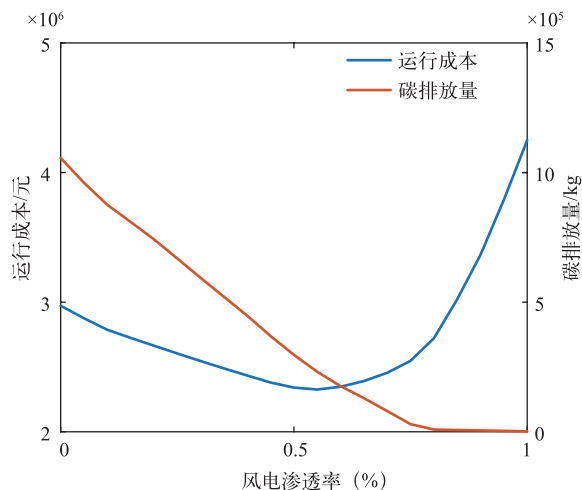


图 12 风电渗透率对碳排放量和运行成本的影响

Fig. 12 The effect of wind power penetration on carbon displacement and operating cost

热负荷需求渗透率（Thermal Load Demand Permeability, TLDP）为负荷侧渗透率，是指系统当前需求和潜在系统需求的一种比较，对TLDP进行调整，也就是改变总的用户负荷需求。图13、图14为场景4下不同TLDP对弃风功率、弃风功率和购气量的影响曲线。

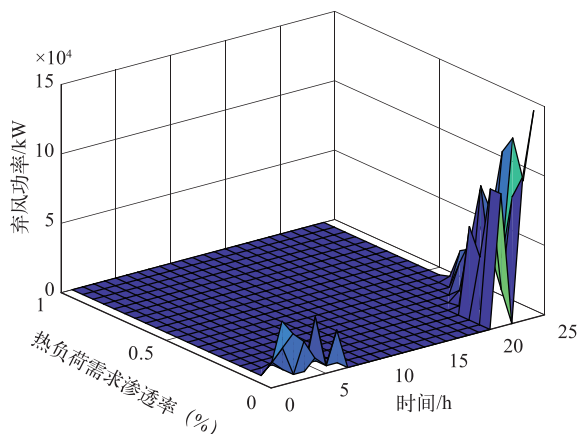


图 13 热负荷需求渗透率对弃风功率的影响

Fig. 13 The influence of heat load demand penetration rate on the power abandonment power

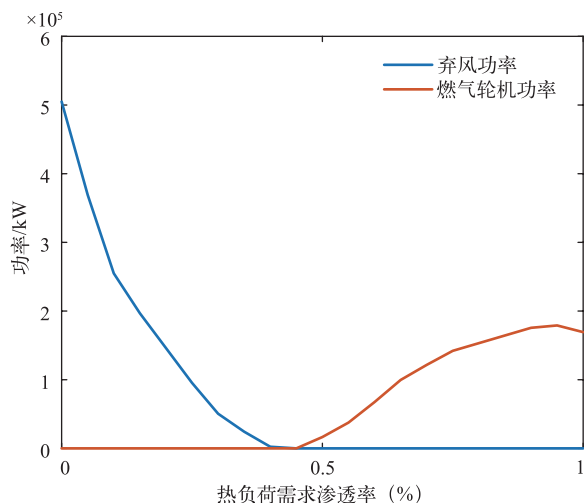


图 14 热负荷需求渗透率变化对弃风功率和购气量的影响

Fig. 14 The effect of changes in the penetration rate of thermal load demand on the power abandonment power and gas purchase volume

TLDP较低时，低谷时段的弃风功率较大，弃风成本高。TLDP增加到50%时，风电被完全消纳，弃风成本逐渐降低。随着TLDP的继续增加，弃风成本为0，不足负荷由燃气轮机供给，购气成本提高。图14中，随着TLDP的增大，系统运行成本呈先降低后升高趋势，碳排放量逐渐增加。

4.3 碳交易机制对调度结果分析

为了最大程度地限制碳排放，实现减排目的，本文引入阶梯式碳交易机制。如图15所示，低谷时段系统用能主要由风电机组供给，由于此时段气价较为低廉，系统也会尽可能多地购买天然气给用户供能，总的碳排放量和购能成本相对较小。高峰时段，系统由于阶梯式碳交易机制的原因，碳排放权配额的购价以阶梯式增加，进而限制了系统高阶碳排放量的产生。因此系统在阶梯式碳交易机制下，既减少了碳排放量，又降低了运行成本。

碳交易初始成本系数为0.2，即碳交易基价为200元/t时，随着初始成本系数的增加，碳交易成本增加权重增大，因此系统降低碳排放量以减少碳交易成本；碳交易初始成本系数为0.4，即基价为400元/t时，随着成本系数的继续增加，系统各设备出力趋于平衡，碳排放量曲线平

滑，因此碳排放量受成本系数影响变小。系统运行成本随着碳交易成本的提高而提高。

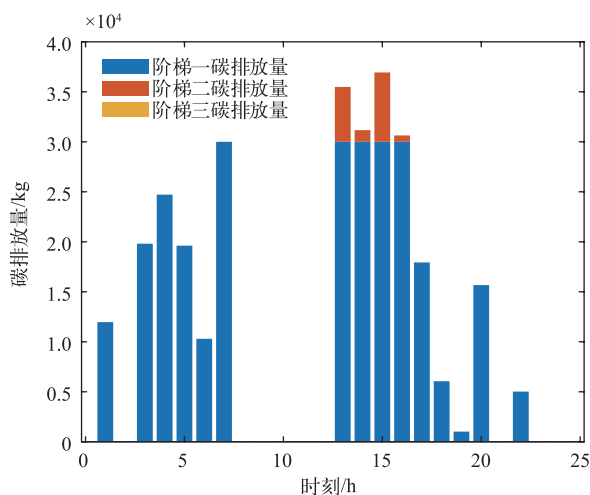


图 15 阶梯式碳排放

Fig. 15 Stepped carbon emissions

碳排放初始成本系数的影响如图16所示，价格增长幅度的影响如图17所示。

阶梯式碳交易中，价格增长幅度在 $[0, 0.7)$ 时，随着价格幅度的增长，碳交易成本在持续增加，而碳排放量保持稳定。随着价格幅度的继续增加，为保证系统的运行成本稳定，系统在确保满足内部固有负荷的前提下，调整各设备出力以减少碳排放量。因此合理设置碳排放初始成本系数和增长幅度，能够有效地引导系统碳排放和降低系统运行成本。

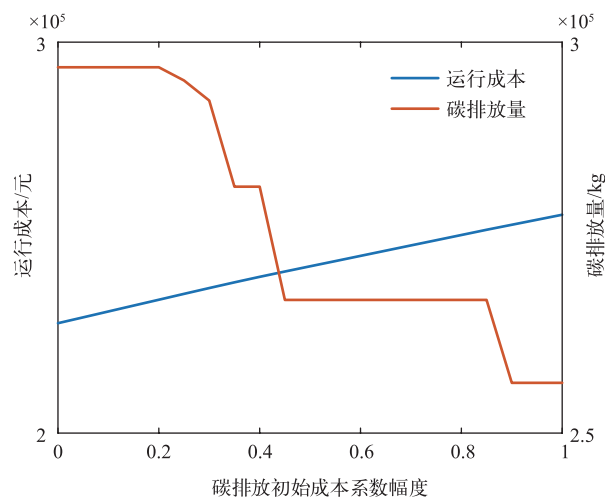


图 16 初始成本系数的影响

Fig. 16 The impact of initial cost coefficient

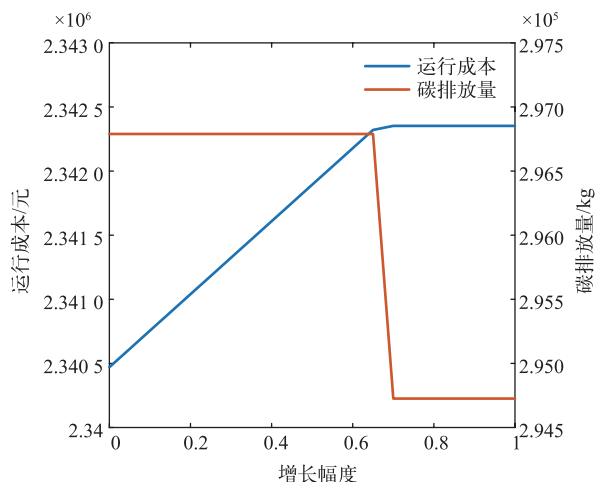


图 17 增长幅度的影响

Fig. 17 Influence of growth amplitude

5 结束语

针对“双碳”背景下系统节能减排问题 and 新能源大力发展带来的弃风消纳问题，提出了利用蓄热式电锅炉协调配合供电与供热方式，建立了综合考虑电热负荷DR变化及风电供给价格弹性的“系统-弃风-蓄热式电锅炉”供能体系，并以系统运行成本最优为目标，构建了考虑DR和阶梯式碳交易机制的含蓄热式电锅炉IES优化调度模型。对比分析了四种场景调度结果，所得结论如下：

1) 为更好地促进碳排放额度在碳交易市场中的交易以及提升能源的梯级应用，相较于传统碳交易机制，采用阶梯式碳交易机制，通过合理地控制碳交易初始成本系数与价格增长幅度，可以促进系统经济与低碳排放之间的协同效应。

2) 在IES中考虑蓄热式电锅炉充电源荷协同响应媒介，相较于未考虑的系统，总运行成本降低了234.717万元，碳排放量减少了661.624 t，弃风电量多消纳了985.592 MW·h。证明了蓄热式电锅炉的引入，对系统降低运行总成本和碳排放量、提高风电消纳量、实现更多风能发电入网、削峰填谷及完成低碳排放指标具有现实指导意义。

3) 在考虑用户舒适度的前提下，对电-热柔性负荷进行综合DR，相较于未考虑系统，总

运行成本降低了60.756万元，碳排放量减少了201.346 t，弃风电量多消纳了201.658 MW·h。证明了在IES灵活性调度中考虑电-热负荷DR具有优越性。

参考文献

- [1] 张沈习, 王丹阳, 程浩忠, 等. 双碳目标下低碳综合能源系统规划关键技术及挑战[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(8): 189-207.
- [2] 国家能源局发布2022年全国电力工业统计数据[J]. 电力勘测设计, 2023(1): 24.
- [3] 郝晗, 裴智峰, 曹胡辉, 等. 基于多级市场驱动的风电协同消纳策略[J]. 电网技术, 2020, 44(7): 2590-2600.
- [4] 骆钊, 王菁慧, 王华, 等. 考虑碳捕集和电转气的综合能源系统优化调度[J/OL]. 电力自动化设备: 1-17[2023-06-21].
- [5] 葛磊蛟, 于惟坤, 朱若源, 等. 考虑改进阶梯式碳交易机制与需求响应的综合能源系统优化调度[J/OL]. 综合智慧能源: 1-10[2023-06-21].
- [6] 张玉敏, 孙鹏凯, 吉兴全, 等. 考虑扩展碳排放流的综合能源系统低碳经济调度[J/OL]. 电网技术: 1-19[2023-06-30].
- [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.
- [8] 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.
- [9] 赵依茗, 彭道刚, 徐春梅, 等. 计及奖惩阶梯型碳交易和源荷不确定性的综合能源调度研究[J/OL]. 电测与仪表: 1-9[2023-05-30].
- [10] 崔杨, 陈志, 严干贵, 等. 基于含储热热电联产机组与电锅炉的弃风消纳协调调度模型[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(15): 4072-4080.
- [11] 金国锋, 邢敬舒, 张林, 等. 考虑用户舒适度的蓄热式电采暖参与风电消纳的多目标优化[J]. 电力建设, 2022, 43(3): 12-21.
- [12] 卢浩鹏, 谢丽蓉, 高伟, 等. 计及碳交易的热电

- 联产-储热-电锅炉风电消纳策略[J/OL]. 电测与仪表: 1-11[2023-03-06].
- [13] 王振浩, 杨璐, 田春光, 等. 考虑风电消纳的风电储能蓄热式电锅炉联合系统能量优化[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(S1): 137-143.
- [14] 王敏骁, 李潇, 韩小齐, 等. 蓄热电锅炉负荷参与消纳受阻风电的主从博弈交易决策方法[J]. 全球能源互联网, 2022, 5(5): 496-504.
- [15] 陈灵敏, 吴杰康, 张文杰, 等. 基于鲁棒优化的微能源网综合需求响应协同调度策略[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(21): 159-169.
- [16] 李吉峰, 邹楠, 李卫东, 等. 计及需求灵活性的地区绿色证书、碳排放权及电力联合交易分析[J/OL]. 电网技术: 1-11[2023-03-06].
- [17] 刘一童, 李本新. 计及风电相关性的电-气综合能源系统概率能量流分析[J]. 东北电力大学学报, 2023, 43(2): 39-47.
- [18] 席佳铭, 孙亮, 葛沛然, 等. 考虑电热需求响应的光热-电热综合能源系统源荷协调经济调度[J]. 东北电力大学学报, 2023, 43(3): 61-71.
- [19] 田煜昆, 陈彦奇, 刘一帆, 等. 考虑广义电热需求响应与阶梯式碳交易机制的园区综合能源系统优化调度策略[J/OL]. 电测与仪表: 1-9[2023-03-02].
- [20] 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.
- [21] 潘崇超, 侯孝旺, 金泰, 等. 计及阶梯碳交易和可再生能源不确定性的综合能源系统低碳研究[J/OL]. 电测与仪表: 1-12[2023-06-21].
- [22] 叶浩劫, 谢丽蓉, 邓佳桐, 等. 考虑碳交易机制的风-火协调低碳优化调度[J]. 太阳能学报, 2023, 44(6): 106-112.

作者简介

杨玉龙 (1986—), 男, 博士, 副教授, 研究方向为电力系统优化调度、综合能源系统优化。

王明伟 (1999—), 男, 硕士研究生, 研究方向为综合能源系统优化调度。

(收稿日期: 2024-01-25)