

电力市场

考虑电价碳价不确定性的燃煤发电基准电价优化模型

项中明¹, 唐家俊², 徐立中¹, 甘雯³, 孙龙祥³, 杨莉²

(1. 国网浙江省电力有限公司, 杭州 310007;

2. 浙江大学 电气工程学院, 杭州 310027;

3. 国网浙江省电力有限公司湖州供电公司, 浙江 湖州 313000)

摘要: 碳排放权交易市场(以下简称“碳市场”)的推行将增加燃煤发电企业的碳排放成本, 而现有燃煤发电基准电价难以覆盖逐年增加的燃煤发电成本。在此背景下, 提出考虑电价、碳排放权价格(以下简称“碳价”)不确定性的燃煤发电基准电价双层优化模型。上层以电网公司为主体, 构建基于 CVaR(条件风险价值)的燃煤发电基准电价多目标优化模型; 下层以燃煤发电企业为主体, 构建考虑碳价的燃煤发电企业电力市场申报模型。采用分层序列法将多目标双层优化模型转化为单目标双层优化模型进行求解。算例分析结果表明, 碳价上涨及其波动性加剧都会导致燃煤发电企业发电意愿下降, 需相应地提升基准电价, 而基准电价的最优值与碳价近似成线性关系。

关键词: 碳排放权价格; 燃煤发电企业; 基准电价; 多目标优化; 双层优化

DOI: 10.19585/j.zjdl.202305007

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



An optimization model of benchmark electricity price for coal fired power generation considering the uncertainty of carbon price and electricity price

XIANG Zhongming¹, TANG Jiajun², XU Lizhong¹, GAN Wen³, SUN Longxiang³, YANG Li²

(1. State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 310007, China;

2. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China;

3. State Grid Huzhou Power Supply Company, Huzhou, Zhejiang 313000, China)

Abstract: With the promotion of carbon emissions trading market (hereinafter referred to as “carbon market”) agents, the carbon emission cost of coal-fired generation enterprises will continue to rise. Therefore, the existing benchmark electricity price for coal-fired power generation can hardly cover the cost of coal-fired power generation that increases year by year. In this context, a two-layer optimization model for the benchmark electricity price for coal-fired power generation that takes into account the uncertainty of electricity price and carbon emission trading price (hereinafter referred to as “carbon price”). A multi-objective optimization model based on CVaR (conditional value-at-risk) for the benchmark electricity price of coal-fired power generation is constructed in the upper layer with the power grid company as the main body. In the lower layer, with power generation enterprises as the main body, an electricity market declaration model for coal-fired generation enterprises considering carbon price is established. The multi-objective two-layer optimization model is solved by transforming it into a single-objective two-layer optimization one using the hierarchical sequence method. The example analysis shows that the carbon price rise and its increased volatility will derail coal-fired power generation enterprises’ initiative to generate electricity. The benchmark electricity price needs to be raised accordingly, while the optimal value of the benchmark electricity price is approximately linearly related to the carbon price.

Keywords: carbon emissions price; coal-fired power generation enterprise; benchmark electricity price; multi-objective optimization; two-layer optimization

0 引言

中国电力行业的碳排放量占总排放量的40%，电力行业的能源低碳化转型是助力实现“碳达峰、碳中和”目标的关键^[1]。而燃煤发电企业在电力行业中的碳排放量最大。

2021年，中国启动碳排放权交易市场(以下简称“碳市场”)，以期降低碳排放量。现阶段碳市场采用“控制总量，自由交易”的市场规则，年初为燃煤企业分配一定数量的免费碳配额，期间企业可以在碳市场上自由购买或出售碳排放权，最后在年底针对企业的实际碳排放量进行核算^[2]。

然而，碳排放权交易(以下简称“碳交易”)不可避免地增加了燃煤发电企业的发电成本从而影响发电企业个体的市场行为。目前国内外已有大量关于碳排放权对电力市场发电主体行为影响的相关研究，例如文献[3]构建了碳市场背景下的电力市场双层均衡模型，分析了碳市场对发电企业竞价策略和市场均衡状态的影响；文献[4]采用发电机组经济性影响模型，定量分析了碳市场影响下的发电机组发电成本与市场竞争力；文献[5]从碳排放权价格(以下简称“碳价”)波动性的角度研究了碳市场价格风险对于燃煤发电企业经济性的影响；文献[6]构建了计及碳交易成本的发电企业阶梯型交易模型，从而将碳成本引入电力系统的低碳经济调度中。由于碳排放权具有可交易性，燃煤发电企业使用碳排放权会增加其边际发电成本(即便是年初分配的免费配额，发电企业也会将其作为机会成本计入总成本中)，当碳排放成本较高时，燃煤发电企业的发电意愿也将受到影响，因此提出合理的碳电市场联动机制是保障电力系统安全稳定运行的关键。

碳电市场联动机制方面，现阶段部分学者也进行了一定的研究。例如文献[7]提出了发电权与碳排放权组合交易机制，实现了发电权和碳排放权的协同优化；文献[8]针对清洁能源和火电竞争力的问题，提出基于用电侧排放因子的碳电市场联动机制，提升了低碳电力的市场竞争力；文献[9]提出一种满足个体和整体合理性，考虑单位发电量碳排放差异的分布式源荷交易策略；文献[10]提出一种考虑碳市场影响的日前电力市场两

阶段出清模型，同时分析碳市场运作将抬高日前电力市场的出清价格。上述文献多从交易机制的角度出发，创新性地提出碳市场和电力市场的协同运行机制。然而，我国电力市场机制尚未成熟，提出考虑碳市场影响的交易机制往往难以落地^[11]。

现阶段中国以“基准电价+浮动区间”的形式确定燃煤发电企业的市场电价^[12]。随着免费碳配额数量的逐年下降，发电企业的碳排放成本将不断上升，原本的基准电价将不足以覆盖发电企业的全部发电成本，因此，亟需考虑碳市场的影响对燃煤发电的基准电价进行优化^[13-15]。

在此背景下，本文针对碳市场对燃煤企业发电成本的影响问题，构建了考虑电价、碳价不确定性的基准电价双层优化模型。上层构建了基于CVaR(条件风险价值)的燃煤发电基准电价优化模型，下层构建了考虑碳交易成本的燃煤发电企业电力市场申报模型，并采用分层序列法求解本文构建的多目标双层模型。

1 双层优化模型

1.1 上层模型

2022年2月，国家发改委印发《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》，规定燃煤发电执行“基准价+上下浮动不超过20%”的市场化电价机制，以保证燃煤发电企业在一定范围内合理传导燃料成本^[12]。

对于燃煤发电企业合理收益的测算，通常由政府部门进行专门的研究，并设置燃煤发电机组基准电价。然而，随着中国碳市场的推行，碳排放成本成为燃煤发电企业发电成本的重要组成部分，但由于碳价具有一定的波动性，当碳价过高时，发电企业发电成本提高而基准电价不变，上下浮动20%的限制无法同时覆盖燃料成本和碳排放成本的上升，从而导致燃煤发电企业发电量的降低，危害电力系统的安全稳定运行。因此电力部门应根据碳价的变化合理提高燃煤机组基准电价以保证供电可靠性，但电价也并非越高越好，否则用户侧的电价波动过高，影响电力用户的基本用电行为。

本文上层模型为基于CVaR的燃煤发电基准电价多目标优化模型。在政府核算的基准电价 $P^{\text{ST},0}$

的基础上进行最小限度提价 ΔP^{ST} , 假设燃煤发电执行电价服从 $[0.8(P^{ST,0} + \Delta P^{ST}), 1.2(P^{ST,0} + \Delta P^{ST})]$ 的均匀分布, 抽样形成燃煤发电执行电价的场景集合 K 。通过提高基准电价弥补燃煤发电企业因碳价波动产生的损失, 从而保障电力系统的安全稳定运行。本文以电力系统缺电量的条件风险价值 I^{CVaR} 衡量电网的缺电风险。显然, 这是一个多目标优化问题, 既要最小化基准电价的提升量 ΔP^{ST} , 又要使得 I^{CVaR} 最小, 具体表示为:

$$\min \Delta P^{ST} \quad (1)$$

$$\min I^{CVaR} = \sum_{k \in K, Q_k^{DE} \geq I^{VaR}} \pi_k^E Q_k^{DE} \quad (2)$$

$$Q_k^{DE} = Q^L - \sum_{i=1}^N Q_{i,k} \quad (3)$$

$$I^{VaR} = \inf \{t; P(Q_k^{DE} \geq t) \geq \alpha\} \quad (4)$$

式中: π_k^E 表示场景 k 的概率; Q_k^{DE} 表示场景 k 下的缺电量; Q^L 表示电网负荷需求量; $Q_{i,k}$ 表示场景 k 下燃煤发电企业 i 的申报发电量; $P(Q_k^{DE} \geq t)$ 表示系统缺电量大于或等于 t 的概率; I^{VaR} 为电力系统缺电量的 VaR(风险价值), 表示在给定置信水平 α 下的最小缺电量; I^{CVaR} 表示在置信水平 α 下缺电量超过 VaR 的期望值。

1.2 下层模型

2020 年底, 中国生态环境部出台《碳排放权交易管理办法(试行)》, 正式启动全国碳市场第一个履约周期。发电行业作为首批履约行业参与全国碳市场。而在“碳达峰, 碳中和”的目标背景下, 燃煤发电企业免费的碳配额逐年减少, 燃煤机组在申报发电量时必须考虑碳排放成本。

本文下层模型为考虑碳交易成本的燃煤发电企业电力市场申报模型。假设碳价 λ^C 服从正态分布 $N(\mu^C, \sigma^C)^{[16-17]}$, 通过蒙特卡洛抽样形成碳市场价格的场景集合 S 。以经济学的期望方差公式表示燃煤发电企业的综合收益, 考虑燃煤发电企业以最大化自身综合收益为目标决策其售电量, 目标函数表示为:

$$\max U_i = E_i - \gamma_i \sigma_i^2 \quad (5)$$

$$E_i = \sum_{s \in S} \pi_s R_{i,s} \quad (6)$$

$$\sigma_i^2 = \sum_{s \in S} \pi_s (R_{i,s} - E_i)^2 \quad (7)$$

式中: U_i 表示第 i 家燃煤发电企业的综合收益; E_i 和 σ_i^2 分别表示燃煤发电企业 i 的收益期望和方差;

γ_i 表示燃煤发电企业 i 的风险规避系数, γ_i 越大表示该发电企业越倾向于规避风险; π_s 表示场景 s 的概率; $R_{i,s}$ 表示燃煤发电企业 i 场景 s 下的收益。

$R_{i,s}$ 具体表示为:

$$R_{i,s} = (\lambda_k^E - c_i^E) Q_i - \lambda_s^C \eta_i^C Q_i \quad (8)$$

式中: λ_k^E 表示燃煤发电企业的执行电价; λ_s^C 表示场景 s 下的碳价; c_i^E 表示燃煤发电企业 i 除碳排放成本外的单位发电成本; Q_i 表示燃煤发电企业 i 的发电量; η_i^C 表示燃煤发电企业 i 的碳排放效率, 即单位发电量所产生的碳排放量。

约束条件为:

$$Q_i^{\min} \leq Q_i \leq Q_i^{\max} \quad (9)$$

式中: Q_i^{\max} 和 Q_i^{\min} 分别表示燃煤发电企业 i 的最大和最小技术出力。

2 基于分层序列法的双层多目标优化模型求解方法

2.1 双层多目标优化模型

本文构建的双层模型中, 上层以电网公司为主体, 考虑电价的不确定性, 以基准电价提升 ΔP^{ST} 最小化和缺电量条件风险价值 I^{CVaR} 最小化为目标, 优化燃煤发电基准电价; 下层以燃煤发电企业为主体, 考虑碳价的不确定性, 以自身综合收益 U_i 最大化为目标, 优化自身发电量 Q_i 。燃煤发电基准电价双层优化模型, 如图 1 所示。

2.2 求解方法

本文所提出的双层模型中, 上层为多目标优

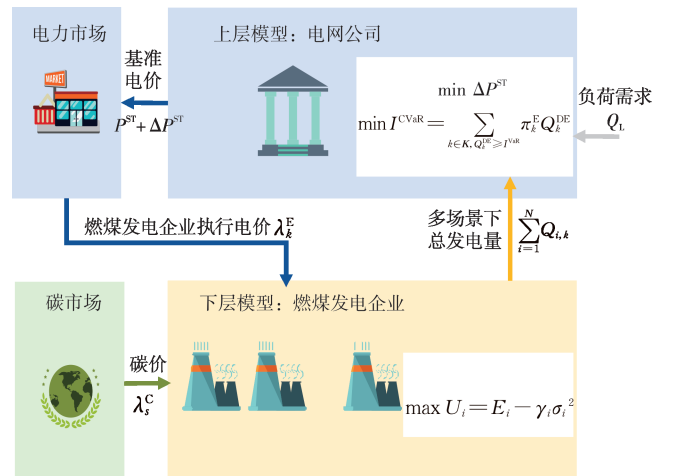


图 1 燃煤发电基准电价双层优化模型
Fig.1 The two-layer optimization model of benchmark electricity price for coal-fired power generation

化问题,以电力系统的安全性 I^{CVaR} 和经济性 ΔP^{ST} 最优为优化目标。在实际电力系统运行中,电网企业首先需要保障电力系统的供电可靠性,即将电力系统安全性放在首位。分层序列法常用于解决优化目标重要性存在明显差异的多目标优化问题,该方法通过对优先级更高的目标函数设置合理的宽容阈值,从而将多目标优化转化为单目标优化问题^[18-19]。在上层模型中,优化目标最小化 I^{CVaR} 的优先级高于最小化 ΔP^{ST} ,进而将两个目标函数进行分层。

首先在仅考虑最小化缺电量的条件风险价值的情况下,优化得到 I^{CVaR} 的最优值。进而假设 I^{CVaR} 在最优值一定范围内都是可以接受的,即:

$$I^{CVaR} \leq I^{CVaR, \min} + \epsilon \quad (10)$$

式中: ϵ 为 I^{CVaR} 的宽容值^[16]。

从而可以将上层模型中的多目标优化转化为单目标优化问题,目标函数和约束条件如下:

$$\begin{cases} \min \Delta P^{ST} \\ \text{s.t. } I^{CVaR} \leq I^{CVaR, \min} + \epsilon \end{cases} \quad (11)$$

该模型可采用遗传算法进行求解。而本文提出的双层模型中的下层模型可采用MATLAB通过Yalmip调用CPLEX求解器的方法进行求解。

3 算例仿真与结果分析

3.1 仿真分析

以浙江省为例进行仿真分析,浙江省主要燃煤电厂的装机容量和年利用小时数如图2所示,各发电厂的燃料成本、碳排放效率和风险偏好系数如表1所示。2020年浙江省燃煤发电厂基准电价为413.84元/MWh,燃煤发电厂的负荷需求量为 2.3×10^8 MWh;条件风险价值的置信水平取90%,全年电量缺口宽容值取2020年浙江省预测全省电量缺口值 9.1×10^6 MWh。假设碳价服从正态分布 $N(60, 20^2)$ 。

采用分层序列法求解多目标模型得到最优的基准电价和系统缺电量的条件风险价值 I^{CVaR} 分别为464.24元/MWh和 9.09×10^6 MWh。燃煤发电企业的执行电价服从 $[371.39, 557.09]$ 的均匀分布,当执行电价小于436.39元/MWh,系统开始出现电量缺口,当燃煤发电执行电价等于最低值371.39元/MWh时,系统电量缺口达到最高值

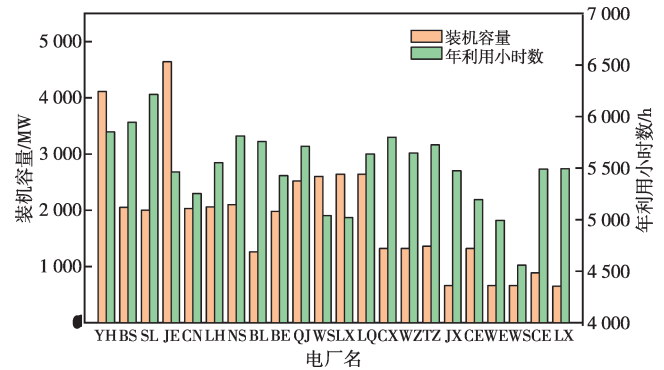


图2 浙江省主要燃煤发电厂装机容量及年利用小时数
Fig.2 Installed capacities and annual utilization hours of major coal-fired power plants in Zhejiang Province

表1 燃煤电厂燃料成本、碳排放效率和风险偏好系数
Table 1 Fuel costs, carbon emission efficiencies and risk appetite factors of coal-fired power plants

电厂名	燃料成本 /(元·MWh ⁻¹)	碳排放效率 /(t·MWh ⁻¹)	风险偏好系数 /10 ⁻⁹
YH	328.145	0.722	2.433
BS	323.040	0.793	4.878
SL	308.985	0.718	5.000
JE	351.490	0.890	2.155
CN	365.579	0.890	4.926
LH	345.851	0.845	4.854
NS	330.413	0.747	4.762
BL	333.518	0.795	7.937
BE	353.842	0.808	5.051
QJ	336.213	0.850	3.968
WS	381.017	0.916	3.846
LX	382.495	1.069	3.788
LQ	340.685	0.776	3.788
CX	331.119	0.706	7.576
WZ	340.065	0.800	7.576
TZ	335.397	0.813	7.353
JX	350.808	0.873	15.152
CE	369.724	0.820	7.576
WE	384.637	0.947	15.152
WS	421.240	1.074	15.152
CE	349.735	0.859	11.299
LX	349.519	0.898	15.385

6.29×10^7 MWh。

3.2 基准电价与碳价的关系

碳价的提高是电网公司提高燃煤发电基准电价的主要原因,图3展示了不同碳价情况下模型优化得到的基准电价提升量 ΔP^{ST} 的变化情况。从图3中可以看出,当碳价小于20元/t时,无需提高

基准电价, 也可以保证全年电量缺口的条件风险价值 I^{CVaR} 小于其宽容值, 为 7.6×10^6 MWh。而随着碳价的不断升高, 若不相应地提高燃煤发电基准电价, 电力系统的电量缺口将持续增大, 当碳价达到 100 元/t 时, 电量缺口为 4.5×10^7 MWh, 达到最大容许电量缺口的 4.9 倍。随着碳价的提高, 发电企业的发电成本也会随之增加, 燃煤发电企业的发电意愿因而降低, 从而导致发电量的下降, 因此需要相应地提升基准电价, 该措施对电力系统的安全稳定运行具有重要意义。

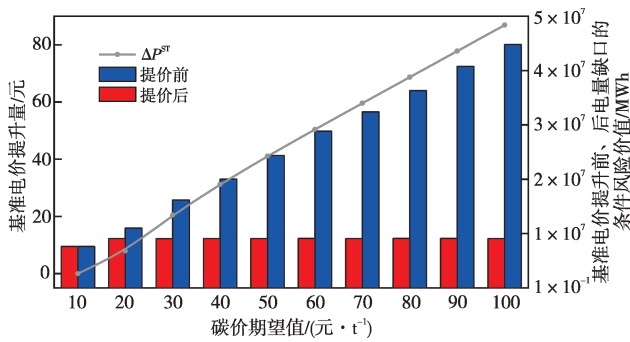


图 3 基准电价提升量、电量缺口与碳价的关系

Fig.3 Relationship between benchmark electricity price increase, power deficit and carbon price

从图 3 中还可以看出, 优化得到的基准电价提升量 ΔP^{ST} 与碳价成正相关, 近似成线性关系。通过回归分析可以进一步得到 ΔP^{ST} 与碳价的关系为 $\Delta P^{ST} = 0.9739\lambda^C - 9.1533$, 即当碳价等于 20 元/t 时, ΔP^{ST} 为 9.7 元/MWh, 此后当碳价每提升 10 元/t 时, 基准电价需要提升 9.7 元/MWh, 才能使得在 90% 的置信水平下, 电力系统的电量缺口期望值小于 9.1×10^6 MWh。然而, 各燃煤发电厂的平均碳排放效率仅为 0.832 t/MWh, 即碳价每提升 10 元/t, 各燃煤发电企业的平均发电成本提高约 8.32 元/MWh, 该平均值低于 ΔP^{ST} 。其主要原因为本文所提出的基准电价优化模型是多目标的, 且将最小化 I^{CVaR} 设为首要的目标, 因此在碳价提升时, 将会更关注每一家燃煤发电企业的成本提升情况, 而非平均情况, 这也符合保障电力系统供电安全的基本原则。

3.3 基准电价与碳价波动性的关系

碳价存在一定的波动性, 随之导致燃煤发电企业的发电成本也具有波动性。以碳价的标准差表示其波动性, 基准电价的提升量与碳价波动性

的关系如图 4 所示。从图 4 中可以看出, 基准电价提升量同样随着碳价标准差的增大而增大, 这主要是因为燃煤发电企业在决策发电量时考虑了收益的波动性, 当碳价的波动性加剧时, 燃煤发电企业的收益波动性也会增加, 发电意愿随之降低, 从而导致发电量的减少, 因此基准电价的提升量 ΔP^{ST} 也越高。从图 4 中还可以看出, 随着碳价标准差的逐步增大, 优化得到的 ΔP^{ST} 趋于平缓, 这主要是因为收益波动性对于燃煤发电企业决策的影响是有限的, 当碳价标准差高于一定程度后, 对各发电企业的发电量决策影响也趋于饱和, 因此 ΔP^{ST} 也趋于平缓。

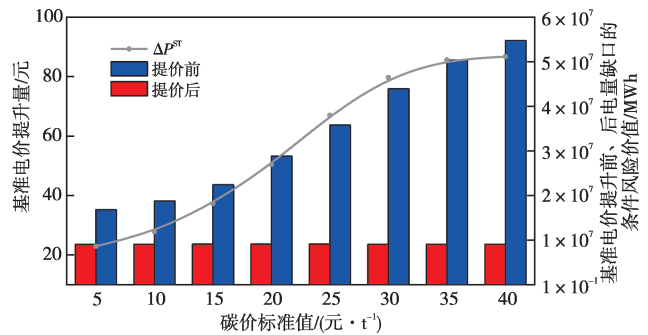


图 4 基准电价提升量、电量缺口与碳价波动的关系

Fig.4 Relationship between benchmark electricity price increase, power deficit and carbon price volatility

4 结语

随着碳排放权交易市场的推行, 燃煤发电企业的碳排放成本将增加, 现阶段燃煤发电市场电价通过“基准电价+上下浮动”的方式形成, 基准电价难以覆盖燃煤发电企业逐年增加的发电成本。本文提出一种考虑碳价和电价不确定性的燃煤发电基准电价双层优化模型, 上层构建基于 CVaR 的燃煤发电基准电价多目标优化模型, 下层构建考虑碳价的燃煤发电企业电力市场申报模型。最后采用分层序列法将多目标双层优化模型转化为单目标双层优化模型进行求解。算例分析结果表明, 碳价提高会导致燃煤发电企业发电意愿下降, 需要对应地提升基准电价。基准电价的最优值与碳价近似成线性关系, 当碳价高于 10 元/t 后, 每提升 10 元/t, 基准电价应相应提升 9.7 元/MWh。本文所提出的模型可以为浙江省基准电价的优化提供理论支撑, 未来可以考虑不同类型发电企业

受到碳市场不同程度的影响,从而使模型更具实用性。

参考文献

- [1] 张智刚,康重庆.碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J].中国电机工程学报,2022,42(8):2806-2819.
ZHANG Zhigang, KANG Chongqing. Challenges and prospects of building a new power system under the goal of carbon neutrality[J].Proceedings of the CSEE,2022,42(8):2806-2819.
- [2] 薛禹胜,黄杰,王放,等.基于分类监管与当量协同的碳市场框架设计方案[J].电力系统自动化,2020,44(13):1-8.
XUE Yusheng, HUANG Jie, WANG Fang, et al. Design scheme of carbon market framework based on classified supervision and equivalent synergy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(13): 1-8.
- [3] 段声志,陈皓勇,郑晓东,等.碳市场背景下发电商竞价策略及电力市场均衡分析[J].电测与仪表,2022,59(5):33-41.
DUAN Shengzhi, CHEN Haoyong, ZHENG Xiaodong, et al. Bidding strategy of electricity generation and electricity market equilibrium analysis under the background of carbon market [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(5): 33-41.
- [4] 孙友源,郭振,张继广,等.碳市场与电力市场机制影响下发电机组成本分析与竞争力研究[J].气候变化研究进展,2021,17(4):476-483.
SUN Youyuan, GUO Zhen, ZHANG Jiguang, et al. Research on cost analysis and competitiveness of power generation units under the influence of carbon market and power market coupling mechanism [J]. Climate Change Research, 2021, 17(4): 476-483.
- [5] 赵长财,杨晓文,袁家海.碳市场风险对煤电经济性的影响研究[J].煤炭经济研究,2020,40(12):23-31.
ZHAO Changcai, YANG Xiaowen, YUAN Jiahai. Study on the impact of carbon market risk on coal-fired power economy [J]. Coal Economic Research, 2020, 40(12): 23-31.
- [6] 李佳瑶,刘伟娜.考虑碳交易和风荷预测误差的电力系统低碳经济调度[J].浙江电力,2021,40(5):1-6.
LI Jiayao, LIU Weina. Low-carbon economic dispatch of power system considering carbon trading and wind power and load forecast errors [J]. Zhejiang Electric Power, 2021, 40(5): 1-6.
- [7] 赵文会,林美秀,高姣倩,等.电力市场机制下发电价与碳排放权组合交易模型[J].电网与清洁能源,2016,32(11):1-8.
ZHAO Wenhui, LIN Meixiu, GAO Jiaoqian, et al. Combined transaction model of generation right and carbon emission right under the power market mechanism with renewable energy considered [J]. Power System and Clean Energy, 2016, 32(11): 1-8.
- [8] 彭纪权,金晨曦,陈学通,等.我国电力市场与全国碳排放权交易市场交互机制研究[J].中国能源,2020,42(9):20-24.
PENG Jiquan, JIN Chenxi, CHEN Xuotong, et al. Research on interaction mechanism between electricity market and national carbon market of China [J]. Energy of China, 2020, 42(9): 20-24.
- [9] 杨塞特,喻洁,陈谦.考虑低碳竞价的分布式源荷交易策略[J].浙江电力,2019,38(9):8-15.
YANG Saite, YU Jie, CHEN Qian. Distributed source-load trading strategy considering low-carbon bidding [J]. Zhejiang Electric Power, 2019, 38(9): 8-15.
- [10] 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 of electricity market considering the influence of carbon emission trading market [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(10): 159-170.
- [11] 康重庆,杜尔顺,李姚旺,等.新型电力系统的“碳视角”:科学问题与研究框架[J].电网技术,2022,46(3):821-833.
KANG Chongqing, DU Ershun, LI Yaowang, et al. “carbon perspective” of new power system: scientific problems and research framework [J]. Power System Technology, 2022, 46(3): 821-833.
- [12] 国家发展改革委.关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知(发改价格[2022]303号)[R].北京:国家发展改革委,2022.
- [13] 王金鑫,蒋子彦,王琪,等.基于SA-BP算法的蒙西电力现货市场价格预测[J].内蒙古电力技术,2021,39(4):42-46.
WANG Jinxin, JIANG Ziyang, WANG Qi, et al. Price forecasting for west inner Mongolia power spot market based on SA-BP algorithm [J]. Inner Mongolia Electric Power, 2021, 39(4): 42-46.
- [14] 李平均,付兆庆,刘康平,等.电力现货市场下基于前景理论的发电商综合决策分析[J].内蒙古电力技术,2020,38(4):13-19.
LI Pingjun, FU Zhaoqing, LIU Kangping, et al. Analysis of comprehensive decision-making of power generation companies based on prospect theory in electricity spot mar-

- ket [J]. Inner Mongolia Electric Power, 2020, 38 (4) : 13-19.
- [15] 颜乐平,李琰,徐天奇,等.基于智能电网供需均衡的实时电价机制研究[J].山东电力技术,2020,47(1):1-5.
YAN Leping, LI Yan, XU Tianqi, et al. Research on real-time electricity price mechanism based on supply and demand balance of smart grid [J]. Shandong Electric Power, 2020, 47(1):1-5.
- [16] 闫园,林鸿基,文福拴,等.考虑电价和碳价间Copula风险依赖的虚拟电厂竞标策略[J].电力建设,2019,40(11):106-115.
YAN Yuan, LIN Hongji, WEN Fushuan, et al. Bidding strategy of a virtual power plant considering Copula risk dependence of electricity and carbon prices [J]. Electric Power Construction, 2019, 40(11):106-115.
- [17] 周任军,刘照,陈彦秀,等.考虑电价碳价随机性及其相关性的发电商投标决策[J].南方电网技术,2016,10(2):62-69.
ZHOU Renjun, LIU Zhao, CHEN Yanxiu, et al. Bidding Strategies for Generation Company Considering Randomness and Correlation Relationship of Electricity and Carbon Prices [J]. Southern Power System Technology, 2016, 10(2):62-69.
- [18] 林达,钱平,张雪松,等.考虑储能寿命特性的综合能源系统经济-灵活多目标优化运行策略[J].浙江电力,2022,41(1):26-34.
LIN Da, QIAN Ping, ZHANG Xuesong, et al. Multi-objective optimal operation strategy based on economy and flexibility of integrated energy system considering energy storage life characteristics [J]. Zhejiang Electric Power, 2022, 41(1):26-34.
- [19] 唐家俊,吴晓刚,张思,等.基于Gale-Shapley算法的虚拟电厂与分布式资源匹配机制[J].电力系统自动化,2022,46(18):65-73.
TANG Jiajun, WU Xiaogang, ZHANG Si, et al. Matching mechanism for virtual power plants and distributed energy resources based on Gale-Shapley algorithm [J]. Automation of Electric Power System, 2022, 46(18):65-73.

收稿日期:2000-07-03;修回日期:2022-08-15

作者简介:

项中明(1974),男,工学硕士,高级工程师,主要从事电网调度、电力市场、新能源消纳方面的研究工作。

徐立中(1983),男,工学博士,高级工程师,主要从事电网调度、电力市场方面的研究工作。(通讯作者)

(本文编辑:张瑞敏)