文章编号:1674-7607(2026)10-0196-11 DOI:10.19805/j.cnki.jcspe.2026.250259

含储热系统的 CCUS 燃煤电站性能与经济性研究

刘 飞, 陈 衡, 李金航, 郑鸿旭, 潘佩媛
(华北电力大学 能源动力与机械工程学院, 北京 102206)

摘 要: 针对燃煤电站深度调峰与低碳化改造需求,构建了熔融盐储热辅助的碳捕集、利用与封存(CCUS)燃煤发电系统,采用 EBSILON 和 ASPEN PLUS 软件分别建立储热系统与碳捕集系统模型,对 630 MW 机组进行全流程仿真。通过经济性评估研究了储热系统对调峰能力的提升机制及 CCUS 系统对碳排放的影响规律。结果表明:储热系统采用双罐熔融盐方案,设计储热容量为 875 MW·h,储热效率达 95%,储热罐容积为 6 730 m^3,单位造价为 175 元/(kW·h);在各工况下,CCUS 系统的二氧化碳捕集率始终保持在 90%,年减排量达 165.46 万 t;改造后机组调峰深度从 40%降至 0%,调峰容量增加 180.1 MW,度电成本由 0.374 8 元/(kW·h)变为 0.365 3 元/(kW·h);项目总投资为 23.74 亿元,当碳交易价格为 98 元/t 时,净现值为 5.73 亿元,投资回收期约为 19 a;碳价每上涨 10 元/t,度电成本下降 0.002 7 元/(kW·h),调峰补偿价格每上涨 50 元/(MW·h),度电成本下降 0.004 元/(kW·h)。本研究为燃煤机组灵活性改造与低碳化协同发展提供了技术路径与经济评估依据。

关键词: 熔融盐储热; 碳捕集、利用及封存技术; 经济性; 调峰能力; 度电成本
中图分类号:TK229.6 **文献标志码:**A **学科分类号:**470.30

Research on Performance and Economics of CCUS Coal-fired Power Plants with Thermal Energy Storage Systems

LIU Fei, *CHEN Heng*, *LI Jinhang*, *ZHENG Hongxu*, *PAN Peiyuan*
(School of Energy, Power and Mechanical Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: To address the demands for deep peak shaving and low-carbon retrofitting of coal-fired power plants, a molten salt thermal energy storage-assisted carbon capture, utilization and storage (CCUS) coal-fired power generation system was proposed. Models of the thermal energy storage system and carbon capture system were developed using EBSILON and ASPEN PLUS software, respectively, enabling full-process simulation of a 630 MW unit. The economic was evaluated to study the mechanisms of thermal storage systems in enhancing peak-shaving capabilities and the impact of CCUS systems on carbon emissions. Results show that the thermal energy storage system adopts a dual-tank molten salt configuration with a designed storage capacity of 875 MW·h, achieving a thermal efficiency of 95%. The storage tank volume is 6 730 m^3, with a unit cost of 175 yuan/(kW·h). Under various operating conditions, the CO_2 capture rate of the CCUS system remains consistently at 90%, with an annual emission reduction of

收稿日期:2025-05-07 **修订日期:**2025-06-15
基金项目:国家自然科学基金面上项目(52276006)
作者简介:刘 飞(2004—),男,山东菏泽人,硕士研究生,研究方向为多能系统互补集成。
陈 衡(通信作者),男,副教授,博士研究生,E-mail: heng@ncepu.edu.cn。

1.654 6 million tons. After retrofitting, the unit's peak-shaving depth decreases from 40% to 0%, while the peak-shaving capacity increases by 180.1 MW, and the levelized cost of electricity (LCOE) changes from 0.374 8 yuan/(kW·h) to 0.365 3 yuan/(kW·h). The total project investment amounts to 2.374 billion yuan. Under the carbon trading price of 98 yuan/t, the net present value reaches 573 million yuan, with a payback period of approximately 19 years. Sensitivity analysis reveals that for every 10 yuan/t increase in carbon price, the LCOE decreases by 0.002 7 yuan/(kW·h), and for every 50 yuan/(MW·h) increase in peak-shaving compensation price, the LCOE decreases by 0.004 yuan/(kW·h). This study provides a technical pathway and economic assessment framework for the synergistic development of flexibility retrofitting and low-carbon transformation in coal-fired power units.

Key words: molten salt thermal energy storage; CCUS technology; economic; peak-shaving capability; levelized cost of electricity

在全球能源消费持续增长的背景下，据国际能源署统计，2025 年全球能源需求同比增长 1.3%，增加约 8 EJ。中国作为全球最大的能源消费体，2025 年一次能源消费量达 61.7 亿 t 标准煤，其中煤炭、石油等化石能源占比仍超过 80%，同比增长 3.5%[1]。化石燃料的大规模使用导致我国碳排放强度持续攀升，2022 年碳排放总量达 114.7 亿 t[2]，占全球总量的 30.6%，能源结构转型迫在眉睫。

在“双碳”目标下，电力行业的深度脱碳已成为我国达成“双碳”目标的关键突破口[3]。在 2023 年各行业煤耗占比及碳排放占比中，电力行业煤耗占比为 59%，碳排放占比达 41.1%，远超其他行业。当前，碳捕集、利用与封存(CCUS)技术[4]被视为火电行业实现近零排放的核心路径[5-6]。据估算，燃煤电厂配置 CCUS 系统可降低 85%～90%的碳排放强度[7]，为传统煤电的绿色转型提供技术支撑。但过高的经济成本是当前 CCUS 面临的巨大问题[8-9]，Rui 等[10]认为碳捕集、利用与封存耦合强化采油(CCUS-EOR)技术是目前最具可行性的技术路线，兼具能源生产和减少碳排放的双重好处。二氧化碳强化采油(CO_2-EOR)通过将捕集的二氧化碳注入油藏驱替原油[11]，可带来一定的原油收益，部分抵消管理成本，形成“以碳养碳”的循环经济模式，目前已经在胜利油田[12-13]等项目上取得良好的效果。Li 等[14]发现发电时间减少会导致 CCUS 全链条的平均成本和平均捕获成本增加，平均运输成本减少，有效降低减排成本。Sun 等[15]采用实物期权博弈的方法探究了燃煤电厂 CCUS 项目发展的激励机制体系，具体包括初始投资补贴、清洁电力补贴、增量碳排放配额及额外发电指标等政策工具。

随着“双碳”目标的提出，能源结构的主体从传统的化石能源逐渐转变为可再生能源[16]，而可再生能源的规模化并网给电力系统带来了巨大的挑战[17]。2023 年我国可再生能源装机容量突破 15 亿 kW，占总装机量的 52.4%。其中风光发电的间歇性特征导致电网调峰压力激增，电网峰谷差扩大至 14.5%，传统调峰手段已难以满足需求。储热技术[18-19]作为重要的灵活性调节手段，通过构建“源-网-荷-储”一体化系统，可有效平抑电力波动，提升电网消纳能力。因为熔融盐储热具有储热密度高、运行温区宽和适于大规模储热等特点，本文选用熔融盐储热系统作为研究对象。Chen 等[20]提出了一种具有双回路的三罐储热系统，该系统增强了可调度性，使高峰发电量提高 4.5%，同时使平准化度电成本(LCOE)降至 0.055 美元/(kW·h)。Wang 等[21]提出了基于熔盐的复合相变材料(CPCMs)，凭借其卓越的形状稳定性和模块化结构优势，可无缝集成至各类储热系统中，显著提升整体系统效率。Wang 等[22]开发了一种与熔融盐热能储存相结合的燃煤发电厂的有效动态模型，发现动态模型与稳态模型相比，电厂负荷范围更大，更灵活，利润也更高。Wang 等[23]开发了一种新型五元硝酸盐/亚硝酸盐混合熔盐，其具有液相工作温度宽、显热储热密度高、热性能优越等特点，是一种高性能的传热储热材料。王义函等[24]通过火山石、$MgCl_2$ 和 $CaCl_2$ 的结合制备出了一种成本较低、性能较好的新型热化学储能材料。李应保等[25]提出熔融盐储热系统普遍具有大惯性的特点，通过设计多级加热和换热装置可以有效控制熔盐系统中熔盐和蒸汽的温度、流量和压力等参数的变化，提高供热蒸汽的品质。

针对传统 CCUS 燃煤发电机组并不能同时保证减排效果和调峰效果的问题，本文针对某电厂 630 MW 发电机组，通过在 EBSILON 软件中进行系统模拟，将燃煤发电机组与储热系统和碳捕集系

统进行耦合，在不同工况下利用不同抽汽位置的抽汽和储热系统所存储的热量为碳捕集装置提供所需的热耗，使改造后的机组能够在保持较高碳捕集率的同时提高调峰能力。同时，EBSILON 软件内置的碳捕集元件的二氧化碳捕集热耗与实际捕集装置的热耗存在极大偏差，因此，本文在 ASPEN 软件中对捕集二氧化碳所需热耗进行模拟，得出结果后在 EBSILON 软件中选取热用户装置对碳捕集装置模拟元件进行代替，使模型得到优化，更加符合工程实际。最后，研究了含储热系统的 CCUS 燃煤电站对调峰性能与经济性的影响，为煤电绿色转型提供方案。

1 系统介绍

1.1 燃煤机组

本文所选取的研究对象为某 630 MW 燃煤发电机组。其汽轮机型号为 C630-16.7/0.75/538/538，为亚临界、一次中间再热、四缸四排汽、单轴、抽汽、凝汽式汽轮机。汽轮机具有 8 级非调整抽汽，第一～三级的抽汽分别为第一～三台高压加热器供汽，第四级抽汽供给除氧器，第五～八级抽汽则分别供给 4 台低压加热器。验收工况（THA）下该燃煤机组的主要参数如表 1 和表 2 所示。

表 1 燃煤机组主要设计参数

Tab.1 Main design parameters of the coal-fired unit

参数	数值
机组功率/MW	630.002
主蒸汽压力/MPa	16.7
主蒸汽温度/℃	538
一次再热压力/MPa	3.323
一次再热温度/℃	538
主蒸汽质量流量/(t·h^{-1})	1 872.5
锅炉给水温度/℃	276.4
热耗/(kJ·kW^{-1}·h^{-1})	7 775.0

表 2 各级抽汽系统参数

Tab.2 Parameters of each stage extraction steam system

抽汽级数	抽汽压力/MPa	抽汽温度/℃
1	6.108	385.2
2	3.629	318.3
3	1.668	433.9
4	0.766	325.6
5	0.315	228.1
6	0.124	135.9
7	0.055	83.8
8	0.019	58.7

1.2 熔融盐储热系统

熔融盐储热系统基于温度变化实现热能的储存与释放，熔融盐比定压热容为 1.5～2.0 MJ/(kg·K)，储热密度为 350～400 kW·h/m^3。储热阶段，熔融盐通过抽汽吸收热量或采用电加热的方式完成存储；释热阶段，熔融盐释放所储存的热能用于碳捕集机组。该储热系统的运行效果与熔融盐熔点、黏度和导热系数等物理特性紧密关联。现阶段，碳酸盐、氯化盐、硝酸盐等熔融盐均可作为蓄热材料。其中硝酸盐因具备比热容大、导热系数高、熔点低等优点，成为研究与应用的重点。根据现有研究成果，本文选用 HTS(53%KNO_3-40%$NaNO_2$-7%$NaNO_3$)三元混合硝酸盐作为储热介质。

该系统为双罐熔融盐储热，由冷罐和热罐组成。储热阶段，高温熔融盐被加热后储存于热罐，低温熔融盐留存于冷罐；释热阶段，热罐高温熔融盐释放热量后，降温回流至冷罐，形成循环。通过冷热罐的物理分离可以实现热能的高效存储与释放。相比于单罐熔融盐系统，冷热罐独立设计减少了热量混合损失，熔融盐在稳定温度区间循环，传热温差稳定，提高了储热-释热效率。同时，该系统可独立控制冷热罐流量、温度，适配不同工况需求，如电力调峰中快速响应负荷变化，优化储热-释热策略。双罐系统因高效性和稳定性，适用于大规模储热项目，如百兆瓦级光热电站、燃煤机组灵活性改造等对储热效率、长期稳定运行要求高的场景。

1.3 碳捕集系统

碳捕集方法[26]主要分为燃烧前捕集、燃烧后捕集和富氧燃烧捕集 3 种。本文选用燃烧后捕集技术中的化学吸收法。选用燃烧后捕集技术的原因在于：一是适用性广泛，可以应用于现有的各种燃烧设备，无需对现有设施进行大规模改造，在实际应用中具有较大的灵活性和可行性；二是技术相对成熟，经过长期的研究和发展，燃烧后捕集技术已相对成熟，有许多的实际应用案例和经验可供参考，降低了改造的技术风险；三是成本相对较低，虽然燃烧后捕集技术存在一些缺点，如处理气体量大、能耗较高等，但与燃烧前捕集和富氧燃烧捕集相比，其成本相对较低，更容易被企业和市场接受。而在吸收剂的选择方面，考虑到技术的成熟度和广泛性，本文选用了捕集效率更高的单乙醇胺(MEA)溶液。

燃煤机组锅炉排出的高温烟气经过除尘、脱硫和脱硝等初步处理后进入二氧化碳吸收塔，烟气进入吸收塔后会与从塔顶喷淋而下的单乙醇胺溶液充

分接触，在吸收塔内，烟气中的二氧化碳被吸收剂吸收，吸收了二氧化碳的吸收剂形成了富液，从吸收塔底部流出。之后富液进入贫富液换热器，与再生后的贫液进行热量交换，回收部分热量。换热后的富液进入再生塔，通过加热等方式使二氧化碳从吸收剂中解析出来，得到高浓度的二氧化碳气体。解析后的吸收剂变为贫液，经过冷却等处理后循环回吸收塔继续使用，以此形成一个二氧化碳循环吸收的流程。

1.4　含储热系统的碳捕集燃煤电站

本文设计的耦合系统如下所述：

（1）释热阶段：在 THA 工况下，碳捕集装置所需的热耗完全由储热系统提供，不会对机组进行额外抽汽。循环过程中所需的水从给水泵出口引出，最后导入凝汽器出口。

（2）储热阶段：在 40%THA 工况下，由于低负荷下中压缸排汽品质低，仅从中压缸排汽进行抽汽所提供的热量无法满足碳捕集装置所需热耗，因此采取分段抽汽，即分别对主蒸汽、再热蒸汽和中压缸排汽进行抽汽，从而给碳捕集装置提供热量。抽取的主蒸汽会先与熔融盐储热系统进行热交换然后再为碳捕集装置提供热量，其余两股蒸汽则直接为碳捕集装置提供热量。该工况下的发电量将会直接通过电加热熔融盐的方式存储起来，用于高负荷时碳捕集装置的热耗。

（3）对于其他工况，碳捕集装置的热耗由中压缸排汽的抽汽提供。

（4）EBSILON 软件中虽然有固定的碳捕集模型，但是其二氧化碳捕集热耗与 MEA 溶液吸收法实际所需的热耗并不相符。因此，本文通过 ASPEN 软件中的碳捕集流程模拟得出其热耗，在 EBSILON 软件中用热用户组件代替软件本身提供的碳捕集组件。其流程图如图 1 所示，其中 H1、H2 为高压缸级组，I1、I2 为中压缸级组，L1～L5 为低压缸级组，高加、低加分别代表高压加热器和低压加热器。

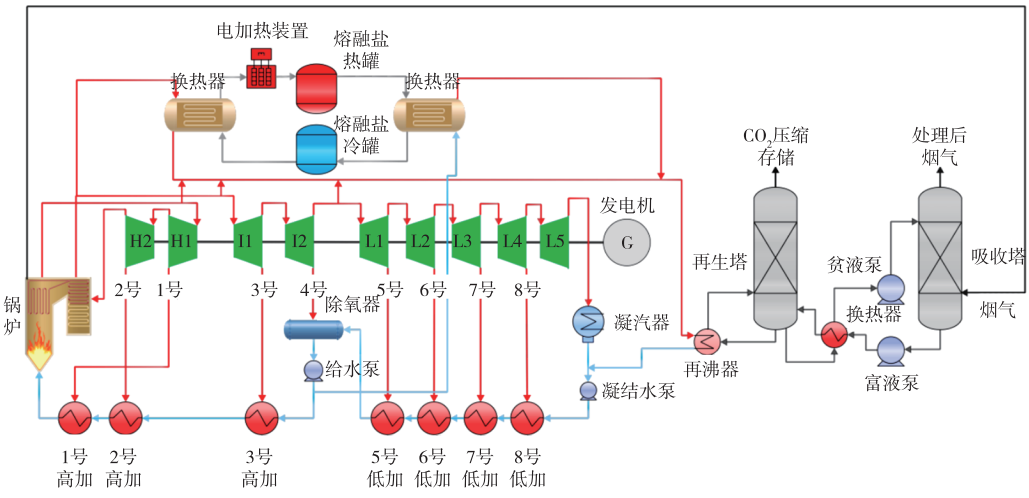


图 1　储热系统与碳捕集系统耦合流程图

Fig. 1　Coupling flowchart of thermal energy storage system and carbon capture system

2　系统建模与方法

2.1　储热系统设计与构建

2.1.1　储热罐参数计算

本熔融盐储热装置采用三元混合硝酸盐 HTS 作为储热介质，工作温度范围为 200～500 ℃，装置需要满足 4 h 的储热需求。

根据装置的功率以及工作时长可以算出装置的设计储热量[27]：

$$Q_s=\frac{3\ 600\tau P_0}{\eta_0} \tag{1}$$

式中：Q_s 为熔融盐储热罐的设计储热量，kJ；P_0 为储热功率，kW；τ 为运行时长，h；η_0 为装置的额定热效率，此处取 95%。

根据设计储热量和 HTS 熔融盐的物性参数可以求出所需熔融盐的质量 m_s 和体积：

$$m_s=\frac{Q_s}{c_{p,s}\Delta t}(1+\varphi_1) \tag{2}$$

式中：$c_{p,s}$ 为 HTS 的比定压热容，kJ/(kg·K)；Δt 为熔融盐的放热温差，K；φ_1 为设计裕量，取 10%。

由熔融盐质量和密度可求出熔融盐体积，熔融盐体积应占整个储热罐容积的 3/4，且考虑到热胀冷缩和实际制造情况，可引入容积安全系数 φ_2。熔融盐储热罐容积为

$$V_{\text{salt}}=\frac{m_{\text{s}}}{\rho_{\text{s}}\varphi_2} \tag{3}$$

$$V_{\text{tank}}=\frac{V_{\text{salt}}}{3/4} \tag{4}$$

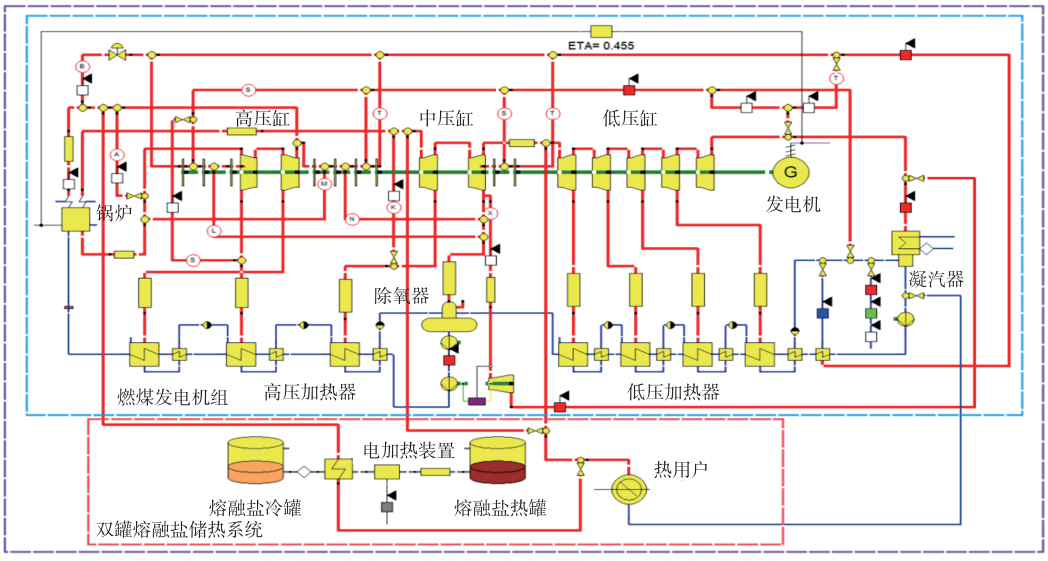
式中：V_{salt}为熔融盐的体积，m^3；ρ_{s}为熔盐密度，kg/m^3；φ_2取 0.9；V_{tank}为储热罐容积，m^3。

经计算该储热系统储热容量为 875 MW·h，所需熔融盐体积为 5 050 m^3，熔融盐储热罐的容积为 6 730 m^3。

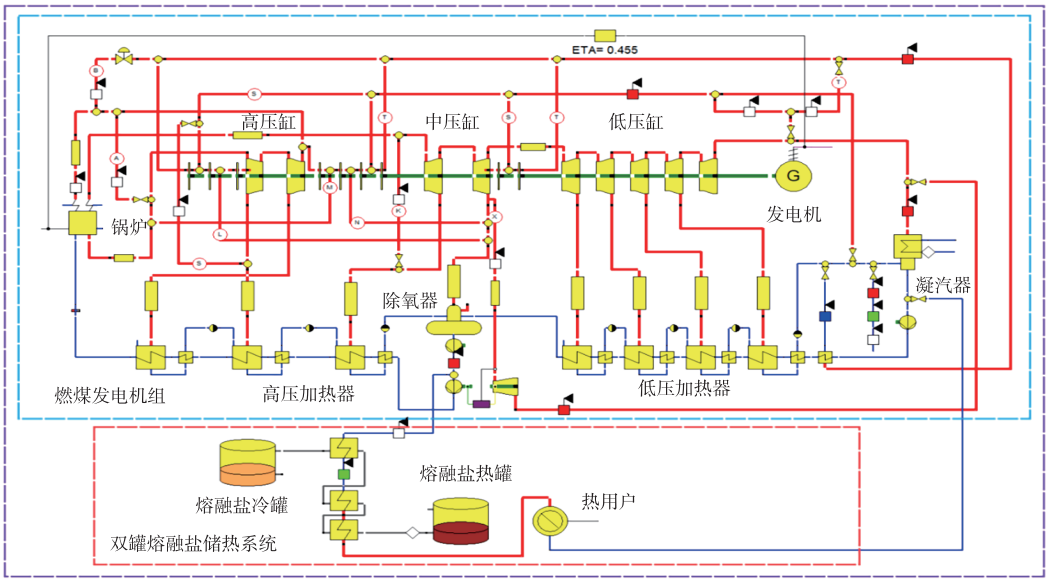
2.1.2 储热系统模型

EBSILON 软件是由德国 STEAG GmbH 公司开发的一款专业热力系统仿真软件，该软件采用可视化建模界面和 Gauss-Seidel 迭代算法，具有管路布局直观、计算收敛性好、精度高等特点，提供包含 138 种标准组件（锅炉、汽轮机、换热器等）的元件库和符合美国国家标准与技术研究院（NIST）标准的流体物性数据库（支持 IAPWS-IF97 水蒸气模型等），可高效完成电站热力系统的设计计算、运行仿真和优化改造分析，是电力行业广泛采用的工程仿真平台。

通过上文燃煤机组介绍时所提供参数搭建出 630 MW 燃煤发电机组模型，并在此基础上添加双罐熔融盐储热系统。图 2 为由 EBSILON 软件构建的熔融盐储热辅助的燃煤发电系统仿真模型，其中 ETA 为模型计算得到的机组热效率。



（a）储热流程



（b）释热流程

图 2 双罐熔融盐储热系统仿真模型

Fig. 2 Simulation model of dual-tank molten salt thermal energy storage system

2.2　CCUS 系统构建

选用 630 MW 机组作为典型案例，基于该电站燃煤锅炉说明书所提供的燃煤煤质成分等资料确定锅炉排烟的主要成分，同时在烟气进入碳捕集装置之前，假设烟气已经进行了较为彻底的除尘、脱硫和脱氮等处理。进入碳捕集装置的烟气成分和其他基本参数如表 3 所示。

表 3　进入碳捕集装置的烟气参数

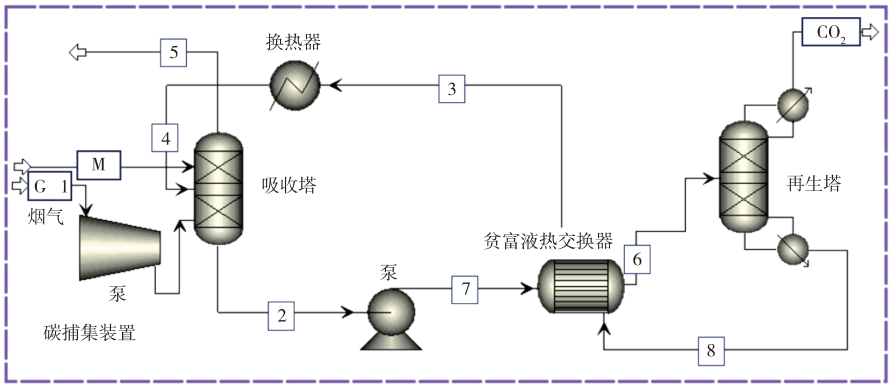
Tab. 3　Parameters of flue gas entering the carbon capture unit

参数	数值
$w(CO_2)$/%	20.583
$w(H_2O)$/%	5.696
$w(O_2)$/%	4.219
$w(N_2)$/%	69.502
温度 T/℃	40
压力 p/bar	2
1 kg 煤产生的烟气质量 m/kg	10.144 9

ASPEN PLUS V11 可以对各种化工过程（如精馏、吸收、反应等）进行精确的模拟和分析，包含丰富的热力学模型，能够准确处理各种物系的热力学性质，构建复杂的工艺流程模型。同时，其具有直观的可视化图形界面，方便用户进行操作和查看模拟结果，可以确保模拟结果的可靠性和准确性，为典型化工过程研究提供了简单、可靠的途径。

本文二氧化碳捕集装置的模型搭建由 ASPEN PLUS V11 化工模拟软件完成，将汽轮机的主蒸汽、再热蒸汽和中压缸排汽的抽汽与储热罐中存储的热量作为再生塔中再沸器的热源。

碳捕集系统的设备连接关系与物流编号如图 3 所示，其在 THA 工况下的主要运行参数如表 4 所示。



1—烟气；2—富液；3—贫液；4—冷却贫液；5—捕集后烟气；6—预热富液；7—加压富液；8—再生贫液；G—烟气入口；M—MEA补充液入口。

图 3　碳捕集系统模型

Fig. 3　Model of the carbon capture system

表 4　碳捕集装置在 THA 工况下的运行参数

Tab. 4　Operating parameters of carbon capture unit under THA condition

	参数	数值
吸收塔	烟气质量流量/(kg·s^{-1})	563.82
	烟气压力/MPa	1.2
	吸收塔压力/MPa	1.013 25
	脱碳烟气质量流量/(kg·s^{-1})	455.45
HXI（贫富液热交换器）	贫液进、出口温度/℃	111.94、60.62
	贫液质量流量/(kg·s^{-1})	4 030.89
	富液进、出口温度/℃	55.89、100
	富液质量流量/(kg·s^{-1})	4 137.88
	热负荷/MW	701.092
再生塔	再生塔压力/MPa	2.1
	分离器出口 CO_2 温度/℃	99.346 2
	分离器出口 CO_2 压力/MPa	2.1
	分离器出口 CO_2 质量流量/(kg·s^{-1})	104.38
再热器热耗/(GJ·t^{-1})		3.206
二氧化碳捕集率/%		89.9

2.3　仿真模型验证

2.3.1　储热系统模型验证

通过选取机组功率和各个加热器的出口温度进行仿真模拟软件的可靠性验证，结果如表 5 所示。

表 5　储热系统模型可靠性验证结果

Tab. 5　Validation results of thermal energy storage model reliability

参数	设计值	仿真值	相对误差
机组功率	630.002 MW	630.946 MW	0.15%
1 号出口水温	276.400 ℃	276.560 ℃	0.05%
2 号出口水温	243.900 ℃	243.985 ℃	0.03%
3 号出口水温	201.900 ℃	202.089 ℃	0.09%
4 号出口水温	166.500 ℃	166.883 ℃	0.23%
5 号出口水温	130.700 ℃	130.095 ℃	0.46%
6 号出口水温	101.500 ℃	101.682 ℃	0.18%
7 号出口水温	79.740 ℃	79.157 ℃	0.73%
8 号出口水温	54.770 ℃	55.058 ℃	0.52%

由表 5 可知，机组功率和各个加热器出口水温设计值与仿真值之间的相对误差在允许范围内，不超过 1%，说明该软件具有较高的模拟度和准确性，可靠度高，能够满足模拟实际的需求。

2.3.2 碳捕集系统模型验证

将搭建好的碳捕集装置在 ASPEN PLUS V11 化工模拟软件中的运行结果与其他相关文献数据[28]进行对比，得到的模拟值与设计值之间的相对误差如表 6 所示。

表 6 碳捕集系统模型可靠性验证结果

Tab. 6 Validation results of carbon capture system model reliability

参数	设计值	模拟值
烟气中 CO_2 摩尔分数/%	20.4	20.4
烟气中 H_2O 摩尔分数/%	6.2	6.2
烟气中 O_2 摩尔分数/%	8.6	8.6
烟气中 N_2 摩尔分数/%	64.8	64.8
烟气体积流量/($m^3 \cdot h^{-1}$)	40 000	40 000
碳捕集率/%	90.0	89.9
二氧化碳贫液负荷/($mol \cdot mol^{-1}$)	0.210 0	0.214 3
二氧化碳富液负荷/($mol \cdot mol^{-1}$)	0.510 0	0.515 4
再热器热耗/($GJ \cdot t^{-1}$)	3.36	3.33

由表 6 可知，各项的相对误差均在 3%的误差允许范围内，说明该碳捕集装置模拟比较可靠。

3 结果与分析

3.1 系统调峰性能

为了便于进行模拟计算和结果分析，假设机组在 THA 工况下运行 1 000 h，75% THA 工况下运行 2 700 h，40% THA 工况下运行 2 000 h，碳捕集系统在各工况下的捕集率保持在 90%。例如对于 THA 工况，机组排放烟气中二氧化碳含量从 127.52 kg/s 减少至 12.88 kg/s。将电厂发电机端输出电功率定义为等效输出功率，等效输出功率扣除厂用电、碳捕集热耗、压缩能耗和熔融盐储热后的剩余部分定义为净输出功率。该燃煤发电机组改造前后的调峰能力和碳排放强度变化如表 7 和图 4 所示。

表 7 燃煤机组改造前后的调峰能力

Tab. 7 Peak-shaving capability of coal-fired units before and after retrofit

参数	工况	原机组	改造后
等效输出功率/MW	THA	630.946	619.454
	75%THA	472.477	408.578
	40%THA	252.001	172.263
净输出功率/MW	THA	599.399	540.096
	75%THA	448.853	359.134
	40%THA	239.401	0

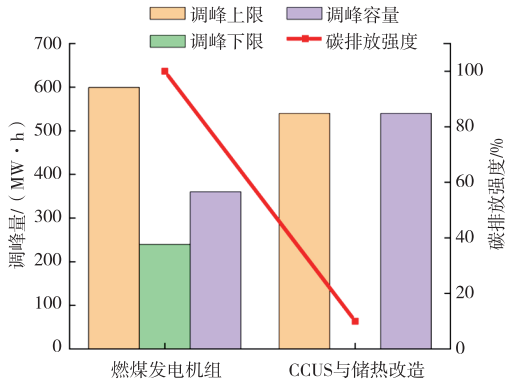


图 4 不同系统的调峰能力和碳排放强度

Fig. 4 Peak-shaving capabilities and carbon emission intensities of different systems

当 CCUS 系统与储热系统一起加装时，改造后的燃煤发电机组优先满足碳捕集效率，使碳捕集率始终保持在 90%左右，因此其调峰能力均以净输出功率为准。改造后的燃煤发电机组可以通过储热系统在用电低谷时的储热量来提供用电高峰时 CCUS 稳定运行时需要的热耗，在 THA 工况下，机组净输出功率由 599.399 MW 变为 540.096 MW，机组的上调峰能力会轻微减弱，但相比于传统的碳捕集电厂，其上调峰能力会有一定的增强。在最小出力 40%THA 工况下，机组净输出功率由 239.401 MW 变为 0 MW，发电全部由储热罐存储起来，维持机组稳定运行时所能输出的最小功率大大下降，机组的下调峰能力大大提高。综上，带有储热系统的 CCUS 燃煤发电机组的灵活性大大提升，调峰容量增加了 180.1 MW，同时碳捕集率保持在 90%，年减排量达 165.46 万 t，碳排放强度明显降低，且兼顾到机组的调峰灵活性和减排能力。

3.2 经济性分析

3.2.1 净现值及度电成本计算

针对电厂 CCUS 改造和新增储热辅助系统改造后的度电成本进行计算。在度电成本计算时有如下预测和假设：

(1) 碳捕集技术采用燃烧后捕集技术中的化学吸收法。

(2) 采用管道运输，且运输距离为 200 km。

(3) 默认采用 CO_2-EOR 技术，且二氧化碳以 200 元/t 的价格盈利[29]。

(4) 设定电厂碳排放量的 90%被碳捕集装置捕集，其余 10%排入大气。

(5) CCUS 改造初投资为 3 520 元/(kW·h)，储热系统的初投资为 175 元/(kW·h)，年维护成本为 5%。

（6）电厂建设年限为 1 a，运行时间为 25 a。机组年发电小时数为 5 700 h。

CCUS 改造后的运行成本如表 8[30]所示。

CCUS 运营费用及收益包括捕集收益、运输收益、驱油利用收益和碳交易收益。同时由于该系统加装了双罐熔融盐储热系统，因此可以获得调峰补偿收益。改造后燃煤发电机组的调峰负荷率位于 0%～40%区间内，其调峰补偿收益为 600 元/(MW·h)[31]。经计算，改造后各部分所需费用如图 5 所示。

表 8　运营成本及收益

Tab. 8　Operating costs and revenue

参数	年份				
	2025	2030	2035	2040	2050
燃烧后捕集成本/(元·t^{-1})	230	190	160	100	80
管道运输成本/(元·t^{-1}·km^{-1})	0.80	0.70	0.60	0.50	0.45
油价/(元·t^{-1})	3 941	3 941	3 941	3 941	3 941
增采油比	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
油田承受二氧化碳成本/(元·t^{-1})	200	200	200	200	200
碳交易价格/(元·t^{-1})	98	180	200	220	240

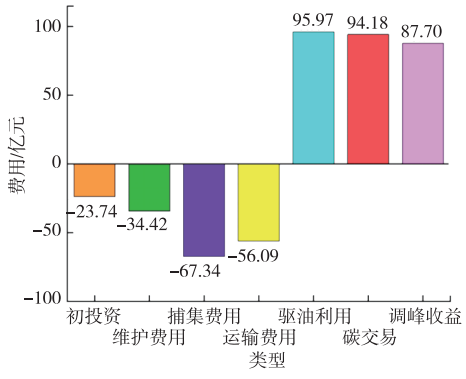


图 5　含储热系统的 CCUS 改造费用分布

Fig. 5　Cost distribution of CCUS retrofit with thermal energy storage system

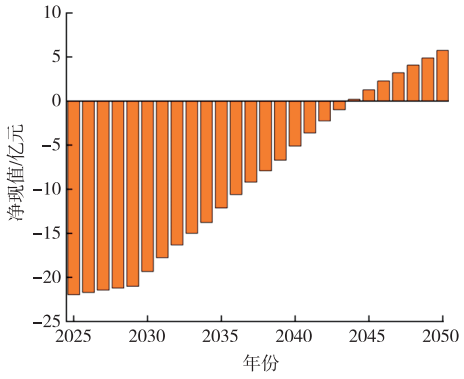


图 6　净现值变化

Fig. 6　Net present value variation

为了能够对该技术全链条的最终经济性表现做出评估，通常会选取净现值(NPV)作为该系统的经济性指标。净现值[32]是指在整个项目周期内，把所有的净现金流都按照一定的折现率折算到当前时刻后所得到的累积现值。净现值为正，说明该项目处于盈利状态，并且其数值越大，项目的盈利能力就越突出，在实际操作中的可行性也就越好。其计算公式为

$$C_{\mathrm{NPV}}=\sum_{y=1}^{n}\frac{C_{\mathrm{in}}-C_{\mathrm{out}}}{(1+r_{\mathrm{diz}})^{y}} \tag{5}$$

式中：C_{NPV}为净现值，亿元；n 为项目周期，a；y 为项目投入运营的年数，a；C_{in}为第 y 年的资金流入，亿元；C_{out}为第 y 年的资金流出，亿元；r_{diz}为折现率，一般取 8%。

图 6 为项目改造后服役 25 a 之后的净现值。

度电成本 C_{LCOE}[33]是衡量发电技术经济性的核心指标，表示项目生命周期内每千瓦时电力的平均成本，计算公式为

$$C_{\mathrm{LCOE}}=\frac{\sum_{t=0}^{n}\frac{I_t+M_t+F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{n}\frac{E_t}{(1+r)^t}} \tag{6}$$

式中：I_t 为第 t 年的初始投资，亿元；M_t 为第 t 年的运维成本，亿元；F_t 为第 t 年的燃料成本，亿元；E_t 为第 t 年的发电量，kW·h；r 为折现率，取 10%。

对于 630 MW 燃煤发电机组，其单位成本为 5 000 元/kW，年维护价格为初投资的 3%，标煤价格为 900 元/t。

在该机组进行储热系统和 CCUS 系统改造后，其度电成本的计算公式为

$$C_{\mathrm{COE}}=-\frac{C_{\mathrm{NPV}}}{Q} \tag{7}$$

式中：C_{COE}为度电成本变化量，元/(kW·h)；Q 为总发电量，万 MW·h。

该案例机组经过 CCUS 改造和增加储热辅助系统之后，项目 25 a 寿命时净现值为 5.73 亿元，在

第 19 a,净现值由负变正,实现盈利。该机组原度电成本为 0.374 8 元/(kW·h),改造后平准化度电成本下降,在运营期内,将产生的额外成本折算到单位发电量后,度电成本下降约 0.009 5 元/(kW·h),变为 0.365 3 元/(kW·h),下降了 2.53%。

3.2.2 敏感性分析

图 7 为调峰补偿价格对度电成本的影响。可以看到,当调峰补偿价格以 50 元/(MW·h)的价格变化时,度电成本变化 0.004 元/(kW·h),变化率为 1.12%,度电成本随着调峰补偿价格的升高而下降。

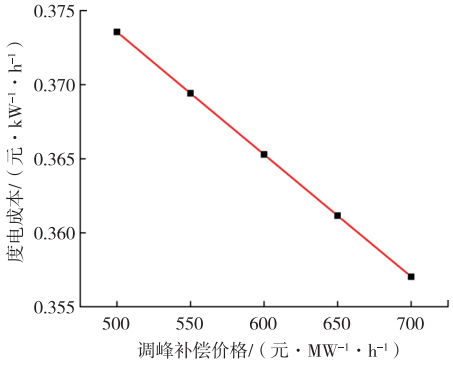


图 7 调峰补偿价格对度电成本的影响

Fig. 7 Impact of peak-shaving compensation price on levelized cost of electricity

图 8 为碳捕集价格对度电成本的影响。可以看到,当碳捕集价格以 10 元/t 的价格变化时,度电成本变化 0.002 7 元/(kW·h),变化率为 0.743%,度电成本随着碳捕集价格的升高而上升。当碳捕集价格下降 30 元/t,调峰补偿价格变为 700 元/(MW·h)时,该项目的净现值为 10.64 亿元,度电成本下降 0.017 65 元/(kW·h)。

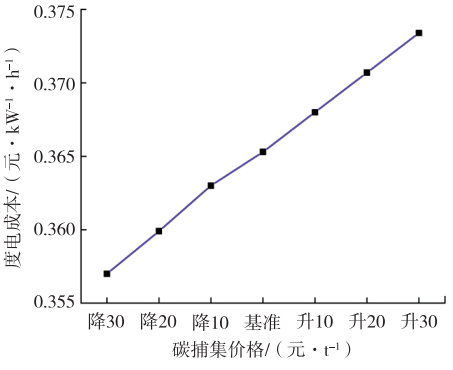


图 8 碳捕集价格对度电成本的影响

Fig. 8 Impact of carbon capture price on levelized cost of electricity

4 结论

(1) 对于含储热系统的 CCUS 燃煤电站改造,在不同工况下,采取不同的抽汽和释放热策略,可以使燃煤电站在保持高碳捕集率的情况下具有更大的调峰空间,相比于传统 CCUS 燃煤电站具有更稳定的二氧化碳减排率和更大的调峰范围。

(2) 在 630 MW 燃煤电站中引入储热辅助的 CCUS 系统后,不仅使燃煤机组实现了低碳目标,同时也增加了电站的调峰范围,使电站调峰灵活性大大增加。电站排放烟气中二氧化碳含量从 127.52 kg/s 减少为 12.88 kg/s,CCUS 系统的碳捕集率达到 89.9%,同时上调峰能力由 599.399 MW 变为 540.096 MW,下调峰能力由 239.401 MW 变为 0 MW,调峰容量变为 540.096 MW。

(3) 含储热系统的 CCUS 燃煤电站的经济性计算结果显示,该系统寿命为 25 a 时的 NPV 为 5.73 亿元,25 a 内的平均度电成本由原来的 0.374 8 元/(kW·h)降为 0.365 3 元/(kW·h),下降了 2.53%。碳交易价格、驱油利用收益和调峰补偿价格对系统经济性的影响较大,随着技术的进步和政策的补贴,该系统的经济性可以得到进一步的提高。

参考文献:

[1] 刘潇潇, 陈前, 罗大清, 等. 2024 年中国能源行业回顾及 2025 年展望[J]. 当代石油石化, 2025, 33(2): 1-6, 15.
LIU Xiaoxiao, CHEN Qian, LUO Daqing, et al. China energy industry: 2024 review and 2025 outlook [J]. Petroleum & Petrochemical Today, 2025, 33(2): 1-6, 15.

[2] 蔡伟光, 于艳辉, 刘源. 中国城乡建设领域碳排放研究报告(2024 年)[J]. 建筑, 2025(2): 56-63.
CAI Weiguang, YU Yanhui, LIU Yuan. Construction sector carbon footprint: evidence from China's urban-rural development (2024)[J]. Jian Zhu, 2025(2): 56-63.

[3] 杜祥琬. 我国实现"双碳"目标面临的现实挑战与对策建议[J]. 人民论坛·学术前沿, 2025(2): 13-19.
DU Xiangwan. The realistic challenge and countermeasures to realize the "dual carbon" goals in China [J]. Frontiers, 2025(2): 13-19.

[4] HANSON E, NWAKILE C, HAMMED V O. Carbon capture, utilization, and storage (CCUS) technologies: evaluating the effectiveness of advanced CCUS solutions for reducing CO_2 emissions[J]. Results in Surfaces and Interfaces, 2025, 18: 100381.

[5] 袁桂丽, 钟飞, 张睿, 等. 考虑碳捕集及需求响应的虚拟电厂热电联合优化调度[J]. 电网技术, 2023, 47(11): 4458-4466.

YUAN Guili, ZHONG Fei, ZHANG Rui, et al. Combined heat and power scheduling optimization for virtual power plants considering carbon capture and demand response[J]. Power System Technology, 2023, 47(11): 4458-4466.

[6] 《中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)年度报告(2023)》发布[J]. 聚氯乙烯, 2023, 51(8): 42.
Carbon capture, utilization, and storage (CCUS) in China: annual report (2023)[J]. Polyvinyl Chloride, 2023, 51(8): 42.

[7] 杨国栋，李义连，马鑫，等. 超临界 CO_2 增强热卤水开采模型研究[J]. 地质科技情报, 2014, 33(6): 233-240.
YANG Guodong, LI Yilian, MA Xin, et al. Modeling study of enhanced thermal brine extraction using supercritical CO_2[J]. Geological Science and Technology Information, 2014, 33(6): 233-240.

[8] LI Pengchun, YI Linzi, LIU Xueyan, et al. Screening and simulation of offshore CO_2-EOR and storage: a case study for the HZ21-1 oilfield in the Pearl River Mouth Basin, Northern South China Sea[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2019, 86: 66-81.

[9] 张彩庆，史惠卿，郑楠. 计及碳交易和碳税的碳捕集技术经济性研究[J]. 动力工程学报, 2023, 43(6): 787-795.
ZHANG Caiqing, SHI Huiqing, ZHENG Nan. Techno-economic analysis of coal-fired plant integrated carbon capture and storage considering carbon trading and carbon tax[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2023, 43(6): 787-795.

[10] RUI Zhenhua, LIU Tingting, WEN Xin, et al. Investigating the synergistic impact of CCUS-EOR[J]. Engineering, 2025, 48: 16-40.

[11] HILL L B, LI Xiaochun, WEI Ning. CO_2-EOR in China: a comparative review[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2020, 103: 103173.

[12] LV Guangzhong, LI Qi, WANG Shijie, et al. Key techniques of reservoir engineering and injection-production process for CO_2 flooding in China's SINOPEC Shengli Oilfield[J]. Journal of CO_2 Utilization, 2015, 11: 31-40.

[13] MIAO Ling, FENG Lianyong, MA Yue. Comprehensive evaluation of CCUS technology: a case study of China's first million-tonne CCUS-EOR project[J]. Environmental Impact Assessment Review, 2025, 110: 107684.

[14] LI Zezheng, ZHU Nenggao, WEN Xin, et al. Assessment the impact of power generation hours on the abatement costs of CCUS on coal-fired power plants in China[J]. Energy Economics, 2025, 144: 108305.

[15] SUN Bo, FAN Boyang, WU Chun, et al. Exploring incentive mechanisms for the CCUS project in China's coal-fired power plants: an option-game approach[J]. Energy, 2024, 288: 129694.

[16] 韩中合，马立，段宇轩，等. 基于多元储能的分布式能源系统优化调度方法研究[J]. 动力工程学报, 2024, 44(2): 317-327.
HAN Zhonghe, MA Li, DUAN Yuxuan, et al. Research on optimal scheduling method of distributed energy system based on multi-energy storage[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2024, 44(2): 317-327.

[17] 乔燕军，王之剑，孙光禄，等. 新能源并网稳定性分析及提升技术综述：现状、挑战与发展趋势[J/OL]. 水利水电技术：1-11[2025-05-07]. https://link.cnki.net/urlid/10.1746.tv.20251117.1005.004.
QIAO Yanjun, WANG Zhijian, SUN Guanglu, et al. A review of stability analysis and enhancement techniques for renewable energy grid integration: status, challenges, and trends[J/OL]. Water Resources and Hydropower Engineering: 1-11[2025-05-07]. https://link.cnki.net/urlid/10.1746.tv.20251117.1005.004.

[18] 陈鑫龙. 含光热电站的送端并网调度优化问题研究[D]. 兰州：兰州交通大学, 2021.
CHEN Xinlong. Research on optimizing strategy of grid-connected dispatching of transmission-end with concentrated solar power[D]. Lanzhou: Lanzhou Jiaotong University, 2021.

[19] 刘吉臻，王庆华，张效宁，等. 支撑我国能源转型的灵活燃煤发电新技术：燃煤耦合储能系统及智能控制系统[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(17): 6855-6882.
LIU Jizhen, WANG Qinghua, ZHANG Xiaoning, et al. Novel technologies of flexible coal-fired power generation to support China energy transition: Coal-fired coupled energy storage system and smart control system[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(17): 6855-6882.

[20] CHEN Xinyu, WANG Liang, LI Xiaojun, et al. Techno-economic performance of the solar tower power plants integrating with 650 ℃ high-temperature molten salt thermal energy storage[J]. Energy, 2025, 324: 136073.

[21] WANG Huihui, LIU Jun, WANG Ying, et al. A review of the performance and application of molten salt-based phase change materials in sustainable ther-

mal energy storage at medium and high temperatures [J]. Applied Energy, 2025, 389: 125766.

[22] WANG Congyu, LIU Fangyi. Dynamic performance of a power plant integrating with molten salt thermal energy storage [J]. Applied Thermal Engineering, 2025, 262: 125223.

[23] WANG Yuanyuan, LU Yuanwei, WANG Yanquan, et al. Investigation on thermal performance of quinary nitrate/nitrite mixed molten salts with low melting point for thermal energy storage [J]. Solar Energy Materials and Solar Cells, 2024, 270: 112803.

[24] 王义函，张子成，刘淑丽，等. 火山石作为经济可靠的低温储热材料的可行性分析[J]. 动力工程学报，2024，44(3)：486-497.
WANG Yihan, ZHANG Zicheng, LIU Shuli, et al. Feasibility analysis of volcanic rocks as an economical and reliable low-temperature heat storage material [J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2024, 44(3): 486-497.

[25] 李应保，罗润洪，黄杰. 一种“绿电”熔盐储能系统的建模与动态特性研究[J]. 动力工程学报，2024，44(3)：455-461.
LI Yingbao, LUO Runhong, HUANG Jie. Modeling and dynamic characteristics study of a "green electricity" molten salt energy storage system[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2024, 44(3): 455-461.

[26] 盛依依. 二氧化碳捕集技术研究及工业化进展[J]. 现代化工，2025，45(3)：56-60，65.
SHENG Yiyi. Progress in research and industrialization of carbon dioxide capture technology[J]. Modern Chemical Industry, 2025, 45(3): 56-60, 65.

[27] 张汇婷. 分布式小容量熔融盐储热装置模拟分析与实验研究[D]. 南京：东南大学，2021.
ZHANG Huiting. Simulation analysis and experimental research of distributed small-capacity molten salt heat storage device[D]. Nanjing: Southeast University, 2021.

[28] LARIBI S, DUBOIS L, DE WEIRELD G, et al. Study of the post-combustion CO_2 capture process by absorption-regeneration using amine solvents applied to cement plant flue gases with high CO_2 contents [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2019, 90:102799.

[29] 赵淑媛，袁鑫，刘骏，等. CCUS 应用下 660 MW 燃煤电站度电成本与电力供应成本分析[J]. 动力工程学报，2024，44(4)：547-556，574.
ZHAO Shuyuan, YUAN Xin, LIU Jun, et al. Analysis of levelized cost of energy and cost of electricity supply for 660 MW coal-fired power station under CCUS application[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2024, 44(4): 547-556, 574.

[30] 袁鑫，赵淑媛，孙昊，等. CCUS 技术在燃煤电厂大规模应用的经济性和效益提升路径研究[J]. 热力发电，2023，52(7)：33-40.
YUAN Xin, ZHAO Shuyuan, SUN Hao, et al. Study on the economic and efficiency improvement path of CCUS technology for large-scale application in coal-fired power plants[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(7): 33-40.

[31] 张婉滢，金晶，解小军，等. 熔盐储热辅助低压缸零出力机组深度调峰的应用分析[J]. 太阳能学报，2025，46(1)：279-287.
ZHANG Wanying, JIN Jing, XIE Xiaojun, et al. Application analysis of deep peak shaving of low-pressure cylinder zero-output unit assisted by molten salt heat storage[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2025, 46(1): 279-287.

[32] MAGNI C A, MARCHIONI A. Average rates of return, working capital, and NPV-consistency in project appraisal: a sensitivity analysis approach[J]. International Journal of Production Economics, 2020, 229: 107769.

[33] KASSEM M A, MOSCARIELLO A, HOLLMULLER P. Reducing LCOE in geothermal energy production in Switzerland: a comprehensive review of technological, economic, and policy strategies [J]. Energy Reports, 2025, 13: 4403-4416.