中国碳市场研究

2026



《中国碳市场研究 2026》

编委会

主　　编： 张希良　尹　俊

副 主 编： 齐绍洲　周　丽　翁玉艳
张　杲　杨光星

特约编辑： 叶晓东　陈文钢　唐　纬
王慧珺　唐　凤

目　录

CONTENTS

01 第一部分

全国碳市场运行综合评述

第一章　碳市场政策进展　| 003

一、国家层面政策进展　| 003

二、地方层面政策与实践　| 008

第二章　碳市场整体运行态势　| 011

一、全国碳排放权交易市场　| 011

二、全国温室气体自愿减排交易市场　| 023

第三章　碳市场的国际关注　| 027

一、关注热度　| 027

二、关注热点　| 031



目　录

CONTENTS



02

第二部分

碳市场关键问题

第四章　碳市场与碳排放双控目标衔接　| 041

一、政策背景　| 041

二、研究方法　| 042

三、衔接分析　| 047

四、经济分析　| 049

五、结论与建议　| 052

第五章　扩大行业覆盖范围　| 053

一、必要性　| 053

二、综合评估方法　| 054

三、经济性分析　| 059

四、扩围建议　| 061

第六章　有偿分配　| 063

一、必要性　| 063

二、方案设计　| 064

三、经济分析　| 067

四、有偿分配资金使用与管理　| 072

第七章　数据质量管理体制机制建设　| 074

一、数据质量管理体制机制建设进展　| 074

二、数据质量管理体制机制建设面临的挑战　| 077

三、数据质量管理体制机制优化路径　| 079



第八章 全国碳市场碳期货设计 | 082

一、必要性 | 082

二、碳期货产品合约设计 | 084

三、碳期货合约理论定价 | 088

四、结论与建议 | 092

第九章 中国碳市场流动性 | 093

一、碳市场流动性概念界定及指标构建 | 093

二、碳市场流动性水平多维指标分析 | 096

三、碳市场流动性综合分析 | 102

第十章 CCER 方法学体系 | 106

一、现状与问题 | 106

二、原则与思路 | 108

三、新体系建议 | 109

第十一章 中国参与国际碳信用市场建设 | 115

一、国际碳信用市场体系 | 115

二、国际碳信用市场发展现状与趋势 | 118

三、中国参与国际碳信用市场建设的思路与建议 | 122

第十二章 湖北碳市场试点探索 | 125

一、背景与困难 | 125

二、探索与实践 | 127

三、成效与启示 | 133

四、结论 | 134

目　录

CONTENTS



03 第三部分 碳市场中长期展望

第十三章　“十五五”时期：碳市场持续完善　| 139

一、全国碳排放权交易市场机制完善　| 139

二、全国温室气体自愿减排交易市场逐步健全　| 140

三、地方试点碳市场功能优化　| 140

四、市场活力持续激发　| 141

五、数据治理效能提升　| 141

六、国际合作深化拓展　| 142

第十四章　“十六五”时期：碳市场更趋成熟　| 143

一、覆盖范围全面拓展　| 143

二、配额管理机制长效运行　| 143

三、碳信用体系与国际逐步接轨　| 144

四、碳金融生态日益成熟　| 144

五、数智化水平全面提升　| 144

六、国际影响力持续增强　| 144



04
第四部分
典型案例

第十五章　节能降碳实践典型案例 | 149

一、国电电力：CCUS 全链条技术创新，助力煤电深度降碳 | 149

二、武钢有限：“极致能效 + 能碳协同”系统节能降碳 | 152

三、葛洲坝水泥：推动节能降碳升级改造，实现企业绿色低碳发展 | 154

四、海螺集团：三路径跑出绿色低碳转型“加速度” | 157

五、中铝股份：构建绿电耦合新体系　打造全链降碳新模式 | 159

六、蓝壳洁能：油田超级“碳捕手”——MOFs 技术让伴生气变“废”为“宝” | 162

七、新都化工：盐化循环产业链协同降碳 | 164

第十六章　碳资产管理实践典型案例 | 168

一、电投综能：以 CCER 开发为引擎，引领绿色权益价值实现新范式 | 168

二、龙源碳资产：数智赋能碳资产管理创新实践 | 170

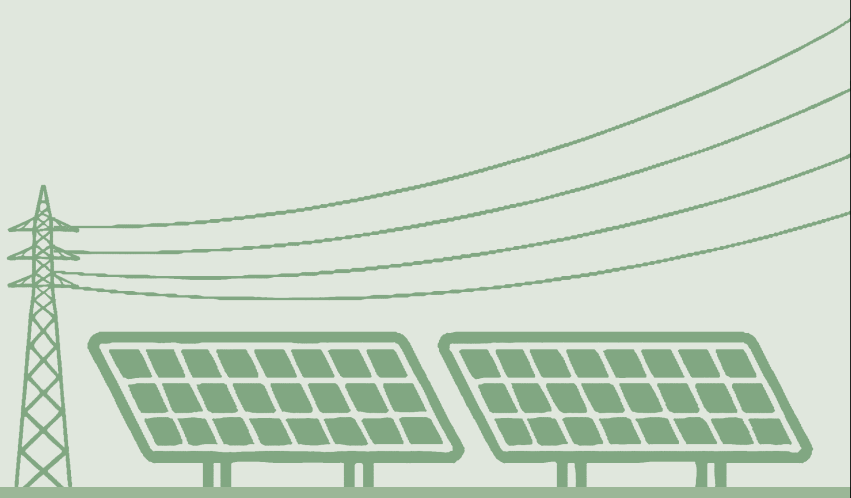
三、中国石化：主动开发 CCER 项目　努力提升碳资产价值 | 173

01

第一部分

全国碳市场运行综合评述





第一章 | CHAPTER 1

碳市场政策进展

一、国家层面政策进展

党中央、国务院通过纲领性文件、行政法规与专项部署等多层次政策体系，明确碳市场重要政策工具定位，推进法治化、规范化建设，明晰中长期发展路径，推动碳市场融入“碳排放双控”和“要素市场化改革”工作。碳市场全面升级为国家“双碳”目标的重要政策工具，确立了其制度价值、法治基础、发展路径与跨领域协同治理框架。碳市场政策进展见图 1–1。

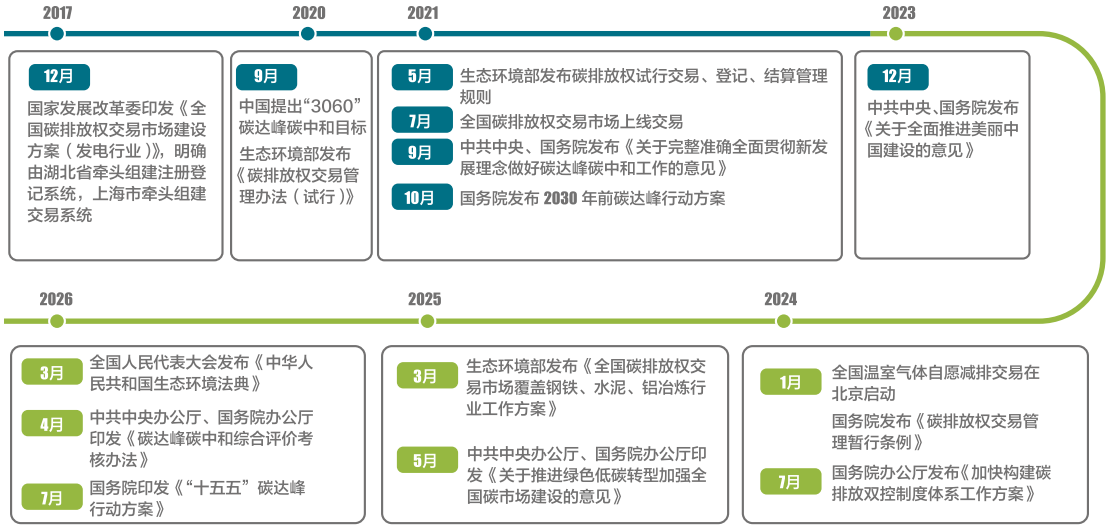


图 1–1 碳市场政策进展

资料来源：根据官方发布信息整理。

（一）国家顶层确立战略定位与法治框架

党中央、国务院明确碳市场的政策工具定位及中长期路线图，持续强化其机制功能。2025 年 5 月，中共中央办公厅、国务院办公厅联合印发《关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见》（以下简称《意见》），明确“碳市场是利用市场机制积极应对气候变化、加快经济社会发展全面绿色转型的重要政策工具”，确定了碳市场建设的总体要求、功能定位、中长期路线图和各项工作任务。《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》（以下简称《“十五五”规

划》）也将扩大全国碳排放权交易市场覆盖范围、加快温室气体自愿减排交易市场建设纳入国家中长期发展战略布局。

碳市场制度建设逐步纳入法治化轨道，运行规则与责任体系不断健全。《中华人民共和国生态环境法典》对全国碳排放权交易市场和全国温室气体自愿减排交易市场作出原则性规定，我国碳排放权交易制度首次在国家法律层面得以确立。《碳排放权交易管理暂行条例》以国务院行政法规形式确立全国碳排放权交易制度的法律效力，系统明确配额管理、排放核算、交易运行、履约清缴、监督管理全流程基本规则。

碳市场与绿证、绿电、用能权共同纳入顶层部署，协同推进“碳排放双控”考核。一方面，全域要素改革统筹，《“十五五”碳达峰行动方案》提出加强碳市场、绿证、绿电等市场化机制的衔接协同，推动各类工具功能互补。《关于全面推进美丽中国建设的意见》提出健全资源环境要素市场化配置体系，推进碳排放权、用水权、排污权等市场化交易。另一方面，推进“碳排放双控”考核，《碳达峰碳中和综合评价考核办法》明确将“全国碳市场覆盖行业碳排放控制目标”作为支撑指标直接考核碳市场，企业纳入名录、企业履约率和碳排放控制情况是重点考核方向。国家层面碳市场有关政策见表 1–1。

表 1–1　国家层面碳市场有关政策

文件名称	发文单位	发布时间
中共中央　国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见	中共中央、国务院	2021-09-22
国务院关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知	国务院	2021-10-24
中共中央　国务院关于全面推进美丽中国建设的意见	中共中央、国务院	2023-12-27
碳排放权交易管理暂行条例	国务院	2024-01-25
国务院关于印发《2024—2025 年节能降碳行动方案》的通知	国务院	2024-05-23
国务院办公厅关于印发《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》的通知	国务院办公厅	2024-07-30
中共中央办公厅　国务院办公厅关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见	中共中央办公厅、国务院办公厅	2025-05-24
中华人民共和国生态环境法典	全国人民代表大会	2026-03-12
中共中央办公厅　国务院办公厅关于更高水平更高质量做好节能降碳工作的意见	中共中央办公厅、国务院办公厅	2026-04-11
中共中央办公厅　国务院办公厅印发《碳达峰碳中和综合评价考核办法》	中共中央办公厅、国务院办公厅	2026-04-12
国务院关于印发《“十五五”碳达峰行动方案》的通知	国务院	2026-07-05

资料来源：根据官方发布信息整理。

（二）主管部门完善全流程运行制度体系

生态环境部作为全国碳市场主管部门，围绕配额发放、排放核算、交易结算、履约监管等市场运行全链条持续建章立制，规范市场管理及基础规则，陆续发布各行业企业温室气体排放核算和核查技术规范，制定配额总量设定与分配实施方案，构建起覆盖全流程的规则体系。生态环境部发布的碳市场有关政策见表 1–2。

健全基础制度体系，搭建市场运行框架。在《碳排放权交易管理办法（试行）》的基础上，配套出台注册登记、交易、结算三项专项规则，明确市场主体准入、账户管理、交易流程、资金结算等基础运行规范，确立全国统一的市场运行底层架构。

有序推进行业扩围，配套制度同步完善。《全国碳排放权交易市场覆盖钢铁、水泥、铝冶炼行业工作方案》，正式启动市场第一阶段扩围，新增约 1300 家重点排放单位，管控气体新增四氟化碳、六氟化二碳，并同步发布三个行业专门的核算、核查技术指南。

优化配额分配机制，提升调控精准性。陆续发布各年度配额总量设定和分配实施方案，持续优化行业配额分配规则，动态调整碳排放基准值，完善配额调整、预分配与清缴机制，提升配额分配的科学性与精准度。

严控数据质量，筑牢市场信用基础。建立健全企业自报、第三方核查、主管部门监督抽查的三级数据质量管控体系，压实企业碳排放数据质量主体责任与核查机构技术责任。

完善履约监管机制，强化市场刚性约束。发布年度履约工作通知，明确配额清缴时限、操作流程与逾期惩戒规则，构建履约提醒、督促整改、信用惩戒的闭环管理机制，推动重点排放单位按期足额完成履约义务。

表 1–2　生态环境部发布的碳市场有关政策

政策名称	发文单位	发布时间
碳排放权交易管理办法（试行）	生态环境部	2020-12-31
企业温室气体排放报告核查指南（试行）	生态环境部办公厅	2021-03-26
碳排放权登记管理规则（试行）	生态环境部	2021-05-17
碳排放权交易管理规则（试行）	生态环境部	2021-05-17
碳排放权结算管理规则（试行）	生态环境部	2021-05-17
企业温室气体排放核算与报告指南 水泥行业	生态环境部办公厅	2024-09-13
企业温室气体排放核查技术指南 水泥行业	生态环境部办公厅	2024-09-13
企业温室气体排放核算与报告指南 铝冶炼行业	生态环境部办公厅	2024-09-13
企业温室气体排放核查技术指南 铝冶炼行业	生态环境部办公厅	2024-09-13
企业温室气体排放核算与报告指南 钢铁行业	生态环境部办公厅	2025-01-21
企业温室气体排放核查技术指南 钢铁行业	生态环境部办公厅	2025-01-21

续表

政策名称	发文单位	发布时间
全国碳排放权交易市场覆盖钢铁、水泥、铝冶炼行业工作方案	生态环境部	2025-03-20
关于做好 2025 年全国碳排放权交易市场有关工作的通知	生态环境部	2025-04-15
关于做好 2026 年全国碳排放权交易市场有关工作的通知	生态环境部	2026-02-09
企业温室气体排放核算与报告指南 发电设施	生态环境部办公厅	2026-06-23
企业温室气体排放核查技术指南 发电设施	生态环境部办公厅	2026-06-23
国家应对气候变化“十五五”规划	生态环境部等 19 个部委	2026-07-24

资料来源：根据官方发布信息整理。

（三）多部委协同完善配套保障机制

国家发展改革委、税务总局、最高法、最高检、市场监管总局、中国证监会等部门立足职能定位，在收费规则、资产属性、司法衔接、机构监管、主体准入等方面协同发力，共同规范引导全国碳市场健康有序发展。

明确交易收费规则，保障市场可持续运行。国家发展改革委、生态环境部印发《关于碳排放权交易收费有关问题的通知》，对全国碳市场相关收费政策予以明确和规范，为市场运维机构正常运转提供支撑，保障全国碳市场长期稳定运行。

明确配额资产属性，规范市场税收政策。税务总局发布碳排放权交易等适用增值税政策的执行口径，明确纳税人发生碳排放权交易、国家核证自愿减排量交易（China Certified Emission Reduction，CCER），应计算缴纳增值税，统一全国碳市场财税政策执行标准。

强化刑事司法衔接，严打数据造假行为。最高法、最高检发布《关于办理环境污染刑事案件适用法律若干问题的解释》，将第三方技术服务机构温室气体排放数据造假行为纳入刑事规制范围，提升违法成本，强化司法震慑。

规范核查机构监管，保障数据真实可信。市场监管总局发布全国温室气体自愿减排交易市场审定与核查机构名单，规范核查机构准入与执业标准，促进审定与核查工作的规范性、有效性，维护核查工作的行业公信力。

畅通机构入市渠道，丰富市场参与主体。中国证监会陆续批复 28 家[①]券商有关参与碳排放权交易业务资质，为机构投资者有序入市打好制度基础，有助于丰富市场参与主体结构，提升市场流动性，增强市场价格发现功能。

（四）跨领域融合形成降碳工作合力

各部门协同推动碳市场与节能降碳、科技创新、能源转型、绿色金融、产业转型、区域协调发展等领域政策深度衔接，构建多维度政策协同体系，放大碳市场的降碳牵引效应，形成推动绿

① 中国证券报，https://www.cs.com.cn/esg/2026/07/28/detail_2026072810027511.html。

色低碳转型的政策合力。相关部委发布的碳市场有关政策见表 1–3。

深化节能降碳协同，联动双控目标落实。《关于开展重点行业节能降碳改造攻坚三年行动的通知》提出，对纳入全国碳排放权交易市场的重点行业按照“激励先进、鞭策落后”原则发放配额，支持碳排放强度优于基准值的企业获得合理配额收益，推动节能降碳改造与碳市场减排要求衔接，助力碳排放双控目标落地。

推动能源要素协同，夯实减排供给基础。《可再生能源绿色电力证书管理实施细则（试行）》建立绿证与国家核证自愿减排量登记核销衔接机制，明确不得重复申领环境权益，实现绿证与碳市场两类减排工具的机制性协同。

强化金融要素协同，激活碳资产价值。《关于银行业保险业做好金融“五篇大文章”的指导意见》提出，发展碳排放权、排污权等环境权益抵质押融资，进一步拓宽碳资产融资渠道。《银行业保险业绿色金融高质量发展实施方案》将碳减排效益作为绿色金融认定依据，推动碳资产质押融资等产品创新，实现碳市场与金融市场联动。

衔接产业转型政策，赋能行业低碳升级。交通领域，《交通强国建设试点申报方向指引（2025 年）》提出健全交通运输参与碳交易、温室气体自愿减排项目、碳金融等市场机制，推动交通领域与碳市场衔接。建筑领域，《2025 年公共机构节约能源资源工作安排》提出扩大市场化机制运用规模，探索开展公共机构碳排放权交易，拓展碳市场覆盖场景。对外贸易领域，《关于拓展绿色贸易的实施意见》明确健全完善碳定价机制，引导外贸企业用好碳定价机制拓展国际市场，助力外贸企业应对欧盟碳边境调节机制（Carbon Border Adjustment Mechanism，CBAM）。生态保护领域，《推进生态综合补偿实施方案》提出拓展市场化补偿渠道，切实推动将生态优势转化为经济优势。

表 1–3　相关部委发布的碳市场有关政策

政策名称	发文单位	发布时间
关于银行业保险业做好金融“五篇大文章”的指导意见	国家金融监督管理总局	2024-05-09
关于 2025 年公共机构节约能源资源工作安排的通知	国家机关事务管理局	2025-01-17
交通强国建设试点申报方向指引（2025 年）	交通运输部办公厅	2025-01-26
关于拓展绿色贸易的实施意见	商务部	2025-09-12
可再生能源绿色电力证书管理实施细则（试行）	国家能源局	2025-10-30
关于开展重点行业节能降碳改造攻坚三年行动的通知	国家发展改革委、工业和信息化部、生态环境部等	2025-11-28
推进生态综合补偿实施方案	国家发展改革委、财政部	2026-05-18

资料来源：根据官方发布信息整理。

二、地方层面政策与实践

碳交易试点与非试点地区立足各自现实基础，形成了差异化的实践路径。试点地区依托多年运行经验，从独立运行向对标全国规则转型，在持续拓展交通、建筑、数据中心等非工业管控领域的同时，持续开展碳普惠、碳金融等机制创新，发挥先行先试功能。非试点地区以服务全国碳市场为重点，面向属地纳入企业建立履约服务支撑体系，因地制宜培育自愿减排项目，并将碳管控要求嵌入固定资产投资项目准入前端。两类地区共同构建起央地协同的碳市场属地支撑体系。

（一）试点地区对标规则拓展领域

试点地区依托多年运行的地方碳市场基础，推动地方碳市场从独立运行向支撑全国市场建设转型，持续发挥先行先试的试验田作用。试点地区碳市场有关政策见表 1–4。

政策法规对标深化。试点地区对照全国碳市场制度要求，调整优化地方管理规则，推动关键环节与全国标准有序衔接深化。湖北省先后发布《湖北建设全国碳金融中心实施方案》《湖北建设全国碳市场中心实施方案》两个建设方案，推动全国碳市场和试点碳市场错位发展、相互支撑，并推进《湖北省碳市场建设促进条例（草案送审稿）》地方立法，以立法规范碳市场运行，为湖北建设全国碳市场中心提供法治保障。上海市出台《上海碳市场全面深化改革行动方案（2026—2030 年）》，旨在建立完善与上海碳达峰碳中和目标有机衔接、与全国碳市场有效补充、与国际碳市场规则匹配适应的碳排放权交易体系。

行业覆盖范围有序拓展。试点地区在现有管控行业基础上，逐步扩大覆盖范围，探索非工业领域碳管控路径。天津市发布《关于做好 2026 年碳市场有关工作的通知》，将管控范围覆盖至工业、货运港口、水上货物运输、航空货物运输等领域，纳入 254 家重点排放单位。湖北省发布《湖北碳排放权交易试点市场扩容工作方案》，降低工业企业纳入门槛，分步将数据中心、建筑、交通等非工业行业纳入碳排放交易体系。

配套机制持续创新。试点地区围绕碳普惠、碳中和应用等方向开展机制创新，拓展碳市场功能边界。上海市出台碳普惠管理相关工作通知，同步发布市政道路照明智能调光、海洋垃圾再生生物质燃料生产两项碳普惠方法学，规范碳普惠项目开发与减排量核算。湖北省印发《湖北省碳普惠管理办法（试行）》，明确碳普惠减排量与碳积分管理、交易消纳全流程规则。广东省印发《关于做好广东省大型活动碳中和工作的通知》，配套地方实施指南，规范大型活动碳中和流程。

表 1–4　试点地区碳市场有关政策

地区	文件名称	发布时间
北京市	美丽北京建设 2026 年行动计划	2026-01-26
	关于做好 2026 年本市碳排放单位管理和碳排放权交易有关工作的通知	2026-03-19
天津市	关于做好 2026 年碳市场有关工作的通知	2026-03-06

续表

地区	文件名称	发布时间
上海市	关于进一步做好碳普惠方法学、减排项目、减排场景、碳积分使用等相关管理工作	2026-01-06
	2026 年碳达峰碳中和及节能减排重点工作安排	2026-04-16
重庆市	关于开展 2025 年度重庆碳市场温室气体排放报告工作的通知	2026-03-31
广东省	关于做好广东省大型活动碳中和工作	2026-01-12
湖北省	湖北建设全国碳金融中心实施方案	2024-11-30
	湖北建设全国碳市场中心实施方案	2025-03-03
	湖北碳排放权交易试点市场扩容工作方案	2025-09-22
	湖北省碳普惠管理办法（试行）	2026-03-03
	湖北省碳市场建设促进条例（草案）	2026-07-29
深圳市	关于做好 2025 年度碳排放权交易管理相关工作的通知	2026-03-10

资料来源：根据官方发布信息整理。

（二）非试点地区强化履约支撑与自愿减排培育

非试点地区以服务全国碳市场常态化运行为主要目标，聚焦履约服务能力建设、自愿减排项目培育、政策协同联动三大方向出台配套政策，构建属地化支撑保障体系。非试点地区“双碳”相关政策见表 1–5。

企业履约服务体系逐步健全。针对全国碳市场纳入的属地企业，各地从能力提升、技术服务、政策激励等方面强化履约保障。浙江省发布《浙江省全国碳市场企业提质增效实施方案》，面向发电、钢铁、建材等纳入行业推行碳绩效分级管理，制定差异化降碳路径，强化碳排放数据全流程监管。青海省出台《青海省推进绿色低碳转型加快融入全国碳市场建设实施方案》，全面规范全省重点排放单位温室气体排放核算报告，核查溯源，数据质量管理体系更加完善，强化对碳市场建设运行的政策支持。

因地制宜开展自愿减排。各地立足自身资源禀赋，推动自愿减排项目开发与场景拓展，与全国碳市场形成互补。江西省印发《江西省促进全国温室气体自愿减排交易市场建设工作的若干措施》，提出探索在零碳园区建设、生态保护补偿中引入 CCER 抵销机制，鼓励政府与国企优先使用 CCER。吉林省出台碳普惠体系建设工作方案，推进建设省级碳普惠平台，拓展积分兑换、碳中和抵扣等应用渠道。

多领域政策协同持续深化。各地推动碳市场要求与产业转型、绿色金融等政策融合，形成协同降碳格局。产业协同方面，四川省、浙江省、贵州省、甘肃省、西藏自治区等地先后出台固定

资产投资项目节能审查和碳排放评价实施办法，将碳管控要求嵌入项目审批前置环节。金融协同方面，四川省推出“天府绿惠贷”专项行动，新疆维吾尔自治区出台绿色金融支持绿色工厂建设方案，用足用好碳减排支持工具，加大对绿色工厂项目建设的信贷投放。

表 1-5　非试点地区“双碳”相关政策

地区	文件名称	发布时间
四川省	四川省固定资产投资项目节能审查和碳排放评价实施办法	2025-12-26
	“天府绿惠贷”支持四川制造业绿色低碳发展行动方案	2026-03-26
浙江省	浙江省全国碳市场企业提质增效实施方案	2026-07-01
	浙江省固定资产投资项目节能审查和碳排放评价实施办法	2026-06-02
江苏省	关于开展苏南重点城市要素市场化配置综合改革试点	2026-02-13
	江苏省公共建筑用能和碳排放限额指南（试行）	2026-04-25
吉林省	吉林省碳普惠体系建设工作方案	2026-02-28
江西省	江西省促进全国温室气体自愿减排交易市场建设工作的若干措施	2026-01-22
甘肃省	甘肃省固定资产投资项目节能审查和碳排放评价实施办法	2026-04-24
青海省	青海省推进绿色低碳转型加快融入全国碳市场建设实施方案	2025-11-16
新疆维吾尔自治区	自治区用好绿色金融政策支持绿色工厂建设行动方案（2026—2027 年）	2026-04-07
西藏自治区	西藏自治区固定资产投资项目节能审查和碳排放评价实施办法	2026-02-05

资料来源：根据官方发布信息整理。

（本章作者：杨 光、张 玮）

第二章 | CHAPTER 2

碳市场整体运行态势

一、全国碳排放权交易市场

（一）覆盖范围

全国碳排放权交易市场完成行业扩围后，覆盖范围扩大，市场体量与影响力同步提升，管控重心从传统能源生产端延伸至工业生产端，市场化减排的行业基础持续夯实。

1. 行业扩围带动体量跃升，经济影响力同步提升

全国碳排放权交易市场覆盖范围从发电行业拓展至钢铁、水泥、铝冶炼三个高耗能领域，纳入企业由 2300 余家增至 3700 余家，全国碳排放配额（Chinese Emission Allowance，CEA）规模从 52 亿吨增至约 80 亿吨，覆盖二氧化碳排放量全国占比从 40% 增至 65%，覆盖全国经济总量超 20%，影响就业人口超 1000 万人，市场体量与影响力同步提升。鉴于水泥、铝冶炼分别为建材、有色行业主要碳排放来源，下文经济、就业、能效等宏观分析将采用发电、钢铁、建材、有色近似口径开展。

从经济体量看，发电、有色、钢铁、建材四个行业规模以上行业企业营业收入占全国 GDP 比重虽随着产业结构转型、供给侧改革等有所下降，但长期稳定在 20% 以上（见图 2–1），占第二产业增加值比重超 60%[①]。

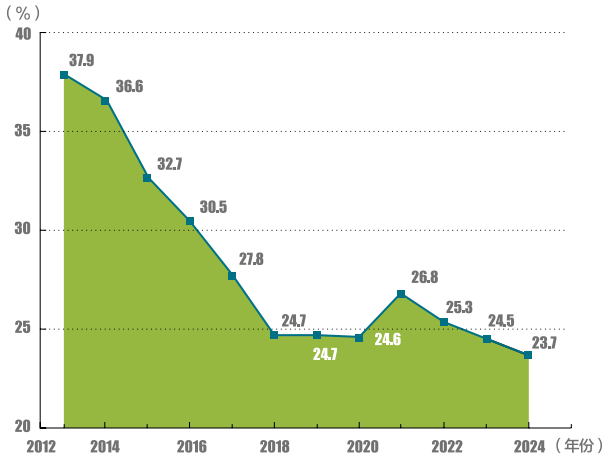


图 2–1 发电、有色、钢铁、建材规模以上行业企业营业收入占全国 GDP 比例

资料来源：万得数据库。

从就业人口看，2024 年四个行业规模以上合计用工规模超 1015 万人[②]，约占 2024 年全国就业人口

① 国家统计局，中国统计年鉴 2025，2026 年。

② 中经数据（CEIdata），https://ceidata.cei.cn/。

的 1.38%[①]，直接关联千万级就业岗位（见图 2–2）。

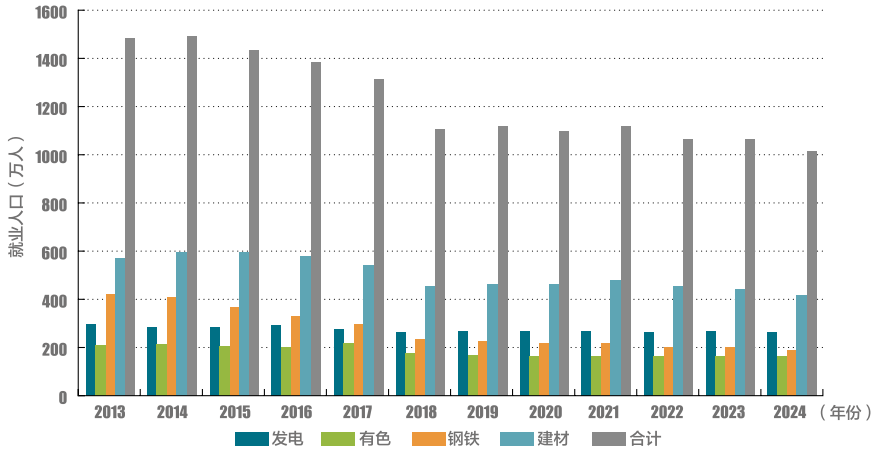


图 2–2　发电、有色、钢铁、建材各行业就业人口数量

资料来源：中经数据（CEIdata）。

2. 区域分布呈现集聚特征，减排重心差异较大[②]

受产业基础与资源禀赋影响，不同区域扩围节奏、行业集聚特征、减排压力与发展路径呈现差异。

（1）各省份扩围幅度不一，工业大省增量突出

多行业纳入后，碳市场覆盖从能源生产端延伸至工业生产端，不同类型省份扩围幅度不一，工业大省和中西部工业省份扩围幅度大，发达省份扩围幅度有限（见图 2–3）。

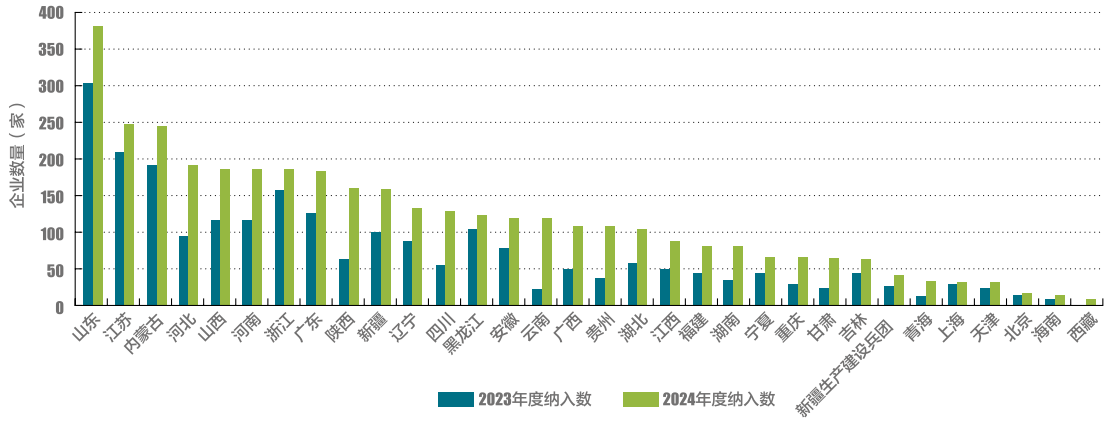


图 2–3　扩围前（2023 年度）后（2024 年度）纳入全国碳排放权交易市场企业数量

资料来源：根据官方发布信息整理。

① 国家统计局，中国统计年鉴 2025，2026 年。

② 全国碳市场信息网，https://www.cets.org.cn/zdpfdwxxgk/index.jhtml。

工业大省扩围规模大幅增长。扩围前后，河北省纳入数量从 94 家增至 193 家，其中钢铁企业 48 家，占全国钢铁纳入企业总量超 20%。山东省纳入数量从 304 家增至 382 家，增幅近 26%。

中西部省份扩围增速领先。云南、四川、广西等中西部省份扩围增速领先。云南省纳入数量从 22 家增至 120 家，增幅超 400%，增量集中于 79 家水泥企业与 11 家铝冶炼企业。贵州、四川、湖南等省份以水泥行业为主要增量，非电行业占比提升。

发达省市扩围增幅有限。北京市纳入数量从 14 家增至 16 家，上海市从 30 家增至 31 家，增幅均不足 15%。两地产业结构以高端服务业与先进制造业为主，高排放工业企业存量规模小。

（2）分行业区域集聚特征明显，减排重心差异较大

四个纳入行业空间分布贴合我国产业布局规律，行业排放特征、管理难度与政策影响各有不同，全国碳排放权交易市场扩围后（2024 年度）各地区不同行业纳入企业数量见表 2–1。

钢铁行业：华北地区集中，华东地区次之。全国纳入钢铁企业约 236 家，河北省 48 家，占比超 20%，为钢铁碳减排核心区域；江苏省 22 家、山西省 21 家构成第二梯队，与我国“北重南轻、东多西少”的产业布局匹配。钢铁企业单厂年排放量可达百万吨至千万吨级，是全国碳排放主要来源与碳市场减排主要领域。

水泥行业：中西部地区数量多。水泥纳入企业数量前六位为云南省 79 家、四川省 66 家、贵州省 62 家、山东省 57 家、河北省 55 家、河南省 50 家，整体呈现中西部地区数量多、东部地区单体规模大的特征。水泥产业本地化属性强，布局绑定本地石灰石资源与基建需求。行业企业数量多但单体规模偏小，中小水泥厂碳核算与管理能力薄弱，政策实施难度偏大。

铝冶炼行业：向清洁能源富集区集中。铝冶炼纳入企业集中分布于云南省 11 家、山东省 11 家、内蒙古自治区 10 家、广西壮族自治区 9 家、青海省 8 家，契合铝冶炼向低成本能源富集区转移的行业规律。铝冶炼企业数量少但单体排放强度高，碳价波动对行业利润影响显著，产能跨区域转移弹性大，是碳市场影响产业布局的典型行业。

发电行业：以三北煤电基地与东部沿海地区为主。发电企业集中布局于三北煤电基地与东部沿海地区负荷中心，如山东省 302 家、江苏省 211 家、内蒙古自治区 189 家、陕西省 123 家、山西省 120 家，与我国电力产业空间布局相符。

（3）重点省份减排路径存在差异，压力与红利并存

受产业结构、资源禀赋差异影响，不同省份在碳市场中面临的转型压力与发展机遇各不相同，全国碳排放权交易市场扩围后（2024 年度）各省份纳入企业数量见表 2–1。

表 2–1 全国碳排放权交易市场扩围后（2024 年度）各地区不同行业纳入企业数量

单位：家

行业	发电	钢铁	水泥	铝冶炼
山东省	302	12	57	11
江苏省	211	22	15	0

续表

行业	发电	钢铁	水泥	铝冶炼
内蒙古自治区	189	8	38	10
浙江省	159	2	25	0
广东省	132	8	43	0
陕西省	123	4	31	2
山西省	120	21	42	4
河南省	119	10	50	7
黑龙江省	105	4	14	0
新疆维吾尔自治区	100	7	46	6
河北省	90	48	55	0
辽宁省	89	16	27	1
安徽省	76	8	36	0
湖北省	58	7	38	2
四川省	53	5	66	6
江西省	50	4	33	0
吉林省	48	5	11	0
广西壮族自治区	47	7	45	9
宁夏回族自治区	45	3	15	3
福建省	43	10	28	1
贵州省	39	1	62	6
湖南省	32	4	45	0
重庆市	32	1	30	3
上海市	30	1	0	0
新疆生产建设兵团	26	2	12	2
甘肃省	25	3	30	6
天津市	24	5	1	0
云南省	23	7	79	11
北京市	14	0	2	0
青海省	12	1	12	8
海南省	11	0	3	0
西藏自治区	0	0	9	0

资料来源：根据官方发布信息整理。

山东省：全工业门类碳排放大户。山东省发电（302 家）、钢铁（12 家）、水泥（57 家）、铝冶炼（11 家）四个行业纳入企业数量均居全国前列，多行业组团式高排放特征突出，是减排压力大、治理场景复杂的省份。全省需统筹多行业协同降碳，平衡产业发展与减排目标的关系。

河北省：钢铁“一业独大”。河北省碳排放行业结构高度集中，钢铁纳入企业 48 家，占全省纳入企业总量比重超 1/5，一业独大特征明显。碳市场将倒逼钢铁主导产业开展深度低碳转型，对地方经济、就业具有较大影响，以钢铁为主导产业的省市需统筹产业升级与民生保障。

江苏省：经济体量与碳排放量同步领先。江苏省纳入发电企业 211 家、钢铁企业 22 家。依托较强的经济实力与技术储备，江苏应对碳市场的基础条件好，核心方向为兼顾制造业竞争力与脱碳效率，探索高质量低碳转型路径。

云南省：清洁能源助力，释放发展红利。云南省纳入发电企业仅 23 家，水泥（79 家）、铝冶炼（11 家）等工业企业是主体，排放以工业过程排放为主。全省清洁电力占比高[①]，本地工业产品具备天然低碳属性。碳市场为其生态优势转化为经济收益提供市场化通道，可吸引高耗能低碳产业落地，推动绿色能源与制造业融合发展。

3. 行业能效水平梯队分化，转型进程存在差异

发电、有色、钢铁、建材各行业在人均产出、能源规模、转型进度上存在差异，技术成果转化与效率提升节奏不均衡。

（1）人均产出梯队分化，效率差距扩大

四个行业人均产出梯队分化。2024 年人均产出有色金属行业最高，为 545 万元 / 人，分别是钢铁、发电、建材行业的 1.3 倍、1.4 倍和 4.4 倍。2013—2024 年，有色、钢铁、发电行业人均产出增幅均超 100%，建材行业增幅仅 38%，产出效率提升滞后于其他行业（见图 2–4）。

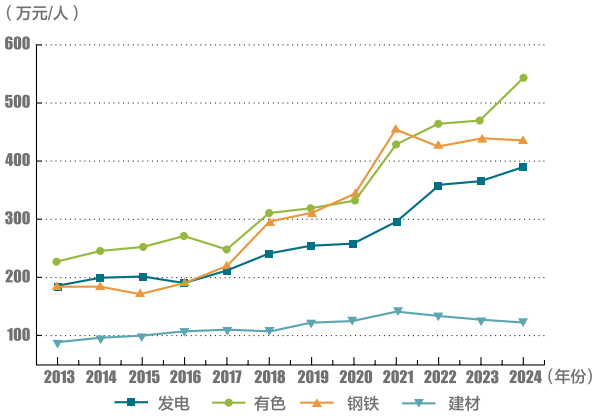


图 2–4 发电、有色、钢铁、建材各行业人均产出

资料来源：根据万得数据库和中经数据库数据测算。

（2）能源消费总量仍在扩张，但行业增速不同

四个重点行业能源消费规模仍处于扩张阶段，钢铁存量排放最大，有色行业增幅最大。2023 年四个行业能源消费总量 17.14 亿吨标准煤，较 2011 年增长 21%。存量占比中，钢铁行业占比最高，为 40%，分别是建材、发电、有色行业的 1.7 倍、1.9 倍、2.4 倍。增量增速中，有色与发电行业为主要增量源，2011—2023 年有色行业能源消费增幅 91%，发电行业增幅 47%，远高于钢铁、建材行业增幅（见图 2–5）。

① 中国政府网，https://www.gov.cn/lianbo/difang/202407/content_6962093.htm。

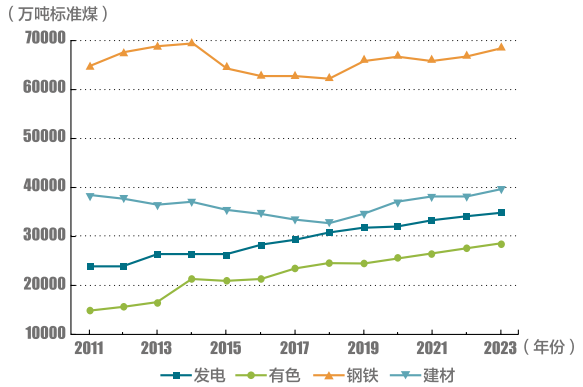


图 2-5　发电、有色、钢铁、建材各行业能源消费总量

资料来源：中经数据（CEIdata）。

（3）转型进度不均衡，行业能耗产量演变态势不同

四个行业节能降碳与低碳转型推进节奏、发展质量不同，建材、钢铁行业发展趋稳，发电、有色行业继续增长（见图 2-6）。建材行业需求收缩驱动产业规模与能耗规模趋于平稳，水泥行业碳排放已经达峰[①]。钢铁行业能耗在2014年触及历史高位后逐步趋稳，但钢材产量持续增长，能耗管控成效主要依靠技术升级驱动。发电、有色行业产量与能耗仍保持增长，需继续推动清洁能源替代。

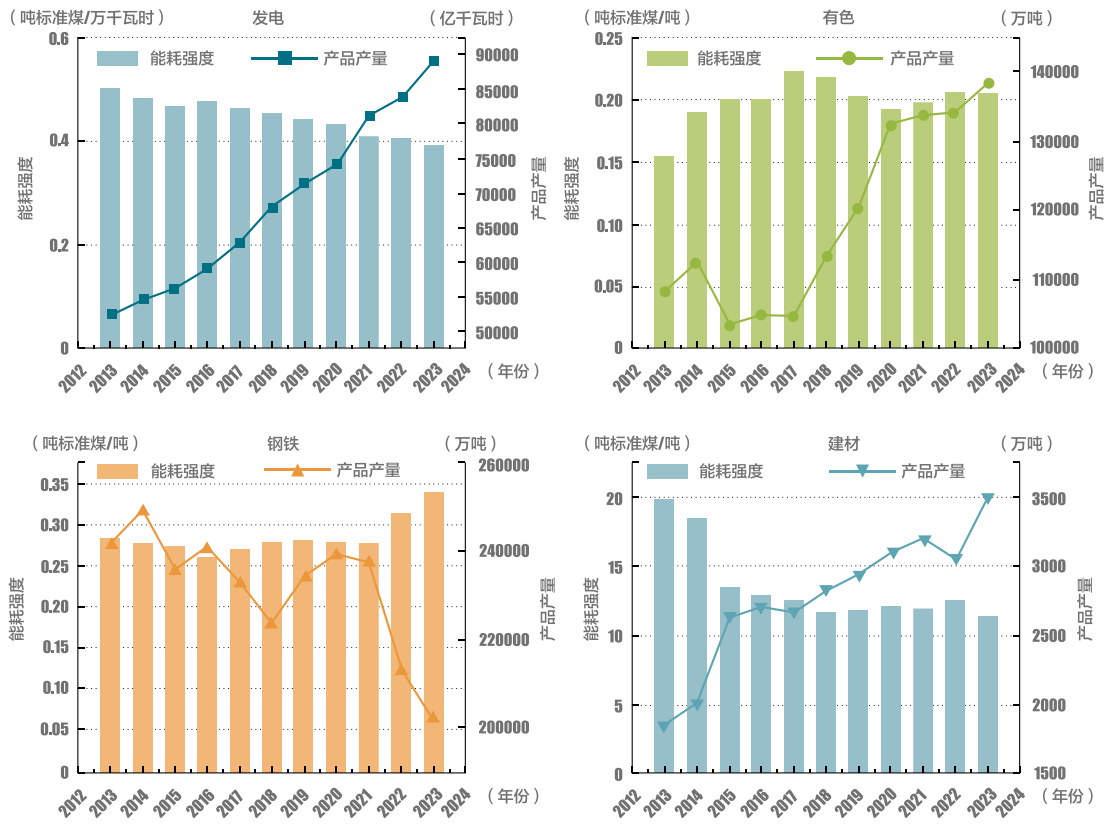


图 2-6　发电、有色、钢铁、建材各行业能耗强度及产品产量

资料来源：中经数据（CEIdata）。

① 中国建筑材料联合会，https://www.cbmf.org/c/2023/12/14/19739.shtml。

（二）运行态势[①]

2025 年至 2026 年上半年，全国碳市场在行业扩围的新阶段保持平稳运行，交易规模稳步扩张，价格走势呈现先抑后扬的阶段性特征（见图 2–7）。随着市场机制持续完善，履约集中交易的特征逐步弱化，交易结构更趋均衡，市场化减排的约束与激励效应同步向产业端传导。

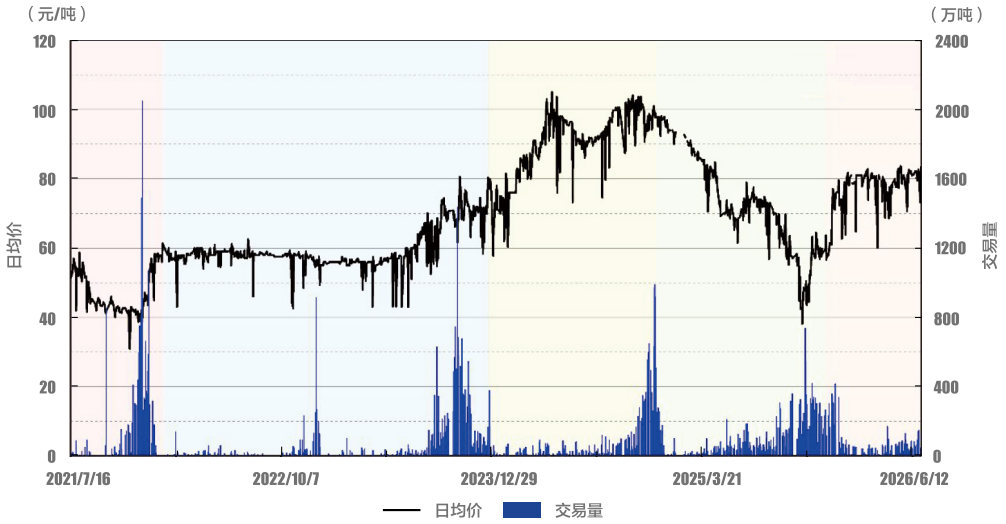


图 2–7　全国碳排放权交易市场交易情况

资料来源：全国碳市场信息网。

1. 交易规模稳步提升，履约驱动特征有所弱化

配额交易总量持续扩张，交易特征从启动初期的履约期集中交易，向全年均衡分布演进，市场运行的平稳性与连续性逐步增强。

（1）交易总量稳步提升

配额交易量持续增长，交易额逐步提升（见图 2–8）。2025、2026 年，配额的交易量和交易额均持续增长，截至 2026 年 6 月，累计成交量突破 9 亿吨、累计成交额约 600 亿元。在成交量方面，2025 年配额成交量 2.35 亿吨，同比增长约 24%，2026 年上半年延续增长态势，成交量同比增长约 37%。在成交额方面，2026 年上半年成交额 40.89 亿元，同比增长约 41%。

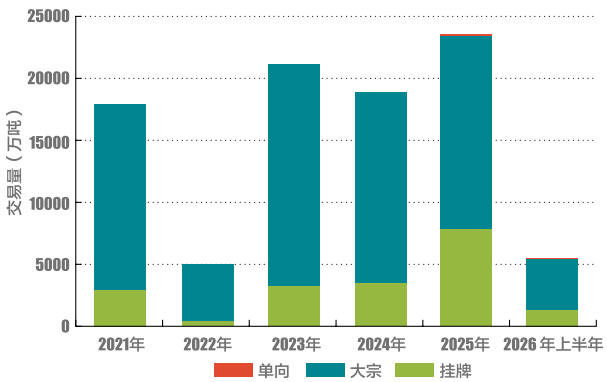


图 2–8　全国碳排放权交易市场历年成交量

资料来源：全国碳市场信息网。

（2）履约驱动特征有所弱化

配额交易在履约约束主导下呈现前低后高、

① 全国碳市场信息网，https://www.cets.org.cn/。

逐季抬升的特征，虽仍表现履约驱动交易的特征，但有所弱化（见图 2–9）。

2025 年交易量随时间推移逐渐攀升，一到四季度成交量分别为 646 万吨、3216 万吨、5947 万吨、13650 万吨，四季度成交量和成交额分别占全年的 58% 和 54%，但同比下降约 26% 和 34%。

2026 年上半年月度分布进一步均匀，1 月成交量即达 1094 万吨，同比增长约 5 倍，4 月、5 月、6 月维持相对均衡，日常交易活跃度明显提升。这表明企业碳交易已由履约期集中操作转为年度常态化管控，实现从被动履约向主动碳资产管理的转变。

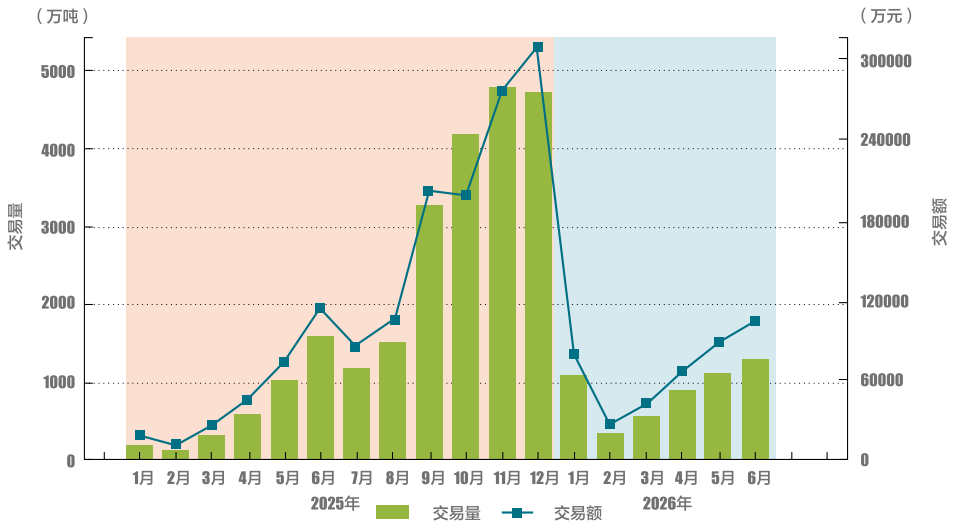


图 2–9　2025 年 1 月至 2026 年 6 月全国碳排放权交易市场成交情况

资料来源：全国碳市场信息网。

（3）交易节奏与配额清缴节点相关

2025 年交易节奏与配额分配、清缴节点高度契合，上半年配额发放时交易偏淡，下半年随着配额核定和履约需求交易活跃。一季度为履约后真空期，1 月、2 月成交均不足 200 万吨。二季度随发电行业配额预分配落地，成交逐步回暖，成交量环比增长 400%。三季度配额核定完成后成交量显著放大，四季度受履约清缴驱动维持高位，11 月单月成交 4775 万吨，达年内最高。

2. 交易价格先抑后扬，多重因素影响供需

配额价格经历阶段性调整，2025 年价格走势先抑后扬，2026 年上半年持续反弹，走势由制度规则与履约周期共同驱动，定价随市场发展逐步清晰。

（1）交易价格深度回调后反弹

2025 年至 2026 年上半年，配额价格经历了一轮深度调整与反弹。

2025 年价格深度回调，10 月触底，年末反弹。年度成交均价约为 62 元 / 吨，同比下跌 37%。年初开盘价约为 97 元 / 吨，随后碳价持续震荡走低，于年末迎来反弹，12 月 31 日收盘价回升至 74.63 元 / 吨，但同比仍下跌 23%。

2026 年上半年价格持续企稳回升。上半年成交均价约为 77 元 / 吨，同比上涨 2%。年初开盘

价约为 76 元 / 吨，随后震荡走高，于 6 月 5 日到达上半年峰值 85.05 元 / 吨。2026 年上半年碳价稳定上升，6 月 30 日收盘价 83.34 元 / 吨。

（2）政策与机制多重因素推动碳价下行

2025 年碳价大幅下行是市场机制调整、扩围政策缓冲及宏观经济、能源结构变化等多重因素叠加的结果。

一是配额结转机制改变市场预期。配额分配方案首次引入跨期结转机制，将结转量与市场交易量挂钩。企业为避免年末持有配额被限制结转，倾向于提前出售多余配额，增加了市场短期供给。

二是扩围政策缓冲期安排压低稀缺预期。政策为新增行业设置了较为充裕的缓冲期——2024 年度新增企业配额与实际排放量相等，2025 年、2026 年行业整体配额盈亏基本平衡。这一安排使得市场参与者对于配额收紧的预期有所调整，企业对未来配额稀缺性的预期有所弱化，进而对碳价的上行动能带来一定影响。

三是宏观经济与能源结构变化牵制需求。2025 年 1—5 月，全国规模以上工业火力绝对发电量同比降低 3%[①]；4—6 月制造业 PMI[②] 连续三个月处于荣枯线[③] 以下。终端碳排放因此减少，配额买盘显著收缩。与此同时，上半年全国可再生能源新增装机达 2.68 亿千瓦，同比增长 99%[④]——新能源发电对火电的替代效应持续增强，对碳配额的市场需求形成进一步牵制。

（3）履约刚性需求推动碳价反弹

从 2025 年末至 2026 年上半年，碳价企稳回升，走势主要受履约刚性需求、扩围行业交易需求等因素驱动。

一方面，年末履约刚性需求拉升价格。2025 年度末、清缴截止前，缺口企业集中回补，配额刚性购买需求集中释放，短期内供需关系发生逆转，推动碳价回升。

另一方面，扩围行业进入实际履约年份。2026 年是钢铁、水泥、铝冶炼三个新纳入行业的首个实际履约年份（企业履约 2025 年度排放），新增重点排放单位 1300 余家，新增覆盖排放量约 30 亿吨。新纳入企业的购买需求增强了市场对配额需求的预期。

3. 交易活跃度持续提升，交易结构逐步优化

市场参与主体范围扩大，交易方式体系持续完善，多层次交易结构逐步形成，运行的适配性与灵活性增强。

（1）交易主体参与度上升

市场新增开户与参与交易企业数均有所增长，交易主体参与积极性上升。新增开户方面，截至 2025 年 8 月底，新纳入行业重点排放单位已开设交易账户 1277 家。新增覆盖排放量约 30 亿吨。参与交易企业数量方面，2025 年，参与交易的重点排放单位首次突破 2000 家，较 2024 年增长 39.77%[⑤]，其中上半年交易企业数量较同期上涨

① 国家统计局，https://www.stats.gov.cn/sj/zxfb/202506/t20250616_1960172.html。

② 国家统计局，https://app.www.gov.cn/govdata/gov/202506/30/531883/article.html。

③ 以采购经理指数 PMI 为 50% 作为经济强弱的分界点。

④ 国家能源局，中国新型储能发展报告 2025，2026 年。

⑤ 川观新闻，全国碳市场如何再扩围？专访国家应对气候变化中心总经济师张昕，https://cbgc.scol.com.cn/news/7680329。

75% 以上[①]，增幅尤为突出。

（2）交易方式逐步丰富

市场交易方式仍以大宗协议交易为主，但挂牌交易活跃度大幅提升，单向竞价交易方式逐步启用（见图 2–10）。

大宗协议交易是市场主要交易方式，但成交规模同比有所回落，2025 年成交量和成交额占比分别超 66% 和 65%，同比均下降 18%；2026 年上半年成交量与成交额均同比上涨约 50%。

挂牌交易活跃度大幅提升。2025 年成交量 0.8 亿吨，同比提升超 100%；2026 年上半年成交量 1453 万吨，同比上涨 25%。

单向竞价交易于 2025 年 7 月开始启用，2025 年全年共组织完成 8 场单向竞价，2026 年上半年共组织 1 场单向竞价，有效适配大中小各类控排企业的多元化交易需求。

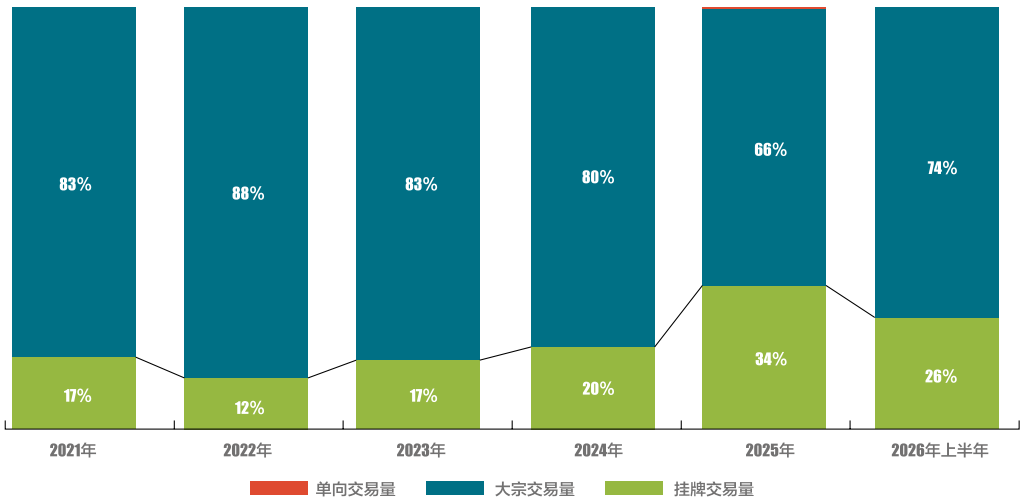


图 2–10　全国碳排放权交易市场历年不同交易方式交易量占比

资料来源：全国碳市场信息网。

（3）交易活跃度时间分布更趋均衡

市场交易时间分布更趋平均，逐步摆脱“潮汐现象”（见图 2–11）。

交易低谷期明显缩短，2025 年上半年成交量较 2024 年同期均上涨 75% 以上，4 月、5 月的交易低谷期明显缩短，市场很快进入活跃期，日均交易量较以往实现翻倍增长。

日常交易活跃度上升，单次交易量在 50 万～ 500 万吨的中等规模交易次数占比从 30% 提升至 49%，成为市场常态，单次交易量小于 10 万吨或大于 500 万吨的极端大单占比下降，交易量在全年交易日的分布更均匀，市场运行的连续性与平稳性持续增强。

① 南方财经网，专访赖晓明：推进碳市场扩容，研究配额有偿分配，https://m.sfccn.com/2025/10–14/wNMDE0MDVfMjA3MjEwNA.html。

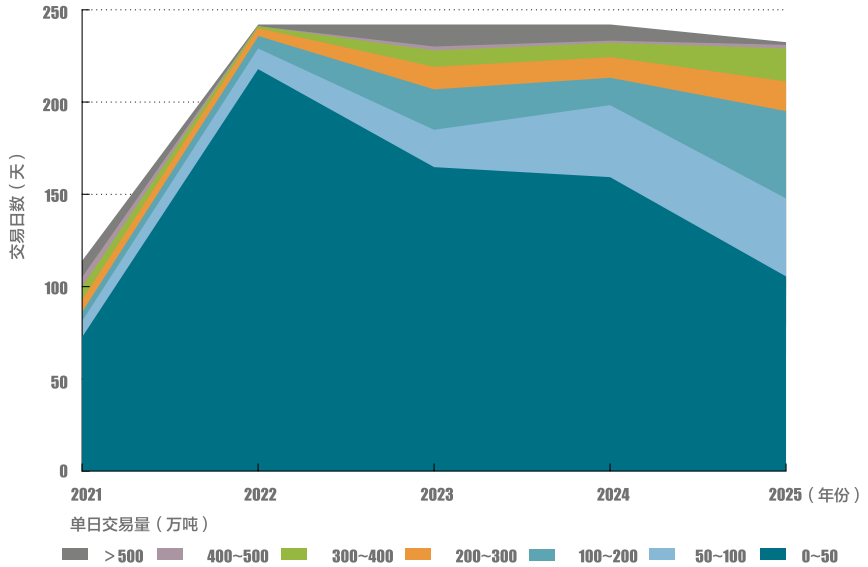


图 2-11　2021—2025 年交易活跃度时间分布图

资料来源：全国碳市场信息网。

（三）运行成效

碳市场是推动电力行业碳排放强度下降的重要因素。碳市场通过配额基准收紧、盈余配额激励、行业结构调整三条路径促进减排，推动落后产能出清、电力行业低碳转型，实现企业正向激励。

1. 行业产能出清与协同减排

全国碳排放权交易市场逐年收紧的发电机组排放强度基准，形成常态化减排约束。2021—2022 年度温和下调约 0.5%，2023 年度随平衡值大幅下行（降幅 2% ～ 17%），基准值同步下降，其中非常规燃煤与燃气机组降幅超 10%，约束显著加码；2024 年在 2023 年基准值基础上再降约 0.5%[①]，高煤耗老旧机组配额缺口持续扩大、履约成本逐步抬升，从经济层面推动低效产能加速清退、行业整体排放稳步下行（见表 2-2）。

表 2-2　各类别机组供电碳排放基准值

单位：吨二氧化碳 / 兆瓦时

机组类别	2021 年度		2022 年度	2023 年度		2024 年度
	平衡值	基准值	基准值	平衡值	基准值	基准值
300 兆瓦等级以上常规燃煤机组	0.821	0.8218	0.8177	0.7982	0.795	0.791
同比下降	—	- 0.1%	0.5%	2.4%	0.4%	0.5%

① 生态环境部，2023、2024 年度全国碳排放权交易发电行业配额总量和分配方案，2025 年。

续表

机组类别	2021 年度		2022 年度	2023 年度		2024 年度
	平衡值	基准值	基准值	平衡值	基准值	基准值
300 兆瓦等级及以下常规燃煤机组	0.892	0.8773	0.8729	0.8155	0.809	0.8049
同比下降	—	1.6%	0.5%	6.6%	0.8%	0.5%
燃煤矸石、水煤浆等非常规燃煤机组（含燃煤循环流化床机组）	0.9627	0.935	0.9303	0.8352	0.8285	0.8244
同比下降	—	2.9%	0.5%	10.2%	0.8%	0.5%
燃气机组	0.393	0.392	0.3901	0.3239	0.3305	0.3288
同比下降	—	0.3%	0.5%	17.0%	-2.0%	0.5%

资料来源：根据历年全国碳排放权交易发电行业配额总量和分配方案整理。

注：平衡值是基于当年度碳排放数据，综合考虑履约优惠政策、修正系数计算，是各类机组发电、供热碳排放配额量与应清缴配额量平衡时对应的数值。基准值在平衡值上根据市场发展需要调整。

市场优胜劣汰功能有效发挥。“十四五”期间约有 80% 的发电企业实现了碳排放强度的下降，近三年间累计关停淘汰落后的小发电机组 200 多台[①]。

碳市场减污降碳协同成效明显。“十四五”期间，火电行业通过碳市场实现 5.3 亿吨二氧化碳减排，降碳过程同步产生污染物协同减排效益，协同减少二氧化硫 2.7 万吨、氮氧化物 9.4 万吨、烟尘 13.5 万吨[②]。

2. 正向激励机制落地

截至 2025 年 8 月底，发电行业累计有 564 家重点排放单位通过节能改造、机组优化、燃料结构调整等方式实现配额扭亏为盈，全行业累计形成盈余配额 5825 万吨。按照市场上线以来配额平均成交价 68.72 元 / 吨测算，行业累计减排资产价值约 40 亿元，企业可通过出售盈余配额补充技改资金、增加经营利润[③]。五大发电集团已建立专业化碳资产管理体系，将碳配额纳入常态化经营核算。2024 年度全市场企业配额清缴完成率达到 99.99%，履约合规水平位居全球主流碳市场前列，企业主动减排、合规履约意识显著提升。

① 全国碳市场信息网，https://www.cets.org.cn/。

② 生态环境部，我国已成为全球规模最大的碳市场，https://www.chinanews.com.cn/cj/2026/07-16/10660505.shtml。

③ 生态环境部，全国碳市场发展报告（2025），2025 年。

3. 行业结构低碳升级

2024 年全国电力碳排放强度较 2018 年下降 10.8%[①]，较 2023 年 8.78%[②] 的降幅进一步扩大。火电内部机组结构优化成效突出。600 兆瓦及以上超临界、超超临界高效清洁发电机组发电量占火电总发电量比重，由 2020 年的 48% 提升至 2024 年的 53.8%。全国火电机组平均供电煤耗较十年前下降 0.019 吨二氧化碳 / 兆瓦时，带动火电单位发电量碳排放强度同步降低 0.068 吨二氧化碳 / 兆瓦时[③]。

二、全国温室气体自愿减排交易市场

全国温室气体自愿减排交易市场配套方法学不断落地，区域开发依托资源禀赋差异化布局，同时国家核证自愿减排量（CCER）交易规模、价格走势与全国配额市场履约周期显现出一定关联，市场化减排补充作用持续凸显。

（一）方法学覆盖领域逐步拓展

全国温室气体自愿减排交易市场重启后规则体系不断完善，主管部门批量新增细分领域方法，行业覆盖范围逐步拓宽。

1. 数量扩充明显

方法学数量扩充至 3 倍，林业碳汇数量最多。2025 年，生态环境部先后发布海上油田伴生气回收利用等 12 项方法学，加上原有的 6 项，累计发布 18 项方法学。其中林业和其他碳汇方法学数量最多（5 项），占方法学总量的 28%，其次是能源产业领域（4 项）和燃料的逸散性排放（4 项），均占方法学总量的 22%（见图 2–12）。

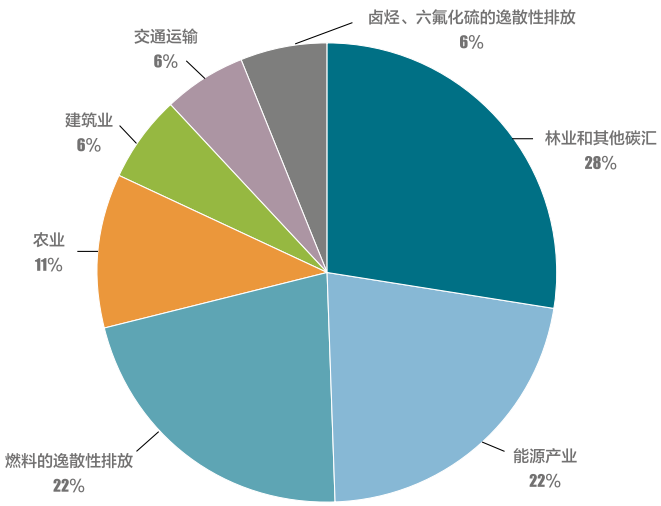


图 2–12　全国温室气体自愿减排交易市场方法学领域分布

资料来源：根据官方发布信息整理。

① 生态环境部，全国碳市场发展报告（2025），2025 年。

② 生态环境部，全国碳市场发展报告（2024），2024 年。

③ 中国电力工程技术协会，加快推动煤电行业减污降碳 全面支撑新型电力系统建设，http://www.zgdlxh.com/page121.html?article_id=1701。

2. 覆盖领域增加

拓宽了市场参与边界。CCER 方法学由传统碳汇、新能源项目，延伸至建筑节能、农业废弃物处理、油气田回收利用等转型减排领域。淤地坝碳汇方法学创新建立水土保持工程碳汇核算方法。

（二）项目供给结构逐步丰富

清洁能源构成市场供给主体，林业碳汇储备数量领先，海上风电贡献主要减排增量，新兴行业项目持续丰富市场类型。截至 2026 年 6 月，存量及储备项目分布在全国 26 个省（自治区、直辖市），各地依托自身资源条件推进项目开发。对比项目前期测算的年均减排量，项目完成登记后的核定减排量普遍存在一定折损，其中光热发电偏差幅度大于海上风电。

1. 清洁能源构成市场存量供给主体

已登记项目以能源产业为主体，海上风电、光热发电为主要供给来源，生态碳汇项目占比偏低；海上风电单体减排规模偏高，光热发电单位装机减排效率较好。

从项目占比上看，能源类项目占据主体，生态碳汇项目数量偏少。已登记项目中海上风电、并网光热发电项目分别占项目总数的 65% 和 23%，而红树林营造和造林碳汇占比较低。

从预计年均减排量上看，整体减排量集中在海上风电、并网光热发电领域。两类项目占预计年均减排总量的 92% 和 8%，红树林营造和造林碳汇项目整体减排贡献有限。

从项目平均减排量上看，海上风电项目减排体量领先，光热发电具备高减排效率。并网海上风力发电项目单个项目预计年均减排量约 51 万吨，单体减排能力突出。光热发电单位装机年均减排量较海上风电高出 47%，减排效率更高，可能得益于光热发电年利用小时数更高。

2. 林业碳汇储备项目基数最大

在公示结束的项目中，待完成审定、即将入市的储备项目共 114 项，是市场增量主力；林业碳汇储备数量领先，海上风电贡献主要增量减排。项目全部入市后，全国 CCER 市场年均减排量将增长 40%，整体处于扩容升级的发展阶段。

在项目数量上，造林碳汇待入市项目居多。造林碳汇 87 项，占 76%，其中很多在 2024 年便已开展项目申报工作，反映出方法学对项目审定的要求较为严格，目前也在推动造林碳汇方法学的修订。市场结构更加多元，煤矿瓦斯回收利用、公路隧道照明节能等新领域项目共 15 项，占 13%，新领域项目逐步进入市场。

在预计年均减排量上，海风项目是主力。并网海上风电预计年均减排总量 280 万吨，以 6% 的项目数贡献了 48% 的减排量，单个项目减排量较高，是市场的“主力军”。造林碳汇项目预计年均减排量总量 169 万吨，占待完成审定、即将入市储备项目预计年均减排总量的 29%，单个体量虽小（约年均减排 2 万吨），但随着项目逐步入市，林业碳汇将成为重要构成。

与已登记项目相比，总量增长具备支撑。已登记项目预计年均减排量 1478 万吨，待审定和审核的项目预计年均减排量 582 万吨，项目逐步入市之后，市场年均减排量预计增长 40%，方法学从 4 种增加到 9 种，市场规模和覆盖领域将有较大扩展。

3. 沿海区域减排规模占据主导

全部存量及储备项目覆盖全国 26 个省（自治区、直辖市），区域开发方向由本地资源条件决定；江苏省、内蒙古自治区项目总量并列全国首

位，江苏省、广东省凭借海上风电形成显著优势。

区域开发路径具备资源匹配特征。江苏省、广东省、福建省等沿海省区集中布局海上风电；新疆维吾尔自治区、甘肃省、青海省充分发挥沙、戈、荒资源开发并网光热发电；内蒙古自治区、江西省、云南省等林业资源富集地区申报造林碳汇；山西省、安徽省、陕西省、河南省则利用矿产资源优势开发煤矿瓦斯回收利用。

项目数量上，江苏和内蒙古并列第一，均为17项，各占总量的11%。其中已登记项目江苏省最多，共12项，均为并网海上风力发电，大多位于盐城近海。内蒙古自治区待审定、审核项目16项，其中15项为造林碳汇。另外，江西省也有13项项目待审定、审核，均为造林碳汇。

减排量上，江苏和广东遥遥领先，分别预计年均减排量710万吨、619万吨，占总量的34%和30%，远超占比8%的第三名山东170万吨。两省减排总量领先，主要是因为区域主力项目海上风电具备较高单体减排体量。

4. 申报减排量普遍存在折损

存量入市项目40项中，仅半数完成减排量登记，过半项目滞留各审核环节或终止申报，未落地减排量以海上风电为主。

项目申报预期减排量普遍高于最终核定登记值，光热发电申报与核定数据偏差显著大于海上风电。已完成登记项目的实际核定减排量平均为申报预期的72%；分技术类型来看，海上风电测算偏差相对平稳，光热发电核定值为预期的43%，偏差幅度大。主要由于光热发电出力受光照条件、设备运维影响较强，前期测算参数取值偏乐观。

（三）交易规模稳步增长

全国温室气体自愿减排交易市场交易规模稳步增长，自2025年3月首批CCER启动登记交易以来，全年累计成交量884.41万吨，交易活跃度逐步提升。

2026年上半年交易量降幅显著。受2025年末控排企业集中采购、储备相对充足影响，短期新增需求减弱。市场1—6月累计成交量595.65万吨。对比2025年、2026年6月同期成交数据，交易量降幅显著（见图2-13）。

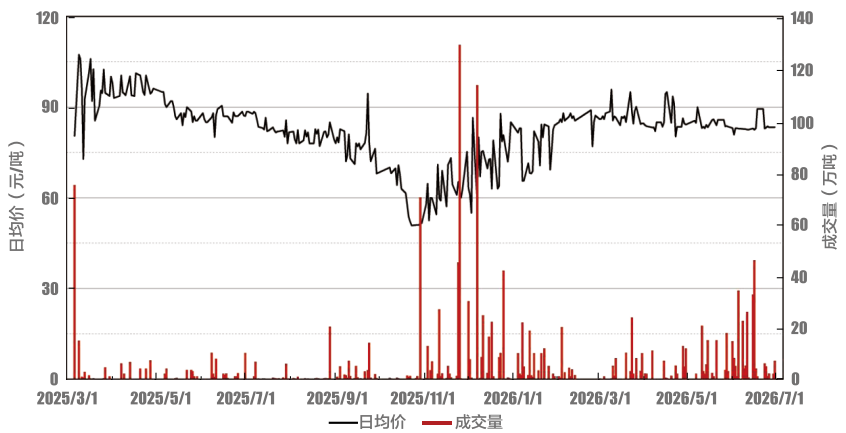


图2-13 全国温室气体自愿减排交易市场每日交易情况

资料来源：全国碳市场信息网。

（四）价格走势波动明显

CCER 价格随履约周期呈阶段性波动，走势与配额市场趋同但整体价位更高，定价逻辑逐步清晰。体现为价格波动明显、不同项目价格分化显著、价位高于配额。

1. 价格走势波动明显

2025 年价格年初阶段性走高、年中回落、年末反弹。年度成交均价 70.76 元 / 吨，同比上涨 11.42%。年中受配额价格下行传导影响，价格持续回落。年末履约窗口期控排企业需求集中释放，推动 12 月均价回升至 66.82 元 / 吨，较年内低点上涨 29%，履约周期成为价格变化驱动性因素。2026 年 CCER 价格保持高位平稳，市场成交量有所回落，但价格并未同步下行。

2. 价位高于配额市场

2025 年 3 月至 2026 年 6 月，CCER 月度成交均价持续高于配额。2025 年内价差波动较为明显；2026 年上半年，随着市场预期逐步明朗，CCER 与配额之间的溢价区间有所收窄，两者价差趋于平稳。产生持续溢价主要存在三方面原因：一是市场重启初期 CCER 项目供给节奏存在不确定性，市场倾向提前储备，对价格形成支撑；二是 CCER 减排量受制于项目开发、核查、登记等流程，导致供给稳定性不及配额；三是 CCER 不存在配额对应的结转年限约束，流通使用限制更少（见图 2–14）。

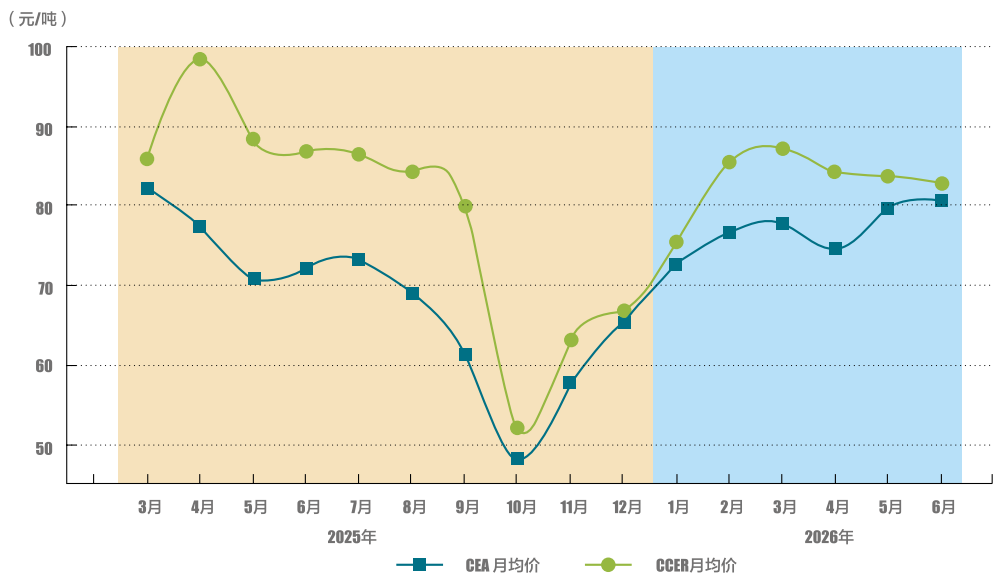


图 2–14　CCER 和 CEA 价格走势对比图

资料来源：全国碳市场信息网。

（本章作者：杨　光、龚　波、孙千丹）

第三章 | CHAPTER 3

碳市场的国际关注

一、关注热度

（一）权威机构持续跟踪报道

国际碳行动伙伴组织（International Carbon Action Partnership，ICAP）、世界银行（World Bank，WB）、经济合作与发展组织（Organization for Economic Cooperation and Development，OECD）等行业权威机构通过年度或专题报告，持续跟踪和报道全球碳市场发展态势，其中中国始终是各方重点关注对象之一，且报道层次不断深化，客观反映了中国碳市场在全球碳定价版图中的地位上升。

报道强度方面，各机构均以较多篇幅聚焦中国碳市场进展。ICAP 报告已从 2024 年简单记录中国碳市场的运行状态，升级为 2025 年以系统板块呈现中国扩围事件，并将其置于新兴经济体正成为全球碳市场增长新引擎的核心叙事框架中[①]。世界银行 2025 年报告将中国碳市场扩展至工业领域视为过去一年全球碳定价覆盖范围扩大的最主要推动力[②]，2026年报告延续深度关注，系统披露中国碳价数据并提出建议。OECD 则将中国碳市场列为重点分析对象，强调中国运行着全球规模最大的基于排放强度的碳市场系统[③]。中国碳市场在各机构年度报告中的叙事地位已从“简单涉及”跃升为“重点分析”。

报道维度方面，从侧重制度介绍拓展至多元分析。权威机构早期报告主要聚焦中国碳市场覆盖范围、法律基础等制度性信息。随着中国碳市场运行深化与行业扩围，碳价水平及国际比较、多层级治理体系、碳定价范围影响、配额拍卖与收入潜力等议题相继进入各机构分析视野。这表明，国际机构对中国碳市场的报道已超越一般性信息跟踪，进入系统性深度观察阶段（见表3–1）。

表 3–1　2025 年以来国际权威机构对中国碳市场的重点报道内容

机 构	报道内容
世界银行	（1）中国、巴西、印度等新兴经济体成为推动碳定价发展的重要力量。 （2）中国碳市场扩围，新增了 1500 家主体，覆盖额外 30 亿吨二氧化碳当量的排放量。

① 国际碳行动伙伴组织（ICAP），*Emissions Trading Worldwide*：*ICAP Status Report* 2025，2025 年。

② 世界银行（WB），*State and Trends of Carbon Pricing* 2025，2025 年。

③ 经济合作与发展组织（OECD），*Pricing Greenhouse Gas Emissions* 2024，2024 年。

续表

机 构	报道内容
世界银行	（3）中国将碳市场扩展至工业领域，使全球直接碳定价覆盖范围从 24% 提升至约 28%。 （4）全球范围内，电力部门仍是碳定价覆盖最广的领域，其次是工业部门，主要得益于中国扩大了碳定价范围。 （5）中国碳市场根据企业所使用的技术来确定排放限值，旨在避免对依赖老旧技术的企业进行过度处罚。 （6）中国重启 CCER 市场。 （7）中国碳市场未对排放配额进行拍卖，收入潜力受限。 （8）中国 2025 年碳价仅约 11 美元 / 吨，而欧盟碳价在 70 ～ 90 欧元波动，价格悬殊
ICAP	（1）2024 年多个成熟碳市场的平均碳价较 2023 年有所下降，而中国碳价温和上涨。 （2）中国、印度尼西亚、印度和巴西等主要新兴经济体正通过引入国内碳信用，拓展其碳市场价格信号的激励范围。 （3）中国重启 CCER 市场。 （4）中国全国碳市场和试点碳市场的扩围情况。 （5）中国碳价稳定在每吨 60 ～ 70 元人民币区间，体现出市场稳定性与政策延续性；而欧盟和英国碳价均为 62 美元 / 吨，差距较大
OECD	（1）中国已于 2025 年 3 月将碳市场扩展至水泥、钢铁和铝冶炼。 （2）中国有多种碳定价机制（有 8 个省或市级的试点碳市场）

资料来源：根据官方机构发布的报道整理。

（二）学术研究产出稳步提升

全球学术界围绕中国碳市场的研究规模持续扩张，已形成融合环境科学、能源经济、公共政策评估的研究体系。

从刊文量与增长态势看，中国碳市场相关研究文章逐渐增多（见图 3–1）。以科学引文合集（Web of Science Core Collection）为数据源，2021—2026 年国际期刊共发表中国碳市场主题文献 1269 篇，累计被引 26035 次，篇均被引 20.52 次。年度发文量由 2021 年的 100 篇增至 2025 年的 285 篇，2025 年达到历史峰值；2026 年前六个月已收录 196 篇（含在线预出版稿件），研究热度维持高位。其中中国机构署名文献占比约 94.7%，同时中国碳市场作为研究对象已进入 *Nature*、*Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*、*Journal of Public Economics* 等国际综合顶级期刊议题范围，成为国际主流学术界认可的环境政策研究样本。

从学科分布看，研究边界已从传统环境经济学与能源政策领域，逐步向运筹学、金融学、管理科学、公共政策等多学科方向拓展。近年来，清华大学、北京航空航天大学、武汉大学等机构研究团队，与美国、英国、澳大利亚等国学者，在综合类顶刊的基础上，进一步在 *Annals of Operations Research*、*Finance Research Letters*、*International Review of Economics and Finance* 等运筹学与金融学领域主流期刊上发表多学科交叉研究成果，围绕碳市场风险溢出效应、碳价波动对金融资产定价影响、碳市场与其他环境权益市场协同机制等议题持续产出，中国碳市场已成为全球跨学科气候经济研究的前沿阵地。

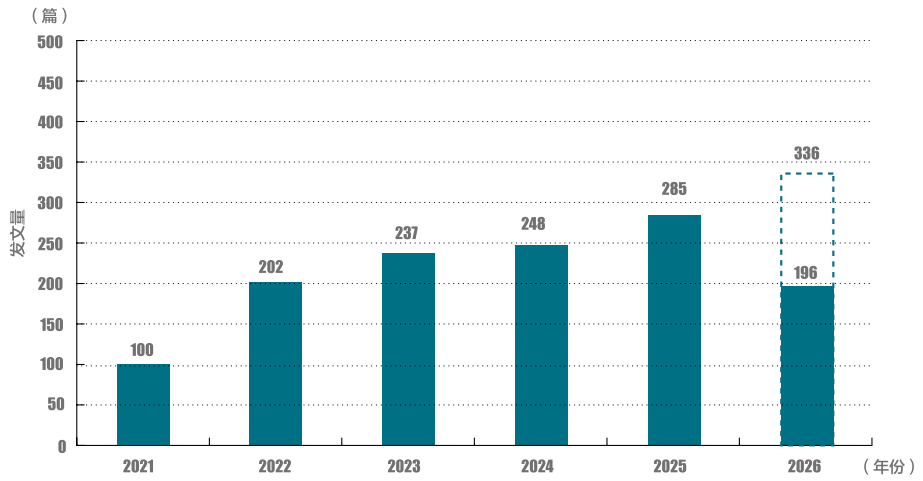


图 3-1　2021—2026 年国际期刊中国碳市场主题发文量变化

资料来源：Web of Science Core Collection。

注：2026 年为推测量。

（三）域外媒体分层常态深耕

我国碳市场被国际媒体纳入常规报道议程（见图 3-2）。路透社（Reuters）、彭博社（Bloomberg）、金融时报（Financial Times）等综合财经资讯媒体对其保持高频跟踪，每遇重大政策调整，均有即时报道；碳脉冲（Carbon Pulse）、碳简报（Carbon Brief）、清蓝碳市（ClearBlue Markets）等碳领域垂直媒体则持续深耕日常运行数据与政策细则，部分机构甚至上线中国碳市场专属数据服务。国际主流媒体持续投入报道资源，是对中国碳市场发展价值及全球影响力的有力印证。

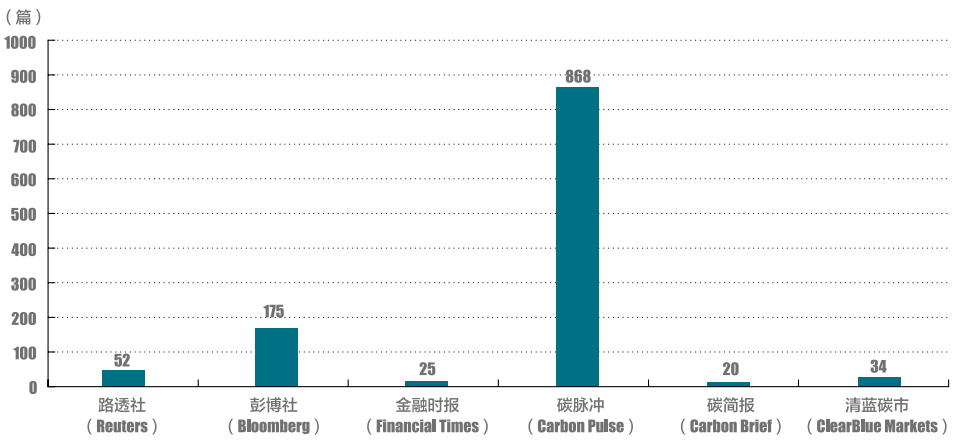


图 3-2　2020—2026 年海外代表性媒体对中国碳市场报道频次

资料来源：Google Search。

综合财经资讯媒体层面，路透社 2025 年 3 月完整披露中国将钢铁、水泥、铝冶炼行业纳入碳市场扩围方案[①]，同年 8 月跟进报道 2027 年引入绝对排放上限的官方规划[②]。彭博社 2025 年 3 月基于政府工作报告解读碳市场扩围部署，2026 年 5 月记录中国、欧盟、巴西共同发起开放合规碳市场联盟的合作进程[③]。金融时报 2025 年 11 月报道中国绿色债券发行规模首次超越欧美，成为全球第一大绿色债券市场[④]。

碳领域垂直媒体层面，碳脉冲持续跟踪碳价走势、配额交易、方法学审批等日常运行数据，2025 年 5 月报道碳配额阶段性走低但市场流动性保持稳定，7 月梳理行业扩围阶段多项实操难题，11 月完整报道三项 CCER 全新方法学获批落地等内容[⑤]。碳简报开设固定“中国简讯（China Briefing）”专栏定期解读中国碳市场改革路径。清蓝碳市上线中国碳市场专属数据情报服务，系统报道市场体量、覆盖排放规模、中长期扩围规划与新旧配额转换等核心政策。

（四）海外检索热度逐年增加

海外网络对中国碳市场的关注度已从零星碎片化检索转向常态化、规模化追踪，热度峰值与中国碳市场重大政策发布节点吻合，关注地域持续向外延伸（见图 3–3）。

2024 年及以前，海外整体搜索热度偏低，关注范围较为有限，检索人群高度集中于中国内地，欧美等主要国际舆论市场关注度不足。

2025 年成为关注度的转折节点。上半年搜索热度仍处于低位，但进入 7 月后快速升温——生态环境部公示扩围行业配额分配方案征求意见稿，紧随其后 8 月中共中央办公厅、国务院办公厅《意见》发布，两项重磅政策接连落地，检索指数从 7 月下旬的 13 快速攀升至 8 月中旬的 58，增幅 3.5 倍；9—11 月，碳价阶段性下行、多批 CCER 方法学密集发布、COP 30（30th Conference of the Parties，第 30 届缔约方大会）国际会议召开等多重驱动因素叠加，热度维持在 33 ～ 71 区间。区域层面，除中国内地外，2025 年新加坡、韩国领先，摩洛哥、丹麦、美国、越南等地形成稳定检索群体，海外关注首次跳出东亚区域。

2026 年热度中枢进一步抬升。4 月生态环境部释放年内引入金融机构参与碳市场的政策信号，单周指数升至 77；5 月中欧碳定价合作联盟成立，检索热度触及 100 峰值，后续数周稳定在 90 以上高位。区域分布亦同步拓展，新加坡、韩国关注度最高，澳大利亚、日本、美国、新西兰、哈萨克斯坦等国形成稳定关注群体，中国碳市场由区域性议题发展为跨区域共同关注的全球气候治理议题。

---

① 路透社（Reuters），https://www.reuters.com/sustainability/china–expand–carbon–trading–market–steel–cement–aluminium–2025–03–26/。

② 路透社（Reuters），https://www.reuters.com/sustainability/climate–energy/chinas–carbon–market–introduce–absolute–emissions–caps–2027–2025–08–26/。

③ 彭博社（Bloomberg），https://www.bloomberg.com/news/articles/2026–05–07/china–and–europe–form–carbon–alliance–as–us–bets–on–fossil–fuels。

④ 金融时报（Financial Times），https://www.ft.com/content/5cd98a31–eb4a–4fa3–b2f0–ae4f38671f7f。

⑤ 碳脉冲（Carbon Pulse），https://carbon–pulse.com/395919/，https://carbon–pulse.com/416626/，https://carbon–pulse.com/460202/。

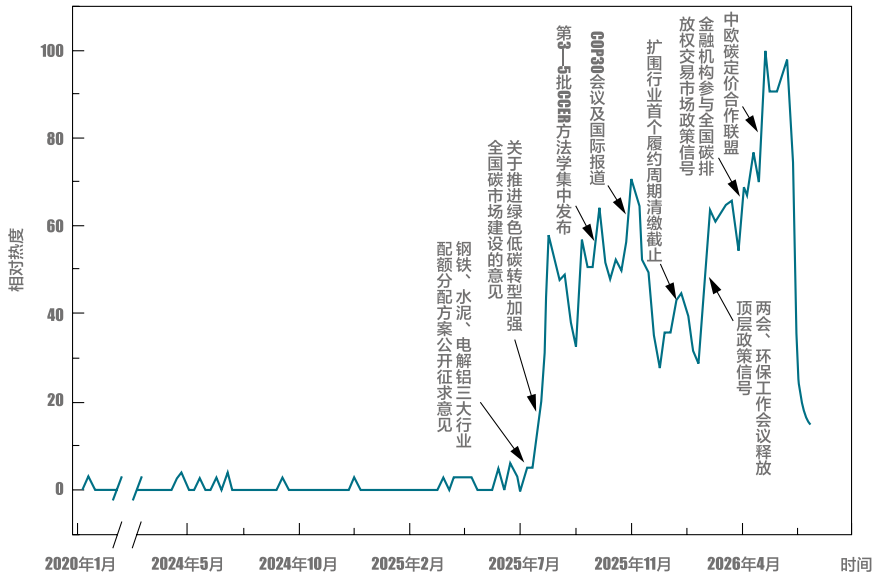


图 3-3 海外对中国碳市场的检索热度曲线

资料来源：Google Trends。

二、关注热点

（一）总量管控政策受到国际关注

全球主流成熟碳市场普遍实施绝对总量配额制度，而中国碳市场自启动以来采用基于排放强度的配额分配模式。制度设计的差异，使中国碳市场从强度管控向绝对总量管控的制度演进路径，成为国际学术界与专业机构的长期跟踪重点。

国际主流媒体与专业机构关注中国碳市场的政策转向。2025 年 8 月，中共中央办公厅、国务院办公厅《意见》明确提出中国碳市场逐步由强度控制转向总量控制。路透社及时跟进报道，指出该政策提供了明确的碳市场发展时间表，并将碳市场视为实现脱碳目标的关键工具[①]。ICAP 将该政策定义为中国气候战略的决定性转变，指出文件为碳市场从强度基准向绝对总量转型提供了清晰的路线图，明确最早自 2027 年起，排放状况相对稳定的行业将纳入绝对上限管控[②]。美国能源经济与金融分析研究所（Institute for Energy Economics and Financial Analysis，IEEFA）2025 年 9 月报告亦关注到中国碳市场采用基于排放强度的目标设定方式，并注意到中国正着手将碳市场扩围至重工业领域及推进总量控制转型[③]。

① 路透社（Reuters），https://www.marketscreener.com/news/china-s-carbon-market-to-introduce-absolute-emissions-caps-from-2027-ce7c50d8de89fe26。

② 国际碳行动伙伴组织（ICAP），*China Issues Landmark Guidelines to Transition to Absolute Cap and Expand Scope in National ETS*，2025 年。

③ 美国能源经济与金融分析研究所（IEEFA），*Asia's Carbon Markets are Expanding but Undermined by Low Prices*，2025 年。

国际学术界围绕中国碳市场政策转向开展深入研究。英国伦敦大学团队 2022 年在 *Energy* 刊文，基于中国电力行业模型，评估了从强度基准切换至总量控制对碳市场减排促进作用的影响[①]。清华大学团队于 2023 年在 *Asia Society* 发表论文，分析了中国碳市场选择强度上限的深层原因及转型影响[②]。德国波茨坦气候影响研究所团队 2025 年在 *Environmental Research Letters* 发表综述，指出中国碳定价的有效性根本上取决于制度设计[③]。国内研究团队 2026 年在 *iScience* 基于火电面板数据实证研究，验证了强度管控作为过渡性制度安排的有效性[④]。

（二）有偿分配改革成各方焦点

2025 年 8 月，中共中央办公厅、国务院办公厅《意见》首次在国家顶层设计中明确提出配额分配方式将从以免费分配为主向“有偿拍卖 + 免费分配”的混合模式转变。这是中国碳市场在配额分配机制上释放的明确改革信号，引发国际社会广泛关注与解读。

国际主流媒体关注中国碳市场配额分配机制改革。路透社在《意见》发布后即跟进报道，指出中国正计划从 2027 年起逐步引入配额拍卖机制，并援引分析师观点称这一改革将显著提升碳市场价格发现功能[⑤]。ESG 领域权威资讯平台 ESG News 于 2025 年 8 月发布专题报道，聚焦中国将从 2027 年起对全国碳市场实施有偿分配转型的政策信号[⑥]。彭博社自 2025 年初即持续跟踪报道中国碳市场运行情况，完整记录了碳市场从年初价格承压、年中探底到《意见》发布后价格反弹的波动周期[⑦]。

国际专业机构系统分析有偿分配改革对碳价的影响。国际能源署（International Energy Agency，IEA）于 2024 年 5 月发布报告，系统梳理国际碳市场拍卖机制设计与实施经验，指出引入配额拍卖可有效强化中国碳市场的价格信号，助推中国加速清洁能源转型[⑧]。ICAP 在 2025 年 9

---

① Yu Z.，Geng Y.，Calzadilla A.，et al.（2022）. *China's Unconventional Carbon Emissions Trading Market:* the *Impact of a Rate-Based Cap in the Power Generation Sector*. Energy，255，124581.

② Duan，M.（2023）. *The Transition From an Intensity to an Absolute Emissions Cap in China's National Emissions Trading System*（*Working Paper*）. Asia Society.

③ Döbbeling-Hildebrandt N.，Danilenko D.，Lamb W. F.，et al.（2025）. *Under What Conditions and Why is Carbon Pricing Effective? A Realist Synthesis of Ex-Post Evidence*. Environmental Research Letters, 20（10），103005.

④ Lyu C.，Wang K.，Cai B.，et al.（2026）. *Dual CO_2 Mitigations with Diminishing Margins: Evidence From China's Intensity-Based National Emissions Trading Scheme*. iScience，29（4），115424.

⑤ 路透社（Reuters），https://www.marketscreener.com/news/china-s-carbon-market-to-introduce-absolute-emissions-caps-from-2027-ce7c50d8de89fe26。

⑥ ESG News，https://esgnews.com/china-to-impose-absolute-emissions-caps-from-2027-for-nationwide-carbon-market/。

⑦ 彭博社（Bloomberg），https://www.bloomberg.com/news/articles/2025-03-05/china-vows-to-expand-carbon-market-in-push-to-control-emissions。

⑧ 国际能源署（IEA），*Enhancing China's ETS for Carbon Neutrality*：*Introducing Auctioning*，2024 年。

月解读中指出，《意见》提出配额分配机制将从以免费分配为主，逐步向免费与拍卖相结合的混合模式进化[①]。IEEFA在2025年9月发布的报告中指出，亚洲多数碳市场价格偏低，而中国正着手将碳市场扩围至重工业领域并探索有偿分配改革路径，有益于《巴黎协定》温控目标的实现[②]。欧洲智库布鲁盖尔研究所（Bruegel）于2025年11月分析了中国碳市场的碳价提升空间，指出有偿分配改革将为碳价机制完善奠定基础，推动碳价与全球碳定价体系接轨[③]。

（三）碳数据治理牵动市场预期

碳排放数据的准确性、透明度和可追溯性是碳市场有效运行的根基。国际社会围绕碳排放核算、配额分配、MRV体系（Monitoring，Reporting and Verification，监测、报告与核查）及CCER信用管理，持续关注中国全链条碳数据治理体系建设进展。

碳排放核算层面，核算方法的调整引发国际社会讨论。2026年5月，欧洲智库能源与清洁空气研究中心（Centre for Research on Energy and Clean Air，CREA）在碳简报专业媒体撰文指出：中国“十五五”规划中碳强度指标核算方法较此前口径有所调整[④]。金融时报亦关注相关讨论[⑤]。OECD在《有效碳税率2025》报告中指出，统一、可溯源且公开的核算标准是各国碳市场互通的基础[⑥]。

配额分配层面，配额测算透明度与规则稳定性备受关注。剑桥大学研究团队2025年在*The Energy Journal*刊文，对比中欧配额分配机制，重点关注中国配额测算数据的可靠性[⑦]。ICAP 2025年报告中注意到，中国正针对钢铁、水泥、铝冶炼三类新增控排行业推进统一的分配测算模板[⑧]。

MRV体系层面，数据管理能力建设引发热议。哈佛大学研究团队2023年在*University of New Brunswick Law Journal*刊文，关注中国碳市

---

① 国际碳行动伙伴组织（ICAP），*China Issues Landmark Guidelines to Transition to Absolute Cap and Expand Scope in National ETS*，2025年。

② 美国能源经济与金融分析研究所（IEEFA），*Carbon Pricing in Asia*：*Examining Emissions Trading Systems and Carbon Taxes*，2025年。

③ 布鲁盖尔研究所（Bruegel），https://www.bruegel.org/newsletter/different-routes-decarbonisation-eu-carbon-pricing-versus-chinas-green-tech。

④ 碳简报（Carbon Brief），https://www.carbonbrief.org/analysis-chinas-new-carbon-metric-leaves-germany-sized-gap-in-its-emissions/。

⑤ 金融时报（Financial Times），https://www.ft.com/content/78d28a07-02ac-4a86-bcae-6eb70dd948b8。

⑥ 经济合作与发展组织（OECD），*Effective Carbon Rates* 2025，2025年。

⑦ Lu M.，Pollitt M. G.，Wang K.，et al.（2025）. *The Incremental Impact of China's Carbon Trading Pilots on Carbon Abatement.* The Energy Journal，46（6）：211-239.

⑧ 国际碳行动伙伴组织（ICAP），*Emissions Trading Worldwide*：*ICAP Status Report* 2025，2025。

场第三方核查机制的建设进展[①]。ICAP 2025 年报告报道了中国在跨部门数据交叉核验机制方面的建设进展。专业媒体碳脉冲 2025 年亦报道了中国碳市场扩围过程中 MRV 体系的建设进展[②]。

CCER 自愿减排层面，方法学发布与完善成为焦点。欧洲环境专业媒体对话地球（Dialogue Earth）[③]、北美气候调查媒体解凉（The Cool Down）[④]等机构长期关注中国 CCER 项目运行情况。全球自愿碳市场权威数据机构——生态系统市场（Ecosystem Marketplace，EM）在 2025 年度报告中将中国 CCER 列为全球自愿碳市场发展阶段最值得关注的供应来源之一[⑤]。世界银行在《碳定价现状与趋势 2026》报告中指出，一套透明、可独立核验的 CCER 数据体系是中国碳市场深度对接全球跨境碳交易机制的重要支撑[⑥]。

（四）碳定价链接话题持续升温

随着中国碳市场覆盖范围持续扩大，其制度设计的外部性已超越国内政策边界，国际社会对中国碳市场在全球碳定价版图中的角色与走向密切关注。

国际机构将中国碳市场视为影响全球碳定价格局的重要变量。ICAP 2025 年报告确认，中国碳市场扩围至钢铁、水泥、铝冶炼三个行业，新增约 30 亿吨二氧化碳当量的覆盖量，相当于全球排放量的 5% 左右，扩围后的中国碳市场持续影响全球碳定价格局[⑦]。世界银行《碳定价现状与趋势 2025》进一步指出，中国碳市场扩围使全球直接碳定价覆盖率从 24% 提升至约 28%，是过去一年全球碳定价覆盖范围扩大的最主要推动力[⑧]。

围绕中国碳市场与全球碳定价体系的链接路径，国际社会从多层面展开讨论。CBAM 互动层面，欧盟碳边境调节机制已于 2026 年 1 月正式进入全面实施阶段，ICAP 将碳泄漏列为一个重大的政治问题[⑨]。剑桥大学研究团队 2025 年在 *Energy and Climate Management* 发文关注中国与欧盟在碳市场领域的协同路径[⑩]。第六条机制层面，2024 年 COP 29 已通过第六条运行细则，国际排

① Chen L.，Li R.（2023）. *Regulating Emissions Data Quality，Cost, and Intergovernmental Relations in China's National Emissions Trading Scheme*. University of New Brunswick Law Journal，74，105.

② 碳脉冲（Carbon Pulse），https://carbon-pulse.com/416626/。

③ 对话地球（Dialogue Earth），https://dialogue.earth/en/climate/doubts-cast-over-pig-farm-methane-credits-in-china/。

④ 解凉（The Cool Down），https://www.thecooldown.com/outdoors/carbon-credit-projects-china-scrutiny-issues/。

⑤ 生态系统市场（EM），2025 *State of the Voluntary Carbon Market*，2025 年。

⑥ 世界银行（WB），*State and Trends of Carbon Pricing* 2026，2026 年。

⑦ 国际碳行动伙伴组织（ICAP），*Emissions Trading Worldwide*：*ICAP Status Report 2025*，2025 年。

⑧ 世界银行（WB），*State and Trends of Carbon Pricing* 2025，2025 年。

⑨ 国际碳行动伙伴组织（ICAP），*Emissions Trading Worldwide*：*ICAP Status Report* 2025，2025 年。

⑩ Dai C.，Pollitt M. G.（2025）. *Aligning China's Local and National Carbon Markets Under Global Carbon Pricing*. Energy and Climate Management, 1（3）：9400017.

放贸易协会（The International Emissions Trading Association，IETA）与普华永道（Price waterhouse Coopers，PwC）调查显示，91% 的受访者将第六条视为未来气候行动的关键驱动力[①]。2025年8月，第六条第四款机制监督机构正式认可中国质量认证中心为指定经营实体，获批在 16 个专业领域开展审定与核查工作，成为全球获批领域最多的指定经营实体[②]。区域碳市场一体化层面，世界经济论坛（World Economic Forum，WEF）与贝恩公司（Bain & Company）2025 年 9 月联合发布的《亚洲碳市场：企业战略要务》报告指出，亚洲已占全球碳排放量的一半以上，但其碳市场仅覆盖区域排放的 28%，报告将中国描述为亚洲碳市场的压舱石[③]。同年，复旦大学研究团队在曼谷邮报（Bangkok Post）撰文，报道了中国与东南亚建立区域一体化碳市场的协同路径[④]。

（五）碳市场贡献引发全球热议

中国碳市场建设成效正引发国际社会的广泛关注，其在制度规则、减排实效与能力建设三个维度的贡献，已成为国际社会观察发展中大国碳市场建设的重要窗口。

在制度规则层面，国际社会视中国碳市场制度设计为重要参照。越南官方在 2025 年 P4G 峰会上明确表示特别关注中国在全国碳市场组织与运营方面的经验，并希望建立专门的合作渠道[⑤]。在双边政策对话与技术交流推动下，越南碳市场分为 2025—2028 年试运行和 2029 年起正式运营两个阶段，试运行阶段从钢铁、水泥与火力发电三大高排放行业切入[⑥]，与中国先试验、后推广，高排放行业先行、分阶段拓展覆盖的路径高度吻合。印度尼西亚碳市场同样聚焦电力行业起步，并宣布分阶段扩大覆盖范围[⑦]。美国环保协会（Environmental Defense Fund，EDF）将 CCER 体系与国际主流碳信用标准进行对比，指出其方法学类型多样性与迭代速度具有自身特点[⑧]。越南于 2026 年发布关于森林碳汇与储存服务的第 180/2026/NĐ–CP 号法令，类似中国 CCER 项目执行流程，规定森林碳汇项目必须按照项目开发、

① 国际排放贸易协会（IETA）、普华永道（PwC），*Carbon Markets in Transition*：*the Path to 2030 – GHG Market Sentiment Survey* 2024/2025，2025 年。

② 中国检验认证集团（CCIC）官方网站，https://www.ccic.com/xwzx/jgdt/art/2025/art_dda0b027d6b94befb3f002a84e18cb7f.html。

③ 世界经济论坛（World Economic Forum）、贝恩公司（Bain & Company），*Asia's Carbon Markets: Strategic Imperatives for Corporations*，2025 年。

④ 曼谷邮报（Bangkok Post），https://www.bangkokpost.com/opinion/opinion/3152005/visual–stories。

⑤ 越共机关报（Nhan Dan），https://en.nhandan.vn/vietnam–china–cooperate–in–air–quality–management–and–environmental–protection–post146834.html。

⑥ 越南新闻社（VNS），https://vietnamnews.vn/environment/1784683/new–decree–lays–legal–foundation–for–viet–nam –s–forest–carbon–market.html。

⑦ 国际能源署（IEA），*Indonesia Presidential Regulation No. 98 on the Implementation of Carbon Pricing*，2025 年。

⑧ 美国环保协会（Environmental Defense Fund），*China's Carbon Emission Trading System*，2025 年。

注册、监测、报告及独立验证等程序规范推进[①]。国际水资源保护媒体水之声（Voice of Water）报道，巴基斯坦正借鉴中国碳市场运营经验，加快建设全国碳交易框架，为创新、透明和绿色投资铺平道路[②]。

在减排成效层面，国际社会持续关注中国碳市场的规模与实效。从覆盖规模看，清蓝碳市报道，中国作为全球最大碳市场，在第一次扩围后，碳市场覆盖范围将进一步扩大至 80 亿吨二氧化碳[③]，覆盖规模约为欧盟碳市场的 7 倍。ICAP 2025 年度报告指出，仅扩围新增的 30 亿吨覆盖量，即相当于全球排放量的 5%，并将中国碳市场扩围列为现有碳市场向新行业扩展的最具代表性案例[④]。从减排成效看，2019—2024 年碳市场覆盖的发电机组二氧化碳排放强度累计下降 2.9%，推动行业碳排放总量削减 3.57 亿～ 4.84 亿吨，降低社会减排成本 405 亿～ 481 亿元[⑤]。*iScience* 刊文称，中国碳市场控排火电机组实现二氧化碳排放强度下降 0.8%，总排放量减少 3.5%[⑥]。美国农业部 2024 年在 *Nature* 刊发研究成果指出，温带地区的碳汇增加几乎全由中国贡献[⑦]。清蓝碳市指出，中国 CCER 项目中，煤层甲烷项目将非常活跃，到 2030 年每年可能产生 2000 万吨的碳抵销量[⑧]。

在能力建设层面，国际社会对中国碳市场经验传播进行了专题研究。2025 年 9 月，“中国碳市场建设进展与跨境碳交易合作”研讨班在武汉开班，来自玻利维亚、巴西等 16 个国家的 29 名政府官员及专家参加培训[⑨]。赞比亚学员表示企业通过节能减排把环保行为变成真金白银的做法非常值得在本国推广；南非学员期待通过学习中国经验推动本国碳市场与国际接轨；泰国学员亦表示希望将中国做法带回国内，推进本国碳市场法案尽快出台。*Springer Nature Switzerland* 在 2025 年刊发研究论文，以中国碳市场为例探讨发展中国家碳能力建设[⑩]。联合国亚洲及太平洋经济

① 越南新闻社（VNS），https://vietnamnews.vn/environment/1784683/new-decree-lays-legal-foundation-for-viet-nam-s-forest-carbon-market.html。

② 国际水资源保护媒体水之声（Voice of Water），https://vow101.com/pakistan-partners-with-china-to-build-national-carbon/。

③ 清蓝碳市（ClearBlue Markets），https://www.clearbluemarkets.com/knowledge-base/chinas-carbon-market-hits-the-reset-button-for-2026。

④ 国际碳行动伙伴组织（ICAP），*Emissions Trading Worldwide*：*ICAP Status Report* 2025，2025 年。

⑤ 生态环境部环境规划院，中国碳排放权交易市场综合评估报告 2025，2026 年。

⑥ Lyu C，Wang K，Cai B，et al.（2026）. *Dual CO_2 Mitigations with Diminishing Margins: Evidence From China's Intensity-Based National Emissions Trading Scheme*. iScience，29（4）：115424.

⑦ Pan Y.，Birdsey R. A.，Phillips O. L.，et al.（2024）. *The Enduring World Forest Carbon Sink*. Nature，631（8021）：563-569.

⑧ 清蓝碳市（ClearBlue Markets），https://www.clearbluemarkets.com/knowledge-base/a-status-update-on-the-asia-pacific-carbon-markets。

⑨ 中国新闻网，http://www.chinanews.com.cn/cj/2025/09-15/10482840.shtml。

⑩ Kishore K.，Bhaskar P.，Yıldırım S.，et al.（2026）. *Sustainable Value Creation*：*Corporate Strategies for SDGs Implementation*. Cham：Springer Nature Switzerland.

社会委员会（United Nations Economic and Social Commission for Asia and the Pacific，UNESCAP）于2026年8月举办“中国碳市场发展及其对发展中国家的经验借鉴”专题活动，重点报道了中国碳市场的经验传播情况[①]。

（本章作者：许晓明、赵春晓、王思洋）

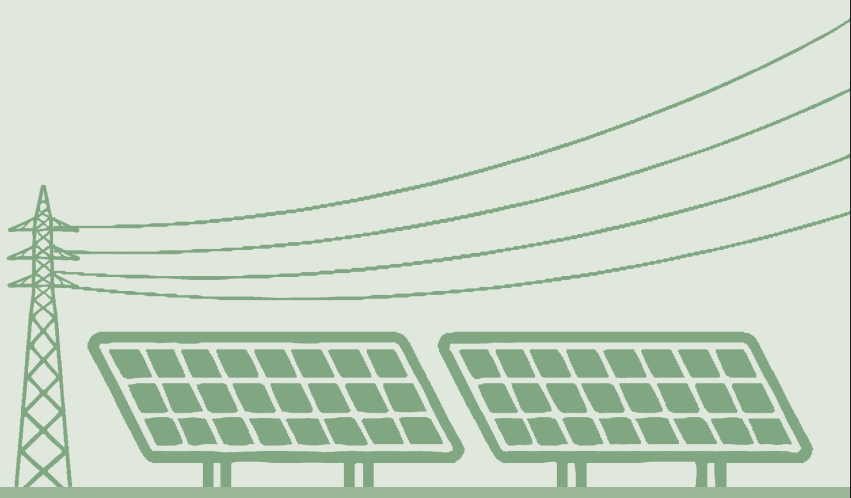
① 联合国亚洲及太平洋经济社会委员会（UNESCAP），*Thematic Event on China's Carbon Market Development and Its Lessons for Developing Countries*，2026年。

02

第二部分

碳市场关键问题







第四章 | CHAPTER 4

碳市场与碳排放双控目标衔接

《“十五五”碳达峰行动方案》强调“加强碳排放配额总量与碳排放双控目标衔接”，对全国碳市场建设与国家“十五五”碳排放双控目标衔接提出了制度要求。国家碳排放总量和强度与碳市场覆盖排放总量和强度之间是什么关系、国家碳排放双控目标如何分解落实到全国碳市场覆盖的行业、碳市场能够在实现国家碳排放双控目标中发挥多大的作用、不同方案设计会产生什么样的经济影响，是实现衔接过程中亟须研究的关键问题。

一、政策背景

碳排放总量和强度双控制度进入全面实施阶段。2024 年 7 月，国务院办公厅印发《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》，指出“‘十五五’时期，实施以强度控制为主、总量控制为辅的碳排放双控制度”，并要求其“与全国碳排放权交易市场有效衔接”。2026 年 2 月，《碳达峰碳中和综合评价考核办法》规定了包括碳排放总量、碳排放强度降低在内的五项控制指标，要求“推动各省（自治区、直辖市）落实碳排放总量和强度双控目标”“确保能耗双控向碳排放双控全面转型平稳接续”。2026 年 3 月，《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》明确提出“全面实施碳排放总量和强度双控制度”。2026 年 7 月，《国家应对气候变化“十五五”规划》正式公布，再一次强调“实施碳排放总量和强度双控制度”，并要求“充分发挥碳排放权交易市场对实施碳排放双控的重要支撑作用”。上述政策为“十五五”时期全国碳市场制度设计优化和建设完善提供了明确的宏观制度框架与要求。

全国碳市场是落实碳排放双控目标的重要政策工具。现阶段，全国碳市场已覆盖发电、钢铁、水泥和铝冶炼这四大重点排放行业，覆盖排放约 80 亿吨，占全国二氧化碳排放的 60% 以上。全国碳市场通过总量设定和配额分配，将大部分碳减排责任直接落实到企业，能够有效控制重点行业企业的碳排放总量和强度。与行政性目标分解不同，碳市场通过配额确权、碳价形成和交易履约，将碳排放约束转化为企业生产决策中的经济信号，并通过整个市场的传导，促进生产方式和生活方式向低碳化转变。此外，碳市场还能促进气候投融资工具创新，为低碳、零碳和负碳技术投融资提供动态激励。

全国碳市场建设可在能耗双控转向碳排放双控过程中发挥先导作用。完成能耗双控转向碳排放双控的关键是要实现四个方面的转换：一是目标转换，由能耗总量和强度目标转换为碳排放总量和强度目标；二是产品标准体系转换，由能耗标准转换为产品碳排放基准；三是企业统计核算体系转换，由能耗统计、计量和核算转换为碳排

放监测、报告与核查（MRV）；四是政策手段转换，由以行政手段为主转换为以市场手段为主。预计到“十五五”末，全国碳市场将覆盖约 6000 家重点排放企业，通过建立精准 MRV 体系，可以率先在其覆盖范围内实现能耗双控向碳排放双控的转变。

二、研究方法

（一）国家碳排放强度目标下碳市场覆盖行业基准线目标分解方法

碳市场的核心功能在于通过价格信号引导资源优化配置，以较低成本实现全社会减排目标。配额分配直接影响碳市场功能的发挥和减排激励的有效性。当前，全国碳市场主要采用基于基准值的配额免费分配方法，基准线设定是其中的关键环节。基准线不仅决定企业可获得的免费配额数量，直接影响其履约成本和经营收益，也在宏观层面影响碳市场的配额供给及减排约束强度。要确保碳市场减排约束与国家总体减排目标相衔接，应将全国碳排放强度下降目标经行业分解和口径转换后，作为碳市场基准线收紧速率设定的重要依据。

首先，需要明确全国碳排放强度与行业碳排放强度之间的关系。设国内生产总值为 Q，CO_2 排放量为 E，碳排放强度为 β，则可以将全国碳排放强度表达为各个行业碳排放强度 β_i 的加权平均值，权重为各个行业的增加值在国内生产总值中的比例 α_i，如式（4–1）所示：

$$\beta=\frac{E}{Q}=\sum_i\frac{Q_i}{Q}\frac{E_i}{Q_i}=\sum_i\alpha_i\beta_i \qquad (4\text{–}1)$$

其中 Q_i、E_i 分别表示行业 i 的增加值和 CO_2 排放量。

公式（4–1）揭示了一个重要的政策含义：全国碳排放强度的下降（即 β 的减小）主要由两个驱动力共同作用。一是技术效应，各个行业通过技术进步、能源替代等手段，降低自身的碳排放强度（β_i 下降）；二是结构效应，经济结构发生变化，低碳行业（如服务业）的增加值占比（α_i）上升，高碳行业的占比下降。因此，在设定“十五五”时期的碳市场基准线水平时，须同时考虑行业自身的技术进步潜力和未来经济结构的演变。

假设全国碳排放强度在规划期初为 β^0，碳排放强度目标要求其在规划期末下降至规划期初的 μ（下称“目标系数”）。则规划期末全国与各行业碳排放强度有如下的关系：

$$\beta^0\mu=\sum_i\alpha_i\beta_i^0\mu_i \qquad (4\text{–}2)$$

其中，β_i^0 表示行业 i 在规划期初的碳排放强度；μ_i 为行业 i 的碳排放强度目标系数，α_i 表示行业 i 在规划期末的增加值占比。进一步整理式（4–2）得到：

$$\mu=\sum_i\alpha_i\frac{\beta_i^0}{\beta^0}\mu_i \qquad (4\text{–}3)$$

由式（4–3）可知，全国碳排放强度的目标系数为各个行业自身碳排放强度的目标系数 μ_i 的加权平均值，其中权重为 α_i 和该行业与经济体整体碳排放强度在规划期初的比例 β_i^0/β^0 的乘积。这意味着：一个行业的增加值占比越高，或者其基础排放强度越高，该行业的减排对完成国家整体目标就越关键。当前全国碳市场覆盖了电力、钢铁、水泥等高排放、高强度的行业，它们的基准线收紧速率对国家目标的实现具有决定性影响。

因此，在给定全国碳排放强度目标系数 μ 的前提下提出行业 i 的碳排放强度目标系数，实质上是将全国的碳排放强度目标系数根据各个行业

的增加值占比、规划期初所有行业的碳排放强度与总排放强度的比例分解至各个行业。在满足式（4–3）的前提下，行业目标系数 μ_i 存在多种可行组合。以下选取两种具有代表性的分配原则，并据此测算各行业相应的基准线下降率。

1. 均一下降法（“一刀切”法）

此方法假设所有行业承担相同的减排压力，即所有行业的碳排放强度目标系数一致，即 $\mu_i = \bar{\mu}$，此时可以根据式（4–3）求解出唯一 $\bar{\mu}$：

$$\bar{\mu} = \mu / \sum_i \alpha_i \frac{\beta_i^0}{\beta^0} \qquad (4\text{–}4)$$

该方法简单透明，但忽视了行业减排成本和技术潜力差异。对于能源替代空间较大的行业，均一目标系数可能约束不足；对于工艺流程相对固定、短期替代技术有限的行业，均一目标系数可能导致过高的边际减排成本。

2. 分行业差异化分配法

更合理的设定是以行业减排潜力为基础进行差异化分配。它将各行业历史上的碳排放强度下降趋势视为其技术进步率与减排潜力的代理变量。假设所有行业的碳排放强度变化系数在其内生技术进步趋势的基础上同步调整，即 $\mu_i = \tilde{\mu}_i \bar{\alpha}$，其中 $\tilde{\mu}_i$ 为行业 i 的历史强度变化系数（参考系数），$\bar{\alpha}$ 为统一调整因子。此时可以求解出唯一 $\bar{\alpha}$，进而得到各个行业分解后的碳排放强度目标系数 $\bar{\alpha}\tilde{\mu}_i$，以及各行业的碳排放强度下降目标（$1–\mu_i$）。

$$\bar{\alpha} = \mu / \sum_i \alpha_i \frac{\beta_i^0 \tilde{\mu}_i}{\beta^0} \qquad (4\text{–}5)$$

此方法更具经济合理性。它承认了行业异质性，通过引入调整因子 $\bar{\alpha}$，在尊重各行业技术现状与减排潜力差异的基础上，统一收紧了减排要求，既体现了政策的连续性，又体现了碳市场作为减排加速器的作用。后续减排贡献测算和模型参数设定主要采用此方法。

在确定各行业碳排放强度目标系数的基础上，可进一步测算碳市场覆盖行业的整体碳排放强度目标系数。根据式（4–3），该系数可表示为：

$$\mu^{ETS} = \sum_i^{ETS} \frac{\alpha_i}{\alpha^{ETS}} \frac{\beta_i^0}{\beta^{ETS,0}} \mu_i \qquad (4\text{–}6)$$

式中，μ^{ETS} 表示碳市场在“十五五”时期的整体碳排放强度目标系数，μ_i 表示碳市场覆盖行业中行业 i 的碳排放强度目标系数，其数值可由前述方法测算得到，α^{ETS} 表示规划期末碳市场覆盖行业增加值占全国增加值的比重。$\beta^{ETS,\,0}$ 表示规划期初碳市场覆盖行业的碳排放强度，可根据式（4–1）计算获得：

$$\beta^{ETS,0} = \sum_i^{ETS} \frac{\alpha_i^0}{\alpha^{ETS,0}} \beta_i^0 \qquad (4\text{–}7)$$

其中，$\beta^{ETS,\,0}$ 表示碳市场在规划期初的碳排放强度，α_i^0 表示碳市场覆盖行业 i 在规划期初的增加值占比，β_i^0 表示碳市场覆盖行业 i 在规划期初的碳排放强度，$\alpha^{ETS,\,0}$ 表示规划期初碳市场覆盖行业增加值占全国增加值的比重。则“十五五”时期碳市场整体碳排放强度下降目标为（$1–\mu^{ETS}$）。

为了在准确捕捉各经济部门碳排放特征差异的前提下，确保参数分析的可操作性和简洁性，研究采用基于碳排放强度特征和统计数据可获得性的部门分类方法，将中国经济活动重新组织为 12 个核心部门（见表 4–1）。

表 4-1　差异化碳排放强度下降率的 12 个核心部门

序号	核心部门
1	农、林、牧、渔业
2	火力发电和供热
3	非金属矿物制品业
4	金属冶炼和压延加工业
5	造纸和纸制品业
6	石化行业
7	化工行业
8	其他工业
9	建筑业
10	交通运输、仓储和邮政业
11	批发和零售业、住宿和餐饮业
12	居民生活和其他

资料来源：本文作者整理。

各部门碳排放强度测算采用能源平衡表与投入产出表相结合的方法，并据此形成 2025 年碳排放强度基准参考值及历史年均碳排放强度变化系数。同时，参考文献中关于产业结构演进的预测，获得 2030 年末各行业增加值预计占比。在此基础上，结合前述理论推导，可将 2026—2030 年全国总体碳排放强度下降目标分解为各部门碳排放强度下降目标。而被碳市场覆盖行业的碳排放强度下降率采用对应部门分解结果。

在碳市场实际运行中，配额通常按照具体物理产品或活动水平发放，例如每吨水泥熟料、每度电和每吨粗钢等。前述理论推导得到的则是“单位增加值碳排放下降率”，即单位经济产出对应的减排要求。单位增加值碳排放属于经济口径指标，其变化既反映生产过程的技术效率变化，也包含产品价格、行业利润率及增加值率调整等经济因素的影响。为使基准线下降率与实际生产过程的减排潜力相匹配，需剔除价格和附加值变化的影响，将经济强度下降率转换为物理产出基准线下降率。

（二）全国碳市场减排贡献测算方法

前述基准线目标设定方法明确了全国碳排放强度下降目标向行业碳排放强度下降率的分解路径。在此基础上，本研究继续提出了量化全国碳市场在实现全国总体减排目标中的贡献的方法。

1. 基准情景

首先，构建行业碳排放强度和产业结构均保持不变的“反事实”情景。在该情景下，各行业碳排放强度维持在规划期初水平，同时假设产业

结构也不发生变化，即各行业增加值占比保持不变；仅国内生产总值按照假定的增长速度变化。则规划期末全国碳排放总量可表示为：

$$E_1 = Q^0(1+\varepsilon)\beta^0 = E^0(1+\varepsilon) \quad (4\text{–}8)$$

其中，E_1 表示基准情景下规划期末的全国碳排放总量，Q^0 表示规划期初的国内生产总值，ε 表示国内生产总值增长率，β^0 表示全国在规划期初的碳排放强度，E^0 表示基准情景下规划期初的全国碳排放总量。在该情景下，碳排放量的变化仅由经济增长驱动，行业碳排放强度下降和产业结构调整均不产生影响。将基准情景与下述目标约束情景的测算结果进行比较，可识别碳市场通过推动碳排放强度下降和产业结构调整所形成的双重减排贡献。

相应地，碳市场覆盖行业在基准情景下的碳排放量可表示为：

$$E_1^{ETS} = Q^{ETS,0}(1+\varepsilon^{ETS})\beta^{ETS,0} = E^{ETS,0}(1+\varepsilon) \quad (4\text{–}9)$$

其中，E_1^{ETS} 表示基准情景下规划期末碳市场碳排放量，$Q^{ETS,0}$ 表示规划期初碳市场覆盖行业的增加值，ε^{ETS} 表示碳市场覆盖行业增加值增长率，$\beta^{ETS,\,0}$ 表示规划期初碳市场的碳排放强度，$E^{ETS,\,0}$ 表示规划期初碳市场覆盖行业碳排放量。基准情景下，碳市场增加值增长率等于国内生产总值增长率。

2. 目标约束情景

在目标约束情景下，“十五五”时期全国碳排放强度累计下降 17%，全国碳排放总量达峰，行业碳排放强度不再维持规划期初水平，而是按照规划期内的目标路径逐步下降，同时产业结构也发生变化。此时，规划期末碳排放总量受到经济增长、产业结构变化和碳排放强度下降的共同影响，可表示为：

$$E_2 = Q^0(1+\varepsilon)\beta = Q^0(1+\varepsilon)\beta^0\mu = E^0(1+\varepsilon)\mu \quad (4\text{–}10)$$

式中，E_2 表示目标约束情景下规划期末的全国碳排放总量，μ 表示规划期末相对于规划期初的全国碳排放强度比值，综合反映产业结构变化和各行业碳排放强度下降对全国碳排放强度的影响。在目标约束情景下，碳市场覆盖行业的碳排放量可表示为：

$$E_2^{ETS} = Q^{ETS,0}(1+\varepsilon^{ETS})\beta^{ETS,0}\mu^{ETS} = E^{ETS,0}(1+\varepsilon^{ETS})\mu^{ETS} \quad (4\text{–}11)$$

其中，E_2^{ETS} 表示目标约束情景下规划期末碳市场碳排放量，μ^{ETS} 表示碳市场覆盖行业碳排放强度在规划期末与规划期初的比值。

综合上述两种情景，计算基准情景与目标约束情景之间的排放差额，可得到碳排放强度下降与产业结构调整共同带来的减排量。全国减排量可表示为：

$$\Delta E = E_1 - E_2 \quad (4\text{–}12)$$

ΔE 表示目标约束情景相对于基准情景的全国减排量。碳市场的减排量同样可以表示为：

$$\Delta E^{ETS} = E_1^{ETS} - E_2^{ETS} \quad (4\text{–}13)$$

ΔE^{ETS} 表示碳市场覆盖行业在目标约束情景下相对于基准情景的减排量。据此，碳市场在整个“十五五”时期的减排贡献可表示为：

$$\delta = \frac{\Sigma_t \Delta E_t^{ETS}}{\Sigma_t \Delta E_t} \quad (4\text{–}14)$$

δ 以基准情景为参照，反映碳市场通过推动碳排放强度下降和产业结构调整，对全国减排量的综合贡献，可用于量化全国碳市场对实现“十五五”碳排放双控目标的重要作用。ΔE_t^{ETS} 和 ΔE_t 分别表示第 t 年碳市场覆盖行业和全国在目标约束情景下相对于基准情景的减排量。

（三）碳市场模拟 CGE 模型

结合中国能源经济特点和碳市场机制设计，基于企业级别的排放数据、投入产出数据，清华大学与斯坦福大学合作开发了可用于碳市场中长期影响评估的可计算一般均衡（Computable General Equilibrium，CGE）模型——“中国碳市场模拟模型”，可以模拟不同碳市场政策设计，并比较不同政策设计产生的经济影响。

“中国碳市场模拟模型”以 2020 年为基期，采用递归动态结构，逐年模拟至 2035 年。模型覆盖主要生产部门、居民消费、政府、投资、国际贸易和能源消费等模块，并将碳市场机制嵌入企业生产和排放决策之中。在模型中，被碳市场覆盖的行业需要根据排放量履行配额清缴义务，配额价格由市场供需关系内生形成。通过调整覆盖范围、基准线下降率、配额分配方式以及总量控制安排，模型可以比较不同制度设计对排放路径、碳价水平、GDP 成本、行业产出和能源结构的影响。全国碳市场模拟模型示意见图 4–1。

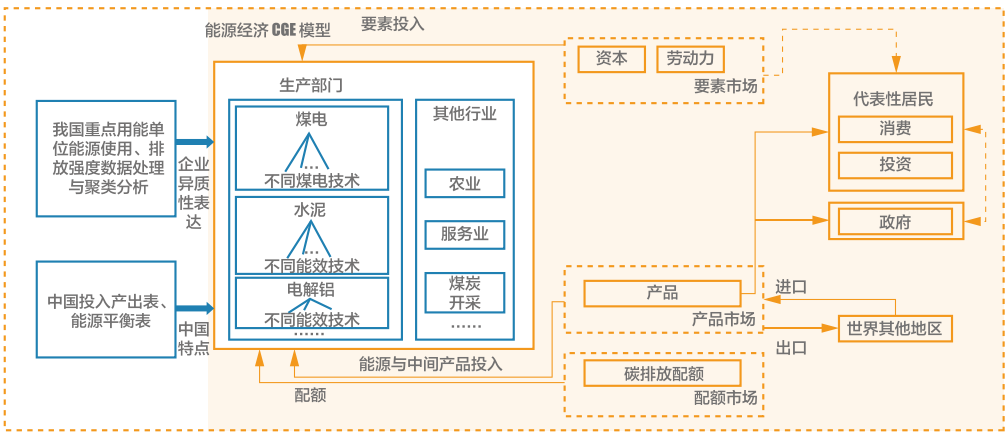


图 4–1　全国碳市场模拟模型示意图

资料来源：本文作者绘制。

相比传统 CGE 模型，该模型的特点主要体现在三个方面：一是能够刻画重点排放行业内部的企业异质性和技术组差异，利用企业级用能和排放数据，对电力、水泥、钢铁、铝冶炼等行业内部不同技术组进行细分，从而分析差异化基准线和技术结构对减排成本、配额盈缺及负担分配的影响；二是能够较为灵活地模拟全国碳市场的制度规则，包括产品基准线法、按实际产量调整配额、技术组差异化基准线和免费分配等安排，并可进一步比较强度型碳市场与总量控制安排下的减排效率、经济成本和行业影响；三是能够基于国家碳排放目标的行业分解结果开展多情景模拟，将基准线下降率、覆盖范围和总量控制安排作为模型输入，评估不同机制设计下的碳排放路径、碳价水平、GDP 成本、行业产出和能源结构变化，从而为分析“十五五”碳排放双控目标约束下碳市场机制设计的影响提供支撑。

三、衔接分析

（一）全国碳市场覆盖排放量及其占全国的比重

全国碳市场覆盖行业排放基数大、排放占比较高，其排放变化对全国碳排放总量路径和2030年前碳达峰进程具有重要影响。基于全国碳市场扩围节奏，模型测算结果见图4–2，全国碳排放量预计于2028年前后达峰，达峰后将逐年下降。2030年碳市场覆盖行业碳排放量降至76亿吨，占全国碳排放总量的62%，主要是高排放行业自身排放有所下降；到2035年，其排放量降至60亿吨，占比降至51%。

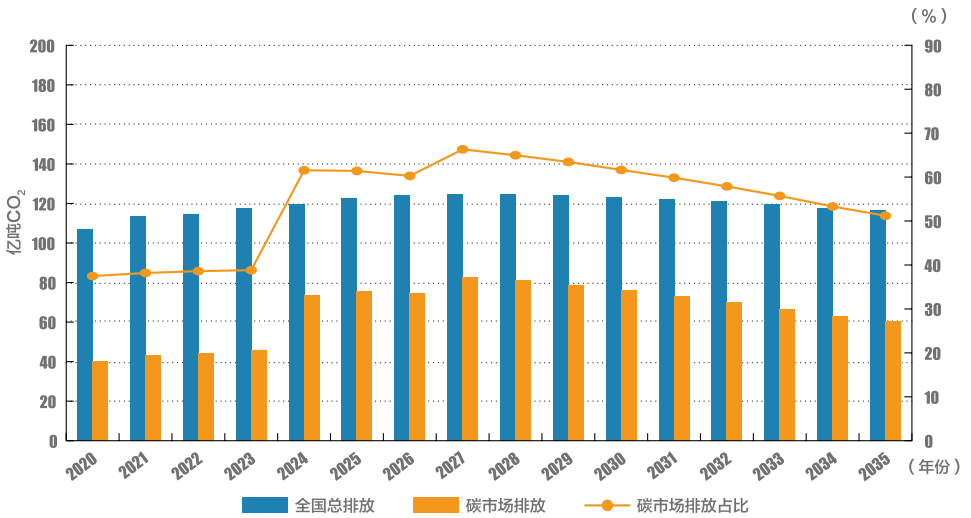


图4–2　2020—2035年全国及碳市场覆盖行业碳排放量

资料来源：本文作者采用中国碳市场模拟模型测算。

（二）全国碳市场覆盖行业碳排放强度下降目标

1. 经济碳排放强度（单位增加值碳排放）下降率

按照“十五五”时期碳排放强度下降目标，2026—2030年全国碳排放强度需累计下降17%。进一步，本研究设置了碳排放强度下降更为严格的20%作为对照。碳市场覆盖行业碳排放强度年均下降率见表4–2，可以看到，水泥、钢铁和铝冶炼行业碳排放强度下降相对更快，全国碳排放强度下降17%情景下，三者“十五五”时期年均碳排放强度下降率均在3.1%～3.2%之间；全国碳排放强度下降20%情景下，三者“十五五”时期年均碳排放强度下降率均提升至4.6%。比较来看，火电行业减排潜力相对有限，在全国碳排放强度下降17%、20%情景下，火电行业“十五五”时期年均碳排放强度下降率分别为1.4%、2.0%。

表 4-2　2026—2030 年各行业碳排放强度年均下降率

行业	全国碳排放强度五年下降 17% 情景下的年均下降率	全国碳排放强度五年下降 20% 情景下的年均下降率
火电	-1.4%	-2.0%
铝冶炼	-3.1%	-4.6%
钢铁	-3.1%	-4.6%
水泥	-3.2%	-4.6%

资料来源：本文作者根据基准线目标分解方法测算。

2. 物理碳排放强度（单位产品碳排放，即基准线）下降率

在剔除价格和增加值变化等经济因素影响后，可将经济碳排放强度下降率换算为物理碳排放强度即基准线下降率，结果见表 4-3。在“十五五”时期全国碳排放强度下降 17% 的情景下，火电行业基准线需年均下降 0.8%；而水泥、钢铁和铝冶炼行业可实施的技术改造和能源替代空间相对较大，基准线年均下降目标可设为 1.6% 左右。当全国整体碳排放强度下降目标提高至 20% 时，各行业基准线下降率均需进一步收紧。以水泥、钢铁和铝冶炼行业为例，其基准线年均下降率将提高至 3.2%，相比 17% 情景增加 1.6 个百分点，收紧幅度提高一倍。

表 4-3　2026—2035 年各行业基准线年均下降率

行业	全国碳排放强度五年下降 17% 情景下的年均下降率	全国碳排放强度五年下降 20% 情景下的年均下降率
火电	-0.8%	-1.4%
铝冶炼	-1.6%	-3.2%
钢铁	-1.6%	-3.2%
水泥	-1.6%	-3.2%

资料来源：本文作者根据基准线目标分解方法测算。

（三）全国碳市场对“十五五”全国总减排量的贡献

碳市场覆盖行业减排量对全国总体减排量的贡献主要来自覆盖行业碳排放强度下降和产业结构调整两个方面。结合文献调研和情景设定，假设 2030 年全国经济增加值较 2025 年增长 21%，碳市场覆盖行业增加值仅增长 0.9%，增速远低于全国平均水平，表明经济增长更多由碳排放强度较低的部门带动。

按照基准情景设定，各行业碳排放强度和增加值占比均保持不变，仅国内生产总值按照

假设路径增长。目标约束情景与基准情景相比，2026—2030 年碳市场覆盖的四行业对全国减排量的贡献能够达到 71%，反映碳市场覆盖的高碳行业在减排约束下，通过降低碳排放强度、推动产业结构向绿色低碳方向调整，对全国减排作出了显著贡献。碳市场由此为实现“十五五”碳排放双控目标提供重要支撑。

四、经济分析

（一）情景设计

“中国碳市场模拟模型”可用于评估不同机制设计对减排成本的影响。情景分析设置一个基准情景和三个政策情景（见表 4–4），重点比较不同基准线下降率和碳市场由强度控制转向总量控制对减排成本的影响。基准情景代表不实施碳市场政策的情况，作为“反事实”情景用于对比分析。当前政策情景以全国碳市场的既有目标及可预期发展为基础，综合考虑不同阶段的行业扩围安排和行业差异化基准线设定。在此基础上，设置基准线快速下降情景，以分析更严格减排路径对减排成本的影响。同时，设置由强度控制转向总量控制的情景，评估总量控制对减排成本的影响。

表 4–4　全国碳市场政策情景模拟

情景名称	描述
基准情景	无碳市场政策
当前政策	第一阶段（2020—2023 年）覆盖发电行业；第二阶段（2024—2026 年）扩展纳入水泥、铝冶炼、钢铁行业；第三阶段（2027—2035 年）扩展纳入化工、造纸、石化等行业。 发电行业设置四条基准线，除钢铁行业以外的其他行业各设置一条基准线，钢铁行业对长流程和短流程钢铁各设一条基准线。 基准线随时间的收缩速度依据“十五五”期间全国碳排放强度下降 17% 设定
基准线快速下降情景	基准线随时间的收缩速度依据“十五五”期间全国碳排放强度下降 20% 设定。 其他设定与“当前政策”情景设定一致
转向总量控制情景	从 2027 年起，碳市场转为总量控制型碳市场

资料来源：本文作者设计。

（二）不同基准线下降率的经济影响

碳市场配额基准线的年度收紧幅度直接影响政策强度，不同基准线下降速率情景下的宏观经济成本存在明显差异（见图 4–3）。以 GDP 相较于基准情景的变化衡量不同情景下的减排成本。在当前政策情景下，减排成本随时间逐步上升，至 2035 年约占基准情景 GDP 的 0.08%。在基准线快速下降情景下，基准线收紧速度更快，政策力度和累计减排量相应提高，减排成本也进一步上升，至 2035 年约占基准情景 GDP 的 0.16%，是当前政策情景的两倍。

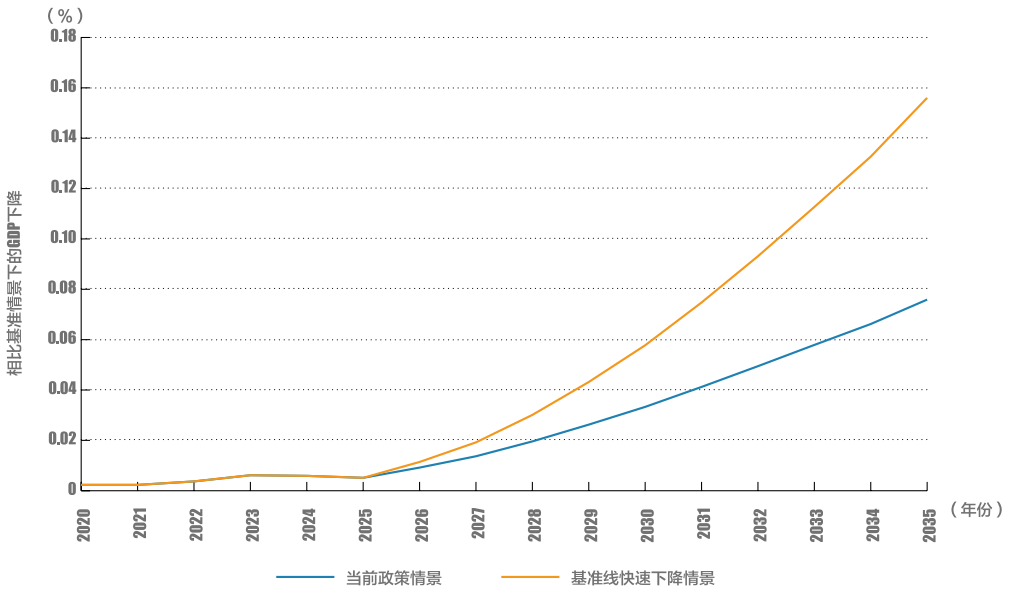


图 4–3　不同基准线下降速率下的碳市场减排成本

资料来源：本文作者采用中国碳市场模拟模型测算。

（三）全国碳市场转向总量控制的经济影响

《中共中央办公厅 国务院办公厅关于推进绿色低碳转型 加强全国碳市场建设的意见》提出，“到 2030 年，基本建成以配额总量控制为基础”的全国碳市场。情景假定未来全国碳市场由当前基于基准线和实际产量动态调整的强度型设计，于 2027 年转向总量控制，并设置一个边界情景：全部配额依据企业历史排放水平一次性分配，执行期内不再随实际产量变化进行调整，企业获得的配额数量可视为外生给定。此设定仅用于刻画总量控制下政策效果的一个边界情景，若未来总量控制下继续采用基于实际产量的基准线或混合分配方式，其实际影响预计将介于该边界情景与当前政策情景之间。

碳市场实施总量控制后，达到相同减排目标时，碳市场减排成本将显著下降。当前实施强度控制的碳市场下，减排效率相对较低，因为其隐性产出补贴扭曲了最优减排配置，削弱了碳价向产品价格的传导，压缩了通过抑制产品需求实现减排的空间。碳市场实施总量控制后，2035 年达到相同减排目标的减排成本预计将下降约 1/3（见图 4–4）。

转向以总量控制为基础的碳市场能够在实现相同减排目标的条件下降低总体减排成本，提高碳市场的减排效率，但也会带来更明显的产出收缩和产品价格上升（见图 4–5）。全国碳市场现阶段采用强度型配额分配方式，重要考虑之一是减缓碳市场对行业生产经营的冲击，维护企业竞争力，同时避免产品价格大幅上涨给下游消费者带来过重负担。与总量控制情景相比，强度型碳市场下各部门产品价格和产出变化幅度较小，多数约为总量控制情景的一半。正如前文所述，按实际产量调整配额的强度型设计对覆盖企业形成隐性产出补贴，降低了碳价带来的有效边际生产成本上升幅度，从而在一定程度上缓解了产品价格上涨和产量下降。

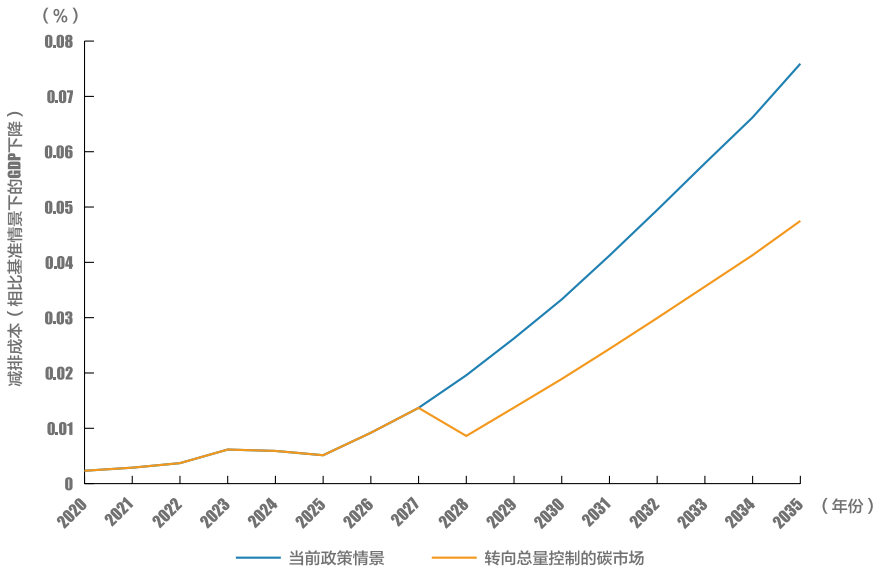


图 4-4　碳市场转向总量控制对碳市场减排成本的影响

资料来源：本文作者采用中国碳市场模拟模型测算。

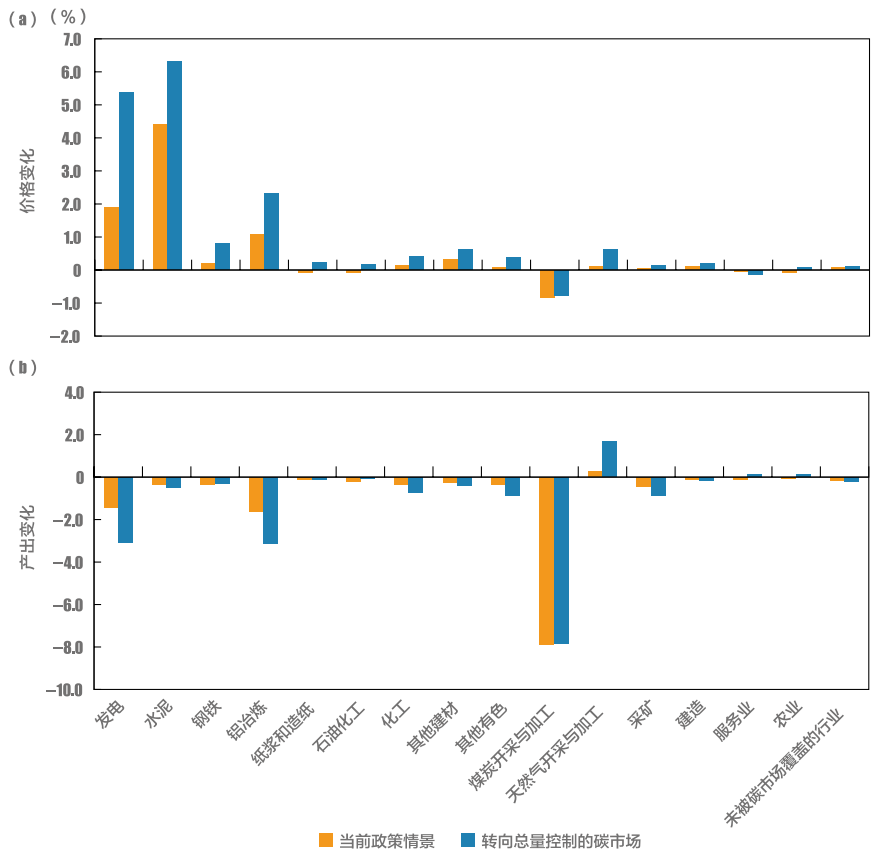


图 4-5　转向总量控制的碳市场对不同行业的影响

资料来源：本文作者采用中国碳市场模拟模型测算。

五、结论与建议

研究结果表明，全国碳市场是落实碳排放双控目标的重要政策工具，将对我国实现“十五五”碳减排目标做出很大贡献。通过推动行业碳排放强度下降和产业结构调整，“十五五”时期碳市场减排量对全国减排量的贡献将达到 71%。更快的基准线下降速率将带来更显著的减排效果，但同时也会增加减排的经济成本。同时，碳市场由强度控制转向总量控制能够显著消除隐性补贴带来的市场扭曲，从而降低全社会实现既定减排目标的宏观经济成本。

面向全国碳市场建设与国家“十五五”碳排放双控目标衔接，建议应在科学设定碳市场关键参数的基础上，完善相关核心要素制度设计，逐步推进碳市场由强度控制转向总量控制。

一是以国家碳排放强度下降目标为牵引设定碳市场基准线下降速率。应综合考虑行业碳排放强度、技术可行性和减排潜力等因素，差异化设定分行业基准线下降速率，并根据市场运行情况进行动态评估和调整。

二是锚定全国碳排放总量控制目标设定碳市场覆盖行业排放量控制目标。结合政策目标、碳市场覆盖排放占比以及碳市场对于全国碳减排的贡献，科学合理设定碳市场覆盖排放上限，优先在碳市场覆盖行业内实现碳排放总量和强度双控。

三是分阶段、渐进式实施碳市场总量控制。虽然总量控制具有更低的减排成本、更高的经济效率，但鉴于其对价格和产出的潜在冲击，转型过程必须是渐进和可预期的。可在条件相对成熟的行业，适时优先引入总量约束，同时应优化完善配额分配方法、建立健全市场稳定机制，在释放效率收益的同时平滑短期冲击，实现强度控制向总量控制的平稳过渡。

（本章作者：翁玉艳、曲晨菲、李卓潼、张希良）

第五章 | CHAPTER 5

扩大行业覆盖范围

碳市场的覆盖范围是界定其管控边界与管控对象的基础性制度安排，涵盖行业、气体种类、排放类型、纳入门槛等多个维度，是决定碳市场可管控的温室气体排放总量的关键要素。其中，行业覆盖范围居于核心地位，它界定了哪些国民经济行业及其对应的排放源将被纳入碳市场体系。当前，全国碳排放权交易市场已覆盖发电（火力）、钢铁、水泥、铝冶炼四个行业。研究如何科学合理地扩大行业覆盖范围是碳市场体系设计的核心议题之一[①]。

一、必要性

全国碳市场是我国实现“3060”碳排放控制目标的重要抓手，也是节能降碳工作的重要体制机制创新。2025 年 9 月，中国新一轮国家自主贡献（Nationally Determined Contributions，NDC）目标提出“到 2035 年，全国碳排放权交易市场覆盖主要高排放行业”。《意见》明确“到 2027 年，全国碳排放权交易市场基本覆盖工业领域主要排放行业”。在各方面条件逐渐成熟时适时扩大行业覆盖范围，全国碳市场可涵盖更多的排放量，更好地发挥减排作用，提高市场活跃度并降低总体降碳成本。

首先，扩大全国碳市场的行业覆盖范围，可以在更广的层面进一步放大碳市场的减碳效果。在不考虑能源结构调整和产业结构调整的前提下，到 2030 年，仅依靠现有覆盖范围内化石电力行业能效提升能够实现的降碳潜力大约只有 1.4 亿吨二氧化碳左右；反观工业领域，可挖掘的工业节能减碳潜力则可能高达 13 亿吨二氧化碳，减排空间极为可观。将更多行业和企业，尤其是各类高排放工业行业纳入全国碳市场覆盖范围，既可以将更多的碳排放主体纳入市场化减排体系，也可在更大范围内减少传统指令性减排措施的使用，让市场在碳排放资源配置中发挥决定性作用，更加充分地发挥市场机制推动减碳的核心作用。

其次，扩大全国碳市场的行业覆盖范围，可以有效提高全社会整体减碳的成本效益与碳市场本身的运行效率。从碳市场的运行逻辑来看，碳市场机制本质上是依托市场化路径，对企业低碳生产经营行为形成正向引导与反向约束的市场化经济激励机制，通过价格信号引导企业主动调整生产与排放行为。生态环境部环境规划院的中国碳市场综合评估模型测算指出，全国碳市场启动以来，其实现了全社会减排成本降低约 568 亿元。将更多不同行业的企业纳入全国碳市场覆盖范围，既可以显著增加碳市场参与企业经营结构、排放

① 周丽，张希良，佟庆 . 扩大全国碳市场行业覆盖范围研究 [J]. 环境保护，2024，766（52）：48–54.

特征、减排能力的多元性和差异性，也能够在更大产业范围内挖掘并覆盖更多低成本减碳机会，让有条件低成本减排的企业率先开展减排行动，提升市场资源配置的合理性。有研究显示，中国碳排放交易体系的边际减排成本会随着纳入市场的部门参与度增加而逐步降低。与仅覆盖电力生产行业相比，若将电力生产、冶金、运输、仓储、石油和天然气、非金属采矿等 6 个行业一并纳入全国碳市场覆盖范围，可以降低中国碳减排的平均成本 80% 以上。逐步扩大行业覆盖范围，不仅可以通过稳定可预期的碳价信号推动企业加大绿色低碳技术研发投入，促进全行业的绿色低碳技术创新，也可以使碳市场覆盖范围内的所有企业整体上以更低的边际减排成本完成既定的目标减排量，推动企业更快地实现技术迭代创新、不断提高自身清洁技术的市场竞争力，最终从整体上降低全社会为实现减排目标所需要付出的总成本。

最后，逐步扩大全国碳市场的行业覆盖范围，还有助于促进并引导全社会层面的产业绿色低碳投融资活动有序开展。现有研究表明，让碳市场覆盖尽可能多的行业，既有利于保证流动性，也有利于推动价格发现功能，更有助于形成反映市场预期的远期碳价格。就目前发展阶段来看，我国全国碳市场启动运行时间较短，纳入市场的参与主体数量有限，整体交易活跃度仍有待提升。生态环境部环境规划院的中国碳市场综合模型模拟研究显示，2027 年行业扩围将促进碳市场价格上涨 8%～12%，进一步激活清洁能源替代与低碳技术迭代。逐步纳入更多行业和更多符合要求的企业，有助于形成能够真实、全面反映全社会碳排放边际成本的碳价信号。借助清晰明确的碳价信号引导作用，可以推动现有公共部门和私人部门持有的金融资产，直接或者间接地投向节能减排相关企业与低碳改造项目，满足各类企业开展低碳生产经营活动的合理资金需求，从资金供给端提高企业开展低碳转型、升级生产技术的内在动力。

二、综合评估方法

（一）主要考虑因素

“十五五”是我国扩大全国碳市场覆盖范围的关键时期。从国际经验看，国际碳市场行业覆盖范围的变化呈现规律性路径：一是分阶段、渐进式扩展；二是从电力、工业等传统高耗能领域起步，逐步向交通、建筑及公共部门延伸；三是温室气体种类从 CO_2 扩展至 N_2O、PFCs、CH_4 等多品类；最终实现从“有限覆盖”到“广域管控”的跨越。我国也将基本遵循这一发展规律，预期将按照“成熟一个，批准发布一个”的原则，逐步覆盖发电、钢铁、建材、有色、石化、化工、造纸、航空 8 个高耗能行业。需要特别指出的是，航空纳入全国碳市场的时机主要取决于民航局意愿以及应对欧盟碳市场和国际航空碳抵消和减排机制（Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation，CORSIA）的需求，与其他行业的时机选择因素有较大差异。

在稳步推进全国碳市场行业覆盖范围扩大的相关工作过程中，需要从我国发展实际出发，结合碳市场建设的整体目标要求，妥善处理好如下几个关系。

国际与国内。必须统筹协调国际贸易层面的减排约束与国内高质量发展的内在需求，实现外部减排压力与内生发展动力的战略平衡。在国际维度，需积极应对欧盟碳边境调节机制等新型绿色贸易壁垒所引发的潜在减排压力；在国内维度，则需统筹兼顾能源安全保障、产业转型升级与区域发展公平，切实满足国内发展诉求与碳减排目标。

国家与行业。需统筹协调国家总体碳减排目标与各细分行业的差异化减排路径，保障国家整体发展战略与行业转型方向的战略一致性。国家“双碳”目标的实现具有长期性与阶段性特征，不同行业在碳减排进程的不同阶段将承担差异化功能，需遵循“抓大放小”的原则，助力行业碳排放达峰路径与实施路径和国家整体推进节奏相适配。

长期与短期。各行业在发展阶段、能源结构、减排潜力、数据基础、企业主体类型等方面差异显著，须在兼顾行业间差异性与公平性的基础上，做好短期攻坚与长期转型的动态衔接。既要抓住当前关键行业与减排重点，也要科学评估各行业在长周期内的承受力与可实施性，以此为基础推动资金在近、中、远期不同行业间合理配置，促进全社会减排效益最大化。

成本与效率。需对碳排放管控规模与长期减排效率进行统筹协调，应以长期减排效率为目标，避免盲目推进短期规模扩张。尽管扩大行业覆盖范围能够推动更大范围的降碳工作，但也会扩大碳市场的管理半径、提升碳排放监测与核算工作的工作体量，短期内集中扩围会推高行政监管成本。因此应当采取分阶段渐进式扩围的方式，实现“管理边际成本递增”与“总体减排效益递增”之间的平衡。

质量与难度。需在高质量碳排放数据获取与监管实施难度之间寻求平衡。过度追求碳排放数据的精准性、核算方法的完整性与核查流程的可追溯性，必然产生高额的设备更新投入、第三方核查成本等，在增加企业统计负担同时推高政府层面的管理成本，提升系统管理难度。因此，应当以适度的管理难度换取数据质量的提升，避免因过度追求数据质量导致政策方案难以落地实施。

基于上述这些平衡考虑，从确保扩围方案能够顺利推进实施的方案可行性角度出发，确定行业纳入优先级时应具体考虑的因素涉及以下 5 个方面：

减排责任，即从抓大放小、突出重点的工作思路出发，管控措施应当向排放规模大的领域倾斜，即对于在全社会碳排放总量中占据更高比例的行业，其潜在减排责任更重，就越应当相对优先纳入全国碳市场。

管理成本，即从纳入碳市场后的全流程行政管理和日常运行管控角度出发，政府对碳市场开展日常监管、流程审批、配额发放、核查核算、违规处置等一系列工作时，管理投入的人力、物力、财力等综合成本相对较低的行业，应当相对优先纳入全国碳市场。

数据质量，即要充分考虑行业碳排放数据的可测量难度、可报告难度和可核查难度，数据口径统一性越高，核算核查方法越规范，数据基础越扎实，数据的准确性和可信性越高，数据质量更优的行业更能够满足全国碳市场运行对碳排放基础数据的核心要求，因此应相对优先纳入全国碳市场。

配额分配难易度，即从行业的生产技术特点、排放特征等自身条件出发，开展碳排放配额分配工作难度更小、开展相关分配工作的前期基础更加扎实完善的行业，配额分配方案的科学性与行业潜在可接受度更高，因此应相对优先纳入全国碳市场。

国际政策影响，即主要考虑我国对应行业受当前各类国际碳政策的外溢冲击程度，尤其是欧盟碳边境调节机制。对于与 CBAM 政策覆盖范围直接对应、受影响程度较高的行业而言，其本身已面临明确的跨境碳减排合规要求，更需依托国内碳市场降低跨境贸易的隐含碳成本，因此应相对优先纳入全国碳市场覆盖范围。

（二）评估指标与权重

考虑到不同行业之间在碳排放体量、企业类型、碳排放数据统计基础等多个核心维度都存在显著的差异性，无法通过简单的定性判断直接确定行业纳入全国碳市场的先后顺序，因此需要建立一套统一、规范、可量化对比的评估指标和权重体系，对各个行业的纳入条件进行系统化梳理，综合分析判断不同行业纳入全国碳市场的优先顺序。在这套评估体系下，具体子行业的综合评估值，等于该子行业各个单项指标的评估值与其对应指标权重的乘积相加所得的总和。最终得到的综合评估值越高，就说明该子行业越应当被优先纳入全国碳市场覆盖范围。具体计算公式如下所示：

$$E = \sum w \cdot e \qquad (5\text{–}1)$$

式中，E 表示综合评估值；e 为单项指标评估值，w 为指标权重。

在综合考虑前文所述减排责任、管理成本等多方面核心影响因素的基础上，本文最终筛选出了如表 5–1 所示的评估指标体系。其中，行业排放量涵盖直接碳排放与电力、热力消费对应的间接碳排放，行业排放量占比为目标子行业碳排放量在全行业碳排放总量中的占比。管理成本维度包含企业类型与企业规模两项指标：企业类型指标指该行业内央企及国有重点排放单位数量占行业全部重点排放单位数量的比重；企业规模指标指该行业内重点排放单位的平均碳排放量。数据质量维度依据碳管理领域公认的“可测量、可报告、可核查”即“三可”核心原则设置，分别对可测量难度、可报告难度与可核查难度进行评估。配额分配难易维度设置有无能耗限额标准与前期工作基础两项指标，前者指国家、部门或行业协会是否已发布该行业的能耗限额标准，后者指该行业是否已具备清晰完善的基准值测算基础，且是否在全国碳市场前期建设阶段开展过覆盖范围较广的配额试算工作，并具备较好的行业接受度。CBAM 影响维度评估内容包括该行业是否已被 CBAM 覆盖、该行业出口成本与贸易竞争力受覆盖的影响程度，以及该影响对我国宏观经济的预期冲击程度。

表 5–1　扩大工业行业覆盖范围优先序指标

考虑因素	指标名称	指标含义
减排责任	行业排放量占比	单位：%（估算）
管理成本	（1）企业类型	单位：%（实际或估算）
	（2）企业规模	单位：万吨 / 分厂或企业（估算）
数据质量	（1）可测量难度	打分：0 ～ 10 分（10 分满分，质量越好，分数越高）
	（2）可报告难度	打分：0 ～ 10 分（10 分满分，质量越好，分数越高）
	（3）可核查难度	打分：0 ～ 10 分（10 分满分，质量越好，分数越高）
配额分配难易度	（1）有无能耗限额标准	填写有或无
	（2）前期工作基础	打分：0 ～ 10 分（10 分满分，基础越好，分数越高）

续表

考虑因素	指标名称	指标含义
CBAM 影响	（1）CBAM 是否覆盖	填写是或否
	（2）影响程度	打分：0 ～ 10 分（10 分满分，影响越大，分数越高）

资料来源：本文作者整理。

为保证数据可比性，需要对部分指标进行归一化处理。①对于行业排放量占比高于 10% 的行业，统一打分为 10，低于 10% 的按照线性映射差值的方式折算到 0 ～ 10；②对于央企及国企重点排放单位数量占比高于 50% 的，统一打分为 10，低于 50% 的同上述方法折算到 0 ～ 10；③对于重点排放单位平均碳排放量高于 300 万吨的，统一打分为 10，低于 300 万吨的同理折算到 0 ～ 10；④有能耗限额标准的行业，打分为 10，没有标准的打分为 0；⑤被 CBAM 覆盖的行业，打分为 10，没有覆盖的打分为 0。

同时，通过专家调研方式获取指标合理权重。通过有选择性地向清华大学、国家应对气候变化战略研究和国际合作中心、中环联合（北京）认证中心、中国质量认证中心、地方碳市场研究团队、八大行业研究人员等长期从事并熟悉碳市场的多名资深专家发放了调查问卷，得到了 5 类考虑因素的算术平均权重值，考虑因素内的指标权重按平均方式处理，具体数值见表 5–2。

表 5–2　扩大工业行业覆盖范围优先序考虑因素及指标权重

一级考虑因素	一级因素权重	二级指标名称	二级指标权重
减排责任	0.24	行业排放量占比	1
管理成本	0.18	（1）企业类型	1/2
		（2）企业规模	1/2
数据质量	0.26	（1）可测量难度	1/3
		（2）可报告难度	1/3
		（3）可核查难度	1/3
配额分配难易度	0.20	（1）有无能耗限额标准	1/2
		（2）前期工作基础	1/2
CBAM 影响	0.12	（1）CBAM 是否覆盖	1/2
		（2）影响程度	1/2

资料来源：本文作者整理。

（三）评估结果

石化、化工、建材、钢铁、有色、造纸、航空等七个重点行业门类，是全国碳市场继电力纳入后有序扩围的主要目标，且上述行业已被纳入碳市场排放数据报告体系。2016 年，国家发展改革委发布《关于切实做好全国碳排放权交易市场启动重点工作的通知》，明确要求上述七大行业（及下属数十个子行业）完成 2013—2015 年度碳排放数据的报送工作。此后，经过持续报送，上述行业已积累多年的初步碳排放基础数据。受限于当前核算边界界定、排放因子选取和监测方法仍有待进一步完善，上述数据尚未完全满足直接支撑配额分配的要求，但已为后续相关工作研究奠定了必要的数据基础。

除航空外，本文尝试对六大行业中的主要行业子类开展对比评价，具体包括①石化：原油加工、乙烯；②化工：合成氨、甲醇、电石；③建材：水泥熟料、平板玻璃；④钢铁：粗钢、钢压延加工；⑤有色：铝冶炼、铜冶炼；⑥造纸：纸浆制造、机制纸和纸板、加工纸，具体行业代码等见表 5–3。

表 5–3　待评估优先序的工业行业及其子行业

行业	行业代码	行业子类（主营产品统计代码）
石化	2511 2614	原油加工（2501） 乙烯（2602010201）
化工	261 262 263	合成氨（260401） 甲醇（2602090101） 电石（2601220101）
建材	3011 3041	水泥熟料（310101） 平板玻璃（311101）
钢铁	3120 3130	粗钢（3206） 钢压延加工
有色	3216 3211	铝冶炼（3316039900） 铜冶炼（3311）
造纸	22	纸浆制造（2201） 机制纸和纸板（2202） 加工纸（2203）

资料来源：本文作者整理。

依托前文明确的评估方法和各指标对应权重，最终得到了每个子行业对应的优先序评估综合值，具体展示可见图 5–1。按照计算得出的行业综合评估值从高到低进行排序，结果为：水泥熟料 > 铝冶炼 > 粗钢 > 合成氨 > 甲醇 > 原油加工 > 乙烯 > 电石 > 铜冶炼 > 平板玻璃 > 造纸 > 钢压延加工。

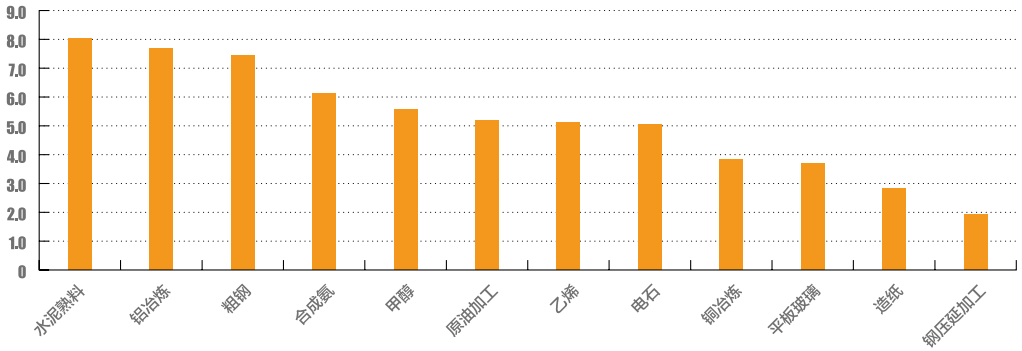


图 5-1 纳入行业优先序综合评估值

资料来源：本文作者整理。

对于航空业，其纳入碳市场的时机选择主要考虑以下几方面因素。

第一，行业排放占比小，对宏观减排目标冲击可控。航空行业碳排放量占全国碳排放总量的比例约为 1%，该行业纳入全国碳市场不会对碳市场总量设定与碳价水平形成显著冲击，可在保障碳市场整体运行稳定的前提下，探索将其纳入实施方案。

第二，管理边界清晰，监管成本相对较低。该行业年度综合能耗超过 1 万吨标准煤的企业不足百家，且以国有大型航空集团为主体，企业环保合规意识较强，行政监管易于实现。相较于水泥、铝冶炼等民营企业众多的行业，航空行业纳入碳市场所需的初期管理投入和政策沟通成本更为可控。

第三，数据基础扎实，核算体系较为健全。自 2013 年起，航空企业已持续多年按照国家标准开展温室气体排放数据报告工作，且因行业涉及国际航线运营，其燃油消耗监测、飞行里程统计等管理流程基础较好，数据可追溯性与准确性较高，能够为配额分配方案的制定提供可靠支撑。

第四，配额分配前期工作扎实，行业内部已形成基本共识。在全国碳市场的初始设计阶段，航空行业即被纳入重点研究范畴，相关主体已针对核算边界、配额分配方法（如基准线法）等核心议题开展多轮研讨，目前行业主管部门与航空企业已就配额分配方案形成初步共识。

第五，国际合规压力形成倒逼效应，需提前做好政策衔接。将国内航空公司纳入全国碳市场，有助于其在国内与国际双重碳定价机制间实现协同管理，一方面避免重复履约，另一方面也为我国参与全球航空碳减排规则谈判积累实践经验与数据话语权。

三、经济性分析

2024 年，全国碳市场从发电行业扩大覆盖范围至水泥、铝冶炼和钢铁行业。根据《关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见》，到 2027 年，全国碳市场会进一步扩围至所有重点排放密集型行业。研究团队采用清华大学与斯坦福大学团队联合开发的经济模型“中国碳市场模拟模型”评估碳市场扩大行业覆盖范围的经济性。该模型是一个专门针对中国特色碳市场开发的多部门递归动态可计算一般均衡模型。在模型分析中，共设计了四组情景，讨论了这两次扩围的经济影响。

基准情景：无碳市场政策情景。

碳市场情景：以我国全国碳市场与可再生能源政策的既有进展与可预期演进为基础，实现我国2030年前碳达峰的目标[①]，并将全国碳市场划分为三个连续阶段。2020 开始纳入发电行业，按机组技术与规模差异对常规燃煤（区分 30 万千瓦以上与 30 万千瓦及以下）、非常规燃煤以及燃气机组分别设定四条排放绩效基准线，新能源与可再生能源发电初期不参与交易；2024 年在电力基础上新增水泥、铝冶炼与钢铁；自 2027 年起进入全面覆盖阶段，进一步将造纸、建材其他、有色其他、化工及石化等高排放强度行业一并纳入。剩余行业通过命令控制政策达到其在扩围情景中实现的碳强度下降目标。

一部门情景：基于碳市场情景，全国碳市场只覆盖电力行业，非电力行业通过命令控制政策达到其在扩围情景中实现的碳强度下降目标。

四部门情景：基于碳市场情景，2027 年不再扩大行业覆盖范围，全国碳市场其他行业通过命令控制政策达到其在扩围情景中实现的碳强度下降目标。

如图 5–2 所示，碳市场分阶段扩围增加了被管控的碳排放，缩小了受控与总排放之间的“监管缺口”。

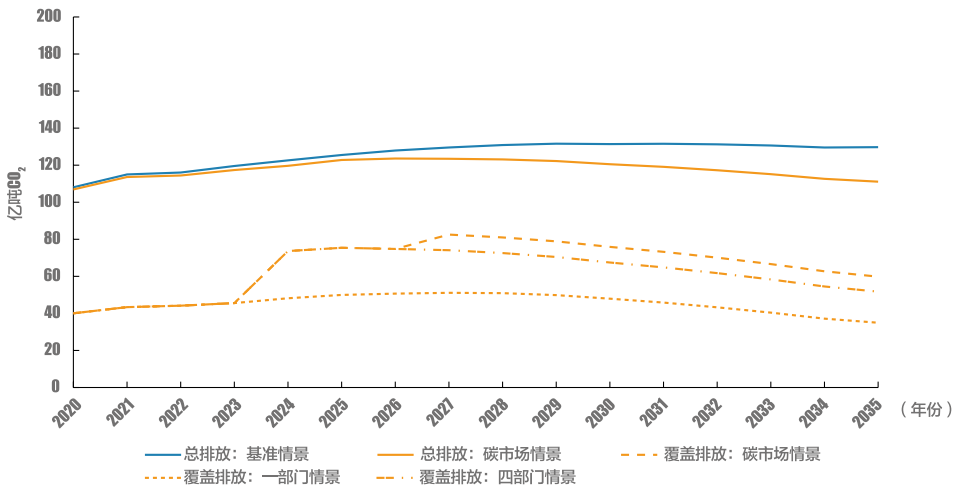


图 5–2　不同扩围情景下碳市场的排放

资料来源：本文作者采用中国碳市场模拟模型测算。

扩大全国碳市场行业覆盖范围可更充分发挥市场机制的配置作用，进而降低全社会层面的碳减排总成本。纳入更多行业与排放主体，能够覆盖更多低成本减碳潜力空间。如图 5–3 所示，根据测算，以实现 2030 年减排目标的减排成本为例：与碳市场仅覆盖发电行业相比，将覆盖范围拓展至钢铁、水泥、铝冶炼行业后，实现同等减排目标的总成本下降 26%；在此基础上进一步将覆盖范围拓展至全部排放密集型行业后，实现同等减排目标的总成本可进一步下降 15%，且该成本节约效应会随着减排政策约束强度提升而逐步增强。

扩大行业覆盖范围降低减排成本的作用机

① 交通、建筑等行业在碳达峰目标下的排放轨迹参考清华大学报告《中国长期低碳发展战略与转型路径》设定。

制可阐释为：随着更多行业参与碳市场，碳市场体系内可优化配置的低成本减排选项规模增加，从而降低了对单一行业高成本减排措施的依赖。在仅覆盖发电行业的情景下，为实现既定 2030 年减排目标，发电行业需深度应用边际成本较高的末端减排技术或开展高成本运营调整；当碳市场覆盖范围拓展至钢铁、水泥、铝冶炼行业后，上述行业中尚未开发的中低成本减排潜力（如能效提升、原料替代、余热利用、设备更新等）可纳入统一的碳市场减排选择体系，最终实现既定减排目标的总成本相较于仅覆盖发电行业的情景显著下降；在此基础上进一步纳入化工、有色、造纸等其余排放密集型行业，能够额外释放更多低成本减排空间，推动碳减排总成本进一步降低。

总体而言，扩大碳市场覆盖范围推动减排行动在不同行业间重新优化配置，能够优先激活分散分布的低成本减排机会，同时通过扩大参与主体规模提升碳市场价格稳定性与交易效率，最终体现为分阶段的累积成本节约效应。

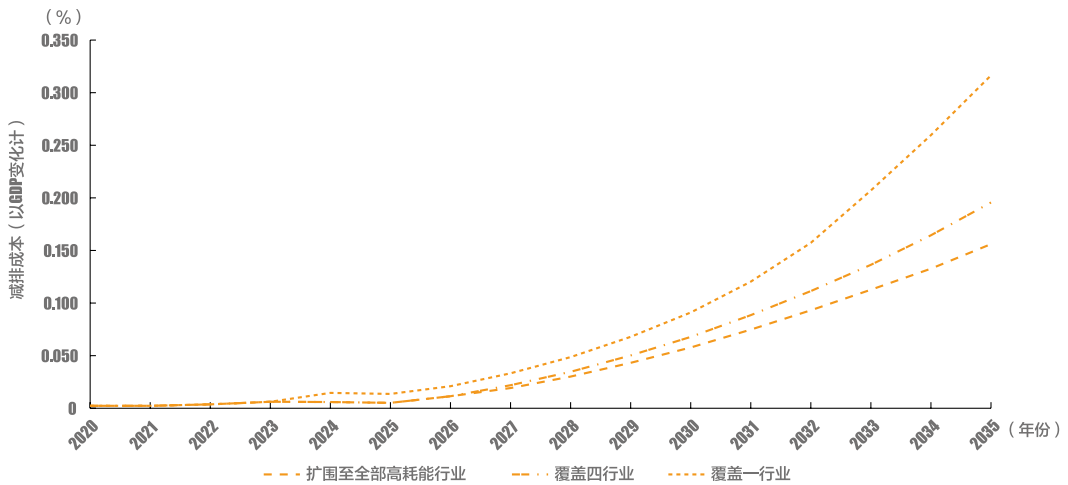


图 5-3　当前政策情景下的减排成本

资料来源：本文作者采用中国碳市场模拟模型测算。

四、扩围建议

基于电力行业纳入经验，考虑到新纳入一个行业可能需要 1 ～ 2 年准备工作时间，扩大全国碳市场行业覆盖范围的具体建议如表 5-4 所示。

表 5-4　扩大全国碳市场行业覆盖范围建议

梯队	新增行业	建议纳入时间
第一阶段	钢铁、水泥、铝冶炼	2024—2025 年
第二阶段	合成氨、甲醇、原油加工、乙烯、电石、民航、造纸	2026—2027 年
第三阶段	化工其他、有色其他、建材其他、钢铁其他	2028—2030 年

第一阶段：根据 2024 年 9 月发布的《全国碳排放权交易市场覆盖水泥、钢铁、电解铝行业工作方案（征求意见稿）》，新增纳入钢铁、水泥、铝冶炼 3 个行业。预计全国碳市场纳管企业将超过 3700 家。以 2025 年中国碳情速报数据计算，四个行业重点排放单位二氧化碳排放总量约 83 亿吨（不含电力、热力间接排放），占全国二氧化碳排放总量约 67%。

第二阶段：在 2026—2027 年度新增纳入合成氨、甲醇、原油加工、乙烯、电石、民航和造纸。预计全国碳市场纳管企业超过 4700 家，覆盖二氧化碳排放总量约 90 亿吨，占全国排放总量的比例约 74%。综合考虑航空特点、中国民用航空局意愿以及应对欧盟碳市场和 CORSIA 机制的需求，建议民航被纳入全国碳市场的时间处于相对优先梯队。

第三阶段：继续新增纳入石化其他（芳烃等）、化工其他（烧碱、纯碱等）、有色其他（铜冶炼等）、建材其他（平板玻璃等）、钢铁其他（钢压延加工等）等行业，力争到 2030 年基本实现对发电、钢铁、建材、有色、石化、化工、造纸、民航 8 大行业全覆盖。以 2025 年数据计算，覆盖二氧化碳排放总量预计约 95 亿吨，占全国排放总量的比例约 77%。

未来一段时期内，为积极有序推进全国碳市场扩围工作，建议加快推进全国碳市场扩围行业配额分配方案、有偿分配和市场调节政策方案、温室气体排放核算报告指南、核查技术指南等“一揽子”政策文件出台。持续深化完善在数据质量管理、配额分配、清缴履约等环节建立的国家—省—市三级日常管理机制。优化国家碳市场管理行政机构及支撑机构人员配备，加强对地方执法人员的碳排放监管业务培训，提升监管执法能力。

（本章作者：周　丽、宋晓晖、曲晨菲、佟　庆）

第六章 | CHAPTER 6

有偿分配

《中共中央办公厅　国务院办公厅关于推进绿色低碳转型 加强全国碳市场建设的意见》提出“稳妥推行免费和有偿相结合的碳排放配额分配方式，有序提高有偿分配比例”。随着全国碳排放权交易市场持续建设，配额分配方式由以免费分配为主逐步向免费与有偿相结合演进，已成为健全碳市场交易制度、增强碳排放约束、提高资源配置效率的重要问题。有偿分配宜以统一价格竞买为主要形式，以低比例、分阶段推进为基本路径，在配额总量内统筹免费分配、有偿分配和市场储备，并通过定期竞买、价格引导、储备调节、收入专项管理和财税会计配套形成完整制度安排。实施过程中，需要持续评估行业和区域影响，强化多部门协同，依托全国碳市场基础设施稳妥推进，使有偿分配更好地服务于市场稳定、企业履约、绿色转型和“双碳”目标实现。

一、必要性

有偿分配是健全全国碳市场机制的重要内容。配额初次分配形成一级市场，现货交易构成二级市场，二者共同服务于价格发现、资源配置和风险管理。当前全国碳市场主要开展二级市场现货交易，一级市场尚未形成，主管部门调节供求和应对异常波动的工具相对有限。引入配额拍卖，有助于建立一级市场并完善市场调控机制。

有偿分配有助于提高碳价调控的精准性。全国碳市场曾出现富余企业惜售、缺口企业阶段性购配困难和量价“潮汐式”波动等现象。通过提前公布有偿分配保留价格，可为市场参与者形成稳定预期、安排中长期交易提供参考；结合市场供需适时开展不定期有偿发放和调减配额，可优化供需结构，促进市场平稳有序运行。

有偿分配还可拓宽履约配额取得渠道，改善市场流动性。公开、透明的竞买能够为市场提供额外供给，使纳入企业在统一规则下取得所需配额；竞买规则、额度限制和信息披露也有助于降低市场操纵风险。适度提高企业实际承担的碳成本，可增强节能降碳和低碳技术选择的激励，配套收入则可支持碳市场建设、技术创新和绿色转型。

从国际比较看，成熟碳市场普遍将免费分配与拍卖相结合，并逐步提高拍卖比例。有偿分配有助于提升我国碳价的国际可比性，并服务于应对碳边境调节机制。对于钢铁、水泥、铝冶炼等可能受相关机制影响的行业，有偿分配能够强化国内减排激励，并将部分原本可能在境外缴纳的成本留在国内。

有偿分配收入还能够为绿色低碳投资提供资金来源。竞价形成的碳价更贴近企业边际减排成本，有助于引导减排资源向成本较低的领域配置。相关收入如用于支持碳市场建设、气候变化行动

和技术创新，可进一步撬动社会资本投入。

二、方案设计

（一）政策目标和制度设计原则

全国碳市场实施有偿分配需要首先明确政策目标。一是建立市场调节机制，畅通履约通道，缓解阶段性惜售和供需失衡；二是通过一级市场价格和保留价格引导二级市场价格发现，形成稳定预期；三是适度提高企业碳排放成本，增强减排激励和市场有效性；四是提升国内碳定价的国际可比性，服务应对碳边境调节机制和国际气候治理。不同目标对应不同的总量、频次、参与主体和成交规则设计，需在多重目标之间寻求平衡。

制度设计还需兼顾行业差异、地区差异和跨部门协同。行业层面，应考虑市场化程度、价格传导机制、碳泄漏风险、减排潜力与成本等因素。电力等价格传导尚不充分的行业不宜在初期采用较高比例；能源密集型、贸易暴露型行业需要关注国际竞争力和碳泄漏风险。地区层面，不同地区在经济发展水平、能源结构、产业结构、技术条件和减排潜力等方面存在差异，统一碳市场规则与一定程度的地方自主性需要相互衔接。部门协同层面，有偿分配涉及生态环境、财政、市场监管等部门，需要围绕收入属性、资金去向、税票处理、市场监管和风险防控建立协调机制。

（二）有偿分配形式

配额有偿分配可采取统一价格拍卖、委托拍卖和固定价格出售等方式。固定价格出售是指主管部门预先设定一个固定的价格，用于出售碳配额。但此分配形式市场化程度较低，难以充分反映供需关系。在国内试点中虽曾被提出，但未形成实际操作的主流模式。委托拍卖是由企业将获得的部分免费配额委托主管部门或第三方拍卖，所得收入返还企业，具有收入中性和提升流动性的特点。但委托拍卖的收入分散于企业，使用监管成本较高，减排约束和财政统筹作用相对较弱。

统一价格拍卖是当前最常见的碳市场有偿分配形式。该方式由政府作为配额卖方，控排企业作为竞买方，交易平台收集密封报价后按价格排序，在达到竞买总量时形成统一成交价格，所有成功竞买人按同一价格成交。相较固定价格出售和委托拍卖，统一价格拍卖能够更直接地反映供需、形成一级市场价格、增强减排激励，并使收入能够集中用于碳市场建设和应对气候变化相关事项。

国内外实践对形式选择提供了较为一致的经验。欧盟、美国加州、区域温室气体倡议、韩国以及我国多数试点碳市场均以竞买或拍卖作为政府配额有偿发放的主要方式。美国加州的委托拍卖主要服务于电力企业免费配额的价值实现和电费影响缓释，其制度背景包括较高的电力市场化程度以及对终端用户成本的专门安排，这一背景与我国现阶段并不完全相同。我国试点碳市场中，广东、北京、上海、湖北、重庆等均积累了统一价格竞买经验，说明以单一价格组织竞买在规则、系统和清算层面具有较好的可操作性。

（三）有偿分配规模和比例

配额总量主要包括免费配额、有偿分配配额和市场储备配额三部分。有偿分配比例可遵循循序渐进原则（见表 6–1）：启动阶段以 0.5% ～ 2%

为宜，完善阶段逐步提高，2031—2035 年可考虑提高至 5% 以上，2036 年后继续提升。低比例启动有利于企业适应，并可在不显著增加成本的前提下向市场提供一定供给和政策信号。考虑到企业间价格传导能力、减排技术选择和碳泄漏风险不同，启动阶段可在全国碳市场覆盖的重点排放行业中同比例实施；在后续阶段再根据行业实际情况研究差异化安排。

表 6-1　全国碳市场配额有偿分配的分阶段安排建议

阶段	时间	有偿分配比例	主要安排
启动阶段	2027—2030 年	0.5% ～ 2%	在全国碳市场覆盖的重点排放行业中同比例实施；在配额总量内统筹免费配额、有偿分配配额和市场储备配额
完善阶段	2031—2035 年	逐步提高至 5% 以上	在总结运行经验和评估行业承受能力的基础上，进一步提高比例，并研究行业差异化安排
深化阶段	2036 年及以后	持续提高	随着市场成熟度和企业碳管理能力提升，继续优化有偿分配比例及相关配套机制

资料来源：本文作者整理。

地方自主性是有偿分配规模和比例设计的补充。完全按省份分别设定比例，可能削弱统一市场规则并增加协调成本；完全不考虑地区差异，又难以适应不同区域的产业和发展条件。因此，在市场发展成熟后，可由主管部门设定全国最低拍卖比例，在此基础上允许有条件地区经批准后开展更高比例的有偿分配。

行业公平性是比例设计中的另一项重点。国际碳市场通常对能源密集型、贸易暴露型行业保留较高比例免费配额，以降低碳泄漏和国际竞争力风险。对价格传导较为充分的电力行业和非能源密集型工业行业，则逐步提高拍卖比例。全国碳市场在启动阶段采取低比例、同一比例的做法，有利于降低制度复杂度；随着扩围和市场成熟，可在充分评估价格传导、技术替代、产能过剩和碳泄漏水平的基础上优化行业安排。

（四）市场调节方式

储备配额发放、拍卖规模调减与配额回购是碳市场调节配额供需的重要工具。主管部门可根据市场运行情况，灵活运用各类工具调节市场配额流通量。当市场供需紧张、碳价异常上涨或企业履约渠道不畅时，可从储备中有偿投放配额；当市场配额过剩、碳价持续低迷时，可通过调减定期有偿竞买配额或回购配额减少市场流通量。相较于价格涨跌幅限制、调整抵销规则或改变履约规则等措施，配额数量调控的针对性较强，涉及范围相对集中，便于与市场运行状况相衔接。

国际市场稳定机制的设计体现了“事前规则、相机调节”的思路。欧盟市场稳定储备以市场累计流通配额总量为主要指标，当配额盈余高于设定阈值时从未来拍卖量中扣留配额并转入储备；当盈余低于阈值时从储备中释放配额。美国加州、

区域温室气体倡议和韩国则更多将价格触发与储备配额发放结合起来，在碳价过高时增加供给，并在部分情形下通过减少拍卖量或其他机制应对价格过低。上述经验表明，稳定机制应事先明确触发条件、调节数量和退出安排，同时避免调节阈值设置过窄而诱发策略性交易。

为保障调节能力，我国可建立国家储备账户，包括资金账户和配额账户。资金账户可由有偿分配收入等构成，用于必要的配额回购和市场调节；碳账户可存放预设储备配额、回购配额和竞买未成交配额。触发机制可分为以价格为基础和以市场流通量为基础两类。由于全国碳市场现阶段以强度控制为主，配额总量会随产出变化而变动，市场流通量的准确测算存在困难，近期更适合以市场价格波动为基础设置触发条件。

（五）有偿分配频次、参与主体和市场准入

竞买频次应兼顾配额分配、市场调节和组织成本。定期竞买能够形成明确的时间表，帮助企业安排购配和投资计划，持续提供价格信号。不定期竞买则更适用于应对突发冲击、明显配额紧缺或异常价格波动。结合全国碳市场目前预分配和核定分配两个环节的特点，我国可采取“定期为主、不定期为辅”的方式，每个履约周期或年度至少举办两次竞买，并根据市场调节需要不定期组织竞买，使竞买时间与配额分配节奏相衔接。

参与主体的范围应与竞买目的相匹配。若以保障履约为主要目标，可以优先服务配额短缺企业。若以提升市场效率和价格发现为主要目标，则可扩大至所有履约主体，并在市场条件成熟时研究引入符合条件的金融机构、做市商等非履约主体。考虑到当前履约主体的碳资产管理和风险控制能力仍需加强，初期可允许所有履约主体无条件参与，并对非履约主体采取审慎、分步的准入安排。对于单个主体的申报量，可根据竞买总量、年度履约缺口或绝对数量设置上限，防止集中竞买和市场操纵。

市场准入方面，保证金或资金预存安排是防范虚假申报和违约风险的重要环节。我国多数试点和美国加州等国际碳市场采用全额资金预存方式，即竞买人账户中须具备不少于申报数量乘以申报价格的资金，才能提交申报，成交后直接完成资金划转。如需进一步强化风险防控，可在交易系统中设置竞买白名单并开展前置审核。

（六）保留价格与成交规则

保留价格是有偿分配价格引导功能的重要载体。公开保留价格有利于向市场传递明确预期、降低信息不对称风险，并避免竞买价格过低削弱碳价约束。不公开保留价格虽然有利于竞买人自由报价，但在市场起步阶段可能弱化价格引导。保留价格可设置为与二级市场相关联、经多方论证形成的政府指导价。具体形成机制可参考竞买公告前一定时期的加权平均成交价格，同时统筹减排目标、经济发展、能源安全、民生保障和社会稳定等因素。当主管部门判断二级市场因惜售等原因价格过高时，可适度下调保留价格；当判断碳价偏低时，可适度上调。

成交规则方面，主要采用价格优先、时间优先的成交方法，报价相同时按申报时间排序；成交价格采用单一价格，即所有成功竞买人按达到竞买总量的最后有效报价统一成交。统一价格单轮密封竞买在欧盟、区域温室气体倡议以及北京、上海、广东、重庆等市场均有实践，具有规则清晰、价格稳定性较好和公平性较强等特

点。对于未成交配额，将其划入储备池，按照储备配额管理，以便根据市场供需和调节需要灵活使用。

（七）实施平台安排

全国碳排放权交易系统和全国碳排放权注册登记系统是全国碳市场的基础设施。全国碳排放权交易系统可作为交易平台，负责竞买场次设置、竞买申报、交易结果计算和结果发布；全国碳排放权注册登记系统负责竞买配额登记、配额划转、资金与配额清算交收、登记结果发布及未成交配额回收等工作。两系统均投入运行多年，已围绕单向竞买功能完成多轮业务联调测试，能够减少新建平台带来的对接成本和数据风险。

三、经济分析

已有实验和模型分析显示，在配额总量、竞买比例、收入用途等设计合理的条件下，有偿分配能够改善市场流动性、价格发现和履约情况。一级市场的公开竞买为二级市场提供价格锚，有助于缓解惜售和购配困难。低比例启动可以避免企业过度依赖竞买完成履约，也能降低一次性较大发放对市场预期的冲击。对于市场稳定机制而言，价格触发、储备发放和回购需与配额总量管理、抵销机制和履约制度协调，避免行政干预过度削弱市场主体的碳资产管理主动性。

本研究采用清华大学与斯坦福大学团队联合开发的“中国碳市场模拟模型”，对碳市场引入有偿分配进行了模拟，评估了其对减排成本、边际减排成本、财政收入、企业利润等的影响。关于模型的介绍请见第四章。

（一）情景设计

为分析不同有偿配额机制的经济影响，设置不同的有偿分配比例和收入使用方式（见表6–2）。

情景一为全部免费分配情景，配额均按照基准线法免费分配，不产生配额有偿分配收入。

情景二至情景五为部分配额有偿分配情景。自2025年起，部分配额通过竞买方式有偿分配，其余配额仍按照基准线法免费分配。竞买比例设置高、低两类：低比例情景下，竞买比例由0.5%逐步提高至2030年的5%；高比例情景下，由3%逐步提高至10%。竞买收入设置两种使用方式，即纳入财政一般公共预算，或通过减免增值税返还控排企业。根据两类竞买比例与两种收入使用方式的组合，共设置四种部分配额有偿分配情景。

表6–2　不同配额有偿分配机制情景的主要特征

情景名称	有偿分配比例	免费分配基准线	收入使用方法
1. 免费分配	0	按现有规划设定	—
2. 有偿分配—低	2025年0.5%，2030年5%	在情景一设定的配额总量基础上，对各行业配额等比例下调，确保各情景的配额总量与情景一对应的碳排放轨迹保持一致	进入一般公共预算
3. 有偿分配—高	2025年3%，2030年10%		进入一般公共预算

续表

情景名称	有偿分配比例	免费分配基准线	收入使用方法
4. 有偿分配—低 TR	2025 年 0.5%，2030 年 5%	在情景一设定的配额总量基础上，对各行业配额等比例下调，确保各情景的配额总量与情景一对应的碳排放轨迹保持一致	控排企业减税
5. 有偿分配—高 TR	2025 年 3%，2030 年 10%		控排企业减税

资料来源：本文作者设计。

（二）减排成本影响

引入部分有偿分配可以更小的减排成本实现我国减排目标（见图 6–1）。以碳市场情景下的 GDP 和无碳市场情景下的 GDP 差异计为碳市场的减排成本，在配额全部免费分配的情景下，碳市场可以实现我国 2030 年前碳达峰目标，2030 年产生的减排成本约为当年 GDP 的 0.06%。在引入配额有偿分配情景、收入进入财政一般公共预算的情况下，实现相同减排目标的减排成本可降低 8% ～ 11%。若将有偿分配收入用于减免增值税等扭曲性税收，减排成本可降低 11% ～ 18%。

这是由于在基准线法免费分配配额的方案下，企业获得的免费配额与实际产量挂钩，维持较高产量可获得更多免费配额，因而形成隐性的产出补贴。这会削弱企业通过压减产量实现减排的激励，并可能抬高边际减排成本。配额有偿分配通过减少免费配额规模，可减弱隐性产出补贴。例如，在配额总量既定的情况下，竞买比例为 5% 时，免费分配规模和相应基准线约减少 5%，企业维持高产量所能获得的免费配额随之减少。企业因而可更多采取压减落后产能等成本较低的方式实现减排，降低总体减排成本。

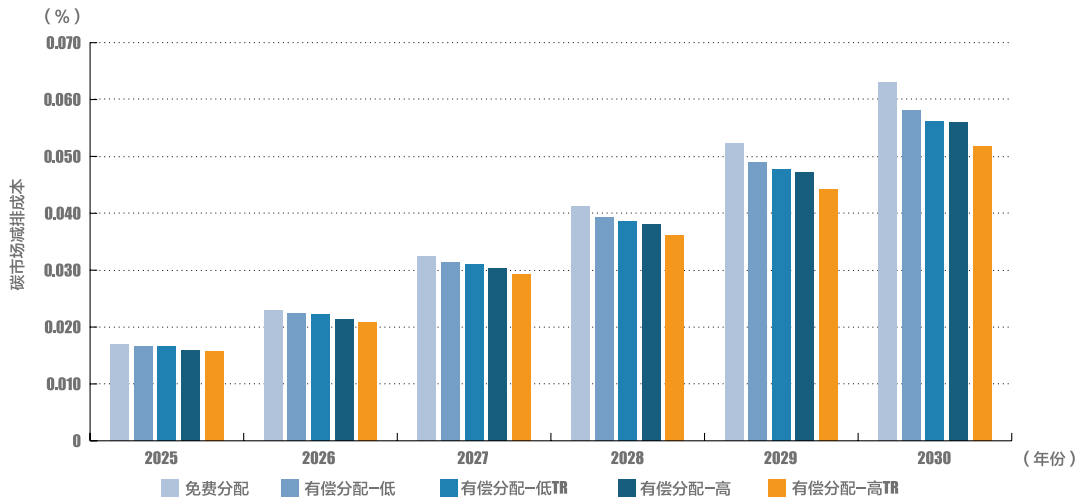


图 6–1　碳市场的减排成本

资料来源：本文作者采用中国碳市场模拟模型测算。

（三）边际碳减排成本影响

引入配额有偿分配可降低控排企业实现减排目标的边际成本，进而降低碳市场均衡碳价（见图 6–2）。以 2030 年为例，在配额全部免费分配的情景下，均衡碳价约为 160 元 / 吨。引入不同程度的有偿分配后，碳价可降至 130 ～ 145 元 / 吨。主要原因在于，基准线法下的免费配额与企业实际产量挂钩，形成隐性的产出补贴，限制了部分通过压减产量实现的低成本减排机会，从而抬高了边际减排成本。碳市场达到均衡时，碳价反映边际减排成本。提高配额有偿分配比例可减弱免费配额带来的隐性产出补贴，使企业以成本更低的方式实现减排，因此碳价随之下降。

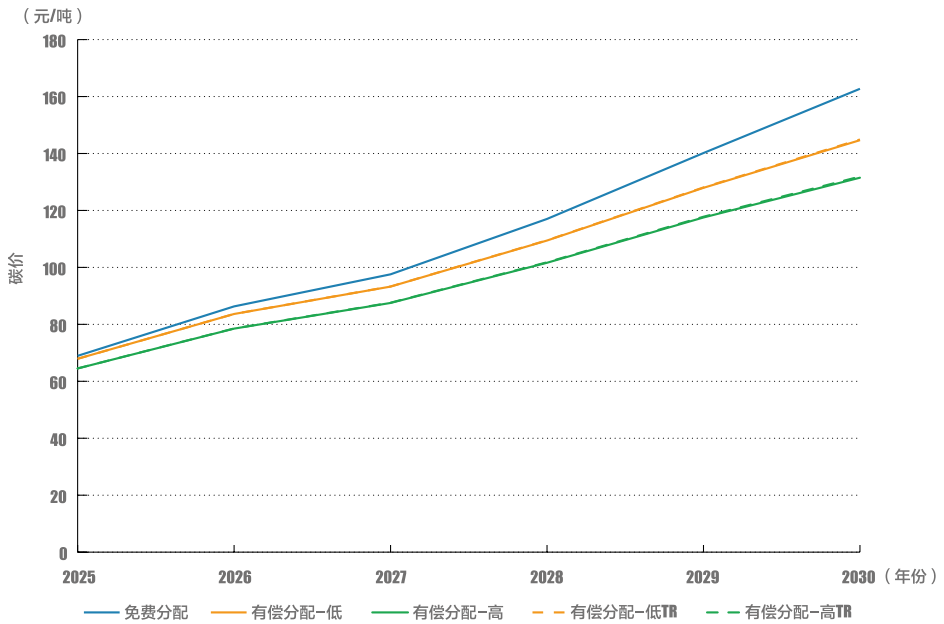


图 6–2　碳市场碳价（边际减排成本）变化

资料来源：本文作者采用中国碳市场模拟模型测算。

引入配额有偿分配后，尽管碳价有所下降，但企业需要为有偿分配配额支付成本，因而控排企业生产成本较全部免费分配情景略有增加，并通过产品价格向市场传导（见图 6–3）。以无碳市场情景为基准，低比例有偿分配情景下控排企业产品价格涨幅较全部免费分配情景高 0.1 ～ 0.8 个百分点；在高比例有偿分配情景下，提高幅度扩大至 0.1 ～ 1.5 个百分点。火电和水泥行业碳排放强度较高、履约压力较大，生产成本受有偿分配引入的影响更为明显。

随着生产成本和产品价格上升，控排企业产量在均衡状态下略有下降（见图 6–4）。其中，火电行业产量降幅相对更大，主要由于其可被非化石能源发电替代。与全部免费分配情景相比，有偿分配进一步增强了非化石能源对火电的替代作用，以无碳市场情景为基准，不同配额分配情景下非化石能源发电量增幅提高 0.6 ～ 1.0 个百分点。因此，配额竞买虽会压低火电发电量，但有利于优化电力结构、提高非化石能源发电量比重。

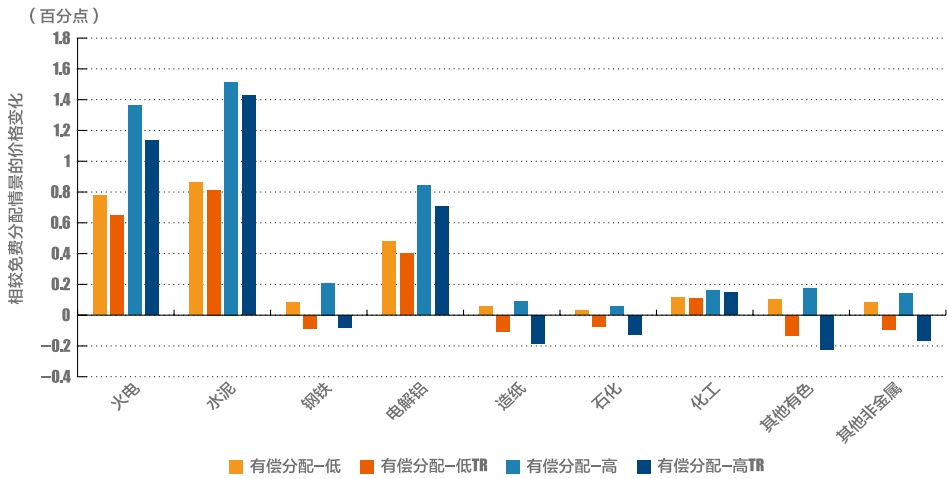


图 6-3　碳市场引入有偿分配对不同行业价格变化的影响（2030 年）

资料来源：本文作者采用中国碳市场模拟模型测算。

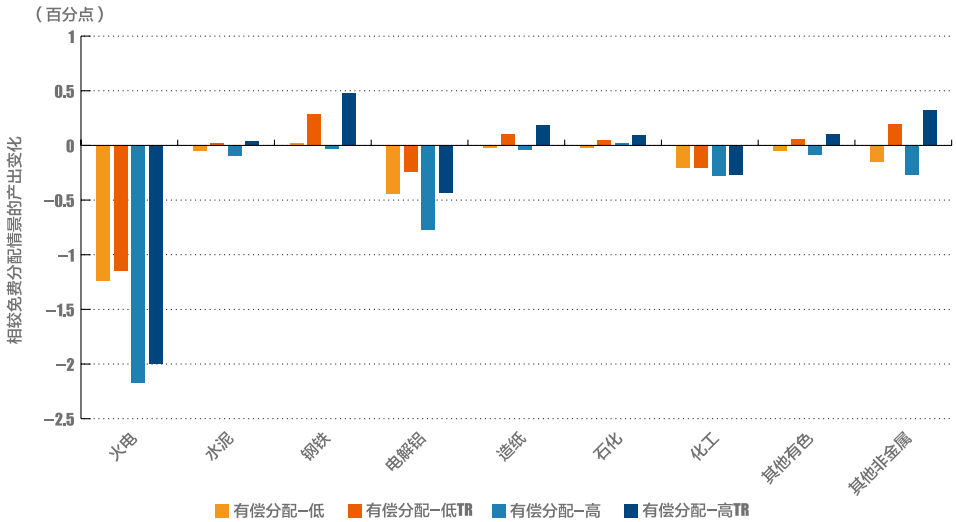


图 6-4　碳市场引入有偿分配对不同行业产量变化的影响（2030 年）

资料来源：本文作者采用中国碳市场模拟模型测算。

（四）财政收入影响

引入部分有偿分配将产生可观的财政收入（见图 6-5）。2025 年引入配额竞买时，在低比例有偿分配（0.5%）和高比例有偿分配（3%）时，配额有偿分配的总量分别约 0.4 亿吨和 2.4 亿吨，对应的碳价分别约 68 元 / 吨和 65 元 / 吨。因此，对应有偿分配收入分别约 28 亿元和 156 亿元。

2025—2030 年，随着配额竞买比例的不断提高和碳价的不断增加，配额竞买收入逐年增加。2030 年，低比例有偿分配（5%）和高比例有偿分配（10%）情景分别可带来约 600 亿元和 1000 亿元的收入。

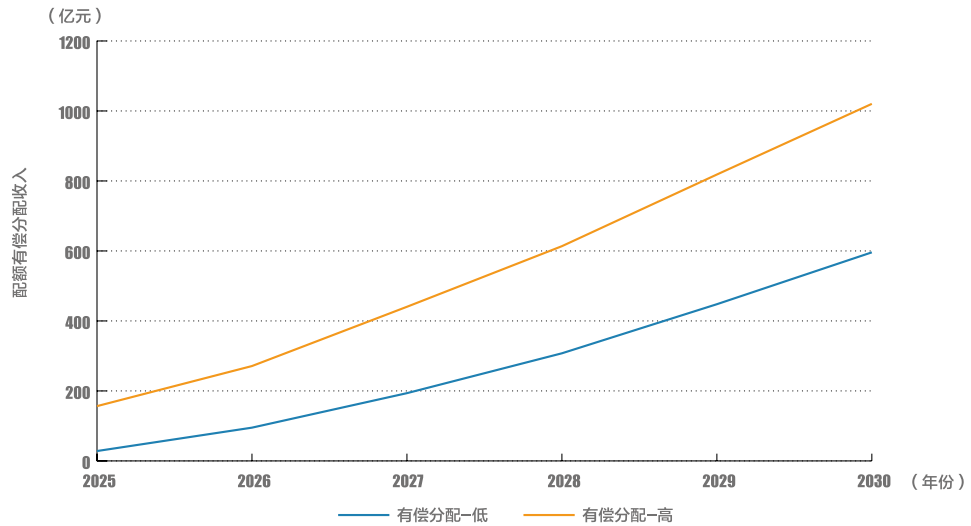


图 6–5　配额有偿分配收入

资料来源：本文作者采用中国碳市场模拟模型测算。

（五）企业利润影响

引入部分有偿分配对控排企业利润的负面影响总体有限（见图 6–6）。配额有偿分配一方面通过降低边际减排成本，带动碳价下降；另一方面也使部分原本免费获得的配额转为有偿取得，增加企业配额购买支出。2030 年，配额有偿分配收入预计为 600 亿～ 1000 亿元，对应控排企业需支付的竞买成本。模型模拟结果显示，碳价下降带来的履约成本下降可部分抵销免费配额减少的影响。与全部免费分配情景相比，控排企业利润合计减少约 300 亿元（低比例有偿分配）至 550 亿

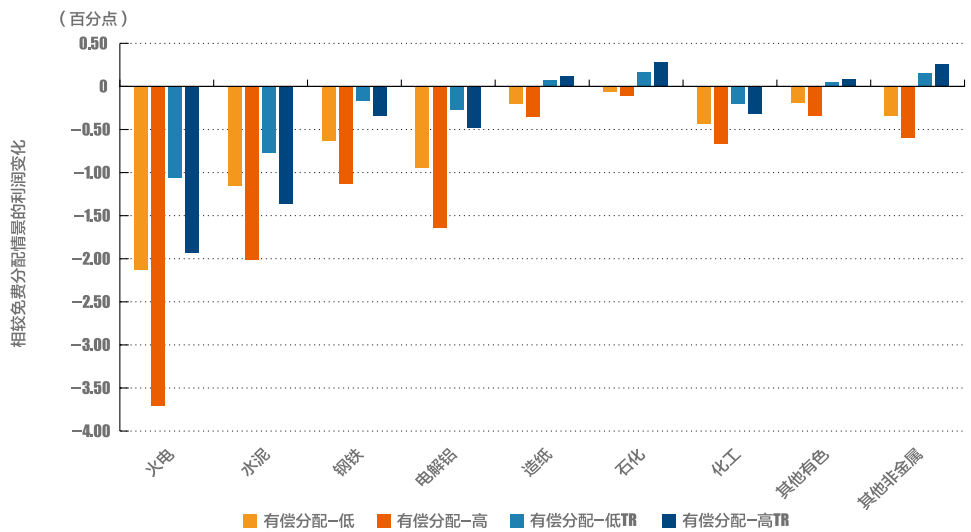


图 6–6　碳市场引入有偿分配对不同行业利润变化的影响（2030 年）

资料来源：本文作者采用中国碳市场模拟模型测算。

元（高比例有偿分配），分别相当于全部免费分配情景下利润的 0.7% 和 1.2%。火电和水泥行业碳排放强度较高、履约压力较大，利润受有偿分配引入的影响相对更大。

若将有偿分配收入用于减免控排企业增值税，并以降低税负的方式返还给企业，可进一步减轻企业负担。在收入返还情景下，控排行业利润合计较全部免费分配情景仅减少约 90 亿元（低比例有偿分配）至 150 亿元（高比例有偿分配），相当于全部免费分配情景下利润的 0.2% ～ 0.3%。

此外，可将免费配额预留量中的部分配额，以及市场调节配额，作为有偿分配的配额来源。市场调节配额可作为配额供给调节工具，在经济波动、能源价格大幅变化等情形下，根据预设规则动态调整配额供给，缓解市场供需失衡和碳价过度波动，同时避免对企业造成过大的履约压力。

四、有偿分配资金使用与管理

（一）收入管理

国际碳市场通常由环境主管部门会同财政主管部门统筹管理有偿分配收入。欧盟大部分收入由成员国管理，并设立创新基金、现代化基金等专项安排；美国加州将政府配额收入主要投入温室气体减排基金；韩国和新西兰分别通过气候应对基金、气候应急基金管理相关收入。我国试点碳市场的有偿分配收入多数作为非税收入纳入地方财政一般公共预算，实行收支两条线管理，部分试点已将收入用于碳市场建设、市场调控、绿色转型和低碳技术研发。

我国有偿分配收入可纳入一般公共预算或政府性基金预算管理，并实行收支两条线管理。具体可选择设立政府性基金、设立专项资金、二者结合，或通过现有节能环保支出科目安排。政府性基金有利于专款专用，但设立程序和上位法依据要求较高。纳入现有支出科目操作较为简便，但资金专属性和生态环境主管部门的参与度相对有限。因此，可考虑将有偿分配收入纳入一般公共预算，并设立碳市场发展与应对气候变化专项资金，通过项目制支持碳市场建设、市场调节和绿色低碳转型等重点工作。同时，应在相关管理文件中明确相关部门责任、资金来源、使用范围、预算管理、绩效评价和监督要求，以提高资金使用的针对性和效率。

为保障专项资金规范高效使用，可建立预算管理、用途约束、绩效评价和信息公开相衔接的全过程监管机制。资金使用应明确正面清单，重点支持碳市场系统建设运行、MRV 制度完善、数据质量管理、低碳技术研发示范、气候适应和公正转型等事项，避免用于与碳市场建设和应对气候变化目标无直接关系的项目。可分别从全国碳市场统筹治理、地方排放监管履职和具体项目实施进度、减排效益及资金撬动效果等方面开展绩效评价，并定期公开资金使用、项目安排和绩效完成情况，将评价结果与后续资金安排相衔接。随着有偿分配比例和收入规模变化，可定期评估并动态调整资金用途、中央与地方安排及监管要求。

（二）支出责任、使用方向和资金分配

收入使用需要处理中央与地方财政事权和支出责任关系。全国碳市场具有全国性、战略性特征，日常监督管理、系统建设、平台维护和市场调节等事项具有较强的中央事权属性。地方政府则承担数据监测、核查、履约监管和本地减排项目组织等实施工作。我国可考虑将有关事项作为

中央与地方共同财政事权，由中央和地方按比例或通过中央补助方式共同承担支出责任，以调动地方参与全国碳市场建设和落实节能降碳工作的积极性。

资金使用可按照分阶段、突出重点的思路安排。启动阶段，优先保障碳市场基础制度和能力建设、市场日常监督管理、交易登记等系统建设维护、重点排放单位核查及数据质量管理等刚性需求；在此基础上，逐步支持温室气体减排技术研发、重点节能减排项目、碳中和与碳排放权交易能力建设以及市场调节。对于受碳边境调节机制影响较大、履约压力较大或承担民生保障任务的行业企业，可在过渡期内研究给予定向支持。待全国碳市场进一步成熟、收入规模和管理机制更加稳定后，可借鉴欧盟现代化基金等经验，对转型基础较弱地区给予适度倾斜，并支持区域绿色低碳转型和公正转型。

在收入分配上，可赋予地方一定自主权。以中央规定的最低拍卖比例形成的基础收入，可按比例与地方分成。地方在全国最低比例基础上自主提高比例所形成的收入，可全部归入地方。无论中央或地方收入，均应明确一定比例用于碳市场建设和应对气候变化工作。该安排旨在兼顾全国统一市场、地方减排资金需求和地方推进政策落地的积极性。

（三）财税与会计处理

有偿分配的实施还需要完善会计与税务配套制度。现行《碳排放权交易有关会计处理暂行规定》对于免费获得的配额不作账务处理，碳排放配额公允价值不予调整，有偿分配环节中政府出让配额和重点排放单位取得配额的具体会计处理需要进一步明确。我国碳市场可根据持有目的分别确认碳排放权资产明细科目，并研究将企业实际超排部分确认为碳排放权负债，以提高会计信息的相关性和可比性。

税务处理方面，2025 年国家税务总局发布碳排放权交易等适用增值税政策执行口径，明确碳排放权交易可按销售“无形资产—其他权益性无形资产—配额”计算缴纳增值税，适用 6% 税率，并以取得完整交易发票作为入账依据。实践中，配额有偿竞买收入往往以非税收入票据形式收缴，交易相关服务费则由交易机构开具增值税发票，二者在票据性质和企业入账上需要衔接。同时应明确出让金收入票据的开具主体、周期和取得方式，对重点排放单位在初始阶段的交易税费研究适当减免，以降低企业财务负担和制度执行成本。

（本章作者：余润心、曲晨菲、李卓潼、张希良）

第七章 | CHAPTER 7

数据质量管理体制机制建设

数据质量是全国碳市场有效、可靠运行的根本前提，直接关系到配额分配的科学性、交易价格形成的合理性以及减排成效的真实性，是筑牢碳市场公信力与生命力的基石。碳市场数据质量管理贯穿碳排放监测、报告、核查、执法、交易的全链条，涵盖了法律法规建设、运行机制构建、技术能力支撑到多元主体协同在内的多个关键环节。2025 年中共中央办公厅、国务院办公厅《意见》发布，进一步将“加强碳排放数据质量全过程监管”列为重点任务，为数据质量管理工作提供了根本遵循。当前，全国碳市场正处于从“初步运行”迈向“提质增效”的关键转型期，亟须加强数据质量管理体制机制建设，更好保障全国碳市场平稳有效运行。鉴于此，本专题系统梳理全国碳市场数据质量管理体制机制建设进展，深入剖析当前面临的核心瓶颈与挑战，并结合碳市场高质量发展的内在需求，提出数据质量管理体制机制建设优化路径，以期为推动全国碳市场数据质量管理工作的全面提质增效、助力“双碳”目标实现，提供有益的实践指引。

一、数据质量管理体制机制建设进展

经过多年探索与实践，全国碳市场逐步构建起“法律引领、机制支撑、机构赋能、平台保障”四位一体的数据质量管理体制机制，覆盖数据产生、审核、核查、监管全流程，形成了多主体协同、多层次管控的良好工作格局，数据质量管理的法治化、规范化、数智化水平持续提升。

（一）法治规范体制：多层级法规制度架构成型，实现依法监管

我国构建起五级递进式法规制度体系，形成“基本法律—行政法规—部门规章—规范性文件—行业技术规范”完整层级，为数据质量管理提供刚性制度约束（见图 7–1）。

1. 基本法律：2026 年出台的《中华人民共和国生态环境法典》设置碳市场独立专节，从国家基本法律层面确立碳排放监测、报告、核查、数据监管法定要求，划定数据造假法律责任，是碳市场数据管理最高法律依据，为全国碳市场规范运行奠定了法律根基。

2. 行政法规：2024 年《碳排放权交易管理暂行条例》正式实施，标志着碳市场数据监管迈入法治化新阶段，明确重点排放单位、核查机构、监管部门法定权责，划定数据失真、蓄意造假处罚框架。

3. 部门规章：2021 年《碳排放权交易管理办法（试行）》落地，细化企业 MRV 义务、核查工作流程、日常监管基础规则，是地方生态环境部门日常监管直接执行依据。

4. 规范性文件：生态环境部配套出台碳登记、交易、结算管理规则，分年度发布发电、钢铁、水泥、铝冶炼行业配额总量与分配方案，规范配额分配、清缴、交易全流程数据管理要求。

5. 行业技术规范：发布四大高耗能行业温室气体排放核算指南、核查技术指南，统一排放源识别、活动水平数据采集、碳排放核算、核查取证技术标准，构成 MRV 体系技术底层支撑。

五级法规体系相互衔接、层级互补，覆盖数据产生到执法处置全环节，为三级联审、线索处置、飞行检查、第三方核查等全部监管机制提供法定支撑。

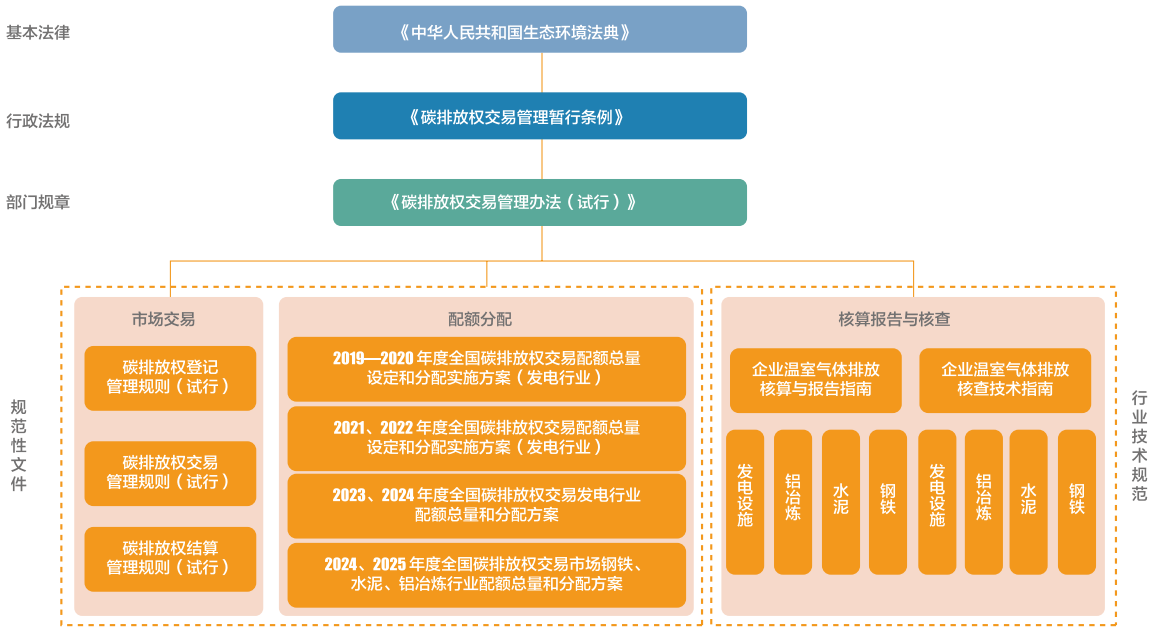


图 7-1 全国碳市场法规制度体制机制

（二）核心机制逐步落地，管控效能持续显现

现行数据质量管理体制以 MRV 机制为核心基础，以问题线索处置常态化机制为后端监管的重要抓手，叠加“国家—省—市”三级联审落地执行，形成“前端源头管控、中端多层审核、后端执法惩戒”完整闭环。

1. MRV 机制：筑牢数据质量源头防线

MRV 机制涵盖监测、报告、核查三个关键环节，形成了“企业自主报送、机构专业核查、政府监督审核”的闭环管理模式。

在这一模式下，重点排放单位需履行以下主体责任：

一是制定质控方案：重点排放单位在每年年底前制定下一年度数据质量控制方案，明确排放源边界、监测技术方法、仪器设备规范、数据记录标准及质量控制措施等技术规范。

二是完成月度存证：重点排放单位按月上传碳排放基础数据至全国碳管理平台，完成碳排放数据信息化存证，实现原始数据线上留痕。

三是报送年度报告：重点排放单位基于月度存证数据编制年度碳排放报告，并按规定报送属

地生态环境主管部门。

核查工作由省级生态环境主管部门组织实施，委托核查机构对报告的真实性、准确性、完整性进行核查，核查结果作为配额分配与清缴履约的法定依据。核查机构须严格遵循行业指南开展核查。

“国家—省—市”三级联审机制承接 MRV 机制的落地执行与日常监督，是 MRV 体系的重要组成部分与日常管控载体。三级联审机制是依托行政监管体系对 MRV 各环节数据进行多层级、全流程审核的具体实施机制，覆盖了重点排放单位名录、数据质量控制方案管理、月度数据存证、年度碳排放报告报送与审核、核查报告与核查机构管理等环节。其中，月度数据信息化存证审核是日常监管的核心，及时发现并处置异常数据。

2. 问题线索处置常态化机制：强化数据质量依法惩戒

作为数据质量管理的后端惩戒保障机制，问题线索处置常态化机制依托“远程督办 + 专项执法”的央地联动模式，构建了“发现—核实—整改—查处—销号”的闭环管理体系。

依托平台精准识别异常线索并进行远程督办。数智化管理平台精准识别企业异常数据线索后，通过远程督办方式推送至省级生态环境主管部门，由其牵头完成核实、整改与销号，必要时启动现场检查，锁定问题核心，实现了非现场监管与现场执法的无缝衔接。

开展两类专项执法行动形成监管高压态势。一是飞行检查，聚焦“精准深挖”，依托明确问题线索入企检查，对查实的违法违规行为依法立案、从严问责。二是强化监督，聚焦“广泛覆盖”。自全国碳市场启动以来，生态环境部已对 25 个省（自治区、直辖市）开展 3 轮强化监督，在排查问题的同时，为数百家重点排放单位提供技术帮扶，提升企业数据管理能力。

截至 2024 年 6 月底，各地累计对碳排放数据质量问题实施行政处罚 54 件，立案处罚并核减配额折合市场价值约 14 亿元，有力震慑了相关违法违规行为。

（三）第三方机构协同体制：多元技术支撑主体分工协同

重点排放单位履行主体责任，各级生态环境部门落实监管责任。咨询机构、核查机构与检验检测机构是重要的第三方支撑力量，共同形成了“企业自主管理、机构专业支撑、政府监督指导”的协同格局。三类技术服务机构各司其职，形成专业化支撑体系。

1. 咨询机构

为重点排放单位提供碳排放盘查、咨询、方案编制等服务，助力企业规范数据管理流程。

2. 核查机构

是核查工作的核心力量，受省级生态环境主管部门委托开展年度碳排放报告核查、月度数据存证核查及核查结果复查等工作。在部分省份，核查机构还承担了执法检查整改的技术支撑工作。

3. 检验检测机构

提供煤质、原料成分等关键指标的检测服务，其数据质量直接关乎 MRV 碳排放核算的准确性。该类机构须具备CMA（检验检测机构资质认定）/CNAS（中国合格评定国家认可委员会认证）资质，接受明确的资质管控及市场监管部门的协同监管。

三类第三方机构构成政府监管与企业数据管理之间的专业缓冲层，大幅降低政府直接监管成本，提升数据核算、核查专业性。

（四）数智化平台保障体制：一体化数字监管基础设施落地

数智化平台是碳市场数据质量管理的核心载体。我国已逐步构建起由全国碳市场管理平台、注册登记系统、交易系统等基础设施构成的数智化管理体系，实现了数据全流程线上管控与多主体协同联动，支撑碳市场 MRV 体系与三级联审机制实施。

1. 全国碳市场管理平台

集成主管部门、重点排放单位、技术服务机构等多元主体，以碳市场全业务一体化管理为导向，实现了从名录管理、排放管理、配额管理到核查管理的闭环管理，确保了从数据报送、审核、核查到执法检查的全流程管控。

平台通过模块化设计实现精细化管理：在排放管理模块，企业在线提交年度排放报告，平台自动校验数据逻辑性与完整性；在核查管理模块，核查活动全流程线上追溯，有效规范核查行为；在预警监测模块，平台实时监测企业数据报送情况，对异常数据及时告警。

同时，平台还构建了多维度数据资源池，整合企业、政府、核查端等多方数据，形成“国家—省市—行业—企业”层级的排放数据档案与政策标准库，为数据统计分析与宏观决策提供了强有力的信息技术支持。

2. 注册登记系统

承担配额初始分配、交易过户及清缴结算等管理职能。

3. 交易系统

提供公开透明的交易环境，支持竞价、挂牌等多种交易方式，其实时交易数据也为数据质量管理提供了重要的支撑和补充。

三大系统协同联动，初步实现碳排放数据从采集、审核、核查到配额履约、交易全链条线上留痕，数字化监管底座基本成型。

二、数据质量管理体制机制建设面临的挑战

尽管全国碳市场数据质量管理体制机制已初步建立，但随着覆盖行业持续扩展、监管要求日趋严格，也暴露出各层级主体能力与监管需求不匹配、部分主体责任落实不到位、技术支撑能力不足等问题，制约了数据质量管理效能提升。

（一）制度规范体系不完善，制度落地执行效能不足

1. 上位法配套细则缺失，基层执行困难

《条例》条款表述偏原则化，对于数据造假等违法违规行为的界定标准、处罚裁量及现场检查规范程序等缺乏配套实施细则，导致地方执行尺度不一、问题处置流程不规范等情况，损害了制度的统一性与权威性。例如，由于故意数据造假与轻微核算偏差的认定界限模糊，执法过程中自由裁量权过大，且问责难以落到实处。

2. 地方执行力度不足，监管资源保障欠缺

由于碳排放数据质量指标尚未纳入污染防治

攻坚战等关键考核体系，部分地方政府监管资源投入不足。具体表现为支撑团队力量薄弱，核查经费偏低，监管人力和财力保障不足等。同时，部分地方“三定”方案并未明确碳排放执法监管职责，导致行政与执法衔接不畅等问题。

3. 技术规范体系不够细化，行业适配性不足

钢铁、水泥等行业核算与核查指南对过程排放核算、数据监测等关键环节要求仍需不断完善，以更好适应这些行业的实际需求。部分行业计量器具检定校准规范尚不完善，自动监测技术（如 CEMS）与核算方法的交叉验证机制也尚未建立。

（二）全主体能力建设体制薄弱，无法匹配监管需求

1. 重点排放单位数据管理水平参差不齐

部分企业未能有效落实碳排放管理主体责任，内部数据管理制度不健全，管理人员流动性大、专业能力不足，对 MRV 前端月度数据存证、日常数据管控等重视不足，导致数据报送不规范问题频发。部分中小型民营企业数据质量管理意识薄弱，存在数据台账不完善、监测设备配备不全等问题，进一步拉低了整体数据质量。

2. 地方监管与执法能力存在明显短板

随着钢铁、水泥、铝冶炼三大行业纳入全国碳市场，重点排放单位数量增加了 1300 余家。而部分省级生态环境主管部门尚未设立独立的应对气候变化处室，人力资源配置与监管任务量不匹配。地方执法人员普遍缺乏碳排放执法所需的专业知识，难以精准识别异常数据，审核与执法的针对性和有效性不足。部分地方技术力量薄弱，常态化监管与技术帮扶、技术支撑不足。

（三）数智化技术赋能体制建设滞后，新技术应用深度不足

1. 全国市场管理平台的智能化水平有待提升

平台账户体系未能与注册登记系统、交易系统实现完全贯通，导致企业需多头开户、重复操作。针对钢铁、水泥、铝冶炼等新扩围行业，平台尚未建立起健全的异常数据自动校验规则体系，致使智能化预警监测能力不足。平台的数据共享机制不完善，部分数据难以及时、完整地回流至省级主管部门及重点央企集团，削弱了地方监管能力及大型企业集团内部精细化碳管理能力。

2. 新技术在监测、核算与监管中的应用深度不足

在监测技术层面，CEMS 技术与传统核算方法之间的标准尚未统一，交叉验证机制基本空白，导致 CEMS 监测数据的准确性与可靠性无法得到有效检验与保障。水泥、钢铁等行业原料盘库等关键环节依赖人工操作，智能化盘库工具应用匮乏。此外，大数据、人工智能等前沿技术在 MRV 数据溯源、三级联审异常识别中的应用仍处于起步阶段，技术赋能潜力尚未转化为实际监管效能。

（四）多元协同监管机制不健全，权责边界不够清晰

1. 在纵向与横向两个维度上，部门间协同存在明显短板

纵向上，国家、省、市三级生态环境主管部门及其技术支撑单位之间的职责划分不够清晰，存在权责交叉与监管空白：部分工作多头管理，

技术审核结果与行政执法的衔接机制有待健全。

横向上，生态环境部门与市场监管、能源、统计等相关部门的协同联动不足。数据共享机制尚未打通，无法进行多维度数据交叉核验，为企业数据造假提供了可乘之机。

2. 第三方监督力量与行业自律的作用未能有效发挥

行业协会、社会公众等外部监督力量缺乏有效的参与渠道和激励机制，使得“政府监管、企业自律、社会监督”的多元协同治理格局难以落到实处。

3. 对技术服务机构的监管存在漏洞

技术服务机构的监管机制尚不完善。目前资质管理、信用评价和惩戒约束等制度仍不健全，咨询机构与核查机构尚未纳入统一的资质管理体系。部分机构违规协助企业篡改数据、虚假填报等问题时有出现，加剧了整体数据质量管控的难度。

三、数据质量管理体制机制优化路径

针对当前全国碳市场数据质量管理体制机制建设面临的突出挑战，从制度顶层设计、主体能力建设、协同监管优化、技术赋能升级四个维度，提出系统性的优化路径，推动健全数据质量管理体制机制，全面提升数据质量管理效能。

（一）完善法治制度体制，夯实核心机制运行基础

1. 加快完善《条例》相关配套制度，确保法规落地

加快修订完善《条例》等相关配套制度。明确数据质量违法违规行为的界定标准、处罚裁量梯度及问责流程，统一执法尺度。规范“飞行检查”程序，明确其启动条件、核查流程与结果应用规则，制定分行业现场检查手册，提升执法的规范化与专业化水平。同时应加强对《条例》及配套制度的宣传解读与专项培训。

2. 强化制度执行的考核约束，压实地方责任

探索将全国碳市场数据质量指标纳入美丽中国建设成效考核及中央生态环境保护督察范畴。研究构建覆盖省、市两级主管部门的碳市场数据质量管理成效评价考核体系，压实地方三级联审等监管责任。同时，鼓励地方建立“第四方”复查、常态化监督帮扶等创新机制，推动将碳排放数据质量检查纳入日常环境执法。

3. 持续优化技术规范体系，提升行业适配性

适时修订和完善各重点行业核算指南、核查指南等技术规范。完善新扩围行业过程排放核算方法论，建立 CEMS 数据与核算方法的交叉验证机制，规范计量器具检定校准流程，系统性降低核算数据的不确定性。

（二）强化主体能力建设机制，夯实数据管理基础

1. 加强监管与执法队伍建设，提升专业监管能力

优化组织架构。推动省级生态环境主管部门优化内部组织结构与资源配置，鼓励设立独立的应对气候变化处室及配备专职人员。

强化技术支撑。组建专门团队为三级联审、监管决策与现场执法提供常态化技术支持，强化数据质量风险防控。

系统化专业培训。建立碳排放执法人员专业

化培训体系。探索与市场监督管理、公安、司法等部门开展联合培训，培养打造跨部门、复合型执法队伍。

2. 提升重点排放单位数据管理水平，压实企业主体责任

深化普法与意识提升。持续开展碳市场法律法规、技术标准与核算方法的宣贯培训，提升行业整体的守法合规意识。

发挥头部企业引领作用。发挥大型企业集团标杆和带动作用，引导和鼓励其建立全流程碳排放管理体系。

加强对中小企业的精准帮扶。加大对中小型重点排放单位的技术支持。协助其完善数据台账，配置监测设备与专职人员，规范化开展月度存证与年度报告编制。

数据质量是全国碳市场的生命线，更是推动绿色低碳转型、实现“双碳”目标的重要支撑。

3. 规范技术服务机构发展，筑牢第三方支撑体系

健全准入与退出机制。加快建立统一的资质管理制度，明确准入及退出标准。

实施基于信用的全程监管。逐步建立与执业行为挂钩的信用评价体系，对违规协助企业造假的机构从严处罚并纳入失信联合惩戒名单。

加强从业人员培训。加强对从业人员的专业培训与职业道德教育，推动技术服务行业提升服务的独立性、公正性与专业性。

（三）健全多元协同监管体制，构建纵向横向联动共治格局

1. 完善央地协同监管机制，强化纵向联动

组建专业化监管团队。谋划组建分行业碳排放数据质量监管核心团队，统筹推进数据质量管理的制度建设、平台优化及能力建设等。

建立技术审核与行政执法衔接机制。将三级联审及多渠道技术审核中发现的高风险线索列为执法重点，确保重大不合规及数据造假问题线索能快速移交行政执法部门，构建“技术审核—线索移交—执法介入—结果反馈”的监管闭环。

加强督导考核。强化对地方生态环境部门的指导与考核，推动将数据质量监管成效纳入相关考核体系。

2. 健全多部门协同监管体系，实现横向联动

建立数据共享与联合执法机制。推动构建生态环境部门牵头，市场监管、能源、统计、税务、证监等多部门参与的数据共享与联动工作机制，打通碳排放数据与用电、原料消耗、税收等数据的共享渠道，在此基础上实施“联合监管”。

清晰界定权责与建立会商机制。进一步清晰界定各部门的权责，建立协同会商机制，协调解决监管难题。

构建多元共治的社会监督体系。引导行业协会加强行业自律、开展技术帮扶；畅通社会公众举报投诉渠道，落实保护与奖励措施，推动形成“政府监管、企业自律、社会监督、司法保障”的多元共治格局。

（四）深化数字技术赋能体制建设，提升数智化管控水平

1. 优化与升级全国碳市场管理平台，打造智能监管中枢

增强智能化风险识别能力。迭代完善各重点行业异常数据智能化校验规则。搭建基于人工智

能大模型的风险预警系统，实现从“人防”到“技防”的升级。

推进账户与业务一体化。推进管理平台与注册登记系统、交易系统之间的账户整合，实现企业“一账户通办”，切实提升企业办事效率与体验。

健全数据分级共享机制。在保障数据安全的前提下，建立面向不同管理层级的数据分级分类回流与共享机制，赋能三级联审与企业内部MRV管理。

2. 深化前沿技术的融合应用，夯实全链条技术基础

健全与推广CEMS技术。完善二氧化碳CEMS的技术标准、质控体系及其与核算方法的交叉验证机制，在条件成熟时开展行业规模化推广。

推动碳计量技术创新与应用。鼓励并规范企业开展碳计量数据的直采直连，积极推广盲样采集、自动化实验室分析、激光扫描智能盘库等技术，降低活动关键核算参数的不确定性。

加速智能化监管技术规模化落地。推动大数据、人工智能、区块链等前沿技术在碳排放数据全链条溯源中的应用，构建智能造假识别与动态风险预警系统，实现数据的可追溯、防篡改。

加强核心技术研发投入。设立碳监测、碳核算科技专项，鼓励产学研协同攻关，持续提升数据质量管理相关装备与技术的自主创新能力。

数据质量是全国碳市场的生命线，更是推动绿色低碳转型、实现“双碳”目标的重要支撑。《意见》擘画了全国碳市场发展蓝图，明确了碳市场扩围的“时间表”和“路线图”。随着《生态环境法典》的深入实施、数智化技术的深度融合以及多元共治格局的逐步形成，全国碳市场数据质量管理将迎来更高水平的发展。持续完善数据质量管理体系，不断提升数据真实性、准确性与完整性，不仅是全国碳市场健康有序运行的必然要求，更是推动经济社会发展全面绿色转型、应对全球气候变化的重要举措。期待通过多方协同发力、久久为功，推动全国碳市场数据质量管理工作提质增效，为实现“双碳”目标、建设美丽中国提供坚实的数据支撑与制度保障。

（本章作者：周长波、刘晓宇、李广宇、王翔宇）

第八章 | CHAPTER 8

全国碳市场碳期货设计

全国碳市场启动以来，我国逐步建立了以碳排放配额现货交易为基础的市场体系，但碳金融衍生品发展仍相对滞后，尚未形成与全国碳市场规模相匹配的风险管理工具和跨期价格形成机制。随着钢铁、水泥、铝冶炼等行业纳入，全国碳市场由单一发电行业向多行业市场迈进，覆盖企业数量、排放规模和碳成本风险敞口同步上升，控排企业对碳价风险管理、履约成本锁定和长期价格指引的需求日益突出。在继续完善配额分配、排放数据管理、现货交易和履约清缴制度的同时，有必要稳慎发展碳期货、碳期权等碳金融衍生品，逐步构建现货与衍生品相互衔接的多层次市场体系。其中，碳期货具有合约标准化、交易集中化和风险管理机制相对成熟等特点，可作为全国碳市场优先研究和推出的基础性碳金融衍生工具。

一、必要性

全国碳市场现阶段仍存在流动性不足、远期价格信号缺失、风险管理工具有限和参与者结构单一等问题，仅依靠现货交易已难以满足市场扩围后的跨期定价与风险管理需求。欧盟碳市场现货交易占比不足 5%、期货交易占比超过 80% 的实践表明，标准化碳期货是改善市场流动性、形成连续碳价并连接履约企业与金融机构的重要市场基础设施。

（一）缓解履约驱动下的流动性不足

全国碳市场交易活动与履约清缴高度相关，重点排放单位通常在清缴截至日前集中交易，非履约期则报价稀疏、成交清淡，形成明显的“潮汐式”特征。2021—2025 年，全国碳市场年度换手率持续低于 5%，表明大部分配额尚未进入二级市场流转，市场流动性与其覆盖的排放规模并不匹配。这一现象既与市场参与主体较少有关，也与企业配额持有动机有关。盈余企业预期未来配额分配可能趋紧，往往将配额视为具有履约保障和潜在升值价值的资产；配额以免费分配为主，也降低了企业持有配额的显性成本。与此同时，短缺企业通常倾向于临近履约时再集中采购，供给端惜售与需求端季节性入场相互叠加，使现货交易难以在全年均衡分布。碳期货能够将未来履约需求提前转化为当前交易。预期配额短缺的企业可以通过买入期货锁定未来采购价格，持有盈余配额的企业则可通过卖出期货锁定销售收益，从而将集中于履约期的交易需求分散至全年，提高存量配额的流转效率。但期货市场流动性的形成仍以稳定的现货供给和可信的登记交割机制为前提，因此需要与配额结转、现货交易和市场主体准入制度协同推进。

（二）完善价格发现和远期价格形成机制

2021—2025 年，全国碳市场大宗协议交易占总成交量的比重均超过 80%，挂牌协议交易占比不足 20%。大宗协议交易能够满足重点排放单位一次性、大规模履约需求，但成交价格主要由双方协商形成，公开透明度和连续性相对不足。年度成交额增加，并不意味着市场已经形成能够及时反映边际供求变化的连续价格。现货价格主要反映当期配额供求和履约缺口，难以充分吸收未来配额总量、分配基准、行业扩围、能源价格和减排技术成本等信息。对于钢铁、水泥和铝冶炼等资本密集型行业，低碳技术改造具有投资规模大、建设周期长和成本回收慢等特点，企业不仅需要了解当前配额价格，还需要判断未来不同期限的碳成本，以安排减排投资和长期采购。不同到期月份的碳期货合约可以形成从近月到远月的期限结构，将市场对未来配额稀缺程度、政策调整和减排成本变化的预期转化为公开报价。远期价格曲线可为企业测算减排项目净现值、比较购买配额与技术减排的相对成本、安排资本支出和制定采购计划提供参考，也可为碳资产质押、回购、保险和授信定价奠定价格基础。期货价格由此能够将未来碳约束转化为当前可计算的投资和融资信号。

（三）满足企业碳价风险管理需求

全国碳市场扩围后，碳成本风险由发电行业进一步传导至钢铁、水泥和铝冶炼等高耗能行业。企业的排放强度、产量、工艺路线和配额缺口存在明显差异，碳价波动会直接影响履约成本和经营现金流。以每年短缺 100 万吨配额的企业为例，若碳价每吨波动 20 元，其履约成本将相应变化 2000 万元。在缺少标准化衍生工具的情况下，企业只能被动承受履约时点的现货价格。地方试点碳市场已经探索碳远期、碳掉期和场外期权等产品，但这些交易多采用双边协商方式，合约条款、期限和信用安排不统一，面临较高的对手方风险，也难以形成公开、连续的价格序列。相比之下，标准化碳期货通过交易所集中交易、保证金制度、每日无负债结算和中央对手方清算，能够降低双边信用风险，提高风险管理的标准化程度。预期配额短缺的企业可以买入与履约时间相匹配的期货合约，利用期货多头收益补偿现货采购成本上涨；持有盈余配额的企业则可以卖出期货，锁定未来销售价格。碳期货并不消除碳成本，而是将难以预测的现货价格风险转化为相对可管理的基差风险。借助期货工具，企业可由清缴前的被动采购，逐步转向覆盖排放预测、配额头寸和资金安排的全年碳资产管理。

（四）优化参与者结构并提高市场韧性

全国碳市场的直接参与者目前主要是重点排放单位，银行、证券、保险、基金和专业做市机构尚未形成常态化参与。重点排放单位的交易目标和交易时间较为相似，容易在履约期集中买入，而在非履约期缺少持续的双向交易需求。参与主体高度同质，既降低了日常交易活跃度，也使价格更容易受到单边履约需求和少数大额交易冲击。标准化碳期货可以为具备风险管理能力的金融机构提供规范的参与载体。期货公司、银行、证券机构和专业做市主体可通过套期保值服务、跨期套利和做市交易提供双向报价，保险、基金等机构也可在严格监管下逐步参与，从而形成套保者、

套利者和流动性提供者相互补充的市场结构，增强市场吸收供求冲击的能力。不过，优化参与者结构并不意味着无限放开金融交易。碳排放配额具有明确的履约和减排属性，若投机头寸过度集中、杠杆过高或期现市场风险交叉传染，可能放大价格波动。因此，碳期货市场初期应以重点排放单位的真实套期保值需求为基础，允许具备条件的金融机构提供流动性，并通过分类持仓限额、套保额度、大户持仓报告和穿透式监管控制非套保交易。

总体来看，发展碳期货可以弥补单一现货市场在流动性、跨期定价、风险管理和资源配置等方面的不足。碳期货通过分散履约期交易、形成远期价格、提供套期保值工具和引入多元参与主体，有助于推动全国碳市场由履约清缴型市场向兼具价格发现和风险管理功能的市场体系转变。

二、碳期货产品合约设计

本研究以全国碳排放配额（CEA）为标的，考察碳期货合约设计与理论定价。CEA 由全国统一制度创设，每单位代表一吨二氧化碳当量的排放权，在全国碳市场中具有相同的履约效力，并已形成统一的注册登记、交易和履约清缴体系，具备期货标的所要求的同质性、可替代性和可交割性。钢铁、水泥和铝冶炼行业纳入全国碳排放权交易市场后，市场覆盖范围由发电行业扩展至四个重点排放行业。全国碳市场年覆盖排放约 80 亿吨，约占全国碳排放总量的 60%，较大的配额覆盖规模和不断扩大的履约主体范围，为碳期货形成持续套期保值需求和稳定交割基础提供了市场条件。

（一）基本要素

1. 合约代码

在设计全国碳市场碳配额期货合约代码时，采用“标的代码 + 合约类型 + 到期年月”的三段式结构，以兼顾国际惯例与本土市场特征。核心标的资产使用现有全国碳配额代码“CEA”作为前缀，期货类型以“F”标识，到期年月采用 4 位或 6 位数字直观表示（如 2025 年 12 月合约代码为 CEAF202512），这种设计既保持了与欧盟 EUA 期货（如 EUAF202512）代码结构的兼容性，又延续了中国商品期货命名风格。

2. 交易单位

在设计全国碳市场碳配额期货合约的交易单位时，需要综合考虑现货市场基础、参与主体特征、价格发现效率以及国际接轨需求等多重因素。将交易单位设定为 1000 吨二氧化碳当量 / 手，这一设计主要基于以下考量：首先，当前全国碳市场现货交易以吨为基本单位，但考虑到期货市场的杠杆特性和机构投资者主导的特点，1000 吨二氧化碳当量 / 手的规模能有效降低小额交易带来的市场摩擦成本（如减少单笔交易手续费占比）；其次，国际主流碳期货交易所中碳期货合约单位均是 1000 吨二氧化碳当量 / 手，包括欧洲洲际交易所 ICE、欧洲能源交易所 EEX、芝加哥气候期货交易所 CCFE、纽约商业交易所 NYMEX、纳斯达克—OMX 集团 NASDAQ–OMX。这能与国际主流市场保持量级衔接，为未来跨境交易预留空间。

3. 报价单位和最小变动单位

在设计全国碳市场碳配额期货合约的报价单

位和最小变动单位时，需要兼顾市场流动性、价格发现效率以及参与主体的实操需求。基于国际经验与中国市场特性，采用元 / 吨作为报价单位，将最小变动单位设定为 0.1 元 / 吨，这一设计主要基于以下三方面考量：首先，0.1 元 / 吨的最小变动幅度高于欧盟 EUA 期货 0.01 欧元 / 吨（约合 0.08 元 / 吨），可在保证价格连续性的同时，防止因过度细分导致的报价碎片化。其次，对于年排放量 10 万吨级的控排企业，0.1 元 / 吨的变动单位意味着单份合约（1000 吨 / 手）价值波动 100 元，既满足企业对冲边际减排成本的需求，又不会因价格跳动过大而无法精准套保。最后，该方案具有制度延展性。在合约挂牌初期可采用 0.1 元 / 吨的保守设置，待市场成熟后，可参考 ICE 期货交易所的分阶段调整机制，根据日均成交量动态优化最小变动单位（如超过 50 万手 / 日时缩至 0.05 元 / 吨）。

（二）交割要素

1. 合约月份

在设计全国碳市场碳配额期货合约的月份时，采用 3 月、6 月、9 月、12 月的季度模式，是一个符合国际惯例且贴合中国碳市场特点的方案。欧盟 EUA 期货等成熟市场均以季度合约为基准（尤其 12 月合约为年度主力），采用相同的季度周期有利于未来开展跨境套利和价格锚定。建议将 12 月合约明确为年度主力合约，欧盟碳期货市场 12 月合约成交量占比稳定在 60% 以上。

2. 最后交易日和交割日

全国碳市场碳配额期货的最后交易日和交割日设计，应兼顾履约周期、现货登记结算流程和到期风险处置。建议将最后交易日设为合约月份倒数第 5 个交易日，交割日设为最后交易日后第 3 个工作日。这一安排可以避开企业年末财务结算和配额履约清缴等关键窗口，并为市场参与者移仓换月预留时间，降低临近到期时的流动性风险。最后交易日至交割日之间的 3 个工作日，可依次完成持仓核对和资金清算、配额冻结与划转以及异常情况处理，实现期货清算系统与全国碳排放权注册登记系统的衔接。若最后交易日遇法定节假日，可按顺延规则作相应调整，但应确保交割流程留有必要的风险处置时间。

3. 交割方式

在全国碳市场碳配额期货合约设计中，交割方式可采用现金或实物交割，本文选择实物交割，即合约到期时买卖双方实际转移碳配额所有权（通过中碳登的碳配额登记系统）而非现金结算。选择实物交割的主要原因在于：首先，实物交割能有效连接期货与现货市场，确保价格收敛，避免现金交割可能导致的期现价格偏离；其次，碳配额作为政策创设的减排工具，实物交割能更好地服务控排企业的实际需求，强化期货市场的套期保值功能；最后，中国碳市场处于发展初期，实物交割更符合监管要求，有利于市场平稳运行和参与者培育，同时与中国商品期货传统保持一致，便于市场接受和操作。

（三）风险控制要素

1. 涨跌停板幅度

期货合约的涨跌停板幅度是控制市场风险的关键手段。设置涨跌停板幅度，需要从中国实际情况出发，在设置碳期货涨跌停板的幅度时，需

要关注碳现货价格波动的频率和幅度。需要保证碳期货涨跌停板幅度不仅能够应对市场的正常波动，而且能够有效遏制可能存在的市场非理性行为。涨跌停板幅度的设置应该随着标的资产价格振幅的大小而确定安全覆盖范围：如果现货市场价格波动幅度较大，则涨跌停板幅度应相对较大；反之，则相对小一些。

目前，全国碳排放配额挂牌协议交易的成交价格涨跌幅为 10%。本研究选取全国碳市场碳排放配额每日收盘价为样本，截取 2021 年 7 月 16 日至 2025 年 6 月 4 日的数据进行分析，样本共计 929 个。价格波动幅度计算公式为日价格波动幅度 =（当日收盘价 – 昨日收盘价）/ 昨日收盘价 × 100%。

我们计算了全国碳市场碳配额交易日度价格波动幅度，最大波动幅度为 9.843%，最小波动幅度为 –9.786%，平均值为 0.046%，标准差为 1.756。从表 8–1 数据来看，在 928 个结果中，波动幅度的绝对值不高于 5% 的样本数占比 97.52%，因此“ ± 5%”的涨跌停幅度能够覆盖大部分的波动幅度。考虑全国碳市场仍属于初级发展阶段，CEAs 期货涨跌停板幅度的变化不宜过大。基于以上分析，本文将碳配额期货的涨跌停板幅度设置为 ± 5%，能在一定程度上控制市场风险。

表 8–1　全国碳市场碳配额交易日度价格波动幅度绝对值统计

范围	占比	累计占比
[0，1%]	68.32%	68.32%
（1%，2%]	14.87%	83.19%
（2%，3%]	7.97%	91.16%
（3%，4%]	4.53%	95.69%
（4%，5%]	1.83%	97.52%
（5%，6%]	1.08%	98.60%
（6%，7%]	0.43%	99.03%
（7%，8%]	0.43%	99.46%
（8%，10%]	0.54%	100.00%

资料来源：本文作者根据全国碳市场公开数据计算。

2. 最低交易保证金

保证金制度作为期货市场核心的风险管理机制，其设计直接关系到市场的稳定性和运行效率。从功能定位来看，最低交易保证金制度具有多重监管价值：既能够约束过度投机行为，又可以通过资金门槛的设置降低违约风险，更能够平抑因杠杆交易导致的市场异常波动。交易所通常会根据市场流动性、波动率等指标，在最低保证金基础上进行动态调整，以保持风险控制的有效性。参考中国商品期货市场 6% ～ 15% 的保证金比率惯例，结合碳期货市场发展初期的特殊性，将最低交易保证金设定为合约价值的 10% 具有合理性。这

一水平既能为交易所保留根据市场状况进行双向调整的操作空间，又能有效管控市场运行初期的潜在风险，在流动性与稳定性之间取得适当平衡。

3. 持仓限额和大户持仓报告制度

作为碳配额期货合约的重要风控制度，持仓限额与大户持仓报告制度在防范市场操纵、维护交易秩序方面具有关键作用。持仓限额制度通过对会员或客户在特定合约上的持仓量设置上限，有效约束单一主体的市场影响力；而大户持仓报告制度则要求当持仓规模达到预设阈值时，相关主体必须履行信息披露义务，使交易所能够及时监控潜在风险。这两项制度的协同实施，既能够抑制通过集中持仓操纵市场的行为，又可以为监管机构提供早期预警，将系统性风险化解在萌芽阶段。

4. 当日无负债结算制度

作为期货市场核心结算机制，当日无负债结算制度（Mark-to-Market Settlement）在碳配额期货合约设计中具有基础性作用。该制度要求结算机构在每个交易日结束后，根据当日结算价格对所有持仓进行市值重估，计算会员或客户的盈亏状况，并完成保证金、手续费等相关资金的实时划转。在中央对手方清算模式下，结算机构作为所有交易的共同对手方，通过多边净额结算机制大幅降低信用风险敞口，并在交易一方违约时履行担保责任，确保合约的正常履行。

5. 强行平仓制度

强行平仓制度作为碳配额期货市场风险控制体系的重要组成部分，是维护市场稳定运行的关键保障机制。该制度授权交易所在特定风险情形下采取强制性平仓措施，主要适用于会员或客户出现保证金不足、超仓违规、重大违法违规等情形。在制度设计上，强行平仓不仅是对市场违规行为的惩戒手段，更是确保无负债结算、持仓限额、保证金等核心制度有效实施的重要保障。

综上，全国碳市场碳配额期货合约设计如表 8-2 所示。

表 8-2　全国碳市场碳配额期货合约

要素	内容
合约标的	碳排放配额 CEAs
交易代码	标的代码 + 合约类型 + 到期年月（如 CEAF202512）
交易单位	1000 吨 / 手
报价单位	元（人民币）/ 吨
最小变动单位	0.1 元 / 吨
涨跌停板幅度	上一交易日结算价 ±5%
最低交易保证金	合约价值的 10%
交割月份	以季度交割，3 月、6 月、9 月、12 月

续表

要素	内容
最后交易日	合约月份倒数第 5 个交易日
最后交割日	最后交易日后第 3 个工作日
交割方式	实物交割（通过全国碳排放权注册登记系统对 CEAs 进行划拨）

资料来源：本文作者设计。

三、碳期货合约理论定价

（一）理论基础与模型选择

碳期货定价是合约设计和市场运行的重要基础。合理的定价机制能够为市场参与者提供价格参考，并促进期货价格与现货价格之间的有效联动。无套利理论是金融衍生品定价的基本分析框架，其核心思想是：当期货价格明显偏离合理水平并超过交易成本时，市场参与者会通过期现套利推动价格重新趋于均衡。基于无套利理论，碳期货定价模型可分为完全市场和非完全市场两类。持有成本模型假设不存在交易费用、融资差异和卖空限制，以现货价格和持有净成本确定期货理论价格，具有结构清晰、参数较少和易于操作等特点。无套利区间定价模型则进一步考虑交易费用、存贷款利差、保证金和卖空限制等市场摩擦，将期货合理价格由单一点值扩展为价格区间，更符合全国碳市场现阶段的运行特征。连续时间模型、一般均衡模型和其他不完全市场模型虽然能够纳入利率和现货价格随机波动等因素，但通常需要较长时期的期货交易数据和较多参数支持。我国碳期货尚未上市，相关数据条件尚不充分。因此，本研究主要采用持有成本模型和无套利区间定价模型，为全国碳市场碳配额期货提供具有可操作性的定价参考。

（二）碳期货定价模型构建

1. 持有成本模型

持有成本模型是商品期货定价的经典框架，其核心思想是：在无套利条件下，期货价格等于现货价格与持有现货至合约到期日所产生的净成本之和。对于一般商品，持有成本包括资金、仓储、运输和保险等费用；对于碳排放配额，由于其不存在实物仓储和运输成本，持有成本主要体现为购买并持有配额所占用资金的利息成本或机会成本。在忽略交易费用、借贷利差和现货卖空限制等市场摩擦的完全市场假设下，碳期货理论价格可表示为碳配额现货价格与到期前资金持有成本之和，具体公式如下：

$$F_{t,T} = S_t(1+\mu) \qquad (8\text{–}1)$$

其中，$F_{t,T}$ 为到期日为 T 的碳配额期货合约在 t 时刻的价格，S_t 为 t 时刻碳配额现货的价格，μ 为持有成本占现货价格 S_t 的比例。

该模型揭示了期货与现货价格之间的无套利均衡关系：若投资者选择买入现货并持有至期货到期进行实物交割，为避免套利，期货价格应不高于现货价格与持有成本之和，即$F_{t,T} \leqslant S_t(1+\mu)$。若现货价格高于期货价格，理论上投资者可通过卖空现货并买入期货进行套利。因此，为避免套利，期货价格应不低于现货价格与持有成本之和，

即$F_{t,T} \geqslant S_t(1+\mu)$。公式（8–1）同时满足上述两个不等式，确保了无套利条件成立。

鉴于碳期货标的资产（碳排放配额）具有类金融资产属性，其持有成本以资金成本为主导。假设投资者融资成本为无风险利率r，则离散型持有成本模型可表示为：

$$F_{t,T} = S_t(1+r) \quad (8\text{–}2)$$

然而，在实际定价分析中，因涉及连续复利问题，离散模型适用性受限，需将其拓展为连续型持有成本定价模型：

$$F_{t,T} = S_t e^{r(T-t)} \quad (8\text{–}3)$$

2. 无套利区间定价模型

鉴于持有成本定价模型在严格假设条件下存在的诸多局限，现充分考虑市场上实际存在的各类因素，诸如碳配额期货的直接交易费用、期货交易的保证金以及存贷款利率价差等，对持有成本定价模型的假设条件进行适当放松，进而构建更适用于碳配额期货价格研究的无套利区间定价模型。

（1）无套利定价区间上限

在t时刻，交易者以价格$F_{t,T}$卖出碳配额期货合约，并以价格S_t在现货市场买入现货资产。其中，t时刻投资者所需资金涵盖买入期货合约的交易费用$\mu F_{t,T}$以及期货交易的保证金要求$\eta F_{t,T}$；而买入碳配额现货的资金S_t与直接交易费用θS_t，可按无风险贷款利率r_a融资获取。此处，μ、η和θ分别代表碳配额期货的交易费率、保证金率和现货交易费率。

在碳配额期货合约到期日T时刻，交易者在完成交割结算的同时，将在现货市场卖出碳配额以获取套利收益。此过程中涉及的现金流包括：期货交割所得现金$F_{t,T}-S_t$（可能为负值），退还的持有期货保证金$\eta F_{t,T}$，在现货市场卖出碳配额获得的$(1-\theta)S_t$，以及期间的利息支出$\left[(\mu+\eta)F_{i,T}+(1+\theta)S_t\right]e^{r_a(T-t)}$。其间的资金流动情况如表8–3所示。

表8–3 碳配额期货正向套利策略的资金流

套利策略	t时刻资金流	T时刻资金流
买入碳配额现货	$-(1+\theta)S_t$	$(1-\theta)S_t$
卖出碳配额现货	$-(\mu+\eta)F_{t,T}$	$F_{i,T}-S_t+\eta F_{i,T}$
借入资金	$(\mu+\eta)F_{i,T}+(1+\theta)S_t$	$-\left[(\mu+\eta)F_{i,T}+(1+\theta)S_t\right]e^{r_a(T-t)}$
无套利均衡条件	$=0$	$\leqslant 0$

资料来源：本文作者设计。

在该套利策略下，t时刻的现金流为0。若到期日T时刻的现金流大于0，则可获得无风险套利利润，即：$(1+\eta)F_{i,T}-\theta S_t-\left[(\mu+\eta)F_{i,T}+(1+\theta)S_t\right]e^{r_a(T-t)}>0$。

那么，碳配额期货无套利定价区间上限为$F_{t,T}^{upper}$：

$$F_{t,T} \leqslant F_{t,T}^{upper} = \frac{\theta S_t + (1+\theta)S_t e^{r_a(T-t)}}{1+\eta-(\mu+\eta)e^{r_a(T-t)}} \quad (8\text{–}4)$$

（2）无套利定价区间下限

若碳配额期货价格显著被低估，投资者可采用买入碳配额期货合约并卖出现货的方式进行反向套利，具体策略如下：

在 t 时刻，交易者以价格 $F_{t,T}$ 买入碳配额期货合约，并以价格 S_t 在现货市场卖出现货资产。其中，t 时刻交易者获得卖出碳配额现货的资金 S_t，支付现货交易费用 θS_t，同时需支付买入期货合约的交易费用 $\mu F_{t,T}$ 以及期货交易的保证金 $\eta F_{t,T}$。综合可得，t 时刻的现金净流量为 $(1-\theta)S_t-(\mu+\eta)F_{i,T}$，将此款项以无风险利率 r_b 进行存款。

在碳配额期货合约到期日 T 时刻，交易者在完成交割结算的同时，将在现货市场买入碳配额以获取套利收益。此过程中涉及的现金流包括：期货交割支付的现金 $F_{t,T}-S_t$（若为负值则表示获得盈利），退还的持有期货保证金 $\eta F_{t,T}$，在现货市场买入碳排放权支付的（1+θ）S_t，以及期间的存款利息 $\left[(1-\theta)S_t-(\mu+\eta)F_{i,T}\right]e^{r_b(T-t)}$。其间的资金流动情况如表 8–4 所示。

表 8–4　碳配额期货反向套利策略的资金流

套利策略	t 时刻资金流	T 时刻资金流
卖出碳配额现货	$(1-\theta)S_t$	$-(1+\theta)S_t$
买入碳配额现货	$-(\mu+\eta)F_{i,T}$	$-(F_{i,T}-S_t)+\eta F_{i,T}$
存入资金	$-\left[(1-\theta)S_t-(\mu+\eta)F_{i,T}\right]$	$\left[(1-\theta)S_t-(\mu+\eta)F_{i,T}\right]e^{r_b(T-t)}$
无套利均衡条件	$=0$	$\leqslant 0$

资料来源：本文作者设计。

在该套利策略下，t 时刻的现金流为 0。若到期日 T 时刻的现金流大于 0，则可获得无风险套利利润，即 $(\eta-1)F_{i,T}-\theta S_t+\left[(1-\theta)S_t-(\mu+\eta)F_{i,T}\right]e^{r_b(T-t)}>0$。

那么，碳配额期货无套利定价区间下限为 $F_{t,T}^{floor}$：

$$F_{t,T}\geqslant F_{t,T}^{floor}=\frac{(1-\theta)S_te^{r_b(T-t)}-\theta S_t}{1+\eta-(\mu+\eta)e^{r_b(T-t)}} \quad (8\text{–}5)$$

综上，碳配额期货的无套利定价区间为：

$$\left[\frac{(1-\theta)S_te^{r_b(T-t)}-\theta S_t}{1+\eta-(\mu+\eta)e^{r_b(T-t)}},\frac{\theta S_t+(1+\theta)S_te^{r_a(T-t)}}{1+\eta-(\mu+\eta)e^{r_a(T-t)}}\right] \quad (8\text{–}6)$$

理论上，当期货价格处于上述无套利定价区间时，由于受到融资成本、交易成本、借贷利率差异等市场因素的制约，套利者无法获取无风险利润。因此，可将该区间视为市场上碳配额期货价格的合理范围。

（三）碳期货理论定价实证结果

本节利用公式（8–3）和（8–6）分别计算中国碳配额期货理论价格，时间区间为 2021 年 7 月 6 日至 2025 年 6 月 4 日，为避免期货合约进入交割月的影响，本研究选取用于定价分析的碳期货为 CEAF202512，然后根据全国碳配额现货价格和其他参数为其进行定价。

实证数据采用全国碳市场碳配额现货日收盘价，时间跨度为 2021 年 7 月 6 日至 2025 年 6 月 4 日，共 929 个数据点，数据来源于 CSMAR 数据库。

对于持有成本模型中的参数估计，S_t 为 CEAs 日收盘价，无风险利率 r 为同期一年期存款利率估计。对于无套利区间定价模型中参数的

估计：S_t 为 CEAs 日收盘价；CEAs 交易费率 θ 方面，全国碳市场为了提高市场活跃度，目前尚未设交易手续费，本文为简化讨论，也不考虑印花税问题，因此 θ 为 0。CEAs 期货交易费率 μ 一般按照所在交易所的规则执行，此处取湖北碳远期和上海碳远期的交易手续费较低值 0.05%。CEAs 期货保证金率 η 为 10%。无风险利率 r_b 用同期一年期存款利率估计；无风险贷款利率 r_a 用一年期贷款市场报价利率（LPR）估计。参数估计如表 8-5 所示。

表 8-5　参数估计一览表

参数	T 时刻资金流
S_t	CEAs 日收盘价
r	一年期存款利率
θ	0
μ	0.05%
η	10%
r_b	一年期存款利率
r_a	一年期贷款市场报价利率

资料来源：本文作者设计。

图 8-1 是持有成本模型和无套利区间定价模型计算的碳配额期货理论价格。从结果可以看出，持有成本模型与无套利区间定价模型得出的结果差别不大，无套利区间上界的价格最高，持有成本模型和无套利区间下界的价格基本一致。



图 8-1　碳配额期货理论价格

资料来源：本文作者根据碳期货定价模型计算。

四、结论与建议

本研究表明，发展碳期货有助于改善现货市场流动性，形成远期价格信号，并为重点排放单位提供标准化的套期保值工具。结合全国碳市场现阶段特征，碳期货合约应以服务履约和风险管理为导向，合理设置交易单位、合约月份、实物交割和风险控制安排。持有成本模型与无套利区间定价模型的测算结果较为一致，可为全国碳市场碳配额期货初期定价提供理论参考。

基于上述结论，本研究提出针对全国碳期货市场建设的四个方面建议。

第一，建立全国碳市场碳期货专门制度框架。建立碳期货标的权属、交易、交割、登记、清算、套保认定和违约处置等规则，明确生态环境主管部门与金融监管部门的职责边界，构建部门间信息共享和协调机制。

第二，夯实现货交易和实物交割基础。提高配额价格数据的透明度，增强现货价格的连续性和代表性。完善配额结转和账户管理制度，确保交割配额权属清晰、不可重复占用。推动交易所、清算机构和全国碳排放权注册登记系统实现安全高效连接。

第三，采取渐进式产品和主体扩容路线。短期集中推出 CEA 期货，不宜同时铺开期权、掉期等多类碳金融衍生品；中期在期现联动稳定后推出标准化期权；长期探索个性化和跨境产品。初期参与者以控排企业和服务实体套保的金融机构为主，逐步引入基金、保险、做市机构，为市场提供流动性和风险管理服务。

第四，强化期现一体化全流程风险管理。建立覆盖现货价格、期货持仓、资金变化和配额交割的监测体系，合理运用保证金、涨跌停板、持仓限额和大户报告等制度，开展履约窗口、政策突变和极端碳价情景压力测试，防止过度投机和风险跨市场传导。

（本章作者：张远远、翁玉艳）

第九章 | CHAPTER 9

中国碳市场流动性

流动性是衡量碳市场运行质量的重要参考，它直接决定了碳配额价格的信息含量、控排企业的履约成本以及市场对减排政策的响应效率。只有在交易充分活跃、价格连续的市场中，碳价才能充当引导企业减排决策的有效信号。中国碳市场的运行逻辑与连续竞价的金融市场存在显著差异，其中最突出的特征是履约驱动的季节性交易脉冲。此外，碳市场以控排企业为核心市场参与者，金融机构与个人投资者参与有限，交易需求高度集中于每年履约截止前的短暂窗口。

基于以上中国碳市场流动性背景，本章对八个地方碳市场以及全国碳市场进行统一的、多维度的流动性测度，以提供一套可比的事实基础。八个地方碳市场在各自相对独立的制度框架下，积累了不同覆盖行业、不同分配方式、不同交易机制下的流动性表现，这些经验事实对全国碳市场扩围和流动性建设具有直接的参照意义。

一、碳市场流动性概念界定及指标构建

（一）碳市场流动性概念界定

碳市场流动性是指碳排放配额在不引起价格显著偏离其边际减排成本的前提下，连续和及时交易的能力。与金融资产的流动性不同，碳市场流动性的核心矛盾不在于高频买卖价差，而在于交易的连续性。在配额供给由政府按履约周期一次性核定、需求集中于履约截止前的制度条件下，市场是否能够在非履约窗口维持基本的成交频率？是否能够在履约期消化集中的履约需求而不造成价格剧烈波动？因此，碳市场流动性的测度需要同时覆盖有无成交、单位价格变动所能吸纳的成交规模、单位成交引起的价格变动幅度、交易成本以及成交在履约周期内的集中程度等碳市场特性。

碳市场的流动性与金融市场相比，具有三个鲜明的特殊性。一是供给刚性。配额总量由政府按履约周期一次性核定，不随价格连续调整，供需关系更多受政策而非市场支配。二是需求集中。控排企业为完成履约义务，倾向于在履约截止前集中购买配额，导致交易在时间上高度不均。三是参与主体单一。当前，市场以控排企业的合规性交易为主，机构投资者与个人投资者参与有限，连续交易模式尚未充分发展。这三个特殊性决定了，碳市场的流动性测度必须特别重视交易的连续性与时间分布，而不能仅依赖买卖价差等高频数据和瞬时指标。

Kyle（1985）将交易市场流动性凝练为三个经典维度[①]：市场宽度指完成一笔交易所需承担的

① Kyle, A. S. 1985. *Continuous auctions and insider trading.* Econometrica, 53（6）, 1315–1335.

即时成本，通常以买卖价差衡量；市场深度指在不改变现行价格的条件下市场所能吸纳的交易规模；市场弹性指价格在受到冲击后回归均衡水平的速度。考虑到碳市场交易稀疏、履约驱动的现实，本章在上述三维之外补充两个维度。其一为市场即时性，即交易能否被连续、及时地执行，这在存在较多零成交日的碳市场中尤为关键；其二为交易集中度，刻画成交在时间上的分布是否均衡。二者共同构成了对碳市场流动性贴切的多维刻画体系。

碳市场的流动性测度的构建不能简单照搬金融市场的做法。碳配额的供给由政府按履约周期一次性核定，需求高度集中于履约截止前的短暂窗口，交易呈现出明显的交易潮汐现象；同时，地方碳市场之间配额总量差异较大，直接使用以成交额为基础的绝对指标难以横向比较。因此，本章在指标构造上特别强调两点：一是采用以配额总量为分母的换手率作为标准化基准，消除市场规模差异带来的量纲问题；二是引入专门刻画交易连续性与时间集中度的指标，以捕捉碳市场区别于连续竞价金融市场的独特结构。

（二）碳市场流动性指标体系构建

在给出各流动性指标之前，需先界定两个交易活跃度变量：日收益率和换手率。日收益率以收盘价的日环比定义，它直接对应履约者的实际盈亏比例，当日无成交时价格顺延，收益率为零；换手率是本章流动性指标标准化的核心，采用样本期内配额成交量与配额总量的比值代表。与股票市场以流通股本为分母不同，碳市场以当期配额总量为分母，从而使不同规模市场的交易活跃度具备可比性。以上两个指标是后续指标测算的基础指标，为后续的指标构建提供参考。基于上述界定，本章将每一维度与一组可测算的量化指标相对应，共计六项指标。表 9–1 总结了各维度及对应指标。

表 9–1　中国碳市场流动性多维指标框架

流动性维度	流动性含义	代表性指标	指标含义
市场即时性	交易能否连续及时执行	LM_3	修正换手率，该指标越小，流动性越高
		Beedles	交易日历连续性，该指标越小，流动性越高
市场深度	价格不变下可吸纳交易量	lnLIQ	单位价格变动所能吸纳成交额，该指标越大，流动性越高
市场宽度	单笔交易即时成本	Corwin–Schultz 价差	隐含买卖价差，该指标越小，流动性越高
市场弹性	价格受冲击回归能力	收益率波动率	窗口内日收益率标准差 该指标越小，流动性越高
市场集中度	成交时间分布	LCI	成交在全年分布均匀程度 该指标越小，流动性越高

资料来源：本文作者根据文献资料整理。

（三）数据来源及制度背景

本章数据涵盖八个地方碳市场与全国碳市场的碳配额日度交易记录[①]，时间跨度为2013年第三季度至2026年第一季度。基于日度交易数据，本章聚合为季度面板（366个市场—时期观测）（见表9–2）。碳市场以年为履约周期，第一季度和第二季度反映非履约压力下的日常流动性，第三季度和第四季度捕捉履约截止前的集中释放，季度恰好覆盖这一节律的半个周期。季度面板为每个市场提供15～50个有效时序观测值，既兼顾统计效力，又保留了碳市场从早期到成熟期的时变信息。

表9–2　八个地方碳市场＋全国碳市场基本概况

市场	上线年份	样本季度数	样本期配额均量（亿吨）	样本期均价（元）	样本期累计成交（亿吨）
深圳	2013	51	0.31	38.0	0.45
上海	2013	47	1.29	43.8	0.26
北京	2013	49	0.50	58.6	0.21
广东	2013	50	3.29	37.6	1.34
天津	2013	42	1.16	21.4	0.49
湖北	2014	48	2.04	31.2	1.02
重庆	2014	45	1.05	15.4	0.13
福建	2017	15	1.91	20.5	0.08
全国	2021	19	64.98	69.4	8.73

资料来源：八个地方碳市场及全国碳市场交易官网，按交易启动顺序排序。

注：累计成交统计口径为各市场碳排放权交易所公开日度竞价交易数据。

各市场样本覆盖率存在差异。深圳、广东、北京、湖北等早期地方碳市场拥有近五十个季度的完整观测。福建启动较晚，其特色是将林业碳汇（FFCER）纳入交易标的，这一政策对未来碳中和时期的碳市场流动性建设具有参考意义，因此将福建碳市场交易数据纳入研究样本，但因其有效流动的交易时期较短，后期成交过于稀疏，研究样本期仅包括十五个季度。全国碳市场则自2021年下半年起共十九个季度。在数据处理上，零成交日的收益率记为零而非缺失，以免高估交易活跃度。此外，鉴于lnLIQ等指标具有重尾分布，在构造时即取自然对数以抑制重尾。上述处理共同保证了跨市场、跨时期比较的一致性。

对流动性的讨论必须首先建立在对各市场规

① 深圳排放权交易所，https://www.cerx.cn/；上海环境能源交易所，https://www.cneeex.com/；北京绿色交易所，https:// www.cbgex.com.cn/；广州碳排放权交易所，https://www.cnemission.com/；天津排放权交易所，https://www.chinatcx.com.cn/；湖北碳排放权交易中心，https://www.hbets.cn/；重庆碳排放权交易中心，https://tpf.cqggzy.com/；海峡股权交易中心（碳交易），https://carbon.hxee.com.cn/；全国碳排放权交易系统（上海环交所平台），https://www.cneeex.com/。

模、价格水平与制度背景的认识之上。中国碳市场由八个地方碳市场与全国碳市场共同构成，它们在启动时间、配额总量、覆盖行业与分配机制上差异较大，这些制度背景是理解后续流动性测算的前提。表 9–2 汇总了九个市场的基本概况。

从规模看，全国碳市场处于主导地位，2021 年全国碳市场上线，仅包括电力行业，2024 年钢铁、水泥、铝冶炼三个行业正式纳入全国碳市场，配额分配坚持行业整体基本平衡，因此 2024—2026 年度全国碳市场配额采用 ICAP 的管控核查排放总量代理，其样本期内配额总量均值高达 65.0 亿吨，是最大地方碳市场广东（3.29 亿吨）的近二十倍，样本期内累计成交量（8.73 亿吨）亦远超所有地方碳市场之和；地方碳市场内部同样分化明显，广东、湖北（2.04 亿吨）配额规模居高，深圳（0.31 亿吨）相对较低。这种大规模落差，导致任何以成交额或成交量为基础的绝对指标都无法直接横向比较，必须借助以配额总量为分母的换手率等标准化指标（见图 9–1）。

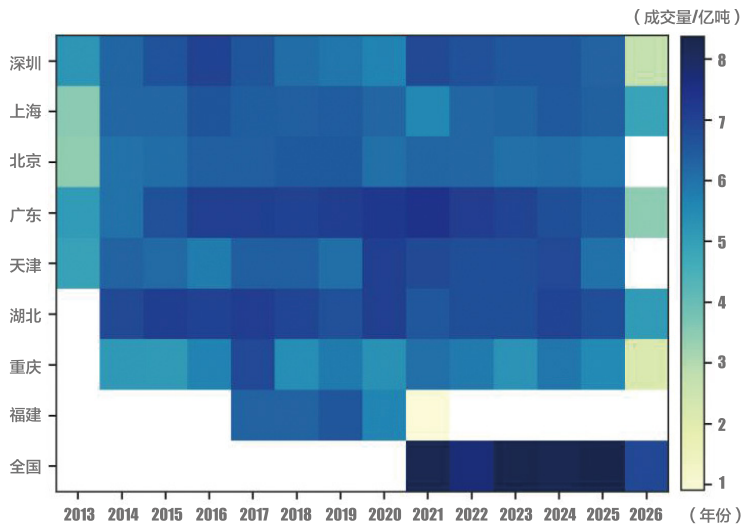


图 9–1　各市场年度成交量覆盖热力图

资料来源：地方碳市场及全国碳市场交易官网，按交易启动顺序排序。

从价格看，全国碳市场样本期内平均碳价约 69 元 / 吨，为各市场最高，反映出统一市场下相对偏紧的配额预期；地方碳市场中北京价格最高（约 59 元 / 吨），重庆最低（约 15 元 / 吨），价格差异既源于各地减排成本与配额松紧的不同，也与市场活跃度、价格发现效率密切相关。八个地方碳市场在 2013—2017 年先后启动，各自探索配额分配、覆盖行业与抵消规则；全国碳市场则于 2021 年以电力行业为起点上线，并逐步向其他高排放行业扩围。当前，无论地方碳市场还是全国碳市场，市场参与主体均以控排企业的合规性交易为主，机构投资者与个人投资者参与有限。

二、碳市场流动性水平多维指标分析

基于前文确立的指标体系，对碳市场流动性的五个维度展开测算，并展示八个地方碳市场及全国碳市场在各个流动性指标上的表现。

（一）市场即时性

1. LM_3 指标

市场即时性以 LM_3 度量，该值越低表明交易越连续、换手越活跃[①]。

从样本期均值（见图 9–2）来看，全国碳市场以 1.98 居于首位，平均每季度零成交日仅约 2 天，交易连续性与换手活跃度均为各市场最优。湖北以 4.28 紧随其后，每季度零成交日约 4 天，自 2014 年开市以来始终维持较强的交易连续性。广东（7.52）排名第三，每季度零成交日约 6 天，受益于较早引入的有偿竞拍机制与多行业覆盖对交易的拉动。深圳（13.27）和上海（19.36）分列第四、第五。深圳虽然拥有较高的换手率，但其 2016—2019 年间经历较长的交易间断期推高了零成交日数，导致 LM_3 指数偏高；上海则因交易脉冲性强，日常连续性恢复缓慢，平均每季度零成交日约 17 天。福建（22.48）、北京（27.44）、天津（33.30）与重庆（36.88）依次居于后列，零成交日数从约 20 天到约 29 天不等，反映其交易高度间断下即时性不足。

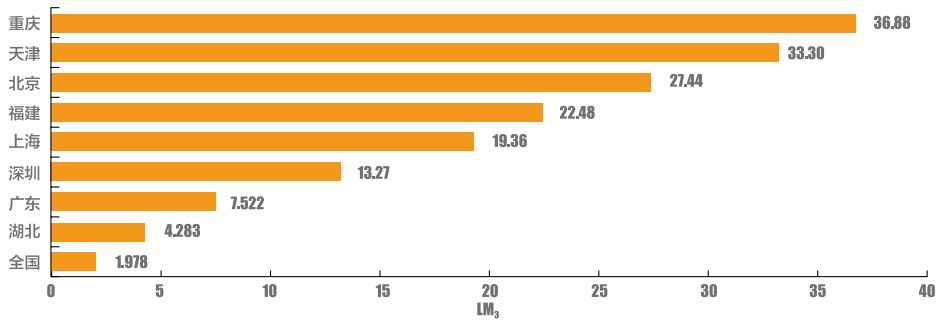


图 9–2　各市场 LM_3 对比（按流动性表现降序排序）

资料来源：本文作者根据碳市场交易数据整理测算。

全国碳市场作为当前中国碳定价的主体，其流动性的时间演化尤具代表性。图 9–3 的双轴图

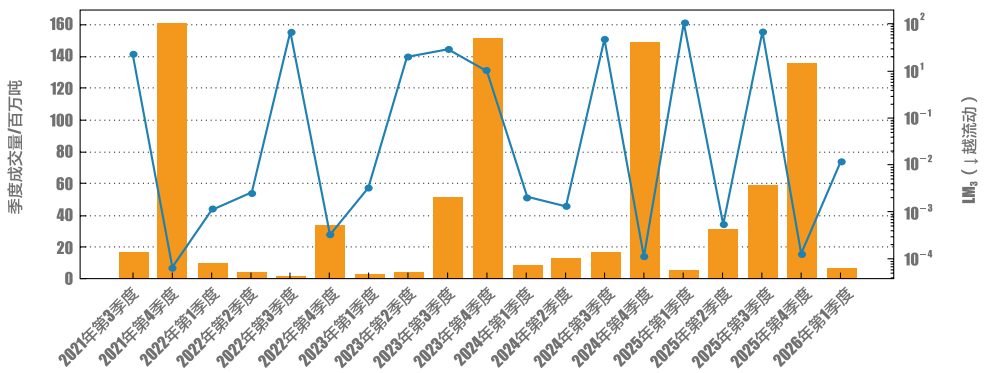


图 9–3　全国碳市场成交量与 LM_3 演化

① 邓茂芝，任心原，高淮，等 .2019. 中国试点碳排放权交易市场流动性研究 [J]. 华东经济管理，33（9），54–60.

资料来源：本文作者根据碳市场交易数据整理测算。

同时呈现了全国碳市场的季度成交量与 LM_3 指标。成交量在每年第四季度出现周期性峰值，这正是履约截止前控排企业集中购买配额的直接体现；与之对应，LM_3 在履约期降至低位，表明流动性随交易活跃而显著改善。

2. Beedles 指标

Beedles 指标从交易日历时间角度度量交易的连续性[①]。若期末当日仍在交易（N=0），Beedles 取值为 0；若期末前长期无交易，Beedles 趋近于 1。因此 Beedles 捕捉的是交易断档的尾部风险，该指标越高，流动性越差。

从样本期均值（见图 9–4）看，全国碳市场表现最优（0.167），即期末前最后一笔交易与期末之间的间隔最短，连续性最强。湖北（0.241）与广东（0.253）紧随其后。深圳（0.295）、北京（0.381）和上海（0.383）居中，表明其期末前交易中断的程度适中。天津（0.441）偏高，重庆（0.524）与福建（0.516）的 Beedles 超过 0.5，表明其期末前交易断档较为严重，期末窗口末端的连续性较弱。这一排序与 LM_3 高度一致，例如天津的 LM_3（33.30）高于深圳（13.27），但 Beedles 指标同样偏高，说明天津不仅在整体窗口内交易间断，在期末附近的断档也较为严重。多数市场的 Beedles 随市场成熟而下降。

早期各地方碳市场的 Beedles 波动较大，此后逐步稳定在低位。全国碳市场的 Beedles 自上线起即贴近零值，且波动极小，是唯一在时间序列上 Beedles 持续接近 0 的市场。重庆和福建的 Beedles 则在较长时间内居高不下，断档较为严重。

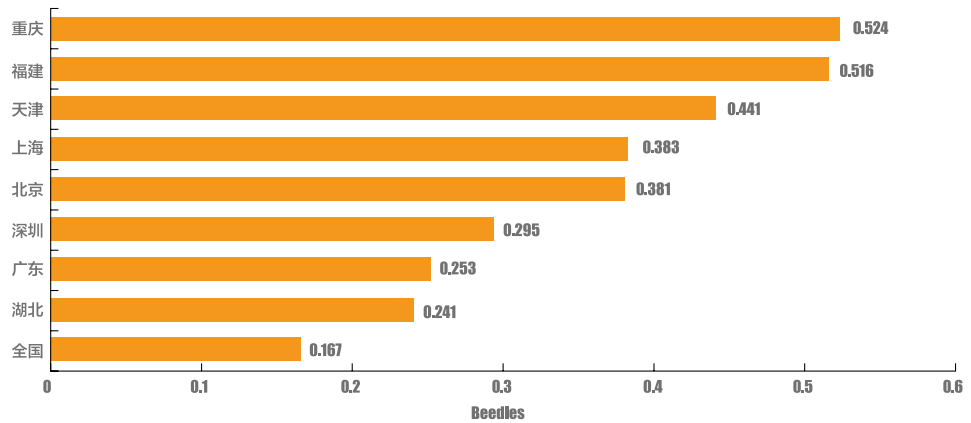


图 9–4　各市场 Beedles 指标对比（按流动性表现降序排序）

资料来源：本文作者根据碳市场交易数据整理测算。

① Shi，Y.，Peng，S.，Yu，A.，et al. 2023. *Research on liquidity measurement and influencing factors of China carbon emission allocation trading market.* Procedia Computer Science，221，1448–1457.

（二）市场深度

lnLIQ 是 Amivest 比率的自然对数，度量单位价格变动所能吸纳的成交额，值越高表明市场在不引起价格显著变动的前提下所能承接的交易规模越大。与换手率或 LM_3 侧重交易活跃度与连续性不同，lnLIQ 更直接地捕捉市场的深度，即面对大额订单时的价格稳定性，该指标越高，流动性表现越好。

从样本期均值看（见图 9–5），全国碳市场以 21.6 显著领先，与第二位广东（17.45）相差约 4.1 个自然对数单位，即全国碳市场单位价格变动吸收的成交额大约是广东的 67 倍。广东与湖北（17.34）位居各地方碳市场前列，上海（16.24）、北京（15.66）、天津（15.42）和深圳（14.75）居中，而重庆（12.60）与福建（13.42）居于末端。

lnLIQ 相较于 LM_3 更为平稳，多数市场的 lnLIQ 在样本期内波动较小，且未见明显的长期衰减或恶化趋势。全国碳市场自 2021 年上线以来 lnLIQ 持续稳定高位，偶尔在季度成交量偏低的窗口略有下移但迅速恢复。广东的 lnLIQ 在样本期内逐渐上升，此后稳定偏高。重庆的 lnLIQ 则长期在低位小幅波动，未出现显著改善。这一指标在时间维度上的相对稳定性与 LM_3 的大幅波动形成对照，lnLIQ 由成交额与收益率之比决定，即使交易间断，只要偶尔发生的交易在量价关系上合理，lnLIQ 仍可保持稳定。

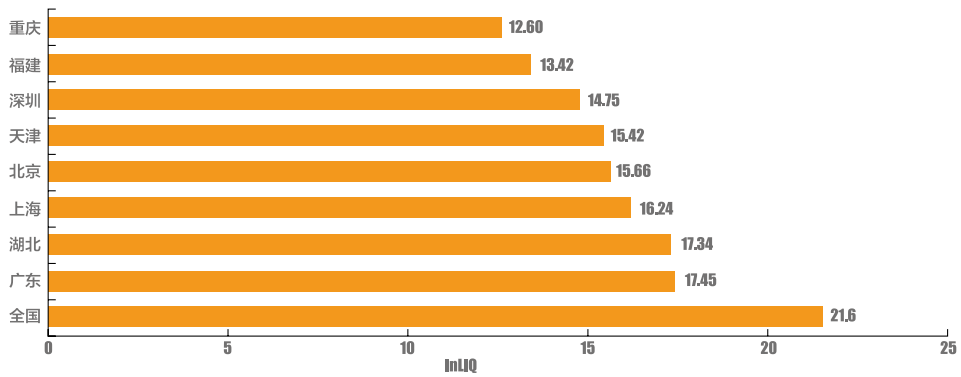


图 9–5　各市场 lnLIQ 指数对比（按流动性表现降序排序）

资料来源：本文作者根据碳市场交易数据整理测算。

（三）市场宽度

碳市场区别于金融市场，缺少高频的交易数据，因此碳市场的市场宽度采用 Corwin–Schultz 价差度量[①]，该价差越小，市场流动性表现越好。

Corwin–Schultz 价差基于连续两日高低价估计隐含买卖价差，度量单笔交易的即时成本，值越低表明市场宽度越窄、交易成本越低。然而，Corwin–Schultz 价差计算需要两个前提条件：其一，每个交易日内须存在可区分的高价与低价，

① Corwin，S. A.，Schultz，P. 2012. *A simple way to estimate bid-ask spreads from daily high and low prices.* The Journal of Finance，67（2），719–759.

即日内存在价格波动；其二，相邻两个交易日之间须有连续的、可比的高低价格记录。当这些前提不满足时，Corwin–Schultz 公式将产生无意义的输出，前者将导致价差恒为零，后者导致指标无法计算。

在本章覆盖的九个市场中，北京、天津、福建、重庆四个地方碳市场未能满足上述条件，具体表现为两种不同的失效路径。北京与天津属于第一种，在协议转让主导下，这两个市场在几乎每个交易日仅产生单一成交价格，日最高价恒等于日最低价。在此情况下，Corwin–Schultz 公式中的日内价差项 β 恒为零，推导出的隐含价差 α 始终为负，截断后恒输出零。福建与重庆属于第二种失效路径：交易过于稀疏，季度内缺乏足够的连续两日有效交易记录来支撑两日价差估计框架，导致日度价差大面积缺失。鉴于这两种失效均根植于市场交易结构而非数据缺陷，四个市场在宽度维度的分析中予以排除，下文的 Corwin–Schultz 价差分析仅覆盖深圳、上海、广东、湖北、全国五个市场。此外，考虑到部分市场的个别季度仍可能出现因价格跳空或微量成交导致的极端估值，本节的 Corwin–Schultz 价差按全市场季度值 P95 做缩尾处理，以消除极少数异常观测对均值的不当影响。

从样本期均值看（见图 9–6），全国碳市场交易成本最低（0.28%），上海（0.33%）次之。广东（1.62%）居中，湖北（1.97%）略高，深圳以 4.21% 排在末端。深圳的 Corwin–Schultz 价差显著高于其他四个市场，其背后有两层原因：一是早期阶段（2013—2015 年）价格波动剧烈，个别季度的 Corwin–Schultz 价差远超正常区间；二是即使在缩尾后，深圳各季度 Corwin–Schultz 价差的分布跨度仍较大，反映了其价格形成机制在样本期内经历了一个从高波动到逐步收敛的漫长过程。这里的数值为季度均值，并非单日价差的代表值，其用途在于跨市场排序和趋势比较。

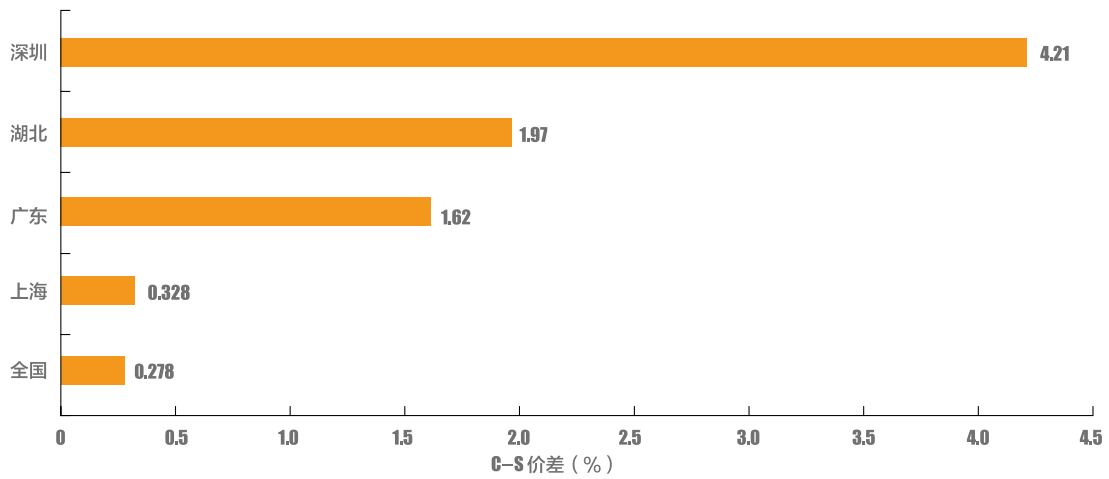


图 9–6　各市场 Corwin–Schultz 价差对比（按流动性表现降序排序）

资料来源：本文作者根据碳市场交易数据整理测算。

各地方碳市场在开市初期的 Corwin–Schultz 价差系统性偏高，随后持续收窄。全国碳市场自 2021 年上线以来，Corwin–Schultz 价差持续稳定在 1% 以下的较低区间。这一共同的收窄轨迹印

证了碳市场价格发现机制的渐进成熟，随着交易经验积累和参与者对配额合理价格区间共识的增强，日度高低价之间的离散程度趋于缩小，隐含的买卖价差随之下降。

（四）市场弹性

弹性指价格在受到随机冲击后回归均衡水平的速度。Kyle（1985）的弹性定义依赖于高频价格序列来度量回归速率，本章以窗口内日收益率的标准差——收益率波动率作为弹性的反向代理。波动率越高，价格偏离均值的幅度越大、频率越高，即价格受到冲击后不容易稳定回归，弹性越弱。

从样本期均值看（见图 9-7），全国碳市场最为平稳（0.0175），湖北（0.030）与广东（0.039）次之。上海（0.058）、天津（0.064）、福建（0.068）和北京（0.078）居中，重庆（0.149）与深圳（0.208）波动最大。深圳的收益率波动率是全国的近 12 倍，是湖北的近 7 倍，这与深圳在 Corwin-Schultz 价差上一致，高交易成本、高价格冲击与高波动率在深圳市场形成鲜明的流动性特征。

收益率波动率在开市初期系统性偏高是各市场的普遍规律。深圳 2013—2015 年的波动率高位波动，2024—2025 年回落至低位。广东更早完成这一过程，2015 年前后波动率已基本稳定。全国碳市场自上线以来波动率就持续较低，稳定性在九个市场中最好，这既受益于全国碳市场统一的交易规则和较高的成交频率，也与其作为电力单一行业市场的价格信号相对集中有关。波动率的长期下行趋势与 Corwin-Schultz 价差的改善同步，表明交易制度成熟的同时提升了价格稳定性、降低了即时交易成本，流动性改善在多个维度上是协同推进的。

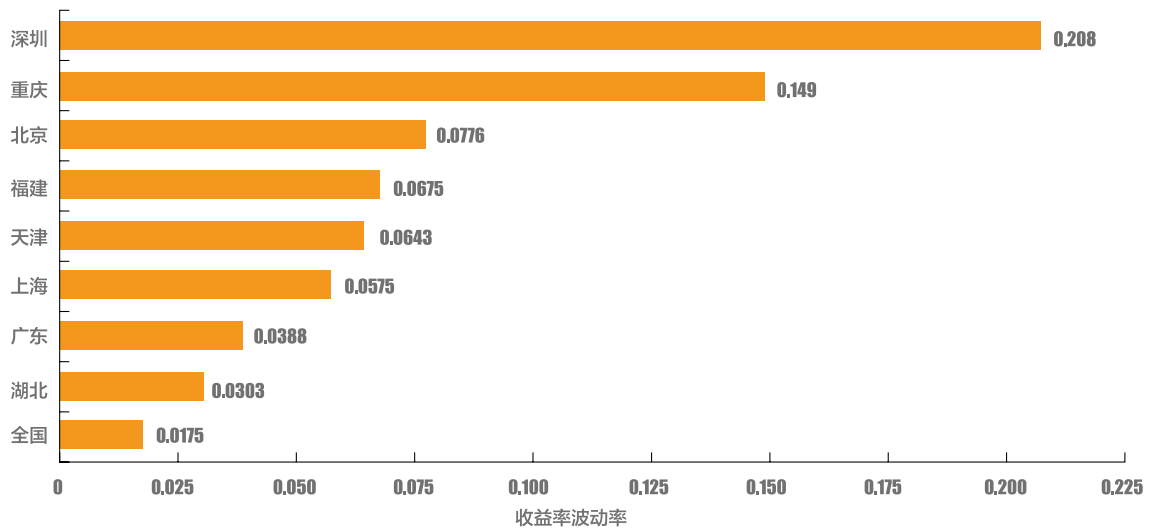


图 9-7　各市场收益率波动率对比（按流动性表现降序排序）

资料来源：本文作者根据碳市场交易数据整理测算。

（五）市场集中度

交易集中指数 LCI 以各月成交量份额的平方和度量成交在全年的分布均匀程度，值越低表明交易越分散于各月，市场连续参与能力越强。LCI 是不涉及价格数据的流动性指标，它仅依赖成交量在 12 个月上的分布，因此规避了价格缺失和零成交日对测度造成的扭曲。如果某市场所有成交量集中在一个月，LCI 将趋近 1.0；反之若 12 个月完全均分，LCI 为 0.083。

从样本期均值看（见图 9–8），全国碳市场以 0.481 的 LCI 最为分散，湖北（0.489）与广东（0.514）紧随其后。北京（0.548）、上海（0.569）、深圳（0.594）居中，天津（0.669）、福建（0.678）和重庆（0.741）最为集中。重庆 0.741 的 LCI 说明其成交量高度堆积于少数月份。九个市场的市场集中度排序与前述多个指标高度一致，即流动性越好的市场，成交在时间上的分布越均匀。连续性好的市场不仅在成交规模上占优，其成交在时间上的分布也更为平滑；而高间断市场零成交日多，即使有成交也倾向于在履约窗口附近集中爆发。

各市场 LCI 呈现出共同的长期下降趋势，成交在时间上趋于分散。广东在十年间下降了近一半。全国碳市场已经实现了显著的分散化，这一变化轨迹与全国碳市场成交量在非履约窗口的逐步增加是一致的。深圳未出现类似广东或全国的持续下行。重庆与福建则长期在高位大幅波动，未表现出明显的趋势性改善。LCI 的共同下降趋势表明，成交由履约窗口向全年分散是中国碳市场整体趋向成熟的结构性特征，而非个别市场的孤立现象。

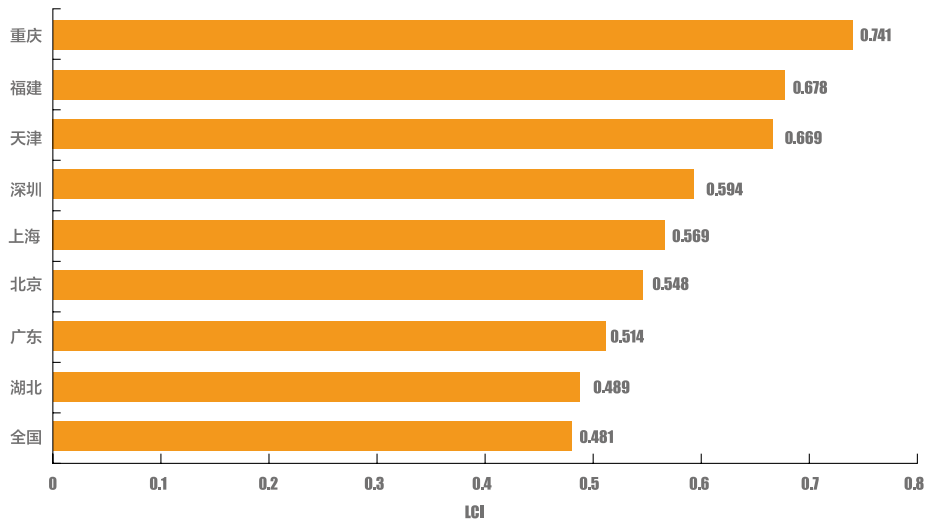


图 9–8　各市场 LCI 对比（按流动性表现降序排序）

资料来源：本文作者根据碳市场交易数据整理测算。

三、碳市场流动性综合分析

基于以上碳市场流动性五维测算结果，根据市场交易启动顺序，对各碳市场流动性表现逐一评述，聚焦各市场在五个维度上的综合状况与维度错位。图 9–9 以五维标准化热力图呈现九个市

场在五个流动性维度上的相对位置。热力图采用 Z-score 标准化，使各指标量纲统一可比。

（一）深圳碳市场

深圳在五个维度中呈现多极分化。深圳覆盖 38 个细分行业[①]，行业分散度在各地方碳市场中较高，多元化的参与者结构推高了换手率，但也因配额量相对较低，少量交易即可引发显著的价格波动，导致市场深度（z=-0.49）、市场宽度（z=-1.77）以及弹性（z=-2.10）显著低于均值。即时性（z=0.41）表现相对较好。2013—2015 年早期阶段价格冲击尤为突出，2016 年起深圳收紧配额分配并引入价格平抑储备机制，此后 Corwin-Schultz 价差与波动率持续收窄，2020 年后 Corwin-Schultz 价差已降至 2% 以内，标志着价格形成效率的系统性改善。集中度（LCI z=-0.08）接近均值，反映成交在时间分布上仍有分散空间。

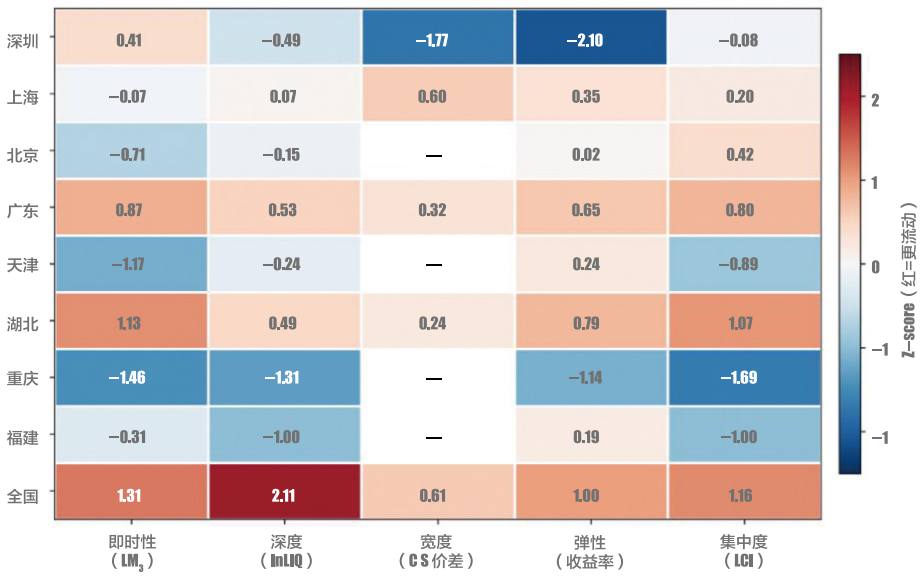


图 9-9　各市场五维流动性 Z-score 对比（按交易启动顺序排序）

资料来源：本文作者根据碳市场交易数据整理测算。

（二）上海碳市场

上海在五个维度上呈现全面但温和的相对正向得分。即时性（z=-0.07）略低于均值，主要因为上海在零成交日的累积上高于广东、深圳等市场，削弱了其在换手率上的优势。宽度（z=0.60）处于中上水平，深度（z=0.07）、弹性（z=0.35）与集中度（z=0.20）也略高于均值。上海碳市场覆盖工业、交通、建筑等 28 个细分行业，是各地方碳市场中行业覆盖最广的市场之一，多元化的行业结构有助于对冲单一行业的交易脉冲。然而其 LM_3 长期维持高位，未见系统性改善，这与上海初期配额相对宽松有关，宽松配额降低了交易需求，导致零成交日持续偏高。

① 碳排放交易网，http://www.tanpaifang.com/tanjiaoyi/2026/0212/116975.html。

（三）北京碳市场

北京在可测维度上的表现颇具特色。即时性（z=–0.71）低于均值，北京虽在换手率上表现尚可，但零成交日数偏高，零成交惩罚项推高了 LM_3 指标。集中度（z=0.42）也高于均值，弹性（z=0.02）和深度（z=–0.15）接近平均水平。北京碳市场覆盖火电、热力、水泥、石化、服务业等多个行业，碳价长期居于各地方碳市场较高水平，这得益于北京较严的配额分配和完备的法规体系。由于北京是典型的协议转让主导市场，大量交易通过线下协议完成[①]，导致 Corwin–Schultz 价差不可测。

（四）广东碳市场

广东在地方碳市场中表现较为均衡。即时性（z=0.87）良好，深度（z=0.53）、宽度（z=0.32）、弹性（z=0.65）与集中度（z=0.80）全部正向，五个维度无明显短板。广东样本期配额居各地方碳市场之首，覆盖八个强制纳管行业，是地方碳市场中最早（2013 年开市即引入）并持续执行有偿竞拍的市场，累计组织拍卖超过 20 次[②]。竞拍机制一方面提供了价格发现锚点，另一方面将配额从免费向有偿过渡，激发了企业的交易参与意愿。广东的 LM_3 在三年内降至接近湖北的水平，Corwin–Schultz 价差的收敛也在 2015 年前后完成，使其成为除湖北外最接近全国碳市场流动性结构的地方碳市场。

（五）天津碳市场

天津的流动性表现呈现鲜明的维度错位。即时性（z=–1.17）和集中度（z=–0.89）在所有市场中排名较低，但弹性（z=0.24）在均值以上。天津碳市场覆盖工业、交通运输等多个行业，但同样以协议转让为主要交易方式，日内价格变动相对有限，使市场深度指标维持在均值附近。然而协议转让的非连续性与履约驱动特性，导致天津的成交高度跳跃且堆积于履约窗口。天津的核心问题不在于单笔交易的执行质量，而在于交易日的连续性和时间分布的均匀性。

（六）湖北碳市场

湖北在地方碳市场中综合表现最优。即时性（z=1.13）、深度（z=0.49）、弹性（z=0.79）与集中度（z=1.07）在所有市场中均排名前列，宽度（z=0.24）略高于均值。湖北自 2014 年开市即保持较低的 LM_3 且波动相对较小，lnLIQ 指标早期未出现尖峰，这种开市即成熟的特征在地方碳市场中独一无二。湖北的成功与其较大的配额规模、多行业覆盖以及持续稳定的交易制度密切相关。湖北较早建立了较为完善的交易规则体系，并引入投资者准入制度，多元化的参与者结构提升了市场流动性。

（七）重庆碳市场

重庆在流动性可测维度中相对较弱。即时性（z=–1.46）与集中度（z=–1.69）位居末位，深

① 中国碳交易平台，http://www.tanjiaoyi.org.cn/news/20141020372.html。

② ICAP，https://icapcarbonaction.com/en/ets/china–guangdong–pilot–ets。

度（z=–1.31）与弹性（z=–1.14）也均处于深蓝区间。重庆碳市场起步时配额总量较低，且在试点初期（2014—2016 年）实行基于碳排放强度的配额分配方式，企业减排压力相对宽松，加之覆盖行业较窄、纳入监管企业少，交易长期处于稀疏状态，2014—2020 年间 LM_3 频繁在高位剧烈波动，Beedles 指标多次触及 0.8 ～ 1.0。2021 年全国碳市场上线后，重庆部分电力企业转入全国碳市场，流动性出现边际改善。

（八）福建碳市场

福建的流动性与重庆走势相近但各维度更优。即时性（z=–0.31）、深度（z=–1.00）与集中度（z=–1.00）均处于蓝色区间，弹性（z=0.19）为正向指标。福建的独特之处在于将林业碳汇（FFCER）纳入交易标的，但由于碳配额分配相对宽松、林业碳汇需求有限，场内交易活跃度始终偏低[①]。福建在设计之初汲取了先行地方碳市场的制度经验，价格波动相对可控。

（九）全国碳市场

全国碳市场在五个维度上全面领先。即时性（z=1.31）、深度（z=2.11）、宽度（z=0.61）、弹性（z=1.00）、集中度（z=1.16）均为各市场最高。全国碳市场覆盖电力行业、统一交易规则，体量与制度统一性的叠加效应使其跳过了试点碳市场常见的“早期培育—逐步成熟”阶段。自 2021 年上线即展现出较强的交易连续性与市场深度。

（本章作者：齐绍洲、孙 泽）

① 国家林业和草原局，https://www.forestry.gov.cn/c/www/sl/587053.jhtml。

第十章 | CHAPTER 10

CCER 方法学体系

2024 年，全国温室气体自愿减排交易市场（以下简称“CCER 交易市场”）正式启动。国民经济和社会发展“十五五”规划纲要以及《中共中央办公厅 国务院办公厅关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见》中都提出加快 CCER 交易市场建设。后者更是给出了明确任务目标，即 2027 年实现重点领域全覆盖，2030 年建成诚信透明、方法统一、参与广泛、与国际接轨的 CCER 交易市场。为更好地指导全国温室气体自愿减排项目方法学的规范开发，切实落实政策文件中提出的 2027 年实现全国温室气体自愿减排交易市场重点领域全覆盖的明确任务要求，亟待改进现有方法学体系。

一、现状与问题

目前我国温室气体自愿减排交易市场方法学包括 16 类领域：能源产业、能源分配、能源需求、制造业、化学工业、建筑、交通运输、采矿 / 矿产品生产、金属生产、燃料逸散性排放（固体燃料、石油和天然气）、卤烃与六氟化硫的生产和使用过程中的逸出性排放、溶剂的使用、废物处理及处置、林业、农业、碳捕获和 CO_2 在地质层中的储存。

截至 2026 年 7 月，新发布的 CCER 方法学已扩容至 18 项，涉及可再生能源发电、节能提效改造、生态系统碳汇、甲烷减排、农业温室气体减排、六氟化硫减排等多个不同的重点领域。相关主管部门已经累计征集到超过 500 份 CCER 方法学提案，几乎涉及了除溶剂的使用以外的所有领域（见表 10–1）。

表 10–1　中国核证自愿减排量（CCER）方法学进展（截至 2026 年 7 月）

序号	方法学	所属领域
1	CCER-01-001-V01 并网光热发电	能源产业
2	CCER-01-002-V01 并网海上风力发电	
3	CCER-01-003-V01 中深层地热能井下换热供暖技术应用工程	
4	CCER-01-004-V01 可再生能源电解水制氢	
5	CCER-06-001-V01 围护结构与供暖通风空调系统能效提升	建筑业和能源需求

续表

序号	方法学	所属领域
6	CCER-07-001-V01 公路隧道照明系统节能	交通运输业和能源需求
7	CCER-10-001-V01 甲烷体积浓度低于 8% 的煤矿低浓度瓦斯和风排瓦斯利用	燃料的逸散性排放
8	CCER-10-002-V01 海上油田伴生气回收利用	
9	CCER-10-003-V01 陆上气田试气放喷气回收利用	
10	CCER-10-004-V01 陆上油田低气质伴生气回收利用	
11	CCER-14-001-V01 造林碳汇	林业和其他碳汇
12	CCER-14-002-V01 红树林营造	
13	CCER-14-005-V01 淤地坝碳汇	
14	CCER-14-003-V01 滨海盐沼植被修复	
15	CCER-14-004-V01 海草床植被修复	
16	CCER-11-001-V01 电气设备六氟化硫回收和净化	卤烃、六氟化硫的生产与使用过程中的逸散性排放
17	CCER-15-001-V01 规模化猪场粪污沼气回收利用工程	农业
18	CCER-15-002-V01 农业废弃物集中处理工程	

资料来源：根据官方发布信息整理。

自愿减排交易市场的建设中，构建“自上而下”的方法学体系至关重要。该体系既能强化顶层统筹，有序引导方法学的编制与申请；又能强化内部衔接，减少体系碎片化与逻辑冲突；还能突出战略导向，精准激励国家鼓励的关键减排技术，从而为市场规范运行与高质量发展筑牢根基。

现有分类方法囊括了主要方法学涉及领域，与清洁发展机制（Clean Development Mechanism，CDM）、核证碳标准（Verified Carbon Standard，VCS）的方法学分类较为接近。但是在进行方法学具体分类时，存在以下问题：一是现有旧体系主要基于国际机制转化，随着我国 NDC 目标更新和“双碳”工作深度推进，现有分类方式不足以体现当前我国对于低碳零碳负碳技术应用的实际需求；二是现有领域之间可开发方法学数量差别极大，比如溶剂使用领域几乎没有可发布的方法学，而其他领域可能有几十甚至上百个方法学，领域之间方法学开发数量严重失衡问题凸显；三

是现有分类方式不够细化，部分方法学不易锚定所属领域，需要通过进一步细化体系降低归类难度。因此，需要尽快开展相关研究并更新方法学体系。

二、原则与思路

（一）基本原则

要破解当前我国温室气体自愿减排项目方法学体系所面临的问题，不能仅依赖对原有体系进行局部修补，而应从整体上实施系统性重构。在推进方法学体系重构的全过程中，应严格遵循以下 8 项核心原则，以确保重构后的体系具备科学性、合理性、适用性与前瞻性。

1. 政策目标协调

始终围绕我国气候治理的核心政策方向，有助于国家自主贡献目标与“双碳”目标的落地实现，能够与发展循环经济、开展节能降碳行动等各类相关绿色低碳政策方向保持协同。

2. 促进技术推广

需要充分考虑国内低碳、零碳、负碳各类技术领域的实际发展困境与现实诉求，通过增加合理的减碳收益，切实助力破除技术落地推广环节存在的障碍，助力一批低碳零碳负碳技术的普及与应用。

3. 结合国情实际

兼顾国内现行的行业分类标准与通用命名习惯，例如我国工业分为采矿业、制造业、电力热力燃气及水生产和供应业三大门类，便于行业主管部门、控排企业以及各类市场参与主体能够更清晰、顺畅地理解分类框架的逻辑与内容。

4. 国际体系可比

参考国际清洁发展机制、巴黎协定碳信用机制等最新的方法学分类研究进展与成果，例如 CDM 机制下的分类模式、新增的地球化学类工程碳移除技术方向等，在核心框架、分类逻辑等层面保持与国际体系的可对话性，便于未来开展潜在的方法学互认与国际合作。

5. 符合减排机理

针对工业、交通、建筑、农业等行业领域的生产运行与碳排放特点，考虑节能减碳技术路径、温室气体种类等主要分类因素，确保方法学分类体系构建的科学性与完整性。

6. 减少交叉歧义

采用概念清晰的命名与层级分明的分类框架，尽量避免不同领域、不同类别之间出现定义混淆，有效划清不同层级领域的覆盖范围，确保未来拟发布的方法学能够更准确地锚定自身所属的领域和方向。

7. 支持体系扩展

预先合理预留“其他类”板块，这种弹性体系结构具有一定拓展性和包容性，从而灵活接纳新出现的温室气体减排方向与创新技术类型，适应技术进步带来的长期发展需求。

8. 新旧体系兼容

兼顾已有方法学工作成果与未来发展需要，关注新旧两套 CCER 方法学体系的平滑衔接，保证已发布的 CCER 方法学所属一级领域基本保持不变。

（二）分类思路

通过文献调研、组织权威专家开展专题研讨、针对具体领域专项研究等多种方式，在充分调研重点减排行业领域实际发展情况与专家意见的基础上，结合我国当前推进“双碳”工作的整体布局，最终形成了温室气体自愿减排项目方法学体系的分类思路建议，具体内容如下：

1. 方法学一级领域

在当前 16 领域分类的基础上，统筹“双碳”目标下的重点减排行业领域，基于政策目标协调、结合国情实际、国际体系可比、支持体系扩展、新旧体系兼容等基本原则，将领域优化调整，以更好地满足国家控碳工作推进的现实需求。

2. 方法学二级领域

在一级领域的基础上，基于技术同源性、环节耦合度、减排逻辑差异等要素，考虑流程或阶段、减排路径、气体种类、原 / 燃料种类等领域特征，基于结合国情实际、符合减排机理、减少交叉歧义、支持体系扩展等基本原则，设置二级领域。

在二级领域的基础上，结合技术特点、技术类型以及行业专家意见，基于促进技术推广、符合减排机理、减少交叉歧义、支持体系扩展等基本原则，细化潜在支持方向。进一步，根据国际方法学调研及实际编制经验，现阶段 CCER 方法学编制宜优先考虑适用范围清晰、额外性明确、具备项目开发可行性、减排潜力适中的技术方向。再综合考虑涉及的主管部门及相关政策导向、技术成熟度与先进性、市场接受度与经济性等其他因素，灵活确定各个方法学的适用范围。同时，考虑到我国产业结构、能源结构正处于深度调整转型阶段，全国统一碳市场的建设运行也在持续稳步推进，不同时期减排工作的重点方向、核心任务与实践进展都在不断发展变化，现有方法学体系也需要跟随实践发展同步更新优化。因此，应建立方法学体系动态调整机制，以保证方法学体系能够充分反映我国不同发展阶段的实际减排需求，并始终与全国碳市场的机制建设进程、运行规则要求等保持协调一致。

三、新体系建议

（一）一级领域

基于调研和领域专家研判，特别关注能源、工业、建筑与交通、农业与生活废弃物、碳汇与二氧化碳捕集、利用与封存（Carbon dioxide Capture，Utilization and Storage，CCUS）五类重点减排行业领域，优化形成 15 个一级领域（见表 10–2）。其中：与工业相关一级领域最多，共有 6 个，包括通用节能降碳、原 / 燃料制备、制造业其他、采矿业、工业源甲烷排放及含氟及其他温室气体排放；碳汇与 CCUS 相关一级领域有 3 个，即生态系统碳汇提升、生态系统碳汇新增和二氧化碳捕集利用和 / 或封存和碳移除；与能源、建筑与交通、农业与生活废弃物相关的一级领域均有两个，分别是能源供应与能源输配储、建筑与交通运输、可持续农业与生活废弃物处理与利用。

一级领域名称与定义见表 10–2。

表 10-2　一级领域名称与定义

重点减排行业领域	一级领域	定义
能源	能源供应	能够减少或避免二氧化碳排放的电力、热力等能源供应技术和措施
	能源输配储	在能源运输、分配、存储等环节，能够减少或避免二氧化碳排放的技术和措施
工业	通用节能降碳	除建筑与交通领域外，能够减少或避免二氧化碳排放并具有跨行业典型通用特征的过程强化优化、余能利用、高效设备替换、电气化以及零碳电力应用等工业技术与措施
	原 / 燃料制备	能够减少或避免二氧化碳排放的绿色原料及绿色燃料的供应技术和措施
	制造业其他	在除绿色原 / 燃料制备以外的制造业，能够减少或避免二氧化碳排放的能效提升、燃料 / 原料替代、工艺改进、废物回收再生与利用等技术和措施
	采矿业	在采矿选矿业，能够减少或避免二氧化碳排放的能效提升、燃料 / 原料替代、工艺改进、废物回收再生与利用等技术和措施
	工业源甲烷排放	工业领域甲烷的避免、减少、销毁、回收、利用等技术和措施
	含氟及其他温室气体排放	除甲烷外，含氟及其他温室气体的避免、减少、销毁、回收、利用等技术和措施
建筑与交通	建筑	在建筑建造和建筑运行过程中能够减少或避免二氧化碳排放的绿色低碳技术和措施
	交通运输	在公路、水路、铁路、民航等交通工具、基础设施和运输活动中能够减少或避免二氧化碳排放的绿色低碳技术和措施
农业与生活废弃物	可持续农业	通过减排、固碳等可持续农业手段避免、减少、销毁或回收利用农业活动产生的温室气体的技术和措施
	生活废弃物处理与利用	在生活废弃物处理利用中，温室气体的避免、减少、销毁、回收、利用等技术和措施
碳汇与 CCUS	生态系统碳汇提升	通过管理、修复等手段增强现有生态系统固碳服务功能，以减缓、适应气候变化的技术和措施
	生态系统碳汇新增	通过营建、新建等手段创造额外的、新增的生态系统碳汇，以减缓、适应气候变化的技术和措施
	二氧化碳捕集、利用和 / 或封存和碳移除	通过不同渠道与来源捕集运输二氧化碳并进行利用（不含原 / 燃料制备）或封存的技术和措施以及地球化学类工程碳移除技术和措施

资料来源：本文作者整理。

需要特别说明的是，即便我们已经按照上述分类逻辑对不同技术领域的碳减排方法学进行了清晰划分，在现有分类框架下仍然不可避免地存在部分方法学的潜在交叉情况，针对这类已经识别出的潜在交叉问题，目前的主要处理方式如下：

1. 判定是否具有明显行业特征或具有行业强绑定特点

具有明显行业特征或具有行业强绑定特点的技术按照应用场景归属于相应行业，例如行业特定技术能效提升归于特定行业，而不属于通用节能降碳。反之，应用场景多样化、不具有明显行业特征或不具有行业强绑定特点的技术应按照技术类型归属于能源供应、能源输配储和通用节能降碳等领域，例如源网荷储一体化技术归于能源输配储领域，高效制冷机房系统归于通用节能降碳。

2. 判定主减排气体种类

对于可能存在二氧化碳与其他非二气体协同减排的技术，优先根据减排机理确定主减排气体与协同减排气体，并根据主减排气体确定领域。若无法确定，则基于二氧化碳与其他非二气体的减排量占比，根据占比高的气体确定领域。

3. 判定废物产生领域及处理技术领域

废物回收再生利用优先遵循“谁产生、归谁管”的基本原则，即优先按照废物产生领域划分。对于产生领域多样化或不清晰的，则按照处理技术所在领域划分。

4. 判定 CCUS 产品是否为绿色原 / 燃料

除了绿色原 / 燃料制备，其他所有场景的碳捕集、利用与封存（CCUS）技术在“二氧化碳捕集、利用和 / 或封存和碳移除”领域考虑。

（二）二级领域

在已经明确划分完成的一级领域分类框架基础上，充分梳理整合了国内外相关领域已公开发表的文献资料，邀请来自主要工业行业、气候政策、碳减排、温室气体自愿减排等多个领域的权威专家开展多轮集体研判，结合具体领域特点，进一步对一级领域开展细分，最终梳理形成了总计 32 个二级领域。

1. 能源供应

本领域是指非化石电力、热力能源的生产供应，包括风光等可再生能源、核能、地质天然氢等零碳能源开发利用。考虑到能源供应品种的明显差异和技术潜在储备数量差异，根据规模化可再生能源发电供热、其他零碳能源两种电力、热力等供应路径划分两个二级领域。其中，其他零碳能源是指涉及大型核电供热、小型模块化反应堆发电供热等先进核能综合利用以及地质天然氢等未来潜在其他零碳能源。

2. 能源输配储

能源输配储是能源系统中连接能源生产与终端消费的中间环节，以电网、油气管网、储能设施为载体，核心功能是实现能源在空间上的高效输送、分配与时间上的灵活存储、调节。本领域根据高效能源输配和储能两大类技术环节划分两个二级领域。高效能源输配涵盖能源从生产端向消费端传输、分配的全流程。先进储能涵盖各类先进储能技术应用。

3. 通用节能降碳

本领域聚焦的是除建筑与交通领域外，跨越不同工业细分行业、覆盖多元应用场景且普遍存在的公共配套支撑系统与通用动力流体处理设备，整体不再进行二级领域的细分。其核心范畴涵盖了具备典型推广价值、技术先进性的节能降碳方向，具体包括通用电气化改造与低 / 零碳能源替代利用、通用高效设备升级与生产过程的强化优化，以及工业生产环节各类余能的回收利用技术等，例如大型工业建筑与生产场景中的高效制冷机房系统节能改造、新建工业项目配套或存量改造升级的工业磁悬浮鼓风机项目，以及气体运输管路环节的余压发电项目等。

4. 原 / 燃料制备

本领域不再细分二级领域，主要聚焦于绿色原 / 燃料制备。该领域是指利用具备零碳或低碳排放特征的非化石能源与各类资源，具体包括可再生能源、生物质资源，或工业生产过程中产生的工业尾气等，依托化学转化工艺或生物转化过程，生产出兼具较高能量密度、便于长距离运输与长期储存的各类绿色原 / 燃料（氢、氨、醇、柴油、天然气等）的相关活动。

5. 制造业其他

本领域涵盖了除了通用节能降碳和绿色原 / 燃料制备以外的制造业。根据能效提升与工艺改进、燃料 / 原料替代以及废物回收再生与利用三类减排路径措施划分三个二级领域。先进能效提升与工艺改进指采用先进技术，通过设备升级、系统优化、余热回收及工艺改进，提升能源效率和工艺效率的技术集合。零 / 低碳燃料与原料替代指从源头用绿电、氢能、生物质能等替代化石能源，用工业固废、生物基材料替代高碳原料的技术集合。高效 / 先进废物回收再生与利用指对废弃物和退役产品进行高值化回收、再生、再制造和资源化利用，减少原生资源消耗的技术集合。

6. 采矿业

采矿业所涵盖的范围具体包括煤炭开采和洗选业、石油和天然气开采业、黑色金属矿采选业、有色金属矿采选业、非金属矿采选业等诸多重要子行业。本领域根据能效提升与工艺改进、燃料 / 原料替代以及废物回收再生与利用三类减排路径措施划分三个二级领域。先进能效提升与工艺改进聚焦于通过技术升级从生产端直接降低碳排放强度。零 / 低碳燃料替代是指推广应用生物质燃料钻采作业、专用生产设备全电气化改造等采矿业可再生燃料替代、清洁电力替代技术路径。高效 / 先进废物回收再生与利用是指减少对原生矿产资源开采和新材料生产需求的高效技术。

7. 工业源甲烷排放

不再细分二级领域，整体涵盖工业生产全场景下甲烷回收与利用、减排、避免排放等技术路径。回收指在煤炭开采、油气开采与输送等活动中，对逸散或放空排放的甲烷进行收集；利用是将收集的甲烷转化为可利用的能源或产品，如提供热力、作为生活或工业燃料；减排侧重于通过完善设施、优化工艺，减少甲烷泄漏与无组织排放；避免指从源头减少甲烷产生总量。

8. 含氟及其他温室气体排放

除甲烷外，按温室气体种类分为含氟和其他两个二级领域。对于工业源含氟温室气体排放，主要涉及工业源含氟温室气体回收与利用、替代、

避免、减排等技术。其他工业源非二氧化碳温室气体，是指除甲烷、含氟温室气体之外，由各类工业生产过程排放的非二氧化碳温室气体，对应的主要管控措施包括其他工业源非二氧化碳温室气体的回收与利用、替代、避免、减排等技术路径。

9. 建筑

建筑领域内涵是分别锚定建造现场减排与资源化利用、运行阶段能效提升、终端用能清洁替代的减排贡献，根据建筑低碳建造、节能运行、运行能源结构调整三类减排路径措施划分三个二级领域。建筑绿色低碳建造包括绿色低碳施工技术应用、绿色低碳建材选用以及建筑垃圾资源化利用等多个方面的技术与措施。建筑高效节能运行包括提升建筑围护结构保温隔热性能、优化暖通空调系统运行调节、升级照明设备能效等级、完善用能智能化管控体系等技术与措施。建筑运行能源结构调整包括零碳能源供暖、低碳能源供暖等为典型代表的各类针对建筑终端能源结构开展的优化调整措施。

10. 交通运输

结合我国交通运输领域碳排放构成、行业管理模式，以及主流碳减排技术应用实际，充分参考国际自愿减排方法学框架与经验，根据运输工具、基础设施、运输组织三类减排路径措施划分三个二级领域。节能低碳运输工具应用包括以电能、氢能、生物质能等零 / 低碳能源为动力的交通运输工具替代以及通过动力系统优化、车身轻量化、传动效率升级等技术能效升级。绿色交通基础设施建设，涵盖交通基础设施建设养护材料替代与节约、施工养护机械设备新能源替代、交通基础设施节能管控等。集约高效运输组织及其他，包括通过优化运输调度、整合运输资源、推广多式联运等集约高效运输组织模式，以及交通运输领域其他暂未归类的减排活动。

11. 可持续农业

本领域涵盖以农业生产系统为对象，以农业生产过程中温室气体排放控制与碳汇变化为核算核心，且减排增汇机理主要发生于农业环节的方法学。具体可根据减排与固碳两类技术方向划分两个二级领域。前者是指通过优化种植、养殖及相关资源管理措施，减少农业生产过程中甲烷、氧化亚氮等非二氧化碳温室气体排放的活动。后者是指通过农业土地利用优化、耕作方式改进和生态系统管理等措施，增加土壤和生物量碳库储量，提升农业生态系统碳汇能力的活动。

12. 生活废弃物处理与利用

本领域聚焦于我国生活垃圾、厨余垃圾、城镇污水污泥等生活废弃物的产生与处置现状，围绕从源头产生到末端资源化利用的全过程，考虑回收、再生与利用以及废弃物处置减排两类减排路径措施，且工业、建筑、交通等领域的废弃物不在本领域范围内。

13. 生态系统碳汇提升

本领域强调在已有碳库（现有森林、草地、湿地）基础上，通过经营管理措施提高其碳汇能力和碳储量水平，属于“从一到多”的增量优化。根据碳汇类型及固碳方式划分为两个二级领域：森林、草地、湿地经营管理和其他。前者涵盖围绕三类生态系统开展的经营与修复管理活动，具体包括森林经营、竹林经营、退化草原生态修复等草地管理、盐碱地治理等科学湿地管理活动。其他是指其余现有生态系统碳汇提升领域，涵盖

水土保持、光伏生态修复、矿山生态修复等生态修复措施以及聚焦生物资源碳固化利用的生物质利用方法学。

14. 生态系统碳汇新增

本领域强调在原有碳汇功能极弱或不存在碳库的土地上，通过人工干预新建碳库，实现“从零到一”的碳储量增量积累。根据森林、草地、湿地以及其他共四种碳汇类型以及固碳方式划分三个二级领域：造林 / 再造林、新增湿地和其他新增。其中，其他新增涵盖人工草地、城市绿地和淤地坝等特殊碳汇类型。

15. 二氧化碳捕集、利用和 / 或封存和碳移除

本领域围绕技术链条中“CO_2 流”的物理流向与最终产生的气候效益归属这两个关键维度，基于不同技术路径的本质特征，根据 CCUS 与地球化学类工程碳移除两类技术路径划分两个二级领域。前者是指碳捕集矿化固碳、直接空气捕集等二氧化碳捕集、利用和 / 或封存技术。后者是指增强风化、增强矿化、海洋碱化等地球化学类工程碳移除。

（本章作者：周　丽、郭偲悦、王海林、翁玉艳）

第十一章 | CHAPTER 11

中国参与国际碳信用市场建设

随着全球气候治理加快向规则实施和市场合作深化发展，国际碳信用市场日益成为连接减排行动、气候资金和低碳技术的重要工具。《中共中央办公厅 国务院办公厅关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见》明确提出，建设更加有效、更有活力、更具国际影响力的全国碳市场。参与国际碳信用市场建设是建设更具国际影响力的全国碳市场的重要途径，有必要全面分析国际碳信用市场体系，系统研判国际碳信用市场发展态势，探索提出既有利于国家低碳产业发展和履约安全，又有助于全球减排和可持续发展的中国参与思路与建议。

一、国际碳信用市场体系

（一）基本概念与边界

碳信用是由碳信用机制依据规定的标准和程序，对温室气体减排、避免排放或移除成果进行量化、核查并签发的标准化单位，通常 1 个碳信用代表 1 吨二氧化碳当量。不同机制对其签发的碳信用使用不同名称，如清洁发展机制（CDM）的核证减排量（Certified Emission Reduction，CER）、中国核证自愿减排量（CCER）、核证碳标准（VCS）的核证碳单位（Verified Carbon Unit，VCU）以及《巴黎协定》第 6.4 条减排量等，本报告统称为碳信用。

碳信用由碳信用机制产生，碳信用的交易形成碳信用市场。碳信用机制主要规定碳信用如何产生，包括方法学开发、项目审定和注册、监测、减排量核查、签发及质量管理等制度；碳信用市场则是碳信用签发后进行持有、转让、定价、结算、使用和注销的市场体系。同一碳信用机制产生的碳信用可以进入不同的交易和使用场景，同一交易平台也可以为不同碳信用机制产生的产品提供服务。

随着市场机制在全球范围内快速发展，碳信用市场的复杂度不断提升，不同类别的碳信用供给与需求逐渐交织与重叠。本报告所称国际碳信用市场，是围绕碳信用的产生、交易、跨境转移、注销和使用形成的制度与市场体系，不完全等同于主要服务企业自愿碳中和承诺和气候声明的全球自愿碳市场。国际碳信用市场既涉及企业自愿购买和气候融资，也涉及国家层面碳信用制度和《巴黎协定》第六条下的国际履约机制。

（二）碳信用分类与特征

按照碳信用供给机制，碳信用可以分为三类。第一类是国际碳信用机制产生的碳信用，即依据联合国通过的规则，由联合国专门监督机构管理的机制所签发的碳信用。代表性机制包括《京都

议定书》下的CDM和《巴黎协定》第6.4条机制。此类机制具有国际条约基础，通常由联合国建立一套相对统一的碳信用开发规则，主要是支持各国合作完成国家碳减排承诺目标。第二类是政府碳信用机制产生的碳信用，即由一国或地方政府依据国内法律政策建立和管理的机制所签发的碳信用，如CCER、澳大利亚碳信用单位等。此类机制通常首先服务于国内碳排放权交易市场或碳税履约抵销、自愿减排及气候融资等，其产生的碳信用也可以在获得东道国授权并满足有关国际规则后参与跨境转移。第三类是独立碳信用机制产生的碳信用，即由非政府标准机构建立和管理的机制所签发的碳信用。代表性机制包括VCS、黄金标准（Gold Standard，GS）等。此类机制具有跨国项目覆盖范围广、方法学类型较多和市场化程度较高等特点，通常不依赖国家立法，也不受国际公约约束，过去主要依托市场驱动和企业社会责任，曾广泛应用于企业碳中和承诺、可持续发展目标等自愿目的。

按照东道国授权和国际核算属性，碳信用还可以分为两类。一类是与国际碳减排履约相挂钩的碳信用，即经东道国授权并需要相应调整的碳信用。此类碳信用的交易会影响一国完成其国家自主贡献或其他国际履约目的，因而转出方和使用方需要实施相应调整，以避免同一减排或移除成果被双方重复计算。另一类是与国际碳减排履约不挂钩的碳信用，即未获东道国授权、国家自主贡献核算时不需要进行相应调整的碳信用。此类碳信用的交易不会影响一国完成其国际碳减排承诺目标。第6.4条机制中未获授权的减排量在机制登记簿中作为减缓贡献单位，可以支持东道国本国国家自主贡献、气候融资和国内环境政策，属于与国际碳减排履约不挂钩的碳信用。

碳信用分类见图11–1。

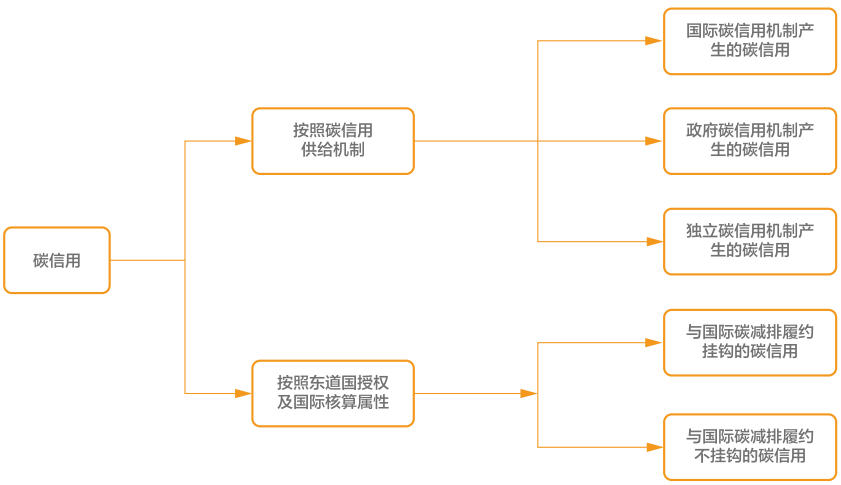


图 11–1　碳信用分类

资料来源：本文作者绘制。

（三）市场架构与运行流程

国际碳信用市场是由管理制度、标准与方法学、参与主体和基础设施共同构成的多层次制度与技术体系。

管理制度明确机制治理结构、主管部门职责、

准入条件、碳信用用途、市场监管等要求，为市场运行提供法律和制度基础。对于参与第六条合作的减缓成果，还需要建立授权、首次转移、相应调整、报告等专门管理制度。

标准与方法学为减缓成果的量化和信用质量控制提供技术依据。一般性标准规定项目周期、审定核查、方法学技术原则、第三方认证等通用要求；方法学则针对具体减排或移除活动，规定适用条件、项目边界、基准线、额外性、减排量或移除量核算、泄漏、监测等技术要求。

市场参与主体主要包括碳信用机制管理机构、政府主管部门、项目开发方、审定核查机构、碳信用需求方以及交易中介与投资机构。机制管理机构负责规则制定、项目注册和信用签发，政府主管部门负责国内批准、授权和监管，项目开发方负责项目设计、实施和监测，审定核查机构则对项目设计和减缓成果进行独立第三方评估，需求方的规模与偏好影响市场价格水平和发展动力，交易中介与投资机构帮助供需双方达成交易、通过资金投入加速项目开发实施与规模扩大，有助于活跃市场和提升市场的流动性。

注册登记系统及交易和结算平台构成市场运行的主要基础设施。注册登记系统通过唯一编号和账户体系记录项目注册、碳信用签发、持有、转让、注销及授权状态，防止重复签发和重复使用；交易和结算平台为供需双方提供交易撮合、价格发现、资金结算和碳信用交付等服务。

国际碳信用市场架构见图 11–2。



图 11–2　国际碳信用市场架构

资料来源：本文作者绘制。

运行流程通常包括项目识别与设计、选择或开发方法学、编制项目设计文件、第三方审定、项目注册、项目实施与监测、减排量核查、信用签发、持有和交易、注销使用及信息披露等环节。涉及《巴黎协定》第六条国际转移时，还需在上述流程中加入东道国授权、首次转移认定、国际登记追踪、信息报告和相应调整等程序，从而形成覆盖碳信用产生、流通和最终使用的完整管理链条。

二、国际碳信用市场发展现状与趋势

（一）发展现状 ①

全球碳信用供给恢复性增长，新增供给主要由政府碳信用机制带动。根据世界银行发布的《2026 年碳定价现状与趋势》报告，2025 年全球碳信用签发量小幅回升，约 4.3 亿吨，较 2024 年增长 8%，但仍比 2022 年的高点低 23%（见图 11–3）。不过从过去十年的整体趋势来看，各类信用机制的碳信用总量已增长约 85%。从供给机制结构看，独立碳信用机制仍是主要供给来源，2025 年签发量虽较 2024 年下降约 4%，但仍占全球碳信用签发总量的 70% 左右；政府碳信用机制建设加快发展，2025 年签发量较 2024 年增长近 40% 至 5300 万吨，其中澳大利亚碳信用单位签发量增长 15% 至近 2200 万吨。从供给项目结构看，独立碳信用机制中林业和土地利用、农业项目碳信用签发量分别增长 36%、28%，而可再生能源、家用设备项目碳信用签发量则分别下降 38%、14%。可再生能源类项目碳信用的减少反映出当前市场对额外性要求逐渐提高，大量已具备成本竞争力的可再生能源项目不再满足碳信用签发条件，整体供给结构向额外性更显著的方向发展。

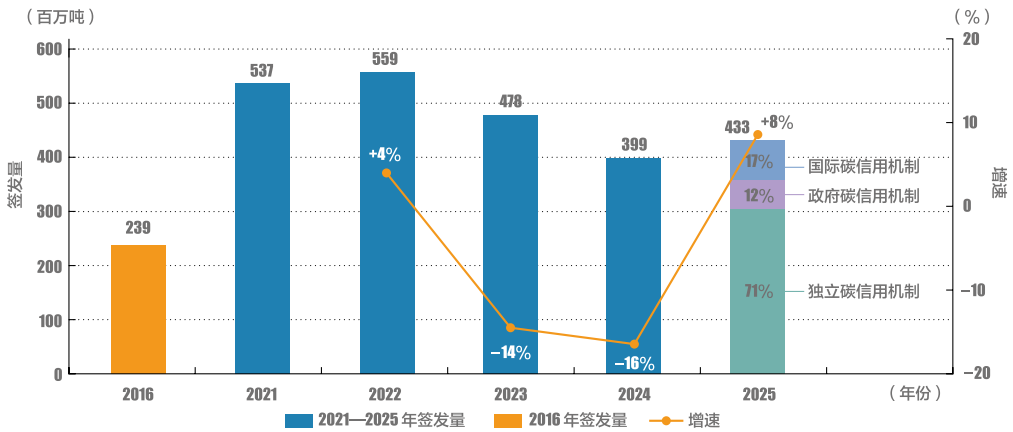


图 11–3　碳信用签发量及增速

资料来源：本文作者根据世界银行报告数据整理绘制。

全球碳信用需求小幅波动，高质量碳信用需求增长势头明显。根据世界银行发布的《2026 年碳定价现状与趋势》报告，2025 年全球碳信用注销量约 2.3 亿吨，较 2024 年下降约 11%，但仍高于 2023 年。从用途看，自愿用途注销量近三年基本稳定在 1.9 亿吨，2025 年注销量占总量的 82% 左右；履约用途注销量则由 2023 年的 2200 万吨增至 2024 年的 6700 万吨，2025 年回落至 4200 万吨，主要是因为美国加州碳排放权交易市场履约周期设计推动其 2024 年注销量激增约十倍，2025

① 本节中关于全球碳信用供给、需求、价格数据主要来自世界银行《2026 年碳定价现状与趋势》报告。此外，MSCI 全球碳信用年平均价格指数数据来自 https://www.msci.com/research-and-insights/blog-post/carbon-credits-come-of-age-in-2025，《巴黎协定》第六条市场机制相关统计数据由作者根据《巴黎协定》第六条官方网站数据整理。

年恢复至接近 2023 年的水平（见图 11–4）。当前看来，现有碳排放权交易体系和碳税机制的实际注销量普遍低于规则允许的理论最大需求，表明抵销使用上限还没有完全转化为实际购买，但随着巴西、土耳其等在建碳排放权交易体系陆续投入运行，未来履约需求仍有较大增长空间。同时，国际航空碳抵销和减排机制（CORSIA）目前正处于第一阶段，将于 2027 年进入强制执行的履约阶段，欧盟拟从 2036 年起允许高质量国际碳信用对其 2040 年减排目标进行抵销，这些均构成新的长期需求。此外，从采购端看，2025 年签订的长期承购协议计划采购碳信用约 1.6 亿吨，约是 2024 年的四倍；协议金额约 120 亿美元，接近 2024 年的三倍，其中工程类碳移除和自然类碳移除分别占协议金额的 67% 和 19%，体现出市场对高质量碳信用的增长需求。

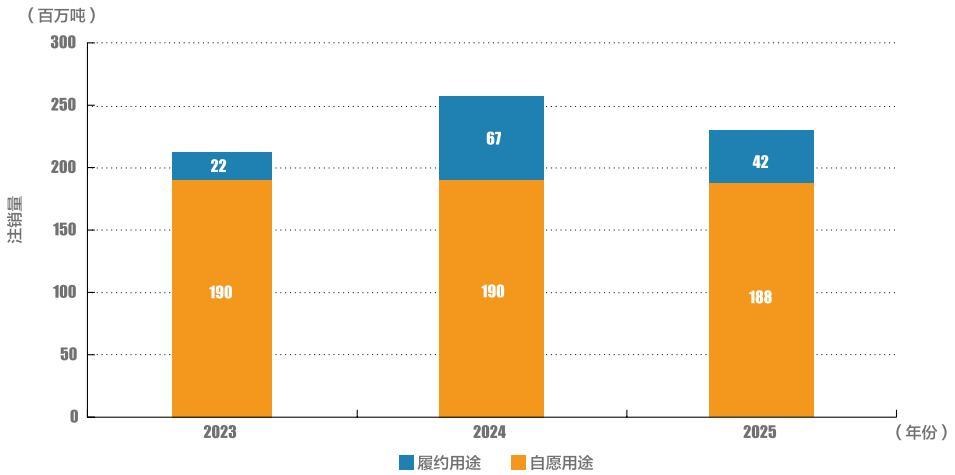


图 11–4　碳信用注销量及结构

资料来源：本文作者根据世界银行报告数据整理绘制。

碳信用价格因项目类型、使用资格和质量评级不同而呈现显著分化态势。2025 年，全球碳信用价格总体小幅下降，摩根士丹利资本国际公司（Morgan Stanley Capital International，MSCI）全球碳信用年平均价格指数由 2024 年的 4.3 美元 / 吨降至 3.5 美元 / 吨，但 MSCI 评级达到 BBB 及以上的较高质量碳信用年平均价格指数由 2024 年的 5.6 美元 / 吨升至 6.8 美元 / 吨。根据世界银行发布的《2026 年碳定价现状与趋势》报告，自然类碳移除信用价格最高，造林、再造林和植被恢复项目碳信用平均价格约为 14 美元 / 吨；而可再生能源、家用设备和工业污染项目碳信用合计虽占 2025 年碳信用签发量的一半以上，但其平均价格仅为 1 ～ 3 美元 / 吨。长期承购协议中的工程碳移除价格远高于现货市场价格，直接空气捕集和增强岩石风化项目碳信用价格可达 400 ～ 600 美元 / 吨。同时，具有国际履约资格的碳信用价格明显较高，例如完全符合 CORSIA 合格性标准的碳信用价格在 2025 年 9 月约为 22 美元 / 吨，近一年来相较尚未获得认可的同类碳信用存在 1.5 ～ 6 美元 / 吨的溢价。此外，质量标签和评级对价格的影响进一步显现。碳信用评级机构 Sylvera 评估指出，带有核心碳原则（Core Carbon Principles，CCP）标签的碳信用平

均溢价约 25%；造林再造林项目中，BBB 及以上碳信用价格中位数接近 30 美元 / 吨，而 BB 及以下碳信用价格仅 8.7 美元 / 吨、未评级碳信用价格仅 6.3 美元 / 吨（见图 11–5）。

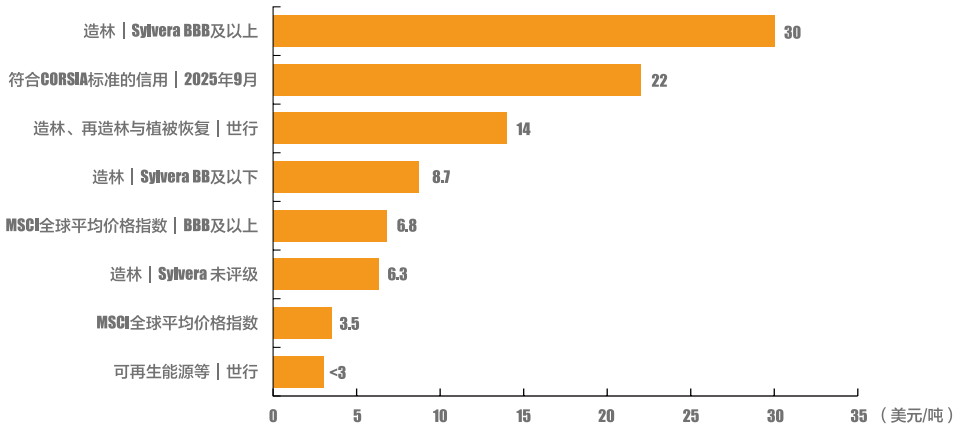


图 11–5　2025 年不同类型和评级的碳信用价格

资料来源：本文作者根据世界银行报告、MSCI 发布数据整理绘制。

国际碳信用机制已从核心规则构建转向实质运行阶段。2024 年底，《联合国气候变化框架公约》第 29 届缔约方大会完成了《巴黎协定》第六条市场机制核心规则的谈判。其中，《巴黎协定》第 6.4 条机制，也即巴黎协定信用机制（Paris Agreement Crediting Mechanism，PACM）是《巴黎协定》时代联合国建立的全球性机制，由联合国第 6.4 条监督机构进行监管，并正在加快开展方法学开发、制度标准完善与碳信用签发。截至 2026 年 7 月 20 日，PACM 已发布两项机制方法学：A6.4–AMM–001（垃圾填埋气的燃烧或利用）、A6.4–AMM–002（硝酸生产中的氧化亚氮减排），另有 8 项拟议机制方法学进入了不同阶段的评审流程。此外，PACM 也陆续建立了与第三方机构认证、活动周期、方法学及 CDM 项目过渡等相关的标准，以及多项方法学工具。2026 年 2 月，第 6.4 条监督机构批准缅甸清洁烹饪项目签发首批第 6.4 条机制下的碳信用，其中经授权的碳信用可转移至韩国并用于韩国碳市场履约及其国家自主贡献。需要注意的是，《巴黎协定》第 6.2 条也即合作方法不是一种碳信用机制，而是一套国际碳减排合作的核算与报告框架，但合作方法可以依托碳信用交易开展。根据联合国统计，截至 2026 年 6 月 30 日，全球有 65 个国家达成了共 112 项双边协议，涉及 10 个买方国家和 59 个卖方国家。其中日本、新加坡、瑞士、韩国是签署合作协议较多的买方国家，加纳、肯尼亚、印度尼西亚、蒙古国是签署合作协议较多的卖方国家。但是，目前实际完成的国际转让减缓成果交易仍然较少，多数合作仍处于项目开发、东道国授权和相应调整评估阶段。总体来看，国际碳信用机制的制度框架、方法学体系和标准已经基本建立，但当前批准的方法学、实际签发和国际转让的碳信用数量仍然较少，供给仍然有限，距离形成规模化、常态化的国际碳信用市场尚需一定时间。

政府碳信用机制逐步成为市场供给的重要组成部分。近年来，越来越多的国家在建立或完善

碳排放权交易、碳税等政策工具的同时，配套建设国内碳信用机制，将符合要求的碳信用用于履约抵销、结果导向型气候融资或者其他政策目标。2025 年，全球已实施的政府碳信用机制增加至 34 个，不同机制在市场规模、方法学覆盖领域、信用用途和国际开放程度等方面存在明显差异。政府碳信用机制的发展正在改变过去国际市场主要依赖独立碳信用机制供给的格局，但多数政府机制仍主要服务本国政策需要。

独立碳信用机制由规模扩张转向方法学更新和质量重塑阶段。近年来，VCS、GS 等机制持续修订方法学和完善社会环境保障要求，部分高风险或环境完整性不足的方法学被暂停、限制或者逐步退出。自愿碳市场诚信委员会（Integrity Council for the Voluntary Carbon Market，ICVCM）持续对碳信用机制及其具体方法学开展分层评估。截至 2026 年 5 月，ICVCM 已认定 40 项方法学符合 CCP 评估框架，25 项方法学未达到相关要求，约 1.07 亿个信用获准使用 CCP 标签。此外，独立碳信用机制也在加快与《巴黎协定》规则、国际履约和数字化监管要求衔接，并探索与东道国政府建立制度化的合作。

（二）演进趋势

市场需求由自愿驱动逐步转向履约和政策需求驱动。企业自愿购买仍是碳信用的重要需求来源，但容易受到宏观经济变化、企业气候承诺调整和“漂绿”争议影响。从目前趋势来看，未来新增需求将更多来自碳排放权交易和碳税履约抵销、CORSIA、《巴黎协定》第六条下的缔约方履约以及国际机构开展的结果导向型气候融资。具有明确履约责任和使用规则的需求可以提高市场稳定性，能够推高市场对高环境完整性碳信用的需求，推动市场整体质量升级，同时也会推动不同类型碳信用围绕具体用途形成差异化的准入条件。

市场供给结构逐步向碳移除类项目倾斜。当前，碳信用供给中可再生能源等减排类项目仍占多数，也仍将发挥重要作用。但随着全球碳中和目标推进，各国剩余减排难度不断加大，森林和土壤碳汇、生物炭以及工程碳移除等碳信用的重要性将进一步上升。同时，出于高环境完整性要求，碳移除项目产生的碳信用需求预计将持续上升，开发规模将逐步扩大，在整体供给中的占比将显著提升，同时针对碳移除项目的核算、监测、泄漏、永久性与逆转风险等规则也将逐步完善成熟。

市场发展由数量扩张转向以高质量建设为核心。过去一段时期，国际碳信用市场为快速扩大规模，对项目准入、环境完整性要求相对宽松，催生了一批环境效益存疑的低质量信用，也引发了“漂绿”争议，动摇了市场参与者的信心。当前，市场已经越发把碳信用质量放在核心位置，未来将围绕环境完整性建立更严格的核算、监测、核查标准，项目类型、额外性、基准线保守性、永久性、可持续发展贡献、东道国授权和使用资格等因素将共同影响碳信用的市场接受度和价格，高质量碳信用将获得更加明显的溢价，出现价格分层。

标准规则互信互认和基础设施互联互通将成为市场连接的重要方式。目前，不同碳信用机制在项目方法学、环境完整性要求、可持续发展标准等方面仍存在明显差异，增加了碳信用跨境流通的成本，也制约了市场规模的进一步扩张。未来推动不同机制之间标准对接和信用互认将是较为现实的发展方向。同时，各类注册登记系统之间以及与交易系统将加强信息交换，运用数字化

技术开展碳信用全生命周期追踪管理，逐步完善跨境碳交易的登记、交易、结算、信息披露等基础设施建设，防止重复签发、重复计算和重复使用，提高跨境碳信用交易的透明度和安全性。

三、中国参与国际碳信用市场建设的思路与建议

（一）基本原则

1. 坚持推动全球绿色低碳公正转型

国际碳信用市场不仅是为参与国和企业提供低成本履约的手段，也是向发展中国家提供碳减排技术和资金支持的可持续机制。中国积极参与国际碳信用市场建设，将尊重各国技术发展水平和减排成本的差异性，不仅彰显公平原则，也是推动全球绿色低碳公正转型和构建人类命运共同体的重大举措。

2. 坚持推动全球温室气体减排

国际碳信用市场必须服务于真实的、额外的全球减排，避免任何形式的“漂绿”行为或利用市场机制规避自身减排责任等损害全球气候目标的做法。中国积极参与国际碳信用市场建设，既是利用国际市场机制实现自身国家自主贡献目标的灵活方式，也是联合其他国家推动全球温室气体减排的重要途径。

3. 坚持推动构建高诚信国际碳信用市场

碳信用市场的生命力取决于数据质量和诚信度。中国积极参与国际碳信用市场建设，将以国内温室气体自愿减排交易市场的高标准为基础，向国际合作延伸，致力于建设一个高标准、高质量的国际市场体系，积极参与并推动建立全球范围内稳健、透明的监测、报告与核查体系，维护市场公信力。

4. 坚持推动碳信用标准体系国际互认

标准的碎片化将增加交易成本与风险。中国倡导在《联合国气候变化框架公约》等多边框架下，加强各国在碳信用方法学、核查标准等领域的交流与协作，与各方共同推动形成一套科学、公正且能包容各国国情的标准互认体系，为全球碳信用市场发展奠定坚实的技术基础。

5. 坚持推动市场基础设施互联互通

碳信用的顺畅安全流转需要建立兼容、高效的基础设施，关键在于实现各类注册登记系统和交易结算平台的互联互通。中国将稳步推进国内碳市场基础设施的优化升级，在此基础上积极探索与国际主要市场在数据交换、系统链接等方面的合作，致力于与各方共同构建开放、多元、智慧、共享的数字化基础设施网络。

（二）参与建议

1. 近期（2026—2027 年）：加快国内机制建设与加强国际合作交流

建设完善全国温室气体自愿减排交易市场。全国温室气体自愿减排交易市场（CCER 市场）作为促进国内高质量碳信用开发与交易的核心机制，其制度完善水平和市场运行水平直接影响中国在国际碳信用市场中的竞争力和公信力。中国可研究制定 CCER 市场发展规划，加快构建方法学体系，编制完善方法学制（修）订与发布规则，稳步扩大市场支持领域，优化升级国内注册登记系统和交易系统，加强市场主体能力建设，强化数据质量管理，加强跨部门协调和监管，将

CCER 打造成为全球高质量、高价值代表性碳信用交易产品。

推动建立跨境碳交易管理制度体系和配套设施。跨境碳交易是国际碳信用市场健康运行的重要环节，《巴黎协定》市场机制下相应调整的规则要求和授权安排使得相关交易更趋复杂和不确定，相关国内机制建设是参与国际碳信用市场建设的前提。中国可根据《巴黎协定》第六条及其实施细则，结合政策目标，加快出台跨境碳交易有关管理办法，研究建立符合中国国情的管理体制，推动建立国际碳信用相关统筹机构；同时研究制定有关配套管理制度和技术标准，开发建立统一、专门的跨境碳交易注册登记系统和交易结算系统等基础设施，做好国际衔接的储备技术方案，为中国参与国际碳信用市场建设打下坚实的软硬件基础。

搭建中国牵头的国际碳信用市场合作平台。近年来，各国政府加快通过相关国际联盟或组织推进碳市场规则协调、市场诚信建设和气候资金动员，国际合作平台正成为凝聚规则共识和培育市场的重要载体。中国可在积极参与现有国际平台的基础上，适时发起由中国牵头、供需国家共同参与的国际碳信用合作联盟，重点吸纳“一带一路”共建国家、主要碳信用购买国、国际组织、金融机构和市场主体，建立常态化对话和合作交流机制，发布共同原则和行动路线图，增强中国在国际碳信用市场规则和标准建设中的影响力。

2. 中期（2028—2030 年）：积极推动跨境碳信用市场试点建设

结合“一带一路”倡议开展以《巴黎协定》第 6.2 条合作方法为核心的跨境碳信用市场试点建设。共建“一带一路”国家普遍存在低碳转型资金不足、技术能力有限等问题，而中国在可再生能源、节能提效等领域具备明显的技术优势，也可通过政策性金融机构提供长期、稳定的资金支持。通过与有关国家共建跨境碳信用市场试点，不仅有利于解决“一带一路”沿线发展中国家实现绿色低碳转型所需要的资金和技术缺乏问题，也有助于中国以较低成本完成国家自主贡献减排目标，还能为相关市场主体带来额外收益。中国可基于《巴黎协定》第 6.2 条合作方法的基本规则，与相关伙伴国一道开展碳减排项目与减排量开发，共同商讨方法学制定、跨境转移等有关合作模式，借鉴中国温室气体自愿减排交易市场建立过程中已形成的成熟的制度体系以及相关管理方法、运行流程经验等，建立碳减排国际区域合作的中国样板，发挥示范探路作用，为探索可复制可推广的经验奠定基础。

积极推动实现跨境碳信用试点市场标准体系互信互认。在碳信用市场建设过程中，相关的监测技术、核算方法、质量标准等是决定市场有效性和公信力的关键。中国可推动与试点合作国家在相关技术、方法、标准和数据互认等方面的合作，吸收借鉴 PACM、CCP、VCS、GS 等国际上认可度较高的碳信用标准的优势理念，形成试点市场统一的标准体系，构建试点市场统一的基础制度，保障试点市场高质量碳信用供给。

积极推动跨境碳信用试点市场基础设施互联互通。碳信用市场不仅需要统一的规则和标准，还需要统一、配套的基础设施支持，用以保障碳信用签发、持有、转让、使用和注销等全过程记录的准确性、及时性和透明性。中国可与试点合作国家共同建设互联互通的注册登记系统、交易系统、结算系统等基础设施，在试点市场实现碳信用的登记、跨境交易及注销等功能，并与国际登记簿等联合国所设跨境碳交易基础设施实现系

统对接。

3. 远期（2030 年以后）：在全球不断扩大跨境碳信用市场合作范围

2030 年以后，中国可在跨境碳信用市场试点建设的基础上，在全球不断扩大合作范围，重点推动《巴黎协定》第 6.4 条机制标准、国际主流独立碳信用标准以及各国官方碳信用标准之间的互信互认，促进联合国国际登记簿、第 6.4 条机制登记簿、各国官方注册登记系统以及全球碳信用交易结算平台之间的互联互通，不断为全球高质量碳信用市场的发展作出新贡献（见图 11–6）。



图 11–6　中国参与国际碳信用市场建设思路

资料来源：本文作者绘制。

（本章作者：翁玉艳、邵诗洋、张希良）

第十二章 | CHAPTER 12

湖北碳市场试点探索

碳排放权交易是利用市场机制控制温室气体排放的重要政策工具。2011 年我国启动碳排放权交易试点工作，湖北省作为中部工业大省被纳入试点范围，2014 年 4 月正式启动交易。湖北结合本省产业结构偏重、高排放企业集中的基本省情，在制度构建、市场运行、机制创新等方面持续探索，形成了兼具地方特色与推广价值的实践模式，交易规模长期位居全国试点前列，为全国碳市场建设提供了重要实践经验。本专题梳理湖北碳市场建设的背景及初期困难，总结其实践探索，评估实施成效，提炼可复制推广的经验启示。

一、背景与困难

建设初期，湖北碳市场试点立足中部工业大省实际，受产业结构、市场基础、主体认知等多重条件制约，面临一些兼具全国共性与地方特殊性的阶段性挑战。

（一）减排约束与增长需求并存

湖北是典型的工业主导型省份，高耗能行业集中，碳排放总量大、强度高，减排压力与发展压力并存，这决定了湖北碳市场必须走“减排与增长平衡”的路径（见图 12–1 和表 12–1）。

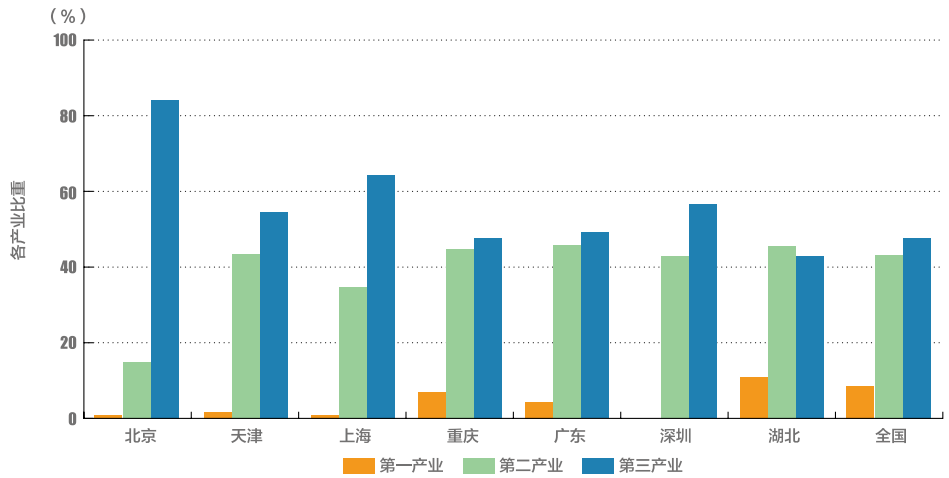


图 12–1　中国碳交易试点地区产业结构（2013 年末）

资料来源：根据官方发布信息整理。

从产业结构看，湖北第二产业占比接近 50%，与全国的产业结构相似。工业主导特征明显，电力、钢铁、水泥、化工四大高耗能行业排放量占工业排放的绝大多数。

从能源消费看，湖北的能源消费总量较大，煤炭消费占比超过 60%，在七个试点中最高，对化石能源依赖度强。

从碳排放水平看，湖北碳排放总量在七个试点中位居第二，单位 GDP 碳排放强度居试点首位，碳生产率偏低，单位排放带来的经济产出低于其他发达地区试点。

从发展阶段看，湖北仍处于工业化快速发展期，城镇化率在七个试点中位列靠后，经济增长、产能扩张、城镇建设仍将持续产生排放增量，既要落实碳强度下降与总量控制的减排目标，又要保障产业合理发展与经济平稳运行，双重约束下碳市场制度设计的平衡难度远高于发达地区试点。

表 12-1　湖北在碳交易试点地区中社会经济相关指标的相对地位（2014 年）

社会经济相关指标	对应数值	相对位次	是否高于同期全国水平
GDP（亿元）	12061.99*	2	否
人均 GDP（元）	42613	7	是
GDP 增速（%）	9.5*	3	是
工业增加值（亿元）	5616.828*	2	否
工业增加值增速（%）	9.5*	3	是
固定资产投资总额（亿元）	11827.83*	1	否
固定资产投资增速（%）	21*	1	是
城镇化水平（%）	54.51	6	是
第二产业比重（%）	49.3	3	是
第三产业比重（%）	38.1	7	否
第三产业增加值增速（%）	9.5	2	是
能源消费总量（万吨标准煤）	17674.66	2	是
能源消费结构（煤炭消费比例，%）	63.8	1	否
能源消费弹性系数	0.59	1	是
能源强度（单位 GDP 能耗，吨标准煤 / 万元）	0.87	2	是
CO_2 排放总量（万吨）	42657.94	2	—
人均 CO_2 排放量（吨）	7.38	3	—
碳强度（单位 GDP 碳排放，吨 / 万元）	1.92	1	—
碳生产率（单位 CO_2 排放产值，万元 / 吨）	0.52	6	—

注：标“*”数据来源于湖北省统计局发布的 2014 年上半年统计公报；城镇化和产业数据是 2013 年末的统计数据，来源于湖北省 2013 年国民经济和社会发展统计公报；能源数据和碳排放数据是 2012 年末的统计数据，来源于 2013 年中国能源统计年鉴和湖北省统计年鉴。

（二）配额总量与供需预判难度较大

作为内地省份，高增长与高不确定性对湖北试点配额总量设置提出了挑战，微观数据不足进一步加大了精准施策的难度。

一方面，经济增速和未来排放的预测难度大。试点制度设计初期预判全省经济仍将保持两位数增长，以此为基础测算配额总量；而进入实际运行阶段后经济增速回落，配额供需的匹配关系发生反转，从“担心配额不足”转向“应对配额盈余”。

另一方面，企业层面基础数据不足。尽管筹备阶段通过企业能耗统计、自报排放、第三方盘查三套数据对标，但由于全国缺乏统一的企业温室气体排放统计体系，企业数据能力薄弱，不同体系间统计口径存在差异，主管部门对企业实际排放量、未来排放趋势难以精准把握，以此制定的总量和基准值天然存在偏差。

（三）市场流动性存在短板

受政策约束与市场发育阶段双重限制，试点初期碳市场在交易机制、参与主体、产品供给等方面存在短板，流动性不足。

交易规则限制了市场流动性。按照当时交易场所监管要求，湖北公开市场交易采取非连续竞价方式，每个交易时段分为申报、议价、揭示三个环节，并设置买入卖出间隔。间断交易容易使成交价格滞后于真实供需变化，也增加了少数主体影响价格的可能性。

交易产品和需求结构单一限制了市场深度。开市初期，交易品种主要是碳排放配额，需求高度依赖控排企业履约，投资机构和个人投资者尚未充分进入。多数控排企业没有专门碳资产管理部门，对碳价走势、配额配置和交易时点缺乏专业判断，习惯在履约截止前集中买入或卖出。平时交易不足、期末交易拥挤，使市场难以形成连续价格和稳定预期。

（四）价格稳定机制有待完善

试点初期价格调控工具有限，叠加市场主体行为趋同、政策预期不明，碳价稳定性不足，市场自我调节能力偏弱。

一方面，价格调控储备不足。2015 年度履约期因配额盈余较多，碳价一度大幅下跌，湖北临时调整议价区间跌幅下限以稳定价格，虽遏制了下跌势头，但也反映出常态化调控机制缺失，应急式干预一定程度上影响了市场严肃性。

另一方面，主体行为加剧波动。部分富余企业不计成本抛售，短缺企业观望至期末集中采购，使得履约期供需错位明显，导致价格波动更为剧烈。

二、探索与实践

针对试点建设初期面临的各类问题，湖北坚持“制度先行、科学设计、创新驱动、严管厚爱相结合”的思路，构建了层次明晰的制度体系，行业上“抓大放小”，配额分配实用性强，注重协同发挥市场作用，积极探索生态补偿机制，形成了一批具有地方特色的实践做法。

（一）制度先行，构建多层级政策制度体系

湖北建立了“顶层规章＋专项规则＋执行保障”的三级制度框架，实现碳市场全流程有规可依（见表 12–2）。

顶层设计层面，省政府发布试点工作实施方案，以省政府令出台管理暂行办法，对配额管理、交易规则、核查履约、法律责任等核心事项作出统一规范。

专项规则层面，先后出台配额分配、监测核查、交易结算、风险防控、配额投放回购、出让金收支、抵销机制等配套文件，覆盖从配额发放到履约清缴的全业务链条。

执行保障层面，成立省级应对气候变化工作领导小组统筹协调，组建多学科专家委员会提供技术支撑，每年安排专项资金用于政策研究、平台建设、核查服务与能力建设。

表 12-2　湖北碳市场制度体系

分类		制度名称	发文单位
顶层制度		湖北省碳排放权管理和交易暂行办法	湖北省人民政府
业务管理制度	配额分配	湖北省碳排放权配额分配方案（2014—2024 年度）	湖北省发展改革委、湖北省生态环境厅
	核查制度	湖北省工业企业温室气体排放监测、量化和报告指南（试行）	湖北省发展改革委
		湖北省温室气体排放核查指南（试行）	湖北省发展改革委
		湖北省碳排放第三方核查机构管理办法	湖北省生态环境厅
	交易制度	湖北碳排放权交易中心碳排放权交易规则	湖北碳交中心
		湖北碳排放权交易中心交易结算管理细则	湖北碳交中心
		湖北碳排放权交易中心交易风险控制管理办法	湖北碳交中心
		湖北碳排放权交易中心会员管理暂行办法（试行）（2022 年修订）	湖北碳交中心
	抵销机制	省发展改革委关于 2015、2016、2017、2018 年湖北省碳排放权抵销机制有关事项的通知	湖北省发展改革委
	市场调控机制	湖北省碳排放配额投放和回购管理办法（试行）	湖北省发展改革委、湖北省财政厅
		湖北省碳排放权出让金收支管理暂行办法	湖北省发展改革委、湖北省财政厅
创新业务	碳汇 +	关于印发开展“碳汇 +”交易助推构建稳定脱贫长效机制试点工作的实施意见的通知	湖北省生态环境厅等五部门
	配额托管	配额托管业务实施细则（第二次修订）	湖北碳交中心
	配额回购	湖北碳排放权交易中心碳排放配额回购交易业务细则（试行）	湖北碳交中心
	碳质押	湖北碳排放权质押登记业务规则	湖北碳交中心
	现货远期	碳排放权现货远期交易规则	湖北碳交中心

资料来源：根据官方发布信息整理。

（二）“抓大放小”，科学界定管控范围

湖北在行业选择上遵循“抓大放小”原则，兼顾行政管理成本与行业代表性，实现对全省主要排放源的低成本、有效管控（见表 12–3）。

试点初期，湖北将 2009—2011 年任一年综合能耗 6 万吨标准煤及以上的工业企业纳入管理，首批覆盖电力、钢铁、水泥、化工等 12 个行业。测算显示，纳入门槛由 6 万吨降至 2 万吨时，控排企业数量从 153 家增至 332 家，覆盖排放规模仅从全省 35% 增加至 39%，核查、监管和企业合规成本却会大幅上升。以较高门槛起步，有利于把有限管理资源集中于主要排放源。

后逐步扩大覆盖范围。2016 年，湖北将发电、钢铁、水泥等七大行业纳入门槛由 6 万吨下调至 1 万吨标准煤，覆盖行业扩展至 15 个。后续其他行业也降低门槛，2019 年管控企业最多时达到 373 家。2020 年以后，电力行业有序转入全国市场，其他行业继续留在地方试点管理。2025 年，全国碳市场扩围后，钢铁、水泥、铝冶炼等重点行业纳入全国统一管理。湖北进一步降低门槛、扩大行业覆盖范围，将数据中心、公共建筑等逐步纳入管控。

表 12–3　湖北试点碳市场覆盖范围

项目	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年
纳入门槛	6 万吨标准煤及以上	6 万吨标准煤及以上	七大行业 1 万吨标准煤以上；其他 6 万以上	1 万吨标准煤及以上	1 万吨标准煤及以上	1 万吨标准煤及以上	1 万吨标准煤及以上	1 万吨标准煤及以上	1 万吨标准煤及以上	1.3 万吨二氧化碳当量以上	1.3 万吨二氧化碳当量以上工业企业；5 千吨二氧化碳当量以上的数据中心
企业数量	138	167	236	344	338	373	332	339	343	449	499
覆盖行业	12	15	15	15	16	16	16	16	16	17	16
配额总量（亿吨）	3.24	2.81	2.53	2.57	2.56	2.70	1.66	1.82	1.8	1.79	0.8

资料来源：根据历年湖北省碳排放权配额分配方案整理。

注：2021 年度，发电行业纳入全国碳市场；2024 年度，钢铁、水泥、铝冶炼行业纳入全国碳市场。

（三）刚柔并济，动态优化配额分配机制

湖北以“总量刚性、结构柔性”为核心思路，动态优化配额管理，兼顾减排约束刚性与行业发展实际需求（见表 12–4）。

通过“总量刚性、结构柔性”来实现配额总量的适度从紧。湖北碳市场的总量可以分为“大帽子”和“小帽子”：“大帽子”依据全省碳排放预测和控排企业排放占比确定，可适度偏松，但不能突破；“小帽子”为依据基准年计算并发放的企业配额总和，称为年度初始配额，应适度从紧。

年度动态调整分配方案。配额实行一年一发，每年结合上年度履约情况与经济发展形势调整分配方案，引入年度市场调节因子，防止剩余配额滚动积累。上一年度剩余配额通过调节因子在当年分配中统筹处理，避免存量配额持续积累压低市场价格。

持续优化分配方法。对数据质量较好、产品边界清晰的行业，逐步由历史法转向历史强度法和标杆法，使配额分配更加贴近单位产出排放水平。设置行业因子，平衡不同行业能源结构、工艺流程、减排成本的差异，避免行业间负担畸轻畸重。

表 12–4　湖北试点碳市场配额分配方法

项目	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年
历史法	11 个行业	12 个行业	10 个行业	9 个行业	11 个行业	9 个行业	10 个行业	10 个行业	15 个行业	15 个行业	14 个行业
标杆法	电力	水泥、电力、热力及热电联产			水泥（外购熟料型水泥企业除外）、电力		水泥（外购熟料型水泥企业除外）			水泥（外购熟料型水泥企业除外）、平板玻璃	平板玻璃、磷铵、整车、造纸
历史强度法	—	—	玻璃、陶瓷制造	造纸、玻璃、陶瓷制造	热力及热电联产、造纸、玻璃及其他建材	热力及热电联产、造纸、玻璃及其他建材、水的生产和供应、设备制造	热力、造纸、玻璃及其他建材、水的生产、设备制造		热力、造纸、玻璃及其他建材、水的生产、设备制造、纺织业		

资料来源：根据历年湖北省碳排放权配额分配方案整理。

（四）多措并举，全面激发市场活力

湖北碳市场从规则设计、准入放开、成本降低三方面发力，持续激活市场交易。

设置交易结转政策。规定免费发放但未经交易的配额到期注销，交易后的配额可结转留存，倒逼企业将交易分散至日常时段，避免履约期集中抛售，提升配额周转效率。

全面放开市场准入。在全国率先对各类投资人全面开放，国内外机构、企业、组织和个人均可参与，且不设资产规模门槛，是七个试点中准入门槛最低、个人开户数量最多的市场。

持续降低交易成本。免除开户费、会员费、年费，仅对协商议价双向收取 0.5%，对定价转让卖方收取 4% 的交易手续费，交易成本在七试点中属于较低水平，降低市场参与门槛。

政府预留配额作为调节工具。湖北年度初始配额为控排企业初始配额之和，政府预留配额约占配额总量的 8%，预留比例在试点地区中相对较高，为主管部门在市场供需失衡时进行调节保留了政策空间。

设置双“20”损益封顶机制。将企业配额缺口或盈余的损益范围锁定在初始配额的 20% 或 20 万吨以内，确保压力适度、履约成本可预测，减少了工作阻力。

强化交易环节风控。提供协商议价转让、定价转让两种交易方式，设置 10% 的日涨跌幅限制与日议价区间约束，平抑短期价格剧烈波动。

完善信息披露稳定预期。及时披露交易价格、成交量、买卖报价等核心信息，同步编制发布湖北碳指数，降低市场信息不对称，防范价格操纵与异常交易。

（五）防控结合，建立健全风险防控体系

为防范配额供需失衡、价格异常波动、履约成本失控等风险，湖北从供需调节、损益封顶、交易管控等多方面增强市场稳定性。

（六）机制创新，探索生态补偿新模式

湖北跳出 CCER 单纯履约工具的定位，将其与生态保护、乡村发展深度结合（见表 12–5）。

表 12–5　湖北试点碳市场抵销机制比较

履约年份	抵销使用比例	地域限制	项目类型限制	项目或减排量时间限制
2014	不超过该企业年度碳排放初始配额的 10%	（1）湖北省内项目； （2）与湖北省签署了碳市场合作协议的省市项目（备案 CCER，年度用于抵销量不高于 5 万吨）	（1）非大、中型水电类项目； （2）鼓励优先使用农、林类项目。 （3）未备案减排量按不高于项目有效计入期内减排量 60% 的比例用于抵销	项目计入期为 2013 年 1 月 1 日至 2015 年 5 月 31 日
2015	不超过该企业年度碳排放初始配额的 10%	（1）湖北省内项目； （2）项目产生地区为本省连片特困地区	国家备案的农村沼气、林业类项目	不变

续表

履约年份	抵销使用比例	地域限制	项目类型限制	项目或减排量时间限制
2016		（1）湖北省内项目； （2）项目生产地区为长江中游城市群（湖北）区域的国家扶贫开发工作重点县	国家备案的农村沼气、林业类项目	不变
2017		（1）湖北省内项目； （2）项目产生地区为长江中游城市群（湖北）区域的贫困县（包括国定和省定）	国家备案的农村沼气、林业类项目	不变
2018		（1）湖北省内项目； （2）湖北省内国家扶贫开发工作重点县；已退出的贫困县保持原有扶贫政策不变	国家备案的农村沼气、林业类项目	项目所有减排量产生于 2013 年 1 月 1 日后

资料来源：根据官方发布信息整理。

机制创新上，首创 CCER 预签发模式，针对减排量签发周期长、履约供给不足的问题，允许企业提前使用国家主管部门尚未签发备案的项目减排量，按不高于项目有效计入期内减排量 60% 的比例用于履约抵销。

项目开发上，坚持 100% 本地化要求，确保减排收益全部留在省内，依托山区林业资源与农村沼气基础设施，优先支持林业碳汇、农村沼气等农林类项目开发，探索形成“工业补偿农业、城镇补偿农村、排碳补偿固碳”的生态补偿模式。

（七）金融赋能，提升碳资产价值转化效率

湖北以盘活企业碳资产、提升市场活力为目标，在全国率先开展碳金融产品创新，构建了覆盖融资、托管、衍生品的多元产品体系，形成了碳市场与碳金融相互促进的良性格局。

首创多项碳金融产品。在全国率先推出碳基金、碳资产托管、碳排放权质押融资、配额现货远期交易、碳保险等创新产品，覆盖了企业碳资产管理的多元需求，帮助企业提升碳资产收益。

深化银企合作搭建服务平台。搭建湖北绿色金融综合服务平台（以下简称“鄂绿通”），引导金融机构对接企业融资需求，提升绿色信贷投放效率。创新开发绿色融资企业在线评价功能，实现绿色属性“一次申报、一秒认定”，有效解决绿色企业（项目）识别难、银企信息不对称等问题。

碳金融与碳市场形成良性互动。碳金融产品的推出丰富了市场交易策略，吸引了更多机构投资者参与，反过来又提升了碳市场的流动性与价格发现效率；碳市场的平稳运行为碳金融产品提供了稳定的标的与定价基础，形成“碳市场支撑碳金融创新、碳金融创新促进碳市场发展”的正向循环。

三、成效与启示

经过多年的试点探索与实践，湖北碳市场在交易规模、价格稳定性、减排成效、生态扶贫、金融创新等方面取得了显著成果，不仅实现了以市场化手段控制温室气体排放的政策目标，还探索出了工业大省碳市场建设的可行路径，验证了碳交易机制与经济发展协同推进的可能性，为全国碳市场建设提供了重要的实践支撑。

（一）建设成效

1. 市场规模领跑全国，流动性优势突出

湖北碳市场交易规模在试点中处于领先位置，市场连续性好、参与主体多元，是国内活跃度最高的区域性碳市场之一。从交易总量看，截至2026年7月，累计成交量达4.25亿吨、成交额105.64亿元，均占全国试点碳市场总量的40%。从市场主体看，现有各类市场主体超2万个，其中控排企业567家、投资机构900余家，个人投资者数量居各试点首位，多元化的主体结构为市场流动性提供了坚实支撑。

2. 政策优化效果明显，碳价保持相对稳定

湖北碳市场价格波动幅度在各试点中处于较低水平，整体呈现“低位起步、平稳上行”的运行特征，为企业提供了稳定、可预期的减排成本信号。经过多年制度优化，配额供需保持动态平衡，未出现极端暴涨暴跌行情；即使在履约集中期，价格波动也处于可控范围。稳定的价格信号有效引导企业规划减排节奏，避免了因价格大幅波动对企业经营造成的冲击。

3. 履约成效持续显现，减排与增长实现双赢

碳市场的约束激励作用持续显现，有效倒逼企业节能降碳。采用碳排放强度法分配配额的行业中，超七成企业实现排放强度下降；采用历史法分配的行业中，六成以上企业实现绝对排放量下降。试点以来，湖北用年均3%的能源消费增速支撑了年均6%的经济增长，实现了节能降碳与工业高质量发展的协同推进，打破了“减排必然拖累经济”的认知误区。

4. 抵销机制开发创新，实现生态扶贫与环境效益

碳抵销机制打通了工业减排资金向生态领域、农村地区流动的渠道，实现了“排碳补偿固碳、工业反哺农村”的生态补偿效果。湖北农林类CCER项目开发数量居全国前列，其中农村沼气项目数量居全国第一。2014年至2019年，湖北CCER总抵销量产生的收益中，贫困地区农林项目收益占比达73%，真正实现了生态资源向经济收益的转化，助力生态保护与乡村振兴协同推进。林业碳汇项目同时发挥了生物多样性保护、水土保持、火灾防控等多重生态效益，农村沼气项目优化了农村能源结构、改善了人居环境。

5. 碳金融先行先试，形成低碳转型服务能力

湖北碳金融产品创新数量与融资规模均居全国试点前列。湖北推出的碳质押融资、碳基金、碳远期、碳托管等多项产品均为全国首创，形成了完整的碳金融产品矩阵，截至2026年5月，累计碳金融融资规模13.09亿元，占全国总量的51%。“鄂绿通”平台累计入库企业1388家、项目848个，累计融资额1518亿元，拓宽了企业绿色融资渠道，降低了融资成本和履约成本。“电—

碳—金融”等创新模式将碳资产与绿电采购、能效改造相结合，形成“减排—获资—再减排”的良性循环，为工业企业低碳转型提供了可复制的金融解决方案。

（二）经验启示

湖北碳市场探索出了发展中地区推进碳市场建设的可行路径，对全国碳市场完善制度体系、提升运行质效具有重要借鉴意义。

1. 配额总量设计需平衡发展弹性与减排刚性

碳市场总量设定不能脱离产业发展阶段，也不能因过度宽松而弱化减排约束。湖北采用“大帽子”预留发展空间、“小帽子”从严核定企业配额的双层结构，同时通过政府预留配额、年度调节因子消化存量盈余，实现了总量约束与动态调节的统一。全国碳市场可在自下而上核算的基础上统筹总量调节，设置两级预留配额，兼顾减排约束与产业发展，防范配额盈余与区域分配失衡。

2. 行业扩围需兼顾管控效能与实施可行性

碳市场覆盖范围并非越广越好，核心是在排放占比、管理成本与数据基础之间找到平衡点。湖北遵循“抓大放小”原则，以高纳入门槛起步管控核心排放源，待核查体系与企业能力成熟后逐步降低门槛、扩大行业覆盖，实现了管控效能与行政成本的最优平衡。全国碳市场扩围应坚持“排放规模优先、数据基础优先”，优先纳入排放占比高、核算方法成熟的行业。

3. 市场运行需统筹流动性培育与风险防控

有效的价格形成机制，既需要多元主体支撑的交易活跃度，也需要系统完备的风险防控制度。湖北一方面通过放开投资主体准入、降低交易成本、差异化结转规则倒逼配额流转，持续激活市场流动性；另一方面构建多维风控体系，保障价格平稳运行。全国碳市场可在风险可控前提下放宽投资主体准入，培育专业机构与多元交易需求，同时完善配额投放回购、涨跌幅限制等价格稳定工具，健全交易信息披露机制，保持政策规则连续性，稳定企业中长期减排预期。

4. 抵销机制需对接市场供需拓展综合价值

碳抵销机制不能仅作为履约补充工具，可进一步延伸出生态补偿、乡村振兴等多元价值。湖北首创 CCER 预签发机制，同时坚持项目本地化导向，推动减排收益向生态功能区、农村地区倾斜，形成了“排碳补偿固碳、工业反哺农业”的生态补偿模式。全国碳市场可建立抵销规则与配额松紧的联动机制，按需调整使用比例与项目范围，同时优化项目流程，放大生态效益与社会效益。

5. 功能拓展需推动碳金融与实体经济互促

碳市场的价值深化，离不开碳金融产品的创新与产融对接渠道的畅通。湖北在全国率先推出质押、托管、远期等多元碳金融产品，形成了“碳市场激活碳资产、碳金融赋能低碳转型”的正向循环。全国碳市场可稳妥有序推进碳金融产品创新，完善碳资产抵质押等融资配套制度，强化碳市场服务实体经济低碳转型的功能。

四、结论

湖北碳市场作为我国七个区域性碳交易试点之一，立足中部工业大省的省情特点，在实践中

探索形成了一套系统完备、务实有效的建设路径，取得了交易规模领先、价格运行平稳、减排成效显著、生态价值实现能力突出的良好成效，验证了市场化减排机制的有效性与普适性。同时也要看到，试点阶段暴露的减排约束与增长需求并存、配额分配方法有待优化、价格稳定机制不完善等问题，是发展中的阶段性问题，也是全国碳市场深化建设需要持续破解的共性课题。

随着全国碳市场的不断完善，湖北应继续发挥试点先行优势，在拓展碳市场覆盖范围、深化碳金融创新等方面持续探索，为全国碳市场高质量发展贡献更多湖北经验。

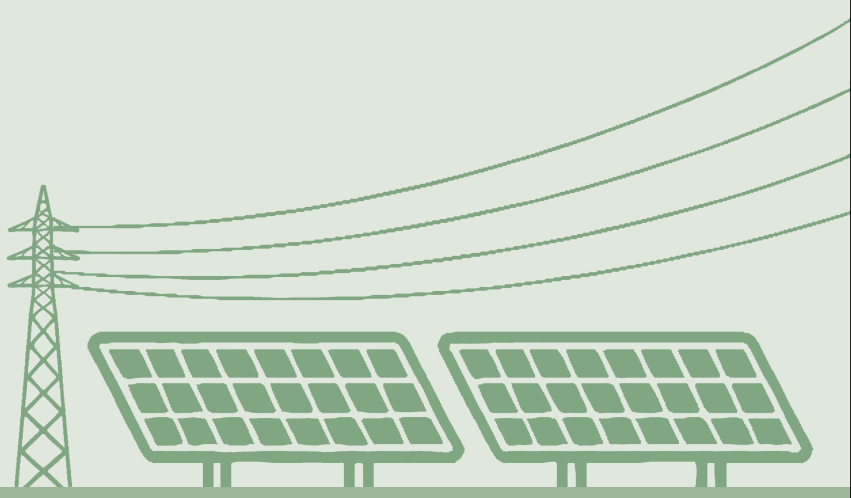
（本章作者：谭秀杰、杨　光）

03

第三部分

碳市场中长期展望







第十三章 | CHAPTER 13

“十五五”时期：碳市场持续完善

“十五五”时期，全国碳市场将进入加快完善制度体系、提升运行质量的新阶段。围绕推动美丽中国建设和实现控制温室气体排放目标，全国碳排放权交易市场将加快扩围和完善自身机制；全国温室气体自愿减排交易市场、地方试点碳市场将协同发展，推动形成多层次碳市场体系；碳金融、数据治理和国际合作等支撑体系将不断强化，推动市场活力和国际影响力持续提升。全国碳市场将向更加有效、更有活力、更具国际影响力的方向发展，为经济社会全面绿色低碳转型提供有力支撑。

一、全国碳排放权交易市场机制完善

（一）基本覆盖重点行业

2027 年前后，将启动第二阶段行业扩围，新增石化、化工、造纸、民航四个行业，实现工业领域主要排放行业基本覆盖。对于新纳入行业，将遵循“先适度宽松后逐步从严”的实施思路，充分考虑企业适应能力，合理设置过渡期。持续健全各个行业的配套制度，加快构建统一的 MRV 管理体系，同步优化数字化平台与服务机制，保障新行业平稳融入。

（二）分步落地总量控制

2027 年，总量控制有可能率先在钢铁、水泥等排放规模较大、达峰路径较为明确、减污降碳协同效应显著的行业实施。根据市场运行情况，总量控制将逐步拓展至其他行业，逐步推动 2030 年实现由强度控制向总量控制过渡。全国碳排放权交易市场将根据国家温室气体排放控制目标和碳排放双控要求，依托碳排放路径预测模型、行业发展趋势分析和减排潜力评估，科学制定相关行业配额总量控制目标，明确中长期减排路径，强化企业减排责任，推动形成总量约束与行业绿色低碳转型相协调的配额管理模式。

（三）循序渐进推行有偿分配

2027 年，有望引入配额有偿分配机制。充分考虑行业承受能力，以及市场的接受程度，初期将设置较低的有偿分配比例过渡，并逐渐提高比例。到 2030 年，免费和有偿分配相结合的配额分配机制将基本建成。

不断优化有偿分配流程和规则，有序扩大有偿分配规模，持续增强机制运行的规范性和有效性。与有偿分配相衔接的配额储备和市场调节机制也将同步建立完善，明确调节方式、触发条件、调节数量等关键设计，平衡市场供需，增强市场

稳定性和流动性。

将建立有偿分配收入管理和使用机制，相关收入除用于支撑碳市场运行管理、MRV 体系建设和市场能力提升外，还将在支持低碳技术研发、示范推广和绿色转型等方面发挥更加积极的作用，推动形成减排约束与绿色发展相互促进的良性循环。

二、全国温室气体自愿减排交易市场逐步健全

（一）丰富方法学体系

全国温室气体自愿减排交易市场将聚焦碳达峰碳中和重点领域及绿色低碳零碳负碳关键技术，方法学体系有望持续丰富完善，重点领域减排项目覆盖范围将进一步扩大，2027 年实现重点领域全覆盖。到 2030 年，推动建成诚信透明、方法统一、参与广泛、与国际接轨的全国温室气体自愿减排交易市场。

（二）强化全链条管理

项目开发、减排量核算、审定核查和注册登记等全链条管理机制将不断优化，项目和减排量真实性、唯一性、额外性要求将进一步强化，推动 CCER 质量和市场公信力不断提升。

（三）拓展信用消纳场景

全国碳排放权交易市场中 CCER 抵销规则将进一步完善，抵销机制有望得到充分应用。CCER 需求进一步扩大，政府、企业、社会团体、个人等多层次参与网络将逐步形成，绿色供应链管理、大型活动碳中和、社会责任履行及个人低碳生活等多元化消纳场景将不断拓展，推动形成刚性约束与柔性激励相结合的市场参与机制。

三、地方试点碳市场功能优化

（一）助力区域发展

随着全国碳排放权交易市场扩围，地方试点碳市场可相应调整覆盖主体和管控边界，结合“双碳”考核办法，将覆盖重点更多转向降低工业领域纳入门槛，以及全国碳排放权交易市场尚未覆盖的行业领域，形成全国与地方分层覆盖、功能互补的格局，试点碳市场在助力区域绿色低碳转型方面将发挥重要作用。

（二）开展创新实践

试点碳市场将在碳市场创新政策先行先试方面继续发挥“试验田”作用。围绕扩大覆盖范围、完善市场调控机制、创新监管手段、健康有序发展碳金融等方面开展创新实践，形成成熟可行的制度模式后向全国复制推广。

今后，随着碳普惠体系不断完善，试点碳市场将向区域低碳激励和社会低碳行动引导等方向拓展，将形成全国碳市场、地方试点碳市场和地方碳普惠市场协同发展的多层次碳定价体系。

（三）建立退出机制

试点碳市场将不再增加，鉴于全国碳市场扩

围导致试点碳市场规模不断萎缩，国家会建立定期评估和动态调整机制，根据市场发展需要持续优化，部分试点可能会退出。

四、市场活力持续激发

（一）丰富交易产品

2027 年，碳质押、碳回购等融资业务有望落地实施，相关制度配套出台，碳市场与金融体系的衔接机制将初步建立。在此基础上，按照先易后难的原则，依托地方试点探索经验，碳金融产品和服务体系将持续完善，创新融资工具和风险管理工具将不断丰富。

（二）扩展交易主体

未来碳市场参与主体范围将逐步拓展。银行等金融机构将规范开展碳质押融资业务，符合条件的金融机构有望在依法合规、风险可控前提下参与全国碳市场交易，并适时引入其他非履约主体。

全国温室气体自愿减排交易市场还将逐步引入符合条件的自然人参与交易，进一步丰富市场参与主体类型，提升市场活跃度。

（三）加强交易监管

市场交易监管体系将进一步完善。重大政策信息发布、交易风险预警和处置机制将逐步健全，价格跟踪评估机制持续优化，推动形成更加合理有效的碳价格信号。

与碳市场金融化发展相匹配的监管能力将持续提升，健全碳金融业务专项管理细则，明确碳质押、碳回购等业务准入标准、交易流程、风控底线，守住不发生系统性金融风险的底线。

五、数据治理效能提升

（一）加强数据监管

全国碳市场数据质量管理体系有望进一步健全，逐步完善从数据填报、存证、核查到整改的数据监管链条。异常数据识别规则将持续优化，将构建“问题线索拉条挂账—整改情况线上提交—问题销号线上反馈”的工作机制，实现碳市场数据质量穿透式监管。核查、审定类中介机构管理制度将不断完善，逐步健全资质准入、年度考评、不合格退出等管理要求，数据安全评估和网络安全防护能力也将持续提升，进一步提高各级碳排放监管能力，保障碳排放数据真实、准确、完整。

（二）提升数智化水平

碳市场数字化智能化水平有望持续提升，逐步构建可信采集、智能分析、高效监管一体化的碳排放数智治理体系。物联网等技术将在碳排放数据采集领域加快应用，推动形成更加准确、及时、可追溯的数据采集网络和统一数据底座。大模型等智能技术将在数据审核、市场分析、交易监控和履约监管等环节发挥更加重要作用。重点行业终端智能核算试点将逐步推进，实现排放数据自动采集、过程监测和异常识别能力提升。同时，信息化基础设施、标准体系和专业人才队伍建设将不断完善，为全国碳市场高效稳定运行提供数字支撑。

六、国际合作深化拓展

（一）加强国际规则衔接

我国将持续完善碳市场标准、技术规范和数据体系，围绕碳排放核算、核查、减排量评估、碳足迹管理等关键领域，推动国内规则与国际通行要求逐步衔接，增强企业应对绿色贸易壁垒的能力。

同时，我国参与《巴黎协定》第六条机制下国际碳市场建设的程度将深化，全国温室气体自愿减排交易市场与国际航空碳抵销和减排机制（CORSIA）等国际减排机制在质量标准、管理规则等方面有望逐步实现衔接互认，为未来参与国际碳市场合作和开展跨境碳交易提供支撑。

（二）推动国际交流合作

我国将进一步深化与欧盟等主要碳市场以及世界银行等国际组织的交流合作，吸收国际先进经验与教训，推动碳市场国际合作机制和交流平台不断完善。

通过中国碳市场大会、COP 等国际交流平台，以及中欧及中英碳市场主管部门对话、碳市场开放联盟、南南气候合作与能力建设等多种形式，我国将在市场设计、配额分配、行业扩围、碳排放管理等方面积极分享实践经验，推动各方在碳市场经验交流、机制协同和能力建设等领域开展务实合作。同时，中国特色碳市场模式的国际影响力和示范效应将进一步增强，为完善全球气候治理体系、推动全球绿色低碳转型贡献中国力量。

（本章作者：张涛华、谭博文）

第十四章 | CHAPTER 14

“十六五”时期：碳市场更趋成熟

“十六五”时期，全国碳市场制度体系和运行机制将更加完善，市场功能体系将更趋成熟。我国碳排放总量将在达峰后进入平稳下降阶段，碳市场将由服务重点行业减排的市场化政策工具，进一步发展成为推动经济社会绿色转型的重要力量。未来全国碳市场，市场机制更加有效，通过扩大覆盖范围、提高有偿比例、完善总量控制和市场调节机制，更好发挥碳定价作用；市场运行更有活力，通过发展碳金融、强化数据治理和提升基础能力，增强市场流动性和服务能力；国际影响力进一步提升，通过完善自愿减排交易机制、加强规则衔接，积极参与全球气候治理，为实现 2060 年前碳中和目标提供有力支撑。

一、覆盖范围全面拓展

全国碳排放权交易市场管控行业与温室气体覆盖范围有望进一步拓展。工业领域仍将是扩围的重要方向，在现有管控行业基础上，向产业链细分高碳环节延伸，建材领域将在水泥之外逐步拓展石灰等细分品类，焦化等高耗能行业也将结合行业发展基础和数据条件，探索纳入统一配额管理。交通、建筑等领域将根据行业排放特征、核算能力和制度基础，稳妥推进纳入研究。到 2035 年前后，全国碳市场将覆盖主要高排放行业。

同时，管控温室气体覆盖范围有望进一步扩大，优先在煤炭开采、化工、有色冶炼等重点排放领域建立甲烷、氧化亚氮核算、折算与配额管理规则，分步将非二氧化碳温室气体纳入管控框架。

二、配额管理机制长效运行

全面总量控制实施。配额管理将逐步形成总量约束明确、分配机制优化、调节手段完善的长效运行机制。配额管理由行业碳强度控制向全面碳排放总量控制深化，未来配额总量将逐步收紧，并与产业低碳转型和能源结构调整进程相协调。总量约束与碳排放双控制度实现衔接协同。

有偿分配比例提高。全国碳排放权交易市场将根据行业特点、减排需求和市场承受能力，有望形成具有行业差异化的有偿分配机制，并稳步提高有偿配额比例，进一步强化碳排放成本约束。随着有偿分配收入增加，资金使用范围将进一步拓展，有可能将重点投向区域转型补偿、欠发达地区绿色基础设施建设等领域，统筹兼顾行业、区域绿色转型，缩小不同区域、产业间低碳发展差距，推动减排约束与均衡协调发展形成良性协同格局。

市场调节机制基本完善。未来将逐步形成

基于规则的常态化运行体系，在保障碳市场平稳高效运行方面发挥更加重要的作用。通过引入如市场稳定储备（MSR）等多元化的调节工具，市场调节机制将在稳定短期价格波动的基础上，进一步提升对中长期供需变化和外部冲击的适应能力。

三、碳信用体系与国际逐步接轨

CCER 质量标准、金融基础设施和监管体系将进一步完善，供给能力和应用价值持续提升，推动 CCER 由服务国内减排目标的抵销工具向具有国际认可度的碳信用资产拓展。

同时，我国将有望引领全球碳信用市场建设，推动自愿减排交易机制与《巴黎协定》第六条机制、CORSIA 以及其他国际碳信用规则衔接互认，探索建立与国际接轨的跨境碳信用交易机制。依托“一带一路”等绿色低碳合作，支持国内主体参与境外高质量减排项目开发和碳信用交易，通过购买符合国际规则要求的境外碳信用，为实现国家自主贡献目标提供多元化支撑。

四、碳金融生态日益成熟

碳金融将在引导社会资本参与绿色低碳技术创新、优化全社会减排成本等方面发挥更加重要的作用。碳市场融资工具、碳金融支持工具将逐步发展成熟，分阶段稳妥探索碳期货、碳期权、碳远期、碳掉期等产品，搭建碳配额现货交易与碳金融衍生品交易协同发展的市场体系，丰富企业风险管理手段、改善市场价格发现效能，可为钢铁、化工等长周期制造企业提供碳价套期保值的可行路径，助力对冲中长期减排成本波动风险，推动碳价更贴合行业整体边际减排成本。

与此同时，市场参与主体范围有望持续拓宽，银行、基金、信托、专业碳投资机构有机会常态化参与交易，逐步形成履约企业、产业资本、各类金融机构、社会投资者多元参与的格局，碳金融或将更好发挥资本导流的作用，引导社会资金向零碳负碳技术领域集聚。相关监管配套机制也会同步完善，守住碳市场金融风险底线，推动碳金融创新与实体减排目标协调发展。

五、数智化水平全面提升

碳排放数据将成为支撑市场运行、政策决策和产业转型的重要基础，碳市场治理将迈向以数据驱动和智能决策为特征的新阶段。全国碳市场有望形成覆盖企业排放监测、碳排放核算、配额管理、交易履约、风险预警等环节的智能化治理体系，实现多源数据融合、实时分析和精准监管。人工智能、大数据、物联网等技术将在排放预测、配额供需分析、市场风险识别和政策模拟等领域深化应用，推动碳市场由事后核查监管向全过程动态监管转变。

与此同时，碳排放数据与能源电力、工业生产、产品碳足迹等数据资源有望进一步融合，形成服务企业低碳管理、产业链碳管理和绿色贸易发展的碳数据流通基础设施，提升产品碳足迹数据的可信性。

六、国际影响力持续增强

持续深化与主要经济体碳市场双边对话交流，国内碳市场规则、标准和机制将与国际通行体系进一步衔接，促进碳定价机制、数据质量等领域的国际认可度不断提升。继续推动建立新型国际碳市场合作机制和组织，持续增强我国在全

球碳市场治理中的话语权，由重要参与者逐步转变为规则建设的重要引领者。通过分享碳市场建设经验和实践成果，我国将为新建立的碳市场提供有益借鉴，为协调经济发展与碳减排提供可复制、可推广的“中国方案”，推动全球绿色低碳转型。

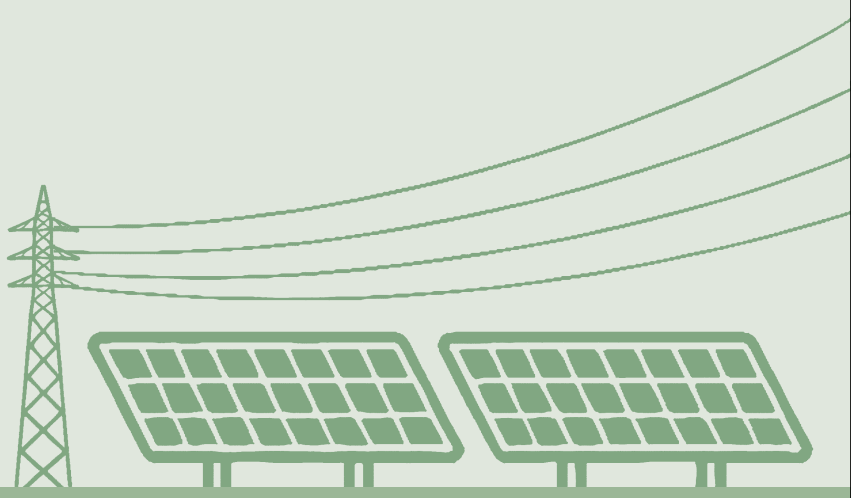
（本章作者：张涛华、龚　波、谭博文）

04

第四部分

典型案例







第十五章 | CHAPTER 15

节能降碳实践典型案例

一、国电电力：CCUS 全链条技术创新，助力煤电深度降碳

国电电力发展股份有限公司

（一）案例背景

国电电力发展股份有限公司（以下简称“国电电力”）是国家能源集团控股的全国性核心电力上市公司和常规能源发电业务整合平台，主要经营电力、热力生产及销售业务，产业覆盖火电、水电、风电、光伏发电等领域，业务分布全国 30 个省（自治区、直辖市）。

2023 年 4 月，国电电力获批建设国家能源局“十四五”第一批“赛马争先”创新平台——国家能源煤基能源碳捕集利用与封存技术研发中心（以下简称“CCUS 研发中心”）。CCUS 研发中心以实现“双碳”目标、保障能源安全等国家重大战略需求为导向，聚焦我国煤基能源绿色低碳转型发展的关键需求，着力突破国际领先、高效实用的 CCUS 全链条成套工艺及关键技术，为我国能源绿色低碳转型和能源系统安全提供支撑。

（二）主要举措及创新亮点

围绕燃煤机组低碳减排与碳市场合规履约需求，国电电力依托 CCUS 研发中心统筹布局碳捕集、利用、封存全链条技术研发与工程落地，打造煤电行业深度降碳标杆示范案例。

碳捕集方向，2021 年 6 月在锦界电厂建设 15 万吨 / 年燃烧后碳捕集示范工程（见图 15–1），集中攻关低损耗新型吸收剂研发、多目标智能调控、系统深度耦合集成关键技术。开发少水型低损耗复合胺吸收剂，构建涵盖捕集率、再生能耗等多指标的预测控制模型，提出机组深度耦合的低能耗碳捕集集成方案，实现碳捕集系统低能耗、高效率运行。示范工程累计运行超过 16000 小时，单位再生热耗最低达到 2.16 吉焦 / 吨二氧化碳，单位二氧化碳捕集全口径成本 198.44 元 / 吨二氧化碳。在此基础上，公司正在建设全球首台 600 兆瓦等级煤电 400 万吨级“全烟气整机捕集、全流程末端固碳”CCUS 标杆示范工程，捕集能力超过 400 万吨 / 年，再生热耗低于 1.9 吉焦 / 吨二氧化碳，单位二氧化碳捕集全口径总成本为 159.35 元 / 吨二氧化碳。



图 15–1　锦界电厂 15 万吨 / 年燃烧后碳捕集示范工程

碳利用方向，推进二氧化碳矿化协同固废治理技术研发与工程落地，打造火电负碳循环升级样板。一方面，攻克直接矿化关键技术，2023 年 12 月在锦界电厂建成国内首套万吨级煤电 CO_2 矿化固废养护混凝土示范工程，开发 100% 固废替代的矿化胶凝材料，首创“固废—废水—废气”协同矿化养护技术，一站式实现碳封存、固废消纳与废水治理。另一方面，攻克间接矿化关键技术，2023 年 6 月，在大同电厂建成国内首套千吨级 CO_2 化学链矿化利用工业验证装置，利用电石渣、钢渣等工业固废制备高值微纳米碳酸钙，推动烟气向高价值资源化产品转化，构建起“以废治废、协同减排”的循环经济新模式。

碳封存方向，依托国家能源集团已投运 CO_2 咸水层封存示范工程，围绕碳封存长期安全监测和风险预警需求，构建地下运移监测模拟实验平台和近地表泄漏模拟实验平台，研发集封存监测、风险预警、安全评价和数据管理于一体的碳封存综合智能管控平台，形成覆盖 CO_2 注入、封存及长期监测全过程的数字化智能管控技术体系，并持续完善 CO_2 咸水层封存体泄漏风险智能预警系统，为 CCUS 工程安全高效实施提供了关键技术支撑（见图 15–2）。

碳管理体系建设方向，聚焦碳数据“测、算、管”全链条开展技术攻关，研制高精度 CO_2 连续监测系统，建立煤炭采制化不确定度评定模型与碳核算质量评价体系，融合区块链技术形成全链条可信碳计量体系，并在锦界公司和上海庙公司开展示范应用，为企业参与碳市场、提升碳资产管理水平提供支撑。

（三）案例成效

碳捕集方向，15 万吨 / 年碳捕集示范工程通过工艺优化和系统创新，能耗与成本指标均居国际领先水平，年节约标准煤约 7300 吨，显著降低电厂碳排放总量与强度，捕集的 CO_2 全部用于驱油和矿化利用，形成了经济可行的全流程商业化解决方案。



图 15-2 CO_2 地质封存智能管控与安全监测数字化平台

碳利用方向，CO_2 矿化多元固废联产绿色建材示范工程，具备年固碳能力 2 万吨，CO_2 转化利用率≥ 98%，同时实现 100% 蒸汽替代。千吨级 CO_2 化学链矿化利用工业验证装置，产品粒度、白度、纯度等指标可调可控，碳酸钙纯度达 97% 以上，烟气 CO_2 回收利用率≥ 80%，实现长期稳定固碳。

碳封存方向，碳封存智能管控与安全监测平台范围覆盖榆林、鄂尔多斯、哈密等已建、在建和规划 CCUS 项目，典型区域地理地质数据精度达 1 ： 20 万比例尺，动态源汇匹配、封存容量评估、CO_2 运移模拟和泄漏识别模拟等核心模块精度均优于 15%，实现碳封存全流程监控、预警与安全性评价。

整体形成技术、工程、管理协同的一体化降碳体系，兼具显著降碳成效与良好经济性。

（四）经验启示

煤电行业深度降碳需坚持技术创新引领与工程示范验证相结合，遵循逐级迭代、协同增效的发展路径。碳捕集方向，应聚焦能耗和成本两大核心指标，持续开展吸收剂配方迭代与系统工艺优化，并通过“实验室—中试验证—工程示范”逐步放大完成技术成熟度跃升。碳利用方向，应坚持“以废治废”的协同治理思路，同步解决固废堆存、碳减排多重行业痛点，大幅提升综合收益与资源循环利用率。碳封存方向，应实现全流程监控、预警与安全评价，打通永久性封存全链条。同时，应加强碳资产精准化、动态化管理，构建信息化、数字化碳管理体系，以智能化管理赋能技术落地，为煤电行业规模化低碳转型提供可复制的实践范式。

（供稿人：王天堃、顾永正）

二、武钢有限：“极致能效＋能碳协同”系统节能降碳

武汉钢铁有限公司

（一）案例背景

武汉钢铁有限公司（以下简称“武钢有限”）1955 年开建、1958 年投产，是新中国成立后兴建的第一家特大型钢铁联合企业，现为中国宝武旗下宝钢股份全资子公司、国内硅钢核心生产基地，具备 1600 万吨钢材生产能力。六十余载深耕积淀，公司拥有完整的产业体系、雄厚的技术力量和成熟的管理经验，近年来持续推进装备迭代升级，以 5 座高炉实现原 6 座高炉 1600 万吨规模、5 台烧结机整合升级为 3 台，实现“减量提质”系统重塑。

2024 年，钢铁行业正式纳入全国碳排放权交易市场并迎来首个管控年度，武钢有限以历史积淀为底气，以装备焕新为契机，以极致能效为牵引，以能碳协同为主线，2024 年 1 月至 2026 年 6 月系统实施节能技改、新能源替代、节能数字化等项目，走出一条传统钢铁基地绿色低碳转型之路。

（二）主要举措与创新亮点

聚焦极致能效，全流程系统挖掘节能降碳潜力。构建“工序降耗、界面提效、系统优化”三级推进机制，对照中钢协极致能效技术清单滚动实施节能技改，重点工序能效 100% 达到行业标杆水平；建立铁钢界面“紧平衡”生产模式，实施煤气“零放散”精准调控，焦炉煤气放散率持续为零；亚临界煤气发电机组（见图 15–3）持续升级，二次能源自发电量较 2021 年提升 71.9%，吨钢余能回收总量提升 31.5%。2024 年 12 月通过中国钢铁工业协会“双碳最佳实践能效标杆示范企业”验收公示，成为全国首批 9 家全流程能效标杆示范企业之一。



图 15–3　武汉钢铁亚临界煤气发电机组

聚焦绿色能源，构建“厂内光伏＋外购绿电”多元替代格局。建成华中地区最大厂区屋顶分布式光伏，装机 53.7 兆瓦、年发电约 4500 万千瓦时；打通跨省跨区绿电交易通道，2025 年累计完成绿电交易 35 亿千瓦时，为湖北省最大的绿电使用工业用户，并成为集团内率先实现绿证应用于低碳产品的钢铁基地之一（见图 15–4）。



图 15–4　厂区屋顶分布式光伏项目

聚焦低碳冶金，形成绿色低碳产品供给能力。创新“高炉加废钢＋转炉大废钢比＋全流程 100% 绿电”技术路线，全流程减碳 50% 的汽车板、家电板、建筑用钢实现商业供货，具备减碳 30% 产品批量供应能力，为下游产业链供应链减碳提供材料支撑。

聚焦数智赋能与机制创新，打造能碳协同管理体系。建成国内首套智慧碳数据平台，集成组织碳核算、碳资产管理、产品碳足迹三大模块，实现硅钢、汽车板等全品类碳足迹全流程追溯，开发 CBAM 在线计算模块；能源管理系统累计投资 1.4 亿元，实现能源数据“日结日清”。创新“公司—厂部—分厂—班组”四级能源管理绩效评价，覆盖 13 个二级单位、707 个班组，实行“超耗自担、节约分享”模拟经营，将技术节能量、减碳量按市场价值评估，激发全员节能降碳内生动力。

（三）案例成效

节能降碳指标显著改善。2025 年碳排放强度较 2020 年下降 8%，近年累计完成节能类投资 61 项、总投资 82.39 亿元，形成技术节能量 60.58 万吨标准煤。可再生能源利用持续提升，厂内光伏年减碳约 3.54 万吨，外购绿电累计减少碳排放超 160 万吨。减污降碳协同增效，2025 年二氧化硫、氮氧化物、颗粒物排放量较 2021 年分别下降 58%、60%、64%。

履约与市场表现良好。自 2014 年湖北碳市场启动以来保持 100% 履约率，按期完成全国碳排放权交易市场钢铁行业首次配额清缴，连续三年捐赠 CCER，助力武汉马拉松实现碳中和。先后荣获“国家级绿色工厂”“国家能效领跑者”“双碳最佳实践能效标杆示范企业”“钢铁行业引领型规范企业”“中国钢铁工业清洁生产环境友好企

业”“国家工业旅游示范基地”等称号，2025 年获评“国家 4A 级旅游景区”，树立了传统钢铁基地绿色转型的全国性示范样板。

（四）经验启示

深厚积淀不是转型的包袱而是底气。武钢有限将六十余年积淀的管理体系、技术力量与持续装备更新深度融合，以“减量提质”系统重塑实现能效领跑，证明传统钢铁基地只要战略清晰、投入持续、方法科学，同样能够走在行业绿色转型前列，其“顶层设计＋技术创新＋管理变革＋市场机制”四位一体路径可复制、可推广。

机制创新比单点技术更为根本。四级能源绩效体系、“超耗自担、节约分享”模拟经营和智慧碳数据平台，把节能降碳从“外部约束”转化为“内生动力”，为碳市场背景下企业能碳管理提供了实践借鉴。

企业转型应与城市发展同频共振。节能降碳释放出的能耗与碳排放空间支撑了区域高质量发展，“光伏＋绿电＋低碳产品＋ CCER 公益”的组合拳放大了央企社会示范价值，为碳市场建设和钢铁行业绿色转型贡献了“武钢方案”。

（供稿人：易祥、徐军军）

三、葛洲坝水泥：推动节能降碳升级改造，实现企业绿色低碳发展

中国葛洲坝集团水泥有限公司

（一）案例背景

中国葛洲坝集团水泥有限公司（以下简称“葛洲坝水泥”）是中国能源建设集团有限公司成员企业，资产总额近 170 亿元，年水泥产能约 2500 万吨、熟料产能约 1800 万吨（含海外 300 万吨），全国熟料产能排名第十二位，熟料产能占湖北省熟料产能约 23%，是湖北省水泥工业协会会长单位。

葛洲坝水泥在试点碳市场历时十年，积极参与碳交易机制创新实践，通过节能降碳技术应用实现减排效益和碳资产价值转化。纳入全国碳市场后，为大力践行国家“双碳”目标，葛洲坝水泥将“低碳化发展”纳入企业发展战略，出台《践行碳达峰、碳中和战略目标行动方案》，明确碳达峰技术路径、时间表和路线图。

（二）主要举措及创新亮点

强化技术革新，驱动能效升级。葛洲坝水泥将技术节能作为绿色转型的首要突破口，通过对生产线的全面诊断和系统性改造，深挖能效提升潜力。实施装备升级，结合企业实际制定“一厂一策”节能降碳升级改造方案，充分利用现有设备和设施，采用高效低阻预热分解技术、第四代冷却机技术、替代燃料技术、智能制造系统等，对生产线生料粉磨、烧成系统及水泥粉磨系统进

行改造，配套建设专家智能优化控制系统，新建替代燃料预处理中心（见图 15–5），为生产线提供替代燃料，有效降低熟料能耗和碳排放水平。



图 15–5　替代燃料预处理中心

优化能源结构，实施清洁替代。葛洲坝水泥积极突破传统能源依赖，通过分布式光伏发电、替代燃料研发应用，构建多元化能源供给体系，加大可再生能源使用力度。电力清洁化替代方面，葛洲坝水泥积极开展新能源布局，利用厂区闲置土地和建筑屋顶布局光伏项目，装机容量 47.3 兆瓦，是国内第一家实现新能源利用生产线全覆盖的水泥集团，年均发电量超 4000 万千瓦时，并在三分之一的工厂同步建设储能项目。通过制造执行系统数字化智能能效生产管理平台搭建了厂区“光伏—锂电储能—余热发电”绿色微电网系统，实现多能互补，生产电能自给率达到 40% 以上，荣获工信部公布的“工业绿色微电网典型应用场景”。燃料清洁化替代方面，葛洲坝水泥着力降低化石能源使用量，充分评估水泥窑协同处置生活垃圾衍生燃料、污泥、废轮胎、秸秆、废布料等具有较高热值的废弃物用于替代部分化石燃料的可行性，探索使用生物质气（活）化技术处置农林废弃物，在三分之二的生产线建立替代燃料处理线，公司整体热替代率达到 9.2%。

加快智能改造，推动数智化升级。葛洲坝水泥公司加快推动智能工厂建设，推广应用了数字化矿山系统、无人行车系统、窑磨专家系统、全自动化智能实验室系统（见图 15–6）、四足机器人巡检系统、自动装车机与插袋机系统，实现从原料开采、原料检测、生料配料、熟料煅烧、生产巡检、包装全智能化控制，构建了覆盖生产全流程的智能设备、控制系统及管理平台，并建成国家先进级智能工厂，智能化水平跻身行业前列。

（三）案例成效

葛洲坝水泥拥有 4000 吨 / 天以上生产线 9 条，此次节能降碳改造 6 条 4000 吨 / 天以上生产线（见表 15–1），生产线的运行时间长达 15 年。改造时间从 2023 年至 2024 年底，改造后成效如下表所示。

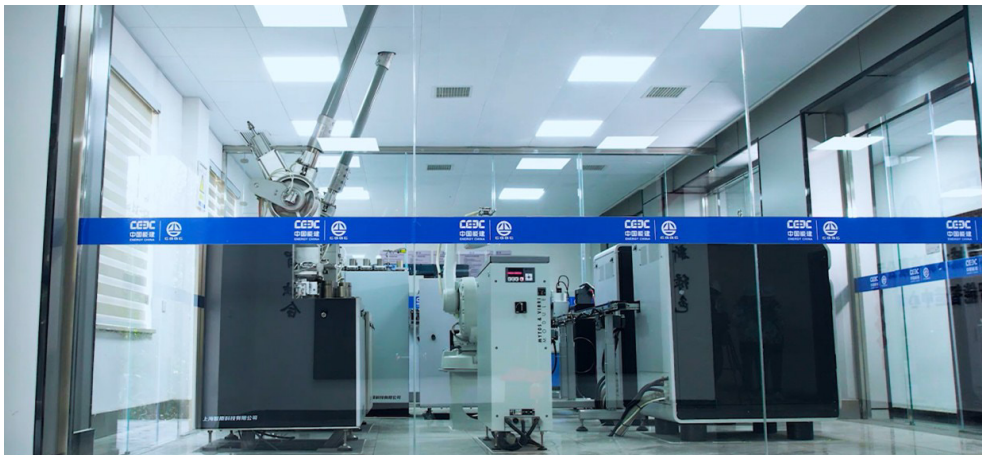


图 15-6　葛洲坝全自动化智能实验室

表 15-1　葛洲坝水泥生产线改造前后情况

生产线序号	改造前熟料综合能耗	改造后熟料综合能耗	改造前熟料碳排放强度	改造后熟料碳排放强度	非化石能源占比
1 #	108.4	96.1	0.8368	0.8028	11.3%
2 #	105.7	97.6	0.8294	0.8069	10.6%
3 #	105.3	88.4	0.8282	0.7813	23.5%
4 #	111.0	97.5	0.8442	0.8066	11.5%
5 #	107.1	97.9	0.8333	0.8078	6.2%
6 #	103.2	92.0	0.8225	0.7913	13.1%

资料来源：企业提供。

注：熟料综合能耗单位为千克标准煤 / 吨熟料。熟料碳排放强度单位为吨二氧化碳 / 吨熟料。碳排放强度含电力间接碳排放。

通过此次节能降碳改造，葛洲坝水泥熟料综合能耗下降 11%，碳排放强度下降 4%，年均减少标准煤消耗 12 万吨，减碳量超 34 万吨，非化石能源消耗占比超过 12%，公司整体达到能耗标杆水平。

（四）经验启示

在水泥行业纳入全国碳排放权交易市场背景下，葛洲坝水泥充分借鉴试点碳市场实践经验，围绕水泥行业绿色低碳转型路径和“双碳”目标，聚焦技术装备革新、清洁能源替代、数智化转型

三个方向攻关。通过推动节能降碳改造由单条生产线示范向全集团生产线规模化推广，成为国内节能降碳升级改造生产线覆盖规模领先的水泥企业之一，为全行业提供了实践借鉴。

（供稿人：夏枫）

四、海螺集团：三路径跑出绿色低碳转型“加速度”

安徽海螺集团有限责任公司

（一）案例背景

安徽海螺集团有限责任公司（以下简称“海螺集团”）是以水泥建材为核心主业、相关多元产业协同发展的国际化企业集团，控股经营海螺水泥、海螺新材、海螺环保、海螺材料科技、皖维高新、杉杉股份等六家上市公司，享有“世界水泥看中国，中国水泥看海螺”的行业美誉。

在我国统筹推进碳达峰、碳中和目标的时代背景下，海螺集团立足行业绿色转型新阶段，坚持减污降碳协同增效，围绕源头减碳、过程降碳、末端固碳三大降碳路径，打造可复制、可推广的水泥行业低碳循环发展样板，切实以产业转型成效扛起国企生态责任，为美丽中国建设、如期实现“双碳”目标贡献海螺力量。

（二）主要举措及创新亮点

源头减碳方面，推动能源替代与资源循环利用。海螺集团围绕降低化石能源依赖，持续推进替代燃料、原料替代和可再生能源应用。在替代燃料方面，积极攻关大比例替代燃料系统，通过稳定输送装置、替代燃料预处理系统优化、分料装置开发、高效旁路放风开发等措施，并与富氧燃烧技术耦合，不断提高替代燃料使用水平。在原料替代方面，利用电石渣、煤矸石、粉煤灰、铜矿渣、黄磷渣等工业废渣替代部分原料，实现固废资源化利用与降低碳排放协同。在能源结构优化方面，大力推进光伏、风电及储能等清洁能源项目建设，探索绿电制氢、低碳园区等创新模式，推动水泥生产能源结构绿色转型。

过程降碳方面，强化节能技改与数字化赋能。海螺集团加大节能“四新”技改投入，持续挖掘熟料生产工序节能潜力，有序推进预热器“五改六”、分解炉技改、四代篦冷机改造、生料辊压机等节能技改，推广高效节能风机、变频电机、富氧燃烧、高效发电锅炉、下山长皮带发电等节能技术。同时，积极开展富氧助燃技术应用研究，通过提高助燃气体氧含量，提升煤粉燃烧效率和系统热效率，降低熟料生产能耗。此外，依托互联网、大数据、5G、人工智能等技术，推动水泥制造与数字技术深度融合，打造全流程智能化工厂，通过智能生产优化能源管理和生产效率。

末端固碳方面，推进 CCUS 技术研发与碳资源化利用。海螺集团积极布局水泥行业碳捕集、利用与封存技术，建成全球首套水泥行业碳捕集系统，实现水泥窑烟气二氧化碳捕集、纯化和资

源化利用（见图 15–7）。同时，围绕二氧化碳高值化利用持续开展技术创新，探索干冰制备、智慧农业、二氧化碳储能等应用场景（见图 15–8），并联合高校科研机构开展低碳胶凝材料、高效固碳材料等关键技术攻关，推动水泥行业由末端治理向碳资源综合利用转变。



图 15–7　白马山水泥厂二氧化碳捕集纯化项目



图 15–8　10 兆瓦 /80 兆瓦时二氧化碳储能示范系统

（三）案例成效

源头减碳方面，能源结构和资源利用水平持续优化。海螺集团已在超过 90% 的熟料基地推广使用各类替代燃料，热值替代率达到 13%。其中，2018 年在柬埔寨马德望海螺建设首条生物质燃料系统，目前热值替代率可达 65%；2020 年在枞阳海螺建成国内水泥行业首套生物质替代燃料系统，每年可消纳稻草、油菜秆及树皮 30 万吨，节约标准煤 7.5 万吨，减少二氧化碳排放约 20 万吨。在原料替代方面，扶绥海螺采用磷渣、造纸白泥进行配料，年使用量达到 26 万吨，可核减碳排放近

10 万吨。在清洁能源利用方面，集团已建成 170 余个电站，光伏、风电及储能项目规模持续扩大，清洁能源使用占比达到 14%，累计计发（放）电量近 20 亿千瓦时，减少二氧化碳排放近 64 万吨。

过程降碳方面，生产能效水平持续提升。海螺集团通过持续开展节能技改和先进技术应用，推动熟料生产能耗不断降低。通过生产线综合能效提升改造，熟料生产线标准煤耗降低约 10 千克 / 吨熟料，综合电耗降低约 10 千瓦时 / 吨熟料，一条 5000 吨 / 天生产线每年可减少二氧化碳排放约 6.75 万吨。富氧燃烧技术已在池州海螺等企业推广应用，熟料烧成系统标准煤耗较改造前降低 3 ～ 6 千克 / 吨熟料，按照年产熟料 200 万吨计算，全年可减少二氧化碳排放约 2 万吨。同时，通过建设智能工厂，利用人工智能、大数据等技术优化生产管理，综合能耗下降约 1%。

末端固碳方面，形成水泥行业 CCUS 创新示范。2018 年 4 月，海螺集团在白马厂建成全球首条规模为 5 万吨 / 年的水泥行业二氧化碳捕集示范项目，具备年产 3 万吨食品级二氧化碳生产能力，实现了水泥行业 CCUS 技术从无到有的突破。围绕二氧化碳资源化利用，集团进一步建成年产 3000 吨干冰项目、智慧农业项目以及全球首套二氧化碳储能示范项目，拓展二氧化碳利用场景。同时，依托产学研合作平台，完成高效固碳纤维板制备项目中试，打造低碳胶凝材料示范线，多项技术成果获得国家及省部级科技奖励。

（四）经验启示

水泥行业绿色低碳转型需要坚持系统谋划与协同推进。海螺集团围绕能源结构优化、生产工艺升级和碳资源化利用等关键环节，形成覆盖源头、过程、末端的全流程降碳路径。通过替代燃料、节能技术、智能制造和 CCUS 等多领域技术融合应用，推动节能降碳由单项技术突破向系统解决方案转变。同时，依托工程示范和规模化推广，将成熟技术向更多生产基地应用，促进绿色低碳技术与生产经营深度融合，为水泥行业实现深度降碳提供有益借鉴。

（供稿人：范警卫、万文华）

五、中铝股份：构建绿电耦合新体系　打造全链降碳新模式

中国铝业股份有限公司

（一）案例背景

中国铝业股份有限公司（以下简称“中铝股份”）是国内唯一覆盖铝土矿开采、氧化铝精炼、炭素制造、电解冶炼、发电、再生铝等铝冶炼全链条的生产企业，旗下拥有 17 家铝冶炼企业、16 家电厂，分布于云南、青海、内蒙古、山西等多个区域。产业能耗主要依赖电力，电力消费产生的碳排放占全链条约 60%。所属 16 家电厂于 2021 年纳入全国碳排放权交易市场，17 家铝冶炼企业于 2025 年扩围时纳入。为践行“双碳”央企责任、推动绿色低碳高质量发展，中铝股份构建

了“节能技改提升＋清洁能源置换＋碳数据治理＋循环经济＋平台建设”的特色发展体系，打造有色行业跨区域、多基地一体化能碳治理样板。

（二）主要举措及创新亮点

产业结构持续优化，能效水平不断提升。全面淘汰 200 千安以下高能耗电解槽，建立包头、青海 600 千安超大型节能槽基地，利用铝电解综合节能技术分阶段、全覆盖改造电解槽，已改造占比超 60%，吨铝节电 200 千瓦时以上（见图 15–9）；9 家铝冶炼基地达国家能效标杆水平，标杆产能占比超 50%，超额完成 30% 行业目标，广西华磊、兰州铝业、连城分公司获评国家级“能效领跑者”。对 300 兆瓦及以上机组开展“三改联动”改造，已改造占比超过 85%，综合降低标准煤耗超 5 克 / 千瓦时。淘汰高煤耗自备机组，优化用电结构，并组织业内专家到电厂实地调研分析，识别节能管理的薄弱环节，制定优化方案，推动发电碳排放强度实现逐步下降。2022 年至今，共有 17 台次机组获电力行业能效对标 AAA 级及以上荣誉。



图 15–9　600 千安电解槽列装

布局新能源项目，实现清洁能源替代。依托内蒙古新能源差异化资源禀赋，建设包铝达茂旗 1200 兆瓦源网荷储配套新能源项目，搭建远程智慧能源调度平台，实现风、光、自备、电解负荷联动调控，年新能源发电量约 30 亿千瓦时，替代火电实现年碳排放量减少 200 万吨（见图 15–10）。利用屋顶、赤泥坝等厂区自有土地建设分布式光伏，装机容量超 400 兆瓦，推动厂区绿电应用。中铝股份新能源发电量占比超过 15%。

优化碳资产管理，提高碳数据质量。统筹企业配额，开展配额交易。中铝股份高度重视碳配额获取及履约工作，严格管控煤样取、制、化、存及仪表监测，对企业配额实施统一管理，制定交易策略，协调内部资源，完成 100% 履约。组织开展铝冶炼预核查。为有效应对扩围政策，公司提前组织各铝冶炼企业开展预核查工作，发现

企业在数据质量控制、计量设施检定等方面共 28 项问题，制定整改措施全部解决，对未参与过全国碳市场履约的企业开展重点帮扶与深度指导，做好正式纳入准备。



图 15-10　包头铝业 1200 兆瓦源网荷储配套新能源项目

推动循环经济建设，协同减污扩绿发展。加快赤泥综合利用。充分掌握企业赤泥综合利用进展，分解各企业赤泥综合利用任务，自 2022 年实施赤泥综合利用专项行动以来，目前赤泥消纳量提高约 4.7 倍，利用率提高 4.4 倍，处于全球领先水平。加快绿色矿山建设。强化矿山生态修复和环境治理，矿山合规性显著提升，绿色矿山成效显著。中铝股份共有 23 个矿山进入国家级或省级绿色矿山名录，其中国家级绿色矿山 8 个。

建设有色行业绿色低碳平台，提升数智化管理水平。持续推进有色金属行业绿色低碳公共服务平台生态协同系统和“双碳”智慧运营系统的开发和运行，适配碳资产管理、碳足迹溯源等场景，具备企业碳排放数据自动收集、整理、分析、预警等功能，并利用平台碳模型对公司铝冶炼企业实施全产业链溯源，采集铝土矿开采到电解铝生产全流程的实际过程碳排放，建立中铝股份的碳足迹背景数据库。

（三）案例成效

产品碳排放强度持续优化。中铝股份主要产品电解铝、氧化铝、发电碳排放强度分别下降 9.5%、20.3%、14.5%，实现年均降碳约 100 万吨。

碳资产管理效益持续提升。中铝股份电厂连续 5 年实现配额整体盈余，持仓碳资产超 1 亿元，公司铝冶炼、发电企业均完成 100% 履约。

新能源装机和发电量显著提升。中铝股份持续推进新能源发电项目建设，截至目前，公司新能源装机容量占总发电装机容量的 30% 以上，较 2020 年提高 11.3%，新能源发电量占比达到 15.3%，较 2020 年提高 8.8%。

绿电消费占比持续升高。截至目前，公司铝冶炼清洁能源电力使用占比超过 55%，完成铝冶炼行业清洁能源电力消纳责任权重，高于行业平均水平。

（四）经验启示

中铝股份的降碳路径来源于国家“双碳”顶层设计，时刻与国家战略保持高度一致，统筹全产业链绿色低碳高质量转型发展，依托能源转型、节能改造、技术创新、循环再生、体系管理五大系统全面实施。

有色行业的降碳核心在于能源结构重构。铝冶炼生产的核心是电力，需优先布局水电、风光等清洁能源，通过源网荷储、绿电直连实现电力碳排放强度根本性下降。

再生铝是铝行业未来发展的重点方向。受铝行业现有供需结构、突破性低碳电解技术尚未规模化应用等因素限制，原铝碳减排存在上限，再生铝能源消耗较低，作为能源结构优化、工艺升级之外重要的碳减排路径，大力发展再生铝有助于全产业链稳步实现碳强度下降目标。

（供稿人：武洪涛、张腾）

六、蓝壳洁能：油田超级“碳捕手”——MOFs 技术让伴生气变“废”为“宝”

北京蓝壳洁能环保技术有限公司

（一）案例背景

北京蓝壳洁能环保技术有限公司（以下简称“蓝壳洁能”）成立于 2011 年 9 月 23 日，是一家专注于油气领域的创新型科技公司，致力于基于金属有机框架材料（Metal–Organic Frameworks，MOFs）的气体分离技术研发与产业化。公司自主研发基于 MOFs 的吸收—吸附耦合气体分离技术，属于第二代碳捕集技术，在降低二氧化碳捕集能耗和天然气乙烷分离方面具有领先优势（见图 15–11）。蓝壳洁能总部位于北京市海淀区，现有全职员工 100 余人，是北京市专精特新中小企业、国家高新技术企业及知识产权试点单位。

新疆风城油田是我国最大的超稠油油田，地处国家 5A 级景区——世界魔鬼城景区范围内，稠油开采过程中产生大量伴生气，CO_2 浓度达 20% ～ 40%，传统处理方式为直接燃烧或排放，造成资源浪费和环境污染。2023 年，蓝壳洁能联合中国石油新疆油田、OGCI 昆仑气候投资基金、昆仑信托，建成国内首套 MOFs 碳捕集装置——风城油田作业区超稠油开采伴生气综合资源化利用项目（以下简称“项目”）。项目采用全球首创的 MOFs 浆液法吸收—吸附耦合气体分离技术，将伴生气中的 CO_2 捕集后用于邻近区块驱油增产，净化后的天然气作为商品气进入油田管网，形成“捕集—驱油—封存”商业闭环。



图 15-11 MOFs 碳捕集装置现场图

（二）主要举措及创新亮点

项目实施方面，采用蓝壳洁能自主研发MOFs浆液法气体分离技术，选用 MOFs 作为核心吸附剂，与水和有机液体配置形成具有吸收—吸附耦合捕碳功能的浆液工作介质。MOFs 材料突破传统吸附分离依赖固定床切换操作的工艺瓶颈，形成可流动吸附分离体系，并通过吸收—解吸双塔连续操作工艺，实现 CO_2 连续、高效、低能耗工业化气体分离。项目设计处理规模 15 万立方米 / 天，年回收天然气 3000 万立方米，年产液态二氧化碳 5 万吨，综合碳减排量超 10 万吨。该示范项目的成功投运，标志着国际领先的第二代碳捕集技术已在中国实现商业化应用。

材料制备方面，蓝壳洁能突破了 MOFs 材料生产工艺瓶颈，大幅降低制造成本，简化材料制备工艺流程，缩短材料合成时间，已建成百吨级 MOFs 材料工业合成装置，实现 MOFs 材料制备成本的数量级下降。

（三）案例成效

项目运行稳定，减排效益显著。项目设计年减排二氧化碳超 10 万吨，截至 2026 年 6 月，已连续安全稳定运行超过 20 个月，最高运行负荷达到设计能力的 110%。项目累计处理油田伴生气超过 5000 万立方米，实现捕集率在 93% 以上，产品气浓度达到 98.5%。项目依托 65 摄氏度工业余热解吸技术，实现吨二氧化碳捕集能耗为 0.73 吉焦，较传统胺法降低 30% 以上。

推动伴生气资源化利用，实现减排与增效协同。项目产生的净化天然气进入油田管网销售，液态 CO_2 用于驱油增产，实现碳资产价值最大化转化。

形成 CCUS 应用示范案例。项目入选央视财经“2024 金融强国年度案例”、2025 大湾区科技与金融创新发展大会“‘十四五’金融创新优秀绿色创新案例”，并于 2026 年 6 月荣获第四届 CCUS 国际会议“2026 CCUS 科技创新优秀案例”奖项。

（四）经验启示

一是低能耗碳捕集技术路线可行。本项目证明通过材料创新与工艺优化，可将碳捕集能耗降至传统技术的 30% 以下，为 CCUS 成本偏高的核心痛点提供了新的解决方案。

二是商业模式具备推广价值。本项目形成的“捕集—驱油—封存”一体化商业闭环，证明了碳捕集项目可以不依赖补贴实现经济自循环，为油气行业及其他高排放行业的低碳转型提供了可推广的商业模式。

三是撬装化模块设计有助于降低推广门槛。通过标准化、模块化设计，大幅降低初始投资和部署难度，使碳捕集技术能够适应从分散气源到大型工业排放源的各类场景。

本项目验证了第二代碳捕集技术在真实工业环境下的可靠性、经济性和可复制性。本项目积累的工程经验、运行数据和商业模式，为 CCUS 技术持续优化和产业化应用提供了实践参考，推动碳捕集项目从“工程示范”向“可复制的产业基础设施”发展，为实现“双碳”目标提供技术支撑。

（供稿人：赵自营、张同云）

七、新都化工：盐化循环产业链协同降碳

应城市新都化工有限责任公司

（一）案例背景

应城市新都化工有限责任公司（以下简称“新都化工”）是云图控股全资控股子公司。云图控股是国内复合肥行业龙头企业之一，产能规模位居全国前二。新都化工公司先后获得“孝感纳税百强企业”、“湖北省工业先进企业”、“湖北省最具发展潜力企业”、“税收过亿元贡献奖”、“全国工人先锋号”、“国家绿色工厂”等荣誉称号，是化工、发电双行业重点控排企业。2014 年湖北试点碳市场启动后，公司化工板块被纳入；2021 年全国碳排放权交易市场启动后，公司自备电厂自 2022 年起被纳入。

面对碳市场履约和节能减排要求，新都化工立足盐化循环产业链，投建二氧化碳资源化利用项目，打造集资源循环、工艺革新、产品固碳于一体的盐化行业综合性绿色低碳示范工程，探索化工行业节能降碳与产业增效协同发展的新路径。

（二）主要举措及创新亮点

打造化工行业一体化循环产业链。2024 年新都化工依托应城盐矿资源，投资 75 亿元落地盐化循环经济产业链绿色转型及产品结构调整升级重点项目。项目采用新型水煤浆气化工艺替代传统老旧造气技术，打通“卤—盐—碱—复合肥”完整闭环产业链，构建纵向全流程梯次利用体系，从源头减少外购原料与跨区域转运二氧化碳。改扩建后的 70 万吨合成氨装置产出工业氨，同步副

产的高浓度 CO_2 不再直排，全部供给纯碱、小苏打等碳化工段，形成“一碳多用”的循环利用模式，大幅减少碳排放（见图 15–12）。



图 15–12　合成氨生产装置

以核心工艺革新实现源头节能降碳。新都化工对 70 万吨合成氨生产线实施工艺升级，全面淘汰高能耗间歇式造气装置，引进行业新一代水煤浆加压气化技术，从能耗、碳源、余热三方面同步实现降碳增效：气化效率大幅提升。水煤浆工艺煤炭转化效率显著优于传统造气，同等合成氨产量下原煤消耗量下降，直接减少燃煤燃烧碳排放。污染物与碳排放协同控制。气化炉配套低温甲醇洗、液氮洗、酸性气体分离装置，精准分离提纯高纯度 CO_2，为下游固碳工序稳定供给低成本碳源。余热梯级回收利用。水煤浆气化高温粗煤气配套多级余热锅炉，回收高温热能产出中高压蒸汽，削减自备锅炉燃煤消耗。

打造工业产品固碳长效路径。新都化工以合成氨装置提纯分离的高纯二氧化碳为核心碳源，搭建覆盖纯碱、小苏打、新型复合肥多品类产品协同固碳体系，将工业生产副产温室气体稳定固化于终端工业品，开辟化工行业低成本、可持续的固碳减排新路径。

搭建碳排放数字化管理系统，探索碳排放在线监测与核算新方法。作为首批纳入湖北试点碳市场和全国碳市场的重点企业，新都化工搭建了覆盖碳排放监测核算、年度报告编制、第三方核查、配额清缴的全流程数字化平台。一是分板块搭建全覆盖、可溯源温室气体核算体系；二是动态修订质控方案，建立碳数据管控机制；三是标准化配置计量设备，构建“计量—检测—校准”三重保障；四是交叉校验履约管控，碳管理纳入绩效考核，多年来，企业碳排放数据完整率、核



图 15-13　热电联产综合利用项目

查通过率均达 100%。2023 年，为优化碳排放数据监测与核算方法，公司与中国计量科学院、碳排放权交易省部共建协同创新中心联合开展碳排放连续监测项目，项目采用 SCS-900CGHG 碳排放连续监测系统，可在线直测烟气 CO_2 浓度及温度、压力等关键参数，实现碳排放数据自动采集、台账自动生成、异常数据智能预警，具备干基直测、自动质控、数据对比、可信防篡改四大优势，有效提升碳排放数据的科学性与准确性，为全国碳市场完善碳排放统计核算制度提供了宝贵的试点经验。

（三）案例成效

通过水煤浆气化工艺革新、全流程余热梯级回收、封闭式循环产业链、规模化产品固碳多项技术协同落地，各主力产品能耗与碳排放强度显著优化，关键指标达到国内行业先进标杆水平。

在能耗方面，改造完成后合成氨单位产品综合能耗降至 1215.43 千克标准煤 / 吨，复合肥单位产品综合能耗降至 11.13 千克标准煤 / 吨，均达到行业先进水平，从源头减少化石能源消耗，持续压减能源消费对应的碳排放增量。

在碳排放强度方面，高碳核心产品合成氨减排成效尤为突出，产品碳排放强度由改造前 3.5 吨二氧化碳当量 / 吨降至 2.8 吨二氧化碳当量 / 吨，单位产品碳排放量降幅显著。一是水煤浆加压气化技术提升煤炭转化效率，直接降低原煤燃烧产生的直接碳排放；二是合成氨副产高纯二氧化碳实现全量资源化导入纯碱、小苏打生产线完成长期固碳，大幅消除富余废气外排带来的额外碳排放。双重措施同步发力，有效压低企业年度碳排放总量，缓解碳市场配额清缴压力，为重点控排

企业持续压降碳强度、实现“双碳”目标提供实践参考。

（四）经验启示

资源型盐化工深度降碳，需要依靠全产业链一体化布局。由于单一装置节能减排空间有限，依托本地盐矿资源串联合成氨、制碱、复合肥工序，配套行业先进技术及工艺，同步打通 CO_2 产品固碳路径，才能实现规模化、持续性减排。

工艺革新是化工企业源头减碳核心抓手。合成氨作为盐化产业链中的核心高碳环节，采用新型水煤浆加压气化技术替代传统间歇造气装置，既能降低原煤消耗，又能稳定产出高纯度 CO_2，为下游产品固碳提供低成本碳源，形成“造气节能—废气提纯—产品固碳”完整闭环。

工业产品固碳是化工行业极具潜力的减排路径。依托尿素、纯碱、小苏打等碳酸盐类产品封存工业 CO_2，兼具经济可行性与长期固碳效果，可作为同类煤化、盐化企业探索规模化降碳的重要路径。

主动将减排压力转化为绿色低碳转型动力。化工企业通过统筹节能技改、资源循环利用、工业产品固碳、余热余压回收等多重手段，既可以满足碳市场履约、环保超低排放等政策要求，又可以持续降低用能、原料成本，实现降碳、减污、增长协同增效，为全国盐化工、煤化复合产业碳市场建设提供可复制的实践样本。

（供稿人：陈登、陈汝佳）

第十六章 | CHAPTER 16

碳资产管理实践典型案例

一、电投综能：以 CCER 开发为引擎，引领绿色权益价值实现新范式

国家电投集团综合智慧能源有限公司

（一）案例背景

国家电投集团作为全球领先的清洁能源发电企业，拥有规模化的海上风电、光热发电、绿色氢基能源等产业，碳资产开发潜力巨大。其碳资产专业化平台——国家电投集团综合智慧能源有限公司（以下简称“电投综能”），肩负着将产业优势转化为碳市场话语权、实现绿色资产价值的战略使命。

2024 年，全国温室气体自愿减排交易市场重启，但初期面临方法学体系不完善、可开发项目类型有限、行业缺乏可复制范本等痛点。不少新能源项目因缺乏方法学指引，碳资产价值难以变现。面对这一“确权难”的困境，国家电投集团果断切入，变“被动适应规则”为“主动参与规则制定”，开启了从项目开发到顶层设计的全链条突破之路。

（二）主要举措及创新亮点

构建 CCER 全链条开发体系，实现规模化项目落地。电投综能组建专业团队，系统性攻关 CCER 项目开发全流程。从项目审定、减排量核查到登记签发，逐一攻克标准模糊、操作路径不清晰等难题。标杆项目突破：2024 年 12 月 3 日，电投综能牵头，协同山东公司，推动山东半岛南 3 号 301.6 兆瓦海上风电项目成为 CCER 市场重启后全国首个完成登记的新项目。团队多次奔赴项目现场，与电厂工程师逐一核对监测系统和各月度电量数据，实现精准溯源，确保数据无误。2025 年 3 月 6 日，该项目成为全国首批获签项目之一，首次签发减排量 124 万吨。规模化布局：2025 年，电投综能协同相关二级单位，同步推进并完成江苏大丰 H3、如东 H7、广东神泉一、神泉一（二期）4 个海上风电 CCER 项目登记，装机总容量约 1.4 吉瓦，形成了集团海上风电碳资产规模化、标准化开发能力。新领域拓展：协同河南公司率先探索开展集团首个光热 CCER 项目——吐鲁番光热项目，在极端高温的戈壁腹地完成现场审定，推动了 CCER 项目开发场景从海上风电向光热发电新领域的拓展（见图 16–1、图 16–2）。



图 16-1 国家电投吐鲁番鄯善 100 兆瓦光热一体化发电项目预审定



图 16-2 国家电投吐鲁番鄯善 100 兆瓦光热一体化发电项目现场

深度参与方法学顶层设计，从“跟跑者”迈向“规则共建者”。方法学是绿色权益的“出生证明”。电投综能依托产业实践，主动参与国家 CCER 方法学编制，构建“产业实践反哺制度设计”的创新路径。在行业协会指导下，牵头或参与编制“沙戈荒”新能源基地、纯农林生物质发电、海上光伏发电、禽畜粪便与农业废弃物联合发电、可再生能源电解水制氢等多项 CCER 方法学，已提交生态环境部。其中，可再生能源电解水制氢方法学通过生态环境部审批并发布。电投综能作为主要参与单位，凭借在绿氢领域的产业实践为方法学制定提供了支撑。

（三）案例成效

一是碳资产确权成效显著。电投综能协同相

关二级单位推动 5 个海上风电 CCER 项目完成登记，并实现全国首批 124 万吨减排量签发。按照 CCER 价格 80 元 / 吨测算，预计实现碳资产价值约 1 亿元。

二是规则话语权显著提升。电投综能助力国家电投集团成为参与 CCER 方法学体系构建最深入、贡献最突出的能源央企之一，多项方法学成果为行业打开减排量变现的政策通道。

三是碳金融创新赋能。电投综能以专业顾问身份，助力中国电力发行全国首单 CCER 碳减排量挂钩债券。该产品首创将 CCER 开发量与债券利率挂钩，并引入全国首单碳保险。债券发行利率创央企同期限公募债最低，较原贷款低 1.3 个百分点。

四是减排效益与行业示范。5 个已完成 CCER 项目登记的项目，年理论产生二氧化碳减排量约 215 万吨，预计年 CCER 销售收益约 1.7 亿元。其中山东半岛南 3 号项目的成功签发，为全国海上风电 CCER 项目开发提供了可复制、可推广的实施路径。

（四）经验启示

本案例的成功实践，探索形成了“产业实践反哺制度设计，标准先行赋能资产价值”的“国家电投模式”。

一是变被动为主动。核心在于变“被动适应规则”为“主动参与规则制定”。企业不应仅满足于开发项目，更应积极投身于行业标准与制度设计，通过对规则的系统性精准把握锁定碳资产开发的先发优势。

二是全链条打通。从项目开发、顶层设计到金融变现，形成了完整的价值链闭环。这启示行业，绿色权益的价值实现不能单点突破，必须一体化推进。

三是数据驱动决策。将一线项目运营的真实数据与经验融入方法学条款设计，确保了其科学性与可操作性，为政府决策提供了有力支撑。

面向未来，电投综能将持续巩固 CCER 全链条服务能力，推动更多新方法学落地，为全国碳市场建设和“双碳”目标实现贡献更多“国家电投方案”。

（供稿人：贾会朝）

二、龙源碳资产：数智赋能碳资产管理创新实践

龙源（北京）碳资产管理技术有限公司

（一）案例背景

国家能源集团是全国火电装机容量最大的能源集团，所属 160 余家火电企业年度排放量超 8 亿吨，约占全国电力行业排放量的六分之一，碳资产管理规模大、管理任务重。

面对这一艰巨挑战，国家能源集团所属龙源（北京）碳资产管理技术有限公司（以下简称“龙源碳资产”）以“数智赋能碳资产管理”为目标，探索形成了碳资产管理数字化发展路径。

龙源碳资产成立于 2008 年 8 月，是国家能源集团碳排放和碳交易业务的专业技术服务单位，依托十余年 CDM 开发和碳管理经验，聚焦碳排放、碳交易、碳减排、碳足迹四大业务板块，建成碳盘查数字化管控系统、碳资产交易操作平台系统、碳足迹多维量化智算平台、碳排放数据区块链存证系统，在此基础上集成形成火电碳数据“采—存—算—管—易”全流程协同管控技术及应用。系列成果经中国电机工程学会、中国电力企业联合会鉴定达到“国际领先”水平。龙源碳资产始终深耕行业关键问题研究，积极推动数字化转型，致力于建设专业化碳资产管理服务平台，打造大型能源集团数智化碳管理示范。

（二）主要举措及创新亮点

基于碳资产管理业务实际，以“信息化、数字化、智能化”为技术攻坚方向，立足“数据获取高效化、指标分析可视化、交易操作智能化、风险控制自动化”，布局研究数据采集与质量管控、数智分析应用、智能交易与风险防控等系统建设。

盘查管控数字化，夯实碳数据基础。为积极响应国家碳数据管理要求，确保数据真实、准确、完整，龙源碳资产自研碳盘查数字化管控系统，从数字化应用和数据分析两方面强化数据质量管理：数字赋能，溯本求源（见图 16–3）。碳盘查数字化管控系统对盘查涉及指标逐项分解，针对火电企业梳理出必看现场、必查系统、必到部门、必传证据，强化数据溯源、现场管控、报告审核、阈值设置等功能。精研数据，萃取规律。在碳盘查数字化管控系统的基础上，龙源碳资产进一步拓展研发碳数据智能分析技术，借助自主式智能体融合 AI 技术深入开展数据治理，接入连续型实时数据，构建分析校核模型，进行数据多维展示，挖掘数据规律，识别数据风险及重点排放环节，为企业节能降碳提供决策支撑。



图 16–3　碳排放管理员应用碳盘查数字化管控系统开展现场盘查

交易风控合规化，保障碳资产安全。为了提升交易效率，降低履约风险，龙源碳资产自研碳资产交易操作平台系统，从制度与系统两个方面入手：完善制度建设，强化风险管控。制定《碳资产委托交易管理办法》《碳资产交易风险控制管理办法》，明确各部门及岗位职责。在监督部门设置风控岗，将风控与交易分离，充分发挥监督职能。细化工作流程与关键环节要求，确保碳交易各环节规范进行。推动数智赋能，提高工作质效。借鉴金融资产交易系统模式，构建集前台交易履约、中台风险控制、后台数据分析三位一体的碳资产交易操作平台，实现交易操作智能化、风险控制自动化（见图 16–4）。

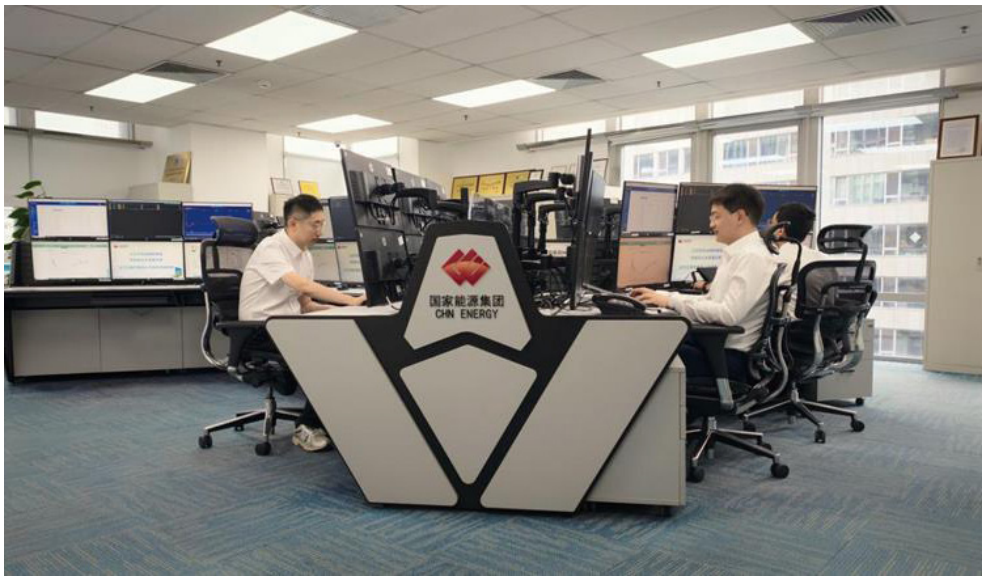


图 16–4　碳交易员应用碳资产交易操作平台系统开展碳交易

（三）案例成效

数据管控：数据治理成效显著，筑牢数据质量根基。龙源碳资产持续提升碳管理专业能力，在 2024 年首届全国电力行业碳排放管理员大赛中，斩获包括个人、团体一等奖在内的多项荣誉。碳盘查数字化管控系统通过引入图文识别、鹰眼轨迹追踪等技术，显著提升现场盘查工作效率，实现碳盘查过程“清单化、标准化、规范化、动态化、专业化”的全方位管控。2024—2025 年，通过管控系统应用和数据存证溯源，避免保守处理，龙源碳资产合理争取核减排放量 46 万吨、核增配额量 158 万吨，依法合规降低国家能源集团履约成本逾 1.6 亿元。

资产管理：配额交易降本增效，保障安全高效履约。碳资产交易操作平台实现智能交易与风险管控：一是盘点管理自动化。通过数字证书安全密钥（UKey）智能存储柜和智能锁，实现账户自动盘点与异常报警，提升碳资产安全管理效率。二是风险控制全流程化。构建“事前—事中—事后”三级风控体系，实现交易审核、行为评估和履约风险预警。三是交易操作智能化。利用机器人流程自动化（Robotic Process Automation，RPA）实现自动登录、盯盘、交易和清缴，挂牌

交易单笔执行时间低于 2.6 秒，大幅提升交易效率。通过系统开展全国碳市场配额交易，2024 年 5 天内完成配额交易 105 笔，交易额 18.9 亿元，较以往年度完成交易履约需要 1.5 ～ 2 个月，大幅提升执行效率。2025 年碳价处于低位区间，龙源碳资产依托系统快速响应能力开展配额采购，为国家能源集团火电企业开展配额外采储备。随着配额价格上涨至 93 元 / 吨，前期低价采购碳配额有效降低后续履约成本，预计节约成本逾 3 亿元。

（四）经验启示

集团化碳管理必须走专业化、集约化路线。大型能源集团下属控排企业数量多、区域分散，分散自主管理、外包托管均存在数据、交易双重风险，依托内部专业化服务单位加强碳排放、碳交易集中管控，是平衡合规与成本的最优路径。

碳资产管理服务依托数字化技术转型。实践表明，数字化全链条专业碳服务具备显著价值潜力，能够推动碳资产管理从单一碳盘查咨询、碳资产开发与交易，向“采集—核算—分析—交易”全过程数字化综合服务转型，引导碳资产管理向精细化、技术化纵深发展。

数智化是解决碳数据质量痛点的核心抓手。碳排放数据单纯依靠人工收集、事后核查无法从根本上解决数据失真问题，数据质量要求趋严导致监管成本上升。必须通过设备端实时采集、数字化管控、多源数据校验技术，从采集、传输、核算、分析全流程减少人工干扰，提升数据治理的数智化水平。

（供稿人：魏子杰、王冰心）

三、中国石化：主动开发 CCER 项目　努力提升碳资产价值

中国石油化工集团有限公司

（一）案例背景

中国石油化工集团有限公司（以下简称“中国石化”）是我国特大型能源化工企业，主营业务涵盖石油炼制、石油化工、油气开发、新能源等领域，拥有完整的油气产业链和广泛的产业布局。面向“双碳”目标，中国石化持续推进绿色低碳转型，积极探索产业减排与碳资产价值实现路径。

首批油气领域 CCER 方法学发布后，中国石化第一时间启动相关工作，统筹胜利油田、西南油气、华北油气、新星公司、碳科公司等单位，在可再生能源制氢、气田放喷气回收、油田伴生气回收三大领域同步推进，形成覆盖新疆、四川、内蒙古、山东区域的示范项目群，涵盖国内首个规模化光伏制绿氢项目、首批气田放喷气及油田伴生气回收项目，是油气行业覆盖场景最广、推进速度最快的 CCER 项目群，为行业开发自愿减排碳资产探索了实践路径。

（二）主要举措及创新亮点

打造两级协同碳资产开发模式。结合 CCER 方法学发布进程，中国石化统一制定开发策略，统筹项目遴选、方法学适配，各单位承担设计、建设、监测及现场管理。针对项目跨板块、跨区域的特点，建立常态化调度机制，推行全流程标准化管控，形成上下贯通、协同高效的“一盘棋”格局。面对油气领域 CCER 方法学开发缺乏成熟经验的难题，中国石化发挥集团一体化优势，建立跨单位、跨专业的联合攻关机制，组建工作专班，集中攻关设计文件、联网监测等核心技术问题，有效弥补单一项目单位专业能力短板，提升项目开发效率。

深度参与市场共建。中国石化坚持在参与中建设、在实践中完善，主动对接国家主管部门及技术支撑单位，深度参与方法学落地验证与联调测试。西南油气放喷气回收项目作为全国首个完成全国碳市场管理平台联网试运行的项目，在开发过程中与生态环境部相关单位紧密协同，围绕数据采集标准、接口传输协议等环节反复联调，打通项目开发堵点，既为后续项目联网积累了实践经验，也为监测系统功能完善提供了依据，推动形成“政策发布、企业实践、反馈优化”的良性共建机制。

构建多场景差异化技术体系。结合油气产业链长、减排场景丰富的特点，中国石化在三大领域同步布局：新能源领域以新疆库车绿氢项目为载体，探索可再生能源电解水制氢减排路径；天然气开采领域形成了模块化放喷气回收方案；油田开发领域形成了小型化伴生气就地处理模式。三类路径各有侧重，构建起覆盖油气主业主要减排场景的 CCER 项目开发体系（见图 16–5）。

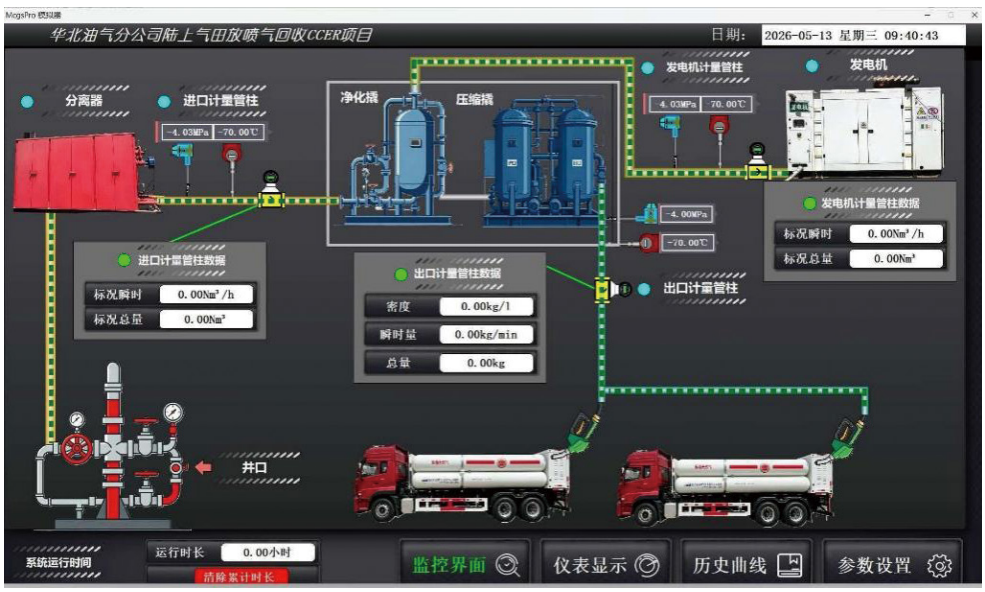


图 16–5　中国石化华北局自研 CCER 项目工控界面图

（三）案例成效

碳资产管理能力持续提升。项目开发进度与质量位居行业前列，5 个项目均为全国相应方法学下首批，西南油气放喷气项目率先实现全国联网联调，其他项目预计 2026 年三季度起梯次完成联网测试。通过集群化实践，总结出覆盖项目筛选、审定登记、监测核查等环节的 CCER 项目开发流程，为后续 CCER 项目规模化开发奠定基础。中国石化与主管部门建立常态化沟通机制，保持良性互动，为企业深度参与碳市场建设提供了有力支撑（见图 16–6）。

碳资产储备规模效应初步显现。首批 CCER 项目全部建成后，预计年均碳减排量约 30 万吨，十年计入期累计碳减排量逾 300 万吨，形成规模可观的 CCER 储备。上述碳资产既可用于集团公司内部碳市场控排单位配额清缴、对冲履约成本，也可通过碳市场交易实现价值变现，为中国石化碳资产多元化运营提供支撑。

减碳与资源增效协同发展。项目在创造碳减排效益的同时，将以往直接燃烧的放喷气、伴生气回收外供，以绿氢替代化石能源制氢，实现温室气体减排与资源利用效率提升的有机统一，展现了央企绿色低碳发展的良好形象。



图 16–6　有关国家部委、单位在西南油气放喷气 CCER 项目现场调研

（四）经验启示

一是集团化统筹是大型企业 CCER 规模化开发的必由之路。CCER 项目单体规模一般偏小、开发链条较长，独立开发普遍面临效率不高、能力不足等问题。中国石化通过总部统筹、资源共享、集群推进的模式，整合内部资源，为大型企业集团开发碳资产提供了可复制的经验。

二是多场景差异化布局是能源行业挖掘碳减排潜力的有效路径。油气行业产业链长、减排场景多元，单一方法学难以全覆盖。中国石化同步

布局三大技术路径，结合行业特点构建多层次开发体系，充分挖掘减排潜力，为能源行业碳资产开发提供了有益借鉴。

三是政企协同是推动 CCER 市场高质量发展的重要保障。CCER 交易市场尚处于建设初期，方法学落地、规则细化等环节都离不开项目业主的参与验证。大型央企主动投身项目开发、及时反馈问题，有助于加快市场完善，形成主管部门与项目业主同向发力、共建共享的良好格局，共同推动市场健康发展。

（供稿人：赵鲁苏、朱徐昊）

致 谢 Acknowledgments

本报告得到以下单位的支持：

美国环保协会（EDF）

自然资源保护协会（NRDC）

中石化碳产业科技股份有限公司

中建材绿色能源有限公司

上海宝碳新能源环保科技有限公司

北京博雅智慧科技有限公司

中信证券股份有限公司