

能源经济预测与展望研究报告

FORECASTING AND PROSPECTS RESEARCH REPORT

CEEP-BIT-2026-005 (总第 94 期)



全球和中国碳市场回顾与展望（2026）

2026 年 1 月 11 日

北京理工大学能源与环境政策研究中心

<http://ceep.bit.edu.cn>

能源经济预测与展望研究报告发布会

主办单位：北京理工大学能源与环境政策研究中心
碳中和系统工程北京实验室
碳中和系统与工程管理国际合作联合实验室（教育部）
能源经济与环境管理北京市重点实验室
国家自然科学基金“能源与气候变化”基础科学中心
中国煤炭学会碳减排工程管理专业委员会

协办单位：北京理工大学管理学院
北京经济社会可持续发展研究基地
华中科技大学电力能源系统转型研究中心
南京大学环境学院
北京运筹学会
中国“双法”研究会能源经济与管理研究分会
中国能源研究会能源经济专业委员会
《能源与气候变化》编辑部
《煤炭经济研究》编辑部

特别声明

本报告是由北京理工大学能源与环境政策研究中心研究团队完成的系列研究报告之一。如果需要转载，须事先征得中心同意并注明“转载自北京理工大学能源与环境政策研究中心系列研究报告”字样。

全球和中国碳市场回顾与展望（2026）

执笔人：王科、吕晨

作者单位：北京理工大学能源与环境政策研究中心

联系人：王科

研究资助：国家自然科学基金项目（72271026，72488101，72293601）。



北京理工大学能源与环境政策研究中心
北京市海淀区中关村南大街5号
邮编：100081
电话：010-68918551
传真：010-68918651
E-mail: wangkebit@bit.edu.cn
网址: <http://ceep.bit.edu.cn>

Center for Energy and Environmental Policy Research
Beijing Institute of Technology
5 Zhongguancun South Street, Haidian District
Beijing 100081, China
Tel: 86-10-68918551
Fax: 86-10-68918651
E-mail: wangkebit@bit.edu.cn
Website: <http://ceep.bit.edu.cn>

全球和中国碳市场回顾与展望（2026）

碳市场作为以市场机制实现低成本减排的政策工具，在全球范围内广泛应用并快速发展。当前，全球共38个碳市场正在运行，20个正在开发，覆盖全球近三分之一的人口和58%的GDP，管控约120亿吨的温室气体排放，占全球排放总量的23%^[1]。自2007年以来，全球碳市场累计收入超3730亿美元，有力支撑了绿色低碳转型。《巴黎协定》78%的缔约方在其最新一轮国家自主贡献（NDC）目标中明确将碳市场作为减排工具^[2]。截至2025年底，中国的全国碳市场已完成三个履约周期的配额清缴，配额累计成交量8.65亿吨，成交额576.33亿元。

本报告系统回顾2025年全球和中国碳市场的运行情况与制度演进，总结国际碳市场与跨境减排规则的最新进展。2025年，国际碳市场稳步发展，碳价呈现上行态势。中国将全国碳市场纳入国家NDC目标体系，市场实现首次行业扩围，覆盖规模与政策影响力显著提升；纲领性文件的出台强化了制度顶层设计，向市场释放出清晰、稳定的发展预期；14项国家核证自愿减排量（CCER）方法学集中发布，自愿减排交易市场迅速发展。值得注意的是，在全球碳价普遍上行的背景下，全国碳市场价格走弱，CCER在减排量真实性核查和细分领域项目供给等方面面临约束，反映出市场调控手段有限、制度建设目标路径还需明晰、与全球碳市场衔接不足等问题。面对全球气候治理格局加快演变的新形势，全国碳市场亟需提升市场活力、稳定建设预期，强化与全球碳定价机制和跨境减排规则的衔接，持续完善功能。

一、国际碳市场发展概况

（一）EU ETS 碳价先降后升，受供给收缩与政策升温共同驱动

2025年，欧盟排放交易体系（European Union Emissions Trading System, EU ETS）的配额（European Union Allowance, EUA）期货价格在60.0—85.4欧元/吨区间波动，均价为74.0欧元/吨，较2024年上涨11.8%。日度碳价呈现出“年初高位、年中下跌、年末反弹”的走势（图1a），能源价格、全球贸易环境、气候条件以及政策预期是造成碳价波动的主要因素。

年初，EUA价格在73欧元/吨左右，1月最高上涨至82欧元/吨以上。2—4月碳价回落，并在4月9日跌破60欧元/吨，触及年内低点。该阶段价格下行主要受能源与排放双重影响。一方面，天然气价格走弱，电力部门边际燃料成本下降带动碳价下跌；另一方面，风电高发削弱了对化石能源的依赖，电力与工业部门实际排放同比下降约5%，降低了配额购买需求。

4月中旬以后，宏观政策预期逐步修复，EUA价格反弹。4月10日美国宣布推迟加征关税90天，缓解了市场对贸易冲突升级的短期担忧。5月13日中美签订关税协定，5月19日欧盟与英国开启碳市场关联磋商，均在不同程度上改善了全球贸易与气候政策环境，提振了市场参与者的风险偏好。加之夏季用电需求增长，EUA的价格自5月回升至70欧元/吨以上。

下半年，多项因素叠加拉动碳价上涨。一方面履约刚性需求前移，航运业需履约2025年70%排放，促使相关主体提前入市购买配额，形

成价格托底。另一方面配额供给收紧，市场稳定储备机制（Market Stability Reserve, MSR）在2025年9月至2026年8月间计划回收2.76亿吨配额拍卖量，压缩市场流通配额规模。此外，11月初COP30开幕强化了全球气候雄心预期，欧盟2040年减排目标的推进提振了市场对中长期配额收紧的预期。年末欧盟委员会集中公布碳边境调整机制（Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM）多项调整方案，释放未来免费配额收紧的政策信号，巩固了市场对碳价上行的预期，推动EUA价格在年底持续上涨。

（二）UK ETS 碳价波动上涨，受市场联动与供给收紧共同驱动

2025年，英国排放交易体系（United Kingdom Emissions Trading Scheme, UK ETS）的配额（UK Allowances, UKA）期货价格在31.54—66.01英镑/吨区间波动，均价为50.2英镑/吨，较2024年上涨33.4%，与2023年均价基本持平。日度碳价呈现持续波动上涨态势（图1b），年初碳价基数较低、EU ETS与UK ETS联通信号释放以及配额预期收紧是碳价上涨的主要因素。

2025年是UK ETS独立运行的第四年，碳价在一年中持续波动上行。一方面，年初价格处在低位，为后续上涨提供了空间。UK ETS价格在1月17日跌至22英镑/吨以下，接近UK ETS独立运行以来的最低价。另一方面，EU ETS与UK ETS联通预期的释放推动碳价上涨。2025年1月28日关于英欧启动关联磋商的报道触发UKA价格明显上涨；3月19日英国政府再次释放考虑与EU ETS挂钩的信息后，UKA价格短暂触及九个月高点；5月19日，欧盟和英国就脱欧后重启两国关系达成

协议，同意将两个碳市场关联并免除对方即将征收的CBAM费用，相关进展再次推动UKA价格上涨至约55英镑/吨，较年初上涨75%。此外，英国政府发布2021—2025年免费配额发放清单，2025年可供分配的配额量较2024年减少约14%，2021—2030年间配额将减少约30%，配额供给收紧预期推动碳价持续上行。

（三）NZ ETS 碳价震荡下跌，政策不确定导致年末价格回落

2025年，新西兰排放交易体系（New Zealand Emissions Trading Scheme, NZ ETS）的配额（New Zealand Emissions Units, NZU）期货价格在35.70—64.00新西兰元/吨区间内波动，均价为53.4新西兰元/吨，较2024年下跌10.7%（图1c）。日度碳价呈现“年初下降、年中企稳、年末回落”的变化特征，政策调整是主要影响因素。

NZU价格在第一季度维持在63新西兰元/吨左右，4月后震荡下行，4月末跌至45新西兰元/吨左右，需求偏弱与预期偏谨慎是导致该阶段碳价下跌的主要因素。随着履约截止日临近，企业配额购买需求释放推动碳价上升，NZU价格在年中多数时间维持在56—58新西兰元/吨。尽管6月和9月两次拍卖出现“零投标、未清算”的情况，但二级市场价格并未由此下跌，市场存量供给与履约需求之间形成暂时平衡。

年末政策的不确定性导致NZU价格再度回落。11月4日，新西兰环境部拟修订法律，使NZ ETS与国家NDC目标要求脱钩，市场将其解读为制度可信度与收紧预期的下降，NZU出现快速抛售，价格一度跌至41新西兰元/吨。此外，ETS设定决策周期从每年改为每两年一次，并削弱专家机制的建议作用，进一步降低了市场对配额长期稀缺性与

政策的信心，导致碳价在年末持续下跌。12月3日年度最后一次拍卖再度出现零投标，碳价跌至38新西兰元/吨，较年初下跌约40%。

（四）KETS 碳价持续低迷，配额宽松导致碳价上升动力有限

2025年，韩国排放交易体系（Korea Emission Trading Scheme, KETS）的配额（Korean Allowance Unit, KAU）整体较低，日度碳价在8031—10702韩币/吨区间波动，均价9349韩币/吨，较2024年下降0.9%（图1d）。KAU价格于2021年12月20日突破35651韩币/吨后，长期低位震荡，配额总体宽松是导致碳价持续低迷的主要因素。

首先，KETS政策实施路径相对温和，目标约束较弱导致减排压力较小。为兼顾减排目标与经济增长，韩国政府延续温和的政策路径，将KETS减排目标与2035年NDC最低减排情景对齐，并允许企业使用碳信用抵销最高5%的应清缴配额量，削弱了对企业的减排约束。此外，KETS配额长期宽松，尽管2025年月度拍卖中个别场次出现超额认购，但成交需求主要由交易性、投机性买盘推动，企业的实质性购买需求和意愿有限，价格难以形成持续上涨动力。

2025年9月韩国政府提出分配计划草案，明确将遏制市场配额过剩，向市场传递了政策干预信号，拉动碳价短期上涨。但在进入10月后，KETS步入非履约季，企业购买需求进一步下降；叠加部分企业对政策收紧持观望态度，推迟配额购买，导致成交量阶段性下降，使价格回升动力不足。

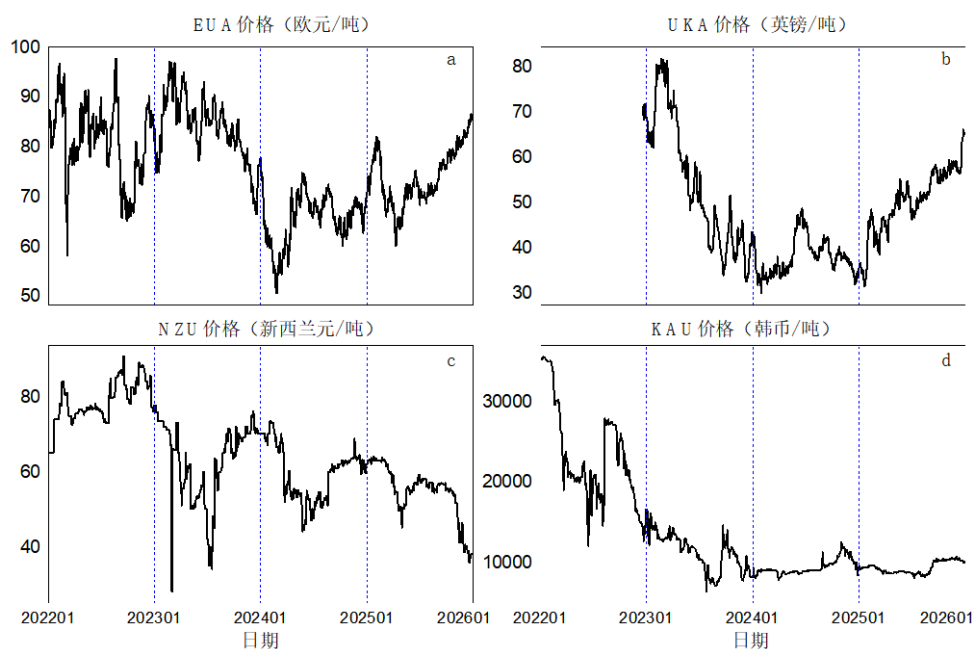


图1 2022—2025年国际主要碳市场每日碳价¹

二、中国碳市场发展概况

（一）全国碳市场碳价走低，交易量达到 8.65 亿吨

全国碳市场自2021年7月16日启动交易以来，运行总体平稳。截至2025年12月31日，配额累计成交8.65亿吨，累计成交额576.33亿元，平均成交价格68.3元/吨。其中，大宗协议交易占比82%，挂牌协议交易占比18%。目前已顺利完成前三个履约周期（管控2019—2024年排放量）的配额清缴工作，2024年度履约率高达99.99%，显示出较高的政策约束力和执行力。

2025年全国碳市场交易规模增长但碳价出现明显下跌。2025年配额成交量2.35亿吨，同比增长约24%，其中大宗协议交易、挂牌协议和单向竞价分别占成交量的65.7%、34.2%和0.1%。年度成交额146.30

¹ 欧盟碳市场配额价格数据来自欧洲能源交易所（EEX）和洲际交易所（ICE）；英国碳市场配额价格来自洲际交易所（ICE）；韩国碳市场配额价格数据来源于韩国排放市场平台（KRX）；新西兰碳市场配额价格来自 Interest.co.nz。

亿元，同比下降约20%，其中大宗协议交易、挂牌协议和单向竞价成交额分别为95.66、50.44和0.19亿元，大宗协议交易和挂牌协议交易均价基本一致。一至四季度配额成交量分别占全年成交总量的3%、14%、25%和58%，11月为全年成交量的峰值。

2025年全国碳市场配额均价为62.4元/吨，较2024年（99.4元/吨）下跌37%，较2023年（75.2元/吨）下跌17%。日度价格显示，前10个月碳价持续震荡下行，10月29日收盘价跌至51.2元/吨，较年初的97元/吨下跌47%，基本回落至市场启动时的碳价水平（图2）。随着履约截止日临近，市场购买需求阶段性回升，碳价在2025年末反弹，12月31日收盘价回升至74.6元/吨，但仍较2024年最后一个交易日收盘价下跌23.5%。

2025年全国碳价下行主要受配额结转机制以及配额稀缺性预期减弱等多重因素影响。首先，2023—2024年度配额分配方案首次引入配额跨期结转机制，规定企业在2025年年末的最大可结转量为1万吨基础额度加“净卖出量”的1.5倍，“净卖出量”的计算期为2024年1月1日至2025年12月31日。该制度将配额结转量与市场交易量挂钩，企业若希望在年末将持有的盈余配额全部结转，需在规定期限内通过交易实现相应规模的“净卖出”量。在结转机制刺激下，部分企业提前处置盈余配额以锁定结转空间，导致短期内配额供给增加、需求相对不足，推动碳价下跌。

其次，行业扩围的过渡性安排削弱了市场参与者对于配额收紧的预期。2025年3月，生态环境部发布《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》(以下简称《扩围方案》),明确将钢铁、水泥、铝冶炼行业纳入全国碳市场配额管理。为确保扩围初期的平稳过渡,对2024、2025年度3个行业的配额总量按照盈缺平衡设计,短期内新纳入行业配额供给充足,市场未释放明显的配额约束信号,企业对未来配额稀缺性的预期减弱,也在一定程度上抑制了碳价的上行动能。

年末两个月碳价出现明显回升,主要受两方面因素驱动。一是履约截止期临近,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,根据《2024、2025年度全国碳排放权交易市场钢铁、水泥、铝冶炼行业配额总量和分配方案》,钢铁、水泥、铝冶炼行业重点排放单位的基础结转量提高至10万吨,增强了企业在履约期末的配额购入意愿,放大了阶段性购买需求。

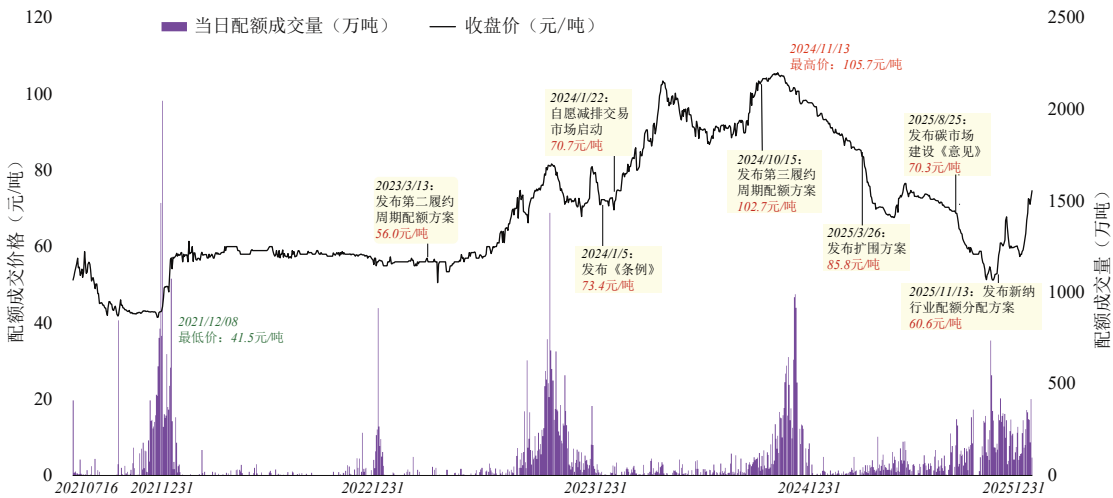


图2 全国碳市场每日配额成交价格与成交量²

（二）全国碳市场首次扩围，发布建设纲领性文件

扩大行业覆盖范围、丰富市场参与主体是提升市场交易活跃度、

² 数据来源于上海环境能源交易所。

增强市场有效性的关键举措^[3-4]。全国碳市场在2019—2023年度仅纳入发电行业，行业类型单一，参与主体高度同质，碳价发现与跨行业减排引导功能有限^[5]。2025年3月，《扩围方案》的发布标志着钢铁、水泥、铝冶炼行业自2024年度纳入全国碳市场配额管理。扩围完成后，市场实现三方面突破。一是市场规模显著扩大，覆盖行业由单一发电行业扩大至四个行业，覆盖企业数量由每年2200家提升至约3700家，覆盖排放量由每年约50亿吨提升至80亿吨以上，全国约66%的二氧化碳（CO₂）排放量纳入管控，成为控制温室气体排放的重要工具；二是市场管控的温室气体种类增加，在原有仅管控CO₂的基础上，新增四氟化碳（CF₄）和六氟化二碳（C₂F₆）两种含氟气体，突出了对于非二氧化碳排放的管理；三是配额分配方法更加多元。发电行业继续采用基于强度控制的基准线法分配配额，新纳入行业则以经核查排放量为基础，结合碳排放强度系数核定配额，其核心思路是依据企业在行业内部的排放强度相对位置，将每家企业配额盈缺控制在小范围（盈余不超过3%）。该分配方式有助于保障扩围初期政策平稳落地，但由于企业盈缺差异有限，减排压力较弱，对推动企业边际减排成本趋同和降低减排成本的作用有限^[6]，本质上更类似于“历史总量法”。

释放长期稳定的政策预期是完善市场机制的重要手段^[7-8]。2025年8月25日，《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》（以下简称《意见》）公开发布。《意见》是我国碳市场领域首份中央层级文件，对全面推进全国碳市场建设作出系统部署，明确了总体要求、阶段性目标和重点任务，是指导全国

碳市场中长期发展的纲领性文件^[9]。

《意见》明确提出全国碳市场未来五年主要建设目标，同时针对全国碳市场覆盖范围、配额管理、试点碳市场、自愿减排交易市场、交易产品与交易主体、管理体制和支撑体系、核算报告与核查、政策法规、国际交流等方面，系统提出六部分十七项重点任务，为市场建设提供了稳定的预期。

（三）自愿减排交易市场迅速发展，累计发布 18 项方法学

全国温室气体自愿减排交易市场自2024年1月22日启动以来，构建起覆盖“方法学制定、项目开发、减排量核算、审定核查、注册登记、交易结算”的运行链条。2025年，自愿减排交易市场在方法学制定、项目登记、市场交易和第三方核证体系建设等方面取得实质性进展，制度框架和市场基础持续夯实。

一是方法学密集落地，覆盖领域大幅拓展。2025年，生态环境部先后发布公路隧道照明、煤矿低浓度瓦斯和风排瓦斯利用、海上油田伴生气回收利用、陆上气田试气放喷气回收利用等14项方法学，加之此前已发布的第一批4项方法学，全国自愿减排交易市场累计发布18项方法学，涉及采矿业、制造业、交通运输业、建筑业、农业、林业和其他碳汇、可再生能源等多个重点领域，为项目规范开发和减排量核算提供了方法支撑。

二是项目登记和市场交易稳步推进，交易活跃度明显提升。2025年3月，首批国家核证自愿减排量（CCER）完成登记并上市交易，这是自原CCER机制于2017年暂停新增项目备案以来，时隔8年后首次实

现新的减排量登记交易。截至12月底，累计登记自愿减排项目33个，减排量超过1700万吨。CCER累计成交921.94万吨，成交额6.50亿元，均价70.76元/吨，高于同期全国碳市场配额均价，反映出稳定的市场价格预期。注册登记系统累计开户6106家，涵盖项目业主、重点排放单位、金融机构等多类市场参与主体。

三是第三方审定核查体系逐步健全，市场公信力不断增强。2025年10月1日，国家认证认可监督管理委员会发布第二批温室气体自愿减排项目审定与减排量核查机构名单，能源、燃料、交通领域分别获批2家、7家和5家核查机构，民营机构在CCER核查领域实现突破。随着核查机构数量增加和专业能力提升，减排量核算和核证的透明度、一致性和可比性明显提高，为自愿减排交易市场的规范运行和国际互认奠定了基础。

（四）7个试点碳市场碳价下行，交易量同比下降逾五成

2025年，中国8个试点碳市场配额成交均价48.4元/吨，同比下降10.6%，较同期全国碳市场均价低约29%，除天津碳市场小幅上涨外，其余7个碳市场碳价均呈不同程度下跌（图3）。北京碳市场制度体系相对成熟，交易主体最为多元，碳价长期处于试点碳市场最高水平。2025年北京碳市场配额成交均价105.8元/吨，同比下降2.7%；上海碳市场成交均价64.2元/吨，在各个试点碳市场中居于第二，同比下跌13.1%；广东碳市场自2023年5月以来碳价持续下跌，2025年成交均价36.8元/吨，同比下降28.3%，降幅最高；福建碳市场成交均价22.4元/吨，同比下降22.7%，在8个试点碳市场中碳价仍处于最低水平。在交

易量方面，8个试点碳市场2025年配额合计成交2015万吨，较2024年下降50.2%。各试点碳市场交易量均出现不同程度下降，天津、福建和深圳碳市场交易量分别同比下降85%、52%和43%，降幅最为明显（图4）。

随着发电、钢铁、水泥和铝冶炼行业四个高排放行业纳入全国碳市场统一管理，试点碳市场覆盖排放量将逐步缩减，边际弱化的趋势逐步显现。《意见》明确到2027年全国碳市场基本覆盖工业领域主要排放行业，下一步试点碳市场覆盖规模预计进一步减少。

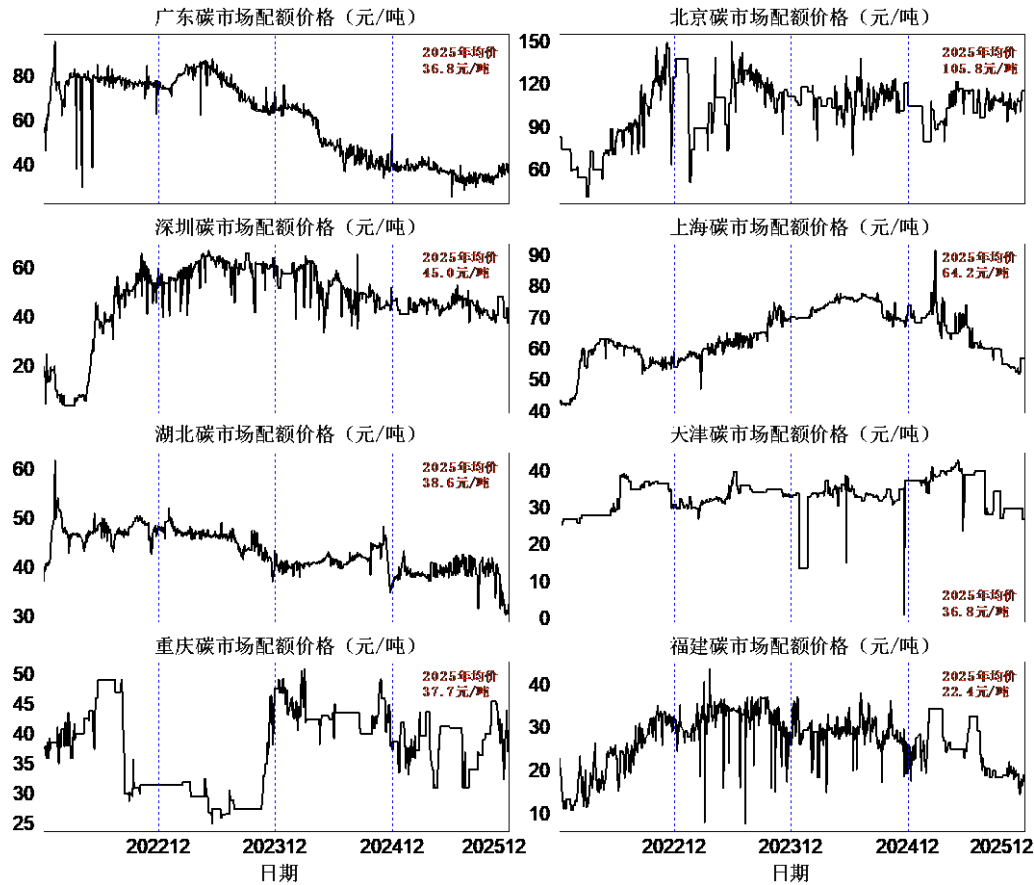


图 3 2021—2025 年中国试点碳市场每日碳价³

³ 广东、北京、深圳、上海、湖北、天津、重庆和福建碳市场数据分别来源于广州碳排放权交易所、北京绿色交易所、深圳碳排放权交易所、上海环境能源交易所、湖北碳排放权交易中心、天津排放权交易所、重庆碳排放权交易中心和海峡股权交易中心。

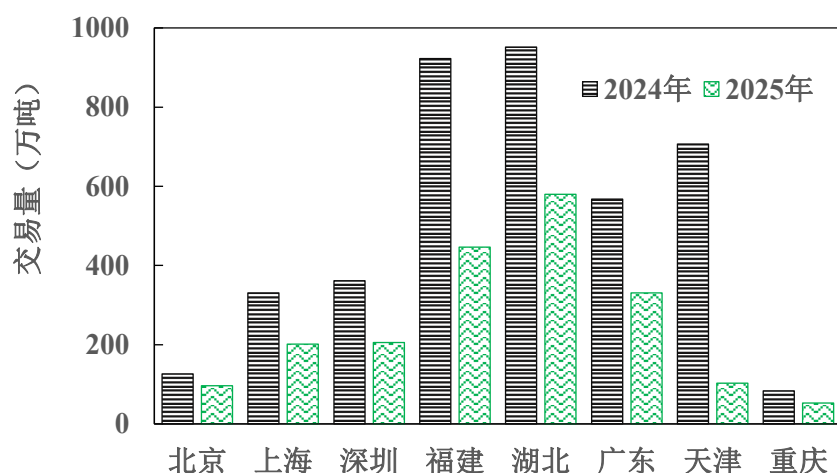


图 4 2024—2025 年中国试点碳市场年度配额成交量

（五）试点碳市场创新机制，关键措施先行先试

2025年，试点碳市场进一步发挥政策先行先试的作用，在碳金融、有偿分配、市场调控等方面积极创新，为全国碳市场提供了宝贵经验。

湖北碳市场积极推动碳金融实践。碳金融是指围绕碳排放配额等碳资产开展的金融活动，其本质是在碳市场价格发现机制的基础上推动碳资产金融化，使其具备融资、交易和风险管理等功能。与碳市场相关的碳金融工具主要包括融资工具（碳债券、碳抵质押融资、碳回购等）、交易工具（碳远期、碳期权等）以及支持工具（碳指数、碳保险等）。由于金融衍生品交易对法律制度、注册登记系统、监管和风控能力等要求较高，在全国碳市场运行初期仅在发电行业重点排放单位间开展配额现货交易，碳金融推进相对缓慢。

依托较为成熟的市场基础，湖北碳市场在碳金融领域率先开展多项探索。一是围绕碳市场标的物，积极推动碳资产融资工具创新。通过将配额纳入可质押、可定价的金融资产范围，推动商业银行开展碳配额质押融资、碳资产抵押贷款等业务。2022年10月《湖北碳排放权

质押贷款操作指引》出台后，截至2025年9月，湖北省已累计发放31笔碳排放权质押贷款，共9.41亿元，有效缓解了企业履约和减排的资金压力。二是创新碳数据增信服务，将企业表现与融资评价挂钩。例如，兴业银行向大冶市某企业发放湖北省首笔“碳排放权+排污权”质押可持续发展挂钩贷款600万元，贷款利率与企业碳排放强度和废旧原材料用量挂钩——企业年碳排放强度降幅达标则贷款利率下调，企业废旧原材料用量减少则利率上浮，该联动机制通过市场化金融工具激励企业绿色转型。

广东碳市场持续完善有偿分配，新建项目需足额购买有偿配额。全国碳市场前三个履约周期配额全部免费分配，尚未引入配额有偿分配机制。加快建立配额有偿分配制度，不仅有助于完善交易结构、强化碳价的发现与传导功能，也能够增强配额供需调控能力，提供资金支持。广东碳市场是中国首个实施配额有偿竞买的碳市场，自启动以来先后完成18次配额竞价发放，累计成交配额1756.2万吨，总成交金额8.15亿元。

广东省不断优化配额有偿分配机制，一是提高有偿分配比例，近年来将大部分行业免费配额比例由97%下调至95%左右，新建项目有偿配额比例由约3%提升至10%。2025年12月发布的《广东省碳排放权交易管理办法（征求意见稿）》明确，新建碳排放项目纳入重点碳排放单位管理，须按规定足额购买有偿配额后方可获得免费配额，为向更高比例有偿分配过渡提供了制度依据。二是将有偿分配作为市场调节工具，通过明确有偿配额发放信号、保留动态调整空间，将有偿分

配作为调节市场供需和稳定预期的重要政策工具。三是扩大配额有偿竞买参与主体，广东碳市场逐步将竞买主体由控排企业扩展至机构投资者，通过统一成交价、保证金制度和严格的成交规则，增强竞价公平性和市场参与积极性，提升有偿配额竞争和价格发现功能。

天津碳市场建立配额调节池，强化公共参与程度。市场调控机制是保障配额合理供需、维护碳价稳定的重要制度。当前，全国碳市场缺乏及时有效的配额调节机制，在出现配额供需不匹配、碳价波动异常时，缺乏制度化的应对手段。天津碳市场探索建立配额调控机制，为市场稳定运行提供有益实践。

2025年6月，天津市发布《天津市碳排放权交易管理暂行办法》，明确将不超过年度配额总量5%的配额量作为调整量，用于配额调整、有偿发放和市场调节等。该制度在总量框架内设立“配额调节池”，使主管部门能够合规地进行配额调节，提高市场运行的灵活性和抗冲击能力。同时，天津市强化碳市场治理的程序性约束，在制定碳市场行业覆盖范围、配额分配方案等文件时，应征求有关行业协会、企业事业单位、专家和公众等多方意见。通过将多元主体纳入碳市场核心规则制定过程，提高配额管理决策的科学性、透明度和社会接受度。

小结：2025年，全国碳市场实现跨越式发展，钢铁、水泥、铝冶炼行业纳入碳市场，市场覆盖规模与政策影响力大幅提升；《意见》的出台强化了顶层设计，释放出稳定强劲的市场建设预期；CCER集中发布14项方法学，在制度供给和市场运行方面取得积极进展。与此同时，也应认识到在全球碳价整体上行的背景下，全国碳市场碳价持

续下跌，CCER面临减排量真实性核查难度高、部分细分领域项目供给不足等挑战，反映出市场调控手段有限、制度建设目标路径不清以及与全球碳市场衔接不足等问题，未来仍需多措并举推动构建更加有效、更有活力、更具国际影响力的全国碳市场。

三、国际碳市场与跨境减排规则进展

（一）《巴黎协定》第六条初步运行

《联合国气候变化框架公约》第二十六次缔约方大会（COP26）正式通过《巴黎协定》实施细则，明确了第六条市场机制的制度框架，为未来全球碳市场和跨境减排合作奠定基础。《巴黎协定》第六条主要包括三类实施路径，一是第6.2条所确立的合作减排路径，允许缔约方在双边或多边协议框架下，建立国际可转移减缓成果（ITMO）的交易安排；二是第6.4条确立的集中式核证机制，由联合国框架下统一制定规则、方法学和登记体系，建立受联合国监管的全球碳信用体系——《巴黎协定》减排信用机制（Paris Agreement Crediting Mechanism, PACM），向各国和市场主体提供标准化的减排信用；三是第6.8条所涵盖的非市场合作方式，强调通过政策协调、能力建设和技术合作推动减排，不涉及可交易信用。目前，国际社会重点关注第6.2条和第6.4条的实施进展。2025年，《巴黎协定》第六条由制度设计向实施迈进。

对于第6.2条，多国已探索将双边减排合作纳入NDC目标，在能源转型、工业减排和自然解决方案等领域开展合作。截至2025年底，61个缔约方就第6.2条下国际登记系统的技术路径选择提交反馈，多数国家倾向于直接使用联合国提供的国际登记系统或其专属分区^[10]。在

实践层面，第6.2条已在“授权—首次转移—对应调整—信息披露—技术审评”等关键环节形成可验证的闭环案例。瑞士作为最积极的推动者之一，已与加纳、秘鲁等十余个国家签署双边协议，包括与加纳率先实现了非洲首个面向NDC用途的ITMO签发。2025年7月11733个ITMO被发放至KliK基金会在瑞士排放交易注册处的账户，并计入瑞士NDC目标。2025年11月，瑞士与摩洛哥根据第6.2条授权启动“Solar Rooftop 500”分布式光伏项目，项目产生的减排成果将以ITMO形式转移至瑞士，用于其NDC履约，摩洛哥则在国家登记簿中对应调整。新加坡、日本等寻求海外减排的国家也在加快布局类似合作机制。此外，第6.2条实施过程中亦暴露出一定现实约束，一是交易与转移仍高度集中于少数先行买方国家与具备较强制度能力的卖方国家；二是多数合作仍处于项目准备与制度磨合期，短期难以形成大规模、稳定的国际信用供给。

2025年联合国气候变化框架公约及其缔约方大会下属机构持续推进第6.4条配套规则建设，重点涵盖减排方法学、核证机构认可规则、登记系统设计以及与既有自愿减排机制的衔接。2025年9月，《巴黎协定》第6.4条机制下的首个方法学——《垃圾填埋气的焚烧或利用》经监督机构（SB）审核正式通过，标志着6.4机制从规则构建阶段迈入实质性操作阶段。与传统“自下而上”提出方法学的模式不同，第6.4条同时采用“自下而上”和“自上而下”相结合的方法学开发路径。首个方法学基于“自上而下”的模式，由SB及其专家组主导制定，在基准线设定、额外性论证以及监测、报告和核查（MRV）等方面引入

更为严格和保守的要求，为后续方法学提供了高标准模板。截至2025年底，通过第6.4机制提交活动意向申报的项目数量已超800项，主要集中于风电、光伏和垃圾填埋气治理等发展中国家可再生能源与甲烷治理减排项目。印度在项目意向提交数量上居于首位，巴西、肯尼亚、尼日利亚等国家也较活跃。随着SB在2024年通过核心方法学标准，并于2025年持续推进方法学细则完善，第6.4机制正由制度构建逐步转向可操作、透明的项目审查与信用核发准备阶段，为未来形成高完整性的碳信用供给奠定基础。

（二）CBAM 机制释放加速实施政策信号

CBAM是欧盟为应对“碳泄露”风险而推出的重要环境贸易政策工具。该机制通过核算进口至欧盟的特定高碳产品的排放量，要求进口商购买相应数量的碳排放证书，使进口产品承担与欧盟本土相当的碳成本，旨在防止高碳生产向碳约束相对宽松的国家和地区转移。欧盟委员会在2021年7月正式提出建立CBAM机制的立法提案，启动相关立法程序^[11-12]。2023年5月CBAM机制完成全部立法程序并正式生效^[13]。根据制度安排，2023—2025年为过渡期，重点在于收集数据、建立核算和申报体系，进口商在此期间无须向欧盟实际缴纳费用；2026年起CBAM进入正式实施阶段，初期覆盖钢铁、水泥、铝及其制品、肥料、电力和氢能等六大行业。2025年是CBAM过渡期的最后一年，也是该机制由制度构建迈向实质运行的关键节点。欧盟在2025年底密集发布CBAM相关立法提案与实施细则，进一步降低政策执行摩擦，强化制度约束，释放出CBAM长期实施、不可逆转的政策信号，

其主要规定如下。

一是明确产品默认排放因子，倒逼企业排放量实测。2025年12月，欧盟委员会发布CBAM覆盖产品的默认排放因子清单⁴，用于在企业无法提供经核查实际排放数据或不具备合格MRV体系时计算产品排放量。相关默认值具有明显惩罚性：一方面，其基准水平基于排放强度最高的十个出口国可获得可靠数据计算，整体高于一般行业平均水平。以生铁为例，IPCC提供的高炉生铁默认排放因子约1.35 tCO₂/t^[16]，CBAM默认排放因子高于该数值。另一方面，CBAM机制引入逐年递增的加严系数，2026年起钢铁、水泥、铝和氢排放因子分别逐年提高10%、20%和30%。这一制度安排显著提高了使用默认值的履约成本。

二是简化程序安排降低行政摩擦。欧盟委员会修订了关于授权CBAM申报人资格管理的实施规则，对资格授予、管理与撤销程序进行优化。在不改变CBAM适用范围和计算逻辑的前提下，将部分跨成员国磋商程序由强制改为可选，统一时限口径并允许主管机关在符合法律条件下通过数字化方式调取跨国监管信息，为CBAM在2026—2027年切换至正式付费阶段提供了操作层面的保障。

三是覆盖范围拟进一步扩大。欧盟已明确CBAM未来将逐步由上游原材料和半成品向下游制成品扩展，计划从2028年起将覆盖范围扩展至包括机械装备、汽车及其零部件、家用电器等约180种钢铝密集型下游产品。这一安排显著扩大了CBAM的潜在影响边界，强化了其

⁴ European Commission. Commission Implementing Regulation laying down rules for the application of Regulation (EU) 2023/956 of the European Parliament and the Council as regards the establishment of default values, Annexes 1 to 4, C(2025) 8552 final, Brussels, 16 December 2025.

对全球制造业供应链的约束。

根据制度安排，CBAM自2026年1月1日起进入正式实施阶段，其法律效力全面生效，2026年尚不涉及购买CBAM证书，而是通过“影子运行”的方式，对企业未来的碳关税责任进行提前计量和锁定。2026年申报的排放数据将作为2027年正式付费阶段的重要基础。总体来看，中国企业在CBAM框架下面临的碳关税压力主要取决于中欧碳市场价差以及EU ETS免费配额的削减进度。2026年免费配额仅小幅削减，短期内成本冲击相对有限；但随着免费配额逐年退出，CBAM的成本约束将持续强化。

（三）CORSIA 机制合格碳信用短缺

国际民用航空组织(International Civil Aviation Organization, ICAO)主导的国际航空碳抵消与减排计划(CORSIA)是目前全球唯一覆盖国际航空运输的行业性减排机制，该机制以基准年排放为起点，要求航空公司对超过基准部分的排放量进行抵消，控制国际航空碳排放增长。抵消方式包括购买经ICAO认可的合格减排单位(CORSIA Eligible Emissions Units, CEEUs)和使用可持续航空燃料(Sustainable Aviation Fuels, SAF)。CORSIA分为三个阶段实施，在试点阶段(2021-2023年)以自愿参与为主，重点在于规则测试和机制搭建；第一阶段(2024-2026年)在自愿参与的基础上强化碳信用质量、项目审批和对应调整要求；第二阶段(2027年起)原则上转向全面实施，除豁免国家外，所有成员国须履行碳排放报告与抵消义务。

截至2025年底，参与CORSIA机制的国家和地区已超过120个，覆

盖绝大多数国际航空运输量，相关MRV体系已在主要航空市场建立并常态化运行。在减排量供给方面，CORSIA机制并不创造碳信用，而是依托现有独立碳抵消标准体系，筛选符合条件的碳信用供航空公司购买注销。2025年，ICAO继续对可用于CORSIA的信用实施高度严格的环境完整性要求，包括减排量必须依据《巴黎协定》第6条生成、必须来自2016年后启动的项目、必须建立防止双重计数的制度安排以及必须通过ICAO批准的国际标准认证。在上述严格筛选条件下，可用于CORSIA第一阶段的合格CEEUs几乎全部来自圭亚那少数项目。合格信用供给的受限相应导致价格大幅上涨，第一阶段CEEUs的价格从2024年末约11美元/吨上升到约20美元/吨⁵。为缓解未来履约压力，ICAO于2025年11月启动第二阶段供应商认证程序，向相关标准体系发放“通行证”。同月，Verra的核证碳标准（VCS）计划与Gold Standard（GS）相继获得ICAO批准，可在2027—2029年内提供CEEUs。这一进展有助于拓宽未来合格信用来源，但其对缓解供给紧张的作用仍然有限。

此外，ICAO进一步强化了CORSIA与SAF和低碳航空燃料（Lower Carbon Aviation Fuels, LCAF）的衔接。航空公司使用符合可持续性标准的SAF/LCAF，可以直接降低其需要履行排放量。这一制度设计实现了源头减排与排放抵消的结合，激励SAF的发展和使用。然而，受制于当前SAF供给规模有限、成本显著高于传统燃料的现实约束，2025年SAF在全球航空燃料中的占比仍然较低，对CORSIA整体减排

⁵ Price Trend of CORSIA Phase I Carbon Credits (<https://climetrekk.com/price-trend-of-corsia-phase-i-carbon-credits/>)

效果的实质贡献尚未充分显现。

总体来看，2025年CORSIA在国际航空领域已形成统一的碳约束框架，但CORSIA机制仍高度依赖抵消机制，且合格信用供给和SAF规模均面临明显约束，若在短期内难以有效缓解上述问题，全球航空减排治理体系可能面临碎片化风险。截至2025年底，中国尚未正式以国家身份宣布或提交加入CORSIA机制的声明，但中国民航业和政府相关机构持续参与相关技术讨论与规则协商，在公平性、发展权和差异化责任等问题上提出自身立场。

（四）NZF 机制在各方博弈中初步确立

国际航运作为全球重要的跨境排放源，其温室气体排放不隶属于单一国家管辖，长期以来是全球气候治理的难点。国际海事组织（International Maritime Organization, IMO）作为航运减排治理的核心国际机构，于2023年提出到2050年前后实现国际航运净零排放的目标。2025年4月IMO批准净零排放目标框架（Net-Zero Framework, NZF）草案，标志着国际航运减排治理由战略目标阶段迈向实施机制设计阶段[14-15]。

NZF被设计为一套以“强度约束+经济激励”的减排框架。一方面建立基于全生命周期的排放强度约束机制，通过设定并逐年收紧船舶燃料温室气体强度指标（Greenhouse Gas Fuel Intensity, GFI），约束船舶温室气体排放强度。另一方面建立以市场为基础的经济性激励机制，对未达强度基准的排放征收费用，并将相关资金用于支持航运技术转型、发展中国家能力建设以及缓解航运减排对贸易和供应链的潜在冲

击。与CORSIA机制相比，NZF更加侧重源头减排和结构性调整，在治理逻辑上具有更强的约束性和长期导向。

在具体运行机制上，NZF是一套以内生激励和惩罚为核心、服务于航运业脱碳目标的行业减排框架。当船舶在某年度的实际GFI优于当年目标时，其超额完成的减排量将按规定生成“剩余单元”(Surplus Units, SU)，并可在限定条件下结转或转让。若船舶实际GFI未达要求，则需通过“补救单元”(Remedial Units, RU)进行弥补。通过该机制起到激励约束作用，在行业内部实现低成本减排。对于未达到直接目标但仍高于相对宽松“基准目标”的情形，属于一级赤字，船东必须向IMO购买一级RU，价格为100美元/吨，且不得使用来自其他船舶的SU进行抵消；若船舶实际GFI未能达到基准目标，则为二级赤字，船东可优先使用自身结余或从市场购买的SU进行抵消，若仍不足以覆盖，则需向IMO购买二级RU，其价格高达380美元/吨，通过惩罚性约束机制迫使船东确保达成基准目标。

2025年，IMO围绕NZF核心要素展开了密集磋商。在技术路径上，越来越多的成员国支持以燃料全生命周期排放作为统一的核算基础，并将绿色甲醇、绿氨、生物燃料等作为重点替代选项；在定价机制上，各国围绕统一征费与差异化收费、资金用途分配以及对发展中国家的补偿安排等问题分歧显著。发达航运国家普遍支持较高强度、尽快实施的全球定价机制，而部分发展中国家则主张循序渐进和差异化安排。

总体来看，NZF已在技术层面形成了较为清晰的政策选项，但在实施节奏、成本分担和发展中国家支持机制等关键问题上仍存在较高

不确定性。此外，2024年欧盟已将航运纳入EU ETS管控，要求进入欧盟港口的船舶为其排放购买配额。这一地区性碳市场与NZF在定价机制和履约路径上存在潜在交叉，若缺乏有效协调，航运企业可能面临同时遵守区域性与全球性碳约束的“双重履约”压力。

（五）COP30 主要成果：公正转型与碳市场合作

《联合国气候变化框架公约》第三十次缔约方大会（COP30）于2025年11月在巴西贝伦举行，会议的主要成果体现在三方面。

一是气候资金与适应议程更强调“交付导向”。COP30以全球共同行动（Mutirão）为号召，提出力争到2035年动员至少1.3万亿美元气候资金，并推动到2035年将适应资金至少增加两倍，但对基准数额与出自责任未作明确。同时，设立部长级圆桌和两年期气候资金工作计划等机制，强调加快适应资金落实。

二是公正转型实现制度化推进。COP30就公正转型形成正式制度安排，将就业、产业转型成本与弱势群体纳入政策设计与实施要求，推动“以人为本”的转型框架从理念走向可执行议程，是将公正转型从理念转化为联合国正式制度安排的结构性突破。

三是推进碳市场合作与标准互认。《巴黎协定》第6.2条与第6.4条在运行层面取得关键进展，同时巴西牵头成立“开放合规碳市场联盟”（Open Coalition on Compliance Carbon Markets, OCMM），获得包括中国、欧盟、英国在内的11个国家和地区的支持，覆盖全球约40%的温室气体排放量，重点围绕MRV体系与高质量碳信用使用规则开展经验交流，探索碳市场管理制度的联通。

需要指出的是，尽管COP30在资金、公正转型与市场机制方面取得进展，但在气候融资新集体量化目标（New Collective Quantitative Goal, NCQG）落实的资金来源结构、责任分担与可追责安排等方面仍缺乏清晰指引，对可再生能源规模化部署的投融资路径讨论也相对有限，反映出UNFCCC仍更多是最低共识平台，在推动全球能源转型的强约束与强执行方面作用受限。

小结：2025年，《巴黎协定》第6.2条机制已从规则设计迈入初步运行阶段，形成一批可验证的跨境减排合作案例；第6.4条首个方法学正式发布，标志着PACM进入实质性操作阶段。与此同时，欧盟CBAM机制密集出台配套实施细则，释放出长期实施、不可逆转的政策信号；航空CORSIA机制与海运NZF制度均在各方博弈中持续推进。总体来看，当前全球气候治理面临地缘政治分化、贸易摩擦外溢与转型成本上升等多重挑战，《巴黎协定》框架下以“全体缔约方完全共识、统一决策”为特征的传统多边减排机制正在逐步弱化，围绕特定行业领域，以实现可持续发展目标为导向的协同治理机制可能成为国际社会探索新的减排合作模式的重要方向。中国应积极跟踪并参与相关规则的讨论与建设，在MRV体系、配额分配与履约、CCER方法学开发与核证签发等方面加强衔接，持续提升在新型气候治理格局中的参与度与影响力。

四、全国碳市场建设展望

经过四年的持续建设，全国碳市场各项制度体系已逐步建立，市

场规模持续扩大，减排效果初显。然而，2025年碳价持续走低、交易活跃度较低等问题反映了市场在调控手段、政策延续性等方面的不足，多重因素叠加在一定程度上削弱了减排机制的有效性。基于上述分析，从以下两方面提出未来全国碳市场建设的优化建议。

（一）激发央企交易活力，优化配额结转机制

随着全国碳市场实现首次扩围，纳管行业类型与企业数量提高，市场交易规模提升但交易活跃度不足，突出表现为前三季度交易量偏低、央企主动交易意愿较弱等。当前，央企占全国碳市场企业数量的40%以上，其生产经营面临严格的预算约束，碳履约成本难以及时、充分地内部化为经营决策压力。在中长期政策预期不清晰的情况下，央企缺乏提前布局减排和主动参与交易的内生动力。鉴于此，提升全国碳市场交易活力的关键在于增强央企交易主动性，建立稳定配额管理预期。

第一，建议明确中长期减排目标和配额收紧路径，明确全国碳市场未来五年排放控制目标和配额总量区间，探索在履约期开始前分配多年度配额，向市场主体释放稳定、清晰、可预期的政策信号，引导以央企为主的企业将碳约束前置纳入投资决策、生产计划和技术改造安排，推动由“被动履约”向“主动管理”转变。

第二，建议发展碳期货及相关衍生品交易。国际经验表明，期货交易是提升碳市场流动性和价格发现效率的核心工具。EU ETS的期货交易长期占配额交易总量的99%以上，现货交易主要承担补充和平衡功能。建议在风险可控前提下，完善全国碳市场交易结构和风险

管理工具体系，推进配额期货及相关衍生品发展。

第三，建议优化配额结转政策。当前全国碳市场基于履约期净交易量确定可结转配额量，该机制削弱了企业购入和储备配额的积极性。建议调整配额结转要求，将企业通过市场购买的配额纳入无条件结转范围，引导企业根据自身减排潜力和成本预期开展跨期交易和策略性配置。

（二）积极对接全球碳定价机制与跨境减排规则，提升国际衔接能力

随着《巴黎协定》第6.2条和第6.4条机制加快从规则走向运行，以及航空CORSIA机制、海运NZF机制等行业减排快速推进，围绕特定领域以市场化工具为纽带的多元合作机制正在加速形成，已成为全球气候治理体系演进的不可逆趋势。全国碳市场需主动适应这一变化，加强与国际规则和机制的衔接，提升制度兼容性与国际影响力。

第一，建议密切跟踪CBAM进展，加强与欧盟的对话交流。一方面围绕MRV体系、配额分配原则、全生命周期核算等关键问题开展技术交流；另一方面就CBAM覆盖范围、默认排放因子、过渡期安排等重点问题开展政策对话，争取合理规则设计，切实维护我国发展利益和中国企业合法权益。

第二，高质量推进CCER开发，探索跨境减排合作需要。坚持“重质量、轻数量”的导向，构建高质量、可核证且与国际规则接轨的方法学体系，增强减排量的环境完整性和国际可比性。研究制定跨境碳交易和减排合作机制，探索拓展CCER应用场景，提升国际认可度。

第三，积极对接CORSIA、NZF等行业机制，探索以行业和领域

为基础的多边减排合作模式。结合航空、航运等重点领域排放特征，提前开展规则对标和制度衔接研究，推动形成可复制、可推广的行业减排方案，增强我国在新型国际减排合作机制中的参与度和话语权。

参考文献

- [1] International Carbon Action Partnership (ICAP). Emissions Trading Worldwide: Status Report 2025[R]. Berlin: ICAP, 2025.
- [2] United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). Nationally determined contributions under the Paris Agreement: Synthesis report by the secretariat (FCCC/PA/CMA/2024/10) [R]. Bonn: UNFCCC, 2024.
- [3] Wang, K., Wang, Z., Xian, Y., et al. Optimizing the rolling out plan of China's carbon market[J]. iScience, 2023, 26(1): 105823.
- [4] 王科, 李世龙, 李思阳, 等. 中国碳市场回顾与最优行业纳入顺序展望 (2023) [J]. 北京理工大学学报(社会科学版), 2023, 25(02): 36-44.
- [5] 王科, 吕晨. 全球和中国碳市场回顾与展望 (2025) [J]. 北京理工大学学报(社会科学版), 2025, 27(02): 19-36.
- [6] Goulder, L. H., Long, X., Lu, J., et al. China's unconventional nationwide CO₂ emissions trading system: Cost-effectiveness and distributional impacts[J]. Journal of Environmental Economics and Management, 2022, 111: 102561.
- [7] 吕晨, 阮建辉, 王科, 等. 碳市场发电行业配额分配方法分析及优化建议[J]. 环境科学, 2024, 45(08): 4619-4626.
- [8] 王科, 吕晨. 中国碳市场建设成效与展望 (2024) [J]. 北京理工大学学报(社会科学版), 2024, 26(02): 16-27.
- [9] 孙金龙, 黄润秋. 加快建设更加有效、更有活力、更具国际影响力的全国碳市场[J]. 中国生态文明, 2025, (05): 9-12.
- [10] United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). Implementation of the guidance on cooperative approaches referred to in Article 6, paragraph 2, of the Paris Agreement: Annual report by the secretariat (FCCC/PA/CMA/2025/INF.1) [R]. Bonn: UNFCCC, 2025.
- [11] 刘斌, 赵飞. 欧盟碳边境调节机制对中国出口的影响与对策建议[J]. 清华大学学报(哲学社会科学版), 2021, 36(06): 185-194+210.
- [12] 王谋, 吉治璇, 康文梅, 等. 欧盟“碳边境调节机制”要点、影响及应对[J]. 中国人口·资源与环境, 2021, 31(12): 45-52.
- [13] 邓军, 黄响华, 洪福英, 等. 欧盟碳边境调节机制的碳排放和福利效应研究[J]. 经济学动态, 2025, (10): 154-172.
- [14] 宋源, 陈超. IMO 净零框架规则草案对航运公司的影响分析及建议[J]. 世界海运, 2025, 48(09): 1-7.
- [15] 高天琦, 王洋. 全球航运减排里程碑: 净零排放框架通过[J]. 生态经济, 2025, 41(06): 1-4.
- [16] IPCC. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 3: Industrial Processes and Product Use [R]. Hayama, Japan: Institute for Global Environmental Strategies (IGES), 2006.

北京理工大学能源与环境政策研究中心简介

北京理工大学能源与环境政策研究中心是 2009 年经学校批准成立的研究机构，挂靠在管理学院。能源与环境政策中心大部分研究人员来自魏一鸣教授 2006 年在中科院创建的能源与环境政策研究中心。

北京理工大学能源与环境政策研究中心（CEEP-BIT）面向国家能源与应对气候变化领域的重大战略需求，针对能源经济与气候政策中的关键科学问题开展系统研究，旨在探索能源系统、气候系统、碳减排系统与经济社会系统互动规律的新知，支撑能源转型和气候战略及政策的科学决策，培养建设现代化国家的跨学科复合型高层次人才。

中心近年部分出版物

魏一鸣，沈萌，程九军. 画说能源革命. 北京：科学出版社, 2025.

魏一鸣. 碳减排系统工程：理论方法与实践. 北京：科学出版社, 2023.

魏一鸣，梁巧梅，余碧莹，廖华. 气候变化综合评估模型与应用. 北京：科学出版社, 2023.

廖华，朱跃中. 我国能源安全若干问题研究. 北京：科学出版社, 2023.

刘兰翠，刘丽静. 碳减排管理概论. 北京：中国人民大学出版社, 2023.

唐葆君，王璐璐. 碳金融学. 北京：中国人民大学出版社, 2023.

余碧莹. 碳减排技术经济管理. 北京：中国人民大学出版社, 2023.

唐葆君. 项目管理——能源项目为例. 北京：科学出版社, 2022.

余碧莹，张俊杰. 时间利用行为与低碳管理. 北京：科学出版社, 2022.

沈萌，魏一鸣. 智慧能源. 北京：科学技术文献出版社, 2022.

魏一鸣. 气候工程管理：碳捕集与封存技术管理. 北京：科学出版社, 2020.

魏一鸣，廖华. 能源经济学（第三版）. 北京：中国人民大学出版社, 2020.

中心近年“能源经济预测与展望”报告

总期次	报告题目	总期次	报告题目
1	“十二五”中国能源和碳排放预测与展望	49	我国“十四五”能源需求预测与展望
2	2011 年国际原油价格分析与趋势预测	50	基于行业视角的能源经济指数研究
3	2012 年国际原油价格分析与趋势预测	51	全球气候保护评估报告
4	我国中长期节能潜力展望	52	全球气候治理策略及中国碳中和路径展望
5	我国省际能源效率指数分析与展望	53	新能源汽车产业 2020 年度回顾与未来展望
6	2013 年国际原油价格分析与趋势预测	54	碳中和背景下煤炭制氢的低碳发展
7	2013 年我国电力需求分析与趋势预测	55	2021 年国际原油价格分析与趋势预测
8	国家能源安全指数分析与展望	56	中国省际能源效率指数（2010-2018）
9	中国能源需求预测展望	57	后疫情时代中国能源经济指数变化趋势
10	2014 年国际原油价格分析与趋势预测	58	电力中断对供应链网络的影响
11	我国区域能源贫困指数	59	2022 年国际原油价格分析与趋势预测
12	国家能源安全分析与展望	60	全国碳中和目标下各省碳达峰路径展望
13	经济“新常态”下的中国能源展望	61	迈向碳中和的电力行业 CCUS 发展行动
14	2015 年国际原油价格分析与趋势预测	62	中国碳市场回顾与展望（2022）
15	我国新能源汽车产业发展展望	63	全球变暖对我国劳动力健康影响评估
16	我国区域碳排放权交易的潜在收益展望	64	中国上市公司碳减排行动指数研究报告
17	“十三五”及 2030 年能源经济展望	65	2022 年中国能源经济指数研究
18	能源需求预测误差历史回顾与启示	66	省级能源高质量发展指数研究（2012-2022 年）
19	2016 年国际原油价格分析与趋势预测	67	中国电力部门省际虚拟水流动模式与影响分析
20	2016 年石油产业前景预测与展望	68	2023 年国际原油价格分析与趋势预测
21	海外油气资源国投资风险评价指数	69	中国碳市场回顾与最优行业纳入顺序展望（2023）
22	“十三五”北京市新能源汽车节能减排潜力分析	70	我国 CCUS 运输管网布局规划与展望
23	“十三五”碳排放权交易对工业部门减排成本的影响	71	全球变暖下区域经济影响评估
24	“供给侧改革”背景下中国能源经济形势展望	72	迈向中国式现代化的能源发展图景
25	2017 年国际原油价格分析与趋势预测	73	2024 年中国能源经济指数研究及展望
26	新能源汽车推广应用：2016 回顾与 2017 展望	74	低碳技术发展产业链风险评估和展望
27	我国共享出行节能减排现状及潜力展望	75	中国省际能源高质量协同发展测度
28	我国电子废弃物回收处置现状及发展趋势展望	76	实现碳中和目标的 CCUS 产业发展展望
29	2017 年我国碳市场预测与展望	77	2024 年国际原油价格分析与趋势预测
30	新时代能源经济预测与展望	78	2024 年成品油价格分析与趋势预测
31	2018 年国际原油价格分析与趋势预测	79	2024 年国际天然气市场分析与趋势预测
32	2018 年石化产业前景预测与展望	80	中国碳市场建设成效与展望（2024）
33	新能源汽车新时代新征程：2017 回顾及未来展望	81	中国能源经济形势分析与研判（2024）
34	我国电动汽车动力电池回收处置现状、趋势及对策	82	2025 年中国能源经济指数研究及展望
35	我国碳交易市场回顾与展望	83	2025 年国际原油价格分析与趋势预测
36	新贸易形势下中国能源经济预测与展望	84	能源转型关键原材料价格指数研究报告
37	2019 年国际原油价格分析与趋势预测	85	《欧盟新电池法》对我国锂电池产业的潜在影响评估和展望
38	我国农村居民生活用能现状与展望	86	碳捕集技术发展前沿与趋势预测
39	高耗能行业污染的健康效应评估与展望	87	数据中心综合能耗及其灵活性预测报告
40	我国社会公众对雾霾关注的热点与展望	88	人工智能与气候变化治理研究进展与展望
41	我国新能源汽车行业发展水平分析及展望	89	全球和中国碳市场回顾与展望（2025）
42	2019 年光伏及风电产业前景预测与展望	90	“十五五”时期我国能源发展展望
43	经济承压背景下中国能源经济发展与展望	91	2026 年中国能源经济指数研究及展望
44	2020 年光伏及风电产业前景预测与展望	92	全球能源转型指数研究（2015-2024 年）
45	砥砺前行中的新能源汽车产业	93	2026 年国际原油价格分析与趋势预测
46	2020 年国际原油价格分析与趋势预测	94	全球和中国碳市场回顾与展望（2026）
47	二氧化碳捕集利用与封存项目进展与布局展望	95	低碳算力服务发展回顾与展望
48	2020 年碳市场预测与展望		