

加强中国碳市场助力实现碳中和： 聚焦电力部门

协调应对气候变化和可再生能源政策

执行摘要



International
Energy Agency

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

The IEA examines the full spectrum of energy issues including oil, gas and coal supply and demand, renewable energy technologies, electricity markets, energy efficiency, access to energy, demand side management and much more. Through its work, the IEA advocates policies that will enhance the reliability, affordability and sustainability of energy in its 31 member countries, 10 association countries and beyond.

Please note that this publication is subject to specific restrictions that limit its use and distribution. The terms and conditions are available online at www.iea.org/t&c/

This publication and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

IEA member countries:

Australia
Austria
Belgium
Canada
Czech Republic
Denmark
Estonia
Finland
France
Germany
Greece
Hungary
Ireland
Italy
Japan
Korea
Lithuania
Luxembourg
Mexico
Netherlands
New Zealand
Norway
Poland
Portugal
Slovak Republic
Spain
Sweden
Switzerland
Turkey
United Kingdom
United States

IEA association countries:

Argentina
Brazil
China
Egypt
India
Indonesia
Morocco
Singapore
South Africa
Thailand

The European Commission also participates in the work of the IEA

Institute of Energy, Environment and Economy, Tsinghua University

Institute of Energy, Environment and Economy, Tsinghua University (3E), established in 1980, is an interdisciplinary research and education institute at Tsinghua. The institute's mission is to create, develop and disseminate the knowledge, ideas, and methodologies crucial for building sustainable energy systems, mitigating climate change mitigation for China and the world.

Our focus area includes:

- Energy and climate change modeling
- Energy strategy and planning
- Climate and environmental policy evaluation
- Mechanisms for international cooperation to mitigate climate change

As an important think tank for energy and climate change research, the institute has been continuously providing policy advisory services to the National Development and Reform Commission (NDRC), the Ministry of Ecology and Environment (MEE), and the National Energy Administration (NEA). The institute has long-time collaborations with prestigious universities and international organizations.



执行摘要

2020 年 9 月，习近平主席关于中国将“力争二氧化碳排放于 2030 年前达到峰值、努力争取 2060 年前实现碳中和”的宣示为中国经济和社会发展的深刻变革提出了清晰的愿景和时间表。中国未来几十年的减排步伐对将全球变暖控制在 1.5°C 的目标至关重要。电力部门占中国能源系统二氧化碳排放量¹的近一半，电力部门减排是实现中国气候雄心的一大重点。政策制定者需通过设计激励机制和调整市场体系来保证中国的电力行业能够抓住低碳技术成本快速下降、蓬勃发展的契机，并通过机组改造升级、市场定位调整和提前退役来实现现有化石能源发电产能的转型。

加快电力行业低碳转型以助力实现碳中和目标需要政策之间的协调配合。本报告响应中国政府向国际能源署在碳排放交易体系（ETS）与能源、气候政策协同方面的合作邀请。报告探索了中国全国碳市场与可再生能源政策，尤其是可再生能源配额制（RPS）在电力行业的相互作用与政策效果。报告研究如何加强这一政策组合的协同作用，并探索通过增强碳市场作用来推动电力部门的碳排放轨迹更符合中国碳中和目标需要的可能途径。

中国的全国碳市场于 2021 年启动交易，目前纳入发电行业，每年覆盖约 45 亿吨二氧化碳排放量，为全球覆盖温室气体排放量规模最大的碳市场。目前，中国碳市场采取基于排放强度的设计、免费分配配额，即根据被覆盖企业所拥有的燃煤和燃气机组的实际产出量（如供电量）和预先规定的碳排放强度基准值（如单位供电碳排放基准），向覆盖企业免费分配配额；当前发电行业基准仅针对燃煤和燃气机组设立。这一设计与欧盟碳市场等多数正在运行的碳市场所采用的预先设置排放上限、对覆盖排放量进行总量控制的设计不同。目前中国全国碳市场对燃煤、燃气机组设有四个基准类别，根据燃料、发电技术和机组规模做出区分。

在这一背景下，本报告针对电力部门分析了 2020-2035 年间的五个政策情景，在时间跨度上对应中国的第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要（China, State Council, 2021a）。为探索不同碳市场设计的影响，不同政策情景中对电力需求增长、发电技术成本变化和当前可再生能源配额制政策设计的假设保持一致。考虑到中国当前的电力体制改革进程，各情景中假设中国电力系统自 2025 年起实施经济调度，这是将二氧化碳价格信号有效地纳入经营、投资和消费决策中的一个要素。

¹ 能源系统二氧化碳排放量包括来自燃料燃烧和工业过程的二氧化碳排放。

其中两个情景用于建立反事实对照情景和分析当前政策设计。**可再生能源配额制情景（RPS 情景）**为一个反事实对照情景，该情景中根据当前可再生能源配额制设置非水电可再生能源电力占比目标，并假设该目标逐渐提高，在 2030 年达 25.9%，2035 年达 36.0%；但该情景中不设有针对性的二氧化碳排放控制或碳定价政策。²这一情景旨在为区分评估碳市场作用提供参照。**可再生能源配额制-碳市场情景（RPS-ETS 情景）**为当前政策情景，该情景在可再生能源配额制情景的政策假设基础上，根据当前政策设计实施基于排放强度、免费分配配额的碳市场。该情景假设碳市场的配额基准线逐渐平稳收紧。

同时，报告分析了三个**碳市场加强情景（ETS+情景）**，在保持相同可再生能源配额制政策假设的基础上，探索多种在 2025 年后加强碳市场的政策设计：**碳市场+基准收紧情景（ETS+BM 情景）**保持基于排放强度、免费分配配额的碳市场设计，但大幅收紧配额基准线；**碳市场+拍卖情景（ETS+Auction 情景）**在基于排放强度、基准逐渐平稳收紧的碳市场设计中引入部分配额拍卖；**碳市场+总量控制情景（ETS+Cap 情景）**由基于排放强度的碳市场设计转向采取设有碳排放总量上限的总量控制设计。本报告中的三个碳市场加强情景（ETS+情景）旨在推动电力部门在 2025 年后实现更深度减排，使其碳排放轨迹更为符合中国宣布的 2060 年前碳中和目标的需要。三个碳市场加强情景（ETS+情景）以国际能源署承诺目标情景（APS）³中的碳排放轨迹为参考，探索碳市场未来可能设计的影响。

下表总结了反事实对照情景外各情景中的主要碳市场设计和模拟结果：

表 1 2035 年各情景主要结果

情景	碳市场主要设计	二氧化碳较 2020 年减排	主要减排途径	系统总成本增长*	非水可再生能源额外占比**	碳市场与可再生能源配额制互动
RPS-ETS	基于强度； 排放强度基准平稳收紧； 免费分配配额	-20%	CCUS	-/-	-/-	弱
ETS+BM	基于强度； 排放强度基准迅速收紧； 免费分配配额	-38%	CCUS	5.2%	1%	弱
ETS+Auction	基于强度； 排放强度基准平稳收紧； 部分配额拍卖	-38%	可再生能源 CCUS	1.4%	8%	强
ETS+Cap	总量控制与交易； 严格的碳排放总量上限； 免费分配配额	-38%	可再生能源	0%	12%	强

注：*为实现情景中的二氧化碳减排，相比于可再生能源配额制-碳市场情景（RPS-ETS 情景）中系统总成本的增加幅度。

**相比于可再生能源配额制-碳市场情景（RPS-ETS 情景）中非水可再生能源在发电组合中占比的额外占比。

² 非水电可再生能源电力占比目标假设基于中国国家能源局关于 2022-2030 年可再生能源电力消纳责任权重预期目标的征求意见稿（China, NEA, 2021a）。

³ 为国际能源署的近期报告《中国能源体系碳中和路线图》和《2021 年世界能源展望》中呈现的承诺目标情景（APS）。要实现中国宣布的 2030 年前二氧化碳排放达峰和 2060 年前碳中和的目标，排放路径并非唯一。承诺目标情景（APS）呈现中国能源体系实现中国宣布的碳中和目标的一条合理路径。国际能源署的《中国能源体系碳中和路线图》报告中亦探索了加速转型情景（ATS），以探讨通过 2030 年前提升近期气候政策目标、实现更快转型可能产生的影响和机遇。

在当前的可再生能源配额制和碳市场政策作用下，电力部门的二氧化碳排放可在 2030 年前达峰

可再生能源配额制-碳市场情景中到 **2035** 年相对于 **2020** 年的减排量几乎为仅实施可再生能源配额制情景中减排量的三倍。碳市场与可再生能源配额制的结合可使发电相关的二氧化碳排放量在 **2025** 年后逐渐下降，到 **2035** 年排放量比 **2020** 年减少 **20%**。在近中期，这两项政策互相配合，可使电力部门的二氧化碳排放量达到峰值并稳中有降。二者主要针对不同的发电技术，彼此间重叠较少，可实现互补的减排效果。

基于强度的碳市场支持现有煤电机组的效率提升，可再生能源配额制推动可再生能源发电。实施旨在 **2035** 年实现电力结构中非水可再生能源占比约 **36%** 的可再生能源配额制，将推动以风电、光伏等波动性能源为主的大量新增可再生能源装机。一个基于排放强度、并逐渐收紧煤电和气电基准线的碳市场（可再生能源配额制-碳市场情景）将激励火电机组改造升级、鼓励高效机组在燃煤发电中的占比提升，从而提高煤电的平均发电效率。碳市场也将限制未配备碳捕集利用与封存（CCUS）的煤电产能的增加，同时支持 CCUS 技术的部署。然而，目前的碳市场设计对非化石能源提供的激励作用有限，难以在可再生能源消纳目标之上带来额外的可再生能源部署。

中国基于强度、免费分配配额的碳市场设计目前仅有化石燃料发电机组直接参与。这是因为中国目前基于强度的碳市场通过给煤电和气电机组设定分燃料、分技术的排放强度基准来分配配额，汇总形成配额总量，但基准未覆盖非化石能源。排放强度高于基准的机组面临配额短缺，但其配额短缺只能通过为基准所覆盖、且排放强度低于基准的机组所产生的配额盈余来平衡。未被基准覆盖的发电技术，如可再生能源，则只能通过国家核证自愿减排量（CCER）这一有限途径参与当前的碳市场。对于发电企业，由煤电或气电转向非化石能源发电虽然可以避免配额短缺带来的经济成本，但由于非化石能源发电无法获取配额，它们无助于平衡碳市场中的配额短缺，发电企业也无法从中获得配额盈余的收益。因此，这一仅覆盖煤电和气电并分燃料、分技术设定基准的碳市场设计主要通过推动基准覆盖下的火电机组平均排放强度下降（包括通过 CCUS 技术）来实现减排，但为转向非化石能源的燃料替代提供的鼓励有限。

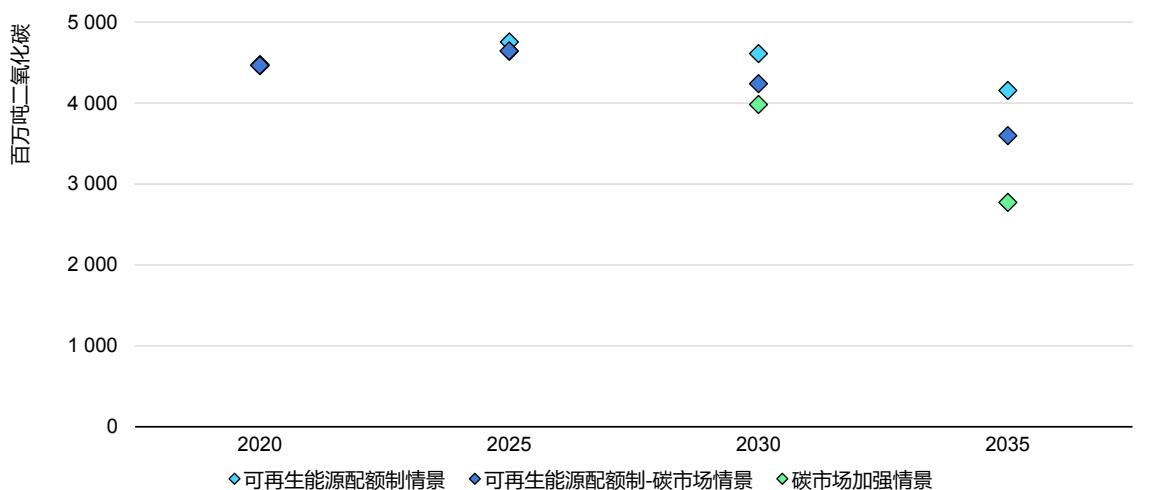
加强碳市场的设计可推动发电行业更快脱碳实现碳中和目标

实现比可再生能源配额制-碳市场情景中更深度的减排将使发电行业向更符合中国碳中和目标的方向转型。为助力实现全经济领域 **2060** 年前碳中和的目标，中国的

电力行业很可能需在 2055 年前实现二氧化碳净零排放（IEA, 2021a）。发电行业的加速转型不仅将进一步减少中国最大二氧化碳排放源的排放量，还将更大地发挥电力部门在通过电气化促进终端用能行业脱碳、从而减少全社会总排放方面的作用。避免新增不配备 CCUS 的煤电产能、加速电力部门转型也将有助于以更加有序的方式实现碳中和，并减少碳排放锁定和资产搁浅的负担和风险（IEA, 2021a）。

多种加强碳市场设计可使二氧化碳减排量较可再生能源配额制-碳市场情景中翻倍，支持发电行业实现更符合碳中和需要的排放轨迹。在三个碳市场加强情景中，到 2035 年，发电行业的排放量比 2020 年降低 38%，这几乎是可再生能源配额制-碳市场情景中减排量的两倍。不同的碳市场加强方案均可推动实现这些额外减排。如果保留目前的设计，即基于强度且免费分配的碳市场，则基准收紧的速度与可再生能源配额制-碳市场情景相比需要在 2025-2030 年间翻一番，在 2030-2035 年间几乎增至四倍（碳市场+基准收紧情景），到 2035 年将煤电基准线降至 2020 年水平的三分之二。在碳市场+拍卖情景中，到 2035 年需拍卖约四分之一的配额，同时保持煤电基准线收紧速率与可再生能源配额制-碳市场情景相同。第三种加强方案（碳市场+总量控制情景）需在碳市场设计中引入与符合碳中和需要的排放轨迹相一致的碳排放总量上限路径。

图 1 2020-2035 年各情景下的电力部门二氧化碳排放轨迹

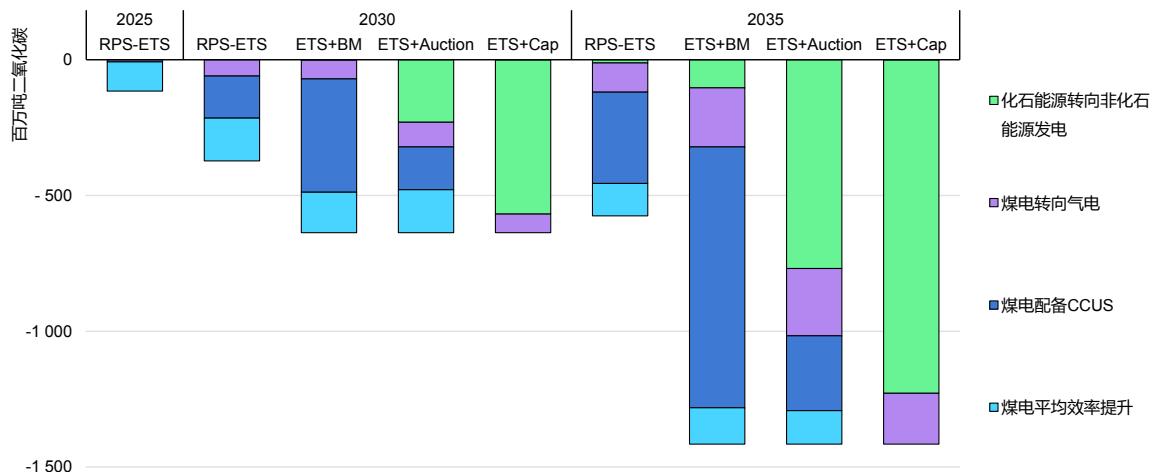


IEA. All rights reserved.

严格的碳市场强度基准主要推动能效提升和 CCUS 技术；配额拍卖和总量控制将鼓励燃料替代

在不同的设计下，碳市场通过不同的机制推动减排。在基于煤电、气电强度基准且完全免费分配配额的碳市场设计下（可再生能源配额制-碳市场情景和碳市场+基准收紧情景），碳市场主要通过提高煤电机组效率、并自 2030 年起激励 CCUS 技术在煤电行业的发展来实现大部分减排。与可再生能源配额制-碳市场情景相比，在碳市场+基准收紧情景中，到 2035 年，通过 CCUS 应用实现的减排量增加了两倍，同时该情景推动少量煤电转向气电和非化石能源发电。在碳市场+拍卖情景中，碳市场主要通过激励煤电转向陆上风电和太阳能光伏等非化石能源实现减排，气电和 CCUS 技术发展也在一定程度上发挥了减排作用。在该情景中，气电替代和煤电机组效率提升发挥的减排作用与可再生能源配额制-碳市场情景和碳市场+基准收紧情景下相近。而从基于强度的碳市场过渡到基于总量控制的设计、并设置严格排放上限，会显著改变碳市场推动减排的机制。在碳市场+总量控制情景中，碳市场推动的减排量基本完全来自其他发电技术对煤电的替代：其中大约 90% 的减排量源自非化石能源对煤电的替代，10% 源自气电的替代。煤电机组的技术效率有所提升，但因运行时间的普遍下降，煤电整体的平均运行效率在该情景中并无额外提升。

图 2 2025-2035 年可再生能源配额制-碳市场情景和碳市场加强情景相比于可再生能源配额制情景的额外减排量分解



IEA. All rights reserved.

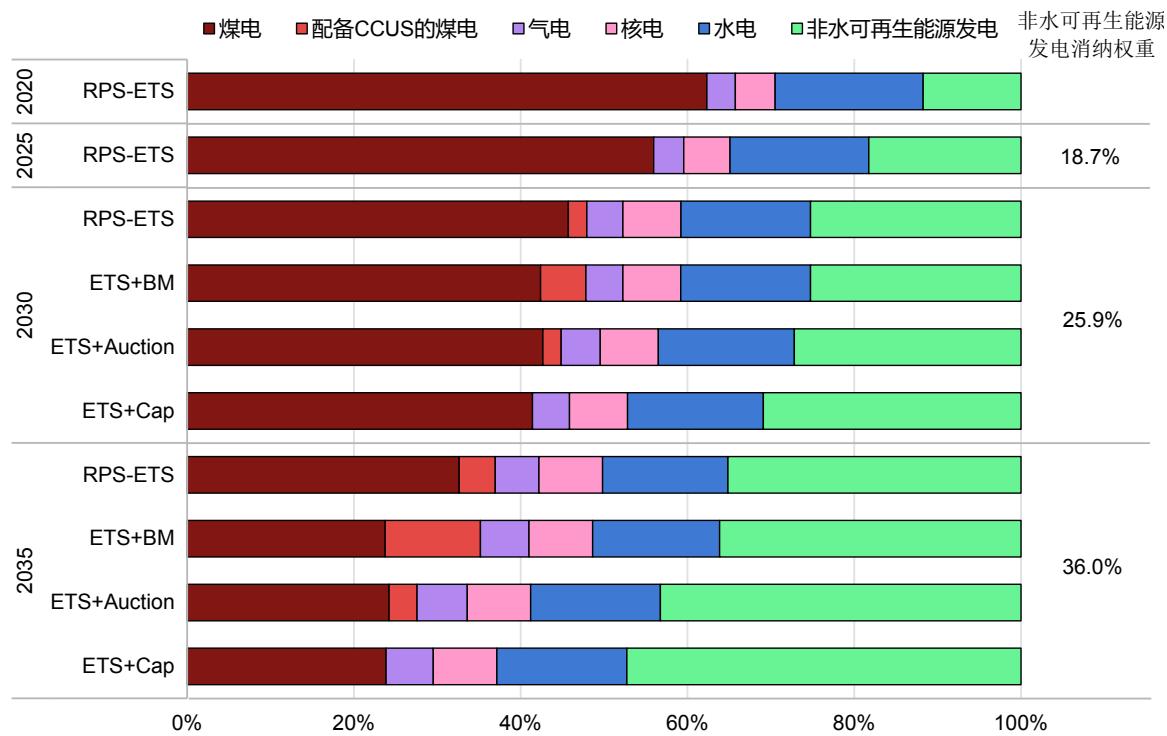
注：RPS-ETS=可再生能源配额制-碳市场情景；ETS+BM=碳市场+基准收紧情景；ETS+Auction=碳市场+拍卖情景；ETS+Cap=碳市场+总量控制情景。

配额拍卖的引入和严格的排放总量控制将显著提高碳市场对燃料替代的激励作用。

部分配额拍卖（碳市场+拍卖情景）将减少煤电和气电基准下免费分配的配额，提高基准覆盖下的化石燃料发电技术面临的真实碳排放成本，从而降低其相对非化石能源发电技术的竞争力，鼓励可再生能源对化石能源发电的替代。同时，该情景中基于强度的设计仍鼓励能效提升和部分 CCUS 发展。转向基于总量控制的碳市场设计（碳市场+总量控制情景）并设定严格的排放上限将更显著地改变碳市场对各发电技术的影响。基于总量的碳市场不针对特定技术设定基准，使所有发电技术参与实现绝对减排，而不仅是集中于降低煤电和气电排放强度。这一设计激励发电企业通过成本最低的减排技术减少二氧化碳排放，从而主要推动有成本竞争力的可再生能源对火电的替代。

各碳市场加强方案将推动电力结构向不同方向转型，但都将加速未配备 CCUS 的煤电的逐步减少。在三个碳市场加强情景中，未配备 CCUS 的煤电发电量由 2020 年的约 4800 太瓦时降至 2035 年的 2800 太瓦时，在发电结构中的占比从 2020 年的 60%以上下降到 2035 年的 24%。相比之下，可再生能源配额制-碳市场情景中未配备 CCUS 的煤电 2035 年占比为 33%。各情景中发电总量在 2020 年到 2035 年间均增长逾 50%。不同的碳市场加强设计将鼓励不同的低碳技术。在基于强度的碳市场设计中进一步收紧基准线可为 CCUS 部署提供有力的经济激励。在碳市场+基准收紧情景中，随着基于强度的碳市场的基准线大幅收紧，到 2035 年，配备 CCUS 的煤电在发电总量中的占比增至 11%，非化石能源发电量占比与可再生能源配额制-碳市场情景中相似。在基于强度的碳市场中引入部分拍卖（碳市场+拍卖情景）将推动最多元化的减排方式：既鼓励可再生能源和 CCUS 技术的部署，也激励高效的燃气发电和煤电效率的提高。到 2035 年，该情景中可再生能源发电量占比接近 60%，非水可再生能源占比 43%；同时，配备 CCUS 的煤电占发电总量的 3%。转向基于总量控制的碳市场设计并设定严格的排放上限（碳市场+总量控制情景）可推动可再生能源在发电结构中占主导地位。在碳市场+总量控制情景中，到 2035 年可再生能源占发电总量的 63%，非水可再生能源占比 47%，比可再生能源配额制-碳市场情景中高出约 12%，这一结果显示，基于总量的碳市场设计可显著加速成熟可再生能源技术的部署。在碳市场+总量控制情景中，到 2035 年，CCUS 在煤电中并无规模性发展。

图 3 2020-2035 年各情景下的发电结构



IEA. All rights reserved.

注：RPS-ETS=可再生能源配额制-碳市场情景；ETS+BM=碳市场+基准收紧情景；ETS+Auction=碳市场+拍卖情景；ETS+Cap=碳市场+总量控制情景。

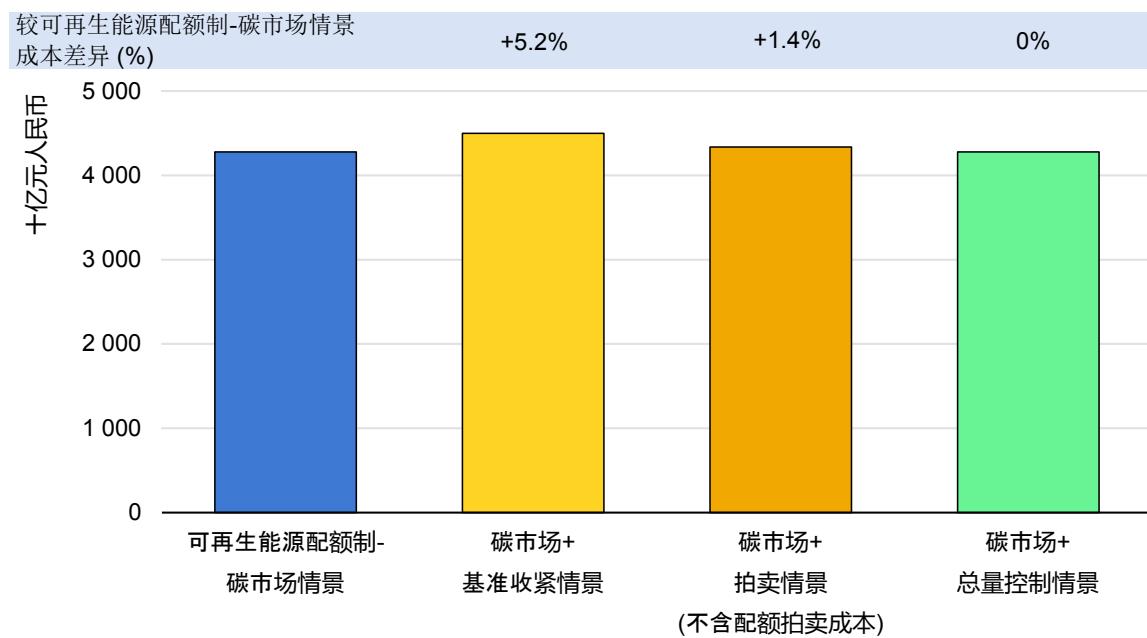
基于总量控制的碳市场设计可在不增加系统成本的情况下推动二氧化碳减排量翻倍

三种碳市场加强情景可推动电力部门实现相同的排放轨迹，但三者成本不同。由于电力需求逐年增长，所有情景中的系统总成本⁴都有明显上升：在可再生能源配额制-碳市场情景中，系统总成本从 2020 年的 2.80 万亿元人民币（4340 亿美元）增加到 2035 年的 4.28 万亿元人民币（6640 亿美元）。在各碳市场加强情景中，在相同的电力需求假设下，碳市场+总量控制情景中电力系统总成本最低。到 2035 年，碳市场+总量控制情景中的系统总成本与可再生能源配额制-碳市场情景中相同，但较 2020 年额外减少了约 20% 的二氧化碳排放量。碳市场+拍卖情景 2035 年系统总成本略高（4.34 万亿元人民币，合 6730 亿美元），而碳市场+基准收紧情景中成本最高（4.49 万亿元人民币，合 6980 亿美元），较可再生能源配额制-碳市场情景高 5%。此外，在碳市场+拍卖情景中，到 2035 年，配额拍卖产生的收入可达 2600 亿元人民币（400 亿美元）。配额拍卖收入可用于降低能源价格

⁴ 在本报告中，系统总成本包括发电的年化资本成本、可变和固定运营维护成本、保障电力供需平衡和输电的成本以及发电机组升级改造的成本。

上升对于电力消费者的额外负担或是降低电价上升对于产业竞争力的影响，亦可用于支持技术创新和能效措施以降低未来减排的成本。

图 4 2035 年各情景下的系统总成本



IEA. All rights reserved.

注：配额拍卖成本为电力企业在配额拍卖机制下购买碳排放配额而产生的成本。在各情景系统总成本的比较中，碳市场+拍卖情景中的配额拍卖成本未纳入比较，因为在系统层面上，配额拍卖产生的成本和收入可互相平衡。

基于总量控制的碳市场设计通过优先采用成本最低的减排机会，特别是可再生能源替代来实现更高的经济效益。基于总量控制的碳市场由于其不偏向某种技术的中立性，使发电行业能按照成本效益选择减排技术，从而推动可再生能源对煤电的替代。相比之下，碳市场+基准收紧情景主要依靠鼓励煤电配备 CCUS 这种尚未成熟且成本相对更高的方式实现减排，该情景中发电成本相应较高。在基于强度的碳市场中引入配额拍卖（碳市场+拍卖情景）将提高化石燃料发电技术面临的实际碳排放成本，从而既能激励化石能源转向可再生能源发电，也鼓励包括通过部署 CCUS 等方式降低煤电的排放强度。因此，在碳市场+总量控制情景中，碳市场可通过一个相对较低的配额价格激励化石能源转向成熟的可再生能源，该情景中 2035 年的配额价格约为 100 元/吨二氧化碳（16 美元/吨二氧化碳）。而基于强度的碳市场（碳市场+基准收紧情景和碳市场+拍卖情景）将带来更高的配额价格，为实现相同的排放轨迹，2035 年的配额价格约为 300 元/吨二氧化碳（47 美元/吨二氧化碳）。这是因为基于强度的设计至少需要部分通过 CCUS 的部署来实现减排，而该技术相对需要更多的资金支持。

碳市场和可再生能源配额制在实施和演变过程中需要政策协调，以提高政策有效性

政策设计需要考虑可再生能源配额制和碳市场在同时运行时产生的交互作用。由于可再生能源配额制和基于强度的碳市场主要作用于不同的发电技术（如反映当前政策设计的可再生能源配额制-碳市场情景所示），两者能够相互配合，交互作用有限。然而，随着碳市场设计的演变和可再生能源在电力结构中占比逐渐增加，碳市场和可再生能源配额制之间将可能产生政策重叠，并需要更紧密的政策协调。本报告的结果表明，基于总量的碳市场设计（碳市场+总量控制情景）和部分配额拍卖的引入（碳市场+拍卖情景），可以有效激励可再生能源进一步增长。

这些设计上的演变可使碳市场在促进电力部门进一步脱碳、支持其以更低的成本实现碳中和路径方面发挥关键作用；另一方面，在这些情景中，碳市场的价格信号可能对可再生能源配额制下的“绿证”价格造成直接影响。同时，国际经验显示在基于总量的碳市场中，如果可再生能源发展高于碳市场设计预期，则可能导致碳市场配额价格下降，进而削弱碳市场对技术创新的激励并推高整体减排成本。这些潜在的政策互动说明，决策者需考虑定期评估中国能源和气候政策的效果，加强沟通协调，保障政策组合的目标效果，以尽可能低的成本、经济有效地实现碳中和目标。

政策启示

随着中国的碳中和目标将政策重心逐步从降低排放强度过渡到实现绝对减排，政策制定者可考虑以下的政策建议，加强碳市场设计，加快电力部门的减排，从而更好地支撑中国于 2060 年前实现碳中和的目标：

- **从预期的政策优先目标出发，权衡不同的碳市场设计方案**，考量各方案对于减排成本、碳价和发电结构等的影响。虽然不同方案均可使电力部门实现相同的排放轨迹，但它们可以服务于不同的政策优先目标，包括支持可再生能源和 CCUS 等不同技术。不同的碳市场设计也将需要与其它政策不同程度的协调（例如相应调整可再生配额制的目标要求或注重尚不成熟的可再生能源，又如 CCUS 技术的部署需要二氧化碳运输和封存基础设施的建设）。
- **提前沟通中国碳市场未来的政策设计走向**，包括中期（如未来 5 至 10 年）基准或总量上限轨迹等，为市场参与者提供合理预期和规划方面的确定性，引导发电企业管理、投资和技术创新决策，加速向碳达峰、碳中和目标的转型。
- 建立旨在完善针对碳市场与其它政策衔接、涉及各相关政府部门的**政策协调机制**，事前评估不同政策之间的相互作用，避免政策之间冲突造成的负面影响，并定期评估政策效果。考虑在政策设计中引入配额储备机制（如欧盟碳市场的市场稳定

储备机制）或价格上下限等灵活性机制，帮助碳市场应对预期外的政策交互和外部因素的影响。

- 考虑在“十四五”时期**将配额拍卖逐步引入碳市场**，以鼓励成本更低的、更多元的减排机制，在激励化石能源发电效率提升、CCUS 技术部署的同时，鼓励可再生能源的进一步发展。配额拍卖也将产生拍卖收入，可用于缓解政策分配公平性和产业竞争力问题，也可用于投资低碳技术创新和能效措施等气候行动。
- 考虑在“十五五”时期**过渡到总量控制与交易体系并设置严格的排放总量上限**，使碳市场更好地发挥支持中国实现碳中和目标的关键作用，减少对额外的可再生能源激励政策的需求，降低减排整体成本。即使碳市场采用总量控制的设计，仍可通过特殊设计（如额外的免费配额等）来支持 CCUS 的发展和部署，或可在碳市场之外通过其它专项政策支持其发展。
- **加快推进碳市场覆盖其它高耗能行业，考虑允许金融机构等非履约主体参与碳市场交易。**扩大碳市场行业覆盖范围将通过纳入更多的减排机会、降低减排成本，并建立覆盖多行业的碳价信号，支持实现碳中和目标。开放碳市场交易主体范围将扩大参与配额交易的机构数量，提高市场流动性，促进碳市场价格发现。

Chinese translation of *Enhancing China's ETS for Carbon Neutrality: Focus on Power Sector* (Executive summary).

此执行摘要原文用英语发表。虽然国际能源署尽力确保中文译文忠实于英文

原文，但仍难免略有差异。此中文译文仅供参考。

No reproduction, translation or other use of this publication, or any portion thereof, may be made without prior written permission. Applications should be sent to: rights@iea.org

This publication reflects the views of the IEA Secretariat but does not necessarily reflect those of individual IEA member countries. The IEA makes no representation or warranty, express or implied, in respect of the publication's contents (including its completeness or accuracy) and shall not be responsible for any use of, or reliance on, the publication. Unless otherwise indicated, all material presented in figures and tables is derived from IEA data and analysis.

This publication and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

IEA. All rights reserved.

IEA Publications

International Energy Agency

Website: www.iea.org

Contact information: www.iea.org/about/contact

Typeset in France by IEA - May 2022

Cover design: IEA

Photo credits: © Shutterstock

