



国家能源集团
CHN ENERGY

国家能源技术经济研究院

CHN ENERGY TECHNOLOGY & ECONOMICS RESEARCH INSTITUTE

通过CCUS(碳捕集、利用与封存) 技术改造实现中国煤电碳减排

托比·洛克伍德 (国际能源署洁净煤中心) 著

国家能源技术经济研究院 译



通过CCUS(碳捕集、利用与封存) 技术改造实现中国煤电碳减排

托比·洛克伍德(国际能源署洁净煤中心) 著

国家能源技术经济研究院 译

翻译委员会

主任：

蒋文化（国家能源技术经济研究院 院长）

委员：

李瑞峰（国家能源技术经济研究院 副院长）

聂立功（国家能源技术经济研究院发展战略所国际室 主任）

林圣华（国家能源技术经济研究院综合办公室 主任）

翻译校审组

组长：

朱佩誉（国家能源技术经济研究院 主管）

姜大霖（国家能源技术经济研究院 主管）

成员：

魏宁（中国科学院武汉岩土力学研究所 研究员）

张贤（中国 21 世纪议程管理中心 研究员、处长）

李佳（上海交通大学 副教授）

樊静丽（中国矿业大学（北京） 副教授）

刘胜男（中国科学院武汉岩土力学研究所 助理研究员）

特别顾问：

李小春（中国科学院武汉岩土力学研究所 研究员）

刘琦（中国石油大学（北京） 副教授）

马湘山（全球碳捕集与封存研究院中国中心 经理）

译者前言

全球经济社会发展面临的能源安全、生态环境、气候变化等问题日益凸显、相互交织。2015年，全球气候变化《巴黎协定》（协定）中明确提出，至本世纪末相较工业化以前的水平，要将全球变暖温度控制在 2°C 以内，并为 1.5°C 的目标努力。中国政府积极应对气候变化，为协定的通过发挥了不可替代的重要作用，并努力践行相关气候承诺。根据联合国政府间气候变化专门委员会（IPCC）的评估报告，为实现协定中提出的温升目标，需要提高能源效率、规模化开发可再生能源、发展碳捕集利用与封存（CCUS）等各类技术组合共同实现全球碳减排目标。

CCUS技术可实现化石燃料利用过程的二氧化碳近零排放，可以在为经济发展保障能源安全稳定供应的前提下，既降低碳排放总量，同时显著控制总减排成本。在全球共同应对气候变化的时代背景下，煤电在实现污染物超低排放之后，碳排放成为影响煤电产业可持续发展的首要问题。CCUS技术已经被视为针对燃煤电厂等固定排放源大幅降低碳排放的重要技术路线，发展CCUS技术对于中国而言具有特殊重要的意义。

国际能源署洁净煤中心（IEA Clean Coal Centre）的托比·洛克伍德先生，调研访谈了大量中国政府部门、能源电力企业、科研机构的专家学者，撰写了本报告，对通过CCUS技术改造实现中国煤电碳减排的潜力、成本、政策等问题进行了系统深入的研究，提出了许多具有启示意义的研究结论和观点。

国家能源投资集团有限责任公司（简称国家能源集团）是全球最大同时也是最先进的煤炭和煤电生产公司，致力于创建世界一流能源企业，并将始终推动煤炭的清洁高效低碳转化利用、实现煤炭工业可持续发展视为企业使

命。多年来，国家能源集团在 CCUS 技术的研发、示范及商业化应用方面不断探索实践，同时一直与世界煤炭协会（WCA）、IEA 等国际组织保持紧密合作，共同推动煤炭行业的清洁与低碳化发展。

国家能源技术经济研究院（简称技经院）主要从事发展战略研究、技术经济评价、信息情报收集等工作，秉持开放式办院的宗旨，持续关注能源领域国内外研究动态。近年来，技经院在能源低碳化转型、CCUS 技术商业化路径等方面陆续开展了系列课题研究。在集团公司领导下，技经院组织内外部专家翻译校审了本研究报告，以期与同行分享 IEA 洁净煤中心的最新研究成果，并共同探讨燃煤发电、CCUS 技术的未来发展方向，但囿于水平，加之时间仓促，译文中错漏难免，欢迎同行和读者批评指正！

国家能源技术经济研究院

2019 年 3 月 4 日

其他供稿人

保罗·巴鲁雅，国际能源署洁净煤中心

安德鲁·明切纳，国际能源署洁净煤中心

CIAB（煤炭咨询委员会）工作组

米克·巴菲尔，嘉能可集团

霍利·科鲁塔克，皮博迪能源公司

利亚姆·麦克休，世界煤炭协会

彼得·莫里斯，澳大利亚矿业委员会

尼基·费希尔，英美资源集团

斯基普·斯蒂芬斯，株式会社小松制作所

徐瀚（音译），国家能源集团

卡尔·邦德曼，煤炭工业咨询委员会

鸣谢

安东尼·顾（音译），北京低碳清洁能源研究院

徐兵（音译），北京低碳清洁能源研究院

苏林德·辛格，北京低碳清洁能源研究院

赵瑞（音译），神华国华电力公司（国家能源集团）

马湘山（音译），全球碳捕集与封存研究院（GCCSI）（中国）

梁希（音译），中英（广东）CCUS（碳捕集、利用与封存）中心

孙瑞（音译），电力规划设计总院

李文凯（音译），电力规划设计总院

郜时旺（音译），华能清洁能源研究院

杨晓亮（音译），世界资源研究所

马江雄（音译），清华大学

潘礼（音译），中国电力企业联合会

大卫·埃尔津加，亚洲开发银行

李启明，敦华石油技术股份有限公司

前言

本报告是国际能源署洁净煤中心（IEA Clean Coal Centre）为其煤炭工业咨询委员会编制的。报告以相关出版文献的调查分析及利益相关方间研讨内容为基础，在此对他们的大力支持表示感谢。需要注意的是：本报告中的观点均为作者观点，并不代表资料提供者或成员机构的观点。

洁净煤技术合作项目（TCP）是 IEA 组织结构内一个独立的体系，其由一个或多个 IEA 成员国组成。该 TCP 的观点、研究结果和出版物不一定代表 IEA 秘书处或其成员国的观点和政策。

IEA CCC 成立于 1975 年，其缔约方和赞助方来自：澳大利亚、中国、欧盟、德国、印度、意大利、日本、波兰、俄罗斯、南非、泰国、阿联酋、英国和美国。

IEA CCC 的总体目标旨在不断向其成员、IEA 化石燃料工作组和其他利益相关方提供独立信息，并对所有符合联合国可持续发展目标的煤炭行业发展趋势进行分析。我们在平衡供应安全、负担能力和环境问题的基础上，考虑了煤炭生产、运输、加工及利用的方方面面，包括：提高能效，减少温室气体和非温室气体排放，缓解水资源压力，提供资金资源，市场相关事宜，技术开发及部署，通过普及用电、提高可持续性以及获得社会认可的方式减少贫困等。我们的运作机制旨在识别并推广煤炭生产利用各环节的最优做法，从而大幅减少对健康、环境和气候所造成的任何不利影响，确保全球社会的福祉。

IEA CCC 或其任何雇员、或者任何支持国或机构、或者 IEA CCC 的任何承包商，均未做出任何明示或暗示的保证或假设，对任何所披露信息、设备、产品或工艺流程的准确性、完整性或者有效性承担任何法律责任或者义务，或者声明其使用将不会侵犯任何私有权利。

首字母缩写及缩略词

ACTC	中美清洁煤技术联盟	MOF	中国财政部
CAPEX	资本性支出	MOST	中国科学技术部
CCS	碳捕集与封存	NDC	国家自主贡献
CCUS	碳捕集、利用与封存	NDRC	国家发展与改革委员会
EOR	提高原油采收率	NEA	国家能源局
EPC	工程设计、采购、施工	NETL	能源技术国家实验室（美国）
ETS	碳排放交易体系	NG	天然气
FGD	烟气脱硫	NICE	北京低碳清洁能源研究院
FYP	五年计划	NOx	氮氧化物
GCCSI	全球碳捕集与封存研究院	NPV	净现值
GDP	国内生产总值	NZEC	中欧煤炭利用近零排放合作项目
IEA	国际能源署	O&M	运行和维护（成本）
IP	中压（汽轮机）	OPEX	运营成本
IPCC	政府间气候变化专门委员会	PM	颗粒物
LCOE	平准化度电成本	SCR	选择性催化还原（脱硝）
LF	负载系数	SEAP	能源发展战略行动计划
LHV	低热值	SPIC	国家电力投资集团有限公司
LP	低压（汽轮机）	T&S	（二氧化碳）运输和存储
MEE	中国生态环境部	TCR	资本总需求
MHI	三菱重工	TPC	电厂总成本

ULE	超低排放
USC	超超临界
WACC	加权平均资本成本
2DS	2°C目标情景

单位

CNY/t	元 / 吨
CNY/y	元 / 年
CNY/t. y	元 / 吨年
gCO ₂ /kWh	克二氧化碳 / 千瓦时
Gtce	10 亿吨标准煤（等效能法）
GW	千兆瓦（装机容量），等同于 100 万千瓦
kcal/kg	千卡 / 千克
kgce	千克标准煤（能量等法）
kJ/kg	千焦 / 千克
ktCO ₂ /y	千吨二氧化碳 / 年
kWh	千瓦时
MtCO ₂ /y	百万吨二氧化碳 / 年
MW	兆瓦
MWh	兆瓦时
MWth	兆瓦热能发电
tce	吨标准煤（等效能法）
tCO ₂ /y	吨二氧化碳 / 年

目 录

决策者摘要	01
-------------	----

引言	09
----------	----

第一章 气候和能源政策	15
--------------------------	----

一、概述	17
(一) 全国碳排放交易体系	22
二、煤电行业发展情况	24
(一) 规模更大、效率更高的电厂	24
(二) 污染物控制	27
(三) 现状及产能过剩	28
三、电力市场改革	30

第二章 CCUS 发展现状	33
----------------------------	----

一、政策概述	35
二、CCUS 项目现状	40
三、CCUS 潜在激励因素和障碍	44
(一) 提高石油采收率 (EOR)	44
(二) 碳定价	45

(三) 电价	48
(四) 增加运行小时	49
(五) 运输和封存基础设施	50
(六) 中国降低成本的潜力	52

第三章 经济成本分析

55

一、CCUS 改造案例研究	57
二、CCUS 改造的净现值	61
(一) 可获利的 CCUS 改造项目	62
(二) 单一激励因素的影响	63
(三) 激励因素的综合影响	65
(四) 敏感性分析	67
(五) 不断上涨的二氧化碳价格	69
(六) 二氧化碳价格上涨时推迟改造的情景	70
三、电力成本	71
(一) 敏感性分析	75
(二) 二氧化碳成本	76

第四章 CCUS 在中国的发展前景

77

附录一：方法与数据来源	83
附录二：CCUS 改造技术以及“捕集预留”	91
参考文献	95

图表目录

- 图 01** IEA 2°C减排目标情景下 2060 年前中国电力和工业行业应用 CCS 技术的全部碳捕集减排贡献 (IEA, 2017a) 12
- 图 02** 1990-2016 年中国二氧化碳排放量 (橙色)、碳排放强度变化趋势 (黄色) 及实现 2020 和 2030 年减排目标所需碳强度轨迹 (蓝色) (Edgar, 2017) 18
- 图 03** 2017 年中国电力装机及发电结构 (Li, 2018a) , 非化石燃料占总装机容量的 40%, 占总产能的 30% 20
- 图 04** IEA “新政策情景” 下中国发电结构历史和预测变化趋势 (IEA, 2017a) 21
- 图 05** 2013-2018 年中国试点碳市场价格及从 2020 年起全国统一碳市场碳价预测 (Slater, 2018) 23
- 图 06** 按照机组服役年份划分的中国现有燃煤电厂构成情况, a) 按机组类型, b) 按机组规模 (Platts, 2018) 25
- 图 07** 自 2003 年以来所有化石燃料机组 (包括天然气电厂) 平均标准煤消耗下降趋势及到 2020 年燃煤机组的煤耗目标 (Li, 2017, 2018a) ... 26
- 图 08** 2010 年和 2016 年中国燃煤电厂污染控制设备安装率 (Li, 2017a) 27
- 图 09** 中国燃煤电厂年度利用小时数 (比率) 下降情况 (Li, 2017, 2018) 29

- 图 10 国家发展与改革委员会和亚洲开发银行针对中国的 CCUS 部署提出的推广路线图 (ADB, 2015) 37
- 图 11 适用于采用燃烧后捕集技术之某一超临界燃煤电厂的 NETL 基准 (新建、案例 12B) 案例与中国等效改造案例 (案例 CN2) 之间第一年电力成本的差别, 同时给出影响因素 (Singh and others, 2018) 。
..... 53
- 图 12 按照投入运转年份给出的中国 100 万千瓦机组 (Platts, 2018) ... 58
- 图 13 与陆上二氧化碳适宜封存地 (深绿色) 相关的 100 万千瓦机组的电厂位置 (IEA, 2016a; Platts, 2018) 59
- 图 14 生命周期达 30 年且具有正净现值改造项目的典型现金流, 以 100 元 / 吨 (15 美元 / 吨) 的二氧化碳价格为基础, 面向 EOR 售出 10% 的二氧化碳且电价上涨达 25% 63
- 图 15 针对三种负载系数 (LF) 随以下情况变化的净现值: a) 全国碳排放交易体系下二氧化碳价格上涨, b) CCUS 电价上涨, c) 面向 EOR 所销售二氧化碳的比例增加 64
- 图 16 a) 基准案例中, 不同负载系数 (LF) 及 EOR 情景下改造项目达到收支平衡时的二氧化碳价格与电价组合情况, b) 不同负载系数下改造项目达到收支平衡时的二氧化碳价格与 EOR 销售组合。 66
- 图 17 变化的加权平均资本成本 (WACC)、碳捕集装置资本支出以及运输和封存成本对改造项目实现收支平衡所需二氧化碳价格的影响 ... 68
- 图 18 二氧化碳价格呈线性增长下收支平衡型改造项目的现金流和现值
..... 69

- 图 19 二氧化碳价格不同线性增长率的下改造项目净现值变动，针对 2025 年和 2030 年（基准参数）进行投资，CCUS 电价溢价超过未减排煤电价格 40% 71
- 图 20 不同负载系数下未减排燃煤电厂和 CCUS 改造项目的 LCOE，给出平均煤炭价格（国家能源集团 2018 年的单位平均值）以及风电价格（华能风力电厂 2017 年的平均值）以进行比较 73
- 图 21 基准改造案例的 LCOE 成本分摊明细 73
- 图 22 IEA《2017 年世界能源展望》预测中国发电来源的 LCOE，同时给出低成本融资对可再生能源成本的影响 74
- 图 23 不断上涨的二氧化碳价格对未减排和已改造燃煤电厂 LCOE 的影响 74
- 图 24 煤炭价格、加权平均资本成本、碳捕集电厂资本以及运输和封存成本变化对 LCOE 的影响 75
- 图 25 2025 年不同 CCUS 改造情景下二氧化碳净减排成本及捕集成本 76

表格目录

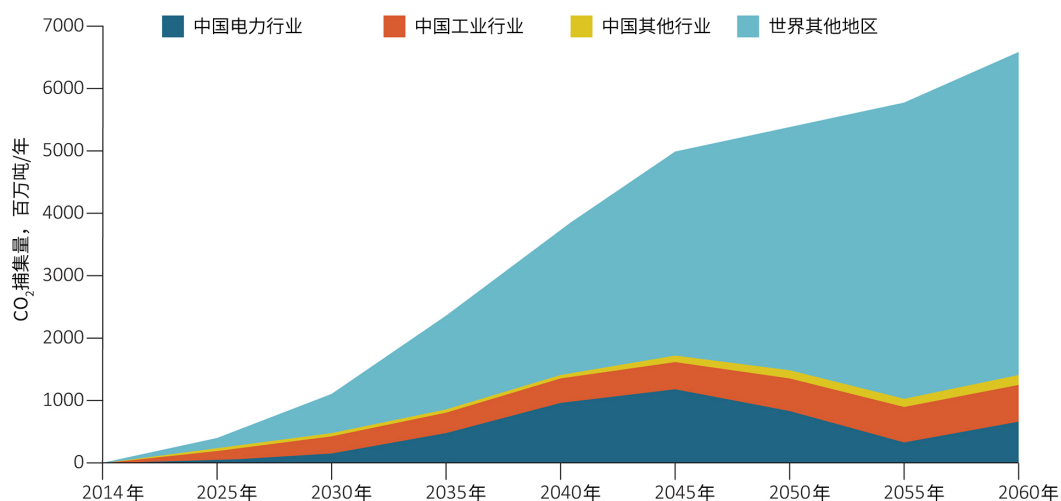
表 1 中国最新政策文件中能源和二氧化碳减排目标与实际进度的对比 (IEA, 2017B TIANJIE, 2017; BP, 2018; IEA, 2017B)	19
表 2 中国正在运营以及拟建全流程 CCUS 项目 (GCCSI, 2018 年 B) ...	41
表 3 电厂以及碳捕集装置的技术参数	60
表 4 基准成本和财务参数	88

决策者摘要



中国的燃煤电厂：CCUS（碳捕集、利用与封存）技术的挑战与机遇

经过近 20 多年的快速增长，中国燃煤电厂的装机容量已达到约 9.4 亿千瓦，由此产生的二氧化碳排放量已占全球的 12% 以上，预计到 2020 年中国燃煤电厂的装机容量将进一步扩增至 11 亿千瓦。目前中国仍处于经济快速发展时期，未来相当长时期燃煤机组装机容量仍将维持较大规模，雄心勃勃的全球减排目标的实现在很大程度上取决于对中国很大一部分投产年份较晚的燃煤电厂实施 CCUS 改造。当前，CCUS 技术已被国际上公认为是一种有效实现减排目标且成本最低的脱碳技术，预计其在 IEA 的 2°C 减排目标情景（2DS）中可贡献 14% 的减排量；其中 16% 来自应用 CCUS 技术的装机容量达 1.8 亿千瓦的中国燃煤电厂（见下图）。



IEA 2°C 减排目标情景下 2060 年前中国电力和工业行业应用 CCUS 技术的全部碳捕集减排贡献 (IEA, 2017a)

尽管全世界已有 23 个大规模 CCUS 示范项目（年封存量约 3800 万吨二氧化碳）正在运营或建设中，但由于大部分地区缺乏足够的激励以实现二氧化碳捕集的商业化运营，因此目前 CCUS 技术的发展进程并不理想。而且

在电力行业中部署 CCUS 尤其挑战性，这是因为该技术需要较大的投资成本，同时产生较高的能耗，且发电收入日益受到非基荷运行的限制。然而，中国有很多采取严格污染物控制措施的大型高效燃煤发电机组，同时中国还具有相对较低的制造成本、批量生产与规模经济等优势，这些都对降低 CCUS 技术的改造成本较为有利。

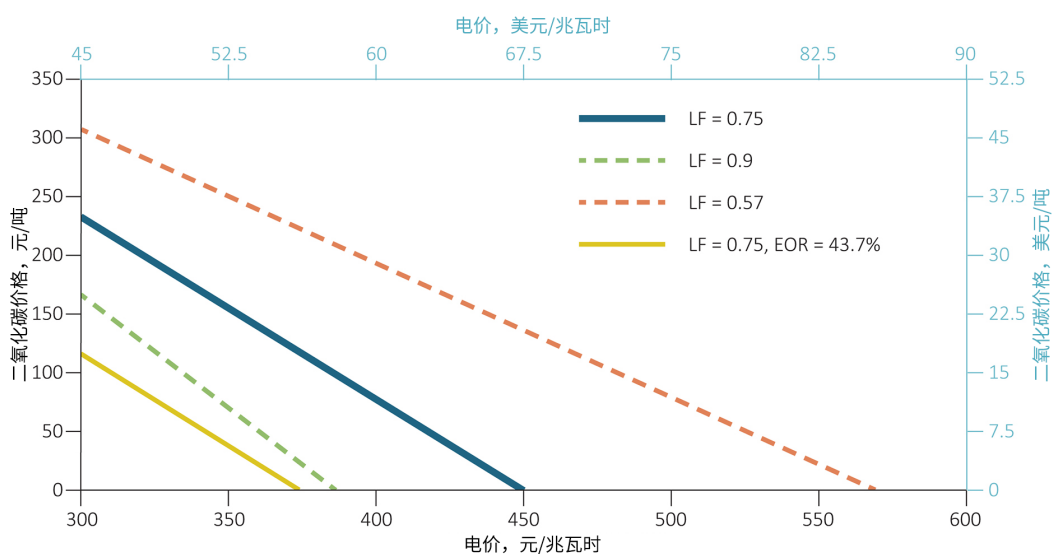
中国的气候政策与 CCUS 发展现状

自 2007 年开始，中国在 CCUS 技术方面已积累了一定的经验，数个碳捕集技术的工业级示范项目正在运营中，近期又有三个应用在化工生产和天然气加工领域的碳捕集与封存一体化大型项目（>30 万吨二氧化碳 / 年）进入了施工建设或运行阶段。对于国际上大多数大型 CCUS 示范项目来说，几乎完全是由二氧化碳在强化采油（EOR）领域上应用驱动的。尽管对于早期 CCUS 部署和基础设施开发来说，EOR 是重要的推动力；但由于其有限的减排需求量与来自其他低捕集成本二氧化碳排放源的竞争，EOR 将可能无法为燃煤发电 CCUS 改造项目提供长期激励动力。

2013 年，国家发展与改革委员会发布了《关于推动碳捕集、利用和封存试验示范的通知》，旨在推动 CCUS 技术研发部署，并为在陕西和广东几个 CCUS 项目提供省级支持。计划于 2020 年实施的电力行业国家碳排放交易市场（ETS），以及针对大型国有电力企业设定的平均碳排放强度不超过 550 克二氧化碳 / 千瓦时的目标，都为 CCUS 技术应用提供了潜在的积极推动力。2018 年，CCUS 技术管理工作职能移交至新组建的生态环境部后，为制定更多 CCUS 示范部署的激励机制起到促进作用。然而，对中国目前来说，广泛部署 CCUS 不是一个高级别的优先政治任务，而且其对中国实现《巴黎协定》中 2030 年二氧化碳排放达峰这一关键承诺而言不在必需技术之列。

潜在的 CCUS 激励措施

本报告选取了一个常规的百万千瓦超超临界（USC）燃煤机组作为案例研究。中国目前共有 104 个这样的机组正在运行，几乎全部是在近十年之内开始服役的。其中，有一半以上的机组都距陆上适宜二氧化碳地质封存的场地（250 公里范围内）较近。预计在 2025-2030 年间，将会采用最先进的胺基燃烧后捕集技术进行电厂改造，其二氧化碳捕集率 90%。本报告充分调研了若干可能的激励因素（其中多数与世界其他地区具有相似性），用以弥补电力公司巨大的基建投资支出（接近于类似规模的新建电厂投资）以及损失的售电量和其他运营成本。



不同负载系数 (LF) 下改造项目达到收支平衡时的二氧化碳价格与电价组合及基准情况下达到收支平衡的 EOR 情景

由于产能过剩和需求增长放缓，中国的燃煤电厂负载系数有所下降。因此，对于采用 CCUS 技术低碳发电的燃煤电厂，增加其运行时间可在很大程度上弥补其电力输出损失。预计至 2025 年全国碳排放交易市场中二氧化碳

价格将稳步增长至 100 元 / 兆瓦时 (即 15 美元 / 兆瓦时), 从而使碳减排能够具有真正的经济效益。也许最重要的一点是, CCUS 改造电厂可以得到自 2009 年以来风力和太阳能发电相似的电价补贴政策 (>600 元 / 兆瓦时或 >90 美元 / 兆瓦时), 其推动效果会同样显著。上图展示了如何将这些激励措施不同程度地组合以实现改造投资的“收支平衡”。

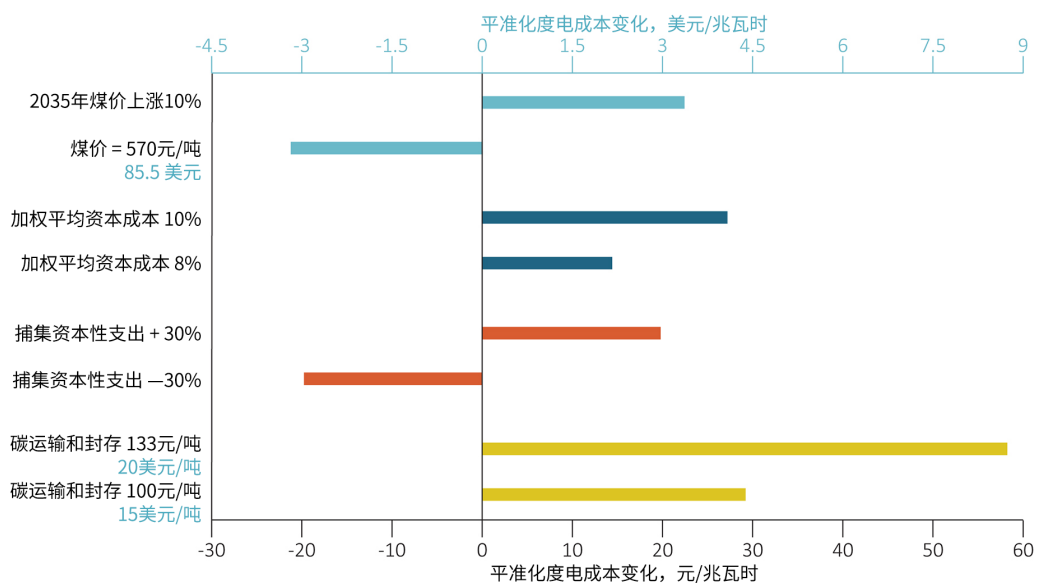
此项分析表明: 当二氧化碳价格为零时, 燃煤电厂 CCUS 改造投资实现盈利的电价为 450 元 / 兆瓦时 (68 美元 / 兆瓦时), 其远低于当前可再生能源电价。当中国二氧化碳价格按照预期达到 100 元 / 吨 (15 美元 / 吨) 时, 则 CCUS 改造后电价降至 400 元 / 兆瓦时 (60 美元 / 兆瓦时) 以下也能盈利, 但比当前煤电平均价格高出 25%。对于接近适宜封存地点的项目来说 (即源汇匹配), 可出售一定比例的二氧化碳用于 EOR 作为激励机制的重要补充, 可使二氧化碳达到更高的价值 (200 元 / 吨或 30 美元 / 吨), 从而带来可观的收入来源。

具有竞争力的电力成本

评估燃煤电厂 CCUS 改造时还可以将平准化度电成本 (LCOE) 作为考察指标 (假定评估中电网不会因可调度的低碳发电获得额外补贴)。此项分析表明: 在负载系数相同的情况下, 改造后的 LCOE 为 426 元 / 兆瓦时 (64 美元 / 兆瓦时), 与未改造的燃煤电厂发电成本相比增加了 61%; 而在目前主流负载系数的情况下, 其成本增加了 52%。分析结果表明: 二氧化碳净减排成本可以低至 215 元 / 吨 (32 美元 / 吨), 非常具有竞争力。

影响未来 CCUS 成本的关键因素存在很大的不确定性, 这些因素包含电厂的投、融资成本, 特别是二氧化碳运输和封存的成本。下图表明了这些变量如何影响改造电厂的电力成本。碳捕集装置的资本性成本 (CAPEX) 对单位发电成本的增加影响最大, 预计该项成本随着捕集技术逐渐成熟而下降。

对中国而言，更大的投资风险来自于运输和封存成本的不确定性，这是由于目前中国几乎没有已建成的运输二氧化碳管道基础设施或已建好的二氧化碳地质封存场地，因此该成本可能会是目前估算值（67 元 / 吨或 10 美元 / 吨）的两倍以上。然而，其潜在风险导致的 LCOE 增长（约 15%）并不会对项目的可行性造成致命风险。



煤价、加权平均资本成本、捕集装置资本支出、运输和封存成本等不同因素对 LCOE 的影响

CCUS 在中国的前景展望

本报告的成本分析表明：如果给予与其他低碳技术相同力度的政策支持，采用 CCUS 技术改造后的中国大型煤电机组（单机容量百万千瓦）将在 2025 年具有经济可行性。虽然这一案例研究可能被视为电力行业部署 CCUS 技术的“最佳案例”，但其也适用于其他情况：只要封存条件适宜，总装机容量为 0.78 亿千瓦的规模较小的（单机容量 66 万千瓦）超超临界（USC）机组也可达到相近的成本。

和其他国家相似，更加广泛地部署 CCUS 技术最终要取决于二氧化碳减排目标的执行情况，这需要电力行业实现脱碳，而不仅仅是依靠可再生能源以高渗透率并网的方式所能达到的脱碳程度。此外，在 CCUS 的初始投资方面还存在许多特殊的障碍，这些障碍并不能通过本报告中基于收入的激励机制而得以解决。解决这些障碍的措施涉及到发展用于二氧化碳运输和封存的共享基础设施，而且很可能还需要政府一定程度的参与，即政府需要鼓励国有石油公司在不承担太大风险的情况下，对封存场地表征以及运输管道基础设施进行投资。除了基于 EOR 的碳封存项目外，中国仍需为基础设施建设制定必要的监管框架。

随着中国煤电行业的持续发展，预计在 2020 年煤电总装机容量达到 11 亿千瓦的目标后二十年内仍将保持这个高峰，而大型高效机组部署比例将不断增加。参照对超临界燃煤电厂、太阳能光伏以及风力发电等国内能源技术研发的迅速部署模式，通过“干中学”（从实践中学习）与国内自主研发降低成本等方式，同时结合适当的政策激励因素，到 2035 年，中国将有可能实现对大部分燃煤电厂实施 CCUS 技术改造。届时，中国已形成的制造能力和技术经验可以输出到其他主要煤炭消费国；同样地，各国政府和不同行业可通过更加明确的技术部署承诺、技术与法规等方面经验知识的共享，加速推进 CCUS 技术在中国的发展进程。

引言



经过近 20 多年的快速增长，中国燃煤电厂的装机容量已经达到约 9.4 亿千瓦，占全球煤电总装机容量的一半左右，同时其二氧化碳排放量占全球 12% 以上 (Platts, 2018; IEA, 2017a)，预计到 2020 年中国燃煤发电装机容量将达到 11 亿千瓦 (NEA, 2016; Platts, 2018)。由于中国燃煤电厂的平均服役时间约为 12 年，且在经济继续保持高速度发展的过程中提前关闭燃煤电厂的可能性微乎其微，因此要实现《巴黎协定》等宏伟的全球减排目标，就必须对很大一部分的燃煤电厂进行碳捕集与封存 (CCS) 技术改造 (Platts, 2018; UNFCCC, 2018)。CCS 技术是将二氧化碳从工业过程中分离捕集出来，运输到咸水层或油气藏等地质体中进行永久封存的过程，该技术已经被广泛认为是一项实现全球脱碳的重要技术 (IPCC, 2014; IEA, 2017b; IPCC, 2018)。在 IEA 的“2°C 减排目标情景” (2DS) 中，CCS 技术是将全球升温限制在比工业革命前高 2°C 以内的最低成本路径，到 2060 年 CCS 的全球减排贡献率约为 14%。这其中的 16% (约 220 亿吨二氧化碳) 来自于在中国燃煤电厂的 CCS 技术应用 (图 01) (IEA, 2017a)。这一预测与到 2045 年中国将会有高达 1.8 亿千瓦的燃煤电厂采用 CCS 技术改造的目标相对应。新增设备的资本成本以及分离和压缩二氧化碳所带来的能耗会使新建或者现役电厂采用碳捕集技术后增加大量成本。然而，中国大部分燃煤机组单机容量规模大且效率较高，加之生产成本相对较低，进而使中国 CCS 技术改造成本将远低于北美和欧洲同类电厂改造项目 (IEAGHG, 2018; Singh and others, 2018)。IEA 于 2016 年发布的关于《中国燃煤电厂实施 CCS 改造潜力》的分析结果表明，在综合考虑包括服役年数、规模以及封存场地邻近性等因素的基础上，中国可在额外成本不超过 50 美元 / 兆瓦时的水平下实现 1 亿千瓦燃煤电厂的 CCS 技术改造 (IEA, 2016a)。

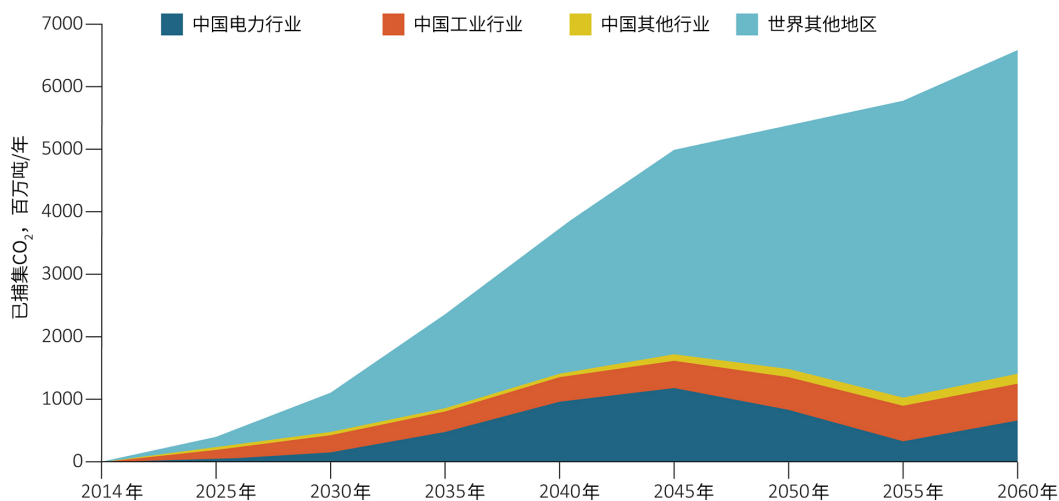


图 01 IEA 2°C减排目标情景下 2060 年前中国电力和工业行业应用 CCS 技术的全部碳捕集减排贡献 (IEA, 2017a)

尽管从 2000 年起多国政府即表示将为 CCS 提供一定程度的支持，但与其他一些低碳能源技术相比，CCS 技术进展较为缓慢，目前全球仅有 23 个大型 CCS 项目处于运营或者建设中（每年可捕集约 3800 万吨二氧化碳）（GCCSI, 2017, 2018a）。这其中两个项目是针对燃煤电厂进行改造，分别是加拿大萨斯喀彻温省的边界大坝电厂和美国德克萨斯州的 WA Parish 电厂（新佩特拉项目）。与其他多数碳减排措施一样，CCS 技术的广泛实施依赖于各种激励政策，这些政策能够为投资者提供一个可行的商业模式来部署该项技术，包括但不限于采取碳定价（作为碳排放的罚款）、碳信用或低碳电力价格补贴等形式。对于一些以低成本二氧化碳捕集工艺为基础的 CCS 项目来说，世界多地已采取碳定价方式作为激励机制（有时作为投资性资助）；但对于当前大部分正在运营的大型 CCS 项目，仍主要依赖于利用二氧化碳提高石油采收率（CO₂-EOR）所获得的收益，即作为三次采油技术在水驱后的油田里注入并永久封存二氧化碳（部分）以提高原油采收率（GCCSI, 2018）。化石燃料企业为了抢占技术先机、提升自身在气候领域的形象，

或者为简化监管流程而做出的战略性决策，是以往 CCS 投资的另一大激励因素（Herzog, 2016; IEA, 2016b; Lockwood, 2017）。在中国，这种“软”气候政策压力与 EOR 带来的收益，同时也推动了越来越多的以天然气加工或化工生产为主的中小型 CCS 项目的发展。然而，仅凭二氧化碳用于 EOR 所带来的受益及其需求规模，似乎无法满足对中国大量燃煤电厂进行广泛改造的要求。因此，需要采取其他形式的政策激励机制才能为诸如深部咸水层等“专用”地质封存层封存大量二氧化碳（年封存规模达数十亿吨级）提供所需的大规模投资。除了为碳捕集项目创造可盈利的收入来源外，任何寻求进行大规模部署 CCS 技术的国家都需要建立一个监管框架，以降低开发新的运输和封存基础设施带来的投资风险（McCoy, 2014; ZEP, 2014; IEA, 2016b）。

本研究旨在以 2016 年 IEA 关于中国 CCS 改造潜力的评估为基础，探索各种激励机制如何为电力企业投资 CCS 改造创造可行的商业模式（IEA, 2016a）。报告的前半部分回顾了中国目前的气候和能源政策，煤电行业的相关发展情况以及中国 CCS 的政策支持力度和部署进展，旨在确定对于 CCS 技术部署来说最有可能的推动因素和挑战，以及需要进一步采取政策举措的领域。后半部分则对 2025-2030 年期间，中国燃煤电厂中日益成为主流的高效、低排放燃煤发电机组开展 CCS 改造的一个案例研究。采用净现值和平准化度电成本方法评估包括碳定价、提高上网电价、提高负载系数以及 EOR 中二氧化碳需求量等潜在激励因素的商业可行性。该分析基于来自国家能源投资集团——全球燃煤发电装机容量最大的企业，及其下属研究机构北京低碳清洁能源研究院（NICE）的相关数据，以及来自中国能源行业等其他利益相关方的观点。

广义的“碳捕集、利用与封存（CCUS）”一词在中国和国际上日益得

到广泛应用，其中的利用包括诸如 EOR 等通过二氧化碳地质封存实现商业化利用的各种技术，以及一系列将二氧化碳转化为诸如塑料、建筑材料（碳酸盐）以及碳氢燃料等有效产品的新兴技术（Zhu, 2018）。CCUS 将会在本报告大部分篇幅中使用，但应注意其仅表示与 EOR 有关或纯粹用于封存目的的二氧化碳地质封存。

第一章

气候和能源政策



一、概述

2014年，中国政府宣布了经济转型迈向“新常态”。这预示着中国经济将从投资驱动型增长以及对重工业和制造业的依赖，转向以高科技产业和高端服务业为中心的经济和环境可持续性增长（Green and Stern, 2015）。这一总体政策目标与中国空气污染治理和温室气体减排承诺息息相关，并对能源和煤电行业产生了重要影响（Zhu, 2016）。

作为2015年联合国气候变化大会（COP21）上通过的《巴黎协定》的缔约国，中国提出了一份针对温室气体减排的国家自主贡献（NDC），其核心内容包括一系列将于2030年及2030年左右达成的目标：即二氧化碳排放总量达到峰值，碳排放强度相比2005年下降60~65%，非化石能源占一次能源消费比重达到20%（图02）（NDRC, 2015）。该文件还设定了加快部署太阳能、风能、核能、水电和天然气等低碳能源，以及在提高高效煤电占比的同时“控制”煤炭消费总量等宏伟目标。碳捕集作为一个关键性研究领域被放在了突出地位。中国似乎正在顺利地朝着自己的NDC目标前进，然而，这些目标却被认为并不能完全现实《巴黎协定》中将全球温升限制在与工业革命前相比不超过2°C的总体目标（气候行动追踪组织，2018年；NCSC, 2018）。随着在未来缔约方会议上对《巴黎协定》的不断重新评估，国际压力将会促使中国在未来几年内制定更为严格的温室气体减排目标。中国目前正在制定面向2050年的长期碳减排规划，有望为实现国际承诺提供支撑。

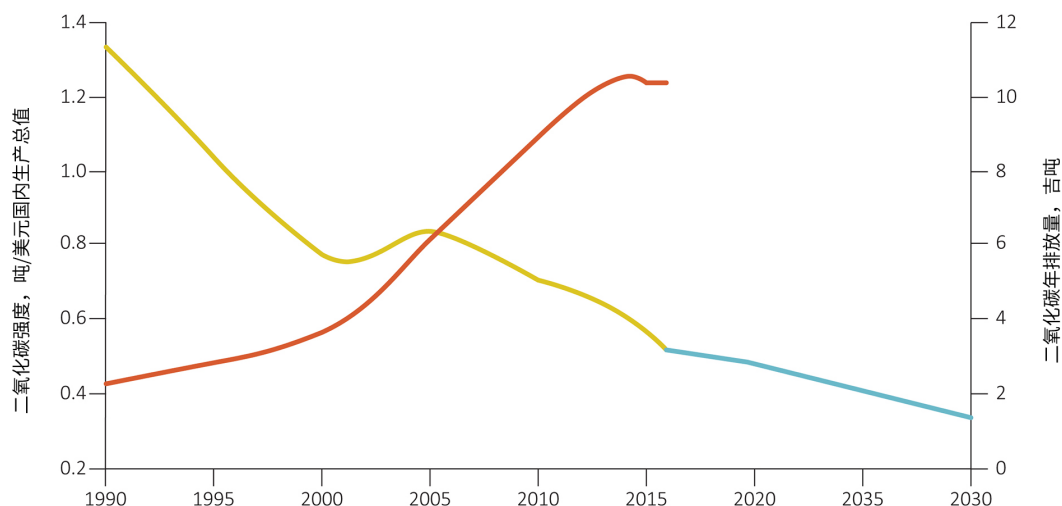


图 02 1990-2016 年中国二氧化碳排放量（橙色）、碳排放强度变化趋势（黄色）及实现 2020 和 2030 年减排目标所需碳强度轨迹（蓝色）（Edgar, 2017）

五年规划（FYP）是中国制定相关政策的基础，由针对经济和社会发展规划总体规划以及一系列针对具体行业和各级政府的子规划构成（Zhu, 2016）。在“十三五”期间（2016–2020 年），中国已发布了大量规划，反映了中国对巴黎气候目标做出的承诺以及在能源领域的多元化调整目标。在《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》中，已经设定了能源消费总量 50 亿吨标准煤的上限，以及单位 GDP 二氧化碳排放量降低 18%、单位 GDP 能源消耗降低 15%、非化石燃料占一次能源消费比例达到 15% 等目标（NDRC, 2016a）。这些目标与中国过去五年发展进程相一致，并且都以一份早期的政策文件——《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》（SEAP）（表 1）所确定的目标为基础（State Council, 2014）。《“十三五”能源规划》对能源领域的政策目标进行了细化，包括到 2020 年将煤炭占一次能源消费的比重从 2015 年的 64% 降至 58%，且消费总量低于 41 亿吨标准煤这一绝对上限（NEA, 2016）。为了促进实现这些目标，国家发展与改革委员会宣布：在该五年规划期间将停建或缓建煤电产能 1.5 亿千瓦（Xinhua,

2017; NDRC, 2017a)。尽管如此，考虑到中国不断增长的能源需求以及对能源安全和支付能力的重视，在“十三五”期间燃煤发电装机容量仍将允许增长到 11 亿千瓦。近年来，可以注意到，随着中国经济的持续复苏，这一目标甚至也将放宽，而且已经观察到先前中止的煤电项目有重新开工建设（甚至运营）的迹象（Li, 2018a; McGrath, 2018）。

表 1 中国最新政策文件中能源和二氧化碳目标与实际进度的对比
(IEA, 2017B TIANJIE, 2017; BP, 2018; IEA, 2017B)

2020 年目标	SEAP (2014-2020)	国家“十三五”规划	能源“十三五”规划	2015 年水平	2017 年水平
能耗消费总量	~48 亿吨标准煤	50 亿吨标准煤	≤ 50 亿吨标准煤	43 亿吨标准煤	44.9 亿吨标准煤
煤炭消费总量	42 亿吨标准煤	—	<41 亿吨标准煤	39.6 亿吨标准煤	41.2 亿吨标准煤
单位 GDP 能源消费量	—	比 2015 年水平降低 15%	—	0.39 千克标准煤 / 美元 (比 2010 年水平降低 18.2%)	0.37 千克标准煤 / 美元 (比 2015 年水平降低 5%)
单位 GDP 二氧化碳排放量	—	比 2015 年水平降低 18%	—	0.83 千克 / 美元 (比 2010 年水平降低 20%)	0.75 千克 / 美元 (比 2015 年水平降低 8%)
煤炭在一次能源消费中占比	62%	待定	58%	64%	60.4%
非化石能源在一次能源消费中占比	15%	15%	>15%	10%	11.4%

针对电力行业的发展，“十三五”规划更加详细地设定了 2020 年中国能源结构的各种目标，其中提出非化石燃料发电的产能增长 2.5 亿千瓦，达

到总装机容量的 39%，太阳能、风能、核能的累计装机容量分别达到 2.5 亿千瓦、1.5 亿千瓦和 0.58 亿千瓦（NDRC, 2016b）。2017 年整体占比目标已经基本实现，但随着化石能源消费的增长，各类非化石能源的装机规模在 2020 年前仍须保持高速增长（图 03）。天然气发电的装机容量也必须扩大至 1.1 亿千瓦的产能目标（总装机容量的 5%），但中国国内天然气供应非常有限，并且会优先考虑取代煤炭作为住宅和工业供热能源。自 2015 和 2016 年经济增速放缓后，中国的电力需求在 2017 年恢复到 6.6% 的年增长率，并且 2018 年上半年公布的增长率已达到 9.4%（Gao, 2018; Le R, 2018）。

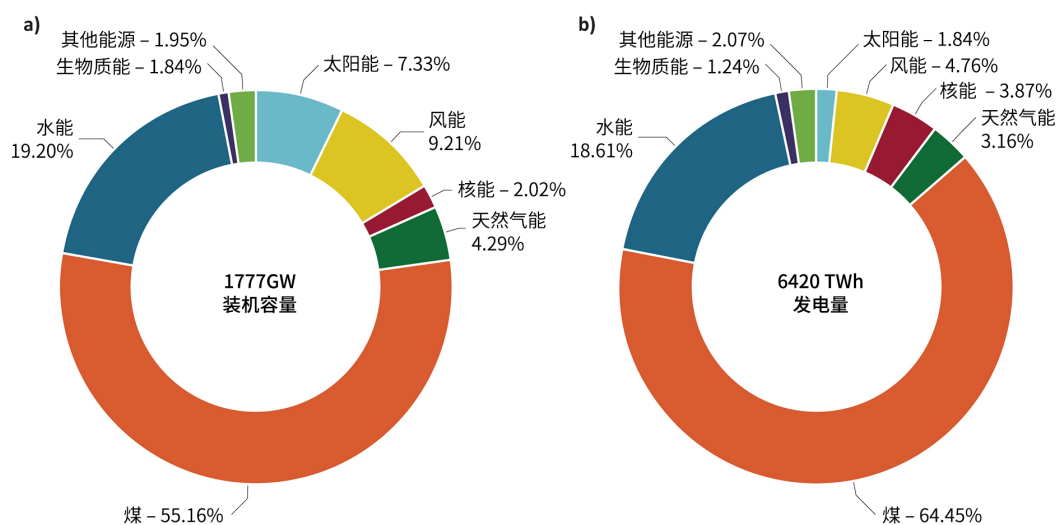


图 03 2017 年中国电力装机及发电结构（Li, 2018a），非化石燃料占总装机容量的 40%，占总产能的 30%

2016 年 10 月，中国国务院发布了《“十三五”控制温室气体排放工作方案》，重申了到 2030 年二氧化碳排放达到峰值这一承诺，以及降低碳排放强度和部署可再生能源等相关目标（State Council, 2016）。该工作方案针对各省（自治区、直辖市）都设定了具体的碳强度降低目标，并且号召更

多的发达地区和城市在 2030 年前二氧化碳排放率先达峰。该方案中一个关键性附加目标就是要求中国国有大型电力企业（国家能源集团、华能集团、中国大唐集团、中国华电集团以及国家电力投资集团公司等）到 2020 年发电二氧化碳排放强度控制在 550 克二氧化碳 / 千瓦时以内。鉴于其中三家企业 2014 年平均碳排放强度都超过 700 克二氧化碳 / 千瓦时（其他企业超过 600 克二氧化碳 / 千瓦时），这一目标对于大部分发电集团来说难以达成 (Liu and others, 2017)。这份工作方案同时针对全国二氧化碳交易体系制定了长期的政策目标，具体内容会在后续章节中予以说明。IEA “新政策情景”中对中国的评估表明，到 2040 年中国太阳能光伏、风能和核能发电将快速发展以满足不断增长的电力需求，同时燃煤发电在电力结构中的绝对量将会保持在目前的水平（图 04）。

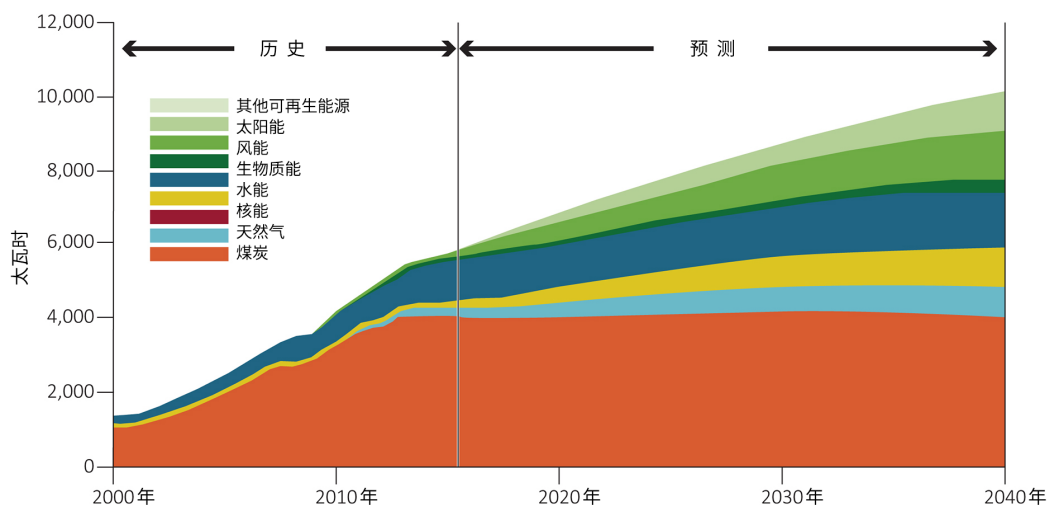


图 04 IEA “新政策情景”下中国发电结构历史和预测变化趋势 (IEA, 2017a)

在中国的国家机构体系中，国务院是最高行政机关，负责制定五年规划中的“总体规划”以及监督各个部委制定相关的子规划和法规。此前，气候变化和碳减排相关事宜主要由国家发展与改革委员会（NDRC）负责，该机

构负责管理总体宏观经济规划，包括能源和气候变化领域的政策制定（Zhu，2016年）。2018年，生态环境部（MME）成立，取代环境保护部（Environment Analyst, 2018）。除了继续承担大气和水污染领域职责外，生态环境部还接管了国家发展与改革委员会的应对气候变化和 CCUS 相关职责。在目前的过渡阶段，生态环境部内部新成立的气候变化部门的职责分配和资金配置仍存在一定的不确定性。而国家能源局（NEA）负责协调各相关部委之间的其他能源政策和法规等相关工作。

（一）全国碳排放交易体系

中国自“十二五”规划（于2011年制定）开始，就计划建立全国碳排放权交易市场，且自2013年起已在五个城市（北京、上海、重庆、天津和深圳）及两个省份（湖北省和广东省）开始了地方性试点，后续在福建和四川两省也启动了相关机制（Zhang and others, 2017; Métivier and others, 2017）。2015年中国在中美联合声明中宣布推行国家碳排放权交易市场这一目标，预计覆盖八个主要的碳排放行业（Obama White House Archives, 2015）。2017年底，该方案的第一阶段初始框架发布，目标设定的较为保守，即仅涵盖了电力行业（总碳排放规模约30亿吨二氧化碳），但其已超过了欧洲碳排放交易体系的两倍（NDRC, 2017b）。该方案将不会以二氧化碳排放的绝对上限做为基础（如同欧洲或者美国加利福尼亚州的碳排放交易体系），而是更有可能根据发电量及电厂机组类型分配排放配额（Schwartz, 2016; Timperley, 2018）。例如，燃煤电厂碳排放强度较大，它将获得比天然气发电厂更多的配额，而且如果其当年发电量更多的话还会增加配额。因此，该方案有可能会推动电厂提高能效而不是进行“煤改气”或者关闭电厂。这个碳交易市场将以现货交易为基础，不包括碳期货等金融衍生品。一部分配额将在排放企业间免费分配（基于基准排放水平），其余部分则会拍

卖出售。初始方案中的碳价水平可能存在着较大不确定性，但在地方性试点项目中平均价格约为 40 元 / 吨（6 美元 / 吨）（Zhang and others, 2017; Slater, 2018）。一份关于利益相关方期望值的年度调查显示，随着配额总量逐渐受限，平均碳价将会在 2025 年达到 98 元 / 吨（14 美元 / 吨）（Slater, 2018）（图 05）。

二氧化碳报告和交易的相关机制和基础设施将会在 2018 年逐步落实到位。2019 年将开始进行模拟试运行，届时将会在不进行现金交易的条件下向参与模拟交易的电力企业免费发放配额（(NDRC, 2017c; Timperley, 2018）。碳交易市场最早要到 2020 年才会正式开始运行。目前没有迹象表明在这一碳排放交易体系中会引入 CCUS 技术，但是中英（广东）CCUS 中心提出了将其纳入全国碳市场的建议（Guangdong CCUS Centre, ND; Liang, 2018）。

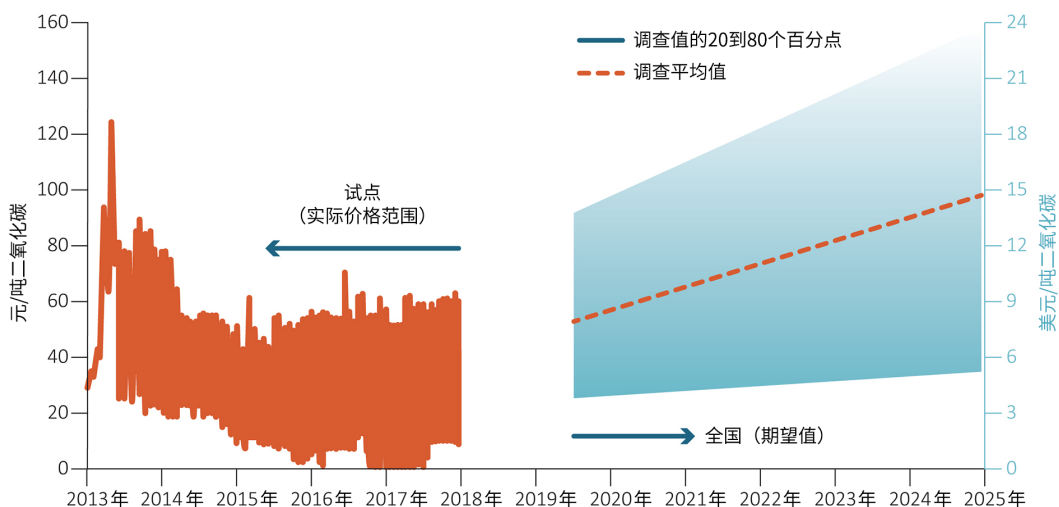


图 05 2013-2018 年中国试点碳市场价格及从 2020 年起全国统一碳市场碳价预测 (Slater, 2018)

二、煤电行业发展情况

中国煤炭储量丰富，石油和天然气资源相对稀少。因此，中国过去数十年的工业化发展长期依赖于煤炭资源供热发电。自 1978 年改革开放以来，中国燃煤发电装机容量在上世纪 80 年代及本世纪初开始稳步增长，但仍相对落后于工业化和经济增长所需的发展速度。2002 年，政府重组了国有电力企业，并将电力行业的商业模式变得更加市场化，吸引了众多私人和国外投资 (Zhu, 2016)。在迅猛增长的经济和能源需求的驱动之下，这一变革使煤电部署自 2005 年起显著加快，装机容量从 2004 年的约 3 亿千瓦发展到 2018 年超过 9 亿千瓦。

(一) 规模更大、效率更高的电厂

在一系列政策举措的推动下，中国煤电行业近年来的扩张一直伴随着一种并行的转变，即发展更加高效、污染更少的发电机组。在 20 世纪 80 年代和 90 年代的早期增长时期，安装投产了大量小型、低效且几乎未采取任何空气污染控制措施的机组，严重恶化了空气质量并且形成了酸雨 (Zhu, 2016)。尽管 20 世纪 90 年代开始出台旨在限制或者关闭此类机组的政策，但是为了满足本世纪初迅速增长的能源需求，限制政策被一再搁置。“十一五”期间 (2006-2010 年) 实施了“上大压小”计划，推行了严格的限制规定，如强制关闭小于 5 万千瓦的机组，或者 10 万千瓦以下的低效机组 (NDRC, 2007a)。新装发电机组要求必须达到 60 万千瓦及以上，并尽可能采用超临界或者超超临界锅炉，同时电力企业须在安装新机之前按比例 (60~80%) 淘汰小 (低效) 机组。由于这些政策的实施，使中国燃煤电厂现有构成调整为：
(图 06) 即较新的超临界和超超临界机组目前占装机容量的 44%，并且 60

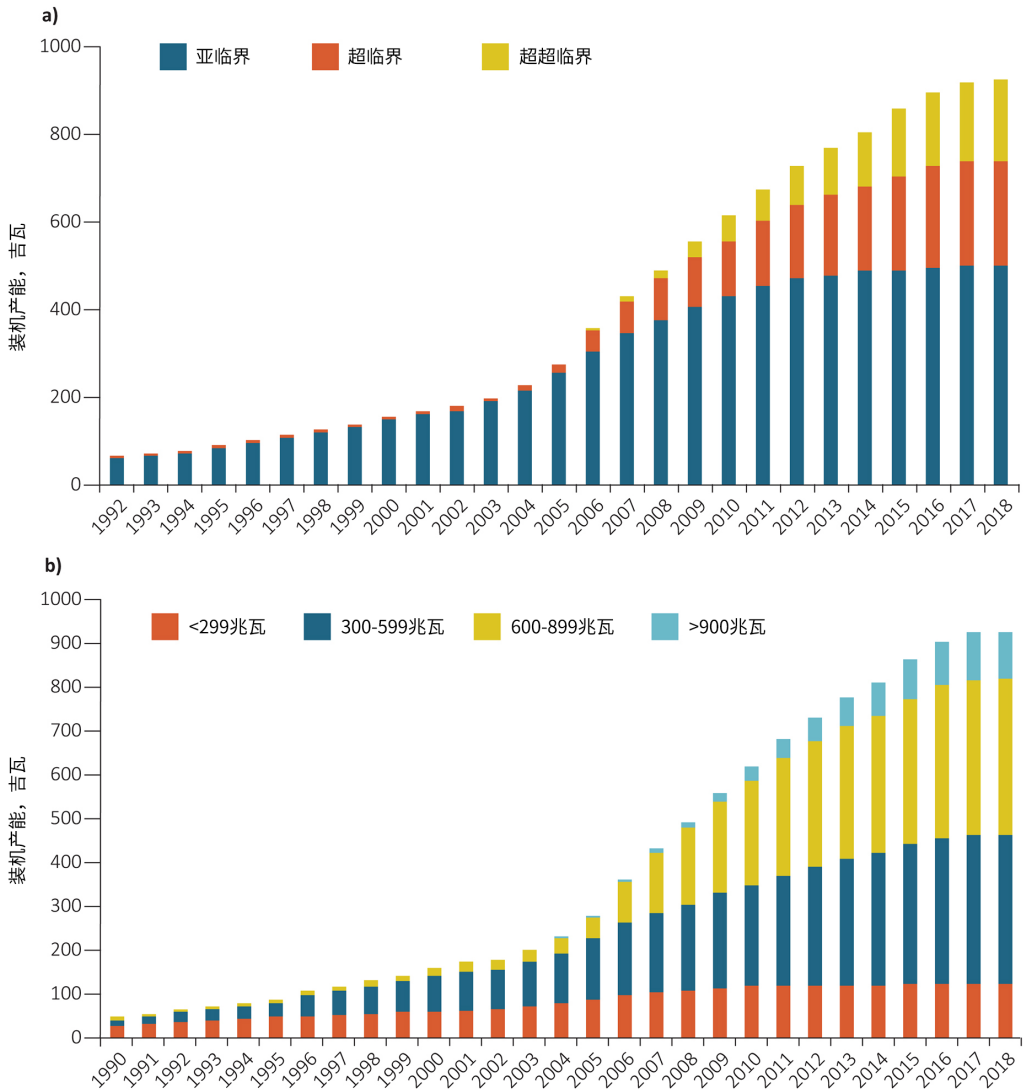


图 06 按照机组服役年份划分的中国现有燃煤电厂构成情况, a) 按机组类型, b) 按机组规模 (Platts, 2018)

万千瓦以上的机组占装机容量的 50% (Platts, 2018)。2014 年, 国家发展与改革委员会发布了《煤电节能减排升级与改造行动计划 (2014-2020 年)》, 进一步明确了燃煤电厂的能效目标: 要求新建燃煤电厂的煤耗低于 300 克标准煤 / 千瓦时, 到 2020 年全部燃煤电厂平均煤耗不超过 310 克标准煤 /

千瓦时 (NDRC, 2014; Zhu, 2016)。对于采用湿法脱硫的燃煤机组, 100 万千瓦级新建机组的煤耗应低于 282 克标准煤 / 千瓦时, 60 万千瓦级新建机组的煤耗应低于 285 克标准煤 / 千瓦时 (空冷机组煤耗目标可略高)。鉴于这些政策的有效实施 (已在“十三五”规划期间得到重申), 燃煤电厂的平均能效得以稳步提升 (图 07), 即在 2017 年达到了 314 克标准煤 / 千瓦时, 相当于能效达到了约 39% (低热值, 净值) (Li, 2017a, 2018a)。为落实《巴黎协定》, 中国在其国家自主贡献中明确提出, 新建燃煤机组的能效目标至少达到 300 克标准煤 / 千瓦时 (>39.6%)。

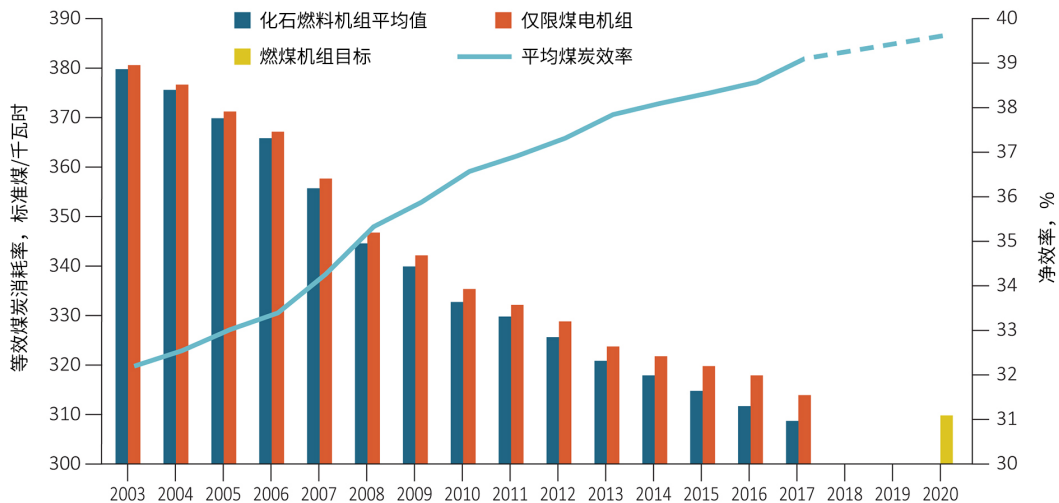


图 07 自 2003 年以来所有化石燃料机组（包括天然气电厂）平均标准煤消耗下降趋势及到 2020 年燃煤机组的煤耗目标 (Li, 2017, 2018a)

“十三五”期间, 为了进一步降低燃煤电厂的碳排放强度, 国家能源局已经确定了对共计 3.4 亿千瓦的机组 (主要包括 30~66 万千瓦的机组) 实施能效提升改造以及关闭共计 1000 万千瓦的低效率电厂 (NEA, 2016; Ye, 2018)。同时越来越多的 30~35 万千瓦机组将会改造成热电联产机组 (甚至单纯用于局部供热) (Xu, 2018)。此外, 电厂设计的创新, 如使用二次

再热和高温材料（适用于 630°C 的再热蒸汽温度）等，将使得新建机组达到至少 48% 的高效率（低热值，净值）（Ye and Long, 2018）。

（二）污染物控制

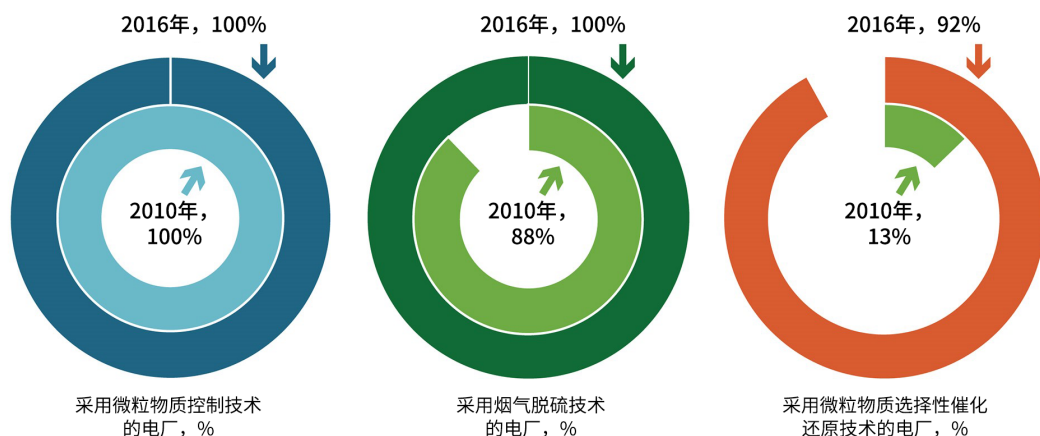


图 08 2010 年和 2016 年中国燃煤电厂污染控制设备安装率 (Li, 2017a)

中国针对大型热电厂的 SO_x、NO_x 以及颗粒物排放标准一直在逐步收紧，部分现行标准已达到全球最严格的控制水平（IEA CCC, 2015）。为满足标准限值，现有颗粒物控制装置已经升级（或增补）为湿式静电除尘器或者织物过滤器，至 2016 年所有的机组均已配备烟气脱硫系统（FGD），且超过 88% 的机组都已配备用于去除氮氧化物的选择性催化还原（SCR）系统（Li, 2017a）（图 08）。2014–2015 年，《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014~2020）》和《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》等国家政策方案出台，要求进一步减少煤电机组的氮氧化物、二氧化硫以及颗粒物排放，满足甚至低于燃气机组污染物控制限值，即实现“超低排放”，使得位于空气质量问题较为严重的华东、华中省份的燃煤机组改造首当其冲。作为该举措的一部分，《“十三五”能源发展规划》中已经规定，到 2020

年将会有 4.2 亿千瓦的机组经过改造达到超低排放标准 (NEA, 2016; Ye and Long, 2018)。为激励机组升级, 超低排放机组可享受更高的上网电价, 2016 年之前服役的机组增加 10 元 / 兆瓦时 (150 美分 / 兆瓦时), 新建机组增加 5 元 / 兆瓦时 (75 美分 / 兆瓦时) (Zhu, 2016)。

这一激励政策表明中国将会在电力行业中继续使用煤炭, 但会将燃煤电厂对环境的影响降至最小。与此同时, 超低排放机组严格的污染物排放控制措施大大降低了采用二氧化碳捕集技术改造这些机组时下游烟气洗涤的需求。

(三) 现状及产能过剩

自 2016 年以来, 中国的煤电部署已趋于平稳, 但普氏能源资讯数据库显示仍有 7600 万千瓦的新增装机容量正在建设之中, 而且大约有 7000 万千瓦的装机容量处于不同规划阶段, 是印度这个世界第二大煤电市场规模的两倍以上 (Platts, 2018)。然而, 随着煤电的快速发展, 加上近年来更大规模的风力发电、太阳能发电和水力发电产能的增长, 以及总体能源需求放缓的趋势, 已导致中国出现了产能过剩问题, 进而使燃煤电厂的平均负载系数也持续下降到 50% 以下 (图 09) (Li, 2017a)。虽然运行时间缩短, 但是新建燃煤电厂仍属于可获利的投资项目, 部分原因在于省级设定的电价尚未与普遍下跌的煤炭价格接轨。目前的很多项目是在当时市场需求增长较快的时期获批的, 同时 2014 年和 2015 年燃煤电厂的加快部署也是由于这一时期各省级政府将建设燃煤电厂视为解决就业和增加省级税收的重要途径 (相对于从外省调入电力)。

如上所述, 为了应对产能过剩, 中国政府近期已要求停建多达 1.5 亿千瓦的拟建煤电项目, 而同时仍允许到 2020 年总装机容量达到 11 亿千瓦以上。此外, 国家发展与改革委员会发布的《关于有序放开发用电计划的通知》中规定, 2017 年 3 月 15 日之后签订的发购电协议 (合同) 由电力交易机

构根据相关规定汇总和确认，电力调度机构进行安全校核，燃煤发电企业只要不超过当地省域年度燃煤机组发电小时数最高上限，由电网企业保障执行（NDRC, 2017d）。尽管中国已经提出了在中期内煤电产能达到峰值的明确目标，但是中国能源利益相关方和政府却表示目前尚无关闭现役电厂的计划。IEA 新政策情景中的燃煤发电平稳状态反映出了这些情况，到 2040 年仅利用新建电厂取代退役产能（IEA, 2017b）（图 04）。然而，煤电发展的未来走向将在很大程度上取决于中国经济和能源需求的增长速度。2012 年前后，中国北方工业发达地区出现经济下滑，煤炭消费在 2014-2016 年期间下降，但随着经济的改善，煤炭消费于 2017 年回升了 3.3%（Hornby and others, 2018; Houser and Marsters, 2018）。2018 年，相关数据表明煤炭消费持续增长，且年度煤炭消费量预计增加 1.4 亿吨，2018 年上半年的电力需求增长达 9.4%（与去年同期相比），同时在该年度的前 7 个月内火力发电厂的利用率增长了 5.3%（Le R, 2018）。

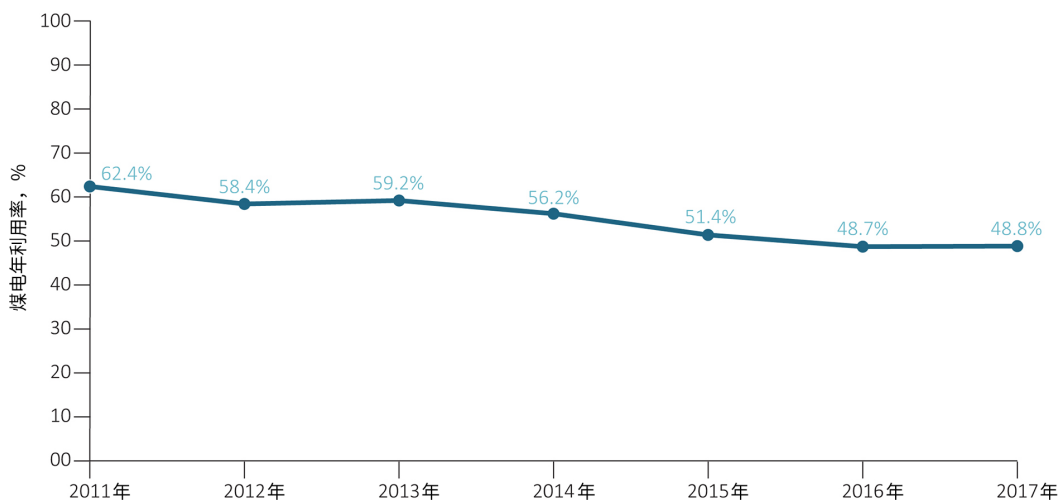


图 09 中国燃煤电厂年度利用小时数（比率）下降情况（Li, 2017, 2018）

三、电力市场改革

自 1985 年以来，中国逐步开展电力市场化改革，从一个完全由国家管控的系统转型为自由批发与零售的电力市场。2002 年电力市场改革迈出了关键的一步，发电和零售环节分离，创立了两家电网企业（中国国家电网公司和中国南方电网公司），并建立了电力行业的监管机构（Pollitt and others, 2017; Lei and others, 2018; Dupuy, 2018）。然而，不同发电来源的上网电价仍由各省级主管部门根据中央政府的指导方针设定，运行时间也由中央分配，以便使每家发电企业享有大致相等的份额。尽管这一模式促使大量的资金投资于中国电力行业，导致其快速增长，但是在最近需求增长放缓的情况下，该模式的缺陷逐步凸显出来。特别是，固定上网电价对不断变化的经济形势、可再生能源扩增等政策目标以及煤炭价格降低等市场因素响应不力，造成了对煤电装机容量的过度投资。由于缺乏基于最低短期边际发电成本的调度系统，出现了大规模的弃水、弃风问题。与此同时，目前也没有合适的商业模式使煤电可以作为可再生能源发电的灵活后备。

2015 年，国务院发布《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》，提出要进一步开放电力市场的批发与零售环节（State Council, 2015）。这就使得部分省份和地区允许发电商通过双边谈判和拍卖的方式与大型工业用户或者零售企业签订供电合同，同时缩减计划分配的运营小时数（Göß, 2016）。这些地区已经成立了新的电力批发企业，并代表主要的工业消费者与发电企业进行谈判。2017 年 8 月，国家能源局在八个试点省份（广东、内蒙古、浙江、山西、山东、福建、四川和甘肃）制定了引入短期电力交易的时间表（Göß, 2017; NEA, 2017）。自 2017 年引入月度和季度交易之后，这些地区将于 2018 年末推出实时的现货市场（Reuters, 2018）。这些试点方案旨在为 2020 年在全国实施现货市场奠定基础。

随着运营成本较低的可再生能源占据越来越多的发电份额，这些改革可能会进一步限制未减排燃煤电厂的运行小时数。另一方面，当市场主导的价格上涨时，燃煤电厂可以通过在需求高峰期发电获得更多的收益。然而，建立一个成功的发电市场，也就是既能够有效地进行发电定价、奖励清洁能源，同时又能适当激励投资足够的发电产能以满足经济增长需求和安全裕度，将会是一项艰巨的挑战，目前，国际上那些拥有更加成熟规范的电力市场的国家也尚未解决这一问题。

对于电力零售而言，价格历来由区域配电垄断企业制定，但是值得关注的是这种制度导致工业用电价格相对较高。2015年在广东省和重庆市启动的市场改革开辟了多个自由供给的零售市场试点。电力零售企业可以通过直接代表电力用户与发电企业进行交易从而参与到市场中来。政府鼓励发电企业加入零售市场，进而获得额外的利润来弥补企业在竞争日趋激烈的批发市场中可能承受的损失（Xu, 2018）。

第二章

CCUS 发展现状



一、政策概述

随着本世纪初中国对全球温室气体减排承诺的加强，中央政府也逐渐显示出更多的对 CCUS 技术发展的兴趣，并将 CCUS 作为重点研发领域纳入 2007 年发布的《中国应对气候变化国家方案》中（State Council, 2007）。从那时起，国家发展与改革委员会（NDRC）和中国科学技术部（MOST）部署了众多 CCUS 技术研发计划，推动了部分重要的捕集与封存试验项目的开发（Ma, 2017）。华能集团在研发基于国产溶剂的燃烧后捕集技术方面处于领先地位，该技术已于 2008 年在北京高碑店电厂（捕集规模 3000 吨 / 年）使用，并于 2009 年在上海石洞口电厂部署（捕集规模 10~12 万吨 / 年），该项目是当时运营的规模最大的以电厂为排放源的捕集项目（GCCSI, 2014a）。这些项目捕集的二氧化碳被售给食品、饮料及焊接行业进行商业应用。同时，华能集团还通过其 GREENGen（绿色煤电）IGCC（整体煤气化联合循环）项目研发燃煤前捕集技术，该技术已经于 2014 年在天津一家拥有 25 万千瓦的 IGCC 电厂投产，捕集能力为 10 万吨二氧化碳 / 年，但未能实现对更大规模设备（40 万千瓦）配备 CCUS 技术的计划（Zhou, 2016）。华中科技大学近些年一直在开展富氧燃烧捕集技术的研发工作，于 2015 年开展了 3.5 万千瓦的中试项目（GCCSI, 2016）。然而，原计划在神华锦界电厂升级此项工艺流程的计划由于缺少足够的财政激励支持而被延期（Liang and others, 2014）。中国在地质封存方面的研发工作集中于 CO₂-EOR（CO₂ 提高石油采收率）技术的利用（其中包括由中国科学技术部提供资金的三项国家基础研究计划），中国科学院同时也在对咸水层封存潜力开展表征调查和制图工作（Wei and others, 2013; Liu and others, 2017）（请参阅第三章第一节）。2011 年，中国科学技术部制定了《中国碳捕集、利用与封存技

术路线图研究》，评估了该技术的发展现状并提出了未来研究、大规模部署和政策支持的途径，提出了 2030 年前部署 CCUS 商业项目的目标 (MOST, 2011)。目前来说，CCUS 仍是“十三五”规划中的研究热点，并且已被纳入国家科技创新和气候变化科学相关子计划内。作为“十三五”国家科技创新规划的一个组成部分，面向 2030 年的重大科技专项“煤炭清洁高效利用”项目划拨了 10% 的经费预算用于 CCUS 技术的研发 (Ma, 2017)。

虽然中国国家 CCUS 研发计划属于科学技术部管辖范畴，但是在 2018 年应对气候变化司转隶新成立的中国生态环境部以前，国家发展与改革委员会一直负责制定推广 CCUS 技术的相关政策和激励机制。作为《“十二五”控制温室气体排放工作方案》的重要组成部分，国家发展与改革委员会于 2013 年发布了《关于推动碳捕集、利用和封存试验示范的通知》(NDRC, 2013)。该文件要求各级地方政府以及地方发展和改革委员会 (DRC) 鼓励并支持开展碳捕集和封存项目，限制 CO₂-EOR 对天然二氧化碳的使用，加强二氧化碳封存潜力与选址工作，实现排放源的集约化。为推动 CCUS 技术研发示范，地方政府应积极探索资金激励机制，运用好现有的税收和土地利用支持机制，同时鼓励相关企业充分利用多种融资渠道。同时，还包括建立相关行业法规和环境标准，加强相关领域能力建设和国际合作。

各省级政府已在其管辖权范围内对国家发展与改革委员会推动 CCUS 的要求做出了不同程度的响应。最值得注意的是，陕西省发布了《关于组织开展近零碳排放区示范工程试点的通知》，并将 CCUS 纳入到经由省人大常委会批准的《陕西省 2018 年重点建设项目计划》中 (NDRC, 2017e; Ma, 2018)。这个近零碳排放区涵盖了鄂尔多斯盆地周围产能达到 36 万吨 / 年的多个二氧化碳捕集与封存项目，包括延长石油项目、神华集团的锦界电厂项目以及中国石油长庆油田的碳捕集项目 (详见本章第二节)。陕西省尽管目前并没有为上述项目提供省级资金支持，但却简化了诸如土地征用和环境

评估等方面的流程。广东省发布了《近零碳排放区示范工程实施方案》为海丰电厂捕集试验中心和潜在大型示范项目提供支持（NDRC, 2017）。

2015年，国家发展与改革委员会和亚洲开发银行共同发布了《中国碳捕集与封存示范和推广路线图研究》（ADB, 2015）。这一路线图建议“十三五”期间优先开展低成本捕集与CO₂-EOR相结合的早期示范项目，例如：鄂尔多斯盆地拥有适宜提高采收率的油田并集中了大量煤化工工厂（图10）。该路线图预计CCUS在电力行业的应用将会于2020年后的第二阶段开始部署，但需要大型新建电厂实施“碳捕集预留”设计，同时完善相关的监管框架并对封存场地进行评估（请参阅本章第三节（五）和附录二）。预计2030年后，全球经济形势和统一的气候变化政策，如排放权交易机制，将推动CCUS技术的商业化运营。尽管近年来少数几个受EOR驱动的化工厂、天然气捕集项目遵循了该路线图的建议（请参阅本章第二节），但是针对第二阶段的开发相关激励机制、制定扶持政策等建议尚未有实质性进展。

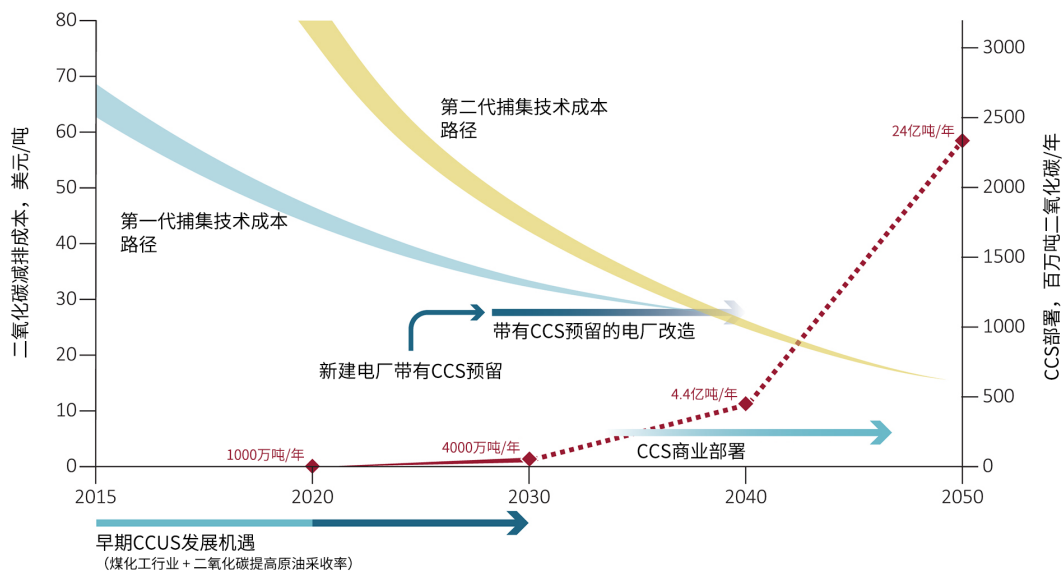


图10 国家发展与改革委员会和亚洲开发银行针对中国的CCUS部署提出的推广路线图（ADB, 2015）

为了进一步推动 CCUS 的部署示范，生态环境部必须获得更高层次的国家级技术支持，而目前中国政府更加重视非温室气体污染物减排（如 PM 2.5 等）以改善空气质量这一紧迫问题（Ma, 2018）。更高层级的支持是生态环境部联合财政部（MOF）形成适行融资机制的重要前提条件。即使省级层面已展现发展 CCUS 的政治意愿，但不同部门间的必要协作（以前还包括国家发展与改革委员会）一直是制定配套政策的巨大挑战，同时由于 CCUS 和气候变化相关事宜从国家发展与改革委员会转隶至生态环境部，使当前情况变得更加复杂。相关协作机制一旦建立，生态环境部便可为 CCUS 部署制定有利政策提供新的动力。当然，相关重要进展的落实必须要求将 CCUS 纳入 2020 年“十四五”规划发展目标。

长期以来，由于中国对脱碳技术的迫切需求，以及对于国际制造商来说巨大的市场潜力，国际社会对支持 CCUS 在中国的发展表现出浓厚的兴趣（Lockwood, 2017）。为加强中国的 CCUS 能力建设，许多经济合作与发展组织（OECD）国家和中国签订了大量的双边合作协议，且协议通常包括部署大型 CCUS 示范项目。英国和中国于 2005 年签订的煤炭利用近零排放（NZEC）项目属于早期签订的一批，其很快与中欧碳捕获与封存合作行动（COACH）项目相对接（NZEC, 2009; COACH, 2011）。该项目针对三个潜在的示范项目开展了可行性研究，但是后期由于资金不足没有进入建设阶段。中澳洁净煤联合协调工作组于 2007 年成立，除开展协调性工作外，还在中国开展了小规模碳捕集试验，并且针对吉林省的示范电厂进行了可行性研究（Withers, 2017）。目前这项工作的重心已经转移到将中国的技术运用到澳大利亚一个可能进行碳捕集的工厂。2009 年，中美清洁能源联合研究中心成立，下设技术领域包括了由中美企业和研究机构组成的先进煤技术联盟（ACTC）以在 CCUS 领域开展更多合作（CERC, 2018）。尽管相关合作主要在研究层面进行，但是美国研究机构对鄂尔多斯盆地封存能力评估和

选址方面为延长石油大型电厂 CCUS 项目的建设（在建中）提供了大量帮助，（CERC ACTC, 2015, 2016）。2008-2012 年间，Babcock & Wilcox、阿尔斯通以及空气产品公司等多家国际制造商也曾寻求与中国企业合作开发 CCUS 示范项目，但皆由于缺乏足够的资金和政策支持没有取得成功。

由此可见，中国在 CCUS 发展方面的经验与该项技术在国际上面临的挑战并无不同，本世纪初早期的研究进展和不断增长的投资大都未能发展为大规模示范项目。2009 年的经济危机导致中国双边合作资金支持（如 NZEC 项目）大幅减少，而且造成国际社会对气候变化政策承诺的落实步履维艰。与其他国家一样，政府投资的匮乏往往伴随着示范项目激励政策（如碳定价或电力购买保证价格）的缺失。许多国家和地区（如欧盟、美国、加拿大和澳大利亚）已制定了管理未来二氧化碳捕集项目的监管框架，用于控制今后的二氧化碳封存项目，以解决碳封存排放责任制、封存监控、核查要求以及适宜封存场地表征定义等问题（McCoy, 2014）。目前，中国尚未制定出专门的二氧化碳封存规范，但这一规范的制定在很大程度上将参考现有油气行业的标准。

尽管在 CCUS 政策制定方面进展缓慢，但中国仍有可能在近期推出多个在全球范围内最有发展潜力的大型 CCUS 示范项目，11 个项目中有 6 个项目被 GCCSI 划分为“早期开发”，其余 5 个项目中有 2 个项目处于在建状态（GCCSI, 2018a）。但这一优势可能会发生改变，美国、英国、挪威和荷兰等国家已重新重视 CCUS 的发展，但欧洲将不会把 CCUS 的应用示范聚焦于电力行业（特别是煤电行业），并且管道运输方面的项目也相对较少。美国 2018 年初通过的《未来法案》（FUTURE Act, FUTURE 为“进一步在 CCUS 技术、地下封存和减排提供资金支持”的首字母缩写）为 CCUS 项目所封存的二氧化碳实施税收抵免政策（EOR 最高可达 35 美元 / 吨，咸水层封存最高可达 50 美元 / 吨），这个法案将极大加速推进 CCUS 项目，尤其

是在具有低碳捕集成本行业的部署，如生物乙醇、天然气和化工厂等（CURC, 2018）。同时沙特阿拉伯、阿联酋和墨西哥也对 CCUS 表现出较大兴趣（World Bank, 2016; CSLF, 2018）。相关国际发展以及全球大型（或者具工业规模的）项目的进一步部署对于确保中国不断推动 CCUS 发展来说至关重要，因为中国的政策制定者不愿意在 CCUS 投资方面比发达国家冒进。

二、CCUS 项目现状

中国目前的全流程 CCUS 项目（包括捕集、运输和封存）部署主要受到位于中国北方减产老油田提高采收率（EOR）的驱动。中国主要的国有石油公司已经开展了 8 个小型项目，每个项目注入二氧化碳量约为 5-20 万吨/年（表 2）（GCCSI, 2018b）。其中几个项目正扩大或计划扩大运营规模（通过同一碳捕集源或不同区域捕集源）以提高二氧化碳捕集率。世界上大部分基于 EOR 的 CCUS 项目采用的是相对低成本的二氧化碳捕集源，例如来自煤化工或者天然气加工过程的二氧化碳。位于黑龙江的中石油大庆油田自 20 世纪 60 年代开始进行开采，随着 2003 年产量下降，率先开始每年注入来自天然气加工过程的约 20 万吨二氧化碳进行 EOR（Liu and others, 2017）。同年，同样位于中国东北的中石油吉林油田是另一处 EOR 适用对象，中石油自 2008 年起使用从这一油田的天然气开采并分离出的二氧化碳，每年注入 10 万吨以上的二氧化碳进行 EOR。2018 年，一个每年注入来自长岭气田 60 万吨二氧化碳的新项目开始运营，成为了中国运营的最大规模 CCUS 项目（GCCSI, 2018c）。同时，中石油还在长庆油田利用来自煤制油工厂的二氧化碳开展了多个小型 EOR 试验项目。

2010 年以来，位于山东省的中石化胜利油田每年从自己的燃煤电厂捕

集 4 万吨二氧化碳用于 EOR (GCCSI, 2014b)。在同一地区,中石化正新建设施用于捕集每年来自齐鲁煤化工厂的 40 万吨二氧化碳。2015 年,中石化再次启动 2 个 EOR 项目,分别为 12 万吨二氧化碳 / 年的河南中原油田捕集项目,以及来自化工厂 5 万吨二氧化碳 / 年位于江苏的“华东”项目,并计划将华东项目的捕集能力在 2020 年左右升级至 50 万吨二氧化碳 / 年 (GCCSI, 2016b)。

延长石油是一家由陕西省政府控股的地方企业,目前正在陕西省榆林市煤化工建设 41 万吨二氧化碳 / 年的捕集装置,并自 2012 年起开展小型碳捕集试验 (Hydrocarbon Processing, 2017; Ma, 2017)。捕集的二氧化碳通过槽车运往附近的靖边和吴起油田用于 EOR,其运输管道的建设也在计划之中。

位于中国西北部的新疆自治区是一个相对较新且具有巨大发展潜力的油气开发地区 (始于 20 世纪 90 年代)。敦华石油 (一家民营石油行业服务公司) 计划在塔里木和准噶尔盆地扩大 EOR 项目,并于 2015 年起在一家天然气制甲醇工厂开展了碳捕集。通过与中石化和中石油进行合作,该公司计划开展 3 万吨 / 年的二氧化碳捕集项目,捕集的二氧化碳分别来自新疆南部一家燃煤电厂以及鄂尔多斯盆地多家煤化工 (捕集源遍布宁夏、甘肃和陕西省),其十年发展战略旨在将这些地区 EOR 运营规模提升至 3 千万吨二氧化碳 / 年 (Li, 2018b)。

表 2 中国正在运营以及拟建全流程 CCUS 项目 (GCCSI, 2018 年 B)

名称	省份	来源	规模	封存类型	年份	状态
大庆油田 EOR	黑龙江	天然气加工	20 万吨 / 年	EOR	2003 年	正在运营
吉林油田 EOR (中石油)	吉林	天然气加工	35 万吨 / 年	通过管线实现 EOR	2006 年	正在运营

续表

名称	省份	来源	规模	封存类型	年份	状态
神华集团鄂尔多斯 CCS 示范	内蒙古	煤制油	10 万吨 / 年	咸水层	2011-2014 年	已竣工
敦华石油克拉玛依 EOR	新疆	甲醇生产 (通过天然气)	10 万吨 / 年	EOR	2015 年	正在运营
中石化中原油田 CCUS 试点	河南	石油化工	12 万吨 / 年	EOR	2015 年	正在运营
中石油长庆油田 EOR CCUS	陕西	煤制油	5 万吨 / 年	EOR	2017 年	正在运营
延长石油一体化 CCUS 示范 (以及靖边油田 EOR 试验)	陕西	煤化工	大型示范 41 万吨 / 年 (现有 试点 5 万吨 / 年)	EOR	示范将于 2020 年开始, 试验 从 2012 年开始	在建
中石化齐鲁煤化工工厂	山东	煤化工	40 万吨 / 年	EOR	2019 年	在建
中石化胜利电厂 CCS	山东	发电	示范将达 100 万吨 / 年 (现有 试点 4 万吨 / 年)	EOR	示范将于 2020 年 左右开始 (试点已 于 2010 年 运营)	高级开发 阶段的示 范项目
中石化华东 CCS	江苏	化工生产	示范 50 万 吨 / 年 (试 点 5 万吨 / 年)	EOR	示范将于 2020 年开 始 (试点 已于 2015 年运营)	早期开发 阶段的示 范项目
神华国华锦界电厂 CCS 全流程示范	陕西	发电	15 万 吨 / 年	咸水层	2019 年	高级开发
华润海丰一体化 CCS 示范	广东	发电	拟建示范 100 万吨 / 年 (在建 试点 2.5 万 吨 / 年)	专用地质 封存	示范将于 2020 年 左右开始 (试点将 于 2019 年 启动)	早期开发

续表

名称	省份	来源	规模	封存类型	年份	状态
山西国际能源集团 CCUS	山西	发电	200 万吨/年	正在评估	2020 年左右	早期开发
神华宁夏 CTL	宁夏	煤制油	200 万吨/年	正在评估	2020 年左右	早期开发
华能 GreenGen (绿色煤电) IGCC (整体煤气化联合循环)	天津	发电	拟建示范 200 万吨/年 (运营试点 10 万吨/年)	EOR	2016 年开始进行燃烧前捕集试验	示范项目已经暂停

尽管中国已经开展了咸水层封存潜力的学术研究，但迄今为止全流程 CCUS 专用封存项目仍较少。神华集团，即现在的国家能源集团，已经率先开展这项工作，2010-2014 年间已通过鄂尔多斯煤制油厂每年捕集 10 万吨二氧化碳封存在鄂尔多斯盆地咸水层中 (Wu, 2014)。该公司正在陕西省锦界电厂 (由神华国华子公司负责运营) 建造一座年捕集量 15 万吨二氧化碳的设施，封存于同一鄂尔多斯盆地咸水层中。该项目已经获得中国科学技术部部分资金资助，但全部的运营费用将由国家能源集团承担，因此目前只能进行有限的试验工作，该项目计划将于 2019 年投产 (Zhao, 2018)。

中国南方进行陆上封存或者 EOR 的潜力较小，但是中国南海海域拥有多个海上油田和潜在的咸水层封存地。因此，华润电力与中国海洋石油总公司合作，在广东海丰燃煤电厂开展碳捕集项目用于海上封存。该电力公司目前正在建设一个中试规模试验平台，采用膜分离和溶剂吸收法捕集电厂中的二氧化碳 (将于 2019 年 3 月份投入使用)，同时还计划在同一中试场地建造一座 60 万千瓦的装置实现年捕集量 100 万吨二氧化碳 (Li and Liang, 2017; Li and others, 2018)。

三、CCUS 潜在激励因素和障碍

(一) 提高石油采收率 (EOR)

中国油田对二氧化碳的需求一直都是目前实施全流程 CCUS 项目的主要推动因素。这一点也与全球发展趋势一致，因为目前被 GCCSI 列为正在运营或在建的大型项目中，仅有 5 个项目为专用二氧化碳地质封存（咸水层），而非用于 EOR（GCCSI, 2018）。相对于水驱等驱油技术，基于二氧化碳的混相 CO₂-EOR 可使中国油田增产 12~19%（Ma, 2017）。EOR 运营的盈利能力高度依赖于油价，因此自 2014 年油价下跌以来，全球对用于 EOR 的二氧化碳需求量也相应下降。同时来自 EOR 的收益也高度依赖于当地的油田地质情况，中国各油田地质情况差异较大，与美国成熟的 CO₂-EOR 技术相比，往往面临着巨大挑战。举例来说，胜利油田具备实现 CO₂-EOR 的良好条件，增产原油的受益几乎可弥补中石化东营电厂进行碳捕集的成本（Li, 2017b）。相比之下，新疆和长庆油田增产的每桶原油都需要较大量的二氧化碳，盈利能力相对较弱。尽管企业之间公开二氧化碳供应合同的例子很少，但据估算，石油企业最高能承受 10~30 美元 / 吨二氧化碳（即 66~200 人民币元 / 吨）才可使 EOR 运营盈利（Wei and others, 2015; Li, 2018a）。

EOR 的发展不仅受商业因素的推动，同时受到战略和政策方针的影响。大型国有企业中石化和中石油都在减少二氧化碳排放方面发挥积极作用，因为从审批或者分配油气资产的角度出发，这样可以享受更多国家和地方的有利待遇。华能和神华国华等国有电力企业受类似驱动因素的影响，也积极在 CCUS 技术开发上起到带头作用。同样地，华润电力和中国海洋石油公司参与广东 CCUS 项目的部分原因在于希望在 CCUS 发展上与竞争对手保持同步。上述众多 EOR 项目，包括延长油田和中原油田项目，也已通过国家发改委、

国务院发展研究中心的相关省级单位以及相关国有石油企业获得非财政支持 (Ma, 2017)。

对于国际性项目，中国 CO₂-EOR 主要依赖附加成本相对低廉的碳捕集工艺，例如天然气加工（无论是否封存都必须去除二氧化碳）以及各种产生高浓度二氧化碳的化工生产设施。中国同时也拥有高浓度二氧化碳的天然储层，但是为提高对二氧化碳捕集技术的应用，国家发改委于 2013 年发文不鼓励使用天然二氧化碳矿藏 (NDRC, 2013)。CCUS 当前发展情况体现了国家发改委和亚洲开发银行共同发布的《中国碳捕集与封存示范和推广路线图研究》中的设想 (ADB, 2015)，即 CCUS 第一发展阶段应以煤化工设施和 EOR 项目为中心。早期开展的燃煤电厂示范项目进行二氧化碳捕集成本较高，与具有低成本捕集源的 EOR 项目（200 元 / 吨或 30 美元 / 吨）竞争时处于劣势 (Dahowski and others, 2012)。中国目前具有经济可行性的 EOR 封存潜力可达 22 亿吨 (Wei and others, 2015)，而“非常适宜”陆上咸水层封存的子盆地封存容量约为 7460 亿吨（总量高达 1.4 万亿吨）(Wei and others, 2013)。这种相对有限的封存能力，加之事实上二氧化碳需求往往会在 EOR 项目的整个生命周期内下降，大型燃煤电厂可能无法找到满足其全部产出的市场 (IEA, 2016a)。尽管如此，一些大型的电厂仍有可能通过向 EOR 项目销售二氧化碳盈利，但与适宜封存油田的运输距离及其他二氧化碳气源的相对位置将会成为影响项目运行的关键性因素。

（二）碳定价

加快推广 CCUS 在燃煤电厂大规模部署，不能局限于用于 EOR 的二氧化碳销售激励，还需要其他激励措施。电力行业实施了众多激励机制以补偿 CCUS 应用所需的额外成本，这是其他行业没有的优势。最明显的举措就是全国碳排放交易体系将会从 2020 年起应用于电力行业，为碳排放定价。

碳排放交易体系的具体实施举措仍在制定当中，但是从目前情况来看，它不太可能立即推动各电厂实施强有力的减排举措，因为排放额度将基于发电企业产能及其现有“基准”排放量进行分配。另一方面，若中国强化落实对国际气候协议的减排承诺，将会带来碳价格的上升，多份利益相关方的调查预测表明，至 2025 年，平均碳价将达到约 100 元 / 吨（15 美元 / 吨）（IEA, 2017b; Slater, 2018）（图 05）。

总的来说，只有当碳价促使产品增值时，排放企业才能从其减排行动中获利。因此，配备 CCUS 技术的燃煤电厂收益高于未经改造的燃煤电厂的前提在于，等量产能、未减排电厂运营成本的增加反映在电价上。事实上，边际电价同时也反映出电网中其他低碳来源的运营成本，如可再生能源、天然气电厂等，它们受到二氧化碳价格的影响较小，因此 CCUS 改造电厂将不会收获其减排的全部预期价值。随着电网中排放二氧化碳的发电机组比例逐步减少，二氧化碳价格和电价之间的“脱节”现象将变得越来越显著。基于上述原因，再加之继 2008 年全球金融危机之后二氧化碳价格暴跌，欧盟的碳排放交易体系已经无法再支持任何大型的 CCUS 项目。荷兰鹿特丹捕集与封存示范项目（ROAD）（一家燃煤电厂的改造项目）在碳价下跌之前通过碳排放交易体系获得碳价以及补助资金，这是一个较成功的商业案例（Read, 2017）。挪威海洋石油和天然气行业通过征收高额二氧化碳排放税促成了斯莱普内尔（Sleipner）和斯诺赫维特（Snøhvit）两个大型、基于天然气加工的项目，表明了收益可观且碳捕集成本低的行业能够更好地平衡 CCS 的附加成本（Herzog, 2016; Lockwood, 2017）。可以通过给与封存的二氧化碳碳信用的形式来提供更可行的激励。加拿大艾伯塔省的 Quest CCS 项目（通过含油砂进行石油开采）已通过该省的碳补偿系统获益，该系统对封存的 CO₂ 奖励为 30 美元 / 吨（39 加元 / 吨）；而美国引入针对二氧化碳利

用和封存的 45Q 税收抵免法案后，在 CCUS 方面的投资预计会增加（请参阅本章第二节）（Osler, 2016; Zero CO₂, 2018; CURC, 2018）。虽然所有的二氧化碳定价系统都在一定程度上受制于未来政策的不确定性，但这种价格不确定性在诸如欧盟碳排放交易体系等“总量管制和交易”型市场中尤其明显。此外，还需建立一套全面的监控、报告与认证系统，用于量化与核查排放或封存的二氧化碳。

在中国，CCUS 电厂可通过两种机制在碳排放交易体系中获利：即减少发电企业的排放额度，或获得抵消额度的资格。在采用拍卖方式确定排放企业全部排放配额的市场中，如目前欧盟碳排放交易体系（EU ETS）中电力部门的现状，验证了进行二氧化碳封存的电厂可避免额外购买排放额度（Liang, 2018）。然而，要使碳价反映在批发电价中，中国电力市场的自由化需要不断深化；作为低碳可调度电源，由于天然气的短缺可能会使中国 CCUS 燃煤电厂比欧洲更具市场价值。此外，一些 CCUS 项目可以根据中国核证减排量（CCERs）获得可交易的二氧化碳抵消额度，CCERs 由国际清洁发展机制（CDM）中使用的核证减排量发展而来并已经在中国的区域试点 ETS 中被使用（CDM 从 2011 年开始承认 CCUS 项目）（Schwartz, 2016; Liang, 2018）。同时还可建立类似于欧盟“NER300”（新进入者预留 300 配额）的机制，销售二氧化碳排放额度为早期 CCUS 项目筹集资金（Lupion and Herzog, 2013; Liang, 2018）。

根据近期规定，主要电力企业的碳排放强度应降至 550 克二氧化碳 / 千瓦小时。对该减排目标的分析表明，相关企业当前碳排放强度均远超规定水平，这就需要他们竭力通过在清洁能源领域的投资实现该目标（Liu and others, 2017）。原则上，该项规定可成为相关企业促使燃煤电厂进行 CCUS 改造（或部分 CCUS 改造）的重要推动力。然而，部分电力企业表明，

他们将不会考虑采用 CCUS 实现该目标，但会寻求其他解决方案，如联合水电企业改善平均排放强度等（Huaneng CERl, 2018; Xu, 2018）。

（三）电价

正如第一章第三节中所述，中国的批发电价历来以中央和省级政府规定的基准价格为基础，其目的在于反映特定电源的发电成本和合理的利润率，从而为采用上网电价以促进清洁能源部署奠定了基础。中国早在 1998 年起就设立了风电电价，2009 年国家发改委为 4 个地区设定了基准风电电价，范围从 510 到 610 元 / 兆瓦时不等（77~92 美元 / 兆瓦时）（风能资源多的地区获得的支持较少）。发电成本高于燃煤发电成本的部分由各省运营商和中央政府分担（Ming and others, 2013）。2009 年以来，太阳能光伏发电也受到了类似的机制支持，2011 年开始对该年后建成的工程采用 1150 元 / 兆瓦时（173 美元 / 兆瓦时）（或 1000 元 / 兆瓦时（150 美元 / 兆瓦时））的全国上网电价，随着时间的推移相关价格可根据投资成本和技术变革进行调整。除电价外，政府还为新装机容量设定了配额。自引入相关激励举措以来，中国的风能和太阳能发电进展迅速，2018 年太阳能光伏装机容量超过 1.3 亿千瓦，风能装机容量超过 1.88 亿千瓦，仅 2017 年太阳能光伏新增装机容量就达 0.531 亿千瓦。然而，2018 年 6 月，政府宣布暂停安排新建太阳能项目上网电价补贴，并将现有项目电价补贴降低 50 元 / 兆瓦时（7.5 美元 / 兆瓦时）（Hook and Hornby, 2018）。这一举措是为了遏制太阳能光伏行业超出政府预期的巨大增长速度，进而导致可再生能源发电的弃电率增高，而且政府为了支付大量的电价补贴，在已创立的补贴基金中已造成 150 亿美元的资金赤字。政府期望新项目通过拍卖的方式投标定价，并鼓励采用先进技术且能够独立运营的高品质项目。

煤电行业也在一定程度上采用了保证批发电价的激励举措以推广高能

效、低排放的电厂。2016年，对于实现超低排放状态的电厂（达到燃气电厂排放水平），增加了5~10元/兆瓦时（75~150美分/兆瓦时）的电价补贴。相反，2007年国家发改委减少了对小型电厂的电价补贴以减少小型、低效煤电机组——该项政策将小型机组批发电价有效降低至省级基准电价以下，已在基准电价之下的则保持不变（NDRC, 2007b; Zhu, 2016）。

尽管对可再生能源保证电价的政策支持有所下降，但现有体系仍将有效推动CCUS等新兴低碳技术的发展。对于可再生能源，其政策发展可与国家CCUS部署目标相结合，或与“组合投资”目标相结合——即零售供电中包含一定比例CCUS电力。英国和美国分别针对CCUS电力项目提出了保证电价和组合投资标准，但由于政府或消费者的成本负担，遭到了政界或民众的反对（Herzog, 2016; Polson, 2016; BEIS, 2017）。然而，中国最新的CCUS电厂成本评估表明：支付发电成本所需的电价将低于现有的风电上网电价，或在现有风电上网电价范围内，远低于太阳能电价。随着中国应对大部分多变的可再生能源的挑战不断增大，人们对CCUS等可调度低碳电源的支持可能会日益增加。

（四）增加运行小时

如图09所示，中国燃煤电厂的容量因子已于2017年平稳下降至50%以下，这是在需求增长放缓时期可再生能源和煤电部署快速增长的结果。随着中国经济的复苏及针对可再生能源和煤电部署限制举措的逐渐生效，燃煤电厂的运营时间在2018年初得到恢复并将有所增加。然而，正如欧洲和北美煤炭行业遭遇的情形一样，由于需要应对可再生发电输出的变动，许多边际运营成本较低的燃煤电厂将会受到冲击。核能为低碳型的基本负荷发电提供了替代方案，但预计到2040年其增长不会超过电力装机总容量的10%（IEA, 2017b）。尽管CCUS电厂在实现灵活运营方面颇具潜力，但是为了

充分利用电厂所需投资成本以及可获的低碳电力，采用 CCUS 的燃煤电厂有可能仍然保留基荷运行（至少对于所部署的最初数千万千瓦的装机量来说会是如此）。在一个缺乏对低排放源进行激励的基于优先级的调度系统中，CCUS 电厂高昂的运营成本将使其无法在能源最稀缺时期以外的时段运营，因此有必要采取某种形式的市场干预。在减少产能过剩的情况下，采用涵盖发电成本的保障性电价通常可以提高电厂的利用率。另外，在中国当下集中分配发电小时的体制下，CCUS 电厂可以与目前（原则上）可再生能源一样，实施优先调度。实际上，该运营小时保障机制已作为电力行业 CCUS 示范项目激励举措实施。上海石洞口碳捕集电厂（向食品及饮料行业销售二氧化碳）已从这一激励举措中获益，而广东海丰电厂因投资捕集中试项目设施获得 10% 额外运营时间（Li, 2017; Liang, 2018）。

（五）运输和封存基础设施

建设二氧化碳运输和封存基础设施是多数国家在部署 CCUS 早期阶段面临的一项巨大挑战。尽管船舶运输被认为是 800 千米以上距离运输的可行方法，但是将大量二氧化碳从排放源运送到封存现场最经济的方法是将处于液态或者超临界状态的二氧化碳通过管道输送（Gao and others, 2011）。二氧化碳管道运输已是一项成熟的技术，美国 EOR 行业使用的管道长度超过 6000 千米（IEA, 2016a），个别 CCUS 项目使用长达 330 千米的管道延伸至封存现场。在中国，大部分现役 EOR 和特定二氧化碳封存项目通过槽车运送液态二氧化碳，胜利和吉林油田项目则采用短距离管道输送气相二氧化碳，而延长和胜利项目（规模升级后）则计划采用更长的超临界二氧化碳管道（Hill, 2017; Ma, 2017; Liu, 2018）。通过研究机构和石油企业的不断努力，中国在大规模二氧化碳管道工程和 EOR 方面积累了专业知识和工程实践能力，但同时还需要制定相关行业标准和规定。那些涉及跨省运输的管

道项目将面临监管和许可方面的挑战。理想情况下，运输基础设施投资方可以通过为集约化二氧化碳排放源开发大型“干线”管道的方式从规模经济和均摊成本上获益，但同时也会为超大规模基础设施的开发方带来协调和风险管控方面的挑战。

专用的二氧化碳地质封存场地（如咸水层）的早期开发是一个耗时且成本高昂的过程，需要对可能的储层进行详细的场地地质表征并钻取勘探井。在已经形成成熟陆上油气产业的北美洲，最新 CCUS 项目的场地表征工作已经花费了五年时间，在欧洲，据估计场地表征工作将花费五到十年时间，并且将花费占比高达总封存资本成本的四分之一（Gilmore and others, 2016; ZEP, 2014）。这些因素都将成为在封存基础设施方面引入私人投资的障碍，尤其是在 CCUS 未来收入不确定或有限情况下。研究机构和国际研究协会在中国封存潜力评估方面已发挥了重要作用，然而较少涉及基于咸水层的封存项目。人们通常认为政府需要在封存场地表征的资金支持或确保足够的投资回报上发挥主要作用。一种普遍的 CCUS 商业发展模式是将运输和封存业务从捕集业务中分离出来，无论当年排放了多少二氧化碳，运输和封存服务商都能够从中获得相应的收益（IEA, 2016b; Goldthorpe and Ahmad, 2017; ZEP, 2014）。这一模式同时还能让拥有地下和二氧化碳专业技术知识的组织（石油企业）潜心钻研运输和封存业务，而电力企业和其他排放者则将工作重心放在碳捕集方面。然而，中国第一代大型 CCUS 项目仍会在个别国有企业的管控之下基于单一全流程模式发展。随后发展模式可能得益于投资多元化的大型国有能源企业日益增多的趋势，如中石化的煤电资产，神华（主要负责煤炭开采）与国电（主要从事电力行业）合并形成国家能源集团。发展不同集团间交互的商业模式是 CCUS 部署工作未来面临的一项挑战。

对二氧化碳注入完成后的封存场地的责任管理是中国亟待解决的另一大的监管问题。多数制定了 CCUS 相关法规的行政辖区（如澳大利亚、加拿大、

美国和欧盟) 均在该问题上形成了一项协定, 即在经过运营商的强制性监控期后, 封存场地的责任和监管职责交移国家 (McCoy, 2014)。

(六) 中国降低成本的潜力

与目前已经建成大多数大型碳捕集工厂的北美相比, 中国更具备降低碳捕集改造项目成本的潜力。这一预期以中国普遍较低的劳动力和制造成本, 以及将碳捕集装置应用于大型煤电机组 (66 和 100 万千瓦) 时可能产生的巨大规模经济为基础。中国已在其他能源技术批量生产过程中大幅削减了成本, 最著名的案例就是太阳能光伏发电以及大规模应用超临界和超超临界燃煤发电机组。通常来说, 在部署进口技术的早期阶段之后, 会更大规模地发展低成本的国内技术。例如, 由于批量生产和低劳动力成本带来的机遇, 中国超超临界煤电机组资本成本约为 580~670 美元 / 千瓦, 而荷兰和德国最新机组约为 1500~2000 美元 / 千瓦 (IEA CCC, 2018)。

利用吸收塔等大型设备的燃烧后碳捕集装置, 即采用模块化场外组装 (优于直接现场组装) 的大型设备, 越来越被认为是一种实现降低成本的关键途径。国际 CCS 知识中心在现役边界大坝碳捕集项目的经验基础上, 对加拿大电厂改造项目进行成本分析时强调了这一点 (Bruce and others, 2018)。在建设过程中使用模块化建设方式可使资本成本降低 67% (根据每吨二氧化碳的成本计算)。这就为中国拥有类似机组的大量煤电厂提供了独一无二的良机, 可以通过模块化建设方式实现规模经济获益。

最近两项著名的研究对中国 CCUS 电力项目可能实现的成本削减进行了量化。国际能源署温室气体研究与开发计划机构 (IEA GHG) 发布的《电厂位置对二氧化碳捕集成本的影响》报告比较了十个国家中采用燃烧后捕集技术的新建燃煤和燃气电厂成本, 其中包括中国沿海和内陆地区, 发现中国的案例中资本成本和电力成本最低 (IEA GHG, 2018)。该研究将这一结果归

功于中国的劳动力成本，其仅为荷兰基准案例的 16%，材料成本较之降低 23%，但同时劳动生产率也相对降低（需要的工时是基准案例的 2.29 倍），而项目突发和应急开支增加了 50%。

北京低碳清洁能源研究院（NICE）近日的一项研究也将美国能源部下属国家能源技术实验室（NETL）针对某一采用 CCUS 技术的超临界燃煤电厂给出的基准成本估算与中国的一个改造项目进行了比较，发现与 NETL 案例相比，中国改造项目第一年的电力成本下降 30%（NETL, 2015; Singh and others, 2018）。成本的下降主要来自投资和运营成本减少，但是由于中国煤炭成本上涨，而且预计改造后的机组将会继续在中国目前盛行的低负载系数条件下运营——针对高成本、低碳型发电来源运营时间的保守预估，成本下降会因此被抵销（图 11）。

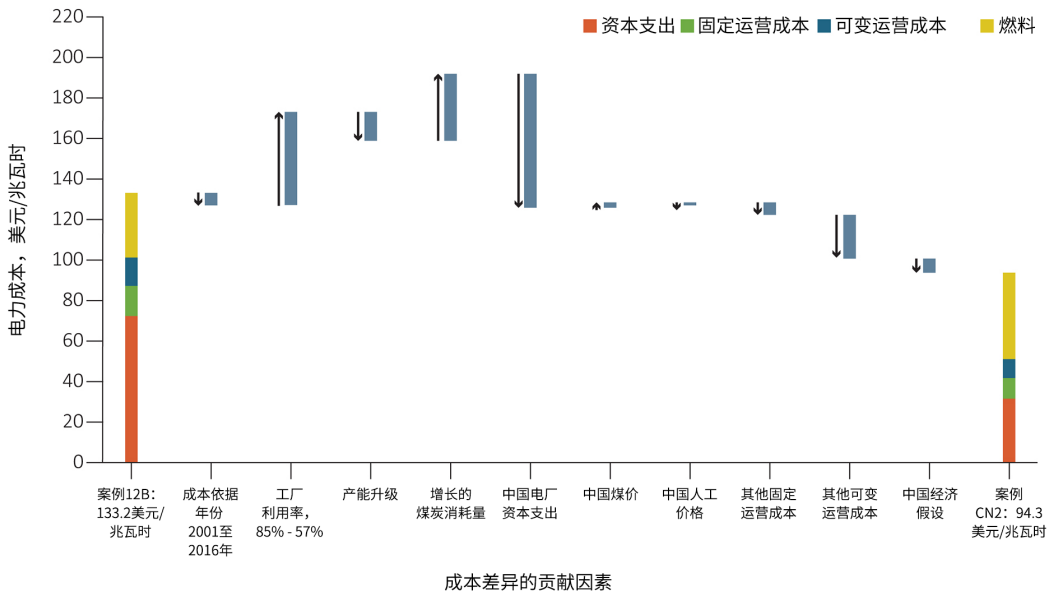


图 11 适用于采用燃烧后捕集技术之某一超临界燃煤电厂的 NETL 基准（新建、案例 12B）案例与中国等效改造案例（案例 CN2）之间第一年电力成本的差别，同时给出影响因素（Singh and others, 2018）。

然而，应当注意的是，近年来中国熟练工人劳动成本迅速上涨，并可能在今后 10 年内达到与美国相似的水平 (Trading Economics, 2018a)。由于中国最早将于 2025 年后才大规模部署 CCUS，这可能会改变 CCUS 成本下降的前景。因此，在利用规模经济进行商业化运营之前，趁劳动力成本相对较低，越早开始示范电厂早期阶段工作，获利可能性越大。

第三章

经济成本分析



一、CCUS 改造案例研究

本报告中的成本分析采用一常规 100 万千瓦超超临界机组作为研究案例。中国目前共有 104 个净装机容量达 100~106 万千瓦的机组正在运营，皆于 2006-2017 年之间建成且分布在 49 个电厂中（大部分都是成对建造，其中 3 个电厂各拥有 4 台 100 万千瓦的机组）（Platts, 2018）。正如 IEA（2016a）强调的，越大型高效的机组由于能够在碳捕集、运输和封存设备方面实现规模经济，而且可以通过削减二氧化碳捕集成本并降低由捕集能耗造成的燃料成本，更大程度地降低碳捕集改造成本。随着中国近十几年来淘汰小型低效机组政策的持续推动，60~100 万千瓦的超临界和超超临界机组也将日益主导煤电行业。根据现行政策，诸如 30 万千瓦和 35 万千瓦的小型机组将会逐步转换为热电联产（CHP）机组——甚至只用于区域供热。超超临界机组（66 或者 100 万千瓦级）不太可能在其设计年限结束之前被迫关闭，因为这既会使相关电力企业蒙受巨额资产损失，而且会为中国电网可调度产能带来损失。另一方面，各种激励举措（如第二章第三节所述）可能会为电力企业投资 CCUS 技术改造创造有利环境。

新建机组更有可能进行 CCUS 改造，因为其在剩余运营时间内很有可能经历未来二氧化碳减排法案的颁布。大部分超超临界机组在过去十年内建造，由于 2015 年投入运转的 100 万千瓦超超临界机组数量最多，故选择该年份作为本研究的参考案例（图 12）。本研究结果应当广泛适用于中国超超临界燃煤电厂迅猛发展期间的投产机组。

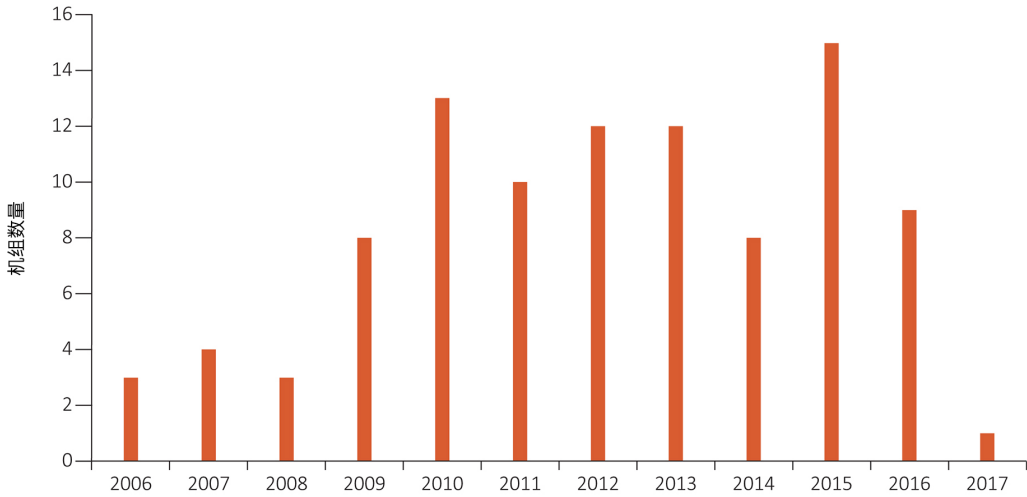


图 12 按照投入运转年份给出的中国 100 万千瓦机组 (Platts, 2018)

尽管本研究案例没有选择特定的某一台 100 万千瓦机组所在位置，但考虑了大部分现役机组是否适宜进行二氧化碳地质封存。具有咸水层和油田的陆上沉积盆地主要分布在中国北部，特别是新疆的塔里木和准噶尔盆地、陕西的鄂尔多斯盆地、山东和河北的渤海湾盆地以及吉林和黑龙江的松辽盆地。在四川盆地、洞庭和江汉盆地以及苏北盆地也存在多个封存地。遗憾的是，中国南部沿海地区人口稠密（广西、广东和福建省）且拥有众多大型电厂，但是在合理的管线距离（<800 千米）之内没有适宜的陆上封存场地。尽管这些电厂都有望开展海底封存（根据中国海洋石油总公司针对广东海丰 CCUS 项目进行的调查），但是这一方案在本案例研究中并未纳入考量，因为海底封存成本 555 较高，且会面临开发早期海底封存基础设施建设等诸多障碍。因此，这一地区不太可能广泛参与大型早期 CCUS 项目的开发。

中国 49 座装机容量为 100 万千瓦的电厂中，9 座位于无法进行陆上封存的位于南方沿海地区（图 13），另有 10 座位于广西、浙江和安徽南部等地，距离封存地 250 千米以上，需要铺设较长的管线。但是 IEA（2016a）指出，如果较低的碳捕集成本可平衡长管道的成本，这些电厂仍能够以合理的成本

实现改造。上海的 2 座电厂同样在连接封存地方面临诸多挑战（距离江苏省南部约 250 千米且需要横跨长江铺设管道），不过 IEA（2016a）指出上海的部分电厂仍可在合理的成本下实现改造。综上所述，28 家电厂可以使用附近的（<250 千米）封存地，12 家则面临较大的挑战。大型电厂改造潜力较大的区域是山东和江苏两省，工业化程度高且分别毗邻渤海和苏北盆地。鄂尔多斯盆地已经成为目前 CCUS 部署的积极地区，煤化工在此占据主导地位，有助于针对后期电厂改造所需基础设施建设。尽管中国西部的部分机组由于水资源稀缺采用空气冷却工艺，但本研究将会考虑采用自然通风冷却塔直流湿冷法工艺这一更标准的案例情形。



图 13 与陆上二氧化碳适宜封存地（深绿色）相关的 100 万千瓦机组的电厂位置（IEA, 2016a; Platts, 2018）

在参考案例中，该机组的 CCUS 改造将于 2025 年启动，也讨论了将改造推迟至 2030 年的相关影响。所采用的 CCUS 技术为胺基燃烧后捕集技术，在众多技术供应商的努力下，该技术有望实现大规模的商业应用（附录二中提供了这一技术的详细现状）。尽管在商业应用中和技术层面可实现更高的捕集率，但此处采用 90% 的捕集率，因其是两个现有 CCUS 燃煤电厂所实现的碳捕集率（边界大坝电厂 3 号发电机组和佩特拉诺瓦项目（Boundary Dam 3 and Petra Nova）），这也是目前为止参考文献中研究最多的案例。配备部分捕集技术（即对进入捕集装置烟气气流中 90% 的二氧化碳进行捕集）已被提议作为电力企业达到 550 克 / 千瓦时二氧化碳强度限值的有效方法。然而，国际 CCS 知识中心对加拿大某改造项目（此处适用于热电厂的二氧化碳强度限值为 420 克 / 千瓦时）的最新分析表明，相对于 90% 及以上的碳捕集率而言，采用胺基燃烧后捕集技术捕集部分二氧化碳的成本效益较差（Bruce and others, 2018）。该案例研究的主要技术参数参见表 3。

表 3 电厂以及碳捕集装置的技术参数

总发电量，兆瓦	1077
净发电量（未进行碳捕集），兆瓦	1015
净效率（低热值）	43.5%
煤热值，千焦 / 千克	24018
煤碳含量	62%
二氧化碳排放量（未进行碳捕集），吨 /MWh	0.775
二氧化碳捕集率	90%
进行碳捕集的净发电量，兆瓦	811
进行碳捕集的能效损失（低热值）	(8.7% 的损失)
负载系数为 0.75 时的已捕集二氧化碳总量，百万吨 / 年	4.7

本研究采用的捕集装置成本取自 IEAGHG (2018) 的中国沿海案例，该案例采用的设备成本由壳牌康索夫（即边界大坝 CCUS 项目的技术供应商）提供（IEAGHG, 2018）。附录一中给出了所用成本数据和方法的详细信息。

二、CCUS 改造的净现值

本研究采用净现值（NPV）方法评估电力公司在 2025-2030 年期间对 100 万千瓦超超临界机组进行 CCUS 改造是否具有商业价值，即将未减排燃煤电厂持续运营与 CCUS 改造案例现金流的净现值进行比较。两种情景下电厂运营的基本成本相同，为得到净现值的变化情况，只考虑改造案例中产生的额外成本或收入。因此，该方法将 CCUS 改造投资视为额外成本，包括对捕集装置的资本投资、与碳捕集能源损失相关的电量损失、碳捕集装置带来的额外运营和维护成本，以及二氧化碳运输和封存的成本（Rohlf s and Madlener, 2010）。另一方面，对 CCUS 的各种潜在激励措施进行了评估，包括全国碳排放交易体系中二氧化碳排放配额成本降低，以及运营时间增加或者 CCUS 电厂可获得的溢价电价带来的电力收入增长。当相关激励措施使净现值变为正值时，表明改造投资对运营商有利。

以国家能源集团 2018 年上半年 100 万千瓦机组的平均容量因子为基础，未减排电厂的基准负载系数取值 57%（Shenhua, 2018）。随着产能过剩现象减少与新上线机组数量下降，今后十年的煤炭利用率预计会增长；同时，可再生能源的发展也会对未减排的煤电利用产生抑制作用，所以目前的低负荷系数可能在未来持续存在。另一方面，改造电厂的基准负载系数被设定为 75%，并假定对低碳型的可调度发电厂进行一定程度的优先调度。考虑了改造电厂分别以 57% 的低负载系数和 90% 的高负载系数运行两种可能情形。

鉴于对低碳能源、可调度电力以及庞大的资本投资的需求，改造电厂的负载系数不太可能会低至 57%；但在整个电网实现脱碳且部分 CCUS 改造的燃煤机组以负荷跟踪的方式运行的情景下，该情形可能出现。

如图 05 所示，全国碳排放交易体系中二氧化碳基准价格被设定为 100 元 / 吨（15 美元 / 吨），该价格同时符合国际能源署《2017 年世界能源展望》中的碳价设想（Slater, 2018; IEA, 2017b）。基准电价取自国家能源集团下属燃煤电厂 2018 年上半年的平均电价（311 元 / 兆瓦时（47 美元 / 兆瓦时）），并在模拟低碳电力溢价效益时有所上调。通过向 EOR 运营商出售二氧化碳还可获得额外收益；然而考虑到燃煤电厂将会与诸如化工厂等其他碳捕集源进行竞争，该二氧化碳价格设定为 30 美元 / 吨（200 元 / 吨），即该类碳捕集源的典型捕集成本，与目前能够使中国 EOR 项目盈利的碳价相比，也不会高出太多（Dahowski and others, 2012; Wei and others, 2015）。销售用于 EOR 的二氧化碳比例作为后续分析中的一个变量。

（一）可获利的 CCUS 改造项目

图 14 给出了一个 CCUS 改造项目的现金流（税前）及现值（税后），该项目的使用年限为 30 年，净现值为 12 亿元。本案例中，该改造电厂的二氧化碳价格和负载系数分别按照 100 元 / 吨（15 美元 / 吨）和 75% 的基准值进行设定，并将出售给 EOR 的 10% 的二氧化碳销售收入（200 元 / 吨）及高出基准电价 25% 的补贴（389 元 / 兆瓦时，即 58 美元 / 兆瓦时）作为额外收入。很明显，负载系数从未减排电厂 57% 的均值增加到改造后 75% 的基准值对项目盈利能力具有重大贡献，但应该指出的是，这种贡献还包括运营时间的增加和获得的高电价补贴。在最初发电时长基础上由电价提升产生的正现金流（青蓝），与在全国碳排放交易体系中节省的购买二氧化碳排放额度的成本相当，但来自 EOR 的收益对盈利能力的贡献却小得多。继早期资本支出之后，碳捕集装置所产生的最大负现金流来源于碳捕集工艺的额

外能耗，其次是二氧化碳运输和封存的成本，而电厂运营及维护贡献较小。

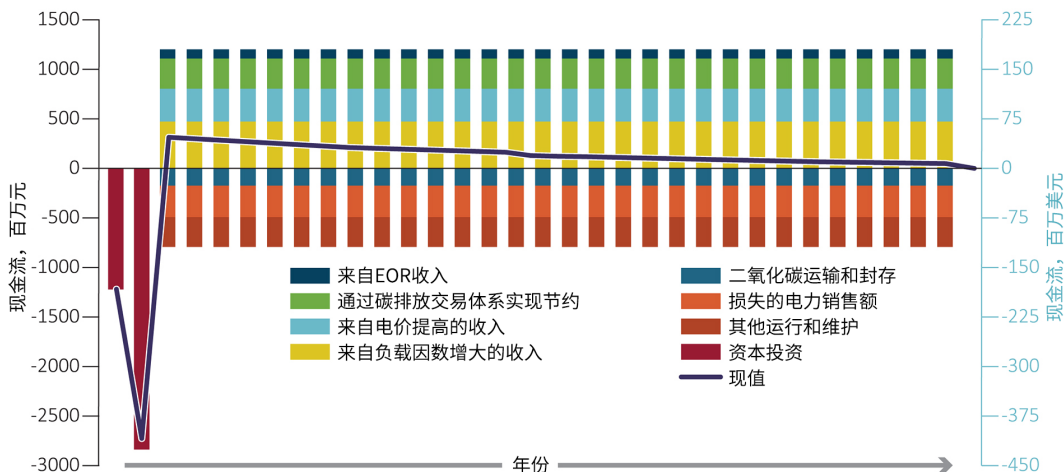


图 14 生命周期达 30 年且具有正净现值改造项目的典型现金流，以 100 元/吨（15 美元/吨）的二氧化碳价格为基础，面向 EOR 售出 10% 的二氧化碳且电价上涨达 25%

（二）单一激励因素的影响

图 15a-c 显示了随着二氧化碳价格（在碳排放交易体系中）、电价以及 EOR 销售比例这三大激励因素增加时改造项目净现值变为正值的速率。当净现值为 0 时，各激励因素的对应值即为使改造项目“盈亏平衡”的临界值。不出意料，较高负载系数条件下运行的改造电厂对激励机制需求较小，90% 的负载系数下二氧化碳保本价格为 149 元/吨（22 美元/吨），75% 负载系数下二氧化碳保本价格为 219 元/吨（33 美元/吨），57% 负载系数下二氧化碳保本价格为 298 元/吨（45 美元/吨）。值得注意的是，低负载系数时二氧化碳排放相关的成本节约会更大，因为负载系数较大时，未捕集的二氧化碳排放量将更大，而在正常运行的参考情形下，二氧化碳排放量却会保持不变。当碳价非常高时（约 2300 元/吨），在负载系数为 90% 的情形下通过延长运行时间而得到的收益与基准情景下较高的 CO₂ 减排成本节约相近。

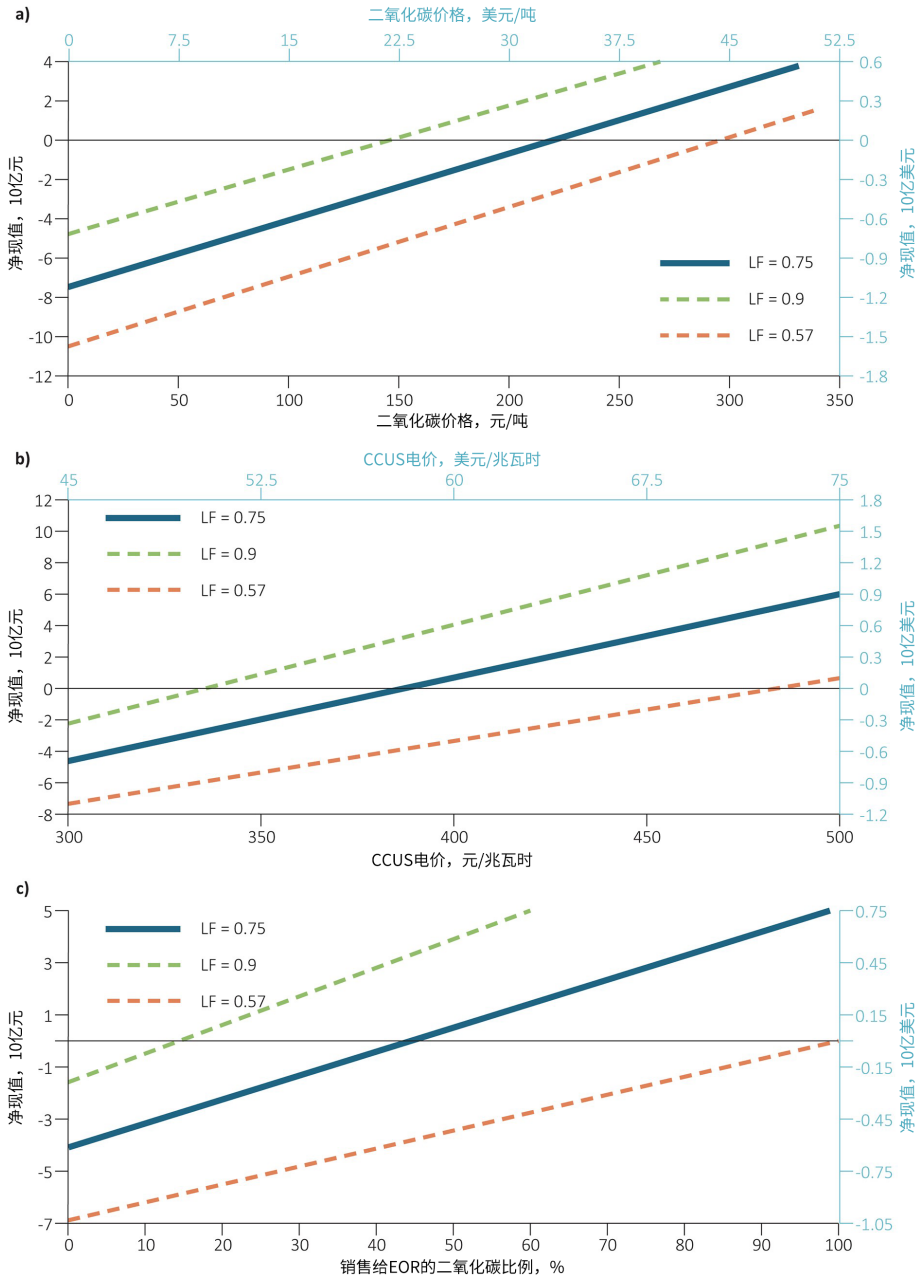


图 15 针对三种负载系数 (LF) 随以下情况变化的净现值: a) 全国碳排放交易体系下二氧化碳价格上涨, b) CCUS 电价上涨, c) 面向 EOR 所销售二氧化碳的比例增加

相反, 随着 CCUS 电价溢价上涨, 不同负载系数情景的净现值会出现分化, 这是因为运营时间延长会增加电厂的盈利能力。对于基准案例, 电价上

涨 24% 才可实现收支平衡，当负载系数为 90% 时，电价仅需上涨 8% 即可，而当负载系数很低时，电价须上涨 55%。由此可见，电价的小幅上涨也会对项目的盈利能力产生巨大的影响，这对于改造项目来说，将成为一个有效可行的激励举措。基准案例所需的 386 元 / 兆瓦时（58 美元 / 兆瓦时）的电价并不比部分地区未减排燃煤电厂目前的电价高很多，例如 2018 年四川省的煤电价格为 371 元 / 兆瓦时（56 美元 / 兆瓦时）（Shenhua, 2018）。

在缺乏其他激励措施的情况下，为达到收支平衡，该基准案例需要向 EOR 出售更大比例（41%）的二氧化碳（66.7 元 / 吨的固定价格）——事实上，要想为如此大量的二氧化碳（300 万吨 / 年）找到稳定市场极具挑战性。负载系数较高时，特定排放比例的二氧化碳的绝对数量会较大，且电力补偿收入也较高，所以只需出售 14% 的二氧化碳。当负载系数为 57% 时，则需向 EOR 出售捕集的全部的二氧化碳。

（三）激励因素的综合影响

实际上，改造项目为实现净现值为正，须同时采取多种激励举措，如图 14 所示。图 16a 针对三种负载系数给出了能够使净现值为零的二氧化碳价格和电价组合举措。同时还考虑了项目在基准二氧化碳价格（100 元 / 吨，即 15 美元 / 吨）及电价（311 元 / 兆瓦时，即 47 美元 / 兆瓦时）条件下达到收支平衡时的 EOR 情形（43.7%）；目的是估算该项目为了弥补其他激励措施的短缺而合理需要的最大程度的 EOR 销售量。因此，低负载系数最差情形和 EOR 最佳情形情景线围成的区域即表示项目的盈利区域。即使在低负载系数情况下也可以在中国的政策方针下找到可行的盈利激励措施组合，如二氧化碳价格为 150 元 / 吨（23 美元 / 吨）且电价为 440 元 / 兆瓦时（66 美元 / 兆瓦时）（远低于目前的风电电价）。图 16b 显示了碳排放交易体系中二氧化碳价格与销售给 EOR 的二氧化碳比例的类似组合。应当注意的是，尽管现实中可能存在某种机制使得出售给 EOR 的二氧化碳价格低于专用封

存的二氧化碳价格，但是出于碳排放交易体系的目的，假设出售给 EOR 的二氧化碳也完全计入二氧化碳减排量。在美国的税收抵免体系中，与 EOR 相比，专用封存的二氧化碳每吨可得到的碳抵免比用于 EOR 的二氧化碳高出 40%。除了最高负载系数的情景外，仅用 EOR 销售来抵免改造投资极具挑战性；要使基准案例（二氧化碳价格为 100 元 / 吨且负载系数为 75%）实现收支平衡，还是需要合理比例（44%）的二氧化碳出售给 EOR。

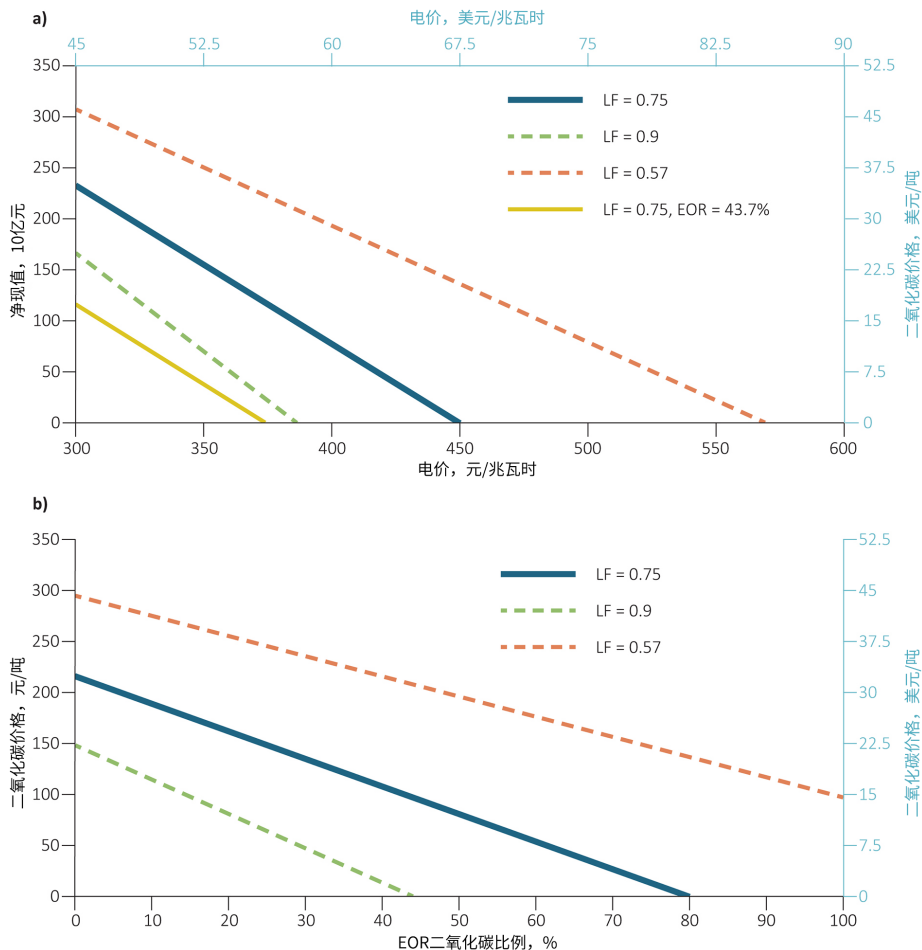


图 16 a) 基准案例中，不同负载系数 (LF) 及 EOR 情景下改造项目达到收支平衡时的二氧化碳价格与电价组合情况，b) 不同负载系数下改造项目达到收支平衡时的二氧化碳价格与 EOR 销售组合。

（四）敏感性分析

由于本分析的部分关键输入变量仍存在较大不确定性，特别是考虑到其 2025 年及以后的数值，因此检验相关参数变动对项目盈利能力的影响是有必要的。图 17 描述了捕集装置投资性成本（CAPEX）、二氧化碳运输和封存成本，以及加权平均资本成本（WACC）增加对改造项目实现收支平衡所需碳价的影响。

碳捕集装置资本成本下限降低 30% 表示 2020 年早期部署示范电厂后碳捕集装置成本具有大幅下降的潜力，且其符合边界大坝（Boundary Dam）和佩特拉诺瓦（Petra Nova）项目二代改造开发商做出的估算。该类成本的下降并不取决于碳捕集技术的进步，而与过程优化、突发费用的削减、供应链的完善以及装置组件的场外制造相关。另一方面，上述部分因素已纳入壳牌康索夫的成本估算中，而该成本估算也是本研究所采用资本成本的依据，同时由于中国的制造成本预计上涨，可实现的成本削减会更加有限。碳捕集装置的成本变动对临界二氧化碳价格影响最大，弹性系数为 0.6。因此，通过模块化生产和规模经济来简化制造流程、优化过程成本，将潜在项目升级最小化，并抑制中国劳动力成本的增加，是至关重要的。

二氧化碳运输和封存（T&S）成本的增加（高达 200 元 / 吨，即 20 美元 / 吨）表明改造电厂可设立在离封存场地较远的位置（需要铺设更长的管线）或者采用低质量封存场地（如注入能力较差）。尽管国际 CCUS 成本估算参考文献中广泛采用 10 美元 / 吨（66.7 元 / 吨）的平均运输和封存成本，但是中国实际的运输和封存成本却存在较大不确定性，在相关参考文献中可高达 30 美元 / 吨（Li and others, 2011; Dahowski and others, 2013; Singh and others, 2018）。由于类似规模的大型电厂捕集的二氧化碳规模庞大，即使运输和封存成本的细微变化也会对项目净现值产生巨大影响。图 17 表明了运输和封存成本对临界二氧化碳价格的影响，其弹性系数为 0.4。然而，

与资本支出相比（不太可能加倍），运输和封存成本可能在所述范围（10~20 美元 / 吨）内变动，因而可能对改造的可行性产生更大影响。

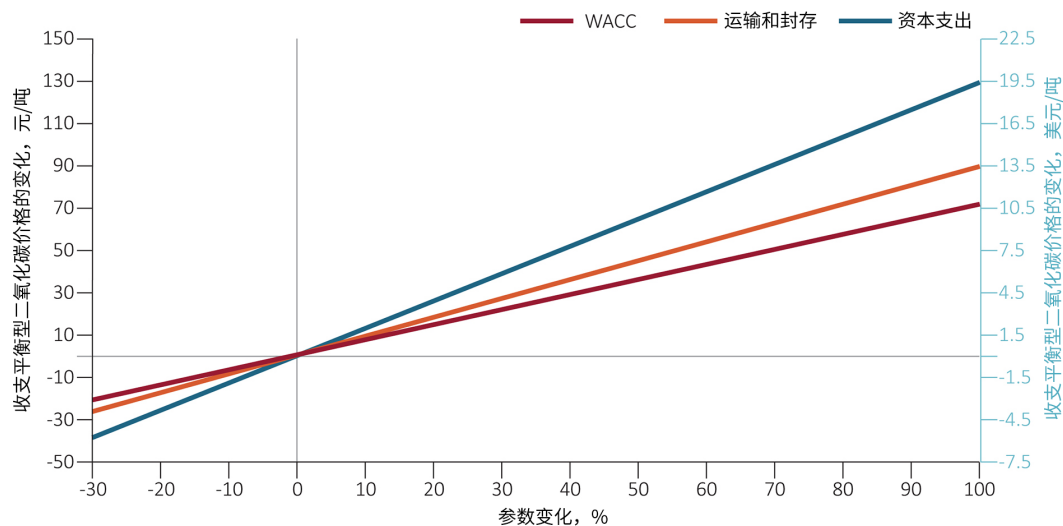


图 17 变化的加权平均资本成本（WACC）、碳捕集装置资本支出以及运输和封存成本对改造项目实现收支平衡所需二氧化碳价格的影响

在基准案例中，对碳捕集装置的融资情况是根据中国目前电厂投资典型的负债比（0.8）和利率（4.9%）进行模拟的（Singh and others, 2018），这是为了表明，在适宜的激励举措下，电力公司进行 CCUS 商业化改造投资的风险较低，同时也代表了一种“最佳方案”情景。然而，随着中国经济在今后五年内逐渐回暖，预计到 2020 年利率将会上涨超过一个百分点（Trading Economics, 2018b）。此外，即使具有充分的激励，CCUS 项目对多变的气候政策和碳价的依赖性，可能会降低商业贷款机构对此类投资的兴趣，因而需要更高比例的股权融资和相应资本成本增加。这种增加会降低未来现金流的现值，而且需要更多的激励举措以负担早期的改造投资。WACC（加权平均资本成本）对项目净现值（和临界碳价）影响较小，弹性系数为 0.33，但在低负债比与高利率的情况下接近该分析的上限（11%）。

(五) 不断上涨的二氧化碳价格

上述分析中采用的二氧化碳价格可被视为改造项目生命周期中二氧化碳的平均价格。实际上，如图 05 所示，二氧化碳价格预计以接近线性方式上涨，至少在引入全国碳排放交易体系之后会如此。图 18 显示了 2025 年二氧化碳价格从 100 元 / 吨（15 美元 / 吨）开始每年以 8 元 / 吨（1.2 美元 / 吨）速度上涨时的现金流情况——略低于利益相关者调查中预测的年度增长（Slater, 2018）。按照这一速度，为实现收支平衡，需采取向 EOR 出售 10% 的二氧化碳以及电价上调 4.2% 等小幅激励措施。在没有其他激励措施的情况下，为实现收支平衡，碳价需以每年 12 元 / 吨（1.8 美元 / 吨）的速度增长（详见本章第三节（六）中图 19）。

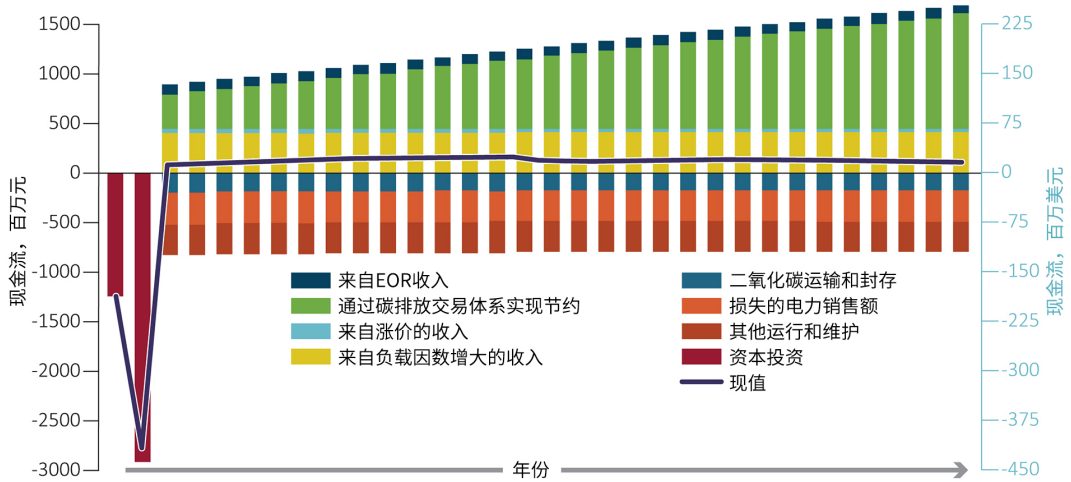


图 18 二氧化碳价格呈线性增长下收支平衡型改造项目的现金流和现值

(六) 二氧化碳价格上涨时推迟改造的情景

针对上述盈利的改造方案，推迟电厂改造只会造成净现值减少，这是因为电厂于 2055 年关闭（保守计算尚余 40 年的使用年限）会限制捕集电厂的运营。然而，在二氧化碳价格逐渐上涨的现实情况下，推迟改造可能会更加有利。运用实物期权法可以深入分析推迟该类投资所产生的影响，当未来激励措施和成本存在不确定性时，这种投资的灵活性将为 CCUS 投资带来价值灵活性（Rohlf and Madlener, 2010b; Liang and others, 2010），但此处采用的直观净现值分析法能够洞察最佳的投资时机。为更好进行对比，对推迟到 2030 年投资决策的电厂，在建设之前现金流的净现值为零，因此其主要影响是缩短项目生命周期，同时折损项目现金流（包括成本和收入）。图 19 显示了 2025 年和 2030 年改造项目净现值随碳价格上涨的变化情况，表明在碳价格增长率为正的情况下，推迟投资实际上能带来更大的净现值，因此要实现收支平衡只需较低的增长率。这是由于早期现金流对净现值贡献较大，即意味着运营早期的较高碳价可轻松抵消提前进行改造情景下延长的生命周期。随着 CCUS 电厂电价的增加，这种影响会逐渐削弱；但当增长率较大时，推迟投资仍会保留其价值。该图表明当 CCUS 电厂电价上涨 40%，2025 年进行改造，二氧化碳价格以 10 元 / 吨·年（1.5 美元 / 吨·年）的速率增长将使改造更有利。虽然该对比表明等待二氧化碳价格进一步上涨后投资 CCUS 改造一定程度上有利可图，但其并未考虑其他政策法规出台对改造的推进作用，例如对大型电力企业强制施行的排放强度限值。

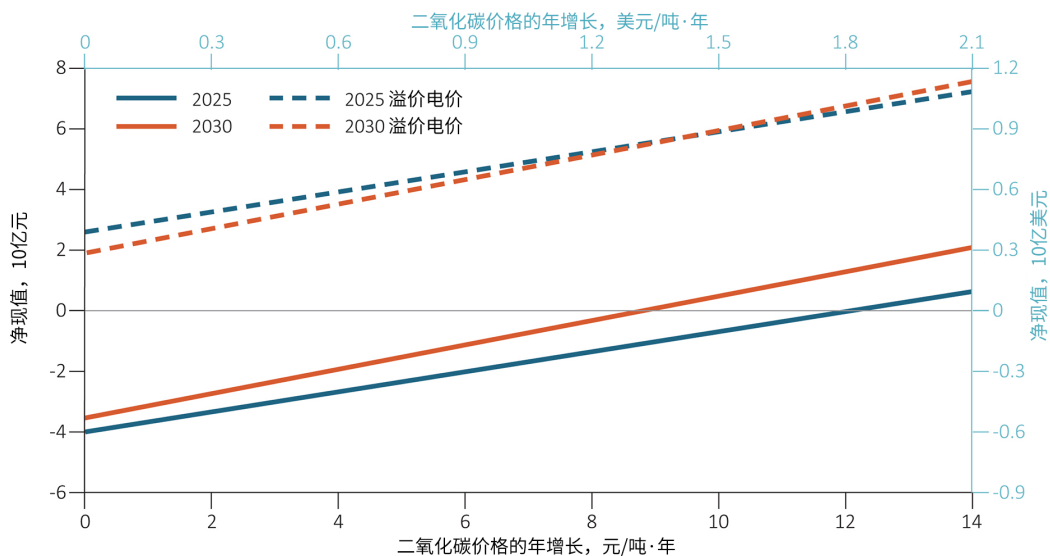


图 19 二氧化碳价格不同线性增长率的下改造项目净现值变动，针对 2025 年和 2030 年（基准参数）进行投资，CCUS 电价溢价超过未减排煤电价格 40%

三、电力成本

平准化度电成本（LCOE）是一种广泛采用的度量标准，用于比较不同电力来源的发电成本，通常作为确定国家电力供应最佳能源组合或低碳电力的最佳价值来源的手段。然而，随着部分地区间歇性可再生能源（风能和太阳能）的快速发展，LCOE 的局限性日益凸显，因为它无法区分间歇性能源与可调度发电产能的电网价值。随着可再生能源在电网中比例的增加，可调度电厂在提供备用产能的价值也会增加，但这一增加无法通过 LCOE 体现，且无法通过现有能源市场得到补偿。为此，许多国家纷纷引入或建立容量市场，以支付可靠的电网容量，现有电网平衡服务项目的市场价值也正逐步增加。尽管存在局限性，LCOE 仍可作为评估 CCUS 改造项目发电成本的

有效指标和与其他各种低碳能源进行比较的手段。许多研究已对各地区新建 CCUS 电厂的 LCOE 进行了估算 (NETL, 2015; IEAGHG, 2014, 2018)。然而, 在改造项目上设置总发电成本的情况并不常见, 并且可能受到不同假设条件的影响, 主要是对电厂资本的处理 (IEAGHG, 2011; Singh and others, 2018)。本分析采用 IEAGHG (2011) 的方法将电厂投资视为沉没成本, 即不会对未来的商业决策产生影响。这将低估新建 CCUS 电厂的 LCOE, 但却真实反映了利用现有发电资产可节约的成本。图 20 显示了不同负载系数下未减排和已改造燃煤电厂的 LCOE; 为确保利用率的变化不掩盖成本增加, 将负载系数为 75% 的未减排电厂的非基准案例情景纳入其中, 且未纳入二氧化碳价格。基准改造案例 (75% 的负载系数) 的 LCOE 为 426 元 / 兆瓦时 (64 美元 / 兆瓦时), 比低负载系数的未减排电厂多出 52%, 比相同负载系数的未减排电厂多出 61%。尽管与未减排电厂相比成本增加显著, 但是对于中国的低碳发电来说仍然是一个极具竞争力的数值。同时报告还比较了 2017 年华能集团风电场的平均电价。图 21 中给出了基准改造案例 LCOE 成本分摊的明细, 凸显了燃料成本在总成本的主导作用, 这也是中国燃煤电厂的典型特征。尽管其他运营成本均属于次要因素, 但二氧化碳运输和封存成本显然是成本的一个主要组成部分——与电厂生命周期中的资本成本规模相当。

为进一步对比, 图 22 显示了 IEA 针对中国风能、太阳能、煤炭及天然气的 LCOE 到 2040 年的最新预测 (单位为美元)。由于基于不同的假设条件, 这些预测数据应当与当前分析进行对比, 但可得到定性的结论 (到 2025 年已基本实现大部分可用成本的削减), 到 2025 年太阳能 (417 元 / 兆瓦时, 即 63 美元 / 兆瓦时) 和风能 (459 元 / 兆瓦时, 即 69 美元 / 兆瓦时) 发电成本将与 CCUS 改造项目成本相当, 中国燃气发电将维持较高成本 (750 元 / 兆瓦时, 即 113 美元 / 兆瓦时) (再次凸显 LCOE 在比较可调度能源和间歇性能源时的局限性)。

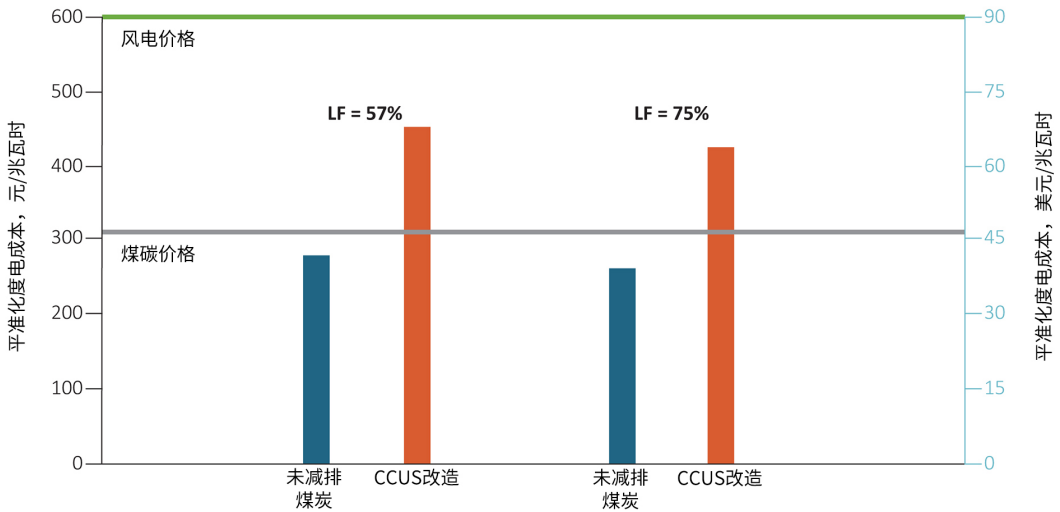


图 20 不同负载系数下未减排燃煤电厂和 CCUS 改造项目的 LCOE，给出平均煤炭价格（国家能源集团 2018 年的单位平均值）以及风电价格（华能风力电厂 2017 年的平均值）以进行比较

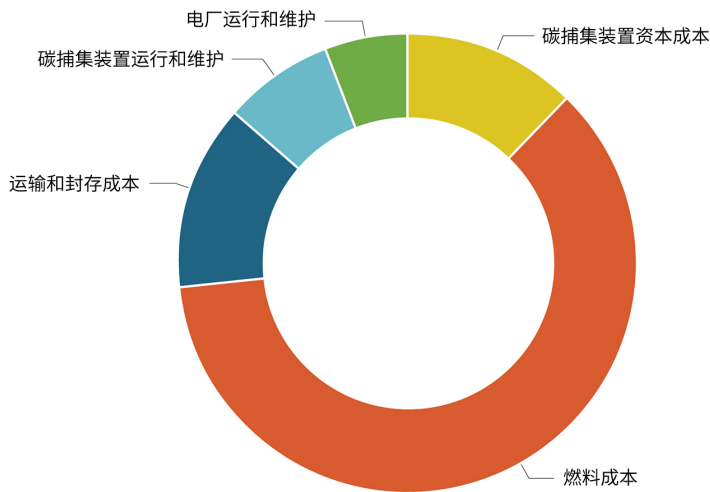


图 21 基准改造案例的 LCOE 成本分摊明细

图 23 表明未减排燃煤电厂的 LCOE 随着二氧化碳价格的增长而增加，最终高于改造后的电厂，即达到 215 元 / 吨（32 美元 / 吨）。由于尚有 10% 的二氧化碳排放量未捕集，改造电厂的 LCOE 也会随着上涨的二氧化

碳价格略微增加。更高的二氧化碳捕集率可进一步降低该成本的小幅上涨，但未在本分析中进行模拟。

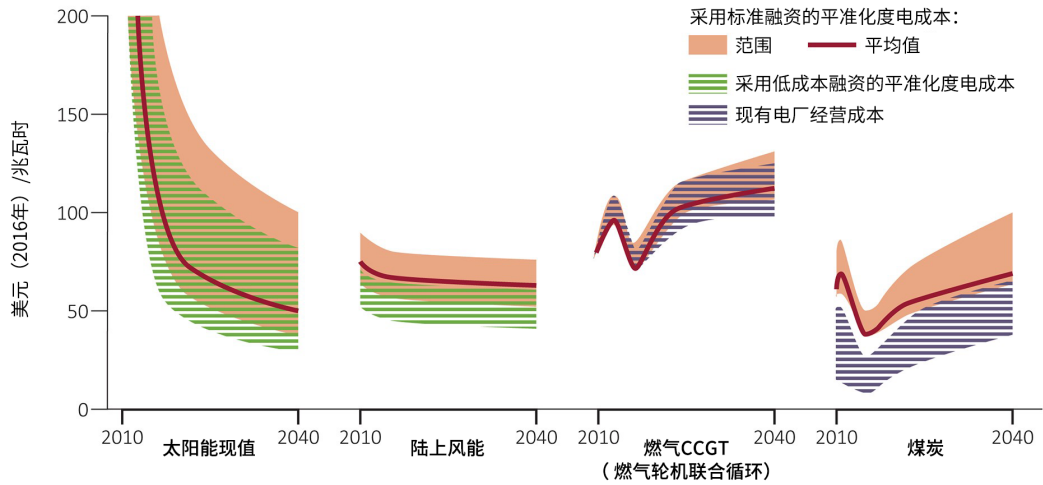


图 22 IEA《2017年世界能源展望》预测中国发电来源的 LCOE，同时给出低成本融资对可再生能源成本的影响

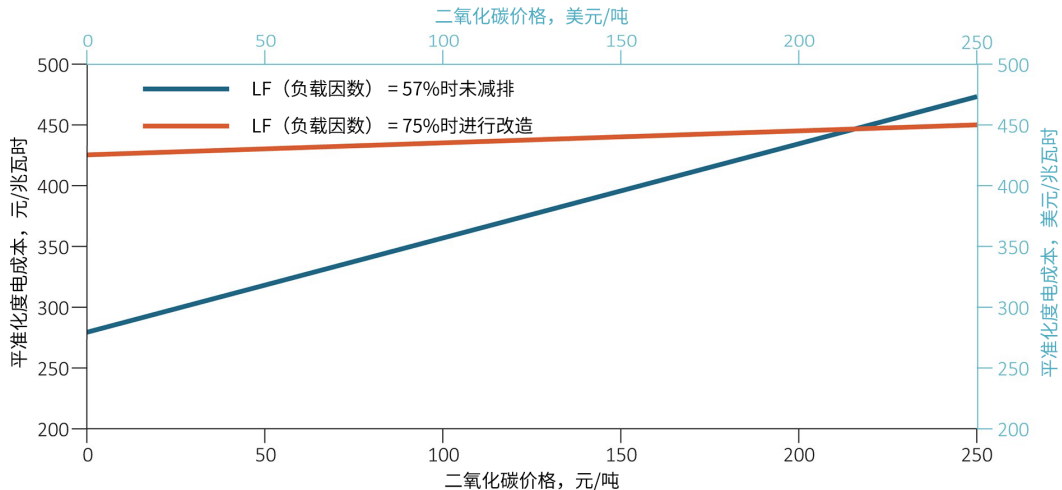


图 23 不断上涨的二氧化碳价格对未减排和已改造燃煤电厂 LCOE 的影响

（一）敏感性分析

净现值分析探究了各关键参数的变化对 LCOE 的影响。图 24 再次强调了运输和封存成本在 CCUS 改造项目总成本中的重要性，最高预期成本为 200 元 / 吨（20 美元 / 吨），即与基准 LCOE 相比增加 15%。其次，高 WACC 成本（10%）情景对 LCOE 具有第二大影响力，之后是增加 CAPEX（增加 30%）的情景。资本成本降低 30% 仅能使 LCOE 减少 5%。同时还研究了煤炭价格的影响，给出了一个维持当前成本水平的低成本情景，以及一个与基准方案相比到 2035 年成本线性增长至 10% 的较高成本情景（详见附录一）。由于燃料成本是电厂成本的主要贡献因素，其小幅变化将对 LCOE 产生较大影响。

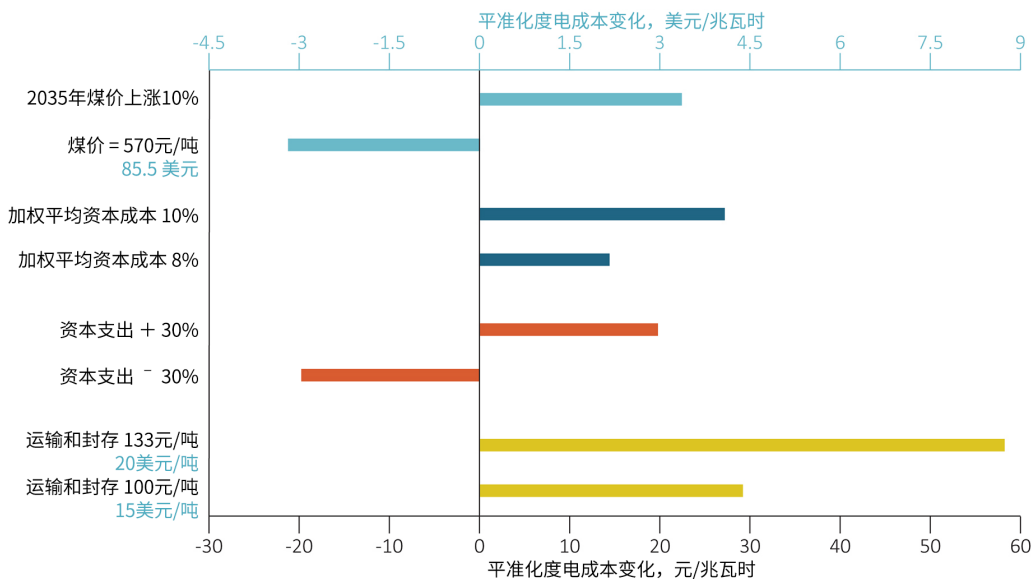


图 24 煤炭价格、加权平均资本成本、碳捕集电厂资本以及运输和封存成本变化对 LCOE 的影响

(二) 二氧化碳成本

通常采用低碳能源的 LCOE 推导二氧化碳的减排成本，即通过额外支出衡量可实现的二氧化碳减排度量（附录一）。在这种情况下，对比了改造后的电厂与未减排基准电厂（负载系数 57%）的排放量（图 25）。对于碳捕集技术，一个相关的度量标准是“二氧化碳捕集成本”，即运用相对于未减排电厂的 LCOE 增长量推导 CCUS 电厂捕集单位二氧化碳的成本。对于评估气候影响的成本效益，该数值效度较弱，因为其未考虑 CCUS 电厂的残余排放量，没有考虑捕集率和二氧化碳减排能耗对投资的影响，尽管如此，仍列在图 24 中以供比较。本分析中二氧化碳净减排基准成本为 215 元 / 吨（32 美元 / 吨），这一数值对于 CCUS 电厂来说极低，一定程度上反映出所考虑情景选择的偏向性：具有较长剩余生命周期和较低投资成本的大型电厂（依据国际标准）。基准改造情景负载系数的增加弥补了捕集电厂的能耗，并进一步降低了成本——降低负载系数的情景（57%）使二氧化碳净减排成本增加了 18%。

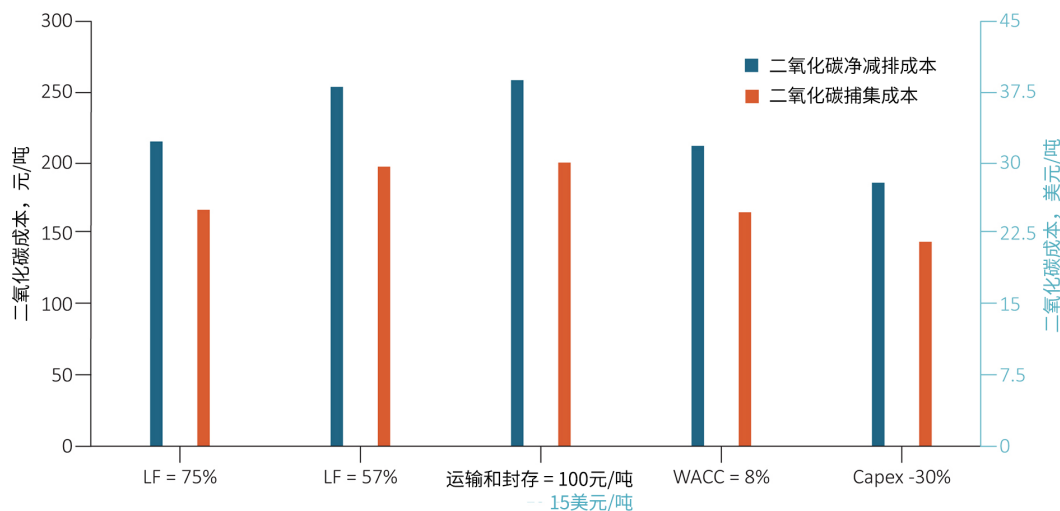


图 25 2025 年不同 CCUS 改造情景下二氧化碳净减排成本及捕集成本

第四章

CCUS 在中国的发展前景



近 5 年来中国已成为全球 CCUS 发展的重要参与者，具备较高的研究水平和技术能力。中国已开展了若干基于电厂的捕集试点及小规模 CO₂-EOR 试验，最近开始建造或运营三个基于低成本捕集源的大型 CO₂-EOR 项目。其中多数项目在国家发改委开展 CCUS 示范工作的指示精神下，由省级政府和国有企业推动或牵头。大型电力企业推动了针对新型捕集技术和试点电厂的投资，国有石油企业则在 CO₂-EOR 收益和其良好的专业地下知识的驱动下对 CCUS 一体化项目的部署发挥了重要作用。EOR 技术和碳捕集运输封存基础设施建设将在未来几年持续推进，但咸水层专用封存及其在电力行业的推广应用将最终用于大规模二氧化碳减排，以实现 2°C 温升情景——理想状况下将在 2030 年前实现商业运营。由于实现中国 2030 年的脱碳目标并未对 CCUS 提出强制要求，故无法保障未来将有高强度的政策支持以推动电力行业在现阶段小规模示范的基础上进一步发展。因此，国有电力企业对加大 CCUS 投资兴致缺乏，其更期望维持现有技术能力水平，为将来更严苛的气候政策出台做准备。

本研究的成本分析结果表明，若给予与其他低碳技术同等力度的政策支持，到 2025 年，中国电力企业将有望实现在近期新建大型高效煤电机组中运用 CCUS 技术的商业前景。2020 年起将全国碳排放权交易系统（ETS）应用于电力行业将为改造电厂创造商业价值奠定良好的基础，特别是在二氧化碳价格自 2020 年后稳步上涨的情况下。然而，根据本案例估算结果，收支平衡时二氧化碳价格需达到 200 元 / 吨（30 美元 / 吨），则仅利用该机制无法实现 CCUS 的部署目标。尤其对于早期商业项目来说，二氧化碳未来价格的不确定性同样为投资带来风险，且 CCUS 从 ETS 获利的切实机制尚未建立。保证电价是能够为装备 CCUS 的电厂带来融资收益的有效手段，理想情况下可在一定程度上与优先调度政策相结合，以确保 CCUS 电厂获得

比当前低负载未减排燃煤电厂更高的利用率。在二氧化碳价格达到 100 元 / 吨 (15 美元 / 吨) 且平均基准电价增加 25% 的理想条件下, 基准案例中的 CCUS 项目可实现盈利。这一电价仍远低于当前太阳能和风电发电电价 (>550 元 / 兆瓦时, 即 83 美元 / 兆瓦时)。这一可调度的低碳能源强大的竞争力进一步通过敏感性分析体现在 LCOE (其范围为 405~480 元 / 兆瓦时, 即 61~72 美元 / 兆瓦时) 上——与中国 2025 年太阳能和风电预期产能以及二氧化碳净减排成本 (其范围为 210~250 元 / 吨, 即 31~38 美元 / 吨) 相比。中国零售电价高于国际标准, 因此限制能源成本的增长十分重要, 对作为可调度低碳电力来源的 CCUS 改造电厂的支持应成为对实现可再生能源宏伟目标的有效补充。另外, 本案例中, 在二氧化碳价格预计增涨的情况下, 将 CCUS 投资改造推迟至 2030 年似乎有利可图。这进一步凸显了对诸如电价溢价等其他驱动因素的需求, 近期出台的对电力企业总排放强度的限值规定, 也会增加部署 CCUS 的紧迫性。

CO₂-EOR 的收益会为位于适宜地点的改造项目带来额外收益, 但是在需求有限且日益紧张的市场中, 与其它捕集源竞争时, 大型电厂将无法保证其销售量。随着部分 EOR 项目开始规划密相二氧化碳管线, EOR 行业可对 中国二氧化碳基础设施建设和封存专业知识积累起到重要作用 (主要对于国有石油企业及相关服务商而言)。将不断积累的专业知识用于专用封存基础设施的开发, 是深化 CCUS 部署的主要障碍, 也是未来项目投资不确定性的主要来源。因此, 建立健全二氧化碳封存监管机制, 为评估潜在封存地点提供强有力的财政支持, 以及开发有利于电力企业和封存地开发商互动的商业模式, 都将是政府制定政策方针的重要领域。

在当前中国燃煤电厂资本成本较低背景下, 当捕集电厂改造投资与电厂初建投资规模相当时, 也只能建成成本高但效率低的低碳电厂。本报告的

研究案例中，超超临界电厂具有较高的初始效率，这意味着其改造后的效率(34.8%)仍接近全球燃煤电厂的平均效率水平，同时也可最小化因捕集能耗引起的煤电成本损失。中国较高的燃料成本无论对经济可行性还是政策制定者对 CCUS 燃煤电厂的预期，都有着重要影响。较高的负载系数的预期也可抵消部分能耗成本。二氧化碳运输和封存成本以及捕集装置的资本是第二大成本要素，均面临未来的不确定性，但其不确定性也将随着 CCUS 的逐渐成熟而降低。本研究案例中，电厂较长的剩余生命周期将早期改造投资对平准化成本的影响降至最低。因此，该电厂可被视为电力行业适宜进行 CCUS 改造的“最佳案例”，但这并不意味着其在中国的燃煤电厂中不具代表性。中国的燃煤电厂中有着众多相似的超超临界电厂，总体规模在 0.58 亿千瓦以上，且到封存地的距离不超过 250 公里，这些电厂基本都是在过去十年中投产的。总装机容量共计 0.78 亿千瓦的 66 万千瓦级机组可实现相似的成本，且此类机组的可用产能将随着中国淘汰老旧、低效电厂进程的推进而不断增加。未来的政策规定可确保新建燃煤电厂进行“碳捕集预留”，即将其建在中国西部和北部适宜二氧化碳封存的临近区域，同时靠近国内煤炭资源所在地。快速增长的超高压电网技术应该有助于在远离沿海地区人口中心的地区实现这些发展。

中国近期新建的大型且具有相似规模的燃煤电厂是优化 CCUS 技术、通过大规模生产降低成本的理想发展平台。凭借“干中学”（从实践中学习）的快速部署模式，以及国内诸如超超临界燃煤电厂、太阳能光伏、风能等能源技术的成本降低，如果引入足够的政策激励机制，中国将有望在 2035 年前实现对大部分燃煤电厂的改造。如同其他能源技术的发展历程，相应的制造能力和专业技术可出口到其他煤炭消费大国，尤其是亚洲发展中经济体，并成为中国一个主要的发展产业。

随着中国 2050 年气候战略规划的出台以及电网中其他可再生能源脱碳价值的降低，对 CCUS 技术的需求将日益增加，且其将为维持可靠的电力供应提供重要的低碳、可调度电力来源。目前没有政治迹象表明过去十年中建设的大型高效燃煤机组将被永久关闭，这使得 2030 年后的脱碳选择进一步受限。即使将对 CCUS 的广泛部署推迟到 2030 年，中国仍亟需推进大型电厂示范项目并自 2020 年起开发二氧化碳运输和封存基础设施。因此，若想维持 CCUS 领域的进展，为电力行业部署 CCUS 创造有利的政策经济环境而制定适宜的政策激励机制，CCUS 需被尽快纳入中国“十四五”规划中。如本报告所述，要想使 CCUS 在电力行业的部署尽早进入商业化阶段，必要的政策支持可能最终将源自《巴黎协定》框架下中国宏伟减排目标的进一步强化。这一承诺可能伴随着中国在更新的 NDC 中明确提出大规模部署 CCUS 项目。

然而，如果没有来自国际社会的强烈信号以及其他国家和地区大规模部署 CCUS 计划的明显复苏，难以实现气候和 CCUS 政策的加速推进。尽管此前与中国的双边倡议基本上未能形成大规模的示范项目，但在部署 CCUS 时，国际合作仍是分享专业技术和应对非技术挑战经验的重要手段。在这一方面，外国政府和国际利益相关方可在推动中国燃煤电厂快速脱碳中发挥重要作用。

附录一：方法与数据源

该成本分析的第一部分根据净现值（NPV）评估 CCUS 改造投资决策。该方法确定了项目运营每年（n）现金流净现值（ C_n ）的总和，并根据公式对未来现金流进行贴现：

$$NPV = \sum_n \frac{C_n}{(1+WACC)^n}$$

其中 WACC（加权平均资本成本）即投资企业的加权平均资本成本。正 NPV 值表示该项目是一项可盈利的投资决策。

许多研究已估算了中国采用 CCUS 的新建或者改造燃煤电厂的相关成本，并基于不同假设条件形成了较为宽泛的成本范围（Zhao and others, 2008; Liang and others, 2010; Dave and others, 2011; Li and others, 2011; IEAGHG, 2011, 2018; Wu and others, 2013; Gibbins and others, 2013; ADB, 2015; IEA, 2016a; Hu and Zhai, 2017; Singh and others, 2018）。这些研究要么根据详细的工程研究对电厂设备进行成本估算，要么根据发电厂的实际投资数据，通常根据发电厂成本的比例估算碳捕集设备的成本。胡和翟二人提供了一份有价值的对中国 CCS 成本估算总结，并按照 2013 年美元汇率进行了调整（Hu and Zhai, 2017）。电厂资本成本通常在 600~700 美元/kW（4100~4800 元/kW）范围内，捕集装置的额外成本通常假定或计算为电厂成本的约 60%（Li and others, 2010; Wu and others, 2013）。ADB (2015)（新建）及 Gibbin 等 (2013)（改造）估算的捕集装置资本支出较小，约为电厂初始成本的 22%，而北京低碳清洁能源研究院在近期研究中发现附加成本高达 80%（Singh and others, 2018）。

本分析中的运营和资本成本数据大部分来自 IEAGHG (2018) 案例 8b, 其对于一个 100 万千瓦超超临界新建机组配备及未配备燃烧后捕集装置(二氧化碳捕集率为 90%) 分别进行了详细的工艺和成本分析。本研究中的捕获单元的数据由壳牌康索夫公司提供, 基于两台相当于 50 万千瓦的二氧化碳捕集和压缩设备。制造商对该设备的资本和运营成本细目保密。根据美国造价工程师协会 (AACE) 国际成本估算分类系统的四级标准, IEA GHG 研究确定其成本估算精度范围为 +35%/-15%。

在 IEA GHG 研究 (2018 年) 中, 该碳捕集装置和二氧化碳压缩机的资本成本只作为“电厂总成本”(TPC) 项目提供, 包括 EPC (工程设计、采购、施工) 成本和意外费用。在目前的研究中, 这一数额主要按照 IEAGHG (2018) 中的方法, 通过增加启动成本、周转资本、建设期利息以及业主成本转变成“总资本要求”(TCR), 但是在中国利益相关方的投入基础上, 业主成本会减少 5% 的电厂总成本。在改造案例中对该电厂本身做出的改动中, 另外增加了 2% 的电厂总成本 (TPC)。应当注意的是, 尽管在 IEA GHG 研究中捕集装置增加的成本比例相当具有代表性, 占电厂成本的 58%, 但是这几乎相当于直接通过国家能源集团获取的现有工程中使用的电厂成本 (Xu, 2018)。因此, 这一估算数据可能会代表适用于 2025 年保守型高成本情景, 随着制造商超越示范阶段, 碳捕集装置的资本成本会大幅下降。为了体现出潜在的成本削减, 还考虑了总资本下降 30% 时的较低成本情景。碳捕集装置的建设工作进行两年 (第一年资本支出占 30%, 第二年占 70%), 电厂的折旧计划超过 15 年, 而且假设碳捕集装置将会持续运营, 直到该电厂 40 年的生命周期结束时为止。

国家能源集团同时还为锦界电厂拟建的年捕集规模为 15 万吨二氧化碳的示范项目提供了 1.3083 亿元的资本成本, 根据幂律度尺度法则, 该项目

可以与本次研究中所用的碳捕集装置估算数据进行有效对比。在处理的二氧化碳增长大约 30 倍的基础上，其幂指数达到 0.95，再次表明 IEA GHG 研究中所采用的成本估算数据保守性地偏高（在升级设备成本中指数通常为 0.7~0.8）。

运营和维护成本可以分为固定成本和可变成本，可变成本包括人工、维护、保险和各种税费，以及燃料和各种试剂的费用。在 IEAGHG (2018) 中的案例 8b 中，10 名工人分别以 80,000 元 / 年（12,000 美元 / 年）的年薪被分配到碳捕集装置——此分析中，在与利益相关方协商的基础上，作为更加保守的估计假设碳捕集装置需要 20 位工人。根据电力行业的标准假设，额外的维护成本预计达到碳捕集装置总成本的 2%，其中一半是维护人工费用，另一半是材料费用。然后按照直接总人工成本的 50% 计算行政和管理的额外人工成本（包括相关的维护人工成本）。年度保险成本按照电厂总成本的 0.25% 计算，而财产税则按照该电厂净资产值的 0.8% 计算（这一数值最终会随着电厂的贬值而下降为零）。

诸如氢氧化钠（用于二氧化硫抛光处理）等捕集溶剂和其他化学品的附加成本由壳牌康索夫提供，连同每年的溶剂处理成本作为 IEAGHG (2018) 中的一项年度数据。这些成本（与 90% 的负载系数相关）按比例转换为当前研究中所采用的负载系数。二氧化碳运输和封存成本取决于电厂所在的位置，IEA (2016a) 以及 Dahowski (2013) 等研究给出的典型值范围为 5~15 美元 / 吨，具体取决于到封存地的距离以及封存地的条件。因此，该分析针对基准案例采用 10 美元 / 吨（66.7 元 / 吨），在较高成本的情景时采用 15 美元 / 吨。

碳捕集装置的能量损耗根据 IEA (2016a) 计算，假设捕集溶剂具有 240 万千焦 / 吨二氧化碳的再生热能，并采用“性能系数”因子 4 将其转换为该电厂的等效电力输出损失（IEA, 2016a）。该捕集过程中还会消耗 100 千瓦

时 / 吨二氧化碳用于二氧化碳压缩，以及 20 千瓦时 / 吨二氧化碳用于满足诸如溶剂泵送和引风机等其他辅助设备的电力要求。由此产生的能量损耗与 IEAGHG (2018) 得出的数值非常接近。对于净现值分析，根据国家能源集团燃煤电厂 2018 年上半年平均电价 (311 元 /MWh (47 美元 /MWh))，电力输出中的这一损失将转换为收入损失。

为了努力平衡与碳捕集装置相关的成本并且使改造项目达到正的净现值，引入了一系列潜在的以政策为基础的 CCUS 激励措施，并在所需范围内变化。在图 05 所示的预测中，全国碳排放交易体系中的基准二氧化碳价格设定为 100 人民币元 / 吨 (15 美元 / 吨)，该价格同时也符合国际能源署《2017 年世界能源展望》中给出的碳价设想。通过向 EOR 运营商销售的方式还可以使二氧化碳获得更多的价值；然而，考虑到电厂将会与诸如化工厂等其他碳捕捉来源进行竞争这一事实，该数值被设定为 30 美元 / 吨 (200 元 / 吨)，即此类来源可达到的典型碳捕集成本，此值并不比目前中国能够使 EOR 盈利的二氧化碳价格高出太多 (Wei and others, 2015)。随后的分析中考虑了销售给 EOR 的二氧化碳比例的变化。同时还考虑了 CCUS 电厂“低碳溢价”电价的潜在益处以及可以通过优先调度延长的运营时间。改造后发电厂的基准负载系数设定为 0.75，此时假设针对低碳型电厂进行一定程度的优先调度，下限为 0.57，此值基于国家能源集团百万千瓦级机组 2018 年上半年的平均负载系数。

基准情景考虑了中国电厂项目的典型项目融资参数，加权平均资本成本为 5.52%。由于 CCUS 改造风险更高，为了表示出需要更大比例股权的可能性，考虑了较高的 WACC 情景，即 8%。

除了净现值分析之外，在英国政府及其他机构采用的净现值法基础上，计算出了非改造案例情景和改造案例情景的平准化度电成本 (LCOE) (Mott MacDonald, 2010)。这一方法使用电力项目全部现金流的净现值 (包括资

本成本)除以发电量的净现值,根据以下公式警醒计算(其中 n 表示每一个运营年份):

$$\text{LCOE} = \sum_n \frac{\text{总成本的NPV}}{\text{发电量NPV}}$$

$$\text{总成本的NPV} = \sum_n \frac{\text{资本成本和可变运营成本}}{(1+\text{WACC})^n}$$

$$\text{发电量NPV} = \sum_n \frac{\text{净发电量}}{(1+\text{WACC})^n}$$

适用于典型 100 万千瓦超超临界机组的成本数据均来自国家能源集团,其中包括资本成本(以两台 100 万千瓦机组标准投资额的一半为基础)、劳动力成本(以 115 位全职员工为基础)以及试剂成本(石灰石、氨和补给水)(Xu, 2018)。根据 2018 年 CCI 5500 现货价格指数的平均价格,初始煤炭成本设定为 570 元/吨(86 美元/吨),这反映了渤海三个港口 5500 千卡/千克煤炭的现货价格水平(Sxcoal, 2018)。根据国际能源署《世界能量展望》(IEA, 2017b)针对中国沿海煤炭的成本预测,到 2035 年线性增长至 627 元/吨(94 美元/吨),并且在电厂生命周期的剩余时间里保持这一数值。在敏感性分析中,较低成本情景将煤炭成本保持在 570 元/吨(86 美元/吨),而较高成本情景到 2035 年将这一成本线性增长至 690 元/吨(104 美元/吨)。根据 IEAGHG 关于改造成本研究的假设条件,如果属于改造电厂,则不考虑电厂本身的资本成本,因为它被视为一项不会影响到未来商业决策的“沉没”成本(IEAGHG, 2011)。全部成本都以 2016 年的人民币汇率为单位,必要时可以采用 2018 年第三季度的平均汇率进行换算。表 3(在第三章第一节中)和表 4 中汇总了案例研究的经济和技术参数。

捕集情景和非捕集情景之间的 LCOE（平准化度电成本）差值用于确定二氧化碳捕集成本以及二氧化碳净减排成本，根据以下公式计算：

$$\text{二氧化碳捕集成本} = \frac{\text{采用CCUS的LCOE} - \text{未采用CCUS的LCOE}}{\text{已捕集的二氧化碳}}$$

$$\text{二氧化碳净减排成本} = \frac{\text{采用CCUS的LCOE} - \text{未采用CCUS的LCOE}}{\text{未采用CCUS的二氧化碳排放因子} - \text{采用CCUS的二氧化碳排放因子}}$$

表 4 基准成本和财务参数

资本成本参数	
电厂资本要求（百万元人民币）	4206.9
碳捕集装置资本要求（百万元人民币）	4121.1
折旧计划表（年数）	15
负债比	0.8
利率	4.9%
股本收益率	8%
WACC（加权平均资本成本）	5.52%
电厂生命周期（年数）	40
税率	25%
固定运营成本	
工人工资（元 / 年）	80000
工厂工人数量	115
碳捕集装置工人数量	20
维护	2%（1% 用于材料，1% 用于维护人工）
经常性开支和行政管理人工乘数	直接和维护人工总成本的 50%
保险	0.25%
财产税	0.8%

续表

可变运营成本	
煤炭（元 / 吨）	从 570 上涨到 2035 年的 627
石灰石（元 / 吨）	155.46
氨（元 / 吨）	2090.1
补给水（元 / 吨）	4.5 和 2.99（以不同的比例）
捕集溶剂（元 / 吨二氧化碳）	12.8
捕集溶剂处理（元 / 吨二氧化碳）	1.43
二氧化碳运输和封存（元 / 吨）	66.7
其他基准参数	
批发电价（元 / MWh）	311
未采用 CCUS 的负载系数	0.57
采用 CCUS 的负载系数	0.75
碳排放交易体系中的二氧化碳价格（元 / 吨）	100
适用于 EOR 的二氧化碳价格（元 / 吨）	200

附录二

CCUS 改造技术以及“捕集预留”

目前总共只有两个大型的燃煤电厂 CCUS 项目正在运行——这两个项目均为改造项目，而且都采用以胺基溶剂为基础的燃烧后捕集技术从烟气中捕集二氧化碳。在萨斯喀电力集团位于加拿大的 12 万千瓦（未采用捕集技术时可达 16 万千瓦）边界大坝 3 号机组上使用的二氧化碳捕集装置于 2014 年投入使用，该装置由壳牌康索夫设计（IEAGHG, 2015）。在这之后，美国 NRG 能源公司于 2017 年初在得克萨斯州 WA Parish 电厂中实施了佩特拉诺瓦项目，该项目采用三菱重工（MHI）KS-1 溶剂技术处理相当于 24 万千瓦的烟道气（McMahon, 2016）。还有类似的煤电改造项目在取消之前已经进入了可行性研究或者 FEED（工程前端设计）阶段，包括荷兰的 ROAD 项目（采用美国福陆公司的技术）、美国 Mountaineer（登山家）项目（阿尔斯通技术）以及英国的朗甘尼特（Longannet）项目（采用阿克清洁碳公司的技术）。尽管作为 CCUS 改造方案的富氧燃烧碳捕集技术进入了高级发展阶段（尤其对于澳大利亚的 100 兆瓦卡利德富氧燃烧项目和美国已经取消的 FutureGen（未来发电）2.0 项目），但使用胺类的溶剂燃烧后捕集技术已经成为了目前燃煤改造项目的首选，数家技术供应商都可以为大型碳捕集装置提供商业保障。在这一工艺中，冷却后的烟道气通过吸收塔，吸收塔里有能够吸收二氧化碳的胺基溶剂。然后富二氧化碳溶剂被输送到解吸塔里，蒸汽加热后解吸释放出纯二氧化碳，经后续冷却和压缩后供利用。按照通常的设想，这种蒸汽将通过电厂的中压（IP）和低压（LP）涡轮机之间连通管

的接头抽取。边界大坝 3 号机组正是采用了这种方式，它对来自连通管的蒸汽进行不受控提取，但是由于事实上在改造时用针对碳捕集装置一体化优化的蒸汽循环取代原涡轮机，所以已经从中得到改善。与之不同，佩特拉诺瓦项目非常值得注意，它采用一台单独的燃气轮机向碳捕集装置提供蒸汽，同时为碳捕集装置和二氧化碳压缩机的各种泵体、风扇以及其他的配套设备供电。低压涡轮机的蒸汽流损失以及二氧化碳压缩所需要的电力损失，即这一捕集工艺的主要能量损耗，根据估算会使电厂效率损失 8~10%。通过完善溶剂设计以及进一步电厂热集成预计可进一步减少目前的效率损失。

对现有大部分燃煤电厂进行 CCUS 改造从技术角度来说可行的，但是相对于新建项目而言，改造项目还需要在许多方面进行特别考虑。这些考虑事宜包括电厂的空间可用性、额外冷却功率的提供，以及如何在尽量不干扰现有蒸汽循环或者尽量减少效率损失的情况下，以最好的方式对电厂和碳捕集装置进行热力系统集成。有些改造项目也可能是为了保持一定的灵活性，从而能够在采用或者不采用捕集技术（或者按照中等捕集水平），或者采用具有不同热特性的捕集溶剂的情况下进行操作。用于在适合溶剂再生的温度和压力条件下，从现有蒸汽循环中提汽的各种方案都已经得到确认，其效率损失可能不会超过针对 CCUS 专门建造电厂的效率损失（Lucquiaud and Gibbins, 2011; Gibbins and others, 2013）。由于中压 - 低压连通管的蒸汽压力通常都大于溶剂再生所需要的蒸汽压力，所以为了在降低压力的同时回收部分能量，数种设计都已经运用了背压式汽轮机（Lucquiaud and Gibbins, 2011; NETL, 2015; Singh and others, 2018）。或者，可以引入阀门对蒸汽进行节流，但是这样做会造成更大的能量损失。为了在尽量减少效率损失的情况下降低出口压力，可对中压汽轮机增加其他的工艺阶段，同时避免由于压力减少而对现有的汽轮机叶片装置产生过度的压力。在针对加拿

大 30 万千瓦尚德电厂改造项目开展的详细设计研究中已经运用了该方法，该项研究是由国际 CCS 知识中心在边界大坝 3 号机组的基础上，采用三菱重工捕集技术完成 (Bruce and others, 2018)。为了在较低的电厂负载系数条件下达到较高的捕集率，同时也对这种设计进行了优化。

碳捕集装置可以有若干方法与电厂的蒸汽循环进行热集成。特别地，通过排出汽提塔的二氧化碳所回收的热量可用于电厂的冷凝液加热，从而取代从低压汽轮机中提汽并且减少能源损失。从溶剂再生用连通管中提出的蒸汽也可以首先通过一个换热器回收过热用于给水加热 (图 10) (Gibbins and others, 2013; IEAGHG, 2018)。

由于最大的应用 CCUS 的煤电厂为 240 兆瓦 (Petra Nova)，要应用于本研究中所考虑的大型发电厂还需对该技术进行升级。三菱重工已经提出对佩特拉诺瓦项目中所使用的矩形吸收塔进行直接的模块化升级 (即增大横截面积而不是高度) (Yonekawa, 2017)。壳牌康索夫根据在 IEAGHG (2018) 所述的 100 万千瓦燃煤电厂的两个 50 万千瓦等效吸收塔系的基础上提出了一种设计，但是在为英国政府最近做出的成本分析中，又针对 100 万千瓦燃煤电厂提出了单系吸收塔的建议 (Wood, 2018)。

改造现有电厂的潜在阻碍已经产生了“捕集预留”这一概念，它可以评估电厂能够进行改造的难易度，而且旨在鼓励新的燃煤电厂具备碳捕集预留性。捕集预留标准可以包括确保能够为捕集装置提供空间、与适宜封存场地距离较近和能够获取水源，同时易于实现蒸汽抽取 (IEAGHG, 2007)。部分国家，其中包括英国和加拿大，都将捕集预留作为新建化石燃料电厂的监管要求，但是实际上这些国家都已经停止新建任何类型的燃煤电厂。中英 (广东) CCUS 中心已经制定出中国的捕集预留标准，并且已经运用在华润电力海丰电厂的机组设计中。亚洲开发银行的 CCUS 路线图建议新燃煤电厂提

出捕集预留条件的监管要求，但是电力企业目前仅仅是鼓励在电厂设计中实施这些标准。据估算，未来改造工作允许做出的蒸汽循环改造应当达到电厂总成本的 0.5~3%（具体取决于设想改造项目的复杂程度）（Gibbins and others, 2013）。

一份针对中国 100 多家大型电厂在位置、空间、效率以及污染物控制基础上的改造适宜性的初步评估发现：仅有 19 % 的电厂具有较大的改造潜力（李及其他人，2011 年）。另一方面，国际能源署在诸如封存场地邻近性、厂龄以及污染物控制等因素基础上对 5.6 亿千瓦燃煤发电机组的分析表明：有 3.1 亿千瓦（55%）适合进行改造（未考虑可用空间）（IEA, 2016a）。

参考文献

亚洲开发银行（2015 年）《中华人民共和国碳捕集与封存示范部署路线图》。菲律宾马尼拉，亚洲开发银行，88 页（2015 年 11 月）

英国能源和工业战略部（2017 年）《电力市场改革：差价合约》。英国伦敦，商业、能源和工业战略部。获取地址：<https://www.gov.uk/government/collections/electricity-market-reform-contracts-for-difference>（2017 年 2 月 8 日）

英国石油公司（2018 年）《英国石油公司世界能源统计年鉴》。英国伦敦
英国石油公司（2018 年）

布鲁斯·C、雅各布斯·B、Giannaris S、Janowczyk D、Srisang W（2018 年）
《萨斯喀电力集团尚德发电站燃烧后二氧化碳捕集改造：二代捕集装置资本和运营成本削减》。第 14 届温室效应气体技术国际会议上发表的演讲，澳大利亚墨尔本，2018 年 10 月 21 日 25 日（2018 年）

中美清洁能源联合研究中心清洁煤技术联盟（2016 年）《中美清洁能源联合研究中心清洁煤技术联盟重大研究成果》。中美清洁能源联合研究中心，7 页（2016 年 12 月）

中国 - 欧盟在 CCUS 范围内的合作行动（COACH）（2011 年）《COACH 最终活动报告》。比利时布鲁塞尔，欧洲委员会，20 页（2011 年）

美国煤炭利用研究协会（2018）《2018 年 2 月 45Q 碳封存税收抵免改革》。美国华盛顿特区，碳利用研究委员会，2 页（2018 年 2 月）

碳收集领导者论坛 (2018 年) 沙特阿拉伯。获取地址: <https://www.cslforum.org/cslf/Members/Saudi-Arabia> (访问于 2018 年 9 月)

Dahowski R T、戴维森·C·L、李·X·C、魏·N (2012 年) 《适用于中国工业和电力行业的 70 美元 / 吨二氧化碳温室效应气体减排保障: CCS 综合成本曲线见解》, 《国际温室气体控制杂志》; 11; 第 73-85 页 (2012 页)

Dahowski R T、戴维森·C·L、李·X·C、魏·N (2013 年) 《运用 CCS 综合成本曲线考核 CCS 部署潜力》, Energy Procedia: 37; 第 2487-2494 页 (2013 年)

戴维·N、Do T、波尔弗里曼·D、费龙·P·H·M、徐·S、高·S、刘·L (2011 年) 《中国和澳大利亚燃煤电厂二氧化碳燃烧后捕集: 一种基于成本比较之上的经验》。Energy Procedia; 4; 第 1869-1877 页 (2011 年)

迪普伊·M (2018 年) 《中国煤炭新市场背后悄然的电力市场转变》。EnergyPost.eu. 获取地址: <http://energypost.eu/the-silent-power-market-transformation-behind-the-new-carbon-market-in-china/> (2018 年 1 月 11 日)

欧洲委员会 (2017 年) 《中欧煤炭利用近零排放》。比利时布鲁塞尔, 欧洲委员会。获取地址: https://ec.europa.eu/clima/dossiers/nzec_en (访问于 2017 年 7 月)

埃德加 (2017 年) 《全球大气研究专用排放量数据库》。比利时布鲁塞尔, 欧洲委员会。获取地址: <http://edgar.jrc.ec.europa.eu/overview.php?v=CO2andGHG1970-2016&dst=GHGpc> (访问于 2018 年 9 月)

能源新闻直播间网站 (2017 年) 《中国碳捕集装置进入建筑行业》, 能源新闻直播间。获取地址: <http://www.energylivenews.com/2017/03/30/chinese-carbon-capture-plant-enters-construction/> (2017 年 3 月 30 日)

环境分析师网站 (2018 年) 《中国国家生态环境部揭牌》。环境分析师网站。获取地址: <https://environment-analyst.com/66021/china-unveils-ministry-of-ecology-and-environment>, 1 页 (2018 年)

Fan·J-L、许·M、Li·F、杨·L、Zhang·X (2018 年) 《中国燃煤电厂碳捕集与封存 (CCS) 改造潜力: 技术封锁与成本优化前景》, 《应用能源》; 229; 第 326-334 页 (2018 年)

高 (2017 年) 《中国 CCS 示范的经验与教训》。第 4 届燃烧后捕集大会上发表的演讲, 美国阿拉巴马州伯明翰市, 2017 年 9 月 5-8 日, 53 页 (2017 年)

高·W (2018 年) 《中国 2017 年电力消费上涨 6.6%》, 国家能源局, [sxcoal.com](http://www.sxcoal.com)。获取地址: <http://www.sxcoal.com/news/4567574/info/en> (2018 年 1 月 22 日)

高·L、方·M、李·H、赫特兰·J (2011 年) 《二氧化碳运输成本分析: 中国案例研究》, *Energy Procedia*, 4, 第 5974-5981 页 (2011 年)

高·R (2018 年) 《延长全流程 CCUS 项目进度与展望》。亚洲开发银行在中国 CCUS 研讨会上发表的演讲, 2018 年 9 月 1-2 日, 中国西安, 37 页 (2018 年)

GCCSI (GCCSI) (2014 年 A 刊) 《中国著名 CCS 设计》, 《GCCSI 洞察力》。获取地址: <https://www.globalccsinstitute.com/insights/authors/TonyZhang/2014/11/26/notable-ccs-projects-china> (2014 年 11 月 26 日)

GCCSI (GCCSI) (2014 年 B 刊) 《中国石化胜利油油 GCCSI 试点项目》。中国北京, 全球碳捕集与封存研究所, 1 页 (2014 年 11 月)

GCCSI (GCCSI) (2016 年 A 刊) 《中国湖北投运富氧燃烧技术电厂里程碑》。《GCCSI 洞察力》。获取地址: <https://www.globalccsinstitute.com/insights/>

authors//2016/05/05/milestone-oxyfuel-plant-going-operation-hubei-china
(2016 年 5 月 5 日)

GCCSI (GCCSI) (2016 年 B 刊) 《中国石化中原 CCUS 试点项目》。中国北京，
全球碳捕集与封存研究所，1 页 (2016 年 2 月)

GCCSI (GCCSI) (2017 年) 《全球 CCS 状态: 2017 年》。澳大利亚墨尔本，
全球碳捕集与封存研究所 (2017 年)

GCCSI (GCCSI) (2018 年 A 刊) 《大型 CCS 设施》。全球碳捕集与封存研
究所。获取地址: <https://www.globalccsinstitute.com/projects/large-scale-ccs-projects> (访问于 2018 年 9 月)

GCCSI (GCCSI) (2018 年 B 刊) 《中国经济脱碳过程中的碳捕集与封存》。
全球碳捕集与封存研究所。获取地址: <https://www.globalccsinstitute.com/insights/authors/GlobalCCS%20Institute/2018/06/05/carbon-capture-and-storage-de-carbonising-chinese-economy> (2018 年 6 月 5 日)

GCCSI (GCCSI) (2018 年 C 刊) 《调整步伐》。全球碳捕集与封存研究所。
获取地址: <https://www.globalccsinstitute.com/news/institute-updates/setting-pace-china-establishes-world-s-18th-large-scale-ccs-facility>

吉宾斯·J、Lucquiaud·M、梁·X、赖纳·D、李·J (2013 年) 《中国广东省
适合 CCS 就绪电厂的技术经济及商业机会》。中国广东省 CCS 就绪的可行性
研究。最终报告: 第 4 部分, 67 页 (2013 年)

吉尔摩·T、博纳维尔·A、沙利文·C、凯利·M、Appriou A 及其他人 (2018 年)
《FutureGen (未来发电) 2.0 碳封存现场的特性化与设计》。《国际温室
气体控制杂志》; 54; 第 1-10 页 (2018 年)

全球风能理事会 (2018 年) 《中国电力市场改革》。GWEC (全球风能理事会) 时事通讯。获取地址: <http://gwec.net/chinas-electricity-market-reform/> (2018 年)

德索普·W、阿哈默德·S (2017 年) 《海上二氧化碳运输和封存政策创新》, Energy Procedia; 114; 第 7540-7549 页 (2017 年)

Göß S (2016 年) 《中国直接电力交易中心蓬勃兴起》。能源智库股份有限公司。获取地址: <https://blog.energybrainpool.com/en/surge-of-direct-electricity-trading-centers-in-china/>, 1 页 (2016 年 6 月 10 日)

Göß S (2017 年) 《中国电力市场改革: 省级现货市场最新情况》。能源智库股份有限公司。获取地址: <https://blog.energybrainpool.com/en/power-market-reform-china-update-on-provincial-spot-markets/>, 1 页 (2017 年 7 月 25 日)

格林·F、斯特恩·N (2015 年) 《中国“新常态”: 结构变化、发展更好以及峰值排放量》。英国伦敦, 格兰瑟姆气候变化与环境研究所, 64 页 (2015 年)

古·Y (2013 年) 《中国碳捕集与封存政策》。气候变化法律中心白皮书。美国纽约哥伦比亚大学法学院, 22 页 (2013 年 10 月)

何·J (2018 年) 《国家能源集团与经济的低碳转变》。亚洲开发银行关于中国 CCUS 研讨会上发表的演讲, 中国西安, 2018 年 9 月 1-2 日, 20 页 (2018 年)

赫尔佐格 (2016 年) 《CCS 示范和大型试点项目的经验教训》。美国马萨诸塞州坎布里奇, 麻省理工学院, 46 页 (2016 年 5 月)

希尔·B (2017) 《中国二氧化碳 EOR/CCUS 项目》。二氧化碳大会上发表的演讲, 美国得克萨斯州米德兰, 2017 年 12 月 4 日, 30 页 (2017 年)

霍勒·S、Viebahn P (2016 年) 《制定各种封存方案以应对中国二氧化碳封存能力的不确定性》，《能源政策》，89；第 64-73 页 (2016 年)

霍克·L、霍恩比·L (2018 年) 《中国太阳能所需规模》，《金融时报》，1 页 (2018 年 6 月 8 日)

霍恩比·L、张·A、庞·J (2018 年) 《中国虚假数据掩盖经济复苏》。《金融时报》，1 页 (2018 年 1 月 16 日)

豪泽·T、马斯特斯·P (2018 年) 《2017 年国家能源集团掠影》。荣鼎咨询公司。获取地址：<https://rhg.com/research/china-energy-snapshot-2017/>，1 页 (2018 年 1 月 25 日)

胡·B、翟·H (2017 年) 《中国燃煤电厂的碳捕集与封存成本》。《国际温室气体控制杂志》；65；第 23-31 页 (2017)

华能集团 (2017 年) 《2017 年燃煤电厂电价数据》。中国北京，中国华能集团 (2017 年)

中国华能集团清洁能源技术研究院有限公司 (2018 年) 《个人通信》。中国北京，华能清洁能源研究院 (2018 年 8 月)

《烃加工》(2017 年) 《延长石油大型 CCUS 设施进入中国的建筑行业》。《烃加工》获取地址：<https://www.hydrocarbonprocessing.com/news/2017/03/yanchang-petroleum-s-large-scale-ccus-facility-enters-construction-in-china> (2017 年 3 月份)

国际能源署 (2016 年 A 刊) 《中国现有燃煤电厂装备碳捕集与封存技术的潜力》。法国巴黎，国际能源署，100 页 (2016 年)

国际能源署 (2016 年 B 刊) 《碳捕集与封存二十年——加快未来的部署步伐》。

法国巴黎，国际能源署，115 页（2016 年 11 月）

国际能源署（2017 年 A 刊）《2017 年能源技术前景》。法国巴黎，国际能源署，443 页（2017 年 6 月）

国际能源署（2017 年 B 刊）《2017 年世界能量展望》。法国巴黎，国际能源署，783 页（2017 年 11 月）

国际能源署洁净煤中心（2015 年）《中国排放标准》。英国伦敦，国际能源署洁净煤中心，8 页（2015 年 10 月）

国际能源署洁净煤中心（2018 年）《燃煤电厂成本评估》（内部研究）。英国伦敦，国际能源署洁净煤中心，（2018 年 8 月）

国际能源署温室气体研究与开发计划机构（2007 年）《二氧化碳就绪电厂》。2007 年 4 月。英国切尔特南，国际能源署温室效应气体研究与开发计划（2007 年）

国际能源署温室气体研究与开发计划机构（2011 年）《现有电厂的捕集改造》。2011 年 /2 月。英国切尔特南，国际能源署温室效应气体研究与开发计划（2011 年 5 月）

国际能源署温室气体研究与开发计划机构（2014 年）《燃煤电厂及水力电厂的二氧化碳捕集》。2014 年 /3 月。英国切尔特南，国际能源署温室效应气体研究与开发计划（2014 年 5 月）

国际能源署温室气体研究与开发计划机构（2015 年）《萨斯喀电力集团边界大坝发电站的一体化碳捕集与封存项目》。2015 年 /6 月。英国切尔特南，国际能源署温室效应气体研究与开发计划（2015 年 8 月）

国际能源署温室气体研究与开发计划机构（2018 年）《电厂位置对二氧化

碳捕集成本的影响》。英国切尔特南，国际能源署温室效应气体研究与开发计划（2018年）

政府间气候变化专门委员会（2014年）《2014年气候变化：缓解气候变化》。瑞士日内瓦，政府间气候变化专门委员会，vp（2014年）

政府间气候变化专门委员会（2018年）《全球性变暖升 1.5°C》。《决策者摘要》。瑞士日内瓦，政府间气候变化专门委员会，34 页（2018年 10月）

Jaccard M、图·J（2011年）《表现出一定热情，但却不多：中国碳捕集与封存前景》，《全球环境变化》；21；第 402-412 页（2011年）

乐·R（2018年）《中国热能煤需求可能会增长 1.4 亿吨，推升沿煤炭市场：报告》。标准普尔全球。获取地址：<https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/coal/082318-chinas-thermal-coal-demand-may-rise-140-mil-mt-pushing-up-seaborne-coal-market-report>（2018年 8月）

雷·N、陈·L、孙·C、陶·Y（2018年）《中国电力市场打造：政治经济学角度的政策选择》，可持续性；10；第 1481-1496（2018年）

雷·N、陈·L、孙·C、陶·Y（2018年）《中国电力市场打造：政治经济学角度的政策选择》，可持续性；10 (1481)；15 页（2018年）

李·W（2017年 A 刊）《中国二次再热技术开发与前景》。第三次超超临界高级研讨会上发表的演讲，意大利罗马，2017年 12月 13-14日，21 页（2017年）

李·J（2017年 B 刊）《个人通信》。英国爱丁堡，中英（广东）CCUS 中心（2017年 2月）

李·W（2018年 A 刊）《个人通信》。中国北京电力规划设计总院（2018年 9月）

李·Q（2018年 B 刊）《个人通信》。中国北京，敦华石油（2018年 8月）

李·J、梁·X、科克里尔·T (2011年) 《通过“CCS (碳捕集与封存) 就绪枢纽做好碳捕集与封存准备”：中国广东省深圳市案例研究》，《能源》；36；第 5916-5024 页 (2011年)

李·J、梁·X (2017年) 《中国电厂的捕集预留情况》。英国碳捕集与封存研究中心一年两次会议上发表的演讲，英国伦敦，2017年4月12日，26页 (2017年)

李·J、梁·X、王·L、贾·Z (2018年) 《华润碳捕集试验平台研究对碳捕集机组兼容性设计的影响》。第14届温室效应气体技术国际会议上发表的演讲，澳大利亚墨尔本，2018年10月21日25日 (2018年)

梁·X、赖纳·D、吉宾斯·J、李·J (2010年) 《通过发布捕集方案做好碳捕集与封存准备》。《环境与规划》A刊，42；第 1286-1307 页 (2010年)

梁·X、赵·H、裴·X (2014年) 《中国大型富煤燃煤二氧化碳捕集电厂融资与管理风险中的技术问题》，Energy Procedia；63；第 7234-7241 页 (2014年)。

梁·X (2018年) 《个人通信》。英国伦敦，中英 (广东) CCUS 中心 (2018年)

刘·H·J、沃尔·P、李·Q、苟·Y、侯·Z (2017年) 《CCUS 技术的全球现状及其在中国的发展与挑战》，Geofluids 杂志；6126505，25 页 (2017年)

刘·H (2018年) 《个人通信》。澳大利亚墨尔本，全球碳捕集与封存研究所 (2018年10月)

洛克伍德 (2017年) 《通过国际协作克服碳捕集与封存难题》。洁净煤中心 /284。英国伦敦，国际能源署洁净煤中心，91 页 (2017年)

Lucquiaud 和吉宾斯 (2011年) 《燃煤电厂的高效燃烧后二氧化碳捕集改造与二氧化碳减排成本对基准电厂效率的不灵敏性》，《国际温室气体控制杂志》；5；第 427-438 页 (2011年)。

卢皮昂·M、赫尔佐格·H·Z (2013 年) 《NER300: 试图在欧洲保障 CCS 项目得到的经验教训》, 《国际温室气体控制杂志》; 19; 第 19-25 页 (2013 年)

马·J (2017 年) 《中国 CCUS 进展与部署》。第七届碳收集领导者论坛部长级会议上发表的演讲, 阿拉伯联合酋长国阿布扎比, 2017 年 12 月 3-7 日, 29 页 (2017 年)

马·X (2018 年) 《个人通信》。中国北京, 全球碳捕集与封存研究所, (2018 年)

Marusson N、Haszeldine S (2010 年) 《化石燃料电厂“捕集预留”法规——以未来技术前景断定英国的碳排放量》。《能源政策》; 38; 第 6695-6702 页 (2010 年)

麦科伊·S (2014 年) 《碳捕集与封存和监管审查》。第 4 版。法国巴黎, 国际能源署, 88 页 (2014 年)

麦格拉思·M (2018 年) 《中国燃煤电厂建设热潮引发气候预警》, 英国广播公司。获取地址: <https://www.bbc.co.uk/news/science-environment-45640706> (2018 年 9 月 26 日)

麦克马洪·T (2016 年) 《佩特拉诺瓦项目碳捕集与封存项目建设最新情况》。能源、公共设施与环境大会上发表的演讲, 美国圣地亚哥, 2016 年 2 月 5 日, 23 页 (2016 年)

Métivier C、波斯蒂奇·S、阿尔贝罗拉·E、文纳可塔·M (2017 年) 《2017 年碳价全球掠影》。法国巴黎, 国际经济研究所, 5 页 (2017 年)

明·Z、惜梅·L、那·L、宋·X (2013 年) 《中国可再生能源价格政策概述: 演变、实施、问题及对策》, 《可再生与可持续能源评论》; 25; 第 260-271 页 (2013 年)

国家科学技术部（2011年）《中国CCUS技术路线图》。中国北京，国家科学技术部（2011年）

莫特·麦克唐纳（2010年）《英国发电成本最新信息》。英国布赖顿，莫特·麦克唐纳，117页（2010年6月）

牟·D（2014年）《从燃煤差距的角度理解中国的电力市场改革》，《能源政策》；74；第224-234页（2014年）

国家发展与改革委员会（2007年A刊）《关于加快关停小型热电机组的看法》。中国北京，国家发展与改革委员会（2007年）

国家发展与改革委员会（2007年B刊）《关于为推动关停小型热机组而降低电价的通知》。中国北京，国家发展与改革委员会（2007年）

国家发展与改革委员会（2013年）《国家发展与改革委员会（NDRC）关于推动碳捕集、利用和封存试点与示范的通知》。中国北京，国家发展与改革委员会。英文译本可以通过以下方式获取：<https://www.globalccsinstitute.com/publications/notice-national-development-and-reform-commission-ndrc-promoting-carbon-capture>，6页（2013年）

国家发展与改革委员会（2014年）《煤电节能减排升级与改造行动计划》。中国北京，国家发展与改革委员会。（2014年）

国家发展与改革委员会（2015年）《国家自主贡献方案》（INDC）。中国北京，中国国家发展与改革委员会。可以提供：36页（2016年）

国家发展与改革委员会（2016年A刊）《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》。中国北京，国家发展与改革委员会。英文译本可以通过以下方式获取：<http://en.ndrc.gov.cn/newsrelease/201612/>

P020161207645765233498.pdf. 中国共产党中央委员会编译局, 219 页 (2016 年)

国家发展与改革委员会 (2016 年 B 刊) 《中华人民共和国电力发展第十三个五年规划》。中国北京, 国家发展与改革委员会。英文摘要可以通过以下方式获取: <https://policy.asiapacificenergy.org/node/3005> (2016 年)

国家发展与改革委员会 (2017 年 A 刊) 《关于推进供给侧结构性改革 防范化解煤电产能过剩风险的意见》。中国北京, 国家发展与改革委员会。获取地址: http://www.nea.gov.cn/2017-08/14/c_136525062.htm (2017 年)

国家发展与改革委员会 (2017 年 B 刊) 《全国碳排放权交易市场建设方案(发电行业)》。国家发展与改革委员会通报。中国北京, 国家发展与改革委员会 (2017 年)

国家发展与改革委员会 (2017 年 C 刊) 《全国碳排放权交易市场建设方案(发电行业)》。中国北京, 国家发展与改革委员会 (2017 年 12 月)

国家发展与改革委员会 (2017 年 D 刊) 《关于有序放开发用电计划的通知》。中国北京, 国家发展与改革委员会。获取地址: http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201704/t20170410_843769.html (2017 年)

国家发展与改革委员会 (2017 年 E 刊) 《中国解决气候变化的政策和行动》。中国北京, 国家发展与改革委员会。获取地址: <http://en.ndrc.gov.cn/newsrelease/201711/P020171108521968689324.pdf>, 72 页 (2017 年 10 月)

国家能源局 (2016 年) 《中华人民共和国能源发展第十三个五年规划》。中国北京, 国家能源局。英文摘要可以通过以下方式获取: <https://policy.asiapacificenergy.org/node/2918>, 47 页 (2016 年)

国家能源局（2017年）《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》。中国北京，国家能源局。获取地址：<https://chinaenergyportal.org/en/notice-carrying-electricity-spot-market-pilot-projects/>（2017年）

国家能源技术实验室（2015年）《化石能源装置的成本和性能基准。第1a卷：烟煤（PC）和天然气发电》。能源部 / 国家能源技术实验室 -2015/1723。美国宾夕法尼亚州匹兹堡，国家能源技术实验室，240页（2015年7月6日）

NZEC（2009年）《中欧煤炭利用近零排放》。总结报告。煤炭利用近零排放项目，50页（2009年11月3日）

《奥巴马白宫档案》（2015年）《中美元首关于气候变化的联合声明》。获取地址：<https://obamawhitehouse.archives.gov/the-press-office/2015/09/25/us-china-joint-presidential-statement-climate-change> 1页（2015年）

奥斯勒（2016年）《艾伯塔煤炭和温室效应气体立法》。奥斯勒、霍斯金和哈考特。获取地址：<https://www.osler.com/en/resources/regulations/2015/carbon-ghg/carbon-and-greenhouse-gas-legislation-in-alberta>，1页（2016年12月29日）

普氏能源资讯（2018年）《全球电厂数据库》。2018年6月更新。英国伦敦，标准普尔全球，普氏能源资讯（2018年6月）

波利特·M·G、杨·C·H、陈·H（2017年）《中国电力供应领域改革：国际经验总结》。英国能源政策研究中心（EPRG）工作文件工作文件1704。英国剑桥，英国能源政策研究中心，70页（2017年3月）

波尔森（2017年）《首个洁净煤电厂有望结束燃煤历史》，布卢姆堡。获取地址：<https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-06-21/a-first-of-its-kind-clean-coal-plant-may-end-up-burning-no-coal>（2017年6月21日）

里德·A (2017 年) 《ROAD 项目更新》。第 8 届洁净煤技术国际会议上发表的演讲,意大利卡利亚里,2017 年 5 月 8-12 日,20 页 (2017 年)

路透社 (2018 年) 《中国改革电力市场计划率先在北京进行现货电力交易》。路透社。获取地址: <https://www.reuters.com/article/us-china-electricity/china-plans-first-spot-electricity-trading-as-beijing-reforms-power-market-idUSKBN1HR1LA> (2018 年 4 月 20 日)

罗尔夫斯·W、马德利纳·R (2010 年 A 刊) 《碳捕集预留型燃煤电厂推迟改造的成本效益》。FCN (未来能源消费需求与行为研究所) 第 8/2010 号工作文件。德国亚琛,未来能源消费需求与行为研究所 (FCN),36 页 (2010 年)

罗尔夫斯·W、马德利纳·R (2010 年 B 刊) 《碳捕集预留型燃煤电厂评估:多维实物期权方法》。FCN (未来能源消费需求与行为研究所) 第 7/2010 号工作文件。德国亚琛,未来能源消费需求与行为研究所 (FCN),43 页 (2010 年)

施瓦茨 (2016 年) 《中国全国碳排放交易体系:碳市场及交易影响》。第 6 号议题文件。瑞士日内瓦,国际贸易和可持续发展中心,44 页 (2016 年 3 月)

神华 (2018 年) 《2018 年中期报告》。中国北京,中国神华能源集团有限公司,138 页 (2018 年)

辛格·S、卢·H、崔·Q、李·C、赵·X、徐·W、顾·A·Y (2018 年) 《中国采用燃烧后二氧化碳捕集技术的基准燃煤电厂:2. 技术经济学》。《国际温室气体控制杂志》; 78; 第 429-438 页 (2018 年)

斯莱特·A、德布尔·D、舒·W、国强·Q (2018 年) 《中国炭价调查》。中国北京,中国碳论坛,64 页 (2018 年)

国务院 (2007 年) 《国家应对气候变化规划》。中国北京,国务院。获取

地址（中文）：http://www.gov.cn/gongbao/content/2007/content_678918.htm（2007年）

国务院（2014年）《能源发展战略行动计划》中国北京，国务院。英文摘要可以通过以下方式获取：<http://www.lse.ac.uk/GranthamInstitute/law/energy-development-strategy-action-plan-2014-2020/>（2014年）

国务院（2015年）《第9号令：关于进一步深化电力市场改革的若干指导原则》。中国北京，国务院（2015年）

国务院（2016年）《控制温室气体排放工作计划》。中国北京，国务院（2016年10月）

中国煤炭资源网（2018年）《中国煤炭价格》。sxcoal.com. 获取地址：<http://www.sxcoal.com/?lang=en>（访问于2018年9月）

唐·Y、杨·R、卞·X（2014年）《中国二氧化碳封存项目及应用回顾》。《世界科学杂志》；381854；11页（2014年）

天杰·M（2017年）《中国宏伟的洁净能源目标》。《外交官》。获取地址：<https://thediplomat.com/2017/01/chinas-ambitious-new-clean-energy-targets/>（2017年1月）

廷珀利（2018年）《中国新的碳交易方案将如何运转？》Carbon Brief. 获取地址：<https://www.carbonbrief.org/qa-how-will-chinas-new-carbon-trading-scheme-work> 1页（2018年）

全球经济指标（2018年A刊）《中国人工成本》。全球经济指标。获取地址：<https://tradingeconomics.com/china/labour-costs>（访问于2018年10月）

全球经济指标（2018年B刊）《中国利率——预测》。全球经济指标。获取

地址：<https://tradingeconomics.com/china/interest-rate/forecast>（访问于 2018 年 10 月）

UNFCCC（联合国气候变化框架公约）（2018 年）《巴黎协议》。德国波恩，《联合国气候变化框架公约》。获取地址：<https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>（访问于 2018 年 10 月）

中英（广东）CCUS 中心（ND）《全国碳排放交易体系中的 CCUS》。获取地址：<http://www.gdccus.org/en/nd.jsp?id=301> (ND)

维巴恩·P、瓦朗坦·D、霍勒·S（2015 年）《中国电力行业碳捕集与封存（CCS）前景》。德国伍珀塔尔，伍珀塔尔研究所，38 页（2015 年）

王·W（2017 年）《中国限制燃煤发电计划及推动可再生能源的倡议：挑战与机遇》。美国华盛顿特区，自然资源保护委员会，10 页（2017 年 9 月）

魏·N、李·X、王·Y、Dahowski·R·T、戴维森·C·L、Bromhal G S（2013 年）《中国基于陆上含水层之二氧化碳封存场地适合性的初步盆地范围评估框架》，《国际温室气体控制杂志》；12；第 231-246 页（2013 年）

魏·N、李·X、Dahowski·R·T、戴维森·C·L、刘·S、查·Y（2015 年）《中国陆上油田 EOR 二氧化碳经济评估》，《国际温室气体控制杂志》；37；第 170-181 页（2015 年）

威瑟斯·K（2017 年）《个人通信》。澳大利亚堪培拉，澳大利亚联邦政府工业、创新和科学部（2017 年 8 月）

伍德（2018 年）《创新型（下一代）英国碳捕集技术的竞争力》。《基准化的最新技术和下一代技术》。文件编号：13333-8820-RP-001。英国雷丁，阿美科福斯特惠勒集团有限公司，300 页（2018 年 7 月）

- 世界银行（2016年）《墨西哥合众国 MX TF 碳捕集、利用和封存开发》。GEE04. 美国华盛顿特区，世界银行，325 页（2016 年）
- 吴·N、帕森斯·J·E、波伦斯基·K·R（2013 年）《中国发电领域 CCS 投资未来的碳价》，《能源政策》；54；第 160-172 页（2013 年）。
- 新华社（2017 年）《中国停止建设燃煤电厂》。Xinhua Net. 获取地址：http://www.xinhuanet.com//english/2017-08/14/c_136525357.htm，1 页（2017 年 8 月）
- Wu·X（2014 年）《神华集团碳捕集与封存（CCS）示范》，基石（2014 年 4 月 11 日）
- 徐·H（2018 年）《个人通信》。中国北京，国家能源集团（2018 年 8 月）
- 叶·Y、龙·H（2018 年）《2020 年中国燃煤发电技术展望》。第 12 届欧洲煤炭研究及其应用会议上发表的演讲，英国加的夫，2018 年 9 月 5-7 日，19 页（2018 年）
- Yonekawa T（2017 年）《关于三菱重工二氧化碳捕集技术的演讲》。第 4 届燃烧后捕集大会上发表的演讲，美国阿伯明翰市，2017 年 9 月 5-8 日，27 页（2017 年）
- 余·D、邱·H、袁·X、李·Y、邵·C、林·Y、丁·Y（2017 年）《中国零售电力市场路线图：帮助缓解风能减少的压力》，能源工程与环境保护国际会议；52；012031（2017 年）
- ZEP（2014 年）（零排放化石燃料电厂技术平台）《商业二氧化碳运输和封存的商业模式》。比利时布鲁塞尔，零排放化石燃料电厂技术平台，35 页（2014 年 6 月）

ZeroCO2 (2018 年) 《Quest 项目》。获取地址: <http://www.zeroco2.no/projects/quest-project>, 1 页 (访问于 2018 年 9 月)

张·J、王·Z、杜·X (2017 年) 《中国地区性碳市场试点的经验教训》。《能源和环境政策经济学》; 6 (2); 20 页 (2017 年)

赵·R (2018 年) 《个人通信》。中国北京, 神华国华 (2018 年 8 月)

赵·L、肖·Y、加拉格尔·K·S、王·B、徐·X (2008 年) 《中国部署先进煤电技术的技术、环境和经济评估》。《能源政策》; 36; 第 2709-2718 页 (2008 年)

周·X (2016 年) 《GreenGen (绿色发电) 进展》。首届高效、低排放燃煤电厂研讨会上发表的演讲, 日本东京, 2016 年 5 月 23-24 日, 26 页 (2016 年)

朱·Q (2016 年) 《中国——政策、HELE 技术与二氧化碳减排》。洁净煤中心 /269。英国伦敦, 国际能源署洁净煤中心, 76 页 (2016 年)

朱·Q (2018 年) 《二氧化碳利用技术的发展情况》。洁净煤中心 /290。英国伦敦, 国际能源署洁净煤中心, 94 页 (2017 年)



通过CCUS(碳捕集、利用与封存)
技术改造实现中国煤电碳减排

国家能源技术经济研究院

北京市昌平区未来科学城神华科技创新基地研苑1号

电话：010-5733 9993 传真：010-5733 9999

邮箱：shyjyws@chnenergy.com.cn

