

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



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, 11 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
Republic of Türkiye
United Kingdom
United States

The European Commission also participates in the work of the IEA

IEA association countries:

Argentina
Brazil
China
Egypt
India
Indonesia
Morocco
Singapore
South Africa
Thailand
Ukraine

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.



摘要

中国未来几十年的减排步伐将是世界努力将全球变暖幅度控制在 1.5°C 的一个重要因素。电力部门对于实现中国提出的“二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值、努力争取 2060 年前实现碳中和”的气候目标至关重要。加快电力部门的低碳转型需要政策之间的协调配合。《加强中国碳市场助力实现碳中和：聚焦电力部门》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。报告显示，增强碳市场作用可推动电力部门的碳排放轨迹更符合中国碳中和目标的需要。报告同时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，研究了不同碳市场加强情景对二氧化碳排放、发电结构、政策成本效益和碳市场与可再生能源配额制政策互动的影响。报告最后提出了一系列政策建议，以供中国在关于气候行动和能源发展的讨论中参考。

致谢、贡献者及其贡献

《加强中国碳市场助力实现碳中和：聚焦电力部门》报告由国际能源署（IEA）能源环境处（EED）的环境与气候变化组（ECC）和清华大学能源环境经济研究所（3E）联合编写。

David Fischer（国际能源署）、陈秀杉（国际能源署）和张达（清华大学）负责项目协调。报告的主要作者是国际能源署的 David Fischer、陈秀杉和 Insa Handschuch，以及清华大学能源环境经济研究所的张达和张鸿宇。清华大学能源环境经济研究所所长张希良为项目和分析提供了宝贵的指导。

国际能源署署长高级顾问安丰全、环境与气候变化组组长 Sara Moarif 和能源环境处处长 Tom Howes 为报告提供了宝贵的反馈和整体指导。

国际能源署和清华大学的以下现任和前任同事也提供了宝贵的意见和反馈：罗荟霖、Luca Lo Re、Britta Labuhn、缪尔谥、Rebecca McKimm、杨碧晴、Paolo Frankl、César Alejandro Hernández、Jacques Warichet、Brent Wanner、Daniel Wetzel、Yasmine Arsalane、Araceli Fernández Pales、Uwe Remme、Simon Bennett、Peter Fraser，以及梁珩。

本报告中的分析是在国际能源署清洁能源转型计划的支持下开展的。我们感谢清洁能源转型计划的资助方，特别是法国开发署（AFD）的支持。

报告作者还感谢以下外部专家提供宝贵意见和反馈：Anders Hove（德国国际合作机构）、Christoph Bertram（德国波茨坦气候影响研究所）、Christophe De Gouvello（世界银行）、Cyril Cassisa（BHP）、David Hone（壳牌）、范英（北京航空航天大学）、Fredrich Kahrl（睿博能源智库）、胡敏（绿色创新发展中心）、Huw Slater（ICF）、袁家海（华北电力大学）、林江（美国劳伦斯伯克利国家实验室）、张晶杰（中国电力企业联合会）、Johannes Enzmann（欧盟委员会）、吕学都（亚洲开发银行）、Marco Baroni（Baroni 能源）、Marissa Santikarn（世界银行）、Michael Grubb（伦敦大学学院）、Neil Hirst（伦敦帝国理工学院）、谢鹏飞（睿博能源智库）、Peter Vis（欧洲大学学院）、Peter Zapfel（欧盟委员会）、Philip Andrews-Speed（新加坡国立大学）、秦炎（路孚特）、Rachel Mok（世界银行）、Robert Stowe（哈佛大学）、Will Acworth（Pollination 集团）、董钺（能源基金会）、张俊杰（昆山杜克大学），以及 Dechen Zhu（中国华电集团）。

衷心感谢为本报告提供编辑的 **Elspeth Thomson**。作者还感谢国际能源署传播和数字办公室（CDO），特别是 **Astrid Dumond**、**Isabelle Nonain-Semelin** 和 **Therese Walsh** 提供的宝贵编辑和出版支持。

目录

执行摘要 10

第 1 章 政策背景 19

 长期政策目标 19

 中国的电力行业 20

 中国的碳市场设计 23

 中国的可再生能源政策 26

 可再生能源配额制与碳市场之间的交互统筹 29

第 2 章 模型的主要特征和情景设计 32

 模型设计 32

 情景设计 34

第 3 章 当前政策组合——可再生能源配额制和碳市场 39

 可再生能源配额制（RPS）情景的模拟结果 39

 可再生能源配额制-碳市场（RPS-ETS）情景的模拟结果 42

第 4 章 加强碳市场设计，助力实现碳中和 50

 对二氧化碳排放的影响 50

 对发电结构的影响 52

 政策成本效益 54

 二氧化碳成本对不同发电技术的影响 59

 碳市场和可再生能源配额制的政策交互作用：对绿色电力溢价的影响 64

第 5 章 政策启示 67

附录 70

 REPO 模型和建模设计 70

 参考文献 76

 缩略语和缩写 81

 词汇表 81

图表目录

图 1 2020-2035 年各情景下的电力部门二氧化碳排放轨迹 13

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 14

图 3 2020-2035 年各情景下的发电结构 15

图 4	2035 年各情景下的系统总成本.....	16
图 1.1	2000-2050 年中国的实际发电量和承诺目标情景下的预测发电量.....	20
图 1.2	可再生能源配额制和基于强度、侧重于化石能源发电的碳市场之间的互动示意图	30
图 1.3	可再生能源配额制和总量控制与交易碳市场之间的互动示意图	31
图 3.1	2020-2035 年可再生能源配额制情景下的发电量和二氧化碳排放量	40
图 3.2	2020-2035 年可再生能源配额制情景下的煤电发电量和装机结构	42
图 3.3	2020-2035 年可再生能源配额制情景和可再生能源配额制-碳市场情景下发电产生的 二氧化碳排放量	43
图 3.4	2020-2035 年可再生能源配额制情景和可再生能源配额制-碳市场情景下发电结构	44
图 3.5	2020-2035 年可再生能源配额制-碳市场情景下不同技术的平均实际碳排放成本和碳 排放配额价格	46
图 3.6	2025-2035 年可再生能源配额制情景和可再生能源配额制-碳市场情景下的绿色电力 溢价	48
图 3.7	2025-2035 年可再生能源配额制情景和可再生能源配额制-碳市场情景下单位发电成 本相对于 2020 年的变化.....	49
图 4.1	2020-2035 年各情景下的电力部门二氧化碳排放轨迹	51
图 4.2	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反事实的可再 生能源配额制情景的减排量分解.....	52
图 4.3	2020-2035 年各情景下的发电结构	53
图 4.4	2035 年各情景下的系统总成本.....	55
图 4.5	2025-2035 年各情景下单位发电成本相对于 2020 年的变化	56
图 4.6	2020-2035 年各情景下的碳排放配额价格	57
图 4.7	2035 年各情景下的碳排放配额价格和不同技术的平均碳排放成本信号	60
图 4.8	2035 年各情景下不同技术的发电成本.....	61
图 4.9	2025-2035 年，各情景下绿色电力溢价和非水可再生能源发电占比	65
图 A.1	REPO 模型框架.....	71

专栏目录

专栏 1.1	电力市场化改革对中国碳市场的重要作用	23
专栏 1.2	可交易绩效标准和总量控制与交易制度.....	25
专栏 1.3	可再生能源配额制的配套政策：绿色电力证书（以下简称绿证）与绿色电力交易 （以下简称绿电交易）	28
专栏 4.1	碳市场和技术创新	58
专栏 4.2	国家核证自愿减排量抵消碳排放配额的潜在影响	65

表格目录

表 1	2035 年各情景主要结果	11
表 1.1	2019 年和 2020 年发电行业供电碳排放基准值	24
表 2.1	可再生能源配额制情景和可再生能源配额制-碳市场情景的设计	35
表 2.2	不同碳市场加强情景的设计	37
表 2.3	关于 2020-2035 年碳排放基准值的假设.....	38
表 A.1	中国电力部门的 6 大区域电网和 REPO 模型的 32 个省级行政区	71
表 A.2	电力需求假设.....	72

表 A.3	不同技术的成本假设.....	73
表 A.4	不同储能技术的成本假设	74
表 A.5	2020 年各地区煤炭价格假设	74
表 A.6	能效措施减排成本假设	75
表 A.7	可再生能源配额制政策下，非水可再生能源比重目标假设.....	75

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。

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

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。

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。

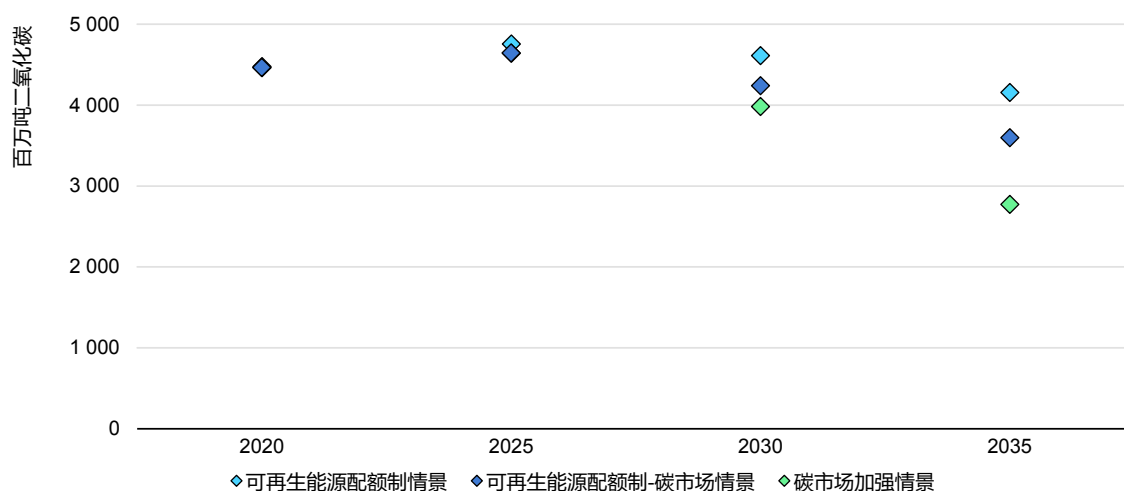
加强碳市场的设计可推动发电行业更快脱碳实现碳中和目标

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）。

多种加强碳市场的设计方案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 年间几乎提至四倍（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



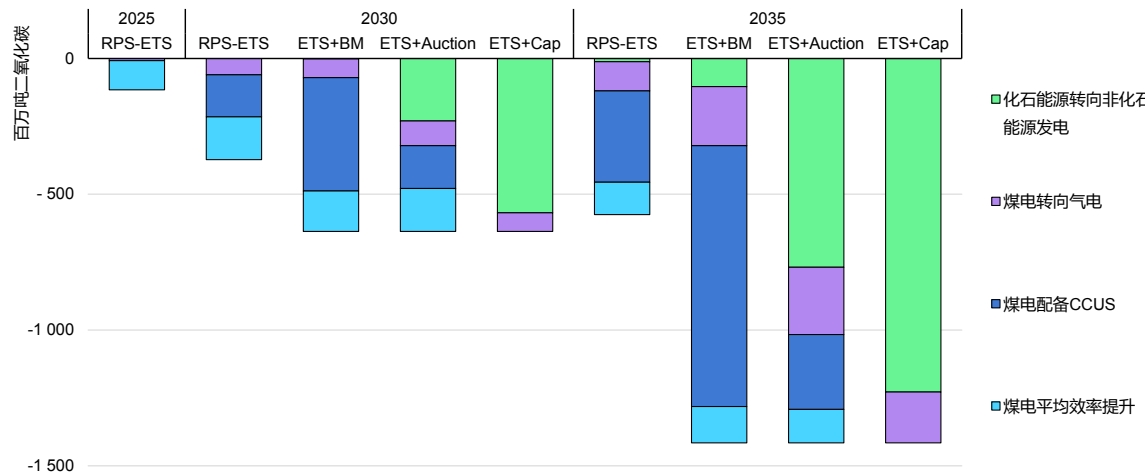
IEA. All rights reserved.

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



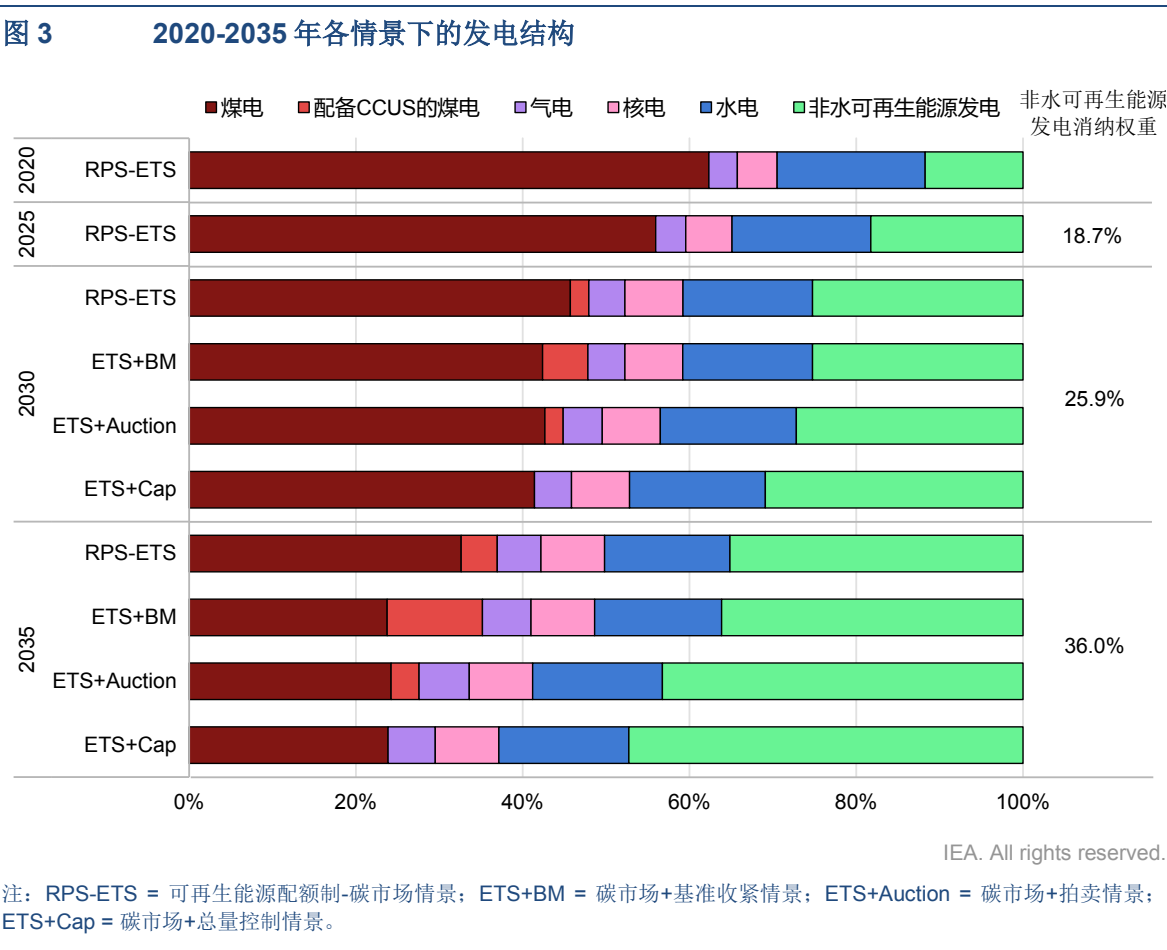
IEA. All rights reserved.

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实际碳排放成本，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

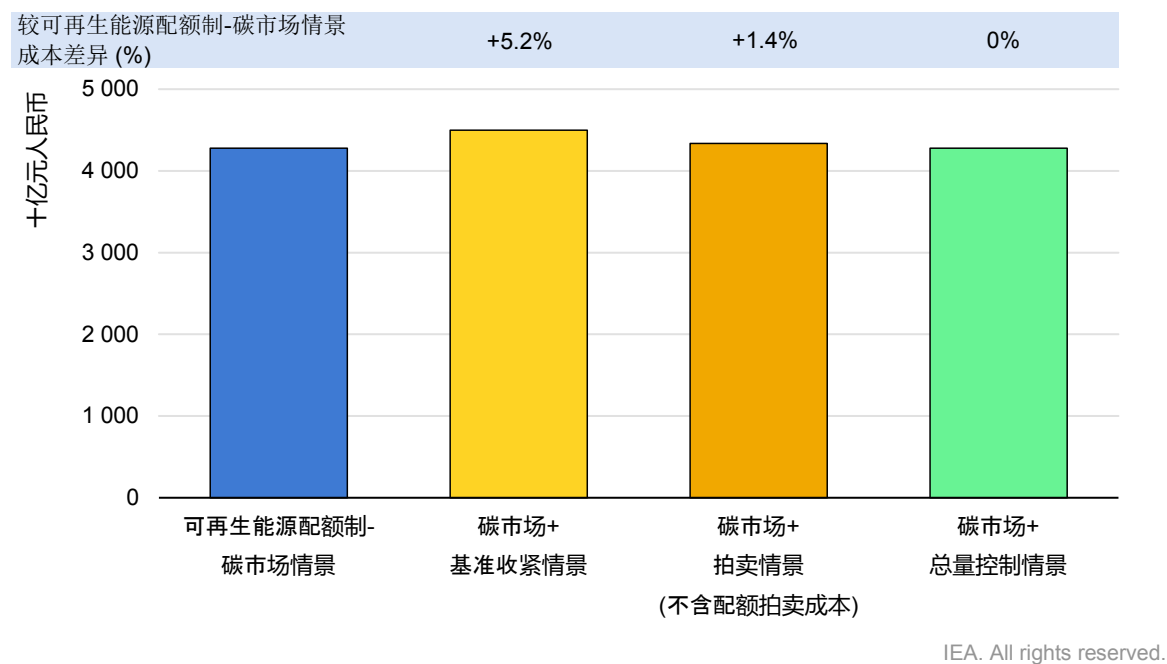
年的约 4800 太瓦时降至 2035 年的 2800 太瓦时，在发电结构中的占比从 2020 年的 60%以上下降到 2035 年的 24%。相比之下，可再生能源配额制-碳市场情景中未配备 CCUS 的煤电 2035 年占比为 33%。各情景中发电总量在 2020 年到 2035 年间均增长逾 50%。不同的碳市场加强设计将鼓励不同的低碳技术。在基于强度的碳市场设计中进一步收紧基准线可为 CCUS 部署提供有力的经济激励。在碳市场+基准收紧情景中，随着基于强度的碳市场的基准线大幅收紧，到 2035 年，配备 CCUS 的煤电在发电总量中的占比增至 11%，非化石能源发电量占比与可再生能源配额制-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。



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皆有明显上升：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+拍卖情景中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



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。

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。

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能源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。

第 1 章 政策背景

电力部门占中国能源体系二氧化碳排放量的近一半⁵，该部门减排是实现中国气候雄心的一大重点。加快电力部门的低碳转型需要有效协调的政策组合，以支持低碳技术发展，管理现有化石能源产能，并通过电气化最大限度发挥其在终端用能部门脱碳中的关键作用。本章首先简要介绍在中国碳中和目标背景下，中国电力部门、碳排放权交易市场和可再生能源支持政策的最新发展，然后在国际经验的基础上，讨论碳排放权交易和可再生能源政策之间的潜在交互作用。

长期政策目标

2020 年 9 月，中国国家主席习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上宣示中国将“二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和”。2021 年 10 月，中国发布了《中共中央国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》（以下简称《意见》）（China, CCCPC and State Council, 2021）和《2030 年前碳达峰行动方案》（China, State Council, 2021b）。上述目标也反映在中国根据《巴黎协定》更新的 2030 年国家自主贡献（NDC），以及中国首个本世纪中叶长期温室气体低排放发展战略（China, State Council, 2021c, 2021d）中。在碳达峰、碳中和目标外，中国更新的国家自主贡献目标还包括：到 2030 年，单位国内生产总值二氧化碳排放将比 2005 年下降 65%以上，非化石燃料占一次能源消费比重将达到 25%左右，森林蓄积量将比 2005 年增加 60 亿立方米，风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦以上。中国还设定了 2060 年非化石能源消费比重提高到 80%以上的长期目标。

关于碳达峰、碳中和工作的《意见》为实现中国的气候目标明确政策框架，为制定更详细的部门和地区政策提供指导。《意见》强调，需要加快构建低碳高效的能源体系，包括大幅提升能效，推动能源结构从化石能源向非化石能源逐步转变，并深化能源体制改革。在近中期，中国计划在“十四五”时期（2021-2025 年）严控煤炭消费增长，“十五五”时期（2026-2030 年）煤炭消费逐步减少，构建以（风能和太阳能为主的）新能源为主体的新型电力系统，并全面推进电力市场化改革。

在实现气候目标的关键政策机制中，《意见》指出需要加快发展和完善碳价机制和全国碳排放权交易市场；中国全国碳排放权交易市场于 2021 年 7 月开始交易，初期覆盖燃煤和燃气发电机组，年覆盖二氧化碳排放量约 45 亿吨。《意见》还强调

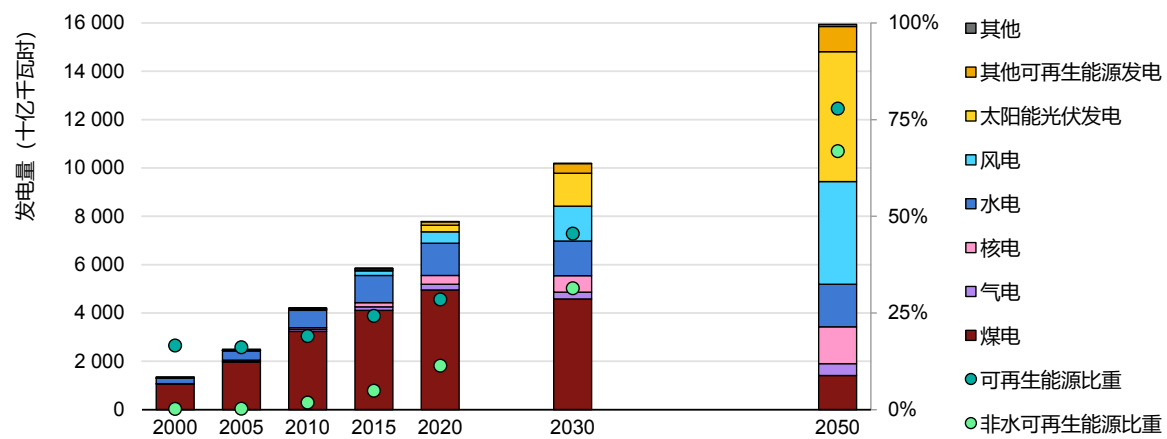
⁵ 能源体系二氧化碳排放量包括来自燃料燃烧和工业过程的二氧化碳排放。

要加强电力交易、用能权交易和碳排放权交易的统筹衔接。此外，《意见》和《2030 年前碳达峰行动方案》强调完善科技创新体制机制，强化创新能力，加快可再生能源大规模利用、先进储能、氢能、碳捕集利用与封存（CCUS）等低碳技术的研发和应用。

中国的电力行业

2020 年，中国发电量占全球总发电量的比重约为 30%（7.8 万亿千瓦时）；在 2010-2020 年间，中国发电量增幅逾 80%，年均增长 6%。2020 年，尽管受到新冠疫情影响，中国的发电量仍比 2019 年增加了 3.7%；2021 年发电量则以 8% 的速度强劲增长，达 8.1 万亿千瓦时。中国的电力需求预计将持续增长，但增速较过去十年有所放缓；在国际能源署的承诺目标情景（APS）下，中国的发电量到 2050 年估计将翻一番（图 1.1）（IEA, 2021b）。

图 1.1 2000-2050 年中国的实际发电量和承诺目标情景下的预测发电量



IEA. All rights reserved.

注：承诺目标情景（APS）在国际能源署《2021 年世界能源展望》中有所阐述。该情景考虑到世界各国政府已做出的所有气候承诺，包括国家自主贡献以及更长期的净零/碳中和目标，并假设这些承诺将全面按时实现。

煤电

近十年来，尽管中国大力限制煤炭消费并快速推广替代能源，但由于电力需求持续增长，中国依然高度依赖煤电。2020 年，煤电占总发电量的比重超过 60%，其次是水电（17%）、风电（6%）和核电（5%）。太阳能光伏和天然气发电各占约 3%（IEA, 2021b）。到 2025 年，煤电在发电结构中的比重预计将降至 60% 以下，因为可再生能源预期将满足大部分新增需求；但在 2022-2024 年期间，预计煤电仍将满足电力需求增长的四分之一左右（IEA, 2022a）。

由于煤电的主导地位，2020 年中国电力部门的二氧化碳排放量接近 48 亿吨，⁶相当于全球能源体系二氧化碳排放总量的 14%、中国能源体系排放总量的 40%以上（IEA, 2021b）。⁷在中国发电部门的排放中，超过 95%来自燃煤电厂。2021 年，中国的电力需求快速增长，煤电发电量也有一定增长，相应全球二氧化碳排放也升至历史高位（IEA, 2022b）。2020 年，中国煤电装机为 10.8 亿千瓦，占全球煤电装机的半数以上。中国的煤电机组普遍运行年龄较低，因此锁定排放的风险较高：中国煤电机组平均运行年龄仅为 13 年，其中 40%的煤电机组是在过去十年中建造的。此外，还有近 2.5 亿千瓦的煤电处于开发阶段（CEC, 2021; IEA, 2021a）。虽然大多数新近建成的煤电机组都是效率较高的大型超临界或超超临界煤电机组，但效率较低的煤电机组（如亚临界煤电机组）仍占中国在运煤电产能的近一半。

在 2020-2060 年期间，现有燃煤发电机组可能占中国现有能源基础设施累积排放总量（1750 亿吨二氧化碳）的 60%左右（1010 亿吨二氧化碳），相当于 2020 年中国能源体系排放量的 9 倍⁸（IEA, 2021a）。限制新增煤电装机，并对现有煤电机组进行改造、再利用和提前退役将对中国实现清洁能源转型和碳中和目标至关重要。2021 年煤电机组改造升级实施方案的目标是将火电的平均煤耗从 2020 年的 305.5 克标准煤/千瓦时降低到 2025 年的 300 克标准煤/千瓦时，并对 2 亿千瓦的煤电机组进行灵活性改造⁹。中国仍然允许新建煤电机组，但这类机组必须经过严格审批方可建造，原则上只能是供电煤耗低于 270 克标准煤/千瓦时的超超临界机组（China, NDRC and NEA, 2021a）。

可再生能源

在中国，尽管目前煤电仍占主导地位，但其太阳能光伏、风电、水电等可再生能源发电部署领先全球。到 2020 年，中国的可再生能源发电装机增加到 9.3 亿千瓦以上（包括抽水蓄能），超额 30%完成了“十三五”时期（2015-2020 年）7.15 亿千瓦的装机目标。在 2000 年以来的可再生能源装机总增量中，水电占 35%，太阳能光伏和风电占 60%。截至 2020 年底，中国的风电装机已逾 2.8 亿千瓦，太阳能光伏装机超过 2.5 亿千瓦；2021 年又新增风电和太阳能装机 1 亿千瓦以上。中国在更新的国家自主贡献中宣布了新的目标，即到 2030 年风电和太阳能发电的总装机增加到 12 亿千瓦以上。2020 年，中国的可再生能源发电量达到 2.2 万亿千瓦时，

⁶ 国际能源署和中国对发电产生碳排放量的估计由于方法上的差异而有所不同，方法差异包括热电联产机组的碳排放量如何在热能和电能之间进行分配，以及对不同化石燃料使用的排放系数。为了本报告的目的和有效评估具体国家的政策影响，用于建模的电力部门二氧化碳排放量（第 2-4 章）采用中国的方法进行估算，估算值约为 45 亿吨，低于国际能源署的估算值（更多信息见附录 A）。

⁷ 能源体系的二氧化碳排放包括来自燃料燃烧和工业过程的二氧化碳排放。

⁸ 对现有能源相关基础设施排放的分析以 2020 年为基准年，并假设现有能源相关基础设施在典型的运行条件下运行（如容量系数、燃料比重和里程），不考虑设施提前退役或改造。分析参考了近期在中国观察到的煤电机组和重工业设施的典型寿命，即 25-35 年。该分析不包括计划于未来几年内建造的能源基础设施。

⁹ 灵活性改造的例子包括：开展可以降低机组最低稳燃负荷的改造，为提高电厂向电网灵活供电能力而更换旧设备、更新操作等。

满足了全国近 30% 的电力需求（China, State Council Information Office and NEA, 2021），而 2000 年这一比例只有 16%。可再生能源的扩张，以及核电扩张和化石能源电厂提效，助力中国发电碳强度在 2000-2020 年期间降低了约 30%（IEA, 2021a）。

可再生能源（特别是风电和太阳能光伏）需要继续在电力部门大幅扩张，以支持中国的碳达峰、碳中和目标。在国际能源署的承诺目标情景（APS）中，电力部门中可再生能源的比重将在 2030 年超过 45%，2050 年接近 80%。要达到上述比例，需要对可再生能源进行大规模投资，同时也需要对电力系统灵活性进行投资，包括发电机组灵活调节能力、储能容量、需求侧响应和电网建设等，并调整政策、监管和市场框架，以便能够安全有效地消纳高比例波动性可再生能源（IEA, 2021b, 2018）。

电力体制改革

目前，在发电结构和基础设施转型的同时，中国也在对电力部门进行广泛的改革，加强市场化机制在决定电力部门运作、提高系统效率方面的作用。这对中国碳市场的运作有重大影响（专栏 1.1）。中国的电力调度和价格主要由行政手段决定。2002 年，国发 5 号文对电力体制进行了重要改革，对垂直一体化的国家电力公司实施厂网分开，加强监管，并初步引入竞争性的电力市场元素。2015 年中发 9 号文启动了新一轮重大电力体制改革，旨在加强市场在电力定价中的作用，降低电价，提高工业生产力，促进经济增长（China, CCCPC and State Council, 2015）。改革正在实施阶段，包括建立中长期电力市场（通过发电企业或售电公司与大规模电力用户之间的协商或拍卖来确定电力批发价格），扩大辅助服务市场，并试点支持日前交易和实时交易的电力现货市场。自 2019 年起，中国逐步放开煤电价格，取消了先前统一制定的燃煤发电标杆上网电价，转而采取“基准价+上下浮动”的机制，允许煤电价格在基准价水平的基础上浮动，上浮不超过 10%，下浮不超过 15%（China, NDRC, 2019）。2021 年 10 月，中国在电力市场定价方面采取进一步重要改革，允许煤电价格在基准价的上下 20% 内浮动，且高耗能企业和电力现货交易的电价不受上述限制（China, NDRC, 2021a）。针对目前电力市场体系分为区域和省级电力市场的现状，中国计划于 2025 年前加快建设全国统一电力市场体系，通过增加跨省电力交易、提升电力系统的稳定性和灵活调节能力等方式，提高资源配置效率，更好地支持可再生能源消纳发展（China, NDRC and NEA, 2022a）。

专栏 1.1 电力市场化改革对中国碳市场的重要作用

中国碳市场的效果与电力市场化改革的进展密切相关，特别是与电力的经济调度决策密切相关。从政府调度转变为经济调度，即优先使用发电成本最低的电厂满足电力需求，将有助于选用效率高、排放低、成本最优的发电资源，具有深远影响。在经济调度机制下，发电成本和定价中能够体现碳价格，这将加强碳市场的效果，使之能直接影响调度决策。如果没有电力调度改革，碳市场对于电力部门减排的作用可能受限，因为煤电厂不需要根据碳市场配额分配产生的价格信号来调整运行决策（IEA, 2020a, 2021c）。同时，在经济调度机制下，成本能够从发电企业传导到用电方，从而加强对需求侧响应的激励。在改革的同时也需要协调政策和市场设计，以维持公平性、能源可负担性和产业竞争力。电力市场化改革与有效的碳价机制同步发展，可有助于大幅降低电力系统的运营成本，改善风电和太阳能发电的并网消纳，并实现电力部门排放量显著下降（IEA, 2019）。

中国的碳市场设计

2017 年，中国全国碳排放权交易系统正式启动建设，并于 2021 年 7 月正式上线，交易距中国宣布将开展地区碳排放交易试点工作已有十年，其中若干试点地区的碳市场于 2013 年开始运行。中国全国碳市场目前覆盖发电行业（包括发电和供热¹⁰），涉及 2000 多家企业，覆盖约 45 亿吨的年排放量，占 2020 年中国能源体系二氧化碳排放量的 40% 左右。¹¹ 中国全国碳市场是全球规模最大的碳市场，其覆盖范围预计将扩大到其他高耗能行业，包括石化、化工、建材、钢铁、有色金属、造纸、国内航空等，这些行业占中国能源体系二氧化碳排放量的 30% 左右。全国碳市场的第一个履约期覆盖发电行业 2019 年和 2020 年的碳排放，于 2021 年 12 月底顺利收官，履约率为 99.5%，即在 2021 年底前相当于 99.5% 核定排放量的配额已完成清缴。碳排放配额的交易价格大多在 40-60 元/吨二氧化碳，加权平均价格为 42.85 元/吨二氧化碳。然而，碳市场存在流动性不足的挑战，2021 年累计交易量仅 1.79 亿吨，约占 2019 年和 2020 年每年覆盖排放量的 4%，而且绝大部分交易量集中于履约截止前的 12 月（China, MEE, 2022）。

¹⁰ 仅覆盖热电联产机组的供热，中国全国碳市场不覆盖纯供热设施。

¹¹ 处于经营状态且拥有在 2013-2019 年间任一年度排放达到 2.6 万吨二氧化碳当量及以上发电机组的企业纳入碳市场。例如，企业若拥有一台以 2018 年的平均满负荷小时数运行的 6000 千瓦燃煤机组即符合纳入条件。

表 1.1 2019 年和 2020 年发电行业供电碳排放基准值

基准类别	技术类型	供电基准值 (克二氧化碳/千瓦时)
非常规燃煤发电机组	循环流化床（CFB）	1 146
300 MW 级及以下常规燃煤发电机组	高压 亚临界 ≤ 300 MW 超临界 ≤ 300 MW	979
300 MW 级以上常规燃煤发电机组	亚临界 > 300 MW 超临界 > 300 MW 超超临界 配备 CCUS 的煤电	877
燃气发电机组	燃气发电 配备 CCUS 的燃气发电	392

注：CCUS = 碳捕集利用与封存。本分析假设配备 CCUS 的燃煤和燃气发电机组与大型常规燃煤和燃气发电机组适用相同的基准值。
来源：China, MEE, 2020。

目前，中国碳市场采用基于强度的碳排放配额分配方法，¹²每个碳排放配额代表一吨二氧化碳的排放权，根据燃煤和燃气机组的产出水平（例如 2019-2020 年的总供电量）和预先确定的分燃料、分技术的碳排放强度基准（供电基准值以吨二氧化碳/兆瓦时为单位，供热基准值以吨二氧化碳/十亿焦为单位）分配给企业。现行的配额分配方案有四个基准类别，其中三个适用于煤电机组，一个适用于气电机组（表 1.1）。

煤电机组和气电机组根据各自的实际发电和供热情况¹³，乘以按燃料、技术和机组规模区分的二氧化碳排放强度基准值（表 1.1）获得碳排放配额。在现阶段，配额免费发放给发电企业（China, MEE, 2021a）。碳市场要求企业清缴与其核定排放量等量的配额数量；核定排放量根据其燃料消耗和燃料排放系数计算。

要有效运作基于强度的碳市场，四个基准值的覆盖面和严格程度至关重要。如果某机组的排放强度高于其适用的基准值（通常由于该机组的效率低于基准要求），它将面临配额不足的问题，必须购买配额才能履约。相反，如果某机组的排放强度低于（即效率优于）基准值，该厂收到的配额将多于需要清缴的经核查排放量，可以出售剩余的配额，或可以将剩余的配额储备起来用于将来的履约期，这样就为降低排放强度提供了经济激励。不过，关于配额跨期储备的规则还有待明确。在中国全国碳市场中，为了避免对排放强度大大低于燃煤机组的燃气机组造成负担，目前燃

¹² 基于强度的碳市场通常也被称为可交易绩效标准（TPS）。
¹³ 在履约期间，各企业首先根据历史供电供热量的比例获得免费配额，之后再对配额进行调整，以反映所涉年份的实际供电供热热量。例如，对于覆盖 2019 年和 2020 年排放量的 2021 年履约期，企业首先获得基于 2018 年燃煤和燃气电厂 70% 的供电供热热量的配额，此后再按 2019 年和 2020 年的水平进行调整。

气机组在配额不足的情况下不需要足量缴纳配额。由于碳市场只覆盖燃煤和燃气机组，可再生能源发电和核电等非化石能源电力没有任何配额，不能向市场供应配额。

全国碳市场允许企业使用国家核证自愿减排量（CCER）抵消履约义务，抵消额度不超过该企业经核查排放量的 5%。国家核证自愿减排量的有关规则自 2017 年起一直在修订，新规则预计将于 2022 年出台。全国碳市场中可用于抵消的国家核证自愿减排量目前仅为 2017 年 3 月前批准的减排量（China, MEE, 2021a, 2021b）（关于国家核证自愿减排量的进一步讨论见第 4 章专栏 4.2）。

可见，基于强度的碳市场设计对总体排放强度进行控制，一方面鼓励电厂将排放强度降低到基准线以下，另一方面则鉴于中国能源需求和工业生产不断增长而留有灵活空间。中国基于强度的碳市场设计不同于欧盟碳市场等总量控制与交易系统，不预先设定排放总量上限，因此中国现行的碳市场覆盖的排放总量仍有可能上升（专栏 1.2）。

专栏 1.2 可交易绩效标准和总量控制与交易制度

中国的碳市场设计在很大程度上不同于世界上许多其他国家的碳市场。大多数其他国家和地区采用总量控制与交易制度，而中国采用的是基于强度的系统，其功能基本相当于可交易绩效标准（TPS）（Goulder et al., 2020）。

总量控制与交易制度通过规定被覆盖部门在一定时期内允许排放的温室气体最大量，设定绝对的排放总量上限。这种制度激励被覆盖的排放企业以成本效益最高的方式减少排放，通过市场寻找成本最低的方法来满足排放总量控制要求。此类碳市场的实例包括欧盟碳市场、美国加州总量控制与交易体系、以及新西兰碳市场。而可交易绩效标准设定的减排目标是相对的，不是绝对的；绩效标准规定了被覆盖企业每单位产出所允许的最大排放量，因此又称为基于排放率或排放强度的标准，有时也称为基于强度的排放上限（Brookings Institute, 2015; IEA, 2020a）。

以上两类政策机制都是基于市场的有效气候政策工具，但它们不同的目标设定方式对温室气体减排机制有关键影响。总量控制与交易制度设定绝对目标，而可交易绩效标准不设定绝对目标，因此后者的减排总量较难预测。此外，在总量控制与交易制度中，提高能效和转向低碳能源都可以减少排放、满足总量控制目标。而在可交易绩效标准下，如果基准线只覆盖化石能源发电产能，那么转向低碳能源这种减排途径就难以发挥作用，因为化石燃料发电厂的产出（如电力和热能）越多，它可以获得的配额就越多。可交易绩效标准的这一特点有助于解决由于产出不确定、目标难设定的问题，特别是在经济和工业活动强劲增长的情况下。然而，这种制度为基准覆盖的产出提供了隐形补贴，并为排放较低的生产企业（即排放强度低于基准的排放企业）提供了过度扩张其活动的激励（Goulder et al., 2020）。

中国的可再生能源政策

过去 20 年里，出于对能源安全、空气质量、产业发展和气候目标的考虑，中国始终将可再生能源作为能源政策的重要支柱。在持续的政策支持下，中国连续多年引领全球可再生能源装机增长，新增装机在 2011-2020 年期间占全球的 40% 以上 (IEA, 2021d)。中国在努力扩大可再生能源部署的同时，逐步调整有关政策战略，支持可再生能源电力并网消纳。

可再生能源目标

自 2006 年至今，《中华人民共和国可再生能源法》为大规模发展可再生能源提供了法律和政策基础。该法对有关基本要素做出了规定，包括能力建设目标、规划、激励措施、定价机制、成本分担等，指导了一系列有关可再生能源发展的五年规划的制定和颁布。

在近期的可再生能源发展五年规划和电力部门发展五年规划中，中国针对各类可再生能源电力技术设定了装机目标。可再生能源发展五年规划还提出了可再生能源发电量的预期目标。《可再生能源发展“十三五”规划》（2016-2020 年）设定的指标包括：到 2020 年，可再生能源发电装机 7.15 亿千瓦（包括 0.4 亿千瓦的抽水蓄能发电），占全部发电量的 27%。这两个目标都超额完成，实际装机逾 9.3 亿千瓦，占全部发电量的比重达 29.5%。中国《“十四五”现代能源体系规划》和最近关于《“十四五”可再生能源发展规划》（2021-2025 年）的政策阐述中，重申了部署可再生能源的雄心，进一步强调消纳目标和可再生能源并网。这些文件指出，可再生能源将满足能源和电力消费的大部分增长。到 2025 年，非化石能源发电量（包括可再生能源发电和核电）比重将达到 39% 左右 (China, NDRC and NEA, 2022b)；可再生能源电力总量消纳责任权重和非水可再生能源电力消纳责任权重分别达到 33% 和 18% (China, NEA, 2022)。除了可再生能源目标以外，中国还制定了增加灵活调节电源和需求侧响应能力的目标，以支持在电力系统中提高波动性可再生能源的比重 (China, NDRC and NEA, 2022b)。中国加强了储能发展的政策规划，目标是到 2025 年新增 3000 万千瓦新型储能装机（主要是电池储能系统） (China, NDRC and NEA, 2021b)，到 2030 年抽水蓄能总量达到 1.2 亿千瓦 (China, NEA, 2021b)。虽然电网企业承担确保可再生能源并网消纳的主体责任，但鼓励发电企业自建或外包储能和调峰资源，以增加可再生能源并网规模 (China, NDRC and NEA, 2021c)。

上网电价

中国上网电价补贴政策自 2000 年代末出台以来，一直是可再生能源装机快速扩张的主要驱动力，为非水可再生能源提供经济激励。上网电价制度为符合条件的项目提供 20 年期合同，基于可再生技术类型和项目所在地的资源水平确定固定的上网

电价。这一政策成功地促进了可再生能源增长，但由于装机量远远超过最初的预期，挑战也随之出现，包括国家补贴缺口和可再生能源并网消纳困难。

中国在“十三五”时期（2016-2020 年）下调了上网电价，并在 2020 年底逐步取消了中央政府对新建风电和太阳能项目的上网电价补贴（China, NDRC, 2021b）。¹⁴中国逐渐从上网电价制度转向竞争性拍卖、自愿认购可再生能源绿色电力证书（“绿证”）、可再生能源配额制（RPS）等其他政策支持工具。这些政策旨在提高可再生能源的成本竞争力，促使可再生能源电力相对于其他技术实现“平价上网”，完善并网消纳，并减少政府资金的补贴负担。

可再生能源配额制

2019 年，中国推出了可再生能源配额制（RPS），以促进可再生能源的可持续发展和并网消纳；这标志着从装机目标（以千瓦衡量）到发电量/消纳量目标（以千瓦时衡量）的重要转变，加大力度激励对装机容量进行有效利用，有效提供可再生能源电力，并尽量减少弃电。可再生能源配额制度规定了各省可再生能源电力和非水可再生能源电力消纳比重的年度目标，目标设置考虑了各省的可再生能源装机容量、跨省电力交换以及中国非化石燃料占一次能源消费比重的五年目标等。例如，为了支持“十三五”时期一次能源消费中非化石能源比重提高到 15% 的目标，设定了各省 2020 年相应的可再生能源电力消纳目标，预计全国可再生能源电力消费占比达到 28% 以上，非水可再生能源电力（主要是风电和太阳能）消费占比达到近 11%（China, NDRC and NEA, 2020）。可再生能源配额制度下，两类责任主体需承担与其售电量或用电量相对应的可再生能源电力和非水可再生能源电力消纳量：（1）各类直接向电力终端用户售电的电网企业、配电企业和售电企业，以及（2）通过电力批发市场购电的大型电力用户和拥有自备电厂的企业。责任主体可以通过以下方式实现目标：自行生产可再生能源电力，通过电网购买或直接向发电企业购买可再生能源电力（例如通过近期试行的绿色电力交易），向超额完成年度消纳量的市场主体购买其超额消纳量，或认购可再生能源绿色电力证书（“绿证”）（China, NDRC and NEA, 2019）（专栏 1.3）。可再生能源配额制考核的实施由省政府负责，电网企业承担组织协调责任。

¹⁴ 中国逐步取消了对新建陆上风电、公用集中式太阳能光伏和工商业分布式光伏项目的上网电价制度和竞争性拍卖。海上风电和太阳能光热发电项目不再享受上网电价制度，但可以参加省级竞争性拍卖。户用分布式光伏项目仍可享受上网电价制度。

专栏 1.3 可再生能源配额制的配套政策：绿色电力证书（以下简称绿证）与绿色电力交易（以下简称绿电交易）

2017 年，中国实施了“绿证”自愿认购制度，以加强可再生能源的并网消纳，促进资金流向可再生能源（China, NDRC, MOF and NEA, 2017）。2021 年，这一制度开始转变为可再生能源配额制下的配套绿证交易（China, MOF, NDRC and NEA, 2020）。

可交易的绿色（或可再生能源）证书系统为“绿色”，即可再生能源的非能源环境属性建立市场，目的是支持有关技术。每张绿证对应一定量的可再生能源，可以在绿证市场上交易，用于奖励可再生能源发电企业或拥有方。同时，绿证系统提供了一种追踪证书发放和所有权的机制，以证实可再生能源的使用情况。在世界各地，绿证机制往往与可再生能源配额政策一并实行，以便准确追踪可再生能源配额制的合规情况；责任主体可以通过灵活购买绿证来满足目标要求，因此绿证降低了责任主体的合规成本。

在中国的绿证机制下，一张绿证对应 1000 千瓦时的非水可再生能源电力，可再生能源发电企业可以通过出售绿证获得额外的电力销售收入；目前绿证所对应的可再生能源发电项目包括大规模陆上风电和光伏发电。绿证制度自推出以来，与上网电价计划并存：符合上网电价补贴条件的可再生能源发电企业可以发行绿证，但需要放弃上网电价补贴才能销售绿证，而且绿证价格以上网电价制度中补贴额度为上限（即有关上网电价减去燃煤发电基准价）。由于发电企业需要放弃上网电价补贴才能出售绿证，因此上网电价对绿证价格有很大影响：2017 年 7 月-2020 年 12 月期间，符合上网电价补贴条件的陆上风电和太阳能项目的绿证的平均交易价格分别约为 175 元和 670 元，反映了当时太阳能的上网电价补贴相对高得多。绿证交易量较低，只有不到 1% 的核发绿证（约 0.15% 的已发行绿证）售出，原因是在自愿认购制度下买方没有义务购买绿证。

随着中国从上网电价补贴制度向可再生能源配额制过渡，绿证机制为支持可再生能源配额合规而经历改革，市场也在不断发展。绿证的价格趋势已经发生变化：虽然未来几年有权享受上网电价补贴的现有项目的绿证售价与以前相近，但近期的风电和太阳能项目没有资格享受上网电价补贴，这些项目的绿证价格明显较低，在 2021 年的平均交易价格为 50 元左右。截至 2021 年底，无资格享受上网电价补贴的项目出售的绿证累计占售出绿证总量的近 90%。绿证交易量随着对绿证需求的增加而增加，因为越来越多的企业将绿证机制作为履行可再生能源配额义务的一个途径。累计绿证销量比 2020 年 12 月增长了 14 倍，占核发证书总量的 9%（China green certificate trading platform, 2021）。

此外，中国正在进行绿证与绿电交易的统筹工作。绿电交易于 2021 年试行，允许发电企业和电力用户之间将可再生能源电力（目前覆盖风电和光伏发电）作为一种独立的产品，在双边中长期远期合同框架内进行交易，允许绿色溢价存在。首批绿

电合同的溢价为 0.030-0.050 元/千瓦时，与无资格享受上网电价的绿证的平均价格近似。绿色电力的购买方会收到一份绿色电力消费证书；目前中国正在开展统筹协调工作，以在绿电交易和绿证之间达成“证电合一”（China, NDRC, 2021c; Xinhua, 2021a, 2021b）。

2021 年 2 月，国家能源局发布《关于征求 2021 年可再生能源电力消纳责任权重和 2022-2030 年预期目标建议的函》，其中提出到 2030 年全国统一可再生能源电力消纳责任权重为 40%，非水可再生能源电力消纳责任权重为 25.9%，以确保完成 2030 年全国非化石一次能源消费占比达到 25%，风电、太阳能发电装机总容量达到 12 亿千瓦以上（China, NEA, 2021a）。2021 年 5 月发布的最终政策文件规定了 2021 年省级目标和 2022 年预期目标，还规定每年初滚动发布各省可再生能源电力消纳责任权重，同时印发当年的约束性指标和次年的预期目标（China, NDRC and NEA, 2021d）。

可再生能源配额制与碳市场之间的交互统筹

虽然可再生能源配额制等可再生能源扶持政策和碳市场各自针对一个主要政策目标而设计，但政策之间有很大的互动潜力，可相互补充支持，也可能相互干扰损害。碳市场是一种气候政策工具，利用市场力量通过成本最低的方式减少碳排放。虽然碳市场可以有效推动脱碳，特别是通过调整运行、采纳能效措施、实施燃料替代和促进创新型低碳技术（Aldy and Stavins, 2012），但它通常需要与配套的可再生能源扶持政策相辅相成。这些配套政策旨在进一步激励对新兴低碳技术进行创新、消除有关风险，降低清洁能源转型的长期成本，提高产业竞争力，确保供应安全。

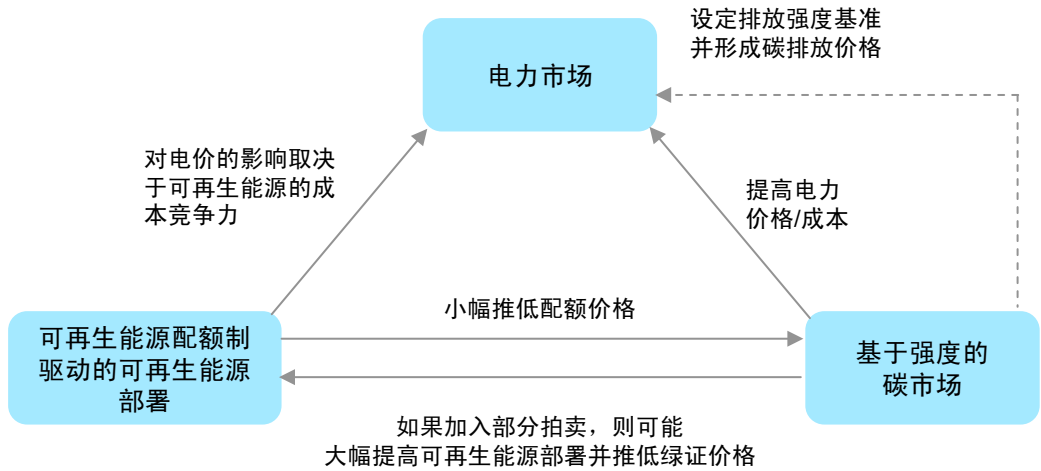
可再生能源配额制政策和碳市场之间存在若干值得注意的潜在重叠。在电力部门中，可再生能源配额制政策规定了电力消费结构中可再生能源比重增加，而碳市场则力求减少与电力有关的排放，包括通过低碳燃料替代。可再生能源配额制的配套绿证机制，以及碳市场，都旨在提供价格激励措施，使高碳发电（如未配备 CCUS 的煤电）相对于低碳电力的吸引力降低。短期内，两者结合可能会提高电价，不过在定价未放开的电力市场中提高幅度较小。然而，电价上升幅度在很大程度上取决于政策方案的具体规定、发电结构、电力市场设计，以及替代性低碳发电能源的成本降低速度。

可再生能源配额制和基于强度的碳市场的交互作用

可再生能源配额制度与基于强度、侧重于化石能源发电的碳市场之间的互动可能是有限的。在这种情况下，对配额和减排的需求主要是由煤电和气电在各自基准之上

改善能效来驱动的，由可再生能源配额制推动的可再生能源部署不太可能大幅减少碳市场下对二氧化碳减排和配额的需求。这样的系统中，可再生能源不能作为碳排放配额供应的来源，因此对降低配额价格的作用甚微。另一方面，如果系统将所有配额都免费分配给化石燃料发电企业，那么也不太可能给可再生能源提供较大激励。然而，如果开展部分配额拍卖，基于强度的碳市场可以在激励可再生能源部署方面发挥更大作用，因为拍卖将进一步降低化石能源发电相对于可再生能源发电的成本竞争力。同时，碳市场对可再生能源部署的这种额外激励可能会进而大幅降低绿色电力溢价或可再生能源配额制下绿证的价格。

图 1.2 可再生能源配额制和基于强度、侧重于化石能源发电的碳市场之间的互动示意图



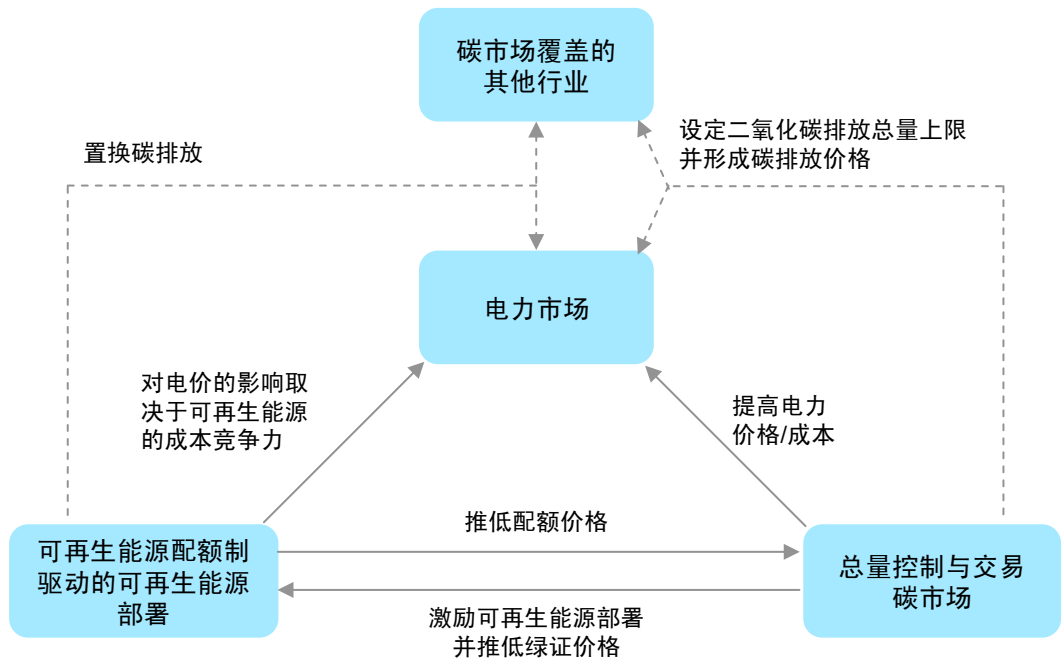
IEA. All rights reserved.

可再生能源配额制和总量控制与交易碳市场的交互作用

与基于强度的碳市场相比，可再生能源配额制和总量控制与交易碳市场之间的交互作用很可能更强，不过这种交互作用可能在缺乏充分协调的情况下影响政策的有效性。例如，如果通过可再生能源配额制度实现了较高的可再生能源发电比重，减少了电力相关排放，那么总量控制与交易碳市场中对碳排放配额的需求就会下降，因为碳排放配额的供给总量是预先确定的。这就可能会降低总量控制与交易碳市场中配额的价格，从而降低碳市场的有效性；如果总量控制与交易碳市场中的总量设置没有考虑到由可再生能源配额制激励带来的预期可再生能源部署，这种影响可能更加明显。此外，在覆盖多个部门（如工业和电力）的总量控制与交易碳市场中，碳市场总量控制设定了允许各覆盖部门排放的总量。在这样的设计下，如果政策制定者在确定碳排放配额总量时没有预计到可再生能源配额制推动电力部门实现的减排，或在之后调整总量，那么这种减排可能会在不违反碳市场整体总量控制的前提下给工业排放留出更多空间，即发生所谓的置换效应（图 1.3）（Lehmann and Gawel, 2013）。这可能会进一步推低配额价格，减损碳市场覆盖部门进一步减排的动力。

另一方面，总量控制与交易碳市场将提高可再生能源的相对竞争力，并通过碳价格抑制化石能源发电，激励可再生能源部署；这将有助于实现可再生能源配额制目标，但很可能会降低可再生能源配额制下绿证的价格。

图 1.3 可再生能源配额制和总量控制与交易碳市场之间的互动示意图



IEA. All rights reserved.

来源：国际能源署，改编自 Van den Bergh, Delarue and D'haeseleer (2013)。

因此，政策制定者在设计能源和气候政策时，有必要事先评估各政策之间的交互途径和相互影响。要做到这一点，可以在国家发展和改革委员会统筹的基础上，将各有关部委的政策协调制度化。这有助于确保气候和能源政策组合能够以较低的成本有效实现多重政策目标，而政策成本和有效性事关清洁能源转型在多大程度上能被社会所接受。此外，对于最初预期减排量和配额需求可能存在的偏差，可以采取灵活机制来调整供需，例如为碳市场设立市场稳定储备¹⁵，或为碳市场和绿证机制设置价格上下限等。

¹⁵ 欧盟碳市场的市场稳定储备（MSR）是这种灵活机制的一个范例；如果流通中的配额数量低于或高于预先确定的阈值，该机制就会自动在排放交易系统中相应地增减配额。

第 2 章 模型的主要特征和情景设计

本报告以情景模拟的定量输出为基础，旨在了解中国电力部门的可再生能源配额制和碳市场政策的影响，并评估二者之间的相互作用。本章介绍模型的主要特征，解释可再生能源配额制和碳市场如何体现在模型中，随后概述本报告评估的五种情景：前两种情景分别作为反事实对照的可再生能源配额制情景，以及基于可再生能源配额制和中国目前实施的碳市场设计的当前政策情景；另外三种政策情景则探讨了如何通过加强碳市场设计，加速推动中国电力部门的排放轨迹与国家的碳中和目标需要相一致。

模型设计

为了分析中国碳市场如何影响全国电力部门，本报告使用了基于市场的电力系统模型；该模型最小化电力系统的总成本，并且纳入了内生容量和输电线路扩张以及调度模块。系统成本优化考虑了发电的年化投资成本、可变和固定运维成本、调峰和输电成本，以及发电机组升级改造成本，同时也考虑到政策限制和资源禀赋差异，如可再生资源的地理分布、化石燃料成本等。模型假设碳市场政策产生的二氧化碳成本或收益在机组运营和投资决策中得到充分考虑，并在模型的成本优化中适用这一假设。

模型以 2015 年为基准年，以五年为单位评估碳市场的潜在影响，直至 2035 年。2020 年的模拟已经根据 2020 年的统计数据进行了严格的校准。国家和省级的初始装机容量和发电结构基于中国电力联合会的数据。

建模工作纳入了有关电力部门发展、技术成本和政策趋势的一些关键假设，以模拟关键政策对中国电力系统的影响以及对实现中国气候和能源目标的潜在贡献。2015 年和 2020 年的电力需求基于中国电力联合会的数据，未来的电力需求与国际能源署的承诺目标情景中一致 (IEA, 2021b)。考虑到中国正在进行电力市场改革，包括计划到 2025 年建立全国电力市场体系，模型假设电力调度在 2020 年有一部分为计划调度，2025 年起进行实施经济调度，¹⁶同时允许跨省电力交易，但以传输容量为限，并相应优化装机容量和发电结构。假设中还包括了燃气机组的最低运行时间（每年 2500 小时），以体现对燃气发电的政策激励。本报告中，不同政策情景下关于电力需求增长、外生技术成本变化和可再生能源政策框架的假设（详见下一节“可再生能源配额制政策的建模”）都保持一致。附录中更详细地描述了可再

¹⁶ 计划调度是指通过行政方式确定电厂的运行时间。在中国，传统的做法是由政府针对不同技术规定发电企业的运行时间范围。经济调度是根据优先顺序曲线确定满足系统负荷的最低边际成本，对最佳发电组合做出短期决定，以满足电力需求。

生能源电力规划及运行（REPO）模型，以及对装机容量、发电结构、技术成本和排放因子的主要假设。

值得注意的是，REPO 模型等成本优化模型具有其局限性，不能完全反映电力部门的复杂机制，也无法囊括未来发展的各种不确定性。可再生能源电力规划及运行模型寻求电力系统总成本最小化，因此在有限的时间范围内会倾向对成本最低的技术进行扩张，但这一倾向受到附录所述假设和条件的限制。因此，在考虑模型的输出时应当同时考虑到模型的局限性。

可再生能源配额制政策的建模

中国的可再生能源配额制政策为所有可再生能源和非水可再生能源在电力消费总量中的比重设定了目标。在模型中对可再生能源配额制政策通过对发电设置约束来模拟，即非水可再生能源在电力总需求中的比重不低于规定的目标值。本分析中假设非水可再生能源占比目标为 2025 年 18.6%，2030 年 25.9%，2035 年 36%（基于国家能源局对 2030 年前可再生能源电力消纳责任权重预期目标的建议征求意见稿（China, NEA, 2021a），并假设到 2035 年目标适度提速）。由于水电和非水可再生能源发展驱动力的差别较大，模型并没有直接对可再生能源总量比重设置约束条件，而是根据水电政策规划和资源可用性对水电装机发展做出了假设。模型不对省级可再生能源装机目标做出假设，而是假设企业在履行可再生能源配额制义务时允许进行跨省电力交易。

在可再生能源配额制目标约束下，模型还输出反映绿色电力溢价的变量，该溢价反映出系统增加非水可再生能源发电以达到可再生能源配额制目标所需的经济激励水平。该溢价是使非水可再生能源达到其他资源（包括现有的化石能源发电资源）同等竞争力的溢价。这一绿色电力溢价变量有两项用途：一是探索提高电力系统中可再生能源比重所需的潜在经济激励，二是了解碳市场和可再生能源配额制政策之间的交互作用。对后者而言，绿色电力溢价是一个指标，表明碳市场如何有助于为非水可再生能源提供经济激励，以及碳市场可能怎样影响绿证、绿色电力交易市场等可再生能源支持机制。

影响模型中绿色电力溢价的主要因素是非水可再生能源发电与其他能源发电的成本差异。影响绿色电力溢价的另一因素是系统并网消纳成本，例如为了消纳更高比例的波动性可再生能源而进行储能和调峰。因此，即使可再生能源的平均部署成本与其他资源持平，绿色电力溢价仍可能是正值。这首先是因为可再生能源资源分布存在地理差异，更高的可再生能源比重可能需要在资源较少、成本较高的地区部署可再生能源；其次，更高的可再生能源比重会增加并网消纳需求，可能导致并网消纳成本上升。

碳市场的建模

碳市场通过一个排放约束函数来模拟，函数中经核查的二氧化碳排放总量必须保持不超过碳市场中分配的二氧化碳配额总量。在不同情景下，碳市场的配额分配或是采用基于强度的方法，根据年度发电量和特定技术基准来确定配额数量，或是采用总量控制与交易的方法，遵循确定的排放轨迹。经核查二氧化碳排放量是指必须清缴的履约配额，通过将燃料消耗量与燃料的二氧化碳排放因子相乘计算得出。¹⁷分析在机组层面上进行，建模中假设碳市场覆盖的企业在履约时对各自己的机组做出成本优化的运行和投资决策。减排的主要途径包括：（1）提高化石能源发电效率，方式如提升技术效率、进行改造或将发电决策从低效机组转移到高效机组等，（2）为化石能源发电机组配备 CCUS 技术，（3）燃煤发电转燃气发电，以及（4）化石能源发电转非化石能源发电。建模中没有将需求减少作为主要减排途径进行分析，因为电力需求是外生假设，在不同情景下保持一致。配额价格是模型的一个输出，反映了减排的边际成本，在满足配额数量的同时使系统总成本最小化。

对于涉及基于强度碳市场的情景，分析中假设了一组基准值，按照中国 2019-2020 年碳市场配额分配方案分为四个基准类别：非常规燃煤发电机组、300 MW 级及以下常规燃煤发电机组、300 MW 级以上常规燃煤发电机组，以及燃气发电机组。2020 年的基准值在第 1 章表 1.1 中列出。2020 年后的基准值因情景而异，详见下一节。

中国目前的碳市场配额分配方案规定，为了在政策上激励发电燃料转向天然气，存在配额履约缺口的燃气机组不需要购买配额。由于有关配额跨期储备（即将当前履约期的剩余配额储备用于未来履约期）的具体规定尚未出台，所以模型中未考虑配额跨期储备。模型中也没有考虑将国家核证自愿减排量（CCER）用于抵消配额履约义务。

情景设计

当前政策和反事实对照情景

可再生能源配额制-碳市场（RPS-ETS）情景基于目前中国电力部门的气候和能源政策框架的规划发展。为了评估碳市场在电力部门转型中的作用，本分析中设置了一个用于与以上情景对比的假设反事实情景，即可再生能源配额制情景。设计这两种情景是为了评估中国基于强度、免费分配配额的碳市场的影响，以及碳市场与可

¹⁷ 本报告在分析涵盖的期间采用的煤炭的平均燃料排放因子，考虑了根据中国碳市场监测、报告与核查（MRV）制度，在不实测燃料排放因子的情况下使用较高的参数缺省值。实际中，如机组增加对燃料二氧化碳排放因子的实测，则可以降低经核查排放量的平均燃料排放因子，例如降低到 95 千克二氧化碳/十亿焦耳（“其他烟煤”的平均排放因子；烟煤是中国煤电行业的主要燃料）。在这种情况下，需要相应地进一步收紧基准，才能达到本报告中所述的收紧效果。

再生能源配额制政策相结合所产生的影响。这两种情景的关键假设概述如下（表 2.1），有关结果在第 3 章讨论：

- **可再生能源配额制情景（RPS 情景）**：反事实对照情景，包含了现有的可再生能源配额制框架设置，但不包含二氧化碳排放控制政策或碳定价政策。该情景假设非水可再生能源比重目标在 2030 年为 25.9%，2035 年为 36%。
- **可再生能源配额制-碳市场情景（RPS-ETS 情景）**：当前政策情景，在可再生能源配额制情景的政策假设基础上，根据中国当前政策设计实施基于排放强度、免费分配配额的碳市场。该情景评估了电力部门碳市场的政策效果，以及碳市场与可再生能源配额制政策的交互作用。它假设所有覆盖煤电机组的碳市场基准将随时间推移而以平稳速度收紧：截至 2025 年的五年期间基准收紧速率为 3%，大致相当于延续过去五年来煤电机组的实际效率提升趋势；此后政策愈加严格，基准收紧速率加倍。

表 2.1 可再生能源配额制情景和可再生能源配额制-碳市场情景的设计

情景	政策领域	政策工具	设计方案演变			
				2025	2030	2035
可再生能源配额制情景	支持可再生能源	可再生能源配额制	非水可再生能源占比目标	18.6%	25.9%	36.0%
	排放控制	无具体工具		-/-		
可再生能源配额制-碳市场情景	支持可再生能源	可再生能源配额制	非水可再生能源占比目标	18.6%	25.9%	36.0%
	排放控制	碳市场	配额分配	基于强度 免费分配配额		
			所有煤电机组的基准在五年期间以相同速率收紧	-3%	-6%	-6%
			燃气机组的基准保持不变			

注：本报告在分析涵盖的期间采用的煤炭的平均燃料排放因子，即 101.65 千克二氧化碳/十亿焦耳，考虑了根据中国碳市场监测、报告与核查（MRV）制度，在不实测排放因子的情况下使用较高的参数缺省值。实际中，如机组增加对燃料二氧化碳排放因子的实测，则可以降低经核查排放量的平均燃料排放因子，例如降低到 95 千克二氧化碳/十亿焦耳（“其他烟煤”的平均排放因子；烟煤是中国煤电行业的主要燃料）。在这种情况下，需要相应地进一步收紧基准，才能达到同样的收紧效果。

碳市场加强情景

2020 年，中国宣布力争在 2030 年前实现二氧化碳排放达峰，2060 年前实现碳中和。实现双碳目标要求中国电力部门进行深度转型。因此，本报告分析了三种加强碳市场的可能政策路径，这些路径可以加速使电力部门的排放轨迹与 2060 年前实现碳中和目标的需要达成一致。

这三种碳市场加强（ETS+）情景都旨在实现中国碳达峰、碳中和所需的排放轨迹。在碳市场加强情景中，对排放轨迹的考虑采用国际能源署在《中国能源体系碳中和

路线图》和《2021 年世界能源展望》(IEA, 2021b)中提出的承诺目标情景 (APS)，从而确定三种碳市场加强情景中所需的碳市场严格程度。¹⁸

三种碳市场加强情景下，保持与**可再生能源配额制 (RPS) 情景**和**可再生能源配额制-碳市场 (RPS-ETS) 情景**相同的可再生能源配额制政策假设，在 2025 年后分别通过不同的设计方案演变来加强碳市场（表 2.2），以实现相同的预期排放轨迹：

- **碳市场+基准收紧 (ETS+BM) 情景：**基于强度的碳市场更加严格，大幅收紧煤电机组的配额分配基准。与可再生能源配额制-碳市场情景相比，碳市场+基准收紧情景模拟从 2025 年开始有更高的煤电基准收紧速率：2025-2030 年五年期间收紧率加倍，为 12%；2030-2035 年进一步增加到 22%。
- **碳市场+拍卖 (ETS+Auction) 情景：**在基于强度的碳市场中加入碳排放配额部分拍卖。该情景下，基于强度的碳市场和基准收紧速率与可再生能源配额制-碳市场情景相同，但假设完全免费分配配额的做法只持续到 2025 年，之后引入部分配额拍卖，即对于特定的发电量，只有部分配额根据适用的基准免费分配，其余配额则通过拍卖提供给市场。在该情景中，到 2030 年，17.5%的配额将被拍卖；到 2035 年，这一比例上升到 23.5%。
- **碳市场+总量控制 (ETS+Cap) 情景：**从基于强度的碳市场转变为总量控制与交易的碳市场，且绝对排放总量上限随时间推移而降低。该情景假设从现在到 2025 年采用基于强度的碳市场，其基准收紧速率与可再生能源配额制-碳市场情景下相同。2025 年后，碳市场将转变为免费分配配额的总量控制与交易的碳市场。2030 年的配额总量上限设定值比 2020 年的排放量低 11%（39.9 亿吨二氧化碳），2035 年比 2020 年低约 38%（27.8 亿吨二氧化碳）。

¹⁸ 要实现中国 2030 年前二氧化碳排放达峰和 2060 年前碳中和的既定目标，能源部门的排放路径并非唯一。承诺目标情景 (APS) 呈现中国能源体系实现中国碳中和既定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。

表 2.2 不同碳市场加强情景的设计

情景	可再生能源配额制 消纳责任权重目标		碳排放权交易系统（碳市场）			
	2030	2035		2025	2030	2035
当前政策情景						
可再生能源配 额制-碳市场 情景	25.9%	36.0%	煤电基准收紧速率 （五年期间）	-3%	-6%	-6%
碳市场加强（ETS+）情景						
碳市场+基准 收紧情景	25.9%	36.0%	煤电基准收紧速率 （五年期间）	-3%	-12%	-22%
碳市场+拍卖 情景	25.9%	36.0%	煤电基准收紧速率 （五年期间）	-3%	-6%	-6%
			配额拍卖比重	-/-	17.5%	23.5%
碳市场+总量 控制情景	25.9%	36.0%	煤电基准收紧速率 （五年期间）	-3%	-/-	-/-
			配额分配	基于强度	总量控制与 交易	总量控制与 交易
			总量上限降低 （相对于 2020 年的排 放量）	-/-	-11%	-38%

注：本报告在分析涵盖的期间采用的煤炭平均燃料排放因子，即 101.65 千克二氧化碳/十亿焦耳，考虑了根据中国碳市场监测、报告与核查（MRV）制度，在不实测排放因子的情况下使用较高的参数缺省值。实际中，如机组增加对燃料二氧化碳排放因子的实测，则可以降低经核查排放量的平均燃料排放因子，例如降低到 95 千克二氧化碳/十亿焦耳（“其他烟煤”的平均排放因子；烟煤是中国煤电行业的主要燃料）。在这种情况下，需要相应地进一步收紧基准，才能达到同样的收紧效果。

随着时间推移，不同情景设计方案的基准下调速率将大幅推低绝对基准值：2020-2035 年期间，在可再生能源配额制-碳市场情景和碳市场+拍卖情景中，煤电机组基准累计下调幅度为 14%，而碳市场+基准收紧情景中，累计下调幅度为 33%。基准下调只适用于煤电机组，气电机组基准不下调。表 2.3 总结了绝对基准值的下调情况。

表 2.3 关于 2020-2035 年碳排放基准值的假设

	发电部门的二氧化碳排放基准值（克二氧化碳/千瓦时）					
基准类别	2020	2025	2030		2035	
			可再生能源配额制-碳市场情景， 碳市场+拍卖情景	碳市场+基准收紧情景	可再生能源配额制-碳市场情景， 碳市场+拍卖情景	碳市场+基准收紧情景
非常规燃煤机组	1146	1112	1045	982	982	765
300 MW 级及以下 常规燃煤机组	979	950	893	839	839	653
300 MW 级以上 常规燃煤机组	877	851	800	750	750	585
燃气机组	392					

注：本分析假定配备 CCUS 的燃煤和燃气机组与大型常规燃煤和燃气机组适用相同的基准值。本报告在分析涵盖的期间采用的煤炭平均燃料排放因子，即 101.65 千克二氧化碳/十亿焦耳，考虑了根据中国碳市场监测、报告与核查（MRV）制度，在不实测排放因子的情况下使用较高的参数缺省值。实际中，如机组增加对燃料二氧化碳排放因子的实测，则可以降低经核查排放量的平均燃料排放因子，例如降低到 95 千克二氧化碳/十亿焦耳（“其他烟煤”的平均排放因子；烟煤是中国煤电行业的主要燃料）。在这种情况下，需要相应地进一步收紧基准，才能达到同样的收紧效果。

第3章 当前政策组合——可再生能源配额制和碳市场

本章基于第2章和附录中描述的2020-2035年电力部门模型，分析了两种政策情景，以探讨以下政策对中国电力部门的潜在影响：（1）成功的可再生能源配额制政策，以及（2）可再生能源配额制政策结合基于强度的、基准适度逐步收紧的碳市场。分析旨在加深对这两项政策推动电力部门减排的机制以及二者之间政策互动影响的了解。

可再生能源配额制（RPS）情景的模拟结果

可再生能源配额制情景（用于对比评估碳市场作用的反事实情景）只考虑电力部门的改革，如经济调度和旨在提高非水可再生能源比重的可再生能源配额制政策，但不考虑控制二氧化碳排放的政策。本节描述了此情景对主要发电技术的影响。

成功实现可再生能源配额制目标（即2030年非水可再生能源在电力消费结构中的比重达到26%，2035年达到36%），可以帮助中国电力部门的二氧化碳排放量在2030年前达到峰值，并在此后逐步下降。可再生能源配额制情景中，电力需求将持续增长，电力部门排放量2025年比2020年增加6%，2030年降至比2020年高3%，2035年下降到比2020年低7%，即42亿吨（图3.1）。¹⁹

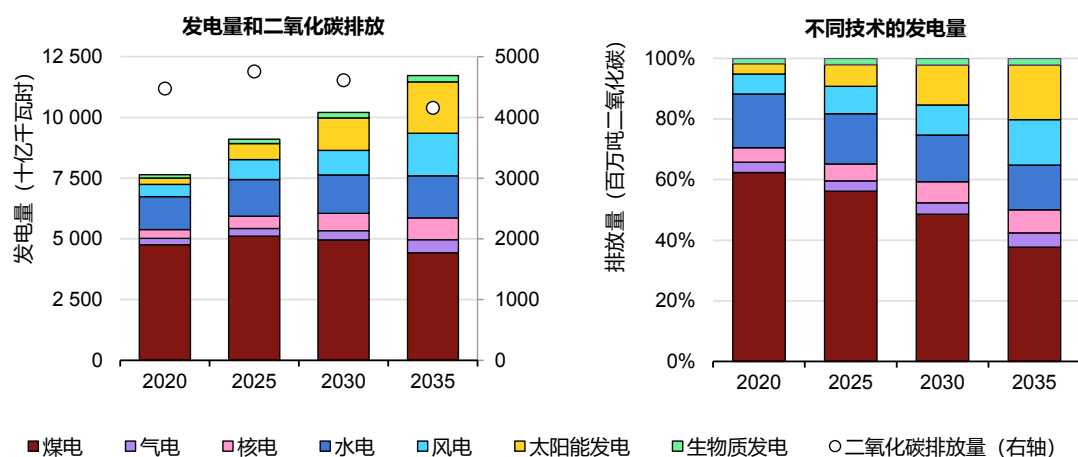
与2020年相比，中国的电力需求到2035年预计将扩大50%以上。虽然以往强劲的需求增长导致了发电量提升，特别是未配备CCUS的煤电机组发电量提升，但随着可再生能源成本效益不断改善和可再生能源配额制下消纳责任权重的成功实施，这一趋势可能在“十四五”、“十五五”时期发生逆转。

对可再生能源的影响

在可再生能源配额制情景下，2020-2025年间可再生能源的增长将可以满足60%以上的新增电力需求。2030年后，可再生能源的增长将超过电力需求增长；未配备CCUS的化石燃料发电机组的发电量将逐步减少，由可再生能源替代。2020-2035年间可再生能源总计可以满足约90%的新增电力需求。

¹⁹ 国际能源署和中国对电力部门排放量的估计由于方法上的差异而有所不同，方法差异包括热电联产厂的能源生产排放量如何在供热和发电之间进行分配，以及对不同化石燃料使用的排放系数。为了本报告的目的和评价具体国家的政策影响，中国2020年电力部门的二氧化碳排放量采用中国的方法进行估算，低于国际能源署估算的48亿吨（更多信息见附录A）。

图 3.1 2020-2035 年可再生能源配额制情景下的发电量和二氧化碳排放量



IEA. All rights reserved.

可再生能源在总发电量中的比重将从 2020 年的近 30% 增加到 2030 年的 41%，2035 年进一步增加到 50%。2020-2030 年间可再生能源发电量几乎翻一番，达到约 4.2 万亿千瓦时，2035 年达到 5.8 万亿千瓦时。太阳能光伏发电量的扩张幅度最大，2030 年将扩大到 2020 年的五倍，超过 1.3 万亿千瓦时，占总发电量的 13%；2035 年达到 2.1 万亿千瓦时，占总发电量的 18%，超过水电成为最主要的可再生能源电力来源。风电发电量将在 2020-2030 年间翻一番，2030 年后加速发展。风电扩张由两大因素推动：一是较高的光伏发电比重需要由风电来补充，才能更好地保障电力供需平衡；二是随着太阳能光伏部署扩大，其相对于风电的成本将会提高，因为届时最廉价的太阳能光伏资源都将完成开发。2035 年，风力发电将达到 1.75 万亿千瓦时，占总发电量的 15%。从现在到 2035 年，水力发电量将逐步增长，2035 年比 2020 年增加 28%，但其在总发电量中的比重将从 18% 下降到 15%。

在装机方面，到 2030 年可再生能源装机将几乎翻一番，达到 18.5 亿千瓦，其中风能和太阳能装机合计超过 13 亿千瓦，超额完成中国最新的国家自主贡献中 12 亿千瓦的目标。到 2035 年，可再生能源装机将进一步增加到 2020 年的近 4 倍，达到 26 亿千瓦，其中 20 亿千瓦为风电和太阳能装机。

可再生能源配额制情景下，模型输出的 2025 年非水可再生能源绿色电力溢价²⁰为 0.030 元/千瓦时，表明仍需要经济支持才能满足可再生能源配额制目标和相关并网消纳需求。不过，这一价格基本对应 2021 年绿色电力交易中的绿色溢价低位水平。由于可再生能源和储能技术的成本竞争力将会不断增强（技术成本假设见附录），在可再生能源配额制情景中，所需的绿色电力溢价在 2030 年将下降到 0.025 元/千

²⁰ 关于绿色电力溢价的解释，请参见第 1 章的专栏 1.3 和第 2 章的“可再生能源配额制政策的建模”一节。

瓦时，2035年下降到0.001元/千瓦时。这表明，到2035年非水可再生能源比重达到36%，几乎不会给系统带来额外成本，即使在考虑到相关储能和调峰成本的情况下也是如此。

对煤电的影响

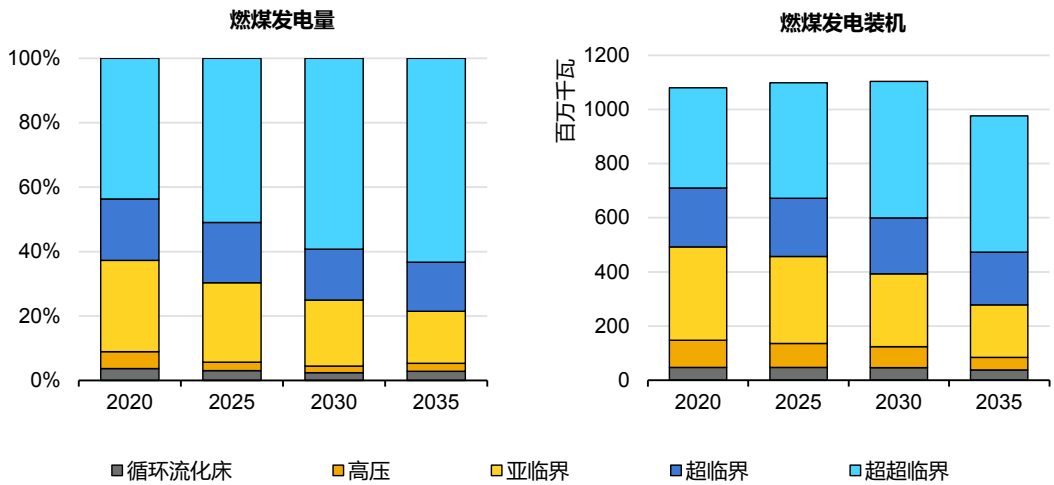
在可再生能源配额制情景下，可再生能源将强劲扩张，满足新增电力需求中越来越高的比例，因此煤电在“十四五”、“十五五”时期的增长有限，2030年前达到峰值——这是中国电力部门在2030年前实现碳达峰的一项关键因素。煤电在总发电量中的比重将从2020年的62%稳步下降到2035年的38%（图3.1）。

煤电发电量将从2020年的约4.8万亿千瓦时增加到2025年的5.1万亿千瓦时（增幅7%），随后在2030年降低到5.0万亿千瓦时以下，到2035年明显下跌至4.4万亿千瓦时，比2020年低约7%。这一趋势的主要驱动力是随着煤电机组达到使用寿命，煤电装机将减少超过10%，从“十四五”、“十五五”时期的平均约11亿千瓦下降到2035年的9.8亿千瓦。届时仍然在运的煤电机组的平均运行时间将比2020年略有增加，原因是高效的超超临界机组占比较大，其平均年利用小时数保持在5600小时，而其他煤电机组的年利用小时数则低于4000小时。

在煤电机组中，从低效到高效的转变仍将继续，超超临界机组日益成为主流，而亚临界机组和高压机组将显著减少。然而，如果没有额外政策激励来限制煤电或进一步加快低碳替代技术发展，那么2021-2030年这十年间，仍可能有近1.4亿千瓦的超超临界机组完成建造；煤电新增和退役装机量大体平衡，总装机仍然大致稳定在11亿千瓦左右。2030-2035年间，将另有1.3亿千瓦的煤电机组因为达到寿期而退役。因此，到2035年，超超临界机组将占煤电装机的50%以上，而在2020年这一比例只有三分之一。由于超超临界机组与其他煤电机组相比效率较高、年利用小时数较高，因此2035年超超临界机组的发电量将占燃煤发电总量的63%（图3.2）。2020-2025年期间，煤电机组的平均能耗强度仅缓慢下降1%左右，无法达到中国在这五年期间对火电厂设定的下降2%的目标（China, NDRC and NEA, 2021a）。²¹到2035年，煤电机组的平均能耗强度将比2020年下降不足3%。在可再生能源配额制情景下，CCUS技术尚不具有成本竞争力，2035年仍未纳入发电结构中。

²¹ 为了评估碳市场政策对提高化石能源发电机组效率的潜在影响，本报告和模型没有预先假设实现火电厂能耗目标。

图 3.2 2020-2035 年可再生能源配额制情景下的煤电发电量和装机结构



IEA. All rights reserved.

对电力部门的其他影响

在电力结构中波动性可再生能源比重不断提升、煤电比重逐渐下降的背景下，由于水电资源有限，因此电力结构中核电、气电等可调度发电资源的作用就愈发重要。可再生能源配额制情景中，2020-2035 年核电和气电的装机和发电量都将翻一番，不过二者的起始量都比较小。核电在发电结构中的比重将从 2020 年的 5% 增加到 2035 年的 8%，而气电则从 3% 增加到 5%。

随着波动性可再生能源快速扩张，还需要大力发展储能装机容量。抽水蓄能到 2025 年将增加至 7000 万千瓦，超额实现目标（China, NEA, 2021b），到 2030 年达到 9000 万千瓦；之后装机量不再增加，因为届时电池储能将具有更高的成本竞争力。在政策目标的推动下，电池储能装机将从 2020 年的 300 万千瓦跃升至 2025 年的 3000 万千瓦（China, NDRC and NEA, 2021b）；2030 年之后，电池储能随着规模化部署推低成本，增长速度将会加快。储能装机的部署可以支持更多可再生能源并网消纳，减少对可调度化石能源发电装机的需求，因此在确保电力供应安全方面具有关键作用。

可再生能源配额制-碳市场（RPS-ETS）情景的模拟结果

可再生能源配额制-碳市场情景代表了当前政策情景，对可再生能源配额制政策和外生技术成本演变的假设与可再生能源配额制情景相同，同时从 2020 年起采用基于强度、免费分配配额的碳市场（即中国的现行实施方案）。这种情景还假设碳市场的配额基准线逐渐适度收紧（表 2.1）。本节描述该情景的模拟结果，并将其与

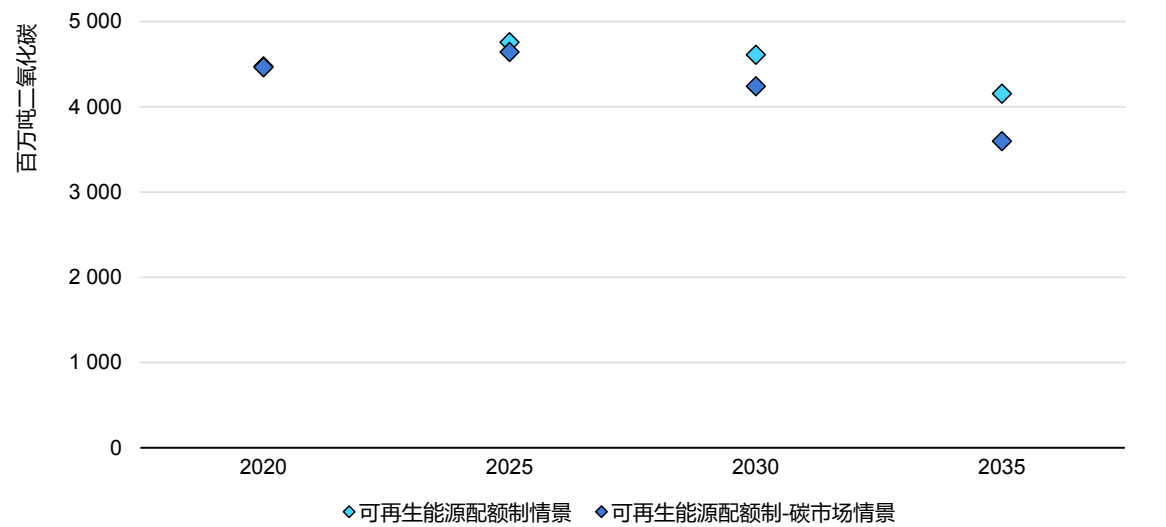
可再生能源配额制情景进行比对，以评估碳市场的效果及其与可再生能源配额制政策的交互作用。

随着基准不断收紧，碳市场可以在可再生能源配额制政策之外促成额外的减排量，并加速中国电力部门的脱碳进程。在基于强度、免费分配配额的设计下，碳市场将主要推动煤电机组提效并推动 CCUS 部署，对可再生能源和其他发电技术的影响有限。基准的严格程度只在很小程度上影响提高可再生能源比重所需的经济支持水平。

对二氧化碳排放和发电结构的影响

可再生能源配额制-碳市场情景中，碳市场于 2020 年启动，这使得电力相关排放峰值低于可再生能源配额制情景中的水平。到 2030 年，发电产生的二氧化碳排放量比 2020 年水平低 5%，比可再生能源配额制情景低 8%。随着基准收紧，碳市场促成的额外减排量将会增加，推动电力相关二氧化碳排放量在 2035 年下降到 36 亿吨以下，比 2020 年低近 20%，比可再生能源配额制情景低 13%（图 3.3）。

图 3.3 2020-2035 年可再生能源配额制情景和可再生能源配额制-碳市场情景下发电产生的二氧化碳排放量



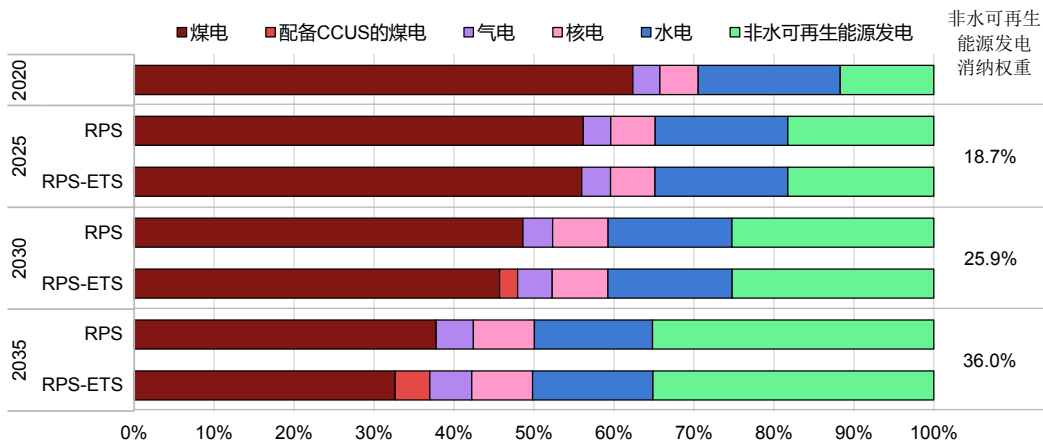
IEA. All rights reserved.

碳市场实现额外减排的主要途径不是提高发电结构中可再生能源的比重，而是改变燃煤发电结构。在可再生能源配额制-碳市场情景中，未配备 CCUS 的煤电发电量在 2025 年前与可再生能源配额制情景一致，达到 5.1 万亿千瓦时，此后到 2035 年下降至 3.8 万亿千瓦时（比可再生能源配额制情景低约 14%），而配备 CCUS 的煤电发电量则相应增加。2025 年之前，碳市场鼓励节能改造，并通过推动低效电厂减少年利用小时数的方式在未配备 CCUS 的煤电机组中小幅加快技术转变。可再

生能源配额制-碳市场情景下，到 2025 年煤电机组的平均能耗强度将下降 3%（可再生
能源配额制情景下约为 1%），低于中国对火电厂设定的 300 克标准煤/千瓦时
（835 克二氧化碳/千瓦时）²²的目标。到 2030 年，未配备 CCUS 的煤电的平均能
耗强度将减少到大约 290 克标准煤/千瓦时（807 克二氧化碳/千瓦时），但进一步
提高能效将会面临更高的成本和更大的技术难度。

因此，基于强度的碳市场可以作为有效的政策工具来支持煤电机组提效，而不断收
紧的基准也将推动 CCUS 技术部署。在可再生能源配额制情景中 CCUS 部署无明
显发展；但在可再生能源配额制-碳市场情景中，基于强度的碳市场对配备 CCUS
的煤电具有激励作用，所以配备 CCUS 的煤电机组在某些地区可能获得较好的成
本竞争力（相对于可再生能源也是如此）（见下一节“二氧化碳成本对不同发电技
术的影响”）。可再生能源配额制-碳市场情景下，配备 CCUS 的煤电装机将达到
700 万千瓦左右，这些机组在 2035 年的发电量约为 5100 亿千瓦时，占总发电量的
4%。²³2035 年气电发电量也会增加，增幅约 15%。到 2035 年，配备 CCUS 的煤
电和新增的气电将替代 6000 亿千瓦时的未配备 CCUS 的煤电。然而，在前述两种
情景下，低碳能源的部署都不受影响，可再生能源和核电的发电量仍以同样的速度
增长（图 3.4）。

图 3.4 2020-2035 年可再生能源配额制情景和可再生能源配额制-碳市场情景下发电结构



IEA. All rights reserved.

注：RPS = 可再生能源配额制情景；RPS-ETS = 可再生能源配额制-碳市场情景

²² 此处假设在转换中采用的燃料二氧化碳排放因子为 95 千克二氧化碳/十亿焦（“其他烟煤”排放因子）。如果采用本报告建模中使用的煤炭平均燃料因子 101.65 千克二氧化碳/十亿焦，则 2025 年的碳强度为 894 克二氧化碳/千瓦时，2030 年为 864 克二氧化碳/千瓦时。

²³ 机组年利用小时数是模型在经济调度和政策约束（如可再生能源配额制和碳市场）前提下优化系统成本的结果。对煤电机组设定的最高容量系数为 85%。因此，模型产生的配备 CCUS 的煤电机组的平均年利用小时数高于未配备 CCUS 的煤电机组的平均运行时间。

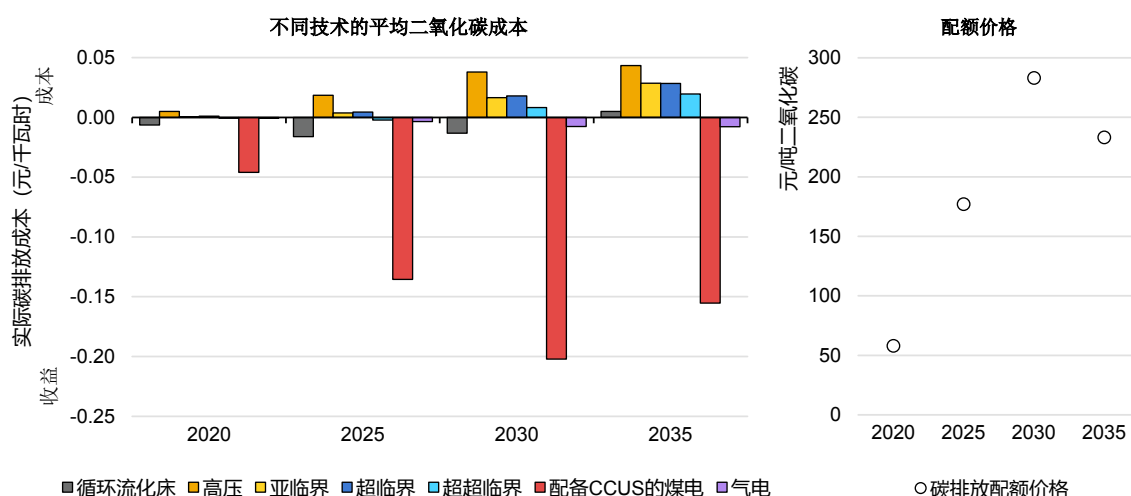
二氧化碳成本对不同技术的影响

二氧化碳配额价格反映排放主体将排放量保持在配额水平下的边际减排成本²⁴。在基于强度的碳市场中，配额分配没有预先设定的总量上限制约，而是取决于生产活动量和排放强度基准。由于中国的碳市场覆盖了煤电和气电机组，并对煤电和气电机组设置了不同的基准，配额价格主要是发出一个信号，促使排放企业采取脱碳措施来降低化石能源发电的排放强度，达到基准规定的水平。另一方面，基准并不覆盖非化石能源发电，因此非化石能源不能作为配额供应的来源。在可再生能源配额制-碳市场情景下，配额价格将从2020年的约60元/吨二氧化碳上升到2030年的280元/吨二氧化碳，这是因为排放强度基准趋于严格的碳市场不仅激励煤电机组采取成本较低的提高能效的措施，还将推动CCUS部署。到2035年，由于CCUS技术的成本随部署扩大而降低，配额价格将下降到230元/吨二氧化碳；届时CCUS所需的碳市场经济激励虽有减少，但绝对值依然相当大，才能较好地与其他技术竞争（图3.5，另见第4章中显示不同技术平均发电成本的图4.8）。

基于强度的碳市场设计会影响配额价格对不同技术的作用效果。在这种设计方案下，发电企业按各自的生产活动量和预先确定的基准免费获得配额；即企业的发电量越大，能够获得的免费配额就越多。因此，发电机组的实际碳排放成本（元/千瓦时发电量）取决于：（1）配额价格（元/吨二氧化碳），以及（2）机组的排放强度与其适用基准之间的差距（克二氧化碳/千瓦时），而并非取决于其绝对排放强度。机组只有在供电排放强度超过适用基准的情况下，才会在碳市场中面临实际碳排放成本；如果机组的表现优于基准（即排放强度较低），则获得的免费配额将会多于需要清缴的配额，可以通过出售剩余配额来获得经济回报。

²⁴ 减排成本是减少环境外部效应的成本。边际减排成本是指额外多减排一吨二氧化碳的成本，因此它反映了将排放量减少到某一特定水平的成本；就中国的情况而言，它反映了将排放量减少到碳市场覆盖排放企业被分配到的配额量的成本。

图 3.5 2020-2035 年可再生能源配额制-碳市场情景下不同技术的平均实际碳排放成本和碳排放配额价格



IEA. All rights reserved.

注：实际碳排放成本为负值意味着使用该技术的机组平均而言会有配额盈余，可以获得经济收益。图中 2020 年和 2025 年配备 CCUS 的煤电的平均二氧化碳成本显示在模型中假设的排放强度基准和配额价格下，CCUS 可能获得的潜在收益。然而，该等收益尚不足以使 CCUS 在 2025 年前具备较好的成本竞争力并成为发电结构的一部分。

在可再生能源配额制-碳市场情景中分析的碳市场基准轨迹下，2020-2025 年，大多数未配备 CCUS 的煤电技术的实际碳排放成本（即发电企业为满足碳市场要求而实际需要购买配额的成本）将低于 0.005 元/千瓦时。超超临界燃煤机组和循环流化床机组甚至可能获得经济激励，因为这两类技术的平均排放强度都优于各自的基准值。因此，在可再生能源配额制-碳市场情景下，碳市场将推动未配备 CCUS 的煤电发电从高压、亚临界和超临界机组向超超临界和循环流化床机组小幅转移。

随着到 2030 年基准逐渐收紧，大多数未配备 CCUS 的煤电技术（包括超超临界机组）的排放强度将高于基准值，因此产生碳排放成本。这将导致未配备 CCUS 的煤电发电量和新增超超临界机组装机都有所减少，后者只有 9000 万千瓦，而在可再生能源配额制情景中为 1.4 亿千瓦。到 2035 年，各种煤电技术的实际碳排放成本平均保持在 0.050 元/千瓦时以下，占主导地位的超超临界机组则低于 0.020 元/千瓦时（图 3.5）。

同时，随着配额价格不断提高，假定配备 CCUS 的煤电机组与 300 MW 级以上的常规未配备 CCUS 的煤电机组适用相同的基准值，那么碳市场将为配备 CCUS 的煤电机组提供较高的二氧化碳减排“补贴”，额度达 0.200 元/千瓦时。通过提供这种经济激励，碳市场可以使配备 CCUS 的煤电在某些地区具有较好的成本竞争力，并推动其在 2030 年之前成为电力结构的一部分。

燃气发电获得的经济收益要小得多，约为 0.010 元/千瓦时，因为燃气机组的基准值更接近其实际排放强度，燃气机组产生的配额盈余有限。可再生能源和核能发电机

组既不产生直接碳成本，也不产生直接碳收益，因为它们没有被碳市场基准覆盖，也不在碳市场中获得配额。

如果一家煤电企业从煤电转向气电或非化石能源发电，那么该企业将失去与煤电发电有关的免费配额，而获得气电基准下的配额，或者（在转向核能或可再生能源的情况下）得不到免费配额。因此，碳市场对从煤电转向替代燃料的激励主要取决于对未配备 CCUS 的煤电增加的碳排放成本如何影响其相对于其他发电技术的成本竞争力。在基于强度的碳市场中，降低煤电排放强度的措施（包括配备 CCUS）得到的激励较大，因为这类措施不仅可以避免碳排放成本，还可以产生配额盈余，从而带来显著的经济收益。

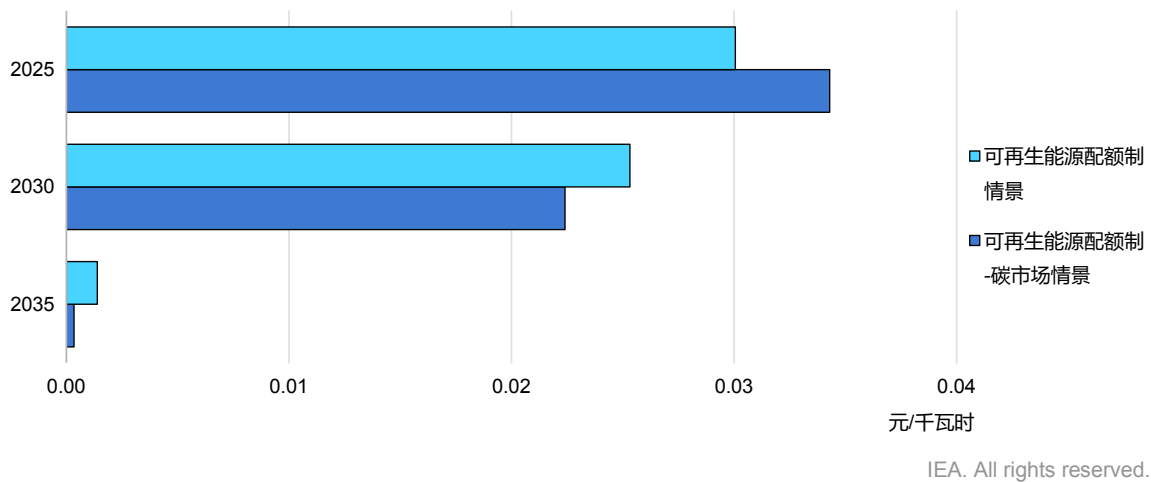
总体而言，基于强度、免费分配配额并设有多个基准值的碳市场奖励 *相对于适用基准* 表现较好的企业，惩罚表现较差的企业。然而，这样的碳市场针对不同技术发出不同的碳价信号，具体取决于基准的类别划分和严格程度。对于可以将被覆盖的发电技术的排放强度降低到基准值以下的措施，这种碳市场设计提供的激励最为有力；对于受不同基准值覆盖的较低碳能源或配额不覆盖的低碳能源（如可再生能源），这种碳市场设计提供的激励有限（特别是在履约是在企业层面进行的情况下）。

碳市场和可再生能源配额制的交互作用

在以上探讨的发电结构和二氧化碳成本变化之外，绿色电力溢价提供了一个指标，帮助我们了解基于强度的碳市场如何与可再生能源配额制政策互动，以及需要多少经济支持才能确保实现非水可再生能源的占比目标（图 3.6）。这不仅涉及到可再生能源在新增发电装机中与化石能源的竞争，而且还涉及到在发电结构中 with 现有化石能源的竞争。整体来看，分析情景中观察到的政策交互作用较少。

可再生能源配额制-碳市场情景下，2025 年的绿色电力溢价将达到 0.034 元/千瓦时，略高于可再生能源配额制情景下的水平。这是因为假定基准在 2025 年之前适度收紧，碳市场将激励较高效的燃煤和燃气机组增加年利用小时数，从而提高其相对于效率较低的燃煤和燃气机组以及其他发电技术（如可再生能源）的成本竞争力。这导致需要更高金额的经济激励措施，才能刺激非水可再生能源达到同样的部署水平。到 2030 年，随着基准进一步收紧，碳市场将增加所有未配备 CCUS 的煤电技术的碳排放成本；因此，绿色电力溢价将下降到 0.022 元/千瓦时，比可再生能源配额制情景下的水平低 12%。这一趋势将持续到 2035 年，届时溢价几乎降低到零。

图 3.6 2025-2035 年可再生能源配额制情景和可再生能源配额制-碳市场情景下的绿色电力溢价

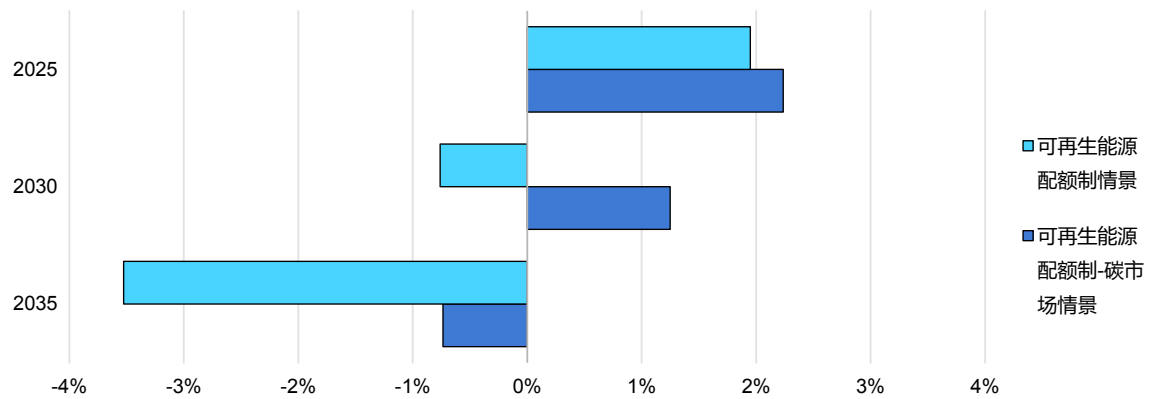


分析结果表明，当碳市场发挥作用改善化石能源发电的效率和排放强度时，它可能对化石能源发电相对于其他发电技术的成本竞争力产生影响。如果碳市场的基准严格程度中等，它就会在一定程度上激励碳排放强度相对略低的化石能源发电，这导致需要对可再生能源给予更多的支持，才能实现可再生能源的目标部署水平。然而，在碳市场基准收紧的情况下，化石能源发电的碳排放成本即使并不很高，也会提升可再生能源的相对成本竞争力，降低所需的“绿色溢价”。尽管如此，在可再生能源配额制-碳市场情景中观察到的政策交互效应直到 2035 年都比较有限。

发电成本

在电力系统中，可再生能源的并网消纳量增加以及二氧化碳成本的内部化，在有限的程度上影响发电成本的发展变化（图 3.7）。可再生能源配额制情景下，由于并网消纳的可再生能源增加，资本投入需要增加，调峰和储能的成本也会提高，因此单位发电成本到 2025 年将增加 2%。不过，2025 年后，随着扩大部署推动相关成本下降，发电成本也会降低。

图 3.7 2025-2035 年可再生能源配额制情景和可再生能源配额制-碳市场情景下单位发电成本相对于 2020 年的变化



IEA. All rights reserved.

可再生能源配额制-碳市场情景下，发电成本有类似的趋势，但水平略高。碳排放成本的内部化对电力成本的影响较温和，这种影响到 2030 年将更加明显。2030-2035 年期间，随着基准收紧、配额价格上升至每吨二氧化碳 230-285 元左右，可再生能源配额制-碳市场情景下的单位发电成本将比可再生能源配额制情景下的水平高出约 1.5%-3%；与可再生能源配额制情景相比，碳市场虽然推高了单位发电成本，但也带来了 13% 的额外减排量。

第 4 章 加强碳市场设计，助力实现碳中和

2020 年，中国宣布力争在 2030 年前实现二氧化碳排放达峰，2060 年前实现碳中和。电力供给的快速脱碳以及各部门终端用能的广泛电气化将是任何实现碳中和战略的重要支柱。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）。因此，本章分析了三种加强碳市场的可能政策情景，这些情景可加速推动电力部门的排放轨迹与碳中和目标的需要相一致；情景设计中采用国际能源署承诺目标情景（APS）²⁵下的排放轨迹。这三种情景下，对可再生能源配额制的政策假设与可再生能源配额制-碳市场（RPS-ETS）情景相同，但在 2025 年后采用不同的碳市场设计加强方案，包括大幅收紧基准（碳市场+基准收紧，即 ETS+BM 情景）、部分配额拍卖（碳市场+拍卖，即 ETS+Auction 情景），或由基于强度的碳市场转变为总量控制与交易系统（碳市场+总量控制，即 ETS+Cap 情景）。第 2 章详细阐述了三种碳市场加强(ETS+)情景的关键假设及其相互之间的差异，并在表 2.2 中列出。以下各节探讨和比较了这三种政策设计对排放轨迹、发电结构、政策成本效益²⁶的影响，以及碳市场与可再生能源配额制政策的交互作用。

对二氧化碳排放的影响

所有三种碳市场加强（ETS+）政策情景都旨在与实现中国碳中和目标的需要相一致，因此它们遵循相同的排放轨迹，排放量低于可再生能源配额制-碳市场情景下的水平。在可再生能源配额制-碳市场情景中，发电产生的二氧化碳排放量与 2020 年（约 45 亿吨）相比，到 2030 年将减少 5%，2035 年减少约 20%。这种情景下，虽然电力相关排放将在 2030 年之前成功达峰，并在 2030-2035 年间回落，但在 2035 年之后将需要大幅提高政策收紧力度和减排速度，才能使电力部门排放轨迹满足按时实现碳中和目标的需要。

三种碳市场加强情景中，可再生能源配额制目标都是相同的，但它们采用不同的碳市场设计，以使电力部门排放轨迹与碳中和目标需要保持一致。通过 2025 年后对

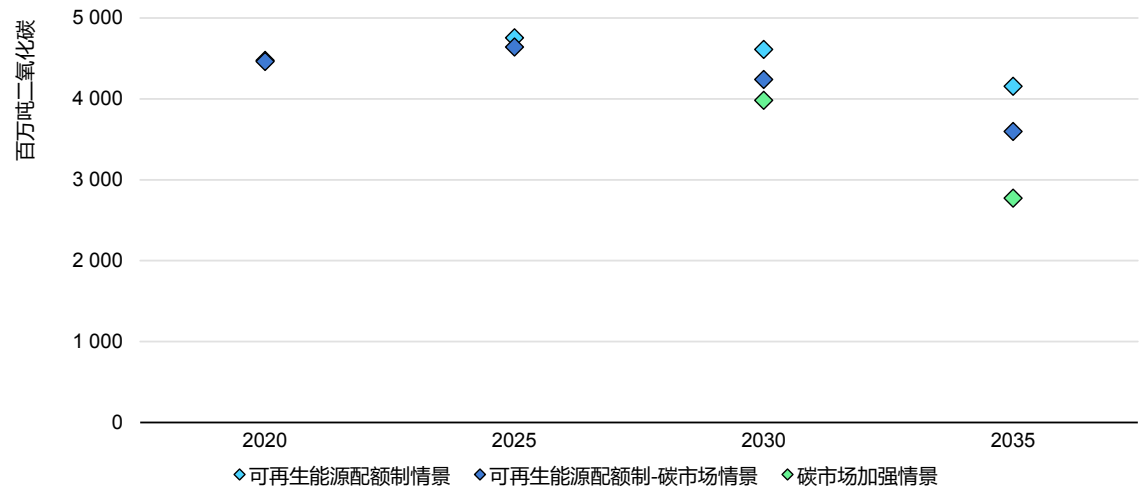
²⁵ 承诺目标情景（APS）在国际能源署的近期报告《中国能源体系碳中和路线图》和《2021 年世界能源展望》中有所描述。要实现中国 2030 年二氧化碳排放达峰和 2060 年前碳中和的既定目标，能源部门的排放路径并非唯一。承诺目标情景呈现中国能源体系实现中国碳中和既定目标的一条合理路径。国际能源署的《中国能源体系碳中和路线图》报告中亦探索了加速转型情景（ATS），以探讨通过 2030 年前提升近期气候政策目标、实现更快转型可能产生的影响和机遇。

²⁶ 成本效益的定义为能够以较低的经济成本实现特定排放轨迹的政策组合。本报告以系统总成本和单位发电成本（即一度电的发电成本）来估算成本。

碳市场做出不同改进，电力部门到 2030 年的减排量可以翻倍，2035 年电力相关二氧化碳排放量可以比 2020 年减少 38%，降至 28 亿吨二氧化碳（图 4.1）：

- **碳市场+基准收紧（ETS+BM）情景：**2025 年后煤电排放强度基准大幅收紧，2026-2030 年五年期间的收紧速率加倍，为 12%；并在 2030-2035 年进一步增加到 22%。到 2035 年，煤电基准总体将收紧到 2020 年水平的 67%，而在可再生能源配额制-碳市场情景下这一比例为 86%。
- **碳市场+拍卖（ETS+Auction）情景：**2025 年后在基于强度的碳市场中逐步引入部分配额拍卖，拍卖的配额比例到 2030 年为 17.5%，到 2035 年为 23.5%，煤电基准收紧速率与可再生能源配额制-碳市场情景下相同。
- **碳市场+总量控制（ETS+Cap）情景：**2025 年后碳市场转为采用技术中立的总量控制与交易的设计，2030 年的绝对排放总量上限为 2020 年排放水平的 89%，2035 年为 2020 年水平的 62%。

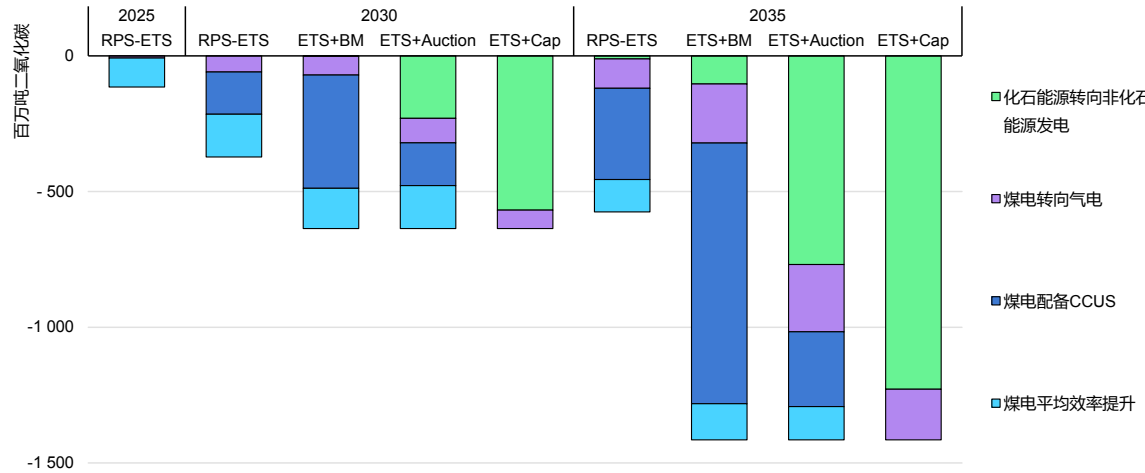
图 4.1 2020-2035 年各情景下的电力部门二氧化碳排放轨迹



IEA. All rights reserved.

不同的碳市场设计可以通过不同的途径推动减排（图 4.2）。与反事实对照情景相比，基于强度且免费分配配额的碳市场（可再生能源配额制-碳市场情景和碳市场+基准收紧情景）中，减排的主要途径是未配备 CCUS 的煤电机组提效，以及 2030 年起激励煤电机组加装 CCUS。碳市场+基准收紧情景下，2035 年 CCUS 相关的二氧化碳减排量将增加到 9.5 亿吨，而可再生能源配额制-碳市场情景下，这一数字约为 3.3 亿吨；前者是后者的三倍。随着基准收紧，燃料替代（从煤电转向天然气或非化石能源发电）也在一定程度上有所增加，但燃料替代只占减排总量的 20% 左右，主要是从煤电转向燃气发电。

图 4.2 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反事实的可再生能源配额制情景的减排量分解



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。

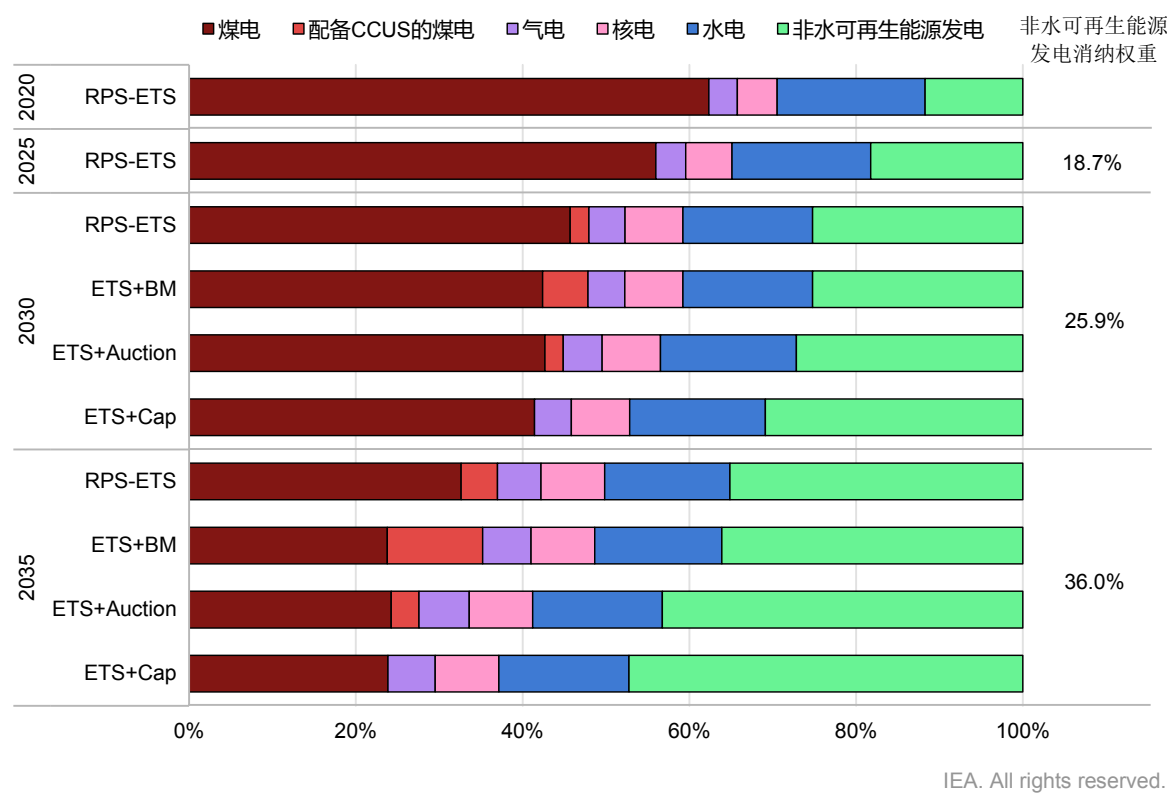
基于强度的碳市场结合部分配额拍卖（碳市场+拍卖情景）的情况下，减排的主要途径是煤电机组转型以及燃料替代（转向天然气和非化石能源发电），燃料替代相关的减排量比重随时间增加。这种情景下，到 2035 年，非化石能源技术燃料替代将会贡献约 54%（近 8 亿吨）的二氧化碳减排量。气电对煤电的替代以及未配备 CCUS 的煤电机组提效带来的减排量与碳市场+基准收紧情景下的减排量相似。通过为煤电配备 CCUS 而创造的减排量相对要低得多，约为 2.8 亿吨二氧化碳。

而从基于强度的碳市场转变为基于总量控制与交易的设计，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发电对煤电的替代（到 2035 年减排量为 12 亿吨二氧化碳），10%源自气电对煤电的替代（约 2 亿吨二氧化碳）。对照反事实的可再生能源配额制情景，碳市场+总量控制情景下，煤电机组提效和 CCUS 部署并不带来额外减排，原因是煤电机组虽然实现技术提效，但年利用小时数普遍下降，所以运行效率并无额外提升。

对发电结构的影响

要实现中国的碳中和目标，需要有力而迅速地转向低碳的发电结构。本报告所分析的碳市场加强措施通过激励不同的低碳解决方案来实现所需的排放轨迹，形成了不同的发电结构；不同措施对煤电和可再生能源发电比重的影响较大，而气电和核电的比重在三种碳市场加强情景下差异不大（图 4.3）。

图 4.3 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。

所有三个碳市场加强情景下，2025 年后随着碳市场设计加强，未配备 CCUS 的煤电发电量都会加速下降。可再生能源配额制-碳市场情景中，在 2025-2030 年间将新增 4000 万千瓦的未配备 CCUS 的煤电装机；而在碳市场加强情景中，2025 年后几乎不再新增未配备 CCUS 的煤电装机，因此碳排放锁定和资产搁浅的风险有所降低。到 2030 年，未配备 CCUS 的煤电在总发电量中的比重将从 2020 年的逾 60% 下降到略高于 40%（比可再生能源配额制-碳市场情景下低 4% 左右）；不同碳市场加强情景下，这一比例只有微小差异。在所有三种碳市场加强情景中，到 2035 年，未配备 CCUS 的煤电发电量约为 2.8 万亿千瓦时（2020 年为 4.8 万亿千瓦时），在发电结构中的比重下降到 24%。而在可再生能源配额制-碳市场情景下，到 2035 年这一比例为 33%。除超超临界煤电机组外，未配备 CCUS 的煤电机组平均年利用小时数低于 2500 小时，主要用于保障电力系统的安全性和灵活性。²⁷

碳市场+基准收紧情景下，排放强度基准收紧促成减排主要是通过常规煤电加装 CCUS 来实现的。到 2035 年，配备 CCUS 的煤电发电量相比可再生能源配额制-碳市场情景将增加 1.5 倍以上，达到 1.34 万亿千瓦时，占总发电量的 11%。而气

²⁷ 为了保持年运行时间低于 2500 小时的机组具有经济可行性，并使这些机组能够为系统灵活性做出贡献，很可能有必要对灵活性改造和容量市场等采取政策支持措施。

电和非化石能源发电的比重与可再生能源配额制-碳市场情景下的水平相近，各自只增加 1%。

碳市场+拍卖情景下，碳市场通过拍卖部分配额，可以提高碳价带来的实际碳排放成本，从而为可再生能源提供重要支持，而基准的收紧幅度不需要达到碳市场+基准收紧情景下的水平。到 2035 年，可再生能源发电比重将增加到近 60%，比可再生能源配额制-碳市场情景高 9%。非水可再生能源的比重将达到 43%，比可再生能源配额制下的目标比重高 7%。配备 CCUS 的煤电在 2035 年将贡献总发电量的 3% 左右，略低于可再生能源配额制-碳市场情景下的水平。

碳市场+总量控制情景下，发电结构将发生更大的燃料替代变化。碳市场从基于强度转变为基于总量控制，将促进非水可再生能源比重显著提高：到 2035 年，其在电力结构中的比例达到 47%，比可再生能源配额制目标和可再生能源配额制-碳市场情景中的水平高 11%。所有可再生能源的占比总计将增加到 63%，水力发电比重略有提升。而化石能源发电的比重将跌至 30% 以下，其中 24% 为煤电，6% 为气电。与各种基于强度的碳市场情景不同的是，碳市场+总量控制情景下，到 2035 年电力部门不会大规模部署 CCUS，因为配备 CCUS 的煤电与可再生能源相比没有成本竞争优势（见下文“二氧化碳成本对不同发电技术的影响”一节）。

上述分析结果表明，碳市场引入部分配额拍卖，以及碳市场采用总量控制与交易的设计，将可以显著加快成熟可再生能源技术的部署（这类技术的成本已经下降并将继续下降）。碳市场+拍卖情景和碳市场+总量控制情景下，2030 年后将超额完成可再生能源配额制下的比重目标，这表明不再需要额外的经济支持，就可以达到可再生能源配额制下的非水可再生能源比重目标。

政策成本效益

虽然所有三种碳市场加强情景都实现相同的电力部门排放轨迹，但对应的电力系统成本不尽相同。碳市场转变为总量控制与交易设计以及在基于强度的碳市场中逐步引入部分配额拍卖这两种方案，比免费分配全部配额、基准更加严格的基于强度的碳市场有更高的经济效益。

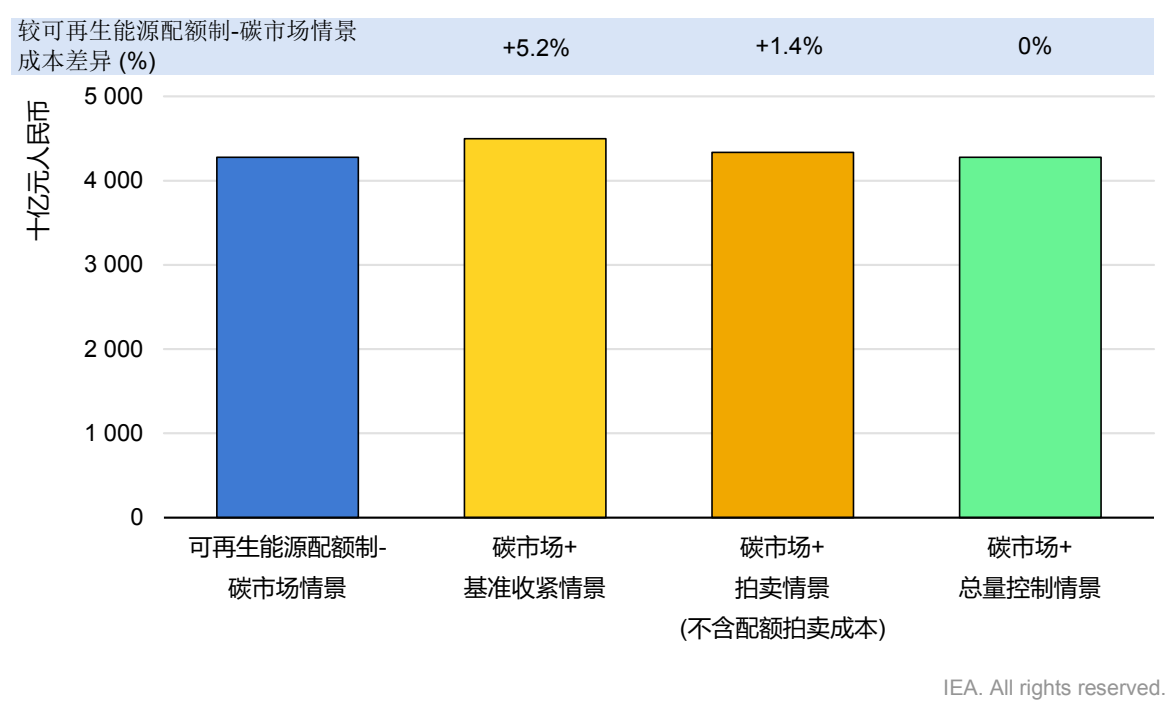
系统总成本

到 2035 年，碳市场+总量控制情景产生的系统总成本²⁸是三种碳市场加强情景中最低的（图 4.4）。与可再生能源配额制-碳市场情景（基于强度、基准适度收紧的碳市场）相比，碳市场+总量控制情景在维持系统总成本相同的情况下，可实现约 20% 的额外减排量（超过 8 亿吨二氧化碳）；碳市场+拍卖情景的系统总成本高出

²⁸ 在本报告中，系统总成本包括发电的年化投资成本、可变和固定运维成本、保障电力供需平衡和输电成本以及发电机组升级改造成本。

1%（此处不包括配额拍卖的成本，因为该成本可以在系统层面上通过相应的拍卖收入来抵消）；碳市场+基准收紧情景的系统总成本高出 5%。在 2035 年，要实现同样的符合碳中和需要的排放轨迹，基于强度的碳市场结合大幅收紧的基准（碳市场+基准收紧情景）将比采用总量控制与交易设计（碳市场+总量控制情景）的系统总成本高 2200 亿元。

图 4.4 2035 年各情景下的系统总成本



单位发电成本

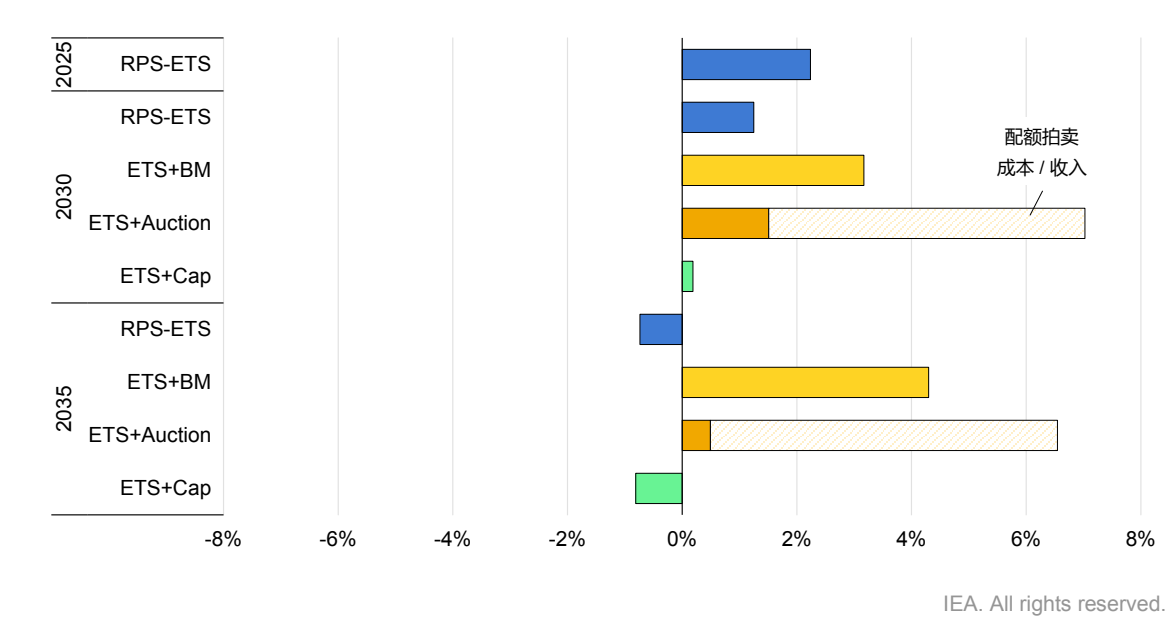
随着时间推移，不同碳市场加强方案的成本效益也反映在单位发电成本²⁹中。在可再生能源配额制-碳市场情景下，单位发电成本在 2020 年为 0.367 元/千瓦时，2025 年之前将持续上升，之后到 2035 年将下降至比 2020 年低 1%。

在三种碳市场加强情景中，碳市场+总量控制情景在 2030 年和 2035 年的单位发电成本最低。从成本来看，碳市场+总量控制情景与可再生能源配额制-碳市场情景一样，到 2035 年成本将下降到比 2020 年低 1%；而前者还能够推动额外减排，符合与实现中国“双碳”目标所需的排放轨迹（图 4.5）。总量控制与交易的碳市场设计之所以能够实现这样的成本效益，主要是因为它将推动未配备 CCUS 的煤电转向任何能够以最低成本实现减排的发电技术。这将促进可再生能源取代煤电，因为可

²⁹ 单位发电成本的计算方法是电力系统总成本除以总发电量。

再生能源发电的成本效益高于配备 CCUS 的煤电（而基于强度的碳市场则可以激励配备 CCUS 的煤电）。

图 4.5 2025-2035 年各情景下单位发电成本相对于 2020 年的变化



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。

碳市场+拍卖情景下，单位发电成本在 2025 年后也会下降，但到 2035 年仍比 2020 年高 0.5%。如果 2035 年拍卖的配额比例为 23.5%，那么部分拍卖带来的碳成本增量将达到 0.020 元/千瓦时，这将使发电企业的单位发电成本比 2020 年增加 6%。³⁰然而，这分配额拍卖成本也会为政府创造收入，其金额在 2035 年可能超过 2600 亿元。政府可以将这笔收入用于为电力消费者解决电力可负担性或竞争力的问题（在发电企业基本能够转嫁成本的情况下尤其如此），还可以通过将其投资于成熟度较低的低碳技术（专栏 4.1）或能效措施来降低实现碳中和的长期成本。

仅通过收紧基准来加强基于强度、免费分配配额的碳市场，将促成三种碳市场加强情景中成本效率最低的发电结构。碳市场+基准收紧情景下，单位发电成本在 2025 年后将继续增加；到 2035 年比 2020 年高 4%，比碳市场+总量控制情景下高 5%。

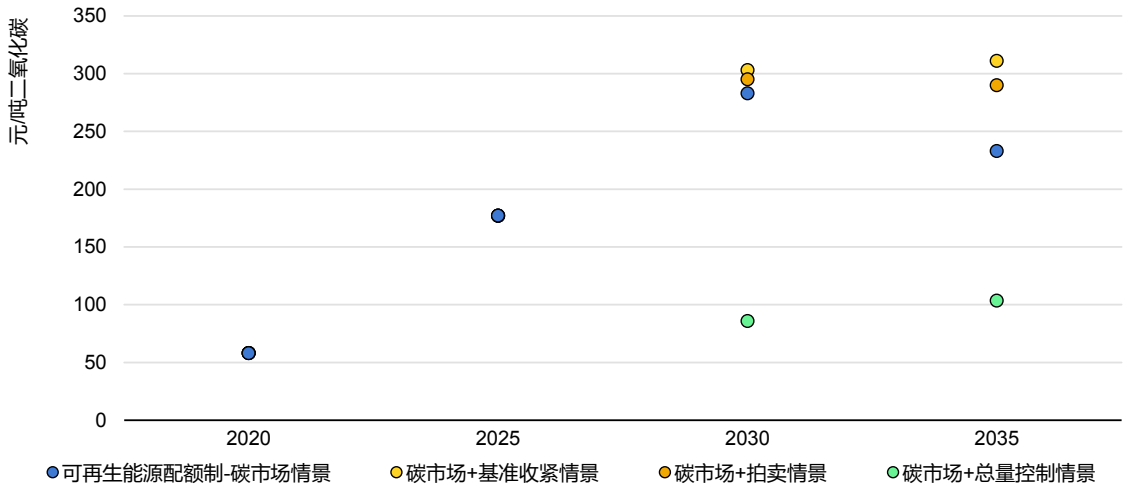
³⁰ 虽然从系统的角度来看，配额拍卖成本和收入可以相互抵消，但对必须购买配额的发电企业而言，单位发电成本将比以前更高。监管机构可以对发电企业的高成本进行补偿，但这种做法将抵消拍卖的预期效果。本报告从系统视角出发，假设监管机构将该等收入再投入用于增进电力消费者的利益。

配额价格

不同情景下，由于碳市场设计通过不同的技术和燃料选择来实现减排，配额价格也不尽相同(图 4.6)。如果碳市场转为总量控制与交易设计(碳市场+总量控制情景)，则能够以低得多的配额价格实现同样的减排量，因为这种设计鼓励成本效率较高的可再生能源燃料替代；该情景下，2030-2035 年的配额价格约为 100 元/吨二氧化碳。基于强度的碳市场，无论是免费分配配额(碳市场+基准收紧情景)还是采用部分拍卖(碳市场+拍卖情景)，都会导致较高的配额价格，即大约 300 元/吨二氧化碳；这种碳市场设计主要通过(在碳市场+拍卖情景下部分通过)CCUS 部署来推动所需的减排，而这需要更多经济支持，因此配额价格也较高。碳市场+总量控制情景和采用基于强度的碳市场设计的情景(可再生能源配额制-碳市场情景、碳市场+基准收紧情景，以及碳市场+拍卖情景)之间之所以存在上述明显差异，是因为在后一类情景下，能够实际参与碳市场的主要(甚至完全)为化石能源发电(通过煤电和气电机组基准被覆盖)，可再生能源等成本更低的减排途径未被系统覆盖；而在总量控制与交易系统中，各种发电技术都可以参与进来，以满足排放总量控制要求。

分析结果还表明，若要转而采用总量控制与交易的设计，可能需要谨慎管理市场预期，以确保潜在的配额价格变化不会被误解为政策力度减弱或基准严格程度降低，并且使潜在的价格波动得到缓解。

图 4.6 2020-2035 年各情景下的碳排放配额价格



IEA. All rights reserved.

专栏 4.1 碳市场和技术创新

对于一项气候政策而言，它不同时期成本效益的影响因素之一是：该政策能在多大程度上激励技术创新，降低未来减排成本。短期内，如果碳市场的设计能够确保发电企业以减排成本最低的方式进行运营和投资决策，那么它的减排成本效益就比较好；例如，随着二氧化碳价格升高或基准收紧，一家企业可能会决定减少低效煤电机组的运行时间、增加高效煤电机组的运行时间，或者部署太阳能光伏等成熟的低碳技术。长期来看，如果碳市场能够就未来碳价上涨发出持续且充分的信号，从而引导企业加大部署 CCUS 等新技术，以期获取未来收益，或者对不太成熟的可再生能源或 CCUS 等技术增加研发经费，以便在未来以较低成本部署，则政策可以实现较好的长期成本效益。因此，碳市场的设计决定了它能否在短期和长期内以较好的成本效益实现减排。然而，无论在何种情况下，碳市场都只能提供经济信号，往往不足以激励新技术，因此需要出台旨在支持技术创新和必要基础设施的额外配套政策作为碳市场的补充；技术创新和基础设施建设是任何全面的能源政策都不可或缺的元素（IEA, 2011）。

在中国，基于强度、免费分配配额的碳市场只有在设有相应基准的情况下，才能够支持技术创新。模型结果表明，中国目前的碳市场设计对于支持未配备 CCUS 的煤电机组逐步提效尤其有效，到 2030 年还可能激励成本较高、相对不很成熟的 CCUS 技术。基于强度的碳市场引入部分配额拍卖，可以同时促进可再生能源和 CCUS 的部署，在一定程度上是兼顾长短期成本效益的激励措施。而总量控制与交易的碳市场设计将为部署成本竞争力较高的可再生能源提供最有力的激励，同时可能需要做出特别规定，例如为新技术提供额外的免费配额，以加强支持技术创新的信号。

然而，在任何情况下，都有必要采取作为碳市场补充的额外政策，以确保在长期上能够有多元化的一系列脱碳解决方案。例如，本报告的模型中，假设由于政府、企业研发支持等外生因素以及国际学习效应，CCUS 的资本投入成本到 2035 年将下降 45%。欧盟创新基金是为碳市场提供补充性创新支持的一个实例：该基金的资金来源于欧盟碳市场配额拍卖产生的部分收入，旨在支持早期的突破性低碳技术（European Commission, 2022）。

至关重要的一点是，中国碳市场的设计和规则需要清晰透明，如根据碳市场的设计明确基准的收紧或总量上限的降低轨迹，以便让市场中的各方能够在较长时期内较好地对政策严格程度和相应的碳价上升趋势做出预判；这是碳市场激励创新最有力的方式。还可以考虑将碳底价作为碳市场的补充方案（例如英国的做法），以增加市场的可预测性，帮助降低对较新技术的投资风险。

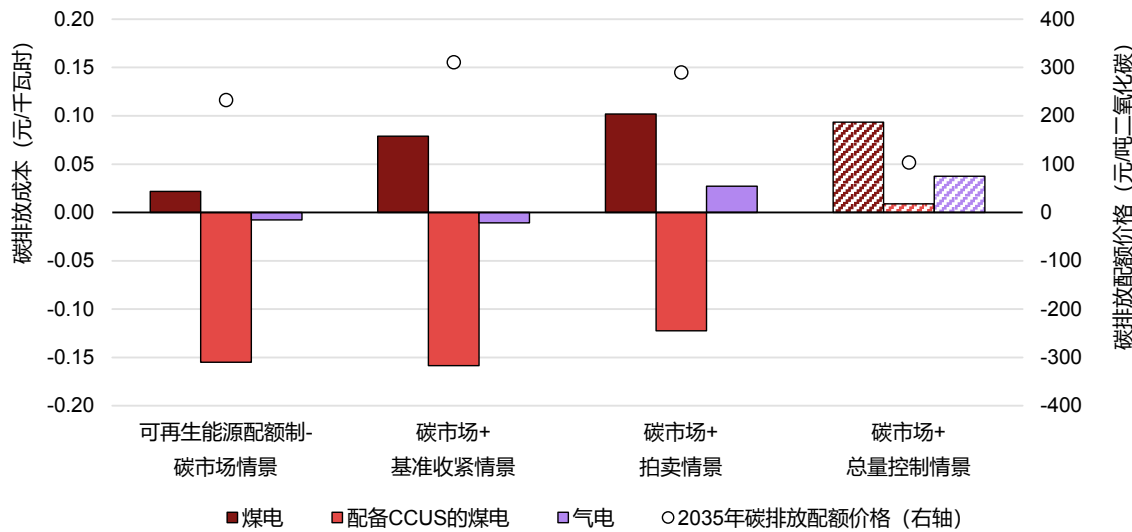
二氧化碳成本对不同发电技术的影响

不同的碳市场设计下，对发电技术的碳排放成本信号不同。在基于强度、完全免费分配配额的碳市场（可再生能源配额制-碳市场情景、碳市场+基准收紧情景）中，碳市场对化石燃料发电机组的影响取决于配额的价格水平和发电机组相对于适用基准的排放强度情况。排放强度达不到（高于）基准的机组面临实际碳排放成本，而排放强度优于基准的机组则可以获得经济收益。在这两种情景下，如何定义基准覆盖的技术类别以及基准的严格程度是决定碳市场影响的关键因素。如果引入部分配额拍卖（碳市场+拍卖情景），则会增强碳市场对减排的激励，因为拍卖将有效减少免费配额的数量，从而可以在不需大幅收紧排放强度基准的情况下，增加实际碳排放成本。然而，对于排放强度优于基准的机组，部分拍卖也将减少其获得的一部分二氧化碳减排“补贴”。

在采用总量控制与交易设计的碳市场中，碳市场的重点将不再是鼓励改善基准覆盖的化石能源供电排放强度，而是减少绝对排放量。此外，这种情景下，各种减排措施都可以被用来帮助满足排放总量上限的要求。总量控制与交易设计提供的二氧化碳碳排放成本信号取决于配额价格、发电机组的绝对排放量，以及不同发电技术的相对成本竞争力；而不取决于不同发电技术的排放强度与各自对应的排放强度基准之间的相对高低。因此，在碳市场+总量控制情景中，要传递足够强的碳排放成本信号，所需的配额价格比两种基于强度的碳市场加强情景低得多（图 4.7）。不过，总量控制与交易设计鼓励的是整体发电结构中最具成本效益的减排选择，并不激励 CCUS 的采用（到 2035 年，配备 CCUS 的煤电在成本上无法与可再生能源竞争）。

所有三种碳市场加强（ETS+）情景中，经过加强的碳市场设计都会使到 2035 年对未配备 CCUS 的煤电的碳排放成本信号大大提高，达到 0.080-0.100 元/千瓦时；而在可再生能源配额制-碳市场中，这一成本将为 0.020 元/千瓦时（图 4.7）。对于配备 CCUS 的煤电和气电而言，碳市场的碳排放成本信号因情景和碳市场设计不同而有很大的差异。配备 CCUS 的煤电在基于强度、免费分配配额的碳市场（碳市场+基准收紧）中获得的激励最强，其二氧化碳减排“补贴”（即负的二氧化碳排放成本）为 0.160 元/千瓦时；这表明，只允许化石能源发电通过分技术的煤电和气电基准积极参与碳市场完成履约，将产生明显影响，可有力激励排放强度优于相应煤电技术基准的配备 CCUS 的煤电机组。在部分配额拍卖（碳市场+拍卖）情景下，由于通过基准获得的免费配额数量减少，上述激励的影响将会减少；而在允许所有发电技术参与满足碳市场要求的总量控制与交易设计（碳市场+总量控制）情景中，上述对 CCUS 的激励影响将不存在。在碳市场+基准收紧情景中，气电将平均获得 0.010 元/千瓦时的小额“补贴”，但在碳市场+拍卖情景和碳市场+总量控制情景中，气电将面临正的二氧化碳排放成本信号。因此，碳市场中引入拍卖或转而采用总量控制的碳市场，将大幅降低 CCUS 相对于可再生能源的吸引力。

图 4.7 2035 年各情景下的碳排放配额价格和不同技术的平均碳排放成本信号



IEA. All rights reserved.

注：与各种基于强度的碳市场情景不同的是，碳市场+总量控制情景中不同技术的碳排放成本需要解释为机会成本，而不是其他情景中发电企业为购买配额而支付的实际碳排放成本。即图中的碳市场+总量控制情景下的成本是指如果不改用非化石能源发电技术，发电企业采用相应技术生产一度电的平均碳排放机会成本。

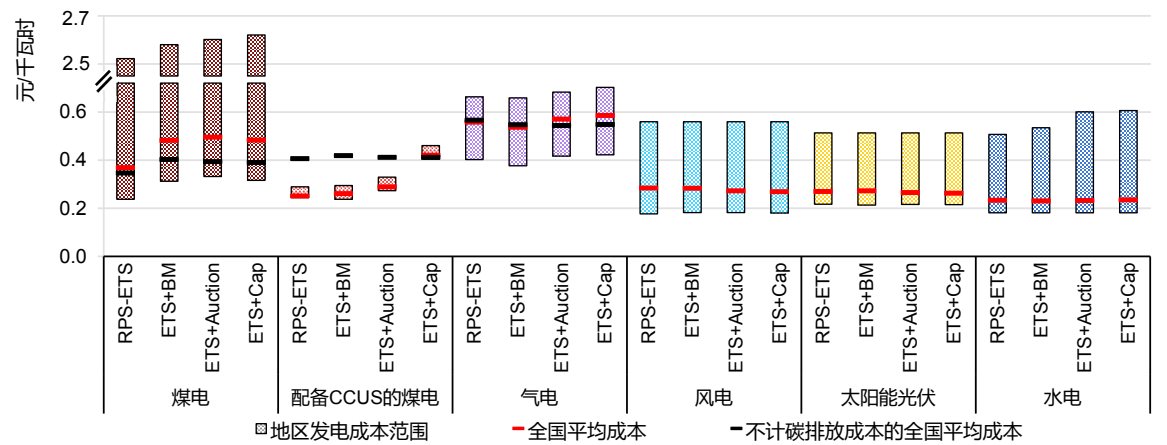
不同的碳市场加强设计所产生的碳排放成本导致不同技术和情景的发电成本发生明显变化（图 4.8），这也解释了不同情景下的减排和发电结构模式。在所有三种碳市场加强情景下，到 2035 年，碳排放成本都将使未配备 CCUS 的煤电平均成本显著提高约 25%，达到近 0.5 元/千瓦时。³¹相应地，碳排放成本也将提高未配备 CCUS 的煤电在中国不同省份的整体成本范围。此外，三种碳市场加强情景下的政策设计将导致未配备 CCUS 的煤电发电量减少、年利用小时数降低，从而影响每一度煤电的其他成本项，进一步削弱煤电相对于其他低碳技术的成本竞争力。对配备 CCUS 的煤电而言，由于在基于强度的碳市场设计（可再生能源配额制-碳市场情景、碳市场+基准收紧情景和碳市场+拍卖情景）中将获得可观的二氧化碳减排“补贴”，在煤炭燃料成本较低的地区，其平均发电成本将从 0.40 元/千瓦时以上大幅减少到 0.25-0.30 元/千瓦小时左右。³²因此，在这些情景下，此类地区的配备 CCUS 的煤电相对于可再生能源发电可具有竞争力。然而，在碳市场+总量控制情景中，基于强度的化石能源供电基准将转变为不针对特定技术的严格的绝对排放上限，CCUS 在基于强度的碳市场中由于排放强度优于基准而可能获得的二氧化碳“补贴”将不复存在。这将使成熟的可再生能源成为该情景下最具成本竞争力的发

³¹ 在碳市场+总量控制情景中，碳排放成本代表继续使用化石能源发电的机会成本，而其他情景中的二氧化碳成本是实际碳排放成本。

³² 机组年利用小时数是模型在经济调度和政策约束（如采用可再生能源配额制和碳市场）前提下优化系统总成本的结果。对煤电机组设定的最高容量系数为 85%。因此，模型产生的配备 CCUS 的煤电机组的平均年利用小时数高于未配备 CCUS 的煤电机组的平均年利用小时数。

电来源，从而推动成熟可再生能源主导发电结构。以下几节将详细讨论每种碳市场设计将如何影响不同技术的碳排放成本。

图 4.8 2035 年各情景下不同技术的发电成本



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。

所有情景中，发电成本都受到经济调度下年利用小数数和地理分布情况的影响。配备 CCUS 的煤电只部署在煤炭燃料成本低的地区（内蒙古、新疆、山西和宁夏）。在碳市场+总量控制情景中配备 CCUS 的煤电无部署，因此相应的成本范围和平均值是假设如在相同地区有部署情况下的发电成本。与各种基于强度的碳市场情景不同的是，碳市场+总量控制情景中的碳排放成本需要解释为机会成本，而不是发电企业为购买配额而支付的实际碳排放成本。这里的平均碳排放机会成本是指如果不改用非化石能源发电技术，发电企业采用相应化石燃料生产一度电的成本。

在基于强度的碳市场中收紧基准

如果碳市场继续采用基于强度、免费分配配额的设计，如碳市场+基准收紧情景，则推动减排的关键在于持续收紧排放强度基准。碳市场+基准收紧情景下，要实现达到碳中和目标所需的额外减排量，需要煤电基准到 2035 年比可再生能源配额制-碳市场情景中的水平额外收紧约 20%。

这样的基准收紧将大幅推高配备 CCUS 的煤电发电量，因为此类机组的排放强度足以达到优于基准的水平。另一方面，即使是最高效的超超临界煤电机组也将达到降低排放强度的技术极限，因此未配备 CCUS 的煤电会面临更大的配额缺口。所以，未配备 CCUS 的煤电企业需要从市场上购买越来越多的配额才能完成履约，而碳排放成本将在一定程度上削弱其相对于配备 CCUS 的煤电企业的竞争力。这是因为随着基准收紧，这一政策设计将要求发展排放强度低于煤电基准的化石能源发电机组，以平衡配额供需。对可再生能源或核能等非化石能源发电的支持仍将非常有限，因为此类技术不能提供配额，而且发电企业如果采用非化石能源替代化石燃料，将失去其原本可以得到的煤电或气电免费配额，因此不能直接从燃料替换中获得配额盈余。高效燃气发电机组的排放强度仅略微优于气电基准。

基于以上原因，这种情景与可以通过更广泛技术（包括比 CCUS 成本更低的减排技术）来满足碳市场配额要求的情景相比，配额价格更高。在煤电基准大幅收紧的碳市场+基准收紧情景下，2035 年配额价格将提高到 300 元/吨二氧化碳以上。在碳市场+基准收紧情景下，2035 年未配备 CCUS 的煤电的实际碳排放成本平均将达到 0.080 元/千瓦时；而 2035 年配备 CCUS 的煤电将享受 0.160 元/千瓦时的减排“补贴”，这是因为 CCUS 技术可以通过出售盈余配额而获益。燃气发电的获益水平要低得多，只有 0.010 元/千瓦时。

总体而言，在碳市场+基准收紧情景下，2035 年对未配备 CCUS 的煤电加装 CCUS 的经济激励幅度将接近 0.250 元/千瓦时（包括避免的未配备 CCUS 的煤电的碳排放成本，以及配备 CCUS 的煤电获得的经济收益）。而对气电的经济激励幅度不足 0.090 元/千瓦时（图 4.7）。

在基于强度的碳市场中引入部分拍卖

在基于强度的碳市场中引入部分配额拍卖（碳市场+拍卖情景），可以通过增加发电企业需要购买的配额量来提高政策严格程度，从而推高化石能源发电企业将面临的实际碳排放成本。因此，与免费分配配额的设计（碳市场+基准收紧情景）相比，基于强度的碳市场引入配额拍卖时（碳市场+拍卖情景），不需要达到同样严格的基准收紧水平，也不需要发展同样多的排放强度较低的化石能源发电来满足履约要求，平衡系统配额供需。

部分拍卖将减少免费分配给化石能源发电机组的配额数量，无论其排放强度优于还是劣于各自的基准。例如，如果拍卖的配额比例为 20%，则发电机组将免费获得 80% 的配额。排放强度高于基准的发电机组，除了因排放强度不满足基准要求而必须购买的配额外，还需要购买原本免费配额量的 20%。表现略优于基准的发电机组（如排放强度比基准低 5%）将面临配额缺口而非盈余，因为在 20% 配额拍卖的情况下，企业将需要购买约 15% 的配额（而非免费获得这部分配额）。对于排放强度明显优于基准的发电机组（如配备 CCUS 的煤电），拍卖将减少企业的免费配额盈余，从而降低其经济收益。可见，部分配额拍卖可以提高未配备 CCUS 的化石能源发电的实际碳排放成本，加大对转向低碳技术的激励力度。同时，部分配额拍卖将减少对化石能源发电减排技术的“补贴”，提高非化石能源发电技术等其他减排方案的相对吸引力。

在碳市场+拍卖情景下，假设 2035 年约有四分之一的配额被拍卖，则未配备 CCUS 的煤电的平均实际碳排放成本将增加到 0.100 元/千瓦时；而在可再生能源配额制-碳市场情景（基准相同，但所有配额免费分配）中，这一成本为 0.020 元/千瓦时。对于气电而言，2035 年碳市场+拍卖情景下的碳排放成本将增加到 0.030 元/千瓦时，而在可再生能源配额制-碳市场情景下，则享受 0.010 元/千瓦时的“补贴”。拍卖还将减少配备 CCUS 的煤电原本可获得的可观经济利益，金额将从可再生能

源配额制-碳市场情景下的 0.160 元/千瓦时降低至 0.120 元/千瓦时。与碳市场+基准收紧情景相比，碳市场+拍卖情景下所有未配备 CCUS 的煤电和气电的碳排放成本都更高，对 CCUS 的激励较弱（图 4.7）。

上述实际碳排放成本的变化和补贴的变化，将使碳市场能够激励发电部门增加非化石燃料替代，同时仍然为 CCUS 部署提供一定程度的支持。因此，2035 年碳市场+拍卖情景中可再生能源的比重将比可再生能源配额制-碳市场情景中高 9%，占发电量的 59%。配备 CCUS 的煤电在发电结构中的比重为 3%。

总量控制与交易

从基于强度的碳市场转变为设有绝对排放上限的总量控制与交易设计，将大大改变碳市场推动电力部门减排的方式。这样的设计下，系统的重点将从降低排放强度转向减少绝对排放量，并且各种减排措施都可以被用来帮助满足排放限制（即总量）要求。这将更有效地推动非化石燃料替代。在碳市场+总量控制情景中，2035 年可再生能源的比重将达到 63%，是所有碳市场加强情景中的最高水平。该情景也是碳市场加强情景中唯一到 2035 年不会部署 CCUS 的情景。

配额供应总量由预先设置的绝对排放总量上限确定；在上限足够严格的前提下，被覆盖实体必须采取减排措施，直到各实体的排放总量减少到绝对上限值为止。该情景与基于强度的碳市场不同的是，增加化石能源发电量并不能在系统中产生更多的免费配额。因此，总量控制与交易的设计对各种二氧化碳减排措施一视同仁，无论减排是通过提高效率、降低排放强度来实现，还是通过燃料替代来实现。这样一来，该系统激励的是成本效益最优的减排措施。

采用总量控制与交易设计的碳市场向各种发电技术发出统一的碳价信号，而不像基于强度的碳市场那样，仅仅覆盖一部分化石燃料技术。碳价代表了在考虑到配额价格、相对技术成本和排放总量上限水平的情况下，不改用下一个成本较低的较低碳发电技术的机会成本。由于严格的总量上限将会逐渐收紧，化石能源发电企业必须不断减少排放；免费配额不足的发电企业需要向其他发电企业购买额外的配额，或者通过减少排放来避免这一成本。对于免费配额足够用于碳市场履约的发电企业来说，面临的是机会成本，即由于排放而消耗的部分配额原本是可作为盈余出售而换取收益的。在总量控制与交易系统中，发电企业必须权衡两项成本：保留产生排放的发电资产的机会成本，以及采用低碳发电技术的成本；并在后者更便宜的情况下减少排放。同时，在经济调度的情况下，发电企业将试图把上述机会成本传导给电力用户；引入部分配额拍卖可有助于处理好企业通过价格传导可实现的潜在额外利润。

碳市场+总量控制情景下，非化石燃料替代化石燃料带来的减排具有同等价值，因此，要传递足够高的碳排放成本信号，所需的配额价格比其他情景低得多：2035 年

对未配备 CCUS 的煤电机组的碳排放成本信号平均为 0.070 元/千瓦时，与碳市场+基准收紧情景下的水平相似；而配额价格将保持在 104 元/吨二氧化碳左右，比碳市场+基准收紧情景低约 65%（图 4.7）。

碳市场对低碳替代技术的影响也会由于转向总量控制与交易设计而发生重大变化。总量控制与交易碳市场中，没有因基准导致的对低排放强度化石发电“补贴”，因此将对未配备 CCUS 的煤电转向非化石发电技术提供最强有力的激励。总量控制与交易碳市场将增强可再生能源相对于其他发电技术的竞争力。同时，碳市场+总量控制情景下，到 2035 年，碳市场为常规煤电加装 CCUS 的激励水平不足以使 CCUS 在成本上相对于其他低碳发电技术而言更具竞争力。因此，随着未配备 CCUS 的煤电产量逐步减少，CCUS 不会进入发电结构。

碳市场和可再生能源配额制的政策交互作用：对绿色电力溢价的影响

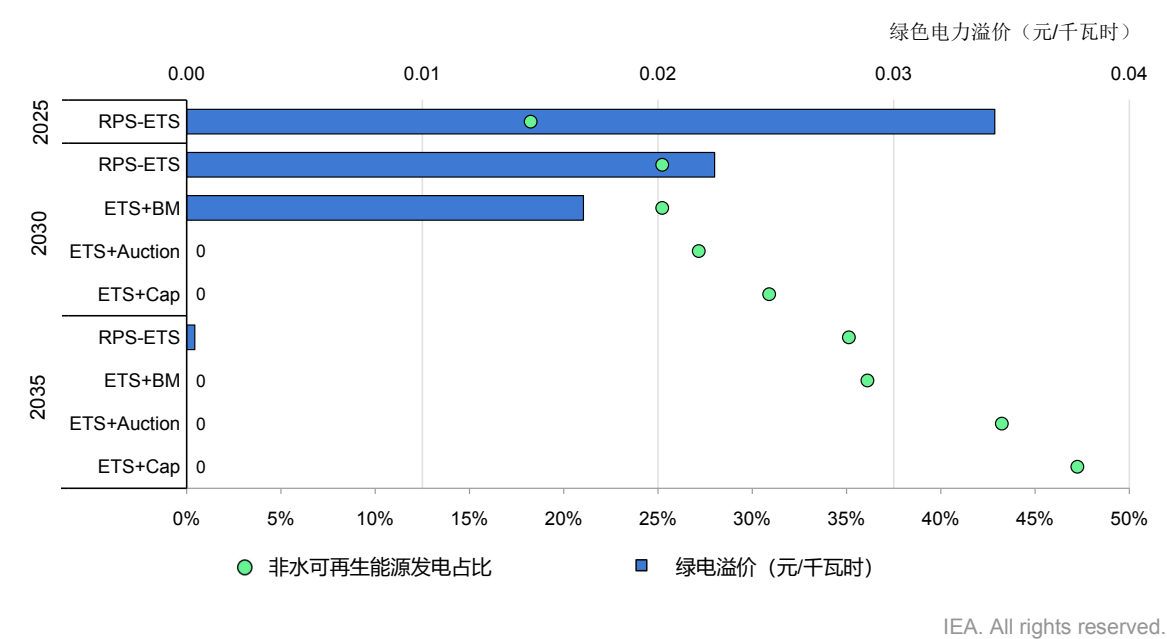
绿色电力溢价提供了一个指标，帮助我们了解不同的碳市场设计如何与可再生能源配额制政策互动，以及需要多少经济支持才能确保实现非水可再生能源发电的占比目标。在所有三种碳市场加强情景中，随着 2025 年后碳市场设计的进一步加强，支持非水可再生能源发电占比目标所需的绿色电力溢价都会降低。这表明，更严格的碳市场设计将激励非水可再生能源相对于其他发电技术的成本竞争力。不同的碳市场设计对非水可再生能源的支持水平不尽相同：模型产生的绿色电力溢价越低，相应的碳市场设计对非水可再生能源的激励力度就越大。

碳市场+基准收紧情景下，可再生能源部署得到的支持有限。2030 年，绿色电力溢价将下降到 0.017 元/千瓦时，比基准收紧幅度较小的可再生能源配额制-碳市场情景下的水平低 25%。然而，由于碳市场+基准收紧情景下的绿色电力溢价仍为正值，所以单凭基于强度的碳市场收紧基准提供的激励，不足以在 2030 年实现 25.9% 的非水可再生能源发电占比目标，实现该目标还需要绿证机制等举措提供补充性的经济支持。到 2035 年，碳市场+基准收紧情景下的绿色电力溢价将降低到零，即届时碳市场可以为非水可再生能源提供足够的支持，使其在发电总量中的比重达到 36%。不过，到 2035 年，可再生能源配额制-碳市场情景下的溢价水平也将接近零，几乎不需要额外的支持；同时，碳市场+基准收紧情景下，非水可再生能源发电的占比只会略微高出 36% 的目标（图 4.9）。由此可见，基于强度、免费分配配额的碳市场即使基准十分严格，也只能为可再生能源竞争力和部署提供少量的额外支持，仍然需要额外的经济支持才能进一步提高可再生能源的比重。

碳市场+拍卖情景和碳市场+总量控制情景中，碳市场对非水可再生能源的支持力度明显更大。在这两种情景下，绿色电力溢价到 2030 年已经下降到零，表明届时将不需要通过可再生能源配额制配套政策提供额外的经济支持就可以实现占比目标。

这也与分析结果中的发电结构一致：在这两种情景下，非水可再生能源发电的比重都远远高于可再生能源配额制目标。

图 4.9 2025-2035 年，各情景下绿色电力溢价和非水可再生能源发电占比



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。

整体来看，绿色电力溢价分析表明，碳市场可以成为推动电力部门可再生能源比重提高的主要手段，但前提是要引入配额拍卖或采用总量控制与交易设计。通过协调碳市场和可再生能源配额制政策（例如采用碳市场+拍卖情景或碳市场+总量控制情景下的设计），可以提高政策组合的成本效益，并且不再需要或可以逐步取消对技术相对成熟、成本竞争力好的可再生能源提供额外的经济支持。分析结果还表明，潜在的碳市场加强方案可能会影响现行可再生能源政策，如对绿证市场的价格水平施加下行压力。这又需要进一步的政策协调和调整，才能更好地管理市场预期、引导投资决策。根据政策交互的方式和程度加强政策协调，有助于发挥政策的协同作用，提高政策组合的有效性。

专栏 4.2 国家核证自愿减排量抵消碳排放配额的潜在影响

将国家核证自愿减排量（CCER）纳入中国的碳市场，特别是纳入可再生能源、林业碳汇和甲烷利用项目产生的自愿减排量（China, MEE, 2021a; China, State Council General Office, 2021），可为支持基准不覆盖的减排措施创造机会，使这些措施可以为基于强度的碳市场提供配额，并从碳市场中获得经济收益。

然而，在碳市场中纳入碳抵消额度需要谨慎，以免破坏碳市场的严格程度和价格信号（参考欧盟碳市场第二阶段的情况）。为了避免上述不利影响，中国对国家核证自愿减排量的纳入设定了可以用于碳市场履约的额度上限，即不超过经核查排放量的 5%。这意味着，虽然碳市场中纳入国家核证自愿减排量可以直接激励一部分不以降低化石能源供电排放强度为目标的项目，但不会从根本上改变基于强度的碳市场的运作方式，特别是不会改变非化石能源发电无法系统化地直接提供配额的事实。

此外，目前国家核证自愿减排量的供应是有限的，因为自 2017 年以来，有关国家核证自愿减排量项目的管理规定一直在修订中，新抵消额度的发放和批准处于暂停状态。关于国家核证自愿减排量的新规则，以及将其纳入全国碳市场的细节，预计将于 2022 年发布。然而，即便国家核证自愿减排量的供应充足，随着基准不断收紧，未配备 CCUS 的化石能源发电企业仍可能会面临高于其经核查排放量 5% 的配额缺口。即使国家核证自愿减排量为碳市场履约提供了成本较低的机会，需求也可能大大超过供给，因此出现类似于碳市场+基准收紧情景下的动态。

由此可见，国家核证自愿减排量为基于强度的碳市场中的配额供应来源在一定程度上多样化提供了机会。然而，其纳入很可能并不能明显减少发电企业所面临的总体碳排放成本，也不能提供系统化、大规模的激励可再生能源的途径，尤其是不可能达到碳市场加强情景（例如引入部分配额拍卖、转变为总量控制与交易设计）下的程度。不过，国家核证自愿减排量可以为甲烷减排、林业碳汇等目前政策支持力度较小的项目提供一定程度的经济激励。

第 5 章 政策启示

中国通过设定碳中和目标，将长期政策重点从改善排放强度转向降低绝对排放量。碳市场的设计很可能需要进行相应改变；一些设计方案可以推动电力部门更快减排，更好地符合实现碳中和目标的需要。然而，每一种设计方案对电力部门的影响不同，针对不同的政策优先目标可以选择不同的设计方案。本章通过比较前几章描述的情景结果，提炼出政策启示，考虑不同设计方案对实现以下各项政策优先目标的作用：优化系统总成本、提升发电结构多样化程度、推动可再生能源部署、化石燃料发电的效率提升与脱碳，以及创造碳市场收入。

虽然能源安全、政策分配效应和就业也是政策设计中的重要目标，但本报告未将其直接纳入分析范围。

从相关的政策优先目标出发，权衡各种碳市场设计方案

2025 年后，系统总成本最低的是碳市场+总量控制情景（该情景下，基于强度的碳市场将转为采用总量控制与交易的设计）。这是因为总量控制与交易的设计允许被覆盖实体选用并投资成本最低的减排方案，从而降低配额价格，并促进成本较低的可再生能源发电。系统总成本次低的是碳市场+拍卖情景。该情景下，由于购买配额而增加的二氧化碳排放成本将有助于推动可再生能源实现大量部署，配额价格也低于碳市场+基准收紧情景。系统总成本最高的是碳市场+基准收紧情景。这种情景下，基准大幅收紧将带来较高的配额价格和相当比例的 CCUS 部署，而 CCUS 部署相对于可再生能源部署成本更高。

从促进发电结构多样化的角度来看，碳市场+拍卖情景的效果最好，它为配备 CCUS 的煤电、可再生能源部署以及一部分高效气电都提供有效的激励。该情景下，基于强度的碳市场适度收紧基准，为配备 CCUS 的煤电和高效气电提供经济激励；而配额拍卖推高碳排放成本，从而降低化石能源发电相对于可再生能源发电的成本竞争力。碳市场+基准收紧情景在激励配备 CCUS 的煤电大量部署的同时，对可再生能源的激励十分有限；碳市场+总量控制情景则推动 2035 年发电结构以可再生能源为主，而该情景中配备 CCUS 的煤电无规模性部署。

如果中国碳市场的优先目标是推动可再生能源部署，那么碳市场+总量控制情景最为适合，其次是碳市场+拍卖情景，再次是碳市场+基准收紧情景。这是因为总量控制与交易的设计允许可再生能源直接参与系统所要求的减排，因此可再生能源作为一种低碳电源，相对于化石能源发电将获得显著的竞争优势。若采用基于强度的碳市场并引入部分拍卖，上述影响将有所削弱，因为碳市场的基准并不直接覆盖可再

生能源，可再生能源只受益于高碳排放强度的发电技术的碳成本上涨。碳市场+基准收紧情景下，随着基准大幅收紧，由于系统需要基准覆盖的排放强度较低的化石燃料发电（即配备 **CCUS** 的煤电和气电）来平衡配额赤字，所以碳市场几乎不会对可再生能源部署给予额外激励。

不过，如果碳市场的优先目标是提高现有化石燃料发电机组效率、降低排放强度，并出于能源安全、电网灵活性和就业考虑鼓励开发和部署目前尚不成熟的 **CCUS** 技术，那么基于强度的碳市场（无论是免费分配配额结合严格基准，还是部分配额拍卖）会比总量控制与交易碳市场具有更好的效果，因为前者直接针对煤电和气电的排放强度发挥作用。若采用总量控制与交易的设计，则以上政策目标可以通过特别规定予以支持，比如为配备 **CCUS** 的机组提供额外的免费配额，或者实施专门针对提高能效和推广 **CCUS** 的配套激励政策。然而，对于长期的碳中和目标而言，现有化石能源发电产能的技术效率提高空间有限，**CCUS** 的封存能力有限，所以它们实现减排的潜力也是有限的。此外，要部署 **CCUS** 技术，还需要协调近期和中期 **CCUS** 研发和示范项目支持政策，并协调对二氧化碳运输和封存基础设施的支持。

政策优先目标还可能是创造碳价收入，用于解决分配问题、提升能效、支持早期低碳技术研发等目的。该目的只能通过引入配额拍卖（如碳市场+拍卖情景）来实现。当然，尽管本报告中的碳市场+总量控制情景并没有包含拍卖，采用总量控制与交易设计的碳市场中也可以引入配额拍卖。

由此可见，应当基于政策制定者的优先目标，以及多部委间协调和商议复杂政策组合的情况，权衡各种碳市场设计方案的影响和效果。为加强政策协调，可以建立旨在完善针对碳市场与其他政策衔接、涉及各相关政府机构的政策协调机制，预先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。欧盟委员会负责政策协调的副秘书长和监管审查委员会就是加强政策协调举措的例子。最后，各种碳市场设计方案并不一定相互排斥。可以将不同碳市场加强情景中的设计方案组合实施，例如在碳市场转变为基于总量控制的同时引入部分配额拍卖等。

碳市场可作为中国实现碳中和的关键政策工具

无论不同政策优先目标间是否存在竞争关系，建设碳市场以推动以较高成本效益实现可再生能源目标，同时也可以在未来几年引入部分配额拍卖，可成为助力实现碳中和目标的一项关键政策。中国的碳市场如果在未来几年引入部分配额拍卖，则可在保持基于强度的设计下提供上述激励，同时改善碳市场价格发现，并带来额外收入。随着基准持续适度收紧，碳市场可以激励配备 **CCUS** 的煤电部署，并明显降低现有煤电机组的排放强度。同时，化石能源发电企业需从拍卖中购买配额，这将使其碳排放成本增加，进而间接提高可再生能源的成本竞争力，特别是相对于未配备 **CCUS** 的煤电的成本竞争力。中国碳市场引入部分配额拍卖也将增加市场的流动性，加强碳市场的价格发现功能。拍卖收入可用于进一步加快技术创新、投资于能效措

施和解决分配公平性问题（如电力用户面临的分配公平性问题），由此进一步降低中国实现碳中和目标的长期成本，并提高人们对碳市场的接受程度。

在引入部分拍卖的同时，可以加快推进已宣布的将碳市场覆盖范围扩展到其他部门（如工业）的计划，并在十年期间逐步过渡到采用总量控制与交易设计的碳市场。这些举措将扩大减排方案的选择范围，增加碳市场的流动性，进一步降低实现碳中和目标的总体成本。此外，向金融机构等非履约主体开放市场参与，可以帮助改善市场的流动性和运行，让发电企业能够对冲碳价波动（特别是在采用经济调度的电力体制中）。碳市场的市场化设计将激励各部门和行业以最低成本的方式减排，实现较高的成本效益。推动更多主体参与配额交易，将提高碳市场的流动性，从而可以促进价格发现，缓和价格波动，进而有助于提高人们对碳市场的接受程度。此外，扩大碳市场的覆盖范围将有助于减少为实现碳中和目标所需的额外的行业减排政策的数量及其复杂程度。

政策间的协调也可以通过增加碳市场的其他设计元素得到改善，例如管理配额数量或价格波动的灵活机制（如配额储备机制或价格上下限）。在碳市场提供的价格信号偏离预期，或受政策交互或其他外部因素等造成的负面影响的情况下，这些机制能够提供可预测的快速调整。同样，提前沟通中国碳市场的未来规划（包括基准或总量控制轨迹等设计走向），对于为市场各参与方提供合理预期和规划确定性、引导发电企业管理和投资决策（包括对 CCUS 技术创新和必要基础设施投资等），以及加速发电企业对接“双碳”目标，都是至关重要的。

最终，为了确保碳市场的政策效果能精准符合碳中和目标的需要，碳市场可以在“十五五”时期逐步过渡到总量控制与交易的设计，实现绝对减排量将成为碳市场的首要目标。这样的系统将更加技术中立，并通过激励成本较低的可再生能源替代化石燃料，进一步提高政策成本效益；同时通过设置与碳中和目标需要相一致的总量上限，确保系统的减排效果。在这一设计中可以保留部分配额拍卖，以便进一步加强碳价信号，创造收入，也可以在企业成功传导碳排放成本的情况下处理好企业潜在的额外利润。免费配额的分配可考虑基于产品基准³³（而不是基于具体燃料或技术基准），以用于解决竞争力问题（特别是在碳市场覆盖面扩展到工业行业的情况下）或用于减轻碳价上涨对电力终端用户的影响。

³³ 以基于产品的基准免费分配配额可包括，例如，与燃料或技术无关的发电量基准。在工业领域，产品可以是行业主要产品，例如钢铁行业的粗钢。

附录

REPO 模型和建模设计

REPO 模型简介

可再生能源电力规划及运行（REPO）模型是反映了中国电力系统容量扩展和调度的模型。它是一个分省电力系统模型，并在开源模型 Balmorel（Ravn, 2001）的基础上进行了扩展，并描述了中国重要的技术和政策特征（Yang et al., 2018）。

模型纳入了一个内生容量扩张模块，并以最小化电力系统的贴现总成本作为目标函数。电力系统总成本包括装机容量投资成本、运维成本、燃料支出、机组组合成本、传输成本，以及税收和补贴。REPO 模型共涵盖中国的 32 个省级行政区（表 A.1），³⁴包括六大区域电网：东北电网、西北电网、华北电网、华中电网、华东电网和华南电网。电力和热力需求、资源潜力、已有电力和热电联产装机容量以及已有传输线容量都在省级尺度上表达。模型允许跨省输电，但以传输容量为限。

模型以 2015 年为基准年，以五年为一个计算周期迭代，直至 2035 年。每次迭代中，模型优化一年的容量扩张和电网运行。在这一年里，模型从 52 周中选出 12 周作为典型季节，并从每周的典型一天中选出 6 小时作为典型时间段。对每个区域和每个模拟年，采用这一年中的 72 个典型时间段进行模拟。

模型到 2035 年的省级负荷曲线预测是基于电力需求变化和 2015 年的实际负荷曲线生成的。模型涵盖了燃煤发电、燃气发电、核电、水电、风电、太阳能发电和生物质能发电技术，还包括抽水蓄能、压缩空气储能和电化学储能技术。

³⁴ 本研究未包括（中国）香港和（中国）澳门这两个特别行政区。内蒙古拆分为东西两部分进行分析。

图 A.1 REPO 模型框架

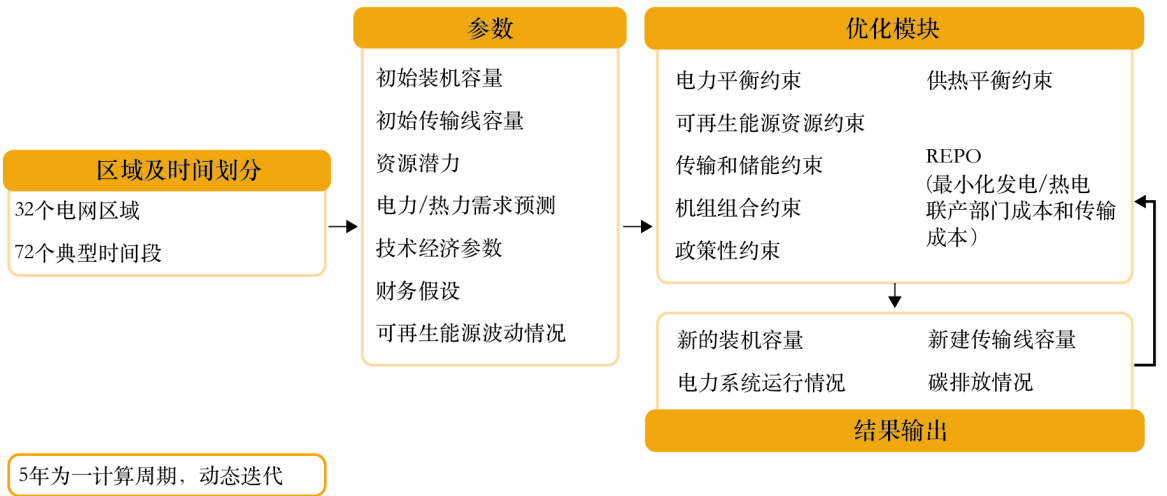


表 A.1 中国电力部门的 6 大区域电网和 REPO 模型的 32 个省级行政区

区域电网	涵盖的省级行政区
东北电网	黑龙江、吉林、辽宁、内蒙古东部
西北电网	陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆、西藏
华北电网	河北、北京、天津、山西、山东、内蒙古西部
华中电网	湖北、湖南、江西、重庆、四川、河南
华东电网	上海、江苏、安徽、福建、浙江
华南电网	广东、广西、贵州、海南、云南

REPO 模型的重要约束包括：电力平衡约束、发电约束、可再生能源资源约束、传输约束、储能约束、机组组合约束和备用约束。电力平衡约束确保发电量加上净进口量等于电力需求量和损失量，而发电约束确保每小时每种技术的发电量不超过其装机容量。可再生能源资源约束确保每种波动性可再生能源技术的发电量不超过其资源限制，这是由于径流式水电、风电（Rienecker et al., 2011）、太阳能发电（China Meteorological Administration, 2016）等波动性可再生能源资源的发电量还受到资源可用性的制约。资源限制包括两个方面：每个区域每种可再生能源发电企业的满负荷发电小时数和最大发电量曲线。对于每一种波动性可再生能源技术，其发电量受限于其满负荷发电小时数、装机容量与一个时间段内占最大发电总量比重的乘积。传输约束确保从一个区域输送到另一个区域的电量不超过这两个区域之间的传输容量（模型收录了所有 220 千伏以上的跨省输电线路）。储能约束确保每一种储能技术的充放电速率不超过其最大充放电功率，储能不超过其容量。机组组合约束和备用约束确保在每个典型时间段的典型负荷和年最高负荷下具有容量裕度。

REPO 模型计算了每一种技术在每个省的二氧化碳排放量，以及未来容量扩张和发电量。该模型像大多数容量扩张模型一样，没有考虑施工时间。这些数据用于分析碳市场政策对电力系统的影响。

在 REPO 模型中，为了更好地表达火力发电技术，将燃煤和燃气发电分解为若干子类别。每一种技术都通过若干参数来描述，包括效率、投资成本、固定运维成本、可变运维成本、寿命、典型单机容量、爬坡速率、启动/停机成本，以及最低负荷率。燃煤发电技术分为七个子类别：超超临界、超临界 600 MW、超临界 300 MW、亚临界 600 MW、亚临界 300 MW、高压和超高压，以及循环流化床（CFB）。燃气发电技术分为两个子类别：F 级和 F 级以下。

REPO 模型中加入了碳市场模块，以描述全国碳市场。模型中描述了全国碳市场所覆盖的技术及其基准；从 2020 年起全国碳市场只覆盖燃煤和燃气发电技术。基准值按技术和年份设定。碳市场模块中纳入了一些等式和约束条件，以反映配额分配规则。

关键数据输入和假设

本节详细介绍了本报告建模中使用的关键数据输入和假设，包括电力需求、调度规则、初始装机容量结构、成本假设和排放系数。

2015 年和 2020 年的电力需求基于中国电力联合会的数据。关于未来电力需求的假设与国际能源署的承诺目标情景（APS）一致（IEA, 2021b）（表 A.2）。

表 A.2 电力需求假设

	2025	2030	2035
电力需求（十亿千瓦时）	9 300	10 200	11 800

模型假设电力调度在 2020 年有一部分为计划调度，2025 年起进行实施经济调度，同时允许跨省电力交易，但以传输容量为限，并相应优化装机容量和发电结构。假设中还包括了燃气发电机组的最低运行时间（每年 2500 小时），以体现对燃气发电的政策激励。

模型以 2015 年为基准年，以五年为一个计算周期迭代来评估政策的潜在影响，直至 2035 年。国家和省级的初始装机容量和发电结构基于中国电力联合会的数据。在将燃煤机组和燃气机组划分为各自的子类别后，通过汇总机组级尺度上的数据并将其与中国电力联合会的省级尺度上的数据相匹配，校核了 2015 年基准年的每种技术的装机容量。因无法确定技术而未归类的发电机组按以下方法处理：

- 燃气机组视为“F 级以下”
- 300 MW 以下燃煤机组视为“高压和超高压”
- 300 MW 以上燃煤机组视为“亚临界 300 MW”。

2015 年煤电总装机为 9 亿千瓦，其中 17% 为超超临界，20% 为超临界 600 MW，4% 为超临界 300 MW，11% 为亚临界 600 MW，29% 为亚临界 300 MW，13% 为高压和超高压，5% 为循环流化床技术。2015 年气电总装机为 6600 万千瓦，其中 F 级占 63%，F 级以下占 37%。

模型优化了对未来电力技术的投资，并假定大多数技术的机组在达到其运行寿命终点时退役。燃煤机组寿命假设为 30 年；当机组的平均运行时间低于预先设定的阈值时，可以提前退役机组。2020 年的模拟已经根据 2020 年的统计数据进行了严格的校准。

发电技术和储能成本假设（表 A.3 和表 A.4）基于多个来源，包括中国电力企业联合会的数据（CEC, 2016）、《电力工程项目造价分析》（China, EPPEI and CREEI, 2017）、《世界能源展望 2020》（IEA, 2020b）、《中国电力系统转型》（IEA, 2019）、关于储能发展的研究（Liu et al. 2017; IRENA, 2017），以及美国国家可再生能源实验室的一项研究（Vimmerstedt et al., 2019）。不同技术的运维成本基于美国国家可再生能源实验室的报告。本研究假设 CCUS 技术可以捕集到机组排放量的 92%，并且考虑了配备 CCUS 的机组的效率损失；没有考虑二氧化碳运输和封存成本，也没有考虑二氧化碳封存设施泄漏的责任或保险成本。

表 A.3 不同技术的成本假设

	投资成本 (元/瓦)			可变运维成本 (元/兆瓦时)	固定运维成本 (元/千瓦·年)
	2015	2020	2035		
煤电	3.7-4.5	3.6	3.6	31	214
配备 CCUS 的 煤电	23.6	23.6	12.8	58	449
气电	2.7-3.1	2.6	2.6	23	96
生物质	12	10.8	10.8	35	712
核电	13.1	15.6	15.0	14	629
水电	7.5	10	10	0	203-268
陆上风电	7.9	7.0	6.3	0	340
海上风电	20	15	11	0	881
太阳能光伏	8.1	5.3	2.8	0	106
聚光太阳能	-	29.8	22.4	27	438

注：本表中的可变运维成本不包括燃料费用或二氧化碳成本，这些费用在模型中被列为单独的成本项。

表 A.4 不同储能技术的成本假设

	投资成本 (元/千瓦时)		可变运维成本 (元/兆瓦时)		固定运维成本 (元/兆瓦·年)	放电时间 (小时)
	2020	2035	2020	2035		
抽水蓄能	0.5	0.5	1	1	45	8
电池储能	1.5	0.775	14	11	25	4
压缩空气储能	0.33	0.275	20	20	1.5	20

关于煤炭和天然气价格的假设在中国不同地区不尽相同。2015 年和 2020 年的区域煤炭价格基于中国煤炭运销协会的数据（表 A.5）；2015 年和 2020 年的区域天然气价格基于中国天然气门站价格和国际能源署《中国电力系统转型》报告中的新政策情景（NPS）Full flex 案例（IEA, 2019）。年平均燃料价格增长遵循《世界能源展望》（WEO）既定政策情景下的轨迹（IEA, 2020b）。煤炭价格在新疆、内蒙古东部和内蒙古西部最低，其次是宁夏和山西；其他地区的煤炭价格相对较高，可以达到新疆价格的两倍以上。天然气价格在新疆和青海相对于中国其他地区较低。

表 A.5 2020 年各地区煤炭价格假设

地区	2020 年的煤炭价格（元/十亿焦）
新疆	12
内蒙古东部	12
内蒙古西部	13
宁夏	17
山西	17
其他	≥21

输电成本包含两部分：输电线路投资成本和运维成本。两个区域之间的输电线路投资成本包括与容量和距离有关的成本，分别为 150 万元/兆瓦（23 万美元/兆瓦）和 1000 元/兆瓦/公里（155 美元/兆瓦/公里）。每年的运维成本设定为输电线路投资费用的 3%。

模型中，能效措施是减少二氧化碳排放的手段之一。能效措施带来的二氧化碳减排成本见表 A.6，每一种技术设有三个级别的成本。

表 A.6 能效措施减排成本假设

	1 级（元/吨二氧化碳）	2 级（元/吨二氧化碳）	3 级（元/吨二氧化碳）
循环流化床	355	369	383
高压	342	355	369
亚临界-300 MW	363	377	391
亚临界-600 MW	396	410	424
超临界-300 MW	369	383	396
超临界-600 MW	410	424	437
超超临界	410-465	437-478	451-492
天然气	2 175-2 275	2 200-2 300	2 225-2 325

模型中，可再生能源配额制政策是驱动可再生能源部署的主要政策，通过对发电设置约束来模拟，即非水可再生能源在电力总需求中的比重不低于规定的目标值。本分析中假设非水可再生能源占比目标为 2030 年 25.9%，2035 年 36%（基于国家能源局对 2022-2030 年可再生能源电力消纳责任权重预期目标的建议征求函（China, NEA, 2021a），并假设 2031-2035 年间年度目标适度提速（表 A.7））。

表 A.7 可再生能源配额制政策下，非水可再生能源比重目标假设

	2025	2030	2035
非水可再生能源占比目标	18.6%	25.9%	36.0%

水电（不包括抽水蓄能）方面，假设装机随时间推移以适度幅度增加。核电方面，假设到 2035 年装机将增加一倍以上，与过去五年间的建设速度和 2025 年前的规划速度一致。

参考文献

- Aldy, J. E. and R. N. Stavins (2012), The promise and problems of pricing carbon: Theory and experience, *The Journal of Environment & Development*, 21(2), 152–180, <https://doi.org/10.1177/1070496512442508>.
- Brookings Institute (2015), Controlling carbon emissions from U.S. power plants: How a tradable performance standard compares to a carbon tax, <https://www.brookings.edu/research/controlling-carbon-emissions-from-u-s-power-plants-how-a-tradable-performance-standard-compares-to-a-carbon-tax/>.
- CEC (China Electricity Council) (2021), 2020-2021 年度全国电力供需形势预测报告 [Analysis and Forecast of China Power Demand-Supply Situation 2020-2021], <https://english.cec.org.cn/detail/index.html?3-1128>.
- CEC (2016), China Electricity Industry Development Annual Report 2016, <https://english.cec.org.cn/detail/index.html?3-1128>.
- China, CCCPC (Central Committee of the Communist Party of China) and State Council (2021), 中共中央国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见 [Working Guidance for Carbon Dioxide Peaking and Carbon Neutrality in Full and Faithful Implementation of the New Development Philosophy], https://en.ndrc.gov.cn/policies/202110/t20211024_1300725.html.
- China, CCCPC and State Council (2015), 关于进一步深化电力体制改革的若干意见（中发 9 号） [Opinions on further deepening the reform of power system (Document No. 9)], <https://shupeidian.bjx.com.cn/html/20150410/606700.shtml>.
- China, EPPEI (Electric Power Planning and Engineering Institute) and CREEI (China Renewable Energy Engineering Institute) (2017), Cost of Electric Power Projects during 12th Five Year Period, <http://news.bjx.com.cn/html/20171024/857253.shtml>.
- China green certificate trading platform (2021), <http://www.greenenergy.org.cn> (accessed 3 January 2022).
- China Meteorological Administration (2016), 中国太阳能资源辐射总量空间分布 [Spatial distribution of total solar energy radiation in China], <http://data.cma.cn/>.
- China, MEE (Ministry of Ecology and Environment) (2022), 全国碳市场第一个履约周期顺利结束 [The first compliance period of the national ETS successfully closed], https://www.mee.gov.cn/ywgz/ydqhbh/wsqtz/202112/t20211231_965906.shtml.
- China, MEE (2021a), 碳排放权交易管理办法（试行） [Interim rules for carbon emissions trading management], https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk02/202101/t20210105_816131.html.
- China, MEE (2021b), 关于做好全国碳排放权交易市场第一个履约周期碳排放配额清缴工作的通知 [Notice on surrendering the carbon emissions allowances in the first compliance period of the national carbon emissions trading system], http://mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk06/202110/t20211026_957871.html.
- China, MEE (2020), 2019-2020 年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案（发电行业） [2019-2020 Implementation Plan for National Carbon Emissions Trading Total Allowances Setting and Allocation (Power Sector)], https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk03/202012/t20201230_815546.html.

- China, MOF (Ministry of Finance), NDRC (National Development and Reform Commission) and NEA (National Energy Administration) (2020), 关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见 [Opinions on promoting the healthy development of non-hydro renewable power generation], http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2020-02/03/content_5474144.htm.
- China, NDRC (2021a), 关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知 [Notice on further deepening the market reform of coal-fired power generation on-grid tariffs], https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202110/t20211012_1299461.html?code=&state=123.
- China, NDRC (2021b), 关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知 [Notice on 2021 renewable energy on-grid tariffs], http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-06/11/content_5617297.htm, http://www.gov.cn/zhengce/2021-06/11/content_5617299.htm.
- China, NDRC (2021c), 开展绿色电力交易试点, 推动构建以新能源为主体的新型电力系统——访国家发展改革委有关负责同志 [Pilot green power trading, promote the construction of a new power system with new energy as the mainstay - Interview with NDRC officials], http://www.gov.cn/zhengce/2021-09/07/content_5635836.htm.
- China, NDRC (2019), 关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见 [Guiding opinions on deepening the reform of the on-grid tariff formation mechanism for coal-fired power generation], http://www.gov.cn/xinwen/2019-10/25/content_5444655.htm.
- China, NDRC, MOF and NEA (2017), 关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知 [Notice on trial implementation of renewable energy green power certificate issuance and voluntary trading system], http://www.gov.cn/xinwen/2017-02/03/content_5164836.htm.
- China, NDRC and NEA (2022a), 关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见 [Guiding opinions on accelerating the construction of a uniform national electricity market system], http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-01/30/content_5671296.htm.
- China, NDRC and NEA (2022b), “十四五”现代能源体系规划 [14th Five-Year Plan for a Modern Energy System], https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202203/t20220322_1320017.html?code=&state=123.
- China, NDRC and NEA (2021a), 关于开展全国煤电机组改造升级的通知 [Notice on transformation and upgrading of coal-fired power units], https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202111/t20211103_1302856.html?code=&state=123.
- China, NDRC and NEA (2021b), 关于加快推动新型储能发展的指导意见 [Guiding opinions on accelerating the development of new energy storage], http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-07/24/content_5627088.htm.
- China, NDRC and NEA (2021c), 关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知 [Notice on encouraging renewable energy power generation enterprises to build or purchase peak-shaving capacity to increase the scale of grid connection], https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202108/t20210810_1293396.html?code=&state=123.

- China, NDRC and NEA (2021d), 关于 2021 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知 [Notice on the 2021 renewable electricity consumption quota and related matters], http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-05/26/content_5612441.htm.
- China, NDRC and NEA (2020), 关于印发各省级行政区域 2020 年可再生能源电力消纳责任权重的通知 [Notice on the 2020 renewable electricity consumption quota], http://www.nea.gov.cn/2020-06/01/c_139105253.htm, http://www.nea.gov.cn/2020-06/01/c_139105250.htm.
- China, NDRC and NEA (2019), 关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知 [Notice on establishing a renewable electricity consumption mechanism], <https://zfxqgk.ndrc.gov.cn/web/iteminfo.jsp?id=16176>.
- China, NEA (2022), 章建华：推动“十四五”可再生能源高质量跃升发展 [Zhang Jianhua: Promote the high-quality and strong development of renewable energy in the 14th Five-Year period], http://www.gov.cn/xinwen/2022-01/16/content_5668508.htm.
- China, NEA (2021a), 关于征求 2021 年可再生能源电力消纳责任权重和 2022-2030 年预期目标建议的函 [Notice on the renewable electricity consumption quota in 2021 and expected targets in 2022~2030], <https://chuneng.bjx.com.cn/news/20210210/1135946.shtml>.
- China, NEA (2021b), 抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年） [Medium and long-term development plan for pumped storage hydropower (2021-2035)], http://zfxqgk.nea.gov.cn/2021-09/17/c_1310193456.htm.
- China, State Council (2021a), 中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要 [14th Five-Year Plan (2021-2025) for National Economic and Social Development and the Long-Range Objectives through the Year 2035], http://www.gov.cn/xinwen/2021-03/13/content_5592681.htm.
- China, State Council (2021b), 2030 年前碳达峰行动方案 [Action Plan for Carbon Dioxide Peaking before 2030], https://en.ndrc.gov.cn/policies/202110/t20211027_1301020.html.
- China, State Council (2021c), 中国落实国家自主贡献成效和新目标新举措 [China's Achievements, New Goals and New Measures for Nationally Determined Contributions], <https://www4.unfccc.int/sites/NDCStaging/Pages/Party.aspx?party=CHN>.
- China, State Council (2021d), 中国本世纪中叶长期温室气体低排放发展战略 [China's Mid-Century Long-Term Low Greenhouse Gas Emission Development Strategy], <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/China%E2%80%99s%20Mid-Century%20Long-Term%20Low%20Greenhouse%20Gas%20Emission%20Development%20Strategy.pdf>.
- China, State Council General Office (2021), 关于深化生态保护补偿制度改革的意见 [Opinions on deepening the reform of ecological compensation system], http://www.gov.cn/zhengce/2021-09/12/content_5636905.htm.
- China, State Council Information Office and NEA (2021), 国新办举行中国可再生能源发展有关情况发布会 [SCIO briefing on China's renewable energy development], http://english.scio.gov.cn/pressroom/2021-04/02/content_77372602.htm.
- European Commission (2022), Innovation Fund, https://ec.europa.eu/clima/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund_en.

- Goulder, L. et al. (2020), China's Unconventional Nationwide CO₂ Emissions Trading System: The Wide-Ranging Impacts of an Implicit Output Subsidy, <https://www.rff.org/publications/working-papers/chinas-unconventional-nationwide-co2-emissions-trading-system/>.
- IEA (2022a), Electricity Market Report - January 2022, <https://www.iea.org/reports/electricity-market-report-january-2022>.
- IEA (2022b), Global Energy Review: CO₂ Emissions in 2021, <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-co2-emissions-in-2021-2>.
- IEA (2021a), An energy sector roadmap to carbon neutrality in China, <https://www.iea.org/reports/an-energy-sector-roadmap-to-carbon-neutrality-in-china>.
- IEA (2021b), World Energy Outlook 2021, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>.
- IEA (2021c), The Role of China's ETS in Power Sector Decarbonisation, <https://www.iea.org/reports/the-role-of-chinas-ets-in-power-sector-decarbonisation>.
- IEA (2021d), Renewable Energy Market Update 2021, <https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-2021>.
- IEA (2020a), Implementing Effective Emissions Trading Systems, <https://www.iea.org/reports/implementing-effective-emissions-trading-systems>.
- IEA (2020b), World Energy Outlook 2020, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>.
- IEA (2019), China Power System Transformation, <https://www.iea.org/reports/china-power-system-transformation>.
- IEA (2018), System Integration of Renewables, <https://www.iea.org/reports/system-integration-of-renewables>.
- IEA (2011), Summing Up the Parts: Combining Policy Instruments for Least-Cost Climate Mitigation Strategies, <https://www.thepmr.org/content/summing-parts-combining-policy-instruments-least-cost-climate-mitigation-strategies-iea-20-0>.
- IRENA (International Renewable Energy Agency) (2017), Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, <https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>.
- Lehmann, P. and E. Gawel (2013), Why should support schemes for renewable electricity complement the EU emissions trading scheme? Energy Policy, 52, 597–607, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.10.018>.
- Liu, Y. et al. (2017), Analysis of Development Status and Trend of Energy Storage Technology, SINO-GLOBAL ENERGY, 2017, 22(04), 80-88, <http://zwny.hkfbw.com/>.
- Ravn, H. F. (2001), The Balmorel Model: Theoretical Background, <http://balmorel.com/images/downloads/the-balmorel-model-theoretical-background.pdf>.
- Rienecker, M. M. et al. (2011), MERRA: NASA's modern-era retrospective analysis for research and applications, Journal of Climate, 24(14), 3624–3648, <https://doi.org/10.1175/JCLI-D-11-00015.1>.
- Van den Bergh, K., E. Delarue and W. D'haeseleer (2013), Impact of renewables deployment on the CO₂ price and the CO₂ emissions in the European electricity sector, Energy Policy, 63, 1021–1031, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.09.003>.

- Vimmerstedt, L. et al. (2019), 2019 Annual Technology Baseline ATB Cost and Performance Data for Electricity Generation Technologies, National Renewable Energy Laboratory, <https://data.nrel.gov/submissions/115>.
- Xinhua (2021a), Green power trading pilot launch held in Beijing, <http://www.xinhuanet.com/energy/20210907/f10c50330b4b4995a57f45d6a286cd15/c.html>.
- Xinhua (2021b), Launch of green power trading pilot to support the development of renewable energy, <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1710410614596678303&wfr=spider&for=pc>.
- Yang, Y. et al. (2018), Regional power system modeling for evaluating renewable energy development and CO₂ emissions reduction in China, Environmental Impact Assessment Review, 73, 142–151, <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2018.08.006>.

缩略语和缩写

APS	承诺目标情景
BM	基准
CCER	国家核证自愿减排量
CCUS	碳捕集利用与封存
CEC	中国电力企业联合会
CFB	循环流化床
CO ₂	二氧化碳
CSP	太阳能光热发电
ETS	碳排放权交易系统，碳市场
EU	欧盟
FIT	上网电价
FYP	五年规划
GDP	国内生产总值
GHG	温室气体
IEA	国际能源署
MEE	生态环境部
MSR	市场稳定储备
NDC	国家自主贡献
NDRC	国家发展和改革委员会
NEA	国家能源局
NPS	新政策情景
NREL	国家可再生能源实验室
O&M	运营和维护，运维
PV	光伏
REPO	可再生能源电力规划及运行
RPS	可再生能源配额制
STEPS	既定政策情景
TPS	可交易绩效标准
VRE	波动性可再生能源
WEO	《世界能源展望》

词汇表

Gt	十亿吨
CNY	人民币
USD	美元

gce/kWh	克标准煤/千瓦时
GW	百万千瓦
GJ	十亿焦耳
MW	兆瓦
MWh	兆瓦时
TWh	十亿千瓦时
kg	千克
kWh	千瓦时
Mt	百万吨
t	吨

Chinese translation of *Enhancing China's ETS for Carbon Neutrality: Focus on Power Sector*

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 - November 2022

Cover design: IEA

Photo credits: © Shutterstock

