



中德能源与能效合作

Energiepartnerschaft

DEUTSCHLAND - CHINA

碳捕集利用/封存（CCU/S）助力中国工业转型

本报告在德国联邦经济和气候保护部发起的双边能源伙伴关系框架下编制。



出版说明

发行方

德国国际合作机构

中德能源转型研究项目 (EnTrans)

项目负责人: Markus Wypior

塔园外交办公楼 2-5

北京市朝阳区亮马河南路 14 号

邮编: 100600

北京, 中国

www.energypartnership.cn

作者

Leon Flöer (第一作者), 德国能源署

Martin Albicker, 德国能源署

Sara Hoff, 德国能源署

Leon Podehl, 德国能源署

Tobias Springer (项目牵头人), 科隆大学能源经济研究所

Julian Keutz, 科隆大学能源经济研究所

Stephan Terhorst, 科隆大学能源经济研究所

Maximilian Walde, 科隆大学能源经济研究所

Patricia Wild, 科隆大学能源经济研究所

图片来源

德国联邦经济和气候保护部 (BMWK) /封面与插图

第 5 页: shutterstock/Toa55

第 11 页: shutterstock/chuyuss

第 18 页: shutterstock/Bilanol

第 39 页: shutterstock/3rdtimeluckystudio

第 69 页: shutterstock/Quality Stock Arts

第 74 页: shutterstock/mojo cp

设计与排版

Heimrich & Hannot 有限责任公司

更新时间

2023 年 12 月

本资料页是中德能源转型研究项目 (EnTrans) 的出版物。EnTrans 项目是中德能源与能效合作伙伴的组成部分之一, 项目致力于为中德两国政府和相关能源智库提供政策建议。

EnTrans 的德方执行机构为德国国际合作机构 (GIZ)、德国能源署 (dena)、德国智库 Agora 能源转型论坛; 中方执行机构为电力规划设计总院、中国南方电网能源发展研究院、中国科学院应用生态研究所。

项目管理与协调

刘雪玲, 德国国际合作机构

免责声明

本报告全文受版权保护。截至本研究报告发布前, 德国国际合作机构和相关作者对出版物中所涉及的数据和信息进行了仔细研究与核对, 但不对其中所涉及内容及评论的正确性和完整性做任何形式的保证。本出版物中涉及到的外部网站发行方对其网站相关内容负责, 德国国际合作机构和相关作者不对其内容承担任何责任。本文中的观点陈述不代表委托方的意见。对于图例是否最新、正确或者完整, 以及由其使用造成的任何直接或间接损害, 德国国际合作机构和相关作者概不承担任何责任。

能源合作伙伴



Federal Ministry
for Economic Affairs
and Climate Action

实施机构

giz

Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

合作伙伴

dena
German Energy Agency

目录

执行摘要.....	4
1 引言.....	6
1.1 定义和术语.....	6
1.2 CCU/S 的必要性.....	7
1.3 C 全球、欧盟和德国的碳捕集利用与封存状况.....	8
2 中国的 CCU/S 现状.....	11
2.1 中国 CCU/S 现状.....	11
2.2 政治战略.....	13
2.3 CCU/S 作为减缓选项的预期作用.....	15
3 CCU/S 作为气候减缓选项的作用.....	18
3.1 与其他气候减缓选项的比较.....	18
3.2 水泥水泥行业.....	19
3.3 电力部门.....	22
3.4 钢铁.....	22
3.5 化学工业.....	24
3.6 制氢.....	28
3.7 废弃物生产能源.....	29
3.8 负排放.....	30
4 CCU/S 技术.....	35
4.1 二氧化碳捕集.....	35
4.2 二氧化碳运输与封存.....	45
4.3 二氧化碳利用.....	50
4.4 经济分析.....	52
5 CCU/S 作为气候缓解方案的系统分类.....	62
5.1 方法论.....	62
5.2 评估.....	62
5.3 分类.....	64
6 政策建议.....	67
6.1 碳中和转型背景下提出的基本建议.....	67
6.2 法律调整.....	67
6.3 监管措施.....	68
6.4 经济可行性和筹资.....	69
6.5 开展碳捕集与利用 (CCU).....	70
6.6 碳管理战略.....	71
6.7 CDR / 负排放.....	72
缩略语表.....	73
图片列表.....	76
表格列表.....	77
参考文献.....	78
附录.....	84

执行摘要

1. 碳捕集利用/封存 (CCU/S) 是中国实现气候保护目标的关键技术

多项研究对中国碳捕集利用与封存的预测显示, CCU/S 将成为中国实现气候目标的关键因素。其中一些预测显示, 到 2060 年碳捕集量可达 26 亿吨, 累计减排量中 CCU/S 的贡献率为 8%; 另一些预测估算到 2060 年碳捕集规模每年为 10-26 亿吨。这些预测的共同点是, CCU/S 将在水泥、石灰、化工和钢铁行业以及发电厂等行业应用, 并通过生物质能碳捕集与封存 (BECCS) 和直接空气碳捕集与封存 (DACCS) 技术实现负排放。

近期研究表明, 中国拥有相当大的二氧化碳封存潜力, 近海陆地和近海封存潜力为 1.2-4.1 万亿吨, 完全能够满足中国几个世纪的封存需求。

2. 中国在 CCU/S 法律和监管框架及激励机制方面面临重大挑战。

最重大的挑战之一是缺乏有效的激励机制 (例如合理的碳定价或适当的补贴), 这使得要证明项目的经济可行性并吸引到投资变得相当困难。中国尚未建立一个全面的 CCU/S 监管和标准框架, 项目审批过程中存在不确定性和延迟现象。此外还涉及对潜在环境风险的管理以及监测、报告和核查标准不足的情况。电力部门中 CCU/S 与非化石能源各自的作用也尚需讨论。

二代捕集技术、管道输送技术、地质封存、安全监测技术与装备等核心技术方面也存在差距。

3. 从长远来看, CCU/S 对中国的水泥和石灰行业、废物管理以及负排放领域是必不可少的技术

通过研究, 我们建议: 到 2030 年, 在化工行业、燃煤电厂 (改造)、钢铁行业 (改造)、水泥和石灰生产以及废物管理中推行使用碳捕集与封存 (CCS) 技术; 到 2060 年, 随着中国实现碳中和, 重点领域将发生变化, 因为必须在使用 CCS 之前逐步淘汰化石燃料。从长远来看, 非化石能源是实现可持续净零排放的唯一选择。因此, 到 2060 年, CCS 被视为是一种对水泥和石灰行业及废物管理领域难以实现的减排、以及通过 DACCS 和 BECCS 实现负排放 (CDR, 即二氧化碳移除) 的有效气候减缓选项。为了有效分配资源和补贴、确定好基础设施的适当规模并避免锁定效应, 明确 CCU/S 应用的优先顺序和定义至关重要。

4. CCU/S 技术在中国燃煤发电厂的应用是中短期减排的明智选择。

本研究的技术和经济分析表明, 从长远来看 (至 2060 年), 在容量充足的情况下, 利用可再生能源 (特别是风能和太阳能) 发电通常比配备碳捕集 (CC) 技术的燃煤电厂更为经济高效。中短期内, 燃煤电厂的碳捕集应用将发挥关键作用, 尤其是在可再生能源利用有限的地区。当前预测表明, 到 2060 年, 燃煤电厂的碳捕集应用在碳捕集总量中的占比最大。

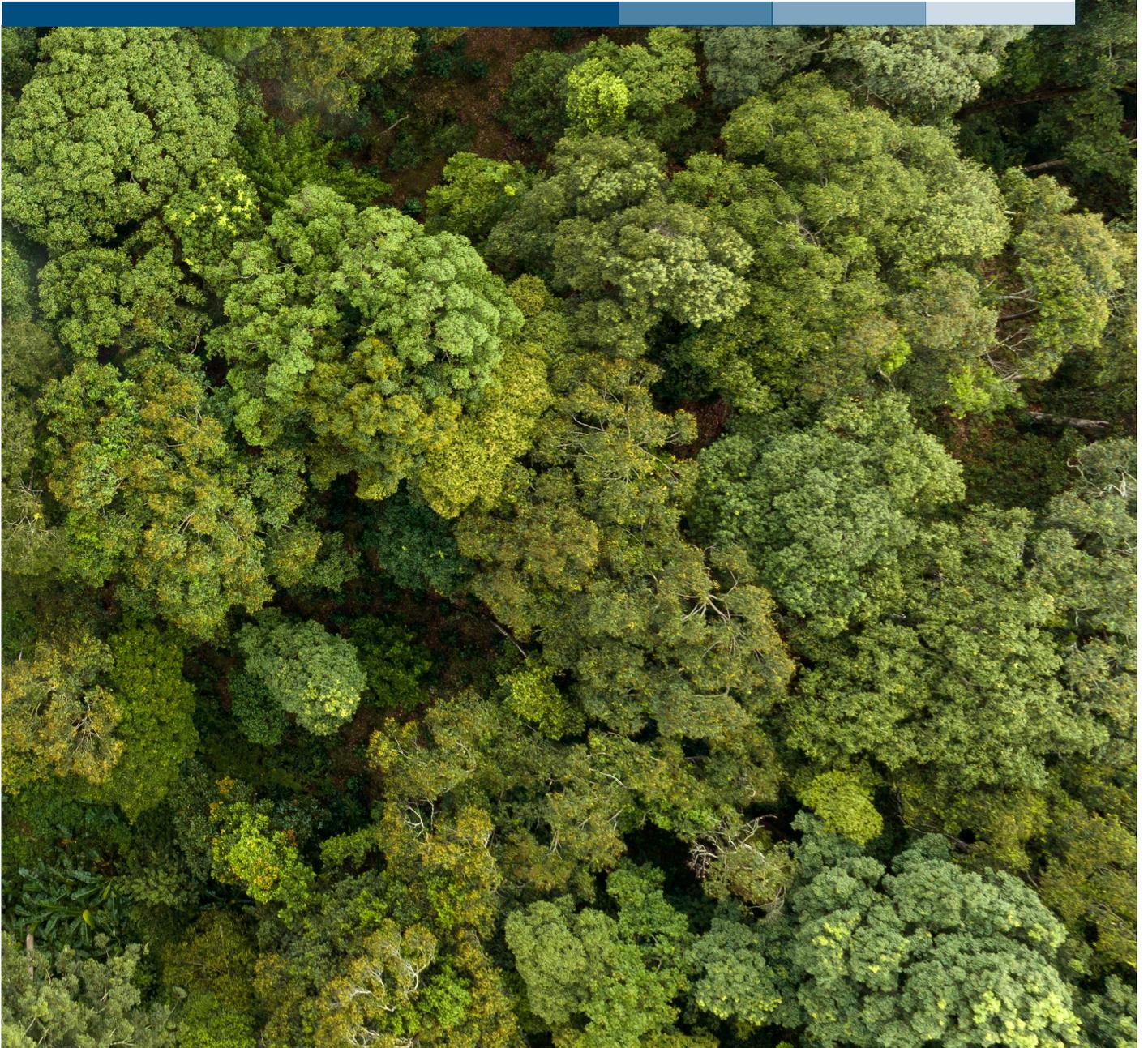
5. CCU/S 需要多种政策工具的支持, 尤其是激励机制、运输监管框架以及二氧化碳封存法规。

建议制定专门的二氧化碳封存法, 明确监测、报告和核查 (MRV) 责任, 规范许可证发放, 并包括处理潜在封存失败的相关方案和规定。建立二氧化碳处理基础设施, 既是技术挑战也是监管挑战, 需要先行解决。鉴于中国碳排放权交易体系 (ETS) 碳价较低, 实现 CCU/S 的商业模式需要额外的激励措施。初期针对投资成本的激励措施可能有效, 启动阶段可能需要碳差价合约或固定补贴等支持措施。



1

引言



1 引言

本章定义了碳捕集与封存的相关术语，并对碳捕集利用与封存必要性的评估，国际、欧洲和德国的发展概况进行了介绍。

1.1 定义和术语

CCS (Carbon Capture and Storage) 碳捕集与封存

从生物或化石源或大气中捕集二氧化碳，并将其运送到封存地点永久隔离在地质构造中的过程。碳捕集与封存的气候影响取决于二氧化碳的来源（化石源、生物源、大气源）、整个过程链中的温室气体排放，以及储存的稳定性，储存稳定性需要适当的监测。

CCU (Carbon Capture and Utilization) 碳捕集与利用

从生物或化石源或大气中捕集并利用二氧化碳并加以利用的过程，可以直接作为二氧化碳进行利用，或化学转化生为新产品。碳捕集与利用的气候影响取决于二氧化碳的来源、能源供应、产品生命周期、过程中的二氧化碳排放量以及所替代的产品。

CCU/S (Carbon Capture, Utilization / Storage) 碳捕集利用/封存

所有碳捕集与封存 (CCS) 和碳捕集与利用 (CCU) 过程的统称，涵盖从大气或生物源或化石二氧化碳排放点源中捕集、处理、压缩、运输、利用或永久封存二氧化碳的全过程。¹

CDR (Carbon Dioxide Removal) 二氧化碳移除

亦称为“负排放”。

从大气中移除二氧化碳并将其固定在地质封存库、陆地或海洋碳库（如生物质）或耐久产品中的人类活动。就活动本身及其潜在间接气候影响（如土地退化）进行的全面生命周期评估，对评估二氧化碳移除的气候效果至关重要。

DACCU/S (Direct Air Carbon Capture and Utilization/Storage) 直接空气碳捕集利用/封存

使用来自 DAC（直接空气捕集）的二氧化碳的碳捕集、利用与封存过程。在某些条件下，DACCU/S 工艺有实现负排放的潜力。

BECCU/S (Bioenergy Carbon Capture and Utilization/Storage) 生物质能碳捕集利用/封存

使用生物源二氧化碳的碳捕集、利用与封存过程。在某些条件下，BECCU/S 工艺有实现负排放的潜力。

基于自然的气候解决方案

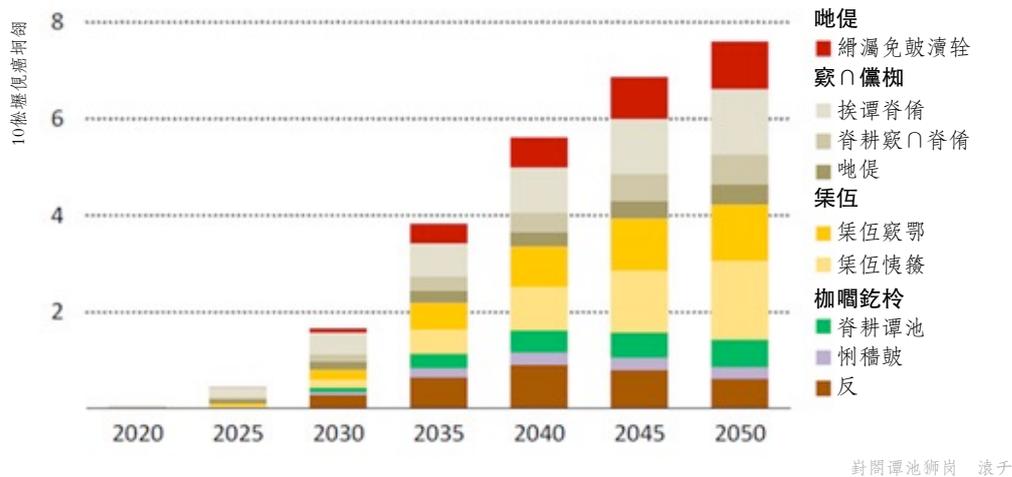
旨在保护陆地或海洋生态系统，并在可能的情况下加强其气候减缓效果，同时保护生物多样性的措施。如果自然气候解决方案能够从大气中去除二氧化碳并长期封存起来，就能实现负排放（二氧化碳移除）。



¹ FOCCU/S，是一种对化石源排放的二氧化碳进行捕集的方式。

图 1: 国际能源署 (IEA) 2021 年零净排放情景下碳捕集发展预测

来源: IEA (2021b)



1.2 CCU/S 的必要性

以下是根据国际能源署 (IEA) 和政府间气候变化专门委员会 (IPCC) 的研究结果, 对 CCU/S 必要性的评估。

根据 IPCC 计算的情景 (与《巴黎协定》目标将全球升温控制在 2 摄氏度以下 (如有可能控制在 1.5 摄氏度以下) 相符), 有必要使用 CCS 和 CCU 技术, 既用于减少源排放 (化石 CCS) 来实现负排放 (BECCS、DACCS), 也为生产原料和电燃料提供碳源 (CCU)。

由于 CCS 和 CCU 的成本和应用在不同部门存在很高的不确定性, 2050 年化石源二氧化碳排放的捕集量预估在 1.0-18 亿吨/年 (IPCC 2022)。

在国际能源署“2050 年净零排放”情景²中, 到 2050 年总共需要 76 亿吨二氧化碳捕集量, 其中 71 亿吨用于 CCS, 5 亿吨用于 CCU。二氧化碳捕集的分布参见图 1 所示。国际能源署强调 CCU/S 在发展中国家和新兴国家新建电厂 (特别是燃煤电厂) 中将起到关键作用, 在国际能源署设定的情景中, 到 2030 年, 将有 50 吉瓦的燃煤电厂 (相当于 2030 年总容量的 4%) 将配备二氧化碳捕集装置, 30 吉瓦的天然气电厂将配备二氧化碳捕集装置 (相当于 2030 年总容量的 1%); 到 2050 年, 燃煤电厂的计划捕集能力将增加到 220 吉瓦, 天然气电厂增加到 170 吉瓦 (IEA 2021b)。尽管如此, 电力部门捕集的二氧化碳量只占当今电力行业排放量的一小部分 (2021 年约 140 亿吨二氧化碳 (IEA 2021b)); 到 2050 年, 使用 CCU/S 的化石燃料在全球电力结构中仅占约 2%。大部分减排将通过可再生能源发电实现, 主要为光伏和风能。

在上述情景中, DACCS 和 BECCS 及基于自然的气候解决方案被视为主要的 CDR 技术, 与之前的 IPCC 报告相比, 对实现气候中和的贡献率增大了。对于全球升温可能不超过 2 摄氏度的情景, IPCC 情景假设到 2100 年的累计二氧化碳移除量如下 (IPCC 2022):

- BECCS: 1700-6500 亿吨二氧化碳
- DACCS: 0-2500 亿吨二氧化碳
- 土地部门: 农业、林业、其他土地利用 (AFOLU): 100-2500 亿吨二氧化碳

这些数据涵盖了各种情景的不同范围, 不宜将不同技术的最低或最高预估值进行简单累加。

总的来看, IPCC 和国际能源署均认为 CCU/S 对将全球变暖有效控制控制在 1.5 °C 或 2 °C 以下至关重要。国际能源署特别强调了 CCU/S 技术在电厂 (特别是燃煤电厂) 中的应用, 凸显了 CCU/S 在中国等国的重要性。此外, CCS 技术在通过 BECCS 和 DACCS 从大气中移除二氧化碳方面也发挥着关键作用。

² 2023 年 9 月国际能源署报告修订后, 预计约有 60 亿吨二氧化碳捕集与封存的需求将减少。

1.3 C 全球、欧盟和德国的碳捕集利用与封存状况

本节概述了全球 CCU/S 的当前状况，重点介绍现有项目，并探讨欧盟和德国的发展现状。

全球范围

全球碳捕集与封存研究院 (GCCSI) 数据库 (CO2RE - 全球碳捕集与封存设施数据库) 目前 (截至 2023 年) 列出了 30 个运行中的商业碳捕集与封存项目，其中大部分位于北美洲 (美国 13 个，加拿大 5 个)，其余还包括中国 3 个，挪威 2 个，澳大利亚、巴西、冰岛、卡塔尔、匈牙利、沙特阿拉伯和阿联酋各有 1 个 (全球 CCS 研究院 2022a)。另外 11 个商业项目正在建设中。全球范围 CCU/S 仍处于早期阶段，但其势头和重要性正在不断提升，从围绕这一主题的政治讨论也可以观察到这一结论。

一些国家日益重视碳捕集与封存，并将其纳入《巴黎协定》下的长期温室气体低排放发展战略 (LT-LEDS) (IPCC 2022) 中。截至 2020 年 11 月提交的 19 份 LT-LEDS 中，有 15 份肯定了碳捕集与封存发挥的重要作用。未来几年全球计划中的碳捕集与封存项目数量显著增加 (IEA 2022)，到 2020 年底，全球正在开发的碳捕集与封存项目的年处理规模为 0.75 亿吨二氧化碳，该数字在 2021 年增长了 50%，达到 1.2 亿吨，2022 年进一步增至 1.9 亿吨 (全球 CCS 研究院 2022a, 2022b)。

尽管市场发展迅速，但根据已完成的研究，当前全球碳捕集与封存的应用规模仍不能满足净零排放所需的规模。为将全球升温控制在 1.5 摄氏度以内，国际能源署认为需要在 2030 年前将现有碳捕集与封存能力从目前的约 0.4 亿吨/年提高到近 20 亿吨/年，2050 年后则需要超过 75 亿吨/年。

欧盟

根据欧盟到 2050 年向气候中和转型的情景分析，欧盟需要每年捕集封存 3-5 亿吨二氧化碳才能实现气候中和。因此，欧盟有意启用和推广碳捕集与封存以及碳捕集与利用技术部署。

下文讨论了欧盟碳捕集与封存的法律框架，以及碳捕集与封存在欧盟排放交易体系中的法律分类问题和欧盟当前的 CCU/S 发展现状。

欧盟排放交易体系 (EU ETS)

自 2005 年实施以来，欧盟排放交易体系一直是欧盟的核心气候保护工具，覆盖了能源领域 10,000 多家工厂、欧洲内部的航空和大多数工业部门的排放，对欧洲 36% 的温室气体排放实施定价。欧盟排放交易体系基于限额和交易原则运作，限额确定了受排放交易制度约束的装置的二氧化碳年度排放上限。证书可在市场上交易，年度减少量与欧洲气候目标一致。在 2021 年 7 月的“减碳 55” (Fit for 55) 一揽子计划中，欧洲委员会提议将目前每年 2.2% 的年度减排目标提高到 4.2%，并附加一项尚未确定数量的一次性减排量 (可能在 2024 年实施)。在德国，碳价适用于未被纳入欧盟排放交易体系的领域，主要是供热和运输。2019 年颁布的《燃料排放交易法》 (BEHG) 自 2021 年起在预定框架内确定了稳定的价格上涨，从 2026 年起，将由市场决定定价，目前的价格与德国的减排目标之间没有联系。

根据欧盟《排放交易体系指令》，对于根据《碳捕集与封存指令》 (CCS Directive) 捕集并永久封存的二氧化碳，不需要排放交易许可证。捕集的二氧化碳运输受相应的监控法规制约。

在欧洲，碳捕集与利用 (CCU) 尚未得到充分协调和澄清。根据欧盟《监控条例》第 49 条第 1 款，目前只有沉淀碳酸钙的生产完全符合排放报告资格。作为“减碳 55”一揽子计划的一部分，欧盟《排放交易体系指令》目前正在修订中。根据目前的谈判情况，如果二氧化碳在产品中被永久化学结合，使其在预期使用和处理过程中不释放到大气中，那么对二氧化碳的利用也有资格纳入欧盟排放交易体系。欧盟委员会将通过专门法规确定相应条件。

法律框架

自 2009 年起实施的欧盟《碳捕集与封存指令》在欧洲层面规范了二氧化碳地质封存和某些管道输送问题，涵盖了处理泄漏和监测封存场所的要求及流程，包括封存许可、运营商在运营和“关闭”封存设施后的规定等。

2021 年 12 月，欧盟委员会发布了《可持续碳循环》计划，作为实施欧盟脱碳目标的监管工具之一。制定了一个旨在开发可持续解决方案以增加碳移除量的行动计划。该提案设定了以下目标（欧盟委员会 2023b）：

1. 监测：到 2028 年，工业捕集、运输、利用和封存的每吨二氧化碳都应报告，并确认其来源。
2. 配额要求：到 2030 年，化工和塑料行业中至少 20% 的碳来自可持续的非化石来源。
3. 捕集要求：到 2030 年，通过技术解决方案（先行项目），每年应从大气中捕集 500 万吨二氧化碳并永久封存。

在此背景下，欧盟委员会还宣布了碳移除认证法律框架，该框架有助于确保以透明的方式识别能无歧义地从大气中移除碳的农业和工业解决方案（欧盟委员会 2023b）。

欧盟现行政策和发展

欧盟国家中，荷兰和丹麦目前在 CCU/S 领域处于领先地位。两国都有运营中或即将运营的离岸二氧化碳地质封存项目。此外，还规划了多个基础设施项目，以连接封存场所和碳捕集设施，这些重大项目获得了欧盟共同利益项目（PCI）的资助，欧盟创新基金向研究与示范项目提供资金。这些项目主要集中在水泥、石灰和余热处理等行业。欧洲国家目前的气候保护计划提供了以下信息：

共同利益项目（PCI）

共同利益项目（PCIs）是连接欧盟各成员国能源系统的跨境关键能源基础设施项目。要成为共同利益项目，首先必须对能源市场产生重大影响，并为欧洲能源安全和实现气候保护目标做出贡献。被指定为共同利益项目的将从加速规划和许可授予流程中受益。其他优势包括国家机构负责授予许可、改进的监管条件、公众参与度的提高以及更大的投资者能见度等等。

欧盟要求成员国确定中长期气候保护目标、战略和措施，例如覆盖 2021-2030 年的“国家能源与气候计划”（NECP）。在 27 个欧盟成员国中，有 20 个国家在其 NECP 中提到了 CCS 或 CCU/S，作为实现工业生产和/或发电脱碳或负排放的可能选择（欧盟委员会 2022b）。CCU/S 的具体作用和政策措施在各国之间差异很大，这些措施包括支持（进一步）研究活动、在未来温室气体减排情景中考虑 CCU/S、撰写可行性研究、继续调查国家封存潜力和实施大规模碳捕集与封存项目。

总之，欧盟已具备实施碳捕集与封存的法律框架。目前正着手建立碳捕集与利用的法律框架。近年来，随着《净零排放工业法》的出台，CCU/S 被认为是实现气候保护目标的必要技术，并由此得到推广（欧盟委员会 2023a）。然而，除示范项目外，欧洲目前尚缺乏从工业场地捕集二氧化碳的商业大型项目。在封存方面，可以汲取自挪威斯诺维特和斯莱普内两个运营超过 25 年的封存场地的经验。

德国

《二氧化碳封存法》（简称 KSpG）为德国管道运输和地质封存二氧化碳提供了法律框架，该法于 2012 年生效（Acatech 2018）。

该法规定潜在在二氧化碳封存设施的勘探和规划审批程序，需要符合严格的环境法要求（德国联邦议院 2018）。KSpG 还规定了二氧化碳管道的规划审批，以及第三方连接和进入二氧化碳封存设施和管道的要求（参见 KSpG 第 4 条和第 33 条）。

法律允许联邦州排除其管辖范围内进行二氧化碳封存的地区（Acatech 2018）。目前，还没有一个州批准二氧化碳封存。因此，除了两个勘探项目外，德国从未开展过商业化碳捕集与封存。

随着 2019 年德国通过第一部《气候保护法》，要求到 2050 年实现净零排放目标，德国正在考虑将 CCU/S 作为一项气候保护技术。2022 年对该法的评估认为，碳捕集与利用和碳捕集与封存对于减少各行业（如水泥、石灰和废物处理）的碳排放必不可少，是德国实现净零目标的必要条件（德国联邦议院 2022）。目前，德国政府正在制定碳管理战略（CMS），该战略将为 CCU/S 制定战略方针和目标，重点关注工业和废物管理部门，初步结果预计将于 2023 年第四季度公布。

2

中国的 CCU/S 现状



2 中国的 CCU/S 现状

中国设定的气候目标是在 2030 年前达到二氧化碳排放峰值，2060 年前实现碳中和。为实现这一目标，中国需要升级整个能源和工业系统。国际能源署提出的在中国实现碳中和的潜在途径中，强调 CCU/S 可成为一种重要工具。此外，中国“十四五”规划也多次提及 CCU/S，其作用越来越受到重视。中国目前拥有全球最高的燃煤电厂装机容量，新建燃煤电厂仍在建设中。国际能源署的情景预计，中国电厂将广泛采用 CCU/S，对 CCU/S 的讨论已经超越了德国和欧洲，后者主要关注工业部门。中国在按需实施 CCU/S 方面仍面临挑战，例如缺乏全面的 CCU/S 战略、法律框架不完善、负排放的处理尚未得到充分解决等等。

下文将介绍中国 CCU/S 的现状，重点关注现有和规划中的项目，探讨中国当前的 CCU/S 政治战略，并基于选定研究展望 CCU/S 在中国的未来潜力及相关挑战。

2.1 中国 CCU/S 现状

中国在应对气候变化和减少温室气体排放方面做出了重大承诺，包括在 2060 年前实现碳中和，二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值。此外，中国还承诺到 2030 年单位国内生产总值二氧化碳排放将比 2005 年下降 65% 以上（亚洲开发银行 2022）。

中国计划将一次能源消费中非化石燃料的比重提高到 25% 左右，以支持气候目标的实现；将森林蓄积量在 2005 年的基础上增加约 60 亿立方米，并制定了风电和太阳能装机 12 亿千瓦的目标（亚洲开发银行 2022）。

图 2：中国 CCU/S 示范项目概览

来源：张等人，2023

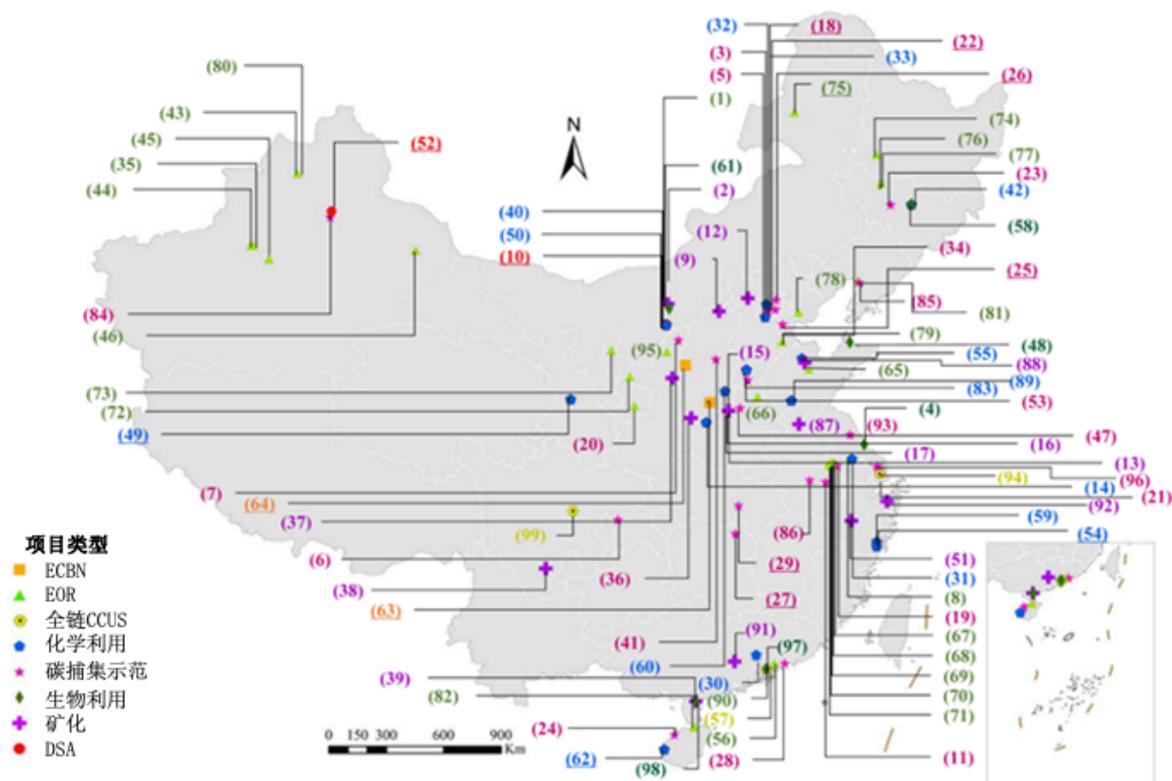
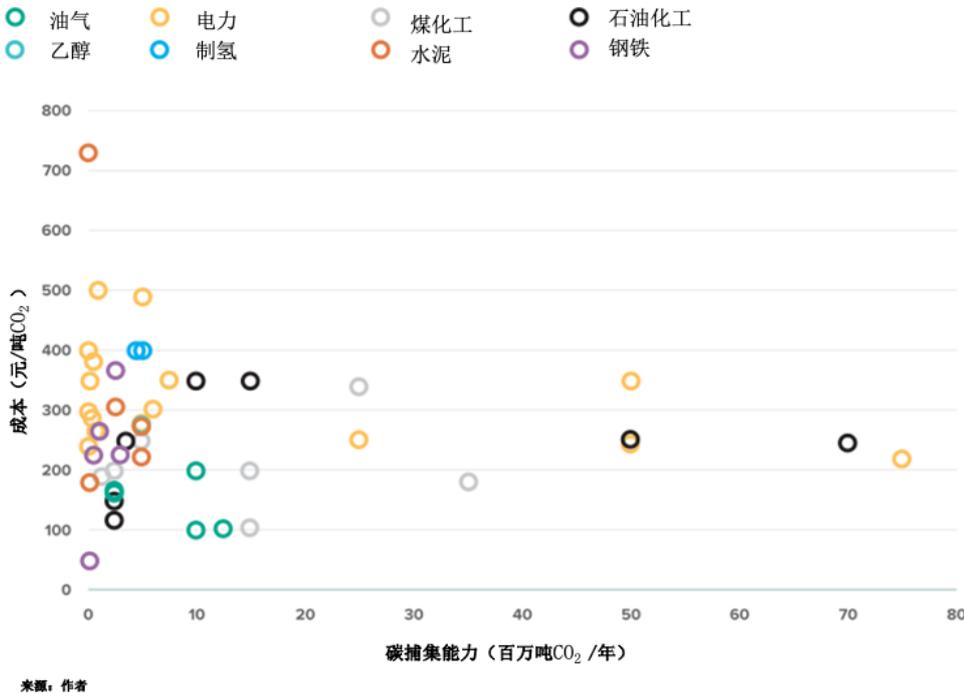


图 3: 中国不同项目成本概况 (大多数项目的减排成本约为每吨二氧化碳 200 至 400 人民币; 化工和石油天然气行业的成本最低, 电力行业 and 水泥厂的成本最高。)

来源: 张等人, 2023



来源: 作者

2.1.1 项目概览

截至 2022 年 11 月, 中国大约有 100 个 CCU/S 示范项目, 如图 2 所示。近一半的项目已经投入运营, 二氧化碳捕集能力超过每年 400 万吨, 二氧化碳注入能力每年超过 200 万吨, 与 2021 年相比, 分别增加了约 33% 和 65%。中国的 CCU/S 项目遍及 19 个省份, 涵盖多个行业和多种利用/封存方法。13 个纯捕集示范项目涉及电厂和水泥厂, 总二氧化碳捕集规模每年约 85 万吨。11 个地质利用/封存项目的总规模达到每年 180 万吨二氧化碳, 其中仅通过 EOR (提高石油采收率) 方法每年就可利用约 150 万吨二氧化碳。

中国的二氧化碳捕集项目包括:

- 燃煤电厂的燃烧前捕集、燃烧后捕集和富氧燃烧
- 燃气电厂的燃烧后捕集
- 煤化工行业的二氧化碳捕集
- 水泥窑尾气捕集

二氧化碳封存和利用涉及多种方法, 如盐水层封存、提高石油采收率 (EOR)、强化煤层气采收率 (ECBM)、二氧化碳矿化利用、利用二氧化碳合成可降解聚合物、重整生产合成气、以及微藻固定等。³

全面运营项目

鄂尔多斯 CCS 示范项目成功实现了每年 10 万吨二氧化碳回收的全过程运行; 吉林油田的 EOR 项目是亚洲最大的 EOR 项目, 已累计注入超过 250 万吨二氧化碳; 国华锦界电厂的全过程示范项目重点在燃烧后捕集和封存, 年处理能力为 15 万吨。2022 年 8 月, 中国首个百万吨级 CCU/S 项目—齐鲁石化-胜利油田项目顺利建成投产, 与国内首个百万吨级二氧化碳管道工程项目同步启动。

中国国有石油和天然气生产商中海油 (CN00C) 在 2022 年完成了国内首个海上 CCS 项目。该项目把珠江三角洲石油生产过程中产生的约 30 万吨二氧化碳捕集并地质封存在海底 (Xin 2022)。

“克拉玛依敦化石油技术 CCU/S-EOR” 项目, 每年约处理 10 万吨二氧化碳, 作为中国最早的商业 CCS 项目, 自 2015 年以来一直稳定运行, 二氧化碳在甲醇厂被捕集, 由油罐车运输, 用于注入油井以提高油田产量 (Global CCS Institute 2022a)。

³ 专家访谈

中国项目现状

1. 华能集团正实施年处理能力 150 万吨二氧化碳的捕集项目，现有吸收塔和压缩机在技术方面尚面临一些挑战。⁴
2. 华电集团在建的新疆碳捕集设施位于一座发电厂，具备 20 万吨的设计处理能力，设计规定处理每吨二氧化碳消耗的可再生能源为 750 千瓦时，捕集的二氧化碳应用于提高石油采收率 (EOR)。⁴
3. 中石化正在实施一个 50 万吨规模的热电碳捕集项目，面临长达 100 公里的管道传输重大挑战，涉及超临界条件下的相变、压力变化以及管道潜在泄漏风险，目前该项目遵循石化行业的运输标准。⁴
4. 中国石化的碳捕集项目包括 21 个装置，目标年捕集量为 300 万吨二氧化碳，面临的挑战包括：
 - 1) 高蒸汽成本导致的 200 元/吨二氧化碳的井口价格目标具有一定的挑战性
 - 2) 可再生能源消耗量计算的 inconsistency
 - 3) 满负荷运行可能导致氮氧化物排放超标，且捕集效率达不到 100%
 - 4) 示范项目的延期和源汇同步困难带来的二氧化碳处置问题⁴
5. 冀东水泥正在建设的碳捕集项目，设计处理能力为 10 万吨二氧化碳，采用化学吸收法进行碳捕集。⁴
6. 宝钢集团正在建设的项目致力于石灰窑 50 万吨二氧化碳的捕集，面临的封存挑战尚未克服。在碳金融方面，尽管该项目已购买自愿核证碳标准 (VCS)，但碳捕集与封存 (CCS) 技术尚未获得主要国际自愿碳市场 (VCM) 的认可。⁴
7. 冰岛 Carbfix 公司计划在中国建设一个二氧化碳封存项目，预计于 2023 年完工并投入运行 (张等，2023)。
8. 2022 年 10 月，中国建材集团 (CNBM) 成功实现了世界首个玻璃制造业的二氧化碳捕集，年处理能力达 5 万吨二氧化碳 (张等，2023)。

项目开发和挑战

以上文本框 (“中国项目现状”) 内容概述了正在开发的项目及其面临的挑战。

总体来说，项目正在按照披露的时间表和计划推进，腐蚀仍然是重大挑战之一。由于缺乏税收减免或强有力的碳定价机制等支持性政策，尚无法大规模商业化。

2023 年，中国在二氧化碳运输方面取得了显著进展，例如齐鲁石化-胜利油田百万吨级 CCU/S 示范项目管道工程已按计划完工，标志着该项目进入试运行阶段。管道起始站为齐鲁石化，终点至高青末站，全长 109 公里，最大设计输送能力为每年 170 万吨二氧化碳，是中国首条百公里级管道。

尽管在 CCU/S 开发方面取得了一定进展，但高成本、高能耗以及缺乏广泛的大规模示范项目经验仍然是采用 CCU/S 技术的重大瓶颈 (刘等，2022a)。预计第二代 CCU/S 技术将在 2035 年得到广泛应用，与第一代技术相比，能耗成本可降低 30% 以上 (刘等，2022a)。

中国现有的 CCU/S 试点项目大多规模较小，且多数使用卡车运输，二氧化碳船舶运输主要用于液化气体。

中国在大规模全链条示范项目方面缺乏经验，尤其是管道和枢纽开发目前还处于试点阶段 (张等，2023)。

综上所述，近年来中国在 CCU/S 的试点和示范项目方面取得了显著进展，但商业项目占比很小。所审查的项目仍受技术挑战影响，这些问题可以通过进一步的经验积累加以克服。欧洲和美国也有类似的评估。

2.2 政治战略

截至 2022 年 10 月，中国国家层面颁布了大约 70 项 CCU/S 相关政策，包括规划、标准、路线图和技术目录等。投融资力度也进一步加大，如《气候投融资试点工作方案》、《绿色债券支持项目目录 (2021 年版)》、《国家标准化发展纲要》、《科技支撑碳达峰碳中和实施方案 (2022—2030 年)》等 (张等，2023)。

之前，CCU/S 只在电力部门和石油天然气行业中被提及，最近被加入到更多难以减排的行业政策指南中，包括《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南 (2022 年版)》以及《工业领域碳达峰实施方案》等 (张等，2023)。

中国“十三五”规划为 CCU/S 技术设定了雄心勃勃的目标，包括在煤化工行业选择并实施 5-10 个大型 CCU/S 示范项目，在燃煤电厂选择并实施 1-3 个大型 CCU/S 示范项目，探索如何克服技术障碍和降低成本。规划还准备在陕西、宁夏、内蒙古、新疆等地区的新建燃煤电厂开展 CCS 项目，以及建设配备 CCS 的电厂等 (亚洲开发银行，2022)。

“十三五”期间，中国在 CCU/S 技术和实现其目标方面取得了一定进展。然而，据亚洲开发银行 (2022) 报告，与其他发达经济体相比，中国在燃煤电厂二氧化碳捕集方面仍存在差距 (亚洲开发银行，2022)。

政策框架障碍

中国在发展和实施 CCU/S 技术方面面临几个主要障碍：最大的障碍是缺乏 CCU/S 激励措施 (“无经济效益”)，这使得实现成本竞争力和吸引投资变得困难。此外，中国尚无 CCU/S 的全面监管和标准框架，这增加了项目审批过程中的不确定性，并延误了时间 (亚洲开发银行，2022)。

另一个障碍是对环境风险的担忧，因为 CCU/S 的地质复杂性严重限制了政府和公众对这项技术的理解和接受。公众对 CCU/S 缺乏认知和理解，使这些技术的开发和实施过程更加复杂 (亚洲开发银行，2022)。

⁴ 专家访谈

此外，一些核心技术也存在差距，如第二代技术、管道传输技术、地质封存以及安全监测技术和设备等。现有的 CCU/S 技术链发展速度的不匹配也是挑战之一（亚洲开发银行，2022）。

法律和监管框架的缺失

由于缺乏明确的监管机构，项目发起方负责封存/示范项目的监管。地质封存以采矿为前提，因此相关采矿机构可能负责监管。然而，目前尚无专门针对二氧化碳地质封存的具体法规，导致该领域出现监管真空。⁴

由于缺乏标准法规，二氧化碳封存的主管部门尚不明确。二氧化碳封存处于发展早期，没有明确的监管部门。地下密封资源和盐水层资源应由哪个主管部门监管，目前也没有达成一致意见。⁵

有关监测的唯一标准来自中国环境科学学会发布的团体指南，该指南涉及二氧化碳地质利用和封存项目泄漏的风险评估。目前尚未制定国家标准，相关监测职责已分配给项目方，但未设定具体要求。⁶

小结

中国的五年规划中将 CCU/S 列为实现碳中和的一项关键技术，这表明其在中国具有高度的政治意义。当前的 CCU/S 发展尚未达到这些目标要求，缺乏针对 CCU/S 的明确和足够详细的立法框架、市场激励措施和雄心勃勃的融资计划（Jiang et al. 2019）。尽管如此，国际能源署预测，到 2070 年中国将成为世界上碳捕集能力增长最快的国家（IEA, 2020）。



⁴ 专家访谈

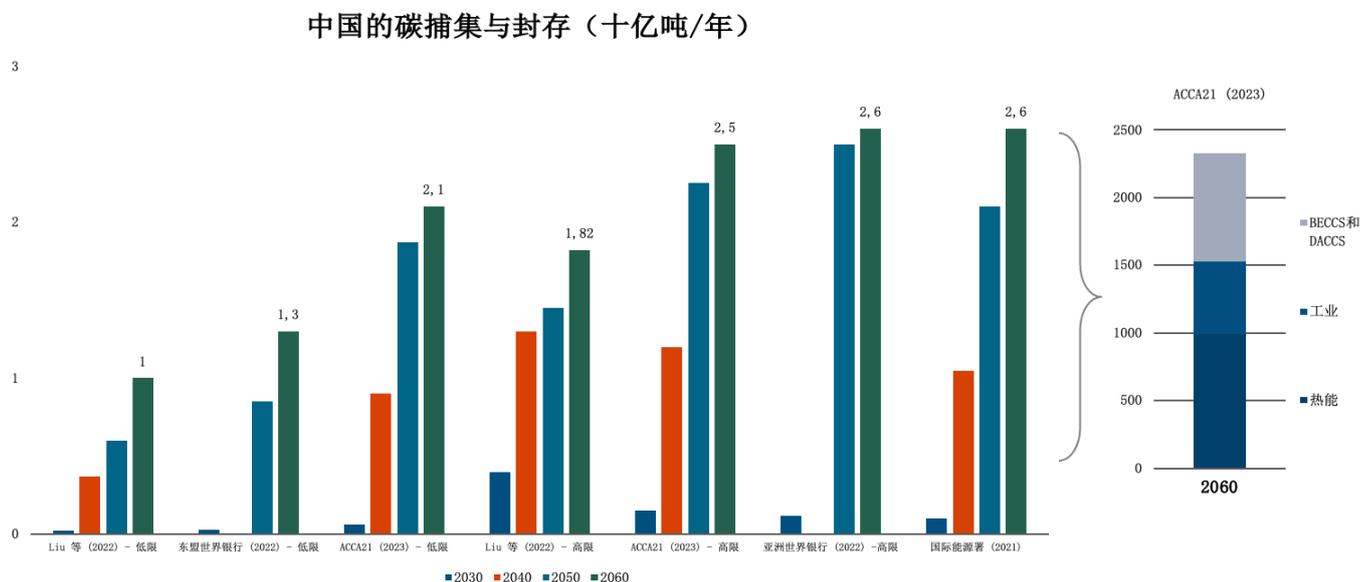
⁵ 专家访谈

⁶ 专家访谈

2.3 CCU/S 作为减缓选项的预期作用

图 4: 中国 CCU/S 发展潜力概览

来源: 基于国际能源署 (2021b)、刘等人 (2022)、亚洲世界银行 (2022) 和张等人 (2023) 的数据 - 图中称为 ACCA21 (2023)



不同机构研究了 CCU/S 在中国不同行业的潜力, 例如, 国际能源署估计到 2060 年碳捕集量为 26 亿吨; 到 2060 年的累计减排总量中 CCU/S 的贡献率为 8%。

刘等人的研究显示, CCU/S 的减排贡献量如下:

- 2030 年: 0.2~4.08 亿吨
- 2050 年: 6~14.5 亿吨
- 2060 年: 10~18.2 亿吨

两项研究均显示 CCU/S 将为转型做出重大贡献。

对于不同的工业部门, 国际能源署的研究显示到 2060 年重工业贡献超过 8.2 亿吨, 几乎占二氧化碳总捕集量的 32%; 张等人的研究认为到 2030 年 CCU/S 可应用于工业。

水泥行业

刘等 (2022 年) 的研究预测, 到 2030 年水泥行业对 CCU/S 的需求将达到每年约 1.0~1.5 亿吨二氧化碳, 而到 2060 年这一数字将上升至每年约 1.9~2.1 亿吨, 占水泥行业总排放量的大约 60%。亚洲开发银行 (2022 年) 的预测显示, 到 2030 年水泥行业每年将捕集 5~1000 万吨二氧化碳, 而到 2060 年将达到每年 1.5~2.0 亿吨。

钢铁行业

刘等 (2022 年) 预测, 到 2030 年钢铁行业的碳捕集量将达到每年 200~500 万吨二氧化碳, 到 2060 年增至每年 0.9~1.1 亿吨。亚洲开发银行 (2022 年) 的预测与此相似, 预计到 2030 年, 年减排量将达 200~1000 万吨二氧化碳, 长期来看 (2030-2060 年) 每年的减排量将达到 0.9~2.9 亿吨。

电力部门

对中国电力部门应用 CCU/S 的效果, 不同研究得出了不同的预测结果。

到 2060 年, 电力部门的年碳捕集量预计将达到约 13 亿吨二氧化碳, 约占国际能源署设想情景中所有二氧化碳捕集量的一半。

刘等 (2022 年) 估计, 到 2040 年, 燃煤电厂的年碳捕集量将达到峰值, 约为 2~5 亿吨二氧化碳, 此后保持稳定不变。燃气发电厂预计将逐渐退出市场, 在 2035 年达到峰值后保持稳定, 年减排量预计在 0.2~1 亿吨二氧化碳。亚洲开发银行 (2022 年) 预计, 到 2030 年火电行业的累计二氧化碳减排能力将达到每年约 0.1~0.5 亿吨, 到 2060 年将达到 6 亿吨, 所有运行中的燃煤和燃气发电厂将安装二氧化碳捕集装置。

化工行业

国际能源署 (2021 年) 预测, 到 2060 年化工行业通过化学还原过程的二氧化碳捕集量将达到每年 2 亿吨。亚洲开发银行 (2022 年) 的预测显示, 到 2050 年该行业的碳捕集量将达到每年约 2 亿吨二氧化碳, 低碳氢产量预计将在 2030 年左右达到 1500 万吨, 2050 年增至 5700 万吨。

基础设施需求

国际能源署 (2021 年) 认为, 承诺目标情景 (APS) 下, 到 2060 年可能需要超过 15,000 公里的跨境二氧化碳主干管网, 用以连接工业集群和储存资源。ACCA21 路线图目标是到 2025 年建设两条每年 100 万吨的陆上管道, 到 2050 年扩大到每年 10 亿吨二氧化碳的总运输能力和超过 20,000 公里的管道。

封存潜力

最近的研究显示，中国具有可观的二氧化碳封存潜力，封存潜力在 120~410 万吨之间，这表明中国拥有大量的地下二氧化碳封存能力（刘等，2022 年），其中深层含盐含水层尤其有前景，其封存能力约为 220 万吨二氧化碳（刘等，2022 年）（见图 5）。

技术负排放 (CDR)

根据国际能源署的情景分析，技术负排放 (BECCS/DACCS) 将于 2060 年发挥至关重要的作用。预计到 2060 年，通过 BECCS 和 DAC 技术能够实现约 2.6 亿吨二氧化碳的负排放。

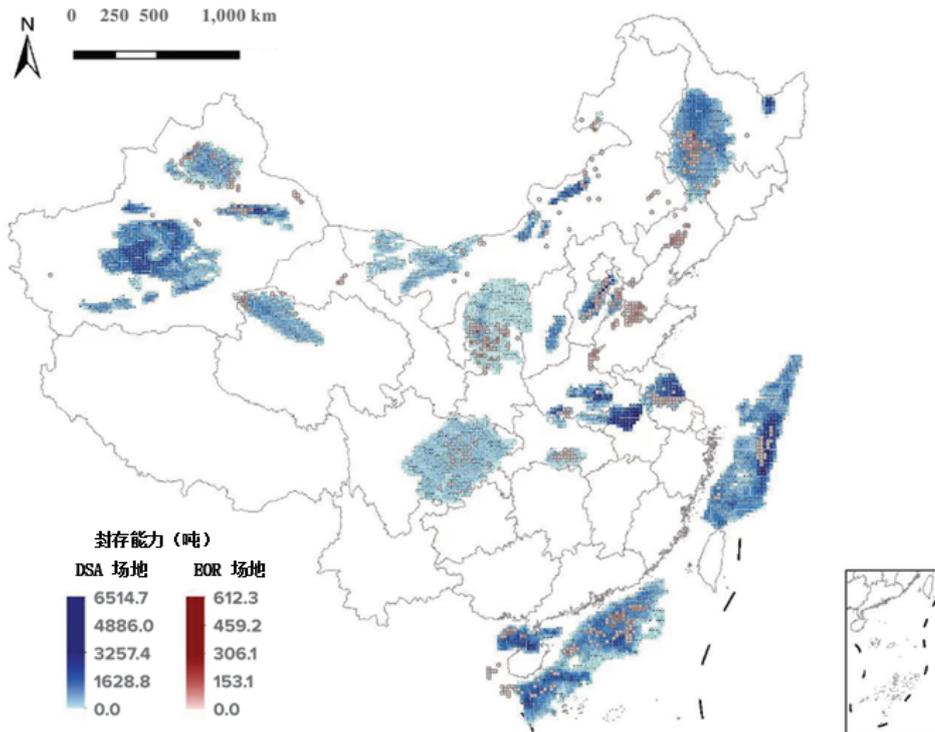
小结

上述研究分析表明，CCU/S 在实现中国气候保护目标方面发挥着至关重要的作用。预计到 2060 年 CCU/S 需求量将达到每年 10~30 亿吨，25 亿吨的估算最为合理（张等，2023 年）。除了水泥、钢铁和化工等工业部门以及 BECCS/DACCS 之外，发电厂碳捕集被认为是一个重要的驱动因素，约占二氧化碳捕集量的一半。

如此快速的规模扩张必然伴随着巨大的挑战，下一章将深入探讨各个部门和二氧化碳捕集技术的发展现状。

图 5： 中国二氧化碳封存潜力

来源： 张等人，2023 年



3

CCU/S 作为气候减缓选项的作用



3 CCU/S 作为气候减缓选项的作用

3.1 与其他气候减缓选项的比较

本章重点探讨 CCU/S 技术在不同工业部门、电厂及热废物处理领域实现碳中和目标的作用。由于 CCU/S 的应用可能存在多种限制，包括残余排放、对化石燃料的依赖以及资金配置低效率等，因此深入分析其他气候减缓选项进行对比也至关重要。

CCU/S 目前尚未实现大规模部署，如果过多地依赖 CCU/S 可能会对弹性地实现气候目标带来风险，因为其规模可能不及预期。但应当同时考虑其他措施/技术，这些替代方案可能在特定部门实现几乎完全的减排。比较这些替代方案与 CCU/S 的经济可行性，有助于评估 CCU/S 的作用和规模。

德国能源署 (2021) 和 Prognos 等人 (2021) 的研究探讨了如何在德国实现碳中和的工业转型 (Deutsche Energie-Agentur GmbH 2021; Prognos et al. 2021)。中国的发展过程与德国类似，可根据各行业发展的研究中推断出来。

CCU/S 对于无法通过可再生能源的应用来实现过程减排的行业至关重要，例如水泥和石灰、钢铁、化工、玻璃和陶瓷、铝及废物管理等行业。

由于玻璃和陶瓷行业的过程排放量较低，可通过使用氢氧化物替代碳酸盐和提高回收率来减少排放，故未纳入本研究范围。通过上述方法 (氢氧化物替代碳酸盐和提高回收率) 来减少玻璃生产过程中的排放的研究正在进行中。陶瓷行业通过使用无碳酸盐粘土也可减少排放。这些行业还面临工厂规模和盈利能力问题，因此未在本研究中详细探讨 (Geres 等, 2021; Bundesverband Glas, 2022)。对于铝行业，排放可通过改用惰性阳极完全避免。

因此，本研究重点调查了以下行业：水泥和石灰、钢铁、化学工业、制氢和热废物处理。此外，还研究了技术负排放 (CDR) 和电厂碳捕集，重点关注燃煤电厂，因为燃煤电厂在中国能源系统中仍发挥着关键作用。

在技术负排放方面，考虑了生物质能碳捕集与封存 (BECCS) 和直接空气碳捕集与封存 (DACCS)。对于 BECCS，介绍了未来可能使用生物质并且可以进行二氧化碳捕集的相关行业。

就电力部门而言，现有的可再生能源技术可以在不使用 CCS 的情况下实现碳中和。因此，目前德国并未就电厂二氧化碳捕集展开过多讨论，且该议题未来也难以成为焦点。中国的情形则不同，新燃煤电厂的建设仍在进行中，且到 2060 年才实现净零排放，CCU/S 作为一种过渡性技术已有广泛讨论，并已得到政治支持。

本研究报告中，将借鉴欧洲和德国的 CCU/S 经验来讨论中国的适用性。上述气候保护目标的差异对于评估 CCU/S 作为气候保护措施的作用具有重要影响。此外，中国经济的持续增长和建筑行业的关键作用也是需要考虑的因素。中国目前生产全球近 60% 的水泥、粗钢和铝，以及 30% 用于制造塑料和化肥的初级化学品 (国际能源署, 2021a)。

如图 6 所示，产量预计会减少。促成这一趋势的因素包括人口发展和向服务导向型社会的转型。德国和欧洲已经计划在下一个投资周期内向碳中和技术过渡。中国的情况与之不同，可能仍然依赖于过渡性技术。评估 CCU/S 在相应地区的必要性和作用时，必须考虑到这些因素

3.2 水泥水泥行业

水泥生产是一个能源密集型过程，使用化石燃料加热窑炉会释放大量二氧化碳。水泥的主要原料包括石灰石、粘土和石膏。

水泥生产大致可分为三个阶段：原料制备、熟料煅烧和水泥粉磨。煅烧阶段产生的碳排放占总排放量的95%以上，主要归因于化石燃料的燃烧和碳酸盐原料分解过程中释放的二氧化碳（工艺排放）。目前，无论是以原料、生产工艺还是粘合剂材料的形式，普遍适用的石灰石替代品仍未出现。因此，工艺排放是水泥行业向碳中和转型道路上的首要障碍（VDZ Hrsg. 2020; BV Kalk 2020, 2023）。

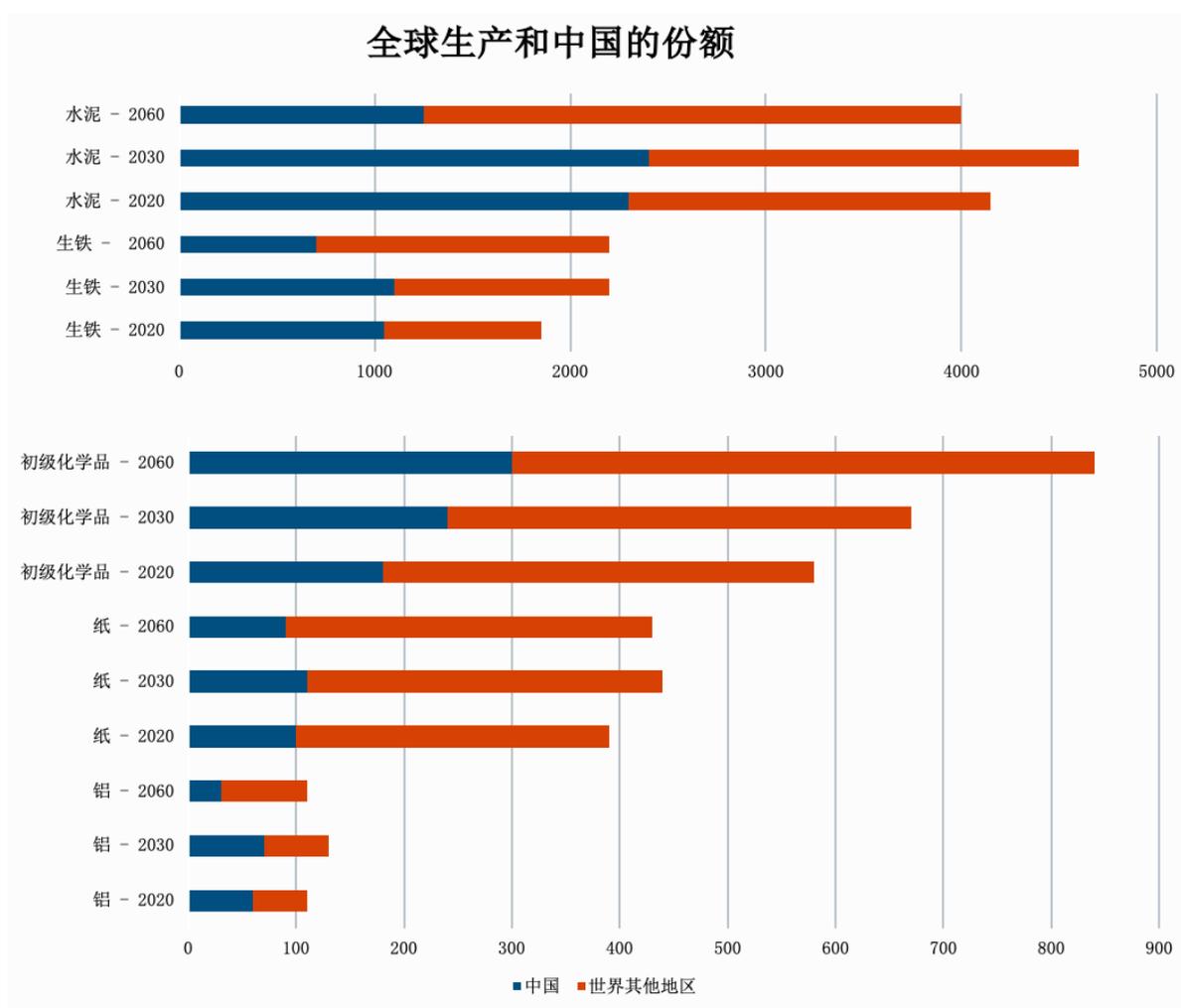
3.2.1 中国水泥行业

2020年，中国水泥行业的二氧化碳排放量约为13亿吨，占全国碳排放总量的13%。煤炭约占中国水泥行业能源使用的75%，这导致该行业温室气体排放水平居高不下（国际能源署2021a）。

在过去二十年中，中国水泥工业经历了前所未有的扩张，产量从2000年的6亿吨增加至2015年的24亿吨，增长了4倍。2020年中国水泥产量仅增长了2%，相对平稳，预计到2025年将达到峰值，随后随着国家基础设施和建筑存量的成熟将逐步下降。在水泥熟料比方面，中国的水泥熟料比为0.66，低于0.72的全球平均水平（落基山研究所和中国水泥协会2022；国际能源署2021a）。⁷

图 6： 中国和世界其他地区能源密集型行业的产量对比

来源： IEA, 2021b



⁷ 水泥熟料比：表示水泥产品中熟料的含量。熟料生产与工艺排放息息相关，因此降低熟料含量有助于减少相关排放。

中国水泥工业发展预测

中国是世界最大的水泥生产和消费国，占全球产量的 57%，2021 年产量为 24 亿吨。中长期需求的预测取决于一系列宏观经济指标，包括国内生产总值、固定资产投资、人口规模和城镇化率等。中国的水泥消费主要来自住宅、水坝、高速公路和铁路等基础设施建设。从中长期来看，受人口发展趋势和城市化率饱和的影响，住房建设步伐将逐渐减慢。因此，预计到 2050 年水泥需求量将从 2021 年的 24 亿吨减少到 6-8 亿吨，从而带来熟料需求量的减少（IEA 2021a；落基山研究所和中国水泥协会 2022）。

3.2.2 能效

水泥和石灰行业减排的初步措施之一是提高能效，使其达到最先进水平。潜在的增效措施包括更换磨机和磨具，以及改造和优化旋转窑（VDZ Hrsg. 2020）。

德国水泥行业已广泛采用节能措施，例如利用余热预热助燃空气、烘干和预热燃料与原料等。德国水泥工业联合会（VDZ）（2020）和 ICF&Fraunhofer ISI（2019）预测德国的节能潜力约为 10%。因此，提高能效只能实现适度减排。

石灰行业

与水泥行业类似，石灰行业约三分之二的排放是石灰石分解过程中产生的排放（BV Kalk 2020）。石灰的主要应用包括钢铁行业、烟气净化、化学行业和建筑业（BV Kalk 2023）。预计钢铁行业改用 H_2 -DRI 将减少对石灰的需求。然而，要完全避免排放，仍需依靠碳捕集技术（BV Kalk 2020）。

中国背景

在熟料煅烧阶段，通过提高能效有显著的减排潜力。中国大约 75% 的熟料生产线符合“三级标准”，即单位熟料能耗为 944 千瓦时/吨熟料。如果将所有生产线从三级升级到一级（806 千瓦时/吨熟料），则能耗和与能源相关的排放都可减少约 14%。

替代燃料

替代燃料包括：例如废旧轮胎、废油、有机废物、商业和市政废物的加工分馏物（即垃圾衍生燃料 - RDF）以及污泥。与硬煤相比，每吨替代燃料可减少高达 0.7 吨二氧化碳的排放。

3.2.3 替代燃料

目前，煤炭、天然气、生物质和替代燃料，以及废物联合焚烧，都能提供必要的工艺热能。

使用可持续种植的生物质和绿氢作为燃料，提供了完全减少燃烧排放（总排放的 1/3）的可能性。关于在熟料生产中使用氢气的研究仍在进行中。

另一种可能选择是旋转窑电气化。这项技术仍处于研究阶段，Nurdiawati 和 Urban（2021）指出其技术成熟度⁸为 2-4（Nurdiawati 和 Urban 2021）。VDZ（2020）预测该技术不会在水泥行业发挥重要作用。

中国背景

中国最近在替代燃料的部署方面取得了一些进展，涉及水泥窑联合处置技术应用，这是固体废物利用的初始阶段。

目前，水泥行业最广泛采用的方法是废物的联合处置，减少了煤炭消耗。这种方法目前仅在中国水泥工业中作为辅助加热措施。要想充分发挥其替代燃料的作用，必须转变模式，采取更加精细化的管理措施。截至 2020 年底，中国大约 17% 的水泥生产线具有协同处置能力。

3.2.4 高效熟料水泥和粘合剂

熟料既是水泥最重要的成分，也是最密集的二氧化碳排放源。水泥中的熟料含量因水泥类型而异。减少熟料含量可以减少与工艺相关的排放。

水泥中的熟料含量会影响混凝土的性能。熟料的潜在替代品包括石灰石、高炉渣，以及少量粉煤灰和煅烧油页岩。根据 VDZ（2020）数据，近几十年来，德国的水泥熟料比已降至 71%。中国的熟料含量为 66%。

由于施工要求，这些水泥在应用前必须实现标准化。当前的案例包括 CEM II/C 和 CEM VI 水泥。在 CEM II/C 水泥中，熟料含量可以降低至 50%。这种水泥的最大高炉渣含量为 30%，非烧制石灰石为 20%。而在 CEM VI 水泥中，熟料含量可降至 35-50%。与 CEM II/C 水泥相比，CEM VI 水泥的应用将局限于**特定领域**（VDZ Hrsg. 2020）。

新型粘结材料

全球正在研究和开发熟料和粘结材料的替代系统，这些系统具有最低的特定二氧化碳排放，与波特兰水泥熟料的性能和可用性相当。

VDZ（2020）和 ICF & Fraunhofer ISI（2019）认为，以下熟料/粘合材料替代系统被认为是德国中期内的可行选择：硫铝酸钙水泥（CSA 水泥）、硅酸钙水合物（CHS）和硅酸钙的碳化（水合物）。限制因素则源自对以下因素的评估：材料的区域可用性、技术性能以及在结构中的相关应用前景。

⁸ “评估新技术发展阶段的系统化等级量表。该量表的级别从 1 级（发现并描述技术基本原理）到 9 级（证实成功部署并运行的成熟系统）不等。

• TRL 1: 发现和描述技术基本原理
• TRL 2: 描述技术应用场景
• TRL 3: 证明技术实际功能

• TRL 4: 实验室环境下的实验配置
• TRL 5: 运行环境中的实验配置
• TRL 6: 运行环境中的原型设备
• TRL 7: 运行中的原型（1-5 年）
• TRL 8: 在运行环境中功能经过验证的成熟系统
• TRL 9: 证实成功部署并运行的成熟系统”（ESA 2022; Tzinis 2015）

3.2.5 混凝土资源效率和再碳化

另一个减排杠杆是材料效率，即用更少的（初级）材料实现相同性能，包括各种策略，如延长现有建筑或基础设施的使用寿命、提高利用率，或用最少的材料来实现所需的结构功能。创新商业模式、消费者偏好和政策工具也可以显著减少大量高能耗材料的生产。

减少施工中的水泥用量和过度设计

目前许多建筑和基础设施项目使用的水泥量超过了技术标准规定的性能要求。尽管既定标准并非强制，而且水泥含量较低的混凝土也很合适，但作为一种预防措施，这些项目通常还是会遵守既定标准。安全裕度通常相当于材料消耗量的+20% (Pameter 和 Myers, 2021)。标准规定的高强度仅适用于某些应用。

减少建筑物混凝土用量的方法包括在轻质建筑中使用预制钢-混凝土构件或几何优化的结构构件 (Favier 等人, 2018)。尽管预制混凝土构件已在许多建筑项目中广泛使用，但几何优化的结构构件等其他方法尚未普及。预应力混凝土预制天花板相比传统混凝土天花板系统，混凝土用量减少量达 50%，钢材用量减少达 75%，同时满足可比的静态要求 (Bundesverband Spannbeton-Fertigdecken e.V. 2020)。

碳纤维强化混凝土

碳纤维强化混凝土是一种由碳纤维和细混凝土制成的复合材料，为优化资源利用提供了一个潜在选项。由于碳不会生锈，几毫米的薄混凝土层就足够了，而不是钢材所需的几厘米。因此，碳纤维强化混凝土比钢筋混凝土明显更轻，强度则高出约六倍，还可以用于加固和修复现有结构，从而显著延长其使用寿命。研究项目和相关文献表明，在生产和维护建筑物的过程中，能源需求和二氧化碳排放可以减少 50-75% (Kortmann 等人, 2021)。目前，碳纤维强化混凝土的价格仍高于钢筋混凝土。

再碳化

在水泥生产过程中捕获的一部分二氧化碳可以注入混凝土中，以加速固化过程并在最终产品中封存二氧化碳。研究表明，使用当前低碳水泥技术，可绑定高达 5% 的二氧化碳，并有可能达到 30%。据估算，到 2050 年全球碳含混凝土每年可封存 6000 万吨二氧化碳 (McKinsey & Company, 2020)。

再碳化可被视为一种减排措施，但它不是实现水泥行业本身脱碳的措施

3.2.6 3.2.7 减少水泥和混凝土需求

通过行为调整也可以减少水泥和混凝土的需求。在中国，还有其他因素需要考虑。落基山研究所和中国水泥协会 (2022) 指出，预计到 2050 年水泥需求将减半 (落基山研究所和中国水泥协会, 2022)。由于市场趋于饱和、人口增长放缓以及近年来建筑行业的增长，预计未来几年/几十年不会以同样的速度继续增长。

然而，水泥和石灰行业并不直接受行为变化的影响，因此，尽管它们对减排有积极影响，但并不是本报告的重点。

延长使用寿命

通过延长使用寿命和避免建造新建筑物，建筑的使用阶段为减排提供了重大潜力。在欧洲，建筑物的技术寿命通常为 60-100 年，但许多类型的建筑的实际使用寿命往往较短。无论是商业建筑还是住宅建筑，通常都在技术寿命结束前被拆除，通常只使用 15-40 年 (Bahr 和 Lennerts, 2010)。通过翻新延长建筑物的使用寿命，可以减少对水泥的需求。Watari 等人 (2022) 的研究估算，这种减缓效果约为水泥行业总排放量的 4%。

替代建材

在某些情况下，建筑施工用混凝土可以被砖或木材等排放量较低的材料所替代。特别是木结构建筑不仅适用于低层住宅建筑，还适用于高层建筑项目 (详见维也纳或挪威案例)。然而，受建筑结构、可持续生物质潜力以及扩大森林自然碳汇等因素影响，其潜力受到限制。

3.2.7 结论

与德国相比，中国通过使用替代燃料和提高能效减少排放的潜力更大。根据目前的预测，中国的水泥需求量将大幅下降。与德国类似，中国如果不捕集二氧化碳，仅靠额外措施的组合将不足以使水泥和石灰行业实现温室气体中和 (Klepper 和 Thrän, 2019)。

3.3 电力部门

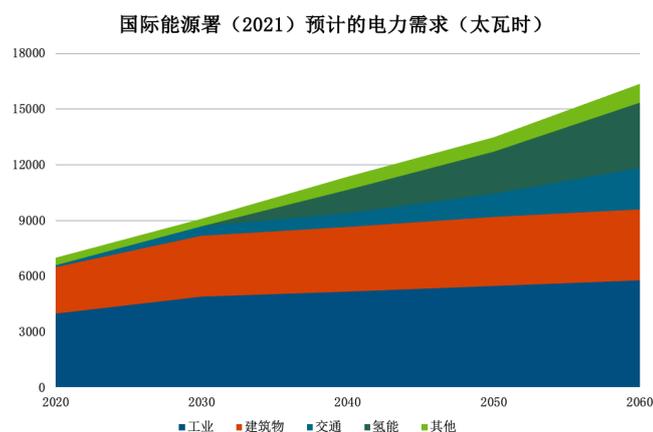
3.3.1 中国电力部门

中国目前严重依赖煤炭作为发电能源。2020年，煤炭发电量约为4900太瓦时，占中国发电量的64%。2020年，煤炭发电和供热产生的二氧化碳排放总量为52亿吨二氧化碳（国际能源署，2021a）。

3.3.2 可再生能源

图 7： 电力需求展望

来源： 国际能源署，2021b



有多种可再生能源可用于生产没有碳排放的电力。在这些能源中，光伏(PV)和风能具有最高的发展潜力。据国际能源署(IEA 2021a)估计，2030年至2060年间，每年将新增光伏装机220吉瓦，风电装机57吉瓦。鉴于光伏和风电发电的波动性，需要提供备用容量以应对供电短缺。这方面的可行方案包括电力需求灵活性、发电厂、电池和其他储能解决方案。在一个完全脱碳的电力系统中，发电厂仍然是必需的。在国际能源署(IEA 2021a)的情景预测中，2060年的备用容量接近2800吉瓦。总体而言，由于交通、建筑和工业部门的电气化，中国的电力需求将大幅增加。国际能源署(IEA 2021a)的预测结果见图7。由于电力需求的大幅增加，中国将继续建设新的发电厂(国际能源署 IEA, 2021a)。

3.3.3 CCU/S 的作用

中国仍在建设新的燃煤电厂，原因之一可能是不断增长的电力需求无法仅通过扩大可再生能源来满足。第5.4.1章将审视2050/2060年通过可再生能源及适当的灵活性方案提供能源的经济竞争力。然而，(2021)强调，发电厂中使用CCS有助于减少排放。考虑到中国能源系统的具体情况，在燃煤电厂中使用CCS仍然是减少温室气体排放的有效选项，尽管从长远来看，可再生能源是更可持续的选择。

已退役但经改造后配备CCS技术的发电厂可以延长其运营寿命，而配备CCS的新建机组可以作为备用容量。根据调峰需求，300~600兆瓦容量的电厂规模较为合适。大规模机组对于调峰缺乏成本效益，且会导致碳排放增加。⁹

3.4 钢铁

3.4.1 钢铁行业

在高炉设施中，铁矿石(Fe_2O_3 或 Fe_3O_4)在高达2200°C的温度下被还原为金属铁，还原过程几乎完全依赖化石燃料，主要是焦炭，导致排放水平较高。在转炉设施中，生铁中焦炭的碳残留物燃烧后会产生更多的工艺排放。由于上述原因，仅改变能源来源并不足以实现气候中和。在采取提高能效措施的同时，还需要变革性的技术，以实现更为深远的变化。因此，在钢铁行业中，二氧化碳捕集技术可以在减少工艺流程相关排放中发挥作用。

在电弧炉中进行的二次炼钢可以通过使用碳中和电力实现完全脱碳。

3.4.2 中国钢铁行业

在过去的二十年中，随着基础设施需求的激增，中国的钢铁需求不断增长，建筑业和制造业尤为明显。尽管受到新冠疫情的影响，但中国的钢铁产量在2020年仍增长了7%，达到创纪录的11亿吨，并在2021年持续增长。2020年，仅河北省就生产了约2.5亿吨钢铁(约占全球钢铁产量的13%)。2020年，中国钢铁生产产生的二氧化碳排放量约为15亿吨(IEA, 2021a)。

全国粗钢产量中只有10%使用电弧炉，这是实现中国钢铁行业脱碳的重大障碍。现有产能的平均使用寿命仅为15年，而美国为35年，欧洲为40年。预计现有的以煤为基础的资产将继续运营数十年，这构成了另一个挑战(IEA, 2021a)

根据所采用的生产工艺，钢铁生产的碳强度可能有很大差异。中国大约90%的粗钢是通过传统的高炉-碱性氧气炉(BF-BOF)工艺生产的，每吨粗钢大约产生1859千克二氧化碳排放。

中国钢铁产业的发展

中国钢铁行业碳排放占总排放量的15%以上，使其成为制造业部门中排放最高的行业。大多数对钢铁行业未来排放量的预测都认为，中国钢铁行业在“十四五”规划(2021-2025年)初期可能会达到碳排放峰值。随着控制煤炭消耗和通过能效技术减少碳排放举措的实施，预计钢铁行业的煤炭消耗和碳排放量都将持续下降。预计钢铁行业的二氧化碳排放量2030年为9~15亿吨，2040年为6~8亿吨，2050年为3~7亿吨，2060年为0.5~2亿吨。¹⁰

⁹ 专家访谈

¹⁰ 专家访谈

3.4.3 氢直接还原铁 (H₂-DRI) /天然气/气化煤

在直接还原铁 (DRI) 的生产工艺中, 固态球团铁矿石通过气体还原剂还原成海绵铁, 然后在电弧炉或竖炉中熔化成生铁。目前, 全球大约 5% 的粗钢生产采用 DRI 工艺, 主要使用天然气或气化煤 (Midrex, 2021)。

虽然传统高炉工艺依赖焦炭, 但在直接还原中可以使用绿氢或低碳氢避免焦炭的使用, 从而显著减少二氧化碳排放 (与高炉工艺相比减少 85-91% - (Patisson 等, 2021))。但是, 用于炉渣起泡的碳载体仍会产生少量残余排放。这些排放可以通过使用可持续生物质或碳捕集来避免 (Norgate 等, 2012)。

商业氢直接还原铁厂目前仍处于规划阶段。由于绿氢的短期供应有限, 德国规划中的直接还原铁厂打算使用高炉煤气和天然气与氢气一起作为还原剂, 同时逐步增加氢气的比例 (Agora Energiewende, 2021)。与传统高炉设施相比, 使用天然气可减少 66% 的二氧化碳排放。天然气可以逐渐被氢气完全替代。在通过直接还原法炼铁的后续工艺步骤中, 使用的是电弧炉, 后者也可用于二次炼钢。

工艺成本

根据目前的研究, 过渡到直接还原铁工艺的投资成本从每吨原钢 414-600 欧元不等 (Conde 等, 2021; Vogl 等, 2018; Bhaskar 等, 2022; Lopez 等, 2023)。相比之下, VDI 估计每百万吨原钢产能的投资成本约为 10 亿欧元 (每吨原钢 1000 欧元)。作为比较, 有文献表明, 高炉的建造成本为每吨原钢 442 欧元。运营成本尤其取决于电力和氢气价格。直接还原铁工艺成本主要取决于生产绿色氢的电价, 因此成本在每吨原钢 350~900 欧元之间。¹¹

技术成熟度

德国钢铁公司预测, 到 2026 年新建设施的氢直接还原铁工艺的技术成熟度将达到 9 级。这意味着该技术将在未来几年内准备就绪。萨尔茨吉特、蒂森克虏伯和安赛乐米塔尔公司已宣布计划在 2030 年代将其主要钢铁生产完全转向直接还原铁工艺。

中国背景

中国对直接还原铁的需求巨大, 2020 年超过 1500 万吨。由于作为还原性气体的天然气分布不均, 国内直接还原铁技术尚处于发展初期。

中国已建成七条使用煤基回转窑的直接还原铁生产线, 年产能约为 65 万吨。¹²

在煤气化竖炉直接还原铁技术方面, 辽宁华新钢铁集团于 2018 年启动了一个年产 10 万吨优质钢的示范项目, 采用煤制气富氢竖炉-电短流程工艺。2019 年, 内蒙古明拓集团采用米德雷克思 (Midrex) 工艺的气基竖炉, 通过合成甲烷作为还原气开展每年减排 110 万吨的项目。

2021 年 5 月, 河钢集团在张家口市开工建设年产 60 万吨的 Energiron 直接还原铁项目, 同时计划在唐山、邯郸和宣化等地再建设年产 300 万吨直接还原铁项目。此外, 宝武钢铁计

划于 2021 年第三季度在湛江钢铁建设 200 万吨氢基竖炉直接还原铁示范项目。这些项目将使用不同比例的焦炉气、天然气、氢气和电解水产生的氢气作为还原气。¹³

3.4.4 HIsarna®工艺与 CCS 技术的结合

结合 CCS 技术的 HIsarna®工艺继续使用煤作为能源和还原剂, 采用特殊反应器代替高炉。铁矿石直接注入反应器, 与纯氧和煤反应。产物是富含二氧化碳的废气, 更适合分离。结合 CCU/S, 该工艺可实现 86% 的捕集率 (Agora Energiewende 2021)。如果不使用 CCU/S, 该工艺可减少大约 30% 的排放量 (Nurdiawati 和 Urban, 2021)。

技术成熟度

预计 2030~2035 年间技术将投放市场。这项技术与德国没有相关性, 目前中国尚未采用这项技术。¹⁴

3.4.5 CCU/S 高炉应用

高炉厂采用碳捕集的一个主要挑战是存在多个排放点源, 这些点源包括高炉、烧结厂、转炉和焦炉等 (Perpiñán, 2023; Birat, 2010)。因此, 有必要整合单个烟道气流, 以捕集主要排放。

如果将主要的二氧化碳排放源的废气流结合合并, 再进行胺洗涤, 减排潜力可达 50-75% (Leeson 等人, 2017)。

另一种方法是从高炉烟气中捕集一氧化碳或二氧化碳来生产化学物质。对高炉进行技术改造是可行的, 最早 2025 年可以投入应用。由于电力需求量大, 需要考虑包括能源供应在内的全生命周期的减排潜力, 减排潜力在 50~63% 之间 (Agora Energiewende, 2021)。

成本

需要考虑是否所有工艺排放都可以被整合, 而不仅仅是高炉炉气。在德国, CH₄-DRI 和高炉-转炉法配备 CCS 的投资成本在每吨原钢 500~900 欧元¹⁵。

Agora 能源转型论坛和伍珀塔尔研究所 (2021) 计算了 2030 年德国高炉 CCU 的二氧化碳减排成本, 大约为每吨 231~439 欧元, 从冶金气体捕集二氧化碳和生产化学品的特定额外成本为 63-119%。

技术成熟度

捕集冶金气体中的二氧化碳被视为一种过渡技术, 由于需要尽早启动扩大氢直接还原的规模 (2025-2030 年), 因此与实现德国气候保护目标的相关性较低 (Mobarakeh 和 Kienberger, 2022; Nurdiawati 和 Urban, 2021)。

Carbon2Chem: 在“Carbon2Chem”项目中, 开发了将钢铁生产冶金气体中的碳化合物 (主要是一氧化碳和二氧化碳) 转化为基础化学品的工艺。在项目的第二阶段, 将对所开发的工艺进行放大和验证, 以便大规模实施 (BMBF, 2023)。

¹¹ 自行计算

¹² 采矿公司生产铁精矿比直接还原铁更有利可图, 这导致用于直接还原铁生产的全部七个回转窑由于经济亏损被迫停止了运行。

¹³ 专家访谈

¹⁴ 专家访谈

¹⁵ 自行计算

图 8: 通过石脑油裂解工艺生产一吨塑料的生命周期排放量

来源: 基于 Agora 能源转型论坛和伍珀塔尔研究所 (2021) 数据



3.4.6 二次钢 (回收利用)

钢铁生产中的另一个减缓选项是通过二次钢生产 (回收利用) 减少排放密集型初级钢铁的比例。钢铁回收完全通过电弧炉进行, 在电弧炉中熔化废金属。还有一种选择是在电弧炉中使用来自直接还原铁工艺的海绵铁, 并改变废钢的使用量。使用可再生电力的情况下, 工艺基本上不产生温室气体。¹⁶

钢铁回收潜力受到钢铁废料供应和废钢中杂质 (尤其是铜) 的限制, 导致新钢质量下降 (降级回收)。要实现更高的纯度, 不仅需要进一步的研究, 还需要改变回收系统, 例如分类收集特定类型的废钢, 或使用较小的回收厂, 这也是挑战之一 (Agora Industry, 2022)。

3.4.7 CCU/S 的作用

诸如工艺改进、效率提升和能源及原材料替代等减排措施, 可以使钢铁行业的排放量减少约三分之二。即使大规模实施氢气直接还原铁工艺, 也依然有剩余碳排放, 大约是

排放水平的十分之一。因此, 要使钢铁行业实现碳中和, 还需要采取其他策略。¹⁷

目前, 基于氢气的直接还原法结合生物或合成碳源是完全消除钢铁行业二氧化碳排放的唯一可行方案。

在中国, 低碳氢的成本显著高于焦炭和天然气等化石燃料。因此, 氢气价格是钢铁行业低碳发展的重大制约因素。在获得足够数量的氢气并将生产工艺转换为直接还原铁之前, 高炉使用碳捕集技术的潜力很大, 这将持续到 2040 年。到 2060 年, 由于氢气供应有限, 碳捕集的使用也可能扩展到直接还原铁厂, 因为这些工厂可以在不需要新建厂房的情况下过渡到氢, 从而减少锁定风险。从长远来看, 绿氢的使用有望成为实现钢铁生产温室气体零排放的生产路径。通过使用合成碳载体或生物质, 可避免因添加碳和使用碳阳极而可能产生的残余排放。¹⁸

即便如此, 可能仍然需要捕捉残余排放, 例如来自轧钢厂或必要的碳输入。从长远来看, CCU/S 可能在钢铁行业发挥重要作用。

3.5 化学工业

范围 3 排放

图 8 直观地展示了德国基础化学品的范围 1、范围 2 和范围 3 排放分布情况。化学工业正面临重大挑战: 通过转向新技术和新能源以减少范围 1 和范围 2 排放, 并通过采用非化石原料来降低范围 3 排放。化学行业在实现脱碳目标方面遇到了独特的难题, 因为需要用非化石能源取代传统能源供应和原材料, 以实现 2045 年气候中和的目标。在化学工业中, 确保碳作为原材料的可持续供应尤其具有挑战性。

在 CCU/S 背景下, 化学工业进入了二氧化碳捕集与利用的探讨范围, 需要考虑多种不同技术。本节的重点是针对生产过程中直接排放的二氧化碳的捕集技术。

3.5.1 化学工业中的主要工艺

化学工业具有特殊作用, 因为碳是生产所必需的原料。在 CCU/S 的背景下, 化学工业需要针对二氧化碳捕集和二氧化碳利用进行讨论, 这需要采用不同的技术。本节将重点关注二氧化碳捕集和生产过程中直接产生的排放。

化石燃料的非能源利用非常复杂, 因为化学生产场所在基础设施方面高度互联, 由不同的生产路径组成, 物质和能源在这些路径之间相互运输。由于产品类型和工厂复合体为数众多, 本研究只聚焦最重要的化学品。能源相关的二氧化碳排放不在详细讨论之列, 因为它与电厂生产过程中的考虑因素相同。

中国的资源禀赋特点是油气储量低而煤炭资源丰富, 因此中国乙烯生产的主要方法如下:

¹⁶ 根据德国能源署气候中和新征程研究的假设, 到 2045 年德国的再生钢份额将增加到 35%。Agora Industry (2022) 称, 如果能够基于杂质对钢铁废料进行分离, 到 2050 年, 欧盟 80-90% 的钢铁需求可由再生钢材满足。

¹⁷ 专家访谈

¹⁸ 专家访谈

蒸汽裂解 (乙烯/乙烷生产)

在蒸汽裂解中,饱和碳氢化合物在约 850° C 的温度下发生热裂解,产生的不饱和成分和活性成分构成了化学工业深加工中使用的大部分基础化学品。欧洲的乙烯生产能力约为每年 2500 万吨。

德国和欧洲蒸汽裂解装置的主要原料是石脑油,也可使用乙烷或丙烷。与乙烷或丙烷的热裂解相比,石脑油裂解会产生更多其他高价值化学品 (HVC),如丙烯、丁二烯、苯等,这些在后续化学工艺中具有相当重要的作用。

在蒸汽裂解过程中,不可避免地会产生一种副产品,即主要由甲烷和少量氢气组成的废气,这种废气可用于裂解炉的发热,会产生二氧化碳排放。图 8 显示了石脑油蒸汽裂解炉的基本质量平衡。

煤制乙烯工艺

煤制乙烯工艺以煤 (以甲醇形式) 为原料。通过合成气从煤炭中高效生产乙烯和丙烯等低碳烯烃,有可能取代煤炭转化工艺中长期使用的费托 (FT) 合成技术。这种方法不仅避免了能源和水资源密集型的水-气变换反应路线,还降低了反应温度,缩短了工艺流程,并扩大了烯烃原料的来源。

用煤生产乙烯本质上需要调整氢碳原子比,在这种情况下氢只能通过蒸汽重整获取,这个过程最终导致大量二氧化碳排放 (每吨氢气产生 11 吨二氧化碳)。

煤基费托合成

煤制油技术大致可分为直接液化工艺和间接液化工艺。前者是将煤炭转化为油浆,在 10 ~ 30 兆帕的压力范围内,450° C 高温下进行催化加氢,生成液体燃料,然后进一步加工成柴油、汽油或石化产品。

间接液化法则是将净化后的煤炭气化合成合成气,在 2.0~3.0 兆帕的反应压力和 350° C 以下的温度下进行费托合成。这种方法使用催化剂生成合成油和石化产品。煤化工行业的能耗和碳排放都显著高于石油和天然气路径。¹⁹

煤气化

煤气化过程涉及多个阶段及化学反应,包括干燥、热解及气化,在高温条件下由气化剂辅助进行。随后,所产生的气体会与残留的灰烬分离,并在系统内进一步处理。

就能源消耗而言,煤气化过程的主要低效因素体现在二氧化碳 (CO₂) 排放上。在煤气化获得的能量中,一氧化碳 (CO) 与氢 (H₂) 的摩尔比通常在 2 左右。通过化学反应,CO 可以转化为水煤气,进而转化为 CO₂。在此过程中,合成气会产生大量 CO₂ 排放。这一过程是煤气化中废气产生与能源消耗的主要环节。²⁰

炼油工艺

炼油厂的基本工艺是利用基本原料生产优质产品。其基本工艺是原油蒸馏,原油在此过程中被分离成不同的馏分。根据

Fischedick 等人 (2015) 的研究,二氧化碳排放在炼油过程中的作用并不明显 (Fischedick 等人, 2015)。

另一种工艺是裂解工艺,有时需要在非常高的温度下 (800~850° C) 进行。在该工艺中,石脑油被转化为乙烯等产品,用于进一步加工产品,该工艺是化学工业中最重要的工艺之一。

另一重要工艺是合成气生产。合成气是化学工业中其他各种产品的中间体,尤其是用于氢气的生产。在生产过程中,除了与能源相关的二氧化碳排放外,还会产生与工艺相关的二氧化碳排放。作为副产品的二氧化碳以纯净形态存在,可以在生产过程中回收利用或进一步用于其他生产过程。

3.5.2 中国化学工业现状

截至 2020 年,中国的乙烯产能已达到每年 3520 万吨,预计到“十四五”期末将增至 7350 万吨。值得注意的是,2019 年中国启动了 24 套煤 (甲醇) 制烯烃装置,总产能达每年 1360 万吨。

中国化学工业面临的挑战

中国化学工业的相当一部分依赖于将煤炭转化为碳基产品。与基于石油和天然气的化学工业相比,这些工艺会导致更高的二氧化碳排放 (参见第 4.6 章)。由于供应有限,完全转向石油和天然气以降低排放并不可行。因此,尽早采用二氧化碳捕集技术将在减少二氧化碳排放方面发挥至关重要的作用。

未来,绿氢将成为中国化工行业实现温室气体中和生产的关键。值得注意的是,中国西北地区拥有丰富的煤炭、太阳能和风能资源,为煤基化学工业与绿色氢能化学工业的结合提供了理想的环境。²¹

3.5.3 范围 1 和范围 2 排放减缓

电制热

化工行业对工艺热的要求在 100~1000° C 之间,因此需要采用不同的技术。

为实现脱碳,考虑了各种电力制热工艺。在低温范围内 (不超过 200° C),可以使用高温热泵 (Agora Energiewende, 2021),预计到 2025 年高温热泵将达到工业规模应用。

电极锅炉的温度可达 500° C。这些锅炉已经实现市场化,且在使用气候中和电力的情况下,可以实现完全减排 (Mobarakeh 和 Kienberger, 2022)。

更高温度的热需求可以通过氢气和生物质来满足。另一种供热方式是在现有热电联产 (CHP) 设备上加装二氧化碳捕集装置。

¹⁹ 专家访谈

²⁰ 专家访谈

²¹ 专家访谈

蒸汽裂解装置脱碳

在化学工业中，某些工艺的电气化也可在超过 500° C 的高温下进行，蒸汽裂解装置是最关键的技术之一。下文将更详细地介绍脱碳的可能性。

无论工厂配置如何，都会产生用于制热的废气。为了减少燃烧产生的能源相关排放，可以使用氢气，或将工艺电气化。第 3.6 章还将更详细地讨论 CCU/S 的应用。

氢气

改用氢气作为加热气体并不会改变核心反应过程。然而，使用氢气作为加热源带来了若干挑战，例如：

- 更高的火焰温度可能导致氮氧化物 (NO_x) 增加
- 与甲烷/天然气相比，氢气的火焰速度更快，烟气量更小，目前适用于 100% 氢气燃烧的燃烧器种类有限

电气化

作为传统裂解炉的替代品，电裂解炉的使用也是一种可行方案，可以完全消除能源相关排放。在电气化中，核心反应过程保持不变。目前，典型的裂解炉通常由两部分组成：辐射区（发生反应的区域）和预热原料的对流区。在电裂解炉中，由于没有对流区，因此必须在单独的预热器中将原料预热至 600° C。电裂解炉产生的蒸汽总量较少，因此部分压缩机也需要实现电气化。

预计大型装置将在 2030~2040 年间投入使用。

当前，在氢基燃烧、裂解过程电气化或烟气碳捕集过程等领域都取得了一定进展。预计在未来几年内，有前景的方案将在技术上趋于成熟。

结论

短中期内，煤化工工艺将继续在中国发挥重要作用。煤气化、煤制乙烯以及煤基费托合成过程中，废气流中的高浓度二氧化碳将显著降低 CCU/S 成本。²²

在温度低于 500° C 的工艺中，电气化预计将在中长期占主导地位，因为可以实现温室气体中和的目标。蒸汽裂解炉的去石化过程较为复杂，因为电气化仍处于研究阶段，需要寻找处理不可避免废气的有效方案。长期来看，电气化也将发挥作用，CCU/S 的应用具体取决于范围 3 排放的管理方式以及废气的用途。

3.5.4 范围 3 排放减缓

如前所述，在化学工业中，产品需要使用碳氢化合物，这些碳氢化合物在生产、转换和报废阶段会产生排放。这些范围 3 排放需要采用不同的方法以实现零温室气体排放。主要挑战在于可再生资源的应用，例如回收材料、生物质或 CCU 技术来取代化石原料。

目前已有多种工艺使用二氧化碳 (CCU)，包括尿素或苏打的生产以及在食品工业中的应用。与未来需求相比，目前二氧化碳的需求量明显较低，例如德国每年约使用 200 万吨二氧化碳。VCI 和 VDI (2023) 预计，2045 年主要基础化学品的生产每年将需要 4400~5200 万吨二氧化碳。

CCU

通过 CCU，可直接生产甲醇和芳香烃苯、甲苯和二甲苯 (BTX) 等基础化学品，还可以使用费托合成或甲醇制烯烃/芳香烃 (MTO/A) 工艺生产高碳氢和烯烃 (VCI 和 VDI 2023)。实现温室气体中和生产的潜在来源包括直接空气捕集 (DAC) 或生物源二氧化碳。

塑料回收

满足碳需求的另一个途径是塑料回收。下文将介绍塑料回收的各种方法及其潜在的制约因素，并基于上述信息评估其潜力。

机械回收

机械回收可以延长塑料的循环利用时间，减少废物量，替代初级生产。在机械回收过程中，塑料被粉碎、分类并转化为可再次使用的颗粒。塑料的材料特性在加工过程中可能会略有改变，需要添加剂以恢复所需特性。在机械回收中，一般认为可进行 2~3 个回收周期 (Arena 和 Ardolino, 2022)。

聚合物废料中的杂质（包括小型降解产物和添加剂等微量元素）会严重影响再生塑料的质量，难以分离的多层材料也是一个挑战。此外，对温度敏感且在高温下不会液化的塑料也可能限制回收过程。

然而，某些类型的塑料，特别是来自包装行业的 PET、聚乙烯和聚丙烯，通常适合机械回收 (Arena 和 Ardolino, 2022)。

²² 专家访谈

化学回收

化学回收涉及多种工艺，如下介绍气化和热解两种主要工艺。

气化 - 气化过程将固体废物转化为碳氢化合物和合成气的混合物，此过程在 700~1200° C 的温度范围内进行，具体温度取决于所采用的工艺和原料类型。在气化过程中，塑料废物可转化为合成气 (H₂ + CO)，随后通过各种附加工艺，进一步转化为基础化学品、燃料、能源及其他产品。自热气化可利用原料中约 28% 的碳能量，获取剩余 72% 的气体 (Porshnov, 2022)。气体净化对增效降本至关重要，费托合成和甲醇合成的催化剂对杂质（如氧、溴、氯和硫）非常敏感，这限制了其应用范围 (Porshnov, 2022; Mamani-Soliz 等, 2020)。

热解 - 热解是一种化学回收过程，例如在无氧环境下，将塑料废物在 300~700° C 的温度下进行热裂解。此过程产生气体、木炭和液态油，其中热解油是大多数情况下的理想产物。然而，热解不适合处理混合废物，因为热解油会受到 O、N、Cl、F 和 Br 等杂质原子元素的污染，这些杂质会产生酸性不稳定的油，与油不混溶，因此在没有进一步改性工艺的情况下不能用作燃料 (Porshnov, 2022; Solis 和 Silveira, 2020)。

结论

提高回收率以及在未来塑料废物处理中应用机械和化学回收的作用极为重要。由于并非所有塑料均可回收利用，因此需要采取各种额外措施来强化回收工作。废物减量措施，比如避免、重复利用和回收，通常具有最低的成本。

应该指出的是，减少塑料消耗和改进回收工艺作为低成本的能源首选方案，降低了对生物质原料利用和碳捕集与利用 (CCU) 工艺的需求。生物质作为原料

生物质由含碳的复杂分子构成，这些分子包含众多 C-C 键，与处置二氧化碳相比，其深加工更具能量效率。生物质中的碳来自生物，意味着可能被视为温室气体中性。生物质加工原料的选择尤为重要。

原料通常分为：

第一代生物质：包括富含碳水化合物的生物质，易于加工，但与其作为食物或饲料的用途存在冲突

第二代生物质：包括不适宜作为食物或饲料的生物质，如木质纤维素，比碳水化合物更难处理

第三代生物质：来自藻类的生物质，由于耗水量大、含水量高以及技术和地理障碍，处理起来较为复杂 (Klepper 和 Thrän, 2019)。

替代品 (Drop Ins)

“替代品”是指与目前使用的化石基塑料完全相同，但取材于可再生材料的塑料。这些“替代品”具有与化石基塑料完全相同的化学和物理特性。

新材料

某些新材料，如聚乳酸 (PLA) 和聚羟基烷酸酯 (PHA)，与传统化石基塑料相比具有不同的化学和物理特性，可广泛应用于包装领域。与某些化石基塑料相比，这些新材料可能在机械强度和耐热性方面存在局限性 (Brizga 等人, 2020)。

发酵工艺在提供现有生产路径的替代生化产品中起着关键作用。例如，生物质中的糖可以发酵成乙醇，然后转化为与化石基乙烯相同的生物乙烯，发酵也可用于生产其他替代生物基化学品。

生产替代品需要生物质热解和气化等技术，见上文。

3.5.5 CCU/S 的作用

CCS

为实现碳中和，在化学工业中采用碳捕集与封存 (CCS) 技术并非绝对必要，然而将 CCS 作为一种过渡技术，用于减少蒸汽裂解炉、煤气化和其他二氧化碳浓度较高的工艺中的排放是可取的。鉴于缺乏替代方案和对现有裂解炉进行改造的潜力，预计 CCS 在蒸汽裂解炉中的应用将在相当长时期内具有应用潜力。

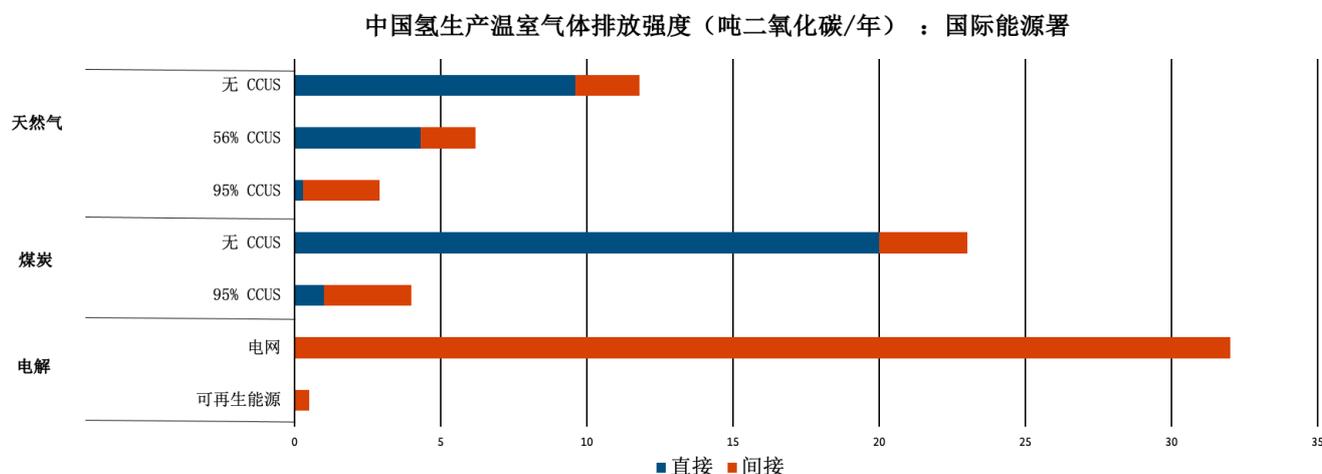
CCU

碳捕集与利用 (CCU) 技术是化工业去化石化的必要条件，也是实现温室气体中和的必要条件。CCU 的应用比例将极大依赖于生物质的潜力和回收利用的可行性。短期内，低碳氢的可用性将是通过 CCU 技术生产化学品的主要制约因素。

3.6 制氢

图 9: 不同氢生产路径的温室气体排放量

来源: 国际能源署, 2021b



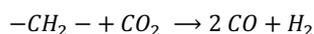
3.6.1 氢能行业

氢气在化学工业中发挥着关键作用, 主要用于合成氨和甲醇 (Fischedick 等, 2015)。

在生产甲醇或氢气时, 必须通过水煤气变换反应来提高氢气含量。在此过程中, 产品气体中每一摩尔一氧化碳 (CO) 会生成一摩尔的二氧化碳 (CO₂) :



所产生的二氧化碳中的碳来自于蒸汽重整过程中所使用的碳氢化合物。这一过程以及随后的水煤气变换反应, 都会在制氢过程中产生排放。然而所生成的二氧化碳副产品可以提纯分离出来。二氧化碳可通过以下反应方程重新用于碳氢化合物的重整过程:



可以调整 H₂ /CO 的比例, 二氧化碳也可用于其他过程 (Fischedick 等, 2015)。

3.6.2 中国氢能行业

2010 年以来, 中国一直是世界上最大的氢气生产和消费国, 这得益于中国工业部门不断增长的需求和低成本资源的供应。据悉, 自 2010 年以来, 中国氢气消费量增长了 30%, 2020 年达到约 3300 万吨, 约占全球产量的 30%。²³ 专用氢和副产氢的产量约为 2600 万吨 (IEA 和 ACCA21, 2022)。

3.6.3 耦合 CCU/S 制氢

氢气生产为资源丰富地区扩大可再生能源提供了一种具有成本效益的方式。利用捕集的二氧化碳和氢气生产运输燃料, 也是实现脱碳的有效途径。考虑到化学工厂的平均使用

寿命为 30 年, 这些工厂在向氢气技术的过渡中可以发挥重要作用, 凸显了改造和重新利用这些设施生产氢气的潜力。

中国计划在西北地区开发一个大型 CCU/S 中心, 以捕集和储存炼油厂制氢装置产生的二氧化碳。该项目将逐步部署 CCU/S 装置, 初始阶段 (2020~2023 年) 每年捕集 150 万吨二氧化碳, 2030~2040 年增加到每年 1000 万吨 CO₂ (张等人, 2021)。

中国对低碳氢的定义

在中国, 低碳氢的定义依据的是生命周期碳排放的阈值, 即每千克氢气产生的二氧化碳排放不得超过 14.5 千克。这一阈值反映了氢气生产全过程中的最高允许碳排放量。根据相关评估, 采用煤气化技术生产氢气的碳排放量高达每千克氢气 29.0 千克二氧化碳, 远超低碳氢的标准。对于“清洁”氢气, 标准则更为严格, 其碳排放上限设定为每千克氢气 4.9 千克二氧化碳。

煤气化

全球约有 130 家正在运行的煤气化工厂, 其中大部分位于中国。煤气化设备产生高浓度二氧化碳气流, 在去除硫和氮等杂质后, 浓度通常约为 80%。这种高浓度使得二氧化碳的捕集相对容易, 捕集率可达 90~95%。未经碳捕集的煤炭排放强度为每千克氢 17.8~21.6 千克二氧化碳 (Fischedick 等, 2015; IEA 和 ACCA21, 2022) (图 9)。

天然气制氢

通常有 30~40% 的天然气被燃烧, 以提供工艺所需能量, 从而产生“稀释”的二氧化碳气流, 其余部分则分解为氢气和更

²³ 包括工业过程中用于现场热电联产的氢气, 如钢铁生产中的煤焦化和氯碱电解中的氯碱生产。

高浓度的二氧化碳气流。自热重整 (ATR) 是一种替代技术, 其中所需热量在重整设施本身产生, 意味着所有二氧化碳都存在于变换后的合成气中。其他技术包括气体加热转化炉和天然气部分氧化等 (IEA 和 ACCA21, 2022)。

不同制氢技术对应不同的生命周期温室气体排放。未经碳捕集使用天然气的情况下, 直接工艺的排放量为每千克氢气 8.9~9.8 千克二氧化碳。应用 CCU/S 技术可以显著降低工艺二氧化碳排放量。对于捕集率为 90~95% 的煤炭, 估计排放量为每千克氢气 1.0~2.2 千克二氧化碳; 对于部分捕集二氧化碳 (56%) 的天然气, 排放量为每千克氢气 4.3~5.4 千克二氧化碳。而完全捕集二氧化碳 (95%) 的天然气排放量最低, 估计为每千克氢气 0.5~0.6 千克二氧化碳 (IEA 和 ACCA21, 2022)。

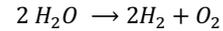
为了最大限度地减少化石燃料 CCU/S 制氢路线的残余排放, 实现高捕集率 (>90%) 并减少上游排放至关重要。

成本

中期来看, 耦合 CCU/S 的煤气化仍是一种具有成本效益的选择, 估计成本范围约为 1.4~3.1 美元/千克氢。这在煤炭和二氧化碳封存资源丰富且可再生能源相对不易获得的地区尤为适用。虽然通过规模经济的发展和科技进步, 基于 CCU/S 的生产路线有望降低成本, 但与使用可再生能源制氢的电解工艺相比, 成本降低可能更为有限。

3.6.4 绿氢

在电解过程中, 利用电能将水分解为氧气和氢气:



当通过可再生能源满足用电需求时, 可以以温室气体中和的方式生产氢气 (绿氢) (Fischedick 等, 2015)。CCU/S 的作用

根据中国氢能联盟的预测, 到 2060 年, 年氢气产量将达到 1.3 亿吨, 其中绿氢占比高达 80%。中国在技术方面必须坚持在制氢、储氢、运输以及建立以技术为先导的氢能网络等方面取得实质性突破。

目前, 灰氢仍占主导市场, 蓝氢和绿氢只占一小部分。然而, 未来的发展轨迹正朝着绿氢的方向倾斜, 尤其是到 2060 年后。²⁴

在煤气化和蒸汽甲烷重整工艺中实施二氧化碳捕集可促进减排, 因为过渡期间仍将继续使用基于化石燃料的氢气。特别是在合成气生产过程中捕集纯净二氧化碳是一种经济高效的选择, 能显著降低排放。

在目标状态下仅使用绿氢, CCU/S 可能不会发挥任何作用。综合来看, 在实现温室气体中和的目标状态下, CCU/S 并非必需

3.7 废弃物生产能源

3.7.1 废物处理行业

废物热处理的主要目的是实现废物的无害化, 能源回收是次要目标。因此, 废物焚烧不能与常规电厂工艺相提并论, 因为废物焚烧的排放无法通过可再生能源替代。根据德国实施的基于欧洲废物等级制度的《循环经济法》, 废物焚化排在废物预防、再利用和回收之后的第四位, 是采用填埋之前的最后选择。

德国根据废物的性质, 有各种类型的设施可供选择。大部分热处理是在城市生活垃圾焚烧厂和垃圾发电厂 (WtE) 进行的。还有专门的垃圾焚烧厂、焚烧污水污泥的设施, 以及利用废旧木材生产热能的生物质供热电厂。除了专门设计用于

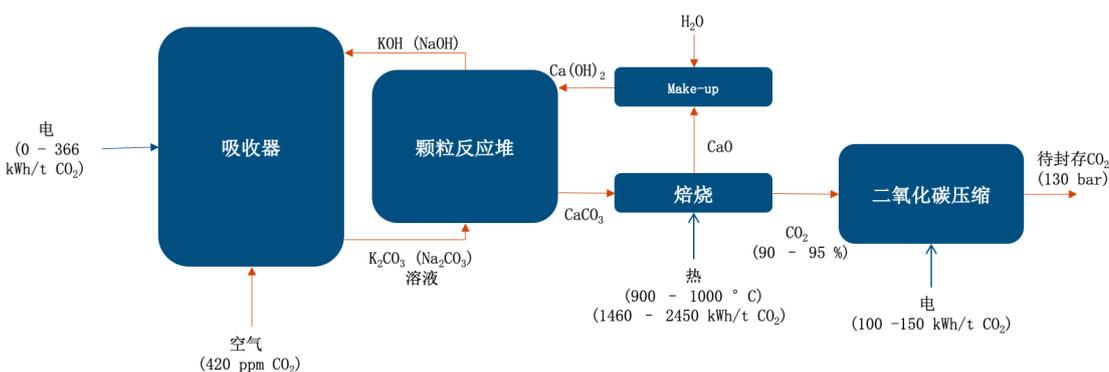
垃圾焚烧的设施外, 工业厂房还参与处理垃圾的联合焚烧, 这种处理过的垃圾被称为替代燃料。

尽管可以通过实施循环经济措施来减少废物, 但到 2050 年, 欧洲仍然需要废物热处理设施 (如系统 IQ 2022 所示)。在循环经济框架内, 这些设施在消除二次原材料加工过程中产生的污染物方面发挥着关键作用。

中国

中国每年产生近 120 亿吨固体废物, 增长率在 5~7% 之间。自 2003 年以来, 中国工业固体废物产生量逐年上升, 但综合利

图 10: 高温直接空气捕集 (吸收法) 工艺方案示意图



²⁴ 专家访谈

用率一直维持在 60% 左右。2009 年达到 68% 的峰值后下降并维持在相对较低的水平。²⁵

焚烧的普及率显著提高，从 2003 年的 5% 上升到 2017 年的 40%，15 年内增长近十倍。因此，焚烧技术正稳步取代卫生填埋，成为中国生活垃圾处理的主要技术策略。²⁶

垃圾焚烧发电装机容量预计将达到 22 吉瓦，年发电量预计将达到 130 太瓦时 (CACE, 2023)。城市固体废物 (MSW) 的持续增长和政策推动促进了中国城市固体废物焚烧能力的稳步增长。随着下游电力需求的增加，预计总装机容量将继续快速增长 (搜狐, 2021)。

到 2035 年底，预计中国每年的垃圾清理量将达到约 5.5 亿吨，其中焚烧能源化利用约占所有垃圾清理量的 75%。

3.7.2 碳捕集的作用

德国

有两项研究探讨了德国废物产生的未来走向，《废物热处理展望- 2040 路线图》对 2040 年的废物种类和废物热处理的可用能力进行了保守评估，根据该研究，预计到 2040 年废物数量将从 3450 万吨降至 3340 万吨，降幅很小。因为虽然回收利用减少了废物量，但人口和经济的发展，以及废物管理

要求的变化所产生的新废物流，将导致废物量的增加。因此，该研究预测废物生成量将基本保持稳定 (Hoffmeister 等, 2020)。

应用生态研究所 (Öko Institut) 的《德国废物能源回收能力及其在循环经济中的未来发展》研究还研究了各种不同情景，这些情景预测废物总量将显著减少，并认识到继续焚烧垃圾的必要性。在最具雄心的情景中，废物量从每年约 2600 万吨减少到 1700 万吨 (Dehoust 和 Alwast, 2019)。

中国

预计中国垃圾发电厂碳捕集设施的发展将与国家 CCU/S 整体增长趋势同步。这些设施的启动很可能与燃煤电厂碳捕集商业模式的成熟同步。²⁷

结论

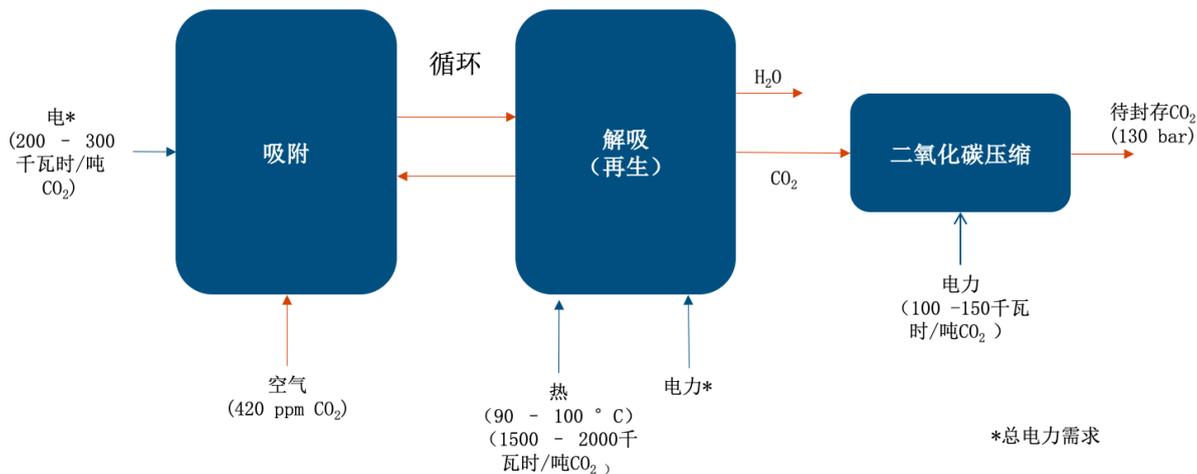
鉴于中国目前的发展态势、从垃圾填埋向垃圾焚烧的转型、以及在处理能力上的显著增长，结合德国在废物热处理领域的发展，合理推测即便到了 2060 年，中国仍将持续采用垃圾焚烧处理方式。碳捕集技术对这些焚烧设施尤其适用，不仅因其能有效分离化石源排放以降低整体排放量，还因为能够捕获来自生物源的成分，有助于实现负排放。

3.8 负排放

3.8.1 技术负排放的必要性

CCS 技术不仅是减少难以避免的固定点源化石排放的选择，还是基于 CCS 的二氧化碳移除方法，是生物能源碳捕集与封存 (BECCS) 和直接空气碳捕集与封存 (DACCS) 技术的基础。尽管本文对 DACCS 和 BECCS 不做详细分析，也不对其他 CDR 方法进行比较，但未来有必要对其潜力进行评估。

图 11: 低温直接空气捕集 (吸附法) 工艺方案示意图



²⁵ 专家访谈

²⁶ 专家访谈

²⁷ 浙江平湖垃圾焚烧发电厂的烟气碳捕集项目是一个创新性的先驱项目，它是目前唯一一个完成了 168 小时的评估，并于 2022 年 7 月顺利投入运行的项目。

3.8.2 直接空气碳捕集利用/封存 (DACCU/S)

DACCU/S 涵盖了那些直接从周围空气中捕集二氧化碳并实现封存 (DACCS) 或利用 (DACCU) 的技术。

这些方法可以补充固定排放源捕获的二氧化碳，因为 DAC 设施可以在任何地方部署，即使在逐步淘汰大部分化石燃料排放后也能保持运行。

理想情况下，DAC 设施应部署在可再生能源和二氧化碳封存地点附近，以满足其能源需求并尽量减小运输距离 (Erans 等，2022)。

国际政府间气候变化专门委员会 (IPCC) 在其情景中将 DACCS 视为实现负排放的两种技术途径，与 BECCS 并列 (Shukla 等，2022)。此外，预计 DAC 将在提供电子燃料的可再生二氧化碳方面发挥关键作用 (E4tech，2021)。

在 DAC 工艺中，二氧化碳的捕集是通过风扇将环境空气吹向被称为吸附剂的吸附物质来实现的。吸附剂从空气中捕捉二氧化碳，并在热能的作用下以浓缩形式释放出来 (Prognos，2021; Erans 等，2022)。DAC 使用的方法可分为两种主要类型，根据所使用的吸附剂类型 (液态或固态)、捕集二氧化碳的温度要求以及吸附剂的再生方法而有所不同 (Prognos，2021)。

高温吸收法

DAC 工艺的一种类型是图 10 所示的高温吸收法，采用水性吸收介质，通常使用具有强二氧化碳亲和力的氢氧化物基吸附剂，例如氢氧化钠 (NaOH)、氢氧化钾 (KOH) 或氢氧化钙 (Ca(OH)₂)。

例如，碳工程公司 (Carbon Engineering) 使用 KOH 作为吸附剂来吸收二氧化碳。在颗粒反应器中，通过添加 Ca(OH)₂ 将碳酸钾 (K₂CO₃) 转化为 KOH 和碳酸钙 (CaCO₃)，然后在煅烧器中利用热能将碳酸钙分解为氧化钙 (CaO) 和二氧化碳，再将二氧化碳压缩成适合利用或储存的纯净气体，而氧化钙则通过加水碾碎变回氢氧化钙，并返回颗粒反应器。

值得注意的是，煅烧过程需要 900~1000°C 的高温 (Prognos，2021)。碳工程公司通过燃烧天然气达到所需温度，因此也需要捕集和储存燃烧天然气产生的化石二氧化碳排放。使用可再生能源生产的氢气可以减少工艺中产生的二氧化碳排放，但会显著增加总成本 (Keith 等，2018)。

低温吸附法

如图 11 所示，在低温吸附 DAC 工厂中，通过使用固态吸附剂直接从周围空气中捕集二氧化碳。这种方法包含两个主要阶段的循环过程：吸附和再生。在吸附阶段，吸附剂会捕集空气中的二氧化碳直到达到饱和状态，此时气流会停止。随后，在再生阶段，吸附剂释放出二氧化碳并进行再生处理，以便未来重复使用。为了实现吸附二氧化碳的释放，吸附剂需要加热至 85~100°C 的温度。

Climeworks 公司采用注入了固态胺的纤维素纤维过滤器，这种过滤器可在环境湿度条件下与二氧化碳结合。在 100°C 的温度

下，二氧化碳被释放出来。ClimeWorks 系统的完整循环周期为 4~6 小时 (Climeworks，2022)。

Global Thermostat 公司则采用胺聚合物吸附剂，在 85~95°C 的温度下释放二氧化碳。该公司的系统具有较短的运行周期，仅需 30 分钟。通过在真空环境下使用饱和蒸汽作为直接的传热介质和清洗气体，实现二氧化碳的释放 (Fasihi 等，2019)。

发展现状

DAC 技术仍处于早期开发阶段，全球只有不到 20 座设施，每年二氧化碳捕集能力约为 10000 吨。Climeworks 在冰岛运营着世界最大的 DAC 工厂，每年移除 4,000 吨二氧化碳，并正在建设年捕集能力 36,000 吨的新设施 (Climeworks，2023)。

英国 (“追梦人”项目) 和美国等国家已经规划建设大规模的 DAC 工厂，二氧化碳捕集能力预计在 50~100 万吨之间。

DAC 的成本估算差异很大，具体取决于技术、能量来源、法律框架和参考年份等因素。现有文献显示，低温工艺成本为每吨二氧化碳 100~1,000 欧元，而高温工艺则为每吨二氧化碳 85~465 欧元。这些估算不包括运输和二氧化碳封存成本 (Fasihi 等，2019)。

根据最新的 IPCC 报告，DAC 的成本范围为每吨二氧化碳 92~277 欧元，预计中期捕集成本将降至每吨二氧化碳 200 欧元以下 (IPCC，2021)。28

国际能源署的净零排放情景预测，到 2030 年，每年需要新建八座 DAC 工厂，每年的二氧化碳捕集能力为 100 万吨，并在未来数十年内逐渐加大工厂建设。按照这种规模扩大 DAC 将需要大量水和能源资源。

国际能源署预计，在中东等能源和资本支出成本较低的地区建设 DAC 工厂在经济上是可行的。

中国背景下的结论

根据国际能源署 (IEA，2021) 和刘等人 (2022) 的研究，中国同样需要部署 DAC 技术，以抵消剩余排放，实现 2060 碳中和目标。主要是中国工业、交通、建筑和能源供应部门的剩余排放，以及土地利用、土地利用变化和林业部门的持续排放。目前的知识水平还无法提供更精确的排放量估算。

德国的经验表明，仅依靠自然负排放是不足以抵消这些排放的，因此技术负排放措施的实施是必要的。

3.8.3 生物质能碳捕集与封存 (BECCS)

生物质问题

在利用生物质时，确保生物质的可持续种植至关重要。通常情况下，为能源目的而种植生物质会与用于粮食生产的生物质竞争，或导致现有生态系统枯竭，进而对当地生态系统和

²⁸ 低温吸附 DAC 工艺具备使用可再生能源和废热源来提供所需温度的优点。利用废热可以降低能源成本，并且在使用热泵的情况下，不需额外热源，使得设施能够完全依赖电力运行。此外，低温 DAC 工

厂不需要水源，这在选址方面提供了更大的灵活性。这样的工厂能够与未来基于可再生能源的能源系统有效整合。

生物多样性产生负面影响，并排放大量二氧化碳。正如第 4.5.4 章所述，生物质可分为不同代。

最后要提到的是残渣和废料，只要在生产过程中努力将其减少到最低限度，它们也可以被归类为可持续来源。

与此同时，由于种植的生物质（如木材）可用于其他用途，不同部门在利用生物质方面存在竞争。因此，需要对生物质进行梯级利用，以释放其最大的气候保护潜力。图 12 展示了这种梯级利用。

生物质 CCU/S 的潜在应用

生物质 CCU/S 适用于实施 CCU/S 的各种领域。其中一些工艺利用的是第一代生物质，因此应被视为不可持续的，但为了完整起见，仍将其列出。如上所述，能源利用应被视为最后手段，因此在这些设施中捕集二氧化碳是合理的。

生物气/生物甲烷化

湿生物质通常作为发酵工艺的首选基质，这一工艺可以转化多种类型的残渣和废物，包括粪便、生活垃圾中的生物质部分、沼泽植物产品和大型藻类生物质（海藻）。

通常获得的沼气由 50~60% 的甲烷组成，其余部分主要由二氧化碳构成（Fischedick 等，2015）。沼气是宝贵的能源资源，可用于能源目的。沼气可以通过提纯来生产生物甲烷，包括分离二氧化碳以达到约 95% 的甲烷浓度。该工艺使得有效捕集二氧化碳变得相对容易实现（Klepper 和 Thrän, 2019）。

生物乙醇

发酵过程提供了将各种输入物料（包括碳水化合物、脂肪、蛋白质、纤维素或半纤维素（木质素））转化为有价值产品的潜力。通过厌氧发酵，可以产生沼气，而酒精发酵则可以产生生物乙醇/丁醇。

在生物质发酵过程中，二氧化碳会作为副产品产生，发酵产品燃烧时会进一步释放二氧化碳。然而，在所有情况下，捕集和分离所产生的二氧化碳都是可行的（Klepper 和 Thrän, 2019）。

合成气

生物质气化提供了产生合成气并分离二氧化碳的机会，该工艺的优势在于能够利用木质生物质（第二代）（Klepper 和 Thrän, 2019）。

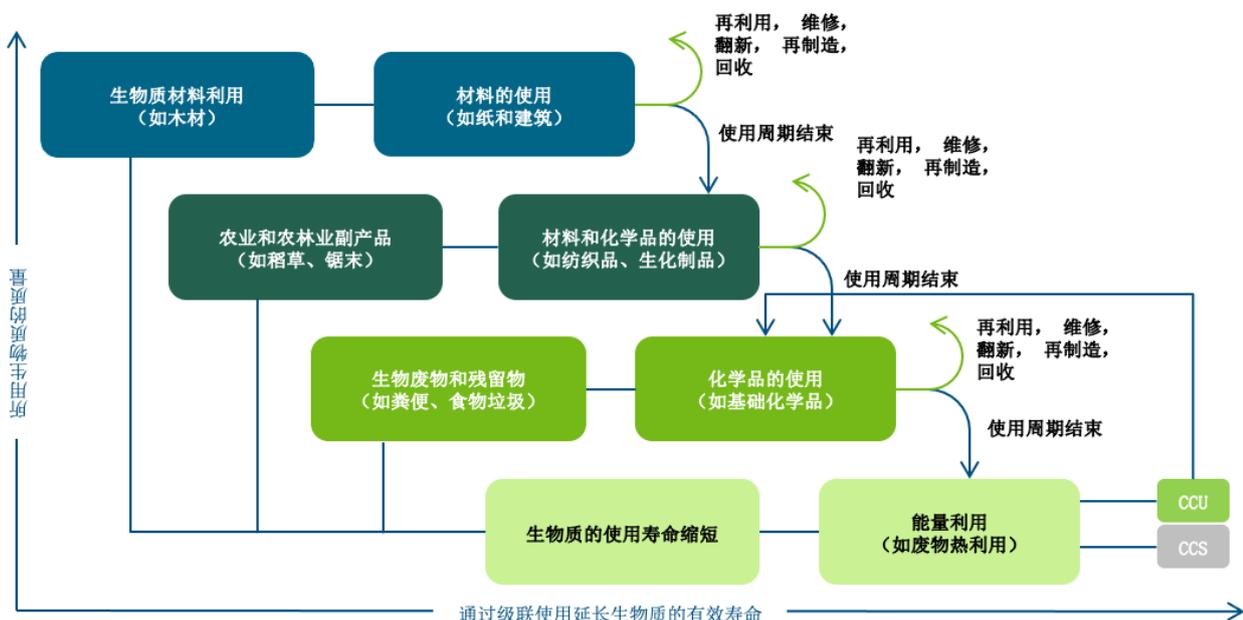
合成气的生成可以用于多种用途：它不仅可以作为燃料使用，还可以用于生产液体燃料或化工原料。气化作为一种成熟技术，已经被广泛应用于从化石燃料和废弃物中提取合成气（Borchers 等，2022）。

热解

木质纤维素生物质可以被导入到热解设备进行处理。热解过程见第 4.5.4 章。快速热解的主要目标是生产热解气和热解油，而产生的二氧化碳可以被有效捕集。与此相比，生物炭（尤其是慢热解产生的生物炭）既可以作为工业部门的原材料，也可作为长期碳库，同时还能提高土壤肥力（Borchers 等，2022）。

图 12: 生物质梯级利用

来源: Agora Industry & Carbon Minds, 2023



热解是一种成熟且经过广泛研究的技术，适用于生物和化石燃料。市场上已有大量公司可提供小型和中型热解技术（Borchers 等，2022）。

造纸和纸浆工业

在纤维和纸张的生产过程中会产生大量生物废料，尤其是黑液。²⁹目前，这些废物已被用于在纤维和纸张生产设施中焚烧，以提供工艺热量。

生物质废弃物制能源

在垃圾焚烧厂中，垃圾通常为生物质基和化石基垃圾的混合物，其燃烧过程不仅会产生化石排放，也会产生生物质排放。因此，捕获生物质排放的二氧化碳成为 BECCS（生物质能碳捕集与封存）或 BECCU（生物质能碳捕集与利用）的潜在来源。

生物质燃烧发电

在燃烧生物质产生电力或热能的过程中，也会产生二氧化碳，可考虑将其捕集并封存或利用。

讨论

生物质的能源利用可以考虑多种工艺。相应地，可根据生物质的预期用途来确定优先顺序。如果优先考虑材料利用，则应采用生物质气化或热解处理。在这种情况下，关键在于产生二氧化碳还是固体碳。热解过程中产生的固体碳可以用于负排放，产生的二氧化碳也可以如此处理。此外，生物质排放的二氧化碳是否应主要用于产品的生产（BECCU）还是通过封存来产生负排放（BECCS）仍需进一步讨论。因此，在生物源二氧化碳的最终利用和应用上存在一些冲突。

中国背景下的结论

中国在生物质可持续利用方面的潜力有限，建议采用梯级利用的方式。在确定生物质利用战略之前，不建议提出超出讨论范围的具体建议。某些行业，如水泥和钢铁行业，有可能利用生物质实现脱碳。然而，不能仅从这方面提出建议，必须考虑所有必要领域。总之，可以得出的结论是，BECCU/S 将在中国发挥作用，因为它是化学工业去化石化（BECCU）和实现气候保护目标所需的负排放（BECCS）所必需的。



²⁹ 在造纸过程中，通过溶解木质素纤维产生的黑液是一种副产品。目前，黑液的主要处理方式是在锅炉中进行燃烧，以此来产生能量。



4 CCU/S 技术



4 CCU/S 技术

本章介绍 CCU/S 技术的基本信息。所持观点基于现有分析。

4.1 二氧化碳捕集

下文将介绍欧洲和德国相关碳捕集技术的发展现状、成本和实施中的项目，并结合中国的具体情况进行分析。相关技术分为燃烧前捕集、富氧燃烧捕集和燃烧后捕集。本章末尾对包括运输和封存在内的总体成本进行了分析。本章主要用于对各项技术进行定性评估。

4.1.1 燃烧前捕集

燃烧前捕集的特点是，在工艺之前二氧化碳就已经被分离出来了（图 14）。由于压力增加，为此目的使用了预先的物理处理。通过这些流程可以实现高达 95% 的分离率。与化学吸收相比，高压物理洗涤的优点在于，不会破坏化学成分，再生所需的电力或热量较少。物理溶剂无毒，对环境的危害很小。

应用领域包括合成气生产、BECCS 以及化学工艺中的生物质转化等。商业化应用案例是在 IGCC（整体煤气化联合循环发电）发电厂中应用这项技术。

蒸汽裂解炉

燃烧前和燃烧后方法为未来在蒸汽裂解炉中以不产生温室气体的方式生产烯烃和芳香烃提供了可能（图 13 和图 15），前提是未来使用温室气体中和原料，否则产品的范围 3 化石排放将继续存在下去。

图 13：带燃烧后碳捕集的裂解炉

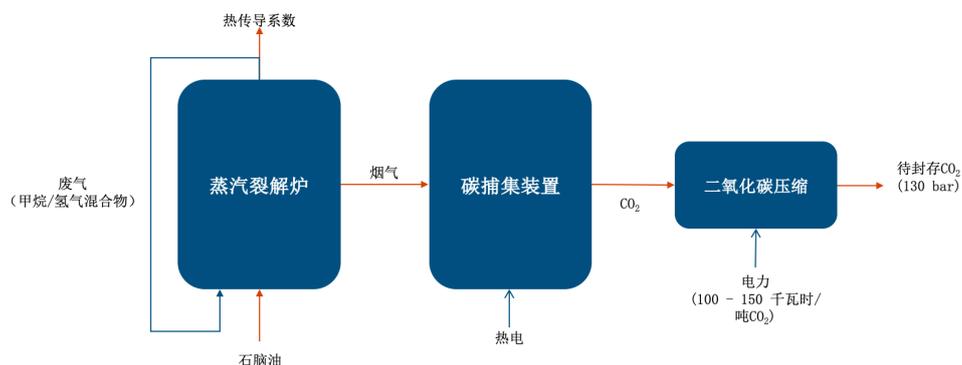
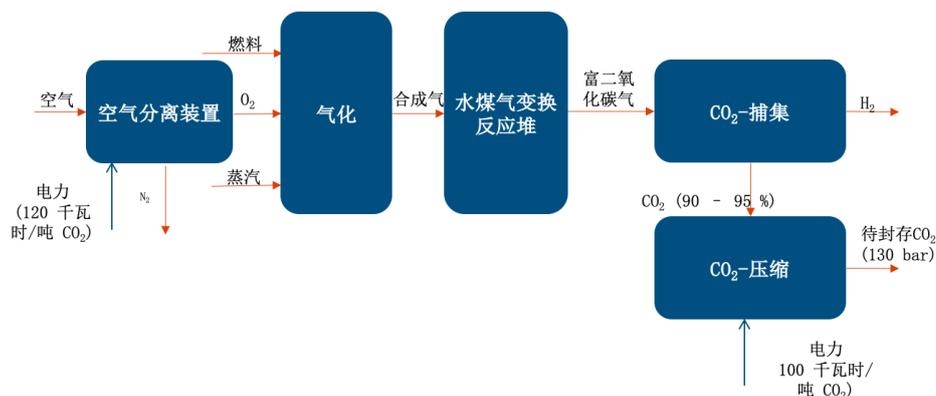


图 14：燃烧前捕集工艺方案



捕集过程概述

吸附过程

吸附是指分子通过物理力量，如范德瓦尔斯力，附着在物质表面的现象。在这一过程中，并不形成化学键。

化学吸收过程

吸收是指气体或蒸汽在液体或固体中的溶解。化学吸收过程需要在清洁剂中加入额外的第三成分，这些成分与待吸收的物质形成化学键。

物理吸附过程

物理吸附中，待吸附物质的结合是通过分子间力，通常是范德瓦尔斯力实现的。与化学吸收不同，物理吸附过程中不发生化学反应。

气固反应

在气固反应中，固态的碱土金属氧化物通常被用于这些过程，并在与二氧化碳发生化学反应中转变为碳酸盐。这一过程分为两个阶段进行。

低温过程

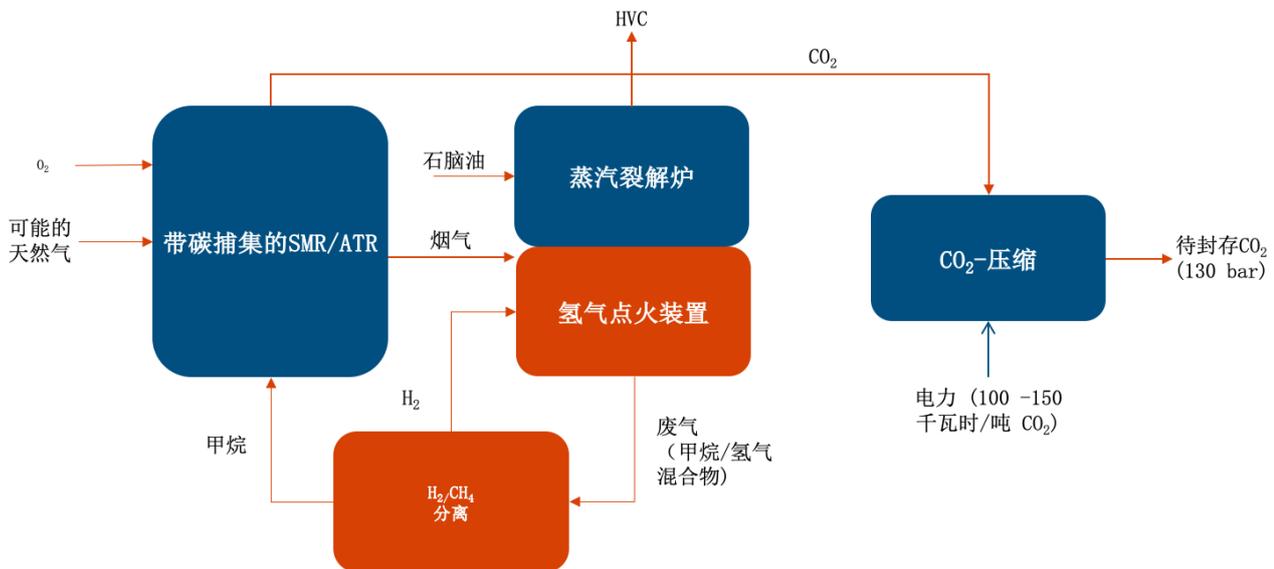
在低温过程中，二氧化碳通过升华、冷凝或蒸馏等方式从烟气中物理分离。该过程的关键要求是升华和冷凝的温度高于其他气体成分的温度，以避免杂质的产生。

膜

膜工艺利用原子和分子能够被膜的孔隙所阻留或允许通过的特性。这主要取决于所选择的膜材料。分离过程完全是物理的。这一过程的优势是几乎不需要额外的热能。

蒸汽裂解炉所产生的产品包括乙烯等烃类及副产气。这些副产气可以通过部分氧化或自热重整 (POX/ATR) 与纯氧反应，产生主要由氢气和二氧化碳组成的混合气体。分离出二氧化碳后，剩余的氢气可以用来为工艺提供能量。如前所述，采用燃烧前方法可能需要对裂解炉进行某些改造 (图 15 中红框部分所示)。

图 15: 带燃烧前碳捕集的蒸汽裂解炉 (红色方框表示为该工艺修改的流程)



在电气化过程中，副产气仍将产生，因此在 POX/ATR 中进行上述转换并随后进行二氧化碳捕集成为一个可行的减排选择。如果原料是生物源 (可持续的)，那么通过该工艺可产生负排放。

在燃烧后捕集方法中，难点在于找到一个技术上有效的方式来从烟气中分离出二氧化碳。烟气中不仅含有氧气，还含有氮氧化物。这两种成分都会对用于吸收二氧化碳的胺产生负面影响，并导致胺降解。目前，有多项研究正在探索无需使用胺的分离溶剂。

由于烟气中的高二氧化碳含量，全球碳捕集与封存研究所（2023）估计，燃烧前方法的二氧化碳捕集成本相对较低，约在 20~50 欧元/吨二氧化碳之间（全球碳捕集与封存研究所，2023）。而运营商估计，燃烧前和燃烧后两种方法的捕集成本高达 140 欧元/吨二氧化碳。据目前资料，改造一个每年排放 100 万吨二氧化碳的裂解炉的成本约为 5~10 亿欧元。³⁰运营成本可能差异很大，需要根据场地的具体条件进行全面评估。

最终选择哪种方法应基于整体效率的考虑，并取决于具体的场地条件。

中国视角下的结论

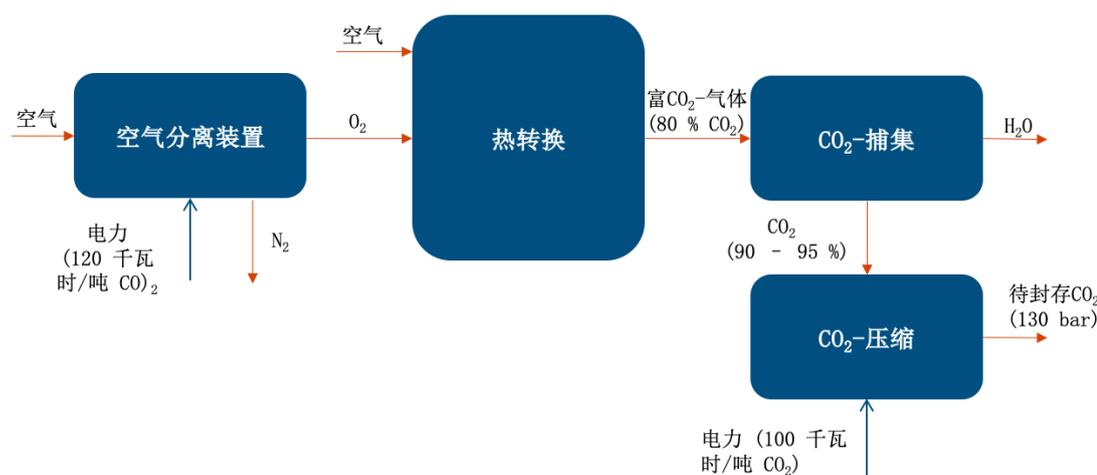
石油和化学工业中，二氧化碳排放浓度范围差异很大，大致在 10~55% 之间。

针对化学工业的主要二氧化碳排放源，目前常用的主流碳捕集技术包括物理溶剂吸收等燃烧前工艺。从成本角度考虑，低温甲醇洗涤技术已成为首选方案，其成本约为每吨二氧化碳 72~74 元。³¹

考虑到中国煤制氢工厂捕集的二氧化碳浓度高达 80% 以上，相关的碳捕集成本相对较低。根据中国目前设备、原材料、能源和劳动力成本，煤制氢 CCS 项目的成本估算为每吨二氧化碳 292 元。碳捕集、运输（假设距离 200 公里）和封存的成本分别为每吨二氧化碳 194 元、65 元和 33 元。³²

4.1.2 富氧燃烧捕集

图 16：富氧燃烧碳捕集工艺方案



富氧燃烧工艺的基本步骤是燃料与纯氧发生反应（见图 16 所示）。与纯氧反应会产生仅由二氧化碳和水组成的相对均质的气体，可以通过压缩和净化装置以较低的（能量和工艺）成本将水分冷凝出来。纯氧燃烧对相关工业和电厂工艺提出了特殊要求，一方面，氧气的使用会导致温度显著升高，从而对材料提出要求，这是由于氮气的吸热作用被消除。为了控制温度，可以循环利用部分排气。此过程中大约 60~70% 的冷却烟气被回收利用（丹麦能源，2021），因此要考虑工厂的位置，以决定在多大程度上可以进行改造和新建，集成富氧燃烧技术（CEMCAP，2019；Prognos，2021）。

核心技术是空气分离装置（ASU），它提供几乎纯净的氧气。空气分离是一个能源密集型过程，决定了该方法的效率（丹麦能源，2021；Prognos，2021）。³³富氧燃烧工艺在其对发电厂工艺和水泥行业工艺的改变方面有很大不同。

富氧燃烧在不同行业的应用

在水泥厂中，可以使用富氧燃烧工艺，但由于工艺集成度高（煅烧、熟料烧成、熟料冷却等），因此需要对工艺进行调整。燃烧条件发生变化，大部分烟气被重复利用，这导致水泥窑工艺的改变。熟料冷却器、回转窑、煅烧器和预热器中的气体环境发生了变化。不过，这种变化并不妨碍工艺的改造。

与无分离装置的工厂相比，采用富氧燃烧工艺的工厂需要额外的能量，主要用于空气分离装置（ASU）和压缩净化装置（CPU）。这部分能源需求可以通过回收废热来满足（丹麦能源，2021）。³⁴

³⁰ 专家访谈

³¹ 专家访谈

³² 专家访谈

³³ 富氧燃烧工艺可以与电解制氢的生产形成协同作用，因为该工艺可产生纯氧。

³⁴ 废热可以通过有机朗肯循环（ORC）来发电，如果可能的话，也可以输送到区域供热网络中。

技术成熟度 + 项目

法国 K6 项目：位于法国北部的 CCS 项目，在 EQIOM 公司运营的一座水泥厂（年产能 80 万吨）中利用富氧燃烧工艺。该设施预计将于 2028 年开始运行，预计分离率可到 95~98%（欧盟委员会，2022a）。

德国 Everest 项目：Lhoist 公司在欧洲最大的石灰厂计划通过 Everest 项目捕集高达 160 万吨的二氧化碳，首批 40 万吨计划于 2028 年前完成捕集。该项目将在新建的麦尔兹窑旁建造第一座富氧燃烧石灰厂（液化空气集团所有）。项目旨在将石灰厂富氧燃烧工艺的技术成熟度（TRL）提升至 9 级。

Catch4Climate 和 Westküste 100 项目（德国）：Catch4Climate 项目旨在展示一种先进的富氧燃烧工艺，即所谓的 polyisus® 纯富氧燃烧工艺，主要特点是取消了二氧化碳循环管线。

Westküste 100 项目是一项跨学科倡议，旨在通过电解产生氢气，然后与来自水泥厂的二氧化碳结合，制造甲醇。甲醇随后将被加工成气体、汽油和煤油（Westküste100，2023）。

Westküste 100 二氧化碳捕集项目将成为首个采用富氧燃烧工艺从水泥厂捕集二氧化碳的全规模项目。项目预计于 2027 年开始运行，投产后，技术成熟度（TRL）将达到 8 级。

成本

据估算，捕集成本约为每吨二氧化碳 45~62 欧元。其他成本方面，绿地工厂（greenfield plant）的成本估计为每吨二氧化碳 60~100 欧元，包括每吨二氧化碳 45 欧元的运输和封存成本。由于不同场地条件及相关运营成本差异，成本波动可能较大，每吨二氧化碳的成本波动可达 +/- 25 欧元。

而对于改造现有工厂（棕地工厂），由于技术方案多种多样，要估算富氧燃烧工艺的成本非常困难。多位专家一致认为，改造措施会产生大量资本支出（CAPEX）。在这种情况下，新建工程可能更为划算。

中国视角下的结论

富氧燃烧技术特别适用于新建项目。预计未来中国水泥需求将显著下降。因此，新水泥厂的建设数量尚存在不确定性；水泥行业的年龄结构与钢铁行业类似，仍然相对年轻（平均寿命约 25 年），因此预计水泥厂的扩张速度会较低。这样看来，富氧燃烧工艺最初可能只在有限的项目中实施。

理论上，富氧燃烧技术在中国具有重大潜力，但实际应用目前尚不成熟。富氧燃烧技术的实施需要建设新的装置，但目前正在建设的此类装置数量很少。此外，由于在新装置的设计阶段未考虑富氧燃烧技术，导致错过了实施该技术的“窗口期”。

4.1.3 燃烧后捕集

燃烧后工艺是一种末端处理技术，可用于电厂和工业设施的改造。改造的优点是缩短了时间，并省去了整个工厂新建的投资成本。此外，现有工厂的比例明显高于规划新建工厂的比例（图 17）。

化学吸收（胺洗涤）

胺洗涤工艺中，使用如单乙醇胺（MEA）等胺类水溶液吸收二氧化碳。其他可用物质包括氨、碱式碳酸盐、氨基酸盐和离子液体等。随后，饱和胺溶液会在工厂的另一部分加热至约 120~150°C，释放出二氧化碳（Fischedick 等人，2015）。以干基计，二氧化碳纯度通常至少为 99.9%（按体积计算）（丹麦能源，2021）。使用胺洗涤可以减少点源 90% 以上的二氧化碳排放（丹麦能源，2021）。

胺洗涤适用于所有主要行业。其局限性可能来自于具体的场地条件和工艺条件。胺洗涤在烟气源（废物、生物质等）和烟气成分（二氧化碳含量通常在 3~30% 之间）方面非常灵活。因此，该工艺非常适合于现有工厂的改造。

技术要求

胺洗涤工艺是一个能源密集型工艺。最大的能源需求在于蒸汽生成过程。根据丹麦能源局（2021）的研究，分离过程中的热量需求在每吨二氧化碳 700~1000 kWh_{th} 之间，电力需求在每吨二氧化碳 25~35 kWh_{el} 之间。文献中，使用单乙醇胺（MEA）进行胺洗涤时通常使用的热需求值约为每吨二氧化碳 1000 kWh_{th}（Jakobsen 等人，2017；Markewitz 等人，2019；Beiron 等人，2022；Nina Svinhufvud，2022）。

据专家称，这一数值会因所使用的溶剂和内部热能优化设计而有所不同，每吨二氧化碳约 600~1200 kWh_{el} 不等。该工艺的电力需求可能因所用溶剂而异，大致在每吨二氧化碳 50~800 kWh_{th} 之间。此外，在调节/制备过程中，平均需要约 150kWh_{el}/t CO₂ 用于压缩，以及额外的 100kWh_{el}/t CO₂ 用于液化。

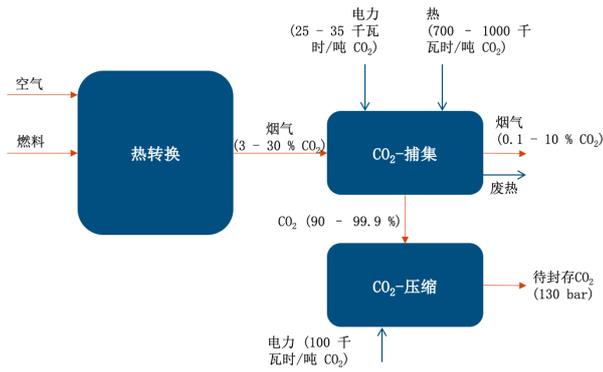
效率潜力

热能优化对于提高胺洗涤效率具有重大潜力，包括利用预处理过程中产生的废热（例如，从排气中回收热能，综合利用废物热处理厂的蒸汽等）（丹麦能源，2021）。

其他减少该工艺热能需求的选项包括：机械蒸汽压缩、吸收器中间冷却或内部热能集成等（丹麦能源，2021；Eliasson 等人，2022）。

德国/欧盟项目 + 技术成熟度

图 17: 燃烧后碳捕集工艺示意图 (能源需求指的是胺洗涤)



该工艺已在工业规模上采用，例如用于发电厂的碳捕集。食品工业、气体净化过程和化学工业中也有长期使用经验，技术成熟度 (TRL) 为 9 级 (丹麦能源, 2021)。

布雷维克项目: 挪威布雷维克 (Norcem) 水泥厂示范项目计划使用胺洗涤技术每年捕集约 40 万吨二氧化碳 (占排放量的一半) (丹麦能源, 2021)。

亨格罗的特温斯垃圾焚烧厂: 作为荷兰 CCU 示范项目的一部分，位于亨格罗的特温斯垃圾焚烧厂的胺基分离装置自 2019 年开始运行，其二氧化碳捕集能力为每年 10 万吨 (碳捕集期刊, 2021)。

德伊芬的 AVR 公司: 位于荷兰德伊芬的这家工厂自 2019 年起开始运行，该设施是一座废物热处理厂，通过 MEA 作为吸收剂的胺洗涤工艺，每年捕集 10 万吨二氧化碳。

朗夫特的 CAP2U 项目: 在朗夫特的海德堡材料公司水泥厂，目前正在建设一个利用林德公司 OASE® blue 工艺的分离装置。该装置的捕集设计能力为每年 70,000 吨二氧化碳。该装置预计于 2025 年投入运营。在该项目中，排气中的废热被用于分离过程，无需投入额外的热能用于捕集。

总之，胺洗涤技术已投入商业应用，但研究仍在进行中。工艺设备供应商也已开始优化装置。由于市场的不确定性，之前尚未开展调查，一般认为减少资本支出 (CAPEX) 的潜力非常巨大 (丹麦能源局, 2021)。

成本

专家表示，胺洗涤 (废弃物转制能源和水泥) 的成本因能源需求和其他因素 (如工厂规模、排气中的二氧化碳浓度和净化质量) 而异，范围在每吨二氧化碳 70~130 欧元。此外还包括封存和运输成本。

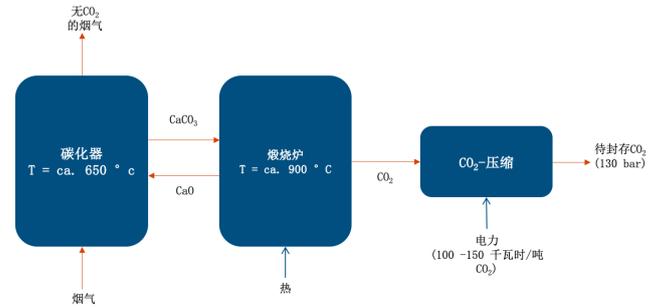
中国视角下的结论

在中国，胺洗涤技术已在许多示范项目中得到应用。鉴于其代表着最高的技术成熟度、且是一种具有最丰富实践经验的分离技术，预计该技术将在短期和长期内得到广泛应用。特别是胺洗涤技术能量需求的改进和进一步的效率提升可能导致胺洗涤成本的显著降低。

碳酸盐循环

图 18 展示了一个简化的碳酸盐循环工艺流程图。二氧化碳 (CO₂) 在反应器中与生石灰 (CaO) 反应，形成碳酸钙 (CaCO₃)，CaCO₃ 流入另一个反应器，被热分离重新生成 CaO 和 CO₂，随后 CO₂ 被压缩。该工艺所需的温度如图所示，生成的 CaO 可以回收到第一个反应器中，分离率高达 90%。

图 18: 碳酸盐循环工艺流程图



技术要求

该工艺要求较高的温度 (650~900 °C)。进入碳化器的烟气温度可以变化，例如在 20~200 °C 之间 (各种工业工艺的典型温度范围) 变动，使得该工艺适用于所有类型的生产厂或发电厂的改造。碳化器入口的温度可以更低或更高，但工艺仍可正常运行。碳化器的最佳工作温度为 650 °C，这是由 CaO 与 CO₂ 生成 CaCO₃ 的放热反应决定的。

不同行业的可行性

该工艺适用于各种类型的工厂，高温条件使其在已有高温的电厂和工业设施中实现协同效应。在水泥行业中，可以选择采用两种不同配置的工艺。该工艺既可作为末端处理技术，也可作为集成技术使用，简单来说，就是将用于二氧化碳捕集的煅烧炉与水泥厂的预煅烧炉结合起来使用。此外，由于水泥厂中已经存在 CaO，所以使用该工艺可以产生协同效应。在垃圾焚烧厂中也可应用该工艺，但需要清除二氧化碳中的氯。

技术成熟度

该工艺正考虑在具备工业条件 (1 兆瓦) 的试验工厂进行测试。工业规模 (>100 兆瓦) 的进一步研究正在进行中。作为 CLEANKER 项目的一部分，已对水泥厂工艺开展研究。其技术成熟度为 6-7 级。

在建设大型工厂时，预计需要三年的建设期才能投入运行。部分原因是使用了流化床反应器等现有组件，这些组件已在其他应用中大规模使用。

成本

在 SCARLET 项目中，计算了水泥厂应用碳酸盐循环工艺的避免成本和捕集成本。捕集成本为每吨二氧化碳 15.8 欧元，避免成本为每吨二氧化碳 27.6 欧元 (Ströhle 等, 2017)。与胺洗涤 (MEA) 相比，由于资本支出较高，因此初始成本较高。

作为 SCARLET 项目的一部分，对 600 MW 燃煤电厂的二氧化碳捕集成本进行了研究。捕集成本为每吨二氧化碳 15.4 欧元，避免成本为每吨二氧化碳 20.2 欧元。满载运行时效率降低 3.5%，若包括压缩则为 7%。在产能较低时，上述数值分别降至 4.9%和 8.6%。

投资成本较高的部分原因是安装了一个利用废热发电的废热蒸汽电厂。在完成 100 兆瓦电厂碳酸盐循环改造后，可以额外发电 50~80 MWe1。通过出售额外产生的电力，预计在几年内就能实现与胺洗涤工艺的成本比较优势。该工艺的另一个优势是石灰石 (CaO) 在全球市场上有大量供应，而且价格十分经济。

中国视角下的结论

与胺洗涤相比，碳酸盐循环工艺因其优越的改造能力和发电产生的显著避免成本，成为燃煤电厂二氧化碳捕集的一个非常有吸引力的替代方案。迄今为止，该应用仅在 20 兆瓦规模的电厂进行了研究。因此，为了确认其商业可行性，需要实施示范项目。

膜辅助液化 (MAL) 工艺

膜利用技术的基本原理已在上文中介绍，分为气体分离膜 (气/气膜) 和气体吸收膜 (气/液膜) 两种，分离率一般在 60~80%之间。

技术要求

膜技术面临的挑战是烟气中二氧化碳的分压较低，使得通过膜传输二氧化碳的动力 (二氧化碳压力梯度) 具有挑战性。解决此问题的方法包括压缩烟气和/或在膜的渗透侧 (二氧化碳侧) 保持高真空。这两种方法均需要大量的电力消耗 (丹麦能源, 2021)。

水泥行业研究了一种独特的工艺，即将二氧化碳液化与聚合物膜技术相结合的“膜辅助二氧化碳液化”技术。聚合物膜用于二氧化碳的分离，生成中等纯度的产品。这种富含二氧化碳的产品随后送入液化过程，通过液化二氧化碳，可以去除易挥发的杂质成分，从而获得高纯度的二氧化碳 (CEMCAP, 2019)。

技术成熟度

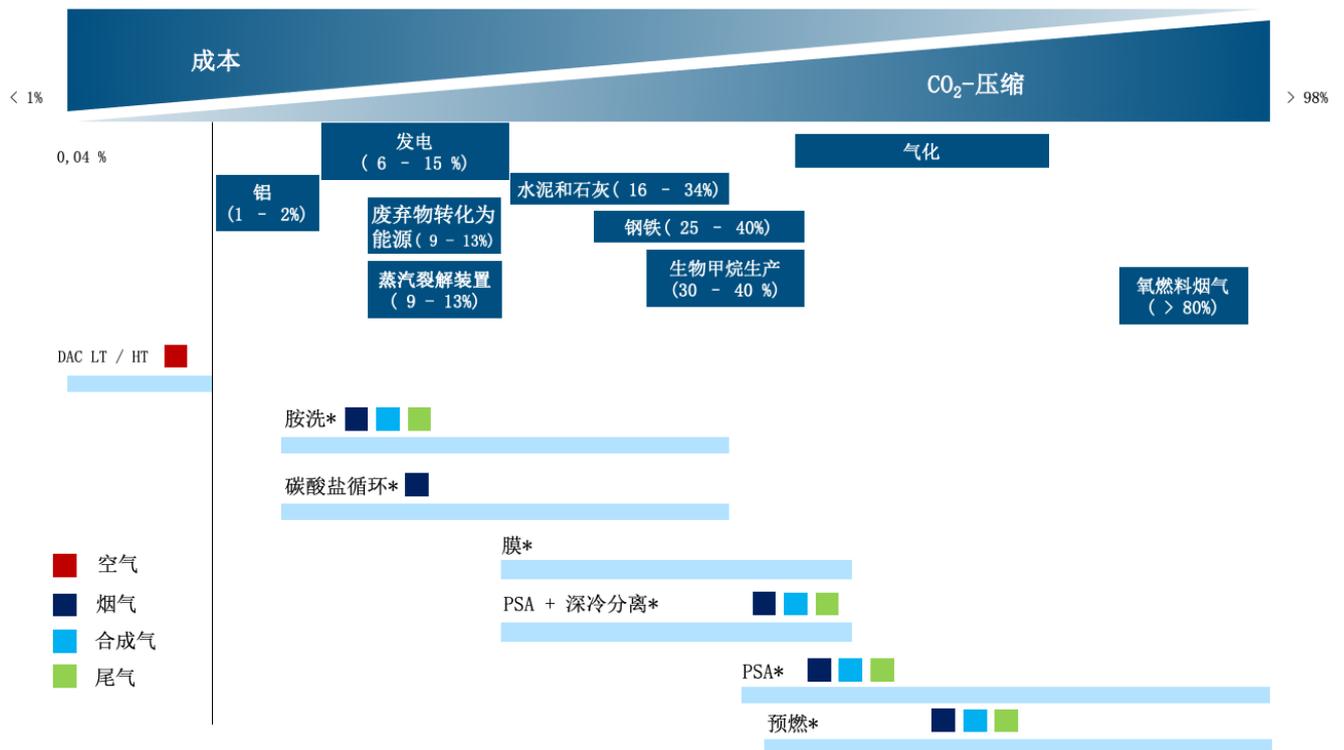
在烟气二氧化碳分离领域，膜技术的技术成熟度相对较低，更适合在高压环境下进行气体分离。根据欧洲水泥研究协会 (ECRA) 的评估，膜技术的技术成熟度为 4-5 级。

项目案例

霍尔希姆 (Höver) 水泥厂的赫尔曼/赫姆霍兹-赫里恩项目水泥厂项目：该项目基于赫姆霍兹-赫里恩研究所 (Helmholtz-Hereon) 的 PolyActive 膜技术。初步测试阶段已于 2022 年初启动，预计 2024 年初将进行为期一年的第二阶段长期运行测试。计划在随后的两个阶段扩大捕集装置的规模，2024 年起每年捕集 17 万吨，2026 年起每年捕集 130 万吨二氧化碳。最终阶段目标是捕集超过 90%的排放量 (Global Cement, 2021)。

图 19: 适用于特定二氧化碳浓度的适当碳捕集过程概述

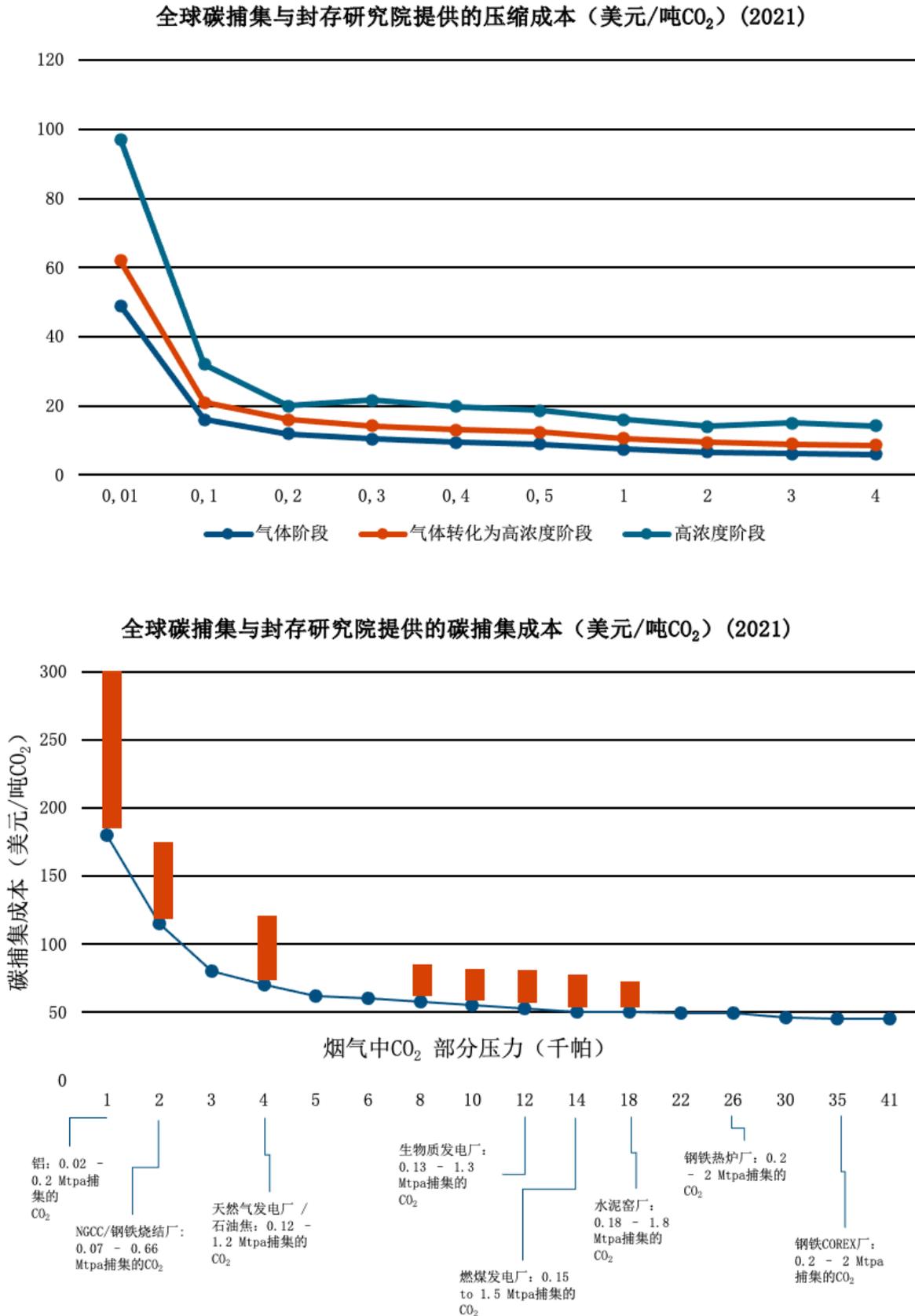
来源: 基于全球碳捕集与封存研究院数据, 2023



*说明性展示

图 20: 工厂规模和二氧化碳浓度对碳捕集成本的影响概览

来源: 全球碳捕集研究所 (2021a, 2021b)



成本

预计避免成本介于每吨二氧化碳 45~50 欧元之间。随着技术的进一步发展，成本有望降低至每吨二氧化碳 25 欧元甚至更低。

低温捕集和变压吸附 (PSA)

在该工艺中，排气首先被冷却和压缩，然后进入变压吸附装置。该方法的分离效果是基于组分不同的吸附常数，以变压为驱动力。分压差越大，工艺效果越佳。该工艺可实现高达 99% 的捕集率，二氧化碳的纯度可达 99.9% 以上。这是液化空气公司 (Cryocap™) 和林德公司 (HISORP® CC) 提供的一种商业化碳捕集技术 (全球碳捕集与封存研究, 2022c)。

技术要求

该工艺仅需电力，因此与可再生能源发电结合时尤其吸引力。随着烟气中二氧化碳浓度的提高，成本下降幅度不成比例，排气二氧化碳含量每增加一个百分点，成本就会相应减少 16~25%。与富氧燃烧工艺相比，该工艺的电力需求大约高出 2~2.5 倍，约为每吨二氧化碳 200~220 kWh_{e1}。

技术成熟度

目前，二氧化碳吸附分离和低温净化工艺已投入商业化运行。

成本

根据液化空气公司的估算，Cryocap™ FG 工艺的成本 (包括资本支出和运营支出) 在每吨二氧化碳 40~80 欧元之间。林德公司的 HISORP® CC 工艺的成本也处于类似的范围。³⁵

中国视角下的结论

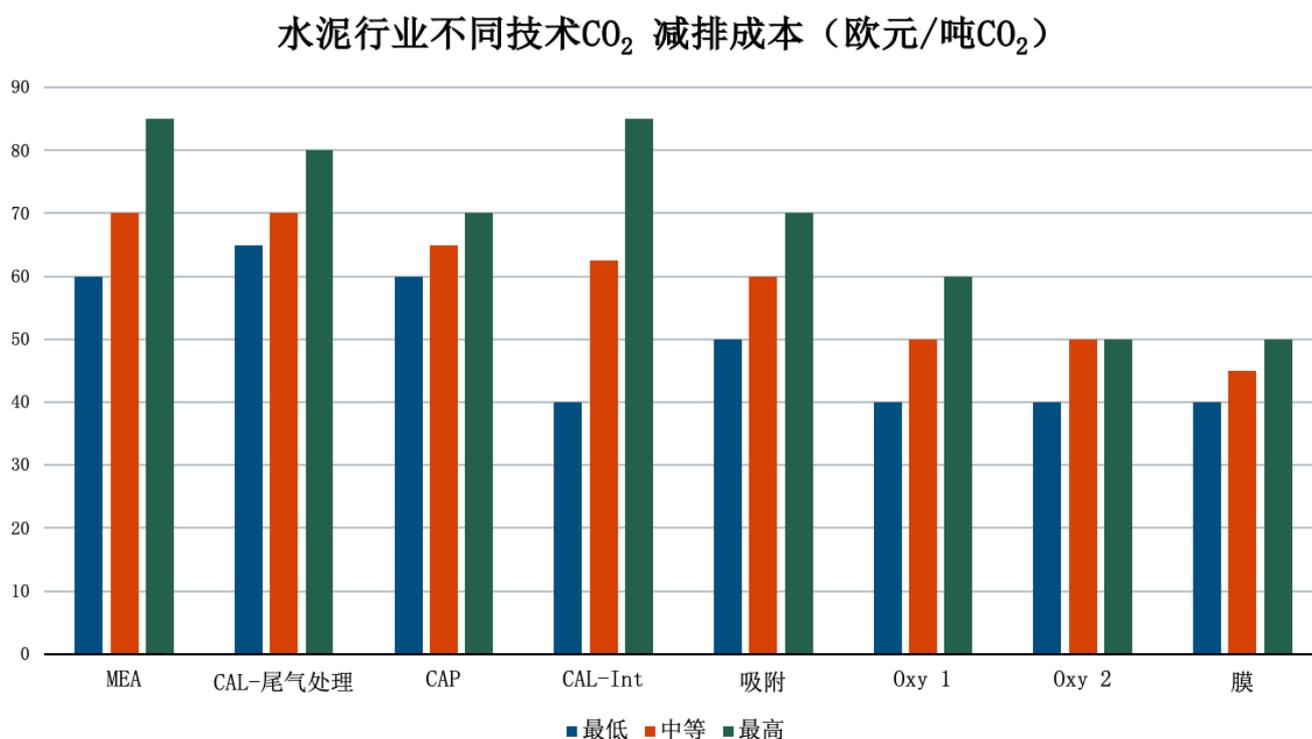
这种技术特别适合于二氧化碳浓度超过 20% 的工艺。考虑到中国电网中煤炭的高比例，该技术的初期实施可能只具备较低优先级。不过，对于特定设施，当可再生能源可以很容易以低廉的成本获得时，其实施可能是可行的。

4.1.4 成本比较

如图 19 所示，不同的分离技术适用于特定的二氧化碳浓度 (全球碳捕集与封存研究, 2021a, 2021b)。因此，在处理较低浓度的二氧化碳时，由于排气中的二氧化碳分压较低，有些工艺可以以较低的成本捕集二氧化碳，但与在更高浓度下更有效的捕集技术相比可能存在劣势。因此，不建议在没有指明二氧化碳浓度或特定行业及其二氧化碳浓度范围的情况下进行技术比较。图 21 展示了水泥厂采用各种技术的分离成本。尽管可比性有所提高，但应注意，根据现场的具体条件，并不能一概而论地确定哪种分离技术最具成本效益。

总体来说，高浓度二氧化碳点源具有最低的碳捕集成本，这一效应在浓度非常低的情况下尤为明显，如图 20 所示。此外，设施的规模也起着至关重要的作用，特别是当排放量达到 10 万吨时，分离、压缩和管道运输的成本将显著提高。

图 21: 水泥工业中不同碳捕集技术的成本比较



³⁵ 专家访谈

4.1.5 电厂成本评估

作为研究的一部分，本节内容由科隆大学能源经济研究所 (EWI) 负责撰写。EWI 旨在通过技术经济分析，深入探讨碳捕集在中国燃煤电厂的部署情况。该研究首先分析了碳捕集对平准化度电成本 (LCOE) 的影响，随后将其与可再生能源的替代方案进行了比较。下文将详细说明计算的基本假设及推导过程。

地理层面

只有在发电厂能生产足够电力，即运行小时数超过一定临界值以收回固定成本的情况下，对现有电厂进行碳捕集改造才在经济上划算。因此，电厂利用率越高，供电的平准化度电成本就越低。

关于燃煤电厂实施 CCS 改造的区域适宜性研究相对较少。国际能源署 (2016) 定义了以下适宜实施碳捕集 (CC) 改造的条件：

- 2035 年以前的机组年龄 ≤ 40 岁
- 规模 ≥ 600 兆瓦或二氧化碳排放量 ≥ 1000 万吨/年
- 负荷系数 ≥ 50%
- 距离封存地的距离 ≤ 800 公里
- 地点不在计划淘汰煤炭的区域

国际能源署 (2016) 的研究发现，依据这些标准，约 55% 的中国燃煤电厂适合进行 CCS 改造。由于电厂密度大且靠近封存地，华东和东北地区潜力最大，而东南沿海和西部地区潜力相对较小。华东地区的平准化额外度电成本也是最低的，可作为经济可行性的指标。在这一背景下，LCOE 包括了 CCS 设备或改造所需的额外成本 (IEA, 2016)。

Yuan 等人 (2023) 的最新分析计算了特定地区削减煤电的 LCOE，范围为 347~731 元/兆瓦时，未配备碳捕集装置的电厂 LCOE 则介于 188~381 元/兆瓦时之间 (Yuan 等人, 2023)。成本最低的地区位于北方，其中内蒙古、新疆和宁夏的成本最低。亚洲开发银行也支持了这一结论，并指出“大型燃煤电厂 (更) 可能在内蒙古自治区、宁夏回族自治区、新疆维吾尔自治区等地建设” (亚洲开发银行, 2022)。然而，东部地区的成本仅略高一些。成本最高的地区为云南、上海和青海。

除了电厂特定参数外，区域电力需求的发展对燃煤电厂耦合 CCS 的潜力也至关重要。在需求强劲增长而可再生能源潜力有限的地区，削减煤电机组可以成为实现低排放发电的有效途径。由于中国各地区可再生能源技术的土地潜力和具体产量不尽相同，因此，削减煤电等替代方案的竞争力也会因地而异。

技术层面

在很大程度上，技术因素决定了燃煤电厂安装碳捕集装置的适宜性及其经济可行性。下文将探讨几个关键的技术因素。

燃煤电厂

中国大多数燃煤电厂都是在过去 10~15 年内建成的 (刘等, 2022a; 刘等, 2022b)。其中近一半的燃煤电厂使用年限不足十年，预计其剩余使用寿命仍将超过 30 年。因此，绝大多数电厂都被认为是高效的，这是进行潜在碳捕集改造的重要前提条件。一般而言，电厂的效率与其使用的技术密切相关。关键技术包括亚临界、超临界、超超临界以及整体煤气化联合循环发电 (IGCC) 技术，它们在蒸汽循环的温度和压力方面各有差异，因此产生的效率也不同。这项研究和定量评估排除了 IGCC 技术，因为它似乎尚未做好市场准备，并且短期内也不会受到政策推动。

表 1：不同电厂技术的效率

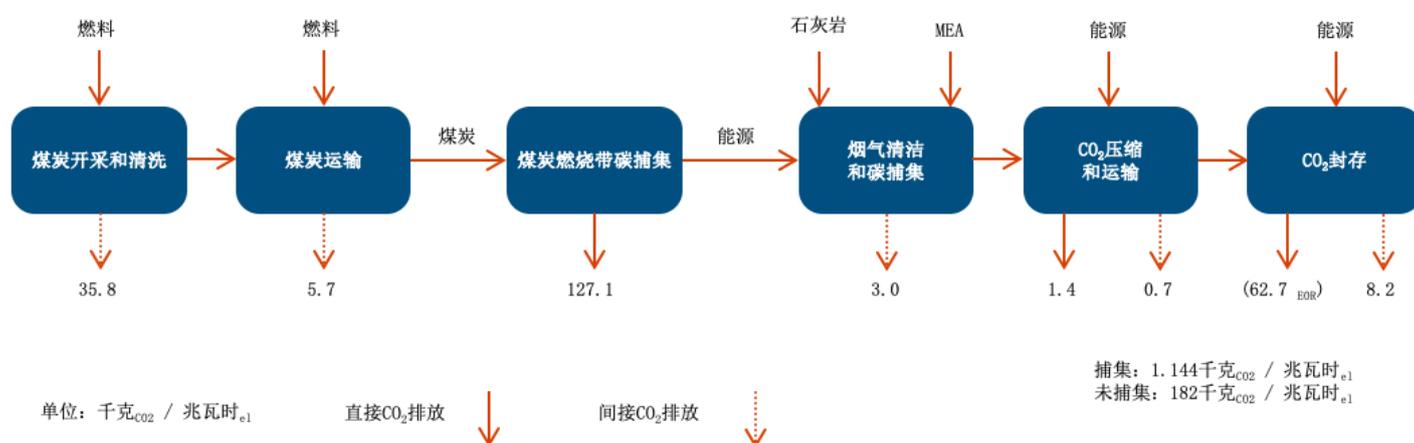
技术	亚临界	超临界	超超临界
效率 [%]	≈ 34	≈ 39	≈ 43

由于政策原因，国际能源署认为小型燃煤电厂机组在中国未来不具备可持续性。只有 600 兆瓦 (净功率) 及以上的机组才被视为潜在的改造对象 (IEA, 2016)。根据国际能源署的数据，一个效率为 35% 的 600 兆瓦机组在进行碳捕集改造后，效率会降至 26%，输出功率降至 440 兆瓦；改造过程涉及使用胺基二氧化碳捕集技术，通过从涡轮机中提取蒸汽来实现 (IEA, 2016)。其他研究表明，采用碳捕集技术的效率损失约为 11~13% 之间 (Dave 等, 2011; 吴等, 2013)。这些效率损失将导致电厂需要消耗更多的煤来确保相同的电力输出，并可能需要额外的发电能力来补偿损失。

举例说明：假设中国对现有燃煤电厂中的一半实施 CCS 改造，以 40% 的平均效率 (未采用碳捕集) 和 30% 的效率 (采用碳捕集) 产生相同数量的电力，那么额外需要约 5.85 亿吨煤炭，占 2021 年中国动力煤消费总量的 17%。

图 22: 耦合碳捕集与封存能力的燃煤电厂的运营二氧化碳排放

来源: 基于 Wu, Y., Xu, Z. 和 Li, Z (2014) 研究的自画示意图



碳捕集装置

在发电厂安装碳捕集装置通常会导致操作恶化和效率损失。二氧化碳捕集率仍存在一定的不确定性，尽管大部分研究表明，超过 90% 的捕集率是可行的 (Morris 等, 2021)。国际能源署认为随着技术进步，捕集率可能逐渐提高，预计到 2030 年燃煤电厂的平均累积捕集率可能达到 96%，到 2060 年可达 98% (IEA, 2021a)，尽管目前运行中的装置通常未能达到 90%。

目前主要有三种可行的碳捕集技术：燃烧前、富氧燃烧和燃烧后捕集技术 (Zhao 等, 2013)。这些技术仍在发展中，但燃烧后捕集法被普遍认为是目前最成熟、成本效益最高的技术 (Hammond 和 Spargo, 2014; Yun 等, 2020)。燃烧后捕集技术可以在燃烧过程后捕集二氧化碳，使其适用于现有电厂的改造以及中国正在建设的新型燃煤电厂。

技术成熟度

不同碳捕集技术的技术发展阶段差异很大。第一代二氧化碳捕集技术 (包括燃烧后、燃烧前和富氧燃烧) 已逐渐走向成熟。Xu 等 (2021) 指出，中国的富氧燃烧技术仍处于研究阶段。相比之下，燃烧前捕集技术已进入示范阶段，而燃烧后捕集技术最为成熟，因其在特定条件下已被证明经济上可行 (Xu 等, 2021b)。

第二代技术³⁶ (例如新型膜分离、新型吸收、加压富氧燃烧等) 技术成熟度较低，目前主要处于实验室研究或小规模试验阶段。这些技术有望将能源消耗和成本降低 30% 以上。预计到 2035 年左右，这些技术将得到广泛应用 (Liu 等，

2022a)。为实现 2060 气候中和目标，预计燃煤电厂的 CCS 规模将在 2025~2035 年间逐步扩大。因此，2030 年左右将是 CCS 技术的关键时期。尽管第二代捕集技术的商业化时间可能较晚，但改进这些技术仍是有益的 (Fan 等, 2020)。然而，在国际能源署设想的中国净零排放情景中，碳捕集利用与封存技术的累计减排量中约有 45% 来自目前仍处于原型或示范阶段的技术 (IEA, 2021a)。

上游与下游排放

碳捕集技术的捕集率仅针对化学能转化为电能过程中的排放。在实际操作中，上游和下游排放是确实存在的。生命周期分析量化了整个过程中的所有温室气体排放，包括从煤炭开采到二氧化碳运输与封存过程中可能出现的泄露。图 22³⁷ 展示了配备 CCS 技术的燃煤电厂在整个生命周期中的运营温室气体排放情况，建设和退役以及废水处理等次要工序被省略。此外，假定管道长度为 50 公里，并且只有在采用提高石油采收率而非深层含盐蓄水层封存的情况下，封存的直接二氧化碳排放才会出现 (Xu 等人, 2021a; Yu 等人, 2021)。假设捕集率为 90%。

在该工艺中不可避免的残余排放总量约为 182 千克二氧化碳/MWhe1，对应的未经控制的燃煤电厂的生命周期排放量可通过忽略捕集与封存过程中的下游排放、调整上游排放 (每兆瓦时电力所需的煤炭更少 (效率更高))，以及计算燃烧过程中的排放来确定。假设净效率为 38%，未削减煤炭的生命周期排放量大约为 850 千克二氧化碳/MWhe1，几乎是削减煤炭排放量的五倍。

³⁶ 本次研究的宗旨在于全面概述并深入理解目前配备碳捕集技术的燃煤发电厂在技术和经济层面的发展情况。因此，附件 A.1 中的定量分析并未对碳捕集技术的不同发展阶段进行区分。

³⁷ 配备碳捕集装置的发电厂的净效率假设为 29.7%。

4.2 二氧化碳运输与封存

本节简要概述德国和欧洲二氧化碳运输的发展情况，包括管道、船舶、火车和卡车运输，以及对杂质影响和二氧化碳枢纽潜力的评估。文末介绍了当前项目发展状况。

4.2.1 管道

德国及欧洲的项目

迄今为止，德国还没有专门的二氧化碳管道，但正在计划建设一个二氧化碳启动网络，该网络在第一阶段每年可输送 1880 万吨二氧化碳。理想情况下，管道建设大约需要五年。另外，还在筹划建设一条通往挪威北海的二氧化碳管道 (Equinor, 2022)。未来的计划是规划建设输送氢气的管道以及将二氧化碳输送到相同地点的管道。

扩展阅读：杂质

连接至管道网络的不同排放源会导致二氧化碳流的成分差异，二氧化碳流中的伴随物质会导致其传输和化学特性发生变化 (Rütters 等, 2022)：

酸凝结

二氧化碳流中，H₂O、O₂、SO_x、NO_x 和/或 H₂S 可能与硝酸 (HNO₃)、亚硝酸 (HNO₂)、亚硫酸 (H₂SO₃) 和/或硫酸 (H₂SO₄) 发生反应。其中，H₂O 是最重要的伴随物质。严格限制二氧化碳流中水分含量 (维持管道干燥状态) 有助于限制酸的形成。

使用特性

酸或水在管道内部凝结并导致管道钢材腐蚀加剧的程度，部分取决于系统 (钢材、二氧化碳流、水或酸) 的润湿特性。

水合物的形成和相态

在二氧化碳运输过程中，湿态二氧化碳可能在特定的压力和温度条件下形成气体水合物。水合物可能导致管道堵塞或造成压缩机和泵损坏。因此，避免这些伴随物质低于最小压力至关重要 (Rütters 等, 2022)。

德国和欧洲的探讨

表 2： 北极光项目和食品饮料行业最大浓度概述

成分	单位	北极光	欧洲工业气体协会 (食品和饮料)
水 (H ₂ O)	ppm	≤30	≤20
氧气 (O ₂)	ppm	≤10	≤30
硫氧化物 (SO _x)	ppm	≤10	≤0, 1
一氧化氮/二氧化氮 (NO _x)	ppm	≤10	≤2, 5 (每个)
硫化氢 (H ₂ S)	ppm	≤9	≤0, 1
一氧化碳	ppm	≤100	≤30
胺	ppm	≤10	未注明
氨 (NH ₃)	ppm	≤10	≤2. 5
氢 (H ₂)	ppm	≤50	未注明
甲醛	ppm	≤20	未注明
乙醛	ppm	≤20	≤0. 2
汞 (Hg)	ppm	≤0. 03	未注明
镉 (Cd), 铊 (Tl)	ppm	总计 ≤ 0. 03	未注明

当前 ISO 流程

目前，ISO 27913 标准正在修订中，预计将于 2024 年 10 月完成。当前版本的 ISO 27913 建议管道运输的二氧化碳纯度至少应达 95%，并包含了 17 项通用准则，以防止某些杂质引起的腐蚀等问题。在德国，DVGW-Arbeitsblatt C 260 规定了管道中二氧化碳流的质量标准，DVGW 也正在更新中。

正在进行的标准修订考虑将二氧化碳纯度定为 99. 5%，并限制在二氧化碳捕集与封存中那些被认为对管道完整性和投资安全有重大影响的特定杂质。追求高二氧化碳纯度的优势在于能够轻松混合不同排放源的二氧化碳流，而不会因杂质而发生重大化学反应。此外，在这种纯度水平下，不同运输方式 (如船舶罐式运输) 之间的过渡也会变得更加容易。然而，设计用于高污染二氧化碳的管道需要更厚的管壁，这会带来成本的相应提高。

高纯度二氧化碳还有助于跨境运输，因为输入国不会因纯度提高而产生问题。各国就特定纯度限制的讨论尚在进行中，尚未形成最终结论。目标是在 2024 年 10 月前完成 C260 的新版本。水泥行业、废物管理、管道运营商和欧洲邻国等各利益相关方都参与了修订。

中国背景下的结论

德国和国际标准化组织 (ISO) 正在进行的有关二氧化碳纯度规范的讨论, 也可作为适用于中国情况的指导性准则。总之, 追求极高的二氧化碳纯度显然具有若干优势。它降低了在多式联运过程中遇到问题的可能性, 使来自不同来源的二氧化碳流更容易混合, 且不会产生重大的化学变化。此外, 由于二氧化碳纯度高, 可能无需在储存设施和某些利用场景中进行额外的纯化步骤。

成本

在德国, 初期阶段的管道运输成本 (不含压缩成本) 为每吨二氧化碳 20~40 欧元。对于规划的德国基础设施, 预计采用直径为 24~28 英寸 (DN600-700) 的管道, 与较小直径相比大大降低了成本。

当前挑战

管道建设的延迟可能伴随着融资方面的不确定性。由于资本支出 (CAPEX) 占比较高, 管道运营商不得不向潜在排放方预付资金。同样, 建设运营与人员增加挂钩, 这也需要规划和投资上的确定性。德国正在讨论政治保障下的规划安全, 以防止这些不确定性的发生。

转换现有的天然气/石油管道

Carbon Limits AS 和 DNV AS (2021) 的研究探讨了将欧洲现有天然气基础设施转换为输送二氧化碳的可能性。作者认为, 仅有少量陆上管道适合转换为密相二氧化碳 (主要运输条件) 输送管道。该研究计算出的成本节约潜力介于 53~83% 之间 (Carbon Limits AS 和 DNV AS 2021)。

本研究强调, 评估在密相状态下管道是否发生开裂是判断其是否可转换为二氧化碳输送管道的关键标准。需要注意的是, 作为再认证过程的一部分, 尽早评估密相下二氧化碳的持续韧性断裂和疲劳裂纹生长 (与氢脆化结合) 非常重要, 因为这会极大地限制容量, 从而影响再利用的经济效益 (Carbon Limits AS 和 DNV AS, 2021)。

因此, 将天然气/石油管道转换为二氧化碳管道通常只适用于气态输送。这种模式适合短距离, 但并不适用于分支和长距离输送网络。此外, 应该注意的是, 现有管道预计将转换为氢气输送管道。因此, 在德国和欧洲的转换相关性较低。预计中国也会出现类似情况。

可能的泄漏

二氧化碳管道故障可能有三种原因: 内压升高、液压冲击和长裂缝。

裂缝是管道故障的潜在原因之一。如果裂缝导致泄漏, 二氧化碳将从管道中逸出, 工作压力降低, 直至达到相变点。在转变过程中, 压力保持不变, 直至完全转换为气相, 这可能导致裂缝进一步扩展。因此, 选择合适的管材来防止此类事件中裂缝扩展至关重要。

对于液态二氧化碳的输送管道, 液压冲击和内压升高是另外两个潜在的故障原因。通过合理的管道设计, 可以避免这两种潜在风险的发生。

中国背景下的结论

正如《中国碳捕集利用与封存年度报告 (2023)》所述, 预计中国的管道运输将成为二氧化碳最经济高效的运输方式。然而, 建立全面的管道网络面临重大挑战。主要障碍包括确定二氧化碳流纯度的精确规格、制定健全的监管框架, 以及将管道基础设施无缝融入更广泛的基础设施规划中。应对这些挑战对于有效推动中国二氧化碳管网的成功实施至关重要。

4.2.2 船舶

德国/欧洲当前状况

正在讨论使用船舶将二氧化碳从港口运输至海上封存地的方案。此外, 对于无法接入首个管道网络的偏远设施, 也在考虑采用驳船运输方式。在这种情况下, 船舶运输提供了更大的灵活性。然而, 由于河运对可能的运输量的限制, 需要对不同运输能力进行区分。对于已经存在的运输项目, 其技术成熟度等级被评定为 9 级 (Al Baroudi 等, 2021)。

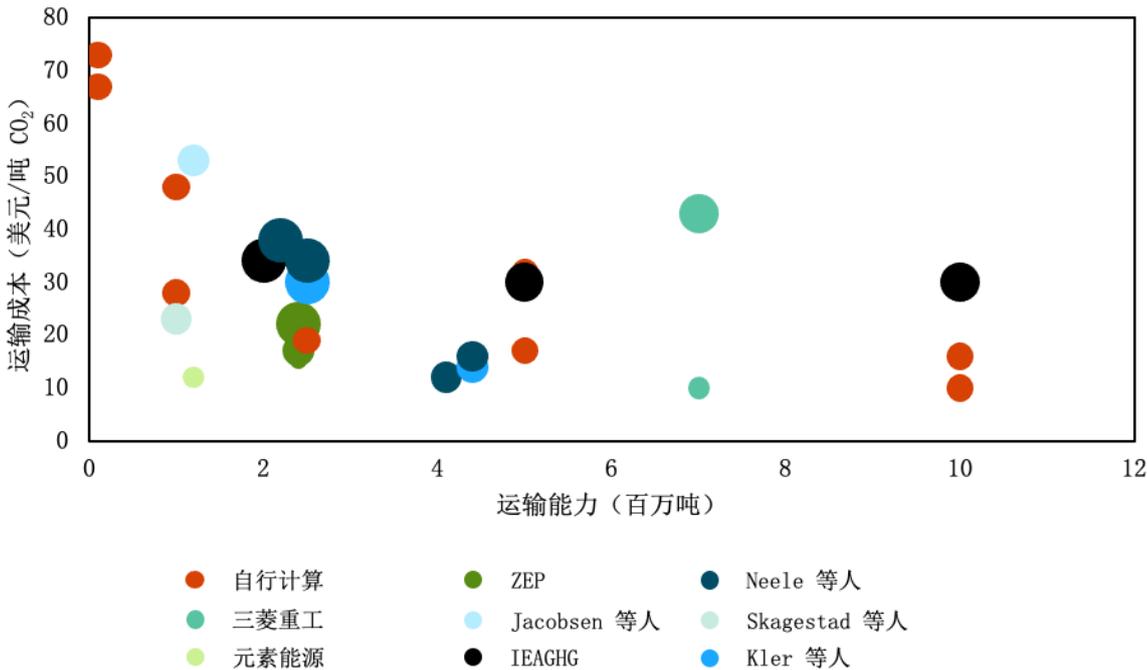
项目概述

作为一个较为突出的实例, “北极光”项目目前正在建造两艘轮船, 设计用于运输 7500 立方米的液态二氧化碳。同时, 正在研究建造更大容量船舶的可能性, 容量可达 12000 立方米。

与此同时, CETO (二氧化碳高效海运) 项目旨在研究大型船舶长距离海上运输二氧化碳的可行性, 其容量高达 30000 立方米 (DNV, 2023)。

此外, 丹麦公司 Dan-Unity 和比利时公司 Victrol 合作, 提议建造专门用于二氧化碳运输的内河船舶。预计建造所需船舶和驳船的时间为 27~28 个月, 预计到 2025/2026 年, 二氧化碳运输将变得可行 (海事执行, 2022)。值得注意的是, Dan-Unity 已公布 12000 立方米和 22000 立方米容量船舶的设计方案, 并已获得美国船级社的初步批准 (海事执行, 2022)。

图 23: 不同研究中船运成本概览



TES 正在建设一个从可再生能源丰富的国家进口甲烷的码头。甲烷可通过绿氢和二氧化碳的甲烷化产生。³⁸

成本

图 23 显示了基于二氧化碳运输量的船运成本概览。在考虑船运二氧化碳的潜在成本时，有必要强调船运的资本支出 (CAPEX) 远低于管道运输。

挑战

在码头处理二氧化碳以及港口程序方面缺乏经验。这一挑战可能会随着首个商业项目的推进而得到解决。运输方面也存在一些挑战，包括储罐尺寸的限制。加上路线等级的限制，导致总运输量受限。特别是在夏季，由于水位较低，驳船可能因有搁浅的风险。

中国背景下的结论

在中国，与德国和欧洲的考虑类似，将二氧化碳海运到海上封存点将在沿海城市发挥重要作用。

4.2.3 火车

当前状况

用铁路运输装在储罐中的二氧化碳是一种行业常用做法。罐装运输也适用于来自不同技术来源 (尤其是化工行业)、数量较小或临时 CCU/S 项目的二氧化碳流。

欧洲/德国项目

目前，欧洲所有计划在 2030 年前实现的项目均考虑了铁路运输备用计划。铁路运输的规模取决于管道网络的发展。总体而言，预计在 2028~2030 年间，德国至少每年有 500~1000 万吨二氧化碳可以通过铁路运输至各个终端。

成本

影响铁路二氧化碳运输成本的因素众多。由于影响运输的因素不同，无法提供普遍适用的运输成本数据。估算显示，现实的成本范围大约是每吨二氧化碳 10~60 欧元。这些成本仅涵盖火车运输的净费用，不包括液化、临时储存和其他可能的调节步骤。

挑战

一个潜在的挑战是空间要求，因为轨道长度不一定能在适当的地点进行调整。轨道长度决定了可装载的罐车数量，因此也决定了运力的大小。

电力成本是运输面临的一个重大挑战，因为运输链是能源密集型的，特别是火车运输主要依赖电力。

中国背景下的结论

由于中国整体捕集量更高，预计与德国相比，铁路运输在中国的相关性要低一些。然而，在爬升阶段和项目开发初始阶段，如果这些项目可以接入铁路网络，火车运输在中国的基

³⁸ 这些倡议涉及的科学讨论也凸显了一系列挑战，例如存在一定的限制条件，如船舶尺寸需控制在 40,000~60,000 立方米范围内。此外，需要在卸货过程中执行船舶的沉箱清洗程序。由于液化天然气

(-163° C) 与二氧化碳 (-50° C) 之间存在显著的运输温度差异，必须进行加热处理程序等等。

基础设施中仍将扮演重要角色。中国面临的挑战包括铁路网络的运力和二氧化碳运输用罐车的初期采购问题。

4.2.4 卡车

通过公路罐车运输二氧化碳已有数十年商业实践经验，技术成熟度为9级（欧盟委员会，2021c）。罐车运输也适用于来自不同技术来源（尤其是化工行业）、数量较小或临时 CCU/S 项目的二氧化碳流。

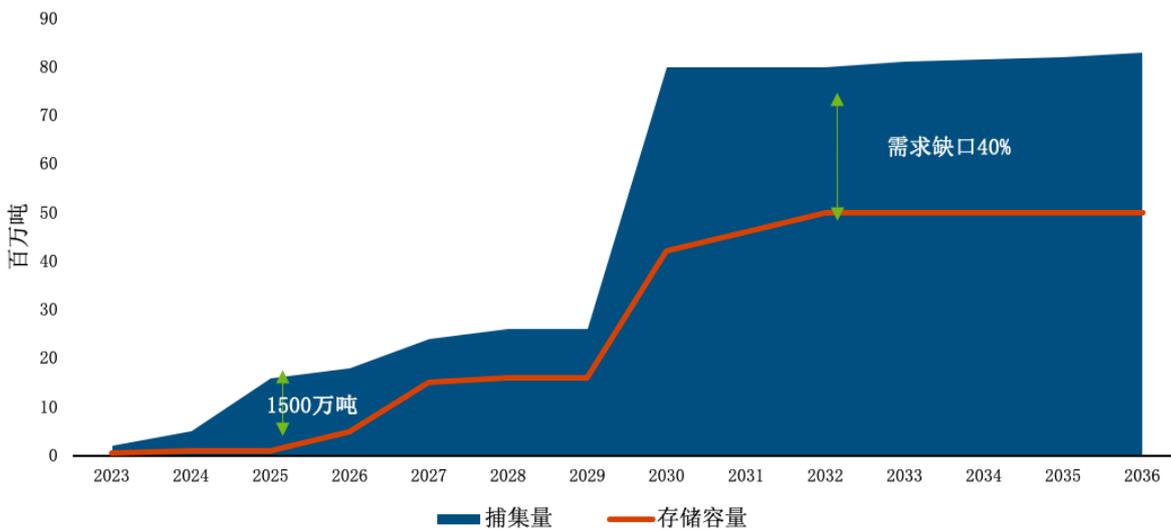
中国背景下的结论

在中国，预计卡车运输的相关性很低。可以设想，在起始阶段，对于那些未能通过火车、内河航道或管道连接的项目，以及二氧化碳量在10万吨以下的项目，卡车运输可能是合适的选择。

图 24：欧洲储存容量和捕集量的预计发展情况

来源：基于清洁空气工作组数据，2023

清洁空气工作组预计存储容量和捕集量的演变（2023）



4.2.5 二氧化碳枢纽

在所谓的“多式联运”枢纽，可以汇集和收集各种二氧化碳流，并根据需要改变和调整二氧化碳流的运输方式。在许多情况下，在捕集过程中会对二氧化碳进行压缩或液化，但也可以将本地气体管道与中央液化站结合起来使用。

协同效应

集群化方式提供了以下作为支持或反对采用集群变体的因素：

风险最小化：将基础设施集中在一个集群内，可以最小化风险。

加速发展：集群可以加速发展过程，因为单个集群可能比多个独立设施需要更少的监管审批、现场调查和与现有铁路或管道网络的连接。此外，利用现有的运输基础设施，可以比新建管道更快速地进行规划、批准和建设。在二氧化碳捕集市场发展初期，枢纽可以提供更具雄心的时间表。

分散设施的整合：在后期阶段，枢纽可以将更小和/或更远的排放源整合到整个系统中来。

灵活性和韧性：在管道或封存操作中出现中断或故障时，多式联运方案允许使用替代运输方式，增强了整个系统的韧性。

然而，与集群相比，个别解决方案仍存在优势，尤其是当捕集设施与其他工艺步骤（如压缩和液化）之间存在显著协同效应时，例如利用液化或压缩设施的废热为捕集过程（如胺洗涤）提供热量。

二氧化碳转运枢纽的不同配置

二氧化碳转运枢纽还没有明确定义和先决条件的概念，可以考虑三种情况：

1. 位于现有大型工业综合体的转运枢纽，主要利用共享基础设施的优势。
2. 位于部分中心化位置的转运枢纽，旨在将周边地区的较小设施连接到管道网络和基础设施。在这个概念中，多式联运发挥着更重要的作用。
3. 在同一终端运输二氧化碳和其他能源载体（如液化气或氨），即将能源载体和二氧化碳以相反的方向运输。这个概念需要结合二氧化碳和能源转运枢纽。³⁹

³⁹鉴于这些不同物质各自具有特定的运输和转运需求，目前这一概念被认为过于复杂（参见 Wetenhall 等人，2014）。

挑战

在法律和监管层面，二氧化碳转运枢纽的运作可能面临一些挑战，包括二氧化碳所有权和财产权相关的问题。此外，监测责任也是一大问题，最初由转运枢纽的运营商负责。不同来源的二氧化碳流可能含有杂质，这对二氧化碳转运枢纽来说是另一个需要考虑的因素。

另外，枢纽的接入问题也需考虑。如果排放源符合法规要求且涉及公共利益，可考虑采用第三方接入模式，在此模式下，不得无理由拒绝接入。

对二氧化碳封存的监测

在二氧化碳封存监测方面，德国的做法值得一提。根据德国《二氧化碳封存法》，运营商需根据所选二氧化碳封存地点的风险，为每个二氧化碳封存设施制定一个针对特定地点的监测方案。这一监测方案必须在申请二氧化碳封存过程中提交给相关的许可和监管机构获批。目前，评估二氧化碳封存地点所用的监测方法多种多样，适用于海洋和陆地环境。这些监测方法考虑了注入的二氧化碳流的行为以及可能随之发生的后续可能性，如地层水的迁移、地面隆起和微地震的发生。

在过去的 25 年中，已经开发了各种监测技术，在全球范围内开展的大规模二氧化碳封存示范项目进行了严格的测试和应用，如 Ketzin 试点项目、自然二氧化碳渗漏地点以及作为 CO2ReMoVe、STEMM-CCS、RISCS 和 E-NOS 等多个研究计划一部分的受控释放实验。

中国背景下的结论

对于中国来说，枢纽可能特别具有吸引力，尤其是在发展规模经济的初期阶段。在省级层面，枢纽的重要性更加凸显，特别是在缺乏国家管网、铁路和内河航运发挥重要作用的地区。位于港口的枢纽，由于其靠近排放源、运输设施和封存设施，在初期阶段具有巨大的潜力。

4.2.6 二氧化碳封存

关于二氧化碳封存的内容有意保持简短，因为中国已在提高石油采收率 (EOR) 项目中实施了二氧化碳封存。因此，本小节重点描述欧洲在封存能力发展以及监管方面所面临的挑战。欧洲面临的主要挑战是，预计在不久的将来 (2040 年)，捕集量将超过可用的封存能力，封存能力将成为瓶颈。预计到 2030 年，北海地区提供的封存地点将无法满足欧洲二氧化碳排放的需求。Carbon Limits 和清洁空气工作组基于欧洲宣布的捕集与封存项目清单预测，2030~2036 年，可用的开发封存能力也只能满足 50~60% 的二氧化碳封存需求 (图 24)。

封存能力与捕集的二氧化碳量之间可能存在差距的原因有多种。

根据“零排放平台” (Zero Emissions Platform) 数据，依据《欧盟封存指令》 (第 2009/31/EC 号指令) 准备封存申请和申请过程所需的时间在 3~10 年。此外，封存基础设施的建设估计至少需要 1 年时间。规划和勘探以及开发成本因封存类型 (含水层或碳氢化合物储层) 和区域 (陆地或北海海底) 而有所不同。

使用已枯竭的天然气储层进行二氧化碳封存，其勘探进程通常比使用未开发的盐水层更为迅速，主要原因是勘探工作量可能较少，且能够利用现有的基础设施。例如海王星能源公司 (Neptune Energie) 预计，从申请封存到在荷兰近海储层开始注入二氧化碳的过程大约需时三到四年。若天然气储层存在井口，则可能需要进行密封性验证，并对现有井口进行升级，以确保封存的安全性。

对于北极光项目而言，预计将在 2024 年开始在挪威北海地下注入二氧化碳。该项目的第二阶段，从概念研究到计划 2026 年初投入运营的时间预计仅需 5.5 年，这得益于其封存许可证已经颁发。

4.3 二氧化碳利用

表 3: 通过 CCU 工艺生产燃料和化学品的能源需求

合成燃料	千克氢	千克碳	千克水	千克二氧化碳	电制燃料	千瓦时/ 千克燃料	兆焦耳/ 千克燃料	千瓦时/ 千克燃料	千克燃料/ 千瓦时
汽油	0,15	0,86	1,29	3,13	2,65	19,11	43,50	12,08	0,08
柴油	0,13	0,86	1,18	3,15	2,42	15,95	42,70	11,86	0,08
煤油	0,16	0,85	1,38	3,10	2,83	21,92	43,30	12,03	0,08
甲烷	0,25	0,75	2,25	2,74	2,00	25,13	50,00	13,89	0,07
甲醇	0,13	0,38	1,12	1,37	1,50	9,44	19,90	5,53	0,18
氢	1,00	0,00	8,94	0,00	1,00	50,00	120,00	33,33	0,03

本节介绍了化学工业中利用二氧化碳的主要技术，这些技术对于满足基础化学品的原材料需求至关重要，包括：

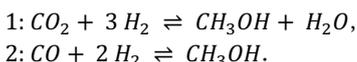
- 甲醇合成及后续的烯烃和芳香烃生产工艺 (MtO/MtA)
- 费托合成
- 甲烷化

本节没有讨论利用二氧化碳的其他方法。最后部分概述了各种工艺的能源需求和成本。

如第 3.5.4 章所述，未来几十年内，这些工艺将成为实现中国气候保护目标的关键手段。鉴于煤炭的成本效益，当前的化学工业可能在未来几十年内继续保持活力。至少从经济学的角度考虑，这将阻碍工艺的转变。

4.3.1 甲醇合成

甲醇合成涉及将二氧化碳和氢气或合成气 (CO + H₂) 转化为最简单的醇-甲醇 (CH₃OH)，反应如下：



过程能源效率为 48% (Prognos, 2021)。甲醇合成的技术成熟度估计在 5~8 之间 (Agora Energiewende, 2021)。

4.3.2 甲醇转烯烃/芳香烃

甲醇制烯烃/芳香烃是将甲醇催化转化为烯烃/芳香烃的过程，⁴⁰烯烃和芳香烃是化学工业中重要的基础原料。

甲醇制烯烃和芳香烃工艺包括三个反应步骤。第一步，两个甲醇分子反应生成二甲醚 (DME) 并释放水；第二步，甲醇、DME 和水的混合物形成第一个碳-碳键，产生短碳链的烯烃；第三步，发生竞争反应，最终形成芳香族化合物和长链烯烃。产物及其比例在很大程度上取决于反应条件和适当催化剂的选择。

甲醇制烯烃和芳香烃工艺具有使烯烃和基础芳香烃 (例如苯、甲苯和二甲苯 (BTX)) 的生产实现温室气体中和的潜力，前提是所使用的甲醇非来自化石燃料。

技术准备

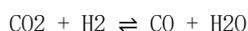
在最佳技术发展情景下，预计在 2025~2030 年甲醇制烯烃和芳香烃工艺有可能实现大规模应用。目前，甲醇制烯烃和芳香烃工艺的技术成熟度等级分别为 8 和 6 (Agora Energiewende, 2021)。

中国当前发展状况

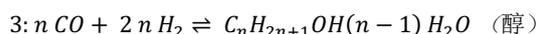
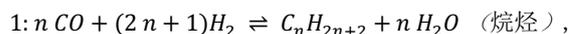
中科院上海高等研究院已经启动了一项规模为 5000 吨的二氧化碳加氢合成甲醇的示范项目。

4.3.3 费托合成

费托合成是一种已知的液态碳氢化合物生产工艺，也称为“煤液化”，其历史可以追溯到 1920 年。该工艺的全球产能不到石油需求的百分之一 (Prognos, 2021)。要从二氧化碳和氢气生产液态烃，首先必须通过逆水煤气变换反应 (RWGS) 生成合成气 (一氧化碳 CO 和氢气 H₂)。反应方程式为：



根据所用的压力、温度和催化剂，费托合成可以产生不同链长分布的烷烃、烯烃和醇，反应方程式如下：



烯烃和芳香烃的合成以及在蒸汽裂解工艺中用作石脑油需要更多步骤。

⁴⁰ 烯烃指那些至少含有一个碳-碳双键的环状或非环状碳氢化合物。而芳香烃则是一类平面状、环状且具有共轭结构的碳氢化合物，特征在于拥有奇数 (2n+1) 个 π-电子对，即碳-碳双键的电子对。

技术准备情况

费托合成的技术成熟度等级估计在 5~8 之间 (Agora Energiewende, 2021)。为了更好地评估技术成熟度,可以参考 IC02CHEM 项目。该项目正在法兰克福赫斯特 (Höchst) 站点建造世界上最大的用于合成燃料和电子化学生产的“电转液”(Power-to-Liquid) 试验厂。目标在 2023 年通过费托合成工艺,使用来自生物气工厂的 1 万吨二氧化碳生产 460 万升合成燃料 (infraserb höchst, 2023)。

中国背景

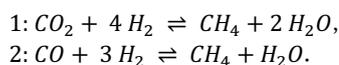
值得注意的是,中科院上海高等研究院已经开展了一项示范,该项目将二氧化碳转化为合成气,规模达 1 万立方米。

此外,中科院大连化学物理研究所成功实施了千吨级“液态阳光”合成项目示范和千吨级二氧化碳加氢制汽油项目。

然而,与成本效益和盈利性相关的一些挑战使得这些技术相比于传统方法在竞争力上略显不足。在评估其技术成熟度时,它们的技术成熟度等级可能介于 6~7 之间。预计到 2030 年这些项目将进行广泛的推广示范,到 2035 年有望推出一系列商业运营项目。以上是对上述三种技术的评估结论。⁴¹

4.3.4 甲烷化

甲烷化过程类似于甲醇合成,使用二氧化碳和氢气或合成气进行。在此过程中,二氧化碳中的氧完全结合在副产品水中。反应方程式如下:



该方法自 1902 年起开始研究,目前在哈伯-博施 (Haber-Bosch) 工艺中广泛应用于移除一氧化碳痕量。理论上,合成甲烷的使用可使现有天然气基础设施继续运营 (“即用型燃料”)。甲烷化的总体效率为 45% (Prognos, 2021)。

技术准备情况

在最佳情景下,甲烷化可在 2025~2030 年间实现大规模应用。甲烷化的技术成熟度等级取决于所使用的反应器类型,介于 4~8 之间 (Agora Energiewende, 2021)。

4.3.5 成本和能源需求

表 3 展示了各种工艺的能源需求以及对氢气和二氧化碳的需求。由此可见,实施 CCU 面临的挑战是能源需求和由此产生的能源成本。氢气需求是关键驱动因素。对于温室气体中和的生产,绿氢的至关重要。这只有在太阳能和风能潜力高的地区才有可能实现,尤其是当需要为 DAC (直接空气捕获) 设施提供二氧化碳时。DAC 设施需要大约每吨二氧化碳 1000 千瓦时的初级能源,相当于每吨甲醇大约 1400 千瓦时的电能。此外,每吨甲醇还需要大约 10,000 千瓦时的电能 (50 千瓦时/公斤氢气)。每吨甲醇生产所需电力略高于 11000 千瓦时。

如图所示,与目前全球市场的产品成本相比,2030 年氢气价格在 3~5 欧元/千克氢时无盈利 (图 25 和图 26)。

图 25: 2030 年德国甲醇生产成本

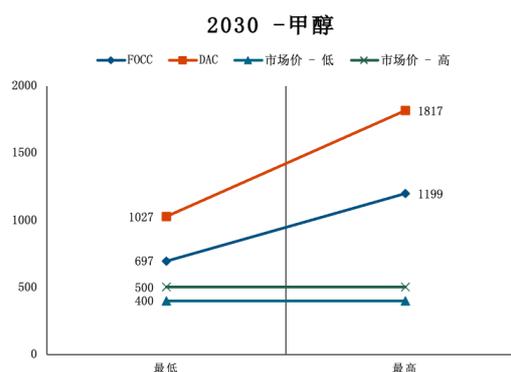
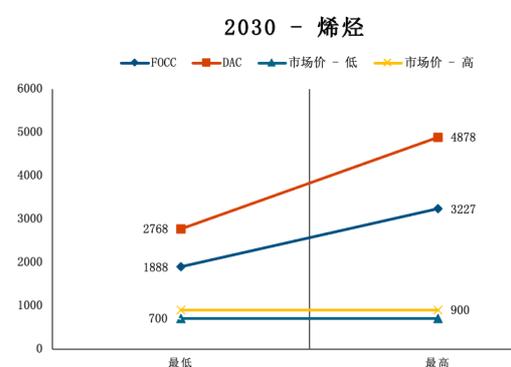


图 26: 2030 年德国烯烃生产成本



总之,巨大的能源需求提出了几个问题:何时才能获得足够的能源用于商业生产?生物质/回收利用能在多大程度上减少对 CCU 的需求,继而减少能源需求?

4.3.6 中国背景下的结论

对中国而言,应该指出的是,CCU 在初期不具备相关性。然而,早期研究和进一步推广该技术是必要的,因为利用 CCU 来生产基础化学品将成为实现气候保护目标的必要条件。这一点可以从对德国化工行业转型的研究中得到启示。这些研究表明,可持续生物物质的利用和塑料废物的回收利用潜力有限,因此,CCU 的利用将是不可或缺的。同时,其他替代方案也应该获得至少同等的关注和支持,以提高实现气候保护目标的弹性。

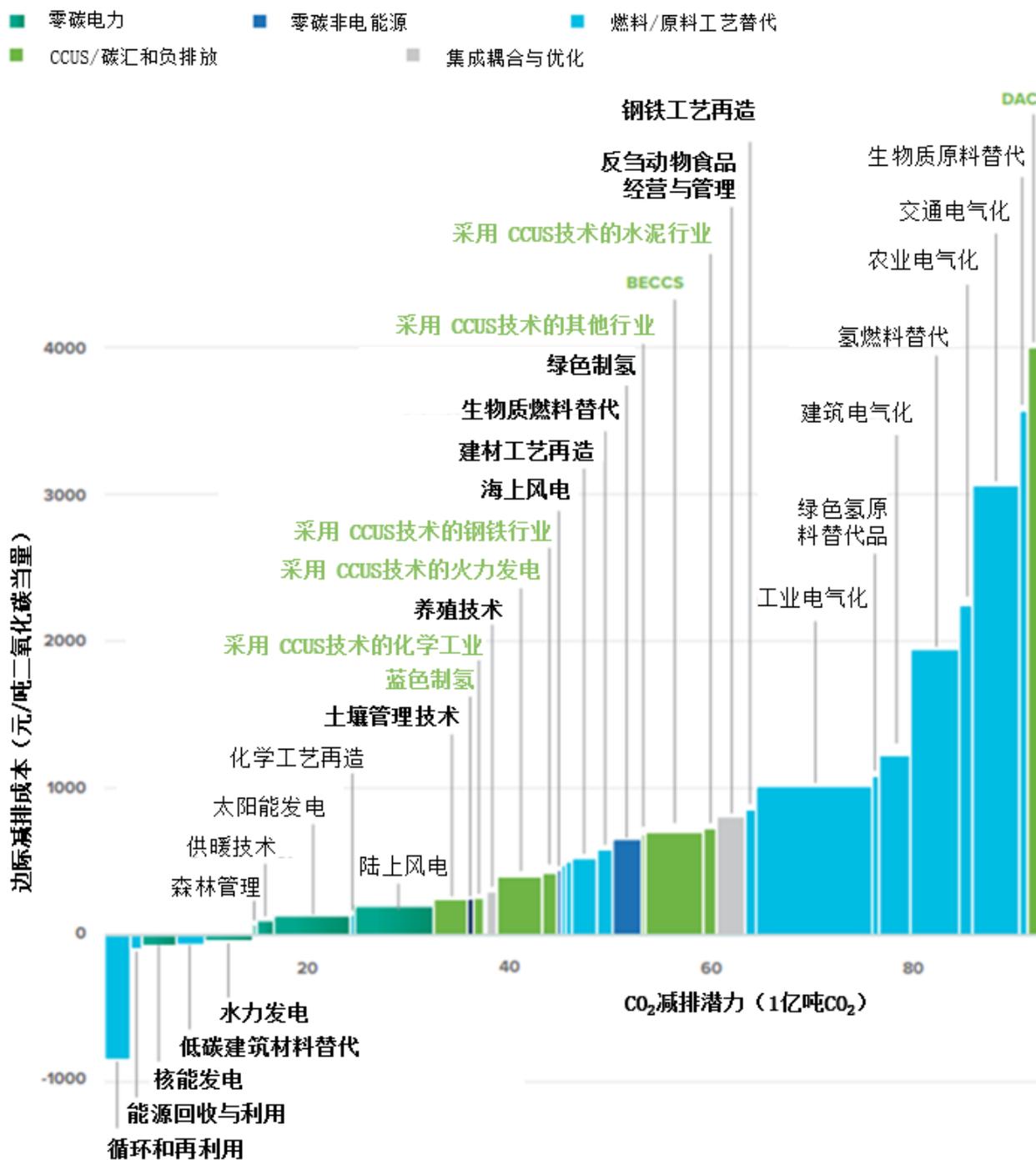
⁴¹ 专家访谈

4.4 经济分析

首先，有必要考虑 CCU/S 与其他缓解方案的成本比较。应该指出的是，对于某些行业来说，图 27 中描述的技术可能不足以使整个行业完全脱碳。从图中可以看出，与其他技术相比，CCU/S 也可能展现出较低的减排成本，这表明成本不应视为主要障碍（图 27）。

更深入探讨电厂及其成本与可再生能源之间的关系，仅比较 LCOE 是不够的，因为电厂在整个电网中的重要性并未被充分纳入考量。因此，下文将尝试将氢技术和可再生能源纳入 LCOE 分析，力求从系统角度进行评估。

图 27：不同技术的边际减排成本



来源：作者

4.4.1 中国燃煤电厂碳捕集电力系统的成本分析

以下是科隆大学能源经济研究所 (EWI) 的分析结果 (见第 4.1.5 章)。

简介

下文定义了中国燃煤电厂安装碳捕集装置的三种情景, 明确地定义了影响 LCOE 生成和避免成本的某些参数。此外, 还将在成本驱动因素分析中确定几个关键影响参数。最后, 将通过研究可再生能源与储能和氢技术组合等替代减排方案, 对耦合碳捕捉技术的燃煤发电成本进行更深入分析。

方法和情景

定量评估的目标是分析和比较在不同基本假设下, 配备 CCS 的燃煤电厂的 LCOE。这些假设主要基于第 4.1.5 章的研究发现。假设的变化将在下列情景中定义。除非另有说明, 其余假设根据第 4.1.5 章中 2014 年或之后的出版物的平均值确定。第一代碳捕集技术装置的效率损失, 即安装碳捕集后效率损失设定为 10%, 第二代碳捕集技术装置的效率损失设定为 8%。

以下公式描述了 LCOE 的计算方法。其中, $Investment_t$ 表示投资成本, $O\&M_t$ 表示运营和维护成本, $Fuel_t$ 表示煤炭成本, $CO2_t^{cap}$ 表示捕集过程的成本, $CO2_t^{em}$ 表示未捕集的剩余排放配额成本。这些成本的总和按时间段 T 折现后, 除以生命周期内的发电量 $Generation_t$, 也按比例折现。在所有计算中, 折现率 r 设定为 6.18%, 基于原研究中查阅的文献得出的平均值。

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{Investment_t + O\&M_t + Fuel_t + CO2_t^{cap} + CO2_t^{em}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Generation_t}{(1+r)^t}}$$

有关情景的详细描述可从附件中获取。表 4 提供了关键假设概览。

成本驱动因素

本部分旨在探究配备 CCS 的燃煤发电厂 LCOE 的关键驱动因素, 分析了三种情景中的 LCOE 构成。图 29 汇总了各成本构成对总 LCOE 的贡献。

一般来说, 工厂利用率高, 运营成本的权重就会高于初始投资成本, 因为边际成本的贡献会上升。尽管在情景 2 中假设了新建电厂的初始投资成本较高, 但投资成本 (包括电厂和碳捕集设备) 在总 LCOE 中的贡献比例与假设电厂改造的情景 1 和 3 相当, 这主要归因于情景 2 更高的运行小时数。运营与维护 (O&M) 成本在不同情景中的贡献占比在 10~16% 之间。在所有情景中, 煤炭成本均是最关键的因素, 占 LCOE 的三分之一以上。由于情景 1 中效率较低, 其燃料成本占比最高, 约为 41%。

由于运输距离不同, 所捕集的二氧化碳的下游成本在不同情景之间存在显著差异。在情景 2 中, 运输成本占据了最高的成本比例, 而在情景 1 和 3 中, 则是储存过程占比最高。情景 2 中由于生物质能量密度低于煤炭, 导致燃料成本上升以及共燃过程中复杂性增加所带来的 15% 的投资附加费用⁴², 构成了生物质加价成本。由于工厂通过生物质混烧实现净零排放, 因此这些额外的成本会因较低的残余排放成本而降低。

表 4: 各情景的关键假设

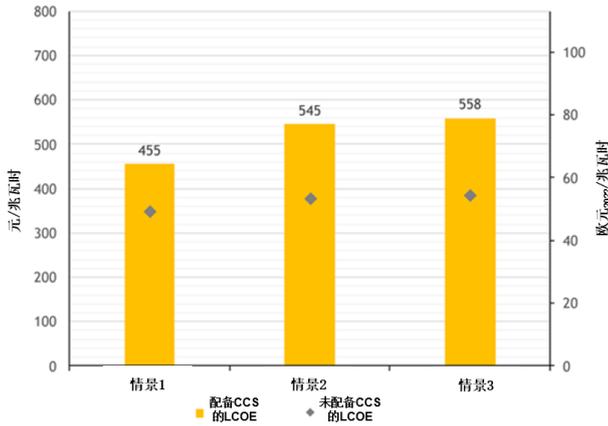
单位	情景 1	情景 2	情景 3
新工厂	否	是	否
效率 配备/没配备 CCS [%]	43 33	43 35	39 29
寿命 [年]	25	35	20
工厂资本支出 碳捕集 [人民币/千瓦]	0 5,025	4,871 5,528	0 5,528
工厂营运支出 碳捕集 [人民币/千瓦*年]	140 120	140 120	140 120
捕集率 [%]	80	90	80
二氧化碳运输成本 [人民币/吨]	5.37	85.95	32.23
二氧化碳储存成本 [人民币/吨]	54.5	54.5	54.5
二氧化碳价格 [人民币/吨]	120	120	120
满负荷小时数 [小时/年]	3,500	5,500	3,000
生物质混烧 [%]	0	20	0

⁴² 附加费基于自身假设。

排放强度

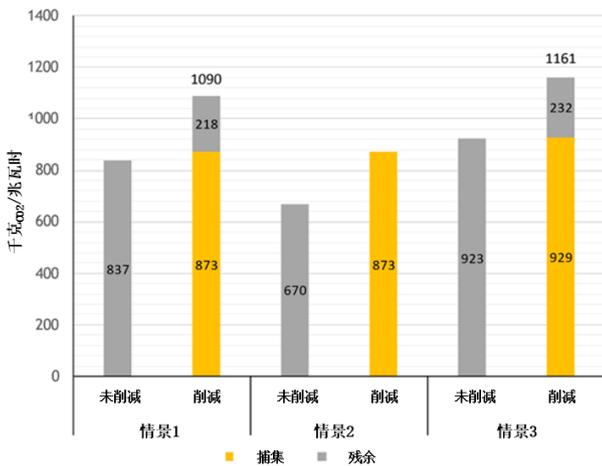
燃煤电厂的排放强度在使用未削减和削减煤炭的情况下存在很大差异。一般而言，安装碳捕集装置会降低电厂的效率，从而增加单位发电量所需燃料量。因此，与未削减煤炭相比，总排放强度有所上升。在这种情况下，80%（情景 1 和 3）和 90%（情景 2）的碳排放被成功捕捉。通过比较未削减与削减煤炭的净排放强度，可以推导出排放量仅下降了约 75%。

图 28：配备 CCS 的燃煤电厂的 LCOE



在情景 2 中，假设生物质混烧率为 20%，这适用于削减和未削减的煤炭。因此，未削减煤炭的排放强度明显低于情景 1 和情景 3。此外，生物质混烧与较高的电厂效率相结合，可使削减燃煤电厂实现净零排放。然而，并非所有排放都能被物理捕集。

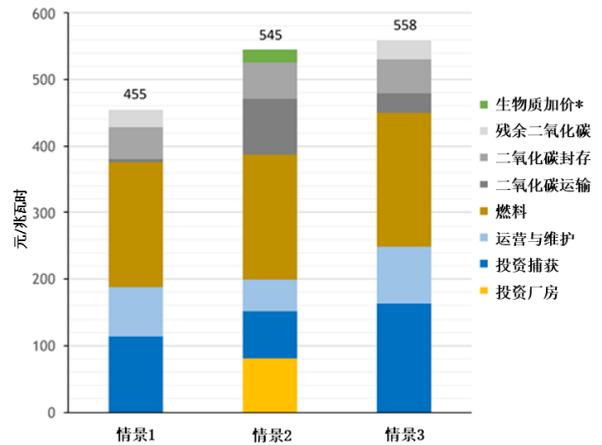
图 29：各种情景下未削减和削减煤炭的排放强度



避免成本

在对配备 CCS 的燃煤电厂的 LCOE 分析基础上，可通过计算避免成本进一步拓展这一分析。每个情景的避免成本是通过将带有 CCS 的 LCOE 与没有 CCS 的 LCOE 之间的差值 (ref) 除以相应的特定二氧化碳排放量之间的差值来计算的，可以被理解为捕集一吨二氧化碳所需的额外平准化成本。

图 30：各情景下的 LOCE 成本构成



情景 1 中的避免成本最低，比情景 2 和情景 3 的避免成本低近 30%。各情景之间排放强度的差异（即分母）很小，约为每兆瓦时 620~700 千克二氧化碳之间（图 29）。然而，情景 2 中额外的投资需求和情景 3 中相对较低的效率导致了未削减和削减煤炭之间较高的成本增量，从而导致了更高的避免成本。

文献表明，未来十年内中国的二氧化碳价格不太可能超过 120 元。在此背景下，短期内 CCS 可能不会有经济效益，但从长远来看碳价可能会超过配备 CCS 的燃煤电厂的避免成本。例如，亚洲开发银行预计 2050 年的碳价将超过 700 元，这将显著提高配备 CCS 的燃煤电厂的盈利能力（亚洲开发银行，2022）。

$$Avoidance\ Cost\ \left[\frac{CNY}{tCO_2}\right] = \frac{LCOE_{CCS} - LCOE_{ref}}{(tCO_2/MWh_{ref}) - (tCO_2/MWh_{CCS})}$$

替代缓解方案

本节重点分析配备 CCS 的燃煤电厂与替代缓解方案相比有何竞争力。与依赖天气的可再生能源技术（如光伏和风电）不同，配备 CCS 的燃煤电厂可以被视为是可调度或可控的。为确保一定程度的可比性，确定了可以确保可调度性的替代缓解方案。假定通过储能技术可以弥补可再生能源的波动性。

在以下分析中，确定了由可再生能源和电池储能组成的 RE+Bat 方案，以及由可再生能源和氢能技术组成的 RE+H2 方案。表 4 列出了两种方案的可用技术。

表 5: 替代缓解方案

方案	技术
可再生能源+电池 (RE+Battery)	光伏-陆上风电-海上风电 电池
可再生能源+氢 (RE+H2)	光伏-陆上风电-海上风电 电解-储氢-联合循环氢涡轮机

方法论

为了准确计算各种替代缓解方案的 LCOE，首先需确定各项技术的装机容量。虽然 LCOE 通常以能量单位 (MWh) 而非功率 (MW) 计算，似乎与容量无关，但鉴于替代方案由多种技术组成，其各自独立的容量设置便显得尤为重要。本文运用了一个优化工具，该工具在保证恒定负荷供应的基础上，计算各项技术所需的最佳容量，使方案的总平准化成本最小化。这等同于确保一年中每小时的电力需求均能得到满足。这一前提与燃煤发电厂的可调度性或可控性特征相对应（计划和计划外停电除外）。

鉴于完全可控性（100%）的要求较为严苛，可能导致产能过剩从而提高 LCOE，因此本研究逐步放宽了可控性要求，分别假设可控性为 90%、80% 和 70%。在给定可控性低于 100% 的放宽条件下进行的优化计算，是在一年的部分时间段内（8,760 小时），需求量降低 50%，即在 876 小时内（可控性为 90%）、1,752 小时内（可控性为 80%）和 2,628 小时内（可控性为 70%），仅有 50% 的电力需求必须由替代缓解方案来满足。

选择需求量减少的某个时段的依据与可再生能源产量密切相关。按照每小时可再生能源的可用性进行升序排列，并减少可再生能源利用率最低的需求时段。这样，一年中的关键时段（如黑暗无风期）就会逐渐被排除在可控性条件之外，实际上这意味着在这些关键时段，需依赖其他技术（如水电）来满足负荷。图 10 展示了这一放宽可控性要求的确定过程。

对于替代缓解方案的投资成本和运维成本，假设均基于国际能源署 2022 年《全球能源展望》(WEO2022) 的“气候承诺”情景。光伏和风电的每小时发电量高度依赖于各地区的产量。由于不同情景下的地点不同，因此假设可再生能源的每小时发电量也会有所变化。本研究基于 2019 年的气候数据来构建电力供应的时间序列，附录中列出了每种技术在不同缓解方案中的发电量。

LCOE - 煤炭与替代缓解方案的比较

下面几张图展示了“可再生能源和电池”与“可再生能源和氢”等替代缓解方案在不同可控性水平下的 LCOE。此外，图

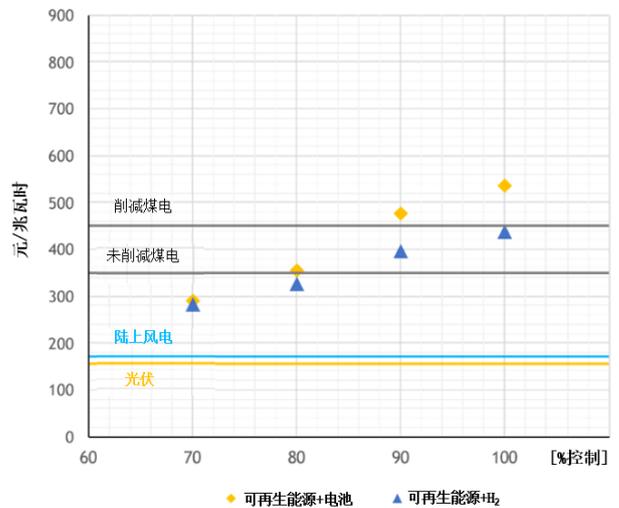
中的水平线显示了在各情景中，配备 CCS（削减煤炭）和不配备 CCS（未削减煤炭）的煤电 LCOE，以及在无可控性条件下光伏和风电的 LCOE。各情景的描述详见附录。

情景 1 假设发电机组位于内蒙古，该地区的特点是太阳能和风能产量高，因此在不考虑可控性条件的情况下，单一可再生能源技术的 LCOE 较低（水平线）。由于研究中加入了可控性要求，因此替代缓解方案的 LCOE 一般高于单一可再生能源技术的 LCOE。随着可控性水平的提高，替代缓解方案的 LCOE 相应上升，这是由于在可再生能源产量较低的时段内储能需求增加导致的。

对比不同的替代缓解方案，“可再生能源和电池”与“可再生能源和氢”方案之间的 LCOE 差异随着可控性要求的提升而扩大。这主要归因于储能技术的时间特性差异。电池储能通常具有较低的能量功率比，一般适用于平衡短期波动，而氢储能则能够应对季节性变化，这对于抵消可再生能源产量的季节性波动至关重要，这导致在较高可控性要求下 LCOE 降低，在每个情景中均有所体现。

情景 1 中削减煤炭的 LCOE 低于情景 2 和情景 3。然而，低成本的替代缓解方案更倾向于采用可再生能源，而非配备 CCS 的煤电。研究表明，对内蒙古超临界燃煤电厂进行改造是一个可行选择，但投资于可再生能源和氢能技术也可能是有益的。考虑到其他情景中较高的成本

图 31: 情景 1 中替代缓解方案的 LCOE



情景 2（广东）的可再生能源产量低于内蒙古，尤其是陆上风电。因此，在该情景中，可再生能源及其替代缓解方案的 LCOE 相对较高。这导致“可再生能源和电池”及“可再生能源和氢”方案间的 LCOE 差异更为显著。这种差异主要是因为情景 2 中，中期储能需求在某些可控性水平上增加（图 32）。短期电池储能技术不适用于应对可再生能源产量低的时间段，从而造成“可再生能源和电池”方案的成本上升。

图 32: 情景 2 中替代减缓选项的 LCOE

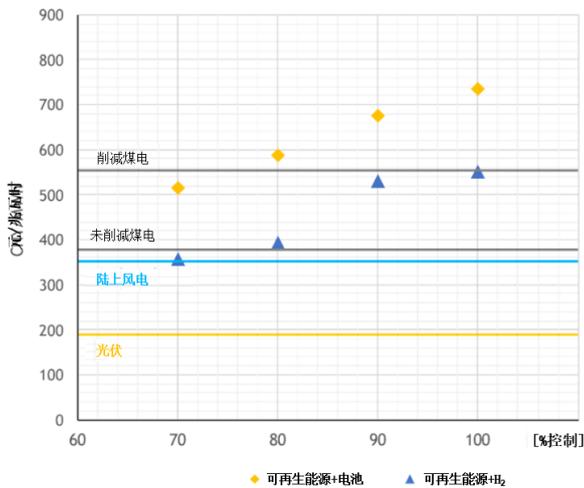
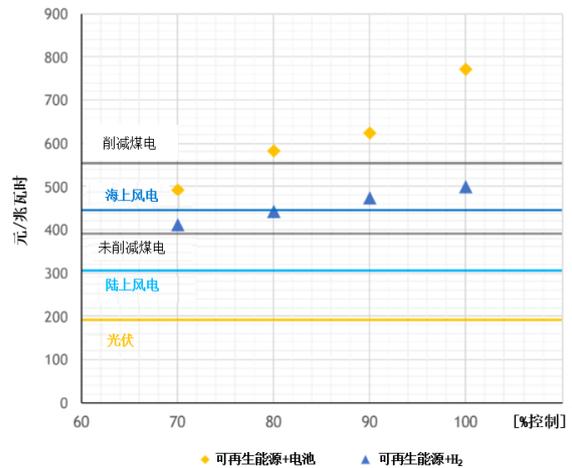


图 33: 情景 3 中替代缓解选项的 LCOE



虽然情景 2 中未削减煤炭的成本处于中等水平，但削减煤炭的 LCOE 显著高于情景 1。削减煤炭的成本高于未削减煤炭的原因主要是由于假设情景 2 中的电厂为新建电厂，因此投资需求增加，尽管电厂运行和二氧化碳捕集过程的效率较高。

削减煤炭与替代缓解选择的比较结果表明，在特定条件下削减煤炭具有竞争力。若传统发电机组逐步从区域电力系统中淘汰，可再生能源技术的可控性要求将相应增加，因为它们需要能够在任何时间供电。在更高的可控性要求下，削减煤炭的成本可与替代减排方案相媲美，甚至更为低廉。综上所述，在广东，配备 CCS 的煤电可以作为一种有吸引力的过渡技术，在中期内显著降低发电的排放强度。

假设情景 3 位于上海地区。在各种情景中，光伏的 LCOE 最高，陆上风电的 LCOE 位于情景 1 和情景 3 之间，替代缓解方案的成本处于中等水平，与情景 2 的 LCOE 相当。

与情景 2 相同，削减煤炭的 LCOE 显著高于未削减煤炭，成本增加是由超临界燃煤技术及第一代捕集技术的低效率所致。

在可控性要求较高的情况下，削减煤炭的成本与替代缓解方案 RE+Battery 相比具备竞争力。与 RE+H2 相比，即便在高可控性要求下，削减煤炭的 LCOE 仍显得较高。然而，需考虑到辅助氢气基础设施（如管道）未包含在 RE+H2 的成本中，同时氢储存的成本存在较大不确定性。然而，削减煤炭可能是上海地区在迈向碳中和目标道路上的一个重要投资选择。

4.4.2 CCS 各组成部分的成本分析

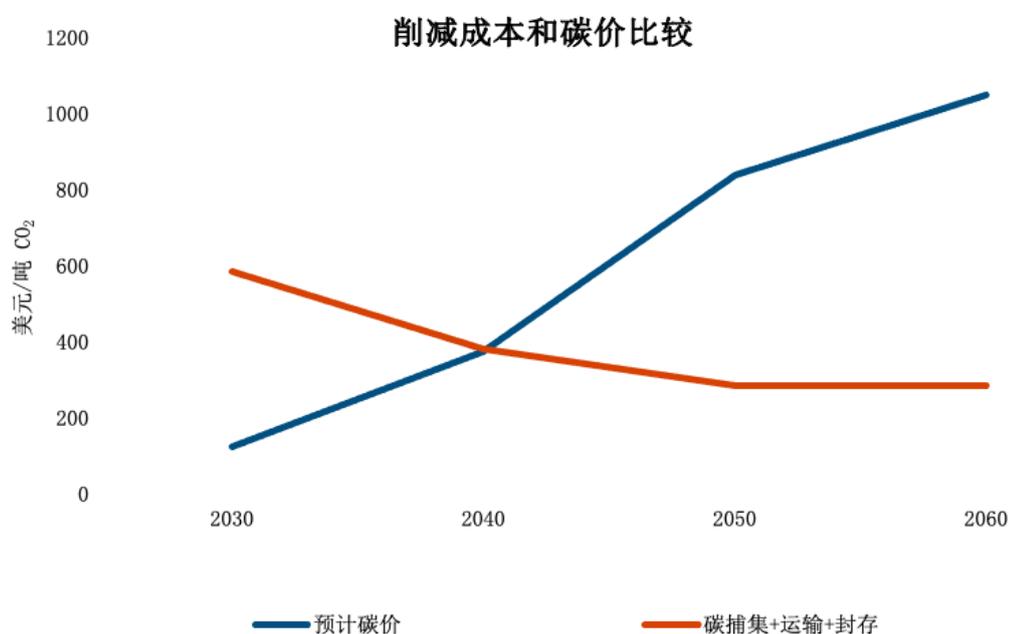
在分析 CCS 链的成本时，可将其分为三个主要组成部分：储存、运输和捕集。处理大量二氧化碳（至少 10 万吨）时，捕集环节占成本的大部分（40~70%）。在早期阶段，储存和运输成本可以占据相当高的比例，这取决于距离、二氧化碳处理量等因素（Gardarsdottir 等人，2019）。

二氧化碳捕集成本具有降低潜力，这既源于规模经济效应，也源于资本支出的学习效应。在德国，预计这些效应将在 2045 年前使成本减少约 25~50%。此外，还可以通过采用第二代技术降低运营支出，例如使用能耗更少的高效溶剂。如第 4.1.4 节所述，二氧化碳的浓度对成本有显著影响，因为捕集的能量需求会降低，并且可以利用其他技术。

在运输方面，管道运输成本的主要降低途径在于规模效应（见第 4.1.4 节）。相对而言，学习效应在此环节不太明显。在海运方面，规模效应也非常显著，尽管与管道运输相比，海运的资本支出占比较低。然而，由于审批和规划过程中可能出现的延误，以及法律法规的不确定性，成本的不确定性依然存在。

图 34：减排成本与预期碳价的比较

来源：亚洲开发银行，2022



在储存方面，由于石油和天然气行业的现有经验，学习效应在储存环节可以忽略不计。储存成本的主要降低手段仍然是通过规模效应实现。需要强调的是，成本降低因项目而异，因为当地条件会对成本产生重大影响。此外，冗长的规划和审批流程，以及对潜在储存地点的勘探工作，也会带来更多的不确定性。

图 35 中展示了一个水泥厂碳捕集项目在 25 年运行期内，资本支出和运营支出（分为固定运营支出和能源成本）的变化情况。在此情形下，运营成本通常占总成本的 50% 以上，成为主要的成本驱动因素。在项目初期和管道建设方面，资本开支尤为关键。在没有压缩机的管道运输情况下，资本支出起着至关重要的作用，约占成本的 90% 甚至更多（Albicker 等人，2023）。

考虑到欧盟排放权交易体系（ETS）价格的潜在成本演变，可以从减排成本中推断出 CCS 部署何时能够在经济上成为可行的选择。图 34 显示了中国 CCS 链的潜在成本。在假设的二氧化碳价格下，CCS 部署可能在 2040 年之前就已经具备经济可行性。考虑潜在激励措施时，应将此因素考虑在内。

在过去几年中，经济差距明显，这也被文献认为是该工艺缺乏商业化推广的主要原因。

4.4.3 可能的融资工具

欧盟排放权交易体系（ETS）

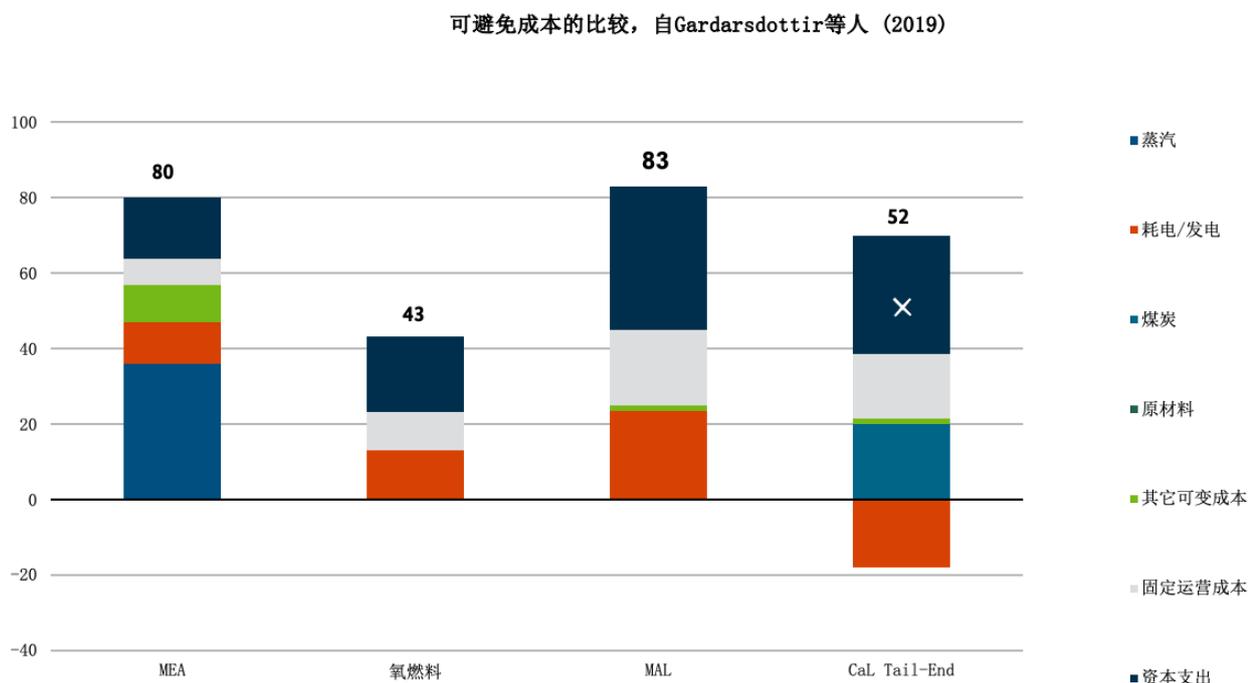
CCS 项目有资格获得 ETS 机制的支持，这为通过碳捕集减排提供了激励。当二氧化碳价格超出 CCS 的成本时，将产生直接的经济刺激效果。因此，ETS 机制可通过市场化手段传递投资信号，而不会增加国家预算负担。

碳差价合约（CCfD）

鉴于二氧化碳价格发展的不确定性，人们正在讨论使用碳差价合约作为气候保护措施提供足够的投资保障。由于特定产品的二氧化碳减排成本预计在未来几年将大大高于预期的二氧化碳价格（未来会降低），因此企业面临着投资可能无法产生确定回报的技术困境。差价合约是企业与政府间的协议，用于部分补偿相对于传统技术的气候友好型技术的额外成本。这种支持为企业创造了可预测性。如果二氧化碳成本超过约定价格，企业将退还（部分）资金，同时节省了未投资于气候友好生产而节约的二氧化碳排放成本。

图 35: 不同碳捕集技术的减排成本

来源: Gardarsdottir 等, 2019



通过招标进行市场化分配, 并与实际减排成本保持一致, 可以避免过度补偿。差价合约的另一优点是可以有效保证目标达成, 合同的签署几乎就确保了目标的实现。

然而, 对于具有较高特定减缓成本的技术, 除非有其他融资方式, 否则可能会对国家预算造成较大压力。在能源密集型行业的差价合约部门招标中, 还存在替代缓解方案(如木结构或材料效率)可能会处于不利地位的风险, 因为它们无法参与差价合约拍卖。

绿色先导市场 (Green lead markets)

绿色先导市场是一个需求侧工具, 其目标不是立即说服整个社会或行业购买环保产品, 而是首先针对较小的群体进行尝试, 如政府机构。这种最初的需求可能会催生出一个全新市场, 并且因规模经济和/或工具扩展, 囊括更多目标群体(直至整个行业/经济)而实现增长。建立绿色先导市场的一种方式是在特定机构内引入影子价格, 这通常涉及政府的参与。

配额规则: 配额规则更像是一种监管工具, 其迫使消费者使用气候友好型产品来满足部分需求。虽然配额保证了供应商(未来)的市场机会, 激励了对气候友好型技术的投资, 但从消费者的角度来看, 配额可能会导致价格升高。在最糟糕的情况下, 由于供应不足, 需求可能无法得到满足。因此, 建议在一定时期内逐渐增加配额比例。

除了市场和供应发展速度的不确定性外, 选择合适的配额和定义气候友好型产品也是一项挑战, 这可能导致竞争扭曲和福利损失。

对最终产品征收气候附加费是一种基于市场、因果关系和技术中立的工具, 旨在促进基础材料行业的脱碳, 有助于抵消由于温室气体排放成本外部化而产生的市场扭曲。

附加费: 德国对最终消费者销售的产品可根据其相关碳排放征收附加费, 这为低碳产品提供了额外的激励, 并有助于资助诸如气候保护合约等气候保护措施。如果在德国销售的所有产品(包括进口产品)都征收附加费, 同时不对出口产品征收, 则不会增加碳泄漏的风险。

对最终产品征收附加费的另一个优势在于其较高的可见度, 这类似于较高的二氧化碳价格, 但其社会和经济影响较小, 有助于加速行为转变。如果让温室气体排放者缴纳二氧化碳税, 他们也会将这些成本转嫁给消费者, 但没有碳效应。

引入气候附加费的一个潜在问题是与现有碳定价机制的重叠。为避免市场扭曲和双重定价, 附加费需限于特定产品, 然而这可能导致行政程序的复杂化。另一种做法是, 可以选择容忍一定程度的市场扭曲和双重定价。如果范围 2 和范围 3 的排放也包括在内, 则附加费可以涵盖以前未定价的大部分排放。

实践中, 对最终消费者征收气候附加费可能更适用于建材等简单产品。对于组件多、加工步骤复杂的产品, 实施起来会更为复杂, 因为需要追踪复杂供应链中的灰色排放。在这方面, 统一费率和基准可能有所帮助。在化学工业(如塑料)中, 附加费还可以激励人们通过使用气候友好型原料来减少范畴 3 排放。

标签: 温室气体排放标签是一种约束力较弱的手段, 尽管可以清晰地显示产品的排放量, 但与排放权交易、税收、附加

费、影子价格、配额等其他供应或需求侧工具不同，仅购买对气候有害的产品不会带来直接的财务或法律后果。

投资成本补贴

CCS 的高投资成本和市场风险可能导致企业无法从金融市场以可行的条件筹集足够的资金，从而导致投资不足。政府可以通过各种投资成本支持工具来应对这一问题，下文将对其中一些手段进行探讨。通常情况下，可选方式包括提供补助金、低息贷款（债务资本）、以股权资本形式对公司进行投资，或采用混合工具等。

对直接空气捕集 (DAC) 的政治支持概览

美国

Q45 税收抵免：Q45 是一项税收抵免政策，对于提高石油采收率过程中使用的每吨二氧化碳提供 35 美元补贴，对封存的每吨二氧化碳提供 50 美元补贴。只有当工厂的捕集能力超过每年 10 万吨二氧化碳时，直接空气捕集项目才有资格获得此补贴。目前已有提议增加 45Q 税收抵免额，提出为直接空气碳捕集与封存 (DACCS) 项目提供每吨 180 美元的补贴（《重建美好法案》）。

加州低碳燃料标准 (LCFS)：全球各地的直接空气捕集项目均有资格获得 LCFS 积分，前提是这些项目符合碳捕集与封存协议要求。在 2020 年，LCFS 积分的平均交易价格大约为每吨二氧化碳 200 美元。

《基础设施投资和就业法案》：该法案拨款近 120 亿美元用于支持 CCUS 项目，其中 35 亿美元用于建立 4 个直接空气捕集中心，包括运输和储存设施（每年处理能力达 100 万吨二氧化碳或以上）。直接空气捕集项目还有资格获得该法案中包含的其他 CCUS 资金支持，总额约为 5 亿美元。

加拿大

净零加速器：该基金在 7 年内提供总计 64 亿美元资金，支持工业部门的脱碳。要符合资助条件，直接空气捕集项目应具备二氧化碳利用能力，以提供气候中和原料来生产低碳产品。

清洁燃料标准：该标准要求液体燃料供应商逐渐降低其生产和销售的燃料碳强度。低碳强度燃料包括那些由可持续来源的生物质和直接空气捕集工艺制成的燃料。

欧盟

地平线欧洲计划：直接空气捕集项目有资格获得地平线欧洲计划的支持，该计划总预算约为 1130 亿美元，覆盖所有领域。

创新基金：该基金规模为 118 亿美元，支持低碳技术和工艺创新，包括 CCUS 和直接空气捕集技术和工艺。

英国

直接空气捕集和温室气体移除竞争计划：该计划旨在为能够从大气中去除温室气体的技术提供资金支持，总预算为 1.37 亿美元。

净零战略：该战略预计，到 2050 年需要 7500~8100 万吨二氧化碳的 DACCS 和 BECCS 能力。

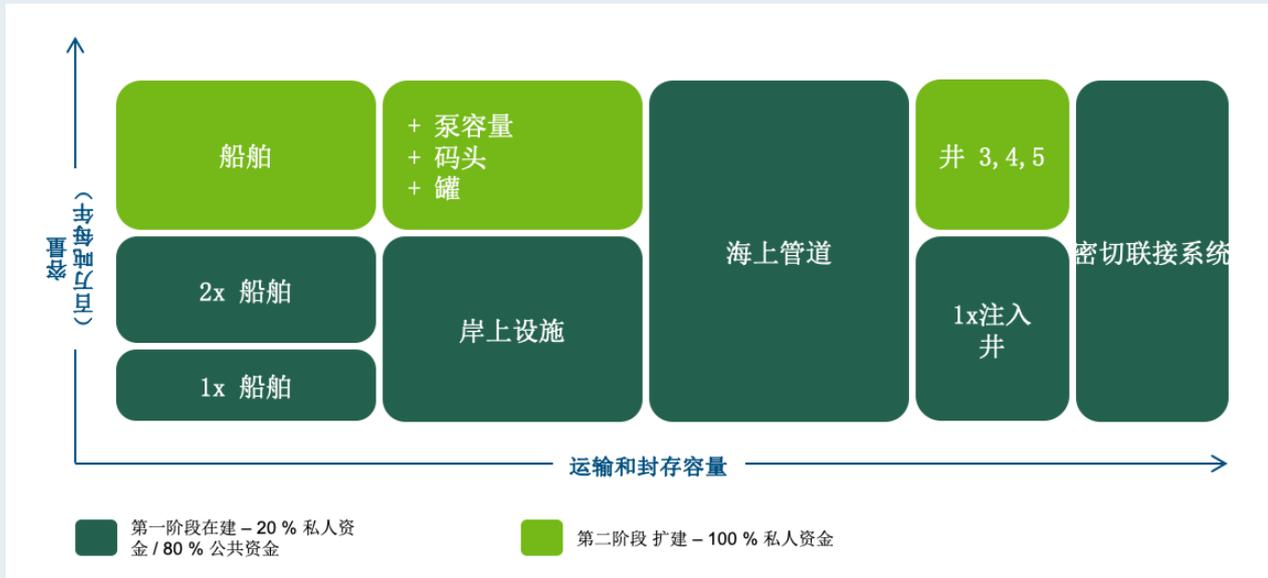
（国际能源署，2022）

资金支持示例

挪威

挪威政府对该国首个 CCU/S 项目提供了大力支持。下图北极光项目成本中约有 80%最初由政府承担，这种资助专门适用于首创（FOAK）项目。同样地，布雷维克（水泥厂）和奥斯陆（废弃物转制能源）项目也得到了挪威政府类似的支持。

图 36：北极光项目资金支持方案



丹麦

CCUS 基金和 NECCS 基金是旨在通过碳捕集利用与封存减少二氧化碳排放的补贴计划。

1. CCUS 基金

- 目标：市场化和技术中立的基金，支持 CCU/S（碳捕集利用与封存）
- 实施：首次拨款计划于 2025/2026 年度开始
- 年度拨款：每年最多向受益者拨款 1.1 亿欧元
- 二氧化碳减排目标：预计从 2030 年起，实现每年减排 90 万吨二氧化碳的目标
- 阶段：分为两个阶段，第一阶段目标从 2025/2026 年度起每年减少 40 万吨二氧化碳
- 资金分配：资金可分配给主要碳源或多个小型碳源的联盟，涵盖运输和封存环节
- 范围：覆盖从二氧化碳捕集到封存的全价值链成本。资金按每吨捕集并永久封存的二氧化碳数量提供
- 调整：补贴按每吨二氧化碳支付，并根据碳税波动情况做出调整，包括负排放的免税和排放交易体系（ETS）价格

2. NECCS 基金

- 目标：支持从生物源二氧化碳捕集和随后地质封存以及直接从大气中捕集的碳，实现负排放目标
- 实施：从 2025 年开始
- 拨款：总额 3.3 亿欧元补贴资金
- 二氧化碳减排目标：预计将有助于从 2025 年起每年减排 50 万吨二氧化碳

这些基金的共同目标是通过减缓气候变化，在 2030 年前每年减少 140 万吨二氧化碳排放。

3. 当前发展

2023 年 5 月 15 日，丹麦能源局宣布与奥斯特生物能源和热电有限公司（Ørsted Bioenergy & Thermal Power A/S）完成了关于对丹麦首个全规模二氧化碳捕集运输与封存（CCS）项目的国家补助合同谈判。该项目预计从 2026 年开始，每年捕集并封存 43 万吨二氧化碳。



5

CCU/S 作为气候缓解方案的系统分类



5 CCU/S 作为气候缓解方案的系统分类

结合第 4 章和第 5 章对除 CCU/S 以外的潜在避免方案的分析，以及对整个基础设施链的评估，本章将对 CCU/S 在各个行业领域中的应用进行排序。

5.1 方法论

本排序旨在为中国的碳捕集与封存 (CCS) 工作提供一个简略的战略方法，以确保在 CCS 最具意义的领域实现最大化部署，同时限制其在可能效益较低的领域的应用。此排序框架旨在引导决策，通过将资源集中于最重要的应用领域和相应地规划基础设施，实现大幅减排，并支持中国的气候中和目标。

排序仅为工具，并非提供最终结论，其价值主张会随着环境变化和技术进步而变化，标准也会随时间推移而演变。

为了形成一个更全面的概述，本排序对 CCS 以及第 4 章中所述的其他减碳技术和策略进行了评估和比较。

评估的 CCS 应用包括：

- I. 水泥和石灰行业

- II. 直接空气碳捕集与封存 (DACCS)
- III. 生物质能碳捕集与封存 (BECCS)
- IV. 垃圾焚烧
- V. 化学工业：蒸汽裂解炉
- VI. 化学工业：煤基费托合成
- VII. 煤制氢/气制氢
- VIII. 燃煤电厂 (改造/新建)
- IX. 钢铁行业：高炉/碱性氧气转炉 (BF BOF) (改造/新建)
- X. 钢铁行业：天然气直接还原铁/电弧炉 (NG DRI-EAF) (新建)

5.2 评估

从 A 到 E 的排序表明了碳捕集在各行业中的使用是否高效/低效，是否是一种好的/差的缓解选项，在相应的时间框架内在特定行业部门中部署碳捕集技术在多大程度上是可取的。如图 37 所示，评估基于六个不同的标准，覆盖影响决策的关键因素。每个应用根据图 37 中预定义的评估参数，在 1~5 的范围内进行评分。评估分三个时间段进行：

- 2030 年左右 (扩大规模阶段)
- 2040 至 2050 年 (技术成熟/过渡阶段)
- 2060 年 (碳中和目标年)

生物质能碳捕集与封存 (BECCS)

在各种设施 (如水泥厂或含生物成分的废物处理设施) 中使用可持续生物质，碳捕集行为将自动带来生物源性二氧化碳的捕集 (BECCS)，从而具备负排放的潜力。

BECCS 的利用应确保不会导致对生物质总需求的增加，尤其是那些效率较低的应用。这一点至关重要，因为如果生物质以不可持续的方式管理，那么更高的生物质消耗可能会与减少温室气体排放的努力相悖。

在本排序中，假设“机会性 BECCS”将按照上述方式进行，因此不会引发生物质利用的不可持续风险。

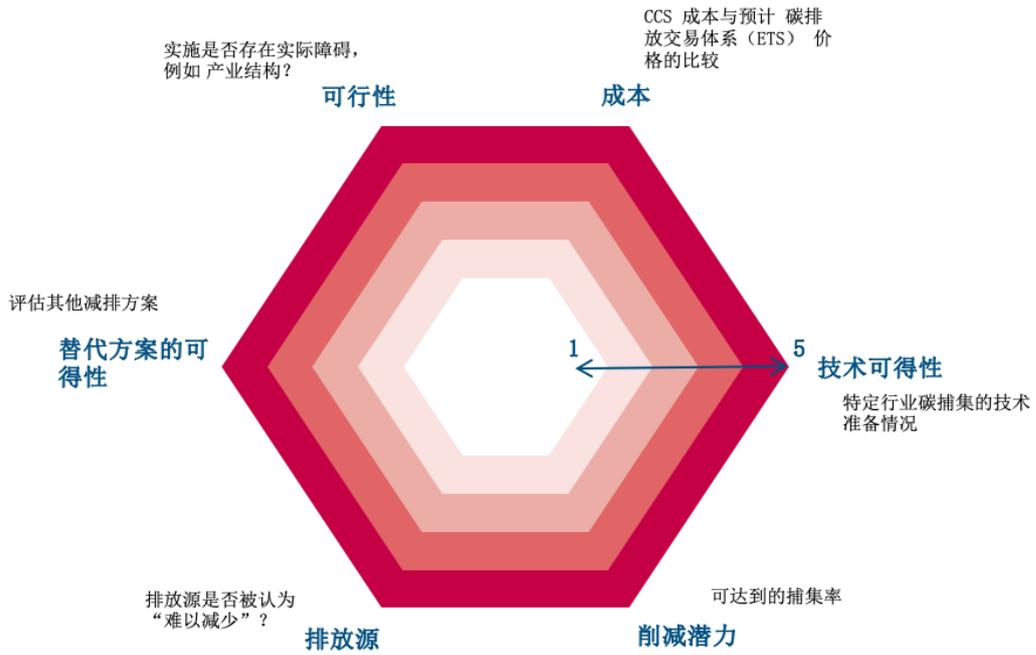
由于环境不断变化，包括 ETS 价格动态、技术进步和气候目标等，这些因素的评分和权重在上述时间段将有所不同。

到 2030 年，应利用 CCS 快速减少排放，助力技术升级，重点应放在成本和技术可用性上。由于商业化程度有限和 ETS 价格较低，CCS 目前仍面临技术和经济挑战。同时，替代品的可用性并不那么重要，因为需要时间来扩大规模。距离实现净零目标的剩余时间较长，这降低了锁定风险。

2040~2050 年，预计 CCS 技术和替代缓解方案都将成熟，投资决策应考虑与长期目标的兼容性。因此，所有标准均被赋予相同的权重。

到 2060 年左右，即实现碳中和的时间节点，成本和技术可用性被视为次要因素，因为 ETS 价格将足以使 CCS 具有经济可行性，此时所有技术的成熟度都应达到 9 级。排放源和替代品可用性标准仍极为重要，因其决定了二氧化碳捕集与净零目标的兼容性。第 4 章已对这方面进行了深入探讨，并将相关结果纳入量化过程。

图 37: CCS 排序标准



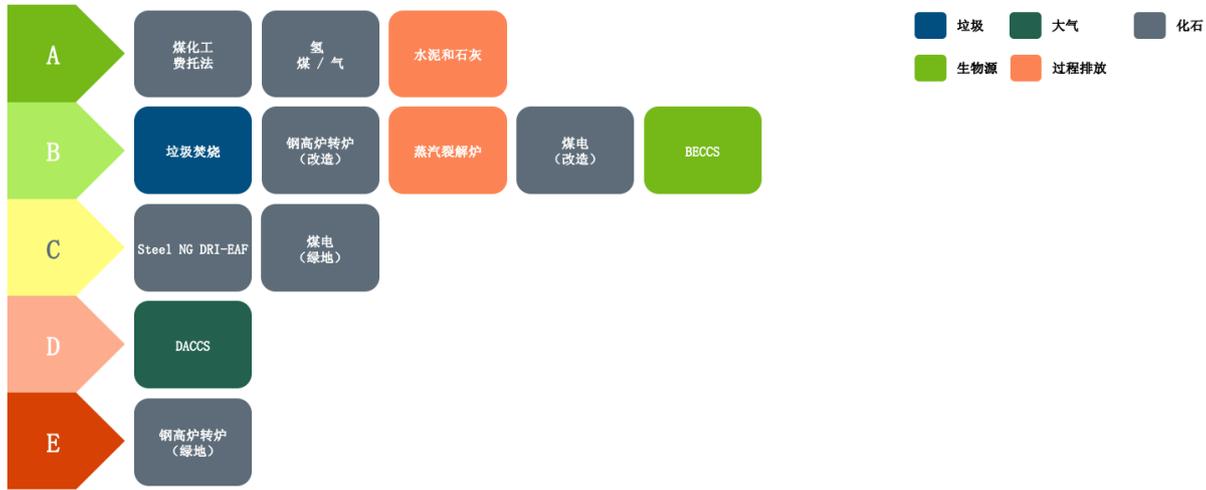
五个评级类别如下（“可行性”并非评级的一部分）：

- 成本：与预期 ETS 价格相比的碳捕集运输与封存成本
- 技术可用性：碳捕集技术在特定行业中的技术就绪程度，即技术成熟度 (TRL)
- 消减潜力：不同工艺流程中可捕集的二氧化碳排放量所占的比例
- 排放源：是否长期“难以减缓”，技术上无法避免的工艺排放（如水泥、石灰、废物）及 CDR (DACCS、BECCS) 属于最高类别
- 替代方案的可用性：与第 4 章中详细分析的其他缓解方案的比较

5.3 分类

图 38: 2030 年的 CCS 排名

2030年：最初规模扩大



5.3.1 2030 年：初步规模化

2030 年，化工行业来源的排名得分最高，原因是捕集成本低（二氧化碳浓度高）、在此期间可用的替代品少，碳捕集的技术可行性高。部分煤化工行业可被视为碳捕集的“低垂果实”，尽管还有更多可持续的缓解方案可供选择。

水泥和石灰厂排名相同，因其具有高减排潜力，缺乏可用的替代品，并能够捕集技术上不可避免的工艺排放。

燃煤电厂（改造）、垃圾焚烧、钢铁（改造）、蒸汽裂解炉和 BECCS 排名处于下一级。

图 39: 2040/2050 年的 CCS 排名

2040/2050年：技术成熟度



图 40: 2060 年的 CCS 排名

2060年：净零排放



燃煤电厂因其减排潜力大、成本适中、技术可行和实施潜力大而尤其值得关注。在可预见的未来，燃煤电厂将继续在能源体系中发挥作用，尤其是作为可再生能源不可用时的备用电源。但长期来看，电池或氢能发电厂等可再生替代品也可以提供这种作用，钢铁生产亦然。关键因素是改造，可以防止这些设施因为没有新的建设而陷入“锁定”状态，相反，现有设施会得到改善。一个基本假设是，新建将采用可再生替代能源（如可再生能源或氢直接还原铁）。相比之下，废物处理设施和蒸汽裂解炉在减排潜力和排放源方面得分较高。

由于高成本、高能量需求限制了减排潜力，并且技术成熟度不足，DACCS 最初不宜在试点项目以外的范围内使用。

5.3.2 过渡阶段（2040 - 2050）

对于水泥、石灰和废物处理设施，预计碳捕集的技术成熟度将达到 9 级，成本预计将低于 ETS 碳价。因此，这三者均稳居前列。

蒸汽裂解炉不在同一水平，因电气化是一个长期可行的选择，尽管存在技术和能源挑战，但 CCS 可以成为中期合理的缓解方案。

预计 DACCS 的成本将显著降低，技术将足够成熟，可以进行工业规模部署。然而，由于高能量需求，成本仍然较高。

来自化石燃料的二氧化碳排放开始向下排序，预计可再生替代品将变得成熟和具有竞争力，尤其适用于新建发电厂。分析表明，可再生能源可以从系统层面降低整体成本。

5.3.3 碳中和（目标：2060 年）

2060 年，CCS 应用必须符合净零排放的要求，以实现中国的气候承诺。这意味着对于 A 类列出的应用，CCS 要么是长期减排所必需的，要么可以提供负排放以抵消剩余排放。

蒸汽裂解炉中的碳捕集也可助力碳中和，因为燃烧前工艺可以将排气转化为氢气和二氧化碳、或以其他方式利用，从而避免潜在的化石锁定。蒸汽裂解炉电气化或新技术替代方案的存在使得使用碳捕集变得不必要。

如果氢直接还原铁工艺所需的绿氢供应不足，那么在钢铁行业中使用碳捕集可能仍有意义。然而，向氢直接还原铁过渡提供了一种温室气体中和的替代方案，预计除了用于调整钢中碳含量的可能残余碳排放外，钢铁行业不再需要 CCS。

到 2060 年，剩余化石技术应已被基于可再生能源的碳中和方案所取代，使 CCS 在这些应用中的部署变得过时。

6

政策建议



6 政策建议

分析显示，到 2060 年中国需捕集并利用高达 30 亿吨二氧化碳，占二氧化碳排放量的约 25%。CCU/S 技术对于中国的能源转型至关重要，特别是在工业领域。因此，中国迫切需要制定合适的监管框架，以便做出长期的投资决策。

针对 CCU/S 的推广，已提出多项建议和政策措施。最新的中国二氧化碳捕集与封存报告建议采取以下行动：

“将 CCU/S 纳入实现中国“30/60”目标的技术组合中，制定以“30/60”目标为导向的 CCU/S 技术规划，加快技术研发和大规模集成示范的前瞻性部署。完善相关政策、法规和标准，推进能力建设。探索激励机制，为 CCU/S 利益相关方提供有效的商业模式，并深化国际合作与交流。”（张等人，2023）

以下建议补充了现有文献，并结合欧洲和德国的最新发展和见解，为中国的讨论提供了宝贵的补充信息。

6.1 碳中和转型背景下提出的基本建议

中国低碳发展的重中之重应该是避免排放。通过整合可再生能源降低电网的排放强度、通过电气化和部署绿氢逐步淘汰工业中的化石燃料，以及提高能源和资源效率、发展循环经济，都是首要任务。

还应防止“化石燃料锁定”，CCU/S 绝不能削弱向可再生能源转型的努力。CCU/S 战略应：

- 重点减少“无憾”应用，如工艺排放
- 实施政策工具，保持对逐步淘汰化石燃料的激励机制
- 为 CCU/S 项目的实施提供指导方针
- 避免化石燃料淘汰进程的任何延误

为了更好地描述，建议根据可避免性对不同行业的排放进行分类（参见 CCU/S 分类），可以分为“技术上不可避免的”和“难以削减的”两类：

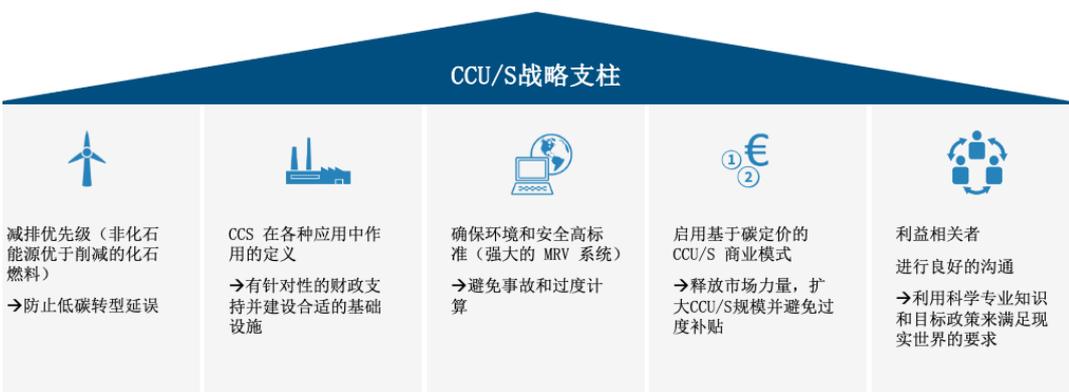
“技术上不可避免”的排放包括水泥和石灰行业、废物处理及玻璃制造业等，在这些领域，长期内将依赖二氧化碳捕集与封存技术。“难以削减”的排放包括蒸汽裂解和钢铁制造等领域，这些领域虽有可再生替代品出现，但要么价格昂贵，要么供应稀缺，要么在短期内尚未成熟。⁴³

6.2 法律调整

第 1 章和第 2 章的分析表明，中国目前尚未建立详尽的 CCS 法律法规框架，例如尚无关于纯度要求、监测及封存操作等方面的规定。第 4 章中提及相关技术已具备，这并不是建立法律框架的阻碍因素。

因此，建议为中国的二氧化碳封存制定相应的法规框架，以便为设施和封存运营商提供明确的监管指导。以下是基于欧洲《二氧化碳捕集与封存指令》的主要方面提出的建议：

图 41：建议的 CCU/S 战略支柱



⁴³ 各项建议都以斜体呈现。

1. 对封存设施的选址和勘探许可实施监管：
 - 成立专门的国家或省级机构，负责制定评估封存地点的标准，并在全国范围内进行潜在地点评估。通过这些机构颁发勘探许可，收集有关封存地点的适宜性数据。
2. 发放封存许可证：
 - 确保任何封存点在未获得许可证的情况下不得运营，每个封存点只有一家运营商，并避免用途冲突。
 - 设定封存许可条件，包括封存工艺要求、封存压力上限和二氧化碳流的成分等。
3. 运营、关闭及关闭后责任：
 - 监测、报告和验证 (MRV) 注入的二氧化碳流。
 - 监测应涵盖以下内容：比较二氧化碳在封存地点地下水中的实际行为与模型预测，监测重大异常、二氧化碳迁移、泄漏以及对环境造成的显著不利影响，并评估补救措施的效果。
 - 实施定期检查。
 - 发生泄漏或重大异常时采取措施：通知运营商和监管当局，并要求及时实施必要的补救措施。
4. 关闭和关闭后责任：
 - 制定关于何时以及如何关闭封存点的规定。
 - 明确封存点关闭后的责任，并将其与证明封存实际情况的报告关联，确保无可检测泄漏等情况；规定最短封存时间 (20 年)。
5. 第三方接入：
 - 潜在用户应能接入运输网络和封存场所，以实施二氧化碳的地质封存。

分析表明，预计中国未来将建立一个或多个相互连接的二氧化碳管道网络，并辅以其他运输方式。运输过程中的纯度要求也适用于捕集和封存，因此也需制定相应规范。除了封存的法律规定外，一个正常运行的 CCU/S 链还需要对二氧化碳的运输进行规范。

建议制定明确的规则，确保二氧化碳在中国境内及各省之间运输的可能性。法律应规定管道和其他运输方式的建设标准，建议该标准与国际标准化组织准则保持一致。该标准可通过法律强制执行，确立标准的责任也可以委托给某个主管部门 (德国模式)。

6.3 监管措施

管道系统建设的初始成本较高，且未来连接哪些设施存在不确定性。因此，运营商在第三方接入、收费制度、收入监管以及对未来产能过剩规划的激励措施等方面均需一个稳定框架，这就产生了对监管的需求。

因此，建议在整个过程中尽早考虑监管问题。

从德国当前的讨论来看，一开始没有必要制定过于详细的规定。相反，确保管道建设的资金更为重要。

因此，建议与运营商合作，在规模扩大的过程中解决安全和监管问题。

管道建设可能成为瓶颈，甚至可能需要在相应碳捕集设施规模扩大之前提供必要的建设和规划框架。

为避免出现瓶颈，建议管网的规划开发与捕集设施的建设同步进行。同时，建议及时对封存地点进行勘探，明确封存区域并获取相关许可。

二氧化碳运输与其他基础设施之间存在相互作用，尤其在二氧化碳利用场景中，因为碳捕集设施需要氢气作为能源。鉴于中国二氧化碳管道网络的预计长度 (国际能源机构预计达 15,000 公里)，可能需要与其他网络协调，包括未来的氢气网络和现有的石油及天然气管道，某些情况下可能还需进行转换。

因此，建议在省级和国家级层面为二氧化碳管道制定未来网络计划。通过计划为各家公司提供关于如何连接网络的指导。

另外，该计划应纳入天然气、氢气、石油、电力和二氧化碳网络的综合网络规划中，从而可以对整个网络基础设施进行全面分析。

除管道运输外，还有海运和铁路运输等其他方式。随着管道网络的扩展，某些地区可能在较长时间内无法接入网络。为了识别交通覆盖范围内的这些潜在缺口，网络规划应指出受影响地区及勘探方法，为航运和铁路运输提供保障，使其能够尽早纳入规划。

因此，铁路和轮船 (船舶和海运) 运输也应纳入网络规划中。

这同样适用于产业集群以及作为转运点的枢纽，及时确定这些要素可为相关地点提供明确参考。

因此，枢纽也应被包括在网络规划中。

6.4 经济可行性和筹资

碳市场/二氧化碳价格

在没有充分激励的情况下，碳捕集技术难以被广泛采用。可以通过两种方法来实现激励：碳定价和财政支持计划：

通过碳定价，可以将排放二氧化碳的成本设定为高于 CCU/S 成本。这对封存尤为适用，因为除了封存外无其他盈利可能性。在 CCU 工艺中，虽然可以通过销售捕集的二氧化碳来实现盈利，但这在提高石油采收 (EOR) 项目之外还没有大规模应用。分析表明，与其他工艺相比，CCU 从长远来看可能不具备经济可行性。中国的碳排放权交易体系 (ETS) 价格 (2021 年约 50 元/吨⁴⁴) 尚不足以覆盖 CCS 成本，相比可再生能源等其他减排方案，CCS 成本相对较高，大多数工艺的 CCS 成本介于 250~500 元/吨二氧化碳。此外，碳排放权交易体系目前并未涵盖所有行业并提供免费配额，且未考虑通过 CCS 实现的减排。未来，碳价格将提供必要的激励，因为捕集成本预计将低于排放交易计划证书的价格。

钢铁、化工、水泥、石灰、废物管理和造纸等行业应全面纳入中国的碳排放权交易体系 (ETS)，以提供转型动力。

欧盟碳边界调节机制 (CBAM) 的影响

为防止由于本国碳定价高于其他国家而导致的碳泄漏，欧盟计划实施所谓的碳边界调节机制。此机制旨在为本国产品和来自碳定价较低国家的进口产品创造公平竞争环境，进口产品将被征收关税，其数额相当于欧盟与出口国之间对应产品碳税的差额。这将激励中国出口产品通过采用 CCU/S 等方式提高排放强度。

资金支持

只要碳排放交易体系价格不够高，就需要额外的工具来促进 CCU/S。特别是在当前阶段，资本支出补助可成为展示完整 CCU/S 链的有效措施。因为首创 (FOAK) 设施的投资成本往往高得多。

因此，建议通过投资成本补助来支持这类首创项目。

具体资金数额将根据具体项目和前端工程设计 (FEED) 研究决定。

根据对避免成本与中国碳排放交易体系价格发展潜力的比较分析，从目前所知来看，预计中国碳排放交易体系价格最迟将在 2040 年超过避免成本。

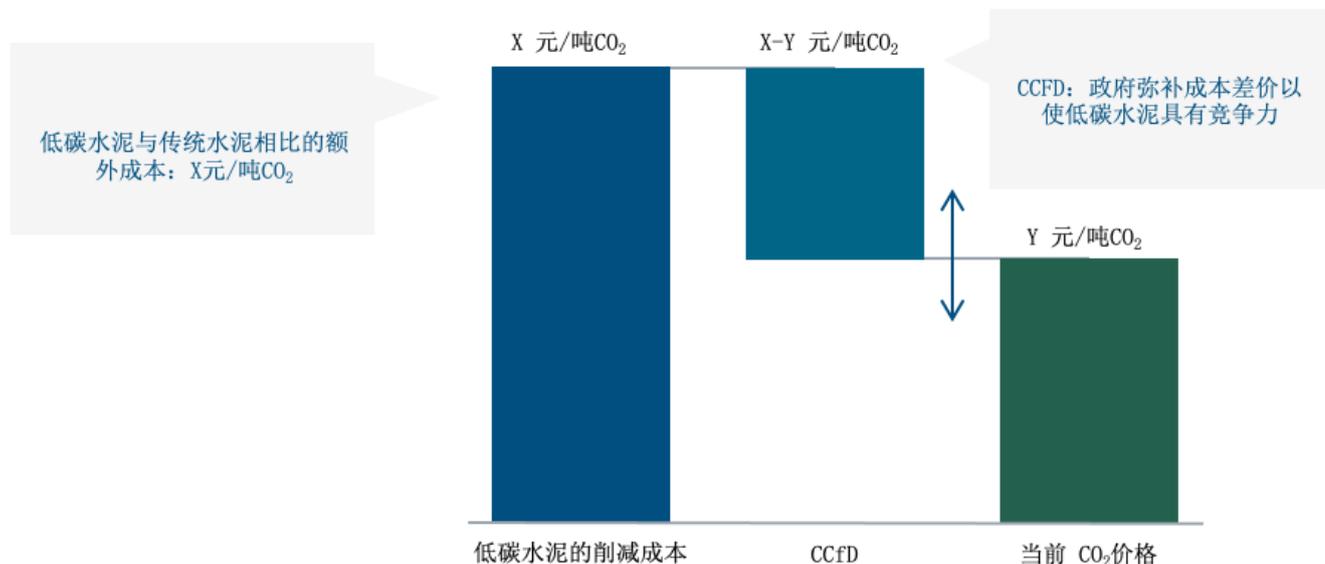
为了激励“无憾”措施 (例如水泥和石灰行业以及垃圾焚烧) 的早期推广，建议通过碳差价合约 (CCfDs) 来促进成本与碳排放交易体系价格之间的差异。

由于相关设施运营商需承担运输和封存费用，因此应在捕集点提供支持。适当的运输法规应保证运输公司的安全运营。

因此，建议不对运输提供额外的支持。

到 2030~2035 年，中国碳排放交易体系价格与避免成本之间的差距依然较大，实施 CCfD 虽然可行，但可能显著提高政府成本。在此期间，另一种方法是基于每吨避免或封存的二氧化碳的固定贡献确定一个固定补贴。这种方法的一个例子是美国的 Q45 补贴 (见文字框)。这种方法的优势是手续简便，无需对项目进行详细评估；相反，企业需自行决定项目是否符合相应的补贴条件。对于高浓度、低成本二氧化碳捕集项目，这种补贴能在早期阶段做出积极的投资决策。

图 42：碳差价合约概念



⁴⁴ 专家访谈

这一措施应结合中国的国情进行研究。建议限制补贴期限，并考虑未来改用碳差价合约或随着碳排放交易体系价格上涨逐步取消补贴。

建议不对石油采收 (EOR) 项目提供补贴，因为其已通过出售二氧化碳获得利润。

对于发电厂碳捕集的资金问题需单独考虑。如果考虑提供补贴，应确保补贴不会阻碍可再生能源的扩张，以及未来向使用氢气、电池储能和其他灵活电厂过渡。为避免这种情况，应对有资格获得补贴的发电厂设定具体要求。

这些要求可基于不同类型燃煤和燃气发电厂的二氧化碳排放强度来确定。

这种方法也将确保提高能效的措施不会被推迟。另一种选择是根据发电厂的规模以及是进行改造还是新建来限制补贴。

除财政支持外，实施发电厂碳捕集还可通过排放限值要求来推进（参见美国环保署监管方法）。中国的发电厂必须遵守这些排放限值，确保低效电厂不再运行，并为运营商提供明确的转型动力。这特别适用于中国，因为相当一部分发电厂由国有企业运营。

建议对新建和现有电厂设定不同的排放限制。对于新建电厂，最早可在 2030 年设定排放限制，要求采用碳捕集技术。对于现有电厂，则可设定排放限值，初期鼓励采用能效提升措施，而不立即强制改装碳捕集技术。最初，可以结合激励措施设定并行限制，但其后还是要建设碳捕集设施。

6.5 开展碳捕集与利用 (CCU)

从对化工行业未来发展的分析来看，转型过程中需引入新技术并向非化石原料转变。在中国，由于目前化工行业主要依赖煤炭作为原料，因此转型面临的挑战显得尤为复杂。短期和中期来看，转向天然气作为原料将显著降低排放，此外二氧化碳捕集技术可减少生产过程中的排放。然而，这两种方法仍依赖化石资源。

Agora Industrie 和 Carbon Minds 的分析指出，范围 3 排放约占德国化工行业总排放量的 60% (Agora Industrie 和 Carbon Minds, 2023)。为降低这些排放，转向非化石原料势在必行。可选择的替代方案包括再生塑料、可持续生产的生物质，以及利用大气或生物源二氧化碳的 CCU 等。德国和欧洲的讨论表明，CCU 可能在一定程度上是必要的，因为再生塑料和生物质的供应可能不足。这一决策既具挑战性又具前瞻性，其影响不仅局限于化工产业，而且几乎涵盖所有与能源相关的领域，因为其关乎生物质的分配。

因此，建议对化工行业的原料供应进行战略性评估，包括以下几方面：再生塑料的贡献、生物质作为原料的潜力、CCU 的能源需求（可再生能源和氢气），以及 CCU 的范围和必要性。

未来，化工行业将特别依赖生物质作为原料。生物质是一种有限的资源，具有多种用途，应尽可能高效地利用，以实现气候保护目标。

为了及早掌握中国生物质的分布情况及其主要消费领域，进而明确未来潜在应用领域及其优先级，建议制定生物质战略。

分析显示，将 CCU 技术转为商用尚需时日，目前其技术成熟度 (TRL) 介于 5~8 之间。小规模的应用已经得到研究和成功测试。今后需要扩大规模以进行商业化推广。

因此，建议为甲醇制烯烃/甲醇制芳香烃 (MtO/MtA) 技术以及利用二氧化碳和氢气的费托合成技术分配研究资金。

由于产品合成需要氢气，CCU 的能源需求很高，这是未来实施 CCU 所面临的巨大挑战。在可再生氢资源稀缺、氢经济尚未充分发展的情况下，扩大 CCU 规模只会加剧对氢气的争夺。

因此，建议在积极推动绿氢经济发展的同时，优先考虑其他方案实现化工行业的脱碳。

为了避免通过 CCU 工艺生产化学品和在碳排放权交易体系中的资格而产生法律不确定性，尽早制定明确的法律规定至关重要。

因此，建议尽早将 CCU 工艺及其认证纳入碳排放权交易体系，以提供清晰度和确定性。

CCU 工艺面临的其他挑战包括：可能出现的证书重复计算、区分生物和化石源的二氧化碳，以及确定整个生命周期的排放量等。在制定政策时，应对这些挑战进行评估。欧盟目前正在制定相关法规，作为其“可持续碳循环”进程的一部分。

鉴于目前无须急于作出决策，建议优先考虑和实施其他方面工作，例如为 CCS 创建一个法律框架。

6.6 碳管理战略

对 CCU/S 实施情况的分析显示，与现有研究相比，碳中和转型的必要性、时间框架、作用以及碳捕集的利用存在显著差异。这项工作强调了在水泥和石灰行业、废物热处理，以及通过生物质能碳捕集与封存 (BECCS) 及直接空气碳捕集与封存 (DACCS) 实现负排放方面使用 CCS 的重要性。CCU 用于为基本化学品生产提供二氧化碳。这与其他研究在 2060 年前将重点放在钢铁、电厂和化工行业的思路是相冲突的。

在未来几年，本文的分析结果与研究的预测趋势相似。2030 年的重点在化工行业和发电厂，因为这些行业的二氧化碳浓度高（分离成本低），且发电厂缺乏替代方案，总体减排效果显著。唯一的差异在于钢铁行业，研究强调了转向氢基直接还原铁 (DRI) 技术的重要性。在这种情况下，碳捕集的作用有限，因为如果缺乏足够的绿氢，碳捕集同样可以在制氢过程中实施。在过渡期，改造现有高炉可能是适合中国的一个选择。鉴于目前的产能过剩和潜在的锁定，不建议建造带有二氧化碳捕集功能的新高炉。

因此，建议为 CCU/S 在中国的作用制定一项战略进程，作为使用 CCU/S 的指导原则。

通过这一进程，可以避免化石锁定未来对中国经济带来成本增加的风险。此外，这种战略方法还可以识别不同地区的潜力和作用。正如燃煤电厂使用 CCS 的技术经济分析所示，区域差异会对 CCU/S 的必要性产生重大影响，因为还必须考虑其他因素，如可再生能源的可用性。

在与可再生能源竞争时，应制定相关战略和措施，防止碳捕集改造阻碍可再生能源的推广。

6.6.1 水泥和石灰行业

应建立低碳水泥和建材的碳标签制度，引导绿色市场需求。对于中国的水泥行业，通过增效措施实现减排的巨大潜力仍然存在。由于对二氧化碳捕集的激励有可能会减少，因此碳捕集改造可能会危及这些潜力的实现。

因此，建议为水泥行业制定额外的能效目标。

6.6.2 废弃物生产能源

首先，必须制定基础性政策，解决垃圾分类、零废城市、塑料污染管理和碳中和等问题。

其次，应落实对废弃物生产能源电厂（垃圾焚烧电厂）的支持性政策，特别是提供补贴和税收优惠政策。当前中国正从垃圾填埋向垃圾焚烧转变。预计未来将重点转向支持垃圾分类设施，从而自然推动垃圾减量和资源回收利用。考虑到分类后的塑料需要加工，政府对塑料加工行业的投资或补贴将使原料更经济、更易于获取。从根本上说，垃圾分类和资源利用的实现依赖外部支持，以降低废塑料回收企业获取原料的难度和成本。这两个问题的解决为碳捕集工厂的建设和运营奠定了基础。⁴⁵

建议通过对中国废物流量发展的长期研究支持这些措施，以避免废物热处理设施出现产能过剩。

6.6.3 化学工业/氢气

正如前一章所述，化学工业在实现温室气体中和转型过程中面临重大挑战，涉及多个层面，是一项复杂的任务。范围 1 和范围 2 排放的去碳化及范围 3 排放的减少需依赖不同技术，同时也面临多项挑战，如可再生电力供应、可持续生物质来源、完善的回收基础设施、再投资周期以及产业园区的综合协同等。

因此，建议尽早制定战略，为这一转型提供必要的框架，包括法律/监管规则和相应的激励机制。

6.6.4 钢铁行业

建议钢铁行业建立系统的低碳标准来应对气候变化。

需要循序渐进地开展低碳领域的标准化工作。钢铁行业碳排放分级绩效评价标准的出台，对于促进行业内全面低碳绩效评价至关重要。评价结果应与本地差异化的水价、电价、限产停产等政策挂钩。⁴⁶

6.6.5 电力部门

成本分析结果表明，要量化 CCU/S 在中国的潜在作用，首先需要进行地区差异化分析。例如，在内蒙古，预计发电量利用小时数较低，而可再生能源的可用性较高。相反，在上海等可再生能源潜力有限的地区，可能需要燃煤电厂作为长期备用。

因此，建议在扩大燃煤电厂的碳捕集技术改造时，考虑地区差异。

一些研究报告假设二氧化碳捕集将持续至 2060 年。在温室气体中和的电力系统中，只有在配备碳捕集技术的设施中一定程度的利用可持续生物质，这一目标才有可能实现。如前所述，首先必须调查可持续生物质是否可用于此目的。

因此，支持上述建议，需审查电厂使用生物质的情况是否与生物质战略及其潜在的梯级利用相符。

此外，考虑到所进行的成本分析，燃煤电厂可能并非温室气体中和能源系统的一部分。相反，到 2060 年，它们或可完全被电池储能、灵活性措施以及用于平衡可再生能源的氢气发电厂所替代。因此，燃煤电厂的碳捕集技术可能只是一种过渡技术，对于可再生能源资源有限而能源需求持续增长的地区更是如此。

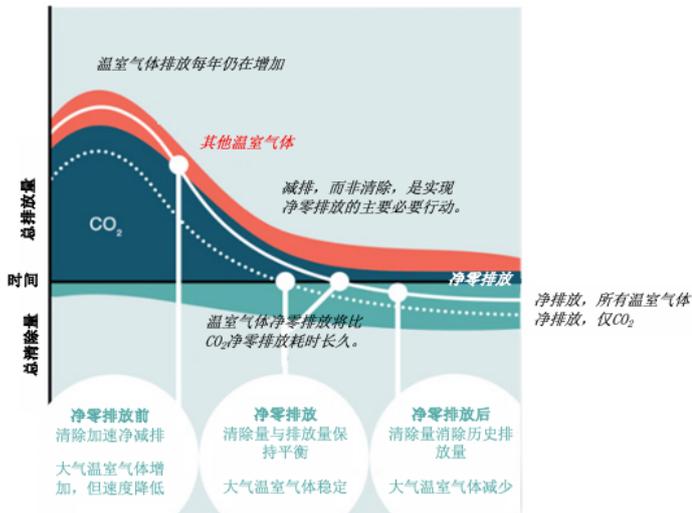
⁴⁵ 专家访谈

⁴⁶ 专家访谈

6.7 CDR / 负排放

图 43: CDR 的作用

来源: IPCC, 2022



1. 补充快速减排，从而加速净减排并减缓全球变暖的速度
2. 平衡剩余（主要是化石）温室气体以保持“净零”排放
3. 实现以减少大气中温室气体为特征的净负状态

分析表明，到 2060 年，对技术性负排放的需求将会极大提高。因此，应评估直接空气捕集与封存（DACCS）及生物质能碳捕集和封存（BECCS）的作用。德国正在制定一项战略，全面评估负排放问题，涵盖了自然和技术方法，旨在确定对技术负排放的需求，以补充自然负排放，并确定适当的监管方案。

建议对这一主题进行有针对性的全面研究，中国也应制定类似的战略。

此外，必须确保对 CCS/CCU 及负排放（CDR）的支持是分开进行的，并应区别对待。CCS/CCU 主要侧重于减排，而 CDR 则涉及从大气中去除二氧化碳。

因此，建议为 CDR 和 CCS/CCU 设定具体目标，以强调负排放的必要性。

特别是对于 BECCS，减排与碳清除之间的界限可能会变得模糊。因此，在考虑未来碳市场的潜在支持机制时，必须确保生物质的梯级利用。

目前，没有关于从生物质能源或材料利用设施捕集二氧化碳排放以及建立 DAC 工厂的激励措施。因此，有必要采取激励措施来鼓励这些做法。

首先建议在政策层面设定目标。在推动这些措施时，考虑到其主要处于研究阶段，从美国和加拿大的激励机制中汲取灵感可能是有益的。中国也可以考虑采用类似的资助机制来实现这些目标。

为了进一步推广，类似于加州低碳燃料标准（LCFS）这样的固定补贴，可以有效激励此类设施的建设。在提供激励措施时，考虑到对能源的高要求，必须评估该地区是否适宜建造 DAC 工厂。可再生能源潜力大、空间充足、具有储存能力或已有 CCU 设施的地区将具有优势。

缩略语表

AFOLU	农业、林业和其他土地利用
ASU	空气分离装置
ATR	自热重整
BECCU/S	生物质能碳捕获与封存/利用
BEHG	《燃料排放交易法》 - Bundesemissionshandelsgesetz
BF-BOF	高炉-碱性氧气炉
BTX	苯、甲苯和二甲苯
Ca (OH) 2	氢氧化钙
CACE	中国循环经济协会
CaCO ₃	碳酸钙
CaO	氧化钙
CCfD	碳差价合约
CCS	碳捕获与封存
CCU	碳捕获与利用
CCU/S	碳捕集利用/封存
CDR	二氧化碳移除
CHS	硅酸钙水合物
CMS	碳管理战略
CNBM	中国建材集团
CPU	压缩净化装置
CSA cements	硫铝酸盐水泥
DACCU/S	直接空气碳捕集利用/封存
DME	二甲醚
DRI	直接还原铁
ECBM	强化煤层气采收率
EOR	提高石油采收率
EU ETS	欧盟排放交易体系

FEED	前端工程设计
FOAK	首创
FT	费托合成
GCCSI	全球碳捕集与封存研究院
GHG	温室气体
H ₂ S ₃	亚硫酸
H ₂ S ₄	硫酸
HNO ₂	亚硝酸
HNO ₃	硝酸
HVC	高价值化学品
IEA	国际能源署
IGCC	整体煤气化联合循环发电
IPCC	政府间气候变化专门委员会
K ₂ CO ₃	碳酸钾
KOH	氢氧化钾
KSpG	《二氧化碳封存法》 - Kohlenstoffdioxidspeicherungs-Gesetz
LCFS	低碳燃料标准
LCOE	平准化度电成本
LT-LEDS	长期温室气体低排放发展战略
LULUCF	土地利用、土地利用变化和林业
MEA	单乙醇胺
MRV	监测、报告和核查
MSW	城市固体废物
MtA	甲醇制芳香烃
MtO	甲醇制烯烃
NaOH	氢氧化钠
NECP	国家能源与气候计划
ORC	有机朗肯循环
PCI	共同利益项目
PHA	聚羟基烷酸酯
PLA	聚乳酸

POX	部分氧化
PSA	变压吸附
PV	光伏
RE	可再生能源
RWGS	逆水煤气变换
TRL	技术成熟度
Tt	万亿吨
VCM	自愿碳市场
VCS	自愿核证碳标准
WtE	废弃物转制能源

图片列表

图 1:	国际能源署 (IEA) 2021 年零净排放情景下碳捕集发展预测	7
图 2:	中国 CCU/S 示范项目概览	11
图 3:	中国不同项目成本概况 (大多数项目的减排成本约为每吨二氧化碳 200 至 400 人民币; 化工和石油天然气行业的成本最低, 电力行业 and 水泥厂的成本最高。)	12
图 4:	中国 CCU/S 发展潜力概览	15
图 5:	中国二氧化碳封存潜力	16
图 6:	中国和世界其他地区能源密集型行业的产量对比	19
图 7:	电力需求展望	22
图 8:	通过石脑油裂解工艺生产一吨塑料的生命周期排放量	24
图 9:	不同氨生产路径的温室气体排放量	28
图 10:	高温直接空气捕集 (吸收法) 工艺方案示意图	29
图 11:	低温直接空气捕集 (吸附法) 工艺方案示意图	30
图 12:	生物质梯级利用	32
图 13:	带燃烧后碳捕集的裂解炉	35
图 14:	燃烧前捕集工艺方案	35
图 15:	带燃烧前碳捕集的蒸汽裂解炉 (红色方框表示为该工艺修改的流程)	36
图 16:	富氧燃烧碳捕集工艺方案	37
图 17:	燃烧后碳捕集工艺示意图 (能源需求指的是胺洗涤)	39
图 18:	碳酸盐循环工艺流程图	39
图 19:	适用于特定二氧化碳浓度的适当碳捕集过程概述	40
图 20:	工厂规模和二氧化碳浓度对碳捕集成本的影响概览	41
图 21:	水泥工业中不同碳捕集技术的成本比较	42
图 22:	耦合碳捕集与封存能力的燃煤电厂的运营二氧化碳排放	44
图 23:	不同研究中船运成本概览	47
图 24:	欧洲储存容量和捕集量的预计发展情况	48
图 25:	2030 年德国甲醇生产成本	51
图 26:	2030 年德国烯烃生产成本	51
图 27:	不同技术的边际减排成本	52
图 28:	配备 CCS 的燃煤电厂的 LCOE	54
图 29:	各种情景下未削减和削减煤炭的排放强度	54
图 30:	各情景下的 LOCE 成本构成	54
图 31:	情景 1 中替代缓解方案的 LCOE	55
图 32:	情景 2 中替代减缓选项的 LCOE	56
图 33:	情景 3 中替代缓解选项的 LCOE	56
图 34:	减排成本与预期碳价的比较	57
图 35:	不同碳捕集技术的减排成本	58
图 36:	北极光项目资金支持方案	60
图 37:	CCS 排序标准	63
图 38:	2030 年的 CCS 排名	64
图 39:	2040/2050 年的 CCS 排名	64
图 40:	2060 年的 CCS 排名	65
图 41:	建议的 CCU/S 战略支柱	67
图 42:	碳差价合约概念	69
图 43:	CDR 的作用	72

表格列表

表 1:	不同电厂技术的效率.....	43
表 2:	北极光项目和食品饮料行业最大浓度概述.....	45
表 3:	通过 CCU 工艺生产燃料和化学品的能源需求.....	50
表 4:	各情景的关键假设.....	53
表 5:	替代缓解方案.....	55

参考文献

- 德国国家科学与工程院 (Acatech) (2018): CCU 和 CCS - 工业气候保护的构成要素。分析、行动选项和建议。
- Agora 能源转型论坛 (2021): 欧洲气候中性工业的突破性战略。在线获取 https://static.agora-energiende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_10_Clean_Industry_Package/A-EW_208_Strategies-Climate-Neutral-Industry-EU_Study_WEB.pdf, 于 2023 年 8 月 2 日查阅。
- Agora Industrie; 碳思维 (2023): 转型中的化学。化学价值链转型的三个基本支柱。参见网址 <https://www.agora-energiende.de/veroeffentlichungen/chemie-im-wandel/>, 于 2023 年 9 月 25 日更新, 于 2023 年 9 月 25 日查阅。
- Agora Industry (2022): 推动能源密集型材料的循环经济。欧洲如何加速向无化石、高能效和独立的工业生产转型。
- Al Baroudi, Hisham; Awoyomi, Adeola; Patchigolla, Kumar; Jonnalagadda, Kranthi; Anthony, E. J. (2021): 旨在进行碳捕集、利用和封存的大规模二氧化碳运输和海上排放管理的综述。发表于《应用能源》287 期, 第 116510 页。DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.116510。
- Albicker, Martin; Eichler, Martin, Flöer, Leon; Hader, Pascal; Zwankhuizen, Alexandra (2023): 碳捕集与封存 (CCS)。至 2050 年瑞士 CCS 系统的成本估算。受联邦环境局 (BAFU) 委托。
- Arena, Umberto; Ardolino, Filomena (2022): 针对难处理塑料废物的替代处理技术的技术与环境性能。发表于《资源、保护与回收》183 期, 第 106379 页。DOI: 10.1016/j.resconrec.2022.106379。
- 亚洲开发银行 (2022): 中华人民共和国碳捕集、利用与封存示范和部署的路线图更新。
- Bahr, C.; Lennerts, K. (2010): 建筑部件的使用寿命和有效寿命。
- Beiron, Johanna; Normann, Fredrik; Johnsson, Filip (2022): 对生物质和废物燃烧热电联产电厂中二氧化碳捕集的技术经济评估 - 瑞典案例研究。发表于《国际温室气体控制杂志》118 期, 第 103684 页。DOI: 10.1016/j.ijggc.2022.103684。
- Birat, J-P. (2010): 钢铁行业中的二氧化碳 (CO₂) 捕集与封存技术。发表于 M. Mercedes Maroto-Valer (编辑): 《二氧化碳 (CO₂) 捕集与封存技术的发展与创新》。佛罗里达州博卡拉顿: CRC 出版社; 剑桥: 伍德黑德出版 (伍德黑德出版能源系列, 第 8, 16 期), 第 492 - 521 页, 于 2023 年 10 月 7 日查阅。
- 德国联邦教育与研究部 (BMBF) (2023): Carbon2Chem 项目。参见网址 <https://www.fona.de/de/massnahmen/foerdermassnahmen/carbon2chem.php>, 于 2023 年 3 月 25 日更新, 于 2023 年 3 月 25 日查阅。
- Borchers, Malgorzata; Thrän, Daniela; Chi, Yaxuan; Dahmen, Nicolaus; Dittmeyer, Roland; Dolch, Tobias 等 (2022): 德国确定二氧化碳排放去除选项的范围 - 它们对实现净零排放的潜在贡献是什么? 发表于 Front. Clim. 4, 文章 810343。DOI: 10.3389/fclim.2022.810343。
- Brizga, Janis; Hubacek, Klaus; Feng, Kuishuang (2020): 生物塑料的意外副作用: 碳足迹、土地和水资源足迹。发表于《One Earth》3 (1), 第 45 - 53 页。DOI: 10.1016/j.oneear.2020.06.016。
- Bundestag, Deutscher (2022): 德国联邦议会文件 20/5145 - 联邦政府关于二氧化碳封存法案的评估报告。参见网址 <https://dserver.bundestag.de/btd/20/051/2005145.pdf>, 于 2023 年 9 月 25 日查阅。
- 德国玻璃工业联合会 (Bundesverband Glas) (2022): 玻璃 2045 - 德国玻璃工业脱碳路线图。
- Bundesverband Spannbeton-Fertigdecken e.V. (2020): 未来: 快速 - 灵活 - 经济的预应力混凝土天花板。
- BV Kalk (2020): 石灰行业 2050 路线图: 从气候中性生产到气候积极型产业。
- BV Kalk (2023): 首页 - 德国石灰工业联合会。参见网址 <https://www.kalk.de/>, 于 2023 年 9 月 26 日更新, 于 2023 年 9 月 26 日查阅。
- 中国循环经济协会 (CACE) (2023): 我国垃圾发电装机和发电量均居世界之首 - 中国循环经济协会。参见网址 <https://www.chinacace.org/news/view?id=8979>, 于 2023 年 9 月 23 日更新, 于 2023 年 9 月 23 日查阅。

- 碳捕集杂志 (2021): 阿克碳捕集公司 (Aker Carbon Capture) 将启动 Twence 废物发电项目。由碳捕集杂志编辑。参见网址 <https://www.carboncapturejournal.com/news/aker-carbon-capture-to-start-twence-waste-to-energy-project/4856.aspx>, 于 2023 年 5 月 31 日更新, 于 2023 年 5 月 31 日查阅。
- Carbon Limits AS; DNV AS (2021): Re-Stream - 欧洲石油和天然气基础设施再利用于氢能和 CCS 的研究。参见网址 <https://www.carbonlimits.no/wp-content/uploads/2021/10/Re-stream-report-October-2021.pdf>, 于 2021 年 11 月 12 日查阅。
- CEMCAP (2019): 战略结论 - 推动水泥领域二氧化碳捕集向示范阶段发展, 修订版 1。
- climeworks (2022): Climeworks 公司在建设吉吨级 DAC 能力的道路上迈出重要一步。发表于《Climeworks》, 2022。参见网址 <https://climeworks.com/news/climeworks-announces-groundbreaking-on-mammoth>, 于 2023 年 6 月 14 日查阅。
- climeworks (2023): Orca 是 Climeworks 公司的新型大规模二氧化碳移除工厂。参见网址 <https://climeworks.com/road-map/orca>, 于 2023 年 6 月 14 日更新, 于 2023 年 6 月 14 日查阅。
- 丹麦能源局 (2021): 技术数据。碳捕集、运输与封存。
- Dave, N.; Do, T.; Palfreyman, D.; Feron, P.H.M.; Xu, S.; Gao, S.; Liu, L. (2011): 中国和澳大利亚燃煤电厂燃烧后二氧化碳捕集: 基于经验的成本比较。发表于《Energy Procedia》4, 第 1869 - 1877 页。DOI: 10.1016/j.egypro.2011.02.065。
- Dayaram, Kiran (2010): 碎混凝土的再碳化。
- Dehoust, Günter; Alwast, Holger (2019): 德国废物能源回收能力及其在循环经济中的未来发展。
- 德国能源署 (2021): 德国能源署 (dena) 迈向气候中和的主导研究。一项全社会任务, 于 2022 年 7 月 18 日审阅。
- 德国联邦议院 (2018): 联邦政府关于二氧化碳存储法应用及 CCS 技术经验的评估报告。文件 19/6891, 于 2022 年 7 月 4 日查阅。
- DNV (2023): 二氧化碳高效海运 - CETO。参见网址 <https://www.dnv.com/maritime/jip/ceto/index.html>, 于 2023 年 5 月 18 日更新, 于 2023 年 5 月 18 日查阅。
- E4tech (2021): DAC 在航空电燃料中的作用报告。
- Eliasson, Åsa; Fahrman, Elin; Biermann, Maximilian; Normann, Fredrik; Harvey, Simon (2022): 工业二氧化碳捕集和区域供热的高效热整合。发表于《国际温室气体控制杂志》118, 第 103689 页。DOI: 10.1016/j.ijggc.2022.103689。
- 挪威国家石油公司 (equinor) (2022): 挪威国家石油公司和 Wintershall Dea 公司合作建立北海大型 CCS 价值链。参见网址 <https://www.equinor.com/news/20220830-equinor-wintershall-dea-large-scale-ccs-value-chain>, 于 2022 年 8 月 30 日更新, 于 2022 年 8 月 31 日查阅。
- Erans, María; Sanz-Pérez, Eloy S.; Hanak, Dawid P.; Clulow, Zeynep; Reiner, David M.; Mutch, Greg A. (2022): 直接空气捕集: 工艺技术、技术经济和社会政治挑战。发表于《能源与环境科学》15 (4), 第 1360 - 1405 页。DOI: 10.1039/D1EE03523A。
- 欧洲空间局 (ESA) (2022): 技术成熟度水平 (TRL)。参见网址 https://www.esa.int/Enabling_Support/Space_Engineering_Technology/Shaping_the_Future/Technology_Readiness_Levels_TRL, 于 2023 年 9 月 26 日更新, 于 2023 年 9 月 26 日查阅。
- 欧盟委员会 (2022a): 创新基金 - K6 项目。推动清洁创新技术走向市场。参见网址 https://climate.ec.europa.eu/system/files/2022-07/if_pf_2022_k6_en.pdf, 于 2023 年 6 月 7 日查阅。
- 欧盟委员会 (2022b): 国家能源与气候计划。参见网址 https://commission.europa.eu/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans_en, 于 2023 年 9 月 25 日更新, 于 2023 年 9 月 25 日查阅。
- 欧盟委员会 (2023a): 净零工业法案。参见网址 https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/green-deal-industrial-plan/net-zero-industry-act_en, 于 2023 年 9 月 25 日更新, 于 2023 年 9 月 25 日查阅。
- 欧盟委员会 (2023b): 可持续碳循环。参见网址 https://climate.ec.europa.eu/eu-action/sustainable-carbon-cycles_en, 于 2023 年 9 月 21 日更新, 于 2023 年 9 月 25 日查阅。

- Fan, Jing-Li; Shen, Shuo; Xu, Mao; Yang, Yang; Yang, Lin; Zhang, Xian (2020): 基于实物期权方法对中国不同热电厂碳捕集、利用与封存改造的成本效益比较。发表于《气候变化研究进展》11 (4), 第 415 - 428 页。DOI: 10.1016/j.accre.2020.11.006。
- Fasihi, Mahdi; Efimova, Olga; Breyer, Christian (2019): 二氧化碳直接空气捕集厂的技术经济评估。发表于《清洁生产杂志》224 期, 第 957 - 980 页。DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.03.086。
- Favier, Aurélie; Wolf, Catherine de; Scrivener, Karen; Habert, Guillaume (2018): 欧洲水泥和混凝土工业的可持续未来: 到 2050 年行业全面脱碳的技术评估。DOI: 10.3929/ETHZ-B-000301843。
- Fischedick, Manfred; Görner, Klaus; Thomeczek, Margit (编辑) (2015): 二氧化碳分离、储存、使用: 能源经济和工业领域的整体评估 / Manfred Fischedick, Klaus Görner, Margit Thomeczek (编辑)。德国柏林: Springer Vieweg。参见网址 <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/978-3-642-19528-0.pdf>, 于 2023 年 6 月 2 日查阅。
- Gardarsdottir, Stefania; Lena, Edoardo de; Romano, Matteo; Roussanaly, Simon; Voldsund, Mari; Pérez-Calvo, José-Francisco 等 (2019): 水泥生产中的碳捕集技术比较——第二部分: 成本分析。发表于《能源》12 (3), 第 542 页。DOI: 10.3390/en12030542。
- Geres, Roland; Lausen, Johanna; Weigert, Stefan (2021): 德国砖瓦行业温室气体中和路线图。至 2050 年行业气候中和之路。
- 全球碳捕集与封存研究院 (2021a): 循环经济中的 CCS 网络: 联接排放源与地质碳汇。
- 全球碳捕集与封存研究院 (2021b): CCS 技术的成熟度和成本。
- 全球碳捕集与封存研究院 (2022a): 设施 - 全球碳捕集与封存研究院。参见网址 <https://co2re.co/FacilityData>, 于 2023 年 9 月 25 日更新, 于 2023 年 9 月 25 日查阅。
- 全球碳捕集与封存研究院 (2022b): 2022 年全球 CCS 现状 - 全球碳捕集与封存研究院。参见网址 <https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-of-ccs-2022/>, 于 2023 年 9 月 25 日更新, 于 2023 年 9 月 25 日查阅。
- 全球碳捕集与封存研究院 (2022c): 2022 年最新技术: CCS 技术。
- 全球碳捕集与封存研究院 (2023): 2023 年最新技术: CCS 技术 - 全球碳捕集与封存研究院。参见网址 <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/state-of-the-art-ccs-technologies-2023/>, 于 2023 年 9 月 23 日更新, 于 2023 年 9 月 23 日查阅。
- 全球水泥与混凝土协会 (2021): 德国豪瑞公司 (Holcim Deutschland) 在 Höver 水泥厂建设试点二氧化碳捕集装置。发表于全球水泥与混凝土协会, 2021 年 10 月 20 日。参见网址 <https://www.globalcement.com/news/item/13152-holcim-deutschland-to-build-a-pilot-co2-capture-unit-at-hoever-cement-plant>, 于 2023 年 5 月 31 日查阅。
- Hammond, Geoffrey P.; Spargo, Jack (2014): 带有碳捕集与封存的燃煤电厂前景: 英国视角。发表于《能源转换与管理》86 期, 第 476 - 489 页。DOI: 10.1016/j.enconman.2014.05.030。
- Harms, Hans; Höhle, Bernd; Skov, Allan (1980): 一氧化碳气体的甲烷化在能源运输中的应用。发表于《化学工程技术》52 (6), 第 504 - 515 页。DOI: 10.1002/cite.330520605。
- Hoffmeister, Jochen; Birnstengel, Bärbel; Häusler, Arno; Faulstich, Martin (2020): 废物热处理的前景 -2040 年路线图 -。
- 国际能源署 (2016): 为 CCS 改造做好准备。中国现有燃煤电厂配备碳捕集与封存的潜力。
- 国际能源署 (2020): 2020 年能源技术展望。碳捕集、利用与封存的特别报告, 于 2022 年 8 月 2 日查阅。
- 国际能源署 (2021a): 中国碳中和的能源部门路线图: OECD。
- 国际能源署 (2021b): 2050 年实现净零排放。全球能源行业路线图, 于 2022 年 7 月 11 日查阅。
- 国际能源署 (2022): 2010-2022 年二氧化碳捕集项目管道的演变。参见网址 <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/evolution-of-the-co2-capture-project-pipeline-2010-2022>, 于 2023 年 9 月 25 日更新, 于 2023 年 9 月 25 日查阅。
- 国际能源署; ACCA21 (2022): 中国具备 CCU/S 氢能生产的机遇。

infraserv höchst (2023): 在 Höchst 工业园区建设世界最大的液态动力先锋装置。参见网址 <https://www.infraserv.com/de/unternehmen/nachhaltigkeit/power-to-liquid-pionieranlage/>, 于 2023 年 9 月 25 日更新, 于 2023 年 9 月 25 日查阅。

IPCC (2022): 《2022 年气候变化》。气候变化的缓解。决策者摘要, 于 2022 年 7 月 11 日查阅。

Jakobsen, Jana; Roussanaly, Simon; Anantharaman, Rahul (2017): 挪威一家水泥厂的二氧化碳捕集、运输与存储链的技术经济案例研究。发表于《清洁生产杂志》144 期, 第 523 - 539 页。DOI: 10.1016/j.jclepro.2016.12.120。

Jiang, K.; Ashworth, P.; Zhang, S.; Angus, D.; Liang, X.; Sun, Y. (2019): 中国的碳捕集、利用与封存 (CCU/S) 政策。

Keith, David W.; Holmes, Geoffrey; St. Angelo, David; Heidel, Kenton (2018): 从大气中捕集二氧化碳的过程。发表于《焦耳》2 (8), 第 1573 - 1594 页。DOI: 10.1016/j.joule.2018.05.006。

Klepper, Gernot; Thrän, Daniela (编辑) (2019): 生物质在能源和气候政策之间的紧张领域。潜力 - 技术 - 目标冲突。获得 Julika Witte, Berit Erlach, Christiane Hennig, Franziska Schünemann, Marie-Christin Höhne 协助。德国自然科学院莱奥波尔第纳学会; 德国技术科学院; 德国科学院联盟。慕尼黑: 德国国家工程院- 德国技术科学院 (未来能源系统系列著作)。参见网址 https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Analyse_Biomasse.pdf, 于 2023 年 8 月 2 日查阅。

Kortmann, Jan; Seifert, Wiebke; Lieboldt, Matthias; Kopf, Florian; Jehle, Peter (2021): 可持续性、资源效率和气候保护 (NAREKS) - 建筑和规划的构造性解决方案 - 技术现状。碳纤维混凝土 - 混凝土建筑中资源效率的贡献。[S. l.]: WILHELM ERNST & SOHN VERL。

Leeson, D.; Mac Dowell, N.; Shah, N.; Petit, C.; Fennell, P. S. (2017): 应用于钢铁、水泥、炼油和造纸行业及其他高纯度来源的碳捕集与封存 (CCS) 的技术经济分析和系统综述。发表于《国际温室气体控制杂志》61 期, 第 71 - 84 页。DOI: 10.1016/j.ijggc.2017.03.020。

Liu, Guizhen; Cai, Bofeng; Li, Qi; Zhang, Xian; Ouyang, Tao (2022a): 中国在 2060 年碳中和愿景下的二氧化碳捕集、利用与封存路径。

Liu, Shuyang; Li, Hangyu; Zhang, Kai; Lau, Hon Chung (2022b): 对中国燃煤电厂使用碳捕集与封存 (CCS) 技术进行脱碳的技术经济分析。发表于《清洁生产杂志》351 期, 第 131384 页。DOI: 10.1016/j.jclepro.2022.131384。

Mamani-Soliz, Patricio; Seidl, Ludwig Georg; Keller, Florian; Lee, Roh Pin; Meyer, Bernd (2020): 化学循环 - 当前状态和新发展。

Markewitz; Zhao; Ryssel; Moumin; Wang; Sattler 等 (2019): 德国水泥工业中旨在实现二氧化碳减排的碳捕集。发表于《能源》12 (12), 第 2432 页。DOI: 10.3390/en12122432。

麦肯锡公司 (2020): 为无碳水泥奠定基础。

Midrex (2021): 2020 年全球直接减排统计数据。

Mobarakeh, Maedeh Rahnama; Kienberger, Thomas (2022): 能源密集型行业气候中和战略: 奥地利案例研究。发表于《清洁工程与技术》10 期, 第 100545 页。DOI: 10.1016/j.clet.2022.100545。

Morris, Jennifer; Khesghi, Haroon; Paltsev, Sergey; Herzog, Howard (2021): 电力部门在一系列减排方案中部署碳捕集与封存 (CCS) 的情景。发表于《气候变化经济学》12 (01), 文章 2150001。DOI: 10.1142/S2010007821500019。

Nina Svinhufvud (2022): 垃圾发电厂中的碳捕集与利用的技术经济评估。

Norgate, Terry; Haque, Nawshad; Somerville, Michael; Jahanshahi, Sharif (2012): 生物质作为钢铁制造中可再生碳源。发表于《ISIJ International》52 (8), 第 1472 - 1481 页。DOI: 10.2355/isijinternational.52.1472。

Nurdiawati, Anissa; Urban, Frauke (2021): 走向能源密集型行业的深度脱碳: 当前状态、技术和政策综述。发表于《能源》14 (9), 第 2408 页。DOI: 10.3390/en14092408。

Pameter, Sarah; Myers, Rupert J. (2021): 水泥材料循环脱碳。英国水泥供应链脱碳措施的全系统综述。

Patisson, Fabrice; Mirgaux, Olivier; Birat, Jean-Pierre (2021): 氢炼钢。第一部分: 物理化学和冶金工艺。发表于《Matériaux & Techniques》109 (3-4), 第 303 页。DOI: 10.1051/mattech/2021025。

- Perpiñán, Jorge; Peña, Begoña; Bailera, Manuel; Eveloy, Valerie; Kannan, Pravin; Raj, Abhijeet 等 (2023): 高炉钢铁制造中碳捕集技术的综合和系统性评估。发表于《燃料》336 期, 第 127074 页。DOI: 10.1016/j.fuel.2022.127074。
- Porshnov, Dmitry (2022): 焚烧和气化作为低碳经济垃圾能源化工具的演变。发表于《WIREs 能源与环境》11 (1)。DOI: 10.1002/wene.421。
- Prognos (2021): 技术二氧化碳汇。对选定二氧化碳负排放技术的技术经济分析。德国能源署气候中和控制研究简报, 于 2022 年 7 月 5 日查阅。
- Prognos; 德国应用生态研究所 (Öko-Institut); 伍珀塔尔气候、环境、能源研究所 (Wuppertal-Institut) (2021): 2045 年德国气候中和。德国如何在 2050 年前实现其气候目标。由 Agora 能源转型论坛编辑, 于 2022 年 7 月 11 日查阅。
- 落基山研究所 (RMI); 中国水泥协会 (2022): 走向净零排放: 中国水泥行业的脱碳路线图。
- Rütters, Heike; Fischer, Sebastian; Le Hoa, Quynh; Bettge, Dirk; Bäßler, Ralph; Maßmann, Jobst 等人 (2022): 定义合理的最低成分阈值的方向 - 可变二氧化碳流成分对运输、注入和存储的影响。发表于《国际温室气体控制杂志》第 114 期, 第 103589 页。DOI: 10.1016/j.ijggc.2022.103589。
- Shukla, P. R.; Skea, Jim; Reisinger, Andy (主编) (2022): 气候变化 2022: 气候变化的减缓。政府间气候变化专门委员会 (IPCC)。日内瓦: IPCC。参见网址 https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/downloads/report/IPCC_AR6_WGIII_FullReport.pdf。
- 搜狐 (2021): 《2021 年中国垃圾焚烧发电市场现状, 装机量单吨发电量持续增长, 市场持续集中_生活_华经_处理》。参见网址 https://www.sohu.com/a/531743843_120928700, 于 2023 年 9 月 23 日更新, 于 2023 年 9 月 23 日查阅。
- Solis, Martyna; Silveira, Semida (2020): 家庭塑料化学回收技术 - 技术综述和准备水平评估。发表于《废物管理》(纽约州纽约市) 第 105 期, 第 128-138 页。DOI: 10.1016/j.wasman.2020.01.038。
- Ströhle, Jochen; Hilz, Jochen; Stallmann, Olaf (2017): SCARLET 项目最终可发布总结报告。
- System IQ (2022): 重塑塑料。欧洲通往循环、气候中和塑料系统的途径。
- 海事执行 (The Maritime Executive) (2022): 内陆航运将在北欧推广碳捕集》。发表于《海事执行》, 2022 年 3 月 22 日。参见网页 <https://www.maritime-executive.com/article/inland-shipping-to-make-carbon-capture-available-in-northern-europe>, 于 2023 年 5 月 18 日查阅。
- Tzinis, Irene (2015): 《技术成熟度》。发表于美国国家航空航天局, 2015 年 6 月 5 日。参见网址 https://www.nasa.gov/directorates/heo/scan/engineering/technology/technology_readiness_level, 于 2023 年 9 月 26 日查阅。
- 德国化学工业协会 (VCI); 德国工程师协会 (VDI) (2023): 化学行业转型如何成功。2023 年最终报告。参见网址 <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/broschueren-und-faltblaetter/final-c4c-broschuere-kurzfassung-ds.pdf>。
- VDZ Hrsg. (2020): 水泥和混凝土脱碳 - 减排路径和行动策略。
- 西海岸 100 (Westküste100) (2023): 完整的部门耦合: 工业规模的绿色氢和脱碳。参见网页 <https://www.westkueste100.de/>, 于 2023 年 6 月 14 日更新, 于 2023 年 6 月 14 日查阅。
- Wetenhall, B.; Aghajani, H.; Chalmers, H.; Benson, S. D.; Ferrari, M-C.; Li, J. 等 (2014): 二氧化碳杂质对二氧化碳压缩、液化和运输的影响。发表于《能源程序》第 63 期, 第 2764-2778 页。DOI: 10.1016/j.egypro.2014.11.299。
- Wu, Ning; Parsons, John E.; Polenske, Karen R. (2013): 未来碳价格对中国发电碳捕集与封存投资的影响。发表于《能源政策》第 54 期, 第 160-172 页。DOI: 10.1016/j.enpol.2012.11.011。
- Xin, Zheng (2022): 中国海洋石油总公司完成首个海上 CCU/S 项目。参见网页 <https://www.chinadaily.com.cn/a/202206/16/WS62aa82e9a310fd2b29e62ff1.html>, 于 2022 年 6 月 16 日更新, 于 2023 年 9 月 25 日查阅。
- Xu, Congbin; Yang, Jingjing; He, Li; Wei, Wenxia; Yang, Yong; Yin, Xiaodong 等 (2021a): 碳捕集与封存作为中国应对二氧化碳排放的战略储备。发表于《环境发展》第 37 期, 第 100608 页。DOI: 10.1016/j.envdev.2020.100608。
- Xu, Congbin; Yang, Jingjing; He, Li; Wei, Wenxia; Yang, Yong; Yin, Xiaodong 等 (2021b): 碳捕集与封存作为中国应对二氧化碳排放的战略储备。发表于《环境发展》第 37 期, 第 100608 页。DOI: 10.1016/j.envdev.2020.100608。

- Yu, Ying; Yang, Guodong; Cheng, Fei; Yang, Sen (2021): 《杂质 N₂ 和 O₂ 对深部盐水层二氧化碳封存效率和成本的影响》。发表于《水文学杂志》第 597 期, 第 126187 页。DOI: 10.1016/j.jhydrol.2021.126187。
- Yuan, Jiahai; Wang, Yao; Zhang, Weirong; Zhang, Jian (2023): 中国燃煤电厂配备燃烧后尾气后处理和生物质共燃碳捕集改造的经济图谱》。发表于《国际环境科学与污染研究》。DOI: 10.1007/s11356-023-25381-2。
- Yun, Seokwon; Oh, Se-Young; Kim, Jin-Kuk (2020): 燃煤电厂基于新型溶剂的吸收式二氧化碳捕集工艺技术的经济评估。发表于《应用能源》第 268 期, 第 114933 页。DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.114933。
- Zhang, Weiwei; Dai, Chunyan; Luo, Xuemei; Ou, Xunmin (2021): 基于实物期权分析的碳捕集利用与封存 (CCU/S) 投资的政策激励。发表于《清洁技术环境政策》第 23 卷 (4), 第 1311-1326 页。DOI: 10.1007/s10098-021-02025-y。
- Zhang, Xian; Yang, Xiaoliang; Lu, Xi (2023): 中国碳捕集利用与封存 (CCU/S) 进展。状态报告。
- Zhao, Ming; Minett, Andrew I.; Harris, Andrew T. (2013): 对于改造常规粉煤灰发电厂进行燃烧后二氧化碳捕集 (PCC) 的技术经济模型综述》。发表于《能源环境科学》第 6 卷 (1), 第 25-40 页。DOI: 10.1039/C2EE22890D。

附录

情景 1 (EWI)

情景 1: 2030 年在中国东北部的内蒙古改造了一座超临界燃煤发电厂

内蒙古自治区作为中国主要的电力出口地区之一，2020 年净电力出口量约为 150 太瓦时。该地区的煤炭产量占全国 30%（2020 年），燃煤电厂装机容量居全国首位（2023 年为 102.5 吉瓦），为全区的二氧化碳封存提供了巨大潜力。

然而，内蒙古的可再生能源发电量也非常高，太阳能光伏发电能力系数达 20%，风力涡轮机发电能力系数高达 48%，加之人口密度较低（20 人/平方公里），使得可再生能源发电厂有广阔的发展空间。到 2020 年，风力发电能力预计达 36 吉瓦，居领先地位。为满足电力输出需求，内蒙古通过两条高压直流输电线路与华东和华北的大型工业区相连确保电力输出。

基于以上特点，假设内蒙古未来仍将利用现有的燃煤电厂，但新增发电能力主要集中在可再生能源，情景假设现有的超临界发电厂将加装 CCS 系统，参数设置如下：



资料表情景 1

情景 1 “中国东北部的内蒙古” 参数设置

参数	价值	理由
效率 ⁴⁷	43%	超临界电厂技术
生命周期内满载小时数 ⁴⁸	3,500 小时	良好的电网连接，有利于电力输出 卓越的可再生能源地区潜力和产量
寿命	25 年	
二氧化碳-运输	5.37 元/吨 _{二氧化碳}	距二氧化碳封存点 50 公里
二氧化碳-捕集率	80%	工厂改造采用第一代 CCS 技术

情景 2 (EWI)

情景 2: 2030 年在中国东南部的广东新建超临界燃煤发电厂

广东省作为中国能耗最高的省份之一，2020 年电力净输入达 200 太瓦时。2023 年，燃煤电厂的发电能力为 68.4 吉瓦。广东省拥有宽阔的海岸线，便于煤炭外输。二氧化碳封存潜力较低，但由于广阔的海滨线，深水二氧化碳封存具有潜力。该省的可再生能源发电能力系数一般，太阳能光伏发电能力系数 16%，陆上风力发电能力系数 24.7%，海上风力发电能力系数为 30%。由于人口密度高（700 人/平方公里），可再生能源发电厂的发展空间有限。此外，该省仅与南方电网相连，故仅能从广西、贵州和云南输入电力。

⁴⁷ 无捕集工艺的效率。

⁴⁸ 假设随着可再生能源的扩张，燃煤电厂的满负荷运行小时数将随时间逐渐减少。为了简化模型，我们的预测基于工厂整个生命周期内满负荷小时数的平均值。影响满负荷运行时间的其他关键因素包括电厂的效率和电网的连接状况。

根据以上特点，假设随着用电量增长，广东省将在增加可再生能源发电能力的同时，增加煤电发电能力，并从周边省份增加电力输入。情景假设将新建超临界电厂，参数设置如下：



资料表情景 2

情景 2 “华南地区的广东省”的参数设置

参数	价值	理由
效率	43%	超临界电厂技术
生命周期内满载小时数 ⁰	5,500 小时	电力输入电网连接状况一般； 可再生能源地区潜力和产量一般； 新建电厂
寿命	35 年	
二氧化碳-运输	85.95 元/吨 _{二氧化碳}	距潜在的二氧化碳封存地 1000 公里； 深水二氧化碳封存可能是一个更经济的选择
二氧化碳-捕集率	90%	新建电厂采用第二代 CCS 技术 ⁴⁹
生物质混烧	20%	可获得农林废弃物生物质原料

情景 3 (EWI)

情景 3：2030 年在华东的上海市改造一座超临界燃煤发电厂

上海市及其邻近省份浙江和江苏是中国的主要工业区。2020 年，上海电力净输入量 74 太瓦时，近 50% 的电力依靠外输。2023 年燃煤电厂发电能力 15.7 吉瓦，其宽阔的海岸线有利于煤炭输入，且周边地区显示出良好的二氧化碳封存潜力。该市的可再生能源发电能力系数较高，太阳能光伏发电能力系数 16%，陆上风力发电能力系数 29%，海上风力发电能力系数 32%。由于人口密度极高（3,900 人/平方公里，邻近省份的人口密度为 550-850 人/平方公里），可再生能源发电厂的发展空间可能受限。不过，该市通过高压直流与内蒙古、新疆和山西等多个电力输出地区相连。

基于以上特点，假设上海未来仍将使用现有的燃煤电厂。然而，未来电力需求预计将主要由外输电力满足。因此情景假设现有超临界发电厂将加装 CCS 系统，参数设置如下：



资料表情景 3

⁴⁹ 假设第二代发电捕集技术的投资成本增加 10%（我们自己的假设）。

情景3“华东上海”的参数设置

参数	价值	理由
效率	39%	超临界电厂技术
生命周期内满载小时数 ⁰	3,000 小时	良好的电网连接, 便于电力输入; 可再生能源产量高, 但可再生能源地区潜力有限
寿命	20 年	
二氧化碳-运输	32.23 元/吨 _{二氧化碳}	距潜在的二氧化碳封存地 300 公里
二氧化碳-捕集率	80%	工厂改造采用第一代 CCS 技术

CCS 排名

2030 年							
权重因子	1.5	1.5	1	0	0.5	0.5	
	成本	技术可用性	缓解潜力	可行性	替代方案的可用性	排放源	综合得分
水泥	3	4	5	3	5	5	21
石灰	2	3	5	3	5	5	18
废物——垃圾焚烧	2	3	5	3	5	5	18
氢 - 煤/天然气	4	5	4	5	4	2	21
蒸汽裂解炉	3	3	4	4	5	4	18
化学品 - 煤基费托合成	4	5	3	5	4	2	20
电力 - 煤电燃烧后捕集 (改造)	3	5	4	4	3	1	18
电力 - 煤电燃烧后捕集 (新建)	3	5	3	5	2	1	17
钢铁工业 (转炉)	3	4	2	4	2	3	15
钢铁工业 (直接还原铁-煤/天然气)	3	4	3	4	3	3	17
BECCS	2	3	5	3	5	5	18
DACCS	1	1	3	1	5	5	11
2040/2050							
权重因子	1	1	1	0	1	1	
	成本	技术可用性	缓解潜力	可行性	替代方案的可用性	排放源	综合得分
水泥	4	5	5	4	5	5	24
石灰	4	5	5	4	5	5	24
废物——垃圾焚烧	4	5	5	4	5	5	24
氢 - 煤/天然气	5	5	3	5	2	2	17
蒸汽裂解炉	5	5	4	4	3	4	21
化学品 - 煤基费托合成	5	5	3	5	3	2	18
电力 - 煤电燃烧后捕集 (改造)	5	5	3	3	2	1	16
电力 - 煤电燃烧后捕集 (新建)	5	5	1	3	1	1	13
钢铁工业 (转炉)	5	5	1	3	1	3	15
钢铁工业 (直接还原铁-煤/天然气)	5	5	3	3	2	3	18
BECCS	5	4	5	3	5	5	24
DACCS	3	3	4	3	5	5	20

2060							
权重因子	0	0	1	0	1	1	
	成本	技术可用性	缓解潜力	可行性	替代方案的可用性	排放源	综合得分
水泥	5	5	5	4	5	5	15
石灰	5	5	5	4	5	5	15
废物——垃圾焚烧	5	5	5	4	5	5	15
氢 - 煤/天然气	5	5	2	1	1	2	5
蒸汽裂解炉	5	5	3	2	2	4	9
化学品 - 煤基费托合成	5	5	1	1	1	2	4
电力 - 煤电燃烧后捕集 (改造)	5	5	1	1	1	1	3
电力 - 煤电燃烧后捕集 (新建)	5	5	1	1	1	1	3
钢铁工业 (转炉)	5	5	1	1	1	3	5
钢铁工业 (直接还原铁- 煤/天然气)	5	5	2	1	1	3	6
BECCS	5	5	5	5	5	5	15
DACCS	5	5	5	5	5	5	15

www.energypartnership.cn

网站



微信公众号

