DOI：10.19666/j.rlfd.202511073

火电边际成本对电力市场中现货电价的影响

刘浩晨[1]，吴彦廷[1]，陈 昆[1]，李 营[2]，李永红[1]，张 烨[1]，付 林[1]
（1. 清华大学建筑学院，北京 100084；
2. 华北电力大学能源动力与机械工程学院，北京 100096）

［摘 要］电力现货市场是全国统一电力市场建设的核心。【目的】模拟未来长期的现货电价对于热电厂灵活性改造工程设备选型、评估收益有重要意义。【方法】本文提出一种模拟不同电源结构下长期现货电价的方法，包括厘清电力市场成员及关系、建立火电厂边际成本计算依据、给出热电协同电厂的报价方法、实现在不同电源结构下模拟长期现货电价。【结果】研究表明：该模拟现货电价算法的 74%模拟值与真实值偏差在±50 元/(MW·h)以内。【结论】在火电发电量占主导的情况下，低电价源于储能充电过程和火电机组的低负荷率，高电价则源于储能放电过程；新能源发电量占主导时，其发电量由储能系统决定，且现货电价多由储能系统主导；热电协同技术使得某 660 MW 火电机组的日内收益比传统热电联产机组高 352 万元，同时降低电网对储能容量的需求；远期电力系统的现货电价和火电出力均呈现显著的季节性差异，全年现货电价均值 335 元/(MW·h)，12 月电价以 414 元/(MW·h)最高，3 月电价以 246 元/(MW·h)最低。该研究结论可为电力市场设计者、参与者和热电厂灵活性改造决策者提供参考。

［关 键 词］新型电力系统；电力市场；现货电价；火电厂边际成本；热电协同

［引用本文格式］刘浩晨，吴彦廷，陈昆，等. 火电边际成本对电力市场中现货电价的影响[J]. 热力发电，2026，55(8)：138.
Liu H C，Wu Y T，Chen K，et al. Impact of thermal power marginal costs on spot electricity prices in electricity markets[J]. Thermal Power Generation，2026，55(8)：138.

Impact of thermal power marginal costs on spot electricity prices in electricity markets

Liu Haochen[1], Wu Yanting[1], Chen Kun[1], Li Ying[2], Li Yonghong[1], Zhang Ye[1], Fu Lin[1]
(1. School of Architecture, Tsinghua University, Beijing 100084, China;
2. School of Energy Power and Mechanical Engineering, North China Electric Power University, Beijing 100096, China)

Abstract: [Objective] To accommodate the decline in the share of thermal power generation in the power mix, which is expected to drop from 65% in 2016 to 40% in 2025, China is pursuing power system reforms to adapt to the productive forces development. One of the important means is the development of a power spot market. The electricity spot market is the core of the national unified electricity market construction. Simulating long-term spot electricity prices is of great significance for equipment selection and revenue assessment in thermal power plant flexibility retrofit projects. [Methods] This study proposes a method for simulating long-term spot electricity prices under different power source structures, including clarifying electricity market members and their relationship, establishing a method to calculate thermal power plants' marginal costs, providing a bidding method for co-operated heat and power plants, and simulating long-term spot electricity prices under different power source structures. [Results] The research shows over 74% of the simulated values have a deviation within ±50 yuan/(MW·h) from actual values. [Conclusion] This paper proposes a model to simulate long-term spot electricity prices and presents the results of a full-year continuous operation of future power systems. This simulation method is applied to provide

收 稿 日 期：2025-11-22 修 回 日 期：2026-01-16 接 受 日 期：2026-01-29
基 金 项 目：国家重点研发计划项目（2022YFC3802400）
Supported by：National Key Research and Development Program (2022YFC3802400)
第一作者简介：刘浩晨（1996），男，博士研究生，主要研究方向为热电协同技术、电力现货市场交易等，lhcdocument@163.com。
通信作者简介：吴彦廷（1985），男，博士，助理研究员，主要研究方向为公共建筑节能、碳排放核算、区域综合能源系统、面向碳中和的宏观政策等，wuyanting@tsinghua.edu.cn。

a basis for flexibility upgrades and long-term economic evaluations of energy storage. It also provides methods for calculating the marginal cost of thermal power and a method for co-operated heat and power bidding, leading to the following conclusions. The simulation results are obtained based on the entire process of determining spot electricity prices. Under the current power source structure, spot electricity prices are determined by thermal power, while under the future power source structure, spot electricity prices are determined by both thermal power and energy storage. Under the future power source structure, spot electricity prices and thermal power generation show seasonal differences: they are higher in summer and winter. This can provide a reference for thermal power bidding and quantitatively estimate the economic benefits of flexibility upgrade schemes for thermal power plants. Thermal-electric coordination technology can increase the daily revenue of coal-fired power plants in the electricity market. Taking a 660 MW rated coal-fired unit as an example, this technology enables it to earn 3.52 million yuan more per day than traditional combined heating and power generation methods. It can also reduce the power and capacity requirements of energy storage systems. This paper will be of interest to electricity market designers, participants, and decision-makers involved in thermal power plant flexibility retrofitting.

Key words: new power system; electricity market; spot electricity price; marginal cost of thermal power plants; thermal-electric coordination

电力现货市场作为实现电能量实物交割的终极市场，有着重要的地位和作用。国家能源局表示到 2029 年全面建成全国统一电力市场[1]，在 2029 年前全国绝大多数[2]省份电力现货市场正式[3]运行。在可再生能源发电装机容量持续快速增长、建设全国电力市场的背景下，发用电工程需要未来现货电价指导项目初期的设备选型，且长期连续的现货电价决定发用电企业全生命周期的实际运行收益，模拟在不同电源结构下长期、连续的现货电价十分重要。

2015 年电力改革以来，市场化交易电量[4]在全社会用电量的占比从 17%上升到 61%。2025 年，国家发展和改革委员会[5]推动新能源进入电力市场，通过市场交易形成电价，顺应电力市场发展趋势。

电力市场发展趋势就是扩大电力市场化规模，即扩大批发交易规模和零售交易规模。而现货电价作为电力批发交易结算的终极价格信号，对其模拟具有重要意义。现货电价的基础是边际成本电价，其存在于我国电力市场[6]以及美国计划的零碳电力市场[7]中。黄民翔等[8]通过市场模拟法模拟电力拍卖过程，从而得到市场出清电价。Lu 等人[9]提出了一种场景建模方法来提高预测模拟准确性，根据外部因素的不同，而生成对抗网络。Huang 等人[10]通过寻找相似日的办法，提出预测模拟山东电力市场的短期现货电价的神经网络模型，并获得较高精度的预测模拟结果。Florian 等人[11]指出现有文献很少聚焦于重要的中长期电价预测模拟，并基于时间序列的电力供需曲线给出了高可信度的预测模拟结果。胡博等[12]指出，目前国内外针对现货电价的长步预测模拟研究仍处于起步阶段，并且基于季节趋势分解进行了现货电价预测模拟。Sergio 等人[13]继续基于机器学习提出新颖的框架，旨在促进人机协作预测模拟日前电价，解释新模型架构及其预测模拟的机制和行为。清华大学建筑节能研究中心率先提出热电协同技术[14]实现燃煤电厂电力顶峰、电力深调[15]和保供热。王笑吟[16]提出基于电网调度指令的热电协同配置方法并给出流程和优化方法，用于设计调峰系统。

可以发现，目前基于火电边际成本模拟长周期现货电价的研究较少，热电协同技术参与电力市场的研究依然是空白。因此，需要建立能反应电力市场火电边际成本的长期现货电价的模拟算法，并给出热电协同报价办法、估算其经济效益。

1 边际成本电价计算模型

1.1 发电侧模型

1.1.1 火电厂边际成本模型

使用文献[17]确定供电煤耗率，然后得到边际成本。并根据燃煤成本与变动成本的比例[18]关系θ，将燃煤成本折算成变动成本：

$$b_{\mathrm{gx}}=b_{\mathrm{g0}}\left\{0.798\exp\left[-\frac{P_{\mathrm{ex}}/P_{\mathrm{e}}+0.245\ln(0.798)-0.245\ln(0.012+\mu_0)-1}{0.245}\right]+0.988-\mu_0\right\} \tag{1}$$

$$\mu_0=\frac{(b_{\mathrm{gmin}}/b_{\mathrm{g0}})-0.988-0.012\exp\left[(1-P_{\mathrm{emin}}/P_{\mathrm{e}})/0.245\right]}{\exp\left[(1-P_{\mathrm{emin}}/P_{\mathrm{e}})/0.245\right]-1} \tag{2}$$

纯凝火电厂的变动成本 $V_{C,\tau}$ 和边际成本 $M_{C,\tau}$ 为：

$$V_{C,\tau}=(10^{-6}P_c)b_{gx}(1\,000P_{ex})/\theta \tag{3}$$

$$\varphi=\frac{P_{ex}}{P_e} \tag{4}$$

$$M_{C,\tau}=\frac{\partial(V_{C,\tau})}{\partial(P_{ex})}=\frac{1}{P_e}\cdot\frac{\partial V_{C,\tau}}{\partial\varphi} \tag{5}$$

将式(1)、式(2)代入式(5)可以得到：

$$M_{C,\tau}=10^{-3}\frac{P_c}{\theta}\left[b_{gx}-\frac{0.798\varphi b_{g0}}{0.245}\exp\left(-\frac{\varphi+0.245\ln(0.798)-0.245\ln(0.012+\mu_0)-1}{0.245}\right)\right] \tag{6}$$

式中：P_c 为发电厂购入煤价，元/t；φ为锅炉负荷率；P_e 为设计工况时轴端出力，MW；b_{g0} 为供电煤耗，g/(kW·h)；P_{emin} 为锅炉最低技术出力，MW；b_{gmin} 为锅炉最低技术出力的供电煤耗，g/(kW·h)；P_{ex} 为任意出力，MW；b_{gx} 为任意出力时的供电煤耗；μ_0 为无量纲参数。

1.1.2 热电协同机组报价

热电协同技术[19]通过储热实现热电联产机组对电网的顶峰和深调、对热网的供热保障。热电协同报价办法的核心是热电协同电厂的收支平衡，其为热电协同电厂提供定量计算指导。

用临界电价 1（P_{k1}）判断抽汽[20]是用于直接供热还是用于发电，计算公式如式(7)所示。当电力市场实时电价高于临界电价时，汽轮机抽汽应该全部用于发电；而当电力市场中实时电价低于临界电价时，汽轮机组抽汽应直接用于供热。

$$P_{k1}=\frac{3.6P_{dh}}{\eta_{ext}} \tag{7}$$

式中：P_{k1} 为临界电价 1，元/(MW·h)；P_{dh} 为对外热价，元/GJ；η_{ext} 为抽汽等效电。

临界电价 2（P_{k2}）用于判断燃煤机组轴端发电量是否驱动电热泵回收余热供热，其计算公式如式(8)所示。当电力市场的实时电价高于该值，燃煤机组轴端发电量应全部上网售卖；而当电力市场中的实时电价低于该值时，燃煤机组轴端发电量应尽可能用于驱动电热泵回收余热供热。

$$P_{k2}=3.6P_{dh}(1+C_{COP,ehp,cold}) \tag{8}$$

式中：P_{k2} 为临界电价 2，元/(MW·h)；$C_{COP,ehp,cold}$ 为电热泵制冷的能效。

临界电价 3（P_{k3}）用于判断抽汽是否驱动吸收式热泵回收余热，该电价计算公式如式(9)所示。该电价物理意义是为了追求经济效益更好，当电力市场中实时电价高于该值时，汽轮机组抽汽应该全部用于发电；而当电力市场中实时电价低于该值时，汽轮机组抽汽应该尽可能用于驱动吸收式热泵回收余热供热。

$$P_{k3}=\frac{3.6P_{dh}(1+C_{COP,ahp,cold})}{\eta_{ext}} \tag{9}$$

式中：P_{k3} 为临界电价 3，元/(MW·h)；$C_{COP,ahp,cold}$ 为吸收式热泵制冷的能效。

临界电价 4（P_j）用于判断热电协同电厂整体收支平衡情况，该电价计算公式如式(10)所示。

$$P_cM_{coal}=P_jE_j+P_{dh}Q_j \tag{10}$$

式中：M_{coal} 为热电协同机组燃煤量，t；P_j 为临界电价 4，元/(MW·h)；E_j 为热电协同机组上网出力，MW·h；Q_j 为机组产热量，GJ。

1.1.3 其他电源及储能报价

当前有火电机组、储能和部分新能源参与电力市场化交易，图 1 模拟了在现货电价成交的任一时刻，发电侧申报发电出力与报价的排序情况。其中 P_1 至 O 段，电力市场出力为火电最小出力；O 至 P_2 段，电力市场出力为火力发电机组和新能源发电机组出力之和；P_2 至 P_3 段，发电机组的出力在 C_2 和 C_3 之间，该区间段内主要由火电机组报量报价，火电厂报价依据边际成本；P_3 至 P_4 段，发电机组出力在 C_3 和 C_4 之间，此区间段是发电机组为了更多获利而申报高价。

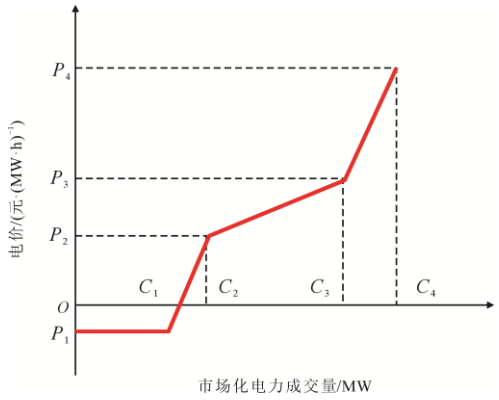


图 1 发电侧参与电力市场申报顺序示意

Fig.1 Schematic diagram of the bidding order for generation-side participation in the electricity market

在电力市场化进程中，低碳新能源为实现全电量上网，常以低电价参与市场竞争，新能源与火电

的报价差异，本质源于两类电源全生命周期的成本结构不同：火电厂可变运行成本占比高，必须依靠发电收入覆盖成本，对电价有刚性要求；新能源初投资占比大，可变运行成本极低，叠加政策扶持[21]，只要报价能覆盖少量变动成本就愿意并网，因此会以低价换全电量上网空间。

为研究储能系统和火电机组竞量竞价过程，需对储能系统的报量报价进行简化线性处理。假设某储能电站设计参数如表 1 所示，此设计参数下储能电站的一种报量报价情况如图 2 所示。

表 1 储能电站设计参数
Tab.1 Design parameters of energy storage stations

最大连续充电时长/h	额定充电功率/MW	储能电站电电效率	最大连续放电时长/h	额定放电功率/MW
8	200	0.8	8	160

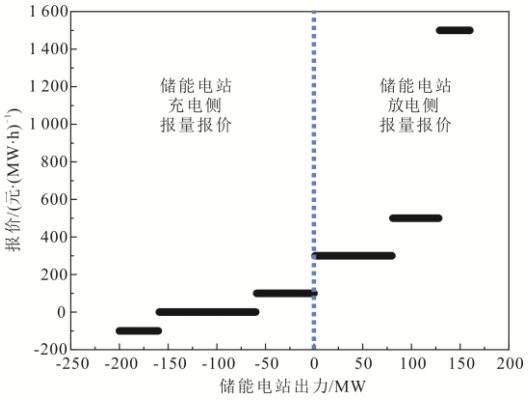


图 2 储能的一种报量报价情况
Fig.2 An example of bidding volume and price for energy storage

1.2 不同电源结构的现货电价模拟方法

为突显储能系统的电力调节优势，做如下简化：1）将储能系统[22]的报量报价曲线按照随发电功率单调递增的直线段处理；2）电网优先消纳低碳电源发电量。在电力市场成交日的日内某时刻，由发电侧和用户侧出清的现货电价如图 3 所示。

图 3 中蓝线为发电侧报量报价曲线，*a*—*b* 段代表电技术最小出力，*b*—*c* 段代表报价较低的储能和部分风光电，*c*—*d* 段代表以火电发电合理报价，其中 *c* 点为煤耗最低机组，*d* 点为煤耗最高机组，*d*—*e* 段代表火电高负荷率和报价高的储能。其中 *c*—*d* 段斜率表示火电机组内部能效差别，*d*—*e* 段斜率表示火电进行经济持留[23]的程度。

红线为用电侧报量报价曲线，1—2 段的横坐标代表留给火电和储能的发电竞价空间，也称竞价空间，为电功率减去非市场化机组发电功率。2—3 段代表储能在充电时就是报量报价的用户，其报量报价曲线与报量不报价的电力用户共同组成图 3 中的用电侧曲线。

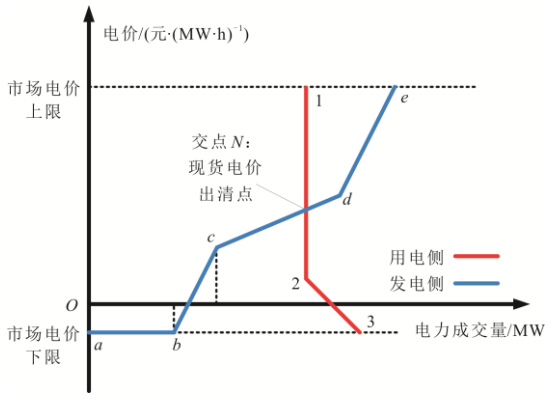


图 3 日内某时刻电力交易中的出清电价
Fig.3 Clearing price in an intraday electricity trading session

图 3 中 *N* 点横坐标代表竞价空间，纵坐标代表出清的现货电价。由于竞价空间随机波动，且发电侧报量报价参数相对稳定，最终导致在某时刻 1—2 段的横坐标会波动，最终影响出清电价。

2 火电厂下限报价模型验证

该省自 2018 年试运行电力现货市场，2023 年 12 月正式运行。图 4 和图 5 分别为 2023 年、2024 年非采暖季现货电价与模拟模型。图 4 和图 5 中蓝点表示 2023 年、2024 年非采暖季内现货电价与火电需供比关系。火电需供比为每 15 min 内，该省火电机组总发电量除以该省在线火电机组总容量，即某时段内该省火电机组的负荷率。选取实际数据验证图 4 中的模型。该省煤价在 850~950 元/t，供电煤耗在 285~315 g/(kW·h)。

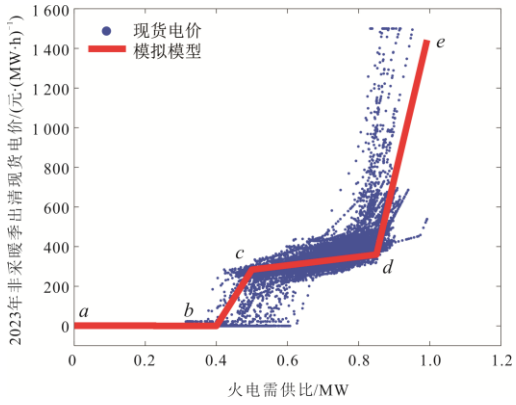


图 4 2023 年非采暖季现货电价与模拟模型
Fig.4 Relationship between spot electricity price and simulated model during non-heating season in 2023

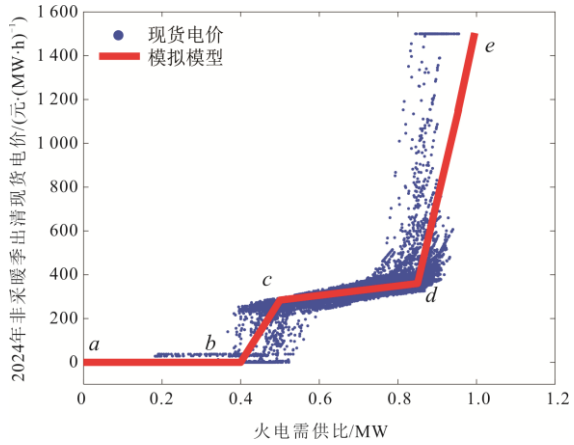


图 5 2024 年非采暖季现货电价与模拟模型

Fig.5 Relationship between spot electricity price and simulated model during non-heating season in 2024

图 4 中 *a* 点坐标为(0, 0)，火电需供比为 0 时现货电价是市场最低价；*b* 点坐标为(0.4, 0)，0.4 对应火电最低技术出力；*c* 点坐标为(0.5, 284)，其中 0.5 对应边际成本[24]最低值，284 元/(MW·h)为在式(6)中取 0.5 负荷率、供电煤耗 285 g/(kW·h)、煤价 850 元/t、再将边际成本除以 0.8 得到；*d* 点坐标为(0.85, 360)，其中 0.85 对应火电机组保持合理报价的最大需供比，360 元/(MW·h)为在式(6)中取 0.85 负荷率、供电煤耗 315 g/(kW·h)、煤价 950 元/t、再将此时的边际成本除以 0.8 得到；*e* 点坐标为(1.00, 1 500)，1.00 对应申报高最高电价 1 500 元/(MW·h)时的需供比。

将 *a*、*b*、*c*、*d*、*e* 点首尾相连得到分段函数，具体如图 4 和图 5 中的红色线段所示。分别将 2023 年非采暖季、2024 年非采暖季逐时需供比带入分段函数中，得到模拟的逐时现货电价。图 6 为 2024 年 5 月 4 日—5 月 12 日的电价和实际出清电价。最后，将实际逐时现货电价减去模拟逐时现货电价，即模拟残差，整理后得到图 7、图 8。

实际电价和模拟预测电价有差别的原因为：1）实际电价从最低值变到火电合理报价之间是渐变而不是突变，这是因为新能源入市部分在高出力时电价报价会略高；2）实际电价在火电合理报价区间内会有波动，这是因为火电厂会根据自身型号、供电煤耗、能源成本和灵活性能力按照收入预期参与现货市场；3）最高电价出现时对应的火电需供比不一致，且高电价连续分布，这是因为火电机组负荷率较高时，一方面火电厂需要投入额外成本，另一方面电力市场处于卖方市场，此时火电厂对收入会有较高预期，随着机组出力增大而抬高申报电价。

实际电价和模拟预测电价相同的原因为：1）实际的最低电价对应的火电需供比趋于一致。2023 年和 2024 年期间，出清的现货电价从零电价变为某值时所对应的火电需供比约为 0.4，这是因为该省火电机组在约 40%负荷率时达到最低技术出力，为了日内不停机，从而将最低技术出力申报为市场最低值；2）高电价出现时对应的火电需供比稳定。2023 年、2024 年期间，高电价开始出现时的火电需供比约在 0.8，这一方面是由于火电机组提高了顶峰发电能力，降低了顶峰发电成本；另一方面是火电厂对收入有了理性预期，将约 80%负荷率所对应的发电量申报为市场最高值。

图 7、图 8 分别模拟了 2023 年、2024 年非采暖季现货电价，74%的模拟值与真实值偏差在±50 元/(MW·h)范围内。

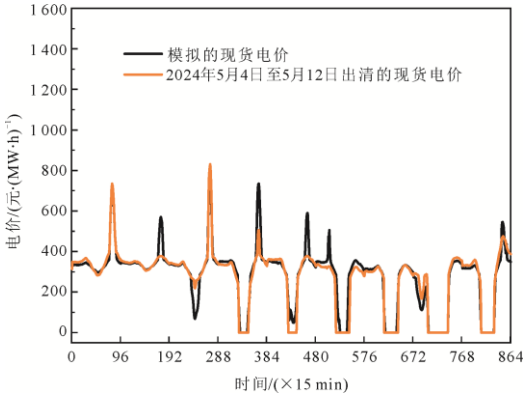


图 6 部分日期逐时模拟的现货电价和出清现货电价对比

Fig.6 Comparison of hourly simulated spot electricity price and cleared spot electricity price during selected days

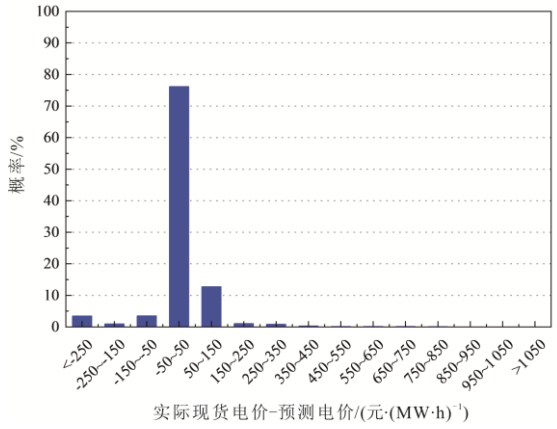


图 7 2023 年非采暖季的残差概率密度分布

Fig.7 Residual probability density distribution during non-heating season in 2023

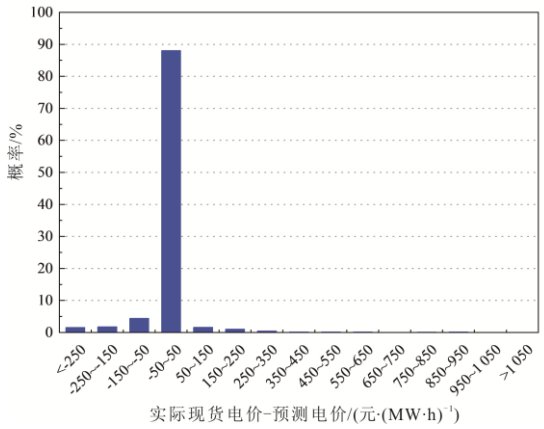


图 8 2024 年非采暖季的残差概率密度分布
Fig.8 Residual probability density distribution during non-heating season in 2024

本文考虑了火电出力、火电容量、新能源出力和电力负荷，但现实中电价仍受电力网络约束、阻塞程度、政府管控电网思路和跨区交易影响，所以该模型还存在一些不足。然而，该计算方法可为灵活性改造、储能长周期经济估算提供决策依据，因此该模型误差在接受范围内。

3 情景研究

此处给出 5 种不同情景，依据第 2 节的方法对现货电价进行模拟。其中前 2 种情景相关参数如表 2 所示，煤价 1 200 元/t，负荷曲线参考山西省典型日。

其中，情景 1 各电源比例参考山西省现状，情景 2 各电源比例参考文献[25]中全国未来情况。情景 1、2 均配置储能保障风光资源全消纳，且孤网运行。

3.1 情景 1 的现货电价

情景 1 的发电侧和用户侧报量报价曲线如图 9 所示。蓝色实线代表火电，蓝色虚线代表储能发电，红色实线代表只报量不报价的电力用户，红色虚线代表储能充电。图 10 为情景 1 中竞价空间。

图 11 展示的现货电价模拟结果的计算过程为：1）根据图 10 中电力负荷减去逐时新能源发电量得到留给火电和储能的发电空间，即竞价空间；2）将竞价空间作为图 9 的输入，得到模拟的现货电价。

根据现货电价出清中标情况，确定火电、储能逐时出力，结果如图 12 所示。图 12 说明火电占主导时：1）低电价源于储能充电和火电低负荷率；2）高电价源于储能系统放电；3）电网深调与顶峰期间，火电由于报价较低而会优先调度储能；4）储能运行时，现货电价更能反映电力供需形式。

表 2 5 种情景下电源结构　　单位：MW
Tab.2 Power supply structures of five scenarios

	纯凝火电机组容量	热电协同机组容量	热电联产机组容量	风电装机容量	太阳能发电装机容量	储能放电额定功率	储能额定充电功率
情景 1	1 000	0	0	333	333	160	200
情景 2	1 000	0	0	4 000	8 000	2 900	5 800
情景 3	340	660	0	333	333	283	200
情景 4	340	0	660	333	333	406	432

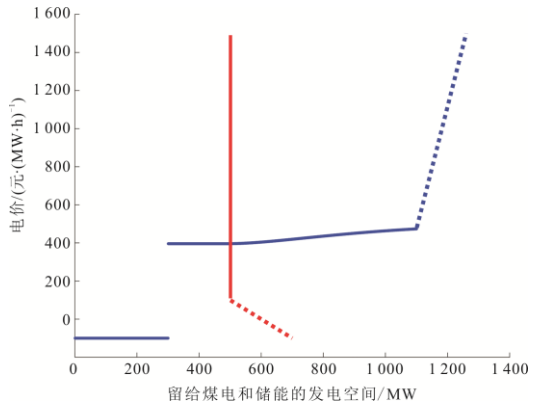


图 9 情景 1 中发用电两侧申报曲线
Fig.9 Reported curves of power generation and consumption sides in Scenario 1

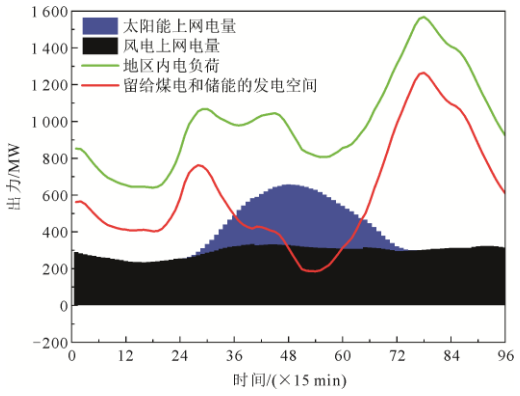


图 10 情景 1 中竞价空间
Fig.10 Bidding space in Scenario 1

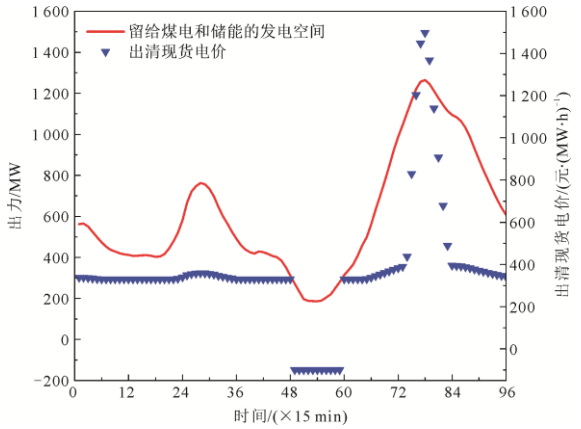


图 11 情景 1 的竞价空间与现货电价

Fig.11 Bidding space and spot electricity price in Scenario 1

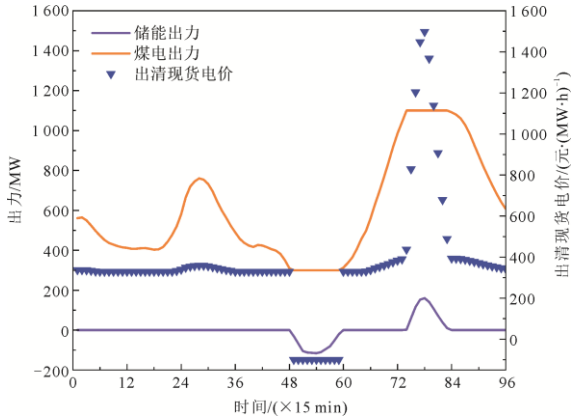


图 12 情景 1 中火电、储能出力与出清现货电价

Fig.12 Output of coal, energy storage and cleared spot electricity price in Scenario 1

3.2 情景 2 的现货电价

情景 2 发电侧和用户侧报量报价曲线如图 13 所示，情景 2 中竞价空间如图 14 所示，图 15 展示情景 2 的现货电价模拟结果，图 16 为情景 2 的火电、储能出力与出清现货电价。

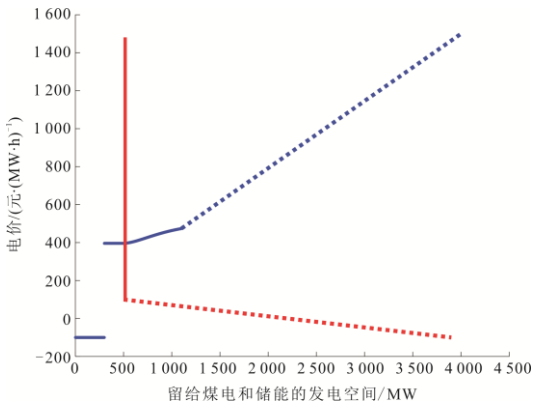


图 13 情景 2 中发用电两侧申报曲线

Fig.13 Reported curves of power generation and consumption sides in Scenario 2

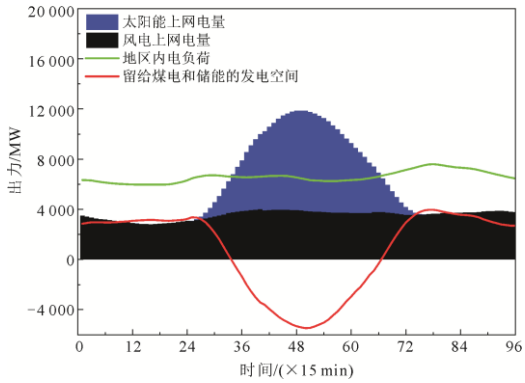


图 14 情景 2 中竞价空间

Fig.14 Bidding space in Scenario 2

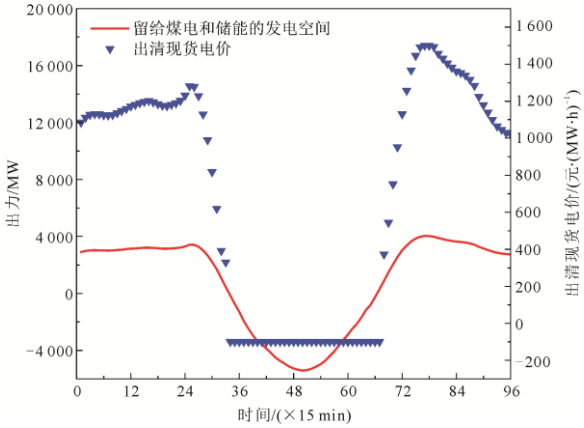


图 15 情景 2 的竞价空间与出清现货电价

Fig.15 Bidding space and cleared spot electricity price in Scenario 2

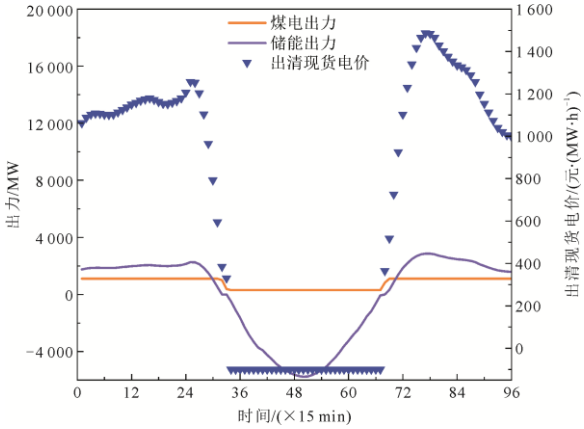


图 16 情景 2 的火电、储能出力与出清现货电价

Fig.16 Output of coal, energy storage and cleared spot electricity price in Scenario 2

图 16 说明在火电机组发电量不占主导时，在电网深调与顶峰期间，新能源的发电量由储能系统决定，现货电价多由储能系统主导。

3.3 热电协同技术下的现货电价

以某 660 MW 燃煤火电机组的热电协同改造方

案为例，给出参与电力现货市场的报价计算依据。该机组热负荷 760 MW，煤价 1 200 元/t，热价 40 元/GJ。相关设备配置参数如表 3。

表 3 热电协同电厂热泵参数
Tab.3 Heat pumps' configuration parameters for co-operated heat and power plant

	制冷 COP	制冷装机容量[26]/MW
吸收式热泵	0.7[27]	180
电动热泵	4.0[28]	100

热电协同报价如图 17 所示，其中 j 点横、纵坐标分别为 138 MW、200 元/(MW·h)，代表锅炉负荷率最低、电动热泵全开后的出力和电价；k_0 点横、纵坐标分别为 483 MW、224 元/(MW·h)，代表机组锅炉负荷率最高、最大抽汽、电热泵全开后的出力和电价；其中 j 点和 k_0 点计算见式(10)。

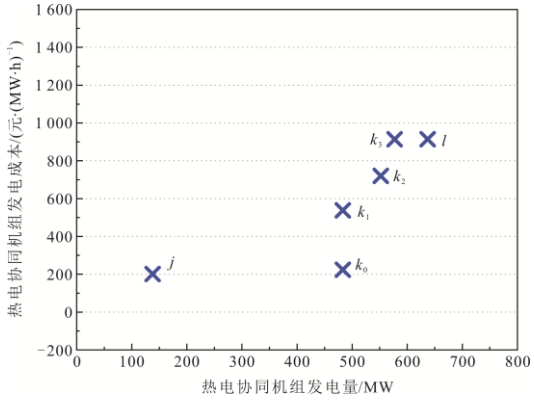


图 17 热电协同报价
Fig.17 Electricity bidding price of co-operated heat and power plant

k_1 点横、纵坐标分别为 483 MW、538 元/(MW·h)，代表汽轮机抽汽是否该直接供热的状态点，此时机组锅炉负荷率最高、最大抽汽、电热泵全开后的出力，电价由式(7)得到。

k_2 点横、纵坐标分别为 552 MW、720 元/(MW·h)，代表电热泵是否应该开机供热的状态点，此时机组出力为锅炉负荷率最高，抽汽只用于驱动吸收式热泵，电热泵全开后的出力，电价由式(8)得到。

k_3 点横、纵坐标分别为 577 MW、914 元/(MW·h)，代表吸收式热泵是否应该开机的状态点，此时锅炉负荷率最高，抽汽只用于驱动吸收式热泵，电热泵关机，出力为 577 MW，电价由式(9)得到。

l 点横、纵坐标分别为 637 MW、914 元/(MW·h)，代表机组是否该纯凝运行的状态点；申报出力 637 MW 与额定出力 660 MW 的差异由汽轮机背压抬高导致。

将情景 1 中 1 000 MW 火电机组拆分出 660 MW 作为热电协同机组，采用图 17 中的报价，得到图 18 中发电侧申报电价和出力的关系，记为情景 3，图 18 中发电侧的数据来源于热电协同机组、纯凝电厂和储能。

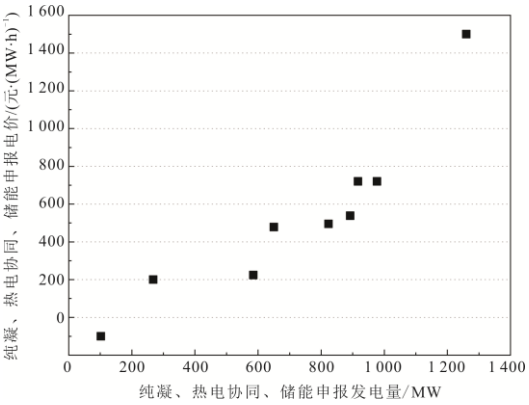


图 18 情景 3 中发电侧申报电价和申报电量的关系
Fig.18 Relationship between the declared electricity price and the declared electricity quantity on the generation side in Scenario 3

再将相同比例的火电机组改造为传统热电联产机组得到图 19 中发电侧申报电价和出力之间关系，记为情景 4。图 19 中热电联产机组为了保障供热，只会申报出力 515 MW 时的电价–100 元/(MW·h)参与电力市场，其他发电侧数据来源于由纯凝电厂和储能。

图 20 给出在相同竞价空间时，情景 3、情景 4 的出清电价。图 20 中情景 3 电价与竞价空间趋势一致，情景 4 电价保持低水平。这是因为热电联产机组申报低电价，同时情景 3 需要储能系统日储电量 0、放电 630 MW·h，而情景 4 却需要储能系统日储电量 3 096 MW·h、放电量 1 190 MW·h。

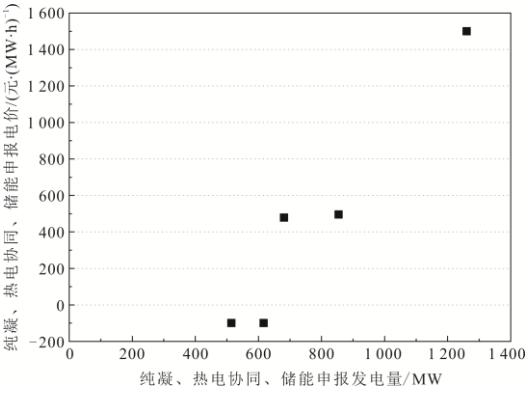


图 19 情景 4 中发电侧申报电价和申报电量的关系
Fig.19 Relationship between the declared electricity price and the declared electricity quantity on the generation side in Scenario 4

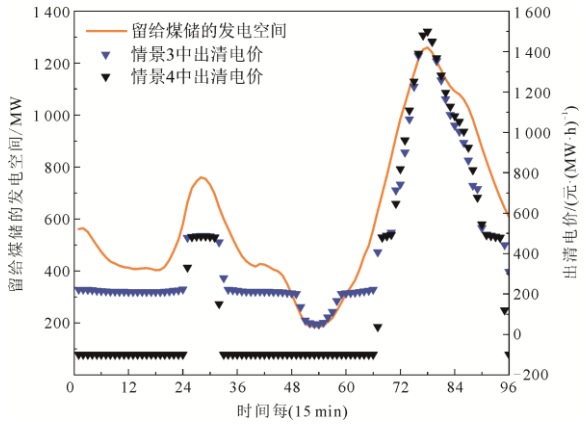


图 20 情景 3 和情景 4 中的各自出清电价

Fig.20 Cleared spot electricity prices in Scenario 3 and Scenario 4

情景 3 的电价比情景 4 高，但这是以热电联产机组的亏损为代价的。表 4 给出情景 3 和情景 4 中单个电厂采取不同供热改造后在电力市场中的经济效益情况。由表 4 可知，严寒期当日热电协同电厂效益要比热电联产电厂多收入 352 万元，其中包括发电收入多了 235 万元，燃煤成本降低 117 万元。因此，热电协同技术更有助于热电厂在电力市场中获益。

表 4 情景 3 和情景 4 中热电厂不同改造方案的经济技术结果

Tab.4 Economic and technical results of different retrofitting schemes of the thermal power plant in Scenarios 3 and 4

	燃煤量/t	供热量/万 GJ	发电收入/万元	燃煤成本/万元	供热收入/万元
情景 3-热电协同电厂	3 165	6	527	380	252
情景 4-热电联产电厂	4 141	6	292	497	252

3.4 远期全年连续现货电价

本节基于远期零碳电力系统的电源结构（表 5），模拟全年逐时现货电价。采用文献[29]中火电 1.4 万兆瓦、风电 8.4 万兆瓦、太阳能发电 20.0 万兆瓦和储能额定放电、充电功率为 6.6 万兆瓦和 16.7 万兆瓦的电源结构。为排除由供热型式造成的电价波动，设定火电厂仅在纯凝工况运行。

表 5 远期的电源结构

Tab.5 The long-term power structure

火电在线机组容量/万兆瓦	风电装机容量/万兆瓦	太阳能装机容量/万兆瓦	储能额定放电功率/万兆瓦	储能额定充电功率/万兆瓦	模拟电价持续时长/d
1.4	8.4	20.0	6.6	16.7	365

本节对火电机组参数进行如下调整以适应远期零碳电力系统：1）煤价格为 1 200 元/t，标煤每排放 1 t CO_2 需要缴纳 700 元碳税，且 1 t 标煤排放 2.62 t 的 CO_2，最终使得每燃烧 1 t 标煤的成本为 3 034 元；2）火电机组以边际成本报量报价。图 21 给出全年竞价空间的逐月平均值，图 22 给出全年现货电价的逐月平均值，图 23 展示火电机组全年逐时发电出力，图 24 展示春夏秋冬 4 个季节内各自 2 个典型周火电逐时出力。

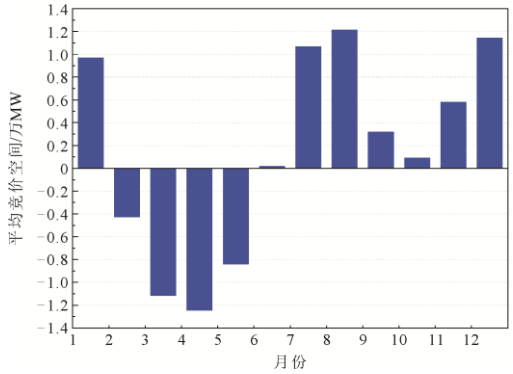


图 21 全年竞价空间的逐月平均值

Fig.21 Monthly average of bidding space throughout the year

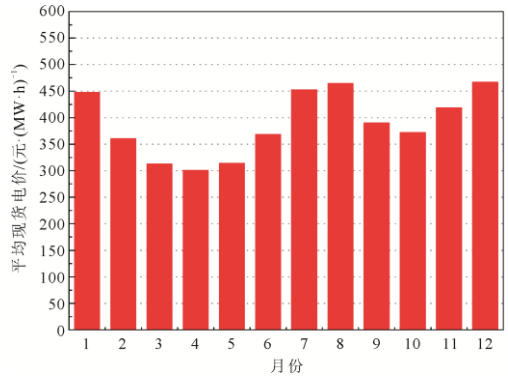


图 22 全年逐时现货电价的逐月平均值

Fig.22 Monthly average of hourly spot electricity prices throughout the year

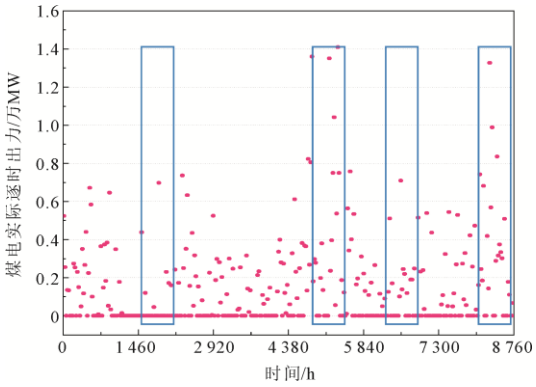


图 23 火电全年逐时出力

Fig.23 Hourly output of coal-fired power in a year

图 23 中 4 个蓝色框线内火电逐时出力数据，

代表春夏秋冬 4 个季节分别的发电情况。其中每个季节各选 2 周时长，数据展开如图 24 所示。

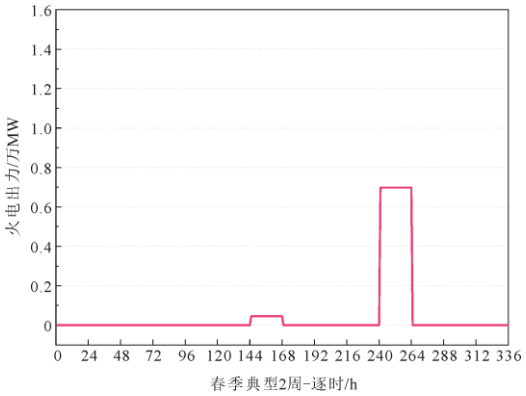
模拟远期全年连续现货电价后得到：

1）2—6 月竞价空间为负，其他时间竞价空间为正。图 21 中的正值表明该月份需要火电发电和储能放电，负值表明该月份需要减少火电发电量以及向储能设施充电。

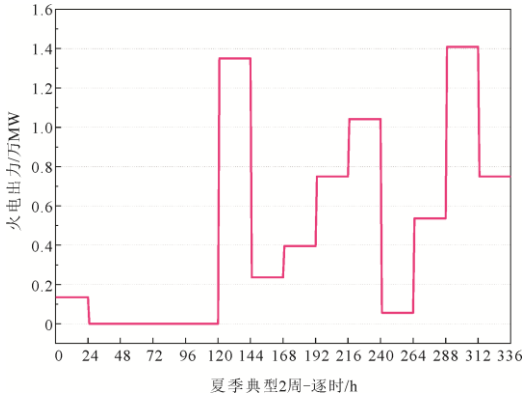
2）全年现货电价均值为 335 元/(MW·h)（图 22）。12 月电价以 414 元/(MW·h)最高，3 月电价以 246 元/(MW·h)最低。全年平均现货电价降低是因为新能源大规模接入电网；12 月电价均值最高是因为竞价空间大且火电发电量多，3 月现货电价均值最低是因为竞价空间小且火电发电量少。

3）图 23 表明火电大量发电在 1 月、7 月、8 月和 12 月。这段时间电力缺口大，需要火电机组调峰发电。图 24 展示四季典型连续 2 周火电出力。由于储能发电成本低，因此优先调用储能发电量解决日内供需不匹配，使得火电在日内出力均匀，提高火电的经济性。

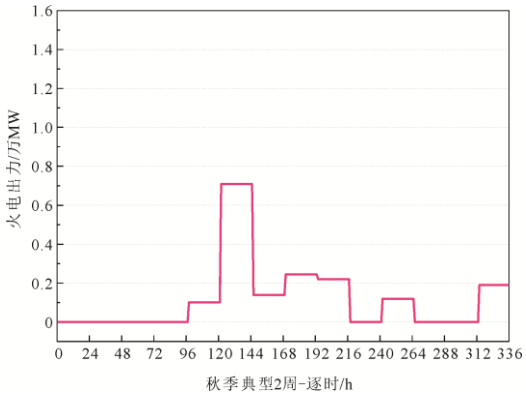
表 6 展示以上所有情景的统一评价指标。情景 1、2 表明新能源主导的电源结构会提高储能容量系数、导致现货电价波动更大。情景 3、4 综合说明热电协同显著降低火电发电量、降低现货电价波动程度。远期电力系统中，储能容量系数会显著增加、火电容量系数进一步降低、现货电价均值降低，全年现货电价波动在合理范围内。



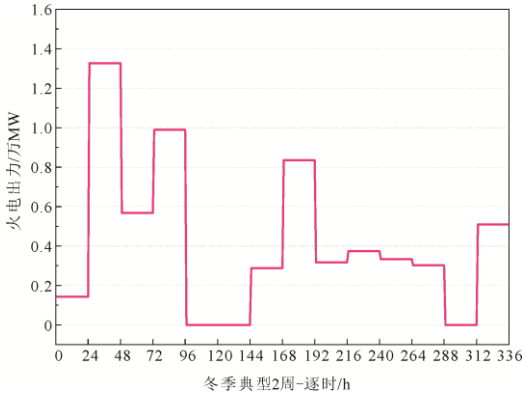
a) 春季



b) 夏季



c) 秋季



d) 冬季

图 24 四季中典型 2 周火电发电出力

Fig.24 Thermal power output by hour in a typical two-week period in four seasons

表 6 不同情景中的统一评价指标

Tab.6 Unified evaluation metrics across different scenarios

	储能容量系数	火电容量系数	现货电价均值/(元·(MW·h)$^{-1}$)	现货电价方差/(×10^4 元·(MW·h)$^{-1}$)^2	模拟现货电价时长/d
情景 1-火电主导	0.01	0.61	360	8.2	1
情景 2-新能源主导	0.11	0.81	688	38.5	1
情景 3-热电协同	0.02	0.58	428	13.6	1
情景 4-热电联产	0.03	0.69	237	24.7	1
全年连续	0.27	0.11	335	15.6	365

4 结　论

本文提出模拟长周期现货电价的模型并给出未来电力系统全年连续运行结果，该模拟方法可为灵活性改造、储能长周期经济估算提供依据。同时本文还给出火电边际成本计算方法和热电协同报价方法，得到以下结论。1）依据现货电价来源的全过程得到模拟结果。74%以上模拟值与真实值偏差在±50 元/(MW·h)。现电源结构下现货电价由火电机组决定；远期电源结构下现货电价由火电机组和储能系统共同决定。

2）在远期电源结构下，现货电价和火电发电量呈季节性差异，夏、冬两季偏高。可为火电报量报价提供参考，定量估算热电厂灵活性改造方案经济效益。

3）热电协同技术可提高火电厂在电力市场中的收益。以 660 MW 额定燃煤机组为例，热电协同技术使其比传统供热方式每日多盈利 352 万元，同时可降低储能系统充放电功率和容量需求。

[参 考 文 献]

[1] 宋永华, 包铭磊, 丁一, 等. 新电改下我国电力现货市场建设关键要点综述及相关建议[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(10): 3172.
Song Y H, Bao M L, Ding Y, et al. Review of Chinese electricity spot market key issues and its suggestions under the new round of Chinese power system reform[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(10): 3172.

[2] 中国电力报. 全国第四个，正式运行！[E/OL]. 2024-09-05. https://mp.weixin.qq.com/s/9Q2VKiqDV5xJ8_ayeibKcg.
China Electric Power News. The fourth in the country, officially in operation! [E/OL]. 2024-09-05. https://mp.weixin.qq.com/s/9Q2VKiqDV5xJ8_ayeibKcg.

[3] 中国电力报. 全国首个区域电力市场完成首次全月结算试运行[E/OL]. 2024-11-30. https://mp.weixin.qq.com/s/hSN4AUk72s18Zn2pDb0qKg.
China Electric Power News. The country's first regional electricity market completed its first full-month settlement trial run[E/OL]. 2024-11-30. https://mp.weixin.qq.com/s/h SN4AUk72s18Zn2pDb0qKg.

[4] 山东省发展和改革委员会. 占比 61.4%: 市场化交易电量持续提升全国统一电力市场体系建设取得积极成效[R/OL]. 2024-03-28. http://fgw.shandong.gov.cn/art/2024/3/28/art_91496_10433138.html.
Shandong Provincial Development and Reform Commission. Accounting for 61.4%: market-based trading electricity continues to increase, and the construction of a unified national electricity market system has achieved positive results [R/OL]. 2024-03-28. http://fgw.shandong.gov.cn/art/2024/3/28/art_91496_10433138.html.

[5] 中华人民共和国国家发展和改革委员会. 国家发展改革委、国家能源局深化新能源上网电价市场化改革[R/OL]. 2025-02-09. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/jd/jd/202502/t20250209_1396070.html.
National Development and Reform Commission of the People's Republic of China. National Development and Reform Commission and National Energy Administration deepen the market-oriented reform of new energy on-grid electricity prices[R/OL]. 2025-02-09. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/jd/jd/202502/t20250209_1396070.html.

[6] 黄日星, 康重庆, 夏清. 电力市场中的边际电价预测[J]. 电力系统自动化, 2000, 24(22): 9.
Huang R X, Kang C Q, Xia Q. System marginal price forecasting in electricity market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2000, 24(22): 9.

[7] Zhou Z, Botterud A, Levin T. Price formation in zero-carbon electricity markets - fundamentals, challenges, and research needs[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2025, 211: 115250.

[8] 黄民翔, 赵学顺, 倪波, 等. 市场电价的实证分析及预测建模[J]. 电力系统自动化, 2003, 27(19): 16.
Huang M X, Zhao X S, Ni B, et al. Forecasting on market-clearing price based on bidding curve driven model[J]. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(19): 16.

[9] Lu X, Qiu J, Lei G, et al. Scenarios modelling for forecasting day-ahead electricity prices: case studies in Australia[J]. Applied Energy, 2022, 308: 118296.

[10] Huang S W, Shi J H, Wang B Y, et al. A hybrid framework for day-ahead electricity spot-price forecasting: a case study in China[J]. Applied Energy, 2024, 373: 123863.

[11] Florian Z, Rick S. Probabilistic mid- and long-term electricity price forecasting[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, 94: 251.

[12] 张鹏飞, 胡博, 胡展硕, 等. 基于 STD-ST-Former 的现货电价长步时空预测[J]. 中国电机工程学报, 2024, 45(19): 1.
Zhang P F, Hu B, Hu Z S, et al. Long step spatial-temporal prediction of spot electricity price using dual channel ST-Former framework based on seasonal trend decomposition[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 45(19): 1.

[13] Beltrán S, Castro A, Irizar I, et al. Framework for collaborative intelligence in forecasting day-ahead electricity price[J]. Applied Energy, 2022, 306: 118049.

[14] 吴彦廷. 热电协同的集中供热系统参数配置及运行调节研究[D]. 北京: 清华大学, 2018: 1.
Wu Y T. Research on the configuration and operation strategy of co-operated heat and power district heating system[D]. Beijing: Tsinghua University, 2018: 1.

[15] 吴彦廷, 尹顺永, 付林, 等. 热电协同提升热电联产灵活性[J]. 区域供热, 2018(1): 32.
Wu Y T, Yin S Y, Fu L, et al. Enhancing the flexibility of combined heat and power through thermal-electric coordination [J]. District Heating, 2018(1): 32.

[16] 王笑吟. 热电联产的热电协同模式评价与流程研究[D]. 北京: 清华大学, 2021: 1.
Wang X Y. Research on evaluation and process of cogeneration synergy mode[D]. Beijing: Tsinghua University, 2021: 1.

[17] 刘福国, 张绪辉. 两点法确定供电煤耗-负荷特性曲线研究[J]. 热力发电, 2020, 49(9): 87.
Liu F G, Zhang X H. Determination of load-impacted curve on generation efficiency of coal-fired unit by two-point method[J]. Thermal Power Generation, 2020, 49(9): 87.

[18] 赵越. 电力现货市场背景下火电厂实时成本研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2020: 1.
Zhao Y. Research on real-time cost of thermal power plant

under the background of electricity spot market[D]. Beijing: North China Electricity University, 2020: 1.
[19] Wu Y T, Fu L, Zhang S G, et al. Study on a novel co-operated heat and power system for improving energy efficiency and flexibility of cogeneration plants[J]. Applied Thermal Engineering, 2019, 163: 114429.
[20] 李岩, 米培源, 李文涛, 等. 大型机组乏汽余热利用的热电联产供热系统全工况优化[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(16): 4815.
Li Y, Mi P Y, Li W T, et al. Full operating conditions optimization of cogeneration heating system based on waste heat utilization of exhausted steam of large turbine units[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(16): 4815.
[21] 石梦舒, 刘瑾瑜, 郭鸿业, 等. 高比例新能源电力系统中负电价的成因分析与应对建议[J/OL]. 电力系统自动化, 2026-06-09. https://link.cnki.net/urlid/32.1180.TP.20250814.0857.002.
Shi M S, Liu J Y, Guo H Y, et al. Causes and countermeasures of negative electricity prices in power system with high proportion of renewable energy[J/OL]. Automation of Electric Power Systems, 2026-06-09. https://link.cnki.net/urlid/32.1180.TP.20250814.0857.002.
[22] 姜欣, 刘萌, 王天梁, 等. 电网侧储能电站参与现货联合市场的竞价策略[J]. 电网技术, 2021, 45(9): 3398.
Jiang X, Liu M, Wang T L, et al. Bidding strategy for grid-side energy storage power stations to participate in the spot joint market[J]. Power System Technology, 2021, 45(9): 3398.
[23] Tang Q Z, Guo H Y, Zheng K D, et al. Forecasting individual bids in real electricity markets through machine learning framework[J]. Applied Energy, 2024, 363: 123053.
[24] 龙建平, 王桢, 林玥廷, 等. 燃煤机组度电成本及边际成本的实时获取方法[J]. 广东电力, 2020, 33(6): 53.
Long J P, Wang Z, Lin Y T, et al. Real-time acquisition method of electricity cost and marginal cost of coal-fired units[J]. Guangdong Electric Power, 2020, 33(6): 53.
[25] 清华大学建筑节能研究中心. 中国建筑节能年度研究报告 2023[M]. 北京: 中国建筑工业出版社, 2024: 148.
Tsinghua University Building Energy Conservation Research Center. China building energy conservation annual research report 2023[M]. Beijing: China Architecture & Building Press, 2024: 148.
[26] Wang X Y, Wu Y T, Fu L. Evaluation of combined heat and power plants with electricity regulation[J]. Applied Thermal Engineering, 2023, 227: 120364.
[27] 谢晓云, 江亿. 真实溶液下吸收式热泵的理想过程模型[J]. 制冷学报, 2015, 36(1): 13.
Xie X Y, Jiang Y. The ideal process model for absorption heat pumps with real solution[J]. Journal of Refrigeration, 2015, 36(1): 13.
[28] Liu M, Ma G F, Wang S, et al. Thermo-economic comparison of heat-power decoupling technologies for combined heat and power plants when participating in a power-balancing service in an energy hub[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2021, 152: 111715.
[29] 李永红. 基于电力热力系统耦合优化的我国未来零碳供热模式研究[D]. 北京: 清华大学, 2024: 1.
Li Y H. Research on future zero-carbon heating modes in China based on coupling optimization of electric-thermal systems[D]. Beijing: Tsinghua University, 2024: 1.

（责任编辑　邓玲惠）