

能源经济预测与展望研究报告

FORECASTING AND PROSPECTS RESEARCH REPORT

CEEP-BIT-2025-008 (总第 89 期)



全球和中国碳市场回顾与展望（2025）

2025 年 1 月 12 日

北京理工大学能源与环境政策研究中心

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

每日

免费获取报告

- ✓ 每日微信群内分享**7+**最新重磅报告;
- ✓ 行研报告均为公开版, 权利归原作者所有, 起点财经仅分发做内部学习。



扫一扫二维码 关注公众号 回复: “**研究报告**” 加入“起点财经”微信群

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
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（2025）

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：国家社科基金（23ZDA107），国家自然科学基金（72271026，72488101）。



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（2025）

碳排放权交易是利用市场机制控制和减少温室气体排放的政策工具。截至2024年全球共有36个碳交易体系正在运行，另有22个正在开发或考虑设计。碳排放权交易市场已覆盖全球近三分之一的人口和58%的GDP，管控约100亿吨的温室气体排放，约占全球排放总量的18%。自2007年以来，全球碳市场累计收入超过3000亿美元，极大地支持了减排投资和绿色低碳转型。越来越多的国家和地区将碳交易作为实现其减排目标的核心政策工具，碳交易在推动企业降碳、促进绿色技术创新、提高资源配置效率等方面，发挥着日益重要的作用。全国碳市场自2021年7月正式启动交易，截至2024年12月31日，已完成第一、二个履约周期以及2023年度的配额清缴，配额累计成交量达6.3亿吨，累计成交额超430亿元。以碳交易为核心的碳定价机制逐步形成，全国碳市场已成为中国落实“双碳”战略目标的主要政策工具。

本报告回顾了2024年全球主要碳交易体系的运行情况与发展进程，系统分析了不同碳交易体系的直接减排效果和协同减排效益，基于对碳市场有效性的评估综述，对全球碳市场建设进行了展望：总量机制持续完善，强度模式迅速发展；全球合作持续深化，监管透明不断强化。对全国碳市场下一步的建设和完善提出了对策建议：明确发展路径，增强政策预期；完善配额机制，强化减排约束；加强国际交流，促进技术创新。

一、国际碳市场发展概况

（一）交易价格整体下降，政策调控作用突显

EU ETS碳价持续下行，主要受天然气价格下跌与排放下降双重驱动。2024年，欧盟排放交易体系（European Union Emissions Trading System, EU ETS）的配额（European Union Allowance, EUA）价格同比出现明显下降。2024年EUA的期货平均价格为65.3欧元/吨，较2023年下降21.8%，较2022年下降19.2%。从日度变化来看（图1），EUA价格在2023年2月突破97欧元/吨，接近历史最高点，之后持续下降。2024年2月23日，EUA价格跌至50.5欧元/吨，创下近两年内最低点，接近2021年10月的水平，此后碳价虽有回升，但始终维持在60欧元/吨至70欧元/吨之间的狭窄区间内震荡。

2024年是“Fit for 55”减排方案对碳市场大幅改革的第一年，配额上限从2023年的14.86亿吨下降到13.86亿吨，减少近1亿吨。然而，从市场表现来看，EUA价格并未上涨，反而出现下行趋势，主要原因是天然气价格的下降、电力行业排放的减少以及配额拍卖量的增加。首先，2024年欧洲天然气期货平均价格降至42欧元/兆瓦时以下，2月23日触及最低点22.93欧元/兆瓦时，与2022年因地缘冲突而导致的最高价339.2欧元/兆瓦时相比，降幅超过93%¹。天然气价格的下降降低了企业的减排成本，成为碳价下行的重要推手。其次，2023年纳入EU ETS的电力和工业设施排放量较2022年下降16.5%，创下历史最大降幅。2024年电力行业排放量延续了2023年大幅下降的趋势，进一步减

¹ 数据来源于 Trading Economics。

少了配额购买需求。最后，欧盟将2027至2030年的部分配额提前拍卖，以筹集资金支持欧盟可再生能源计划（REPowerEU），这导致市场上增加了约8668万吨的额外配额拍卖量。同时，航运业自2024年起纳入配额管理，新增加7840万吨配额量，但按规定航运业将在2025年9月才开展履约，部分企业目前处于观望状态，尚未购买配额。这使得部分配额提前投放市场，进一步压低了碳价。

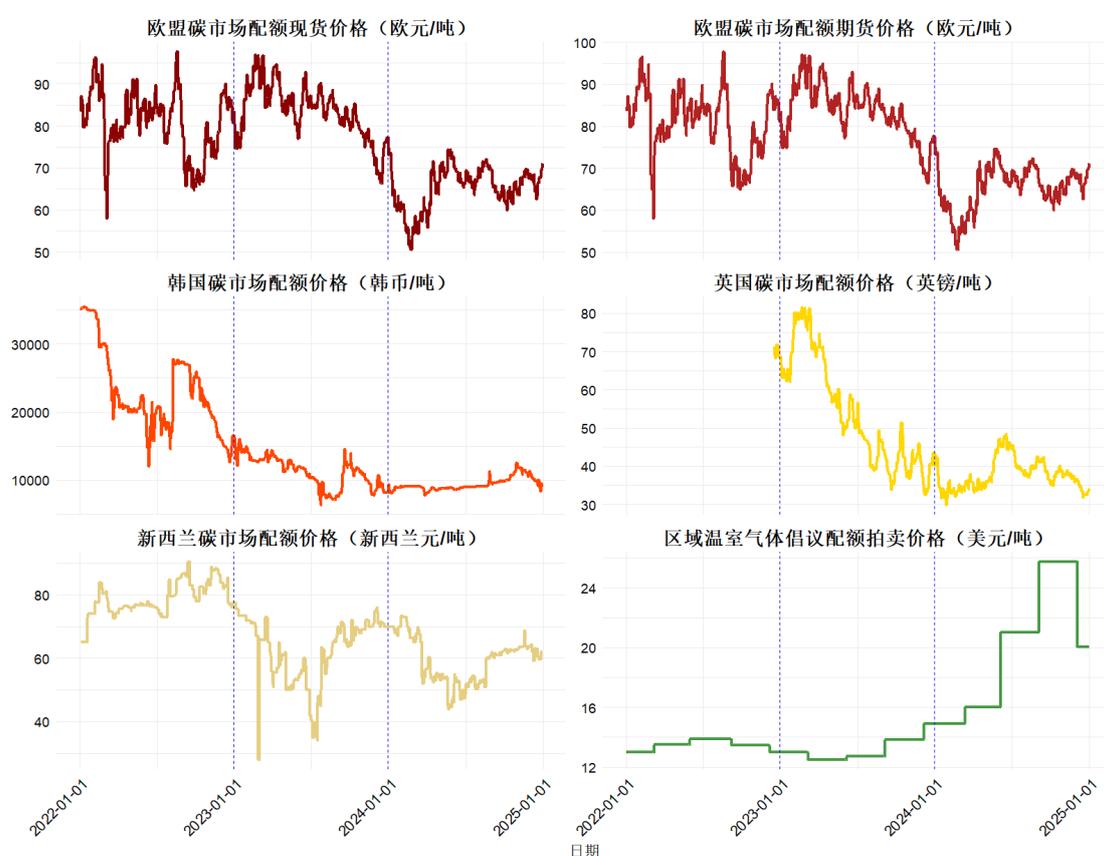


图 1 2022—2024 年国际主要碳市场每日碳价²

UK ETS碳价先降后升，配额供过于求是主要原因。2024年英国排放交易体系（United Kingdom Emissions Trading Scheme, UK ETS）

² 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）；韩国碳市场配额价格为不同配额标的物（KAU19、KAU20、KAU21、KAU22、KAU23、KAU24、KAU25）的加权平均价格，不含韩国核证减排量（Korea Offset Credit, KOC）和（Korea Credit Unit, KCU），数据来源于韩国排放市场平台（KRX）；英国碳市场配额价格来自洲际交易所（ICE）；区域温室气体倡议配额价格来自 RGGI, Inc.。

配额（UK Allowances, UKA）价格呈现先升后降的趋势。2024年UKA的平均价格为37.7英镑/吨，较2023年下降30.0%，较2022年下降46.0%。日度数据显示（图1），UKA价格在2023年2月触及历史最高点81.7英镑/吨后持续下行，2024年1月29日跌至29.9英镑/吨的最低点，仅比UK ETS拍卖底价高出36%。2月至6月期间价格出现回升，并在6月中下旬接近50英镑/吨，下半年价格再次震荡下行，维持在30至40英镑/吨之间。

2024年是UK ETS独立后运行的第三年，尽管配额上限有所下调，使其与英国净零排放目标保持一致，但更严格的上限并未引发碳价上涨，主要原因是天然气价格的下降和配额供应过剩。首先，英国火力发电几乎全部依赖天然气，2024年9月30日拉特克利夫火电厂的关闭标志着英国燃煤发电的终结。天然气价格也成为影响UKA价格的重要因素，2024年天然气价格的下跌直接导致UKA价格下行。此外，为确保企业顺利过渡到更严格的配额上限，UK ETS管理局在2024至2027年间从储备池中释放5350万吨配额进行拍卖。此举一方面减轻了企业购买配额的压力，另一方面由于市场配额供应过剩，拉低了碳价。

K ETS碳价持续低迷，结转政策发挥重要作用。2024年以来，韩国排放交易体系（Korea Emission Trading Scheme, K ETS）配额（Korean Allowance Unit, KAU）价格整体低迷。2024年KAU的平均价格为9413韩币/吨，较2023年下降16.1%，较2022年下降58.9%。日度数据显示（图1），KAU价格于2021年12月20日突破35651韩币/吨，创下近四年最高点，随后持续下行。2023年7月25日碳价跌至6381韩元/吨的最低

点，之后虽略有反弹，但未能回升至较高水平，2024年碳价在7500至12500韩元/吨之间波动。

自2015年启动以来，KETS已完成第一阶段（2015-2017年）和第二阶段（2018-2020年）的配额清缴，现已运行至第三阶段（2021-2025年）。这三个阶段免费分配比例分别为100%、97%和90%。从市场表现来看，碳价在第二阶段末期达到最高点后持续走低，配额结转制度在此过程中发挥了重要作用。最初KETS允许企业将盈余配额无限制结转至下一年度，由于企业普遍预期配额将收紧，为缓解未来履约压力，企业倾向于储备其盈余配额而非交易获得短期收益，这导致KETS交易流动性不足，碳价也随之上涨。为解决这一问题，韩国政府实施了有条件的配额结转制度，企业最大可结转量与净交易量挂钩，刺激持有盈余配额的企业积极出售配额。这一政策有效提高了配额持有者交易倾向，并间接拉低了碳价。与此同时，韩国经济增速放缓和能源结构加速转型，也导致化石燃料消耗的减少，进而降低了企业对配额的需求，这也是碳价低迷的另一重要原因。

NZ ETS碳价先降后升，市场预期发挥重要作用。2024年以来，新西兰排放交易体系（New Zealand Emissions Trading Scheme, NZ ETS）的配额（New Zealand Emissions Units, NZU）价格呈现先降后升的趋势。2024年NZU的平均价格为59.5新西兰元/吨，较2023年下降4.9%，较2022年下降24.8%。日度数据显示（图1），2021年以来新西兰政府加大减排力度并进一步推动碳市场改革，NZU价格曾大幅上升，2022年9月突破90新西兰元/吨，创下近四年最高点，随后逐步回落。2023

年7月碳价跌至34新西兰元/吨的最低点，之后开始出现反弹。2024年上半年NZU价格持续下行，并于5月底跌至45新西兰元/吨以下，下半年波动反弹，并于年末稳定在61新西兰元/吨左右。

2024年NZU价格的波动受多种因素的交织影响。一方面，新西兰政府实施了更严格的配额限制，减少配额拍卖量并限制市场供应，以支持净零排放目标，对碳价构成明显的上行压力。2024年7月9日新西兰政府发布一份关于碳捕集、利用和封存（CCUS）框架的草案，这在一定程度上提振了市场信心，并导致碳价在短期内回升。另一方面，市场中仍存在大量盈余的配额，这些配额主要积累在私人账户中，导致市场供给过剩，从而抑制了碳价的进一步上涨。

（二）配额上限持续收紧，交易主体逐步扩大

EU ETS 持续收紧配额上限，航运公司纳入管控。为适应更高的减排目标，欧盟于2021年提出“Fit for 55”一揽子改革措施，作出到2030年温室气体净排放量较1990年减少至少55%的更具雄心的减排目标，强化了碳市场作为脱碳核心工具的地位。为了与更严格的减排目标相匹配，EU ETS的减排目标同步加严，2030年较2005年的温室气体减排目标由原来的43%提高至62%，并作出收紧年度配额、扩大覆盖范围、完善市场调节、筹建第二碳市场（EU ETS2）等重大调整。在此背景下，EU ETS相关机制在2023年进行了全面修订，相关措施已在2024年全面生效。

首先，EU ETS将配额上限的年度线性折减系数从原2.2%（2021-

2023 年)提高至 4.3%(2024-2027 年),并计划到 2028 年提高至 4.4%。2024 年一次性减少 9000 万吨的配额供给,并计划在 2027 年再次减少 2700 万吨配额。同时,EU ETS 在市场稳定储备机制(Market Stability Reserve, MSR)机制中增加了配额作废机制,即自 2023 年起,在 MSR 机制中储备配额超过 4 亿吨的部分将被永久作废,这将进一步减少配额供应。

其次,2024 年欧盟将航运业纳入 EU ETS 管控范围,涉及约 2200 家航运公司,0.85 亿吨二氧化碳当量(CO_{2e})。海运是欧盟二氧化碳的重要排放源,约占排放总量的 3-4%。2018 年起欧盟已建立起完整的航运业监测、报告、核查(Monitoring, Reporting, Verification, MRV)体系³,监测约 12,000 艘船舶(仅限停靠港口超过 5000 总吨位的船舶)的温室气体排放量,并发布年度排放报告。航运公司是航运业报告排放和清缴配额的责任主体。2025 年 9 月 30 日之前,每家航运公司需要完成 2024 年度的配额清缴。对于覆盖范围,EU ETS 不区分船籍,以航线为基础,覆盖了欧盟境内航行以及船舶在欧盟港口内产生的全部排放量,以及船舶在欧盟港口和非欧盟港口之间的国际航运排放量的 50%⁴;对于温室气体排放类型,2024 年仅纳入船舶 CO₂ 排放,2026 起纳入船舶 CH₄ 和 N₂O 排放;对于船舶类型,EU ETS 当前涵盖用于商业目的运输乘客或货物的大型船舶(即 5000 总吨位以上),自 2027 年起涵盖大型近海船舶;对于配额清缴量,EU ETS 实施海运

³ REGULATION (EU) 2015/757 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 29 April 2015 on the monitoring, reporting and verification of carbon dioxide emissions from maritime transport, and amending Directive 2009/16/EC.

⁴ 某些航线有例外规定,例如一些前往最外沿地区或小岛的航线,或使用可再生燃料的船舶。

过渡阶段，即 2024 年需清缴排放量的 40%，2025 年需清缴排放量的 70%，2027 年以后清缴量等于实际排放量。同时，EU ETS 计划于 2027 年启动第二碳市场（EU ETS2），纳入建筑、道路运输和未覆盖的小型工业，届时欧盟超过 75% 的温室气体排放量将被纳入碳市场管控。

UK ETS 重设配额上限，筹备纳入海运行业。英国 2021 年退出 EU ETS 并于同年建立了 UK ETS，作为实现净零排放目标的核心政策工具。UK ETS 实施初期（2021-2023 年），将配额上限设定为较在 EU ETS 设定的原上限低 5%，而这一上限明显高于实际排放量。2024 年起，UK ETS 收紧了配额上限，将 2024 年配额上限设置为 0.921 亿吨 CO_{2e}（免费配额占比约 60%），第一阶段（2021-2030 年）配额总量控制在 9.36 亿吨 CO_{2e}，使其与英国净零排放目标保持一致。

航运是英国重要的温室气体排放部门，2019 年航运温室气体排放约 600 万吨 CO_{2e}，且持续增长。为有效管控航运排放，英国政府拟进一步扩大 UK ETS 覆盖范围。2024 年 11 月 28 日英国政府就 UK ETS 扩容征求意见，计划到 2026 年将国内海运纳入 UK ETS 管理，范围涵盖出发地和目的地均在英国港口的航线，并在 2028 年纳入废弃物转制能源行业和废弃物焚烧行业。

K ETS 金融机构作用加强，配额结转比例降低。K ETS 于 2015 年投入运行，是东亚第一个国家级碳排放交易体系，覆盖全国约 89% 的温室气体排放量。2023 年 9 月韩国政府发布新规定以促进市场参与和银行业务，同时降低了配额最大可结转量限制，旨在增加 K ETS 的交易活跃度和配额流动性。

KETS 的参与主体最初仅限于有清缴义务的排放主体，第二阶段（2018-2020 年）起引入做市商。作为第三方参与者，做市商可以利用政府持有的配额储备（在最初分配时预留）在市场中进行交易。截至 2024 年初，做市商数量已由 2019 年的 2 家增加至 8 家，共持有约 2000 万吨配额量。除做市商外，第三阶段（2021-2025 年）开始，其他国内金融中介机构也可以在韩国交易所（KRX）二级市场中交易配额。截至 2023 年底，共有 21 家金融中介机构批准参与 KETS，每家金融机构最大配额持有量也由 2021 年的 20 万吨提高至 100 万吨。2023 年做市商和券商合计交易量占比达到 81.4%，金融机构作用不断扩大。此外，韩国政府修订了 KET 实施法令（自 2025 年 2 月 7 日起生效），允许资产管理公司、银行和保险公司等金融机构参与 KETS，通过经纪人进行交易，进一步丰富市场金融参与主体。

KETS 按照每个自然年度进行配额分配和清缴，并允许企业按一定条件结转配额和预借，提高政策的延续性和灵活性，不同阶段结转和预借政策存在差异。对于结转政策，韩国交易所首先为不同年份的配额创建了配额标的（包括 KAU21、KAU22、KAU23、KAU24 和 KAU25），第二阶段起，各自形成独立行情。2021 和 2022 年，企业最大可结转量等于其在二级市场（不含拍卖）KAU 和碳信用（KCU_s）净卖出量的 2 倍；2023 和 2024 年，最大可结转量降低为 KAU 和 KCU_s 净卖出量的 1 倍。对于配额预支政策，2021 年企业最多可以预支其应履约量的 15%；2022-2025 年，最大可预支配额将结合上年度预支配额以及上年度预支配额比例计算。

Tokyo ETS 强化建筑行业减排，鼓励可再生能源利用。东京碳市场（Tokyo Cap-and-Trade Program, Tokyo ETS）于 2010 年 4 月启动，是世界上第一个纳入大型商业和工业建筑的城市级碳市场，纳入年消耗能源 1500 千升原油当量及以上大型 CO₂ 排放设施，覆盖大都市区约 20% 的排放量。Tokyo ETS 目前处于第三个履约期（2020-2024 年），要求覆盖设施将排放量减少到比基准年排放量低 25-27%，并扩大低碳和可再生能源的使用和生产，鼓励运营商通过改用更清洁的电力或热能来减少排放。为了与到 2030 年排放量较 2000 年下降 50% 的目标相一致，Tokyo ETS 设定了履约系数，覆盖设施的排放量必须减少到基准年排放量的 48-50%。同时，Tokyo ETS 鼓励扩大可再生能源利用，评估各种可再生能源消耗并允许从年排放量中扣除。

（三）市场连接不断涌现，全球机制积极推进

碳市场为促进各区域之间的合作减排提供了框架和平台，并逐步产生超过减排本身的额外影响。目前，世界上已有部分国家和地区探索碳市场连接机制，创造规模更大、流动性更强、灵活性更高的碳市场。加利福尼亚州与魁北克省的连接、欧盟与瑞士碳市场的连接，分别为跨国省份合作和国与国之间的合作提供了成功经验。

区域碳市场连接加强，链接协议逐步完善。2013 年 10 月美国加利福尼亚州和加拿大魁北克省达成了碳市场连接协议，加拿大安大略省在 2017 年 9 月加入了这一连接。通过两项主要原则，建立了跨地区配额的通用性和核算方法的一致性。其中，一项原则是“规定缔约

各方为遵守各自的交易计划而发行的履约配额的等效性和可互换性”，并允许缔约各方利用共同的登记机构以完成碳排放权益的转让和互换，这实现了配额的相互认可。另一项原则是“制定和实施统一的核算机制，以提供透明度并促进信息共享，并支持每个交易系统的高效管理和执行”，该原则则统一了核算方法。

自 2020 年起，EU ETS 和瑞士排放交易体系（Swiss ETS）通过两国间的链接协议⁵完成连接，该链接协议是世界上第一个连接排放交易体系的国际条约，明确了登记注册、排放核算、配额拍卖、信息交换与保密、机构设置、争端解决等细节，具有较强的法律约束力。两个系统的注册登记表建立了直接链接，允许市场参与者在两个系统之间执行配额交易和清缴。此外，为了与 EU ETS 管控范围保持一致，Swiss ETS 将航空纳入配额管控，双方规定瑞士国内的航班和飞往欧洲经济区的航班受 Swiss ETS 管辖，而从欧洲经济区飞往瑞士的航班受 EU ETS 管辖，自英国脱欧以来，EU ETS 和 Swiss ETS 都对进出英国的航班采用了相同的方法。2023 年，EU ETS 管控实体使用了 Swiss ETS 发放的 114 万吨配额进行履约，较 2022 年增长约 17 万吨，标志着市场参与主体越来越接受该连接模式，提高了关联市场的流动性。

两项标准达成共识，国际碳市场运行机制初步明确。第二十六届联合国气候变化大会（COP26）确定了《巴黎协定》的实施细则，并在第六条“市场机制”中确立了未来全球碳市场的机制框架。高排放

⁵ Agreement between the European Union and the Swiss Confederation on the linking of their greenhouse gas emissions trading systems (OJ L 322, 7.12.2017).

国家可以通过向低排放国家购买减排项目的信用额度（碳信用），在实现其减排目标的同时，为低收入国家注入资金。该机制提供了两种碳信用交易方式，第一种允许两国自行制定双边碳交易协议条款（6.2 条款）；第二种旨在创建一个由联合国监督管理的全球碳市场（6.4 条款），以取代《京都议定书》下的清洁发展机制（CDM）。该机制下产生的减排量称为 A6.4ER，同时设立监督机构（SB）以实施对 6.4 条款的集中监管。这一机制的核心是在确保减排活动的质量和环境完整性的同时，通过国际合作促进各国在减排方面的共同努力。

2024 年 11 月 24 日第二十六届联合国气候变化大会（COP29）在阿塞拜疆巴库落下帷幕，会议在气候融资、损失与损害基金和国际碳市场机制等方面取得了重要进展。COP29 会议上，CMA⁶就 6.4 条款下的两项碳信用标准（《方法学标准》⁷和《碳移除标准》⁸）达成共识，这被视为《巴黎协定》第六条谈判的关键一步。其中，《方法学标准》为碳信用方法学开发提供了指导框架，提出方法学应遵循 12 项基本原则、并证明额外性、避免碳泄漏和解决减排量逆转问题。《碳清除标准》则针对评估碳清除量⁹，对碳清除活动及其参与者提出监测、报告、核算、计入期适用方法、期后监测及逆转纠正、保障评估等 9 方面规定。

尽管 6.4 条款下的首批方法学尚未确定，但项目注册机制已经开

⁶ 作为《巴黎协定》缔约方会议的《联合国气候变化框架公约》缔约方会议（CMA）是 6.4 条的最高决策机构。

⁷ Application of the requirements of Chapter V.B (Methodologies) for the development and assessment of Article 6.4 mechanism methodologies (Version 01.0).

⁸ Requirements for activities involving removes under the Article 6.4 mechanism (Version 01.0).

⁹ 将采用 IPCC 对碳清除的定义，即通过人为活动移除大气中的二氧化碳（CO₂），并将其长期储存在地质、陆地或海洋库中或产品中。

放，截止 2024 年 12 月 31 日，已有 735 个项目提交注册¹⁰。以发展中国家风电、光伏发电、沼气利用、垃圾填埋气利用等项目为主。印度已提交 471 项目高居榜首，巴西、肯尼亚、尼日利亚、智利、赞比亚、越南、土耳其提交项目数量相对较多，已分别注册 43、21、21、17、14、13 和 11 个，中国已有甘肃天水 250MW 风电和山西晋中祁县 80MW 太阳能光伏发电两个项目注册，未来预计将有更多发展中国家新能源项目注册登记，SB 也将以本次两项标准获得认可为契机，择时启动对方法学的开发受理审批。

此外，COP29 会议上，马来西亚碳市场协会、印尼碳贸易协会、新加坡可持续金融协会、泰国碳市场俱乐部和东盟碳市场联盟签署了合作备忘录，旨在促进碳信用的供应，加强方法和资源互认，标志着区域碳市场迈出了重要一步。

虽然 COP29 并未实质性启动“全球碳市场”，各国政府对于具体的碳信用注册规则、全球碳市场注册机构的责任范围、碳信用项目的审计与信息披露等关键问题仍存在诸多分歧。但各国就《巴黎协定》第六条国际碳市场机制运行细则达成了一致，这将有力推动全球碳市场发展，提升气候雄心和融资效率。未来全球碳市场将成为促进发展中国家获得私营部门投资、实现减排目标的关键融资工具，有助于挖掘更多减排潜力。

¹⁰ https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/paris-agreement-crediting-mechanism/A64_prior_consideration#tab_home.

二、中国碳市场发展概况

（一）全国碳市场碳价破百，交易量突破六亿吨

全国碳市场自 2021 年 7 月 16 日正式启动交易，截至 2024 年 12 月 31 日，已连续运行 1263 天，配额累计成交量 6.30 亿吨，累计成交额 430.33 亿元，平均交易价格 68.3 元/吨。其中，大宗协议交易占比 83%，挂牌协议交易占比 17%。已完成第一个履约周期（覆盖 2019 和 2020 年排放量）、第二个履约周期（覆盖 2021 和 2022 年排放量）以及 2023 年度的配额清缴。

碳价持续上涨，预期渐稳与配额收紧是主要原因。2024 年全国碳市场配额(China Carbon Emission Allowances, CEA)平均价格为 91.8 元/吨，大约是全国碳市场启动时开盘价的两倍。较 2023 年（64.0 元/吨）上涨 43.4%，较 2022 年（58.1 元/吨）上涨 58.0%，较 2021 年（46.6 元/吨）上涨 97.0%。日度数据显示（图 2），2024 年 CEA 价格持续上涨，前四个月日均涨幅达 0.4%，并于 4 月 24 日首次突破 100 元/吨。此后尽管碳价有所回落，但始终维持在 85 元/吨到 100 元/吨之间。2024 年 11 月 13 日碳价达到 105.6 元/吨的历史最高值，随着履约截止日的临近，碳价在 100 元/吨上下小幅波动。12 月 31 日收盘价为 97.5 元/吨，较第二个履约周期最后一个交易日收盘价上涨 22.8%。

在全球碳价普遍下跌的背景下，全国碳市场碳价持续攀升，原因有以下两点。首先，市场进入快速发展阶段，为市场参与者提供了稳定的政策预期。从 2023 年下半年至今，多个重要文件陆续发布，《碳排放权交易管理暂行条例》（以下简称《条例》）为全国碳市场运行管

理提供了法律依据，CCER 交易的总体框架和实施流程得到明确，扩围行业路线图也逐步清晰。各项政策逐步落地为市场建设提供了稳定的预期，极大增强了市场参与者的信心，这成为推动碳价上涨的关键因素之一。其次，市场释放了配额收紧和罚则加强的信号，配额稀缺性逐步提高、违规处罚逐渐严格成为市场共识。前三个履约周期配额分配基准线变化情况显示，基准线有明显的逐年收紧趋势。且《条例》的实施加大了违规处罚力度，在此背景下，为了以相对更低的成本完成履约，更多的企业主动购买配额，或将持有配额尽可能进行储备，短期内不作出售，导致市场实际可交易配额量在短期供不应求，成为推动碳价上涨的另一项重要因素。

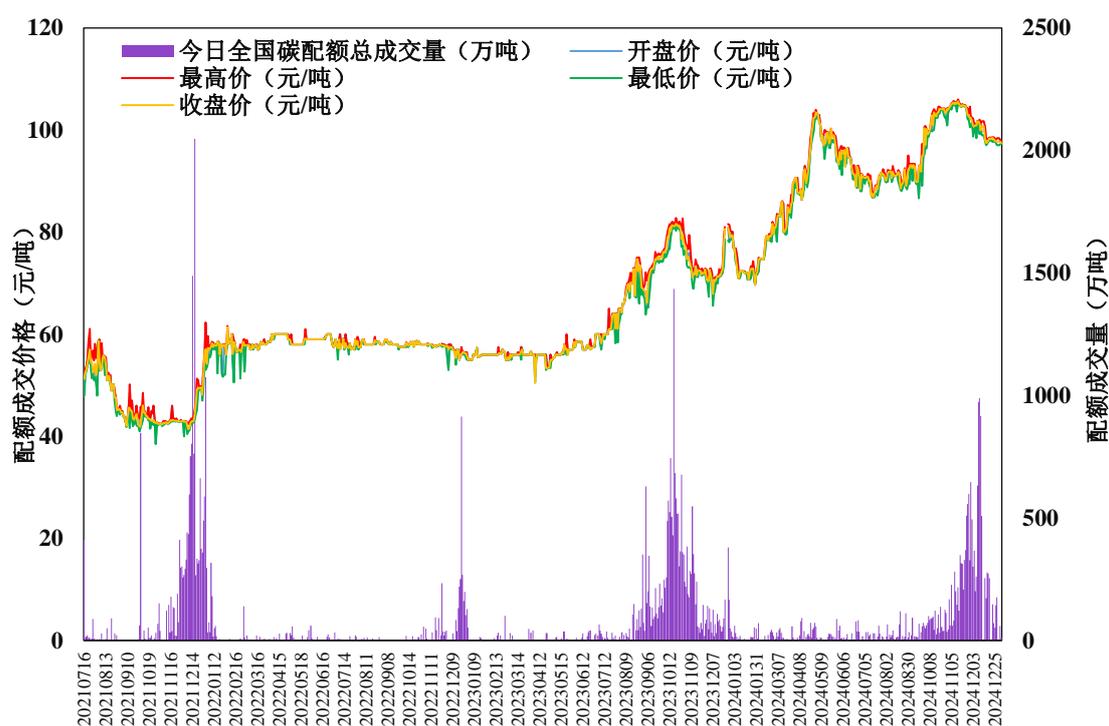


图 2 全国碳市场每日配额成交价格与成交量¹¹

交易潮汐现象仍然存在，满足履约要求是主要目标。2024 年全

¹¹ 数据来源于上海环境能源交易所。

国碳市场 CEA 累计成交 1.89 亿吨，同比下降 14.1%（2023 年为 2.12 亿吨）。其中，挂牌协议交易 0.37 亿吨，占比 20%，大宗协议交易 1.52 亿吨，占比 80%。大宗交易仍是交易的主要方式，挂牌协议交易占比同比上涨 3%。四个季度成交量占比分别为 5%、7%、9%和 79%，12 月成交 0.75 亿吨，在全年成交量中的占比高达 40%，反映出履约截止日临近时，市场集中交易的现象仍然存在，而日常交易仍较低迷。

前两个履约周期均采用两年度合并履约的方式，将统一的时间节点作为两个年度共同的履约截止日期¹²，且允许配额无条件跨期结转。这种安排一定程度上导致日常交易不活跃，但在履约截止日临近时市场出现集中交易的现象。最新配额方案将两年度合并履约调整为分年度履约¹³，旨在提高市场日常交易活跃度，减少“扎堆”交易的现象。同时，通过配额净交易量限制最大可解转量，以减少持有配额企业“惜售”现象。但从交易情况来看，配额交易的“潮汐现象”依然明显，这表明在当前阶段，企业的交易行为主要为了满足强制履约要求，而主动进行配额买卖，试图“低买高卖”赚取差价的企业仍然较少。

（二）全国碳市场机制优化，行业扩围做好准备

自开市以来，全国碳市场总体运行平稳，未出现碳价短期暴涨暴跌的现象。以碳交易为核心的碳定价机制逐步形成，全国碳市场已成为中国落实“双碳”战略目标的主要政策工具。2024 年全国碳市场在法律依据、处罚机制、配额分配、配额结转以及 CCER 交易规则等关

¹² 如 2021 年 12 月 31 日是 2019 和 2020 年配额清缴截止日，2023 年 12 月 31 日是 2021 和 2022 年度配额清缴截止日。

¹³ 2023 和 2024 年度的配额清缴截止日分别为 2024 年 12 月 31 日和 2025 年 12 月 31 日。

键环节进一步完善，并为扩大行业覆盖范围奠定了坚实基础。

《条例》颁布实施，处罚力度显著增强。2024年1月25日国务院颁布《碳排放权交易管理暂行条例》，并自5月1日起正式施行。

《条例》作为中国应对气候变化领域的首部专门法规，首次以行政法规的形式明确了碳交易制度，涵盖了交易主体、交易范围、交易产品、交易方式、排放报告核查、配额分配清缴、违规处罚等环节，为全国碳市场的建设运行提供了法律依据。值得注意的是，《条例》大幅加强了对企业对数据造假、未按规定履约等违规行为的处罚力度。此前，根据《碳排放权交易管理办法（试行）》，未清缴配额的罚款在1万元至3万元之间，并对未履约配额在下一年度实施等量核减。而《条例》将未清缴配额的罚则调整为处5倍以上10倍以下罚款并等量核减配额，按照该罚则，全国碳市场已成为全球处罚力度最高的碳交易体系。通过强化处罚力度，《条例》旨在更有效的约束违规行为，确保市场透明、公正运行。

间接排放不再管控，首次明确结转政策。2023年10月16日生态环境部印发《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》（以下简称《配额方案》），明确了2023和2024年度全国碳市场管控的机组类型、配额核定方法和配额清缴要求。延续了前两个履约周期基于强度控制的基准线法免费分配配额，暂未引入有偿分配机制。企业所获得的配额量根据基准线和当年度实际产出量（发电量、供热量）计算，暂未设置绝对总量约束。同时，《配额方案》延续了燃气机组配额缺口豁免政策，并维持企业20%的缺口率上限，旨

在推动企业减排的同时降低履约负担。

与此同时，结合市场建设进程与企业实际运行情况，《配额方案》做出三项调整。首先，配额核定方法发生变化，将原先基于“供电量”核定配额调整为基于“发电量”核定配额，取消原有的冷却方式修正系数和供热量修正系数，具有不确定性的“供热比”参数也不再用于配额核算过程，在提高精确性的同时，简化了配额核定方法；其次，不再管控间接排放，企业应清缴配额量将等于化石燃料燃烧排放量，外购电力或热力产生的间接排放将不再纳入碳市场管控范围。最后，配额基准线进一步收紧，前两个履约周期的基准值均按照年均下降0.5%的标准设定，2023年则在此基础上增加了0.5%的下降率，同等口径下基准值下降1%左右。这一变化表明，全国碳市场配额稀缺性将逐渐提高。

值得注意的是，前两个履约周期未明确企业盈余配额的跨周期结转方式。为增强市场流动性并提高市场预期，《配额方案》首次明确了配额结转规定，企业最大可结转配额量等于一万吨固定额度加上净卖出配额量的1.5倍。这一机制与KETS的结转方式类似，即企业净卖出配额量越大，可结转的配额量也越高。实施后预计将缓解企业囤积配额的现象，激发交易活力。但由于结转量是根据净卖出量计算，可能会进一步削弱企业主动购买配额，通过“低买高卖”获利的积极性。

CCER 市场重启，支持领域逐步明确。2023年10月19日生态环境部联合市场监管总局印发《温室气体自愿减排交易管理办法（试

行)》，并陆续发布自愿减排项目设计与实施指南、项目审定与减排量核查规则、注册登记规则、交易结算规则等配套文件，构建了 CCER 基础制度框架。2024 年 1 月全国温室气体自愿减排交易市场（即自愿碳市场）正式启动，与全国碳排放权交易市场（即强制碳市场）共同构成了完整的全国碳市场。两个市场通过配额清缴抵销机制实现互通互联，截至 2024 年底，约 4300 万吨 CCER 已用于强制碳市场的配额清缴，为 CCER 项目带来超过 21.5 亿元的经济收益，降低强制碳市场控排企业履约成本约 12 亿元。CCER 的经济效益有效刺激了低碳产业和项目发展，为绿色低碳投资提供了有力支持，缓解了低碳产业融资难的问题，增强了项目业主的减排动力。

与此同时，自愿碳市场支持的领域逐步明确。2023 年 10 月生态环境部发布造林碳汇、并网光热发电、并网海上风力发电和红树林营造首批 4 项方法学，优先支持可再生能源和林业碳汇领域的发展。2025 年 1 月煤矿低浓度瓦斯利用和公路隧道照明系统节能两项方法学正式发布，拓宽了市场支持范围。自 CCER 市场启动至 2024 年 12 月，已有 61 个减排项目公示，预计每年可产生核证自愿减排量超过 1200 万吨。2024 年 12 月 3 日国家电投山东半岛南 3 号 301.6MW 海上风电项目已完成项目公示，年减排量约为 50 万吨，这是首个完成登记的 CCER 项目，预计未来将有更多项目陆续完成登记。

新纳行业初步确定，技术指南陆续发布。与 EUETS、UKETS 等成熟的碳市场相比，全国碳市场目前仅纳入发电行业，覆盖行业类型较少。参与主体高度同质化，减排措施具有相似性，碳价发现作用有

限，且难以对于其他高排放行业形成有效的减排约束。《关于全面推进美丽中国建设的意见》提出要“进一步发展全国碳市场，稳步扩大行业覆盖范围，丰富交易品种和方式”。目前中国 75%以上的 CO₂ 排放来自在发电、钢铁、建材、有色金属、石化、化工等高能耗、高排放行业，尽早将上述行业纳入碳市场，抓住关键排放源，成为减排的关键。尽快扩大行业覆盖范围并丰富参与主体，已成为全国碳市场建设的核心任务。

2024 年 9 月生态环境部发布《全国碳排放权交易市场覆盖水泥、钢铁、铝冶炼行业工作方案》，并公开征求社会意见。方案提出全国碳市场扩围工作将分为两个阶段，即启动实施阶段（2024—2026 年）和深化完善阶段（2027 年—），按批次扩大行业覆盖范围。根据方案，2024 年度计划将水泥、钢铁和铝冶炼行业纳入全国碳市场管理，2025 年底前完成三个行业的首次履约工作。届时管控的温室气体从 CO₂ 扩展至 CO₂、全氟化碳（PFCs）（四氟化碳（CF₄）和六氟化二碳（C₂F₆）），全国碳市场覆盖温室气体排放量将占全国总排放量的 60%以上，参与企业数量将超过 3700 家。

此外，生态环境部已在 2024 年 9 月发布了水泥、铝冶炼行业核算与报告指南等四项技术规范，随后在 12 月 5 日就钢铁行业核算核查指南征求社会意见，水泥、钢铁和铝冶炼行业的 MRV 体系正在逐步建设中，这将加快推进这三个行业纳入全国碳市场配额管控。

（三）试点碳市场碳价稳定，交易量呈下降趋势

2024年，8个试点碳市场平均碳价为44.1元/吨，同比下降11.6%，较全国碳市场平均碳价低约54%。各试点碳市场碳价差异较大，多数呈下跌趋势（图3）。北京碳市场各项机制相对完善，交易主体最为丰富，碳价长期处于最高水平，2024年成交均价为62.7元/吨，同比下降30.4%；上海碳市场2024年成交均价为66.7元/吨，均价反超北京在各试点碳市场中最高，较2023年上涨19.4%，主要原因是市场上流通配额量的逐步趋紧；广东碳市场2024年成交均价为48.1元/吨，同比下降30.7%，降幅最大，主要原因是履约时间的推迟降低了配额购买压力；福建碳市场成交均价为26.6元/吨，同比下降7.5%，在8个试点碳市场中碳价仍然最低。

2024年，8个试点碳市场合计配额交易量为4050万吨，较2023年下降25.2%。福建、广东、深圳碳市场交易量分别同比下降65%、42%和6%，重庆、上海、湖北、北京和天津碳市场交易量则同比增长。值得注意的是，2023年福建碳市场的交易总量曾达到2620万吨，占到试点碳市场总交易总量的37%，成为了规模最大的地方碳市场。2024年福建交易量同比出现明显下降，一方面原因是随着全国碳市场扩围工作的推进，福建碳市场中金融机构等非履约主体的购入量明显下降，反映出对于市场未来信心不足。另一方面，为了降低企业履约负担，福建省生态环境厅于2024年11月13日发布《关于做好福建碳排放权交易市场2023年度配额履约清缴工作的通知》，将2023年度配额清缴截止日后延至2025年2月28日，降低了企业资金筹备

压力，同时导致交易量暂时下降。

预计随着全国碳市场覆盖的行业范围逐步扩大，钢铁、水泥、铝冶炼行业将逐步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，交易量将逐步下降。未来试点碳市场将管控未纳入全国碳市场的排放主体，并继续发挥“政策试验田”的作用，对于创新机制先行先试。

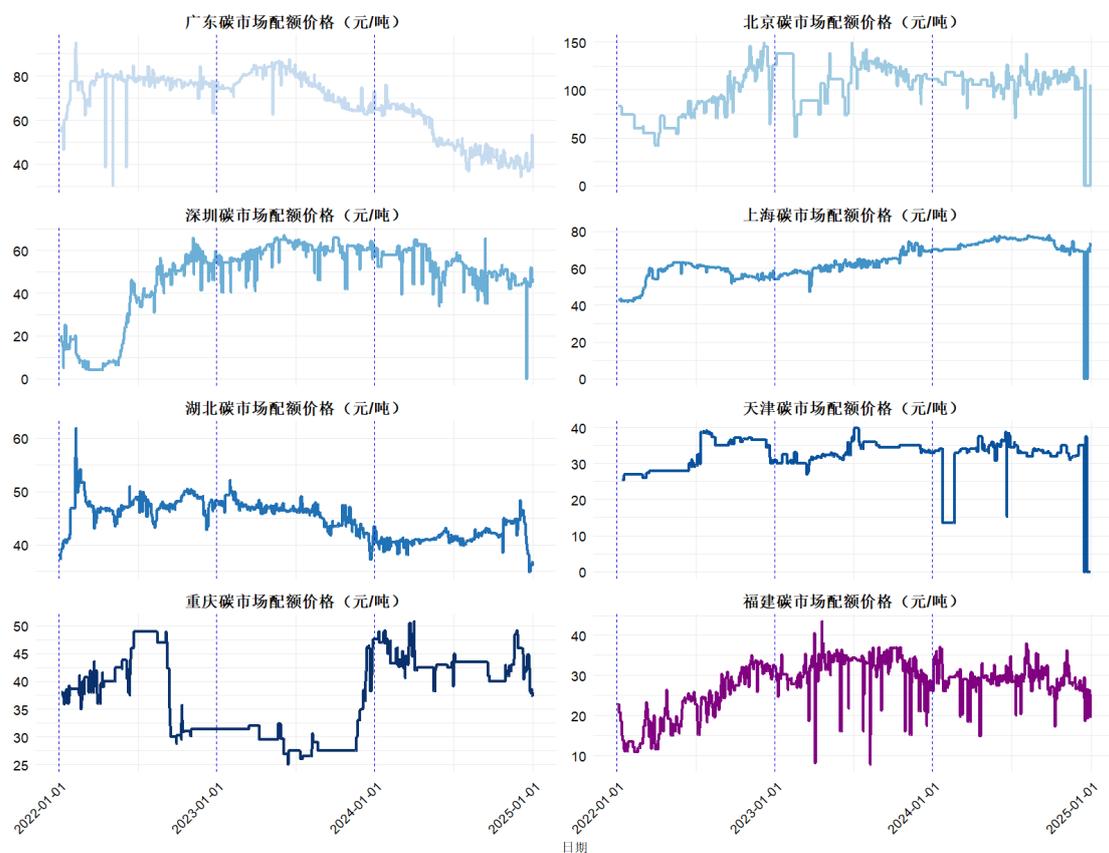


图 3 2021-2024 年中国试点碳市场每日碳价¹⁴

¹⁴ 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、北京环境交易所、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。

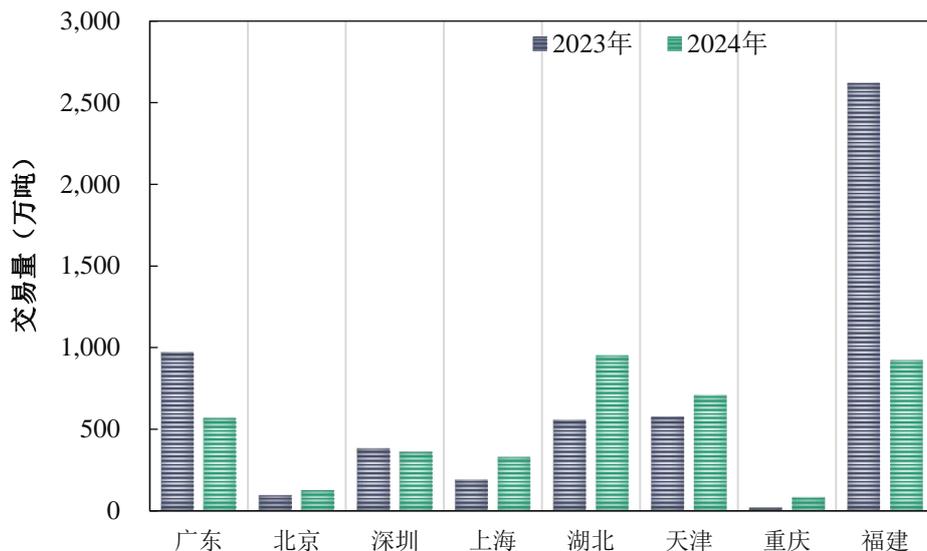


图 4 2023-2024 年中国试点碳市场年度交易量

（四）试点碳市场创新机制，关键措施先行先试

2024 年 8 个试点碳市场在“碳—电”市场衔接、配额有偿发放与回购、碳普惠与碳交易衔接等方面积极创新，为全国碳市场的建设和完善提供了宝贵经验。

湖北省建立首个省级“电—碳—金融”联动市场。目前，全国碳排放权交易市场、电力交易市场与金融市场运行相对独立，这三个市场如何高效衔接与协同发展面临诸多挑战。湖北碳市场自 2013 年启动以来，已稳定运行十年，交易量在各试点碳市场中名列前茅。截至 2024 年 11 月 25 日，湖北碳市场配额累计成交量已达 4.09 亿吨，成交总额突破 100 亿元，成为全国首批 7 个试点碳市场中交易总额首个破百亿的市场。

湖北碳市场积极探索与电力交易市场、金融市场的协同机制，2022 年 3 月国网湖北省电力有限公司与湖北宏泰集团有限公司签署《电—碳市场协同发展合作框架协议》，标志着电力行业和碳交易机

构的融合发展迈出了关键一步。2024年5月湖北碳排放权交易中心与湖北电力交易中心、相关金融机构以及市场主体签署了“电—碳—金融”三市场协同协议。在该协议下，湖北碳排放权交易中心按照配额分配方案向纳入湖北碳市场管控的企业分配配额；企业可以将配额质押给银行，并约定贷款用于购买绿电，绿电可以在碳市场抵扣碳排放，进而降低企业的履约成本；电力市场则在该模式下扩大了绿电交易规模，提升绿电的市场认可度；银行则完成了绿色金融指标，并与优质用户达成合作协议。这一创新模式形成了碳市场、电力市场和金融市场的联动，推动了绿色电力的发展，并通过金融工具激活碳市场，降低企业的履约成本。未来，这一联动机制有望在省内常态化运行，并为全国碳市场与电力交易市场、金融市场衔接提供重要参考。

北京市细化配额回购原则，及时调控市场供需。北京碳市场自2013年开市以来，已稳步运行10年，覆盖近1300家单位，平均碳价在各试点碳市场中居于领先地位。近年来，北京市不断创新机制，及时更新各行业先进值，组织配额有偿竞价发放，建立绿电消纳补偿机制，并推动低碳出行等碳普惠行动，为全国碳市场配额供需管理积累了优良经验。

2022年起北京市试行配额有偿竞价发放。2024年3月北京市政府印发《北京市碳排放权交易管理办法》，明确可以根据需要在配额调整量范围内通过有偿竞价发放、回购等手段调节市场价格、维护市场秩序。2024年8月北京市发布《北京市碳排放配额有偿发放和回购管理办法（征求意见稿）》，进一步细化了配额有偿发放的条件，并

完善了配额回购细则。具体来说，将原先的“当配额的日加权平均价格连续 10 个交易日高于 150 元/吨”时可以进行有偿竞价发放调整为“当配额的日加权平均价格连续 10 个交易日高于上个自然年度公开交易成交均价的 60%”时可以进行有偿竞价发放。同时，新增了“配额市场活跃度过低，或影响配额清缴以及市场健康运行的其他情况”时可以进行有偿竞价发放的条件。在配额回购方面，触发条件由原先的“当配额的日加权平均价格连续 10 个交易日低于 20 元/吨”调整为“当配额的日加权平均价格连续 10 个交易日低于上个自然年度公开交易成交均价的 40%”。此外，新增了当出现“影响市场健康运行的其他情况”时也可以启动回购的灵活机制。通过这些调整，碳市场管理部门能够利用配额回购机制及时调整市场配额供需，增加市场流动性，从而避免碳价出现过大大波动，有效保障市场稳定运行。

重庆市实现“碳市场—碳抵消—碳普惠”联动机制。碳普惠是一种基于生活消费场景的机制，通过为公众、社区和中小微企业的绿色减碳行为提供多元化激励，推动生活消费端的减碳。作为实现碳中和的重要途径，碳普惠能够有效调动公众参与碳减排的积极性。但当前碳普惠机制与碳市场、碳抵消机制仍缺乏有效联动。

2024 年 8 月重庆市生态环境局印发《重庆市“碳惠通”温室气体自愿减排管理办法（试行）》的通知，推动建立了重庆市“碳惠通”温室气体自愿减排体系，搭建了集碳履约、碳中和、碳普惠功能为一体的“碳惠通”温室气体自愿减排平台，成为全国首个生态产品价值实现平台。2024 年 3 月由重庆交通开投公交集团开发的“城市公共交

通汽车出行温室气体减排项目”成功完成首笔“碳惠通”项目自愿减排量交易，交易减排量约 16.7 万吨，交易额超 600 余万元。此次交易实现了自愿减排量在碳市场中的变现。不仅如此，重庆市公交集团还将全部收益转换为公交券，在“碳惠通”平台积分商城上架，市民可以使用碳积分兑换公交券，作为碳普惠激励的一部分。这一创新机制不仅丰富了重庆碳市场的交易产品，也有效刺激了公众参与碳减排的主动性与积极性，实现了“碳交易—碳抵消—碳普惠”的完整闭环联动，开拓减排新模式。

三、碳市场减排效果评估

碳交易作为一种低成本减排的政策工具，能否有效降低实施区域内各行业和企业的温室气体排放，通过何种机制实现排放量的削减以及实施过程中是否会产生其他间接影响，一直是学者和政策制定者关注的重点问题。根据配额管理模式的不同，碳市场通常分为总量控制交易体系（Cap-and-trade system）和强度控制体系（Intensity-based system）。前者通过设定严格的温室气体排放上限，并逐渐降低排放上限，从而推动减排目标的实现。后者则着力控制单位产出的排放量，促使企业在减少排放的同时，提升能源效率，降低排放强度。欧美等已实现碳达峰的发达国家普遍建立总量控制交易体系以削减其温室气体排放量，并实现中长期减排目标。而以中国为代表的发展中国家则更多采用强度控制体系，在不限制产量，不约束企业发展的同时，通过降低排放强度实现减排目标，发挥激励先进约束落后的作用。

碳交易机制设计复杂，其实施效果在不同国家和地区存在差异。为了评估碳市场在减排方面的有效性，市场主管部门、研究机构和学者们尝试采用多种方法和数据评估减排效果，并深入探讨减排机理。各碳市场主管部门往往通过监测、核算和汇总碳市场覆盖行业的排放变化情况，发布事后评估报告，基于详细的数据分析碳市场减排效果，并根据分析结果及时调整政策措施，以确保碳市场建设符合宏观减排目标。

与此同时，学者们基于可获得的案例数据，优化评估模型与方法，评估碳交易的实施对于不同区域、行业、企业的减排效果以及对经济表现的影响，探讨碳市场的因果效应。大量实证研究一方面证实了碳交易在减排方面的有效性，另一方面也揭示了现有机制中存在的不足，为碳市场在不同维度的进一步优化提供了理论支持。

（一）直接减排效果广泛证实

官方监测数据揭示了碳市场减排效果。2024年11月欧盟委员会发布《2023年欧盟碳市场的运行情况》¹⁵报告，评估了EU ETS的减排效果。报告显示，2023年EU ETS覆盖行业排放总量为11.491亿吨CO_{2e}，较2022年（13.619亿吨CO_{2e}）下降15.6%，较2005年已下降约47.6%¹⁶。根据这一降幅，EU ETS有望在2030年实现较2005年减排62%的目标，并通过拍卖产生超过2000亿欧元的收入。从行

¹⁵ REPORT FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL on the functioning of the European carbon market in 2023.

¹⁶ 2023年电力和工业部门设施的ETS排放量（不含英国，仅北爱尔兰电力部门），与2005年保持相同范围。

业情况来看，排放削减主要由电力和工业设施推动。2023 年电力和工业设施的排放量为 10.959 亿吨 CO_{2e}，较 2022 年下降 16.5%，是迄今为止降幅最大的年份。其中，电力和热力生产的排放量同比下降 24%，主要得益于可再生能源发电量的大幅增加以及燃气发电对燃煤发电的替代。能源密集型工业排放量同比下降 7.5%，主要由于工业产出的减少以及生产效率的提高。

RGGI 通过长期监测数据揭示了碳交易在降低温室气体排放量方面的积极作用。2024 年 12 月发布的《区域温室气体倡议中发电和进口碳排放量：2021 年监测报告》¹⁷显示，RGGI 释放的碳价信号以及拍卖收益的再投资促进了发电企业的低碳清洁转型，从而降低了所属各州的温室气体排放量。与基准年（2016 至 2008 年）相比，2019 至 2021 年间，RGGI 覆盖的发电企业年平均发电负荷下降了 11%，年平均发电量下降了 28.9%，年平均 CO₂ 排放量下降了 55.0%（7620 万吨）。在排放总量削减的同时，发电强度也在持续下降。2019 至 2021 年间，RGGI 覆盖发电机组的发电强度从基准年的 0.728 tCO₂/MWh 下降至 0.461 tCO₂/MWh，降幅达 36.7%。此外，报告还揭示了 RGGI 对于电价下降的重要推动作用。RGGI 投资资助了能效提升项目，这不仅为项目投资者直接节省了费用，还对电价产生了下行压力，进而降低了所有用户的购电成本，产生约 50 亿美元的净经济效益。

2023 年 12 月 UK ETS 管理局发布《英国碳排放交易计划评估：第一阶段》¹⁸，结合问卷调研不仅评估了 UK ETS 的减排效果，也调

¹⁷ CO₂ Emissions from Electricity Generation and Imports in the Regional Greenhouse Gas Initiative: 2021 Monitoring Report.

¹⁸ Evaluation of the UK Emissions Trading Scheme Phase 1 Report.

查了不同行业企业的减排行为。报告显示，大多数参与主体认为 UK ETS 推动了其减排投资，超过 90%的企业表示有降低碳排放的计划，主要措施包括提高设备运行效率、投资新设备和燃料替换，极少数企业采取减产、部署深度脱碳技术或使用碳抵消等措施减排。对于航空运输业，84%的运营商已通过改进现有运营模式减排，包括减少飞机滑行距离、重新涂装飞机以减少阻力、降低燃油携带量等。81%的运营商表示使用可持续航空燃料（SAF）是未来航空降碳的主要措施。对于发电行业，绝大多数企业已实施的减排措施包括投资海上风电等可再生能源、建造氢电解槽等创新技术，以及筹划投资碳捕集、利用与封存（CCUS）和氢气使用等技术。同时表示，将现有燃料替代为生物质燃料、生物油和氢气的成本可行性是实现发电行业减排目标的关键。对于钢铁、水泥、石化化工等工业，大多数企业开展的减排活动包括燃料转换、减少火炬燃烧等，但相较之下，工业企业对于长期减排方案的规划和投资相对减少，CCUS 的可行性是工业减排的关键。对于食品饮料、非金属矿物、有色金属、造纸和纸浆等其他行业，所有企业均表示正在实施减排行动，包括余热回收、燃料转换和提高能源效率等，而技术锁定（例如传统窑炉和热电联产电厂）、电网可接入性、氢燃料的可获得性等是其进一步实施减排行动的阻碍。

中国全国碳市场采用强度管理的模式，通过下调配额分配基准值以达到降低排放强度的作用。2024 年生态环境部发布《全国碳市场发展报告（2024）》，评估了全国碳市场取得的成效。报告显示，随着全国碳交易机制的推进，电力行业减排效果逐步显现。2023 年中国火电

碳排放强度(单位火力发电量的 CO₂ 排放量)较 2018 年下降 2.38%，
电力碳排放强度(单位发电量的 CO₂ 排放量)较 2018 年下降 8.78%。
碳交易的实施累计削减了电力行业 2.5 亿吨 CO₂ 排放量。同时，碳交易促进了中国火电结构转型，600MW 等级及以上大型常规燃煤机组发电量占比从 2020 年的 48.0% 上升至 2023 年的 52.9%；200MW 等级及以下小型常规燃煤机组发电量占比则从 2020 年的 6.4% 下降至 2023 年的 3.2%。

实证研究评估减排因果效应。除了依赖长时间序列的官方统计数据外，近年来大量研究采用双重差分模型 (DID)、倾向得分匹配结合双重差分模型 (PSM-DID)、广义合成控制法 (GSCM) 等方法，结合动态面板数据评估碳交易对于温室气体排放影响。这些研究旨在剥离其他政策干扰，聚焦于碳交易对减排的因果效应。同时，研究人员尝试使用更精细化的数据，扩展评估维度，探索更深层次的规律。从早期的区域级、城市级、行业级数据向当前的企业级、设施级数据转变，研究对象逐渐细化。

作为全球运行最早的碳市场，EU ETS 的减排效果已被广泛证实。相关研究显示，2008 至 2016 年间，EU ETS 覆盖行业的 CO₂ 排放量减少了约 12 亿吨，占该时期内排放总量的 3.8%，减排效果在第二阶段显著增强，这主要得益于 EU ETS 各项机制的逐步完善。基于更精细的设施级数据的研究显示，2005 至 2012 年间，EU ETS 降低了约 10% 的 CO₂ 排放量，大部分减排发生在 2008 年至 2012 年的第二个交易阶段，主要由大型设施驱动，EU ETS 的实施不仅降低了碳排放，

还增加了企业收入和固定资产。

大量评估中国试点碳市场的减排效果的研究证实了试点碳市场减排的有效性。行业级数据揭示出不同行业间的减排效果存在差异，化工、钢铁等行业减排效果更加明显。由于市场要素和机制设计的差异，不同地区的减排效果也有所不同，北京的减排效果最强、上海和深圳次之，广东和湖北相对较弱。

当前有更多的研究采用更精细的企业级、设施级数据，细化了对于减排效果的评估。相关研究显示，基于总量的配额分配方法、较高的碳价和较高的交易活跃度能够促进试点碳市场的减排效果；试点碳市场显著降低了发电企业的碳排放量，这主要是通过降低发电量实现的，对发电碳排放强度的影响较小，并且由于发电企业碳锁定效应，短期内未发现碳泄漏现象。

研究普遍表明，尽管中国试点碳市场存在配额供应过剩、企业碳资产管理能力不足等问题，导致碳价偏低、市场流动性不足等不及预期的市场表现，但碳交易的实施仍然在降低企业碳排放量和碳排放强度方面发挥了积极作用。

（二）协同减排效益初步显现

尽管碳交易政策的核心目标是控制温室气体排放，并不直接管控包括二氧化硫（SO₂）、颗粒物（PM）、氮氧化物（NO_x）在内的大气污染物。但由于CO₂与大气污染物排放均主要来自化石燃料燃烧，二者具有同根同源性。因此碳市场在管控发电、工业设施温室气体排放

量的同时，往往能够产生减少大气污染物排放的协同效应，并进一步带来可观的健康效益。相关研究显示，EU ETS 的实施显著降低了 SO_2 、 $\text{PM}_{2.5}$ 和 NO_x 排放量，同时带来了超过一千亿欧元货币化效益的健康收益。若仅从 CO_2 的减排效果评估碳交易的影响，则可能低估碳交易机制带来的协同减排效益和社会效益潜力。中国试点碳市场使覆盖地区 $\text{PM}_{2.5}$ 平均浓度降低了 4.8%，且更为成熟的碳交易体系带来的协同减排效益更加明显；试点碳市场在减少 CO_2 排放的同时，使覆盖企业的 SO_2 和 NO_x 排放分别降低了 52.19% 和 48.62%。

然而一些研究也指出，碳交易的实施可能引发碳密集型企业的产业转移和产能迁移等相关碳泄漏问题，由市场驱动的配额分配与交易可能在改变区域产业结构的同时，引发能耗和排放的地理迁移，并可能会加剧地区间污染浓度差距，引发环境公平性问题。相关研究显示，加州碳市场的实施导致工业设施污染物排放出现下降，降低了区域污染物浓度，且污染物扩散模型揭示了环境正义（EJ）差距正在逐年缩小。试点碳市场有效降低了湖北省整体的 $\text{PM}_{2.5}$ 浓度，并带来健康效益，但也引发了部分城市 $\text{PM}_{2.5}$ 浓度的上升，带来了当地人口健康的负面影响。因此碳交易带来的环境影响需要引起高度关注，研究建议下一步在碳市场机制设计应考虑环境公平性问题，例如向超低排放设施提供一定的配额优惠等。

四、碳市场未来展望与建议

（一）全球碳市场建设展望

总量机制持续完善，强度模式迅速发展。目前，越来越多的国家和地区已将碳市场作为实现气候目标的核心政策工具。经过多年实践，以EUETS为代表的总量控制交易体系已经被证明能够有效降低温室气体排放总量。预计未来总量控制交易体系将持续优化调整，包括进一步削减配额上限、扩大行业覆盖范围、优化拍卖资金使用方式以及加强市场稳定储备等，从而增强碳交易在实现“净零”排放目标中的作用。

与此同时，以全国碳市场为代表的强度控制体系初步证明了其在不制约行业发展的前提下，能够有效发挥降低碳排放强度、优化能源结构的重要作用，这一模式更适用于碳排放尚未达峰的发展中国家。随着全球气候谈判的不断推进，预计更多的发展中国家将加入碳市场，并建立本国的碳交易机制。强度控制模式或将被越来越多的发展中国家所使用，并将在各国和地区具体应用环境下得到不断完善。全国碳市场的建设运行也将为发展中国家提供重要经验。

全球合作持续深化，强化监管与透明度。气候变化作为全球性挑战，需要各国和地区加强合作，共同采取协同行动来应对这一全球危机。碳市场不仅将继续作为各国实现气候目标的重要工具，还可能成为推动绿色经济转型、促进低碳技术创新以及推动全球合作的关键平台。近年来，欧盟与瑞士碳市场的连接、加利福尼亚州与魁北克省的合作、日本东京都与埼玉县碳市场的连接，为跨地区碳市场合作提供

了成功的案例。预计随着气候治理模式全球化扩展，碳交易体系的连接将进一步扩大，跨国、跨地区、跨行业甚至项目间的合作将变得日益频繁。

与此同时，COP29 达成了两项标准，标志着全球碳市场运行机制已经明确，为全球碳市场的发展提供了框架性支持。但市场的稳定性与有效监管依然是推进全球碳市场的关键挑战，各国仍存在巨大分歧。亟需建立更加完善的标准体系和监管机制，确保碳市场能够在更高透明度和更强合规性基础上运行。未来，随着国际气候政策和市场机制的不断演进，全球碳市场的合作框架将进一步完善，监管体系将更加严格，全球气候治理的协调性和透明度也将得到显著提升。

（二）中国碳市场优化建议

经过三年的持续建设，全国碳市场取得了积极进展，各项制度体系已逐步建立，激励与约束机制初步形成，减排效果开始显现。然而，市场在覆盖行业类型、交易活跃度、政策延续性等方面仍存在不足，多重因素叠加在一定程度上削弱了减排的有效性。基于上述分析，从以下三方面提出全国碳市场建设的优化建议。

明确发展路径，增强政策预期。全国碳市场仍处于初期建设阶段，各履约周期的配额分配方法、核算核查规则以及交易履约要求变化调整频繁，这为市场参与者的理解与执行带来难度，增加了管理部门的监管成本。同时，碳市场建设缺乏中长期的规划设计，缺少分阶段的减排目标，这为市场参与者实施长效的碳资产管理与长期减排投入带来挑战，降低了市场交易活跃度、削弱了减排效果。

关于欧盟和中国试点市场的研究表明，只要能够建立起长期稳定的政策预期，向排放主体传达出逐步加强管制的信号，即使在短期内出现配额盈余、碳价低迷及市场活力不足等问题，碳市场仍能有效发挥低成本减排的作用。因此，建议主管部门研究制定全国碳市场建设的中长期发展规划，明确全国碳市场在碳达峰前后不同阶段的发展思路与减排目标，并对基准线收紧幅度、配额跨周期使用方式、交易履约要求、行业扩围路线等关键问题提供长期设计。

完善配额机制，强化减排约束。根据国内外碳市场的建设经验，完善配额分配制度，增强配额分配的科学性与可操作性，并逐步收紧配额总量，是提升碳市场有效性的关键。全国碳市场前三个履约周期未实施配额有偿分配、未设置配额绝对总量，且配额分配后也缺乏有效的调控手段。从实际运行结果看，碳市场的实施虽然降低了机组发电强度，但未能实现对排放总量的有效控制。建议从三方面完善着手持续完善配额分配机制。

首先，加快引入配额有偿分配制度，建立配额交易一级市场。从配额全部免费分配逐步过渡到免费与有偿相结合的分配模式，提高有偿分配比例，使碳价能够更真实地反映碳减排成本。与此同时，同步明确有偿分配实施细则，包括有偿分配方式、参与者资格、交易平台和成交规则等要素，创建配额有偿分配收入基金，支持企业减排技术创新和碳市场建设。

其次，逐步实施配额绝对总量控制。鉴于中国目前处于碳排放尚未达峰的阶段，采用基于强度的配额分配方法在一定程度上平衡了经

济发展与碳减排的关系。然而，随着碳达峰进程的推进，应逐步考虑由配额相对总量控制过渡到配额绝对总量控制，将各年度配额总量与各阶段减排目标相衔接，并根据不同行业和地区的定位差异化设置配额总量。

最后，建立配额调节机制，与配额有偿分配机制相结合，由主管部门设立配额储备调节池，根据市场交易与碳价波动情况，及时调节市场配额供需，避免碳价在短期内剧烈波动，增强市场稳定性。

加强国际交流，促进技术创新。当前，全球气候治理正面临日益复杂的局面，单边主义与保护主义倾向加剧，美国特朗普政府的上台影响全球气候行动，中美国家层面气候对话合作机制或面临挑战。在此背景下，中国需要积极参与并引领全球气候治理，坚持多边主义，坚持共同但有区别的责任等原则，深入开展气候变化南南合作，帮助最不发达国家应对气候变化。面对复杂的国际气候治理形势，提出以下两点建议。

一是积极开展对外合作与交流，特别是与欧盟的对话与协商。中国应主动与欧盟就碳边境调节机制（CBAM）等关键技术性问题开展磋商，避免 CBAM 成为中欧之间的“绿色贸易壁垒”。在此过程中，重点解决关键要素、工作机制、核算体系、信息披露及 WTO 规则协调等技术性难点。同时，加强中欧在工业脱碳及中国气候政策领域的双边对话，增进欧盟对中国气候政策的理解，提高其对中国减排政策的认可度。持续完善以碳市场为核心的碳定价机制，以碳市场为平台加强与相关国家、地区和国际组织的合作，推动中国碳市场的国际化

进程。

二是大力推动减排技术创新。在全球气候变化形势日益严峻的背景下，技术创新成为各国实现碳中和目标的重要支撑，减排技术逐渐成为新的经济增长点。中国应聚焦碳中和关键领域和重大需求，统筹规划科研与技术开发的方向，依托在光伏、锂电池、新能源汽车等领域的技术优势，提前布局碳移除等领域的核心技术和装备攻关。

参考文献

- [1] International Carbon Action Partnership. Emissions trading worldwide. ICAP status report 2024[EB/OL]. 2024-04-10.
<https://icapcarbonaction.com/en/publications/emissions-trading-worldwide-2024-icap-status-report>
- [2] 中华人民共和国生态环境部. 全国碳排放权交易市场第一个履约周期报告 [EB/OL]. 2023-01-01.
https://www.mee.gov.cn/ywgz/ydqhbh/wsqtz/202301/t20230101_1009228.shtml
- [3] 中华人民共和国生态环境部. 全国碳市场发展报告(2024) [EB/OL]. 2024-07-22.
https://www.mee.gov.cn/ywdt/xwfb/202407/t20240722_1082192.shtml
- [4] 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.
- [5] 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.
- [6] 王科, 李思阳. 中国碳市场回顾与展望(2022) [J]. 北京理工大学学报(社会科学版), 2022, 24(2): 33-42.
- [7] 王科, 刘永艳. 2020年中国碳市场回顾与展望[J]. 北京理工大学学报(社会科学版), 2020, 22(2): 10-19.
- [8] 王科, 陈沫. 中国碳交易市场回顾与展望[J]. 北京理工大学学报(社会科学版), 2018, 20(2), 24-31.
- [9] Liu, J., Woodward R., Zhang Y. Has carbon emissions trading reduced PM_{2.5} in China[J]? *Environmental Science & Technology Journal*, 2021, 18, 55(10): 6631-6643.
- [10] Dechezleprêtre, A., Nachtigall, D., Venmans, F. The joint impact of the European Union emissions trading system on carbon emissions and economic performance[J]. *Journal of Environmental Economics and Management*, 2023, 118, 102758.
- [11] Hu, Y., Ren, S., Wang, Y., et al. Can carbon emission trading scheme achieve energy conservation and emission reduction? Evidence from the industrial sector in China[J]. *Energy Economics*, 2020, 85, 104590.
- [12] Wang, B., Duan, M. Have China's emissions trading systems reduced carbon emissions? Firm-level evidence from the power sector[J]. *Applied Energy*, 2025, 378(Part B), 124802.
- [13] Basaglia, P., Grunau, J., Drupp, M.A. The European Union Emissions Trading System might yield large co-benefits from pollution reduction[J]. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 2024, 121 (28), e2319908121.
- [14] Cui, J., Wang, C., Zhang, J., et al. The effectiveness of China's regional carbon market pilots in reducing firm emissions[J]. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 2021, 118.
- [15] Liu, Y., Tan, X., Yu, Y., et al. Assessment of impacts of Hubei Pilot emission trading schemes in China – A CGE-analysis using TermCO₂ model[J]. *Applied Energy*, 2017, 189, 762-769.
- [16] Cao, L., Tang, Y., Cai, B., et al. Was it better or worse? Simulating the

- environmental and health impacts of emissions trading scheme in Hubei province, China[J]. *Energy*, 2021, 217,119427,0360-5442.
- [17] Zheng, Y., Tan, R., Zhang, B. The joint impact of the carbon market on carbon emissions, energy mix, and co-pollutants[J]. *Research Letters*, 2023, 18, 045007.
- [18] 中华人民共和国生态环境部. 全国碳市场发展报告(2024) [EB/OL]. 2024-07.
- [19] 班健. 2023、2024 年度发电行业配额怎么分配? ——生态环境部应对气候变化司相关负责人就《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》答记者问[EB/OL]. 中国环境报. 2024-10-28.
- [20] Arimura, T.H., Abe, T. The impact of the Tokyo emissions trading scheme on office buildings: what factor contributed to the emission reduction[J]? *Environmental Economics and Policy Studies*, 2021, 23, 517–533.
- [21] Hernandez-Cortes, D., Meng, K.C. Do environmental markets cause environmental injustice? Evidence from California’s carbon market[J]. *Journal of Public Economics*, 2023, 217, 104786.
- [22] Bayer, P., & Aklin, M. The European Union emissions trading system reduced CO2 emissions despite low prices[J]. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 2020, 117, 16(9), 8804-8812.
- [23] Leroutier, M. Carbon pricing and power sector decarbonization: Evidence from the UK[J]. *Journal of Environmental Economics and Management*, 2022: 102580.
- [24] Zhang, H., Duan, M., Deng, Z. Have China’s pilot emissions trading schemes promoted carbon emission reductions? – the evidence from industrial sub-sectors at the provincial level[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2019, 234,912-924.
- [25] Ma, G., Qin, J., Zhang, Y. Does the carbon emissions trading system reduce carbon emissions by Promoting two-way FDI in developing countries? Evidence from Chinese listed companies and cities[J]. *Energy Economics*, 2023, 120,106581.
- [26] Zhu, J., Li, X., Fan, Y. et al. Effect of carbon market on air pollution: Firm-level evidence in China[J]. *Resource. Conservation Recycling*, 2022, 182, 106321.
- [27] Yu, J., Liu, P., Shi, X., et al. China’s emissions trading scheme, firms’ R&D investment and emissions reduction[J]. *Economic Analysis and Policy*, 2023, 80, 1021-1037.
- [28] Cao, J., Ho, M., Ma, R., et al. When carbon emission trading meets a regulated industry: Evidence from the electricity sector of China[J]. *Journal of Public Economics*, 2021, 200: 104470.

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. 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.

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