DOI：10.12096/j.2096-4528.pgt.23177 中图分类号：TK 01; TM 73

考虑碳交易的火电机组参与电力市场容量分配优化模型研究

李伟，王英旭，王师鹏
（东北电力大学经济管理学院，吉林省 吉林市 132000）

Research on Capacity Allocation Optimization Model of Thermal Power Unit Participating in Electricity Market Considering Carbon Trading

LI Wei, WANG Yingxu, WANG Shipeng
(School of Economics and Management, Northeast Electric Power University, Jilin 132000, Jilin Province, China)

摘要：【目的】在“双碳”目标的推动下，清洁能源大规模并网导致电网对电量的需求下降，对电力的调节需求增加。在此背景下，传统火电机组需要积极参与调峰市场，并寻找新的获利点。为达到机组综合效益最大的目标，对增加碳市场和辅助服务市场后火电机组的容量分配建立优化模型。【方法】首先，针对火电机组参与各个电力市场的情况，分析了火电机组的运行特性；其次，综合考虑电能量、深度调峰和碳市场的成本和收益，绘制火电机组参与这 3 个市场的利润曲线，并提出容量优化配置方法；最后，以东北某火电机组为例，在电力市场情境下进行优化分析，以验证模型的有效性。【结果】该优化模型可以找出更优的现货市场和调峰市场容量分配，且由分配结果计算出的最大利润高于传统模型。【结论】该优化模型考虑了传统模型没有计算的成本和利润，使火电机组参与电力市场的收益计算更加全面准确，对火电机组在“双碳”背景下实现自身价值具有重要意义。

关键词：火电机组；运行成本；调峰服务；碳市场；电力市场；容量分配；优化模型

ABSTRACT: [Objectives] Driven by the “double carbon” goal, the large-scale integration of clean energy leads to a decrease in the demand for electricity in the power grid and an increase in the demand for electricity regulation. On this background, traditional thermal power units need to actively participate in the peak shaving market and find new profit points. In order to achieve the goal of maximizing the comprehensive benefits of the unit, an optimization model is established for the capacity allocation of thermal power units after increasing the carbon market and auxiliary service market. [Methods] Firstly, the operation characteristics of thermal power units are analyzed in view of the participation of thermal power units in various power markets. Secondly, considering the costs and benefits of electric energy, deep peak regulation and carbon market, the profit curve of thermal power units participating in these three markets is drew, and the method of optimal capacity allocation is proposed. Finally, taking a thermal power unit in Northeast China as an example, the optimization analysis is carried out in the context of the electricity market to verify the effectiveness of the model. [Results] The optimization model can find out a better capacity allocation of spot market and peak regulation market, and the maximum profit calculated by the allocation result is higher than that of the traditional model. [Conclusions] The optimization model considers the cost and profit that the traditional model does not calculate, which makes the calculation of the income of thermal power units participating in the electricity market more comprehensive and accurate. It is of great significance for thermal power units to realize their own value under the background of “double carbon”.

KEY WORDS: thermal power unit; operating cost; peaking service; carbon market; electricity market; capacity allocation; optimization model

0 引言

大规模清洁能源接入电力系统使得火电机组面临更多的挑战与机遇[1-4]。随着价格更低的清洁能源参与市场竞争，火电机组利用小时数和经济效益均受到挤压；同时，在新能源为主导的电力系统中，应对其随机波动性的辅助服务需求大幅增加，而这有望成为火电机组重要的收入来源[5-6]。未来火电机组将逐渐从发电电源过渡到调节电源，

而现货市场和调峰市场的建设为火电机组在新型电力市场中的价值实现提供了条件。随着“双碳”目标的推进，火电机组作为低碳转型的关键行业[7]，低碳改造可能会导致火电企业短期内发电成本上升，使其碳减排面临巨大成本压力[8-11]。但碳市场的建设为火电企业出售其碳排放配额提供了便利，使其在碳市场盈利成为可能[12-14]。

上述复杂多变的外部环境，使火电机组由过去主要依靠出售电量盈利的单一经营方式，转变成为参与多个市场、多种盈利方式并存的模式。因此，火电机组在考虑碳排放约束的条件下，如何合理地分配机组的发电容量，参与各级各类市场，实现利润最大化，成为发电企业亟待解决的问题。

目前，对于火电机组参与调峰市场的优化策略的研究还处于起步阶段。刘永奇等[15]对东北地区深度调峰市场规则、运行实践及存在的问题进行了详细介绍。王兴国等[16]对辅助服务政策、调峰成本等因素进行分析，提出了火电参与辅助服务市场的策略。王淑强等[17]构建了电能量市场与辅助服务市场的火电机组出力曲线模型。徐斌等[18]通过研究得出在博弈均衡状态下机组参与深度调峰交易的最佳出力区间和最优报价。张娜等[19]以电价预测为依据，建立了联合现货市场和调峰市场的产量决策模型。刘鹏[20]针对东北的辅助服务市场机制，提出了火电机组辅助服务报价策略，该策略提高了电网对清洁能源的消纳能力。综上所述，目前大部分研究仅对火电机组实现成本最小化进行报价研究和调峰优化，并未对机组参与电能量市场和辅助服务市场的发电容量进行联合分析，也忽略了参与调峰导致的现货市场利润减少及碳市场损益。因此，对电能量市场、调峰辅助服务市场及碳市场进行联合优化分析，能够全面考量机组参与深度调峰时的各项成本与收益，从而更有效地提升火电机组在“双碳”目标下的电力市场价值，并实现其利润的最大化。

基于当前电力市场运行实际，本文综合考虑了煤耗、设备寿命、环境成本等因素，构建了火电机组参与深度调峰的成本曲线。在此基础上，以在电力市场上综合利润最高为目标，建立了容量优化模型。最后，在东北电力市场环境下进行算例分析，以验证该模型的有效性和可行性。

1　电力市场和碳市场运行规则概述

随着我国电力市场化改革的推进，各省份陆续成立了电力交易中心，未来的电力系统改革趋势也是向着市场化迈进。目前，我国电力市场已建立起覆盖中长期、现货、辅助服务三大主要功能的市场体系，同时，为了实现“双碳”目标，作为碳排放的重点管理企业，火电机组从2021年开始被纳入碳市场并进行市场化管理。目前，三大市场体系的协同作用主要体现在交易结果交互及部分产品相互衔接等方面。

东北的电力市场包括中长期市场、现货市场、辅助服务市场和碳市场等部分。在电力中长期市场交易中，电能量交易主要按年度(多年)和月度开展，发电权和合同电量转让交易主要按年度、月度、月内(多日)开展；交易方法主要包括双边协商、集中竞价、挂牌等方式，根据市场发展需要灵活开展滚动撮合交易。

对于日前现货市场，现货交易每日连续运行。发电机组需在规定时间前向电力交易机构提交申报信息，申报内容包括发电量曲线与价格。电力调度机构根据电力交易机构汇总的信息集中优化出清并形成日前市场出清结果。现货市场出清原理如图1所示。

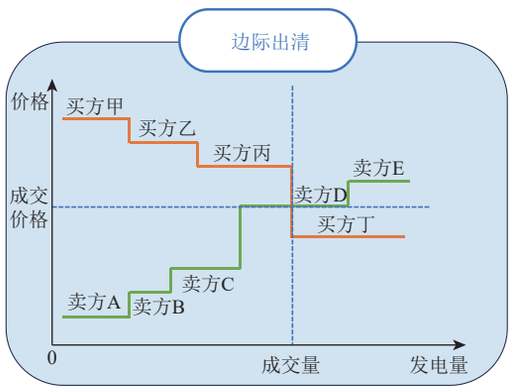

图 1　现货市场出清原理示意图

Fig. 1　Diagram of principle of spot market clearing

对于深度调峰辅助服务市场，火电机组具体参与调峰市场的方式主要有日前组织与竞价、日内调用2种[9]。火电机组需在规定时间内向所辖调

度机构上报次日深度调峰有偿辅助服务、有偿辅助服务意愿报价及运行机组有功出力可调区间。电力调度机构基于火电机组上报的调节能力，按报价序位依次调用火电机组的可调节负荷，直至满足电网运行需要。

碳市场交易主要是将碳排放权作为商品进行交易，从而达到控制和减少温室气体排放的目的。首先，上级部门在完成对火电企业的碳排放核查工作后，依据《全国碳排放权交易管理办法》及相关的配额总量设定与分配实施方案，向火电企业发放初始碳配额。然后，精确计算火电机组的实际碳排放量，对于碳排放超出配额的企业，需在碳市场上购买额外的碳排放权；而碳排放量未超过配额的企业，则有权在碳市场上出售剩余的碳排放权，以此获取相应的经济收益。碳市场交易如图2所示。

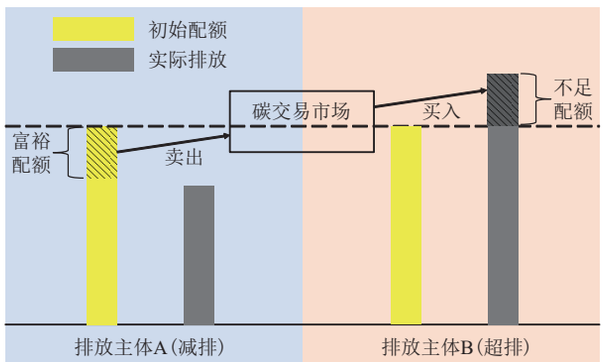

图 2 碳市场交易示意图

Fig. 2 Carbon market trading diagram

机组进行电能量交易时优先进行中长期市场的结算，在执行完中长期合同后，再对参与现货市场和辅助服务市场的容量进行合理分配，以实现利益最大化目标。因此，可以将中长期市场作为已知的边际条件，提前安排容量，从而保证中长期合同的顺利执行。本文在此基础上，研究如何分配参与电能量和调峰辅助服务市场的容量，使机组收益最大化。

2 模型构建

根据火电机组目前参与电力市场的现状和实际决策需要，本文提出了容量优化模型。该模型是在如下3条假设前提下构建的：

1）由于启停调峰阶段出力过低，可能会造成机组停机，意外性过大，因此本文模型不考虑启停调峰阶段的优化。

2）设定在进行容量分配优化时已经签订中长期合同，且中长期合约出力和合同价格均为已知条件。

3）设定火电机组所在的市场中现货市场价格、辅助服务市场价格和碳市场价格通过价格预测已知。

2.1 火电机组技术经济特性分析

火电机组在不同出力运行条件下，其经济效率、碳排放和成本各有不同。因此，本文根据电力市场报价规则和机组在不同出力下的成本差异，将机组的出力区间分为如下4个阶段[21]：正常运行阶段(义务调峰阶段)g_1、基本调峰阶段g_2、不投油深度调峰阶段g_3与投油深度调峰阶段g_4，如图3所示。其中：G_{max}为机组最大出力；G_{min}为机组不启停不投油时的最小出力；G_1为基本调峰出力上限；G_2为不投油深度调峰出力上限；G_3为投油深度调峰出力上限。

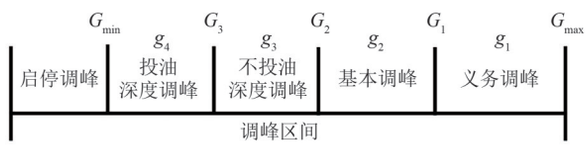

图 3 火电机组调峰运行状态

Fig. 3 Peak regulation operation states of thermal power unit

在不同的出力阶段，火电机组的调峰深度不同，调峰服务的补偿价格也不同。以东北辅助服务市场的补偿价格(见表1)为例，第1档为基本调峰阶段，第2档为不投油深度调峰阶段，第3档为投油深度调峰阶段。

表1 东北地区深度调峰补偿标准

Tab. 1 Compensation standard for deep peak regulation in Northeast China

报价档位	火电厂调峰深度	报价下限/[元/(kW·h)]	报价上限/[元/(kW·h)]
第1档	45%<调峰深度≤52%	0	0.4
第2档	40%<调峰深度≤45%	0.4	0.6
第3档	调峰深度≤40%	0.6	0.8

2.2 火电机组运行成本模型

火电机组的出力处于基本调峰阶段以上时，

运行成本仅包含煤耗成本。当出力下降到深度调峰阶段，此时的成本不仅包括常规的煤耗成本，同时还有机组寿命损失成本、低出力时锅炉稳燃的燃油成本、因投油而额外产生的环境成本等。对t时段火电机组成本曲线建立如下函数。

1）煤耗成本

火电机组煤耗成本表达式[22]为

$$C_t=(\alpha X_t^2+\beta X_t+\gamma)C_{\mathrm{m}} \tag{1}$$

式中：C_t为t时段机组煤耗成本；X_t为t时段机组的出力水平；C_{m}为煤炭价格；α、β、γ均为煤耗特征系数。

2）寿命损耗成本

当火电机组出力较低时，机组转子会产生较大的温度梯度，而较大的温度梯度会产生较大的热应力，造成额外的设备损耗[23]，即产生设备寿命损耗成本。其表达式为

$$C_{\mathrm{d}}=\frac{1}{2N_{\mathrm{f}}}\delta S_{\mathrm{u}} \tag{2}$$

式中：C_{d}为机组调峰寿命损耗成本；N_{f}为转子致裂循环周次；δ为运行损耗系数；S_{u}为购机成本。

3）投油成本

在投油深度调峰阶段，机组锅炉燃烧稳定性下降，此时需要投油助燃以保障锅炉运行。深度调峰时的投油成本表达式为

$$C_{\mathrm{o}}=(\mu X_t+n)P_{\mathrm{o}} \tag{3}$$

式中：C_{o}为油料成本；μ、n均为油耗系数；P_{o}为单位油价。

4）环境附加成本

在投油调峰阶段，投油助燃会产生氮氧化物等污染物，导致电厂排污成本增加[24]，此时产生的环境附加成本为

$$C_{\mathrm{env}}=N(\mu X_t+n)P_{\mathrm{w}} \tag{4}$$

式中：C_{env}为脱硝成本；N为脱硝处理费用；P_{w}为产排污系数。

综上，机组参与不同调峰阶段的运行成本C_{f}函数为

$$C_{\mathrm{f}}=\begin{cases}C_{\mathrm{v}}+C_t, & G_2<X_t\leqslant G_{\max}\\ C_{\mathrm{v}}+C_t+C_{\mathrm{d}}, & G_3<X_t\leqslant G_2\\ C_{\mathrm{v}}+C_t+C_{\mathrm{o}}+C_{\mathrm{env}}+C_{\mathrm{d}}, & G_{\min}\leqslant X_t\leqslant G_3\end{cases} \tag{5}$$

式中C_{v}为单位固定成本。

2.3　火电机组损益模型

本文中，火电机组的总损益由电能量市场损益、辅助服务市场(调峰服务)损益及碳市场损益3个部分构成。机组损益模型如下：

$$W_t=I_t^{\mathrm{e}}+I_t^{\mathrm{p}}+I_t^{\mathrm{c}} \tag{6}$$

式中：W_t为t时段机组总损益；I_t^{e}为t时段电能量市场损益；I_t^{p}为t时段辅助服务市场损益；I_t^{c}为t时段碳市场损益。

2.3.1　电能量市场损益

由于在成本模型中计算的是包括中长期合约出力的总发电成本，因此需将中长期合约收益纳入电能量市场损益计算中。机组t时段电能量市场损益为

$$I_t^{\mathrm{e}}=(X_t-X_t^{\mathrm{h}})P_t-C_{\mathrm{f}}+X_t^{\mathrm{h}}P_{\mathrm{h}} \tag{7}$$

式中：X_t^{h}为t时段中长期合约出力；P_t为t时段现货市场价格；P_{h}为中长期合约价格。

2.3.2　辅助服务市场损益

以东北地区有偿调峰服务补偿标准为例，深度调峰有偿辅助服务补偿费用由省区内补偿和分摊对象中调峰深度大于52%的火电厂、新能源发电机组共同分摊，即当存在调峰需求时，出力在义务调峰区间的机组需要支付有偿调峰分摊费用。参与调峰服务的利润为火电厂在每个有偿调峰分档区间内的未发电量乘以该区间补偿价格的累计[15]。

有偿调峰分摊价格$P_{\mathrm{b}}^{g_1}$的表达式为

$$P_{\mathrm{b}}^{g_1}=\frac{X_t}{X_{\mathrm{k1}}+X_{\mathrm{k2}}}V_{\mathrm{z}} \tag{8}$$

式中：X_{k1}为该地区参与分摊的火电机组总出力；X_{k2}为该地区新能源总出力；V_{z}为总分摊金额。

t时段机组参与调峰市场的损益为

$$I_t^{\mathrm{p}}=\begin{cases}-P_{\mathrm{b}}^{g_1}, & G_1<X_t\leqslant G_{\max}\\ \sum_{n=2}^{4}U_t^{g_n}\times P_{\mathrm{b}}^{g_n}, & G_{\min}\leqslant X_t\leqslant G_1\end{cases} \tag{9}$$

式中：$U_t^{g_n}$为t时段机组在调峰区间g_n内提供的调峰服务电量；$P_{\mathrm{b}}^{g_n}$为调峰区间g_n内的调峰补偿价格。

2.3.3　碳市场损益

目前对于火电机组适用范围最广、应用最为普遍的碳核算方法是排放因子法[25]，其基本方程如下：

$$\varphi_t=\begin{cases}(\alpha X_t^2+\beta X_t+\gamma)\rho, & G_3<X_t\leqslant G_{\max}\\(\alpha X_t^2+\beta X_t+\gamma)\rho+(\mu X_t+n)\sigma, & G_{\min}\leqslant X_t\leqslant G_3\end{cases}\tag{10}$$

式中：φ_t为机组在X_t出力水平下的碳排放量；ρ、σ分别为煤炭和石油的碳排放系数。

碳排放配额是发电机组拥有的二氧化碳排放限额。本文采用基准法核算机组的初始碳排放配额，其计算式如下：

$$C_{\mathrm{a}}=\frac{EBF_1F_2}{T}\tag{11}$$

式中：C_{a}为机组碳排放配额；E为去年全年发电量；T为计划发电时段数；B为供电基准值；F_1为机组冷却方式修正系数；F_2为机组负荷修正系数。

机组在t时段的碳市场损益为

$$I_t^{\mathrm{c}}=(C_{\mathrm{a}}-\varphi_t)P_{\mathrm{c}}\tag{12}$$

式中P_{c}为碳市场价格。

2.4 容量分配优化模型

为了实现最大利润的电能量市场和辅助服务市场的容量分配，以最大利润为目标函数建立容量分配优化模型，如式(13)所示，并使用Matlab对该模型进行求解。

$$W_{\max}=I_t^{\mathrm{e}}+I_t^{\mathrm{p}}+I_t^{\mathrm{c}}\tag{13}$$

该模型的约束条件如下。

1）功率平衡约束为

$$X_t+\sum_{n=1}^{4}U_t^{g_n}=X_{\mathrm{q}}\tag{14}$$

式中X_{q}为机组参与调峰前的出力。

2）机组爬坡与滑坡的出力约束为：

$$X_t-X_{t-1}\leqslant F_{\mathrm{u}}\times\Delta t\tag{15}$$

$$X_{t-1}-X_t\leqslant F_{\mathrm{L}}\times\Delta t\tag{16}$$

式中：X_{t-1}为t–1时段机组的出力水平；F_{u}为机组爬坡速率；F_{L}为机组滑坡速率。

3）有偿调峰分摊的价格上限约束为

$$P_{\mathrm{b}}^{g_1}\leqslant X_tP_{\mathrm{s}}\omega\tag{17}$$

式中：P_{s}为脱硫标杆电价；ω为分摊调整系数。

4）中长期合约约束为

$$\sum_{n=1}^{4}U_t^{g_n}\leqslant X_{\mathrm{q}}-X_t^{\mathrm{h}}\tag{18}$$

3 算例分析

3.1 案例背景及参数设定

本文选取我国东北某火电厂的600 MW亚临界火力机组为例，取单位时间t为1 h，计算单位时间内的利润。本次仿真不考虑启停调峰，机组的义务调峰出力下限为312 MW，基础调峰出力下限为270 MW，不投油深度调峰出力下限为240 MW，投油深度调峰出力下限为180 MW。该机组的性能参数如表2所示，t时段内的市场信息参数如表3所示。

表2 机组性能参数

Tab. 2 Unit performance parameters

序号	参数	数值
1	建设成本/亿元	2.5
2	燃煤碳排放系数	2.741 2
3	燃油碳排放系数	2.264 5
4	碳限额系数/(t/MW)	0.818
5	去年年发电量/(万MW·h)	480
6	计划发电时间/h	5 500

表3 市场信息参数

Tab. 3 Market information parameters

参数	煤	油	碳市场
价格/(元/t)	722	6 750	59

3.2 市场情景设定

不同用电情景下调峰需求不同，本文参考分时电价的峰、谷、平3个阶段，将24 h分为3个情景。

1）情景1是用电高峰时段，指08:30—11:00、14:30—21:00。此时市场对电能量的需求很高，不存在调峰需求，设定市场可完全消化机组发电负荷。

2）情景2是用电一般时段，指除了高峰时段和低谷时段外的其他时段。此时电网存在调峰需求，但需求的调峰容量适中，不需要深度调峰。

3）情景3是用电低谷时段，指12:00—13:00、23:00—次日07:00。此时的用电需求很低，且伴随着新能源大发，市场存在大量的调峰需求，因此，现货市场电价较低，调峰补偿价格较高。

根据不同情景的差异，参考《东北电力调峰辅助服务市场监管办法》和东北地区分时电价，设定现货市场价格和辅助服务市场价格，如表4所示。

3.3 优化结果及分析

1）情景1

在该情景下，用电需求很高且没有调峰需求，

表4　市场价格

Tab. 4　Market prices　　元/MW

情景	现货市场价格	辅助服务市场价格		
		基本调峰	不投油深度调峰	投油深度调峰
情景1	458			
情景2	358	200		
情景3	258	300	600	800

注：表中空白表示价格不存在。

因此，现货市场价格较高，没有调峰补偿价格。机组利润曲线如图4所示，优化模型与传统模型均在机组出力满发600 MW时获得最大利润。此情景下得出的2种模型利润最大化的策略几乎相同，即火电厂均应该尽可能地参与现货市场。

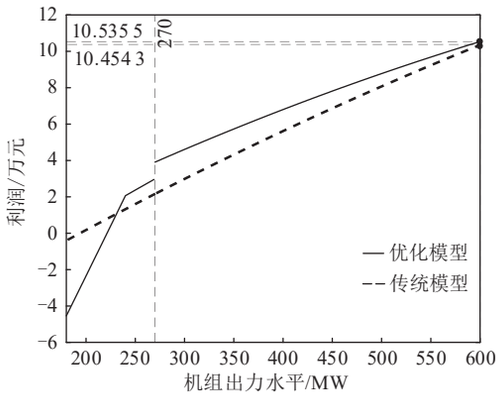

图4　情景1机组利润曲线

Fig. 4　Unit profit curves at scenario 1

2）情景2

在此情景下，市场用电需求一般，有一定的调峰需求，现货市场价格下降，并且存在基本的调峰补偿价格。此时，传统模型下火电厂在进行决策时仅依靠预测和经验管理，通过简单计算来预估参与调峰市场获得的收益与降低出力而减少的煤耗，计算出的利润因缺乏现货市场的部分而导致结果误差较大，因此，无法得出机组参与现货市场和辅助服务市场的最优容量，也无法量化降低出力产生的碳市场利润。如图5所示，采用传统模型计算得出的情景2下的机组策略为尽可能参与调峰市场，当机组出力在180 MW时利润最大。

采用优化模型可以同时计算机组出力降低后现货市场的利润变化和增加的碳市场收益。如图5所示，当出力在312 MW以上时，由于存在调峰需求，火电厂需要承担辅助服务补偿的费用分摊，因此，在此阶段降低出力参与调峰并没有获得明显收益；而当负荷降到270 MW以下，即深度调峰阶段时，辅助服务市场的利润增加，但增加的利润无法抵消因降低出力而产生的机组寿命成本。因此，在情景2中，通过优化模型计算的机组出力处于基础调峰阶段时利润最高，出力为270 MW时为利润峰值，该峰值高于传统模型。此时，采用优化模型的机组分配给电能量市场的容量为270 MW，分配给调峰市场的容量为330 MW。

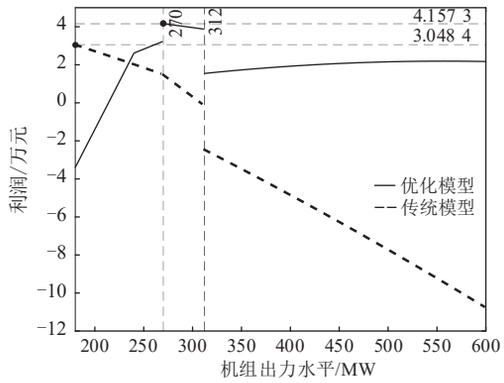

图5　情景2机组利润曲线

Fig. 5　Unit profit curves at scenario 2

3）情景3

在该情景下，受新能源发电大幅增加及用电需求减少等多重因素的影响，现货市场价格走低，电力系统对调峰容量的需求急剧上升。此时，调峰市场上存在深度调峰需求和较高的调峰补偿价格，以激励机组参与深度调峰，确保电网稳定。传统模型下火电厂的策略是，机组在保障中长期市场和安全运行的情况下尽可能地降低出力以便于参与辅助服务市场，如图6所示，利润最大时

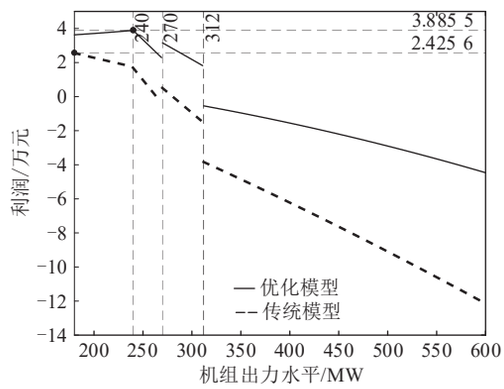

图6　情景3机组利润曲线

Fig. 6　Unit profit curves at scenario 3

的机组出力为180 MW。

优化模型考虑了机组在深度调峰时的机组寿命成本和碳市场收益。由图6可知，当机组出力为240 MW，即投油调峰阶段出力临界点时，采用优化模型的机组利润最高，该利润优于采用传统模型计算出的最大利润。此时，采用优化模型的机组分配给电能量市场的容量为240 MW，分配给调峰市场的容量为360 MW。

通过比较以上3种情景可以看出，相较于传统策略，优化模型仿真不仅可以给出确定的策略，找到利润更优的出力节点，还可以更精确地给出机组参与调峰市场的容量分配结果和对应的利润，增加了传统模型未考虑的收益计算。

因此，在对火电机组进行容量优化时，可以充分利用优化模型的这一优势。具体而言，可以依据24 h内每一个出清时间段内独特的市场特性及预测价格，借助优化模型分别计算出各个时段的具体利润，然后通过累加操作即可轻松获得机组全天的总利润。这一流程不仅提高了计算精准度，也为火电机组的运营管理提供了更为坚实的数据支撑和科学精细的决策保障。

4 结论

根据火电机组参与不同调峰阶段的运行状态和特性，建立了分阶段的火电机组成本曲线，以火电机组的出力为锚点，计算出不同发电容量参与不同市场的利润，得出总利润曲线，最终得到利润最大化的容量配置优化模型，并以此作出参与调峰服务的最优决策。通过算例分析，得到如下结论：

1）该模型可以在各种市场环境下给出符合实际的收益曲线，量化机组利润，从而为火电厂提供经营决策支持。

2）该模型可以在有调峰需求的情况下找到效益最大的容量分配节点，使火电机组在现货市场、调峰市场、碳市场的综合利润最大化。

3）由于启停调峰阶段存在停机风险，该模型并没有考虑启停调峰阶段的机组损益，但是该阶段补偿价格高，若能将其纳入优化模型，则可以更全面地分析火电厂深度调峰的经济性。

参考文献

[1] 顾洪宾，范慧璞，谢越韬，等．双碳背景下全球可再生能源领域发展机遇展望[J]．国际工程与劳务，2022(9)：22-25．
GU H B，FAN H P，XIE Y T，et al．Prospect of global renewable energy development opportunities under the background of double carbon[J]．International Project Contracting & Labour Service，2022(9)：22-25．

[2] 王放放，杨鹏威，赵光金，等．新型电力系统下火电机组灵活性运行技术发展及挑战[J]．发电技术，2024，45(2)：189-198．
WANG F F，YANG P W，ZHAO G J，et al．Development and challenge of flexible operation technology of thermal power units under new power system[J]．Power Generation Technology，2024，45(2)：189-198．

[3] 周鑫，程松，任景，等．含储热型热电联产机组的电力系统源荷联合优化调峰方法[J]．电力科学与技术学报，2023，38(5)：12-21．
ZHOU X，CHENG S，REN J，et al．A source-load joint optimization peak regulation method of power system with heat storage combined heat and power units[J]．Journal of Electric Power Science and Technology，2023，38(5)：12-21．

[4] 于国强，刘克天，胡尊民，等．大规模新能源并网下火电机组深度调峰优化调度[J]．电力工程技术，2023，42(1)：243-250．
YU G Q，LIU K T，HU Z M，et al．Optimal scheduling of deep peak regulation for thermal power units in power grid with large-scale new energy[J]．Electric Power Engineering Technology，2023，42(1)：243-250．

[5] 张全斌，周琼芳．基于“双碳”目标的中国火力发电技术发展路径研究[J]．发电技术，2023，44(2)：143-154．
ZHANG Q B，ZHOU Q F．Research on the development path of China’s thermal power generation technology based on the goal of “carbon peak and carbon neutralization” [J]．Power Generation Technology，2023，44(2)：143-154．

[6] 余轶，陈峰，曾杨，等．计及新能源发展目标的电力系统灵活资源多阶段优化配置[J/OL]．武汉大学学报(工学版)：1-17．(2023-09-05) [2023-10-23]．http://kns.cnki.net/kcms/detail/42.1675.T.20230829.1048.002.html．

YU Y，CHEN F，ZENG Y，et al. Multi-stage optimal allocation of flexible resources in power system considering renewable energy development goals[J/OL]. Engineering Journal of Wuhan University：1-17. (2023-09-05) [2023-10-23]. http://kns. cnki. net/kcms/detail/42.1675.T.20230829.1048.002.html.

[7] 尚勇，王喆，严欢，等.“双碳”背景下陕西新型电力系统研究探索[J]. 电网与清洁能源，2023，39(12)：20-27.
SHANG Y，WANG Z，YAN H，et al. Research exploration of Shaanxi new type power system in the background of “dual carbon”[J]. Power System and Clean Energy，2023，39(12)：20-27.

[8] 董瑞，高林，何松，等. CCUS技术对我国电力行业低碳转型的意义与挑战[J]. 发电技术，2022，43(4)：523-532.
DONG R，GAO L，HE S，et al. Significance and challenges of CCUS technology for low-carbon transformation of China’s power industry[J]. Power Generation Technology，2022，43(4)：523-532.

[9] 丁强，任远，胡晓静，等. 山西电力现货与深度调峰市场联合优化机制设计与实践[J]. 电网技术，2021，45(6)：2219-2227.
DING Q，REN Y，HU X J，et al. Design and practice of joint optimization mechanism for spot market and deep peak shaving regulation market of Shanxi in China[J]. Power System Technology，2021，45(6)：2219-2227.

[10] 贾文杰，唐早，曾平良，等. 基于鲁棒模型预测控制的风火储联合系统调频优化策略[J]. 电测与仪表，2023，60(12)：27-35.
JIA W J，TANG Z，ZENG P L，et al. Frequency regulation optimization strategy for wind-thermal-storage joint system based on robust model predictive control[J]. Electrical Measurement & Instrumentation，2023，60(12)：27-35.

[11] 张虹，孟庆尧，王明晨，等. 考虑火电机组参与绿证购买交易的含氢综合能源系统经济低碳调度策略[J]. 电力系统保护与控制，2023，51(3)：26-35.
ZHANG H，MENG Q Y，WANG M C，et al. Economic and low-carbon dispatch strategy of a hydrogen-containing integrated energy system considering thermal power units participating in green certificate purchase trading[J]. Power System Protection and Control，2023，51(3)：26-35.

[12] 江岳文，陈巍. 电-碳-配额制耦合交易综述与展望[J]. 电力建设，2023，44(12)：1-13.
JIANG Y W，CHEN W. Review and prospect of coupled electricity-carbon-renewable portfolios trading [J]. Electric Power Construction，2023，44(12)：1-13.

[13] 王喜平，王仕恒. 碳交易试点政策对电力碳减排的影响效应[J]. 分布式能源，2023，8(3)：10-16.
WANG X P，WANG S H. Effect of pilot carbon trading policy on carbon emission reduction of electricity [J]. Distributed Energy，2023，8(3)：10-16.

[14] 魏震波，杨超，李银江. 参与多元耦合市场的电-气综合能源系统低碳经济调度[J]. 智慧电力，2023，51(5)：8-14.
WEI Z B，YANG C，LI Y J. Low-carbon economic dispatch of electricity-gas integrated energy systems participating in multiple markets[J]. Smart Power，2023，51(5)：8-14.

[15] 刘永奇，张弘鹏，李群，等. 东北电网电力调峰辅助服务市场设计与实践[J]. 电力系统自动化，2017，41(10)：148-154.
LIU Y Q，ZHANG H P，LI Q，et al. Design and practice of peak regulation ancillary service market for Northeast China power grid[J]. Automation of Electric Power Systems，2017，41(10)：148-154.

[16] 王兴国，时珉，尹瑞，等. 火电机组参与电力调峰辅助服务策略研究[J]. 河北电力技术，2018，37(6)：1-4.
WANG X G，SHI M，YIN R，et al. Research on peak valley dispatching ancillary service strategy with Hebei southen power grid coal fired generator unit[J]. Hebei Electric Power，2018，37(6)：1-4.

[17] 王淑强，刘世件，黄超，等. 火电多市场联合运行策略研究[J]. 湖南电力，2022，42(6)：76-82.
WANG S Q，LIU S J，HUANG C，et al. Research on thermal power multi-market joint operation strategy [J]. Hunan Electric Power，2022，42(6)：76-82.

[18] 徐斌，熊威，邱凯，等. 深度调峰市场中火电机组报价的博弈研究[J]. 价格理论与实践，2023(2)：88-92.
XU B，XIONG W，QIU K，et al. Game study of thermal power unit quotation in deep peak regulation market[J]. Price：Theory & Practice，2023(2)：88-92.

[19] 张娜，张明理，宋坤，等. 能量和调峰市场并存下灵活性热电企业日前产量决策模型[J]. 热力发电，2021，50(3)：106-113.
ZHANG N，ZHANG M L，SONG K，et al. Day ahead production decision model of flexible combined heat and power enterprises under energy and down-regulation market[J]. Thermal Power Generation，2021，50(3)：106-113.

[20] 刘鹏. 火电厂参与调峰辅助服务策略研究[J]. 东北电

力技术，2018，39(4)：34-37．
LIU P．Research on coal fired generator participating in peak valley dispatching ancillary service strategy[J]．Northeast Electric Power Technology，2018，39(4)：34-37．

[21] 谢俊，白兴忠，甘德强．水电/火电机组调峰能力的评估与激励[J]．浙江大学学报(工学版)，2009，43(11)：2079-2084．
XIE J，BAI X Z，GAN D Q．Evaluation and incentive mechanism of peaking capability of hydroelectric/thermoelectric generators[J]．Journal of Zhejiang University (Engineering Science)，2009，43(11)：2079-2084．

[22] LIANG H，LIU Y，LI F，et al．Dynamic economic/emission dispatch including PEVs for peak shaving and valley filling[J]．IEEE Transactions on Industrial Electronics，2019，66(4)：2880-2890．

[23] 林俐，田欣雨．基于火电机组分级深度调峰的电力系统经济调度及效益分析[J]．电网技术，2017，41(7)：2255-2262．
LIN L，TIAN X Y．Analysis of deep peak regulation and its benefit of thermal units in power system with large scale wind power integrated[J]．Power System Technology，2017，41(7)：2255-2262．

[24] 商佳棋，李盼，陈颖，等．国华呼伦贝尔火电企业环境成本控制的研究[J]．低碳世界，2020，10(10)：177-178．
SHANG J Q，LI P，CHEN Y，et al．Study on environmental cost control of Guohua Hulunbeier thermal power enterprise[J]．Low Carbon World，2020，10(10)：177-178．

[25] 邱忠涛，金艳鸣，徐沈智．全国碳市场扩容下电力平均排放因子选择对高耗能产业的影响分析[J]．中国电力，2023，56(12)：1-7．
QIU Z T，JIN Y M，XU S Z．Impacts of electricity emission factor selection on high energy-consuming industries with the expanded national carbon market[J]．Electric Power，2023，56(12)：1-7．

收稿日期：2024-09-03。
修回日期：2024-12-31。

作者简介：

李伟

李伟(1968)，男，博士，教授，研究方向为新能源政策、电力市场、电力产品及交易机制、电力需求响应，npuliwei@126.com；

王英旭

王英旭(1997)，男，硕士研究生，研究方向为电力经济与管理，353633126@qq.com；

王师鹏

王师鹏(1998)，男，硕士研究生，研究方向为电力经济与管理，1300041284@qq.com。

(责任编辑　苗雪连)