

考虑多市场价格与碳核查不确定性的发电企业交易策略

欧阳诗琪¹, 蒋凯¹, 薛禹胜², 黄杰², 刘念¹

(1. 新能源电力系统全国重点实验室(华北电力大学), 北京市 102206;

2. 国网电力科学研究院有限公司(南瑞集团有限公司), 江苏省南京市 211106)

摘要: 随着中国“碳达峰·碳中和”战略的提出,发电企业不仅需要参与电能量和煤炭市场交易,还需根据实际碳排放水平参与碳市场交易。然而,由于电-碳-煤多市场间存在交易规则不同、交易时序异步、交易随机要素多元等特点,发电企业面向单一市场的传统交易策略难以适用,亟需一种考虑多元随机性的多市场协同交易策略。文中考虑多市场价格风险和碳市场核查的不确定性,提出了发电企业电-碳-煤中长期滚动交易决策模型。该模型首先基于年前预测价格决策年度合约电量和年度购煤量;然后,根据每月最新价格预测,滚动优化年度剩余月份的月度合约电量、月度购煤量以及碳配额交易量;最后,以燃煤发电企业为研究对象进行算例分析,分为碳买方和碳卖方两个基础场景进行比较研究。结果表明,所提模型能够为发电企业在电-碳-煤多市场中的交易提供策略指导,在发电企业作为碳买方和碳卖方的场景下,分别提高了约7.6%和6.4%的企业总利润。

关键词: 电-碳-煤多市场; 碳市场; 碳履约; 滚动交易; 发电企业; 交易策略

0 引言

为缓解气候变化,中国提出了“碳达峰·碳中和”减排目标^[1],并于2021年启动了全国碳市场交易^[2]。电力行业作为首批纳入的交易主体,其交易运营不仅要考虑煤炭市场和电力市场,还需考虑碳排放带来的履约要求。而电-碳-煤多市场间在交易规则、交易时序、随机要素等方面均存在差异,使得围绕电的传统交易策略难以沿用。

在传统电力市场的交易过程中,发电企业依据对手交易行为、市场交易规则、系统平衡紧度等信息(行为流、信息流)进行量价决策。然而,碳排放量纳入考核给传统的交易策略带来了两个挑战:一是电-碳-煤多市场间信息、物理、经济等多维度的复杂耦合关系难以建模,由于电力二次能源来自煤炭的一次能源(能源流),气态CO₂来自固态煤炭中的碳原子(排放流),碳市场的引入需考虑煤炭市场中不同煤种在电力市场、碳市场上的成本映射;二是多市场决策过程中信息流的随机性来源增多,一部分来自多市场价格的预测偏差,另一部分来自市场组织结构差异所带来的特征偏差,如碳市场“按日组织交

易、按年履约配额”的组织形式在“自身预测与第三方核查”之间产生了碳总量的核查误差。

因此,基于能源领域信息-物理-社会系统(cyber-physical-social system in energy, CPSSE)^[3]视角的分析表明,随着碳市场的引入,发电企业的传统交易策略由于缺乏对电-碳-煤多市场耦合性、多市场交易价格以及碳市场组织架构差异所带来的多维随机性的考虑,在目前市场环境下逐渐失效。为此,本文提出一种考虑电-碳-煤多市场多时间尺度耦合性与多元随机性的协同交易策略,为发电企业提供交易指导。

发电企业的多市场交易策略围绕电能量展开。多市场的协同对象可以分为两类。第1类是电力市场与煤炭、天然气、热力等能源市场的协同。文献[4]将电力市场与煤炭市场结合,对发电量与购煤量进行优化,构建了发电企业发电与购煤安排两阶段决策模型。文献[5-6]基于区域电网与热网耦合,提出了包含电力、热力与天然气交易的多市场交易策略。第2类是电力市场与绿证、碳配额等政策性市场的协同。文献[7]提出了一种电-碳多市场交易策略,发电企业可以根据自身的碳排放强度特性调整在电-碳市场中的报价,改变交易位置与中标电量。文献[8-9]基于多源协同与多能互补,提出了发电企业同时参与电、碳、气、绿证等多个市场的交易策略。可以发现,尽管目前有关发电企业参与多市场

收稿日期: 2023-10-17; 修回日期: 2024-06-23。

上网日期: 2024-08-08。

南瑞集团有限公司科技项目(信息-物理-社会元素的交互及协调技术,GF-GFWD-210338)。

交易策略已得到广泛研究,但仍缺乏考虑火电企业在电-碳-煤市场的协同交易策略研究。

在多市场交易的不确定性方面,发电企业须直面各市场价格随机性的影响^[10]。就电力市场而言,不确定性因素主要包括新能源和负荷的预测偏差,其通过影响电力电量平衡反映至价格信号,使得价格不确定性成为交易策略的必要考虑因素^[11]。文献[12-14]分别从虚拟电厂、发电企业、需求响应供应商的角度,研究了考虑电价不确定性的交易策略。在引入碳市场的背景下,电-碳-煤市场由于碳原子的耦合传递形成了更加紧密的协同关系,并由此产生了一些特征不确定要素。在煤炭市场中,电煤库存越限、运输煤力等环节^[15]均存在不确定性。因此,文献[16]研究了燃煤电厂采购上下游市场的随机性影响与联动模型。而碳市场增量的特征不确定要素主要来自“自身预测与第三方核查”之间的碳核查误差。目前,大多数涉及电力行业碳市场的研究仍忽略了交易与履约在时间上的异步性,以及由此导致的碳核查不确定影响。

为了量化考虑上述随机性给交易过程带来的风险,目前广泛采用的方法包括基于蒙特卡洛法的模拟统计法^[17]、基于聚类分析的多场景模拟法^[18]、鲁棒优化^[19]、随机机会约束理论^[11]和条件风险价值(CVaR)理论等^[20]。其中,CVaR理论^[21]有效改善了处理损失的厚尾问题,并使风险处理满足一致性公理,使优化可以使用线性规划算法,被广泛应用于发电企业的交易策略研究^[4,22-23]。因此,本文借由CVaR方法将电-碳-煤多市场交易过程中的不确定要素纳入考量。

综上,现有文献在多市场交易对象方面,鲜有对发电企业参与电-碳-煤市场的协同交易策略研究;在多市场交易的随机要素方面,忽略了在电-碳-煤市场多时间尺度下的价格波动特征,尚未考虑碳市场中第三方核查带来的不确定性。

针对上述问题,本文在中长期市场交易的背景下,考虑多市场的价格波动特征和套利空间,以及煤库存、碳履约的约束条件,建立发电企业电-碳-煤中长期滚动交易决策模型,为发电企业在多市场中的协同交易提供策略。本文构建了“年初集中优化十年内滚动优化”的发电企业多市场交易框架,通过建立集中优化模型来提供发电企业多市场交易策略;利用CVaR理论表征价格波动对交易决策带来的风险,在控制风险的同时,最大化发电企业的利润。最后,在碳市场买方与碳市场卖方场景下,对所提策略的有效性进行了验证分析。

1 发电企业多市场交易框架

1.1 碳市场交易机制

在碳排放权交易体系中,减排企业在碳市场履约期结束时上缴与实际碳排放量相当的碳排放配额。在全国碳市场初期,中国采用基准值法向发电企业分配一定量的免费配额,减排企业可以根据自身履约压力在碳市场中进行碳配额相互交易。碳市场通常以年为履约期^[24-25],每年年初,政府会向减排企业发放一定比例的免费配额用于交易;每年6月,由第三方独立机构核查发电企业上一年度实际的碳排放量,这一数值与发电企业自我核算的碳排放量的出入对发电企业的碳配额交易产生影响^[26];12月末前,发电企业需要就上一年度的实际碳排放量在本年度进行履约。减排企业可以在全年的任意交易日进行碳配额的买卖,当企业无法完成自身减排任务时,需要接受一定的罚款^[26]。由于碳市场中碳配额价格的波动,从中长期角度考虑,减排企业选择跨期存储配额可以有效降低履约的风险,提高企业利润^[27]。

1.2 多市场决策框架

碳市场的履约周期较长,短期的交易意愿难以界定,交易区间应服从长周期的库存安排^[28],煤炭的短期价格波动范围较小,发电企业在煤炭市场的降本空间受限^[29]。根据国家发展改革委的相关政策要求,“燃煤发电企业2023年年度中长期合同签订电量应不低于上一年实际发电量的80%,月度(含月内)及以上合同签订电量不低于上一年实际发电量的90%^[30]”,大部分的电力交易量都是在中长期市场签署的。因此,从中长期尺度上进行电-碳-煤多市场的交易协同更为合适,本文重点关注年周期内月滚动的发电企业电-碳-煤多市场优化交易策略。

如图1所示,在电力市场中,发电企业首先在年初与大用户签订年度合约;然后,根据合约曲线在年内按比例分解至月度。年内还需签订月度电量合约,除合约电量外,发电企业剩余发电能力还将参与电力现货市场。在煤炭市场中,企业的交易同样分为年初签订的年度长协煤合约和煤炭月度合约。由于一次能源属性特征,为增强煤炭供应的稳定性,要求煤库存量满足20d的发电要求^[31-32]。在碳市场中,发电企业被要求在 $N+1$ 年末提供与其第 N 年实际碳排放量等量的碳配额,可以在全年的任意交易日进行碳配额的买卖。虽然发电企业具有一定的碳监测能力,但直到第 $N+1$ 年的6月前(第三方核查),其第 N 年的实际排放量都是不确定的。

基于发电企业电-碳-煤中长期多市场交易规

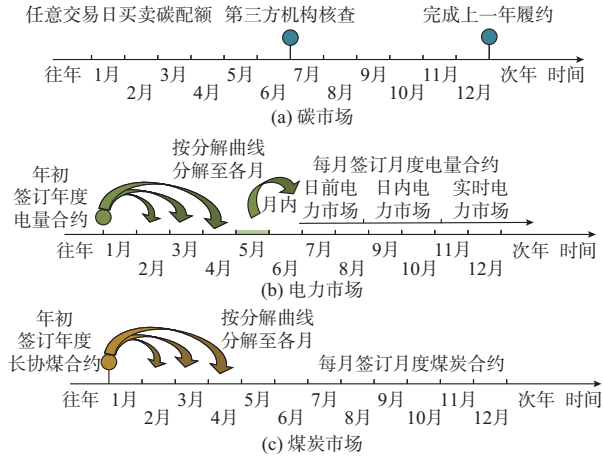


图1 电-碳-煤多市场交易时序耦合示意图

Fig. 1 Schematic diagram of time-sequence coupling for electricity-carbon-coal multi-market trading

则,本文构建了“年初集中优化+年内滚动优化”的发电企业两阶段多市场交易框架,如图2所示。具体决策过程如下:发电企业考虑履约期碳核查和多市场价格的不确定性,在“年初集中优化”阶段,根据年初对电价、煤价的预测,以次年利润最大为目标,决策年度合约电量和年度购煤量。在“年内滚动优化”阶段,发电企业对后续月份的价格预测难度较大,随着时间的推移,价格的波动越来越稳定,根据最新的市场价格信息,以剩余履约期内利润最大为目标,在时间尺度上顺序集中优化剩余月份的月度合约电量、月度煤炭购买量与碳排放配额交易量,利用滚动优化^[33]将本月的决策结果传递至下一月,依次决策下一月的月度合约电量、月度煤炭购买量以及碳排放配额交易量。

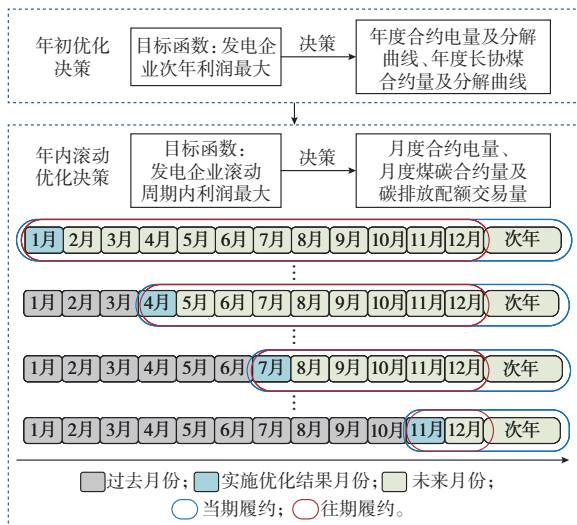


图2 发电企业多市场决策框架

Fig. 2 Framework of multi-market decision of power generation companies

2 电-碳-煤中长期滚动交易决策模型

2.1 目标函数

发电企业的总利润为售电收益减去碳履约成本和购煤成本,年前优化决策目标为发电企业利润 E 最大:

$$\max E = \left(p_y^Q Q_y + \sum_{t=T}^{12} p_{y,t}^Q Q_{y,t} \right) - \left[\sum_{t=T}^{12} p_{y,t}^C (S_{y,t}^{ac} + S_{y,t}^{pc}) + \sum_{t=T}^{12} p_{y+1,t}^C S_{y+1,t}^{ac} \right] - \left(p_y^M M_y + \sum_{t=T}^{12} p_{y,t}^M M_{y,t} \right) \quad (1)$$

式中:下标 y 表示第 y 年; T 为优化月份,当发电企业在年初优化时, $T=1$,当发电企业在年内优化时, $T=t$; p_y^Q 为年度合约电价; Q_y 为年度合约电量; $p_{y,t}^Q$ 为 t 月月度合约电价; $Q_{y,t}$ 为 t 月月度合约电量; $p_{y,t}^C$ 为本年 t 月碳排放配额的价格; $S_{y,t}^{ac}$ 为 t 月往期配额交易量; $S_{y,t}^{pc}$ 为 t 月当期配额交易量; $p_{y+1,t}^C$ 为下一年 t 月碳排放配额的价格; $S_{y+1,t}^{ac}$ 为下一年 t 月往期配额交易量; p_y^M 为年度长协煤价格; M_y 为年度购煤量; $p_{y,t}^M$ 为 t 月月度合同煤价; $M_{y,t}$ 为 t 月月度购煤量。

2.2 电力市场优化决策

1) 月度电量约束

$$Q_y \lambda_{y,t}^Q + Q_{y,t} \leq Q_t^{\max} \quad (2)$$

式中: $\lambda_{y,t}^Q$ 为年度合约电量在 t 月的分解比例; Q_t^{\max} 为月度电量上限。

2) 年度电量约束

$$0 \leq Q_y \leq Q_y^{\max} \quad (3)$$

式中: Q_y^{\max} 为年度电量上限。

2.3 碳市场优化决策

1) 当期碳配额初始需求约束:

$$D_{y,0}^{pc} = (\rho - \rho_b) Q_y \quad (4)$$

式中: $D_{y,0}^{pc}$ 为年初当期碳排放配额需求量; ρ 为实际碳排放强度值; ρ_b 为碳排放强度基准值。

2) 当期碳配额需求迭代约束。

年初优化时:

$$D_{y,t}^{pc} = D_{y,t-1}^{pc} + (\rho - \rho_b) Q_{y,t} - S_{y,t}^{pc} \quad (5)$$

式中: $D_{y,t}^{pc}$ 为 t 月当期碳排放配额需求量。

年内优化时:

$$D_{y,t}^{ac} = \begin{cases} D_{y,t-1}^{ac} - S_{y,t}^{ac} & t \neq 7 \\ D_{y,t-1}^{ac} - S_{y,t-1}^{ac} + (\rho - \rho_b) \cdot \left(Q_{y-1} + \sum_{t=1}^{12} \varepsilon Q_{y-1,t} \right) & t = 7 \end{cases} \quad (6)$$

式中: $D_{y,t}^{ac}$ 为 t 月往期碳排放配额需求量; Q_{y-1} 为上一年年度合约电量; ε 为履约核查的随机变量,发电

企业对自身年底所需的履约量并不明晰,表明自身与第三方独立机构核查的预测误差,体现出发电企业的碳计量水平; $Q_{y-1,t}$ 为上一年度 t 月月度合约电量。

3) 往期碳配额需求与当期碳配额需求约束:

$$D_{y,0}^{ac} = D_{y-1,12}^{pc} \quad (7)$$

式中: $D_{y,0}^{ac}$ 为年初往期碳排放配额需求量; $D_{y-1,12}^{pc}$ 为上一年末当期碳排放配额需求量。

4) 往期碳配额需求迭代约束:

$$D_{y,t}^{ac} = D_{y,t-1}^{ac} - S_{y,t}^{ac} \quad 1 \leq t \leq 12 \quad (8)$$

5) 碳履约约束:

$$D_{y,12}^{ac} = 0 \quad (9)$$

式中: $D_{y,12}^{ac}$ 为12月的往期碳排放配额需求量。

2.4 煤炭市场优化决策

1) 月度煤耗量约束:

$$h_t = b_g(Q_y \lambda_{y,t}^Q + Q_{y,t}) \quad (10)$$

式中: h_t 为 t 月耗煤量; b_g 为标准供电煤耗率。

2) 煤炭库存约束:

$$\begin{cases} I_t^M = I_{t-1}^M + M_{y,t} + M_y \lambda_{y,t}^M - h_t \\ I_{\min}^M \leq I_t^M \leq I_{\max}^M \\ I_0^M = I_{\min}^M \end{cases} \quad (11)$$

式中: I_t^M 为 t 月煤库存量; I_{\min}^M 为每月煤库存量下限; I_{\max}^M 为每月煤库存量上限; I_0^M 为年初煤库存量; $\lambda_{y,t}^M$ 为年度合约煤在 t 月的分解比例。

3) 购煤量约束:

$$\begin{cases} M_{\min} \leq M_{y,t} \leq M_{\max} \\ M_{\min} \leq M_y \lambda_{y,t}^M \leq M_{\max} \end{cases} \quad (12)$$

式中: M_{\min} 为每月购煤量下限; M_{\max} 为每月购煤量上限。

2.5 各市场 CVaR 约束

风险价值(VaR)广泛应用于金融学领域,表示某一投资组合的最大可能损失,CVaR理论是指损失超过VaR的条件均值,反映了超额损失的平均水平。以电力市场为例,由于价格的波动,发电企业在每月签订的月度合约电量不同会带来不同的利润,同时面临着不同的风险。本文将发电企业在各月的交易量转化为投资组合问题,利用CVaR理论表征价格波动对交易决策带来的风险,距离预测时间越远,价格波动越剧烈,不确定性越大,风险越大。定义价格波动率与交易量的积为利润波动率,即利润波动率=(价格-均价)/均价×交易量×100%。

设 $Q^T = \{q_1, q_2, \dots, q_{12}\}$ 为发电企业的一种月度合约电量组合,其中, q_t 为发电企业在 t 月的月度合约电量占本年度的月度合约电量总和的比例,且

$\sum_{t=1}^{12} q_t = 1$ 。设 $P^T = \{p_1, p_2, \dots, p_{12}\}$ 为发电企业的月度合约电量组合利润波动率集合,则发电企业的利润函数为:

$$f(q, p) = q_1 p_1 + q_2 p_2 + \dots + q_{12} p_{12} \quad (13)$$

计算CVaR如下:

$$F_{\beta}(q, \alpha) = \alpha + \frac{1}{1-\beta} \int_{\rho} [f(q, p) - \alpha]^+ P(p) dp \quad (14)$$

式中: $P(p)$ 为随机变量 p 的联合概率密度函数; α 为优化变量; β 为置信水平; $[f(q, p) - \alpha]^+$ 表示 $\max\{0, f(q, p) - \alpha\}$ 。

由于式(14)中的发电企业利润波动率概率密度函数的解析表达式难以得出,故利用蒙特卡洛模拟得出结果,则 $F_{\beta}(q, \alpha)$ 的估计值为:

$$\tilde{F}_{\beta}(q, \alpha) = \alpha + \frac{1}{10(1-\beta)} \sum_{k=1}^{10} [f(q, p^k) - \alpha]^+ \quad (15)$$

式中: k 表示蒙特卡洛采样的第 k 个样本。

发电企业在电力市场、碳市场以及煤炭市场中的CVaR约束如下。

1) 电力市场 CVaR 约束:

$$\alpha_e + \frac{1}{10(1-\beta)} \sum_{p=1}^{10} [f(q^e, p^e) - \alpha_e]^+ \leq r_{\max}^e \quad (16)$$

式中: α_e 为电力市场优化变量; $f(q^e, p^e)$ 为发电企业在电力市场中的利润函数; r_{\max}^e 为电力市场风险上限。

2) 碳市场 CVaR 约束:

$$\alpha_{pc} + \frac{1}{10(1-\beta)} \sum_{p=1}^{10} [f(q^{pc}, p^{pc}) - \alpha_{pc}]^+ \leq r_{\max}^{pc} \quad (17)$$

$$\alpha_{ac} + \frac{1}{10(1-\beta)} \sum_{p=1}^{10} [f(q^{ac}, p^{ac}) - \alpha_{ac}]^+ \leq r_{\max}^{ac} \quad (18)$$

式中: α_{pc} 为碳市场当期的优化变量; $f(q^{pc}, p^{pc})$ 为发电企业在碳市场中当期配额的利润函数; r_{\max}^{pc} 为碳市场当期的风险上限; α_{ac} 为碳市场往期的优化变量; $f(q^{ac}, p^{ac})$ 为发电企业在碳市场中往期配额的利润函数; r_{\max}^{ac} 为碳市场往期的风险上限。

3) 煤炭市场 CVaR 约束:

$$\alpha_m + \frac{1}{10(1-\beta)} \sum_{p=1}^{10} [f(q^m, p^m) - \alpha_m]^+ \leq r_{\max}^m \quad (19)$$

式中: α_m 为煤炭市场的优化变量; $f(q^m, p^m)$ 为发电企业在煤炭市场中的利润函数; r_{\max}^m 为煤炭市场风险上限。

3 模型的求解

在各市场 CVaR 约束中,由于 $[f(q, p) - \alpha]^+$ 为非线性,故设辅助变量 $u_k (k = 1, 2, \dots, 10)$,令 $u_k = [f(q, p) - \alpha]^+$,即 $u_k \geq 0$ 且 $u_k \geq f(q, p) - \alpha$ 。因此,电力市场、碳市场和煤炭市场中的 CVaR 约束转化为如下线性约束:

$$\begin{cases} \alpha^* + \frac{1}{10(1-\beta)} \sum_{p=1}^{10} u'_k \leq r'_{\max} \\ u'_k \geq 0; u'_k \geq f(q', p') - \alpha^* \end{cases} \quad (20)$$

式中: α^* 为电力市场、碳市场和煤炭市场的优化变量; u'_k 为辅助变量; r'_{\max} 为电力市场、碳市场和煤炭市场的风险上限; $f(q', p')$ 为电力市场、碳市场和煤炭

市场的利润函数。

根据图 3 所示求解流程,对发电企业电-碳-煤中长期滚动交易决策模型进行求解。求解流程分为年初优化和年内滚动优化两个阶段。首先,创建年初优化模型,在年初输入往期碳配额需求量和各市场交易规则参数,根据年初价格预测计算电-碳-煤市场的 CVaR 值并改进处理。然后,在满足碳市场履约、煤库存和发电要求的前提下,执行全年发电企业电-碳-煤市场总利润最大化。最后,优化发电企业在各市场的年度和月度交易量,将优化结果中的年度合约电量及其各月分解比例、年度合约购煤量及其各月分解比例输出至下一阶段。

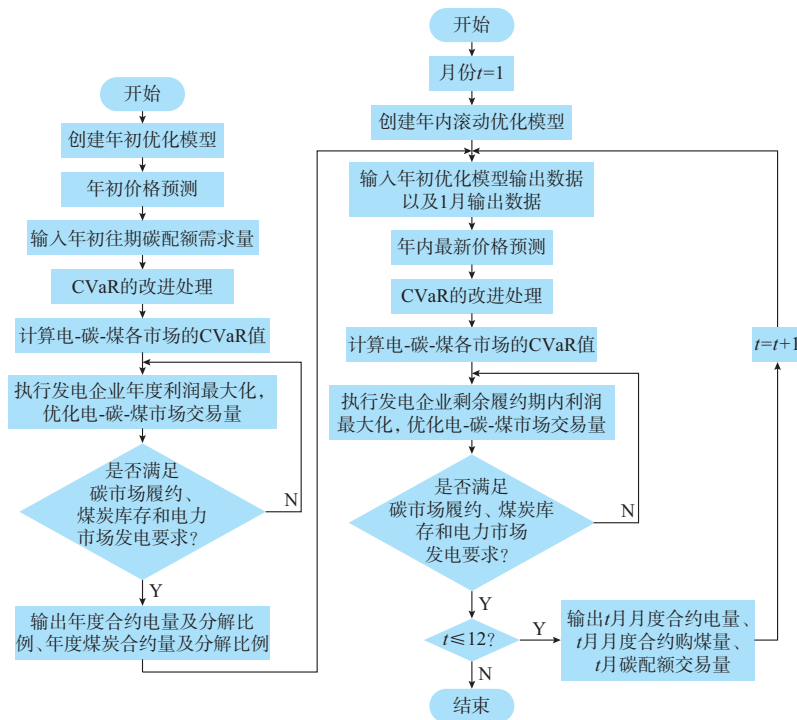


图 3 求解流程图

Fig. 3 Flow chart of solution

在年内滚动优化这一阶段中,在首月输入年初优化输出的结果和各市场交易规则参数,根据年内最新的价格预测计算电-碳-煤市场的 CVaR 值并改进处理。在满足碳市场履约、煤库存和发电要求的前提下,从本月至碳履约期结束期间执行发电企业电-碳-煤市场总利润最大化,优化发电企业在各市场的月度交易量,将结果中的本月月度交易量输出至下一月作为输入。依次滚动至 12 月,输出每月的合约电量、合约购煤量以及碳配额交易量。

4 算例分析

4.1 基础数据

本文以某装机容量为 2×1000 MW 的燃煤发电企业为研究对象进行算例分析。发电企业预测电价参考中国某省电价,煤炭价格参考中电联发布的电煤价格,碳配额价格参考全国碳排放权交易市场价格,具体如附录 A 图 A1 所示。根据历史数据确定价格走势,由此生成 10 个价格场景,距离预测时间越远,价格波动越大,每月采用当前最新的预测价

格进行决策。年度合约电价为280元/(MW·h),年度长协煤价为420元/t。

考虑发电企业机组检修和参与现货市场,年度合约交易的电量上限为4 TWh,根据优化分解比例分解至每月,企业每月购煤量范围为1万~12万t,煤炭库存范围为9.44万~94.4万t,供电标准煤耗率为0.295 t/(MW·h)。模型由Gurobi优化器求解。

4.2 基础场景优化结果分析

取置信水平 β 为0.95,生成10个价格场景,核查时碳履约缺额为总履约量的10%,根据火电机组碳排放强度与基准值的差值,可以将发电企业分为碳排放配额买方和卖方两个场景。应用本文提出的电-碳-煤中长期滚动交易决策模型对发电企业本年度的发电、购煤、碳交易进行优化,计算结果如图4和图5所示。各场景下发电企业作为碳市场买方的收益如附录B表B1所示;各场景下发电企业作为碳市场卖方的收益如附录B表B2所示。

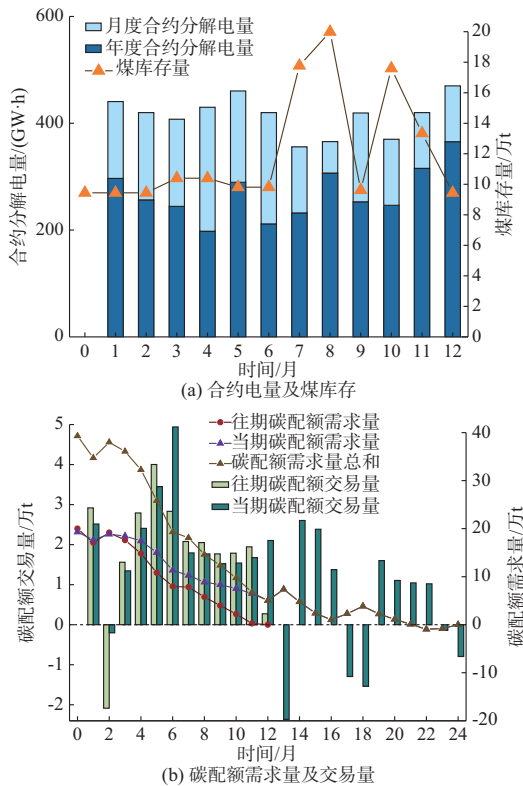


图4 基础场景下发电企业作为碳市场买方的优化结果
Fig. 4 Optimization results of power generation companies as buyer in carbon market in basic scenarios

为实现减排目标,发电企业上一年的碳配额交易(即往期交易)需要在本年年底前完成。同样地,本年度的碳配额交易(即当期交易)需要在下一年年底前完成。发电企业每月距离完成履约目标所需要的碳配额为需求量。当需求量为正时,发电企业尚

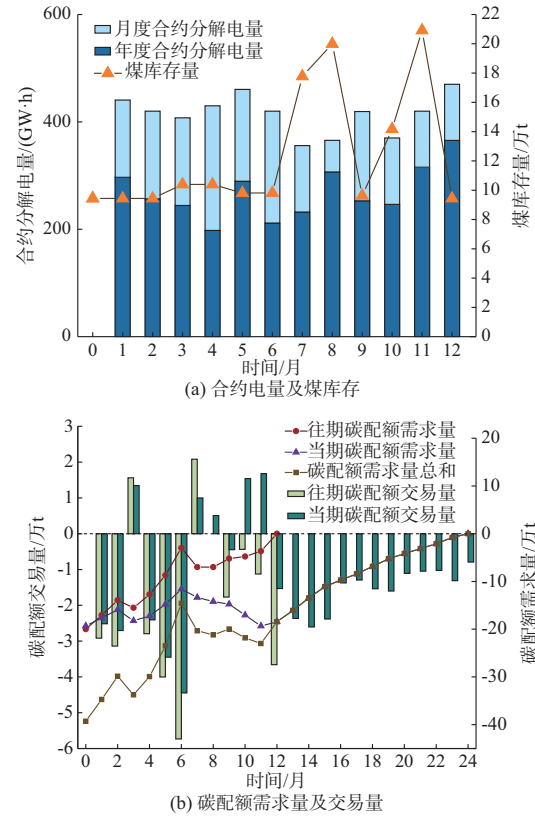


图5 基础场景下发电企业作为碳市场卖方的优化结果
Fig. 5 Optimization results of power generation companies as seller in carbon market in basic scenarios

未完成履约,当需求量为负时,发电企业持有多余碳配额。如图4所示往期碳配额需求量在本年度12月底为0,当期碳配额需求量在下一年12月底为0。

1) 发电企业作为碳市场买方

在电力市场中,因月度合约价格均值高于年度合约价格,发电企业分解到年度合约电量的占比大于月度合约电量,年度合约电量收益为91 079万元;随着价格波动性的增加,企业会逐步减少月度合约电量来降低风险,月度合约电量收益为80 310万元。在煤炭市场中,发电企业在保证煤库存要求的前提下,优化每月购煤量,并根据最新预测价格进行策略性购煤,在煤价较低时采取“集中购煤”的策略(如图4中的8月),在煤价较高时采取“购煤量与耗煤量持平、维持煤炭库存稳定”的策略(如1~6月)。在碳市场中,减排发电企业会选择跨期存储碳配额,即碳配额价格较低时买入、碳配额价格较高时卖出,此场景下发电企业主要购买碳配额,在临近核查时碳配额交易量增加。

2) 发电企业作为碳市场卖方

在电力市场中,发电企业签订年度合约电量达到上限,年度合约电量收益为91 079万元,月度合约

电量收益为80 310万元。在煤炭市场中,购煤成本为62 399万元。在碳市场中,企业作为碳配额卖方时始终持有富余的碳配额量,此时,发电企业仍会策略性选择跨期存储碳配额和煤以应对价格波动的风险,但主要进行碳配额的售出,收益为10 288万元。在碳履约核查前,往期碳配额和当期碳配额需求量变化趋势大致相同;而在碳履约核查后的当月,发电企业选择购入当期碳配额以寻求更大利益,在下一年中,当期碳配额均为售出。

4.3 核查不确定性分析

为完成碳排放履约,减排发电企业在6月接受第三方独立机构核查,往期碳配额需求量得以明确,而在此之前,发电企业对自身年底需履约量并不明晰,这一不确定性将会对往期碳配额的需求量直接产生影响,进而影响发电企业在碳市场中的往期碳配额交易量。分别取核查时碳配额缺额为履约总量的-20%、-10%、0、10%、20%进行分析,结果如图6所示。

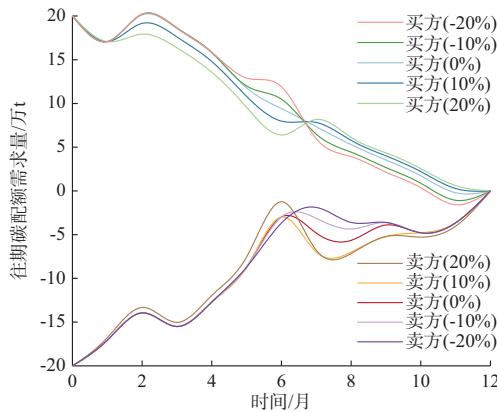


图6 核查不确定性场景下往期碳配额需求量对比
Fig. 6 Comparison of past carbon quota demand in scenarios of uncertainty verification

1)发电企业作为碳市场买方

5种场景下往期碳配额需求量的变化趋势大致相同,在核查前后会发生明显变化。核查碳配额缺额越大,核查前往期碳配额需求量越小,核查后往期碳配额需求量越大,反之亦然。碳配额缺额越大的场景,企业所需碳市场的履约成本越大,电-碳-煤市场的总利润越小。在买方(-20%),即发电企业作为碳市场买方且核查时碳配额缺额为履约总量的-20%的场景下,企业的总利润为99 613万元,在买方(20%)场景下,企业的总利润为101 117万元。这表明当发电企业为碳买方时,核查前可以持有更多的富余碳配额来增加总利润。

2)发电企业作为碳市场卖方

发电企业作为碳市场卖方时的5种场景的往期碳配额需求量大致相同,这表明碳配额缺额正负偏差对于碳卖方在核查前的影响较小。核查后碳配额缺额越大的场景,往期碳配额需求量越大,发电企业在碳市场中的利润越大,电-碳-煤市场总的利润越大。在卖方(-20%)场景下,发电企业的总利润为119 668万元,在卖方(20%)场景下,发电企业的总利润为118 332万元。此时的发电企业可以在核查前售卖更多的碳配额,以增加发电企业的利润。

4.4 价格随机性分析

相比于基础场景的10个价格场景,取1个、4个、7个价格场景进行价格随机性的分析,各场景下的结果如图7所示。

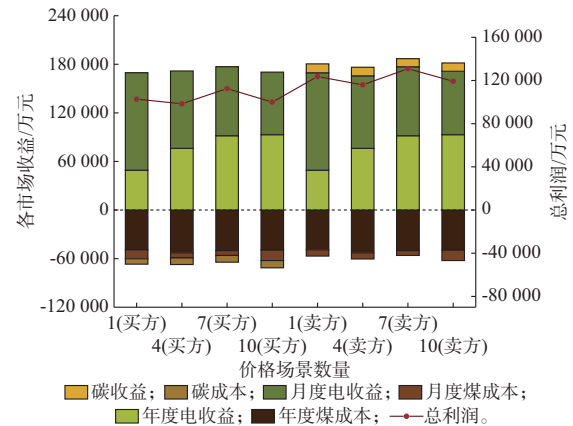


图7 价格随机性场景下发电企业在各市场的收益
Fig. 7 Benefits of power generation companies in each market in scenarios of price randomness

1)发电企业作为碳市场买方

随着价格场景数量的增加,在电力市场中,年度合约电量收益增加,月度合约电量收益减少,发电企业倾向于在价格场景数较多(即价格相对稳定)时增加年度合约电量,同时减少月度合约电量;在煤炭市场中,10个价格场景下的月度合约煤量远大于其他场景,煤炭库存量波动更小;在碳市场中,价格场景数量越多,碳配额交易量越稳定,碳履约成本越高。

2)发电企业作为碳市场卖方

与买方一致,发电企业作为碳市场卖方时,随着价格场景数量的增加,发电企业倾向于增加年度合约电量,同时减少月度合约电量;在碳市场中,价格场景数量越多,碳市场收益越少。价格随机性场景下各市场的交易情况如附录C图C1至图C6所示。

4.5 风险承受能力分析

发电企业可以接受的最大CVaR利润波动 r_{max}

表征其对风险的承受能力。为分析企业不同风险厌恶程度下企业的策略,取置信水平为0.95,计算在风险承受能力增加、降低与参考场景下,发电企业在各市场的收益,如图8所示。

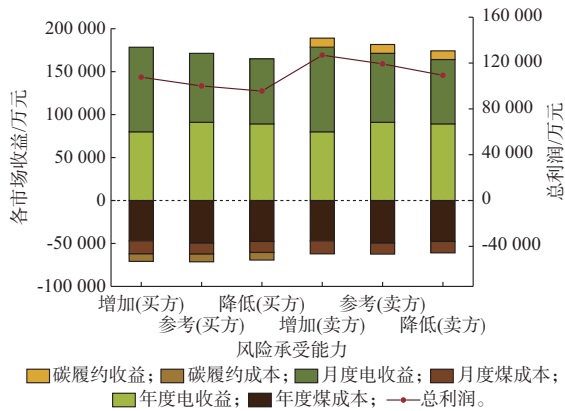


图8 不同风险态度下发电企业在各市场的收益
Fig. 8 Benefits of power generation companies in each market under different risk attitudes

1) 发电企业作为碳市场买方

发电企业作为碳市场买方时,增加风险承受能力获得的总利润最大为107 633万元,提升了7.6%;风险承受能力降低时,获得的总利润为95 579万元,降低了4.4%,由于月度电价具有不确定性,随着发电企业增加自身抵御风险能力,月度合约电量增加,相应年度合约电量减少,发电企业可以获得更大的利润。

2) 发电企业作为碳市场卖方

发电企业作为碳市场卖方时,增加风险承受能力获得的总利润最大为126 921万元,提升了6.4%;降低风险承受能力获得的总利润为116 272万元,降低了2.5%。由于发电企业在煤价较低的月份集中购煤,因而随着风险承受能力变化,发电企业的煤交易量变化较小。

4.6 购煤策略分析

设置均量购煤场景,即发电企业在煤炭市场每月等量购买煤炭,如图9所示。在1~6月煤价较高时采取“购煤量与耗煤量持平、维持煤炭库存稳定”的策略;在7月、10月煤价较低时,采取“集中购煤”的策略,跨期存储煤炭以应对煤炭市场价格波动。从表1可以看出,策略性购煤可有效降低发电企业在煤炭市场的成本。

5 结语

针对中长期多市场环境发电企业经营决策的

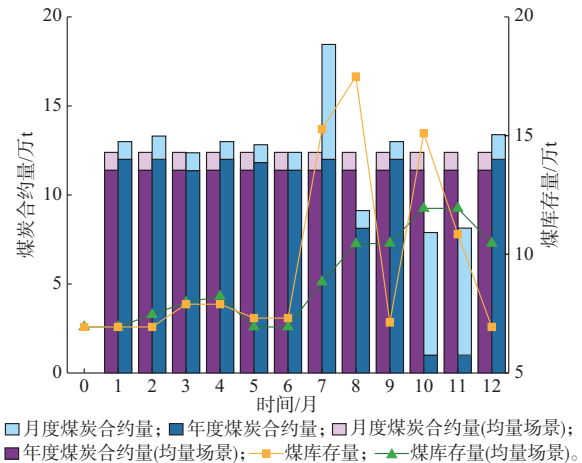


图9 不同策略下发电企业煤炭合约量及煤库存
Fig. 9 Coal contract quantity and coal inventory of power generation companies with different strategies

表1 不同策略下发电企业在煤炭市场的成本
Table 1 Cost of power generation companies in coal market with different strategies

策略	年度煤炭成本/万元	月度煤炭成本/万元	煤炭市场总成本/万元
策略购煤	49 578	12 818	62 396
均量购煤	67 828	5 967	73 795

变化,本文建立了电-碳-煤中长期滚动交易决策模型,以发电企业利润最大为目标,根据多市场价格预测,在年初决策发电企业的年度合约电量和合约购煤量;在月内决策月度合约电量、月度合约购煤量以及各月碳配额交易量。可以得到以下结论:

1)在煤炭市场中,发电企业在保证煤库存的前提下,在煤价较低时采取“集中购煤”的策略,在煤价较高时采取“购煤量与耗煤量持平、维持煤炭库存稳定”的策略,有效降低企业在煤炭市场的成本。

2)市场价格越稳定的场景,发电企业面临的交易风险越小,企业更倾向于增加年度合约量,同时减少月度合约量,结果更符合实际生产需求。

3)碳核查不确定性影响发电企业在核查前的买卖动作,即发电企业作为碳买方时,在核查前偏好购买更多的碳配额;作为碳卖方时,倾向在核查前售卖更多的碳配额以降低风险。

4)所提模型可以控制发电企业决策的风险承受能力,企业对待风险的承受能力不同,各市场的交易行为和收益也会不同,无论发电企业作为碳市场买方还是卖方,都会选择跨期存储碳配额和煤炭,增加自身的风险承受能力以获得更大的利润。

放眼于全球碳市场的发展,中国未来的交易品种不仅限于碳配额现货,还可以将碳期权等衍生品

纳入发电企业多市场交易策略的考虑中。

附录见本刊网络版 (<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>), 扫英文摘要后二维码可以阅读网络全文。

参 考 文 献

- [1] 习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上的讲话[EB/OL]. [2023-09-22]. <http://www.mofcom.gov.cn/article/i/jyjl/m/202009/20200903003397.shtml>.
Speech by Xi Jinping at the general debate of the seventy-fifth session of the United Nations General Assembly [EB/OL]. [2023-09-22]. <http://www.mofcom.gov.cn/article/i/jyjl/m/202009/20200903003397.shtml>.
- [2] 白皮书: 中国建成全球规模最大的碳市场[EB/OL]. [2023-09-22]. https://www.gov.cn/xinwen/2021-10/27/content_5646800.htm.
White paper: China builds world's largest carbon market [EB/OL]. [2023-09-22]. https://www.gov.cn/xinwen/2021-10/27/content_5646800.htm.
- [3] XUE Y S, YU X H. Beyond smart grid-cyber-physical-social system in energy future [J]. *Proceedings of the IEEE*, 2017, 105(12): 2290-2292.
- [4] 王旭东, 高赐威. 中长期市场下发电企业发电与购煤安排两阶段决策模型[J]. *电网技术*, 2021, 45(10): 3992-3999.
WANG Xudong, GAO Ciwei. Two-stage decision-making model of power generation and coal purchase arrangement for power generation companies in medium- and long-term market [J]. *Power System Technology*, 2021, 45(10): 3992-3999.
- [5] 秦婷, 刘怀东, 王锦桥, 等. 基于碳交易的电-热-气综合能源系统低碳经济调度[J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(14): 8-13.
QIN Ting, LIU Huaidong, WANG Jinqiao, et al. Carbon trading based low-carbon economic dispatch for integrated electricity-heat-gas energy system [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(14): 8-13.
- [6] FANG Y J, CHEN L J, HUANG S W, et al. The Stackelberg game bidding strategy of CHP units in district integrated heat and power grid [C]// 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), August 5-10, 2018, Portland, USA.
- [7] JIANG K, LIU N, YAN X H, et al. Modeling strategic behaviors for GenCo with joint consideration on electricity and carbon markets [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2023, 38(5): 4724-4738.
- [8] COELHO A, IRIA J, SOARES F. Network-secure bidding optimization of aggregators of multi-energy systems in electricity, gas, and carbon markets [J]. *Applied Energy*, 2021, 301: 117460.
- [9] 赵麟, 李亚鹏, 靳晓雨, 等. 考虑CCER机制的碳-电耦合市场水火电协同竞价模型[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(21): 12-24.
ZHAO Lin, LI Yapeng, JIN Xiaoyu, et al. Coordinated bidding model of hydro-thermal power in carbon-electricity coupled market considering Chinese certified emission reduction mechanism [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(21): 12-24.
- [10] MATHURIA P, BHAKAR R. GenCo's integrated trading decision making to manage multimarket uncertainties [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2015, 30(3): 1465-1474.
- [11] 德格吉日夫, 谭忠富, 李梦露, 等. 考虑不确定性的风储电站参与电力现货市场竞价策略[J]. *电网技术*, 2019, 43(8): 2799-2807.
DE Gejirifu, TAN Zhongfu, LI Menglu, et al. Bidding strategy of wind-storage power plant participation in electricity spot market considering uncertainty [J]. *Power System Technology*, 2019, 43(8): 2799-2807.
- [12] MORSTYN T, TEYTELBOYM A, HEPBURN C, et al. Integrating P2P energy trading with probabilistic distribution locational marginal pricing [J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2020, 11(4): 3095-3106.
- [13] AL-AWAMI A T, AMLEH N A, MUQBEL A M. Optimal demand response bidding and pricing mechanism with fuzzy optimization: application for a virtual power plant [J]. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2017, 53(5): 5051-5061.
- [14] AGHAEI J, BARANI M, SHAFIE-KHAH M, et al. Risk-constrained offering strategy for aggregated hybrid power plant including wind power producer and demand response provider [C]// 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), July 17-21, 2016, Boston, USA.
- [15] 贾政豪, 朱荃, 刘芳, 等. 电煤价格波动特性对火力发电行业影响研究——基于多重分形消除趋势分析法的实证研究[J]. *价格理论与实践*, 2017(4): 147-150.
JIA Zhenghao, ZHU Jiang, LIU Fang, et al. Effect of coal price factual features on thermal power industry development: a case study based on MF-DFA method [J]. *Price: Theory & Practice*, 2017(4): 147-150.
- [16] 廖志伟, 郑广昱, 谢汛恺, 等. 基于上下游市场联动的燃煤电厂两阶段决策模型[J]. *中国电机工程学报*, 2024, 44(8): 3036-3045.
LIAO Zhiwei, ZHENG Guangyu, XIE Xunkai, et al. A two-stage decision model for coal-fired power plants based on upstream and downstream market linkages [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(8): 3036-3045.
- [17] 薛世伟, 贾清泉, 张珂欣, 等. 用电数据驱动的低压配电网负荷随机建模及不平衡评估[J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(8): 143-153.
XUE Shiwei, JIA Qingquan, ZHANG Kexin, et al. Electricity-consumption-data-driven stochastic modeling and unbalance assessment of load in low-voltage distribution network [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(8): 143-153.
- [18] 许彦平, 黄越辉, 李湃, 等. 计及优先级及电力平衡的新能源中长期交易电量分解方法[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(17): 117-125.
XU Yanping, HUANG Yuehui, LI Pai, et al. Decomposition method for medium- and long-term trading electricity of renewable energy considering priority and power balance [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(17): 117-125.

- [19] 胡俊杰,童宇轩,刘雪涛,等.计及精细化氢能利用的综合能源系统多时间尺度鲁棒优化策略[J].电工技术学报,2024,39(5):1419-1435.
HU Junjie, TONG Yuxuan, LIU Xuetao, et al. Multi-time-scale robust optimization strategy for integrated energy system considering the refinement of hydrogen energy use [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(5): 1419-1435.
- [20] 刘皓明,韩蜜蜜,侯云鹤,等.供电公司多能量市场最优购电组合的加权CVaR模型[J].电网技术,2010,34(9):133-138.
LIU Haoming, HAN Mimi, HOU Yunhe, et al. A mean-weighted CVaR model for distribution company's optimal portfolio in multi-energy markets [J]. Power System Technology, 2010, 34(9): 133-138.
- [21] ROCKAFELLAR R T, URYASEV S. Conditional value-at-risk for general loss distributions [J]. Journal of Banking & Finance, 2002, 26(7): 1443-1471.
- [22] 王壬,尚金成,冯畅,等.基于CVaR风险计量指标的发电商投标组合策略及模型[J].电力系统自动化,2005,29(14):5-9.
WANG Ren, SHANG Jincheng, FENG Yang, et al. Combined bidding strategy and model for power suppliers based on CVaR risk measurement techniques [J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(14): 5-9.
- [23] 张兴平,陈玲,武润莲.加权CVaR下的发电商多时段投标组合模型[J].中国电机工程学报,2008,28(16):79-83.
ZHANG Xingping, CHEN Ling, WU Runlian. Analysis of multi-period combined bidding of power suppliers based on weighted CVaR [J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(16): 79-83.
- [24] 张钧钊,姜欣,段世杰,等.虚拟电厂参与电-碳联合市场运行的竞价策略研究[J].电力系统保护与控制,2023,51(11):108-118.
ZHANG Junzhao, JIANG Xin, DUAN Shijie, et al. Bidding strategy for a virtual power plant to participate in the power-carbon joint market [J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(11): 108-118.
- [25] 卢治霖,刘明波,尚楠,等.考虑碳排放权交易市场影响的日前电力市场两阶段出清模型[J].电力系统自动化,2022,46(10):159-170.
LU Zhilin, LIU Mingbo, SHANG Nan, et al. Two-stage clearing model for day-ahead electricity market considering impact of carbon emissions trading market [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(10): 159-170.
- [26] 陈健鹏.借鉴国际经验,建立中国碳排放第三方认证核查体系[J].发展研究,2012(10):9-13.
CHEN Jianpeng. Draw lessons from international experience and establish a third-party certification and verification system for carbon emissions in China [J]. Development Research, 2012(10): 9-13.
- [27] 赵岩,张致,周保中,等.“双碳”背景下考虑多市场的煤电交易策略研究[J].价格理论与实践,2022(8):21-26.
ZHAO Yan, ZHANG Min, ZHOU Baozhong, et al. Research on coal power trading strategy considering multiple markets in the context of “double-carbon” [J]. Price: Theory & Practice, 2022(8): 21-26.
- [28] 蒋超,薛禹胜,黄杰,等.碳市场风险的分析与控制:(二)沙盘推演[J].电力系统自动化,2018,42(14):1-7.
JIANG Chao, XUE Yusheng, HUANG Jie, et al. Carbon market risk analysis and control: Part II sand-table simulation [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(14): 1-7.
- [29] 张同功,赵得志.我国煤炭价格波动影响因素实证研究[J].中国能源,2018,40(3):16-21.
ZHANG Tonggong, ZHAO Dezhi. Study on the influencing factors of coal price fluctuation in China [J]. Energy of China, 2018, 40(3): 16-21.
- [30] 国家发展改革委,国家能源局.关于做好2023年电力中长期合同签订履约工作的通知[EB/OL].[2023-09-22].https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-12/23/content_5733220.htm.
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Notice on the signing and performance of long-term contracts for electricity in 2023 [EB/OL]. [2023-09-22]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-12/23/content_5733220.htm.
- [31] 窦迅,李扬,王蓓蓓,等.电力供应链的电煤库存研究[J].电网技术,2012,36(12):242-249.
DOU Xun, LI Yang, WANG Beibei, et al. Research on coal inventory for power generation in electricity supply chain [J]. Power System Technology, 2012, 36(12): 242-249.
- [32] 国家能源局,国家发展改革委.建立煤炭最低和最高库存制度[EB/OL].[2022-12-11].http://www.nea.gov.cn/2017-12/11/c_136816824.htm.
National Energy Administration, National Development and Reform Commission. Establish minimum and maximum coal inventory systems [EB/OL]. [2022-12-11]. http://www.nea.gov.cn/2017-12/11/c_136816824.htm.
- [33] 王成山,吕超贤,李鹏,等.园区型综合能源系统多时间尺度模型预测优化调度[J].中国电机工程学报,2019,39(23):6791-6803.
WANG Chengshan, LYU Chaoxian, LI Peng, et al. Multiple time-scale optimal scheduling of community integrated energy system based on model predictive control [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(23): 6791-6803.

欧阳诗琪(1999—),女,硕士研究生,主要研究方向:电力市场、碳市场。E-mail:oysq4747@163.com

蒋凯(1996—),男,博士研究生,主要研究方向:智能电网运行与规划、碳市场、电力市场。E-mail:jiangkai_ncepu@163.com

薛禹胜(1941—),男,通信作者,中国工程院院士,博士生导师,主要研究方向:电力系统自动化。E-mail:xueyusheng@sgepri.sgcc.com.cn

(编辑 王梦岩)

Trading Strategy for Power Generation Companies Considering Multi-market Price and Carbon Verification Uncertainties

OUYANG Shiqi¹, JIANG Kai¹, XUE Yusheng², HUANG Jie², LIU Nian¹

(1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources
(North China Electric Power University), Beijing 102206, China;

2. State Grid Electric Power Research Institute (NARI Group Corporation), Nanjing 211106, China)

Abstract: With the proposal of China's "carbon emission peak and carbon neutrality" strategy, power generation companies not only need to participate in the electricity energy and coal market trading, but also need to participate in the carbon market trading according to the actual carbon emission level. However, due to the characteristics of different trading rules, asynchronous trading timing and multiple trading random elements among electricity-carbon-coal multi-markets, the traditional trading strategies of power generation companies facing a single market are difficult to apply, and a multi-market collaborative trading strategy that takes into account multiple randomness is urgently needed. Considering the uncertainties of multi-market price risks and carbon market verification, the paper proposes a medium- and long-term rolling trading decision model of electricity-carbon-coal for power generation companies. First, the model determines the annual contract electricity volume and coal purchase volume based on pre-forecasted prices for the upcoming year. Then, according to the latest monthly price forecast, the monthly contract electricity volume, monthly coal purchase volume, and carbon quota trading volume in the remaining months of the year are optimized on a rolling basis. Finally, the coal fired power generation companies as the research object for case analysis, are divided into two basic scenarios of carbon buyer and carbon seller for comparative study. The results show that the proposed model can provide strategic guidance for power generation companies to trade in the electricity-carbon-coal multi-market. In the scenario of power generation companies as carbon buyers and carbon sellers, the total profits of enterprises can be increased by about 7.6% and 6.4%, respectively.

This work is supported by NARI Group Corporation (No. GF-GFWD-210338).

Key words: electricity-carbon-coal multi-market; carbon market; carbon compliance; rolling trading; power generation company; trading strategy

