

中国重点工业行业面向CCUS地质封存资源约束的设施转型优化路径

郭亚琴, 严禧哲, 同 丹*

清华大学 地球系统科学系, 北京 100084



摘 要 : 在能源结构低碳转型背景下, 以火电、钢铁和水泥为代表的重点工业行业为实现未来深度脱碳, 需大规模部署碳捕集、利用与封存 (Carbon Capture, Utilization, and Storage, CCUS) 技术。本文基于中国近 5000 个重点工业行业设施的关键技术指标, 耦合基于经纬度信息和中国土地地貌信息获取的能源基础设施的空间分布特征, 依托团队已构建的全球尺度的 CCUS 设施转型优化路径模型和本地化设施级排放清单, 构建了一个体现技术演进的源-汇匹配路径优化模型。该模型系统覆盖了 CCUS 全链条过程的成本效益评估, 包括捕集、运输和封存等环节, 致力于探索地质封存资源约束下的 CCUS 规模化部署的设施级转型优化路径。结果表明, 重点工业行业设施的技术属性与其所处区域的 CCUS 地质封存资源可达性之间存在明显的空间不匹配问题。在以技术属性为主导的部署策略中, 运行年限短、规模较大且碳排放强度较高的能源基础设施通常会被优先保留并进行 CCUS 部署改造, 导致部分具备 CO₂ 封存潜力但在技术属性上不占优势的设施可能被过早淘汰, 从而错失低成本减排的关键机遇。成本靶向策略能在中短期通过更低的系统累计部署成本完成目标部署任务, 这一优势能够为 CCUS 技术从示范阶段过渡到商业化运营奠定基础。成本靶向策略还能够多行业共享管网模式下有效协调不同行业的 CO₂ 捕集布局, 系统性优化 CCUS 资源配置, 从而促进 CCUS 脱碳技术在重点工业行业中的均衡部署。本文所构建的分析方法体系对风电、光伏、氢能等未来高度依赖空间优化布局的低碳技术的推广具有可移植性与参考价值。

关 键 词 : 能源基础设施碳排放; CCUS管网部署; 转型路径优化; 成本效益分析

中图分类号 : F206 **文献标志码 :** A **文章编号 :** 2097-4981(2025)06-0806-16

DOI: 10.3724/j.issn.2097-4981.JECC-2025-0058

Optimization Path of Facility Transformation for Key Industrial Sectors in China Considering Geological Storage Resource Constraints of CCUS

GUO Yaqin, YAN Xizhe, TONG Dan*

Department of Earth System Science, Tsinghua University, Beijing 100084, China

Abstract : In the context of China's low-carbon energy transition, key industrial sectors such as coal-fired power generation, iron and steel, and cement must achieve deep decarbonization through the

收稿日期: 2025-09-19; **接受日期:** 2025-11-16

基金项目: 中国博士后科学基金项目 (2023M741884)

作者介绍: 郭亚琴 (1995—), 女, 博士后, 主要研究方向为能源转型政策评估和非常规污染物核算与分析。

E-mail: yaqin_guo@mail.tsinghua.edu.cn

通讯作者: 同 丹 (1991—), 女, 博士, 副教授, 博士生导师, 主要研究方向为全球能源基础设施锁定气候环境影响评估与能源环境经济综合评价模型模拟分析。E-mail: dantong@tsinghua.edu.cn

large-scale deployment of carbon capture, utilization, and storage (CCUS) technologies. Based on key technical indicators from nearly 5000 major industrial facilities in China's critical sectors, this study integrates the spatial distribution characteristics of energy infrastructures derived from their geographic coordinates and national landform information. Building on the team's established global-scale CCUS facility transition optimization framework and localized facility-level emission inventories, we develop a source-sink matching pathway optimization model that explicitly captures technological evolution. The model provides a comprehensive cost-benefit assessment across the full CCUS chain, covering capture, transport, and storage, and aims to identify an optimal facility-level transformation pathway for large-scale CCUS deployment under geological storage constraints in China. Results reveal a significant spatial mismatch between the technical attributes of key industrial facilities and the accessibility of regional CO₂ storage resources. Under technology-oriented deployment strategies, energy infrastructures with shorter operating ages, larger capacities, and higher CO₂ emission intensities are typically prioritized for CCUS retrofitting. This leads to the premature decommissioning of some facilities that possess favorable storage potential but lack advantageous technical attributes, thereby missing crucial opportunities for low-cost emission reduction. In contrast, the cost-targeted strategy can achieve the same deployment targets at a lower cumulative system cost in the short and medium term, paving the way for the transition of CCUS from demonstration to commercial operation. Furthermore, this strategy effectively coordinates cross-sectoral CO₂ capture layouts through shared transport networks, optimizing CCUS resource allocation and promoting a more balanced deployment of CCUS technologies across major industrial sectors. The methodological framework developed here also offers transferable insights for the spatial optimization and large-scale deployment of other emerging low-carbon technologies such as wind, solar, and hydrogen energy.

Key Words : carbon emissions from energy infrastructure; CCUS pipeline network deployment; transition pathway optimization; cost-benefit analysis

0 引言

中国作为全球最大的发展中国家,年度碳排放量约占全球总量的1/3。为应对气候变化,中国政府提出了碳达峰碳中和(“双碳”)目标。在此背景下,以火电、钢铁和水泥为代表的高能耗重点工业行业合计贡献了中国约70%的人为碳排放^[1],成为减碳治理的关键领域。以上重点工业行业的转型成效或将直接影响“双碳”目标的实现进程。淘汰落后产能、推进技术升级和优化产业结构是重点工业行业实现能源结构转型并完成碳减排目标的核心举措^[2-3],其中,碳捕集、利用与封存(Carbon Capture, Utilization, and Storage, CCUS)被视为应对气候变化、保障重点工业行业低碳转型目标的关键储备技术^[4]。CCUS技术能够帮助钢铁、水泥等难减排的工业行业实现深度减排,同时能够保障未来电力系统中火电机组在调峰过程中的大规模低碳运行,从而促进化石能源与新能源的平稳过渡和协同发展^[5-7]。研究表明,到2050年,中国重点工业行业领域的年度CO₂捕获封

存规模有望达到亿吨级别^[8]。尽管中国地质封存资源较为丰富,但其分布受到特定地质结构(如深层咸水层和石油盆地)的限制^[9]。现有能源基础设施的空间布局、运行状态和技术设施水平等方面的差异,也为中国CCUS大规模部署带来了挑战与机遇^[10]。因此,构建针对重点工业行业设施级且具备成本效益的CCUS部署路径模型,对推动CCUS技术落地、支撑精细化和差异化政策制定、保障“双碳”目标实现具有重要现实意义。

目前,重点工业行业CCUS管网规划与部署已受到广泛关注。已有研究在区域^[11]乃至全国^[12-13]尺度开展排放源和封存汇的点对点匹配分析,以成本最小化来优化CCUS管网部署路径。但是多数研究仍针对单一行业开展未来CCUS管网部署分析^[14-18],未能充分挖掘跨行业协同部署的降本增效潜力。部分研究尝试构建多行业共享管网模型,通过聚合多行业碳排放源形成排放集群化方案,但该类模型往往会简化能源设施在排放和技术属性等方面的异质性,导致其难以形成精细化部署方案^[19]。现有模型多依

托静态部署框架构建^[20-22]，仅考虑现役设施级的碳排放源，缺乏对能源基础设施动态更替的模拟（如未来新建设施和现役工厂的退役）。也有研究根据不同工厂的多个技术属性（包括使用年限、产能、排放强度和剩余资产等）提出了“一厂一策”的低碳转型方法并量化了其成本效益^[23-25]。然而，如果不能充分整合地质封存资源的约束并协调设施技术属性与封存资源的空间匹配，以上方法可能使中国能源基础设施错失低成本转型机遇。

本文围绕“重点行业CCUS运输管网部署优化及其成本效益分析”这一主题，对全球CCUS部署优化路径模型（CCUS-Layout-Resolved Pathway Optimization Model, CPOM）进行了本土化数据重构，构建了具备设施级分辨率表征能力的本土化CCUS部署优化路径模型（CCUS-layout-resolved Pathway Optimization Model of China, CPOM-China）；通过整合近5000个重点工业设施的具体位置、运行年限、产能规模和能效水平等多维属性，将CPOM基础数据进行了本土化更新；使用CPOM-China揭示了设施级技术属性与地质封存资源之间的

空间错配特征，量化了不同部署策略的成本效益关系，评估了精准化CCUS布局对实现行业低成本碳减排转型的潜力，具体研究框架如图1所示。该模型不仅实现了从全球模型到本土化情景模型设计的方法学拓展，也为中国重点工业行业CCUS系统性优化提供了高分辨率决策支持工具。

1 模型与方法

1.1 数据收集与处理

1.1.1 设施级技术属性与排放数据

本文基于前期构建的全球设施尺度排放追踪平台（Global Infrastructure emissions Detector, GID）数据库和中国多尺度排放清单模型数据库，整理了中国2020年火电、钢铁和水泥行业设施级信息，包括地理位置、机组容量、投产年份、燃料使用结构、产品生产特征、燃烧与工艺技术类型和碳排放量^[26-29]，如表1所示。由于炼铁过程约占钢铁行业碳排放量的90%，本文未将无炼铁工序的钢铁厂纳入CCUS改造范围。

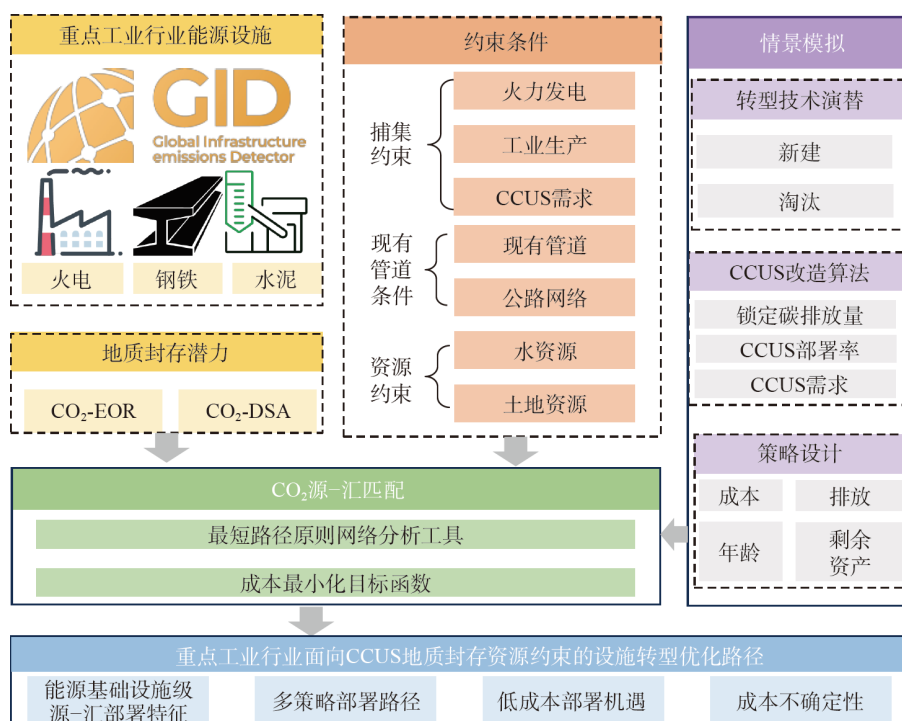


图1 研究框架

Fig.1 Research framework

表1 2020年中国重点工业行业能源基础设施概况

Table 1 Overview of China's energy infrastructure for key industrial sectors in 2020

行业	排放量/Gt	装机容量/GW	设施数量
火电	4.4	1083.3	3179
钢铁	1.7	1029.4	472
水泥	1.2	1922.1	1089

1.1.2 碳封存潜力

本文参考已构建的CPOM、以往研究^[10,18-19]和美国能源部^[30]的封存潜力计算方法,重新评估了CO₂-强化采油(Enhanced Oil Recovery, EOR)和CO₂-深部盐层(Deep Saline Aquifer, DSA)两种封存方式,并构建了覆盖DSA和油田的陆上封存资源地图。本文以盆地为基础单元,核算陆上封存资源潜力;针对深部咸水层部分,根据面积、有效厚度、孔隙度、渗透率等地质参数,使用美国能源部的注入容量估算方法,核算其地质封存潜力。本文基于已探明可采储量、原油密度、油层深度等油藏的地理特性,核算CO₂-EOR带来的增采原油潜力与碳封存容量^[31]。具体过程包括,将不同储层划分为网格,并根据网格与储层的共享面积大小分配封存潜力,将每个网格的质心视为注入井的位置;叠加自然保护区边界和水资源约束等环境基础要素数据,构建地质封存场地环境适宜性图层,开展地质封存适宜性评价,识别并剔除环境敏感区域,设定空间排除规则。对于CO₂-DSA,本文根据Robertson CGG数据集^[32]获取沉积盆地的地理分布和面积,然后根据文献^[30,33-34]的设定估算CO₂-DSA的碳封存潜力。石油盆地数据来自美国地质调查局发布的世界地质区域数据库^[35],通过计算原始石油地质储量来评估油田通过EOR技术可开采的储量^[36],然后根据文献^[18,36-37]的相关参数设定,计算石油盆地中CO₂-EOR的封存潜力。

1.1.3 源-汇匹配目标函数

本文以路网、天然气管网作为CCUS管道部署的可行主干网络基础,采用最短路径原则将孤立的排放源集群与封存汇接入主干网络,确保网络连通性与覆盖完整性,形成CCUS候选部署网络;基于该网

络拓扑结构,分别计算排放源集群之间、封存汇之间和排放源集群与封存汇之间的路径连接关系,以各节点间的网络路径长度作为边权重,使用NetworkX等空间网络分析工具构建CCUS管网空间图;利用Dijkstra最短路径算法对所有源汇节点对进行最短路径搜索与最短距离计算,生成覆盖所有节点对的最短路径数据集。

本文通过收集现有文献和报告整合了中国在捕集、运输与封存各环节的资本支出、设备改造成本、设施关停的经济损失和驱油带来的经济效益等关键成本效益信息,逐步形成覆盖捕集、运输与封存全链条的CCUS部署成本效益参数数据库^[10,19,38-41]。本文进一步建立以最小化全流程实施成本为目标函数的源汇匹配优化部署模型。该模型综合考虑了封存需求满足、管网碳流量守恒、捕集规模限制、封存容量和其他基础非负约束条件。本文采用混合整数线性规划方法求解源-汇匹配优化问题,该目标函数旨在最小化每一部署年内的CCUS总成本(式(1))。该成本涵盖了CO₂捕集成本、运输成本和封存成本。相关基础参数见表2。

$$Z_y = \min(C_{\text{cap},y} + C_{\text{tran},y} + C_{\text{stor},y}) \quad (1)$$

式中, Z_y 为 y 年CCUS总成本; $C_{\text{cap},y}$ 为 y 年CO₂捕集成本; $C_{\text{tran},y}$ 为 y 年CO₂运输成本; $C_{\text{stor},y}$ 为 y 年CO₂封存成本。另外,本文中的成本最小化为逐年最小化成本。

表2 CCUS改造初始投资成本与CO₂捕集
初始单位运营维护成本Table 2 Initial investment cost for CCUS retrofitting and baseline unit operational and maintenance cost for CO₂ capture

成本类型	行业	设施类型	成本	单位
资本支出	电力	煤炭	1746	\$/kW
		天然气	1162	\$/kW
	钢铁	所有	459	\$/ (t·a)
		水泥	189	\$/ (t·a)
运营维护成本	所有	所有	50	\$/tCO ₂

注: \$/ (t·a) 指美元每吨年。

CO₂捕集成本可以进一步细分为能源基础设施CCUS改造的资本支出和CO₂捕集的运营维护成本,具体计算公式如下:

$$C_{\text{cap},y} = \sum_{i \in S} [(C_{\text{Retro},i,s} \times R_{i,y} \times \text{Capacity}_i + P_{\text{prod},y} \times R_{i,y} \times BR_{i,y} \times \text{Production}_i \times \text{Duration}_{\text{BR}} + C_{\text{capt}} \times \text{Commitment}_i \times 0.9) \times a_{i,y}] \quad (2)$$

式中, S 为火电、钢铁、水泥的碳排放源集合; s 表示工厂类型 (火电厂、钢铁厂、水泥厂); $C_{\text{Retro},i,s}$ 为 s 行业 i 工厂进行 CCUS 改造所需要的单位资本支出, 其中火电厂的单位为 \$/MW, 钢铁厂和水泥厂的单位为 \$/t; Capacity 、 Production 和 Commitment 分别代表目标工厂的容量、年产量和锁定排放量^[42], 其中火电厂的年产量单位为 kWh, 钢铁厂和水泥厂的年产量单位为 t; $P_{\text{prod},y}$ 为 y 年不同重点工业行业产品的单位价格 (表3); $\text{Duration}_{\text{BR}}$ 为进行 CCUS 改造导致的工厂停产时长^[2]; C_{capt} 为碳捕集导致的单位运营维护成本,

单位为 \$/tCO₂; $R_{i,y}$ 为二元参数, 表示工厂 i 在 y 年之前是否已进行 CCUS 改造并安装了碳捕集设备 (若是, 则 $R_{i,y}=0$; 否则, $R_{i,y}=1$; 以下二元参数取值方式均相同); $BR_{i,y}$ 为二元参数, 表示工厂 i 在 y 年是否参与改造; $a_{i,y}$ 为二元参数, 表示工厂 i 在 y 年及以后是否参与 CO₂ 捕集。CCUS 系统在设计和安装过程中存在固定组成部分, 因此, 碳捕集的资本性支出并不随设施规模成比例增加^[18,43]。规模较小的设施一般需要支付较为昂贵的单位资本成本, 而规模较大的设施则能受益于其规模效应。为更准确地反映以上规模与资本成本对 CCUS 部署的影响, 本文根据已有研究建立了捕集潜力与单位资本性支出之间的规模效应模型^[18,43]。

CO₂ 运输成本包括资本支出和运营维护成本支出两部分, 具体计算公式如下:

$$C_{\text{tran},y} = \sum_{j \in \{S,G\}} \sum_{k \in \{S,G\}} \left\{ \sum_{d \in D} [(C_{\text{insta},d,j,k} \times B_{d,j,k,y} \times b_{d,j,k,y} + C_{\text{tran,pip},j,k} \times t_{j,k,y}) \times x_{j,k}] + (C_{\text{insta,tru},j,k} \times B_{j,k,tru,y} \times b_{d,j,k,y} + C_{\text{tran,tru},j,k} \times t_{j,k,y} \times x_{j,k}) \right\} \quad (3)$$

式中, G 为封存点集合; D 为管道直径集合; $x_{j,k}$ 为节点 j 到节点 k 的空间距离, 单位为 km; $t_{j,k,y}$ 代表 y 年从节点 j 到节点 k 的锁定 CO₂ 流量, 单位为 t; $C_{\text{tran,pip},j,k}$ 为节点 j 到节点 k 的管道运输的单位资本支出, 单位为 \$/km; $C_{\text{insta,tru},j,k}$ 为节点 j 到节点 k 的罐车运输的单位资本支出, 单位为 \$; $C_{\text{tran,pip},j,k}$ 和 $C_{\text{tran,tru},j,k}$ 分别为节点 j 到节点 k 的管道运输和罐车运输的单位运营维护成本, 单位为 \$/(km·tCO₂); $B_{d,j,k,y}$ 为二元参数, 表示 y 年之前是否已建设从节点 j 到节点 k 、直径为 d 的管道; $B_{j,k,tru,y}$ 为二元参数, 表示 y 年之前是否已部署节点 j 到节点 k 的罐车运输路

线; $b_{d,j,k,y}$ 为二元参数, 表示是否采用从节点 j 到节点 k 、直径为 d 的管道, 且该管道将在 y 年及之后投入使用。

CO₂ 封存成本由注入井建设的资本支出、CO₂ 封存的运营维护成本和 CO₂-EOR 产生的经济效益 3 部分决定, 具体计算公式如下:

$$C_{\text{stor},y} = \sum_{l \in G} [C_{\text{well},l} \times F_{l,y} \times f_{l,y} + d_{l,y} \times (C_{\text{inj}} - P_{\text{EOR},y} \times E_l)] \quad (4)$$

式中, $d_{l,y}$ 表示 y 年之后在注入点 l 封存的 CO₂ 总量, 单位为 t; $C_{\text{well},l}$ 为该注入井 l 建设的单位资本支出, 单位为 \$; C_{inj} 为碳封存的单位运营维护成本, 单位为

表3 重点工业行业产品的单位价格

Table 3 Unit price of products in key industrial sectors

行业	产品价格	单位	数据来源
火电	0.452	元/kWh	https://www.carbonbrief.org/guest-post-chinas-capacity-payments-boosted-coal-plant-revenue-by-up-to-8/utm_source=chatgpt.com
钢铁	3700	元/t	https://gc.mysteel.com (2025年10月获取)
水泥	419	元/t	https://m.ccement.com/price (2025年10月获取)

$\$/\text{tCO}_2$; $F_{l,y}$ 为二元参数, 表示 y 年之前是否已建设注入井 l ; $f_{l,y}$ 为二元参数, 表示 y 年及以后是否使用注入井 l ; E_l 为二元参数, 表示封存点 l 是否可认定为潜在 CO_2 -EOR站点; $P_{\text{EOR},y}$ 为 y 年的单位 CO_2 封存产生的 CO_2 -EOR收益, 单位为 $\$/\text{tCO}_2$, 具体计算公式如下:

$$P_{\text{EOR},y} = (P_{\text{oil},y} - C_{\text{oil}}) \times \frac{1}{t} \times k \quad (5)$$

式中, $P_{\text{oil},y}$ 代表 y 年的原油市场价格, 单位为 $\$/\text{桶}$; C_{oil} 代表原油生产单位成本, 单位为 $\$/\text{桶}$; $(P_{\text{oil},y} - C_{\text{oil}})$ 为单位 CO_2 -EOR收益, 定义为单位原油产量的净 CO_2 强化采油收益, 单位为 $\$/\text{桶}$; t 为 CO_2 换油率, 单位为 tCO_2/t ; k 为换算系数, 单位为 $\text{桶}/\text{t}$ 。具体参数取值见表4。

表4 CO_2 封存资本支出、运营维护成本和EOR收益的相关参数

Table 4 Parameters related to CO_2 storage capital expenditure, operational costs, and EOR revenue

参数	定义	成本	单位
C_{well}	注入井建设的单位资本支出初始值	1600000	\$
C_{inj}	碳封存的单位运营成本初始值	9.6	$\$/\text{tCO}_2$
t	CO_2 换油率	3.18	tCO_2/t
k	吨与桶的换算系数	7.33	桶/t
C_{oil}	原油生产单位成本	25	$\$/\text{桶}$

1.1.4 源-汇匹配约束条件

(1) 捕集量约束

该模型假设中国 CO_2 排放量与全球碳减排趋势保持一致, 即2020—2050年线性下降并于2050年实现净零排放。该假设并非直接拟合碳中和目标, 而是基于全球综合评估模型(Integrated Assessment Model, IAM)来表征全球碳约束条件下实现碳中和所需的技术强度。本文设定的2050年净零路径可视为一种前瞻性技术可行情景, 用于评估中国重点工业行业在更严格碳约束条件下为实现深度减排而对CCUS部署产生的需求。

碳约束情景基于共享社会经济路径2(Shared Socioeconomic Pathway 2, SSP2)的约束而设计, 这也是综合评估建模研究中广泛采用的基准路径^[44-45]。

本文使用全球变化评估模型(Global Change Assessment Model, GCAM)-中国版本模拟未来火力发电量(包括燃煤和燃气电厂)、长流程炼钢(包括高炉-转炉路线)和水泥产量等参数。本文通过线性插值将10年时间步长的时间精度数据细化为年度序列数据, 并基于2020年的全球基础设施排放数据库和多尺度排放清单模型结果对以上行业的碳排放轨迹进行校准, 将该结果作为模拟未来能源基础设施退役、新建和未配备捕集设施时在役能源基础设施的 CO_2 排放量。CCUS的部署率定义为配备CCUS技术的生产量占该部门总产出的比例。结合CCUS部署率与部门层面未减排的排放量, 估算获得各部门 CO_2 捕集需求和主要行业的总捕集需求; 将重点工业行业的捕集需求用于驱动源汇匹配模型和CCUS改造算法, 通过这一过程生成面向多行业共享管网的CCUS精细化部署路径。碳封存要求由碳排放锁定效应和行业CCUS捕集率共同确定, 如式(6)、式(7)所示:

$$\text{Constrain}_y = \sum_{i \in S} (\text{Commitment}_{i,y} \times \text{DepRate}_{\text{sec}_i,y} \times 0.9) \quad (6)$$

$$\sum_{i \in S} (\text{Commitment}_{i,y} \times 0.9 \times a_{i,y}) \geq \text{Constrain}_y \quad (7)$$

式中, sec_i 为工厂 i 所属行业(电力、钢铁或水泥); $\text{DepRate}_{\text{sec}_i,y}$ 为从IAM中获取的工厂 i 所属重点工业行业 y 年的CCUS部署率; Constrain_y 为 y 年所有CCUS改造工厂预计可实现的 CO_2 捕集量, 单位为 t ; 0.9为捕集效率, 参考文献^[18,24,46]设定; $a_{i,y}$ 为二元参数, 表示设施 i 是否会在 y 年及之后参与二氧化碳捕集。

本文基于计算限制、安全考虑和土地占用等因素, 假设每条运输路线最多采用一种运输方式^[18,47-48], 且每条运输路线中的 CO_2 流量不得超过所选管道的最大流量。

$$\sum_{d \in D} b_{j,k,d,y} + b_{j,k,\text{tru},y} \leq 1, \quad (8)$$

$$j \in \{S, G\}, k \in \{S, G\}$$

$$0 \leq t_{j,k,y} \leq \sum_{d \in D} (b_{j,k,d,y} \times FL_d) + b_{j,k,\text{tru},y} \times \quad (9)$$

$$FL_{\text{tru}}, j \in \{S, G\}, k \in \{S, G\}$$

式中, $b_{j,k,d,y}$ 为二元参数, 表示 y 年及以后是否使用从节点 j 到节点 k 直径为 d 的管道; $b_{j,k,\text{tru},y}$ 为二元参

数,表示 y 年及以后是否部署从节点 j 到节点 k 的罐车; $t_{j,k,y}$ 表示 y 年之后从节点 j 到节点 k 的 CO_2 流量; FL_d 表示直径为 d 的管道的最大流量; FL_{tru} 代表罐车运输的最大流量限制估算值。

(2) 水资源约束

碳捕集技术是一种高耗水技术,其溶剂再生过程需消耗大量蒸汽及工艺用水^[49-50]。在水资源较为短缺的区域,CCUS技术不仅可能进一步增加当地用水压力,而且可能引发气候治理与资源安全之间的冲突。因此,本文将水资源承载力作为约束条件之一,设定捕集水强度为 $1.4\text{m}^3/\text{tCO}_2$,该值为多种捕集技术的平均水平^[49]。网格尺度的年度水资源利用数据通过欧洲中期天气预报中心第五代全球气候再分析数据集^①中的径流数据及既有文献进行估算^[51],总用水需求参考PCR-GLOBWB 2模型^[52]。本文基于上述数据集进一步计算逐网格尺度的水资源稀缺指数(Water Stress Indicators, WSI),定义为总用水需求与可用可再生水资源量的比值^[53]。 $\text{WSI}>0.8$ 表示区域处于极高水压力状态^[54-55]。为避免CCUS部署进一步加剧当地水资源压力并保证CCUS布局与当地水资源条件相匹配,本文假定对当前WSI已超过0.8的网格单元和若捕集设施新增用水需求将使WSI突破0.8的网格单位禁止部署CCUS设备。

(3) 土地资源约束

CCUS项目在实施过程中需占用土地,因此其选址直接影响项目的可行性与社会接受度。本文在源-汇匹配模型设计中加入土地资源约束以控制环境风险并提升项目可操作性^[56];通过构建覆盖捕集设施与封存场地潜在位置的高分辨率空间掩膜,来排除自然保护区等禁限建设区域。该掩膜基于LandScan项目^[57]提供的空间分辨率约为 $1\text{km}\times 1\text{km}$ 的人口分布数据和自然保护区数据设定^[58],排除了人口密度超过区域内90百分位的区域、城市范围和自然保护区。

1.2 能源基础设施技术演替

重点工业行业能源基础设施的更新换代(淘汰与新建),将改变中国能源基础设施现状与地理分布格局,进而对CCUS部署产生影响。本文基于重点工

业行业的技术特征,按年度模拟各工业设施的运行状态并追踪其使用寿命。本文以中国火电发电量(含燃煤、燃气和燃油发电)、炼铁产量和水泥产量预测结果为约束条件,利用GCAM预测火力发电(包括燃煤、燃气发电等子行业)、主要炼钢厂的钢铁生产(包括高炉炼铁等子行业)和水泥生产的未来发展轨迹,以10年为间隔提供输出结果,通过线性插值进一步获得年度发展轨迹,根据2020年的GID平台数据对发展轨迹进行修正。每个部门的CCUS部署比重被应用于预测部门未减排排放量,以估算该部门下一阶段的捕集需求。由此产生的部门捕集需求被汇总为重点工业行业的总捕集需求,持续驱动源-汇匹配模型和CCUS改造算法运行。

淘汰算法会将截至2020年已运行40年以上的工业设施在2020—2030年逐步均匀淘汰。模型会依据在役工厂的装机容量与年利用小时数,计算现有能源基础设施可提供的发电量或工业产量。若现有工厂的产能无法满足该地区的能源或工业需求,则新建采用先进技术的工厂以填补供应缺口;若现有工厂产能过剩,则调整现有工厂的容量因子。这样的设定可以实现供需平衡。新建工厂的选址通过在区域内已退役工厂的地点集合中随机抽样确定,该方法的设计遵循以下两点原则:1)假设新产能优先布局于已具备基础设施的区域,以降低建设与运营成本,这一原则可以将选址池限定在退役厂址;2)通过这种抽样方式,在简化建模决策流程的同时,可以确保新建工厂的分布与既定的能源及工业需求分布相匹配。未来的工厂群构成由特定设施的发电量或产量预测结果决定,如水泥厂的转型受水泥产量预测约束,因此“将燃煤电厂转向其他低碳能源”等其他转型决策不在本文讨论范围内。

本文通过预测设施的发电量、工业产量和年度利用率等参数模拟了当前现有设施和新设施的 CO_2 排放。模型设定现有设施能源效率和年度利用小时数保持不变。现有火电机组未减排量直接由年度利用小时数变化率计算。对于新建能源基础设施,本文采用GID平台中的平均排放因子,并假设每种设施类型均具有目前最先进的能源效率。例如,水泥行业

① <https://cds.climate.copernicus.eu/datasets/reanalysis-era5-single-levels?tab=overview>。

配备预热器与预分解炉的干法窑，根据产量、能源效率和排放因子估算锁定CO₂排放量。

1.3 CCUS改造算法

本文采用逐年动态变化的CCUS改造算法来模拟中国重点工业行业的CCUS转型路径^[10]。本文基于每种策略下的不同行业能源基础设施淘汰和新建情况及每10年区间（即2020—2030年、2030—2040年、2040—2050年）的静态可共享CCUS网络，估算了各个设施的CCUS部署单位排放量的成本。CCUS改造算法会根据各设施的锁定CO₂排放量，在特定年份按特定优先级策略筛选并改造相应数量的能源基础设施，以满足区域捕集需求。在成本策略下，CCUS部署单位锁定CO₂排放量成本较低的工厂会被优先改造以节约成本。

CCUS虽具备深度减排潜力，但其能效损失与能源回弹风险不容忽视^[59-60]，因此模型假定所有配备CCUS装置的工厂均可实现0.9的碳捕集效率。由于捕集装置在运行中需消耗额外能源，改造后工厂在捕集前的直接碳排放量将比改造前上升约15%。考虑到CCUS改造涉及较高的初始投资与长期运维成本，为保障其经济可行性并覆盖投资回收周期，模型设定经改造的工厂运行年限可延长15年^[46,61]，以期在全生命周期内平衡改造成本和减排效益。

1.4 靶向策略设计

本文围绕重点工业行业的技术结构、排放特征和经济属性设计了4类CCUS部署路径，分别为成本靶向策略、年龄优先策略、排放优先策略和剩余资产优先策略。其中，成本靶向策略以多行业共享管网为依托，通过分阶段源-汇匹配优化部署，筛选并改造单位部署成本最低的能源基础设施来实现整体累计单位减排成本最小化。已有研究常将设施的年龄、排放水平和剩余资产价值用于脱碳路径分析，这3个参数是制定改造顺序的关键参考。因此，另外3种策略侧重于模拟现实中“上大压小”“以新代旧”和“产能置换”等典型能源转型政策模式，分别从设施运行年限、排放强度和剩余资产价值方面设定改造优先级策略，旨在反映不同政策导向与行业实际中可能采取的差异化部署逻辑^[3,23,25,28,62-64]。

（1）年龄优先策略：按设施投运年限升序排序（由新到旧），确定改造工厂集合，依次累计碳排放量，当累计碳排放量达到区域CCUS捕集需求的1.3倍时停止筛选。在源-汇匹配完成后，算法按此顺序从新设施开始模拟改造路径。

（2）排放优先策略：以年度排放量为核心指标，按降序排列各行业设施并逐步累计碳排放量。当累计碳排放量达到区域CCUS捕集需求的1.3倍时停止筛选，确定需改造的设施集合。在源-汇匹配完成后，算法优先对碳排放量最高的工厂实施改造模拟。

（3）剩余资产优先策略：对各区域设施按剩余资产价值排序并累计锁定排放量，优先选择剩余资产更大的设施，当累计碳排放量达到区域CCUS捕集需求的1.3倍时停止筛选。通过源-汇匹配确定需进行碳捕集改造的具体设施，CCUS改造算法将基于剩余资产排序（从剩余资产最高的设施开始）模拟重点工业行业的CCUS转型路径。剩余资产估算方法如下：

$$RA_{i,y} = OCC_s \times C_i \times \frac{(LT - Age_{i,y})}{LT} \quad (10)$$

式中， $RA_{i,y}$ 为机组*i*在*y*年的剩余资产； OCC_s 为部门*s*的资本成本，火电行业的单位为\$/MW，钢铁和水泥行业的单位为\$/Mt； C_i 为机组*i*的装机容量； LT 为能源基础设施的平均寿命，假设为40年； $Age_{i,y}$ 为机组*i*在年份*y*的运行年限。

2 结果与讨论

2.1 重点工业行业能源基础设施级源-汇部署特征

中国重点工业行业中的火电、钢铁和水泥等能源基础设施，在空间分布、排放结构和技术特征上呈现出部分共性规律。从空间分布来看，火电与钢铁产能高度集中于华北与华东地区，水泥产能则主要分布在华东、华南和华中地区，区域集聚现象十分明显。从排放强度与设施年龄的关系来看，高碳排放的能源基础设施几乎存在于所有运行阶段：在投运不足10年的新建设施、运行10~30年的中年机组和服役超过30年的老旧工厂中，均可见年排放量超过1200kt的高排放源。这一现象表明，高碳排放并非单纯源自设施老化，一些新建的大型装置由于产

能庞大、运行时间长，同样构成显著排放主体。重点工业行业内部在排放规模方面存在显著异质性，不同设施的CO₂年排放量从不足300kt到超过1800kt不等，反映出企业在产能配置、技术路线和能源效率方面存在巨大差异。重点工业行业能源基础设施技术属性与源-汇匹配之间存在严重的空间错配特征。

图2(a)以散点图形式呈现了各工厂的运行年限与到最近潜在碳汇距离之间的关系。图中每个点代表一座独立的工厂，径向距离越大，说明工厂到达碳汇的距离越远。当前，在能源设施转型过程中，“上大压小”和“产能置换”已成为推动火电、钢铁和水泥行业降碳的重要政策手段。根据该政策导向，规模较大、排放强度较低但总排放量高、资产价值较高的工厂往往被优先考虑通过CCUS技术进行脱碳改造实现延寿运行；而规模较小、排放强度较高、资产价值较低的工厂则更容易被列入淘汰名单。原因主要在于运行年限不足15年的设施若提前退役，将面临较高的资产搁浅风险，通过低碳改造延长使用寿命在经济和政策层面更具可行性。值得注意的是，年轻工厂（运行年限≤15年）占全部设施的比例高达72%，但其中仅13%的工厂位于潜在碳汇20km范围内，这部分工厂仅贡献约8%的总排放量。这一现象说明，在中国重点工业行业的新建设施布局中，与碳封存资源的空间匹配仍未得到充分考虑，未来在推进CCUS部署时，部分设施可能面临较高的管道运输与基础设施建设成本。如果转型决策仅依

据设施年龄，可能会错过系统性低成本脱碳的机会。

图2(b)进一步展示了不同运行年限区间内，碳排放源-汇距离较近(≤20km)的火电厂、钢铁厂和水泥厂对行业排放的贡献比例。结果显示，三大重点工业行业的年轻工厂对源-汇距离较近工厂的排放贡献更为突出；在运行年限超过15年的工厂中，排放占比会随工厂年龄的增长呈递减趋势。但是从不同类型工厂的贡献来看，不同行业在年轻年龄段的贡献特征存在差异。具体而言，对于寿命在0~15年的年轻工厂，源-汇距离较近的工厂排放贡献占比较高。其中，0~5年内新建的火电厂导致的排放占主导地位，钢铁厂与水泥厂占比相对有限；在5~10年与10~15年寿命区间内，火电厂仍为排放贡献主体，但钢铁厂、水泥厂的排放贡献占比逐步提升；对于服役15年以上的老旧工厂而言，源-汇距离较近的各类工厂排放贡献占比均持续降低。以上结果说明，若不考虑空间因素，仅依靠产能规模或工厂年龄等技术指标，并不足以支撑CCUS部署路径设计的可靠性和合理性。

2.2 重点工业行业CCUS靶向部署路径

图3对比了成本靶向、年龄优先、排放优先和剩余资产优先4种策略下的CCUS单位累计部署成本演变路径。总体来看，成本靶向策略在经济性方面早期明显优于其他3种方案。该策略在2020—2030年可使CCUS单位累计部署成本相对其他3种策略至少低

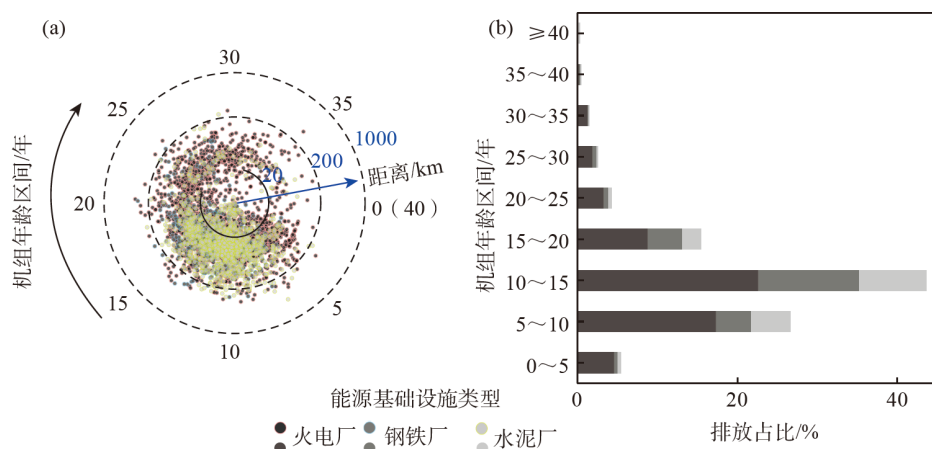


图2 重点工业行业能源基础设施的工厂年龄与到潜在碳汇最短距离匹配情况

Fig.2 Mismatch between plant age and the shortest distance to potential sinks for energy infrastructure in key industrial sectors

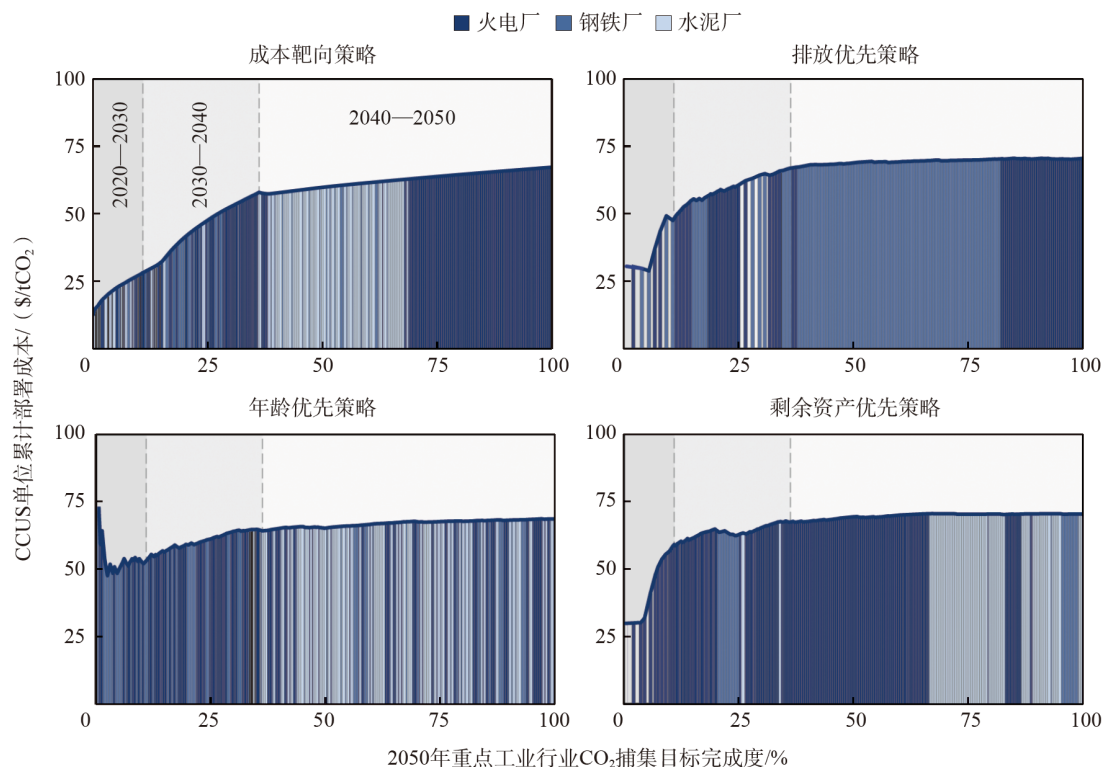


图3 不同策略下CCUS部署的低成本机会

Fig.3 Low-cost opportunities for CCUS deployment under different strategies

19.2\$/tCO₂。进入2030—2040年后，这一优势有所缩小，成本靶向策略和年龄优先策略之间的单位累计部署差异只有6.3\$/tCO₂。到2050年，这一优势进一步缩小，导致成本靶向策略与其他策略的CCUS单位累计部署成本趋同。其中，成本靶向策略到2050年的单位累计部署成本达到67.3\$/tCO₂。这一成本水平将给CCUS大规模推广带来经济挑战：因为按照SSP2情景测算，2020—2050年的CCUS累计部署成本将占同期国内生产总值的0.14%。

本文进一步关注了成本变化轨迹。成本靶向策略在2020—2030年的单位部署成本保持在13~30\$/tCO₂；但在后期，其单位累计成本水平与排放优先策略、剩余资产优先策略基本持平。这种阶段性优势主要受到两方面影响：对临近设计寿命的机组实施改造延长了运行年限并实现了成本分摊；优先选择距离封存点较近的老旧小型设施有效降低了运输开支。相比之下，随着捕集规模的扩大，排放优先策略和剩余资产优先策略的成本总体呈上升趋势。但在2040年后，规模效应使得以上两种策略的单位累计

部署成本保持相对稳态。年龄优先策略的成本变化趋势较为特殊：在部署初期其单位成本最高；但在2020—2030年，随着CCUS覆盖范围的扩大，单位累计部署成本明显下降，一度降至约50\$/tCO₂；随后开始缓速增长。虽然到2050年，其成本水平仍低于启动初期且与其他策略差距不大，但早期的高投入阶段可能对项目资金造成一定压力。

为深入分析不同优先级策略下三大重点工业行业随时间推移的比例变化，图4展示了2030、2040和2050年3个关键时间节点的CCUS部署在三大重点工业行业中的调整进程。可以看出，在成本靶向策略下，2030年，对钢铁行业进行CCUS改造是中国重点工业行业CCUS部署政策的关注重点，占比接近50%；火电和水泥行业的占比相对有限，各自约占25%。随着时间推移，钢铁行业的改造占比逐步下降，而火电行业因其在重点工业行业总碳排放中占比较高，其参与度持续上升。2050年，火电行业的占比甚至突破50%，成为中国重点工业行业CCUS部署的主要行业。

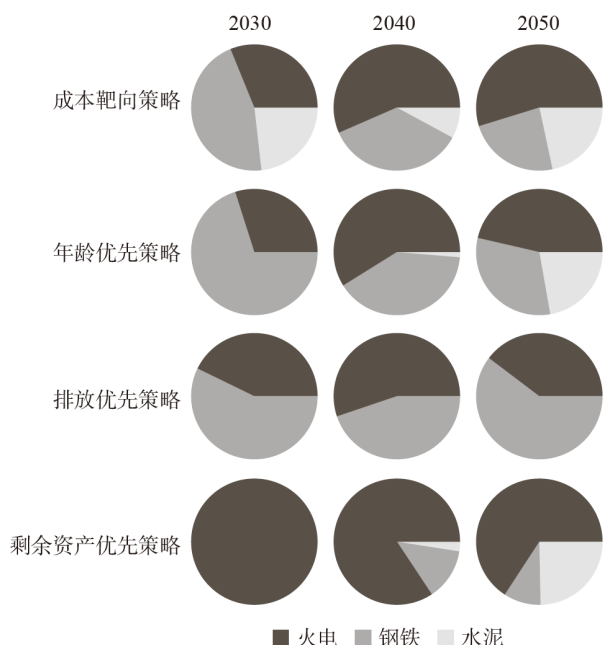


图4 不同策略下CCUS所捕集CO₂的行业分布

Fig.4 Sectoral distribution of CO₂ captured by CCUS under different strategies

年龄优先策略下的行业部署特征有所差异。早期CCUS部署聚焦于钢铁行业，中期逐步纳入火电行业。虽然从长期来看，三大行业的分布特征和成本靶向策略下的相似，但是水泥行业在早期和中期的占比较小，需要在后期进行大规模部署。具体而言，2030年，钢铁行业和火电行业在CCUS部署领域占据绝对主导地位，占比分别为75%和25%，水泥行业几乎没有工厂被纳入CCUS改造部署范围；2040年，火电行业占比超过钢铁行业，成为中期CCUS部署的重点行业；2050年，三大行业的占比逐步趋近于成本靶向策略下的占比，形成相对均衡的参与格局。

排放优先策略和剩余资产优先策略均存在三大行业部署占比分布不均的问题。在排放优先策略的驱动作用下，CCUS部署会完全倾向于钢铁和火电行业，最终导致在2020—2050年内缺少对水泥行业的CCUS部署，无法完成深度脱碳。由于火电行业的能源基础设施普遍较为年轻且钢铁和水泥行业面临着“严禁新增水泥熟料”和“严禁新增钢铁产能”的政策要求，在剩余资产优先策略作用下，火电行业的CCUS部署改造长期占据主导地位，在2030年其份额接近100%；2050年，虽然钢铁厂和水泥厂的份额有

所提升，但是近25%的CCUS设备仍属于火电行业。因此，排放优先策略和剩余资产优先策略导致的行业不均部署可能使部分行业无法深度脱碳，从而阻碍碳中和目标的顺利实现。总体而言，成本靶向策略更有利于平衡CCUS技术在各行业中的普及推广。

2.3 重点工业行业设施级的低成本部署机遇

考虑到4种策略的单位累计部署成本差异在后期会逐渐收窄，其低成本部署差异主要体现在早期阶段，即2020—2030年。本文进一步分析了2020—2030年不同优先策略下已进行CCUS改造设施的技术属性特征，如图5所示。结果表明，不同策略驱动下已进行CCUS改造设施的技术属性分布特征差异明显。其中，成本靶向策略能够使在其他策略下优先级较低的小型能源设施率先以较低单位成本完成CCUS改造部署。成本靶向策略下已改造设施的单位成本总体比排放优先策略、年龄优先策略和剩余资产优先策略下的CCUS单位成本总体低约2/3，其平均成本和成本中位数均在25\$/tCO₂左右，而其他3种策略下改造设施的平均单位成本均超过50\$/tCO₂。其中，排放优先策略和剩余资产优先策略下的单位成本中位数甚至接近75\$/tCO₂，部分已改造设施的单位成本甚至高达80\$/tCO₂。

从已参与改造的工厂设施年龄来看，在成本靶向策略下，2030年前进行CCUS改造的设施年龄的中位数将达到13.9年，但是各个已改造设施的年龄分布较为分散（1~23年）。这一结果表明，成本靶向策略导向的CCUS部署规划路径与中国目前的转型决策存在一定差异：已有政策和技术升级往往更倾向于通过“上大压小”“产能置换”等措施淘汰“老旧小”工厂以实现节能降碳。这种既往决策偏好可能会导致CCUS部署方案遗漏某些具备改造成本优势的工厂，如运输距离更短或CO₂驱油潜力更大但是年龄较大的能源基础设施。

年排放水平较高且资产搁浅风险较大的能源基础设施不是2030年前进行CCUS改造的首选目标。从单一工厂年排放量来看，在成本靶向策略下，单厂年排放量均低于0.5Mt，其中位数和平均值均不足0.2Mt，明显低于其他策略。该结果说明，在成本靶

向策略下, 2030年前被优先进行CCUS改造的工厂多为年排放量较小的小型工厂。相较而言, 年龄优先策略和剩余资产优先策略则更加倾向于改造年度排放量较大的大型工厂。从已进行CCUS改造的设施的剩余资产来看, 成本靶向策略下, 到2030年改造设施的剩余资产中位数仅为1亿美元左右, 而其他路径下该指标高达20亿~85亿美元。从运输距离来看, 成本导向策略在2030年前优先改造的工厂运输距离均小于200km, 其运输距离的中位数和平均值甚至仅为100km, 而其他策略下的运输距离较为分散或者平均运输距离较大。另外, 从不同封存方式的封存比重来看, 成本导向策略优先改造的小型设施更能有

效对接潜在的CO₂驱油封存场地; 相反, 某些排放量较高的大型设施, 可能超出场地的封存能力, 导致潜在投资过度, 进而降低其CO₂驱油部署的可行性。

关键成本参数波动会影响2030年重点工业行业的CCUS单位部署成本(图6)。考虑到成本参数本身存在较大的不确定性且不同策略在早期阶段的成本差异较为突出, 本文选取单位捕集成本、运输成本和驱油效益3个要素进行不确定性分析, 说明以上因素波动对总体成本的影响。结果表明, CCUS部署成本对捕获成本与驱油效益的敏感程度显著高于运输成本。当单位捕获成本上升50%时, 全国范围内绝大多数工厂的CCUS单位部署成本将提高近100%; 而同

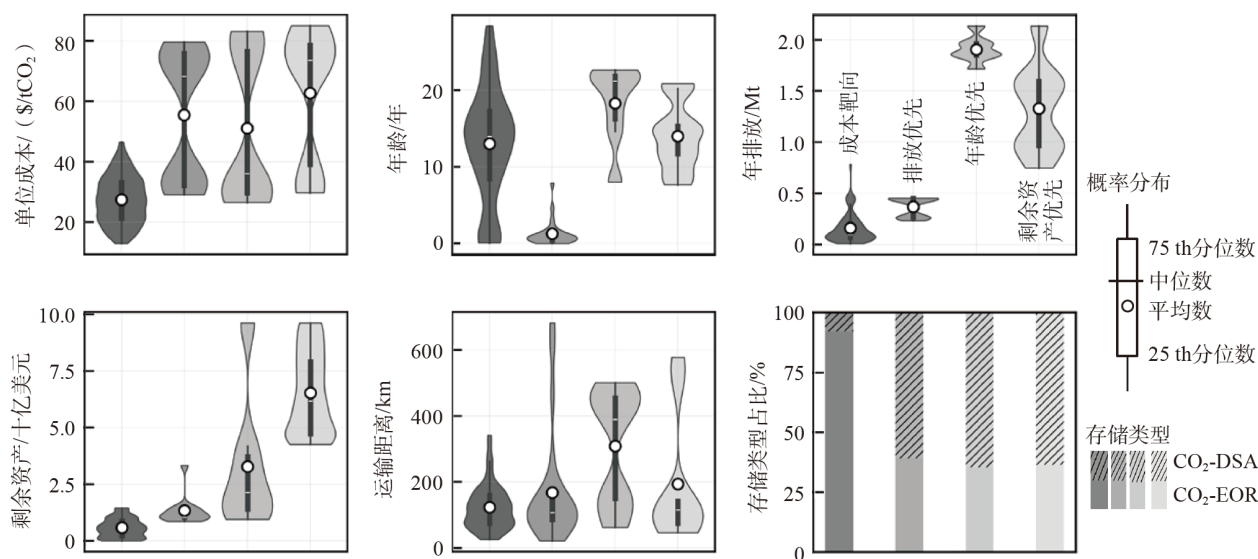


图5 2030年不同部署策略下设施级CCUS改造相关技术属性

Fig.5 Technical attributes related to facility-level CCUS retrofitting under different deployment strategies in 2030

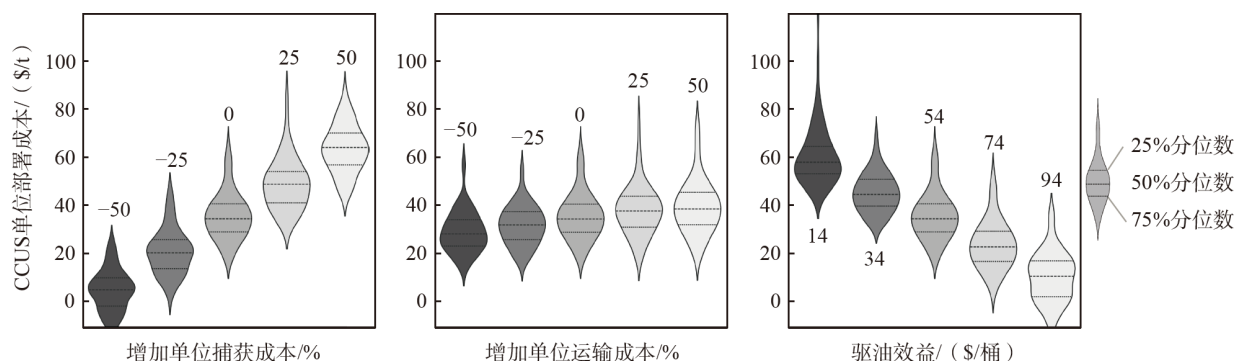


图6 2030年基于多成本因素敏感性分析的设施级CCUS单位投入成本概率密度分布

Fig.6 Probability density distribution of facility-level unit committed costs of CCUS deployment in 2030 under multi-cost-factor sensitivity analysis

比例的运输成本增加对多数设施的影响相对有限。造成这一差异的主要原因在于，捕获环节仍在CCUS全链条成本构成中占据主导地位。虽然总体成本分布格局随运输成本上升的变化不大，但密度峰值出现明显下降且分布区间也向高成本方向略微偏移。这一现象说明，若长距离运输至驱油注入点的经济性下降，直接地质封存的技术应用比例将会相应增加。驱油效益的定价机制同样会显著影响CCUS的总体成本和单厂经济性。当单位驱油效益由54\$/桶提高至94\$/桶时，单位部署成本明显下降。需要指出的是，由于地质封存资源的空间分布差异较大，驱油效益价格可降低平均成本，但对不同工厂间成本差异的平抑作用仍然有限，难以彻底消除其空间异质性。

3 结果与讨论

为应对重点工业行业深度脱碳的迫切需求，本文构建了一套更加符合中国能源基础设施实际情况的CCUS路径部署与优化模型，系统评估了火电、钢铁和水泥行业在捕集、运输与封存环节的改造成本与潜力，总结出3项代表性特征：①产能在空间分布方面呈现显著的区域集聚性；②不同年龄阶段的设施均存在高排放源；③排放源与可利用封存点之间普遍存在空间错位。通过对现有产能和新增项目进行动态模拟，本文发现一些在传统部署路径中常被忽视的设施（如规模较小或运行年限较长的机组）在经济性上反而表现出较高的改造潜力。这类工厂通常靠近封存点或具备良好的地层匹配条件，从而能在系统层面上有效降低总成本。进一步的情景分析结果表明，若能够跨行业共建CO₂输送网络，系统的整体降本潜力将显著高于单一行业独立部署情景下的降本潜力。总体而言，从系统角度进行统一规划比各行业各自推进更有助于形成低成本、具备可操作性的CCUS发展路径。

本文通过梳理重点工业行业的能源基础设施，发现其具有集中布局、排放差异明显和源-汇错配突出的特征。这些结构特征导致CCUS部署系统中的排放源与封存地出现明显的空间错配。若延续以“上大压小”和“产能置换”为主导的传统转型思路，CCUS源-汇匹配成本可能持续攀升，从而影响商业

化推广进程。新建产能的选址决策若没有充分考虑碳汇分布，将进一步加剧系统整体的匹配难度。

根据以上研究结果，本文建议将碳汇可达性纳入考虑区域产业布局的硬性约束条件中，引导新产能优先落地于碳汇丰富、能源需求集中的地区。在设施改造方面，建议依据工厂年龄结构实施差异化策略：新建及年轻设施应该预留CCUS接口并采用前瞻性设计；处于服役中的骨干设施宜在设备更新中同步推进CCUS改造；而接近退役的老旧设施则可通过碳市场等灵活机制实现减排义务，以避免形成新的沉没成本。结果表明，成本靶向策略在早期的经济性较好，但到2050年单位累计部署成本预计将达到67.3\$/tCO₂。高成本会使得CCUS改造在中长期面临成本增速过快的压力。单一行业均衡路径有助于缓解部分行业转型滞后，却难以有效应对系统性成本风险。为此，本文提出“成本优化+行业协同”的策略体系：重点攻关低成本捕集材料与高效注入技术；推动跨行业共建CO₂管网与封存设施，通过规模效应降低成本并积极探索CO₂驱油等收益型封存模式。

与现有CCUS部署研究相比^[9,65-69]，本文的建模框架在跨部门协同部署的实践性与成本效益量化精度方面有明显进展，在建模中突破了以往依托排放集群的静态布局思路，转而采用逐厂级别的部署策略。这一方法能够结合单个设施的技术水平和空间位置，因地制宜地制定转型路径，更细致地刻画长期成本、收益和动态结构之间的相互作用。通过这种“自下而上”的结合方式，本文揭示了区域与设施层面成本差异的形成机制，也避免了“一刀切”方案可能带来的额外经济负担^[9,19,65]。进一步分析表明，优化机组配置与地理布局可以显著减少重复投资并提升全链条效率。这一发现说明，不同行业之间的协调合作至关重要。火电、钢铁、水泥和油气行业若能在基础设施、投融资和运营环节实现联合规划，将更容易发挥跨行业共建管网的规模效应，为能源密集型部门的绿色转型提供更具现实性的参考路径。

本文仍存在一定不确定性与局限性。当前建模框架对外部预测数据的依赖性较强，特别是基于GCAM对中国各行业未来产能及CCUS减排潜力进行

预测,可能难以捕捉早期CCUS规模化部署中面临的现实障碍。由于数据获取受限,部分潜在行业尚未被纳入模型,削弱了路径分析的完整性。模型假设新增设施原址替代退役产能,但实际选址受供应链、可再生能源接入、资源禀赋、社区接受度和地方政策等多因素影响,在模型中难以呈现和量化^[2,66,70]。另一项重要假设为封存资源可即时开发利用,这忽略了项目审批周期、社会接受度、融资机制和监管政策等现实约束,可能导致对部署进度的预估略显乐观。

总体而言,重点工业行业脱碳本质上是一项涉及技术、经济和政策多维度的系统工程,仅依靠设施层面的技术属性或改造成本难以全面把握其复杂性。现实改造过程中,CCUS技术还面临投资周期长、政策不确定性高、收益模式不清晰和产业链协同不足等问题,而大规模建模在量化这些复杂因素时存在固有局限,因此研究结果需谨慎解读。未来需通过更细化的数据采集和多维度评估,更准确地刻画不同区域和行业的转型路径差异。尽管模型仍有改进空间,但是该方法学框架展现出较强的迁移应用潜力,可扩展至其他高度依赖空间优化布局的低碳技术场景,如可再生能源设施选址、跨区域绿电消纳系统构建等。

参考文献

- [1] Tong D, Zhang Q, Zheng Y X, et al. Committed emissions from existing energy infrastructure jeopardize 1.5 °C climate target[J]. *Nature*, 2019, 572(7769): 373–377.
- [2] Uden S, Socolow R, Greig C. Bridging capital discipline and energy scenarios[J]. *Energy & Environmental Science*, 2022, 15(8): 3114–3118.
- [3] Cui R Y, Hultman N, Cui D Y, et al. A plant-by-plant strategy for high-ambition coal power phaseout in China[J]. *Nature Communications*, 2021, 12(1): 1468.
- [4] Tang H T, Chen W Y, Zhang S, et al. China's multi-sector-shared CCUS networks in a carbon-neutral vision[J]. *iScience*, 2023, 26(4): 106347.
- [5] Bui M, Adjiman C S, Bardow A, et al. Carbon capture and storage (CCS): The way forward[J]. *Energy & Environmental Science*, 2018, 11(5): 1062–1176.
- [6] Helveston J P, He G, Davidson M R. Quantifying the cost savings of global solar photovoltaic supply chains[J]. *Nature*, 2022, 612(7938): 83–87.
- [7] Fan J L, Li Z Z, Huang X, et al. A net-zero emissions strategy for China's power sector using carbon-capture utilization and storage [J]. *Nature Communications*, 2023, 14: 5972.
- [8] Byers E, Krey V, Kriegler E, et al. AR6 scenarios database[DB/OL]. [2025-08-09]. <https://zenodo.org/records/7197970>.
- [9] Kazlou T, Cherp A, Jewell J. Feasible deployment of carbon capture and storage and the requirements of climate targets[J]. *Nature Climate Change*, 2024, 14(10): 1047–1055.
- [10] Yan X Z, Tong D, Davis S J, et al. Cost-competitive plant-by-plant strategy for spatially resolved CCUS deployment toward carbon neutrality in global key industries[J]. *One Earth*, 2025, 8(9): 101378.
- [11] Wang F Y, Wang P T, Wang Q F, et al. Optimization of CCUS source-sink matching for large coal-fired units: A case of North China[J]. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2018, 170(4): 042045.
- [12] Zhang S, Zhuang Y, Tao R, et al. Multi-objective optimization for the deployment of carbon capture utilization and storage supply chain considering economic and environmental performance[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2020, 270: 122481.
- [13] Zhang S, Liu L, Zhang L, et al. An optimization model for carbon capture utilization and storage supply chain: A case study in Northeastern China[J]. *Applied Energy*, 2018, 231: 194–206.
- [14] Zhou D, Li P, Liang X, et al. A long-term strategic plan of off-shore CO₂ transport and storage in northern South China Sea for a low-carbon development in Guangdong Province, China [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2018, 70: 76–87.
- [15] Wang P T, Wei Y M, Yang B, et al. Carbon capture and storage in China's power sector: Optimal planning under the 2 °C constraint [J]. *Applied Energy*, 2020, 263: 114694.
- [16] Fan J L, Xu M, Wei S J, et al. Carbon reduction potential of China's coal-fired power plants based on a CCUS source-sink matching model[J]. *Resources, Conservation and Recycling*, 2021, 168: 105320.
- [17] 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 CCUS[J]. *Energy Policy*, 2022, 165: 112959.
- [18] Fan J L, Fu J, Zhang X, et al. Co-firing plants with retrofitted carbon capture and storage for power-sector emissions mitigation[J]. *Nature Climate Change*, 2023, 13(8): 807–815.
- [19] Wei Y M, Kang J N, Liu L C, et al. A proposed global layout of carbon capture and storage in line with a 2 °C climate target[J]. *Nature Climate Change*, 2021, 11(2): 112–118.
- [20] Jiang K, Ashworth P, Zhang S, et al. China's carbon capture, utilization and storage (CCUS) policy: A critical review[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2020, 119: 109601.
- [21] 张强, 同丹. 中国能源基础设施碳中和转型研究报告[R]. 北京: 清华大学碳中和研究院, 2021.
- [22] 生态环境部环境规划院. 中国二氧化碳捕集利用与封存 (CCUS) 年度报告 (2021): 中国CCUS路径研究[R]. 北

- 京, 2022.
- [23] Lei T Y, Wang D P, Yu X, et al. Global iron and steel plant CO₂ emissions and carbon-neutrality pathways[J]. *Nature*, 2023, 622: 514–520.
- [24] Zhang W R, Zhou Y O, Gong Z, et al. Quantifying stranded assets of the coal-fired power in China under the Paris Agreement target[J]. *Climate Policy*, 2023, 23(1): 11–24.
- [25] Yan X Z, Tong D, Zheng Y X, et al. Cost-effectiveness uncertainty may bias the decision of coal power transitions in China [J]. *Nature Communications*, 2024, 15: 2272.
- [26] Xu R C, Tong D, Davis S J, et al. Plant-by-plant decarbonization strategies for the global steel industry[J]. *Nature Climate Change*, 2023, 13: 1067–1074.
- [27] Qin X, Tong D, Liu F, et al. Global and regional drivers of power plant CO₂ emissions over the last three decades revealed from unit-based database[J]. *Earths Future*, 2022, 10(10): e2022EF002657.
- [28] Tong D, Zhang Q, Davis S J, et al. Targeted emission reductions from global super-polluting power plant units[J]. *Nature Sustainability*, 2018, 1(1): 59–68.
- [29] Chen C H, Xu R C, Tong D, et al. A striking growth of CO₂ emissions from the global cement industry driven by new facilities in emerging countries[J]. *Environmental Research Letters*, 2022, 17 (4): 044007.
- [30] Goodman A, Hakala A, Bromhal G, et al. U.S. DOE methodology for the development of geologic storage potential for carbon dioxide at the national and regional scale[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2011, 5(4): 952–965.
- [31] Baik E, Sanchez D L, Turner P A, et al. Geospatial analysis of near-term potential for carbon-negative bioenergy in the United States[J]. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 2018, 115(13): 3290–3295.
- [32] Hsü K J. *Sedimentary Basins of the World*[M]. Amsterdam: Elsevier, 2024.
- [33] Aminu M D, Ali Nabavi S, Rochelle C A, et al. A review of developments in carbon dioxide storage[J]. *Applied Energy*, 2017, 208: 1389–1419.
- [34] Bachu S. Identification of oil reservoirs suitable for CO₂-EOR and CO₂ storage (CCUS) using reserves databases, with application to Alberta, Canada[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2016, 44: 152–165.
- [35] U.S. Geological Survey World Energy Assessment Team. U.S. Geological Survey World petroleum assessment 2000: Description and results[R]. Denver, 2000.
- [36] Hendriks C, Crijns-Graus W H J, van Bergen F. Global carbon dioxide storage potential and costs[J]. *Energy*, 2004, 29(9): 1–10.
- [37] Li X, Wei N, Liu Y, et al. CO₂ point emission and geological storage capacity in China[J]. *Energy Procedia*, 2009, 1(1): 2793–2800.
- [38] Wu Q, Lin Q, Yang Q, et al. An optimization-based CCUS source-sink matching model for dynamic planning of CCUS clusters[J]. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 2022, 12(4): 433–453.
- [39] Smith E, Morris J, Kheshgi H, et al. The cost of CO₂ transport and storage in global integrated assessment modeling[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2021, 109: 103367.
- [40] Tang H, Zhang S, Chen W. Assessing representative CCUS layouts for China’s power sector toward carbon neutrality[J]. *Environmental Science & Technology*, 2021, 55(16): 11225–11235.
- [41] Dong C, Jiang J, Ye B, et al. LCA-based cost-benefit assessment and carbon footprint accounting of CCUS technologies in China [J]. *Journal of Cleaner Production*, 2015, 486: 144557.
- [42] Shearer C, Tong D, Fofrich R, et al. Committed emissions of the U.S. power sector, 2000–2018[J]. *AGU Advances*, 2020, 1(3): e2020AV000162.
- [43] Ashkanani H E, Wang R, Shi W, et al. Effect of power plant capacity on the CAPEX, OPEX, and LCOC of the CO₂ capture process in pre-combustion applications[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2021, 109: 103371.
- [44] Iyer G, Ou Y, Edmonds J, et al. Ratcheting of climate pledges needed to limit peak global warming[J]. *Nature Climate Change*, 2022, 12(12): 1129–1135.
- [45] Fuhrman J, Clarens A F, McJeon H, et al. The role of negative emissions in meeting China’s 2060 carbon neutrality goal[J]. *Oxford Open Climate Change*, 2021, 1(1): kgab004.
- [46] Zhang X, Wang X W, Chen J J, et al. A novel modeling based real option approach for CCS investment evaluation under multiple uncertainties[J]. *Applied Energy*, 2014, 113: 1059–1067.
- [47] Edwards R W J, Celia M A. Infrastructure to enable deployment of carbon capture, utilization, and storage in the United States[J]. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 2018, 115(38): E8815–E8824.
- [48] 中华人民共和国住房和城乡建设部. 燃气工程项目规范: GB 55009—2021[S]. 北京: 中国建筑工业出版社, 2021.
- [49] Wang Y H, Wen Z G, Xu M, et al. The carbon-energy-water nexus of the carbon capture, utilization, and storage technology deployment schemes: A case study in China’s cement industry [J]. *Applied Energy*, 2024, 362: 122991.
- [50] Xu M, Zhang J Y, Wen Z G, et al. Economic and environmental assessment of plant-level decarbonization in waste-to-energy industry with CCUS technology: Evidence from China[J]. *Applied Energy*, 2025, 381: 125148.
- [51] Yan D H, Zhang X, Qin T L, et al. A data set of distributed global population and water withdrawal from 1960 to 2020[J]. *Scientific Data*, 2022, 9: 640.
- [52] Sutanudjaja E H, van Beek R, Wanders N, et al. PCR-GLOBWB 2: A 5 arcmin global hydrological and water resources model[J]. *Geoscientific Model Development*, 2018, 11(6): 2429–2453.
- [53] Qin Y, Wang Y P, Li S Y, et al. Global assessment of the carbon–water tradeoff of dry cooling for thermal power generation[J].

- Nature Water, 2023, 1(8): 682–693.
- [54] United Nations Environment Programme. Water stress by country[EB/OL]. [2025-08-26]. <https://worldpopulationreview.com/country-rankings/water-stress-by-country>.
- [55] Reig P, Gassert F, Luo T Y, et al. Water stress by country[EB/OL]. (2013-12-12)[2025-08-26]. <https://www.wri.org/data/water-stress-country>.
- [56] Cai B F, Li Q, Liu G Z, et al. Environmental concern-based site screening of carbon dioxide geological storage in China[J]. Scientific Reports, 2017, 7: 7598.
- [57] Oak Ridge National Laboratory. LandScan viewer[DB/OL]. [2025-08-26]. <https://landscan.ornl.gov>.
- [58] UN Environment Programme World Conservation Monitoring Centre. Explore the world's protected areas[EB/OL]. [2025-08-26]. <https://www.protectedplanet.net/en/thematic-areas/wdpa> tab=WDPA.
- [59] Rosa L, Reimer J A, Went M S, et al. Hydrological limits to carbon capture and storage[J]. Nature Sustainability, 2020, 3(8): 658–666.
- [60] European Environment Agency. Carbon capture and storage could also impact air pollution[EB/OL]. (2011-11-17)[2025-08-19]. <https://www.eea.europa.eu/highlights/carbon-capture-and-storage-could>.
- [61] Fan J L, Xu M, Li F Y, et al. Carbon capture and storage (CCS) retrofit potential of coal-fired power plants in China: The technology lock-in and cost optimization perspective[J]. Applied Energy, 2018, 229: 326–334.
- [62] Tong D, Zhang Q, Liu F, et al. Current emissions and future mitigation pathways of coal-fired power plants in China from 2010 to 2030[J]. Environmental Science & Technology, 2018, 52(21): 12905–12914.
- [63] Wang Z, Li H, Zhang B, et al. Unequal residential heating burden caused by combined heat and power phase-out under climate goals[J]. Nature Energy, 2023, 8(8): 881–890.
- [64] Davis S J, Socolow R H. Commitment accounting of CO₂ emissions[J]. Environmental Research Letters, 2014, 9(8): 084018.
- [65] Mac Dowell N, Fennell P S, Shah N, et al. The role of CO₂ capture and utilization in mitigating climate change[J]. Nature Climate Change, 2017, 7(4): 243–249.
- [66] Lane J, Greig C, Garnett A. Uncertain storage prospects create a conundrum for carbon capture and storage ambitions[J]. Nature Climate Change, 2021, 11(11): 925–936.
- [67] Bistline J E T, Blanford G J. Impact of carbon dioxide removal technologies on deep decarbonization of the electric power sector[J]. Nature Communications, 2021, 12: 3732.
- [68] Shindell D, Rogelj J. Preserving carbon dioxide removal to serve critical needs[J]. Nature Climate Change, 2025, 15(4): 452–457.
- [69] DeAngelo J, Azevedo I, Bistline J, et al. Energy systems in scenarios at net-zero CO₂ emissions[J]. Nature Communications, 2021, 12: 6096.
- [70] Greig C, Keto D, Hobart S, et al. Speeding up risk capital allocation to deliver net-zero ambitions[J]. Joule, 2023, 7(2): 239–243.