

文章编号:1671-6833(2024)04-0125-08

基于变动碳排放强度的电碳联合市场滚动出清模型

姜欣, 段世杰, 金阳, 尚静怡

(郑州大学 电气与信息工程学院, 河南 郑州 450001)

摘要: 针对电力市场与碳市场交易物的物理约束不同, 交易时间尺度差异较大, 2个市场难以有效融合的问题, 提出了一种基于变动碳排放强度以及集中碳交易模式的电碳联合市场滚动出清模型。模型内通过考虑机组的碳排放强度-负荷率区间增强了电力市场和碳市场之间的互动性, 同时基于集中碳交易模式的联合市场滚动出清缩小碳市场的交易时间尺度直至与电力市场同步, 更好地发现不同时段下碳排放权的价值。通过算例模拟分析随着中国碳排放基准值的进一步减小以及新能源渗透率的提高对于各机组的影响。结果表明: 在所提模型中随着碳排放基准值的减小, 高碳排放机组的平均碳成本提高了46%, 低碳机组的平均碳收益增加了27%, 新能源机组渗透率的提高使得高容量火电机组的平均碳成本降低了5.53%, 因此所提模型可有效促进系统向清洁方向转化。相较于传统阶梯碳定价机制, 所提模型中高碳排放机组的平均碳成本降低了6.13%, 可间接提高高碳排放机组参与碳市场的积极性。

关键词: 电碳联合市场; 碳排放强度曲线; 集中碳交易模式; 出清机制; 分时碳价格

中图分类号: TM732 **文献标志码:** A **doi:** 10.13705/j.issn.1671-6833.2024.04.014

为实现“30·60”双碳目标, 发电行业被认为是重要的突破口。中国于2021年启动全国范围内的碳排放权交易市场并首先纳入发电行业, 覆盖了全国碳排放总量的45%^[1]。当前中国碳交易市场时间尺度以年为单位, 无法同以小时为交易时间尺度的电力市场有效融合。吉斌等^[2]基于当前以中长期为主的碳市场交易, 研究以小时为时间尺度的现货电力市场与碳市场之间的耦合机制与交易方式。邓盛盛等^[3]通过研究发电商在碳市场上的决策行为, 提出了一种发电商参与碳市场与电力中长期市场联合决策模型。谷万江等^[4]以小时为单位将碳交易机制引入电力系统经济调度, 构建了综合考虑储能及碳交易成本的电热联合系统优化调度策略。曹建伟等^[5]考虑碳交易并以总系统成本最小为优化目标提出了该区域电网风光储容量配置的最佳比例。郝婷等^[6]通过构建划分了碳排放区间的阶梯式碳交易, 建立了考虑阶梯式碳交易和分时电价的储能鲁棒模型。赵毅等^[7]通过阶梯碳交易模型对系统碳排放进行约束, 提出了风光储联合系统的两

阶段分布鲁棒优化调度模型。刘光宇等^[8]提出了一种考虑双重需求响应和阶梯型碳交易机制的综合能源系统双时间尺度优化调度策略。张晓辉等^[9]构建了考虑奖惩阶梯型碳交易的以综合成本最小为目标的综合能源系统规划模型。张笑演等^[10]基于碳排放流理论通过建立园区和用户的上下层博弈模型模拟各主体参与碳交易市场的博弈行为。杨毅等^[11]分别考虑短期时间尺度下基于碳排放流理论的综合能源系统经济调度策略。在上述3种主流碳定价方式中, 基于固定碳价格的定价方式仅反映碳市场要素的引入对于电力市场出清的影响; 阶梯碳定价机制本质是以发电量确定碳成本, 这种影响的传导是从电力市场到碳市场单向的而非双向的; 碳排放流的计算与潮流计算高度关联, 此类定价方式可能会导致各个主体的碳价格与自身的碳排放属性无关而是与所在节点的碳排放属性相关, 从而影响对于主体节能减排的激励性。

为实现电力市场和碳市场的深度耦合, 本文提出基于变动碳排放强度以及集中碳交易模式的电碳

收稿日期: 2024-02-29; 修订日期: 2024-04-10

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(52177223)

作者简介: 姜欣(1991—), 女, 河南郑州人, 郑州大学副教授, 博士, 主要从事电力市场、储能运行经济性研究, E-mail: jiangxin@zzu.edu.cn。

引用本文: 姜欣, 段世杰, 金阳, 等. 基于变动碳排放强度的电碳联合市场滚动出清模型[J]. 郑州大学学报(工学版), 2024, 45(4): 125-132. (JIANG X, DUAN S J, JIN Y, et al. Rolling clearing model of electro-carbon joint market based on variable carbon emission intensity[J]. Journal of Zhengzhou University (Engineering Science), 2024, 45(4): 125-132.)

联合市场滚动出清模型。依据不同时段电碳联合市场的出清结果实现分时碳价格以及碳市场效益最大化。通过算例分析模型内碳排放基准值限制程度与新能源渗透率对联合市场中各类机组收益以及碳价格的影响,同时与传统阶梯碳定价机制进行对比验证本模型的有效性和优越性。

1 电力市场中的碳交易机制

1.1 碳交易市场配额抵消原则

针对二氧化碳排放权的交易称为碳交易,承载碳交易的市场即为碳市场。中国碳交易市场中主要有 2 种流动商品,分别是强制型碳排放商品——碳配额(CEA)和激励型碳排放商品——国家核证自愿减排量(CCER)。CEA 是国家分配给重点排放单位用于抵消实际排放或者交易的碳排放量额度。CEA 交易首先确定碳减排总目标,然后按照一定的原则向高碳排放企业分配初始配额,其获得的配额可以在碳市场中自由交易。CCER 是指对中国境内可再生资源、林业碳汇、甲烷利用等项目的温室气体减排效果进行量化核证,并在全中国温室气体自愿减排注册登记系统及信息平台中登记的温室气体减排量。对于开发新能源项目的企业,根据《温室气体自愿减排交易管理办法》可以将获得的 CCER 在碳市场中进行交易或者是在清缴环节中用于抵消自身的实际碳排放。如图 1 的碳交易市场结构所示,参与碳排放权交易的企业在实际生产过程中的碳排放量往往与免费的碳配额分配量有出入,因此当火力发电商获得的免费配额不足以抵消实际生产中的碳排放时,则需要购买碳配额或 CCER 来填补配额缺口,仍然不足以抵消时则要接受高额惩罚^[12],相反若其碳配额有所盈余则可以出售多余的碳配额;新能源发电商在发电时基本不产生碳排放,因此可将按照实际发电量一定比例兑换的 CCER 在碳市场中出售以获得额外利润^[13]。

1.2 电力市场中碳排放权分配原则

发电行业中各火力机组的免费配额分配量与机组的实际出力成正比,依据《2021、2022 年度全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案(征求意见稿)》^[14],其计算方式如下:

$$E_{i,t}^a = \varepsilon P_{i,t}^s \quad (1)$$

式中: $E_{i,t}^a$ 为火力机组获得的碳配额值; $P_{i,t}^s$ 为火力机组的实际出力值; ε 为火力机组碳排放基准值。对于新能源机组,其申请获得 CCER 数量的计算方式为将 ε 替换为 CCER 兑换系数即可。在碳市场发展初期免费分配碳配额的的比例一般较高,而在碳市

场发展的中后期,免费比例则会逐渐减小^[15]。

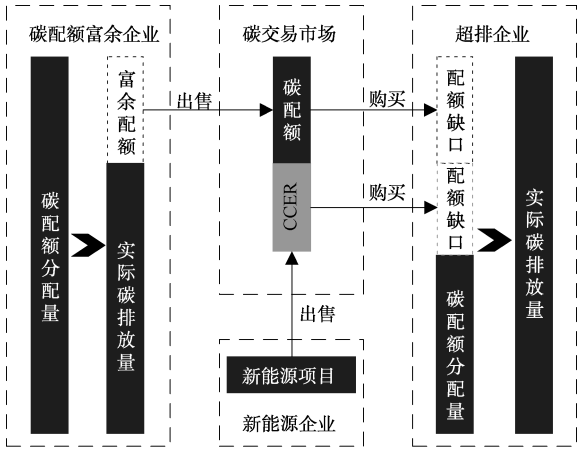


图 1 碳交易市场结构示意图

Figure 1 Schematic diagram of carbon trading market

2 基于集中碳交易模式的碳价格发现机制

2.1 机组负荷率-碳排放强度曲线

煤的燃烧是常规火力机组二氧化碳排放的主要来源,其中机组的负荷率是影响机组运行煤耗的主要外部因素之一^[16-18]。火力机组碳排放强度随运行负荷率变化如图 2 所示。从图 2 可以看出,随着各类机组负荷率的提高,机组的碳排放强度水平逐步降低。鉴于火力机组碳排放强度与负荷率、机组容量的关系,本文在电碳联合市场进入出清环节之前将不同机组负荷率与碳排放强度关系进行线性拟合得到负荷率-碳排放强度曲线,随后在出清环节结合此曲线进行联合出清使得电碳联合市场的总成本最低。

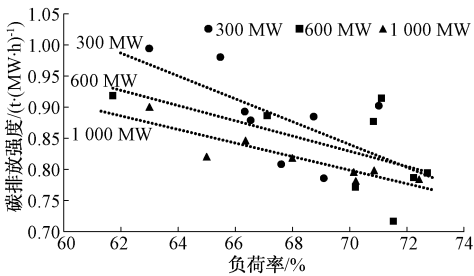


图 2 火力机组碳排放强度随运行负荷率变化关系图

Figure 2 Relationship between carbon emission intensity and load rate of coal-fired power units

2.2 集中碳交易模式

本文提出的集中碳交易模式是指系统运营商在电碳联合市场一轮出清后根据各个机组在联合市场中的中标信息获得市场成员在碳交易平台上碳配额的盈余或短缺量信息,按照价格优先的原则进行匹配以确定当前时段统一碳价格的模式。此模式最终输出的统一碳价格将作为输入量返回至电碳联合市场中作为联合市场出清是否达到均衡的判断依据。

集中碳交易模式确定统一碳价格的过程如图 3 所示。其中, ρ_i 为各机组 i 的碳减排边际成本,是各机组每增加一个单位的碳减排量所需要付出的成本; E_i 为机组 i 当前时段的配额需求量或盈余量。集中碳交易中购买(出售)碳配额的市场成员的碳减排边际成本将从高到低(从低到高)排序,以形成配额需求(供应)曲线。市场结算点是配额供应曲线和需求曲线的交点。横轴为当前时段结算配额总量,纵轴为当前时段结算统一碳价格。本文假定集中碳交易模式中火力发电商按自身碳减排边际成本报价,新能源发电商按照碳市场中 CCER 的价格报价。

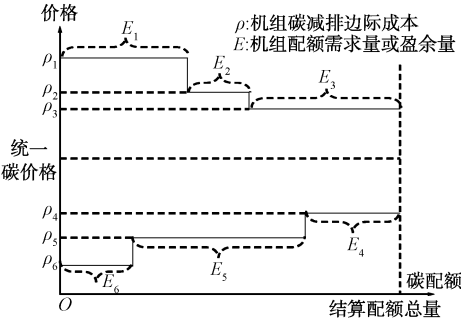


图 3 集中碳交易模式示意图

Figure 3 Centralized carbon trading mode

2.3 电碳联合市场与集中碳交易模式耦合架构

电碳联合市场与集中碳交易模式的耦合架构如图 4 所示。首先各个机组需要申报自身的电力成本与碳交易相关成本,随后由电碳联合市场进行当前时段第一轮出清,此轮出清所需要的碳价格采取前一时段的统一碳价格。此轮出清得到的结果并非直接作为调度结果返回至各个发电机组,而是需要将结果输入至集中碳交易模式中进行集中碳交易模式出清以获得当前时段的统一碳价格。若此轮集中碳交易模式输出的统一碳价格与此前电碳联合市场出清前所输入的碳价格一致,说明当前时段此轮出清结果达到均衡,随后将此轮联合市场出清结果作为调度结果返回至各个机组;否则说明市场并未达到均衡,则需要将新获得的统一碳价格代替输入的统一碳价格重新开始新一轮电碳联合市场的出清。循环出清结束的依据是当前时段统一碳价格不再发生变化,对于各个时段无法完成交易的部分碳配额则可依照传统方式如集中挂牌或者大宗协议的方式进行交易。

3 基于机组负荷率-碳排放强度曲线的电碳联合市场出清模型

3.1 电力成本模型

本文研究的火力发电商包括燃煤发电商和燃气发电商,其供电成本可以拟合关于自身负荷功率

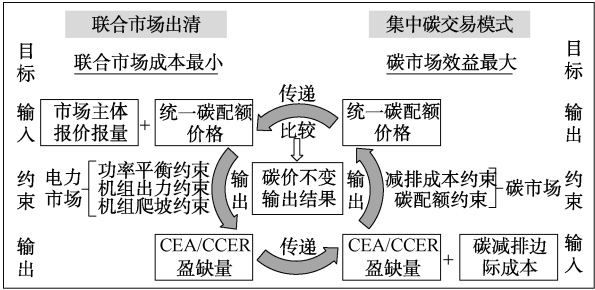


图 4 电碳联合市场与集中碳交易模式耦合架构

Figure 4 Coupling architecture of electro-carbon joint market and centralized carbon trading mode

的二次函数曲线;当前对新能源发电成本的测量,大多采用平准化度电成本方法^[19]。由此可以得到各发电商的发电成本模型:

C_{i,t}^{g,e}(P_{i,t}^g) = a_i(P_{i,t}^g)^2 + b_iP_{i,t}^g + c_i; \tag{2}

C_{j,t}^{r,e}(P_{j,t}^r) = \frac{H_j f^{CER} + M_j + O_j}{W_j^{av}} P_{j,t}^r. \tag{3}

式中: $C_{i,t}^{g,e}$ 为火力发电商的电力成本; a_i 、 b_i 、 c_i 分别为火力发电商电力成本中的二次项系数、一次项系数、常数项系数; $C_{j,t}^{r,e}$ 为新能源发电商的电力成本; H_j 为新能源发电商总投资; f^{CER} 为资本回收因子; M_j 和 O_j 分别为新能源发电商每年的维护费用和运营费用; W_j^{av} 为新能源发电商年均发电量; $P_{j,t}^r$ 为新能源机组的实际出力值。

3.2 碳成本模型

火力发电商的碳配额需求量或盈余量为免费配额量与实际的碳排放量的差值,此差值与碳市场中的碳排放权价格的乘积即为火力发电商的碳交易成本。新能源机组根据自身的实际出力按照一定比例获得 CCER,并按照 CCER 的价格在碳市场中出售获取利润。CEA 和 CCER 的单位均为吨二氧化碳,同时均可在碳市场中进行交易,因此在配额抵消清缴方面 CEA 与 CCER 具有同等效力。二者的碳成本模型为

C_{i,t}^{g,c} = \lambda_t(E_{i,t}^g - E_i^a); \tag{4}

E_{i,t}^g = (e_i \eta_{i,t} + f_i) P_{i,t}^g; \tag{5}

\eta_{i,t} = P_{i,t}^g / P_i^{max}; \tag{6}

C_{j,t}^{r,c} = -\lambda_t^{CCER} \varphi P_{j,t}^r. \tag{7}

式中: $C_{i,t}^{g,c}$ 为火力发电商的碳交易成本; λ_t 为碳市场中碳排放权价格,通过集中碳交易模式得出; $E_{i,t}^g$ 为机组实际的碳排放量,为碳排放强度与当前时段火力机组实际出力值的乘积; $\eta_{i,t}$ 为机组的负荷率,为火力机组当前时段负荷与机组功率上限之比; e_i 、 f_i 均为火力机组碳排放强度曲线拟合系数; P_i^{max} 为火力机组的功率上限值; $C_{j,t}^{r,c}$ 为新能源机组的碳交

易成本; λ_t^{CCER} 为碳市场中 CCER 的价格; φ 为 CCER 兑换系数。

3.3 集中碳交易模式出清模型

集中碳交易的目标函数是最大化碳市场效益:

$$\max C_t^c = \sum_i^N E_{i,t} \rho_{i,t} - \sum_j^M E_{j,t} \rho_{j,t}; \tag{8}$$

$$0 \leq E_{i,t} \leq E_{i,t}^{\max}; \tag{9}$$

$$0 \leq E_{j,t} \leq E_{j,t}^{\max}。 \tag{10}$$

式中: C_t^c 为碳市场总效益; N 和 M 分别为碳市场中碳配额短缺和盈余的发电商数量; $E_{i,t}$ 和 $E_{j,t}$ 分别为主体参与碳交易的配额短缺量和盈余量; $\rho_{i,t}$ 和 $\rho_{j,t}$ 分别为配额短缺主体和配额盈余主体的碳减排边际成本; $E_{i,t}^{\max}$ 和 $E_{j,t}^{\max}$ 分别为配额买卖双方在 t 时段可以交易碳配额的最大值,即无论是配额购买方或是配额出售方,其购买或出售的碳配额都不大于自身在当前时段的配额缺口或配额盈余量。

3.4 电碳联合市场出清模型

考虑机组负荷率-碳排放强度曲线的电碳联合市场出清以 1 h 为时间间隔考虑一天之中共 24 个时段,以发电商联合市场总成本最小为目标:

$$\min C_{\text{union}} = \min(C_{\text{energy}} + C_{\text{carbon}}); \tag{11}$$

$$C_{\text{energy}} = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i \in G} C_{i,t}^{\text{g},\text{e}} + \sum_{j \in R} C_{j,t}^{\text{r},\text{e}} \right) \Delta t; \tag{12}$$

$$C_{\text{carbon}} = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i \in G} C_{i,t}^{\text{g},\text{c}} + \sum_{j \in R} C_{j,t}^{\text{r},\text{c}} \right) \Delta t; \tag{13}$$

$$\sum_{i \in G} P_{i,t}^{\text{g}} + \sum_{j \in R} P_{j,t}^{\text{r}} = Q_t; \tag{14}$$

$$P_i^{\text{g min}} \leq P_{i,t}^{\text{g}} \leq P_i^{\text{g max}}; \tag{15}$$

$$-P_i^{\text{gc max}} \leq P_{i,t}^{\text{g}} - P_{i,t-1}^{\text{g}} \leq P_i^{\text{gc max}}; \tag{16}$$

$$P_{j,t}^{\text{r min}} \leq P_{j,t}^{\text{r}} \leq P_{j,t}^{\text{r max}}。 \tag{17}$$

式中: C_{union} 为联合市场总成本; C_{energy} 为电力交易总成本; C_{carbon} 为碳交易总成本; Δt 为时间间隔; T 为时段总数; Q_t 为 t 时段的系统负荷; $P_i^{\text{g min}}$ 、 $P_i^{\text{g max}}$ 分别为火力发电商 i 出力的最小值和最大值; $P_i^{\text{gc max}}$ 为火力发电商 i 爬坡容量最大值; $P_{j,t}^{\text{r min}}$ 、 $P_{j,t}^{\text{r max}}$ 分别为新能源发电商 j 在 t 时段出力的最小值和最大值。

电碳联合市场出清模型算法流程图如图 5

所示。

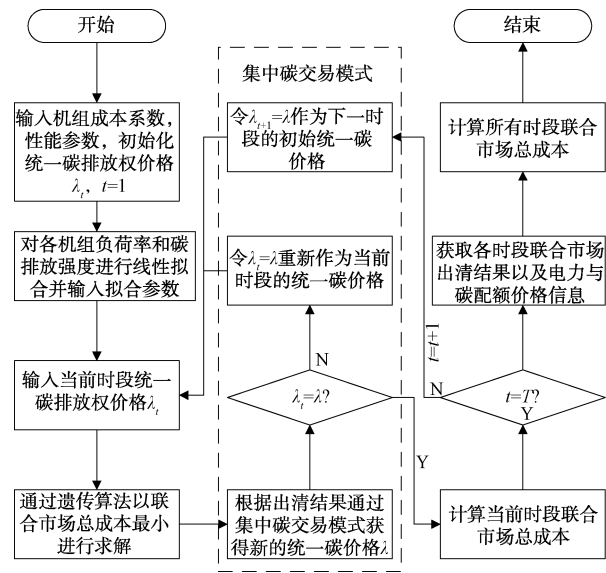


图 5 电碳联合市场出清流程图

Figure 5 Clearance flow chart of the electro-carbon joint market

4 算例分析

4.1 参数设置

为验证所提方法的有效性,本文设置了 4 台燃煤机组(G1~G4)、1 台燃气机组(G5)和 1 台风力机组(W1)。燃煤机组和燃气机组的性能参数、成本参数和碳排放参数如表 1 所示^[20-21]。典型日的负荷情况与风力机组在不同时段的预测功率见图 6。风力机组 W1 的发电成本取 370 元/(MW·h),新能源机组 CCER 分配系数取 0.2 t/(MW·h)。在电碳联合市场出清中选用遗传算法。遗传算法是一种优化搜索方法,模拟了生物进化过程中的自然选择和遗传学原理,主要包括:初始化、个体评价、选择、交叉、变异以及终止条件判断等步骤。在遗传算法的参数中,种群数量大小为 200,交叉概率为 0.8,最大进化代数 500。同时,为验证本模型的有效性与优越性,根据碳市场配额分配松紧程度、新能源渗透率以及碳市场定价方式,设计除基础参数 Case1 外的 3 个对比实验,具体设置如下。

表 1 火力机组 G1~G5 的机组参数

Table 1 Parameters of the thermal units G1-G5

机 组	最大功	最小功	爬坡功	$e/$	$f/$	$\rho/$	$a/$	$b/$	$c/$	碳排放基准值/	
组 类型	率/MW	率/MW	率/MW	($t \cdot (MW \cdot h)^{-1}$)	($t \cdot (MW \cdot h)^{-1}$)	($元 \cdot t^{-1}$)	($元 \cdot (MW \cdot h)^{-2}$)	($元 \cdot (MW \cdot h)^{-1}$)	元	($t \cdot (MW \cdot h)^{-1}$)	
G1	I	600	200	180	-0.26	1.096 8	47.90	0.307	253	0	0.815 9
G2	I	500	200	150	-0.12	1.052 0	46.10	0.195	318	0	0.815 9
G3	I	400	150	130	-0.05	0.913 8	45.58	0.229	354	0	0.815 9
G4	II	300	120	100	-1.43	1.872 9	43.72	0.492	295	0	0.872 9
G5	IV	150	40	50	-2.05	2.190 1	42.80	0	400	0	0.390 1

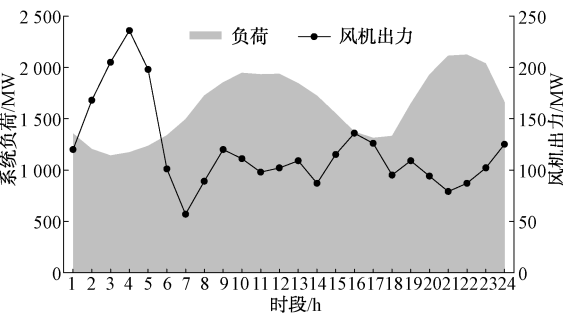


图 6 系统负荷及风机出力数据

Figure 6 Data of total load and wind power output

Case1:碳排放基准值政策较为宽松,采取集中碳交易模式定价;

Case2:模拟碳排放基准值政策收紧,将 I 类、II 类机组的碳排放基准值降低至 $0.7\text{ t}/(\text{MW}\cdot\text{h})$,其他条件与 Case1 一致;

Case3:新能源预测出力改为 Case1 的 3 倍,其他条件与 Case1 一致;

Case4:采取阶梯碳定价模式,定价原理参考文献[6],其他条件与 Case1 一致。

4.2 结果分析

电力市场机组中标情况与边际电价如图 7 所示。碳市场各机组碳排放权盈亏情况与统一碳价格如图 8 所示。由图 7、图 8 结合表 1 可知,G1~G3 机组作为 I 类机组,在不同时段承担了大部分的负荷需求,由于自身的负荷率-碳排放强度曲线斜率较小,因此各时段的碳配额缺口极值较小。G4 机组为 II 类机组,自身的负荷率-碳排放强度曲线斜率较大,由于自身的发电成本较高,因此在低负荷时段,G4 在电力市场中的中标电量较低,此时 G4 机组的碳排放强度高于 II 类机组碳排放基准值,需要在碳市场中购买额外的碳配额;在高负荷时段,G4 机组在电力市场中标电量较高,此时自身的碳排放强度低于 II 类机组碳排放基准值,因此可以出售多余的碳配额。G5 为燃气机组,由于其申报发电成本较低以及自身的负荷率-碳排放强度曲线斜率较大,因此在除 2:00—5:00 时段外的其他时段近乎满功率发

电,在碳市场的各个时段中也提供了大部分的配额盈余量。W1 为风力机组,自身并不产生碳排放,因此各个时段可以根据自身的实际发电量兑换 CCER,并在碳市场中出售。

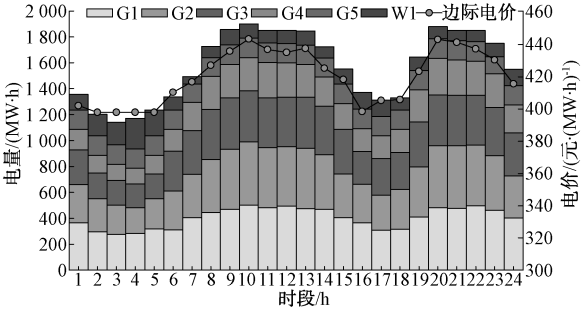


图 7 电力市场机组中标情况与边际电价

Figure 7 Electricity market unit bidding situation and marginal price

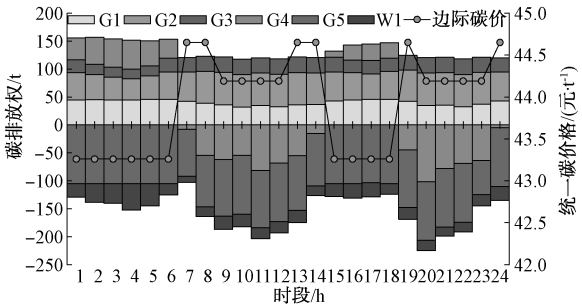


图 8 碳市场机组碳排放权盈亏情况与统一碳价格

Figure 8 Profit and loss of allowances and unified carbon price of each unit in the carbon market

同时结合图 7 与图 8 中的价格曲线可以看出,在本模型中不同时段出清的边际电价的变化趋势与系统负荷的变化趋势一致而碳排放权价格体现出了峰谷价格的特征。不同的是,碳配额价格的变化趋势并非与边际电价的变化趋势相同,而是跟随系统负荷的升高先升高再有所降低。例如 6:00、7:00、8:00、9:00 这 4 个时段系统负荷依次递增,边际电价依次递增,而统一碳价格的大小关系为 $6:00 < 9:00 < 7:00 = 8:00$ 。选取 7:00、12:00、18:00 作为典型时段,其集中碳交易情况如图 9 所示。Case1 ~ Case4 中电碳联合市场成本情况如表 2 所示。

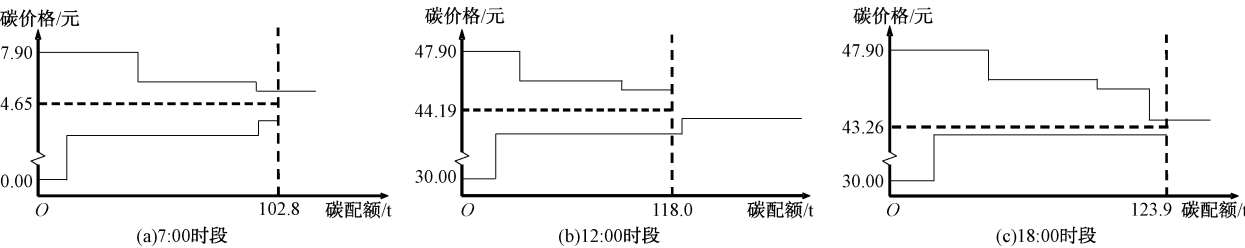


图 9 典型时段集中碳交易情况

Figure 9 Centralized carbon trading during typical periods

表 2 Case1~Case4 中电碳联合市场成本情况

Table 2 Electro-carbon joint market cost in Case1~Case4

万元

机 组	Case1			Case 2			Case 3			Case 4		
	电力成本	碳成本	总成本	电力成本	碳成本	总成本	电力成本	碳成本	总成本	电力成本	碳成本	总成本
G1	411.22	4.23	415.45	413.83	6.34	420.17	343.47	4.30	347.77	433.84	4.66	438.50
G2	373.06	5.51	378.57	372.39	7.45	379.84	307.43	4.99	312.42	383.13	5.81	388.94
G3	329.42	2.55	331.97	331.54	4.17	335.71	272.21	2.32	274.53	340.30	2.62	342.92
G4	217.28	-1.99	215.29	209.53	2.95	212.48	174.39	1.82	176.21	219.89	-1.94	217.95
G5	149.65	-7.82	141.83	147.31	-10.29	137.02	129.55	-8.50	121.05	164.92	-8.53	156.39
W1	117.74	-1.69	116.05	124.96	-1.81	123.15	331.58	-6.81	324.77	114.21	-1.75	112.46

由图 9 可知,不同时段碳配额价格不同的直接原因是随着系统负荷的增加,集中碳交易模式中的边际机组发生了变化,3 个典型时段的边际机组分别为(G3,G4)、(G3,G5)、(G4,G5)。由表 2 可知,在 Case2 中随着碳排放基准值的进一步收紧,G1~G3 机组的配额需求量均有所增加,其碳市场成本平均提高了 46%,G4 机组更是从 Case1 中的碳配额供给方转变为碳配额需求方,G5 与 W1 机组在碳市场的收益平均提高了 27%。在 Case3 中,新能源机组发电量的增加使得自身在碳市场中的收益大幅提高,进一步压缩了传统燃煤火电机组的发电量,导致高容量火电机组 G1~G3 的碳配额需求量降低,平均碳成本降低了 5.53%,低容量火电机组 G4 从碳配额供应方转变为需求方。在 Case4 中采取阶梯定价机制,各个机组的碳价格由自身的碳排放量决定,G1~G3 机组的碳成本相较于 Case1 中分别提高了 10.2%、5.5%、2.7%。因此对于火电机组来说,自身的发电量越大,受阶梯碳定价机制影响就越大。Case1~Case3 中统一碳价格情况如图 10 所示。

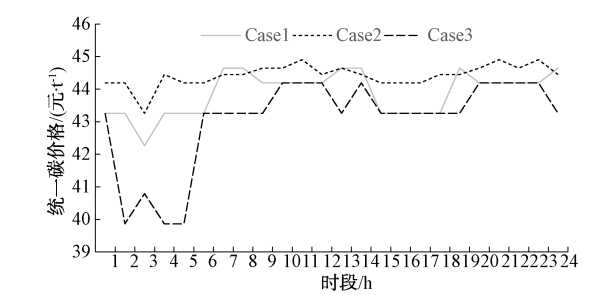


图 10 Case1~Case3 中统一碳价格情况

Figure 10 Unified carbon price in Case1~Case3

5 结论

本文提出了一种基于机组负荷率-碳排放强度

曲线以及集中碳交易模式的电碳联合市场滚动出清模型。模型中考虑机组负荷率-碳排放强度曲线,增加了除商品价格之外的影响因素——机组负荷,增加了电力市场和碳市场的互动性,同时集中碳交易模式以碳市场效益最大化进行出清,所形成的分时碳价可有效反映电力市场出清结果对于碳排放权价格的影响。经验证,在本模型中随着碳排放基准值的减小,高碳排放机组的平均碳成本提高了 46%,低碳机组的平均碳收益增加了 27%,新能源机组渗透率的提高使得高容量火电机组的平均碳成本降低了 5.53%,因此本模型可有效促进系统向清洁方向转化。相较于传统阶梯碳定价机制,本模型中高碳排放机组的平均碳成本降低了 6.13%,可间接提高高碳排放机组参与碳市场的积极性。随着国家政策对于碳排放基准值的进一步收紧以及新能源渗透率的提高,低碳排放机组的收益将有所增加,而高碳排放机组在市场中将逐步失去成本优势。

参考文献:

[1] 王科,李世龙,李思阳,等. 中国碳市场回顾与最优行业纳入顺序展望(2023)[J]. 北京理工大学学报(社会科学版), 2023, 25(2): 36-44.
WANG K, LI S L, LI S Y, et al. Reviews of China's carbon market and prospects of its optimal rolling out plan (2023)[J]. Journal of Beijing Institute of Technology (Social Sciences Edition), 2023, 25(2): 36-44.

[2] 吉斌,昌力,陈振寰,等. 基于区块链技术的电力碳排放权交易市场机制设计与应用[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(12): 1-10.
JI B, CHANG L, CHEN Z H, et al. Blockchain technology based design and application of market mechanism for power carbon emission allowance trading[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(12): 1-10.

[3] 邓盛盛,陈皓勇,肖东亮,等. 发电商参与碳市场与电力中长期市场联合决策模型[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(22): 1-10.
DENG S S, CHEN H Y, XIAO D L, et al. A joint deci-

sion making model for power generators to participate in the carbon market and the medium-and long-term power markets [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(22): 1–10.

[4] 谷万江,王飞,田小蕾,等. 考虑储能及碳交易成本的电热联合系统优化调度策略[J]. 电网与清洁能源, 2020, 36(7): 109–118.

GU W J, WANG F, TIAN X L, et al. Optimal scheduling strategy for electric-thermal combined system considering energy storage and carbon trading cost[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(7): 109–118.

[5] 曹建伟,穆川文,孙可,等. 考虑碳交易的区域电网风光储容量配置优化方法[J]. 武汉大学学报(工学版), 2020, 53(12): 1091–1096, 1105.

CAO J W, MU C W, SUN K, et al. Optimal configuration method of wind-photovoltaic-storage capacities for regional power grid considering carbon trading[J]. Engineering Journal of Wuhan University, 2020, 53(12): 1091–1096, 1105.

[6] 郝婷,樊小朝,王维庆,等. 阶梯式碳交易下考虑源荷不确定性的储能优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(1): 101–112.

HAO T, FAN X C, WANG W Q, et al. Optimal configuration of energy storage considering the source-load uncertainty under ladder-type carbon trading[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(1): 101–112.

[7] 赵毅,王维庆,闫斯哲. 考虑阶梯型碳交易的风光储联合系统分布鲁棒优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(6): 127–136.

ZHAO Y, WANG W Q, YAN S Z. Distributionally robust optimization scheduling of a joint wind-solar-storage system considering step-type carbon trading[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(6): 127–136.

[8] 刘光宇,韩东升,刘超杰,等. 考虑双重需求响应及阶梯型碳交易的综合能源系统双时间尺度优化调度[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(5): 218–225.

LIU G Y, HAN D S, LIU C J, et al. Dual time scale optimal scheduling of integrated energy system considering dual demand response and stepped carbon trading[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(5): 218–225.

[9] 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): 6132–6142.

ZHANG X H, LIU X Y, ZHONG J Q. 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): 6132–6142.

[10] 张笑滨,王櫰裕,黄蕾,等. 考虑扩展碳排放流和碳交易议价模型的园区综合能源优化调度[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(9): 34–46.

ZHANG X Y, WANG L Y, HUANG L, et al. Optimal dispatching of park-level integrated energy system considering augmented carbon emission flow and carbon trading bargain model[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(9): 34–46.

[11] 杨毅,易文飞,王晨清,等. 基于碳排放流理论的园区综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力建设, 2022, 43(11): 33–41.

YANG Y, YI W F, WANG C Q, et al. Low-carbon economic dispatching of park integrated energy system applying carbon emission flow theory[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(11): 33–41.

[12] 檀勤良,丁毅宏,魏咏梅,等. 碳交易及模糊预算下火电企业碳减排最优策略研究[J]. 电网技术, 2019, 43(10): 3707–3715.

TAN Q L, DING Y H, WEI Y M, et al. Research on optimal strategy of carbon emission reduction for thermal power enterprises under carbon trading and fuzzy budget[J]. Power System Technology, 2019, 43(10): 3707–3715.

[13] 王秀丽,赵凤江,刘豹,等. 计及碳减排收益的光储联合电站参与电力市场投标策略研究[J]. 电网技术, 2022, 46(11): 4208–4218.

WANG X L, ZHAO F J, LIU B, et al. Bidding strategy of photovoltaic storage union power station considering benefits of carbon emission reduction[J]. Power System Technology, 2022, 46(11): 4208–4218.

[14] 中华人民共和国生态环境部.《2021、2022 年度全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案(征求意见稿)》[EB/OL]. (2022–10–31) [2024–02–18]. <https://big5.mee.gov.cn/gate/big5/www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk06/202211/W020221103336161991455.pdf>.

Ministry of Ecology and Environment of the Peoples' Republic of China. Implementation plan for setting and distributing the total amount of national carbon emission trading quotas for 2021 and 2022 (draft for comments) [EB/OL]. (2022–10–31) [2024–02–18]. <https://big5.mee.gov.cn/gate/big5/www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk06/202211/W020221103336161991455.pdf>.

[15] 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 Z G, GUO K, YAN G H, 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.

[16] 刘福国, 蒋学霞, 李志. 燃煤发电机组负荷率影响供电煤耗的研究[J]. 电站系统工程, 2008, 24(4): 47-49.

LIU F G, JIANG X X, LI Z. Investigation on affects of generator load on coal consumption rate in fossil power plant [J]. Power System Engineering, 2008, 24(4): 47-49.

[17] 于洪海, 尹卓超, 曲立涛, 等. 基于经验拟合法的燃煤电厂二氧化碳排放特征分析[J]. 能源与环保, 2018, 40(12): 135-138.

YU H H, YIN Z C, QU L T, et al. Analysis of carbon dioxide emission characteristics of coal-fired power plants with empirical fitting[J]. China Energy and Environmental Protection, 2018, 40(12): 135-138.

[18] 马学礼, 王笑飞, 孙希进, 等. 燃煤发电机组碳排放强度影响因素研究[J]. 热力发电, 2022, 51(1): 190-195.

MA X L, WANG X F, SUN X J, et al. Influence factors of carbon emission intensity of coal-fired power units[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(1): 190-195.

[19] 王换换. 新能源发电成本对价格补贴的影响研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2019.

WANG H H. Research on the influence of new energy generation cost on price subsidy[D]. Xi' an: Xi' an Shiyou University, 2019.

[20] 刘科, 杨兴森, 王太, 等. 基于实时监测的燃煤机组碳排放特性研究[J]. 热力发电, 2022, 51(10): 47-53.

LIU K, YANG X S, WANG T, et al. Research on carbon emission characteristics of coal-fired units based on real-time monitoring [J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(10): 47-53.

[21] YANG Y Y, LIU J C, XU X, et al. Cooperative trading strategy of carbon emitting power generation units participating in carbon and electricity markets[J]. Frontiers in Energy Research, 2022, 10: 977509.

Rolling Clearing Model of Electro-Carbon Joint Market Based on Variable Carbon Emission Intensity

JIANG Xin, DUAN Shijie, JIN Yang, SHANG Jingyi

(School of Electrical and Information Engineering, Zhengzhou University, Zhengzhou 450001, China)

Abstract: Due to the difference of the physical constraints of traded goods and trading time scale in the electricity market and the carbon market are different, it was difficult for the two markets to integrate effectively. Aiming at the problem, a rolling clearing model of the electro-carbon joint market based on the variable carbon emission intensity and the centralized carbon trading mechanism was proposed. In the proposed model, the interaction between the electricity market and the carbon market was enhanced by considering the carbon intensity and load rate interval of the unit. Meanwhile, the rolling clearance of the joint market based on the centralized carbon trading mechanism reduced the trading time scale of the carbon market to synchronize with the electricity market, making it's better to found the value of carbon emission rights in different periods. With the further reduction of China's carbon emission baseline value and the increase of new energy penetration rate, the impact on each unit was analyzed by simulation examples. It was verified that in the proposed model, with the reduction of the carbon emission baseline value, the average carbon cost of high-carbon emission units increased by 46%, the average carbon income of low-carbon emission units increased by 27%, and the increase in the penetration rate of new energy units reduced the average carbon cost of the large-capacity thermal power units by 5.53%. Therefore, the proposed model could effectively promote the transformation of the clean direction of the system. Compared with the traditional stepped carbon pricing mechanism, the average carbon cost of high-carbon emission units in the proposed model was reduced by 6.13%, which could indirectly improve the enthusiasm of high-carbon emission units to participate in the carbon market.

Keywords: electro-carbon joint market; carbon emission intensity curve; centralized carbon trading mechanism; clearance mechanism; time segment carbon price