DOI: 10.19666/j.rlfd.202510028

# 燃煤电厂 CCS 成本解析与协同降本范式研究

门东坡[1]，姜大霖[1]，魏 宁[2]，刘胜男[2]
（1. 国能经济技术研究院有限责任公司，北京 100011；
2. 中国科学院武汉岩土力学研究所岩土力学与工程安全全国重点实验室，湖北 武汉 430071）

［摘 要］【目的】在全球气候治理紧迫性与煤电行业低碳转型需求的双重背景下，碳捕集与封存（carbon capture and storage，CCS）技术被视为实现电力系统深度减排的关键路径。然而，CCS 技术应用面临的高成本问题严重制约其规模化推广。本文主要针对燃煤电厂 CCS 成本优化难题开展研究。【方法】应用覆盖“捕集-压缩-运输-封存”全流程的 ITEAM-CCUS 量化评估模型，整合地质碳封存评估、技术经济分析及源汇匹配优化模块，基于国内 165 个燃煤电厂样本，开展了系统的多参数敏感性分析，揭示了全链条成本驱动机制。【结果】研究表明，全流程 CCS 平准化成本均值为 303 元/t，其中捕集与压缩环节成本占比超过 80%，是降本的关键。捕集成本受吸收剂再生热耗、煤价及电厂利用小时数影响最为显著；压缩成本与电价呈现强相关性；管道运输成本受运输距离和规模效应制约；封存成本对储层渗透系数、厚度及深度等地质参数极为敏感。【结论】基于上述量化发现，提出了一个系统性的“规模-地质-能效协同”降本范式，其路径涵盖捕集环节的低能耗技术创新、全链条的规模化基础设施共享、系统运行的精细化管控，以及碳市场联动与集群基金等政策激励。该研究可为推动煤电行业 CCS 技术的科学部署与商业化应用提供重要的理论依据与实践参考。

［关 键 词］燃煤电厂；CCS；成本敏感性；降本路径；ITEAM-CCUS 模型

［引用本文格式］门东坡，姜大霖，魏宁，等. 燃煤电厂 CCS 成本解析与协同降本范式研究[J]. 热力发电, 2026, 55(6): 28-38.
MEN Dongpo, JIANG Dalin, WEI Ning, et al. A cost analysis and collaborative cost-reduction framework for CCS in coal-fired power plants[J]. Thermal Power Generation, 2026, 55(6): 28-38.

# A cost analysis and collaborative cost-reduction framework for CCS in coal-fired power plants

MEN Dongpo[1], JIANG Dalin[1], WEI Ning[2], LIU Shengnan[2]
(1. China Energy Economic and Technological Research Institute Co., Ltd., Beijing 100011, China;
2. State Key Laboratory of Geomechanics and Geotechnical Engineering Safety, Institute of Rock and Soil Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Wuhan 430071, China)

**Abstract:** [Objective] Against the dual backdrop of urgent global climate governance and low-carbon transformation demands of the coal-fired power industry, carbon capture and storage (CCS) is widely recognized as a critical pathway to deep emission reduction in the power system. However, the high cost of CCS technology has severely hindered its large-scale promotion. To address this cost optimization challenge, this study aims to systematically explore the cost-driven mechanisms of the full-chain CCS system, identify key influencing factors, and propose a targeted cost-reduction paradigm, providing theoretical and practical support for the scientific

收 稿 日 期：2025-10-15 修 回 日 期：2025-11-05 接 受 日 期：2025-11-18 网络首发日期：2026-01-04
基 金 项 目：国家能源集团 2023 年科技项目“新能源+储能与煤基能源+CCS/CCS 的经济性比较与优化布局研究”（GJNY-23-104）
Supported by: China Energy National Energy Group’s 2023 R&D Project “An Economic Study and Planning Framework for New Energy with Storage versus Coal-based Energy with CCS” (GJNY-23-104)
第一作者简介：门东坡（1987），男，博士，高级工程师，主要研究方向为煤炭发展战略、CCUS 转型路径和政策机制，379797078@qq.com。
通信作者简介：刘胜男（1984），女，硕士，助理研究员，主要研究方向为 CCUS 技术经济评估，shengnanhome@163.com。

deployment and commercialization of CCS in coal-fired power plants. [Methods] This study adopted the ITEAM-CCUS quantitative evaluation model, covering the full-chain CCS and integrating three core modules: geological carbon storage assessment, techno-economic analysis, and source-sink matching optimization. A systematic multi-parameter sensitivity analysis was conducted based on a sample of 165 domestic coal-fired power plants. These samples were selected to represent different regional distributions, unit capacities, and operational conditions, ensuring the generalizability and reliability of the research results. The analysis focused on key technical, economic, and geological parameters, such as absorbent regeneration heat consumption, coal price, plant utilization hours, electricity price, transportation distance, and reservoir properties. [Results] The study revealed that the average levelized cost of the full-chain CCS is 303 yuan per ton of $CO_2$. Among the four chains, the capture and compression stages account for over 80% of the total cost, emerging as the primary focus for cost reduction. Specifically, capture cost is most significantly influenced by absorbent regeneration heat consumption, coal price, and plant utilization hours, and reducing regeneration heat consumption through technological innovation or improving plant operational efficiency can effectively lower capture costs. Compression cost shows a strong correlation with electricity price. Pipeline transportation cost is constrained by transportation distance and economies of scale. Storage cost is extremely sensitive to geological parameters such as reservoir's permeability coefficient, thickness, and depth-reservoirs with higher permeability, greater thickness, and moderate depth are more conducive to reducing drilling, injection, and monitoring costs. [Conclusion] Based on the quantitative findings, this study proposes a systematic "scale-geology-energy efficiency synergy" cost-reduction paradigm. The specific pathways include technological innovation for low-energy consumption in the capture stage, large-scale infrastructure sharing across the full-chain CCS, refined operation and management of the CCS system, and policy incentives. This research clarifies CCS cost structures and driving factors, providing a feasible framework for governments, enterprises, and research institutions. It offers important theoretical and practical reference for promoting large-scale, commercial CCS application in coal-fired power plants, advancing power system decarbonization, and supporting global climate governance.

**Key words:** coal-fired power plants; CCS; cost sensitivity; cost reduction paths; ITEAM-CCUS model

在全球气候变暖的严峻形势下，碳排放已成为国际社会关注的焦点。煤电作为碳排放的主要来源之一，面临艰巨而紧迫的减排任务。尽管可再生能源在全球电力结构中的比重不断提升，但凭借稳定出力、装机规模优势和资源禀赋支撑，煤电仍在多数国家的能源体系中占据重要地位。2024 年，全球煤电发电量占比仍达约 30%，部分发展中国家甚至超过 60%[1]，而煤电行业排放的 $CO_2$ 占全球电力行业碳排放总量的 35%[2]。为实现 1.5 ℃温控目标，全球煤电行业需在 2030 年前将碳排放强度降低 40%~50%，在 2050 年左右实现碳中和。这意味着煤电行业必须尽快找到切实可行的深度减排路径。

$CO_2$ 捕集、利用与封存（carbon capture，utilization and storage，CCUS）技术作为一种有效的碳减排手段，可在不完全摒弃煤炭的前提下实现燃煤电厂大规模 $CO_2$ 减排，对保障能源安全和推动煤电可持续发展具有重要意义。近年来全球 CCUS 技术取得了显著进展。截至 2025 年 3 月，全球正在运行的 CCUS 项目年碳捕集与封存能力已超过 5 000 万吨[3]。从行业分布看，超过 60%的运营能力集中在天然气处理领域，但水泥、钢铁等工业部门的项目增速正在加快。就地域而言，目前运行的 51 个项目主要分布于北美、欧洲和中国，另有 44 个在建项目多集中于产业集群区域，这些集群所产生的规模效应与协同效应持续推动 CCUS 技术在实践中优化与发展。此外，还有多达 744 个项目处于规划阶段，如全部顺利落地，将使现有运行产能接近翻倍，为全球碳减排注入强劲动力。根据现有项目产能估算，预计到 2030 年，全球 $CO_2$ 年捕集能力将达到约 4.3 亿吨，封存容量有望达到 6.7 亿吨，充分彰显 CCUS 在未来全球碳减排进程中的巨大潜力。

然而，CCUS 技术的应用往往伴随着较高的成本投入，如何在实现减排目标的同时优化成本结构、寻求成本效益最优的技术路径，已成为煤电行业推广该技术面临的关键挑战。因此，针对燃煤电厂 CCUS 开展精细化成本分析与降本路径研究具有显著的现实紧迫性和战略意义。CCUS 系统涉及多环节协同与复杂边界条件[4-5]，现有针对 CCUS 成本的研究中：有的侧重开发模型或框架，以系统性评估 CCUS 整个链条或特定系统的技术经济性[6-12]；有的分析了 CCUS 链条中某个特定环节（如捕集、运输）或特定技术组合的成本[13-20]；有的在宏观层面探讨特定工业部门或区域的 CCUS 部署成本与潜力[21-26]；有的考虑了政策、风险、环境等因素对 CCUS 成本效益的影响[27-30]。这些研究均存在一些

局限：或侧重于单一环节的成本分析，或采用相对简化的模型进行系统级评估；成本敏感性分析多拘泥于少数几个参数，未能对渗透系数等关键地质参数与成本之间的关系进行精细化量化；许多研究在进行源汇匹配或经济性评估时，常将封存成本视为一个固定值或范围，未考量地质条件对成本的影响。这些局限导致研究者对 CCUS 成本驱动机制的理解不够全面，难以支撑精准、高效的降本决策。

为弥补上述局限，本文基于全流程 CCUS 系统评估模型（integrated techno-economic assessment model for CCUS，ITEAM-CCUS）[31-32]，针对实际燃煤电厂样本，系统开展了规模化 $CO_2$ 捕集压缩、运输与地质封存（本文未开展 $CO_2$ 利用研究，因此后面的 $CO_2$ 捕集压缩、运输与地质封存技术简写为 CCS）的成本分析及降本路径研究，以实现对 CCS 全链条环节的覆盖，并从技术、能源价格和地质参数等多个维度进行系统性的敏感性量化分析。研究的创新性除模型应用外，还体现在以下 3 个方面：

1）通过大规模情景模拟，评估 CCS 全流程和各环节成本，识别并量化各环节成本的驱动因素；

2）实现地质参数与系统经济性的耦合分析，突破现有研究将封存成本固定化的局限，量化储层渗透系数、厚度、深度等关键地质参数对全流程平准化成本的影响；

3）提出“规模-地质-能效协同”的降本新范式，为燃煤电厂 CCS 系统优化提供思路。研究旨在通过模型应用与分析，为推动 CCS 技术规模化与商业化应用提供科学依据和决策支持。

## 1 研究框架与方法

采用定量分析与实证研究相结合的方法，系统解析燃煤电厂 CCS 全流程成本及其驱动机制。研究框架（图 1）以 ITEAM-CCUS 量化评估模型为核心，整合了地质碳汇评估、全流程技术经济分析及源汇匹配优化 3 大模块。首先，通过地质模块筛选评估封存场地；其次，利用技术经济模块计算各环节成本；最后，通过源汇匹配模块将排放源与封存地进行最优连接，计算全流程平准化成本，并在此基础上开展多参数敏感性分析，最终识别关键驱动因素并导出系统性降本路径。

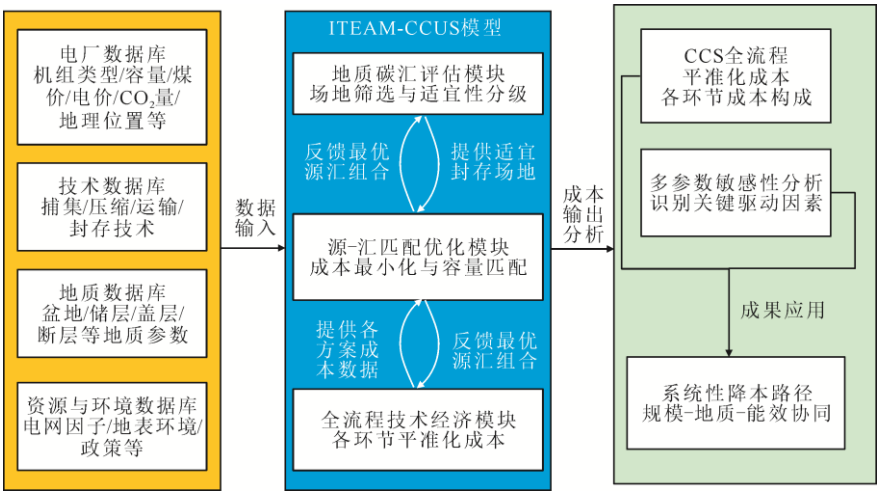



图 1 研究框架

**Fig.1 Framework of the study**

### 1.1 地质碳汇评估模块

本模块旨在科学评估并筛选适宜开展 $CO_2$ 地质封存的陆上咸水层场地，需综合考量地质构造、储层特性、盖层封闭性及社会环境等多维度参数。地质构造方面，通过分析地震活动、断层分布及活动性判断区域稳定性，活动断层附近不适宜作为封存场地；储层特性参数包含深度、厚度、渗透系数、孔隙度等。适宜封存的储层深度在 800~3 000 m，该深度范围内的压力与温度条件有利于 $CO_2$ 维持超临界态稳定存在，而厚度大、渗透系数在 1~50 mD 且孔隙度处于 0.125~0.250 区间的储层[33]既能提供充足的封存空间，又具备良好的注入性；盖层封闭性以盖层厚度、垂向渗透系数及岩性为关键参数。厚度大于 10 m、垂向渗透系数小于 0.01 mD 且岩性为泥岩、页岩等致密岩石为优，可有效阻隔 $CO_2$ 泄漏。此外，还需考虑地层水流动方向与流速等水文地质条件，避免 $CO_2$ 随水流迁移至不利区域。

ITEAM-CCUS 模型基于 GIS 空间分析工具，

采用“区块”数据，整合技术经济、风险、社会与环境等多维度评价指标，运用层次分析法、模糊综合评价法等数学方法，对 $CO_2$ 封存场地适宜性进行量化分级，以完成场地筛选。其中，技术经济指标主要依据储层参数，如渗透系数、孔隙度、储层厚度、储层深度等，评估封存容量、注入性与封存成本。地质封存容量采用 US-DOE 体积法，封存容量系数、储层有效厚度、有效面积、平均孔隙度等是评估的关键[34]，其中封存容量系数通过数值模拟方法计算得到[35]。注入性评估需综合渗透系数、$CO_2$ 黏度、流动性等因素。封存成本与封存容量、注入性紧密相关，钻井数量的确定是成本核算的核心。风险指标通过地质构造稳定性、盖层封闭性等参数量化 $CO_2$ 泄漏风险[36]，社会与环境指标则将人口、城市、保护区、道路、河流、土地利用冲突等非技术因素纳入考量。$CO_2$ 封存场地适宜性评估和封存容量评估的详细方法和指标详见文献[33,35]。

### 1.2 全流程 CCS 技术经济评估模块

本模块用于计算从 $CO_2$ 捕集到封存的全流程 CCS 成本和各环节成本。将 ITEAM-CCUS 模型应用于煤电行业，设定的 $CO_2$ 捕集技术为燃烧后化学吸收法，压缩技术为 $CO_2$ 多级压缩（将 $CO_2$ 从气态压缩至超临界态），运输技术为管道运输超临界态 $CO_2$，地质利用与封存技术为陆上咸水层封存。CCS 全流程和各环节技术经济评估方法和参数设定详见文献[31-32,24]。

全流程 CCS 平准化成本为：

$$C_{\text{annu}} = \sum (C_{\text{Cap}i} C_{\text{RF}} + C_{\text{O\&M}i}) \quad i = 1,2,3 \tag{1}$$

$$L_{\text{C}} = C_{\text{annu}} / Q(\text{CO}_2) \tag{2}$$

$$C_{\text{RF}} = r / [1 - (1+r)^{-n}] \tag{3}$$

式中：$C_{\text{annu}}$ 为全流程 CCS 的年成本；$L_{\text{C}}$ 为全流程 CCS 的平准化成本；$C_{\text{Cap}i}$ 为捕集压缩、运输和封存 3 个环节的投资成本；$C_{\text{O\&M}i}$ 为 3 个环节的年运行维护成本；$C_{\text{RF}}$ 为资本回收因子；$Q(\text{CO}_2)$为年 $CO_2$ 捕集封存量；$r$ 为折现率；$n$ 为全流程 CCS 项目的运行时间。

燃煤电厂捕集压缩的固定投资成本 $C_{\text{Cap1}}$ 包括设备购置与安装费（吸收塔、解析塔/再生塔、换热器、压缩机等）、土建工程费、工程设计与管理费、不可预见费等。捕集压缩的运维成本 $C_{\text{O\&M1}}$ 为：

$$C_{\text{O\&M1}} = C_{\text{ener}} + C_{\text{solv}} + C_{\text{othe}} \tag{4}$$

式中：$C_{\text{ener}}$ 为年能源消耗费（电耗费用和蒸汽耗费用）；$C_{\text{solv}}$ 为年吸收剂消耗费；$C_{\text{othe}}$ 为其他年消耗费（如水耗与污染物处理）、装置运维费和人工费等。其中 $C_{\text{ener}}$ 占比较大，尤其是加热解析阶段通过高温蒸汽（设定由电厂燃煤提供）使吸收剂释放 $CO_2$ 的再生过程，能耗占比较大。主要技术参数包括 $CO_2$ 捕集率、解析塔蒸汽的温度和压力、再生塔蒸汽的温度和压力、电耗、吸收剂消耗、$CO_2$ 压缩后压力、压缩电耗等。

管道固定投资成本 $C_{\text{Cap2}}$ 为：

$$C_{\text{Cap2}} = C_{\text{mate}} + C_{\text{cons}} + C_{\text{land}} + C_{\text{eval}} \tag{5}$$

$$C_{\text{mate}} = f(D, L, M_{\text{ate}}) \tag{6}$$

式中：$C_{\text{mate}}$ 为管材投资，包括管材、管道防腐与保温、运输费用等；$C_{\text{cons}}$ 为线路安装费，包括土建施工费、管道安装费、土工保护费、阴极保护费、管件阀门安装费、清扫试验费等；$C_{\text{land}}$ 为征地费用；$C_{\text{eval}}$ 为评价费用与其他费用；$D$ 为管道直径，是流量和流速的函数；$L$ 为管道长度；$M_{\text{ate}}$ 为管材类型与等级。管道运营维护成本 $C_{\text{O\&M2}}$ 包括维护费、运行管理费、其他费用等。

管道主要技术参数包括管道直径、壁厚、压降、进口压力、管道出口压力、运行温度、$CO_2$ 密度、$CO_2$ 标准工况密度、$CO_2$ 黏度、压缩因素、粗糙度、流速等[12]。

陆上咸水层封存投资成本 $C_{\text{Cap3}}$ 为：

$$C_{\text{Cap3}} = C_{\text{site}} + C_{\text{dril}} + C_{\text{equi}} \tag{7}$$

$$C_{\text{site}} = C_{\text{seis}} A_{\text{site}} \tag{8}$$

$$C_{\text{dril}} = N_{\text{well}} C_{\text{drim}} D_{\text{ept}} \tag{9}$$

式中：$C_{\text{site}}$ 为场地表征与评价费，包含三维地震费用；$C_{\text{dril}}$ 为钻井费；$C_{\text{equi}}$ 为设备费；$C_{\text{seis}}$ 为三维地震单位成本；$A_{\text{site}}$ 为三维地震面积；$N_{\text{well}}$ 为注入井数量，与井场类型（五点或七点井型）和总封存量有关；$C_{\text{drim}}$ 为单位钻井成本，包括施工、测井、完井、固井的费用，与储层深度和地质条件相关；$D_{\text{ept}}$ 为钻井深度，按储层深度计算。

运行维护成本 $C_{\text{O\&M3}}$ 包括运行维护费，如钻井的日常维护费、消耗品费、地面和井下设备维护费等，$CO_2$ 增压成本。封存的主要技术参数包括咸水层储层厚度、储层孔隙度、渗透系数、井场类型（例如五点或七点）、储层深度、储层温度等。

### 1.3 源汇匹配模块

源汇匹配是 ITEAM-CCUS 模型的核心模块，通过技术经济分析与空间优化，将碳源（燃煤电厂）与适宜的地质碳汇（陆上咸水层）进行点对点匹配，以实现全流程 CCS 成本最小化、封存效率最大化的目

标。该过程需综合考虑排放源特征、运输可行性、封存场地容量及经济性等多维度参数。源汇匹配需遵循双重核心准则：1）场地充足性准则，封存场地需在 CCS 项目全生命周期内（≥20 年）具备与排放源相匹配的 $CO_2$ 封存容量，确保长期封存需求；2）成本最优化准则，综合评估 $CO_2$ 捕集压缩、运输及地质封存成本，筛选平准化成本最低的源汇组合。源-汇间通过管道连接，结合地理信息系统数据，避开人口密集区、地形障碍等，动态规划最低成本路径。

### 1.4 数据来源与情景设定

以某集团的 165 个燃煤电厂为实证样本。燃煤电厂源汇匹配半径设置为 250 km，在无国家骨干管网或公共管网的情况下，$CO_2$ 的运距上限设为 250 km（因为 $CO_2$ 运输管道无需增压站的最大运距是 250 km，无增压站可降低管道的运输成本）。$CO_2$ 净捕集率设定为 85%，减排后燃煤电厂 $CO_2$ 排放强度为 135 g/(kW·h)。关键参数设定见表 1。

表 1 燃煤电厂源汇匹配与敏感性分析参数设定

**Tab.1 Parameter setting for source-sink matching and sensitivity analysis in coal-fired power plants**

| 环节 | 关键参数 | 源汇匹配分析结果 | 案例敏感性分析结果 |
|---|---|---|---|
| 全流程 | 运行时间/a | 20 | 20 |
| | 折现率/% | 7 | 7 |
| | 规模/Mt | 各电厂 $CO_2$ 排放量，85%捕集率，0.12~19.2 | 1 |
| 捕集 | 吸收剂再生热/(GJ $t^{-1}$) | 2.4 | 2.4 |
| | 装机容量/MW | 各电厂装机容量，40~4 000 | 1 320 |
| | 利用小时数/h | 各电厂利用小时数，285~6 870 | 5 000 |
| | 煤价/(元 $t^{-1}$) | 各电厂购煤价格，217~1 126 | 400 |
| 压缩 | 电价/(元 (kW h)$^{-1}$) | 各电厂售电价格，0.245~0.515 | 0.35 |
| 管道运输 | 主管道长度/km | 模型源汇距离，0~250 | 50 |
| 地质封存 | 储层厚度/m | 碳汇储层条件，50~500 | 100 |
| | 渗透系数/mD | 碳汇储层条件，1~150 | 10 |
| | 储层深度/m | 碳汇储层条件，1 000~3 000 | 2 200 |

## 2 燃煤电厂 CCS 成本结构与关键驱动因素分析

### 2.1 全流程成本构成与分布特征

通过 ITEAM-CCUS 模型源汇匹配和技术经济评估，在 250 km 匹配距离内，陆上全流程 CCS 成本范围为 182~638 元/t，均值为 303 元/t，如图 2 所示。为了方便分析成本构成与影响因素，下面将分别分析捕集、压缩、管道和封存成本。其中：捕集成本范围 145~277 元/t，均值 212 元/t；压缩成本范围 44~49 元/t，均值 46 元/t；管道成本范围 0~317 元/t，均值 23 元/t；陆上咸水层封存成本范围 17~57 元/t，均值 29 元/t。捕集成本最低值为 145 元/t，这是因为该电厂位于煤炭资源丰富地区，煤炭价格非常低，且电厂的装机容量较大。管道运输平准化成本的变化幅度较大：零成本原因为电厂周围就是适宜的封存场地，捕集的 $CO_2$ 可以原地封存；低成本原因为运输距离较近或运输规模较大；高成本原因为东南部电厂距离适宜封存场地的距离较远，地面条件复杂（征地成本高），或电厂装机容量较小等。

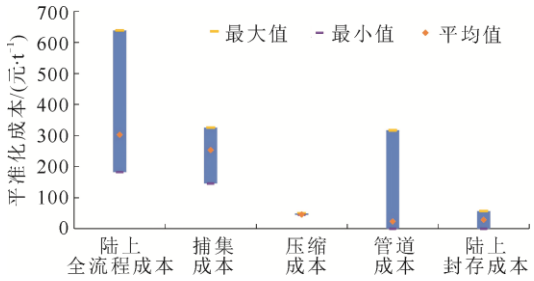



图 2 燃煤电厂 CCS 各环节成本

**Fig.2 Costs of each chain in CCS of coal-fired power plants**

陆上全流程 CCS 环节成本比例如图 3 所示。由图 3 可知，陆上全流程 CCS 的捕集、压缩成本占比之和大于 80%，因此降低捕集和压缩成本是降低 CCS 系统成本的关键。通过提高捕集技术水平、增大捕集系统利用率以及提升电厂总碳排放的捕集率等方式，均可进一步有效降低捕集成本，进而提升 CCS 技术的碳减排竞争力。

### 2.2 各环节成本构成与特征

对选取的燃煤电厂各环节年成本进行分解，成本构成如图 4 所示。

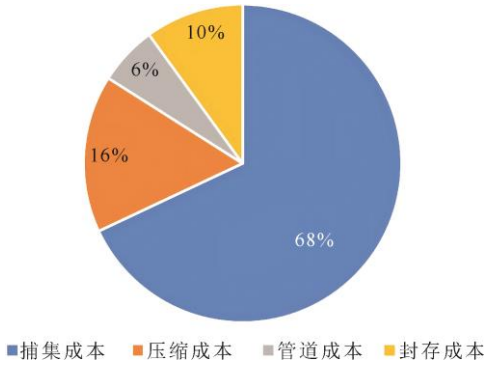
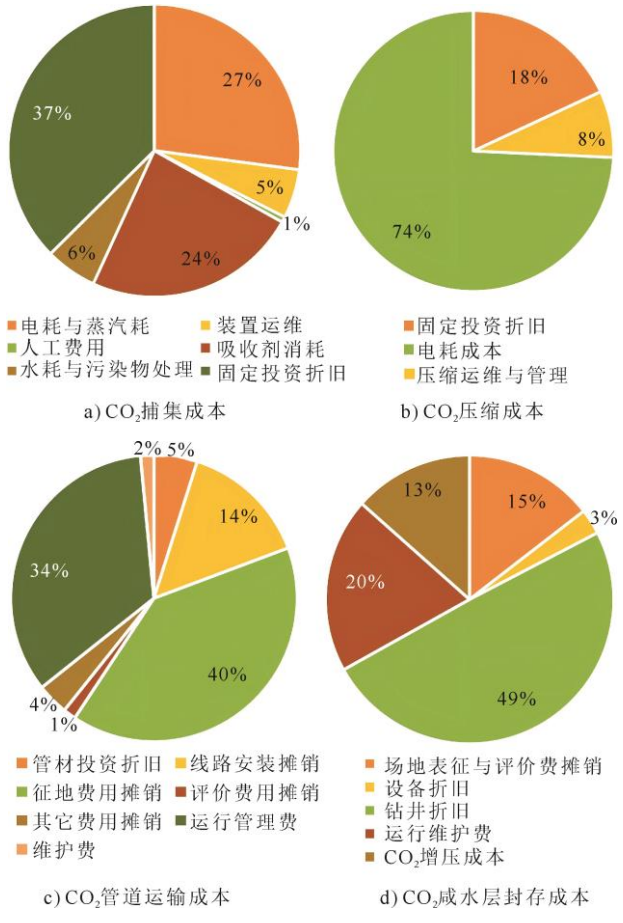



图 3 陆上全流程 CCS 环节成本比例

**Fig.3 Cost proportions of onshore full-chain CCS**




注：折旧和摊销根据项目运行时间和折现率计算。

图 4 煤电 CCS 各环节年成本构成

**Fig.4 Cost composition of each chain in CCS of coal-fired power units**

由图 4a)可以看出，捕集年成本中固定投资折旧占比最高，为 37%，表明 CCS 系统高度依赖吸收塔、压缩机、再生塔等专用设备的资产投入，初始投资回收压力大。当前技术尚未形成规模化产业链，设备定制化程度高导致单位成本较高。影响固定投资折旧成本的主要因素为捕集规模、运行时间、折现率等。电耗与蒸汽耗占 27%，这是因为在加热解析阶段利用高温蒸汽使吸收剂释放 $CO_2$（再生过程），蒸汽一般由电厂燃煤提供，该部分成本的主要影响因素为捕集规模、吸收剂再生热、装机容量、利用小时数、煤价、电价等。吸收剂消耗占 24%，这是因为吸收剂（如 MEA）易降解，需持续补充新溶剂并处理废液，该部分成本的主要影响因素为捕集规模、吸收剂类型和价格。

将 $CO_2$ 从气态压缩至超临界态需通过压缩机消耗大量电能，图 4b)压缩年成本中电耗成本占 74%，该部分成本的关键影响因素为电价，其他影响因素包括压缩规模、折现率、运行时间等。

图 4c)管道运输年成本中：征地费用摊销占 40%，运行管理费占 34%，线路安装摊销占 14%，管材投资折旧占 5%。影响管道运输成本的关键因素为运输规模、主管道长度（运输距离）、折现率、运行时间、地形条件等。影响征地费用的关键因素为地形条件、土地利用类型、征地补偿等，因为涉及的因素都较为复杂，此处未做分析。影响运行管理费的主要因素为人工费。

图 4d)咸水层封存年成本中：钻井折旧最高，占 49%，影响钻井成本的因素包括储层深度、厚度、渗透系数等储层性质及井场布局；运行维护费占 20%，主要是人工和管理费用；场地表征与评价费摊销占 15%，场地筛选和性能评估在咸水层封存项目中非常重要，影响钻井成本；$CO_2$ 增压成本占 13%，关键影响因素为电价，有些咸水层封存项目地层条件好，不需要 $CO_2$ 增压。

### 2.3 各环节成本敏感性及关键驱动因素识别

从样本中选取某燃煤电厂，关键参数设定见表 1，分析单一参数（因素）在–30%~30%范围变化对 $CO_2$ 捕集、压缩、管道运输、地质封存 4 个环节成本的影响。关键因素只考虑影响工程量的因素，不考虑设备材料单价、工资、福利、补偿等成本因素。

#### 2.3.1 捕集成本敏感性

1）关键因素对捕集成本的影响

由捕集成本敏感性分析结果（图 5）可以看出：吸收剂再生热、折现率、煤价对捕集成本影响较大，且因素值越大，捕集成本越高；运行时间和捕集规模的值越大，捕集成本越低；装机容量和利用小时数与 $CO_2$ 捕集规模相关，但因在计算中已经预设了捕集规模，因此对捕集成本影响不明显。实际上，电厂装机容量越大、利用小时数越高，$CO_2$ 捕集规模会越大，捕集装置运行效率越高，单位捕集成本

中固定投资折旧占比将降低。吸收剂再生的能耗是电耗与蒸汽耗，其效率与机组连续运行相关。本次计算将蒸汽耗全部转化为电耗，因此电价越高，电耗越大。电厂高利用小时数可保障蒸汽持续供应，再生塔可稳定在最佳温度，吸收剂再生热维持在2.3~2.8 GJ/t$CO_2$。吸收剂再生热每降低 10%，捕集成本下降 2.5%左右。

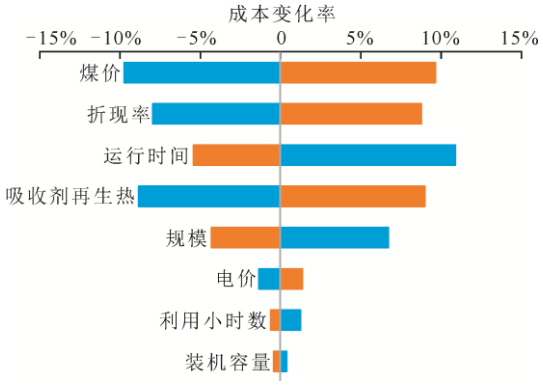



图 5 关键因素对碳捕集成本的敏感性分析结果

**Fig.5 Sensitivity analysis results of key factors on carbon capture cost**

2）捕集规模对捕集成本的影响

捕集规模变化范围非常大，±30%范围并不能完全反映捕集规模对捕集成本的影响。设定捕集规模为 0.1~10 Mt/a，如图 6a)所示：当捕集规模小于 1 Mt/a 时，捕集成本急剧升高；随着规模增大，成本变化逐渐变小。

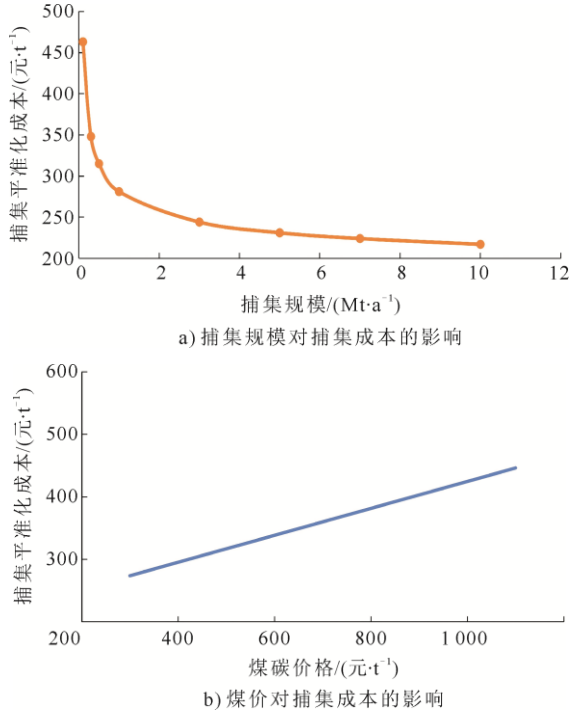



图 6 捕集规模和煤价对捕集成本的影响

**Fig.6 Impacts of capture scale and coal price on capture cost**

3）煤价对捕集成本的影响

煤价波动直接影响电厂蒸汽成本，从而影响捕集成本。由于煤价变化幅度较大，在±30%范围内看不出成本变化趋势，所以设定煤价为 200~1 200 元/t。如图 6b)所示，捕集成本随着煤价的增加而增加，煤价每上涨 100 元/t，$CO_2$ 捕集平准化成本增加约 22 元/t。

### 2.3.2 压缩成本敏感性

图 7 为关键因素对压缩成本的影响。电价越低，压缩成本越低。因此电价间接影响压缩技术选型、运行策略，是超临界 $CO_2$ 压缩成本的关键影响因素。可以通过提高压缩效率、利用低电价能源、余热回收利用、结合电价时段联合调度等运行策略来降低电价对压缩成本的影响。

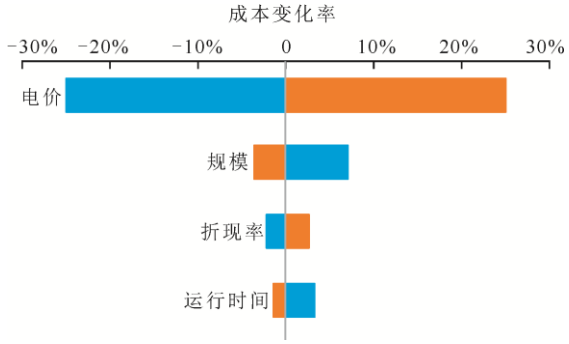



图 7 关键因素对压缩成本的影响

**Fig.7 Impact of key factors on compression cost**

### 2.3.3 管道运输成本敏感性

图 8 为关键因素对运输成本的影响。运输规模越大、运行时间越长，管道运输成本越低；折现率和主管道长度的值越小，运输成本越低。运输规模还影响 $CO_2$ 流量、管道的管径、壁厚等，从而影响管材成本。

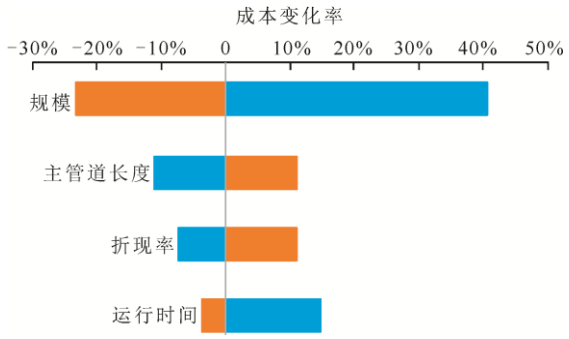



图 8 关键因素对运输成本的影响

**Fig.8 Impact of key factors on pipeline transportation cost**

主管道长度和运输规模对运输成本的影响是非线性的，如图 9 所示。当运输规模低于 1 Mt/a 时，

管道运输平准化成本急剧增加；当运输规模高于 1 Mt/a 后，管道运输平准化成本逐渐降低，趋于平稳。因此小规模 CCS 项目不适合采用管道运输方式。当运输规模为 1 Mt/a 时，管道运输平准化成本为 0.36~0.90 元/(t·km)。此次运输成本计算未考虑地形因素。

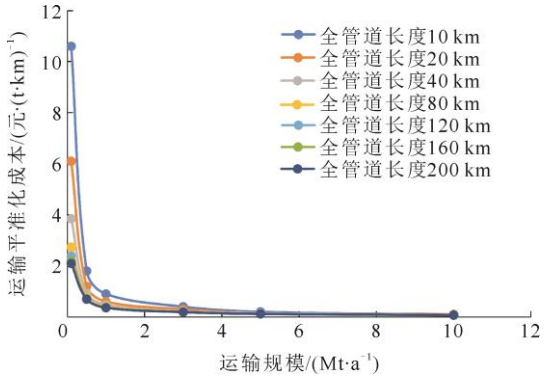



**图 9 主管道长度、运输规模对运输成本的影响**
**Fig.9 Impacts of main pipeline length and transportation scale on transportation cost**

### 2.3.4 封存成本敏感性

1）关键因素对封存成本的影响

影响地质封存平准化成本的关键因素包括运行年限、折现率、封存规模、储层厚度、储层深度、渗透系数、电价等。图 10 给出了各因素对封存成本的敏感性分析结果。由图 10 可以看出：储层厚度、渗透系数、运行时间和封存规模的值越大，封存成本越低；而折现率、储层深度和电价的值越大，封存成本越高，但储层深度不能太小，一般需要大于 800 m。

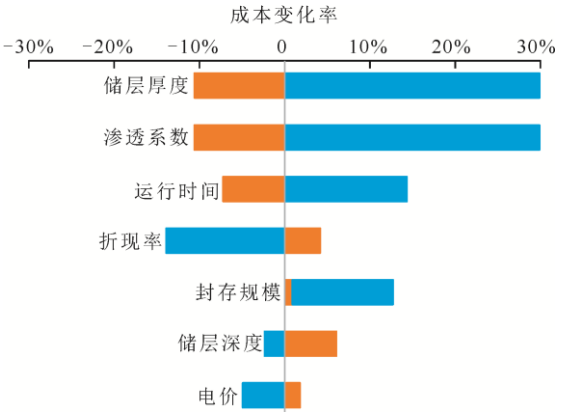



**图 10 关键因素对碳封存成本的敏感性分析结果**
**Fig.10 Sensitivity analysis results of key factors on carbon storage cost**

2）储层性质对封存成本的影响

一个盆地的储层厚度、渗透系数、储层深度等储层性质的取值区间非常大（例如鄂尔多斯盆地储层深度 1 500~3 500 m，渗透系数 0.1~100 mD，砂层厚度为 50~300 m），±30%范围不能完全反映储层性质对封存成本的影响，因此单独分析储层性质对封存成本的影响。

图 11 为渗透系数对封存平准化成本的影响。可以看出，当渗透系数低于 1 mD 时，封存成本非常高，因此低渗透区域不适合开展 $CO_2$ 咸水层封存。鄂尔多斯盆地有很多低渗透区域，开展 CCS 示范项目需要特别重视选址工作。当渗透系数高于 10 mD 后，封存成本变化减缓。

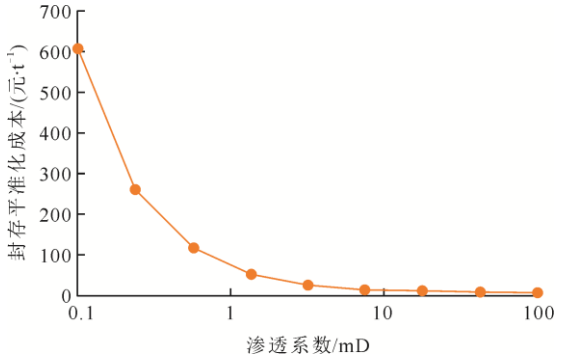
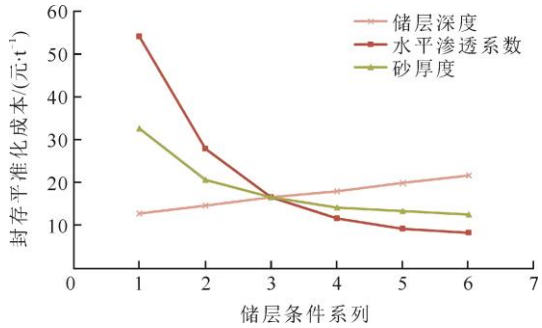



**图 11 渗透系数对封存平准化成本的影响**
**Fig.11 Impact of permeability coefficient on carbon storage levelized cost**

表 2 将鄂尔多斯盆地储层性质均等划分为有效系列，图 12 显示了储层性质对封存平准化成本的影响。由图 12 可以看出，储层厚度、渗透系数、储层深度等储层性质对封存成本的影响非常显著，可以通过井场设计和改变井的性能进行改善。储层厚度和渗透系数影响封存容量和 $CO_2$ 注入性，储层厚度和渗透系数越大，封存容量越大，$CO_2$ 注入性越好，注入井需求越少，封存成本越低。储层深度与井底压力相关，影响 $CO_2$ 单井注入速率，从而影响注入井数量。但在高渗透系数区域，大规模封存钻井数量变化不大，因此渗透系数、储层厚度等因素对成本影响也相应较小。

**表 2 鄂尔多斯盆地储层性质参数设定**
**Tab.2 Parameter settings for reservoir properties in the Ordos Basin**

| 系列 | 储层深度 $H$/km | 渗透系数 $K_h$/mD | 砂层厚度 $h$/m |
|---|---|---|---|
| 1 | 1.5 | 1.33 | 50 |
| 2 | 1.9 | 3.16 | 100 |
| 3 | 2.3 | 7.50 | 150 |
| 4 | 2.7 | 17.78 | 200 |
| 5 | 3.1 | 42.17 | 250 |
| 6 | 3.5 | 100.00 | 300 |




注：横坐标为表 2 中的系列号，计算封存成本时储层因素取值各系列数据。

**图 12 鄂尔多斯盆地储层性质对封存成本的影响**
**Fig.12 Impacts of reservoir properties of the Ordos Basin on storage costs**

3）封存规模对封存成本的影响

封存规模±30%范围并不能完全反映其对封存成本的影响，因此设定封存规模为 0.1~10 Mt/a，计算封存成本，结果如图 13 所示。当封存规模小于 1 Mt/a 时，封存成本急剧升高；随着封存规模增大，封存成本变化逐渐减小。

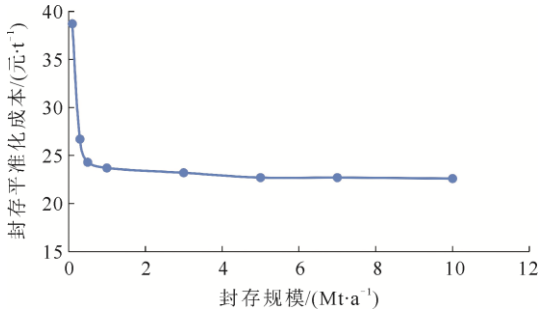



**图 13 封存规模对封存成本的影响**
**Fig.13 Impact of storage scale on storage cost**

# 3 系统性降本路径与CCS部署策略探讨

## 3.1 系统性降本路径

基于对成本关键驱动因素的量化识别，提出以“规模−地质−能效协同”为核心的降本路径，从技术优化、系统协同与政策支持推进。

### 3.1.1 针对捕集与压缩环节的能耗优化路径

技术降本：优先研发与应用低再生热溶剂（如相变吸收剂），从源头降低核心能耗。大力推进电厂余热集成利用与绿电/谷电供汽，以切断煤价波动对捕集成本的影响，并利用分时电价策略降低压缩电耗。

运行优化：优先在高利用小时数的电厂部署 CCS，保障系统连续稳定运行，减少因启停造成的溶剂降解与额外能耗。

### 3.1.2 基于规模效应与集群化的协同降本路径

基础设施共享：在燃煤电厂聚集区规划建设区域性 $CO_2$ 管网和集群化封存中心，汇集多个排放源，大幅摊薄单位运输与封存成本。

项目整合：通过区域整合，将小规模项目形成集群，共享捕集设施与运输管道，突破小项目经济性瓶颈。

### 3.1.3 面向地质适配的封存成本控制路径

精细选址：大力发展并应用场地性能评估技术控制封存成本。

地质优先：在源汇匹配中，确立“地质适宜性优先”原则，优先将排放源匹配至高适宜性场地。

### 3.1.4 支撑技术落地的政策与机制创新建议

碳市场联动：完善全国碳市场，当碳价接近或高于 CCS 平准化成本时，将形成强大的市场驱动力。可探索将 CCS 减排量纳入碳市场抵消机制。

规模化经济激励：设立 CCS 产业集群发展基金，对共享管网和集群项目提供资本金支持或低息贷款。考虑将“预留 $CO_2$ 集输接口”作为新建煤电项目的准入门槛之一。

金融支持：鼓励金融机构为 CCS 项目设计长周期、低折现率的绿色金融产品，以降低资金成本。

## 3.2 不同类型电厂的 CCS 部署策略

不同规模、运行特性和区域的燃煤电厂在 CCS 部署中具有差异性。

1）对于装机容量较大的燃煤电厂，若源汇匹配条件好，则具有改造优势，可将其作为区域 $CO_2$ 管网核心枢纽，整合小型碳源实现规模效应；还可以结合风光等可再生能源发电，发展 $CO_2$ 加氢制绿色甲醇等化工利用。而对于装机容量中小的燃煤电厂，发展 CCS 可以采用“捕集装置共享”模式，多个电厂合资建设区域性捕集中心。

2）对于处于煤炭资源丰富区域的燃煤电厂，若源汇匹配条件好，则具有改造优势，但地质结构会相对复杂，可以考虑与油田企业合作，优先开展 $CO_2$ 驱油提高采收率（$CO_2$-enhanced oil recovery，$CO_2$-EOR）项目。对于处于沿海区域的燃煤电厂，因面临土地资源紧张、管道征地成本高的挑战，可将现有天然气管道改造为 $CO_2$ 运输管道，或将 $CO_2$ 液态运输至海上平台。

3）根据封存场地适宜性评估和源汇匹配结果，建立源汇匹配分级数据库，优先在鄂尔多斯盆地、

准噶尔盆地等封存场地高适宜区域开展 CCS 规模化项目或集群项目。

## 4 结论与展望

应用集成化的 ITEAM-CCUS 全流程量化模型对某集团燃煤电厂样本的 CCS 成本开展了系统性、多参数、全链条的敏感性分析，识别量化了捕集、压缩、运输、封存各环节成本的关键驱动因素，从而提出了燃煤电厂 CCS 系统性降本路径，主要结论如下。

1）全流程成本结构揭示 CCS 系统降本核心：捕集与压缩环节是决定性因素。模型测算结果显示燃煤电厂全流程 CCS 的平均平准化成本为 303 元/t $CO_2$。成本构成分析表明，捕集（均值 212 元/t）与压缩（均值 46 元/t）环节成本合计占比超过 80%，是决定 CCS 系统经济性的绝对核心。因此，任何系统性降本策略都必须将捕集与压缩环节的优化置于首位。管道运输（均值 23 元/t）与咸水层封存（均值 29 元/t）成本虽占比较小，但其波动性大，对特定项目经济性有关键影响。

2）捕集成本受能源与规模因素双重驱动，运行稳定性至关重要。捕集成本内部构成分析显示，蒸汽与电耗（27%）及吸收剂消耗（24%）是主要成本项，吸收剂再生热耗与煤价对成本影响极为显著。煤价每上涨 100 元/t，捕集成本相应增加约 22 元/t，形成了直接的“煤价−蒸汽成本−捕集成本”传导链条。运行稳定性是隐性成本关键。电厂利用小时数不仅直接关联捕集规模，更深层影响系统热力稳定性和溶剂降解速率。频繁启停导致的再生能耗上升与溶剂额外损耗是推高隐性运行成本的主因。

3）压缩与运输成本高度依赖外部市场与基础设施。压缩成本对电价高度敏感，电耗占压缩成本的 74%，使电价成为影响该环节的最关键外部因素。管道运输成本对距离和规模敏感，且征地费和管理费占比高达 74%，表明其成本不仅由技术决定，更受土地资源与本地政策制约。

4）封存成本地质依赖性极强，场地筛选是降本前提。本研究突破了将封存成本视为固定参数的常规做法，量化揭示了其与地质参数的动态关联。地质条件是成本基础，储层渗透系数、厚度与深度共同决定了封存容量与注入性，直接关联所需的钻井数量与工程难度，从而主导成本。例如，在鄂尔多斯盆地，不同储层系列下的封存成本差异显著，低渗透区域不具备经济封存潜力，凸显了精细场地筛选的重要性。

5）通过识别成本驱动因素并实施协同降本策略，燃煤电厂 CCS 技术的经济可行性可得到显著提升。未来研究可进一步探索不同技术进步情景下的成本演化路径，以及多能互补系统中 CCS 的优化配置策略。

［参 考 文 献］


［1］ GRAHAM E, FULGHUM N, ALTIERI K. Global electricity review 2025[R/OL]. (2025-04-08) [2025-10-15]. https://ember-energy.org/app/uploads/2025/04/Report-Global-Electricity- Review-2025.pdf.

［2］ International Energy Agency. Coal 2024 analysis and forecast to 2027[R/OL]. https://iea.blob.core.windows.net/assets/a1ee7b75-d555-49b6-b580-17d64ccc8365/Coal2024.pdf.

［3］ International Energy Agency. CCUS projects database [EB/OL]. https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/ccus-projects-database.

［4］ International Energy Agency. Monitoring and modelling of $CO_2$ storage: the potential for improving the cost-benefit ratio of reducing risk[R/OL]. https://publications.ieaghg. org/technicalreports/2020-01%20Monitoring%20and%20Modelling%20of%20$CO_2$%20Storage.pdf.

［5］ International Energy Agency. Opportunities for hydrogen production with CCS in China[R/OL]. https://iea.blob.core.windows.net/assets/26a8ee8b-8c61-410c-b7ec-f9eb9406e4bf/OpportunitiesforHydrogenProductionwithCCSinChina_ChineseFullReport.pdf.

［6］ HAO M, BI R, LIU Y. A review of $CO_2$ capture utilization and storage in china: development status, cost limits, and strategic planning[J]. Processes, 2025, 13(3): 905.

［7］ WU Q, LI Y, LIN Q, et al. Development of a techno-economic assessment model for optimal timing of CCS deployment based on compound climate change mitigation value[J]. Journal of Cleaner Production, 2025, 516: 145760.

［8］ NIE S, CAI G, HE J, et al. Economic costs and environmental benefits of deploying CCS supply chains at scale: insights from the source-sink matching LCA-MILP approach[J]. Fuel, 2023, 344: 128047.

［9］ ZHOU J, LIU C, LIANG G, et al. Multi-time scale CCS pipeline network optimization: modeling cost-effective emission reduction trajectories by multi-policy integration[J]. Computers & Chemical Engineering, 2025, 201: 109239.

［10］ ARAS C M, NTAIMO L, HASAN M M F. Optimal design of carbon capture, utilization and storage (CCS) networks under uncertain geological storage volumes and $CO_2$ price[J]. Computers & Chemical Engineering, 2025, 201: 109203.

［11］ 付迪, 唐国强, 赵连增, 等. CCS 全流程经济效益分析[J]. 油气与新能源, 2022, 34(5): 109-115.
FU Di, TANG Guoqiang, ZHAO Lianzeng, et al. Analysis on the economic benefit of the whole process of CCS[J]. Petroleum and New Energy, 2022, 34(5): 109-115.

［12］ WEI N, LI X, WANG Q, et al. Budget-type techno-economic model for onshore $CO_2$ pipeline transportation in China[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2016, 51: 176-192.

［13］ FAN J L, LI Z, LI K, et al. Modelling plant-level abatement costs and effects of incentive policies for coal-fired power generation retrofitted with CCS[J]. Energy Policy, 2022, 165: 112959.

[14] LI Z, ZHU N, WEN X, et al. Assessment the impact of power generation hours on the abatement costs of CCS on coal-fired power plants in China[J]. Energy Economics, 2025, 144: 108305.
[15] 王立健, 何青. 燃煤碳捕集机组技术经济性分析[J]. 热力发电, 2018, 47(8): 1-7.
WANG Lijian, HE Qing. Technical economic analysis of carbon capture units after combustion[J]. Thermal Power Generation, 2018, 47(8): 1-7.
[16] 黄斌, 许世森, 郜时旺, 等. 燃煤电厂 $CO_2$ 捕集系统的技术与经济分析[J]. 动力工程, 2009, 29(9): 864-867.
HUANG Bin, XU Shisen, GAO Shiwang, et al. Techno-economic analysis on a $CO_2$ capture system for coal-fired power plants[J]. Journal of Power Engineering, 2009, 29(9): 864-867.
[17] 徐冬, 刘建国, 王立敏, 等. CCS 中 $CO_2$ 运输环节的技术及经济性分析[J]. 国际石油经济, 2021, 29(6): 8-16.
XU Dong, LIU Jianguo, WANG Limin, et al. Technical and economic analysis on $CO_2$ transportation link in CCS[J]. International Petroleum Economics, 2021, 29(6): 8-16.
[18] 王高峰, 廖广志, 胡占群, 等. 规模化 CCS-EOR 项目技术经济性分析及启示[J]. 洁净煤技术, 2024, 30(10): 120-127.
WANG Gaofeng, LlAO Guangzhi, HU Zhanqun, et al. Technical and economic analysis and inspiration of a large scale CCS-EOR project[J]. Clean Coal Technology, 2024, 30(10): 120-127.
[19] 钟林发. 基于全流程系统优化的大规模碳捕集与封存示范项目经济性评价研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2018: 1.
ZHONG Linfa. Economic assessment study of large-scale carbon capture and storage demonstration project based on full-Chain system optimization[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2018: 1.
[20] 牛红伟, 郜时旺, 刘练波, 等. 燃煤烟气全流程 CCS 系统的技术经济分析[J]. 中国电力, 2014, 47(8): 144-149.
NIU Hongwei, GAO Shiwang, LIU Lianbo, et al. Technical and economic evaluation of whole-process CCS[J]. Electric Power, 2014, 47(8): 144-149.
[21] KANG J N, WEI Y M, LIU L, et al. The prospects of carbon capture and storage in China's power sector under the 2 ℃ target: a component-based learning curve approach[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2020, 101: 103149.
[22] 张健, 赵云鹏, 王耀, 等. 区域视角下我国煤电 CCS 部署路径研究[J]. 煤炭经济研究, 2025, 45(1): 84-94.
ZHANG Jian, ZHAO Yunpeng, WANG Yao, et al. Research on the deployment path of coal-fired power CCS in China from a regional perspective[J]. Coal Economic Research, 2025, 45(1): 84-94.
[23] 苗青, 雷涯邻, 闫锋, 等. 中国钢铁行业 CCS 技术的减排潜力分析[J]. 华北水利水电大学学报(自然科学版), 2025, 46(4): 81-91.
MIAO Qing, LEI Yalin, YAN Feng, et al. Analysis of the emission reduction potential of CCS technology in China's steel industry[J]. Journal of North China University of Water Resources and Electric Power (Natural Science Edition), 2025, 46(4): 81-91.
[24] WEI N, LIU S N, JIAO Z S, et al. A possible contribution of carbon capture, geological utilization, and storage in the Chinese crude steel industry for carbon neutrality[J]. Journal of Cleaner Production, 2022, 374: 133793.
[25] 赵小令, 肖晋宇, 侯金鸣, 等. 中国二氧化碳捕集利用和封存技术经济性与规模预测[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(3): 657-668.
ZHAO Xiaoling, XIAO Jinyu, HOU Jinming, et al. Economic and scale prediction of $CO_2$ capture, utilization and storage technologies in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(3): 657-668.
[26] SINGH A, KUMARI S, LAL S, et al. CCS technology or renewable energy for India's net zero carbon emission mission? Fuzzy analytical hierarchy process[J]. Energy Reports, 2025, 14: 332-342.
[27] 孙波, 吴淳, 范博洋. 激励政策对燃煤电厂 CCS 项目投资决策的影响研究[J/OL]. 洁净煤技术, 1-13 [2025-07-07]. http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3676.TD.20250422.1525.002.html.
SUN Bo, WU Chun, FAN Boyang. Research on the impact of incentive policies on investment decision of CCS projects in coal fired power plants[J/OL]. Clean Coal Technology, 1-13 [2025-07-07]. http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3676.TD.20250422.1525.002.html.
[28] 刘牧心, 梁希, 林千果. 碳中和背景下中国碳捕集、利用与封存项目经济效益和风险评估研究[J]. 热力发电, 2021, 50(9): 18-26.
LIU Muxin, LIANG Xi, LIN Qianguo. Economic analysis and risk assessment for carbon capture, utilization and storage project under the background of carbon neutrality in China[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(9): 18-26.
[29] DONG C, JIANG J, YE B, et al. LCA-based cost-benefit assessment and carbon footprint accounting of CCS technologies in China[J]. Journal of Cleaner Production, 2025, 486: 144557.
[30] TARDIN-COELHO R, BHARADWAJ B, ASHWORTH P. Carbon capture utilization and storage (CCS) and public perceptions: a systematic literature review[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2025, 145: 104393.
[31] WEI N, JIAO Z S, ELLETT K, et al. Decarbonizing the coal-fired power sector in China via carbon capture, geological utilization, and storage technology[J]. Environmental Science & Technology, 2021, 55(19): 13164-13173.
[32] LIU S N, WEI N, JIANG D L, et al. Emission reduction path for coal-based enterprises via carbon capture, geological utilization, and storage: China energy group[J]. Energy, 2023, 273: 127222.
[33] WEI N, LI X C, WANG Y, et al. A preliminary sub-basin scale evaluation framework of site suitability for onshore aquifer-based $CO_2$ storage in China[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2013, 12: 231-246.
[34] GOODMAN A, SANGUINITO S, LEVINE J S. Prospective $CO_2$ saline resource estimation methodology: refinement of existing US-DOE-NETL methods based on data availability[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2016, 54: 242-249.
[35] WEI N, LI X C, JIAO Z S, et al. A hierarchical framework for $CO_2$ storage capacity in deep saline aquifer formations[J]. Frontiers in Earth Science, 2022, 9: 777323.
[36] OLDENBURG C M. Screening and ranking framework for geologic $CO_2$ storage site selection on the basis of health, safety, and environmental risk[J]. Environmental Geology, 2008, 54(8): 1687-1694.

（责任编辑 李园）