DOI: 10.19666/j.rlfd.202505101

压缩空气储能耦合 600 MW 富氧燃煤机组热力特性及经济性研究

张智羽[1,2]，宋海辉[1,2]，张 波[1,2]，秦 龙[1,2]，王圣杰[3]
（1. 内蒙古科技大学能源与环境学院，内蒙古 包头 014017；
2. 内蒙古自治区新型重要能源综合利用技术集成攻关大平台，内蒙古 包头 014017；
3. 中央民族大学经济学院，北京 100081）

［摘 要］【目的】降低火电机组碳排放和提升富氧燃烧发电机组灵活性。【方法】基于能量梯级利用原理，采用流程模拟的方法建立了压缩空气储能耦合富氧燃煤机组模型，提出了不同耦合方案，对耦合机组建模并开展热力特性以及经济性分析。【结果】结果表明，通过烟气余热替代汽轮机抽汽预热透平入口空气、HE1—HE3 换热器换热效率为 89%，透平温度升高至 115 ℃时，压缩空气储能系统的循环效率最高可达 74.33%，较独立压缩空气储能系统高 24.25%。考虑碳排放权、CO_2 售出以及碳税时，耦合机组静态回收周期为 11.256 年，小于常规机组，此时净现值 NPV、内部收益率 IRR 分别为 80 173 万元、9.63%，均高于常规机组，这表明耦合机组较常规机组具有更好的经济性；碳税加大了耦合机组的平准化电力成本β_{LCOE}，碳排放权售出以及 CO_2 售出会显著降低耦合机组的平准化电力成本β_{LCOE}；当碳税、碳排放权售出价格、CO_2 售出价格分别高于 6.4、73.9、14.68 元/t 时，耦合机组平准化电力成本β_{LCOE}低于常规机组；敏感性分析显示，煤炭价格对耦合机组影响最大，其次为碳排放权价格、CO_2 售价、碳税。【结论】所提出的火电−储能深度耦合的低碳化路径为构建新型电力系统下燃煤机组低碳排放、加快火电机组向调节性电源转型提供了理论依据与工程参考。

［关 键 词］先进绝热压缩空气储能；富氧燃烧；热力特性；经济性分析

［引用本文格式］张智羽，宋海辉，张波，等. 压缩空气储能耦合 600 MW 富氧燃煤机组热力特性及经济性研究[J]. 热力发电，2026, 55(2): 117-127. ZHANG Zhiyu, SONG Haihui, ZHANG Bo, et al. Thermodynamic characteristics and economic study of a 600 MW oxyfuel coal-fired unit integrated with compressed air energy storage[J]. Thermal Power Generation, 2026, 55(2): 117-127.

Thermodynamic characteristics and economic study of a 600 MW oxyfuel coal-fired unit integrated with compressed air energy storage

ZHANG Zhiyu[1,2], SONG Haihui[1,2], ZHANG Bo[1,2], QIN Long[1,2], WANG Shengjie[3]
(1. School of Energy and Environment, Inner Mongolia University of Science and Technology, Baotou 014017, China;
2. Integrated Research Large Platform for Comprehensive Utilization Technologies of New Important Energy, Baotou 014017, China;
3. School of Economics, Minzu University of China, Beijing 100081, China)

Abstract: [Objective] This paper aims to reduce carbon emissions and enhance the operational flexibility of coal-fired power units. [Methods] A coupled system integrating compressed air energy storage (CAES) with oxygen-enriched coal-fired units was proposed based on energy complementary utilization principles. Various coupling schemes were proposed, and the thermodynamic performance and economic feasibility of the integrated system were analyzed. [Results] The results show that by replacing steam turbine extraction with flue gas waste heat to preheat the turbine inlet air, when the heat exchange efficiency of HE1–HE3 is 89% and turbine inlet temperature

收 稿 日 期：2025-05-15 修 回 日 期：2025-07-04 接 受 日 期：2025-07-11
基 金 项 目：内蒙古自然科学基金（2022MS05036）；内蒙古自治区直属高校基本科研业务费项目（2023QNJS141）；内蒙古自治区重点研发和成果转化计划项目（2025YFHH0099）
Supported by: Inner Mongolia Natural Science Foundation (2022MS05036); Basic Scientific Research Operating Expenses Program of Universities Directly Under Inner Mongolia Autonomous Region (2023QNJS141); Key Research and Development and Achievement Transformation Program of Inner Mongolia Autonomous Region (2025YFHH0099)
第一作者简介：张智羽（1979），男，博士，副教授，主要研究方向为富氧燃烧技术，多能互补系统，zzy0021@126.com。

is raised to 115 ℃, the round-trip efficiency of the CAES system can reach a maximum of 74.33%, representing a 24.25% improvement over the standalone CAES system. When carbon allowances, CO_2 revenue, and carbon taxes are considered, the coupled system achieves a static payback period of 11.256 years, shorter than that of the conventional unit. In this case, the net present value (NPV) and internal rate of return (IRR) reach 801.73 million yuan and 9.63%, respectively, both exceeding those of the conventional system, indicating better economic performance. Carbon taxes increase the levelized cost of electricity (β_{LCOE}) of the coupled unit, while carbon allowance trading and CO_2 sales significantly reduce the β_{LCOE}. The β_{LCOE} of the coupled unit becomes lower than that of the conventional unit when the carbon tax, carbon allowance price, and CO_2 price exceed 6.4 yuan/t, 73.9 yuan/t, and 14.68 yuan/t, respectively. Sensitivity analysis reveals that coal price has the greatest impact on the economic performance of the coupled unit, followed by the carbon allowance price, CO_2 price, and carbon tax. [Conclusion] The proposed low-carbon pathway for the deep integration of thermal power and energy storage offers theoretical and engineering guidance for promoting low-carbon emissions from coal-fired power units and accelerating their transition into flexible, dispatchable power sources under the framework of a new power system.

Key words: advanced adiabatic compressed air energy storage; oxyfuel combustion; thermodynamic characteristics; economic analysis

压缩空气储能（compressed air energy storage，CAES）技术作为一种高效大规模的新型储能方式已在运行电站中发挥灵活调节作用[1-2]。CAES 系统涉及冷、热、电多种交换过程，其与各类型传统及新型能源系统耦合的研究引起了多方关注。

在 CAES 系统与多种可再生能源系统耦合方面，文献[3]设计了风力机直接耦合压缩空气储能系统并分析了风速、环境温度等对系统效率的影响；Ni 等人[4]将 CAES 系统与电池结合以提高 CAES 系统处理风能与太阳能快速波动的能力。

在 CAES 系统与燃煤电厂发电机组耦合方面，Zhuo 等人[5]提出了一种耦合火电和蒸汽驱动的 CAES 系统，可以实现锅炉–汽轮机的解耦；Shi 等人[6]考虑了抽汽量会受到现有汽轮机抽汽管截面积的限制，研究了燃煤发电机组不同工况下耦合系统的特点，并进行了技术经济计算分析。

在 CAES 系统与富氧燃烧发电系统耦合方面，王守文等[7]构建了含富氧燃烧碳捕集、燃煤掺氨和先进绝热压缩空气储能的综合能源模型；王义军等[8]构建含变掺氧富氧燃烧燃气机组、利用 LNG 冷能的 LAES、电转气（power to gas，P2G）设备、中央空调和溴化锂制冷机的 IES 架构。

综上，无论是单一能源系统还是多种能源系统，CAES 系统与其他能量系统耦合可以实现较高的系统能源综合利用率。同时，富氧燃煤机组作为一个热力循环更为复杂的发电系统，物质与能量交换过程比常规燃煤机组更多。因此，当 CAES 系统与富氧燃煤机组集成时，可以有效降低集成系统经济成本的同时提高系统的调峰能力。然而，在 CAES 系统耦合富氧燃煤机组的热力特性和经济性影响方面鲜有相关研究。为此，本文基于能量梯级利用原理，提出富氧燃煤机组与 CAES 系统结合的机组模型，并开展热力特性以及经济性分析。本研究可为构建新型电力系统下燃煤机组低碳排放，以及加快燃煤机组向调节性电源转型提供理论依据与参考。

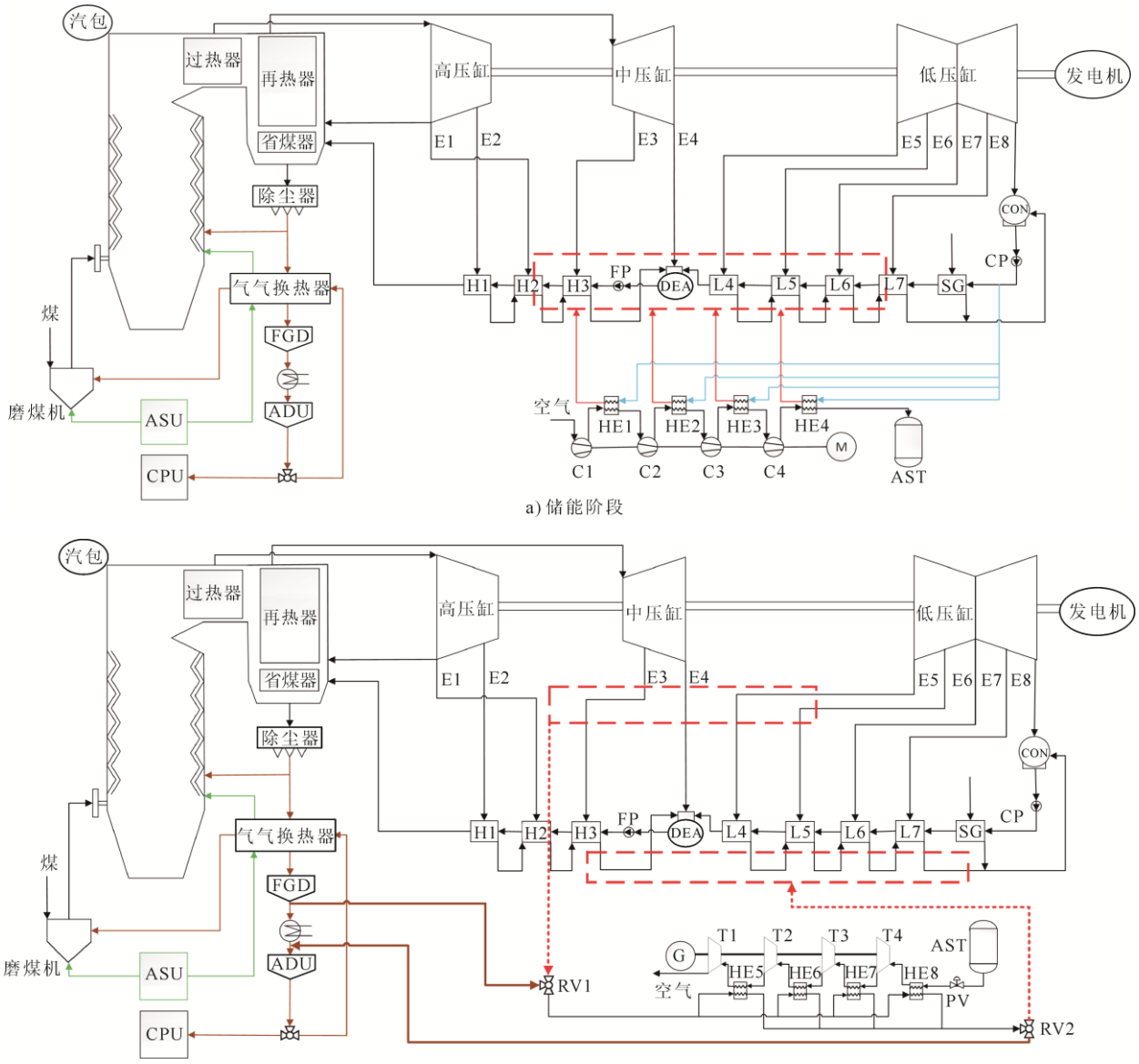
1 系统介绍

CAES 耦合富氧燃煤发电系统（耦合系统）的示意如图 1 所示，其主要由富氧燃煤发电系统、空气分离单元（air separation unit，ASU）、二氧化碳压缩与净化单元（CO_2 compression and purification unit，CPU）和 CAES 系统组成。

富氧燃煤发电系统（富氧机组）由锅炉系统、烟气循环系统、汽轮机以及回热系统组成。其中，回热系统由三级高温加热器、四级低温加热器、1 台冷凝器、1 台除氧器组成。CAES 系统主要由储能阶段运行的四级压缩机（C1—C4）、四级换热器（HE1—HE4）、气体储罐（AST）以及释能阶段运行的四级透平机（T1—T4）、四级换热器（HE5—HE8）、空气节流阀（PV）组成。

峰谷分时电价见表 1[9]。由表 1 可见，耦合系统的日循环周期可划分为低谷期、平谷期和高峰期 3 个典型工况阶段。低谷期（8 h），富氧机组和 CAES 系统分别处于 50%THA 和储能阶段。期间，发电机组过剩电能驱动四级串联压缩机（C1—C4）将环境空气压缩至储气装置 AST，凝结水泵 CP 出口的部分冷凝水作为热载体进入换热器（HE1—HE4）吸收压缩机级间余热后，汇入富氧机组回热系统；高峰期（4.626 h），富氧机组提升至 100%THA 满负荷运行，CAES 系统处于释能阶段。AST 释放的低温高压空气依次通过透平机组（T1—T4）膨胀做功，期

间采用 2 种预热方案：方案 1 通过抽取汽轮机蒸汽经 HE5—HE8 换热器预热压缩空气后回输至冷凝器；方案 2 则利用脱硫后烟气（176.052 ℃）实施预热，经热交换后的烟气进入脱水装置处理。需特别说明的是，在高峰期的后 3.374 h，CAES 系统停止工作但富氧机组仍保持满负荷运行；平谷期（持续 8 h），CAES 系统完全停止运行，富氧机组持续维持 100%THA 工况。



H1—H3—高压加热器；L1—L4—低压加热器；FP—给水泵；SG—汽封加热器；CP—凝结水泵；CON—凝汽器；E1—E8—第 1—8 级抽气；C1—C4—压缩空气储能系统压缩机；T1—T4—压缩空气储能系统透平机；HE1—HE8—压缩空气储能系统换热器；AST—储气装置；PV—节流阀；M—电机；G—发电机。

图 1 CAES 耦合富氧燃煤发电系统示意

Fig.1 Schematic diagram of the CAES coupled oxyfuel coal-fired power generation system

表 1 峰谷分时电价

Tab.1 The time of use electricity price

阶段	时段	电价/(元 (kW·h)$^{-1}$)
高峰期	10:00—15:00、18:00—21:00	1.264 0
平谷期	07:00—10:00、15:00—18:00、21:00—23:00	0.745 3
低谷期	23:00—07:00	0.277 9

2 系统评价指标

本文通过采用 Ebsilon Professional 和 Aspen Plus 软件建立耦合方案的热力系统循环流程。为了简化计算，基本假设如下：1）在循环过程中，工质流动稳态，整个系统处于稳定状态；2）空气视为理想气体，组成成分为 78.09%（摩尔分数，下同）N_2、20.95%O_2、0.94%AR 和 0.026%CO_2；3）AST 为恒温恒压状态；4）空气经过节流阀过程为等焓过程。

2.1 热力学分析

1）热耗率 q　热耗率是衡量耦合系统热经济性指标之一，公式如下：

$$q=\frac{D_{\mathrm{gs}}\times H_{\mathrm{gs}}+D_{\mathrm{zr}}\times H_{\mathrm{zr}}-D_{\mathrm{gr}}\times H_{\mathrm{gr}}}{W} \tag{1}$$

式中：q 为热耗率，kJ/(kW·h)；D_{gs}、D_{zr}、D_{gr} 分别为给水流量、再热蒸汽流量、供热抽气流量，kg/s；H_{gs}、H_{zr}、H_{gr} 分别为给水焓增、再热蒸汽焓增、供热焓增，kJ/kg；W 为发电机输出功率，MW。

2）系统能效 η_{SPE}　系统能效被定义为 CAES 系统释能阶段输出的电能与储能阶段外部提供的功率的比值，计算公式如下[6]：

$$\eta_{\mathrm{SPE}}=\frac{W_{\mathrm{dischar}}\times t_{\mathrm{dischar}}}{W_{\mathrm{char}}\times t_{\mathrm{char}}} \tag{2}$$

式中：W_{dischar} 为 CAES 释能阶段输出功率，kW；W_{char} 为 CAES 储能阶段消耗功率，kW；t_{dischar}、t_{char} 分别为释能与储能阶段时长，h。

3）循环效率 η_{RTE}　循环效率通常作为衡量 CAES 系统的能量利用能力而被广泛使用。在本文中，CAES 系统在一个循环周期中存在与富氧机组的热量交换。所以 η_{RTE} 被重新定义如下[6]：

$$\eta_{\mathrm{RTE}}=\frac{(W_{\mathrm{dischar}}-\Delta Q_{\mathrm{ex}})\times t_{\mathrm{dischar}}}{(W_{\mathrm{char}}-\Delta Q_{\mathrm{co}})\times t_{\mathrm{char}}} \tag{3}$$

$$\Delta Q_{\mathrm{co}}=Q_{\mathrm{co,f}}-Q_{\mathrm{co,o}} \tag{4}$$

$$\Delta Q_{\mathrm{ex}}=Q_{\mathrm{ex,o}}-Q_{\mathrm{ex,f}} \tag{5}$$

式中：ΔQ_{co}、ΔQ_{ex} 分别为 CAES 系统处于储能和释能阶段时，耦合机组与富氧机组的发电量差值，kW；$Q_{\mathrm{co,o}}$、$Q_{\mathrm{co,f}}$ 分别为耦合机组在储能阶段的发电量和富氧机组在相同工况下的发电量，kW；$Q_{\mathrm{ex,o}}$、$Q_{\mathrm{ex,f}}$ 分别为耦合机组在释能阶段的发电量和富氧机组在相同工况下的发电量，kW。

2.2 经济性分析

本文中耦合机组的经济性成本由富氧机组和 CAES 系统 2 部分构成。

其中，CAES 系统成本由压缩机等模块化成本函数估算，计算公式如下：

1）压缩机

$$P_{\mathrm{c}}=\left(\frac{39.5m_{\mathrm{air}}}{0.9-\eta_{\mathrm{AT}}}\right)(\pi_{\mathrm{AC}})\ln(\pi_{\mathrm{AC}}) \tag{6}$$

式中：m_{air} 为空气质量流量，kg/s；π_{AC} 为压缩机压比；η_{AT} 为压缩机等熵效率，取 88%；

2）透平机

$$P_{\mathrm{T}}=\left(\frac{266.3m_{\mathrm{air}}}{0.92-\eta_{\mathrm{AT}}}\right)\ln(\pi_{\mathrm{AT}})(1+\mathrm{e}^{0.036T_{\mathrm{in}}-54.4}) \tag{7}$$

式中：π_{AT} 为透平机压比；η_{AT} 为透平机等熵效率，88%；T_{in} 为透平机入口空气温度，K。

3）换热器

$$P_{\mathrm{H}}=130\times\left(\frac{A_{\mathrm{HEX}}}{0.093}\right)^{0.78} \tag{8}$$

式中：A_{HEX} 为换热器换热面积，m^2

4）储气罐

$$P_{\mathrm{S}}=4\,042\times(V_{\mathrm{AST}})^{0.78} \tag{9}$$

式中：V_{AST} 为储气罐体积，m^3

5）阀门

$$P_{\mathrm{V}}=811m_{\mathrm{air}} \tag{10}$$

6）电控设备

$$P_{\mathrm{E}}=49\times10^4W \tag{11}$$

7）其他材料等

$$P_{\mathrm{O}}=121\times10^4W \tag{12}$$

富氧机组成本由改造前常规火力发电系统、锅炉改造成本和增加的辅助设备成本构成。常规火力发电系统成本数据来源于机组设计资料，锅炉改造成本取常规锅炉成本的 7%[10]，由于辅助设备的成本缺乏现场数据，所以采用经济学中的缩放法[11]进行估算，计算公式如下：

$$C_{\mathrm{i}}=C_{\mathrm{i,ref}}\times\left(\frac{W_{\mathrm{i}}}{W_{\mathrm{i,ref}}}\right)^{0.74} \tag{13}$$

式中：C_{i}、$C_{\mathrm{i,ref}}$ 分别为实际装置与参考装置的购置成本，万元；W_{i} 为实际装置中的物流率或能流率；$W_{\mathrm{i,ref}}$ 为参考装置的物流率或能流。

平准化电力成本 β_{LCOE} 通常作为评价火电系统的重要指标之一，被定义为系统相关的初期投资成本、运营成本与系统全生命周期内累计输出电量的比值。计算公式如下[11]：

$$\beta_{\mathrm{LCOE}}=\frac{\left(I_{\mathrm{cc}}+\sum_{n=1}^{N}\frac{C_{\mathrm{ann},n}}{(1+r_{\mathrm{dis}})^{n}}\right)}{\left(\sum_{n=1}^{N}\frac{W_{\mathrm{ps},n}}{(1+r_{\mathrm{dis}})^{n}}\right)} \tag{14}$$

式中：I_{cc} 为耦合系统资本成本，万元；$C_{\mathrm{ann},n}$ 为耦合系统第 n 年的费用，万元；$W_{\mathrm{ps},n}$ 为耦合系统第 n 年的发电量，kW·h；r_{dis} 为贴现率，%，取 8%。

3 结果和讨论

本文富氧改造参考的常规机组锅炉型号为 SG2023/17.5-M914、汽轮机型号选用 N600-16.67/538/538、CPU 采用工艺成熟的自产冷量分离工艺、ASU 采用深冷制氧法、CAES 结构见文献[12]。

3.1 模型验证

本文富氧机组模型详细的建立过程见文献[13]，CAES 系统模型验证见表 2。

表 2 CAES 系统模型验证

Tab.2 Validation of the CAES system model

项目	文献[12]	模拟值	误差
压缩机功耗/MW	9.62	9.67	0.53%
膨胀机功率/MW	10.03	10.03	0
储能时长/h	8.00	8.00	0
释能时长/h	4.20	4.23	0.71%
η_{RTE}/%	54.74	54.45	0.53%

由表 2 知 CAES 系统模拟值与文献[12]误差最大为 0.71%，可以认为耦合机组模型满足热力学研究精度。

3.2 热力特性分析

3.2.1 CAES 系统储能阶段耦合方式

CAES 系统处于储能阶段时，回收 CAES 系统压缩机余热的冷凝水回归回热系统位置不同对 CAES 的性能有影响。冷凝水经过 HE4 回归富氧机组的位置可以为 FP、L4、L5、L6 的锅炉给水出口，经过 HE1 的冷凝水回归位置可以为 FP、L4、L5 的锅炉给水出口，经过 HE2 和 HE3 的冷凝水回归位置可以为 H3、FP、L4 锅炉给水出口，具体耦合方式见表 3。

表 3 显示了 CAES 系统处于储能阶段时，方案 1、2 可能的 20 种耦合方式。经过 HE4、HE1、HE2 和 HE3 的冷凝水回归富氧机组的位置分别为 FP、FP、H3 时，2 个方案的 η_{RTE} 值均最大，分别为 58.15%、69.67%。同时，因为 2 个方案在储能阶段耦合方式相同，所以 2 个方案在相同耦合方式下热耗率均相同，最低值为 8 150.04 kJ/(kW·h)。不同耦合方式不会改变压缩机能耗、透平机输出功率以及储释能时间，所以方案 1 和方案 2 的系统能效均保持 57.825%不变。

表 3 CAES 系统储能阶段时方案 1、2 的可能耦合方式

Tab.3 Possible coupling approaches between Scenario 1 and 2 in energy storage phase of the CAES system

方式	位置			RTE/%		热耗率/(kJ·(kW·h)$^{-1}$)	
	HE4	HE1	HE2 和 HE3	方案 1	方案 2	方案 1	方案 2
1	FP	FP	H3	58.15	69.67	8 150.04	8 150.04
2			FP	57.16	68.48	8 171.24	8 171.24
3			L4	55.85	66.91	8 207.68	8 207.68
4		L4	H3	57.62	69.04	8 164.33	8 164.33
5			FP	56.77	68.02	8 183.12	8 183.12
6			L4	55.29	66.30	8 221.83	8 221.83
7		L5	H3	57.03	68.33	8 177.91	8 177.91
8			FP	56.24	67.39	8 195.66	8 195.66
9	L4	FP	H3	57.66	69.09	8 163.37	8 163.37
10			FP	56.83	68.09	8 182.14	8 182.14
11			L4	55.37	66.34	8 220.85	8 220.85
12		L4	H3	57.00	68.29	8 180.29	8 180.29
13			FP	56.15	67.27	8 199.95	8 199.95
14		L5	H3	56.47	67.65	8 192.87	8 192.87
15			FP	55.64	66.65	8 212.57	8 212.57
16	L5	FP	H3	56.10	68.45	8 175.63	8 175.63
17			FP	57.13	67.22	8 198.86	8 198.86
18		L4	H3	56.48	67.67	8 192.62	8 192.62
19			FP	55.64	66.66	8 212.32	8 212.32
20	L6	FP	H3	56.74	67.98	8 184.69	8 184.69

3.2.2 CAES 系统释能阶段耦合方式

方案 1 中 CAES 系统处于释能阶段时，通过汽轮机抽气于换热器（HE5—HE8）中预热透平机入口空气温度至设计工况（100 ℃）的抽气源可以为 E3、E4、E5、E6，预热后的抽气返回回热系统的位置可以为 H3、DE、L4、L5、L6、L7 冷凝水出口处，具体耦合方式见表 4。

表 4 CAES 系统释能阶段时方案 1 的可能耦合方式
Tab.4 Possible coupling modes for Scenario 1 during energy release phase of the CAES system

方式	HE5—HE8		η_{RTE}/%	热耗率/(kJ (kW h)$^{-1}$)
1	E3	H3	45.51	8 073.735
2		DE	45.57	8 073.032
3		L4	45.62	8 072.446
4		L5	45.99	8 067.981
5		L6	46.33	8 063.976
6		L7	46.80	8 058.297
7	E4	DE	49.40	8 025.269
8		L4	49.23	8 027.327
9		L5	49.45	8 024.631
10		L6	49.71	8 021.555
11		L7	50.11	8 016.869
12	E5	L4	53.54	7 976.489
13		L5	53.56	7 976.237
14		L6	53.71	7 974.451
15		L7	54.00	7 971.149
16	E6	L5	57.99	7 924.631
17		L6	58.10	7 924.448
18		L7	58.15	7 922.838

表 4 显示了 CAES 系统处于释能阶段时，方案 1 下的 18 种耦合方式。抽气源分别为 E3、E4、E5、E6，预热后的抽气返回回热系统的位置均为 L7 冷凝水出口处时，CAES 系统的 η_{RTE} 最大，分别为 46.80%、50.11%、54.00%、58.15%，对应热耗率最小，分别为 8 058.297、8 016.869、7 971.149、7 922.838 kJ/(kW h)。不同的耦合方式不会改变压缩机能耗、透平机输出功率以及储释能时间，所以方案 1 的系统能效同样保持 57.825%不变。

方案 2 释能阶段的透平机入口空气预热源为烟气，所以 η_{RTE}、η_{SPE} 以及热耗率分别保持 71.44%、57.825%、7793.746 kJ/(kW h)不变。

综上，CAES 系统处于储能阶段时，HE4、HE1、HE2 和 HE3 的冷凝水回归富氧机组的位置为 FP、FP、H3 给水出口，且 CAES 系统释能阶段时，由 E3 抽气预热空气经 L7 冷凝水出口位置返回回热系统为方案 1 最优耦合方式；CAES 系统处于储能阶段时，HE4、HE1、HE2 和 HE3 的冷凝水返回富氧机组的位置同样为 FP、FP、H3 给水出口，且 CAES 系统释能阶段由烟气余热预热透平机入口空气为方案 2 最优耦合方式。

3.2.3 热力学因素分析

HE1—HE3 换热器换热效率影响 CAES 系统中压缩机出口空气与冷凝水的传热温差，透平压力分配方式和透平温度影响进入 HE5—HE8 的冷凝水流量。本小节通过 η_{RTE}、η_{SPE} 和热耗率评价上述 3 个因素对方案 2 最优耦合系统的影响。图 2 为 HE1—HE3 换热效率对相关指标的影响。

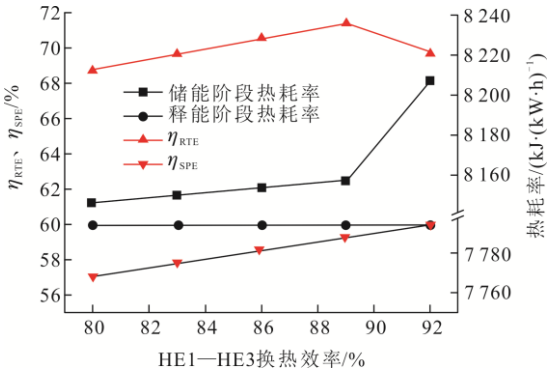


图 2 HE1—HE3 换热效率对相关指标的影响
Fig.2 Influences of heat transfer efficiency of HE1—HE3 on relevant indexes

1）HE1—HE3 换热效率

CAES 系统储能过程中，因为要保证 HE4 空气出口温度为 34.85 ℃[12]，对 HE4 进行了较低端温差设置，在此控制 HE1—HE3 换热效率变化。

由图 2 可知：HE1—HE3 换热效率在 80%~92%[14]时，随着 HE1—HE3 换热效率增加，CAES 系统后 C2—C4 的入口空气温度逐渐降低，导致 CAES 系统功耗降低，所以 η_{SPE} 由 57.06%增加至 60.00%；HE1—HE3 换热效率为 90%时，C4 出口空气温度为 147.145 ℃，不足以预热冷凝水至 FP 锅炉给水温度 148.027 ℃，CAES 系统功耗与耦合前后汽轮机功率差值的差增大，所以 η_{RTE} 随 HE1—HE3 换热效率先增后减，在换热效率为 89%时取最大值 71.44%；HE1—HE3 只在 CAES 系统储能阶段工作，所以释能阶段耦合机组热耗率保持 7 793.746 kJ/(kW h)不变，储能阶段热耗率随着 HE1—HE3 换热效率增加而增加并在高于 89%时突增。

2）透平压力分配方式

为防止储气罐压力波动引发末级压缩机压比

突增，造气缸温度过高，末级压缩机机压比设计值需低于前三级[12]，所以在此只分析透平压力分配方式对耦合机组的影响。

在保证文献[12]压力分配中的总压比一定的前提下，分别按照等压比和等压降方式重新分配四级透平机压比，四级透平机出口压力见表 5。

表 5 中显示 CAES 透平机压力分配为等压比时，η_{RTE}、η_{SPE} 分别为 71.45%、57.831%，均高于文献[12]。透平机只在 CAES 系统释能阶段工作，此时，CAES 与汽轮机解耦，所以 3 种压力分配下储释能阶段热耗率分别保持 8 150.05、7 793.746 kJ/(kW h)不变。

表 5 不同透平压比分配方式下的比较

Tab.5 The pressures at turbine outlet in different turbine pressure ratio distribution modes

方式	排气压力/MPa				η_{RTE}/%	η_{SPE}/%	储能阶段热耗率/(kJ (kW h)$^{-1}$)	释能阶段热耗率/(kJ (kW h)$^{-1}$)
首尾等压比	2.440	0.849	0.294	0.101	71.45	57.831	8 150.05	7 793.746
文献[12]	2.400	0.830	0.290	0.101	71.44	57.825	8 150.05	7 793.746
等压降	1.797	0.549	0.207	0.101	70.77	57.279	8 150.05	7 793.746

3）透平温度

本文模型中烟气温度为 176.052 ℃，通过烟气预热透平机入口空气不仅减少了方案 1 中汽轮机抽气导致的高品质能损失还回收了部分低品质能，图 3 为透平温度对相关指标的影响。由图 3 可知，透平温度从 95 ℃增加至 115 ℃过程中，η_{SPE} 由 57.05%提高至 60.17%、η_{RTE} 由 70.49%提高至 74.33%，原因在于透平温度增加提高了透平机做功能力，其输出功率增加；释能阶段的 CAES 系统与汽轮机解耦，所以储、释能热耗率分别保持 8 150.05、7 793.746 kJ/(kW h)不变。

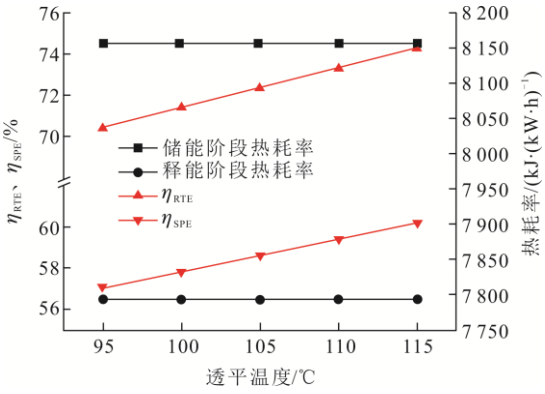


图 3 透平温度对相关指标的影响

Fig.3 Influence of turbine temperature on relevant indexes

3.3 经济性分析

对于工程项目而言，经济性分析是评价项目盈利能力的重要步骤。本节结合 2.2 节耦合机组全生命周期内的经济状况进行分析。其中，耦合机组选取方案 2 中 CAES 系统 η_{RTE} 为 74.33%时的参数设置机组。

3.3.1 经济性假设

本研究项目假设自有资金占固定资产投资的 45%，其他全部来源于银行贷款。其他主要经济性参数假设见表 6。

表 6 主要经济性参数假设

Tab.6 Assumptions of key economic parameters

项目	数值
建设期/a	2
运营期/a	30
运营期年运行时间/天	333
职员人数/人	200[15]
职员年工资/(万元 a^{-1})	8[15]
煤价/(元 t^{-1})	500[10]
碳税/(元 t^{-1})	40[13]
售电价格/(元 (kW h)$^{-1}$)	0.384 4
运维费/万元	2%项目初始投资[15]
CO_2 售价/(元 t^{-1})	40[10]
碳排放权售出价格/(元 t^{-1})	100[16]
CAES 调频收益/万元	5%CAES 设备投资成本[1]

3.3.2 经济性分析结果

以表 1 中峰谷分时电价为标准并考虑碳排放权、CO_2 售出以及碳税对富氧机组与耦合机组 β_{LCOE} 的影响，分析结果见表 7。由表 7 可知，对富氧机组，只有当 CO_2 和碳排放权出售被考虑时，富氧机组的 β_{LCOE} 比常规机组最大降幅达 0.037 4 元/(kW h)，对耦合机组，只有当 CO_2、碳排放权出售以及碳税被考虑时，β_{LCOE} 比常规机组低 0.030 2 元/(kW h)。方案 Mon1 与 Mon4、Mon2 与 Mon6 对比说明 CO_2 售出能使耦合机组的 β_{LCOE} 最少降低 0.047 0 元/(kW h)，最多降低 0.047 8 元/(kW h)；方案 Mon1 与 Mon3、Mon2 与 Mon5 对比说明考虑碳排放权情况下，2 个机组的 β_{LCOE} 最少降低 0.120 0 元/(kW h)，最多降低 0.120 8 元/(kW h)；通过比较方案 Mon1 与 Mon2、方案 Mon3 与 Mon5、方案 Mon4 与 Mon6 发现碳税使 2 个机组的 β_{LCOE} 最少增加 0.001 2 元/(kW h)，最多增加 0.002 0 元/(kW h)。

表 7 6 种 Mon 方案及β_{LCOE}结果 单位：元/(kW·h)

Tab.7 Six Mon schemes and β_{LCOE} results

方案	说明	常规机组	富氧机组	耦合机组
Mon1	考虑碳排放权、CO_2售出、碳税	0.356 4	0.319 0	0.326 2
Mon2	考虑碳排放权、CO_2售出	0.319 0	0.317 0	0.325 0
Mon3	考虑CO_2售出、碳税	0.362 0	0.439 0	0.447 0
Mon4	考虑碳排放权、碳税	0.356 0	0.368 0	0.374 0
Mon5	考虑CO_2售出	0.324 0	0.438 0	0.445 0
Mon6	考虑碳排放权	0.319 0	0.367 0	0.372 0

方案 Mon1 下 3 个机组的累计所得税后净现金流量如图 4 所示。2 年建设期建设资金投资比例分别为 70%、30%，项目第 2 年期末负债达到最大，分别为 293 855、368 680、382 548 万元。常规机组建成投产运行时主要通过电力售出产生营收，富氧机组相较于常规机组还有CO_2、碳排放权售出，耦合机组不仅有CO_2、碳排放权售出，还有调峰调频收益。在项目投资回收情况方面，耦合机组与富氧机组展现出明显优势。在不考虑资金时间价值时，耦合机组的静态投资回收期为 11.256 年，富氧机组为 12.334 年，而常规火电机组则长达 13.159 年。上述分析表明，耦合机组和富氧机组能够凭借项目净收益更快地收回全部投资，较常规火电机组可更早获得投资回报，投资风险也相对更低。

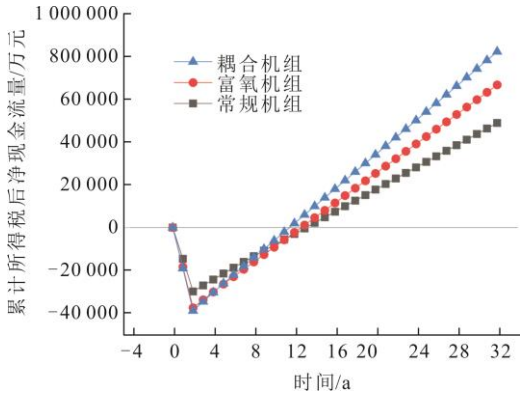


图 4 累计所得税后净现金流量

Fig.4 Net cash flow after cumulative income tax

常规机组、富氧机组和耦合机组的净现值和内部收益率如图 5 所示。当引入 8%的折现率来考量资金时间价值时，常规机组、富氧机组和耦合机组的净现值（net present value，NPV）分别达到 631、31 323、80 173 万元。这一结果说明，在考虑时间价值的条件下，耦合机组的投资回报率在三者之中是最高的，并且其抗风险能力也最强。

从内部收益率（internal rate of return，IRR）来看，耦合机组、富氧机组和常规机组分别为 9.63%、8.45%和 7.63%。其中，耦合机组的 IRR 最高，这意味着在整个项目生命周期内，耦合机组能够为投资者创造更为丰厚的回报。

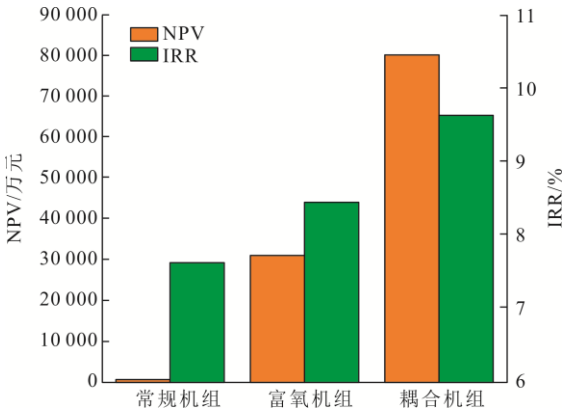
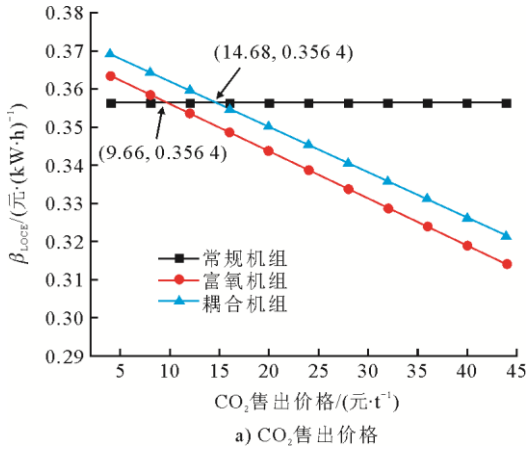


图 5 3 种机组的 NPV、IRR

Fig.5 NPV and IRR of three kinds of units

3.3.3 经济性因素分析

由于碳税、碳排放权交易、CO_2售出价格作为经济性影响参考因素，往往受政策及碳交易市场波动的影响较大，所以将其作为不确定影响因素来探究β_{LCOE}的变化趋势，具体如图 6 所示。



a) CO_2售出价格

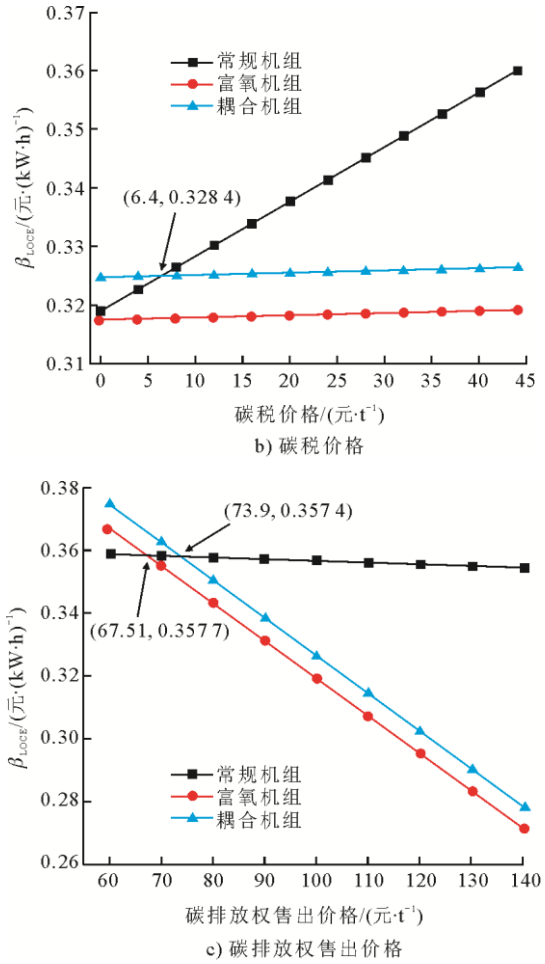


图 6 多种变量对β_{LCOE}的影响

Fig.6 Influence of multiple variables on β_{LCOE}

图 6a)展示了 CO_2 售出价格对 3 种机组方案β_{LCOE}的影响。由于常规机组未配备碳捕集设备，其β_{LCOE}在 CO_2 价格变化时保持不变（0.356 4 元/(kW·h)）。耦合机组与富氧机组的β_{LCOE}随着 CO_2 价格增加而降低。当 CO_2 价格分别为 9.66、14.68 元/t 时，富氧机组、耦合机组的 β_{LCOE} 与常规机组β_{LCOE}相等。

图 6b)展示了随着碳税价格的增加，3 种机组的β_{LCOE}均呈上升趋势，富氧机组及耦合机组的β_{LCOE}上升趋势不明显，但耦合机组的β_{LCOE}始终高于富氧机组。当碳税价格为 6.4 元/t 时，耦合机组的β_{LCOE}与常规机组相同（0.324 8 元/(kW·h)）。

图 6c)展示了碳排放权售出价格对 3 种机组方案β_{LCOE}的影响。由于常规机组在正常运行中去除自身所需的碳排放额度后，剩余的碳排放权售出可带来 1 974 万元收益，常规机组随着碳排放权售出价格增加而降低，但程度远低于富氧机组与耦合机组。在碳排放权售出价格为 67.51 元/t 时，富氧机组的β_{LCOE}与常规机组相同（0.357 7 元/(kW·h)）。当碳排放权价格为 73.9 元/t 时，耦合机组的β_{LCOE}与常规机组相同（0.357 4 元/(kW·h)）。

3.3.4 敏感性分析

在发电机组基础建设投资项目评估中，由于项目涉及众多复杂变量且未来具有不确定性，本文通过敏感性分析得出 CO_2 售出价格、煤炭价格、碳税价格以及碳排放权售出价格对经济性指标β_{LCOE}的影响，常规机组、富氧机组和耦合机组β_{LCOE}的敏感性分析如图 7 所示。

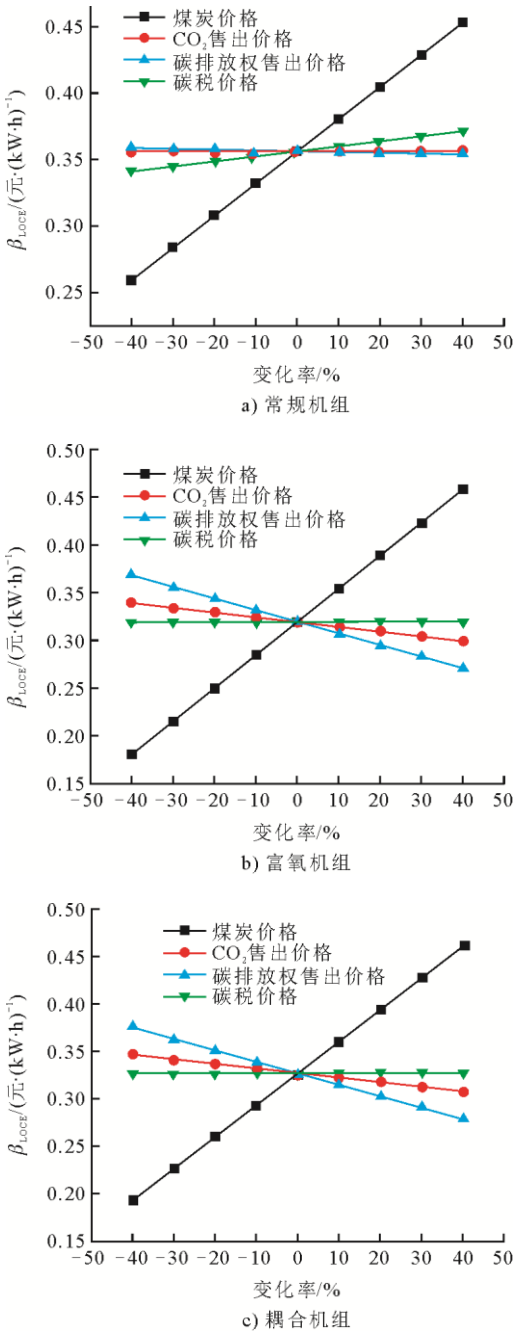


图 7 3 个机组β_{LCOE}的敏感性分析

Fig.7 Sensitivity analysis of β_{LCOE} for three kinds of units

由图 7a)可知，煤炭价格对常规机组的β_{LCOE}影响最大，随后依次为碳税价格、碳排放权售出价格、CO_2售出价格。原因在于常规机组未配备碳捕集装置，所以没有CO_2售出收益，并且少量碳排放权出售量远低于高CO_2排放带来的碳税负担。

由图 7b)和图 7c)可知，对富氧机组、耦合机组的β_{LCOE}影响最大的均为煤炭价格，随后依次为碳排放权售出价格、CO_2售出价格、碳税价格。原因在于碳捕集系统的加入减少了 2 个系统CO_2排放。

4 结 论

本文设计了一种压缩空气储能耦合 600 MW 富氧燃煤机组发电系统，构建了发电系统的热力学模型以及经济性分析模型，讨论了机组具有的可能运行方案，并分析了 HE1—HE3 换热效率、透平机压力分配方式、透平温度对耦合机组的热力特性影响，最后开展了耦合机组的经济性分析，得出以下结论。

1）经过 HE4、HE1、HE2 和 HE3 的冷凝水返回富氧机组的位置分别为 FP、FP、H3 时，方案 1 中 CAES 系统η_{RTE}值最大为 58.15%；方案 2 通过烟气余热替代汽轮机抽气预热透平机入口空气，使得相同耦合方式下机组的 RTE 提高至 69.67%；

2）CAES 系统的η_{RTE}随 HE1—HE3 换热效率增加而增加，在 HE1—HE3 换热效率为 89.00%时，CAES 系统的η_{RTE}达到最大值 71.44%；透平机压力分配为等压比时，CAES 系统的η_{RTE}进一步提高到 71.45%；η_{RTE}随透平温度增加而增加，当透平温度为 115 ℃时，η_{RTE}达到 74.33%；

3）在考虑碳排放权、CO_2售出以及碳税时，耦合机组静态回收周期为 11.256 年小于常规机组，此时 NPV、IRR 分别为 80 173 万元、9.63%，均高于常规机组，说明耦合机组较常规机组有更好的经济性；碳税加剧了耦合机组的β_{LCOE}、碳排放权售出以及CO_2售出显著降低耦合机组的β_{LCOE}；当碳税、碳排放权售出价格、CO_2售出价格分别高于 6.40、73.90、14.68 元/t 时，耦合机组β_{LCOE}低于常规机组，技术经济性高于常规机组；

4）由于常规机组未配置碳捕集装置，无CO_2售出收益，所以CO_2售出价格对常规机组的经济性无影响，煤炭价格对常规机组的经济性影响最大，其次为碳税价格、碳排放权售出价格；对添加了碳捕集装置的耦合机组，煤炭价格对耦合机组经济性影响最大，其次为碳排放权售出价格、CO_2售出价格、碳税价格。

［参 考 文 献］

［1］ 李佳佳, 李兴朔, 魏凡超, 等. 耦合火电机组的新型压缩空气储能系统技术经济性评估研究[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(23): 9171-9183.
LI Jiajia, LI Xingshuo, WEI Fanchao, et al. Research on techno-economic evaluation of new type compressed air energy storage coupled with thermal power unit[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(23): 9171-9183.

［2］ 陈来军, 梅生伟, 王斌, 等. 火电耦合压缩空气储能技术研究进展及展望[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(18): 7264-7276.
CHEN Laijun, MEI Shengwei, WANG Bin, et al. An overview and outlook on thermal power unit coupled with compressed air energy storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(18): 7264-7276.

［3］ 张梦洁, 刘强, 张彤赫, 等. 微型绝热压缩空气储能系统热力学建模与性能分析[J]. 热力发电, 2024, 53(9): 39-47.
ZHANG Mengjie, LIU Qiang, ZHANG Tonghe, et al. Thermodynamic modeling and performance analysis for micro adiabatic compressed air energy storage system[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(9): 39-47.

［4］ NI J H, CHEN Y W, GOUDARZI A, et al. Dynamic characteristics-based capacity optimization strategy for hybrid AA-CAES and battery storage systems in source-grid-load-storage integrated base[J]. IEEE Access, 2025, 13: 42336-42349.

［5］ ZHUO R, LU X Q, LI H H, et al. Optimization and operational strategy analysis of steam-driven CAES systems coupled with thermal power for energy generation[J]. Journal of Energy Storage, 2025, 108: 114929.

［6］ SHI X P, HE Q, LIU Y X, et al. Thermodynamic and techno-economic analysis of a novel compressed air energy storage system coupled with coal-fired power unit[J]. Energy, 2024, 292: 130591.

［7］ 王守文, 陈佳俊, 郭蕊, 等. 考虑燃煤掺氨和先进绝热压缩空气储能的综合能源系统优化调度[J]. 电网技术, 2026, 50(1): 60-70.
WANG Shouwen, CHEN Jiajun, GUO Rui, et al. Optimal scheduling of integrated energy system considering coal-fired ammonia blending and advanced adiabatic compressed air energy storage[J]. Power System Technology, 2026, 50(1): 60-70.

［8］ 王义军, 秦烨嵘, 高敏, 等. 考虑变掺氧富氧燃烧与利用 LNG 冷能的综合能源系统低碳经济调度[J]. 东北电力大学学报, 2024, 44(2): 99-109.
WANG Yijun, QIN Yerong, GAO Min, et al. Low carbon economic dispatch of comprehensive energy system considering variable oxygen and oxygen rich combustion and utilizing LNG cold energy LAES[J]. Journal of Northeast Electric Power University, 2024, 44(2): 99-109.

［9］ JIE P F, ZHAO W Y, YAN F C, et al. Economic, energetic and environmental optimization of hybrid biomass gasification-based combined cooling, heating and power system based on an improved operating strategy[J]. Energy, 2022, 240: 122730-122730.

［10］陈紫涵. 350 MWe 富氧燃烧系统集成优化与性能综合评价[D]. 武汉：华中科技大学, 2021: 1.
CHEN Zihan. Integrated optimization and performance analysis of 350 MWe oxy-combustion system[D]. Wuhan: Huazhong University of Science & Techology, 2021: 1.
［11］SEO S B, KIM H W, KANG S Y, et al. Techno-economic comparison between air-fired and oxy-fuel circulating fluidized bed power plants with ultra-supercritical cycle[J]. Energy, 2021, 233(15): 121217.
［12］李斌, 王雨萌, 张庆来, 等. “光火储”一体化发电系统研究[J]. 热力发电, 2022, 51(2): 56-64.
LI Bin, WANG Yumeng, ZHANG Qinglai, et al. Research on integrated power generation system of “solar, coal-fired power and energy storage”[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(2): 56-64.
［13］张智羽. 富氧燃煤机组多因素参数优化及与塔式太阳能耦合特性研究[D]. 北京：华北电力大学, 2020: 1.
ZHANG Zhiyu. Optimization of multi-factor parameters and coupling characteristics of oxyfuel coal-fired units with tower solar energy[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2020: 1.
［14］LI P, HU Q Y, SUN Y, et al. Thermodynamic and economic performance analysis of heat and power cogeneration system based on advanced adiabatic compressed air energy storage coupled with solar auxiliary heat[J]. Journal of Energy Storage, 2021, 42(Suppl C): 103089.
［15］朱勇. 塔式太阳能与燃煤互补发电系统耦合机理及热力特性研究[D]. 北京：华北电力大学, 2017: 1.
ZHU Yong. The coupling mechanism and thermodynamic characteristic on solar tower aided coal-fired power generation system[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2017: 1.
［16］国际碳行动伙伴组织（ICAP）, STEFANO DE Clara. 2023 年 ICAP 全球碳市场进展报告[EB/OL]. (2023-03-22)[2025-04-07]. https://icapcarbonaction.com/zh/publications/2023-nian-icap-quanqiutanshichangjinzhanbaogao.
International Carbon Action Partnership (ICAP), STEFANO DE Clara. 2023 ICAP global carbon market progress report[EB/OL]. (2023-03-22)[2025-04-07]. https://icapcarbonaction.com/zh/publications/2023-nian-icap-quanqiutanshichangjinzhanbaogao.

（责任编辑　邓玲惠）