

DOI: 10.19666/j.rlfed.202303034

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

袁鑫¹, 赵淑媛¹, 孙昊¹, 陈衡¹, 刘涛², 王修彦¹

(1.华北电力大学能源动力与机械工程学院, 北京 102206;

2.北京国电通网络技术有限公司, 北京 100086)

[摘要] 为了研究燃煤电厂实施碳捕集、利用与封存技术 (CCUS) 的可行性和经济效益, 基于西北某省提供的火电装机规划和发电数据, 提出 2023 年、2025 年和 2030 年 3 种不同的 CCUS 时间改造方案, 对其进行经济性分析, 发现方案 1 需投资 12 202.93 亿元, 折算为发电成本约上涨 0.076 3 元/(kW·h); 方案 2 需投资 11 231.9 亿元, 折算为发电成本约上涨 0.076 9 元/(kW·h); 方案 3 需投资 8 601.2 亿元, 折算为发电成本约上涨 0.069 0 元/(kW·h)。针对 CCUS 改造方案的成本过高问题, 提出了一种将 CCUS 和甲烷干重整相结合的技术路线, 将捕集的 CO₂ 用于制合成气, 发现 1 t CO₂ 因为消耗天然气制取合成气带来的支出和收益分别为 1 520.7 元和 3 247.2 元。综合碳捕集系统分析, 方案 2 和方案 3 可实现零成本脱碳。

[关键词] CCUS; 经济性; 燃煤电厂; 甲烷干重整

[引用本文格式] 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.

Study on the economic and efficiency improvement path of CCUS technology for large-scale application in coal-fired power plants

YUAN Xin¹, ZHAO Shuyuan¹, SUN Hao¹, CHEN Heng¹, LIU Tao², WANG Xiuyan¹

(1.School of Energy, Power and Mechanical Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

2.Beijing Guodiantong Network Technology Co., Ltd., Beijing 100086, China)

Abstract: In order to study the feasibility and economic benefits of implementing carbon capture, utilization and storage (CCUS) technology in coal-fired power plants, based on the thermal power installation planning and generation data provided by a northwestern province, three different CCUS transformation schemes in 2023, 2025 and 2030 were proposed, and their economic analysis was conducted. It is found that the first plan needs investment of 1 220.293 billion yuan, which translates into an increase of about 0.076 3 yuan / (kW·h); the second plan needs investment of 1 123.19 billion yuan, which translates into an increase of about 0.076 9 yuan / (kW·h); the third plan needs investment of 860.12 billion yuan, which translates into an increase of about 0.069 0 yuan / (kW·h). Aiming at the high cost of CCUS transformation scheme, a technical route combining CCUS and methane dry reforming was proposed, and the captured CO₂ was used to produce syngas. It was found that the expenditure and income of 1 t CO₂ due to the consumption of natural gas to produce syngas were 1 520.7 yuan and 3 247.2 yuan respectively. Comprehensive carbon capture system analysis options two and three can achieve zero-cost decarbonization.

Key words: CCUS; economy; coal-fired power plants; methane dry reforming

因为大量排放 CO₂ 导致的温室效应目前引起了广泛关注。我国的燃料以煤炭为主, 其大量消耗引

起 CO₂ 排放量逐年攀升。为降低 CO₂ 排放量, 缓解温室效应, 碳捕集、利用与封存^[1-2] (carbon capture,

收稿日期: 2023-03-10 网络首发日期: 2023-04-23

基金项目: 国家自然科学基金项目 (52106008)

Supported by: National Natural Science Foundation of China (52106008)

第一作者简介: 袁鑫 (2000), 女, 硕士研究生, 主要研究方向为多能互补集成与运行优化, 13762684002@163.com。

通信作者简介: 陈衡 (1989), 男, 博士, 副教授, 主要研究方向为多能互补集成与运行优化, heng@ncepu.edu.cn。

utilization and storage, CCUS) 技术得到应用和发展。电力行业碳排放是我国主要的碳排放来源, 将 CCUS 技术应用于发电过程中可以大幅减少我国的碳排放量。然而, 将碳捕集技术耦合到发电厂后会降低发电效率, 发电成本大幅上涨, 这成为制约发电行业 CCUS 技术发展的主要阻力, 因此深入探讨将 CCUS 技术耦合到电力行业后的技术经济性显得尤为重要。

Hanak 等人^[3]对碳捕集机组热耦合方案进行了研究, 结果显示, 碳捕集机组的运行性能较原机组降低 25% 左右; 最后利用夹点技术优化了碳捕集机组换热器的布置方式, 优化后机组的运行效率相对提高了 4.15%。周荆等^[4]构建了一种超临界二氧化碳(S-CO₂)再压缩燃煤热电联产装置模型, 并与常规蒸汽热电联产装置进行了比较。结果表明, S-CO₂ 热电联产再压缩循环系统结构简单, 热利用系数(HUF)较高。Romeo 等人^[5]的研究结果则显示, 添加脱碳系统使机组发电效率降低 6.82%。张利君^[6]以单台 600 MW 机组为例, 研究发现耦合碳捕集装置后发电成本增加了 0.191 元/(kW·h)。田牧等^[7]以 350 MW 机组为例研究了各种方案的经济性, 发现碳捕集技术在碳交易为 138 元/t 时达到盈亏平衡点, 燃烧后强化采油收益为 0.06 元/(kW·h)。

综上所述, 多数研究人员都着眼于找出或改进单台机组与碳捕集技术的最佳耦合方式, 研究单台

碳捕集机组的各环节成本分析和如何提高发电效率, 但很少有人研究区域大规模 CCUS 技术应用的可行性和经济性。

本文研究了我国西北某火电装机大省的火电装机情况, 制定了 3 种不同的碳捕集改造方案, 并结合投资成本、运营成本和实际收益对其进行可行性和经济性分析; 为解决 CCUS 应用成本过高带来的经济问题, 本文提出了一种将 CCUS 和甲烷干重整技术相结合的技术路线, 研究重整甲烷技术对 CCUS 经济效益的提升作用。

1 CCUS 各环节成本分析

1.1 CCUS 技术的设备投资成本

火电机组应用 CCUS 技术的设备投资成本主要是指火电 CCUS 改造期间因为购买及安装固定设备等所产生的费用, 主要包括 CO₂ 捕集设备、压缩设备、管道建设、钻井建设等。在对 CCUS 改造的初投资进行分析时, 当前按照 4 400 元/kW 的高成本方案^[8]进行计算; 考虑到未来技术的发展, 将按照一定的比例降低初投资成本。

1.2 CCUS 技术的运营成本

在对运营成本进行测算时, 考虑到技术的进步, 未来各阶段的运营成本将出现一定程度的下降, 根据相关数据推荐, 本文在对运营成本进行测算时将表 1^[9]内容为基准。

表 1 CCUS 运营成本测算估计
Tab.1 CCUS operating cost estimates

项目	2025 年	2030 年	2035 年	2040 年	2050 年	2060 年	
捕集成本/(元·t ⁻¹)	燃烧前	100~180	90~130	70~80	50~70	30~50	20~40
	燃烧后	230~310	190~280	160~220	100~180	80~150	70~120
	富氧燃烧	300~480	160~390	130~320	110~230	90~150	80~130
运输成本/(元·t ⁻¹ ·km ⁻¹)	罐车运输	0.90~1.40	0.80~1.30	0.70~1.20	0.60~1.10	0.50~1.10	0.50~1.00
	管道运输	0.80	0.70	0.60	0.50	0.45	0.40
封存成本/(元·t ⁻¹)	50~60	40~50	35~40	30~35	25~30	20~25	

CO₂ 捕获通常是 CCUS 系统中最大的成本组成部分, 占比大约 70%~80%。捕获 CO₂ 的成本很大程度上取决于排放源的类型与 CO₂ 纯度。

有研究表明^[10], 仅需要压缩的高纯度源与需要分离和压缩的低纯度源之间存在显著的 CO₂ 捕获成本差异。高纯度源(例如天然气处理厂或氨厂, CO₂ 体积分数一般大于 90%, 其他成分少)提供相对纯净的 CO₂ 流, 可以直接满足管道运输标准。低纯度源(例如钢和常规煤粉发电厂, 具有较低的 CO₂ 纯

度)捕获成本包括增加 CO₂ 的纯度和减少其他成分以满足管道标准。故此高纯度的排放源更易于实现较低的 CO₂ 捕获成本。

相较于 CO₂ 的捕获成本, 国内外对 CCUS 技术运输模块的成本分析以及数据较少, 用来计算 CCUS 技术运输成本的模型有很多。各模型中影响运输成本的因素主要有 CO₂ 运输距离、管道尺寸、管道入口和出口压力、项目建设和运营的持续时间等。

1.3 CCUS 技术的收益部分

在对 CCUS 应用项目的成本进行考虑时,考虑了包括设备初投资以及运营成本在内的对外可能产生的支出。营收方面,综合考虑国家政策以及其他技术的发展,火电应用 CCUS 项目在运行时可以通过驱油利用^[11-14]或者是进行碳交易的方式获得利润。在驱油利用方面,各油田 CO₂ 提高采收率 (CO₂-EOR) 对 CO₂ 来源成本的承受能力因油田的产量、递减速度、埋藏深度等因素的不同而有较大的差异。约有 27% 的油田无承受能力; 51% 的油田虽有一定承受力,但多低于 200 元/t; 只有 23% 的油田可承受 200 元/t 以上的来源成本; 100 元/t 的来源成本绝大部分油田都能承受。因此,本文在进行成本测算时,以 100 元/t 的价格为 CO₂ 利用阶段所能获得的额外收益。另一方面,随着碳交易市场的发展,CCUS 项目的收益部分中,一部分收益由 CO₂ 净减排量参与碳排放交易市场销售的排放配额引起,对碳市场交易价格的估计也将影响 CCUS 项目的总体成本。根据《2019 年中国碳价调查》报告,全国碳市场的平均碳价预期为^[15]: 2020 年为人民币 43 元/t; 2025 年为人民币 75 元/t,并在 2030 年达到 116 元/t。

2 CCUS 技术经济评价指标和应用假设

2.1 CCUS 技术经济性评价指标

为了评价 CCUS 技术全链的最终经济性表现,将净现值 (net present value, NPV) 用作该系统的经济性指标。净现值是指整个项目周期内净现金流的累积现值。净现值为正表示项目盈利,值越大表明项目的盈利能力和可行性越好。其计算公式^[16]为:

$$V_{NPV} = \sum_{y=1}^n \frac{(C_{in} - C_{out})}{(1 + r_{dis})^y} \quad (1)$$

式中: V_{NPV} 为净现值, 亿元; n 为项目周期; y 为项目周期的年份; C_{in} 为在 y 年的资金流入, 亿元; C_{out} 为在 y 年的资金流出, 亿元; r_{dis} 为折现率。

2.2 技术应用情景假设

2.2.1 CCUS 技术环节假设

1) 碳捕集技术情景 在捕集阶段,燃烧后碳捕集技术是目前电厂应用较为广泛且成熟的捕集技术,可用于大部分火电厂的脱碳改造。燃烧后捕集技术中,化学吸收法尤其对燃煤烟气适应性好。本文默认碳捕集阶段采用应用化学吸收法的燃烧后捕集。

2) 运输技术情景 目前的技术条件下,管道运

输因输量大,已经被大规模采用,技术趋于成熟。本文默认运输阶段采用管道运输,且设定运输距离为 200 km。

3) 封存和利用技术情景 目前 CO₂-EOR 因为在驱油利用的同时实现碳封存,兼具经济和环境效益,碳封存规模大,是 CCUS 的主要技术发展方向,在目前的技术条件下,可以开展大规模示范。在碳封存与利用阶段,本文默认采用 CO₂-EOR 技术。综合考虑油田的承受能力,本文设定驱油利用带来的收益 (以 CO₂ 计) 为 100 元/t。

2.2.2 项目周期内各参数假设

为了对 CCUS 项目的整体经济性进行合理的评价,根据应用比较广泛的 CCUS 项目设定情况,本文作以下分析假设: 1) 火电机组应用 CCUS 项目的规划期为 20 年 (包括建设年 1 年,运行期 19 年); 2) 从火电厂 CO₂ 排放源到 EOR 利用地点的距离设定为 200 km; 3) 在基准情景设计下新增建设投资,认为企业承担全部资金,银行贷款为 0; 4) 为了更加科学地反映经济性,在进行经济性计算时认为折现率为 10%; 5) 国家资金支持情景 (目前国际上将要或正在建设的大型 CCUS 项目的进展都较为缓慢,这些项目的共同点是前期投资巨大,项目风险较高。所以在项目前期国家一般会给予一定的资金支持,这些资金支持对 CCUS 技术的发展有重要影响,通常国家资金支持情景可为总投资金额的 0%、20%、30%) 方面存在一定的不确定性,本文以国家资金支持 0% 为默认情景; 6) 碳交易价格情景 (CCUS 项目通过减排 CO₂, 并销售碳排放权交易额度,可以获得收益。从 CO₂ 排放权交易的收入是抵消项目系统成本的一种重要方式。目前,中国七大碳市场交易价格约在 20~100 元/t。) 方面,本文对不同时段采取不同的碳交易价格进行成本计算,2023—2024 年取 43 元/t, 2025—2029 年取 75 元/t, 2030 年及以后取 116 元/t。

2.2.3 改造时间假设

西北某省提供的最近几年的火电装机预测见表 2。为了能够成功结合每年初投资成本及运营成本的价格变化,以下根据该省年火电发电量变化对其 2060 年前年度碳排放量及碳捕集量变化进行分析,结果如图 1 所示。其中,设定碳排放总量的 90% 被 CCUS 设备所捕集,仅剩 10% 的 CO₂ 将随烟气一同排入环境。从图 1 可以看出: 火电年度碳排放量预计在 2030—2040 年达到峰值 58 563 万 t; 此后随

电力结构的逐步转型，火电发电量趋于稳定，火电碳排放随之趋于稳定。因为该省火电目前占比较大，且未来仍会有少量的新增火电机组，该省火电对西北电网的稳定运行起到重要支撑作用，因此该省火电在未来很长时间仍会居于主体地位，在 2040 年以后，火电碳排放量将维持长时间的稳定。因此预计在 2023—2060 年，该省火电的碳排放量一直处在一个相对较高的水平；而在 2060 年以后，有望通过电力结构转型减少火电发电量，从而减少整体碳排放量。

表 2 西北某省火电装机预测

Tab.2 Forecast of thermal power installation in a province in Northwest China

年份	2023	2025	2030	2035
火电装机容量/万 kW	7 190	9 435	11 029	11 429

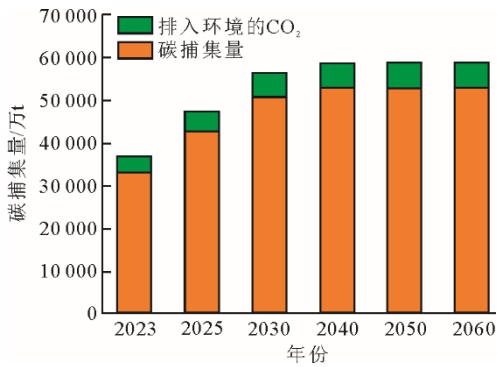


图 1 西北某省未来火电碳排放量预测

Fig.1 Prediction of future pyroelectric carbon emissions in a northwest province

本文根据改造时期的不同共设立 3 个方案：

1) 时间方案 1 基于当前 CCUS 技术水平对该省已有火电机组应用 CCUS。根据 2025 年以及 2030 年的装机容量的变化，对新增火电机组分别于 2025 年以及 2030 年进行 CCUS 改造，且认为往后的发电量均由配备 CCUS 技术的火电机组承担，最终进行成本预测；

2) 时间方案 2 计划从 2025 年开始对该省已有火电机组进行 CCUS 改造，2030 年新增火电机组于当年进行 CCUS 改造，且认为往后的发电量均由配备 CCUS 技术的火电机组承担，最终进行成本预测；

3) 时间方案 3 计划从 2030 年开始对该省火电机组进行 CCUS 改造。根据该省提供的机组数据，2030—2035 年仅新建 1 台外送火电机组。假设 2035 年后不再有新增火电机组，从而在后续年份设定没有新增火电机组进行 CCUS 改造。

3 经济性分析

3 种方案的经济性分析结果如图 2、图 3 所示。

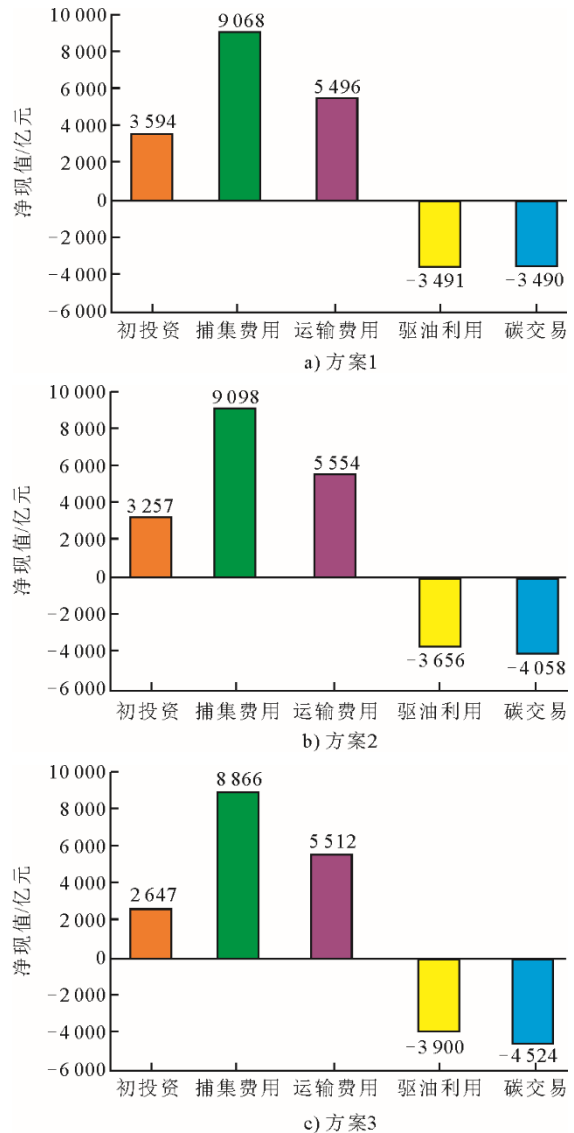


图 2 不同方案下净现值分布

Fig.2 Distribution of net present value under different scenarios

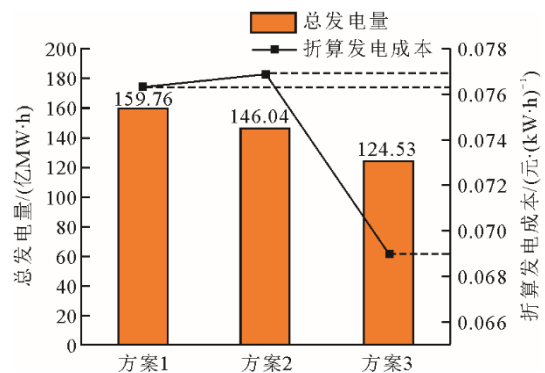


图 3 不同改造方案下总发电量和发电成本预测

Fig.3 Forecast of total generation and generation cost under different renovation schemes

如果采用方案 1 对该省煤电机组即刻应用 CCUS 技术,通过对该省的装机预测可知,在 2023—2025 年,该省总的火电装机容量增加了 2 245 万 kW,在 2025—2030 年增加了 1 595 万 kW,2030—2035 年仅增加了 400 万 kW,此后认定不再有火电机组新增。在分析碳捕集装机时,忽略 2030—2035 年新增的 1 台 400 MW 机组,因此,除去在 2023 年的 3 163.6 亿元的初投资外,要想实现 CCUS 技术覆盖该省的火电机组,于 2025 年和 2030 年必须分别按照当年的技术水平预测投资 790.24 亿元和 237.68 亿元。假设该省的年度火电发电量均由配备 CCUS 技术的火电机组发出,忽略 2035 年改造的唯一 1 台新机组,那么最新一批于 2030 年进行 CCUS 应用的火电机组将运行至 2049 年。通过量化分析可知,截至 2049 年,该省配备 CCUS 的火电机组共发出 1 597 687 万 MW·h 的电,期间包括初投资、运营费用及 CCUS 带来的收益在内,于 2049 年也就是碳捕集装置服役满 20 年的时间节点实现净现值为 12 202.93 亿元的额外支出,折算发电成本将上涨 0.076 3 元/(kW·h)。

采用方案 2,该省配备 CCUS 的火电机组共发出 1 460 479 万 MW·h 的电,期间包括初投资、运营费用及 CCUS 带来的收益在内,于 2049 年也就是碳捕集装置服役满 20 年的时间节点实现净现值为 11 231.90 亿元的额外支出,折算发电成本将上涨 0.076 9 元/(kW·h)。

采用方案 3,截至 2049 年,该省配备 CCUS 的火电机组共发出 1 245 327 万 MW·h 的电,期间包括初投资、运营费用及 CCUS 带来的收益在内,于 2049 年也就是碳捕集装置服役满 20 年的时间节点实现净现值为 8 601.20 亿元的额外支出,折算发电成本将上涨 0.069 0 元/(kW·h)。

针对不同的改造时间,如果以环境效益优先,应该尽早实施改造;如果以经济效益优先,建议采用时间方案 3 于 2030 年进行改造。2 种情况的差别在于对额外支出 3 601.69 亿元以及额外捕集 27.81 亿 t CO₂ 的取舍。

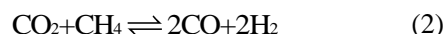
4 甲烷干重整结合 CCUS 提升经济性

由以上分析,传统的驱油利用方法对改善 CCUS 应用的经济性有一定效果,但并不能完全抵消因碳捕集装置初始投资、运营过程能量消耗等带来的成本过高问题,这使得 CCUS 技术的实际工业

化利用推广困难,针对 CCUS 全流程成本过高的问题,本文提出了一种将 CCUS 与甲烷干重整结合的技术路线并分析其经济性。

4.1 甲烷干重整概述

随着经济的快速发展,原油作为主要使用的化石燃料,其已知储量正在快速被消耗,而目前可利用天然气储量预计使用时间比原油时间更长。合成气作为重要的化工中间产物^[17],可用于合成甲醇^[18-19]、费托燃料、乙醇和二甲醚^[20]等高价值的化工产品,合成气可由煤^[21-22]、天然气^[23-25]、沼气^[26]等燃料生产,其中天然气合成路线成本最低^[27]。近年来,甲烷干重整制合成气工艺受到了很大关注。其主要原因:1) 甲烷干重整工艺可同时消耗 2 种温室气体 CO₂ 和 CH₄,产生清洁燃料 H₂,具备环境友好性;2) 其生成的合成气中 CO:H₂ 的体积比接近 1:1,适合生产二甲醚和费托燃料等产品。甲烷干重整的主要反应^[28]为:



4.2 甲烷干重整-CCUS 经济性分析

在此,上文提到的 CO₂ 驱油收益被取消并替代为合成气的售卖收益,支出部分增加了甲烷干重整设备初投资、甲烷购买费用和甲烷干重整设备运营费用。由于甲烷干重整技术尚未得到商业应用,可参考方案较少,本文重现了 Rezaei 等人提出的干重整方案^[29],采用 CO₂ 和 CH₄ 进料比为 1:1,CO₂ 流量为 1 000 kmol/h。工艺流程如图 4 所示。进料(CO₂ 和 CH₄)被压缩并送往燃烧加热反应器中,在 1 000 °C、410 kPa 的条件下进行反应生成合成气;合成气依次经过热交换器和 2 个冷却器,降温至 50 °C 后被送往压缩机压缩至 3 000 kPa。每套额定产能为 60 t/h 的甲烷干重整设备的设备初投资成本为 31.11×10⁶ 美元^[30]。由于重整反应需要高温环境,燃烧加热反应器负荷较高,干重整设备生产合成气的电力消耗(以 CO₂ 计)为 2 673 kW·h/t。根据国家发改委于 2015 年对一般工商业用电价格做出的调整,当前电价约为 0.351 5 元/(kW·h),折合该技术方案下消耗 1 t CO₂ 所带来的额外电耗为 939.7 元。目前工业生产用天然气价格为 2~4 元/m³^[31-32],工业氢气价格为 20 元/kg^[33-34],CO 为 1 200 元/t,因此 1 t CO₂ 因消耗天然气所带来的额外成本为 1 520.7 元。除去气体分离和压缩成本^[35]后,因制取合成气所带来的收入为 3 247.2 元。

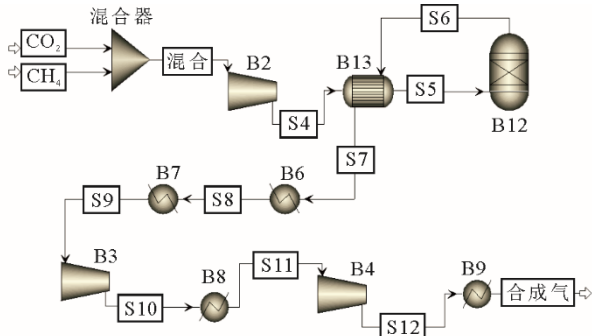


图 4 甲烷干重整流程

Fig.4 Flow chart of methane dry reforming

据以上数据，本文对西北某省全面开展甲烷干重整利用 CO₂ 技术路线的经济性展开研究。1 台额定负荷 660 MW 机组需配套 13 台干重整设备保证 CO₂ 的利用，初投资预计增加 0.422 3 亿元/(万 kW)。甲烷干重整装置运营费用按初投资的 5% 计算，考虑到技术进步，本文设定到 2025 年改造和 2030 年改造时初投资成本分别降至原来的 90% 和 80%。

经济性计算结果如图 5 所示。

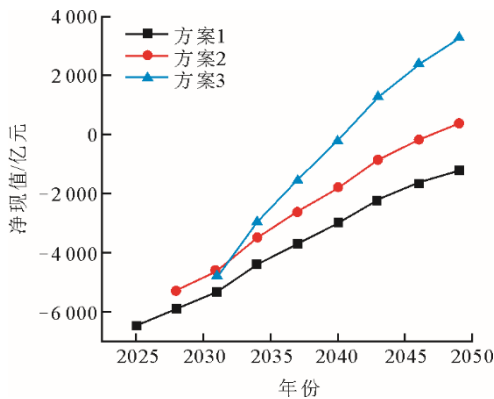
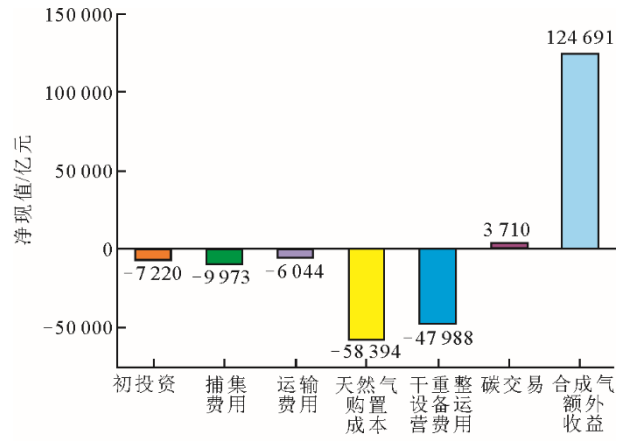


图 5 甲烷干重整利用 CO₂ 不同方案下净现值变化

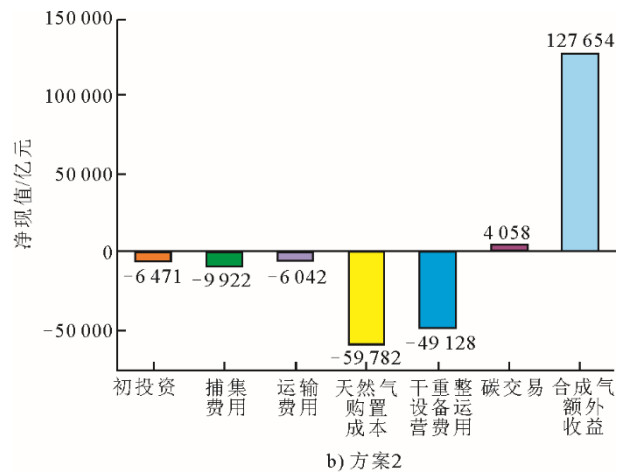
Fig.5 Change of net present value of methane dry reforming using CO₂ under different schemes

由图 5 可知，由于设备初投资金额的不同和分批次投资带来的影响，以及折现率导致的净现值差异，3 种方案的成本曲线中方案 1 的初投资金额最大，方案 2 次之，最后开始改造的方案 3 初投资金额最低。分析成本曲线走势发现：方案 1 的净现值始终为负值，如果技术发展导致碳捕集系统和甲烷干重整设备的服役年限延长，则项目最终可能实现项目成本回收并最终盈利；方案 2 净现值于 2047 年变为正值，项目成本回收完毕并开始盈利；方案 3 的成本曲线走势最为陡峭，最终的经济效益也最好，于 2041 年收回项目成本并开始盈利，这是由技术进步、碳交易市场发展等带来的影响。

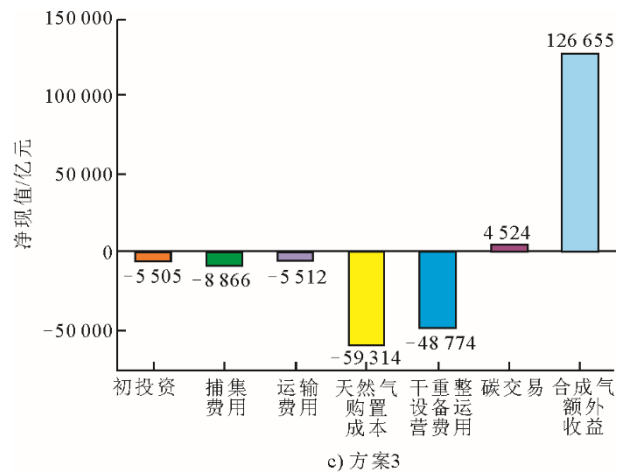
3 种改造方案的净现值分布如图 6 所示。



a) 方案1



b) 方案2



c) 方案3

图 6 甲烷干重整利用 CO₂ 不同方案下净现值分布
Fig.6 Distribution of net present value of methane dry reforming using CO₂ under different schemes

整体而言，由于所选取的甲烷干重整技术流程较为简单，干重整设备初投资与碳捕集装置初投资相当。因为我国天然气价格较高且干重整天然气消耗量较大，导致项目天然气购买成本高昂；重整反应所需的高温带来的高额电耗，以及由于积碳等因素带来的干重整设备运营费用和天然气成本相当；合成气中氢气售价较高导致最终合成气所带来的额外

收益能够抵消掉装置每年的资金支出并实现盈利。

方案 1 中甲烷干重整设备的完全引入需要在 2023 年、2025 年和 2030 年分别按照当年的技术水平投入 3 036.3 亿元、853.2 亿元和 538.8 亿元，总计投入 4 428.4 亿元，占总初投资的 51.25%。天然气购置成本和干重整设备运营费用所占支出比例较大，分别占项目运营周期总支出的 45.05% 和 37.02%；合成气带来的额外收益占项目周期总收益的 97.11%。截至 2049 年，项目实现净现值为 1 219.38 亿元额外支出，折算成发电成本上涨了 0.007 63 元/(kW·h)；相较于单纯的碳捕集电厂，发电成本下降了 0.068 67 元/(kW·h)。

方案 2 中甲烷干重整设备的完全引入需要在 2025 年和 2030 年分别按照当年的技术水平投入 3 585.9 亿元和 538.8 亿元，总计投入 4 124.81 亿元，占总初投资的 55.36%。天然气购置成本和干重整设备运营费用分别占项目运营周期总支出的 46.00% 和 37.40%，合成气带来的额外收益占项目周期总收益的 96.91%。截至 2049 年，项目实现净现值为 365.59 亿元的盈利，折算成发电成本下降了 0.002 5 元/(kW·h)，可实现零成本改造。

方案 3 中甲烷干重整设备的完全引入需要在 2030 年分别按照当年的技术水平投入 3 726.37 亿元，占总初投资的 61.53%。天然气购置成本和干重整设备运营费用分别占项目运营周期总支出的 46.36% 和 38.09%，合成气带来的额外收益占项目周期总收益的 96.55%。截至 2049 年，项目实现净现值为 3 236.87 亿元的盈利，折算成发电成本下降了 0.025 99 元/(kW·h)，经济效益在 3 种方案中是最好的。

5 结 论

1) 通过经济性分析可知，该省开展煤电 CCUS 应用，方案 1 需投资 12 202.93 亿元，折算为发电成本约上涨 0.076 3 元/(kW·h)；方案 2 需投资 11 231.90 亿元，折算为发电成本约上涨 0.076 9 元/(kW·h)；方案 3 需投资 8 601.20 亿元，折算为发电成本约上涨 0.069 0 元/(kW·h)。

2) 针对不同的改造时间，如果以环境效益优先，应该尽早实施改造；如果以经济效益优先，建议采用时间方案 3 于 2030 年进行改造。2 种方案的差别在于对额外支出 3 601.69 亿元以及额外捕集 27.81 亿 t CO₂ 的取舍。

3) 若采用甲烷干重整与 CCUS 技术相结合的提升经济效益的路径，方案 1 的初投资将增加 4 428.40 亿元，截至 2049 年实现 1 219.38 元的总资

金输出，折算发电成本上升 0.007 63 元/(kW·h)；方案 2 的初投资将增加 4 124.81 亿元，截至 2049 年盈利 365.59 亿元，折算发电成本下降 0.002 5 元/(kW·h)；方案 3 的初投资将增加 3 726.37 亿元，截至 2049 年盈利 3 236.87 亿元，折算发电成本下降 0.025 99 元/(kW·h)。方案 2 和方案 3 可实现零成本脱碳。

[参 考 文 献]

- [1] CHEN S, LIU J, ZHANG Q, et al. A critical review on deployment planning and risk analysis of carbon capture, utilization, and storage (CCUS) toward carbon neutrality[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2022, 167: 112537.
- [2] 桑树勋, 刘世奇, 陆诗建, 等. 工程化 CCUS 全流程技术及其进展[J]. *油气藏评价与开发*, 2022, 12(5): 711-725.
SANG Shuxun, LIU Shiqi, LU Shijian, et al. Engineered full flowsheet technology of CCUS and its research progress[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2022, 12(5): 711-725.
- [3] HANAK D P, BILYOK C, YEUNG H, et al. Heat integration and exergy analysis for a supercritical high-ash coal-fired power plant integrated with a post-combustion carbon capture process[J]. *Fuel*, 2014, 134: 126-139.
- [4] ZHOU J, ZHU M, CHEN L, et al. Performance assessment and system optimization on supercritical CO₂ double-path recompression coal-fired combined heat and power plants with MEA-based post-combustion CO₂ capture[J]. *Energy*, 2023, 267: 126539.
- [5] ROMEO L M, BOLEA I, ESCOSA J M. Integration of power plant and amine scrubbing to reduce CO₂ capture costs[J]. *Applied Thermal Engineering*, 2008, 28(8): 1039-1046.
- [6] 张利君. 基于技术经济学的碳捕集系统与燃煤电厂耦合对比研究[J]. *现代化工*, 2017, 37(10): 189-192.
ZHANG Lijun. Optimization of coupling carbon capture system with coal fired power plant based on technological economics[J]. *Modern Chemical Industry*, 2017, 37(10): 189-192.
- [7] 田牧, 安恩科. 燃煤电站锅炉二氧化碳捕集封存技术经济性分析[J]. *锅炉技术*, 2009, 40(3): 36-41.
TIAN Mu, AN Enke. Analysis of carbon capture sequestration technology of coal fired boiler[J]. *Boiler Technology*, 2009, 40(3): 36-41.
- [8] LIU S, LI H, ZHANG K, et al. Techno-economic analysis of using carbon capture and storage (CCS) in decarbonizing China's coal-fired power plants[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2022, 351: 131384.
- [9] 世纪议程管理中心编著科学技术部社会发展科技司中国. 中国碳捕集利用与封存技术发展路线图(2019) (中文)[M]. 北京: 科学出版社, 2019: 1.
The Agenda Century Management Center compiled the Ministry of Science and Technology, Department of Social Development, Science and Technology, China. China carbon capture, utilization and storage technology development roadmap (2019) (Chinese)[M]. Beijing: Science Press, 2019: 1.
- [10] NORMANN F, GARDARSDÓTTIR S Ó, SKAGESTAD R, et al. Partial capture of carbon dioxide from industrial sources—a discussion on cost optimization and the CO₂ capture rate[J]. *Energy Procedia*, 2017, 114: 113-121.

- [11] 吴公益, 赵梓平, 吴波. 苏北不同类型油藏 CO₂ 驱开发模式及经济效益评价[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(6): 864-870.
WU Gongyi, ZHAO Ziping, WU Bo. CO₂ flooding development models and economic benefit evaluation of different types of reservoirs in subei basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(6): 864-870.
- [12] 李阳, 黄文欢, 金勇, 等. 双碳愿景下中国石化不同油藏类型 CO₂ 驱提高采收率技术发展与应用[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(6): 793-804.
LI Yang, HUANG Wenhuan, JIN Yong, et al. Different reservoir types of CO₂ flooding in Sinopec EOR technology development and application under "dual carbon" vision[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(6): 793-804.
- [13] 郭平, 张万博, JIA Na, 等. 降低 CO₂-原油最小混相压力的助混剂研究进展[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(5): 726-733.
GUO Ping, ZHANG Wanbo, JIA Na, et al. Research progress of assistants for reducing CO₂-crude oil minimum miscible pressure[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(5): 726-733.
- [14] 张宗檩, 吕广忠, 王杰. 胜利油田 CCUS 技术及应用[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(6): 812-822.
ZHANG Zonglin, LYU Guangzhong, WANG Jie. CCUS and its application in Shengli Oilfield[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(6): 812-822.
- [15] 杨文洁. 碳捕获使用与埋存(CCUS)技术路径的成本分析研究[D]. 天津: 天津科技大学, 2020: 1.
YANG Wenjie. Cost analysis of carbon capture Use and storage (CCUS) technology path[D]. Tianjin: Tianjin University of Science and Technology, 2020: 1.
- [16] LIU M, ZHANG X, MA Y, et al. Thermo-economic analyses on a new conceptual system of waste heat recovery integrated with an S-CO₂ cycle for coal-fired power plants[J]. Energy Conversion and Management, 2018, 161: 243-253.
- [17] RAJU AS K, PARK CS, Norbeck J M. Synthesis gas production using steam hydrogasification and steam reforming[J]. Fuel Processing Technology, 2009, 90(2): 330-336.
- [18] PANARITIS C, EDAKE M, COUILLARD M, et al. Insight towards the role of ceria-based supports for reverse water gas shift reaction over RuFe nanoparticles[J]. Journal of CO₂ Utilization, 2018, 26: 350-358.
- [19] XIN T, XU C, LI R, et al. An advanced coal-based zero-emission polygeneration system using water-gas shift reaction and syngas recycle to achieve different methanol and electricity distributions[J]. Journal of Cleaner Production, 2022, 364: 132649.
- [20] CENTI G, PERATHONER S. Opportunities and prospects in the chemical recycling of carbon dioxide to fuels[J]. Catalysis Today, 2009, 148(3): 191-205.
- [21] OKATI A, REZA KHANI M, SHOKRI B, et al. Optimizing the operating conditions for hydrogen-rich syngas production in a plasma co-gasification process of municipal solid waste and coal using Aspen Plus[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2022, 47(63): 26891-26900.
- [22] MATAMBA T, IGLAUER S, KESHAVARZ A. A progress insight of the formation of hydrogen rich syngas from coal gasification[J]. Journal of the Energy Institute, 2022, 105: 81-102.
- [23] PASHCHENKO D. Integrated solar combined cycle system with steam methane reforming: thermodynamic analysis[J/OL]. International Journal of Hydrogen Energy. (2023-02-15)[2023-03-10]. <https://www.science direct.com/science/article/pii/S0360319923005219>.
- [24] DOU P, TANG X, YANG W, et al. Design of a multi-inlet solar thermochemical reactor for steam methane reforming with improved performance[J/OL]. Energy Storage and Saving. (2023-02-24)[2023-03-10]. <https://www.science-direct.com/science/article/pii/S2772683523000043>.
- [25] MEHANOVIC D, AL-HAIEK A, LECLERC P, et al. Energetic, GHG, and economic analyses of electrified steam methane reforming using conventional reformer tubes[J]. Energy Conversion and Management, 2023, 276: 116549.
- [26] QUINTERO-CORONEL D A, LENIS-RODAS Y A, CORREDOR L, et al. Co-gasification of biomass and coal in a top-lit updraft fixed bed gasifier: syngas composition and its interchangeability with natural gas for combustion applications[J]. Fuel, 2022, 316: 123394.
- [27] GANGADHARAN P, KANCHI K C, LOU H H. Evaluation of the economic and environmental impact of combining dry reforming with steam reforming of methane[J]. Chemical Engineering Research and Design, 2012, 90(11): 1956-1968.
- [28] BALASUBRAMANIAN P, BAJAJ I, HASAN M M F. Simulation and optimization of reforming reactors for carbon dioxide utilization using both rigorous and reduced models[J]. Journal of CO₂ Utilization, 2018, 23: 80-104.
- [29] REZAEI E, DZURYK S. Techno-economic comparison of reverse water gas shift reaction to steam and dry methane reforming reactions for syngas production[J]. Chemical Engineering Research and Design, 2019, 144: 354-369.
- [30] CHEN J, WU Q, ZHANG J, et al. Effect of preparation methods on structure and performance of Ni/Ce_{0.75}Zr_{0.25}O₂ catalysts for CH₄ - CO₂ reforming[J]. Fuel, 2008, 87(13): 2901-2907.
- [31] 周娟, 魏微, 胡奥林, 等. 深化中国天然气价格机制改革的思考[J]. 天然气工业, 2020, 40(5): 134-141.
ZHOU Juan, WEI Wei, HU Aolin, et al. On deepening the reform of China's natural gas price mechanism[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(5): 134-141.
- [32] 杨晚生, 郭开华. 微型燃气轮机冷热电三联产系统的产品成本分析[J]. 热力发电, 2010, 39(7): 1-3.
YANG Wansheng, GUO Kaihua. Product cost analysis of cool, heat, and electricity co-generation system using micro gas turbine[J]. Thermal Power Generation, 2010, 39(7): 1-3.
- [33] 张朋程, 杨洁. 氢气价格的影响因素及对策研究[J]. 价格月刊, 2022(12): 22-29.
ZHANG Pengcheng, YANG Jie. Research on the influencing factors and countermeasures of hydrogen price[J]. Price Monthly, 2022(12): 22-29.
- [34] 韩红梅, 杨铮, 王敏, 等. 我国氢气生产和利用现状及展望[J]. 中国煤炭, 2021, 47(5): 59-63.
HAN Hongmei, YANG Zheng, WANG Min, et al. The current situation and prospect of hydrogen production and utilization in China[J]. China Coal, 2021, 47(5): 59-63.
- [35] 党凯, 艾力江, 孙镛, 等. 氢气提纯耦合工艺及其应用[J]. 天然气化工—C1 化学与化工, 2021, 46(6): 86-90.
DANG Kai, AI Lijiang, SUN Lei, et al. Hydrogen purification coupling process and its application[J]. Natural gas chemical industry, 2021, 46(6): 86-90.

(责任编辑 刘永强)