



International
Carbon Action
Partnership

全球碳市场进展

2026年度报告



全球碳市场进展

国际碳行动伙伴关系 (ICAP)
2026年度报告

本报告中文版由美国环保协会和国际碳行动伙伴关系 (ICAP) 秘书处共同翻译



引用建议:

国际碳行动伙伴关系 (ICAP) (2026): 《全球碳市场进展: 2026年度报告》。柏林: 国际碳行动伙伴关系。

编辑团队：

来自ICAP成员的政策制定者以及碳市场领域的专家为本报告撰写了稿件，并对报告中涉及的不同碳市场的信息进行了评议，ICAP秘书处对此深表谢意：

加拿大阿尔伯塔省环境部,澳大利亚气候变化、能源、环境和水资源部,Michael Grabner (奥地利), José Pedro Bastos Neves (巴西), Beatriz Soares (巴西), Alana Clement (不列颠哥伦比亚省), Scott Cutler (不列颠哥伦比亚省), Kirk Hepburn (不列颠哥伦比亚省), Melanie Robin (不列颠哥伦比亚省), Maral Sotoudehnia (不列颠哥伦比亚省), Natasha Staffeldt-Jost (不列颠哥伦比亚省), Lewis Stallard (不列颠哥伦比亚省), Erik Davies (加利福尼亚州), Rachel Gold (加利福尼亚州), Paulina Kolic (加利福尼亚州), Amy Ng (加利福尼亚州), Ryan Schauland (加利福尼亚州), Mark Sippola (加利福尼亚州), Hao Zhao (加利福尼亚州), 加拿大环境与气候变化部, Ignacio Casielles Maturana (智利), Maria Jose García Cabello (智利), Juan Pedro Searle Solar (智利), Isabella Villanueva García (智利), Shannon Hill (科罗拉多州), Megan McCarthy (科罗拉多州), Cecilia White (科罗拉多州), Luz Alcántara (多米尼加共和国), Sara Gonzalez (多米尼加共和国), Janibel Muñoz Torres (多米尼加共和国), Charlotte Girard (欧盟委员会), Miles Perry (欧盟委员会), Francois Schmitt (欧盟委员会), Ruben Vermeeren (欧盟委员会), Andreas Zenthofer (欧盟委员会), Daniel Detzer (德国), Dirk Weinreich (德国), Saurabh Diddi (印度), Mandeep Kaur (印度), Meenakshi (印度), Anandini Mayang (印度尼西亚), 日本环境省和经济产业省, Adilet Naukenov (哈萨克斯坦), Daniyar Jamalov (哈萨克斯坦), Hafdzuan Bin Adzmi (马来西亚), Muhamad Ridzwan Bin Ali (马来西亚), Ahmad Farid Mohammed (马来西亚), Dr. Zainorfarah Binti Zainuddin (马来西亚), Chris Hoagland (马里兰州), William Space (马萨诸塞州和区域温室气体倡议), 墨西哥环境与自然资源部, Neno Jablan (黑山), 新不伦瑞克省环境和地方政府部, Christopher Kardish (纽约州), Scott Gulliver (新西兰), Jay Forlong (新西兰), 纽芬兰与拉布拉多省环境与气候变化部, William Brooke (新斯科舍省), Nicole Singh (俄勒冈州), 俄勒冈州环境质量部, 宾夕法尼亚州环境保护部, Rommel M. Reyes (菲律宾), Jonathan Beaulieu (魁北克省) Jean-Yves Benoit (魁北克省), Julie Côté (魁北克省), Steve Doucet-Héon (魁北克省),

Vanessa Jaramillo Rivera (魁北克省), Olivier Lacroix (魁北克省), Kim Ricard (魁北克省), Mourad Ziani (魁北克省), Maureen Lee (Ecoeye, 韩国), 萨斯喀彻温省环境部, Thomas Kellerhals (瑞士), Adrian Schilt (瑞士), Krittaya Chuhaviriyakul (泰国), Kao Sagara (东京都政府), Asako Suyama (东京都政府), Eyüp Kaan Morali (土耳其), Okan Uğurlu (土耳其), Yuliia Romanenko (乌克兰), Bogdan Semenenko (乌克兰), Rufina Acheampong (英国), Ishtar Ali (英国), Matthew Davies (英国), Felix Grey (英国), Alise Karcevska (英国), Charlie Lewis (英国), Hannah Lewis (英国), Carly McKenna (英国), Rosanna Pellarin (英国), Chris Ramsay-Collins (英国), Emily Worthing (英国), Damon Ying (英国), Lauren Ashbrook (佛蒙特州), Erika Osorio (佛蒙特州), Huy Luong Quang (越南), Mike Johnson (华盛顿州), Shannon Jones (华盛顿州), Katie Murphy (华盛顿州), Derek Nixon (华盛顿州), Sienna Simkins (华盛顿州)。

国际碳行动伙伴组织秘书处 (ICAP) 感谢德国联邦环境、气候保护、自然保育及核能安全部资助本报告的编纂工作。阿德菲咨询有限公司 (adelphi) 在本报告的汇编和制作过程中为国际碳行动伙伴组织秘书处提供了科学技术支撑。ICAP和美国环保协会 (EDF) 组织翻译了本报告的中文版。我们感谢以下各位对本报告中文版翻译所做出的贡献：陈志斌 (ICAP秘书处)、刘洪铭 (EDF)、张鑫 (EDF)、王寅 (EDF)、李慕习 (EDF)、陈天蓝 (ICAP秘书处)。

我们衷心感谢Katie Kouchakji (KKE Communications) 对本报告进行的细致编辑与校对、并感谢她为我们提供的传播咨询建议。

特别感谢Maria del Pilar Salazar Vargas和Redmer Verwei协助编辑。

本报告的编辑截止日期为2026年2月。尽管报告所载信息在汇编时已尽最大努力确保审慎、准确，但截至出版时，可能已有更新信息和/或补充信息发布。

目录

前言	5
碳市场发展的关键数据	8
趋势与展望	9
全球碳市场年度回顾	12
信息图	18
碳市场详情	31
国际碳行动伙伴组织 (ICAP) 简介	268
出版说明	269

前言

乱流中的稳健航向： 碳市场在分裂世界中的坚韧增长

气候变化如今已成为塑造日常生活、经济规划和政治辩论的恒久因素。2025年，全球再次经历了气候影响不断加剧，从破纪录的热浪和水资源短缺，到日益频繁的粮食和能源危机。与此同时，全球地缘政治进入了更为动荡的阶段。不断升级的政治与贸易紧张局势、由此产生的经济不确定性，以及二战后所形成平衡格局的迅速瓦解，改变了许多国家公众与政界的优先事项。在此背景下，气候政策，尤其是碳定价，在一些国家难以再获得昔日的关注，反映出短期政治优先事项与持续气候行动迫切需求之间日益加剧的张力。

然而，尽管面临这些不利因素，全球碳市场（ETS）的发展势头并未放缓。恰恰相反，事实证明，碳交易体系极其适合应对当前这一更加复杂的环境。它们为实现减排目标提供了明确路径，而这些目标对长期稳定与繁荣依然至关重要。碳市场兼具灵活性与经济效率，这些特性在财政空间受限、政治格局变动之际显得尤为重要。碳市场的设计既能保障产业竞争力，又能创造财政收入，从而缓解政府面临的财政预算压力，并支持民众和企业抵御不利影响。

今年的《全球碳市场进展》年度报告呈现了当前碳市场规模不断扩大、机制日益成熟的发展图景。目前全球共有41个碳市场投入运行，另有16个碳市场正处于不同阶段的设计或考虑过程中，主要增长来自中等收入经济体。现有碳市场正在逐步收紧排放总量、完善配额分配方法，并将覆盖范围扩展至海运、建筑、交通燃料和废弃物等新领域。近期进展表明，碳市场政策即便在更为不确定的时期仍在持续演进，当中包括中国全国碳市场朝绝对总量上限迈进并扩大覆盖范围、韩国碳市场雄心勃勃的新阶段、英国碳市场的重大扩展，以及欧盟、加利福尼亚州和其他长期运行碳市场的持续改革。

碳市场新兴司法管辖区也取得了实质性进展。巴西正在通过全新的制度安排，加速推进其全国碳市场的实施。印度和越南正以行业特定目标推动其碳市场投入运行。土耳其通过了一部具有里程碑意义的气候法，为建立全国碳市场奠定了基础。这些进展凸显出碳市场不仅日益成为高收入国家气候战略的核心，也正成为多元经济体更广泛发展路径的重要组成部分。

碳市场在各类经济体中始终是气候政策中具有韧性且处于核心地位的组成部分。

随着碳市场深度重塑经济与气候政策格局，各国政府面临一系列对其政策长期持久性至关重要的全新课题。在社会与经济优先事项相互竞争的情况下，政策制定者必须设计有效的市场，同时清晰传达其目的，并为民众、劳动者和社区展现切实的益处。与此同时，随着各司法管辖区逐步接近净零目标，它们必须应对如何在保持竞争力和投资确定性、管理政策的分配效应并把握结构转型节奏的同时，实现更大幅度减排等问题。



Dr. Dirk Weinreich

ICAP联席主席、德国联邦环境、气候保护、自然保育及核能安全部气候立法与碳市场处处长



Jean-Yves Benoit

ICAP联席主席、魁北克省环境与气候变化应对部碳市场司司长

自2007年以来，国际碳行动伙伴组织（ICAP）为各国政府提供了一个值得信赖的平台，使其在设计、实施和完善碳市场的过程中能够相互学习。通过技术对话、能力建设和知识共享，ICAP协助各司法管辖区强化气候政策。随着碳市场扩展到更多地区和行业，构建这能够让同行互信交流、携手攻坚克难的平台比以往任何时候都更为重要。

2025年，ICAP继续强化其作为碳市场国际合作核心平台的作用。波兰作为第35个成员加入ICAP，为这个正在重塑能源与工业格局的国家带来了新的视角。在贝伦举行的COP30上，各国政府通过了碳排放权交易市场开放联盟，进一步重申了加强强制碳市场之间协调的政治意愿。这些进展凸显出一种共识：随着越来越多的政府依赖碳市场，成功将日益取决于持续的对话、相互学习和跨司法管辖区的协调。

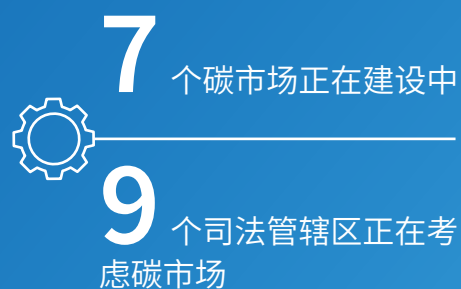
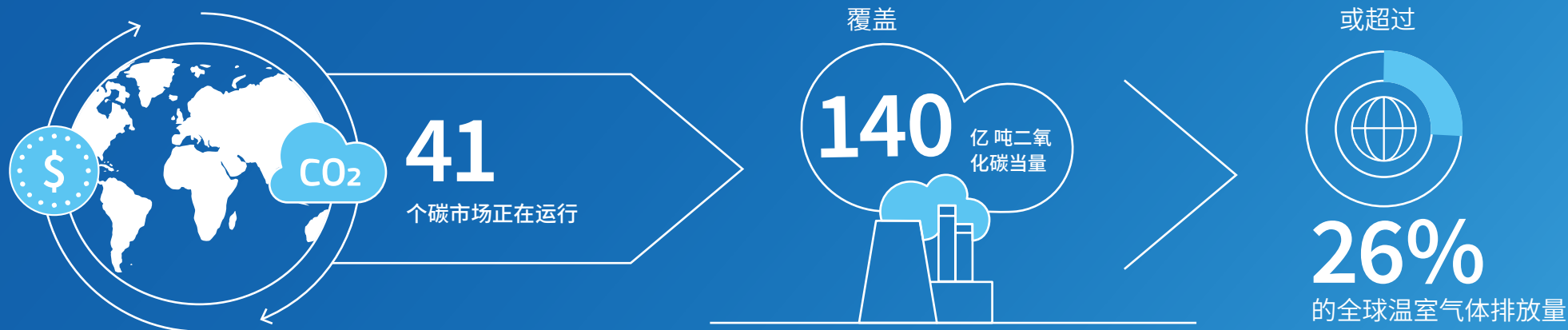
《全球碳市场进展：ICAP2026年度报告》记录了碳市场这一巩固与加速发展的时刻。报告概述了全球碳市场趋势、关键信息图，以及关于正在运行、建设中和考虑中碳市场的详细概况。最重要的是，它说明了碳市场如何在高收入和新兴经济体中始终是气候政策中具有韧性且核心的组成部分。通过持续共享知识、协调方法并从经验中学习，ICAP及其成员与伙伴致力于支持稳健、有雄心且治理良好的碳定价政策，为气候议程作出切实贡献。

01

执行摘要



碳市场发展的关键数据



趋势与展望

全球碳市场的发展、趋势和未来展望概述

气候变化已不再是遥远的威胁，而是塑造经济与政治决策的日常因素。然而，当前的政治氛围，无论在国内还是地缘政治层面，似乎正在将优先事项从气候行动上移开。尽管面临这一逆风，碳市场（ETS）的发展势头并未放缓，恰恰相反：今年有三个新的国家碳市场上线，更多碳市场正在筹备中；现有碳市场日趋成熟和完善；平均价格走势回归相对稳定。这在一定程度上看似矛盾：对能源安全与能源成本的担忧，虽然稀释了气候行动的政治合法性与推动力，但却恰恰强化了碳市场的制度吸引力，作为一种灵活、低成本实现长期目标的工具，其优势更加凸显。尽管目前断言这场博弈的最终走向还为时过早，但迄今为止，决策者们依然顶住压力坚持既定方向。而目前的碳市场设计趋势，也正通过强有力的立法进程、因地制宜的创新方法、整合的政策框架以及提升政治接受度的积极努力，为他们提供切实的支撑。展望未来，重大挑战依然存在，碳市场政策制定者需要在波涛汹涌的水域中航行，但日益增强的国际合作势头和不断深化的实践社群，正在帮助积累共同经验并构建全球协调一致。

碳市场巩固其作为全球气候政策基石的地位

碳市场已从小众走向主流，稳步成为减缓气候变化的各国政府的首要政策工具。日本、印度和越南三个新的国家碳市场于今年投入运行，见证了愈来愈多国家采用碳市场，另有多多个碳市场即将投入运行。目前全球覆盖范围已相当可观：41个碳市场正在运行，覆盖26%的全球温室气体排放量。运行碳市场的司法管辖区合计占全球国内生产总值（GDP）的63%以及全球半数以上的人口。二十国集团（G20）中已有14个国家在国家或次国家层面运行碳市场，另有两个正在建设其碳市场，碳市场已处于主要全球经济体脱碳战略的核心。另有16个政府正处于考虑或建设碳市场的不同阶段，其中包括准备于今年启动试点碳市场的土耳其。在拉丁美洲，巴西、智利和哥伦比亚均已通过碳市场立法并正在筹备实施，而玻利维亚已着手制定法律框架。泰国和菲律宾也已跨越关键的立法门槛。

碳市场扩展恰逢国际气候治理的关键时刻：《巴黎协定》所有缔约方需在2025年提交新一轮国家自主贡献（NDC3.0），以设定至2035年的国家气候目标。这两个进程之间的协同日益明确。包括巴西、土耳其、墨西哥及多个亚洲经济体在内的若干国家，已将其碳市场或碳定价机制确定为实现NDC的核心工具，将碳定价置于国家气候战略的核心。碳市场日益不仅成为国内政策的基石，也成为各国国际承诺的基石。

主要分布于亚洲和拉丁美洲的中大型新兴经济体正在推动新碳市场体系的增长。

位于亚洲和拉丁美洲的中大型新兴经济体正在推动新碳市场体系的增长。诸多碳市场正逐步打破传统「总量控制与交易」的模板，转向基于排放强度的管控模式，并通过创新的混合机制，将其他碳定价工具兼收并蓄、一体化推进。新碳市场同时也在欧洲、北美和亚洲的工业化经济体中涌现。日本的新国家层面的碳市场整合了长期运行的东京和埼玉碳市场的做法，同时建立一个成熟的碳信用框架。北美在州和省一级的势头持续：俄勒冈州和科罗拉多州去年推出了新碳市场，纽约州也正准备跟进。欧盟碳市场2（EUETS2）也已在望，但为预留更多准备时间，其履约启动可能推迟一年。

在新碳市场增长的同时，现有碳市场也在经历重大演进和改革：通过提升减排雄心、优化机制设计以及扩大覆盖范围持续深化改革。中国已宣布计划将其全国碳市场从基于排放强度的方法转向绝对总量上限，同时扩大覆盖范围并引入拍卖。韩国碳市场已进入新阶段，采用更多拍卖、设立新的市场稳定储备，并采用与目标相一致的限额轨迹。加利福尼亚州已通过立法将其体系延续至2045年。欧盟宣布对《欧盟碳市场指令》进行修订，内容包括市场稳定储备的更新、长期限额轨迹、二氧化碳移除的作用，以及在CBAM覆盖行业中逐步取消免费配额等。CBAM本身也已进入履约阶段，标志着国际贸易碳定价的新纪元。

除碳市场设计和市场规则的变化之外，现有碳市场的覆盖行业扩展是另一同样重要的平行趋势。一些最初仅覆盖电力部门（最大且最直接的排放源）的碳市场，如今正延伸至更难减排的工业和经济部门。中国全国碳市场是最突出的例子：2021年启动时仅覆盖电力部门，此后已正式扩展至钢铁、水泥和铝冶炼行业，将一千多家新增企业纳入限额管理，大幅深化了该碳市场的经济覆盖广度。印度尼西亚的碳市场也遵循了类似轨迹，从电力行业起步并逐步扩大其范围。这些进展反映出碳市场模式更广泛的成熟过程：碳市场先在电力行业生根立足，借此建立起完善的监测、报告与核查（MRV）基础设施并积累市场经验，再着手应对在政治和技术上更为复杂的工业排放源覆盖工作。

同样的逻辑也在成熟碳市场上体现。英国碳市场正在将覆盖范围扩展至国内海运（自2026年起）和废弃物焚烧（自2028年起），这些行业的监测和报告义务已经启动。与此同时，欧盟已将其旗舰碳市场扩展至海运，同时筹备启动一个全新的体系：欧盟碳市场2（EUETS2），旨在将建筑和道路交通部门首次纳入碳价范围。EU ETS 2 的履约启动已推迟一年，计划于2028年投入运行，将覆盖全体欧盟成员国道路交通和建筑领域的燃料分销。尽管从技术上而言，EUETS2是一个新碳市场而非现有市场的扩展，但EUETS2体现了相同的基本原则：全面有效的碳价必须覆盖尽可能多的行业，以推动整个经济的脱碳。综合来看，这些进展标志着碳市场雄心的一个转折点，从针对性的工具转向覆盖全经济的政策框架。

2025年碳市场价格回归相对稳定，大多数市场价格总体平稳或温和上涨。与此相应，2025年成为碳市场收入又一个创纪录的年份。继2024年小幅下降后，收入在2025年回升至近800亿美元（约5456亿元人民币），超过了2023年创下的750亿美元（约5115亿元人民币）的纪录。欧盟碳市场和英国碳市场价格虽有波动但总体稳步上涨，大多数北美体系亦是如此。相比之下，加利福尼亚州、新西兰和中国全国碳市场的价格在这一年出现小幅下降，而韩国碳市场则保持相对稳定。

碳市场在全球日趋不确定中增强政策持久性

毋庸置疑，世界正处于一个风云变幻的时代：民粹主义、能源与贸易战，以及生活成本压力，正在重塑气候政策的政治格局。美国退出《巴黎协定》以及现任政府在联邦层面逐步取消气候监管法规，正是这一趋势最突出的例证，它表明气候政策的政治基础可迅速转变。然而，美国次国家层面碳市场的韧性表明，碳市场一旦写入法律，便能比影响国家优先事项的政治周期更具持久性。

气候政策制定者对政治逆风并不陌生。来之不易的经验如今正在塑造碳市场的设计，通过嵌入稳健的立法程序来打造更稳定的政策。其一，是将碳交易深度嵌入国家总体气候立法与净零愿景，将其锚定于长期经济战略之中。其二，是自始至终贯穿实质性的利益相关方磋商，以此广泛凝聚社会共识，从而构建具备深厚民意基础的政策。其三，是在碳市场设计早期即整合的沟通策略，确保信息可及，并提高政策权衡的透明度。

碳市场本质上是具有灵活性的，这种灵活性也延伸到政策设计本身，各国政府能够根据自身情况和发展路径调整政策，加强碳市场对政府的吸引力。各国决策者日益强调因地制宜，使碳交易体系服务于本国战略。这种「立足本土」的方法恰好与《巴黎协定》「自下而上」的治理精神不谋而合。其一趋势是综合政策框架的发展，市场稳定机制、碳税、抵销信用机制和CBAM与碳市场的并行部署，有

时直接内置于碳市场设计之中。其二是在工业部门快速增长的新兴经济体中，日益采用基于排放强度的碳市场。目前，全球约半数运行中的碳市场是基于排放强度，约占全球碳市场覆盖排放量的75%。这些数据很大程度上源于全球最大的碳市场—中国全国碳市场的巨大规模，它本身也是基于排放强度。然而这些数据掩盖了一个重要的反向趋势：包括中国全国碳市场在内的成熟碳市场，正随着自身成熟而寻求转向绝对总量上限。

面对日益上升的政治不满和生活成本压力，各国政府正通过优化设计、加强沟通宣传，全力提升公众对碳市场的接受度。当碳市场覆盖范围从工业扩展至可直接影响民众生计的行业时，政治接受度变得尤为关键。目前一个核心趋势是事先决定、清晰传达和建立「收支透明机制」，将收入更多用于气候行动和支持过多地受碳价影响的群体，体现公平与公正原则。传达这些积极效果至关重要。一些司法管辖区将其限额与交易体系重新命名为「限额与投资」(Cap-and-Invest)，以使这一关联更加明确，例如华盛顿州和加利福尼亚州，其他地区也在讨论之中。欧盟的实践更是提供了典型佐证：若没有同步配套的「社会气候基金」，覆盖建筑和交通的EU ETS 2在政治上并不可行。

竞争力与灵活性：将国内体系融入全球背景

随着碳市场越发成为气候政策的核心工具，政策制定者正面临新旧交织的挑战。目前，无论是新兴市场还是成熟体系，都在聚焦两大核心议题，但侧重点各有不同：其一，如何在碳成本上升的情况下维持国内产业的竞争力；其二，如何利用国内和国际碳信用框架提供履约灵活性和控制成本，确保减排雄心在政治与经济层面行稳致远。

免费配额仍是防范“碳泄漏”、保护本土产业的主要工具。然而，随着碳市场日趋成熟并展望净零排放，当前做法正受到质疑。免费配额随着配额总量不可避免地逐年收紧，而减排亦变得愈发困难和昂贵。因此，配额分配应更为精准：仅将免费配额分配给真正需要援助的「高耗能、高贸易暴露」(EITE)产业。与此同时，随着脱碳愈发具挑战性，各国政府积极思考碳移除和碳抵消在不损害环境完整性的前提下，如何能够帮助难减排产业将履约成本维持在可控范围内。

免费配额的替代方案开始浮现。其中，最具开创性的举措当属CBAM，该机制自宣布以来便吸引了大量国际关注。通过对进口产品的碳含量定价，CBAM跳出了传统的配额分配框架，改在边境关口堵住了“碳泄漏”的漏洞，并在全球范围内引发了广泛关注。英国效仿并计划推出类似机制，而越来越多的司法管辖区也开始将其纳入正式的政策考量。对诸多贸易伙伴而言，欧盟CBAM迫使诸多贸易伙伴加速本国碳定价进程，因为贸易伙伴正在权衡其对自身产业和政策框架的影响。

来之不易的经验如今正在塑造碳市场的设计，通过嵌入稳健的立法程序来打造更稳定的政策。

抵销信用的使用以及碳信用机制的建立，在碳市场设计中日益普及，尤其是新兴体系希望从一开始就将碳信用纳入其监管框架。各国政府在如何将碳信用机制与本国碳市场并行衔接方面面临重要抉择，需审慎权衡相互竞争的政策目标。需要权衡的问题包括：是先建立国内碳信用机制再向外拓展，还是尽早参与国际市场；碳信用应服务于国内履约需求，还是可供国际销售；以及最具国内协同效益的碳信用，是否能获得国际市场的认可。这些抉择也受到自愿碳市场的发展影响，尽管自愿碳市场异于强制碳市场，但随着标准趋同以及《巴黎协定》第六条机制的桥梁搭建，两者正呈现出联动发展的态势。各国政府现在所作的抉择，将既塑造其体系的环境完整性，也决定其在日益相互关联的全球碳市场中的地位。

国际合作应运而生

碳市场间国际合作的意愿日益强烈，最具标志性的进展当属「碳排放权交易市场开放联盟」的成立，以及若干现存的对话平台。过去，各国碳市场建设多采取“立足本土”的路径；而今，在亟需强化全球协调联动的转折关头，上述对话平台正发挥着极其重要的作用。它们有助于应对共同的问题：如何比对不同碳市场间的减排雄心与稳健性；如何确保国际贸易不削弱本土气候政策的成效；以及如何为日益碎片化的市场格局构建新型协调秩序。随着各司法管辖区既要设计因地制宜的制度，又要顺应全球协同发展的大局，这类对话变得不可或缺。

国际层面的新进展进一步推进了上述努力。《巴黎协定》第六条机制规则的最终敲定，为国际转移减排成果(ITMO)提供了框架，并形成了一个初具雏形的全球碳信用机制，为碳市场司法管辖区参与国际碳市场开辟了新的可能性。尽管环境完整性和治理问题仍需审慎考量，但这些进展为国内碳市场的运行环境增添了重要的新维度。

在这些技术性讨论的背后，蕴含着更深层次的基石：一个建立在经验共享基础之上、不断壮大的实践社群。随着碳市场的扩展和演进，通过汲取全球各地的教训，一套以事实为依据的最佳实践正在稳步形成。这为新兴体系的政策制定者创造了切实机会，藉此借鉴集体经验，避免常见陷阱，并从一开始就采用更稳健的政策设计。在政治不确定的时代，这一相互学习、在共同成功基础上不断积累的从业者网络，或许是确保全球碳市场持续增长和韧性的最重要因素之一。

全球碳市场年度回顾

概述各司法管辖区的主要更新

欧洲和中亚地区



奥地利: 奥地利的全国碳市场于2022年10月启动，覆盖未纳入欧盟碳市场的化石燃料。2025年1月，固定价格按计划上调。2024年通过的修订立法使该体系与欧盟碳市场2的方法保持一致，管控单位现需在两个框架下进行报告。在欧盟决定将碳市场2推迟一年后，奥地利的体系将延续至2027年。此前向消费者再分配收入的「区域气候奖金」作为财政整顿措施的一部分已被取消。

欧盟: 就交易额和交易量而言，欧盟碳市场仍是目前正在运行的最大碳市场，约占欧盟总排放量的35%，由于2023年的电力排放大幅减少，覆盖比率较去年有所下降。2025年，各航运公司迎来了首个配额履约期，须为其2024年度产生的相应碳排放量清缴配额。在航空方面，免费配额于2025年减至50%，并自2026年起全面取消。CBAM于2026年1月进入正式实施阶段，首次清缴CBAM证书的截止日期定于2027年9月。继2025年5月的声明之后，欧盟理事会授予欧盟委员会谈判授权，以就碳市场联通安排与英国启动正式磋商。继欧盟理事会与欧洲议会于2025年12月达成临时协议后，覆盖建筑、道路交通及其他新增行业的独立碳市场（碳市场2）的启动推迟一年，至2028年。

德国: 德国于2021年启动其全国碳市场，覆盖未纳入欧盟碳市场的供暖和交通燃料。2025年2月，议会通过立法以过渡至欧盟碳市场2，但该超国家机制随后被推迟一年至2028年。政府将选择纳入更多行业，但已排除农业的燃烧排放。废弃物焚烧也仍保留在全国市场内，有待欧盟层面的进一步分析。第二份评估报告已于2025年1月发布，即将到来的价格走廊阶段的拍卖程序也已敲定。

哈萨克斯坦: 哈萨克斯坦碳市场已步入第14个运行年度。2025年10月，发布了2026至2030年期间的国家配额分配计划草案。该草案提议年度限额较2025年水平削减10.4%至23%。自2021年以来，配额主要以基准法分配，同时筹备引入拍卖机制。

黑山: 黑山碳市场于2020年启动，覆盖电力和工业的大型设施。政府于2025年9月完成了一部气候法草案，该法于12月通过，并将于2026年5月生效。该修订法案将国家碳市场的多项设计要素与欧盟法规进行了对接，其中涵盖监测、报告与核查（MRV）机制、配额分配以及收益使用等相关条款。随着修订气候法的通过，修订碳市场法规的起草工作已紧锣密鼓地展开，预计将于2026年5月前通过。



北美

瑞士：瑞士碳市场建立于2008年，自2020年起与欧盟碳市场联通。2025年，修订法案正式生效，通过更严格的限额削减系数使该碳市场与欧盟改革保持一致，并允许碳捕集计入履约。航空业的免费配额将逐步取消，同时一项新的激励机制将抵消可持续航空燃料的成本。一项外部评估发现，该体系对减排的影响甚微。

土耳其：土耳其正准备启动其全国碳市场，预计将于2026年进入试点阶段。2025年7月，政府颁布了首部气候法，为碳市场奠定了法律基础，并设立了一个专门委员会，负责就限额设定与配额分配计划、免费配额发放和碳抵消上限等关键设计要素作出决定。一份关于实施的法规草案随后不久发布，供利益相关方咨询。该国于2025年底提交了其NDC3.0，并将于2026年主办第31届联合国气候变化大会。

乌克兰：乌克兰继续为其全国碳市场筹备监管框架。2025年2月，乌克兰政府批准了建立全国碳市场的《行动计划》。该文件规定，碳市场试点阶段应于2028年开始，而正式运行阶段的启动时间，则不得早于现行戒严令解除后的第三年。

英国：英国碳市场于2021年启动，随着2025年实施关键改革和筹备扩展覆盖范围而渐趋成熟。英国与欧盟同意致力联通各自的碳市场，实现配额互认，并为相互豁免 CBAM 创造条件。英国确认自2026年年中起覆盖海运，并宣布计划自2028年起纳入废弃物焚烧、自2029年起纳入「工程化温室气体移除」。针对2027年启动的下一配额分配期，免费分配规则现已敲定，未来将被纳入碳边境调节机制（CBAM）的行业，其免费配额将逐步取消。政府正在立法，拟自2027年初起引入英国CBAM，覆盖铝、水泥、化肥、氢、铁和钢等行业。英国还将碳市场延长至第二阶段，从2031年运行至2040年底。

阿尔伯塔省（加拿大）：阿尔伯塔省基于排放强度的工业碳市场自2007年起运行，为北美首个工业碳定价机制，现行版本自2020年起生效。2025年，政府出于对经济的担忧冻结了固定价格，并引入了一条新的履约路径，允许设施通过直接投资现场减排技术来履行部分义务。政府进一步重申了维持碳市场的承诺，并获得业界的强力支持。

不列颠哥伦比亚省（加拿大）：不列颠哥伦比亚省的碳定价机制（OBPS）于2024年4月启动，覆盖大型工业运营。在2025年4月取消省级碳税之后，碳市场成为该省唯一的碳定价工具。首个履约年度于2025年顺利结束，覆盖约120家运营设施。该省还以两项针对碳捕集和制冷剂销毁的新协议扩展了其碳抵消框架。一项独立评审建议将该碳定价机制延续至2040年。

加利福尼亚州（美国）：作为全球规模最大的强制碳市场之一，加利福尼亚州碳市场自2014年起便与魁北克省实现了对接运行。2025年9月，政府通过了具有里程碑意义的立法，将碳市场重新授权至2045年，并将其名称从「限额与交易」（Cap-and-Trade）更名为「限额与投资」（Cap-and-Invest）。新法律要求主管部门使排放限额与该州2030年和2045年的气候目标相一致，强化碳抵消协议，并为计划收入制定拨款规则。落实这些要求的正式规则制定程序正在推进，预计法规修订将自2027年起生效。与华盛顿州潜在联通的讨论仍在继续。

加拿大联邦基于产出的碳定价体系（OBPS）：联邦OBPS自2019年起实施，是联邦碳污染定价「兜底」体系的一部分。2025年4月1日，联邦政府通过将所有燃料费率设为零，取消了全国联邦燃料费（「兜底」体系的第个组成部分），因此2025年春季有必要对OBPS法规进行修订。对OBPS法规的修订包括更新「现场运输排放」的定义，以确保这些排放仍受全国碳定价的覆盖。

科罗拉多州（美国）：科罗拉多州建立了覆盖州内大型制造商的碳市场，首个履约年度为2024年。该体系针对不同类型的设施设有基于排放强度的限制和绝对排放限制。2025年，政府向被覆盖设施发放了首批排放信用，使双边交易和拍卖参与成为可能。该州于2025年年中举行了首次年度拍卖，多个实体作为竞买方和出售方参与。

马里兰州（美国）：马里兰州正在探索覆盖全经济的限额与投资计划，以实现其减排目标。2023年的一项计划阐述了此类体系如何能够为清洁能源项目、消费者退款和脱碳举措筹集收入。该州的电力部门已受区域温室气体倡议（RGGI）监管。2025年，马里兰州气候变化委员会建议该州采取下一步措施，评估并提出覆盖全经济的限额与投资计划的潜在设计方案。

马萨诸塞州（美国）：马萨诸塞州针对发电企业的碳市场自2018年起运行，与RGGI互为补充：该州的发电企业必须同时遵守这两个计划。所有配额均通过季度拍卖分配，收入用于资助减排和社区项目。2025年，当年配额的拍卖价格明显高于未来年份配额，表明被监管实体优先考虑近期履约需求。

新不伦瑞克省（加拿大）：新不伦瑞克省的OBPS是一个基于排放强度的碳市场，每个纳管主体必须就超出其年度排放限额的排放提交履约单位。该体系力求以对产业最低的成本实现温室气体减排的递增，同时支持低碳增长与投资、最大限度减少碳泄漏、确保公平，并提供清晰度、行政效率、问责制和透明度。2025年，政府发布了新版《温室气体排放报告与削减标准》

纽芬兰与拉布拉多省 (加拿大)：纽芬兰与拉布拉多省的绩效标准系统 (PSS) 于2019年生效。它是一个针对大型工业排放源、基于排放强度的碳市场，每个纳管主体必须就超出各设施年度排放限额的排放提交履约单位。温室气体削减基金信用的价格随联邦最低碳价同步上涨。

纽约州 (美国)：纽约州的限额与投资计划 (NYCI) 正在建设中，旨在按照其气候立法减少全州排放。该计划将覆盖所有排放行业，配额主要通过拍卖分配。2025年，政府发布了强制性排放报告规则草案，并于年底定稿。2025年底的一项法院裁决要求该州在2026年初前发布减排法规，强化了其气候法下的义务。该州已对该裁决提起上诉，在进一步审查前暂缓执行该命令。

新斯科舍省 (加拿大)：新斯科舍省基于产出的工业碳定价体系于2023年启动，覆盖发电企业和大型工业排放源，取代了该省此前的限额与交易计划。2025年1月，该省与联邦政府达成了一项等效协议，承认该省针对电力部门的排放法规至2029年有效。在2025年4月取消联邦消费者碳费之后，该体系仍是该省被覆盖设施的主要碳定价工具。

安大略省 (加拿大)：安大略省的排放绩效标准 (EPS) 计划于2022年1月生效，取代了2019年至2021年间在安大略省运行的联邦OBPS。它是一个针对大型工业排放源、基于排放强度的碳市场，每个纳管主体必须就超出其年度限额的排放提交履约单位。2025年，《温室气体排放绩效标准法规》经修订，允许在提出注销注册申请时符合自愿参与标准的任何设施退出EPS计划。

俄勒冈州 (美国)：俄勒冈州的碳市场旨在以2017–2019年为基准，于2035年前实现全经济温室气体减排50%、2050年前减排90%。该计划于2025年随着首个履约期的开始而生效。过去一年，该州完成了市场投入运行的关键步骤，包括向纳管主体首次发放和分配履约工具，以及发布关于监测、报告和履约义务的详细指南。

宾夕法尼亚州 (美国)：宾夕法尼亚州于2022年发布了一项法规，拟为电力部门建立碳市场并将其与RGGI链接。该法规面临法律质疑，法院于2023年裁定其违宪。2025年，立法机构通过预算立法正式终止了该州对RGGI的参与。与此同时，议员们重新提出一项法案，拟设立一个由州政府运营、针对化石燃料发电企业的限额与投资计划。如若实施，该州运营计划的拍卖收入将用于资助消费者退款、清洁能源项目、劳动力发展和低收入群体支持。

魁北克省 (加拿大)：魁北克省运行着一个全面的限额与交易体系，覆盖该司法管辖区约80%的排放。该体系自2014年起与加利福尼亚州链接，2025年继续平稳运行，联合拍卖产生了可观的收入。政府发布了本个十年余下时期的绿色经济计划，主要由碳市场收入资助。法规修订在这一年取得进展，法规草案预计将于2026年初出台。与华盛顿州潜在链接的讨论仍在继续。

区域温室气体倡议 (RGGI)：2025年年中，参与RGGI的各州完成了其第三次计划评审，引入了自2027年起生效的改革。这些改革包括收紧排放限额并加大年度削减幅度、扩大成本控制储备、提高最低储备价格，以及逐步取消新的抵销信用。各州承诺相应修订其法规。与此同时，弗吉尼亚州2022年退出该计划一事在法律上仍存争议，法院在上诉期间暂停了其重新加入。宾夕法尼亚州于2025年底通过预算立法正式终止了其参与。

萨斯喀彻温省 (加拿大)：基于产出的绩效计划于2019年生效。它是一个针对大型工业排放源、基于排放强度的碳市场，被监管设施需满足特定于设施的绩效标准。2025年，萨斯喀彻温省政府宣布，鉴于持续的全球关税带来的不确定性和成本上升，将自2025年4月1日起暂停OBPS计划。尽管履约义务的累计与履行已暂停，被监管设施仍需向环境部提交其排放报告。

佛蒙特州 (美国)：佛蒙特州正在探索一个限额与投资计划，以帮助实现其气候目标。该州的电力部门已被RGGI覆盖。2024年，立法机构要求开展一项关于将覆盖范围扩展至更多行业的研究。该研究于2025年初完成，鉴于该州规模较小，州财政官建议不另行建立独立计划。因此，政府正在密切关注纽约州限额与投资计划的进展，以期未来可能链接。

华盛顿州 (美国)：华盛顿州的限额与投资计划于2023年启动，覆盖该州大部分排放。2025年，立法机构颁布了新立法，要求环境机构分析潜在链接情景下的市场动态，并为未来数年设定80美元（约545.6元人民币）的固定价格上限。该机构推进相关规则制定工作，以便未来实现连接；相关规则预计于2026年底通过。与加利福尼亚州和魁北克省潜在联通的讨论仍在继续。



亚太地区

澳大利亚：澳大利亚保障机制是一个基准与积分体系，为工业和交通部门最大的设施分配强制性排放基准。排放超过其基准的设施需抵消超额排放，而排放低于基准目标的设施则获发积分。2024 财年是改革后保障机制下的首个完整履约年度。2025年2月，监管机构在2024财年排放报告后发放了首批保障机制积分。2025年4月发布的全面履约数据显示，被覆盖排放下降约2%，证明了该体系在推动减排方面的有效性。

中国（全国）：中国全国碳市场是一个于2021年启动、基于排放强度的体系。2025年，2023年度的履约工作完成，履约率达99.98%。中共中央办公厅和国务院办公厅联合发布了《关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见》，提出了从基于排放强度的总量上限向绝对总量上限转型的路线图。11月，生态环境部发布配额分配方案，正式将全国碳市场扩展至钢铁、水泥和电解铝行业的2024和2025年度履约，为市场覆盖增加30亿吨排放。同样在11月，中国提交了其2035年NDC，承诺将全经济温室气体排放从峰值水平减少7-10%——这是中国首次承诺绝对量减排。新的NDC还计划扩大碳市场覆盖范围并在全中国引入拍卖。

中国的地方碳市场：中国各区域地方碳市场继续交易、确保履约并更新碳市场管理办法。各试点的一个共同主题是将钢铁、水泥和电解铝企业纳入全国碳市场，这显著降低了广东等试点的排放限额，广东被覆盖的总排放从近3亿吨二氧化碳降至9400万吨。上海发布了一项五年改革方案，对排放稳定的行业引入绝对总量限额，并提高拍卖配额的比例。湖北、上海和天津也提出了降低纳入门槛、扩大行业覆盖并覆盖非二氧化碳排放的计划。此外，北京、上海、福建和深圳等多个试点推进了其碳普惠抵消机制。

印度：印度政府于2024年通过了《碳积分交易机制》（CCTS）下履约机制的详细法规。它采取基于排放强度的基准与积分体系形式，对能源密集型产业设定强制性排放强度目标。该体系建立在现有节能计划的基础上，该计划正逐步过渡为强制性碳市场。七个工业部门于2025年成功转入新体系，目标分两个阶段公布。各实体现已就前两个履约年度（2026财年和2027财年）拥有具有法律约束力的排放强度目标。积分交易预计将于2026年年中启动。

印度尼西亚：印度尼西亚于2023年为电力部门引入了基于排放强度的碳市场。在第一阶段，它仅覆盖并入电网的燃煤电厂。2025年，覆盖范围扩展至未并网自备燃煤电厂和燃气电厂。因此，被覆盖设施总数从约150家增至400多家，显著扩大了该体系的覆盖范围。一项总统法规使国家碳定价框架正式化，为交易体系、作为履约兜底的碳费，以及基于结果的支付机制奠定了法律基础。由于监管变动，2025年的配额分配被推迟，未发生交易。

日本：日本于2023年以自愿性基准与信用体系的形式启动其碳市场。在2026年4月开始的2026财年，GX-ETS将过渡为强制性基准与积分体系，标志着该国碳定价方法的重大转变。超过700家公司参与了自愿阶段，占全国排放的一半以上。2025年间，政府举行了多次工作组会议，就强制性体系的各项设计要素咨询利益相关方，包括用于设定基准的基准值法和历史法，以及排放配额的价格上下限。计划自2033年起对电力部门的高排放企业实行拍卖。该体系是更广泛脱碳战略的一部分，该战略结合多种碳定价工具，以助力在2050年前实现净零排放。

马来西亚：马来西亚正在建立国内碳市场。2025年9月，政府批准了一项新的国家气候政策，将碳定价和碳市场确定为实现气候目标的关键工具。2024年发布的一份气候立法咨询文件包含了建立国内碳市场的法律基础。在2026至2030年国家发展计划下，政府宣布将出台碳市场政策并启动国内碳市场，以促进向低碳经济转型。2025年10月，政府宣布将自2026年起对钢铁和能源产业征收碳税，与即将出台的碳市场政策相协调。

新西兰：新西兰碳市场于2008年启动，覆盖除农业外所有部门中近半数的全国排放。2025年，由于二级市场价格持续低于价格下限，全部四次季度拍卖均未成交，导致1300多万份未售出单位被永久撤回。政府宣布了至2030年的从紧供应设置，整体单位供应将显著下降。新立法获得通过，限制在生产性农业用地上进行碳市场林业注册。进一步的修订取消了供应设置须与该国国际气候承诺相一致的要求，同时保留与新西兰具有法律约束力的国内净零目标的一致性。

菲律宾：建立碳定价框架的立法在2025年取得进展。6月，众议院通过了《低碳经济投资法案》，随后提交参议院审议。该法案若获通过，将要求能源、交通、工业、农业、林业和废弃物部门的大中型排放源制定脱碳计划。拟议的体系遵循「投资优先」的方法，要求超出其配额的实体在使用市场化履约选项之前先设立脱碳基金。

韩国：韩国碳市场于 2015 年启动，是东亚首个全国碳市场，覆盖电力、工业、建筑、废弃物、交通、国内航空和海运等部门。2025 年秋，政府改革了 K-ETS 的部分要素，包括将配额分配规则精简为两大类：发电部门和非发电部门。发电部门的拍卖份额将逐步提高至 2030 年的 50%。其他部门将获得更多免费配额，EITE 部门则获得 100% 免费配额。在不计入 K-MSR 和新进入者储备的情况下，约 11% 的配额总量将通过拍卖分配。基于数量的 K-MSR 将在公众咨询后于 2026 年上半年进一步明确。第四个配额分配期（2026 至 2030 年）已启动。

埼玉县：埼玉县碳市场于 2011 年启动，覆盖商业建筑和工业部门。2025 年，第四个履约期（2025 财年至 2029 财年）启动，办公楼的履约系数升至 50%，工厂升至 48%。6 月，县政府宣布，在 2023 财年，埼玉碳市场实现了较基准年水平减排 42%，在第二个履约期（2015 至 2019 年）564 家被覆盖设施中有 448 家（79%）实现了其目标。

中国台湾：中国台湾自 2025 年起对年排放超过 25,000 吨二氧化碳当量的电力和制造企业征收每吨二氧化碳当量新台币 300 元 9.62 美元（约 65.61 元人民币）的碳费。2025 年 1 月，台行政机构负责人宣布了加快从碳费向碳市场过渡的计划，可能于 2026 年下半年试点，预计 2027 或 2028 年全面实施，并与碳费并行运行。台环境主管部门也正就 CBAM 进行咨询，相关法规预计将于 2026 年上半年试点，初期覆盖水泥和钢铁产品。

泰国：泰国已用十余年时间建设其碳定价框架，自 2013 年起以自愿交易试点为基础。2025 年 12 月，内阁批准了一项《气候变化法》草案，确立了四种碳定价工具：碳市场、碳税、CBAM 和受监管的碳信用市场。该法案现进入议会审议，预计将于 2027 年开始执行。拟议的碳市场将在特定行业排放上限下运行，试点体系可能于 2029 年启动。

东京都：东京都政府限额与交易计划是日本首个强制性碳市场，于 2010 年 4 月启动。它覆盖大型建筑、工厂、供热企业及其他消耗大量化石燃料设施的二氧化碳排放。其第四个履约期于 2025 年 4 月启动，办公楼的履约系数升至 50%，工厂升至 48%。此外，在计算零售商所供电力、热力和城市燃气的排放时，将根据各设施的合同采用实际排放因子而非固定排放因子。2025 年 3 月，东京都政府发布了第三个履约期第四财年（2023 财年）的结果，显示被覆盖设施的排放总计 1130 万吨二氧化碳——较基准年排放低 31%。

越南：越南全国试点碳市场已生效，2025 和 2026 履约年度电力、钢铁和水泥部门的被覆盖排放已由法规设定。2025 年法律基础得到显著加强，相关法规界定了核心碳市场设计要素以及试点阶段的履约安排。试点碳市场采用基于排放强度的方法，依据产出基准线实行 100% 免费配额，同时设立了关于配额结转、有限预借以及使用国内和国际抵销信用的条款。该框架还在评估试点后，制定了自 2029 年起逐步引入拍卖并扩大覆盖范围的路径。

拉丁美洲和加勒比地区：

巴西：巴西的碳市场是一个全国性的限额与交易计划，于 2024 年底设立，其核心法律框架已通过，实施活动正在进行。过去一年，政府设立了一个临时机构，以加快二级法规的制定，包括监测、报告和核查规则，以及中央登记系统的设计。这些举措使该体系从法律通过迈向具备运行条件，为有关行业覆盖、配额分配方式以及国内碳信用工具整合等决策奠定了基础。

玻利维亚：玻利维亚正考虑根据 2025 年 11 月提交议会的一项法律草案建立全国碳市场。该提案标志着气候政策的重大转变，此前的一系列进展为市场化化工具打开了大门，包括 2024 年一项推翻禁止环境市场机制的法院裁决。拟议的体系将对排放超过设定门槛的设施设定限额，采用结合免费配额和拍卖的混合分配模式。

智利：智利的市场化气候政策以国家气候法律框架为依托，该框架允许设定排放限额并使用市场化履约机制。过去一年，政府推进了二级法规，以设定废弃物部门甲烷和含氟气体的排放限额，为未来可能使用灵活履约和市场机制提供监管基础。政府发布了一份关于碳定价和市场工具的国家路线图，加强了排放限额、现行碳税与碳信用框架之间的政策协调一致。与此同时，针对能源部门试点碳市场设计的技术准备工作持续推进。

哥伦比亚：2018 年，哥伦比亚通过了一部气候法，概述了建立碳市场的基本条款。继 2024 年的公众咨询之后，监管框架在 2025 年仍处于建设中。预计第一阶段或初步阶段将于 2027 年开始，整个体系计划于 2030 年全面实施。初步阶段将测试运行规则、生成评估体系结构的信息，并识别改进机会。拍卖预计将成为主要的配额分配方式，拍卖参考价格与全国碳税税率挂钩。限额将按照该国的气候目标逐年设定。



多米尼加共和国: 多米尼加共和国正在建设一个与其气候目标相一致的试点碳市场。碳市场设计路线图于2020年完成，随后于2023年与主要利益相关方开展了模拟演练。在此基础上，一项国际倡议支持政府设计试点。2024年，政府发布了支持试点设计的咨询服务工作大纲。设计草案目前正由国家气候委员会审议。试点将界定被覆盖的排放、行业和设施，设定与气候目标相一致的限额，并设计配额分配流程。它还将制定监测和核查程序，并建立登记系统和交易平台。

墨西哥: 墨西哥碳市场是拉丁美洲首个碳市场，于2020年1月进入试点阶段。它覆盖能源和工业部门固定排放源中年排放至少 10 万吨二氧化碳的直接二氧化碳排放。2025年，政府发布了《2025至2030年环境与自然资源部门计划》，其中包含使碳市场第一阶段投入运行以及确保与其他碳定价工具相协调的行动方针。此外，政府发布了其NDC3.0，其中包含在本世纪中叶实现净零排放的承诺。

02

信息图



从地方层级到超国家层级

碳市场在不同层级的政府均可实施

碳交易可在多个政府层级实施。在这一谱系的一端，例如深圳，城市层面的碳市场正在运行。在另一端，欧盟碳市场在所有欧盟成员国以及冰岛、列支敦士登和挪威以超国家层级运行。在同一司法管辖区内可能已有多个碳市场已实施，例如德国和奥地利，其中部分排放由欧盟碳市场覆盖，其他排放则由德国或奥地利国家碳市场覆盖。同样，中国国家碳市场目前覆盖电力行业以及钢铁、水泥和铝冶炼的排放，而其他省级和城市级碳市场试点则监管来自不同行业的排放。在北美，存在许多省级或州级碳市场，其中一些在国内或国际层面实现连接。在《ICAP2026年度报告》的其余部分，您可以找到关于这些已实施的单个碳市场以及许多其他正在建设或正在考虑的碳市场的大量信息。



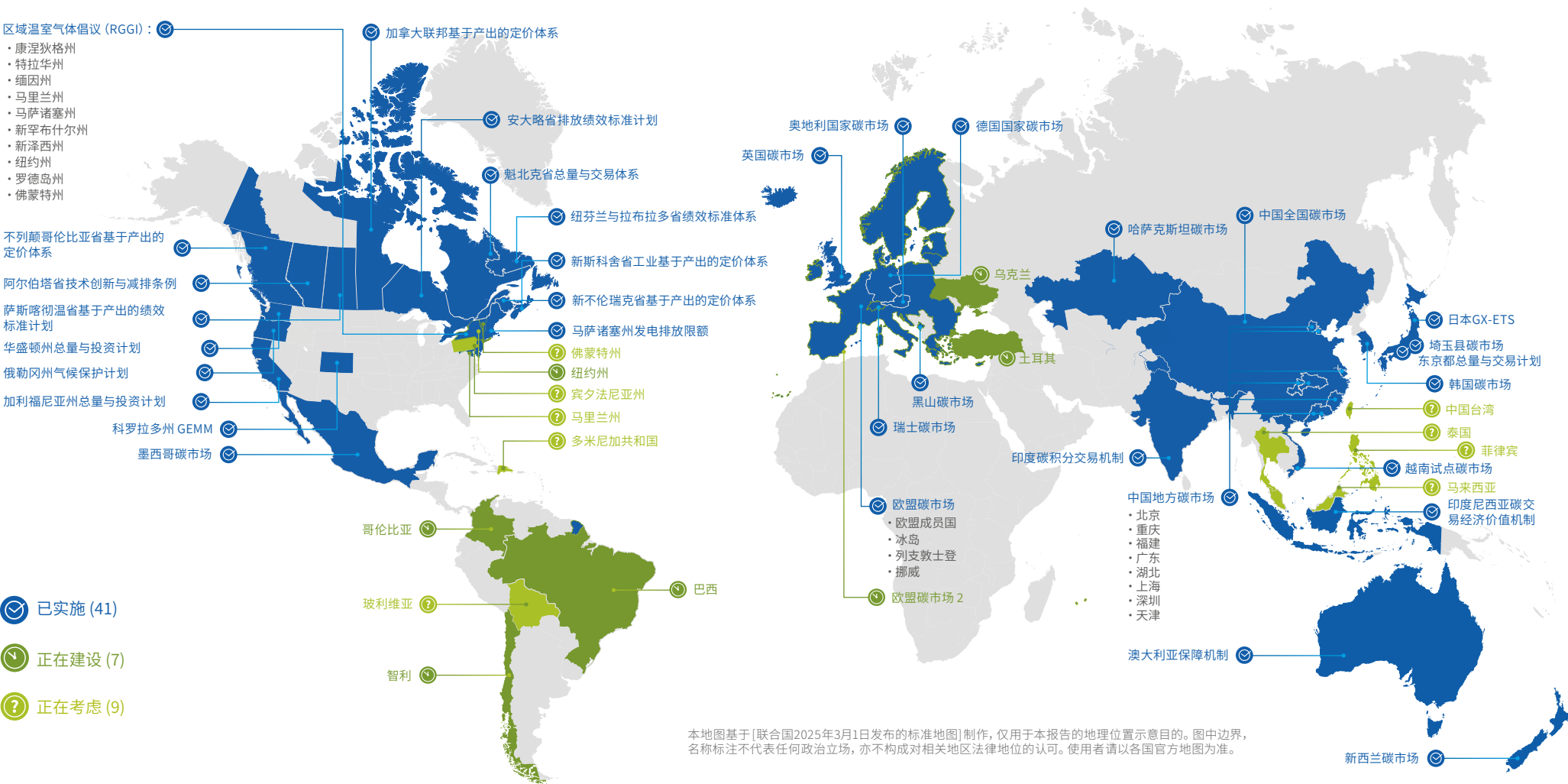
5 个城市 北京* 重庆* 上海* 深圳 天津*	27 个省与州 阿尔伯塔省 不列颠哥伦比亚省 加利福尼亚州 科罗拉多州 康涅狄格州 特拉华州 福建省 广东省 湖北省 缅甸州 马里兰州 马萨诸塞州 新不伦瑞克省 新罕布什尔州	16 个国家 澳大利亚 奥地利 加拿大 中国 德国 印度 印度尼西亚 日本 哈萨克斯坦 墨西哥 黑山 新西兰 韩国 瑞士 英国 越南	1 个超国家层级 欧盟成员国 + 冰岛 + 列支敦士登 + 挪威
--	--	---	---

* 北京、重庆、上海和天津在中国行政体系中为省级直辖市。

全球碳市场概览：总量与交易的现状

ICAP碳市场世界地图描绘了当前已实施、正在建设或正在考虑中的碳市场。截至2026年2月，共有41个碳市场已实施，另有7个正在建设，预计将在未来几年投入运行，其中包括哥伦比亚、土耳其和纽约州的碳市场。还有9个司法管辖区正在考虑碳市场在其气候变化政策组合中可发挥的作用。

若某一司法管辖区有多个已实施的体系，则以蓝色表示，其辖区边界代表叠加的多个体系（例如欧盟碳市场内的德国，以及中国全国碳市场辖区内的广东）。但若某司法管辖区既有已实施的体系，又在建设另一新体系，则以蓝色表示并附绿色边框（例如欧盟）。

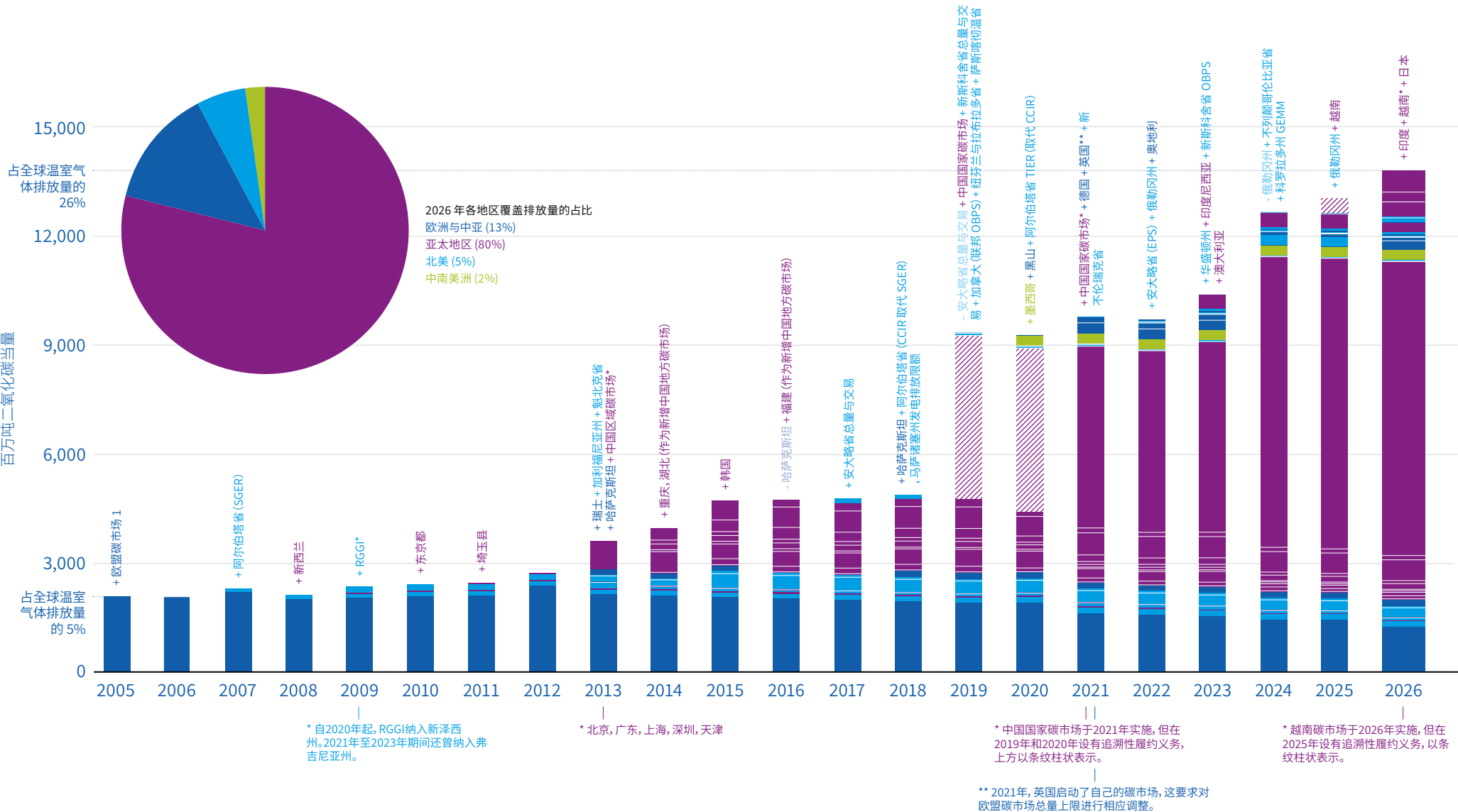


本地图基于[联合国2025年3月1日发布的标准地图]制作，仅用于本报告的地理位置示意目的。图中边界，名称标注不代表任何政治立场，亦不构成对相关地区法律地位的认可。使用者请以各国官方地图为准。

碳交易的全球扩展

自2005年以来，碳市场覆盖的全球温室气体排放比例已增长两倍以上

该图描绘了碳交易在全球范围内随时间的增长。碳交易所覆盖的全球温室气体排放比例已接近26%，是2005年欧盟碳市场启动时的五倍多。这一变化由新增行业和新碳市场的纳入，以及许多市场总量上限下降与全球排放增长这两种相互抵销的趋势所共同驱动。详情请参见“方法与数据来源说明”。

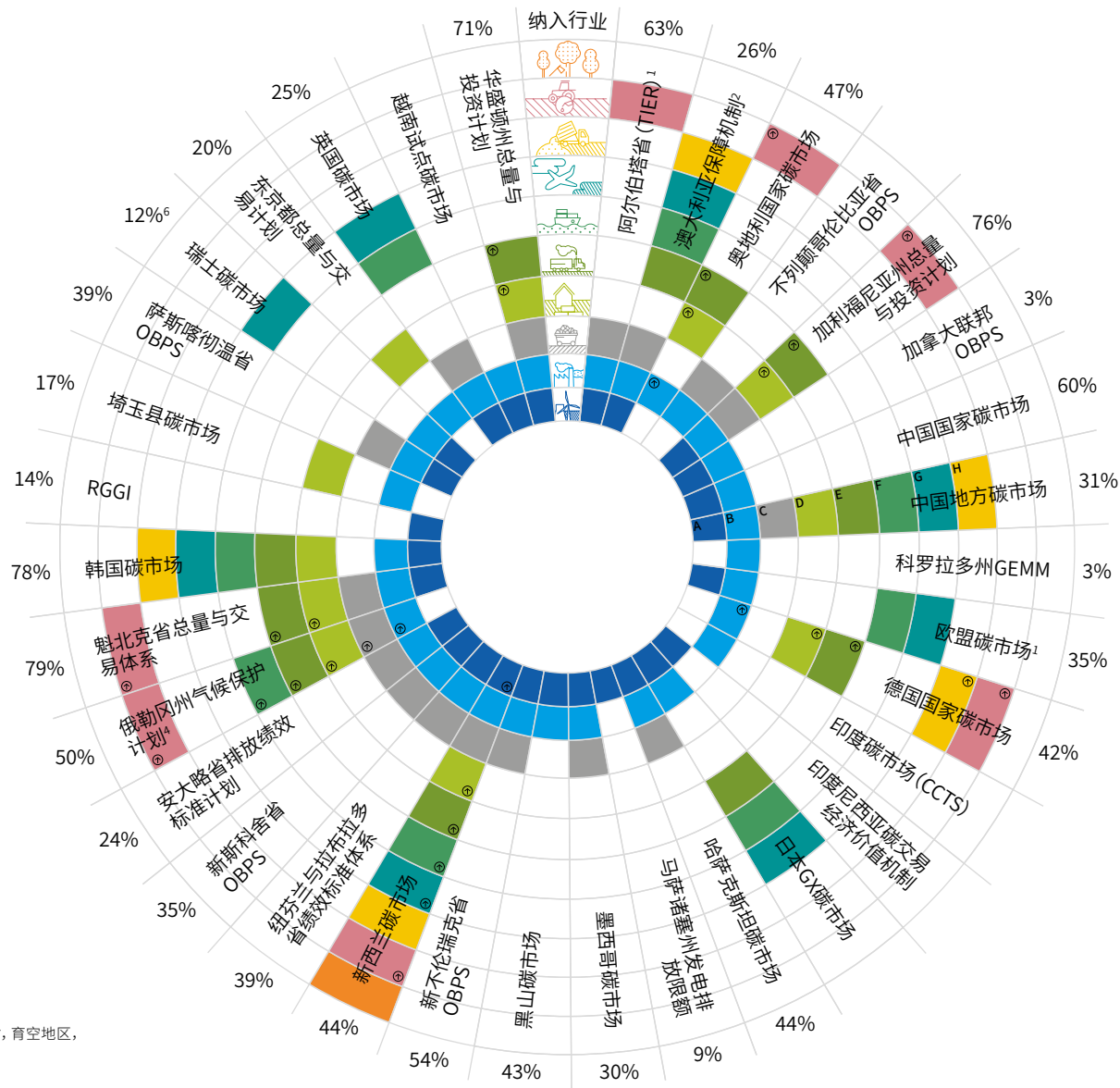


行业覆盖

各碳市场所覆盖的行业

该图展示了2026年已实施的碳市场所覆盖的行业（经济活动类型）。各体系按字母顺序顺时针排列，最外圈的数字表示根据最新可得数据该体系所覆盖的合计排放量占比。某一行业上游覆盖以箭头表示。当一个行业中至少有部分主体负有明确的履约义务时，该行业即被视为已覆盖。通常由于纳入门槛等限制，并非该行业的所有设施都受到监管。此外，特定行业的并非所有气体或工艺都可能被覆盖。各司法管辖区的碳市场详情提供了关于体系覆盖范围的更多信息。该图仅包含至少被一个碳市场覆盖的行业。详情请参见“方法与数据来源说明”。

- 林业
- 农业和/或林业燃料使用
- 废弃物
- 国内航空
- 航运
- 交通
- 建筑业
- 采矿与采掘业
- 工业
- 电力



- A 北京*、上海*
- B 北京、重庆、福建、广东、湖北、上海、深圳、天津
- C 重庆、天津
- D 北京、上海、深圳、天津
- E 北京、深圳
- F 上海、天津
- G 福建、广东、上海
- H 重庆、深圳

* 北京碳市场覆盖一家电力公司。上海碳市场覆盖燃油发电机组。

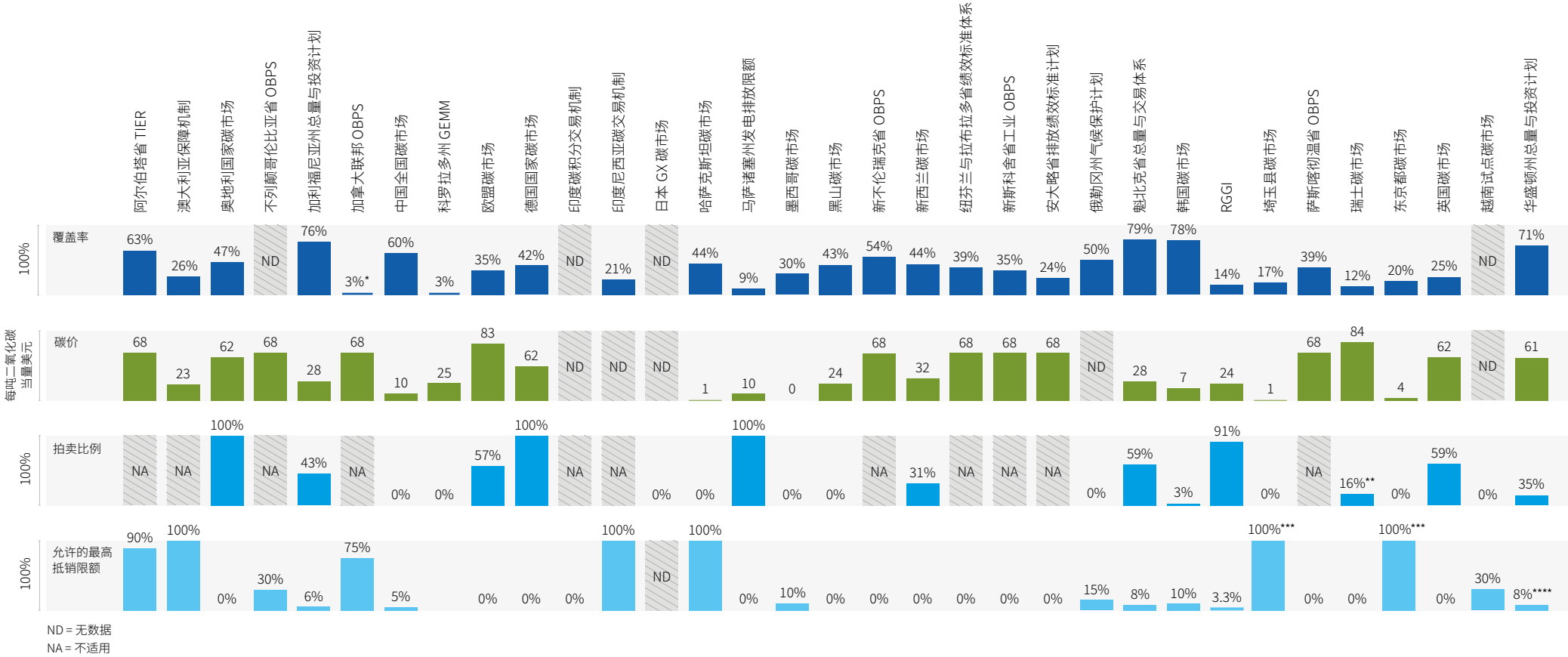
① 表示哪些行业覆盖了上游环节的排放

- 1 阿尔伯塔省TIER碳市场覆盖林业燃料使用。
- 2 废弃物和交通行业中仅有极小份额的排放（约1%）被保障机制覆盖。
- 3 2022年的数值与联邦OBPS目前覆盖情况不一致。2022年，联邦OBPS覆盖曼尼托巴省，努纳武特地区，爱德华王子岛省，育空地区，并部分适用于萨斯喀彻温省。联邦OBPS现已不再覆盖萨斯喀彻温省。
- 4 不包括石油和天然气生产中燃料使用所产生的排放。
- 5 尽管目前仅有一个电力行业纳管主体在运行，但黑山已明确将工业制程纳入其碳市场范围。
- 6 覆盖排放量按包含国际航空，不包含土地利用，土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量计算。

碳市场的不同维度

选定体系关键指标的比较

下方柱状图展示了各已实施碳市场在不同指标上的信息。覆盖率（深蓝色）显示该司法管辖区被碳市场覆盖的温室气体排放比例。碳价（深绿色）以每公吨氧化碳当量美元计，为2025年平均。拍卖比例（浅蓝色）以占2025年总量上限的比例表示，指在一级市场上以拍卖方式发放的配额比例。允许的最高抵销限额表示纳管主体可使用经批准的抵销信用来抵销的履约义务比例。每根柱条的长度代表相应维度的数值。“ND”表示截至2026年2月该体系某项指标数据不可得。“NA”表示该指标对相关碳市场不适用。详情请参见“方法与数据来源说明”。



ND = 无数据
NA = 不适用

* 覆盖率数值指2022年的情况，当时加拿大联邦OBPS覆盖曼尼托巴省，努纳武特地区，爱德华王子岛省，育空地区，并部分覆盖萨斯喀彻温省。联邦OBPS现已不再适用于萨斯喀彻温省。

** 瑞士的数据显示的是2025年拍卖中售出的配额比例，而非提供拍卖的配额比例。覆盖排放量按包含国际航空，不包括LULUCF的总温室气体排放量计算。

*** 在埼玉县，定量限制适用于“埼玉县外”的信用。在东京都，定量限制适用于“东京都外”的信用。

**** 合计最高为8%。其中最高5%的履约义务可通过非联邦认可部落土地上的项目完成，另有3%可通过位于联邦认可部落土地上的项目完成。

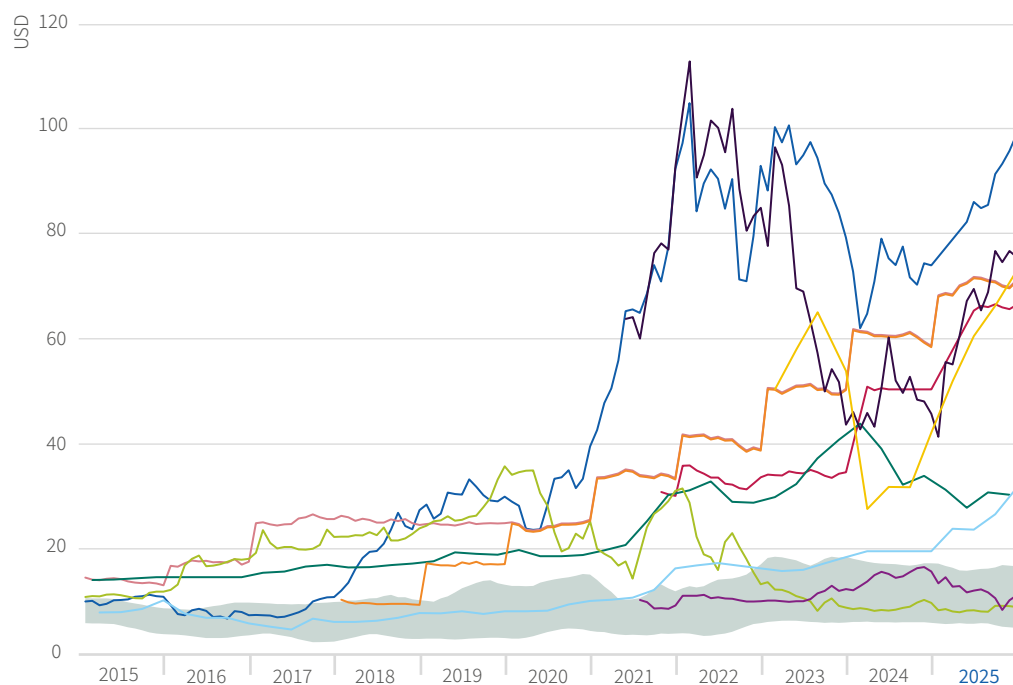
配额价格与收入

在更长历史背景下的2025年

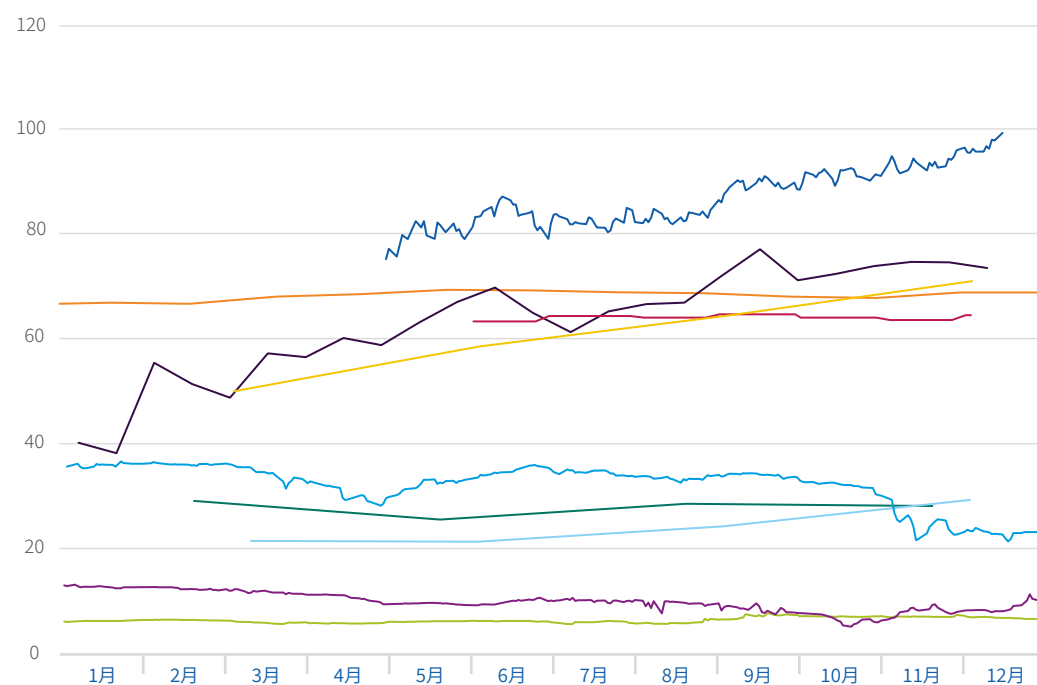
本信息图第一页的图表使用了ICAP配额价格数据库以及本报告各碳市场详情中的数据，在自2015年以来的更长历史背景下（左图）以及2025年（右图）展配额市场的发展。短期和长期价格走势均受当前及预期未来配额稀缺程度变化的驱动，这些变化源于总体经济状况的波，碳市场规则的修订（包括有关抵销和市场稳定机制的规则），以及与其他气候和能源政策的相互作用。阴影区域表在中国地方碳市场中观察到的价格区间。下一页的图表展了通过出售配额，履约信用或等效履约机制所筹集的收入信息。所有图表中，非美货币的观测值均已换算为美当价格固定时，图中可见的变化源于汇率波动。详情请参见“方法与数据来源说明”。



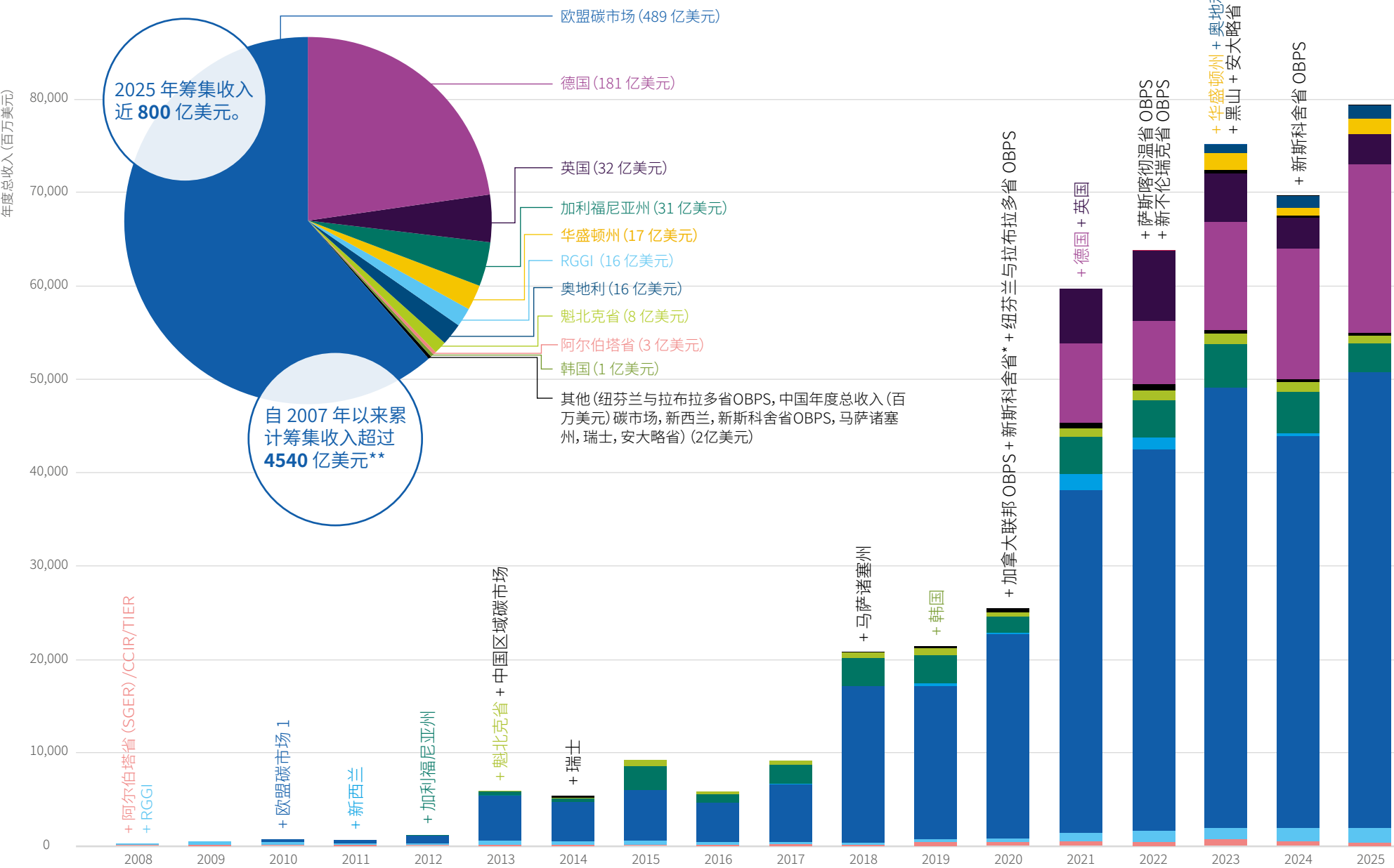
2015-2025



2025



各碳市场每年筹集的收入

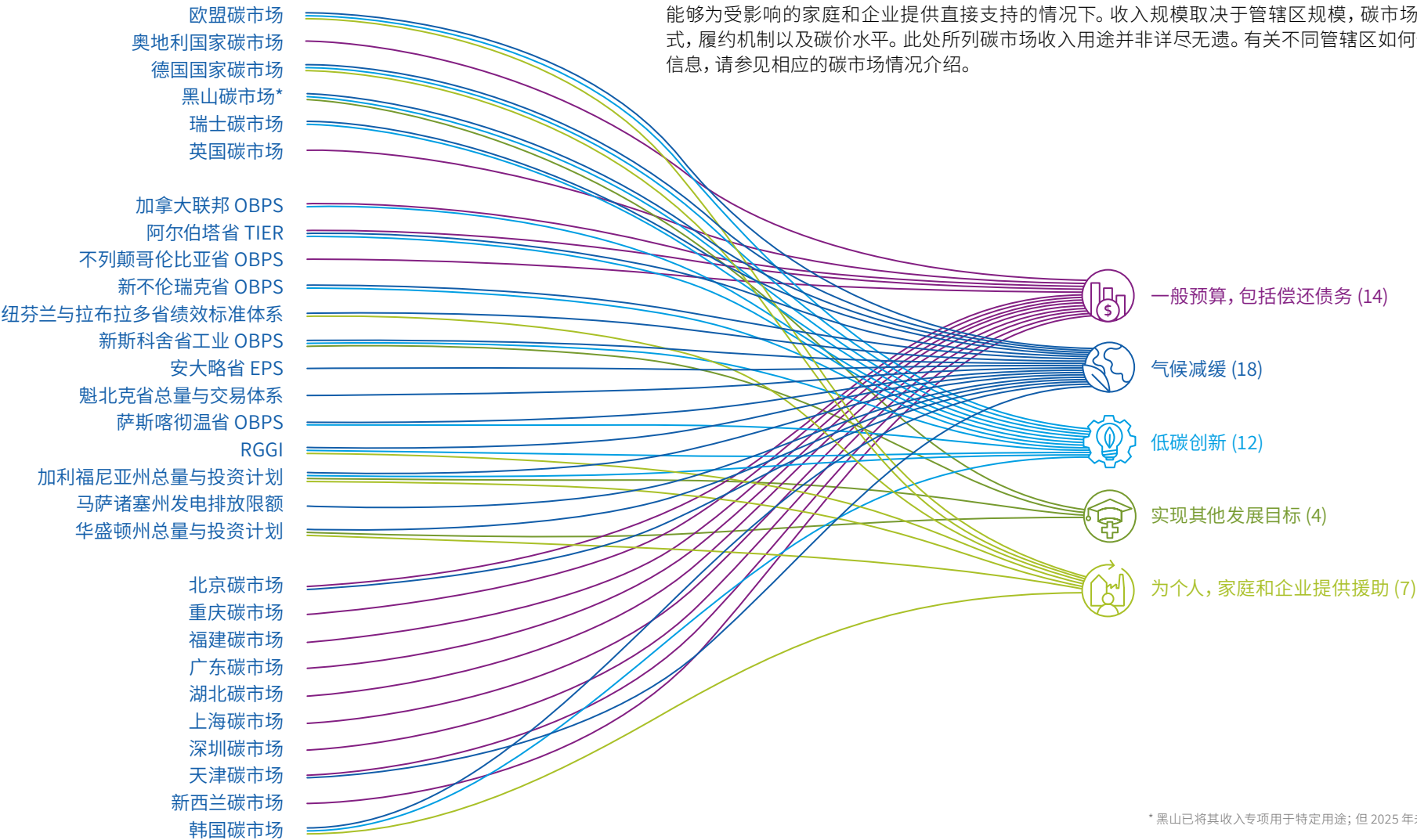


* 总量与交易计划下的收入。该计划最后一次拍卖于2023年举行。
** 加拿大联邦OBPS收取的收入仅报告至2023年。新不伦瑞克省数据报告至2024年。萨斯喀彻温省和安大略省数据仅报告至2024-2025年（此处按2024年列示）。请注意，图中显示的是收入实际收取的年份，而非其对应的履约年度。

碳市场收入的使用

碳市场收入服务于社会目标

碳市场通过配额拍卖，信用出售或向基金缴款收取收入。如信息图所示，这些收入可以并且正在以多种方式使用，反映出各司法管辖区的优先事项。图中每条线将一个碳市场与一个或多个收入使用类别相连，多条线表示收入被用于多个类别。该信息图反映的是各司法管辖区承诺的收入使用类别，而非分配给每个类别的收入比例。一些司法管辖区将所收取的收入纳入一般预算，另一些则将收入专项用于特定用途，包括将拍卖收入用于资助气候减缓和低碳创新。收入还可用于向个人，家庭和企业提供支持，以及实现其他发展目标，例如教育和卫生。收入使用方式还可在建立和维持碳定价的公众和政治接受度方面发挥重要作用，尤其是在收入支出与低碳转型直接相关，或能够为受影响的家庭和企业提供直接支持的情况下。收入规模取决于管辖区规模，碳市场覆盖范围，配额分配方式，履约机制以及碳价水平。此处所列碳市场收入用途并非详尽无遗。有关不同管辖区如何使用碳市场收入的更多信息，请参见相应的碳市场情况介绍。

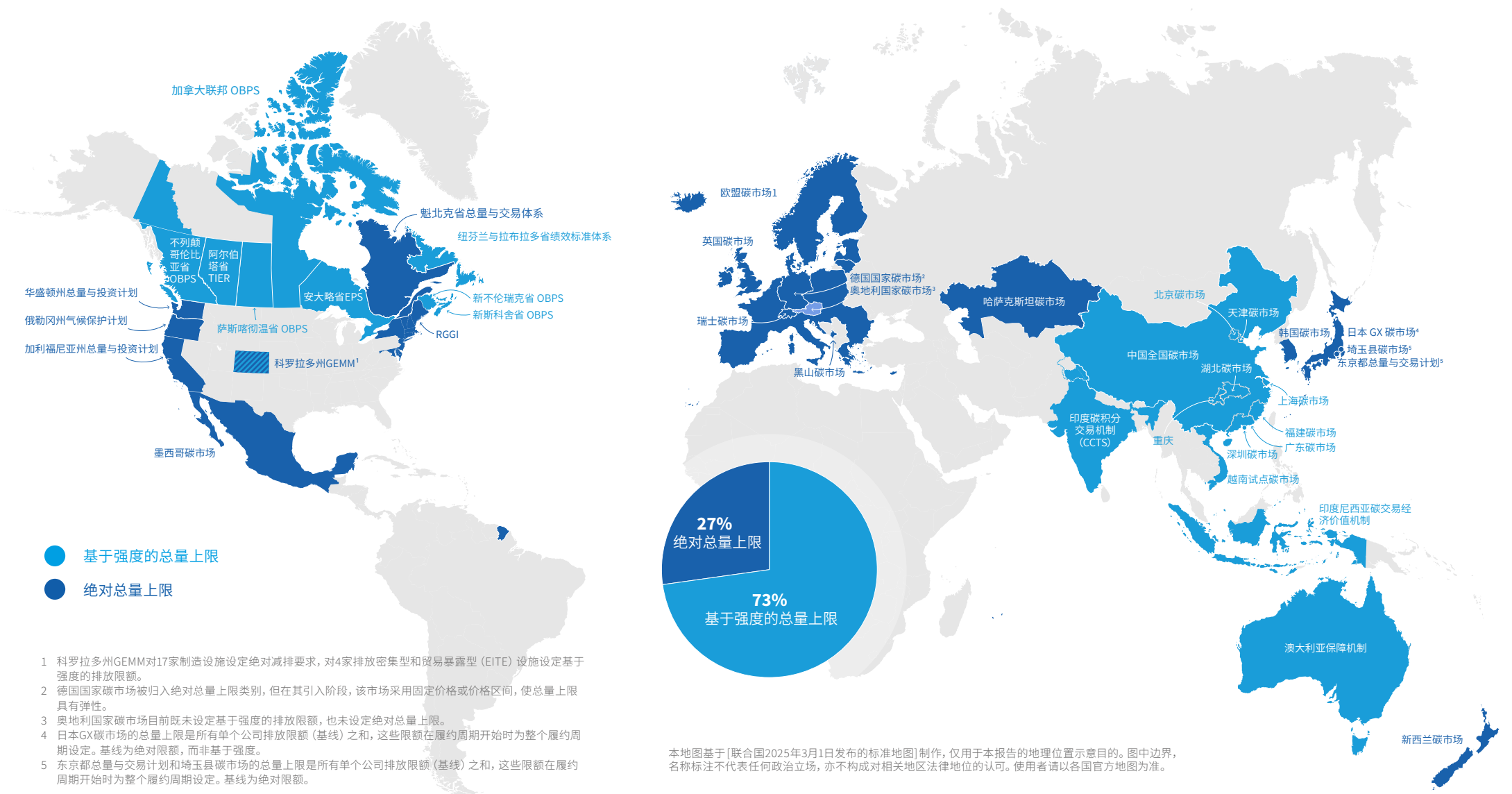


* 黑山已将其收入专项用于特定用途；但 2025 年未产生任何拍卖收入。

基于强度的总量上限与绝对总量上限

各碳市场在总量上限设定方式上日趋多元

该图按总量上限设定方式对当前已实施的碳市场进行分组。若某司法管辖区设定了绝对排放总量上限，则以深蓝色表示。采用基于强度确定总量（即排放目标相对于产出或活动水平设定，而非作为固定上限）的司法管辖区以浅蓝色表示。饼图显示了每种总量上限类型在全球碳市场覆盖排放量中所占的比例。详情请参见“方法与数据来源说明”。



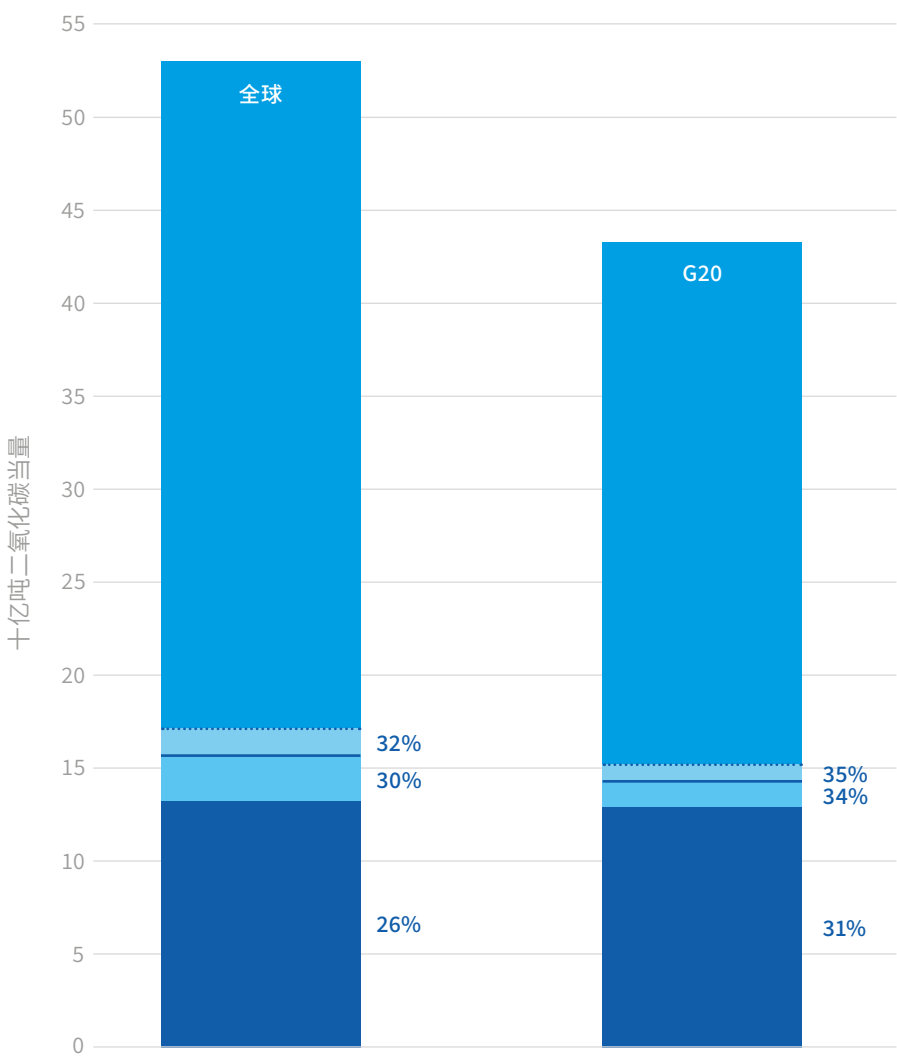
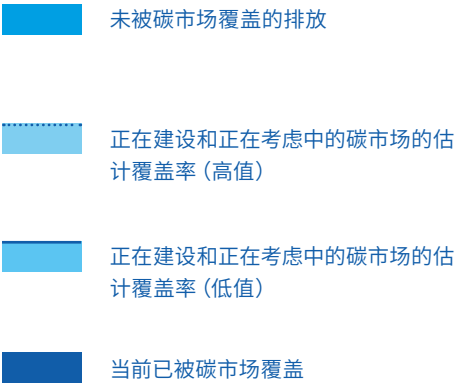
1 科罗拉多州GEMM对17家制造设施设定绝对减排要求，对4家排放密集型 and 贸易暴露型 (EITE) 设施设定基于强度的排放限额。
2 德国国家碳市场被归入绝对总量上限类别，但在其引入阶段，该市场采用固定价格或价格区间，使总量上限具有弹性。
3 奥地利国家碳市场目前既未设定基于强度的排放限额，也未设定绝对总量上限。
4 日本GX碳市场的总量上限是所有单个公司排放限额（基线）之和，这些限额在履约周期开始时为整个履约周期设定。基线为绝对限额，而非基于强度。
5 东京都总量与交易计划和埼玉县碳市场的总量上限是所有单个公司排放限额（基线）之和，这些限额在履约周期开始时为整个履约周期设定。基线为绝对限额。

本地图基于[联合国2025年3月1日发布的标准地图]制作，仅用于本报告的地理位置示意目的。图中边界，名称标注不代表任何政治立场，亦不构成对相关地区法律地位的认可。使用者请以各国官方地图为准。

碳市场在 G20 国家的应用

在主要全球经济体中日益成为脱碳的核心工具

本信息图描绘了碳市场在G20国家的应用情况，并与全球应用情况进行比较。每根柱条的高度对应所评估司法管辖区的温室气体排放总量。在每根柱条内，三个参考区域分别表示已实施碳市场所覆盖的排放比例，以及当前正在建设和正在考虑或扩大覆盖范围的碳市场的估计覆盖率¹，并以低值和高值估计表示。第一根柱条旁的百分比表示占全球排放总量的比例，第二根柱条旁的百分比表示占G20排放总量的比例。已实施、正在考虑和正在建设的碳市场的覆盖率取决于多种因素，包括司法管辖区的政策承诺、其排放概况、减排和削减机会，以及碳市场可发挥的作用。有关更多详细信息，包括对正在建设或正在考虑碳市场覆盖范围所采用的假设，请参见“方法与数据来源说明”。

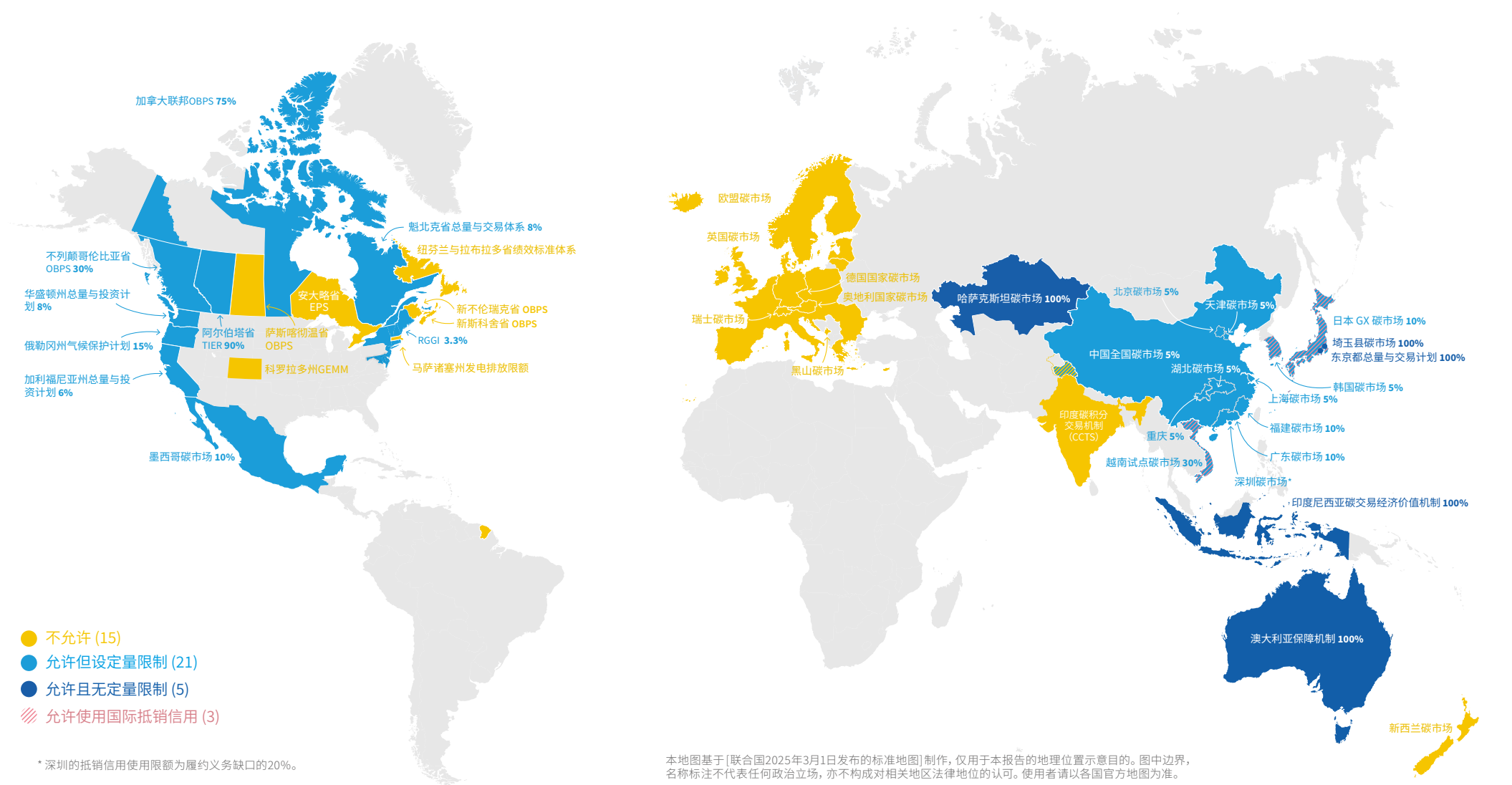


1 该图的预测排放部分包括印度碳市场（CCTS）将覆盖范围扩展至钢铁行业排放的估计排放覆盖量，预计于2026年晚些时候实现。

碳市场中抵销信用的资格

碳市场日益采用国内抵销信用

该图按抵销信用使用方式对当前已实施的碳市场进行分组。不允许使用抵销信用履约的司法管辖区以黄色表示，允许在定量限制下使用抵销信用的以浅蓝色表示，允许无限制使用抵销信用的以深蓝色表示。叠加的粉色条纹表示同时允许使用国际抵销信用。每个体系名称旁的百分比表示可使用抵销信用来满足的履约义务比例。详情请参见“方法与数据来源说明”。

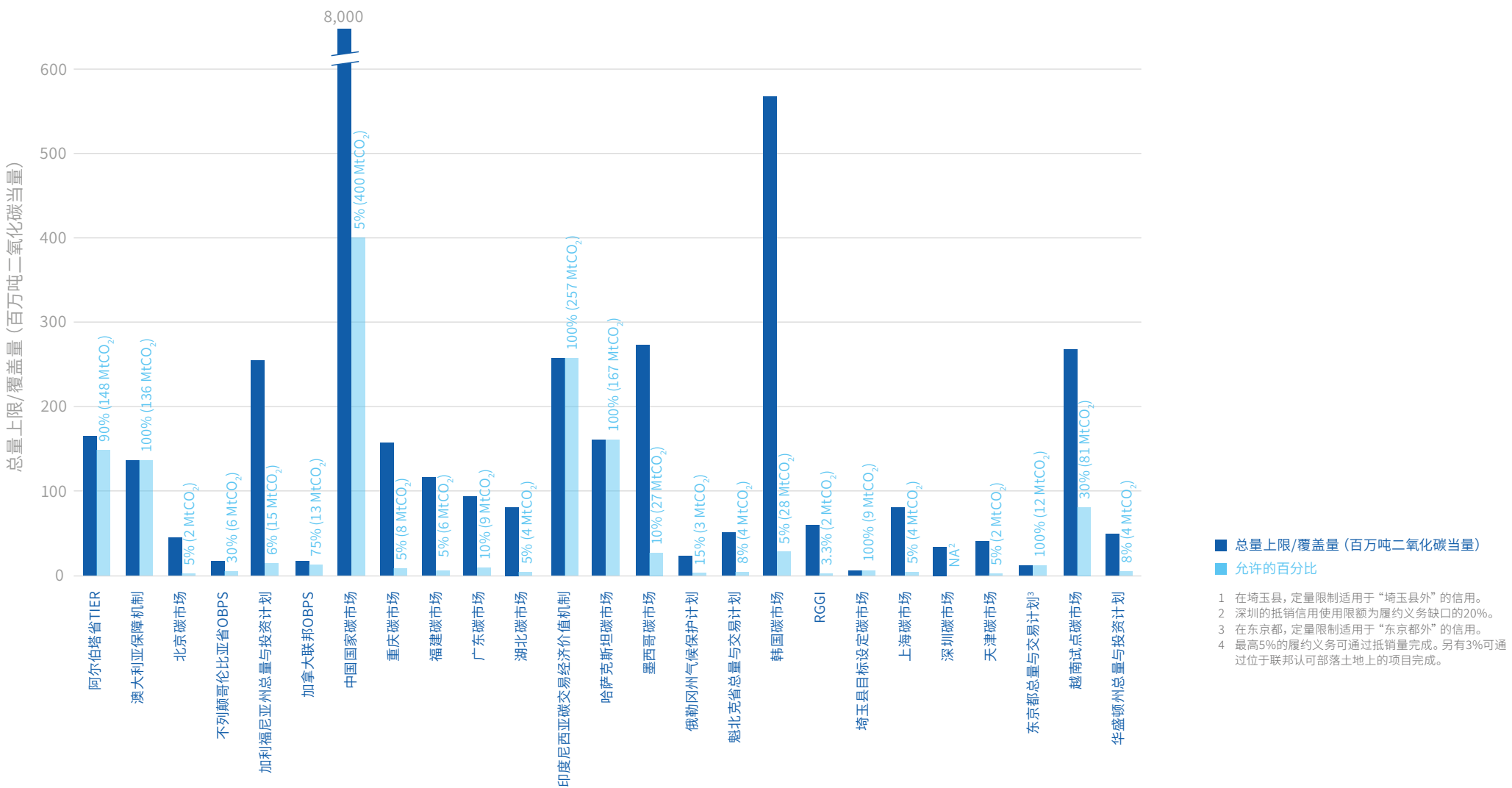


本地图基于[联合国2025年3月1日发布的标准地图]制作，仅用于本报告的地理位置示意目的。图中边界，名称标注不代表任何政治立场，亦不构成对相关地区法律地位的认可。使用者请以各国官方地图为准。

碳交易中抵销信用的需求潜力

抵销信用需求潜力的比较

该图描绘了2026年允许使用抵销信用履约的碳市场所允许的最大抵销信用量。深蓝色柱条代表各体系的总量上限或排放覆盖量。浅蓝色柱条表示这些排放中可使用抵销信用覆盖的最大允许百分比。百分比旁的绝对值表示各碳市场的抵销信用需求潜力。这是一种理论需求潜力，而非实际使用量。实际使用抵销信用履行的比例或数量未予显示。



03 碳市场详情

欧洲和中亚地区

奥地利	33	新斯科舍省	118	重庆	188
欧盟 (EU ETS 1)	37	安大略省	122	福建	192
欧盟 (EU ETS 2)	45	俄勒冈州	126	广东	196
德国	48	宾夕法尼亚州	131	湖北	201
哈萨克斯坦	52	魁北克省	133	印度	205
黑山	56	美国区域温室气体倡议	139	印度尼西亚	209
瑞士	60	萨斯喀彻温省	144	日本	214
土耳其	65	佛蒙特州	148	马来西亚	217
英国	68	美国华盛顿州	150	新西兰	219
乌克兰	74			菲律宾	225

北美地区

阿尔伯塔省	77	玻利维亚	157	韩国	227
不列颠哥伦比亚省	82	巴西	159	日本埼玉县	234
加利福尼亚州	86	智利	162	上海	238
加拿大联邦	92	哥伦比亚	165	深圳	243
美国科罗拉多州	97	多米尼加共和国	168	中国台湾	247
马里兰州	102	墨西哥	170	泰国	249
马萨诸塞州	104			天津	251
新不伦瑞克省	108			日本东京都	255
纽芬兰与拉布拉多省	112			越南	259
纽约州	116				

拉丁美洲和加勒比地区

亚太地区

03 碳市场详情

欧洲和中亚地区

奥地利	33
欧盟碳市场1 (EU ETS 1)	37
欧盟 (EU ETS 2)	45
德国	48
哈萨克斯坦	52
黑山	56
瑞士	60
土耳其	65
英国	68
乌克兰	74

奥地利

奥地利全国碳市场

- 奥地利全国碳定价机制于2022年启动，从上游覆盖燃料消耗的排放
- 自2022年至2027年每吨二氧化碳当量实行固定价格
- 国家碳市场预计将于2028年1月被欧盟碳市场2取代

碳市场总体介绍

奥地利于2022年10月启动了其全国碳市场（Nationales Emissionszertifikatehandelsgesetz-NEHG），覆盖尚未被欧盟碳市场覆盖的化石燃料。

尽管奥地利全国碳市场并非碳税，但该碳定价工具在核心部分遵循了现有能源税（燃料税、煤炭税和天然气税）的逻辑。因此，如果某些情形下在现有能源税制度下应纳税，则在奥地利全国碳市场下会产生购买配额的义务。这些应纳税情形包括能源产品的生产、进口或从奥地利保税仓释放，以及向消费者供应煤炭和天然气。实际上，只有数量有限的能源分销商和石油公司受到奥地利全国碳市场的约束，而绝大多数终端消费者并不直接承担履约责任。

奥地利全国碳市场覆盖欧盟碳市场1（EU ETS 1）之外的排放，主要包括建筑和交通运输部门的排放。2022年至2027年期间，该碳市场将在没有排放总量上限的情况下运行，并实行逐年递增的固定碳价。

奥地利全国碳市场将于2027年12月结束，并自2028年1月起由覆盖建筑和道路交通的欧盟碳市场2（EU ETS 2）取代。由于欧盟碳市场2已推迟至2028年1月实施，因此奥地利全国碳市场相应延长了一年。

年度回顾

2024年6月，奥地利修订了《国家排放证书交易法》（BGBl.I Nr. 60/2024），为即将取代国家碳市场的欧盟碳市场2（EU ETS2）做准备。自2025年起，奥地利全国碳市场开始使用欧盟碳市场2的监测、报告与核查（MRV）方法。

原计划于2026年启动的市场阶段已不再推进。自2025年起进入过渡阶段后，纳管主体需同时按照奥地利全国碳市场和欧盟碳市场2进行报告，且两者的报告要求、截止期限及计算方法已实现同步。

2024年6月，奥地利强化减负措施，将碳泄漏条款与困难救济条款合并，以支持能源密集型企业。减负措施总预算上限为7.36亿欧元（约合56.72亿元人民币）。

2025年1月，根据法定价格路径，固定价格上调至每吨二氧化碳当量55欧元（约合62美元，或423元人民币）。作为财政整合措施的一部分，区域气候奖金（Regional Climate Bonus）自2025年起取消。2024年，约19.6亿欧元（约合151.05亿元人民币）通过该机制返还给消费者。

2025年11月，欧盟碳市场2（EU ETS 2）被推迟一年至2028年1月实施。因此，奥地利全国碳市场将继续运行至2027年底。在延长的过渡期内，纳管主体将继续同时在两个碳市场下进行报告。奥地利全国碳市场与欧盟碳市场2的报告要求、截止日期和计算方法已实现协调统一，以简化履约流程。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

纳入行业



工业



建筑



交通



农业和/或林业燃料使用

配额总量或排放总量上限

无排放总量上限

覆盖的温室气体种类

二氧化碳

抵销信用

不允许使用

配额分配

实行固定价格直至2027年

2025年平均价格

固定价格：55欧元（约合62美元，或423元人民币）TOTAL

累计收入

自该碳市场启动以来收入共计34亿欧元（约合38亿美元，或259.16亿元人民币）

2025年为14亿欧元（约合16亿美元，或109.12亿元人民币）

奥地利的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量 (百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

能源	44.5	65%
工业生产过程	15.5	23%
农业	7.5	11%
废弃物	1.3	2%

总计 68.7



能源工业	7.3	11%
制造业和建筑业	9.6	14%
交通运输	19.8	29%
商业、机构和住宅	6.3	9%
其他能源活动	1.4	2%

温室气体减排目标

到2030年: 较2005年减少48% (欧盟法规2023/857 (EU Regulation 2023/857))
到2040年: 气候中和 (预计在当前立法计划中确立; 无法律约束力)

碳市场的规模与阶段

覆盖排放量2023年
经核查的ETS排放量3200万吨(2023年)

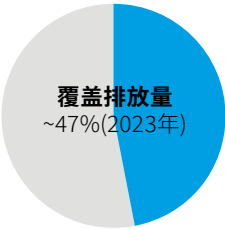
阶段

阶段一: 六年 (2022年至2027年), 包括:

- 引入阶段 (2022年至2024年)
- 过渡阶段 (2024年至2027年)

配额总量或排放总量上限

奥地利全国碳市场未设定排放总量上限。



纳入行业与纳入门槛

纳入行业

奥地利全国碳市场覆盖用于交通、建筑和农业以及小型工业的所有化石燃料的分销商 (包括生产商、进口商)。这主要涉及以下化石燃料: 汽油、柴油、取暖油、天然气、液化气、煤炭和煤油。与生物燃料混合的燃料的排放因子将低于纯化石燃料。

航空、国际水运航行, 以及某些燃料 (如可持续液化天然气) 在固定价格阶段免于清缴配额的义务。

为避免对受欧盟碳市场1覆盖的设施造成不必要的双重负担,《2022年全国排放证书交易法》规定了相关条款。如果燃料交付给欧盟碳市场覆盖的设施并进行使用, 排放必须由该设施报告, 并且可以免除奥地利全国碳市场的履约义务。豁免可以提前授予, 也可以事后退款。

奥地利全国碳市场还规定了对特别具有碳泄漏风险的行业 (即将生产转移到气候政策较宽松国家的风险) 以及农业和林业部门中面临额外成本的公司的补偿措施。2024年6月, 奥地利加强了对各行业的减负措施, 将碳泄漏和财务困难相关条款整合, 以支持能源密集型企业。2022年和2023年的申请受理截止时间为2024年11月, 2024年的申请受理截至2025年6月。

纳入门槛

年排放量低于1吨二氧化碳当量的主体免于履约义务

监管环节

上游

市场主体类型

提供燃料供消费的主体 (例如燃料分销商)

纳管主体数量

280家主体 (2025年)

配额分配与收入

配额分配



引入和过渡阶段（2022年至2027年）：可用配额数量不设上限。配额以每年递增的固定价格出售：

2022年：30欧元（约合32.47美元，或221元人民币）
2023年：32.50欧元（约合35.18美元，或240元人民币）
2024年：45欧元（约合48.70美元，或332元人民币）
2025年：55欧元（约合62.15美元，或424元人民币）
2026年：55欧元¹（约合62.15美元²，或424元人民币）
2027年：55欧元¹（约合62.15美元²，或424元人民币）

收入用途



2022年至2024年，收入通过区域气候奖金返还给消费者（2024年通过该机制返还19.6亿欧元，约合151.05亿元人民币）。该气候奖金于2025年废止；收入现流入联邦一般预算。

灵活性与连接

结转与预借

引入阶段和过渡阶段不允许结转。
不允许预借。

抵销信用

不允许使用抵销信用。

与其他碳市场的连接

奥地利全国碳市场未与任何其他碳市场连接。

奥地利全国碳市场将于2028年起由欧盟碳市场2（EU ETS 2）取代（详见“欧盟碳市场2”情况介绍）。

该管辖区内的其他碳定价机制

碳市场（超国家层级）：欧盟碳市场1

履约

履约机制

纳管主体须就其所有覆盖排放量，按每排放1吨二氧化碳当量清缴一个履约单位（奥地利全国碳市场国家排放配额）。

履约周期

一个日历年。纳管主体必须在次年7月底之前清缴配额，以覆盖上一年的报告排放量。

监测、报告与核查（MRV）

规则框架：《2022年全国排放证书交易法》（Nationales Emissionszertifikatehandelsgesetz 2022, NEHG 2022, BGBl. I Nr. 10/2022）设立了奥地利全国碳市场，并规定了监测、报告与核查（MRV）义务，包括监测计划、年度排放报告、核查要求和履约期限。该体系由联邦财政部（Federal Ministry of Finance）管理，奥地利海关办公室（Austria Customs Office）下设的“国家排放配额交易办公室”（Office for National Emissions Allowance Trading）为主管机关。

监测：排放报告必须基于此前获批的监测计划。监测计划的任何变更必须在每个日历年结束前告知主管机关。在引入阶段，采用简化的登记和排放报告规则。该阶段无需提交监测计划。

报告：每年须于6月底前通过电子模板提交年度自我报告形式的排放报告（“温室气体排放报告”，Treibhausgasemissionsbericht）。在引入阶段，纳管主体提交的是简化版排放报告，该报告基于能源税申报中已有的数据编制。

核查：排放报告须附带由独立核查机构出具的核查报告；该要求在引入阶段尚未实施。

执法和罚则

在固定价格阶段，纳管主体必须为每吨未清缴的配额支付两倍于固定价格的证书费用，并附加罚款。

对于其他未履约行为（例如误报或延迟报告），纳管主体可能会被罚款。

¹ 年和2027年的价格尚未在法律上确定。根据现行法律框架，2025年价格将继续维持，直至欧盟碳市场2于2028年1月启动。
² 美元折算基于IMF2025年汇率；未来实际汇率可能有所不同。

市场监管

市场设计

奥地利全国碳市场将不会进入市场阶段，因此将无相关市场设计条款。

市场稳定机制

价格稳定机制

工具类型：基于价格的机制

运行机制：作为国家碳市场引入的配套措施而设立。如果一个日历年度内的平均能源价格上涨超过12.5%，则下一年度的配额价格涨幅将减半；同样，如果平均能源价格下降超过12.5%，则下一年度的配额价格涨幅将在原计划基础上增加50%。

触发情况：2022年触发了该机制，因此2023年的价格调整为32.5欧元（约合36.73美元，或250.50元人民币），而非原计划的35欧元（约合39.55美元，或269.73元人民币）。2024年和2025年，能源价格变化未触发价格稳定机制，因此配额价格仍按照既定路径运行。

其他信息

奥地利联邦财政部 (Austrian Federal Ministry for Finance, BMF)：负责制定碳市场的法规框架。

奥地利海关国家排放配额交易办公室 (Office for National Emissions Allowance Trading at the Austria Customs Office)：执行机构，包括负责接收排放报告。

碳市场评估

全国排放证书交易法已完成修订，并与欧盟碳市场2保持一致，以确保平稳过渡。然而，相关配套法规的调整仍在推进中。

现行框架确保市场阶段与奥地利的气候目标保持一致，并支持向涵盖建筑和道路交通领域的欧盟碳市场2过渡。此外，现有立法框架中也涵盖了特定行业豁免的相关条款。

与2019年基准线相比，奥地利全国碳市场覆盖行业在2020年至2024年期间累计减排710万吨二氧化碳当量。

计算是通过将交通运输、建筑、农业能源使用、能源和工业等非碳市场覆盖行业的能源相关温室气体排放量，与2019基准年进行比较得到的。

但是，这一减排不能完全归因于奥地利全国碳市场，因为其受到多种因素影响。

监管框架

- [《2022年全国排放证书交易法》 \(National Emissions Trading Act 2022 - NEHG 2022\)](#)
- [《2022年全国排放证书交易法 \(2024年修订案\)》 \(Amendments to National Emissions Trading Act 2022 adopted in 2024\)](#)
- [《2022年生态社会税制改革》 \(Eco-social tax reform 2022\)](#)

欧盟

欧盟碳市场1

- 实施时间最长、交易量和交易额最大的碳市场
- 到2024年,覆盖排放量较2005年水平下降约50%
- 覆盖排放量符合2030年减排62%的要求
- 2024年纳入碳市场的固定设施排放量年降幅为5.7%

碳市场总体介绍

欧盟碳市场1 (European Union Emissions Trading System, EU ETS1) 自2005年开始运行,是全球最早的总量和交易体系。它是欧盟在《欧洲绿色协议》(European Green Deal) 框架下应对气候变化、以成本效益方式减少温室气体排放的核心工具。

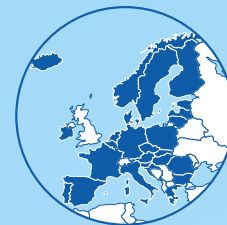
截至2023年,欧盟碳市场1涵盖了欧洲的电力与热力生产设施、制造业设施,以及在欧洲经济区 (European Economic Area, EEA) 机场之间和从欧洲经济区飞往瑞士与英国的航班的航空运营商。自2024年1月起,欧盟碳市场的适用范围进一步扩大,涵盖航运运输排放,以及航空领域中从欧盟九个最外缘地区往返的多数航班、以及这些地区飞往瑞士和英国的出发航班。总体来看,欧盟碳市场1覆盖欧盟总排放量约35%⁶。由于2023年电力行业排放显著下降,覆盖比例较上一年有所下降。

当前,欧盟碳市场1正处于第四个交易阶段 (2021–2030年)。每年,纳管主体必须根据其排放量清缴相应数量的配额。配额分配主要通过拍卖方式进行,同时为了应对碳泄漏风险,部分配额仍按基准法进行免费分配。

为配合《欧洲绿色协议》(European Green Deal),并实现欧盟至2030年较1990年净减排至少55%的气候目标,欧盟碳市场1于2023年完成修订,现已生效。此次修订主要包括:

- 提高减排目标并扩大欧盟碳市场1覆盖范围,新增航运行业,并引入一个独立的新碳市场⁷ (欧盟碳市场2, EU ETS 2), 覆盖建筑、道路交通及其他行业⁸, 计划于2028年启动;
- 加强市场稳定储备机制 (Market Stability Reserve, MSR);
- 更新欧盟碳市场1关于航空的相关规定;
- 修订航运排放的监测与报告规则;
- 设立社会气候基金 (Social Climate Fund), 自2026年起支持欧盟碳市场2 (EU ETS 2) 的实施;
- 建立碳边境调节机制 (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM), 用于应对欧盟碳市场1中部分行业的碳泄漏风险, 未来将逐步取代免费配额制度。

自2023年6月起,欧盟成员国须将全部相关的碳市场收入 (或等值资金) 用于支持气候行动和能源转型。截至2025年底,欧盟碳市场自启动以来累计收入为2657亿欧元 (约合2971亿美元,或20262.2亿元人民币)。



- ✓ 已实施
- 🚧 正在建设
- ❓ 正在考虑

行业¹



电力



航空²



工业



航运³

配额总量或排放总量上限

绝对总量上限

11.854亿吨二氧化碳当量 (2026年,电力和供热、工业制造以及航运)

2620万吨二氧化碳当量 (2026年,航空)

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、氧化亚氮、氢氟碳化物、全氟化碳、甲烷

抵销信用

不允许

配额分配

免费分配: 固定基准法
拍卖

2025年平均价格

平均拍卖价格: 73.43欧元 (约合82.97美元,或566元人民币)

二级市场平均价格: 74.35欧元 (约合84.01美元,或573元人民币)

累计收入

自碳市场启动以来累计2657亿欧元⁴ (约合2971亿美元,或20262.2亿元人民币)

2025年为432亿欧元⁵ (约合489亿美元,或3335.0亿元人民币)

成员国: 所有欧盟成员国,以及冰岛、列支敦士登和挪威 (还有北爱尔兰的发电企业)

1 《欧盟碳市场指令》(2003/87/EC) 适用活动及其相应门槛列于第2003/87/EC号指令附件一。

2 在欧洲经济区 (EEA) 内部,以及从欧洲经济区飞往瑞士和英国的航线。

3 航运排放 (5000总吨及以上船舶),包括两个欧洲经济区港口之间航程产生的排放、船舶在欧洲经济区港口停靠期间产生的排放,以及起点或终点位于欧洲经济区以外、往返欧洲经济区港口航程排放的一半。

4 包括冰岛、列支敦士登、挪威和英国 (截至2020年) 的收入,以及由欧盟碳市场资助的创新基金和现代化基金的收入。

5 包括冰岛、列支敦士登、挪威和北爱尔兰的收入,以及由欧盟碳市场资助的创新基金和现代化基金收入。

6 基于2023年数据。2024年初步数据表明,该比例进一步下降至33%。

7 主要为现有欧盟碳市场未覆盖的工业行业。

8 见欧盟碳市场2的详情介绍

年度回顾

2024年，欧盟碳市场1覆盖的固定源排放量同比下降5.7%。这一降幅主要由电力行业推动：可再生能源发电量（主要是风电和太阳能）显著增加，同时煤电和气电发电量均有所下降。在这一趋势下，截至2025年初，碳市场覆盖设施的排放量较2005年水平下降约50%，有望实现2030年减排62%的目标。欧盟碳市场1下的航空排放量在2024年继续上升，部分原因是碳市场覆盖的地理范围扩大。

2025年，航运运营商的履约义务开始实施。航运公司须清缴相当于其2024年经核查的二氧化碳排放量40%的配额，并须为2025年排放清缴70%的配额。自2026年起，该行业覆盖排放的温室气体种类范围扩大至甲烷和氧化亚氮。

在航空方面，2025年向运营商提供的免费排放配额降至50%，并自2026年起完全取消。同时，引入按吨计的可持续航空燃料（Sustainable Aviation Fuels, SAF）财政支持，用于在免费分配逐步退坡期间激励相关的使用。

自2020年起，欧盟碳市场1与瑞士碳市场实现连接。2025年5月，欧盟和英国宣布有意连接各自碳市场。随后，欧盟理事会授权欧盟委员会，启动与英国就碳市场连接协议的正式谈判。

自2026年起，欧盟碳边境调节机制（CBAM）进入正式实施阶段。该机制将逐渐实施，与欧盟碳市场1中碳边境调节机制覆盖行业免费配额的逐步退出同步。到2027年9月30日，欧盟进口商须为2026年进口相关商品的隐含温室气体排放量的2.5%清缴CBAM证书。

欧盟的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量
（百万吨二氧化碳当量，比例为占总量的百分比）⁹

能源	2364.0	76%
工业生产过程	264.8	9%
农业	364.9	12%
废弃物	108.5	3%
其他（间接二氧化碳排放）	3.4	0%

总计（EU-27）3,105.6



能源工业	699.6	23%
制造业和建筑业	363.4	12%
交通运输	794.4	26%
商业、机构和住宅	370.2	12%
其他能源活动	136.4	4%

温室气体减排目标

到2030年：将净排放量较1990年水平至少减少55%（《欧洲气候法》）

到2040年：净排放量较1990年温室气体排放水平减少90%（《欧洲气候法》修订版）¹⁰

到2050年：实现净零排放（《欧洲气候法》）

规模与阶段

覆盖排放比例2023

经核查的排放量:11.15亿吨二氧化碳当量

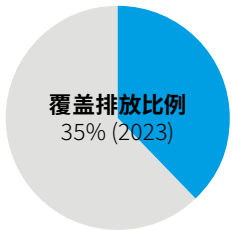
阶段

第一阶段：三年（2005年至2007年）

第二阶段：五年（2008年至2012年）

第三阶段：八年（2013年至2020年）

第四阶段：十年（2021年至2030年）



9 欧盟27国的国家排放量系根据《欧盟治理条例》（EU Governance Regulation）于2025年5月向《联合国气候变化框架公约》和欧盟报告。

10 包括《巴黎协定》第六条下高质量国际信用的贡献。

配额总量或排放总量上限

事先设定的绝对总量上限限制了碳市场中允许的总排放量。该上限设定为到2030年使覆盖行业排放量较2005年水平减少62%。

第一阶段和第二阶段：上限根据各成员国的国家分配计划自下而上计算。第一阶段从2005年的20.96亿吨二氧化碳当量开始；第二阶段从2008年的20.49亿吨二氧化碳当量开始。

第三阶段

设施：基于排放监测设定单一的欧盟范围排放上限，2013年为20.84亿吨二氧化碳当量。每年按1.74%线性减少（基于2008-2012年基线排放的中点）。这导致每年减少约3800万吨配额，2020年上限为18.16亿吨二氧化碳当量。

航空：2012年纳入欧盟碳市场1，上限单独计算。法律上，欧盟碳市场覆盖所有进出欧洲经济区的航班。2012年航空排放总量上限为2.21亿吨二氧化碳当量（2004-2006年排放量的95%）。然而，2013年欧盟暂时将履约义务限制在欧洲经济区内的航班，以支持国际民用航空组织（ICAO）制定减少航空排放的全球市场措施。2013年至2016年，航空配额的流通量减少至每年3800万吨配额。这一“停滞计时”机制下，欧盟碳市场这一对航空的范围限定的期限延长至2026年末。

第四阶段：从第四阶段开始，每年的排放总量上限根据线性递减因子（即年减排率）设定。2021年至2023年的线性递减因子为2.2%（基于2008-2012年基线排放），2024年至2027年为4.3%，2028年起为4.4%。排放总量上限还在2024年和2026年减少了两次，分别减少9000万和2700万吨配额。

设施：欧盟范围内统一的排放总量上限逐年下调。根据2023年碳市场修订，2026年总量上限确定为11.85亿吨二氧化碳当量。自2021年起，英国不再属于欧盟碳市场1（北爱尔兰电力生产商除外）。

航运：2026年排放总量上限增加240万吨配额，以体现将甲烷和氧化亚氮排放纳入欧盟碳市场1覆盖范围。

航空：2026年航空总量上限为2490万吨二氧化碳当量。

自第四阶段起，若某成员国因实施额外政策措施而关闭电力发电设施，可从其拍卖配额中注销相应数量的配额。注销的配额数量不得超过该设施在关闭前五年内的平均经核查排放量。

纳入行业与纳入门槛

欧盟碳市场1的范围和温室气体在《ETS指令》（ETS Directive）的附录I和附录II中规定。

第一阶段

热额定输入超过20兆瓦的发电站和其他燃烧设施（危险或城市废弃物处理设施除外）、工业（多种门槛）包括炼油厂、焦炉、钢铁厂，以及水泥、玻璃、石灰、砖、陶瓷、纸浆、纸张和纸板的生产。

第二阶段

多个国家将硝酸生产的氮氧化物（NOx）排放纳入。欧盟碳市场1还扩展到冰岛、列支敦士登和挪威。

航空：国际航空的排放于2012年纳入欧盟碳市场，适用于年排放量超过10,000吨二氧化碳的商业航空，以及自2013年起适用于年排放量超过1,000吨二氧化碳的非商业航空。然而，欧盟暂时将欧盟碳市场1对航空业的覆盖范围限制在欧洲经济区内部的航班。此外，还针对低排放的运营商引入了豁免政策。

第三阶段

增加了碳捕集与封存设施、石化产品、氨、有色金属和黑色金属、石膏、铝以及硝酸、己二酸和乙醛酸的生产（有多种门槛）。

航空：2017年，欧盟将欧盟碳市场对航空的范围限定的期限延长至2023年，以支持国际民用航空组织（ICAO）制定全球航空排放管理措施。在欧盟与瑞士的连接协议（Linking Agreement）下，自2020年起，欧盟碳市场1覆盖飞往瑞士的出境航班排放。

第四阶段

鉴于英国脱离欧盟以及2023年欧盟碳市场1进行修订，引入了修正案。

电力和工业：自2024年起，欧盟碳市场及免费分配的基准值的覆盖范围扩大，以消除推广绿氢或氢基钢铁等新技术的障碍。

航空：根据欧盟和英国签订的《贸易与合作协议》（Trade and Cooperation Agreement），自2021年起，欧盟碳市场1覆盖从欧洲经济区起飞前往英国的航班（而英国碳市场覆盖从英国起飞前往EEA机场的航班）。

此外，自2024年起，欧盟碳市场的覆盖范围进一步扩大，涵盖往返欧盟九个最偏远地区的大多数航班，以及从这些地区出发前往瑞士和英国的航班。

航运：自2024年起，所有5,000总吨及以上的大型船舶进入欧盟港口时，其排放将纳入欧盟碳市场1，无论其悬挂何种旗帜。覆盖范围包括：

- 始发地或目的地在欧盟以外的航程排放的50%；
- 针对欧盟港口之间的航程排放，以及船舶在欧盟港口停泊期间的排放的100%。

起初欧盟碳市场仅扩展至航运的二氧化碳 (CO₂) 排放，从2026年起还将涵盖航运的甲烷 (CH₄) 和氧化亚氮 (N₂O) 排放。

此外，航运公司履约清缴配额的义务将逐步引入，具体如下：

- 2025年：清缴2024年报告排放量的40%；
- 2026年：清缴2025年报告排放量的70%；
- 2027年及以后：清缴2026年及之后年度报告排放量的100%。

为了确保过渡阶段的环境完整性，欧盟成员国将在2024年和2025年取消相当于清缴配额与核查排放量差额的配额数量。

监管环节

排放点源

纳管主体类型

能源和工业：设施；
航空和航运：公司

市场主体数量

8704家固定设施、393家航空公司、3313家航运公司（2024年）

配额分配与收入

配额分配



第一阶段

基于成员国的国家分配计划进行分配。配额通过历史总量法分配。一些成员国使用拍卖，一些使用基准法进行分配。

第二阶段

拍卖：八个成员国（德国、英国、荷兰、奥地利、爱尔兰、匈牙利、捷克和立陶宛）进行了约占总配额分配量3%的拍卖。

免费分配：约90%的配额以免费方式分配。

第三阶段

拍卖：是配额分配的主要方式，占排放总量上限的57%。在拍卖的配额中有88%根据经核查的2005年排放量或2005年至2007年的平均排放量分配给成员国；10%用于在16个较低收入成员国之间分配，以履行团结机制（Solidarity Provision）；2%在相较《京都议定书》基准年减排至少20%的成员国之间分配。

免费分配：为应对碳泄漏风险，大量配额根据行业特定的绩效基准进行免费分配。由于免费配额需求超过可用配额总量，各设施的免费分配量还受到统一的跨行业修正系数（Cross-Sectoral Correction Factor）的调整，该系数于2017年进行了修订。

电力行业：配额通过拍卖分配，但对于十个较低收入的成员国，可选择过渡性免费分配，以支持发电的现代化和多元化发展。在第三阶段结束时，符合条件的成员国可选择在第四阶段继续使用该方法，或者变现剩余配额，亦或将其转入2018年欧盟碳市场1设立的现代化基金（Modernisation Fund）。

工业：免费配额基于行业特定的绩效基准，该基准反映了各行业最效率的10%设施的单位产品平均排放强度。欧盟委员会在2011年设定了54个基准值，它们基于2007年和2008年的活动数据，并在数据缺失时参考文献资料。被视为存在碳泄漏风险的行业可获得100%基准值的免费配额。未被认定为碳泄漏风险的子行业的免费配额逐步减少，从2013年基准值的80%递减至2020年的30%。

碳泄漏风险评估标准基于排放强度（Emissions Intensity）和贸易暴露程度（Trade Exposure）：

- 直接和间接成本增加超过30%；或
- 非欧盟贸易强度（Non-EU Trade Intensity）超过30%；或
- 直接和间接成本增加超过5%，且贸易强度超过10%。

成本强度的计算公式为：[碳价×(直接排放×拍卖系数+电力消耗×电力排放因子)]/总增加值

贸易强度的计算公式为：（进口+出口）/（进口+生产）

新进入者储备（New Entrants’ Reserve, NER）：在第三阶段，预留5%的排放总量上限，用于支持新建设施或为产能显著增长的设施提供额外配额，以弥补其原先分配的免费配额不足。来自该储备的3亿吨配额被分配至NER300计划，该计划是一个大规模低碳能源创新示范项目资助计划。

航空：15%的配额通过拍卖进行分配；82%的配额免费分配给航空运营商；3%作为特殊储备，用于新进入市场的航空公司及快速增长的航空公司。由于欧盟碳市场1对航空业的覆盖范围暂时限制在欧洲经济区内部航班，航空业的流通配额数量相应减少。

第四阶段

拍卖：是配额分配的主要方式，占排放总量上限的57%。其中：90%的拍卖配额根据各成员国的经核查排放量占比进行分配；10%分配给较低收入的成员国，以履行团结机制。

免费分配：为了应对碳泄漏风险，大量配额根据行业特定的绩效基准进行免费分配。基准值在第四阶段进行了两次更新，以反映不同行业的技术进步。2021年，欧盟委员会首次更新基准值12，并适用于2021年至2025年。基准值每年根据技术进步进行调整，并确定相应的年度削减率。钢铁行业因减排成本高、碳泄漏风险大，使用固定削减率。

2021年至2025年，统一的跨行业修正系数为1，即无需调整免费配额。

第四阶段排放总量上限包含一个超过4.5亿吨配额的缓冲量，该缓冲量计划用于拍卖，但如果初始免费分配配额用尽，这些配额可以用于免费分配，以避免使用跨行业修正系数。

2026年，第四阶段第二个分配期启动。2026年至2030年的免费分配将取决于能源效率措施的实施情况（基于审计或能源管理系统）、表现差的设施的碳中和计划实施情况，以鼓励减排。

电力行业：通过拍卖进行分配，但对于十个较低收入的成员国，可选择过渡性免费分配，以支持发电的现代化和多元化发展。在第四阶段，其中三个符合条件的成员国决定继续使用此方法。该方法可最迟使用至2024年底。2024年之后，所有剩余的免费配额被该成员国使用拍卖分配，或加入其在现代化基金的份额。

工业：2021年至2025年基准值进行更新，基准值基于2016年至2017年设施的活动数据，由各成员国提供，并进行计算。更新值与原始基准值进行了比较，以确定2007/08年至2022/23年15年期间应适用的削减幅度。该期间基准值可削减的范围在3%至24%。总体来看，54项基准中有31项按最高24%的比例削减。

2026年至2030年期间的基准更新依据更高的年度削减率，旨在进一步推动工业转型。自2026年起，最低削减率由每年0.2%提高至0.3%，最高削减率由1.6%提高至2.5%。

免费配额调整规则中关于设施产量发生显著变化时的部分进行了更新，更新后的规则从第四阶段起使用。调整的门槛是产量增加或减少15%。免费分配的调整依据来自企业向国家主管当局提交的年度生产数据报告。免费配额的调整额度将从新进入者储备中发放。

碳泄漏规则：第三份碳泄漏清单于2019年2月通过，适用于2021年至2030年。该清单减少了有碳泄漏风险的部门数量。到2030年，将取消给其余部门的免费分配（区域供热除外）。碳泄漏根据贸易强度和排放强度的综合指标进行评估，标准如下：

- 贸易强度×排放强度>0.2
- 贸易强度×排放强度>0.15但<0.2；根据减排潜力、市场特点和利润率进行定性评估。

排放强度由以下因素决定

[直接排放+（电力消耗*电力排放系数）]/总增加值

贸易风险由以下因素决定

(进口+出口) / (进口+生产)

碳边境调节机制：从2026年至2034年，欧盟将逐步取消对特定行业的免费配额，同时分阶段引入针对第三国进口的碳边境调节机制。受影响的行业包括：电力、钢铁、水泥、铝、化肥和氢。该机制适用于来自所有非欧盟国家的进口商品，但列支敦士登、冰岛和挪威（因已参与欧盟碳市场），以及瑞士（因与欧盟碳市场1挂钩）除外。

碳边境调节机制的过渡期（仅限数据收集）已于2023年10月启动，在此阶段仅需履行报告义务，不需缴纳费用。

未来对受碳边境调节机制覆盖行业的免费配额将通过设定“CBAM系数”逐步取消：2026年为97.5%，到2030年降至51.5%，2033年进一步降至14%。此外，碳边境调节机制也将适用于电力进口。

新进入者储备：第四阶段开始时，新进入者储备的初始数量为3.313亿吨配额。这包括第三阶段未分配配额和市场稳定储备机制的2亿吨配额。

航空：第三阶段的各分配方式的配额比例沿用至2023年。对航空业的免费配额将逐步取消：2024年降至75%，2025年降至50%，2026年起降至0%。

收入用途

 气候减缓

 低碳创新

 对个人、家庭和企业的援助

 国际用途

欧盟碳市场1配额拍卖收入主要归入国家预算。自2023年6月起，各国必须将所有碳市场收入（或等值资金）用于支持气候行动和能源转型。

欧盟成员国也可利用欧盟碳市场1收入，为某些电力密集型工业提供援助，以补偿其因碳价传导而带来的额外电力成本。这类援助通过经欧盟委员会批准的国家援助计划实施。各国每年必须公布支付的补贴总额，并按收益的行业和子行业细分。单一计划下的总支出不应超过所收欧盟碳市场1收入的25%。

欧盟成员国每年向欧盟委员会报告上一年度拍卖收入使用情况。在2024年支出的164亿欧元中，成员国报告称支持了能源供应、电网和储能项目（20%）、公共交通和出行（22%）、社会支持和公正转型（9%）、建筑能效、制冷和供热（20%）、工业脱碳（5%）和道路交通（3%），以及其他事项（17%），其中包括国际用途以及支持脆弱第三国气候行动的气候融资。

欧盟碳市场1的部分配额通过拍卖为创新基金（Innovation Fund）和现代化基金（Modernisation Fund）筹集资金；这两个基金旨在支持碳市场覆盖行业的脱碳和现代化投资。

创新基金：这是全球规模最大的资助计划之一，资金全部来自欧盟碳市场1，用于在能源、工业和净零出行领域推广低碳和零碳创新解决方案和技术。该基金为相关项目提供赠款支持，旨在推动创新低碳技术的商业化应用，并将工业解决方案推向市场，以推动欧洲脱碳并支持向气候中和转型。到2030年，其预估预算为400亿欧元（约合452亿美元，或3082.6亿元人民币）（取决于碳价）。

现代化基金：这是由欧盟碳市场1资助的团结计划。该基金支持低收入成员国为能源系统现代化、提高能源效率和推进社会公正的气候中和转型项目提供融资。2021年至2030年，其预计预算为560亿欧元（约合633亿美元，或4317.1亿元人民币）（按固定比例分配给受益成员国）。

灵活性及连接

结转与预借

允许结转（自2008年起）
不允许预借

抵销信用

第一阶段

允许使用清洁发展机制（Clean Development Mechanism, CDM）和联合履约机制（Joint Implementation, JI）产生的信用，无限制。

第二阶段

允许使用抵销信用。第二阶段共使用了10.58亿吨二氧化碳当量的国际信用。

定性限制：允许使用大多数类别的清洁发展机制和联合履约机制信用，但土地利用、土地利用变化和林业以及核能项目除外。对于超过20兆瓦的大型水电项目有严格的要求。

定量限制：在第二阶段，企业可以使用清洁发展机制和联合履约机制信用，但其使用量不得超过各国国家分配计划中规定的百分比限制。未使用的信用额度可以转入第三阶段。

第三阶段

允许使用抵销信用，但有严格限制。

定性限制：2012年后产生的国际碳信用必须来自最不发达国家（Least Developed Countries, LDCs）的项目。其他国家的清洁发展机制和联合履约机制信用，仅在登记并实施时间不晚于2012年底的情况下才符合资格。一律排除涉及工业气体减排的项目（如HFC-23和N₂O销毁项目），无论东道国为何。在2015年3月后不再接受基于《京都议定书》第一承诺期（First Commitment Period）的减排信用。

定量限制：第二阶段和第三阶段对国际信用的总使用量设定了上限，不允许超过该阶段欧盟碳市场总减排量的50%（约16亿吨二氧化碳当量）。

第四阶段

不允许使用抵销信用。

与其他碳市场的连接

欧盟碳市场1与瑞士碳市场自2020年起连接。两套体系的注册登记系统直接连接，允许纳管主体将配额从一个碳市场的账户转移至另一个碳市场的账户。在其中一个碳市场可用于履约的配额，在另一个碳市场中同样具有履约效力。

2025年5月，欧盟和英国宣布有意连接各自碳市场。随后，欧盟理事会授权欧盟委员会与英国就连接协议启动正式讨论。

该管辖区内的其他碳定价机制

燃料碳市场（国家层级）：奥地利和德国的燃料碳市场，将由欧盟碳市场2取代（见欧盟碳市场2factsheet详情介绍）。

碳税（国家层级）：丹麦、爱沙尼亚、芬兰、法国、匈牙利、拉脱维亚、荷兰、挪威、波兰、斯洛文尼亚、西班牙和瑞典。

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的配额。

履约周期

一个日历年。

监测、报告与核查

规则框架：欧盟碳市场1的运行依赖于统一的监测、报告、核查和认证要求框架。每年，成员国都会报告该框架的实施情况，包括以下法规：

- 《监测与报告法规（2018/2066）》（Monitoring and Reporting Regulation(2018/2066)）
- 《认证与核查法规（2018/2067）》（Accreditation and Verification Regulation (2018/2067)）
- 《航运业监测与报告法规（2015/757）》（Monitoring and Reporting Regulation for maritime transport (2015/757)）

监测：每个设施、航空运营商和航运运营商均需制定排放监测计划，并获得国家主管机构的批准。

报告：纳管主体须在每年3月底前使用模板提交上一日历年的排放报告。

额定热输出超过20兆瓦的城市废弃物焚烧设施自2024年1月1日起必须在欧盟碳市场1下监测和报告其排放，但无清缴义务。

核查：排放报告须在次年3月底前由经认可的独立核查机构核查。核查完成后，运营者必须在9月底前清缴等量配额。核查机构须由成员国国家认可机构按照《认可与核查条例》（欧盟）2018/2067予以认可，该条例基于温室气体验证与核查机构国际标准ISO/IEC17029和ISO 14065。

此外，针对非二氧化碳温室气体的航空影响的专门监测、报告和核查框架已于2025年1月开始实施。

执法和罚则

对于未足额清缴配额的情况，纳管主体除须购买并清缴等量配额外，还必须缴纳超额排放罚款100欧元/吨（约合113美元，或771元人民币），并以2013年为基准年按通胀调整。未履约纳管主体的名单也将公开。成员国可对其他形式的未履约行为实施不同罚则。

市场监管

市场设计

市场参与主体：纳管主体和非纳管主体。

市场类型

级市场：统一价格拍卖（Uniform Price Auctions），采用单轮密封投标（Single Round Sealed Bids），由欧洲能源交易所（EEX）每日进行。德国退出了欧盟统一拍卖平台，通过EEX运行国家级拍卖。波兰也选择退出统一拍卖平台，但仍暂时参与EEX的共同拍卖，直至另行通知。

二级市场：现货、期货、期权和远期合约在二级市场上交易，交易方式包括交易所交易和场外交易。除EEX外，期货交易还在洲际交易所、ENDEX和纳斯达克（Nasdaq）进行。

配额的法律地位：被归类为金融工具，因此相关衍生品可在二级市场交易。

市场稳定机制

市场稳定储备机制（MSR）

工具类型：基于数量的机制

运作机制：市场稳定储备机制于2015年设立，作为长期手段，用以应对欧盟碳市场1中配额过剩的问题。市场稳定储备机制自2019年起正式运行，通过设定总流通配额数量（Total Number of Allowances in Circulation, TNAC）的阈值，对未来拍卖配额的数量进行动态调整，从而维持市场平衡并增强应对需求冲击的能力。

触发条件：欧盟委员会每年发布总流通配额数量通报，并根据总流通配额数量水平触发相应的调整措施：

如果总流通配额数量超过10.96亿吨配额：将在12个月内撤回将用于拍卖的配额量的24%，并将其转入市场稳定储备。

如果总流通配额数量介于8.33亿至10.96亿之间：为减缓阈值效应，将从拍卖配额中扣除较小比例的配额，并转入市场稳定储备。

如果总流通配额数量低于4亿吨配额：将从市场稳定储备释放1亿吨配额，并重新进行拍卖。

失效机制（Invalidation）：自2023年起，市场稳定储备中超出一定阈值的配额每年将被作废。2023年，该阈值为2022年拍卖配额总量；自2024年起，阈值固定在4亿吨。

其他信息

相关机构

欧盟委员会: 负责制定欧盟碳市场1的法规框架和集中管理，例如欧盟登记处。

所有欧盟成员国以及冰岛、列支敦士登和挪威的主管当局: 负责实施，例如检查监测、报告与核查的合规和配额履约情况。

碳市场评估

欧盟委员会每年发布欧盟碳市场运行报告（最新关于2023年运行情况的报告于2024年发布）。¹¹

根据《ETS指令》，欧盟碳市场需根据《巴黎协定》的实施情况及其他主要经济体碳市场的发展进行持续评估。截至目前，欧盟碳市场1已进行三次重大审查：第三阶段前的审查、第四阶段前的审查、在强化欧盟2030年气候目标的背景下进行的审查。

2026年7月底前，欧盟委员会将评估以下内容：

- 如何将负排放（Negative Emissions）纳入欧盟碳市场1并进行核算
- 降低欧盟碳市场1的总额定热输入（20MW）的纳入门槛的可行性
- 碳捕集利用（CCU）产品的有效核算及避免双重计算
- 将城市垃圾焚烧（Municipal Waste Incineration）纳入欧盟碳市场1的可行性
- 欧盟碳市场1在航空业的运行情况，包括国际航空碳抵销与减排计划（CORSIA）的运作情况

监管框架

- [《欧洲议会和理事会第2003/87/EC号指令》（Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council）](#)，关于建立共同体温室气体排放配额碳市场并修订《理事会第96/61/EC号指令》。
- [《关于建立和运行欧盟温室气体排放碳市场的市场稳定储备并修订第2003/87/EC号指令的决定》（2015年10月6日）](#)。
- [《2023/2830委员会授权法规》（Commission Delegated Regulation 2023/2830）](#)，综合拍卖法规（Consolidated Auctioning Regulation），补充第2003/87/EC号指令。
- 所有其他立法和文件可见[此处](#)。

¹¹ 最新报告发布于2025年，内容为欧盟碳市场2024年运行情况。

欧盟

欧盟碳市场2

- 新的独立碳市场预计将于2028年启动
- 排放监测和报告已于2025年开始
- 部分收入将用于新设立的社会气候基金 (Social Climate Fund)

碳市场总体介绍

2021年7月，欧盟委员会提出“减碳55%”一揽子改革方案 (Fit for 55)，以使欧盟气候和能源政策与《欧洲绿色协议》(European Green Deal) 的目标保持一致，这其中最重要的是到2030年将净排放量较1990年水平至少减少55%的雄心勃勃的气候目标。该方案包括对欧盟碳市场规则框架的重要修订，其中包括将碳市场扩展至新行业的提案。

欧盟将建立一个新的独立碳市场，即欧盟碳市场2 (EU ETS2)，覆盖建筑、道路交通和其他行业中用于燃烧的燃料所产生的排放，其他行业主要包括未被现有欧盟碳市场覆盖的小型工业排放主体。欧盟碳市场2将在其纳入行业中与《欧洲绿色协议》的其他政策形成互补，帮助成员国实现《欧洲减排责任分担条例》(Effort Sharing Regulation, Regulation (EU) 2018/842) 下的减排目标。

欧盟碳市场2以“总量与交易”原则为基础。该碳市场将覆盖上游排放，这意味着清缴配额的义务将由燃料供应商承担，而非最终消费者。欧盟碳市场2的排放总量上限将设定为到2030年使排放量较2005年水平下降42%。纳入行业的排放监测和报告义务已于2025年开始。

欧盟碳市场2原定于2027年全面运行。根据欧盟理事会和欧洲议会于2026年3月作出的决定，启动日期推迟一年至2028年。

欧盟碳市场2的配额将完全通过拍卖方式分配。在首个履约年度，将前置额外拍卖量，以确保市场平稳启动。欧盟碳市场2还将设立专门的、基于规则的市场稳定储备机制 (Market Stability Reserve, MSR)，以缓解市场配额供应不足或过剩。2025年11月，欧盟委员会提出进一步调整市场稳定储备机制，以支持欧盟碳市场2平稳启动，并加快行业早期脱碳投资（见“市场稳定机制”部分）。这些调整需获得成员国和欧洲议会批准后方可生效。

欧盟碳市场2还设有自愿纳入选项，允许成员国经欧盟委员会批准后，单方面将该碳市场扩大覆盖范围，至其管辖范围内未被ETS指令覆盖的行业，例如农业和林业燃料使用。2024年，欧盟委员会通过授权法案，批准了关于扩大覆盖范围的个别申请。

欧盟碳市场2的部分收入将通过专门的社会气候基金 (Social Climate Fund) 支持弱势家庭和微型企业。该基金是“减碳55%”一揽子方案的一部分。成员国须将剩余的欧盟碳市场2收入用于气候行动和社会措施。

各欧盟成员国原需在2024年年中前，将新碳市场的相关规定全部转化为国内法律。由于若干国家尚未完成转化，欧盟委员会正积极与成员国合作，以支持并确保这一进程完成。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

纳入行业



配额总量或排放总量上限

绝对总量上限

温室气体

二氧化碳

配额分配

拍卖

成员国

所有欧盟成员国，以及冰岛、列支敦士登和挪威。

1 来自未被现有欧盟碳市场覆盖的工业燃烧活动的二氧化碳排放。

欧盟的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量
(百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)²

能源	2,364.0	76%
工业生产过程	264.8	9%
农业	364.9	12%
废弃物	108.5	3%
其它	3.4	<1%



温室气体减排目标

- 到2030年: 净排放量较1990年水平至少下降55%。(《欧洲气候法》)
- 到2040年: 净排放量较1990年温室气体水平下降90%。(经修订的《欧洲气候法》)³
- 到2050年: 实现净零排放。(《欧洲气候法》)

规模与阶段

纳入行业与纳入门槛

欧盟碳市场2覆盖道路交通和建筑, 以及小型工业排放主体燃料燃烧消费所产生的排放。这主要涉及以下化石燃料来源: 汽油、柴油、取暖油、天然气、液化气和煤炭。

监管环节

上游

纳管主体类型

将燃料投放消费的主体, 例如燃料分销商。

配额分配与收入

配额分配

欧盟碳市场2的配额将仅通过拍卖方式分配。欧盟碳市场2收入的一部分将分配至社会气候基金。其余所有欧盟碳市场2配额将根据2016年至2018年纳入行业平均排放分布情况, 在成员国之间分配并用于拍卖。

收入用途



气候减缓



对弱势家庭、出行者和微型企业的援助

社会气候基金与欧盟碳市场2配套设立, 旨在帮助欧盟成员国为相关领域的结构性措施和投资提供资金支持, 具体包括建筑能效提升和翻新、清洁供暖和制冷、可再生能源整合应用, 以及零排放和低排放出行解决方案。成员国也可选择将部分资金用于临时直接收入支持。

所有措施和投资将汇总纳入各国社会气候计划。该基金的资金将来自欧盟碳市场2配额拍卖收入, 以及欧盟碳市场1的5000万吨配额拍卖收入。加上成员国必须为其社会气候计划提供25%的配套出资, 该基金预计将在2026年至2032年间至少调动867亿欧元(980亿美元, 约合6683.6亿元人民币)。

成员国须将其剩余的欧盟碳市场2收入用于气候和社会目的。

灵活性与连接

该管辖区内的其他碳定价机制

碳市场: 欧盟碳市场1

燃料碳市场(国家层面): 奥地利和德国设有燃料碳市场, 但自2028年起将被欧盟碳市场2取代。

碳税(国家层面): 存在于丹麦、爱沙尼亚、芬兰、法国、匈牙利、拉脱维亚、荷兰、挪威、波兰、斯洛文尼亚、西班牙和瑞典。

² 2025年5月, 欧盟27国根据《欧盟治理条例》(EU Governance Regulation) 向《联合国气候变化框架公约》和欧盟报告的国家排放量。
³ 包括使用《巴黎协定》第六条下的高质量国际信用作为贡献。更多信息见欧盟碳市场1详情。

履约

履约机制

纳管主体须在每个履约周期内，就其全部经核查的排放量，按照每排放一吨二氧化碳清缴一个履约单位（即配额）。

履约周期

一年。配额清缴截止日期为履约年度次年5月底。

监测、报告与核查（MRV）

规则框架：统一的监测、报告与核查及认证要求规则框架支撑着欧盟碳市场2的运行。关键文件包括：

- 《监测与报告条例》（Monitoring and Reporting Regulation (EU) 2018/2066）
- 《认可与核查条例》（Accreditation and Verification Regulation (EU) 2018/2067）
- 纳管主体的监测和报告义务已于2025年开始。

监测：监测方法将使用范围因子（Scope Factors）区分最终消费行为⁴，并使用具体燃料类型所对应的排放因子进行计算。纳管主体须具备经批准的监测计划，作为其温室气体排放许可证的一部分。

报告：截至2025年4月底，纳管主体已提交首份排放报告，涵盖其2024年的覆盖排放量。自2026年起，纳管主体将报告经核查的排放量。

核查：自2026年起（也即2025年开始的排放量），排放报告须由独立认可机构进行核查。核查机构须由成员国国家认可机构根据《认可与核查条例》予以认可；该条例以温室气体验证和核查机构相关国际标准ISO/IEC 17029和ISO 14065为基础。

执法和罚则

对于未对应清缴配额的每吨二氧化碳排放，纳管主体须支付100欧元（113美元，约合770.66元人民币）的超额排放罚款，并以2013年为基准年根据通胀进行调整；此外，还须购买并清缴相应数量的配额。未履约主体的名称也将被公开。成员国可针对其他形式的未履约行为执行不同处罚。

市场调节

市场稳定机制

欧盟碳市场2市场稳定储备机制

工具类型：基于数量的工具

在首个履约年度，将拍卖比正常水平高出30%的配额量，以提供市场流动性。欧盟碳市场2原计划在2030年前运行一个专门的、基于规则的市场稳定储备机制，以缓解市场配额供应不足或过剩，并在价格过度上涨时采取相应措施。

运作方式：该储备初始规模为6亿吨配额。在欧盟碳市场2运行的前三年，如果配额价格超过45欧元（50.8美元，约合346.46元人民币）（按2020年价格计，即需经通胀调整），可从市场稳定储备中释放额外配额，以应对价格过度上涨。若价格上涨过快，也可根据特定规则和条件从该储备中释放配额。欧盟委员会于2025年11月提出的工具调整5包括：当碳价超过45欧元时，拟注入市场的配额数量将翻倍，同时将该机制的有效期延长至2030年以后。

其他信息

相关机构

欧盟委员会（European Commission）：负责实施和管理欧盟碳市场2，包括欧盟登记系统等集中管理的要素。总体监管框架由欧洲议会和欧盟理事会通过，其立法决定对欧盟委员会的职责发挥指导和约束作用。

所有欧盟成员国以及冰岛、列支敦士登和挪威的主管机构：负责具体实施工作，例如核实是否符合监测、报告与核查义务和配额清缴义务。

监管框架

- [《欧洲议会和欧盟理事会2003年10月13日第2003/87/EC号指令：建立欧盟内部温室气体排放配额交易制度》](#)
- [《欧洲议会和欧盟理事会第2023/955号条例：设立社会气候基金并修订第2021/1060号条例》](#)
- [《欧洲议会和欧盟理事会2015年10月6日第2015/1814号决定：建立和运行欧盟温室气体碳市场稳定储备机制》](#)
- [所有其他法律和文件可在此处查阅。](#)

⁴ 用于排除不属于该碳市场覆盖范围的活动，例如农业燃料使用。

德国

德国碳市场

- 2021年德国碳市场启动,覆盖供暖和运输燃料的上游排放
- 2021年至2025年期间每吨二氧化碳的价格固定,2026年开始采用价格区间
- 欧盟碳市场2全面实施后,将在很大程度上取代德国国家碳市场

碳市场总体介绍

德国于2021年启动面向供热和交通燃料的国家碳市场 (National Emissions Trading System, nETS; 德语: Nationales Emissionshandelssystem), 使德国多个行业纳入碳价覆盖范围。

德国碳市场覆盖所有未纳入欧盟碳市场的燃料排放,并在上游环节实施管控。该市场分阶段逐步推行,2021年至2025年按每吨二氧化碳实行递增的固定价格。2026年,证书将在55欧元至65欧元/吨二氧化碳的价格区间内拍卖(约合62.15美元至73.45美元/吨二氧化碳,或423.86元人民币至500.93元人民币/吨二氧化碳),不实行免费分配。²拍卖期结束后,2026年证书将按68欧元/吨二氧化碳的固定价格出售(约合76.84美元/吨二氧化碳,或524.05元人民币/吨二氧化碳)。²所有主要燃料类型(汽油、柴油、取暖油、天然气和液化气)自一开始即被覆盖;煤炭等固体燃料于2023年纳入,废弃物焚烧于2024年纳入。在固定价格和价格区间阶段,排放总量上限具有灵活性。

德国碳市场由2019年《燃料排放交易法》(Fuel Emissions Trading Act, BEHG)设立,并于2020年、2022年、2023年和2025年修订。2025年2月,德国通过立法,将德国碳市场大部分覆盖范围过渡至欧盟碳市场2。由于欧盟碳市场2清缴配额义务推迟一年,德国碳市场将持续至2028年。欧盟碳市场2启动后,已纳入这一超国家碳市场(被覆盖或已选择纳入其中)的行业将退出德国碳市场。

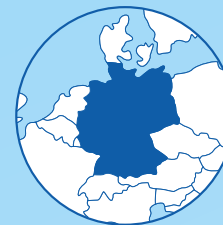
该法是《2030年气候行动计划》(Climate Action Program 2030)的一部分;该计划旨在实现德国2030年气候目标,并以2045年实现气候中和为目标。

年度回顾

2024年1月,德国碳市场扩展至覆盖垃圾焚烧领域。

2025年2月,德国议会通过一项法律,规定德国碳市场将过渡至欧盟范围的欧盟碳市场2。欧盟碳市场2原定于2027年1月1日启动,但2025年11月,欧盟同意将其推迟一年至2028年。根据该法律,德国碳市场将在欧盟碳市场2全面适用时终止。该法律拟使用“选择纳入”(opt-in)选项,该选项允许成员国将欧盟碳市场本未覆盖的行业纳入其中。除交通、建筑和小型工业所用燃料外,德国计划将其他行业选择纳入欧盟碳市场2。联合政府协议指出,农业燃烧排放不会被选择纳入欧盟碳市场2。此外,该法律未将废弃物焚烧纳入“选择纳入”范围,因为政府正在等待欧盟层面对废弃物行业碳定价有效性的进一步分析。因此,除非届时出台新规定,农业燃烧排放和废弃物焚烧排放均将继续纳入德国碳市场。

2025年8月至9月期间,德国政府通过并施行《燃料排放交易条例》(Fuel Emissions Trading Ordinance, BEHV)第二次修正案,明确了2026年价格区间内的拍卖程序。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

纳入行业



工业



废弃物



建筑业



农业和/或林业燃料使用



交通

配额总量或排放总量上限

绝对总量上限¹

约2.55亿吨二氧化碳(2026年)

覆盖的温室气体种类

二氧化碳

抵销信用

不允许

配额分配

2025年前价格固定

2026年拍卖预计会有价格区间

2025年的平均价格

固定价格: 55欧元(约合62.15美元,或423.86元人民币)

累计收入

自碳市场启动以来,累计收入达533亿欧元(约合602亿美元或4105.64亿元人民币)

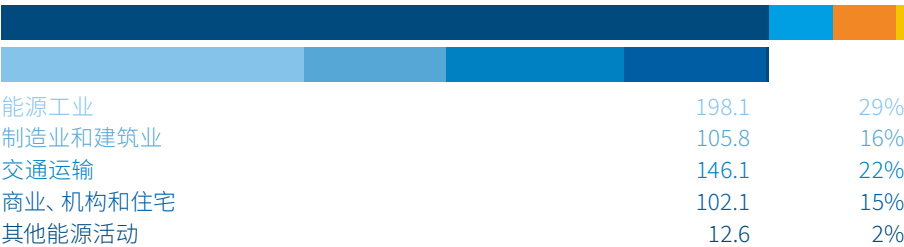
2025年收入为160亿欧元(约合181亿美元,或1234.42亿元人民币)

¹ 试点阶段采用固定价格或价格区间,排放总量上限具有灵活性。
² 美元换算基于2025年国际货币基金组织汇率;未来实际汇率可能有所不同。

德国的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量 (百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

能源	564.6	84%
工业生产过程	47.2	7%
农业	54.8	8%
废弃物	5.5	1%
总计 (100%)	672.0	



温室气体减排目标

到2030年: 相比1990年水平减少65% (《气候变化法》, Climate Change Act)
到2050年: 温室气体中和 (《气候变化法》)

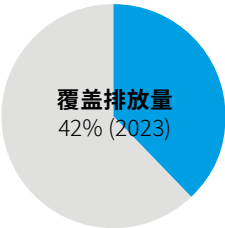
规模与阶段

覆盖排放量 (2023年)
经核查的ETS排放量: 2.826亿吨二氧化碳

阶段
第一阶段: 10年 (2021年至2030年)

配额总量或排放总量上限
事先设定的绝对总量上限限制了碳市场中允许的总排放量

第一阶段: 排放总量上限根据《欧洲减排责任分担条例》(European Effort Sharing Regulation, ESR) 中定义的未纳入欧盟碳市场的部门的减排目标设定。随着“Fit for 55”计划对《欧洲减排责任分担条例》的修订, 德国政府为德国碳市场设定了逐年递减的排放总量上限。



在2021年至2025年的固定价格阶段, 以及在价格区间机制被认为有必要的情况下, 排放总量上限是灵活的。如果德国碳市场内的排放量 (即配额需求) 超过排放总量上限, 将为纳管主体提供额外的配额。

一旦价格完全由市场决定, 这些灵活性条款将失效, 排放总量上限将具有约束力。

纳入行业与纳入门槛

覆盖燃料类型 (适用于相关碳市场, 例如欧盟碳市场2): 碳市场覆盖所有用于交通运输、供热以及农业、铁路运输和垃圾焚烧等行业的燃料, 例如燃油、液化石油气、天然气、煤炭、汽油和柴油。

用于交通和供热的生物质燃料原则上也属于该碳市场的覆盖范围。然而, 符合转化自《欧洲可再生能源指令》(European Renewable Energy Directives) 2029/28/EC和2018/2001的国家法规中所规定的可持续性标准的生物燃料, 其排放不需承担履约义务。

该碳市场于2021年和2022年以有限范围启动, 最初覆盖燃油、液化石油气、天然气、汽油和柴油。2023年起新增煤炭, 2024年起则将垃圾焚烧中使用的燃料纳入碳市场。

为避免与欧盟碳市场覆盖的设施产生双重履约负担, 已制定相关规定。凡是由供应至欧盟碳市场设施并在该设施内使用所产生的燃料排放, 则必须由该设施报告该排放量。如果满足以下条件, 这些排放量可从德国碳市场下燃料供应商的报告排放量中扣除:

1. 能够提供证据证明接收燃料的欧盟碳市场下的设施已报告了这些排放量;
2. 未将碳价传导。

如果无法提供上述证据, 或碳价已由供应商传导给欧盟碳市场设施, 则供应商必须报告该排放并清缴相应的排放配额以覆盖排放量。在这种情况下, 欧盟碳市场设施可申请获得全额补偿, 以弥补因碳价传导而支付的价格。

监管环节
上游

纳管主体类型
把燃料售卖至消费市场的主体 (例如燃料分销商)

纳管主体数量
2,070家(2024年)

配额分配与收入

配额分配

第一阶段

固定价格阶段（2021年至2025年）：配额以固定价格出售。价格表如下：

- **2021年:** 25欧元 (约合27.06美元, 或184.55元人民币)
- **2022年:** 30欧元 (约合32.47美元, 或221.45元人民币)
- **2023年:** 30欧元 (约合32.47美元, 或221.45元人民币)
- **2024年:** 45欧元 (约合48.71美元, 或332.20元人民币)
- **2025年:** 55欧元 (约合62.15美元, 或423.86元人民币)



通常来说，年度固定价格仅适用于在相应日历年内获取的排放配额。然而，对于年度X履约所需的配额，最多可在X+1年9月底之前按X年的固定价格购买最多10%的配额。

拍卖阶段 (自2026年起)： 拍卖量设定为年度排放总量上限的100%，并通过两项调整确定：一是加上排放总量上限的增量（用于处理与欧盟碳市场1的重复计算），二是扣除固定价格阶段（2021年至2025年）累计额外配额销售量。2026年将采用价格区间，价格下限为55欧元（约合62.15美元，或423.86元人民币），价格上限为65欧元（约合73.45美元，或500.93元人民币），单位为每吨二氧化碳。若超过排放总量上限，拍卖期结束后可按68欧元（约合76.84美元，或524.05元人民币）的价格额外无限量购买配额。

碳泄漏规则： 德国碳市场附带补偿机制，以避免排放密集型和贸易暴露型（Emission intensive trade-exposed, EITE）行业的碳泄漏。2021年7月发布的法规具有追溯效力，适用于面临国际竞争的排放密集型行业。符合补偿条件的行业为欧盟碳市场第四阶段碳泄漏名单中的行业。因此，受德国碳市场和欧盟碳市场监管的相同行业的企业应获得同等待遇。

此外，若某些行业或子行业满足排放强度和贸易强度的阈值要求，则可申请纳入补偿范围。

与欧盟碳市场不同，德国碳市场不采用免费配额分配，而是基于行业燃料基准值和固定补偿水平提供补偿。

收入用途



气候减缓



低碳创新



为个人、家庭及企业提供援助

所有来自德国碳市场的收入均流入政府的“气候与转型基金”（Klima- und Transformationsfonds – KTF）。该基金用于支持气候保护计划下的各项措施，包括：

温室气体减排项目（例如，鼓励气候友好型交通和提高建筑能源效率）；以及支持工业脱碳和氢能经济发展，并为工业和家庭提供能源成本纾困。

灵活性与连接

结转与预借

固定价格阶段和拍卖阶段均不允许结转。
不允许预借。

抵销信用

不允许使用抵销信用。

与其他碳市场的连接

德国碳市场未与其他碳市场连接

该管辖区内的其他碳定价机制

碳市场 (超国家层级)： 欧盟碳市场

履约

履约机制

纳管主体须为其全部覆盖排放量，按每排放1吨二氧化碳清缴1个履约单位（国家排放证书，national emissions certificate, nEZ）。

履约周期

一个日历年，纳管主体需在次年9月底前清缴配额。

监测、报告与核查

规则框架：《燃料排放交易法》规定了监测、报告与核查（MRV）义务（监测计划、年度排放报告、清缴、期限和执法），《2030年排放报告条例》（Emissions Reporting Ordinance 2030, EBeV 2030）对方法和报告内容作出配套规定，《燃料排放交易条例》（BEHV）对登记系统和销售程序作出规定。

监测：监测在上游环节开展，并基于投放市场的燃料数量和标准排放因子进行计算。自2023年起，须提交经德国碳市场管理局（DEHSt）批准的监测计划。

报告：年度排放报告须于7月31日前通过电子方式提交，报告上一日历年排放。

排放数据记录在国家注册登记系统中，并对公众开放。

核查：从2023年起，年度排放报告需由独立第三方核查机构验证。与监测计划要求相同，核查要求在2021年和2022年同样被免除。

执法和罚则

在固定价格阶段，若企业未交付足够的配额覆盖其排放量，则必须支付超额排放罚款，每吨二氧化碳罚款金额为固定价格的两倍。然而，支付罚款并不免除企业的配额清缴义务，企业仍需购买并交付所欠配额以覆盖排放量。

2026年度企业对未交付配额覆盖的排放量需支付每吨100欧元（约合113美元，或770.66元人民币）的超额排放罚款。³

对于其他违规行为（如错误报告或延迟报告），企业可能面临额外罚款。

市场监管

市场设计

市场参与主体：任何国内或国际自然人或法人均可持有交易账户。履约主体（上游燃料分销商）可直接从交易平台购买配额，也可通过中介购买。

市场类型：

一级市场：欧洲能源交易所（European Energy Exchange, EEX）是德国碳市场销售和拍卖平台。固定价格阶段，配额按预先确定价格发行。拍卖将于2026年在价格区间内启动，并根据《燃料排放交易条例》和欧洲能源交易所拍卖程序开展。

二级市场：配额可全年在二级市场购买。二级市场交易采用场外交易方式。

配额法律地位：根据《德国银行法》（German Banking Act）或《证券交易法》（Securities Trading Act），配额或其衍生品不具有金融工具地位。

市场稳定机制

灵活排放总量上限条款

工具类型：基于数量的机制

运作方式：为维持引入阶段的固定价格机制，若市场需求超过排放总量上限，相关主体可额外获得超出排放总量上限的配额。2021年即出现此情况，当年拍卖配额比排放总量上限多出460万吨二氧化碳当量；2023年也再次出现，报告排放量比目标高约240万吨二氧化碳。2022年，销售量比排放总量上限低400万吨二氧化碳。

2026年，配额将在价格区间内拍卖。

其他信息

相关机构

德国联邦环境、气候行动、自然保护和核安全部（German Federal Ministry for the Environment, Climate Action, Nature Conservation and Nuclear Safety, BMUKN）：负责建立德国碳市场的监管框架。

德国环境署（German Environment Agency, UBA）下属的德国排放交易管理局（German Emissions Trading Authority, DEHSt）：负责注册登记系统和接收排放报告。

碳市场评估

德国政府于2022年12月发布了首份评估报告。⁴

2025年1月发布了第二份评估报告。⁵2025年起，将每四年对德国碳市场进行评估。

监管框架

- 《燃料排放交易法》（Fuel Emissions Trading Act）
- 《2030年排放报告条例》（Emissions Reporting Regulation 2030）
- 《燃料排放交易条例》（Fuel Emissions Trading Regulation）
- 《碳泄漏条例》（Carbon Leakage Regulation）

3 2025年，经通胀调整后的罚款为131欧元（148美元，或约1009元人民币）。
4 2022年的报告（仅限德语版）可在以下网址获取：<https://dserver.bundestag.de/btd/20/048/2004861.pdf>。
5 2024年的报告（仅限德语版）可在以下网址获取：<https://dserver.bundestag.de/btd/20/144/2014488.pdf>。

哈萨克斯坦

哈萨克斯坦碳市场

- 碳市场自2013年起实施，并于2026年进入第六阶段
- 于2021年实现完全转向使用基准法分配
- 计划引入拍卖机制

碳市场总体介绍

哈萨克斯坦自2013年1月起启动哈萨克斯坦碳市场（Kazakhstan Emissions Trading System, KAZ ETS）（以下简称哈萨克斯坦碳市场）。2024年，哈萨克斯坦碳市场覆盖了哈萨克斯坦约一半的二氧化碳排放量，目前覆盖电力、集中供暖、采掘业及制造业等领域的229个设施。纳管主体必须为其覆盖的全部排放量清缴履约单位（配额或国内抵销信用），来完成履约义务，且配额目前全部采取免费分配的方式发放。

哈萨克斯坦碳市场的排放总量上限基于设施历史产量数据和既定基准确定。除排放总量上限外，还设有配额储备，供纳管主体在提高产量时以及新进入者使用。2024年，共有1150万吨二氧化碳配额从储备中发放给102座设施。

自2021年以来，所有配额均通过基准法分配。纳管主体用于履约的抵销信用不设定量限制。碳市场未覆盖的所有经济行业中的国内抵销项目均可产生信用。2023年，哈萨克斯坦制定了国内抵销标准，即Qazaq绿色证书计划（Qazaq Green Certificate Program）。不过，该标准下认证的信用目前尚不能在哈萨克斯坦碳市场中使用。

早在2011年，哈萨克斯坦就通过修订现有环境立法，为碳市场的建设奠定了基础。哈萨克斯坦碳市场在2016年和2017年曾短暂暂停，以解决运营问题并对分配规则进行改革，但期间监测、报告与核查（MRV）的义务仍需履行。

年度回顾

《2026–2030年度配额分配方案》已于2025年10月更新，在此期间排放总量上限将较2025年水平每年下降10.4%至23%。配额拍卖机制目前正处于筹备阶段。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

纳入行业

- 采矿与采掘业
- 电力
- 工业

配额总量或排放总量上限

绝对总量上限
1.674亿吨二氧化碳（包含储备部分）（2025）

覆盖的温室气体种类

二氧化碳

抵销信用

无限制使用国内抵销信用

配额分配

免费分配：基于实际产量的基准法

2025年平均价格

平均二级市场价格：455.48坚戈（0.87美元，约合5.93元人民币）

哈萨克斯坦的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量
(百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

能源	278.5	80%
工业生产过程	26.8	8%
农业	33.4	10%
废弃物	7.1	2%
总计	345.8	100%



能源工业	140.3	41%
制造业和建筑业	23.2	7%
交通运输	27.5	8%
商业、机构和住宅	35.0	10%
其他能源活动	52.5	15%

温室气体减排目标

到 2035 年: 相较1990年温室气体水平减少17% (无条件) 至25% (有条件) (更新后的国家自主贡献 (NDCs))

到2060年: 实现碳中和 (《2060年前实现碳中和的战略》, Strategy on achieving carbon neutrality by 2060)

规模与阶段

覆盖排放量 (2023年)

经核查的ETS排放量:1.529亿吨二氧化碳当量

阶段

第一阶段 (2013年): 一年

第二阶段 (2014-2015年): 两年

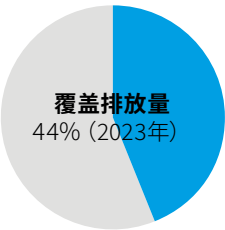
(2016-2017年: 碳市场暂停)

第三阶段 (2018-2020年): 三年

第四阶段 (2021年): 一年

第五阶段 (2022-2025年): 四年

第六阶段 (2026年至2030年): 五年



配额总量或排放总量上限

事先设定的绝对总量上限限制了碳市场中允许的总排放量

第一阶段: 1.47亿吨 (另有2060万吨进入配额储备)。这相当于将纳管主体的排放量稳定在2010年的水平。

第二阶段:

2014年: 1.549亿吨 (另有1800万吨的配额储备)

2015年: 1.528亿吨 (另有2050万吨的配额储备)

这分别代表了相较2011年至2012年纳管主体平均二氧化碳排放量的0%和1.5%的减排目标。

第三阶段: 4.859亿吨 (另有3530万吨的配额储备)。排放总量上限设定为到2020年相较1990年水平减少5%。该排放总量上限适用于2018年至2020年整个履约期, 没有年度上限。

第四阶段: 1.599亿吨 (另有1150万吨的配额储备)

第五阶段: 整个阶段的排放总量上限为6.501亿吨, 年度上限逐年递减。

2022年: 1.661亿吨 (另有1180万吨的配额储备)

2023年: 1.637亿吨 (另有1160万吨的配额储备)

2024年: 1.621亿吨 (另有930万吨的配额储备)

2025年: 1.582亿吨 (另有920万吨的配额储备)

第六阶段: 由于第六阶段国家配额分配计划正在由哈萨克斯坦共和国生态与自然资源部 (Ministry of Ecology and Natural Resources) 考虑制定, 2026年至2030年的温室气体排放绝对总量上限尚未确定。

纳入行业与纳入门槛

第一阶段: 覆盖电力、集中供热、采掘业和制造业 (含石油天然气开采、冶金、化工行业)。

第二阶段: 与第一阶段相同。

第三阶段: 与第一阶段相同, 并新增加工行业 (包括水泥、石灰、石膏和砖的生产)。

第四、五阶段: 与第三阶段相同。

第六阶段: 与第四阶段相同。

纳入门槛: 年排放量超过2万吨二氧化碳的设施。

监管环节

排放点源

纳管主体类型

设施

纳管主体数量

155家公司 (229个设施) (2024年)

配额分配与收入

配额分配

第一阶段: 免费分配（历史总量法）。基于2010年的排放数据。

第二阶段: 免费分配（历史总量法），分别较2011年至2012年平均排放量减少0%和1.5%。

第三阶段: 免费分配，历史总量法或基于产品的基准法，由各纳管主体选择（149个设施选择基准法，76个选择历史总量法）。此外，设有3530万吨配额储备，用于新进入者、新的固定排放源以及选择基准法时的产量变化。

第四阶段: 免费分配，基准法。储备1150万吨配额，用于与第三阶段相同的目的。

第五阶段: 免费分配，基准法。储备4190万吨配额，用于新进入者、新的固定排放源、产量变化以及未来的拍卖。

第六阶段: 该阶段的国家配额分配计划正在由哈萨克斯坦共和国生态与自然资源部考虑制定。

灵活性与连接

结转与预借

哈萨克斯坦碳市场允许在同一阶段内结转配额，但不允许跨阶段结转。不允许预借。

抵销信用

哈萨克斯坦碳市场允许使用抵销信用。

定性限制: 除哈萨克斯坦碳市场覆盖范围之外，国内所有行业减排或碳吸收的项目产生的抵销信用均可以使用。项目须提交至生态与自然资源部审批，并依照政府间气候变化专门委员会（IPCC）方法学及政府所制订的相关规则签发抵销信用。

定量限制: 没有。

2024年，共清缴86,707吨抵销信用用于履约

与其他碳市场的连接

目前，哈萨克斯坦碳市场未与任何其他碳市场连接。

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的配额（配额或国内抵销信用）。

履约周期

每年度履约，应在报告期结束后的次年4月15日前完成。

监测、报告与核查（MRV）

规则框架: 《哈萨克斯坦共和国环境法典》（Environmental Code of the Republic of Kazakhstan 2021）。

监测: 年排放量超过1万吨二氧化碳门槛的设施须每年报告。报告范围包括二氧化碳、甲烷、氧化亚氮和全氟碳化物排放。年排放量超过2万吨二氧化碳的运营方须制定监测计划。

报告: 排放报告须于报告年度次年4月15日前提交。

核查: 排放报告及其基础数据须由经认可的第三方审计机构进行核查。年排放量在1万吨至19,999吨二氧化碳之间的设施运营方无需参与碳市场，也无需核查年度排放报告。

核查机构的认可按照哈萨克斯坦共和国法律以及以下国际标准实施：ISO 14064-3、ISO 14065、ISO 14066、ISO 17029。

执法和罚则

未履约的罚款为5个月度标准指标/吨二氧化碳。这个标准指标在2025年为19,660坚戈（约合37.73美元，或257.32元人民币）。

市场监管

市场设计

市场参与主体：纳管主体；参与抵销项目的自然人及法人。目前并不允许经纪人、银行或其他金融机构参与。

市场类型：

一级市场：哈萨克斯坦国内立法允许通过拍卖分配配额，但目前为止全部配额均通过历史总量法或基准法的免费分配方式进行。

二级市场：仅设现货交易，无远期合约或其他衍生品。哈萨克斯坦碳市场启动初期，交易需通过Caspy商品交易所（Caspy Commodity Exchange JSC）进行，该交易所仍是主要交易平台。自第三阶段起，与哈萨克斯坦国家注册登记机构（JSC “Zhasyl Damu”）签署协议的多个交易所平台也可用于交易。自第三阶段起，允许场外交易。自2022年以来，碳指标在商品交易所的交易已暂停。

配额的法律效力：根据《哈萨克斯坦共和国环境法典》，碳指标（排放配额或抵销信用）是哈萨克斯坦共和国碳市场主体间可转让的商品。

其他信息

相关机构

生态与自然资源部 (Ministry of Ecology and Natural Resources)：负责建立碳市场监管框架。

哈萨克斯坦国家注册登记机构 (JSC Zhasyl Damu)：哈萨克斯坦碳市场实施机构，负责注册登记和配额储备管理。

碳市场评估

哈萨克斯坦国家注册登记机构每年编制一份关于哈萨克斯坦共和国碳指标交易情况的报告。

监管框架

- [《哈萨克斯坦共和国环境法典 \(2021年\)》 \(Environmental Code of the Republic of Kazakhstan \(2021\)\)](#)
- [《温室气体排放和吸收国家监管规则 \(2022年\)》 \(Rules of State Regulation of Emissions and Absorption of GHGs \(2022\)\)](#)
- [《温室气体排放交易规则 \(2021年\)》 \(Rules for GHG Emissions Trading \(2021\)\)](#)

黑山

黑山全国碳市场

- 黑山碳市场自2020年生效, 作为黑山加入欧盟进程的一部分
- 修订后的《气候变化法》(Climate Law) 使国家碳市场设计与欧盟碳市场1保持一致
- 目标是在2028年前全面具备实施欧盟碳市场的准备条件
- 《温室气体排放许可活动法令》(ETS法令) 目前正在修订, 预计自2026年5月起生效

碳市场总体介绍

2019年12月, 黑山通过了《防止气候变化负面影响法》(Law on Protection from the Negative Impacts of Climate Change, 气候法)。该法律要求制定一系列全面的气候政策, 包括温室气体清单、低碳发展战略和国家监测、报告与核查 (MRV) 体系。此外, 该法律还为覆盖工业和电力部门排放的全国碳市场提供了法律依据。

2020年2月, 黑山通过了专门针对其全国碳市场的《温室气体排放许可活动法令》(Decree on Activities for which a GHG Permit is Issued, ETS法令)。该法令确定了行业覆盖范围和纳入门槛、配额交易规则、分配规则以及市场稳定储备机制。此外, 该法令还包括关于配额结转的条款, 同时规定了配额的最低拍卖价格为每吨24欧元 (约合27.12美元, 或184.96元人民币), 以及2020年至2030年间绝对排放总量上限须每年线性减少1.5%。

自2010年以来, 黑山一直是欧盟候选国。作为2018年底开始的入盟谈判的一部分, 黑山需要将其环境和气候政策与欧盟保持一致。若黑山加入欧盟, 则其需建立全国碳市场, 因为这是其在加入欧盟后能够参与欧盟碳市场的必要条件。黑山的目标是到2028年使其法律框架全面对齐欧盟碳市场1和欧盟碳市场2的实施要求。

黑山碳市场于2020年2月正式运行, 初期适用于三个设施: Pljevlja燃煤电厂 (TPP)、KAP铝厂和Toskëlik钢厂。截至2025年, 仅Pljevlja燃煤电厂仍在运营。纳管主体必须为其全部覆盖排放量清缴配额, 配额分配基于拍卖或免费分配。

年度回顾

自2022年以来, 黑山政府多次更迭, 对黑山碳市场运行产生了不利影响, 并导致年度配额分配计划的通过出现重大延误。此外, 由于能源价格快速上涨, 三个纳管设施中的两个于2022年停运。截至2026年1月, 这一情况仍未改变, Pljevlja燃煤电厂成为唯一仍在运营的纳管主体。

黑山政府于2022年年中成立工作组, 对该国气候立法 (包括碳市场) 进行审查。2025年9月, 《气候变化法 (草案) 》(Draft Climate Change Law) 定稿, 并提交立法秘书处征求意见。

《气候变化法 (草案) 》于2025年12月获得通过, 并将自2026年5月起生效。修订后的《气候变化法》将使黑山碳市场的多项设计要素与欧盟碳市场规则接轨, 包括监测、报告与核查 (MRV)、配额分配以及收入使用等规定。该法律及其配套附属法规 (目前已在制定中) 是推动黑山监测、报告与核查体系与欧盟碳市场规则接轨的关键。

在修订后的《气候变化法》通过后, 黑山已开始密集推进修订版《碳市场法令》(ETS Decree) 的起草工作, 预计将于2026年5月通过。



- ✓ 已实施
- 🔧 正在建设
- ❓ 正在考虑

纳入行业



电力



工业

配额总量或排放总量上限

绝对排放总量上限
310万吨二氧化碳 (2025年)

温室气体

二氧化碳

抵销信用

不允许使用

配额分配

免费分配: 历史总量法
免费分配: 固定基准法 (针对新设施)
拍卖

2025年平均价格

拍卖平均价格: 24欧元 (27.12美元, 约合184.96元人民币)¹

累计收入

自碳市场启动以来, 累计收入为2210万欧元 (2500万美元, 约合1.705亿元人民币)

¹ 2025年未举行拍卖。

黑山排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量 (百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

能源	2.7	78%
工业生产过程	0.2	4%
农业	0.3	7%
废弃物	0.4	10%
总计	3.5	



能源工业	1.5	43%
制造业和建筑业	0.2	6%
交通运输	0.9	27%
商业、机构和住宅	0.1	2%

温室气体减排目标

到2030年: 在1990年水平基础上减少55%, 不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) (国家自主贡献)

到2035年: 在1990年水平基础上减少60%, 不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) (更新后的国家自主贡献)

到2050年: 气候中和 (目标性, 索菲亚宣言 (Sofia Declaration))

规模与阶段

覆盖排放量 (2022年)

经核查的ETS排放量:150万吨二氧化碳

配额总量或排放总量上限

事先设定的绝对总量上限限制了碳市场中允许的总排放量

2020年: 330万吨二氧化碳

2021年: 330万吨二氧化碳

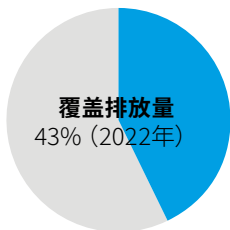
2022年: 320万吨二氧化碳

2023年: 320万吨二氧化碳

2024年: 310万吨二氧化碳

2025年: 310万吨二氧化碳

年度削减系数: 1.5%



纳入行业与纳入门槛

纳入行业: ETS法令附录1中的行业强制参与黑山碳市场。这些行业包括发电、炼油、焦炭生产、钢铁生产或加工、有色金属、水泥熟料、玻璃、陶瓷制品和纸张 (纸浆)。

纳入门槛

- 发电能力超过20兆瓦的发电厂
- 生产能力超过每小时2.5吨的生铁或钢铁生产设施 (初级或次级熔炼), 包括连铸
- 使用回转窑生产水泥熟料且日产能超过500吨的设施; 使用回转窑生产石灰且日产能超过50吨的设施; 或使用其他窑炉生产石灰且日产能超过50吨的设施。
- 生产能力超过每天20吨的玻璃制造设施, 包括玻璃纤维
- 生产能力超过每天75吨的陶瓷制品制造设施, 特别是屋顶瓦、砖、耐火砖、瓷砖、石器或瓷器, 和/或窑炉容量超过4立方米, 且每立方米窑炉密度超过300公斤

监管环节

排放点源 (电力、工业)

纳管主体类型

设施

纳管主体数量

3个, 其中只有1个目前正在运营(2025年)

配额分配与收入

配额分配



2020年至2022年: 免费分配配额 (历史总量法)

2023年: 政府于2022年12月任命了拍卖委员会, 并于2023年初进行了拍卖。

- **拍卖比例:** 19% (385,657吨配额)
- **免费分配量:** 222,515吨配额
- **拍卖总量:** 600,000吨配额
- **2024年:** 政府于2024年5月任命了拍卖委员会, 并于2024年6月进行了拍卖。
- **拍卖比例:** 19% (535,310吨配额)
- **免费分配量:** 875,242吨配额
- **拍卖总量:** 600,000吨配额

2023 年和 2024 年, 黑山碳市场分配的配额总量显著低于相应年份的排放总量上限。这是由于三个纳管设施中的两个已于 2022 年停止运行, 导致配额需求相应下降。

2025 年: 由于碳市场中唯一剩余设施Pljevlja 燃煤电厂 (TPP) 临时停运, 并导致配额需求相应下降, 2025 年未举行拍卖。

- **拍卖份额:** 0%
- **免费分配:** 83.148 万吨配额 (全部分配给 TPP)

收入用途



气候减缓



低碳创新



追求其他发展目标, 如教育和健康领域

拍卖收入用于黑山环境保护基金 (Eko Fond), 以资助低碳创新、可再生能源和环境保护。

灵活性与连接

结转和预借

允许结转。
不允许预借。

抵销信用

不允许使用抵销信用。

与其他碳市场的连接

黑山全国碳市场未与其他碳市场连接。

履约

履约机制

纳管主体须为其全部覆盖排放量, 按每排放1吨二氧化碳当量清缴1个履约单位 (排放配额)。

履约周期

一年。

监测、报告与核查 (MRV)

规则框架: 黑山监测、报告与核查 (MRV) 义务的法律依据由《气候变化负面影响防护法》(Law on Protection from the Negative Impacts of Climate Change) 和《设施温室气体排放监测计划内容条例》(Regulation on the Content of the Plan for Monitoring Greenhouse Gas Emissions from Facilities) 规定。后者规定了测算固定设施温室气体排放量所需的方法学和程序。

监测: 纳管主体须在提交配额申请时, 一并提交设施温室气体排放监测计划。监测计划的内容以及温室气体排放监测的程序、流程和方法学由配套法规规定。若主管行政机关 (环境保护署) 提出要求, 相关主体还必须按要求完善温室气体排放监测方法学, 并修订监测计划。

报告: 参与方须在报告期次年3月底前向环境保护署提交年度经核查温室气体排放报告。如纳管主体未提交经核查报告, 环境保护署将对温室气体排放水平进行保守估算。估算费用由该主体承担。

报告的形式和内容, 以及进行保守估算的程序和方法, 由配套法规规定。

核查: 温室气体报告的核查只能由符合报告核查人员和设备要求的经认可法人实体开展。

执法和罚则

根据《气候法》规定的罚款范围从2000欧元 (约合2260美元, 或15,413.20元人民币) 到40,000欧元 (约合45,199美元, 或308,257.18元人民币) 不等, 并可对法人实体及对其负责的自然人进行处罚。

市场监管

市场设计

市场参与主体: 由于黑山碳交易体系规模非常小，非纳管主体（如中介机构）无法参与。

市场类型:

一级市场: 配额拍卖由政府组织。

二级市场: 尚未建立二级市场。由于市场中仅剩一个主体，截至2026年1月没有交易活动。

配额法律属性: 根据黑山法律，配额被视为金融工具。

市场稳定机制

工具名称: 价格下限

工具类型: 基于价格的机制

运作方式: 拍卖设有（永久性）最低价格，为24欧元/吨二氧化碳（约合27.12美元，或184.96元人民币）。

其他信息

相关机构

生态、空间规划、城市化和国有资产部 (Ministry of Ecology, Spatial Planning, Urbanism and State Property) : 负责环境和气候政策，包括全国碳市场。

环境保护署 (Environmental Protection Agency, EPA) : 负责配额发放和核查报告的监测。

监管框架

- [《气候变化法颁布令》\(2025年\) \(Decree promulgating the Law on Climate Change \(2025\)\)](#)
- [《温室气体排放许可活动法令》\(2020年\) \(Decree on Activities for which a GHG Permit is Issued \(2020\)\)](#)
- [《设施温室气体排放监测计划内容条例》\(2022年\) \(Regulation on the Content of the Plan for Monitoring Greenhouse Gas \(GHG\) Emissions from Facilities \(2022\)\)](#)
- [《气候变化负面影响防护法》\(2019年\) \(Law on Protection from the Negative Impacts of Climate Change \(2019\)\)](#)

瑞士

瑞士碳市场

- 2021年进入新的十年交易阶段
- 自2020年1月起与欧盟碳市场连接
- 碳市场于2025年和2026年实施了重要改革

碳市场总体介绍

瑞士碳市场于2008年启动，最初为自愿参与阶段，为期五年。此后，大型能源密集型主体必须强制参与，中型主体则可自愿参与。2022年，瑞士碳市场覆盖了该国约12%的温室气体排放（包括航空）。参与碳市场的主体可免于缴纳国家的二氧化碳税。

瑞士碳市场覆盖电力生产、工业（主要包括水泥、化工、制药、造纸、炼油和钢铁行业的企业）、国内航空以及往返欧洲经济区和英国的航班。配额分配通过基准法免费分配以及拍卖进行。航空的免费配额将在2026年前逐步取消。如果流通中的配额总量超过一定阈值，拍卖量可能会减少。

自2020年1月起，瑞士碳市场与欧盟碳市场连接。在2025年1月，瑞士实施了碳市场改革，以与2023年修订的欧盟碳市场规则保持一致，改革将使瑞士碳市场采用与欧盟相同的线性递减因子，并逐步取消航空业的免费分配，以确保两个碳市场持续兼容。瑞士碳市场的固定源纳管主体使用与欧盟碳市场相同的基准。

该碳市场由《减少二氧化碳排放联邦法》（Federal Act on the Reduction of CO₂ Emissions, 后简称二氧化碳法）授权，并通过《二氧化碳条例》（CO₂ Ordinance）进行监管。

年度回顾

2025年1月1日，修订后的《二氧化碳法》正式生效，使瑞士碳市场与修订后的欧盟碳市场保持一致。

对于固定设施和航空领域，目前采用与欧盟碳市场相同的线性递减因子，以降低2024年至2030年期间各自的排放总量上限：2024年至2027年为4.3%，2028年至2030年为4.4%。此外，碳捕集与封存（CCS）以及在特定条件下使用进口生物燃气，现已可纳入瑞士碳市场核算。在航空领域，根据欧盟碳市场（EU ETS）的相关规则，航空运营商的免费排放配额将于2026年前逐步取消。

11月，瑞士联邦委员会通过了对《二氧化碳条例》的进一步部分修订，并于2026年1月1日生效。修订内容包括进一步减少工业设施的免费配额，以及建立新的激励机制，向航空运营商提供免费配额，以部分抵销使用可持续航空燃料（Sustainable Aviation Fuel, SAF）所产生的成本。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

纳入行业



配额总量或排放总量上限

排放总量上限

375万吨二氧化碳当量（2026年，电力与工业）

106万吨二氧化碳（2026年，航空）

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、氧化亚氮、甲烷、氢氟碳化物、三氟化氮、六氟化硫、全氟化碳¹

抵销信用

不允许

配额分配

免费分配：固定基准法

拍卖

2025年的平均价格

平均拍卖价格：74.18欧元（83.82美元，约合571.65元人民币）

累计收入

自碳市场启动开始以来为2.58亿欧元（约合3.735亿美元，或25.47亿元人民币）

2025年为7700万欧元（约合8710万美元，或5.94亿元人民币）

¹ 原则上，根据二氧化碳条例，所有这些气体都被覆盖。实际上，仅二氧化碳、氧化亚氮和全氟化碳需要监测，因为其他气体的比例可以忽略不计。

瑞士的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量
(百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

能源	30.4	75%
工业生产过程	3.3	8%
农业	6.0	15%
废弃物	1.1	3%
其他	0.01	0%
总计	40.8	(100%)



能源工业	3.2	8%
制造业和建筑业	3.9	9%
交通运输	13.6	33%
商业、机构和住宅	9.1	22%
其他能源活动	0.7	2%

温室气体减排目标

到2030年: 较1990年至少减排50%, 通过覆盖2021年至2030年的排放预算实施(更新后的首版国家自主贡献和修订后的《二氧化碳法》)。

到2035年: 较1990年至少减排65%, 通过覆盖2031年至2035年的排放预算实施(第二轮国家自主贡献)。

到2040年: 较1990年至少减排75% (《气候与创新法》(Climate and Innovation Act))。

到2050年: 实现温室气体净零排放(国家自主贡献和《气候与创新法》)。

规模与阶段

覆盖排放量(2023年)

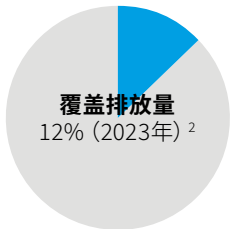
经核查的ETS排放量:540万吨二氧化碳当量

阶段

自愿阶段: 五年(2008年至2012年)

第二交易期: 八年(2013年至2020年)

第三交易期: 十年(2021年至2030年)



配额总量或排放总量上限

事先设定的绝对总量上限限制了碳市场中允许的总排放量。

自愿阶段(2008年至2012年): 每个参与者获得其特定的减排目标。

第二交易期(2013年至2020年):

-固定设施: 2013年绝对排放总量上限(自上而下设定)为560万吨二氧化碳当量, 每年按1.74%的线性减排因子减少(基准线排放量根据主体2008年至2012年的历史排放设定), 到2020年降至490万吨二氧化碳当量。

-航空: 2020年为130万吨二氧化碳。

第三交易期(2021年至2030年): 固定设施和航空的绝对排放总量上限每年按2.2%的线性递减因子(以2010年为基准年)减少。2024年起线性递减因子为4.3%, 2028年起为4.4%。

纳入行业与纳入门槛

强制参与: 根据二氧化碳条例附录6列出的行业必须参与瑞士碳市场。这些行业包括25个类别, 如水泥、化工和制药、炼油、造纸、区域供热、钢铁等。自2020年起, 瑞士碳市场覆盖了航空业(国内和往返欧洲经济区或英国的航班)以及化石燃料热电厂。

纳入门槛: 大多数活动均适用门槛标准, 通常依据生产能力或总额定热输入来设定。

可自愿加入: 总额定热输入 $\geq$ 10兆瓦。符合参与条件的公司必须在接下来的六个月内提交申请。

可选择退出: 总额定热输入超过20兆瓦但过去三年每年排放量低于25,000吨二氧化碳当量的行业的设施。如果主体未来某年的排放量超过该门槛, 则必须从下一年开始参与瑞士碳市场, 并且在剩余的履约期内不能退出。新进入者如果能够可信地报告其排放量低于25,000吨二氧化碳当量/年, 则可以立即申请退出。

航空: 年排放量超过10,000吨二氧化碳的商用飞机运营商, 或在过去一年中某四个月期内运营超过243次航班的运营商。非商用运营商年排放量超过1,000吨二氧化碳时 also 需参与。如果运营商被纳入欧盟碳市场, 则不适用这些门槛。

监管环节

排放点源

纳管主体类型

电力和工业: 设施

航空: 飞机运营商

² 覆盖排放量比例的计算使用总温室气体排放量(4590万吨二氧化碳当量), 包含了国际航空, 但不包括土地利用、土地利用变化和林业(LULUCF)。

纳管主体数量

固定设施：98个（2024年）
飞机运营商：193个（2024年）

配额分配与收入

配额分配



自愿阶段（2008年至2012年）：纳管主体获得免费配额，配额量对应其特定排放目标内的排放量。

第二交易期（2013年至2020年）

免费分配：免费配额基于行业基准分配，该方法与欧盟碳市场类似。未面临碳泄漏风险的行业的免费分配逐步减少。

2013年，这些主体获得80%的免费配额，到2020年减少至30%。同时实施了一个修正系数，用于减少根据行业基准分配的配额，以确保其与规定的绝对排放总量上限相符。

飞机运营商的免费配额基于各运营商报告的2018年吨公里数据，乘以每1000吨公里0.642吨配额的基准（与欧盟碳市场的基准相同）进行分配。

拍卖：未免费分配的配额通过拍卖分配。拍卖每年进行两到三次，具体取决于可用的拍卖量。自2020年1月起，拍卖对瑞士碳市场和欧盟碳市场的纳管主体以及允许在欧盟碳市场中出价的非纳管主体开放。根据欧盟碳市场法规，若成交价格显著低于欧盟碳市场当前二级市场价格，瑞士联邦环境办公室（Federal Office of the Environment, FOEN）有权取消拍卖，并将瑞士排放配额（Swiss Emissions Allowances, CHUs）转移至后续拍卖。

此外，预留5%的配额，用于新进入者和快速增长的运营商。

航空业：自2020年起，航空业15%的配额进行拍卖，这与欧盟碳市场的规定一致。3%放入专门用于新进入者和快速增长运营商的储备中，其余82%根据行业特定基准进行分配。

第三交易期（2021年至2030年）

免费分配：自2022年起，瑞士碳市场采用与欧盟碳市场相同的基准进行分配。如果生产水平与2014年至2018年的基准年偏离至少15%，则将可能每年更新免费分配水平。航空领域的免费配额分配将于2026年前逐步取消，与欧盟碳市场的规定保持一致。自2026年起，将通过一项新的激励机制向航空运营商提供免费配额，以部分抵消可持续航空燃料加注成本。自2026年起，还进一步减少了向工业设施免费分配的排放配额，以保持与欧盟碳市场改革的一致。

拍卖：自2022年起，拍卖量受市场稳定机制约束（见“市场稳定机制”部分）。

收入用途

 气候减缓,气候适应

 低碳创新

自2025年起，瑞士碳市场拍卖所得的收入将被专款专用于支持该碳市场内设施的减排，以及减少航空领域的排放等相关用途。

灵活性与连接

结转与预借

允许在同期内和跨期无限制结转。欧盟碳市场第三阶段的结转配额可用于瑞士碳市场2021年至2030年交易期的履约。

不允许预借，但在同一阶段中，当前交易年分配的配额可用于上一年的履约清缴。

抵销信用

不允许使用抵销信用。

定性限制：自2021年起，抵销信用不能用于履约。2020年之前，国际抵销信用在符合某些标准的情况下可以使用。允许使用最不发达国家的清洁发展机制（CDM）项目的大多数类别的信用。其他国家的清洁发展机制和联合履约（Joint Implementation）机制项目的信用只有在2012年底之前注册和实施的情况下才符合条件。

定量限制：2013年至2020年期间，碳市场中允许使用的抵销信用的最大数量设定为自愿阶段（2008年至2012年）分配配额平均量的11%，减去同期已使用的抵销信用，再乘以五。

在第二交易期（2013年至2020年）加入瑞士碳市场的行业可以最多使用相当于其排放量的4.5%的抵销信用。对于飞机运营商，定量限制设定为1.5%。

与其他碳市场的连接

瑞士于2015年与欧盟就连接各自的碳市场达成协议，并于2017年签署。经过2019年的立法和正式批准，该连接于2020年1月生效。在此之前，对瑞士碳市场进行了修订，以与欧盟碳市场立法框架保持一致。

瑞士碳市场覆盖的主体可使用欧盟碳市场的配额 (EU Allowances, EUAs) 进行履约，反之亦然。两个碳市场分别进行拍卖。欧洲经济区的市场参与主体需在瑞士排放交易注册登记系统 (Swiss Emissions Trading Registry) 开设账户才能参与。自2024年起，欧盟与瑞士注册登记系统之间的配额划转按每日（周一至周五）进行，但部分日期除外，例外日期将在排放交易注册登记系统中公布。

该管辖区内的其他碳定价机制

碳税：二氧化碳税

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的配额（瑞士或欧盟碳市场配额）。

履约周期

一个日历年。纳管主体必须在次年9月底之前清缴配额。

监测、报告与核查 (MRV)

规则框架：监测、报告与核查 (MRV) 体系由《二氧化碳法》授权建立，并通过《二氧化碳条例》进行监管。

监测：每个设施和每个飞机运营商均需提交监测计划（不迟于注册截止日期后三个月）。监测计划必须由主管当局批准。根据瑞士二氧化碳条例，排放（主要是二氧化碳和氧化亚氮）需要进行监测。

报告：年度监测报告，基于自我报告（截至履约周期结束后的次年3月底前提交。）。

核查：瑞士联邦环境办公室可以要求对设施的监测报告进行第三方核查，并可以随机抽查以确保一致性。飞机运营商的监测报告必须经官方认可的第三方核查机构进行核查。

执法和罚则

对于未能清缴足够配额的，罚款为每吨二氧化碳125瑞士法郎（约合150.36美元，或1025.46元人民币）。除了罚款外，纳管主体还必须在次年补缴缺失的配额。

市场调节

市场设计

市场参与主体：履约主体（纳管主体和自愿加入的主体）、非履约主体（国内和国际）以及个人。交易商最多可持有的瑞士/欧盟配额为100万吨。

市场类型

一级市场：瑞士排放交易注册登记系统每年组织多次拍卖，形式为单轮密封投标统一价格拍卖。

二级市场：瑞士碳市场的配额 (CHUs) 不通过受监管的交易平台交易，允许场外交易。欧盟碳市场的配额 (EUAs) 在多个交易所交易，包括洲际交易所期货市场 (ICE Futures) 和欧洲能源交易所 (European Energy Exchange, EEX)，其可用于瑞士碳市场的履约。

配额的法律效力：

根据瑞士金融市场监管规定，配额不被视为金融工具。配额可以作为衍生品合约的基础资产，而相关衍生品则受《金融市场基础设施法》(Financial Market Infrastructure Act) 监管。

市场稳定机制

工具类型：基于数量的机制

运作机制：当局于2022年引入了市场稳定机制。如果流通中的配额数量超过一定阈值，则减少拍卖量。

如果流通中的配额数量超过上一年绝对排放总量上限的50%，市场稳定机制将把当年拍卖量减少50%。2022年，市场稳定机制将拍卖量从46万吨减少到23万吨，2023年从58万吨减少到29万吨配额。2024年从82万吨减少到41万吨配额。2025年从约70万吨配额减半至35万吨配额。

未拍卖的配额在履约期结束后失效。该机制定期根据市场动态和欧盟的发展情况进行评估。瑞士碳市场不受欧盟碳市场的市场稳定储备的约束。

其他信息

相关机构

瑞士联邦环境办公室 (Federal Office for the Environment, FOEN)：执行机构，例如负责注册登记系统、拍卖配额、接收排放报告和履约执法。

碳市场评估

2024年3月，瑞士议会通过了涵盖2025至2030年期间的修订版二氧化碳法，并于2025年1月正式生效。该新法案为瑞士碳市场的修订提供了兼容对接的瑞士碳市场法律基础。

2025年7月，瑞士联邦环境办公室发布了对瑞士碳市场的外部评估。该评估回顾了2013年至2023年期间的运行情况，认为瑞士碳市场对减排的影响较为有限。³

监管框架

- [《减少二氧化碳排放联邦法》\(Federal Act on the Reduction of CO2 Emissions, CO2 Act\)](#)
- [《减少二氧化碳排放条例》\(Ordinance on the Reduction of CO2 Emissions, CO2 Ordinance\)](#)

³ INFRAS (2025)：《瑞士碳市场评估》.A部：评估报告。受瑞士联邦环境办公室委托编制。

土耳其

土耳其国家碳市场

- 2025年7月颁布首部《气候法》(Climate Law)
- 成立碳市场委员会 (Carbon Market Board)
- 预计2026年启动碳市场试点

碳市场总体介绍

2025年7月，土耳其颁布首部《气候法》(Climate Law)，为构建土耳其国家碳市场 (TR ETS) 奠定法律基础，助力本国净零排放目标实现。该法案设立碳市场委员会 (Carbon Market Board)，由环境、城市化与气候变化部 (Ministry of Environment, Urbanization and Climate Change) 部长担任主席，负责审批国家配额分配方案、确定免费配额发放规则，并核定抵销信用额度上限。碳市场的日常管理工作由气候变化总局 (Directorate of Climate Change, DoCC) 承担；伊斯坦布尔能源交易所 (Energy Exchange Istanbul, EXIST) 负责市场交易与注册登记系统运营，市场监管规则则由能源市场监管局 (Energy Market Regulatory Authority, EMRA) 制定。

依据《气候法》规定，土耳其国家碳市场试点阶段预计于2026年启动。该法案颁布后，土耳其于2025年7月发布碳市场实施细则草案，向利益相关方开展意见征询。

此番制度进展与土耳其《2053年长期气候战略》(2053 Long-Term Climate Strategy) 及《2026—2028年中期规划》(Medium-Term Program 2026 to 2028) 保持一致。两份文件均明确，待土耳其国家碳市场法律框架搭建完成后将实施碳市场，同时确保与欧盟碳边境调节机制衔接，并且将碳市场收益专项用于绿色转型相关资金筹措。《气候法》规定，将碳市场收入的最高10%专项用于公正转型措施，以支持弱势群体和行业。

土耳其于2025年11月提交更新后的2035年国家自主贡献，承诺2035年温室气体排放量控制在6.43亿吨二氧化碳当量，相较常规情景减排4.66亿吨二氧化碳当量。土耳其还将在2026年承办第31届联合国气候变化大会 (COP31)。



- ✓ 已实施
- ↓ 正在建设
- ? 正在考虑

行业



土耳其的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量 (百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

能源	395.4	72%
工业生产过程	70.9	13%
农业	71.8	13%
废弃物	14.1	3%
合计	552.2	



能源工业	154.2	28%
制造业和建筑业	61.5	11%
交通运输	99.3	18%
商业、机构和住宅	61.9	11%
其他能源活动	18.6	3%

温室气体减排目标

到2030年: 温室气体排放量较基准情景 (BAU) 下降41%, 2030年排放量控制在6.95亿吨二氧化碳当量 (首轮更新国家自主贡献)

到2035年: 温室气体排放较基准情景下降42%, 2035年排放总量控制在6.43亿吨二氧化碳当量 (2035年国家自主贡献)

到2053年: 实现温室气体净零排放

履约

监测、报告及核查

规则框架: 土耳其监测、报告与核查法规 (Turkish MRV regulation) 建立了覆盖800余家设施的设施级温室气体排放管理体系。该体系自2015年起在能源行业与工业行业实施设施级管理。纳入行业范围包括: 能源行业 (如燃烧设施总额定热输入达到20兆瓦及以上), 以及监测、报告与核查法规附件1所列的多项工业活动 (如石油炼制、焦炭生产、钢铁、水泥熟料、玻璃、陶瓷、制浆造纸、硝酸、氨及其他符合附件1产能门槛的活动)。该监测、报告及核查体系覆盖土耳其约一半的全国排放总量。《气候法》明确, 碳市场相关的监测、报告与核查管理工作由气候变化总局负责, 并对未提交经核查年度排放报告的行为设定相应罚则。

监测: 设施运营方须按照监测计划开展排放监测, 监测计划应至少于实际监测开始前6个月提交审批。监测、报告与核查的义务适用于监测、报告与核查法规附件1所列活动清单及其中规定的纳入门槛。

报告: 纳管主体须于报告期次年4月30日前, 向主管机关提交年度排放报告。

核查: 在提交年度排放报告之前, 必须进行第三方核查。核查为年度性要求 (每一份年度排放报告均须经过核查)。核查机构须根据TS EN ISO 14065标准, 在相关领域获得土耳其认证机构 (Turkish Accreditation Agency, TÜRKAK) 的认可。相关立法还要求核查机构依据ISO/IEC 17029标准在相关领域获得认可 (由 TÜRKAK进行认可), 并通过MEDAS (一个旨在确保核查机构独立性的基于网络的系统) 分配核查任务。

执法和罚则

根据《气候法》, 未按时提交经核查的排放报告, 将对承担监测、报告与核查义务的主体处以50万–500万土耳其里拉 (约合12,673–126,723美元, 或86,429–864,251元人民币) 的罚款; 对于碳市场纳管主体, 该罚款将加倍, 且其注册账户在提交报告前仅限用于清缴操作。在未持有有效温室气体排放许可 (GHG emissions permit) 的情况下开展运营, 将被处以以下两种罚款之一: 按每吨二氧化碳当量5土耳其里拉 (约合0.10美元, 或0.68元人民币) 计算 (基于过去五年中经核查的最高年度排放量), 或在不存在经核查报告的情况下, 处以100万–1000万土耳其里拉 (约合25,346–253,455美元, 或172,860–1,728,563元人民币) 的罚款。未按要求完成清缴的, 每缺少一单位配额, 将按近期一级市场或二级市场较高价格的两倍处以罚款。若持续未足额履约 (连续三年低于80%), 将导致温室气体排放许可被取消, 并实施临时禁令。每项违规行为的罚款上限为5000万土耳其里拉 (约合1,267,273美元, 或8,642,802元人民币)。在试点阶段, 罚款金额有80%的减免。

其他信息

相关机构

碳市场委员会 (Carbon Market Board): 负责批准国家配额分配计划, 并决定免费分配、拍卖数量、抵销信用使用比例, 以及制定碳市场和国际碳市场的核心政策。由相关部委及其他公共机构组成。

咨询委员会 (Advisory Board): 为碳市场委员会提供咨询性决策建议。由行业协会和非政府组织组成。

气候变化总局 (Directorate of Climate Change, DoCC): 作为主管机构, 负责碳市场实施及监测、报告与核查工作。其职责包括管理配额分配流程、运行监测、报告与核查体系、监管抵销机制及碳信用在碳市场履约中的使用、制定碳信用进出口政策、协调与其他碳市场的合作, 并推动互认机制安排。

伊斯坦布尔能源交易所 (Energy Exchange Istanbul, EXIST): 碳市场的市场运营机构, 负责组织和运行碳市场交易, 开展资金清算及相关金融流程, 维护交易登记系统, 并报告市场滥用行为。

土耳其能源市场监管机构 (The Energy Market Regulatory Authority, EMRA): 在征求资本市场委员会 (Capital Markets Board) 意见的基础上, 负责监督和制定碳市场中防范市场操纵行为的市场监察与监管规则。

土耳其认证机构 (Turkish Accreditation Agency, TÜRKAK) : 负责对开展监测、报告与核查所需的温室气体核查机构进行认可, 包括依据TS EN ISO 14065标准对核查活动进行认可。

监管框架

- 《第7552号气候法》(2025年) (Climate Law No. 7552, 2025)
- 《温室气体监测与报告条例》(2014年) (Regulation on Monitoring and Reporting of GHGs, 2014)
- 《温室气体排放报告核查及核查机构认可条例》(2017年) (Regulation on the Verification of Greenhouse Gas Emission Reports and the Accreditation of Verification Bodies, 2017)
- 《气候变化总局条例》(2022年) (Regulation on the DoCC, 2022)
- 《关于设立气候变化总局的总统令》(Presidential Decree establishing DoCC)
- 《长期气候战略》(2025年) (Long-Term Climate Strategy, 2025)
- 《2026—2028年中期规划》(2025年) (2026 to 2028 Medium-Term Program, 2025)

英国

英国碳市场

- 英国退出欧盟碳市场 (European Union Emissions Trading System, EU ETS) 之后, 英国碳市场于2021年启动。
- 目前正在进行关于英国碳市场发展和进一步扩大覆盖范围的修订, 包括将温室气体移除纳入英国碳市场, 以及自2027年起引入碳边境调节机制 (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM)。
- 已同意推动实现英国碳市场与欧盟碳市场的连接。

碳市场总体介绍

英国碳市场 (United Kingdom Emissions Trading Scheme, UK ETS) 于2021年1月开始运行, 此前英国 (不包括位于北爱尔兰的电力运营商) 退出了欧盟碳市场。目前, 英国碳市场覆盖的固定设施排放量约占英国温室气体排放量的四分之一。英国碳市场的第一阶段将持续到2030年。

英国碳市场覆盖了电力和工业部门的约1000个设施, 以及约400家飞机运营商。所覆盖的航空活动包括英国境内的航班以及从英国飞往欧洲经济区 (European Economic Area, EEA) 和瑞士的航班。自2026年7月1日起, 国内航运排放将纳入英国碳市场。

纳管主体必须为其所有覆盖的排放量清缴配额。配额主要通过拍卖分配, 部分配额免费分配以降低碳泄漏风险。该系统设有成本控制机制 (Cost Containment Mechanism, CCM) 和拍卖底价 (Auction Reserve Price, ARP), 以支持市场稳定。

英国碳市场的排放总量上限路径及机制设计与英国2050年实现净零排放目标保持一致。英国碳市场管理局 (UK ETS Authority) 已宣布将碳市场扩展至纳入废弃物焚烧和垃圾发电、国内航运以及温室气体移除领域, 并提出纳入更多高排放行业的框架。此外, 英国政府将于2027年1月1日起实施英国碳边境调节机制 (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM), 对排放密集型进口产品征收碳价格。

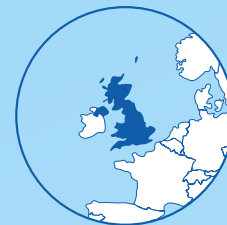
欧盟委员会 (European Commission) 与英国政府已宣布, 有意推动双方碳市场实现市场连接。

年度回顾

2025年, 英国碳市场管理局工作重点包括, 推进此前已释放信号的改革措施, 为扩大覆盖范围作准备, 并为2030年后的机制设计奠定基础。同时, 其还推进了免费配额改革与即将实施的英国碳边境调节机制 (UK CBAM) 之间的衔接工作。

2025年2月, 英国碳市场管理局就将英国碳市场排放总量上限延长至2030年以后开展公众咨询。

2025年5月, 英国与欧盟同意推动双方碳市场建立市场连接。拟议中的市场连接将实现配额在履约中的相互认可, 允许跨市场交易, 并为双方碳边境调节机制相互豁免创造条件。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

纳入行业



采矿与采掘业



航空



电力



航运¹



工业

排放总量上限

绝对排放总量上限
7740万吨二氧化碳当量 (2026年)²

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、氧化亚氮、全氟化碳、甲烷

抵消信用

不允许

配额分配

免费分配: 固定基准法
拍卖

2025年平均价格

平均拍卖价格: 47.36英镑 (62.36美元, 约合425.30元人民币)
平均二级市场价格: 50.34英镑 (66.28美元, 约合452.03元人民币)

累计收入

自2021年启动以来为197亿英镑 (约合259亿美元, 或1766.38亿元人民币)
2024年为24亿英镑 (约合32亿美元, 或218.24亿元人民币)

¹ 英国政府宣布, 自2026年7月1日起, 国内航运排放将纳入英国碳市场。更多详情见“纳入行业与纳入门槛”部分。

² 2026年, 预计将从配额储备池中额外拍卖1000万吨配额 (在该阶段的排放总量上限范围内), 这使得实际排放总量上限达到8740万吨二氧化碳当量。这些额外的配额将在2024年至2027年间从储备池中拍卖, 以平稳过渡至净零总量上限。

2025年7月，英国碳市场管理局发布了关于2024年扩大覆盖范围及温室气体移除 (Greenhouse Gas Removals, GGRs) 咨询的阶段性回应，并确认了关键时间安排：航运领域将自2026年7月起纳入；废弃物焚烧和垃圾发电领域将自2026年1月起进入仅开展监测、报告与核查 (MRV-only) 的自愿阶段，并于2028年起全面纳入。此外，其还确认将在立法通过及进一步咨询的前提下，自2029年起纳入位于英国境内的工程化碳移除 (engineered removals)。

2025年11月，英国碳市场管理局在此前阶段性回应基础上，发布了关于航运咨询的正式回应文件。其中明确了纳入国内航运排放的最终细节，包括为反映覆盖范围扩大而调整排放总量上限、相关豁免安排、将海上船舶纳入时间推迟至2027年1月，以及后续评估机制。同时，管理局还启动了关于将国际航运航次排放纳入英国碳市场的咨询，拟自2028年起将始发地或目的地位于英国的航次纳入，并覆盖相关航程50%的排放量。

2025年10月，英国碳市场管理局发起了一项公众咨询，以评估取消英国碳市场航空领域免费配额后，对区域航空连通性 (regional air connectivity) 的影响。咨询内容包括偏远国内航线可能受到的影响、政府是否需要采取措施应对潜在负面影响、采取措施的标准，以及提供支持的最好方式。管理局强调，其目的并非要庇护航空行业使其免受更广泛市场或监管因素影响。该咨询已于2025年12月结束。

管理局确认，第二个免费分配周期将于2027年开始，2026年将视为当前周期的延长期，以确保免费配额评估改革与碳边境调节机制的引入同步生效。2025年11月，管理局发布的免费配额评估最终回应中还确认了下一分配周期 (2027年至2030年) 的规则：继续为碳泄漏风险最高的行业提供保护，同时，对于受碳边境调节机制覆盖的行业，自2027年起，将逐步取消其免费配额，使碳边境调节机制成为缓解碳泄漏的主要工具。

根据2023年12月发布的公告，并在2024年开展政策咨询及2025年开展技术咨询后，英国政府正通过《2025-26年度财政法案》(Finance Bill 2025-26) 立法，以自2027年1月1日起实施碳边境调节机制。英国碳边境调节机制将适用于以下工业行业的商品：铝、水泥、化肥、氢、钢铁。

2025年12月，英国碳市场管理局宣布将英国碳市场延长至第二阶段，运行时间为2031年至2040年底。管理局还公布了针对独立运行机制的市场政策最终决定。管理局决定保留并调整拍卖底价引入抗通胀设计 (inflation-proof)，相关调整将于2026年生效；同时，维持现有成本控制机制的设计与运行方式不变。

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量 (百万吨二氧化碳当量，比例为占总量的百分比)

能源	300.2	77%
工业生产过程	26.2	7%
农业	41.4	11%
废弃物	20.1	5%
总计	388.0	

能源工业	68.7	18%
制造业和建筑业	33.3	9%
交通运输	109.3	28%
商业、机构和住宅	74.0	19%
其他能源活动	14.9	4%

温室气体减排目标

到2030年：较1990年水平至少减少68%的净温室气体排放，包括LULUCF的排放 (2030年国家自主贡献)

到2035年：较1990年水平至少减少81%的净温室气体排放，包括LULUCF的排放 (2035年国家自主贡献)；将英国净温室气体排放量限制在9.65亿吨二氧化碳当量 (2033年至2037年期间)，较1990年水平减少约77%，包括LULUCF以及国际航空和航运的排放 (《碳预算令》2021年，Carbon Budget Order 2021)

到2050年：英国温室气体净零排放，包括LULUCF以及国际航空和航运的排放 (《2008年气候变化法 (2050年目标修正案) 2019年法令》，Climate Change Act 2008 (2050 Target Amendment) Order 2019)

规模与阶段

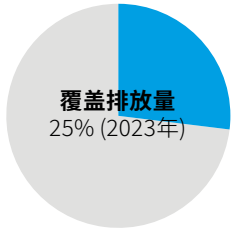
覆盖排放量 (2023年)

经核查的ETS排放量:9680万吨二氧化碳当量

阶段

第一阶段：10年 (2021年至2030年)

第二阶段：10年 (2031年至2040年)



配额总量或排放总量上限

事先设定的绝对总量上限限制了碳市场中允许的总排放量。

第一分配期 (2021年至2026年)：7.12亿吨二氧化碳当量，将根据医院和小型排放主体的退出情况进行调整。第一个配额分配周期已延长至涵盖2026年，以确保免费配额规则调整与英国碳边境调节机制于2027年实施保持一致。

第二分配期 (2027年至2030年)³：2.24亿吨二氧化碳当量，将根据医院和小型排放主体的退出情况进行调整。

绝对排放总量上限最初设定为比英国在欧盟碳市场第四阶段的名义份额低5%。第一分配期和第二分配期原本设定的绝对排放总量上限分别为7.36亿吨和6.30亿吨。但2022年关于改革英国碳市场的咨询结束后，调整了绝对排放总量上限，以与英国的净零排放目标保持一致。2026年的绝对排放总量上限为7740万吨二氧化碳当量。新进入者储备 (New Entrants' Reserve, NER) 的配额也包含在这个绝对排放总量上限中。

纳入行业与纳入门槛

电力部门和工业：英国碳市场覆盖电力和工业行业中特定活动的设施。这包括总额定热输入超过20兆瓦的设施中的燃料燃烧排放，以及炼油、重工业和制造业中的排放。北爱尔兰的电力运营商仍属于欧盟碳市场，因为它们与爱尔兰共和国共同组成了单一电力市场。

除了电力行业参与英国碳市场外，英国的碳价支持 (Carbon Price Support, CPS) 政策还对大不列颠 (不包括北爱尔兰) 使用化石燃料的发电厂征收每吨二氧化碳18英镑 (约合23.70美元，或161.63元人民币) 的额外碳税。

自2025年起，英国碳市场将上游油气行业的二氧化碳排空 (venting) 纳入覆盖范围，包括已开采碳氢化合物通过直接排空、释放和/或未点燃火炬 (unlit flare) 释放产生的过程排放。纳管设施不会获得额外免费配额。

医院和小型排放主体 (Hospitals and Small Emitter, HSE) 计划：年排放量低于25,000吨二氧化碳当量且净额定热输入低于35兆瓦的医院和小型排放者，可以申请医院和小型排放主体资格。获得资格后，其可依据个体年度减排目标对年度排放进行监测和报告，而无需针对排放量清缴配额。这种方法类似于英国在欧盟碳市场第三阶段的退出计划。

超小型排放主体豁免机制：对于年排放量低于2,500吨二氧化碳当量的固定设施，设有超小型排放者豁免机制。这些设施需要监测排放量，并在排放量超过门槛时通知监管机构。

航空：覆盖包括英国境内的航班以及从英国和直布罗陀飞往欧洲经济区和瑞士的航班 (不包括最外围地区)。³对于商用飞机运营商，若其在每四个月中全范围航班 (Full scope flight) 少于243架次，且连续三次均如此 (即1月至4月、5月至8月、9月至12月)，或是全范围航班的年排放量低于10,000吨二氧化碳，则可以豁免。

对于非商用飞机运营商，如果其全范围航班的年排放量低于1,000吨二氧化碳，也可以豁免。全范围航班是指从英国、直布罗陀、欧洲经济区国家、瑞士或外围地区的机场起飞或到达的航班 (被排除的航班除外)。

英国也在考虑英国碳市场应如何与国际航空碳抵销与减排机制 (Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation, CORSIA) 进行衔接。2024年12月，英国交通部 (Department for Transport) 与英国碳市场管理局合作，启动了一项关于在英国实施CORSIA的公众咨询，其中包括关于如何处理同时被两个机制覆盖的航班的多种选项。

航运：自2026年7月1日起，英国碳市场将纳入总吨位5000吨及以上船舶在英国港口之间航行 (包括往返航次) 所产生的国内航运排放。此外，无论始发地或目的地为何，所有总吨位5000吨及以上船舶在英国港口停靠期间产生的排放也将纳入该机制覆盖范围。覆盖的温室气体包括二氧化碳、甲烷和氧化亚氮。运营商须在以运营商为主体 (operator-based) 的监测、报告与核查 (MRV) 框架下，制定排放监测计划、指定经认可的核查机构，并提交年度排放报告。政府非商业船舶 (如军用和应急服务船舶) 将获得豁免。该框架将在“油箱到尾气” (tank-to-wake) 基础上采用标准化系数，并对可持续燃料按零排放系数处理；随着国际制度发展，其覆盖范围和门槛将接受进一步评估。

2025年11月，英国碳市场管理局启动了一项公众咨询，研究将国际航运航次排放纳入英国碳市场，拟自2028年起将始发地或目的地位于英国的航次纳入，并覆盖相关航程50%的排放量。

废弃物焚烧和垃圾发电：废弃物焚烧和垃圾发电设施计划自2028年起纳入英国碳市场，此前将于2026年至2028年实行仅开展监测、报告与核查的自愿阶段。覆盖范围包括每小时处理非危险废弃物3吨及以上，或每日处理危险废弃物10吨及以上的设施，包括医疗废弃物焚烧设施，但高温危险废弃物焚烧设施将获得豁免。在监测、报告与核查阶段，运营商须每年开展排放监测、报告和核查，但无需承担履约义务，以便管理局在全面纳入前完善相关系数和政策设计。

监管环节

排放点源

纳管主体类型

设施、飞机运营商、航运运营商

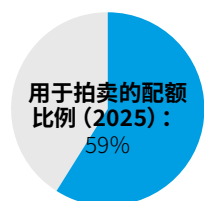
纳管主体数量

2024年共有1,058个纳管主体，包括688个设施和370家飞机运营商

3 《2020年温室气体排放交易计划令》(Greenhouse Gas Emissions Trading Scheme Order 2020) 中对纳入英国碳市场的航空活动进行了说明。

配额分配与收入

配额分配



拍卖：拍卖是英国碳市场中配额分配的主要方式。拍卖设有22英镑⁴（约合28.97美元，或197.58元人民币）的拍卖底价，低于此价格将不出售配额。即使未售出所有配额，拍卖仍可成交。未售出的配额将转入接下来的四次拍卖，最多不超过这些原定拍卖配额的125%。如果接下来的四次拍卖都达到125%的上限，超出的未售出配额将转入市场稳定机制账户（Market Stability Mechanism Account）。

2025年，通过拍卖分配了约5150万吨配额，筹集了24亿英镑（约合32亿美元，或218.24亿元人民币）。根据拍卖时间表，2026年将通过25场拍卖出售约5200万吨英国配额（UK Allowance, UKA）。

免费分配：部分英国配额将免费分配给面临碳泄漏风险的工业纳管主体。每个设施有权获得的免费配额数量由其历史活动水平、行业基准和碳泄漏暴露因子（Carbon Leakage Exposure Factor, CLEF）决定。第一分配周期所采用的基准和碳泄漏清单（用于确定碳泄漏暴露因子）大部分沿用了欧盟碳市场第四阶段的相关内容，但石灰的基准及麦芽提取行业的碳泄漏状态除外，这两项在2024年至2026年期间进行了临时调整。第一分配周期免费配额所依据的历史活动水平数据基于欧盟碳市场下收集的数据。

英国碳市场为免费配额数量设定了一个行业上限（IndustryCap）。在第一阶段的最初几年，每年设定了固定的行业配额上限数值。在2022年进行的英国碳市场改革公众咨询后，这一做法发生了变化：自2024年起，行业免费配额上限被设定为排放总量上限的40%，并将按照排放总量上限的下降路径逐年递减。若某年的免费配额总量超过行业上限，则可动用上年度行业上限中未分配的配额，以及来自灵活储备池（Flexible Reserve）的配额。若以上仍不足，作为最后手段，将启用跨行业修正系数（Cross-Sectoral Correction Factor），以确保对所有合格参与者统一减少配额分配。

初始配额分配表（其列出每个设施在第一配额期的免费配额数量）已于2021年5月发布。符合资格的设施必须提交经核查的活动水平报告（Activity Level Report）（详见“履约”部分）。若报告中显示的活动水平相比历史水平（基于前两年）变化达15%或以上，将重新计算其免费配额。

英国碳市场管理局完成了于2021年启动、分两个阶段开展的免费配额评估。管理局于2025年11月发布的最终回应中确认，第二个配额分配周期将于2027年开始，2026年将视为第一周期的延长期，以确保免费配额改革与英国碳边境调节机制的实施同步生效。

主要决定包括：

- 在确定2027年至2030年分配周期的历史活动水平时，运营商可选择排除2020年数据，或同时排除2020年和2021年数据；
- 2027年继续沿用现行基准，并计划于2028年至2030年采用更新后的欧盟基准；
- 保留现行碳泄漏清单；
- 不对存在碳泄漏风险的行业引入免费分配的分级（tiering）机制；
- 不提前取消未列入碳泄漏清单行业的免费配额；
- 2027年不引入对免费配额发放带来附加条件的新方法；以及
- 自2027年起，逐步取消英国碳边境调节机制覆盖行业的免费配额，指示性（indicative）退出路径为九年。

管理局还确认了针对停运设施的更新规则。

根据此前公告，自2026年1月1日起，针对航空运营商的免费配额已被全面取消。

碳边境调节机制：英国碳边境调节机制将与英国碳市场协同运行，以降低进口产品带来的碳泄漏风险。英国政府确认，该机制将自2027年起实施。

碳边境调节机制初期将覆盖铝、水泥、化肥、氢以及钢铁行业，并首先核算进口商品中隐含的直接（过程）排放。间接排放（与电力相关的排放）最早将推迟至2029年纳入。

为确保国内碳市场与边境措施之间保持一致，自2027年起，碳边境调节机制覆盖行业的免费配额将逐步调整。该调整将反映出对进口产品引入了碳价，从而降低了对免费分配作为缓解碳泄漏风险工具的需求。修订后的免费分配框架确保了碳边境调节机制的推进与免费配额逐步引入/退出时间表（phase-in/out schedule）保持同步。

新参与者储备：英国碳市场为第一阶段内新符合纳入条件的设施，以及排放活动水平显著增长的已纳入设施预留了一部分免费配额储备。新加入设施的免费配额数量将根据以下因素确定：首年运营期间的实际活动水平，所属行业的基准，碳泄漏风险暴露因子。

收入用途



一般预算，包括偿还债务

英国碳市场拍卖的收入归入一般预算，未指定用途

4 2026年，拍卖底价（Auction Reserve Price, ARP）将进行通货膨胀调整，以维持其实质价值，名义价格将由22英镑提高至28英镑

灵活性与连接

结转与预借

允许结转，配额在未来仍然有效。
允许有限且隐性的预借，即使用当前年度免费分配的英国配额用于上一年的履约。

抵销信用

不允许使用抵销信用。

工程化温室气体移除计划 (Engineered Greenhouse Gas Removals, engineered GGRs) 将自2029年起纳入英国碳市场，相关立法预计将于2028年前完成。在初始阶段，符合条件的国内项目所产生的信用将按一比一方式替代配额，且不改变排放总量上限水平。相关信用将在封存效果经核查后事后签发，并须满足至少200年的永久性要求。英国碳市场管理局正在研究将碳移除配额与普通配额区分管理，同时评估通过拍卖机制支持碳移除配额的市场准入，并考虑未来纳入高质量的基于自然的移除。

与其他碳市场的连接

英国碳市场目前未与任何其他碳市场连接。

欧盟与英国同意推动双方碳市场实现市场连接，相关内容已载于2025年5月19日欧盟—英国峰会 (EU-UK Summit) 达成的《共识文件》(Common Understanding) 中。拟议中的市场连接将实现配额在履约中的相互认可，允许跨市场交易，并为双方碳边境调节机制相互豁免创造条件。

该管辖区内的其他碳定价机制

碳税: 英国碳价支持 (CPS)

英国碳价支持 (CPS) 于2013年推出，是对英国本土 (不包括北爱尔兰) 化石燃料发电排放所征收的额外碳税，税率为每吨二氧化碳18英镑 (约合23.70美元，或161.63元人民币)，叠加在英国碳市场碳价之上。

本国碳信用机制: 英国森林碳标准 (UK Woodland Carbon Code)、英国泥炭地碳标准 (Peatland Code)

履约

履约机制

纳管主体必须就其全部覆盖排放量中每排放一吨二氧化碳当量，清缴一个履约单位 (英国碳市场配额)。配额通过拍卖和免费分配相结合的方式发放。

履约周期

一年。纳管主体必须在报告期结束后次年4月底之前清缴配额。这些规定与欧盟碳市场相同。

监测、报告与核查 (MRV)

规则框架: 英国碳市场采用了欧盟碳市场第四阶段的监测、报告与核查 (MRV) 框架，也包括了降低改进报告提交频率及简化监测计划等自主调整内容。《2020年英国碳市场法令》(UK ETS Order 2020) 通过修订方式实施了《2018年监测与报告条例》(Monitoring and Reporting Regulation, MRR 2018) 和《2018年核查条例》(Verification Regulation, VR 2018)。

监测: 英国碳市场要求依据批准的监测计划开展全年持续监测，并于年末汇总数据。航运领域的监测、报告与核查将于2026年7月1日启动，采用以运营商为主体的排放监测计划 (Emissions Monitoring Plans, EMPs) 和核查机制。废弃物处理领域将在2026年1月1日起进入仅开展监测、报告与核查的自愿阶段，并于2028年正式纳入碳市场。获得医院与小排放主体资格或超小排放主体资格的设施，仍须监测其排放情况，并在超过相关门槛时通知监管机构。

报告: 实行年度自我报告制度。年度排放报告 (如适用，还须包括活动水平报告) 须于每年3月31日前提交，以报告上一年度的数据。超小排放主体须每五年提交一次经核查的排放报告，以申请该资格认定。

核查: 每年3月底前须由独立的经认可核查机构完成核查。核查机构必须由英国认可服务机构 (UK Accreditation Service, UKAS) 依据《核查条例 (EU) 2018/2067》(Verification Regulation (EU) 2018/2067) 进行认可。该条例基于温室气体审定与核查机构国际标准 ISO/IEC 17029 和 ISO 14065 制定。

执法和罚则

纳管主体必须为每吨未清缴配额支付超额排放罚款。该罚款最初为每吨100英镑 (约合131.67美元，或898元人民币)，但会随着时间的推移根据通货膨胀进行调整。支付该罚金并不能免除清缴配额的义务。对于未履约部分，可通过发布“差额通知” (deficit notice) 为任何未履行的差额义务设定新的截止期限。若仍未履行，将被处以相当于相关碳价的1.5倍的罚款，并可能面临每天1,000英镑 (约合1316.7美元，或8980元人民币) 的递增罚款，直到履约为止。未履约运营商的名称会被公开。

执法和罚则

市场设计

市场参与主体：纳管主体、非纳管主体（国内和国际）以及个人。

市场类型

一级市场：大部分配额通过拍卖分配。拍卖每两周举行一次，日期和配额数量在拍卖时间表中列出。纳管主体、金融机构以及代表纳管主体的商业团体和公共机构可以参与。拍卖由ICE欧洲期货交易所（ICE Futures Europe）管理。

二级市场：英国配额在ICE欧洲期货交易所交易。提供每日期货合约、期货和期权合约。参与者还可以进行场外交易。二级市场的参与者必须在英国注册登记系统（UK Registry）开设账户。在交易所交易的参与者必须满足ICE期货交易所（ICE Futures Exchange）的要求。

配额的法律地位：《认可拍卖平台（修订及其他规定条例2021）》肯定性法定文书（Recognized Auction Platforms (Amendment and Miscellaneous Provisions Regulations 2021)）将英国碳配额认定为金融工具。

市场稳定机制

成本控制机制（COST CONTAINMENT MECHANISM, CCM）

工具类型：基于价格的机制

运作机制：英国碳市场通过拍卖额外配额来避免价格飙升。如果成本控制机制被触发，监管机构可以决定是否以及如何干预。干预措施包括：重新分配当年各场拍卖的配额量；从未来年度的配额量中预借；从市场稳定机制账户中提取配额；拍卖新进入者储备中剩余配额量，不超过25%；或拍卖某一年度行业配额上限中未分配的配额。

如果配额价格连续六个月超过英国前两年平均配额价格的三倍，成本控制机制将被触发。

在完成公众咨询后，英国碳市场管理局于2025年12月宣布，决定维持现有成本控制机制的设计与运行方式。

拍卖底价（AUCTION RESERVE PRICE, ARP）

工具类型：固定价格

运行机制：拍卖底价（Auction Reserve Price, ARP）设定了拍卖中的最低竞标价格。目前，拍卖底价设定为22英镑（约合28.97美元，或197.60元人民币）。

在完成公众咨询后，英国碳市场管理局于2025年12月宣布，决定保留并使其随通胀调整，从而维持其实质价值。因此，拍卖底价将在2026年基于通货膨胀进行首次调整，即由22英镑（约合28.97美元，或197.60元人民币）提高至28英镑（约合36.87美元，或251.45元人民币），并自2027年起按通货膨胀水平逐年调整。

供给调节机制（Supply Adjustment Mechanism, SAM）

在完成公众咨询后，英国碳市场管理局于2025年12月宣布，不会为独立运行的英国碳市场引入供给调节机制。

其他信息

相关机构

英国气候变化委员会（CCC）：根据《2008年气候变化法》设立的独立法定机构。其主要职责是就温室气体减排目标及其实现进展向英国政府及各地方政府提供建议。其还就英国碳市场的设计与实施、减排效果提供专业建议，并对其执行进展进行评估与报告。

英国碳市场管理局：负责设计和实施英国碳市场。其由英国政府（包括能源安全与净零部（Department for Energy Security and Net Zero, DESNZ）、财政部（HM Treasury, HMT）、交通部（Department for Transport, DfT））、苏格兰政府、威尔士政府和北爱尔兰农业、环境与农村事务部（Department of Agriculture, Environment and Rural Affairs of Northern Ireland）的代表组成。

监管机构，包括环境署（Environmental Agency）、苏格兰环境保护署（Scottish Environment Protection Agency）、威尔士自然资源部（Natural Resources Wales）、北爱尔兰环境署（Northern Ireland Environment Agency）、海上石油环境与退役监管机构（Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning）：负责英国碳市场履约的执法。环境署作为注册登记系统的管理员，负责管理英国碳排放交易登记系统的账户。

碳市场评估

第一阶段包括两次对整个体系的强制性评估。第一次评估结果于2023年底发布，第二次评估结果必须在2028年底前发布。

英国碳市场评估项目为其强制性评估流程提供支持。第一阶段评估报告已于2023年12月发布。⁵

第二阶段评估将对英国碳市场的量化影响进行分析，计划于2026年发布。

监管框架

- [《2020年温室气体排放交易体系令》（The Greenhouse Gas Emissions Trading Scheme Order 2020）](#)
- [《2021年温室气体排放交易体系拍卖条例》（The Greenhouse Gas Emissions Trading Scheme Auctioning Regulations 2021）](#)

⁵ 该报告可在网上获取。

乌克兰

- 《国家气候政策基本原则法》(Law on Basic Principles of State Climate Policy) 规定建立碳市场
- 首个运行阶段将于2028年启动
- 《国家温室气体碳市场建设行动计划》(Action Plan for the Establishment of a National GHG ETS) 已于2025年2月获批

碳市场总体介绍

乌克兰计划根据 《乌克兰—欧盟联系国协定》(Ukraine-EU Association Agreement) (2017年9月生效) 明确的义务, 建立国家碳市场。该协定于第五章第365条(c)款以及附件XXX (附件30) 对气候变化相关事项作出规定, 并列明建立国家碳市场的实施步骤, 包括:

- 制定国家立法并指定一个或多个主管部门;
- 建立相关设施与温室气体识别体系;
- 制定用于发放配额的国家配额分配方案;
- 建立国内可供交易的配额的发放体系;
- 建立监测、报告与核查体系、执法体系及公众咨询程序。

该国已建立国家监测、报告与核查体系, 覆盖范围一部分参照欧盟碳市场相关活动, 为即将实施的碳市场奠定坚实基础。自2021年起, 监测、报告与核查程序已在纳管设施中实施。2022年以来, 受俄乌战争影响, 监测、报告与核查体系改为自愿执行。2025年1月, 乌克兰议会 (Ukrainian Parliament) 恢复实施监测、报告与核查体系下的强制报告要求。对于位于军事行动地区或临时被占领土的设施, 适用部分灵活性规定。

2024年10月, 乌克兰议会通过 《国家气候政策基本原则法》(the Law on the Basic Principles of State Climate Policy), 依法要求建立碳市场。根据该法, 乌克兰碳市场将对纳入行业设定绝对总量上限, 并由国家立法确立。

自2023年开始, 《温室气体碳市场实施路线图》(Roadmap on the Introduction of a GHG ETS) 相关工作持续推进。2024年经利益相关方磋商后, 乌克兰于2025年2月通过政府法令《关于批准建立国家温室气体交易体系的行动计划》(On approval of Action Plan for the establishment of a national GHG trading system)。该行动计划规定, 碳市场首个运行阶段自2028年启动, 第二阶段“在自戒严令终止或撤销之日起, 满三年后方可启动”。碳市场核心设计要素应“兼顾本国国情”, 并与欧盟2003/87/EC号指令 (Directive 2003/87/EU) 保持一致。



已实施

正在建设

正在考虑

乌克兰的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量
(百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

能源	164.0	71%
工业生产过程	21.1	9%
农业	33.0	14%
废弃物	14.8	6%
合计	232.9	



能源工业	61.3	26%
制造业和建筑业	15.8	7%
交通运输	27.0	12%
商业、机构和住宅	16.4	7%
其他能源活动	43.5	19%

温室气体减排目标

到2035年: 国内全经济范围温室气体净排放量较1990年减少65%以上(2035年国家自主贡献)

到2050年: 实现气候中和(《国家气候政策基本原则法》规定)

该管辖区内的其他碳定价机制

碳税: 二氧化碳碳税

履约

监测、报告与核查

规则框架: 监测、报告与核查规则由专项法律及两项内阁命令规定(详见“监管框架”章节)。

监测

须对以下活动产生的二氧化碳排放进行年度监测:

- 额定功率20兆瓦以上设施的燃料燃烧;
- 石油炼制;
- 焦炭、金属矿石、生铁、粗钢、黑色金属合金(包括铁合金, 燃烧装置总额定热功率超过20兆瓦)、水泥熟料、石灰生产, 或白云石/菱镁石煅烧(日产能超过50吨);
- 硝酸、氨、玻璃生产(日产能超过20吨);
- 硝酸生产过程中产生的氧化亚氮排放

监测工作按照乌克兰经济、环境与农业部 (Ministry of Economy, Environment and Agriculture) 批准的监测计划开展。

报告: 纳管主体须于次年3月底前, 向乌克兰经济、环境与农业部提交经核查的年度温室气体排放报告。

核查: 排放数据报告及其基础数据须经过经认可的核查机构开展的第三方核查。

其他信息

乌克兰经济、环境与农业部 (Ministry of Economy, Environment and Agriculture of Ukraine): 实施监测、报告与核查相关法律及即将建立的碳市场的主管部门。

乌克兰国家认可局 (National Accreditation Agency of Ukraine): 负责对第三方核查机构进行认可。

乌克兰国家生态监察局 (State Ecological Inspection of Ukraine): 负责监督监测、报告与核查要求的合规情况。

国家温室气体排放中心 (National Center for GHG Emissions): 经乌克兰经济、环境与农业部委派的授权机构, 承担监测、报告与核查领域相关职责。

监管框架

- 《内阁关于批准国家温室气体碳市场发展行动计划的命令》(Order of the Cabinet of Ministers on approval of an action plan for the national GHG ETS development)
- 《国家气候政策基本原则法》(Law on the Basic Principles of State Climate Policy)
- 《温室气体排放监测、报告与核查原则法》(监测、报告与核查法) (Law on the principles of monitoring, reporting and verification of greenhouse gas emissions (MRV law))
- 《内阁关于批准温室气体排放监测与报告程序的命令》(Order of the Cabinet of Ministers on approval of the procedure for monitoring and reporting on GHG emissions)
- 《欧洲联盟及其成员国与乌克兰联系国协定》(Association Agreement between the European Union and its Member States, of the one part, and Ukraine, of the other part)

03 碳市场详情

北美地区

阿尔伯塔省	77
不列颠哥伦比亚省	82
加利福尼亚州	86
加拿大联邦	92
美国科罗拉多州	97
马里兰州	102
马萨诸塞州	104
新不伦瑞克省	108
纽芬兰与拉布拉多省	112
纽约州	116
新斯科舍省	118
安大略省	122
俄勒冈州	126
宾夕法尼亚州	131
魁北克省	133
美国区域温室气体倡议	139
萨斯喀彻温省	144
佛蒙特州	148
美国华盛顿州	150

阿尔伯塔省

技术创新与减排条例

- 基于各纳管设施的排放强度基准设定履约义务
- 六种不同的履约方式,包括缴纳排放绩效积分,以及按固定价格缴费
- 自2007年运行的北美首个工业碳定价工具

碳市场总体介绍

《阿尔伯塔省技术创新与减排条例》(The Alberta Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation, TIER Regulation) 是该省的工业碳定价与排放交易体系。《技术创新与减排实施方案》(Technology Innovation and Emissions Reduction Implementation Act) 为该碳市场奠定了基础,并于2020年1月正式实施,取代了自2007年起施行的原有碳定价条例。TIER旨在帮助工业设施探索创新的减排方式和投资清洁技术,从而提升竞争力并提高资源利用效率。

TIER适用于:(1) 大型排放源,即2016年或之后任何一年排放量达到或超过10万吨二氧化碳当量的设施,或2023年或之后任何一年进口氢气超过1万吨的设施;(2) 排放量低于10万吨二氧化碳当量/年但高于2000吨二氧化碳当量/年的自愿纳入设施;以及(3) 自愿纳入的聚合设施(Aggregate Facilities),包括两个或多个小型常规油气设施。

纳管主体必须每年按规定比例降低其排放强度(单位产量的排放量)。具体要求基于两种基准中的其中一种确定。根据设施特定基准方法(Facility-Specific Benchmark Methodology),设施需相较其历史产量加权平均排放强度降低排放强度。先进基准(High Performance Benchmarks) 基于排放效率最高的一批设施的平均排放强度设定。在大多数情况下,纳管主体适用两种基准中较宽松的一种,且两种基准均逐年收紧。

纳管主体必须就超过其年度排放上限的排放量履行履约义务。年度排放上限根据其产量水平和排放强度基准确定。表现优于基准目标的主体可获得排放绩效积分(emission performance credits, EPCs),该信用可出售或用于未来年度履约。排放超过上限的主体则需通过以下方式提供补偿:

1. 从其他纳管设施购买排放绩效积分;
2. 向TIER基金付款,按照规定的TIER基金价格为每吨超额排放量购买一份基金积分(Fund Credit)。2025年起,TIER基金价格为每吨95加元(约合67.95美元,或463元人民币);
3. 购买根据阿尔伯塔省批准的方法学产生的省内抵销信用;
4. 直接投资现场减排技术;或
5. 使用捕获认可吨(Capture Recognition Tonnes)或封存信用(Sequestration Credits)。

2023年,TIER覆盖排放量为1.647亿吨二氧化碳当量,约占阿尔伯塔省当年总排放量的63%。TIER的排放总量上限是所有纳管主体基于排放强度基准的年度排放上限之和。因此,该上限并非预先设定,仅在履约周期结束后才能确定。

TIER法规符合加拿大联邦碳污染定价制度的严格性要求,同时通过符合阿尔伯塔省产业特点和优先事项、且具有成本效益的方式实现减排。



- ✓ 已实施
- 🏗️ 正在建设
- ❓ 正在考虑

纳入行业

-  采矿与采掘业
-  电力
-  工业
-  农业和/或林业燃料使用

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、氢氟碳化物、全氟碳化物、三氟化氮、六氟化硫

配额总量或排放总量上限

基于排放强度的排放上限

抵销信用

允许使用本地区的抵销信用,但存在数量限制

配额分配

免费分配: 基于实际产量的基准法

2025 年平均价格

设定的TIER基金价格: 95加元/吨(67.95美元,约合463.42元人民币)

累计收入

自碳市场启动以来: 50亿加元(39亿美元,约合265.98亿元人民币)

2025年(2024年履约年度): 4.661亿加元(3.334亿美元,约合22.74亿元人民币)

年度回顾

2025年5月，阿尔伯塔省政府宣布将TIER基金价格冻结在每吨二氧化碳当量95加元（约合67.95美元，或463元人民币），暂停了此前计划的年度上调安排。根据原计划，该价格将在2030年前提高至每吨170加元（约合121.60美元，或829元人民币¹）。作出这一决定是出于对经济形势的担忧，包括全球贸易不确定性，以及行业关于竞争力问题的反馈。

2025年9月，阿尔伯塔省宣布对TIER法规进行两项修订。第一项修订引入了新的“直接投资履约路径”（Direct Investment Compliance Pathway），允许纳管主体通过直接投资现场减排技术来履行部分履约义务。因此，相关主体可因投资现场低碳项目而获得减排信用。

第二项修订允许较小规模设施退出该碳市场。此前，排放量低于监管门槛、但为避免适用联邦燃料收费而选择自愿纳入TIER的设施，在加拿大联邦政府于2025年4月取消联邦燃料收费后，可选择提前退出TIER。

在联邦层面政策发生变化后，针对外界对阿尔伯塔省关键气候政策能否持续的担忧，省政府公开重申其将继续维持TIER。行业反馈显示，阿尔伯塔省的做法获得了广泛支持，95%的受访者认为该省应维持工业碳市场。

阿尔伯塔省的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量 （百万吨二氧化碳当量，比例为占总量的百分比）

能源	229.0	87%
工业生产过程	12.3	5%
农业	17.0	7%
废弃物	4.7	2%
总计	263	

能源工业	121.4	46%
制造业和建筑业	9.2	4%
交通运输	37.3	14%
商业、机构和住宅	16.0	6%
其他能源活动	45.5	17%

温室气体减排目标

到2050年：实现碳中和愿景（《阿尔伯塔省减排与能源发展计划》（Alberta Emissions Reduction and Energy Development Plan））

规模与阶段

覆盖排放比例2023

经核查的ETS排放量1.647亿吨二氧化碳当量

配额总量或排放上限

TIER的排放总量上限随生产量（产出）变化而变化，是自下而上加总所有单个纳管主体设施层面排放上限所得的总和。但自下而上加总的排放上限并不是绝对排放总量。

2024日历年，TIER纳管主体排放量为1.647亿吨二氧化碳当量。总体来看，超额排放导致的履约义务为1860万吨二氧化碳当量，申请签发的排放绩效积分为662万吨二氧化碳当量。

纳入行业与纳入门槛

纳入行业采矿与采掘业、电力、工业、林业燃料使用

纳入门槛2016年或之后任何一年温室气体排放量达到或超过10万吨二氧化碳当量的设施，或2023年或之后任何一年进口氢气超过1万吨的设施，强制纳入监管。

年排放量低于10万吨二氧化碳当量的设施，若与受 TIER 监管的设施存在竞争关系，或年排放量超过2000吨二氧化碳当量且属于排放密集型和贸易暴露型（Emissions-Intensive and Trade-Exposed, EITE）行业，可自愿纳入 TIER 体系。

多个小型常规油气设施的所有者或运营商也可申请作为聚合设施自愿纳入 TIER 体系。

监管环节

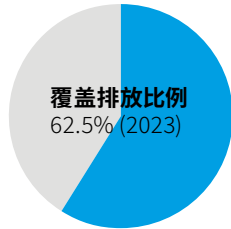
排放点源

纳管主体类型

设施（固定燃料燃烧、工业过程、排放、火炬、逸散/其他、场内运输、废弃物和废水、地层二氧化碳）

纳管主体数量

2024日历年，TIER覆盖560家设施。由于自愿纳入的常规油气设施将大量小型运营单位合并计算，因此实际设施数量要高出若干数量级。



1 美元换算基于2025年国际货币基金组织汇率；未来实际汇率可能有所不同。

配额分配与收入

配额分配

配额分配根据基于排放强度基准的年度排放限值确定。排放量低于其排放上限的纳管主体将从阿尔伯塔省政府免费获得相应数量的排放绩效积分。这类似于基准法的免费分配。这些履约单位可结转或出售给排放量超过排放限值的纳管主体。

排放量超过其排放上限的设施，必须在规定期限前为超过上限的每吨二氧化碳当量提供补偿。

TIER法规下的减排要求通过两种基准方法设定：

- 1. 先进基准 (High-performance benchmarks, HPBs)：认可并奖励行业内效率最高的设施；
- 2. 特定设施产品基准 (Facility-specific product benchmarks, FSBs)：相对于设施的历史绩效设定减排目标。

自2023年起，特定设施产品基准和先进基准，包括热力、氢气和电力在内，其减排目标以每年2%的速度收紧。

纳管设施需遵循特定设施产品基准或先进基准中较宽松的一种。

先进基准方法：基准根据参考年度内生产每种基准产品的最高效减排设施的平均排放强度设定。若生产某一产品的设施少于10家，则基准根据表现最佳设施的排放强度设定。若设施生产的产品未设定先进基准，则适用特定设施产品基准。

特定设施产品基准方法：要求设施相对于其历史产量加权平均排放强度降低排放强度。特定设施产品基准不适用于工业热力、氢气或电力行业的设施。

开展二氧化碳捕集并持有相关封存信用 (Sequestration Credits) 的设施，可申请将封存信用转换为捕获认可吨 (Capture Recognition Tonnes)。捕获认可吨仅可在二氧化碳封存的同年使用，不可交易。捕获认可吨从设施的总管控排放量计算中扣除，不受 TIER 中的减排信用使用限制。封存信用类似于排放绩效积分，可交易、结转或用于履行设施的清缴义务。封存信用自封存当年起6年内失效。

收入用途



一般预算，包括偿还债务



气候减缓



低碳创新

收入（即排放超过上限的纳管设施的补偿付款）划入TIER基金，该基金为各类温室气体减排项目、低碳创新项目和气候韧性项目（如碳捕集利用与封存投资）提供资金。

2007年至2024年，履约付款带来的中央基金的款项总额约为50亿加元（38亿美元，约合259.16亿元人民币）。

2009年至2022年期间，基金在技术和创新方面的投资约为28亿加元（20亿美元，约合136.40亿元人民币）。

自2009年以来，阿尔伯塔省在碳捕集利用与封存项目和计划上的已投资或承诺投资总计约20亿加元（14亿美元，约合95.48亿元人民币）。此外，《阿尔伯塔碳捕集激励计划》（Alberta Carbon Capture Incentive Program, ACCIP）预计将在2024年至2035年期间再提供32亿至53亿加元（23亿至38亿美元，约合156.86亿至259.16亿元人民币）的支持。

灵活性与连接

结转与预借

排放绩效积分可由TIER的纳管设施结转、转让或注销，以满足其减排要求。排放绩效积分的有效期因减排年份而异，为5至8年。不允许预借。

抵销信用

允许使用阿尔伯塔省内产生的排放抵销信用。此类信用的资格标准由《阿尔伯塔省技术创新与减排条例》、《温室气体排放抵销项目开发标准》（Standard for GHG Emission Offset Project Developers）和《碳抵销排放因子手册》（Carbon Offset Emission Factors Handbook）中予以规定。

通过制定阿尔伯塔省排放抵销信用方法学，政府明确了可以使用的项目类型。方法学列出符合要求的活动，并对这些合格活动产生的排放量或净封存减排量提供合适的监测、计量、量化和核查程序。

使用碳捕集与封存 (CCS) 或强化采油 (Enhanced Oil Recovery) 方法学产生的排放抵销，可应项目开发商的要求转换为封存信用。该转换不可撤销。封存信用可交易、结转或用于履行纳管设施的清缴义务。这些信用自封存当年起6年后失效。封存信用可与联邦《清洁燃料条例》（Clean Fuels Regulation）叠加使用，即同一活动可在 TIER 和《清洁燃料条例》中同时产生信用。

定性限制： TIER法规下设定的排放抵销项目高级别标准包括但不限于：项目标准、适用的量化协议，以及法规规定的相关标准。法规要求减排或净封存活动：

- 必须发生在阿尔伯塔省；
- 必须满足额外性要求（包括法律额外性）；
- 必须源于非控排要求的活动；
- 必须源于2002年1月之后实施的减排活动；
- 必须真实可证；
- 必须可通过可重复的技术进行量化和测量；以及
- 不得减少 TIER 设施的总覆盖排放量。

定量限制： 2023年，使用排放抵销信用和排放绩效积分（EPCs）履行设施总履约义务的比例上限为60%，此后每年提高10个百分点，直至2026年达到90%。

买卖双方之间的交易在阿尔伯塔省排放抵销登记处（Alberta Emissions Offset Registry）外进行；该登记处仅提供跟踪和列示服务。

2024年，共有720万吨信用用于履约清缴。截至2025年底，自2007年以来，阿尔伯塔省已有超过7500万吨抵销信用为满足碳市场清缴义务而被注销，另有2500万吨信用可在市场上使用。信用主要来自农业管理、可再生能源发电、碳捕集、利用与封存、气动装置甲烷减排等合格活动。

自2007年至2025年12月15日，已注册超过400个碳抵销项目，并有18项不同的碳抵销方法学可供使用。

与其他碳市场的连接

TIER未与任何其他碳市场连接。

部分TIER抵销类型被认可为加拿大（联邦）基于产出的定价体系（Output-Based Pricing System）下的履约单位。

在TIER体系下产生的部分封存信用，还允许相关项目在加拿大（联邦）《清洁燃料条例》下获得认可。

管辖范围内的其他碳定价工具

国内抵销机制：阿尔伯塔省排放抵销体系

履约

履约机制

纳管主体必须为超过设施年度排放限值的每吨二氧化碳当量清缴一个履约单位。

TIER体系下的六种履约方式为：

- 设施减少排放；
- 使用排放绩效积分（由超额完成减排义务的设施产生和交易）；
- 使用阿尔伯塔省的排放抵销信用；
- 使用阿尔伯塔省的封存信用；
- 直接投资现场减排技术；以及
- 按规定价格向TIER基金缴费购买基金信用，2025履约年度的价格相当于加拿大联邦最低碳价每吨二氧化碳当量95加元（67.95美元，约合463.42元人民币）。

可使用信用履约的最大履约比例：2025年为设施总清缴义务的80%，2026年提高至90%。

可交易合规信用的使用上限：2025年，设施年度履约义务中最多80%可通过提交可交易合规信用完成；2026年提高至 90%。

其中“可交易合规信用”仅指：排放绩效积分（EPCs）、阿尔伯塔抵消信用和阿尔伯塔封存信用，不包括通过向 TIER 基金缴款获得的基金信用（fund credits）。

履约周期

一个日历年

监测、报告与核查（MRV）

规则框架： 温室气体排放报告规则在《阿尔伯塔省技术创新与减排条例》和《阿尔伯塔省温室气体量化方法》（Alberta Greenhouse Gas Quantification Methodologies）中规定。

监测： 实施连续监测，并提交年度履约报告。TIER下监测、报告与核查的门槛与履约纳入门槛相同。

阿尔伯塔省还设有一个单独的仅报告制度，适用于排放温室气体但未被TIER覆盖的设施。该制度由《指定气体报告法规》（Specified Gas Reporting Regulation, SGRR）管理，覆盖所有排放指定温室气体的工业行业，包括二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、六氟化硫、氢氟碳化物、全氟碳化物和三氟化氮。《指定气体报告法规》的门槛低于TIER，年排放量达到至少1万吨二氧化碳当量的设施即须每年报告。这包括以下行业的设施：

- 制造业
- 采矿业，不包括油砂
- 废弃物管理
- 农业，限部分经营活动
- 商业建筑，限超过门槛的情况
- 其他任何工业经营活动

报告: 所有设施均须在履约年度的次年6月底前提交经核查的年度履约报告。年排放量超过100万吨二氧化碳当量且具有重大履约义务的设施，还必须提交年度履约预测报告。

核查: 报告必须由具备资质的第三方认证机构进行核查。

执法和罚则

若纳管主体未履行其清缴义务，超过排放上限的每吨排放量最高罚款可达400加元（286.12美元，约合1951.34元人民币）。个人罚款上限为5万加元（35765美元，约合24.39万元人民币），企业罚款上限为50万加元（35.765万美元，约合243.92万元人民币）。

市场调节

市场设计

市场参与主体: 主要市场，包括阿尔伯塔抵销信用、排放绩效积分（EPCs）和封存单位，均面向纳管主体，包括强制纳入和自愿纳入的主体（纳入门槛见“纳入行业与纳入门槛”部分）。抵销项目开发方也参与市场，其产生阿尔伯塔排放抵销信用，并将这些信用出售供购买和使用。

市场类型:

一级市场: 目前不拍卖履约单位。

二级市场: 纳管主体可从其他超额完成履约义务的纳管主体购买排放绩效积分。排放绩效积分的交易通过阿尔伯塔排放绩效积分登记处（Alberta Emission Performance Credit Registry, EPCR）进行，该登记处还负责排放绩效积分的分配、转让和注销。抵销信用和封存信用的交易通过阿尔伯塔排放抵销登记处进行。交易谈判在登记处之外完成，主要通过交易各方之间的双边协议以场外交易（OTC）方式进行。自2024年以来，ICE NGX交易所为排放绩效积分和阿尔伯塔抵销信用交易提供了更多选择。

配额的法律地位: 排放绩效积分被视为可撤销的许可（Revocable Licenses）。

市场稳定机制

TIER基金

工具类型: 固定价格或固定价格轨迹

运作方式: 为补偿超过设施年度排放限值的排放量，纳管主体可按规定的TIER基金价格向TIER基金缴费，购买并清缴基金信用。TIER基金价格作为价格上限，2025履约年度及以后为每吨二氧化碳当量95加元（67.95美元，约合463.42元人民币）。

其他信息

相关机构

阿尔伯塔省政府、阿尔伯塔省环境与保护区（Government of Alberta, Alberta Environment and Protected Areas）: 负责制定TIER体系的监管框架、执行条例以及分配排放绩效积分（EPCs）。

阿尔伯塔碳登记处（Alberta Carbon Registries）: 包括阿尔伯塔排放绩效积分登记处（负责排放绩效积分的分配、转让或注销）和阿尔伯塔排放抵销登记处（负责排放抵销信用的注册和交易）。

两个登记处均由加拿大标准协会（CSA Group） 与阿尔伯塔省政府合作运营。加拿大标准协会为两个登记处提供基础设施和支持信息公示。

碳市场评估

阿尔伯塔省政府于2025年12月完成了对《阿尔伯塔省技术创新与减排条例》的最新修订。《阿尔伯塔省技术创新与减排修订条例》要求在2030年底前开展下一次评估。

监管框架

- [《排放管理与气候韧性法案》（Emissions Management and Climate Resilience Act, EMCRA）](#)
- [《技术创新与减排条例》（Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation, TIER Regulation）](#)
- [TIER信息页](#)
- [《阿尔伯塔省减排与能源发展计划》（Alberta Emissions Reduction and Energy Development Plan）](#)
- [《TIER基准制定标准》（Standard for developing TIER benchmarks）](#)
- [《阿尔伯塔省温室气体减排绩效》（Alberta's greenhouse gas emissions reduction performance）](#)
- [《阿尔伯塔省工业温室气体履约信息》（Alberta industrial GHG compliance information）](#)
- [《阿尔伯塔温室气体量化方法》（Alberta Greenhouse Gas Quantification Methodologies）](#)
- [《温室气体排放抵销项目开发方标准》（Standard for Greenhouse Gas Emission Offset Project Developers）](#)
- [《审定、核查与审计标准》（Standard for Validation, Verification and Audit）](#)
- [《碳抵销排放因子手册》（Carbon Offset Emission Factors Handbook）](#)
- [《已批准的阿尔伯塔排放抵销方法学》（Approved Alberta Emission Offset Quantification Protocols）](#)

不列颠哥伦比亚省

不列颠哥伦比亚省碳定价机制

- 不列颠哥伦比亚省碳定价机制 (OBPS) 于2024年4月取代了自愿参与的“工业运营商碳定价机制”
- 对于年排放量超过1万吨二氧化碳当量的工业运营主体, 要求对特定产品的生产排放进行履约
- 履约依据每个纳管运营主体超出其允许的产出强度的碳排放
- 不列颠哥伦比亚省的碳定价机制与加拿大联邦基准标准保持一致

碳市场总体介绍

不列颠哥伦比亚省碳定价机制 (British Columbia Output-Based Pricing System, B.C. OBPS) 旨在减少该省工业运营产生的排放。它是一个基于强度的碳排放交易体系, 纳管主体需对超过运营主体的年度排放上限的排放量履行清缴义务。这些排放上限通过基于特定产品的强度标准确定, 即排放强度基准 (Emissions Intensity Benchmark)。该制度适用于年排放量超过1万吨二氧化碳当量的特定工业产品生产商。

该碳市场于2024年4月启动, 取代了自愿参与的“工业运营商碳定价机制” (CleanBC Industrial Incentive Program, CIIP)。对于能够证明其排放处于所在行业最低排放水平的工业设施, 工业运营商碳定价机制通过降低其碳税成本, 来鼓励工业生产清洁化。2025年4月, 不列颠哥伦比亚省取消碳税后, 不列颠哥伦比亚省碳定价机制成为该省唯一的碳定价机制。

不列颠哥伦比亚省碳定价机制遵循加拿大联邦基准碳价路径, 并通过基于绩效的制度为工业排放主体减少温室气体排放提供价格激励。排放量低于年度排放上限的运营主体可获得积分。对于排放量高于排放上限的设施, 不列颠哥伦比亚省碳定价机制提供灵活的履约选项以履行清缴义务, 包括使用从其他纳管单位获得的积分、不列颠哥伦比亚省抵销信用 (B. C. Offsets), 或直接向政府缴费。

年度回顾

2024年是不列颠哥伦比亚省碳定价机制的首个履约年度, 相关履约义务须于2025年完成。2024年, 该碳市场覆盖约120个运营主体, 每个主体年排放量均超过1万吨二氧化碳当量。排放报告须于2025年5月提交, 履约报告随后于11月提交。运营主体最多可使用抵销信用来履行其2024年50%的履约义务, 其余部分需按联邦碳价水平支付 (2024年为每吨二氧化碳当量80加元, 即58.42美元, 约合398.42元人民币)。2024年排放结果将作为年度评估的一部分, 于2026年公开发布。2025履约年度的排放报告须于2026年5月提交。

2025年6月, 该省上线了更新后的不列颠哥伦比亚省碳登记处平台, 提升了易用性, 并设置了专门的履约账户。

不列颠哥伦比亚省通过两项新的抵销机制方法学扩充了其抵销机制框架:《碳捕集与封存方法学》(Carbon Capture and Sequestration Protocol, CCSP) 于2025年8月最终确定, 使项目能够通过永久碳封存产生抵销信用;《制冷剂抵销机制方法学》(Refrigerants Offset Protocol, BCROP) 于2025年11月最终确定, 并根据2025年6月至7月咨询期间利益相关方反馈的基础上, 收紧了适用资格规则, 明确了氢氟碳化物销毁要求, 并采用了更为保守的基准线假设。

2025年5月, 政府宣布对CleanBC相关项目 (包括不列颠哥伦比亚省碳定价机制) 开展独立评估, 以确保相关政策能够有效支持气候和经济目标的实现。公众咨询于2025年6月至8月开展。最终报告于2025年11月发布, 建议将不列颠哥伦比亚省碳定价机制延长至2040年, 保持与联邦碳价一致, 强化绩效标准, 并将全部收入以透明方式重新投入气候项目。



- ✓ 已实施
- 🚧 正在建设
- ❓ 正在考虑

覆盖行业



采矿与采掘业



工业

配额总量或排放总量上限

基于强度的排放上限

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、氢氟碳化物、六氟化硫、全氟化碳

抵销信用

允许使用本地区的抵销信用, 但设有定量限制

配额分配

免费分配: 基于实际产量的基准法

2025年平均价格

95加元 (约合67.95美元, 或463.42元人民币)

不列颠哥伦比亚省的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量
(百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

能源	52.6	87%
工业生产过程	3.7	6%
农业	2.2	4%
废弃物	1.9	3%
总计	60.4	



能源工业	8.6	14%
制造业和建筑业	4.1	7%
交通运输	28.3	47%
商业、机构和住宅	7.1	12%
其他能源活动	4.6	8%

温室气体减排目标

到2030年: 较2007年水平减少40%

到2040年: 较2007年水平减少60%

到2050年: 较2007年水平减少80%

上述目标已写入不列颠哥伦比亚省《气候变化问责法》(Climate Change Accountability Act SBC 2007), 以立法形式确认。

规模与阶段

配额总量或排放总量上限

不列颠哥伦比亚省碳定价机制下的排放总量上限随生产(实际产量)变化而调整, 是所有单个纳管主体(工业运营主体)基于实际产量的排放上限自下而上加总后的总和。但自下而上加总的排放上限并非绝对排放总量上限。

覆盖行业和纳入门槛

纳入行业采矿与采掘业、工业

纳入门槛《温室气体工业报告与控制法》(Greenhouse Gas Industrial Reporting and Control Act, GGIRCA) 覆盖特定工业产品生产商, 若其年排放量达到至少1万吨二氧化碳当量, 则强制参与该碳市场。纳管行业中年排放量低于1万吨二氧化碳当量的工业运营主体可自愿纳入不列颠哥伦比亚省碳定价机制。

监管环节

排放点源

纳管主体类型

工业运营主体(设施)

纳管主体数量

约120个运营主体(2024年)

配额分配与收入

配额分配

配额分配由工业运营主体的排放量与运营主体特定排放限值比较得出, 该排放限值基于产品特定的绩效标准(排放强度基准)设定。排放量低于其排放上限的设施, 将从不列颠哥伦比亚省政府处免费获得与差额吨数(每吨二氧化碳当量)相等的积分(即所获积分, earned credits)。这类似于基于基准法下的免费分配。这些积分可结转或出售, 并可与抵销信用一并使用(二者合称为履约单位), 供排放超过排放上限的主体履行履约义务。所获积分永久有效, 但有使用限制(见“履约机制”部分)。抵销信用单位则同时受到签发年份和使用限制约束。

绩效标准(排放强度基准)根据2019年至2021年三年的省级产量加权平均排放强度计算得出, 随后应用一个减排系数, 该系数决定特定产品中需承担碳价的排放比例。大多数产品的减排系数设定为65%, 铜和关键矿产开采为80%, 铅锌及关键矿产冶炼和精炼为85%, 水泥、化工和石灰产品为90%, 铝冶炼为95%。

收紧率(Tightening Rate)确保不列颠哥伦比亚省碳定价机制的要求逐年趋严。该碳市场的收紧率对所有产品的排放量设定为每年1%, 但工业过程产生的排放量除外, 其收紧率不变。

收入用途



一般预算

不列颠哥伦比亚省没有法律、正式要求或承诺规定碳收入的用途。历史上，部分碳收入曾被分配给“清洁不列颠哥伦比亚工业基金”（CleanBC Industry Fund），该基金支持大型工业运营温室气体减排项目的开发、试验和部署。

灵活性与连接

结转与预借

允许结转履约单位。
不允许预借。

抵销信用

定性限制：只有基于《温室气体工业报告与控制法》（Greenhouse Gas Industrial Reporting and Control Act, GGIRCA）下批准的方法学所开发的项目，并经认可的审定与核查机构通过不列颠哥伦比亚省碳登记处（B.C. Carbon Registry）完成审定和核查后的抵销信用，才可作为履约选项使用。在不列颠哥伦比亚省碳定价机制下，符合条件的抵销信用单位仅限于在履约年度开始前三年内产生的抵销信用单位。

定量限制：使用抵销信用履行运营主体履约义务的比例受到限制（见“履约机制”部分）。

与其他碳市场的连接

不列颠哥伦比亚省碳定价机制未与任何其他碳市场直接连接。

部分不列颠哥伦比亚省碳定价机制下的森林碳抵销被认可为加拿大（联邦）基于产出的定价体系下的履约单位。

管辖范围内的其他碳定价工具

本地区的抵销机制：不列颠哥伦比亚省碳登记处

履约

履约机制

纳管主体必须就超过其年度排放上限的每吨二氧化碳当量进行履约。为履行履约义务，工业运营主体可结合使用履约单位和直接付款（履约费用，Compliance Charge）。

履约单位可以是所获积分或不列颠哥伦比亚省抵销信用。

2025履约年（适用于2026年）的履约费用等同于加拿大联邦最低碳价，即每吨二氧化碳当量95加元（约合67.95美元，或463.42元人民币）；此后每年提高15加元（约合10.73美元，或73.18元人民币），到2030年达到每吨二氧化碳当量170加元（约合121.60美元¹，或829.31元人民币）。

履约单位的使用受到限制。在2025履约年度，最多40%的履约义务可使用履约单位（所获积分和/或抵销信用）履行，2026至2030年将降至30%。

履约周期

一年

监测、报告与核查（MRV）

规则框架：不列颠哥伦比亚省碳定价机制采用《温室气体工业报告与控制法》和《温室气体排放报告条例》（Greenhouse Gas Emission Reporting Regulation, GGERR）下的监测、报告与核查规则框架。

监测：无需正式的监测计划。然而，纳管主体必须建立用于监测、收集和测量排放及生产数据的体系。监测频率为年度（即每年1月1日至12月31日）。根据《温室气体排放报告条例》附表A规定，不列颠哥伦比亚省内所有从事特定活动（包括制造业、能源生产、废弃物管理等）的工业运营设施均负有监测、报告与核查义务，即便其不承担不列颠哥伦比亚省碳定价机制履约义务。《温室气体工业报告与控制法》下现行监测、报告与核查框架自2016年起实施。

报告：年排放量达到至少1万吨二氧化碳当量的运营主体，以及过去三年中任一年排放量超过1万吨二氧化碳当量的运营主体，必须在履约周期次年5月31日前每年报告其温室气体排放量。

核查：在当前报告周期或过去三个报告周期中任一周期内，生产纳管产品且排放量达到或超过1万吨二氧化碳当量的运营主体，必须每年由经认可的第三方核查其排放报告。其他运营主体如排放量超过2.5万吨二氧化碳当量，其排放报告也必须以同样方式接受核查。

¹ 美元换算基于2025年国际货币基金组织（IMF）汇率；未来实际汇率可能存在差异。

执法和罚则

若运营主体未在截止日期前履行清缴义务，将被处以逾期罚款。逾期罚款会递增，直至清缴义务履行完毕。详细规定公布于《温室气体工业报告与控制法》下的《温室气体排放行政处罚款与上诉条例》（GHG Emissions Administrative Penalties and Appeals Regulation）。

市场监管

市场设计

市场参与主体： 仅限登记处账户持有人，包括强制和自愿纳入的纳管主体（纳入门槛见“纳入行业与纳入门槛”部分），抵销项目发起方以及一般第三方市场参与主体。

市场类型：

一级市场： 目前不拍卖履约单位（所获信用和抵销信用）。

二级市场： 履约单位可在省内由同一运营方拥有的不同运营主体之间直接交易或转让。履约单位也可在不列颠哥伦比亚省碳定价机制纳管主体、抵销项目发起方以及第三方买卖双方之间交易。所有资金交易均由各方通过场外交易（OTC）完成，不通过集中交易所进行。

配额的法律属性： 监管工具

市场稳定机制

履约费用

工具类型： 价格或固定价格轨迹

运作方式： 为履行运营主体的履约义务，超过年度排放上限的部分排放量，必须按照该履约年度的完整碳价，通过直接付款（履约费用）的方式履约。2024年需通过直接付款完成履约的比例为50%，2025年提高至60%，并在2026年至2030年期间进一步提高至70%。履约费用发挥价格上限作用，并与联邦基准碳价保持一致，即2026年为110加元（约合78.68美元，或537元人民币）（见“履约机制”部分）。

其他信息

相关机构

能源与气候解决方案部气候行动秘书处 (Ministry of Energy and Climate Solutions’ Climate Action Secretariat)： 负责管理不列颠哥伦比亚省碳定价机制、不列颠哥伦比亚省抵销机制以及不列颠哥伦比亚省碳登记处。

碳市场评估

为确保碳定价机制持续改进，不列颠哥伦比亚省碳定价机制每年接受评估。

监管框架

- [《温室气体工业报告与控制法》 \(Greenhouse Gas Industrial Reporting and Control Act, GGIRCA\)](#)
- [《温室气体排放报告条例》 \(Greenhouse Gas Emissions Reporting Regulation, GGERR\)](#)
- [《排放抵销项目条例》 \(Emission Offset Project Regulation, EOPR\)](#)
- [《不列颠哥伦比亚省碳登记处条例》 \(B.C. Carbon Registry Regulation, BCCRR\)](#)
- [《温室气体排放行政处罚款与上诉条例》 \(GHG Emissions Administrative Penalties and Appeals Regulation\)](#)
- [《不列颠哥伦比亚省碳定价机制：技术背景与工业运营商通用指南》 \(B.C. OBPS Technical Background and General Program Guidance for Industrial Operators\)](#)
- [《清洁不列颠哥伦比亚 2030路线图》 \(CleanBC Roadmap to 2030\)](#)
- [不列颠哥伦比亚省碳登记处 \(B.C. Carbon Registry\)](#)
- [《不列颠哥伦比亚省抵销方法学政策》 \(B.C. Offset Protocol Policy\)](#)
- [不列颠哥伦比亚省排放报告摘要](#)

加利福尼亚州

总量与投资计划

- 碳市场已延长至2045年，并更名为“总量与投资计划”
- 新的规则制定工作正在推进，以落实《第1207号议会法案》(AB 1207)/《第840号参议院法案》(SB 840)的要求
- 自2014年起与魁北克碳市场连接，目前正在与华盛顿州就潜在的连接进行讨论

碳市场总体介绍

加利福尼亚州总量与投资计划于2012年启动，当时其登记追踪系统上线，用于分配、拍卖和交易履约指标 (compliance instruments)。该履约义务自2013年1月开始。根据2025年通过的立法，该碳市场被延长至2045年，并更名为“总量与投资计划”。该碳市场对加州约76%的温室气体排放设定碳价。

该碳市场覆盖矿业、电力、建筑、交通、工业、农业和林业等部门的燃料燃烧排放，以及约400家纳管主体的工业过程排放。建筑、交通运输以及农林渔业活动中的燃料使用也纳入了碳市场，在燃料供应商层面进行上游监管。这些纳管主体必须清缴与自身排放量相当的配额以完成履约义务。配额的获取途径主要包括公开拍卖、免费分配以及委托拍卖三种方式。拍卖所得收入用于再投资到减排项目中，以增强经济发展、公共健康与环境保护，尤其是对弱势社区的支持。

加利福尼亚总量与投资计划由加州空气资源委员会 (California Air Resources Board, CARB) 负责实施。加利福尼亚自2007年起参与西部气候倡议 (Western Climate Initiative, WCI)，并于2014年1月起，与魁北克省的碳市场正式实现连接。

年度回顾

2025年9月，加利福尼亚通过《第1207号议会法案》(Assembly Bill 1207, AB 1207) 和《第840号参议院法案》(Senate Bill 840, SB 840)。两项法案将总量与投资计划 (原称“总量与交易”) 延长至2045年，并对该碳市场作出技术性调整。

《第1207号议会法案》要求加州空气资源委员会确保：纳管主体的总体排放量至少按照该州2030年和2045年气候目标相一致的轨迹下降，同时维持稳健的价格调控机制，设定2031年至2045年抵销信用使用限制；并从未来配额预算中扣除与用于履约的抵销等量的配额。同时，加州空气资源委员会还应考虑成本效益和可负担性，最大限度降低碳泄漏风险，并避免对低收入社区造成不成比例的影响。《第840号参议院法案》对上述改革进行了补充，要求加州空气资源委员会在2026年底前评估履约抵销计划 (Compliance Offsets Program)，并在2029年1月1日前 根据现有最佳的科学依据更新所有现有的履约抵销规定。

《第840号参议院法案》还要求加州空气资源委员会，在2034年前以及此后每五年评估所有履约抵销方法学，并考虑是否需要更新，以反映现有最佳的科学认识。《第840号参议院法案》还对温室气体减排基金 (Greenhouse Gas Reduction Fund) 相关项目未来的资金拨付规则作出规定，包括可负担住房、可持续社区、社区空气监测以及高速铁路等领域。

2026年1月，加州空气资源委员会提出对《总量与投资条例》(Cap-and-Invest Regulation) 的修订，以落实《第1207号议会法案》的要求。正式规则制定程序正在进行，预计监管修订将获得通过，并自2027年起反映在配额预算中。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

行业



采矿与采掘业



交通运输



电力



建筑



工业



农业和/或林业燃料使用

排放总量上限

绝对总量上限

2.54亿吨二氧化碳当量 (2026年)

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、六氟化硫、氢氟碳化物、全氟化碳、三氟化氮以及其他含氟温室气体¹

抵销信用

本地的履约抵销信用²，设有定量限制

配额分配

免费分配：基于实际产量的基准法

免费分配：固定基准法

拍卖

2025 年平均价格

平均当期拍卖价格：28.14美元 (约合192元人民币)³

二级市场平均价格：29.10美元 (约合198元人民币)

累计收入

自碳市场启动以来，总收入为345亿美元 (约合2352.9亿元人民币)

2025年总收入为31.3亿美元 (约合213.47亿元人民币)⁴

¹ 履约义务目前仅涵盖二氧化碳、甲烷和氧化亚氮排放。

² 加利福尼亚总量控制与投资计划 (Cap-and-Invest Program) 既可以向美国境内项目签发履约抵销信用，也允许使用与其市场连接的其他司法管辖区 (目前为魁北克) 签发的抵销信用。

³ “当期拍卖结算价”以美元计价，并按照加利福尼亚和魁北克当年售出的政府持有及委托拍卖的当期履约期配额总量加权计算。

⁴ 不包括委托拍卖配额的拍卖收入。

加利福尼亚和魁北克继续运行联合碳市场；同时，加利福尼亚、魁北克和华盛顿继续就未来将华盛顿州碳市场与该联合市场进行连接的可能性展开讨论。

加利福尼亚州的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量 (百万吨二氧化碳当量，比例为占总量的百分比)

能源	287.9	80%
工业生产过程	32.9	9%
农业 ⁵	29.1	8%
废弃物	10.5	3%



能源工业	90.7	25%
制造业和建筑业	13.0	4%
交通运输	134.2	37%
商业、机构和住宅	40.5	11%
其他能源活动	9.5	3%

温室气体减排目标

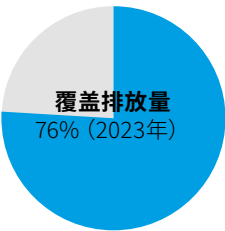
到2030年：在1990年排放量基础上减排40%（第32号参议院法案，SB 32）
到2045年：实现碳中和，同时在1990年人为温室气体排放基础上减排85%（第1279号议会法案，AB 1279）

碳市场的规模与阶段

覆盖排放量（2023年）
经核查的ETS排放量 2.723亿吨二氧化碳当量

阶段

第一履约周期：两年（2013和2014年）
第二履约周期：三年（2015至2017年）
第三履约周期：三年（2018至2020年）
第四履约周期：三年（2021至2023年）
第五履约周期：三年（2024至2026年）
第六履约周期：三年（2027至2029年）



配额总量或排放总量上限

绝对总量上限限制了碳市场中允许的总排放量，并且是事先设定的。

第一履约周期：加州碳市场于2013年开始，排放总量上限为1.628亿吨二氧化碳当量，并以每年约2%的速度下降，到2014年降至1.597亿吨。

第二履约周期：随着加州碳市场扩大纳入燃料分配行业，2015年排放总量上限上升至3.945亿吨。在2015至2017年期间，排放总量上限平均每年下降3.1%，至3.704亿吨。

第三履约周期：第三履约周期排放总量上限初始为3.583亿吨，到2020年以年均3.3%的速度下降至3.342亿吨。

第四履约周期及以后：2021年至2030年期间，排放总量上限每年约下降1340万吨二氧化碳当量，平均降幅约为4%，到2030年达到2.005亿吨二氧化碳当量。《总量与投资条例》（下称《条例》）针对2030年之后至2050年的排放总量上限下降制定了相应公式。规则制定工作正在推进，以落实近期立法要求，并使配额预算与加利福尼亚2030年和2045年气候目标保持一致。

纳入行业与纳入门槛

第一履约周期：纳管行业包括拥有以下一种或多种生产工艺或业务的大型工业设施（如水泥、玻璃、氢能、钢铁、铅、石灰制造、硝酸、石油和天然气系统、石油炼制以及纸浆和造纸制造等行业，包含这些设施中共同拥有或运营的热电联产设施）；电力生产；电力进口；其他固定燃烧源；以及二氧化碳供应商。

第二履约周期及之后：除上述行业外，天然气供应商、用于含氧化合物掺混的重整调和组分（即汽油调和组分）和馏分燃料油（即柴油）的供应商、加利福尼亚州的液化石油气供应商以及液化天然气供应商也被纳入该碳市场。

纳入门槛：年排放量大于等于25,000吨二氧化碳当量的设施。从“特定来源（specified sources）”（即年排放量大于或等于25,000吨二氧化碳当量的特定发电机组）进口的所有电力均包含在管控范围内。对于来自“未指明来源（unspecified sources）”的进口电力，其纳入门槛为零（zero threshold），且所有此类进口电力产生的排放量均需采用默认排放因子（default emissions factor）进行核算并管控。

自愿纳管主体：属于纳管行业，但年排放量低于25,000吨二氧化碳当量的设施，可以自愿选择参与加州碳市场。自愿纳管主体需遵守适用于纳管主体的所有注册、报告、核查、履约及执法规定。

监管环节

建筑、交通、农业和/或林业燃料使用：上游环节
采矿与采掘业、工业、本州电力生产：排放点源

⁵ 仅包括“3A 畜牧业 (Livestock)”和“3C 土地上的汇总排放源及非二氧化碳排放源 (Aggregate Sources and Non-CO₂ Emissions Sources on Land)”类别。

进口电力: 首次输送至加州电网的节点

纳管主体类型

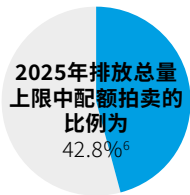
设施运营方、燃料分销商以及电力进口商。

纳管主体数量

约400家设施 (2025年)

配额分配与收入

配额分配



配额通过免费分配、免费分配后委托拍卖以及拍卖等方式进行分配。

免费分配

为最大程度降低碳泄漏风险，工业设施可获得免费配额。对大多数工业设施而言，其所能分配到的免费配额数量，由产品基准、近期产量、排放总量上限调整系数 (cap adjustment factor) 以及基于碳泄漏风险评估得出的帮扶系数 (assistance factor) 共同决定⁷。

碳泄漏风险根据各工业部门的排放强度和贸易暴露水平分为“低”“中”“高”三个等级。

第一履约周期：2011年通过条例规定，在第一履约周期的帮扶系数为100%，不区分泄漏风险高低。

第二履约周期及之后：原法规规定，对于泄漏风险中等的设施，帮扶系数在第二履约周期降至75%，第三履约周期降至50%；对于泄漏风险低的设施，帮扶系数在第二履约周期降至50%，第三履约周期降至30%。然而，2013年对条例进行修订后，将上述下降安排推迟了一个履约周期。根据2017年通过的《第398号议会法案》(AB 398)，所有帮扶系数在2030年之前均维持100%，理由是这些行业仍易受到碳泄漏风险的影响。工业配额总量并无上限，但计算配额的公式包含一个递减的排放总量上限调整系数，以确保分配额度与排放总量上限下降趋势相一致。

此外，为了提供转型援助 (transition assistance)，还为公共供水服务机构、历史遗留合约发电商、高等院校、公共服务设施，以及在2018至2024年期间内的垃圾焚烧发电设施提供免费配额。

免费分配并委托拍卖：

电力配售企业和天然气供应商会代表用户获得免费配额。⁸这些企业须利用配额价值，用于惠及用户及推动温室气体减排。分配给投资者所有制电力企业 (investor-owned electric utilities) 的全部免费配额，以及分配给天然气供应商的免费配额中按逐年递增的比例的一部分配额，均须被委托在州政府定期举行的季度拍卖中出售。公有电力企业 (Publicly owned electric utilities) 可以选择将免费获得的配额委托拍卖，或用于自身的履约需求。

拍卖：

- 拍卖比例: 2025年，加州发放的2025年度配额总量中，约67%通过拍卖出售，其中包括加州空气资源委员会持有的配额 (约35%) 以及各公共事业公司委托拍卖的配额 (约32%)。
- 拍卖数量: 拍卖了174,505,948吨2025年度配额，提前拍卖了2273万吨2028年度配额。
- 截至目前，2025年排放总量上限中由加州空气资源委员会持有并通过拍卖发放的2025年度配额占比为42.8%

过去拍卖中的未售出配额，在连续两次拍卖清算价格高于最低价格后，会逐步重新投放拍卖。但是，如果这些配额在24个月仍未售出，则将转入加州空气资源委员会的价格上限储备或两个较低储备层级 (见“市场稳定机制”部分)。截至目前，根据这些规定，已有3,700万吨原计划用于拍卖的配额被划入储备。

收入用途



气候减缓



低碳创新



其他发展目标 (如教育、医疗)



对个人、家庭和企业的援助

加州政府所拥有配额的拍卖收入：加州的拍卖收入大多进入温室气体减排基金，其中至少35%必须支持弱势群体和低收入社区。这些资金随后作为加州气候投资进行分配，用以支持为全州带来显著环境、经济及公共健康效益的项目。截至2024年11月，已有128亿美元 (约合872.96亿元人民币) 投资于590,703个项目，预计实现1.161亿吨二氧化碳当量温室气体减排。

⁶ 不包括委托拍卖配额。
⁷ 存在一项轻微的例外情形，详见《总量与投资条例》第95891(c)条的规定。
⁸ 关于电力配售企业和天然气供应商免费分配方法的更多详细信息，分别见《条例》第95892条和第95893条。

超过92亿美元（约合627.44亿元人民币）已惠及弱势和低收入社区。

公用事业企业所拥有配额的拍卖收入：投资者所有的电力企业和天然气供应商会获得配额，其中一部分必须进行委托拍卖。拍卖所得资金必须用于使用户受益，并助力实现温室气体减排目标。自碳市场启动以来，约265亿美元（约合1807.3亿元人民币）的配额价值返还给了用户。截至2024年，投资者所有的电力企业和天然气供应商已通过“加利福尼亚气候账单返还计划”（California Climate Credit）直接向居民用户返还135亿美元（约合920.7亿元人民币）。

灵活性与连接

结转与预借

加州碳市场允许配额结转，但所有市场主体在配额持有量上须遵守持有上限。该上限依据当年的排放总量上限设定，并逐年递减。纳管主体或可根据其排放水平获得一定的持有上限豁免，以满足年度履约或三年履约期末的履约需要。

加州碳市场不允许预借配额。

抵销信用

加州允许使用抵销信用来抵销相应的履约义务。此类抵销信用由加州空气资源委员会或与加州碳市场实现连接的碳交易体系主管部门发放，属于加利福尼亚总量与投资计划下的履约指标。

定性限制

目前，通过符合以下六种抵销信用方法学进行开发的项目所产生的信用，能够用作履约指标：

- 美国林业项目
- 城市林业项目
- 畜牧业项目（甲烷管理）
- 消耗臭氧层物质项目
- 矿井甲烷捕集项目
- 水稻种植项目

与加州碳市场连接的辖区（如魁北克）所发放的抵销信用，可用于加州企业的履约，但需遵循以下所述的定量限制。

为确保环境完整性，加州碳市场的履约抵销机制采用了买方连带责任原则。如果发现某抵销信用因重复计算、超额签发或不符合监管要求而未达到履约抵销方法学标准，州政府可宣布该抵销信用无效。清缴该抵销信用用于履约的纳管主体必须替换成有效的履约指标来进行补偿。

定量限制

2021至2025年期间的排放，抵销信用使用比例限制为4%；2026至2045年期间为6%。

除针对抵销信用的使用数量提出新限制外，《第398号议会法案》还对可用于履约的抵销信用类型施加了新要求。自2021年需履行的义务起，任一实体所使用的抵销信用中，来源于未对加州直接提供环境效益（Direct Environmental Benefits to the State, DEBS）项目不得超过50%。

位于加州境内的项目会自动被视为对加州直接提供环境效益项目。在加州境外实施的抵销项目，依据所提供的科学证据和项目数据，也可能产生对加州的直接环境效益。例如，加州以外的一个森林项目，通过改善流经该州的水质，已被认定为能为加州带来效益。近期的监管修订明确了用于判定对加州的直接环境效益的标准。

2022年11月，在加州的纳管主体为其部分2021年的排放清缴了约220万吨抵销信用。2023年11月，在加州的纳管主体为其部分2022年排放又清缴了约200万吨抵销信用。

2024年11月，在加州的纳管主体进一步为第四个履约周期剩余排放额清缴2200万吨抵销信用；同月，在魁北克的纳管主体为第四个履约周期的排放清缴了1330万吨个由加州签发的抵销信用。合计清缴的3520万吨抵销信用中，约2650万吨来自美国森林抵销项目，约530万吨来自煤矿甲烷捕集项目。

2025年11月，在第五履约周期第一年（2024年），当年要求完成2024年度排放量30%的履约义务，该年度履约中加州纳管主体清缴约220万吨抵销信用；。

与其他碳市场的连接

加州碳市场于2014年1月与魁北克省实现连接。2018年1月，双方联手将市场扩展至安大略省，但因安大略省于2018年年中终止其体系而结束了三方连接。2024年3月和9月，华盛顿州、加利福尼亚州与魁北克省政府发表联合声明，明确将致力于探索潜在的碳市场连接。

履约

履约机制

纳管主体必须就每吨二氧化碳当量覆盖排放量清缴一个履约指标（一吨配额或一吨抵销信用）。也可以使用来自连接管辖区的履约单位。

履约周期

除履约期最后一年的次年（也即最终结算年）外，在每年11月初之前，纳管主体须清缴相当于上一年度经核查排放量30%的履约指标。履约周期最后一年的次年11月初前，纳管主体需清缴覆盖该履约周期剩余所有排放量的履约指标。

监测、报告与核查 (MRV)

规则框架：加利福尼亚的监测、报告与核查 (MRV) 框架由《温室气体强制报告条例》(Regulation for the Mandatory Reporting of Greenhouse Gas Emissions, MRR)、《加州法规汇编》(California Code of Regulations, CCR) 第17篇第95100—95163条规定。《总量与投资条例》(《加州法规汇编》第17篇第95801—96022条) 以《温室气体强制报告条例》数据为基础。

监测：报告主体必须采用《温室气体强制报告条例》规定的计算、监测、质量保证/质量控制 (QA/QC)、缺失数据处理、记录保存和报告方法。

《温室气体强制报告条例》 要求受条例约束的报告主体为设施和供应商制定温室气体监测计划，其中包括针对具体排放源的详细监测以及质量保证与质量控制义务，并保存所有用于计算排放量的数据记录，具体要求见 《温室气体强制报告条例》第95105(c)条。同样，进口或出口电力的电力实体也必须建立温室气体清单管理制度，具体要求见《温室气体强制报告条例》 第95105(d)条。

报告：根据规定的排放门槛，以下主体须按照 《温室气体强制报告条例》规定的标准化方法和格式，开展年度报告：

- 特定类别的设施（例如受《美国联邦法规》第40篇第75部分 [40 CFR Part 75] 约束的大型发电厂、水泥、石灰、硝酸生产设施、炼油厂以及二氧化碳封存/注入设施）无论排放水平高低，均须进行报告。
- 其他设施（例如固定燃烧设施、玻璃、氢气、钢铁、制浆造纸、石油和天然气系统、地热及铅生产设施）在固定燃烧和工业生产过程排放达到每年1万吨二氧化碳当量及以上时，须进行报告；其中，石油和天然气系统在纳入排放和逸散排放后，还适用每年2.5万吨二氧化碳当量的门槛。
- 燃料和二氧化碳供应商在达到每年1万吨二氧化碳当量及以上时，须进行报告；排放量按照供应的二氧化碳数量计算，或根据所供应燃料燃烧后产生的排放量计算。
- 第95102(a)条定义的任何进口或出口电力的主体，无论进口或出口电力规模大小；第95102(a)条定义的零售电力供应商；以及第95101(d)条规定的部分公共机构，均须进行报告。

核查：根据《温室气体强制报告条例》，对于在《总量与投资条例》下承担履约义务的主体，以及达到规定门槛或属于特定类别的其他报告主体，其排放数据报告均须开展第三方核查，具体要求见第95103(f)条。

核查要求，包括核查机构和核查员资质认证的要求，在第95130—95133条予以规定。《总量与投资条例》第95977—95978条也对抵销核查员和核查机构进行了类似的认可和利益冲突规定。

主体在满足第95101(h)–(i)条规定的终止条件之前，仍须按照《温室气体强制报告条例》要求持续开展年度报告（以及在适用情况下开展核查）。

执法和罚则

如果纳管主体在年度清缴截止日期或履约期清缴截止日期时，未能提交足够的履约指标以覆盖经核查的温室气体排放量，则其自动被认定为逾期清缴。在这种情况下，该主体必须补缴所缺的履约指标，并且每缺少一个履约指标，还需额外补交三倍于所缺履约指标的数量。

若仍无法满足逾期清缴要求，依据《加利福尼亚州卫生与安全法典》(California Health and Safety Code) 第38580条，该主体将面临高额罚款。

根据《温室气体强制报告条例》，对于虚报或不报告的行为，将另行处以高额罚款。

市场监管

市场设计

市场参与主体

纳管主体、自愿纳管主体以及自愿关联主体均可参与加州碳市场。自愿关联主体是经批准的个人或实体，包括：

- 购买、持有、出售或注销履约指标，但并非纳管主体；
- 运营在加州空气资源委员会注册的履约抵销项目；
- 或者提供清算和衍生品清算服务合格的机构。

自愿关联主体必须位于美国境内，并在配额及履约指标追踪系统 (Compliance Instrument Tracking System Service, CITSS) 中拥有经批准的账户。此外，还需符合其他条件，包括个人市场参与者的资质要求。

市场类型

一级市场：通过密封投标拍卖形式发放配额。州政府持有和委托拍卖的配额在与加拿大魁北克省联合举办的季度拍卖中进行交易，拍卖由西部气候倡议执行。

二级市场：配额、抵销信用及金融衍生品在洲际交易所 (Intercontinental Exchange, ICE)、芝加哥商品交易所集团 (CME Group) 和Nodal交易所平台上进行二级市场交易。符合资格的企业可直接或通过期货经纪商进行交易。企业也可在场外市场直接交易，但需在配额及履约指标追踪系统中拥有账户以接收履约指标。

配额的法律效力

配额被定义为对每吨二氧化碳当量排放所授予的有限、可交易排放许可。根据《加州法规汇编》(California Code of Regulations)，配额并不构成财产或授予财产权，也不限制监管机构终止或限制该排放许可的权力。

市场稳定机制

配额拍卖底价：

工具类型：基于价格的机制

运作方式：2026年拍卖底价设定为每吨配额27.94美元（约合人民币191元）以及26.47加元（约合19.30美元，人民币约131.3元）。

拍卖底价最初在2012年设定为每吨10.00美元（约合68元人民币），此后每年在通胀率基础上再提高5%，其中通胀率以消费者价格指数（CPI）衡量。与魁北克联合举行的每场拍卖，其底价由加州《总量与投资条例》第95911条规定的年度美元最低价，以及魁北克《温室气体排放配额总量与交易体系条例》（Regulation respecting a cap-and-trade system for greenhouse gas emission allowances）第49条规定的年度加元最低价共同决定。为管理多币种结算，拍卖前将确定拍卖汇率；联拍底价以按此汇率换算后的美元和加元价格中的较高者为准。

配额价格调节储备 (Allowance Price Containment Reserve, APCR)：

工具类型：基于价格的机制

运作方式：2026年，配额价格调节储备的两档配额价格分别设定为每吨65.31美元（约合445元人民币）和83.92美元（约合573元人民币）。此后，两档价格将每年在通胀率的基础上再上调5%，其中通胀率以消费者价格指数（CPI）衡量。

在碳市场启动之初，2013至2020年度预算中的约4.9%配额被纳入配额价格调节储备。在2017年《第398号议会法案》修正案生效前，这些配额分散于三档价格区间。根据《第398号议会法案》要求，自2021年起，这部分配额调整为两档价格区间加一条价格上限。目前，第一档和第二档储备分别约存有6680万吨和8950万吨配额。

加州碳市场截至目前尚未举行过储备配额的出售，但如果前一季度拍卖的结算价大于或等于配额价格调节储备中最低档价格的60%，加州空气资源委员会将启动储备配额的出售。此外，加州空气资源委员会还会在11月履约义务截止日期之前提供购买第三季度配额价格调节储备配额的机会。

配额价格上限

工具类型：基于价格的机制

运作方式：2026年配额价格上限价格设定为102.52美元（约合699元人民币），此后将每年在通胀率的基础上再上调5%，其中通胀率以消费者价格指数衡量。

当市场价格到达价格上限时，纳管主体可为其当下履约义务缺口购买配额（或在配额不足时购买“价格上限指标”，price ceiling units）。“价格上限指标”所获得的收益将用于购买真实的、永久性的、可量化、可核证、可执行且具有额外性的减排量，保证做到至少一吨对一吨的补偿。只有在两个较低配额价格调节储备储备层的配额均已售罄，且纳管主体证明其所有的履约工具不足以满足当年履约时，才会启动价格上限的出售。目前，价格上限账户中约有7770万吨配额。

其他信息

相关机构

加州空气资源委员会 (California Air Resources Board)：负责总量与投资计划的设计和 实施。

西部气候倡议 (Western Climate Initiative, Inc.)：一家非营利组织，为参与司法管辖区的温室气体排放交易项目提供经济高效的行政与技术支持，包括拍卖管理与履约指标追踪系统的维护。

碳市场评估

根据现行法规《第32号议会法案》（AB 32）、《第197号议会法案》（AB 197）及《第398号议会法案》（AB 398）的要求，加州空气资源委员会至少每五年更新一次《加利福尼亚气候变化规划》（California Climate Change Scoping Plan），并每年向州立法机构的各委员会及加州空气资源委员会董事会提交报告。该规划用于评估气候目标的进展并制定实现这些目标的战略，包括在加利福尼亚州多元化减排组合中各项目所承担的角色及贡献力度。最新一次规划更新于2022年12月获批。

监管框架

- 《2006年全球变暖解决方案法》（Global Warming Solutions Act of 2006, AB 32）
- 《第398号议会法案》（AB 398）
- 《第1207号议会法案》（AB 1207）
- 《第840号参议院法案》（SB 840）
- 现行《总量与投资条例》可在CARB专门网站查阅。
- 现行MRV条例可在CARB专门网站查阅。

加拿大联邦

基于产出的碳定价体系

- 自2019年起实施，旨在确保为工业部门减少温室气体排放提供价格激励
- 根据《温室气体污染定价法》建立的兜底机制
- 较小规模排放者可选择是否加入

碳市场总体介绍

自2019年以来，加拿大所有省和地区均已实施碳定价。根据2016年通过的《泛加拿大碳污染定价方法》（Pan-Canadian Approach to Pricing Carbon Pollution），加拿大各省和地区可根据本地需要设计并实施自身定价体系，但须满足国家严格程度的最低标准（即“联邦基准”（Federal Benchmark））。符合条件的碳定价体系包括：

- 显性的基于价格的体系：
 - 化石燃料碳税；或
 - 化石燃料碳税与针对工业排放源的基于强度的碳排放交易体系（ETS）相结合的“混合”体系。
- 总量与交易体系。

根据2021年更新的《泛加拿大碳污染定价方法》，全国最低碳价设定为2023年65加元（约合48.20美元，或329元人民币），之后每年上涨15加元（约合10.70美元，或73元人民币），到2030年达到170加元（约合121.60美元²，或829元人民币）。

当省级或地区体系不符合联邦基准，或某一管辖区提出请求时，联邦碳污染定价“兜底”体系适用。2025年4月1日联邦消费者燃料费取消后，联邦兜底体系目前仅包括面向大型工业排放者的联邦基于产出的定价体系（Federal Output-Based Pricing System, OBPS）。截至2025年，联邦OBPS适用于马尼托巴省、爱德华王子岛省、育空地区和努纳武特地区。

联邦OBPS在限制碳泄漏和竞争力风险的同时，为排放密集型和贸易暴露型（Emissions-Intensive and Trade-Exposed, EITE）工业及电力设施保持碳价信号。该体系覆盖年排放量至少为5万吨二氧化碳当量的设施；对存在碳泄漏和不利竞争力影响风险的行业中，年排放量至少为1万吨二氧化碳当量的较小规模设施，可自愿加入。

OBPS根据纳入行业内某项活动的全国产量加权平均排放强度，设定强度（基于产出）标准，即单位产出的温室气体排放量。每个设施的年度排放上限依据其产量水平和相应标准计算。排放高于该上限的设施必须进行补偿；表现优于标准的设施则获得盈余积分（Surplus Credits，即一种履约单位），可供出售或结转用于未来使用。

设施可通过以下一种或多种合格方式，对超过年度排放限值的温室气体排放进行补偿：

- (1) 按2026年履约周期向政府缴纳每吨110加元（约合78.70美元，或537元人民币）的超额排放费；
- (2) 清缴从其他设施购买或从往期留存的盈余积分；和/或
- (3) 清缴来自认可的省级体系的合格抵销信用或联邦抵销信用。

2025年3月，OBPS条例完成修订，以确保燃料费取消后该体系继续有效运作。这些修订还调整了现场运输排放的定义，以确保此类排放继续纳入工业碳定价。

¹ 此前征收的收益还包括新不伦瑞克省、安大略省和萨斯喀彻温省部分地区，以及当前纳入的省和地区；这些地区分别在不同时间转向省级体系（新不伦瑞克省为2021年，安大略省为2022年，萨斯喀彻温省为2023年）。



- ✓ 已实施
- 🏗️ 正在建设
- ❓ 正在考虑

行业



配额总量或排放总量上限

基于强度的限值的排放上限
1740万吨二氧化碳当量（2022年经核查的排放量）

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、六氟化硫、氢氟碳化物、全氟化碳

抵销信用

国内抵销信用，设有定量限制。

配额分配

免费分配：基于实际产量的基准法

2025年平均价格

2025年超额排放费为95加元（约合68美元，或464元人民币），信用价格由市场决定。

总收入¹

2019至2022履约年度的收益为9.24亿加元（约合7.13亿美元，或48.63亿元人民币）。
2022年的收益为2.27亿加元（约合1.74亿美元，或11.87亿元人民币）。

成员省和地区

截至2026年初，联邦OBPS适用于：马尼托巴省、努纳武特地区、爱德华王子岛省和育空地区

年度回顾

联邦政府于2025年4月1日将所有燃料费税率设为零，从而取消了联邦燃料费。2025年3月15日公布的OBPS条例配套修订，旨在确保燃料费取消后该体系继续有效运作。

这些修订调整了现场运输排放的定义，以确保此类排放继续纳入工业碳定价；同时，对于部长于2025年取消指定的自愿参与设施，修订缩短了其履约周期。

2025年12月，联邦政府发布题为《推动加拿大有效碳市场建设》(Driving Effective Carbon Markets in Canada) 的讨论文件。围绕该文件开展磋商后，政府将更新碳定价基准，并就联邦OBPS条例的潜在更新开展咨询。

加拿大的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量
(百万吨二氧化碳当量，比例为占总量的百分比)

能源	562.2	81%
工业生产过程	53.5	8%
农业 ⁵	55.2	8%
废弃物	23.0	3%
总计(100%)	693.9	



温室气体减排目标

- 到2030年:** 较2005年水平减少40%至45% (第二轮国家自主贡献)
- 到2035年:** 较2005年水平减少45%至50% (《加拿大净零排放责任法案》，Canadian Net-Zero Emissions Accountability Act)
- 到2050年:** 实现气候中和 (《加拿大净零排放责任法案》)

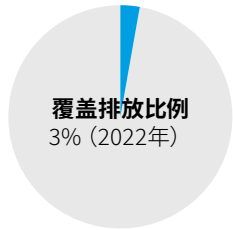
规模与阶段

覆盖排放比例 (2022年)

经核查的排放量 1740万吨二氧化碳当量

配额总量或排放总量上限

联邦OBPS不设定具有约束力的排放限值或总量上限。联邦OBPS旨在保留碳价的边际价格激励，以推动减排，同时缓解碳泄漏和竞争力不利影响的风险。



纳入行业与纳入门槛

纳入行业: 电力、工业

纳入门槛: 排放密集型和贸易暴露型 (EITE) 工业和电力行业中，年排放量大于等于5万吨二氧化碳当量的设施强制纳入。年排放量大于等于1万吨二氧化碳当量、来自存在碳泄漏风险和竞争力不利影响的小型设施，可选择自愿参与。

监管环节

排放点源 (电力、工业)

纳管主体类型

设施

纳管主体数量

2025年，联邦OBPS覆盖41个设施 (14个强制纳入设施和27个自愿参与设施)。不过，截至2025年底，11个自愿参与者已经退出或不再作为纳管设施。退出者仍须就2025年4月1日前产生的排放履行补偿义务。

配额分配与收入

配额分配

OBPS体系不发放配额；相反，OBPS体系根据部分设施优于排放强度基准 (标准) 的差值部分发放积分，这些基准被称为基于产出的标准 (output-based standards)。这些基准主要依据加拿大境内生产同类产品所有设施的按产量加权平均排放强度设定。

各纳管设施根据其生产水平和相关基于产出的标准计算年度排放上限。

排放量低于其排放上限的设施将免费获得与低于排放上限的二氧化碳当量数量相当的盈余积分 (Surplus Credits，也即一种履约单位 (Compliance Units))。排放量超过其排放上限的设施仅需对超出排放上限的排放量进行补偿。这类似于基准法的免费分配。盈余积分可结转或出售给排放量超过排放上限的主体 (详见下文)。

收入用途



一般预算，包括偿还债务



低碳创新

自愿采用联邦OBPS的省份可选择将联邦OBPS的所有收益直接转移至本辖区，按其需求使用。这些收入可纳入辖区的一般预算，由省/地区自行决定用途。

在已实施联邦体系且为非自愿采用的省份，OBPS的收益通过OBPS收益基金返还给各省或地区，用于支持低碳技术的应用。

2022年履约周期内，联邦政府通过OBPS收取的超额排放费总额约为2.27亿加元（约合1.74亿美元，或11.87亿元人民币）。

灵活性与连接

结转与预借

允许结转，但发行时间超过五年的盈余积分不得用于履约清缴。
不允许预借。

抵销信用

T允许使用国内抵销信用。

定性限制：OBPS下可用于履约的抵销信用有两类：认可单位（Recognized Units）和联邦温室气体抵销信用（Federal GHG Offset Credits）。两类信用均须签发自2017年或以后在加拿大境内启动的项目。

认可单位是指由省或地区根据认可抵销计划和认可抵销方法学签发，并符合OBPS第78条要求的抵销信用，包括：

- 为2017年及之后在加拿大开展的项目所签发；
- 有效（即未被暂停、作废或撤销）；
- 由《联邦 OBPS 认可抵销计划和方法学清单》（List of Recognized Offset Programs and Protocols for the Federal OBPS）中所列的认可省级抵销计划下、根据认可方法学注册的抵销项目所签发；

已通过核查；并且在签发省份的温室气体排放定价机制下，有资格作为补偿或履约方式使用。

联邦温室气体抵销信用根据加拿大温室气体抵销信用体系签发。联邦抵销方法学适用于加拿大所有省和地区，但同一项目活动已被某一省级或地区抵销计划下的有效方法学覆盖的管辖区除外。截至2025年10月，联邦温室气体抵销信用体系下共有四项方法学：垃圾填埋场甲烷回收与销毁、制冷系统温室气体减排、私有土地改良森林经营，以及减少肉牛肠道甲烷排放。

若要在OBPS下使用相关抵销信用，联邦抵销信用和认可单位的签发时间不得早于2017年；所对应的减排或移除活动发生时间距清缴时点或清缴截止日期须少于八年。

定量限制：自2022年起，设施超额排放所需补偿中至少25%必须以超额排放费（Excess Emissions Charge, EEC）缴纳方式完成。

联邦温室气体抵销信用的首次清缴发生在2025日历年。

对于2022年履约周期，95%的履约通过缴纳超额排放费完成，5%通过盈余积分完成。

与其他碳市场的连接

加拿大联邦OBPS目前通过认可单位，与阿尔伯塔省和不列颠哥伦比亚省的抵销体系建立了单向连接。

管辖范围内的其他碳定价工具

以下地方管辖区设有碳税或总量与交易体系：

- 西北地区：碳税
- 魁北克省：总量与交易

以下地方管辖区设有面向工业的OBPS：

- 阿尔伯塔省：技术创新与减排条例（Technology Innovation and Emissions Reduction regulation, TIER）
- 不列颠哥伦比亚省：OBPS
- 新不伦瑞克省：OBPS
- 纽芬兰与拉布拉多省：大型工业碳定价体系
- 新斯科舍省：工业OBPS
- 安大略省：排放绩效标准计划
- 萨斯喀彻温省：OBPS计划

履约

履约机制

排放量超过年度排放上限的设施需对超出排放上限的温室气体排放量进行清缴补偿。对于超过排放限值的每吨二氧化碳当量，该补偿可通过以下方式提供：按联邦设定的碳价缴纳超额排放费；清缴从过往履约周期结转或从其他纳管设施购买的盈余积分；或使用联邦抵销信用或认可单位（来自认可省级计划和方法学的合格抵销信用，见“抵销信用”部分）。

自2022年起，至少25%的补偿必须以缴纳EEC的形式完成。

履约周期

一年。常规费率的履约截止日期为排放发生年度的次年12月15日。高费率的履约截止日期为常规费率履约截止日期次年的2月15日。

监测、报告与核查 (MRV)

规则框架：年度报告应包含的信息在OBPS条例中规定。自2024年起，《基于产出的定价体系条例量化方法》(Quantification Methods for the Output-Based Pricing System Regulations) 明确了温室气体、供热比和发电量的量化方法。

监测：纳管主体必须每年监测其排放、生产水平以及捕集和封存的排放量。对于纳管主体，须针对各项受监管工业活动监测生产情况。发电厂必须监测每个机组及整体的排放量和发电量。

报告：报告必须在编制年度报告所涉履约周期结束后下一日历年的6月1日前提交，并随附核查报告。报告还必须包括适用于该纳管主体该履约周期的温室气体排放上限，以及排放上限与实际排放之间的差值（如有）。

核查：报告必须由经认可的第三方核查。只有经加拿大标准委员会 (Standards Council of Canada, SCC)、美国国家标准协会 (American National Standards Institute, ANSI) 或国际认可论坛 (International Accreditation Forum) 成员认可机构按照ISO 14065标准认可为核查机构的第三方，才有权核查年度报告或更正报告。

执法和罚则

若设施未在排放发生年度后的每年12月15日前完成履约，必须在高费率的履约截止日期（常规费率截止日期次年的2月15日）前完成。高费率为常规费率的四倍。未在高费率履约截止日期前完成履约的，构成《温室气体污染定价法》下的违法行为，可依据《环境违法行为行政处罚法》(Environmental Violations Administrative Monetary Penalties Act) 进行处理。

市场监管

市场设计

市场参与主体

履约主体，包括强制纳入和自愿纳入的主体（纳入门槛见“纳入行业与纳入门槛”部分）。抵销项目业主监管规定允许其他市场参与方和抵销项目业主在信用与跟踪系统 (Credit and Tracking System, CATS) 中开设账户。

市场类型

一级市场：政府根据纳管设施排放强度和对应的基准比较，来发放盈余积分，不进行拍卖。

二级市场：纳管主体可从其他超额完成清缴义务的纳管主体购买盈余积分。其他市场参与方和抵销项目业主也可参与该市场。交易在信用与跟踪系统中进行，用户可在该系统发布买卖意向信息、回应已发布信息并转移信用。

配额的法律地位

《OBPS 条例》未明确盈余积分的法律性质。

市场稳定机制

OBPS收益基金

工具类型：固定价格或价格轨迹

运作方式：该碳市场超额排放费履约选项（常规费率）相当于该碳市场的价格上限（见“履约机制”部分）。2025年超额排放费设定为95加元（约合67.95美元，或463元人民币），之后每年上涨15加元（约合10.73美元，或73元人民币），直到2030年达到每吨二氧化碳当量170加元（约合121.60美元²，或829元人民币）。

2 美元折算基于2025年国际货币基金组织汇率；未来实际汇率可能有所不同。

其他信息

相关机构

加拿大环境与气候变化部 (Environment and Climate Change Canada, ECCC) : 负责加拿大气候行动计划和目标的设计、协调、实施与监测，以及在适用的省份和地区实施联邦碳污染定价保底机制，具体包括针对工业的联邦碳定价体系 (OBPS)。加拿大环境与气候变化部还负责管理OBPS收益基金，该基金协助将OBPS收益返还给部分辖区。

碳市场评估

2025年12月，联邦政府发布关于《推动加拿大有效碳市场建设》的讨论文件。2026年冬季围绕该文件开展磋商后，政府将更新碳定价基准，并就联邦OBPS条例的潜在更新开展咨询。

监管框架

- [《温室气体污染定价法》 \(Greenhouse Gas Pollution Pricing Act\)](#)
- [《基于产出的定价体系条例》 \(Output-Based Pricing System Regulations\)](#)
- [《环境违法行政处罚法》 \(Environmental Violations Administrative Monetary Penalties Act\)](#)

美国科罗拉多州

温室气体排放与制造业能源管理法规

- 采用基准线和减排机制
- 能源密集型 and 贸易暴露型 (GEMM1) 设施受排放强度减排目标约束
- GEMM2设施受绝对减排目标 (2030年绝对减排目标) 约束
- 从2028年起, 油气中游燃料燃烧设备运营商将受到2030年绝对排放总量上限的约束

碳市场总体介绍

2023年10月, 科罗拉多州空气质量控制委员会 (Colorado Air Quality Control Commission, AQCC) 通过了一项法规, 建立了覆盖州内大型制造商的碳市场, 首个履约年度为2024年。2024年12月, 科罗拉多州空气质量控制委员会通过另一项法规, 将碳市场覆盖范围扩大至石油和天然气行业中游的燃料燃烧设备 (自2028年起)。其碳积分追踪系统 (GHG crediting and tracking system, GHG CATS) 于2024年11月生效。这些法规旨在支持科罗拉多州实现工业与制造业部门及全经济范围的温室气体减排目标, 并优先通过减少本地有害空气污染物惠及受影响不成比例的弱势社区。

科罗拉多州空气质量控制委员会最初通过2019年科罗拉多州众议院第19-1261号法案 (Colorado House Bill 19-1261) 授权, 在2021年制定了《制造业温室气体与能源管理法规》(Greenhouse Gas and Energy Management for Manufacturing regulation, GEMM1), 覆盖能源密集型和贸易暴露型 (Energy-Intensive, Trade-Exposed, EITE, 或称为GEMM 1) 制造业, 且年排放量至少5万吨二氧化碳当量的固定排放源。后经法规修订 (GEMM 2), 纳入门槛降至2.5万吨二氧化碳当量。

2023年10月, 科罗拉多州空气质量控制委员会通过《制造业温室气体与能源管理法规》修订案 (GEMM2法规), 在原GEMM1法规覆盖4家能源密集型和贸易暴露型设施的基础上, 进一步覆盖17家年排放大于等于2.5万吨二氧化碳当量的制造设施。GEMM2法规采用绝对减排约束, 而能源密集型和贸易暴露型 (GEMM1) 设施采用强度减排约束。

2024年12月, 科罗拉多州空气质量控制委员会进一步通过法规, 将石油天然气中游的燃料燃烧设备 (如发动机、涡轮机、加热器) 的温室气体排放纳入碳市场, 相关运营商需遵守绝对排放上限, 并自2028年起或将参与市场交易。这将构成除GEMM1和GEMM 2之外的第三类纳管群体, 使科罗拉多州碳市场覆盖工业和制造业部门超过60%的排放量。

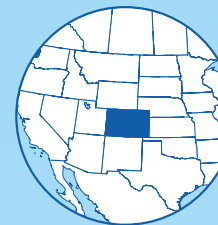
年度回顾

2025年5月, 环境部空气污染控制司 (Air Pollution Control Division, APCD) 依据GEMM 2设施年度排放量低于其2030年减排义务的程度, 向相关设施发放了首批碳积分。这使设施能够开始进行双边交易, 或通过年度拍卖购买。

2025年6月, 科罗拉多州针对纳管工业和制造业排放源 (GEMM1和GEMM2) 举行了首次年度拍卖, 拍卖对象为2024年度碳积分。拍卖共分两轮, 5家主体作为竞买方参与, 3家主体作为出售方参与。两轮拍卖共撮合2760吨碳积分, 第一轮成交价格为每吨24.90美元 (约合169.82元人民币), 追加轮成交价格为每吨25美元 (约合170.50元人民币), 拍卖总成交金额为68,739美元 (约合46.87万元人民币)。

此外, 2025年共达成了两笔双边交易 (bilateral transactions), 总计有 28,644 吨碳积分在拍卖机制之外完成交易。双边交易价格的汇总信息将于 2026 年发布。

¹ 科罗拉多州拍卖机制对竞买方进行配对。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

纳入行业



配额总量或排放总量上限

- 绝对排放总量上限 (GEMM2)
- 2030年及之后: 230万吨二氧化碳当量
- 基于排放强度的排放上限 (GEMM1)

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、六氟化硫、氢氟碳化物、全氟化碳、三氟化氮

配额分配

免费分配: 基于实际产量的基准法

2025年平均价格

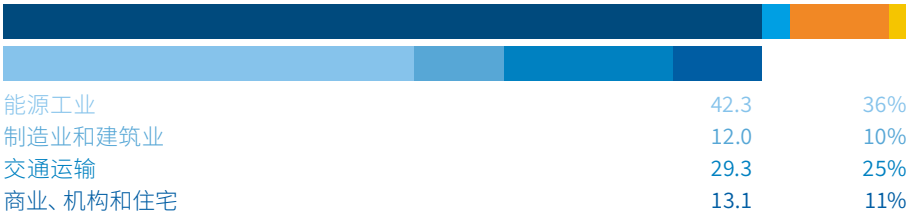
平均二级市场拍卖价格: 24.91美元 (约合169.89元人民币)¹

科罗拉多州的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的温室气体排放总量

(百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

能源	96.7	83%
工业生产过程	3.5	3%
农业	14.9	13%
废弃物	3.2	3%
总计(100%)	118.4	



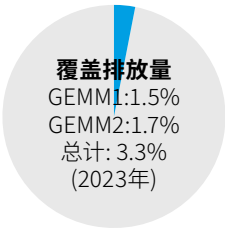
温室气体减排目标

- 到2025年: 相比2005年水平减少26%
- 到2030年: 相比2005年水平减少50%
- 到2035年: 相比2005年水平减少65%
- 到2040年: 相比2005年水平减少75%
- 到2045年: 相比2005年水平减少90%
- 到2050年: 净零排放 (《科罗拉多州修订法规》25-7-102(2)(g)(I), Colorado Revised Statutes 25-7-102(2)(g)(I))

规模与阶段

覆盖排放量(2023年)

经核查的ETS排放量 GEMM1: 1.8
GEMM2: 2.0
总计: 3.9



阶段

- GEMM 1:
- 第一阶段: 5年 (2025 – 2029)
 - 第二阶段: 5年 (2030 – 2034)
 - 第三阶段: 5年 (2035 – 2039)
 - 第四阶段: 2040年起
- GEMM 2:
- 第一阶段: 3年 (2024 – 2026)
 - 第二阶段: 3年 (2027 – 2029)
 - 第三阶段: 2030年起

石油天然气中游的燃料燃烧设备:

单个年度 (2030年起)

配额总量或排放总量上限

对于排放密集型 and 贸易暴露型设施, 或称为GEMM1设施, 科罗拉多州GEMM法规下的排放上限将根据各设施的生产 (产出) 水平进行调整。总排放上限为所有纳管主体设施, 自下而上加总年度排放上限 (针对排放密集型和贸易暴露型设施或GEMM1), 以及低于2030年减排目标的设施排放量 (GEMM2) 的部分之和。

中游作业法规总量: 2030年及之后每年3,930,228吨二氧化碳当量。

纳入行业与纳入门槛

纳入行业: GEMM 1与GEMM 2法规覆盖工业与制造业的高排放固定源。

纳入门槛:

GEMM 1设施: 2.5万吨二氧化碳当量且属于能源密集型和贸易暴露型类别

GEMM 2设施: 2.5万吨二氧化碳当量

中游运营商: 所有中游燃料燃烧设备运营商都将须遵守2030年生效的排放总量上限的要求。2021年排放大于等于2.5万吨二氧化碳当量的运营商需按比例减排。

监管环节

排放点源 (工业制造业的固定排放源)

纳管主体类型

- 制造业固定生产设施
- 中游燃料燃烧设备²

纳管主体数量

在2025年GEMM1覆盖4个纳管主体, GEMM2覆盖17个纳管主体)

2 中游运营商将于2028年开始纳入碳市场。

配额分配与收入

配额分配

GEMM1设施每年将免费获得碳积分 (GHG reduction credits)，分配数量取决于其年度直接温室气体排放量 (以吨二氧化碳当量计) 较当年排放限额所减少的量。

GEMM2设施每年同样将免费获得碳积分，数量依据其年度直接温室气体排放量与其2030年温室气体排放要求的差值。

自2028年起，中游燃料燃烧设备运营商也将每年免费获得碳积分，数量依据其中游燃料燃烧设备的年度直接排放量相较于其2030年温室气体排放要求的减少量。

GEMM1和GEMM2设施每年于5月第一个星期二前获得碳积分的分配。自2028年5月起，中游燃料燃烧设备运营商也将在每年5月的第一个星期二获得碳积分。

收入用途

科罗拉多州的碳市场不会收取任何资金，也不会处理买卖双方之间的资金交易。拍卖仅起到撮合交易的作用，而资金结算由各设施之间直接完成。

灵活性 & 连接

结转与预借

允许结转：碳积分的有效期为3年，能源密集型和贸易暴露型 (GEMM 1) 和GEMM 2设施可在有效期内结转碳积分

不允许预借

抵销信用

不允许使用抵销信用。

与其他碳市场的连接

未与其他碳市场连接。

履约

履约机制

在相关履约期内，排放量超过排放限额的纳管主体必须清缴一个履约单位 (碳积分) 以满足其履约义务。

每个能源密集型和贸易暴露型类别 (GEMM1) 设施的某个履约年度的年度排放限额，是根据该设施上一年的产量总量和排放强度要求计算的，并在此基础上施加5%的减排要求。由于产量每年变化，该设施的年度排放限额也随之变化。其排放强度要求参考最佳可用控制技术 (Best Available Control Technology, BACT) 和行业标准，并每五年更新一次。

每个GEMM2设施的温室气体排放要求依据以下两项计算得出：该设施在2015年与基准年 (2021或2022年，以排放量较高者为准) 之间的排放总量的历史减少量；该设施在GEMM2设施组累计基准排放总量中的排放占比。这两个因素共同决定了该设施在2024至2029年间的过渡期排放要求及2030年的最终排放要求，以确保17家GEMM2设施在2030年实现相较于2015年总排放量减排20%的目标。

自2030年起，GEMM2设施在进入碳市场之前，必须首先实施本设施现场可行的全部减排措施。若设施位于受不成比例影响的社区附近，还需开展额外的温室气体及有害大气污染物的减排措施。科罗拉多州公共卫生与环境部空气污染控制司 (Colorado Department of Public Health and Environment’s Air Pollution Control Division, APCD) 将负责审查并批准各设施的温室气体减排计划。

根据2024年12月通过的法规，中游燃料燃烧设备运营商自2030年起的温室气体排放上限将基于以下几个因素设定：最近的实际排放量；近期自愿电气化项目所避免的排放量；以及一项递进比例机制，该机制对规模较大的公司施加相对更高的减排责任。对于小型公司 (即2021年排放量低于25,000吨二氧化碳当量的公司)，其排放上限并不强制要求实际减排，而是要求其将所覆盖温室气体排放量维持在某一近期具有代表性的年份水平。

履约周期

GEMM 1: 1年

GEMM 2: 在头两个阶段 (2024 – 2026、2027 – 2029) 每三年履约一次，2030年起每年履约

监测、报告与核查 (MRV)

针对制造业固定排放源的规则框架：GEMM1和GEMM2设施的温室气体排放报告规则载于科罗拉多州《温室气体报告与减排要求条例》(Greenhouse Gas Reporting and Emission Reduction Requirements) 中。

GEMM 1:

监测：自2026年起，能源密集型和贸易暴露型 (即GEMM1) 设施必须于每年5月前提交报告，内容包括上一年度的总排放量、总产量，以及每单位产品的排放量。

报告：排放报告须于每年5月前提交。

核查：能源密集型和贸易暴露型 (GEMM1) 设施必须每五年由第三方机构开展能源与温室气体排放控制审计，以评估并确认是否采用了：温室气体最佳可用排放控制技术，以及能源最佳管理实践 (energy best management practices, BMP)。审计报告中须包括温室气体最佳可用排放控制技术与能源最佳管理实践的分析内容，并需识别并排序所有在技术上可行的控制技术、策略及能效措施。

GEMM2:

监测: 自2025年起, GEMM2设施必须每年提交报告, 内容包括上一年度的直接温室气体排放总量。GEMM2设施还必须提交温室气体减排计划, 说明其拟采用的技术上可行的现场减排措施组合, 这些措施的成本需低于或不超过温室气体排放的成本, 并用于实现其减排要求。

报告: 排放报告须于每年3月前提交。 在每个履约期结束后, GEMM2设施必须于9月底前提交履约报告和温室气体减排计划进展与履约情况报告 (2024–2026年履约期的报告需在2027年9月底前提交, 2027–2029年履约期的报告需在2030年9月底提交, 此后按年度提交)。

核查: 减排计划需进行独立第三方技术合规审查。

油气中游作业:

管理模式: 石油天然气中游运营商的温室气体报告规则在科罗拉多州的《石油天然气运营排放控制条例》第7号 (Control of Emissions from Oil and Gas Emissions Operations Regulation No. 7 (5 CCR 1001-9)中列示。

监测: 自2028年起, 若中游运营商希望获得碳积分, 则必须在每年3月底前提交报告, 报告内容需包括上一年度的直接排放总量, 以便有资格申领该年度的碳积分。此外, 所有中游燃料燃烧设备运营商均须提交年度报告, 报告需说明其排放情况以及为实现履约所制定的减排计划。

报告: 中游燃料燃烧设备运营商用于生成碳积分的排放报告须于每年3月底前提交。说明其为实现合规所制定减排计划的排放报告须于每年6月底前提交。

执法与罚则

GEMM1:如未履约, 能源密集型 and 贸易暴露型 (GEMM1) 的设施需为每超出年度排放限额的1吨二氧化碳当量清缴3个碳积分, 并可能面临民事处罚或其他执法措施。

GEMM2:如未履约, 将下调GEMM2设施在相关履约期的温室气体排放限额, 幅度为其超出减排要求量的至少两倍。该设施必须在未履约的周期结束后的三年内完成该新增的履约义务。对于在某一年度未履约的设施, 必须在下一日历年结束前提交减缓计划 (mitigation plan)。同时, 设施也可能面临民事处罚和其他执法措施。

油气中游作业: 如未履约, 州相关部门将通过现有的油气合规与执法程序采取适当的执法措施。

市场监管

市场设计

市场参与主体: 纳管主体

市场类型

一级市场: 自2025年5月起, GEMM1和GEMM2设施将在每年5月的第一个星期二获得碳积分, 数量根据其排放量低于其2030年减排义务的程度确定。自2028年起, 中游燃料燃烧设备运营商也将根据其排放量低于2030年减排义务的程度获得碳积分。

拍卖市场: 自2025年起, 每年6月将举行一次年度拍卖。竞标者不得同时作为同一年份碳积分的出价方与接收方。空气污染控制司将负责管理拍卖, 但不处理任何交易的资金结算。

二级市场: 参与者可通过2024年11月设立的碳积分交易系统进行双边协议交易。空气污染控制司将协助纳管主体之间的碳积分直接转让, 但不处理任何交易的资金流转。

注销: 所有参与者都可选择注销碳积分, 并在三年结转期内将其计入自身的履约义务。

其他信息

相关机构

科罗拉多州空气质量控制委员会 (Colorado Air Quality Control Commission) : 负责就空气质量相关事务举行听证会并制定法规，以符合法律授权的方向。

科罗拉多公共卫生与环境部空气污染控制司 (Colorado Department of Public Health and Environment Air Pollution Control Division) : 依据科罗拉多州议会授权，负责对科罗拉多州空气质量控制委员会制定的法规进行制定细则、实施管理与执法。

碳市场评估

截至2024年，GEMM1和GEMM2合计较2015年排放水平减少23.4%，相当于自2015年以来累计减少120万吨二氧化碳当量。

科罗拉多州空气质量控制委员会已指示空气污染控制司对碳市场进行评估，并识别是否需要修订的内容。如空气污染控制司识别出任何应予修改之处，科罗拉多州空气质量控制委员会要求其在2025年9月前向委员会提交请愿书，以申请举行规则制定听证会。此外，科罗拉多州空气质量控制委员会还指示该司在2025年12月底前提交以下内容的报告：

- 碳排放交易计划的实施情况；
- 与交易所产生的碳积分相关的其他污染物协同减排情况。

该司计划于2026年2月向空气质量控制委员会提出规则制定请求。届时，空气质量控制委员会将决定是否于2026年7月启动正式规则制定程序。

监管框架

- [《制造业温室气体排放与能源管理法规第一阶段与第二阶段》\(AQCC 第27号法规\)](#)
(Greenhouse Gas Emissions and Energy Management for Manufacturing Phase 1 and Phase 2 Regulation (AQCC Regulation No. 27))
- [《石油天然气运营排放控制条例》第7号](#) (Control of Emissions from Oil and Gas Emissions Operations Regulation No. 7)
- [《减少污染的气候行动计划》\(第19-1261号众议院法案\)](#) (Climate Action Plan to Reduce Pollution (House Bill 19-1261))
- [《温室气体减排措施》\(第23-016号参议院法案\)](#) (Greenhouse Gas Emission Reduction Measures (Senate Bill 23-016))
- [《环境正义法案》\(第21-1266号众议院法案\)](#) (Environmental Justice Act (House Bill 21-1266))
- [《长期气候变化数据收集法案》\(第19-096号参议院法案\)](#) (Collect Long-Term Climate Change Data (Senate Bill 19-096))

马里兰州

- 马里兰州《气候污染减排计划》提出建立覆盖全经济范围的总量与投资计划
- 该计划将与区域温室气体倡议协同运行；后者覆盖该州电力行业排放
- 马里兰州气候变化委员会在其2024年和2025年年度报告中建议评估总量与投资计划

2023年12月，马里兰州发布《气候污染减排计划》（Climate Pollution Reduction Plan）。该计划阐述了为实现马里兰州的减排目标，该州实施覆盖全经济范围的政策工具（例如总量与投资计划，cap-and-invest program）的必要性。马里兰州电力行业目前受区域温室气体倡议（Regional Greenhouse Gas Initiative, RGGI）监管，但该计划明确建议该州考虑将现有机制扩展至覆盖全经济范围的总量与投资计划。该计划指出，额外收入可投资于清洁能源项目、消费者返还和其他脱碳举措。马里兰州环境部（Maryland Department of the Environment, MDE）正在研究如何将更多排放源纳入管控。

在《2025年年度报告》中，马里兰州气候变化委员会（Maryland Commission on Climate Change）建议该州推进下一步工作，以评估并提出覆盖全经济范围的总量与投资计划的潜在设计方案。该建议还提议，应确保低收入家庭免受不利影响，并能从总量与投资计划中获得一定比例的收益分成。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

马里兰州的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量

(百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

能源	63.8	86%
工业生产过程	4.5	6%
农业	1.7	2%
废弃物	4.0	5%

合计	74.0	
----	------	--



电力	18.3	25%
住宅、商业和工业燃料使用	13.5	18%
交通	29.6	40%
化石燃料行业	2.4	3%

温室气体减排目标

到2031年: 较2006年水平下降60%。(《气候解决方案即刻行动法》, Climate Solutions Now Act)

到2045年: 实现净零排放。(《气候解决方案即刻行动法》)

灵活性与连接

该管辖区域内的其他碳定价机制

碳市场: 区域温室气体倡议

其他信息

相关机构

马里兰州环境部 (Maryland Department of the Environment, MDE): 负责实施各项关键政策以实现马里兰州气候目标, 如相关立法获得通过, 该部门将负责制定总量与投资计划。

马里兰州气候变化委员会 (Maryland Commission on Climate Change, MCCC): 跨行业的州级咨询机构, 负责就马里兰州气候变化行动提出建议。

马里兰大学全球可持续发展中心 (University of Maryland's Center for Global Sustainability): 马里兰州环境部制定《马里兰州气候污染减排计划》的科学合作伙伴。

监管框架

→ [《马里兰州气候污染减排计划》 \(Maryland's Climate Pollution Reduction Plan\)](#)

→ [《马里兰州气候路径》 \(Maryland's Climate Pathway\)](#)

→ [《2022年气候解决方案即刻行动法》 \(Climate Solutions Now Act of 2022\)](#)

马萨诸塞州

美国马萨诸塞州碳市场

- 作为区域温室气体减排倡议的补充措施,帮助马萨诸塞州实现其强制性减排目标
- 所有纳管主体已连续四年全部履约
- 自2022年起开始拍卖未来年份的配额

碳市场总体介绍

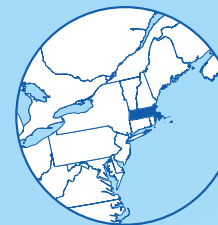
马萨诸塞州发电企业排放配额机制 (Massachusetts Limits on Emissions from Electricity Generators, 以下简称马萨诸塞州碳市场) 于“310 CMR 7.74”法规提出,并于2018年正式施行。该碳市场覆盖了该州约9%的二氧化碳排放,全部来自电力行业。依据此项法规,所有纳管主体须对其所有受管控的排放,履行配额清缴义务。

自2021年起,所有配额均通过季度拍卖方式进行分配。2022年开始,常规拍卖中也出售未来年度的配额。拍卖所得收入用于进一步减少温室气体排放,同时资助气候适应项目以及受空气污染影响社区的援助项目。该碳市场由第三方机构进行监督,以便能够及时识别可能存在的反竞争行为迹象。

马萨诸塞州碳市场与区域温室气体减排倡议 (RGGI) 相互补充。马萨诸塞州的发电企业须同时遵守区域温室气体减排倡议和马塞诸塞州碳市场的要求,持有并清缴相应配额以完成履约义务。马萨诸塞州碳市场的实施是为了响应2016年州最高法院的一项裁决,以确保马萨诸塞州能够实现其强制性减排目标。

年度回顾

在2025年9月的拍卖中,2025年度配额的成交价为每吨二氧化碳15.03美元(约合102.50元人民币),2026年度配额的成交价为每吨二氧化碳12.00美元(约合81.84元人民币)。成交价的差异表明,纳管主体更倾向于可用于2025年度履约的配额。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

行业



配额总量或排放总量上限

绝对总量上限
720万吨二氧化碳当量(2026年)

覆盖的温室气体种类

二氧化碳

抵销信用

不允许

配额分配

拍卖

2025年平均价格

2025年度配额的加权平均拍卖价格: 10.35美元(约合70.59元人民币)
2025年拍卖的所有配额的加权平均拍卖价格(含不同年份配额): 13.12美元(约合89.48元人民币)

累计收入

自碳市场启动至今,累计收入达2.643亿美元(约合18.025亿元人民币)。
2025年当年收入为7840万美元(约合人民币5.35亿元人民币)。

马萨诸塞州排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量

(百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)¹

能源	63.7	93%
工业生产过程	4.3	6%
农业	0.2	<1%
废弃物	0.6	1%
总计	68.8	



居民住宅	13.0	19%
商业	11.5	17%
工业	4.3	6%
交通运输	26.2	38%
电力	12.2	18%
天然气系统	0.7	1%

温室气体减排目标

到2030年, 温室气体排放量较1990年减少50% (《为马萨诸塞州气候政策制定下一代路线图法案》) (An Act Creating a Next-Generation Roadmap for Massachusetts Climate Policy)

到2040年, 温室气体排放量较1990年减少75% (《为马萨诸塞州气候政策制定下一代路线图法案》)

到2050年, 实现温室气体净零排放。排放将通过碳移除予以弥补, 且2050年的排放量较1990年减少至少85% (《为马萨诸塞州气候政策制定下一代路线图法案》)

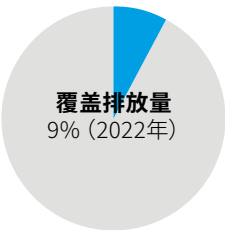
碳市场的规模与阶段

覆盖排放量 (2022年)

经核查的ETS排放量: 640万吨二氧化碳当量

配额总量或排放总量上限

绝对总量上限限制了碳市场中允许的总排放量, 并且是事先设定的。



马萨诸塞州碳市场规定的排放总量上限每年减少22.3876万吨二氧化碳, 直至2050年达到180万吨二氧化碳。

2019年: 870万吨二氧化碳

2020年: 850万吨二氧化碳

2021年: 830万吨二氧化碳

2022年: 810万吨二氧化碳

2023年: 780万吨二氧化碳

2024年: 760万吨二氧化碳

2025年: 740万吨二氧化碳

2026年: 720万吨二氧化碳

纳入行业与纳入门槛

纳入区域温室气体倡议管控的大型发电厂, 其装机容量为至少25兆瓦。

监管环节

排放点源 (电力)

纳管主体类型

设施 (即发电设施)

纳管主体数量

2023年共有24家

配额分配与收入

配额分配



拍卖: 自2019年起, 配额开始实行部分拍卖。2019年售出比例为25%, 2020年为50%。2021年起实行配额全部拍卖。目前, 拍卖按季度定期举行。每次拍卖结果均会发布马萨诸塞州碳市场官方网页上的市场监管报告中。自2022年起, 马萨诸塞州环境保护局 (MassDEP) 在每次拍卖中出售未来年度的配额。

¹ 该数值来自马萨诸塞州环境保护署 (MassDEP) 的排放清单, 并按政府间气候变化专门委员会 (IPCC) 通用报告格式 (Common Reporting Format, CRF) 模板重新归类。

免费分配: 在2021年之前，未参与拍卖的配额是根据2013年至2015年的历史发电量，通过历史总量法进行免费分配。

收入用途



灵活性与连接

结转与预借

马萨诸塞州碳市场允许配额结转，但设有相关限制条件，以确保任一年份的实际排放量不超过上一年度的排放总量上限。为达成这一目标，每年拍卖的配额数量会根据上一年结转的配额情况进行相应下调。

马萨诸塞州碳市场不允许进行配额预借。不过，存在“紧急延期履约”（Emergency Deferred Compliance）机制。该机制允许发电设施在遭遇紧急情况时，将部分或全部履约义务延期一年，但必须在下一年按照“一吨排放量对应两吨配额”的比例进行清缴。这里所指的紧急情况，定义为“区域输电组织发布警报，指出马萨诸塞州已出现或预计将出现影响电力系统可靠性的异常情况”。

抵销信用

不允许使用抵销信用。

与其他碳市场的连接

马萨诸塞州发电企业排放配额机制目前未与其他碳市场联接。

该管辖区内的其他碳定价机制

碳市场: 美国区域温室气体倡议 (Regional Greenhouse Gas Initiative)

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴一个履约单位（配额）。

履约周期

一年

监测、报告与核查（MRV）

规则框架: 监测、报告与核查（MRV）体系由 310 CMR 7.70《二氧化碳预算交易计划》（CO2 Budget Trading Program）和 310 CMR 7.74《发电企业排放限值》（Electricity Generator Emissions Limits）确立。

监测: 纳管主体必须使用符合《联邦法规》第40编第75部分及 310 CMR 7.70(8)（40 CFR Part 75 and 310 CMR 7.70(8)）要求的连续排放监测系统（CEMS），记录检测数据的频率至少每15分钟一次。监测、报告与核查（MRV）的纳入门槛适用于装机容量达25兆瓦及以上的发电企业。

报告: 纳管主体必须在报告年的次年3月初之前报告其二氧化碳排放量。

核查: 排放量数据必须与向区域温室气体倡议和美国环境保护署提交的报告保持一致。相关文件，包括排放报告和合规认证报告（compliance certification report），必须由设施指定的代表进行认证。马萨诸塞州环境保护署有权根据需要进行审计工作。

执法与罚则

若马萨诸塞州环境保护署发现某纳管主体存在违反履约规定的行为，将视其对“公众健康、福利、安全或环境造成重大影响”。除了依法接受处罚外，违规主体还需针对每一吨未履约的排放量提交三倍的配额。

市场监管

市场设计

市场参与主体: 仅限纳管主体参与

市场类型

一级市场: 配额拍卖采用密封投标、统一价格的拍卖形式。在任何一次拍卖活动中，单个投标者购买的配额数量不得超过当次待售配额总量的45%。拍卖活动由Enel X公司负责管理。

二级市场: 除每年3月份外，纳管主体可随时将配额转让给其他纳管主体。马萨诸塞州碳配额登记处（Massachusetts Carbon Allowance Registry）承担着追踪配额所有权的职责。波托马克经济咨询公司（Potomac Economics）负责监督拍卖市场和二级市场中参与者的行为，以便能够及时识别可能存在的反竞争行为迹象。

配额法律地位: 配额被视为依据法规授权的“一吨二氧化碳排放的有限许可”，配额不构成财产权。

市场稳定机制

配额拍卖底价:

工具类型: 基于价格的机制

运作方式: 拍卖中，2025年份配额的底价设定为5美元（约合人民币34.1元），未来年份配额的底价为0.50美元（约合人民币3.41元）。

其他信息

相关机构

能源与环境事务执行办公室：内阁级别的办公机构，负责对马萨诸塞州环境保护署进行监督管理。

马萨诸塞州环境保护署(MassDEP)：负责具体实施马萨诸塞州碳市场（即“310 CMR 7.74”法规）。

波托马克经济咨询公司 (Potomac Economics)：作为当前的市场监督机构，其主要职责是监测拍卖市场和二级市场中参与者的行为，及时发现并识别反竞争行为迹象。

Enel X公司：承担着配额拍卖的管理工作。APX公司：负责维护配额跟踪软件平台

碳市场评估

于2021年开展了首次评估工作，后续计划每十年进行一次评估。

监管框架

- [《发电设施排放配额》 \(Electricity Generator Emissions Limits, 310 CMR 7.74\)](#)
- [《联邦法规》第40编第75部分 \(Code of Federal Regulations, Title 40, Part 75 \(40 CFR Part 75\)\)](#)
- [《马萨诸塞州二氧化碳预算交易计划》 \(Massachusetts CO2 Budget Trading Program \(310 CMR 7.70\)\)](#)

新不伦瑞克省

基于产出的碳定价体系

- 2021年1月，取代联邦产出基准定价体系 (OBPS)
- 依据每个纳管主体超出其允许的产出强度的碳排放确定履约义务
- 小型排放源可选择自愿加入

碳市场总体介绍

2021年1月，新不伦瑞克省将大型工业排放源从联邦基于产出的定价体系 (Federal Output-Based Pricing System, OBPS) 过渡到省级基于产出的定价体系 (New Brunswick OBPS)。该碳市场依据《气候变化法》(Climate Change Act) 和《温室气体减排条例》(Reduction of Greenhouse Gas Emissions Regulation) 建立，旨在以最低的行业成本逐步实现温室气体减排，同时支持低碳增长和投资、最大限度地减少碳泄漏，确保机制公平，并提升政策明确性、行政管理效率、责任落实机制和透明度。该碳市场是一种基于强度的碳排放权交易体系，每个纳管主体必须为超过设施年度排放上限的排放量清缴履约单位 (Compliance Units)。年度排放上限基于排放强度基准确定，而基准源自历史排放量和生产数据。该碳市场适用的行业和温室气体与联邦体系一致，并遵循相同的价格轨迹，每年上涨15加元 (10.73美元，约73.18元人民币)，到2030年达到每吨二氧化碳当量170加元 (121.60美元，约829.31元人民币)。2026年的履约价格为每吨二氧化碳当量110加元 (78.68美元，约合522.96元人民币)

年度回顾

新不伦瑞克省于2025年5月发布了新版《温室气体排放报告与减排标准》(The Reporting and Reduction of Greenhouse Gas Emissions Standard)。该版本新增了关于可再生天然气报告的章节，用于计算纳管排放总量；扩大了经认可核查机构的定义范畴；并要求各纳管主体自2025年排放数据起采用政府间气候变化专门委员会《第五次评估报告》(IPCC Fifth Assessment Report) 的全球变暖潜能值。



- ✓ 已实施
- 🏗️ 正在建设
- ❓ 正在考虑

行业



配额总量或排放总量上限

基于排放强度的排放上限
670万吨二氧化碳当量(2024年)¹

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、六氟化硫、氢氟碳化物、全氟化碳

抵销信用

不允许

配额分配

免费分配：基于实际产量的基准法

2025年平均价格

固定价格：95 加元 (67.95 美元或463.42元人民币)

累计收入

自碳市场启动以来：3940万加元 (2820万美元，约合1.9224亿元人民币)

2023履约年度：2100万加元 (1510万美元，约合1.02982亿元人民币)

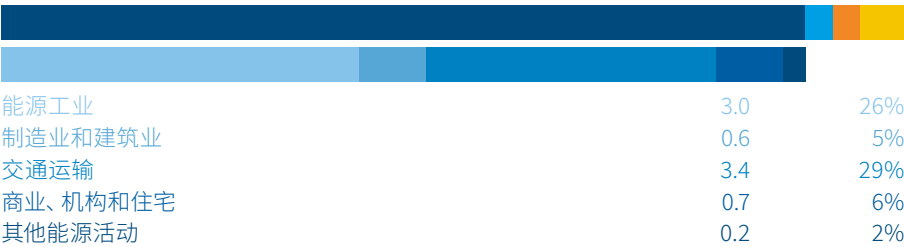
¹ 当年覆盖的排放量
² 美元换算基于2025年国际货币基金组织 (IMF) 汇率；实际未来汇率可能存在差异。

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量

(百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

能源	10.1	89%
工业生产过程	0.3	3%
农业	0.4	3%
废弃物	0.7	5%
总计	11.5	



温室气体减排目标

到2030年: 较2005年水平减少46% (《新不伦瑞克省气候变化行动计划》, New Brunswick's Climate Change Action Plan)

到2050年: 实现净零排放 (《新不伦瑞克省气候变化行动计划》)

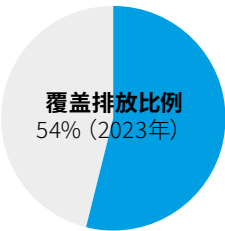
规模与阶段

覆盖排放比例 (2023年)

经核查的ETS排放量: 620万吨二氧化碳当量

阶段

新不伦瑞克省OBPS未划分阶段, 而是采用每年一个履约周期的安排。



配额总量或排放总量上限

新不伦瑞克省OBPS下的排放总量上限随产量变化,并基于自下而上的方式确定的: 它是所有纳管主体基于排放强度基准计算出的年度排放限额之和。因此, 该排放上限不是事前设定的, 只有在履约期结束后才能确定, 且不代表绝对排放总量上限。

排放上限按设施分别设定 (详见“配额分配”部分)。

纳入行业和纳入门槛

纳入行业: 采矿与采掘业、电力、工业

纳入门槛: 排放量超过每年5万吨二氧化碳当量的设施强制纳入该碳市场。排放量超过每年1万吨二氧化碳当量的小型排放源也可选择自愿加入该碳市场。

监管环节

排放点源 (电力、工业、采矿与采掘业)

纳管主体类型

设施

纳管主体数量

2024年有15个, 其中包括7家自愿加入的市场参与主体

配额分配与收入

配额分配

分配由基于排放强度基准的年度排放上限确定。排放量低于其排放上限的纳管主体可免费获得与低于排放上限部分 (以吨二氧化碳当量计) 相等的履约单位 (称为“绩效积分” (Performance Credits))。这类似于基于基准法的免费分配。这些履约单位可出售给排放量超过其排放上限的主体 (详见“市场设计”部分)。

每个设施的排放上限根据其基准期的排放强度 (发电企业除外)、特定减排期的强度标准削减系数 (发电企业则依据其燃料) 以及同一减排期的生产水平确定。对于拥有现场热电联产机组且大量使用生物质能源的纳管设施, 以及面临高碳泄漏风险的主体 (具体为: 石灰制造业), 其排放上限会有所提高。捕集和封存的二氧化碳排放量不计入纳管设施的总管控排放量。

收入用途



气候减缓



低碳创新

2023年, 政府制定并实施了新不伦瑞克省OBPS行业基金 (New Brunswick OBPS Industry Fund), 作为新不伦瑞克省气候变化基金的额外资金流。新不伦瑞克省OBPS行业基金将从基金信用交易中收取的收益返还给新不伦瑞克省OBPS参与者, 以支持温室气体减排项目。所有收益将基于排放强度进行分配。

气候变化基金每年公布特定财年获得环境与气候变化部长拨款的项目信息 (详见“监管框架”部分)。

截至2025年5月，2025年和2026年的资助项目清单包括由12个不同部门或机构主导的56个项目，总金额为5840万加元（4180万美元，约合28499.6万元人民币）。其中包括由农业、水产养殖与渔业部（Department of Agriculture, Aquaculture and Fisheries）主导的3个项目，金额为100万加元（70万美元，约合477.4万元人民币）；由能源部（Department of Energy）主导的4个项目，金额为2440万加元（1750万美元，约合11935万元人民币）；由自然资源部（Department of Natural Resources）主导的5个项目，金额为260万加元（190万美元，约合1295.8万元人民币）；以及由高等教育、培训与劳工部（Department of Post-Secondary Education, Training and Labour）主导的2个项目，金额为170万加元（120万美元，约合818.4万元人民币）等。

灵活性连接

结转与预借

绩效积分可结转，最长为7年。
不允许预借。

抵销信用

在该碳市场实施初期，抵销信用不能作为履约选项。但《气候变化法》第10(1)(c.5)(iii)条规定，副总督会同行政会议可制定关于履约选项的法规，该法第1条将履约选项定义为基金信用（Fund Credits）、绩效积分Performance Credits）、抵销信用（Offset Credits）以及法规规定的其他类型信用。

与其他碳市场的连接

新不伦瑞克省OBPS未与任何其他碳市场连接。但纳管设施可获得加拿大联邦燃油税的部分豁免。

管辖范围内的其他碳定价工具

无

履约

履约机制

纳管主体必须为超过设施年度排放上限的每吨二氧化碳当量清缴1个履约单位（绩效积分或基金信用）。

履约周期

一年

履约报告须于履约期结束后的次年12月15日前提交。

监测、报告与核查（MRV）

规则框架：温室气体排放报告规则在新不伦瑞克省《温室气体减排条例》（Reduction of Greenhouse Gas Emissions Regulation）和《温室气体报告与减排标准》中作出规定。

监测：《气候变化法》第7.2条和第7.21条规定，年排放量达到或超过10000吨二氧化碳当量的工业设施需进行监测与报告。《温室气体排放报告与减排标准》第4.1条规定，OBPS纳管设施提交的报告在范围和方法上需与加拿大环境与气候变化部（Environment and Climate Change Canada）于2020年温室气体报告通知中所规定的排放报告要求保持一致。温室气体估算方法包括监测或直接测量、质量平衡法、排放因子法以及工程估算法。

报告：温室气体排放报告必须在报告期次年6月初提交。排放基准相关提交材料中应包括：简化的工艺流程图，用于概述在纳管设施中产生所有已量化纳管排放源的工艺过程；纳管主要排放源清单；按纳管排放源及燃料类型分类的全部纳管排放量；以及各基准年度中该设施所生产各类产品的总产量。温室气体排放报告还应包括：全部主要排放源清单；按纳管排放源类别及燃料类型分类的全部排放量；以及该纳管设施生产的各类产品的产量。

核查：报告必须由经认可的核查团队进行核查。核查机构需获得ISO14065标准认证，认证机构包括加拿大标准委员会（Standards Council of Canada）、美国国家标准协会认证委员会（ANSI National Accreditation Board），或其他属于国际认可论坛（International Accreditation Forum）成员的认可机构。核查报告应包括但不限于以下内容：对设施数据管理系统与质量保证体系的评估情况；对设施所报告数据的评估情况；核查结果摘要；核查过程中设施所进行的全部修正；以及可改进之处，以降低未来出现重大问题的风险。

执法和罚则

Covered entities that fail to fulfill a compliance obligation must pay the unfulfilled amount未履行清缴义务的纳管主体必须支付未履行金额，并按《收入管理法》（Revenue Administration Act）下属的新不伦瑞克省第84-247号条例规定的利率支付利息（目前为每月约0.76%，按月复利计算，即每年9.5%）。所有利息收入均纳入新不伦瑞克省气候变化基金。

如果一个履约信用已注销但随后被发现无效，纳管主体必须在收到信用无效通知后的60天内履行清缴义务。

《行政处罚条例法》（《气候变化法》下属的新不伦瑞克省第2021-44号条例）规定了行政处罚措施。首次违规的行政处罚为1000加元（715美元，约4876.3元人民币），第二次违规为5000加元（3577美元，约24395.14元人民币），第三次及后续违规为10000加元（7153美元，约48783.46元人民币）。

市场调节

市场设计

市场参与主体：纳管主体，包括强制纳入和自愿纳入的主体（纳入门槛见“行业与门槛”部分）。

市场类型

一级市场：目前履约单位尚不进行拍卖。

二级市场：纳管主体可从其他超额完成清缴义务的纳管主体处购买绩效积分（履约单位）。交易通过环境与气候变化部长管理的登记系统进行。

市场稳定机制

气候变化基金

工具类型：固定价格或固定价格轨迹（类似价格上限）

运作方式：纳管主体可从新不伦瑞克省气候变化基金购买并清缴信用，以抵销超过绩效排放上限的排放量。信用价格与联邦最低碳价保持一致（2025年为95加元，即67.95美元，约463.42元人民币）。该价格每年上涨15加元（10.73美元，约73.18元人民币），到2030年达到每吨二氧化碳当量170加元（121.60美元，约829.31元人民币）。纳管主体获取的基金信用不得超过其某一履约期履行清缴义务所需的数量。因此，基金信用不可结转。

其他信息

相关机构

新不伦瑞克省环境与地方政府部 (New Brunswick Department of Environment and Local Government)：负责审查和实施新不伦瑞克省的监管框架，管理气候变化基金的运作。

新不伦瑞克省财政与国库委员会部长 (New Brunswick Minister of Finance and Treasury Board)：气候变化基金的托管人

碳市场评估

环境与气候变化部长将每五年对新不伦瑞克省《气候变化法》进行修订，或在部长认为适当的更短时间间隔内进行修订。

监管框架

- [《气候变化法》\(Climate Change Act\)](#)
- [《温室气体减排条例》\(《气候变化法》下属的第2021-43号条例\) \(Reduction of Greenhouse Gas Emissions Regulation \(Regulation 2021-43 under the Climate Change Act\)\)](#)
- [《行政处罚条例》\(《气候变化法》下属的第2021-44号条例\) \(Administrative Penalties Regulation \(Regulation 2021-44 under the Climate Change Act\)\)](#)
- [《温室气体报告与减排标准》Reporting and Reduction of Greenhouse Gas Emissions Standard](#)
- [《绩效积分标准》\(Performance Credit Standard\)](#)
- [《收入管理法》下属的新不伦瑞克省第84-247号条例 \(New Brunswick Regulation 84-247 under the Revenue Administration Act\)](#)
- [气候变化基金项目说明 \(CCF Project Descriptions\)](#)

3 美元换算基于2025年国际货币基金组织 (IMF) 汇率；实际未来汇率可能存在差异。

纽芬兰与拉布拉多省

绩效标准体系

- 履约依据每个纳管设施超出其允许的单位产出强度的碳排放
- 小型排放源可选择自愿加入

碳市场总体介绍

纽芬兰与拉布拉多省的绩效标准体系 (Performance Standards System, PSS) 于2019年生效。它是针对大型工业排放源的基于强度的碳市场，每个纳管主体必须为超过设施年度排放上限的排放量清缴履约单位。每个设施的年度排放上限基于历史排放强度、实际生产活动数据以及年度递减的削减系数综合确定。离岸石油设施有特殊规定，其必须按绝对排放量减少同等百分比（不论产量如何）。该碳市场适用的行业和温室气体与联邦体系一致，并遵循相同的价格轨迹，每年上涨15加元（10.73美元，约73.17元人民币），到2030年达到每吨二氧化碳当量170加元（121.602²美元，约829.31元人民币）。

强制纳入门槛低于加拿大联邦体系，适用于覆盖行业中年排放量超过2.5万吨二氧化碳当量的设施，小型排放源（即年排放量超过1.5万吨二氧化碳当量）可选择自愿加入。

年度回顾

根据联邦基于产出的定价体系 (Output-Based Pricing System, OBPS) 的价格轨迹，2024报告年度的价格为每吨二氧化碳当量80加元（57.22美元，约390.24元人民币），2025报告年度上涨至每吨二氧化碳当量95加元（67.95美元，约463.42元人民币）。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

纳入行业



配额总量或排放总量上限

基于排放强度的排放上限
330万吨二氧化碳当量(2024)¹

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、六氟化硫、氢氟碳化物、全氟化碳

抵销信用

不允许

配额分配

免费分配：基于实际产出的基准法

2025年平均价格

固定价格：2025年为95加元（67.95美元或463.42元人民币）

累计收入

自碳市场启动以来：150万加元（约合110万美元或750万元人民币）
2024报告年度：50万加元（约合40万美元或273元人民币）

¹ 该报告年度覆盖范围的对应值。
² 美元换算基于2025年国际货币基金组织 (IMF) 汇率；实际未来汇率可能存在差异。

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量 (百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

能源	7.1	89%
工业生产过程	0.2	2%
农业	0.1	1%
废弃物	0.6	7%
总计	7.9	



温室气体减排目标

到2030年: 较2005年水平下降30% (《气候变化减缓行动计划中期更新 (2025—2030) 》)

到2050年: 净零排放 (《气候变化减缓行动计划中期更新 (2025—2030) 》)

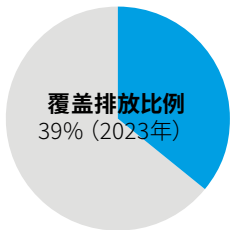
规模与阶段

覆盖排放比例 (2023年)

经核查的ETS排放量: 310万吨二氧化碳当量

阶段

纽芬兰和拉布拉多省的绩效标准体系并非分为不同阶段, 而是划分为“削减期”, 每个削减期持续一年。



配额总量或排放总量上限

纽芬兰与拉布拉多省绩效标准体系下的排放总量上限随产量变化, 并为所有纳管主体基于排放强度基准计算的年度排放上限之和。因此, 该排放上限不是事前设定的, 只有在履约期结束后才能确定。2023年, 该排放上限约为320万吨二氧化碳当量。

纳入行业和纳入门槛

纳入行业: 采矿与采掘业、工业、电力

纳入门槛: 年排放量超过2.5万吨二氧化碳当量的设施强制纳入该碳市场。小型排放源 (年排放量超过1.5万吨二氧化碳当量) 可选择自愿加入该碳市场。

监管环节

排放点源 (采矿和采掘业、电力行业、工业)

纳管主体类型

设施: 陆上工业设施、海上工业设施、海上移动工业设施

纳管主体数量

2023报告年度为15个设施, 其中13个设有温室气体减排目标。

配额分配与收入

配额分配

分配由基于排放基准的年度排放上限确定。对于陆上工业设施, 排放基准按照产量确定 (若设施生产多种产品, 可按产品种类分别确定)。对于海上移动工业设施, 排放基准按照运行小时数确定。海上工业设施不计算排放基准, 而是采用平均排放水平。

排放上限通过将排放基准/基准排放量与以下两者之一对比确定: a) 《温室气体管理条例》(Management of Greenhouse Gas Regulation) 中设定的年度温室气体减排目标; b) 同样依据该条例设定的绩效基准。后者仅适用于非移动式海上工业设施。此外, 若工业设施已申请分产品类别计算其基准, 则亦无法选择该选项。该选项将该类设施的减排目标设定为所有可比设施中排放绩效最优的排名前三分之一的水平。

排放量低于其排放上限的主体可免费获得与低于排放上限部分 (以吨二氧化碳当量计) 相对应的积分。这类似于基准法的免费分配。这些积分可结转或出售给排放量超过其排放上限的主体。

收入用途



气候减缓



对个人、家庭及企业的支持措施

基金用于支持工业设施的温室气体减排项目，进一步补充绩效标准体系（PSS）规定的减排要求。若存入基金的资金五年后仍未使用，咨询委员会需向部长提出建议，说明如何使用该资金以实现可核查的温室气体减排。

灵活性及连接

结转与预借

允许将基于排放强度的积分（履约单位）结转至未来履约期，但从温室气体减排基金购买的履约单位必须在其发行的履约期内使用。

不允许预借。

抵销信用

抵销信用不能作为履约选项。条例中虽有允许抵销信用的条款，但有关抵销信用的立法尚未被制定或通过。

与其他碳市场的连接

纽芬兰与拉布拉多省绩效标准体系（PSS）未与任何其他碳市场连接。但纳管设施可获得加拿大联邦燃油税的部分豁免。

管辖范围内的其他碳定价工具

无

履约

履约机制

纳管主体必须为超过设施年度排放上限的每吨二氧化碳当量清缴1个履约单位（绩效积分或温室气体减排基金信用）。

履约周期

一年

监测、报告与核查（MRV）

规则框架：温室气体排放报告规则在纽芬兰与拉布拉多省《温室气体管理法》（Management of Greenhouse Gas Act）下的《温室气体排放报告管理条例》（Management of Greenhouse Gas Reporting Regulations）中作出规定。

监测：依据《温室气体管理法》，年排放量达到或超过15000吨二氧化碳当量的工业设施须按年度报告其排放情况。

报告：《温室气体排放报告》须于报告期次年6月1日前提交，履约报告须于同年11月1日前提交。

核查：应于提交待核查报告的当年9月1日前，绩效标准体系纳管设施的所有者或运营方须提交经认可的核查机构出具的核查声明及核查报告。核查机构需符合ISO 14065标准要求，核查团队及核查报告需符合ISO 14064-3标准规定。每项核查均须按照ISO 14065要求，由独立同行评审人员进行审查。

执法和罚则

陆上设施必须通过现场温室气体减排或提交其先前获得的绩效积分，完成 20%的清缴义务。若未在截止日期前完成该部分清缴义务，纳管主体必须按当年联邦碳价的4倍，将剩余未履行义务对应的金额存入温室气体减排基金。清缴义务的剩余部分可通过已获得或购买的绩效积分以及购买基金信用来完成。

《温室气体行政处罚条例》（Management of Greenhouse Gas Administrative Penalty Regulations）规定，对于违反《温室气体排放报告管理条例》、《自愿纳入设施条例》（Opted-in Facilities Regulations）或《温室气体管理条例》中具体条款的行为，可处以行政处罚款，金额为每日（或不足一日按日计算）1500加元（1073美元，约合7315.9元人民币）至7500加元（5365美元，约合36574.3元人民币）。

市场调节

市场设计

市场参与主体：纳管主体，包括强制纳入和自愿纳入的主体（纳入门槛见“纳入行业与纳入门槛”部分）

市场类型

一级市场：履约单位目前尚不进行拍卖。

二级市场：纳管主体可从其他超额完成清缴义务的纳管主体处购买绩效积分（履约单位）。交易通过信用登记系统进行，该系统由主管部长建立和维护。

市场稳定机制

温室气体减排基金

工具类型：固定价格或固定价格轨迹（类似价格上限）运作方式：纳管主体可从纽芬兰与拉布拉多省温室气体减排基金购买并清缴信用，以抵销超过绩效排放上限的排放量。这些基金信用不可结转、转让或退款。价格上限与联邦最低碳价保持一致（2025报告年度为95加元，即67.95美元，约463.42元人民币）。该价格上限每年上涨15加元（10.73美元，约73.18元人民币），到2030年达到每吨二氧化碳当量170加元（121.603³美元，约829.312元人民币）。

3 美元换算基于2025年国际货币基金组织（IMF）汇率；实际未来汇率可能存在差异。

其他信息

相关机构

纽芬兰与拉布拉多省环境、保护与气候变化部 (Newfoundland and Labrador Department of Environment, Conservation and Climate Change) :负责在纽芬兰与拉布拉多省管理和执行监管框架。该部门与加拿大纽芬兰与拉布拉多省海上能源监管局 (Canada Newfoundland and Labrador Offshore Energy Regulator) 合作, 在海上区域实施《温室气体管理法》。

纽芬兰与拉布拉多省温室气体减排基金咨询委员会 (Newfoundland and Labrador Greenhouse Gas Reduction Fund Advisory Council) : 由5至7名专家组成的小组, 负责评估付款申请, 并就基金付款事宜向部长提供建议。

碳市场评估

根据《行政委员会法》(Executive Council Act) 任命的部长将每五年对纽芬兰与拉布拉多省《温室气体管理法》及相关条例进行审查, 并考虑可改进的方面。

《温室气体管理法2016—2022年立法评估》(Management of Greenhouse Gas Act Legislative Review 2016 to 2022) 评估了绩效标准体系所实现的减排效果。该评估指出, “基准情景 (business as usual)” 下的排放量持续高于纳管主体的实际排放量, 并且在2019年至2022年期间, 纳管主体的直接年度温室气体实际排放量较免费排放限额低10至40万吨二氧化碳当量。

监管框架

- [《温室气体管理法》\(Management of Greenhouse Gas Act\)](#)
- [《温室气体管理条例》\(Management of Greenhouse Gas Regulations\)](#)
- [《温室气体报告管理条例》\(Management of Greenhouse Gas Reporting Regulations\)](#)
- [《温室气体行政处罚条例》\(Management of Greenhouse Gas\)](#)
- [《自愿加入设施条例》\(Opted-in Facilities Regulations\)](#)
- [《咨询委员会条例》\(Advisory Council Regulations\)](#)

纽约州

纽约州总量与投资 (NYCI) 计划

- 纽约州州长凯茜·霍楚尔 (Kathy Hochul) 于2023年承诺实施覆盖全经济范围的总量与投资计划
- 预提案纲要和气候可负担性研究包括三个组成部分：总量与投资、温室气体报告和拍卖规则
- 目标是到2030年较1990年水平减排40%，到2050年减排85%

碳市场总体介绍

纽约州总量与投资计划 (New York's Cap-and-Invest Program, NYCI) 是一项综合性政策举措，旨在减少全州经济范围内的温室气体排放，同时维护经济稳定，并确保投资公平。该计划以2019年《气候领导力与社区保护法》(Climate Leadership and Community Protection Act) 为基础。该法要求到2030年温室气体排放量较1990年水平下降40%，到2050年至少下降85%。纽约州总量与投资计划将基于全州范围内的排放总量上限并纳入所有排放行业。该排放总量上限将随时间下降，2030年和2050年的排放总量上限将对应全州温室气体排放限额。

多个州级机构正在制定该碳市场的规则，包括环境保护部 (Department of Environmental Conservation, DEC) 和纽约州能源研究与发展署 (New York State Energy Research and Development Authority, NYSERDA)。2023年12月发布的预提案纲要列出了三个主要监管组成部分：

- 《强制性温室气体报告计划规则》(Mandatory Greenhouse Gas Reporting Program Rule, GHG Reporting Rule)：规定须向环境保护部报告的温室气体排放源，并建立温室气体登记和报告系统。
- 《总量与投资规则》(Cap-and-Invest Rule)：将确定该碳市场的履约周期，以及排放总量上限变化路径。预期的排放总量上限将同时涵盖负有履约义务和不负有履约义务的温室气体排放源。该规则将设定配额预算、履约义务，并明确市场稳定机制，包括成本控制机制。该规则预计还将说明排放密集型和贸易暴露型 (Emissions-Intensive and Trade-Exposed, EITE) 行业的相关安排。
- 《拍卖规则》(Auction Rule)：将说明配额拍卖的运行方式。相关规则将通过防止市场操纵，并建立成本控制和市场稳定机制，维护配额市场的完整性。

目前正在考虑纳入的排放源包括废弃物、工业，以及建筑和交通行业的燃料供应商。预计不适用履约义务的排放源包括农业和其他土地利用变化行业的排放，以及国内航空燃料燃烧和居民木材燃烧产生的排放。电力行业的义务尚未确定，因为该行业的排放源目前受区域温室气体倡议 (Regional Greenhouse Gas Initiative, RGGI) 约束。对于不适用配额履约义务的排放源，即“不负有履约义务的主体”，将开展监测，以便通过注销配额的方式，将这些温室气体排放从全州排放总量上限中移除。配额预算将反映全州排放总量上限，并扣除这些不负有履约义务的温室气体排放及其他潜在调整因素。

配额将主要通过拍卖方式分配。不过，正在考虑为符合条件的排放密集型和贸易暴露型行业排放源建立直接分配机制，以降低经济泄漏和/或碳泄漏风险。将允许结转配额，但在早期履约周期内可能设有一定限制；该碳市场中不使用抵销信用。

纽约州能源研究与发展署将设计、实施和管理配额拍卖。拍卖将至少每季度举行一次，收入将根据《气候领导力与社区保护法》及相关法律使用，重点用于保障可负担性，并投资减排战略和清洁能源项目。至少30%的收入将划入消费者气候行动账户 (Consumer Climate Action Account)，用于缓解家庭能源价格上涨压力。至少35% (目标为40%) 的收入将专门投资于惠及弱势社区的项目。纽约州能源研究与发展署和环境保护部已开展气候可负担性研究，以评估消费者气候行动账户所归集资金的最佳分配方案。



✓ 已实施

👇 正在建设

❓ 正在考虑



电力



工业



建筑



交通



废弃物



林业



航运

2025年3月，环境保护部发布了强制性温室气体报告计划草案，用于数据收集。该监管规则草案于2025年4月2日至7月1日公开征求意见。最终监管规则于2025年12月发布。

2025年10月，纽约州最高法院作出裁决，强化了该州在《气候领导力与社区保护法》下的义务，并要求环境保护部在2026年2月6日前发布减排监管规则。2025年11月，纽约州提起上诉，要求对该裁决开展进一步司法审查；在上级法院审理期间，该法院命令将暂缓执行。

纽约州的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量
(百万吨二氧化碳当量，比例为占总量的百分比)

能源	160	84%
工业生产过程	11.9	6%
农业	9.0	5%
废弃物	10.4	5%
合计	191.2	

能源工业	26.1	14%
制造业和建筑业	6.6	3%
交通运输	69.0	36%
商业、机构和住宅	52.7	28%
其他能源活动	5.6	3%

温室气体减排目标

到2030年：温室气体排放量较1990年下降40%。（《气候领导力与社区保护法》）
到2050年：温室气体排放量较1990年水平下降85%。（《气候领导力与社区保护法》）

灵活性与连接

该管辖区内的其他碳定价机制

碳市场：区域温室气体倡议 (Regional Greenhouse Gas Initiative, RGGI)

其他信息

相关机构

环境保护部 (Department of Environmental Conservation, DEC)：机构负责保护和改善环境的州级项目；牵头制定实现《气候领导力与社区保护法》要求所需的各项规则。

纽约州能源研究与发展署 (New York State Energy Research and Development Authority, NYSERDA)：公益性企业 (Public benefit corporation)，负责提供信息和分析、创新项目、技术专业支持及相关服务，以提高纽约州能源效率、促进可再生能源使用，并减少对化石燃料的依赖。

监管框架

- [《最终范围界定方案》 \(Final Scoping Plan\)](#)
- [《气候领导力与社区保护法》 \(The Climate Leadership and Community Protection Act\)](#)

新斯科舍省

新斯科舍省基于产出的工业碳定价体系

- 履约依据每个纳管设施超出其允许的产出强度的碳排放
- 2023 年开始运行, 取代了新斯科舍省的总量控制与交易计划
- 符合加拿大联邦的基准标准

碳市场总体介绍

新斯科舍省工业基于产出的定价体系 (Nova Scotia Output-based Pricing System, 以下简称“新斯科舍省 OBPS”) 是该省减少大型工业设施温室气体排放举措的一部分。与加拿大联邦碳定价体系类似, 其旨在减少排放的同时, 维持经济竞争力并最大程度减少碳泄漏。

新斯科舍省OBPS于2022年11月获加拿大联邦政府批准, 2023年开始运行。该碳市场取代了新斯科舍省自2019年起实施的总量控制与交易计划。这个总量与交易计划在2023 年12月最后一个履约截止日后正式退出。

新斯科舍省 OBPS 为发电商和大型工业排放源设定了设施级排放强度标准。年排放量等于或超过5万吨二氧化碳当量的设施强制纳入该碳市场。排放量低于此阈值但年排放量大于等于1万吨二氧化碳当量的其他设施可自愿加入该碳市场。2025年4月前, 若不加入, 则需遵守加拿大联邦燃油税 (federal fuel charge) 规定。然而, 自2025年4月1日起, 联邦政府取消了面向消费者的联邦燃料税, 同时通过新斯科舍省OBPS等体系继续维持工业领域的碳定价要求。

纳管主体必须为超过设施年度排放上限的排放量清缴履约单位 (绩效积分或基金信用)。年度排放上限基于排放强度基准确定。若设施排放量低于其排放上限, 可免费获得绩效积分 (履约单位), 数量与低于排放上限的二氧化碳当量吨数对应。绩效积分可结转用于未来清缴义务或出售给其他排放量超过其排放上限的主体。

年度回顾

2025年1月, 加拿大与新斯科舍省就电力生产企业温室气体排放签署了等效协议。该协议认可新斯科舍省《温室气体排放条例》(Greenhouse Gas Emissions Regulations), 其中规定了2025年至2029年电力行业的强制性排放上限。新斯科舍省电力行业在2025年的总排放量不得超过600万吨二氧化碳当量; 在2026年至2029年期间, 该行业累计排放量不得超过2150万吨二氧化碳当量。

2025年4月1日, 加拿大联邦政府取消了面向消费者的联邦燃料税。联邦政府表示, 将把碳污染定价要求重点转向工业排放, 并继续维持包括新斯科舍省OBPS在内的相关体系。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

行业

- 采矿与采掘业
- 电力
- 工业

配额总量或排放总量上限¹

基于排放强度的排放上限

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、六氟化硫、氢氟碳化物、全氟化碳、三氟化氮

抵销信用

目前不允许使用抵销信用

配额分配

免费分配: 基于实际产量的基准法

2025年平均价格

平均二级市场价格: 95加元 (67.95美元, 约合463.42元人民币)

累计收入

自碳市场启动以来: 5040万加元 (3630万美元, 约合2.476亿元人民币)

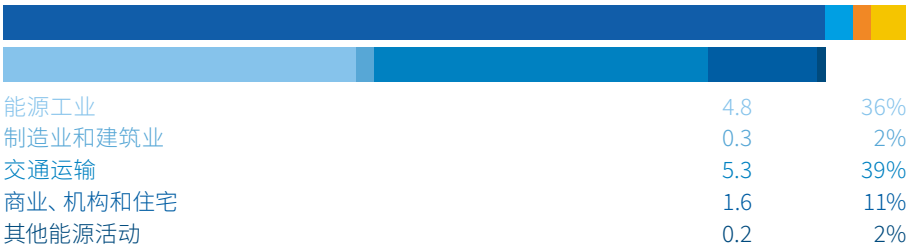
2025¹年: 3300万加元 (2360万美元, 约合1.610亿元人民币)

¹ 2025年的征收收入对应2024履约年度。

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量 (百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

能源	12.1	90%
工业生产过程	0.5	3%
农业	0.3	2%
废弃物	0.6	4%
总计	13.5	



温室气体减排目标

到2030年: 较2005年水平减少53%

到2050年: 实现净零排放减排目标由《环境目标与气候变化减少法》(Environmental Goals and Climate Change Reduction Act) 中以立法形式确立。

规模与阶段

覆盖排放比例 (2023年)

经核查的ETS排放量: 530万吨二氧化碳当量

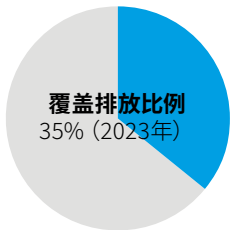
配额总量或排放总量上限

新斯科舍省OBPS 下的排放总量上限随产量变化, 是所有纳管主体自下而上计算的设施级排放限值之和。这种自下而上的排放限值不代表绝对总量上限。

在2024年履约周期(日历年)内, 新斯科舍省OBPS纳管主体共排放了550万吨二氧化碳当量, 总履约量为55万吨二氧化碳当量。

覆盖行业和纳入门槛

纳入行业: 电力行业(发电)、工业



纳入门槛: 工业和电力行业中年排放量大于或等于5万吨二氧化碳当量的设施强制纳入碳市场。排放量低于此阈值但年排放量大于或等于1万吨二氧化碳当量的设施可自愿加入新斯科舍省OBPS。

监管环节

排放点源

纳管主体类型

设施

纳管主体数量

2024年为15个(其中8个为自愿市场参与者)

配额分配与收入

配额分配

分配由新斯科舍省OBPS设定的年度排放上限确定, 该年度排放上限基于设施级排放强度标准确定。

基准以内的排放量无需付费, 仅超额部分需履行清缴义务。排放量低于其排放上限的主体可免费获得绩效积分(履约单位), 数量与低于排放上限的二氧化碳当量吨数对应。这类类似于基准法的免费分配。绩效积分可结转用于未来清缴义务或出售给其他排放量超过其排放上限的纳管主体。

收入用途

-  气候减缓, 可持续社区发展
-  低碳创新
-  气候风险、适应与韧性

收入将划入新斯科舍省气候变化基金, 该基金为各类减少排放、应对气候影响, 以及支持可持续低碳转型的计划提供资金。

灵活性与连接

结转与预借

允许结转，不允许预借

抵销信用

尽管法规中包含一些关于潜在使用抵销信用的条款，但目前该碳市场不允许抵销信用。

与其他碳市场的连接

新斯科舍省 OBPS 未与任何其他碳市场接。

管辖范围内的其他碳定价工具

无

履约

履约机制

纳管主体必须为超过新斯科舍省OBPS设定的设施年度排放强度标准的每吨二氧化碳当量排放量，清缴一个履约单位（绩效积分或基金信用）。

设施可通过向新斯科舍省气候变化基金缴费以获取基金信用，或清缴绩效积分，来履行其清缴义务。

基金信用和绩效积分的价格遵循联邦政府的保底碳价，2025年为95加元（67.95美元，约463.42元人民币），此后每年上涨15加元（10.73美元，约73.1786元人民币），到2030年达到每吨170加元（121.603²美元，约829.31元人民币）。

履约周期

一年。纳管设施的首个履约期为其开始履约的第一年。履约报告需说明设施如何履行其清缴义务，应在报告期次年12月初提交。

监测、报告与核查（MRV）

规则框架：新斯科舍省OBPS的监测、报告与核查（MRV）由以下具体法规监管：

- 《基于产出的定价体系报告与履约条例》（Output-Based Pricing System Reporting and Compliance Regulations）规定了履约义务、报告要求和核查程序；
- 《基于产出的定价体系登记与自愿加入条例》（Output-Based Pricing System Registration and Opt-in Regulations）负责管理设施注册和自愿选择加入；
- 《温室气体排放条例》（Greenhouse Gas Emissions Regulations）确立所有设施的年度报告要求。

此外，新斯科舍省环境部发布的《温室气体排放量化、报告和核查标准》（Standards for Quantification, Reporting and Verification of Greenhouse Gas Emissions）中详细列出了监测、报告与核查的方法和程序。

监测：在履约周期（日历年）内进行持续监测，采用年度报告周期。监测计划无需预先批准，但设施必须遵循标准化的量化方法。监测、报告与核查的适用排放门槛与OBPS的纳入门槛相同（见“纳入行业与纳入门槛”章节）。所有OBPS纳管主体均须遵守相同的监测、报告与核查要求。

除OBPS纳管主体外，新斯科舍省还有更广泛的监测、报告与核查要求。所有年排放量至少达到1万吨二氧化碳当量的设施都必须报告温室气体排放（自2009年起生效）。

报告：温室气体排放报告必须在报告期次年6月前每年提交。

核查：根据法规要求，所有OBPS设施必须进行第三方核查。此外，所有年排放量达到5万吨二氧化碳当量及以上的设施（即使不在OBPS范围内）也需进行第三方核查。

执法和罚则

若纳管设施未提交必要的履约单位，必须向新斯科舍省政府支付未履行的金额。未支付金额务将按新斯科舍省《收入法条例》（Revenue Act Regulations）（依据《收入法》（Revenue Act）制定）规定的利率计收利息。

市场调节

市场设计

市场参与主体

纳管主体，包括强制纳入和自愿纳入的主体（纳入门槛见“行业与门槛”部分）。

市场类型

一级市场：目前履约单位尚不进行拍卖。

二级市场：纳管主体可从其他超额完成清缴义务的纳管主体处购买绩效积分。

配额的法律地位

履约单位为监管工具

2 美元换算基于2025年国际货币基金组织（IMF）汇率；实际未来汇率可能存在差异。

市场稳定机制

新斯科舍省气候变化基金

工具类型: 固定价格或固定价格轨迹（类似价格上限）

运作方式: 为抵销超过设施年度排放上限的排放量，设施可从省政府获取基金信用。基金信用的价格作为价格上限，与联邦最低碳价保持一致（2025年为95加元，67.95美元，约463.42元人民币）。

其他信息

相关机构

新斯科舍省环境与气候变化部 (Nova Scotia Environment and Climate Change) : 负责建立监管框架、实施新斯科舍省OBPS，并为新斯科舍省 OBPS 提供履约执法

碳市场评估

必须在2023年首个履约年度结束后一年内发布进展报告，此后每年发布一次。

监管框架

- [《新斯科舍省环境法》第十一部分B \(Part XIB of the NS Environment Act\)](#)
- [《基于产出的定价体系报告与履约条例》 \(Output-Based Pricing System Reporting and Compliance Regulations\)](#)
- [《基于产出的定价体系报告与履约标准》 \(Output-Based Pricing System Reporting and Compliance Standard\)](#)
- 依据《环境法》第112ZJ条制定的[《基于产出的定价体系登记与自愿加入条例 \(Output-Based Pricing System Registration and Opt-in Regulations made under Section 112ZJ of the Environment Act\)](#)
- [《2024年年度进展报告》 \(Annual progress report 2024\)](#)

安大略省

安大略省排放绩效标准计划

- 2022年1月, 取代联邦产出基准定价体系 (OBPS)
- 履约义务为每个纳管主体超出其允许的排放强度导致的碳排放
- 小型排放源可选择自愿加入

碳市场总体介绍

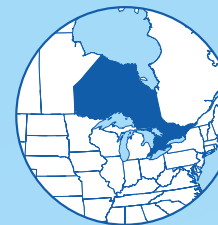
安大略省的排放绩效标准 (Emissions Performance Standards, EPS) 计划于2022年1月生效, 该标准取代了2019年至2021年在安大略省实施的联邦产出基准定价体系 (Output - Based Performance Standards, OBPS)。它是针对大型工业排放源的基于强度的碳排放交易体系, 各纳管主体必须为超出其年度排放上限的排放量清缴履约单位。年度排放上限根据设施的具体情况, 基于设施特定的、行业或历史排放基准确定。该碳市场覆盖与联邦 OBPS 相同的行业和温室气体种类。

超额排放单位 (Excess Emissions Units) 的成本路径遵循联邦碳污染基准, 价格每年上涨15加元 (约合10.73美元, 或73.18元人民币), 直至2030年, 届时每吨二氧化碳当量的价格将达到170加元 (约合121.602美元, 或829.31元人民币)。2026年的履约成本为每吨二氧化碳当量110加元 (约合78.68美元, 或536.81元人民币)。

年度回顾

2025年8月,《温室气体排放绩效标准条例》(Greenhouse Gas Emissions Performance Standards Regulation) 进行了修订, 允许任何在申请时符合自愿参与标准的设施注销并退出EPS计划。只要申请于2025年12月31日或之前提出, 则退出生效日期将向前追溯至2025年3月底。

《EPS方法学与报告法规》(EPS Methodology, Reporting Regulation) 及《温室气体排放量化、报告与核查指南》(Guideline for Quantification, Reporting and Verification of Greenhouse Gas Emissions) 也进行了相应修订, 以便计算1月1日至注销生效日期之间时段内的经核查排放量、产量及排放限值。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

行业



采矿与采掘业



电力



工业

配额总量或排放总量上限

基于排放强度的排放上限¹

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、六氟化硫、氢氟碳化物、全氟化碳、三氟化氮

抵销信用

不允许

配额分配

免费分配: 基于实际产量的基准法

2025年平均价格

固定价格: 95加元 (约合67.95美元或463.42元人民币)

累计收入

2024及2025财年: 4.067亿加元 (约合2.9572亿美元, 或20.16亿元人民币)

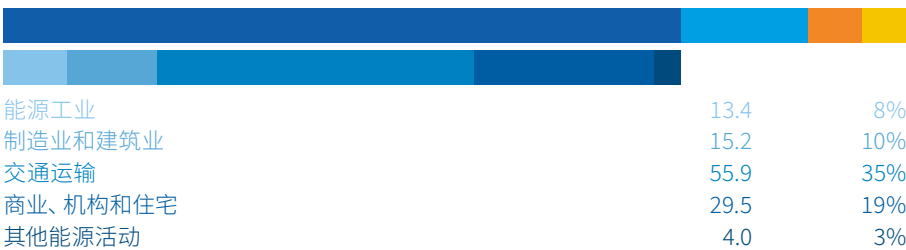
2025财年: 2.605亿加元 (约合1.8737亿美元, 或12.78亿元人民币)

¹ 该省未设定统一的全省范围排放总量上限。详见“配额总量或排放总量上限”章节

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量
(百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

能源	118.0	74%
工业生产过程	23.4	15%
农业	10.0	6%
废弃物	7.3	5%
总计	159	



规模与阶段

覆盖排放比例(2022年)

经核查的ETS排放量: 3820万吨二氧化碳当量

阶段

安大略省的EPS并非分为不同阶段, 而是以“削减期”来划分, 每个削减期持续一年。

配额总量或排放总量上限

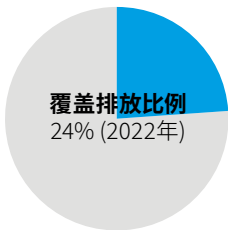
安大略省EPS下的排放总量上限随纳管设施的生产(产出)水平变化, 且收紧系数(stringency factors)亦会发生变动。

年度排放总量上限为所有纳管主体基于特定设施、行业或历史排放基准、以及产量, 自下而上加总的年度排放上限之和。因此, 该排放上限不是事前设定的, 只有在履约期结束后才能确定。

纳入行业和纳入门槛

纳入行业: 发电、工业

纳入门槛: 年排放量超过5万吨二氧化碳当量的设施强制纳入; 年排放量超过1万吨二氧化碳当量的小型排放源可选择自愿加入该碳市场。



监管环节

排放点源(采矿与采掘业、电力、工业)

纳管主体类型

设施

纳管主体数量

2022年有191个纳管设施, 其中149个产生了履约清缴义务

配额分配与收入

排放绩效单位的产生

排放绩效单位(Emissions Performance Units, EPU)的产生是根据基于排放强度基准的年度排放上限确定的。

排放量低于其排放上限的纳管主体可免费获得与低于排放上限的吨二氧化碳当量等量的排放绩效单位。这些排放绩效单位可结转最多五年, 或出售给排放量超出其排放上限的纳管主体(见“履约机制”部分)。

收入用途



气候减缓

EPS收益所筹集的资金在专用账户中进行追踪和管理。该账户资金仅可用于《环境保护法》(Environmental Protection Act)规定的用途(即实施或支持温室气体减排举措)。

EPS计划的收益将主要用于气候减缓, 即投资于符合条件的工业设施的温室气体减排项目以及清洁电力基础设施(截至2025财年未金额约为4.07亿加元, 约合2.9274亿美元, 或19.96亿元人民币)。

2024年, 安大略省启动了排放绩效计划(Emissions Performance Program, EPP), 该计划将EPS计划下履约收益所得用于资助符合条件的工业设施开展旨在减少温室气体排放的资产投资项目或研究项目。符合条件的设施需向主管部门提交温室气体减排项目申请以供审核, 设施需完成EPS注册; 且已购买超额排放单位(EU) ; 同时不以发电为主要工业活动。

符合条件的资产投资项目或研究项目示例包括: 用于能效提升和燃料转换的 固定设备改造、热回收、生产工艺变更以及碳捕集与封存。

此外, 根据安大略省综合能源计划, 电力行业参与者的收益将归入未来清洁电力基金(Future Clean Electricity Fund, FCEF)。

灵活性与连接

结转与预借

允许结转，但每个排放绩效单位的到期日为其分配所对应的履约期结束后第五年的12月15日。

不允许预借。

抵销信用

不允许将抵销信用用于履约。

与其他碳市场的连接

安大略省的EPS未与任何其他碳市场连接。

管辖范围内的其他碳定价工具

无

履约

履约机制

纳管主体可通过以下方式进行履约：

1. 减少温室气体排放
2. 获取履约单位，包括：
 - 超额排放单位 (EEUs) : 从安大略省政府购买的不可交易单位，必须在购买当年使用；
 - 排放绩效单位 (EPU) : 发放给排放量低于其排放上限的设施的可交易单位，可结转最多五年。

自2023年起，安大略省EPS已将特定碳捕集与封存 (CCS) 项目中被捕集和永久封存的二氧化碳排放认定为减排量。

纳管主体必须在账户中持有足够的履约单位，以在履约期次年的12月15日前履行其履约清缴义务（对应超出设施年度排放上限的温室气体排放量）。

履约周期

一年

监测、报告与核查 (MRV)

规则框架：温室气体排放报告规则概述于安大略省《温室气体排放：量化、报告和核查》(Greenhouse Gas Emissions: Quantification, Reporting and Verification) 法规及引用的参考文件《温室气体排放量化、报告和核查指南》中。

监测：根据法规规定，需监测和报告排放的设施包括：a) 进口电力；b) 年排放量至少达到1万吨二氧化碳当量；或 c) 已在EPS法规下注册或被要求注册。

报告：温室气体排放报告（含电力进口报告）须于报告期次年的6月1日前提交。报告必须通过加拿大环境与气候变化部的“单一窗口系统” (Single Window System) 提交。

核查：EPS注册设施的所有者或运营者，在须提交核查报告的当年的9月1日前，必须提交由经认可核查机构出具的核查声明和核查报告。在依据法规核查报告时，经认可的核查机构必须遵守ISO 14065和ISO 14064-3标准。

执法和罚则

如果纳管主体未在履约期次年的12月15日前履行其清缴义务，则运营方必须确保在履约期结束后第二年的2月15日前，其账户中额外持有相当于清缴义务缺口三倍的履约单位。

市场调节

市场设计

市场参与主体：履约主体，包括强制纳入和自愿纳入的主体（纳入门槛见“行业与门槛”部分）。

市场类型

一级市场：目前不拍卖履约单位。设施可从政府购买超额排放单位 (EEUs)，以应对任何超出其年度排放上限的排放量。

二级市场：纳管主体可从其他排放量优于其排放上限的纳管主体处购买排放绩效单位 (EPU)。

交易记录在由安大略省环境、保护与公园部部长 (Ontario Minister of the Environment, Conservation and Parks) 任命的主任管理的登记册中。

市场稳定机制

超额排放单位 (EEUS)

工具类型：固定价格或固定价格轨迹

运作方式：纳管主体可按法规规定的固定成本购买和清缴超额排放单位，该价格与联邦最低碳价保持一致（2026年为110加元，78.68美元，约536.60元人民币）。超额排放单位的法定价格是排放绩效单位的价格上限。超额排放单位的价格每年上涨15加元（10.73美元，约73.18元人民币），直至2030年，届时每吨二氧化碳当量的价格将达到170加元（121.60美元，约829.31元人民币）。

其他信息

相关机构

安大略省环境、保护与公园部 (Ontario Minister of the Environment, Conservation and Parks)：负责管理和执行安大略省监管框架的部门。由部长任命的主任负责EPS计划的运作。

监管框架

- [《环境保护法》\(Environmental Protection Act\)](#)
- [《排放绩效标准条例》\(O. Reg. 241/19\) \(Emissions Performance Standards Regulation, O. Reg. 241/19\)](#)
- [《温室气体排放：量化、报告与核查》\(O. Reg. 390/18\) \(Greenhouse Gas Emissions: Quantification, Reporting, and Verification, O. Reg. 390/18\)](#)
- [《温室气体排放绩效标准及年度排放总量上限确定方法》\(2025年8月\) \(GHG Emissions Performance Standards and Methodology for the Determination of the Total Annual Emissions Limit, August 2025\)](#)
- [《温室气体排放量化、报告与核查指南》\(2025年8月\) \(Guideline for Quantification, Reporting and Verification of Greenhouse Gas Emissions, August 2025\)](#)

俄勒冈州

气候保护计划

- 旨在到2035年实现温室气体减排50%，到2050年实现减排90%的目标
- 覆盖液体化石燃料、丙烷及天然气的燃烧排放量（不包括电力和航空）
- 在前期的《气候保护计划》（Climate Protection Program）失效后，于2025年1月生效

碳市场总体介绍

气候保护计划（Climate Protection Program, CPP）由俄勒冈州环境质量委员会（Environmental Quality Commission, EQC）于2024年11月通过，此前一项计划因法院裁决失效。碳市场首个履约周期始于2025年1月。

该计划通过建立俄勒冈州的碳市场，实现到2035年将温室气体排放量较2017年至2019年的平均水平减少50%，到2050年减少90%的目标。除温室气体减排外，气候保护计划还旨在提升空气质量；通过促进环境正义社区（包括有色人种、原住民部落、低收入和农村社区等受环境影响严重的社区）的福祉并减轻其负担，实现公平优先；增强公众健康与福祉，尤其是建设环境正义社区；同时为纳管企业提供灵活履约选择。

该碳市场对纳管主体的排放量设定了逐年递减的排放总量上限。该上限由环境质量委员会根据与州气候立法相一致的州级减排目标，采取自上而下的方式设定。纳管主体必须在每个履约周期结束时，持有并清缴与其经核查排放量相等的配额或其他符合条件的履约工具。

俄勒冈州环境质量局（Department of Environmental Quality, DEQ）每年发行与排放总量上限相对应数量的配额（履约工具），其数量随排放总量上限逐年递减。这些配额根据行业特征和排放水平免费分配给纳管主体。该碳市场还包括社区气候投资（Community Climate Investment, CCI）信用，纳管主体可在首个履约周期使用此类信用满足最高15%的履约义务，此后可最高达20%。

气候保护计划覆盖液体燃料和丙烷供应商、天然气公用事业公司（地方配气公司）、排放密集型及贸易暴露型（emission-intensive, trade-exposed, EITE）行业，以及直接使用天然气（Direct-use Natural Gas, DNG）的排放源。排放密集型及贸易暴露型排放源及天然气排放源的履约义务将从第二个履约周期（2028年至2029年）开始生效。

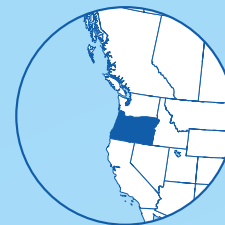
该碳市场的一个关键特色在于使用社区气候投资信用，以资助本州内的减排项目，初始费用为129美元/吨二氧化碳当量（约为879.78元人民币），其中包含4.5%的监管和公开费用。此外，气候保护计划还包括保护措施，与公用事业委员会（Public Utilities Commission）协作设立审查机制，以应对可能出现的对消费者成本的影响。

年度回顾

2025年，气候保护计划正式生效，标志着首个履约周期（2025年至2027年）的开始。环境质量局监督了该碳市场的启动运行，包括向纳管主体首次分配履约工具。

除2025年度履约工具的分配外，环境质量局还分配了一次性早期减排履约工具（early reduction compliance instrument）。这些工具代表了2022年至2024年间燃料市场实现的早期减排量，有助于平稳过渡到新的履约框架。该机构还发布了关于履约义务、报告程序和市场监督的指引，以支持纳管主体履行相关要求。

¹ 石油和天然气生产过程中使用燃料产生的排放量不予计算。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

行业



采矿与采掘业¹



交通



工业



航运



建筑



农业和/或林业燃料使用

配额总量或排放总量上限

绝对总量上限

2330万吨二氧化碳当量（2026年）

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、氢氟碳化物、全氟化碳、六氟化硫、三氟化氮

抵销信用

允许使用本州信用用于履约，但设有数量限制。

配额分配

免费分配：历史总量法

2025年平均价格

暂未公布

2025年全年，前期准备工作启动，拟通过未来规则制定，为排放密集型及贸易暴露型行业 and 直接使用天然气排放源在2028年进入该碳市场前设定逐年递减的排放强度基准。

俄勒冈州的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的温室气体排放总量

(百万吨二氧化碳当量，比例为占总量的百分比)

电力使用	17	29%
天然气使用	8	13%
农业活动	6	10%
交通运输	20	34%
其他住宅与商业	4	7%
其他工业	4	7%
总计	59	



温室气体减排目标

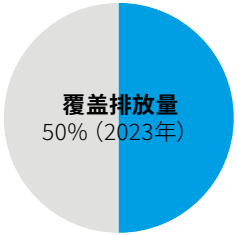
- 到2035年: 较1990年水平至少降低45% (俄勒冈州立法规定)
- 到2040年: 电力排放量较基准线水平下降100% (俄勒冈州立法规定)
- 到2050年: 在1990年水平基础上减少80% (行政令20-04, Executive Order 20-04)

规模与阶段

覆盖排放量(2023年)

经核查的ETS排放量:2990万吨二氧化碳当量

- 阶段
- 第一履约期: 2025–2027年, 三年
 - 第二履约期: 2028–2029年, 两年
 - 第三履约期: 2030–2031年, 两年



配额总量或排放总量上限

事先设定的绝对总量上限限制了碳市场中允许的总排放量。该绝对排放总量上限旨在将纳入管控的排放量较2017至2019年平均排放水平，到2035年减少50%，到2050年减少90%。到2035年，绝对排放总量上限将下降至1,590万吨二氧化碳当量，到2050年将进一步降至320万吨二氧化碳当量。俄勒冈州环境质量部将在逐步降低纳入门槛的过程中调整绝对排放总量上限，从而将更多来自纳管行业的排放纳入碳市场。

原碳市场于2022年启动，排放总量上限为2800万吨二氧化碳当量，覆盖燃料供应商，并计划到2024年降至2,590万吨二氧化碳当量，但该碳市场于2023年12月被终止。2024年通过的现行气候保护计划规则将排放密集型和贸易暴露型行业排放源纳入了绝对排放总量上限的范围，因此已针对这部分排放量进行了相应调整。

- 第一履约期: 2,410万吨二氧化碳当量 (2025年)
- 第二履约期: 2,550万吨二氧化碳当量 (2028年)
- 第三履约期: 2,310万吨二氧化碳当量 (2030年)

纳入行业与纳入门槛

纳入行业

天然气公用事业单位: 包括在俄勒冈州进口、销售或分销天然气、压缩天然气 (CNG) 或将液化天然气 (LNG) 输送给终端用户的公司。纳入监管的排放包括所供应天然气燃烧或氧化过程中产生的排放，但不包括以下排放: 发电能力为25兆瓦或以上的发电厂排放; 已被捕集并封存的排放; 来源于生物质燃料的排放。

液体燃料和丙烷供应商: 包括在俄勒冈州生产、进口、销售或分销汽油、馏分燃料油和丙烷的实体。纳入监管的排放是指这些燃料完全燃烧或氧化所产生的排放，不包括以下排放: 航空燃料产生的排放; 来源于生物质燃料的排放; 用于非燃烧过程的燃料产生的排放。

排放密集型和贸易暴露型行业: 若属于气候保护计划规定的特定NAICS行业代码下的行业 (包括化工与塑料、纸浆与造纸、食品与农业、其他工业流程、高科技制造与航空航天)，则归类为排放密集型和贸易暴露型行业。

直接使用天然气排放源: 包括不属于排放密集型和贸易暴露型行业，但使用来自天然气公用事业单位以外供应商提供的天然气的工业行业。

纳入门槛

液体燃料和丙烷供应商的纳入门槛

第一履约期: 若在2020年或之后的任何一年排放量达到或超过10万吨二氧化碳当量，则纳入监管。

第二履约期: 若在2025年或之后的任何一年排放量达到或超过5万吨二氧化碳当量，则纳入监管。

第三履约期：若在2028年或之后的任何一年 排放量达到或超过2.5万吨二氧化碳当量，则纳入监管。

后续年度：若在任何后续年份的排放量达到或超过2.5万吨二氧化碳当量，将在后续履约期中被纳入监管范围。

排放密集型和贸易暴露型行业与直接使用天然气排放源设施的纳入门槛

若某设施在2020年或之后的任何一年的年温室气体排放量达到或超过1.5万吨二氧化碳当量，则被纳入监管范围。纳入监管的排放包括使用天然气和固体燃料所产生的排放，但不包括以下排放源的排放：生物质衍生燃料，液体燃料，丙烷，跨州天然气管道设施，装机容量在25兆瓦及以上的发电厂。

监管环节

上游：天然气公用事业单位、液体燃料与丙烷供应商，涉及行业包括：采矿与资源开采、工业、建筑、交通运输、废弃物管理、林业、航运、农业/林业等。

排放点源：特定的排放密集型和贸易暴露型行工业排放源、直接天然气使用排放源。

纳管主体类型

设施（包括排放密集型和贸易暴露型行业）
燃料分销商

纳管主体数量

2025年有75家纳管主体。
液体燃料与丙烷供应商：35家
天然气公用事业单位：3家
排放密集型和贸易暴露型行业与直接天然气排放源设施：37家

配额分配与收入

配额分配

环境质量部俄勒冈州环境质量署将根据每年的绝对排放总量上限生成等量的履约工具，并免费分配给纳管主体，具体如下：

燃料供应商：

首个履约周期及以后：

天然气公用事业单位(Natural gas utilities) 每年将按固定比例获得履约工具，比例依据排放总量上限确定。随着绝对排放总量上限范围的扩大，各天然气公用事业单位的分配比例将略微下调，以反映其在总体历史排放中所占比例的下降。在首个履约周期结束后，在向天然气公用事业单位分配履约工具之前，需先从排放总量上限中扣除分配给排放密集型和贸易暴露型行业与直接天然气排放源部分的履约工具。

液体燃料及丙烷供应商：将根据其在总纳管排放量和生物燃料排放量中的占比获得履约工具。计算公式如下：

履约工具数量=(可分配履约工具总量×(纳管燃料供应商的纳管排放量+生物燃料排放量)/总排放量)±经核实的排放数据修正因子-履约工具持有上限调整量

若排放报告中出现差异，将使用“经核实的排放数据修正因子”(verified emissions data correction factor) 调整履约工具的分配量。仅在2025年，环境质量部对在 2022年至2024年间实现减排的主体分配一定数量的早期行动或早期减排的履约工具。

部分履约工具将预留给新进入市场的液体燃料供应商。

排放密集型和贸易暴露型行业与直接使用天然气排放源：

第一履约期

在第一履约期内，不进行配额分配。这些排放源在此期间也没有履约义务。

第二履约期及之后

排放密集型和贸易暴露型行业与直接使用天然气排放源：

环境质量部计划在第二履约期开始前确定排放密集型和贸易暴露型行业和直接使用天然气排放源的碳排放强度目标。如果环境质量部未能在第二履约期前设定碳排放强度目标，则将按以下方式分配：以2022年和2023年平均年度纳管排放量为基准，乘以一个逐履约期递减的减排目标系数。若无历史数据可用，则使用最近年份（不迟于2021年）的排放数据作为参考。

排放密集型和贸易暴露型行业的排放上限将在后续履约期中逐步降低，目标是到2050年在基准水平基础上减少55%的排放。具体减排系数如下：

- 第二履约期：1.00
- 第三履约期：0.95
- 第四履约期（2032–2033年）：0.90
- 第十三履约期（2050–2051年）：0.45

灵活性与连接

结转与预借

纳管主体可无限期结转配额。

不允许进行预借。

非天然气公用事业的燃料供应商将受配额持有上限限制。每个履约期结束后，环境质量部会计算该年度的持有上限减少量。持有上限的计算方法为：燃料供应商所持有的过往年度配额中，每年超过其前一履约期 “纳管排放量 + 生物燃料排放量”之和的1.5倍的部分。

若燃料供应商持有量超过其持有上限，则下一年度的履约工具配额将被相应扣减。如果其超额部分（即应扣减量）超过下一年度原本应获得的配额总量，则剩余的应扣减量可结转至第二年继续扣减。

社区气候投资信用可以用于获得当年的履约期，也可以结转至下一个履约期使用。

抵销信用

纳管主体可以使用一定比例的社区气候投资信用用于履约。这些信用通过资助经环境质量部批准的非营利机构获得，由这些机构在俄勒冈州实施减少人为温室气体排放的社区项目。投资将优先支持可为环境正义社区带来益处的项目。总体上，社区气候投资项目需实现每一个信用平均减少1吨二氧化碳当量排放的效果。纳管主体用于履约的社区气候投资信用数量不得超过下方所规定的可使用比例上限。

2025年社区气候投资信用的价格为129美元（以2024年美元计价，约879.78元人民币）/吨二氧化碳当量。价格每年增加1美元（以2024年美元计价，约6.82元人民币），并根据通货膨胀逐年递增。经通货膨胀调整后，2026年社区气候投资信用的价格为136美元（约927.52元人民币）/吨二氧化碳当量。

要获取社区气候投资信用，纳管主体必须使用环境质量部审批的表格进行申请，并提供详细的证明文件。社区气候投资信用申请必须在履约年度的11月14日前提交至环境质量部。环境质量部将根据纳管主体的经核实出资金额生成并分配相应的信用。

经环境质量部批准的社区气候投资实施机构必须为非营利组织，但其项目分包方不要求为非营利性。公平咨询委员会（Equity Advisory Committee）负责确保该项目将推动实现公平，并让长期遭受污染和气候变化影响的边缘化社区从中受益（详见“相关机构”部分）。

定量限制

第一履约期：15%

第二履约期及以后：20%

定性限制：社区气候投资实施机构仅可使用纳管主体提供的资金在俄勒冈州实施符合资格的项目，这些项目必须减少人为温室气体排放。社区气候投资项目的优先事项包括：

- 为纳管主体提供履约灵活性；
- 每一个社区气候投资信用平均减少至少一吨二氧化碳当量排放；
- 减少其他空气污染物排放；
- 为俄勒冈州的环境正义社区带来效益；
- 加速从化石燃料向零排放或低排放能源的转型，以保护环境正义社区。

与其他碳市场的连接

气候保护计划未与其他碳市场连接。

该管辖区内的其他碳定价机制

无

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的履约工具。

纳管主体可以使用一定比例的社区气候投资信用来履行其部分履约义务。该信用通过向经环境质量部批准的非营利机构提供资金支持而获得，这些机构在俄勒冈州实施减少人为温室气体排放的社区项目。

履约周期

第一履约期：三年

第二及后续履约期：两年

纳管主体必须在履约期结束后的第二年12月9日之前或收到环境质量部通知后的40天内（以较晚者为准）完成履约证明。（例如：第一履约期的履约截止时间为2028年12月9日。）纳管主体必须通过清缴等量的履约工具和/或社区气候投资信用（须在规定比例范围内）来完成其对纳管排放量的履约证明。排放密集型和贸易暴露型行业与直接使用天然气设施在第一履约期内不承担履约义务。

监测、报告与核查（MRV）

规则框架：《项目规则》第215章（Division 215 of the Program Rules, OAR 340-215）于2020年通过，确立了针对固定源、燃料供应商、天然气供应商及电力供应商的温室气体登记、监测与报告要求。所有主体均须依据该规则进行年度报告。报告截止日期因主体而异：根据供应商或排放源类型的不同，分别为3月31日、4月30日或6月1日。俄勒冈州行政规则第272章（Division 272 of the Oregon Administrative Rules）于2020年5月通过，旨在确立针对提交至《温室气体报告项目（Greenhouse Gas Reporting Program）与清洁燃料项目（Clean Fuels Program）数据的第三方核查要求。

监测：纳管主体必须自提交之日起，至少保存七年与交易、社区气候投资出资及履约证明相关的记录。这包括财务记录以及环境质量局要求的任何其他数据。

报告：纳管主体须遵守该州温室气体排放报告计划确立的详细排放报告要求。这些排放数据用于实施气候保护计划，包括核算覆盖排放量、履约义务，以及确定履约工具分配。

纳管主体须提供有关履约工具交易的特定信息，包括但不限于交易的履约工具数量、约定的交易日期以及每单位履约工具的总价格。所有交易必须使用提供的履约工具交易表格向环境质量局报告。

核查：纳管主体的纳管排放量、履约义务和履约工具分配将接受第三方的独立核查。

执法与罚则

环境质量部的执法条款和民事处罚机制对不遵守气候保护计划的行为规定了严厉的惩罚措施。民事处罚金额依据环境质量部的一般执法与民事处罚规则确定，每项违规行为的基础罚金为12,000美元（约为8.18万元人民币）。该金额可根据违规行为所带来的经济利益，以及其他加重或减轻处罚的因素进行调整。对于每一吨未通过履约工具或社区气候投资信用清缴的应履约排放量，都被视为一项单独的违规行为。除了履约失败外，纳管主体若在报告、申请或向环境质量部提供信息的过程中提交了虚假、不准确或不完整的信息，也将面临经济处罚。

此外，纳管主体若出现以下行为，也将受到处罚：未遵守气候保护计划中关于履约工具交易的规定；在未取得气候保护计划许可的情况下运营纳管设施；违反气候保护计划的任何其他要求。

市场监管

市场设计

市场参与主体: 仅纳管主体可持有和参与交易

市场类型

一级市场: 履约工具由环境质量部免费分配给纳管主体。

二级市场: 纳管主体仅可与其他纳管主体交易履约工具。所有交易必须通知环境质量部，并由交易双方签署并提交履约工具交易表格。社区气候投资信用不可交易。

配额的法律效力:

履约工具是一种监管工具，不构成个人财产、证券或任何其他形式的财产。

市场稳定机制

新进入者储备 (Reserve For New Entrants)

工具类型: 基于数量的机制

运行机制: 环境质量部为新纳入碳市场的液体燃料和丙烷供应商设立一个履约工具储备池。该储备属于绝对排放总量上限下的一部分履约工具。环境质量部只能将该储备中的履约工具分配给纳管的液体燃料和丙烷供应商。

若某液体燃料或丙烷供应商因信息不足而未能在相应年度分配中获得履约工具，或在环境质量部已完成履约工具分配后才成为纳管主体，则可向环境质量部申请从该储备中分配履约工具。

环境质量部也可在调整储备规模的过程中决定分配该储备中的履约工具，或选择注销这些履约工具。只有在储备中的履约工具数量超过适用储备规模上限至少10,000吨的情况下，环境质量部才会进行分配。

其他信息

相关机构

俄勒冈州环境质量部 (Oregon Department of Environmental Quality , DEQ) : 气候保护计划的执行机构。

俄勒冈州环境质量委员会 (Oregon Environmental Quality Commission, EQC) : 由州长任命的委员会，作为环境质量部的政策制定与法规制定机构。环境质量委员会于2024年通过了气候保护计划相关法规。

公平咨询委员会 (Equity Advisory Committee) : 成员来自俄勒冈州各地，是气候保护计划的重要合作伙伴，特别是在社区气候投资信用方面，委员会在决定支持哪些类型的项目以及项目所在地方面起着重要作用。

碳市场评估

环境质量部将于2027年8月30日前提交首份关于替代履约信用 (Alternative Compliance Credits) 的报告，此后每两年提交一次。报告内容包括：已分发的信用数量、已完成项目预计实现的温室气体减排量、项目预计实现的其他空气污染物减排量、每个社区气候投资信用平均实现的温室气体人为排放减排量、投资项目带来的社区效益描述。

环境质量部将向环境质量委员会报告气候保护计划的实施情况，首份报告将在2029年提交，此后至少每五年报告一次。审查内容包括：纳管主体情况、履约工具分配、交易、证明履约情况。环境质量部将自2026年起每年向环境质量委员会提交气候保护计划实施的年度更新报告。

环境质量部追踪俄勒冈州范围内汽油、柴油与天然气的年度平均零售价格。如果某类燃料在俄勒冈州的价格同比涨幅超过华盛顿州、爱达荷州和内华达州相应涨幅的20%，环境质量部将调查涨价原因并向环境质量委员会报告是否需要调整政策，以缓解俄勒冈州相对较高的成本上涨。

环境质量部将与俄勒冈州公用事业委员会 (Public Utilities Commission, PUC) 密切合作，获取关于各类公用事业用户在气候保护计划下履约成本导致的费率变化信息。如识别出明显或可预期的费率上升，环境质量部可建议对碳市场的绝对排放总量上限、配额或可使用的社区气候投资信用额度比例作出进一步调整，以减轻影响。

监管框架

→ 第215章——俄勒冈州温室气体报告计划 (Division 215 – Oregon GHG Reporting Program)

→ 第272章——俄勒冈州第三方核查 (Division 272 – Oregon Third Party Verification)

→ 第273章 – 俄勒冈气候保护计划2024年法规 (Division 273 – Oregon Climate Protection Program 2024 Rules)

→ 第12章 – 执法程序与民事处罚 (Division 12 – Enforcement Procedure and Civil Penalties)

宾夕法尼亚州

- 于2022年正式加入区域温室气体倡议 (Regional Greenhouse Gas Initiative, RGGI)，但随后被宾夕法尼亚州联邦事务法院裁定违宪。
- 2025年11月通过的预算立法正式终止了其参与区域温室气体倡议。
- 目前正在考虑替代性的州级项目

碳市场总体介绍

2022年4月，宾夕法尼亚州发布了一项旨在建立碳市场并参与区域温室气体倡议 (Regional Greenhouse Gas Initiative, RGGI) 的法规。在该法规正式发布前，其已面临法律挑战。2023年11月初，宾夕法尼亚州联邦事务法院裁定该法规违宪，认为与区域温室气体倡议相关的收入属于税收，需获得州立法机构批准。随后，州长乔希·夏皮罗 (Josh Shapiro) 政府对此裁决提出上诉。

与此同时，州议会在制定2025—2026财年预算时，通过将相关条款纳入州财政法案（众议院第416号法案，House Bill 416），废止了宾夕法尼亚州参与区域温室气体倡议，正式终止了宾夕法尼亚州对区域温室气体倡议的参与。

然而，2024年5月，宾夕法尼亚州首次提出立法，拟建立名为《宾夕法尼亚州气候减排法案》(Pennsylvania Climate Emissions Reduction Act, PACER)（众议院第2275号法案，House Bill 2275）的州级能源总量与投资机制。该法案要求环境保护部 (Department of Environmental Protection, DEP) 对二氧化碳基础配额预算（即排放总量上限）进行评估；该排放总量上限将在公众意见征询期结束后另行通过。该法案随后于2025年4月以众议院第503号法案 (House Bill 503) 和参议院第503号法案 (Senate Bill 503) 的形式被再次提出。

根据拟议机制，装机容量达到25兆瓦及以上的化石燃料发电设施需购买与其年度二氧化碳排放量相对应的配额。环境保护部将在法案生效后120天内，对2022年区域温室气体倡议法规中设定的二氧化碳基础配额预算进行评估，并在综合考虑就业、消费者和环境影响后提出修订建议。

配额将通过由宾夕法尼亚州组织的拍卖进行出售。拍卖收入将分配至四个账户：

- 消费者保护账户 (Consumer Protection Account)，由公共事业委员会 (Public Utility Commission) 负责管理，通过电费账单抵扣返还 (on-bill rebates) 的方式直接向电力消费者提供补贴；
- 剩余收入则平均分配至以下三个账户：宾夕法尼亚州能源转型账户 (Pennsylvania Energy Transformation Account)，用于支持清洁能源项目，包括碳捕集、氢能、太阳能、风能、电池储能和地热等；劳动力提升基金 (Workforce Enhancement Fund)，用于劳动力开发 (workforce development) 和传统能源场站 (legacy energy site) 相关项目；低收入支持账户 (Low-income Support Account)，用于减轻低收入消费者的能源账单负担。



✓ 已实施

⬇ 正在建设

⚠ 正在考虑¹

纳入行业



电力

覆盖温室气体种类

二氧化碳

¹ 相关法规已最终确定，但尚未实施，目前仍需等待州最高法院就州长夏皮罗提出的上诉作出最终判决。

宾夕法尼亚州的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量 (包括间接二氧化碳排放)

(百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

能源活动	74.5	29%
工业	78.4	31%
交通运输	56.1	22%
住宅	20.4	8%
商业	12.2	5%
农业活动	7.4	3%
废弃物管理	3.8	2%
合计	252.8	

温室气体减排目标

到2025年: 较2005年水平减排26% (《2019年第1号行政命令》, (Executive Order 2019-1))
到2050年: 较2005年水平减排80% (《2019年第1号行政命令》)

其他信息

相关机构

宾夕法尼亚州环境保护部 (Pennsylvania Department of Environmental Protection, DEP) : 负责实施和管理《宾夕法尼亚州气候减排法案》(Pennsylvania Climate Emissions Reduction Act, PACER) 的政府机构, 包括制定修订后的二氧化碳配额预算, 并进行由宾夕法尼亚州组织的碳配额拍卖。

环境质量委员会 (Environmental Quality Board, EQB) : 由20名成员组成的独立委员会, 负责批准环境保护部制定的法规。在《宾夕法尼亚州气候减排法案》框架下, 该委员会将正式颁布最终的二氧化碳基础配额预算。

宾夕法尼亚州公共事业委员会 (Pennsylvania Public Utility Commission, PUC) : 负责管理面向电力消费者提供的电费账单抵扣返还机制, 该资金来源于《宾夕法尼亚州气候减排法案》配额拍卖收入的一定比例。

监管框架

- [《二氧化碳预算交易计划》\(CO2 Budget Trading Program\)](#)
- [《2025年第416号众议院法案》\(House Bill 416\)](#)
- [《2024年第2275号众议院法案》\(House Bill 2275\)](#)
- [《2025年第503号众议院法案》\(House Bill 503\)](#)
- [《2025年第503号参议院法案》\(Senate Bill 503\)](#)

魁北克省

魁北克省总量控制与交易体系

- 覆盖魁北克省总温室气体排放量的约80%
- 自2014年起与加利福尼亚州建立连接, 目前正就与华盛顿州建立连接的可能性进行讨论
- 首个也是最大的由不同国家次国家政府间建立的连接碳市场

碳市场总体介绍

魁北克省的总量控制与交易 (Cap-and-Trade, C&T) 体系始于2013年, 覆盖该省约80%的温室气体排放量。

该碳市场覆盖采矿与采掘业、电力、建筑、交通、工业、农业和林业部门的燃料燃烧排放, 以及工业过程排放。纳管主体必须为其所有覆盖排放量清缴“排放配额”² (emission allowances), 排放配额通过拍卖或免费分配的方式获得。绝对排放总量上限由政府自上而下确定, 并在清缴义务产生数年前以法律形式确定。

大多数排放单位 (Emission Units) 通过拍卖方式分配, 一部分免费分配给排放密集型、贸易暴露型 (Emissions-Intensive, Trade-Exposed, EITE) 行业, 以及分配给在该碳市场公布前已签订固定价格销售合同的电力生产商。魁北克省还设有排放单位储备账户 (Emission Units Reserve Account), 向排放配额不足以履约的主体出售排放单位。纳管主体也可通过使用抵销信用 (Offset Credits) 覆盖部分温室气体排放量。

魁北克省于2014年与加利福尼亚州的体系 (加州碳市场) 正式连接。

年度回顾

2025年, 魁北克省总量控制与交易体系持续平稳运行, 同时政府阐述了在本个十年余下时间的绿色经济愿景, 并推进了监管改革。6月, 魁北克省发布了《2025至2030年绿色经济实施计划》(2025 to 2030 Implementation Plan for a Green Economy), 该计划资金主要来自碳市场收入。这些收入用于支持交通运输电气化、能效计划和清洁技术开发等举措。

继2023年进行利益相关方意见咨询和2024年10月发布市场通知之后, 魁北克省针对总量控制与交易体系的监管修订于2025年取得进展。法规草案预计将于2025至2026年冬季公布, 并可能在2026年春季/夏季正式颁布。

2021至2023年履约周期结果于2024年12月发布, 纳管主体的履约率为99.3%。³在前四个履约周期 (2013至2023年) 内, 抵销信用约占清缴单位总量的6%。

该碳市场于2025年与加利福尼亚州共同举办了四场季度联合拍卖, 为魁北克省带来11亿加元 (约合8亿美元, 或54.62亿元人民币) 的收入。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

行业



采矿与采掘业



交通



电力



建筑



工业



农业和/或林业燃料使用

排放总量上限

绝对总量上限

4910万吨二氧化碳当量 (2026年)

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、六氟化硫、氢氟碳化物、全氟化碳, 三氟化氮

抵销信用

允许使用本地区的和加利福尼亚州的抵销信用, 且二者具有互换性 (可相互替代)。

配额分配

免费分配: 基于实际产量的基准法
拍卖

2025年

平均拍卖结算价格: 39.39加元 (28.14美元, 或约191.91元人民币)¹

2025年度排放配额的定价交易加权平均价格: 48.61加元 (35.24美元, 或约240.34元人民币)

累计收入

自碳市场实施以来: 109.7亿加元 (78.5亿美元, 或约535.37亿元人民币)

2025年: 11.1亿加元 (7.9亿美元, 或约53.88亿元人民币)

¹ “以美元计价的“当期拍卖结算价格”, 该价格为加利福尼亚州和魁北克省当年出售的政府持有及委托代售的当期配额总量的加权平均价格。

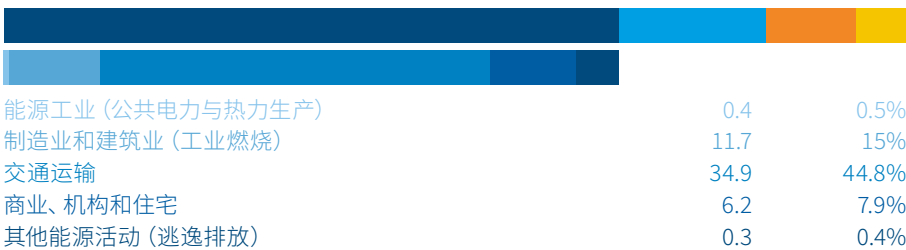
² 在魁北克省的总量控制与交易体系中, “排放配额”包括排放单位 (Emission Units, 即主要履约工具, 在其他碳市场通常称为“配额”)、抵销信用 (Offset Credits)、早期减排信用 (Early Reduction Credits) 及法规规定的其他排放配额, 每种排放配额相当于1吨二氧化碳当量的温室气体。

³ 唯一未履约主体已根据《破产与资不抵债法》申请破产。

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量 (百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

能源	53.4	68.5%
工业生产过程	12.7	16.3%
农业	7.7	9.9%
废弃物	4.1	5.3%
总计	78.0	



温室气体减排目标

到2035年: 较1990年温室气体水平降低37.5% (《第62-2026号枢密院令》)
(Order in Council 62-2026)

到2050年: 实现碳中和 (《2030年绿色经济计划》) (“2030 Plan for a Green Economy”)

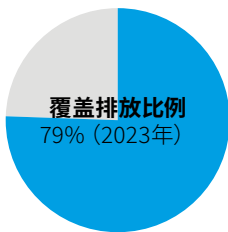
规模与阶段

覆盖排放比例 (2023年)

经核查的ETS排放量:6180万吨二氧化碳当量

阶段

- 第一履约期: 两年 (2013-2014年)
- 第二履约期: 三年 (2015-2017年)
- 第三履约期: 三年 (2018-2020年)
- 第四履约期: 三年 (2021-2023年)
- 第五履约期: 三年 (2024-2026年)



配额总量或排放总量上限

事先设定的绝对总量上限限制了碳市场中允许的总排放量。

第一履约期: 该碳市场于2013年启动, 排放总量上限为2320万吨二氧化碳当量。

第二履约期: 随着计划扩大到覆盖燃料分销, 2015年排放总量上限升至 6530万吨二氧化碳当量。2017年排放总量上限降至6100万吨二氧化碳当量, 年均降幅为3.2%。

第三履约期: 排放总量上限初始为5900万吨二氧化碳当量, 以年均3.5%的速度下降, 2020年达到5470亿吨二氧化碳当量。

第四履约期及以后: 2021年, 由于调整了不同温室气体的全球升温潜能值, 排放总量上限名义上小幅升至5530万吨二氧化碳当量; 此后至2030年, 排放总量上限年均将降低约2.2%, 2030年排放总量上限将为441万吨二氧化碳当量。

纳入行业和纳入门槛

第一履约期: 电力生产商和进口商, 以及工业设施。

第二履约期及以后: 覆盖第一履约期的行业, 以及交通和建筑部门及中小型企业所使用燃料的分销和进口。

覆盖的燃料类型: 汽油、柴油、丙烷、丁烷、煤油、焦炭、石油焦、煤炭、蒸馏气、乙醇、生物柴油、生物甲烷、天然气和取暖油。

纳入门槛: 年排放量达到或超过2.5万吨二氧化碳当量。分销200升及以上燃料的燃料分销商也纳入碳市场。

自愿排放源 (选择加入的纳管主体): 自2019年起, 来自纳管行业且报告年排放量达到或超过1万吨二氧化碳当量但低于2.5万吨二氧化碳当量的排放源, 可自愿注册为碳市场的纳管主体。若其生产活动符合条件, 可获得免费配额。

监管环节

上游 (建筑、交通、农林业的燃料使用); 排放点源 (采矿与采掘业、工业、省内电力); 进口电力的排放在进入魁北克省电网的首次交付点进行监管。

纳管主体类型

工业设施、燃料分销商和电力进口商

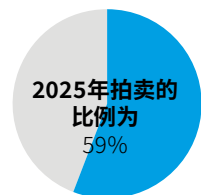
纳管主体数量

125个纳管主体, 涉及168个设施 (82个工业设施、42个燃料分销商和44个选择加入的排放源) (2024年)

配额分配与收入

配额分配

配额由政府通过拍卖和免费分配的方式发放，或可划入储备以供未来销售。



第一至第三履约期：

免费配额：排放密集型和贸易暴露型行业获得部分免费配额，因为它们被认为易受碳泄漏影响。符合条件的行业包括铝、石灰、水泥、化工和石化、冶金、采矿和球团矿、纸浆和造纸、石油炼制，以及其他行业如玻璃容器制造商、石膏制品和部分农产品。2008年前签订固定价格销售合同且不允许转嫁碳成本的电力生产商，也有资格获得免费配额。对于从魁北克-加州连接市场以外的管辖区（例如区域温室气体倡议，Regional Greenhouse Gas Initiative, RGGI）进口电力已支付碳成本的情况，已支付碳成本的部分也通过免费配额予以补偿。

在大多数情况下，免费配额量由实际生产水平或原材料消耗量（取决于行业的参考单位）、基于历史平均值的递减强度目标（根据排放类型（如固定工艺、燃烧及其他主要为逸散排放）而定）以及援助系数（Assistance Factor）确定。截至2020年，所有排放密集型和贸易暴露型行业的援助系数均设定为100%。若可用历史数据不足，则采用基于能源的方法确定免费配额量。

在前三个履约期，共免费分配约1.48亿吨排放单位，占该时期排放总量上限的约36%。

拍卖：电力和燃料分销商（2015年起纳入）的排放单位100%通过购买获得，但有一些特例（如2008年前未续签或延长的电力合同）。排放单位按季度拍卖。拍卖后未售出的排放单位，在连续两次拍卖价格高于最低价格时可再次出售。

在前三个履约期，约2.56亿吨排放单位通过拍卖售出或划入储备，占该时期排放总量上限的约63%。

第四履约期：

免费配额：援助系数根据贸易暴露度和排放强度确定。这些指标将工业部门的碳泄漏风险分为三类（“低”“中”“高”），援助系数分别为90%、95%和100%。工业用蒸汽生产和2008年前签订固定价格销售合同的场外电力生产商的援助系数为60%。2021-2023年，共免费分配约5900万吨排放单位，占该时期排放总量上限的约36%。

拍卖：采用与前三个时期相同的拍卖规定。2021-2023年，约9660万吨排放单位通过拍卖售出或划入储备，占年度总量上限的约60%。

2024年及以后：

免费配额：2022年9月通过的新规则规定，2024年起免费配额水平将大幅降低。降低率由以下因素决定：i) 至少1个百分点的最低预期减排努力；ii) 2.3个百分点的排放总量上限下降系数；iii) 基于碳泄漏风险的0-1.4个百分点的额外预期减排努力；iv) 若固定工艺排放占总排放量的比例超过50%，则额外预期努力降低0.3个百分点；v) 轨迹调节系数（Trajectory Modulation Factor），该系数将在初期降低减排速度，后期提高减排速度，2024-2030年期间净影响为零。

因免费分配水平降低而释放的部分排放单位，将由主管机构代表排放主体进行委托拍卖（consigned for auction），这些委托拍卖的收益将为各企业预留，用于资助气候转型相关项目。2024-2030年的强度目标根据2023年设定的强度目标以及2017-2019年的排放水平确定。

拍卖：采用与前四个时期相同的拍卖规定。2025年，约有3070万吨排放单位通过拍卖（包括委托单位）分配或转入储备，占2025年年度排放总量上限的约61%。

收入用途



气候减缓

所有拍卖收入归入电气化与气候变化基金（Electrification and Climate Change Fund）。该基金完全用于气候行动，支持实施《2030年绿色经济计划》（2030 Green Economy Plan）中的减缓与适应措施，包括能源效率、电气化和公共交通。

自计划实施以来，已筹集超过10.97亿加元（78.5亿美元，约535.37亿元人民币）。

灵活性与连接

结转与预借

允许结转，但纳管主体须遵守适用于碳市场内所有纳管主体的配额持有上限限制。该持有上限随年度配额总量的减少而降低。

不允许预借。但每次拍卖均提供部分未来年份的排放单位，这些单位可交易，但只能在其对应年份的履约日期之后才可用于履约。

抵销信用

允许使用抵销信用。

定性标准：本省符合条件的项目产生的抵销信用可在魁北克-加州连接的碳市场中流通。2021年7月生效的基于部长条例的新监管框架将逐步取代之前的抵销方法学。部长条例允许的抵销项目类型包括：

- 垃圾填埋场甲烷的回收和销毁；
- 卤化碳的销毁；
- 私有土地上通过造林或再造林实现的碳封存；
- 粪便的厌氧消化。

过渡期内，以下项目类型在三项方法学下仍具备资格：

- 有盖粪便储存设施甲烷的销毁；
- 在用煤矿排水系统甲烷的销毁；
- 在用地下煤矿通风系统甲烷的销毁。

其他项目类型正在考虑中，包括航运部门的燃料替代、农业肥料施用实践改进，以及公有土地上的造林或再造林。

魁北克省的抵销信用享有100%保证。这意味着，若某项目发放的抵销信用后来被监管机构认定为无效，则该抵销发起人（即项目业主）须进行替换。若无法追回信用，则从政府的环境完整性账户（Environmental Integrity Account）中注销等量的抵销信用。所有抵销项目签发时会自动扣留3%的抵销信用，汇入该账户。

定量限制：抵销信用最多可用于覆盖各主体8%的清缴义务。

在第一至第四履约期（2013-2023年），魁北克省的纳管主体共清缴超过3300万吨抵销信用，约占总清缴义务的6%。其中96%的已清缴信用由加利福尼亚州发放。

第四履约期（2020-2023），魁北克省的纳管主体共清缴1360万吨抵销信用，其中72%（990万吨）来自美国森林项目，21%（290万吨）来自煤矿甲烷捕获项目，3%（433353吨）来自禽畜粪便消化池项目，2%（280759吨）来自垃圾填埋场甲烷销毁项目，1%（189115吨）来自消耗臭氧层物质项目。

与其他碳市场的连接

魁北克省于2014年1月与加利福尼亚州的碳市场连接。2018年1月，两地将联合市场扩展至与安大略省连接，直至2018年中期安大略省碳市场终止。2024年3月和9月，魁北克省、加利福尼亚州和华盛顿州政府发表联合声明，重申其探索潜在碳市场连接的承诺。

该管辖区内的其他碳定价机制

无

履约

履约机制

纳管主体必须为其所有已核查和报告的排放量，按每吨二氧化碳当量清缴1个履约单位（包括排放单位、抵销信用或早期减排信用）。

履约周期

三年。

魁北克省的总量控制与交易体系以三年为一个履约期（第一期除外，见“规模与阶段”部分）。已设定至2030年的排放总量上限轨迹（见“排放总量上限”部分）。必须在履约期结束后的11月前完成配额清缴。

监测、报告与核查（MRV）

规则框架：《大气特定污染物强制报告规定系》依据《环境质量法（Q-2）》（Environment Quality Act (Q-2)）制定，并编列为Q-2, r. 15。

监测：魁北克的《大气特定污染物强制申报规定》（Q-2, r. 15）规定了计算和报告方法，但不要求运营者向环境部提交正式的监测计划。

监测、报告与核查法规确立了以下适用门槛：

- 1万吨二氧化碳当量：任何排放量≥1万吨二氧化碳当量的设施必须进行温室气体强制报告。仅当报告者为《总量控制与交易法规》（Q-2, r. 46.1）第2条或第2.1条定义的碳市场排放主体（即碳市场管控的工业设施及选择自愿加入的主体，以及燃料分销商或电力进口商）时，方需进行第三方核查，具体参照 Q-2, r. 15 第6.6条。
- 碳市场覆盖范围由魁北克的总量与交易法规《温室气体排放限额与交易制度规定》（Règlement concernant le système de plafonnement et d’échange de droits d’émission de gaz à effet de serre, RSPEDÉ; CQLR c. Q-2, r. 46.1）界定，该法规按主体类别（例如：纳管设施、燃料分销商、电力进口商）及相关纳入门槛进行了划分。例如对于燃料分销商，纳入门槛为分销燃料达200升及以上（适用QC.30核算规程）。

非碳市场纳管行业的监测、报告与核查义务：

- 所有排放量≥1万吨二氧化碳当量的设施必须进行温室气体强制报告；某些活动（电力进出口、天然气分销、燃料分销）按企业层级报告，具体见 Q-2, r. 15 第6.1条。

监测、报告与核查法规于2007年生效。工业排放主体的核查自2012年起强制实施，燃料分销商的核查自2014年起强制实施。

报告：年度报告。报告截止日期：每年6月1日前提交上一年度的排放量（Q-2, r. 15 第4、5及6.2条）

核查: Q-2, r. 15第6.6条所指的排放主体, 即魁北克总量与交易法规 (RSPEDÉ; Q-2, r. 46.1) 第2条或第2.1条定义的碳市场纳管设施, 必须由经 ISO 14065 认可、国际认可论坛成员且符合 ISO-17011 计划的第三方组织对其年度温室气体报告进行独立核查; 特定类型的排放量可豁免核查 (第6.6条第二款)。核查报告应于每年6月1日前提交, 内容涵盖上一年度的排放量 (第6.6条; 主管部门指南)。

执法和罚则

纳管主体若在履约截止日期前未能提交足够配额, 则必须为每个缺失的配额, 补缴该配额本身且再另加3吨额外配额。

对于不履约行为, 主体可能被处以1万加元 (约合7153美元, 或48782元人民币) 的行政处罚; 且每缺失1吨二氧化碳当量, 主体可能被处以3000加元至60万加元 (2145美元至429180美元, 约1.46万元人民币至292.7万元人民币) 的罚款。

此外, 环境、抗击气候变化、野生动物与公园部部长 (the Minister of the Environment, the Fight against Climate Change, Wildlife and Parks) 可对任何不履约的纳管主体暂停分配配额。

市场调节

市场设计

市场参与: 纳管主体, 包括选择加入体系的主体 (也即“排放源”)。在加拿大设有机构的非纳管主体和在加拿大居住的个人 (也即“参与者”) 可通过以下方式参与:

- 购买、持有、出售或注销履约工具;
- 运营在环境、抗击气候变化、野生动物与公园部中登记的抵销项目;
- 作为合格主体 (Qualified Entities) 提供清算服务。

排放源 (纳管主体) 和参与者必须在履约工具跟踪系统服务 (Compliance Instrument Tracking System Service, CITSS) 中拥有账户。另有其他资格标准适用。

市场类型

一级市场: 大多数配额通过拍卖方式分配。每年与加利福尼亚州联合举行四次配额拍卖。参与者必须在履约工具跟踪系统服务 (CITSS) 中拥有经批准的账户, 并至少提前 30 天申请参与拍卖。拍卖由西部气候倡议公司 (Western Climate Initiative, Inc.) 管理。

二级市场: 加利福尼亚州和魁北克省发放的配额 (排放单位和抵销信用) 在洲际交易所 (Intercontinental Exchange, ICE)、芝加哥商品交易所集团 (CME Group) 或Nodal交易所 (Nodal Exchange) 等平台进行交易。配额通过期货和期权合约进行交易。任何有资格进入这些平台的公司可直接交易或通过期货经纪商交易。公司也可进行场外直接交易。所有交易必须告知环境、抗击气候变化、野生动物与公园部, 包括配额数量、所属年份和结算价格等信息。告知要求的唯一例外是关联实体之间的交易, 以及条例第25条规定的捆绑转让 (Bundled Transfers)。

配额的法律效力: 根据《环境质量法》, 排放配额包括排放单位、抵销信用、早期减排信用及政府条例确定的其他排放配额, 每单位排放配额均相当于1吨二氧化碳当量。它们可用于遵守相关条例。在魁北克省, 配额不作为金融工具。

市场稳定机制

工具类型: 基于价格的工具

运作方式: 2026 年的拍卖底价设定为每吨配额26.47加元及27.94美元 (约190.55元人民币)。

依据《温室气体排放配额总量控制与交易条例》(魁北克省条例) (Regulation respecting a cap-and-trade system for greenhouse gas emission allowances (Québec Regulation)) 第49条和加利福尼亚州总量控制与交易条例 (California’s Cap-and-Trade Regulations) 第95911条, 魁北克省以加元、加利福尼亚州以美元每年设定并公布最低价格。每次拍卖底价据此价格进行确定。为管理多种货币, 每次联合拍卖前均确定拍卖汇率。然后, 通过美元对加元的拍卖汇率计算出美元和加元的年度拍卖底价后, 取两者中的较高者作为每次拍卖的底价。拍卖底价每年按5% 加通货膨胀率 (以消费者价格指数 (CPI) 衡量) 的幅度增长。

储备账户

工具类型: 基于价格的工具

运作方式: 魁北克省设有排放单位储备, 用于向配额不足的纳管主体出售 (“协议销售” (Sales By Mutual Agreement))。该储备取自年度排放总量上限的固定比例的排放单位: 2013-2014年为1%; 2015-2017年为4%; 2018-2020年为7%; 2021-2030年为4%。

协议销售每年最多举行四次, 分为三个价格类别, 每个类别提供的排放单位数量相等。只有魁北克省的纳管主体有资格从储备中购买排放单位, 且仅当其一般账户中没有足够的可用于覆盖当前时期排放量的履约工具时才可购买。截至目前, 尚未举行过协议销售。

2026年，三个等级的价格分别为63.12加元（45.15美元，约307.92元人民币）、81.09加元（58.00美元，约395.56元人民币）和99.10加元（70.89美元，约483.47元人民币）。但如果合作方为相应类别设定了更高的单位价格，则魁北克省的单位将按加拿大银行网站公布的销售前一天的每日平均汇率，取两个辖区中的最高价格出售。与加利福尼亚州不同，魁北克省的最高等级价格不充当价格上限。与拍卖底价一样，储备的底价每年按5%加通货膨胀率增长。

其他信息

相关机构

环境、抗击气候变化、野生动物与公园部 (Ministère de l' Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs) : 负责魁北克省碳市场的整体实施。

西部气候倡议公司 (Western Climate Initiative, Inc.) : 非营利组织，提供具有成本效益的行政和技术解决方案，支持参与辖区温室气体排放交易计划的协调发展和实施，如管理拍卖和维护系统登记册。

碳市场评估

该条例几乎每年都会调整，以实施变更，并在必要时保持与联动辖区的协调。

监管框架

- [《温室气体排放配额总量控制与交易条例》 \(Regulation respecting a cap-and-trade system for greenhouse gas emission allowances \)](#)
- [《某些大气污染物排放的强制性报告条例》 \(Regulation respecting mandatory reporting of certain emissions of contaminants into the atmosphere \)](#)
- [《环境质量法》 \(Environment Quality Act \)](#)

美国区域温室气体倡议

- 美国首个强制性碳市场
- 覆盖美国10个州的电力生产排放
- 2025年法规修订了自2027年起实施的排放总量上限、成本控制储备、最低价格及抵销信用配额

碳市场总体介绍

区域温室气体倡议 (Regional Greenhouse Gas Initiative) 于 2009 年启动，是美国首个强制性的温室气体碳市场。它由十个州（康涅狄格州、特拉华州、缅因州、马里兰州、马萨诸塞州、新罕布什尔州、新泽西州、纽约州、罗德岛州和佛蒙特州）共同运作。区域温室气体倡议的建设发展基于《2005 区域温室气体倡议备忘录》（2005 RGGI Memorandum of Understanding）以及《2006 区域温室气体倡议规范》（2006 RGGI Model Rule）。各州根据该规范通过立法或法规，建立各自的二氧化碳预算交易计划。新泽西州在2011年12月第一个履约周期（Control Period）结束时退出区域温室气体倡议，但在2020年又重新加入。宾夕法尼亚州于2022年正式加入区域温室气体倡议，但因法院禁令未能参与拍卖或强制执行履约，于2025年正式退出。弗吉尼亚州曾于2021年加入区域温室气体倡议并于2023年退出。2026年2月，州长阿比盖尔·斯潘伯格（Abigail Spanberger）签署了预算法案（众议院第29号法案）（House Bill 29），要求弗吉尼亚州环境质量局（Virginia Department of Environmental Quality, DEQ）在90天内提交相关法规，以重新加入区域温室气体倡议。

区域温室气体倡议覆盖参与州的电力行业排放。2022年，其覆盖了约占参与州排放总量的14%；2024年，共有222家设施受各州法规管辖。2027年至2033年间，排放总量上限每年将减少约850万吨，相当于2025年配额预算的约10.5%。2034年至2037年期间，每年将减少约240万吨，约相当于2025年配额预算的3%。

在该碳市场下，纳管主体必须为所有覆盖排放量清缴配额。纳管主体主要通过定期拍卖获取配额，一些州则设有“配额储备账户”（“set-aside” accounts），可从中向纳管主体的履约账户划转一定数量的配额。

区域温室气体倡议已历经三轮碳市场评估，更新了《区域温室气体倡议规范》，并实施了更严格的排放总量上限和交易体系设计的调整。

年度回顾

2025年7月，区域温室气体倡议的十个参与州发布了自2021年夏季启动的第三轮碳市场评估的结果。此次评估推出了一系列改革措施，自2027年起生效，包括：收紧排放总量上限，2027年将降至约6980万短吨二氧化碳（约6332万吨二氧化碳），2027至2033年间每年平均减少约850万短吨二氧化碳（约771万吨二氧化碳），2034年至2037年间年均递减约240万短吨（约217万吨二氧化碳）；扩容两级的成本控制储备（cost containment reserve, CCR），每级约1175万短吨配额，2027年触发价分别为19.50美元（约合132.99元人民币）和29.25美元（约合199.49元人民币）；提高最低储备价格（即拍卖底价），2027年升至9.00美元（约合61.38元人民币），此后每年上涨7%；以及自2027年起逐步淘汰新增抵销信用。各参与州承诺将在2027年1月前修订法规，以满足更新后的《区域温室气体倡议规范》要求。

弗吉尼亚州政府2022年发起行政命令，废止了该州的二氧化碳预算交易项目（CO₂ Budget Trading Program），并于2023年12月停止参与区域温室气体倡议。然而，2026年2月，州长阿比盖尔·斯潘伯格签署《众议院第29号法案》，强制要求在90天内实施重新加入的法规。

1 这些数据不包括宾夕法尼亚州和弗吉尼亚州。

2 抵销信用签发将于2027年停止。



- ✓ 已实施
- ⏸ 正在建设
- ❓ 正在考虑

纳入行业



电力

排放总量上限

绝对排放总量上限

6700万短吨二氧化碳，或6000万吨二氧化碳(2025)¹

覆盖的温室气体种类

二氧化碳

抵销信用

允许使用区域温室气体倡议（Regional Greenhouse Gas Initiative, RGGI）各州范围内产生的抵销，但有使用数量的限制。²

配额分配

拍卖

2025年的平均价格

平均拍卖价格：19.52美元（约合133.13元人民币）

平均二级市场价格：24.65美元（约合168.11元人民币）

累计收入

碳市场开始以来：约 101亿美元（约合人民币 688.82 亿元）

2024年的收入为15亿美元（约合人民币 102.3 亿元）

成员州

康涅狄格州、特拉华州、缅因州、马里兰州、马萨诸塞州、新罕布什尔州、新泽西州、纽约州、罗德岛州、佛蒙特州

2025年11月，宾夕法尼亚州在通过包含废除条款的财政法规法案（众议院第416号法案）后，正式退出了区域温室气体倡议（RGGI）。州长乔什·夏皮罗（Josh Shapiro）将此法案签署为法律，但同时呼吁州立法机构推进其能源计划，该计划将建立宾夕法尼亚州自己的州级碳市场。

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量
(百万吨二氧化碳当量，比例为占总量的百分比)³

能源	597.7	83%
工业生产过程	44.9	6%
农业	54.1	8%
废弃物	20.9	3%
总计	717.7	



温室气体减排目标

到2037年：区域内的电力部门排放总量上限降至略低于1000万短吨二氧化碳（约907万吨二氧化碳），较2025年排放总量上限减少60%至87%⁴（具体降幅取决于成本控制储备的触发情况）（《2025年区域温室气体倡议规范》，2025 Model Rule）

*各参与州均拥有各自的减排目标；区域温室气体倡议层面并未统一设定全经济范围的减排目标。

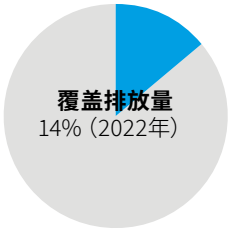
规模与阶段

覆盖排放量（2022年）

经核查的ETS排放量:9810万吨二氧化碳当量⁵

阶段

第一履约周期：2009年至2011年（三年）



第二履约周期：2012年至2014年（三年）

第三履约周期：2015年至2017年（三年）

第四履约周期：2018年至2020年（三年）

第五履约周期：2021年至2023年（三年）

第六履约周期：2024年至2026年（三年）

配额总量或排放总量上限

事先设定的绝对总量上限限制了碳市场中允许的总排放量。该碳市场已设定至2030年的排放总量上限下降路径。

区域温室气体倡议中的“履约周期”也被称为“控制期”（control periods）。

第一履约周期：总计5.64亿短吨二氧化碳（约5.12亿吨二氧化碳），相当于每年1.88亿短吨（约1.71亿吨）二氧化碳。

第二履约周期：总计4.13亿短吨二氧化碳（约3.74亿吨二氧化碳）

2012年和2013年：每年1.65亿短吨（约1.50亿吨）二氧化碳

2014年：0.83亿短吨（约0.75亿吨）二氧化碳

第三履约周期：总计1.94亿短吨二氧化碳（约1.76亿吨二氧化碳）

2015年：0.67亿短吨（约0.61亿吨）二氧化碳

2016年：0.65亿短吨（约0.59亿吨）二氧化碳

2017年：0.62亿短吨（约0.57亿吨）二氧化碳

第四履约周期：总计1.93亿短吨二氧化碳（约1.75亿吨二氧化碳）

2018年：0.60亿短吨（约0.55亿吨）二氧化碳

2019年：0.58亿短吨（约0.53亿吨）二氧化碳

2020年：0.74亿短吨（约0.67亿吨）二氧化碳

第五履约周期：总计2.91亿短吨二氧化碳（约2.64亿吨二氧化碳）

2021年：1.01亿短吨（约0.91亿吨）二氧化碳

2022年：0.97亿短吨（约0.88亿吨）二氧化碳

2023年：0.93亿短吨（约0.85亿吨）二氧化碳

第六履约周期⁵：

2024年：2024年：0.69亿短吨二氧化碳（约合0.63亿吨二氧化碳）。

截至2012年，区域温室气体倡议经核查排放比绝对排放总量上限低40%以上，因此各州于2014年收紧了上限，并在2015-2018年采用每年2.5%的年降幅，此后经修订法规将每年

3 该数值包括弗吉尼亚州但不包括宾夕法尼亚州。此处所列数值取自美国环境保护署（EPA）发布的《各州温室气体排放及汇量清单》（可在此处查阅），并将区域温室气体倡议（RGGI）的各州进行了汇总。虽然每个州都会公布官方的排放清单数据，环境保护署所公布的数值不应被视为各州的官方数据，但此处采用了环境保护署的估算值，以确保区域温室气体倡议的各州在清单分类数据收集和汇总方面的方法保持一致，同时确保数据中的报告年份一致。环境保护署的估算值与各州的官方清单数据之间可能存在差异。
4 该减排幅度，取决于成本控制储备（Cost Containment Reserve, CCR）配额是否被释放，释放了单级或两级的储备配额。
5 这些数值包括弗吉尼亚州，但不包括宾夕法尼亚州。

2.5%的年降幅延续至2020年。

考虑到在第一和第二履约周期累积的配额结转量，区域温室气体倡议各州在2014至2020年间进一步调整了绝对排放总量上限。根据《2017年区域温室气体倡议规范》，2021年至2030年的年度绝对排放总量上限下降系数约为2020年绝对排放总量上限的3%。

上述绝对排放总量上限包括自2020年起重新加入的新泽西州以及自2021年起加入的弗吉尼亚州，但弗吉尼亚州仅截至2023年。

2027年至2033年期间，排放总量上限每年将减少约850万吨；2034年至2037年期间，每年将减少约240万吨。

纳入行业与纳入门槛

纳入行业：化石燃料发电机组（燃烧锅炉、燃气轮机或联合循环系统）。无论具体行业，只要其中包含一个或以上此类发电机组的排放源即纳入，例如政府、机构、商业或工业建筑、设施、工厂或装置。

纳入门槛：区域温室气体倡议下的多数州对装机容量≥25兆瓦的机组纳入管控。纽约州自2021年1月起将覆盖范围进一步扩大，位于已纳管机组或邻近同一排放源下的至少两个机组的，且铭牌功率≥15兆瓦的机组，也将纳入管控。

监管环节

电力行业：排放点源

纳管主体类型

设施（铭牌功率达法规纳入门槛的发电机组）

纳管主体数量

222家（2024年）

配额分配与收入

配额分配



区域温室气体倡议各州二氧化碳配额通过季度拍卖分配；各州也会保留部分配额在“配额储备账户”中，并按照州级法规将其分配给相关主体。

2025年的配额（在考虑结转配额调整后）共6660万短吨，其中91%通过拍卖售出。其余配额或是从储备账户转出，或是注销，或留存于储备账户。政府未签发任何抵消信用。此外，还售出了来自成本控制储备的810万短吨配额（详见“市场稳定机制”部分）。

收入用途

 对个人、家庭及企业的援助

 气候减缓

 低碳创新

季度拍卖所得收益返还给区域温室气体倡议各州，主要用于以下消费者受益项目：能效、直接账单补助、电气化、温室气体减排、清洁与可再生能源等。2024年7月发布的一份报告显示，区域温室气体倡议投资在2022年总共给24.6万户家庭和超过2600家企业节约了18亿美元（约合人民币122.76亿元）的能源费用，以及避免了750万短吨（约680万吨）二氧化碳的排放。

2022年区域温室气体倡议投资分配如下：能效（49%）、直接账单补助（21%）、电气化⁶（14%）、清洁及可再生能源（7%）、温室气体减排和气候变化适应⁷（3%）。

灵活性与连接

结转与预借

区域温室气体倡议允许配额无条件结转。现行法规包含了调整排放总量上限以应对累积结转配额（aggregate bank）的条款，其明确，未来可用于拍卖的配额，将按在过往履约周期里未用于履约的配额量扣减相应额度。当下，各州正在落实针对结转配额的第三次调整举措，该举措将持续至 2025 年。作为区域温室气体倡议评估流程的一部分，各州正在权衡，若 2025 年后仍有剩余配额在市场流通，是否需要对接转配额采取处理或调整措施。

区域温室气体倡议不允许预借配额。

抵销信用

允许使用抵销信用。不过，自2027年起，区域温室气体倡议将不再发放抵消信用。

区域温室气体倡议运行期间共计签发 53506 短吨（约48540吨）抵消信用，全部来源于一项 2017 年的垃圾填埋场甲烷捕集与销毁项目。

⁶ 实施推动电气化以替代化石燃料使用的相关项目。
⁷ 包括技术推广、研究开发、气候变化政策研究、海岸恢复以及洪水防范等各种项目。

定性限制：区域温室气体倡议现接受来自参与州的三类项目：

- 1. 填埋甲烷回收与销毁；
- 2. 通过再造林、改善森林管理或避免森林砍伐实现的碳封存；
- 3. 农业粪肥管理中避免甲烷排放。

部分州已停止使用特定的抵销方法学，但所有州均接受任何参与州签发的抵消信用。目前，区域温室气体倡议仅批准过一例项目（填埋甲烷回收与销毁）。

定量限制：每家纳管主体可通过抵销信用来满足其履约义务的3.3%。该比例在2021年至2030年期间保持不变。即使自2027年起不再发放抵消信用，针对已发放抵消信用的使用限制仍将继续适用。

在第一个至第四个履约周期（2009年至2020年）内，并未核销过任何碳抵消信用。根据2022年的中期履约总结报告，第五个履约周期（2021年至2023年）亦尚未核销任何二氧化碳抵消信用。

与其他碳市场的连接

区域温室气体倡议是一项多州合作机制。各州根据《区域温室气体倡议规范》，构建各自的二氧化碳预算交易体系。在各参与州内，被纳入管控范围的排放源，均可通过清缴任意参与州签发的配额来履约。此外，各参与州还会联合开展配额拍卖活动。

该管辖区内的其他碳定价机制

碳市场（州层级）：美国马萨诸塞州发电企业排放配额机制（马萨诸塞州碳市场）。

在马里兰州、纽约州和佛蒙特州等区域温室气体倡议的成员州中，也正在酝酿或开发州级碳市场。

本地区减排指标机制：区域温室气体倡议减排指标机制

履约

履约机制

纳管主体必须就其全部覆盖排放量中每排放一短吨二氧化碳，清缴一个履约单位（配额或抵消信用）。

履约周期

区域温室气体倡议履约周期为三年。在每个三年期末进行履约评估。自第三履约周期起，纳管主体需在履约周期内的前两年中，每年清缴相当于当年经核查排放量50%的配额，并在该三年期结束时清缴剩余的排放配额。

监测、报告与核查（MRV）

规则框架：排放数据根据各州二氧化碳预算交易计划法规及相关机构法规，记录于美国环境保护署（United States Environmental Protection Agency, US EPA）清洁空气市场司（Clean Air Markets Division）数据库中。相关规定基于美国环境保护署的监测规定。随后，数据将自动传输至区域温室气体倡议二氧化碳配额追踪系统（CO₂ Allowance Tracking System, COATS）的电子平台，该平台向公众开放。

监测：运营方须根据倡议规范的规定遵守全部监测及记录保存要求。

报告：运营方须按季度提交二氧化碳监测报告。

核查：排放数据报告及其基础数据需依据美国环保署法规，定期接受质量保证和质量控制程序。

执法和罚则

若出现超排情况，即纳管主体未能清缴满足履约义务的配额，那么该主体须清缴相当于超排量三倍的配额。不仅如此，纳管主体还有可能面临所在州施加的其他具体处罚。

市场调节

市场设计

市场参与主体：纳管主体、非纳管主体（国内外）及个人在提供相应的财务担保后均可参与。

市场类型

一级市场：区域温室气体倡议各州发行的绝大部分二氧化碳配额均通过季度区域拍卖分配。区域温室气体倡议二氧化碳配额追踪系统（COATS）记录并追踪各州二氧化碳预算交易项目的数据，包括由各州在季度拍卖中出售的配额和向竞标成功主体转移的信息。拍卖面向所有具备财务担保能力的主体开放，单轮拍卖的投标上限为拍卖量的25%。对于配额的持有并无上限限制。目前，这些拍卖活动由 Enel X 负责统一管理。

二级市场：包括现货配额交易及金融衍生品（期货、远期、看涨期权、看跌期权等）的交易。区域温室气体倡议二氧化碳配额追踪系统为二级市场参与主体提供便利，允许公众查看和下载区域温室气体倡议数据及二氧化碳配额市场活动报告。金融衍生品主要在洲际交易所（ICE）平台上进行交易。

波托马克经济咨询公司（Potomac Economics）作为一家独立的市场监测机构，负责对区域温室气体倡议配额拍卖（一级市场）及配额二级市场的运行绩效与市场效率进行监测。

配额的法律效力：《区域温室气体倡议规范》规定，将配额定义为参与该倡议的各州监管机构授予排放者的一种有限授权，此授权允许排放者排放一短吨（约0.907吨）二氧化碳。

市场稳定机制

配额拍卖底价

工具类型: 配额拍卖底价

工具类型: 基于价格的机制

运作方式: 2025年拍卖底价为每短吨2.62美元 (约合人民币18.83 元), 并以每年2.5%的增幅递增。2027年, 拍卖底价将提高至9.00美元 (约合61.38元人民币), 此后每年提高7%。

成本控制储备 (Cost Containment Reserve, CCR)

工具类型: 基于价格的机制

运作方式: 自2014年以来, 区域温室气体倡议设有成本控制储备, 这部分配额是独立于绝对排放总量上限外的储备, 仅在市场价格达到特定触发价位时才会释放。自2021年起, 成本控制储备中提供的配额量被设定为区域绝对排放总量上限的10%。2025年的触发价为17.03美元 (约合人民币116.14元), 并以每年7%的幅度递增。此前 (于2017年至2020年间), 该触发价从初始的10美元 (约合人民币68.2元) 开始, 以每年2.5%的幅度递增。

自2027年起, 成本控制储备将拆分为两个价格层级 (price tier), 并扩大规模至每年每个层级约1175万短吨配额 (高于此前的单级结构下的1000万短吨), 每个层级设有各自的触发价格。2027年, 两个层级的触发价格将分别设定为19.50美元 (约合132.99元人民币) 和29.25美元 (约合199.49元人民币); 到2037年, 将逐步提高至38.36美元 (约合261.62元人民币) 和57.53美元 (约合392.37元人民币)。

成本控制储备在2014、2015年被触发, 当时所含的1500万短吨 (约1361万吨) 配额全部售出。2021年最后一季度拍卖中, 成本控制储备再次被触发, 在可用的1190万短吨 (约1080万吨) 配额中售出了390万短吨 (约354万吨) 配额。2023年最后一次拍卖中再次被触发, 在可用的1120万短吨 (约1016万吨) 成本控制储备配额中售出了560万短吨 (约508万吨) 配额。成本控制储备也在2024 年3 月被触发, 其所包含的 840 万短吨 (约62万吨) 配额全部售出。

排放控制储备 (Emissions Containment Reserve, ECR)

工具类型: 基于价格的机制

运作方式: 自2021年起, 区域温室气体倡议开始实施排放控制储备。在排放控制储备机制下, 当市场价格跌至特定触发价时, 会从拍卖中预留一定数量的配额, 但预留数量最多为各参与州年度排放预算 (即区域绝对排放总量上限中各州份额) 的10%。被预留的配额将不会再次投入市场拍卖, 从而相当于降低了排放总量上限。2025年的排放控制储备触发价为7.86美元 (约合人民币53.60 元), 并以每年7%的幅度递增。缅因州和新罕布什尔州并未参与排放控制储备机制。

自2027年起, 排放控制储备将被取消, 并由上述提高后的拍卖底价机制取代。

其他信息

相关机构

各州法律/法规授权机构: 各州依据自身法律授权实施该项目。

各州环境与能源部门: 执行各州二氧化碳预算交易项目。

RGGI Inc.: 一家非营利合作组织, 支持区域温室气体倡议的设计与实施, 包括聘用外部服务商执行配额和排放追踪、市场监管以及拍卖管理等工作。

Potomac Economics: 监控拍卖和二级市场参与主体的行为, 识别反竞争行为的迹象。

Enel X: 负责拍卖管理。

碳市场评估

区域温室气体倡议各州会定期对碳市场进行评估, 检验其成效、影响以及相关设计要素。第一轮评估 (也即2012年评估) 于2013年初完成, 第二轮评估则于2017年完成, 并最终发布了《2017年区域温室气体倡议规范》。在各轮评估过程中, 相关各方通过会议积极参与并提交意见。

区域温室气体倡议成员州于2025年7月公布第三次碳市场评估结果, 并形成《2025年区域温室气体倡议规范》。各成员州同意于2028年前启动第四次碳市场评估。

截至2024年, 自区域温室气体倡议实施以来, 10个全面参与州的发电厂二氧化碳排放量较2006年至2008年基准水平下降43%, 降幅快于美国整体水平。⁸

监管框架

- [《2017区域温室气体倡议规范》\(2017 RGGI Model Rule\)](#)
- [《2017区域温室气体倡议规范更新 \(概要\)》\(2017 RGGI Model Rule Updates \(Summary\)\)](#)
- [《2025区域温室气体倡议规范》\(2025 Model Rule\)](#)
- [区域温室气体倡议 \(RGGI\) 各州法规 \(RGGI States' Statutes & Regulations\)](#)
- [区域温室气体倡议 \(RGGI\) 项目设计 \(RGGI Program Design\)](#)

⁸ 该参考数据不包括弗吉尼亚州的排放量。

萨斯喀彻温省

萨斯喀彻温省基于产出的绩效标准计划

- 排放量超过其排放上限需要履约, 该上限由基准线排放强度和生产量决定
- 小型排放源可选择自愿加入
- 从2023年1月起, 萨斯喀彻温省OBPS覆盖范围扩大, 联邦 OBPS 在该省停用

碳市场总体介绍

萨斯喀彻温省的基于产出的绩效标准 (Output - Based Performance Standards, OBPS) 于 2019年生效。它是针对大型工业排放源的基于强度的碳市场, 纳管设施需满足设施特定的强度标准。

在注册加入萨斯喀彻温省OBPS时, 每个设施必须首先确定基准排放强度 (Baseline Emission Intensity)。设施的每年排放上限通过以下方式计算: 将行业特定的绩效标准 (performance standard) 应用于该设施的基准排放强度, 再将结果乘以该设施当年的产量。电力行业的设施不设定基准线, 而是遵循预先确定的绩效标准。

排放量低于排放上限的设施将获得与差额相对应的绩效积分 (Performance Credits)。排放量超过其排放上限的设施必须清缴绩效积分或碳捕集、利用与封存 (Carbon Capture, Utilization and Storage, CCUS) 信用, 或按照每吨二氧化碳当量的规定费率进行支付。

该碳市场覆盖的温室气体种类与加拿大联邦体系相同, 纳入行业也与联邦体系相当, 并遵循相同的价格轨迹, 至2030年前, 每年上调15加元 (约合10.73美元, 或73.20元人民币), 到2030年, 排放价格将达到每吨二氧化碳当量170加元 (约合121.60²美元, 或829.31元人民币)。2026年排放的价格为110加元 (约合78.68美元, 或536.40元人民币)。

该碳市场的纳入门槛低于加拿大联邦体系, 覆盖纳入行业中年排放量超过25000吨二氧化碳当量的设施; 同时, 萨斯喀彻温省OBPS纳入行业中的任何排放设施, 或能够证明其属于排放密集型和贸易暴露型行业的排放设施, 均可选择自愿纳入。

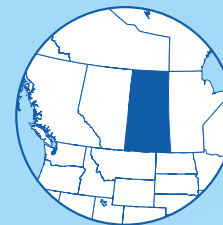
年度回顾

2025年10月, 萨斯喀彻温技术基金 (Saskatchewan Technology Fund) 宣布提供4750万加元 (约合3398万美元, 或2.32亿元人民币), 支持9个由行业牵头的项目, 以减少温室气体排放并带来环境及社会经济效益。截至该日期, 该技术基金已撬动近6.3亿加元 (约合4.5064亿美元, 或30.73亿元人民币) 的私人投资, 并减少超过600万吨二氧化碳当量。

萨斯喀彻温省环境部 (Ministry of Environment) 2026财年业务计划设定目标, 在同一财年内将该碳市场的行业和排放覆盖范围扩大5%, 并到2030年扩大30%, 以减少联邦碳定价体系在萨斯喀彻温省的覆盖范围。

2025年3月27日, 萨斯喀彻温省政府宣布, 鉴于持续的全球关税带来的不确定性和成本上升, 将自2025年4月1日起暂停萨省OBPS。尽管履约义务被暂停, 纳管设施仍须向环境部提交排放报告。

萨斯喀彻温省政府已经并将继续就本省OBPS的未来与行业开展沟通。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

行业



配额总量或排放总量上限

基于强度的排放总量上限
覆盖排放量为2890万吨二氧化碳当量 (2023年)

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、一氧化二氮、六氟化硫、氢氟碳化物、全氟碳化物

抵销信用

不允许使用

配额分配

免费分配: 基于实际产量的基准法

2025年平均履约价格

固定价格: 95加元 (约合67.95美元, 或463.42元人民币)

累计收入

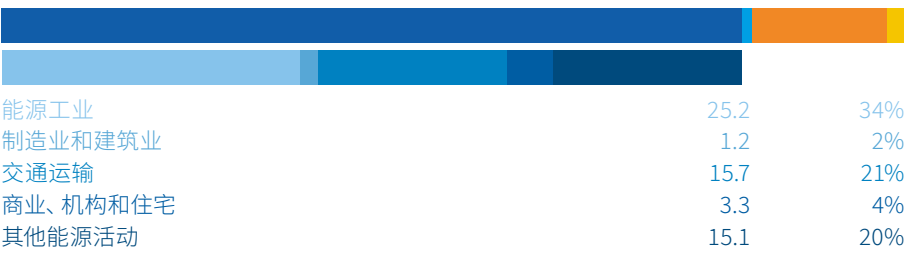
自碳市场启动以来累计8.545亿加元 (约合6.259亿美元, 或42.69亿元人民币)¹
2025财年为3.648亿加元 (约合2.017亿美元, 或13.76亿元人民币)

¹ 不包括萨斯喀彻温省OBPS内信用生成或出售产生的任何金额。
² 美元换算基于2025年IMF汇率; 实际未来汇率可能不同。

萨斯喀彻温省排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量
(百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

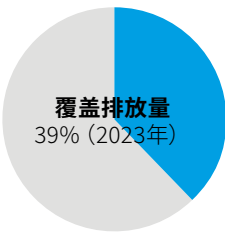
能源	60.5	82%
工业生产过程	0.8	1%
农业	11.2	15%
废弃物	1.4	2%
总计	73.9	



规模与阶段

覆盖排放量 (2023年)³
当前碳市场纳入行业排放量:2890万吨二氧化碳当量

阶段
阶段1: 三年 (2019年至2022年)
阶段2: 从2023年起



配额总量或排放总量上限

萨斯喀彻温省OBPS下的排放总量上限采用自下而上的确定方式: 为各纳管设施的年度排放上限之和。每个设施或集合设施的排放上限是根据当年适用的排放强度标准和同一减排期的生产水平确定的。因此, 该排放上限不是事前设定的, 只有在履约期结束后才能确定。它不代表绝对排放总量上限。截至2023年12月18日, 该碳市场已覆盖约2890万吨二氧化碳当量。

纳入行业与纳入门槛

第一阶段: 工业
第二阶段: 工业, 加上发电和天然气输送管道行业, 且自愿选择加入的门槛降至零。

纳入门槛: 强制纳入年排放量超过2.5万吨二氧化碳当量的工业设施和年排放量超过1万吨二氧化碳当量的电力设施。属于萨斯喀彻温省OBPS已覆盖行业的其他排放主体, 或证明自身属于排放密集型、贸易暴露型行业的其他排放主体, 可自愿选择加入该碳市场。在2023 年1月萨斯喀彻温省OBPS扩大覆盖范围之前, 自愿选择加入的最低门槛为年排放量超过1万吨二氧化碳当量。

监管环节

排放点源 (采矿与采掘业、电力、工业)

纳管主体类型

设施

纳管主体数量

182家注册设施 (截至2025财年末)

配额分配与收入

配额分配

萨斯喀彻温省OBPS中的设施根据其强度标准和相应年份的生产水平确定其年度允许排放量 (即排放上限)。

在注册加入该碳市场时, 每个设施必须首先确定基准线排放强度, 该强度源于其历史排放强度, 对于新设施, 则以投运后的前三年数据为基准。每年设施的允许排放量通过以下方式计算: 将行业特定的绩效标准应用于该设施的基准线排放强度, 再将结果乘以该设施当年的生产产出。

排放量超过其允许排放量的设施必须进行支付履约。排放量低于其允许排放量的设施将免费获得与低于允许水平的吨二氧化碳当量数量相当的履约单位 (称为“绩效积分”)。这类似于基准法的免费配额。这些履约单位可出售给排放量超过其允许排放量的纳管设施, 或结转供未来使用 (详见下文“市场设计”部分)。

此外, 在萨斯喀彻温省运营碳捕集、利用与封存 (Carbon Capture, Utilization and Storage, CCUS) 项目的纳管主体, 若其项目从某一设施直接捕集二氧化碳, 并将其注入该省可永久储存二氧化碳的储层, 可获得可用于履约的 CCUS信用。

收入用途



气候减缓



低碳创新

³ (截至2023年12月18日)

省级基于产出的强度标准 (OBPS) 计划自2019年起对工业及采矿和采掘业进行监管。这些行业设施所支付的履约款项已纳入萨斯喀彻温省技术基金。

萨斯喀彻温省技术基金所筹集的资金用于资助由行业驱动的减排、封存或捕集排放的项目。资金通过择优申请程序进行分配。要获得该基金的资金，申请人必须是纳管主体，并根据《2023年温室气体管理与减排（标准与履约）条例》(The Management and Reduction of Greenhouse Gases (Standards and Compliance) Regulations, 2023) 确定了基准线。

自2023年起，该碳市场扩展至电力行业，发电企业缴纳的履约资金中，一半用于“小型模块化反应堆投资基金” (Small Modular Reactor Investment Fund)，另一半用于“清洁电力转型补助基金” (Clean Electricity Transition Grant)。

小型模块化反应堆投资基金的资金用于支持该省首个小型模块化核反应堆的未来发展，该反应堆将提供零排放的基荷电力。

清洁电力转型补助基金的资金用于支持清洁电力运营成本（如从独立发电商购买可再生能源电力、为需求侧管理项目提供资金）。

截至2025年3月31日，萨斯喀彻温技术基金金融资产总额为2.34亿加元（约合1.6738亿美元，或11.42亿元人民币）。

小型模块化反应堆投资基金目前持有来自电力行业设施履约付款约4.78亿加元（约合3.4191亿美元，或23.32亿元人民币）。

结转与预借

结转与预借

绩效积分和CCUS信用（履约单位）可结转至未来履约年度。不允许预借。

抵销信用

不存在抵销信用项目。

与其他碳市场的连接

萨斯喀彻温省OBPS项目目前未与任何其他碳市场连接。

该管辖区内的其他碳定价机制

无

履约

履约机制

超过年度排放上限的设施将产生清缴义务。它们可通过注销绩效积分、CCUS信用，或按超出排放上限的每吨二氧化碳当量进行支付来履行该义务（详见上文“收入用途”部分）。

履约周期

一年

监测、报告与核查 (MRV)

框架：萨斯喀彻温省OBPS项目共有三项规定报告要求的标准，分别为《工业设施标准》(The Industrial Facility Standard)、《电力设施标准》(The Electricity Facility Standard) 以及《聚合设施标准》(The Aggregate Facility Standard)。《2025年温室气体管理与减排（报告及一般规定）条例》(The Management and Reduction of Greenhouse Gases (Reporting and General) Regulations, 2025) 则规定了未纳入萨省OBPS的主体的温室气体监测与报告要求。

监测：《2025年温室气体管理与减排（报告与一般）条例》规定，未纳入OBPS的设施中须监测和报告排放的最低门槛为1万吨二氧化碳当量。

报告：纳管主体须在报告期次年6月前报告温室气体排放量。

在注册基准线时，不生产新产品的OBPS纳管主体须在注册日期后六个月内提交经核查的基准线材料。生产新产品的设施须在第一和第二个履约年度的6月前提交经核查的基准线材料。

核查：纳入OBPS监管的实体必须确保其排放和生产数据由获得ISO 14065标准（2020版）认证的核查机构进行核查与审查。对于小型油气聚合设施（即由同一公司拥有或运营的两个及以上小型油气设施组成的聚合设施），核查要求提供了一定灵活性。排放量低于1,000吨二氧化碳当量的聚合设施无需开展排放核查。核查报告需按照部长规定的格式编制，并依据ISO 14064-3标准开展，同时须经过独立审核员审查。

执法和罚则

未履行的清缴义务将成为欠萨斯喀彻温省政府的债务，政府可通过任何法律授权的方式追讨。该债务的利率等于持有萨斯喀彻温省一般收入基金的银行的最优惠贷款利率加三个百分点。环境部长对每项违规行为可评定的最高行政处罚款为1万加元（约合7153.01美元，或4.87万元人民币）。

市场调节

市场设计

市场参与: 纳管主体, 包括强制纳入和自愿纳入的主体 (纳入门槛见“行业与门槛”部分)。

市场类型

一级市场: 目前不拍卖履约单位。

二级市场: 纳管设施可从其他纳管设施购买绩效积分。交易通过环境部管理的登记册进行。

市场稳定机制

技术基金

工具类型: 固定价格或固定价格轨迹 (类似于价格上限)

运作方式: 除电力行业设施外, 纳管设施可直接向萨斯喀彻温技术基金付款以履行其履约义务。电力行业设施可直接向萨斯喀彻温省政府付款以履行履约义务。两种情形下支付的价格均发挥价格上限作用, 并与联邦最低碳价保持一致 (2025年为95加元, 约合67.95美元, 或463.42元人民币)。该价格至2030年前每年上调15加元 (约合10.73美元, 或73.20元人民币), 2030年达到每吨二氧化碳当量170加元 (约合121.60美元, 或829.31元人民币)。

萨斯喀彻温省OBPS绩效标准设定时确保绩效积分的供应不会超过萨斯喀彻温省OBPS中的总清缴义务。这种平衡有助于确保萨斯喀彻温省OBPS 信用市场的健康和稳定。

其他信息

相关机构

萨斯喀彻温省环境部 (Saskatchewan Ministry of Environment): 监管萨斯喀彻温省OBPS 计划, 确保清缴义务的履行, 并对技术基金进行监管和政策监督。

萨斯喀彻温省创新局 (Innovation Saskatchewan): 接收和跟踪履约付款, 并对技术基金进行一般会计核算的政府部门。

碳市场评估

萨斯喀彻温省对所有法规有强制性的十年评估要求。此外, 萨斯喀彻温省的OBPS将作为2026年联邦基准的一部分接受评估。

监管框架

- [《温室气体管理与减排法》\(The Management and Reduction of Greenhouse Gases Act\)](#)
- [《2023年温室气体管理与减排 \(标准与履约\) 条例》\(The Management and Reduction of Greenhouse Gases \(Standards and Compliance\) Regulations, 2023\)](#)
- [《2025年温室气体管理与减排 \(报告及一般规定\) 条例》\(Management and Reduction of Greenhouse Gases \(Reporting and General\) Regulations, 2025\)](#)
- [《2023年纳管排放主体标准》\(2023 Standards for Regulated Emitters\)](#)
- [《萨斯喀彻温技术基金 : 治理、管理与运营标准》\(Saskatchewan Technology Fund: Governance, Administration and Operations Standard\)](#)

佛蒙特州

- 2024年的《第148号法案》(Act 148) 要求开展总量与投资机制研究；该研究已于2025年2月完成。
- 由佛蒙特州气候委员会 (Vermont Climate Council) 编制的2025年《气候行动计划》(Climate Action Plan) 建议，在具备可行条件时尽快加入总量与投资机制。
- 任何未来的碳市场机制将作为对区域温室气体倡议 (Regional Greenhouse Gas Initiative, RGGI) 的补充，后者覆盖该州电力行业排放。

碳市场总体介绍

2024年6月，佛蒙特州议会通过《第148号法案》(交通法案) (Act 148, the Transportation Bill)，要求自然资源署 (Agency of Natural Resources) 与交通署 (Agency of Transportation) 开展总量与投资机制研究，评估该机制作为实现本州气候污染减排目标潜在路径的可行性。佛蒙特州已参与区域温室气体倡议 (RGGI)，该机制覆盖电力行业的二氧化碳排放，相关研究进一步分析了在多司法辖区 (multi-jurisdictional) 机制中纳入更多行业的利弊。

该研究由技术咨询委员会 (Technical Advisory Committee) 指导开展。该委员会由佛蒙特州气候委员会 (Vermont Climate Council) 和州财政厅 (State Treasurer's Office) 的代表，以及自然资源署和交通署两个机构的工作人员组成。在完成情景分析并开展利益相关方及公众意见征询的会议后，研究工作顺利完成，其研究成果已于2025年2月提交佛蒙特州气候委员会。此后，州财政厅依据2024年《第148号法案》，在其2025年2月报告中向州议会提交了相关建议。

州财政厅建议，由于佛蒙特州规模相对较小，不宜建立独立的总量与投资机制。报告同时指出，该类机制具有潜在收益，包括促进就业 (根据不同实施方案，预计可创造约80至810个就业岗位) 以及带来健康效益。此外，报告还指出与化石能源相比，可再生能源发电通常成本更低且价格波动性更小。

州财政厅评估了两个潜在的合作项目：西部气候倡议 (Western Climate Initiative, WCI) 和纽约气候倡议 (New York Climate Initiative, NYCI)。在对两种方案进行分析后，州财政厅建议佛蒙特州在相关细节明确后再对纽约气候倡议进行评估，而非立即参与现有任何项目。尽管州财政厅认为当前加入其他项目并不具备合理性，但同时指出，未来几年加入此类机制的可行性可能会提高。

在过渡阶段，州财政厅建议气候行动办公室 (Climate Action Office) 与其他相关州级机构协同开展以下工作：

- (1) 持续跟踪总量与投资机制及低碳燃料政策与实施进展；
- (2) 研究相关措施，以减轻低收入群体因燃料成本上升所受影响，并提升其开展能效升级的能力；
- (3) 评估燃料采购跨境转移 (cross-border fuel leakage) 的经济及财政收入影响，并与邻近州就其加入总量与投资机制的可能性开展沟通；
- (4) 明确相关收入的投资方向，并评估佛蒙特州现有劳动力是否足以应对新增工作负荷；
- (5) 研究温室气体排放报告要求，并就“是否”以及“何时”建立报告机制提出建议。

2023年发布的《佛蒙特州交通领域碳减排战略》(Vermont Transportation Carbon Reduction Strategy) 提出，可将总量与投资机制作为一项潜在政策工具，用于缩小交通行业实际温室气体排放与目标的差距。近期，2025年《佛蒙特州气候行动计划》(Vermont's 2025 Climate Action Plan) 将推动加入该类机制列为优先建议。佛蒙特州气候委员会指出，总量与投资机制是一项“能够在中长期内提供可预测且减排效果显著的顶层政策工具”。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

佛蒙特州的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量

(百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

能源	6.0	75%
工业生产过程	0.6	7%
农业	1.3	16%
废弃物	0.2	3%
总计	8.1	



电力	0.2	3%
住宅、商业和工业燃料使用	2.6	32%
交通运输	3.2	40%
化石燃料行业	0.0	<1%

温室气体减排目标

到2025年: 相较于2005年基准水平减排26% (《全球变暖解决方案法》, Global Warming Solutions Act)。

到2030年: 相较于1990年基准水平减排40% (《全球变暖解决方案法》)。

到2050年: 相较于1990年基准水平减排80% (《全球变暖解决方案法》)。

灵活性与连接

该管辖区内的其他碳定价机制

碳市场: 区域温室气体倡议 (Regional Greenhouse Gas Initiative, RGGI)

其他信息

相关机构

佛蒙特州自然资源署 (Vermont Agency of Natural Resources): 负责共同协调管理该项评估研究的机构。

佛蒙特州交通署 (Vermont Agency of Transportation): 负责共同协调和管理该项评估研究的机构。

技术咨询委员会 (Technical Advisory Committee): 工作组负责指导该项评估研究, 其成员包括佛蒙特州气候委员会和州财政厅的代表, 以及自然资源署和交通署的工作人员。

监管框架

→ 《交通法案 (第148号法案)》

→ 《佛蒙特州交通领域碳减排战略》

→ 《全球变暖解决方案法 (第153号法案)》

→ 佛蒙特州财政厅根据《2024年第148号法案》提交的报告

→ 《佛蒙特州气候行动计划》(2025年)

美国华盛顿州

总量与投资计划

- 新法律将价格上限指标的价格设定为80美元 (约合545.60元人民币)。
- 在HB 1975法案(House Bill 1975)通过后, 美国华盛顿州推进了与美国加利福尼亚州及加拿大魁北克省的潜在的碳市场连接以及碳市场更新相关的规则制定工作。

碳市场总体介绍

华盛顿州总量与投资计划 (Cap-and-Invest) 于2023年1月正式启动, 覆盖该州约70%的温室气体排放量。其绝对排放总量上限设定路径与长期减排目标紧密配合, 按照目标, 华盛顿州需在2050年前较 1990 年减排 95%。

华盛顿州总量与投资计划覆盖能源、工业、建筑和交通等多个关键部门, 约96家主体被纳入管控范围。该碳市场的设计在诸多方面与加州碳市场相似, 纳管主体为其受管控的排放清缴相应配额。配额分配采用拍卖和免费分配的模式, 其中免费分配主要使用基准法。此外, 华盛顿州总量与投资计划还设立了成本控制储备、拍卖底价, 以市场稳定, 同时降低纳管主体的履约成本。

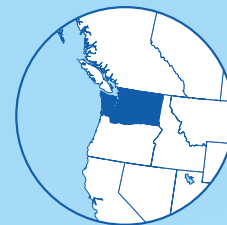
华盛顿州碳市场是2021 年 5 月由州长杰·英斯利 (Jay Inslee) 签署的《气候承诺法》(Climate Commitment Act, CCA) 推动建立。这是美国在加州之后, 第二个凭借立法手段, 在全州经济领域全面推行碳市场的州。华盛顿州碳市场启动时是独立运行的碳市场。《气候承诺法》要求华盛顿州生态部 (Department of Ecology) 推动落实与美国加利福尼亚州及加拿大魁北克省碳市场的连接。旨在推动该行动的《第 6058 号参议院法案》(Senate Bill 6058) 已于 2025 年 1 月正式生效。

年度回顾

2025年, 华盛顿州总量与投资计划发生重大调整。州议会通过的“HB 1975法案” (House Bill 1975, Chapter 320, Laws of 2025) 于2025年7月27日生效)。该法案要求生态部对该碳市场中的配额及其他履约工具市场开展分析与建模, 包括潜在市场连接情景, 以支持市场动态评估和未来机制设计调整。尽管价格上限指标 (price ceiling units) 此前已作为后备机制生效, 即在配额价格调节储备 (Allowance Price Containment Reserve, APCR) 供应耗尽时, 以价格上限的水平提供额外指标, HB 1975法案将2026年至2027年的固定价格上限设定为80美元 (约合545.60元人民币)。

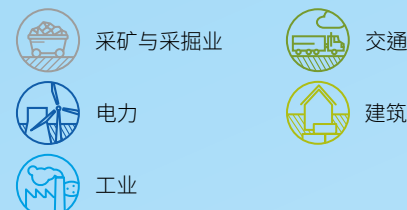
生态部扩大了《碳市场更新与市场连接》(Program Updates and Linkage) 规则制定的工作范围 (于2025年3月31日重新提交 CR-101), 并于2025年春季和夏季期间公布规则草案文本。同时, 生态部制定时间表, 计划于2026年春季提出市场连接规则, 并力争于2026年秋季正式通过, 以实现与美国加利福尼亚州和加拿大魁北克省碳市场的潜在连接。

生态部还完成了抵销机制相关规则制定, 并自2025年8月起采用更新后的《消耗臭氧层物质项目方法学》(Ozone Depleting Substances protocol)。与此同时, 生态部推进了另一项美国森林项目方法学更新工作。2026年1月9日, 生态部向州议会提交法定报告, 就2035年至2050年期间排放密集型和贸易暴露型 (Emissions-Intensive and Trade-Exposed, EITE) 行业的免费配额分配安排提出建议。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

纳入行业



排放总量上限

绝对总量上限, 4900万吨二氧化碳当量 (2026年)

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、六氟化硫、氢氟碳化物、全氟化碳、三氟化氮以及其他含氟温室气体

抵销信用

允许使用本地抵销信用, 但设有数量限制。¹

配额分配

免费分配: 历史总量法

免费分配: 固定基准法

免费分配: 基于实际产量的基准法
拍卖

2025年平均价格

平均拍卖价格 (当前年度的配额): 60.95美元 (约合415.68元人民币)

平均二级市场价格: 61.36美元 (约合418.48元人民币)

累计收入

自碳市场启动以来, 华盛顿州碳市场为州政府总共带来了约43亿美元 (约合293.26亿元人民币) 的收入, 若计入委托拍卖, 累计收入增至56亿美元 (约合381.92亿元人民币)。在2025年, 当年收入为17亿美元 (约115.94亿元人民币), 若计入委托拍卖则达到23亿美元 (约156.85亿元人民币)。

¹ 所有抵销信用须为华盛顿州带来直接的环境效益。

生态部于10月举行了计划中的履约前配额价格调节储备拍卖。由于9季度拍卖成交价格高于配额价格调节储备第一层级触发价格，生态部于11月12日以60.43美元（约合412.13元人民币）的固定储备价格举行了额外储备拍卖。本年度最后一次拍卖（也是总量控制与投资计划启动以来的第12次拍卖）于12月3日举行。生态部及委托出售主体提供的742.439万吨当期配额全部售出，成交价格为每吨70.86美元（约合483.27元人民币）。194.6万吨未来年份配额也在预拍卖（advance auction）中全部售出，成交价格为每吨29.40美元（约合200.51元人民币）。

华盛顿州的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量 （百万吨二氧化碳当量，比例为占总量的百分比）

能源	82	85%
工业生产过程	4.3	5%
农业	6.6	7%
废弃物	3.2	3%
总计	96.1	



温室气体减排目标

到2030年：较1990年减排45%《温室气体排放限额2020年修正案》，Greenhouse Gas Emission Limits – Amendment 2020）

到2040年：较1990年减排70%（《温室气体排放限额2020年修正案》）

到2050年：较1990年减排95%，并实现净零排放（《温室气体排放限额2020年修正案》）

规模与阶段

覆盖排放量(2022年)

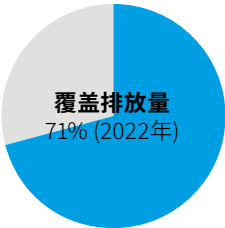
经核查的ETS排放量：6820万吨二氧化碳当量²

阶段

第一履约周期：四年（2023年至2026年）

第二履约周期：四年（2027年至2030年）

第三履约周期：四年（2031年至2034年）



根据《第6058号参议院法案》，华盛顿州生态部可能需要通过制定法规来修订“履约周期”的定义，以与已连接碳市场的辖区保持一致。不过，第一履约周期的长度不会改变。

配额总量或排放总量上限

事先设定的绝对总量上限限制了碳市场中允许的总排放量。

第一履约周期（2023年至2026年）：2023年的绝对排放总量上限为6300万吨二氧化碳当量，相当于2015年至2019年碳市场覆盖平均排放量的93%。此后每年按7%的比例减少，到2026年降至4900万吨二氧化碳当量。

第二履约周期（2027年至2030年）：2027年绝对排放总量上限将设定为2026年绝对排放总量上限和新增纳管主体排放量之和的93%，随后每年继续减少7%，直至2030年。

第三履约周期（2031年至2034年及以后）：2031年绝对排放总量上限设定为2030年绝对排放总量上限和新增纳管主体排放量之和的98.2%。2032年至2042年间，每年按1.8%的比例递减。

2043年至2049年，每年按2.6%的比例递减，力求实现在2050年较1990年减排95%。

纳入行业与纳入门槛

第一履约周期（2023年至2026年）：排放量超过2.5万吨二氧化碳当量的所有设施，涵盖工业设施、发电企业、电力进口商、燃料分销商和天然气供应商，但不包含垃圾焚烧和固体废物管理产生的排放。自2025排放年度起，电力实体（Electric Power Entities, EPEs）若符合1万吨二氧化碳当量排放报告门槛，并且来自未具体说明来源的排放量超过0吨二氧化碳当量的，也须参与总量与投资计划。

第二履约周期（2027年至2030年）：将新增排放量超过2.5万吨二氧化碳当量的垃圾焚烧设施。

第三履约周期（2031年至2034年）：将新增排放量超过2.5万吨二氧化碳当量的铁路公司。

可自愿纳入（Opt-in）范围：对于已在强制性监测、报告与核查（MRV）体系下，但排放尚未达到2.5万吨二氧化碳当量门槛的设施，可自愿申请成为纳管主体。其他设施，包括联邦电力营销管理局（Federal Power Marketing Administrations, FPMA），通过自愿报告（符合监测、报告与核查规则）也可以加入。自愿纳入的主体将被纳入强制性的监测、报告与核查体系的覆盖范围，并且必须遵守与其他纳管主体相同的监测、报告与核查要求。

监管环节

建筑、电力（含进口电力）、交通：上游

采矿、工业、电力：排放点源

² 这些排放量已进行报告，但未经过第三方核查。2023年度的核查工作已启动。该数值不包含生物源排放。

纳管主体类型

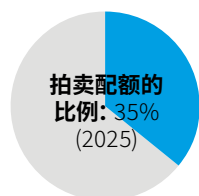
设施、燃料分销商、电力进口商

纳管主体数量

共有96家纳管主体、纳管排放源或自愿纳入主体。

配额分配与收入

配额分配



配额通过免费分配、委托拍卖免费配额以及拍卖等方式进行分配。

免费分配：对排放密集型和贸易暴露型的设施进行免费分配，以减少碳泄漏的风险。使用设施的基准值进行分配，基准值根据各类设施2015年至2019年平均排放强度测算。若设施无法按上述方式计算，则允许基于平均排放量（即历史总量法）进行分配。适用于符合资格设施的免费配额分配，其配额递减时间将依据由《气候承诺法》中所规定的四年周期来制定，而不按照履约周期划分。

第一履约周期： $100\% \times \text{基准值} \times \text{实际产量}$ ，或历史排放量；

第二履约周期： $97\% \times \text{基准值} \times \text{实际产量}$ ，或历史排放量；

第三履约周期： $94\% \times \text{基准值} \times \text{实际产量}$ ，或历史排放量；

委托拍卖免费配额：电力企业依据电力供应预测以及碳市场履约管理成本，获取免费配额。

在第一履约周期内，电力企业可选择将其最多100%的免费配额进行委托拍卖。天然气设施初始所获免费配额为其2015年至2019年平均排放量的93%，未来其每年所获的免费配额数量将按照与绝对排放总量上限下降相同的比例进行削减。2023年，纳管主体需将其65%的免费配额用于委托拍卖，自2024年起，每年该比例递增5%，直至2030年实现全部免费配额用于委托拍卖。未被用于委托拍卖的免费配额，仅能用于清缴履约，不能在二级市场进行交易。无论配额是否通过委托拍卖方式发放，分配给电力公用事业企业和天然气供应商的配额收入均须用于惠及缴费用户。

拍卖：拍卖每年举行4次。未售出配额可以留至后续拍卖，但只有当连续两次拍卖的结算价格高于拍卖底价时才能出售。在24个月内仍未售出的配额则转入排放控制储备。（详见“市场稳定机制”）

收入用途



气候减缓



促进其他发展目标（如教育与医疗）



对个人、家庭及企业的援助

委托拍卖免费配额产生的收入：电力与天然气企业委托拍卖免费配额所得的收入，须用于补贴用户群体，尤其是低收入群体。多数情况下，收入使用方式由华盛顿州公用事业与交通委员会决定。

华盛顿州生态部拍卖所得收入：拍卖所得资金被划分至五个专项账户，分别为：

- 碳减排账户（Carbon Emissions Reduction Account, CERA）；
- 气候投资账户（Climate Investment Account, CIA）；
- 气候承诺账户（Climate Commitment Account, CCA）；
- 自然气候解决方案账户（Natural Climate Solutions Account, NCSA）；以及
- 空气质量与健康差异改善账户（Air Quality and Health Disparities Improvement Account, AQHDIA）。

上述各账户分别用于资助不同类型的环境公益活动，其中并非所有项目都以减少温室气体排放为直接目标。每个账户中的资金须专款专用，支持特定的气候、环境正义和生态项目。《气候承诺法》规定，其中至少35%，目标是40%的资金必须投向可为负担过重社区内的弱势群体带来直接且有意义的益处的项目，另有至少10%的资金须用于原住民部落支持的项目。

在2025年6月之前，碳减排账户还包括气候积极交通账户（Climate Active Transportation Account, CATA）和气候公共交通项目账户（Climate Transit Programs Account, CTPA）两个附加账户。州议会通过2025年法律第417章（Chapter 417 Laws of 2025, ESSB 5801, 第801节）废除了这两个账户。两个账户中的所有剩余资金均重新划回气候承诺账户。

在2023至2025两年预算周期内，州议会在所有预算类别（运营、资本和交通运输）中共拨款27.5亿美元（约合187.55亿元人民币）；同期实际支出达到15亿美元（约合102.30亿元人民币），占立法拨款总额的55%。2025财年（2024年7月1日至2025年6月30日）期间，支出约为10亿美元（约合68.20亿元人民币）。³在该预算周期已支出的资金中，约3.75亿美元（约合25.58亿元人民币）通过气候公共交通项目账户支出，约6.5亿美元（约合44.33亿元人民币）通过气候承诺账户支出，约2.2亿美元（约合15.00亿元人民币）通过自然气候解决方案账户支出。

3 2025财年年度报告《CCA账户资金分配》(Distribution of Funds from CCA Accounts)可在[此](#)查阅。

灵活性及连接

结转与预借

华盛顿州总量与投资计划允许结转，对各履约周期期间结转没有限制，但纳管主体持有配额量有上限，且持有上限与碳市场的绝对排放总量上限相关；若配额被放入履约账户或将被委托拍卖，则不计入持有量上限。

华盛顿州总量与投资计划不允许预借配额。

抵销信用

华盛顿州总量与投资计划允许使用抵销信用来抵销相应的履约义务。

定性限制：华盛顿州基本采用加州碳市场已有的抵销信用方法学，并做了适当修改，包括：

- 畜牧项目、
- 消耗臭氧层物质项目、
- 美国森林项目、
- 城市林业项目。

生态部于2025年7月21日通过了更新《消耗臭氧层物质项目方法学》的修订内容（于2025年8月21日生效），并正单独推进美国森林项目方法学的更新工作。相关规则草案文本已于2025年7月和9月发布，正式提案（CR-102）计划于2026年1月提出。

定量限制：

第一履约周期：纳管主体可使用抵销信用，合计上限为8%，且不可超过其履约义务的5%。另外，若使用来自经联邦政府认可的部落土地上的项目所产生的抵销信用，可额外再抵销3%。

第二履约周期：抵消信用上限合计为6%。纳管主体最多抵销不超过其履约义务的4%。使用来自联邦政府认可的部落土地上项目所产生的抵销信用可额外再抵销2%。

第三个履约周期及以后：合计最高为6%。其中，最高可使用相当于主体履约义务4%的抵销信用，包括来自联邦承认部落土地项目的信用；另有2%可由位于联邦承认部落土地上的项目满足。

如未来与其他碳市场成功连接，则第一履约周期内至少有50%的抵销信用必须为华盛顿州带来直接提供环境效益（Direct Environmental Benefits to the State, DEBS），在第二履约期及以后提高到75%。若不连接其他碳市场，则所有抵销信用均必须为华盛顿州带来直接提供环境效益。

各纳管主体在2023年共清缴26,280个抵销信用，占履约所清缴全部工具的0.13%。

与其他碳市场的连接

目前华盛顿州总量与投资计划尚未与其他碳市场正式连接。2023年11月，华盛顿州生态部宣布计划与加州和魁北克的碳市场进行连接。2024年3月和9月，华盛顿州、加利福尼亚州与魁北克省政府发表联合声明，明确将致力于探索潜在的碳市场连接。该州与市场连接相关的规则制定工作及环境正义评估仍在进行中。州政府预计将于2027年前实现全面市场连接。有关市场连接的季度进展更新发布于生态部市场连接网站（Ecology Linkage Website），最近一次更新于2025年12月发布。

该管辖区内的其他碳定价机制

无

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的配额（配额或者抵销信用）。

履约周期

履约周期为4年。

除履约周期结束后的第一年外，每年11月1日前（若该日为非工作日，则为之后的首个工作日）纳管主体须清缴至少相当于上一年度经核查排放量30%的履约指标（包括配额或抵销信用）；履约周期结束后的第一年时，纳管主体须在11月1日前（若该日为非工作日，则为之后的首个工作日）清缴覆盖该履约周期剩余所有对应排放量的履约指标。

监测、报告与核查（MRV）

规则框架：监测、报告与核查（MRV）框架依据《温室气体排放报告规定》（Reporting of Emissions of Greenhouse Gases, WAC 173-441）建立。

监测：报告主体须遵循该法规相关章节规定的计算、监测、质量保证、缺失数据处理、记录保存及报告程序。

根据《华盛顿州行政法规》（后简称WAC）173-441-030须履行报告义务的报告主体，必须制定书面温室气体监测计划。该计划须明确职责分工、数据收集方法、质量保证措施、计量设备或连续监测系统的维护与维修程序，并包含设施的简化流程框图。

校准和准确性要求适用于设施中的计量仪表和测量设备。排放数据监测与产品数据监测适用不同的首次校准日期，后续重新校准须依据法规、制造商要求或行业标准执行（WAC 173-441-050）。

监测、报告与核查 (MRV) 门槛：设施、燃料供应商及电力实体的温室气体排放量达到或超过每年1万吨二氧化碳当量时，须强制履行温室气体报告义务；设施自2012年起开始报告；燃料供应商和电力实体自2022排放年度起开始报告，并于2023年提交相关报告（WAC 173-441-030）。

报告：须进行年度报告。多数报告主体须于3月31日前提交排放报告；电力实体须于6月1日前提交排放报告（WAC 173-441-050）。

核查：自2023排放年度（于2024年报告）起，任何年排放量达到或超过2.5万吨二氧化碳当量的报告主体，或根据总量控制与投资法承担强制或自愿履约义务的报告主体，均须接受第三方核查。

对于须接受第三方核查的报告主体，每三个报告年度中至少须进行一次全面核查（第一年必须进行全面核查）；若满足相关条件，其余两年可采用简化核查。核查机构须于8月10日前提交上一日历年度的核查报告（WAC 173-441-085）。核查机构必须获得生态部认证，包括持有加利福尼亚空气资源委员会（California Air Resources Board, ARB）强制报告项目下有效的认证或认可资格（WAC 173-441-085）。

执法和罚则

如果纳管主体或自愿纳入主体在相关截止期限内缺少足够的履约工具以履行年度及最终履约义务，则须在六个月内，就每缺少一个履约工具额外提交四个罚则配额。若该主体未提交罚则配额，生态部须发布行政命令，或按每项违规行为为每日最高1万美元（约合6.82万元人民币）处以民事罚款；每吨未由履约工具覆盖的二氧化碳当量排放均构成单独违规行为（WAC 173-446-610）。

市场调节

市场设计

市场参与主体：履约主体（纳管主体及自愿纳入管控主体）、非履约主体（包括抵销项目参与者）、居住在美国境内的个人。

市场类型：

一级市场：每年举行4次拍卖，具体日期与拍卖量在年初公布。参与者须在履约指标追踪系统（Compliance Instrument Tracking System Service, CITSS）中注册账户。拍卖由西部气候倡议（Western Climate Initiative, WCI）执行。

二级市场：配额的期货和期权合约可在洲际交易所（Intercontinental Exchange, ICE）及Nodal交易所平台进行交易。参与者也可通过场外交易直接交易。

配额的法律属性：配额未被明确界定为“金融工具”或“证券”，但与抵销信用一同被视为由生态部创建和管理、用于履约目的的“履约工具”，并受到有关创建、交易、持有、结转和注销等方面的专门规则约束。

市场稳定机制

拍卖底价

工具类型：基于价格的机制

运作方式：2026年拍卖底价设定为27.92美元（约合人民币190.41元），此后将每年在通胀率的基础上再上调5%，其中通胀率以美国劳工统计局发布的全国城市居民消费者价格指数（CPI-U）衡量。

配额价格调节储备 (Allowance Price Containment Reserve, APCR)

工具类型：基于价格的机制

运作方式：由华盛顿州生态部管理的单独账户，当市场价格过高时，以预设价格出售储备配额。生态部将每年部分配额预算划入配额价格调节储备，而非在碳市场启动时一次性预留。目前，在第一和第二履约周期（2023年至2030年）中，每年划入配额价格调节储备的比例为5%。配额价格调节储备设有两个价格层级，2026年第一层级和第二层级的价格分别设定为65.26美元（约合445.07元人民币）和83.84美元（约合571.79元人民币）⁴，并以每年5%加通胀率（根据全国城市居民消费者价格指数（CPI-U））的幅度上调。

在任一季度拍卖成交价格达到或超过第一层级价格水平后，将举行配额价格控制储备拍卖；此外，在每年度履约截止日期前，还将举行履约前的配额价格调节储备拍卖。仅纳管主体和自愿纳入主体可以参与。拍卖按照固定层级价格进行。购得的配额将直接存入主体的履约账户，且不得在二级市场交易。任何未售出的配额将结转至未来的配额价格调节储备拍卖。生态部每年发布配额价格调节储备拍卖时间表及拍卖结果。

价格上限指标

工具类型：基于价格的机制

运作方式：如果配额价格调节储备没有余量，而纳管主体仍缺少配额来完成履约义务，则可申请购买价格上限指标（Price Ceiling Units）。价格上限指标销售仅在履约周期结束时，并在纳管主体提出申请后进行，且须按照法规要求提前发布通知。根据HB 1975法案，2026年至2027年的价格上限设定为80.00美元（约合545.60元人民币）。后续调整将由生态部依据相关法律及规则制定程序确定，以促进潜在市场连接。

排放控制储备 (Emissions Containment Reserve, ECR)

工具类型：基于价格的机制

运作方式：如果拍卖结算价低于排放控制储备触发价，则可扣留拍卖配额并放入排放控制储备。目前该触发价暂被搁置，本条款尚未正式运作。

4 在签署连接协议之前，配额价格调节储备的拍卖仅包括以第一个价格层级出售的配额。

其他信息

相关机构

华盛顿州生态部 (Department of Ecology)：负责该碳市场的设计和实施。

西部气候倡议 (Western Climate Initiative, WCI)：一家非营利组织，负责拍卖和履约指标追踪系统的管理，以及市场监督。

使用西部气候倡议的其他合作管辖区，包括加利福尼亚州、魁北克省和纽约州。

碳市场评估

按规定，华盛顿生态部须在2027年12月前及此后每四年向立法机构提交一份对华盛顿州总量与投资计划的全面评估报告。

预计2023至2025两年预算周期内的投资将直接减少近900万吨二氧化碳当量的温室气体排放，估算减排成本约为每吨40美元（约合272.80元人民币）。⁵

监管框架

- [《气候承诺法》 \(Climate Commitment Act, CCA\)](#)
- [《气候承诺法项目规则》 \(Climate Commitment Act Program Rule\)](#)
- [《温室气体排放报告规定》 \(Reporting of Emissions Of Greenhouse Gases\)](#)
- [《第 6058 号参议院法案》 \(Senate Bill 6058\)](#)
- [HB 1975法案 \(House Bill 1975\)](#)
- [《华盛顿州行政法規》第173-441章 \(WAC 173-441\)](#)
- [《华盛顿州行政法規》第173-446章 \(WAC 173-446\)](#)

⁵ 参见《[2025财年CCA账户资金分配报告](#)》 (Distribution of funds from CCA accounts Fiscal Year 2025)。请注意封面页中的免责声明。

03 FACTSHEETS

拉丁美洲和加勒比地区

玻利维亚	157
巴西	159
智利	162
哥伦比亚	165
多米尼加共和国	168
墨西哥	170

玻利维亚

- 玻利维亚已提出一项法律草案，拟建立国家碳市场
- 拟采用混合配额分配模式，结合免费分配和拍卖两种方式
- 立法进程正在推进中

碳市场总体介绍

玻利维亚正在考虑建立国家碳市场。玻利维亚的五名议员其于2025年11月将名为《多民族玻利维亚国温室气体排放信用和配额市场监管条例》(Regulation of the Market for Greenhouse Gas Emission Credits and Quotas of the Plurinational State of Bolivia, PL-060/25) 的法律草案提交至众议院。该提案标志着玻利维亚气候行动路径发生重要转变。此前，玻利维亚在法律和政策层面已有多项进展，包括2024年宪法法院裁决推翻了对气候和环境市场机制的禁令、2025年《预算法》出台相关条款，以及玻利维亚第三轮国家自主贡献 (Nationally Determined Contributions, NDC) 中正式纳入《巴黎协定》第六条合作。这些进展为市场化气候政策工具打开了空间。

该提案的核心是建立国家强制碳市场，或称排放配额体系 (Emission Quotas System, SCE)。该体系将对超过特定排放门槛的设施设定温室气体排放上限。该体系将以可交易的排放配额为基础，每一吨配额代表在特定履约周期内排放一吨二氧化碳当量的权利。

该法律草案拟设立专门的国家碳市场管理机构，即国家排放交易管理局 (Autoridad Nacional de Comercio de Emisiones, ANCE)。该机构将作为环境部下属的自治机构，享有行政、技术和财务自主权。国家排放交易管理局将负责碳市场监管，包括设定排放总量上限、管理配额分配、运营登记系统，以及执行履约监管。

总体排放上限和体系参数将通过《国家配额分配方案》(National Allocation Plan, Plan Nacional de Asignación, PNA) 确定。该计划将由国家排放交易管理局编制，并经部长级决议批准。《国家配额分配方案》将明确排放配额总量、识别纳入行业，并通过配额总量界定总体排放上限；同时，还将设定行业基准线，用于指导每个履约周期的配额分配和行业覆盖范围。《国家配额分配方案》还将规定在国家碳市场下纳管主体可使用抵销信用用于履约的数量上限。

拟议的碳市场将采用混合的配额分配模式。基于竞争力和公平性考量，初期将向被认定存在碳泄漏风险的行业提供免费分配，并可能随着时间推移逐步减少免费分配。与此同时，配额也可通过公开拍卖方式分配，以提高经济效率并创造公共收入。

配额仅在其对应的履约周期内有效。除非国家排放交易管理局明确授权，否则不得将配额结转或转移至未来周期。所有配额的发放、转让、清缴和注销都将记录在国家排放、配额和碳信用登记系统中，以确保透明度并防止重复计算。

该法律草案还规定了履约和执法框架。纳管主体须报告排放量，并清缴足够配额以覆盖其经核查的排放量。未履约可能导致罚款、暂停市场参与资格或其他行政处罚；对重复违规行为，处罚将进一步加重。

截至2026年初，玻利维亚碳市场仍处于立法提案阶段。该法律草案已正式进入立法程序，并正在由专门委员会审议。委员会审议后，草案将在全体会议上进行辩论和表决。如获批准，草案将进入第二立法议院接受类似审议，之后提交行政部门颁布。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

玻利维亚的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量
(百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

能源活动	21.1	42%
工业生产过程	3.2	6%
农业活动	22.6	45%
废弃物处理	3.1	6%
合计	50.0	



能源工业	4.9	10%
制造业和建筑业	2.1	4%
交通运输	10.2	20%
商业、机构和住宅	2.1	4%
其他能源活动	1.8	4%

温室气体减排目标

到2030年: 玻利维亚未设定单一的经济范围内温室气体减排目标。其国家自主贡献 (2021年至2030年) 设定的是行业减排目标。

其他信息

相关机构

环境部: 负责碳市场规则框架的政策指导和战略监督。

国家排放交易管理局 (Autoridad Nacional de Comercio de Emisiones, ANCE): 拟设立的独立碳市场监管机构 (尚未成立), 负责碳市场管理, 包括设定排放总量上限、配额分配、登记系统运行以及履约执法。

监管框架

→ 《温室气体排放信用和配额市场监管条例草案》(PL-060/25, 正在接受立法审议)

巴西

巴西温室气体排放交易市场 (BRAZILIAN GREENHOUSE GAS EMISSIONS TRADING SYSTEM, SBCE)

- 已根据《第15,042/2024号法律》(Law No. 15,042/2024) 指定特别秘书处 (Extraordinary Secretariat) 牵头推进巴西温室气体排放交易市场 (巴西碳市场, SBCE) 监管规则建设
- 覆盖行业范围广泛, 农业行业被豁免, 林业预计将产生抵销信用
- 首批履约义务预计将在五至六年内启动

碳市场总体介绍

《第15,042/2024号法律》(Law No. 15,042/2024) 确立了巴西碳市场 (Brazilian Greenhouse Gas Emissions Trading System, SBCE; 葡萄牙语: Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa)。巴西碳市场旨在支持《第12,187号法律——巴西国家气候变化政策》(Law No. 12,187 – Brazilian National Climate Change Policy) 的实施, 并推动实现巴西的气候目标。该法律明确了治理框架, 并为纳管主体的履约义务奠定法律基础。覆盖范围、排放总量上限、配额分配、监测、报告与核查等关键设计要素, 将由后续监管规则确定, 主管部门目前正在制定这些后续规则。

该碳市场将要求年排放量超过2.5万吨二氧化碳当量的排放主体承担履约义务; 年排放量超过1万吨二氧化碳当量的主体则适用报告义务。纳管主体须清缴配额, 以覆盖其全部覆盖排放量 (见“履约周期”部分)。原则上, 巴西碳市场适用于所有行业, 但农业活动被明确豁免。林业和土地利用行业预计将产生符合条件的碳信用, 因此预计不会被纳入巴西碳市场的排放总量上限。部分行业中哪些主体将被纳入巴西碳市场, 取决于参与门槛是适用于单个排放源, 还是例如适用于公司层面。这一点尚待确定。

定期发布的《国家配额分配计划》(National Allocation Plans) 将确定排放总量上限变化路径、配额分配方法、抵销信用使用限制以及市场稳定机制。排放总量上限必须与巴西的气候目标保持一致。未履约可能导致罚款、停产禁令及其他处罚。纳管主体可使用国内抵销信用抵扣其部分履约义务。

该碳市场将由气候变化部际委员会 (the Interministerial Climate Change Committee) 负责监督, 并由巴西碳市场管理机构 (the SBCE Management Body) 负责运行; 该管理机构将获得技术咨询机构支持。2025年10月, 《第12,677号法令》(Decree No. 12,677) 在财政部内设立了碳市场特别秘书处 (Extraordinary Secretariat for the Carbon Market)。该秘书处将在过渡期内临时行使管理机构的部分职权, 以加快监管规则建设。监管规则包括监测、报告与核查规则、合规性评估和认证程序; 在过渡期内开发并运行中央登记系统; 并协调国际连接和公众咨询。该秘书处下设两个副秘书长: 监管与方法学 (Regulation and Methodologies) 副秘书长, 以及实施 (Implementation) 副秘书长。

与此同时, 《第12,678号法令》(Decree No. 12,678) 在环境与气候变化部内设立了市场工具和REDD+司 (Department of Market Instruments and REDD+)。该司将为碳定价机制提供技术指导, 支持对基于林业类的碳信用开展环境完整性评估, 并为巴西《巴黎协定》第六条指定国家主管机构 (Designated National Authority, DNA) 以及国家REDD+委员会 (CONAREDD+) 执行秘书处提供建议和支持, 特别是涉及《第15,042/2024号法律》第12条唯一一段第II项所规定的职责。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

纳入行业¹



覆盖的温室气体

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、氢氟碳化物、六氟化硫、全氟碳化物

抵销信用

将允许使用国内抵销信用, 并设定定量限制。

¹ 国内航空、交通和航运原则上受该监管规则约束。但这些行业是否会有主体被纳入碳市场, 将取决于参与门槛是适用于单个排放源, 还是例如适用于公司层面。这一点尚待确定。

该法律将分五个阶段实施：

- 第一阶段：政府颁布实该碳市场该所需的监管规则（自巴西碳市场法律生效起一至两年）。
- 第二阶段：纳管主体开展排放监测和报告的运行准备（第一阶段结束后一年的时间）。
- 第三阶段：纳管主体开始承担监测和报告义务（第二阶段结束后两年的时间）。
- 第四阶段：实施首个国家配额分配计划，并进行免费配额分配。
- 第五阶段：首个国家配额分配计划结束后，该碳市场全面投入运行。

巴西的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量
（百万吨二氧化碳当量，比例为占总量的百分比）

能源活动	418.5	34%
工业生产过程	102.3	8%
农业活动	622.0	50%
废弃物处理	90.8	7%
合计	1,233.6	



能源工业	56.6	5%
制造业和建筑业	69.1	6%
交通运输	217.4	18%
商业、机构和住宅	30.2	2%
其他能源活动	45.2	4%

温室气体减排目标

到2030年：12亿吨二氧化碳当量（较2005年下降53.1%）（第二轮国家自主贡献）

到2035年：8.5亿至10.5亿吨二氧化碳当量（第三轮2035年国家自主贡献）

到2050年：长期目标是在2050年前实现气候中和（第二轮国家自主贡献）

规模与阶段

纳入行业与纳入门槛

纳入门槛：巴西碳市场将对负责以下设施和排放源的运营者施加义务：

- 年排放量达到1万吨二氧化碳当量的，适用监测和报告义务；
- 年排放量达到2.5万吨二氧化碳当量的，适用履约义务。

纳入门槛可由巴西碳市场管理机构上调。相关义务仅适用于已有完善监测、报告与核查监管规则的活动。

监管环节

排放点源

纳管主体类型

超过纳入门槛的设施和排放源的责任运营者（见“纳入行业与纳入门槛”部分）。

配额分配与收入

配额分配

将通过《国家配额分配计划》确定。配额分配可以采取免费分配或拍卖方式。首个履约周期内不得开展拍卖。

收入用途



气候减缓



对个人、家庭和企业的援助

碳市场收入，包括配额拍卖收入和未履约费用等，将按以下方式支出：

- 至少15%用于巴西碳市场的运行和维护；
- 至少75%用于国家气候变化基金（the National Climate Change Fund），以支持减缓活动融资；
- 至少5%用于原住民和传统社区，以补偿其在森林保护和生态系统服务方面的贡献。

灵活性与连接

抵销信用

定性限制：符合条件的活动须满足以下要求：使用经碳市场巴西碳市场管理机构认可的方法学（待定）；由项目或计划的开发方或实施责任方按照巴西碳市场认可的方法学进行计量和报告，并由独立机构核查；同时，在巴西碳市场中央登记系统中登记。相关信用一旦在巴西碳市场登记系统中登记为经核证减排或移除证书（Verified Emissions Reduction or Removal Certificates, CRVE），即可在巴西碳市场中使用。

巴西农业、土地利用变化和林业行业占全国排放量的60%以上，预计将成为经核证减排或移除证书的主要来源。

经核证减排或移除证书可由巴西《巴黎协定》第六条指定国家主管机构授权，根据《巴黎协定》第六条用于进行转让。新设立的市场工具和REDD+司将支持环境完整性评估，并承担与《巴黎协定》第六条下设立的工具相关的其他职能。

该法律确认了原住民和传统社区在碳信用开发方面的权利，包括将其土地上产生的信用进行商业化的权利、获得损害赔偿的权利，以及根据未来监管规则确保收益分享的权利。

定量限制：使用经核证减排或移除证书抵扣履约义务的定量限制，将在作为每个《国家配额分配计划》中予以的一部分确定。

履约

履约机制

纳管主体须就其全部覆盖排放量，按照每排放一吨二氧化碳当量清缴一吨配额的要求履约。

履约周期

由管理规则确定。根据该法律，履约须在每个履约周期结束时完成；巴西碳市场管理机构也可规定更短的履约频率。

监测、报告与核查

规则框架：《第15,042/2024号法律》

监测：自巴西碳市场实施第二阶段起，纳管主体须向巴西碳市场管理机构提交监测计划并获得批准。监测计划制定规则将在设立该碳市场的法案获批后12至24个月内制定。

报告：运营者须提交温室气体排放和移除年度报告，并遵守已批准的监测计划以及巴西碳市场管理机构制定的具体指引。

核查：报告须由经认可的核查检查机构开展合规性评估，以确保其准确性和合规性。

执法和罚则

未履约行为将受到罚款、停产整治令及其他处罚。对法人实体，罚款上限为其总收入的3%；如重复违法，罚款上限可提高至4%。对其他个人以及无收入的法人实体，罚款金额为5万巴西雷亚尔（8949美元，约合61032元人民币）至2000万巴西雷亚尔（358万美元，约合2441.56万元人民币）。

市场调节

市场设计

配额的法律属性：

配额和经核证减排或移除证书在金融和资本市场交易时属于证券 (valores mobiliários)，适用相关法律，并受巴西证券交易委员会 (Brazilian Securities and Exchange Commission, CVM; 葡萄牙语: Comissão de Valores Mobiliários, CVM) 监管。

其他信息

相关机构

跨部门气候变化委员会 (Interministerial Climate Change Committee)：为气候相关政策提供总体战略方向和部门协调。负责为巴西碳市场发布总体指导，并批准重大管理决定，例如《国家配额分配计划》。

巴西碳市场管理机构 (SBCE management body, 待正式组建)：《第15,042/2024号法律》规定的常设实施机构。负责通过《国家配额分配计划》提出《国家配额分配计划》中的排放总量上限，监督配额分配，接收并审查排放报告，管理登记系统，制定履约程序，以及执法。

碳市场特别秘书处 (Extraordinary Secretariat for the Carbon Market, 隶属财政部)：根据《第12,677/2025号法令》设立的过渡性机构，旨在碳市场管理机构完全建立前推进相关监管规则的建设。该机构牵头负责制定监测、报告与核查规则、建立认证与合格评定程序、开展注册登记系统的设计与初期运营，以及统筹技术合作和公众咨询等工作。

常设技术咨询委员会 (Permanent Consulting Technical Committee)：咨询机构，负责提供技术意见和建议，以完善巴西碳市场的设计、实施和监管规则更新。委员会下设管理事务分会 (Regulatory Affairs Chamber)，由纳管行业和其他利益相关方代表组成，以确保结构化咨询和行业参与。

市场工具和REDD+司 (Department of Market Instruments and REDD+, 隶属环境与气候变化部)：支持对基于林业类的碳信用开展环境完整性评估，参与制定碳定价机制相关指引，协助巴西碳市场执行机构处理土地利用信用开发相关事项，并为巴西《巴黎协定》第六条指定国家主管机构提供技术支持。

监管框架

→ 《关于建立巴西碳市场的第15,042/2024号法律》，确立巴西温室气体碳市场

→ 《第12,677/2025号法令》

→ 《第12,678/2025号法令》

智利

- 《气候变化框架法》(Framework Law on Climate Change) 纳入了关于温室气体排放限额制度的规定
- 《能源行业减缓与适应计划》(Energy Sector Mitigation and Adaptation Plan) 提出建立能源行业的试点碳市场
- 2035年国家自主贡献提出逐步提高电力碳税, 并完善其他领域的碳税制度, 同时认可碳市场的作用

碳市场总体介绍

2022年6月, 智利颁布《气候变化框架法》(Framework Law on Climate Change)。该法设定了2050年碳中和目标, 并明确了智利为实现该目标将在国家、地区和地方层面实施的气候政策, 包括国家自主贡献、长期气候战略、《气候变化融资战略》(Climate Change Financial Strategy), 以及行业减缓与适应计划。

该法第14条授权环境部 (Ministry of Environment) 按技术、行业或活动设定温室气体排放限额。温室气体排放限额可作为单个设施的排放基准设定, 也可按一组设施或某一行业的总量设定。若按总量设定, 温室气体排放限额可类似于排放总量上限。根据第15条, 表现优于其基准的设施, 其超额减排量将获得认证, 并可供其他纳管主体用于履行各自的排放限额义务。

《气候变化框架法》确立了若干可能支持碳市场建设的关键要素, 例如设定行业层面排放总量上限的可能性。不过, 仍需进一步明确监管和法律定义, 以判断该制度最终将作为总量和交易机制运行, 还是作为可交易绩效标准 (tradable performance standard) 运行。

《温室气体排放标准和短寿命气候污染物限额制定规则》(Rules for the Development of GHG Emissions Standards and Short-Lived Climate Pollutant Limits, DS N° 12/2025) 于2024年3月获智利可持续发展与气候变化部长委员会 (Council of Ministers for Sustainability and Climate Change) 批准, 并于2025年7月发布。该文件明确了根据《气候变化框架法》制定排放限额的程序和设计要素。目前, 排放限额制度正在建设中。2025年12月, 环境部启动了氢氟碳化物和甲烷排放限额初步提案的起草工作。

在第30届联合国气候变化大会 (COP 30) 期间, 环境部发布了《碳定价和市场工具路线图》(Roadmap for Carbon Pricing and Market Instruments)。这是加强碳市场、国家气候行动和国际合作之间衔接的重要里程碑。

该法第37条为建立市场化、财政和金融工具提供了依据, 以应对温室气体排放带来的负面影响。《能源行业气候变化减缓与适应行业计划》(Sectoral Plan for Mitigation and Adaptation to Climate Change in Energy) 承诺为能源行业设计试点碳市场, 并预计于2026年至2027年间开始实施, 初期采取自愿参与方式。该试点设计将考虑碳市场的关键组成部分, 包括覆盖范围、排放总量上限、配额分配、监测、报告与核查 (MRV)、交易和监管。该工作的目的是通过实践提升碳交易能力, 推动政府和纳管主体参与碳市场运作, 并收集证据, 为决定是否扩大实施总量与交易碳市场提供依据。相关工作得到世界银行市场实施伙伴关系 (Partnership for Market Implementation, PMI) 的支持。

自2017年以来, 智利已实施明确的碳税, 即“绿色税”。该税主要包括两个组成部分: 一是针对新型轻型车辆的税收, 二是针对固定排放源的税收, 后者主要影响电力行业 and 大型工业设施。如2035年国家自主贡献所述, 智利已承诺逐步提高所有与碳相关的税收, 其中电力行业碳税将与更新后的碳社会成本 (Social Cost of Carbon) 保持一致, 并纳入边际成本, 即电力调度。

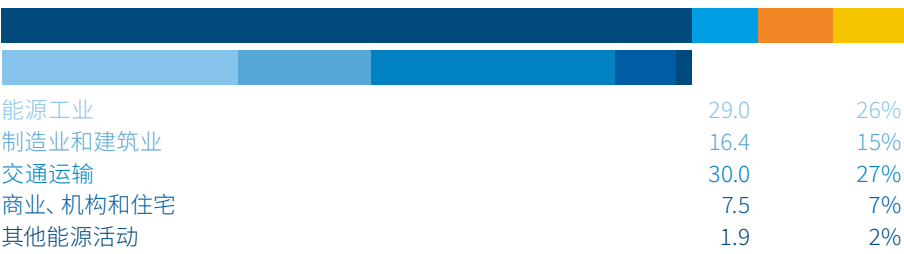


- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

智利的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量
(百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

能源活动	84.8	76%
工业生产过程	8.1	7%
农业活动	9.2	8%
废弃物处理	8.9	8%
合计	111.0	



温室气体减排目标

到2025年: 温室气体排放达到峰值, 并扭转国家甲烷排放趋势。(2035年国家自主贡献)
到2030年: 交通行业温室气体排放达到峰值; 至少80%的电力来自可再生能源; 2020年至2030年全国碳预算为11亿吨二氧化碳当量。(2035年国家自主贡献)
到2035年: 2035年全国温室气体排放不超过9000万吨二氧化碳当量; 2031年至2035年总排放量控制在最高4.8亿吨二氧化碳当量的碳预算内。甲烷排放量较2025年预测最高水平至少下降10%, 黑碳排放较低于2016年水平下降的70%。(2035年国家自主贡献)
到2050年: 实现气候中和。(《气候变化框架法》)

灵活性与连接

抵销信用

《气候变化框架法》第14条规定, 在智利境内实施的项目所产生的减排或移除证书, 可用于履行该法第14条和第15条所规定的排放标准。《温室气体排放标准和短寿命气候污染物限额制定规则》明确, 主体可使用减排或移除证书履行其履约义务, 但使用比例不得超过各项标准设定的上限。该监管规则于2024年开展公众咨询, 目前正在由共和国总审计署 (Comptroller General of the Republic) 审查。该规则明确了温室气体排放或短寿命气候污染物减排、吸收项目的核查和批准规则与程序, 以及基于减排、吸收或超额履约产生信用的规则。

政府还开发了国家减缓行动登记系统 (National Registry of Mitigation Actions, RENAMI; 西班牙语: Registro Nacional de Acciones de Mitigación)。该系统将作为气候减缓活动登记的国家平台, 并预计将在第14条和第15条下未来的补偿机制, 以及智利参与《巴黎协定》第六条合作方法方面发挥核心作用。

该管辖区域内的其他碳定价机制

碳税: 智利绿色税 (Chile Green Tax)

国内抵销机制: 智利绿色税排放抵销机制 (Chile Green Tax Emissions Offsetting Scheme)

履约

监测、报告与核查 (MRV)

规则框架: 《气候变化框架法》要求适用排放限额的主体开展强制性监测、报告与核查。对于绿色税, 《第63/2023号最高法令》 (Supreme Decree 63/2023) 规定了年度监测、报告与核查义务。

监测: 现行温室气体监测、报告与核查制度主要服务于绿色税的实施。设施须通过直接测量, 即连续排放监测系统 (Continuous Emissions Monitoring Systems, CEMS), 或使用经批准排放因子进行计算, 量化其年度二氧化碳和颗粒物排放量。监测义务适用于燃烧过程中年排放量达到或超过1.25万吨二氧化碳, 或年排放量达到或超过50吨颗粒物的设施。

报告: 报告须遵循环境部 (Ministry of Environment, MMA) 发布的《报告说明》 (Reporting Instructions), 并包括活动数据、测量结果和方法学文件。数据须按季度提交至环境监管局 (Superintendency of the Environment, SMA), 并在次年第一季度进行汇总。

核查: 目前尚未采用第三方核查, 但绿色税监测、报告与核查 (MRV) 规则, 即《第63/2023号最高法令》, 要求排放数据接受环境监管局的确认和核查; 该过程可由经认可且受环境监管局监督的核查机构提供支持, 其认证由环境监管局监督。核查频率为年度, 对应每个财政期。未来第14条和第15条排放限额规则也须纳入核查程序, 并由环境监管局监督; 核查机构认证将依据同一法律。

其他信息

相关机构

财政部 (Ministry of Finance): 负责设计、实施、修订和更新碳税, 包括推动碳税与降碳社会成本保持一致, 以及推进影响碳相关税收的更广泛财政改革。

环境部 (Ministry of Environment): 负责实施《气候变化框架法》及其相关工具, 以及排放补偿机制; 同时也是《巴黎协定》第六条的指定国家主管机构 (designated national authority) 和国家联络点 (national focal point)。具体而言, 环境部负责监督《气候变化框

架法》第14条和第15条所建立制度的开发和实施, 包括排放标准、补偿机制、监测、报告与核查规程, 以及减缓行动和证书登记系统。环境部还牵头推进《碳定价和市场工具路线图》。

能源部 (Ministry of Energy) : 牵头制定和实施《2050年能源政策》(Energy Policy 2050)、《能源脱碳计划》(Energy Decarbonization Plan), 以及《气候变化框架法》下的《行业减缓与适应计划》。能源部负责能源行业减缓行动, 包括设计和实施能源行业试点碳市场。

外交部 (Ministry of Foreign Affairs) : 负责协调与《巴黎协定》第六条相关的谈判进程和实施协议签署工作。

农业部 (Ministry of Agriculture) : 牵头非能源行业碳信用相关讨论, 特别是土地利用、土地利用变化和林业 (Land Use, Land-Use Change and Forestry, LULUCF) 以及基于自然的解决方案。

可持续发展与气候变化部长委员会 (Council of Ministers for Sustainability and Climate Change) : 负责审议并批准气候相关关键监管规则, 包括第14条和第15条下的监管规则、行业减缓与适应计划; 同时向总统提供建议, 并协调跨部门气候政策。

监管框架

- 《气候变化框架法》
- 《2035年国家自主贡献——2025年更新》
- 《第12/2025号最高法令 : 温室气体排放和短寿命气候污染物限额制定规则》
- 《温室气体排放标准和短寿命气候污染物限额排放补偿制度规则草案》
- 《第32/2024号最高法令》
- 《2050年能源政策》
- 《第4/2023号最高法令 : 根据第20.780号法律第8条用于抵销应税排放的污染物减排项目条例》

哥伦比亚

国家可交易温室气体排放配额交易计划

- 《气候变化法》明确了建立碳市场的基本规定
- 第一阶段或前期筹备阶段预计于2027年启动
- 目标是在2030年全面实施碳市场

碳市场总体介绍

2018年，哥伦比亚通过了《气候变化法》（Climate Change Law, 西班牙语: Ley de Cambio Climático），其中明确了建立碳市场的基本规定，即“国家可交易温室气体排放配额计划”（National Program of Tradable GHG Emission Quotas, PNCTE; 西班牙语: Programa Nacional de Cupos Transables de Emisión de Gases de Efecto Invernadero, PNCTE）。未履约行为最高可处以相当于拍卖价格两倍的罚款。

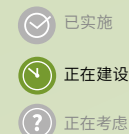
根据《2023年第2294号法律》（Law 2294 of 2023）第262条的更新规定，拍卖收入现将分配至“生命与生物多样性基金”（Fund for Life and Biodiversity），其前身为“可持续发展与气候韧性基金”（Fund for Sustainability and Climate Resilience）。这些资金将用于国家碳税规定的用途，以及管理国家可交易温室气体排放配额计划和《2021年第2169号法律》（Law 2169 of 2021，又称《气候行动法》）所规定下的强制性排放报告；该法律又称《气候行动法》（Climate Action Law, 西班牙语: Ley de Acción Climática）。

《气候变化法》还包括信用签发相关规定：非纳管主体采取自愿行动产生的温室气体减排量或移除量，如经过核查、认证，并在国家减排登记系统（National Emission Reductions Registry, Renare; 西班牙语: Registro nacional de reducción de emisiones de GEI）登记，并且被认定符合该计划要求时，可获得碳信用。

国家可交易温室气体排放配额计划的监管框架在2024年公开征求意见后，在2025年仍处于制定过程中。第一阶段或初步阶段预计于2027年启动，哥伦比亚计划于2030年全面实施碳市场。拍卖预计将成为主要配额分配方式，拍卖参考价格将与国家碳税税率保持一致。排放总量上限将由环境与可持续发展部（Ministry of Environment and Sustainable Development, MinAmbiente）每年设定，并与哥伦比亚国家自主贡献目标保持一致。

《2021年气候行动法》（2021 Climate Action Law）设定了到2030年全面实施碳市场的目标，并要求法人根据环境与可持续发展部制定的标准，报告直接和间接温室气体排放。

哥伦比亚正在研究国家可交易温室气体排放配额计划如何与现有国家碳税以及潜在的《巴黎协定》第六条国际合作相衔接，但相关安排仍有待最终确定。



哥伦比亚的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量
(百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

能源活动	91.6	50%
工业生产过程	11.7	6%
农业活动	58	31%
废弃物处理	22.2	12%
合计	183.5	



能源工业	19.6	11%
制造业和建筑业	13.5	7%
交通运输	42.2	23%
商业、机构和住宅	7.5	4%
其他能源活动	8.8	5%

温室气体减排目标

到2030年: 温室气体排放量最高为1.6944亿吨二氧化碳当量; 黑碳排放量较2014年下降40%。(第二轮国家自主贡献)

到2050年: 实现碳中和。(《2021年气候行动法》)

规模与阶段

第一阶段或前期筹备阶段(预计于2027年启动): 该阶段预计将测试国家可交易温室气体排放配额计划的一般规则和运行规则, 生成用于评估其架构结构和运行情况的信息, 并识别改进机会。

该碳市场预计将在2030年前逐步进入全面运行。

灵活性与连接

结转和预借

允许在同一实施阶段内结转。

抵销信用

定量限制: 根据公开征求意见的法令草案, 环境与可持续发展部可在每个履约周期内, 将不超过排放总量上限10%的额度分配给减排或移除活动。截至2026年1月, 政府在公开征求意见后仍在推进该法令草案的制定工作。

与其他碳市场的连接

国家可交易温室气体排放配额计划未与任何其他碳市场连接。哥伦比亚碳税税率将作为未来拍卖的参考价格。

该管辖区内的其他碳定价机制

碳税: 哥伦比亚碳税

国内信用机制: 哥伦比亚信用机制(碳税豁免机制)

履约

履约机制

纳管主体须就其全部覆盖排放量, 按照每排放一吨二氧化碳当量清缴一吨配额的要求履约。

履约周期

一年

市场调节

市场设计

配额的法律属性:

《2018年气候变化法》第29条将排放配额定义为一种可交易权利, 持有人据此获得向大气排放一吨二氧化碳当量的授权。

市场稳定机制

价格稳定储备

工具类型: 基于数量的工具(为主)

运作方式: 环境与可持续发展部可设立并预留某一履约周期内一定比例的配额, 用于稳定或调控配额价格。

拍卖参考价格

工具类型: 基于价格的工具

运作方式: 配额拍卖起始价格可考虑碳税税率。环境与可持续发展部可设定拍卖起始价格。

其他信息

相关机构

环境与可持续发展部 (Ministry of Environment and Sustainable Development, Minambiente) : 负责制定国家环境政策, 并推动可再生自然资源的恢复、保护、保育、规划、管理、使用和开发。

国家规划署 (Department of National Planning) : 国家政府机构, 负责协调、衔接并支持哥伦比亚短期、中期和长期规划, 指导公共政策周期以及投资资源优先事项的确定。

财政部 (Ministry of Finance) : 负责协调宏观经济政策; 制定、设计并执行国家财政政策; 并从预算和金融角度管理国家公共资源。

国家气候变化体系 (National Climate Change System, SISCLIMA) : 由国家、私营和非营利实体, 以及与气候变化相关的政策、标准、流程、资源、计划、战略、工具、机制和信息组成的综合体系, 用于管理哥伦比亚温室气体减缓和气候变化适应工作。

监管框架

→ [《气候变化法》](#)

→ [《气候行动法》](#)

→ [《关于规范国家可交易温室气体排放配额计划的法令草案 \(公开征求意见稿\) 》](#)

多米尼加共和国

- 已完成《碳市场路线图》（2020年），并正与加勒比区域协作中心（RCC Caribbean）推进试点碳市场设计
- 试点碳市场设计草案正在由国家气候变化和碳市场委员会审查
- 已于2023年11月与利益相关方开展模拟演练

碳市场总体介绍

多米尼加共和国通过国家气候变化和碳市场委员会（National Council for Climate Change and Carbon Market, CNCCMC），并与联合国气候变化框架公约加勒比区域协作中心（Regional Collaboration Centre for the Caribbean, RCC Caribbean）合作，在“推动雄心气候行动的协作工具”倡议（Collaborative Instruments for Ambitious Climate Action, CIACA）框架下，在碳定价评估和实施方面取得了重要进展。该项工作被纳入多米尼加共和国的2020年国家自主贡献。作为国家气候目标的一项重要组成部分，它将在本国和国际技术援助支持下，推动制定与更新版国家自主贡献保持一致的减缓行动。

一项关键成果是，多米尼加共和国于2020年制定了《多米尼加共和国碳市场设计路线图》（Roadmap for Designing an Emissions Trading System (ETS) in the Dominican Republic），随后于2023年11月组织主要国内利益相关方开展了模拟演练。

在路线图建议的基础上，“推动雄心气候行动的协作工具”倡议支持了国家气候变化和碳市场委员会设计试点碳市场。2024年，加勒比区域协作中心发布了咨询服务工作大纲，以支持试点碳市场设计。试点设计包括以下工作：

- 界定拟纳入的排放、行业和设施，并设定与国家气候目标保持一致的排放总量上限；
- 设计配额分配流程，并考虑建立抵销框架；
- 制定履约机制，并确保利益相关方参与；
- 编制报告，总结设计选择、影响和实施考虑。

加勒比区域协作中心支持国家气候变化和碳市场委员会为试点碳市场设计提供技术支撑，包括起草法律文本草案、提出行业覆盖范围的备选方案、设计配额分配情景和制定制度安排。这些工作作为“推动雄心气候行动的协作工具”倡议2024年和2025年工作计划的一部分，已圆满完成。

2024年和2025年，国家气候变化和碳市场委员会与加勒比区域协作中心推进了试点碳市场设计，包括研究潜在覆盖范围选项、配额分配方式和监管考虑。不过，截至2026年1月，尚未公开发布建立该试点的法令草案。

试点碳市场设计正在接受评估，以判断其是否可与该国更广泛的气候政策工具和报告制度相衔接。



- ✓ 已实施
- 🔧 正在建设
- ❓ 正在考虑

多米尼加共和国排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量
(百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

能源	28.7	62%
工业生产过程	5.1	11%
农业	7.4	16%
废弃物	5.2	11%
合计	46.3	100%



能源工业	15.7	34%
制造业和建筑业	3.1	7%
交通运输	7.4	16%
商业、机构和住宅	1.7	4%
其他能源活动	0.8	2%

温室气体减排目标

到2030年: 到2030年, 在5100万吨二氧化碳当量的基准情景基础上, 实现20%的有条件减排; 并通过国内资源实现7%的无条件减排, 其中私营部门贡献5%, 公共部门贡献2%。
(2022年国家自主贡献)

其他信息

相关机构

国家气候变化和碳市场委员会 (National Council for Climate Change and Carbon Market, CNCCMC): 原称国家气候变化和清洁发展机制委员会, 负责统筹协调全国各发展领域相关机构的工作, 以应对气候变化。该委员会还负责协调国家监测、报告与核查 (MRV) 体系和国家温室气体清单的相关工作。

试点碳市场工作由国家气候变化和碳市场委员会协调, 并获得加勒比区域协作中心以及其他国际伙伴的技术支持, 包括联合国开发计划署 (United Nations Development Programme, UNDP)、联合国环境规划署 (United Nations Environment Programme, UNEP) 和世界银行市场实施伙伴关系 (Partnership for Market Implementation, PMI)。

监管框架

- 《多米尼加共和国2020年国家自主贡献》
- 《第348-21号法令: 修订第601-08号法令第1条, 设立并整合国家气候变化和清洁发展机制委员会》
- 《第269-15号法令: 国家气候变化政策》
- 《两年期透明度报告和第四次国家信息通报》

墨西哥

墨西哥碳市场

- 拉丁美洲首个投入运行的碳市场
- 试点阶段于2020年启动，2022年为进入正式运行阶段前的过渡年
- 试点阶段的法规在正式运行阶段法规发布之前仍然有效

碳市场总体介绍

作为拉丁美洲首个碳市场，墨西哥碳市场试点阶段于2020年1月启动。该体系覆盖能源与工业领域中年排放量达到或超过10万吨的固定排放源的直接二氧化碳排放量，覆盖排放量约占全国温室气体排放量的30%，以及国家排放登记系统（National Emissions Registry, RENE）²中报告排放量的90%。在墨西哥碳市场中，纳管主体须清缴与其覆盖排放量等量的配额。配额通过基于历史总量法进行免费分配，且每年会对排放量进行核查。从运营阶段第一年起，免费分配的配额比例将逐步降低，该运行阶段预计于2026年开始。

墨西哥碳市场最初以试点计划的形式启动，分为两个阶段：2020年至2021年为试点阶段，2022年为过渡阶段。试点碳市场旨在测试体系设计、为墨西哥2035年国家自主贡献目标（NDC 3.0）及其他减排目标作出贡献、提升排放数据质量，并为各参与方累积碳排放交易经验，从而为正式运行阶段的设计提供改进依据。

根据《关于建立碳市场试点项目初步基础的协议》（the Agreement on the establishment of the preliminary basis of the Pilot Program of the Emissions Trading System）（以下简称试点碳市场协议），在正式运行阶段法规发布之前，该试点阶段的相关法规将继续有效。

年度回顾

2025年，第六个履约年度结束。88%的参与主体向墨西哥环境与自然资源部（Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, SEMARNAT）提交了关于其2024年排放量的合格核查报告，86%的纳管主体完成了配额清缴义务。在2025年3月至6月期间，纳管主体完成了2024年排放量核查。

2025年3月，环境与自然资源部完成机构重组。此次重组新设了可持续发展与循环经济副部长办公室（Subsecretaría de Desarrollo Sostenible y Economía Circular），负责包括碳市场协调与运行在内的相关工作。

8月，碳市场咨询委员会（Consultative Committee of the Emissions Trading System, COCOSCE）召开首次例会。会议讨论了碳市场第一运行阶段的监管规则，以及配额分配、电力行业义务、抵销机制和法律问题等内容。

9月，政府发布《2025—2030年环境与自然资源部门规划》（Sectoral Program of Environment and Natural Resources 2025–2030）。其中，行动路线4.1.3包括启动碳市场第一运行阶段、保障自愿碳市场有效运行，以及推动其与其他碳定价机制之间的协调衔接。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

纳入行业

- 采矿与采掘业
- 电力
- 工业

配额总量或排放总量上限

绝对排放总量上限
2.731亿吨二氧化碳当量（2021年）

覆盖的温室气体种类

二氧化碳

抵销信用

设有定量限制的国内抵销信用¹

配额分配

免费分配：历史总量法

2025年的配额价格

二级市场：0墨西哥比索（0美元，或0元人民币）

¹ 环境与自然资源部正在建立一个本国的抵销机制。

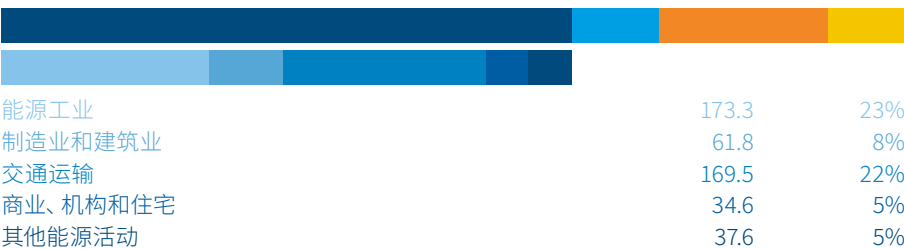
² 根据墨西哥环境与自然资源部（SEMARNAT）。

2025年11月，气候变化跨部门委员会（Intersecretarial Commission of Climate Change）批准了墨西哥2035年国家自主贡献（NDC 3.0），并于COP30期间正式提交。该国家自主贡献设定，到2035年，无条件排放目标为3.64亿至4.04亿吨二氧化碳当量；有条件目标为3.32亿至3.63亿吨二氧化碳当量。

墨西哥的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量 （百万吨二氧化碳当量，比例为占总量的百分比）³

能源	476.9	63%
工业生产过程	77.5	10%
农业、林业及其他土地利用 ⁴	133.3	18%
废弃物	69.0	9%
总计	756.7	



温室气体减排目标

到2030年：较基准情景（BAU）减少35%（无条件）（国家自主贡献2.0）

到2035年：无条件排放总量上限为3.64亿至4.04亿吨二氧化碳当量；有条件目标为3.32亿至3.63亿吨二氧化碳当量。两种情景均反映较当前水平减少约5.83亿吨二氧化碳当量（国家自主贡献2.0）。

到2050年：实现净零排放（国家自主贡献3.0）。

规模与阶段

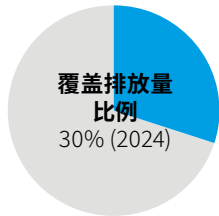
覆盖排放量 2024

阶段

试点阶段：两年（2020年和2021年）

过渡阶段：一年（2022年）

正式运行阶段：自2025年起



配额总量或排放总量上限

事先设定的绝对总量上限限制了碳市场中允许的总排放量

试点阶段（2020 – 2021）：

2020年：2.713亿吨二氧化碳

2021年：2.731亿吨二氧化碳⁵

每年还会在排放总量上限之外设立三个配额储备：

- 拍卖储备（相当于排放总量上限的5%，用于定期拍卖，尚未实施）；
- 新进入者储备（相当于排放总量上限的10%，供新进入者及现有主体产量增加时使用）；
- 通用储备（相当于排放总量上限的5%，用于对排放量高于基准线的主体进行事后调整分配）。

储备机制作为保障措施，旨在试点阶段避免纳管主体受到经济影响，符合《2018年气候变化基本法》（2018 General Law on Climate Change）要求。

纳入行业与纳入门槛

试点碳市场：试点碳市场覆盖能源与工业部门。能源部门包括发电、输电与配电，以及化石燃料的开采、生产、运输与分销。

工业部门包括汽车制造、水泥、石灰、化工、食品饮料、玻璃、钢铁、金属、矿业、石油化工、纸浆造纸等，以及其他年直接二氧化碳排放达到或超过10万吨二氧化碳的工业部门的子行业。

纳入门槛：试点碳市场覆盖每年直接二氧化碳排放量达到至少10万吨的固定排放源的设施。

正式运行阶段：行业范围和纳入门槛预计与试点阶段保持一致。

监管环节

排放点源（所有行业）

³ 来源: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/1031246/INEGyCEI_1990-2024_Dif_221025.xlsx

纳管主体类型
设施

纳管主体数量
2025年有300家⁴

配额分配与收入

配额分配

试点碳市场：试点阶段采用免费分配，细则如下：

初始分配：根据最近一次核查的排放量进行100%免费分配。新纳入主体以其首次超过10万吨二氧化碳门槛的年份所对应的核查排放量获得免费配额；对于尚未核查排放量的纳管主体，则以其向国家排放登记系统报送的历史排放为准。

事后调整：若纳管主体免费获得的配额低于其实际核查排放量，可从通用储备中申请追加配额。若因产能扩张导致排放增加，也可申请额外免费配额。

设施关停：永久关停的设施须清缴关停前一年的配额，并退还关停年度的免费配额。具体该设施是仅需清缴配额、退还配额，还是必须同时履行这两项义务依关停时间而定，墨西哥环境与自然资源部随后将注销相关配额。

配额拍卖：墨西哥环境与自然资源部可拍卖拍卖储备中的配额。截至2025年12月，尚未举行拍卖。

正式运行阶段：预计自启动起将减少免费分配比例。墨西哥环境与自然资源部正制定拍卖机制。

收入用途

墨西哥环境与自然资源部正在设计正式阶段的收入管理制度。

灵活性与连接

结转与预借

试点阶段配额不可结转至正式阶段。正式阶段允许跨阶段及履约年度的结转。

虽未明确预借机制，但实际操作中，通常在下一履约期配额发放后才需要清缴上一履约期的排放配额。

抵销信用

墨西哥碳市场允许使用抵销信用。

定性限制：预计将会有两种灵活性工具，均可产生在墨西哥碳市场中使用的抵销信用。

- 抵销信用：**墨西哥环境与自然资源部正在制定国内抵销信用生成计划，用于履约清缴。按照国际或国内认可标准完成审定核查的国内项目可获得资格。所有温室气体相关的减排都包括，但与直接二氧化碳排放相关的除外。
- 早期行动：**试点开始前（2020年）已在墨西哥实施并符合相关准则的项目，若其减排量未被用于其他履约目的，经注销证明后可在墨西哥碳市场中转换为抵销信用，并在正式运行阶段继续产生抵销信用。

定量限制：纳管主体可将抵销信用或早期行动所产生的抵销信用最多用于其履约义务的10%。

墨西哥环境与自然资源部正制定相应规定以在试点阶段落实抵销信用与早期行动机制，并基于对可用活动和项目的梳理完善抵销信用使用规则。

《气候变化基本法》第89条和第90条为减排成果的注册登记机构提供了总体框架，《国家排放登记系统法规》（Regulation of the General Law of Climate Change on the National Emissions Register, RENE regulation）第26 – 29条为可注册的项目提供了额外规定，如注册登记程序、用于认可国际注册登记机构签发的减排量的所需基本资料。

与其他碳市场的连接

当前墨西哥碳市场未与任何其他碳市场实现连接，但《气候变化基本法》为未来与其他交易体系建立连接保留了可能性。

该管辖区内的其他碳定价机制

碳税：国家碳税机制

地方层面则有以下州（或地区）征收碳税：科利马州、杜兰戈州、瓜纳华托州、墨西哥城、莫雷洛斯州、克雷塔罗州、圣路易斯波托西州、墨西哥州、塔毛利帕斯州、尤卡坦州以及萨卡特卡斯州。

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的配额。

履约周期

履约期为一个自然年。墨西哥环境与自然资源部正根据试点经验评估配额清缴截止日。

⁴ 根据墨西哥环境与自然资源部

监测、报告与核查 (MRV)

规则框架:《气候变化基本法》第87条和第88条为向国家排放登记系统 (Registro Nacional de Emisiones, RENE) 开展温室气体报告提供总体框架。

经核查的年度二氧化碳排放量须同时报告至国家排放登记系统 (除纳管主体须向国家排放登记系统履行的其他报告义务外) 以及碳市场登记系统。

在正式运行阶段, 所有纳管主体均须制定监测计划, 作为其履约义务的一部分。

监测: 根据国家排放登记系统要求, 能源、工业、交通运输、农业、废弃物、商业和服务业中年排放量达到或超过2.5万吨二氧化碳的排放主体, 须报告《联合国气候变化框架公约》(United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC) 确定的六种主要温室气体, 以及黑碳、氯氟烃、氢氯氟烃、卤代醚、卤代烃及其混合物的排放情况。

报告: 基于环境与自然资源部制定的电子模板开展年度自行报告。报告通过年度运营申报表 (Cédula de Operación Anual) 以电子方式提交。

核查: 须于次年6月底前完成由独立认可核查机构开展的核查。

报告与核查须依据国家排放登记系统的标准和程序开展。⁵核查机构须获得墨西哥认可机构认证, 并经联邦环境保护检察署 (Procuraduría Federal de Protección al Ambiente) 批准。核查机构须符合ISO14065 (核查机构要求)、ISO14064-3 (温室气体报告核查与审定) 和ISO 14066 (温室气体审定与核查团队能力要求) 标准。

执法与罚则

墨西哥碳市场试点计划的设计是避免对纳管主体造成额外的经济负担。然而, 若纳管主体未履约, 其在试点阶段内将不能将未使用的配额结转到后续履约期, 并且在墨西哥碳市场正式运行阶段的首次配额分配中, 每少交付1吨配额, 将减少2吨配额的分配。

正式阶段拟引入处罚机制。

市场调节

市场设计

市场参与主体: 试点阶段仅限纳管主体及抵销信用提供者参与。墨西哥环境与自然资源部正在制定非纳管主体参与规则。

市场类型

一级市场: 截至2025年底未开展拍卖, 墨西哥环境与自然资源部筹备正式阶段拍卖制度。

二级市场: 未设立交易所。截至2025年底, 参与者之间自行协商配额转让。

配额的法律效力: 试点阶段配额属“行政工具”, 非金融工具, 正式阶段预计维持此属性。

市场稳定机制

无

其他信息

相关机构

墨西哥环境与自然资源部: 实施墨西哥碳市场的主管部门。

碳市场咨询委员会: 在试点阶段期间承担咨询、指导、社会参与与建议的技术论坛。其成员包括财政部、环境和自然资源部、能源部和经济部的代表; 国家生态和气候变化研究所的代表; 工业协会联合会、企业协调委员会和各纳管行业代表。

碳市场评估

《关于建立碳市场试点项目初步基础的协议》第10条规定, 墨西哥环境与自然资源部每年对试点进行审查, 发布价格走势与减排成效报告。墨西哥环境与自然资源部在试点期间对墨西哥碳市场的组成部分进行了内部评估, 以改进和更新正式运营阶段的法规。

此外, 在碳市场咨询委员会的支持下, 对试点进行了评估, 以确定是否需要调整墨西哥碳市场的设计。

碳市场咨询委员会的工作组已就排放总量上限和配额分配方法、抵销信用以及能源部门和法律建议等关键议题向联邦政府提出了不同建议。

监管框架

- [《气候变化基本法》 \(General Law of Climate Change\)](#)
- [《关于建立碳市场试点项目初步基础的协议》 \(Agreement on the establishment of the preliminary basis of the Pilot Program of the Emissions Trading System \(implementing regulation of the pilot\)\)](#)
- [《国家排放登记系统法规》 \(Regulation of the General Law of Climate Change on the National Emissions Register\)](#)
- [关于2020年和2021年排放总量上限通知 \(Notice on the cap for the years 2020 and 2021\)](#)
- [关于2020年和2021年配额储备和行业配额分配通知 \(Notice on the reserve and sectoral allocation of allowances for the years 2020 and 2021\)](#)
- [墨西哥碳市场官方网站 \(Mexico Emissions Trading System Website\)](#)
- [更新版《国家气候变化战略》 \(Update to the National Strategy on Climate Change\)](#)
- [财政部《可持续金融动员战略》 \(Strategy of Sustainable Finance Mobilization of the Ministry of Finance\)](#)
- [《环境与自然资源部组织通则手册》 \(General Organization Manual of SEMARNAT\)](#)

5 根据墨西哥环境与自然资源部

03 碳市场详情

亚太地区

澳大利亚	175	新西兰	219
北京	180	菲律宾	225
中国	184	韩国	227
重庆	188	日本埼玉县	234
福建	192	上海	238
广东	196	深圳	243
湖北	201	中国台湾	247
印度	205	泰国	249
印度尼西亚	209	天津	251
日本	214	日本东京都	255
马来西亚	217	越南	259

澳大利亚

保障机制

- 保障机制的改革已于2023年7月1日启动
- 该碳市场采用基于排放强度的管理方式，主要监管大型工业设施
- 各设施的排放基准线将每年下降4.9%直至2030年

碳市场总体介绍

澳大利亚保障机制针对全国200多家大型设施和企业设立了强制性的设施级排放基准线。任一财年内受管控排放的排放量超过10万吨二氧化碳当量的设施均需纳入管控范围。纳管主体需为超过其年度排放上限（基准线）的排放量交付减排指标，该基准线根据排放强度设定。

该排放基准线依据实际产量及生产产品的碳排放强度值计算，排放超过基准线的设施需通过清缴减排指标来抵销超额排放，包括保障机制积分（Safeguard Mechanism Credits, SMC）或澳大利亚碳信用（Australian Carbon Credit Unit, ACCU）。在一些情况下，纳管主体还可以申请在更长周期内对排放量进行平均核算，符合资格条件的纳管主体，还可申请下调基准线下降率（baseline decline rate），或从未来年度预借减排指标。

保障机制自2016年起正式实施，不过在初始阶段，由于并不签发可供交易的减排指标，所以当时未将其界定为碳排放交易体系。随着2023年3月通过并于同年7月正式生效的立法修订，政府开始能够向排放低于基准的设施签发保障机制积分（SMC），此次改革还伴随着排放基准线的收紧，每年下降默认值设为4.9%，以确保符合澳大利亚既定的2030年减排目标，并为2050年实现碳中和铺平道路。这些举措实际上将保障机制转变为“基准线和减排机制”（Baseline-and-Credit System，碳排放交易体系的一种类型）。

年度回顾

2024财年是作为保障机制实施改革后的首个完整履约年度。2025年2月，澳大利亚清洁能源监管机构（Clean Energy Regulator, CER）于2024财年排放报告后，首次发行了保障机制积分。

2025年4月，澳大利亚清洁能源监管机构公布了2024财年的全面履约数据。在保障机制下被分配基准线的219个设施中，62个设施因排放表现低于其基准线而共获得830万吨保障机制积分；同时，共清缴710万吨澳大利亚碳信用和140万吨保障机制积分，用于履约。整体履约率为98%。覆盖排放量从2023财年的1.387亿吨二氧化碳当量降至2024财年的1.359亿吨二氧化碳当量，减少270万吨（约1.9%）。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

纳入行业

- 采矿与采掘业
- 电力
- 工业
- 交通
- 国内航空
- 航运
- 废弃物

配额总量或排放总量上限

基于强度的排放上限
1.359亿吨二氧化碳当量（2023—2024年履约周期）

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、六氟化硫、氢氟碳化物、全氟化碳

抵销信用

国内，无限制

配额分配

免费分配：基于实际产量的基准法

2025 年平均价格

二级市场平均价格：36.05澳元（约合23.23美元，或158.43元人民币）¹

¹ 为气候变化、能源、环境及水务部（DCCEEW）公布的2025财年默认规定价格。该价格反映保障机制下两类合格履约单位（保障机制信用和澳大利亚碳信用单位）的平均市场价格。

澳大利亚排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量

(百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

能源	398.0	75.5%
工业生产过程	33.0	6.3%
农业	82.4	15.6%
废弃物	13.8	2.6%
总计	527.2	



能源工业	186.8	35%
制造业和建筑业	42.0	8%
交通运输	96.6	18%
商业、机构和住宅	15.6	3%
其他能源活动	56.9	11%

温室气体减排目标

到2030年: 相较2005年排放水平减少43% (第二轮国家自主贡献, NDC 2.0)

到2035年: 相较2005年排放水平减少62%—70% (2035年国家自主贡献, NDC 3.0)

到2050年: 实现净零排放 (更新后的首轮国家自主贡献)

澳大利亚的温室气体减排目标遵循《2006 年 IPCC 国家温室气体清单指南》, 覆盖该指南界定的土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF), 以及所有其他经济部门、分类和碳库, 以及纳入澳大利亚年度《国家排放清单报告》列示的其他各类排放源。

规模与阶段

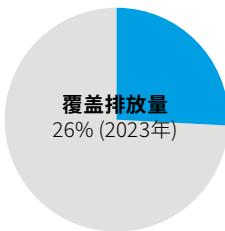
覆盖排放量2023年

经核查的ETS排放量 (2023财年) 1.387亿吨二氧化碳当量

配额总量或排放上限

保障机制下的净排放总量上限随产量 (实际产出) 变化而变化, 并相当于所有纳管主体自下而上加总的设施层级排放上限 (基准线) 的总和。然而, 这种自下而上的排放上限并不代表澳大利亚保障机制设定了绝对排放总量上限。

设施层面基准线依据实际产量及生产产品的碳排放强度值来计算 (见“配额分配”部分)。对于标准基准线 (Standard Baseline) 及垃圾填埋场的基准线 (Landfill Baseline), 默认每年下降4.9%直至2030年。



标准基准线适用于所有生产产品的纳管设施; 填埋场基准线则采用不同方式计算, 并仅适用于废弃物处理设施, 因为这类设施提供的是服务而非产品。

所有受保障机制管控的设施净排放量在2030财年期间不得超过1亿吨二氧化碳当量, 在2021至2030财年期间, 净排放总量不得超过12.33亿吨二氧化碳当量, 并且需在2050财年降至零。

保障机制所有纳管设施的总排放量, 亦须随时间推移逐步下降, 并以“五年滚动平均值” (five-year rolling average) 来衡量。自2024年7月起, 过去五年保障机制覆盖排放的滚动平均值, 须低于三年前同期的五年滚动平均值; 自2027年7月起, 该滚动平均值则需低于其两年前的五年滚动平均值。

纳入行业和纳入门槛

纳入行业

保障机制覆盖了澳大利亚年直接温室气体排放量 (范围1) 超过10万吨二氧化碳当量的设施。目前约有220家设施被纳入, 涵盖采矿、制造业、国内交通运输以及石油、天然气和废弃物等行业。

在澳大利亚保障机制框架下, 对于所有并网发电设施, 采用统一的行业基准线进行管理。目前, 该行业基准线预计不会被突破, 且未设定下降的趋势。只要全行业的总排放量不超过既定行业基准线, 单个并网发电机组就不会被纳入保障机制, 所以并网发电设施虽然在名义上在保障机制的管控范围内, 但实际上其并不承担履约义务。离网发电设施 (包括整合在其他保障机制纳管设施内的自备发电机组) 则受这一行业基准线覆盖, 它们需报告其排放量。

在废弃物处理行业, 由于大部分设施的排放量未能达到纳入门槛, 仅有极小部分 (约占行业总排放量的1%) 被纳入保障机制。

纳入门槛

每年直接 (范围1) 排放量超过10万吨二氧化碳当量的设施以及公司。

监管环节

排放点源

市场主体类型

设施、公司 (铁路/公路运输、航运与国内航空行业)

纳管主体数量

219家 (2024财年)

配额分配与收入

配额分配

根据改革后的保障机制，基准线的设定采用了“基于实际产量的动态基准线 (production adjusted emissions intensity)” 框架。在改革初期，基准线的设定权重主要侧重于纳管设施自身的实际排放强度，然而到2030年，基准线的设定将逐步过渡到以行业平均排放强度为基础。此外，自2023年7月起，现有设施生产的新增产品及所有新建设施生产产品的排放基准线，均采用“最佳实践” (best practice) 排放强度值设定。

对于并网的发电设施，采用基于历史排放量的行业基准线。

对于没有设定基准线的设施，默认10万吨二氧化碳当量作为基准线。

排放量低于基准线的设施（不含垃圾填埋场及使用预借机制的设施）可获签发保障机制积分，可自行结转至未来使用或出售给其他设施。

对于面临碳泄漏风险的设施（即“贸易暴露、基准线调整”设施，简称TEBA设施，Trade-Exposed Baseline-Adjusted, or TEBA）可申请降低基准线下降率（详见“履约机制”章节）。

灵活性 & 连接

结转与预借

澳大利亚保障机制对保障机制积分可结转量没有限制，至2030年前均可使用。2030年后的结转机制将在2026-2027年保障机制评估中审议（详见“碳市场评估”章节）。

在2030年前均允许预借。纳管主体允许预借的减排指标量不得超过每年基准线的10%，随后该设施下一年度的基准线将扣减与预借量相等的额度，并外加一笔额外扣减作为利息。

- 在2025财年和2026财年，预借利率为2%。
- 从2027财年起，预借利率为10%。

抵销信用

允许使用国内抵销机制签发的澳大利亚碳信用。

定性限制: 仅澳大利亚碳信用可用于抵销履约义务。

定量限制: 没有上限。如果在某一财年纳管主体使用澳大利亚碳信用抵销其排放量达到或超过其排放基准线的30%时，该主体须向清洁能源监管机构提交一份说明，阐述其设施未能实现更多减排的具体原因，并且这份说明将会在清洁能源监管机构的官方网站上进行公示。

2024财年，保障机制下共使用710万吨澳大利亚碳信用用于履约。

与其他碳市场的连接

澳大利亚保障机制未与任何其他碳市场相连接。

该管辖区内的其他碳定价机制

国内抵销信用机制: 澳大利亚碳信用计划

履约

履约机制

纳管主体的排放量每超过设施年度排放基准线1吨二氧化碳当量，它就必须清缴一个履约单位（保障机制积分或澳大利亚碳信用）。该基准线是基于特定的排放强度基准值（benchmark），并采用“基于实际产量的动态基准线” (production-adjusted emissions intensity) 框架计算设定。

对于现有设施，基准线在初期主要根据该设施当前的排放强度加权设定；到2030年基准线将过渡至基于行业平均排放强度。

无论是既有设施，还是新建的设施，其排放基准线均遵循每年4.9%的默认下降率直至2030年。2030年后，排放基准线的下降率以五年为一个周期进行设定，这与澳大利亚国家自主贡献目标的更新周期保持一致。这一下降路径与澳大利亚的排放路径相匹配，并预留减排指标储备，用于应对新旧设施产量高于预期、或贸易暴露型基准线调整获得的额度超出预期等情形。

如果制造业的贸易暴露型设施申请TEBA资格（贸易暴露、基准线调整），并能证明自身面临较高的碳泄漏风险，便可将其基准线下降率最低降至每年1%（其他行业最低为2%）。获批TEBA资格的设施可连续三年享受这一调减后的基准线下降率，且最终获批的调整下降率与设施在该碳市场承担的合规成本相匹配。

在部分情形下，设施可申请最长五年的多年监测期（即多年期基准线，multi-year monitoring period, MYMP），以平滑其到2030年的履约义务和减排路径。只有设施能够证明其将开展厂区减排，以在监测期结束时实现低于基准线的排放，才可使用该选项。

在2024财年履约周期内，26个设施使用了灵活性措施，包括17项TEBA（贸易暴露基准线调整型）设施认定、6项新的多年期监测期（MYMP）声明，以及3项预借调整认定。

履约周期

年度报告与履约要求

- **履约周期结束时间:** 6月30日
- **报告提交截止日期:** 10月31日
- **保障机制积分发放时间:** 次年2月初
- **清缴截止日期:** 次年3月31日

监测、报告、核查 (MRV)

规则框架: 排放监测依据《2007年国家温室气体与能源报告法》(National Greenhouse and Energy Reporting Act 2007, NGER Act) 开展。

监测: 保障机制下的监测和报告规则采用《2007年国家温室气体与能源报告法》的规则框架。《2007年国家温室气体与能源报告法》制度为温室气体排放 (包括范围一和范围二)、能源生产和能源消费报告建立了统一的国家框架。所有超过年度纳入门槛的设施均承担报告义务; 门槛包括: 排放量至少2.5万吨二氧化碳当量 (包括范围一和范围二排放)、能源产量达到或超过100太焦, 或能源消费达到或超过100太焦。

报告: 保障机制覆盖的设施须每年于10月31日前向清洁能源监管机构报告排放量。报告通过排放与能源报告系统 (Emissions and Energy Reporting System, EERS) 以电子方式提交。

核查: 根据《2007年国家温室气体与能源报告法》实施核查, 年排放超100万吨二氧化碳当量的设施须接受独立机构每年核查。

执法和罚则

最高民事处罚按超额排放量每吨1个处罚单位计算。截至2024年11月, 1个处罚单位为330澳元 (约合213美元, 或1,452.66元人民币)。主管部门开具的违法罚款通知的罚款额为最高民事处罚金额的三分之一计收, 且最高不超过15万个处罚单位。

市场监管

市场设计

纳管主体, 以及非纳管主体 (澳大利亚碳信用的项目开发方)

一级市场: 当前无配额拍卖。保障机制积分免费发放给排放表现优于基准线的设施。

二级市场: 清洁能源监管机构于2024年推出新的碳指标和证书登记系统, 整合此前的碳指标登记簿, 并支持澳大利亚碳信用和保障机制积分的交易、清算和结算。

配额的法律效力: 根据《2001年澳大利亚公司法》(Australia's Corporations Act (2001)), 澳大利亚碳信用和保障机制积分被视为金融产品 (部分情况除外)。

市场稳定机制

价格调节机制

工具类型: 设定价格 (逐步递增)

运作方式: 超过排放基准线的设施可向清洁能源监管机构申请以固定价格购买所需澳大利亚碳信用。2024财年定价为82.68澳元 (约合53.27美元, 或363.3元人民币), 后续财年按消费者价格指数加上年增2%调整, 为纳管主体提供履约成本上限的确定性。

其他信息

相关机构

清洁能源监管机构: 联邦主管部门, 负责机制管理, 基准线设定和计算、排放数据收集和发布、保障机制积分签发、审批预借、多年监测期、TEBA设施基准线下降率等事宜。

气候变化、能源、环境及水务部 (Department of Climate Change, Energy, Environment and Water, DCEEW): 联邦部门, 负责气候政策以及保障机制。

气候变化管理局 (Climate Change Authority, CCA): 独立咨询机构, 为政府提供气候政策建议, 包括对澳大利亚保障机制运行绩效的评估。

碳市场评估

澳大利亚政府将在2026年至2027年期间评估保障机制的政策设置，以确保其校准适当，并能够有效实现与澳大利亚目标一致的减排。

作为此次评估的一部分，气候变化管理局将就改革在多大程度上推动了现场减排，以及是否需要额外激励措施，向政府提供建议。评估还将考虑国际抵销信用的使用（目前不允许）、保障机制积分在2030年后的使用资格，以及与澳大利亚2035年国家自主贡献目标的衔接。

2023年保障机制改革后，澳大利亚政府评估了更多政策选项，以应对与主要贸易伙伴减排政策差异导致的碳泄漏风险。该评估分析了碳泄漏风险，并认为现有政策措施可在短期至中期缓解泄漏风险。评估还研究了中长期内进一步政策措施是否能够通过确保国内产品和进口产品在澳大利亚市场承担相同减排义务，来支持公平竞争环境。

该评估建议，对一组特别面临进口相关碳泄漏风险的商品引入碳边境调节机制，初期覆盖水泥和熟料；其他商品是否纳入则需进一步评估。澳大利亚政府将在2026年至2027年保障机制评估中，进一步考虑相关问题以及是否实施碳边境调节机制。

监管框架

- 《2007年国家温室气体与能源报告法》(National Greenhouse and Energy Reporting Act 2007, NGER Act)
- 《2015年国家温室气体与能源报告 (保障机制) 规则》(National Greenhouse and Energy Reporting (Safeguard Mechanism) Rule 2015)
- 《2015年碳信用 (碳农计划) 规则》(Carbon Credits (Carbon Farming Initiative) Rule 2015)
- 《2011年澳大利亚国家排放单位登记法》(Australian National Registry of Emissions Units Act 2011)
- 《2011年澳大利亚国家排放单位登记条例》(Australian National Registry of Emissions Units Regulations 2011)

北京

北京碳市场

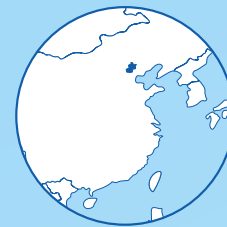
- 中国三个由地方人大批准碳市场立法的区域碳市场之一
- 率先实施跨区域交易以及以价格上下限作为稳定机制的碳市场
- 覆盖行业广泛且多次扩展覆盖范围

碳市场总体介绍

北京碳市场于2013年11月启动，是中国三个由地方人大批准碳市场立法的区域碳市场之一。北京采用自下而上的方法设定配额总量。该碳市场覆盖全市总排放量的30%，包括供热、石化及其他工业企业、制造业、服务业和公共交通的排放。纳管主体必须就其全部覆盖排放量清缴配额，配额分配通过拍卖或免费分配进行。与中国其他区域碳市场相比，北京碳市场的碳价水平相对较高。

年度回顾

2025年，北京市生态环境局及相关部门根据2024年发布的《北京市碳排放权交易管理办法》更新了多项碳市场管理规则，包括登记管理、拍卖收入管理和交易管理规则。同年4月，北京市生态环境局发布了2025年度履约的碳市场工作方案，其中包含配额分配方案。同年6月，北京市生态环境局发布了《北京市碳普惠管理办法》。该新办法将于2026年9月生效，对北京碳普惠信用的签发、管理和使用作出规定。北京于10月组织了一次配额拍卖。北京市生态环境局共拍卖8.2万个配额，总额为950万元人民币（132万美元）。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

纳入行业

- 电力
- 工业
- 建筑²
- 交通

配额总量或排放总量上限

基于排放强度的排放总量上限
约4500万吨二氧化碳（2024年）

覆盖的温室气体种类

二氧化碳

抵销信用

国内（国家级和省级），并设有定量限制

配额分配

免费分配：历史法
免费分配：基于实际产量的基准法
拍卖

2025年平均价格

平均拍卖价格：107元人民币（14.88美元）
平均二级市场价格：96元人民币（13.00美元）

总收入（2025年）

自项目启动以来累计2.918亿元人民币（4056万美元）
2025年为950万元人民币（132万美元）

北京的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量

7160万吨二氧化碳当量 (2022年)¹

温室气体减排目标

到2025年: 二氧化碳排放量较峰值下降10%以上 (不包括航空客货运输碳排放) ; 二氧化碳排放强度较2020年水平降低约18% (《北京市“十四五”时期生态环境保护规划》)

到2030年: 北京市二氧化碳排放达峰 (《北京市碳达峰实施方案》)

到2035年: 实现二氧化碳排放总量“明显”下降 (《北京市“十四五”时期应对气候变化和节能规划》)

规模与阶段

覆盖排放比例 (2022年)

约60%²

配额总量或排放总量上限

北京碳市场的配额总量是由各纳管主体按设施层级自下而上汇总的排放数据确定的。历年配额总量如下:

2020年: 约5000万吨二氧化碳³

2021年: 约3500万吨二氧化碳⁴

2022年: 约4400万吨二氧化碳

2024年: 约4500万吨二氧化碳

覆盖行业和纳入门槛

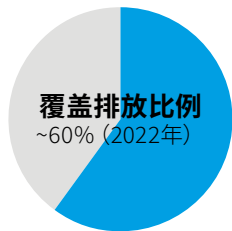
工业和非工业企业及单位, 包括电网运营商、供热、石化、其他工业企业、制造业、服务业、公共交通和国内航空。⁵电力行业碳排放已于2019年纳入中国全国碳市场; 但出于管理原因, 仍有三家单位保留在北京碳市场。水泥行业碳排放已于2024年纳入中国全国碳市场。

纳入门槛:

2015年前: 每年10000吨二氧化碳排放量 (含直接和间接排放)

2016年起: 每年5000吨二氧化碳排放量 (含直接和间接排放)。

强制报告门槛: 每年2000吨标煤 (tce) 能源消耗量



监管环节

排放点源 (电力和工业) ; 下游 (电力和热力消费产生的间接排放)

纳管主体类型

企业法人

纳管主体数量

921家 (2025年) ; 另有404家主体在2025年履约年度仅需履行强制报告义务, 但不承担配额清缴责任。

配额分配与收入

配额分配

北京碳排放配额 (BEAs) 采用基准法或历史法免费分配。对于采用基准法或历史强度法的行业, 年度配额分配采用预分配方法, 随后进行事后调整以反映相应履约年度的实际产量。配额分配方案每年更新。

2025年履约年度:

免费分配: 基准法适用于电力行业、供热、数据中心、抽水蓄能电站、电网和出租车。

历史法: 基于实际产量的历史排放强度法适用于供水、集成电路制造和公共道路交通。基于历史排放量的历史总量法适用于服务行业。

为防止配额过度盈余或短缺, 北京市生态环境局将配额盈余和短缺上限设定为排放量的20%。免费配额量少于其经核查排放量80%的纳管主体, 其配额量将增加至经核查排放量的80%。免费配额量多于其经核查排放量120%的纳管主体, 其配额量将减少至经核查排放量的120%。

拍卖: 北京最多可预留5%的配额用于不定期拍卖 (参见"市场稳定机制"章节)。

收入用途



一般预算, 包括债务偿还

收入纳入市财政。

1 近年暂无公开数据, 此处数据为本地专家估算所得。

2 近年来无公开数据。该百分比为北京碳市场的覆盖排放量 (包括直接和间接排放) 除以北京的总直接排放量。

3 低于2020年, 主要是由于电力行业纳入全国碳市场。

4 高于2021年, 主要是由于北京碳市场新增41家纳管主体。

5 目前, 国内航空行业仅需履行强制报告义务。

灵活性及连接

结转与预借

允许配额结转；但不允许配额预借

抵销信用

允许使用抵销信用。包括中国国内基于项目的抵销信用（如CCERs）和北京市核证自愿减排量（BCERs）。符合条件的BCERs项目类型包括绿色建筑、低碳交通、园林绿化、可再生能源和节能项目。

定量限制：抵销信用的使用上限为年度排放量的5%。

定性限制：2012年至2017年实施的旧版中国核证自愿减排量机制下发行的CCER，用于抵销2023年度的履约排放，但自2024年起不再有效。对于2024年1月后根据新机制发行的CCER，则不设定使用上的项目类型限制。在5%的抵销比例限制中，至少50%必须来自北京市辖区内的项目。在非北京的CCERs中，优先考虑签订了区域气候或污染控制合作协议的地区（例如湖北和天津）。

与其他碳市场的连接

北京碳市场未与任何其他碳市场连接。

该管辖区内的其他碳定价机制

碳市场：中国全国碳市场

市内抵销机制：北京核证自愿减排量（BCER）

国内抵销机制：中国核证自愿减排量（CCER）

履约

履约机制

纳管主体必须为其每吨二氧化碳的排放量清缴等量的配额。

履约周期

一个日历年：配额清缴截止日期由北京市生态环境局在年度管理通知中确定。

监测、报告与核查（MRV）

框架：北京市生态环境局制定了温室气体监测和报告的通用规则，并为以下行业制定了专项指南：供热生产和供应、火力发电、水泥、石化、公共交通、航空、其他工业企业和服务行业。

监测：纳管主体须制定并遵循监测计划。此外，所有能源消耗超过2000吨标煤的法人主体必须报告其排放量，但无需核查。

报告：纳管主体须在报告年度的次年4月底前提交年度排放报告。无履约义务但能源消耗超过2000吨标煤的法人主体须在报告年度的次年5月底前提交年度排放报告。

核查：需经第三方核查。此外，政府亦组织专家对所有核查报告进行评审，部分报告还需接受第四方核查。纳管主体须在报告周期的次年5月底前提交经核查的年度排放报告。

执法和罚则

未按时提交排放报告或核查报告的，可处以最高5万元人民币（6954美元）的罚款。此外，未清缴足额配额以匹配其排放量的企业，对每个配额不足处以前六个月平均市场价格最高五倍的罚款。

市场调节

市场设计

市场参与主体：符合北京绿色交易所制定的碳排放交易规则要求的纳管主体、国内非纳管主体和个人。

市场类型：

一级市场：BEAs通过免费分配发放。北京最多预留5%的配额用于不定期拍卖。

二级市场：交易包括三种现货产品：BEAs、CCERs、BCERs。上述三类产品的交易均由北京绿色交易所负责管理。北京碳市场还允许场外交易。受中国金融市场监管政策限制，碳市场暂不允许开展远期合约及衍生品交易。

配额的法律效力：配额不被视为金融工具。

市场稳定机制

额外配额拍卖

工具类型：基于价格的机制

运作方式：北京市生态环境局可在以下两种情况下拍卖额外配额：其一，配额的加权平均价格连续10个交易日超过上一日历年平均交易价格的60%；其二，市场流动性不足。此外，若配额的加权平均价格连续10个交易日低于上一日历年平均交易价格的40%，北京市生态环境局可动用市财政预算专项资金回购市场上的配额。

交易

工具类型：基于价格的机制

运作方式：北京绿色交易所对挂牌交易实施价格涨跌幅限制制度。涨跌幅限制为参考价（即前一交易日所有成交的加权平均价）上下20%，以防止价格剧烈波动。同时，交易所对不同市场参与主体设定了最大持仓限额：纳管主体的持仓限额为年度其分配配额的总和加100万吨，机构投资者为100万吨，个人投资者为5万吨。

其他信息

相关机构

北京市发展和改革委员会：负责建立北京碳市场，直至2019年政府机构改革。

北京市生态环境局：在2019年政府机构改革后负责北京碳市场。

北京绿色交易所（前身为北京环境交易所）：负责交易平台的运营管理。

北京市应对气候变化管理事务中心：负责碳排放权登记管理。

碳市场评估

目前暂无公开的碳市场政策评估信息。然而，当地碳交易所发布了2014年至2018年的年度报告，概述了运行情况。此外，地方政府资助了关于改进立法、监测报告与核查（MRV）、基准制定等方面的研究。据北京市生态环境局称，与2022年相比，2023年履约年度的覆盖排放量下降了2%。

监管框架

- [北京市人民代表大会《关于北京市开展碳排放权交易试点工作的决定》（2013年）](#)
- [《北京市碳排放权交易管理办法》（2024年）](#)
- [北京市发电、水泥、石化、供热、服务、道路交通、航空（2021年）及其他行业本地MRV标准](#)
- [《北京市碳排放配额回购管理办法》（2024年）](#)
- [北京市生态环境局《关于做好2025年重点碳排放单位管理和碳排放权交易试点工作的通知》](#)

中国

中国全国碳市场

- 作为全球规模最大的碳市场于2021年启动,目前覆盖约80亿吨二氧化碳
- 以基于排放强度的方式运行
- 覆盖电力行业,并于2024年开始向钢铁、水泥和电解铝行业扩展

碳市场总体介绍

中国全国碳市场于2021年开始运行,为有效控制并逐步减少二氧化碳排放作出贡献。根据《中国全国碳市场进展报告》(2025年),按覆盖排放量计算,中国全国碳市场是全球规模最大的碳市场,估计覆盖约80亿吨二氧化碳,占全国二氧化碳排放量的60%以上。中国全国碳市场对电力、钢铁、水泥和电解铝行业中年排放量超过2.6万吨二氧化碳当量的3300余家企业进行监管。纳管主体须就其全部覆盖排放量清缴配额。中国全国碳市场的配额全部采用基于实际产量的方法免费分配。目前履约义务有限,且因设施类型不同而有所差异。该碳市场的覆盖范围将随时间推移扩展至其他行业。

2024年1月,中国重启了全国温室气体自愿减排交易市场,即中国核证自愿减排量(CCER)机制。此前该机制已暂停六年,期间对其进行了改革。这有助于在国内碳市场中实施抵销机制(见"抵销信用"部分)。全国碳市场建立在八个地区实施的地方碳市场的成功经验之上。这些区域碳市场继续与全国碳市场并行运行,覆盖全国碳市场未纳入的行业和主体。

年度回顾

2024年12月,全国碳市场中99.98%的纳管主体完成了2023履约年度的履约单位清缴。2025年8月,中国最高决策机构——中共中央办公厅和国务院办公厅——发布了《关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见》。该政策制定了从基于强度的总量上限向绝对总量上限过渡、并扩大全国碳市场覆盖范围的路线图。

同年11月,生态环境部(MEE)发布了钢铁、水泥和电解铝行业2024年度和2025年度的配额分配方案。根据该方案,这三个行业的所有纳管主体在2024履约年度将获得与其经核查排放量等量的免费配额。2025年,免费分配将采用更具差异化、基于绩效的方法(见"配额分配"部分)。

同年11月,中国提交了2035年国家自主贡献报告,提出2035年将全经济范围的温室气体排放量较峰值水平减少7%至10%的目标。这是中国首次承诺减少其温室气体绝对排放量。新的国家自主贡献报告明确通过扩大全国碳市场的覆盖范围并引入有偿分配机制,建设更加有效、更有活力、更具国际的全国碳市场。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

纳入行业



配额总量或排放总量上限

基于排放强度的排放上限
约80亿吨二氧化碳(2024年)

覆盖的温室气体种类

二氧化碳; 四氟化碳和六氟乙烷(仅适用于电解铝行业)

抵销信用

国内(国家级), 设有定量限制

配额分配

免费分配: 基于实际产量的基准法

2025年平均价格

二级市场平均价格: 70.78元人民币(9.85美元)

1 其他行业的自备发电厂也被纳入覆盖范围。

中国的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量

(百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

能源	11,007	77%
工业生产过程	2,140	15%
农业	931	7%
废弃物	236	2%

总计	14,314	
----	--------	--



能源工业	5,354	37%
制造业和建筑业	3,269	23%
交通运输	1,002	7%
商业、机构和住宅	532	4%
其他能源活动	850	6%

温室气体减排目标

2030年前: 二氧化碳排放达峰; 单位GDP二氧化碳排放量较2005年水平下降65%以上2035年国家自主贡献)

到2035年: 全经济范围温室气体排放量较峰值水平下降7%至10% (2035年国家自主贡献)

2060年前: 实现碳中和 (2035年国家自主贡献)

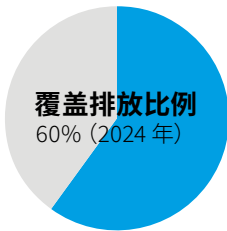
规模与阶段

覆盖排放比例 (2024 年)

60% 以上

配额总量或排放总量上限

配额总量为对各纳管主体自下而上汇总的配额分配总量, 并根据实际产量水平进行调整。据估计, 全国碳市场的年度配额总量在2019年和2020年约为45亿吨二氧化碳, 2021年和2022年约为51亿吨二氧化碳, 2023年约为52亿吨二氧化碳, 2024年约为80亿吨二氧化碳。



覆盖行业和纳入门槛

电力 (包括热电联产以及其他行业的自备发电厂)、钢铁、水泥和电解铝。目前履约义务有限 (见"配额分配"部分)。预计覆盖范围将逐步扩展至其他行业: 石化、化工、平板玻璃、铜冶炼、造纸和航空。这些行业的主体自2015年起即承担监测、报告与核查 (MRV) 义务。

纳入门槛:

2019年至2020年: 2013年至2019年间任一年度年排放量达到或超过2.6万吨二氧化碳的主体。

2021年至2022年: 2020年至2021年间任一年度年排放量达到或超过2.6万吨二氧化碳的主体。

2023年起: 上一年度年排放量达到或超过2.6万吨二氧化碳的主体。

监管环节

排放点源

纳管主体类型

企业²

纳管主体数量

约3300家 (2024年)

配额分配与收入

配额分配

配额采用基于实际产量的基准法或基于实际产量的强度法免费分配。主管部门每年更新配额分配方案, 以下信息适用于最新的配额分配方案。

免费分配 (电力行业): 以基于实际产量的基准法作为主要分配方法, 设有四类不同基准: 300兆瓦以下常规燃煤机组; 300兆瓦以上常规燃煤机组; 非常规燃煤机组; 以及天然气机组。年度配额分配采用预分配方法, 随后进行事后调整以反映相应履约年度的实际产量。各主体获得相当于其上一年度经核查排放量70%的配额, 随后根据2023年和2024年的实际发电量进行调整。机组负荷 (产量) 调整系数为负荷率低于65%运行的燃煤机组分配更多配额。

根据2023至2024年配额分配方案, 履约义务有限。燃气机组仅需就其按基准核定的免费分配水平清缴配额。免费配额量少于其经核查排放量80%的燃煤机组, 其配额量将增加至经核查排放量的80%。这意味着最大缺口仍为20%, 与此前的履约周期相同。

² 监测、报告与核查及履约义务适用于这些企业运营的固定排放设施, 但通常在企业层面进行管理。此处提及的3300家"主体"指企业, 每家企业可能运营多个设施。

免费分配（钢铁、水泥和电解铝行业）：在2024履约年度，纳管主体将获得与其经核查排放量等量的免费配额。在2025履约年度，分配方法以排放强度为基础，旨在鼓励提升能效，同时不立即限制整体排放产出，亦不导致配额出现过盈或短缺。对于排放强度处于行业平衡值上下20%范围内的纳管主体，其配额等于经核查排放量乘以（1减去其偏离度的15%）。对于任一方向偏离超过20%的纳管主体/设施，调整幅度上限为经核查排放量的3%。水泥行业某些产品的产量将获得与其经核查实际碳排放量等量的年度配额。

2024履约年度未进行预分配。在2025履约年度，各主体获得相当于其2024年经核查排放量70%的预分配配额。最终配额随后在2025年排放量核查完成后进行调整，以反映实际产量。

拍卖：目前配额通过免费分配方式发放，但《碳排放权交易管理暂行条例》明确将引入拍卖并逐步扩大其规模。目前尚无具体时间表。

收入用途

目前尚未就该机制产生的收入用途作出安排。

灵活性连接

结转与预借

2021年和2022年曾临时允许配额预借。在前三个履约周期内，配额结转不设上限。自2024年起，电力行业的纳管主体可结转的配额上限为1万吨加上其2019年至2024年期间净卖出量的1.5倍。钢铁、水泥和电解铝行业的纳管主体可结转的配额上限为10万吨加上其2019年至2024年期间净卖出量的1.5倍。

抵销信用

允许使用抵销信用。

定量限制：纳管主体可使用由全国碳市场未覆盖项目产生的CCER，用量上限为其经核查排放量的5%。

定性限制：未设额外的项目或年份限制。2012年，国家发展和改革委员会（NDRC）发布了《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》，为CCER的签发提供了指南。CCER项目登记于2015年启动，但该机制于2017年因监管规则评估而暂停。生态环境部于2024年重启CCER机制，配套了新的方法学、登记机构、核查机构和交易所。自2025年1月起，仅有在新CCER机制下登记项目所产生的减排量方可用于中国全国碳市场的抵销。国家应对气候变化战略研究和国际合作中心（NCSC）负责运营CCER登记系统。北京绿色交易所负责CCER交易平台。

与其他碳市场的连接

中国全国碳市场未与任何其他碳市场连接。

该管辖区内的其他碳定价机制

碳市场：北京、重庆、福建、湖北、广东、上海、深圳和天津的地方碳市场

国内抵销机制（国家级）：中国核证自愿减排量（CCER）

地方抵销机制：北京、重庆、福建、湖北、广东、上海、深圳和天津的地方抵销信用机制

履约

履约机制

纳管主体须就其全部覆盖排放量，按每吨二氧化碳当量清缴一个配额，配额分配以排放强度基准为基础。

履约周期

2019年至2022年为两个日历年。2023年起为一个日历年。

监测、报告与核查（MRV）

生态环境部每年发布碳市场工作方案，确定监测、报告与核查工作的时间安排。生态环境部于2025年4月发布了2025年工作方案。

框架：针对将纳入碳市场的八个子行业，已制定监测、报告与核查指南、补充数据表、核查指南及其他指导文件。该MRV框架自2013年以来持续演进（见“覆盖行业和纳入门槛”部分）。

监测：纳管主体须制定并遵循监测计划。

报告：纳管主体须在每月结束后40个日历日内提交月度排放报告，内容包括燃料消耗量、低位发热量、燃料含碳量、外购电量、产出产品以及其他参数。纳管主体须在次年3月底前提交年度排放报告。

核查：省级生态环境主管部门负责组织温室气体报告的核查，可委托技术服务机构提供核查服务。电力行业2024年排放量的核查须在2025年6月底前完成。水泥、电解铝和钢铁行业2024年排放量的核查应在2025年8月底前完成。其他重点行业的核查应在2025年9月底前完成。

执法和罚则

《碳排放权交易管理暂行条例》强化了对各方的执法措施和处罚力度。纳管主体若未报告或在报告中弄虚作假，将被处以50万元人民币（69,542美元）至非法所得十倍的罚款。未履行履约义务的，将被处以缺口市场价值五至十倍的罚款，较此前最高3万元人民币（4173美元）的罚款大幅提高。对于收到警告后仍拒不清缴配额的主体，现已实施从次年配额中扣减并可能责令停产的措施。

涉及MRV数据造假的咨询机构、第三方核查机构和检测机构，可能面临高达非法所得十倍的处罚，并被取消资格。市场操纵行为也适用类似处罚。该条例弥补了此前对技术服务机构和市场参与者违规行为缺乏处罚规定的空白。涉及市场操纵行为的市场参与者，可能面临从50万元人民币（69,542美元）起、高达非法所得十倍的处罚。

市场调节

市场设计

市场参与主体： 纳管主体。《碳排放权交易管理暂行条例》指出，未来可能也允许其他类型的机构或个人参与市场，但尚无具体时间表。

市场类型：

一级市场： 目前配额仅通过免费分配方式发放。《碳排放权交易管理暂行条例》表明了引入拍卖的意向，但尚无具体时间表。

二级市场： 全国碳排放配额（CEA）可在由上海环境能源交易所管理的专门交易平台上交易。2019至2020年度配额、2021年度配额、2022年度配额和2023年度配额在交易所被划分为四种不同产品，价格相近。受金融市场监管政策限制，目前不允许交易其他产品（即衍生品）。

配额的法律效力： 配额不被视为金融工具。出于财务会计目的，财政部发布了一项暂行政策，规定仅将购入的配额（而非免费获得的配额）作为资产计入财务报表。

市场稳定机制

2021年5月，生态环境部宣布可建立市场调节和保护机制。这将使生态环境部能够应对交易价格的异常波动，例如通过回购、拍卖或调整与CCER使用相关的规则。该机制所需的触发条件和具体细则尚待明确。

交易

工具类型： 基于价格的机制

运作方式： 上海环境能源交易所对场内交易实施价格涨跌幅限制制度。挂牌交易（单笔交易最大量不超过10万吨二氧化碳当量）的涨跌幅为参考价（即前一交易日收盘价）上下10%；大宗交易（最低交易量10万吨二氧化碳当量）的涨跌幅为参考价上下30%。只有在此价格区间内的交易才能在交易所成功完成。交易所还对不同市场参与主体设定了最大持仓限额：纳管主体为其年度分配配额的总和加100万吨二氧化碳，机构投资者为100万吨二氧化碳，个人投资者为5万吨二氧化碳。

其他信息

相关机构

中国全国碳市场采用涉及三级政府的多层级治理结构：

生态环境部（MEE）： 作为国家级主管部门，会同其他国家级监管机构制定规则并监管该碳市场。

省级生态环境主管部门： 负责监督碳市场的实施，包括确定纳管主体、组织监测、报告与核查、聘请核查机构、核算配额、管理省级登记账户以及监督履约。

市级主管部门： 负责直接管理纳管主体。

中国碳排放权注册登记结算有限公司： 负责运营全国碳排放配额（CEA）登记和结算平台。

上海环境能源交易所： 负责运营全国碳排放配额（CEA）交易平台。

国家应对气候变化战略研究和国际合作中心（NCSC）： 负责运营CCER登记系统。

北京绿色交易所： 负责运营CCER交易和结算平台。

碳市场评估

评估框架目前正在制定中。生态环境部自2024年起发布年度碳市场进展报告。根据2025年进展报告，2024年化石燃料发电的碳排放强度较2018年水平下降了10.8%。

监管框架

- [《碳排放权交易管理办法（试行）》（2021年）](#)
- [《电力行业配额分配方案》（2023-2024年）](#)
- [《温室气体自愿减排交易管理办法（试行）》（2023年）](#)
- [《电力行业温室气体监测与报告指南（修订版）》（2023年）](#)
- [《工业行业温室气体监测与报告指南（修订版）》（2023年）](#)
- [《碳排放权交易管理暂行条例》（2024年）](#)
- [《水泥、电解铝和钢铁行业温室气体监测与报告指南》（2024年和2025年）](#)
- [《全国碳市场覆盖钢铁、水泥和电解铝行业工作方案》（2025年）](#)
- [《钢铁、水泥和电解铝行业配额分配方案》（2024年、2025年）](#)
- [《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》（2025年）](#)
- [《中国全国碳市场进展报告》（2025年）](#)

重庆

重庆碳市场

- 中国唯一覆盖非二氧化碳气体的地方碳市场
- 纳管主体可使用符合条件的非化石能源采购抵销其最多8%的配额缺口
- 2014年至2020年间曾采用绝对总量上限，2021年起改为基于强度的排放上限

碳市场总体介绍

重庆于2014年6月启动地方碳市场，是中国八个地方碳市场中唯一覆盖非二氧化碳温室气体的碳市场。重庆碳市场覆盖工业行业的299家单位。

重庆碳市场在2014至2020年间采用绝对总量上限，以基准年排放量（即2008年至2012年各纳管主体最高年度排放量总和）为基础，按年调整减排率。2015年以前年度减排率为4.13%，其后上调至4.85%。

重庆碳市场于2021年引入拍卖，为纳管主体提供额外配额供给以满足其履约需求。纳管主体须就其全部覆盖排放量清缴配额，配额通过拍卖或免费分配方式发放。

重庆市生态环境局（EEB）于2022年修订了碳市场管理规则，包括一般管理要求，以及监测、报告与核查（MRV）、配额管理、分配和注册登记的专项规则。修订后，重庆碳市场不再设绝对总量上限。目前，多个工业行业已实施基于产出的配额分配机制。

年度回顾

在短期内，重庆碳市场将与全国碳市场并行运行。待全国碳市场扩展至新的行业后，重庆碳市场对应行业内的纳管主体将被纳入全国碳市场管理。

2024年12月，所有纳管主体完成了2023履约年度的履约单位清缴。

2025年3月，重庆市生态环境局更新了适用于重庆碳市场纳管主体的14项MRV指南。

同年9月，重庆市生态环境局发布了2024履约年度的配额分配方案，引入了两项新基准、政策激励和结转要求（见“配额分配”和“结转与预借”部分）。

钢铁、水泥和电解铝行业的纳管主体自2024履约年度起被纳入全国碳市场。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

纳入行业

- 采矿与采掘业
- 工业
- 废弃物

配额总量或排放总量上限

基于排放强度的排放上限1.57亿吨二氧化碳当量（2024年）

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、氢氟碳化物、全氟化碳、六氟化硫、三氟化氮

抵销信用

国内（国家级和省级），设有定量限制

配额分配

免费分配：历史法
免费分配：基准法
拍卖

2025年平均价格

二级市场平均价格：35.86元人民币（4.99美元）

总收入

自项目启动以来共计3.54亿元人民币（4930万美元）

1 Chongqing ETS applied an output-based benchmark, output-based historical intensity allocation, and grandparenting based on historical emissions for different sectors

重庆的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量

3.453亿吨二氧化碳当量 (2023年)²

温室气体减排目标

到2030年: 实现碳达峰 (重庆市《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实施意见》)

到2060年: 实现碳中和 (重庆市《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实施意见》)

规模与阶段

覆盖排放比例 (2023年)

约52.5%³

配额总量或排放总量上限

目前, 重庆碳市场的配额总量为所有纳管主体按产出核算的排放水平、自下而上汇总得出。此前, 该碳市场采用绝对总量上限, 并按预先设定的年均降幅逐年收紧。2013年, 配额总量设定为1.25亿吨二氧化碳当量。直至2015年, 年度减排率保持在4.13%; 自2016年起则上调至4.85%。

历年总量上限如下:

2018年: 9700万吨二氧化碳当量

2019年: 9200万吨二氧化碳当量

2020年: 7840万吨二氧化碳当量。

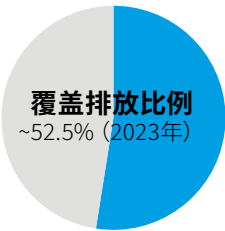
绝对总量上限于2021年改为基于强度的总量上限。重庆市生态环境局未公布2021年至2023年的总量上限数据。

2024年: 1.57亿吨二氧化碳当量。

覆盖行业和纳入门槛

与中国大多数其他区域碳市场不同, 重庆并未预先界定覆盖行业, 而是统一设定适用于所有工业领域的纳入门槛, 涵盖电解铝、铁合金、碳化钙、水泥、烧碱、钢铁及其他工业行业。凡排放量超过该门槛的单位, 均需纳入碳市场管理。

电力行业碳排放受重庆碳市场监管至2019年, 随后并入全国碳市场监管。钢铁、水泥和电解铝行业碳排放已于2024年纳入中国全国碳市场。



纳入门槛: 截至2020年: 年排放量达2万吨二氧化碳当量的企业。2021年起: 重庆降低门槛, 将年排放量达到或超过1.3万吨二氧化碳当量, 或年能耗达5000吨标准煤的企业纳入。

监管环节

排放点源 (电力和工业); 下游环节 (电力和热力消费产生的间接排放)。

纳管主体类型

企业

纳管主体数量

299家单位 (2024年)

配额分配与收入

配额分配

配额通过基准法或历史法免费分配。主管部门每年更新配额分配方案, 以下信息适用于2024履约年度的配额分配方案。

免费分配:

基准法: 合成氨生产 (天然气制)、平板玻璃和电炉炼钢采用基于行业基准的免费分配。

历史法: 产品种类少于两种且产品碳强度相近的部分工业行业采用基于历史排放强度的历史强度法; 产品复杂的行业采用基于历史排放量的历史总量法, 一般依据前三年数据。

垃圾焚烧和页岩气生产行业将获得与其实际排放量等量的配额。该方法同样适用于特殊情况, 如新纳入单位或产量变动超过50%的企业。

除基本分配方法外, 重庆碳市场还引入了调整系数, 以奖励2019年至2024年减碳成效显著且未受环境处罚的纳管主体。此类单位可额外获得其2024年配额的0.5%至1%, 最多5000吨配额。2024年达到产品能效国家基准或建设零碳排放工业园区的纳管主体, 还将额外获得其2024年产品配额的1%。

对采用历史强度法或基准法分配配额的单位, 将基于产量数据实施事后配额调整。2024履约年度, 这些纳管主体获得了相当于其2023年排放量70%的预分配配额。在2025年履约截止前, 主管部门根据2024年经核查的产量对配额进行了调整。

拍卖: 拍卖机制于2021年引入, 年度配额总量中的小部分配额可通过拍卖方式分配。拍卖的主要目的是为纳管主体提供额外配额, 以满足其履约需求。迄今为止, 拍卖均为不定期举行, 共举行四次, 分别在2021年11月和12月、2022年2月及2024年3月。

² 近年暂无公开数据, 此处数据由本地专家提供。

³ 该比例为重庆碳市场覆盖排放量 (含直接和间接排放) 除以重庆的直接排放总量。

重庆对履约义务采用封顶机制。若某单位的年度经核查排放量与配额之差（配额盈余或缺口）超过配额的20%或10万吨二氧化碳，则相应调整该单位的排放总量上限，以平衡盈余或缺口。

收入用途

 一般预算，包括债务偿还

收入纳入市财政。

灵活性与连接

结转与预借

允许配额结转。

2014年至2020年禁止配额预借。在2021至2022年及2023年的配额分配方案中，改为允许配额预借。缺口达10%或以上的企业可申请预借2024年的预分配配额。在2024年配额分配方案中，缺口达5%或以上的企业可申请预借2025年的预分配的配额。

已纳入全国碳市场的纳管主体所持有的任何剩余免费配额须在三年内注销。

抵销信用

允许使用抵销信用。自2021年9月起，重庆启动本地碳抵销项目，产生“碳惠通”温室气体自愿减排量（CQ CER），可用于履约及自愿用途。

定量限制：中国核证自愿减排量（CCER）和CQ CER合计可最多用于抵销纳管主体履约义务的5%。

定性限制：自2024履约年度起，重庆允许纳管主体使用符合条件的绿电采购抵销其配额缺口的最多8%，最多可覆盖其2000吨的排放。

与其他碳市场的连接

重庆碳市场未与其他任何碳市场连接。

该管辖区内的其他碳定价机制

碳市场：中国全国碳市场

市内抵销机制：重庆市“碳惠通”温室气体自愿减排机制（CQ CER）

国内抵销机制：中国核证自愿减排量（CCER）

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的履约单位（配额、CCER或CQ CER），所需配额可通过拍卖或免费分配方式获得。

履约周期

一个日历年。纳管主体的配额清缴日期由政府每年确定，并可能因年度而异。

监测、报告与核查（MRV）

框架：主管部门发布了监测和报告指南文件，涵盖燃烧、工业生产过程和电力消费等不同排放源的核算方法。

监测：纳管主体须制定并执行监测计划。

报告：温室气体排放报告须在次年4月底前完成对上一年度的报告。

核查：需经第三方核查。

执法和罚则

对违约行为不设财务处罚。非财务处罚可能包括公开通报，以及记入重庆市企业环境信用系统。

市场调节

市场设计

市场参与主体：符合碳市场规则要求的纳管主体、非纳管主体和个人。

市场类型：

一级市场：迄今配额大多免费分配，于2021年引入拍卖，但未设定固定时间表。

二级市场：重庆碳排放权交易中心设有现货市场，用于配额、CCER和CQ CER的交易。受中国金融市场监管政策限制，碳市场暂不允许开展远期合约及衍生品交易。

配额的法律属性：配额不被视为金融工具。

市场稳定机制

储备

工具类型：基于价格的机制。

运作方式：重庆市生态环境局可从配额总量中预留5%的配额用于市场稳定，并可根据市场需求不定期组织拍卖，且未设固定触发条件。

交易

工具类型: 基于价格的机制。

运作方式: 重庆联合产权交易所对场内交易实行价格涨跌幅限制制度。挂牌交易的涨跌幅为参考价（即前一交易日所有成交的加权平均价）上下10%；大宗交易（最低交易量1万吨）的涨跌幅为参考价上下30%。只有在此价格区间内的交易才能在交易所成功完成。

其他信息

相关机构

重庆市生态环境局: 负责在2019年政府机构改革后建立重庆碳市场。

重庆碳排放权交易中心: 负责交易平台的运营管理，该平台隶属于重庆金融资产交易所。

重庆市应对气候变化与发展中心 (重庆资源与环境交易中心): 负责碳排放权登记管理。

碳市场评估

目前暂无公开的碳市场政策评估信息，但重庆市生态环境局自2021年起开始对主要管理规章进行修订。

监管框架

- [《重庆市碳排放权交易管理办法》](#)
- [《重庆市完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的实施意见》\(2022年\)](#)
- [《重庆市碳排放配额管理规则》\(2023年\)](#)
- [《重庆碳市场MRV指南》\(2022年\)](#)
- [《重庆市2024年度配额分配方案》\(2025年\)](#)
- [《重庆市核查机构管理规则》\(2023年\)](#)

福建

福建碳市场

- 并非最初七个地方碳市场之一
- 拥有以碳汇和林业为重点的省级碳抵销机制
- 行业覆盖范围广

碳市场总体介绍

福建省于2016年9月启动碳市场。2024年覆盖电网、石化、化工、建材、钢铁、有色金属、造纸、航空和陶瓷等九个行业，涉及248家单位。该碳市场在2020年之前覆盖电力生产，并在2023年之前覆盖钢铁（炼铁及烧结工序）、水泥和铝等行业；此后，这些行业被纳入全国碳市场。

纳管主体须就其全部覆盖排放量清缴配额，配额主要通过免费方式发放，采用基准法或基于产量水平的历史法。碳市场监管机构在必要时可组织配额拍卖。

福建碳市场尤为重视碳汇。2017年，福建省政府提出在全省范围内推广林业碳汇项目的计划。截至2024年底，福建碳市场累计交易了410万吨林业抵销信用。

与其他由国家发展和改革委员会（NDRC）授权设立的区域碳市场不同，福建碳市场的授权依据为由国务院批准的《国家生态文明试验区（福建）实施方案》。在短期内，福建碳市场将与全国碳市场并行运行。随着全国碳市场向更多行业拓展，相关行业的纳管主体将逐步纳入全国碳市场管理。

年度回顾

2024年12月，福建省生态环境厅（EEB）发布了《建立碳普惠体系工作方案》，明确了建立省级抵销机制并将其与福建碳市场连接的路线图。

2025年11月，福建省生态环境厅发布了2024年配额分配方案。该方案与2023年方案类似，仅对基准线进行了小幅下调，并调整了历史法的基准年。

该方案确认了钢铁（炼铁和烧结工序）、水泥和电解铝行业的纳管主体已被纳入中国全国碳市场。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

纳入行业



配额总量或排放总量上限

基于排放强度的排放上限¹
1.162亿吨二氧化碳（2022年）

覆盖的温室气体种类

二氧化碳

抵销信用

国内（国家级和省级），设有定量限制

配额分配

免费分配：历史法
免费分配：基准法
拍卖

2025年平均价格

二级市场平均价格：24.81元人民币（3.45美元）

总收入

自项目启动以来共计125万元人民币（173,856美元）²

¹ 福建碳市场对不同行业分别采用基于实际产量的基准法、基于实际产量的历史强度分配法，以及基于历史排放量的历史总量法。
² 福建碳市场仅在2016年举行过一次拍卖，提供5万吨配额，底价为每吨25元人民币（3.48美元）。交易所未披露最终成交量和价格，此处计算假设所有配额均以底价售出。

福建的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量

2.992亿吨二氧化碳 (2022年)³

温室气体减排目标

到2030年: 实现碳达峰 (福建省《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实施意见》)

到2060年: 实现碳中和 (福建省《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实施意见》)

ETS COVERAGE & PHASES

覆盖排放比例 (2022年)

约39%⁴

配额总量或排放总量上限

配额总量规定了碳市场允许的总排放量。历年配额总量如下:

2016年至2018年: 约2亿吨二氧化碳

2019年: 约2.2亿吨二氧化碳

2020年: 约1.26亿吨二氧化碳

2021年: 1.317亿吨二氧化碳

2022年: 1.162亿吨二氧化碳。

该配额总量由三个部分组成: 纳管主体的配额、新加入单位的配额储备以及用于市场稳定的储备。

覆盖行业和纳入门槛

石化、化工、建材、钢铁、有色金属、造纸、航空和国内陶瓷。该碳市场在2020年之前覆盖电力生产, 并在2023年之前覆盖钢铁 (炼铁及烧结工序)、水泥和铝等行业; 此后, 这些行业被纳入全国碳市场。

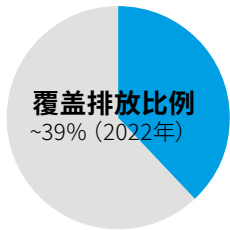
纳入门槛:

2016年至2019年: 2013年至2019年间任一年度能耗达1万吨标煤

2020年至2021年: 2013年至2020年间任一年度能耗达5000吨标煤

2022年至2023年: 最近四年内任一年度能耗达5000吨标煤

2024年: 最近三年内任一年度能耗超过5000吨标煤, 或年度二氧化碳排放量超过1.3万吨



监管环节

排放点源 (工业、国内航空); 下游 (电力和热力消费产生的间接排放)。

纳管主体类型

企业

纳管主体数量

248家单位 (2024年)

配额分配与收入

配额分配

配额通过基准法或历史法免费分配。配额分配方案每年更新, 2024履约年度的安排如下:

免费分配:

基准法: 基准法适用于电网运营商、平板玻璃、化工和国内航空行业。

历史法: 其余行业根据历史碳强度和实际产量获得相应的排放配额。这些单位如果提前采取减排措施, 还可以申请额外配额作为奖励。

根据2024年配额分配方案, 单位的履约义务有限。采用基准法的行业, 配额分配量最少为经核查排放量的80%, 最多为120%。采用历史法的行业, 其配额盈余和短缺的上下限根据历史排放设定, 范围在经核查排放量的3%至10%之间; 在此基础上, 配额盈余和短缺的最大限额为20万吨二氧化碳当量。

拍卖: 碳市场监管机构可在必要时组织配额拍卖 (详见“市场稳定机制”部分), 未来也可能将拍卖机制纳入配额分配方式。总配额的10%可预留用于市场稳定。为提升市场流动性和完善价格发现机制, 福建省发展和改革委员会于2016年从政府储备中组织了一次差别价格 (非统一价格) 拍卖, 拍卖配额为5万吨, 结算价格区间为人民币26.50元 (美元3.69元) 至人民币30元 (美元4.17元)。截至目前, 尚未举行更多拍卖。

USE OF REVENUES



一般预算, 包括债务偿还

收入归入省财政。

³ 近年暂无公开数据, 此处数据为本地专家估算所得。此前报告的数据来源于碳市场启动年份 (即2014年) 的公开资料, 碳排放量为2.4亿吨二氧化碳。

⁴ 近年暂无公开数据。该比例为福建碳市场覆盖排放量 (含直接和间接排放) 除以2022年福建的直接排放总量。

灵活性与连接

结转与预借

允许配额结转；但不允许配额预借。

抵销信用

允许使用抵销信用，包括国内基于项目的抵销信用（如CCERs）和福建林业碳汇（FFCERs）。

定量限制：FFCER和CCER的使用不得超过年度履约排放量的5%。

定性限制：符合条件的抵销信用仅限于福建省内未纳入碳市场的单位所产生，且来源于二氧化碳或甲烷减排项目的抵销信用。水电相关的抵销信用并不符合条件。FFCER项目（包括造林、森林管理和竹林管理三种类型）若满足以下条件，方具备资格：项目实施时间在2005年2月中旬以后，且项目开发者具有独立法人资格。在2024履约年度，928吨抵销信用用于履约。

与其他碳市场的连接

福建碳市场未与其他任何碳市场连接。

管辖范围内的其他碳定价工具

碳市场：中国全国碳市场

省内抵销机制：福建林业碳汇（FFCERs）

国内抵销机制：中国核证自愿减排量（CCER）

履约

履约机制

纳管主体须就其全部覆盖排放量，按每吨二氧化碳当量清缴一个履约单位（配额或抵销信用），配额主要通过免费分配方式发放。

履约周期

一个日历年。配额清缴的截止日期为次年6月底。⁵

监测、报告与核查（MRV）

框架：福建省发展和改革委员会与福建省统计局联合发布了《福建省重点企（事）业单位温室气体排放报告管理办法（试行）》，其中包含监测计划模板，以及国家核算和报告指南。

监测：纳管主体须制定并执行监测计划。

报告：年度温室气体排放报告须于次年2月底前提交至当局。

核查：需经第三方核查。此外，部分报告须进行复核以进一步提高准确性，该过程在中被称为“第四方核查”。

执法和罚则

纳管主体：未按时提交排放报告或核查报告、提供虚假信息或扰乱核查过程的，处1万元人民币（1391美元）至3万元人民币（4172美元）罚款。未清缴足额配额以抵销其排放量的企业，按每个缺额配额处以前12个月市场平均价格一至三倍的罚款，最高不超过3万元人民币（4172美元）。此外，可从企业账户中扣除缺额配额两倍的數量，或从次年配额中抵扣。

交易机构：若交易机构存在未及时公布交易信息、未建立或未有效实施风险管理体系，或泄露商业秘密等违规行为，处1万元人民币（1391美元）至3万元人民币（4172美元）罚款。

第三方核查机构：如第三方核查机构发布虚假核查报告、报告内容存在重大错误、泄露商业秘密或参与碳市场交易活动等违规行为，处1万元人民币（1391美元）至3万元人民币（4172美元）罚款。

此外，福建省发展和改革委员会于2018年发布了关于碳市场不履约信息管理的指导意见，进一步明确了对违规行为的记录方式以及相应的激励与惩罚措施。对碳市场履约的激励包括优先贷款和政府财政支持的优先审批。对违约的处罚包括限制新项目审批、增加检查频次，以及在银行征信系统中留下记录。

市场调节

市场设计

市场参与主体：符合福建省生态环境厅制定的碳排放交易规则要求的纳管主体和机构投资者（仅限国内）。

市场类型：

一级市场：尽管大部分配额以免费方式分配，福建海峡股权交易中心仍可在一级市场组织临时拍卖。迄今仅举行过一次拍卖。

二级市场：福建排放配额（FJEA）、中国核证自愿减排量（CCER）以及福建林业碳汇（FFCER）的现货交易均在福建海峡股权交易中心进行。

配额的法律属性：配额不被视为金融工具。

⁵ 此为《福建省碳排放权交易管理暂行办法》的规定。实践中，省政府发布行政通知以指导年度履约周期的时间安排。

市场稳定机制

储备

工具类型: 基于价格的机制。

运作方式: 福建省生态环境局可从配额总量中预留5%的配额用于市场稳定，并可根据市场需求不定期组织拍卖，且未设固定触发条件。

交易

工具类型: 基于价格的机制。

运作方式: 交易所对每日挂牌交易设定的价格涨跌幅限制为±10%；对大宗交易的涨跌幅限制为±30%。只有在上述价格区间内的交易，方可在交易所内成功达成。

其他信息

相关机构

福建省生态环境厅: 负责在2019年政府机构改革后建立福建碳市场。

福建海峡股权交易中心: 负责交易平台的运营管理。

福建省经济信息中心: 负责碳排放权登记管理，市场监管及监测、报告与核查（MRV）。

碳市场评估

福建省政府每年资助开展碳市场完善的相关研究。

监管框架

→ [《福建省碳排放权交易管理暂行办法》2020年修订](#)

→ [福建省生态环境厅——2024年配额分配方案](#)

广东

广东碳市场

- 中国规模最大的地方碳市场，覆盖范围持续扩大，现货交易量居各地方碳市场之首
- 多元化市场参与者，包括外国投资者
- 首个引入拍卖以及将碳普惠机制用于履约的地方碳市场²

碳市场总体介绍

广东碳市场于2013年12月启动。凭借广泛的行业覆盖，广东碳市场是中国地方碳市场中规模最大、现货交易量最高的体系。纳管主体须清缴与其核查排放量等量的配额，配额通过拍卖或免费分配获得。

广东碳市场覆盖石化、造纸、国内航空、陶瓷（建筑和卫生陶瓷）、交通运输（港口）行业以及数据中心的逾258家单位的排放。配额主要通过免费方式分配，自2013年区域碳市场启动以来一直开展配额拍卖。近年来，广东碳市场不断推出新举措以提升市场流动性，并率先在地方碳市场中开展配额远期交易。³

在2020年电力行业纳入全国碳市场之前，广东碳市场曾位列全球第四大碳市场。在2024年，水泥和钢铁行业也被纳入全国碳市场。

年度回顾

2025年3月，广东省生态环境厅（EEB）发布了2024年配额分配方案。排放上限从近3亿吨二氧化碳降至9400万吨二氧化碳，反映了水泥和钢铁行业的碳排放已转入全国碳市场。根据该方案，广东碳市场继续覆盖石化、造纸、国内航空、陶瓷生产、港口和数据中心行业。除机场和纺织企业外，超过纳入门槛的公共建筑现可自愿参与广东碳市场。

2024年配额分配方案还明确解释了对已纳入全国碳市场企业的剩余免费配额的核算和管理。这些剩余配额现被冻结并指定为广东特别碳排放配额（S-GDEA）。S-GDEA将在三年内逐步解冻，并可在与广东碳普惠核证自愿减排量（PHCER）配合使用时用于抵销履约义务。

2024年，仅有一家单位未能履约，并被责令整改。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

纳入行业



工业



建筑



国内航空

配额总量或排放总量上限

基于排放强度的排放总量上限¹
9400万吨二氧化碳（2024年）

覆盖的温室气体种类

二氧化碳

抵销信用

国内（国家级和省级），设有定量限制

配额分配

免费分配：历史法
免费分配：基准法
拍卖

2025年平均价格

平均拍卖价格：39.10元人民币（5.44美元）
二级市场平均价格：36.78元人民币（5.11美元）

总收入

自项目启动以来共计8.1546亿元人民币（1.134亿美元）

¹ 广东碳市场对不同行业分别采用基于实际产量的基准法和基于实际产量的历史强度分配法。

² 当地自愿碳抵销计划，通过实施减排项目或开展低碳活动产生抵销信用。所产生的减排量称为广东碳普惠核证自愿减排量（PHCER）。

³ 中国碳期货交易仍处于探索和研究阶段。根据《期货交易管理条例》规定，期货交易只能在获批的专业期货交易所进行，因此区域碳交易暂无法开展期货交易。不过，一些地区已探索并推出具有自身特色的碳远期交易产品。

广东的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量

6.194亿吨二氧化碳 (2022年) ⁴

温室气体减排目标

到2025年: 二氧化碳排放强度较2020年水平下降20.5% (符合中央政府要求) (《广东省应对气候变化“十四五”规划》)

到2030年: 实现碳达峰 (《广东省关于完整准确全面贯彻新发展理念推进碳达峰碳中和的实施意见》)

到2060年: 实现碳中和 (《广东省关于完整准确全面贯彻新发展理念推进碳达峰碳中和的实施意见》)

规模与阶段

覆盖排放比例 (2024年)

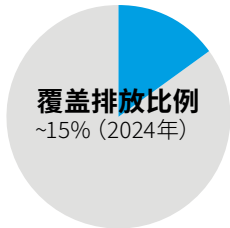
约15%⁵

阶段

第一阶段: 三年 (2013年至2015年)

第二阶段: 五年 (2016年至2020年)

第三阶段: 进行中 (2021年至今)



配额总量或排放总量上限

广东碳市场的排放总量上限随产量变化, 为所有纳管主体自下而上的基于实际产量或设施层级排放上限之和。这些自下而上的排放上限并不构成绝对总量上限。广东省是中国少数对外公布年度配额总量的碳市场之一。在此配额总量内, 政府会预留一定比例, 作为新进入者配额和市场稳定机制的储备 (见“市场稳定机制”部分)。

第一阶段:

2013年: 3.88亿吨二氧化碳 (含3800万吨二氧化碳储备)

2014年: 3.70亿吨二氧化碳 (含3800万吨二氧化碳储备)

2015年: 4.08亿吨二氧化碳 (含3800万吨二氧化碳储备)

第二阶段:

2016年: 3.86亿吨二氧化碳 (含2100万吨二氧化碳储备)

2017年: 4.22亿吨二氧化碳 (含2300万吨二氧化碳储备)

2018年: 4.22亿吨二氧化碳 (含2300万吨二氧化碳储备)

2019年: 4.65亿吨二氧化碳 (含2700万吨二氧化碳储备)

2020年: 4.65亿吨二氧化碳 (含2700万吨二氧化碳储备)

第三阶段:

2021年: 2.65亿吨二氧化碳 (含1300万吨二氧化碳储备) ⁶

2022年: 2.66亿吨二氧化碳 (含1300万吨二氧化碳储备)

2023年: 2.97亿吨二氧化碳 (含1400万吨二氧化碳储备)

2024年: 9400万吨二氧化碳 (含650万吨二氧化碳储备) ⁷

覆盖行业和纳入门槛

第一阶段:

2013年起: 电力、钢铁、水泥和石化

第二阶段:

2016年起: 电力、钢铁、水泥、航空、石化和造纸。覆盖电力行业至2020年, 其后被纳入全国碳市场。

第三阶段:

2021年: 钢铁、水泥、造纸、国内航空和石化

2022年: 上述行业, 加上陶瓷、纺织和数据中心

2023年: 上述行业, 另加陶瓷 (建筑和卫浴) 和交通 (港口)

2024年: 钢铁和水泥行业被纳入全国碳市场。

纳入门槛:

2013年至2021年: 每年排放量达到20,000吨及以上二氧化碳, 或每年能源消耗量达到10,000吨及以上吨标煤

2022年起: 每年排放量达到10,000吨及以上二氧化碳, 或每年能源消耗量达到5,000吨及以上吨标煤

监管环节

排放点源 (工业和国内航空); 下游 (电力和热能消耗产生的间接排放)。

⁴ 近年暂无公开数据, 此处数据由本地专家估算所得。

⁵ 近年暂无公开数据。该比例为广东碳市场覆盖排放量 (含直接和间接排放) 除以2022年广东的直接排放总量。

⁶ 配额总量较2019年下降的主要原因是电力行业碳排放被纳入全国碳市场。

⁷ 配额总量较2023年下降的主要原因是水泥和钢铁行业碳排放被纳入全国碳市场。

纳管主体类型

企业

纳管主体数量

258家现有单位，8家新进入者（2024年）

配额分配与收入

配额分配

配额主要采用基准法或基于产量数据的历史法免费分配。配额分配方案每年更新。2024履约年度的安排为：

免费分配：配额主要通过基于历史排放量或排放强度的历史法，或基准法免费分配。
基准法：造纸、数据中心和国内航空行业的工业过程排放。

历史法：石化行业的部分过程排放，以及来自纺织行业和公共建筑的自愿参与主体，采用基于历史排放总量的历史法。石化行业的煤制氢装置、特种纸及纸制品制造商、化学制浆企业、其他航空企业、陶瓷（建筑和卫生陶瓷）和港口，则采用基于历史排放强度的历史法，这亦包括自愿参与的机场企业。

对于采用基准法或排放强度法分配配额的行业，履约年度结束后将根据实际产量对配额进行事后调整。在2024履约年度，这些纳管主体将获得与2023履约年度相同数量的配额作为预分配。新进入者将根据其上一年度的排放量获得预分配配额。在2025年履约截止前，主管部门根据2024年经核查的产量补发或扣减配额。

广东碳市场对不同行业采用不同的免费分配比例，而剩余配额将拍卖出售于所有市场参与主体。

2024年：石化、造纸、国内航空、陶瓷、港口和数据中心单位免费分配比例为95%；自愿参与的纺织、机场和公共建筑纳管主体免费分配比例为97%；作为新进入者的纳管主体免费分配比例为90%。

拍卖：广东碳市场拍卖少量配额。2016年以前按季度举行拍卖；2017年起改为不定期举行。拍卖活动同时设有最低竞拍价（详见「市场稳定机制」部分）。2024履约年度的最后一次拍卖于2025年6月举行，提供11万吨配额，底价为39.10元人民币（5.44美元）。三家新进入者参与了拍卖，107,349吨配额以底价售出。

收入用途



一般预算，包括债务偿还

收入归入省财政。

灵活性与连接

结转与预借

允许配额结转。水泥和钢铁行业的剩余配额现被冻结并指定为S-GDEA，将在三年内逐步解冻。不允许配额预借。

抵销信用

允许使用抵销信用，即中国核证自愿减排量（CCER）以及自2017年启动的广东本地PHCER。自2024年起，纳管主体还可使用S-GDEA抵销其部分履约义务。

定量限制：抵销信用的使用上限为纳管主体年排放量的10%。除单个单位的使用比例限制外，广东碳市场还对抵销信用的总量设有上限。2020年，总额度为150万吨，履约时优先使用广东省内的CCER和PHCER项目；2021年和2022年总额度为100万吨；2023年则未公布总量限制。2024年，单位一般最多可使用50万吨抵销信用用于履约。

定性限制：纳管主体使用的抵销信用（CCER和/或PHCER）中，至少70%须来自广东省内。若纳管主体申请使用S-GDEA，则须与PHCER配合使用，且PHCER须占合计使用量的至少70%。清洁发展机制（CDM）前产生的抵销信用、水电项目以及大多数化石燃料项目的抵销信用均不符合条件。在中国其他区域碳市场产生的抵销信用同样不能用于广东碳市场。

抵销信用拍卖：自2021年起，广东为PHCER举办不定期拍卖，拍卖底价由本地交易所和抵销项目开发方共同设定。2021年举行了六次PHCER拍卖。2022年未举行拍卖。2023年举行了四次PHCER拍卖。2024履约年度，50,721吨抵销信用用于履约清缴。

与其他碳市场的连接

广东省计划探索在粤港澳大湾区内建设联合或联通碳市场的可行性。目前，该计划的具体细节尚未公布。广东与湖北曾于2012年和2013年探讨过碳市场联通的可能性，但最终未付诸实施。

该管辖区内的其他碳定价机制

碳市场：中国全国碳市场

省内抵销机制：广东碳普惠核证减排量（PHCER）

国内抵销机制：中国核证自愿减排量（CCER）

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的履约单位（配额或抵销信用）。

履约周期

一个日历年。纳管主体须在次年6月或8月前清缴配额。

监测、报告与核查 (MRV)

框架：广东省生态环境厅 (GDEE) 于2025年修订了《广东省企业 (单位) 二氧化碳排放信息报告通则》以及第三方审核机构核查指南。

监测：纳管主体须制定并执行监测计划。年排放量在5000至1万吨二氧化碳之间的工业企业也须监测和报告其排放，但不负有履约义务，且无需核查。

报告：年度报告。纳管主体需在2026年4月15日前提交2025年度排放报告。

核查：需经第三方核查。此外，在前三个履约年度，政府指定的专家组对核查报告存在疑问的纳管主体，以及随机抽取的纳管主体，进行了现场交叉复核。2024年度排放报告的核查已于2025年6月底完成。

2016年履约期起，「第四方独立评估机制」正式建立。由政府选定的「技术评估组织」负责对年度排放量及核查报告进行技术审查与评估，并承担进一步的现场审查及随机检查任务。这些组织不承担常规第三方核查工作。政府还会对排放报告进行随机抽查。

执法和罚则

单位：未按时提交排放报告或核查报告的纳管主体，将被处1万元人民币 (1391美元) 至5万元人民币 (6954美元) 罚款。未清缴足额配额的企业，将从次年配额中扣除两倍数量的配额，并处5万元人民币 (6954美元) 罚款。其他非财务处罚还可能包括影响银行贷款及补贴计划的申请资格。

交易机构：若交易机构存在未及时公布交易信息、未建立或未有效实施风险管理体系等违规行为，处1万元人民币 (1391美元) 至5万元人民币 (6954美元) 罚款。

第三方核查机构：如发布虚假核查报告、报告内容存在重大错误，或未经授权使用或披露企业及排放的保密信息，处3万元人民币 (4173美元) 至5万元人民币 (6954美元) 罚款。

市场调节

市场设计

市场参与主体：符合广州碳排放权交易所 (CEEX) 制定的碳市场规则要求的纳管主体，以及国内外的机构投资者。

市场类型：

一级市场：广东碳市场的季度拍卖持续至2016年，自2017年起改为不定期举行，由CEEX负责组织一级市场拍卖。

二级市场：2020年引入竞价转让机制，为纳管主体组织拍卖，以提升二级市场效率。CCER与PHCER也可在二级市场交易，所有上述产品均在CEEX进行交易。受中国金融市场监管政策限制，碳市场暂不允许开展标准化远期合约及衍生品交易。不过，随着2021年4月广州期货交易所的设立，广东在研究和探索推出碳期货及其他创新金融产品方面出现新的动力。

配额的法律属性：配额不被视为金融工具。

市场稳定机制

拍卖最低竞价

工具类型：基于价格的机制。

运作方式：2015年，广东碳市场设立「政策储备价格」作为有效储备价格，将拍卖底价与二级市场价格挂钩。每年预留5%的配额作为政府储备，用于新进入者和市场稳定。市场稳定的具体规则由《广东省碳排放管理试行办法》规定。

2016年，政策储备价格调整为过去三个月排放配额加权平均价格的100%。2020年4月，广东碳市场为2019年履约年度进行拍卖时，并考虑新冠疫情影响，政策储备价格设定为过去三个月排放配额加权平均价格的90%。在2025年6月最近一次拍卖中，底价以前三个月配额的加权平均价格为基础。

交易

工具类型：基于价格的机制。

运作方式：广州碳排放权交易中心对场内交易实行价格涨跌幅限制制度。挂牌交易的涨跌幅为参考价 (即前一交易日所有成交的加权均价) 上下10%，大宗交易为上下30%。只有在此价格区间内的交易，方可成功进行。

其他信息

相关机构

广东省生态环境局：负责碳碳市场相关事务，包括监测、报告与核查 (MRV)，以及碳排放权登记管理。

广州碳排放权交易所 (CEEX)：负责交易平台的运营管理。

碳市场评估

目前暂无公开的碳市场政策评估信息。不过，广东省应对气候变化研究中心在2013年至2021⁸年期间，持续发布涵盖广东碳市场运行情况的半年度和年度报告。此外，地方政府还资助了有关完善立法、改进监测报告与核查 (MRV) 和配额分配的研究。

8 报告最新版本可访问: https://heep.hks.harvard.edu/sites/g/files/omnuum8116/files/heep/files/zeng_et_al_guangdong_ets_chinese_0.pdf

REGULATORY FRAMEWORK

- 《广东省碳排放权交易支持碳达峰碳中和实施方案(2023-2030年)》
- 《广东省碳排放管理试行办法》(2014年)
- 广东省生态环境厅——PHCER交易管理规定
- 2024年配额分配方案

湖北

湖北碳市场

- 中国规模最大的地方碳市场之一，市场参与主体多元，并已建立成熟的市场稳定机制
- 纳入门槛适用于所有工业行业
- 湖北省支持国家碳市场注册登记系统的运营管理

碳市场总体介绍

湖北碳市场于2014年4月启动。纳管主体须就其全部覆盖排放量清缴配额，配额通过拍卖或免费分配方式发放。湖北碳市场覆盖约500家单位，涵盖广泛的工业子行业和数据中心。

与其他中国地方碳市场不同，湖北碳市场未预先限定具体行业，而是设定一个适用于所有工业行业的纳入门槛。配额主要通过历史法和基准法免费分配，但自2014年以来亦进行了数次不定期拍卖。

湖北碳市场是中国最活跃的地方碳市场之一，按现货交易量计算，是仅次于广东的第二大市场，并率先在地方碳市场中开展配额远期交易。

湖北在全国碳市场建设中也发挥了重要作用：2017年，湖北被指定牵头建立全国碳市场的碳排放权注册登记机构，自全国碳市场启动以来一直由湖北碳排放权交易中心运营。2022年，湖北在武汉设立了中国碳排放权注册登记结算有限公司，负责管理全国碳市场的注册登记和结算系统。

湖北碳市场与中国全国碳市场并行运行。随着全国碳市场覆盖范围扩展至更多行业，相关行业的纳管主体将逐步纳入全国碳市场管理。

年度回顾

2024年11月，湖北省生态环境厅（EEB）发布了《湖北省碳普惠体系建设实施方案（2024-2027年）》，明确建立了省级抵销信用机制并将其与湖北碳市场连接的路线图。

2025年6月，湖北省生态环境厅就《湖北省碳普惠管理办法（试行）》公开征求意见，该办法规管省级抵销机制的签发、管理和使用。

2025年1月，湖北宣布所有纳管主体已完成2023履约年度的履约单位清缴。

同年6月，湖北省生态环境厅发布了《湖北碳排放权交易试点市场扩容工作方案》，提出降低纳入门槛、纳入部分交通子行业和公共建筑，并在选定行业增加对非二氧化碳排放的覆盖。扩容工作将在2025至2027履约年度逐步实施。

同年10月，湖北省生态环境厅发布了2024年配额分配方案，采用与2023年方案类似的分配方法。造纸、汽车制造和磷化工行业开始采用基于实际产量的基准法。该方案亦确认了钢铁、水泥和电解铝行业的纳管主体已纳入全国碳市场。



- ✓ 已实施
- 🔧 正在建设
- ❓ 正在考虑

纳入行业



配额总量或排放总量上限

基于排放强度的排放总量上限²
8070万吨二氧化碳（2024）

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷

抵销信用

国内（省级），设有定量限制

配额分配

免费分配：历史法
免费分配：基准法
拍卖

2025年平均价格

二级市场平均价格：31.47元人民币（4.38美元）

总收入

自市场启动以来：4.31亿元人民币（5990万美元）

¹ 湖北碳市场覆盖公共建筑和数据中心的直接和间接排放。

² 湖北碳市场对不同行业分别采用基于实际产量的基准法、基于实际产量的历史强度分配法，以及基于历史排放量的历史强度法。

湖北的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量

3.728亿吨二氧化碳 (2022年)³

温室气体减排目标

到2030年: 实现碳达峰 (湖北省《关于完整准确全面贯彻新发展理念认真做好碳达峰碳中和工作的实施意见》)

到2060年: 实现碳中和 (湖北省《关于完整准确全面贯彻新发展理念认真做好碳达峰碳中和工作的实施意见》)

规模与阶段

覆盖排放比例 (2022年)

约48%⁴

配额总量或排放总量上限

湖北碳市场的排放总量上限随产量变化, 为所有纳管主体自下而上的基于实际产量/设施层级排放上限之和。这些自下而上的排放上限并不构成绝对总量上限。

含储备在内, 历年总量上限如下:

2014年: 3.24亿吨二氧化碳

2015年: 2.81亿吨二氧化碳

2016年: 2.53亿吨二氧化碳

2017年: 2.57亿吨二氧化碳

2018年: 2.56亿吨二氧化碳

2019年: 2.70亿吨二氧化碳

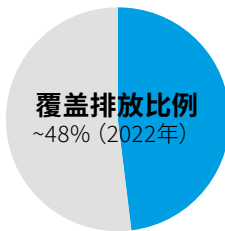
2020年: 1.66亿吨二氧化碳⁵

2021年: 1.82亿吨二氧化碳

2022年: 1.80亿吨二氧化碳

2023年: 1.79亿吨二氧化碳

2024年: 8070万吨二氧化碳



覆盖行业和纳入门槛

与其他中国区域碳市场不同, 湖北碳市场并未预先限定具体行业, 而是设定了适用于所有工业行业的统一纳入门槛。凡超过该门槛的子行业及其单位, 均被纳入碳市场管理。目前, 湖北碳市场涵盖供热、钢铁、有色金属、石化、化工、纺织、玻璃及其他建材、制浆造纸、陶瓷、汽车制造、装备制造、食品饮料、医药生产、数据中心和供水。

截至2019年, 电力行业亦在覆盖范围之内, 但此后已转入全国碳市场管理。钢铁、水泥和电解铝行业自2024年起也被纳入全国碳市场。自2025年起, 湖北碳市场开始覆盖部分非工业行业, 如数据中心相关的公共建筑。

纳入门槛:

2015年以前: 2010年至2011年间任一年度能耗超过6万吨标煤, 适用于所有能源和工业行业

2016年至2022年: 最近两年内任一年度能耗超过1万吨标煤, 适用于所有能源和工业行业

2023年起: 年排放量达1.3万吨二氧化碳或以上的单位。

2025年: 上述行业, 外加年排放量超过5000吨二氧化碳或年能耗超过2000吨标煤的数据中心。造纸、食品饮料和制药行业的甲烷排放被纳入碳市场。

2026年: 上述行业, 外加年排放量超过1万吨二氧化碳或年能耗超过4000吨标煤的公共建筑; 以及年排放量超过5000吨二氧化碳或年能耗超过2000吨标煤的货运港口。工业行业的氧化亚氮和含氟气体将被纳入覆盖。

2027年 (即将实施): 上述行业, 外加年排放量超过5000吨二氧化碳或年能耗超过2000吨标煤的道路货运, 以及年排放量超过3000吨二氧化碳或年能耗超过1000吨标煤的货运港口。工业行业的门槛将降至年排放量超过8000吨二氧化碳或年能耗超过3000吨标煤。

监管环节

排放点源 (工业); 下游 (电力和热能消耗产生的间接排放)。

纳管主体类型

企业

纳管主体数量

499家单位 (2024年)

配额分配与收入

配额分配

配额通过基准法或历史法免费分配。配额分配方案每年更新。2024履约年度的安排为:

³ 近年暂无公开数据, 此处数据为本地专家估算所得。

⁴ 近年暂无公开数据。该比例为湖北碳市场覆盖排放量 (含直接和间接排放) 除以湖北的直接排放总量。

⁵ 此次下降主要因电力行业转入全国碳市场。

免费分配：

基准法：适用于平板玻璃、整车制造、部分纸种（卫生纸、印刷纸和瓦楞纸）以及磷化工行业。

历史法：适用于供热生产和供应、其他造纸、玻璃及建材、供水、纺织和装备制造，依据前三年的历史排放强度进行历史强度法分配。除数据中心外的其他行业采用基于历史排放或排放强度的历史法。就2024履约年度，受纳管的数据中心被分配到与其经核查排放量等量的配额。

事后配额分配调整适用于采用基准法或历史排放强度法的行业。在此情形下，纳管主体首先获得相当于其上一年度经核查排放量70%的配额；随后再根据实际生产数据进行调整。

湖北还引入「市场调整系数」，适用于所有纳管主体，以控制配额总量。该系数依据上一年度供需平衡情况制定，同时综合考虑全省经济发展水平以及气候减缓目标和战略的落实情况。2024履约年度设定为0.9344（2023年度为0.9706）。在减少大气污染和碳排放方面成效显著、且2024年未受环境处罚的纳管主体，市场调节系数按0.97执行。

湖北省实行履约义务上限机制。若纳管主体的年度经核查排放量与配额之差（配额盈余或缺口）超过配额的20%或20万吨二氧化碳，则相应调整履约上限，以平衡盈余或缺口。⁶

拍卖：年度配额的一小部分通过拍卖方式分配。拍卖旨在促进价格发现，并为纳管主体提供额外配额以满足履约需求。迄今为止，拍卖均为不定期举行，分别在2014年、2019年、2020年、2021年、2022年和2023年举行。近年来，湖北碳市场通常每年举行两次拍卖：第一次仅向纳管主体开放，第二次面向所有市场参与者。拍卖的最低竞拍价为前两年现货市场价格的加权平均值，配额以最低竞拍价或略高价格成交。

收入用途



一般预算，包括债务偿还

收入归入省财政。

灵活性与连接

结转与预借

允许配额结转，但仅限于已在市场上完成至少一次交易的配额。不允许配额预借。

抵销信用

允许使用湖北碳普惠体系产生的省级减排量和绿色电力证书。绿色电力证书是中国可再生能源电力环境贡献的凭证，可在电力生产者与消费者之间进行商业性转让。自2024履约年度起，湖北碳市场不再允许使用中国核证自愿减排量。

定量限制：仅有配额清缴缺口的纳管主体可使用绿色电力证书和省级抵销信用来抵销其排放，仅限于清缴缺口部分，且不得超过纳管主体年度初始配额的5%。绿色电力证书不得结转为未来年度的抵销信用。

定性限制：绿色电力证书须经湖北碳排放权交易中心和湖北电力交易中心双重认证。

与其他碳市场的连接

湖北与广东曾于2012年和2013年探讨区域碳市场的连接，但该计划未付诸实施，目前也没有进一步的连接计划。

该管辖区内的其他碳定价机制

碳市场：中国全国碳市场

省内抵销机制：湖北碳普惠核证减排量

国内抵销机制：中国核证自愿减排量（CCER）

履约

履约机制

纳管主体须就其全部覆盖排放量，按每吨二氧化碳当量清缴等量的履约单位（配额或抵销信用）。

履约周期

一个日历年；纳管主体须在次年11月最后一个工作日前清缴配额。

监测、报告与核查（MRV）

框架：湖北省政府发布了适用于所有行业的监测和报告综合规则，还发布了《湖北省企业碳排放核查工作规范（试行）》以指导核查机构和核查员。

监测：纳管主体需制定并实施排放监测计划。

报告：年度报告。纳管主体须在履约年度次年3月底前向湖北省生态环境厅提交排放报告。

核查：需经第三方核查。第三方核查机构可参与相互审核彼此的核查报告。此外，由政府组织的专家进行「第四方核查」以提升准确性。

⁶ 设定两类（而非仅一类）限制，考量在于20%可能更适合较小单位，而20万吨二氧化碳可能更适合较大单位。

执法和罚则

纳管主体: 未按时提交排放报告或核查报告的, 处1万元人民币 (1391美元) 至3万元人民币 (4173美元) 罚款。此外, 未提交足够配额以抵销排放量的企业, 除须上缴短缺的配额外, 可处2万元人民币 (2782美元) 至3万元人民币 (4173美元) 罚款。

交易机构: 操纵市场的交易机构将面临最高15万元人民币 (20,863美元) 罚款。

第三方核查机构: 提交虚假核查报告的核查机构将面临最高15万元人民币 (20,863美元) 罚款。

市场调节

市场设计

市场参与主体:

符合本地交易中心制定的碳市场规则的纳管主体、非纳管主体, 如国内外机构投资者; 以及个人投资者。

市场类型:

一级市场: 湖北碳排放权交易中心负责组织一级市场的临时拍卖。自2019年起, 湖北已开展两轮独立拍卖, 分别面向不同纳管主体。

二级市场: 现货产品包括湖北碳排放配额 (HBEA) 和中国核证自愿减排量 (CCERs)。HBEA 现货远期产品自2016年推出, 但自2017年5月起未再进行交易。湖北碳排放权交易中心负责所有产品的交易管理。

配额的法律属性: 配额不被视为金融工具。

市场稳定机制

配额投放与回购

工具类型: 基于价格的机制。

运作方式: 在市场波动、供需严重失衡或流动性问题发生时, 湖北省生态环境厅可与咨询委员会 (由政府机构及其他利益相关方组成) 协商后, 买卖配额以稳定市场。具体而言, 如果配额结算价在20个交易日内有六次触及每日协商区间的最高或最低点, 湖北省生态环境厅将采取相应行动。湖北碳排放权交易中心可从配额总量中预留6%作为政府储备用于市场稳定, 并可根据市场需求不定期组织拍卖, 且未设固定触发条件。

交易

工具类型: 基于价格的机制。

运作方式: 交易所对每日挂牌交易设定的价格涨跌幅限制为上下10%, 对大宗交易的涨跌幅限制为上下30%。只有在此价格区间内的交易才能在交易所成功完成。

其他信息

相关机构

湖北省生态环境厅: 负责在2019年政府机构改革后, 建立并监督湖北碳市场。

湖北碳排放权交易中心: 负责交易平台的运营管理和碳排放权登记管理。

碳市场评估

目前暂无公开的碳市场政策评估信息。然而, 地方政府每年资助开展湖北碳市场完善的相关研究。

监管框架

→ [《碳排放管理和交易暂行管理办法》\(2024年\)](#)

→ [《湖北省关于完整准确全面贯彻新发展理念推进碳达峰碳中和的实施意见》\(2022年\)](#)

→ [《湖北碳市场2024年度配额分配方案》\(2025年\)](#)

→ [《扩大湖北碳市场覆盖范围工作方案》\(2025年\)](#)

印度

碳积分交易机制 (CARBON CREDIT TRADING SCHEME, CCTS)

- 政府已通过建立国内碳市场的相关法规。
- 采用基于排放强度的“基准线和减排机制” (baseline-and-credit system) ,覆盖排放密集型工业行业。
- 已正式公布了七个工业行业的目标,并明确了2026财年和2027财年的履约义务。

碳市场总体介绍

2022年,印度议会通过了对《2001年能源节约法》(Energy Conservation Act, 2001) 的修订,为建立碳积分交易机制 (Carbon Credit Trading Scheme, CCTS) 以及签发碳积分证书 (carbon credit certificates, CCCs) 提供了法律依据。该修正案为建立印度碳市场 (Indian Carbon Market, ICM) 提供了立法框架,并赋予为碳减排签发碳积分证书的权力。

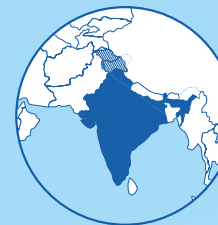
该修正案通过后,印度政府开始制定碳积分交易机制的制度和监管框架。在完成利益相关方咨询后,印度于2023年6月正式发布碳积分交易机制的相关通知。该通知建立了制度框架,包括印度碳市场国家指导委员会 (National Steering Committee for the Indian Carbon Market, NSCICM), 负责监督印度碳市场框架实施。此外,该通知还明确了管理机构、技术委员会及其他利益相关方的职责分工。碳积分证书以1吨二氧化碳当量为单位,根据纳管主体完成碳排放强度目标的情况进行签发或清缴。

2024年7月,印度政府通过了碳积分交易机制履约机制的详细规定。该机制采用基于排放强度的“基准线和减排机制” (baseline-and-credit system, 碳排放交易体系的一种类型), 初期覆盖八个排放密集型工业行业的纳管主体 (见“纳入行业与纳入门槛”部分)。

碳积分交易机制采用“从大门到大门 (gate-to-gate)” 的核算方法,覆盖整个价值链相关排放。其覆盖范围包括燃料燃烧和工业过程产生的直接排放,以及电力和热力消费产生的间接排放 (即范围1和范围2)。此外,还考虑了部分范围3排放 (即中间产品的调入调出相关排放)。该机制初期覆盖的温室气体为二氧化碳和全氟化碳。

碳积分交易机制建立在现有“履约-达标-交易机制” (Perform, Achieve and Trade, PAT) 基础之上。履约-达标-交易机制是一项强制性的能效机制,覆盖13个排放密集型行业的1000余家主体,目前正逐步向强制碳市场转型。印度碳市场国家指导委员会由电力部 (Ministry of Power) 和环境、森林与气候变化部 (Ministry of Environment, Forest and Climate Change, MoEFCC) 共同牵头,直接监督强制碳市场的运作。能源效率局 (Bureau of Energy Efficiency, BEE) 担任该机制的管理机构。

该强制碳市场还将配套建立国内自愿减排机制,从而允许非纳管主体登记符合条件的温室气体减排、移除或避免排放项目,并获得减排信用证书。这一独立机制旨在激励强制市场覆盖范围之外行业的减排行动,并提升市场流动性,从而形成全面的温室气体减排体系。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

纳入行业



配额总量或排放总量上限

基于排放强度的排放上限

覆盖温室气体种类

二氧化碳、全氟化碳

抵销信用

不允许

配额分配

免费分配: 基于实际产量的基准法

年度回顾

2025年，印度开始逐步推动履约-达标-交易机制向碳积分交易机制过渡，自2026财年起，已有七个行业已成功转入碳积分交易机制。

这七个工业行业——铝、水泥、氯碱、纸浆与造纸、石油炼制、石化和纺织，共覆盖约490家主体，其目标已分两个阶段正式发布。其中，前四个排放密集型行业（铝、水泥、氯碱、纸浆与造纸）的目标于2025年10月发布，其余三个行业的目标则于2026年1月发布。

根据上述目标，相关主体以2024财年数据为基准，需在2026财年和2027财年履行具有法律约束力的碳排放强度目标。首批碳积分证书交易预计将于2026年年中启动。

印度的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量（包括间接二氧化碳排放）

（百万吨二氧化碳当量，比例为占总量的百分比）

能源	2,238.4	76%
工业生产过程	238.5	8%
农业	405.9	14%
废弃物	75.6	3%
总计	2,958.6	



能源工业	1,265.3	43%
制造业和建筑业	390.6	13%
交通运输	297.3	10%
商业、机构和住宅	258.1	9%
其他能源活动	26.9	1%

温室气体减排目标

到2030年：碳排放强度较2005年水平降低45%（更新后的国家自主贡献）。

到2070年：实现净零排放（更新后的国家自主贡献）。

碳市场的规模与阶段

阶段

第一阶段：两年（2026财年至2027财年）

配额总量或排放总量上限

印度碳积分交易机制的排放总量上限会随生产水平（实际产量）变化，由所有纳管主体自下而上加总基于实际产量的排放上限所得到。该自下而上的排放上限不代表绝对总量上限。

纳入行业与纳入门槛

铝、氯碱、水泥、纸浆与造纸、石化、石油炼制和纺织。¹

纳入门槛：

目前受履约-达标-交易机制覆盖的纳管主体正逐步过渡至碳积分交易机制，并沿用相同的纳入门槛。下表列出了各行业的具体纳入门槛。

行业	最低年度能源消耗量
铝	7,500 吨标准油
水泥	30,000 吨标准油
水泥粉磨	10,000 吨标准油
氯碱	12,000 吨标准油
钢铁	20,000 吨标准油
石油化工	100,000 吨标准油
石油炼制	90,000 吨标准油
纸浆与造纸	7,500 吨标准油
纺织	3,000 吨标准油

监管环节

排放点源

纳管主体类型

工厂

纳管主体数量

490家主体²

1 截至2026年2月，环境、森林与气候变化部尚未发布钢铁行业的碳排放强度目标。

2 该数量反映的是截至2026年2月，环境、森林与气候变化部已正式发布最终碳排放强度目标的七个工业行业（包括铝、氯碱、水泥、纸浆与造纸、石化、石油炼制和纺织行业）的纳管主体数量。

配额分配与收入

配额分配

在碳积分交易机制下，印度已制定延续至2030年的行业温室气体排放强度路径。这些行业路径依据印度国家自主贡献制定，并结合行业边际减排成本曲线，对各行业提高能效和燃料替代的技术与经济可行性以及减排潜力进行了评估。

各纳管主体的目标是在行业排放强度路径基础上制定的，同时综合考虑所属子行业的发展路径及其相对排放绩效，并据此分配年度履约目标。

行业碳排放强度路径及相应目标区间由相关行业技术委员会进行研究并最终确定。在达成一致后，相关碳排放目标还需经过专题工作组审议，并由印度碳市场国家指导委员会批准。

环境、森林与气候变化部负责发布纳管主体为期三年的碳排放强度目标。相关目标以单位产品对应的吨二氧化碳当量排放量表示。

达到或优于温室气体排放强度目标的纳管主体，可获得碳积分证书；未完成目标的纳管主体，则需购买并清缴相应数量的碳积分证书。

能源效率局将负责签发碳积分证书，相关证书将在印度电力交易所进行交易。纳管主体须在国家登记系统完成注册，非纳管主体如希望参与交易，也可进行注册。

灵活性与连接

结转与预借

允许无限制结转碳积分证书。已结转的碳积分证书既可在印度碳市场内出售，也可用于履行未来履约义务。

不允许预借。

抵销信用

不允许使用抵销信用。

与其他碳市场的连接

印度碳积分交易机制尚未与其他碳市场建立连接。

该管辖区内的其他碳定价机制

国内抵销机制：抵销机制（已于2023年12月发布，目前正在建设中）

履约

履约机制

纳管主体每超额排放1吨二氧化碳当量，须清缴1个履约单位。

首批纳入碳积分交易机制的主体，其年度碳排放目标以2024财年排放数据为基准设定。新的碳排放强度目标将每三年发布一次，以便纳管主体开展中长期规划。

对于已发布2026财年和2027财年最终目标的七个行业，2027财年的平均减排率见下表：

行业/子行业	截至2027年的平均减排比例
氧化铝	4.5%
铝	4.9%
纺织	6.6%
综合水泥	2.7%
水泥粉磨	6.6%
纸浆与造纸	6.5%
石油炼制	3.1%
石化	3.6%
氯碱	6.5%

履约周期

一个财年（自4月1日至次年3月31日）。

纳管主体须在履约年度结束后四个月内提交绩效评估文件，例如最迟于7月31日前提交。

监测、报告与核查（MRV）

规则框架：碳积分交易机制履约机制的监管框架由能源效率局于2024年7月发布的《碳积分交易机制履约机制详细程序1.0版》（Detailed Procedure for Compliance Mechanism under CCTS version 1.0）予以明确。

监测：基于监测计划开展年度温室气体排放监测，并采用“从大门到大门（gate-to-gate）”的方法，对整个价值链相关排放（范围1和范围2）进行覆盖。能源效率局提供统一的监测模板（温室气体排放计算格式文件），用于开展监测和报告。

报告：纳管主体须在履约年度结束后四个月内（即7月31日前），向能源效率局和邦指定机构提交年度排放报告。

核查：排放报告须由经能源效率局认可的碳核查机构进行核查，以编制核查报告并核实相关主体是否达到温室气体排放强度目标要求。

执法和罚则

如纳管主体未通过清缴碳积分证书履行履约义务，中央污染控制委员会（Central Pollution Control Board）将就其未履约部分向相关主体征收环境补偿费。补偿金额应相当于该履约年度交易周期内碳积分证书平均交易价格的两倍。

市场调节

市场设计

市场参与主体：纳管主体

市场类型：

一级市场：碳积分交易机制下不通过拍卖方式分配碳积分证书。所有证书均由能源效率局签发给超额完成目标的主体。

二级市场：碳积分证书将在印度电力交易所进行交易，由中央电力监管委员会（Central Electricity Regulatory Commission, CERC）负责监管交易活动。

配额法律属性：在碳积分交易机制初期阶段，碳积分证书不被视为金融工具。

其他信息

相关机构

环境、森林与气候变化部（Ministry of Environment, Forest and Climate Change, MoEFCC）：负责国家气候战略制定，并依据《1986年环境保护法》（Environment Protection Act (1986)）正式指定碳积分交易机制下的纳管设施，并发布温室气体排放目标。

电力部（Ministry of Power, MoP）：负责国家能源政策和国家碳市场建设，并向环境、森林与气候变化部提出温室气体排放目标建议，供其发布。

能源效率局（Bureau of Energy Efficiency, BEE）：负责碳积分交易机制的管理和实施。其职责包括识别相关行业及其温室气体减排潜力，为履约机制下的纳管主体制定排放路径和目标，签发碳积分证书，以及开发支撑印度碳市场运行所需的信息技术基础设施。

印度电网控制中心（Grid Controller of India, GCI）：碳积分交易机制的登记系统运营机构。

中央电力监管委员会（Central Electricity Regulatory Commission, CERC）：负责监管碳积分交易机制下的交易活动，开展市场监管，并采取必要纠正措施以防止欺诈行为。

印度碳市场国家指导委员会（National Steering Committee for the Indian Carbon Market, NSCICM）：负责监督印度碳市场治理和运行的咨询委员会。委员会成员包括相关部委、邦政府以及行业专家代表。

监管框架

- [《2023年碳积分交易机制》（Carbon Credit Trading Scheme, 2023）](#)
- [《能源节约修正法案》（Energy Conservation \(Amendment\) Bill）（2022年）](#)
- [《2001年能源节约法》（Energy Conservation Act \(2001\)）](#)
- [《1986年环境保护法》（The Environment Protection Act \(1986\)）](#)
- [《碳积分交易机制下履约机制详细程序》（Detailed Procedure for Compliance Mechanism under CCTS）（2024年）](#)
- [《关于前四个行业温室气体排放强度目标的通知》（Notification of GHG emission intensity targets for the first four sectors）（2025年）](#)
- [《关于三个行业温室气体排放强度目标的通知》（Notification of GHG Emission intensity target for the three sectors）（2025年）](#)
- [已发布的抵销方法学（Published Offset methodology）](#)

印度尼西亚

印度尼西亚碳经济价值交易机制

- 2023 年推出的基于强度的碳市场,覆盖电力行业
- 2025年纳入563座电厂
- 《2025年第110号总统条例》(Presidential Regulation No. 110/2025) 正式确立了国家碳定价框架,包括碳市场、碳税和基于成果支付机制

碳市场总体介绍

印度尼西亚碳经济价值 (Nilai Ekonomi Karbon, NEK) 交易机制 (以下简称印尼碳市场) 于2023年初正式实施,是一项针对电力行业的强制性、基于排放强度的碳市场。第一阶段从2023年至2024年,印尼碳市场覆盖了与印尼国家电力公司 (Perusahaan Listrik Negara, PLN) 电网连接且装机容量达25兆瓦及以上的燃煤电厂。2025年,共有563个设施被纳入碳市场,涵盖接入和未接入印尼国家电力公司电网的设施: 具体包括装机容量超过25兆瓦的燃煤电厂 (CFPP)、联合循环电厂、燃气内燃机电厂和燃气电厂。纳入印尼碳市场的电厂多数由国有电力公司印尼国家电力公司运营。

印尼政府已制定强度目标,即技术排放批准限额 (Persetujuan Teknis Batas Atas Emisi, PTBAE)。这些目标决定各发电设施每发电1兆瓦时所获的配额数量。纳管主体需清缴与其覆盖排放量相对应的配额,配额分配基于技术排放批准限额、排放强度和排放平均值。另外,纳管主体可通过拍卖购买额外配额。

最终,印尼碳市场预计将作为一种混合型“排放总量上限—税收—交易”制度运行,并与碳税并行实施。未能履行碳市场义务的设施将被征收该碳税,其税率将与国内碳市场价格保持一致。

尽管该制度目前监管电力行业,但政府正积极准备将覆盖范围扩大至工业行业。工业部正在协调建立水泥、化肥等能源密集型行业的行业排放报告系统,计划将其纳入国家监测、报告与核查 (MRV) 框架和国家登记系统,以支持未来将碳市场覆盖范围扩大至工业行业。

印度尼西亚碳交易所 (IDXCcarbon) 已于2023年9月正式启动,并由印尼金融服务管理局 (Otoritas Jasa Keuangan, OJK) 负责监管。

碳定价相关的《2025年第110号总统条例》(Presidential Regulation No. 110/2025) 确立了国家层面的法律框架,涵盖国内碳市场、作为履约兜底机制的碳费,以及与《巴黎协定》第六条相关的基于成果支付机制 (results-based payment mechanism)。

年度回顾

2025年,印尼碳市场的覆盖范围扩大,将未并入电网的自备燃煤电厂 (Captive Coal Fired Power Plants, CFPPs) 以及燃气电厂 (包括燃气轮机电厂、燃气发动机电厂和联合循环电厂) 纳入碳市场。因此,纳管设施的总数从2024年的146个大幅增加至2025年的563个。

由于监管规则调整和法律修订,2025年的配额分配已被推迟;截至2026年1月,尚未发放配额,也未开展交易活动。纳管设施仍需履行报告义务。



已实施

正在建设

正在考虑

纳入行业



电力

配额总量或排放总量上限

基于排放强度的排放上限
2.568亿吨二氧化碳当量 (2024年)

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮

抵销信用

国内抵销信用,不设定量限制。

配额分配

免费分配: 基于实际产量的基准法

2025年，印尼金融服务管理局（OJK）和环境部（Ministry of Environment, MoE）正式启动了印度尼西亚碳交易所（IDXCarbon）作为国家碳交易平台的运行，该平台有130多个主体参与，交易总量约60万吨二氧化碳当量。

印度尼西亚的排放量与减排目标

按CRF类别分类的总温室气体排放量（百万吨二氧化碳当量） （百万吨二氧化碳当量，比例为占总量的百分比）		
能源	752.2	71%
工业生产过程	59.8	6%
农业	104.9	10%
废弃物	136.3	13%
总计	1,053.4	



能源工业	291.4	28%
制造业和建筑业	230.5	22%
交通运输	165.7	16%
商业、机构和住宅	30.3	3%
其他能源活动	34.2	3%

温室气体减排目标

到2030年：国家绝对排放总量上限约为13.5亿吨二氧化碳当量至约14.9亿吨二氧化碳当量之间，以此取代此前基于基准（BAU）情景的目标。（第二轮国家自主贡献）

到2060年：实现气候中和（第二轮国家自主贡献；2021年7月提交的《低碳和气候韧性长期战略》，Long Term Strategy for Low Carbon and Climate Resilience）

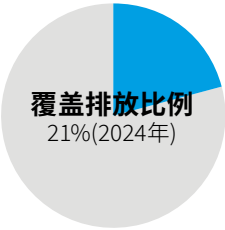
规模与阶段

覆盖排放比例(2024年)

经核查的ETS排放量：2.253亿吨二氧化碳当量

阶段

- 第一阶段：两年（2023年和2024年）
- 第二阶段：三年（2025年至2027年）
- 第三阶段：三年（2028年至2030年）



配额总量或排放总量上限

印尼碳市场排放总量上限是所有纳管主体基于实际产出“自下而上”计算的排放上限之和。印尼能源和矿产资源部（Ministry of Energy and Mineral Resources, MEMR）根据以下标准设定电力行业的技术排放批准限额（PTBAE），也即电力行业的排放总量上限：1) 实际排放量必须低于行业减排目标对应的排放上限；2) 电力行业碳交易路线图。

第一阶段

印尼碳市场仅覆盖与印尼国家电力公司相连的燃煤电厂。绝对排放总量上限约为2.57亿吨二氧化碳当量。

以下是电力发电行业各个子行业的排放限额：

- 25兆瓦至100兆瓦的非矿口燃煤电厂：1.3吨二氧化碳当量/兆瓦时
- 大于等于100兆瓦的矿口燃煤电厂：1.1吨二氧化碳当量/兆瓦时
- 100兆瓦至400兆瓦的非矿口燃煤电厂：1吨二氧化碳当量/兆瓦时
- 大于400兆瓦的非矿口燃煤电厂：0.9吨二氧化碳当量/兆瓦时

第二、第三阶段

排放总量上限尚未确定，但预计比第一阶段更为严格。

印度尼西亚2025年10月的国家自主贡献引入了国家绝对排放总量上限，即2030年13.5亿吨二氧化碳当量。政府将其描述为碳预算；未来随着覆盖范围扩大至电力行业以外，碳市场后续阶段将与该碳预算保持一致。

纳入行业和纳入门槛

第一阶段：覆盖范围仅限于连接到印尼国家电力公司的燃煤发电机。有关纳管门槛的具体细节如下。在第一阶段，该体系通过纳入99个并入印尼国家电力公司（PLN）的燃煤发电机组，覆盖了全国约37%的发电装机容量。随着第二阶段（2025年至2027年）将管辖范围扩展至为高耗能工业供电的自备燃煤及燃气电厂，该碳市场预计将监管电力行业约55%至60%的总排放量。

第二阶段：印尼政府计划扩大印尼碳市场覆盖范围，将纳入未并入电网且装机容量高于25兆瓦的自备燃煤电厂，以及接入印尼国家电力公司电网的燃气电厂、燃气内燃机电厂和联合循环电厂。

第三阶段：将进一步涵盖所有化石燃料电厂，包括容量为2兆瓦及以上的柴油电厂以及低于25兆瓦的燃煤电厂，无论其是否连接到印尼国家电力公司电网。

纳入门槛：2024年纳入门槛为大于25兆瓦的燃煤电厂。后续将逐步纳入更小容量或其他化石燃料机组。

印尼环境部表示，政府计划在未来对另外四个行业实施排放总量上限：林业、工业过程与产品使用、农业和废弃物管理。

在电力行业之外，政府已表明有意逐步将碳市场纳管范围扩容至重点工业排放子行业。目前，印尼工业部正推进工业领域的监测、报告、核查体系建设，从而为这一扩容提供支撑。

政府明确提出，未来的碳市场阶段预计将使行业排放总量上限与2025年国家自主贡献中设定的国家碳预算的绝对总量相衔接，从而推动印尼的碳市场从电力行业纯粹的“基于强度控制 (intensity-based)”工具，向更广泛的“全经济范围 (economy-wide)”体系转型。

监管环节

排放点源

纳管主体类型

设施

纳管主体数量

2023 年: 42个纳管主体，涵盖99个设施

2024 年: 63个纳管主体，涵盖146个设施

2025年: 563个设施

注: 随着新设施投入运营及新增类别的主体纳入管控，纳管主体和设施数量预计将随着路线图的扩展而继续增加，这与路线图提到的扩围一致。

配额分配与收入

配额分配

在印尼碳市场中，配额被称为Persetujuan Teknis Batas Atas Emisi Pelaku Usaha (PTBAEPU)。

第一和第二阶段

配额拍卖: 在印尼碳市场中，配额拍卖通过印度尼西亚碳交易所管理的系统进行。在该系统中，买卖申报指令基于时间优先、价格优先的原则进行撮合匹配。

• **拍卖占比:** 0% (2025年)。

• **拍卖量:** 无

迄今为止，暂未进行配额拍卖。关于拍卖比例及相关要求或规定尚未确定。

基准法分配: 印尼能源和矿产资源部根据技术排放批准限额 (和设施上一年度的平均排放量和排放强度设定排放强度目标，这决定了每兆瓦时发电量可获得的配额 (PTBAEPU) 数量。若缺少数据，则基于相同装机容量的类似电厂进行比较。在第一年，配额将100%免费发放，从第二年起设施将获得75%或最多85%的免费配额。这种从100%免费分配逐步降至75%至85%的机制，被政府定位为对能源密集型和贸易暴露型工业的过渡性支持，例如镍加工、钢铁和水泥等目前依赖自备燃煤和燃气电力的行业。免费配额的具体扣除比例取决于设施在印尼碳市场的履约情况。

被分配到配额的纳管主体必须参与交易。如果不参与，将收到书面警告，且下一期的免费分配比例将降至75%。

《2025年第110号总统条例》将未来的“碳税 (carbon levy)”定位为一项与免费分配及未来拍卖机制相并行的履约兜底机制。该条例授权政府引入行政化管理的配额储备库以及基于结果的支付 (results-based payment) 渠道，从而使纳管主体能够获取额外的履约单位，或是面临与现行市场价格相挂钩的资金清缴。

收入用途

尚未定义。

财政部表示，未来碳市场拍卖收入和碳费收入将通过印度尼西亚环境基金 (Environment Fund)，用于支持电力行业脱碳、监测、报告与核查基础设施建设，以及能源转型融资。

灵活性与连接

结转与预借

印尼碳市场允许在阶段内结转，但配额的有效期最长为上一履约期结束后的两年。不允许跨阶段结转。

印尼碳市场不允许预借。

抵销信用

印尼碳市场允许使用抵销信用，即碳减排指标 (Sertifikat Pengurangan Emisi Gas Rumah Kaca, SPEGRK)，或与其同等的减排信用。

定性限制: 抵销信用必须来源于以下气候减缓活动：

- 1. 新能源和可再生能源电厂；
- 2. 交通运输、建筑和工业 (包括能效活动)；
- 3. 能源领域的其他减排活动。

抵销信用必须由印尼国家注册机构签发。

定量限制: 没有限制。

2023年，纳管主体共注销了6,260吨二氧化碳的抵销信用，全部来自Lahendong地热项目。

自2025年1月以来，在解除为期四年的碳信用跨境出口暂停令后，印度尼西亚已授权部分项目根据《巴黎协定》第六条进行国际转让，其中包括印尼国家电力公司关联的电力项目约178万吨二氧化碳当量的减排量。这些信用根据国家监测、报告与核查 (MRV) 体系签发，并在国家登记系统中登记，可产生收入，帮助印度尼西亚实现新版国家自主贡献下的2030年排放总量上限目标。

与其他碳市场的连接

印尼碳市场未与任何其他碳市场连接。

管辖范围内的其他碳定价工具

碳税: 印尼碳税 (预计未来实施)

本国碳信用机制: 印尼减排认证机制 (Indonesia Emissions Reduction Certification)

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的配额。

履约周期

印尼碳市场的履约期为一年，交易时间为次年的1月1日至4月20日。年底盈余配额可在次年交易，但须在同一阶段内。

监测、报告与核查 (MRV)

规则框架: 国家监测、报告与核查 (MRV) 体系由《2025年第110号总统条例》和《环境与林业部2022年第21号条例》(Ministry of Environment and Forestry Regulation 21/2022) 规定。对于电力子行业，监测、报告与核查体系由《能源和矿产资源部2022年第16号条例》(Ministry of Energy and Mineral Resources Regulation 16/2022) 规定。

监测: 目前，工业行业和发电行业已运行监测、报告与核查体系。水泥和化肥行业也正在开展监测、报告与核查试点项目。

报告: 每年1月底前通过在线平台 (APPLE-Gatrik) 提交上一年度排放报告，通过电力总局 (Directorate General of Electricity) 报送给印尼能源和矿产资源部。设施需报告二氧化碳、甲烷和氧化亚氮的排放量，以二氧化碳当量表示。

核查: 排放量须由国家认证机构 (Komite Akreditasi Nasional, KAN) 认可的第三方核查机构核查，核查须在1月报告截止后的3月底前完成，且须遵循发电行业部门温室气体排放核查指南。

执法和罚则

印尼政府原计划同时实施碳交易和碳税，后者作为惩罚机制。然而，由于碳税法规讨论仍在进行且实施推迟，引入了碳交易的替代执法方式：

- 1. 若在履约期届满时，纳管设施的经核查排放量超过其所获分配的配额 (PTBAE-PU)，则下一履约周期的免费配额将根据其在上一个交易期的实际交易情况进行发放，最高发放比例为85%，即其 PTBAE-PU 最多将被扣减15%。
- 2. 若纳管主体在履约期届满时未按时报告其温室气体排放量，或未参与碳交易，其下一履约周期免费配额将被扣减25%。

《2025年第110号总统条例》明确，今后未足额清缴的纳管主体将面临碳税，碳税将根据现行市场价格设定。该规定通过将财务处罚直接与碳市场价格信号挂钩，将“排放总量上限—税收—交易”模式纳入国家法律。

市场监管

市场设计

市场参与主体

纳管主体，具体指持有“公共用途电力供应业务许可证” (Electricity Supply Business License for Public Purpose) 或“自用电力供应业务许可证” (Electricity Supply Business License for Own Use) 的主体有资格参与碳交易。政府将印度尼西亚碳交易所 (IDX Carbon) 定位为核心基础设施，不仅用于国内配额和抵销信用交易，也用于经《巴黎协定》第六条授权的国际交易。此前，2025年10月的总统令已解除碳信用出口暂停令。

市场类型

一级市场: 在一级市场中，配额与抵销信用的交易需依托于特定机制来开展，而该机制经由相关主管部门发出指令后启动。平台支持抵销信用的销售，底价最低1印尼盾 (少于0.01美元，或0.07 元人民币)，投标从该价格或更高开始。截至2026年1月，尚未在此系统下进行任何拍卖，关于拍卖比例及相关要求和规定尚未明确。

二级市场: 由印度尼西亚碳交易所运营，于2023年9月在印尼证券交易所 (IDX) 启动，并由印尼金融服务管理局授权。二级市场包括：

- 常规市场 (连续竞价)：按时间优先和价格优先对指令进行撮合匹配，最低价为200印尼盾 (约合0.01美元，或0.07元人民币)，并受“最小价格变动单位” (Fraction Price) 和“自动拒单” (Auto Rejection) 规则约束。
- 协议转让市场: 双方预先商定后通过交易所结算，需在申报时提供交易方、碳指标、价格及数量等信息。
- 挂牌市场: 项目开发方可在此将其项目挂牌，并自主设定价格。

印度尼西亚碳交易所已与新设的集中式碳指标和交易登记系统——即碳指标登记系统 (Sistem Registri Unit Karbon, SRUK) 相连接。该系统由《2025年第110号总统条例》引入，在交易用途上取代了原有的国家气候变化控制登记系统 (Sistem Registri Nasional Pengendalian Perubahan Iklim, SRN-PPI)；后者今后将仅用于报告减缓和适应行动。

金融服务管理局已开始推动将印度尼西亚碳交易所与国家注册登记系统对接，以实现对签发、转让和清缴的自动跟踪，包括对《巴黎协定》第六条下国际转让减缓成果 (Internationally Transferred Mitigation Outcomes, ITMOs) 的跟踪。

配额法律地位: 配额 (PTBAE-Pus)及碳减排指标 (SPEGRK) 被认定为证券，可在资本市场交易。

市场稳定机制
印尼能源和矿产资源部评估

工具类型: 基于数量的机制

运作机制: 印尼能源和矿产资源部定期评估印尼碳市场实施情况, 若发现配额短缺, 部长和司长可进行配额的额外拍卖。

其他信息

相关机构

食品事务统筹部 (Coordinating Ministry of Food Affairs) : 担任国家碳定价实施指导委员会 (National Steering Committee for Carbon Pricing Implementation) 主席, 统筹各部委及机构制定全国碳定价框架。

经济统筹部 (Coordinating Ministry for Economic Affairs, CMEA) : 担任国家碳定价实施指导委员会副主席。

环境部 (Ministry of Environment, MoE) : 担任《联合国气候变化框架公约》(UNFCCC) 国家对口联络单位 (National focal point) ; 牵头国家自主贡献的制定和实施, 包括国家减缓与适应工作以及碳定价实施 (具体包括, 授权国内和国际碳排放交易, 监督碳抵销机制, 监管监测、报告与核查体系, 以及运营国家登记系统——碳指标登记系统 (SRUK))。

能源和矿产资源部 (Ministry of Energy and Mineral Resources, MEMR) : 协调电力子行业实施碳市场, 包括监督与碳指标登记系统 (SRUK) 相连接的一体化监测、报告与核查系统; 负责筹备并实施了2021年自愿试点碳市场。

工业部 (Ministry of Industry) : 协调工业过程和产品使用行业碳定价机制的实施, 包括建立将与碳指标登记系统衔接的排放报告系统。

财政部 (Ministry of Finance) : 负责碳税制设计与实施。

印尼环境基金 (Indonesian Environment Fund) : 管理气候资金及印尼碳市场收入, 包括国际碳信用交易部分。

金融服务管理局 (Financial Services Authority, OJK) : 监管印度尼西亚碳交易所 (IDXCarbon) 。

《2025年第110号总统条例》指定了国家碳定价指导架构, 该指导架构负责在环境部、林业部、财政部、能源和矿产资源部、金融服务管理局及其他相关部委之间, 协调碳市场、碳费以及《巴黎协定》第六条下基于成果支付机制。

碳市场评估

印尼能源和矿产资源部部长通过司长每6个月对印尼碳市场进行评估, 评估结果可能导致政策调整。

《能源和矿产资源部2022年第16号部长条例》(Ministerial Regulation of Energy and Mineral Resources 16/2022) 目前正在修订, 以与《2025年第110号总统条例》保持一致。

监管框架

- 《2017年第46号法规: 环境经济手段》(Regulation 46/2017 on Environmental Economic Instruments)
- 《2021年第7号法: 税收法规协调》(Law 7/2021 Concerning Harmonization of Tax Regulations)
- 《2025年第110号总统条例: 关于实施碳经济价值工具与国家温室气体排放控制》(Presidential Regulation No.110/2025 on the Implementation of Carbon Economic Value Instruments and National Greenhouse Gas Emission Control)
- 《环境与林业部2022年第21号规章: 碳经济价值实施指南》(MoEF Regulation 21/2022 on Guidelines for Carbon Economic Value Implementation)
- 《能源与矿产资源部2022年第16号规章: 发电行业子行业碳经济价值实施指南》(MEMR Regulation 16/2022 on Guidelines for Carbon Economic Value Implementation for the Power Generation Sub-sector)
- 《金融服务监管局2023年第14号规章: 通过碳交易所进行碳交易》(OJK Regulation 14/2023 concerning Carbon Trading Through the Carbon Exchange)

日本

绿色转型碳市场 (GREEN TRANSFORMATION EMISSIONS TRADING SYSTEM, GX-ETS)

- 自愿性的绿色转型碳市场 (GX-ETS) 于2023年启动, 并于2026年4月转为强制性碳市场
- 日本的十年脱碳路线图纳入了强制性碳市场
- 计划自2033年起引入拍卖

碳市场总体介绍

日本在第一阶段将绿色转型碳市场 (Green Transformation Emissions Trading System, GX-ETS) 作为自愿性的“基准线和减排机制” (baseline-and-credit system, 碳排放交易体系的一种类型) 运行, 这一阶段覆盖2023财年至2025财年。2026财年至2026年4月开始, 绿色转型碳市场转为强制性的基准线和减排机制。

在绿色转型碳市场下, 配额可在市场上交易, 并适用价格上限和价格下限。自2033财年起, 将对电力行业的高排放企业引入拍卖。

自愿性的碳市场有超过700家企业参与, 其排放量占全国温室气体排放量的50%以上。

日本运用多种碳定价机制, 以支持到2050年实现净零排放, 包括既有碳税、碳市场, 以及将自2028年起针对化石燃料进口商和国内化石燃料开采商引入的碳费, 即绿色转型附加费 (GX-Surcharge)。相关计划载于《绿色转型政策基本计划》(Basic Plan for the “Green Transformation (GX) Policy”), 这是日本的十年脱碳战略。

日本积极参与国际碳市场。其联合信用机制 (Joint Crediting Mechanism, JCM) 是一项双边机制, 旨在激励31个伙伴国家采用脱碳技术并开展减缓行动。联合信用机制信用 (JCM credits) 可在绿色转型碳市场中使用。另有90个伙伴国家和300多个组织加入了日本的全球能力建设倡议, 即《巴黎协定》第六条实施伙伴关系 (Article 6 Implementation Partnership)。

年度回顾

在经历三年的自愿阶段后, 随着日本国会参议院于2025年5月通过《绿色转型推进法修正案》(Amended GX Promotion Act), 强制性绿色转型碳市场于2026年4月启动。

2025年期间, 经济产业省 (Ministry of Economy, Trade and Industry, METI) 召开了多次工作组会议, 就强制性绿色转型碳市场的多项设计内容征求利益相关方意见, 包括用于设定企业排放基准的基准法和祖父法, 以及排放配额的价格上限和价格下限。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

纳入行业¹

- 电力
- 工业
- 交通²
- 航空
- 航运

配额总量或排放总量上限

绝对总量上限³

温室气体

二氧化碳

抵销信用

允许使用国内抵销信用 (J-信用, J-Credits) 和国际抵销信用 (联合碳信用机制信用, JCM credits), 并设定定量限制。

配额分配

免费分配: 祖父法

免费分配: 固定基准法

¹ 年度二氧化碳直接排放量达到或超过10万吨的企业, 不分行业, 均可被纳入。

² 仅包括货运道路运输。

³ 排放总量上限为所有单个企业排放限额 (基准线) 的总和。这些排放限额在履约周期内设定, 并适用于整个履约周期。基准线为绝对总量的限额, 而非基于强度的限额。

日本的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量
(百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

能源	944.5	88%
工业生产过程	76.1	7%
农业	32.4	3%
废弃物	16.1	2%



能源工业	411.5	38%
制造业和建筑业	224.5	21%
交通运输	185.0	17%
商业、机构和住宅	105.6	10%
其他能源活动	18.0	2%

温室气体减排目标

到2030财年: 较2013财年温室气体水平下降46%, 包括土地利用、土地利用变化和林业 (Land Use, Land-Use Change and Forestry, LULUCF) 信用; 并继续努力将排放量减少50%。(第一轮国家自主贡献)

到2050年: 实现温室气体净零排放。(第二轮国家自主贡献)

规模与阶段

阶段

第一阶段: 三年 (2023年至2025年) (自愿阶段)

第二阶段: 七年 (2026年至2032年)

配额总量或排放总量上限

自下而上的绝对总量上限限制了碳市场中允许的总排放量, 并且是事先设定的。

纳入行业与纳入门槛

第一阶段: 自愿参与

第二阶段: 所有行业

纳入门槛: 电力、工业、交通和国内航空行业中年二氧化碳排放量达到或超过10万吨的企业, 以及其他行业中年二氧化碳排放量超过10万吨门槛的企业, 均将被纳入。

监管环节

排放点源

纳管主体类型

企业

纳管主体数量

自愿阶段有超过700家主体; 强制阶段有300至400家主体。

配额分配与收入

配额分配

第一阶段: 自愿参与

第二阶段: 免费分配, 采用基准法和祖父法

基准法适用于:

- 纸 (洋纸)
- 纸板
- 纯碱 (碳酸钠制造)
- 炭黑
- 有机化学产品
- 石油炼制
- 橡胶制品
- 平板玻璃
- 玻璃瓶
- 水泥
- 石灰
- 石灰氮 (氰氨化钙)
- 电炉普通钢
- 电炉特殊钢
- 铝
- 汽车
- 发电 (天然气、煤炭、石油等)
- 货运汽车运输
- 国内航运
- 国内航空运输

其他行业的配额分配使用祖父法。

收入用途

面向发电企业开展拍卖所得收入, 将与化石燃料附加费收入一并用于赎回绿色转型经济转型债券 (GX Economic Transition Bonds)。

灵活性及连接

结转和预借

结转: 目前尚未出台结转相关规则, 但政府正在研究于2027财年实施结转规则的可能性。不允许预借。

抵销信用

第一阶段: 允许使用抵销信用。

第二阶段: 允许使用抵销信用。

定性限制: 允许使用国内抵销信用 (J-信用, J-Credits) 和国际抵销信用 (联合碳信用机制信用, JCM credits), 并设定定量限制。

定量限制: 抵销信用使用量最高为主体履约义务的10%。

与其他碳市场的连接

绿色转型碳市场未与任何其他碳市场连接。

该管辖区内的其他碳定价机制

- **碳税:** 自2012年起对化石燃料征收的气候变化减缓税 (Tax for Climate Change Mitigation)
- **碳税:** 针对燃料进口商和国内开采商的绿色转型附加费 (即将于2028财年实施)
- **地方碳市场:** 东京都和埼玉县碳市场
- **国内和国际信用机制:** J-信用和联合信用机制信用

履约

履约机制

纳管主体须就超过设施年度排放限额的排放量, 按照每超出一吨二氧化碳清缴一个履约单位的要求履约。

履约周期

一年。

监测、报告与核查 (MRV)

规则框架: 《绿色转型推进法》(GX Promotion Act)

报告: 纳管主体须在报告年份次年1月31日前提交年度排放报告。

核查: 排放报告须由经认可的核查机构开展第三方核查。

执法和罚则

如无法清缴所需数量的配额, 则须支付相当于排放配额缺口 $\times$ 价格上限 $\times$ 1.1 的款项。

市场监管

市场稳定机制

工具名称: 不适用

工具类型: 基于价格的工具

运作方式: 当配额价格高于已设定的价格上限时, 主体可通过支付价格上限来履行义务。

2027财年价格上限: 4300日元 (28.73美元, 约合195.94元人民币)

当交易价格低于价格下限的状态持续达到一定天数后, 将举行反向拍卖 (reverse auction), 以平衡配额供需。

2027财年价格下限: 1700日元 (11.36美元, 约合77.48元人民币)

其他信息

相关机构

环境省 (Ministry of the Environment): 负责管理J-信用机制和联合信用机制; 并与经济产业省共同负责推进日本碳定价机制建设。

经济产业省: 负责实施J-信用机制和联合信用机制; 负责绿色转型联盟 (GX League); 并与环境省共同负责推进日本碳定价机制建设。

中央环境审议会 (Central Environment Council): 日本内阁的咨询机构。

绿色转型加速机构 (GX Acceleration Agency): 负责开展与碳市场和绿色转型附加费制度相关的运行工作。

监管框架

→ [《绿色转型基本计划》\(GX Basic Plan\)](#)

→ [《绿色转型推进法》\(GX Promotion Act\)](#)

→ [《关于〈部分修正促进向脱碳增长型经济结构转型法〉和〈促进资源有效利用法〉的法案的内阁决定》\(Cabinet Decision on the Bill for the Act for Partially Amending the Act on the Promoting Transition to the Decarbonized Growth Economic Structure and the Act on the Promotion of Effective Utilization of Resources\)](#)

马来西亚

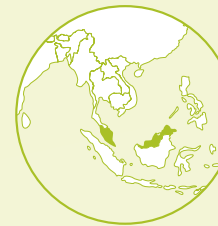
- 《国家气候变化政策2.0》(National Climate Change Policy 2.0) 将碳定价和碳市场确定为实现气候目标的关键工具
- 《马来西亚第十三个计划 (2026年至2030年) 》(13th Malaysia Plan, 2026 to 2030) 宣布将引入国内碳市场
- 《2026年预算案》(Budget 2026) 宣布将针对工业行业引入碳税

碳市场总体介绍

2025年9月25日，马来西亚内阁批准了《国家气候变化政策2.0》(National Climate Change Policy 2.0, NCCP 2.0)。该政策强调，马来西亚致力于利用碳定价机制和碳市场来拓宽气候融资渠道，并强调了制定《气候变化法》(Climate Change Act) 以及设立专门机构来监管气候变化相关机制的战略必要性。

2024年发布的《气候变化法案》(Climate Change Bill) 咨询文件为建立国内碳市场及其相关配套体系提供了法律依据。根据《马来西亚第十三个计划 (2026年至2030年) 》，政府宣布将推出《国家碳市场政策》(National Carbon Market Policy, DPKK)，并启动国内碳市场，以推动向低碳经济有序转型。该机制将作为一项关键的市场化工具，通过为碳定价激励私营部门减少温室气体排放。

2025年10月18日，在提交《2026年预算案》期间，马来西亚总理宣布，为推动低碳经济转型，政府将于2026年前对钢铁和能源行业引入碳税。该碳税的实施将与《国家碳市场政策》和即将出台的《国家气候变化法案》保持一致。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

马来西亚的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量
(百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

能源	259.7	79%
工业生产过程	37.0	11%
农业	8.6	3%
废弃物	23.7	7%
合计	329.0	



能源工业	149.3	45%
制造业和建筑业	33.7	10%
交通运输	49.6	15%
商业、机构和住宅	4.0	1%
其他能源活动	22.8	7%

温室气体减排目标

到2030年: 全经济范围碳排放强度较2005年水平下降45%, 并实现排放达峰。(无条件目标、更新版国家自主贡献)

到2035年: 较峰值水平绝对减少1500万至3000万吨二氧化碳当量, 其中无条件减排最高为2000万吨二氧化碳当量, 另有1000万吨减排以国际支持为条件。(2035年国家自主贡献)

到2050年: 实现净零排放。(《马来西亚第十二个计划 (2021—2025年) 》, The 12th Malaysia Plan 2021-2025)

其他信息

相关机构

自然资源与环境可持续部 (Ministry of Natural Resources and Environmental Sustainability, NRES): 负责监督国家气候政策的实施, 包括国家碳市场机制、《气候变化法案》和碳市场相关工作。

监管框架

- 《国家气候变化法案》咨询文件 (Consultation paper for a National Climate Change Bill, 2024)
- 《国家气候变化政策2.0》(National Policy on Climate Change 2.0, 2024)
- 《马来西亚第十三个计划 (2026年至2030年) 》(13th Malaysian Plan 2026 to 2030, 2025)

新西兰

新西兰碳市场

- 纳入行业范围广泛,采用上游监管,并包括林业
- 排放总量上限的轨迹与国家净零目标保持一致
- 配额分配主要基于拍卖,并配套健全的市场稳定机制

碳市场总体介绍

新西兰碳市场 (New Zealand Emissions Trading Scheme, NZ ETS) 于2008年启动,是该国应对气候变化的一项核心政策。其碳市场被设计为覆盖全经济范围的制度,仅不包括农业。它涵盖了新西兰近一半的温室气体排放。《2002年气候变化应对法案》(Climate Change Response Act 2002) 为新西兰碳市场奠定了法律框架,并将新西兰所有关键的气候立法整合在一部法案中。

排放总量上限通过自上而下设定,以契合新西兰2050年净零目标及相关排放预算。纳管主体须为其报告的所有排放量清缴配额。

新西兰碳市场覆盖广泛的行业,包括林业、固定能源、工业加工、液体化石燃料、废弃物以及合成温室气体。配额分配主要基于拍卖,自2021年3月开始实施。只有排放密集型 and 贸易暴露型 (Emissions-Intensive and Trade-Exposed, EITE) 活动可获得免费配额,免费配额量具体取决于排放强度基准、产量水平和国际贸易暴露程度。新西兰碳市场的独特之处在于,林业行业既承担配额清缴义务,也有机会通过排放移除活动来获得减排单位。

农业行业曾经需要在加工环节履行报告义务,并有可能在未来纳入新西兰碳市场承担履约责任,但目前不需要进行碳市场下的报告和履约。

年度回顾

2025年,政府在四次季度拍卖中共投放了600万吨配额,低于2024年的1410万吨。然而,由于二级市场价格持续低于68新西兰元(39.52美元,约合269.53元人民币)的拍卖底价,四次拍卖均未能出清。根据新西兰碳市场拍卖规则,2025年12月拍卖后仍未售出的全部600万吨配额,以及2025年成本控制储备 (Cost Containment Reserve, CCR) 中的710万吨配额,已被永久撤出市场(即注销)。

2025年8月,政府公布了2026年至2030年(五年期)的年度配额供应设定,明确到2030年将持续保持紧缩的供应轨迹。不包括成本控制储备在内的基础拍卖量,将从2026年的520万吨降至2030年的170万吨。配额总量上限,即排放总量上限,包括所有通过拍卖和工业配额分配发放的配额,将从2026年的1630万吨降至2030年的960万吨。

2026年拍卖底价为71新西兰元(41.27美元,约合281.46元人民币),第一档成本控制储备触发价格为201新西兰元(116.83美元,约合796.78元人民币)。

1 这是新西兰排放交易配额 (NZUs) 总量的上限,该总量包含了通过拍卖、工业配额分配、以及任何国际减排指标(目前尚未允许)释放至市场的新西兰排放交易配额的数量。一个新西兰排放交易配额对应一吨二氧化碳当量。而通过碳移除活动产生的新西兰排放交易配额则不受此数量限制。

2 2015年6月前允许使用国际抵销信用。

3 2025年没有拍卖成交。收入来自固定价格选项。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

纳入行业



配额总量或排放总量上限

绝对总量上限
1630万吨二氧化碳当量 (2026)¹

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、六氟化硫、氢氟碳化物和全氟化碳

抵销信用

不允许抵销信用²

配额分配

免费分配: 基准线法
拍卖
为林业及其他移除活动授予的配额

2025年平均价格

平均二级市场价格: 55.04新西兰元 (31.99美元, 约合218.17元人民币)

累计收入

自碳市场启动以来: 56亿新西兰元 (37亿美元, 约合252.34亿元人民币)

2025年³: 570万新西兰元 (330万美元, 约合2250.6万元人民币)

2025年9月，政府采取措施，防止具有生产能力的农业用地因新西兰碳市场而被转为外来树种人工林。议会通过《气候变化应对〈碳市场林业转化〉修正案》（Climate Change Response (Emissions Trading Scheme Forestry Conversions) Amendment Bill），限制高生产力和中等生产力土地上的新人工林进行碳市场登记，但允许低生产力土地上的人工林登记。

2025年11月，政府宣布对《2002年气候变化应对法》（Climate Change Response Act 2002）进行修订，旨在降低成本并提高新西兰碳市场的治理效率。其中最重大的改动是，政府取消了新西兰碳市场配额供应设定须与本国国家自主贡献保持一致的要求，但保留了相关设置须与新西兰国内立法规定的“2050年净零”目标及相关排放预算保持一致的要求。相关修订还简化了气候治理流程：一方面削弱了气候变化委员会在提供减排计划建议方面的作用，另一方面还将排放预算公众咨询由强制性改为酌情开展。其他调整还包括将碳市场配额供应设置的更新频率，从每年更新一次改为每两年一次。部分调整已于2025年底通过紧急程序获得通过，完整立法修订将于2026年提交议会。

新西兰的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量 （百万吨二氧化碳当量，比例为占总量的百分比）

能源	28.9	38%
工业生产过程	4.0	5%
农业	40.6	53%
废弃物	2.9	4%
总计 (100%)	76.4	



能源工业	2.9	4%
制造业和建筑业	6.1	8%
交通运输	14.2	19%
商业、机构和住宅	3.0	4%
其他能源活动	2.6	3%

温室气体减排目标

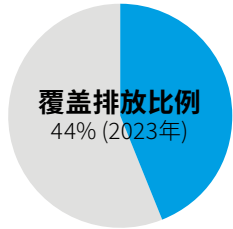
到2030年：净排放量比2005年的总排放量减少50 %（国家自主贡献（NDCs））；生物源甲烷排放量比2017年减少10%（依据2019年修订的《2002年气候变化应对法案》）

到2035年：净排放量较2005年总排放水平下降51%至55%。（第二轮国家自主贡献）

到2050年：将除生物源甲烷外的所有温室气体净排放量降至零；生物源甲烷排放量比2017年减少14-24 %（依据2025年12月修订的《2002年气候变化应对法案》）

规模与阶段

覆盖排放比例(2023年) 经核查的ETS排放量: 33.3



配额总量或排放总量上限

新西兰碳市场设有事先确定的绝对总量上限。该上限限制了可通过拍卖（包括成本控制储备）、工业配额分配以及任何国际单位（目前不允许使用）投放市场的新西兰排放交易配额（New Zealand Units, NZUs）数量。通过碳移除活动产生的新西兰排放交易配额不设数量限制。因此，新西兰碳市场的排放总量上限限制的是碳市场纳管主体产生的净排放量，而不是对碳市场内的总排放量设定上限。

2026年，排放总量上限为1630万吨二氧化碳当量。

《2002年气候变化应对法》要求政府根据五年期排放预算，并与新西兰2050年目标保持一致，为新西兰碳市场覆盖的排放量设定上限。配额供应设定按滚动五年期公布，并进行年度更新。为提供一定程度的监管确定性，未来两年的配额供应设定只有在特殊情况下才能修改。

政府于2025年9月更新了配额供应设定相关法规，设定了2026年至2030年的年度排放总量上限。在设定配额供应上限时，政府还会考虑已在市场流通的结转配额存量，以及碳移除活动预计将产生的配额供应量。

预计2026年通过移除活动产生的新西兰排放交易配额为1700万吨，其中1500万吨将来自林业行业。

新西兰碳市场最初设计时并未设定特定的国内排放总量上限，以便纳入林业活动产生的碳汇，并与《京都议定书》国际碳市场实现全面连接。然而，2015年，新西兰碳市场可用于履约的指标类型改为仅限于新西兰排放交易配额。关于未来是否允许获取和使用国际减排指标，目前尚未作出决定。

纳入行业和纳入门槛

纳入行业：各行业于2008年至2013年间逐步纳入碳市场。

- 林业：强制纳入在1990年前林地的砍伐活动，1989年后林地的砍伐活动可自愿加入
- 固定源能源活动
- 工业加工
- 液体化石燃料
- 废弃物
- 合成温室气体

2011年至2024年11月，从事特定农业活动的企业曾须在加工商层面报告其排放量，且原计划自2026年起开始农场层面的报告。加工商层面的农业排放原计划于2025年被纳入新西兰碳市场，并计划在之后为农场层面排放参与碳市场建立路径。但该法律已于2024年废止，农业活动因此被移出新西兰碳市场。

覆盖燃料种类：汽油、柴油、航空汽油、航空煤油、轻质燃料油、重质燃料油。国际航空和国际航运所用燃料产生的排放予以豁免。

纳入门槛：参与门槛通常较低。⁴

- 林业（根据“森林覆盖”定义）
 - 强制纳入：砍伐1990年前的林地（面积至少1公顷）
 - 自愿纳入：1989年后林地（面积至少1公顷）
- 固定源能源活动
 - 每年开采或储存至少2000吨煤，或进口任何数量的煤用于燃烧
 - 使用地热流体发电或用于工业供热（年排放量超过4000吨二氧化碳当量）
 - 每年燃烧超过1500吨使用后油品/废油，或燃烧废轮胎（无排放门槛）
 - 开采天然气（无排放门槛）
- 工业生产过程
 - 生产钢铁（每年添加的工艺碳超过100吨）
 - 生产黄金（年排放量超过5000吨二氧化碳当量）
 - 生产水泥熟料、铝或玻璃（无门槛）
- 液体化石燃料
 - 持有具有法定履约义务的任何燃料超过5万升，包括汽油、柴油、航空汽油、航空煤油、轻质燃料油和重质燃料油
- 废弃物
 - 运营废弃物处置设施（仅小型偏远填埋场可获得豁免）
- 合成温室气体
 - 批量进口氢氟碳化物或全氟碳化物（无排放门槛）
 - 运营含有至少1吨六氟化硫的电气开关设备
 - 未被新西兰碳市场覆盖的合成温室气体，例如嵌入进口产品中的合成温室气体，适用等效征费（levy）。

监管环节

电力、国内航空、建筑、交通、航运、农业和/或林业燃料使用：上游
采矿与采掘业、工业、废弃物、林业：排放点源

对于所有化石燃料，履约义务通常由上游承担。一些直接从强制参与新西兰碳市场的供应商购买化石燃料的大型企业，可以选择加入新西兰碳市场，以避免供应商转嫁成本。

纳管主体类型

公司、个人和地方政府实体

纳管主体数量

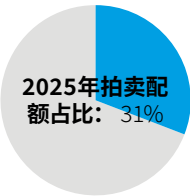
截至2025年12月，共有5417个主体在新西兰碳市场中登记为参与主体，涉及6037项不同活动，其中：

- 178个主体对185项活动承担强制性报告和配额清缴义务；
- 5283个主体对5852项活动承担自愿（选择纳入）的报告和清缴义务，其中99%为1989年后林业碳移除活动。

*部分主体在多项活动下均承担义务。

配额分配与收入

配额分配



2025年，共有600万吨配额可用于拍卖（不包括成本控制储备中的配额），但无配额成功售出。

免费分配：

防止碳泄漏/工业免费分配：

针对开展26项符合条件的工业活动的企业，将依据包括排放强度基准、产量水平以及两档援助率（rate of assistance）之一，向其发放免费配额。若某项活动符合两项排放密集型和贸易暴露型标准，则被认定为符合条件。2025年，高排放强度活动（每100万新西兰元收入，即581,250美元，约合396.41万元人民币，对应超过1600吨二氧化碳当量）获得85%的免费分配；中等排放强度活动（每100万新西兰元收入，即581,250美元，约合396.41万元人民币，对应超过800吨二氧化碳当量）获得55%的免费分配。若某项活动所生产的产品存在跨洋贸易，则被认定为具有贸易暴露性。

2024年，共有500万吨新西兰排放交易配额分配给了工业排放密集型和贸易暴露型活动。

工业免费配额正在逐步减少。从2021年至2030年，所有工业活动免费配额的年度削减率最低为1%。2031年至2040年，这一比率将提高到2%，2041年至2050年将提高到3%。对于被认定为碳泄漏风险较低的活动，在符合立法规定的其他标准的情况下，削减率可以提高。若2030年后碳泄漏风险仍然存在，削减率也可降低。所有调整均须首先由独立的气候变化委员会提出建议。

4 详细的纳入门槛信息可查阅《2002年气候变化应对法案》的附表3（Schedule 3），以及《2009年气候变化（一般豁免）命令》（Climate Change (General Exemptions) Order 2009）

拍卖：

拍卖自2021年开始实施。每年将设定可供拍卖的新西兰排放交易配额数量，且为提前五年设定（见“配额总量或排放上限”部分）。年度拍卖量将在各季度拍卖间进行分配。2025年，共有600万吨配额可用于拍卖，另有710万吨配额纳入成本控制储备。2025年未售出任何新西兰排放交易配额。

拍卖采用密封报价、单轮竞价的形式。成交价格按最低中标价确定，所有成功竞拍者均以该价格购买新西兰排放交易配额，前提是该价格不低于保密的拍卖底价（见“市场稳定机制”部分）。若拍卖未成交，所有待售的配额将顺延至同一日历年的一次拍卖。年度最后一次拍卖后仍未售出的任何配额将被永久撤出市场。

因碳移除活动而授予的配额：

1989年后林业行业及其他移除活动：自愿注册参与该碳市场并开展移除活动的参与主体可获得新西兰排放交易配额。

林业碳移除活动：对于已注册的1989年后森林土地，参与主体每从中移除一吨二氧化碳，可获得一吨新西兰排放交易配额。如森林被采伐⁵或土地被永久毁林，必须清缴相应数量的配额以抵销排放。如参与主体选择退出该机制，则必须返还与已获数量相等的新西兰排放交易配额。2024年，林业碳移除活动共签发1150万吨新西兰排放交易配额。

其他碳移除活动：2024年，其他碳移除活动共获得140万吨配额，例如销毁合成温室气体，或生产并出口嵌入温室气体的产品，如甲醇。

收入用途



一般预算，包括偿还债务

2021年3月新西兰碳市场启动拍卖时，拍卖收入被划拨至气候应急响应基金（Climate Emergency Response Fund, CERF）。该基金用于支持气候相关举措，包括脱碳、公共交通和国际气候融资。2024年，政府关闭了气候应急响应基金，因此碳市场收入不再专款专用；气候投资提案现需通过标准政府预算程序处理。

现有气候应急响应基金项目中约26亿新西兰元（15亿美元，约合102.3亿元人民币）资金得以保留。这包括：

- 为全国低排放交通建设提供资金支持，例如电动汽车充电基础设施，和清洁重型车辆补助；
- 推动公共交通脱碳并提升出行便利性的措施，包括支持地方政府购买电动公交车，并为低收入居民提供公共交通票价减免；
- 提供国际气候融资出资；
- 支持低收入家庭开展房屋节能改造，以降低其能源支出和排放。

灵活性与连接

结转与预借

允许结转，新西兰排放交易配额不会过期

不允许预借

抵销信用

不允许使用抵销信用。

但是，为林业和其他碳移除活动所授予的新西兰排放交易配额可被视为用于抵销新西兰碳市场覆盖范围内的排放。

在2015年6月之前，《京都议定书》灵活机制下产生的排放指标可无限制地在该体系中使用，但此后被禁止。参与高完整性的国际碳市场可能是新西兰实现2030年目标的战略的一部分。政府可在年度配额供应设定过程中决定是否允许使用国际减排指标。

与其他碳市场的连接

新西兰碳市场未与任何其他碳市场连接。

新西兰碳市场曾通过《京都议定书》下的灵活机制，间接与其他碳市场（如欧盟碳市场）相连，但于2015年6月停止。自那之后，新西兰碳市场成为一个完全独立的国内体系。

管辖范围内的其他碳定价工具

碳税：含氟温室气体征费

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的配额（新西兰排放交易配额）。

履约周期

对于大多数行业，新西兰碳市场要求每年清缴配额。对于1989年后种植的林业的参与者，年度排放和减排报告为可选项，强制报告期为五年。因此，这些参与者在其选择提交排放量报告的年份进行配额分配和清缴。

5 2019年，1989年后森林的森林碳核算方法由短期的“存量变化法”转向长期的“平均法”；自2023年起，该方法对新进入者强制适用。在新方法下，配额仅发放至森林长期平均碳储量水平，因此，只要进行再造林，采伐时就无需清缴配额。

监测、报告与核查 (MRV)

规则框架: 法律框架由《2002年气候变化应对法案》(Climate Change Response Act 2002) 确立。该法要求参与主体监测其活动、每年报告排放量，并清缴相应数量的配额。各行业的具体方法学和计算规则由配套法规详细规定。

监测: 监测、报告与核查门槛与新西兰碳市场强制纳入门槛相同。一般不要求制定正式监测计划并获得预先批准。相反，参与主体必须遵循法规中规定的计算方法；如申请使用专属排放因子 (Unique Emissions Factor, UEF)，则须提交类似于监测计划的详细信息。

直至2025年，农产品加工实体仅负有监测、报告与核查义务，而无需承担实际的履约清缴义务。按照原定计划，本应于2026年过渡至农场层面的监测、报告与核查。然而，目前农业活动已不再负有任何碳市场相关义务

报告: 大多数行业，即所有强制参与行业，须每年报告排放量；提交年度排放申报 (Annual Emissions Return, 排放报告) 的截止日期为报告年份次年3月底。林业采用不同的报告周期（见“履约周期”部分）。其他碳移除活动可更频繁地报告，例如按季度报告。

核查: 监测、报告与核查采用自我报告制度，并辅以政府官方核查计划。每年将抽取部分新西兰碳市场参与主体接受合规审查。排放报告通常不要求第三方核查。但如参与主体首次申请使用专属排放因子 (UEF)，而非政府提供的默认排放因子，则须开展第三方核查。

执法和罚则

如纳管主体未能在截止日期前提交排放报告，须缴纳罚款。罚款金额等于所涉配额数量乘以当前配额价格，再乘以“过错系数” (culpability factor)。

如纳管主体未能按时清缴或偿还新西兰排放交易配额，则必须补缴相应配额，并为每吨未在截止日期前清缴的配额支付相当于当前市场价格三倍的现金罚款。对于未收集排放数据或其他必要信息、未计算排放量和/或移除量、未保存记录、为注册成为参与者、未按要求提交年度排放报告、或未在被要求时通知主管机构或提供信息的主体，一经定罪，最高可处2.4万新西兰元 (13,950美元，约合9.51万元人民币) 的罚款。

对于故意篡改、伪造或提供关于该体系下任何义务的不完整或误导性信息 (包括在年度排放报告中) 的主体，一经定罪，可处以最高5万新西兰元 (29,062美元，约合19.82万元人民币) 的罚款。对于故意在新西兰碳市场义务方面说谎以获取经济利益或避免经济损失的主体，也适用此项处罚，情节严重的可判处最高五年监禁。

市场调节

市场设计

市场参与主体: 任何个人或组织，只要在新西兰碳市场登记处拥有账户，即可持有和交易新西兰排放交易配额。

市场类型

一级市场: 拍卖由新西兰证券交易所 (New Zealand Exchange, NZX) 和欧洲能源交易所 (European Energy Exchange, EEX) 联合举办，每年举行四次。任何新西兰碳市场登记账户持有人均可参与拍卖。向参与主体进行的其他配额转让，例如工业配额分配和针对碳移除活动的配额分配，也被视为一级市场的一部分。

二级市场: 大多数新西兰排放交易配额在二级市场交易。交易可在公司之间直接进行 (场外交易)，也可通过交易平台进行。交易可以是现货交易，也可以通过远期合约进行。

配额的法律地位: 在新西兰法律中，配额不属于金融产品。因此，目前不存在单一的综合市场治理框架来管理新西兰碳市场中的不当行为风险。政府正在研究改善市场治理的方案。

市场稳定机制

成本控制储备

工具类型: 基于价格的机制

运作机制: 如果拍卖达到预定的触发价格，成本控制储备中会额外释放一定数量的配额供出售。成本控制储备采用双层机制 (two tier system)，在每个触发价位设定特定数量的配额可供拍卖。政府每年会与其他拍卖供应设定一并更新成本控制储备的触发价格 (见“配额总量或排放上限”部分)

2025年，成本控制储备两个触发档位的总规模为710万吨配额。2025年期间未达到触发价格，因此没有配额从该储备中释放至市场。目前，2026年储备规模设定为650万吨，并将逐年下降至2030年的390万吨。

2026年初，第一档成本控制储备触发价格为203新西兰元 (117.99美元，约合804.69元人民币)，对应可用配额总量为300万吨。第二档触发价格为254新西兰元 (147.64美元，约合1007.30元人民币)，对应可用配额总量为200万吨。上述触发价格将逐年上升，到2030年分别达到248新西兰元 (144.15美元，约合983.10元人民币) 和309新西兰元 (179.61美元，约合1224.94元人民币)。

底价/价格下限

工具类型: 基于价格的机制

运作机制: 随着拍卖的启动，政府通过拍卖底价 (Reserve Price) 或最低可接受出价设定了价格下限。

除了硬性的拍卖底价外，政府还设定了保密底价。保密底价参考二级市场价格，采用保密方法确定，不得低于该价格出售配额。如果设定的保密底价高于硬性拍卖底价，则该保密底价将成为该次拍卖的新底价。

2026年硬性拍卖底价为71新西兰元 (41.27美元，约合281.46元人民币)，并将逐年上升至2030年的87新西兰元 (50.57美元，约合344.89元人民币)。

其他信息

相关机构

环境部 (Ministry for the Environment) : 负责建立新西兰碳市场的监管框架。

环境保护局 (Environmental Protection Authority) : 负责新西兰碳市场的登记处和履约管理。

第一产业部 (Ministry for Primary Industries) : 负责新西兰碳市场下的林业部门相关事务。

气候变化委员会 (Climate Change Commission) : 独立机构，每年就新西兰碳市场的设置和可能涉及新西兰碳市场的问题提供官方建议

碳市场评估

《2002 年气候变化应对法案》包含对新西兰碳市场的运行和有效性进行评估的相关条款。最初要求每五年进行一次评估，但现在评估时间可自行决定。第一次评估在 2011 – 2012 年进行，第二次评估在 2015 – 2017 年进行。2023 年初开启了对新西兰碳市场的第三次评估。2023 年大选后，新政府终止了此次评估。

监管框架

→ [《2002年气候变化应对法案》-第4部分新西兰温室气体排放交易计划 \(Climate Change Response Act 2002—Part 4 New Zealand greenhouse gas emissions trading scheme\)](#)⁶

⁶ 为将新西兰主要的气候变化立法整合在一部法案中，《气候变化应对法案》纳入了《2020年气候变化应对（排放交易改革）修正案》（Climate Change Response (Emissions Trading Reform) Amendment Act 2020）和《2019年气候变化应对（零碳）修正案》（Climate Change Response (Zero Carbon) Amendment Act 2019）（以及其他多项修正案）。其中，零碳法案详细规定了至2050年的国内减排目标，设立了气候变化委员会，并以法律形式确立了设定及达成五年期国家排放预算的强制性流程。

菲律宾

- 《低碳经济投资法案》(Low Carbon Economy Investment Act) 已于2025年获众议院批准，目前正提交参议院审议。
- 若该法案获得通过，将在能源、交通、工业、农业、林业及其他土地利用 (AFOLU) 和废弃物行业建立碳市场。
- 该法案采用创新性的“投资优先”设计，拟设定个体排放限额，并建立脱碳基金。

碳市场总体介绍

2025年6月4日，第19届国会期间，众议院三读通过《低碳经济投资法案》(Low Carbon Economy Investment Act, LCEIA) (众议院第11375号法案)。该法案在众议院通过后已提交菲律宾参议院，并在第20届国会 (2025—2028年) 重新提交。2025年12月10日，该法案获得气候变化专门委员会 (the Committee on Climate Change) 批准，目前仍待进一步修订和文字润色，并参考拨款委员会和筹款委员会 (the Committees on Appropriations and Ways and Means) 的建议进一步调整。《低碳经济投资法案》现已进入参议院审议阶段。若法案最终获得通过，众议院与参议院版本之间的任何差异将在提交总统签署前进行协调统一。

《低碳经济投资法案》提出建立碳定价框架及实施机制，以实现国家气候目标。该法案将要求能源、交通、工业、农业、林业和废弃物行业的大型及中型排放主体制定脱碳计划。在此基础上，国家气候变化委员会 (Climate Change Commission, CCC) 将整合各行业脱碳路径并制定年度配额分配计划，包括行业层面的配额分配方案以及各纳管主体的配额安排，依据各主体对行业排放的贡献程度及其减排潜力确定配额分配。

《低碳经济投资法案》提出采用“投资优先”的履约机制。当纳管主体的排放量超过其获分配的配额时，须首先设立独立的脱碳基金，其金额等于由国家气候变化委员会设定的碳价乘以超过允许排放限额的二氧化碳当量吨数。纳管主体可通过以下三种方式使用该脱碳基金：

1. 在价值链内部投资减排项目，例如在其自身运营及供应链中投资能效提升、可再生能源或废弃物管理优化等项目；
2. 在价值链之外投资可行商业模式，例如设立或投资脱碳相关企业；
3. 转移脱碳基金及履约义务，包括：
 - a. 向政府主导的气候项目和行动计划转移资金；
 - b. 从排放低于其限额的纳管主体处购买多余配额；或
 - c. 购买菲律宾国内项目产生的经认证抵销信用。



已实施

正在建设

正在考虑

菲律宾的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量 (包括间接二氧化碳排放)

(百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

能源	129.3	56%
工业生产过程	16.8	7%
农业	54.1	23%
废弃物	30.1	13%

合计	230.3	
----	-------	--



能源工业	74.5	32%
制造业和建筑业	11.1	5%
交通运输	29.4	13%
商业、机构和住宅其他能源活动	13.7	6%

温室气体减排目标

到2030年: 承诺将温室气体排放量较基准情景 (BAU) 水平降低75% (不包括土地利用、土地利用变化和林业), 其中2.71%为无条件减排目标, 72.29%为有条件减排目标 (国家自主贡献, NDC)。

其他信息

相关机构

环境与自然资源部 (Department of Environment and Natural Resources): 负责工业过程和产品使用 (IPPU)、林业及其他土地利用 (FOLU) 以及废弃物的环境与自然资源政策管理。

国家气候变化委员会 (Climate Change Commission): 政府气候政策制定机构, 负责协调、监督和评估各项政府项目, 并确保将气候变化纳入全面发展规划 (主流化); 同时负责国家温室气体清单的编制与报告工作。

监管框架

→ 《第2055号众议院法案 (原第11375号)》(第20届国会, 2025年, House Bill No. 2055, formerly HB 11375)

韩国

韩国碳市场

- 东亚首个国家碳市场
- 2025年10月通过的韩国碳市场立法修订加强了市场稳定性和透明度
- 2025年11月发布的第四个《配额分配计划》(The fourth Allocation Plan)提高了拍卖比例,并强化了市场稳定机制。

碳市场总体介绍

韩国碳市场 (Korea Emissions Trading System, K-ETS) 于2015年启动,是东亚首个全国性强制碳市场。2023年,韩国碳市场覆盖了韩国77.75%的温室气体排放量。韩国碳市场旨在助力韩国实现2050年碳中和目标,该目标已写入2021年《碳中和框架法》(Carbon Neutral Framework Act)。

韩国碳市场覆盖该国813家最大排放主体,涉及电力、工业、建筑、废弃物、交通、国内航空和航运行业(2025履约年度)。纳管主体须就其全部覆盖排放量清缴配额,配额分配通过免费分配或拍卖方式进行。到2030年,发电行业50%的配额必须通过拍卖分配,并将逐步提高拍卖比例(2026年: 15%; 2027年: 20%; 2028年: 30%; 2029年: 40%; 2030年: 50%)。其他行业到2030年须有15%的配额通过拍卖分配。排放密集型和贸易暴露型(Emissions-Intensive and Trade-Exposed, EITE)行业可基于碳强度和贸易强度基准获得免费分配。自2021年以来,国内金融中介机构和其他第三方已可参与交易。

韩国碳市场依据《低碳绿色增长框架法》(Framework Act on Low Carbon, Green Growth, 2010年)建立。在此之前,韩国于2012年启动了强制性的温室气体和能源目标管理制度(Target Management System, TMS),并在此前开展了为期两年的试点阶段。目标管理制度促进了经核查排放数据的收集和监测、报告与核查(MRV)流程培训,目前仍适用于未被韩国碳市场纳入的较小主体。

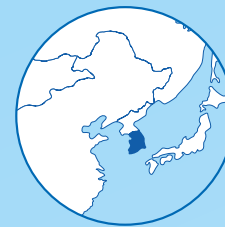
年度回顾

2025年11月,韩国批准了韩国碳市场第四阶段《国家排放配额分配计划》(National Emission Allowance Allocation Plan),覆盖2026年至2030年。该计划设定了温室气体排放总量上限,引入了基于数量的韩国市场稳定储备(Market Stability Reserve, K-MSR),并提高了拍卖配额占比。

该阶段排放总量上限设定为25亿吨二氧化碳当量。韩国将采用新的线性减排因子(linear reduction factor),并区分发电行业和非发电行业,标志着从此前按比例的路线图方法转向新的设定方式。该分配计划还纳入了行业减排目标。电力、交通、建筑和废弃物行业均设定为到2035年较2018年水平减排50%以上,其中电力行业目标为减排69%至75%。其他行业的减排目标相对较宽松。

配额分配规则被简化为两大类:发电行业和非发电行业。发电行业拍卖比例将逐步提高,到2030年达到50%。面临碳泄漏风险的行业,如钢铁、有色金属、石化、水泥和半导体,将继续获得100%免费分配。这些行业约占工业排放量的95%。其他非发电行业将采用15%的拍卖比例。使用基准法进行配额分配的范围将扩大至半导体、显示器和有色金属,并覆盖所有工业行业的燃料使用。基准系数(benchmarking coefficient)将逐步收紧,从表现最优前37%的加权平均值,收紧至表现最优前20%。

总体来看,第四阶段期间约21亿吨配额将免费分配,2.6亿吨配额将通过拍卖分配。另有8500万吨配额将纳入韩国市场稳定储备,约8900万吨配额将纳入新进入者储备。不包括韩国市场稳定储备和新进入者储备在内,约11%的配额总量将通过拍卖分配。提高拍卖比例带来的新增收入将专项用于支持企业脱碳。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

纳入行业



电力



工业



建筑



交通



航空



航运



废弃物

配额总量或排放总量上限

绝对排放总量上限

5.625亿吨二氧化碳当量(2025年)

覆盖的温室气体种类

二氧化碳, 甲烷, 氧化亚氮, 氢氟化合物, 全氟化碳, 六氟化硫

抵销信用

允许使用国内和国际的抵销信用,但有数量上的限制。

配额分配

免费分配: 历史总量法

免费分配: 固定基准法

拍卖

2025年平均价格

平均拍卖价格: 9,956韩元(约合6.99美元,或47.67元人民币)

平均二级市场价格: 9,393韩元(约合6.60美元,或45.01元人民币)

累计收入

自碳市场启动以来: 1.55万亿韩元(12.5亿美元,约合85.25亿元人民币)

2025年: 1892亿韩元(1.33亿美元,约合9.07亿元人民币)

基于数量的韩国市场稳定储备属于总体排放总量上限的一部分，并将在2026年上半年公众咨询后进一步明确。

韩国的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量 (百万吨二氧化碳当量，比例为占总量的百分比)

能源	545.0	77.0%
工业生产过程	121.5	17.2%
农业	22.5	3.2%
废弃物	18.1	2.6%
总计	707.2	



能源工业	248.2	35.1%
制造业和建筑业	147.2	20.8%
交通运输	97.8	13.8%
商业、机构和住宅	45.5	6.4%
其他能源活动	6.2	0.9%

温室气体减排目标

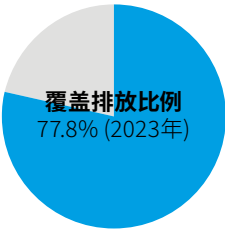
- 到2030年：较2018年水平下降40%。（第二轮国家自主贡献）
- 到2035年：较2018年水平下降53%至61%。（2035年国家自主贡献）
- 到2050年：碳中和（《碳中和框架法》）

规模与阶段

覆盖排放比例 (2023年) 经核查的ETS排放量:5.499亿吨二氧化碳当量

阶段

- 第一阶段：三年（2015年至2017年）
- 第二阶段：三年（2018年至2020年）
- 第三阶段：五年（2021年至2025年）
- 第四阶段：五年（2026年至2030年）



配额总量或排放总量上限

绝对排放总量上限限制了系统中允许的总排放量，并且是事先设定的。

第一阶段：排放总量上限为16.89亿吨二氧化碳当量，包括8940 万吨二氧化碳当量的储备配额，用于先期减排奖励和新进入者。在该阶段内使用了84.5%的储备配额。1430万吨配额留作市场稳定储备（见“市场稳定机制”部分），因此第一阶段的配额总数达到17.04亿吨。

第一阶段的年度排放总量上限：
2015年5.4 亿吨二氧化碳当量，
2016年5.6亿吨二氧化碳当量，
2017年5.86亿吨二氧化碳当量

第二阶段：排放总量上限为17.77 亿吨二氧化碳当量，包括1.34亿用于新进入者和其他目的。预留1400万吨配额作市场稳定储备，500万吨配额用于市场做市商（见“市场设计”部分），第二阶段的配额总数达到17.96亿吨。

第二阶段的年度排放总量上限：
2018年5.94 亿吨二氧化碳当量，
2019年5.63 亿吨二氧化碳当量，
2020年5.63亿吨二氧化碳当量。

第二阶段的排放总量上限增加体现了韩国碳市场扩大了行业范围（见“纳入行业和纳入门槛”部分）。

第三阶段：排放总量上限为30.103亿吨二氧化碳当量。这对应于平均每年6.02亿吨二氧化碳当量的上限（包括储备）。由于覆盖范围的扩大，第三阶段的年度上限看起来较高，但与2017年至2019年的基准相比，排放量减少了4.7 %。此外，1400万吨配额留作市场稳定用途，2000万吨配额用于市场做市商，使第三阶段的配额总数达到30.443亿吨。

第三阶段的年度排放总量上限（不包括储备）：
2021年5.845亿吨二氧化碳当量，
2022年5.845 亿吨二氧化碳当量，
2023年5.845亿吨二氧化碳当量，
2024年5.625亿吨二氧化碳当量，
2025年5.625亿吨二氧化碳当量。

第四阶段：排放总量上限为25.373亿吨二氧化碳当量（包括储备）。¹

¹ 截至本报告定稿时，各年度具体排放总量上限尚未公布。

纳入行业和纳入门槛

第一阶段：纳入五个行业的23个子行业：热力和电力、工业、建筑、废弃物和交通（国内航空）。

第二阶段：根据第二阶段的分配计划，对公共部门和废弃物行业进行细分，使韩国碳市场涵盖以下六个行业：热力和电力、工业、建筑、交通、废弃物和公共部门。这些行业被分为62个子行业。

第三阶段：交通行业的覆盖范围扩大到包括货运、铁路、客运和航运。同时也纳入了建筑业。这使得子行业数量增加到69个。

第四阶段：第四个《配额分配计划》不再沿用此前六个行业分类，而是仅区分发电行业和非发电行业。子行业数量从69个增加至73个。

纳入门槛：年度覆盖排放量总计达到12.5万吨二氧化碳当量的企业，以及拥有至少一个年排放量超过2.5万吨二氧化碳当量设施的企业，将被纳入。

覆盖排放量既包括直接排放，也包括外购电力和热力产生的间接排放。在判定是否触及上述纳入门槛时，须将这些排放一并计入。

监管环节

排放点源（电力、工业、建筑、交通、国内航空、国内航运、废弃物、公共/其他行业）；下游（建筑）

纳管主体类型

设施、公司

纳管主体数量

813家履约主体（2025年）

配额分配与收入

配额分配

2024年排放总量上限中用于拍卖的数量：2024年7月至2025年6月期间，共有1875万吨2024年度配额（Korean Allowance Units, KAUs）用于拍卖。



第一阶段：

免费分配：占总配额量的100%。大多数行业根据基准年（2011年至2013年）的平均温室气体排放量获得免费配额。三个子行业（灰色熟料、石油精炼和航空）根据基准年的历史活动数据使用基准法免费分配。

第二阶段

免费分配：参与拍卖的子行业主体获得97%的免费配额；排放密集型和贸易暴露型行业获得100%的免费配额。在第二阶段末期，行业使用基准法分配的配额量占比达到了初始分配总量的50%，并扩展到七个子行业：灰色熟料、石油精炼、国内航空，以及新增了废弃物、工业园区、发电和区域供热/制冷。

排放密集型和贸易暴露型行业（EITE）如果满足以下三个标准之一³，将获得100%的免费配额：

- 额外生产成本>5%且贸易强度>10%；或
- 额外生产成本>30%；或
- 贸易强度>30%。⁴

拍卖：常规拍卖于2019年启动，但参与拍卖受到一定限制。只有未获得全部免费配额的企业才有资格参与竞拍，符合资格的竞拍企业名单由环境部公布。竞拍方可购买当期拍卖配额总量的15%至30%。拍卖设有最低价格。

- 拍卖比例：占26个符合条件子行业纳管主体配额分配总量的3%，包括电力、国内航空、木制品和金属铸造等行业。
- 拍卖总量：2019年为795万吨配额，2020年为930万吨配额。

第三阶段

免费分配：参与拍卖的子行业实体获得少于90%的免费配额；排放密集型和贸易暴露型行业获得100%的免费配额。行业使用基准法分配的配额量占比将达到初始分配总量的60%，并扩展到12个子行业：灰色熟料、石油精炼、国内航空、废物、工业园区、发电和区域供热/制冷，以及新增的钢铁、石化、建筑、造纸和木材加工。

排放密集型和贸易暴露型行业如果满足“生产成本×贸易强度≥0.2%”，将获得100%的免费分配。

分配使用以下公式计算：

- 基准法分配：基准值（吨二氧化碳当量/吨）×历史活动水平（吨）×修正因子×碳泄漏因子
- 历史总量法分配：基准年的平均温室气体排放量×修正因子×碳泄漏因子

面临重大碳泄漏风险行业的碳泄漏因子为1.0；非排放密集型和贸易暴露型行业为0.9。

2 基于2025年度总分配量（包括 KAU24 和 KAU25 配额）计算。至少10%的配额须通过拍卖分配的要求，仅针对需要进行拍卖的各子行业合计部分。
3 额外生产成本：（基准年度年均温室气体排放量 × 基准年度配额平均市场价格）÷ 基准年度年均增加值产出。
4 贸易强度按照基准年度计算：（年均出口额 + 年均进口额）÷（年均销售额 + 年均进口额）。

拍卖：竞买者最多可购买拟拍卖配额的15%。

拍卖占比：须进行拍卖的子行业中，面向相关主体的配额分配至少10%须通过拍卖进行。不包括排放密集型和贸易暴露型行业在内，41个子行业的主体可参与拍卖。

拍卖供给：2021年份配额（KAU2021）为2350万吨，2022年份配额（KAU2022）为1820万吨，2023年份配额（KAU2023）为1620万吨，约占2023年5.893亿吨二氧化碳当量排放总量上限的3%（不包括储备）。

第四阶段

免费分配：面临碳泄漏风险的行业获得100%免费分配。通过行业特定基准分配的占比将达到77%，并扩大至共15个子行业：灰熟料、石油炼制、国内航空、废弃物、工业园区、发电、区域供热/制冷、钢铁、石化、建筑、造纸和木材加工，并新增半导体、显示器和有色金属，同时覆盖所有工业行业的燃料使用。

排放密集型和贸易暴露型行业如满足以下条件，可获得100%免费分配：

碳强度×贸易强度≥0.1%

配额分配采用以下方式计算：

- 使用基准法的配额分配
- 使用历史总量法的配额分配

拍卖：发电行业的拍卖比例将逐步提高，到2030年达到50%。其他非发电行业将面临15%的拍卖比例。

拍卖供给：第四阶段期间拍卖供给总量为2.6亿吨配额。2026年份配额（KAU2026）为1700万吨配额。拍卖约占第四阶段23.60亿吨二氧化碳当量排放总量上限的11%（不包括储备）。

收入用途



气候减缓



低碳创新



对个人、家庭及企业的援助

拍卖收入将进入气候应对基金（Climate Response Fund），用于资助与国家自主贡献相一致的减排投资、低碳技术部署和商业化、对碳密集型行业及受影响利益相关方转型的支持，以及碳市场相关基础设施的运行和强化。

气候应对基金的支出情况

收入使用目的	2022	2023	2024
温室气体减排	6.97亿美元（约合47.54亿元人民币）	7.241亿美元（约合49.38亿元人民币）	7.18亿美元（约合48.97亿元人民币）
构建低碳生态系统	4.723亿美元（约合32.21亿元人民币）	4.671亿美元（约合31.86亿元人民币）	4.45亿美元（约合30.35亿元人民币）
公正转型	1.348亿美元（约合9.19亿元人民币）	1.496亿美元（约合10.20亿元人民币）	1.448亿美元（约合9.88亿元人民币）
建立碳中和基础	4.234亿美元（约合28.88亿元人民币）	4.606亿美元（约合31.41亿元人民币）	3.509亿美元（约合23.93亿元人民币）
其他	7740万美元（约合5.28亿元人民币）	2370万美元（约合1.62亿元人民币）	9660万美元（约合6.59亿元人民币）
总计	18.049亿美元（约合123.09亿元人民币）	18.249亿美元（约合124.46亿元人民币）	17.553亿美元（约合119.71亿元人民币）

灵活性与连接

结转与预借

结转在不同阶段和同一阶段内受到限制。允许在同一交易阶段进行预借。

第一阶段：预借上限为纳管主体履约义务的20%。

第二阶段：从第二阶段到第三阶段，配额最大可结转量最初为两个限制条件中的较高者：纳管主体在第二阶段的净年度配额售出量；或公司和设施特定的上限，分别为250,000吨配额（KAU）和5,000吨配额。2018年预借上限为纳管主体履约义务的15%。

2019年调整了结转和预借规则。预借上限根据每个纳管主体的过去预借活动设定，预借上限按照以下公式计算：纳管主体履约义务×[上一年的预借上限率-（上一年该纳管主体的实际预借比率×50%）]/主体的排放量。

第二阶段向第三阶段过渡期间的配额结转上限按以下方式计算：

- 对于2018年份配额（KAU18），纳管主体可结转以下两者中较高者：净售出量（配额出售总量减去购买总量）的3倍；年排放量超过12.5万吨二氧化碳当量纳管主体可结转75,000吨配额，或年排放量超过2.5万吨二氧化碳当量纳管主体可结转15,000吨配额。
- 对于2019年份配额（KAU19），上述数量减少三分之一，即纳管主体可结转以下两者中较高者：净出售量的2倍；大型纳管主体50,000吨配额（小型纳管主体10,000吨配额）。
- 对于2020年份配额（KAU20），结转额度较2018年份配额规则减少三分之二。

第三阶段：在第一个交易年，纳管主体可以预借其履约义务的15%。从第二个到第四个交易年，适用与2019年相同的预借公式。

第三阶段的结转：

- 在第一和第二个履约年度（2021年和2022年），纳管主体可以最多结转其在二级市场上净售出的配额（KAU）和韩国核证抵销排放权（KCU）的两倍（不包括互换和拍卖）。
- 在第三和第四个履约年度（2023年和2024年），纳管主体的最大可结转量等于其净售出配额量（总配额售出量减去总配额买入量）加上韩国核证抵销排放权的售出量。

第三阶段的配额和抵销信用只能结转到第四阶段（2026年至2030年）的第一个履约年度。第五个履约年（2025年）的结转限制放宽，遵循“净售出的五倍”规则。

第四阶段：在首个交易年度，主体最多可预借其履约义务的30%。从第二至第四个交易年度起，适用与2019年相同的预借公式。

结转：逐步放宽结转限制：

2026年：有配额盈余的企业可结转相当于其净售出量6倍的配额

2027年：净售出量的7倍

2028年：净售出量的8倍

2029年：净售出量的9倍

2030年：净售出量的10倍

净售出条件不适用于配额短缺企业。

抵销信用

第一阶段里，允许使用国内抵销信用，即韩国抵销信用（Korean Offset Credits, KOC）。自第二阶段以来，允许使用韩国抵销信用和国际信用（国际信用需符合定性标准）。国内和国际信用必须转换为韩国核证抵销排放权（Korea Credit Unit, KCU）才能用于履约。

第一阶段

定性限制：仅允许使用产自碳市场未覆盖行业的减排项目所实施的外部减排活动的国内抵销信用，并且必须符合国际标准。允许清洁发展机制（CDM）的国内信用（CER）和韩国抵销信用。符合条件的活动包括符合清洁发展机制资格的活动以及碳捕集与封存，并且必须在2010年4月中旬之后实施。

定量限制：上限为每个纳管主体履约义务的10%。

第二阶段

定性限制：在第二阶段，还允许使用由韩国公司开发的清洁发展机制项目产生的国际信用，且在2016年6月之后产生，并且满足下列任一条件：

- 至少20%的所有权、经营权或投票权由韩国公司拥有；或
- 韩国公司提供了至少占总项目成本20%的低碳技术。

定量限制：上限为每个纳管主体履约义务的10%（其中国际抵销信用最多可使用5%）。

第三阶段

定性限制：允许使用符合第二阶段定性标准的抵销信用。然而，对信用的发行和转换增加限制：

- 温室气体减排项目（根据减排期覆盖范围）转换为韩国抵销信用的期限：1) 2010年4月至2020年12月：在两年内（2021年至2022年）；2) 2021年1月以后：在两年内（2022年至2023年）。
- 韩国抵销信用转换为韩国核证抵销排放权：在韩国抵销信用发行后的五年内。

定量限制：上限为每个纳管主体履约义务的5%，无论类型如何。

截至2024年12月，共有317种批准的项目方法学（211种用于国际清洁发展机制，106种用于国内抵销信用）。政府计划使用3,750万吨国际信用来实现2030年国家自主贡献。

在2022履约周期，760万吨韩国抵销信用（Korean Offset Credits, KOCs）被转换为2022年份韩国核证抵销排放权（KCU22），其中700万吨来自国内项目，其余来自海外项目；这些单位全部被用于清缴履约，涉及65个主体。

在2023履约周期，760万吨韩国抵销信用被转换为2023年份韩国核证抵销排放权（KCU23），其中160万吨来自国内项目，600万吨来自海外项目。但仅有732,872吨被提交用于履约。

在2024履约周期，190万吨韩国抵销信用被转换为2024年份韩国核证抵销排放权（KCU24），其中170万吨来自国内项目，20万吨来自海外项目。但仅有71,491吨被提交用于履约。

配额分配总体上足以覆盖履约义务，这可以解释抵销信用使用量的下降。

第四阶段：

定性限制：允许使用抵销信用。国内信用可由不承担韩国碳市场法律义务、且在2016年12月《巴黎协定》在韩国国内生效后启动的主体提供。符合《巴黎协定》第六条国际规则的国际事后信用予以接受。此外，2010年后启动的存量项目信用也可被接受。

定量限制：不区分信用类型，每个主体使用抵销信用的比例最高为其履约义务的5%。

与其他碳市场的连接

韩国碳市场未与任何其他碳市场连接。

管辖范围内的其他碳定价工具

无。

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的配额。

履约周期

一年。纳管主体必须在8月底前上缴上一年度的配额。

监测、报告与核查 (MRV)

规则框架: 法律依据载于《温室气体排放配额分配和交易法》(Act on the Allocation and Trading of Greenhouse Gas Emission Allowances) 和《碳市场法实施条例》(Enforcement Decree of the ETS Act)。关于监测、报告与核查 (MRV) 体系的行政规则载于《温室气体碳市场排放量报告与认证指南》(Guidelines on Reporting and Certification of Emissions under the Greenhouse Gas Emissions Trading System)。

监测: 监测可根据主体的监测计划, 使用经批准的测量设备定期或连续开展; 排放报告和第三方核查则按年度进行。监测计划必须明确核心内容, 包括企业信息和组织边界、设施层面的监测方法、活动数据测量点、层级选择、质量保证/质量控制程序, 以及排放因子开发计划。监测、报告与核查要求还适用于碳市场以外、被纳入目标管理制度主体。在该制度下, 年排放量低于5万吨二氧化碳当量, 或工作场所层面年排放量低于1.5万吨二氧化碳当量的企业, 须提交经核查的排放声明。

报告: 上一年度排放量须在每年3月底前提交年度报告。纳管主体如发现排放报告存在错误, 须修订并重新提交。

核查: 排放量须由第三方核查机构进行核查。排放报告由环境部认证委员会审查并认证, 认证须在每年5月底前完成。

执法和罚则

罚款不得超过给定履约年度配额平均市场价格的三倍。

市场调节

市场设计

市场参与主体: 纳管主体能够参与交易。主管部门对非纳管主体的参与设立限制。最初市场参与主体仅限于纳管主体, 第二阶段引入了“市场做市商”机制, 旨在提高市场流动性。市场做市商是韩国碳市场中的第三方参与者, 可以利用政府持有的单独配额储备(当时为500万吨配额), 通过每日配额交易增加市场流动性。2019年任命了两家市场做市商, 2021年任命了三家新的金融公司。2022年12月, 政府宣布另外两家市场做市商将从2023年开始运营。2023年后期又任命了八家市场做市商。2025年, 共有9家市场做市商获准进入韩国碳市场。

从第三阶段开始, 根据2012年《排放交易法》(Emissions Trading Act) 和总统令 (Presidential Decree), 其他非市场做市商的国内金融中介机构可参与二级市场并在韩国交易所 (Korea Exchange, KRX) 交易配额。根据这一规定, 2021年批准了20家金融中介机构参与碳市场 (截至2025年12月共有21家金融中介机构)。尽管最初每家只允许持有最多20万吨配额以避免过度占据市场份额, 但这一数字在2022年12月放宽到50万吨, 并在2023年再次增加到100万吨。

一级市场: 自2019年以来, 每月举行拍卖。拍卖面向所有在韩国碳市场下承担履约义务的企业开放。拍卖通过韩国交易所进行。

二级市场: 韩国碳市场传统上场外交易占比较高。此外, 韩国交易所负责管理二级现货市场交易平台。不同年份的配额、韩国核证抵销排放权 (KCU) 和韩国抵销信用 (KOC) 均在交易所交易。委托交易于2025年11月启动。

配额的法律效力: 配额的法律效力在2012年《排放交易法》或总统令中没有明确提及。然而, 配额不受金融市场法的监管。为了防止市场价格操纵、不公平交易和规范信息交换, 《排放交易法》第22条第3款规定了《资本市场和金融投资业务法》(Capital Market and Financial Investment Business Act) 的某些条款适用。

市场稳定机制

工具名称:

韩国市场稳定储备 (Korean Market Stability Reserve, K-MSR)

工具类型: 基于数量和基于价格的工具

基于数量机制的运作方式: 第四个《配额分配计划》宣布建立基于数量的韩国市场稳定储备, 具体安排将在公众咨询后于2026年上半年进一步明确。第四阶段将有8500万吨配额纳入韩国市场稳定储备。

基于价格机制的运作方式: 已设立配额分配委员会 (Allocation Committee), 在以下情形下实施市场稳定措施:

- 连续六个月的 市场配额价格至少为前两年平均价格的三倍;
- 最近一个月的 市场配额价格至少为前两年平均价格的两倍, 且最近一个月的平均交易量至少为前两年同期交易量的两倍;
- 某一月份的 市场配额平均价格低于前两年平均价格的60%; 或
- 因供需失衡导致配额交易困难。

稳定措施包括：

- 从市场稳定储备中追加拍卖最高25%的配额，该储备包含1430万吨配额；
- 对主体可持有配额数量设定限制：最低为履约年度配额的70%，最高为150%；
- 上调或下调预借限额；
- 上调或下调抵销信用使用限额；以及
- 临时设定价格上限或价格下限。

2018年，在2017年履约截止日期前，为缓解市场压力，配额分配委员会从稳定储备中额外拿出550万吨配额用于拍卖，其中470万吨成交。此后未再发生类似出售。

2021年，配额分配委员会分别于4月设定每吨12,900韩元（9.47美元，约合64.59元人民币）的价格下限，并于6月设定每吨9,450韩元（6.93美元，约合47.26元人民币）的价格下限。

2023年，政府设定了两次临时价格下限。该措施的触发价格维持在平均12,088韩元（8.87美元，约合60.49元人民币），即前两年平均价格的60%。第一次价格下限于7月设定，为7,020韩元（5.15美元，约合35.12元人民币）；最后一次价格下限于11月设定，为7,750韩元（5.69美元，约合38.81元人民币），并于12月初取消，当时价格已连续五天维持在8,520韩元（6.25美元，约合42.63元人民币）。

其他信息

相关机构

气候能源与环境部(Ministry of Climate, Energy and Environment)：全面负责韩国碳市场的运行。

经济财政部 (Ministry of Economy and Finance)：主持配额分配委员会；在2016年6月至2018年1月期间，曾短暂全面负责韩国碳市场的运行。

韩国交易所 (Korea Exchange, KRX)：提供交易和拍卖平台。

温室气体清单与研究中心 (Greenhouse Gas Inventory and Research Center, GIR)：负责注册登记系统和技术实施。

国际碳减排委员会 (International Carbon Reduction Council)：推动温室气体减排项目的部级机构。

碳市场评估

温室气体清单与研究中心 (GIR) 定期发布碳市场评估报告，内容包括排放统计、市场指标以及纳管主体调查结果。

2024年报告5显示，2023年，735家获得配额分配的主体经核查的排放量合计为5.499亿吨二氧化碳当量，较上一年下降3.9%（2022年为5.720亿吨二氧化碳当量，涉及713家主体）。所有纳管主体均履行了清缴义务。尽管建筑、废弃物和公共服务行业的经认证排放量超过配额分配量，但所有行业均通过交易、结转和抵销机制实现目标。

电力行业 (60家主体)：排放量为2.120亿吨二氧化碳当量，下降1820万吨，降幅为7.9%。主要原因包括电力需求下降、零碳发电增加，以及煤炭和液化天然气发电减少。

工业行业 (476家主体)：排放量为3.113亿吨二氧化碳当量，下降440万吨，降幅为1.4%。主要原因包括全球经济放缓、建筑业低迷，以及半导体加工温室气体减排设施扩大。

建筑 (40家主体)：排放量为490万吨二氧化碳当量，下降5万吨，降幅为0.9%。主要原因是气温升高和天然气价格上涨导致城市燃气消费减少。

交通行业 (67家主体)：排放量为670万吨二氧化碳当量，下降3万吨，降幅为0.5%。主要原因包括铁路和国内航空出行距离减少，以及零排放车辆供应增加。

监管框架

- [《碳中和框架法》\(Carbon Neutral Framework Act\)](#)
- [《温室气体排放配额分配与交易法》\(Act on the Allocation and Trading of Greenhouse Gas Emissions Allowances\)](#)
- [《温室气体排放配额分配与交易法实施令》\(Enforcement Decree of the Act on the Allocation and Trading of Greenhouse Gas Emissions Allowances\)](#)
- [《第一次基本计划 \(2015年至2024年\)》\(First Basic Plan for the ETS \(2015 to 2024\)\)](#)
- [《第二次基本计划 \(2017年至2026年\)》\(Second Basic Plan for the ETS \(2017 to 2026\)\)](#)
- [《第三次基本计划 \(2021年至2030年\)》\(Third Basic Plan of the ETS \(2021 to 2030\)\)](#)
- [《第四次基本计划 \(2026年至2035年\)》\(Fourth Basic Plan for the ETS \(2026 to 2035\)\)](#)
- [《第一次分配方案》\(First Allocation Plan\)](#)
- [《第二次分配方案》\(Second Allocation Plan\)](#)
- [《第三次分配方案》\(Third Allocation Plan\)](#)
- [《第四次分配方案》\(Fourth Allocation Plan\)](#)

日本埼玉县

日本埼玉县碳市场

- 覆盖大型建筑及工厂
- 自2011年启动以来一直与东京都的总量与交易计划相连接

碳市场总体介绍

埼玉县的目标设定排放交易系统（以下简称“埼玉县碳市场”）于2011年4月启动，覆盖了该县2022年排放量的约17%。

埼玉县碳市场覆盖工业和商业建筑行业约600家主体。其排放总量上限通过自下而上汇总自年度设施层面排放限值（基准线）得出。纳管主体须对超过设施基准线的排放量清缴履约单位。设施基准线根据基准年排放量和履约系数（compliance factor）计算，同时还考虑预期能源效率提升、设施使用的能源多大程度由其他设施供应等因素。埼玉县知事经专家咨询后，为各履约周期设定履约系数。

该碳市场是作为《埼玉县全球变暖战略推进条例》（Saitama Prefecture Global Warming Strategy Promotion Ordinance）的一部分设立的，旨在最终与日本首都圈其他县建立共同体系。埼玉县碳市场与东京的总量与交易计划相连接，两地之间的减排指标可以相互交换。

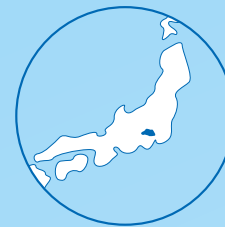
年度回顾

2025年，第四个履约期（2025财年至2029财年）启动。办公建筑的履约系数提高至50%，工厂的履约系数提高至48%。为促进可再生能源利用，场外可再生能源，包括异地自发自用绿电输送（self-consignment）和购电协议（PPA），按零排放计入；可再生能源证书可用于扣减能源相关二氧化碳排放量。此外，按照设施签订的合同，计算零售商供应的电力、热力和城市燃气所产生的排放时，采用实际排放因子而非固定排放因子。

此外，自2025年4月起，新的超额减排信用发放制度开始实施，将信用签发条件限定为通过能源效率提升或可再生能源实现的减排；通过认证等级提升或排放因子调整而产生的减排，不再产生信用。

6月，县政府宣布，2023财年埼玉县碳市场实现较基准年水平减排42%（基准年计算方法见“配额分配”章节）。

同时宣布，2023财年，564家纳管设施中的448家（79%）在第二个履约期内实现了目标。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

纳入行业



配额总量或排放总量上限

绝对总量上限¹
850万吨二氧化碳（2023年）

覆盖的温室气体种类

二氧化碳

抵销信用

允许使用国内（国家及都道府县层级）的抵销信用，但有数量限制

配额分配

免费分配：历史总量法
免费分配：固定基准法

2025年平均价格

平均价格（第二个履约周期，2015年至2019年）：144日元
（约合0.95美元，或6.48元人民币）

¹ 该排放总量上限为所有单个企业排放限值（基准线）之和；这些排放限值在履约周期开始时为整个履约期设定。基准线为绝对总量的限额，并非基于强度的限额。

埼玉县的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量
(百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

能源	31.6	83%
工业生产过程	2.2	6%
废弃物	1.0	3%
其他	3.1	8%
总计	37.8	



制造业和建筑业	7.3	19%
交通运输	8.4	22%
商业、机构和住宅	15.9	42%

温室气体减排目标

到2030年: 较2013财年水平减排46% (《埼玉县全球变暖对策行动计划第二阶段》, Saitama Prefecture Global Warming Countermeasures Action Plan Second Phase)

到2050年: 实现碳中和 (《埼玉县全球变暖对策行动计划第二阶段》)

规模与阶段

覆盖排放量 (2022年)

经核查的ETS排放量: 630万吨二氧化碳

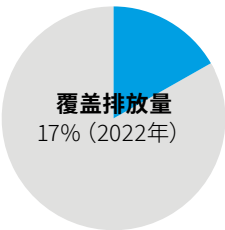
阶段

第一阶段: 2011年4月至2014年3月

第二阶段: 2015年4月至2019年3月

第三阶段: 2020年4月至2025年3月

第四阶段: 2025年4月至2030年3月



埼玉县碳市场既有阶段 (Phase) 也有履约期 (Compliance Period)。阶段定义为履约期加上额外的18个月调整期, 在此期间设施可以继续交易减排指标以达到相应履约期的目标。

由于COVID-19疫情的影响, 第二阶段的调整期额外延长了四个月。

配额总量或排放总量上限

第一阶段: 3330万吨二氧化碳

第二阶段: 4560万吨二氧化碳

该碳市场下的排放总量上限是所有单独纳管主体自下而上计算的设施层面基准线之和。这些基准线根据基准年排放量和履约系数计算 (见“配额分配”章节)。

第一个履约期自下而上的排放限值为3330万吨二氧化碳。第二个履约期为4560万吨二氧化碳。第三个和第四个履约期的数字尚未明确。

纳入行业与纳入门槛

工商业建筑的燃料、热力和电力消耗。

纳入门槛: 连续三年每年消耗相当于至少150万升原油的能源的设施。

监管环节

工业、建筑:下游

纳管主体类型

设施

纳管主体数量

2023财年共564个设施:

- 168个办公室/商业建筑,
- 396个工厂

配额分配与收入

配额分配

所有配额均为免费分配。

在埼玉县碳市场下, 每家设施均设有自身的排放总量上限, 作为界定其应实现减排目标的“基准线”。设施基准线按以下公式设定: 基准年排放量× (1-履约系数) ×履约周期 (五年)。各阶段履约系数依据埼玉县知事制定的规定确定。

基准年排放量由各主体自行选择2002财年至2007财年之间任意连续三年的平均排放量确定。

新进入者的基准线依据历史排放量 (紧邻履约周期前四个财年中连续三个财年的年均排放量) 或政府提供的排放强度标准确定。

每个新履约周期开始时, 除为新进入者保留的配额外, 所有配额 (在埼玉县也称为“积分”) 均按完整履约期免费分配给纳管主体。履约期结束时, 排放量低于基准线的设施可保留或交易其富余信用; 排放量超过基准线的设施则必须从其他设施购买并清缴信用或抵销信用, 以履行履约义务。

履约系数

- **第一履约期:** 比基准年排放量减少8%或6%。
- **第二履约期:** 比基准年排放量减少15%或13%。
- **第三履约期:** 比基准年排放量减少22%或20%。
- **第四履约期:** 比基准年排放量减少50%或48%。

较高的履约系数适用于商业建筑以及区域供热和制冷 (District Heating and Cooling, DHC) 厂。而对于使用区域供热和制冷超过总能耗20%的其他设施 (如商业建筑) 和工厂, 使用较低的履约系数。

中小企业拥有的大型设施, 履约系数降低4个百分点。对于医疗设施, 其电力对维持生命和健康至关重要, 履约系数降低2个百分点。对于用电量占原油当量能源消费低于20%的设施, 履约系数降低3个百分点。

额外减排信用:

- **可再生能源:** 纳管设施自发自用可再生能源电力时, 可在第三个履约期结束前从其需报告的能源使用总量中扣除。
- **低碳电力:** 为评估纳管设施在能源效率方面的努力, 电力供应商的二氧化碳排放因子在每个履约期内固定。第三个履约期内, 纳管设施从排放因子较低的供应商采购电力时, 可相应从报告排放量中扣减这些排放因子的差额, 以反映所购能源的排放因子较低。

在减排以及引进、使用和管理节能设备方面表现出色的设施将被认证为顶级设施 (Top-Level Facilities), 根据其进展速度可获得较低的履约系数, 有效期为五年。顶级设施的认证标准代表了最佳的能效措施, 涵盖了230多种不同的节能措施。

灵活性 与 连接

结转与预借

允许配额结转, 但只允许在连续的两个履约期内结转。
不允许配额预借。

抵销信用

允许使用抵销信用。

第一阶段: 10.3万吨二氧化碳当量的抵销信用用于履约

第二阶段: 3.5万吨二氧化碳当量的抵销信用用于履约

定性限制: 允许使用五种类型的抵销信用额度, 以对埼玉县碳市场纳管主体在其排放量低于基准排放水平时发放的减排指标进行补充:

- **中小型设施减排指标 (Small and Mid-Size Facility Credits):** 来自埼玉县未被纳入管控的中小型设施的减排指标。

- **埼玉县以外减排指标 (Outside Saitama Credits):** 来自埼玉县以外的大型设施的减排指标。大型设施是指在基准年能源消耗相当于至少150万升原油且基准年排放量不高于15万吨的设施。

- **可再生能源减排指标 (Renewable Energy Credits):** 埼玉县碳市场下生成的可再生能源减排指标包括以下类型: 环境价值当量 (Environmental Value Equivalent)、可再生能源证书 (Renewable Energy Certificates) 和根据可再生能源配额制法 (Renewable Portfolio Standard Law) 生成的新能源电力证书 (New Energy Electricity, 非用于可再生能源配额制法所规定的可再生能源消纳义务的证书)。太阳能 (热力、电力)、风能、地热能或水力发电 (1000千瓦以下) 的减排指标按一比一转换, 生物质 (生物质率95% 以上, 黑液除外) 的减排指标也是如此。

- **东京减排指标 (Tokyo Credits, 通过两个碳市场的连接):** 这些包括超额减排指标 (Excess Credits): 来自东京的基准年排放量为15万吨或以下的设施的减排指标。

定量限制: 仅对埼玉县外减排指标设定定量限制: 这些减排指标仅针对超出履约系数的减排量发放。这些减排指标可用于履约, 最多占办公室减排义务的三分之一, 最多可占工厂的50%。

所有抵销信用必须经过核查机构核查。

与其他碳市场的连接

自2011年启动以来, 埼玉县碳市场一直与东京的总量与交易计划相连接。东京和埼玉的减排指标在两地间可互换。截至第三个履约期结束, 两地之间已进行了约60笔减排指标的转移。

该管辖区内的其他碳定价机制

碳税: 日本全国碳税

碳市场: 日本国家碳市场 (2026年4月启动)

履约

履约机制

纳管主体须对超过设施年度排放限值 (基准线) 的每吨二氧化碳排放清缴一个履约单位 (信用或抵销信用)。

履约周期

四年或五年。

第一履约期: 2011财年至2014财年

第二履约期: 2015财年至2019财年

第三履约期: 2020财年至2024财年

第四履约期: 2025财年至2029财年

履约单位须在履约期结束18个月调整期结束前清缴（见“阶段”章节），即第二个财年9月底前。

监测、报告与核查

规则框架: 监测、报告与核查以《埼玉县监测/报告指南》(Saitama Monitoring/Reporting Guidelines) 和《埼玉县核查指南》(Saitama Verification Guidelines) 为基础。

监测: 纳管设施须在履约周期第一年7月底前提交《全球变暖对策计划和实施状况报告》。此后每年，设施须提交新的《全球变暖对策计划》和排放报告。

当二氧化碳、甲烷、一氧化二氮、全氟碳化物、氢氟碳化物、六氟化硫和三氟化氮七类温室气体中任一气体排放量达到或超过3000吨二氧化碳当量时，均须进行监测和报告。

报告: 履约周期第一年之后，每年须于7月底前提交排放报告。

核查: 清缴信用时，排放报告须进行第三方核查。

执法和罚则

每年，所有纳管主体的全球变暖对策计划和实施情况报告都会在埼玉县政府的网站上公布。如果设施未实现其减排目标，其名称将被公开，未完成的减排量将添加到下一个履约期的目标中。

市场监管

市场设计

市场参与主体: 仅纳管主体（即超过纳入门槛的主体）。只有在实现减排后才能获得减排指标，且只有排放设施才能参与交易。

市场类型

一级市场: 所有配额均为免费分配。

二级市场: 纳管主体通过场外交易进行交易。希望购买或出售减排指标的企业可以通过私人中介找到买家并协商价格。

配额的法律地位: 配额不被视为金融工具。

市场稳定机制

纳管设施通过场外交易进行交易，埼玉县政府不控制碳价。

其他信息

相关机构

埼玉县政府: 负责监督埼玉县的目标设定排放交易体系

碳市场评估

官方状态和评估报告每年发布一次。

监管框架

→ [《埼玉县全球变暖战略推进条例》\(Saitama Prefecture Global Warming Strategy Promotion Ordinance\)](#)

→ [《2023财年埼玉县碳市场结果》\(FY2023 results of the Saitama ETS\)](#)

上海

上海碳市场

- 连续12年实现100%履约率
- 抵销信用交易市场活跃，率先开展配额现货远期交易
- 上海环境能源交易所 (SEEE) 负责运营全国碳市场交易平台

碳市场总体介绍

上海碳市场于2013年11月启动，是中国第二个启动地方碳市场的地区。该碳市场覆盖403家主体。其初期覆盖电力和工业行业，并持续向建筑业、国内航空、海运和道路交通等新行业扩展。上海市政府计划在未来三年内降低纳入门槛，并将碳市场覆盖范围扩展至更多公共建筑和温室气体种类。纳管主体须就其全部覆盖排放量清缴配额，配额通过拍卖或免费分配方式发放。2014年至2019年间曾不定期举行拍卖，其后每年举行一次。

上海碳市场是自启动以来唯一实现100%履约率的地方碳市场，也是抵销信用交易最活跃的地方碳市场之一。上海一直是中国碳金融创新的中心，创新形式包括回购、碳基金、碳信托、中国核证自愿减排量 (CCER) 质押贷款、绿色债券和碳交易保证金等。上海碳市场与中国全国碳市场并行运行。随着全国碳市场向新行业扩展，相关行业的纳管主体正逐步退出上海碳市场。

年度回顾

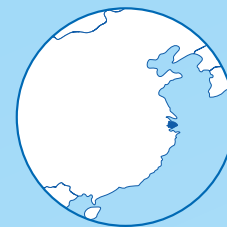
2024年12月，2024履约年度的配额分配方案和2025年碳市场工作方案发布。根据2024年配额分配方案，新增了危险废物管理行业的九家企业，但其仅承担监测、报告与核查 (MRV) 义务。所有纳管主体已于2025年6月前完成2024履约年度的履约单位清缴。

2025年2月，上海市人民政府发布了《上海市碳排放管理办法》。该办法于4月生效，取代了2013年发布的《上海市碳排放管理试行办法》，现作为上海碳市场的法律依据。新办法明确了上海碳市场的管理职责和操作流程，加大了对违规行为的处罚力度，并引入地方抵销机制，以鼓励小规模减排项目和个人减排行为。

同年7月，上海市人民政府发布了《2026—2030年深化碳市场改革行动方案》。该方案明确了未来五年上海碳市场的发展方向，重点任务包括：

- 对碳排放稳定的行业实施绝对总量上限；
- 在2026年降低部分行业的纳入门槛，并在2028年扩大覆盖行业范围，并有可能纳入其他非二氧化碳温室气体；
- 进一步完善监测、报告与核查规则，并将绿色能源核算纳入其中；
- 提高拍卖配额比例，2027年达到8%，并在此后逐年提高；以及
- 推动地方抵销信用的产生和使用。

未来五年，上海市生态环境局 (EEB) 及其他相关部门将按照该方案完善上海碳市场的设计。同年6月，2025履约年度的配额分配方案发布，确认钢铁和水泥行业的纳管主体已被纳入全国碳市场。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

纳入行业



配额总量或排放总量上限

基于排放强度的排放上限
1.06亿吨二氧化碳 (2024年)；8000万吨二氧化碳 (2025年)

覆盖的温室气体种类

二氧化碳

抵销信用

国内 (国家级和省级)，设有定量限制

配额分配

免费分配: 历史法；
免费分配: 基于实际产量的基准法；
拍卖

2025年平均价格

二级市场平均价格: 65.89元人民币 (9.16美元)

总收入

自项目启动以来共计6.2801亿元人民币 (8730万美元)

1 电力行业于2021年被纳入中国全国碳市场，覆盖2019至2020年的排放。但全国碳市场仅覆盖燃煤和燃气发电机组；燃油发电机组仍由上海碳市场覆盖。
2 上海碳市场覆盖公共建筑的直接和间接排放，涉及酒店、港口和数据中心等行业。

同年10月，上海市生态环境局发布了《上海市碳普惠管理办法》。该新办法于11月生效，取代了2023年发布的《上海市碳普惠管理办法（试行）》，进一步规范了省级抵销机制的签发、管理和使用，该机制产生上海核证自愿减排量（SHCER）。上海市生态环境局在2025年仅组织过一次拍卖，但因无市场参与者提交报价而未成交。

上海的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量

1.786亿吨二氧化碳当量（2022 年）³

温室气体减排目标

到2030年：二氧化碳排放于2030年前达峰（《上海市碳达峰实施方案》）

到2060年：实现碳中和（《上海市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实施意见》）

规模与阶段

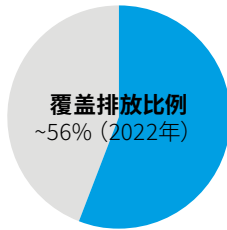
覆盖排放比例（2022年）

约 56%⁴

阶段

第一阶段：2013年至2015年，亦称“试点阶段”

第二阶段：2016年至今



配额总量或排放总量上限

上海碳市场的排放总量上限随产量变化，为所有纳管主体自下而上的基于实际产量或设施层级排放上限之和。这些自下而上的排放上限并不构成绝对总量上限。含储备在内，历年总量上限设定如下：

第一阶段：

每年约1.5亿吨二氧化碳

MtCO₂第二阶段：

2016年：1.55亿吨二氧化碳；

2017年：1.56亿吨二氧化碳；

2018年：1.58亿吨二氧化碳；

2019年：1.58亿吨二氧化碳；

2020年⁵：1.05亿吨二氧化碳；

2021年：1.09亿吨二氧化碳；

2022年：1.00亿吨二氧化碳；

2023年：1.05亿吨二氧化碳；

2024年：1.06亿吨二氧化碳；

2025年：8000万吨二氧化碳

覆盖行业和纳入门槛

第一阶段：机场、国内航空、化纤、化工、商业建筑、电力和热力、供水企业、酒店、金融机构、钢铁、石化、港口、有色金属、建材、造纸、铁路、橡胶和纺织。

纳入门槛：

电力和工业：年排放量至少 2 万吨二氧化碳。其他行业：年排放量至少 1 万吨二氧化碳。

第二阶段：上述行业，另加航运、电子材料、制药、汽车制造和食品制造。电厂自2019年起转入中国全国碳市场，但部分特殊自备发电厂和热力生产主体仍由上海碳市场覆盖。数据中心和道路交通自2022年起被纳入覆盖，后者仅承担监测、报告与核查义务。危险废物管理自2024年起被纳入覆盖，仅承担监测、报告与核查义务。钢铁和水泥行业于2024年被纳入全国碳市场，而电网截至同年尚未纳入覆盖。

纳入门槛（第二阶段）：

- 工业：年排放量至少2万吨二氧化碳，或年能耗至少1万吨标煤（tce）。
- 航空：年排放量至少2万吨二氧化碳，或年能耗至少1万吨标煤。
- 海运：年排放量至少10万吨二氧化碳，或年能耗至少5万吨标煤。
- 数据中心：年排放量至少2万吨二氧化碳。
- 建筑（包括港口和机场）：年排放量至少1万吨二氧化碳，或年能耗至少5000吨标煤。

监管环节

排放点源（如工业、道路交通、航空）；下游（电力和热力消费产生的间接排放）。

纳管主体类型

企业

纳管主体数量

403家（2025年）

³ 近年暂无公开数据，此处数据为本地专家基于公开资料估算所得。

⁴ 近年暂无公开数据。该比例为上海碳市场覆盖排放量（含直接和间接排放）除以上海的直接排放总量。

⁵ 较2019年下降主要因电力行业大部分转入中国全国碳市场。

配额分配与收入

配额分配

配额通过基准法或历史法免费分配。在第一阶段，纳管主体一次性获得整个阶段的配额。在第二阶段，配额按年度分配。此外，分配方法不断改进，包括更多地采用基准法。配额分配方案每年更新。2025履约年度的安排如下：

免费分配：

基准法：基于行业专项基准的免费分配适用于电力和热力生产企业以及数据中心。

历史法：基于历史排放强度的历史强度法适用于部分工业行业、航空、港口、航运、供水企业和公共建筑，一般依据前三年数据。基于历史排放量的历史总量法适用于机场以及产品复杂或排放边界变化较大的部分工业行业，一般依据前三年数据。

对采用历史强度法或基准法分配配额的主体，将基于产量数据等实施事后配额调整。在2025履约年度，这些纳管主体将获得相当于其2024年经核查排放量80%的预分配配额。在2026年履约截止前，主管部门将根据2025年经核查的产量补发或扣减配额。

除基本分配方法外，上海碳市场还引入了三项调整系数，以鼓励使用低碳燃料、持续减排和减少其他污染物。含碳能源占比越低，按分配方法分配的免费配额比例越高。该免费配额比例最低为93%，最高为99%。此外，若纳管主体连续三年减排，可额外获得0.5%或1%的免费配额。在减少大气污染和碳排放方面成效显著、且在2025年和2026年期间未受环境处罚或违规记录的纳管主体，将额外获得0.3%至0.5%的配额。

拍卖：年度配额总量中的小部分配额可通过拍卖方式分配。拍卖的主要目的是为各主体提供额外配额以满足其履约需求。2014年、2016年、2018年和2019年各举行过一次拍卖。2020年至2023年每年举行两次拍卖，2024年举行三次。2025年仅于6月组织过一次拍卖，但无主体参与。

收入用途



一般预算，包括债务偿还

收入归入省财政。

灵活性与连接

结转与预借

允许配额结转，但跨交易期结转存在一定限制。对于第一交易期结转的配额，在2016至2018履约年度期间，纳管主体每年仅可使用三分之一。机构投资者结转配额则不设此类年度上限。根据《2026—2030年深化碳市场改革行动方案》，将转入全国碳市场的纳管主体，其上海碳市场的剩余配额将在三年内每年释放三分之一。不允许配额预借。

抵销信用

允许使用抵销信用——CCER和省级抵销信用SHCER。2023年，上海推出了省级抵销信用SHCER。SHCER有两类经批准的方法学。第一类为较小规模的减排项目，如分布式光伏发电和公共交通。第二类针对使用电动汽车的市民个人。在上海碳市场中，仅第一类抵销信用（SHCERCIR1）可用于履约。

定量限制：

第一阶段：CCER的使用上限为经核查排放量的5%。第二阶段：2016至2018履约年度，CCER的使用上限为年度配额的1%。2019和2020履约年度，CCER的使用上限为经核查排放量的3%。在2019履约年度，长三角地区⁶以外产生的抵销信用仅允许使用2%，且其中1%须来自该地区内。该上限在2022履约年度提高至5%，CCER和SHCER均适用。

定性限制：第一阶段：2013年1月前产生的减排量所对应的抵销信用不得用于履约。第二阶段：限制同第一阶段。水电项目产生的抵销信用不被允许。自2024履约年度起，仅在重启的CCER机制下签发的CCER方可用于履约。在2024履约年度，共有15,690吨二氧化碳当量的SHCER用于履约清缴。

与其他碳市场的连接

尽管上海环境能源交易所同时运营全国碳市场和上海区域碳市场的交易系统，但两个市场相互独立。上海碳市场未与任何其他碳市场连接。

该管辖区内的其他碳定价机制

碳市场：中国全国碳市场

省内抵销机制：上海核证自愿减排量（SHCER）

国内抵销机制：中国核证自愿减排量（CCER）

⁶ 该地区涵盖上海、江苏、浙江和安徽。

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴一个履约单位（上海碳排放配额（SHEA）、SHCERCIR1或CCER）。

履约周期

一个日历年。纳管主体须在次年6月前清缴配额。

监测、报告与核査 (MRV)

框架：上海市政府发布了用于监测和报告的《上海市温室气体排放核算与报告指南（试行）》，以及针对以下行业的专项指南：钢铁、电力和热力、化工、有色金属、非金属矿物制品、纺织、造纸、航空、航运、大型建筑（如酒店、商业和金融机构）以及交通（如港口）。

监测：纳管主体须在12月底前制定下一年度的监测计划并予以遵循。

报告：年度报告。纳管主体须在履约年度次年3月底前向上海市生态环境局提交排放报告。年排放量至少1万吨二氧化碳或年能耗至少5000吨标煤的道路交通企业，以及年排放量至少2万吨二氧化碳或年能耗至少1万吨标煤的危险废物管理企业，也须报告其排放量，但不承担履约义务。

核査：需经第三方核査。上海市生态环境局委托独立第三方开展核査。此外，由政府指定的专家进行"第四方核査"。政府还通过绩效评估机制对核査机构的表现进行评估。

执法和罚则

纳管主体：未按要求编制排放数据质量控制方案、未按要求提交年度排放报告，或未妥善保存年度排放报告的原始记录和管理台账的，处5万元人民币（6954美元）至30万元人民币（41,726美元）罚款。主体编制的年度温室气体排放报告存在重大缺陷或遗漏，或存在故意隐瞒、伪造数据或信息、使用虚假数据或信息等弄虚作假行为的，处10万元人民币（13,909美元）至30万元人民币（41,726美元）罚款；直接责任人员处5万元人民币（6954美元）至10万元人民币（13,909美元）罚款。主体未按要求履行碳排放配额清缴义务的，除责令补足配额外，处20万元人民币（27,817美元）至30万元人民币（41,726美元）罚款。

核査机构与咨询机构：技术服务机构出具的技术报告存在重大缺陷或遗漏，或在编制或技术审核过程中存在故意隐瞒、伪造数据等弄虚作假行为的，处20万元人民币（27,817美元）至30万元人民币（41,726美元）罚款；直接责任人员处2万元人民币（2782美元）至20万元人民币（27,817美元）罚款。

市场调节

市场设计

市场参与主体：纳管主体；非履约单位（符合上海环境能源交易所制定的碳排放交易规则要求的国内机构投资者）。

市场类型：

一级市场：未设定通过拍卖分配的配额比例，但上海碳市场规则指出将逐步引入拍卖。自2014年起举行不定期出售，为纳管主体提供额外配额。此外，自2020年起还举行了允许机构投资者参与的拍卖。

二级市场：产品包括上海碳排放配额（SHEA）、上海核证自愿减排量（SHCERCIR1和SHCERCIR2）、上海碳排放配额远期以及CCER。SHEA和CCER为现货产品。上海碳排放配额远期（SHEAF）为标准化现货远期产品。

配额的法律效力：配额作为金融工具的地位正在考虑中。

市场稳定机制

储备

工具类型：不适用

运作方式：年度配额总量中的小部分配额可作为储备，在年度履约周期结束前用于拍卖，作为市场稳定措施（见"配额分配"部分）。上海市生态环境局可根据市场需求不定期组织拍卖，且未设固定触发条件。

交易

工具类型：基于价格的机制

运作方式：上海环境能源交易所对场内交易实施价格涨跌幅限制制度。挂牌交易（交易量低于10万吨二氧化碳）的涨跌幅为参考价（即前一交易日所有成交的加权平均价）上下10%；大宗交易（最低交易量10万吨二氧化碳）的涨跌幅为参考价上下30%。只有在此价格区间内的交易才能在交易所成功完成。对于单笔买入或卖出指令达50万吨二氧化碳及以上的配额大宗交易，成交价格可由交易双方协商确定。

其他信息

相关机构

上海市生态环境局 (EEB) : 作为主管部门，制定规则并监管该碳市场。

上海环境能源交易所: 负责运营交易平台。

上海市经济信息中心: 负责监督和运营登记系统。

碳市场评估

上海市生态环境局自2024年起发布年度碳市场总结报告。根据2024年总结报告，工业行业纳管主体的二氧化碳绝对排放量较2016年水平下降了14.7%，公共建筑纳管主体的二氧化碳绝对排放量较2016年水平下降了12.8%。2025年总结报告也呈现出相同趋势。上海市政府每年资助开展碳市场完善的相关研究。

REGULATORYFRAMEWORK

- [《上海市碳排放管理办法》\(2025年\)](#)
- [《2026—2030年深化碳市场改革行动方案》\(2025年\)](#)
- [《上海市碳普惠管理办法》\(2025年\)](#)
- [上海市生态环境局——2024履约年度配额分配方案\(含纳管主体名单\)](#)
- [上海市生态环境局——2025履约年度配额分配方案\(含纳管主体名单\)](#)
- [上海碳市场第十二个履约周期报告](#)

深圳

深圳碳市场

- 中国三个由地方人大批准碳市场立法的地方碳市场之一
- 交易市场活跃, 参与主体多元, 包括外国投资者
- 率先开展行业扩展和跨区域交易

碳市场总体介绍

深圳碳市场于2013年6月启动, 是中国最早启动的地方碳市场。作为广东省内拥有独立碳市场的城市, 深圳是中国唯一在副省级层面运行的区域碳市场。纳管主体须就其全部覆盖排放量清缴配额, 配额主要通过免费分配方式发放。深圳碳市场覆盖工业、建筑、废弃物和交通运输行业700余家主体的排放。除2014年和2022年举行的两次拍卖外, 配额均采用基准法和历史法免费分配。

除全国抵销机制——中国核证自愿减排量 (CCER) 外, 深圳碳市场还接受来自地方抵销机制 (包括碳普惠体系) 的减排量。深圳碳市场尽管规模相对较小, 但其流动性在中国位居首位。与中国大多数由政府执行机构通过地方政府令进行监管的区域碳市场不同, 深圳碳市场由其市级立法机关深圳市人民代表大会通过的专门碳市场立法进行监管。

根据《深圳碳排放权交易支撑碳达峰碳中和实施方案》, 深圳碳市场将自2027年起实施绝对总量上限。深圳碳市场目前与中国全国碳市场并行运行。随着全国碳市场覆盖范围扩展, 相关行业的纳管主体正逐步纳入全国碳市场管理。

年度回顾

2025年1月, 深圳市生态环境局宣布所有纳管主体已完成2023履约年度的履约单位清缴。同年3月, 深圳市生态环境局更新了2024履约年度的纳管主体名单, 剔除83家主体并新增44家新进入者。截至12月底, 深圳碳市场覆盖672家主体。

5月至10月期间, 深圳市生态环境局发布了四项深圳碳普惠核证减排量 (STTCER) 试行方法学, 涵盖分布式光伏、无纸化金融、二手电子产品和拼车。这些举措旨在推动低碳生产和生活方式, 并进一步发展深圳碳普惠体系。

2024年配额分配方案于2024年8月发布, 而2025年方案尚未发布。由于新纳入全国碳市场的行业 (即水泥、钢铁和电解铝行业) 在深圳并不突出, 因此全国碳市场扩容对深圳碳市场带来的变化小于其他区域碳市场。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

纳入行业

- 工业
- 建筑
- 交通
- 废弃物

配额总量或排放总量上限

基于排放强度的排放上限
3350 万吨二氧化碳 (2024 年)

覆盖的温室气体种类

二氧化碳

抵销信用

国内 (国家级和省级), 设有定量限制

配额分配

免费分配: 历史法;
免费分配: 基于实际产量的基准法

2025年平均价格

二级市场平均价格: 44.98 元人民币 (6.26 美元)

总收入

自项目启动以来约 2792 万元人民币 (388 万美元)

深圳的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量

4540 万吨二氧化碳当量 (2020 年)¹

温室气体减排目标

到2030年: 实现碳达峰 (《深圳市国民经济和社会发展的第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》)

到2035年: 实现温室气体排放与经济社会发展脱钩 (深圳市《应对气候变化“十四五”规划》)

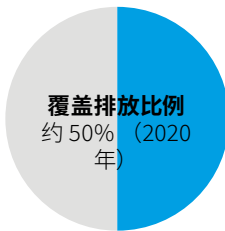
规模与阶段

覆盖排放比例 (2020年)

约 50%²

阶段

进行中



配额总量或排放总量上限

深圳碳市场的排放总量上限随产量变化, 为所有纳管主体自下而上的基于实际产量或设施层级排放上限之和。这些自下而上的排放上限并不构成绝对总量上限。

2015年至2019年: 约3100万吨二氧化碳 (不含建筑)

2020年: 2200万吨二氧化碳;

2021年: 2500万吨二氧化碳;

2022年: 2600万吨二氧化碳;

2023年: 2800万吨二氧化碳;

2024年: 3350万吨二氧化碳

此外, 政府还预留新进入者储备 (2%) 和市场稳定措施储备 (2%)。

覆盖行业和纳入门槛

供水、燃气、供热、制造业、电子设备、废弃物管理、港口、地铁、公交以及其他非交通行业。电力生产受深圳碳市场监管至2019年, 其后转入全国碳市场。数据中心、固体废物、住宿和餐饮、批发和零售、仓储和邮政、软件和信息服务业以及政府机关和事业单位于2024年新纳入覆盖。

纳入门槛: 企业年排放量超过3000吨二氧化碳; 以及经当地生态环境局确认的主体。

监管环节

排放点源 (工业); 下游 (电力和热力消费产生的间接排放)。

纳管主体类型

企业

纳管主体数量

672 家 (2024 年)

配额分配与收入

配额主要通过免费方式分配, 并根据产量数据进行事后调整。配额分配方案每年更新。2024 履约年度的安排如下:

免费分配:

基准法: 适用于供水、电网、燃气和数据中心行业, 依据行业历史排放强度。

历史法: 基于产品的历史排放强度法适用于废弃物管理设施、港口、地铁、公交以及部分特定化工生产。制造业采用基于GDP的历史排放强度法。对于住宿和餐饮、批发和零售、仓储和邮政、软件和信息服务业、政府机关和事业单位以及高校等公共建筑, 采用基于历史排放量的历史总量法。

对采用历史强度法或基准法分配配额的主体, 将基于产量数据等实施事后配额调整。在2024 履约年度, 深圳市生态环境局根据2024年预期产量核算配额, 并将预期量的70%作为预分配配额免费发放。在2025年履约截止前, 主管部门将根据2024年经核查的产量补发或扣减配额。

拍卖: 2022年《深圳市碳排放权交易管理规定》指出, 配额可通过拍卖或固定价格方式出售, 且至少3%的配额应通过拍卖分配。迄今为止, 共举行过两次拍卖, 分别在2014年6月和2022年8月。

收入用途



气候减缓



一般预算, 包括债务偿还

根据2014年深圳碳市场规定, 拍卖收入归入市财政。³但2022年修订规定, 深圳市将提高收入使用的透明度, 并设立新的碳排放交易基金, 以支持碳市场和其他温室气体减排项目。

¹ 近年暂无公开数据, 此处数据为本地专家估算所得。

² 近年暂无公开数据, 此处数据为本地专家估算所得。

³ 2014 年深圳碳市场规定要求市政府设立市场稳定基金, 专门用于市场稳定措施、支持企业减排活动、推动市场服务机构发展、能力建设和碳市场管理, 资金来源为拍卖收入、捐赠及其他渠道。

灵活性与连接

结转与预借

允许配额结转。不允许配额预借。

抵销信用

允许使用抵销信用。

定量限制：抵销信用的使用上限为履约义务缺口的20%。

定性限制：允许使用国内基于项目的抵销信用（CCER）、碳普惠地方抵销信用以及当地政府授权的其他抵销信用。水电项目产生的减排量不符合条件，且部分CCER和地方抵销机制的使用还受额外的地域限制。自2024年起，通过电力市场购买并消费的绿电也可用于抵销排放，其使用上限等于缺口规模。

与其他碳市场的连接

深圳碳市场未与任何其他碳市场连接。深圳所属的粤港澳大湾区计划探索建设联合或联通碳市场的可行性。根据深圳市地方绿色金融立法，未来将鼓励金融机构参与该市场的跨境交易。

该管辖区内的其他碳定价机制

碳市场：中国全国碳市场

市内抵销机制：深圳碳普惠核证减排量（STTCER）

国内抵销机制：中国核证自愿减排量（CCER）

履约

履约机制

纳管主体须就其全部覆盖排放量，按每吨二氧化碳当量清缴一个履约单位（配额或抵销信用），并于履约年度次年8月底前完成。

履约周期

一个日历年。纳管主体须在次年8月底前清缴配额。

监测、报告与核查（MRV）

框架：深圳发布了两份文件作为监测、报告与核查的基础：一份以地方标准形式发布的监测和报告通用指导文件；以及一份针对建筑的监测和报告指导文件。

监测：纳管主体须制定并遵循排放监测计划。

报告频率：年度报告。纳管主体须在次年3月底前向碳市场主管部门报告二氧化碳排放量，并根据不同排放源采用分级排放因子。纳管工业主体还须在次年3月底前向市统计部门提交涵盖其生产数据的统计指标报告。

核查：年度排放报告需经第三方核查。主管部门可将此项工作委托给专门机构。

执法和罚则

纳管主体：未按时提交排放报告或核查报告，或提供虚假信息的，处1万元人民币（1391美元）至5万元人民币（6954美元）罚款。提供虚假信息的纳管主体可处5万元人民币（6954美元）至10万元人民币（13,909美元）罚款。扰乱市场秩序的，处罚最高可达10万元人民币（13,909美元）。未清缴足额配额以匹配其排放量的纳管主体，按前六个月平均市场价格的三倍处以罚款。配额可从企业账户中扣除，或从次年配额中抵扣。其他非财务处罚包括公开通报、向公共银行报送相关信用信息、取消财政补贴资格（五年），以及记入国有企业绩效考核系统。

第三方核查机构：第三方核查机构伪造核查报告的，处5万元人民币（6954美元）至10万元人民币（13,894美元）罚款。第三方核查人员（专家）出具虚假核查报告、核查报告存在重大错误，或擅自使用或公布企业或排放保密信息的，处1万元人民币（1391美元）至5万元人民币（6954美元）罚款。

市场调节

市场设计

市场参与主体：纳管主体；非履约单位（机构投资者）；以及个人（国内和国际），但须符合深圳排放权交易所制定的碳排放交易规则要求。

市场类型：

一级市场：深圳迄今的拍卖次数有限：共举行过两次拍卖，分别在2014年和2022年。仅纳管主体和经深圳排放权交易所授权的会员机构可参与。

二级市场：CCER、深圳碳排放配额（SZA）和地方碳普惠抵销信用是二级市场的主要现货交易产品。深圳排放权交易所是所有产品的交易平台。受中国金融市场监管政策限制，碳市场暂不允许开展远期合约及衍生品交易。

配额的法律地位：配额不被视为金融工具。

市场稳定机制

干预

工具类型：基于价格的机制

运作方式: 在价格大幅上涨或流动性不足的情况下, 深圳市生态环境局可按固定价格从储备中拍卖额外配额; 总量上限的2%作为政府储备用于市场稳定。此类配额仅可用于履约, 不得交易。配额价格大幅上涨的情形是指: 某日配额收盘价超过全国或区域碳市场前12个月的最高单日收盘价; 此外, 当六个月配额平均价格达到或超过过去24个月配额平均价格的三倍, 或一周配额平均价格达到或超过前24周最低周平均价格的三倍时, 亦属此种情形。配额流通过低的情形是指: 在上一年度履约工作完成后, 流通中的配额少于当年年度配额总量的20%。

交易

工具类型: 基于价格的机制

运作方式: 深圳排放权交易所对场内交易实施价格涨跌幅限制制度。挂牌交易 (最大交易量3万吨二氧化碳) 的涨跌幅为参考价 (即前一交易日所有成交的加权平均价) 上下10%; 大宗交易 (最低交易量1万吨二氧化碳) 的涨跌幅为参考价上下30%。只有在此价格区间内的交易才能在交易所成功完成。

其他信息

相关机构

深圳市生态环境局: 负责碳市场相关事务, 包括登记管理和监测、报告与核查。

深圳排放权交易所: 负责运营交易平台。

碳市场评估

尚未开展正式评估。深圳市政府每年资助开展碳市场完善的相关研究。

监管框架

- [《深圳经济特区碳排放管理若干规定》\(地方碳市场立法\) \(2012年\)](#)
- [《深圳市碳排放权交易管理办法》\(2024年\)](#)
- [《碳排放权交易支撑碳达峰碳中和实施方案》](#)
- [深圳市生态环境局——碳普惠管理规定](#)
- [深圳市生态环境局——2024年度配额分配方案](#)
- [深圳市生态环境局——2024年纳管主体名单](#)

中国台湾

- 《气候变迁因应法》(Climate Change Response Act) 授权实施碳费和碳市场
- 已建立强制性温室气体报告制度和本地抵销机制
- 纳管主体将自2026年起根据2025年排放量开始缴纳碳费

碳市场总体介绍

中国台湾于2023年颁布《气候变迁因应法》(Climate Change Response Act)，以立法形式确立到2050年实现全经济范围温室气体净零排放的目标。该法案对2015年《温室气体减量及管理法》(GHG Reduction and Management Act) 进行了修订，并规定由台湾地区环境主管部门 (Ministry of Environment, MOENV) 在与其他相关主管机关协商的基础上，牵头开展气候政策的设计实施，包括碳费和碳市场。

自2014年以来，已对部分行业中年排放量超过2.5万吨二氧化碳当量的主体实施强制性排放报告制度。能源和工业行业中，年度直接和间接温室气体排放量超过2.5万吨二氧化碳当量的主体，需履行监测、报告与核查 (MRV) 义务。

2024年8月，台湾地区环境主管部门发布了三项碳费相关法规。对年排放量超过2.5万吨二氧化碳当量的电力行业和工业主体征收每吨300新台币的碳费（约合9.62美元，或65.61元人民币）。纳管主体需根据其2025年温室气体总排放量，在2026年5月前完成碳费的核算与缴纳。对于符合特定条件（包括申请自主减排计划）的纳管主体，可适用优惠费率，即每吨100新台币和50新台币（分别约合3美元和1.60美元，或20.46元人民币和10.91元人民币）。

2024年10月，台湾地区有关部门表示，中国台湾将在四年内由碳费机制过渡至碳市场。2025年1月，台湾地区行政管理机构负责人进一步表示，政府正致力于加快向碳市场转型，碳市场可能于2026年下半年启动试点。预计碳市场将在2027年或2028年全面实施，并与碳费制度双轨并行。

在实施碳费并推进向碳市场过渡的同时，台湾地区环境主管部门正就中国台湾碳边境调节机制 (CBAM) 开展公众及产业咨询。相关法规预计将于2026年上半年完成并启动试点；2027年第一季度需提交针对2026年受监管产品碳含量的试运行报告。拟议中的碳边境调节机制第一阶段将涵盖水泥和钢铁产品。政府将继续与水泥和钢铁行业开展沟通，以完善试运行体系设计，并推动报告规则与其他类似机制保持一致。



- ✓ 已实施
- 🔧 正在建设
- ❓ 正在考虑

台湾的排放量与减排目标

按CRF类别划分的总温室气体排放量（百万吨二氧化碳当量）

能源	252.7	90.7%
工业生产过程	20.0	7.2%
农业	3.3	1.2%
废弃物	2.5	0.9%
合计	278.6	



能源工业	177.5	64%
制造业和建筑业	29.9	11%
交通运输	35.4	13%
商业、机构和住宅	8.1	3%
其他能源活动	1.9	1%

温室气体减排目标

- 到**2025年**: 较2005年温室气体排放水平降低10%（“行政院”）
- 到**2030年**: 较2005年温室气体排放水平降低28%±2%（2035年国家自主贡献）
- 到**2032年**: 较2005年温室气体排放水平降低32%±2%（2035年国家自主贡献）
- 到**2035年**: 较2005年温室气体排放水平降低38%±2%（2035年国家自主贡献）
- 到**2050年**: 实现净零排放（《气候变迁因应法》）

灵活性与连接

抵销信用

《气候变迁因应法》规定，早期本地减排行动及抵销信用（如低碳燃料替代、能效提升和碳汇项目）可用于履行碳费和碳市场义务。台湾地区环境主管部门在与相关中央主管机关协商后，还将认可国际抵销信用，具体标准将在后续确定。

该管辖区内的其他碳定价机制

- 碳税**: 中国台湾碳费
- 本地信用机制**: 自愿减排机制

其他信息

相关机构

- 台湾地区环境主管部门 (Ministry of Environment, MOENV)**: 负责制定碳费、碳市场和碳边境调节机制 (CBAM) 的相关法规。
- 台湾地区经济主管部门 (Ministry of Economic Affairs)**: 作为中央主管机关，环境部在制定碳市场相关法规时（特别是配额分配、碳泄漏及国际碳信用）需与其协商。
- 金融监督管理委员会 (Financial Supervisory Commission)**: 负责建立碳交易所，环境部在制定碳信用交易相关法规时需与其协商。
- 中国台湾碳权交易所 (Taiwan Carbon Solution Exchange)**: 负责本地和国际碳信用交易。

监管框架

- 《气候变迁因应法》(Climate Change Response Act, 2023)
- 《温室气体认证机构及查验机构管理办法》(Regulations Governing GHG Certification and Verification Institutions, 2023)
- 《温室气体自愿减量专案管理办法》(Measures on GHG voluntary emission reduction project management, 2023)
- 《温室气体排放量增量抵换管理办法》(Measures on GHG emission increase offset management, 2023)
- 《碳费收费办法》(Regulations Governing the Collection of Carbon Fees, 2024)
- 《碳费征收对象温室气体减量指定目标》(Designated Greenhouse Gas Reduction Goals for Entities Subject to Carbon Fees, 2024)
- 《自主减量计划管理办法》(Regulations for Administration of Self-Determined Reduction Plans, 2024)

泰国

- 《气候变化法》(ClimateChangeAct) 立法工作于2025年启动，预计2027年正式实施
- 法案草案涵盖碳市场、碳税、碳边境调节机制、抵销信用及气候基金
- 配额分配方案每3至5年更新一次，配额总量逐步收紧

碳市场总体介绍

泰国多年来一直在研究运用经济工具激励温室气体减排。《2018—2037年国家战略》(National Strategy 2018 to 2037) 下的《2018年国家改革计划》(2018 National Reform Plan) 要求泰国政府着手制定并实施此类工具，为该国首部《气候变化法》奠定了基础。

2025年12月，内阁批准了《气候变化法(草案)》(Draft Climate Change Act)。在获得内阁批准后，该法案已提交国务委员会办公室进行法律审查，随后将提交议会审议和通过，预计将于2027年实施。获批的《气候变化法(草案)》确立了四项碳定价机制：碳市场、碳税、针对进口产品的碳边境调节机制(以欧盟碳边境调节机制为蓝本)，以及受监管的碳信用市场。此外，该法案还设立了气候基金，其资金来源包括碳市场和碳边境调节机制的收入等。

根据获批的《气候变化法(草案)》，国家气候变化委员会(National Committee on Climate Change, NCCC) 将制定“气候变化总体规划”(Climate Change Master Plan)，作为国家层面的气候变化减缓与适应总体框架。该法案还赋予气候变化与环境司(Department of Climate Change and Environment, DCCE) 主要监管职责。气候变化与环境司负责制定多达50项配套法规，以落实《气候变化法》，其中包括碳市场、碳信用市场以及监测、报告与核查(Monitoring, Reporting and Verification, MRV) 体系的详细规定。

《气候变化法(草案)》确立了纳管主体的年度监测、报告与核查义务。气候变化与环境司将负责管理监测、报告与核查体系，其中包括建立一个电子平台，以统一报告标准和方法学。该体系将为《气候变化法(草案)》中提出的四项碳定价机制提供基础支撑。

气候变化与环境司将依据泰国最新更新的2035年国家自主贡献(NDC3.0)，制定行业层面的温室气体排放上限和减排目标。拟议中的碳市场将在该上限框架内运行，由国家气候变化委员会下设的气候变化与环境司负责管理。根据《气候变化法(草案)》，纳管主体必须每年清缴足够的配额，以履行其在总量控制下的履约义务。预计在2027年和2028年开展数据收集后，将通过配套法规明确碳市场的具体纳入行业，试点碳市场有望于2029年启动。

气候变化与环境司将每三至五年制定并更新配额分配方案，其中将纳入配额逐步收紧机制。配额分配方案将明确每一履约周期内的以下内容：

- 纳入的活动范围及温室气体种类；
- 年度排放总量上限；
- 碳信用用于履约的最高使用数量；以及
- 配额分配方法，包括各行业通过拍卖分配的配额比例。

国家气候变化委员会将对配额分配方案进行修订和批准，并制定碳市场相关监管规定，包括：

- 持有和交易配额的规则；
- 配额结转的限制；
- 可用于履约的碳信用的资格标准。



-  已实施
-  正在建设
-  正在考虑

气候变化与环境司将建立登记系统，用于跟踪纳管主体及配额情况。同时，还将授权运营机构设立配额交易中心。

2025年1月，泰国证券交易委员会宣布计划推出新的碳信用交易平台，由泰国证券交易所 (Stock Exchange of Thailand, SET) 负责运营。2025年2月，泰国证券交易所与洲际交易所 (Intercontinental Exchange, ICE) 签署谅解备忘录，以利用其金融技术和市场专业经验。

泰国正在考虑抵销使用上限，允许纳管主体最多使用占其碳市场履约义务15%的碳信用，这些碳信用须来自经泰国温室气体管理组织 (Thailand Greenhouse Gas Management Organization, TGO) 或其他独立标准认证的项目。抵销信用的资格规则将在相关法规中予以明确，并由国家气候变化委员会与配额分配方案一并发布。

泰国当前推进的碳市场建设是在十余年工作的基础上发展而来。2013年，泰国温室气体管理组织启动了泰国自愿性碳排放交易市场 (Thailand Voluntary Emissions Trading Scheme, Thailand V-ETS)，用于测试监测、报告与核查体系、总量设定、配额分配程序以及交易基础设施。自2021年以来，泰国温室气体管理组织与东部经济走廊办公室 (Eastern Economic Corridor Office) 合作，在该地区开展碳排放交易市场试点，重点推进利益相关方参与、能力建设，以及为泰国自愿减排机制 (Thailand Voluntary Emission Reduction Program, T-VER) 项目开发提供技术支持。

泰国的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量
(百万吨二氧化碳当量，比例为占总量的百分比)

能源	254.3	66%
工业生产过程	40.5	11%
农业	68.9	18%
废弃物	20.5	5%
合计	384.3	



能源工业	92.2	24%
制造业和建筑业	62.6	16%
交通运输	77.0	20%
商业、机构和住宅	7.7	2%
其他能源活动	14.7	4%

温室气体减排目标

到2030年：相较于基准情景 (BAU) 无条件减排30%；在获得充分且增强支持的条件下，相较于基准情景 (BAU) 减排40% (2030年国家自主贡献, NDC2.0)。

到2035年：相较于2019年基准水平，实现温室气体净排放减少47% (2035年国家自主贡献, NDC3.0)

到2050年：实现温室气体净零排放 (2035年国家自主贡献, NDC3.0)。

其他信息

相关机构

泰国温室气体管理组织 (公共组织) (TGO)：负责制定、实施和管理泰国气候变化减缓相关项目与活动的自治公共机构。

气候变化与环境司 (DCCE)：中央政府机构，负责监督泰国与气候变化相关的各项任务与工作，并协调公共和私营部门在气候变化事务中的合作。

国家气候变化政策委员会 (NCCC)：由总理担任主席的跨部门委员会，负责国家层面的气候变化减缓与适应政策制定。

监管框架

- [《泰国长期低温室气体排放发展战略》\(2022年11月\)](#)
- [《气候变化法 \(草案\)》\(2024年3月\)](#)
- [《气候变化法 \(草案\) 公众听证会报告》\(2024年5月\)](#)

天津

天津碳市场

- 与中国全国碳市场并行运行
- 进一步覆盖范围扩展至国内航空和数据中心的方案正在征求意见

碳市场总体介绍

天津于2013年12月启动地方碳市场。天津碳市场覆盖钢铁、石化、化工、油气开采、造纸、机场、建材、食品饮料、有色金属、机械设备制造、采矿、农副食品加工、制药和电子设备制造行业254家主体的排放。若纳管主体排放量超过其年度上限（基于其历史排放量或历史排放强度确定），则须就其全部覆盖排放量清缴配额。配额主要通过历史法分配，依据基准年总排放量或排放强度。此外还举行拍卖，主要目的是为纳管主体提供额外配额以满足其履约需求。2019年至2021年间，天津举行过五次拍卖。

2020年推出了若干措施以强化履约：未清缴足额配额的企业，将从次年配额中扣除缺口两倍的数量；被认定不遵守规定的第三方核查机构将被禁业三年。天津碳市场与中国全国碳市场并行运行。随着全国碳市场向新行业扩展，相关行业的纳管主体正逐步纳入全国碳市场管理。

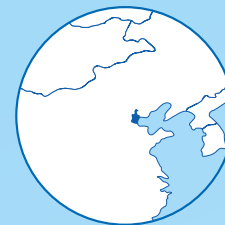
年度回顾

2025年2月，天津市生态环境局在2024年8月公开征求意见后，发布了《天津市碳排放权交易市场扩容工作方案》，将覆盖范围扩展至港口和海运（见“覆盖行业和纳入门槛”部分）。同年6月，天津市人民政府更新了《天津市碳排放权交易管理暂行办法》，以与全国碳市场接轨，并完善监测、报告与核查及市场监管规定。同年10月，天津碳市场完成了2024履约年度的履约工作，据报告履约率为100%。

天津市生态环境局、天津市发展和改革委员会以及中国人民银行天津市分行于2025年10月联合发布了《深化天津碳市场改革行动方案》。该方案明确了天津碳市场到2030年的发展方向，重点任务包括：

- 降低纳入门槛，扩大覆盖行业范围以及其他非二氧化碳温室气体；
- 发展基准法分配方法，对成功减少大气污染或提高能效的纳管主体引入激励措施；
- 提高通过拍卖分配的配额比例；以及
- 注销已转入全国碳市场的纳管主体的免费配额。

未来五年，天津市生态环境局及其他相关部门将按照该方案完善天津碳市场的设计。同年12月，天津市生态环境局发布了2025年配额分配方案，确认将海运和港口纳入覆盖，配额总量为4000万吨。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

纳入行业

- 采矿与采掘业
- 工业¹
- 建筑²
- 航运

配额总量或排放总量上限

基于排放强度的排放上限³
4000万吨二氧化碳（2025年）

覆盖的温室气体种类

二氧化碳

抵销信用

国内（国家级和省级），设有定量限制

ALLOCATION

免费分配：历史法；
免费分配：基于实际产量的基准法；
拍卖

2025年平均价格

二级市场平均价格：34.15 元人民币（4.75 美元）

总收入

自2013年项目启动以来共计1.4818亿元人民币（2060万美元）

¹ 中国全国碳市场自2024年起开始覆盖钢铁、水泥和电解铝行业。天津没有电解铝企业，但钢铁和水泥行业的纳管主体已被纳入全国碳市场。其他工业行业仍保留在天津碳市场。

² 天津碳市场覆盖公共建筑、机场和港口的直接和间接排放。

³ 天津碳市场对不同行业分别采用基于实际产量的历史强度分配法和基于历史排放量的历史总量法

天津的排放量与减排目标

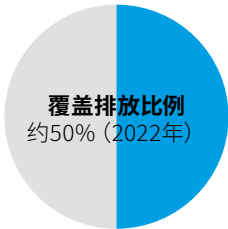
不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量
1.527 亿吨二氧化碳 (2022 年)⁴

温室气体减排目标
到2030年: 碳排放强度较2005年下降65%; 实现碳达峰(《天津市碳达峰实施方案》)

规模与阶段

覆盖排放比例 (2022 年)
约50%

阶段
进行中 (2014年至今)



配额总量或排放总量上限
天津碳市场的排放总量上限随产量变化, 为所有纳管主体自下而上的基于实际产量或设施层级排放上限之和。这些自下而上的排放上限并不构成绝对总量上限。近年总量上限如下:
2021年: 7500万吨二氧化碳;
2022年: 7500万吨二氧化碳;
2023年: 7400万吨二氧化碳;
2025年: 4000万吨二氧化碳

覆盖行业和纳入门槛
钢铁、石化、化工、油气开采、公共建筑 (机场)、建材、有色金属、医药制造、机械设备制造、农副食品加工、食品饮料、盐业开采、橡胶和塑料制品。2021年, 天津将其碳市场扩展至所有工业行业中超过纳入门槛的主体 (不预先选定特定行业)。电力生产受监管至2019年, 其后被纳入全国碳市场。钢铁和水泥行业自2024年起由全国碳市场覆盖。自2025履约年度起, 天津碳市场将覆盖港口和海运。

纳入门槛: 2013年至2024年, 每年2万吨二氧化碳 (含直接和间接排放)。自2025履约年度起, 所有行业的门槛降至每年1万吨二氧化碳。

监管环节
排放点源 (工业、海运); 下游 (电力和热力消费产生的间接排放)。

纳管主体类型
企业

纳管主体数量
254 家 (2025 年)

配额分配与收入

配额分配
配额通过基准法或历史法免费分配。配额分配方案每年更新。2025履约年度的安排如下:

免费分配:
历史法: 基于历史排放强度的历史法适用于建材、造纸和纸制品行业。此外, 在主要产品不超过三种、计量和统计条件完善、并经核查批准采用此方法的前提下, 以下行业的纳管主体也适用该方法: 机械设备制造、农副食品加工、电子设备制造、食品饮料、采矿、橡胶和塑料制品、烟草制造、港口、水路货运和航空货运。

上述行业纳管主体的 2025 年配额计算公式为: 2025 年产量 × 2024 年排放强度 × 减排系数。

化工和石化、油气开采、航空 (机场)、有色金属、钢铁、机械设备制造、农副食品加工、电子设备制造、食品饮料、制药、采矿、橡胶和塑料制品、烟草制造、家具制造、纺织、印刷、港口、水路货运和航空货运行业基于历史排放量分配配额。2025 年的配额以 2024 年排放量为基准年确定。自 2025 履约年度起, 化工、有色金属和医药制造行业的减排系数设定为 0.94, 其余行业⁵的减排系数则为 0.96。

对采用历史强度法或基准法分配配额的主体, 将基于产量数据等实施事后配额调整。在 2025 履约年度, 这些纳管主体获得了相当于其 2024 年排放量 70% 的预分配配额。在 2025 年履约截止前, 主管部门根据 2024 年经核查的产量对配额进行了调整。

拍卖: 年度配额总量中的小部分配额可通过拍卖方式分配。参与为自愿性质, 拍卖的主要目的是为纳管主体提供额外配额。迄今为止, 拍卖均为不定期举行。天津对履约义务采用封顶机制。若某主体的年度经核查排放量与配额之差 (配额盈余或缺口) 超过配额的 20%, 则相应调整上限, 以平衡盈余或缺口。

⁴ 近年暂无公开数据, 此处数据为本地专家估算所得。
⁵ 油气开采、机场、机械设备制造、农副食品加工、食品饮料、盐业开采、橡胶和塑料制品。

收入用途



气候减缓



一般预算，包括债务偿还

收入归入市财政。收入主要用于支持温室气体排放控制相关工作。

灵活性与连接

结转与预借

允许配额结转。不允许配额预借。已转入全国碳市场的主体所持有的剩余免费配额须在三年内注销。

抵销信用

允许使用国内基于项目的中国核证自愿减排量 (CCER) 和天津林业碳汇项目减排量 (TFCER)。通过市场化方式购买的非化石能源电力可用于抵销其部分年度履约义务，具体细则待发布。

定量限制: CCER 的使用上限为年度履约义务的 5%。

定性限制: 减排量须来自二氧化碳减排项目，水电站除外。减排须发生在2013年之后。

与其他碳市场的连接

天津碳市场未与任何其他碳市场连接。

该管辖区内的其他碳定价机制

碳市场: 中国全国碳市场

市内抵销机制: 天津林业碳汇项目减排量 (TFCER)

国内抵销机制: 中国核证自愿减排量 (CCER)

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴一个配额或抵销信用。

履约周期

一个日历年。纳管主体须在次年10月底前清缴配额。

监测、报告与核查 (MRV)

框架: 天津碳市场遵循全国碳市场的监测、报告与核查指南。此外，天津市生态环境局制定了《水路货物运输企业温室气体核算和报告指南》。

监测: 纳管主体须制定并遵循排放监测计划。

报告频率: 年度报告。纳管主体须在履约年度次年4月底前提交经核查的排放报告。

核查: 需经第三方核查。纳管主体不得连续三年使用同一核查机构。在以下情形下须进行四方核查:

- (i) 排放量与核查报告之间的差异超过10%或10万吨; 或
- (ii) 当年排放量与上一年度排放量之间的差异超过20%。

执法和罚则

纳管主体: 2021年11月生效的《天津市碳达峰碳中和促进条例》，对未按要求提交排放报告的行为引入了财务处罚，罚款金额为2万元人民币 (2782美元) 至20万元人民币 (27,817美元)。未履约的企业，按未清缴配额量的平均市场成交价的五至十倍处以罚款。

第三方核查机构: 被认定不遵守规定的第三方核查机构 (例如出具虚假核查报告的情形) 将被禁止提供核查服务三年。

市场调节

市场设计

市场参与主体: 符合天津排放权交易所制定的碳排放交易规则要求的纳管主体、机构投资者 (国内和国际) 以及个人 (国内和国际)。

市场类型:

一级市场: 大部分配额免费分配。天津排放权交易所为一级市场组织不定期拍卖。2019年至2021年间举行过五次拍卖，此后未再举行。

二级市场: 产品包括天津碳排放配额现货和CCER现货。天津排放权交易所负责管理所有产品的交易。

配额的法律效力: 配额不被视为金融工具。开具发票时按无形资产处理。

市场稳定机制

储备

工具类型: 基于价格的机制

运作方式: 在市场波动的情况下，天津市生态环境局可买入或卖出配额 (按固定价格或通过拍卖) 以稳定市场。总量上限的5%作为政府储备用于市场稳定。天津市生态环境局可根据市场需求组织拍卖，且无需固定触发条件。

交易

工具类型: 基于价格的机制

运作方式: 天津排放权交易所对场内交易实施价格涨跌幅限制制度。涨跌幅为参考价（即前一交易日所有成交的加权平均价）上下10%。

其他信息

相关机构

天津市生态环境局: 负责在2019年政府机构改革后建立天津碳市场。

天津排放权交易所: 负责运营交易平台和登记系统。

碳市场评估

天津排放权交易所等支持机构已开展碳市场完善的相关研究。

监管框架

- 《天津市碳排放权交易管理暂行办法》(2025年)
- 《天津市碳达峰碳中和促进条例》(2021年)
- 《2026—2030年深化碳市场改革行动方案》(2025年)
- 《天津市碳排放权交易市场扩容工作方案》
- 《2024年配额分配方案》
- 《2025年配额分配方案》

日本东京都

日本东京都总量与交易计划

- 全球首个城市级碳市场
- 覆盖工商业建筑
- 在第四个履约周期内,相关设施的排放量须较基准年减少50% (对于建筑) 或48% (对于工业)

碳市场总体介绍

东京都政府 (Tokyo Metropolitan Government, TMG) 的总量与交易计划于2010年4月启动,是日本首个强制性碳市场。该碳市场覆盖东京都约20%的排放量。

东京都总量与交易计划覆盖了大型建筑、工厂、供热商以及其他消耗大量化石燃料的设施的二氧化碳排放。每个纳管主体都有自己的绝对排放总量上限,作为其必须实现的减排目标的基准线。设施的基准线通过基准年排放量和履约系数 (Compliance Factor) 计算得出。履约系数根据设施类型以及预期能效提升潜力、消耗的能源多大程度由其他设施供应等因素确定。

东京的碳市场与埼玉县的碳市场相连接,两地之间的配额可以相互转换。

年度回顾

东京都政府总量与交易计划第四个履约期于2025年4月开始。该碳市场覆盖约1200家设施,这些设施连续三个财年每年消耗的能源折合原油达到或超过150万升。所有配额均免费分配。

在第四个履约期 (2025财年至2029财年) 内,办公楼履约系数提高至50%,工厂提高至48%。为促进可再生能源使用,场外可再生能源,包括异地自发自用绿电输送 (self-consignment) 和购电协议 (PPA) 在内的按零排放计入,可再生能源证书可用于抵扣能源相关二氧化碳排放。此外,对于零售商供应的电力、热力和城市燃气,将根据设施合同采用实际排放因子而非固定排放因子计算排放量。对于超额减排量,东京还建立了新的认定机制,将信用签发条件限定为通过能源效率提升或可再生能源实现的减排;通过认证等级提升或排放因子调整而产生的减排,不再产生信用。

2025年3月,东京都政府公布第三个履约期第四财年 (2023财年) 结果,显示纳管设施排放量合计为1132万吨二氧化碳,较基准年排放量下降31%。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

行业



排放总量上限

绝对总量上限¹
590万吨二氧化碳 (2030年)

覆盖的温室气体种类

二氧化碳

抵销信用

允许使用国内 (国家及都道府县层级) 的抵销信用,但有数量限制

配额分配

免费分配: 历史总量法
免费分配: 固定基准法

2025年平均价格

平均价格: 约585日元² (约合3.91美元,或26.67元人民币)

¹ 该排放总量上限为所有单个企业排放限值 (基准线) 之和; 这些排放限值在履约周期开始时为整个履约期设定。基准线为绝对总量的限额,并非基于强度的限额。

² 2025年8月估算值。价格由场外交易决定,东京都政府根据访谈估算近期价格。因此,无法确定准确的平均价格。

东京都的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量
(百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)³

废弃物	8.4	16.7%
交通运输	3.3	6.6%
制造业	21.2	42.4%
商业	15.3	30.6%
住宅	1.9	3.8%
总计	50.1	



温室气体减排目标

到2035年: 温室气体排放量较2000年水平至少减少60% (《超越碳减半的零排放东京战略》, Zero Emission Tokyo Strategy Beyond Carbon Half)

到2050年: 气候中和 (东京环境总体规划, Tokyo Environmental Master Plan)

规模与阶段

覆盖排放量 (2023年)
经核查的ETS排放量:1130万吨二氧化碳

阶段

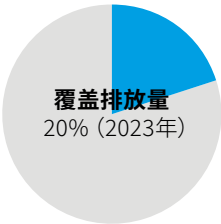
- 第一阶段: 2010年4月至2014年3月
- 第二阶段: 2015年4月至2019年3月
- 第三阶段: 2020年4月至2025年3月
- 第四阶段: 2025年4月至2030年3月

东京碳市场分为阶段 (Phase) 和履约期 (Compliance Period)。阶段定义为履约期加上额外的18个月调整期 (Adjustment Period), 在此期间设施可以继续交易减排指标以达到相应履约期的目标。

配额总量或排放总量上限

- 第三阶段: 1220万吨二氧化碳 (2024财年)
- 第四阶段: 590万吨二氧化碳 (2030财年)

在东京都总量与交易计划中, 总排放限制是通过逐个设施的底层排放限额汇总而成的, 即所有纳入设施的排放限额之和。



在东京都碳市场的第四履约期 (FY2025–FY2029) 中, 总排放上限设定为比基准年平均排放量减少50%。基准年排放量为2002财年至2007财年之间任何连续三年的平均排放量 (详见“配额分配”部分)。

纳入行业与纳入门槛

覆盖的燃料类型: 工商业建筑中的燃料、热力和电力消耗。建筑业主需履行清缴义务, 所有租户需配合业主的减排措施。大型租户 (建筑面积超过5000平方米或每年用电量超过600万千瓦时) 还需准备并提交自己的减排报告。

纳入门槛: 连续三个以上财年每年消耗相当于至少150万升原油的能源的设施。

监管环节

工业、建筑:下游

纳管主体类型

设施

纳管主体数量

- 约1200个设施:
- 约1000个办公/商业建筑,
- 约200个工厂

配额分配与收入

配额分配

东京都总量与交易计划中的所有配额均为免费分配。

在东京的碳市场下, 每个设施都有自己的排放总量上限, 作为其必须实现的减排目标的“基准线”。设施的基准线根据以下公式设定: 基准年排放量×(1-履约系数)×履约期 (5年)。每个履约期的履约系数根据东京都知事制定的法规确定。在每个新履约期开始前, 东京都政府会召开专家委员会会议, 征求专家意见以帮助确定履约系数。

对于自碳市场启动以来被纳入管控的设施, 基准年排放量基于2002财年至2007财年之间任何连续三年的平均排放量。

新进入者的基准年排放量可采用历史排放量 (履约期前四个财年中连续三个财年的年均排放量) 或政府提供的排放强度标准 (基于2005财年至2007财年的排放量) 计算。

3 东京总排放量数值高于按行业排放量加总值, 原因在于前者包括所有温室气体, 而按行业统计的排放量仅测算二氧化碳排放。

在每个新履约期开始时，所有配额均一次性免费分配给纳管设施，覆盖完整五年。排放量低于基准线的设施可就低于基准线的减排量获得超额减排信用。排放量超过基准线的设施必须从其他履约设施购买并清缴信用，或清缴抵销信用，以履行其履约义务。使用可再生能源也可能产生信用（见“抵销信用”部分）。

履约系数

- 第一履约期 (2010财年至2014财年)：**比基准年排放量减少8%或6 %。
- 第二履约期 (2015财年至2019财年)：**比基准年排放量减少17%或15 %。
- 第三履约期 (2020财年至2024财年)：**比基准年排放量减少27%或25 %。
- 第四履约期 (2025财年至2029财年)：**比基准年排放量减少50%或48 %。

较低的履约系数用于使用区域供热和供冷超过其能源消耗20%的工厂和办公楼。

在第三和第四履约期，对于医疗设施，其电力对维持生命和健康至关重要，因此履约系数比其适用类别再降低两个百分点。

在减排以及引进、使用和管理节能设备方面表现出色的设施将被认证为顶级设施 (Top-Level Facilities)，其超额减排指标的发放上限被取消。

为认可主动减排的设施，原则上取消此前对已认证顶级设施的履约系数的下调，但特定情形除外。

通过使用可再生电力获得额外减排信用的资格：为评估纳管设施的能源效率，每个履约期的供应侧（电力等）二氧化碳排放因子固定不变。至第三个履约期为止，如纳管设施从东京都政府认证的减排排放因子供应商（0.37吨二氧化碳/1000千瓦时或更低）采购电力，可将该排放因子差额（纳管设施所购电力实际排放因子与东京都政府给定固定排放因子之间的差额）从其报告排放量中扣除，以反映其所购电力的排放因子较低。如纳管设施自行使用可再生能源发电，也可将该电量从设施需报告的能源使用总量中扣除。

在第四履约期中，场外可再生能源，包括异地自发自用绿电输送和购电协议，将被视为零排放；此外，由可再生能源产生的证书可用于抵扣能源相关的二氧化碳排放。同时，在计算由零售商提供的电力、热力和城市燃气的排放量时，将根据设施签订的合同，使用实际排放系数取代固定排放系数，以更准确地评估纳入设施对可再生能源的使用情况。

灵活性与连接

结转与预借

结转仅允许在连续的两个履约期之间进行。不允许预借。

抵销信用

允许使用抵销信用。

2024财年签发抵销信用2.82万吨二氧化碳当量，2024财年清缴用于履约的抵销信用10,957吨二氧化碳当量。

定性限制：根据认证标准，允许使用四类抵销信用。这些信用用于补充东京碳市场纳管设施在排放量低于其基准线时获得的减排信用：

- **中小型设施减排指标 (Small and Mid-Size Facility Credits)：**来自东京未被纳入管控的中小型设施的减排指标。
- **东京以外减排指标 (Outside Tokyo Credits)：**来自东京以外的大型设施的减排指标。大型设施是指在基准年能源消耗相当于至少150万升原油且基准年排放量不高于15万吨的设施。
- **可再生能源减排指标 (Renewable Energy Credits)：**东京碳市场下生成的可再生能源减排指标包括以下类型：环境价值当量 (Environmental Value Equivalent, 由东京都政府认证设施产生的电力)、可再生能源证书 (Renewable Energy Certificates) 和根据可再生能源配额制法 (Renewable Portfolio Standard Law) 生成的新能源电力证书 (New Energy Electricity, 非用于可再生能源配额制法所规定的可再生能源消纳义务的证书)。太阳能（热力、电力）、风能、地热能或水力发电（1000千瓦以下）的减排指标按一比一转换，生物质（生物质率95%以上，黑液除外）的减排指标也是如此。
- **埼玉减排指标 (Saitama Credits, 通过两个碳市场的连接)：**来自埼玉县基准年排放量为15万吨或以下的设施的减排指标。

定量限制：仅对东京以外减排指标设定定量限制：这些减排指标仅针对超出履约系数的减排量发放。这些减排指标可用于履约，最多占设施减排义务的三分之一。

所有抵销信用必须由核查机构核查。

与其他碳市场的连接

东京于2011年4月将其碳市场与埼玉县碳市场连接。东京和埼玉的减排指标正式有资格在两地之间交易。迄今为止，埼玉和东京之间已进行了约60笔减排指标的转移。

该管辖区内的其他碳定价机制

碳税：日本全国碳税
碳市场：日本国家碳市场（2026年4月启动）

履约

履约机制

排放量超过基准线的纳管主体必须从其他地方购买并清缴减排指标以满足其履约义务。

履约周期

五年。

设施必须在每年11月底前提交“温室气体减排计划”和实施情况报告。

用于实现各设施目标的履约单位必须在履约周期结束18个月调整期结束前清缴（见上文“阶段”部分）。

监测、报告与核查（MRV）

规则框架：监测、报告与核查基于《东京都监测/报告指南》（TMG Monitoring/Reporting Guidelines）和《东京都核查指南》（TMG Verification Guidelines）。

监测：年度排放报告，包括减排计划。必须监测和报告所有七种温室气体：二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、全氟化碳、氢氟碳化物、六氟化硫和三氟化氮。大型租户，即建筑面积超过5000平方米，或年用电量超过600万千瓦时的设施，需与建筑业主合作向东京都政府提交自己的减排计划（《履约租户温室气体减排报告》，Compliance Tenant GHG Emissions Reduction Report）。

自2025年4月起，在计算由零售商提供的电力、热能和城市燃气排放量时，将依据设施签订的合同，采用实际排放系数，而不再使用固定排放系数。此举旨在激励设施更多使用可再生能源。

报告：包括实施情况报告在内的《温室气体减排计划》（必要时还包括《履约租户温室气体减排报告》）必须在履约年度次年11月底前提交。

核查：年度排放报告需要第三方核查。

执法和罚则

在未履约的情况下，可能会采取以下措施：

第一期：知事命令设施将进一步减排，排放量达至短缺量的1.3倍。

第二期：任何未能执行命令的设施将被公开点名，并面临罚款（最高50万日元，约合3340.95美元，或22785.28元人民币）和附加费（短缺量的1.3倍）。

市场监管

市场设计

市场参与主体：纳管主体，即超过纳入门槛的设施；非纳管主体（交易账户持有人）。东京都政府仅允许“减排指标”而非“排放指标”，即只有在实现减排后才能获得指标。基本上，只有纳管主体和在日本设有办事处的法人实体才能开立交易账户。

市场类型

一级市场：所有减排指标均为免费分配。

二级市场：纳管主体和其他持有交易账户的主体进行场外交易。希望购买或出售减排指标的企业也可以通过私人中介找到买家并协商价格。

配额的法律地位：在东京的碳市场中，配额不被视为金融工具。

市场稳定机制

纳管主体和其他市场参与主体（交易账户持有人）进行场外交易，东京都政府不控制碳价。

其他信息

相关机构

东京都政府（Tokyo Metropolitan Government）：通过环境局（Bureau of Environment）监管东京都总量与交易计划

碳市场评估

对于每个新履约期，东京都政府会设立专家委员会以讨论并确定下一个履约期的履约系数和其他重要问题。

东京都政府在2022年9月至2023年8月期间召开了七次委员会会议，并于2023年6月进行了公众咨询。2025年7月和10月，东京都政府召开了两次专家委员会会议，以推动其计划与国家绿色转型碳市场（GX-ETS）衔接，并于2025年12月修订《东京都环境安全条例》（Tokyo Metropolitan Environmental Security Ordinance）。

2025年3月，东京都政府公布2023财年减排结果⁴。结果显示，纳管设施排放量合计为1132万吨，较基准年排放量下降31%，主要得益于能源效率措施推进以及低碳电力和热力的使用。

监管框架

- [《东京都环境安全条例和东京都环境安全条例实施细则》（Tokyo Metropolitan Environmental Security Ordinance and Regulation for the Enforcement of the Tokyo Metropolitan Environmental Security Ordinance）](#)
- [《第四履约期东京都总量与交易计划的修订案》（Revised Tokyo Cap-and-Trade Program for the fourth compliance period）](#)
- [大型设施的概要文件](#)
- [《东京都环境总体规划》（Tokyo Environmental Master Plan）](#)
- [《超越碳减半的零排放东京战略》（Zero Emission Tokyo Strategy Beyond Carbon Half）](#)

⁴ 参见：东京都政府，东京总量控制与交易计划：纳管设施在第三履约期第四财年继续保持显著减排成效（Tokyo Cap-and-Trade Program: Significant Emission Reductions Continue at Covered Facilities in the Fourth Fiscal Year of the Third Compliance Period），2025年3月。

越南

越南试点碳市场

- 《第119/2025/ND-CP号法令》(Decree 119/2025/ND-CP)更新了越南碳市场框架,明确了碳市场的设计、覆盖范围及履约规则
- 《第263/QĐ-TTg号决定》(Decision 263/QĐ-TTg)批准了2025–2026年试点阶段的配额总量预算
- 试点碳市场覆盖火电、钢铁和水泥装置;预计自2029年开始全面实施

碳市场总体介绍

越南国家碳市场依据《环境保护法》(Law on Environmental Protection)和《第06/2022/ND-CP号法令》(Decree 06/2022/ND-CP)建立,这些法规为温室气体减排、碳市场以及监测、报告与核查提供了国家层面的制度框架。该框架随后由《第119/2025/ND-CP号法令》(Decree 119/2025/ND-CP,第119号法令)进一步明确并落实实施(自2025年8月起生效),该法令规定了碳市场的制度设计及相关机构职责。根据现行法律框架,国家碳市场是越南实现2030年国家自主贡献以及到2050年实现温室气体净零排放战略的重要组成部分。该碳市场设计包括2025年至2028年的试点阶段,在此期间将免费分配配额,并对制度框架进行评估与审查。该体系采用基于强度的方法,通过行业特定基准值和经核查的产量数据进行配额分配,而履约义务则基于事后核查的实际排放量确定。

第119号法令还制定了灵活性条款,允许纳管主体将未使用的配额结转直至2030年,可从后续履约周期中预借最多15%的配额,并可使用抵销信用完成最高30%的履约义务。符合资格的抵销信用须于2021年1月之后产生,且源自符合《巴黎协定》(Paris Agreement)第6条的机制,包括向第6.4条机制过渡的清洁发展机制(Clean Development Mechanism)活动、联合减排机制(Joint Crediting Mechanism)及其他经批准的双边安排。

试点阶段初期覆盖包括火力发电厂、钢铁设施和水泥生产企业的110家设施。2026年2月,《第263/QĐ-TTg号决定》批准了首个试点期的配额总量预算:2025年为2.431亿吨二氧化碳当量,2026年为2.684亿吨二氧化碳当量。农业与环境部(Ministry of Agriculture and Environment, MAE)将根据上述预算最终确定各设施的配额分配。自2029年起,该碳市场将逐步推行配额拍卖、扩大行业覆盖范围,并探索在《巴黎协定》第6条合作框架下与国际碳市场对接。

年度回顾

2025年8月,第119号法令正式生效,大幅推进了越南碳市场建设,落地了市场设计、明确了配额分配与履约规则,并引入了结转、预借及抵销信用使用等灵活性条款。2026年1月,越南发布关于国内碳交易平台的《第29/2026/ND-CP号法令》(Decree 29/2026/ND-CP)。该法令指定越南证券交易所为负责管理交易活动的机构,同时强化市场操纵与罚则相关条款,并限定交易方式为现货、场内交易。2026年2月,《第263/QĐ-TTg号决定》批准首个试点期温室气体配额总量预算,设定了可供分配给纳管设施的年度配额总量上限。

依托《第29/2026/ND-CP号法令》,越南国内碳交易平台预计于2026年底前投入运行。2025–2026年试点期的设施层级的配额分配,预计将由农业与环境部根据经批准的温室气体排放总量预算最终确定。依据第119号法令开展的后续评估,将为试点评估、未来履约周期及2028年后从试点阶段转向碳市场全面运行提供依据。

1 试点碳市场初期将覆盖水泥、钢铁生产设施。



已实施

正在建设

正在考虑

纳入行业



电力



工业¹

配额总量或排放总量上限

基于强度的排放上限

2.684亿吨二氧化碳当量(2026年)

覆盖温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、氢氟碳化物、全氟化碳、六氟化硫

抵销信用

国内和国际抵销信用,并设定定量限制。

配额分配

免费分配:基于实际产量的基准法

越南的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业 (LULUCF) 的总温室气体排放量
(百万吨二氧化碳当量, 比例为占总量的百分比)

能源	205.8	65%
工业生产过程	46.1	14.6%
农业	44.1	13.9%
废弃物	20.7	6.5%
合计	316.7	



能源工业	91.0	29%
制造业和建筑业	38.2	12%
交通运输	35.8	11%
其他能源活动	40.7	13%

温室气体减排目标

到2030年: 较基准情景 (BAU) 水平减排43.5% (《至2050年国家应对气候变化战略》〔第896/QD-TTg 号决定〕 [Decision No. 896/QD-TTg])

到2050年: 温室气体净零排放 (《至2050年国家应对气候变化战略》〔第896/QD-TTg 号决定〕)

规模与阶段

阶段

第一阶段 (试点阶段): 2年 (2025年至2026年)

第二阶段 (试点阶段): 2年 (2027年至2028年)

第三阶段: 2年 (2029年至2030年)

配额总量或排放总量上限

越南试点碳市场的排放总量上限随生产情况 (产量) 变化, 为所有纳管主体自下而上基于实际产量的排放上限之和。该自下而上的排放上限不属于绝对总量上限。

配额预算 (2025年): 2.431亿吨二氧化碳当量

配额预算 (2026年): 2.684亿吨二氧化碳当量

纳入行业与纳入门槛

第一阶段: 火力发电厂、钢铁生产、水泥生产。

纳入门槛: 越南未设定排放或燃料使用的定量门槛。凡列入经批准的、需开展排放清单编制的主要温室气体排放设施名录内的设施, 均予以纳入 (依据《第06/2022号法令》、《第119/2025号法令》第5条及附件)。

监管环节

排放点源

纳管主体类型

设施

纳管主体数量

第一阶段 (2025年至2026年) 将覆盖34家火力发电厂、25家钢铁设施、51家水泥设施。

配额分配与收入

配额分配

第一阶段:

拍卖

- 试点阶段不实施拍卖。

免费分配

- 采用基于实际产量的基准法, 综合反映单位产品排放强度、生产计划、减排潜力及

技术与财务能力

- 免费分配比例: 100%

灵活性与连接

结转与预借

允许结转: 设施可将未使用的配额转入下一阶段。

允许预借: 设施可预借下一阶段配额分配的15% (不可用于交易), 直至2030年。

抵销信用

允许使用抵销信用。纳管设施可使用国内与国际碳信用配合配额完成履约。

2 越南在其清单中使用了最新IPCC指南 (《2006年IPCC国家温室气体清单指南》) 中划分的部门, 其中农业和土地利用、土地利用变化与林业 (LULUCF) 部门被合并为“农业、林业和其他土地利用”。为了使整体温室气体排放的展示结果能与其他司法管辖区进行比较, 此处展示的数据 (图表) 排除了“3B 土地”类别, 但包括了“3A 畜牧业”和“3C 陆地聚集源和非二氧化碳排放源”类别。

定性限制: 合格抵销信用包括依据国家碳信用交易与抵销机制签发的国内碳信用，以及源自《巴黎协定》第6.2条和第6.4条机制的国际信用；相关减排量须自2021年1月1日起产生，并在国家登记系统中注册。

定量限制: 在每个分配周期内，设施可使用抵销信用完成最高30%的清缴义务。

该管辖区内的其他碳定价机制

国内抵销机制: 依据《第06/2022号法令》及《第119/2025号法令》设立的国内碳信用交易与抵销机制 (Cơ chế trao đổi, bù trừ tín chỉ các-bon trong nước)。

履约

履约机制

纳管主体必须就其全部覆盖排放量，按每排放一吨二氧化碳当量清缴一个履约单位（配额或符合资格的抵销信用）。

设施可使用国内碳信用及符合资格的国际信用（第6.2条、第6.4条机制）抵销其履约义务，但须遵守定量限制。

履约周期

两年

纳管主体应于每个分配周期结束后次年的12月31日前，完成配额（及符合资格的抵销信用）的清缴。

监测、报告与核查

规则框架: 监测、报告与核查的要求依据《第06/2022/NĐ-CP号法令》与《第119/2025/NĐ-CP号法令》制定，上述法令规定了适用于碳市场覆盖行业与非碳市场行业的全国性温室气体监测、报告与核查规则，并建立了国家监测、报告与核查体系。

监测: 列入国家重点排放单位清单的设施，须持续监测排放核算所需的活动数据。

监测计划通过行业导则予以隐含要求；设施须遵循主管部门发布的核算方法与排放因子。

监测、报告与核查（MRV）义务还适用于能源、工业、农业、废弃物及土地利用、土地利用变化与林业（LULUCF）领域的重点排放单位，自2024年起开展监测（按类别自2024年或2025年起每两年提交一次设施级排放清单）。

自2025年起，获得配额的重点设施（火电、钢铁及水泥）必须针对每个配额分配期开展排放监测。

报告: 自2025年起，多数设施须每两年编制一次排放清单报告，并于各报告周期结束次年3月31日前报送省级主管部门。获得配额的设施自2027年起，须于每年12月1日前提交经核查的排放清单。

核查: 自2027年起，所有获得配额的设施，其设施级温室气体排放清单结果须逐年进行第三方核查。

执法和罚则

试点阶段须履行碳市场相关履约义务，但对未履约行为不处以经济罚款或处罚。

试点期间的执法以行政监管为主，包括强制性监测、报告与核查及通过国家登记系统实施管控。《第119/2025/NĐ-CP号法令》援引了环境保护行政违法的通用框架，可用于处置报告及程序类违规行为。针对配额缺口的罚则与更严格的执法措施，拟在碳市场试点结束后阶段予以明确。

市场监管

市场设计

市场参与主体: 纳管主体（获得配额的设施）可持有并交易配额。法规未明确提及金融服务机构与个人。

市场类型:

一级市场: 试点阶段不开展拍卖，配额以免费分配方式发放至纳管设施。

二级市场: 碳交易所正式运行前，暂未建立规范化二级市场。

配额法律属性: 配额被界定为排放一吨二氧化碳当量的权利，可在交易所交易；现行法规未将其明确归类为金融工具。

市场稳定机制

现行法规未设定正式的市场稳定机制。

其他信息

相关机构

农业与环境部 (MAE) : 负责碳信用与碳市场的规则制定；组织碳交易平台试点与正式运行；负责配额的分配、交易及清缴；开展碳市场监测与监管。同时管理国家温室气体排放清单，并运营国家配额与碳信用登记系统。

财政部 (Ministry of Finance, MoF) : 负责建设和管理碳交易平台基础设施，包括金融监管规则与市场监管。在碳市场向全面运行过渡期间，财政部与农业与环境部协调制定碳市场交易、收费及拍卖流程的财务管理框架。

碳市场评估

越南碳市场框架包含试点阶段定期评估与审查的相关规定。根据《第119/2025/NĐ-CP号法令》，农业与环境部负责监督实施、审查履约数据，并会同相关主管部门协作开展碳市场运行效果评估。试点阶段的评估旨在为2028年后碳市场全面运行前，调整配额分配规则、基准值、纳入行业范围及灵活性条款提供依据。评估工作将依托经核查的排放数据开展，相关数据通过国家监测、报告与核查体系报送，并在国家登记系统中记录。

监管框架

→ 《环境保护法》(第72/2020/QH14号) , 2020年第133-139号官方公报

→ 2022年7月26日《第896/QĐ-TTg号决定》

→ 《第01/2022/QĐ-TTg号决定》

→ 《第06/2022/NĐ-CP号法令》

→ 《第232/QĐ-TTg号决定》

→ 《第119/2025/NĐ-CP号法令》

04

国际碳行动伙伴组织 (ICAP) 简介



国际碳行动伙伴组织 (ICAP) 简介

ICAP成立于2007年，聚集了全球各个地区正在实施或有兴趣推行碳市场政策的各级政府政策制定者。ICAP为各地政府分享碳市场方面的实践经验和最新知识提供了一个独特的平台。ICAP目前有36个成员和9个观察员。

ICAP宗旨

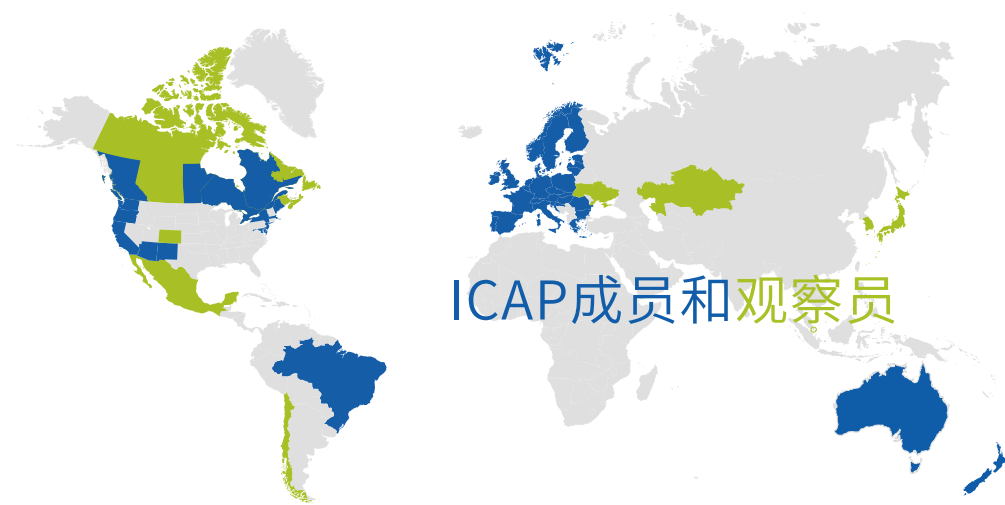
- 强调碳交易政策是应对气候变化的关键政策工具。
- 促进全球碳市场的建设、实施和改进。
- 建立和加强政府之间的伙伴关系，以分享最佳实践和经验教训。

成员 (截至2026年4月)

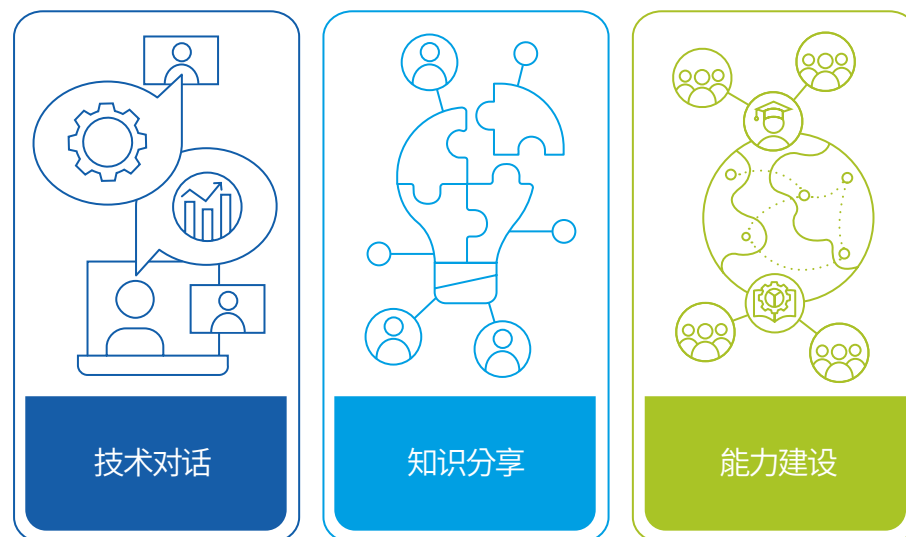
亚利桑那州、澳大利亚、奥地利、不列颠哥伦比亚省、加利福尼亚州、丹麦、欧盟委员会、法国、德国、希腊、爱尔兰、意大利、缅甸、曼尼托巴省、马里兰州、马萨诸塞州、荷兰、新泽西州、新墨西哥州、纽约州、新西兰、挪威、新斯科舍省、安大略省、俄勒冈州、葡萄牙、魁北克省、苏格兰、西班牙、瑞典、瑞士、东京都政府、佛蒙特州、英国和华盛顿州。

观察员

加拿大、智利、科罗拉多州、日本、哈萨克斯坦、墨西哥、韩国、新加坡、乌克兰



ICAP工作的三大支柱



技术对话: ICAP为其成员和观察员提供了一个平台，以交流和讨论碳市场设计和实施方面的知识和经验。针对碳交易的关键要素，成员和观察员分享彼此的丰富经验，并促进专家和对碳市场感兴趣的其他相关方就碳市场问题进行对话。ICAP就碳市场的关键设计要素成立工作组，发表论文，并组织研讨会和公众活动。ICAP目前正在进行的和最近完成的技术对话主题包括碳市场连接、碳市场抵消机制、碳捕获与封存、《巴黎协定》第6条、碳泄漏、免费分配方法等。

知识分享: 作为碳市场的中央信息知识库，所有人均可通过ICAP了解有关碳排放交易和全球碳市场最新发展的资讯。ICAP就特定的碳市场设计要素组织会议和公众研讨会，参与各种活动以推广碳排放交易，[ICAP网站上](#)发布有用的工具和知识产品，如[配额价格浏览器](#)、[全球碳市场地图](#)、[ICAP的碳市场简报](#)，以及关于全球碳市场最新发展的[ICAP年度全球碳市场进展报告](#)。

能力建设: ICAP通过向政策制定者和其他利益相关方提供有关碳市场各个方面的培训课程和**工作坊**，在全球范围内提升碳市场的设计、实施和运营能力。由来自70多个国家的1,000多名从业人员组成，ICAP的校友网络维持联系、共同工作和交流知识。

出版说明

出版日期

2026年4月

设计

Simpelplus

www.simpelplus.de

图片

封面: Image by Moritz Lüdtkke on unsplash

免责声明

本报告由国际碳行动伙伴组织(ICAP)秘书处编制。本报告的结论和看法完全代表其作者的意见。它们不一定代表ICAP或其成员的观点。

本报告中文译本仅供参考。翻译过程中已尽力确保准确性,但若与英文原版存在任何差异或误解,应以英文原版为准。翻译方对因使用本中文译本而产生的任何直接 或间接后果不承担法律责任。

权利和许可

版权所有,侵权必究。国际碳行动伙伴组织(ICAP)秘书处的创作内容及报告本身均受德国版权法保护。第三方资料已作标记。未征得作者事先书面同意,不得擅自对其进行超出版权范围的复制、加工、分发或以任何形式将本报告用作商业用途。本报告内容的复制使用必须标注信息来源。

标明出处: 请按如下方式引用本报告: 国际碳行动伙伴组织 (ICAP) . (2026) .全球碳市场进展: 2026年度报告. 柏林: 国际碳行动伙伴组织.

所有关于版权和许可的询问,请联系:

国际碳行动伙伴组织 (ICAP)

Alt-Moabit 96a, 10559 Berlin, Germany

info@icapcarbonaction.com

www.icapcarbonaction.com