

中国能源体系 碳中和路线图



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 30 member countries, 8 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
Luxembourg
Mexico
Netherlands
New Zealand
Norway
Poland
Portugal
Slovak Republic
Spain
Sweden
Switzerland
Turkey
United Kingdom
United States

The European Commission also participates in the work of the IEA

IEA association countries:

Brazil
China
India
Indonesia
Morocco
Singapore
South Africa
Thailand

Source: IEA. All rights reserved.
International Energy Agency
Website: www.iea.org



摘要

2020 年 9 月，国家主席习近平宣布，“中国将力争 2030 年前二氧化碳排放达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和”。在世界各国政府为实现净零排放制定目标的浪潮中，没有任何承诺会比中国的承诺更重要。中国是世界上最大的能源消费者和碳排放国，其二氧化碳排放量占全球总量的三分之一。中国的减排步伐将是世界努力将全球升温幅度限制在 1.5°C 的一个重要因素。

《中国能源体系碳中和路线图》报告是对中国政府邀请国际能源署在长期战略方面进行合作的回应，其中列出了中国能源体系实现碳中和的路径。该报告显示，实现碳中和符合中国更广泛的发展目标，如增进繁荣和转向创新驱动型的增长。本路线图中的第一条路径——承诺目标情景（APS）——反映了中国在 2020 年宣布的强化目标。路线图还探讨了实现更快转型，即加速转型情景（ATS）的影响，以及它将在缓解气候变化影响之外带来的社会经济效益。

本路线图研究了清洁能源转型的新阶段将为中国发展带来的技术挑战和机遇，重点关注长期需求。中国特有背景下所需的技术创新将是本路线图深入研究的关键领域。报告最后提出了一系列政策方面的考虑，以供中国在关于能源发展的讨论中参考。

致谢、贡献者及其贡献

本报告由国际能源署可持续发展、技术与展望司能源技术政策处编写。本研究由 Timur Gül（能源技术政策处处长）设计和指导。分析和制作由 Araceli Fernández Pales（技术创新单元负责人）和 Peter Levi 负责协调。

做出主要贡献的人员包括：Thibaut Abergel（建筑、二氧化碳排放分解）、Praveen Bains（生物能源、地理空间分析）、Simon Bennett（创新政策）、Niels Berghout（CCUS）、Jose Miguel Bermudez Menendez（氢能）、Cyril Cassisa（气候和能源政策）、Xiushan Chen（气候和能源政策）、Elizabeth Connelly（交通运输）、Chiara Delmastro（建筑、投资）、Alexandre Gouy（工业）、Insa Handschuch（气候政策）、Zoe Hungerford（电力系统灵活性）、Jean-Baptiste Le Marois（创新政策）、Hana Mandová（工业）、Rebecca McKimm（中国政策）、Rachael Moore（CCUS）、Leonardo Paoli（交通运输、电池）、Faidon Papadimitoulis（数据管理）、Uwe Remme（能源供应）、Alan Searl（中国政策）、Jacopo Tattini（交通运输）、Jacob Teter（交通运输）、Tiffany Vass（工业、材料效率），以及 Daniel Wetzel（电力、就业）。

做出其他贡献的人员包括：Adam Baylin-Stern、Ekta Bibra、Daniel Crow、Tomas De Oliveira Bredariol、Zhu Erpu、Carlos Fernández Álvarez、Timothy Goodson、Craig Hart、Taku Hasegawa、Paul Hughes、Luo Huilin、Huang Jingyun、Zhu Linxiao、Li Lishuo、Samantha McCulloch、Jeremy Moorhouse、Pawel Olejarnik、Francesco Pavan、Apostolos Petropoulos、Amalia Pizarro、Ryszard Pospiech、Jacques Warichet、Chengwu Xu、Gong Yuanyuan，以及 Yang Ziyi。Caroline Abettan、Reka Koczka、Diana Louis、Per-Anders Widell 和 Zhang Yang 提供了必要支持。

这项工作在很大程度上得益于以下中国专家的合作和投入：燕达（清华大学）、林今（清华大学）、胡姗（清华大学）、滕飞（清华大学）、王灿（清华大学）、张健（清华大学）、张强（清华大学）、姜克隽（能源研究学会）、周大地（能源研究学会）、柴麒敏（国家气候变化战略研究与国际合作中心）、党彦宝（宁夏宝丰能源集团股份有限公司）、蒋莉萍（国网能源研究院）、李永亮（中国石油和化学工业联合会）、秦潇（水电水利规划设计总院）、王克（中国人民大学）、王志轩（中国电力企业联合会）、熊小平（国务院发展研究中心）、张九天（北京师范大

学)、张龙强(中国冶金工业信息标准研究院)、张贤(科学技术部中国 21 世纪议程管理中心)、张莹(中国社会科学院), 以及杨雷(北京大学)。

国际能源署的高级管理人员和其他同事提供了宝贵的评论和反馈, 特别是 Mechthild Wörsdörfer、Laura Cozzi、Tim Gould、Brian Motherway、An Fengquan、Stéphanie Bouckaert、Peter Fraser、Tom Howes、An Fengquan、Christophe McGlade、Sara Moarif, 以及 Brent Wanner。此外, 感谢国际能源署传播和数字办公室为编写本报告提供帮助, 包括 Jon Custer、Astrid Dumond、Tanya Dyhin、Merve Erdem、Grace Gordon、Christopher Gully、Jad Mouawad、Jethro Mullen、Isabelle Nonain-Semelin、Rob Stone、Julie Puech、Clara Vallois、Therese Walsh 和 Wonjik Yang。

我们感谢能源基金会为这项工作提供的资金支持和技术投入, 特别是邹骥、傅莎、杜灏和杨卓翔。

本研究还得益于国际能源署清洁能源转型计划的资助方提供的资金支持, 特别是法国开发署。研究报告中碳中和创新的有关章节还受益于由欧盟委员会和欧盟地平线 2020 研究创新计划下第 952363 号资助协议的资金支持。

Trevor Morgan 负责编辑, Debra Justus 和 Erin Crum 担任文字编辑。

本报告的分析 and 结论借鉴了国际能源署几次活动和专家咨询会议期间获得的战略指导、洞见和数据: 2021 年 4 月, 举行了中国碳中和机遇与挑战高级别研讨会。

来自国际能源署以外的许多专家审阅了本报告, 并提供了极具价值的意见和建议。这些专家包括:

Aloncle	Hervé	法国开发署
Ausfelder	Florian	德国德西玛—化学工程与生物技术协会 (DECHEMA)
Cattier	François	法国电力
陈	新华	北京国际能源专家俱乐部
张	达	清华大学
关	大博	清华大学
张	芳	清华大学
冯	威	劳伦斯伯克利国家实验室
Gasc	Jeremy	法国开发署
Hove	Anders	德国国际合作机构 (GIZ)
Ishwaran	Mallika	壳牌

徐	金苗	亚洲开发银行
Jones	Ayaka	美国能源部
Kan	Flora	ICF
Ku	Anthony	NICE 美国研究公司
鲁	虹佑	劳伦斯伯克利国家实验室
Melaina	Marc	美国能源部
Myllyvirta	Lauri	能源与清洁空气研究中心
魏	宁	中国科学院岩土力学研究所
Philibert	Cédric	顾问（国际能源署前任工作人员）
仲	平	中国科学技术部中国 21 世纪议程管理中心
Price	Lynn	劳伦斯伯克利国家实验室
安	琪	能源研究学会
Saheb	Yamina	国际气候变化专门委员会
Sandholt	Kaare	中国国家可再生能源中心
常	世彦	清华大学
Sol	Aurélie	法国开发署
Thomas	Wim	顾问（壳牌前任工作人员）
隋	同波	中材
Tu	Kevin	哥伦比亚大学
van Hulst	Noé	国际氢能经济和燃料电池伙伴计划
Voïta	Thibaud	NDC 伙伴关系
Zhong	Frank	世界钢铁协会北京代表处
周	南	劳伦斯伯克利国家实验室
吕	子峰	阿贡国家实验室

对本研究做出贡献的个人和组织不对研究中的任何观点或判断负责。本研究报告中表达的观点未必是国际能源署成员国或任何特定资助方或合作方的观点。所有错误和疏漏完全由国际能源署负责。

目录

摘要.....	3
致谢、贡献者及其贡献.....	4
目录.....	7
执行摘要.....	13
第 1 章：中国碳中和愿景.....	18
经济社会背景.....	19
能源和排放趋势.....	21
能源和气候政策.....	31
参考文献.....	43
第 2 章：能源转型.....	46
实现碳中和的路径.....	47
二氧化碳排放.....	48
能源趋势.....	54
环境效益.....	60
能源投资.....	65
参考文献.....	68
第 3 章：部门路径.....	69
发电和供热.....	69
低排放燃料的供给.....	79
工业.....	87
交通运输.....	100
建筑.....	112
参考文献.....	124
第 4 章：能源转型的技术需求.....	128
导言.....	129
电气化.....	129
CCUS.....	139
氢能.....	152
生物能源.....	164
参考文献.....	171
第 5 章：抓住近期机遇，加快能源转型.....	175
抓住机遇，加速 2030 年之前的转型.....	176
加速转型情景.....	176

加速转型的好处 186

参考文献 196

第 6 章：碳中和创新 197

 中国的清洁能源创新 197

 中国的能源创新方法 203

 加速创新的机遇 218

 参考文献 222

第 7 章：政策考虑 229

 建立一个全面的政策框架 229

 政策方法和优先事项 231

 减少现有资产排放 234

 促进清洁技术市场发展 239

 促进清洁能源创新 246

 国际合作 248

 参考文献 250

插图清单

图 1.1 中国和部分其他国家的经济和发展指标 20

图 1.2 中国不同燃料的一次能源需求总量 22

图 1.3 中国各部门的化石燃料消费量 23

图 1.4 中国部分清洁能源技术与世界其他地区的情况比较 24

图 1.5 2020 年中国和世界其他地区的温室气体排放量 26

图 1.6 2000 年和 2020 年，不同国家/地区一次能源需求的二氧化碳排放强度与人均二氧化碳排放量的关系 27

图 1.7 中国现有能源相关基础设施在典型寿命假设和运行条件下的二氧化碳排放量 29

图 1.8 中国主要排放密集型资产的平均年龄 30

图 1.9 中国的主要气候和能源政策机构 38

图 1.10 中国部分能源和气候政策的演进和关键优先事项 40

图 2.1 不同情景下，中国能源相关二氧化碳排放情况 49

图 2.2 承诺目标情景下，中国能源行业不同燃料和技术的二氧化碳排放量 51

图 2.3 承诺目标情景下，中国各项措施实现的能源体系二氧化碳减排量 52

图 2.4 承诺目标情景下，中国能源体系不同部门、细分部门和燃料的二氧化碳排放情况 53

图 2.5 不同情景下，中国各燃料的一次能源需求 55

图 2.6 不同情景下，中国各燃料和部门的终端能源需求情况 57

图 2.7 承诺目标情景下，2020–2060 年中国各燃料和部门的终端能源需求变化 58

图 2.8 承诺目标情景下，中国的部分能效指标 59

图 2.9	承诺目标情景下，中国不同类型和部门的空气污染物排放情况	61
图 2.10	2060 年碳中和条件下，中国部分地区人口加权平均 PM _{2.5} 浓度和化石燃料在一次能源需求中的比重图示	63
图 2.11	承诺目标情景下，中国不同部门和技术领域的年度能源投资情况	65
图 2.12	承诺目标情景下，中国年均能源投资流向不同技术成熟度的新兴技术的情况	67
图 3.1	承诺目标情景下，中国发电部门不同驱动因素贡献的二氧化碳减排量	70
图 3.2	承诺目标情景下，中国不同部门的电力需求和不同燃料的发电量	71
图 3.3	承诺目标情景下，中国全国和各地的各类发电能力	72
图 3.4	承诺目标情景下，中国各地的化石燃料装机和发电量	73
图 3.5	承诺目标情景下，中国用于确保系统充足性的灵活容量	76
图 3.6	承诺目标情景下，在中国发电部门用于确保系统充足性的灵活容量中，波动性可再生能源的类型和比重	77
图 3.7	承诺目标情景下，中国不同行业的低排放燃料供给和燃料种类	80
图 3.8	承诺目标情景下，中国各类生物燃料的产量和相关技术	81
图 3.9	承诺目标情景下，中国制氢领域的电解产能和二氧化碳捕集量	85
图 3.10	承诺目标情景下，在中国用不同技术制造氢气和氢衍生燃料的生产成本	86
图 3.11	承诺目标情景下，中国工业部门的二氧化碳排放量和能源消费量	88
图 3.12	承诺目标情景下，全球主要大宗材料的产量和中国在其中的比重	89
图 3.13	承诺目标情景下，中国化工部门不同措施、不同成熟度技术的市场占有率和能源体系二氧化碳减排量	94
图 3.14	承诺目标情景下，中国钢铁部门不同措施、不同成熟度技术的市场占有率和能源体系二氧化碳减排量	96
图 3.15	承诺目标情景下，中国不同技术的熟料生产，以及水泥部门不同措施、不同成熟度技术的二氧化碳减排量	98
图 3.16	承诺目标情景下，中国轻工业在加热和电动机两个领域的技术部署	99
图 3.17	承诺目标情景下，中国交通运输部门的二氧化碳排放量	100
图 3.18	承诺目标情景下，中国水陆客运领域各种交通运输方式的比重，以及不同措施、不同成熟度技术的累计二氧化碳减排量	103
图 3.19	中国不同交通运输方式的货运活动量和相关二氧化碳排放量	105
图 3.20	承诺目标情景下，中国和欧洲重型卡车的拥车总成本	107
图 3.21	承诺目标情景下，中国各类重型卡车作业量的比重，以及不同措施、不同成熟度技术的二氧化碳减排量	108
图 3.22	承诺目标情景下，中国国际航运的能源消费量和二氧化碳排放量	109
图 3.23	中国和美国的国内航空出行，以及中国的铁路出行	110
图 3.24	承诺目标情景下，中国各燃料在航空终端能源需求中的比重，以及不同措施、不同成熟度技术的二氧化碳减排量	112
图 3.25	承诺目标情景下，中国建筑部门的能源消费和能源强度指数	114
图 3.26	承诺目标情景下，中国建筑部门各细分领域的直接和间接二氧化碳排放量，以及建筑部门各燃料的消耗情况	115

图 3.27	承诺目标情景下，中国建筑部门不同成熟度和终端用途技术的二氧化碳减排比重.....	116
图 3.28	承诺目标情景下，中国的建筑面积情况，以及空间采暖制冷的终端能源强度指数.....	118
图 3.29	承诺目标情景下，中国各类空间采暖设备的销量，以及空间采暖制冷设备的平均能效	120
图 3.30	建筑中的直流配电和管理示意图	121
图 3.31	承诺目标情景下，2060 年中国建筑的日均太阳能光伏发电量	122
图 4.1	承诺目标情景下，中国不同部门通过电气化实现的二氧化碳减排量	130
图 4.2	2020-2060 年，中国不同部门和情景中的电力消费增长情况	132
图 4.3	承诺目标情景下，2020-2060 年中国不同成熟度的部分电力技术贡献的二氧化碳累计减排量	134
图 4.4	电动车电池需求和平均单位资本支出	135
图 4.5	承诺目标情景下，热泵装机和平均单位资本支出	138
图 4.6	承诺目标情景下，中国对电动车所需部分关键金属的需求	139
图 4.7	承诺目标情景下，中国不同部门和排放源的 CCUS 部署情况	141
图 4.8	承诺目标情景下，全球不同部门的 CCUS 部署情况	143
图 4.9	承诺目标情景下，2020-2060 年中国不同成熟度的 CCUS 技术在部分应用领域贡献的二氧化碳累计减排量	144
图 4.10	中国的二氧化碳来源和潜在地质封存地图	150
图 4.11	承诺目标情景下，中国各部门通过使用氢能而避免的二氧化碳排放量.....	152
图 4.12	承诺目标情景下，中国的各种制氢路线，以及不同部门的氢能需求	153
图 4.13	中国现有的炼油厂、氨和甲醇厂、可再生能源制氢成本，以及二氧化碳潜在封存地点	155
图 4.14	承诺目标情景下，中国部分低碳氢能技术的成熟度及其累计避免的二氧化碳排放量... ..	157
图 4.15	承诺目标情景下，全球专用氢气生产的电解槽装机容量和平均单位资本支出.....	159
图 4.16	承诺目标情景下，交通运输用燃料电池的全球需求和平均单位资本投入成本.....	162
图 4.17	承诺目标情景下，中国不同部门通过使用生物能实现的累计二氧化碳减排量.....	166
图 4.18	承诺目标情景下，中国不同部门的一次生物能源需求及其在能源需求总量中的比重... ..	167
图 4.19	承诺目标情景下，2020-2060 年中国部分生物能源技术的成熟度及其累计避免的二氧化碳排放量	169
图 5.1	承诺目标情景和加速转型情景下，中国能源相关二氧化碳排放量的年度变化.....	178
图 5.2	与承诺目标情景相比，加速转型情景下 2030 年中国能源体系不同部门产生的二氧化碳排放量的变化，以及不同一次能源使用产生的二氧化碳排放量的变化.....	179
图 5.3	承诺目标情景和加速转型情景下，中国 2030 年的煤炭消费总量和燃煤发电量.....	180
图 5.4	2030 年中国部分清洁能源技术的部署指标.....	182
图 5.5	中国工业和大宗材料生产的能源强度的年均变化	183
图 5.6	承诺目标情景和加速转型情景下，2030 年中国不同交通运输方式的燃料使用情况	184
图 5.7	中国改造和新建的零碳就绪住宅建筑	186
图 5.8	部分清洁能源技术的全球制造能力	188

图 5.9 承诺目标情景和加速转型情景下，2030 年中国部分创新性清洁能源技术的部署指标 189

图 5.10 中国的能源相关就业 191

图 5.11 承诺目标情景和加速转型情景下，2019–2030 年需要清洁能源技能或培训的新增工人... 192

图 5.12 为使中国能源体系到 2050 年实现二氧化碳净零排放，一次能源强度、非化石燃料在一次能源需求中的比重分别需要达到的年均增长率 195

图 6.1 承诺目标情景下，中国不同成熟度的当前技术的二氧化碳减排量 198

图 6.2 中国在低碳能源研发、风险投资和专利方面的公共支出占全球的比重..... 202

图 6.3 二十国集团各国的国有企业占本国发电能力的比重 207

图 6.4 中国在清洁能源技术合作国际专利领域发挥的作用 216

图 6.5 在分析低碳能源技术的规模、模块化程度等一般属性以及市场准入障碍的基础上，绘制的技术类群图 219

图 7.1 中国不同成熟度技术的净零排放战略政策优先事项 231

图 7.2 在承诺目标情景中，典型寿命假设下中国能源体系各部门现有基础设施的二氧化碳排放量 235

图 7.3 承诺目标情景下，中国部分能源基础设施 2020–2060 年间的累计投资情况..... 245

专栏 1.1 《巴黎协定》与净零排放 34

专栏 1.2 中国企业的净零目标 37

专栏 2.1 建模方法 48

专栏 2.2 中国预期排放达峰与其他国家的比较 49

专栏 2.3 降低中国的化石燃料甲烷排放量 63

专栏 3.1 电力系统的灵活性要求 74

专栏 3.2 如果可持续生物质匮乏造成生物燃料供给减少，将会有何影响？ 83

专栏 3.3 中国的公共交通投资如何减少对私家车和国内航班的依赖？ 102

专栏 3.4 深圳的未来大厦直流建筑示范项目 123

专栏 4.1 电力系统的目标和政策 130

专栏 4.2 中国的电动车电池制造 135

专栏 4.3 CCUS 部署目标和政策..... 140

专栏 4.4 中国在全球氢气价值链中的作用 158

专栏 4.5 中国的区域氢能燃料电池电动车战略 160

专栏 4.6 生物能源部署目标和政策 165

专栏 5.1 加速能源转型对化石甲烷排放的影响 180

专栏 6.1 “揭榜挂帅”机制 201

专栏 6.2 煤炭转化：中央协调下的大规模技术创新实例 204

专栏 6.3 国有企业的核技术开发 208

专栏 6.4 地方一级的氢能技术开发 211

专栏 6.5 通过提升需求，大力推动中国的电动车技术发展 213

专栏 6.6 中国从太阳能光伏技术进口国到创新国的转变 217

专栏 7.1 减少中国重工业部门的排放 235

专栏 7.2 中国电力市场改革 242

表 1.1 中国的部分经济和能源指标 21

表 1.2 近期的五年规划目标和实现情况 42

表 2.1 承诺目标情景下，中国不同燃料的一次能源需求（艾焦） 54

表 3.1 中国重工业减排的主要项目 92

表 4.1 中国潜在的二氧化碳封存枢纽 149

表 4.2 到 2060 年的二氧化碳运输干线部署策略 151

表 5.1 中国部分终端用能指标的平均表现 182

表 5.2 承诺目标情景和加速转型情景下，2021-2030 年间中国部分碳密集型能源资产的
累积新增情况 193

表 6.1 中国近几期五年规划中的技术发展和关键能源创新重点 199

表 6.2 低碳能源技术类群，以及可能采用的基于中国创新优势的相应创新政策方法..... 221

执行摘要

如果没有中国的参与，可能无法将全球气温上升限制在 1.5°C 内。2020 年 9 月，国家主席习近平宣布，“中国将力争 2030 年前二氧化碳排放达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和”。在中国开始其非凡的经济现代化征程 40 年后，宣布这一关于中国未来的新愿景，恰逢世界主要经济体逐渐形成共识，即有必要在本世纪中叶实现全球净零排放。但是，其他任何承诺都不及中国的承诺重要：中国是世界上最大的能源消费国和碳排放国，其二氧化碳排放量占全球总量的三分之一。中国未来几十年的减排速度，是世界能否成功将全球变暖控制在 1.5°C 以内的重要因素。

中国近 90% 的温室气体排放源自能源体系。因此，能源政策必须推动碳中和转型。本路线图是对中国政府邀请国际能源署在长期战略方面进行合作的回应。其中列出了在中国能源体系实现碳中和的路径，同时表明，实现碳中和符合中国更广泛的发展目标，如增进繁荣、提升技术领导力和转向创新驱动型的增长。本路线图中的第一条路径——承诺目标情景（APS）——反映了中国在 2020 年宣布的强化目标，即二氧化碳排放量在 2030 年达到峰值，到 2060 年实现净零排放。在加速转型情景（ATS）中，本路线图还探讨了实现更快转型的机会，以及除了缓解气候变化带来的影响，快速转型能为中国带来的其他社会经济效益。

中国可在目前的清洁能源发展势头上更进一步

中国的能源体系体现了几十年来在追求其他能源政策目标的同时，为使数亿人脱贫所做的努力。自 2005 年以来，中国的能源消耗翻了一番，但同期国内 GDP 能源强度大幅下降。燃煤发电约占中国发电总量的 60%，且还在继续建设新的燃煤电厂，但新增太阳能光伏发电装机总量已超过世界上其他任何国家。中国是全球第二大石油消费国，但也拥有占全球 70% 的电动汽车电池产能，仅江苏省一省的产能就占到全国的三分之一。中国对低碳技术的贡献，尤其在太阳能光伏领域，主要由政府日益宏大的五年计划推动。其所带来的成本下降，改变了世界对清洁能源未来的看法。如果全世界要实现气候目标，就需在清洁能源领域取得更大规模的进步，并涉及所有行业部门。例如，中国的钢铁和水泥产量超过世界的一半，仅河北省一省就占 2020 年全球钢铁产量的 13%。中国的钢铁、水泥和化工行业的排放量比欧盟及英国的二氧化碳排放总量还要高。

中国的二氧化碳排放量仍在上升，但在 2030 年之前达峰是可行的。排放峰值越早到来，中国按时实现碳中和的机会就越大。排放的主要来源是电力行业（48%的二氧化碳排放来自能源和工业生产过程）、工业（36%）、交通（8%）和建筑（5%）。迄今为止公布的第十四个五年计划具体目标包括在 2021-2025 年期间将二氧化碳强度降低 18%，单位 GDP 能耗降低 13.5%。还有一个不具约束力的指标，即到 2025 年，将非化石能占能源消费总量的比重提高至 20%（2020 年约为 16%）。如果中国实现了这些短期政策目标，国际能源署预估，其燃料燃烧产生的二氧化碳排放量将在 2020 年代中期达峰并趋于平稳，然后在 2030 年前略有下降。国际能源署也注意到，中国在 2021 年 9 月的联合国大会上承诺“不再新建境外煤电项目”，并加强对清洁能源的支持。

实现碳中和要求能源体系快速而深度转型

在 2030 年前实现二氧化碳排放达峰，有赖于三个关键领域的进展：提高能效、发展可再生能源和减少煤炭使用。在承诺目标情景（APS）中，到 2030 年中国的一次能源需求增长速度将远远低于整体经济的增长速度。这主要是能效提高和产业转型脱离重工业的结果。能源体系的转型可使空气质量迅速改善。到 2045 年左右，太阳能将成为最主要的一次能源来源。到 2060 年，煤炭需求将下降 80%以上，石油需求下降约 60%，天然气下降 45%以上。到 2060 年，近五分之一的电力将被用来制氢。

中国为实现目标所需的投资水平完全在其财力范围之内。虽然能源体系投资的绝对值大幅攀升，但其在整个经济活动中的比重却在下降。年投资总额在 2030 年将达到 6400 亿美元（约 4 万亿人民币），在 2060 年达到近 9000 亿美元（6 万亿人民币），较近年水平增加约 60%。年度能源投资占 GDP 的比重，在 2016-2020 年平均为 2.5%，到 2060 年将下降到只有 1.1%。

每个行业部门都有可行的路径来实现深度减排

一个以可再生能源为主导的电力部门为中国的清洁能源转型奠定了基础。在承诺目标情景（APS）中，中国电力部门将在 2055 年前实现二氧化碳净零排放。基于可再生能源的发电（主要是风能和太阳能光伏发电），在 2020 年至 2060 年间将增加 6 倍，届时将占发电总量的约 80%。相比之下，煤电的份额将从 60%以上下降到仅有 5%，而未采用减排技术的燃煤发电将于 2050 年淘汰。到 2060 年，所有地区的可再生能源装机容量至少增加两倍。其中中国西北和北方地区的增长幅度最大，当地太阳能和陆上风能资源潜力巨大，且有充足的土地可供利用。然而在中国沿海省份，为提高电力系统可靠性和稳定性而进行的低碳灵活性资源的投资是最高的。

提高能效和当今的市场化技术只能使工业部门部分实现净零排放。在承诺目标情景（APS）中，到 2060 年，工业二氧化碳排放量将下降近 95%，未采用减排技术的煤炭使用量将降低 90%，剩余的排放量将被电力和燃料转化行业的负排放所抵消。能效提高和电气化在短期内推动了大部分工业减排，而新兴的创新技术，如氢能和碳捕集与封存（CCUS），将在 2030 年后取而代之。

电气化是交通和建筑部门去碳化的关键。城市中对地铁、轻轨和电动巴士的新投资，以及对城市之间高速铁路的投资，降低了乘客出行的能源强度。提高燃料效率和使用低碳燃料实现了公路货运、航运和航空业的减排。到 2060 年，通过采用电气化、清洁的区域供热和提高能效等措施，建筑部门的直接二氧化碳排放量下降 95% 以上。

在 2030 年前加快进程不仅可能而且有益

尽早加大力度采取行动可以减少 2030 年后面临的减排负担。碳达峰的时机和水平，以及达峰后的减排速度，对于中国实现碳中和的长期目标至关重要。中国拥有的技术能力、经济手段和政策经验，可以比承诺目标情景（APS）更快地完成 2030 年的清洁能源转型目标。中国最近推出的碳排放交易市场和电力市场改革就是两个明显的例子。在加速转型情景（ATS）中，政策进程加快，带来电力和工业中的煤炭用量更快下降，现有的低碳技术得到更有力的部署，和更快的能效提升。到 2030 年，在加速转型情景（ATS）中，能源体系的二氧化碳排放量比现有水平低了 20 多亿吨，减少了近 20%。投资需求不是一个主要障碍：加速转型情景（ATS）所需的累计投资与承诺目标情景（APS）所需的相似。

在 2030 年之前加快进程所带来的社会经济效益不仅限于应对气候变化。这些益处包括为尚未充分受益于中国经济发展的地区带来更大的繁荣，中国在全球清洁能源技术价值链中发挥核心作用，并逐渐成为清洁能源创新的领袖。到 2030 年，加快国内行动将使中国清洁能源供应领域的就业人数增加 360 万，而在化石燃料供应和化石燃料电厂减少的就业岗位为 230 万。在加速转型情景（ATS）中，净增长就业岗位比承诺目标情景多出近 100 万。如果其他国家志向更高远，对清洁能源技术需求更多，而中国能抓住这种机会，还会增加更多就业岗位。

将中国的中和目标范围扩大至所有的温室气体，将凸显二氧化碳排放早日达峰的好处。这样的雄心壮志可能要求能源体系在 2060 年前就达到二氧化碳净零排放，以弥补更难消除的非能源部门的排放。这将使得在 2030 年之前加快二氧化碳减排进度变得至关重要。转型带来的长期挑战是深重的：例如，如果要在 2050 年就实现二氧化碳净零排放，那么新增太阳能光伏和风能装机容量将达到约 1.4 亿千瓦，比 2050 年承诺目标情景（APS）高约 20%。

处理现有资产有助于有序转型

即使不对化石燃料进行任何新的投资，中国能源体系的排放量仍然只会非常缓慢地下降。如果中国现有的排放密集型基础设施继续以近年来相同方式运作，从现在到 2060 年，可能将产生 1750 亿吨的二氧化碳排放。如果要将全球温度上升限制在 1.5°C，这相当于全球剩余排放预算的三分之一。

如果到时没有更清洁的替代品，中国下一轮的重工业投资可能会导致大量的新增排放。在承诺目标情景（APS）中，2060 年中国能源体系约 40% 的二氧化碳减排量来自于今天仍处于原型或示范阶段的技术。当计划淘汰现有产能时，必须要有可用的新低碳工业技术，以避免迎来新一轮排放密集型产能更新。仅此一项，就可以避免中国重工业排放相当于剩余全球碳预算近 15% 的二氧化碳，这样做可有 50% 的概率将全球平均升温限制在 1.5°C。

从现在到 2030 年，更快的清洁能源转型可以使现有资产及其利益相关者更容易适应这一进程。加速转型情景（ATS）避免了在 2060 年承诺目标情景（APS）中约 200 亿吨的“锁定”排放。这些排放来自于 2030 年之前的电力和工业部门投建的长寿命资产。这一早期行动意味着，在 2030 年至 2060 年间，达到碳中和所需的年均减排速度比承诺目标情景（APS）低大约 20%，为市场调整、企业及消费者适应新情况留下更多时间。

创新是成功转型的关键

到 2060 年实现碳中和，依靠于清洁能源创新大幅加速。中国正在成为清洁能源创新的世界领袖：自 2015 年以来，中国用于低碳能源研发的公共开支增加了 70%。中国在可再生能源和电动汽车方面的专利活动中占了近 10%。近年来，中国的初创企业吸引了全球超过三分之一的早期能源风险投资。

但是需要妥善利用中国的创新体系，以激励所需的广泛的低碳能源技术进步。新一届五年计划意在将创新重点转向低碳技术，并追求新的政策方法。中国目前的政策激励措施更适合像碳捕集与封存（CCUS）和生物炼制这样的大规模技术，而非网络基础设施和面向消费者的产品，但后者才是中国目前的制造优势。除了直接提供研发资金，还可以通过竞争性的利基市场、基础设施投资和其他监管措施来激励创新者，以推动技术部署。

世界能源和气候未来的主要行动者

中国的诸多优势使其有能力成功实现碳中和转型，同时在技术和制定能源政策方面展示出国际领导力。中国既是世界上最大的排放国，也是关键清洁能源技术（如太阳能电池板、风力涡轮机和电动车电池）产品的最大制造商。中国的行动将大大有助于塑造全球为防止气候变化的最坏影响而及时开展减排努力的成果。为使这些努力取得成功，与中国开展合作至关重要。

第 1 章：中国碳中和愿景

要点

- 自 1980 年以来，中国一直是世界上增长最快的主要经济体，其国内生产总值（GDP）现已达到增长初期的 30 倍以上。2020 年，中国按购买力平价调整后的经济规模居世界第一。工业化和城市化一直是中国经济转型的主要动力源。如今，按增加值计算，中国占世界工业产出的四分之一，生产的水泥和钢铁占全球总量的一半以上。
- 能源生产和使用的迅速增长既是中国经济发展的驱动力，也是经济发展的结果。2009 年，中国成为世界上最大的能源消费国。近年来，其一次能源需求的增速已有所放缓，年增长率从 2000–2010 年间的 8%，下降到 2015–2020 年间的 3% 多一点。自 2000 年以来，中国尽管在可再生能源和水电方面取得了长足发展，但仍然严重依赖化石燃料：2020 年，中国一次能源需求总量中约有 85% 由化石燃料满足，仅煤炭就占近 60%，而石油约占五分之一。中国是世界上最大的煤炭消费国，也是最大的太阳能、风能和电动车市场，遥遥领先其他国家。
- 中国是世界上最大的温室气体排放国，排放量约占全球总量的四分之一。2020 年，燃料燃烧和工业过程的二氧化碳排放量超过 11 吉吨，其中前者占 90%。该年仅燃煤发电站（包括热电联产厂）就占中国整个能源和过程相关排放的 45% 以上，占全球排放的 15%。
- 2020 年 9 月，中国国家主席宣布了国家目标，即在 2030 年前实现二氧化碳排放达峰，2060 年前实现碳中和。根据目标，2005–2030 年期间，每单位 GDP 的二氧化碳排放量将下降 65% 以上；到 2030 年，非化石燃料在一次能源使用中的占比将达到 25% 左右，而风力和太阳能装机将上升到 1200 吉瓦以上（目前约为 540 吉瓦）。2025 年之前，煤炭用量增长将受到限制，此后将逐步淘汰煤炭。
- 中国的 2021–2025 年第十四个五年规划（“十四五”规划）是关键的政策工具。规划中设定了具有约束力的目标：到 2025 年，能源强度（单位 GDP 能源消耗）降低 13.5%，碳强度（单位 GDP 二氧化碳排放）降低 18%，非化石燃料在一次能源用量中的比例达到 20%。在未来几年内，预计中国将会有进一步的国家和部门级别规划与技术规划得到正式通过，包括能源消费总量和排放总量方面的规划。
- 实现中国的既定目标，对于应对气候变化至关重要。这些目标可以使全球平均温度到本世纪末降低近 0.2℃。这就要求中国从达峰到净零排放的进度比其他大多数国家更快（这些国家当中许多已经实现了二氧化碳达峰）。

经济社会背景

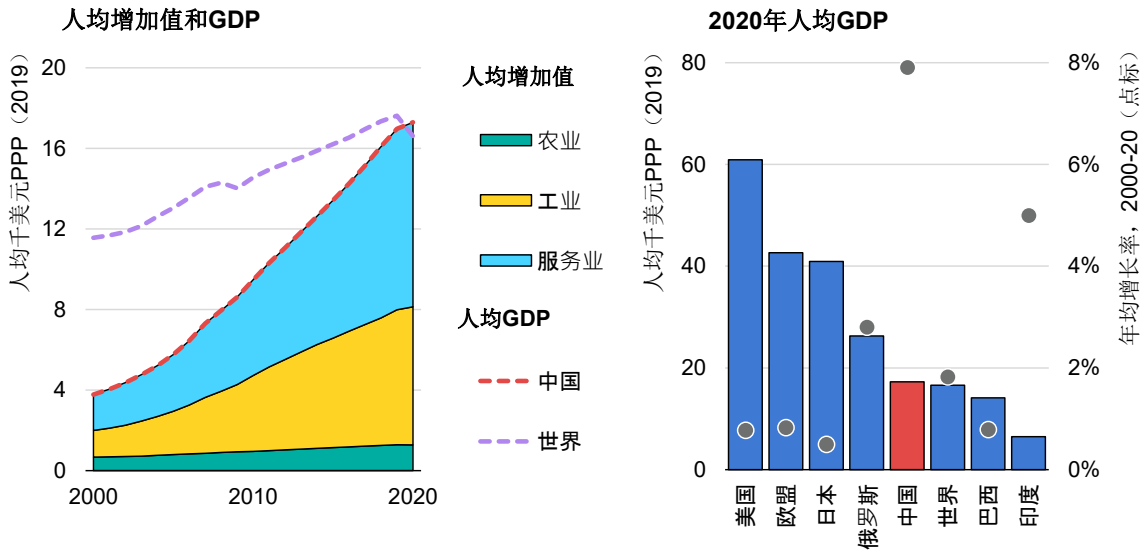
20 世纪 70 年代末，中国启动经济转型进程，从社会主义计划经济制度转型成为更加开放、基于市场的经济制度；从那时至今，中国经济和社会的发展速度令人惊叹。自 1980 年以来，中国一直是世界上增长最快的主要经济体，当今的 GDP 已达到 1980 年的 30 多倍、2000 年的 5 倍。2020 年，中国以名义价值计算的经济规模仅次于美国，是世界第二大经济体；按购买力平价（PPP）调整后的经济规模则为世界第一。2020 年，人均 GDP（购买力平价）约为 1.7 万美元（人民币 11.73 万元），大约是欧盟和日本平均水平的 40%、美国的四分之一以上。在新冠疫情大流行的影响下，2020 年除中国以外的所有主要经济体都经历了 GDP 收缩，而中国的 GDP 增速则放缓至 2.3%。中国的 GDP 增长预计将于 2021 年反弹，达到 8% 以上，增速高于除印度以外的各主要经济体（IMF，2021）。

工业化一直是中国经济转型的主要动力源。中国在 2001 年加入世界贸易组织后，制造业产出增长尤为迅速，自 2007 年以来始终是世界上最大的工业品生产国。一系列五年规划设定了宏伟的工业增长目标（OECD，2018）。如今，中国贡献世界工业总产值的四分之一，是钢铁、水泥、铝、化工产品、电子产品和纺织产品的最主要生产国。中国生产的水泥和钢铁占世界总产量的一半以上。

中国的工业扩张在初期主要受出口推动，但现在日渐由快速增长的国内市场所支撑。此外，中国经济对外国投资逐步开放，通过融入全球价值链推动了经济增长。按购买力平价计算，工业占中国当前 GDP 的 40%，这一比例在全世界处于较高水平。工业化也对交通运输等其他部门的活动有影响。例如，中国东部主要产业集群发展所需的原材料由西北地区省份生产提供，这促使货运量从 2000 年的约 4 万亿吨公里，增加到 2010 年的约 14 万亿吨公里和 2020 年的 20 万亿吨公里以上。

2010 年代初以来，随着中国调整发展方向、转向高价值制成品和服务，经济增长略有放缓。早期国内经济高速增长、国际需求强劲时对制造业产能过度投资，以及 2008 年金融危机后的经济刺激，导致了一些工业细分部门的产能过剩、利用率低下，这类问题在钢铁、水泥、铝、化工、精炼、玻璃、造船、纸和纸板等行业尤其突出。近年来，中国加大力度解决产能过剩问题，做法包括设定低效工厂关停目标、限制某些细分部门新增产能，以实现产业升级并将投资转向高附加值制造业。2015 年公布的《中国制造 2025》设定的目标之一是 2015–2025 年期间制造业增加值率提高 4 个百分点（State Council，2015）。根据第十四个五年规划（2021–2025 年）提出的目标，下一代信息技术、生物技术、新能源、新材料、高端设备、新能源汽车等战略性新兴产业在 GDP 中的份额将从 2019 年的 12% 左右提高到 2025 年的 17%（State Council，2021）。

图 1.1 中国和部分其他国家的经济和发展指标



国际能源署，2021。

注：国内生产总值（GDP）按购买力平价和 2019 年不变价计算。
来源：国际能源署基于 UNDESA (2019) 的分析；Oxford Economics (2020)；IMF (2020a, 2020b)，World Bank (2021)

中国经济和社会的发展速度令人惊叹，人民的生活方式和中国的世界地位都发生了改变

如今，尽管向服务型经济的转变仍处于早期阶段，但服务业已是中国经济增长的主要贡献力量。按现行价格计算，服务业在 GDP 中的比重从 2000 年的 40% 上升到 2020 年的 54.5%¹，略低于“十三五”规划（2016-2020 年）中 56% 的目标。2019 年，中国的服务业从业人口超过 3.67 亿，占劳动人口总数的 47%（而农业和工业的从业人口比例分别为 25%、28%），高于 2000 年的不足 2 亿（27%）。

经济发展伴随着快速的城市化以及深刻的社会和文化变革，人民的生活方式和中国的世界地位都发生了巨变。城镇人口占总人口比重从 2000 年的 36% 跃升至 2020 年的 60% 以上。脱贫工作取得了巨大成功。按 2020 年价格计算，生活在官方贫困线（每人每年约 600 美元，约合 4000 元人民币）以下的人口比例在 2020 年减少到了 1% 以下，而 20 年前这一比例约为 50%。此外，同期有 4.3 亿人用上了清洁烹饪燃料，例如现代固体生物质、液化石油气、沼气和电力。电力在 2014 年实现了普及。

由于经济发展主要集中在沿海地区，因此不同地区的生活水准差异巨大，极端贫困与相对繁荣同时存在。中国大约三分之二的人口都生活在东部和中部地区，五个人口大省中有四个（广东、河南、江苏和山东）都位于该地区。在中国大部分农村地区，大多数人仍以务农为生，而上海和北京等大城市已经出现了以现代服

¹ 如果服务业增加值和 GDP 按 2019 年不变价美元购买力平价计算，则服务业在 GDP 中的比重从 2000 年的 47% 上升到 2020 年的 53%。

务业为基础的经济形态。中国与其他大多数新兴经济体不同的是，在过去 20 年间，人口增加并不是经济增长的主要动力。自 2000 年以来，中国人口仅增加了 11%，2020 年达到略高于 14 亿。2000 年至 2010 年，按购买力平价计算的人均 GDP 年均增长超过 9%；尽管 2020 年 GDP 增速放缓，但 2010 年以来的年增速依然保持在 6% 以上。

表 1.1 中国的部分经济和能源指标

指标	2000	2010	2020	2000-2020 年变化
GDP（十亿美元 PPP[2019]）	4 790	12 747	24 410	+410%
占世界 GDP 的份额	7%	13%	19%	+12 百分点
人均 GDP（美元 PPP[2019]）	3 773	9 479	17 291	+358%
人口（百万）	1 269	1 345	1 412	+11%
一次能源需求总量（艾焦）	49	107	148	+200%
人均一次能源需求（吉焦/人）	39	80	104	+170%
进口依存度（%）	4%	15%	23%*	+19 百分点
能源体系二氧化碳排放量（吉吨二氧化碳）	4	9	11	+218%
能源强度（兆焦/美元 PPP）	10.2	8.4	6.0	-41%
碳强度（克二氧化碳/美元 PPP）	655	616	412	-37%

* 2019 年价格。

注：GDP = 国内生产总值；PPP = 购买力平价。进口依存度是根据进出口差值相对于一次能源需求总量计算的。

能源和排放趋势

一直以来，能源（特别是国内煤炭）生产和使用的迅速增长既是中国经济发展的驱动力，也是经济发展的结果。中国较大程度依赖能源密集型产业来推动经济发展，因此在 2009 年成为了世界上头号能源消费国，而中国对煤炭的依赖则使其自 2005 年以来都是能源相关二氧化碳的最大排放国。经济发展转向能源密集度较低行业、持续提效，以及采用更严格环境标准等努力已经初见成效，抑制了中国许多终端用能部门对化石燃料的大量需求，并引导需求转向电力；不过，在发电和供热用煤增长这一主要因素的推动下，排放量依然继续攀升。近年来，中国的空气质量有了显著改善，但空气污染仍然是威胁健康的严重问题，特别是在城市群和产业集群地带（见第 2 章）。

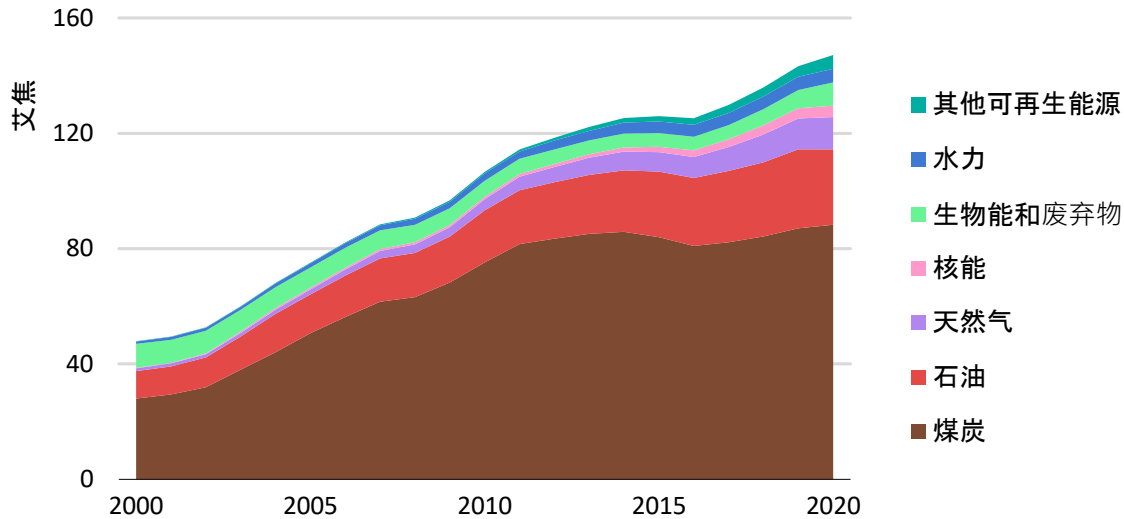
能源使用

中国经济结构重心转向轻工业和服务业，以及旨在争取提高能效的更严格法规，是近年来能源需求增速大幅放缓的推手。上述法规包括始于 2006 年并在“十三五”

规划（2016–2020 年）中得到扩展、旨在推动企业节能举措的“百千万”行动，以及最低能源性能标准（见第 7 章）。2000–2010 年期间，一次能源需求年均增长超过 8%，2011–2015 年间放缓到 3.4%，2015–2020 年则略高于 3%。² 由于 GDP 持续快速增长，GDP 的能源强度（按购买力平价计算的每货币单位 GDP 的能源需求量）在 2010–2020 年期间加速下降，下降幅度从 2000–2010 年间的年均 2% 加大到 2010–2020 年间的年均 3% 以上。

自 2000 年以来，尽管中国在可再生能源方面取得了长足发展，但仍然严重依赖化石燃料：2020 年，中国一次能源需求总量中约有 85% 由化石燃料满足，仅煤炭就占近 60%，而石油则约占五分之一。中国是世界上最大的煤炭消费国，煤炭消费量远高于其他国家；中国 2020 年的燃煤量达到了 30 亿吨煤当量，占世界市场的 50% 以上（IEA，2020a）。从历史经验来看，中国的煤炭消费量与工业化同步增长；2002–2013 年间增长最为迅速，这段时期中国一次能源需求总增量中煤炭占 77%。仅水泥、化工和钢铁工厂就贡献了上述增长的一半，其中 30%（或煤炭需求总增量的 15%）间接来自于电力使用（主要是燃煤电厂发的电）。在效率提高和政策限制煤炭使用扩张的作用下，2013–2018 年煤炭用量大致走平，但在 2019 年、2020 年和 2021 年初，煤炭需求再次趋高。

图 1.2 中国不同燃料的一次能源需求总量



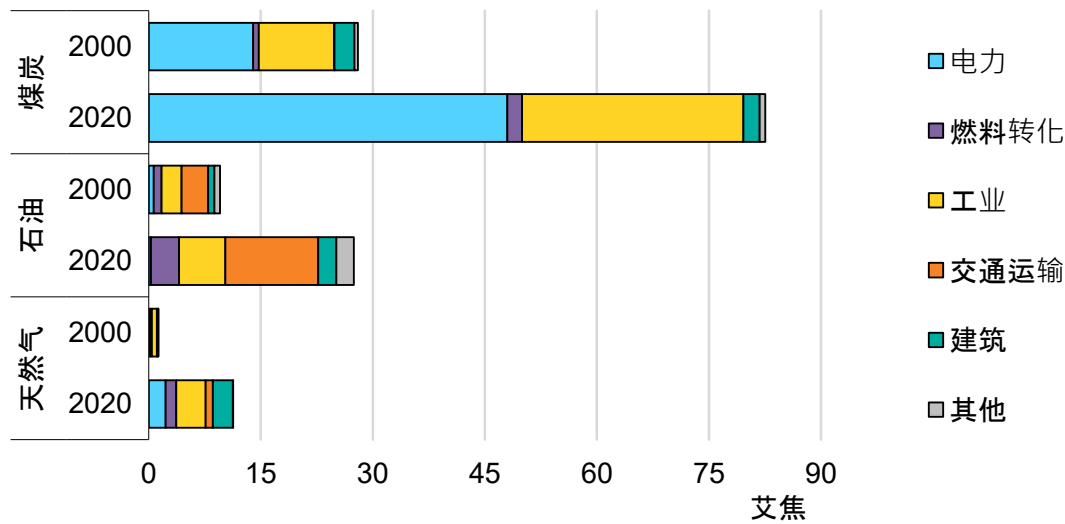
国际能源署，2021。

自 2000 年以来，中国尽管在可再生能源方面取得了长足发展，但仍然严重依赖化石燃料：仅煤炭一项仍占一次能源需求总量的近 60%

² 国际能源署和中国官方的能源统计数字由于方法上的差异而有所不同。国际能源署采用的是物理能源含量方法（PEC 法），而中国则采用部分替代方法（PS 法）。除非另有说明，本报告中的所有能源数据均来自国际能源署。

国内充足的低成本煤炭资源为以煤为基础的经济的发展提供了条件。中国是世界上最大的煤炭生产国，煤炭产量约占全球的一半。尽管如此，中国的煤炭消费仍然大于本土的生产能力，因此中国日益依赖进口煤炭；目前煤炭消费总量的约 8%来自进口。煤炭主要用于发电和供热，这两类用途占煤炭使用总量的 60%（工业用途 33%，建筑用途 3%，农业和非能源用途 4%）。在电力和热力部门，煤炭作为燃料的重要性仍然远高于其他燃料，贡献了 2020 年总产出的四分之三；不过，煤炭的份额与 2007 年 90%的峰值相比已有下降。中国目前的煤电装机为 1080 吉瓦，超过全球煤炭装机的一半，另有近 250 吉瓦尚处于不同开发阶段（CEC，2021）。在已经正式获批的 88 吉瓦产能中，2020 年批准的产能为 37 吉瓦，是 2019 年的三倍多（Reuters，2021）。

图 1.3 中国各部门的化石燃料消费量



国际能源署，2021。

注：电力部门包括发电和供热。

煤炭仍是发电的主力；不过，近年来随着可再生能源和核电产能增加，煤炭的相对重要性已明显降低

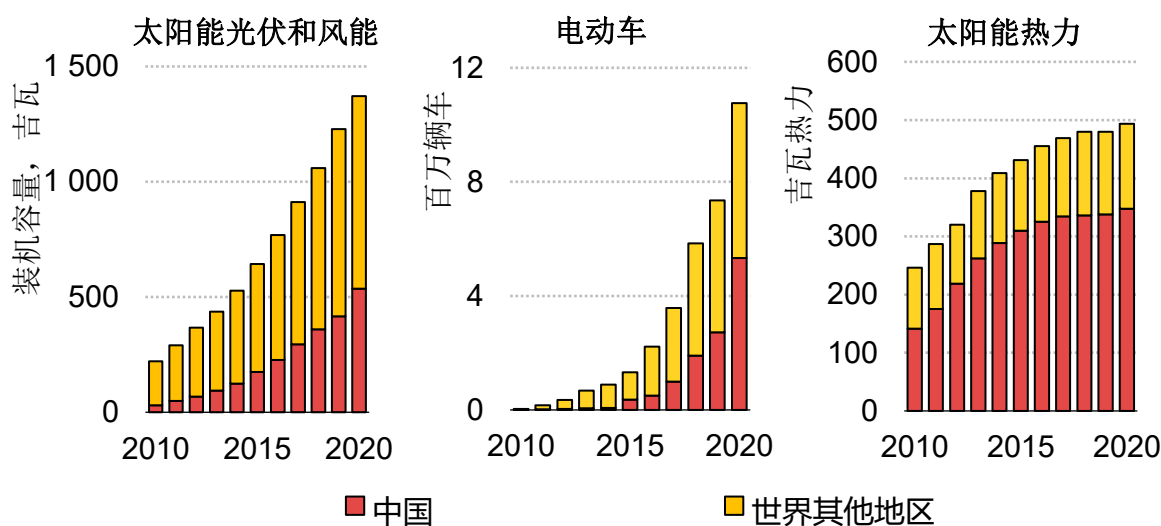
中国对石油和天然气的需求自 2000 年以来也有显著增长。石油用量年均增加 5%，用于补充重工业中煤炭的使用，以及满足个人交通运输和货运需求的迅速增长。天然气自 2015 年起得到有力的政策支持，需求急剧上升，特别是在发电、工业用途以及商住空间和水加热方面。中国虽然在本土生产大量油气，但仍然严重依赖进口：2020 年，中国消费的石油和天然气中分别有超过 70%和 45%来自进口。中国已于 2017 年超过美国成为最大的石油进口国，并于 2018 年取代日本成为最大的天然气净进口国。

尽管化石燃料继续占据主导地位，但核电、水电、生物能源、其他可再生能源等现代低碳燃料和技术的使用在过去十年间得到了相当大的发展，这些燃料在一次能源需求总量中的份额从 2011 年的 9% 上升到了 2020 年的 14%。³ 可再生能源电力和核电在 2020 年占一次能源需求总量的 9% 以上。水电占 2000 年以来可再生能源总增量的 35%。三峡和溪洛渡这两座水电站贡献了大部分的新增水电装机和产量。

太阳能光伏和风力发电贡献了 2000 年以来可再生能源增量的另外 60%。2020 年，太阳能光伏和风力发电的装机合计约为 540 吉瓦，其中一半以上来自陆上风力涡轮机。目前，公用事业规模的太阳能光伏发电总装机为 180 吉瓦，屋顶电池板和海上风力装机约为 90 吉瓦。这些太阳能光伏板大部分是中国生产的；中国已成为世界上最大的太阳能光伏板生产国，推动了全球范围内成本下降（见第 5 章）。

核电也有明显增加：2000–2020 年间 48 个反应堆投产，将反应堆总数推高到 51 个，并使核电在一次能源需求中的份额从 0.4% 上升至 2.7%，在发电量中的份额从 1.2% 提高到 5% 以上。2020 年，包括水电、核电在内的可再生能源贡献了约 30% 的发电量，而 2000 年这一比例只有 18%。在可再生能源扩张的推动下，发电的碳强度从 2000 年的近 900 克二氧化碳/千瓦时，降低到 2015 年的 650 克二氧化碳/千瓦时，并进一步下降至 2020 年的 610 克二氧化碳/千瓦时。

图 1.4 中国部分清洁能源技术与世界其他地区的情况比较



国际能源署，2021。

中国在部署清洁能源技术方面发挥主导作用，占世界电动车总量的一半，占太阳能热力装机的 70%

³ 根据中国国家能源局的数据，截至 2020 年底，非化石能源占一次能源需求总量的比例达到 15.9%，超过了之前设定的 2020 年达到 15% 的目标。

工业是最大的终端用能部门；过去十年间，工业能源需求的份额相对稳定，占终端能源消费总量的 59%-65%。工业用煤尽管自 2014 年以来已下降了 17%，但煤炭仍然是工业部门的主力燃料：2020 年中国工业能源使用总量中有 50% 来自煤炭，而在世界其他地区这一比例仅为 30% 左右。钢铁和水泥行业用煤占工业用煤总量的 70% 以上，其余的煤炭用作化工原料（4%）以及多个行业的锅炉燃料。2010 年以来，电力用量上涨了近 70%，天然气用量增加了一倍多，这两种燃料取代煤炭用于低温供热。天然气也越来越多地用于化工生产。

2011-2020 年这十年间，交通运输行业的能源需求百分比增幅最大，不过该行业仍然只占中国终端能源使用总量的 15% 左右。道路车辆占交通运输能源用量的 80% 以上，客运车辆（两轮/三轮车辆、轿车和巴士）用能量略高于公路货运（卡车、轻型商用车）。国内航空燃料用量的上升速度高于汽车，但低于公路货运。石油产品约占中国交通运输能源需求的 85%。电动车近期的飞速发展抑制了道路运输领域石油需求的上升。2020 年，中国上路行驶的电动汽车超过 450 万辆，占全球电动车总数的 45%；其中近 80% 是电池电动车，其余则是插电式混合动力车。截至 2020 年底，中国上路行驶的 58 万辆电动巴士和 2.4 亿辆电动两轮车分别占全球同类车辆总数的 98% 和 78%，取代的石油需求量超过了包括中国在内的全球所有的电动汽车取代的石油需求量（IEA，2021a）。中国是全球最大的电池制造国，遥遥领先于其他国家；中国 2020 年底已安装产能占全球的 70% 左右，2020 年电动车电池产量占全球的近一半（见第 4 章）。

近年来，建筑部门在中国终端能源消费中的份额基本稳定在略高于五分之一的水平。电力用量上升最快，2020 年占建筑用能总量的 35%。用于加热的电量比例越来越高：自 2015 年以来，热泵热水器的销量每年都超过 100 万台。中国地下水地源热泵的安装量一直快速上升，2020 年为近 650 亿平方米供热总建筑面积中的 10 亿平方米供热。2020 年，太阳能集热器的总装机接近 350 吉瓦，几乎是 2010 年的 2.5 倍，这要归功于政府出台政策应对燃煤造成的空气污染，例如涵盖北京、天津和 26 座其他城市的冬季清洁取暖规划（2017-2021）。清洁能源建筑技术的部署仍然严重依赖财政激励措施。太阳能热力装机于 2013 年达到顶峰，之后由于激励措施减少而出现装机量下滑。

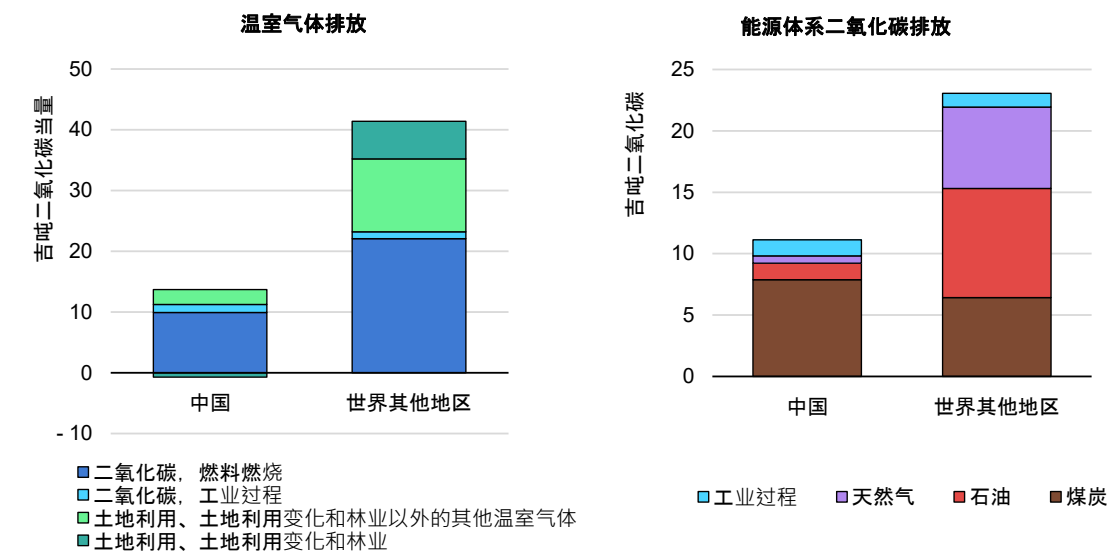
能源体系的二氧化碳排放

排放趋势

中国是世界上最大的温室气体排放国，排放量约占全球总量的四分之一。2020 年，中国的排放总量约为 13 吉吨二氧化碳当量，相当于人均 9 吨二氧化碳，比世界其

他地区高出 45%。来自燃料燃烧和工业过程的二氧化碳排放（以下称为能源体系的二氧化碳排放）在 2020 年超过 11 吉吨，占到中国温室气体排放总量的近 90%，而这一比例在世界其他地区低于 60%；这体现了中国的排放密集型能源结构和重工业部门的较大规模。2020 年，中国与能源有关的排放约有 70%来自煤炭，12%来自石油，6%来自天然气，约 11%来自过程排放。仅燃煤发电和供热厂的排放就占中国排放总量的 45%以上，占全球排放总量的 15%。据估计，其他温室气体的排放量，包括能源体系的非二氧化碳排放和非能源相关活动的温室气体排放（例如农业排放），为 2.4 吉吨二氧化碳当量，而来自林业和土地使用变化的净负排放量超过 0.7 吉吨二氧化碳当量（在大多数其他国家此类排放的净值为正，或净值为负但规模较小）。

图 1.5 2020 年中国和世界其他地区的温室气体排放量



国际能源署，2021。

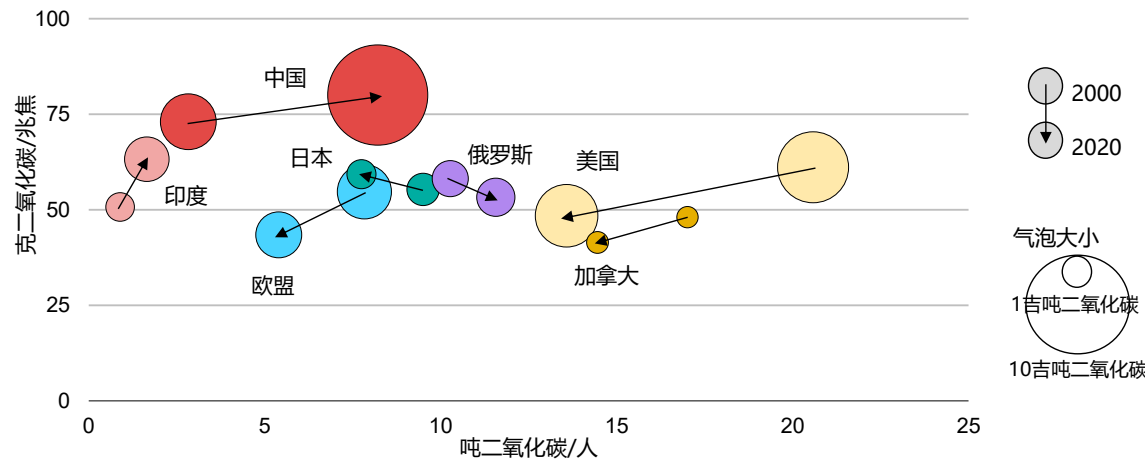
来源：国际能源署关于燃料燃烧和工业过程的二氧化碳排放数据。其他温室气体排放的估计值来自 IEA, FAO (2021); Saunio, M., et al. (2020); Friedlingstein, P., et al. (2020); UNFCCC (2021); He, J. et al. (2021)。

中国是世界上最大的温室气体排放国，排放量约占全球总量的四分之一，其中大部分来自化石燃料燃烧

2021 年，中国能源体系的二氧化碳排放量很可能会增加超过 3 亿吨，即 3%，原因之一是经济在新冠疫情的影响过后反弹。尽管发生了新冠疫情，但中国 2020 年的能源需求和排放继续上升，2021 年的排放量很可能接近 4.5 亿吨二氧化碳，比 2019 年高出 4%。与 2020 年相比，2021 年所有的化石燃料都将推高中国的二氧化碳排放量，但预计煤炭将是主力推手，占新增排放量的 60%，这主要是电力部门的用煤量增加造成的结果（IEA，2021b）。

尽管二氧化碳排放量在过去 20 年间大幅增加，但其增速落后于 GDP 的增速。这主要是由于经济逐步向排放强度较低的部门转型，以及通过政策行动抑制能源需求增长并推广低碳燃料。GDP 的碳强度（按购买力平价计算的每单位 GDP 的排放量）已从 2005 年的近 810 克二氧化碳高峰下降到 2020 年的 450 克二氧化碳。⁴ 然而，由于对化石燃料的依赖度较高，中国一次能源使用的碳强度一直保持在高于 2000 年的水平，接近 80 克二氧化碳/兆焦，而世界平均水平则低于 60 克二氧化碳/兆焦。在大多数发达经济体中，随着向碳密集度较低燃料的转型步伐加大，一次能源的碳强度下降较快。例如，美国和欧洲一次能源使用的碳强度已经下降，这主要归功于美国从燃煤发电厂转向天然气发电厂，以及欧洲的发电供热领域可再生能源份额剧增。在一次能源使用的碳强度上升和一次能源需求增加一倍半这两个因素的共同作用下，中国的排放总量在过去 20 年间增加了两倍。按人均计算，中国能源体系 2020 年的二氧化碳排放量为 8 吨/人，仍低于美国或加拿大等一些发达经济体（人均 13–15 吨二氧化碳），但高于欧盟等其他国家（人均约 5 吨二氧化碳）。

图 1.6 2000 年和 2020 年，不同国家/地区一次能源需求的二氧化碳排放强度与人均二氧化碳排放量的关系



国际能源署，2021。

注：气泡面积代表能源相关和过程相关的二氧化碳排放总量。

中国虽然人均排放量低于某些发达经济体，但由于严重依赖化石燃料，一次能源使用的碳强度仍然较高

现有基础设施的排放

对生产、运输和消费能源的多种实物资产做出的既往和当前投资，都将影响中国未来使用的能源体量和类型。加速使用清洁能源技术和实现碳中和的努力是否能够成功，很大程度上取决于能源相关基础设施（特别是正在建设或最近部署的燃

⁴ 仅包括来自燃料燃烧的二氧化碳排放。

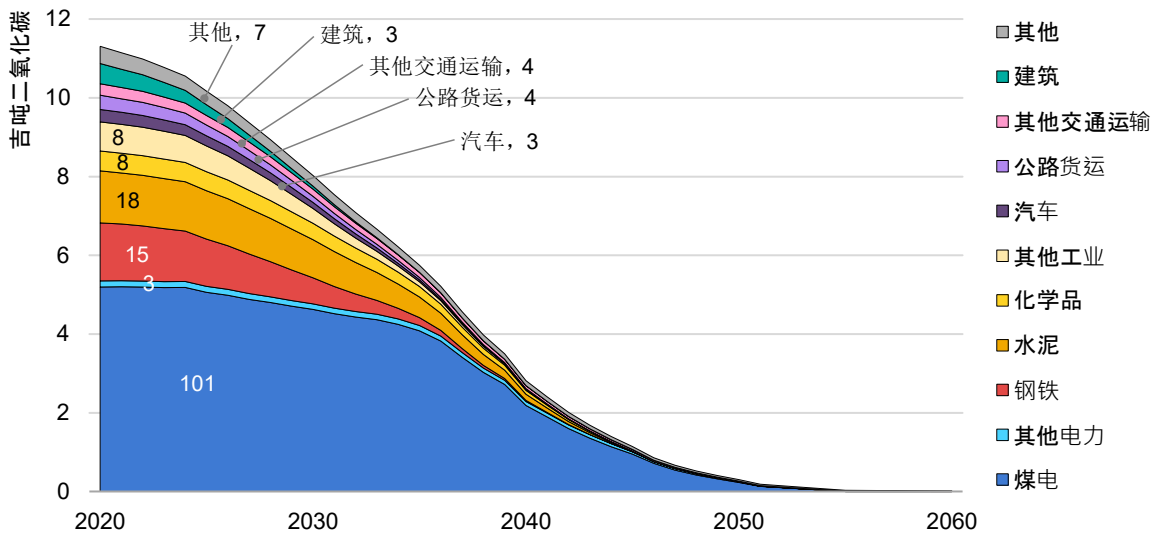
煤电厂、钢铁厂和水泥厂）的发展。近期趋势印证了这一点：在中国，尽管可再生能源和电动车得到快速部署，并且 GDP 能源强度大幅下降，但近年来能源体系的二氧化碳排放量仍然持续上升。造成这一现象的原因是：在清洁能源技术不断普及的同时，排放密集型基础设施也一直在增加。

现有基础设施的未来能耗和排放取决于三大因素：可以在多大程度上改造资产及其运行方式以降低其能源用量和二氧化碳强度；可以在多大程度上捕捉排放（即进行碳捕捉、利用和封存改造）；以及运行寿命的长短。对于能源资产的业主而言，是否继续运行（在现行监管框架允许的情况下）、是否改造运行方式、是否采用低碳替代品取代等决定，将主要取决于相对成本和政府在相关政策领域的决策。事实上，中国电力和工业大部分排放密集型的基础设施都受到某种形式的政府监督，即对公有基础设施的直接监督和对国有企业基础设施的间接监督。此外，此类资产的私人业主也接受政府监管。

考察特定部门和设备类型在不改造情况下的潜在排放轨迹，可以作为了解未来减排空间的起点。如果不投资于新的化石燃料资产，中国能源系统的排放量会下降，但历时较长。如果现有能源基础设施在近年来观察到的典型条件下运营（即典型利用率，且不提前退役或改造），那么这些基础设施将在 2020–2050 年期间累计排放约 175 吉吨二氧化碳，这相当于中国整个能源体系 2020 年二氧化碳排放量的约 15 倍。现有基础设施的排放量到 2030 年和 2050 年将分别下降 30% 和 95%。

假设不改变现有基础设施的运营方式，则大部分累计排放量将来自电力部门（60%）、炼钢（8%）和水泥生产（10%），这反映了这些行业目前在中国的排放总量中比重较大，而且它们的资产寿命较长。其他工业细分部门所占比重为 9%，交通运输和建筑部门合计占 8%。交通运输和建筑行业目前在中国能源体系排放总量中的比重较小，远低于世界其他地区。在中国以煤为主的电力部门中，约有 30% 的电力用于建筑，因此建筑间接排放的比重大大高于直接排放的比重。

图 1.7 中国现有能源相关基础设施在典型寿命假设和运行条件下的二氧化碳排放量



国际能源署，2021。

注：图中所示的分析独立于本报告中提出的任何情景。排放量是根据典型的运行条件（如容量系数、燃料比重和里程）预测的，以 2020 年为基准年。图中以数字标出的面积大小代表各细分部门的累计排放量，单位为吉吨二氧化碳。排放量按直接排放计算。本分析参考了近期在中国观察到的煤电厂和重工业资产的寿命，即 25-35 年。

到 2050 年，现有能源基础设施在未加改造的情况下的累计排放量可能达到约 175 吉吨二氧化碳

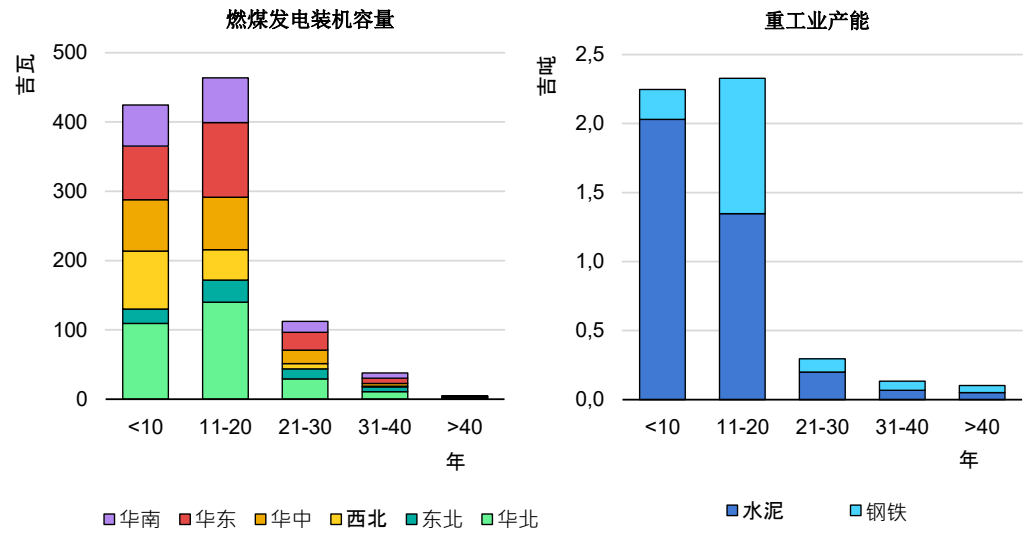
电力部门在现有基础设施的排放总量中占有很大比重，原因是电力部门以燃煤电厂为主：燃煤电厂提供目前发电总量的 60% 以上，其排放量占电力部门现有电厂到 2060 年潜在累积排放总量的 95% 以上。由于 40% 的煤电厂是在过去十年间建成的，所以现有煤电厂的排放量到 2030 年只有小幅下降，到 2050 年将下降 95%。本分析不包括未来几年内计划建造的任何煤电厂。

中国现有基础设施的潜在二氧化碳排放中，工业是另一个大排放源，这是因为工业部门的能源强度较高，化石燃料（尤其是煤炭）在工业用能中的比重较大，而且工厂和重型工业设备的运行寿命较长。在我们的分析中，工业累计排放量约为 50 吉吨，其中钢铁和水泥行业分别占 30% 和 35%。虽然中国的主要钢铁生产厂商已经设定了 2022-2023 年排放达峰的目标，但据中国冶金工业规划研究院预测，总体产量上升将持续至 2025 年。中国建筑材料联合会最近提出了 2023 年水泥行业碳达峰的目标，以推动更广泛的建材行业实现排放达峰。

耗能资本存量的周转率对新能源技术（包括清洁能源技术）的采用有强烈的影响。不同部门和设备类型的周转率存在相当大的差异。许多家用电器以及电脑等办公设备通常每几年就需要更换，而汽车、卡车、加热和冷却系统以及工业锅炉的使用寿命一般在 10-20 年之间。但大多数现有建筑、公路、铁路和机场，以及大量发电厂、炼油厂和管道系统可能到几十年后仍在使用。全球范围内，燃煤电厂的运

行寿命通常为 40–50 年，水泥和钢铁厂的运行寿命约为 40 年。然而，在中国，这类排放密集型资产近年来无论是退役还是被更高效产能取代都更加频繁，其寿命大多为 25–35 年（Cui et al., 2020; Cui et al., 2021, IEA, 2020c）。

图 1.8 中国主要排放密集型资产的平均年龄



国际能源署，2021。

注：“华北”包括北京、河北、内蒙古、山东、山西和天津；“东北”包括黑龙江、吉林和辽宁；“西北”包括甘肃、宁夏、青海、陕西、西藏和新疆；“华中”包括重庆、河南、湖北、湖南、江西和四川；“华东”包括安徽、福建、江苏、上海和浙江；“华南”包括广东、广西、贵州、海南和云南。图中不显示香港、澳门和中华台北的数据。

来源：Platts (2021); Tong et al. (2019); Wang et al. (2019); Liu et al. (2021)。

中国 40%的燃煤电厂、55%的水泥厂和 15%的钢铁厂的厂龄不足 10 年，而近年来的使用年限为 25–35 年

中国近年来经济发展迅速，因此排放密集型资产的年龄低于大多数其他国家。中国煤电厂的平均厂龄只有 13 年，而美国超过 40 年，欧洲约为 35 年；不过，近年来中国煤电厂的典型运行寿命大幅降低（约为 25–35 年，而全球为 40–50 年）。全世界目前燃煤装机有 2100 吉瓦正在运行，138 吉瓦在建；到 2030 年，大约 1850 吉瓦仍在运行，其中 950 吉瓦在中国。中国厂龄十年或以下的煤电厂中，有 40%位于江苏、山西、山东、新疆和广东五省。

重工业方面，中国在全球的主导地位更加明显：以排放较密集的路线（即以煤、焦炭和铁矿石为原料的高炉炼钢，而不是以废料为原料电炉炼钢或天然气直接还原铁炼钢）生产的钢铁中，中国约占 60%，在水泥生产中的份额类似，而在化工行业中，中国生产的氨、甲醇和高价值化工产品占全球总量的 30%左右。中国重工业各类资产中，大部分产能都处于较低年龄段，平均为 10–15 年；近年来中国此类资产的寿命约为 25 年，而全球的典型寿命为 30–40 年。约 80%的钢铁厂和 90%的水泥

厂的厂龄都不足 20 年——这是自世纪之交以来中国钢铁和水泥产量分别增长 6 倍和 7 倍的结果。

相比之下，中国现有的卡车、飞机、汽车、船舶以及建筑物电器和设备的排放强度较低，寿命较短，因此它们在现有基础设施的预计排放总量中占比相对小得多，但也往往处于全球同类资产典型年龄分布范围的较低端。中国约有三分之二的建筑（按建筑面积计算）是在 2000 年以后建成的，而四分之三的汽车车龄低于 10 年。在中国运营的商业飞机中，一半以上机龄不足 10 年。

能源和气候政策

碳中和目标

中国设定碳中和目标之举，标志着其经济发展的转折点。该目标是气候政策新愿景中不可或缺的组成部分，这一愿景呼吁生产和用能方式发生深刻而长期的转变，涉及经济和日常生活的方方面面。对于避免气候变化对整个世界造成最坏的后果，实现该愿景具有重要意义。

2020 年 9 月的联合国大会上，中国国家主席宣布了国家目标，即在 2030 年前实现二氧化碳排放达峰，2060 年前实现碳中和。这标志着中国在气候方面的雄心显著提升。此前，中国在 2015 年《巴黎协定》下的国家自主贡献（NDC）目标是二氧化碳排放在“2030 年左右达峰，并尽力提前达峰”，但没有设定长期目标。

此后，中国宣布了多项增补的气候目标和更有力的行动，以便为支持碳中和新目标而加速能源转型。2020 年 12 月的联合国气候雄心峰会上，中国政府宣布将会：提升 2030 年的国家自主贡献目标，包括单位 GDP 的二氧化碳排放量比 2005 年减少 65% 以上（之前的目标是 60–65%，且 2020 年宣布减幅已达 48% 以上）；提高非化石燃料在一次能源消费中的比重，达到 25% 左右（根据官方数据，目前国家自主贡献中这一比重约为 20%，2020 年为 16%）；以及增加森林碳储量，达到比 2005 年高出 60 亿立方米（之前的目标为 45 亿立方米，已于 2018 年实现）。中国还宣布了另一个新目标，即风能和太阳能总装机扩大到 1200 吉瓦以上（2020 年为 535 吉瓦）。2021 年 3 月，中央财经委员会第九次会议提出，要建立以太阳能光伏和风能为主要能源的新型电力系统。此外，中国国家主席在 2021 年 4 月的地球日宣布：“中国将严控煤电项目，‘十四五’时期（2021–2025 年）严控煤炭消费增长、‘十五五’时期（2026–2030 年）逐步减少。”

与以前的气候政策相比，中国新的气候政策除了更有雄心外，还有其他方面的区别。新政策为中国实现碳中和的道路设定了明确的时间表，关键政策问题从“是

否、何时”变成了“如何”。此外，以前的政策侧重于以单位 GDP 的排放量来衡量碳强度，而新政策在此基础上有所扩大。政府在新政策中说明了碳中和目标的范围。2021 年 7 月，中国气候变化问题特使在一次演讲中指出，中国的达峰目标主要涉及能源活动产生的相关二氧化碳排放，而碳中和目标的范围更广，涵盖全经济领域温室气体的排放，包括甲烷和氢氟碳化物等非二氧化碳温室气体（NCSC，2021）。

本报告提出的路径涵盖了燃料燃烧、工业过程等整个能源体系的二氧化碳排放，包括燃料燃烧和工业过程的二氧化碳排放，这两类排放目前占中国温室气体排放总量的近 90%（见第 2 章）。本路线图的核心情景中，还考虑到了在 2060 年前大幅减少能源体系的甲烷排放。

2021 年 5 月，中央政府成立了碳达峰碳中和工作领导小组，以协调跨部委工作，实现气候目标；小组由国务院常务副总理担任组长，成员包括多个国家关键部委和机构的负责人。该小组正在着手构建碳达峰碳中和“1+N”政策体系，“1”是指一个顶层设计的文件，“N”是指关键行动领域的政策系列方案（NCSC，2021）。碳达峰碳中和“1+N”政策体系重点关注十个领域的转型和创新：改变能源结构；推动工业现代化；提高资源利用效率；提升能效；建立低碳交通运输体系；促进清洁能源技术创新；发展绿色金融；出台配套经济政策；完善碳定价机制；以及实施基于自然的解决方案。

碳中和与中国更广泛经济现代化战略的关系

中国政府将碳中和目标视为催化剂，认为它可以推动国家发展模式转向更优质、更可持续的经济增长，造福中国乃至全球的环境和人民的健康。政府已经确定了到 2035 年“基本实现社会主义现代化”的目标。该目标包括：大幅提高中国的经济实力、技术实力和创新实力；人均 GDP 达到中等发达国家水平；实现治理体系现代化；推进文化和卫生事业发展；缩小城乡和地区差距。现代化目标还包括推进生态友好的工作和生活方式，以及在“建设美丽中国”目标下实现生态环境根本好转。政府还确立了 2050 年目标，即中国成为“繁荣富强、民主文明、和谐美丽的社会主义现代化强国”（Xi，2017；State Council，2021）。

从能源密集型重工业持续转向高附加值的技术和服务，构成了经济转型的核心内容，也与现代化议程及碳中和目标相一致（见第 5 章）。近期的几个五年规划为转型设定了目标，包括：

- 在“十一五”（2006–2010 年）、“十二五”（2011–2015 年）和“十三五”（2016–2020 年）期间提高服务业增加值占 GDP 的比重，从 2005 年的 41% 增加到 2020 年的 54.5%（GDP 以现行价格计算⁵）。
- 自“十五”规划（2001–2005 年）以来，通过增加对研发（R&D）的公共支出，鼓励创新。这方面的支出在 2020 年达到了 3540 亿美元（2.44 万亿人民币），占 GDP 的比重从 2000 年的 1% 增加到了 2020 年的 2.4%。
- 自“十二五”（2011–2015 年）起，提高专利数量，从 2010 年的每万人不到 2 项上升到 2020 年的 6 项以上，而“十四五”（2021–2025）的目标是 2025 年每万人拥有 12 项高价值专利。⁶
- “十三五”（2016–2020 年）期间提升科技进步对经济增长的贡献，“十四五”（2021–2025 年）期间提升关键数字经济部门占 GDP 的比重。

中国政府致力于发挥更广泛经济发展与碳中和目标之间的协同作用，《中国制造 2025》就是一个例子。该战略文件旨在提升中国制造业，力争加强技术创新和产品质量，并促进侧重于高价值制造业和绿色生产的结构转型。这项战略设定了能效、材料效率和污染控制目标，并重点关注清洁低碳材料、能源、车辆和设备的开发。近期，中国大力提倡“新基建”，将其纳入新冠疫情复苏系列方案；它涵盖了数字化和能源投资，以及特高压输电网、城市和城际轨道网和电动车充电桩等交通运输基础设施。

2012 年以来，中国始终追求更加多元化的发展模式，力求在经济增长与环境 and 公众健康之间取得平衡。在 2012 年 11 月举行的中国共产党第十八次全国代表大会上，国家主席提出了“生态文明”概念和“美丽中国”愿景。2016 年，国务院公布了《“健康中国 2030”规划纲要》，其中强调了环保（特别是空气质量和水质）对提高公众健康水平的重要意义。

清晰的迹象表明，气候变化日益成为中国发展愿景和战略中不可或缺的组成部分。2021 年 3 月，中国国家主席主持召开中央财经委员会第九次会议，会上强调了碳达峰、碳中和目标的总体愿景和战略定位。主席强调，实现碳达峰、碳中和是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革，要把碳达峰、碳中和纳入生态文明建设整体布局（“生态文明”是中国可持续发展和环境目标愿景的支撑，已于 2018 年写入宪法）。主席指出 2021–2025 年这五年是实现排放达峰的关键时期，并确立了这一时期的几项任务。

⁵ 如果服务业增加值和 GDP 按 2019 年不变价美元购买力平价计算，则服务业在 GDP 中的比重从 2005 年的 49% 上升到 2020 年的 53%。

⁶ 中国国家知识产权局对高价值专利的 5 个标准进行了界定：https://www.cnipa.gov.cn/art/2021/4/2/art_55_158182.html。

全球背景下的中国碳中和目标

中国确定新的气候目标是一项重大举措，标志着中国将为应对气候变化而采取更有雄心的行动。鉴于中国的经济和地缘政治影响力日益增加，并且中国是世界上最大的二氧化碳排放国，人们希望上述政策变化将引导中国在全球气候治理中发挥积极作用。开展国际合作、分享最佳做法对于在本世纪下半叶实现全球净零排放至关重要（IEA，2020b）。

中国并不是确立了净零目标的唯一国家。截至 2021 年 9 月，52 个国家和欧盟已经采纳了某种形式的净零排放目标，这些经济体涵盖了全球 GDP 的三分之二，以及全球能源相关二氧化碳排放量的约三分之二。其中，有 16 个国家已将净零排放目标写入法律，5 个国家已将其写入立法提案，其余国家则在官方政策文件中宣布了净零排放目标。到目前为止，在确立了既定目标的国家中，中国的碳足迹最大，占 2020 年全球能源相关二氧化碳排放的 30% 左右，占净零排放目标所涵盖的能源相关排放的约一半。

各国实现净零排放的时间框架从 2030 年到 2070 年不等，包括美国、欧盟、日本、加拿大、韩国和南非在内的大多数国家将 2050 年作为目标年。在其他主要新兴经济体中，巴西在国家自主贡献预案中将目标年设定为 2060 年，并宣布打算将其提前到 2050 年，而印度尼西亚正在考虑是否有机会在 2060 年实现净零排放。目标覆盖的排放范围也不尽相同；迄今为止，大多数净零排放目标涵盖全经济领域，包括所有温室气体。

专栏 1.1 《巴黎协定》与净零排放

《巴黎协定》是最新的一份有关国际气候的重要协议，于 2015 年 12 月的《联合国气候变化框架公约》第 21 届缔约方大会上达成，并于 2016 年 4 月正式签署；《协定》确立的目标是：把全球平均气温升幅控制在工业化前水平以上“低于 2° C 之内”，并努力将气温升幅限制在工业化前水平以上 1.5° C 之内。政府间气候变化专门委员会鼓励各国在 2050 年之前实现碳中和目标，以降低风险，避免严重依赖净负排放来实现到本世纪末将气温升幅限制在 1.5°C 内的目标（IPCC，2018）。

《协定》第 4 条确立了为实现上述目标而需要瞄准的靶标，尤其是“尽快”达到温室气体排放的峰值，并在此后迅速减排，以在本世纪下半叶实现温室气体源的人为排放与汇的清除之间的平衡，即温室气体净零排放。

国家自主贡献（NDC）在《协定》中居于核心地位，对其成败至关重要。国家自主贡献是各国为减少其排放并适应气候变化影响而做出的承诺。《协定》第 4 条要求各缔约方在考虑各自国情和能力的前提下，编制、通报并保持本国的连续国家自主贡献，包括国内减排措施。

自《巴黎协定》签署以来，四次缔约方年度会议的重点都集中在为实施《协定》的各方面而制定规则、指南和程序，并鼓励各国提高各自国家自主贡献的雄心，制定低排放发展长期战略。下一次会议（第 26 次缔约方大会）原定去年于格拉斯哥举行，现已推迟到 2021 年 11 月；大会将审议实现《协定》目标的进展情况，寻求加大减排的短期努力，包括敦促各国提交修订或更新的国家自主贡献预案，并鼓励各国为实现净零排放而制定长期规划。会议还计划确定为实施《协定》而编制的“巴黎规则手册”终稿。

中国在实现全球净零排放方面的角色举足轻重，非同小可。鉴于中国经济和能源体系的规模，中国既定气候目标的实现将大幅推动《巴黎协定》目标的达成。如果中国依照其既定目标实现碳中和，那么到本世纪末，仅中国就可以将全球平均气温降低近 0.2℃。简而言之，如果中国失败，世界也不可能成功。

中国碳中和的关键挑战

二氧化碳减排是一项艰巨的任务，成本效益最好、实用性最高的方法因国家而异，影响因素包括经济发展阶段、经济结构，以及现有供能和用能模式。这些差异反映在排放达峰的时间点上：许多发达经济体已经达峰，有些在几十年前就达到了峰值，但中国和大多数其他新兴经济体尚未达峰，这些国家的经济增长一般明显较快，且人均用能往往较低。法国、德国和英国在 20 世纪 70 年代率先实现了能源相关二氧化碳排放达峰，而美国、意大利和日本则分别于 2000 年、2005 年和 2013 年达峰。巴西和韩国分别在 2014 年、2018 年达到排放高峰。因此，与中国碳中和承诺的时间框架相比，这些国家从排放达峰到净零排放的时间框架更长。

经济成熟和繁荣的程度是决定二氧化碳排放达峰的关键因素。历史数据表明，在 1970 年代达峰的国家，按购买力平价 2019 年价格计算的人均 GDP 在 2.2 万美元（15.2 万元）至 3 万美元（20.7 万元）之间，而在后来达峰的国家，如美国、韩国和日本，达峰时的人均 GDP 大致在 4 万美元（27.6 万元）以上。2020 年，中国的人均 GDP 接近 1.75 万美元（12.1 万元），已经接近法国、德国和英国排放达峰时的水平。然而，中国的经济仍然增长强劲，尽管受到新冠疫情影响，但 2016–2020 年五年间的 GDP 平均增长率仍接近 6%；而上述三个欧洲国家在 1970 年代末的经济增长率仅为 3% 左右，并于 1980 年代初发生了经济衰退。在经济迅速增长、能源服务需求不断增加的情况下，要实现排放达峰，就必须付出巨大努力；不过，近年来能源技术取得了长足发展，而且中国具有利用这些技术的潜能，所以中国可能会迎来排放与增长脱钩的新机遇。

此外，由于重工业在中国经济中占据重要地位，中国实现碳中和非常困难。2020 年，整个工业部门在能源体系二氧化碳排放总量中的比重为 36%。工业过程的能源

密集度高，而且，在一些关键的细分部门（特别是钢铁和水泥），几乎没有可以替代传统化石燃料技术的商业化可行低碳方案。此外，某些工业产业往往与国际贸易高度融合，碳泄漏（排放密集型产业转移到排放限制较宽松的国家）风险较高。进一步提高服务业的比重、减少高耗能产业的比重，并且支持产业低碳解决方案创新和成本降低，无疑将有利于中国能源系统的去碳化。

交通运输部门占 2020 年中国能源体系二氧化碳排放总量的 8%，需要列入减排措施的重点领域。随着中国汽车保有量和公路货运量的迅猛增长，道路交通运输领域的油气产品用量在过去 20 年里翻了近两番（年均增速超过 7%）：2000 年的用量大致相当于加拿大目前交通运输对石油产品的需求，而现在几乎与欧盟的需求量持平。国内航空对石油的需求增长更快，同期年均增速达到 9% 以上。

2020 年建筑产生的排放占中国能源体系排放总量的 5%；中国建筑物的年龄较低，而且供热严重依赖化石燃料，这些都是有待解决的问题。三十年以来，在政策努力下，建筑的平均能源强度降低了 40% 以上，但建筑部门的能耗一直都在快速升高。建筑物的平均年龄略高于 15 年，现有建筑面积中近一半可能到 2050 年仍在使用的，因此，降低用能、转向低碳技术的改造措施尤为重要。建筑物终端能源消费总量的三分之一仍然由化石燃料供应，约 50% 的空间加热使用的是建筑物内部的低效化石燃料设备，这一比例在北方地区高达 80%（包括区域供热）。另外，电力终端使用的爆炸性增长也推高了发电行业的排放。例如，在过去 20 年间，中国的空调拥有量翻了不止一番（IEA，2019）。

在发电和供热方面，中国对化石燃料（尤其是煤炭）的依赖度较高：发电和供热在 2020 年能源体系二氧化碳排放总量中的比重接近 50%，因此在实现排放达峰并在之后迅速下降的工作中，应当将发电和供热置于中心地位。在所有已经实现重大减排的国家，电力部门转型无一例外都是主要的驱动力量之一，涉及到增加碳密集度较低的技术在发电燃料结构中的比重；例如，英国和美国从煤炭转向天然气和可再生能源，德国从煤炭转向可再生能源，法国从煤炭和石油转向核能。2020 年，燃煤发电和供热占中国能源体系二氧化碳排放总量的 45% 以上，占世界排放总量的 16%，因此，在落实新气候目标的工作中，逐步淘汰无减排措施的燃煤发电和供热必须居于中心地位。中国煤电厂厂龄较低的现实增加了这项任务的难度。政策考虑的关键是处理好清洁能源转型的社会经济影响（见第 7 章）。

尽管如此，中国完全有能力加快对低碳发电的投资，并避免锁定来自长寿命资产的额外二氧化碳排放。在部署太阳能光伏、风能、水能等可再生能源方面，以及部署核电方面，中国都处于世界领先地位。2020 年，这些清洁能源技术的总投资额达到约 1300 亿美元（约 9000 亿元），大约是化石燃料发电厂投资额的六倍。自 2016 年以来，风能和太阳能装机的合计净增量每年都超过了化石燃料发电厂的净

增量。为了不断提高波动性可再生能源的发电比例，同时确保成本效益和电网安全，必须要进行市场和监管改革，促进电力系统消纳更多可再生能源。

专栏 1.2 中国企业的净零目标

自政府宣布新目标以来，以国有企业为主的几家大型企业已经做出了碳中和承诺。行业协会引导了部分承诺的制定，有些协会正在制定排放达峰与碳中和部门路线图。做出碳中和承诺的能源密集型工业企业包括中国石化和中国石油⁷（油气和化工）、宝武钢铁、河钢集团、鞍钢集团和包头钢铁（钢铁），其中大多数企业的目标是到 2050 年实现碳中和。在主要电力企业中，长江三峡集团已宣布到 2040 年实现碳中和的目标，而大唐集团的目标年是 2060 年。

更多的企业已经宣布配合达成国家目标的相关承诺或规划，但尚未确定排放的目标年或制定出实现目标的计划。例如，国家电网公司发布了碳达峰与碳中和行动计划，其中包括建设新增输电能力和智能电网、增加本企业配送电力中可再生能源比重等措施。国家能源投资集团、中国华能集团、国家电力投资集团等电力企业已经宣布开展长期净零排放目标战略研究。截至 2021 年 7 月，在中国最大的 65 家用能企业中⁸，56 家尚未宣布具有明确目标年的净零承诺，53 家尚未公布具有明确目标年的排放达峰目标。

许多中国企业的净零排放承诺范围仍有待明确，不过根据目前的报告导则和惯例，现阶段承诺范围很可能涵盖企业运营的直接和部分间接排放（即《温室气体核算体系》中的范围 1 和 2），但并不涵盖整个价值链（范围 1、2 和 3）。⁹ 已提出的企业减排战略包括转向低碳技术、注资研发，以及使用碳抵消和绿色债券。一些技术企业主张在政府、卫生系统和教育领域增加数字技术使用，并促进生活方式转变。

2013–2015 年期间，中国政府发布了 24 个行业的企业温室气体排放核算国家指南，明确了核算范围。中国政府还建立了排放报告的框架，适用于可能纳入国家排放交易系统的企业；该系统已于 2021 年开始运行（最初覆盖电力部门，之后也将纳入工业部门）。在《2016、2017 年度碳排放报告与核查及排放监测计划制定工作的通知》及后续通知中，要求电力、建材、钢铁、有色金属、石油、化工和造纸行业的企业报告其生产产品相关的能源消费情况以及范围 1 和 2 的二氧化碳排放。中国还制定了绿色（或碳密集度）分类标准，支持金融机构和企业对有助于清洁能源转型的活动和资产进行分类，以及对气候变化相关的金融风险进行分类（IEA, 2021c）。

⁷ 中国石油承诺 2050 年实现近零排放。

⁸ 主要在化工、水泥、钢铁、铝、车辆制造、航运、航空、建造、发电和采矿部门。

⁹ 范围 1 涵盖企业或组织活动的所有直接排放，包括企业或组织厂内的燃料燃烧和企业或组织本身的交通运输。范围 2 包括企业购买和使用的电力、蒸汽、热力和制冷的间接排放。范围 3 包括企业活动产生的所有其他间接排放，这些排放来源非企业所有，也不由其控制，如商务旅行、采购、废弃物和水。

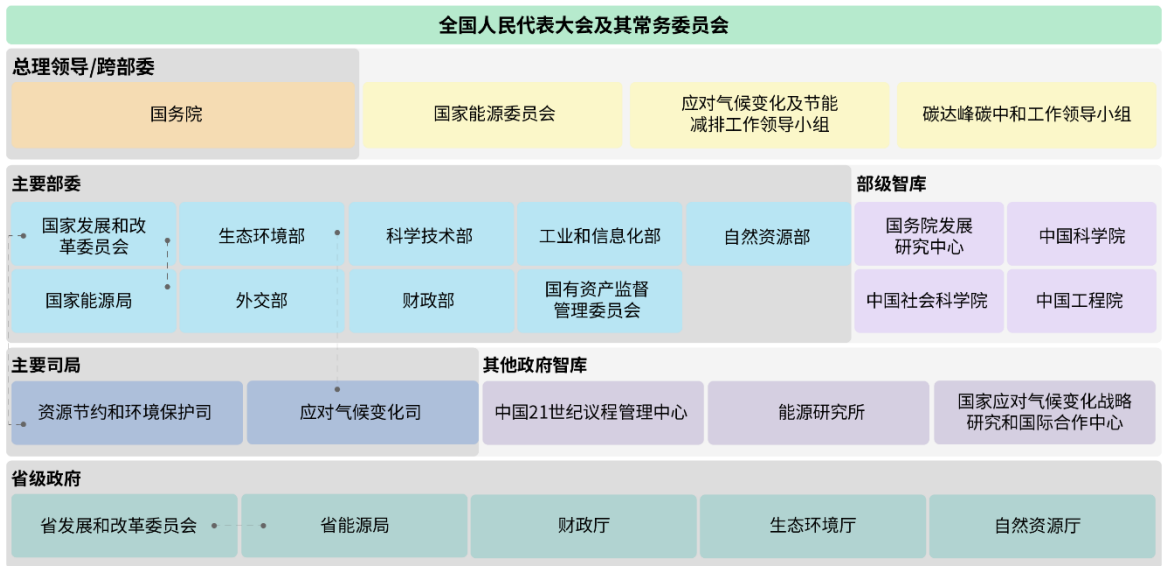
现行政策

为实现碳达峰和碳中和目标，中国已经启动进程，在现有能源和环境政策的基础上制定相关规划。政府宣布“十四五”（2021–2025 年）将是关键时期，并确定了一系列关键领域，包括：限制化石燃料消费；提高能效；促进可再生能源并改革电力系统；促进绿色制造；提高施工能效标准；促进低碳交通运输；鼓励低碳技术创新；加强能源（能源消费强度和总量）“双控”制度；改革税收、价格、土地、金融和采购政策；加快碳排放交易；发展绿色金融；促进对环境更加负责的行为；增加碳汇；加强气候变化国际合作并建设绿色“丝绸之路”。

体制安排

中国有着复杂而动态的政策制定程序和结构。在中央政府的指导下，国家和地方（例如省、市）级别的多个机构共同负责能源和气候政策的制定与实施。多个国家级部委参与能源和气候政策的制定和实施；并非由单一部委全面负责能源和气候领域的政策。在中国，国家能源委员会和国家应对气候变化及节能减排工作领导小组共同负责协调国家政策的制定，这两个机构都由总理牵头，并向国务院（中国的主要治理机构）报告。如前所述，2021 年 5 月中国成立了一个新的“领导小组”，指导国家的碳达峰和碳中和工作。

图 1.9 中国的主要气候和能源政策机构



国际能源署，2021。

图中并没有列出全部参与中国气候和能源政策程序的机构。

若干国家和地方机构共同负责能源和气候政策的制定与实施

国家各部委在国务院的指导下负责制定相关政策。参与能源和气候政策制定的主要中央政府部委有：国家发展和改革委员会（发改委；NDRC），负责制定和指导实施社会经济发展战略和政策；国家能源局，由国家发改委管理，负责设计和实施能源相关政策；以及生态环境部（MEE），负责监督环境相关政策，包括气候变化政策。其他参与能源和气候政策的制定的部委包括财政部（MOF）、科学技术部（MOST）、工业和信息化部（MIIT）、自然资源部（MNR）和外交部（MFA）。此外，国务院国有资产监督管理委员会（SASAC）负责监督和管理国有企业，包括大型电力、石油和天然气企业，以及中国电力企业联合会等行业协会。

省政府负责执行国家政策，并在省一级确立政策和举措。省政府也参与国家政策制定过程。例如，中央政府在 2030 年前排放达峰行动计划的制定过程中向各省征求意见，并鼓励各省采取措施尽快实现排放达峰。上海和海南两省市已经表示将争取在 2025 年达到排放峰值。海南还设定了 2050 年实现碳中和的目标。江苏和广东则计划早于国家目标年实现排放达峰。北京由于采取了措施应对空气污染、提高能效，并在市内试点排放交易系统（ETS），已经实现排放达峰，正在积极制定碳中和计划。行业协会和国有企业也在实行减排举措。

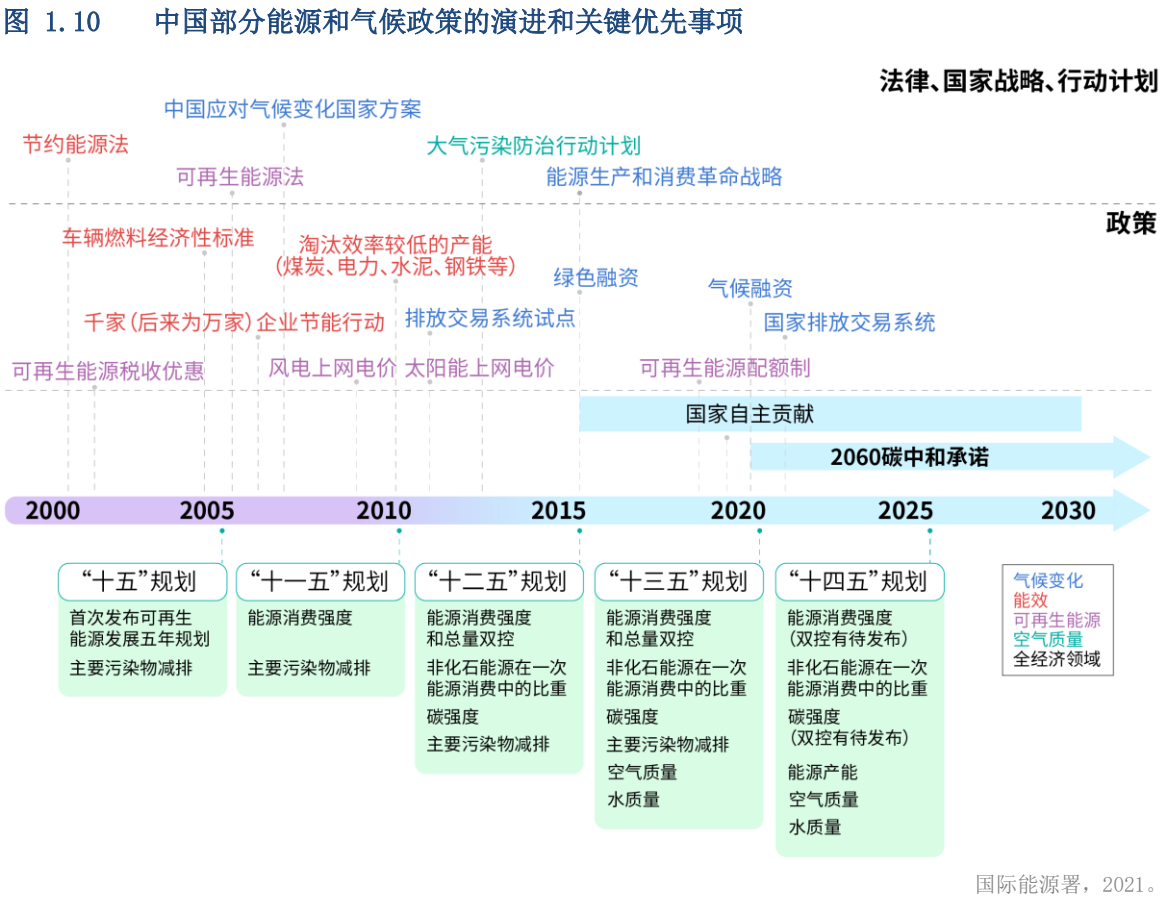
五年规划是指导经济和社会发展的关键政策制定程序。五年规划纲要设定最高层面的社会经济指导和目标，并配有一系列部门和技术专项规划作为补充，例如能源发展五年规划、电力发展五年规划和生态环境保护五年规划。各部门的五年规划通常由相关部委在五年规划纲要出台后一年内发布，提出更为详细的目标和行动计划，并且包括某些省一级的目标。省级五年规划由地方政府在国家部门五年规划纲要发布后的一到两年内制定，旨在结合当地情况落实国家五年规划。

在五年规划这一定期程序之外，还会在较为灵活的时间框架下，制定针对特定部门或交叉主题的法律、国家战略和行动计划。当前持续的战略优先事项往往会纳入下一个五年规划中。例如，《能源生产和消费革命战略（2016-2030 年）》是一项重要的长期战略，指导中国能源体系的六大方面：能源消费、供给、技术、体制、国际合作和能源安全。该战略强调，使能源消费更清洁、更高效并鼓励技术创新十分重要。其中的行动计划侧重于能源、环境或气候变化领域的具体方面，如空气质量。

能源和气候政策的演进

中国首个气候变化国家方案于 2007 年发布，设定了 2010 年的多项目标和配套措施。“十二五”（2011-2015 年）纳入了新目标，例如碳强度（每单位 GDP 的二氧化碳排放量）减少 17%，并配有温室气体限排工作计划。2014 年，中国发布了《国家应对气候变化规划（2014-2020 年）》，为《巴黎协定》的谈判和随后中国首份

国家自主贡献预案的制定提供了依据，该预案已于 2015 年 6 月提交。“十三五”（2016–2020 年）纳入了国家自主贡献中设定的目标。



注：FIT=上网电价；ETS=排放交易系统。
来源：IEA policy database；Gallagher et al. (2019)。

在能源安全、经济和空气质量效益、气候等因素的推动下，能效和可再生能源一直是中国能源政策的核心支柱

二十年以来，在能源安全、经济和空气质量效益、气候等因素的推动下，能效和可再生能源始终是中国能源政策的核心支柱。“十一五”（2006–2010 年）首次提出了降低能源强度的目标（计划期间降低 20%），2007 年相应出台了配套的《节能减排综合性工作方案》。从那时起，能效始终是五年规划的优先事项，“十二五”（2011–2015 年）规定了能源消费总量的上限，以及将能源强度降低 16% 的目标。“十三五”（2016–2020 年）对煤炭消费设定了新的上限，并将能源强度目标确定为 15%。对能效做出规定是管理工业能耗的一件关键政策工具。2014 年，工业和信息化部发布了全面、跨部门的《全国工业能效指南》，提供了工业能源消费总量数据、能效标准和基准值。

2005 年的《可再生能源法》是第一部鼓励可再生能源的重要法律：该法要求电网企业向注册的可再生能源发电企业购电，并且提供经济激励措施，包括可再生能源发电优惠电价、贴息贷款和税收优惠。该法还设立了国家可再生能源发展专项资金。可再生能源的上网电价于 2006 年出台，并在 2009–2011 年得到强化；事实证明，这种做法非常成功地提高了可再生能源装机容量，特别是风能和太阳能光伏，并促进了国内涡轮机和光伏板制造产业的发展，进而推动了成本下降。“十三五”期间（2016–2020 年）出台的煤炭用量上限为向可再生能源和其他清洁能源转型提供了有力的指导和较高的确定性。

市场机制发挥着日益显著的作用，通过提高资源分配效率，以成本效益更高的方式实现能源和气候政策目标。2015 年启动的电力市场改革旨在放开电力定价机制，降低电价，提高产业生产力，促进经济增长。改革仍在落实中。主要的碳定价机制包括 2021 年开始运行的国家排放交易系统，以及已经运行了若干年的省级方案。

改善空气质量是近年来能源政策的主要目标之一。中国出台了《大气污染防治行动计划》（2013–2017 年）和随后的《打赢蓝天保卫战三年行动计划》（2018–2020 年），以大城市为重点，着手解决颗粒物、氮氧化物和其他污染物排放量上升对公众健康的不良影响。目前正在着手制定第三期行动计划，以在“十四五”期间（2021–2025 年）继续采取措施改善空气质量。这些计划针对主要大气污染物设定了减排目标，并确定了行动重点，包括促进清洁生产过程，提高用能的清洁度和效率，发展更加绿色的交通运输系统，以及促进污染防控区域协调。上述计划不仅非常有效地缓解了污染，还促进了用能效率改善，并鼓励了向清洁能源转型，有助于实现经济、能源安全和气候目标。

“十四五”规划（2021–2025 年）是碳中和道路上的关键里程碑。规划于 2021 年 3 月出台，即 2030 年和 2060 年气候新目标公布约五个月之后。它延续了过往规划的做法，设定了有约束力的目标，包括将能源强度和碳强度分别降低 13.5%、18%。碳强度目标与上一个五年规划相同（上一个五年期间略超目标）。“十四五”规划将 2021 年 GDP 增长目标设定为 6% 以上，但与以往规划不同的是，它并没有为五年期设定明确的 GDP 增长目标。据国际货币基金组织预测，中国 GDP 在 2021–2025 年间的平均增速为 6% 左右，2021 年增速略高于 8%（IMF，2021a；IMF，2021b）。

表 1.2 近期的五年规划目标和实现情况

目标指标	2006-2010		2011-2015		2016-2020		2021-2025
	“十一五”规划	实际实现	“十二五”规划	实际实现	“十三五”规划	实际实现	“十四五”规划
单位 GDP 二氧化碳强度	/	/	-17%	-20%	-18%	-18.8%	-18%
单位 GDP 能源强度	约 -20%	-19%	-16%	-18.2%	-15%	-14%	-13.5%
一次能源需求总量（十亿吨煤当量）*	约 2.7	3.3	<4.0	4.3	<5.0	4.98	待定
非化石燃料占一次能源需求总量的比重**	/	/	11.4%	12%	15%	15.9%	约 20%
太阳能光伏装机（吉瓦）	0.3	0.86	21	43	110	253	待定
风力装机（吉瓦）	10	31	100	131	210	282	待定

* 一次能源需求总量的上限自“十二五”（2011-2015 年）以来一直是指示性目标之一。

** 中国一次能源数据使用部分替代方法衡量。

来源：中国的多个五年规划；MEE（2021），*Report on the State of the Ecology and Environment in China 2020*；NBS（2021），*Statistical Communiqué on the 2020 National Economic and Social Development*；SCIO（2021），*SCIO briefing on China's renewable energy development*。

“十四五”规划（2021-2025 年）中指出，能源消费总量和排放总量也将有上限，但没有给出量化目标。最新的五年规划中之所以没有设定用能和排放目标，原因之一可能是中国正在制定 2030 年前二氧化碳排放达峰行动计划，同时也在制定若干部门的五年规划，以便为能源发展和气候行动提供进一步指导。例如，据报道钢铁行业的初步目标包括在 2025 年前排放达峰，并且到 2030 年减排 30%（估计约为 0.42 吉吨二氧化碳）（Xinhua News, 2021）。另一个原因可能是新冠疫情后全球经济复苏形势不甚明朗，从而对中国国内经济及其能源需求产生不确定的影响。这可能也是没有设定 GDP 增长目标的原因。

“十四五”规划将新能源和新能源汽车技术确定为战略性新兴产业。规划强调要加大力度改革能源市场，推进低碳能源投资，确保能源安全。规划还列出了五年期间将完成和启动的重大能源基础设施开发项目。就电力系统而言，重大基础设施开发项目包括增加水电装机、部署智能电网技术、加强输电系统和储电能力以提升波动性可再生能源消纳水平，以及建设连接边远地区的电网。其他能源基础设施开发项目包括油气勘探和生产、能源储存和交通运输。

参考文献

- China Energy Council (CEC) (2021), Analysis and Forecast of China Power Demand-Supply Situation 2020-2021, <https://english.cec.org.cn/detail/index.html?3-1128>
- Cui, R., Hultman, N., Cui, D. et al. (2021), A plant-by-plant strategy for high-ambition coal power phaseout in China. Nat Commun 12, 1468. <https://doi.org/10.1038/s41467-021-21786-0>.
- Cui, R., N. Hultman, K. Jiang, et al. (2020), A High Ambition Coal Phaseout in China: Feasible Strategies through a Comprehensive Plant-by-Plant Assessment. Center for Global Sustainability: College Park, Maryland. https://cgs.umd.edu/sites/default/files/2020-01/1.13.2020_AHighAmbitionCoalPhaseoutInChina_EN_fullreport%20.pdf, accessed June, 2021.
- Food and Agriculture Organisation of the United Nations (FAO) (2021), FAOSTAT Data, <http://www.fao.org/faostat/en/#data>, accessed August 2021.
- Friedlingstein, P., et al. (2020), Global Carbon Budget 2020, Earth System Science Data, 12, 3269 - 3340, <https://doi.org/10.5194/essd-12-3269-2020>.
- Gallagher, K.S., et al. (2019), Assessing the policy gaps for achieving China's climate targets in the Paris Agreement, Nature Communications 10, Article number1256, <https://doi.org/10.1038/s41467-019-09159-0>.
- He, J., et al. (2021), Comprehensive report on China's Long-Term Low-Carbon Development Strategies and Pathways, Chinese Journal of Population, Resources and Environment, <https://doi.org/10.1016/j.cjpre.2021.04.004>.
- IEA (International Energy Agency) (2021a), Global EV Outlook 2021, <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021>.
- IEA (2021b), Global Energy Review 2021, <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2021>.
- IEA (2021c), Financing clean energy transitions in emerging and developing economies, <https://www.iea.org/reports/financing-clean-energy-transitions-in-emerging-and-developing-economies>.
- IEA (2020a), Coal 2020, <https://www.iea.org/reports/coal-2020>.
- IEA (2020b), Energy Technology Perspectives 2020, <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>
- IEA (2020c), China's Emissions Trading Scheme, Designing efficient allowance allocation. <https://www.iea.org/reports/chinas-emissions-trading-scheme>.
- IEA (2019), The Future of Cooling in China: Delivering on Action Plans for Sustainable Air conditioning, <https://www.iea.org/reports/the-future-of-cooling-in-china>.

- IMF (International Monetary Fund) (2021a), World Economic Outlook Update, July 2021, <https://www.imf.org/en/Publications/WE0/Issues/2021/07/27/world-economic-outlook-update-july-2021>.
- IMF (2021b), World Economic Outlook, April 2021: Managing Divergent Recoveries, <https://www.imf.org/en/Publications/WE0/Issues/2021/03/23/world-economic-outlook-april-2021>.
- IMF (2020a), June 2020: A Crisis Like No Other, An Uncertain Recovery, <https://www.imf.org/-/media/Files/Publications/WE0/2020/Update/June/English/WE0ENG202006.ashx>.
- IMF (2020b), World Economic Outlook Database, April 2020 Edition, Washington DC.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2018), Global warming of 1.5 °C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5 °C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, <https://www.ipcc.ch/sr15/download/>.
- Liu, J. et al. (2021), Carbon and air pollutant emissions from China's cement industry 1990 – 2015: Trends, evolution of technologies, and drivers, Atmospheric Chemistry and Physics, V. 21, pp.1627 – 1647, <https://doi.org/10.5194/acp-21-1627-2021>.
- MEE (Ministry of Ecology and Environment) (2021), Report on the State of the Ecology and Environment in China 2020, <http://www.mee.gov.cn/hjzl/sthjzk/zghjzkgb/202105/P020210526572756184785.pdf>.
- NBS (National Bureau of Statistics) (2021), Statistical Communiqué on the 2020 National Economic and Social Development, http://www.stats.gov.cn/tjsj/zxfb/202102/t20210227_1814154.html.
- NCSC (National Center for Climate Change Strategy and International Cooperation) (2021), 全文 | 解振华详解制定 1+N 政策体系作为实现双碳目标的时间表、路线图 [Full text | Xie Zhenhua explained the formulation of a 1+N policy system as a timetable and roadmap for achieving the carbon peak and carbon neutrality goals], http://www.ncsc.org.cn/xwdt/gnxw/202107/t20210727_851433.shtml, accessed July 2021.
- OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development) (2018), China's Progress Towards Green Growth: An International Perspective., https://www.oecd-ilibrary.org/environment/china-s-progress-towards-green-growth_76401a8c-en.
- Oxford Economics (2020), Oxford Economics Global Economic Model, (database), <https://www.oxfordeconomics.com/global-economic-model>, August 2020 update, Oxford.
- Platts (2021), World Electric Power Plant Database (purchase), <https://www.spglobal.com/platts/en/commodities/electric-power>, (accessed June 2021).

- Reuters (2021), China's new coal power plant capacity in 2020 more than 3 times rest of world's - study, <https://www.reuters.com/business/energy/chinas-new-coal-power-plant-capacity-2020-more-than-3-times-rest-worlds-study-2021-02-03/>.
- Saunois, M., et al. (2020), The Global Methane Budget 2000 - 2017 (2020), Earth System Science Data, 12, 1561 - 1623, <https://doi.org/10.5194/essd-12-1561-2020>.
- SCIO (State Council Information Office) (2021), SCIO briefing on China's renewable energy development, http://english.scio.gov.cn/pressroom/2021-04/02/content_77372602.htm.
- State Council (2021), 14th Five-Year Plan (2021-2025) for National Economic and Social Development and the Long-Range Objectives, http://www.gov.cn/xinwen/2021-03/13/content_5592681.htm.
- State Council (2015), Made in China 2025, http://www.gov.cn/zhengce/content/2015-05/19/content_9784.htm.
- Tong, D. et al. (2019), Committed emissions from existing energy infrastructure jeopardize 1.5 °C climate target, Nature, V. 572, pp. 373-377, <https://doi.org/10.1038/s41586-019-1364-3>.
- UNDESA (United Nations Department of Economic and Social Affairs) (2019), 2019 Revision of World Population Prospects, <https://population.un.org/wpp/>.
- UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) (2021), Greenhouse Gas Data, <https://unfccc.int/process-and-meetings/transparency-and-reporting/greenhouse-gas-data/ghg-data-unfccc/ghg-data-from-unfccc>, accessed August 2021.
- Wang, X. et al. (2019), A unit-based emission inventory of SO₂, NO_x and PM for the Chinese iron and steel industry from 2010 to 2015, Science of The Total Environment, V. 676, pp.18-30, <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.04.241>.
- World Bank (2021), World Bank Open Data, free and open access to global development data, <https://data.worldbank.org/country/china>.
- Xi, J. (2017), Xi Jinping's report at 19th National Congress of the Communist Party of China, http://www.xinhuanet.com/english/special/2017-11/03/c_136725942.htm.
- Xinhua News (2021), 钢铁行业碳达峰及降碳行动方案成型-新华网 [The steel industry's carbon peak and carbon reduction action plan takes shape], http://www.xinhuanet.com/fortune/2021-03/30/c_1127270603.htm, accessed May 2021.

第2章：能源转型

要点

- 承诺目标情景（APS）展现了中国能源体系实现碳中和的途径：二氧化碳排在2030年前达峰，到2060年降至净零，与中国的既定目标一致。余下的6.1亿吨排放主要来自重工业和长途交通运输（公路货运、航运和航空），将完全由负排放抵消，负排放的来源包括生物能源，碳捕捉、利用和封存（CCUS），以及直接空气捕捉二氧化碳并封存。
- 到2030年，中国的一次能源需求将继续上升18%；此后，尽管经济活动总量将会翻一番以上，但一次能源需求到2060年将下降26%。2020–2060年期间，由于能源和材料效率大幅提高，以及重工业向低能耗经济活动转型，一次能源强度（一元人民币GDP的能耗）将降低75%，即平均每年下降3%。
- 太阳能、风能、水力、生物能源、其他可再生能源和核能等低碳能源占一次能源需求的比重将从现在的15%跃升至2060年的74%。发电和供热用太阳能到2045年左右将成为最主要的一次能源，到2060年将占届时需求的约四分之一。预测期内化石燃料用量迅速下滑，2060年仍在使用的化石燃料中，大部分将配备CCUS。煤炭、石油和天然气需求将分别骤减80%以上、60%左右和近45%。
- 在中国，实现碳中和还会带来其他重要的环境效益，特别是空气质量的重大改善。尽管空气质量已有明显提高，但由于中国汽车保有量迅速增长，以及重工业和发电领域使用煤炭，目前的空气污染仍然堪忧。颗粒物（PM_{2.5}）到2030年将下降至今天的40%左右，2060年下降至仅有9%。到2030年，氮氧化物和二氧化硫排放量将分别减少35%和大约30%；到2060年，氮氧化物减少90%，二氧化硫减少80%。
- 要完成通向碳中和的清洁能源转型，就需要大幅增加能源相关投资。投资总额将在2030年达到约6400亿美元（4万亿元），比过去五年的平均水平高出10%以上，2060年达到近9000亿美元（6万亿人民币），比近期水平增加近60%。新增投资大部分投向电力和交通运输部门。

实现碳中和的路径

要实现中国 2030 年前二氧化碳排放达峰和 2060 年前碳中和的目标，能源体系排放方面的路径并非唯一。¹ 能够实现这两个目标的路径有很多，涉及不同的变化速度和能源系统转型的不同方面，不过所有这些路径都面临大量的不确定因素。其中两个因素的不确定性尤其高：创新，以及新技术进入市场和普及的速度；而它们正是长期清洁能源转型的关键底层驱动力和本路线图的关注重点。能源体系需要什么样的排放轨迹，还取决于能源体系以外的排放情况，以及其他含碳温室气体（GHG）和空气污染物的排放情况。² 能源体系二氧化碳净零排放意味着，在技术上难以减排或减排成本非常高的部门的任何剩余排放，都需要通过碳移除技术产生的负排放才能完全抵消。

本路线图用承诺目标情景来描述中国能源体系实现碳中和的一条合理路径。文中探讨了能源体系需要发生怎样的广泛演进，以及需要经历怎样的底层技术转型，才能在 2030 年前达到排放峰值，并在 2060 年前实现能源体系二氧化碳净零排放。承诺目标情景的依据是中国 2020 年宣布的《巴黎协定》国家自主贡献（NDC）强化目标以及碳中和目标（见第 1 章）。宣布强化目标之后，中国政府表示 2060 年的碳中和目标可能涵盖所有的温室气体排放，而不仅仅是能源体系的二氧化碳排放。我们假定这也是能源体系二氧化碳排放的目标年，主要理由是能源体系排放占中国温室气体排放总量的绝大部分（近 90%）。

承诺目标情景旨在评估需要怎样做才能以现实且成本效益高的方式实现这些目标。它是中国实现碳中和的多种途径之一，并不是唯一的途径。要实现碳中和，除了政策行动的力度之外，很大程度上还取决于中国和其他国家新兴技术的创新速度、中国公民对未来生活方式的选择、有多少可用的可持续生物能源，以及国际合作的范围和有效性。本路线图还探讨了中国在 2030 年之前超越目前官方目标要求、加快能源转型的机遇（涉及到 2020 年代后期排放加速下降），以及这样做对中国和世界其他地区的广泛长期影响（见第 5 章）。

我们还将描绘既定政策情景（STEPS）下的结果，以便为承诺目标情景中的预测提供一个基准。既定政策情景中，我们假定中国政府能源和环境方面已经采纳的政策和措施（包括国家自主贡献承诺）得到落实，并在这一假设前提下评估中国能源系统的演进。本情景假设现有政策和措施在未来不会有任何改变，但有考虑到现有政策对清洁能源技术长期演进的影响。既定政策情景不考虑 2060 年碳中和目

¹ 在本报告中，除非另有说明，否则能源行业的二氧化碳历史排放量和预测排放量包括来自化石燃料燃烧以及与能源使用密切相关的工业过程的排放量。根据《2006 年政府间气候变化专门委员会（IPCC）国家温室气体清单指南》，生物能源的燃烧是碳中性的，生物能源原料生产或生物燃料转化过程中与能源有关的二氧化碳排放计入农业和其他能源转换部门。

² 二氧化碳以外的含碳温室气体的排放主要来自非能源部门，特别是农业和废弃物处理，此类含碳温室气体包括甲烷（CH₄），以及气雾剂中使用的多种化合物。对这些部门的不同预测，影响到能源体系需要以多快的速度转型。

标，因为实现这一目标所需的政策尚未得到采纳。既定政策情景下关于经济增长和人口的基本假设与承诺目标情景相同。

在承诺目标情景和既定政策情景下，同样的广泛假设也适用于其他国家。也就是说，承诺目标情景假定所有已宣布的国家净零排放承诺都将全面按时实现，无论这些承诺目前是否有具体政策支持；而既定政策情景只考虑已经到位或政府已经宣布的具体政策。两者都建立在以下原则的基础上：所有可用技术和减排方案的采用情况都取决于成本、技术成熟度、政策和社会偏好、市场条件和国情。此外，还假设能源转型有序进行，从而确保燃料和电力供应安全，尽可能减少资产搁浅，并力求避免能源市场波动。

承诺目标情景和既定政策情景都不应被视为预测，而是评估；评估的是不同政策方法对技术选择的影响，以及技术选择对能源和排放趋势的影响。它们提供了一个量化框架，旨在支持能源体系的决策和政策制定，并帮助人们更好地理解能源供应和能源使用中对技术创新的需求。

专栏 2.1 建模方法

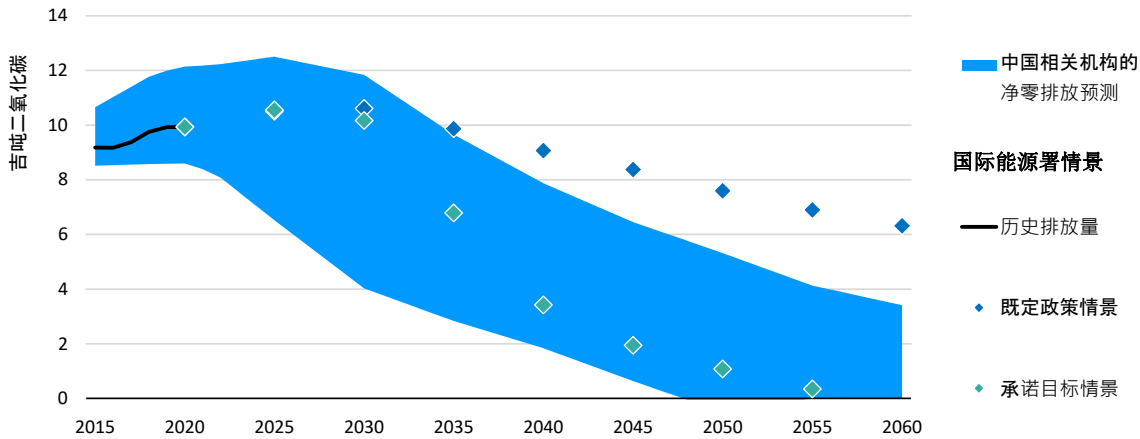
承诺目标情景和既定政策情景下的预测是由混合建模方法做出的，这种方法结合了国际能源署（IEA）的能源技术展望（ETP）模型和世界能源模型（WEM）各自的优势。ETP 模型是一个大规模的部分优化模型，包含对能源转换、工业、交通运输和建筑部门的 800 多项单项技术的详细技术描述，以及对各项技术成熟度的详细评估。WEM 是一个大规模的模拟模型，用于复制竞争性能源市场的运作方式，并深入研究政策对每个部门和地区的影响。这两个模型都有多年的开发历史并使用了最新的能源需求和供给、成本和价格数据。这两个模型的结合，使我们能够以独到的视角洞察能源市场、投资、技术，以及实现清洁能源转型所需的政策。

二氧化碳排放

既定政策情景与承诺目标情景相比，能源体系二氧化碳排放量存在巨大的差距，尤其是在 2030 年之后；这表明，在加速部署清洁能源技术以实现碳中和方面，中国面临相当大的挑战。既定政策情景下，由于新冠疫情对宏观经济造成的影响，排放增速于 2020 年放缓，但之后将继续上升并于 2026-2030 年间进入平台期，即 2030 年前达峰，然后开始平缓下降，直至 2060 年。2060 年排放量为 6 吉吨，比 2020 年降低 35% 以上。在承诺目标情景中，排放量在 2030 年之前的路径与以上类似，但此后的下降速度快得多，将于 2060 年实现净零。2021-2060 年，既定政策情景下的累计排放量约为 400 吉吨，比承诺目标情景高出大约 80%。

承诺目标情景下，到 2060 年仅化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放量就有约 4.5 亿吨。这部分排放将完全由配备碳捕捉和封存的生物能源（BECCS）所产生的负排放所抵消。承诺目标情景与中国相关国家机构预测的清洁能源转型情景和路径大致相符。在这一情景下，中国排放达峰时的经济发展水平和人均排放水平低于大多数已达峰国家达峰时的相应水平。

图 2.1 不同情景下，中国能源相关二氧化碳排放情况



国际能源署，2021。

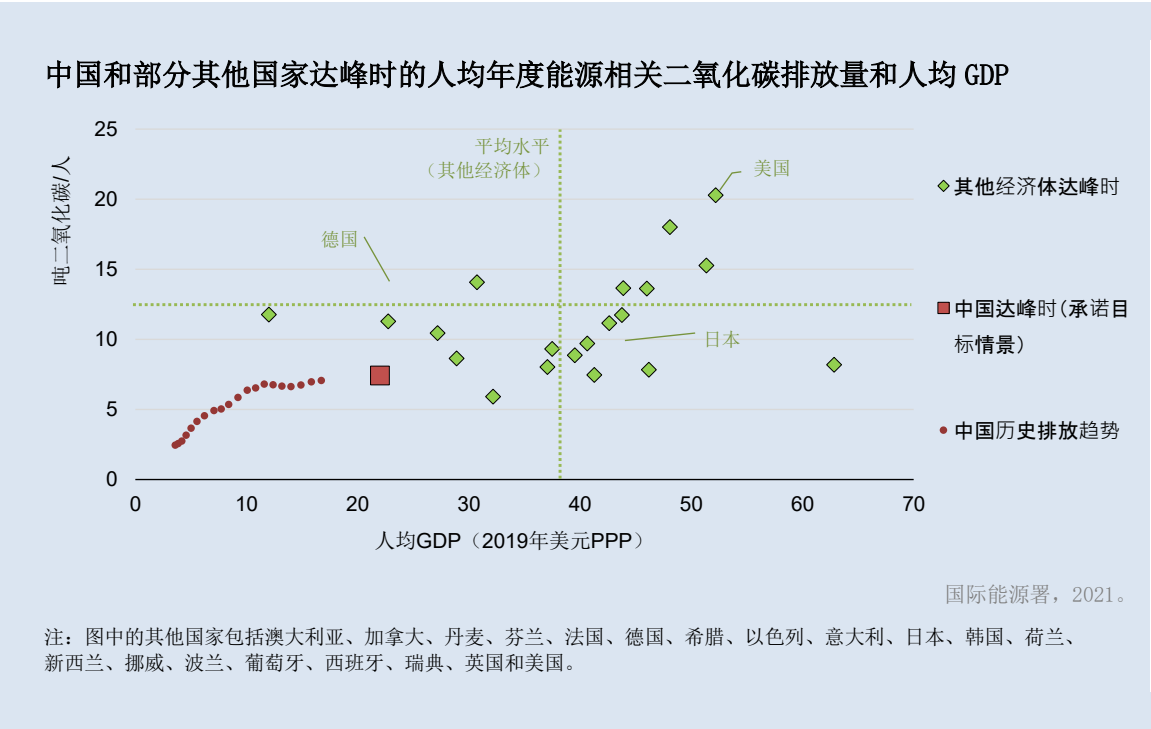
注：中国相关机构预期的多个 2060 年净零排放情景下的排放轨迹使用了不同的基准年。图中显示的范围仅包括能源相关二氧化碳排放，不包括工业过程排放。

来源：中国相关机构预测的排放轨迹来自 Energy Foundation China (2020) 以及 Khanna, N. et al. (2021) 提出的情景。

承诺目标情景与中国相关国家机构预测的清洁能源转型情景和路径大致相符

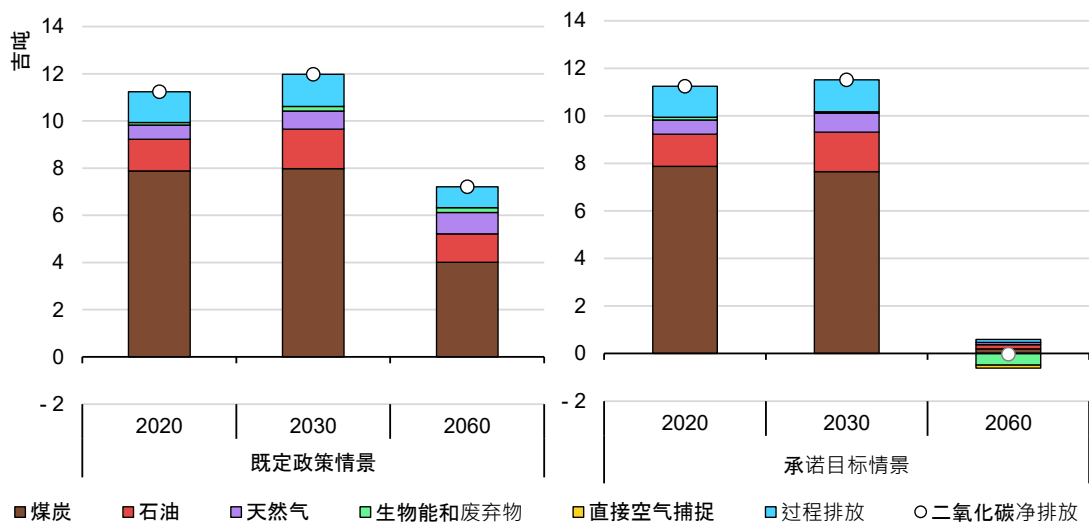
专栏 2.2 中国预期排放达峰与其他国家的比较

如果中国在 2030 年之前排放达峰，那么很可能意味着中国是在经济发展水平和人均排放水平都低于其他大多数已达峰国家的相应水平的情况下实现这一成就的。从大多数其他经济体的情况来看，排放达峰时按购买力平价和 2019 年价格计算的人均 GDP 在 2 万美元（约 14 万元）和 5 万美元（约 34 万元）之间（见第 1 章）。在承诺目标情景中，中国的排放将在 2030 年前达峰，届时的人均 GDP 将略高于 2 万美元（约 14 万元）。中国达峰时的人均排放量约为 7-8 吨二氧化碳，而大多数其他国家达峰时的人均排放量为 7-15 吨二氧化碳。



2060 年剩余的能源体系排放总量约为 6.1 亿吨，大部分来自减排困难的部门，主要是重工业和长途交通运输（公路货运、航运和航空）。到 2060 年，由于未采用减排措施的燃煤电厂和基于煤的工业过程基本已经淘汰，因此届时煤炭燃烧相关排放的比重将比 2020 年降低约 50%。2021-2060 年期间，过程排放（工业过程中化学反应产生的固有排放）将下降 90%左右，占排放总量的比重将几乎翻一番，这是因为事实上在某些重工业领域（特别是水泥和钢铁行业）消除过程排放的难度极大。2060 年能源体系的剩余排放量将完全由 BECCS 和直接空气捕捉（DAC）与封存产生的负排放所抵消（关于这些碳移除技术的详细讨论见第 4 章）。2060 年，仅 BECCS 就将贡献负排放总量的 80%以上。在中国力争于 2060 年前实现全经济领域温室气体中和的进程中，也可以利用碳移除技术来抵消一部分较难减排的非二氧化碳温室气体。

图 2.2 承诺目标情景下，中国能源行业不同燃料和技术的二氧化碳排放量

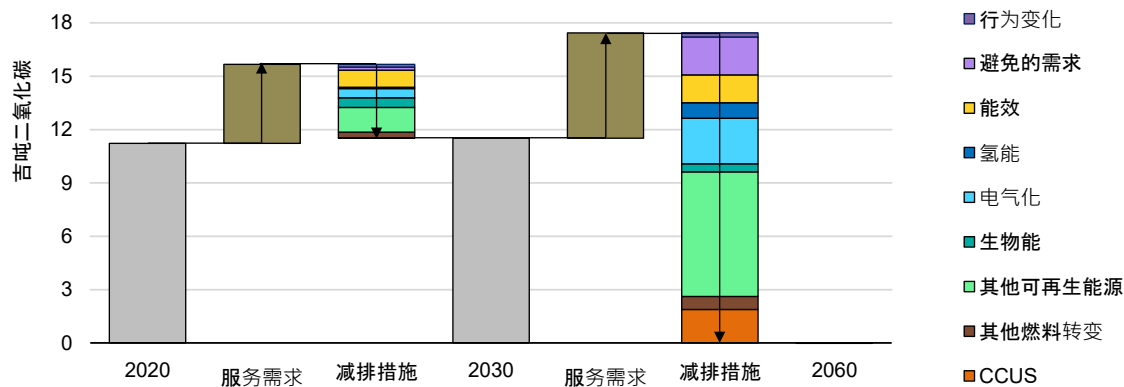


国际能源署，2021。

2060 年，化石燃料燃烧和工业过程的排放量仅为 0.6 吉吨，将完全由碳移除技术产生的负排放所抵消

对世界任何一国而言，都不可能只靠一种技术来实现本国净零排放所需的减排量；中国也不例外。实现整个能源体系去碳化，需要根据能源体系各组成部分的需求以及中国的国情，部署一系列广泛的技术。从现在到 2030 年的清洁能源转型可以建立在多项可用技术和有效政策的基础上，承诺目标情景中初期最大的减排量将来自能效的提高，特别是在工业过程、空间采暖制冷以及道路车辆方面（见下文）。承诺目标情景下，仅能效一项就将贡献 2030 年二氧化碳减排量的四分之一左右。长期来看，一旦最佳可用技术占据了市场主导地位，能效的贡献比重将会下降，但在 2060 年仍将占减排总量的 12% 左右。可再生能源（主要是风能和太阳能光伏）将贡献 2030 年减排总量的三分之一。可再生能源的贡献份额将在 2060 年上升到近 40%，届时这类能源将是发电的主力。

图 2.3 承诺目标情景下，中国各项措施实现的能源体系二氧化碳减排量



国际能源署，2021。

注：其他可再生能源主要包括太阳能光伏和风能。能效是指技术性能的提高。CCUS = 碳捕捉、利用和封存。避免的需求是指通过技术优化（如智能恒温器、材料效率、生态驾驶等）降低能源服务需求而减少的排放。氢能包括低碳氢，以及氨、合成碳氢化合物等氢衍生燃料。各减排措施的定义见 ETP 模型文档（www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020/etp-model）。

承诺目标情景下，2030 年，能效、太阳能光伏和风能将贡献近 60%的减排量；而 2060 年，电气化、CCUS、氢能、行为改变和生物能源将发挥更大的作用

对于 2060 年实现碳中和的长期转型而言，承诺目标情景的预测范围内有四个额外机遇将在转型期间出现（详细评估见第 4 章）：

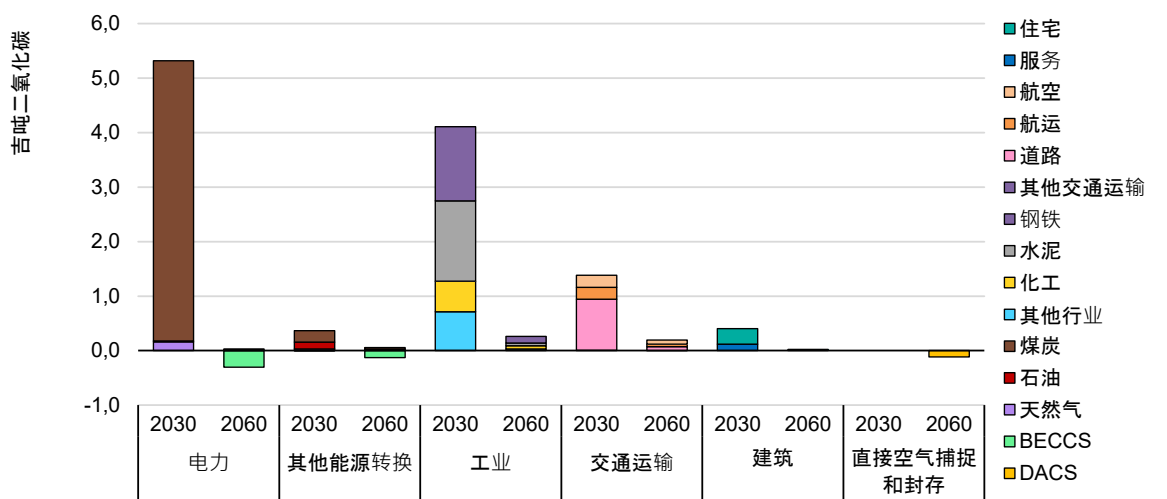
- **终端用能部门电气化**：2021–2060 年，电力占各部门用能总量的比重上升，在二氧化碳累计减排量中的贡献份额为 13%。
- **碳捕捉、利用和封存 (CCUS)**：预测期内，CCUS 的作用将发生变化。初期，它主要用于碳捕捉设备改造，以减少电力和重工业领域低龄现有资产的排放。之后，将会从大气中移除二氧化碳，抵消减排困难部门的排放。从现在到 2060 年的累计减排总量中，CCUS 将贡献 8%。
- **低碳氢和氢衍生燃料**：随着时间的推移，不同部门的氢、氨以及由氢衍生的合成碳氢化合物的用量将增加，到 2060 年对累计减排量的贡献份额将超过 3%。
- **可持续生物能源**：生物质及其衍生燃料（包括气态和液体生物燃料）的减排作用重大，特别是在近期，以及在道路及航空交通运输领域。它将贡献从现在到 2060 年累计减排量的近 7%。

以上四个技术领域与可再生能源、核能和提高化石燃料能效的技术相比，普遍处于较早的开发和部署阶段。它们对减排的贡献将取决于创新和商业化的加速。在没有相关政策支持的情况下，这些技术的加速创新和商业化是不可能实现的（见第 6 章）。最后，行为改变（如节能、改用能耗较低的交通运输方式等）以及通过

提高材料使用效率来避免需求，也是中国重要的减排杠杆，合计将贡献从现在到 2060 年减排总量的 12%。

承诺目标情景中，各部门之所以实现净零排放的进度不同，是由于技术成熟度有差异。许多清洁发电技术目前已经在市场上出现并得到迅速部署，所以中国的电力部门在 2055 年前就会完全脱碳。在其他部门，大多数低碳技术方案仍处于开发阶段，部署较晚，从而减缓了减排的实现。到 2060 年，乘用车和建筑物将几乎完全脱碳，排放量不到目前水平的 5%。相比之下，2060 年长途交通运输方式（重型公路货运、航空和海运等）的二氧化碳排放量将比现在下降 60%，重工业（主要是化工、钢铁和水泥）的排放量将减少 94%，但这两个领域各自的排放量仍然较高（见第 3 章）。目前，世界上任何地方都还没有不需要化石燃料的商业化钢铁炼制技术，不过此类技术预计在十年内会进入示范阶段。

图 2.4 承诺目标情景下，中国能源体系不同部门、细分部门和燃料的二氧化碳排放情况



国际能源署，2021。

注：BECCS = 配备碳捕捉和封存的生物能源。DACS = 直接空气捕捉和封存。其他能源转换包括煤炭开采、油气开采、石油精炼、煤炭和天然气转化与液化、氢和氢基燃料生产，以及配备或不配备 CCS 的生物燃料生产。

2060 年剩余的排放量集中在难以减排的部门，主要是重工业和长途交通运输

承诺目标情景中，对各部门去碳化速度的预测不同还有另一个原因，那就是现有能源相关资产的年龄结构差异。在中国，许多严重依赖化石能源的发电厂和工厂是近期才建成的。其中大多数的设计使用年限长达数十年，所以提前关停这些设施的代价昂贵（见下文）。从原则上讲，凡是有条件进行二氧化碳封存的地方，将来都可以对厂房进行 CCUS 改造，不过这种做法对经济竞争力的影响因具体情况而有所不同。船舶和飞机也是寿命较长的昂贵资产。长远来看，要想以新的低碳技术或燃料取代现有技术或燃料，需要创新来实现。

能源趋势

一次能源需求

承诺目标情景下，中国的一次能源需求³将在 2020–2030 年间增加 18%，随后到 2060 年下降 26%，即 2060 年比 2020 年低 12%。相比之下，既定政策情景中，2020–2060 年期间的增幅约为 10%。虽然人口将减少约 7%，但经济活动却将增加不止两倍。承诺目标情景中经济增长与能源需求脱钩，与以往趋势相比是重大突破。2020–2060 年期间，一次能源强度（即每一元国内生产总值所消耗的能源量）将下降 75%，年均降幅达 3%。

承诺目标情景下，能源需求降低的主要原因包括能效和材料效率大幅提高，以及从重工业向低能耗经济活动转型。到 2030 年，能效的提高将使能源需求增长放缓到 18%，重工业生产在此期间达峰；之后，能源需求将开始下降。终端用电电气化将助推上述趋势，因为与传统化石技术相比，电力能够以更高效的方式提供多种能源服务。例如，目前电动汽车的能效是同等内燃机（ICE）汽车的两到四倍，而电热泵与传统燃气锅炉相比，加热相同空间的节能幅度可高达 75%。

表 2.1 承诺目标情景下，中国不同燃料的一次能源需求（艾焦）

	2020	2030	2060
煤炭	87	86	16
石油	26	32	11
天然气	12	15	7
核能	4	7	19
可再生能源	18	32	76
水力	5	5	7
现代生物能源和废弃物	4	11	16
生物质的传统使用	3	0	0
太阳能	3	10	33
风能	2	4	16
其他可再生能源	1	1	3
总计	147	173	129
非化石燃料的比重*	15%	23%	74%
非化石燃料的比重**（部分替代法）	16%	26%	80%
能源体系净排放（吉吨二氧化碳）	11	11	0

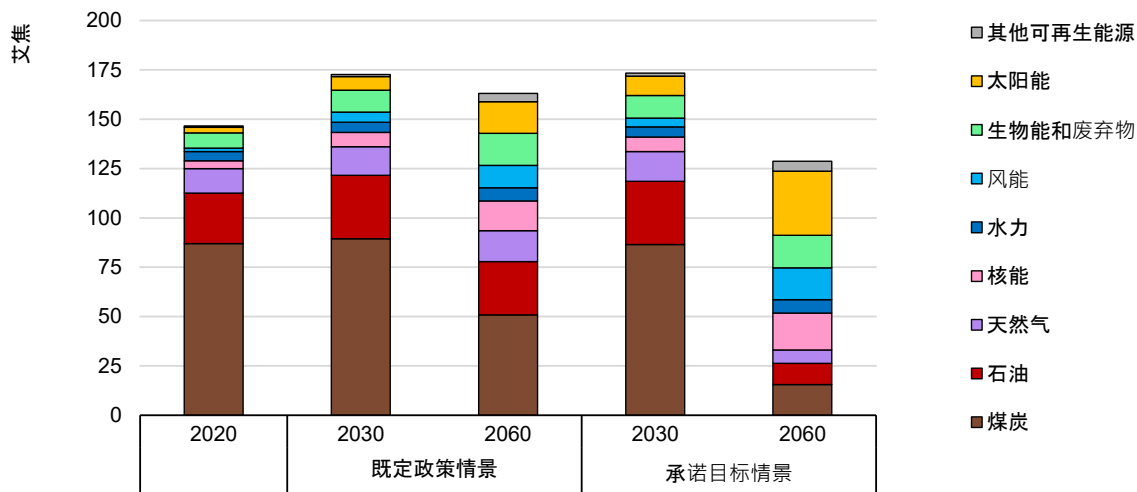
* 使用国际能源署的方法基于物理能源含量法计算。 ** 使用中国国家统计局的方法按部分替代法（PS）计算。

注：能源体系的二氧化碳排放量包括来自化石燃料燃烧以及工业过程的排放量。

³ 一次能源是指未经历任何人类工程转换过程的初始形式的能源。一部分能源在发电厂、精炼厂、热力厂和其他转换过程中发生转换。终端消费是指扣除转换和配送过程的损失后，最终终端用能部门对能源和原料的使用。

承诺目标情景中，非化石燃料在一次能源需求总量中的比重与 2030 年的官方目标基本一致。⁴ 到 2060 年，这一比重将飞跃至 75%左右，几乎是既定政策情景中水平的两倍。可再生能源的比重将从 2020 年的 12%跃升到 2060 年的 60%，接近既定政策情景中水平的两倍。用于发电（太阳能光伏）以及建筑物和工业供热（太阳能热力）的太阳能到 2045 年左右将成为最主要的一次能源，到 2060 年将占到总需求的约四分之一。2060 年可持续生物能源的比重相比 2020 年将翻一番以上，原因之一是可持续生物能源用途多样，既能为建筑物和工业提供电力和热力，也能转作气体或液体燃料用于加热或交通运输。核能扩张速度也很快，2020-2060 年期间将增长近四倍。核能在一次能源需求中的比重目前为 3%，在 2060 年将达到 15%左右，而在既定政策情景下这一比重为 9%。

图 2.5 不同情景下，中国各燃料的一次能源需求



国际能源署，2021。

承诺目标情景下，随着化石燃料用量迅速降低，可再生能源在能源需求总量中的比重将从 2020 年的 12%上升到 2060 年的 60%，太阳能将成为最主要的能源

在承诺目标情景中，可再生能源（主要是太阳能光伏、风能和生物能）用量将在目前的基础上加快势头。基于中国的长期目标，我们认为中国将会加大政策力度来应对气候变化、加强能源安全并改善空气质量，这将助推可再生能源用量的增长。在政策的刺激下，技术改进和成本降低的步伐加快，从而推动技术快速部署，形成良性循环。随着波动性可再生能源在电力结构中的消纳比重提高，需要更多地使用具有系统灵活性的新方法（如电池和氢能储存）来确保电力安全（见第 4

⁴ 在 2020 年 12 月的联合国气候雄心峰会上，中国政府宣布将提高 2030 年国家自主贡献目标，包括到 2030 年将一次能源消费中非化石燃料的比重提高到 25%左右（采用中国国家统计局基于部分替代法的方法计算）。

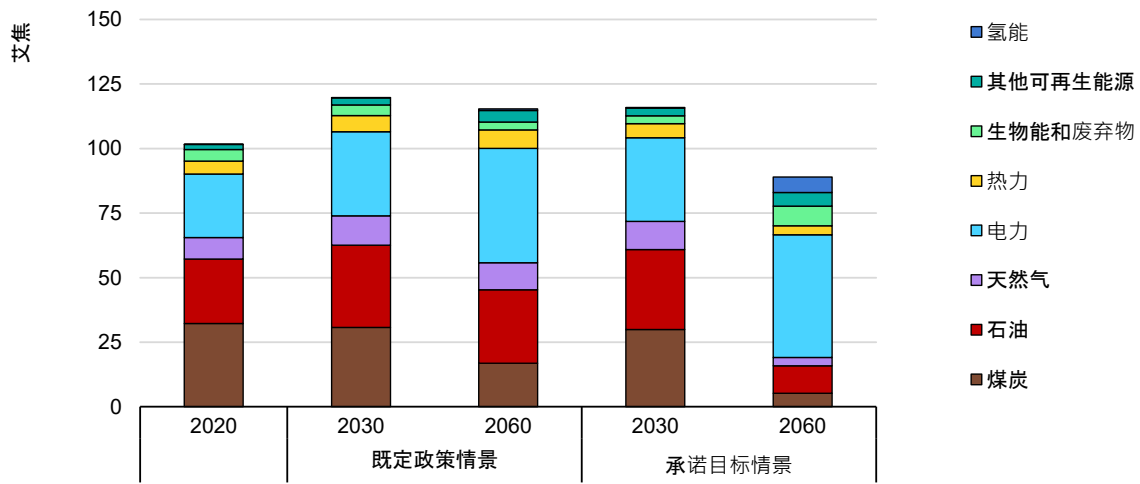
章)。加大终端用能电气化可以增加需求响应的潜力,从而促进波动性可再生能源的消纳,例如电动车(EV)灵活充电。

在预测期内,化石燃料用量迅速下降,并且由于 CCUS 在新建和现有的工厂、发电厂以及其他燃料转化设施中得到广泛部署,2060 年仍在使用的绝大多数化石燃料将不会产生排放。煤炭消费量将骤减 80%以上,2060 年剩余的煤炭用量中约有 60%是在配备碳捕捉设施的发电厂中使用的。既定政策情景下,煤炭用量将下降约 40%。到 2060 年,石油需求量将比现在下降 60%左右(既定政策情景中则比现在高 5%),达到约 480 万桶/天,其中近 55%用作非排放原料,其余大部分用于航空、航运和公路货运。天然气需求将在 2035 年左右达峰,到 2060 年将比现在减少近 45%(在既定政策情景中将上升 25%)。届时,天然气将主要用作提供电力系统灵活性的发电燃料、水泥生产中煤炭的替代燃料,以及制氢的燃料和原料,大多数情况下配合 CCUS 使用。

终端能源需求

承诺目标情景下,中国的终端能源消费总量将在 2020 年代初适度增加,然后随着能源和材料效率的提高(特别是在 2030 年之前)与经济结构的变化而稳步下降,一直到 2060 年。到 2060 年,终端能源消费总量将比 2020 年低 15%左右,比既定政策情景低四分之一左右。在承诺目标情景中,电力消费的体量增加最多,到 2060 年几乎翻一番;其次是氢,它在 2020 年代开始作为燃料使用,主要用于交通运输部门,同时也用于工业和电力部门。液体合成碳氢化合物燃料(由低碳电力制氢和二氧化碳合成)将在 2030 年代早期开始用于飞机,并在 2060 年达到约 35 万桶/天,满足中国航空燃料需求总量的 26%。

图 2.6 不同情景下，中国各燃料和部门的终端能源需求情况



国际能源署，2021。

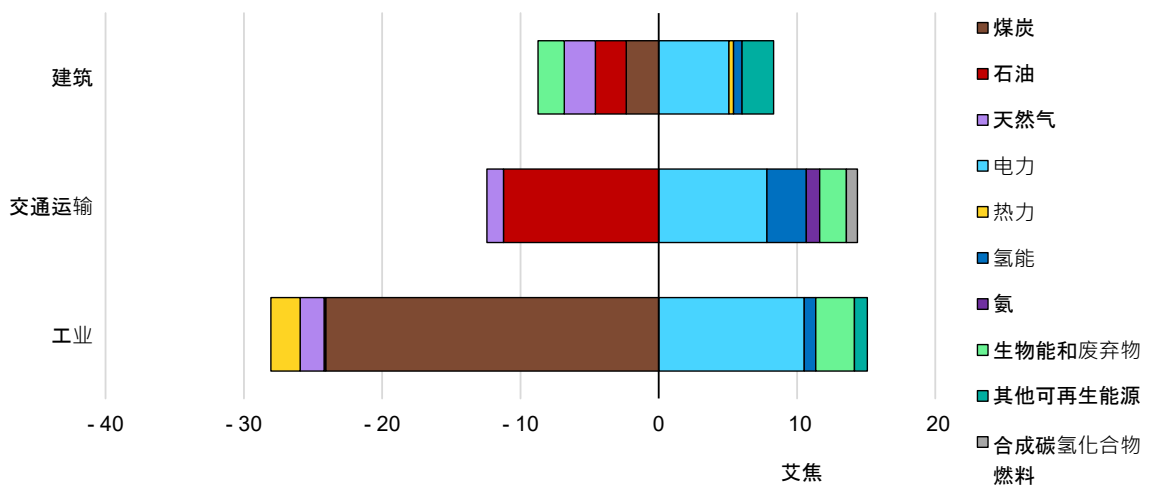
注：氢能包括低碳氢，以及氨、合成碳氢化合物等氢衍生燃料。

承诺目标情景下，终端能源用量将在 2020 年代初适度增加，然后随着能源和材料效率的提高和经济结构的变化而稳步下降，一直到 2060 年

承诺目标情景下，煤炭需求的降幅无论是从体量还是百分比来看都是最大的，2020-2060 年间将下降近 85%。这主要是由工业转型驱动的，而工业目前是主要的终端用煤部门。工业转型除了从煤炭密集型重工业转向能耗较低的工业外，还包括取代作为燃料和重工业还原剂的煤炭（见第 3 章）。用于水泥生产的煤炭将在很大程度上被生物能源、废弃物等低碳燃料取代。炼钢用煤将逐渐被基于氢气的直接还原铁路线和基于废料的钢铁生产所取代，后两者主要以电力为燃料。建筑物用煤在 2020 年占终端煤炭消费总量的 7%，但到 2060 年，将随着空间采暖广泛电气化而不再使用。终端石油需求将下降近 60%，2060 年仍在使用的绝大部分石油将用作石化生产的原料。天然气方面，2020-2060 年间，更高效技术将降低工业生产过程中的热能需求、电热泵和能效更高的建筑围护结构将减少建筑的空间采暖需求，因此天然气用量将下降 60% 以上。

在承诺目标情景中，化石燃料用量在工业部门的降幅最为明显（目前该部门的能源需求主要由煤炭满足），但在交通运输和建筑部门也将大幅下降。电力将成为这三个部门的主导能源。在交通运输部门 2060 年的能源需求总量中，氢、氨以及合成碳氢化合物燃料的比重将接近 25%，电力的比重约为 55%。

图 2.7 承诺目标情景下，2020–2060 年中国各燃料和部门的终端能源需求变化



国际能源署，2021。

注：终端消费是指扣除转换和配送过程的损失后，最终终端用能部门对能源和原料的使用。

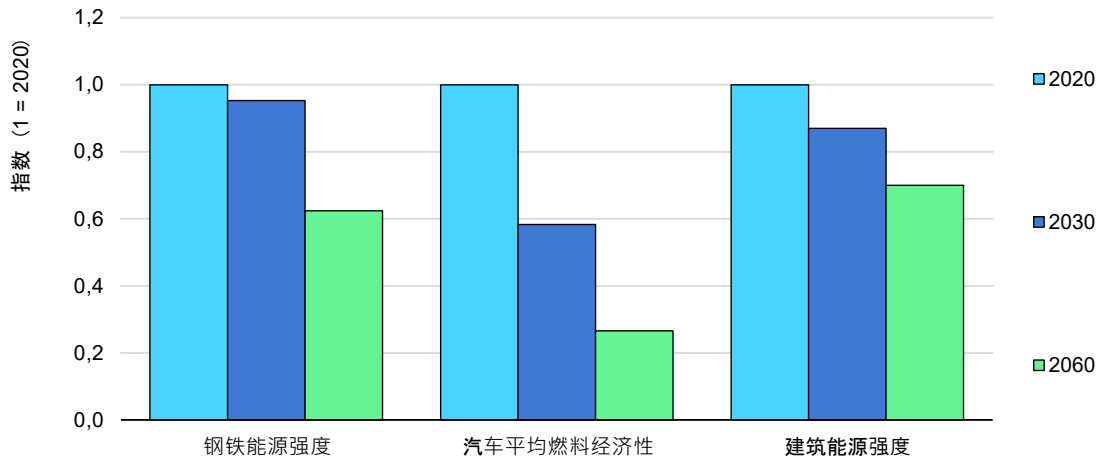
中国在碳中和的情况下，电力、生物能源、氢和氢基燃料将取代用于终端消费的大部分化石燃料

关注能效

提高能效对中国能源转型至关重要。近年来，能效在减缓二氧化碳排放增速方面发挥了重要作用，并有潜力在未来发挥主导作用，特别是在短期内。2011–2020 年间，一次能源强度年均下降 3%。在承诺目标情景中，年均下降速度从现在到 2040 年将有所加快；2040–2060 年期间，随着在用设备的平均能效趋近现有最高效技术，一次能源强度的降速将再放缓到年均 2%。

承诺目标情景下，所有终端用能部门的能源强度都将大幅改善。在工业领域，由于在整修或更换现有设备时将普及最先进的技术来提升能效，因此全国熟料（水泥的主要成分）生产的平均热能强度将在 2020–2060 年期间下降 15%。有些碳减排措施需要额外的能源，例如安装碳捕捉设备或对替代燃料或原材料（如生物质、废弃物或煅烧粘土）进行预处理，所以上述改善的一部分将因此被抵消。2020–2060 年期间，在钢铁厂副产物和余热优化利用等工艺集成措施的驱动下，炼钢的平均能源强度将下降 40%，到 2045 年达到全球最佳实践的平均水平。到 2030 年，电动发动机等性能最优的工业设备将成为所有新装置的标配（见第 3 章）。

图 2.8 承诺目标情景下，中国的部分能效指标



国际能源署，2021。

注：钢铁能源强度以生产每吨钢（从铁矿石制备到粗钢生产）的能耗衡量，汽车平均燃料经济性以每公里的能耗衡量，建筑能源强度以每平方米建筑面积的能耗衡量。

承诺目标情景下，中国所有终端用能部门的能效都将得到极大的提升，未来十年乘用车的能效提升尤为明显

在交通运输领域，承诺目标情景下，各种交通运输方式在 2020-2060 年期间的效率提高都将为能源强度做出巨大贡献。轻型车辆的燃料经济性（以每公里的能耗衡量）在 2020-2030 年期间将年均下降约 4.0%，2030-2060 年期间放缓至约 1.8%。这是因为汽车、轻型商用车和小型巴士逐渐转用电动发动机（这类发动机本身就比内燃机的能效高），同时内燃机和动力系统的效率有所提高，车辆设计和材料也有所改善。卡车的燃料经济性从现在到 2030 年将年均提高 2.3%，主要得益于传统发动机卡车的能效提升；此后年均提高 0.5%，主要是由于电动车和氢能动力燃料电池电动车的市场占有率稳步增加。

在建筑领域，承诺目标情景下单位建筑面积的能耗在 2020-2030 年间年均下降约 1.4%，此后到 2060 年年均下降 0.7%。这主要归功于建筑围护结构的热效率提高导致采暖制冷的能源需求减少，以及采暖制冷设备、照明设备（包括继续转向更高效的发光二极管[LED]灯泡）和电器的能效提高。电气化是承诺目标情景中建筑部门转型的关键支柱，将推动采暖和烹饪方面的能效改善。特别值得一提的是，由于电热泵的部署，2030 年安装的空间采暖设备的平均能效将提高 40%，2060 年将翻一番以上。

承诺目标情景中，要想扩大能效改善的规模，就需要尽早采取政策行动来刺激普及及现有的最高效技术，以避免长期锁定低效用能。虽然加速部署清洁高效的能源技术对减少交通运输、建筑和工业领域的排放至关重要，但消费者也可以通过改

变行为和生活方式做出重要贡献，特别是在减排技术方案有限的部门。承诺目标情景下，中国公民和企业的行为改变反映在以上讨论的能源消费模式和趋势的变化上，主要是由政府的政策和投资促成的。新冠疫情的经验表明，如果人们认识到有必要改变，他们就能够为了共同利益而改变行为。政府应做出令人信服的解释，说明需要怎样的改变及其原因，并提供明确的指导（见第7章）。

环境效益

在中国，实现碳中和不仅有助于避免气候变化的最坏后果，还会带来其他重要的环境效益，特别是空气质量的重大改善。近年来，中国的空气质量有了显著改善，但室内外空气污染仍然是严重的健康问题，特别是在城市集群和产业集群地带。永久解决这个问题的重要步骤之一是能源系统全面去碳化。

过去十年间，中国政府已经采取了坚定的措施来解决大气污染问题。《国家环境空气质量标准》于1982年首次发布；修订版于2012年出台并于2016年全面实施。该标准要求各城市在2030年前达到PM_{2.5}细颗粒物国家标准（35微克/立方米），相当于世界卫生组织（世卫组织，WHO）的临时目标1。⁵ 中国已开始发布空气质量指数，实时测量360多个城市的PM_{2.5}。国务院2013年9月发布的《大气污染防治行动计划》设定了到2017年全国空气质量改善的目标，同时对北京、上海和广州周边的三大工业区规定了更加严格的空气污染治理准则。行动计划对多个事项做出了规定，其中一项是承诺严格控制煤炭消费。2018年，为期三年的空气污染治理行动计划启动。

目前，中国正在制定2021–2025年“十四五”规划期间的新行动计划，以进一步改善空气质量。之前的“十三五”目标是在2020年达到国家空气质量标准的天数比例超过80%；而实际达标的天数在2019年为82%，2020年为87%（根据新冠疫情的影响进行调整后为84.8%）。“十四五”规划将2025年的目标提高到87.5%。另一个目标是PM_{2.5}浓度在2025年前降低10%，并在上述城市消除重污染。对于京津冀及周边、长江三角洲和汾渭平原等重点地区，还有一个目标是氮氧化物（NO_x）排放量减少10%。

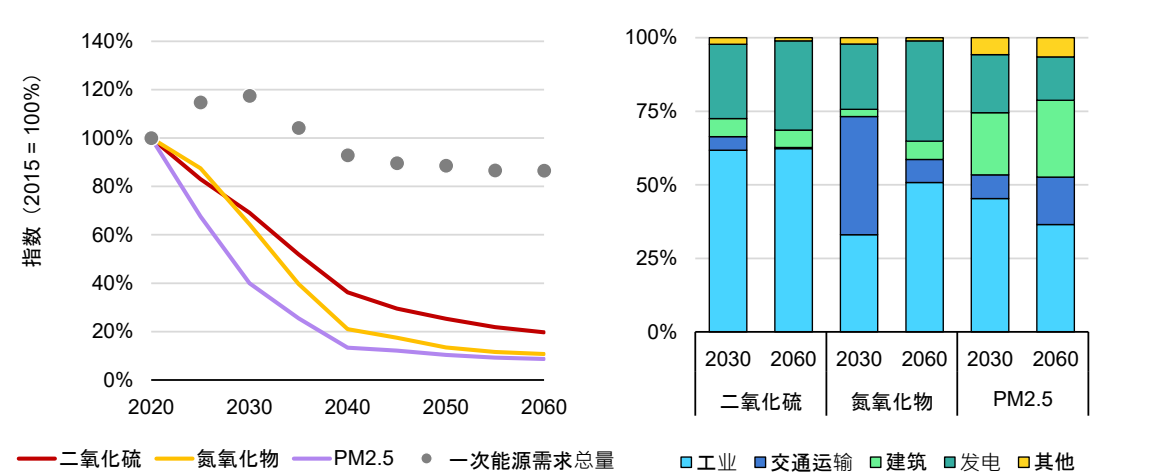
进展显而易见。官方数据显示，2019年337个城市中有157个达到了国家空气质量标准，是2016年的两倍多。我们估计，过去五年间中国全国的二氧化硫（SO₂）排放量下降了近40%，主要得益于电力部门的污染控制，而PM_{2.5}排放量减少了近35%，主要是因为家庭逐渐停止使用传统生物质，以及工业领域采取控制措施。然

⁵ 世卫组织的空气质量准则规定PM_{2.5}的最大浓度为10微克/立方米。世卫组织提出了一系列比较宽松的临时目标，作为可实现的里程碑，指引各国最终实现更高的空气质量目标。

而，空气污染问题仍然严重。目前，中国只有约 1%的人口生活在 $PM_{2.5}$ 浓度水平符合世卫组织准则的环境中，约 80%的人口暴露于高于世卫组织最宽松的临时目标 1 的 $PM_{2.5}$ 浓度水平（Cheng et al., 2021）。当今由环境空气污染造成的过早死亡接近 100 万例（Yue et al., 2020）。

在承诺目标情景中，化石燃料燃烧大幅减少，同时污染控制工作持续展开（包括严格的排放标准），将推动中国的空气质量迅速改善。改善的主因是 $PM_{2.5}$ 排放量骤减：2030 年 $PM_{2.5}$ 排放量将下降到当前水平的 40%左右，而 2060 年仅为目前的 9%。2030 年，氮氧化物和二氧化硫的排放量将分别减少约 35%、30%；2060 年二者的降幅将分别达到近 90%以及 80%。

图 2.9 承诺目标情景下，中国不同类型和部门的空气污染物排放情况



国际能源署，2021。

* 包括能源转换部门（电力和热力除外）。

注：空气污染物排放包括来自家庭烹饪和采暖的室内污染物。PM_{2.5} = 直径小于 2.5 微米的颗粒物。

随着化石能源被逐步淘汰以及严格空气污染标准生效，各种主要污染物的排放量都急剧下降

工业和能源转换部门（电力和热力除外）是当今中国空气污染物的最大排放源。两者合计占全国二氧化硫排放量的 55%、氮氧化物排放量的三分之一，并且是仅次于建筑部门的第二大 $PM_{2.5}$ 排放源。减排设备虽然得到广泛使用，但设备采用的往往是低效技术。例如，目前三分之二以上的煤炭相关 $PM_{2.5}$ 排放是由基本、廉价的静电除尘器（ESP）进行减排处理的。在使用煤炭的行业中，约有一半使用炉内注入石灰石技术来减少二氧化硫排放，而这种技术只能消除约一半的排放。承诺目标情景下，更高效的技术将大量部署：效率更高的技术（如先进的静电除尘器和布袋除尘器）得到引进，能够更有效地控制 $PM_{2.5}$ ，同时湿法烟气脱硫装置（采用湿法洗涤或硫酸工艺等）逐渐普及，可以去除约 85% 的细颗粒物。为了减少氮氧化

物的排放，低氮氧化物燃烧器将得到广泛采用。在这些努力的推动下，二氧化硫排放量到2030年将下降约20%，到2060年下降超过75%，而PM_{2.5}和氮氧化物排放量到2030年将减少30-35%，到2060年减少85-88%。

近年来，解决空气质量恶化问题的政策重点一直是燃煤电厂，因为它们是主要的污染源，而且通常位于中国沿海省份人口稠密的城市附近。一套更严格的发电厂排放标准于2012年出台，与欧盟和美国的标准相当：PM_{2.5}的标准为30毫克/立方米，二氧化硫为100毫克/立方米（新工厂）和200毫克/立方米（现有工厂；在一些省份可能更高），氮氧化物为100-200毫克/立方米。在承诺目标情景中，电力部门的二氧化硫排放量到2030年和2060年将分别下降约25%、近75%，氮氧化物分别下降近30%、80%以上，PM_{2.5}分别下降近50%、90%以上。

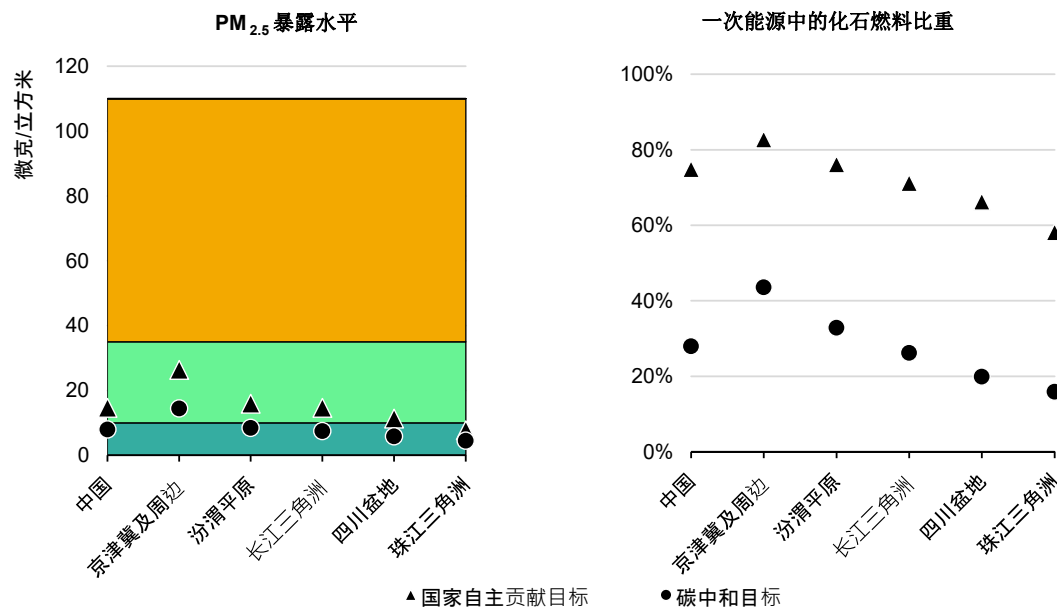
在交通运输部门，政策决策者一直在努力以足够快的步伐出台反污染措施，以便跟上中国车辆数目的增速。现在中国对各类车辆的排放限制都是世界上最严格的。承诺目标情景下，通过空气污染标准的执行和车辆的电气化，交通运输部门各种污染物的排放量都会大幅减少。氮氧化物排放量到2030年将下降35%以上，2060年下降95%以上，而PM_{2.5}排放量将下降近45%和75%。在努力加强燃料质量标准、逐步淘汰传统内燃机车辆的作用下，二氧化硫排放量到2030年将减少20%，到2060年减少95%以上。

中国大约有三分之一的人口还依赖固体燃料烹饪和取暖，这些人主要生活在农村地区。这是家庭空气污染的重要来源，也仍然是过早死亡的诱因。⁶ 承诺目标情景下，传统生物质和煤炭将不再用于烹饪和取暖，这将使建筑部门的PM_{2.5}和二氧化硫直接排放在2060年前减少约95%，同期氮氧化物直接排放减少约80%。在承诺目标情景中，与家庭空气污染有关的过早死亡人数到2030年将低于16万人，减少近80%。

在不同地区，经济结构和化石能源使用模式不尽相同，所以减少PM_{2.5}污染的工作量有很大差异。如果中国实现碳中和目标，那么除京津冀及周边地区以外的所有地区都将在2060年达到世卫组织关于PM_{2.5}的指导值（Cheng et al., 2021）。目前，京津冀及周边地区严重空气污染的主要成因包括重工业和住宅部门的大量排放，以及不利的地形和气象条件。

⁶ 中国有家庭室内空气质量标准，标准规定颗粒物的浓度限值为150微克/立方米，但大多数家庭都超过了这个限值。

图 2.10 2060 年碳中和条件下，中国部分地区人口加权平均 PM_{2.5} 浓度和化石燃料在一次能源需求中的比重图示



国际能源署，2021。

注：图中显示的五個地区是污染最严重、人口最稠密的地区。

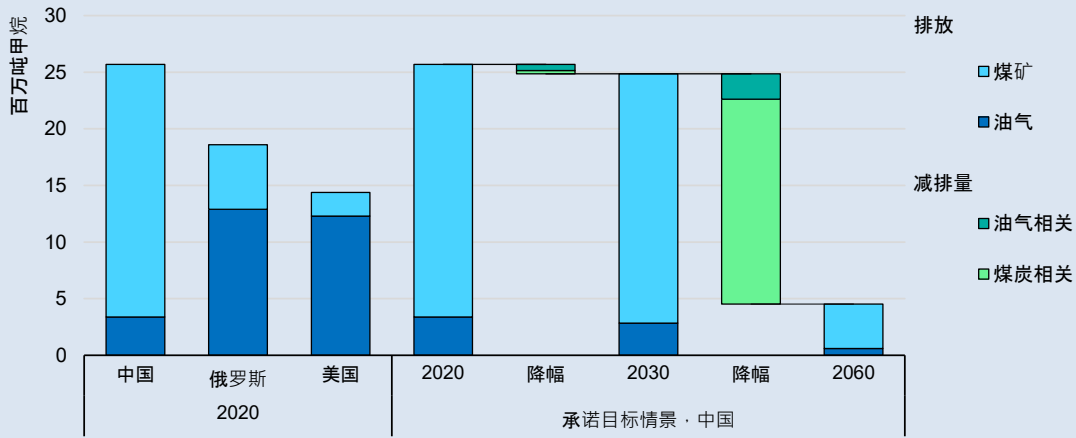
来源：转自 Cheng et al., 2021。

在碳中和以及严格清洁空气政策的共同作用下，除了污染最严重、人口最稠密的一个地区外，其他地区都将达到世卫组织 PM_{2.5} 的指导值

专栏 2.3 降低中国的化石燃料甲烷排放量

甲烷排放是全球变暖的第二大原因。虽然甲烷比二氧化碳受到的关注较少，但甲烷减排对于避免气候变化的最坏影响至关重要。与二氧化碳相比，甲烷在大气中的寿命较短，但吸收的能量多得多。从化石燃料作业过程中排放的甲烷量来看，中国是世界上最大的排放国。这类甲烷排放量在 2020 年达到近 2600 万吨（7.7 亿吨二氧化碳当量），占全球化石甲烷排放量的 20% 以上，大致相当于中国道路运输部门的二氧化碳排放总量。

2020 年全球前三大排放国的化石甲烷排放量，以及承诺目标情景下中国的减排量



国际能源署，2021。

承诺目标情景下，中国将做出协同努力，在化石燃料供应中全面部署各种可用减排措施，化石燃料消费也将发生变化，因此到 2060 年甲烷排放量将下降 80% 以上。这一降幅将主要来自煤矿甲烷排放的减少，而要想减少煤矿甲烷排放，则需要克服重大的经济和体制阻力。避免煤矿甲烷排放的技术解决方案较少，特别是在煤矿开始运营后，但在承诺目标情景中，所有解决方案都将得到部署。废弃煤矿也会有甲烷排放；在国内煤炭产量开始下降的背景下，尤其需要处理好此类排放。在石油和天然气部门，有多种可用且成本效益高的减排技术（例如能够减少放空排放或火炬燃烧需要的蒸汽回收装置，以及频繁的泄漏检测和维修计划），并且产量走低，这两个因素将导致甲烷排放量到 2060 年下降近 75%。

中国的政策决策者已经认识到解决甲烷问题对实现气候中和的重要性。“十四五”规划（2021–2025）将甲烷列为重点减排对象，预计中国将在 2022 年初制定出国家甲烷行动计划。一些相关法规条例已经出台。2020 年，一份关于煤炭资源开发环境影响评价管理的通知要求提高煤矿甲烷的利用率，规定在甲烷浓度高于 8% 时应综合利用，浓度低于该水平时鼓励利用。2021 年的一份政策文件呼吁在石油、天然气和煤炭开发活动中试行甲烷监测。政府官员还表示打算提升甲烷排放的标准，促进对甲烷减排措施的投资，并支持从事甲烷减排策略的机构。中国作为石油和天然气的消费大国，也可以采用性能标准或类似的政策手段来减少管道和储存设施的甲烷排放。

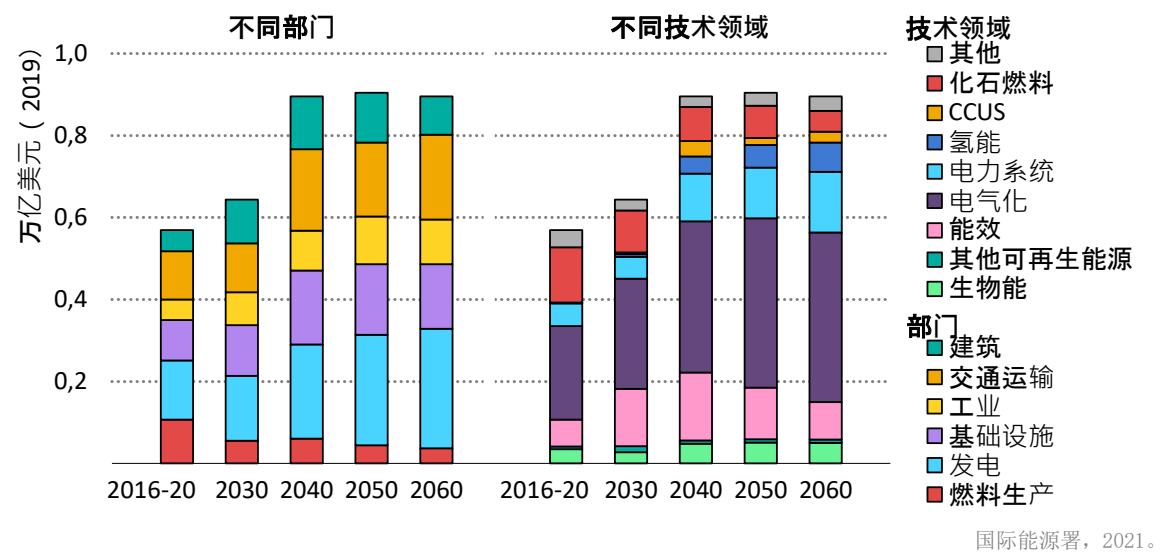
部分国有企业已经开始着手解决甲烷排放问题。今年，七家中国企业组建了中国油气企业甲烷控排联盟，目标是在 2025 年前将天然气生产的平均甲烷强度（甲烷排放量与天然气产量之比）降至 0.25% 以下。目前，联盟在中国石油天然气集团有限公司的领导下，计划于 2025 年前在 2019 年的基础上将甲烷强度降低 50%，并落实甲烷管理的国际最佳实践。

* 根据 IPCC，2021，甲烷的 100 年全球变暖潜能值为 30。

能源投资

要实现承诺目标情景所设想的清洁能源转型，则需要大幅增加能源相关投资，包括能源供给侧和需求侧设备及基础设施，此类投资完全在中国财力可及的范围之内。能源投资总额将在 2030 年达到约 6400 亿美元（4 万亿元），比过去五年的平均水平高出 10%以上，2060 年达到近 9000 亿美元（6 万亿人民币），比近期水平增加近 60%。中国能源投资在 GDP 中的比重在 2016-2020 年间平均为 2.5%，但是到 2030 年将下降至 1.6%，2060 年仅为 1.1%。

图 2.11 承诺目标情景下，中国不同部门和技术领域的年度能源投资情况



国际能源署，2021。

注：2016-2020 年的数据为年度平均值。左图：基础设施包括电网、公共电动车充电设施、二氧化碳管道和封存设施、直接空气捕捉和封存设施、加氢站、进出口站和液化站、储存设施以及氢能管道系统、化石燃料管道和接收站。右图：终端用能效率投资是指相对于传统设计而言提高设备能源性能的增量成本。电力系统包括发电、储电和配电，以及公共电动车充电设施。电气化投资包括在车辆电池、热泵和基于电力的材料生产路线的工业设备等方面的支出。

到 2030 年，能源投资将增加 10%以上，到 2060 年增加近 60%，主要由发电、网络和终端用能设备驱动，不过能源投资在 GDP 中的比重将逐步下降

承诺目标情景下，预计 2021-2060 年间能源供给增速放缓，但总体供给侧投资将会增加。不过，这一时期内供给侧投资在能源总投资中的比重与 2016-2020 年间的平均水平相比将有所下降。供给侧投资增长的大部分将投向发电领域。尽管可再生能源的单位成本下降，但对可再生能源以及核能、氢能和其他低排放燃料的投资将会增加，抵消化石能源生产和化石供热及发电方面投资的快速下滑。在能源体系投资总额中，投向化石燃料供给的百分比将从 2016-2020 年间的年均 15%以上降至 2060 年的 1%以下。

预测期内，终端用能部门的投资总额将大幅提高。交通运输部门的增幅最大，从 2016-2020 年间的年均近 1200 亿美元（近 8200 亿元）增加到 2060 年的约 2100 亿

美元（1.4 万亿美元）。这背后的原因包括出行需求的增加，即对汽车、卡车、飞机和船舶以及相关交通运输基础设施的需求增加，还有电动车相对于传统车辆和其他交通运输方式而言资本投入成本较高（尽管预计电池成本会下降）。从长远来看，减少出行（例如通过远程办公）和增加公交使用的政策将会导致对道路车辆的投资走低。从现在到 2060 年，交通运输基础设施的投资额将迅猛增长，达到 2016–2020 年平均水平的 30 倍以上。

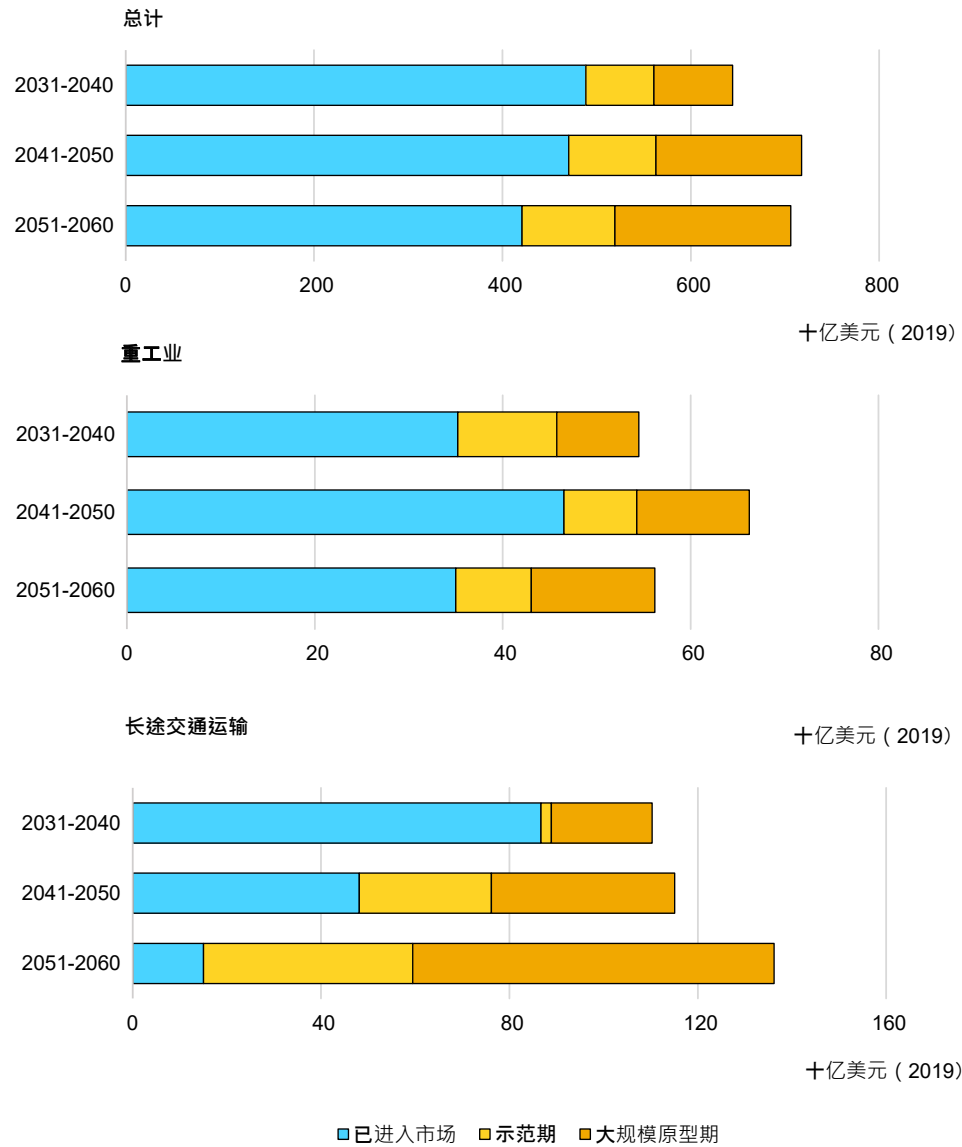
对建筑物的投资将从 2016–2020 年的每年约 500 亿美元（约 3500 亿元）增加到 2040 年的近 1300 亿美元（约 8900 亿元），主要由建筑围护结构改造和更高效电器和供热设备的支出推动；2060 年将回落至约 950 亿美元（近 6500 亿元）。建筑围护结构的改良将延长建筑物的使用寿命，从而减少日后的建筑投资需求，进而降低对建筑材料的总体需求。工业投资将从 2016–2020 年的每年 500 亿美元（约 3450 亿元）增加到 2060 年的近 1100 亿美元（约 7500 亿元），主要原因是钢铁、水泥和化工生产将改用更昂贵的低碳技术。

在承诺目标情景下，从投资的技术领域来看，电气化居于主导地位。发电转型、电网扩张和现代化、终端用途电器和设备（包括电动车电池、热泵和工业发动机），都需要更多资本。投资额将从 2016–2020 年的年均约 2800 亿美元（近 2 万亿元）增加到 2060 年的约 5600 亿美元（3.9 万亿元），几乎翻一番。随着制氢设施不断扩大，对氢能的投资（包括生产设施、加氢站和终端用途设备）将在 2030 年小幅增加到约 70 亿美元（460 亿元）；此后随着交通运输领域的氢能燃料用量上升，投资将加速增长，在 2060 年达到 700 亿美元以上（约 4950 亿元）。2060 年，对 CCUS 的投资将超过 250 亿美元（1800 亿元），对能效的投资将达到 900 多亿美元（约 6300 亿元），主要用于工业和建筑部门的深度建筑改造和高能效电器。

实现碳中和所需的大量新增投资无疑将需要在更大程度上依赖私人资金。私人资金的投入将取决于公共政策为鼓励私人投资于清洁能源技术而提供的激励措施，如能源税改革和适当的监管框架。政府的直接投资将需要重点支持开发新的基础设施和加速目前处于示范或原型阶段的技术创新（见第 6 章），以及软贷款，以确保不断有可预见的项目具备融资能力且能够吸引私人投资。部分新增资本投资将由较低的运营支出补偿，而运营成本在上游燃料供应项目和化石燃料发电项目的总成本中占很大比重。

中国要在 2060 年前实现碳中和，就需要投入大量资金用于开发和大规模部署目前尚未商业化的技术，如水泥的碳捕捉、氢能炼钢、氨燃料船，以及直接空气捕捉（见第 3 章和第 6 章）。承诺目标情景下，此类技术在 2030 年代占投资总额的近 25%，在 2050 年代上升到约 40%。在对此类技术的投资额中，2050 年代将有 75% 投向目前正在开发的重工业和长途交通运输相关技术，这部分投资增幅尤其显著。

图 2.12 承诺目标情景下，中国年均能源投资流向不同技术成熟度的新兴技术的情况



国际能源署，2021。

注：“已进入市场”包括成熟和早期应用期的技术。图中技术的三大类成熟度指的是各类技术目前的成熟度。

从现在到 2060 年增长最快的投资领域，是对目前处于示范或原型阶段的技术的投资，特别是在难以减排的工业和交通运输部门

参考文献

- Cheng, J. et al. (2021), Pathways of China's PM_{2.5} air quality 2015–2060 in the context of carbon neutrality, *National Science Review*, <https://doi.org/10.1093/nsr/nwab078>.
- Energy Foundation China (2020), China's New Growth Pathway: From the 14th Five-Year Plan to Carbon Neutrality, www.efchina.org/Attachments/Report/report-lceg-20201210.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2021), Climate Change 2021: The Physical Science Basis – Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Masson-Delmotte, V. et al. (eds.)], in press, Cambridge University Press, www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_Full_Report.pdf.
- Khanna, N., N. Zhou and L. Price, (2021), Pathways Toward Carbon Neutrality: A Review of Recent Studies on Mid-Century Emissions Transition Scenarios for China. Berkeley, CA: California-China Climate Institute. <https://ccci.berkeley.edu/sites/default/files/GTZChina-July52021-FINAL.pdf>.
- Yue, H. et al. (2020), Stronger policy required to substantially reduce deaths from PM_{2.5} pollution in China. *Nature Communications* 11, 1462, 2020; <https://doi.org/10.1038/s41467-020-15319-4>.

第3章：部门路径

要点

- 在承诺目标情景（APS）中，中国的电力部门将于 2055 年前实现二氧化碳净零排放。到 2060 年，发电量将增长 130%，在终端能源需求总量中的比重增加超过一倍，达到 50% 以上。可再生能源发电（主要是风能和太阳能光伏发电），在 2020–2060 年间将增加 6 倍，届时占发电总量的比重约为 80%，而煤炭的比重将从 60% 以上缩水到只有 6%。为了保障系统安全，未来仍然会有一些无减排措施的煤电产能，但此类煤电在 2060 年将占发电总量的不到 0.1%。
- 电解制氢的产量将从现在的数千吨增加到 2060 年的 7000 万吨以上，为此将需要 750 吉瓦的电解装置，即全球产能的近 40%。氢气主要直接用于重工业（约 40%）和燃料电池车（约 25%），也作为原料用于制造航运用氨和航空用合成煤油。中国仍是世界上的沼气和生物甲烷生产大国，2060 年将贡献全球产量的 35% 左右。
- 承诺目标情景下，工业二氧化碳排放量从现在到 2060 年将下降近 95%，剩余的排放量将由电力和燃料转化部门的负排放所抵消。能效提高和电气化是短期内减排的主要推动力，而新兴的创新近零排放技术，特别是水泥、钢铁和化工领域的氢能以及碳捕捉、利用和封存（CCUS），将在长期发挥主导作用。
- 公路交通运输方面，约 60% 的累计减排量将来自电气化，4% 来自低碳氢。持续投资于中国的城市地铁、轻轨和电动巴士，以及城际高铁等能够取代航空出行的交通方式，将降低乘客出行的能源强度。车辆、船舶和飞机燃料效率的提高以及向低碳燃料的转变，将推动公路货运、航运和航空领域的减排，为此需要对加注站和充电桩进行大规模投资。
- 在电气化、区域清洁采暖和能效提高的推动下，建筑部门从目前到 2060 年的直接二氧化碳排放量将减少 95% 以上。现场发电（以屋顶太阳能光伏板为主）将迅速增长。到 2060 年，中国总建筑面积近 100% 可以实现零碳就绪。

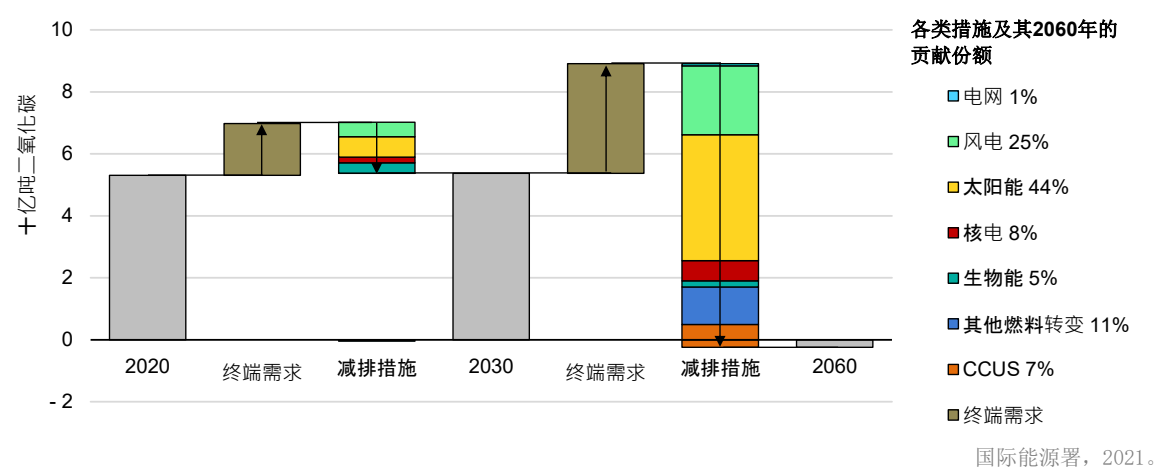
发电和供热

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中国实现碳中和战略不可或缺的重要支柱（见第4章）。这一方面要求大规模扩大可再生能源发电能力，另一方面需要有灵活的低碳资源以保障电力系统安全。

电力供给脱碳

2020 年，中国发电部门排放的二氧化碳约为 54 亿吨，占全国能源体系总排放量的 47% 左右。这一年虽然发生了新冠疫情，但电力部门的排放量仍增加了约 2%；2021 年，初步数据表明排放量将继续增加。承诺目标情景下，电力部门排放量将在 2025 年前后达到峰值 56 亿吨，然后在 2055 年之前下降到零，2060 年将达到数额较小的负值，帮助抵消减排困难的剩余部分，特别是在重工业和长途交通运输领域。电力碳强度（每千瓦时发电的二氧化碳排放量）将在 2020 年代以年均 3% 的速度下降，而过去十年间的下降速度为 1%。在这种情景下，依靠目前普遍比较先进的减排技术，发电部门在 2030-2050 年期间的二氧化碳排放量将年均减少 2.6 亿吨，并将率先实现净零排放。电力部门也是中国经济脱碳的主力，占 2020-2060 年累计减排量的 55% 以上。

图 3.1 承诺目标情景下，中国发电部门不同驱动因素贡献的二氧化碳减排量

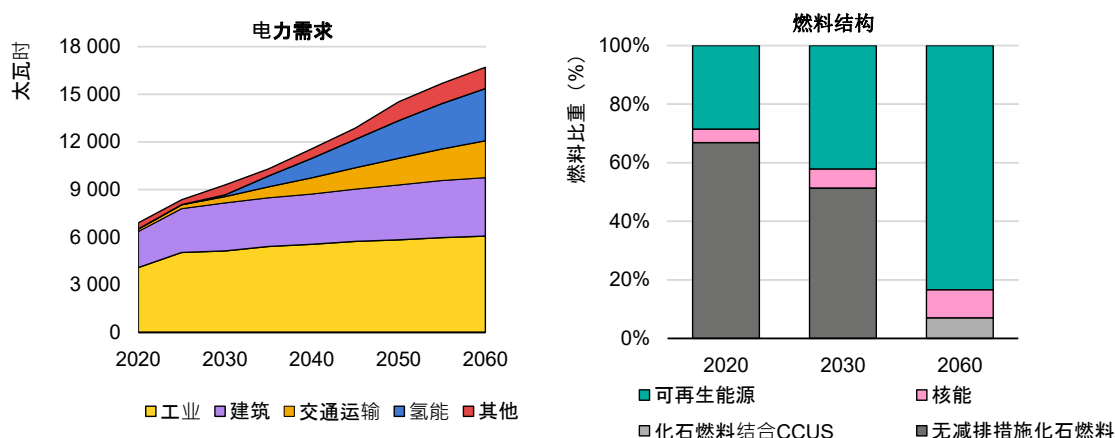


注：CCUS = 碳捕捉、利用和封存。

在电力部门，尽管发电量将增加 130%，但由于转用可再生能源和淘汰无减排措施的煤电，该部门在 2055 年之前将会实现净零排放

承诺目标情景下，2020-2060 年期间在发电部门快速脱碳的同时，发电量将增加 130%；这一发展的驱动力包括经济增长，终端用电电气化程度提高，以及 2030 年后制氢用电量增加。2060 年，电力在中国终端能源消费总量中的比重将超过 50%，而现在只有 25%。到 2060 年，新增的发电量大约将有四分之一用于工业中，五分之一用于交通运输（主要由电动车推动），近 15% 用于建筑物。推动发电量增长的最大单一因素是电解制氢，2060 年它将占电力需求的近 20%，即 3300 太瓦时，用电量相当于印度目前发电量的两倍。

图 3.2 承诺目标情景下，中国不同部门的电力需求和不同燃料的发电量



国际能源署，2021。

注：CCUS = 碳捕捉、利用和封存。

在工业、电动车以及（后来的）制氢的推动下，电力需求增长迅猛，同时可再生能源将在发电领域取代化石燃料

可再生能源（主要是太阳能光伏和风能）迅速增长，将满足大部分新增需求，并将取代很大一部分现有的化石发电。到 2060 年，可再生能源的电力输出将增加近 6 倍，在发电总量中的比重将从 2020 年的约 25% 上升到 2030 年的 40% 和 2060 年的 80%。2060 年的发电结构中，仅太阳能光伏发电的比重就将接近 45%，而 2020 年这一比重仅为 4%。

大多数情况下，可再生能源发电能力的大幅增长将得益于它在技术领域的成本优势，以及电力市场、碳价格信号等相关政策支持。在许多地区，太阳能光伏和陆上风电的竞争力现在已与新建燃煤电厂相当。中国最近启动的可再生能源拍卖，预计将进一步推低价格并改善相关设施的选址、设计和运营。¹ 这将使得太阳能和陆上风电的发电成本在 2025-2030 年期间低于许多现有煤电厂，推动 2030 年代加速淘汰效率最低的煤电厂。海上风电的成本将进一步下降；2030 年代，海上风电技术将与无减排措施的化石燃料发电厂竞争大宗发电业务。2030-2060 年间，太阳能光伏和风电装机的年均增量将分别为 220 吉瓦和 57 吉瓦。这些新增装机将大多建在土地充足、资源丰富的华北和西北地区。然而，中国各地区在区域利益的驱动下，都希望本地区能够发电、创造就业机会并提高地区 GDP，也希望省政府的土地可以利用起来，所以各地区的发电能力都会提升。土地较少的华东和南方等地区将会更多地发展海上发电能力。

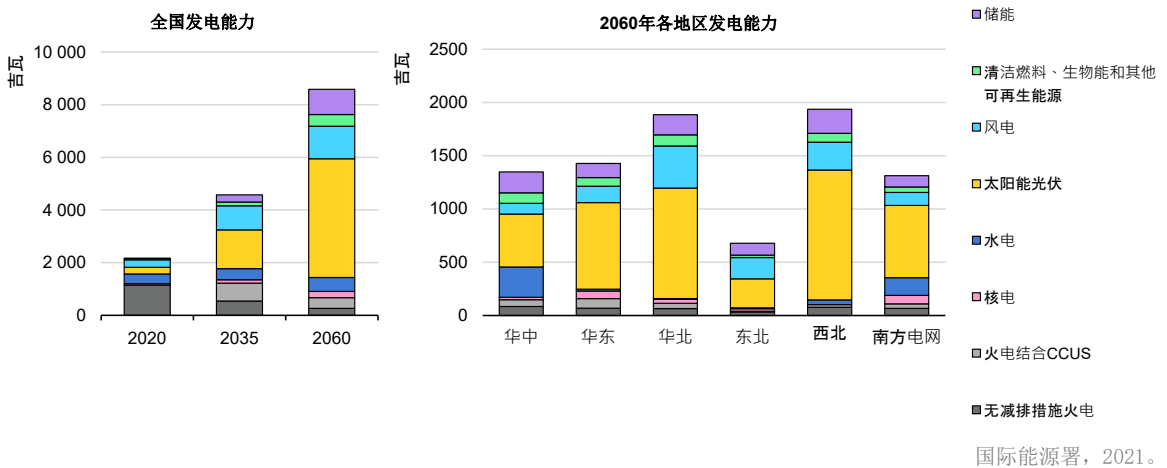
另外，承诺目标情景中，核电和水电这两种主要低碳发电技术的电力输出也将大幅增长。核能在发电结构中的比重将从 2020 年的 5% 跃升至 2060 年的 10%，相当于平均每年增加四个 1 吉瓦的反应堆。核电建设重点是沿海地区。2030 年后，中国核反应堆的总规模将成为世界第一。2020-2060 年间，水力发电量将增长 45%。水电产能主要集中在

¹ 发电成本假设的细节可以在本报告最终版本的技术附录中找到。

在华中以及南方的云南省。支持 CCUS 的政策将推动相关试点项目，从而促使成本大幅下降，使其在 2030 年代具有较好的竞争力。在中国的排放交易系统（ETS）中，不断上涨的碳价格将有助于提升低碳技术的竞争力，但直到 2040 年以后碳价才会在淘汰化石燃料方面产生巨大影响，届时电力系统将加速淘汰剩余的无减排措施发电厂。

随着低碳技术迅速扩张，煤炭在发电燃料结构中的比重急剧下降，从目前的 60% 以上降至 2030 年的 45% 和 2060 年的 5%，届时几乎所有的煤电都是来自于配备了碳捕捉设施的发电厂。在我们预测期的前半部分，许多煤电厂将仍然在线，但运行的容量系数要比现在低得多（2040 年平均为 16%，而现在约为 55%），这些电厂将提供灵活服务，而不是作为基荷电厂运行。到 2045 年，无减排措施的燃煤发电量将下降至接近零，剩余的无减排措施的电厂将作为备用机组，仅在没有波动性可再生能源可用时使用。到 2060 年，中国现有的煤电产能将减少约 65%，从现在的近 1030 吉瓦下降到不足 360 吉瓦（其中 190 吉瓦已完成 CCUS 改造，170 吉瓦作为备用产能）。绝大多数退役的电厂在退役时将至少已经运行了 35 年，超过了其设计寿命。

图 3.3 承诺目标情景下，中国全国和各地区的各类发电能力



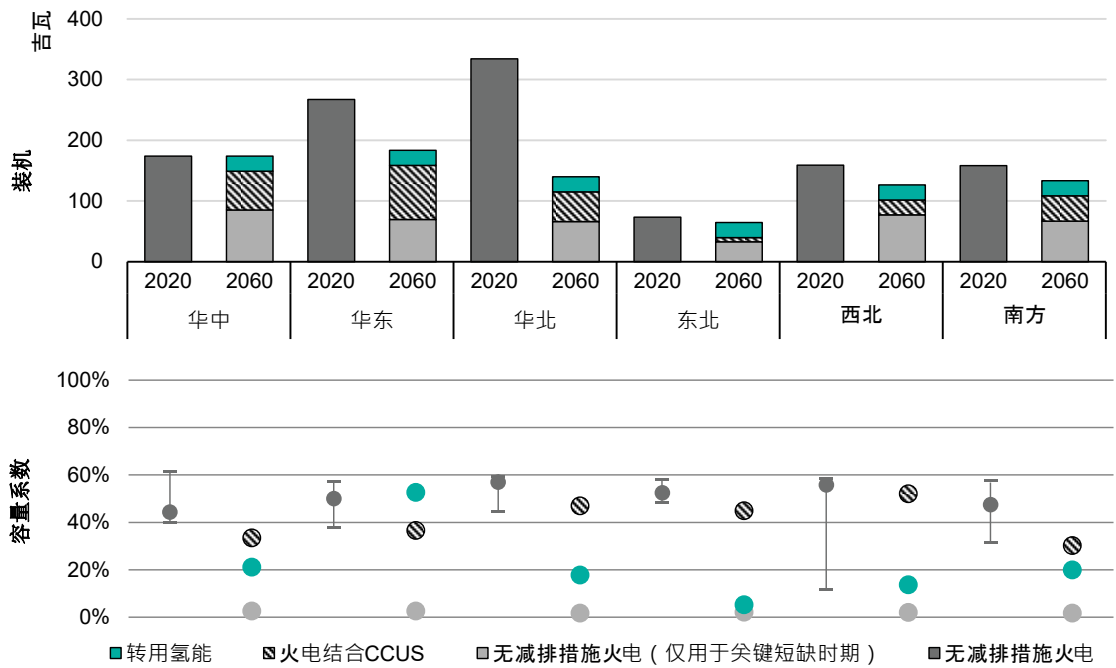
注：CCUS = 碳捕捉、利用和封存。

随着化石燃料电厂被淘汰或完成 CCUS 改造（考虑到热力需求和电力可靠性），可再生能源装机容量将在所有地区迅速提升

要做好煤电厂和其他化石燃料发电厂的淘汰工作，就必须考虑到多项因素，包括运营成本、电厂是否为工业或建筑供热、转向燃料清洁燃烧或共燃的潜力、电厂在确保电力系统安全方面的作用，以及电厂与潜在的二氧化碳封存地点或二氧化碳使用方的距离（这关系到碳捕捉设备改造的经济性）。另一项重要的考虑因素是对当地社区的影响（见第 6 章）。

基于成本方面的考量，以及满足中国各主要地区的供热需求和电力负荷平衡的技术可行性，我们评估了电厂关闭和改造的最优安排。2060 年，火电厂将主要集中在工业和建筑用热需求最大的地区，即华北、华东和华中地区。这些地区在 2060 年占剩余火电产能的 60%。2060 年，许多热电联产厂（CHP）将仍然在线，服务于区域供热和工业，但这些厂都有减排措施：或是燃烧更清洁的燃料，或是进行碳捕捉改造。虽然目前化石燃料热电联产的输出主要用于区域供热，但随着高效建筑和清洁供热选择（包括区域级热泵）的出现，2060 年大部分配备减排装置的化石燃料热电联产产能将为工业服务。CCUS 将优先配备给以下几类工厂：位于需要高温热能的工业设施附近的，过程排放水平较高的，或者有邻近产业可以经济利用二氧化碳和联产热力的。到 2060 年，电力部门每年捕获和封存的二氧化碳将为 13 亿吨（占有部门二氧化碳封存总量的 30%），其中近 65%来自燃煤热电联产厂。这些二氧化碳中的大部分封存于地下，主要在沿海和西北地区。

图 3.4 承诺目标情景下，中国各地区的化石燃料装机和发电量



国际能源署，2021。

注：CCUS = 碳捕捉、利用和封存。

来源：2020 年容量系数基于 (CEC, 2020)、(CEC, 2021) 以及 (IN-EN, 2021a)。

化石燃料厂将被取代或完成 CCUS 改造，或转用清洁燃料。为保障系统安全，仍然会有一些无减排措施的煤电厂，但这类电厂 2060 年的发电量仅占发电总量的不足 0.5%

中国已经启动的电力市场改革在引导可再生能源增长、淘汰化石燃料电厂方面发挥了关键作用，也为承诺目标情景中电力系统的更高效运行奠定了基础。如果在所有地区实施最小边际成本调度，则可以减少弃电，优化煤电厂运行，并增加现

有资产的灵活性；与现有调度安排相比，最小边际成本调度到 2035 年将能够减少电力部门 31%的二氧化碳排放和 14%的运行成本。如果同时发展跨省电力市场，则电力部门的二氧化碳排放和运行成本到 2035 年将比现有调度安排分别降低 45%和 26%，在促进储备发电能力共享的同时，减少对新增灵活容量的需求。若不改变市场安排，那么所有发电厂的收入都将缩水，而且价格信号将与中国 2060 年的目标背道而驰。可见，市场改革对于低成本实现 2060 年愿景至关重要。

电力系统的灵活性

要想大幅增加波动性可再生能源在发电结构中的比重，将需要采取新的方法确保电力系统的灵活性，包括设法让现有发电资产更加灵活，使输配电系统更加稳健，增强储电能力，并充分利用潜在的需求灵活性。在以化石燃料发电为主的传统电力系统中，电力输出可以根据负载的小时、昼夜、星期和季节性波动来调整。而太阳能和风能在任何给定时间是否可用，则取决于天气条件，因此这两类能源的性质是不灵活的。在零排放的电力系统中，灵活性资源需要更加多样化，因为当今的化石燃料电厂实际上提供了一系列的灵活服务。如果要以成本效益较高的方式取代化石燃料电厂，则需要多种不同的灵活性资源，其中每种资源都具备各自的特征，能够满足一系列服务要求。

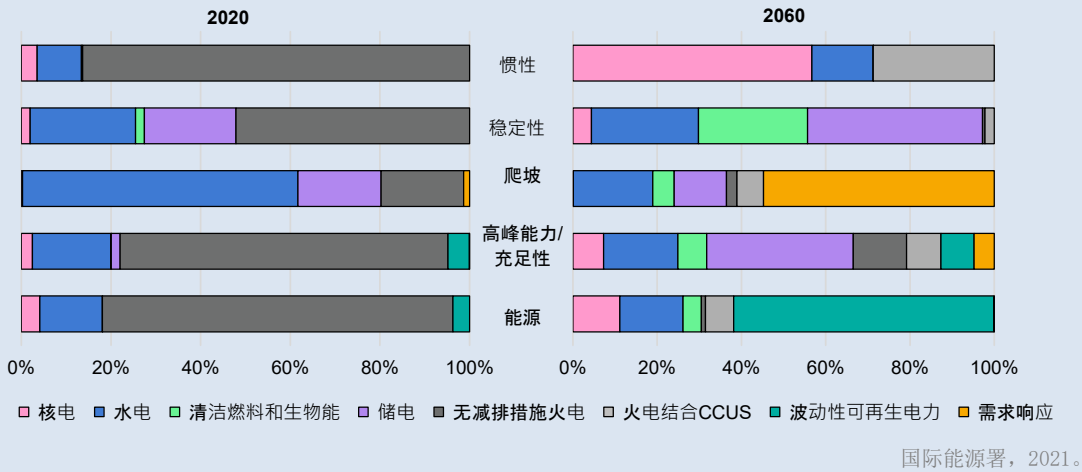
专栏 3.1 电力系统的灵活性要求

无论发电燃料结构如何，所有的电力系统都需要不同形式的灵活性，才能确保不间断供电。目前，化石燃料发电厂在不要求另行补偿的情况下，提供了多项灵活性服务。其中主要几项服务如下：

- 高峰能力（充足性），即确保有足够的容量来满足一年中最高的预期需求。随着需求增加、需求来源改变（导致负荷曲线变化），以及波动性可再生能源的比重增加，充足性问题日益凸显，影响到每天、每月和每年的可用容量。例如，冬季的供热需求最高，夏季的制冷需求最高；风能容量往往在冬季更高，太阳能和水电的容量分别在夏季和春季比较充沛。在承诺目标情景中，高峰能力由一系列资源提供，各资源在可用和调度方面的性质都不尽相同，但电池、抽水蓄能和需求响应具有灵活性，所以比较适合提供高峰能力；到 2060 年，这三类资源将占有高峰能力储备的 40%。
- 爬坡灵活性，即在短时间内（数小时到数分钟内）快速改变电力输出以保持供需平衡的能力。到 2060 年，随着波动性可再生能源的增加，对爬坡灵活性的需求也会激增。2060 年，可用于提供爬坡灵活性的容量将是 2020 年的 15 倍。需求响应占这部分容量的 50%以上，通常适用于小规模瞬间的爬坡需求，而可调度电厂和储能技术，特别是水力，则会满足大多数持续时间较长的爬坡需求。

- 稳定性，即当系统频率因突然失去输出或需求激增而出现较大偏差时，迅速减少需求或增加供给的能力。在这方面，储能技术的优势明显，特别是电池，因为它有能力在短时间内快速响应、改变输出。到 2060 年，储能技术将满足稳定性需求的 40%，可调度的可再生能源和氢能将满足另外的 50%。一般而言，配备减排装置的化石发电厂对稳定性的贡献较小，因为 CCUS 通常会阻碍机组做出快速响应。
- 惯性，即系统克服供给或需求的瞬间扰动而不引起电网连带故障的能力。当今电网中的惯性主要由旋转惯性（储存在大型旋转发动机中的能量）提供。到 2060 年，核电、生物能、水电和使用高动量涡轮机的化石燃料工厂（配备或不配备 CCUS）将提供大部分的稳定性服务。目前也在探索电网构造逆变器技术等其他非旋转惯性源，以弥补系统中旋转惯性的缺失。

承诺目标情景下，中国的各类灵活容量

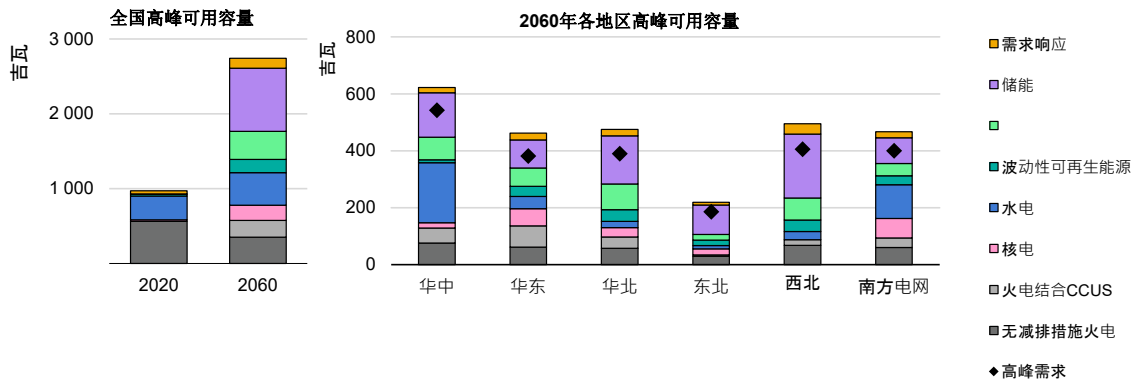


注：CCUS = 碳捕捉、利用和封存。

要想确保以最经济有效的方式（包括利用现有资产）提供灵活性，设计完善的批发和零售市场至关重要。需要为某些终端用途建立价格安排，如制氢厂商直接准入批发市场，以及对居民电动车充电实行分时收费。市场收入是否足以吸引新的投资，还是仅够支持对现有运营方式进行优化？这是全世界（包括中国）都在探讨的一个话题。为了刺激对灵活性进行充分、及时的投资，可能需要建立明确的采购机制或举行拍卖。

承诺目标情景下，2021-2060 年期间中国电力系统的灵活性来源将发生根本性变化。目前几乎所有用于满足高峰负荷的灵活性都来自化石燃料和水力发电站，包括抽水蓄能。到 2060 年，储能技术将提供 35% 的灵活容量，水电等可调度的可再生能源提供 24%，需求响应（通过价格信号鼓励或要求电力消费方在高峰期实时减少其消费的措施，电力消费方包括制氢厂商）提供 5%。

图 3.5 承诺目标情景下，中国用于确保系统充足性的灵活容量



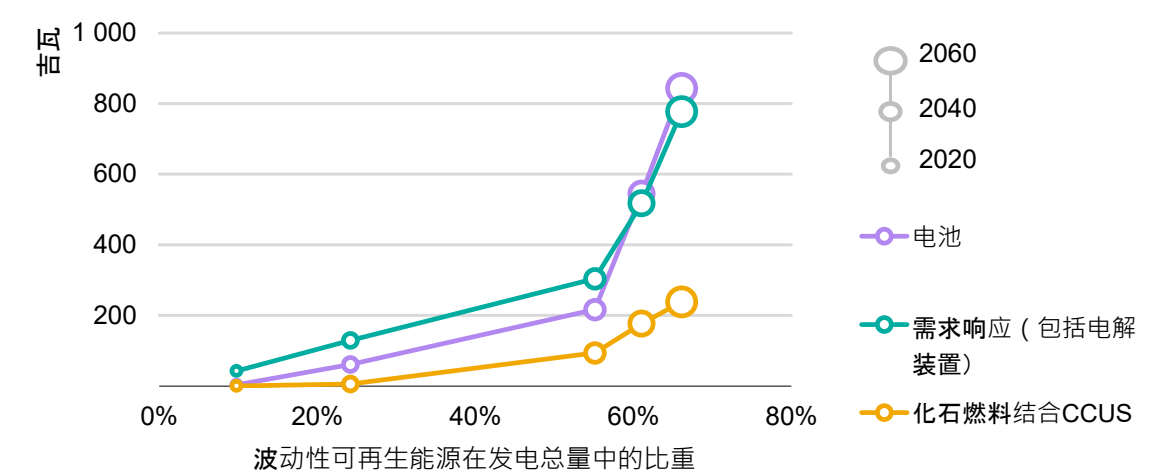
国际能源署，2021。

注：可用来满足高峰负荷的容量是指在 100 个需求最高的小时和 100 个净需求最高的小时内都可用。“清洁燃料、生物能和其他可再生能源”包括氢能发电厂、生物能、合成燃料、太阳能光热和地热。

从现在到 2060 年，灵活容量总量将大幅增长，并以低碳灵活性资源为主。灵活容量将在各地区都有所分布，以确保充足性。随着化石燃料发电容量的退役，在需求响应和电池的带动下，将出现大量新型低碳灵活性资源

满足高峰负荷的灵活性资源将随时间演变。承诺目标情景下，2030 年之前的灵活性要求将主要由现有电厂来满足。在这段时期内，对小时级爬坡的需求将增加，而季节充足性和系统稳定性只是电力系统的局部问题。中国正在进行的电力市场改革，即时内分时市场和辅助服务市场，力求挖掘现有火电厂的额外跨小时爬坡能力。这将最大限度地减少建设专用灵活性资源的需求，并为低成本使用电池储能、需求响应等新型灵活性资源奠定基础。其他改革将允许分布式能源资源（包括电池、电动车和需求响应）参与电力市场：或是通过聚合商直接参与批发市场，或是通过动态的分时零售价格参与市场。

图 3.6 承诺目标情景下，在中国发电部门用于确保系统充足性的灵活容量中，波动性可再生能源的类型和比重



国际能源署，2021。

注：CCUS = 碳捕捉、利用和封存。

2030 年后，低碳灵活容量迅速增长，取代无减排措施的化石燃料并与之互补，促进波动性太阳能和风能发电加速发展

2030 年后，随着可再生能源比重加速提高，可调度化石电厂数量减少，中国对非化石灵活性资源的需求将迅速增加。电池和需求响应将主要用于提供短期灵活性，而配备 CCUS 的化石电厂和氢能则更多用于季节性平衡。到 2060 年，电池和蓄水储能可以为高峰充足性贡献 960 吉瓦的容量。随着对季节性稳定的需求增加，化石燃料结合 CCUS 的发电量将适度增长，到 2060 年达到近 275 吉瓦。

目前中国的需求响应有限，但随着电动车、空调和氢能电解等可能更灵活的电力新用途不断增加，需求响应将会迅速扩大。需求响应（DR）将成为灵活爬坡容量的最大单一来源，响应负载能够在短时间内提供近 300 吉瓦的灵活性。在高峰时段，上述需求响应中约有 130 吉瓦可用于紧急调峰。我们的假设是响应式需求响应每年限制在 100 个小时（目前客户的可接受小时数），但随着数据分析和智能控制的改进，原则上需求响应可以每天部署。例如，智能电动车可以根据消费者的车辆使用规律和实时价格信号来管理充电的时间。这样就可以确保电动车主在有需要时充电，并且充电时间与可再生能源的可用时段和低需求时段吻合。净零就绪的建筑规范也能够创造机会，提升需求响应，推动中国的需求响应市场尽早启动（见第 7 章）。

对电网的影响

为实现净零排放，中国需要对发电能力进行扩大并脱碳，包括继续快速扩大电网。承诺目标情景下，2021-2060 年电力流的最大增量将产生于从西北和南方到中国其他地区的输电通道，因此华中地区的电网作为电力交换枢纽的地位将会更加重要。太阳能方面，由于电力流在日间产生，以华北和西北为主的区域电网将通常在白天向外输送电力流，而有时在夜间接收电力流，特别是在寒冷时节。加强各区域电网的互联以及区域间调度和储备共享，有助于提高电力系统的可靠性并降低成本。

承诺目标情景下，配电系统投资占电网投资总额的比重将从 60% 上升到 70%（见第 2 章），这是因为需要对通常比较老旧的现有系统进行现代化改造和扩容，以满足密集城市地区电力需求的大幅增加。在预测时期内，累计配电投资中有四分之三将用于整修现有电网，包括为满足电动车充电、空调、住宅电加热、重工业（如电弧炉）电气化等新需求而进行的电网升级。“岛式”微电网²等分布式能源和储能技术的重要性逐渐增加，对提高电力系统的韧性将起到促进作用；由于电力在 2050 年代将占终端能源消耗总量的一半以上，所以电力系统的韧性将越来越重要。在直流电网方面，可能需要对净零就绪的建筑中和地区内的试点项目增加投资，才能充分挖掘需求响应的潜力（见建筑章节）。

在承诺目标情景中，智能电网等数字技术将发挥越来越大的作用，其投资份额将从目前的 15% 左右有所提升。此类技术对于管理更加动态的电力系统、维持稳定、改善网络安全和集成更多需求响应至关重要。

承诺目标情景所设想的电网投资增长和运作方式变化是否能够实现，将取决于市场改革、价格改革，以及并网导则修订。现有的跨省市场规则抑制了跨省输电线路的充分利用，因此改革对于激励净发电量不平衡的省份利用其他省份廉价的可再生能源电力，具有特别重要的意义。目前，电网运行是按省而不是按更广的区域来安排发电机组和平衡的，这导致了某些地区电网资产过度建设、发电资源未能优化利用的问题。更完善的成本回收法规有助于尽可能降低成本，同时提供足够的激励促使电网企业投资。将投资回报与性能挂钩、同时激励创新的新监管模式可以鼓励企业将资金投向低碳技术，并试验旨在刺激竞争的本地分布式所有权新模式。

² 岛式微电网或分布式发电厂能够在发生电力干扰的情况下与外部电网断开，同时安全可靠地运行，并在外部电网恢复运行后重建同步连接。

低排放燃料的供给

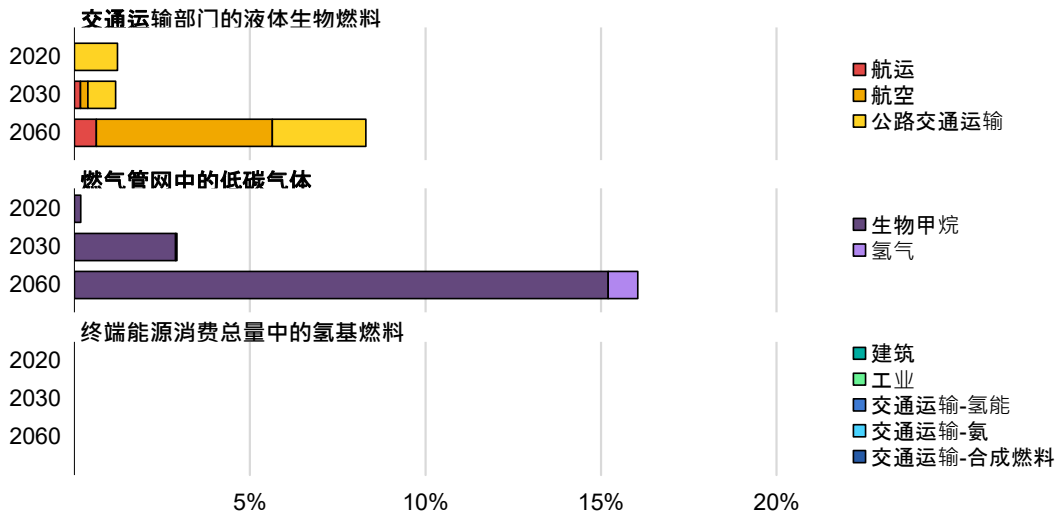
碳中和的实现需要低排放燃料，在电力不能轻易或经济地满足能源需求的情况下，低排放燃料可以填补空缺。卡车、航空、海运等长途交通运输方式，以及重工业中的高温热力和原料供给，可能都属于这种情况。低排放燃料包括液体生物燃料、沼气、生物甲烷和生物质液化石油气、³氢气和氢基燃料（利用来自生物源的二氧化碳或从大气中捕获的二氧化碳生产的氨和合成碳氢化合物燃料），这类燃料在使用时不直接排放化石燃料的二氧化碳，并且在生产过程中排放很少。例如，用天然气生产的氢气，只有当配备捕集率高（超过 90%）的 CCUS 并进行永久性碳封存时，才能算是低排放燃料。有些低排放燃料具有普适性，也就是说，它们与现有的化石燃料配送基础设施和终端使用技术兼容，并且设备或车辆几乎不需要进行任何改造就可以使用这些低排放燃料。

低排放燃料（主要形式是生物燃料）目前在中国终端能源需求中的比重不足 1%。在承诺目标情景中，这一比例将在 2030 年超过 1%，2060 年增加到 9%。液体生物燃料在 2030 年和 2060 年将分别满足 2%和 9%的交通运输能源需求，而 2020 年仅为 1%；氢基燃料到 2060 年将满足交通运输能源需求的四分之一左右。低碳燃气（生物甲烷和氢气）目前几乎没用使用，但 2060 年将满足管网供气需求的 15%。中国将会成为全球低碳气体生产大国：到 2060 年，中国的氢气产量将占全球的 30%以上，生物甲烷产量达到全球的 30%。2060 年，低碳氢和氢基燃料在中国终端能源用量中的比重共计将接近 10%。⁴ 驱动氢能需求的主要是工业，它在 2060 年消纳的氢能将占氢能总产量的 40%。

³ 沼气是甲烷、二氧化碳和少量其他气体的混合物，由在无氧环境中厌氧消化有机物产生。沼气的具体成分取决于原料种类和生产途径。生物甲烷也称为“可再生天然气”，是一种近乎纯净的甲烷来源，它通过沼气升级（移除沼气中存在的任何二氧化碳和其他污染物的过程）或固体生物质气化然后甲烷化来生产。生物质液化石油气，或称生物丙烷，是由可再生非石油原料生产的液化石油气（LPG）。

⁴ 包括工业部门厂内制氢和用氢，它对能源的需求占工业能源需求总量的 8%。承诺目标情景下，到 2060 年氢和氢基燃料（工业厂内制氢除外）将满足中国能源需求的 5%。

图 3.7 承诺目标情景下，中国不同行业的低排放燃料供给和燃料种类



国际能源署，2021。

注：氢基燃料是指用作燃料的氢气、由氢气和二氧化碳生产的合成碳氢化合物燃料（合成燃料），以及氨，也包括工业部门厂内生产的氢气。

低排放燃料在终端能源需求中的比例将从 2020 年的不足 1% 跃升至 2030 年的超过 1% 和 2060 年的近 10%，这主要是由工业和交通运输部门推动的

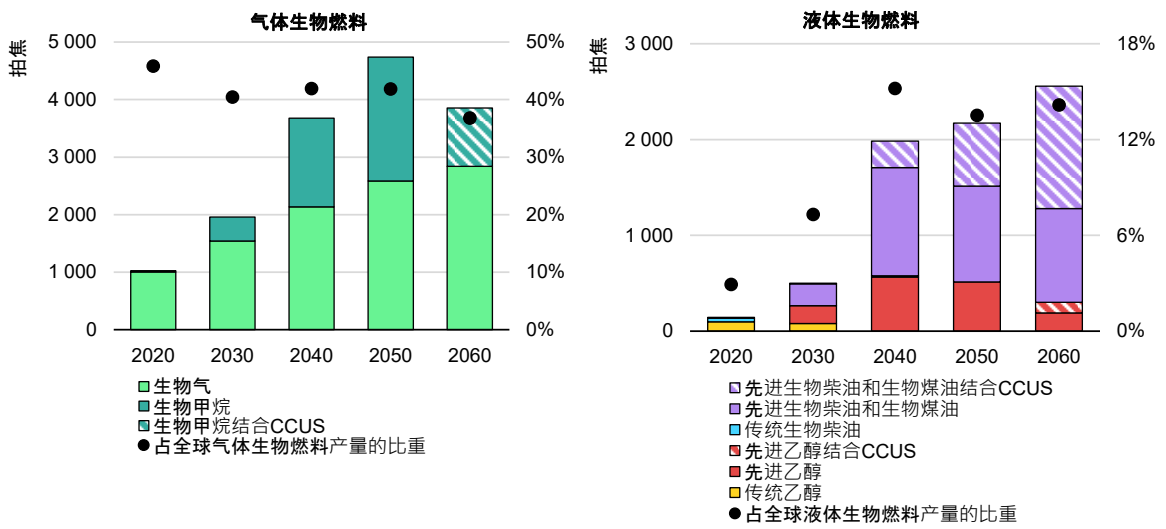
生物燃料

2020 年，中国现代生物能源的一次供给（不包括传统的烹饪用途生物质）中，约有 7% 是液体生物燃料，主要用于公路交通运输；还有 24% 是气体生物燃料（以沼气为主），其中绝大部分用于居民烹饪；其余的生物质则直接燃烧用于供热或发电。气体和液体生物燃料的生产和使用有相当大的增长潜力，不过，需要发展原料收集和运输系统，以确保可靠、充足的供给，从而支持在大规模生产中可以使用更多种生物质投入的先进技术，特别是不与粮食作物直接竞争土地的技术。

中国的沼气生产领先世界，2020 年的产量占全球总产量的近一半，主要是通过对牲畜粪便、作物残渣和城市固体生物废弃物（MSW）等原料进行厌氧消化来生产的。中国政府通过政策来淘汰低效且产生污染的传统生物能源，支持居民清洁烹饪；在政策的推动下，2018 年世界上 70% 的家用生物发酵罐都在中国（IEA，2020a）。少量的沼气也用于热电联产厂，服务于区域供热和电网。相比之下，生物甲烷的供给量一直很低。2019 年，中国国家发展和改革委员会设定了目标：2030 年生物甲烷产量达到 300 亿立方米（略高于 1 艾焦），主要用于取代农村的煤炭；但由于存在技术困难（将沼气升级为生物甲烷并将其掺入天然气通过国家燃气管网配送），目前的产量只达到了目标的 1%。

承诺目标情景下，中国仍然是全球沼气和生物甲烷大国，供给量从现在到 2030 年将几乎翻一番，到 2060 年增加两倍以上。通过内燃机（一种模块化技术，部分负荷的效率较高）发电技术，沼气将开始大规模用于发电，以提高电力系统的灵活性。注入燃气管网的生物甲烷将从 2020 年的几乎零起点增加到 2030 年占燃气供给总量的近 3%，2060 年占 15%。这将使管网配送的燃气的排放强度降低同等比例。产生于厌氧消化的粪便和城市固体生物废弃物的沼气，如果升级成为生物甲烷，还可以避免原本会有甲烷排放。然而，类似于天然气，必须尽量降低生物甲烷在整个供给链中的逃逸排放，才能确保气候效益最大化。

图 3.8 承诺目标情景下，中国各类生物燃料的产量和相关技术



国际能源署，2021。

注：传统乙醇是指使用粮食能源作物生产的乙醇。先进乙醇是指使用废弃物、残渣以及在边角地和非耕地上种植的非粮食能源作物生产的乙醇。传统生物柴油包括使用粮食能源作物以脂肪酸和脂肪酸甲酯（FAME）路线生产的生物柴油。先进生物柴油包括使用废弃物、残渣和在边缘与非耕地上种植的非粮食能源作物以基于生物质的费托和氢化酯和脂肪酸（HEFA）路线生产的生物柴油。生物甲烷包括沼气升级和以基于生物质气化的路线生产的甲烷。CCUS = 碳捕捉、利用和封存。

中国的生物甲烷产量将会增加，中国仍将保持全球生物气大国的地位，也将成为生物煤油的主要生产国

承诺目标情景中，从现在到 2060 年，中国将利用可收集的牲畜粪便、城市固体生物废弃物、作物残渣和少量城市污水淤泥，为沼气生产提供原料。尽管粪便和作物残渣主要来自四川、河南、山东和黑龙江等少数几个省，但生物质原料在这些省内的分布比较分散，因此，要想利用这些原料制造沼气和生物甲烷，将需要新建连接到燃气管网的管道（见第 4 章）。

2015–2019 年期间，中国的液体生物燃料产量增加了四分之一，是继美国和巴西之后的第三大生物乙醇生产国，但总产量仍然只占全球产量的 3%（IEA，2020a）。中国制造生物乙醇的原料是玉米原料。由 FAME 生产的生物柴油产量较小，仅占中

国柴油用量的 0.2%。由 HEFA 生产的可再生柴油，虽然在中国柴油总量中的比重比生物柴油还要低，但却占到了全球产量的 3%。FAME 生物柴油和 HEFA 可再生柴油的原料都是地沟油（UCO）。

2016–2020 年“十三五”期间，液体生物燃料的用量远低于目标值，原因有以下几项。玉米库存迅速下降、玉米价格不断上涨，以及乙醇生产能力不足，都阻碍了生物乙醇的生产；因此，政府放宽了全国性的 E10 混合燃料规定（要求 10% 的汽油混合燃料），以省市级规定取而代之（见第 4 章）。生物柴油（主要以餐馆地沟油为原料生产）与生物乙醇不同的是，它并没有得到政策支持（只有上海有 B5 的混合规定），仍然过于昂贵，无法与传统柴油竞争。大量的 FAME 生物柴油、HEFA 和地沟油出口到需求强劲的欧洲（IEA, 2021a）（NEA, 2020）。

类似于气体生物燃料，承诺目标情景中液体生物燃料的生产将迅速扩大，主要由 2030 年后的先进技术驱动。取代柴油、航空煤油、汽油和液化石油气的普适性替代品的生产技术路线包括：费托工艺生物质气化（费托生物燃料），以及纤维素乙醇（使用作物和木材残渣等纤维素原料生产）。液体生物燃料的总产量将从 2020 年的 5.4 万桶/天（112 拍焦）上升到 2030 年的 24 万桶/天（500 拍焦），进一步上升到 2060 年的 123 万桶/天（2600 拍焦），先进燃料的比重将从 2020 年的不到 6% 跃升至 2060 年的近 100%。在初期，这类燃料基本只继续用于公路交通运输，但随着电动车和燃料电池电动车（FCEV）兴起，汽车用液体燃料的需求将减少，液体燃料在航运中的份额将不断扩大。2040 年后，随着低碳氨的产量增加并用于船舶燃料，液体生物燃料将越来越多地用于航空领域。2060 年，中国将成为继美国之后的第二大生物煤油生产国，生物煤油将满足国内 40% 的航空燃料需求。从现在到 2030 年，HEFA 生物煤油将会有生产规模扩大的近期机遇，而用纤维素乙醇生产费托生物燃料、可再生醇基航空燃料（ATJ）等新兴技术路线，将在 2040 年后迎来风口。

目前，以纤维素原料生产生物燃料的技术正处于示范期，中国的几家示范工厂 2020 年的纤维素乙醇总产能达到 1.2 亿升。中国也在试验使用木薯、甜高粱等先进能源作物。这些作物可以在边缘土地上种植，并能提供多样化的产品组合。例如，甜高粱秆可以为乙醇发酵提供糖分，谷粒可以提供高粱粉供人食用，而茎渣则可用作动物饲料。

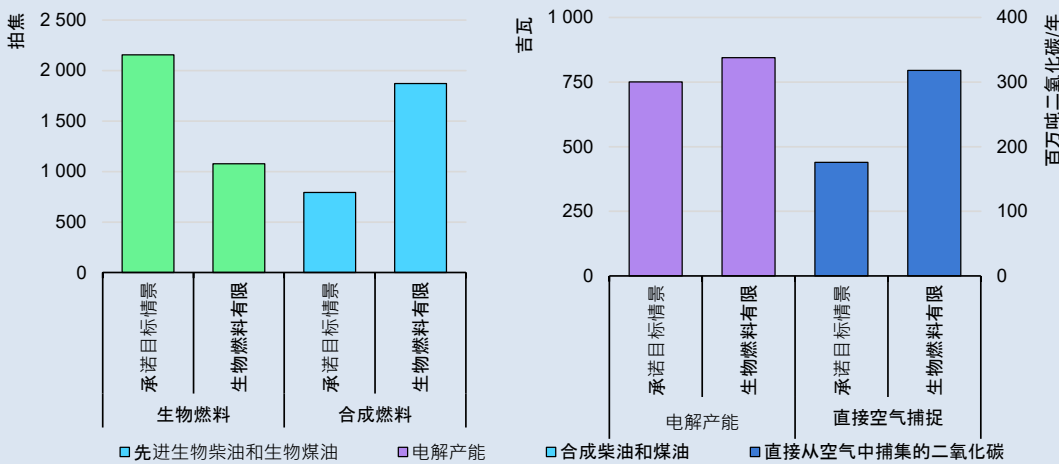
在某些生物燃料生产路线中，如纤维素乙醇、可再生醇基航空燃料、费托生物燃料、沼气升级等，可以以相对较低的成本将生物燃料的生产与 CCUS 相结合。这是因为这些生产路线在过程中释放的二氧化碳流非常纯净。承诺目标情景下，CCUS 生物燃料在 2060 年可以移除 1.3 亿吨二氧化碳，将能够抵消交通运输和工业部门的剩余排放。

专栏 3.2 如果可持续生物质匮乏造成生物燃料供给减少，将会有什么影响？

未来有多少土地和水可以用于种植生物燃料生产所需的生物质？这个问题的答案非常不确定，部分原因是尚不清楚需要多少土地来种植粮食作物（见第 4 章）。此外，将木质生物质原料转化为生物燃料的技术（生物质气化或纤维素发酵）目前仍处于示范阶段，这类技术需要在未来十年内全面商业化，才能在碳中和能源转型中发挥作用。

生物质供给可能最终受到以下因素的限制：可用于种植能源作物的边缘土地有限，农业废弃物和残渣的收集率有限，或者生物燃料转化技术未实现商业部署。在这种情况下，未来生物燃料的产量将低于承诺目标情景中预测的产量。这样就将更需要低碳氢，以及用氢气和捕获的二氧化碳生产低碳合成燃料，特别是在预测期的后半段，将需要合成煤油来弥补生物煤油的供给短缺。假设先进生物柴油和生物煤油的产量比承诺目标情景中设想的水平低 50%，那么 2060 年中国的合成柴油和合成煤油将需要提高三倍（增加 1100 拍焦）。如果合成燃料所需的 1200 万吨氢气来自电解，那么电解产能将需要增加 13%（95 吉瓦），相应地，将需要 2115 太瓦时的电力来驱动这些额外的电解器。同样，如果生产上述额外的合成燃料所消耗的二氧化碳是通过直接空气捕捉（DAC）提供的，那么在 2060 年还需要多捕获 9000 万吨二氧化碳。

中国生物燃料产量受限对 2060 年的潜在影响



国际能源署，2021。

此外，还需要在西部省份建设更多的直接空气捕捉工厂，因为那里有中国最好的太阳能和风能资源，以及大部分潜在的二氧化碳封存能力，这样才能补偿由于生物能碳捕捉与封存（BECCS）生产的生物燃料不足而带来的负排放损失。如果这些生物燃料的负排放有一半是由于液体生物燃料减产而损失的，那么大约 5000 万吨的二氧化碳缺口就需要由直接空气捕捉和封存来填补，这意味着 2060 年直接空气捕捉的总体部署将要比承诺目标情景中预测的水平高出 80%。

氢气和氢衍生燃料

当今能源体系对氢气的使用主要局限于炼油，以及化工行业制氨和制甲醇。2020年，中国的氢气需求量约为2500万吨，主要由基于化石燃料的国内生产（以煤炭气化为主）来满足，直接排放量约为3.6亿吨二氧化碳。⁵ 承诺目标情景下，氢气的生产和使用将从现在到2030年缓慢增加至3100万吨，然后快速提高到2060年的9000万吨。2060年，大约40%的氢气消费将发生在重工业领域（主要是钢铁和化工生产）。氢气总需求中，约有四分之一直接用于交通运输领域，另外20%是将其转化为其他燃料（主要是航运用氨和航空用合成煤油）。其余的氢气有多种应用，如精炼、用于平衡太阳能光伏和风能发电的燃气电厂，以及建筑物的供热。2060年，氢气和氢衍生燃料共计将占中国终端能源消费总量的近6%。⁶

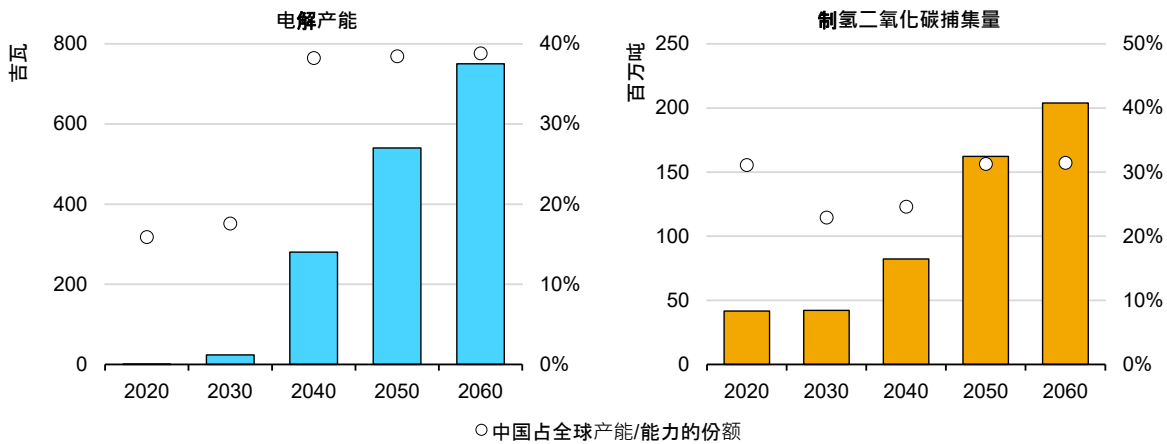
在承诺目标情景中，中国新增制氢产量中的大部分都是基于低碳技术生产的：2060年，利用可再生能源和电网电力的水电解技术（其碳强度将比现在明显降低）将贡献总产量的80%，煤炭和天然气结合CCUS的制氢产量将分别占9%和7%。向低碳技术（特别是电解技术）转变的益处不仅限于二氧化碳减排：基于可再生能源的电解技术与煤炭气化相比，耗水量低四到九倍。因此，2060年制氢用水量可能比现在降低多达60%。氢气还可以在终端使用中取代化石燃料。由于生产化石燃料的用水量比制氢大，所以这种取代将有助于缓解中国近几十年来日益增大的用水压力。

承诺目标情景下，中国的电解产能到2030年将接近25吉瓦，到2060年将达到750吉瓦，而现在还不到100兆瓦。在预测期内，中国在全球新增电解产能中的比重接近40%，该比例在2040年之前将迅速上升，之后趋于平稳。这些电解厂将消耗大量的电力，其用电量在2060年将接近3300太瓦时。相比之下，用于制氢的煤炭将从2020年的1.15亿吨煤当量下降至2060年的不到0.9亿吨煤当量（占中国煤炭需求总量的15%），其中80%以上与CCUS结合使用；而用于制氢的天然气将从目前的接近300亿立方米下降至2060年的略高于200亿立方米，其中90%以上与CCUS结合使用。在2060年，从这些电解厂捕获的二氧化碳总计将超过2亿吨。

⁵ 不包括在合成氨生产中捕集并用于制造尿素的约4000万吨二氧化碳（这些二氧化碳在农业部门施用尿素时再次排放），也不包括甲醇在终端使用时因氧化而排放的约7500万吨二氧化碳。

⁶ 不包括工业部门的厂内制氢和用氢，承诺目标情景中这类氢气到2060年将占工业能源需求的大约8%。如果将工业厂内制氢包括在内，则氢气和氢基燃料可满足中国终端能源消费量的10%。

图 3.9 承诺目标情景下，中国制氢领域的电解产能和二氧化碳捕集量



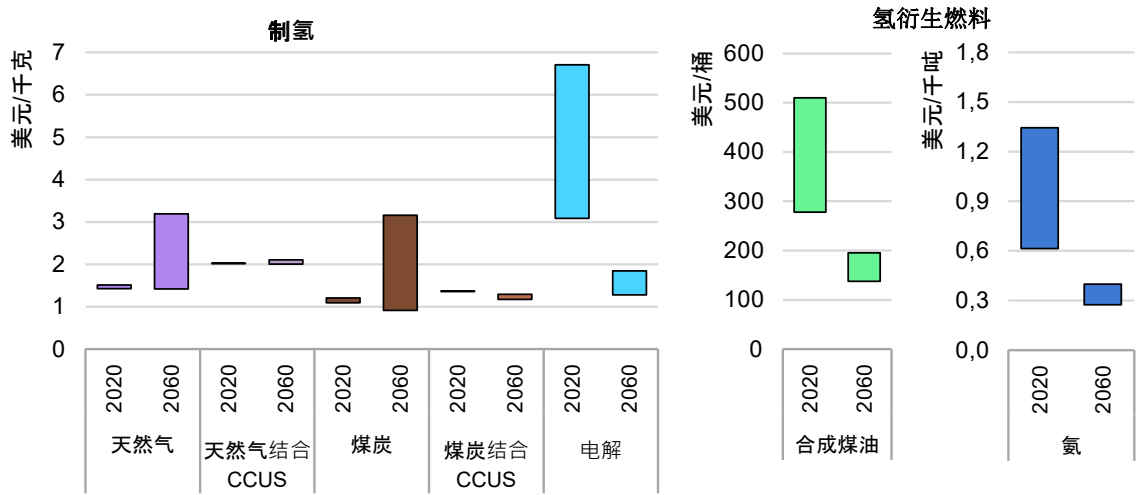
国际能源署，2021。

电解制氢产量大幅增长，化石燃料制氢厂的二氧化碳捕集量也显著提升；2060 年电解制氢将贡献氢气总产量的 80%

扩大产能和改进技术将是降低氢能成本的关键。在中国，氯碱工艺碱性电解技术（生产氯和氢氧化钠，副产品是氢气）已经商业化，但化石燃料结合 CCUS 低碳制氢还处于早期开发阶段。目前有两个小型中试项目正在开展，这两个项目利用石油和煤炭生产甲醇，并用捕获的二氧化碳提高石油采收率，与此同时，煤炭结合 CCUS 制氢的其他示范项目正在计划中。除了扩大电解制氢，承诺目标情景还设想对到 2060 年不会退役的现有低龄煤炭制氢厂进行改造。未来十年对于巩固 CCUS 技术在中国的开发和示范至关重要，这些技术需要在 2030 年之前准备就绪，以便迅速大规模部署。

采用电解制氢，还是天然气或煤炭结合 CCUS 制氢，将取决于经济和其他因素，例如是否具备二氧化碳封存条件。承诺目标情景下，预计 2060 年中国天然气结合 CCUS 制氢的成本将约为 2 美元/千克（14 元/千克），其中天然气的成本通常占总成本的 50%以上；煤炭结合 CCUS 制氢的成本约为 1.2 美元/千克（8.3 元/千克）。虽然煤炭气化的效率低于天然气蒸汽重整，但煤炭的成本较低，约占生产总成本的三分之一。如果不结合 CCUS，成本将显著提高，因为需要缴纳碳排放罚款。

图 3.10 承诺目标情景下，在中国用不同技术制造氢气和氢衍生燃料的生产成本



国际能源署，2021。

注：天然气 = 天然气重整；煤炭 = 煤炭气化；CCUS = 碳捕捉、利用和封存。电解基于专用的可再生能源发电。关于技术经济参数的假设来自 IEA (2021b)。燃料价格假设：天然气——2020 年 23.6 美元/兆瓦时 (163 元/兆瓦时)，2060 年 23.4 美元/兆瓦时 (162 元/兆瓦时)；煤炭——2020 年 10.7 美元/兆瓦时 (74 元/兆瓦时)，2060 年 7.4 美元/兆瓦时 (51 元/兆瓦时)；电力——2020 年 25-99 美元/兆瓦时 (172-683 元/兆瓦时)，2060 年 13-44 美元/兆瓦时 (89-303 元/兆瓦时)。二氧化碳价格假设：2020 年 0-10 美元/吨二氧化碳 (0-69 元/吨二氧化碳)，2060 年 0-200 美元/吨二氧化碳 (0-1380 元/吨二氧化碳)。

煤炭气化预计一直将比天然气蒸汽重整便宜，但从长远来看，电解将成为一种有竞争力的选择

在水电解制氢方面，承诺目标情景下，学习效应和规模经济将推动中国的资本投入成本到 2030 年下降约 55%，到 2060 年下降 70%。整体生产成本能够降低多少取决于低碳电力的成本，因为电力占生产总成本的 45-75%。在承诺目标情景中，中国利用可再生能源生产氢气的平均成本将从现在的 3.1 美元/千克 (21 元/千克) 减少到 6.7 美元/千克 (46 元/千克)，并且最早在 2050 年将进一步下降到约 1.3 美元/千克 (9 元/千克) 至 1.8 美元/千克 (12 元/千克)。水电解制氢的成本将与煤炭结合 CCUS 制氢的成本持平。

氨 (当今主要的氢基产品) 目前仅作为化工行业的原料使用。氨的体积能量密度比氢气和电池更高，因此在承诺目标情景中，氨将会越来越多地作为海上交通运输的一种低碳燃料使用。中国的氨产量将从 2020 年的 5400 万吨上升到 2060 年的 8000 万吨，届时三分之二的氨将用于海运 (满足该领域能源需求总量的 40%)。要将氨作为燃料使用，还存在一些有待克服的技术障碍，包括如何处理氨的毒性以及一氧化二氮排放等问题。2030 年以后，氢衍生合成煤油的用量将迅速提升。在承诺目标情景中，合成煤油将满足中国 2060 年航空燃料需求总量的四分之一。

将氢气转化为氨或合成碳氢化合物燃料的成本较高，但转化后的燃料更易于运输和储存。此外，氨和合成碳氢化合物燃料通常与现有的基础设施或终端用能技术

（例如航空用合成煤油）兼容，能够降低整体成本。在航运和航空领域，利用电解氢制造氨和合成碳氢化合物的成本都明显高于常规燃料。不过，中国西部地区低成本可再生能源的潜力巨大，预计将推动上述两种燃料的生产成本下降。承诺目标情景下，中国用电解氢生产氨的成本将在 2020–2060 年间下降 70%，2060 年氢转氨这一额外步骤的成本将占到总成本的 20% 左右。合成煤油在 2020–2060 年间的生产成本降幅将达 60%，氢气合成煤油这一额外步骤会将生产成本推高一倍以上，具体取决于二氧化碳原料的成本；因此，在承诺目标情景中，合成煤油的使用主要限于其他低碳选择有限的航空领域。在中国，由于可再生电力和二氧化碳原料的成本降低，合成煤油的生产成本将从 2020 年的 280–510 美元/桶（1930–3520 元/桶），降至 2060 年的 140–200 美元/桶（965–1380 元/桶）；然而，合成煤油的成本仍将远远高于传统煤油的预计成本，即 55 美元/桶（380 元/桶）。2060 年，制造这些燃料所需的来自 BECCS 和 DAC 的碳中性二氧化碳的成本约为 14–70 美元/桶（96–480 元/桶）。因此，每吨二氧化碳的价格需要达到 200–345 美元（1380–2380 元），才能使合成煤油与传统航空煤油的竞争力相当。

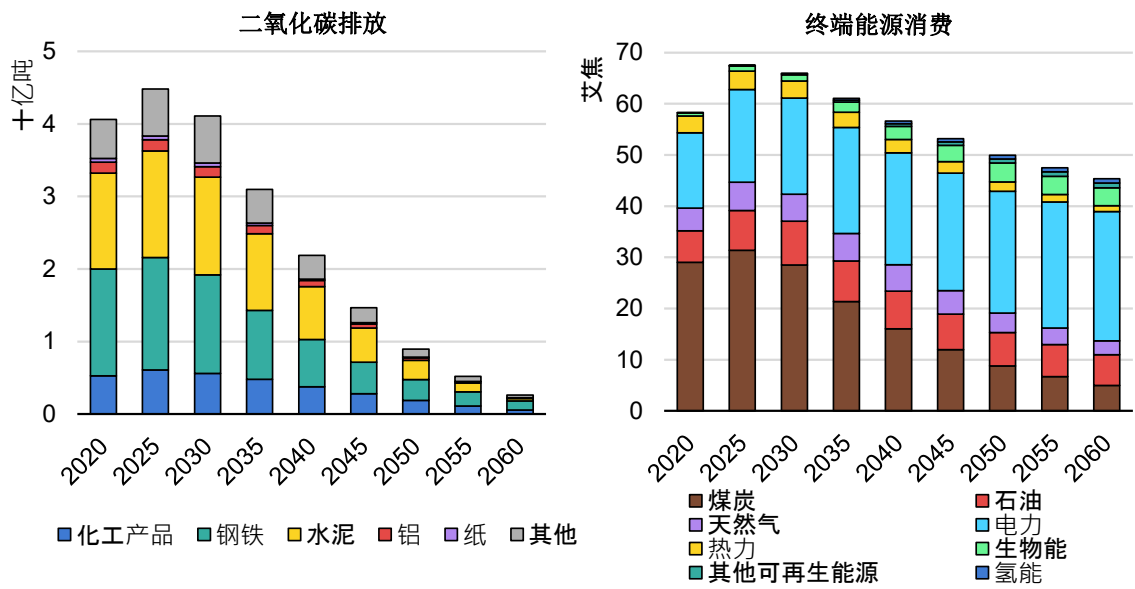
工业

中国要想实现碳中和，就必须减少工业部门的二氧化碳排放。2020 年，工业是二氧化碳的第二大排放源，占全国能源体系排放总量的 35% 左右。这反映出工业部门在经济中的重要地位（见第 1 章）：中国生产世界上近 60% 的水泥和粗钢，约 55–65% 的原生钢和铝，以及 30% 用于制造塑料和化肥的初级化工产品⁷。

在承诺目标情景中，中国工业部门的二氧化碳排放量将在 2020–2060 年间下降近 95%，剩余的排放量由其他部门的负排放所抵消。2060 年剩余的工业排放中，大约 80% 将来自重工业。排放量的下降将主要由转用低碳技术和燃料推动，也得益于节能措施。能源消费量将下降约 20%，主要原因是产出下降：中国经济从水泥和钢铁生产转向更高价值的制造业，而后者的每单位附加值消耗的能源较少。效率提升也将发挥重要作用；许多提效途径将伴随本身能源强度较低的生产方式发展而来，而再生（而非原生）钢铁、铝和塑料的生产增加将促进这些生产方式的发展。

⁷ 包括乙烯、丙烯、苯、甲苯、二甲苯混合物、氨和甲醇。

图 3.11 承诺目标情景下，中国工业部门的二氧化碳排放量和能源消费量



国际能源署，2021。

注：“其他”包括除水泥以外的非金属矿物、除铝以外的有色金属，以及所有非能源密集型制造业（包括非特定的工业能源消费）。“化工”包括用于原料的能源。“钢铁”包括高炉和焦炉使用的能源。“热力”和“氢能”是指由电力和燃料转化部门以热力和氢能形式提供并出售用于工业使用的能源；不包括厂内能源生产。

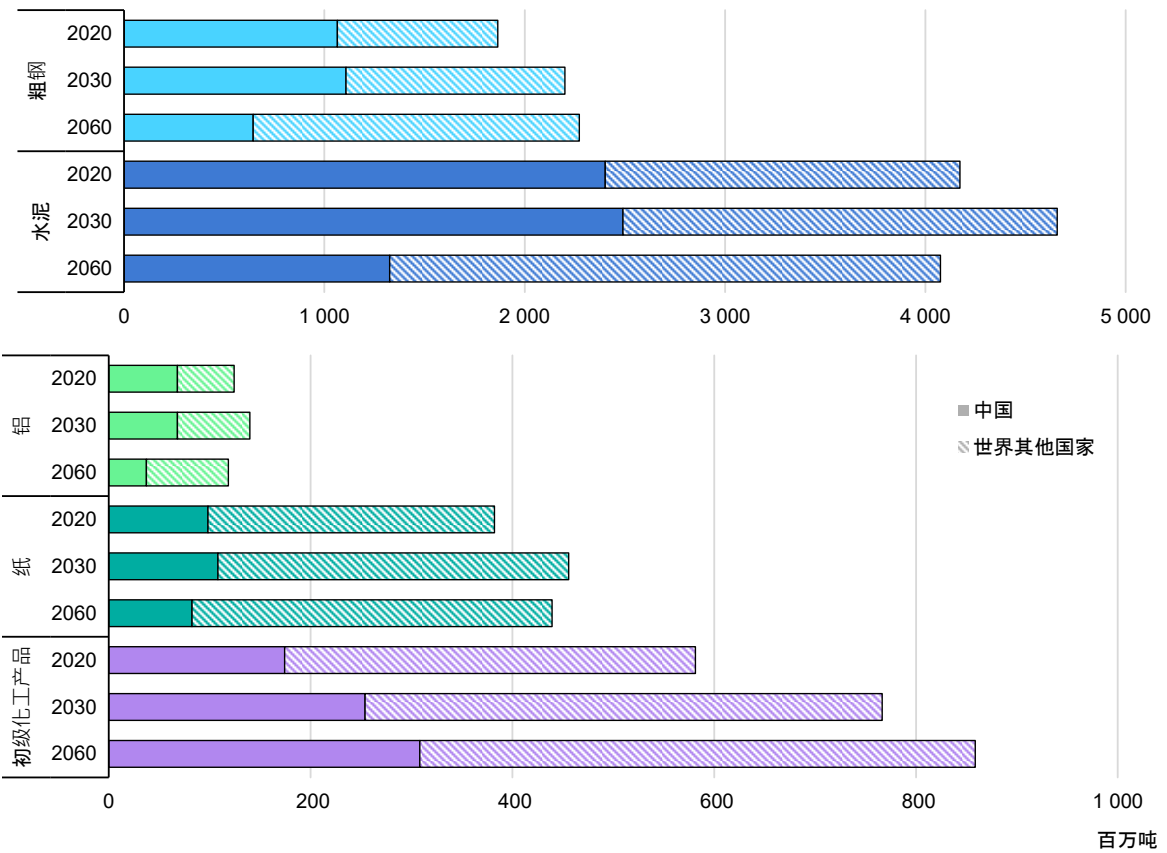
到 2060 年，煤炭用量将下降 83%，同时电力用量将增加近一倍，从而抵消煤炭的下降；这将使工业排放下降 94%

煤炭用量减少是排放降低的主要贡献因素。工业用煤量急剧下滑，从 2020 年的约 30 艾焦（约占全球煤炭消费量的五分之一）降至 2060 年的仅 5 艾焦。而石油使用量在 2060 年之前将保持相对平稳，约为 6 艾焦。2020-2060 年间，石油在工业能源消费中的比重将会增加，其中绝大部分用作化工原料。能源作为原料使用时，虽然没有燃烧，但会导致过程排放，而大部分过程排放将被捕获。同期，天然气用量将从 4 艾焦减少至 3 艾焦，其在工业能源用量中的比重将从 8% 下降到 6%。2060 年剩余的 8 艾焦工业煤炭和天然气需求中，约有 70% 将在配备了碳捕捉设备的工厂使用或作为原料使用。化石燃料在工业能源消费中的总体比重将从 2020 年的 70% 左右下降到 2060 年的 30%。

电力将构成工业部门能源转型的中坚力量。到 2035 年，电力将成为工业部门最大的能源载体，并在 2060 年满足该部门能源需求总量的一半以上。电力消费将从现在的约 4000 太瓦时增加到 2060 年的 7000 多太瓦时。然而，在同一时期内，世界其他地区的电力需求将翻一番，中国的电力增速略低于世界其他地区。这主要是由于中国的工业规模正在缩小，并且通过现有商业化技术很难完全实现电气化的重工业过程所占比例较高。生物能源的直接使用、可再生供热技术（如太阳能热力和地热），以及氢能，也将有所增长。

在工业减排方面，承诺目标情景中另一有利因素是：中国主要大宗材料的一次产量预计将在未来几年内达到顶峰，之后将会下降。全球对钢铁和化工产品的需求将持续增长，在 2020-2060 年期间分别增加 20%和 35%，而对水泥、铝和纸制品的需求则将在目前的基础上略有降低。随着中国经济继续从重工业逐步转向高附加值的制造行业，中国在全球上述材料产量中的比重将普遍下降。预计中国粗钢的产量将在 20 世纪 20 年代中期达到峰值，而 2060 年的产量将比 2020 年降低 40%。水泥的产量曲线将会出现类似变化，产量同期将下降 45%。因此，2060 年，中国在全球钢铁和水泥产量中的比重将降至 30%左右。

图 3.12 承诺目标情景下，全球主要大宗材料的产量和中国在其中的比重



国际能源署，2021。

注：“纸”包括各大类的纸，包括制盒纸板、印刷和书写用纸、纸板、家用和卫生用纸、报纸、包装纸和包装板、印刷和书写用纸，以及裹包纸。“初级化工产品”包括乙烯、丙烯、苯、甲苯、二甲苯混合物、氨，以及甲醇。

中国目前占许多主要大宗材料全球产量的一半以上，但随着中国经济结构调整，这些比重将在未来几十年内下降

普及材料利用效率策略，如轻量化、延长产品寿命、改进设计和施工方法、产品再利用，以及加强分类和回收，在阻止这些排放密集型商品的全球需求上升方面将发挥重大作用。如果不采取这些策略，那么 2060 年全球钢铁和水泥的需求量将比承诺目标情景中高出 15% 左右。然而，将提高能效与提高材料效率结合的做法，并不足以使中国的工业部门实现国家碳中和目标。要实现碳中和目标，还需要通过普及目前尚未商业化的创新技术来大幅降低生产的排放强度，特别是在原生钢铁、水泥和初级化工产品领域。

承诺目标情景中，尽管化石燃料的工业用量骤减，但由于化石燃料在某些应用中的作用难以替代，所以 2060 年化石燃料的消费量仍然很大，其中大部分是在有碳捕捉设备的工厂中消费的。从中国目前的情况来看，化石能源能够最轻易、最经济地提供某些工业过程所需的高温。化石能源也是初级化工产品原料的便利来源，能同时提供氢和碳这两种元素。煤和焦炭如今作为炼钢还原剂使用；中国和其他国家已在探索用氢气作为替代品，然而目前这种做法的成本要高得多。在水泥方面，二氧化碳直接排放是水泥生产过程的固有步骤，无论是否使用化石燃料来加热窑炉（由于成本低，通常会使用化石燃料来加热水泥窑）。工业资产的寿命较长，导致相关新技术的引进速度比较缓慢；不过，中国工业资产的寿命通常比其他地方低得多（见第1章）。此外，并不是所有的现有资产都适合进行低碳技术改造。

工业减排的任务固然艰巨，但中国存在若干有助于重工业脱碳进程的有利因素。中国虽然淘汰了一部分落后产能并发布了生产禁令，但有些部门仍然存在产能过剩问题；在水泥领域，产能过剩问题尤为突出，水泥的全国平均利用率仅为 75% 左右。这意味着有机会关闭效率低下、二氧化碳密集、污染严重的工厂。此外，中国的国有企业是重工业的主力，在有明确政策信号的情况下，国有企业比仅由利润驱动的私营企业更有能力迅速落实减排所要求的变革。另一项有利因素是产能激增发生在 2000–2009 年期间，因此很大一部分现有生产能力将在 2030 年代和 2040 年代达到其寿命的终点，而届时能够替代传统生产路线的创新低排放技术将大规模普及。最后，在未来几十年里，废料供给将大量增加，为低碳投资创造机遇。

创新在中国的工业减排工作中处于中心地位（见第5章）。承诺目标情景下，累积减排量中的三分之一以上将通过目前尚未商业化的技术来实现。其中有若干技术将取决于供给基础设施能否得到大规模发展，特别是 CCUS（二氧化碳运输和封存）、发电、电解制氢，以及储能。

化工

中国的化工业规模居世界榜首⁸，在经济发展中具有中心作用，为其他部门提供一系列关键产品，并大量出口创汇。化工产量在经过数十年的快速增长后，在 2010 年代有所放缓，但在 2010–2019 年期间的增幅仍然达到了 85%，贡献了世界化工市场增量的约一半。2020 年，尽管发生了新冠疫情，但化工行业大致平稳。目前，国有企业仍在化工行业占主导地位，不过近年来外国跨国公司对该行业的投资一直快速增长，特别是在特种化学品领域。

中国的化工业在全球是独一无二的。在中国，石油和天然气（全球化工业的主要原料）的本土供给有限，因此在过去三四十年里，该行业的发展在很大程度上依赖于煤化工技术，特别是用煤炭气化生成的合成气来制造氨和甲醇。事实证明，这类技术的难度相对不大，因为它们有近一个世纪的使用历史，并且已经在德国、南非、美国等其他国家使用（但是规模小得多）。煤炭气化技术通常比天然气化工技术更加复杂，资本也更为密集，但经过数十年的技术经验积累，使用优质煤炭的最先进化工厂可以达到与天然气化工厂相当的效率。中国的合成氨和甲醇产量目前分别占世界产量的近三分之一和一半以上。

利用煤炭生产烯烃（制造塑料的化工原料的关键前驱体）问题比较多。中国开发了以沸石为催化剂的“甲醇制烯烃”（MTO）催化工艺过程，利用由煤炭生产的甲醇来制造乙烯和丙烯。虽然这种工艺过程总体上能源强度较高，但甲醇制烯烃路线可以使塑料生产不需要用到石油，而塑料是中国多个下游制造行业的重要投入。中国甲醇产量的三分之二以上仅作为生产烯烃的中间体使用；如果不采取这种路线，那么烯烃将需要通过石油直接蒸汽裂解来获得。芳香族化合物（一类更加复杂的石化产品）也能以甲醇为原料来生产，不过相关技术尚处于较早期的发展阶段。

⁸ 这里用初级化工产品的产量作为整个化工行业规模的代理值。

表 3.1 中国重工业减排的主要项目

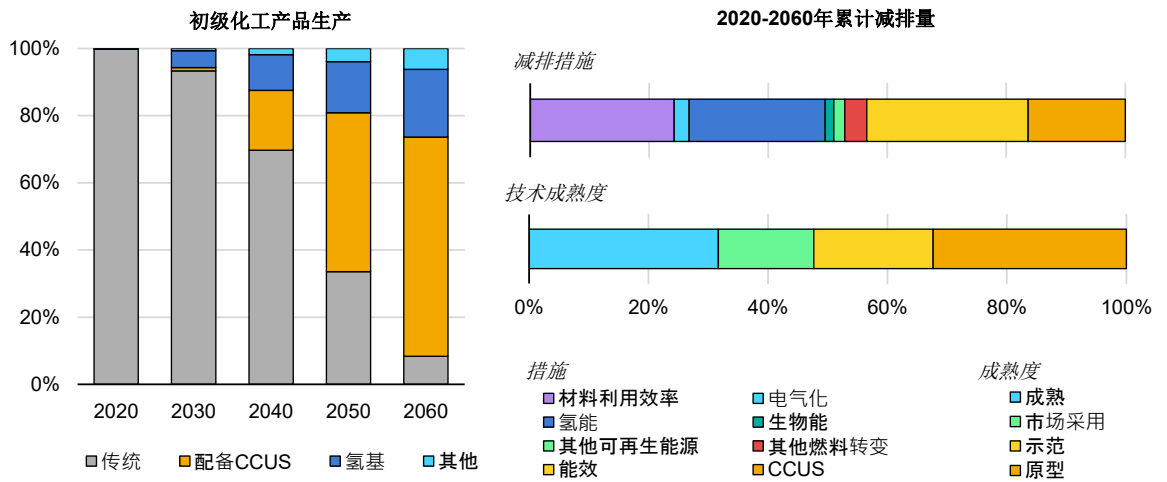
技术	成熟度	时间框架	说明
钢铁			
钢铁废气利用	成熟期	2012-2019	已有几个项目在大规模运行，旨在提取高炉煤气和焦炉煤气中价值较高的成分，用于能源应用、化工部门和交通运输部门。主要案例有衡阳钢管（Energy Saving of Nonferrous Metallurgy, 2012）、山东阿斯德科技有限公司（EESIA, 2019）、包头钢铁（IN-EN, 2012）、四川达州钢铁（Baowu, 2018）、潞宝集团与山西国投海德利森（IN-EN, 2019），以及兰扎科技与首钢集团（LanzaTech, 2018）。
高比例混入氢气的直接还原铁炼钢	示范期	预计 2020 年代初	河钢集团与特诺恩（Zhong, 2020 年）宣布了年产 60 万吨的合作项目，该项目将在河北省使用 Energiron 技术，并计划于 2022 年开始运营。此后，日照钢铁集团（Zhao, 2020）也宣布了年产 50 万吨的类似项目。
混入氢气的冶炼还原	示范期	预计 2021 年	建龙集团（IN-EN, 2021a）与北京科技大学正在合作探索在年产 30 万吨的冶炼还原炉中将氢气与煤炭结合使用。
混入氢气的高炉炼钢	概念期	2021 年开始	宝武集团（CNPNG, 2021 年）正在进行富氢碳循环高炉第二阶段试验，试验中采用风口注氢和超高富氧。山西晋南钢铁集团（Metallurgical Information Network, 2020）和钢铁研究总院已签订协议，测试向一座 2000 立方米的高炉中注氢。
其他氢能相关技术	概念期	2019 年开始	宝武集团、中核集团和清华大学（QIBEBT, 2020）正在探索用 600 兆瓦的核电站为年产 180 万吨的炼钢厂提供氢气、氧气和电力。
二氧化碳捕集	概念期	不详	首钢京唐钢铁联合公司（DEEHP, 2021）正在探索使用变压吸附法分离套筒窑生产过程中产生的二氧化碳。
化工			
甲醇合成	示范期	已完成	上海高等研究院联合海洋石油富岛公司和成达公司（Refining and Chemical Industry Trends, 2020），在年产 5000 吨的装置中示范了使用新型催化剂直接由二氧化碳合成甲醇。
高价值化学品	示范期	预计 2021 年	宁夏宝丰能源集团（BloombergNEF, 2021）正在扩大其 30 兆瓦的电解项目，到 2021 年底将达到 100 兆瓦，氢气将用于生产甲醇，进而用于生产烯烃。

技术	成熟度	时间框架	说明
由甲醇合成芳香族化合物苯、甲苯、二甲苯混合物	原型期	2013 年开始	美孚、中石化炼化工程集团、浙江大学和清华大学在 2013 年开发了三个中试工厂（Zhu et al., 2014），商业规模的示范项目正在开发中。虽然这项技术目前还不能减排，但它有潜力在未来能使用电解甲醇生产芳香族化合物。
二氧化碳捕集	示范期	2012 年开始	二氧化碳捕集已经在中国的煤化工工厂进行了示范，用于中石化中原（Zhang et al., 2017）和长庆油田（PetroChina, 2016）二氧化碳强化采油。克拉玛依敦华项目的一个甲醇厂每年捕捉 10 万吨二氧化碳。
水泥			
二氧化碳捕集	示范期	2018 年开始	海螺集团（Stanway, 2019）在芜湖的白马山水泥厂建造了年产 5 万吨的示范工厂（Huanbao, 2021）。捕获的二氧化碳用于食品工业。
二氧化碳捕集	概念期	不详	金宇冀东水泥公司（DEEHP, 2021）正在开发能对水泥窑废气进行化学吸收并捕集二氧化碳的设施。

在承诺目标情景中，尽管中国从现在到 2030 年期间初级化工产品的产量将增加近 30%，到 2060 年增加 40%，但化工生产的二氧化碳直接排放量将减少 90%，从 2020 年的约 5.3 亿吨下降到 2060 年的约 0.6 亿吨。这相当于化工生产的二氧化碳强度从现在的每吨初级化工产品约 2.5 吨二氧化碳，降低至 2060 年的约 0.2 吨二氧化碳。短期内，主要减排措施是提高能效和材料利用效率，从现在到 2030 年，这两种措施将合计贡献累计减排量的 80% 左右。利用机械和化学回收技术对热塑性塑料进行回收，再加上对一次性塑料重复使用和减少使用，将使高价值化学品的需求从现在到 2030 年期间减少约 400 万吨，即 3%（到 2060 年将减少 3500 万吨，即 17%）。加强分类和收集基础设施是实现这类节约的关键，也是减少进入中国水道和公海的塑料垃圾量的关键。

从长期来看，减排的主要力量将转向创新技术部署，特别是 CCUS 和电解氢。承诺目标情景中，仅这两类技术就将在 2060 年前涵盖初级化工产量的 85%，以及从现在到 2060 年累计减排量的 40%。电解生产的甲醇和氨将从今天的几乎不存在增加到 2060 年甲醇和氨总产量的 40% 左右。这需要建设约 80 吉瓦的电解能力，大约相当于 2021 年底世界最大的在运工业水电解厂产能的 800 倍（见第 4 章）。甲醇和氨的大部分其余产能和高价值化学品的几乎所有产能都将配备 CCUS。这就要求从现在到 2030 年每年有大约 300 万吨的二氧化碳捕集能力，到 2060 年达到每年 2 亿吨。2030 年后所需的部署速度相当于平均每两个月就有一座年捕捉能力为 100 万吨二氧化碳的大型捕集设施投入使用。

图 3.13 承诺目标情景下，中国化工部门不同措施、不同成熟度技术的市场占有率和能源体系二氧化碳减排量



国际能源署，2021。

注：CCUS = 碳捕捉、利用和封存。“常规”包括所有没有配备 CCUS 的初级化工产品的商业生产路线。“配备 CCUS”基于生成的二氧化碳的捕获比例，包括能源相关排放和过程排放。“基于氢能”包括电解和裂解技术。“其他”包括基于生物的初级化工产品生产和直接电气化路线，如电蒸汽裂解。成熟度类别是根据国际能源署（IEA）《清洁能源技术指南》（IEA，2020b）中对技术成熟度的详细评估来确定的。

承诺目标情景下，到 2060 年配备 CCUS 和基于氢能的生产路线将占初级化工产量的 85%

电解氢和 CCUS 是承诺目标情景中化工行业脱碳的两大支柱（见第 4 章）。对于在工艺过程中必须保留碳以形成产品分子结构的应用（例如甲醇和高价值化学品的生产），CCUS 尤其具有吸引力。来自大气或生物源的二氧化碳可以用来替代化石燃料中的碳，但此类二氧化碳的可持续供给有限，而且成本高。到 2060 年，化工生产中捕集的二氧化碳将上升到每年 2 亿吨，其中 90% 从甲醇和高价值化学品工厂捕获。用波动性可再生电力生产氢气，结合化工部门的灵活工艺过程安排，在合成氨方面将成为竞争力较强的路线，在生产甲醇方面也是类似的情况，但不如合成氨的竞争力强。在储氢技术的帮助下，以稳定的载荷系数供给氢气的成本在 2060 年将达到约 1.5 美元/千克。这种做法在成本上高于无减排措施的煤炭，但与利用进口天然气来生产相比是有竞争力的，而且与配备 CCUS 的煤化工相比适合运营的地区更广。

钢铁

过去二十年来，中国的钢铁需求急剧增加，主要用于基础设施需求激增的建造和制造领域。2020 年，尽管有新冠疫情，但中国出口和内销的钢铁产量仍增加了 7%，达到创纪录的 11 亿吨，并且在 2021 年继续上升，抵消了世界其他地区的下降。2020 年，仅河北省的钢产量就达到了 2.5 亿吨左右，约占全球钢产量的 13%

(Mysteel Global, 2021)。中国的钢产量自 2010 年以来增加了 67%，自 2000 年以来增加了 7 倍多。

在中国，约 80%的钢铁是利用铁矿石（即原生）而不是废钢生产的，而世界其他地区的原生钢比重约为 60%。使用碳基还原剂来去除矿石（氧化铁）中的氧原子，从而生成液态铁，是目前铁矿石炼钢的唯一商业化技术方法；在中国，还原剂以焦炭和煤为主。中国只有 10%的粗钢生产使用电炉，而一般当炼钢的唯一金属投入是废钢时才使用电炉。在一个国家经济发展的早期阶段，当基础设施、建筑、车辆和工业迅速增长时，大部分钢铁通常需要用铁矿石来生产，因为很少有废钢可以使用。中国目前炼钢用的废钢中，大部分都作为混料混入原生钢生产，而原生钢几乎都是通过高炉碱性氧气炉路线炼制的。

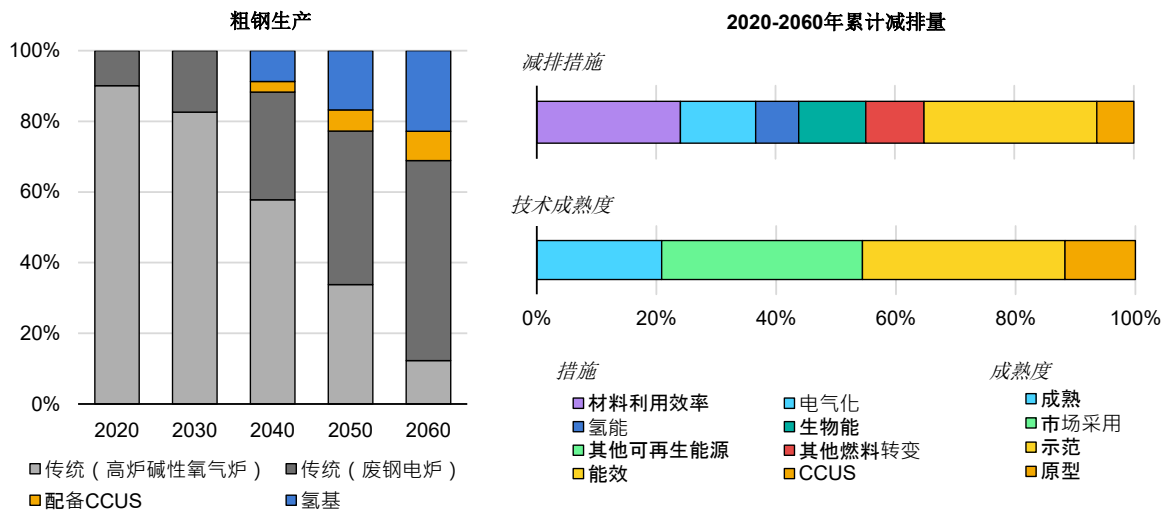
未来几十年，随着中国经济走向成熟，废钢逐渐增多，中国无疑将在更大程度上利用能源密度和碳密度都比较低的废钢。承诺目标情景下，现有的感应炉将被效率更高的电弧炉取代，来自电炉炼废钢的钢产量到 2030 年将几乎翻一番，到 2060 年增加两倍多。到 2060 年，电弧炉将是中国钢铁生产的最主要路径，这在一定程度上将推动钢铁行业的能源投入转向电力。此外，预计中国整体钢铁产量将会下降，从而推动排放量降低。然而，上述因素并不足以推动中国工业在 2060 年实现碳中和目标。

中国钢铁行业脱碳的一个主要障碍是现有产能的厂龄相对较低，平均约为 15 年，而美国约为 35 年，欧洲大部分地区约为 40 年 (Tong et al., 2019; Wang et al., 2019; Liu et al., 2021)。虽然钢铁行业的排放密集型资产（如高炉）在全球范围内的平均运行年限约为 40 年，但中国这类资产的典型寿命要低得多，约为 25 年。在中国，通常在一个运营周期后即对炼钢设施进行更换（而不是大规模整修），这种做法减轻了替换现有资产存量以避免锁定排放的预期负担。然而，中国的钢铁行业体量庞大，即使现有设施的运营周期结束时间与创新技术的就绪时间稍不同步，也可能产生大量的额外成本，并显著延迟碳中和进程（见第 5 章）。

在承诺目标情景中，钢铁生产的二氧化碳排放量将从 2020 年的约 15 亿吨下降到 2030 年的 14 亿吨，到 2060 年将进一步下降至 1.2 亿吨左右。材料和能效措施（主要与增加废钢使用有关）将贡献从现在到 2060 年累计减排量的 50%左右。废钢用量增加在很大程度上是由经济因素驱动的，也就是说，无论是否努力减排，废钢用量都会增加。从长远来看，与其他重工业部门一样，钢铁行业减排的重任将落在目前尚未商业化的创新技术的部署上，其中以 CCUS 和电解氢技术为主，这两种技术将总共贡献累计减排量的 15%左右。有两大生产路线与 CCUS 和电解氢技术有关：一条是基于氢气的直接还原铁 (DRI) 路线，它的工艺能效较高，将来可以直接与低成本、使用波动性可再生能源的自产自用电力结合；另一条是创新型冶炼

还原路线，它不需要用到焦炉和某些烧结工艺，并且能产生更纯净、更适于捕捉的二氧化碳流。到 2060 年，这两大路线将共计提供原生钢产量的三分之二以上，其余的大部分产量将由即将达到使用寿命的传统高炉提供。到 2060 年，利用废钢的电弧炉炼钢产量将占钢铁总产量的一半以上。

图 3.14 承诺目标情景下，中国钢铁部门不同措施、不同成熟度技术的市场占有率和能源体系二氧化碳减排量



国际能源署，2021。

注：“传统”包括现今以铁矿石为原料炼钢的所有无减排措施的商业路线。“配备CCUS”包括使用CCUS的创新冶炼还原和使用CCUS的创新高炉炼钢。“氢能”包括将氢气混入炼铁炉炼钢，以及所有纯氢能直接还原铁炼钢。“其他”包括直接电解铁矿石。成熟度类别是根据国际能源署《清洁能源技术指南》（IEA，2020b）中对技术成熟度的详细评估来确定的。CCUS = 碳捕捉、利用和封存。

在承诺目标情景中，到 2060 年中国超过三分之二的原生钢将产自创新冶炼还原路线和氢能直接还原铁路线

水泥

进入新世纪以来，没有任何一个产业部门的发展规模和速度能与中国的水泥行业匹敌。中国的水泥产量在短短 15 年内翻了两番，从 2000 年的约 6 亿吨增加到 2015 年的约 24 亿吨。此后，水泥产量大致保持平稳，在 2020 年小幅增加了 2%。承诺目标情景下，中国的水泥产量将在短期内继续缓慢增长，在 2025 年达到顶峰，然后由于国内需求随着基础设施和建筑存量成熟而下降，水泥产量也将逐步降低。

水泥生产技术相当成熟，在各国之间差异很小。由于水泥不能以成本效益较高的方式回收，所以水泥全部都是利用原始材料（主要是石灰石）生产的。一般来说，效率最高的窑炉是干法窑，这类水泥窑使用多种燃料，是全世界几乎所有水泥的生产来源。在中国，水泥窑的能源投入中，煤炭约占 75%，其余投入包括电力、天然气，以及少量的石油产品、废弃物和生物能。

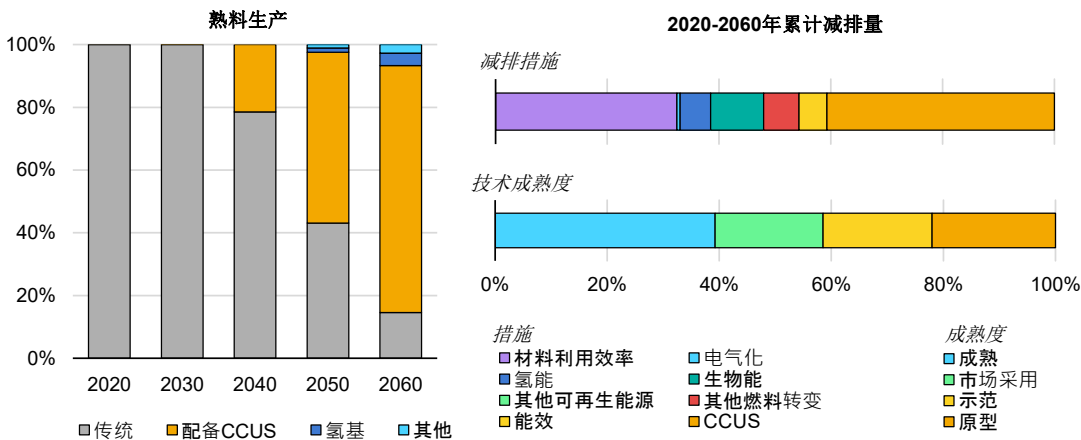
目前，水泥生产所排放的大量二氧化碳既来自于过程加热所需的化石能源燃烧，也来自于生产过程中必不可少的化学反应。制造水泥需要大量的能源来提供过程加热，以便石灰石与粘土的混合物能在窑中生成熟料（一种块状物质），然后熟料与石膏混合，有时也与矿渣、粉煤灰、石灰石等其他物质混合，并粉碎研磨成细粉（称为波特兰水泥）。⁹ 决定水泥生产排放强度的关键参数除了使用的燃料以外，还有每吨水泥所使用的熟料量（熟料是水泥的活性成分，也是排放最密集的成分）。如今中国的熟料-水泥比例为0.66，而全球平均值为0.72。因此，中国水泥的平均碳强度比世界水平低7%左右。

来自水泥生产的二氧化碳排放总量目前约占中国工业整体排放量的三分之一，在承诺目标情景中，它将从2020年的约13亿吨下降到2060年的约3000万吨。水泥生产的排放强度将从现在的每吨水泥0.55吨二氧化碳，下降到2060年的仅0.03吨二氧化碳。从现在到2030年，减排的实现几乎将全部依靠一系列渐进式的改良措施：降低熟料-水泥比例，通过提高材料利用效率来减少水泥需求，采取节能措施来降低熟料生产的能源强度，以及增加天然气和生物能源配比以替代煤炭。长远来看，CCUS等创新技术的部署将是最主要的贡献力量。在水泥熟料生产中，配备CCUS的窑炉比例将从目前的零起点增加到2060年的85%左右（相当于在2030-2060年期间平均每年建成20个年捕获能力为100万吨二氧化碳的工厂）。

承诺目标情景下，改用替代燃料也将有助于减少排放。到2060年，混入窑炉燃料的电解氢的配比将达到热能需求的5%左右，而生物能的混合配比将约为热能需求的30%。在经过特殊改造的窑炉中，电力可以提供8%的热能需求。届时仍在使用的化石燃料的大部分排放将与过程排放并流，一同得到捕获。通过捕捉窑炉燃烧生物能源所排放的二氧化碳（BECCS的一种），水泥行业产生的其余二氧化碳将得到部分抵消。

⁹ 能够替代波特兰水泥的胶凝材料仍处于早期开发阶段，因此在承诺目标情景中对减排量没有贡献。更多信息可参见国际能源署的《技术路线图：水泥行业的低碳转型》（IEA，2018）。

图 3.15 承诺目标情景下，中国不同技术的熟料生产，以及水泥部门不同措施、不同成熟度技术的二氧化碳减排量



国际能源署，2021。

注：CCUS = 碳捕捉、利用和封存。“传统”是指不配备 CCUS 的无减排措施干法窑。“配备 CCUS”包括配备 CCUS 的窑炉，按所产生的二氧化碳排放量的捕获比例计算。“氢能”和“其他”包括以氢气和电力为燃料的窑炉，其比例根据能源投入的份额计算（如有重合，则捕获的过程排放的比例计入“配备 CCUS”）。材料利用效率包括降低熟料-水泥比例，以及减少水泥需求的措施。成熟度类别是根据国际能源署《清洁能源技术指南》（IEA，2020b）中对技术成熟度的详细评估来确定的。

在承诺目标情景中，到 2060 年中国 80% 以上的水泥都将产自配备 CCUS 的工厂

其他行业

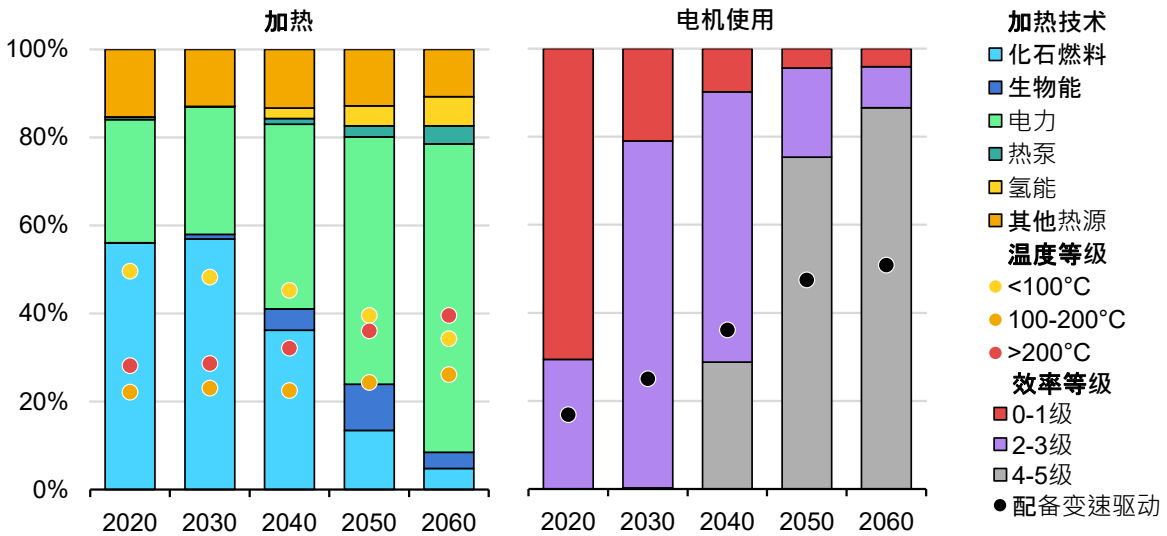
在中国，除化工、钢铁、水泥以外的其他行业也消耗大量的能源，并产生大量的二氧化碳排放。其中比较重要的有铝和其他有色金属（如铜）、除水泥外的非金属矿物（如石灰）、纸浆和造纸、建造、食品、车辆、机械、采矿、纺织，以及木材。承诺目标情景中，这些部门的合计排放量将从 2020 年的约 7.4 亿吨下降到 2060 年的仅 5000 万吨。

在制铝部门，从现在到 2060 年铝的产量将仅下降 18%，但排放量将下降 95%。废铝供给的增加将推高再生铝的比重（类似于钢铁部门的情况），从而对降低排放做出重要贡献。此外，用惰性电极取代碳电极可以减少过程排放。如今在霍尔-埃鲁电解冶炼工艺中使用的碳电极（目前在中国和其他地方使用的领先技术）在被氧化的同时会排放二氧化碳，而惰性阳极则不会。在纸浆和造纸部门，排放量也将下降约 90%，这主要得益于生物能在该部门燃料投入中的比重提高，以及回收利用的增加。

其余工业细分部门（在此统称为轻工业）的排放量到 2030 年将升高近 40%，然后到 2060 年降低 95%；减排主要通过电气化实现。在部分轻工业活动中，中国居于主导地位。例如，中国占了全球机械部门能源需求的近一半。轻工业用能主要集中在三方面：加热、通过电动机提供的机械作业，以及照明和冷藏等其他用电需

求。低温热力需求可以通过工业热泵得到高效满足，而高温热力可以由氢能和生物能提供。商业热泵完全可以提供温度低于 100° C 的热能。而正在开发的工业热泵可以利用工业废热作为投入，提供温度高于 160° C 的热能（Nowak，2021）。在承诺目标情景中，2060 年电力将满足轻工业热能需求的约 75%（低温采用电阻加热，高温采用电磁加热），氢能满足约 7%，生物能源满足 4%，其他可再生能源（包括太阳能光热和地热发电）满足其余 4%。

图 3.16 承诺目标情景下，中国轻工业在加热和电动机两个领域的技术部署



国际能源署，2021。

注：“轻工业”不包括非特定的工业能源消费。“其他热源”包括太阳能热力和地热加热装置，以及从电力和燃料转化部门引进的热力。

电加热在轻工业中的比重将从现在的约四分之一增加到 2060 年的四分之三，而配有变速驱动装置的电动机的比重将急剧上升，推高整体效率水平

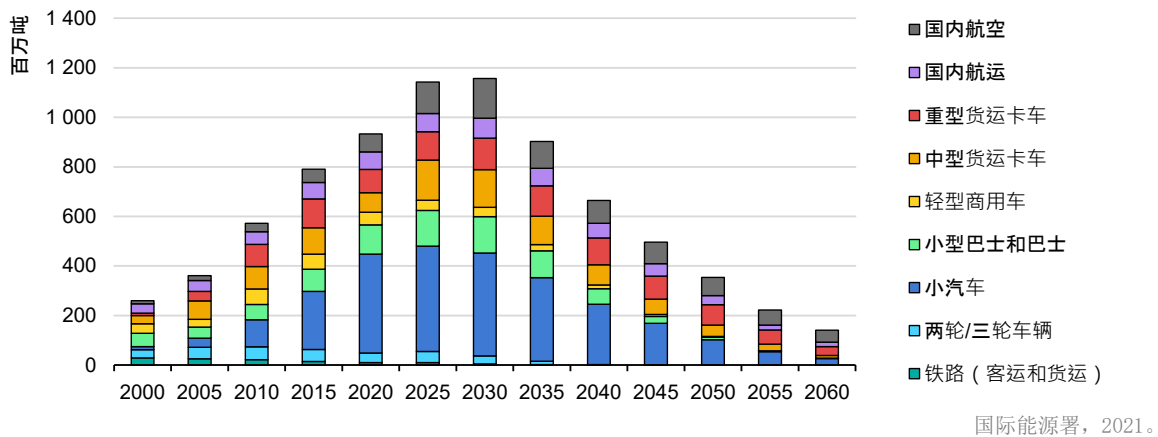
机械能的提供并不涉及直接排放，因为机械能几乎完全由电力驱动的电动机提供。然而，承诺目标情景中，更高效发动机的部署将减少能源需求，从而减轻低碳发电的压力。2060 年，轻工业使用的发动机有 90% 为 4 级或以上（而现在几乎没有），有一半将配有更高效的变速驱动装置。¹⁰ 在这些措施的共同作用下，2060 年轻工业的电力需求将减少 90 太瓦时，即 9%。

¹⁰ 发动机的等级代表其效率水平。在 1.1 千瓦和 50 赫兹的条件下，1 级发动机的效率高于 75%，而 4 级电动机的效率约为 87%。变速驱动器对输送给发动机的频率和电压进行控制，从而更好地控制其速度和扭矩，提高能效。

交通运输

2020 年，中国交通运输部门的二氧化碳排放量约为 9.5 亿吨，占全国能源体系排放总量的 9% 左右；由于新冠疫情影响，交通运输排放量比 2019 年略低。承诺目标情景中，交通运输排放量在短期内将继续增长，2030 年达到略高于 10 亿吨的峰值，然后 2060 年下降到大约 1 亿吨，比 2020 年降低近 90%。2060 年剩余的大部分排放将来自减排困难的国内航空和航运以及长途公路货运领域。中国要想在交通运输部门实现上述目标，将需要在政策方面大力做好协调努力，推动低碳技术在各种交通运输方式中普及，并确保交通运输系统尽可能高效运作（例如，利用数字化技术使不同交通运输方式之间的衔接尽可能简单无缝，并简化物流）。

图 3.17 承诺目标情景下，中国交通运输部门的二氧化碳排放量



中国的交通运输排放量自 2000 年以来已增加了两倍多，2030 年将达到峰值，到 2060 年将下降近 90%，下降是由效率改进和低碳技术驱动的

近几十年来，随着国家繁荣和经济活动增多，人员和货物的流动性有所增加，交通运输部门的能源用量和相关排放也相应激增。乘客出行的增长主要涉及本地和短途出行，其中大部分发生在城市内和/或城市周边，也涉及长途或城际旅行，其中最常见的出行方式是火车、高铁、巴士或飞机（小汽车长途出行在中国仍不多见）。汽车拥有量以惊人的速度增长，预示了随后中上等收入的居民对国内和国际航空出行的蓬勃需求。国内货运方面，内陆水路、沿海航路和铁路的运量都有所扩大，但卡车仍然是货运主力，能源使用量和排放量也都占大部分。

要实现新的碳中和目标，就必须设法使中国的各种主要交通运输方式都能脱碳，特别是服务于货运和旅客出行的道路机动车，它们占交通运输排放总量的 80% 以上。大多数车辆，包括两轮和三轮车辆、乘用车和轻型商用车，在中国都可以比较快速且经济地实现脱碳，脱碳的主要途径是直接电气化。氢能动力燃料电池车可能是一

种商业上可行的技术途径，对于商业车队和城际客货运列车尤其如此。交通运输方式转变（包括从汽车转变为公交，以及在某些情况下转变为自行车等非机动车）则是另一种解决方案。重型货运卡车、内陆航运和航空的排放清零将需要较长时间，因为这些领域还没有商业可用的化石燃料替代品。对于这些交通运输方式，将需要采取政策措施，以促进目前处于示范或原型阶段的低碳燃料的开发和部署。

公路客运

虽然当前乘用车只占中国能源体系二氧化碳排放量的 5%，但由于汽车数量增加，这一比例一直以来都呈现快速增长态势，如果不采取措施遏制传统内燃机汽车的销售，这一比例还会进一步增长。随着富裕的中产阶级出现，中国的汽车拥有量已经从 21 世纪初的每 250 名居民拥有一辆汽车，即上路行驶的汽车总数约 700 万辆（Wang, Teter and Sperling, 2011），发展到今天的每 6 名居民即拥有一辆汽车，汽车总数接近 2.4 亿辆。2009 年中国超过美国成为全球最大的汽车市场，2020 年中国的汽车销量接近 2200 万辆；不过，中国的汽车拥有量仅为美国四分之一。近年来，通常耗油较多的运动型多用途车（SUV）在中国和许多其他国家的汽车销售中的比例明显上升；在中国，SUV 占汽车销量的比重已从 2015 年的不足 16% 上升到 2020 年的 46% 以上。¹¹ 在中国的许多城市，特别是北京、天津和杭州，以及一些城际道路干线，道路拥堵问题严重。随着汽车使用量的增加推动石油需求上升，中国在 2017 年已超过美国成为世界上最大的原油净进口国。

中国政府力图通过燃料效率标准、污染物排放标准¹²和电动车扶持措施（中国政府使用“新能源汽车”[NEV]一词来指能够以石油产品以外的燃料为动力的车辆）来平抑不断增加的石油需求、二氧化碳排放和空气污染。目前，中国的新能源汽车基本都是插电式混合动力车或电池电动车，不过也有燃料电池电动车（FCEV）正处于商业化的早期阶段。尽管中国的汽车制造商持续整合，但目前汽车制造企业仍有 100 多家，主要为国内市场提供汽车。其中的许多企业都是省政府和地方政府拥有或大力扶持的企业，而最大、最成熟的几家国有汽车企业（如上汽、东风、北汽、长安、一汽和广汽）已与国际汽车制造商成立了合资企业（通常有多家）。中国还大力投资于公交和数字解决方案，以鼓励通过多式联运（即“智慧出行”）¹³来限制道路车流量、燃料用量和排放量增长。

¹¹ 在国际能源署的轻型车辆销售数据库中，根据全球统一的车辆分类定义，2015 年 SUV 的比例为 30%，去年（有数据的最近一年）为 42%（IEA, forthcoming）。

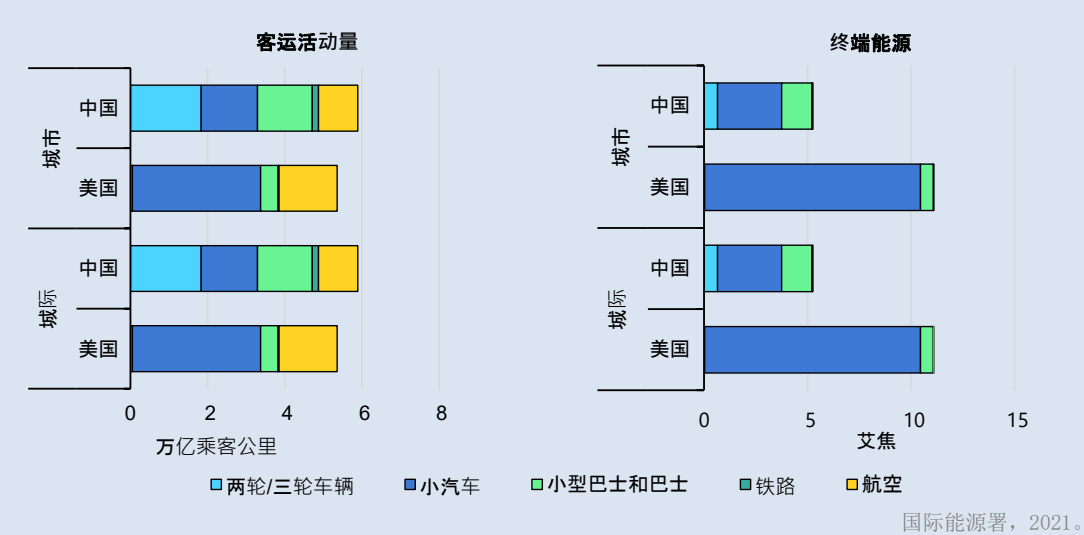
¹² 中国对摩托车、轻型车和重型车同时实施燃料消耗标准和污染物排放标准，这种做法有别于其他国家。近期，中国已进入轻型车燃料消耗标准的第五阶段和重型车辆标准的第三阶段。中国还有燃料标准（将汽油和柴油的含硫量限制在 10ppm）和空气质量标准。北京的轻型车和重型车排放标准较为严格，中国其他地区通常会跟进效仿。

¹³ 智慧出行的概念涵盖大数据、互联网、人工智能、区块链和超级计算技术在交通运输领域的应用。它涉及利用数据来集成交通运输基础设施和方式，以及通过信息网络来集成服务网络和能源网络。通过微信（腾讯）和支付宝（蚂蚁集团）等“超级 App”，中国的民众能够快捷支付巴士、地铁、轻轨、无线充电电动自行车、出租车、共享汽车等一系列服务，并使用智能手机根据各自的喜好和天气状况来规划行程。这些应用程序还可用于创建并跟踪订单。

专栏 3.3 中国的公共交通投资如何减少对私家车和国内航班的依赖？

中国在公交基础设施领域投入的大量资金已经产生了重大利好。过去十年间，全球三分之二的新建地铁线路和近 90% 的新建高铁线路都在中国。如今，这些轨道线路占世界总量的四分之三。小汽车每乘客公里的能源用量和二氧化碳排放量通常至少是传统巴士的三倍、轨道列车的十五倍；因此，对巴士和轨道列车等公共交通的投资极大地遏制了交通运输领域的排放（IEA，2019a；2020b）。在中国的许多城市，多数城市公交车已是电动巴士。如果再考虑到中国城市、城际巴士和轨道列车的载客率远高于全球平均水平，那么出行转用公共交通方式所节约的能源和减少的排放更为可观。此外，公共交通能够以更加快捷的方式运送更多旅客，占用的空间也远小于私家车。因此，中国乘车出行的能源强度远低于小汽车占主导地位的美国：中国的客运总量（以乘客公里数衡量）比美国高 45%，但能源消费量却不到美国的一半。

2020 年中国和美国的的城市和城际客运活动量及能源需求



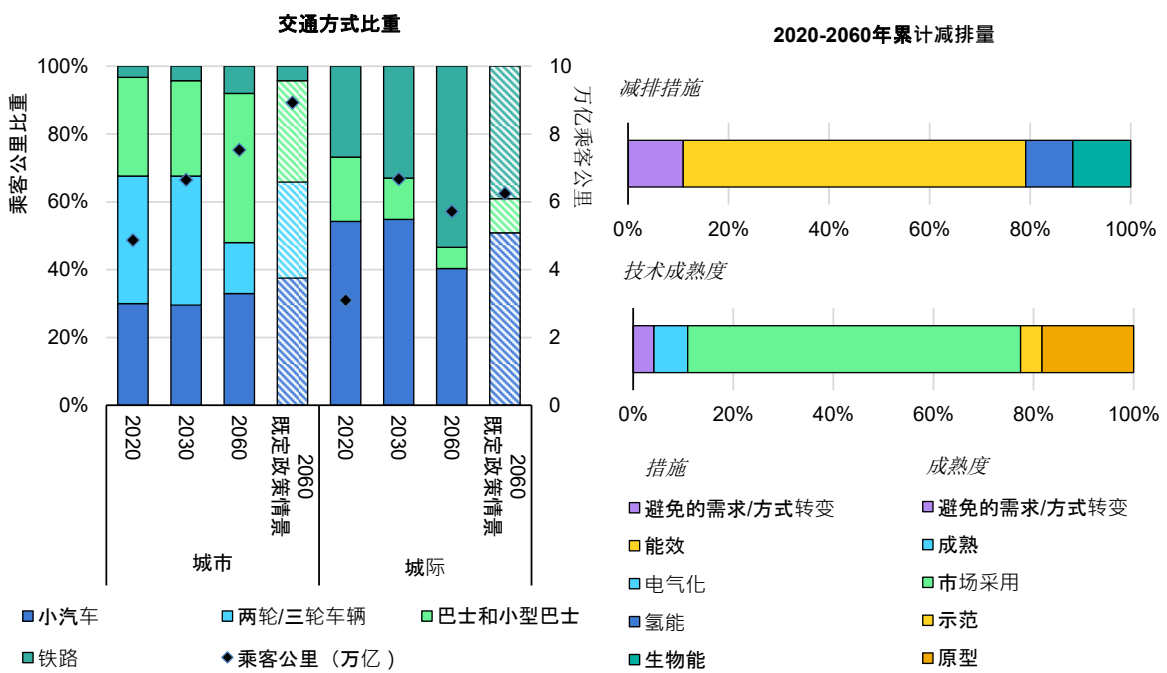
由于中国依赖能效较高的交通运输方式，所以虽然国内客运量比美国高近 25%，但客运的能耗却只有美国的一半左右

随着城市化不断推进，中国将继续投资于公共交通，包括地铁系统、轻轨、高铁和电动巴士，并补贴公交乘客的费用，以确保出行高效、低碳。在航空方面，短途航班的能源密集度和碳密集度远高于巴士或轨道列车，因此提供短途航班的低碳替代方案具有尤其重要的意义（以下有关航空的章节对此有所讨论）。

要实现承诺目标情景所设想的公路客运排放早日达峰，并在 2060 年之前完全消除排放，就需要加大力度在迅速过渡到新能源汽车的同时，促进出行从小汽车向其他方式转变。国务院发布的《新能源汽车产业发展规划（2021-2035 年）》是一个积极信号，表明政府重视新能源汽车对公路客运的脱碳作用，以及电气化在自主、互联和共享程度日益提高的出行系统中的作用（State Council, 2020）。

在中国的大城市，二氧化碳减排的主要实现途径是对城市轨道交通持续投资，以及两轮车辆、小汽车和巴士快速电气化。目前销售的城市公交巴士大多数是电动车。禁止内燃机摩托车在大城市内行驶的规定推动了更安静、污染较少的电动摩托车的普及。综合性城市规划，以及“智慧城市”和“智慧出行”商业模式及技术的开发和部署，都将在中国城市出行创新的基础上得到发展；实现深度脱碳所需的大部分技术都已经商业化或处于示范阶段。

图 3.18 承诺目标情景下，中国水陆客运领域各种交通运输方式的比重，以及不同措施、不同成熟度技术的累计二氧化碳减排量



国际能源署，2021。

注：排放降幅包括轻型商用车的排放，这些车辆用于公路货运等一系列商业作业。成熟度类别是根据国际能源署《清洁能源技术指南》（IEA, 2020b）中对技术成熟度的详细评估来确定的。图中不包括航空数据，因为航空业的交通运输方式转变潜力将在有关航空业的章节中单独讨论。

在承诺目标情景中，通过转用能效更高和碳密集度更低的交通方式以及促成汽车的电气化，到 2060 年将基本消除客运领域的所有排放

中国交通运输部门的能源转型需要一系列政策来推动。可以在目前干线公路已经不低的过路费的基础上进一步增加收费，以激励低碳和更具空间效率的巴士和轨道列车出行。要实现城际公路出行脱碳，将需要努力转用零排放的城际巴士，包括插电式和电池动力系统、电动道路系统（用于巴士和卡车车流量大且持续的公路），以及燃料电池电动车（见下文），并在干线公路上安装电动车快速充电站和加氢站（HRS）。

2010年代初，中国的扶持政策主要是大量补贴新能源汽车制造企业，省政府则为当地龙头企业提供额外补贴。由于政策缺乏连贯性，以及对电池制造、车辆创新和充电基础设施的投资不足，新能源汽车销售在前期并没有达到预定目标（Wan, Sperling and Wang, 2015）。这种情况在2015年开始变化，两个原因共同导致了电动车销量激增：中央和地方政府的政策，以及在市一级的车辆登记配额管理中不限制新能源汽车或增加其中签概率。然而，新能源汽车的巨额补贴并不直接提供给买家，而是提供给汽车制造商，这就导致了一些钻空子的行为；据估计，截至2015年，所有售出的新能源汽车中多达22%可能都是从未实际上路的“幽灵车”（Wang et al., 2017）。

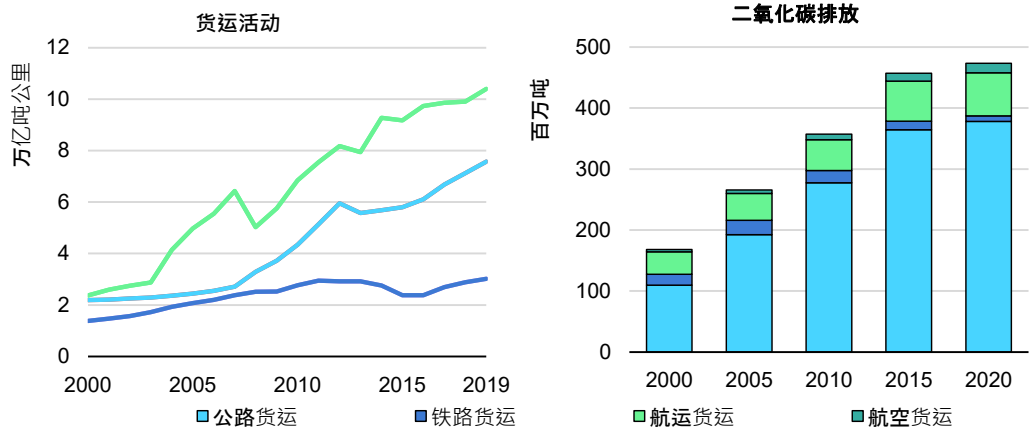
2017年，中国调整了新能源汽车政策，宣布补贴制度将更加严格，更有针对性地根据车辆的性能（即电动续航里程、电池组额定能量密度和车辆效率）来进行补贴，并且补贴制度将逐步取消。新政策通过“双积分”制度（包括新能源汽车强制性规定和燃料经济性标准）对新能源汽车的销售强制性规定与燃料消耗标准进行并行管理。新政策强制性要求原始设备制造商（OEM）生产的新能源汽车要占到年产量的比例，并达到燃料经济性标准。积分一方面根据新能源汽车的销量计算，另一方面根据车辆效率、电池容量和电动续航里程计算。积分有效放宽了各原始设备制造商必须达到的燃料经济性标准。这些企业可以通过互相购买多余的积分来满足政策要求。2020年，电动车的补贴下调，获得补贴的条件收紧；补贴将在2023年完全取消。从2020年4月底开始，中国已经停止了对燃料电池电动车的补贴机制，取而代之的是奖励性资金，用于支持在城市集群中的研发和示范（RD&D）项目。

此外，中国政府也在推动电动车充电基础设施的发展。在应对新冠疫情影响的刺激计划中，电动车充电站与5G、数据中心一起被列为重点支持的“新基础设施”。在中央政府的指导下，许多省市政府都已经宣布了2020年的充电站建设目标。例如，北京宣布将在2020-2022年期间新安装5万套公共和家庭充电装置，而上海的目标是10万套。这些目标的配套措施通常包括地方政府对充电费和运营成本的补贴。

公路货运

在过去 20 年间，中国国内公路、铁路和水路的货运量迅速增长。虽然公路货运在货运活动总量（以吨公里计算）中的比例从略低于 40% 下降到了 2020 年的不到三分之一，但是公路货运排放占货运排放总量的比重已从 2000 年的 65% 上升到今天的约 80%。公路货运排放量于 2019 年达到 3.9 亿吨的顶峰，2020 年因新冠疫情略有下降，2021 年初发生反弹。货运活动的增长预计将持续到 2060 年，不过增速与最近几十年的水平相比将更加温和；随着通常由铁路运输的煤炭、初级材料和大宗商品的运量下降，以及通常由卡车运输的高价值（和低密度）货物的运量增加，公路货运的比重将会提高。

图 3.19 中国不同交通运输方式的货运活动量和相关二氧化碳排放量



国际能源署，2021。

注：航空货运占货运活动总量的比重低于 0.1%，占货运排放总量的比重不足 3%，因此没有显示在左图中。2008 年修订了衡量公路货运活动量的方法，因此 2000 年和 2005 年的估计值也进行了相应修订。

来源：Freight activity from the National Bureau of Statistics of China (2021)。

公路货运约占中国货运总量的三分之一，但在货运相关二氧化碳排放总量中的比重约为 80%

类似于公路客运，公路货运的脱碳将需要依靠多种措施，共同鼓励该行业采用碳密集度较低的运输方式（如铁路和水路）、更高效的低碳燃料和动力系统（如生物燃料、电动车和燃料电池电动车），以及充分利用系统效率和运营效率的措施（如使用数字货运匹配解决方案[Xu and Peng, 2021]）。公路货运要走上低碳轨道，主要的技术解决方案是加快在各类作业中普及零排放卡车。2020 年，中国电池电动中型和重型卡车的销量约为 6700 台，在同类卡车的商业化方面居世界领先

地位（IEA，2021a）。中国的主要卡车制造企业迄今已向市场投放了至少 29 个款型的中型和重型电动卡车。¹⁴

除直接电气化之外，以氢能为动力的燃料电池电动车可能将被部署用于重型车辆作业，特别是长距离作业。中国的燃料电池电动车市场仍处于非常早期的阶段，但已经远远领先于其他国家；2021 年初，用于作业的燃料电池电动卡车共有 3100 辆（AFC TCP，2021）。一些工业企业也宣布计划购买燃料电池电动卡车用于采矿和其他工业作业。这些卡车在将来能否得到更多使用将取决于补贴方案，以及中国若干地区正在开展的示范项目是否成功（关于燃料电池电动车的详细评估，见第 4 章）。

目前，传统柴油卡车是唯一具有商业可行性的卡车，要想使零排放卡车可以与之竞争，将需要政策激励、排放标准和技术进步。中国由于材料和劳动力成本较低，所以生产卡车的成本大大低于欧洲。在中国，一辆柴油卡车的购买价格可能不到欧洲的一半，这使得新型动力系统卡车难以与柴油卡车竞争。

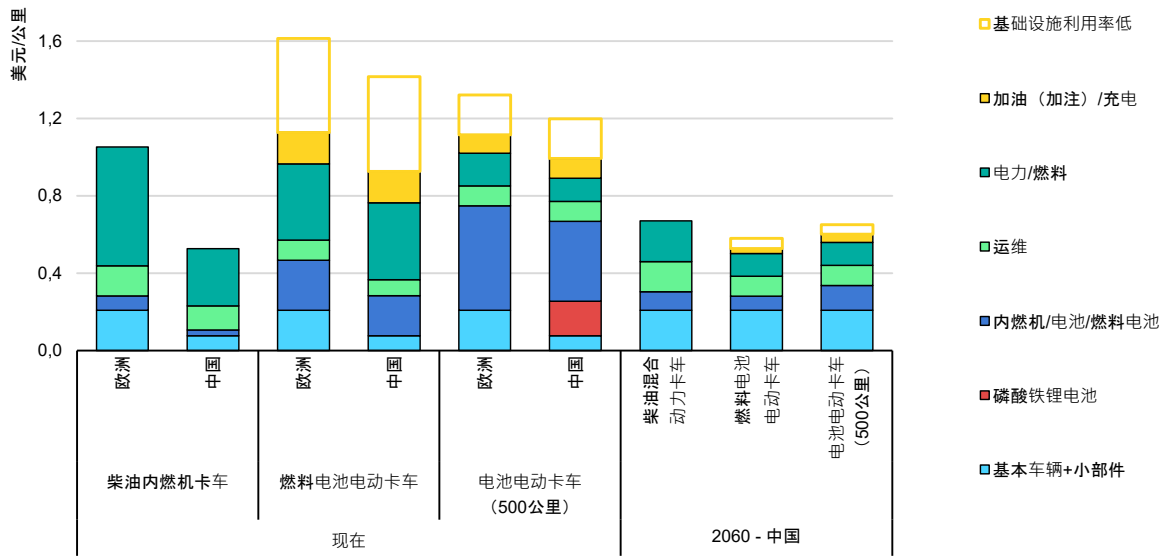
但从另一方面来看，目前中国的电池和电力价格较低，因此电池和混合动力电动卡车比欧洲更便宜。此外，使用磷酸铁锂电化学技术的电动卡车电池的价格可以降低到接近 100 美元/千瓦时（650 元/千瓦时），电池电动卡车的拥车和运营成本可以随之降至近 0.6 美元/公里（3.9 元/公里）。尽管如此，电动卡车仍然比柴油卡车贵得多。为重型卡车设计的更先进化学电池的价格可能超过 300 美元/千瓦时（1940 元/千瓦时）。

燃料电池电动卡车的价格甚至更高，因为许多部件将继续由外国厂商生产（虽然燃料电池组和系统是在中国组装）。¹⁵ 承诺目标情景中，在规模经济的作用下，生产、交付和配送氢能（以及制造燃料电池和储氢罐）的成本预计将稳步下降，因此，从长远来看，燃料电池电动卡车在日行驶里程可靠超过 500 公里的类别中将比电动卡车更有竞争力，但其前提条件是相关加氢基础设施得到大量利用，从而分散较高的建造、运营和维护成本。

¹⁴ 实际面市的车型数量很可能更多，因为在这个尚未整合的行业中仍存在许多小型卡车制造企业。这些车型中大部分是电池电动卡车，但也有少数是插电式混合动力或燃料电池电动卡车。

¹⁵ 中国的制造企业目前正在国内发展燃料电池所有部件的制造能力，包括双极板、膜电极组件和质子交换膜，以及将燃料电池系统集成到车辆中所需要的其他部件。中国作为锂离子电池生产大国，希望在燃料电池电动车组件制造方面也成为领先大国。为了加快这一进程，中国政府正向国内生产企业提供直接补贴。

图 3.20 承诺目标情景下，中国和欧洲重型卡车的拥车总成本



国际能源署，2021。

注：为简单和可比起见，假定目前的电价保持不变。假设电池的价格在 2060 年达到 60 美元/千瓦时（390 元/千瓦时），燃料电池的价格达到 60 美元/千瓦（390 元/千瓦）。基础设施低利用率（无填充的黄色部分）显示，如果加氢站或电池充电得不到充分利用，将会推高成本；在这里，不充分利用是指目前燃料电池电动车的基准估计利用率的三分之一，目前电池电动车和 2060 年电池电动车及燃料电池电动车的估计利用率的一半。

目前，零排放车辆的拥车总成本缺乏竞争力，但在承诺目标情景中，技术学习和规模经济将降低零排放车辆的生产和运营成本

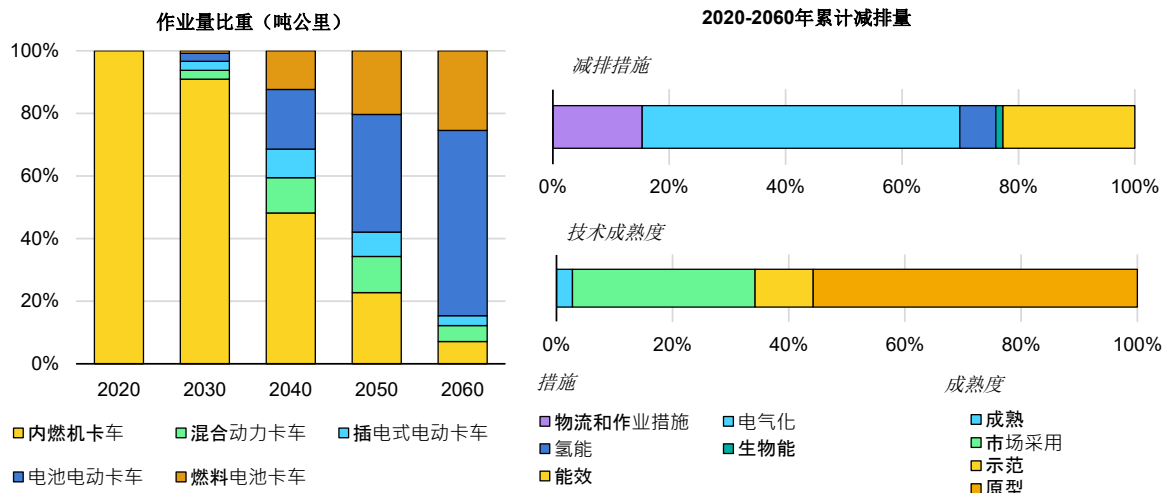
2021 年中期，中国已投入运营的加氢站达到 100 多座（Nengyuanjie，2021）。考虑到省级和地方政府设定的目标，以及若干企业承诺建造更多的加氢站，这个数字在未来五年将迅速增加。在中国应对新冠疫情影响的刺激计划中，加氢站与电动车充电站被一并列入“新基础设施”，因此许多省市制定了加氢站新目标。例如，北京市为支持到 2025 年燃料电池电动车增加到 1 万辆的规划，宣布市内加氢站将从目前的 3 座增加到 2023 年的 37 座和 2025 年的 74 座。各省政府的 2025 年加氢站目标数量总计超过 830 座。

目前，大多数加氢站是由氢能生产企业或燃料电池电动车制造和运营企业建造。传统能源企业亦已开始涉足加氢站建造，因此，该领域的总体建设步伐将加快。经营中国最大石油零售网络的国有石油企业中石化最近宣布，在已运营的 10 座加氢站基础上，将于 2021 年对其加油站进行升级，新建 100 座加氢站。该公司是中国最大的氢能生产企业之一，计划在 2025 年前建成 1000 座氢气站。

承诺目标情景中，新能源卡车的快速部署将贡献 2020–2060 年间大部分减排量。在重型卡车中，新能源卡车的比例将从现在的几乎为零快速增加到 2030 年的近 20%——这样的增速是中国过去十年间电动乘用车增速的三倍多，大致相当于芬兰

近十年来的增速。其余减排量将来自作业量的减少，以及物流改善带来的运营效率的提高。

图 3.21 承诺目标情景下，中国各类重型卡车作业量的比重，以及不同措施、不同成熟度技术的二氧化碳减排量



国际能源署，2021。

注：“物流和运营措施”包括尽可能充分利用车辆运力的措施（如回程运输、数字货运匹配等）、缩减里程（如通过实时路线优化），以及提高运营效率（如通过夜间交货）。关于这些措施的更多信息，请参见《卡车的未来》（IEA，2017）。本图着重显示实现中型和重型卡车减排所需的技术和措施。成熟度类别是根据国际能源署《清洁能源技术指南》（IEA，2020b）中对技术成熟度的详细评估来确定的。

公路货运脱碳取决于零排放卡车的迅速部署，以及充电站和加氢站的快速建设

海运

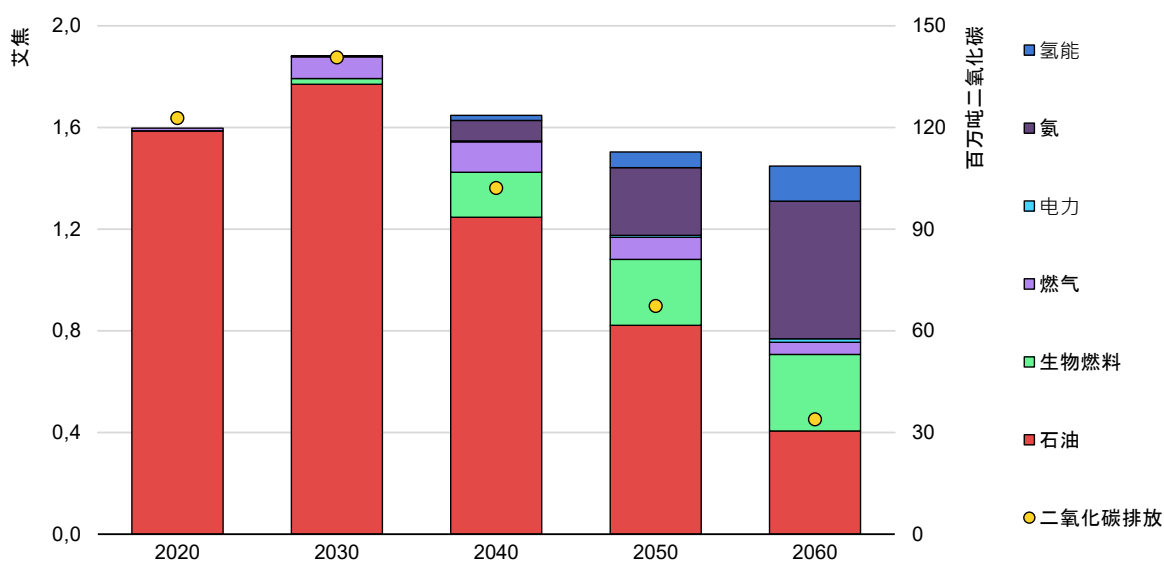
航运和航空领域的二氧化碳减排是各国政策决策者面临的最棘手任务之一。¹⁶ 在这两个部门中，长距离行程需要大量的能源，而且这些能源必须足够密集，以便不在船上或飞机上占用过多的空间或载重；从现在的情况来看，即使是最先进的电动电池技术，也只能用于短距离和小规模的作业。目前生物燃料是唯一能替代石油基燃料的低碳产品，但由于全球种植生物质原料的土地供给有限，生物燃料可能只能满足有限的能源需求。因此，这些部门的减排将取决于新型低碳技术和燃料的开发及商业化。

解决海运排放问题在中国尤为重要：全球 50 座最繁忙的集装箱运输港口中，有 16 座在中国。如今，世界上超过四分之一的集装箱运输都经由这些港口进行；在本世纪初，这一比例约为 18%。在承诺目标情景中，中国国际航运的二氧化碳排放量将在 2030 年达到略低于 1.45 亿吨的峰值（高于 2020 年的 1.2 亿吨），之后由于

¹⁶ 虽然中国的碳中和目标并不包括国际海运，但本节不仅涵盖了国内海运，也涵盖了国际海运（下一节也同样涵盖了国际商业航空）。

货运量增速放缓、船舶发动机能效提高（共同降低能源需求）以及向生物燃料和其他低碳燃料转变，排放量将稳步下降到2060年的3000万吨左右。目前该部门几乎完全依赖油基燃料（主要是燃料油和柴油），2060年此类燃料的使用将下降，但仍将满足该部门能源需求总量的四分之一以上。利用低碳氢制造的氨将在2050年后成为主要燃料，2060年占能源用量的比重接近40%；生物燃料将满足能源需求的另外五分之一；燃料电池中使用的氢能将满足大约10%。

图 3.22 承诺目标情景下，中国国际航运的能源消费量和二氧化碳排放量



国际能源署，2021。

注：对国际航运作业、能源使用和排放进行了分摊，按进出港国际航运中各有一半航程计入中国港口计算。

到2060年，国际航运部门的排放量将下降约75%，主要是由于改用低碳氨；氨将成为2050年后的主要燃料

中国已经开始开发新型低碳航运技术。氢能燃料电池船的开发和商业化工作目前主要针对额定功率低于1兆瓦的中型船。位于武汉的质子交换膜燃料电池供应商众宇动力在2021年1月获得了中国船级社颁发的首份燃料电池产品认可证书，下一阶段，将测试一艘专门建造的、由四组130千瓦氢燃料电池驱动的2100载重吨（DWT）散货船。此外，中国的船厂正在为一家希腊船东建造全球第一艘氨燃料预留船（约16万载重吨的苏伊士型油轮）。中国的南京港、漕泾港和湛江港拥有氨接收站，储氨能力共计约为12万吨，这些接收站改造后可以用于为氨内燃机动力船加氨。中国已有六座港口配备了冷熨烫充电设施，可以在船舶主引擎和辅助引擎关闭的情况下为停靠的船舶提供岸电。

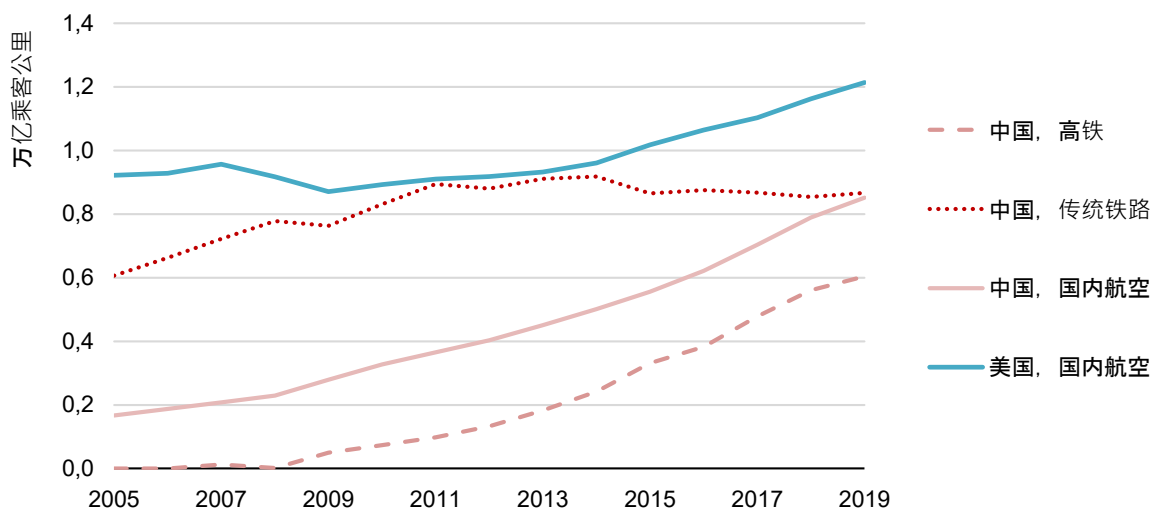
承诺目标情景中设想的国内和国际航运减排技术能否迅速普及，取决于加氨设施的安装情况。需要优先考虑在上海、深圳和南京这三大港口安装加氨设施，因为

它们是全球最主要的一些港口，对从石油基燃料改用低排放（最终将是零排放）氨的转型具有引领作用。中国还需要建造用于冷熨烫的供电设施和加氢设施，为改用电力和燃料电池的渡轮、邮轮和国内货船提供服务。相应的投资将需要中国和其他国家及组织（包括国际海事组织）的有力政策来推动。

航空

中国商业客运航空的兴起晚于私家车，但近年来，它的发展速度比私家车更快。在截至 2019 年的 15 年间，仅国内航空出行（以乘客公里计算）就增加了大约四倍。2020 年，由于新冠疫情期间航空出行减少，中国的国内航空出行首次超过了美国的水平。在新冠疫情之前，中国拥有世界上繁忙程度排名第二、第八和第十一的机场（分别为北京首都、上海浦东和广州白云机场）。国内航空出行在 2020 年有所下降，但现在正在强劲反弹，2021 年可能会超过 2019 年的水平，创下新高。尽管国内航空在中国能源体系二氧化碳排放总量中的比重仍然很小，约为 0.7%，但该领域的排放量正在快速增长，如果不努力加以控制，无疑将在未来几年继续增加。

图 3.23 中国和美国的国内航空出行，以及中国的铁路出行



国际能源署，2021。

注：图中没有显示美国的城际铁路出行，因为在所显示的时间段内，美国每年的城际铁路客运量远低于 400 亿乘客公里。出行活动在传统铁路和高铁之间的划分参照高铁的以下定义：运行巡航速度至少为 250 公里/小时。

来源：IEA Mobility Model (August 2021 version); United States Bureau of Transport Statistics (2021); IATA (2020); ICAO (2019)。

在截至 2019 年的 14 年间内，中国国内航空出行量增加了约 4 倍，不过城际和高铁出行量仍然更高

迄今为止，中国限制航空排放增长的主要措施是大量投资于高铁基础设施；对于 1200 公里以内的国内航班而言，高铁是经济且便利的有力竞争对手。近年来，高

铁出行与航空出行同步增长。由于高铁线路并不都是为了连接主要人口中心而修建的，不能保证其服务覆盖主要城市间的稳定客流（Pike, 2019），因此不满足抵消钢铁和水泥密集型铁路线“碳债”的先决条件，但我们估计，过去十年间高铁网络的发展累计减少了 2.5 亿吨的二氧化碳排放量，这相当于 2019 年中国国内和国际航空排放总量的两倍半左右。¹⁷

培育国内航空工业是中国政府经济和工业政策的组成部分。中国计划继续修建新机场，2021–2025 年间有 30 座机场计划投入运营，另有 209 座机场将在 2035 年前启用，届时机场总数将比现在翻近一番。中国政府正在扶持一家飞机制造国有企业，即中国商用飞机有限责任公司（中国商飞；COMAC），力争使其今后能与空客和波音竞争。中国商飞已开发了三款商用喷气机：已经投入商业运营的中短程 ARJ21，以及长程 CR919 和 C929。

中国的初创企业最近也加入了创新的行列，在电动和氢能飞机研发和示范方面投入了大量资金。中国商飞在北京设立了梦幻工作室，该工作室的研究人员于 2019 年试飞了一架小型氢能动力飞机，并在 2021 年推出了一款更大型的样机，即 ET480，该机使用了国家电力投资集团开发的锂离子电池和燃料电池。

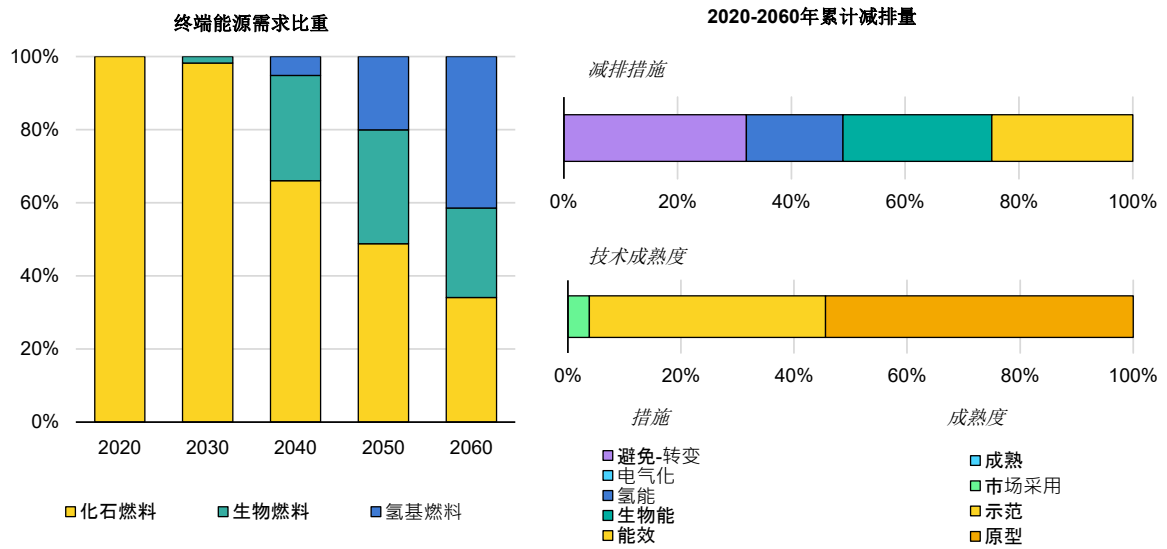
承诺目标情景中，国内航空业的二氧化碳排放量从现在到 2030 年将不断增加，之后得益于效率提高、进一步向高铁和传统铁路转变，以及可持续航空燃料（SAF）普及¹⁸等因素的共同推动，排放量将有所回落。要实现这些长期减排目标，中国将需要协调好航空业发展雄心与气候政策的关系。正如其他国家和国际航空运输协会（IATA）目标的完成情况一样，中国航空业一直以来都在超额完成由中国民用航空局和近几期五年规划所制定的排放和燃料强度目标，这要归功于效率的提高，而效率提高的很大一部分原因是降低燃油成本和实现利润最大化的需求。中国政府目前还未明确表态是否参与国际民航组织（ICAO）国际航空碳抵消和减排计划（CORSIA）的自愿试行阶段（2021–2023 年）和第一阶段（2024–2026 年），也尚未宣布削减航空相关排放的具体措施，¹⁹但一些国家级的政策已经强调了促进研发、示范和普及可持续航空燃料的必要性。国内航空已被确定为能源密集型部门，即将受到国家排放交易系统的管理（已纳入广东排放交易系统试点项目），不过纳入这些部门的时间表和形式还有待确定。

¹⁷ 这一估计的假设前提是：乘坐高铁出行的乘客在没有高铁的情况下会乘坐汽车、巴士或飞机进行同样的出行，为了从简以及与其他报告中的其他排放量相比较，估算时使用了 IEA 出行模型中基于汽车、巴士和飞机出行的年度比重的加权平均直接（即油箱到车轮）碳强度。

¹⁸ 可持续航空燃料包括来自一系列原料和生产途径的生物燃料，以及合成燃料（利用氢气和来自大气或生物源的二氧化碳合成）。这类燃料可以混入商业飞机使用的化石来源航空煤油中。

¹⁹ 中国温室气体自愿减排计划在 2020 年被批准成为国际民航组织国际航空碳抵消和减排计划认可的六项碳抵消计划之一。

图 3.24 承诺目标情景下，中国各燃料在航空终端能源需求中的比重，以及不同措施、不同成熟度技术的二氧化碳减排量



国际能源署，2021。

注：成熟度类别是根据国际能源署《清洁能源技术指南》（IEA，2020b）中对技术成熟度的详细评估来确定的。

对航空出行征税和向铁路出行转型将减少航空出行的需求，从而控制从现在到 2030 年排放量的增加；从长期来看，效率的提高和可持续航空燃料的大规模部署将推动减排

建筑

近几十年来（特别是进入新世纪以来），随着城市化发展和收入提高，中国建筑的用能和排放方面的体量增幅高于其他国家。2020 年，中国占全球建筑终端能源消费量的 17% 以上，占全球建筑二氧化碳排放量（直接和间接）的近 25%。建筑部门在中国排放总量中的比重约为 20%，其中约 25% 来自该部门的直接用能，75% 来自间接用能（使用化石燃料提供热力和电力）。尽管中国对建筑能源服务的需求不断增长，但人均能源消费量仍比美国低 70% 以上，比欧洲和日本低 45% 左右。对能源服务的需求随着建筑面积的增加而上升；人均住宅面积已经从 2000 年的不足 20 平方米跃升到 2020 年的 35 平方米以上，接近欧洲的平均水平。

建筑终端能源用量中，住宅占主导地位：2020 年住宅用能约为 18 艾焦，占总量的 80% 左右；其余 5 艾焦是商业和公共建筑物用能。中国各地的气候条件差异巨大，很大程度上影响了采暖制冷的能源需求。中国的建筑节能标准将全国划分为五个气候区，约有 5% 的人口生活在制冷需求为主的地区，约有 15% 的人口生活在采暖需求为主的地区，而其余 80% 的人口有冬季采暖需求，又有夏季制冷需求。20 在全

²⁰ 制冷需求为主的地区是指制冷度日高于 5000（基准温度 10° C），采暖需求为主的地区是指采暖度日高于 5000（基础温度 18° C）。¹IEA，2020c。

国范围内，空间采暖和水加热占最终建筑能源消耗的近 60%，其次是烹饪（14%）、电器和设备（14%）、空间制冷（7%），以及照明（5%）。

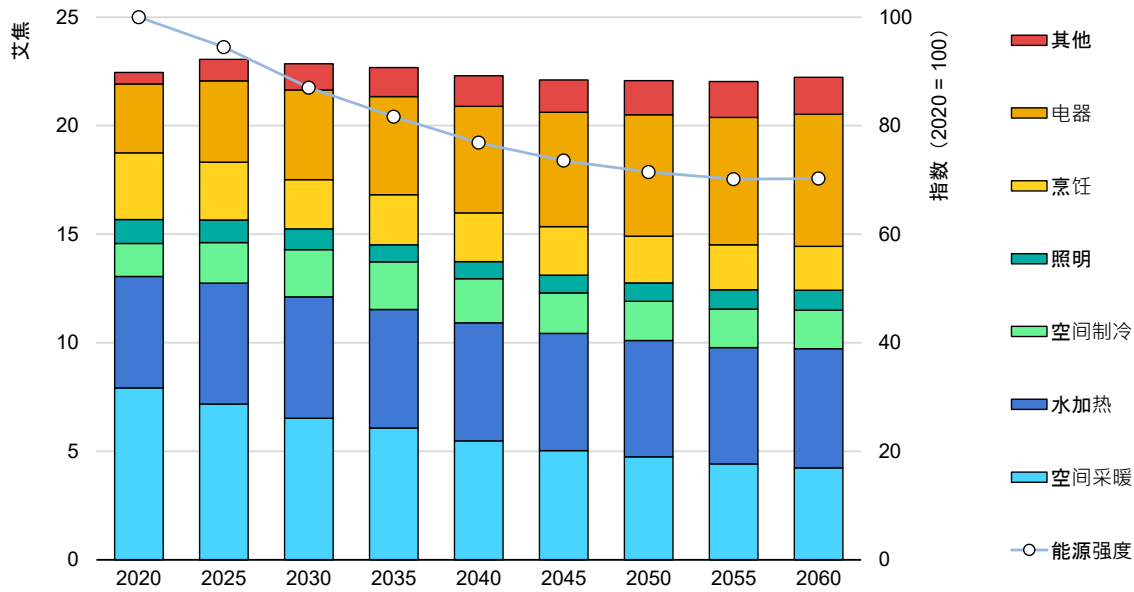
电力是建筑部门的主要燃料，占该部门终端能源使用量的比重超过 35%，比 2010 年的比重提高了近 1.5 倍。在过去十年中，中国贡献了全球建筑用电增量的 60% 左右。生物能源是建筑部门的第二大燃料，目前满足该部门 15% 的能源需求，而 2010 年这一比例略高于 30%。生物能源主要用于烹饪，但也用于空间和水的加热，大多在农村建筑中以传统生物质的形式使用。自 2000 年以来，在室内空气质量政策的推动下，建筑中传统生物质的使用量已经下降了约 60%。近年来，煤炭的直接使用量也急剧下降，特别是在推出改用电力和天然气的鼓励措施以及 2017 年《冬季清洁取暖规划》之后，但煤炭仍占建筑终端能耗的 10% 以上。石油和天然气的比重相似，都是 10% 左右；过去十年间，石油的比重略有增加，天然气的比重翻了不少一番，取代了一部分煤炭和传统生物质。

近年来，现代可再生能源在建筑中的直接使用也有了显著增长。中国是全球领先的太阳能集热器市场。2013 年至今，中国太阳能集热器的累计安装容量占全球的 70% 以上，太阳能集热器满足了建筑能源需求总量的近 6%（Huang, Tiang and Fan, 2019）。区域供热是空间采暖的一个重要热源，特别是在北方。自 2000 年以来，区域供热已增长了 5 倍，2020 年占全国建筑终端能源消费总量的 8% 左右。区域供热、天然气和电力在城市地区的应用更加普遍。

近几十年来，建筑部门的燃料结构发生了快速转变，对抑制二氧化碳直接排放的增长起到了促进作用；然而，建筑部门严重依赖煤炭发电和区域供热，导致了间接排放大幅增加。从 2010 到 2020 年，直接排放增加了约 7%，达到约 5.2 亿吨，而间接排放增加了 70% 以上，达到 16 亿吨。

中国建筑存量和建筑面积不断增长，给建筑部门实现碳中和增加了难度。根据预计，虽然人口将在未来几年内趋稳，并在 2030 年后缓慢下降，但在经济增长、人均建筑面积和住宅单元规模增加以及城市化的推动下，将会有更多建筑物建成。在承诺目标情景中，从现在到 2060 年，预计建筑总面积将扩大约 40%，达到近 900 亿平方米，这一增量占全球建筑面积增量的 10% 以上。这种情景下，尽管预计建筑面积将会增加，人们的生活水准也将不断提高，但建筑部门的能源用量将在未来几年进入平台期，然后有所回落；这主要是因为随着建筑围护结构的热效率提高，以及采暖制冷设备和电器的能效提高，采暖制冷的能源需求将会减少。2020–2060 年期间，建筑部门的总体能源强度将下降 30%。

图 3.25 承诺目标情景下，中国建筑部门的能源消费和能源强度指数



国际能源署，2021。

注：能源强度是指每单位建筑面积所消耗的能源。

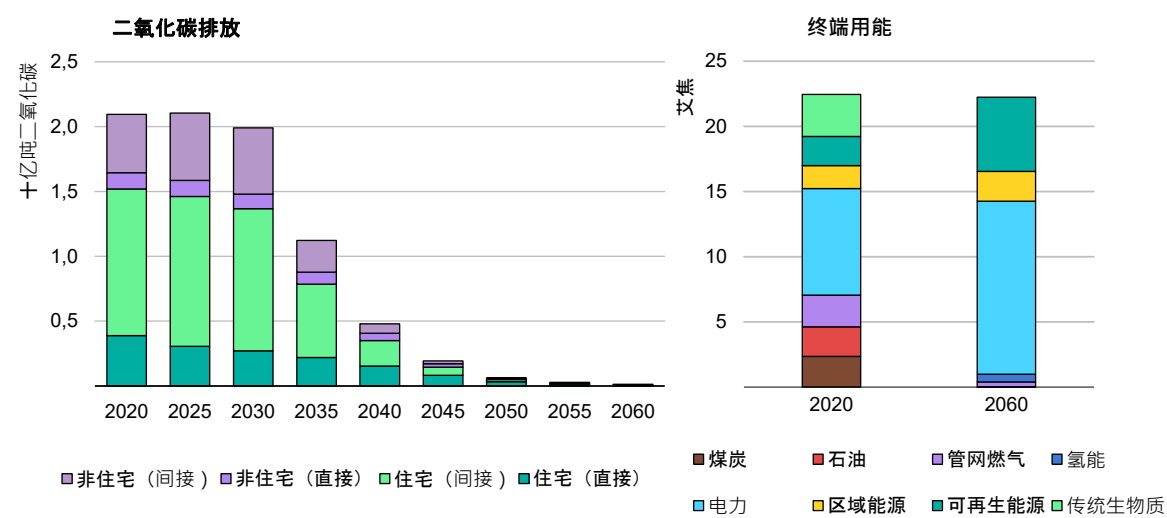
在建筑部门，尽管对能源服务的需求不断增长，但由于所有建筑的终端用能效率提高，能源用量将在 2020 年代后期开始回落

改用电力的同时大幅提高电器和设备能效，也有助于遏制需求。在承诺目标情景中，热泵普及率的提高将推动空间采暖设备的平均效率在 2030 年达到 110%，在 2060 年超过 150%。此外，虽然 2060 年使用空调的家庭将比现在多 1.5 亿户，但是在被动式建筑围护结构措施与空调能效改善的共同作用下，2060 年空间制冷的电力需求将约为 490 太瓦时，仅比 2020 年（425 太瓦时）高出 15%。然而，电器的用电需求在 2020-2060 年间将几乎翻一番，从而将抵消掉空间采暖、水加热、照明和烹饪方面的一部分用能降幅。

从目前到 2060 年，家庭和办公场所中电器和用电设备的拥有量将增加，包括现在并不常见的洗碗机和烘干机等，这将大力推动建筑用能中电力比重的增加。不过，这些电器和设备的能效也将逐步提高。到 2030 年，平均而言，50% 以上的在售电器的能效将与现有的最佳技术相当，这一比例将在 2040 年跃升至 100%。2030 年起，所有灯泡都将是 LED。最低能源性能标准（MEPS）在智能控制要求的补充下，将优化电器运行，使需求响应能够进一步削峰填谷。得益于能效的提高，2060 年电器和照明的节能量将接近 1000 拍焦，相当于今天中国的全部照明耗能。这一目标的实现需要政府与制造企业及公用事业部门合作，部署新的措施和标准，为建筑中的设备与电网之间的互动创造必要条件。

承诺目标情景中，由于化石燃料的直接使用将逐步停止，以及发电和供热将完全脱碳，所以建筑部门的二氧化碳排放总量将在 2050 年代后半期清零。住宅和服务部门的直接排放量已在 2010 年代中期达峰，2020–2030 年间将共计下降四分之一，到 2040 年将降低一半以上。间接排放在 2020 年后不久即将达到峰值，此后在预测期内将以更快的速度下降：在建筑部门能效和电力部门脱碳的共同作用下，2040 年的间接排放将比现在低 80% 以上。

图 3.26 承诺目标情景下，中国建筑部门各细分领域的直接和间接二氧化碳排放量，以及建筑部门各燃料的消耗情况



国际能源署，2021。

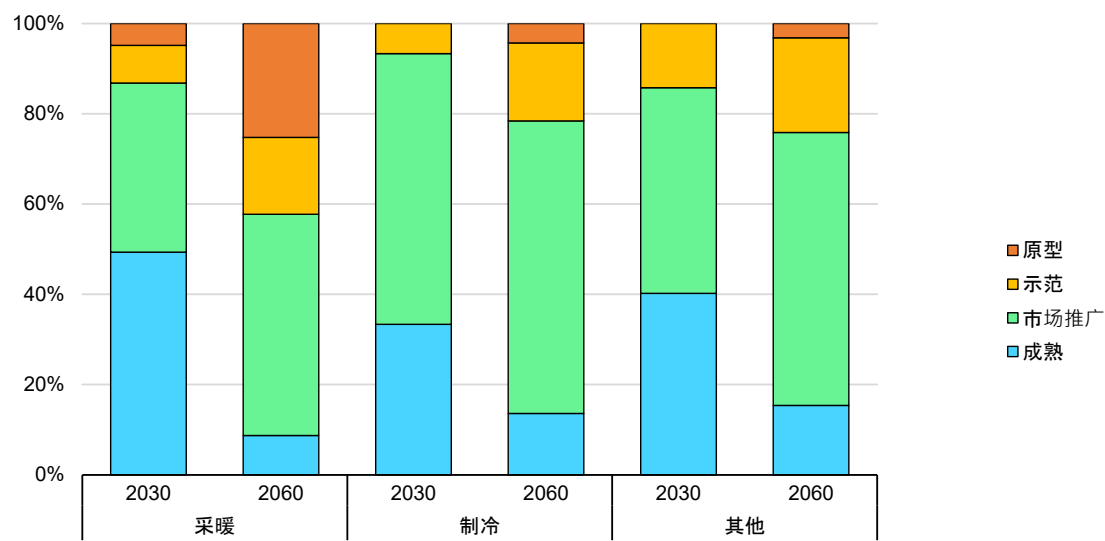
承诺目标情景中，由于化石燃料的直接使用将逐步停止，以及发电和供热将会脱碳，所以建筑部门的二氧化碳排放量将在 2050 年代后半期清零

承诺目标情景中，建筑物用能加速电气化是建筑减排的主要推动力。随着采暖、烹饪和电器用电增加，2060 年电力在建筑能源使用总量中的比重将接近 60%。2060 年，超过一半的空间采暖需求总量将由电热泵满足。另外，到 2030 年，电力在烹饪用能中的比重将几乎翻一番，达到 15% 左右，而 2060 年将达到 50%。太阳能热力和地热能的贡献份额也将大幅提升，2060 年二者在终端能源消费中的比重合计将达到 15% 左右，相对于 2020 年的水平几乎翻一番。建筑部门中，2025 年后直接使用的化石燃料将会减少，2060 年完全淘汰。到 2060 年，天然气用量将下降到只有 4%，届时全部天然气都是低碳天然气。由于与传统的燃气锅炉相比，燃气热泵和混合热泵的能效较高，所以它们有助于在整体上抑制燃气消耗，特别是在较寒冷的中国北方地区。低碳区域供热网络仍然是空间采暖和水加热的重要途径，到 2030 年将占供热份额的近 20%，之后到 2060 年大致保持不变。

中国建筑部门向净零排放的过渡也包括农村家庭改用清洁的现代能源。随着人们转而使用分布式太阳能光伏和电高压锅，依赖传统生物质的低效炉灶将在 2030 年前停止使用。可用于更高效炉灶的沼气产自沼气池中的生物质，这类沼气将与电力并列成为未来主要的烹饪燃料。现代生物能源在 2030 年将满足近 1%的住宅空间采暖总体需求和 35%的烹饪能源需求，2060 年将满足 10%的住宅空间采暖总体需求和近 50%的烹饪能源。

建筑物用能的上述转变主要是通过使用既有技术来实现的，如热泵、高效建筑设计和材料，以及可再生能源，不过仍然需要逐步提高相关性能。从现在到 2060 年的建筑部门减排量中，将有约三分之二是由目前已经成熟或处于早期应用期的技术贡献的。其余部分将来自目前处于示范和原型阶段的技术，这些技术主要在 2040 年之后发挥作用。最需要创新的领域包括：在寒冷气候和多户建筑中提高加热设备的运行能效、部署需求侧响应、储能与建筑一体化、平衡电网，以及气候友好型高效制冷设备。创新商业模式也将不可或缺：只有通过新商业模式，才能鼓励更多地进行建筑改造，并为电器和设备对实时价格信号做出反应创造必要条件。

图 3.27 承诺目标情景下，中国建筑部门不同成熟度和终端用途技术的二氧化碳减排比重



国际能源署，2021。

注：成熟度类别是根据国际能源署《清洁能源技术指南》（IEA，2020b）中对技术成熟度的详细评估来确定的。

从现在到 2030 年，近 90%的建筑减排量将来自于现有技术，但只有通过新的设计才能实现建筑终端用途的完全脱碳

零碳就绪建筑物

在推动超低能耗低碳建筑的发展和部署方面，政策行动将是关键。承诺目标情景中，更严格的建筑节能标准和规范将发挥核心作用：改善建筑设计和建筑围护结构技术的性能，并推动建筑具备转向低碳燃料的能力。这些标准和规范将逐步要求建筑物零碳就绪；零碳就绪的建筑具有很高的能效和资源效率，并且可以在2060年直接使用可再生能源或按设计实现零碳。²¹ 改善现有和新建建筑的围护结构是初步促进建筑向零碳就绪转变的关键一步。针对不同的气候，有不同的方法来改进围护结构，例如在寒冷气候地区提高建筑隔热和气密性，在温暖气候地区加强通风和遮阳。降低建筑能源需求有助于降低采暖制冷高峰总体需求，从而减少建筑本身以及发电和供热方面为满足这些需求而要求的新增装机容量。

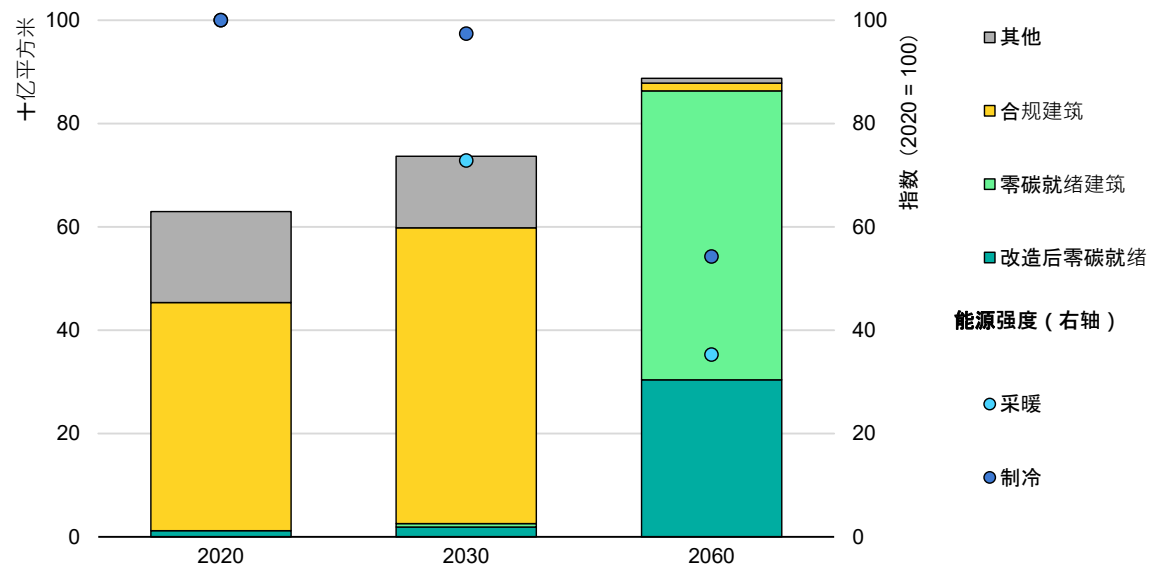
在中国，改造工作（改变现有建筑或建筑中系统的结构以提高建筑的能源性能）将尤其重要，因为大多数建筑都是近期建成的，将在很长时间内存续（不过，中国的建筑拆除率高于欧洲和美国）。过去三十年来中国的建筑存量增加了两倍，因此现有的建筑存量相对年轻，平均年龄约为15年。中国630亿平方米的建筑面积中，有近一半可能到2050年仍然存续。目前，建筑的年改造率不足0.3%，但自2010年以来一直在增长。承诺目标情景下，由于政策鼓励，可复制推广的改造方案将得到开发和部署，²²这样一来，2060年仍然存续的建筑中，几乎全部都将得到翻新，达到零碳就绪标准。

新建筑节能标准和规范中需要纳入零碳就绪的要求，以确保今天建造的建筑能够在未来不产生排放。承诺目标情景中，在此类法规和改造的作用下，2060年中国几乎全部建筑面积都将实现零碳就绪，受其影响，采暖和制冷的终端能源强度（即每平方米的终端能耗）在2020-2060年间将分别减少65%以上和45%以上。

²¹ 零碳就绪建筑能源规范的重点是建筑运营，以及建筑材料和部件制造中产生的排放，还包括促进更广泛能源系统脱碳的措施。例如，包括用于管理电力需求的互联互通、自动化和储能等措施（IEA，2021c）。

²² 例如，欧洲的Energiesprong（直译为“能源跳跃”）是一种渐进式建筑整体改造方法，既可以尽可能减少改造对建筑内居民的影响，又能够大规模复制推广。这种方法在英国、法国、德国和意大利北部已经得到了采用，在美国的纽约和加利福尼亚州正在推广。随着施工的标准化程度提高，模块化和可复制推广的改造方案将可以降低成本，提高改造率。

图 3.28 承诺目标情景下，中国的建筑面积情况，以及空间采暖制冷的终端能源强度指数



国际能源署，2021。

注： 采暖/制冷的能源强度是以终端能耗与采暖/制冷建筑面积之比来衡量的。合规建筑是指符合当今建筑能源规范的建筑。

提高改造速度、建造新的零碳就绪建筑，将推动 2060 年采暖和制冷的能源强度分别降低 65%以上和 45%

采暖制冷

2020 年，采暖制冷占中国建筑能源消费总量的 65%。中国的采暖需求主要集中在两个地区：在北方，主要热源是区域供热（自 2000 年以来，区域供热网络覆盖的建筑面积几乎翻了两番）；在气候温和的华中地区（如长江流域），空间采暖的需求较低但增长迅速，热泵可以在该地区发挥日益重要的作用。

承诺目标情景中，中国采暖的脱碳取决于向低碳燃料的转型，以及能够降低热力基本需求的能效改进。到 2035 年，安装在建筑内或用于区域供热的燃煤和燃油锅炉，以及不兼容氢能的燃气采暖设备，都将完全停止销售。电热泵采暖虽然用于新建筑，但也越来越多地在既有建筑中用于取代化石燃料锅炉。2060 年，电热泵将满足 14% 的空间采暖和水加热消费需求（即近 45% 的采暖需求）。2060 年，可再生能源（包括太阳能热力系统、地热泵、现代生物质炉灶和锅炉）满足的采暖需求比例将从目前的 20% 左右上升到近 50%，集成使用太阳能光伏和热泵的新式复合型系统将超过 5 亿套。氢能锅炉和燃料电池微型热电联产机组的市场占有率有限，此类设备将于 2020 年代末起步，到 2060 年满足约 5% 的采暖消费需求。基于低碳燃料的区域供热仍然将是重要的热力来源；其比重将从 2020 年的 13% 提高到 2060 年的 20% 以上。

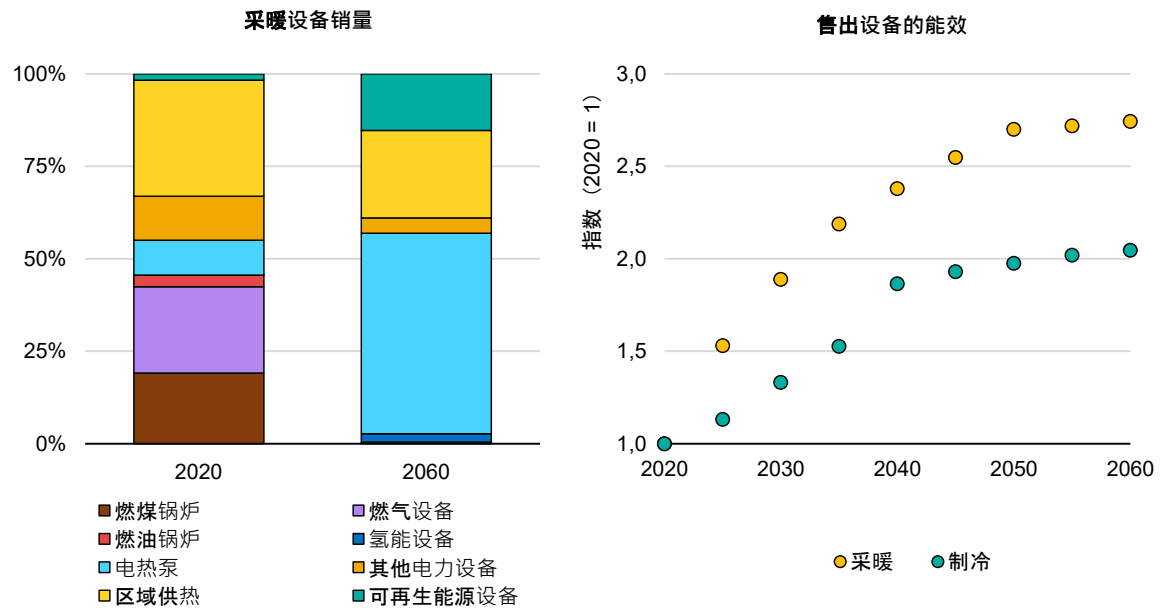
减少区域供热的能量损失，并将建筑的能效措施纳入区域供热方案，有助于降低间接排放。在许多情况下，区域供热会将热力输送到距离热源点较远的建筑中（有时距离长达几十公里外），以充分利用来自工业过程、废弃物焚烧、化石电站、生物质电站和核电站的余热。能量损失一般随着距离的增加而增加。承诺目标情景下，配送管道、水压系统（通常使用混有传热介质乙二醇的水溶液）和先进采暖管理措施等方面的创新，有助于降低能量损失，提高采暖效率。由于长距离区域供热基础设施是长期使用的，所以需要在区域和城市层面上审慎规划建筑与管网的集成，要考虑到未来的发电结构和废热的可用程度。

2000年以来，中国的空间制冷能源需求增速高于世界其他任何国家，从2000年的150拍焦上升到2020年的1530拍焦，年均增长约2.5%。目前，制冷占建筑终端能源需求总量的7%左右。空间制冷大多由单机空调提供，不过，建筑中央空调系统和区域制冷网络在南方的城市地区也很常见，广州市运营着世界上最大的区域制冷系统之一。制冷大大增加了对电力系统的需求：平均而言，2020年制冷占到了全国需求高峰的16%，在极度炎热的日子里占到一半以上（IEA，2019b）。

随着气候变化造成温度上升，以及家庭的承担能力因收入增加而提升，空调用量必然将会增加。在承诺目标情景中，拥有至少一台空调的家庭比例将从现在的70%增长到2030年的85%，2050年将超过90%。全球销售的室内空调中，有70%是中国制造的，其中60%目前供给国内市场。可见，空调行业有着巨大的创新和能效改进潜力。例如，格力（一家领先的中国空调制造企业）因集成了先进的蒸汽压缩循环、蒸发制冷、通风和可再生能源技术，于近期荣获全球制冷奖。

在承诺目标情景的预测范围内，在更严格的最低能源性能标准这一主要因素的驱动下，建筑围护结构（见上文）和空调能效及灵活性都将有所改善，因此空间制冷用电的增长有限。季节性能效比（典型制冷季节的制冷输出除以同期的电力总投入）到2030年将比2020年提高三分之一，到2060年几乎翻一番。由此节约的能源将累计达到26艾焦，是2020年中国建筑用电总量的三倍多。

图 3.29 承诺目标情景下，中国各类空间采暖设备的销量，以及空间采暖制冷设备的平均能效



国际能源署，2021。

注：其他电力设备包括混合热泵。

热泵销量的增加有助于推动空间采暖设备的整体能效，而相关标准则是支撑制冷能效提高的基石

电力新范式

随着数字化等新技术的出现和应用，全世界的电力供给和使用方式正在经历深刻的变革。中国处于变革的前沿。零碳就绪建筑充分利用这些技术，将从根本上改变建筑与公共电力系统的互动方式以及建筑内的用电模式。其中主要的变化涉及自动发电潜力（主要是屋顶太阳能光伏板），以及建筑内储能设备的使用和需求响应。数字技术使所有这些变化成为可能，并且增加了它们的吸引力。

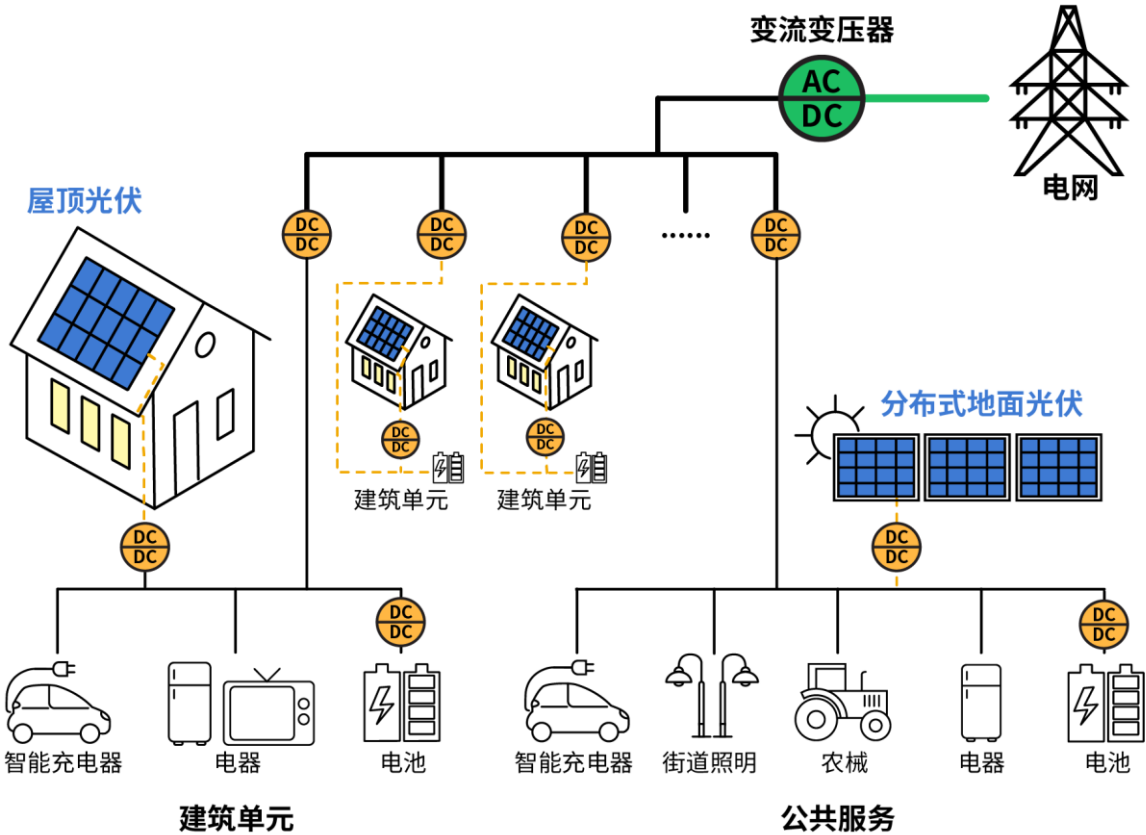
建筑内太阳能光伏发电（一种分布式发电形式）的扩大将减少建筑对公共电网电力的使用，并为多余电力注入公共电网创造机会，从而降低对集中式发电的需求，改变建筑与电力系统之间的互动方式。卫星图像识别和分析表明，目前可以安装在城市建筑屋顶上的光伏容量约有 830 吉瓦（BERC, 2021a, 2021b）。然而，考虑到中国的农村建筑、不断增加的建筑存量，以及现代建筑的屋顶可利用面积加大，安装在建筑物上的太阳能光伏系统在承诺目标情景中将发挥日渐显著的作用，容量将从现在的 80 吉瓦跃升到 2060 年的近 2200 吉瓦。届时，几乎 50% 的太阳能光伏装机都将与建筑一体化。

随着**需求响应**机会增多（利用先进控制、建筑能源管理系统和小规模储能，包括与建筑物互联的储热设备和电动车电池），建筑与电网的互动也会相应增加，为开发新的收入来源和促进基于可再生能源的电力并入电力系统带来希望。2060 年，

在不影响终端用户的前提下，需求响应技术将用于电力调控和短时停机。此外，2060 年中国的轻型电动车存量将达到 3.5 亿台，其电化学储能能力将约为 25 太瓦时。通过单方控制充电技术，该能力的一部分将用于吸收建筑物或集中设施产生的剩余太阳能电力（电网对车辆充电，即 V1G），或用于弥补短时间电力短缺（车辆对电网充电，即 V2G）。承诺目标情景下 2060 年冬季建筑日均用电量只略高于 10 太瓦时，可见上述储能能力与之相比十分可观。

直流配电和能源管理系统在建筑用电领域将提供额外的机遇。随着太阳能光伏系统的安装，以及直流电器（如 LED、电子产品和热泵）和直流蓄电池的发展，整栋建筑将可以做到完全改用直流电，因为自发自用将减少对电网交流电的需求。目前，建筑使用的是交流电，交流电在电器层面上转换为直流电。直流系统的主要优点是能够避免转换损失；取决于配电系统和电器中使用的转换器，转换总损失在 10%到 20%之间。直流系统还可以促进建筑物的需求响应，因为电网在某一特定时间点对终端用能增减的要求反映在电压变化上，而直流电器可以对电压变化做出动态反应。确保大量制造直流电器并制定相关国际标准，将是直流电系统具备大规模可行性的先决条件。

图 3.30 建筑中的直流配电和管理示意图



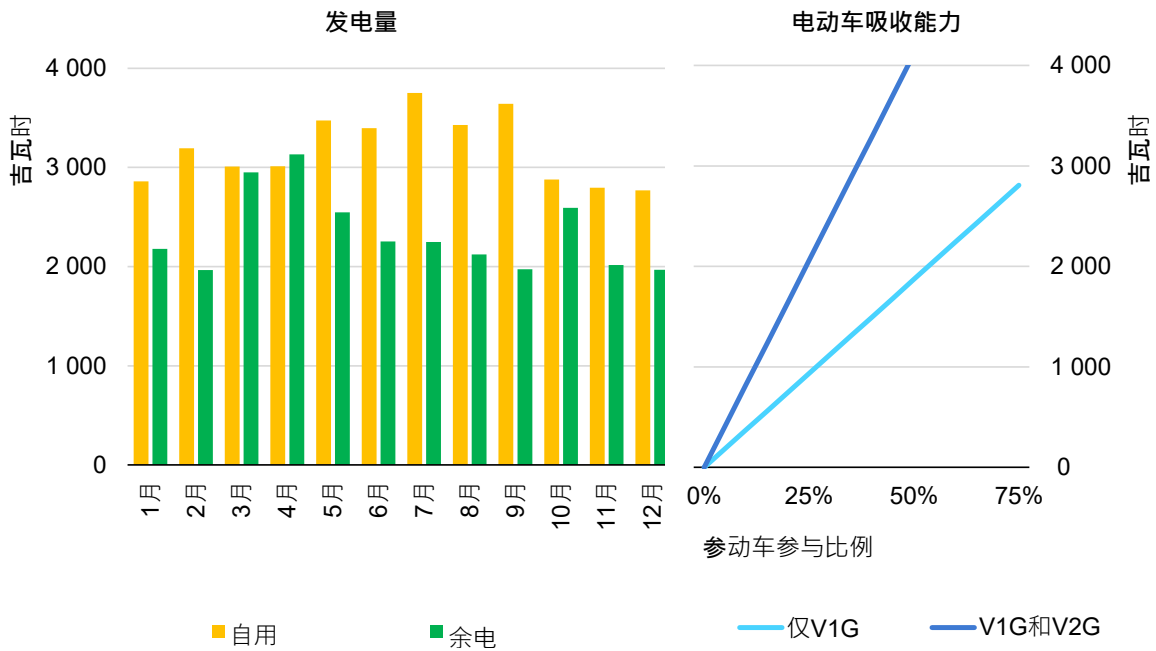
国际能源署，2021。

直流建筑利用太阳能光伏系统产生直流电，为直流电器和储电装置供电，不需要进行电流转换

假设屋顶太阳能光伏的装机容量在满足各区域直流系统的高峰需求之外没有任何冗余，那么在承诺目标情景下，2060 年中国的建筑光伏发电总量中约有 60% 将由建筑直接消耗。也就是说，其余的 40% 将需要进入交流电网或本地分布式储能设备。对直流电器予以市场准入，并且提倡创新型商业模式——聚合商或零售商拥有并管理消费者所在物业的电网资产，将有助于低成本调控电力系统、提高配电系统的韧性。承诺目标情景下，中国在 2060 年将有机会管理利用每日 2000–3000 吉瓦时的多余电力。

电动车有可能会成为重要的市场参与者，但并非所有的电池容量都可以用来储存余电。首先，只有在直流电网上闲置且未充满电的车辆才能参与储电。未参与 V2G 服务的车辆参与程度仅限于日均交通用电量，即车载电池容量的 15% 左右。然而，如果电动车电池能够向直流电网中的其他负载放电，那么它们储存屋顶太阳能光伏余电的能力将会更高。这种情况下，大约 40% 的电动车就足以吸收春秋两季所有的屋顶光伏余电，这一比例在夏冬两季为 25%。因此，直流系统、分布式光伏、电动车和储能结合起来，不仅可以促进可再生能源发电的部署，还可以推动可再生能源与电力系统的集成并促进需求部门的使用。

图 3.31 承诺目标情景下，2060 年中国建筑的日均太阳能光伏发电量



国际能源署，2021。

注：假设屋顶太阳能光伏的装机容量在满足各建筑或区域直流系统的高峰需求之外没有任何冗余。

在承诺目标情景下，2060 年中国建筑一体化光伏发电量中约有 60% 可以由建筑本身消耗，而其余部分则可以由电动车总量中的 40% 吸收（如果这些发电量不进入电网或其他分布式储能设备）

直流建筑在中国已经进入示范阶段。进度最领先的项目之一是深圳的未来大厦。直流区域的发展（多栋建筑和当地分布式能源资源的组合）正处于概念阶段。农村地区的相关项目也在考虑之中，包括山西芮城的直流微电网和分布式太阳能光伏项目，该项目发电将满足当地家庭的烹饪、生活热水、采暖等日常需求，以及部分农械的需求（Li et al., 2021）。

专栏 3.4 深圳的未来大厦直流建筑示范项目

深圳未来大厦办公楼于 2020 年底竣工，大厦屋顶上集成了 150 千瓦的太阳能光伏发电能力，光伏面积达 1870 平方米。这栋大厦具有紧凑的特征，因此项目可以在多个城市地区复制推广。大厦还配备了直流空调系统、发光二极管（LED）照明、多媒体设备、办公设备、充电桩和智能控制系统。该建筑符合零碳就绪建筑的部分要求，特别是：

- **能效：**这栋建筑符合低能耗标准。年用电强度接近 50 千瓦时/平方米，年用电量低于 30 万千瓦时。除了各种能效措施所节约的能源，由于直流作业不存在交流/直流转换损失，还可额外节省 10-20%的电力。
- **能源供给脱碳：**预计每年发电的总量高达 34 万千瓦时，超过了建筑本身的预期年度能源需求。
- **可再生能源集成：**直流电可以对电压信号变化做出响应，改善电力负载对可再生能源供给的适应能力，从而将交流电网的接入容量降低了 80%。分布式储能设备连接到多电压等级配电系统，电压范围涵盖从直流母线的 375 伏到大多数电器所需的 48 伏。

参考文献

- AFC TCP (Advanced Fuel Cells Technology Collaboration Partnership) (2021), AFC TCP 2021 Survey on the Number of Fuel Cell Electric Vehicles, Hydrogen Refuelling Stations and Targets, provided to the IEA (International Energy Agency) by AFC TCP.
- Baowu (2018), 钢铁绿色低碳与 CCUS 的宝钢实践 [Green, low-carbon steel and CCUS practice at Baogang], November 2018, <https://www.nsd.pku.edu.cn/ccus/docs/20200104145930479290.pdf>.
- BERC (Buildings Energy Research Centre) (2021a), China Building Energy Use 2021, China Building Industry Press, Beijing.
- BERC (2021b), Annual Report on China Building Energy Efficiency, China Architecture & Building Press, Beijing, <http://book.cabplink.com/bookdetail.jsp?id=66111&nodeid=1439>.
- BloomerNEF (2021), Baofeng's Hydrogen Electrolysis Project Sets New Records, 10 May 2021.
- CEC (China Electricity Council) (2021), 中国电力行业年度发展报告 2021 [China power sector annual development report 2021] <https://cec.org.cn/detail/index.html?3-298428>.
- CEC (2020), 中国电力行业年度发展报告 2020 [China power sector annual development report 2020] <https://cec.org.cn/detail/index.html?3-284175>.
- CNPNG (2021), 富氢碳循环高炉工业试验工程进入冲刺阶段 [Industrial test for Hydrogen-rich Carbon Cycle Blast Furnace enters final stage], <https://www.cnpng.com/news/show.php?itemid=22915>.
- DEEHP (Department of Ecology and Environment of Hebei province) (2021), 关于公布河北省第一批二氧化碳捕集利用封存试点项目的通知 [Announcement of the first batch of pilot projects for carbon dioxide capture, utilization and storage in Hebei province], <http://hbepb.hebei.gov.cn/hbhjt/zwgk/fdzdgknr/tongzhigonggao/101620801515999.html>.
- EESIA (Energy and Environment Service Industry Alliance) (2019), 山东石横特钢集团有限公司转炉煤气制甲酸项目 [Shandong Shiheng Special Steel Group Co., Ltd. formic acid production from Linz-Donawitz converter gas (LDG) project], <http://www.eesia.cn/product/details/id/605.html>.
- Energy Saving of Nonferrous Metallurgy (2012), 中国钢铁行业首次实现高效利用低燃值高炉煤气 [China's steel industry achieves efficient utilisation of low energy content blast furnace gas for the first time], DOI:CNKI:SUN:YJJN.0.2012-03-027.
- Huanbao (2021), 注意！海螺、中材已经动手了！3000 多家水泥厂机会来了！ [Conch and Sinoma have already started! The opportunity for more than 3,000 cement plants is here!], <https://huanbao.bjx.com.cn/news/20210315/1141639.shtml>.
- Huang, J., Z. Tiang and J. Fan (2019), A comprehensive analysis on development and transition of the solar thermal market in China with more than 70% market share worldwide, *Energy*, vol. 174, pp. 611-624, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.02.165>.

- IATA (International Air Transport Association) (2020), Air passenger monthly analysis, December 2020, www.iata.org/en/iata-repository/publications/economic-reports/air-passenger-monthly-analysis---december-2020/.
- ICAO (International Civil Aviation Organization) (2019), Annual Report 2019, www.icao.int/annual-report-2019/Pages/the-world-of-air-transport-in-2019-statistical-results.aspx.
- IEA (International Energy Agency) (2021a), China 14th Five-Year Plan on Renewable Energy Development: IEA perspective and suggestions. Chapter 1.
- IEA (2021b), Global Hydrogen Review, <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>
- IEA (2021c), Net Zero by 2050, IEA, Paris, www.iea.org/reports/net-zero-by-2050.
- IEA (2021d), Global EV Outlook 2021, <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021IEA>.
- IEA Mobility Model (August 2021 version), <https://www.iea.org/areas-of-work/programmes-and-partnerships/the-iea-mobility-model>.
- IEA (2020a), Outlook for biogas and biomethane: Prospects for organic growth, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth>.
- IEA (2020b), ETP Clean Energy Technology Guide, IEA, Paris, <https://www.iea.org/articles/etp-clean-energy-technology-guide>.
- IEA (2020c), Is cooling the future of heating?, IEA, Paris, www.iea.org/commentaries/is-cooling-the-future-of-heating.
- IEA (2019a), The Future of Rail, IEA, Paris www.iea.org/reports/the-future-of-rail.
- IEA (2019b), The Future of Cooling in China, IEA, Paris, www.iea.org/reports/the-future-of-cooling-in-china.
- IEA (2018), Technology Roadmap – Low-Carbon Transition in the Cement Industry, IEA, Paris, <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-low-carbon-transition-in-the-cement-industry>.
- IEA (2017), The Future of Trucks, IEA, Paris www.iea.org/reports/the-future-of-trucks.
- IN-EN (International Energy Information Network-Energy News) (2021a), 全球首例氢冶金示范工程正式启动建设! [The World's first hydrogen metallurgy demonstration project officially started construction!], <https://www.in-en.com/article/html/energy-2304270.shtml>.
- IN-EN (2021b), 谁更高? 2020年山东、江苏、广东等31省份火力发电比例数值分享 [Who is higher? Sharing of the proportion of thermal power generation in 31 provinces including Shandong, Jiangsu and Guangdong in 2020], <https://power.in-en.com/html/power-2384773.shtml>.
- IN-EN (2019), 潞宝集团将建万吨级焦炉煤气提纯制氢示范工程 [Shanxi Lubao Coking Group will build a demonstration project for 10,000-ton hydrogen production from

- coke oven gas purification], <https://newenergy.in-en.com/html/newenergy-2364544.shtml>.
- IN-EN (2012), 包钢建设焦炉煤气制甲醇项目 [Baotou Steel's coke oven gas to methanol project], <https://gas.in-en.com/html/gas-1549280.shtml>.
- LanzaTech (2018), World's First Commercial Waste Gas to Ethanol Plant Starts Up, 8 June 2018, <https://www.lanzatech.com/2018/06/08/worlds-first-commercial-waste-gas-ethanol-plant-starts/>.
- Li, Y. et al. (2021), Key technologies of building power supply and distribution system towards carbon neutral development, *Distribution & Utilization*, vol. 38/01, pp. 32–38.
- Liu, J. et al. (2021), Carbon and air pollutant emissions from China's cement industry 1990–2015: Trends, evolution of technologies and drivers, *Atmospheric Chemistry and Physics*, vol. 21, pp. 1627–1647.
- Metallurgical Information Network (2020), 国内首座 2000 立级大高炉规模化喷吹氢气项目在晋南钢铁实施 [Jinnan Steel Group implement China's first 2,000-cubic metre blast furnace hydrogen injection project], https://www.sohu.com/a/426570676_396209 (accessed 13 September 2021).
- Mysteel Global (2021), Hebei retains China's top steelmaking province in 2020, www.mysteel.net/article/5021660-0503/Hebei-retains-Chinas-top-steelmaking-province-in-2020.html.
- National Energy Administration (NEA) (2020), Summary of Reply to Recommendation No. 6074 of the Third Session of the Thirteenth National People's Congress (website): http://zfxgk.nea.gov.cn/2020-09/17/c_139975338.htm.
- National Bureau of Statistics of China (2021), <http://www.stats.gov.cn/english/>.
- Nengyuanjie (2021), As of the end of December 2020, China has built a total of 118 hydrogen refuelling stations, 7 January, www.nengyuanjie.net/article/44744.html.
- Nowak, T. (2021), Industrial Heat Pumps, *DryFiciency*, <http://dry-f.eu/Industrial-Heat-Pumps>, last accessed 13 September 2021.
- PetroChina (2016), CCUS, March 2016, http://chinaccus.org/attachs/2016-4-7_1-0-19-206-0.0109572061388554.pdf.
- Pike, L. (2019), How green is China's high-speed rail?, *China Dialogue*, 5 April, <https://chinadialogue.net/en/energy/11174-how-green-is-china-s-high-speed-rail/>, accessed 21 June 2021.
- QIBEBT (Qingdao Institute of Bioenergy and Bioprocess Technology) (2020), “碳中和”成功实现的关键：氢能在工业领域的应用式 [The key to successful “carbon neutrality”: the applications of hydrogen in industry], http://www.qibebt.cas.cn/xwzx/kydt/202012/t20201230_5848600.html.
- Refining and Chemical Industry Trends (2020), 全球最大！中海油 5000 吨/年二氧化碳加氢制甲醇工业示范取得成功 [CN00C's 5,000 tons/year hydrogenation of carbon dioxide to methanol industrial demonstration project succeeded and is now the

- World's largest], 30 September 2020,
https://www.sohu.com/a/421816142_100273878 (accessed 13 September 2021).
- Stanway, D. (2019), Concrete steps? For China cement giants, monster carbon footprint smothers climate goals, *Reuters*, 12 September 2019,
<https://www.reuters.com/article/us-climate-change-china-cement-idUSKCN1VX0QQ>.
- State Council (2020), Notice on printing and issuing the development plan for the new energy vehicle industry (2021–2035), www.gov.cn/zhengce/content/2020-11/02/content_5556716.htm.
- Tong, D. et al. (2019), Committed emissions from existing energy infrastructure jeopardize 1.5° C climate target, *Nature*, vol. 572, pp. 373–377.
- United States Bureau of Transport Statistics (2021), online database
www.bts.gov/content/us-passenger-miles.
- Wan, Z., D. Sperling and Y. Wang (2015), China's electric car frustrations, *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, vol. 34, pp. 116–121, <https://doi.org/10.1016/j.trd.2014.10.014>.
- Wang, X. et al. (2019), A unit-based emission inventory of SO₂, NO_x and PM for the Chinese iron and steel industry from 2010 to 2015, *Science of the Total Environment*, vol. 676, pp. 18–30.
- Wang, Y. et al. (2017), China's electric car surge, *Energy Policy*, vol. 102, pp. 486–490, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.12.034>.
- Wang, Y., J. Teter and D. Sperling (2011), China's soaring vehicle population: Even greater than forecasted?, *Energy Policy*, vol. 39/6, pp. 3296–3306,
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.03.020>.
- Xu, X. and T. Peng (2020), Economic Structural Change and Freight Transport Demand in China, KAPSARC, doi:10.30573/KS--2020-DP26.
- Zhang, R. et al. (2017), Sinopec Zhongyuan Oil Field Company Refinery CCS-EOR Project, *Energy Procedia*, vol. 114, pp. 5869–5873,
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217319252>.
- Zhao, Q. (2020), 张惠代表：推动钢铁产业绿色发展 [NPC deputy Zhang Hui: Promoting the green development of the steel industry], *Guangming Daily*, 27 May 2020,
https://news.gmw.cn/2020-05/27/content_33862795.htm.
- Zhong, S. (2020), 氢能在中国钢铁工业蓄势待发 [Hydrogen energy is gaining momentum in China's steel industry], *Worldsteel Association*,
<https://www.worldsteel.org/zh/media-centre/blog/2020/hydrogen-technology-momentum-Chinese-steel-industry.html>.
- Zhu et al. (2014), 甲醇制芳烃技术研究进展 [Research advances in methanol to aromatics technology], *Modern Chemical Industry*,
https://www.researchgate.net/publication/288374121_Advances_in_methanol_to_aromatics_technology.

第 4 章：能源转型的技术需求

要点

- 本路线图中，到 2060 年实现净零排放的能源途径需要若干跨领域支柱，主要包括终端用能部门电气化，碳捕捉、利用和封存（CCUS），低碳氢能，以及可持续生物能源。每个支柱都需要创新，才能推动新技术走向市场，并改进现有技术。
- 在承诺目标情景（APS）中，终端用能的电气化和低排放燃料生产的电气化合计将贡献从现在到 2060 年期间二氧化碳减排量的 13%，这部分贡献中约有 35%来自交通运输部门，主要是通过电池电动车普及来实现的。现今中国的电动车电池产量遥遥领先其他国家：中国有全球 70%的电动车电池产能，并且有全球 55%的锂加工和精炼能力（电池所需的一种关键金属）。从已规划的项目来看，中国很可能将在中期内保持全球电池供给的领先地位。长远来看，如果 2060 年全球电动车电池需求总量中由中国供给的部分的比例与现在相同，那么届时中国的产量将是现在的 25 倍左右，每年产出的价值将高达 2500 亿美元。
- 承诺目标情景下，从现在到 2060 年，CCUS 将贡献中国累计减排量的 8%，占全球累计二氧化碳捕集量的近 50%。中国的一部分现有的电厂和工厂在经过 CCUS 改造后将能够继续运行。此外，还可以利用 CCUS 来封存生物能源燃烧产生的或直接从空气中捕集的二氧化碳，从而产生负排放。如果中国在未来十年专注于广泛发展二氧化碳运输和封存基础设施，将可能成为二氧化碳管理方面的领先大国。
- 氢能可以帮助缺乏替代方案的终端用能部门脱碳，特别是在部分重工业行业和长途交通运输领域；还可以用于储存来自波动性可再生能源的能量。承诺目标情景中，低碳氢和氢基燃料的使用将贡献 2021–2060 年减排量的 3%以上，同期的氢能需求将增加两倍以上。到 2060 年，中国的电解能力将达到 750 吉瓦，接近世界总产能的 40%。当今，中国是电解装置制造大国，拥有全球约三分之一的产能。全球道路上行驶的大部分燃料电池电动巴士和卡车都在中国。
- 从现在到 2060 年，可持续生物能源将贡献二氧化碳减排量的近 7%，在能源需求总量中的比重将增加不止一倍。2060 年，大部分生物能源将用于提供电力和热力（包括工业电力和热力），其中相当大的一部分将与 CCUS 结合，从而产生负排放。液体生物燃料在交通运输部门的用量也将大幅增长。

导言

本路线图中，到 2060 年实现净零排放的能源途径需要四大跨领域支柱：在交通运输、工业和建筑部门实现电气化；部署 CCUS 技术，用于电力、工业、燃料转化和碳移除领域；生产低碳氢和氢衍生燃料；以及可持续生物能源用于热电生产和气体及液体生物燃料制造。中国要实现碳中和，这四大支柱缺一不可。

每个支柱都需要创新，才能推动新兴和新技术走向市场，并改进现有技术（见第 6 章）。承诺目标情景中的技术重点与“十四五”规划（2021–2025 年）一致；“十四五”已为这四个技术领域设定了优先事项，即重点关注电动车（EV）、氢能和燃料电池、CCUS、生物能和先进生物燃料、储能、智能电力系统，以及传统可再生能源。

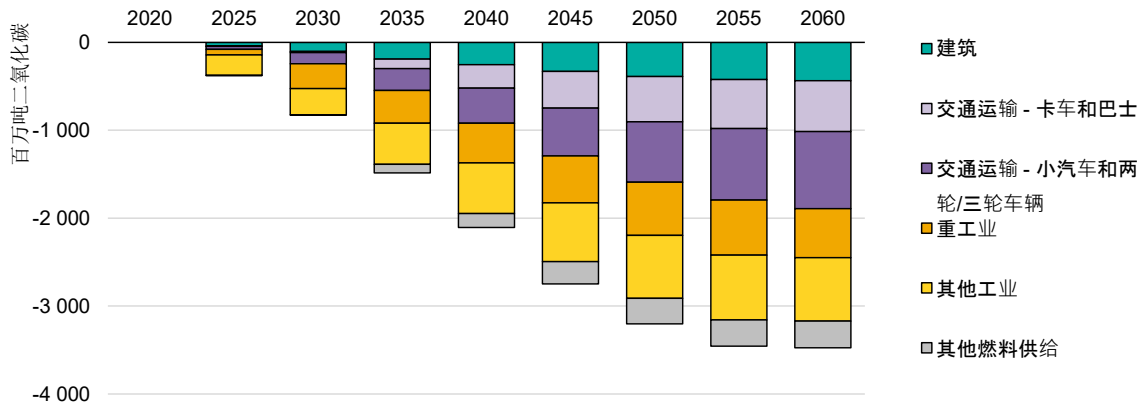
电气化

在能源转型中的作用

终端用能和低排放燃料生产的电气化对中国能源向碳中和转型尤为重要。在承诺目标情景下，电气化将覆盖几乎整个能源系统，并将直接促成 2020–2060 年间累计减排量的 13%；电气化还会推高能效，从而进一步减少排放。承诺目标情景中，中国在 2020–2060 年期间将实现电力需求几乎翻倍，并同时在 2055 年之前完成发电完全脱碳，这无疑是一项艰巨的任务（见第 3 章）。然而，中国过去曾实现过更快的电力需求增长，2000–2020 年期间中国电力需求的年均增长达到 9% 左右，近年来中国电力需求的年增加量大致相当于印度尼西亚每年的发电总量（260 太瓦时）。

承诺目标情景下，从目前到 2060 年，电力技术的部署将带来电气化和能效提高，由此实现的二氧化碳减排量中，工业领域的比重最大，达到 45%，工业电气化增效减排的驱动因素包括：轻工业的中低温加热需求将由工业热泵和电锅炉满足，替代传统的化石燃料；以及以废钢为原料的电弧炉炼钢将扩大规模。此外，交通运输部门将占电气化减排量的 35%：初期减排主要来自轻型车辆的直接电气化，长期减排将主要来自重型车辆转用电池动力（使用电解氢和氢衍生燃料也会间接促进交通运输减排，特别是在 2040–2060 年期间）。电气化也是建筑部门中的重要趋势，中国将逐渐停止使用煤炭和其他化石燃料进行供热和烹饪（见第 3 章）。燃料供给的电气化将贡献从现在到 2060 年减排量的不到 10%，主要通过直接使用电解氢和生产氢基燃料来实现。

图 4.1 承诺目标情景下，中国不同部门通过电气化实现的二氧化碳减排量



国际能源署，2021。

注：电气化避免的排放包括采用电气设备替代化石燃料而避免的排放，以及通过使用电气设备提高效率而避免的排放。

从现在到 2060 年电气化避免的累计排放量中，约 45% 发生在工业部门，35% 在交通运输部门，12% 在建筑部门

专栏 4.1 电力系统的目标和政策

在扩大发电能力和减少一次能源供给中煤炭的比重方面，中国已连续达到并超额完成了前几个五年规划中设定的目标。2021-2026 年“十四五”规划的重点发生了转变，强调“大力提升”太阳能和风能发电规模的重要性，并进一步规划核电装机容量从 2021 年中期的 52 吉瓦增加到 70 吉瓦，以及非化石燃料在一次能源用量中的比重从 2020 年的略低于 16% 增加到 2025 年的 20%。“十四五”规划为未来五年在核电装机、海上风电、输电网等方面的投资绘制了蓝图，旨在推动太阳能和风能发电规模在 2025 年后不久即超过水电，成为继煤炭之后的第二大主力发电技术。规划还认可了天然气在满足高峰负荷、灵活应对波动性可再生能源发电量波动方面的作用。虽然“十四五”规划没有明确规定煤炭产能扩张的上限，但着重强调了清洁高效用煤的必要性，并且没有排除不久后对煤炭实施消费上限的可能性（NDRC，2021）。

“十四五”新目标在正式宣布之前就已经影响到了电力部门的投资决策。2021 年初，中国国家电网公司宣布，计划在 2021-2025 这五年间投资 3700 亿美元（2.4 万亿元）支持以下项目（State Grid，2021）：

- 建设总容量为 56 吉瓦的七条特高压直流输电线路；
- 将区域间输电能力提高到 300 吉瓦，其中一半可用于输送“清洁”电力；
- 2025 年前新建 50 兆瓦的抽水蓄能设施；
- 新建削峰燃气电厂和分布式太阳能装置，后者到 2025 年将达到 180 吉瓦（2020 年为 72 吉瓦）；
- 发展电动车充电能力，包括高速公路快速充电设施和 176 座城市中的充电网络。

中国的国家排放交易系统于 2021 年中期开始交易，初期涵盖燃煤和燃气电厂，并根据碳强度基准设定配额（见第 7 章）。

在电力部门脱碳的同时，中国也一直力争提高终端用能部门的电气化程度；2016 年八部委联合发布的《关于推进电能替代的指导意见》，以及《能源生产和消费革命战略（2016-2030）》，都将城乡电气化列为重塑能源消费的关键领域（Government of China, 2016）。“十三五”期间（2016-2020），中国设定的目标是到 2020 年电力在终端能源消费中的比重提高到 27%（2015 年为 25.8%），并且在各终端用能部门采用电力替代燃料，使电能替代用电量达到 450 太瓦时。

“十四五”规划（2021-2025）将推进煤改电，扩大充电基础设施，并在北方地区发展清洁取暖和工业熔炉管理。据国家电网估计，“十四五”期间改用电力的潜力可达 600 太瓦时（接近 2020 年全年电力消费的 9%），而中国电力企业联合会预估，到 2035 年电力在终端能源消费中的比重将可能高达 38%（State Council Information Office of the People's Republic of China, 2020）。

在交通运输部门，中国的《新能源汽车（NEV）产业发展规划》提出了包括电动车在内的汽车技术创新战略。2020 年底，汽车工程师学会（SAE-中国）设定了新能源汽车（电池、插电式和燃料电池电动车[FCEV]）在轻型车销售中的目标比重；这一目标比重后来得到了国务院确认：2025 年前达到 20%，2035 年前超过一半（Randall, 2020）。

在住宅领域，电气化工作的重点是在没有区域供热网络的地区取代独立型煤炉或燃煤锅炉。《北方地区冬季清洁取暖规划》（2017-2021）的目标是北方地区清洁取暖覆盖率达到 2021 年达到 70%（2016 年为 34%）。为了解决北京、天津、河北、河南、山西和山东的空气污染问题，《规划》为中国的 28 座城市制定了到 2021 年 100%使用清洁能源取暖的具体目标。《规划》的其他目标还包括扩大太阳能、生物质和地热供暖在建筑中的使用（Government of China, 2017）。

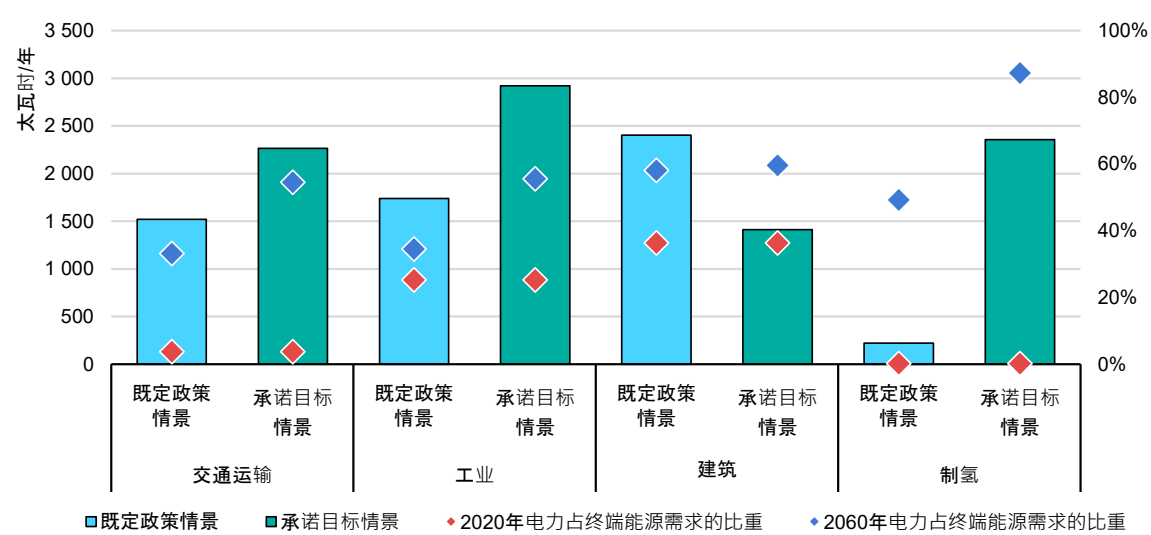
工业方面，2016 年《关于推进电能替代的指导意见》确定了电气化的重点部门和地区；确立了推广工业电锅炉来满足蒸汽需求的措施（特别是在东南沿海的纺织和木材加工行业），以及推进电炉在金属加工、陶瓷、矿棉、玻璃等行业应用的措施（Government of China, 2016）。

* 清洁取暖包括利用天然气、电力、有污染控制措施的大规模煤炭设施、可再生能源和工业余热进行的取暖。

类似于其他国家的情况，中国经济加速电气化既反映了充分利用低碳可再生能源发电技术（主要是太阳能和风能）的目标，也反映了电力在终端应用中相对于其他低碳能源形式的环境和实践优势（例如许多电力技术的能效较高）。承诺目标

情景中，电力在中国终端能源需求总量中的比重将从 2020 年的 25%¹增加到 2060 年的 55%。如果把间接使用电力制造其他最终形式的能源考虑在内（主要是电解制氢和合成燃料），2060 年这一比重将达到 66%。电力将成为所有终端用能部门的主要能源载体，不过它在不同部门中的发展趋势将有很大差异。

图 4.2 2020–2060 年，中国不同部门和情景中的电力消费增长情况



国际能源署，2021。

注：这里的制氢只包括商品氢。

承诺目标情景中，到 2060 年电力将满足交通运输和工业能源需求的一半以上、建筑终端能源需求的 60%，以及制氢能源需求的近 90%

电力现今已经是中国工业部门的重要燃料，满足其能源需求总量的四分之一左右。承诺目标情景中，工业用电需求在 2020–2060 年间将增长 70% 以上。直接用电的增长是为了满足轻工业制造、热泵和其他电热技术等的中低温热力需求。在轻工业领域，电动机存量也将迅速提升；然而，尽管能效等级较高的电动机所占比重将会增大，而且更多电动机将使用变速驱动技术，但总体电力需求仍将翻一番。在能源密集的钢铁和铝材行业，虽然产量将会下降，但利用废钢或废铝的再生产将是电力需求增长的重要推动因素。电力需求增长的另一个关键领域是一次材料生产的间接电气化（主要是在钢铁和化工部门），这一电气化转型是通过使用氢气来实现的：在钢铁行业中作为还原剂；在化工行业中作为氨和甲醇的生产原料。2060 年承诺目标情景下中国工业消费的 7000 太瓦时的电力中，约 13% 将用于电解制氢。

¹ 由于计算终端能源消费总量的方法不同，本报告中的比重与中国官方的统计数字有差异。本报告中的终端能源消费总量包括工业高炉和焦炉消耗的能源，因此本报告中的电力比重较低。

建筑目前是第二大用电部门；承诺目标情景中，2020–2060 年期间该部门的电力需求将增加 60% 以上，接近 3700 太瓦时，其主要推动力是电器使用的增加，以及烹饪和水加热的能源从传统生物质和化石燃料转为电力。承诺目标情景下，由于严格的建筑能源规范和电器能效标准，建筑部门的电力需求增速将低于既定政策情景下的水平；这一点与其他部门的趋势不同。由于建筑性能和设备效率逐步提高，空间采暖制冷以及照明的电力需求增幅较小。

虽然中国在公路交通运输电气化方面领先世界（IEA，2021a），但目前中国交通运输部门约 95% 的终端能源需求仍由石油产品和天然气满足。这种现状将在承诺目标情景中发生巨大的变化：到 2050 年，电力将超过石油成为交通运输部门的主力燃料。随着电池技术的改进，电力到 2060 年将满足公路交通运输用能的近三分之二（见下文）。届时，乘用小汽车将以电动车为主，而许多卡车也将改用电动动力系统；不过，电动卡车的普及将比电动小汽车滞后十年以上：2060 年，中型和重型卡车中的电动卡车比重将达到约 50%。

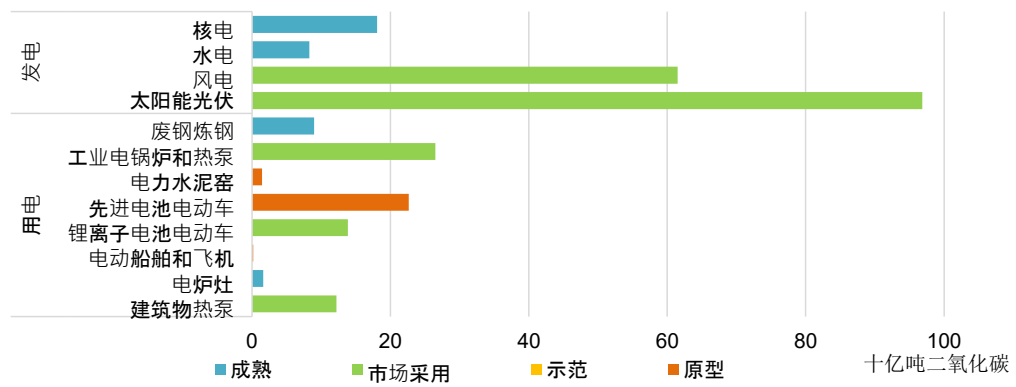
技术成熟度

终端使用的低碳电力技术通常不如发电用的低碳技术成熟。电动车、热泵等技术现已商业化，但可能还无力与其他非电动技术充分竞争；因此，这些技术的推广将取决于进一步通过创新来提高性能并降低成本。² 除此类技术外，其他终端使用的技术更加滞后，特别是在重工业和长途交通运输方面。例如，在原生钢生产中，利用电力进行电解炼铁制钢仍然处于研究和中试阶段。在航空领域，当今有几家企业正在开发和测试电动飞机原型，但由于受到电池能量密度低的相关技术限制，电动飞机距离商业化还比较远，即使是在只搭载少量乘客的短途飞行领域也是如此。

承诺目标情景下，2020 年基础上的累计二氧化碳减排量中，有 85% 将来自可再生能源和核电。这两个领域中的许多相关技术已经成熟，或已经在市场上稳步增长，然而随着部署的拓宽，这些技术仍将继续发展。同样，许多依赖电力的终端用能技术也已经进入市场，如建筑和工业用热泵、废钢炼钢、电动车锂离子（Li-ion）电池，以及电炉灶。可是，其他终端用途的技术仍在开发之中。承诺目标情景中，目前处于原型阶段的先进高能量密度电池将贡献从现在到 2060 年公路交通运输累计减排量的几乎一半。在重工业直接电气化方面，存在重大技术挑战，特别是对于有高温热力需求的工艺过程而言。这一领域的大多数技术现在还处于原型阶段，例如，承诺目标情景中电力水泥窑的作用有限，将仅贡献从现在到 2060 年水泥业累计减排量的 1%。

² 低碳电力价值链的其他领域也需要在技术上取得更大进步。在低碳电力系统中，日益重要的一类创新是在按负荷调整供电方面，开发提供更高灵活性的有效手段。如今许多最有前景的技术正处于早期应用和大规模原型阶段之间。

图 4.3 承诺目标情景下，2020–2060 年中国不同成熟度的部分电力技术贡献的二氧化碳累计减排量



国际能源署，2021。

注：成熟度类别是根据国际能源署《清洁能源技术指南》（IEA，2020a）中对各个技术成熟度的详细评估来确定的。

实现碳中和所需的大多数关键电力技术现已进入市场，但需要进一步创新来拓宽这些技术的应用范围，特别是在电池和重工业过程方面

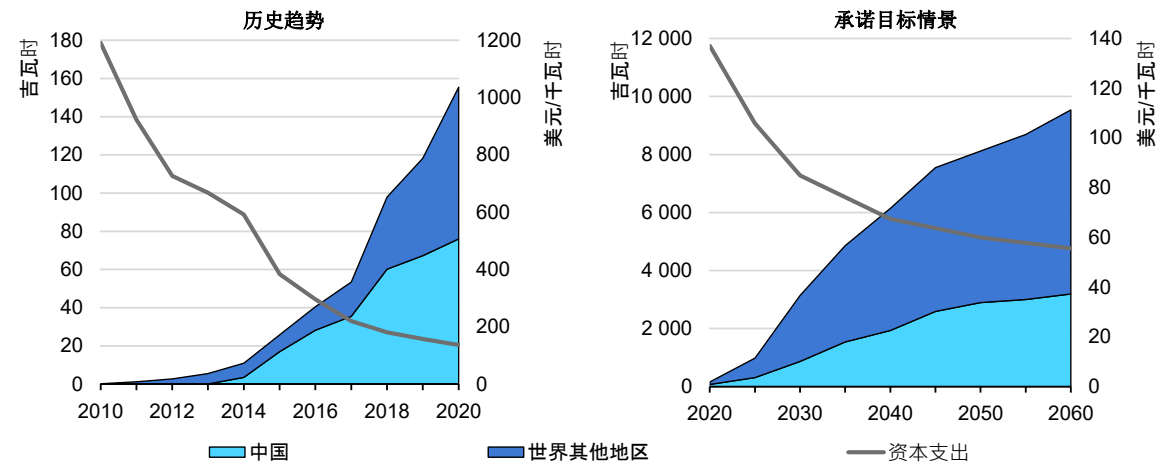
关注电动车电池制造

电动车部署的核心在于电池技术进步。在承诺目标情景中，固态电池（目前处于原型阶段）将使电动车电池的能量密度在 2020 年代增加到 350 瓦时/千克以上，比目前的水平高出约 50%。这将延长续航里程，增强电动车相对于传统车辆（特别是重型卡车）的竞争力。到 2060 年，电池的能量密度将超过 540 瓦时/千克，使短距离电动船和电动飞机具有可行性。2060 年，中国各类交通运输工具（其中绝大多数是公路交通运输工具）的电池需求总量将是 2020 年的 40 倍，耗能量将达到 3 太瓦时，这意味着中国需要建设超过 85 座产能为 35 吉瓦时的超级工厂，才能满足国内需求。

截至目前，中国的电动车电池产能居全球榜首，遥遥领先其他国家；2020 年底全球 660 吉瓦时的产能中，中国占 70%，即约 470 吉瓦时（Benchmark Minerals intelligence, 2021）。中国的电池厂仍然以远低于产能的水平生产，因为 2020 年的电池安装量只有大约 70 吉瓦时。仅宁德时代新能源科技股份有限公司（宁德时代；CATL）一家企业就在 2020 年出口了约 6 吉瓦时的锂离子电池，满足了大约 5% 的全球需求。中国的电池制造业主要集中在东部省份，江苏省占了其中三分之一。

2020 年底，电网中用于储能的电池容量（主要由公用事业部门使用）已经达到 10 吉瓦时，是 2015 年的 35 倍，其中近 5 吉瓦时是在 2020 年安装的。尽管储能的增长幅度巨大，但储能用电池只占电池安装总量的 7%。

图 4.4 电动车电池需求和平均单位资本支出



国际能源署，2021。

来源：历史数据基于 IEA（2021a）。

当今全球电池产量中，有近一半用于满足中国需求；随着电动车需求迅速增加，各地区的电池生产成本都在下降

当今中国生产和销售的大部分电池都是锂离子电池，这种电池自 20 世纪 90 年代初发明以来，成本已经历断崖式下降。驱动成本走低的主要因素是中国制造规模扩大和技术学习效应。锂离子电池最初用于消费电子产品，许多中国企业与美国和日本公司签订了技术协议，参与电池制造。2000 年代中期，一些中国电池制造企业开始研究和生产电动车电池，后来政府对电动车购买的补贴进一步鼓励了此类工作。2019 年之前，中国国内的电池行业受到高度保护，只有使用中国汽车制造企业生产的电池的 vehicle 才有资格获得补贴，而在华开展业务的日韩电池制造企业不包括在补贴范围内。2014–2016 年间，锂离子电池的成本降低了 50%，同期中国的电池需求增加了 6 倍，占全球电池需求增量的 80%。如今，锂离子电池的生产成本在世界各地差别不大，但会受到不同技术所需原材料的影响，电池价格可能因汽车制造企业的订单量而异。

专栏 4.2 中国的电动车电池制造

中国两大电动车电池制造企业宁德时代和比亚迪 2019 年的产能分别为 53 吉瓦时和 40 吉瓦时，市场份额约为 65%和 15%。韩国和日本企业在中国也有大量产能。松下电器的 58 吉瓦时全球产能中有 10 吉瓦时位于中国；LG 化学的 70 吉瓦时全球产能中有 30 吉瓦时位于中国；三星 SDI 的 20 吉瓦时全球产能中有 10 吉瓦时位于中国。大多数其他电池制造企业规模较小，专注于当地市场。

中国尤其重视磷酸铁锂（LFP）阴极电池（锂离子电池的一种）的开发和生产，“十一五”规划（2006-2010）曾将该技术的研发列为优先事项。几乎所有的磷酸铁锂电池都是由中国企业制造的。这类电池非常适合用于巴士，原因有二：一是磷酸铁锂电池的循环寿命较长，对利用率较高的车辆而言非常理想；二是相对于车辆重量来说，巴士有更多的空间可以用于安置电池，故电池能量密度对巴士而言并不像对乘用小汽车那样重要。到目前为止，中国拥有全球最大的电动巴士市场。中国企业在电池组架构（无模组技术，CTP）方面的创新也推动了轻型车用磷酸铁锂阴极电池再次兴起。

中国是锂离子电池某些关键部件的最大生产国，并主导着电池金属矿物加工业：中国占全球精炼镍产量的35%、钴产量的65%和锂产量的58%。中国的矿物供应企业与电池制造企业之间有着紧密合作。

未来几十年里，中国可能继续主导全球电动车电池行业。在承诺目标情景中，中国的需求到2030年将达到0.85太瓦时，2060年达到3太瓦时，约占2021-2060年全球电池累计需求的三分之一。2030年，中国的需求中约85%是用于轻型车，其余大部分是用于卡车（10%）和巴士（5%）；2060年，卡车的电池需求将变得更加重要，约占总需求的45%。

中国生产企业计划在2030年前将产能扩大到2.2太瓦时（Benchmark Minerals intelligence, 2021），满足全球3太瓦时预计需求的四分之三。中国对储能电池的需求在2030年将达到0.08太瓦时，2060年将达到3.7太瓦时（相当于年均新增容量120吉瓦时），在全国电池总需求中的比重低于5%。从长远来看，随着其他国家在公路交通运输电气化方面缩小与中国的距离，中国在全球电池需求中的比重将有所下降，但中国很可能继续扩大制造能力，以满足不断增长的出口需求。承诺目标情景中，到2060年全球需求将达到10太瓦时，是2020年水平的50倍。到2060年，如果中国要满足和现在同等份额的全球电动车电池需求，那么中国国内电池制造业的市场价值将达到2500亿美元，即目前规模的25倍，

随着全球电池需求增加，以及在通过实践学习、通过查找学习和规模经济的作用下，预计电池成本将进一步大幅降低，而这在很大程度上得益于中国的创新。成本降低、性能提高既是全球公路交通运输电气化程度增加的结果，也是其驱动力。承诺目标情景中，全世界的电池平均成本到2030年将下降到约85-90美元/千瓦时（586-621元/千瓦时），2060年进一步减少到55-60美元/千瓦时（379-414元/千瓦时）。以上成本降低的前提是电池制造所需的原材料不发生重大短缺。中国对电池材料供给的影响重大，因此在供应链管理、制造工艺持续创新方面需要发

挥独特的作用（见下一节关于供应链基础设施的内容）。未来十年内中国的作用将尤其关键，而世界其他地区也将在这段时期内发展各自的电池制造供应链。

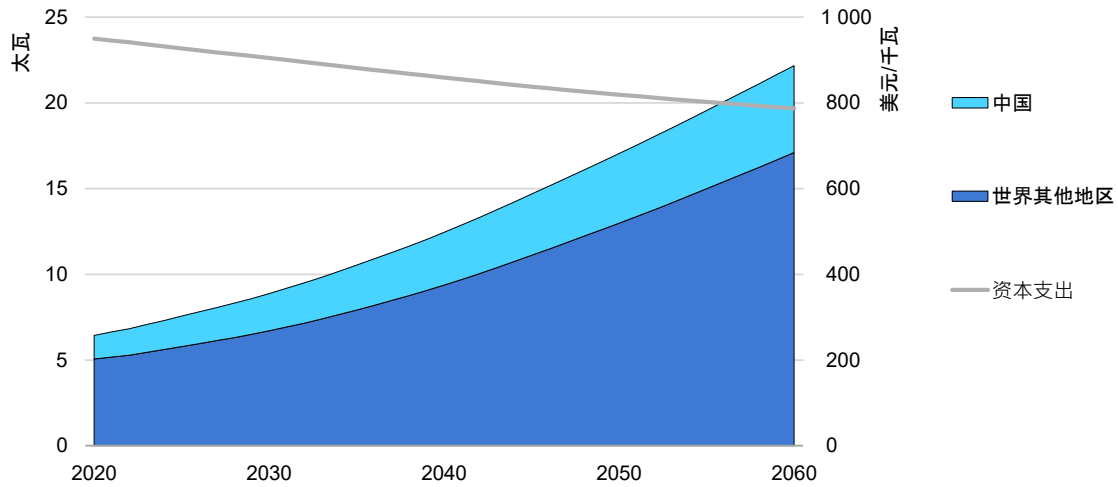
关注热泵

过去几年来，热泵（提供空间采暖、空间制冷或两者兼有的蒸汽压缩装置）的使用量在中国迅速增长，主要由空调需求驱动。自 2010 年以来，中国制冷需求的增速高于世界其他任何国家，中国的制冷需求现已占到全球制冷用能总量的 23%。2020 年，全球空调销量的 40% 以上在中国（ChinaIOL, 2021）。对空间采暖和水加热热泵（以空气源热泵为主）的需求也在增长，特别是在住宅和农村建筑中。可逆式热泵（冷热两用热泵）也逐渐在全国各城市普及。国产热泵占中国热泵销量的大部分，近年来产量稳步增长。同时，中国还制造全球 70% 以上的室内空调（LBNL, 2020）。

中国政府采用多种政策手段提高中国制造和销售的热泵的效率。最低能源性能标准（MEPS）覆盖各类热泵。政府收紧了变频热泵的最低能源性能标准，并于 2012 年出台了支持购买高能效热泵的补贴方案，推动了能源性能在 2013–2014 年间大幅提升。随着部分类型热泵的能效提高速度在 2017 年进入平台期，最低能源性能标准有了进一步收紧的空间（IEA, 2019）。2020 年 6 月，最低能源性能标准 GB21455–2019 出台，首次将低温空气源热泵纳入了标准管理范围。

随着气温上升、经济繁荣带来的温度舒适需求增加，中国的热泵需求无疑将持续增长。承诺目标情景中，热泵容量在 2020–2060 年间几乎将翻两番，达到 5 太瓦左右，相当于世界总容量的 30%。电热泵占建筑空间采暖能耗的比重将在 2030 年达到 7%，2060 年超过 20%，而目前的比例不足 3%。拥有至少一台空调的家庭比例也将从现在的 70% 增长到 2050 年的 90% 以上。2060 年，中国采暖制冷热泵的用能总量将达到 800 太瓦时，约占全球建筑用能总量的 13%、中国建筑部门用电总量的 60%。

图 4.5 承诺目标情景下，热泵装机和平均单位资本支出



国际能源署，2021。

注：“热泵”包括所有提供空间采暖和空间制冷的蒸汽压缩循环技术，不包括地源热泵。“容量”是指输入容量。

从现在到 2060 年，中国将占全球热泵新增装机的五分之一以上，规模经济和通过实践学习将驱动热泵成本降低 15% 以上

热泵需求的增加使制造企业能够利用规模经济，助推热泵平均成本到 2030 年下降 5%，2060 年下降近 15%。制冷领域的研发和技术学习（例如制冷剂控制系统、压缩机、低全球变暖潜能值或天然制冷剂，以及混合蒸汽压缩循环）也有助于降低供热用泵的成本（IEA，2020b）。

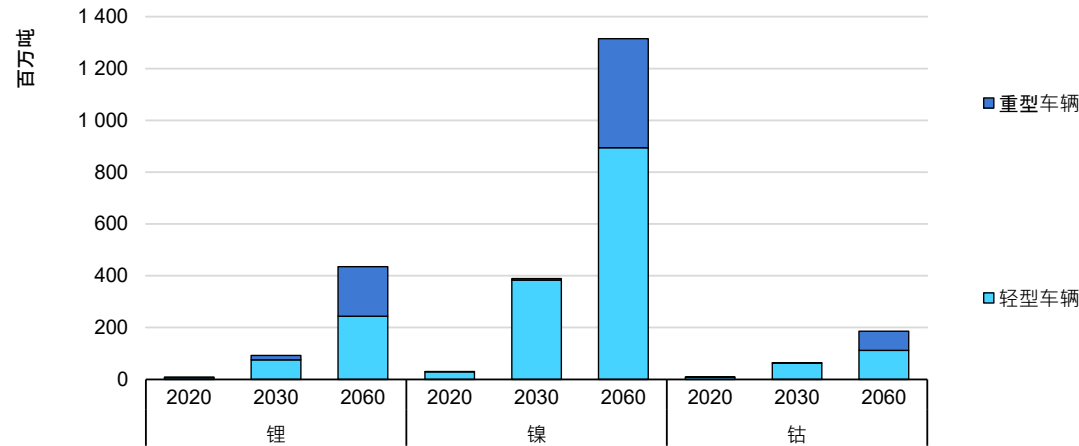
供应链基础设施需求

承诺目标情景下，未来四十年中国的电力需求预计将大幅增长，这就要求对电网进行大规模扩展和改造。据预计，随着化石燃料发电量下降，要确保电力系统灵活可靠安全运行，就要具备可调度电力的替代来源、增加短期和季节性储电能力、实行需求响应、强化网络，以及增进相邻系统间的互联（以便利用更大的地理区域来帮助调配各地区的负荷变化）。关于这些要求的详细讨论见第 3 章。

终端电气化将减少对化石燃料的依赖，但为了推广低碳电力部署，对相关基础设施和设备制造所需的金属和矿物的需求将会增加。铜、锂、钴、铂在能源转型中居于核心地位：输配电线路需要铜，锂离子电池需要锂和钴，燃料电池需要铂。其中钴的供应链最为脆弱，因为钴资源在地理上高度集中，全球一次产量的近三分之二都来自刚果民主共和国。中国所需的全部纯钴都来自进口。2018 年钴价格大幅上涨，凸显了供应链风险，因而促使电池生产企业设法减少电池中的钴含量。此后，低钴电池经历了快速增长。锂很可能始终都是关键材料，因为锂的物理特性使其非常适合用于高能量密度电池，且难以被其他材料取代。

目前，铜的应用领域包括建造、车辆制造和电力系统（包括特高压输电线路等电缆[见第 3 章发电部分]）。2020–2060 年期间，中国对铜的需求预计将显著增长，但速度低于整体电力需求增速：由于交通运输方式转变以及车辆制造和建造过程中材料利用效率提高，铜的需求量将会相应减少，大幅抵消加快各类终端用途电气化所造成的需求增长。另一方面，在电动车快速普及、电力部门电池储电量增加的推动下，用于制造锂离子电池的锂、镍和钴的需求到 2060 年将分别增加到 2020 年的 50 倍、44 倍和 22 倍。

图 4.6 承诺目标情景下，中国对电动车所需部分关键金属的需求



国际能源署，2021。

由于需要锂离子电池的电动车数量快速增加，并且电力部门也需要用电池储电，所以对锂、镍、钴的需求将飞速增长

部分上述关键材料在中国的储量巨大，并且中国还拥有全球相当大比例的矿物加工和精炼能力，例如用于电动机和风力涡轮机的稀土，中国的开采能力占全球的 60%。中国还拥有全球 65% 的钴加工和精炼能力，超过 55% 的锂加工和精炼能力，以及超过 35% 的镍加工和精炼能力。从已规划的项目来看，中国很可能将在中期内保持全球关键材料供给的领先地位，居于能源转型全球供应链的中心（IEA, 2021b）。

CCUS

在能源转型中的作用

过去十年来，中国在 碳捕集与封存 (CCUS) 方面取得了长足进展，为迅速加快部署奠定了基础，在运或规划中的 CCUS 项目不断增多。目前，中国至少有 21 个中试、示范或商业项目正在开展，年二氧化碳捕集能力合计超过 200 万吨；其中许多项目

涉及二氧化碳驱油（CO₂-EOR），即通过二氧化碳注入来提高石油产量。这些项目中最大的是中国石油天然气集团有限公司（中石油[CNPC]）在吉林的二氧化碳驱油商业项目，该项目每年从天然气加工过程中捕集的二氧化碳达 60 万吨。另有两个商业规模的项目正在建设：一个是位于鲁东的中石化齐鲁炼油厂的 70 万吨/年二氧化碳捕集项目，另一个是陕西延长石油集团的 40 万吨/年煤化工二氧化碳捕集项目。这两个项目捕集的二氧化碳将分别在胜利油田和鄂尔多斯盆地用于驱油。所有 CCUS 项目都位于华北或华东，这些地区的煤基化工和电力生产比较集中，也有较好的二氧化碳驱油机会和专用地质封存条件。

专栏 4.3 CCUS 部署目标和政策

过去十年的政策和监管发展表明，CCUS 在中国愈加得到重视。自“十二五”规划（2011-2015）起，中国已将 CCUS 纳入国家碳减排战略和国家自主贡献。“十四五”规划（2021-2025）首次提及了大规模 CCUS 示范项目的发展。若干部委已发布指导文件，支持通过研发和示范来开发 CCUS 技术，例如《应对气候变化领域“十三五”科技创新专项规划》。地方层面上，对 CCUS 的关注也不断增加，全国 34 个省级行政区中已有 29 个发布了 CCUS 相关政策（Xian, 2021）。

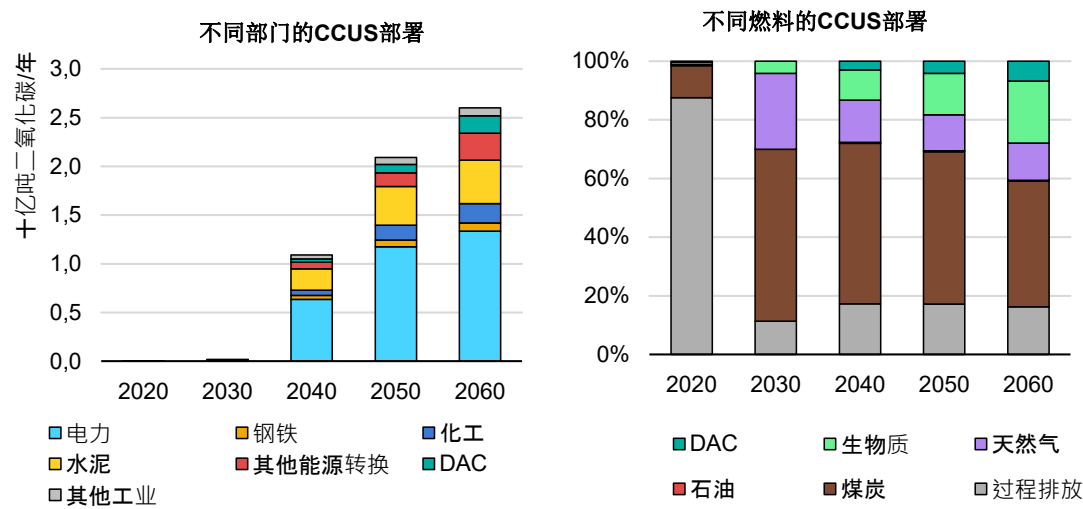
2019 年，科学技术部社会发展科技司和中国 21 世纪议程管理中心（ACCA21）联合发布了《中国碳捕集利用与封存技术发展路线图》（ACCA21, 2019）。这份路线图以五年为一阶段，设定了到 2050 年的若干目标。这些目标包括：2030 年 CCUS 可以用于工业，并且年运输能力高达 200 万吨的远距离陆上二氧化碳管道可以投入使用；到 2030 年二氧化碳捕集成本和能耗减少 10-15%，2040 年减少 40-50%；到 2050 年，CCUS 技术将得到广泛部署，并得到全国各地多个工业 CCUS 枢纽支撑。

迄今为止，中国的 CCUS 政策主要集中在科研和创新层面，推动了相关技术全面取得重大进步。然而，中国尚未颁布任何具体法律来鼓励 CCUS 部署、克服新项目障碍，为此，需要出台法律和政策框架，实施市场激励措施，包括旨在解决大型项目高资本和运营成本问题的二氧化碳定价和补贴机制（Jiang et al., 2020）。

承诺目标情景下，CCUS 将在中国碳中和转型中发挥重要作用，这在很大程度上是由中国现有能源基础设施的结构和煤炭在当今能源结构中的巨大作用所决定的。二氧化碳捕集将部署到工业、燃料转化和发电领域，捕集的二氧化碳将得到永久封存或通过多种方式加以利用。中国现有的许多电厂和工厂都是近期才建成的，将来它们可以在完成 CCUS 改造后继续运行，从而避免因提前退役而耗费大量资本。利用 CCUS，还可以进行生物质能碳捕捉与封存（BECCS）以及直接空气捕捉（DAC）与封存；后两类技术都可以减少大气中的二氧化碳净含量，从而产生负排放。

从现在到 2060 年，CCUS 将总计贡献中国二氧化碳累计减排量的 8%，且贡献量随着时间的推移而不断增加。承诺目标情景中，中国要达到 2020 年宣布的《巴黎协定》下国家自主贡献的更高近期目标，只需要在 2020–2030 年间小幅增加二氧化碳捕集总量。中国将利用这段时间来建立广泛部署 CCUS 所必需的有利环境，包括先进的监管框架以及交通运输和封存基础设施。2030 年以后，CCUS 技术将加速部署，支持电力、工业和燃料转化部门的减排量到 2060 年增加到 26 亿吨。2060 年，通过 BECCS、DAC 结合二氧化碳封存，将有约 6.2 亿吨二氧化碳得到移除，占二氧化碳捕集总量的 25%，完全抵消工业和交通运输部门的剩余排放。

图 4.7 承诺目标情景下，中国不同部门和排放源的 CCUS 部署情况



国际能源署，2021。

注：“其他能源转换”包括燃料转化、化石燃料的提取，以及采矿。DAC = 直接空气捕捉；CCUS = 碳捕捉、利用和封存。CCUS 能力不包括化工生产中对捕集到的二氧化碳进行内部利用。

CCUS 初期的重点在于减少现有资产的排放，但未来将在通过 BECCS 和 DAC 结合封存从大气中移除碳方面发挥越来越大的作用

为了减少现有电力和工业资产的排放，CCUS 的使用将日益增加；在大多数应用中，能够以相对较低的额外成本实现高达 99% 的二氧化碳捕集率。燃煤和天然气发电厂的二氧化碳捕集率日后将越来越高：在燃煤发电和天然气发电领域，平均总捕集率在 2030 年将分别达到 96% 和 95%，2060 年达到约 98%。

整个预测期内，CCUS 的部署主要由发电行业驱动。到 2060 年，电力部门捕集的二氧化碳将约为 13 亿吨，占各部门二氧化碳捕集总量的一半（见第 3 章）。如此之高的捕集量在很大程度上反映了煤电厂的排放规模；2060 年中国电力部门较 2020 年的减排总量中，CCUS 的贡献将占 7%。

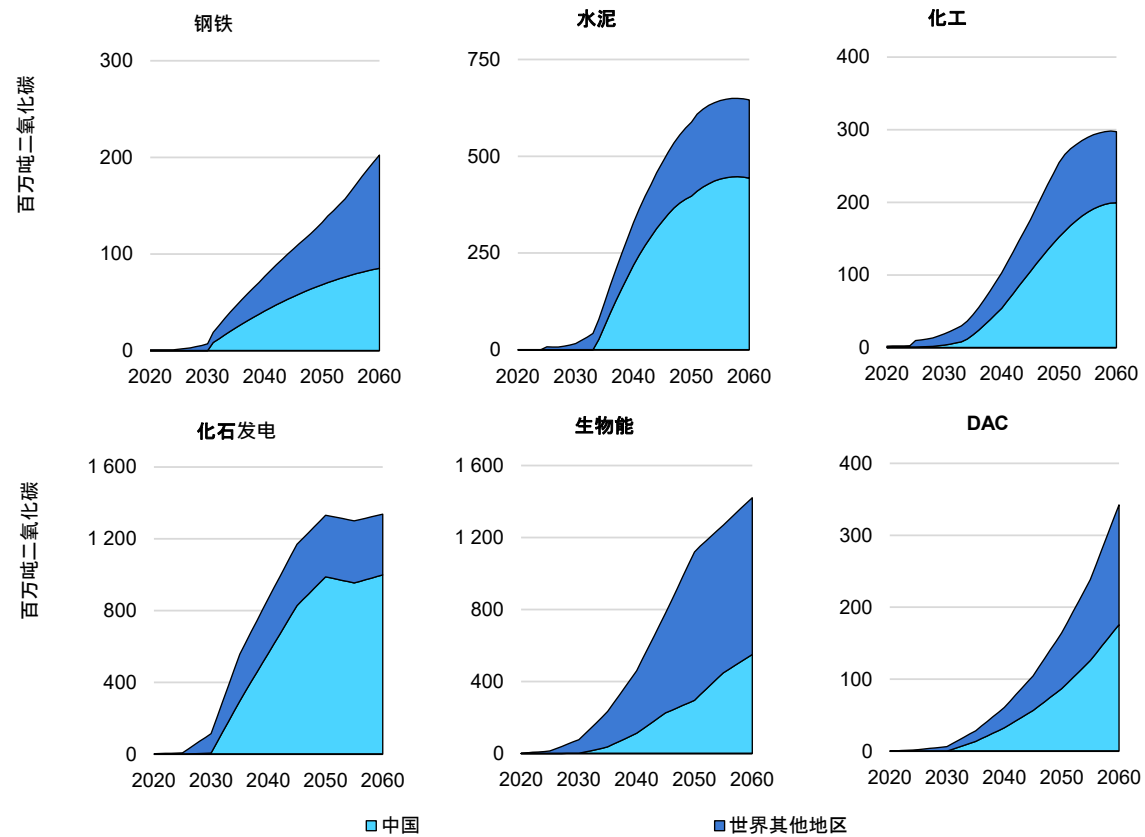
CCUS 在工业部门也将迅速发展，特别是在水泥和化工生产行业（见第 3 章）。CCUS 在工业减排方面具有至关重要的作用，因为它是少数可以用于减少水泥、钢铁和化工生产过程排放的技术之一。承诺目标情景下，到 2060 年捕集的所有二氧化碳中，有超过 8.2 亿吨（32%）来自重工业。在水泥和化工行业中，CCUS 对 2060 年相对于 2020 年的二氧化碳减排总量的贡献比重分别高达 33% 和 13%。

低碳燃料转化和二氧化碳移除技术在后几十年间将发挥重要作用。到 2060 年，BECCS 捕集的二氧化碳将达到 5.05 亿吨左右，DAC 捕集并封存的二氧化碳为 1.15 亿吨。在 2060 年捕集的所有二氧化碳中，25 亿吨（96%）将被永久封存，1.2 亿吨（4%）主要用于制造航空燃料。

承诺目标情景中，在通过实践学习和规模经济的推动下，中国和世界其他国家的 CCUS 部署成本将有所降低；同时，随着 CCUS 部署，将建立起牢固的知识基础、熟练的劳动力基础，以及大量的技术能力。到 2060 年，中国在化石发电、化工、水泥和 DAC 领域的 CCUS 部署将占到全球同行业 CCUS 捕集能力的 50–75% 左右，在钢铁行业的比重将约为 40%³。CCUS 在国内的部署将为中国提供输出高价值知识和能力的机会。

³ 相对于世界其他地区，中国的 CCUS 部署占全球的比重较大，这在一定程度上反映了承诺目标情景考虑到了已做出净零排放承诺的国家的情况，以及这些国家之外的 CCUS 部署有限。例如，2060 年水泥产量有一半将来自有净零承诺的国家，另一半来自没有净零承诺的国家；在有净零承诺国家的水泥总产量中，中国占 70%。因此，2060 年在有 CCUS 的水泥产量中，中国占三分之二以上，但中国只占全球水泥总产量的 35%。

图 4.8 承诺目标情景下，全球不同部门的 CCUS 部署情况



国际能源署，2021。

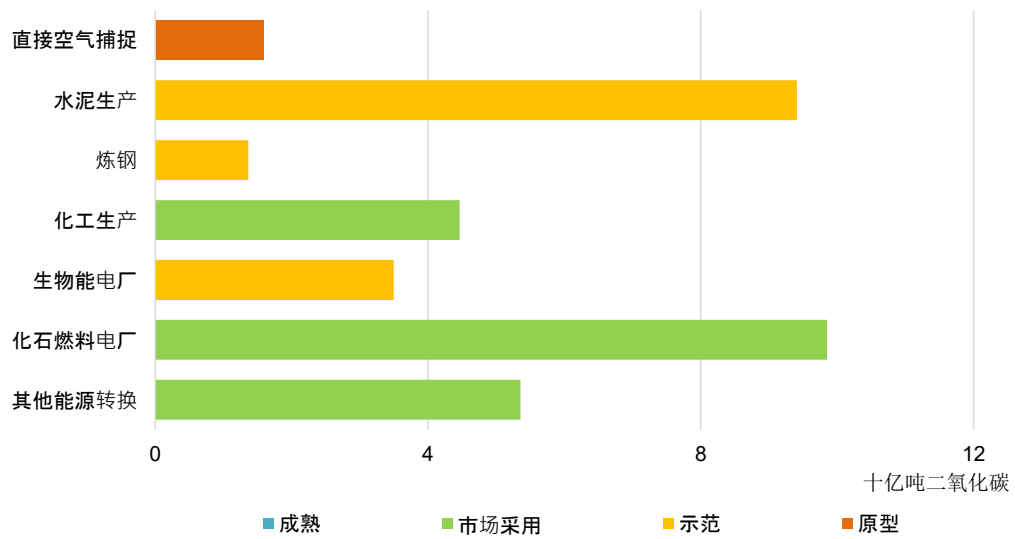
注：DAC = 直接空气捕捉。承诺目标情景考虑到了世界各国已经做出的净零排放承诺（见第 2 章），预计 CCUS 在这些国家以外的部署有限。在承诺目标情景中，中国部署 BECCS 和 DAC 不是为了抵消其他国家的剩余排放量，而只是用于抵消到 2060 年的国内剩余排放量。CCUS 部署不包括化工生产中对捕集到的二氧化碳进行内部利用。

在承诺目标情景中，2060 年中国占全球化石发电、化工和水泥行业二氧化碳捕集量的三分之二以上

技术成熟度

CCUS 将为中国实现碳中和做出多大贡献，取决于捕集技术在各个部门能否快速发展和商业化，以及二氧化碳运输和封存网络在多大程度上得到扩展。目前，中国 CCUS 技术的成熟度因技术类型和应用而有较大差异。虽然大多数技术已经在全球范围内进行了示范，但由于中国相关政策和监管支持不足，这些技术没有得到充分部署。在承诺目标情景中，从现在到 2060 年的 CCUS 累计减排量中，约有 45% 来自目前处于原型或示范阶段的二氧化碳捕集技术。中国需要加快示范和商业规模的项目开发，才有可能实现碳中和。

图 4.9 承诺目标情景下，2020–2060 年中国不同成熟度的 CCUS 技术在部分应用领域贡献的二氧化碳累计减排量



国际能源署，2021。

注：“钢铁生产”是指使用 CCUS 的创新型冶炼还原路线。“应用成熟度”是指某一部门以二氧化碳封存为目的的二氧化碳捕集技术的成熟度。成熟度类别是根据国际能源署《清洁能源技术指南》（IEA，2020a）中对各个技术和 CCUS 系统成熟度的详细评估来确定的。

二氧化碳捕集技术在水泥、生物能源发电、钢铁等一些部门仍处于示范阶段，而这些部门将需要二氧化碳捕集技术才能实现大规模减排

二氧化碳捕集

在某些工业和燃料转化（如合成氨生产和天然气加工）过程中，二氧化碳捕集已有数十年历史，但在水泥、燃煤电厂等应用领域，二氧化碳捕集尚未广泛部署。目前中国已投运的二氧化碳捕集能力总计为 200 万–300 万吨⁴，其中至少 45 万吨/年在燃煤电厂，90 万吨/年在煤化工工厂，其余则在天然气加工、炼油和其他部门，包括水泥部门的一个示范项目（Cai et al., 2020）。自 2019 年以来，至少有 6 个项目投入运营，年产能从 2 万到 15 万吨不等。

目前最先进、使用最广泛的捕集技术是化学吸收和物理分离。其他技术包括目前处于原型阶段的膜分离和循环（钙和化学循环）。在中国，每吨二氧化碳的捕集成本如下：燃烧前捕集 36–62 美元（250–430 元），燃烧后捕集 43–65 美元（300–450 元），富氧燃烧捕集 43–58 美元（300–400 元）（ACCA21，2019）。中国政府已经制定了宏伟目标，即到 2030 年将捕集成本降低 30–40%，到 2050 年降低 60–70%（ACCA21，2019）。

⁴ 这里不包括化工部门在进行合成氨和尿素的正常作业时从过程排放中捕集的二氧化碳。2020 年，中国化工部门为此目的捕集了约 4000 万吨二氧化碳。

中国正在为全球二氧化碳捕集研发工作做出重大贡献。例如，CHEERS 国际合作项目，为期五年，出资方为欧盟地平线 2020 科研创新框架计划和中国科学技术部，目标是在精炼厂中示范集成了捕集功能的化学链燃烧系统。该项目计划在中国创建以石油焦为燃料的原型，生产二氧化碳用于驱油。又例如，中国华能和跨国资源公司嘉能可（Glencore）合作的CTSCo项目，该项目将利用华能的技术来捕集澳大利亚 Millmerran 燃煤电厂的二氧化碳排放。此类国际项目既表明了中国技术具有出口潜力，也可以支持未来二氧化碳捕集技术在国内外燃煤电厂中的推广。

二氧化碳运输

是否有基础设施可以将二氧化碳从捕集地安全可靠地运输到封存地或用户工厂，对于 CCUS 技术的部署至关重要。截至目前，中国至少有三分之二的 CCUS 项目主要使用罐车来运输二氧化碳。罐车的运输成本为 0.13–0.20 美元/吨公里（0.9–1.4 元/吨公里）（Cai et al., 2020）。此外，已有示范项目表明，采用驳船在内陆运输二氧化碳的成本约为 0.04 美元/吨公里（0.30 元/吨公里）（ACCA21, 2019）。虽然短距离、小批量运输可以使用罐车、铁路和驳船，但对长距离、大批量运输而言，管道和轮船通常更加经济。

中石油吉林油田的二氧化碳驱油项目是中国少数采用管道运输二氧化碳的 CCUS 项目之一，其管道长度超过 53 公里，成本为 0.04 美元/吨公里（0.30 元/吨公里）（Cai et al., 2020）。此外，还有一条在建管道，启用后将运送中石化齐鲁炼油厂捕集的二氧化碳到胜利油田用于驱油。管道运输成本在很大程度上取决于流速：例如，3500 万吨/年的管道的平准化成本只有 100 万吨/年的等长管道的不到十分之一（Wei et al., 2016）。运输成本也因各地区的地形而异。中国华中地区的成本最低，其次是华东、东北、华北、西北和南方（Wei et al., 2016）。

ACCA21 的中国 CCUS 路线图目标是：到 2025 年建设两条 100 万吨/年的陆上管道，到 2050 年二氧化碳运输总能力达到 10 亿吨/年，管道长度超过 20000 公里（ACCA21, 2019）。随着管道基础设施扩大和产业集群发展，规模经济和共享基础设施建设将推动二氧化碳的运输成本下降。将 CCUS 价值链中的捕捉、运输和封存环节分离经营的商业模式也有助于降低风险和资本成本。

世界范围内，若干轮船运输二氧化碳的商业 CCUS 项目正处于开发后期阶段。例如，挪威的“北极光”项目将开展第一批大规模的二氧化碳航运作业，从欧洲港口收集二氧化碳，并将其经海路运到挪威海岸，再从那里用管道将二氧化碳输送到海洋封存点。目前，在中国还没有针对 CCUS 二氧化碳运输制定具体的规划，不过，ACCA21 已将航运列入中国 CCUS 路线图中，计划到 2040 年建成 500 万吨/年的运输能力。

二氧化碳利用

二氧化碳可以作为原料用于制造一系列产品：既可以直接使用（二氧化碳分子不发生化学变化），也可以将其转化为燃料、化工产品或建材。当今捕集的二氧化碳大部分用于二氧化碳驱油和化工产品制造，少量用于电子和食品饮料行业。相关研发示范工作主要集中在探索新的转化途径上。在承诺目标情景中，利用二氧化碳制造化工原料和交通运输用燃料将发挥重要的作用，但目前这方面的技术仍处于原型阶段。要从现在就开始加强创新和政策支持，才能确保此类应用在未来十年内实现商业化。二氧化碳的其他用途正在得到大规模应用或示范，包括用于固化混凝土和制造矿化建筑材料。这两种用途都可以有效长期封存二氧化碳。

目前中国每年约有 10 万吨二氧化碳用于合成高价值化学品，年产值约为 5800 万美元（4 亿元），以及每年 5 万吨二氧化碳用于合成材料，年收入达 2900 万美元（2 亿元）（ACCA21，2019）。中国拥有世界上首座商业化尾气制乙醇项目，于 2018 年在河北省京唐钢厂投入运营，年产乙醇 4.6 万吨（每天 16 万升），使用的是生物反应器而不是传统的二氧化碳捕集技术（LanzaTech，2018）。该项目将厌氧菌与炼钢厂尾气混合，使尾气流中的一氧化碳和二氧化碳发酵，产生乙醇。一部分由生物方式产生的二氧化碳被制成食品和饲料、转化为化学品或用于制造肥料，但数量不大。

二氧化碳驱油在世界部分地区已有 50 多年的使用历史，出售石油的收入支撑了目前约四分之三的在运大型 CCUS 项目的发展。在二氧化碳驱油项目的生命周期中，注入的绝大部分二氧化碳都被永久封存于地下，而且通过适当调整二氧化碳驱油实践，还可以确保二氧化碳的长期封存（IEA，2015）。在中国，当油价超过每桶 70 美元时，二氧化碳驱油就会具有经济效益（Cai et al., 2020）。中国政府认为二氧化碳驱油能够刺激 CCUS 的推广和二氧化碳管理行业的发展（ACCA21，2019）。中国的大型能源企业正在开发若干新的二氧化碳驱油项目。虽然二氧化碳驱油在短期内可以推动 CCUS，但应把它作为一个实现普遍专用封存前的过渡步骤。从长远来看，随着石油需求下降和价格下滑压低石油产量，二氧化碳驱油的作用将会大幅缩水，而对专用二氧化碳封存的需求将会增加。

二氧化碳封存

二氧化碳可以永久封存于陆地和海洋的深部咸水层或枯竭油气藏中。中国目前还没有专门的商业封存设施。最大的相关示范项目是由神华集团于 2011–2014 年在鄂尔多斯盆地开展，向咸水含水层注入了约 30 万吨二氧化碳（Cai et al., 2020）。虽然该项目现已停止二氧化碳注入，但仍在积极开展二氧化碳监测。与之相比，

其他示范项目的二氧化碳注入量要小得多。在世界其他地区，目前共有五座大型在运设施，每年向咸水层注入约800万吨二氧化碳。在枯竭油气藏中封存二氧化碳尚处于中试示范阶段，但荷兰、英国等已有计划开发相关商业封存设施。

据估计，中国有相当大的二氧化碳封存潜力，陆上盆地的理论封存容量超过3250亿吨，海洋盆地为770亿吨（Guo et al., 2015; Kearns et al., 2017）。⁵ 中国的北部、西部和中部偏东地区，包括内蒙古、宁夏、新疆和陕西，有丰富的陆地咸水层封存资源，而大部分沿海地区都有海洋盆地，海洋盆地的勘测程度通常较低，但可能适合封存。鄂尔多斯、渤海湾、松辽盆地等地的油气田一旦枯竭，也可能适合封存二氧化碳，这些地区也是目前使用二氧化碳驱油的主要地区。对现有二氧化碳驱油地区的咸水含水层进行特征分析，可以在继续油气生产的同时刺激专用封存设施的发展，从而可能为二氧化碳运输基础设施的共享创造必要条件，并鼓励二氧化碳驱油向专用封存过渡。

利用海上油气勘探和生产过程中收集的数据对海洋封存资源进行特征分析，可以助推海洋封存加速发展。然而，考虑到额外的成本和复杂性，以及海上二氧化碳运输在中国仍处于概念阶段，中国海洋封存资源的大范围发展可能会比陆地封存资源的发展滞后几年（ACCA21, 2019）。

据估计，中国每吨二氧化碳的封存成本（包括在封存点关闭后进行20年持续监测）如下：陆地咸水含水层8.70美元（60元），海洋咸水含水层43.48美元（300元），枯竭油气田50元（7.25美元）（ACCA21, 2019）。中国CCUS路线图设定的目标是到2030年将咸水层封存成本降低约五分之一，达到5.80-7.25美元/吨（40-50元/吨）；到2050年降低一半，达到3.62-4.35美元/吨（25-30元/吨）。

二氧化碳移除

二氧化碳移除技术涉及直接或间接（通过生物质吸收二氧化碳）从大气中采集二氧化碳并将其永久封存。在实现中国气候中和目标的过程中，基于CCUS技术的二氧化碳方法将发挥重要作用。BECCS与DAC相比更为成熟，更接近大规模商业化；在承诺目标情景中，BECCS对中国的减排贡献较大，主要在2040年以后发挥作用。

目前世界上唯一在运的大型BECCS设施是美国伊利诺伊州的工业碳捕捉和封存（CCS）工厂。该厂自2017年投入运营以来，每年从乙醇生产过程中捕集100万吨二氧化碳，并将其封存在咸水含水层中。BECCS还可以应用于电力部门，将二氧化

⁵ 与其他地区一样，中国的理论封存潜力因评估方法而异。根据Wei等人2013年所做的估计，基于技术、地理和社会条件，18%（7460亿吨）的陆地咸水含水层容量可能高度适合二氧化碳封存。Kearns等人2017年估计，陆地和海洋封存资源的范围区间分别为3250亿-22870亿吨和770亿-5440亿吨。

碳捕集装置与生物质燃烧锅炉相结合（英国的 Drax 发电站正在试验该工艺），或与变废为能工厂相结合（如挪威的 Fortum Oslo Varme 正在开发的相关技术）。变废为能的过程会产生化石和生物质两种来源的二氧化碳（具体比例取决于工厂使用的原料），因此无法充分发挥负排放潜力。⁶ 鉴于中国广泛使用废弃物进行发电和供热，第一批 BECCS 的机会可能存在于变废为能的工厂中，前提是工厂的原料中生物质占比较高。

DAC 工厂直接从大气中捕集二氧化碳（而不是从点源捕集），需要大量的低碳能源。目前全球已有几个小型中试规模的工厂正在运行，这些工厂捕集的二氧化碳用于商业化设施。在美国，一座大规模的 DAC 设施正在开发中。对于旨在移除二氧化碳的 DAC 而言，最佳选址是在具有低成本可再生能源或核电电力，以及二氧化碳封存资源的地区。四川盆地同时拥有水电和二氧化碳封存资源，因此四川省已被列为 DAC 高潜力地区（Pilorgé et al., 2021）。中国东北的松辽盆地兼具二氧化碳封存资源和风能、太阳能资源，也是一处 DAC 潜力较好的地区（Pilorgé et al., 2021）。

基础设施需求

要想通过 CCUS 将中国的排放量减少到承诺目标情景所预期的程度，需要建立广泛的二氧化碳运输和封存网络。这一基础设施的部署将需要区域和国家两个层面上的政府协调和支持。对项目进行集中跟踪和报告将有助于做好协调工作。

最初，CCUS 相关活动预计将以开发二氧化碳封存资源为主，开发地点将靠近大型工业港口和产业集群（如华东）。有五大地区可以成为陆地封存枢纽。这些地区汇聚了许多现有的煤化工装置、天然气加工设施和二氧化碳驱油项目。制氢很可能将集中在这些地区，因为它们的风能、太阳能和化石燃料资源也很丰富。随着石油生产和二氧化碳驱油活动减少，这些地区的部分劳动力可以参加再就业培训，转行从事二氧化碳管理工作，因为后者所需的很多技能与转行前一致（见第 5 章）。

⁶ 政府间气候变化专门委员会认为，焚烧城市固体废弃物产生的二氧化碳总量中，一般有 30-50%来自于化石（IPCC, 2006）。

表 4.1 中国潜在的二氧化碳封存枢纽

封存资源	省份	二氧化碳来源	现有的 CCUS 活动
渤海湾盆地	北京、天津、河北（华北）	电力、化工、精炼、钢铁、水泥	胜利油田和中原油田的二氧化碳驱油
准噶尔和吐鲁番-哈密盆地	新疆（西北）	电力、精炼、化工、水泥、钢铁	新疆油田的二氧化碳驱油（新疆 CCUS 枢纽）
鄂尔多斯盆地	山西，陕西（华北）	电力、精炼、化工、水泥、钢铁	关闭后正在监测的永久封存试点；靖边、安塞、吴起和济源油田的二氧化碳驱油
松辽盆地	黑龙江、吉林（东北）	电力、精炼、化工、水泥、钢铁	吉林油田的二氧化碳驱油
四川盆地	四川（华中）	电力、精炼、水泥、钢铁	不详

注：所有的二氧化碳源都在 50 公里以内。新疆 CCUS 枢纽是油气行业气候倡议组织（OGCI）Kickstarter 项目的组成部分。据估计，四川盆地的潜在封存能力比表中列出的其他盆地有限。

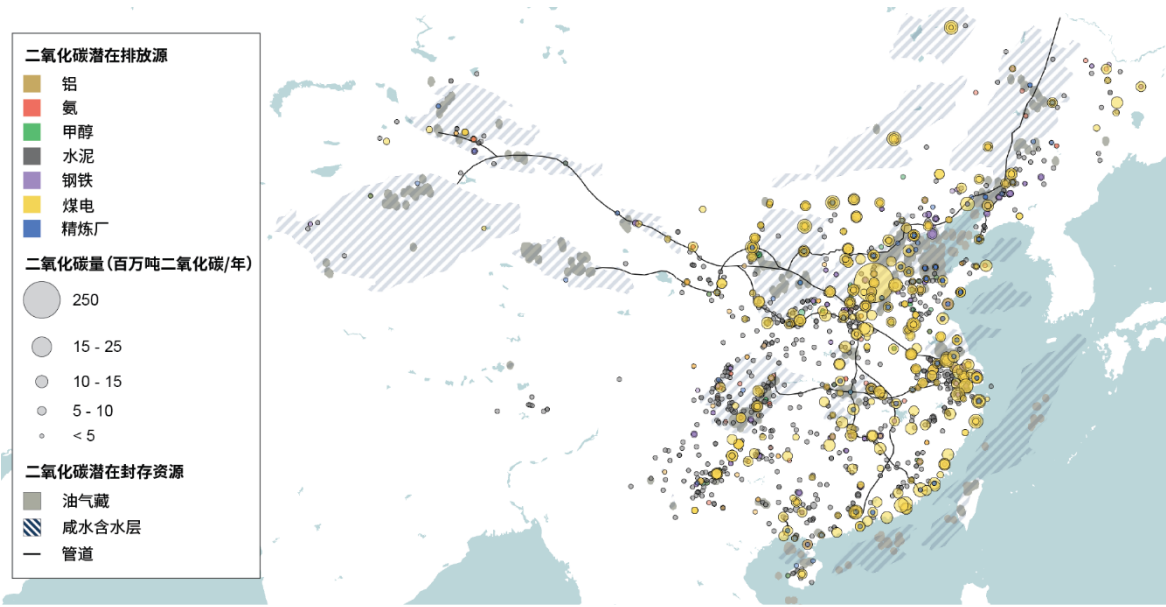
来源：国际能源署基于自身研究工作和 ACCA21（2019）的分析。

陆地和海洋的二氧化碳封存点既可以接收单一来源的二氧化碳，也可以接收多来源的二氧化碳。如果封存点可从多个捕集设施接收二氧化碳，则将可以受益于规模经济和较低商业风险，并有助于激励二氧化碳管理行业的发展。荷兰的 Porthos 和挪威的“北极光”项目都是采用多源模式的实例。

尽管二氧化碳的海洋封存比陆地封存昂贵，但开发位于现有（高排放）工业港口附近的海洋封存资源，可能比长途运输二氧化碳进行陆地封存更好。这是因为从港口通往内陆的新建管道路线可能需要穿越人口密集地区，相关挑战可能高于从现有工业区建设通往海洋的管道。中国政府计划分阶段开发海洋封存项目，逐步验证其可行性（ACCA21，2019）。2021 年 8 月，中国海洋石油集团有限公司宣布计划建设连通到南海恩平 15-1 油田的中国首座海洋封存设施，其年封存能力将高达 30 万吨二氧化碳。

中国现有的排放密集型作业大部分位于华东和华中，特别是沿海地区和长江、黄河流域。基于目前排放源的位置，估计现有电力和工业设施中有 45%（排放量 33 亿吨/年）在 50 公里半径范围内至少有一处潜在的封存资源，64%（排放量 47 亿吨/年）在 100 公里半径范围内至少有一处潜在的封存资源。这表明，在承诺目标情景中，捕集的大部分二氧化碳都可能来自于临近封存资源的工厂，除非排放地点在未来几十年内发生变化。

图 4.10 中国的二氧化碳来源和潜在地质封存地图



国际能源署，2021。

注：图中显示的管道路线是中国现有或规划中的部分天然气干线，它们穿越或连接咸水层盆地、大型港口和产业集群。这些管路可以作为二氧化碳运输干线的潜在布局，但可能并不能充分代表二氧化碳运输网络的整体规模、范围或布局。本地图不影响任何领土的地位或主权，不影响国际边界的划定以及任何领土、城市或地区的名称。

来源：国际能源署基于自身研究所做的分析，中国科学院提供的封存数据，以及 Berman（2017）的天然气干线信息。

在中国，可能会有总长度超过 1.5 万公里的二氧化碳运输全国干线网络连接排放源、汇和港口

二氧化碳运输管道被广泛认为是从源到汇输送碳排放的最经济且可扩展的方式。从经济效益角度来看，用大容量干线覆盖或连接不同区域可能要比在同一地理范围内使用多组低容量管道更好。全国各地的大规模排放源集群可以通过干线与最近的二氧化碳封存资源连接起来，连接方式类似于天然气配送。运输二氧化碳所需的管网布局很可能类似于现有天然气、原油、精炼产品等的管道路线。将来可以逐渐将这些现有管道中的一部分改用于运输二氧化碳，或者也可以在现有管道旁边建设大型二氧化碳干线，以充分利用现有的管道通过权和工程勘测信息。

要想优化二氧化碳运输干线的发展，可以采用输送服务运营商的模式；在这种模式下，受监管的区域或国家输送系统由某一实体来经营，供多个用户使用。许多天然气管网都是以这种方式运营的。该方法可以鼓励超大型干线的建造，从而尽可能避免管道在投运后不久因需求增加而需扩建。加拿大的阿尔伯塔碳干线就是一个实例。国有企业或其他具有管道运营专业知识的企业可以牵头规划并开发共享型二氧化碳管道基础设施。

本报告为中国干线部署提出了三种潜在策略。这些策略在 2060 年的干线总长度各不相同，并且侧重于不同的考量因素：对海洋封存的投资规模、源和汇的位置与

能力匹配程度，以及将排放源迁至封存资源附近或同一地点的区域和国家策略。源-汇匹配可以优化运输，并确保封存地点与捕集设施相互匹配。由于干线较长的系统中存在更多冗余，所以匹配的重要性随干线长度的增加而降低；然而，一般来说较短的运输距离对应较低的运输成本。地方和区域部署策略对海洋封存部署的依赖度较高。

表 4.2 到 2060 年的二氧化碳运输干线部署策略

	源汇匹配 优化	海洋封存 能力	管道路线 再利用	规模经济	系统冗余	潜在的 容量限制
地方策略 盆地内 ~5000 公里	●	●	●	●	●	●
区域策略 盆地内线路和有限的盆地 间连接 10000-15000 公里	●	●	●	●	●	●
国家策略 全国网络 >15000 公里	●	●	●	●	●	●

● 高 ● 中 ● 低

注：在所有情况下，都假定干线以共同承运人或输送服务运营商的模式运营，即干线接收任何来源的二氧化碳，并收取固定的运输费用。国际能源署对管路的分析是基于中国天然气管路布局，分析中假设二氧化碳管道与天然气管道平行建设、或天然气管道改为二氧化碳管道这两种做法的成本效益高于规划全新管路。

来源：国际能源署的分析是基于自身研究、中国科学院提供的封存数据，以及 Berman（2017）的天然气管线信息。

承诺目标情景下，到 2060 年可能需要总长度超过 15000 公里的二氧化碳干线管网来连接产业集群和封存资源。这大约是美国和加拿大现有二氧化碳管网长度的两倍。如果中国采用国家部署策略，建立能够支持高流量的大型干线网络，将可以受益于规模经济。该策略还可以在系统中增加冗余，以确保即使在封存点容量已满、关闭维修或经历其他作业延迟的情况下，捕集的二氧化碳仍然能够被输送到其他封存地点。

在发展二氧化碳管理基础设施时，需要考虑到促进搬迁或退役大型碳密集型工厂和发电厂的国家和区域战略，也应考虑到氢能和可再生能源的部署规划。与华东或华中地区相比，中国西部的封存资源丰富，人口密度较低。然而，西部的重工业较少，因此大规模排放源也较少。如果将排放密集型产业、碳移除设施或氢能装置建在西部的封存资源附近，将可能为该地区创造经济和社会效益。

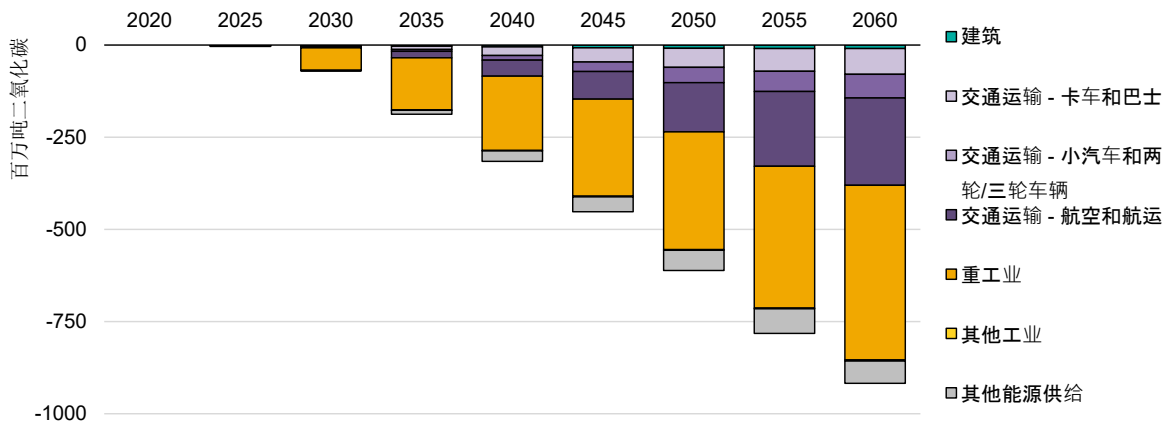
氢能

在能源转型中的作用

氢能是一种类似于电力的能源载体；在某些终端用能部门中，特别是长途交通运输、化工和钢铁生产（见第 3 章），氢能是为数不多的脱碳方案之一。随着波动性可再生能源在发电结构中的比重不断增加，需要在长达数天、数周甚至数月的期间内储存大量电力，而氢能是能够满足这一要求的少数技术选项之一。氢能可以产自各种能源，包括天然气、煤炭、石油、可再生能源和核能，并且可以转化为化工原料，或者与二氧化碳结合转化为交通运输部门的合成碳氢化合物燃料。

承诺目标情景中，从现在到 2060 年期间制氢产生的二氧化碳排放量将急剧下降。部分现有的化石制氢厂也将进行 CCUS 改造，以减少排放。直接排放（即不包括使用尿素和甲醇等氢能衍生产品所产生的下游排放）将从 2020 年的约 3.6 亿吨下降到 2040 年的 3 亿吨和 2060 年的 0.6 亿吨，剩余的少量排放来自配备了捕集设施的工厂。在中国，通过使用低碳来源的氢气和氢基燃料，从现在到 2060 年将可以累计避免近 160 亿吨的二氧化碳排放。依靠这些燃料减排最多的行业是工业（特别是化工和钢铁），占承诺目标情景下避免的排放量的 50%以上；航运用氢和氨以及航空用合成煤油共占 20%；公路交通运输用氢占 13%。

图 4.11 承诺目标情景下，中国各部门通过使用氢能而避免的二氧化碳排放量



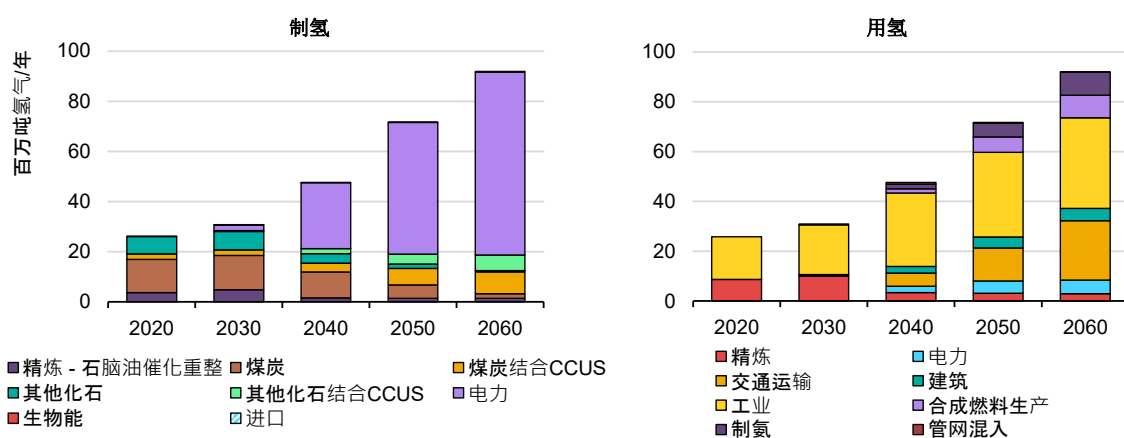
国际能源署，2021。

通过使用低碳氢能和富氢燃料实现的减排量中，80%来自重工业和长途交通运输

在承诺目标情景中，氢气和氢相关燃料对中国能源转型的贡献将在 2021-2060 年期间逐步增大，2030 年以后尤为显著。从现在到 2030 年，氢能需求总量将增加 20%，达到 3100 万吨，到 2060 年增加两倍以上，达到 9000 万吨（见第 3 章）。2060 年，

氢气和氢衍生燃料将占中国终端能源需求的 6%⁷，其中近 20%是氨（主要用于航运）和合成碳氢化合物燃料（主要用于航空）。氢能占终端能源使用的比重在交通运输部门最高。尽管电动车因其高效优势而将在公路交通运输中占主导地位，但氢和氢衍生燃料在公路货运、航运和航空中将得到大量使用。总体来看，氢和氢衍生燃料在 2060 年可以满足交通运输能源总需求的近四分之一。工业部门中，氢能占用能总量的 10%（包括现场制氢）；在化工和钢铁生产领域，这一比重更高，分别为 15%和 20%以上。在建筑部门，氢能的比重仅有不足 3%（几乎都是通过新建的专用管道或改造后的天然气管道提供的纯氢）。

图 4.12 承诺目标情景下，中国的各种制氢路线，以及不同部门的氢能需求



国际能源署，2021。

注：CCUS = 碳捕捉、利用和封存。

从现在到 2060 年，氢能需求量将增加两倍以上，几乎所有的氢产出都是以电解氢为主的低碳氢

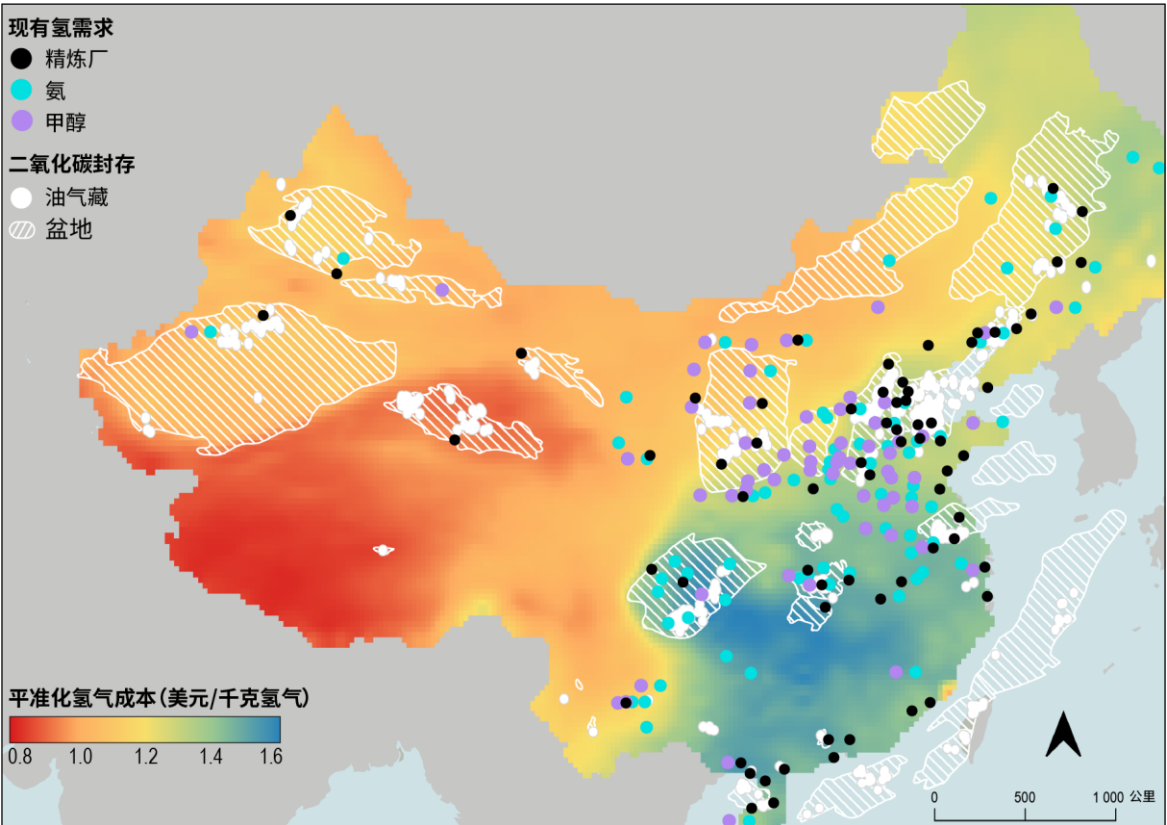
只有通过低碳能源生产的氢能才有助于减少二氧化碳排放。对于使用氢和一氧化碳生产的合成燃料来说，要实现碳中和，一氧化碳必须产自生物源的二氧化碳或使用 DAC 技术从大气中捕集的二氧化碳。短期内，尽管电解氢比化石燃料结合 CCUS 制氢更昂贵，但低碳氢的大部分增量仍将来自于电解氢（见第 3 章）。考虑到发展二氧化碳运输和封存基础设施所需的时间，以及中国目前只有两个正在开发的 CCUS 制氢项目（相当于每年捕集 110 万吨二氧化碳），CCUS 制氢路线在 2030 年前上线的可能性不大。相比之下，电解在中国的发展势头强劲，现有大量项目正在开发中。这类项目虽然产能相对较小，但由于电解装置可以大规模生产，且对配套基础设施的依赖程度较低，因此开发时间要短得多。在承诺目标情景中，电解氢在 2030 年将已经可以满足约 7% 的氢能总需求，其中近 90% 来自化工（生产

⁷ 这里不包括工业部门的现场制氢和用氢，工业现场制氢和用氢消耗的能源占目前工业能源需求的 8% 左右。如果将工业现场制氢和用氢包括在内，则在承诺目标情景中，氢能和氢基燃料到 2060 年将满足中国终端能源需求的 10%。

电解氨和甲醇）以及钢铁行业（氢气直接还原铁）。2030年后，工业化石燃料制氢（特别是煤制氢）或将进行CCUS改造，或将被快速扩展的电解制氢所取代。到2060年，几乎所有的氢能需求都将由低碳技术来满足，其中近80%是电解氢；届时电解氢生产路线将具有较强的竞争力。

氢能在中国碳中和能源转型中的作用将适配中国的资源禀赋和工业基础。需要氢气的现有工厂（如氨和甲醇生产厂、精炼厂）必须做出权衡：是利用可再生能源电解氢为氢气供应脱碳，还是对化石燃料制氢进行CCUS改造。决定各地区最经济生产路线的因素包括与良好风能和太阳能资源的距离、与二氧化碳封存地点的距离，以及与附近工厂建立枢纽的潜力。在承诺目标情景中，氢能提供了一种储存和运输可再生能源的手段，可以从可再生资源丰富的内蒙古、新疆（陆上风能和太阳能光伏）或福建、广东沿海（海上风能）等地区，运送数千公里到达可再生资源潜力较小但氢能需求较大的内陆地区产业集群（陕西、重庆）。不过，在河北和山东两省，利用煤炭合成氨和甲醇的工厂厂龄很低，而产业集群又临近枯竭的油气藏，因此这两省可能会考虑对现有工厂进行CCUS改造。还有一些地区，如江苏，既有巨大的可再生能源潜力（海上风电），又有较好的二氧化碳封存潜力。

图 4.13 中国现有的炼油厂、氨和甲醇厂、可再生能源制氢成本，以及二氧化碳潜在封存地点



国际能源署，2021。

注：平准化氢气成本 = 使用专用风能和太阳能系统生产电解氢的平准成本。关于技术经济参数的假设来自 IEA（2021e）。本地图不影响任何领土的地位或主权，不影响国际边界的划定以及任何领土、城市或地区的名称。

来源：国际能源署基于自身研究的分析，Hersbach 等人（2018）的每小时风力数据，以及 renewables.ninja（2021）的每小时太阳能数据。二氧化碳封存数据由中国科学院提供。

决定各地区最经济制氢路线的因素包括与良好风能和太阳能资源的距离、与二氧化碳封存地点的距离，以及建立工业枢纽的潜力

技术成熟度

低碳氢的价值链包括生产、运输、储存和使用低碳氢所需的许多技术，而这些技术的成熟度不尽相同。利用低碳电力电解制氢的技术已经商业化，但需要扩大部署范围，才能将成本降低到足以与传统生产路线竞争的水平。同样，天然气重整或煤炭气化结合 CCUS 都已经得到实践验证，但由于成本原因，尚未广泛部署。中国目前已有三个在运的 CCUS 示范工厂，捕集的二氧化碳都用于驱油：克拉玛依敦华石油技术股份有限公司的 CCUS 二氧化碳驱油项目，每年从石油制甲醇过程中捕集 10 万吨二氧化碳；长庆油田的一座小型煤炭制甲醇厂（每年捕集 5 万吨二氧化碳）；以及中原油田的一座煤炭制氨厂（每年捕集 10 万吨二氧化碳）（IEA，2021c）。此外，还有两个在建的示范项目预计将于 2021 年投入运营：延长石油集团碳捕集与封存一体化示范项目，该项目在利用煤炭制氢的同时，每年将捕集 41

万吨二氧化碳；以及淄博市的齐鲁石化 CCS 项目，计划每年从一座制氨厂中捕集并封存高达 70 万吨的二氧化碳。

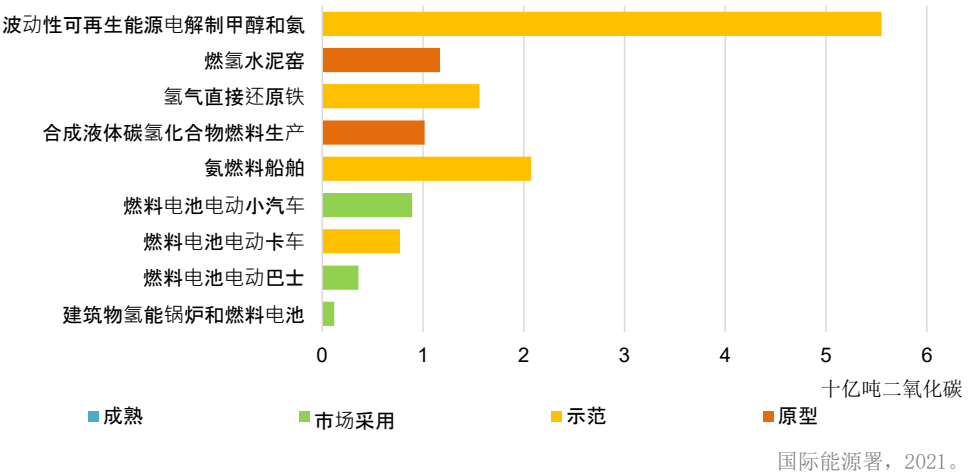
在制造氨和甲醇方面，氢气的用量已经很大，2020 年达到 1700 万吨，但低碳氢作为化工生产原料和钢铁还原剂的用量至今仍然很小。电解氢在重工业过程中的使用如今正处于示范阶段。在化工行业，利用波动性可再生电力电解氢生产氨和甲醇的技术比较成熟，一些小规模的商业化前甲醇项目已经投产，还有若干大型制氨示范项目正在世界各地建设。中国宁夏宝丰能源集团已安装 30 兆瓦的电解装置，用来提供部分原料生产甲醇，该装置将为集团在宁夏省的煤炭制烯烃项目供给制甲醇所需的部分原料（BNEF，2021）。该集团正在着手将电解制氢装机容量于 2021 年底扩大到 100 兆瓦，届时，这座电解厂将成为世界上最大的专用电解制氢厂。在钢铁行业，利用高配比氢气（最高达 100%）还原铁矿石的工艺还处于早期开发阶段，预计要到 2020 年代末才能开展大规模示范。中国最大的钢铁生产企业宝钢已承诺到 2050 年实现净零排放，实现这一目标的手段之一是发展氢气直接还原铁（DRI），该公司计划于 2035 年开始大规模 DRI 生产。第二大钢铁生产企业河钢集团（HBIS）已经建立了一座小型商业规模的 DRI 工厂，将氢气以 70% 的配比与焦炉煤气混合。

工业部门以外的终端用氢技术也处于不同的发展阶段。在交通运输部门，目前市场上的燃料电池技术可用于乘用车、轻型车辆和巴士，但需要进一步发展才能支持燃料电池卡车扩大部署。为建筑提供空间采暖和发电的氢能锅炉和燃料电池也已实现商业化，但却面临着热泵等能效更高技术的强烈竞争。在电力生产方面，分布式发电用燃料电池和富氢气体燃料燃气轮机已经面市，制造企业有信心在 2030 年前推出纯氢燃料标准燃气轮机。承诺目标情景下，氢基燃料的其他用途（如航运燃料氨和合成航空燃料）对中国实现碳中和也将发挥重要作用，但相关技术仍处于示范前阶段并有待攻克一些障碍，例如毒性、使用氨时产生的一氧化二氮排放，以及较高的生产成本（特别是合成燃料）。

氢运输和配送技术对扩大氢能使用规模至关重要，其成熟度不尽相同。氢气管道已经成熟，其部署能否扩大（特别是长距离部署）将取决于氢能是否得到更广泛使用，以及低碳氢能市场是否能发展出足够的竞争力，从而鼓励工业用户从市场上购买商品氢而不是选择现场制氢。罐车短途运输液态氢的技术也已经成熟，但仍然需要做出改进（如减少液化过程的能源需求以及尽量减少沸腾），并且需要降低成本。加氢站（HRS）也已成熟，其部署正在中国迅速推进。2021 年，中石化宣布计划于 2025 年前部署 1000 座加氢站。然而，船舶长途运输氢、氢气混入天然气管网等其他技术仍在进行原型测试，或处于商业示范项目阶段。这些领域的活动在中国仍然非常有限。

承诺目标情景下，2020-2060 年期间中国由于采用氢能技术而避免的二氧化碳排放量中，90%都涉及目前处于示范或更早期阶段的技术。在将会做出重大贡献的终端使用技术中，只有燃料电池乘用车小汽车现在已经实现商业化，但该技术成本较高（见下文）。电解氨和甲醇生产需要在 2020 年代初得到广泛示范，以促进其从 2020 年代末开始快速部署。航运用氢和氨以及航空用合成燃料都处于非常早期的发展阶段，需要获得强有力的创新支持才能在 2030 年代实现商业化。

图 4.14 承诺目标情景下，中国部分低碳氢能技术的成熟度及其累计避免的二氧化碳排放量



注：成熟度类别是根据国际能源署《清洁能源技术指南》（IEA，2020a）中对各个技术成熟度的详细评估来确定的。

氢能技术所避免的排放量中，90%都涉及目前处于原型或示范阶段的技术，其中用于化工生产的波动性可再生能源电解技术占避免的排放总量的 40%

关注制氢电解槽的制造

电解利用直流电来驱动非自发化学反应，是一种相对成熟的技术，在某些工业过程中已得到长期使用，如在氯碱法制氯中（产生副产品氢气）。电解水可以得到纯氧和纯氢。电解槽有不同类型：碱性电解槽和聚合物电解质膜（PEM）电解槽已经商业化，而固体氧化物电解池（SOEC）仍处于商业化前阶段，阴离子交换膜电解槽则处于更早的开发阶段。

过去几年中，中国的有关方面对电解制氢关注显著增加。2020 年，电解制氢的装机容量翻了两番，达到 18 兆瓦（占全球新增装机的四分之一），预计 2021 年将增加八倍。目前在建或计划建设的装机容量超过 2 吉瓦（包括宁夏宝丰能源的 100 兆瓦工厂，见上文）。与智利、欧盟等国家和地区不同，中国并没有设定电解槽部署的目标。尽管如此，预计装机容量在未来几年将持续增长，不过增速可能慢于其他地区。一旦中国能源系统对可再生能源的消纳达到一定水平，中国对电解槽的需求可能会加速上升。最终，电解槽市场的发展将需要国家氢气战略作为支撑，

为投资者提供有关氢能需求前景的指导。近几期五年计划刺激了可再生能源发电的部署，但也造成了电网拥堵，因为大量产能（特别是内蒙古的产能）距离需求中心较远。因此，政策决策者正在努力促进这部分可再生能源在本地消纳，其中可能包括将氢气用于重型交通运输或工业。

专栏 4.4 中国在全球氢气价值链中的作用

过去几年里，使用电解法进行专用氢气生产的做法有所增加，但尚未在世界任何国家普及；碱性电解和 PEM 电解大致各占一半（固体氧化物电解池仍限于小型示范项目）。2018 年起，电解制氢的部署连年创下新高。2020 年，全世界有超过 60 兆瓦的电解装机容量上线，总装机超过 300 兆瓦。在投资用于专用氢气生产的电解槽方面，中国起步较晚，但已开始追赶世界其他国家。

当今全球的电解槽制造产能约为 3 吉瓦。中国不仅是其他低碳技术如电池或燃料电池的制造大国，也是电解槽的制造大国，拥有全球三分之一的产能（其余大部分在欧洲）。中国最大的电解槽制造企业是中国船舶集团有限公司（PERIC）第七一八研究所，其次是科克利-京利氢和天津市大陆制氢。这三家企业传统上专注于氯碱工艺，因此生产的电解槽都是碱性电解槽。

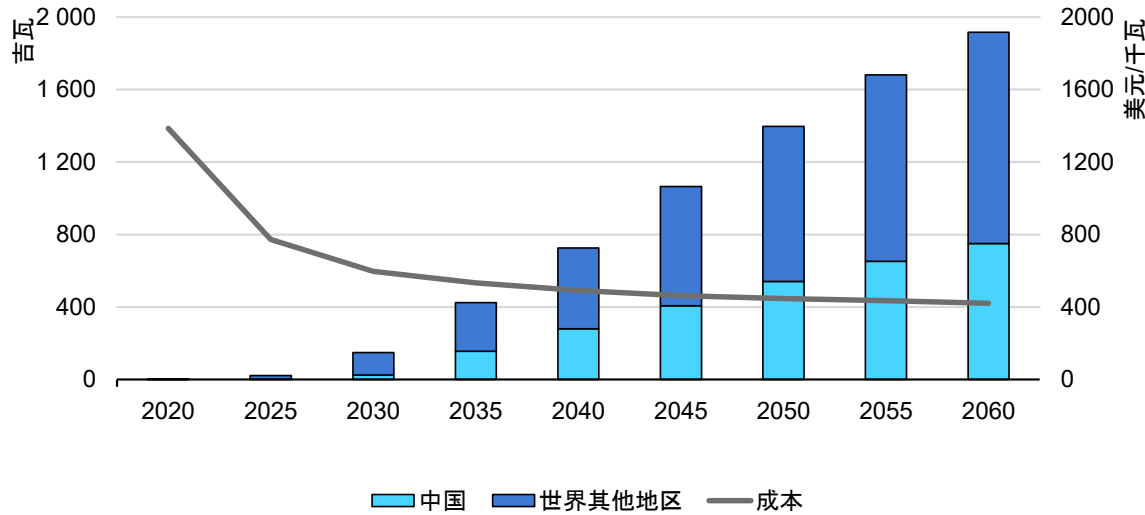
在可以预见的未来，碱性电解技术将很可能继续主导中国专用氢气生产，因为上述企业正在迅速扩大各自的产能，并有良好的知识基础可以借鉴。中国缺乏 PEM 制造企业，所以有意使用 PEM 技术的项目开发商只能寻求与外国制造企业合作。例如，国家电力投资集团正在与西门子北京分公司合作开发 1 兆瓦的示范项目，用于生产交通运输用氢气，该项目预计将在 2021 年下半年上线（Siemens, 2020）。

在降低碱性电解槽成本方面，中国领先于世界其他国家，目前中国每千瓦的成本为 750-1300 美元（包括电力设备、气体处理、辅助系统，以及设计-采购-施工 [EPC]），不过也有其他来源的信息显示，中国每千瓦的成本为 500 美元，而世界其他地区则约为 1400 美元（China EV100, 2020; MOST, 2021）。电解槽的可靠性和耐久度对工厂制氢的全生命周期最终成本有重要影响，各国的情况不尽相同。然而，中国的电解槽制造业正在迅速完善。几年前，中国制造企业需要进口若干电解槽制造部件，通过规模经济降低成本的能力有限。如今，更多的部件在中国生产，仍在进口的部件也将很快即在中国生产；因此，产业集群得以发展，可以通过复制以前的成功经验来降低制造成本。

在承诺目标情景中，电解制氢装机容量迅速扩张，到 2030 年将接近 25 吉瓦，约占全球装机的 15%。其中 90% 以上的装机用于工业设施（主要是钢铁制造和化学品合成），其余的则用于生产商品氢，以满足交通运输和精炼部门的需求。2030 年以后，将出现新的电解氢需求来源，新需求以制造航运燃料氨所需的氢气为主。到

2060 年，中国的电解制氢装机容量将达到 750 吉瓦，占世界总量的近 40%。从现在到 2060 年，全球新增电解制氢装机预计将增加约 700 倍，而成本将大幅下降。全球平均每千瓦装机的资本投入成本到 2030 年将低于 600 美元，而目前约为 1400 美元。成本降低的驱动因素包括规模经济、自动化和制造技术进步（通过实践学习）、更完善的设计（如碱性电解槽），以及技术供应企业之间的竞争加剧。

图 4.15 承诺目标情景下，全球专用氢气生产的电解槽装机容量和平均单位资本支出



国际能源署，2021。

注：电解槽成本包括电气设备、气体处理、辅助系统，以及设计-采购-施工（EPC）。

中国到 2030 年将占全球电解制氢新增装机的 15% 左右，到 2060 年占 40%，帮助推动成本降低 70%

关注车用燃料电池

要实现承诺目标情景所预测的交通运输部门脱碳速度，将需要迅速扩大道路车辆燃料电池的需求和生产。道路车辆燃料电池车的使用量仍然很小，并且仅限于卡车和巴士，不过中国在此领域已处于世界领先地位：截至 2020 年底，中国在运的燃料电池巴士接近 5300 辆，而世界其他地区约为 360 辆；中国在运的燃料电池卡车超过 3100 辆，而世界其他地区还不到 100 辆。关注巴士和卡车具有战略意义：这类车辆有预定的行驶路线，需要的加注基础设施比较少，而且利用率比乘用车高。2020 年，燃料电池电动卡车（包括轻型商用车辆）的销量首次超过燃料电池电动巴士的销量（AFC TCP，2021）。如今，大多数在用车辆使用的燃料电池都比较小（30–50 千瓦，而常规的燃料电池巴士为 75–150 千瓦），其作用是增加续航里程，而不是用作主要能源。

部分省市推出的区域性举措和中央政府几年前出台的一项方案，推动了中国重型卡车利用燃料电池提升续航里程，只要燃料电池容量达到 30 千瓦，就有资格按规

定获得补贴。2020 年，一项新的奖励方案出台，旨在加快城市群的区域性氢能示范项目的发展。新方案向市一级政府提供财政支持，而不是直接补贴购买此类车辆的企业或个人。到 2023 年，将向每个城市群拨发最多约为 2.45 亿美元（17 亿元）的财政支持，以资助燃料电池电动车和关联技术的研发示范。各市政府将根据其在刺激全价值链创新和实现各种绩效目标方面的成就，得到相应奖励。市政府将负责奖励专业制造燃料电池关键部件（如膜电极组件和双极板）的龙头企业，以及中重型燃料电池电动车的买家，条件是满足某些技术和运行门槛（如最低续航里程和保修标准）。此外，为降低加氢站的氢气价格，还将为氢气生产、运输和配送企业提供补贴，以在既有补贴的基础上加大补贴力度。新方案覆盖的城市群最终名单尚未公布。

专栏 4.5 中国的区域氢能燃料电池电动车战略

在燃料电池电动车的具体目标和实施措施方面，中国尚未制定国家级的氢能战略或路线图。然而，山东、河北、吉林、辽宁、贵州、广东、陕西、甘肃、广西、内蒙古、北京和上海已经宣布或正在制定各自的氢能战略，旨在促进区域经济发展、能源多样化，以及减排。这些战略涵盖各类技术，包括电力制氢、可再生电力储存、交通运输用氢，以及天然气管网掺氢（Energy Iceberg, 2021）。燃料电池电动车是大部分战略的重点，目标是到 2025 年燃料电池电动车总数达到 6.3 万辆，其中北京、上海和山东各有 1 万辆。

广东的珠江三角洲工业枢纽就是部署燃料电池电动车区域战略的一个例子；该地区被誉为中国硅谷，汇集了许多率先开发燃料电池电动车的企业。2020 年燃料电池电动车销量排行榜中，广东省位居第一，佛山市和广州市在各城市销量排名中位居前五；截至年底，广东的加氢站总数达 30 座（Chunting 2021）。广东省在燃料电池电动车行业领先地位的背后，是当地政策和地区制造基地竞争力的有力支持。2016 年，佛山市率先成为中国第一个运营氢燃料电池巴士公交线路的城市。广东省的最大城市广州设定的目标是：在 2022 年前部署 3000 辆燃料电池电动车，并在 2025 年前将市内至少 30% 的巴士公交车改换为燃料电池电动车。

燃料电池电动车的快速部署促进了当地供应链的发展。广东省的燃料电池系统制造企业包括爱德曼氢能装备、重塑能源和国鸿氢能，这几家企业至少满足了中国总需求的 40%。氢气的供给主要来自残余气体流中包含氢气副产品的工业过程（如焦炭生产），但可以实现二氧化碳减排的电解示范项目也已列入计划。

在低碳制氢和燃料电池电动车使用方面，另一个区域发展实例是北京及其相邻的河北省。多个低碳氢和燃料电池电动车大型示范项目已经在这两个省市启动，包括为北京市与河北省合作主办的 2022 年冬奥会和残奥会而启动的项目。到 2021 年 3 月，河北省张家口市的燃料电池巴士已有 300 多辆，奥运会开幕前将达到 2500 辆。

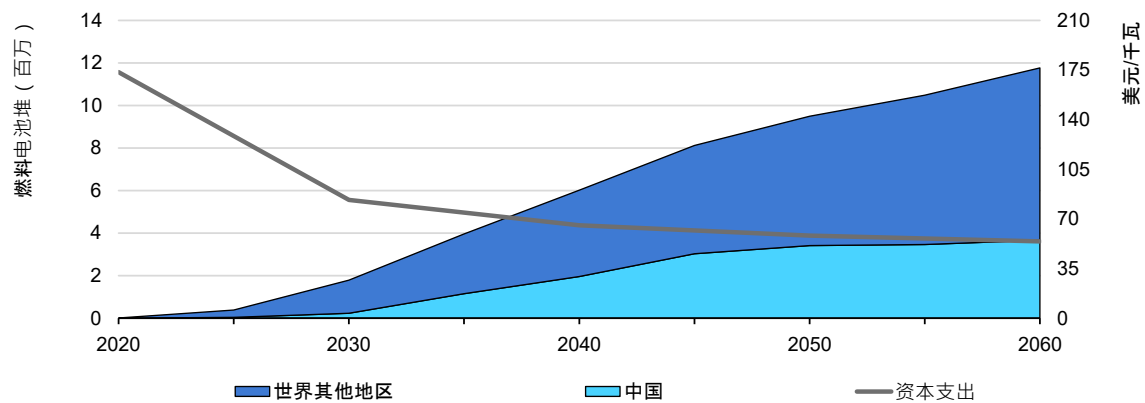
河北省拥有丰富的风力资源，在可再生能源电解制氢项目方面领先全国。该省已宣布十多个此类项目，其中几个大型项目将于 2021 年底和 2022 年投运。燃料电池主要由总部位于北京的制造企业亿华通提供，该公司的主要工厂位于张家口，使用的技术是亿华通与丰田的合资企业（成立于 2020 年）共同开发的。

科学技术部与山东省政府近期签署了山东省“氢进万家”科技示范工程框架协议。该项目旨在示范氢能在工业园区、社区建筑、公路交通运输和港口的使用，并将开发专用氢气运输基础设施。“十四五”期间，对该项目的总投资将超过 300 亿元，用于部署 100 座加氢站和 1 万辆燃料电池电动车，并在 2025 年前每年推动氢能需求增加约 5 万吨。

目前，中国的燃料电池制造能力约为每年 7.5 万套系统。制造设施大多位于湖北、山东、山西、广东等省的燃料电池电动车需求中心附近；这些省份之所以成为需求中心，离不开当地的采购等政策扶持，也得益于本地区制造基地的竞争力。近年来，中国制造的燃料电池系统的价格已经下降了约三分之一；随着此类电池的产量为满足需求而上升，生产成本应不断下降。从当前情况来看，中国的燃料电池和燃料电池电动车在国际市场上并没有真正的成本优势。然而，考虑到中国多个地区的燃料电池电动车部署目标，中国制造企业可能会在未来若干年中享有规模经济带来的成本优势。然而，目前的地区性部署方式可能造成市场隔阂：地方政府优先采购当地生产企业的产品，可能导致低效投资，而且，由于各地都扶持本地的多家小型制造工厂，产能扩大的潜力有限，无法充分利用规模经济。在承诺目标情景中，中国每千瓦的平均成本将从现在的 175 美元（1207 元）下降到 2030 年的约 80 美元（552 元），2060 年降至 50 美元（345 元）。

燃料电池生产企业已宣布，到 2022 年合计产能将扩大到每年 20 万套，远远高于对国内燃料电池电动车销量的最乐观预期。中国汽车工程师学会的目标是上路行驶的燃料电池电动车到 2025 年达到 5 万辆（低于各地区计划的合计目标，即 6.3 万辆），到 2030 年达到 100 万辆。这些电池中，轻型车用电池的比重很可能不断提高，这就要求做出额外投资来建设分布更广泛的加注基础设施。在承诺目标情景中，中国道路上的燃料电池电动车总数在 2030 年将达到 75 万辆，2060 年达到 4800 万辆。

图 4.16 承诺目标情景下，交通运输用燃料电池的全球需求和平均单位资本投入成本



国际能源署，2021。

2030 年，中国将占全球燃料电池汽车需求的 10% 以上；这有助于降低燃料电池的成本

随着中国和世界其他地区的燃料电池电动车部署不断扩大，全球对铂和钯（即铂族金属[PGM]）的需求将会增加，因此需要考虑未来的供给瓶颈问题。铂族金属具有催化剂作用，在燃料电池中催化氢气和氧气转化为热量、水和电力。传统内燃机车辆（ICEV）的催化转化器也使用铂。目前燃料电池电动车对铂需求量高于内燃机车辆，不过前者的需求量近年来有所下降（IEA，2021a）。例如，丰田 2020 年推出的第二代 Mirai 汽车的铂用量比 2014 年的第一代减少了约三分之一。在日本、美国等国，进一步减少燃料电池的铂用量是许多燃料电池公共研发和示范项目的关键目标。如果成功实现这个目标，那么中国和世界其他地区改用燃料电池电动车的做法将可以大幅减少全球对铂族金属的需求。假设铂用量随着创新持续减少，我们估计，中国部署燃料电池电动车将使 2060 年全国对铂族金属的需求比 2020 年减少 80% 以上。如果没有此类创新，即使内燃机车辆改用替代性传动系统，对铂族金属的需求几乎完全消失，2020-2060 年间铂族金属的需求仍将增加约 140%。

基础设施需求

要在中国普及氢气和氢衍生燃料作为低排放能源载体，就需要改造现有基础设施，并开发新的基础设施将这类燃料配送给最终用户。这些基础设施包括氢气管道、加氢站、大型储氢设施，以及港口接收站。现今中国只有约 100 公里的专用氢气管道；这些管道都是位于产业集群的私有管道。如前所述，各地区最适合什么样的基础设施取决于多个因素：主要工业终端用户的位置，该地区附近是否有丰富的可再生资源 and 充足的二氧化碳封存地点，以及氢能分布式需求的增长速度和范围。开发基础设施将需要时间和细致规划，但也存在一些短期的机会，如使用罐车短途运输液态氢。在发展氢气专用基础设施的同时，可以通过在现有的天然气管网中混入氢气来增加低碳燃料供给。一旦低碳氢供给基础设施完成建设，将能够向

终端用户提供纯氢。至今只有吉林省考虑将氢气混入天然气管网，因为到目前为止，氢气使用的重点是交通运输部门，而这类用途需要纯氢（Energy Iceberg, 2021）。如果要将氢气混入天然气，就需要制定国际统一安全标准和国家法规，规定天然气管网中混入氢气的最大配比。

中国的另一种可选方案是在技术可行的情况下，将现有高压气体输送管道改用于输送纯氢。这种做法有助于建立全国性的氢气管网，连接各个需求中心。然而，中国的天然气管网比较年轻，并且仍在扩大以满足不断增长的需求，因此，要将某些管线改用于输送氢气还有待时日。可见，中国有必要规划开发新的天然气管道，确保潜在的大型氢能中心（如河北、山西、陕西或沿海城市等地区的现有工业枢纽和精炼厂）与低成本制氢潜力较大的地区（如西部省份）之间建设的天然气管道按照氢气就绪的要求设计，以便将来能够改用于输送氢气。

中国还需要开发新的专用氢气管道。在需求集中的产业集群（例如西部和华北地区的内蒙古、山西、山东和陕西）附近建设这些管道，可以保证管道输送能力利用率较高，是一种比较保险且经济的选择。目前，中国用于合成氨和甲醇的氢气需求中，约有 50%都集中在这些地区。在部署新的专用氢气管道方面，可以采用与交通运输部门类似的发展模式：加氢站最初部署在工业枢纽，由于化工部门产生大量副产品氢气，并且商业燃料电池电动车对燃料的使用比较密集，确保了加氢站得到充分利用。

氢能基础设施的另一个重要组成部分是加氢站。中国拥有全球第二大加氢站网络，目前在运的加氢站有 100 多座（而电动车公共充电站超过 80 万座），仅次于日本（130 多座加氢站）。鉴于中国大力支持城市燃料电池电动车试点项目和新建加氢站计划，该国很可能不久即将成为全世界加氢站最多的国家（IEA, 2021a）。例如，中石化最近宣布计划在 2026 年前安装 1000 座新的加氢站（Sinopec, 2021）。承诺目标情景下，加氢站部署量到 2030 年将达到 2700 座，2060 年达到 27000 座。

在承诺目标情景中，要增加中国的氢能用量，还需要大力推广低碳发电，以满足电解槽的用电需求。到 2060 年，制氢所需的电力将接近 3300 太瓦时，相当于中国发电总量的五分之一。所有新增电力都将来自低碳能源。虽然以如此之大的规模扩大发电能力是一项十分艰巨的任务，但这也是利用低成本波动性可再生能源的契机，因为氢能实际上是一种储能方式。在实践中，可再生能源发电量中有很大一部分可以专门用于制氢（见第 3 章）。核电也可以专门用于电解制氢；中核集团已经启动了这方面的若干示范项目（Energy Iceberg, 2020）。工业枢纽其他捕集应用的协同作用，以及可能开发出的二氧化碳运输和封存共享基础设施，将推动化石燃料结合 CCUS 制氢（包括对一部分现有工厂进行二氧化碳捕集设备改造）的部署，这种制氢途径在 2060 年将贡献氢气总产量的 15%。

生物能源

在能源转型中的作用

现代生物能源技术（即可再生生物质原料衍生的气体和液体生物燃料，或在电力和热力生产中直接燃烧生物质）有潜力为中国能源系统脱碳做出重要贡献。生物能源有一项重大优势，那就是它可以转化为某些能源形式，兼容于依赖化石燃料燃烧的现有能源技术：生物能源既可以在现有煤电厂中与煤炭共燃，又可以用作化工行业的原料，还可以使用现有的汽车燃料网和天然气管网。虽然中国在获取可持续生物能源方面存在一些障碍⁸，但通过开发国内丰富的生物质废弃物和剩余物资源，以及在边缘土地上种植非粮食能源作物，可以增加生物能源的供给。收集粪便、作物剩余物等农业废弃物以及林业剩余物，既不涉及任何土地用途改变，也不涉及水的消耗，但应评估其对土壤水分保持的影响。

中国已经在对废弃物和剩余物进行大量利用。自 2017 年以来，中国在建设生物能源发电厂方面一直领先于世界，2019 年贡献了全球新增装机的 60%。这些装机中大约一半是以城市固体废弃物（MSW）为主要燃料的变废为能（WTE）电厂，它们集中在人口稠密地区，使用的城市固体废弃物包括一部分生物质材料，如厨余垃圾、木材、纸张和纸板。其余的装机是以农业和林业剩余物为燃料的发电厂，以及较小一部分以沼气为燃料的发电厂。此外，中国也大量使用固体生物质和沼气来供热（见第 3 章）。中国生产的木颗粒约占全球产量的三分之一，在国内用于大型供热系统。而沼气大多由家庭生产和消费，主要用于烹饪。中国还是仅次于美国和巴西的世界第三大液体生物燃料生产国，乙醇主要来自东北三省的玉米，可再生柴油则来自地沟油（UCO）（IEA, 2020c）。

由于种植能源作物的土地供给有限，生物能源在中国净零排放能源转型中能够发挥的作用无疑将受到限制。2007 年，政府制定了生物能源发展的指导原则：“不与人争粮、不与粮争地”，不得在可耕地上种植能源作物。指导原则还规定，促进生物燃料生产的工作应侧重于多使用农场和林业剩余物；在不对水和其他资源造成过分压力的前提下，允许在边际土地上有限发展非粮食能源作物种植（Ministry of Agriculture, 2007）。

⁸ 可持续生物能源是指在开发生物能源时，避免对生物多样性、淡水系统、粮食价格和土地供应产生负面影响（IEA 2021c）。

专栏 4.6 生物能源部署目标和政策

“十三五”规划（2016–2020）设定的生物能源目标涉及三大领域：电力、热力和交通运输（“十四五”规划〔2021–2025〕的目标尚未公布）。在电力部门，目标是在2020年前生物能源新增装机15吉瓦；实际新增装机超过25吉瓦，超额50%完成了目标。这些发电厂中约有一半以城市固体废弃物为燃料，其余的则利用林业剩余物、农作物剩余物和牲畜粪便。2020年1月，中国政府新出台了生物质发电厂补贴方案，基于电厂的规模和预计全生命周期利用率提供补贴。此外，国家发展和改革委员会、财政部和国家能源局联合发布规划，旨在加快此类发电厂的建设，同时继续侧重于利用农业和林业剩余物，以及城市固体废弃物的有机部分，以期解决废弃物管理和环境污染问题，并促进可再生能源产生（NDRC，2020）。

在全国各省级行政区当中，山东省厂龄20年以下的燃煤电厂装机排名第四，山东省能源局于2021年3月颁布政策，鼓励既有煤厂采用生物质共燃。此后，在一定的限度内，发电厂一年间每1万吨生物质与煤炭共燃，就会获得一定的优先运营小时数。这项制度将持续执行到2025年。

在供热领域，中国在2016–2020年期间的颗粒燃料用量几乎增加了两倍，估计达到了2200万吨煤当量，但与“十三五”规划中3000万吨的目标仍有差距。2021年1月，国家能源局公布了下一阶段的生物质能供热战略，重点是将生物质发电厂升级为热电联产，并优先为热电联产提供补贴。该战略还鼓励发展沼气等其他形式的生物能源用于供热，但建议不要使用生物质与煤炭、非生物源城市固体废弃物和其他非生物源废弃物共同燃烧，以免增加二氧化碳排放。生物甲烷方面，中国到2020年仅实现了五年规划最初目标的1%（见第3章）。

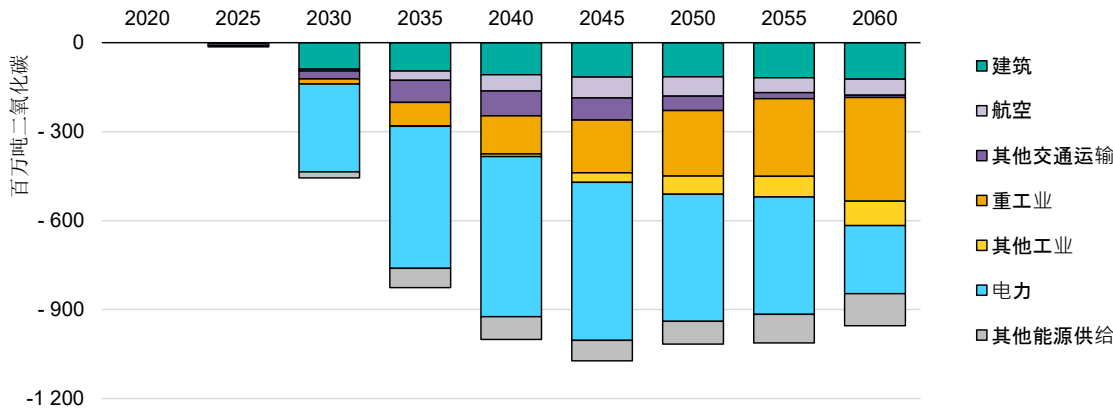
在交通运输领域，中国最初制定的全国乙醇混合配比规定为10%（E10），于2020年生效并在七省全面实施、在其他省市部分实施（见第3章）（NDRC，2017）。由于遇到多种困难，包括玉米库存减少、产能欠缺，相关部门已放松这一规定（NEA，2020）。纤维素乙醇生产技术取得了一些进展，但目前并没有纤维素乙醇使用的目标（IEA，2021d）。

总体而言，承诺目标情景中，可持续生物能源（无论是否结合CCUS）使用的增加，从现在到2060年期间将贡献累计二氧化碳减排量的近7%。生物能将与风能并列在2060年成为中国继太阳能和核能之后的第三大一次能源。生物能在能源需求总量中的比重将翻一番以上，达到略高于13%。从体量来看，一次生物能源需求将增加9艾焦，于2045年达到近20艾焦的最高峰⁹，然后到2060年小幅下降至16艾焦。

⁹ 20艾焦的生物质资源用作生物能，符合近期文献对中国可持续生物质资源潜力的估计。Nie等人（2018年）估计当前的可持续生物质潜力为25艾焦，而Kang等人（2020年）估计2050年为24艾焦。这两组数字都考虑到了能源体系以外的生物质使用。

至关重要的一个问题是，如何以可持续的方式满足这一增长，避免其对社会、环境或经济产生不利影响。¹⁰ 据估计，中国目前每年可收集用作生物能源的废弃物和剩余物（玉米秸秆、稻草、小麦秸秆、森林剩余物和动物粪便）生物质资源达 10–18 艾焦，相当于 2020 年中国一次能源需求总量的 6–12%（用作生物燃料的可持续生物质供给有限将会产生哪些影响，见第 3 章）。

图 4.17 承诺目标情景下，中国不同部门通过使用生物能实现的累计二氧化碳减排量



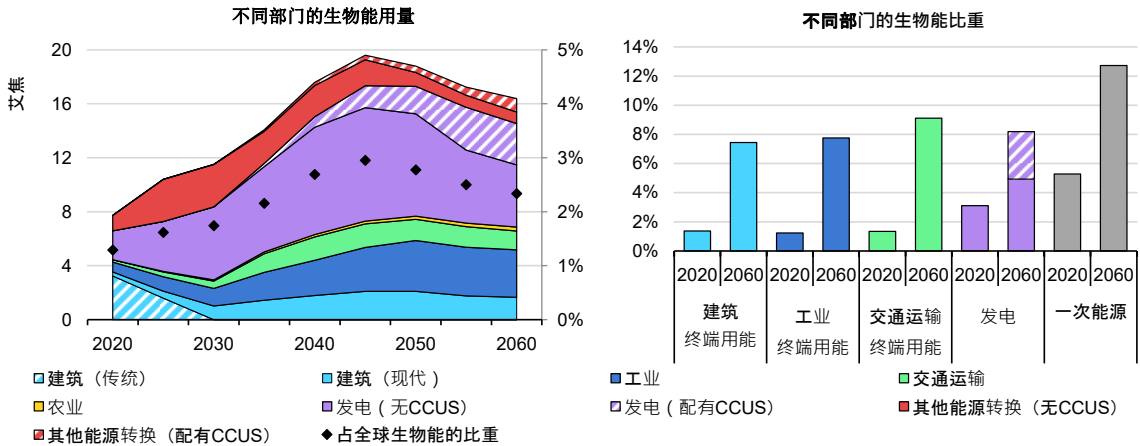
国际能源署，2021。

到 2060 年，生物能将累计避免的 320 亿吨二氧化碳排放中，发电和重工业几乎占到四分之三

生物质原料的大部分潜力都存在于中国的东半部，即从东北的黑龙江到南方的云南及以东地带。山东和河南的作物剩余物和粪便资源丰富，生物质原料潜力最大（3 艾焦/年），密度最高（>75 吉焦/年/公顷），粪便可用于生产沼气，而沼气可以升级并注入本地区现有的天然气管网中。西南地区的四川和云南两省的生物质潜力为 2.4 艾焦/年，主要是农业和林业剩余物。在边际土地种植能源作物方面，潜力最大的是华南，其次是北方地区。四川尤其适合引领全国的 BECCS 部署，因为川东的二氧化碳封存潜力大，并且生物质资源丰富（1.4 艾焦/年）。潜在封存地点附近的既有天然气干线可以改用于输送二氧化碳（Kang et al., 2020; Nie et al., 2018）。

¹⁰ 废弃物和剩余物的利用既受到收集工作的技术可行性的影响，也受到将剩余物用于其他非能源目的的需要的影响，如保持土壤有机碳含量。

图 4.18 承诺目标情景下，中国不同部门的一次生物能源需求及其在能源需求总量中的比重



国际能源署，2021。

到 2060 年，生物能源在中国一次能源总需求中的比重将增加一倍多，达到 13%；几乎一半的生物质能消费是在电厂中燃烧，这些电厂中近一半配备有 CCUS

在承诺目标情景中，生物能源的消费方式也将发生明显变化。今天，传统固体生物质能约占最终生物能源用量的 70%、一次生物能源用量的 42%，这种形式的生物质能会引起室内空气污染和其他问题，有害人类的健康和福祉。在中国，传统固体生物质能的使用到 2030 年将被完全淘汰，部分原因是固体、液体或气体生物质能的使用效率通过现代炉灶、锅炉等将得到提高。2060 年，大部分生物能将用于发电和供热（包括工业），其中相当一部分将结合 CCUS。用于发电的生物能将对早期的电力脱碳做出重大贡献，占 2030 年生物能源相关二氧化碳减排总量的 65% 以上。2020-2060 年间，生物能在国家电力结构中的比重将增加近两倍，从 3% 增加到 9%；作为可调度的发电能源，生物质将发挥重要作用，支持电力系统消纳更多的波动性可再生能源，并且在与 BECCS 相结合的情况下将产生负排放（见上文 CCUS 章节）。

在承诺目标情景中，生物质作为清洁燃料和原料在工业部门中的使用比重将从 2020 年的仅 1% 上升到 2060 年的 8%。2060 年中国生物能供给总量中，五分之一将由工业消耗。生物能可以替代高温工艺过程使用的化石燃料；特别是在水泥行业，生物能将提供该行业终端能源的四分之一。在钢铁行业，生物能作为煤炭的替代品也将发挥重要作用，在 2060 年满足该行业能源需求的 8%，并且贡献该行业从现在到 2060 年累计减排量的 11%。2060 年生物能贡献的二氧化碳减排量中，约有 37% 来自重工业。

承诺目标情景下，液体生物燃料在交通运输部门的使用也将显著增长，但此类燃料在 2060 年仍将只占该部门一次生物能源使用总量的 8%；随着道路车辆转型为电动汽车和燃料电池电动车，生物燃料将逐步转向航空（见第 3 章）。2060 年，

航空用生物燃料将贡献 5500 万吨二氧化碳减排量，占生物能源相关二氧化碳减排总量的 6%。

技术成熟度

在中国和世界其他地区，生物能价值链各环节（从生物质资源的收集、转化，到最终使用）的技术成熟度有相当大的差异。小规模供热和烹饪、变废为能发电厂等许多供热和发电技术，已经进入了市场采用或商业化阶段。这类技术将提供承诺目标情景中 2021-2060 年间生物能源累积二氧化碳减排量的近 90%。与公路交通运输和工业加热有关的一些技术同样处于市场采用或早期商业化阶段。例如，玉米乙醇、脂肪酸甲酯生物柴油和加氢处理植物油（HVO）柴油在中国已有商业化生产，其中前两种技术的使用历史已达数十年。在收集用作液体生物燃料原料的地沟油方面，中国领先全球。通过这些部门扩大使用生物能源，可以快速减排，为氢能和电气化等其他技术途径赢得更多的发展时间。

其他生物能技术仍处于示范甚至原型阶段。这些技术包括使用木质原料的先进可再生柴油和生物煤油技术，特别是纤维素乙醇、费托生物质气化（费托生物燃料），以及可再生醇基航空燃料（ATJ）煤油。承诺目标情景下，上述技术中的可再生柴油技术在长距离交通运输脱碳中的作用最为重要，特别是在重型卡车和航运中：从 2055 年起，仅重型卡车就将占可再生柴油需求的一半以上。中国没有在运的费托生物燃料厂，但计划开展若干生物质气化项目；其中两个位于东北，主要用于发电和供热。这两个东北项目中，一个在黑龙江省，以多种废弃物和剩余物为燃料，运营一座 40 兆瓦的热电联产厂，另一个在吉林省，在既有的 660 兆瓦粉煤发电厂中，使用 20 兆瓦的生物质气化装置与煤炭共同燃烧。此外，这两个省份目前还有两家纤维素乙醇厂在运，都以玉米作物剩余物为原料，每年生产的纤维素乙醇总量为 1.2 亿升。

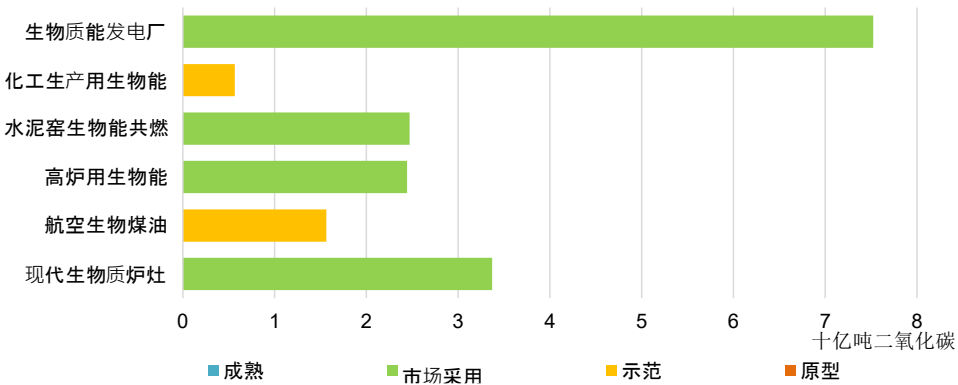
与欧洲相比，中国的生物甲烷生产和将生物甲烷注入国家天然气管网的工作仍处于起步阶段。承诺目标情景中，生物甲烷混合配比将在 2060 年达到 15%（见第 3 章）。生物甲烷混合既面临技术难题，也面临行政障碍，包括难以确保天然气管网的公平市场准入（IEA，2021d）。目前中国在运的两座生物甲烷工厂采用不同的生产途径。山西省的商业化工厂以农业废弃物厌氧消化产生的沼气为原料，通过去除二氧化碳和其他污染物对沼气进行升级，每年的生物甲烷产量略高于 700 万立方米。江苏的试点工厂则通过生物质气化和甲烷化生产生物甲烷（也称为生物合成天然气[bioSNG]），日产量为 1 万立方米（年产量略高于 300 万立方米）。

承诺目标情景中，由于航空业缺乏潜在的替代燃料，该行业通过生物煤油脱碳对中国和世界其他国家实现碳中和的长期作用更加关键。近期来看，氢化酯和脂肪

酸（HEFA）是最有希望的技术路线，而长期最具前途的技术则是费托生物燃料和可再生醇基航空燃料。仅生物煤油一项，就将占到 2060 年航空燃料消费总量的 40%，并在 2021-2060 年间累计减少 16 亿吨的二氧化碳排放。这凸显了中国生物煤油生产技术创新的重要意义。中国现在至少有一家加氢处理植物油工厂具有生产 HEFA 生物煤油的能力，而在生物煤油或其他可持续航空燃料方面还没有其他项目。

目前处于示范阶段的另一关键生物能源领域是用于制造甲醇、乙烯等化学品的生物质原料技术。从现在到 2060 年期间，这类途径将合计贡献近 5.7 亿吨的累计二氧化碳减排量。全世界范围内，目前还没有已知的生物质制氨厂，只有少数几个生物质制甲醇项目正在运行。最大的生物质制甲醇工厂使用城市固体废弃物作为原料，由加拿大 Enerkem 公司经营。这一过程中的关键技术仍是生物质气化。

图 4.19 承诺目标情景下，2020-2060 年中国部分生物能源技术的成熟度及其累计避免的二氧化碳排放量



国际能源署，2021。

注：成熟度类别是根据国际能源署《清洁能源技术指南》（IEA，2020a）中对各个技术成熟度的详细评估来确定的。

从现在到 2060 年，生物能源贡献的累计二氧化碳减排量中，近 90%来自于现已商业化的技术

基础设施需求

生物能源的一大优势是能够作为普适性燃料使用，在利用既有的天然气管网、车辆、发电厂、过程加热设备等基础设施时，几乎不要求对这些设施进行任何改造。然而，各类生物能源的扩展将需要不同规模的大量额外基础设施。

就生物燃料而言，将需要大量的生物质原料储存设施，特别是针对分散且密度较低的作物和林业剩余物的储存设施，以便通过“辐射式枢纽”的方式收集原料，并将原料配送至大型工厂。生物质原料的储存之所以至关重要，是因为生物燃料生产需要有持续的原料供应，而农作物或林业剩余物可能只能在一年中的某些时段进行收集。在中国的多个纤维素乙醇原料厂示范项目中，出现了供应链不可靠

的问题。此外，还需要废弃物和剩余物原料的大规模分类和清洁设施。例如，用于生产沼气的生物源城市固体废弃物必须与非生物源材料分开，而农作物和林业剩余物在运往生物燃料厂之前需要进行清洁，去除其中的污垢、石块和其他污染物。

生物甲烷方面，需要新建配送管道和注入点，以便与天然气混合。由于废弃物和剩余物原料（如粪便和作物剩余物）分散且运输成本高，因此生物甲烷工厂很可能位于原料来源附近，这就增加了对管网连接的需求。对于小型生物甲烷厂（如目前中国的大多数沼气池），一种经济合理的做法是：与当地其他生产方签订合作协议，各方先将各自生产的生物甲烷汇总到一起，再运送到共享的注入点。此外，可以从相关工厂收集有机肥料（沼气生产过程中厌氧消化的副产品），配送给当地的农场。

在 CCUS 方面，需要建立基础设施来支持 BECCS 在生物燃料生产和发电中的部署。例如，当生物甲烷生产（沼气升级或生物质气化）结合 BECCS 时，可能比较合理的做法是在建设二氧化碳管道的同时建设生物甲烷配送管道，特别是在生物甲烷原料潜力较大、现有天然气管道和潜在二氧化碳封存地点较多的省份，如华中的四川和河南，以及东北的黑龙江和吉林。

参考文献

- ACCA21 (2019), Roadmap for Carbon Capture, Utilization and Storage Technology in China, provided to the IEA by Energy Foundation China.
- AFC TCP (Advanced Fuel Cells Technology Collaboration Partnership) (2021), AFC TCP 2021 Survey on the Number of Fuel Cell Electric Vehicles, Hydrogen Refuelling Stations and Targets, provided to the IEA by AFC TCP.
- Benchmark mineral intelligence (2021), Lithium ion battery mega factory assessment, June 2021, <https://www.benchmarkminerals.com/>.
- Berman, L. (2017), China Natural Gas Pipelines (2013), Harvard Dataverse, V1, <https://doi.org/10.7910/DVN/J5U79Z>, accessed 18 May 2021.
- BNEF (2021), Baofeng's hydrogen electrolysis project sets new records, <https://www.bnef.com/insights/26313>
- Cai, B et al., (2020) China Status of CO₂ Capture, Utilization and Storage (CCUS) 2019. Center for Climate Change and Environmental Policy, Chinese Academy of Environmental Planning, DOI:10.13140/RG.2.2.19465.88168.
- Chunting, L. (2021), Guangdong Leads China in Embracing Green Hydrogen With Most Refueling Stations, Report Says, 8 January, <https://www.yicaiglobal.com/news/guangdong-leads-china-in-embracing-green-hydrogen-with-most-refueling-stations-report-says#:~:text=The%20country%20now%20has%20118,Carbon%20Energy%2C%20told%20Yica> i%20Global, accessed 14 September 2021.
- China EV100 (2020), China Hydrogen Industry Development Report 2020, <http://www.ev100plus.com/content/details10414302.html?v=0.7970640183607711>.
- ChinaIOL (2021), <http://data.chinaiol.com/ecdata/index>, accessed 15 June 2021.
- Energy Iceberg (2021), China's Hydrogen Market in 14th Five-Year Plan: Provincial Strategy Breakdown, <https://energyiceberg.com/hydrogen-14th-fyp-provincial-strategy/>.
- Energy Iceberg (2020), Ten Chinese Green Hydrogen Companies Poised to Lead, https://energyiceberg.com/ten-chinese-green-hydrogen-companies/#CNNC_Nuclear_Giants_Power-to-Gas.
- Government of China (2016), Eight departments jointly issued the "Guiding Opinions on Promoting Electricity Substitution" (website): http://www.gov.cn/xinwen/2016-05/25/content_5076579.htm.
- Government of China (2017), Clean heating plan in winter in northern area (2017–2021): <http://www.gov.cn/xinwen/2017-12/20/5248855/files/7ed7d7cda8984ae39a4e9620a4660c7f.pdf>.
- Guo J. et al. (2015), Geological Survey of China Volume 2, No 4 April 2015 pp.36–26.

- Hersbach, H. et al. (2018): ERA5 hourly data on single levels from 1979 to present. Copernicus Climate Change Service (C3S) Climate Data Store (CDS), accessed on 15 June 2021, 10.24381/cds.adbb2d47, <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-era5-single-levels?tab=overview>.
- Intergovernmental panel on climate change (IPCC) 2006. WASTE – IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories.
- IEA (International Energy Agency) (2021a), Global EV Outlook 2021, <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021>
- IEA (2021b), The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions>
- IEA (2021c), IEA Hydrogen Projects Database, <https://www.iea.org/reports/hydrogen-projects-database> (forthcoming).
- IEA (2021d), China 14th Five-Year Plan on Renewable Energy Development perspective and suggestions. Chapter 1.
- IEA (2021e), Global Hydrogen Review, <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>
- IEA (2020a), ETP Clean Energy Technology Guide, IEA, Paris <https://www.iea.org/articles/etp-clean-energy-technology-guide>
- IEA (2020b), Is cooling the future of heating?, <https://www.iea.org/commentaries/is-cooling-the-future-of-heating>
- IEA (2020c), Renewables 2020, IEA, Paris, <https://www.iea.org/reports/renewables-2020>
- IEA (2019), The Future of Cooling in China, <https://www.iea.org/reports/the-future-of-cooling-in-china>
- IEA (2015), Storing CO₂ through Enhanced Oil Recovery, [https://www.iea.org/reports/storing-CO₂-through-enhanced-oil-recovery](https://www.iea.org/reports/storing-CO2-through-enhanced-oil-recovery)
- Jiang, K. et al. (2020), China's carbon capture, utilization and storage (CCUS) policy: A critical review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 119, pp. 109601.
- LanzaTech, 2018. World's First Commercial Waste Gas to Ethanol Plant Starts Up, <https://www.lanzatech.com/2018/06/08/worlds-first-commercial-waste-gas-ethanol-plant-starts/>, accessed 7 June 2021.
- Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL) (2020). Improving the energy efficiency of room air conditioners in China^o: Costs and benefits. Applied Energy, Volume 258, 114023, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114023>.
- Kang et al. (2020), Bioenergy in China: Evaluation of domestic biomass resources and the associated greenhouse gas mitigation potentials. Renewable and Sustainable Energy Reviews, V. 127, pp. 109842.

- Kearns, J. et al. (2017), Developing a consistent database for regional geologic CO₂ storage capacity worldwide, *Energy Procedia*, V.114, pp. 4697–4709.
- Ministry of Agriculture (2007). Development plan for agricultural biomass energy industry (2007–2015). http://www.gov.cn/gzdt/2007-07/05/content_674114.htm
- MOST (Ministry of Science and Technology) (2021), Hydrogen Energy Technology Key Special Project 2021 Project Application Guidelines, <https://service.most.gov.cn/sbzn/20210511/4287.html>
- NDRC (National Development and Reform Commission) (2021), Ten Highlights of the National "14th Five-Year Plan (website): https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/jd/wsdwhfz/202104/t20210406_1271759.html
- NDRC (2020), Notice on Issuing the "Implementation Plan for Improving the Construction and Operation of Biomass Power Generation Projects" (website): http://www.nea.gov.cn/2020-09/16/c_139372803.htm
- NDRC (2017), Implementation plan on expanding biofuel ethanol production and promoting the use of ethanol gasoline for vehicles (2017)" (website): http://www.gov.cn/xinwen/2017-09/13/content_5224735.htm
- NEA (National Energy Administration) (2020), Summary of Reply to Recommendation No. 6074 of the Third Session of the Thirteenth National People's Congress (website): http://zfxgk.nea.gov.cn/2020-09/17/c_139975338.htm
- Nie et al (2018). Spatial distribution of usable biomass feedstock and technical bioenergy potential in China. *GCB Bioenergy*, 12, pp. 54–70.
- Pilorgé, H. et al. (2021), Global mapping of CDR opportunities, CDR Primer, <https://cdrprimer.org>.
- Randall, C. (2020), China to push forward with electrification targets, Electrive.com, 3 November, <https://www.electrive.com/2020/11/03/china-pushes-forward-with-their-electrification-targets-for-2025/>, accessed 17 June 2021.
- Renewables.ninja (2021), PV dataset, <https://www.renewables.ninja/downloadsState>
- Council Information Office of the People's Republic of China (2020), The potential of electric energy substitution during the "14th Five-Year Plan" period is expected to exceed 600 billion kWh (website): <http://www.scio.gov.cn/ztk/dtzt/42313/44537/44544/Document/1695090/1695090.htm>.
- State Grid (2021), State Grid Corporation of China released its "carbon peak and carbon neutral" action plan, 1 March, http://www.sgcc.com.cn/html/sgcc_main/col2017021449/2021-03/01/20210301152244682318653_1.shtml.
- Siemens (2020), Siemens Energy launches its first megawatt green hydrogen production project in China, <https://press.siemens.com/global/en/pressrelease/siemens-energy-launches-its-first-megawatt-green-hydrogen-production-project-china>.

- Sinopec (2021), Sinopec accelerates hydrogen energy development to build world-leading clean energy chemical company,
http://www.sinopecgroup.com/group/en/Sinopecnews/20210312/news_20210312_391474893325.shtml
- Wei, N. et al. (2013), A preliminary sub-basin scale evaluation framework of site suitability for onshore aquifer-based CO₂ storage in China. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, V. 12, pp.231-246.
- Wei, N., et al. (2016), Budget-type techno-economic model for onshore CO₂ pipeline transportation in China. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, V. 51, pp.176-192.
- Xian, Z. (2021), CCUS Development in China, (presentation at CEM CCUS Initiative, 26 April 2021).

第5章：抓住近期机遇，加快能源转型

要点

- 碳达峰的时机和水平，以及达峰后的减排速度，对于中国实现碳中和的长期目标至关重要。中国拥有所需的技术能力、经济手段和政策经验，可以在2030年前实现比承诺目标情景更加迅速的清洁能源转型。
- 与承诺目标情景相比，加速转型情景（ATS）从现在到2030年将在三个关键领域加强政策努力：加快减少电力和工业部门的煤炭使用量；提高可再生能源、电动车、热泵等低碳技术的部署；以及提升终端用能部门的能源和材料利用效率。
- 由于许多额外措施需要一定时间才能起效，因此从现在到2025年，上述两种情景下的能源体系二氧化碳排放轨迹将大致相同；而在2025–2030年间，加速转型情景下的二氧化碳排放将每年下降4%，到2030年达到95亿吨左右，比承诺目标情景低19%。在较承诺目标情景进一步减少的2030年总体排放量中，发电部门将占60%左右，工业和交通运输将共占30%。
- 2030年，加速转型情景中煤炭的需求量将在承诺目标情景的基础上进一步减少近20%，主要归功于加速电力市场改革和加强排放交易系统所降低的发电部门需求。煤电占发电的比重将在2030年下降到38%（约3900太瓦时），比承诺目标情景低约十个百分点。
- 加速转型情景将带来许多社会经济效益，对中国在全球清洁能源技术价值链中的核心地位和清洁能源的创新都将起到促进作用。从目前到2030年，与清洁能源供应有关的工作岗位将增加360万个，而化石燃料供应和化石燃料发电厂所流失的工作岗位将有230万个。而承诺目标情景下，工作岗位的同期净增加额将仅有40万个左右。脱碳进程的加快还将进一步减少污染，带来公共健康效益。
- 加速转型情景中，一些瓶颈和新兴的经济社会问题预计将在短期内出现，为转型带来重要挑战。长期来看，加速转型的好处是将以更加有序的方式实现碳中和，为市场、企业及消费者的调整和适应留出更多时间。与承诺目标情景相比，加速转型情景在2030–2060年间的年均减排速度将放缓20%。从现在到2060年，承诺目标情景中2030年之前新建的电力和工业部门长寿命资产的锁定排放中，将有超过200亿吨在加速转型情景下得到避免，为提前实现碳中和创造了可能。

抓住机遇，加速 2030 年之前的转型

中国国家主席于 2020 年 9 月宣布，中国“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”，该承诺显示出中国气候雄心显著增强（见第 1 章）。承诺目标情景（其成果在第 2-4 章中有详细介绍）描述了实现中国长期目标的一条能源途径，旨在遵循中国 2020 年宣布的《巴黎协定》国家自主贡献（NDC）强化目标（见第 1 章）。然而，正如第 2 章所述，承诺目标情景是实现中国既定目标的一条路径，而不一定是唯一路径。根据长期技术进步和国内技术偏好及优先事项等因素的变化，其他路径也可能可行。

近期内的政策行动是另一项关键的不确定因素。中国已经承诺在 2030 年之前实现二氧化碳排放达峰，但这个峰值的时间和水平，以及达峰后的下降速度都是不确定的，因为它们关键取决于未来几年的政策决策，以及这些政策对企业和消费者投资和支出决定的影响。中国拥有所需的技术能力、经济手段和政策经验，可以在现在到 2030 年期间实现比承诺目标情景更加迅速的清洁能源转型。事实上，在实现国家自主贡献中到 2030 年非化石燃料占能源需求比重达 20% 的目标方面，中国最近已经取得了快速进展，因此已将该目标提高到了 25%。在 2020 年代持续取得这样的成功将十分符合中国的利益：二氧化碳达峰越早，峰值就会越低，就会有更多的时间来实现碳中和，从而使能源转型更加顺利，成本效益更高。

有明显迹象表明，中国政府目前高度重视碳中和，承认有必要尽快减缓排放增速、尽早达峰。例如，最近成立的“领导小组”就反映了这一点（见第 1 章）。本章将探讨中国在 2030 年之前超越目前官方目标要求、加快能源转型（2020 年代后期排放加速下降）的机遇，以及加速转型对中国和世界其他地区的长期广泛影响。

加速转型情景

最近，一些关键指标的趋势表明，中国加快能源转型存在相当大的空间，特别是在提高能源系统的整体效率和加快部署成本效益高的现有清洁能源技术方面，包括太阳能光伏、风能、电动车（EV）和热泵。承诺目标情景下，从现在到 2030 年的能源转型在某些方面相当于维持甚至放缓近年来脱碳进程的实际步伐。例如，承诺目标情景中设想 GDP 的一次能源强度以年均 2.9% 的速度下降，比 2011-2020 年间已实现的水平要低。就太阳能光伏和风能而言，在过去十年中，实际年均新增装机增速达 20% 以上；而承诺目标情景假设从现在到 2030 年，该增速只需再增加 10%，就能达到非化石燃料占一次能源需求 25% 的官方目标。同样，钢铁生产的煤炭强度在过去十年中年均下降了 3%，在过去五年中年均下降了 5%；而在承诺目标情景中，煤炭强度从目前到 2030 年每年将下降不到 1%。在某种程度上，随着增

效或低难度减排的机会被用尽，一些指标放缓是不可避免的，但在近期内进一步提高的潜力仍旧巨大。

为探讨 2030 年前中国提升近期气候政策目标将对能源系统和排放所产生的影响，我们提出了加速转型情景（ATS）。加速转型情景并不要求彻底改变当前的政策优先事项。在新的气候“领导小组”正在制定的“1+N”政策体系的十个核心行动领域中，大多数领域已有政策到位，包括减少煤炭使用、提高资源利用效率、提升能效、建立低碳交通运输体系、促进清洁能源技术创新、发展绿色金融、出台配套经济政策、完善碳定价机制，以及实施基于自然的解决方案（见第1章）。

加速转型情景设想，政府将在承诺目标情景的基础上迅速加强和巩固关键领域的政策，具体如下：

- 加快降低电力和工业部门的煤炭用量。
- 促进现有低碳技术的部署，特别是可再生能源发电、新能源汽车（主要是电动车）和热泵。
- 提高工业、建筑和交通运输部门的能源和材料效率。

正如中国国家主席在最近的声明中所指出的，控制煤炭的使用对于遏制中国的二氧化碳排放至关重要。目前，电力和工业部门用煤在中国煤炭消费总量中的比重接近 95%，**加快降低电力和工业部门的煤炭用量**仍有巨大空间。自“十二五”规划（2011-2015）以来，中国一直在淘汰小型低效的煤矿、老旧低效的燃煤电厂和工业设施，以及住宅用燃煤锅炉。加速转型情景假设，所有剩余的低效产能将在 2021-2030 年间退役，与此同时，电力和工业部门的能效将每年增长 2-4%（承诺目标情景中只有 1-3%）。排放交易系统（ETS）也将得到强化，将通过更严格的配额分配、更快地引入拍卖机制、扩大系统等措施来覆盖更多的能源密集型产业，为企业提高能效和改换燃料提供激励（见第7章）。

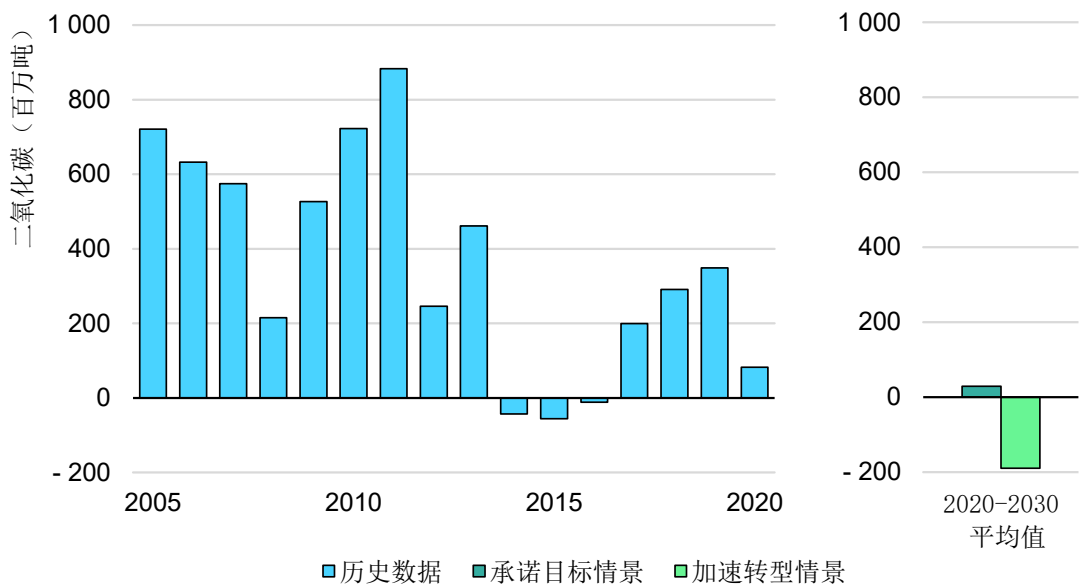
更加有力的政策也将**推进可再生能源和电动车等其他清洁能源技术**的发展。最近，有些太阳能光伏和风能项目可以把发电成本降低到省平均煤电价格以下，这表明具有竞争力的太阳能光伏和风能发电项目还有进一步快速部署的空间。在加速转型情景中，电力市场的加速改革将为电力调度的市场化运作、长期购电协议的达成以及基于成本的零售电价的制定提供必要条件，促进对太阳能光伏和风能的投资。电网基础设施将加快扩展，连接更多远离需求中心的太阳能光伏和风能项目，并促进省际电力贸易。国家和各省将制定更加严格的燃料经济性目标并明确逐步淘汰内燃机车辆的目标日期；在这两项政策的双重促进下，电动车的销量将上升。

提高能源效率在中国的政策决策过程中一贯受到重视，十多年来为缓和能源需求和控制二氧化碳排放增长做出了巨大贡献。承诺目标情景中，能源和材料效率的共同提高将是遏制能源需求增长的关键，将贡献 2030 年减排量的四分之一左右（见第 2 章）。尽管如此，在 2030 年，能源和材料效率进一步提高仍有相当大的经济潜力。加速转型情景假设，旨在提高工业、建筑和交通运输部门能源和材料效率的更严格政策将立即出台，包括收紧现有的最低能源性能标准和出台新标准，从而达到禁止销售能效最低的技术的效果。此外，还可以通过改造建筑物、优化工业生产过程（特别是能源密集型生产过程）用能，以及使用更高效的交通运输方式（包括促进城市交通和货运模式的转变）等一系列措施，来提高能源和材料效率。

能源和排放趋势

以上这些由政策驱动的措施将对二氧化碳排放的中期前景产生巨大影响。2030 年，加速转型情景中的排放量为 93 亿吨，比承诺目标情景的排放量低 19%。由于许多额外措施需要一定时间才能起效，因此从现在到 2025 年，上述两种情景下的排放轨迹将大致相同；而在 2025-2030 年间，加速转型情景下的二氧化碳排放将每年下降 4%。历史上，排放量有所下降的年份只有三年：2014-2016（由于能源需求放缓，以及大量核电和可再生能源投入使用，遏制了燃煤发电的需求）。

图 5.1 承诺目标情景和加速转型情景下，中国能源相关二氧化碳排放量的年度变化

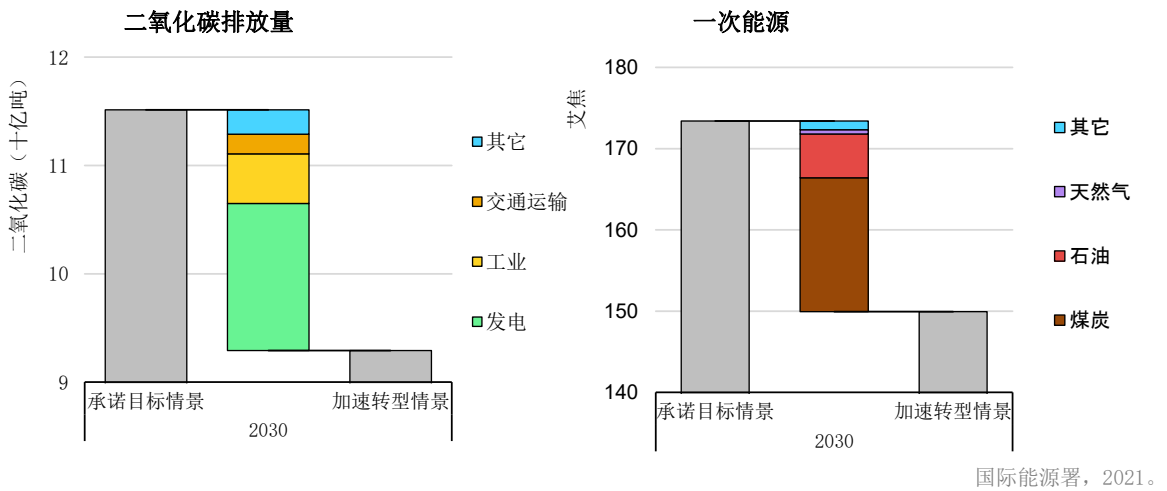


国际能源署，2021。

从现在到 2025 年，加速转型情景与承诺目标情景中的排放轨迹将大致相同，在之后的 5 年中，加速转型情景中的排放量将以年均 4% 的速度下降

2020–2030 年间 GDP 的二氧化碳强度在加速转型情景下将平均每年下降 6%，而在承诺目标情景下将年均下降 4%；加速转型情景中之所以下降速度更快，是由于经济发展的能源强度及能源供应的二氧化碳强度的降低速度较快。同期，GDP 的能源强度在加速转型情景下将平均每年下降 4%，而在承诺目标情景下将年均下降 3%。加速转型情景中，非化石燃料在一次能源结构中的比重将从 2020 年的 15% 增加到 2030 年的 26%（而承诺目标情景中为 23%）。¹ 2030 年，在加速转型情景较承诺目标情景进一步减少的能源体系二氧化碳总体排放量中，发电部门约占 60%；工业和交通运输部门共占 30%；剩余 10% 由建筑、燃料转化和农业部门贡献。

图 5.2 与承诺目标情景相比，加速转型情景下 2030 年中国能源体系不同部门产生的二氧化碳排放量的变化，以及不同一次能源使用产生的二氧化碳排放量的变化



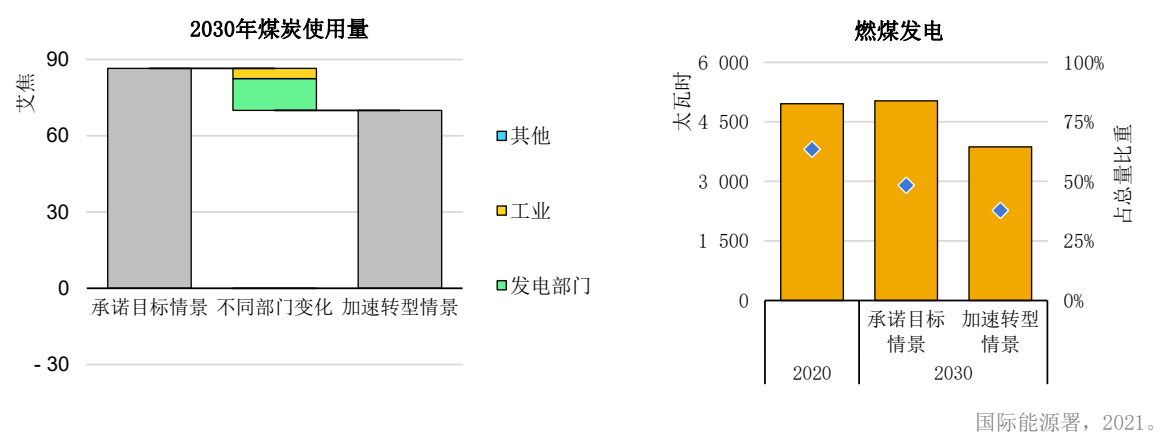
2030 年加速转型情景与承诺目标情景的减排差额中，大约有 60% 来自于发电部门，另外 30% 来自于工业和交通运输部门

在加速转型情景较承诺目标情景进一步减少的排放量中，有大半要归功于煤炭用量的降低。加速转型情景中，煤炭消费量在短期内将上升，但随后将在 2030 年回落到 70 艾焦，比承诺目标情景低近 20%。2030 年，在加速转型情景较承诺目标情景减少的煤炭用量中，近 70% 来自于发电部门：在加速电力市场改革和强化排放交易系统的共同作用下，2030 年的燃煤发电总量将降至约 3900 太瓦时，较承诺目标情景减少 20% 以上。加速转型情景中，煤电在总发电量中的比重将从 2020 年的 63% 下降到 2030 年的 38%，比承诺目标情景低 9 个百分点。2030 年较承诺目标情景减少的煤炭需求量中还有 25% 来自工业：其中，钢铁生产用煤约占 40%，其次是水泥生产。加速转型情景下推动工业用煤量降低的因素有：中国经济结构重心进一步

¹ 如采用中国的部分替代法进行能源核算，则这组数值在 2030 年加速转型情景下为 29%，承诺目标情景下为 26%。

转向高附加值产业和服务业；采用更严格的法规提高能源和材料利用效率；以及成功按照设想扩大排放交易系统，实现对能源密集型产业的覆盖。

图 5.3 承诺目标情景和加速转型情景下，中国 2030 年的煤炭消费总量和燃煤发电量



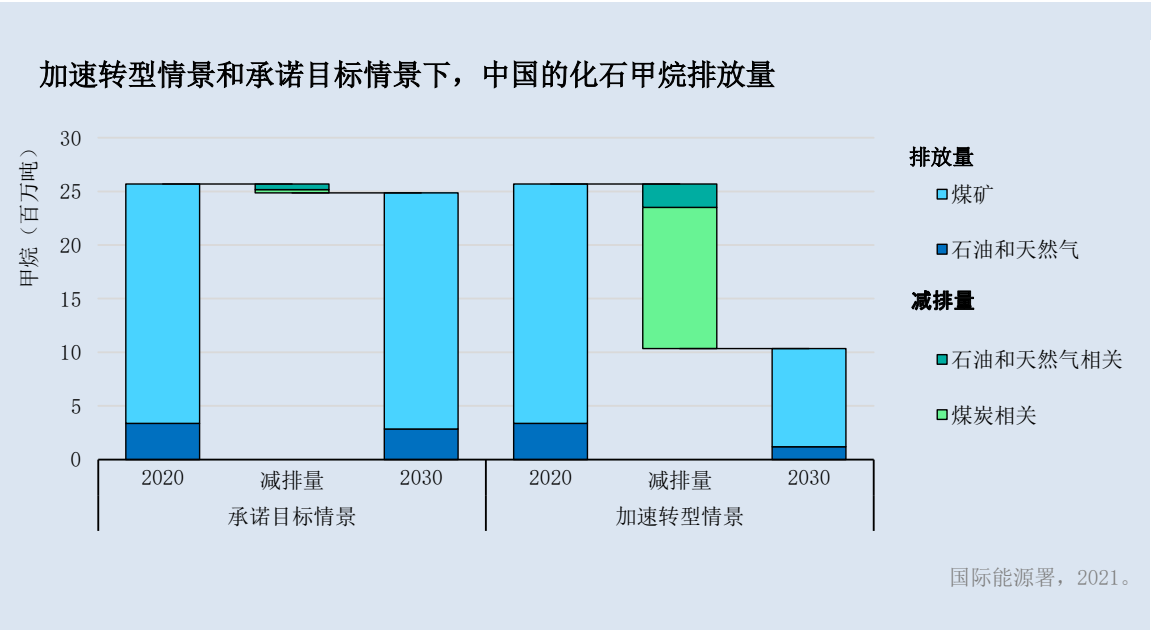
国际能源署，2021。

2020 年至 2030 年间，燃煤发电的体量在加速转型情景中将下降 20%以上，而在承诺目标情景中将上升 1%

专栏 5.1 加速能源转型对化石甲烷排放的影响

加速转型情景下，加快减少电力和工业部门的用煤量将为降低化石甲烷的排放带来重要助益，一些旨在降低化石燃料生产排放强度的重大举措也将投入实施。与承诺目标情景相比，2030 年加速转型情景下的化石甲烷排放总量将减少近 60%。从 2020 到 2030 年，加速转型情景下化石燃料作业的甲烷减排量相当于同期承诺目标情景下全球范围内化石燃料作业甲烷减排总量的 70%左右。在限制近期内甲烷对全球变暖的影响方面，中国可以起到关键性的作用。

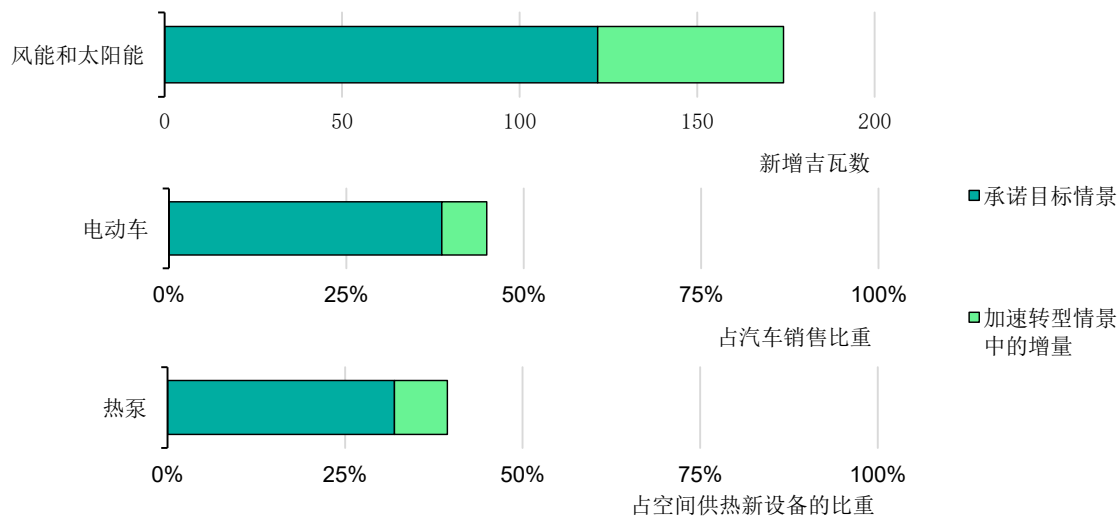
从现在到 2030 年，加速转型情景中超过 85%的化石甲烷减排量将与煤炭开采有关；加速转型情景中，2030 年与煤炭有关的甲烷排放量将比 2020 年减少近 60%，而承诺目标情景中只减少 1%。加速转型情景中，甲烷减排措施在石油和天然气作业中加速实施，因此从目前到 2030 年间，油气开采与加工行业的甲烷减排量将是承诺目标情景中的 4 倍左右。要实现这些减排量，需要强有力的政策支持，从而确保大多数现有的减排措施将在 2030 年前得到充分部署。



加速转型情景中，随着 2020 年代后半期可再生能源和其他现有的商业化清洁能源技术加快部署，煤炭用量也将下降。在加速转型情景下，由于风能和太阳能光伏在全国范围内的竞争力不断增强，再加上一系列的市场改革将为并网提供助力，2025–2030 年间对风能和太阳能光伏技术的投资较承诺目标情景将提高约 15%，达到每年 1250 亿美元（每年 8000 亿元），年均新增总装机将达 160 吉瓦，比承诺目标情景高出约 40 吉瓦。这种变化不仅要归功于设想中的电力部门改革和排放交易系统演进（它们都将有利于可再生能源发展并鼓励更快实现电气化），还要归功于其他促进电力需求的政策措施——其中特别值得一提的是，2030 年电动车的销售份额将较承诺目标情景增加 15%，热泵的市场份额也将增加近 25%。由此造成的电力需求增加将由高效电器、空调、照明和工业设备所节省的电力部分抵消。在供给侧，需采取更有效的可再生能源消纳措施来助其突破瓶颈，实现成功部署；这些措施包括实现电力调度的市场化运作、达成长期购电协议，以及制定基于成本的零售电价等。

到 2030 年，加速转型情景中所假设的更强有力的政策行动将在承诺目标情景的基础上，进一步大幅提升能源和材料的利用效率。这些提升将在气候变化直接相关的效益范畴以外，带来其他重大的经济、环境和社会效益（见下一节）。提高能源和材料的利用效率已经受到中国政策决策者的高度重视，迄今为止在该领域已取得巨大的成效。例如，在 2008 年金融危机之后，中国的 4 万亿元（5850 亿美元）经济刺激计划中，5%用于节能、减少污染物排放和环保项目。在提高能效方面，中国投入了超过 400 亿元，主要是通过十大重点节能工程。通过这些努力，2010 年的煤炭消费量下降，中国国内的节能服务和技术（如节能锅炉、电动机和照明）市场也得到扩大。除此之外，中国还在积极推行最低能源性能标准（MEPS）：目前该标准已经覆盖了近三分之二的终端用能领域，是全球平均水平的近两倍；而 2010 年的覆盖率只有三分之一。

图 5.4 2030 年中国部分清洁能源技术的部署指标



国际能源署，2021。

现有清洁能源技术将在加速转型情景中得到更快的部署

工业

加速转型情景中，能效的提高将有助于所有终端用能部门加速减排。在工业方面，钢铁与铝生产中废钢和废铝使用比重增加，熟料-水泥比例下降；这两个因素将共同推动 2020-2030 年间单位增加值能耗下降 32%。这一下降速度略快于承诺目标情景中的 25%，但明显低于 2005-2020 年间任何一个五年规划期间所实现的最高速度；由此可以看出，该领域的很多进展已经完成（其中很大一部分是过去几期五年规划的目标）。

表 5.1 中国部分终端用能指标的平均表现

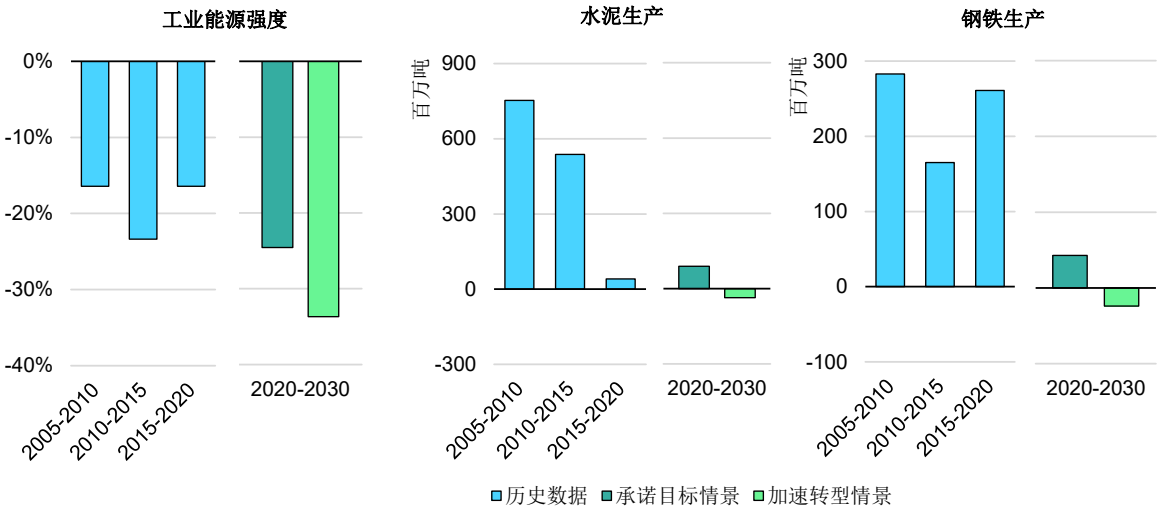
指标	2020	2030 - 承诺目标情景	2030 - 加速转型情景
建筑中新供热设备的能效	122%	233%	245%
建筑中新制冷设备的能效	412%	464%	602%
新冰箱的能源强度（千瓦时/年）	205	174	159
新 LED 的光效（流明/瓦）	103	117	123
新轻型商用车的燃料经济性（兆焦/吨-100 公里）	336	249	187
新中型卡车的燃料经济性（兆焦/吨-100 公里）	111	72	66
钢铁生产的煤炭强度（吉焦/吨）	15.6	14.3	13.7
成功避免的水泥生产（百万吨/年）	-	-	125（-5%）
成功避免的钢铁生产（百万吨/年）	-	-	67（-6%）

注：成功避免的水泥和钢铁生产是 2030 年加速转型情景与承诺目标情景比较而言的。

加速转型情景与承诺目标情景相比，工业能源强度的降低速度略快，加速转型情景中，相关领域的额外减排将通过改造排放最密集的工艺过程来实现。随着现有最佳技术和强化工艺集成（例如在高炉和水泥窑中）普及，能效将发挥重要的作用。不过，有两个因素将在一定程度上抵消由此节省的能源：普及碳捕集设备，以及采用排放密集度较低、但能源强度较高的低碳替代燃料。

提高材料利用效率，可以在维持服务水平的同时减少各终端使用部门对大宗材料的消耗，从而将对减排起到关键作用。加速转型情景中，2030 年中国的水泥和钢铁产量将比 2020 年下降 2% 左右；而这些材料的产量在承诺目标情景中将增长 4%。两种情景下，总产量的达峰时间都将在 2020 年代中期。在加速转型情景下，发展轻量化、提高产品合格率、增加水泥和钢铁在国内市场的回收和再利用等材料效率策略，都将有助于降低材料产量；在“十三五”规划（2016–2020）所提出的《工业绿色发展规划》的经验基础上，这些措施将得到进一步加强。通过提高建筑的改造率来延长其使用寿命，将降低对材料密集的新建设项目的需求，从而有力提高材料利用效率。例如，加速转型情景中，由于建筑领域更加重视结构优化、预制化、预铸和低碳材料的选用，并且更加注重通过建筑物翻新和再利用来延长其使用寿命，2030 年建筑施工所需的水泥和钢材将比承诺目标情景下减少 10% 以上。

图 5.5 中国工业和大宗材料生产的能源强度的年均变化



国际能源署，2021。

注：能源强度以工业单位增加值能耗来衡量。

加速转型情景下，尽管将会推广部署能源强度更高的创新技术，但材料和能源效率的提高将进一步降低工业能源强度

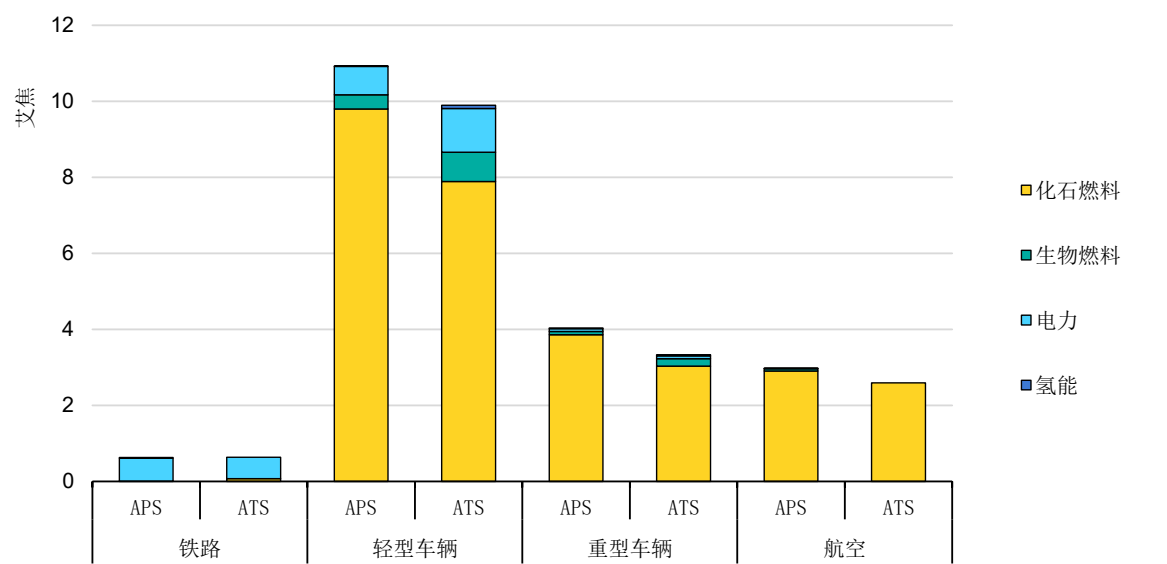
交通运输

在交通运输部门中，加速转型情景假设 2030 年之前将在两大气候政策领域加强措施，以加快减排：

- 减少城内和城际出行的次数及距离，或者采用碳强度较低的出行方式。
- 加快向低碳替代燃料转型，特别是加快公路和铁路货运的电气化转型。

在避免或减少非必要或低价值的出行并转用低碳出行方式方面，目前正处于设计和建设阶段的城市面临的机遇最多。使用公共交通以及步行和骑自行车出行的鼓励措施正在现有的基础上得到扩展。城市和交通运输规划也将得到更好整合，从而减少对机动车交通的需求；例如，建设较小的住宅街区并在周边增设商业和其他服务，以减少开车或乘车出行的需求。要实现这些转变，就要改革现行的激励制度，如改革奖励快速建设的制度，改变将大片土地出售给一家开发商的典型做法，以及修改法律以改变新的“巨型街区”开发项目并入城市街道网络的方式。同样的机遇也存在于既有城市中，不过相对较少。既有城市的地区改造项目可以从世界各地的项目中获取灵感，例如，韩国首尔清溪川沿线的一条公路经成功改造，已成为一条适宜步行的走廊和多模式公共交通枢纽（Development Asia, 2016）。

图 5.6 承诺目标情景和加速转型情景下，2030 年中国不同交通运输方式的燃料使用情况



国际能源署，2021。

注：APS=承诺目标情景；ATS=加速转型情景。

2030 年，以减少车辆出行并增加低碳模式的吸引力为宗旨的城市和交通系统设计，将在承诺目标情景的基础上进一步将化石燃料用量降低近 20%

加速转型情景下，要在近期内减少长途出行，主要将依靠对轨道车辆、城际路网及高铁网络的现代化改造。轨道车辆的提速和服务扩展将降低碳密度较高的公路和航空交通运输的吸引力。在更新铁路动车与机车，重铺、维修和改善轨道，以及提高城际客运列车的最大巡航速度方面，都存在很大的机遇。与承诺目标情景相比，使用率高的传统线路将在更大程度上得到升级，并得到高速铁路的补充。

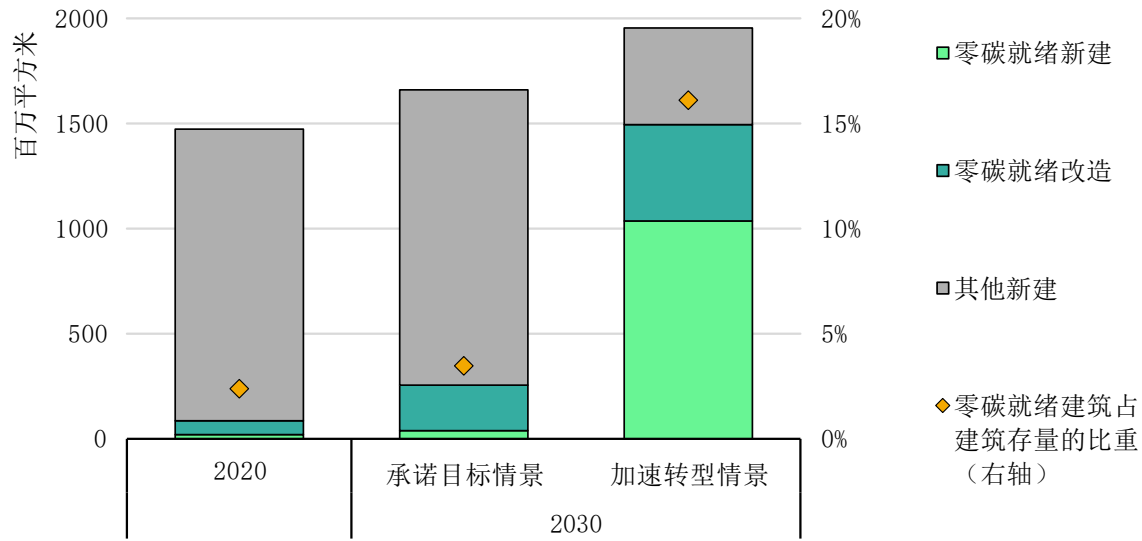
在加速转型情景下，为鼓励更快地提高车辆能效和转用电动车，在轻型车辆和城市公交巴士上证明有效的政策将扩展至其他交通运输用车辆。这些政策包括更严格的车辆能效标准、卡车和城际客车的新能源汽车（NEV）强制性规定，以及逐步淘汰两轮和三轮车用内燃机的明确目标。此外，还将加快其他政策的出台，以推动剩余的柴油铁路作业电气化，加速燃料电池电动巴士、卡车和轨道车辆部署，为2030年代更早实现脱碳创造条件。

建筑

加速转型情景中，更加严格的政策措施将促进建筑能源需求降低，2030年建筑能源需求较承诺目标情景将减少5%，直接排放将减少16%。特别值得一提的是，煤炭用量将下降75%以上。鉴于建筑的使用寿命较长，为最大限度地减少建筑对环境的影响，从现在到2030年是中国采用可持续建设与翻新实践的关键时期。

由于“十四五”规划（2021-2025）对能源性能标准的收紧，2021-2030年完工的建筑一般都将比近年建成的建筑更加节能；尽管如此，承诺目标情景中能做到零碳就绪的建筑寥寥无几。加速转型情景中，在已经出台严格标准的基础上，对零碳就绪建筑的重视程度将大大加强；已出台标准的一个例子是《绿色建筑评价标准》（GB/T 50378-2019），它涵盖了材料、能源和水的使用，以及室内空气质量和建筑运行管理（China Legislation Standard, 2019）。到2030年，零碳就绪建筑在总建筑存量中的比重将达到16%——是承诺目标情景中的4倍多，2020年的6倍以上。零碳就绪建筑的能效更高，改用低碳能源运行更容易，无需任何升级就可实现零排放（见第3章）。由于中国2000年之后完工的建筑占建筑存量的三分之二，对现有建筑物的深度节能改造将至关重要。2030年，住宅建筑每年完成的零碳就绪达标改造将占存量的1%，即5亿平方米，是承诺目标情景的两倍以上。

图 5.7 中国改造和新建的零碳就绪住宅建筑



国际能源署，2021。

加速转型情景中，到 2030 年零碳就绪建筑在总建筑存量中的比重将达到 16%，是承诺目标情景中的 4 倍多

在加速转型情景下，加快转用低碳供热技术也将促进建筑减排。到 2030 年，燃煤和燃油锅炉的销售量将分别减少 95%和 50%，而天然气锅炉在供热系统销售中的份额将降至 15%并继续下滑。热泵、区域能源系统和其他直接基于可再生能源的技术（主要是生物质锅炉、太阳能热力和地热）将占 2030 年新装供热系统的 75%，即剩余份额中的绝大部分（承诺目标情景中为 60%）。在减排的同时，终端能源需求也将下降，这是因为加速采用高效热泵（其效率在 2030 年将达到 450%）将推动新供热设备的平均能效从 2020 年的约 120%飙升至 2030 年的 245%（承诺目标情景中为 230%）。

加速转型的好处

如果按照加速转型情景的设想，从现在到 2030 年间加速清洁能源转型，将不仅有助于中国缓解气候变化的相关影响，还将带来一系列社会经济效益。本节将对加速转型的一些主要好处加以介绍。

建设清洁能源技术的制造中心

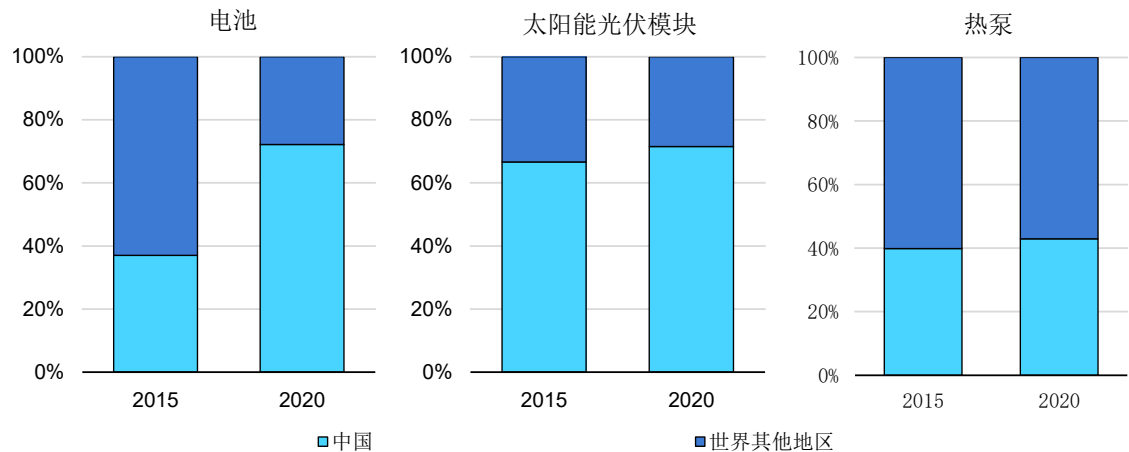
如果各国都能响应 2021 年底格拉斯哥第 26 次缔约方大会（COP-26）的号召，按照新的国家自主贡献来提高 2030 年的气候目标，那么全球的清洁能源技术市场将会扩大。中国完全有条件参与相关市场的竞争。过去十年中，中国在许多清洁能源

技术的制造领域已经占据全球领先地位，产品销往国内市场和世界各地。中国是太阳能电池板、电池和电动车最主要的生产国和消费国。例如，2020年，中国企业在国内完成的制造量已占全球电池制造能力的70%以上，即每年480吉瓦时（Benchmark Mineral Intelligence, 2021）；在欧洲和其他地区，这些企业也在建设新的超级工厂，扩大国际覆盖。中国企业在2020年还制造了全球约65%的太阳能光伏模块（产能超过100吉瓦）、近80%的光伏电池，以及超过95%的硅晶片（IEA PVPS, 2020; CPIA, 2021）。中国不仅某些关键矿产资源储量丰富，矿物加工和精炼能力也占世界很大比重。许多清洁技术所需的多种关键原矿都在中国生产，包括锂（全球57%的加工能力）、稀土金属（全球60%的采矿产能），以及钴（全球65%的加工能力）（见第4章）。

中国既是清洁能源技术的开发国和生产国，也是使用国，加快能源转型将巩固中国在全球清洁能源技术价值链中的核心作用。在中国清洁能源体系全球影响力这一重要因素的驱动下，清洁能源技术在中国国内市场和全球范围内得到发展和部署。技术学习可以稳步降低成本、改进性能及制造工艺；对于可以标准化和大规模生产的紧凑型技术而言，技术学习尤其迅速，技术贸易也因此更加容易。电池、太阳能光伏电池、燃料电池、电解装置、热泵等都属于这一类技术范畴；承诺目标情景下到2060年所避免的累计排放量中，将有35%（即1700亿吨二氧化碳）得益于这些技术的共同推动，而加速转型情景下甚至将会更多。通过出口这些技术，可以更快地扩大生产，从而可以利用规模经济来促进技术进步并降低成本。

在实现碳中和目标的技术方面，中国正力争成为其所需的所有主要技术的全球领导者，这一目标对以上趋势应起到加强的作用。中国在全球电动车电池、太阳能光伏和热泵市场上已经占据主导地位，也完全有条件扩大在燃料电池、电解装置等新兴技术价值链中的参与；例如，到2060年，如果中国要满足和现在同等份额的全球电动车电池需求，那么中国国内的电池制造业价值将达到2500亿美元，大约是目前规模的25倍。中国拥有丰富的关键矿产资源，从中可以提炼出制造这些技术产品所需的金属，这为中国提供了巨大的国际竞争优势，例如，全球60%的锂和35%的镍（电池中使用的主要金属）的精炼产能都在中国。

图 5.8 部分清洁能源技术的全球制造能力



国际能源署，2021。

来源：改编自 Benchmark Mineral Intelligence（电池）、IEA PVPS 和 CPIA（光伏模块），以及 ChinaIOL（热泵）。

2020 年，中国占全球太阳能光伏模块和电池制造能力的 70%左右，占全球热泵制造能力的 40%以上

加速转型情景中，低碳技术的制造能力将加速扩大，为中国和世界其他国家带来更多利用规模经济的机遇。从现在到 2030 年，加速拓展中国的清洁能源技术制造能力将有助于实现中国工业结构调整，从重工业转向能源强度较低的高附加值产业，也有助于巩固中国在清洁能源领域的全球领先地位，促进清洁能源发展并增加相关工作岗位（见下文）。这将为中国在关键技术领域获得战略优势创造机遇；例如，要增加波动性可再生能源在发电结构中的比重，就有必要开发新的电力管理系统、扩大储存能力，并升级电网以促进负载均衡。

加快清洁能源创新

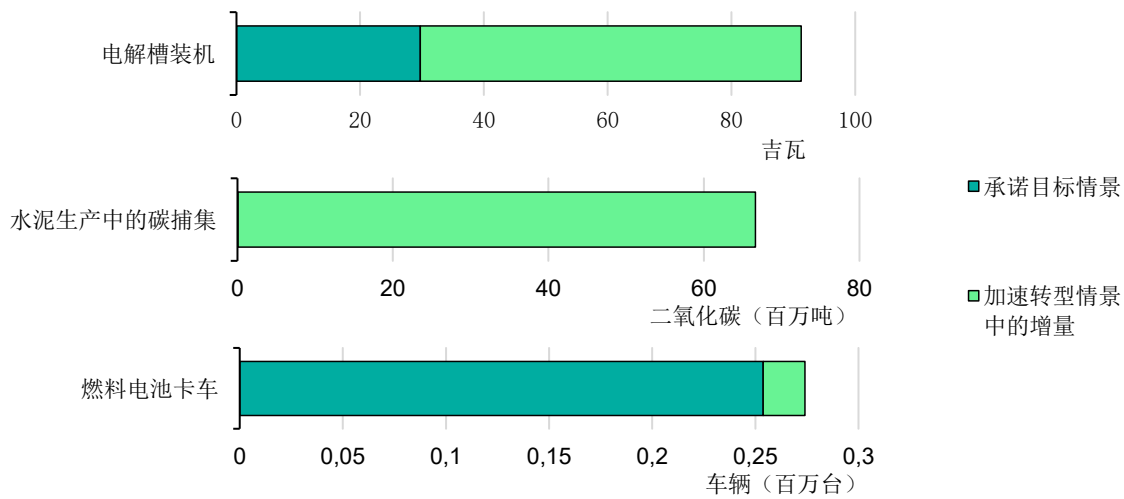
加速转型情景中，加快清洁能源转型将促进中国不同领域的清洁能源创新，如用于重工业与长途交通运输业的氢能和合成燃料的生产，或 CCUS。在加速转型情景下，未来十年 CCUS 和氢能将发挥越来越重要的作用。2030 年，二氧化碳捕集量将达到 3.6 亿吨，而承诺目标情景中只有 2000 万吨；低碳氢产量将增至近 800 万吨，而承诺目标情景中只有 300 万吨。

由于对新兴低碳技术的需求起飞较早，加快清洁能源转型将为中国的新兴低碳技术示范项目吸引到更多的国内外投资。这将为 中国提供技术领先的机会，并有可能扩大出口。

在中国经济从低价值的制造业向高价值的创新技术转型战略中，成为全球创新的领导者是中国的一个明确目标。清洁能源和关键矿产是中国的两大创新优先事项。全球清洁能源转型为中国提供了机遇：中国一方面可以拓展技术前沿，另一方

面可以保持自身在能源相关电器和设备方面的市场份额。这类商品的全球市场将迅速增长，但竞争也将十分激烈：其他国家正在大力增加研发开支并为氢能等新兴技术领域开发价值链。为促进中国和世界其他国家向碳中和转型，需要在开发和部署清洁能源技术方面加强国际合作（见第 7 章）。

图 5.9 承诺目标情景和加速转型情景下，2030 年中国部分创新性清洁能源技术的部署指标



国际能源署，2021。

加速转型情景下，与承诺目标情景相比，到 2030 年处于开发阶段或最近面市的清洁能源技术将得到更大的发展

中国庞大的国内市场仍将是开发和部署清洁能源技术的基础。在中国，国内市场不仅规模大、一体化，而且法规和技术要求也基本统一，对国内创新者很有吸引力（这些创新者可以依托国内市场来为国际最佳解决方案开发产品、筹资并实现商业化），从而为研究人员和制造商提供了大多数其他国家所没有的强大竞争优势（见第 6 章）。中国可以继续作为领先的试验平台，引领出口前景好的新技术发展。鉴于国内市场的规模，中国预计将在重工业领域保持突出的主导地位；此外，中国还将引领电网、汽车充电网络、长期储能、低排放船舶与轨道车辆等能源相关基础设施技术，以及道路车辆低碳燃料和数字家电等消费品生产技术。

在更有力政策的支撑下，现在还未商业化的创新技术将于 2030 年之前在中国得到部署。例如，加速转型情景中，2030 年配备了 CCUS 的水泥厂在总产量中的比重将达到 4%，而在承诺目标情景中，这项技术 2030 年在中国还没有商业化部署。氢能原生钢产量在加速转型情景中将达到国内产量的 1%，而这项技术在承诺目标情景中直到 2030 年代初才得到商业化部署。在交通运输部门，使用可持续航空燃料（生物煤油或合成氢基燃料）的飞机在加速转型情景中将占 2030 年中国航空能源需求的 15%，而在承诺目标情景中将仅占 2%。

创造更多更好的能源就业岗位

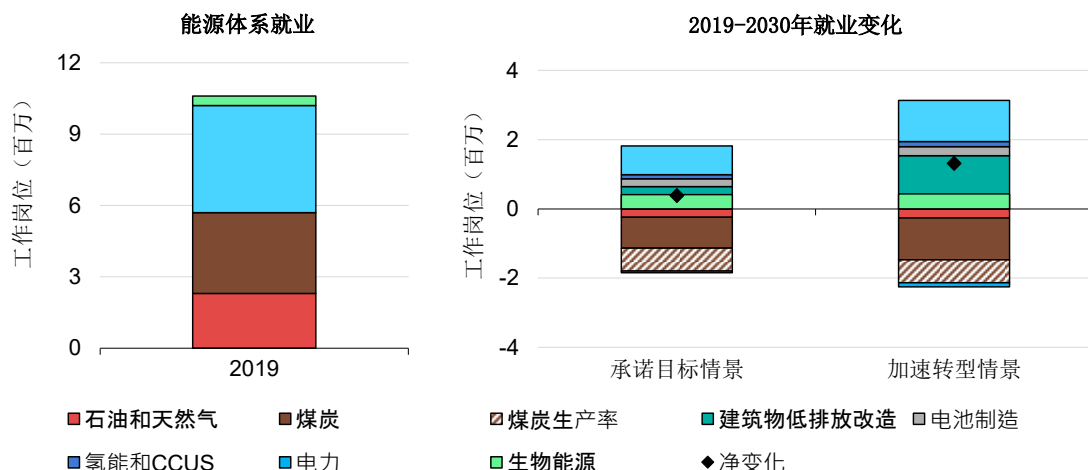
和世界其他国家一样，中国向碳中和转型将为能源和能源相关部门带来更多的工作岗位。这些岗位中有许多薪酬优厚，工作条件与传统能源体系工作（特别是采煤工作）相比更加优越和安全。这些变化如果能与其他较大规模的劳动力变化趋势相协调，将有助于中国人均 GDP 较低的地区调整工业结构、发展社会经济的更广泛目标。

加速能源转型将加快创造就业岗位。我们估计，2020 年中国大约有 1100 万人直接在石油、天然气、煤炭、可再生和生物能源供给以及能源网络领域工作。在承诺目标情景中，到 2030 年清洁能源供给及相关行业（如电池制造和能效改造）的工作岗位将增加 220 万个，而石油、天然气和煤炭燃料供给以及化石燃料发电厂的就业岗位将减少 180 万个，能源工作岗位将净增约 40 万个。与之相比，加速转型情景中的变化要显著许多：同期清洁能源供应领域的工作将增加 360 万个，而化石燃料行业的工作岗位将减少 230 万个，净增 130 万个工作岗位。

无论是否采取更强有力的政策来加快能源转型，中国煤炭行业的就业都将持续萎缩。在过去十年间，煤炭开采和洗选行业的岗位已经在减少；自 2013 年以来，该行业的岗位削减了 200 万个，如今剩余约 300 万个。² 造成这种现象的主要原因是正在开发和运营的煤矿数量下降，以及机械化推动煤炭生产率提高了近 80%。到 2030 年，承诺目标情景下所有的煤炭开采行业（包括上游的采矿设备供应商）将进一步损失 160 万个工作岗位（45%），加速转型情景下将进一步损失 190 万个岗位（55%）。这些岗位的流失在很大程度上可以归结于生产力提高（占承诺目标情景下岗位流失的近 45%，加速转型情景下的 35%），以及新矿开发持续减少和现有小煤矿关闭。到 2030 年，承诺目标情景下中国的煤炭产量将仅下降 2% 左右，而在加速转型情景下将下降 20%。由煤炭需求加速下降而造成的岗位流失将只占加速转型情景下煤炭岗位流失的 15%。通过关闭年产量低于 30 万吨的低效煤矿（目前占中国煤矿的 40% 左右），生产力将得到提高。

² 中国对煤炭开采和洗选行业的官方就业估计数据只包括在工商部门注册的法人单位的员工，未包括这些行业的非正式就业。

图 5.10 中国的能源相关就业



国际能源署，2021。

注：由于与能源相关活动（如能效）直接有关的就业信息不足，2019年的就业估计数据只包含了能源供给行业。CCUS = 碳捕捉、利用和封存。选择2019年作为建模的基准年是因为新冠疫情对就业的影响较大。就业变化不包括工人在工作单位内部转岗（如从传统汽车制造岗转到电动车岗）所填补的岗位，因此，对承诺目标情景和加速转型情景下所创造的新岗位总数的估计很有可能偏低。

加速转型情景下，清洁能源工作岗位将增加 360 万个，而化石燃料工作岗位将减少 230 万个，净创造的工作岗位达 130 万个，比承诺目标情景下多近 100 万个

中国不同煤炭产区的现代化水平有明显差异。在小矿多、采煤机械化水平低的省份，如山西、河南、山东、安徽、黑龙江和河北，工作岗位的流失将更加显著；而内蒙古、陕西和新疆等省份采用更现代化采矿方式或露天采矿的比重较高，所以劳动生产率更高。随着全球向清洁能源转型，对锂和稀土金属等关键矿产的需求将迅速增加，中国不同地区将可能出现新的采矿就业机会，不过这些机会很可能不足以弥补煤炭开采领域所流失的全部岗位，因为所有采矿行业都要提高生产率并削减过剩产能。³

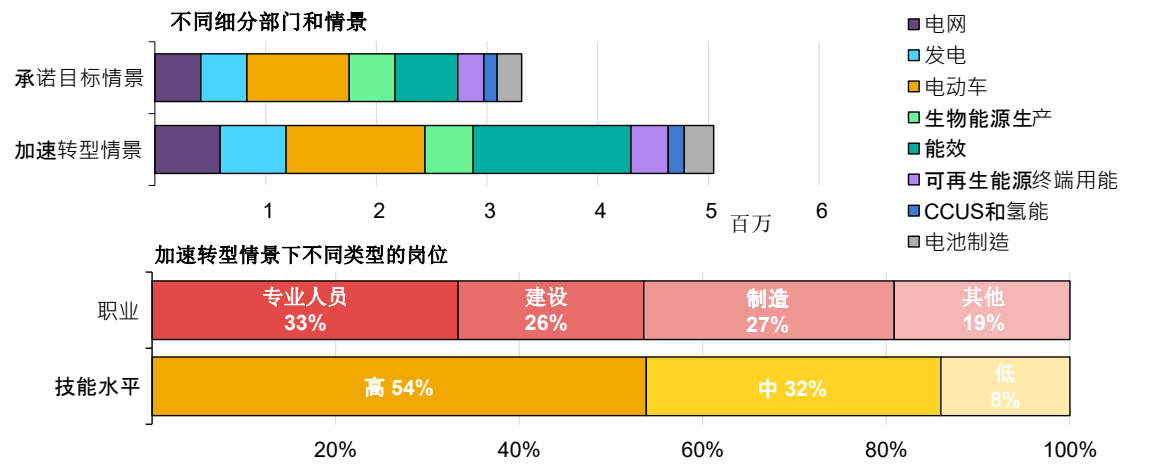
其中一些受影响的省份拥有多元化经济，可以为失业矿工提供更多在新行业就业的机会。许多低技能的煤矿工人和油气行业所裁减的高技能工人都有可能迁往城市，在其他工业或服务行业就业。技能型员工可能会在批发贸易、金融、会计和法律服务（包括碳管理）行业中的类似岗位上找到新的机会。设立培训项目可以在帮助这些工人进行转型的同时，为中国的新能源经济培养一支高技能的劳动力队伍，提高中国企业的国际竞争力。中国已经试行了一个转型支持项目，对煤炭和钢铁行业的失业工人进行再培训和补偿；该项目自2016年开始实施，预算为140亿美元（1000亿元），预定在未来几年内结束。进一步完善该项目可以确保有

³ 重工业也在加大提高生产率和削减工业产能，但时间上要比煤炭行业的衰退要晚很多。不过，这些都是中国第一产业和重工业更大规模转型的一部分，其驱动力是中国的经济改革和精简国有企业经营的努力。2015-2019年，第一产业和重工业的就业人数减少了约2500万，第二产业减少了约1500万，而服务业的就业人数增加了近4000万（China National Bureau of Statistics, 2020）。这一趋势预计将在当前的五年规划期间（2021-2025）继续。

针对性的培训直接提供给工人，而不是通过企业来落实。这种完善方式可以校准中国劳动力定位，为实现经济结构从重工业向更高价值的技术和服务业转型、激发私营部门活力等更广泛目标做出贡献。承诺目标情景中，将有 2000 多万工人离开重工业，到其他行业工作；加速转型情景中，这个数字将接近 3000 万。在这些劳动力转型发生的同时，中国从现在到 2030 年的总就业人数将继续增长，其中服务业和第三产业的就业增长将相对较快。政策决策者应谨记：在整体劳动力变动中，能源行业只占一小部分——第一产业的岗位流失是化石能源行业的 10-15 倍；在培训项目的设计和转型政策的制定中都要考虑到这一点。

加快清洁能源转型也会促进相关行业增加就业，包括新能源汽车制造、高效电器与设备制造，以及建筑业。加速转型情景中，清洁能源及相关工作岗位将共计增加 500 万个，而承诺目标情景中将增加 330 万个。这两种情景下的新增职位中，有超过一半是高技能职位，再次凸显了培训和再培训项目的必要性。由于中国已经成为了清洁能源制造中心，在全球供应链中占有很大比重，所以世界其他国家加快转型也将推动中国清洁能源部门的就业增加。在太阳能和电池生产工艺的每一步中，中国都拥有全球 60-80% 的制造能力，因此，近期内全球在该领域需求的任何增长都将为中国带来额外的市场份额和就业机会，但从长远来看，其他国家也很可能会提升各自国内的制造能力。

图 5.11 承诺目标情景和加速转型情景下，2019-2030 年需要清洁能源技能或培训的新增工人



国际能源署，2021。

注：CCUS=碳捕捉、利用和封存。

加速转型情景下，到 2030 年将有 500 万工人需要掌握新技能才能胜任清洁能源部门的工作。该部门超过一半的新增职位将是高技能职位

中国加快能源转型所带来的就业效益并不会自动在全国范围内平均分配。人口众多的沿海地区目前拥有许多制造业岗位，这些岗位在转型中所面临的风险较小。

在加速转型情景下，欠发达的内陆地区将有较多的化石燃料开采岗位流失，但可再生能源、CCUS 等新兴技术以及采矿和加工领域的新增岗位数目将超额抵消前述流失。即使这些新行业对低技能劳动力的需求较少，环境复原和林业（没有包括在我们的预测中）对低技能劳动力的需求也有可能在此期间的某些时期内增加。建议政府积极制定再培训和社区转型规划，将新的清洁能源设施安排在受岗位流失影响严重的地区。在城市化和人口老龄化的大背景下，这种做法可以在受影响极其严重地区缓解工作岗位快速流失的困境。

通过更加有序的转型来减少排放锁定

通过加速转型，将更有可能有序实现碳中和，为市场、企业与消费者调整 and 适应新环境留出更多时间。承诺目标情景中，2030–2060 年二氧化碳的年均减排量将保持稳定，约为 3.85 亿吨/年。而加速转型情景中，2030–2060 年间所需的年均减排速度将比承诺目标情景中低近 20%。

加速转型情景的一个重要好处是：对存在锁定风险的碳密集型长期资产的未来减排需求较低（见第 1 章）。承诺目标情景中，电力和工业部门的这类资产在 2021–2030 年间的累计排放量将接近 1000 亿吨，其中同期投运资产的排放量约为 130 亿吨，即 13%。在这些新资产中，有 88 吉瓦是新增燃煤发电装机（约占承诺目标情景下全球新增装机的 45%），其中 60% 以上目前已经在建。鉴于这些电厂和工厂的运行寿命较长，到 2060 年，它们将持续排放大量的二氧化碳（平均约为 4 亿吨/年），除非这些设施退役或完成 CCUS 或其他低碳技术改造。承诺目标情景中，为确保在 2060 年实现碳中和目标，将需要大规模改造和关闭此类电厂和工厂。

表 5.2 承诺目标情景和加速转型情景下，2021–2030 年间中国部分碳密集型能源资产的累积新增情况

2021–2030 年新增情况	承诺目标情景	加速转型情景
无减排措施的煤电新增装机（吉瓦）	88	75
无减排措施的原生钢生产新增产能（百万吨）	275	258
住宅化石燃料锅炉安装量（百万）	135	105
内燃机卡车销量（百万）	34	26

加速转型情景下，由于电力和工业部门在 2030 年之前投入运行的长期化石燃料产能较少，与承诺目标情景相比，对这些产能的未来减排需求从现在到 2030 年将累计减少 30 亿吨（四分之一），到 2060 年将减少约 200 亿吨（超过一半）。仅限制燃煤电厂新增装机一项所避免的排放量就将占从目前到 2030 年所避免的排放总量

的近 25%，其余大部分将由重工业贡献。在电力和工业部门以外，较短期资产的新增锁定排放也将减少。2030 年，加速转型情景中住宅化石燃料锅炉的安装量将减少 20%以上，2021-2030 年间累计减少的安装量达 3000 万台。加速转型情景中，2030 年前内燃机卡车的累计销量也将较承诺目标情景减少 800 万辆，即 20%以上。

增加能源体系对碳中和的贡献

通过加速清洁能源转型，中国在 2060 年达到碳中和的目标将更加容易实现。事实上，在 2060 年之前可能有必要让能源体系尽早达到二氧化碳净零排放。中国政府最近表示，2030 年前排放达峰目标的范畴是能源相关二氧化碳排放，而 2060 年的碳中和目标可能涵盖全经济领域的温室气体排放（见第1章）。中国温室气体总排放量的确切水平存在一些不确定性。根据最近估计，非二氧化碳温室气体的排放，包括能源体系的非二氧化碳排放和农业等非能源相关活动的温室气体排放，在 2020 年为 24 亿吨二氧化碳当量；林业和其他土地利用变化所带来的净负排放估计为 7 亿吨二氧化碳当量（He, J. et al., 2021）。而 2020 年能源体系的二氧化碳排放量超过 110 亿吨。

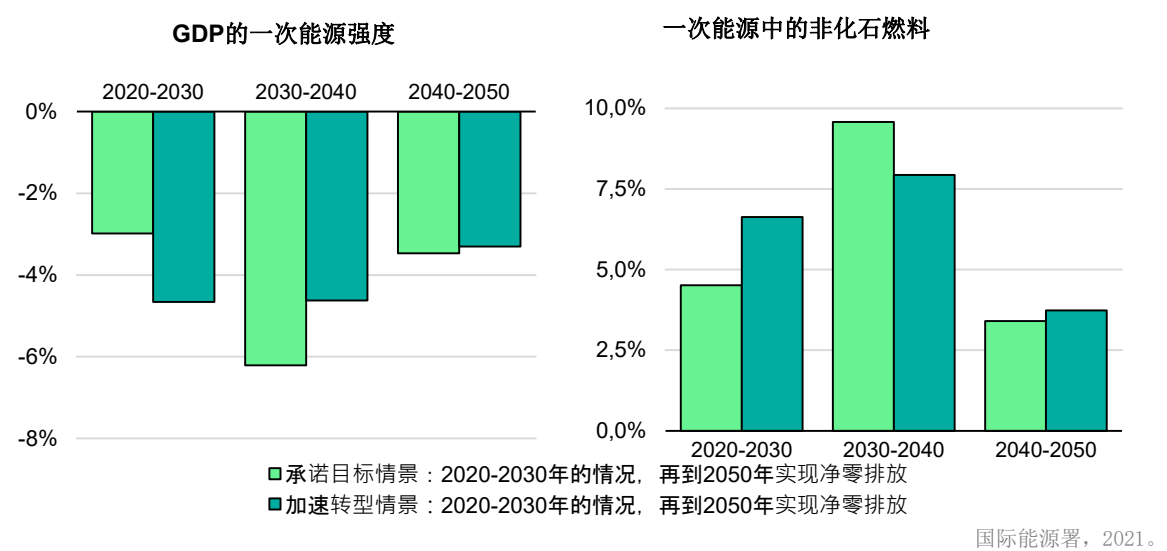
在政府间气候变化专门委员会（IPCC）编制的综合评估模型中，包含了在本世纪末将全球变暖水平控制在 1.5°C 以下并限制温度超标的情景，在这些情景下，能源体系的二氧化碳排放大体上将比其他非二氧化碳温室气体的排放更早达到净零，剩余的非二氧化碳和非能源体系温室气体排放将通过碳移除来抵消，具体方法包括能源体系的技术（生物能结合 CCUS 或直接空气捕捉），以及基于自然的解决方案（IPCC, 2018）⁴。这是因为消除某些非二氧化碳排放（如农业中的一氧化二氮排放）特别困难。由此可见，中国可能需要在 2060 年之前实现能源体系的二氧化碳净零排放，以便有更多的时间来减少非二氧化碳排放并促进到 2060 年实现整体碳中和。在实践中，这可能需要将目标日期提前，在 2050 年就实现能源体系的二氧化碳净零排放，并尽可能减少能源体系的排放量。如果按照加速转型情景的设计，2030 年之前加快能源转型，则实现这一目标的难度将大幅降低，因为 2030 年之后所需的转型速度将相应减缓。

加速转型情景中，2030 年之前的加速转型将大大减少在此期间上线或整修的长期碳密集型资产的排放（见上文）。中国若要在 2050 年达到二氧化碳净零排放，这一变化较承诺目标情景将减缓 2030 年后所需的清洁能源技术的部署步伐。从现在到 2030 年，与承诺目标情景相比，加速转型情景预计每年将免增 12 吉瓦的太阳能光伏和风能装机（或每年新增装机的 5%）。此外，每年可以避免部署的住宅热泵

⁴在气候减缓情景中，到 2050 年中国的非二氧化碳温室气体排放量预计将为 12.7 亿-17.6 亿吨二氧化碳当量，较 2020 年减少近 30%-50%。同一时期内能源体系的二氧化碳排放量将减少 75%-90%左右，与之形成了强烈对比（He, J. et al., 2021）。

数量将约为 100 万台（10%），可以避免的低碳路线新增炼钢产能将达 100 万吨（4%）。

图 5.12 为使中国能源体系到 2050 年实现二氧化碳净零排放，一次能源强度、非化石燃料在一次能源需求中的比重分别需要达到的年均增长率



通过加速从现在到 2030 年的能源转型，在 2060 年之前提早实现能源体系二氧化碳净零排放和到 2060 年实现温室气体净零排放将变得更加容易

中国的加速转型将不仅有助于实现国内目标，对全球也将产生十分有益的影响。中国在全球二氧化碳排放中占有重要地位，其脱碳路径将对世界二氧化碳的排放轨迹产生重大驱动作用，对全球的气温变化产生关键影响。从 2021 年到净零年期间，中国的累计排放总量将有可能比预期低 45%左右，具体取决于中国碳达峰或实现净零排放的时间点。

参考文献

- Benchmark Mineral Intelligence (2021), Lithium ion battery megafactories assessment, www.benchmarkminerals.com/megafactories/.
- ChinaIOL (2021), Datacentre of Beijing Zhixindao Sci-Tech Corp., Ltd., <http://data.chinaiol.com/ecdata/index>.
- China Legislation Standard (2019), Assessment Standard for Green Buildings (GB/T 50378-2019), www.cnstandards.net/index.php/gb-t-50378-2019-assessment-standard-for-green-building/.
- CPIA (Chinese Photovoltaic Industry Association)CPIA (2021), China PV Industry Development Roadmap 2020.
- Development Asia (2016), Revitalizing a City by Reviving a Stream, <https://development.asia/case-study/revitalizing-city-reviving-stream>, accessed 9 August 2021.
- He, J. et al. (2021), Comprehensive report on China's Long-Term Low-Carbon Development Strategies and Pathways, Chinese Journal of Population, Resources and Environment, <https://doi.org/10.1016/j.cjpre.2021.04.004>.
- IEA PVPS (Photovoltaic Power Systems Programme) (2020), National Survey Report of PV Power Applications in China, https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/09/NSR_China_2019.pdf.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2018), Summary for policymakers, in: *Global Warming of 1.5°C*, Masson-Delmotte, V., P. et al. (eds.), www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/05/SR15_SPM_version_report_LR.pdf.

第 6 章：碳中和创新

要点

- 中国现已跻身能源创新大国的行列。2015–2019 年间，中国用于低碳能源研发的公共支出增加了 70%，目前占全球总支出的 15%。中国的专利数量在可再生能源和电动车两个领域分别占全球的近 15% 和 10%。过去三年里，中国的初创企业吸引了全球早期能源风险投资的 35%，而在 2010–2014 年这一比例仅有 5%。尤其值得一提的是，中国对太阳能光伏（PV）成本降低做出了巨大贡献，改变了世界能源创新的思路。
- 中国要实现碳中和目标，需要大力推动清洁能源创新。承诺目标情景（APS）下，2060 年二氧化碳减排量中，约有 40% 来自于目前尚处于原型或示范阶段的技术，这一比例在重工业和长途交通运输领域中最高。为了确保在 2030 年代之前关键新兴技术能够面市，中国需要在 2020 年代大举创新。
- 第十四个五年规划（FYP）力求将技术发展的重点转向碳中和，并在中国特有的基础上采取新的政策方法。中国的能源创新体系具有世界其他国家很少能够同时兼备的五大政策特点：有能力调动资金支持国家战略使命；推动国有企业（SOE）成为创新主体；鼓励各省市开展试验、相互竞争；发挥国内市场规模优势，分散风险并维持竞争；以及从国际合作（特别是企业间合作）中学习。这五大特点共同构建出中国的创新框架：目标的制定高度集中，目标的实现相对分散。
- 中国的低碳能源技术高度多样化（包括碳捕捉、利用和储存[CCUS]，氢能，生物燃料，以及电气化价值链）。需要针对每项技术的情况，合理运用中国创新体系的不同特点。对于 CCUS、生物精炼等大规模技术以及网络基础设施的某些部分，可以通过中国的主要政策进行有效激励；而对于低碳消费品，中国的制造业优势提供了强大的依托。通过强有力的知识产权治理、公平的市场准入和非政治化的供应链来建立信任，将会减少清洁能源创新国际合作受阻的风险。

中国的清洁能源创新

本章简要论证了中国加强清洁能源创新的必要性，并探讨了多项实例和政策声明，以指明前进的方向。本章还回顾了中国在“十四五”（2021–2025）开局之际的能源创新政策现状，并探讨了中国能源创新领域的五大特点；中国政府可以利用这些特点来加快碳中和必要关键技术的发展。

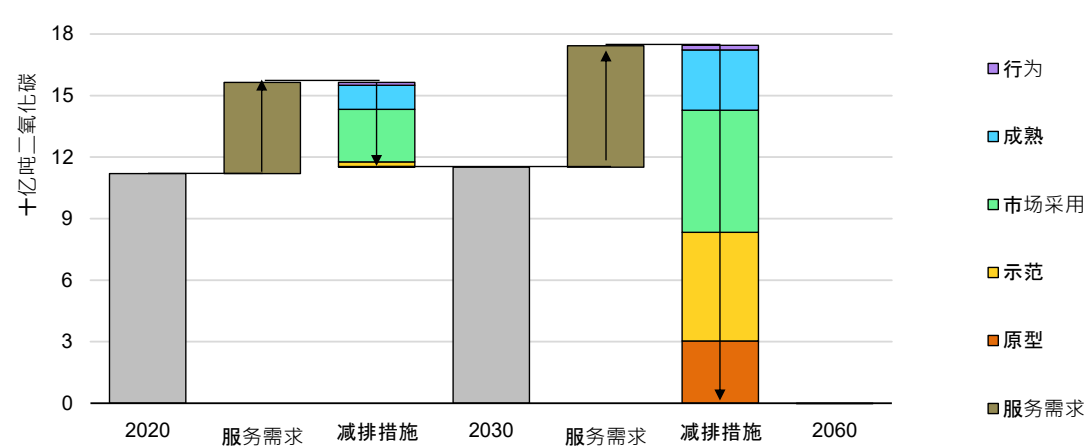
实现气候目标需要依靠创新

中国政府认识到，如果不大力加快清洁能源创新，就不可能到 2060 年实现碳中和。这样的创新预计不仅是未来几十年经济增长的主要驱动力，也是中国三大战略目标的汇合点：

- **技术领导力：**到 2035 年跻身“创新型国家前列”，成为“世界主要科学中心和创新高地”（Xi, 2021a; Xi, 2021b）。
- **创新驱动增长：**形成经济高质量发展“新动能”，推动科技成果进入“经济社会主战场”（Wang, 2021）。
- **应对生态环境挑战：**实现“生态文明”愿景，包括 2030 年前二氧化碳排放达峰，2060 年前碳中和，并解决空气、水和土地污染问题。

要实现净零排放，将需要在 2030 年后广泛使用目前仍处于原型或示范阶段的技术。承诺目标情景中，到 2030 年需完成的二氧化碳减排量大部分可由当前已经市场化的技术来实现，但到 2060 年，40%的减排量将来自于目前尚在开发的技术。2060 年，目前处于示范或原型阶段的技术对重工业和长途交通运输的减排贡献比重最高，这两个领域的脱碳依赖于电气化、氢能、CCUS，以及先进生物燃料。

图 6.1 承诺目标情景下，中国不同成熟度的当前技术的二氧化碳减排量



国际能源署 · 2021。

到 2030 年，90%以上的二氧化碳减排量将来自于目前已经面市的技术，而 2060 年相对于 2030 年的减排量中，约有一半来自于目前仅处于原型或示范阶段的技术

为了确保在 2030 年代之前碳中和的关键技术能够在中国和世界其他地区面市，需要在接下来的十年里大举创新。中国作为世界上最大的能源市场之一，以及清洁

能源创新的新兴领导者，将在应对全球挑战中发挥核心作用。预期许多首创性的能源项目和产品将诞生在中国，特别是在重工业领域。中国近几十年来已成为清洁能源技术的出口大国。依托本国的研发资源和全球规模的企业，中国在先进低碳技术方面具有创新潜力，而这些技术也可以在其他国家（特别是新兴市场和发展中经济体）得到普及和本地适用。“十四五”（2021-2025）的一系列配套承诺指出了国际合作与本章所强调的其他政策机制的重要作用。

五年规划中的清洁能源创新

中国在能源和气候技术创新方面的宏图大略体现在五年规划中，并得到“中国制造 2025”和“中国标准 2035”等高级别战略的支持，这些战略旨在确保中国企业参与整个战略价值链，并在国际规则制定中具有话语权（Chipman Koty, 2020）。与以前的规划相比，“十四五”更加强调通过能源技术创新来支持脱碳工作（Li, 2021; Xinhua News, 2021a）。“十四五”还延续了“十一五”规划（2006-2010）启动的技术转型，即技术发展的重点转向支持碳中和。这些规划共同决定了中国以何种方式促进清洁能源和相关领域的创新，包括中国已经开始在战略层面上关注的关键矿产（IEA, 2021a）。

表 6.1 中国近几期五年规划中的技术发展和关键能源创新重点

	“十一五”规划 (2006-2010)	“十二五”规划 (2011-2015)	“十三五”规划 (2016-2020)	“十四五”规划 (2021-2025)
一般创新方式	加大技术制造力度，促进出口	重视国内市场和制造业创新	在优先技术领域寻求创新	保持制造业优势，重视突破性创新
能源创新的关键重点领域	核能、煤炭、汽车，以及新材料	太阳能、风能、电动车，以及充电	下一代可再生能源、储能、新能源汽车和电池、智能电网，以及建筑能效	下一代电池和新能源汽车、氢能和燃料电池、先进生物燃料、CCUS，以及智能数字系统

注：CCUS = 碳捕捉、利用和封存。创新的关键重点领域是指在高级别政策文件和指导方针中提到的创新技术。后一期五年规划通常会延续前一期五年规划的优先事项；本表侧重显示后一期五年规划相对于以前的新增内容。
来源：NDRC (2016); NDRC and NEA (2016a and 2016b); NEA (2016); State Council (2016a and 2016b)。

自 2020 年“十四五”规划（2021-2025）发布以来，一系列配套文件描述了对能源创新的期望。《新时代的中国能源发展》白皮书根据中国新的碳中和目标，为强化“创新驱动”和发展新兴战略产业制定了高层指导方针（State Council,

2020)。白皮书倡导在石油和天然气、第三代和第四代核能、新能源汽车、智能电网、煤炭开采和使用、可再生能源、氢能和燃料电池以及储能领域开展重大科技项目；还提出依托科研院所、高校和企业合作，布局建设 80 余个国家能源研发中心和实验室。虽然白皮书提倡优先发展非化石能源，但也预见了技术在更高效利用化石燃料方面的重要作用。

科学技术部正在制定“碳达峰碳中和科技创新行动计划”，2021 年将出台配套的碳中和技术发展详细路线图，以及新研发和示范方案清单（ACCA21, 2021 and 2020; MOST, 2021a）。有迹象表明，与往期的五年规划配套措施相比，新一批举措将与承诺目标情景中的技术需求更加紧密契合。然而，也有迹象表明，煤炭等化石燃料将在 2021-2025 年并行发展，但体量将有所缩减。

中国要想成为全经济领域的技术创新先锋，需要出台新的政策方法，包括刺激技术开发企业之间的竞争，以及增进研究机构和企业创新文化。根据“十四五”规划（2021-2025），预计中国将会有以下发展：

- 每年研发支出增加 7% 以上（高于 2021 年的 GDP 增长目标），研发预算将超过美国和欧洲，并将基础研究在公共研发中的比重提高到 8%（2019 年约为 6%）。
- 集中资源发展战略性新兴产业领域，包括 CCUS、氢能、工业脱碳、数字和智慧能源，以及交通运输用先进生物燃料。
- 赋予研究人员更大的自主权，并通过增加青年科研人员参与公共资助项目的机会、使用以绩效为衡量标准的公开竞争机制（如新的“揭榜挂帅”机制和“颠覆性技术创新大赛”）来增加竞争（MOST, 2021b）。
- 设立多家气候中和创新中心，以促进科研院所、企业和高校之间的合作；包括 2021 年 4 月已在四川成立的中国首家碳中和技术创新中心（Li and Chen, 2021），以及一家 CCUS 创新中心。
- 鼓励企业增加研发支出，在全球清洁能源技术供应链中取得更大的市场份额，包括通过税收优惠或其他非传统财政政策工具进行激励；例如，“创新积分制”对国家高新区的创新型企业提供融资奖励（MOST, 2021c）。
- 加强治理，方式包括促使知识产权保护与国际最佳实践接轨、推进科技机构现代化、改善研发评价和监测机制，以及促进能源研发示范国际合作。

专栏 6.1 “揭榜挂帅”机制

为了支持“十四五”规划（2021–2025）中的创新重点，中国国务院在 2021 年 5 月宣布启用新的“揭榜挂帅”机制，以“为有能力的青年科学家提供更多机会，促进其研究成果商业化，帮助他们排除技术障碍，以满足国家的社会经济需求”（State Council, 2021; Xinhua, 2021b）。该机制自 2016 年起已在地方试点开展，主要针对非能源技术；现在将在全国推广（Zhihao, 2021a and 2021b）。 “揭榜挂帅”机制已经确定了与清洁能源相关的若干领域，例如，名列榜单的专项有：关键矿产和稀土矿产，国拨经费 300 万美元（2000 万元）；新能源汽车，800 万美元（6000 万元）；储能和智能电网，500 万美元（3300 万元）；以及氢能技术，800 万美元（5500 万元）（Yezi, 2021）。

机制的细节尚未公布，但预计揭榜挂帅的方式如下：

- 政府公布研究课题详细榜单（课题由公共机构或私营企业提交）。
- 任何有能力的科研团队都可以申请揭榜攻关，项目对申报人的学历、职称不设门槛，对青年申请者予以优先考虑。
- 揭榜科研团队将获得政府资助和政策支持。
- 揭榜团队将在攻关质量和及时性方面接受严格考核。

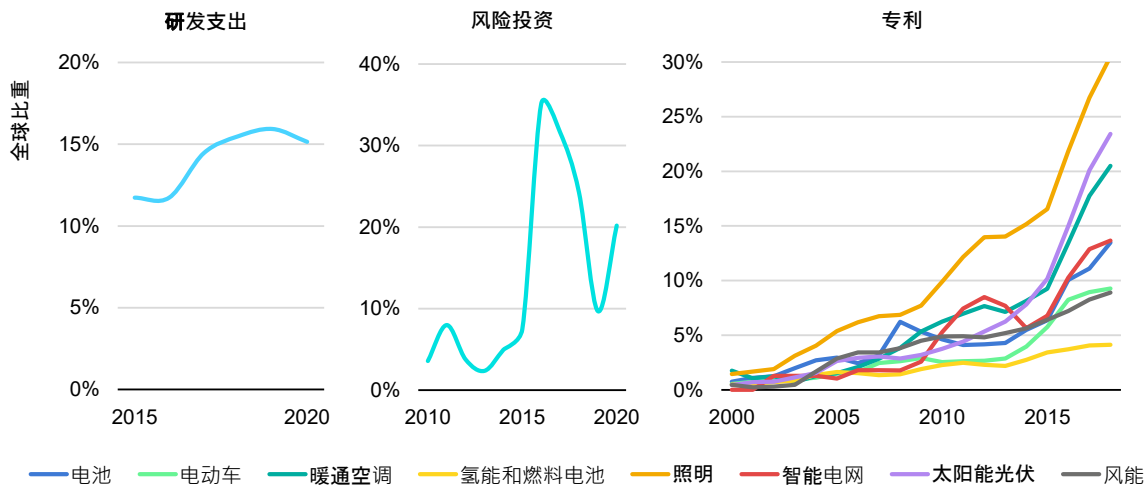
以往的资助计划通常仅限于国有企业或政府科研机构申报，且资助课题的方向与各企业和机构的现有研究方向相同；而“揭榜挂帅”机制则是中国在科研项目管理方面迈出的全新一步。

中国在全球能源技术发展中的作用

自 2000 年以来，中国对能源技术发展已做出重大贡献。中国是制造业的创新中心之一，通过创新对清洁能源体系产生了巨大影响，特别是推动太阳能光伏的成本自 2005 年以来降低了 90% 以上，促进汽车锂电池的成本自 2010 年以来降低了 90%。可以说，太阳能光伏、电池和发光二极管（LED）的发展经历，普遍改变了人们对能源技术的期望，增强了人们对通过创新来克服经济和政治障碍、应对气候变化的信心。近年来，随着中国基础科研能力提高，中国在改进产品和服务方面的贡献也越来越大，特别是在超超临界煤炭（UCS）燃烧、煤炭转化、特高压输电、核能等领域。中国目前在太阳能光伏、电池、电动车（EV）、氢能、数字技术等领域，都处于技术进步前沿；与此同时，世界各地的研究人员和技术开发企业正在模块化、大规模制造的基础上，寻求能够遵循类似陡峭学习曲线的能源解决方案。

2020 年，中国的能源研发公共支出占全球的四分之一，低碳能源研发支出占全球的 15%。¹ 在“十三五”规划（2016-2020）期间，中国的能源研发公共支出从 2015 年的约 68 亿美元（472 亿元）增加到了 2019 年的 83 亿美元（573 亿元），中国因此于该年超过美国，成为了世界上能源研发支出总量最大的国家，而单位 GDP 能源研发支出比例仅次于挪威和芬兰，位居第三。自从 2015 年在“创新使命”机制下做出承诺之后，中国的低碳能源研发支出在 2015-2019 年期间从 24 亿美元（168 亿元）增加到了 41 亿美元（281 亿元），增幅达 70%，而同期的 GDP 增幅约为 30%，低碳在能源研发总支出中的比重从 35%提高到近 50%。

图 6.2 中国在低碳能源研发、风险投资和专利方面的公共支出占全球的比重



国际能源署，2021。

注：左图：支出包括政府和国有企业的预算估计。中图：风险投资包括对清洁能源初创企业的种子轮、A 轮、B 轮、赠款、成长股权、上市后私募投资、收购和晚期私募股权、代币发行等风险投资交易。右图：专利计数是指在至少两个地区办事处申请的能源相关气候变化减缓技术的专利数目。图中显示的是三年移动平均数。

来源：国际能源署基于以下数据的分析（2021）：IEA（2021b）；Cleantech Group（2021）；OECD（2020）。

中国的低碳能源研发公共支出占全球的 15%左右，中国的初创企业和专利活动在全球的份额不断提高

随着中国清洁能源资金的增加，能源创新的重点也从公共部门主导的研发示范项目转向创新体系的其他要素（IEA，2020a），包括下放新技术研发部署责任，以及更重视科研人员之间以及跨产业的知识流动。

过去 20 年间，中国在清洁能源技术专利申请国际活动中的比重明显提高。2018 年，中国的发明者申请的照明技术专利占全球同领域专利数目的 32%，采暖制冷占 23%，太阳能光伏占 25%，风能占 10%，其他可再生能源占 12%，电池占 13%，电动车和充电技术占 8%。此外，大约从 2015 年开始，中国的风险投资活动激增，一大投资焦

¹ 虽然关于创新投入的数据（如研发支出、企业家资助）和关于创新产出的数据（如专利）不足以完美反映出创新的质量和长期成果，但表明了中国对清洁能源创新的努力和重视程度提升。

点是电动出行，出现过若干规模非常大的早期交易（超过 1.5 亿美元[约 10 亿元]）；而 2005 年中国能源体系中的初创企业还很少。2019 年，能源领域吸引的风险投资与半导体或医药健康领域不相上下（MOST, 2021d）。2018–2020 年间，全球清洁能源初创企业早期融资额当中，中国约占 35%。

中国的能源创新方法

人们往往将中国科技发展方案描述为自上而下的决策结果，但这种描述过度简化了中国鼓励快速创新的独特体系。在性质和规模方面，中国的创新体系具有多个全球其他国家无法比拟的特点。本节将重点讨论五大特点，评估它们对创新的影响，并与其他国家的做法进行比对：

- 调动资金支持国家战略使命；
- 推动国有企业成为创新主体；
- 鼓励各省市开展实验、相互竞争；
- 发挥国内市场规模优势，分散风险并维持竞争；
- 促进国际合作（特别是企业间合作）以加速学习。

中国过去十年来优先考虑的能源技术，包括核能、高压输电、煤炭转化、电池、电动车和氢能，都在一定程度上受益于这五大因素。

这五大特点共同构建出中国的创新框架：目标的制定高度集中，目标的实现相对分散；在这一框架下，政策决策者和企业有着很大的灵活空间，可以快速、大规模开展实验（Xu, 2020）。在中央政府确定的目标范围内，国有企业、私营企业、高校和省市级政府有相当大的权限可以制定目标、承担风险，以及探索大多数其他国家不熟悉的技术路线。这种灵活性尤其得益于国家和各省经济的巨大规模，可以容纳多个项目同时开展；也得益于中国与美国等其他国家相比，需要以较低的预算完成项目的历史。

在中国当今的创新体系中，相关各方可以从各级政府监督下的多项努力中快速学习，对失败的容忍度高于世界其他地区。特别是在数字技术方面，考虑到中国的市场规模和新产品的普及速度，人们对颠覆性变革寄予高度期望，但中国尚未走到某些复杂能源技术领域的国际前沿。不过，这正是中国政府未来五年的目标。

调动资金支持国家战略使命

在中国，五年规划在中期范围内设定技术优先事项的共同愿景，并能确保为高层方针下的研发项目提供稳定的资金。一些能源技术目标已经上升为国家使命，具有重要的社会经济战略意义。这些目标涵盖超超临界（USC）煤电、核电、油田钻探，以及煤炭转化；相关技术在前几期五年规划中都得到了高层支持和大量资助，原因主要是对能源安全的关切，还有一部分环保原因。

“十一五”规划（2006–2010）期间启动的超超临界煤电厂开发项目，很好地证明了中国在协调研究人员、开发企业和投资者共同实现技术目标方面的能力。“十一五”规划的目标之一是将单位 GDP 能耗降低 20%，二氧化硫排放量降低 10%（Chang et al., 2016）。为实现这一目标，中国在关停小型低效煤电厂的同时，迅速加大了先进燃烧的研发工作力度，包括对较老煤电厂进行测试。这项工作在“十二五”（2011–2015）期间加速推进，促成了世界上最大的超临界循环流化床锅炉和首座 1 吉瓦超超临界空气冷却机组的建成。到 2016 年，中国共有 66 吉瓦的在运超超临界机组，其中的一套机组保持着 48% 的世界能源转换效率纪录（Wiatros-Motyka, 2016）。在煤炭转化技术方面，特别是依赖石油和天然气进口的化工生产部门，中国也同样迅速调动资源，用于发展科学知识、投资示范工厂和后来的商业设施。

专栏 6.2 煤炭转化：中央协调下的大规模技术创新实例

自 20 世纪 70 年代以来，中国政府一直致力于开发将煤炭转化为化学品和其他产品的技术，并于 21 世纪初加快了支持步伐（Xu, Liu and Li, 2020; Wei, Wang and Ding, 2019; Zhao and Gallagher, 2007）。《国家中长期科学和技术发展规划纲要（2006–2020 年）》鼓励煤化工、煤液化和煤气化的发展，以减少中国经济增长所需商品生产对进口能源的依赖（State Council, 2006）。截至“十三五”末期，即 2020 年，中国已拥有世界上大多数大型煤化工工厂（2016 年全球 40 家大型煤化工工厂中，约有 35 家在中国），以及全球领先的多项煤炭转化技术，包括气化、间接煤液化和甲醇制烯烃。其中煤制甲醇制烯烃是中国特有的一项技术发展，它的实现依靠了对整个创新价值链上各利益攸关方资金和动机的协调。

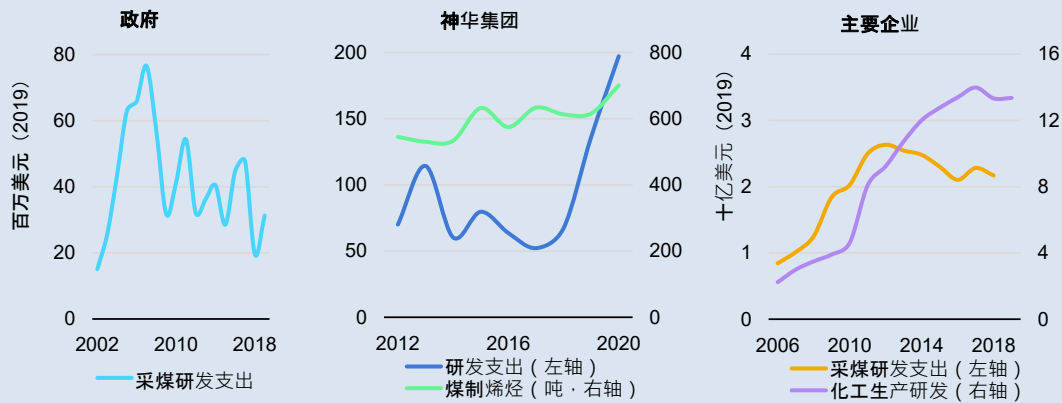
开发煤炭转化技术的关键行动包括：

- 2001 年，科学技术部和其他主要有关方面（如国家能源局和中国科学院煤炭化学研究所）将煤炭转化列为重大科技项目（当时称为“863 计划”，该计划是 1982 年启动的国家级计划），并每年划拨专项研发经费予以支持。
- 政府设定了长期资助期限和目标，表明政府支持将持续十年以上。在 2006–2020 年的规划发布之后，又出台了《煤炭清洁高效利用行动计划（2015–2020

年）》、《煤炭深加工产业示范“十三五”规划》，以及《能源技术革命创新行动计划（2016-2030 年）》。

- 神华集团等国有企业成为国家煤炭技术领军企业。神华于 2004 年建立了示范点，而现在则经营着全球最大的煤化工厂。2008 年，国家开发银行提供了 3.5 亿美元（当时相当于 24 亿元）的十年期贷款，用于在内蒙古包头建立 60 万吨产能的煤制烯烃示范项目。
- 政府协调建立新的研发和试验设施，以便科研人员能够集中力量攻克特定的技术难关，其中一些项目汇集了高校和私营部门的专家共同合作。例如，2006 年从中国科学院分拆出来的中科合成油技术股份有限公司，已建立三家专门从事费托合成的大型创新中心。
- 鼓励产煤区的省级政府共同投资新建设施和研发中心，并为这些设施提供低成本融资，从而促进了一大批新项目的涌现。
- 中国利用设备采购、许可协议、合资企业等多种方式来测试和学习欧美科研院所和企业的产品。例如，神华集团的首座煤液化厂使用的是进口技术，但到 2016 年，该集团已经开发出自有的煤液化技术，以及甲醇制烯烃改良技术。

中国在煤炭开采和化工生产领域的研发支出



国际能源署，2021。

注：“主要企业”是指主营业务收入超过 2000 万元（相当于 2019 年的 290 万美元）的企业。中国官方文件将这些企业称为“规模以上工业企业”。

来源：国际能源署根据《中国统计年鉴》（NBS，2020a）、《中国科技统计年鉴》（NBS，2020b）和神华集团年报（Shenhua Group，2020）中的数据进行的分析。

尽管依靠多方面协调的方法，煤炭转化取得了技术进展，但该项目还是遇到了挑战（Minchener，2011）。值得注意的是，省政府投资基础设施的动机高于预期，特别是在煤炭价格低迷期间。尽管国家发展和改革委员会在 2006 年发文要求谨慎行事，但在省政府的推动下，仍有一批大规模项目上马（Jia，2008）。之后，随着国际油价在 2008 年达到顶峰后开始下跌，中央政府最终进行了干预，暂停新项目。到 2010 年，从黄河取水的做法显然加剧了内蒙古缺水的风险，部分煤化工厂

还被发现违反了环境法规。2012 年，神华无限期推迟了旨在展示褐煤可以低排放转化的旗舰 CCUS 集成项目。

中国政府已经意识到，近年来限制煤炭转化投资的难度比启动该创新项目时要大得多。2021 年 4 月，继中国做出碳中和承诺之后，国家主席宣布政府将严控煤电项目，并在“十四五”期间（2021-2025）严格限制煤炭消费增长，“十五五”期间（2026-2030）逐步减少煤炭消费。2021 年 7 月，中国因能耗问题暂停了国有陕西煤业化工集团有限责任公司的榆林煤化工项目建设；该项目原本预计于 2025 年投运并成为全球最大的同类项目，项目总投资为 200 亿美元（超过 1200 亿元）。自 2010 年以来，中国的煤液化和煤制烯烃作业将二氧化碳排放量推高了约 7.5 亿吨（比较的基线是利用石油生产同样产品的二氧化碳排放量）。

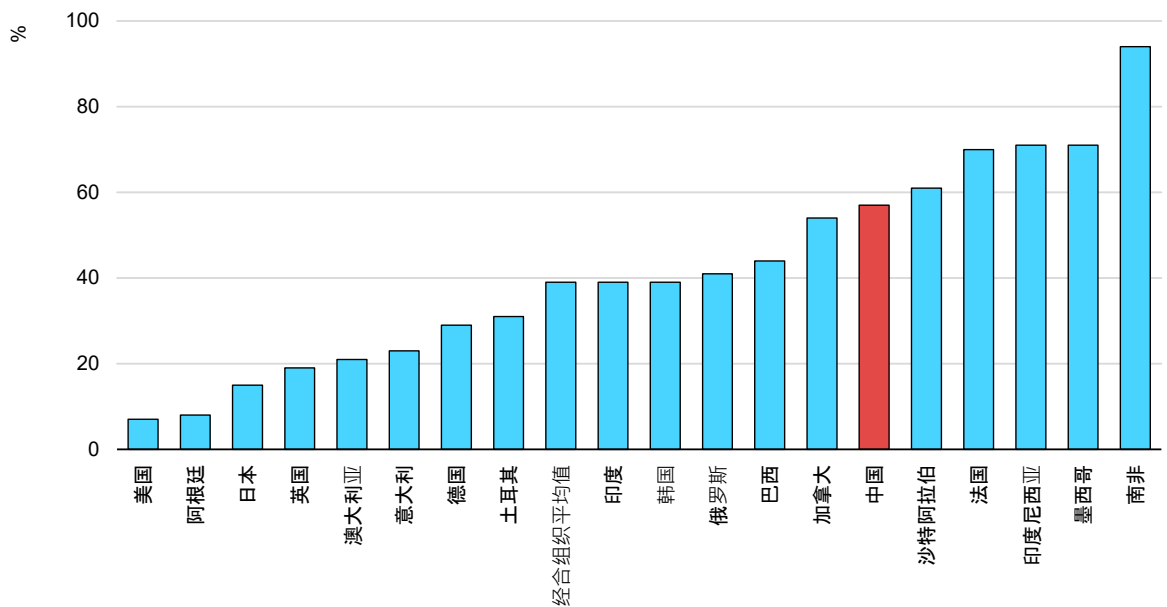
在超超临界和煤炭转化方面，中国政府采用了国家研发项目资助、税收减免、专利奖励、优惠融资等多种激励措施，此外，中国还鼓励产煤省进行投资，用这些新技术来帮助这些省份实现各自的 GDP 目标。“十四五”（2021-2025）期间，中国将会继续采用这种确定能源技术重点领域并引导研究和投资注入的政策方法，也将继续开展煤炭相关研发。不过，早期信号显示，“十四五”确定的技术范围可能会更广，并且政府将加强研发计划的正式中期检查和监督机制。这些变化非常必要，否则，困扰煤炭转化的问题，包括过度投资和新的既得利益阻碍转舵的风险将持续存在。其他一些国家和地区也有长达数年的能源研究规划，但很少能比拟中国对战略技术领域的重点支持力度。例如，欧盟的规划期也比较长，每期多年度预算的跨度为 7 年。在能源和气候技术的重点领域，许多政府设定的范围比中国的重大科技项目更广泛，调整和技术中立竞争的空间更大。而日本则是重点领域较窄的实例，在面向 2050 年的国家能源和环境技术创新战略中，日本确定了 2016-2030 年期间的八个具体技术领域（IEA，2016）。日本还设立了新能源和工业技术开发组织，专门负责协调大型示范项目的政府企业合作。未来几年，随着工业产能增速放缓，中国可能无法像之前一样依赖省政府的投资激励来示范重点新技术，届时可能需要运用以上的协调机制以及基于绩效的项目选择方法。

推动国有企业成为创新主体

国有企业在中國能源行业中居于主导地位，并且在国家和全球的能源投资和创新中发挥重要作用。五大国有电力企业拥有全国近一半的电厂资产；中国国家电网公司（SGCC）和较小的国有中国南方电网公司则垄断了电网运营。从国有企业占国家总体发电能力的比重来看，中国高于大多数其他主要经济体。国有企业明确承担开发

某些技术的责任；在重工业、化石燃料供应、发电等部门中，国有企业带头投入了大量资金发展可再生能源，作为买方几乎承揽了新技术的全部最初市场。

图 6.3 二十国集团各国的国有企业占本国发电能力的比重



国际能源署，2021。

注：本图中的国有企业既包括中央或地方政府拥有少数股份的企业，也包括 100% 国有的企业。
来源：OECD (2018)。

从国有企业占国家总体发电能力的比重来看，中国高于大多数其他主要经济体

自“十三五”规划（2016–2020）以来，中央政府通过国有企业推进能源创新的主要手段是国家级科研课题和重大科技项目。政府根据五年规划的技术重点来资助国家级科研课题，大部分资金提供给国有企业，而国有企业也为这些课题投入自己的资源。重大科技项目是由部分国有企业在优先领域开展的大规模、多年期研发或示范项目。核裂变发电一直是重大科技项目及其前身 863 计划（1986–2016 年的国家科技计划）的重点，为了测试并验证不同的方法，三家国有企业接受了任务，平行开发不同的技术。

中央和省级政府还指导国有企业在能源创新的其他方面发挥领导作用。例如，要求国有企业制定内部技术路线图和人才发展规划，聘用技术人才并培训员工，并根据五年规划建立研发项目和实验室。“十四五”（2021–2025）期间，要求国有企业积极推广应用新的节能技术、低碳技术和环保技术（SASAC，2021）。2021 年，特高压输电技术和智能电网部署的全球领军企业国家电网公司，以及一批全球最大的钢铁生产企业等，已经开始制定符合碳中和目标的技术开发规划。

专栏 6.3 国有企业的核技术开发

几十年来，核电始终是中国的能源技术重点之一。自 2000 年起，中国先后发布了《国家中长期科学和技术发展规划纲要（2006-2020 年）》和《核电中长期发展规划（2005-2020 年）》，这些文件中提出的重大科技项目更加关注大型先进压水堆的本土设计（State Council, 2006）。

中国有三家国有企业活跃在核电领域。过去，在政府鼓励竞争、开发新型设计供全国推广和出口的思路下，这三家企业中的每一家都采取了不同的技术开发和创新方法（Yi-chong, 2010）。中国核工业集团有限公司（CNNC）的任务是在其军事技术专长的基础上，自行设计并运营反应堆。中国广核集团（CGN）经营的电厂采用法国法国马通公司（Framatome）授权的技术，任务是在这些电厂的基础上进行调整和学习，推出新的设计。国家电力投资集团（SPIC）的任务与中广核的任务类似，但侧重于美国供应商的技术设计。

近年来，对于如何最好地实现中国的核技术发展宏图，核工业界存在分歧，因此政府在有效结合这三家国有企业的资源和知识方面遇到了一定的困难。2013 年，中国采取了更为综合的方式来加速当时（第三代）技术的发展，中核集团与中广核集团因此走得更近（Hui, 2014）。这两家国有企业的正式合并受到了抵制，但它们成功建立了一家合资国有企业，即华龙国际核电技术有限公司；这家合资企业结合中核 ACP1000、中广核 ACPR1000+这两种分别开发出的设计，开发出了华龙一号反应堆设计。

中国的监管机构于 2014 年为“华龙一号”的设计方案颁发了许可证。让监管方感到满意的是，华龙一号的开发企业拥有相关知识产权，并且其核心部件是在国内设计和制造的。然而，华龙一号并未完全实现标准化，目前两个略有差异的设计版本并存。首座华龙一号核电厂于 2021 年 1 月在福清投运，首座华龙一号海外核电厂于 2021 年 5 月在巴基斯坦投运；此外，还有 8 座华龙一号核电厂正在建设中。中核集团表示，将在 2024 年前开始建设华龙一号的改进版“华龙二号”（Xu, 2021）。2021 年 7 月，中核集团开工建设世界上首个商用模块小堆项目，即基于国内“玲龙一号”ACP100 设计的 125 兆瓦机组，并且正在建设全球首个商用钍反应堆原型（2 兆瓦）（Stanway, 2021）。与此同时，国家电力投资集团则借鉴国外西屋电器公司的 AP1000 设计经验，开发出另一款国产第三代设计 CAP1400。

目前还不清楚的是，中国这种结合自主创新与外国概念的方法将如何适用于第四代技术、后处理或其他大规模能源技术。以上案例提供了实现国家能源技术目标的成功经验，但同时也在管理不同国有企业（这些企业在政府内部有各自的支持者）的利益冲突方面提供了值得借鉴的教训。2021 年，中国与欧洲国家的关系因中广核运营或建设核电站合作协议事宜而变得紧张，这凸显了在核技术出口领域，极有必要与客户国保持良好的关系。

尽管最近中国民营企业对能源创新的参与度不断提高，特别是在太阳能光伏和风电领域，但国有企业很可能将继续发挥核心作用。国有企业与决策者和研究界有着广泛的联系，它们资金雄厚，有能力资助大规模示范项目，也能从优惠融资中获益（Zhang, 2020）。然而，国有企业的作用将因技术而异。在核电、化工、钢铁、水泥、炼油等一些资源密集型领域，国有企业不仅有专业知识，还拥有用于开发和展示新技术的大规模工业实验室（通常与大学合作）。在发电和供电方面，政府可以引导国有企业为新兴的可再生能源、氢能、储电、二氧化碳捕集等技术提供商业试验平台。对于汽车等终端用户商品，国有企业并不总是市场主导，但可以通过国际合资企业优先获得知识（一汽集团和上汽集团这两大国有企业，与中国的主要汽车销售商大众汽车有制造伙伴关系）。此外，国有企业还有大量资源可以投资于初创企业：2019年，国有企业占有所有风险投资的15%，与政府主导的风投基金规模相当（MOST, 2021d）。例如，2020年，上汽集团牵头并联合其他国家支持的实体，完成了对威马汽车15亿美元（97亿元）的一轮融资；威马汽车是电动车制造商特斯拉在中国的几家竞争对手之一。

高度依赖国有企业进行清洁能源创新的做法在主要经济体中并不常见，也存在风险。国有企业的市场支配地位和基于先前经验或知识的内部技术偏好，可能会成为准入壁垒，限制拥有潜力技术的其他企业或创新者进入市场。如果采取经济激励措施，鼓励国有企业以保护现有资产价值的方式去实现政府目标，可能会强化此类壁垒。此外，虽然中国的国有企业可以根据政府政策优先事项的变化极为迅速地做出调整，但与政策决策者关系密切的大型主导企业的惯性和影响力始终构成风险（Genin, Tan and Song, 2020; Tönurist and Karo, 2016; Luo et al., 2016; Zhou, Gao and Zhao, 2016）。此外，国有能源企业通常对技术采取渐进式的改进，追求全新创新型技术的可能性较小。

其他国家的政府探索出了多种方法，使大型能源企业能够参与到尖端技术的开发中。在受监管的网络运营商方面，一些国家已经开始效仿荷兰（2015）和英国（2016）的做法，建立了所谓的监管沙盒，允许创新企业试验新产品和服务，而不需要遵守全部的现有法规（ISGAN, 2019）。在美国，国家可再生能源实验室（NREL）现有两个项目：IN2和GCxN，通过一家私营实体来资助政府实验室的科研人员，寻找掌握高影响力相关技术的企业家，并支持他们的测试、验证和孵化工作。资助方可以快速了解未曾关注的新技术，但没有技术专有权。2014年，在美国国家可再生能源实验室的帮助下，一个能源初创企业孵化器和加速器网络建成，现由电力公用事业企业运营，这些企业可以平等享有网络中出现的新想法，并可以通过合作来为最接近商业化的想法创造需求（NREL, 2015）。

确保国有企业有动力不断提高技术性能，相互之间以及与新兴企业公平竞争，将有助于实现清洁能源目标。在中国的国有企业中，员工的晋升日益与环境和创新绩效挂钩，有些单位正在积极培育企业文化，鼓励创新，例如国家能源投资集团有限责任公司在北京低碳清洁能源研究院（NICE）。

鼓励各省市政府采取行动

近年来，省市一级政府一直是某些能源技术发展的主要参与者。在中国，经济规模超过菲律宾的省份多达 17 个。各省市都有很强的动机来吸引投资并成为新技术制造中心。宁德时代、赛维、尚德、天合光能、英利等大型太阳能光伏和电池制造企业，都在支持其建立制造基地的城市（宁德、新余、无锡、常州和保定）设立了研发中心。中央政府鼓励地方政府开展实验创造市场，并采用不同方法来培育地方龙头企业，例如在电动车领域就是这样。

在 2009–2012 年的“十城千辆”工程的激励下，多座城市为电动车生产和购买提供了支持。该工程选定 10 座试点城市，目标是在每座选定城市部署 1000 辆新能源汽车，而各城市可以自行决定如何实现这一目标。“十城千辆”工程的试点城市发展成为了中国电动车部署先驱（如深圳的比亚迪）的大本营。这些城市采用了不同的激励措施组合，包括购买激励、贷款、退税、用地、许可证、出口信贷、政府直接采购等，还建立了专门的创新集群和示范区，并且刺激相关投资和电池制造改良。截至 2012 年，有 7 座城市达到了目标，另有 15 座城市加入了该工程。在“十城千辆”工程中，补贴常常高达车辆成本的 60%。深圳规定该市由 16000 辆巴士组成的庞大公交车队到 2018 年实现电气化；为此，深圳市对公交巴士的购买提供了最高达到其价格一半的补贴，在 180 座公交车场站安装充电设施，并推动制造企业为客户降低风险（例如提供电池担保和租赁）。

自 2015 年以来，地方政府提供补贴的自主权被逐渐削减，中央政府发布了技术标准更加严格的政策扶持新方案。随着补贴条件日趋严格，国家及省市的扶持方案提高了补贴门槛，以鼓励在车辆续航能力、能耗、电池标准、安全要求等方面提高性能（Muniz, Belzowski and Zhu, 2019）。

在电动车领域的经验基础上，中国很可能将继续实行下放政策实验权限到地方政府的做法，以刺激新生清洁能源技术新市场的发展。这种做法的好处之一是，地方政策决策者更了解当地企业和消费者的需求、偏好和资源，可以制定促进实际就业和环境效益的公共支出方案，得到民意支持。最适合以这种方式开发的技术可能是单一地区可以利用公共采购和基础设施投资来获得竞争优势的技术，而且该地区希望将先进技术销往全国和海外。自 2017 年以来，这种模式在很大程度上推动了氢能研发和示范项目快速增长，特别是在“十城千辆”工程的基础上。

专栏 6.4 地方一级的氢能技术开发

长期以来，氢能技术一直是中国能源创新的重点。该类技术列入了《国家中长期科学和技术发展规划（2006-2020年）》，并且政府自2009年起一直为氢燃料电池电动车（FCEV）提供补贴（Ministry of Finance, 2020; State Council, 2006）。2006-2010年间，上海和北京资助了燃料电池电动车示范项目，而国有企业上汽则与同济大学共同开发了自有的燃料电池系统。然而，尽管这些早期项目有助于积累氢能出行方面的一些专业知识，但迄今为止，该领域的总体活动仍然有限。

2020年，中国政府修订了对“新能源汽车”的财政支持措施，增加了燃料电池电动车的示范、关键核心技术的研发，以及在“十四五”期间（2021-2025）建立完整的燃料电池电动车产业链的配套措施。新版措施还出台了以“十城千辆”电动车工程为蓝图的燃料电池电动车培育方案。该方案鼓励各省在城市中设立示范区，为建立燃料电池产业提供资金，并在京津冀城市群、长江三角洲和大湾区等跨省城市集群地带协调开展工作。截至2020年底，共有22个省市发布了105份支持氢能发展的政策文件，而2017年之前几乎为零（OGRI, 2020）。迄今为止，广东、江苏和山东在氢能领域最为活跃。一些省出台的战略涵盖整条价值链，包括制氢、储氢、氢加注、氢能车辆，以及燃料电池。

中央政府最近改变了以往鼓励地方政府补贴燃料电池电动车购买的政策，取而代之的是奖励技术创新和部署。奖励将提供给在特定技术领域达到性能目标的生产企业；这些技术领域包括电解膜、电机组件、质子交换膜、碳纸、催化、双极板和压缩机。获得奖励的条件是：该技术必须用于超过500台车辆，每台车辆的行驶里程超过2万公里，并且性能必须由第三方验证。

各地区和城市正在制定的氢能规划的侧重点各不相同。例如，山东在2020年之前已经具备了一定的氢能技术能力：制造发动机的国有企业潍柴在2018年已持有巴拉德动力20%的股份，而民营企业东岳集团也已开始生产燃料电池膜。如今，山东省的目标是在潍坊建立燃料电池产业集群，在淄博建立相关材料产业集群，在聊城建立燃料电池电动车产业集群，并在济宁建立氢能供应产业集群。该省计划将青岛打造成为“东方氢岛”，将济南发展成为“中国氢谷”。而宁夏和山西省作为产煤大省，将专注于开发新的氢能价值流，特别是来自煤炭的价值流。

虽然中央政府正在加强协调并限制省级补贴，以避免景气循环，但在许多情况下，地方政府投入的资金仍然多于中央政府。这些地方往往拥有重量级的地方企业，并且与工业界有着密切的联系。在这些因素以及省际竞争的推动下，氢能部门可能将会迅速扩大，创新也将加强以提供更优质廉价的部件和氢能。然而，目前尚不清楚基于技术性能的奖励是否会缩小研究人员的探索范围，导致开发类似的解决方案，也不确定企业抢占出口市场份额是否会造成优先考虑成本，而忽视长期技术领导力和省际知识共享。此外，由于目前政策主要针对的是制造企业，一些省份可能需要额外拨发科研资金、发展相关技能来支持尖端技术的研发工作。

氢能和其他清洁能源技术的发展不仅得益于省市政府的支持，也可以依托国家高新区。高新区项目于1988年启动，2010年起大幅扩展。它们由国务院批准设立，受益于基础设施投资、大量技术工人储备，以及财政激励措施（如税收减免）。在现有的169个高新区中，由研究人员、实验室、企业、孵化器、技术转让机构组成的网络都已建成（MOST，2021e）。科学技术部表示，将对高新区政策做出修订，以支持新的碳中和目标，包括出台与低碳能源有关的评价指标（MOST，2021f）。

依靠地方政府领导创新的模式有诸多好处，但也并非没有风险。在电动车发展过程中，省市大力支持的当地龙头企业有些最终破产。另一种极端情况是激励错配：某些地方政府只做最低限度的工作来获得政治认可和投资审批，因此导致试点项目流于形式，几乎起不到促进创新的作用，反而会分散对真正技术领军企业的扶持力度。此外，事先指定示范和创新集群所在地的做法，可能会阻碍国内其他地区的一部分潜在创新者参与其中，并导致创新资源过度集中在某些地区，例如目前企业研发资金就集中在华东地区（MOST，2021g）。

在协调不同地区的试验平台方面，欧盟采取了与中国不同的方法。2008年，欧盟建立了独特的法人实体“氢能和燃料电池事业联合体”，以加速氢能技术走向市场并发展产业基地。该联合体采用多年预算，2014–2020年预算额度为13亿欧元（16亿美元），其中一半由欧盟委员会出资；在项目招标的管理方面，采取与欧盟委员会、一个产业团体和一家研究机构协调进行的方法。欧盟已经通过这种方式支持了250多个项目，并在欧盟各参与国家和城市之间分享技术经验。

发挥国内市场的规模优势

中国的人口规模和几十年快速经济增长所培育出的庞大市场，对能源创新有诸多好处：

- 在一项技术的早期市场扩张阶段，多个竞争者都可以各自吸引大量的资本。
- 一家企业只需要占领很小的市场份额，就足以支持建设世界级规模的工厂。
- 市场上存在差异化空间，包括低价产品和服务的巨大市场空间。
- 庞大的市场规模为建立自己的一套标准和法规创造了条件，一方面可以让本国企业集中精力满足统一要求，另一方面提高了海外竞争对手的准入壁垒。
- 风险可以大幅分散，表现不佳的技术很快会被新一代技术所取代。在年需求量以百万计的市场中，企业可以频繁升级产品，推进创新前沿。

庞大的国内市场对面向企业客户的能源技术（如风力涡轮机和特高压输电）非常有益，对于面向终端使用消费者的技术更是如此。在许多能源相关的消费品领域，中国一直都是生产和创新活力最强的市场之一，包括热泵、节能家电、空调、智

能电表、数字连接设备、电动车，以及其他使用锂离子电池的设备。中国的政策能够几乎从零开始创造崭新的巨大市场，并培育一批有能力超越成熟跨国公司、跻身全球最具价值公司行列的企业，电动车就是这方面的一个典型实例。中国非常希望采用类似的方法为氢能和燃料电池电动车创造市场，但这两类技术与电池和电动车有两个关键不同：氢能和燃料电池电动车需要通过多方协调的方法来建设管道和加注基础设施，并且由于燃料电池技术并不成熟，与电池和光伏等技术在中国得到采用时相比，更需要注重根本性的创新研发。

专栏 6.5 通过提升需求，大力推动中国的电动车技术发展

随着中国个人出行需求蓬勃发展，进口依赖和城市空气污染成为了政府关切的问题；因此，在政府的大力支持下，中国电动车行业兴起。2005–2015 年期间，随着人口增长和人民收入增加，新车销量增加了四倍多。“十一五”规划（2006–2010）提出“加快发展拥有自主知识产权的汽车发动机……及零部件”（NPC, 2006）。“十城千辆”工程于 2009 年启动。《节能与新能源汽车产业发展规划（2012–2020 年）》指出“以纯电驱动为新能源汽车发展和汽车工业转型的主要战略取向”，并设定了电动车技术发展性能目标（NPC, 2006; NEA, 2012）。在这些政策和措施的推动下，中国于 2015 年超过欧洲成为全球最大的电动车市场。如今，世界上 98% 的电动巴士都在中国（IEA, 2021c and 2020b）。在当今全球电动车价值链中，中国企业占有重要地位，涵盖的价值链环节包括锂开采和加工、电池和电动车制造、充电，以及回收。这些企业中有许多在 2015 年之后才成立，或者之前专注于其他领域，而现在则拥有世界一流的电动车相关技术。

中国电动车产业的成功发展离不开中国庞大的国内市场，以及一项广泛共识：支持这一新兴产业具有重要战略意义。然而，单靠建立巨大的国内电动车市场并不能激发创新。在早期，旨在扶持中国企业的若干保护主义措施（如高额的购买补贴与本地采购要求，以及对续航里程有限的小型电动车的政策优待）阻碍了技术进步，掀起了电动车领域的淘金热潮：2015 年从事电动车生产的企业达到 200 余家，平均每家企业每年生产不到 3000 台电动车，因此造成了泡沫，割裂了市场，并引发了多起补贴欺诈事件。中央政府总结了区域试点的经验，随后将激励措施与持续性能改进挂钩，并为各汽车制造企业设定了配额和燃料经济性标准（Muniz, Belzowski and Zhu, 2019）。

过去五年间，中国的汽车企业通过与科研院所合作建立大型研发设施，在电动车领域取得了重大技术进步。2020 年，国内市场的电动车销量达到了 120 万辆，足以支持数百家汽车和电池制造企业的运营，满足不同性能和豪华程度的需求。位于深圳的电池企业比亚迪获得的政府补贴超过 4 亿美元（超过 25 亿元），用于在 2010–2015 年期间制造电动车（Heller, 2017），而这家企业在 2000 年代之前完全没有汽车领域的经验。比亚迪现已成为世界上最大的电动车和电池企业之一，其全球电动车累计销量仅次于特斯拉。比亚迪的创新型刀片电池具有世界领先的安全性能，将于 2021 年在欧洲面市。自 2015 年以来，包括阿里巴巴等数字企业在内的中国投资方为电动车初创企业调动了全球额度最大的风险投资，受益的初创企业有威马汽车、小鹏、蔚来等等。

单凭国内消费品市场的规模化和不断增长并不足以激发创新。中国的企业受益于这样一种企业文化：面市速度和市场份额第一，达到最高质量标准第二。在这种企业文化的熏陶下，企业不回避风险，在监管要求明确之前就会将新产品商业化。企业内部的产品经理在建立新生产线方面也具有相当大的自由空间（Yip and McKern, 2017）。与一些大众的印象不同，中国制造业与“无限制”创新或“快速行动，破除常规”的模式有许多相似之处，即遵循法所不禁皆允的原则来行动，而不会等到监管机构和社会认可后再做投资。然而，在未来几年内，创新企业可能需要适应不断变化的市场趋势，包括消费者的可支配收入水平提高和社会迅速老龄化。这些趋势有可能造成对产品质量和环境保护的期望提高，对中国市场的活力构成风险。

在市场规模较小、增长较缓的一些国家，政府利用公共采购来推动投资，以促进新型清洁能源设备示范项目或制造工厂的发展。例如，荷兰采用的公共建筑工程制度，该制度根据投标者的二氧化碳排放情况来计算投标折扣，给低碳水泥供应企业以财务优势（Hasanbeigi, Becqué and Springer, 2019）。许多国家也像中国一样使用赠款和优惠贷款来促进创新。然而，对有些国家来说，可能需要更高层次的国际合作，才能联合多国共同为新技术创造足够规模的早期市场。在欧盟内部，国家援助规则规定了各国或欧洲投资银行可以向企业提供的财政援助数额，允许较小的企业和有利于环境的创新获得较大比例的共同融资。在北美，加拿大的不列颠哥伦比亚省以及美国的加利福尼亚州、俄勒冈州和华盛顿州成立了“太平洋沿岸合作组织”（Pacific Coast Collaborative），旨在为低碳燃料创造区域市场；该组织有一个值得注意的做法，即区域内统一低碳燃料标准，以便支持生物能源、氢能和 CCUS。

促进国际合作

国际合作是中国寻求实现能源技术全球领导地位的重要手段，也是加速全球能源创新的重要支柱。要想尽可能提高科研质量、推动科研成果走向市场并降低成本，通过正式协议、贸易、非正式人员交流等方式来分享知识是至关重要的。中国庞大的国内市场有助于保障国内制造能力，也有利于与希望在中国投资的海外企业共享知识，特别是在发达经济体经济增速放缓的背景下。例如，2007–2017 年期间，中国乘用车的新车销量达到顶峰时期，市场年均增长 15%，而世界其他地区同期的增长率还不足 2%；到 2017 年，中国占全球市场的四分之一以上，而 2007 年这一比例仅为 10%。

通过合资和许可，中国打开了新的技术领域，太阳能光伏就是一个典型案例。最初，这条路线并不是中央政府太阳能光伏战略的设想，而是地方政府的举动：地

方政府协助中国企业在获得知识产权许可的前提下建立生产设施，或者利用在国外开发、由中国公民部分拥有的知识产权开展生产（例如尚德电力）。一些企业以此作为扩大规模的切入点，发展成为了世界级制造企业，之后着手开展制造创新，并于近期开始在光伏技术方面进行根本性的创新。在核能发电和交通运输车辆技术领域，也有案例表明中国政府和企业如何通过与海外公司设立合资企业，迅速学习新技术并促成技术转让。

太阳能光伏以及智能手机等其他技术的发展历程为电动车和电池技术的发展带来了启发。中国当局将制造业作为提升创新能力的抓手，建立了强大的本地零部件和子系统供应商网络，吸引了来自世界各地的企业和订单。相关中国企业一般不是产品的原始设计企业，但通过接触最先进的零部件、定期互动、争相满足国际创新者的需求，这些企业发明出创新型方法、功能，甚至是使用本土零部件（特别是数字系统）的新产品。

中国中央政府还鼓励企业通过海外投资来利用最先进的能源技术，特别是自“十五”（2001-2005）的“走出去”战略以来。中国国有和私营企业在“走出去”的过程中，收购了国外高科技企业，包括 Alta Devices（2013 年由汉能收购）等专门技术企业，以及沃尔沃汽车（2010 年由 8 年前才加入汽车生产行业的吉利汽车收购）等大型工程企业集团。按照这类收购的通常做法，购买方将被收购子公司的研发活动整合到了自身的业务中，并且这种做法经常得到政府的支持（Osborne, 2015）。中国的国有企业也投资于国外基础设施、企业和研发中心，以便更广范地利用高技能劳动力资源。

中国采取的另一种国际合作方式是与其他国家政府签订双边和多边协议。中国出资支持与其他国家一道开展的联合能源研发活动，解决共同面临的挑战，2016 年开始运作的中美清洁能源联合研究中心就是一个值得注目的例子。通过该中心，中美两国的科研人员在五大技术领域合作开展工作：先进煤炭、建筑节能、清洁能源汽车、中型和重型卡车能效，以及能源与水。该中心的产品成果之一是可提高建筑能效的喷涂式密封技术（US DOE, 2017）。中国建立的其他双边合作伙伴关系包括中英（广东）CCUS 中心，以及中法核研发技术领域合作协议（GDCCUS, 2021；WNN, 2018）。² 在双边合作机制以外，中国还是“创新使命”组织的成员；该组织由 22 个国家和欧盟委员会构成，旨在促进清洁能源研发和示范方面的行动与投资。中国现担任该组织下智能电网、生物燃料以及电力部门项目的共同牵头

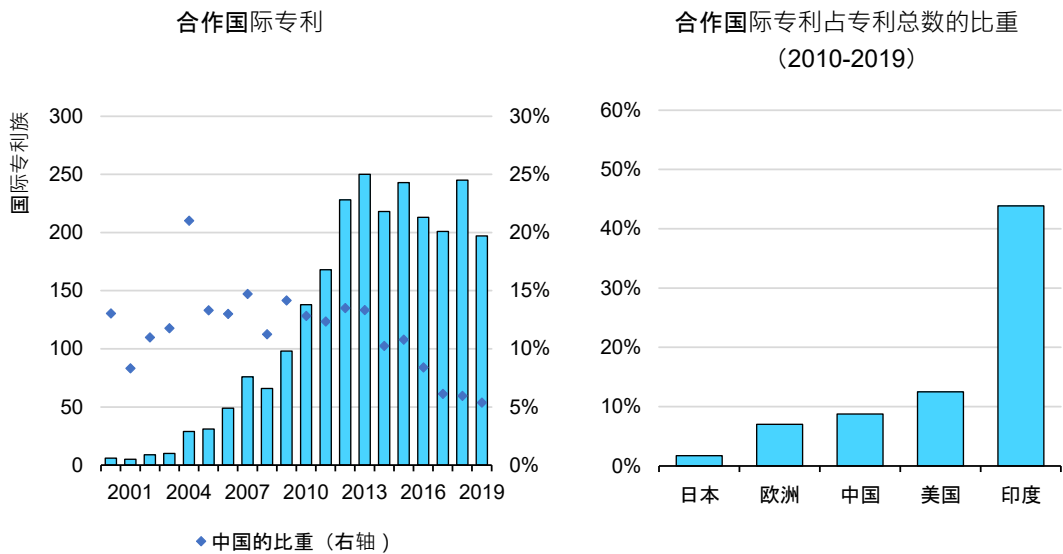
² 在中国参与的双边协议之外，其他国家之间也建立了正式双边协议，包括美国-印度促进清洁能源伙伴关系（PACE-R）的研究部分（自 2010 年以来运作一家联合研发中心），以及 2017 年启动的英国-印度清洁能源中心。另外，日本采取了更有针对性的方法，与澳大利亚、文莱、沙特阿拉伯和挪威合作开发氢能项目。

人。此外，中国还参加了国际能源署 38 个技术合作项目中的 27 个，是参与项目数目第四多的国家。

毋庸置疑，中国有足够的资源来继续支持此类合作的各个项目，并帮助其他新兴经济体提升技术水平。中国的“一带一路”倡议是政府于 2013 年提出的全球基础设施发展战略，目的是增进与海外市场的实际联系；该倡议是与国际伙伴合作的契机之一，旨在推广中国过去从国际合作中受益的经验，帮助其他国家在未来利用全球最优秀的技术。中国水电工程顾问集团公司参与埃塞俄比亚风电开发的经验，展示了“一带一路”项目如何能够将当地创新能力建设纳入项目工作中（Chen， 2018）。除此以外，也有多边开发银行支持地方创新生态系统的案例，如世界银行对摩洛哥企业家的资助，以及国际金融公司的催化基金和初创企业催化项目（World Bank， 2017）。

然而，尽管中国在能源技术方面的国际合作大体上持续扩大，专利活动情况却相反，显示出中国在研发方面的国际合作最近一直呈下降趋势。自 2013 年以来，由中国发明人和中国以外发明人共同申请的清洁能源发明专利的绝对数量有所下降。中国在清洁能源领域的主要专利伙伴仍然是美国，但中国的合作国际专利占中国所有清洁能源专利的比例低于美国。通过强有力的知识产权治理、公平的市场准入和非政治化的供应链来建立信任，将会减少清洁能源创新国际合作受阻的风险。

图 6.4 中国在清洁能源技术合作国际专利领域发挥的作用



国际能源署，2021。

注：一个国际专利族代表一项发明，其专利申请已向一个区域专利局或全球至少两个司法管辖区提交。
来源：IEA 和 EPO (2021)。

过去 20 年间，中国发明人与国际合作伙伴共同申请的清洁能源专利数量不断减少，这表明中国在清洁能源技术合作国际专利领域发挥的作用小于其他一些主要经济体

专栏 6.6 中国从太阳能光伏技术进口国到创新国的转变

中国自 20 世纪 50 年代起就开始资助太阳能光伏研发，但直到 21 世纪初创新工作才开始腾飞。中国研究员在澳大利亚一所大学共同开发出一款光伏电池；2002 年，这位研究员在中国创立的企业尚德电力开始生产这款电池。在江苏省某市政府的支持下，尚德电力享有制造成本低、规模宏图大、资本廉价等良好条件；而当时正值欧洲对光伏部署的公共支持开始扩大之际，尚德电力在出口市场上显示出优势。

接下来的十年里，其他中国企业纷纷借鉴这种模式，吸引了世界领先的企业到中国生产，赢得了相关技术领域和全球价值链中的一席之地（Zhang and Gallagher, 2016）。2008 年，山东太阳能科技公司从德国约翰纳太阳能科技有限公司获得技术许可。2012 年，天津中环半导体股份有限公司与美国 Sunpower 公司成立合资企业，后者后来又与东方电气集团有限公司和另外两家中国公司成立了其他合资企业。有些中国企业收购了外国竞争对手，逐步吸纳其研发活动（Urban, Geall and Wang, 2016），例如，2013 年汉能集团收购了美国公司 Alta Devices。鉴于中国制造业在全球市场的主导地位，为此类收购融资并不困难。此外，一些中国企业还与海外大学建立了合作关系（如 2011 年天合光能与澳大利亚国立大学合作），并启动了专门的项目来招募具有海外学术和专业经验的高技能劳动力与管理人员，招募重点是在海外工作的华侨（de la Tour, Glachant and Ménière, 2011）。

2010 年代，随着与世界其他地区制造商的竞争减少，以及“十二五”规划（2011–2015）下支持国内太阳能光伏部署的政策出台，中国内部的竞争有所加剧。各企业争相占领市场份额（通常是不同的市政府支持的企业之间相互竞争），助推了中国飞速发展的制造业创新。如果没有硅加工和电池组装方面的创新，太阳能光伏的成本不可能仅靠规模经济而大幅下降。有人认为，这一领域的进展要归功于中国太阳能企业的组织和交流方式：这些企业围绕着产业集群组建，并以相对开放的方式相互交流知识和专长（Ball et al., 2017）。

中国的政策决策者已经表明了雄心，要保持中国在太阳能光伏制造和技术开发领域的领先地位。中国的政府实验室和高校已将研究重点转向下一代光伏设计，而企业实验室也日益朝着这一方向发展。2016 年，天合光能的实验室多晶硅太阳能电池组件的效率达到 19.9%，创下世界纪录（后来被打破）（NREL, 2021）。2018 年，纤纳光电以 17.3% 的效率刷新了钙钛矿子模块的纪录；汉能于 2013 年收购的 MiaSolé Hi-Tech 保持着 17.4% 的铜铟镓硒（CIGS）薄膜模块效率纪录，并分别于 2019 年和 2021 年创下柔性模块的新纪录（18.6%）以及钙钛矿–铜铟镓硒混合太阳能电池的纪录（27%）。晶科能源和隆基绿能宣布在 2021 年中期创造了 n 型和 p 型单晶电池变体的效率纪录（25% 以上）。中国企业已经迅速缩小了与海外竞争对手之间的产品性能差距。虽然如此，过去三年中的大多数光伏效率纪录都是由德国、日本、韩国和美国企业创造的。

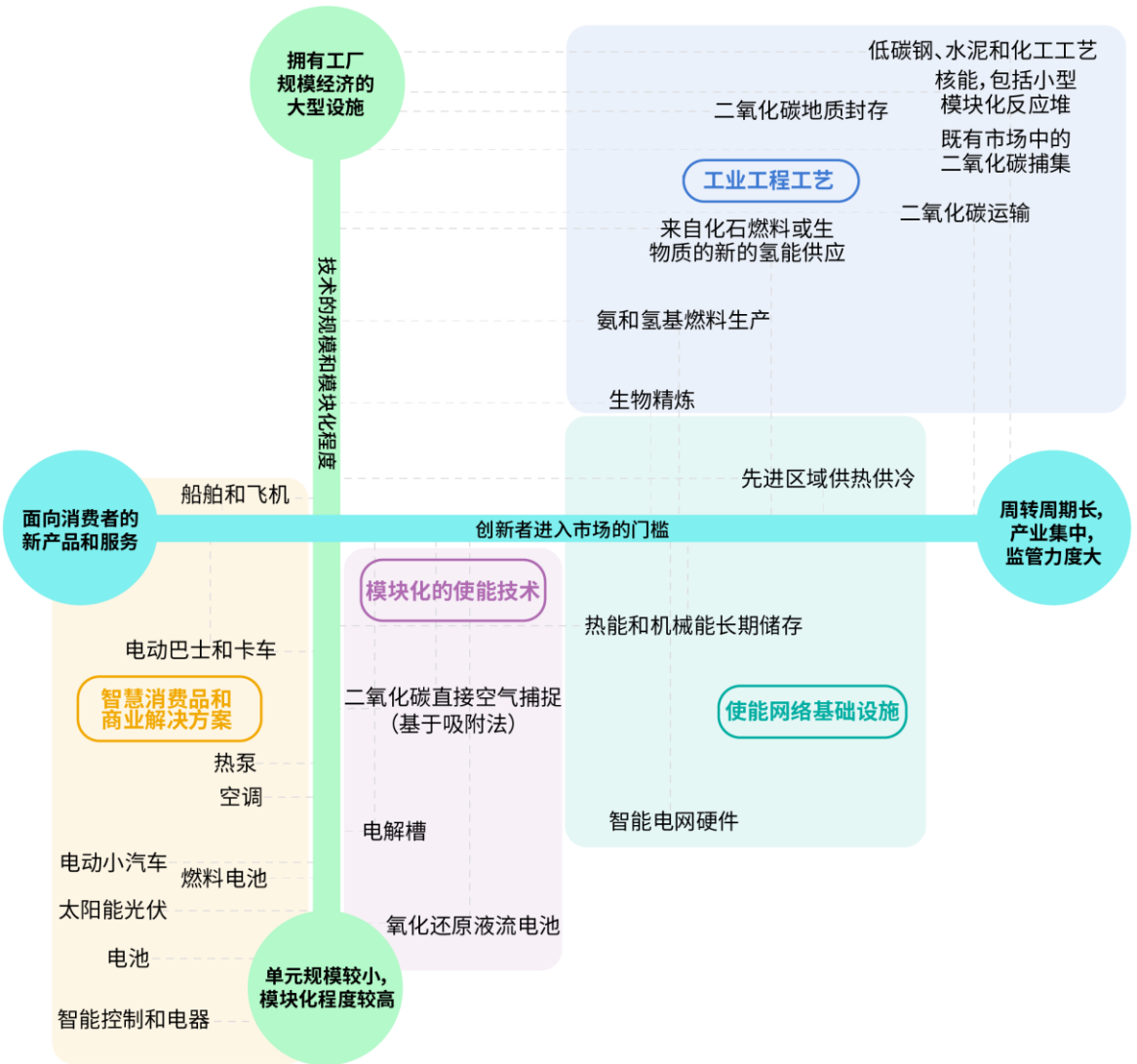
加速创新的机遇

凭借上述五大特点，中国能源创新体系在迅速采用和改进新技术并将其推向市场方面的能力无人能及。政府政策对所有这些因素起到了核心作用。中国目前使用的政策工具因技术类型和部门而异，包括为大型首创项目提供资金、对国有企业进行战略指导、为选定地区制定部署目标、规范设备性能、禁止某些技术方案，以及开展国际合作。这些政策根据不同技术的具体属性而适用，为培育中国能源和气候目标所需的技术奠定了良好的基础。

能源系统中关键技术的大规模制造是一种相对较新的现象；其中太阳能光伏、电池、LED 等领域中，中国一直处于领先地位。在过去不久的 20 世纪中，大多数能源设备技术依靠大型工程设计解决方案，单元规模在兆瓦到吉瓦级别；而现在这种大规模制造为能源设备领域带来了更广泛的创新活力。我们对低碳能源技术进行了分析：一方面考虑到技术的规模、模块化程度等一般属性，另一方面也考虑到技术进入市场的可能障碍（包括每年新采购的数量、能否使用受监管的基础设施、垄断所有权，以及网络效应）；在此基础上，我们将技术划分为四个典型的类群，各类群的技术对政策方案的反应不同。这样的划分能够帮助我们思考政府应该怎样做，才能最有效地支持中国和世界其他国家能源转型的核心支柱，即 CCUS、氢能、生物能源和电气化四大领域的各项技术。

承诺目标情景下，具有如下特征的技术（即第一个类群的技术）将在中国实现碳中和的道路上发挥重要作用：单元规模小、更换周期在 20 年以下、标准化程度高、模块化，以及适合大规模生产。这类技术通常与中国的制造优势高度契合。其中的智能控制、家电、低碳汽车等技术的相关产品差异化程度高（即产品可以根据与技术本身关联不大的特点来进行品牌推广），一般不适合纵向价值链整合和横向所有权垄断（IEA and EPO, 2021），进入市场的门槛也普遍较低。这些技术部署到相关部门后可能起到颠覆性的作用，特别是在政策鼓励企业竞争并借此来激励创新的情况下。

图 6.5 在分析低碳能源技术的规模、模块化程度等一般属性以及市场准入障碍的基础上，绘制的技术类群图



国际能源署，2021。

来源：改编自 IEA (2020c); Malhotra and Schmidt (2020); Schmidt and Huenteler (2016)。

对 CCUS、生物精炼等大规模技术适用的政策激励措施，不同于对网络基础设施或终端用途消费品适用的政策激励措施

承诺目标情景下中国部署的低碳技术中，第二个类群包括低碳工业过程、模块化核反应堆、低碳燃料生产，以及 CCUS，它们与传统能源部门的技术更为相似。此类群技术的特征是需要大量的前期投资、采用化学工程设计方法，以及拥有工厂规模经济，每年只有少量项目投入使用。这些技术的相关产品无法发展差异化，往往由纵向或横向整合的垄断企业掌控。在这类技术领域，创新往往比较缓慢，而且不能像小型模块化技术（如太阳能光伏、风能和电池）那样从知识和经验的积累中获益。尽管如此，实际情况已经表明中国有能力动员国有企业和其他大型

中国企业调整研发计划，并承担此类群技术的大规模示范工作。在中国和世界其他地区广泛部署此类技术的关键是协调一致的创新努力，包括迅速传播示范项目产生的知识和经验。

在以上两类极端类群的技术之间，还存在第三、第四技术类群。其中第三类群包括使能技术，即为终端用途技术的部署铺平道路的中间或上游供给侧技术。电解槽、长效电池和部分类型的直接空气捕捉都属于这一类。它们通常模块化程度较高、生产规模大，并且是为工业客户设计的，所以产品差异化程度较低。此类技术有潜力通过制造业的竞争实现成本迅速下降，但也可能由少数几家大型企业主导。要推动本类群技术的快速改进，可能需要更有力的政策来激励资金投向研发和制造。

第四类群的技术也是针对工业用户的使能技术，但通常不具有模块化特征，而是嵌入物理网络的技术。此类技术包括热能和机械能储存技术（如抽水蓄能）、区域供热供冷设备，以及智能电网硬件。物理网络基础设施往往由受到高度监管的垄断企业负责运营，具有较高的进入壁垒，潜在客户数量有限。对于加速此类群技术进步至关重要的因素有公共研发，以及用于展示新创意的商业实验平台。

以上四个类群的技术获得资本的难度差异很大。近年来，中国的金融体系已用事实证明，有能力将大量的风险资本分配给市场增长潜力大的早期技术，主要是面向消费者的新产品和服务（如电动车）。对于取代现有工业过程的技术，中央政府已经引导公共资金和国有企业资金流向相关技术的所有方；一般来说，这类技术的开发时间较长、开发成本和市场准入壁垒较高，超出了风险投资人愿意接受的范围。

通过分析，我们一方面可以厘清上述四个技术类群各自的发展需求，从而调动中国能源体系的相应特征来推动其发展，另一方面可以找出各类群所需的资本类型。此类分析能够为政策方法提供一些总体指导，但每个技术领域都有自己的技术和市场特性。如上所述，在为具体技术定制相应的政策激励和创新支持方面，中国拥有大量经验，还可以借鉴丰富的相关国际经验。

并非所有的新兴技术都可以归入我们在这里讨论的四个简要类群。例如，数字技术不但拥有独特的推动创新的能力，而且可以提高生产力、提供商业数据，从而顺利融入新部门。数字技术蓄势待发，将在未来几十年间以意想不到的方式改变能源的供给和使用，但只有与上述四个类群的技术以及能效措施相结合，才能显著减少二氧化碳排放。中国特别关注数据中心的能源强度问题，并于2020年出台了国家最低能源性能标准。

表 6.2 低碳能源技术类群，以及可能采用的基于中国创新优势的相应创新政策方法

低碳技术类群	加速创新所需的资本	相关的中国能源创新体系特点	2021–2025 年间可能采用的政策方法
面向消费者的新产品和服务	<ul style="list-style-type: none"> 早期实验阶段的赠款和税收减免 风险投资和成长股权 制造工厂的债务 市场测试阶段企业与实验室的合作 	<ul style="list-style-type: none"> 发挥国内市场规模优势，分散风险并维持竞争 省市试点项目相互竞争 	<ul style="list-style-type: none"> 设定地方一级的部署目标 采用与性能挂钩的购买激励措施 颁发创业奖 允许使用公共实验室和国有企业实验室进行产品测试和验证 鼓励企业与高校之间建立合作伙伴关系
模块化的使能技术	<ul style="list-style-type: none"> 稳定的公共研发资金 风险投资和成长股权 制造工厂的债务或赠款 市场测试阶段企业与实验室的合作 	<ul style="list-style-type: none"> 发挥国内市场规模优势，分散风险并维持竞争 省市试点项目相互竞争 国际合作 	<ul style="list-style-type: none"> 制定行业路线图和性能目标 建立省市试点和试验平台 通过政府采购创造对最终产品的需求 颁发创新奖 开展基础技术方面的国际研发项目 允许使用公共实验室和国有企业实验室进行产品测试和验证
使能网络基础设施	<ul style="list-style-type: none"> 稳定的公共研发资金 企业风险投资 实地试验和商业规模项目资助金 	<ul style="list-style-type: none"> 调动资金支持国家战略优先事项 推动国有企业成为创新主体 国际合作 	<ul style="list-style-type: none"> 制定全行业路线图和性能目标 将第三方使用条件纳入对基础设施的公共投资 激励企业间开展技术合作 开放共享网络试点和试验所得知识 设立投资激励，推动基础设施升级，激励措施与性能目标挂钩 以互惠方式参与国际技术试验
工业工程工艺	<ul style="list-style-type: none"> 长期研发和示范项目公共共同出资和税收减免 企业风险投资 	<ul style="list-style-type: none"> 调动资金支持国家战略优先事项 推动国有企业成为创新主体 国际合作 	<ul style="list-style-type: none"> 制定全行业路线图和性能目标 协调并区分不同国有企业的技术战略和目标 开展国家重大科技项目和开放示范项目 通过政府采购创造对最终产品的需求 建立认证机制，以促进低碳产品的国际贸易

参考文献

- ACCA21 (Administrative Centre for China's Agenda 21) (2021), The 21st Century Center held a carbon neutral technology roadmap research meeting [translated], <http://www.acca21.org.cn/trs/000100040016/15980.html>, accessed 31 May 2021.
- ACCA21 (2020), The 21st Century Center organized an expert seminar on Technological Path to China's Carbon Neutrality Target by 2060 [translated], <http://www.acca21.org.cn/trs/000100040014/15875.html>.
- Ball et al. (2017), The new solar system. China's evolving solar industry and its implications for competitive solar power in the United States and the world, Stanford, <https://www-cdn.law.stanford.edu/wp-content/uploads/2017/03/2017-03-20-Stanford-China-Report.pdf>, accessed 22 June 2021.
- Chang, S. et al. (2016), Clean coal technologies in China: Current status and future perspectives, Engineering, Vol.2, No. 4, pp. 447-459, <https://doi.org/10.1016/J.ENG.2016.04.015>.
- Chen, Y. (2018), Comparing north-south technology transfer and south-south technology transfer: The technology transfer impact of Ethiopian wind farms, Energy Policy, Vol 116, pp. 1-9, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.12.051>.
- Chipman Koty, A. (2020), What is the China Standards 2035 Plan and how will it impact emerging industries?, <https://www.china-briefing.com/news/what-is-china-standards-2035-plan-how-will-it-impact-emerging-technologies-what-is-link-made-in-china-2025-goals/>, accessed 23 June 2021.
- Cleantech Group (2021), i3 database, <https://i3connect.com/> accessed June 2021
- de la Tour, A, M. Glachant and Y. Meniere (2011), Innovation and international technology transfer: The case of the Chinese photovoltaic industry, Energy Policy, Vol. 39, No. 2, pp. 761-770, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.10.050>.
- Genin, A.L., J. Tan and J. Song (2020), State governance and technological innovation in emerging economies: State-owned enterprise restructuring and institutional logic dissonance in China's high-speed train sector, <https://doi.org/10.1057/s41267-020-00342-w>.
- GDCCUS (UK-China (Guangdong) CCUS Centre) (2021), About the centre, <http://www.gdccus.org/en/about.jsp>, accessed 22 June 2021.
- Hasanbeigi, A, R. Becqué and C. Springer (2019), Curbing carbon from consumption: The role of green public procurement, Global Efficiency Intelligence, <https://www.climateworks.org/wp-content/uploads/2019/09/Green-Public-Procurement-Final-28Aug2019.pdf>, accessed 28 June 2021.

- Heller, M. (2017), Chinese Government Support for New Energy Vehicles as a Trade Battleground, <https://www.nbr.org/publication/chinese-government-support-for-new-energy-vehicles-as-a-trade-battleground/>, accessed 29 June 2021.
- Hui, Z. (2014), Deciphering the third-generation nuclear power technology route: a compromise plan after the infighting between China National Nuclear and China General Nuclear Power [translated], <http://finance.sina.com.cn/chanjing/sdbd/20140409/155518747742.shtml>, accessed 29 June 2021.
- IEA (International Energy Agency) (2021a), The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions, <https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions>.
- IEA (2021b), Energy Technology RD&D Budgets: Overview, <https://www.iea.org/reports/energy-technology-rdd-budgets-overview>.
- IEA (2021c), Global EV Outlook 2021, Trends and developments in electric vehicle markets, <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021/trends-and-developments-in-electric-vehicle-markets>.
- IEA (2020a), Tracking Clean Energy Innovation: A framework for using indicators to inform policy, <https://www.iea.org/reports/tracking-clean-energy-innovation>.
- IEA (2020b), Global EV Outlook 2020, <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020>
- IEA (2020c), Energy Technology Perspectives: Special report on clean energy innovation, <https://www.iea.org/reports/clean-energy-innovation>.
- IEA (2016), Energy Policies of IEA Countries: Japan, 2016 Review, <https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-japan-2016-review>
- IEA and EPO (European Patent Office) (2021), Patents and the Energy Transition, <https://www.iea.org/reports/patents-and-the-energy-transition>.
- ISGAN (International Smart Grid Action Network) (2019). Innovative regulatory approaches with focus on experimental sandboxes, https://www.iea-isan.org/wp-content/uploads/2019/05/ISGAN_Casebook-on-Regulatory-Sandbox-A2-1.pdf.
- Jia, H. (2008), China suspends coal-to-oil projects, Chemistry World, <https://www.chemistryworld.com/news/china-suspends-coal-to-oil-projects/3000966.article>, accessed 22 June 2021.
- Li, K. (2021), Premier Li Keqiang of the State Council at the fourth session of the Thirteenth National People's Congress (5 March 2021) [translated], http://www.gov.cn/premier/2021-03/12/content_5592671.htm, accessed 23 June 2021.
- Li, D. and K. Chen (2021), The country's first carbon neutral technology innovation centre was established in Sichuan [translated], Science and Technology Daily, http://www.stdaily.com/index/kejixinwen/2021-04/11/content_1110870.shtml, accessed 23 June 2021.

- Luo, L. et al. (2016), Export, subsidy and innovation: China's state-owned enterprises versus privately-owned enterprises, <https://doi.org/10.1080/20954816.2016.1180766>
- Malhotra, A. and T.S. Schmidt (2020), Accelerating Low-Carbon Innovation, <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.09.004>.
- Minchener, A. (2011), Coal-to-oil, gas and chemicals in China, IEA Clean Coal Centre CCC/181, <https://www.sustainable-carbon.org/report/coal-to-oil-gas-and-chemicals-in-china-ccc-181/>.
- Ministry of Finance (2020), Notice of the National Energy Administration of the Development and Reform Commission of the Ministry of Industry and Information Technology, Ministry of Industry and Information Technology, on the Development of Fuel Cell Vehicle Demonstration Applications" [translated], http://www.gov.cn/zhengce/2020-09/21/content_5545223.htm, accessed 23 June 2021.
- MOST (Ministry of Science and Technology) (2021a), Ministry of Science and Technology Department of Social Development and Science and Technology organized the second meeting on the research and formulation of the Science and Technology Support Carbon Peak Carbon Neutral Action Plan [translated], http://www.most.gov.cn/kjbgz/202104/t20210407_173885.html, http://www.most.gov.cn/kjbgz/202103/t20210329_173575.html, http://www.most.gov.cn/kjbgz/202103/t20210310_173254.html, accessed 23 June 2021.
- MOST (2021b), Notice of the Ministry of Science and Technology on holding the National Disruptive Technology Innovation Competition [translated], http://www.most.gov.cn/xxgk/xinxifenlei/fdzdgknr/qtwj/qtwj2021/202107/t20210714_175842.html, accessed 23 July 2021.
- MOST (2021c), Changzhou National high-tech Zone launches enterprise innovation points system to guide innovation elements to the enterprise [translated], http://www.most.gov.cn/kjbgz/202105/t20210513_174583.html, accessed 23 June 2021.
- MOST (2021d), Statistical analysis of China's venture capital in 2019 [translated], <http://www.most.gov.cn/xxgk/xinxifenlei/fdzdgknr/kjtjbg/kjtj2021/202107/P020210701389251530427.pdf>, accessed 23 July 2021.
- MOST (2021e), Statistical Analysis on the Innovation and Development of National High-tech Zones in 2019 [translated], <http://www.most.gov.cn/xxgk/xinxifenlei/fdzdgknr/kjtjbg/kjtj2021/202106/P020210630532438708381.pdf>.
- MOST (2021f), The new version of the comprehensive evaluation index system for national high-tech zones is released [translated], http://www.most.gov.cn/xxgk/xinxifenlei/fdzdgknr/fgzc/zcjd/202106/t20210604_175062.html, accessed 23 July 2021.

- MOST (2021g), Statistical analysis of R&D activities of industrial enterprises above designated size in China in 2019 [translated], <http://www.most.gov.cn/xxgk/xinxifenlei/fdzdgknr/kjtjbg/kjtj2021/202106/P020210611729817042545.pdf>.
- Muniz, S.T.G., B.M. Belzowski and J. Zhu (2019), The trajectory of China's new energy vehicles policy, <http://www.inderscience.com/offer.php?id=100913>.
- NDRC (National Development and Reform Commission) (2016), The 13th Five-Year Plan for Economic and Social Development of the People's Republic of China (2016–2020), https://en.ndrc.gov.cn/newsrelease_8232/201612/P020191101481868235378.pdf
- NDRC and NEA (National Energy Administration) (2016a), The 13th Five-Year Plan for Energy Development, <https://www.greengrowthknowledge.org/sites/default/files/downloads/policy-database/China%29%2013th%20Five-year%20Energy%20Development%20Plan.pdf>.
- NDRC and NEA (2016b), Energy Technology Revolution and Innovation Action Plan (2016–2030), <https://www.iea.org/policies/6272-china-energy-technology-innovation-action-plan-2016-2030>.
- NBS (National Bureau of Statistics) (2020a), China Statistical Yearbook 2020, <http://www.stats.gov.cn/tjsj/nds/j/2020/indexeh.htm> (2020) and <http://www.stats.gov.cn/tjsj/nds/j/> (1999–2020).
- NBS (2020b), China Statistical Yearbook on Science and Technology 2020, http://www.stats.gov.cn/tjsj/tjcbw/202103/t20210329_1815746.html (also see annual reports from previous years).
- NEA (National Energy Administration) (2016), The 13th Five-Year Plan for Energy Technology Innovation (2016–2020), <https://www.iea.org/policies/6267-china-13th-energy-technology-innovation-five-year-plan-2016-2020>.
- NEA (2012), The State Council issued the energy-saving and new energy automobile industry development plan (2012–2020) [translated], http://www.nea.gov.cn/2012-07/10/c_131705726.htm.
- NPC (China's National People's Congress) (2006), Guidelines of the 11th Five-Year Plan for National Economic and Social Development, <https://policy.asiapacificenergy.org/sites/default/files/11th%20Five-Year%20Plan%20%282006-2010%29%20for%20National%20Economic%20and%20Social%20Development%20%28EN%29.pdf>, accessed 29 June 2021.
- NREL (National Renewable Energy Laboratory) (2021), Champion photovoltaic module efficiency chart, <https://www.nrel.gov/pv/module-efficiency.html>, accessed 22 June 2021.
- NREL (2015), New incubator network to help clean-energy entrepreneurs (news release), <https://www.nrel.gov/news/press/2015/16455.html>, accessed 28 June 2021.

- OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development) (2020), Innovation in environment-related technologies (database), https://stats.oecd.org/Index.aspx?DataSetCode=PAT_DEV#, accessed December 2020.
- OECD (2018), State-owned enterprises and the low-carbon transition, <https://dx.doi.org/10.1787/06ff826b-en>.
- OGRI (Orange Group Research Institute) (2020), 22 provinces and cities issued 105 policy documents, revealing what information about China's hydrogen fuel cell industry? [translated], <https://www.163.com/dy/article/FV4F8IIIG0519EFR3.html>, accessed 29 June 2021.
- Osborne, M. (2015), Hanergy TF building 10MW R&D and pilot line for Alta Devices GaAs solar cells, https://www.pv-tech.org/hanergy_tf_building_10mw_rd_and_pilot_line_for_alta_devices_gaas_solar_cell/, accessed 23 July 2021.
- Schmidt, T.S. and J. Huenteler (2016), Anticipating industry localization effects of clean technology deployment policies in developing countries, <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2016.02.005>.
- Shenhua Group (2020), [translated] China Shenhua Annual Report 2020, <http://www.shenhuachina.com/zgshhw/dqbg/tzzgxList.shtml> (also see annual reports from previous years).
- Stanway, D. (2021), China launches first commercial onshore small reactor project, <https://www.reuters.com/world/china/china-launches-first-commercial-onshore-small-reactor-project-2021-07-13/>.
- SASAC (State-owned Assets Supervision and Administration Commission of the State Council) (2021), About the central business energy conservation and ecological environmental protection supervision and management notice (draft) for public comment [translated], <http://www.sasac.gov.cn/n2588030/n2588934/c16575255/content.html>.
- State Council (2021), "Bounty system" to boost tech innovations, http://english.www.gov.cn/news/topnews/202105/26/content_WS60ada27cc6d0df57f98da31f.html, accessed 26 May 2021.
- State Council (2020), China's Energy Development in the New Era [translated] (White paper), http://www.gov.cn/zhengce/2020-12/21/content_5571916.htm.
- State Council (2016a), The Central Committee of the Communist Party of China and the State Council issued the National Innovation-driven Development Strategy Outline [translated], http://www.gov.cn/zhengce/2016-05/19/content_5074812.htm.
- State Council (2016b), State Council Notice on the Publication of the National 13th Five-Year Plan for S&T Innovation [translated], http://www.gov.cn/zhengce/content/2016-08/08/content_5098072.htm and <https://cset.georgetown.edu/publication/state-council-notice-on-the-publication-of-the-national-13th-five-year-plan-for-st-innovation/>.

- State Council (2006), Outline of the National Medium and Long-term Science and Technology Development Plan (2006–2020) [translated], http://www.gov.cn/gongbao/content/2006/content_240244.htm.
- Tönurist, P. and E. Karo (2016), State-owned enterprises as instruments of innovation policy, <https://doi.org/10.1111/apce.12126>.
- US DOE (US Department of Energy) (2017), U.S.–China Energy Collaboration, <https://www.energy.gov/ia/initiatives/us-china-clean-energy-research-center-cerc>.
- Urban, F. S. Geall and Y. Wang (2016), Solar PV and solar water heaters in China: Different pathways to low carbon energy, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol 64, pp. 531–542, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.023>.
- Wiatros-Motyka, M. (2016), An overview of HELE technology deployment in the coal power plant fleets of China, EU, Japan and USA, IEA Clean Coal Centre CCC/273, <https://www.sustainable-carbon.org/report/an-overview-of-hele-technology-deployment-in-the-coal-power-plant-fleets-of-china-eu-japan-and-usa-ccc-273/>.
- Wang (2021), Accelerate the construction of an innovative country to fully support the new development pattern [translated], <http://www.scio.gov.cn/xwfbh/xwfbh/wqfbh/44687/44975/wz44977/Document/1699260/1699260.htm>, accessed 23 June 2021.
- Wei, X., J. Wang and Y. Ding (2019), Progress and development trend of coal clean and high-efficiency conversion technology, Bulletin of the Chinese Academy of Sciences, Vol 34 No. 4, pp. 409–416, http://www.bulletin.cas.cn/publish_article/2019/4/20190406.htm.
- World Bank (2017), Project appraisal document on a proposed loan in the amount of US\$50 million to the Kingdom of Morocco for financing innovative start-ups and small and medium enterprises project, <https://documents1.worldbank.org/curated/en/805641489370466662/pdf/Morocco-Financing-Innovative-Startups-PAD1362-02222017.pdf>, accessed 28 June 2021.
- WNN (World Nuclear News) (2018), France and China to enhance nuclear energy co-operation, <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/France-and-China-to-enhance-nuclear-energy-coopera>, accessed 22 June 2021.
- Xi, J. (2021a), Xi Jinping: Strive to become the world's major science centre and innovation highland [translated], http://www.gov.cn/xinwen/2021-03/15/content_5593022.htm, accessed 23 June 2021.
- Xi, J. (2021b), Xi Jinping: Speeches at the 20th Academician Conference of the Chinese Academy of Sciences, the 15th Academician Conference of the Chinese Academy of Engineering, and the 10th National Congress of the Chinese Association for Science and Technology [translated], http://www.xinhuanet.com/politics/leaders/2021-05/28/c_1127505377.htm, accessed 23 June 2021.

- Xinhua News (2021a), The 14th Five-Year Plan for National Economic and Social Development of the People's Republic of China and the Outline of Long-Term Goals for 2035 [translated], http://www.xinhuanet.com/2021-03/13/c_1127205564.htm, accessed 23 June 2021.
- Xinhua News (2021b), National Key R&D Program specially sets up the project of Revealing the List and Putting the Lead [translated], http://www.xinhuanet.com/politics/2021-05/11/c_1127429950.htm, accessed 30 May 2021.
- Xu, M. (2021), China to start building Hualong Two nuclear reactor in 2024, <https://www.nasdaq.com/articles/china-to-start-building-hualong-two-nuclear-reactor-in-2024-2021-04-14>.
- Xu, J., Z. Liu, Y. and W. Li (2020), Progress in coal chemical technologies of China, *Reviews in Chemical Engineering*, Vol 36, No. 1, pp. 21-66, <https://doi.org/10.1515/revce-2017-0026>.
- Xu, Y. (2020), Environmental policy and air pollution in China: Governance and strategy. Routledge, Abingdon, <https://doi.org/10.4324/9780429452154>.
- Yezi, J. (2021), The national key research and development plan announced 51 special projects with funds of 2.67 billion for opening the list and taking command projects [translated], <https://www.yicai.com/news/101115968.html>.
- Yi-chong, X. (2010), The Politics of Nuclear Energy in China, Chapter 6: Technology Adoption or Technology Innovation, https://link.springer.com/chapter/10.1057/9780230290532_6.
- Yip, G. and B. McKern (2017), China's Next Strategic Advantage: From imitation to innovation, MIT Press, Cambridge, <https://mitpress.mit.edu/books/chinas-next-strategic-advantage>
- Zhang, F. (2020), Leaders and followers in finance mobilization for renewable energy in Germany and China, <https://doi.org/10.1016/j.eist.2020.08.005>.
- Zhang, F. and K.S. Gallagher (2016), Innovation and technology transfer through global value chains: Evidence from China's PV industry, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.04.014>.
- Zhao, L. and K.S. Gallagher (2007), Research, development, demonstration, and early deployment policies for advanced-coal technology in China, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.08.017>.
- Zhihao, Z. (2021a), New bounty system offers incentives for innovation, <https://www.chinadaily.com.cn/a/202103/10/WS60481deca31024ad0baae1d8.html>.
- Zhihao, Z. (2021b), Bounty system to boost tech innovations, <http://www.chinadaily.com.cn/a/202105/26/WS60ada091a31024ad0bac171b.html>.
- Zhou, K.Z., G.Y. Gao and H. Zhao (2016), State ownership and firm innovation in China: An integrated view of institutional and efficiency logics, <https://journals.sagepub.com/doi/10.1177/0001839216674457>.

第 7 章：政策考虑

提要

- 与其他承诺净零排放的国家一样，中国政策制定者面临的首要挑战，是制定一个全面的政策框架，引导投资转向清洁能源技术、转变商业模式和加速创新，同时保持能源安全和可负担性。碳中和转型为中国提升技术价值链、创造新的可持续的经济增长点并增强其对全球清洁能源转型的贡献提供了机会。
- 中国能源系统转型需要政府制定明确的长期战略，并纳入国家、省和地方各级规划。战略涉及关键部门和技术的长期路线图，需要纳入近期优先事项，并要跟踪评价进展情况。中国最近成立了国家碳达峰碳中和工作领导小组，这是朝着正确方向迈出的坚实一步。
- 中国政府需要广泛利用各种政策杠杆，包括利用新的排放交易体系、延续能源市场改革，如燃料定价机制、逐步取消化石燃料补贴，这有助于促进发展新的商业模式。法规和标准等监管手段，以及政府加大对技术研发和示范的支持，对于引导投资低碳技术也很重要。
- 政策行动的重点应该是减少现有资产的排放，主要措施包括：更有效地运营现有资产、转向低碳燃料、使用碳捕获技术改造现有设备，以及在经济可行和社会可接受的情况下及早退役。政府还需要在商业化早期阶段加速部署清洁能源技术。
- 碳中和能源转型需要对新建和升级网络基础设施进行大量投资。中央和省级政府需要加强规划协调，为基础设施建设提供资金，建立明确的监管框架，确保平等使用基础设施并且用得起。
- 新兴技术创新对于实现碳中和至关重要。除了直接的研发资金，还可以通过竞争性利基市场、基础设施投资和其他拉动市场的监管措施等政策来激励创新。在开发和部署清洁能源技术方面进一步加强国际合作，对于推动中国和其他地区碳中和转型至关重要。

建立一个全面的政策框架

中国到 2060 年实现碳中和的承诺，为其长期的社会和经济可持续发展建立了框架，而清洁能源系统转型是这一愿景的核心。鉴于中国在全球能源市场和能源相关技术方面的重要地位，中国选择的道路对世界其他地区的脱碳步伐和成功将产生深远的影响。政府政策将是这条道路的关键。与其他承诺净零排放目标的国家一样，中国政策制定者面临的首要挑战，是制定全面的政策框架，引导投资和能源使用转向清洁能源技术，并加速新兴技术创新。本章概述了中国清洁能源转型综合政策方法的主要要素。

如果政府没有制定明确的长期战略，并将其纳入国家、省和地方各级能源政策和计划，指导投资决策，那么中国能源系统转型就不可能达到碳中和所需要的规模和速度。该战略需要促进各种技术的研发和部署，纳入近期优先事项，中期要对照节点指标跟踪分析进展情况，增强可信度并获得企业和投资者的支持。还需要考虑其他能源政策目标，包括能源安全、可负担性、以及现代能源服务广泛可及。

一方面行为模式改变需发挥重要作用，但能源生产、供应和使用方式的技术变革，对于清洁能源转型同样至关重要。最大限度地利用已经商业化的技术显然是有意义的。但是，正如本报告所明确指出的，中国到2060年实现碳中和所需的大量减排技术目前尚未市场化。在我们的路线图中，大多数新兴技术到2030年才能实现商业化。因此，未来十年对于研发、示范和初步部署这些技术极为关键。

当前政府气候政策的重点是制定计划、战略和措施，将能源体系实现碳中和的愿景变为现实。自习近平主席2020年9月宣布中国二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值、努力争取2060年前实现碳中和以来，中国政府已经宣布了多项后续气候目标和措施，以加快能源转型。这些目标包括能源和碳强度中期目标、非化石能源在一次能源消费中的占比、可再生能源装机规模和控制煤炭消费。目前正在制定2030年前国家、省和部门排放达峰计划以及2025年的部门详细目标，包括能源消费总量控制、行业能源效率提高、可再生能源部署和终端能源使用电气化。中央政府最近成立了一个领导小组，由国务院第一副总理领导，由国家主要部委和机构的负责人组成。这种全政府的举措符合国际能源署关于加速清洁能源向净零排放转型的建议（国际能源署，2021a）。

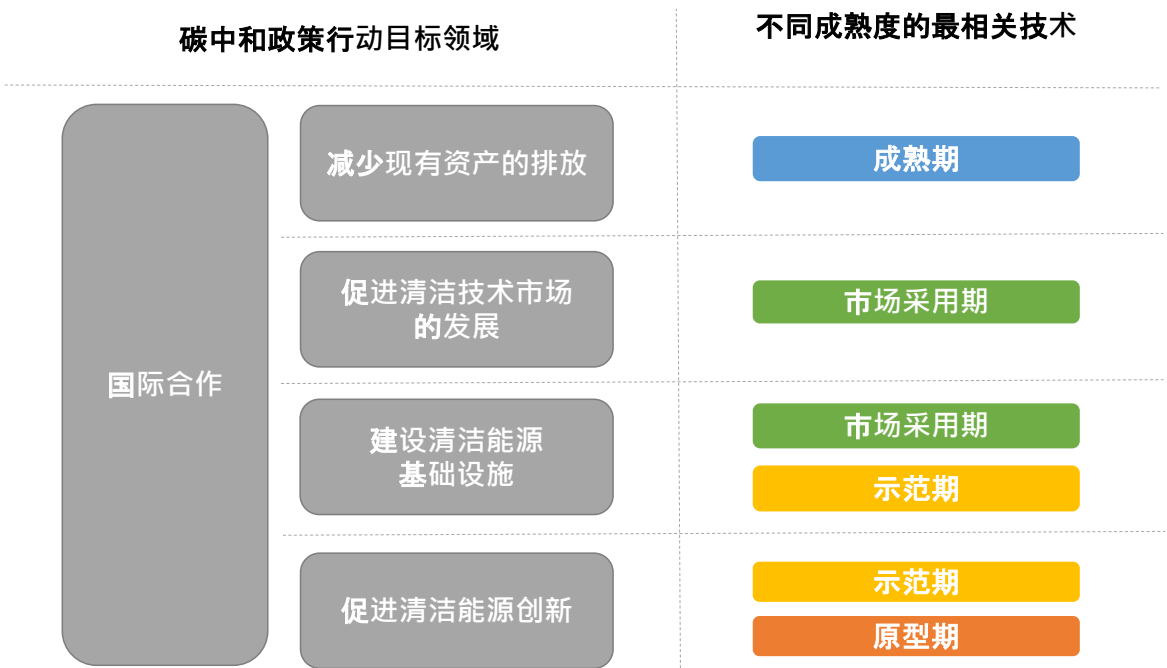
中国制定和落实能源发展目标方面的成功经验和业绩，鼓舞了实现碳中和目标的信心。通过五年计划，中国建立了一套完善的制定多年政策重点、跟踪进展和评价修改政策的流程，这些也是成功实施气候政策的重要组成部分。此外，中国在实现雄心勃勃的能源和气候目标方面有着良好的业绩。除了2020年能源强度目标（由于疫情影响）以外，“十三五”规划的碳强度和能源强度下降目标均已超额完成。同样，非化石能源在一次能源需求中的比重也在“十二五”“十三五”两个五年计划中超额完成。在取得这些进展的基础上，中国政府宣布提高2030年国家自主贡献目标，包括单位GDP二氧化碳排放比2005年下降65%以上（原为60-65%），非化石能源占一次能源消费的比重提高到25%左右（原为20%左右）。中国在大规模基础设施建设方面也有着良好的业绩，例如高速铁路网、特高压输电线路和电动汽车充电设施。

政策方法和优先事项

中国官方新发布的目标为实现碳中和制定了清晰的时间表，因此政策的关键问题不再是“是否和何时”，而是“如何”。下一步应该是与技术专家、社会大众和市场分析师通力合作，通过制定关键行业和技术的路线图，为 2030 年前二氧化碳排放达到峰值和 2060 年之前实现碳中和，建立一个清晰的能源转型路径愿景。通过对技术、基础设施需求、创新差距、优先技术领域和净零排放战略等开展评估，并充分考虑到跨行业溢出效应（即跨技术领域转移的知识，或通过不同行业应用而获得的知识（IEA，2020a），确定出切实可行的、具体的技术研发和部署中长期目标。希望 IEA 的路线图能够为这项工作提供有益参考。

由于各种清洁能源技术的成熟阶段不同，因此一些政策措施需要因技术而异，根据技术特点量身定制，才能发挥作用。为此，我们根据技术成熟度的差异确立了中国政策行动的五个核心目标领域，即：减少现有能源相关基础设施的排放、培育清洁能源新技术市场、建设清洁能源基础设施、促进清洁能源创新、开展清洁能源技术国际合作。我们将依次讨论这些目标领域。

图 7.1 中国不同成熟度技术的净零排放战略政策优先事项



国际能源署，2021 年。

中国的碳中和能源政策应针对不同成熟度的技术，侧重于五大核心措施

跟踪进展、评估政策影响并相应调整政策和技术优先事项，是气候政策制定总体方法的重要组成部分。这样做有助于确保政策有效，结果良好，使每个人都能看到政策取得的最新进展。同时有助于识别难以跟上市场要求的技术领域，需要时可及时调整政策（IEA，2020a）。当然这需要可靠的数据。中国在五年计划中设定优先事项的做法很成功，可用于建立互补流程，根据政策目标评估最终结果。

实现碳中和的技术变革，要以中国的气候和能源政策为指导。政府需要加强和充分利用可支配的广泛政策杠杆，包括碳定价、逐步取消化石燃料补贴和其他市场改革措施（如低碳发电装机容量的竞争性拍卖）以确保价格信号引导消费支出和社会资本投向低碳技术。其他政策工具还包括法规和标准等监管工具和框架，以及增加技术研发和示范活动的公共投入。所有这些政策措施都需要加强，以加快清洁高效能源技术的部署，淘汰高碳技术，如没安装碳减排装置的燃煤电站、燃油燃气锅炉和传统内燃机汽车等。

碳定价可以采取碳税或排放交易系统的形式，是政策工具包中有助于清洁能源加速转型的重要手段。通过提供清晰稳定的价格信号将温室气体排放的社会成本内化，它可以激励采用具有成本效益的减排措施，引导技术创新。精心设计的碳定价工具，可以广泛影响不同时间段内有关能源使用的决策，例如燃料和技术之间的竞争（例如清洁电力调度）、短期的消费者行为、中期的碳密集型资产退役和长期的基础设施投资。碳定价可以作为公共收入的来源，用于资助减排行动或减轻成本负担或解决其他社会经济问题（IEA，2020b）。未来几十年，中国新的碳排放交易体系将在推动碳中和能源转型方面发挥核心作用。

中国碳交易体系

中国国家碳交易体系于 2021 年 7 月开始交易，是世界上最大的二氧化碳排放交易体系，几乎占全球碳交易体系覆盖量的一半（在全球范围内，排放交易系统约占全球温室气体排放量的 16% [世界银行，2021a]）。中国碳交易体系最初涵盖电力部门（包括电力和热力生产），涉及 2000 多家企业，约为 45 亿吨 CO₂，约占 2020 年中国能源体系二氧化碳排放量的 40%。预计这套碳交易体系将扩展到其他能源密集型行业，包括石化、化工、建材、钢铁、有色金属、造纸和国内航空，这些部门合计约占中国 2020 年二氧化碳排放量的 35%。

中国碳交易体系的设计借鉴了国内八个地方试点的经验和做法。每个地方根据自己区域的能源格局覆盖不同的行业。即使 2020 年碳价适中，每吨二氧化碳 1.5 至 14.5 美元（每吨 10 至 100 元人民币），这些地方试点项目在鼓励减排和发展碳管理专业知识方面均取得了成功。例如，最大的地方试点项目广东碳交易体系，

与 2013 年启动试点时相比，2019 年其覆盖企业的排放量减少了 12% 以上（Xuelan 等，2021）。目前这些试点项目与国家碳交易系统并行运行。

国家碳排放交易体系，目前是根据燃煤和燃气电厂（包括热电联产）在 2019–2020 年期间的发电发热量和预先设定的排放强度基准（发电以 CO₂ 吨/MWh 为单位，供热以 CO₂ 吨/GJ 为单位），对于每种燃料和电厂类型进行排放配额分配。这鼓励工厂把排放强度降低到基准水平以下，同时也给减排方法提供了一定的灵活性。然而，这种基于产出和强度的方法，并没有如欧盟的碳市场和其他限额与交易市场那样设定排放限额，因此中国的排放总量可能还会上升。配额目前是免费分配的，但将来可能会拍卖（生态环保部，2021）。截至 2021 年 8 月末，配额交易价格普遍在 45–60 元/吨二氧化碳左右（约 8 美元/吨二氧化碳），略高于市场预期，但目前市场流动性相对较低，交易量有限。相比之下，韩国碳交易的价格从 2015 年的约 10 美元上涨至 2020 年的约 35 美元，然后在 2021 年年中跌至略高于 10 美元/吨。在美国加州的限额与交易市场中，价格普遍在 10–20 美元/吨左右波动，而欧盟碳交易的价格自 2018 年以来稳步上涨，到 2021 年约为 70 美元/吨。

中国碳排放交易的近期影响，可能主要是提高燃煤发电的效率。这样一来，即使中国电力需求持续增长，发电造成的碳排放不会同步增加。如果降低排放基准，激励提高效率的投资，鼓励高效电厂而不是低效电厂发电，激励碳捕获、利用和存储的发展，可能会使得电力排在 2030 年前达到峰值。然而，中国碳交易体系可能不会导致煤电大量退出，原因是在当前的特定技术基准方法和免费分配配额的条件下，燃煤和燃气电厂的有效成本预计仍然很小（IEA，2021b）。通过引导有效益的减排措施和清洁能源技术投资，碳排放交易体系在推动中国碳排放 2030 年前达峰、2060 年前碳中和方面的作用，将取决于市场对碳价格信号的信心和碳交易设计的改变。

国际经验表明，长期政策的可预见性，对于鼓励排放交易活跃和指导有效投资决策都很重要，因为市场参与者需要相信政策会长期存在，并能够在商业计划中充分考虑价格预期因素。这对于拥有长期资产的资本密集型行业尤其重要，例如能源供应和制造业。例如，韩国碳交易在第一个承诺期（2015–2017 年）结束时交易活动低迷，政策不确定性是其关键因素。为此，韩国制定了十年总体规划和五年分配计划，明确了排放限额和分配方法，同时在履约期开始前至少六个月就向市场参与者公布技术细节。就欧盟碳交易而言，它已明确定位为欧盟气候政策的基石，保持长期减排路径、排放限额和年度线性减排因子等信息的透明可见性，提前发布每个合规期的详细信息（国际能源署，2020b）。价格或供应调整机制（包括配额价格下限和上限）、拍卖底价或流通配额调整机制（例如欧盟的市场稳

定储备机制)等,都可以增加碳价确定性和应对经济危机等突发事件的抗御能力、有助于增强对碳交易市场的信心。此类机制已成为许多排放交易系统的标准组成部分(世界银行, 2021b)。中国已明确表示,要将国家碳排放交易体系作为推动有效脱碳的关键政策工具。把总配额调整轨迹与总体排放峰值和长期目标保持协调一致,将大大有助于为企业制定发展计划提供确定性。

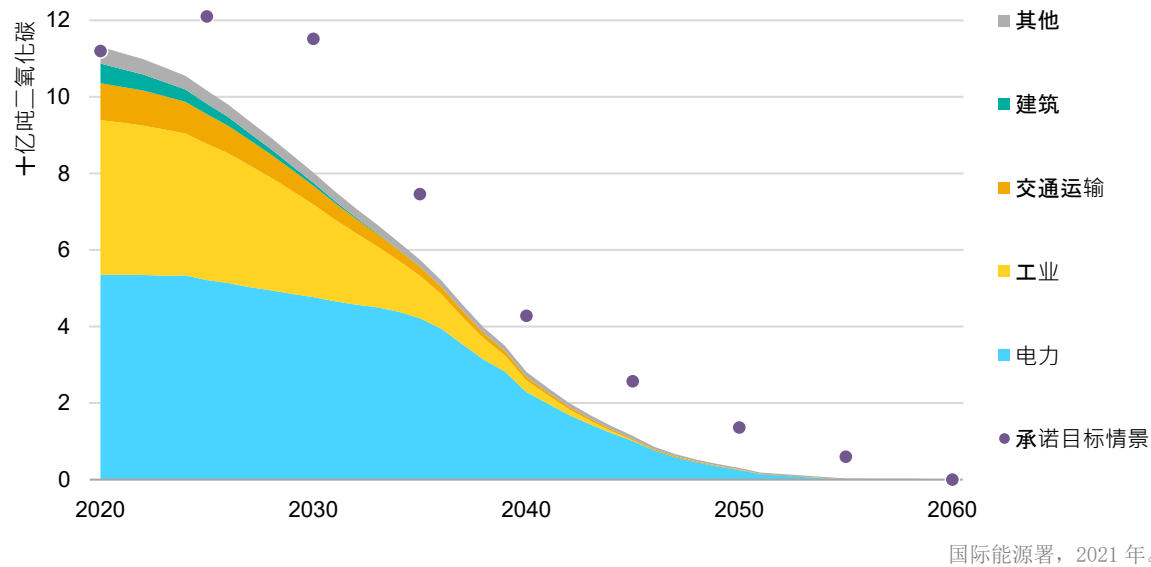
为了推动碳交易在气候减排方面发挥更大的作用,中国需要调整碳交易工作方式,例如,引入配额拍卖,设定绝对排放限额,以及加强碳市场与金融市场之间的联系。逐步引入配额拍卖,有助于增强流动性和价格发现,并进一步激励燃料转换和其他脱碳措施。拍卖还可以为低碳技术投资和解决能源可负担能力和就业等社会问题筹集资金。例如,加州气候投资倡议完全由该州排放限额与交易计划的拍卖收入资助。2013 年至 2020 年间,该倡议在公共交通项目、电动汽车激励措施和建筑部门效率等方面共投资 83 亿美元,其中一半为弱势社区和低收入家庭所受益。设定碳交易体系排放限额,且限额走势逐步降低,将提供明确的政策信号,确保该体系涵盖的各部门的排放符合长期气候目标。这样做简化了政策设计,有助于鼓励不同排放基准约束的产品和行业之间采取最具成本效益的减排措施。逐步向金融机构等更多参与者开放交易,有助于增强市场流动性并增强碳交易的金融功能。地方试点可用于探索新的政策设计,以便将试点成功的政策纳入国家碳交易体系。

未来碳交易设计的变化,需要与整体气候政策框架的演变相协调,包括电力监管改革以及影响碳交易所涵盖领域的能源和技术组合的其他政策,例如燃煤电厂能耗标准或新建燃煤电厂投资约束条件、可再生能源配额制(RPS)、绿色证书和能源创新政策。目的是创造有效的价格信号,减少非价格壁垒,并鼓励对现行碳价格下短期内可能没有竞争力的关键新兴技术进行投资。

减少现有资产排放

减少能源部门现有资产的排放是中国的重中之重。如果这些资产继续正常运行并且在其经济寿命期内不退役,仅这些资产的预计排放量将耗尽承诺目标情景(APS)下的大部分排放量(见第 2 章)。目前在建的基础设施将进一步增加这些“锁定”的排放量。为使中国能源部门排放在 2030 年前达峰并在 2060 年实现净零排放,需要遏制这些资产的排放。鉴于中国以化石燃料为基础的电力、水泥和钢铁厂以及其他排放密集型资产的年纪轻且存量,需要立即对这些资产采取政策措施。减少排放主要有四种方法:更有效地运营这些资产、改变燃料和材料输入、安装碳捕集设备、提前退役资产。政策需要针对每一个杠杆。

图 7.2 在承诺目标情景中，典型寿命假设下中国能源体系各部门现有基础设施的二氧化碳排放量



要使中国的能源排放总量在 2030 年之前达峰，并在 2060 年之前降至净零，必须刻不容缓对现有能源资产（特别是发电和重工业）的排放加以遏制

专栏 7.1 减少中国重工业部门的排放

中国重工业生产了全球近 60% 的钢铁和水泥，以及 30% 的用于制造塑料和氮肥的基础化学品。构成这些产品生产能力的工业装置不仅庞大，而且还很年轻：中国 85-90% 的钢铁和水泥厂不到 20 年，一半以上的水泥厂年龄是 10 年或更短。

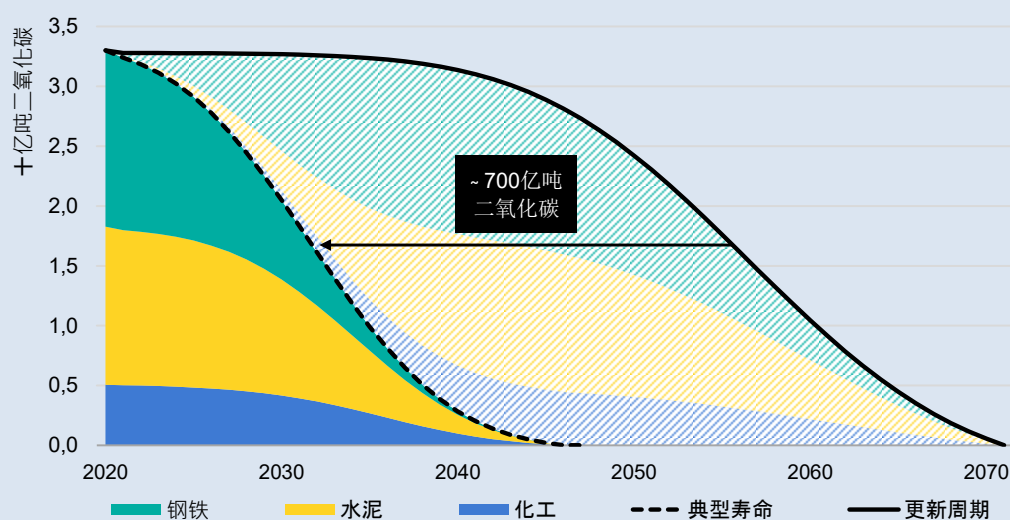
这既是挑战，也是机遇。主要挑战是，如果不改变现有的运营模式，或者不提前退役大量产能，假设典型的工厂寿命为 25 年，那么这些重工业装置可能累积排放约 400 亿吨二氧化碳。如果这些重工业设备在其生命周期结束后继续用高排放产能接替，这会再增加 25 年的排放量，那么累积排放可能就会上升到近 1200 亿吨 CO₂。

机会是创新技术能够确保及时为这些装置的更新做好准备，这将涉及大部分固定资产的临时更换、升级或报废，例如高炉的大修（换炉衬）。中国现有重工业资产的年龄与近零排放新技术预期的商业化时间非常吻合，即中国钢铁大部分资产的平均年龄为 10-15 年，而几项近零排放新技术距离商业化还有 10-15 年的时间。

将要大规模部署的可用创新技术与现有产能的淘汰步伐相协调，从而避免新一轮的高排放产能更新，中国在这些领域可以避免累积排放 750 亿吨二氧化碳以上，这相当于 5000 亿吨 CO₂ 全球碳预算的 15% 左右，该预算是由政府间气候变化专门委员会（IPCC，2021）以 50% 的机会将全球平均温度升高限制在 1.5 °C 以内估算

的。除了避免这些排放外，这还可以通过建立工业中心，部署新近零排放技术，从而为技术开发和产能替代开辟广阔的新市场。工业中心可以促进更有效地共享使用基础设施，这对于近零排放工业生产至关重要，包括氢气生产、输配和储存，二氧化碳运输和储存，以及可再生发电能力。工业枢纽还可以帮助聚焦基础设施开发的初始规划和协调阶段，为相关参与者创造协同效应。工业中心不可能一蹴而就。如果工业中心及其将采用的近零排放技术没有及时准备好，中国就有可能错失机会避免锁定新一轮高排放产能，避免以后需要更多的产能提前退役。

在当前的操作条件下，2020–2070 年间中国重工业资产在典型寿命和更新周期下的潜在排放量



国际能源署，2021 年。

注：钢铁、水泥和化工资产的典型寿命在中国约为 25 年，而在全球范围内为 30–40 年。

本图中探讨的更新周期是指考虑到现有产能当下的年龄并假设这些工厂在目前的运行期结束后再运行 25 年。

更高效地运行现有设备

近年来，中国在关闭低效产能和鼓励产能升级、提高能源效率方面做出了令人称道的努力，但是中国在提高化石燃料使用效率方面仍有巨大潜力，尤其是在电力、水泥和钢铁行业。能源效率的提高，提供相同的能源服务可以使用数量较少的燃料，从而降低排放。在某些情况下，一些节能所需投资是巨大的，例如，工业厂房的热回收和锅炉升级。而一些其他的节能项目，例如改进运营和维护实践，可能需要很少或不需要投资，运营成本很少或根本不会增加运营成本。到 2030 年，承诺目标情景中挖掘整个能源系统效率潜力，可以累积少排放 60 亿吨的二氧化碳（约占总减排量的 25%）。将燃煤电效率提高到当前最佳可用技术水平，则将减少 7.7 亿吨的二氧化碳排放，相当于这些资产当前排放量的 15%。

中国已经建立了完善的政策框架，鼓励能效改造投资以及新型节能设备的开发和销售。更强有力的措施可以帮助激励现有资产提高能效收益，包括加强重点用能单位“百千万”行动，它于 2006 年启动并在“十三五”规划进一步扩大应用。行动将前 100 名耗能企业纳入国家能源使用监管范围，将前 1000 家能源消耗企业纳入各自省级政府监管，将 10000 家最大能源消费企业中的其他企业纳入下级政府监管。这些规定包括旨在鼓励企业采取自愿措施减少能源消耗以及促进能源管理体系的建设。可交易的能源绩效标准是实现这一目标的另一种方式，它允许公司为遵守特定的能源消费控制政策而开展的信用交易。

能源和材料投入的变化

在许多情况下，能源服务可以为同一设备提供不同的能源载体。运输用替代燃料，例如可持续生物燃料和合成碳氢化合物燃料，通常不需要对现有设备进行改造，并且需要时也通常比较简单且便宜。在各种工业过程和发电厂中混合燃烧可持续生长的生物质和可再生废物，以合适比例混烧低排放燃料而不需要改造现有设备（例如，在铁的直接还原生产、高炉和天然气网络中，直接将氢气掺混到天然气中），可能是现有资产减排有经济吸引力的选择。工业过程输入材料的变化，也有助于减少现有资产的能源消耗，从而减少排放。实例包括在钢铁和铝生产中增加废料使用，以及在水泥生产中降低熟料与水泥的比率（见第 3 章）。

中国有机会出台加强转用低碳燃料和生产工艺的鼓励政策，特别是在燃煤电厂、钢铁和水泥厂尽可能地减少煤炭的使用。碳交易可以发挥重要作用，但其条件是碳价足够高，以鼓励燃料转换和其他操作实践的改变。对于二次工业材料，特别是钢、铝和塑料，政府还可以帮助协调改进回收网络，并强制要求回收、测试和实施质量标准。近期“十四五”规划（2021–2025）中关于循环经济的举措，包括将农业秸秆、大宗固体废物和建筑垃圾的利用率分别提高到 86%、60% 和 60% 的目标，以及废纸（6000 万吨）、废钢（3.20 亿吨）和再生有色金属（2000 万吨）的使用吨位目标。还可以修改排放和设计法规，优化生命周期内排放性能指标。还需要采取其他措施，改善钢铁回收和分拣系统，包括更好的运行质量控制和减少内部废料产生，以及鼓励发展基于价值而非数量的新商业模式。

低碳技术改造

用碳捕集设备改造燃煤电厂、水泥厂和某些类型的钢铁和初级化工生产设施，可能是几乎完全消除现有工厂碳排放的唯一可行选择。使用 CCUS 进行改造的可行性，取决于几个因素，包括工厂的年龄和效率、为捕获设备留有足够的空间、二氧化碳运输和储存基础设施的可利用、以及替代技术或减少排放方法的可获得性、

成熟度和成本。如果建造工厂时就为后期安装 CCUS 设备留有场地空间，即 CCUS 就绪，则工厂改造就比较容易且成本比较低。

政策支持对于开发利用 CCUS 改造至关重要。对于一些处于商业化早期阶段的电力和工业技术，其首个应用项目可能需要直接资助。政府还可在支持二氧化碳运输和封存基础设施投资方面发挥重要作用，包括协调和规划投资，涉及不同参与者（如土地所有者、排放者和封存开发商）以及跨省。

改造建筑物、减少碳足迹的潜力也相当大。零碳建筑既能效高，又能直接使用可再生能源或外部清洁能源，如完全脱碳或能够在以后脱碳的电力或区域供热。零碳建筑改造是一项无悔的选择，它可以推动朝着零排放建筑迈进。放弃提高建筑能源使用效率的机会，将推高建筑部门能源使用电气化相关的电力需求，并使能源系统脱碳变得更加困难和成本高昂。

建立零碳建筑能源法规和标准并引入财政激励措施，可以鼓励建筑改造投资。与一系列轻度改造相比，深度改造已被证明更具成本效益，因为深度改造可立即节省更多能源并改善热舒适度。确定可扩展的改造方案，综合体现各个利益相关者（建筑物所有者、居住者以及政府管理部门）的环境和经济目标的诉求，对于避免新建筑物不必要的投资至关重要。这包括为支持改造市场的增长而建立认证系统，评估不同措施之间的相互作用，以及确定整个供应链的投资障碍。通过有针对性的宣传活动，扩大公众对改造好处的认识，推动建筑改造工作。

退役

随着未来几年中国经济结构的调整，经济增长将减少对能源密集型产业的依赖，大量现有燃煤发电和钢铁和水泥生产能力将不可避免地提前退役。通过发掘利用上述每项措施的最大潜力，可以最大限度地减少提前退役。经济、社会和能源安全考虑，将决定关闭哪些工厂以及何时关闭。中国已经在努力减少过剩产能，尤其是煤电和钢铁产能，以提高其竞争力并减少空气污染。无论如何，随着经济的成熟，将有更多的废钢可用，初级炼钢转向二级炼钢，这将降低钢铁产能需求，并有理由关闭一些工厂。

落日条款和强制改造就绪，或至少具有改造能力的工业工厂设计，可以使得现有资产以后进行深度减排更容易。按照“十四五”（2021-2025）严格限制高耗能和高排放产能扩张、健全去产能机制的要求，加大政策力度，限制新增产能，淘汰现有低效产能和任何非法产能。采取这些措施，可以帮助提高高效工厂的产能利用率，并带来额外的好处，使得更可行的现有工厂更有利可图。

促进清洁技术市场发展

与世界其他地区一样，中国需要政府干预以加快清洁能源技术在早期阶段的应用。关键是通过激励部署，缩小技术成本和性能差距（参见第4章）。目的是通过采用清洁能源技术价值链上的适当政策和措施，最大限度地发挥私人资本的贡献。具有巨大溢出效应和快速学习潜力的小型、模块化、大规模制造的技术设计，可能是一个特别重要的政策行动焦点。太阳能光伏（PV）和锂离子电池是过去技术改进（包括制造技术）如何导致快速商业化的例子。电解槽和燃料电池均具有相似的潜力。

可用于创建和培育处于进入市场应用阶段的清洁能源技术市场的两种主要政策工具：

- **市场拉动工具：**通过增加具有特定特征产品或服务的需求，来实现政策目标，实例包括能效标识、公共采购和销售税返还。刺激清洁技术、产品和服务需求，可以促进应用。市场部署，可以促进规模经济 and 实践中学习，有助于提高性能并降低技术成本，形成良性循环。根据价值链的复杂性和对客户价值等因素，不同的技术和部门需要采取不同的激励措施。
- **进入市场后的持续研发支持：**支持在每个优先领域、不同成熟阶段的设计组合竞争，可提高成功的机会，青睐具有快速创新潜力的选项也有帮助。历史经验表明，持续的研发对于激励新设计和组件的开发、降低成本和提高性能至关重要，即使在商业化之后也是如此。多样性和竞争有助于促进进步，并为意想不到的富有成效的发展留出空间（IEA，2020c）。

工业部门

新的工业近零排放技术，在刚开始商业规模部署时，可能比现有的传统技术昂贵得多，并且可能会持续多年。这意味着一旦技术在市场上出现，就需要建立稳定的需求，以便在开发早期阶段（试点和示范）和第一个商业项目中为投资者提供更多的确定性。这将为这些技术的继续开发和降低成本铺平道路。

工业技术的早期市场拉动工具，包括公共或私人采购，即政府或汽车制造商、建筑公司等中间材料（例如低排放钢、水泥、塑料和化肥）的工业用户愿意支付溢价。前期资本支持以及运营支持，例如税收优惠或赠款，也可以帮助低碳工业项目财务上可行。此类措施可以作为碳交易的补充，可以根据具体的发展目标和技术途径进行调整。

明确区分低排放产品的认证标准，可以改善企业可持续发展形象，并给国内消费者提供“绿色”产品的购买机会，最终使个体资料生产者和购买者均受益。这些标准也允许产品在全球其他地区市场销售，在这些市场中，贸易规则对产品环境的足迹有明确的规定。碳边境调整机制，即进口商必须购买碳证，价格是按照进口管辖区碳定价规则而生产该货物需要支付的碳价，这样做可以保护中国生产商不受到其他环保标准不严格国家的不公平竞争。当然，这个制度需要精心设计，以确保遵守国际法，特别是世界贸易组织的要求。碳差价合约（CCFD）是另一种可以在中国应用的机制，即中央和省级政府不是直接购买工业材料，而是招标低排放材料，对于一定产量规模的高于常规高排放生产成本的差值（包括在运行成本差异）进行补贴，这类似于可再生能源上网电价政策。该政策作用像保证性碳价，是碳交易机制的补充。

一旦成功首次部署了低排放工业技术，政府就可以按照内容规定，支持后续工厂的投资。这些规定可以采取可交易配额或证书制度的形式，要求水泥、钢铁、铝、塑料和化肥近零排放的最低份额，而且份额会随着时间的推移而上升。政府还可以协助工业投资者，利用可持续债务和转型金融市场为低碳技术筹集资金。例如，中国在 2020 年更新了绿色债券标准，将 CCUS 纳入其中，这有助于为商业项目开发筹集资金。第一个获得此类资金的项目可以为未来如何优化项目的融资结构提供经验。

交通部门

中国有能力加倍投资于世界领先的公共交通以及数字技术，例如一些使公路旅行和货运规划更简单、更便宜、更方便、更节能且碳密集度更低的应用程序（见第 3 章）。交通运输部和国家发展改革委最近发布一项通知，要求中央、省和市各级政府决策者优先投资绿色交通基础设施（交通部和国家发改委，2020），目的是推广利用中国在电动公交车和其他私家车替代品，以及结合多种模式的移动应用程序方面的成功经验。它为不同规模的城市公共非机动车交通方式和其他可持续交通方式，设定了不同的最低份额目标，也规定了进度跟踪和目标落实情况评估的流程。它还指出了综合城市和交通规划的潜力，特别是在绿地开发中，并概述了 2022 年指令措施影响评估时交通部下一步的政策导向。

在 G20 的推动下，2016 年中国实施审查和改革化石燃料补贴自愿计划，标志着中国在创造市场和监管环境、促进低碳替代交通燃料和车辆技术发展方面，迈出了重要的一步。该计划认识到，迅速取消对石油消费和国家原油生产和炼油的隐性和显性补贴，对于中国更广泛的经济、自然资源、环境和气候目标至关重要。该计划承认，应根据资源稀缺性和社会影响（包括空气污染和气候变化）对运输燃

料征税，同时要考虑到公平，例如免税，或将税收收入重新分配给弱势或受严重影响的人群。它还认识到，需要将汽油和柴油税提高到与其环境和健康影响的货币成本相称的水平。对航运和航空燃料也可以同样做，这不仅可以激励替代技术应用，如电动汽车和其他运输模式，如高铁，而且还会相应降低不断增长的中国石油对外依存度。

中国在采用车辆排放标准和燃油质量标准等方面取得了长足的进步，也为今后工作奠定良好基础。2021 年 7 月，中国采用了欧 VI 排放标准，达到了国际最佳水平。中国甚至可以走得更远，可以采用比欧美更严格的标准。同时，中国应考虑加强检查和维护测试要求，进一步强化能力建设，推进标准的强制执行和核查。

中国可以为降低运输燃料碳强度设定明确的时间表。加利福尼亚州和美国其他州以及加拿大已经实施低碳燃料标准。中国通过五年规划在国家层面设定碳强度目标，并随着时间的推移逐步提高严格程度来遏制排放，还是很有经验的。不同部门具体目标中包含低碳燃料可能是合适的，特别是在海运和航空领域。中国政府已把国内航空作为能源密集型部门，纳入下一步的国家碳交易系统，这对减少该领域二氧化碳排放将发挥关键作用。

政府可以考虑设置一个淘汰内燃机汽车销售的明确目标日期，许多发达国家已经完成这项工作。在承诺目标情景中，中国在 2045 年前后不再销售新的内燃机汽车。当然，考虑到中国在电动汽车部署和电池成本下降等方面的快速进步，中国也有可能更早地淘汰内燃机汽车。这样将使中国 2060 碳中和的转型更顺利，目标更早地完成，这也取决于其他部门所采取的措施。中国汽车工程师协会提出的新能源汽车的发展目标，得到了国务院的认可，这为市场提供了确定性，从而鼓励私人投资投向新动力系统、供应链的和轻型车辆加能的基础设施。这对于电池用金属供应特别重要，原因是它需要长期规划（见第 4 章）。通过设置内燃机汽车淘汰日期，中国将进一步促进电动汽车的发展。在借鉴中国电动汽车政策框架设计经验（如“双积分”政策和绩效补贴）、加州高级清洁卡车规则（为零排放卡车设置销售任务）的基础上，中国还可以考虑把电动汽车规定拓展到电动和燃料卡车（见第 3 章的运输部分）。

借鉴 2009 年启动的“十城千辆”节能和新能源汽车计划的推广电动汽车成功与失败，新“城市群”政策旨在激励燃料电池电动汽车用氢能的生产、供应、交付和使用的研发和示范。新政策已根据氢运输使用的特点进行了调整，特别是近期商用和重型车辆市场前景更为强劲。该政策通过设定氢的碳强度上限，制定雄心勃勃的为低碳氢奖励积分的计划，以加快低碳氢供应链的发展。

建筑业

如果政府将重点放在整个价值链的脱碳上，不仅要考虑建筑物，考虑能源和基础设施网络，更要广泛地考虑建筑部门和城市规划的作用，近期政府关于鼓励在建筑物部署新清洁能源技术的决定是最有效的举措。此类决定还可能带来更多的好处，尤其是在减少燃料匮乏和改善城市空气质量方面。逐步取消化石燃料补贴，将有助于促进此类技术的采用。政府可以考虑的其他措施，还包括建筑能源法规和标准，以及使用低碳气体和建筑改造的法规和激励措施。

在 2030 年之前，零碳建筑可能成为新建和改造的标准。这将需要尽快引入零碳建筑能源法规。解决激励分割障碍的财政激励措施（即不鼓励房东提高出租物业的能源效率，因为他们不支付能源费用），并最大限度地减少建筑工程干扰，可以使建筑物对房东和租户而言是负担得起的和有吸引力的。建筑能效证书、绿色租赁协议、绿色债券融资和即用即付模式，也可以发挥作用。政府还可以在今后十年内使公共建筑实现零碳排放。

在未来十年内，可以加强建筑内所有主要电器和设备的最低能源性能标准，充分利用能效机会，逐步淘汰低效产品。当然，这需要考虑当地制造商满足更严格标准的能力。

建设清洁能源基础设施

能源碳中和转型，需要大量投资于新能源基础设施建设和现有网络升级，包括智能电网，替代燃料配送和二氧化碳的运输和储存。为便于可变可再生能源发电并网，满足不断增长的电力需求，电网需要现代化和扩张（见第 3 章），电网需要大部分投资。即将发生的电动汽车消费高潮，需要更多高速公路电动卡车充电基础设施（包括快充设施）和悬链（高架）线，或卡车、客车和汽车地面进料轨道。目前资金低成本，为投资清洁能源基础设施项目提供了机会窗口。

专栏 7.2 中国电力市场改革

中国将继续改革电力部门，重点是发挥市场力量的作用，降低运营成本，使得价格更好的反映成本，提升环保性能。更加透明的市场结构和法规，是提高灵活性、整合可变可再生能源和需求方参与的重要基础，对满足国家的碳中和目标至关重要。

2015 年，中国启动了新一轮改革，为中长期能源合同、现货和辅助服务市场以及电力零售商引入了竞争性市场。这些改革的覆盖范围和实施进展各不相同，许多仍处于试点阶段。2020 年电力市场交易份额达到 33%，交易年增长率为 2.8%。大约

五分之四的交易是中长期合同，除西藏以外的所有大陆省份开展设施（中国电力企业联合会，2021）。

普遍建立现货市场（日前和实时）和省间电力贸易，是提高电力系统运行效率、支持碳中和转型战略的两个主要内容。在承诺目标情景中，通过现货交易的完全经济调度，2035 年风和太阳能光伏发电占总发电量的 33%，可变可再生能源弃电率控制到 16%，节约成本 24%，减少二氧化碳排放 31。如果继续沿用目前的调度办法，2035 年将导致风光弃电率高达 30%。省际电网互联和贸易的扩大，可进一步把运营成本和碳排放分别降低 37%和 45%。通过挖掘现有发电、电网和需求侧响应，特别是不断扩大的电动汽车短期存储能力的潜力，2035 年风光弃电率将下降到 3%，而风能和太阳能光伏的发电份额达到 38%。

这些改革正在顺利进行，现货市场试点已经在八个省运作，包括广东、内蒙古、山西、甘肃、浙江、四川、山东和福建，覆盖 30%的人口。此外，预计另外六个省计划在 2021 试点（能源监测，2021）。所有这些试点项目，符合国家能源局在国家层面设定的整体条件，但每个省设计本省具体方案。此外，2017 年还建立了区域间中长期合同和区域间剩余可再生能源现货市场，计划进一步扩大区域间市场。创建一个完整的国家或省际电力市场，要求中国统筹和协调各省市场设计，确保所有发电商都遵守同一市场定价和调度规则。

零售市场和电价改革有待全面落实。在许多省份，新的零售企业可以形成，但可以提供的服务仍然有限。需要上网电价更清晰的规则，包括分布式能源参与批发或配送系统交易，鼓励发展分布式太阳能、电池及需求响应。为理顺电网输配价格，正在谋划中的电网运营商监管改革，将对可再生能源的竞争力产生重大影响。电网监管的新模式正在尝试，它把激励从传统资产所有权，转向创新性更强的替代能源投资，并为满足基于结果和基于创新目标的投资提供补偿。这些改革有助于提高能源效率，推动分布式能源、微电网和数字技术的投资，提高系统的安全性和弹性。

在难以减排的部门采用替代燃料，包括先进的生物燃料、氢、氨和氢基合成燃料，需要对现有供应基础设施进行改造，并建设新的生产和分销设施。这些燃料的国际贸易需要建设新的船舶和码头，还需要建设专门的加能站（见第 4 章）。2021 年 2 月，中国最新的基础设施规划《全国综合立体交通网络规划纲要》发布，重点发展“融合、创新、智能、优质、高效”的出行系统，需要广泛的整合交通、信息和能源部门（中共中央和国务院，2021）。将该计划扩展到为海港和机场提供低碳燃料，将增强中国在这些领域的创新引领能力。

CCUS 的大规模部署需要建设基础设施，用于永久封存二氧化碳，或作为原料用于生产燃料或化学品。这种基础设施需要跨省和地区进行规划，需要排放源与储存地点相匹配。在产业集群建设基础设施，可以促进规模经济和允许运输和存储基

基础设施共享，可以有助于 CCUS 的加速发展（见第 4 章）。建设和运营二氧化碳运输基础设施的国家战略，要考虑到区域性因素，可以为未来投资提供了基础，该投资可以按照中国七部委《关于构建绿色金融体系的指导意见》（包括各类清洁能源投资），通过公私合作伙伴关系（PPP）进行。对于二氧化碳管道，采取传输服务运营商模式可能是最好的选择。

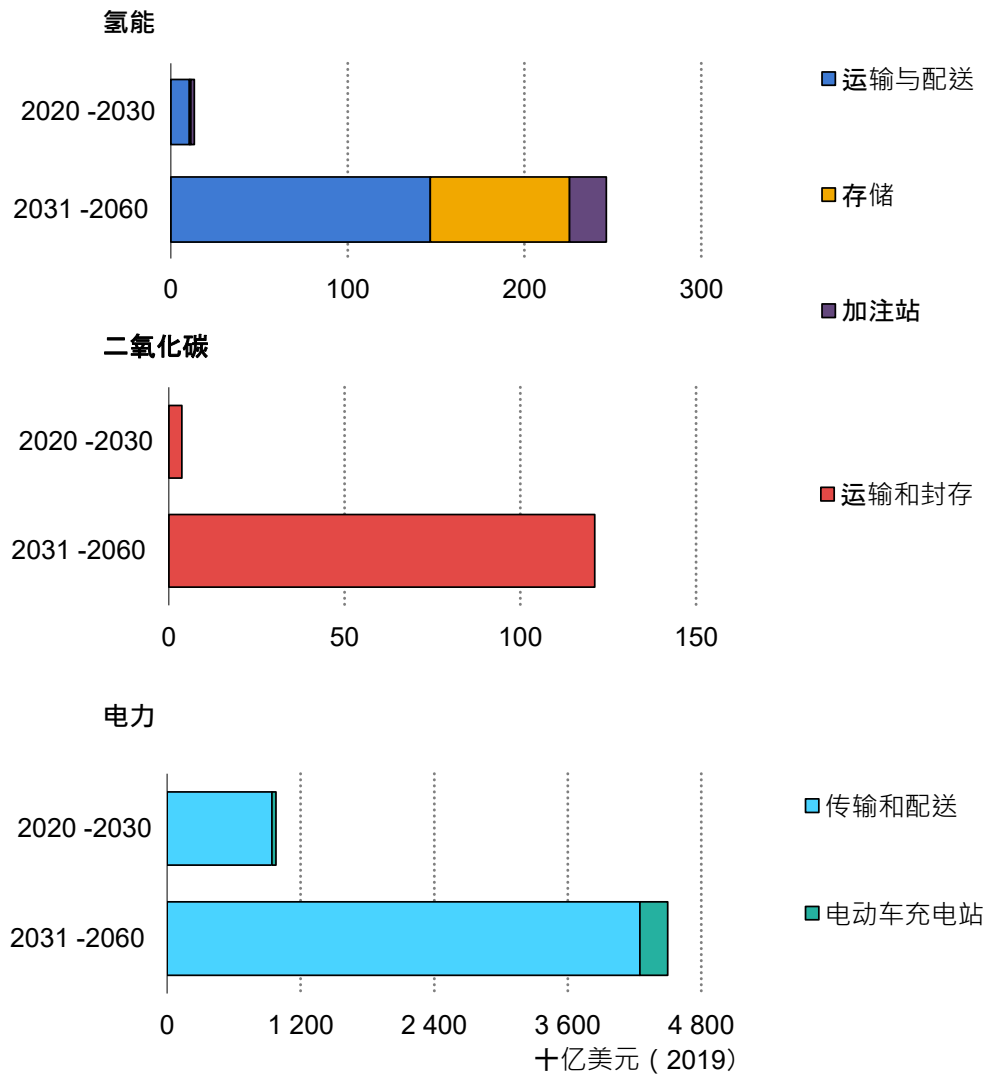
集中供热网也需要大量投资，主要包括设施改造，以提高低温热利用效率，并利用低碳能源供热。间歇能源供应需要更多的储能容量，例如某些应用的余热，以确保连续供热和帮助电力系统满足高峰负荷。充分利用工业设施、数据中心以及热电厂和核电厂的脱碳余热，需要在国家、省和市级层面的统筹长远规划。例如，中国北方核电站可以发电，又可以为约 8% 面积的建筑物（约 50 亿平方米）供热（江和胡，2021）。工业废热回收，又可以为 40 亿平方米的空间提供热水（Lin 等人，2021）。核热电联产替代发电厂和家用锅炉用煤，提高了能源效率。这种解决方案可以在许多沿海靠近现有和计划中的核设施和工业设施的城市部署，而技术进步是降低八个需要长距离输配热省的热损耗的关键，最远 200 多公里，这是目前输热的最大经济距离。

鉴于能源网络规模庞大，且涉及大量投资，中央和省级政府最应该牵头协调规划过程，为基础设施建设提供资金，建立明确的监管框架，确保平等和价格合理的利用基础设施，尽管存在区域限制。一旦清洁能源基础设施建成，就可以成为一个创新平台，鼓励提出设施最好利用的新想法，尤其是在第三方利用得到保证的情况下。然而，如果项目发起人既要承担基础设施建设风险，同时还要承担开发价值链其他部分的风险，那么对新基础设施的需求，可能成为新基础设施建设的主要障碍。开发新基础设施所涉及的时间表，以及大型基础设施项目经常遇到的困难，意味着战略和早期开发规划对于确保规模经济和最大化利用至关重要。政策制定者的主要考虑是：

- 激励网络所有者和运营商适应并改进现有基础设施，加强清洁能源技术与现有网络、管道和通信系统的融合，推动低碳技术的部署和使用。中国碳中和目标可能会激励私人投资，而财政资金作为补充。现有的基础设施也可以用来试验清洁能源新技术，并帮助其加快发展。受监管的网络运营商通常必须把风险降到最低，这也降低了基础设施与新技术的融合能力，但是鼓励探索的新监管模式正在兴起。
- 提供部分或全部初始投资，降低新项目的投资风险。基础设施项目本质上是高度资本密集型和规模大的。在承诺目标情景中，2020-2060 年基础设施建设需要累计投资超过 6 万亿美元（约 40 万亿人民币），其中 80% 以上与电力有关。头十年就需要总计 1.1 万亿美元（7.6 万亿人民币）（见第 2 章）。

- 采用系统方法进行基础设施规划。例如，为了实现协同效应，可以把西部和东北氢气运输到主要中心城市的基础设施项目，与 CCUS 建设项目同步规划。
- 识别未来重新利用现有基础设施的机会，包括氢气、其他低碳燃料以及二氧化碳管道。

图 7.3 承诺目标情景下，中国部分能源基础设施 2020-2060 年间的累计投资情况



国际能源署，2021 年。

注：投资金额是未折价金额。氢能运输和配送包括氢能进出口接收站、液化接收站和管道系统的投资。

在所需能源基础设施的累计资本支出中，电力相关基础设施占大部分

促进清洁能源创新

创新对于中国实现碳中和目标至关重要。已经证明，中国善于改进其它地方已经开发出来的技术，并把他们改进到一个新水平。但是，在能源转型的一些关键领域，世界任何地方都没有现成的解决方案可以引进、部署和改进，中国创新现在需要关注新兴技术。

一个成功的创新系统重要性远远超出了研发本身，通过竞争性的利基市场、基础设施投资和其他监管措施，激励创新者和颠覆者。这些需要广泛的部际和省际协调。目前五年规划正在制定行动计划和研发预算。正在引入一些新的政策工具，包括所谓的“奖励制度”和创新中心，以及按照既定目标对研发项目绩效开展制度化评估（见第 6 章）。这些计划和工具应该利用中国创新体系的一些独特特征。

鉴于碳中和技术挑战的紧迫性，世界无法承受跨部门、技术、地区和国家的想法和成果转移的瓶颈或盲点。所有政府的一项任务是，寻求利用不同技术领域之间的协同作用，以便知识快速流向可以使用的地方。中国政府成功支持建立了太阳能光伏研发制造产业集群，实现了信息和人员的自由流动。同样的方法可用于其他技术，例如，为确保电解技术，如膜材料的进步，必须同步激励电池、燃料电池、化学反应器或氢电解槽的开发人员。由此产生的溢出效应通常被视为技术创新背后的隐藏力量，导致进展的意外飞跃。

碳捕获利用和储存（CCUS）

CCUS 技术是创新政策重点中的一个重要领域。CCUS 商业化需要多种不同且大规模应用技术的组合。在所有 CCUS 有关技术的工业领域里，包括石油和天然气、化工、钢铁生产和发电行业，中国有多个大型国有企业。CCUS 非常适合纳入国家科技重大专项——中国主要的创新工具。中央政府可以帮助协调示范项目，涉及不同部门不同实体，采用不同的激励措施。它也可以利用这些项目来测试各种发布技术广泛开展信息的方法。这些都是其他大多数国家不能享有的优势。但是，仅靠示范工程不足以加快 CCUS 创新的步伐，政府还将需要：

- 进一步探索潜在的二氧化碳封存资源，并将详细结果广泛提供给潜在的项目开发商和研究人员。
- 超越示范项目而面向未来，开始整合巨大的潜在市场，通过将跨行业的公司聚集在一起，探索共同的挑战和支持投资的政策机制。
- 建立 CCUS 创新中心，设计和快速验证新技术和工艺，尤其是二氧化碳捕集技术，同时在研发资金支持和设施使用等方面引入更多的竞争机制。

关于直接空气捕获和其他二氧化碳清除技术，一个技术路线图可以有助于中国建立技术部署和发现出口机会的预期，并确定首批重大项目的最佳地点和合作伙伴。为了鼓励创新，可以为大学和研究机构开展基础科学研究，提供稳定的资金支持，同时还可以为设计竞赛中表现最好者提供年度重奖（可能是国际）。

低碳氢

改进氢气供应、分配和使用的技术组合，对确保投资流向氢能至关重要。像 CCUS 一样，氢能跨越多个部门，与能源系统的许多部分存在潜在的相互影响，而一些创新需求，如大规模示范、与工业过程的商业融合，可能要与 CCUS 技术共享。鼓励中国化工和钢铁行业的大型国企，在引领氢研究行业创新、创造动力和应对研发遇到的挑战方面，可以发挥重要作用。商业规模的工业项目，如钢铁、氨和甲醇，将有助于工业中心低碳氢的规模化生产，而工业中心氢需求份额大。反过来，这可以帮助重型运输用氢的技术和商业模式的开发和示范，其灵感来自于中国轻型商用车的基于集群的快速部署模式。为了激励氢技术创新，中国政府也应该考虑：

- 建立工业过程低碳氢需求，为市场提供最具竞争力的解决方案，例如为炼油、钢铁和氨设置强制性的低碳氢配额。
- 在国际和多边倡议和计划中发挥主导作用，确保技术进步和经验教训能够为所有国家互利共享。
- 更加重视基础研究，这些研究可以提高电解槽、燃料电池和储氢等技术的性能，降低制造成本（包括通过减少对关键材料的依赖）。
- 支持国际合作，制定氢气生产、运输和分配的统一标准和碳核算方法，包括通过研究项目和技术测试。

重工业

鼓励氢能、CCUS 和电气化等三种主要重工业降碳技术，通过竞争方式开展实验，还有很大的发展空间。这些技术优势在各省、国有企业和民营企业有所不同。一个全国统筹的计划，可以把很大一部责任转交给省和国有企业，让其尽快资助开展各种选项试验，并分享成果。然后，要按照国际经验和合作，告知国家标准和规定。有可能找到分享未来收入的机制（来自税收、技术许可和设备出口），这是所有研发参与者共同努力的最终结果。除了支持研发项目，中国政府还可以：

- 鼓励制造商及其供应商制定雄心勃勃的技术目标，并鼓励创新文化。
- 支持潜在突破性技术的基础研究，例如目前处于原型阶段的铁矿石电解和电气化水泥窑。

- 为工业创新者创建创新孵化器，保护知识产权，并与潜在工业客户和投资者建立联系。如果新技术不适合现有技术，还可以帮助建立新公司。
- 参与重工业脱碳的国际项目和财团，尤其是在工业产能迅速扩张的国家，并广泛分享由此产生的知识。

终端能源效率

在中国，新的能效技术（包括智能负荷管理、节能数字验证、热泵和标准化改造解决方案）具有巨大的潜在市场。政府在这些领域加速创新方面的主要作用，可能是确保企业家获得资金和商业技能，建立企业能够竞争和繁荣发展的管制市场，以及为研发提供资金。直辖市或省级电动汽车和氢能试验区的协调，应该可以提供非常宝贵的经验。

国际合作

需要在清洁能源技术开发和部署方面加强国际合作，促进中国和世界其他地区碳中和转型。所有国家都将从创新周期中受益，分享新技术推向市场的经验，以及清洁能源技术加速交易产生的规模经济的成果。在全球范围内实现净零排放，需要政府之间前所未有的国际合作。在全球范围内实现净零排放需要每个国家都跨越终点线，所以对每个国家来说，这是一场与时间的赛跑，而不是彼此之间的赛跑。因此，这不仅是所有国家共同努力实现全球净零排放目标的问题，而且是所有国家以有效和互利方式共同努力的问题。没有合作，其他国家将难以实现自己的目标，中国也难以实现其 2060 年的碳中和目标。

国际合作与协作，过去对于许多关键能源技术的成本降低至关重要。除了加速知识转移和促进规模经济发展，还有助于将一个地区新清洁能源技术和燃料需求，与其他地区供应发展紧密联系起来。其它好处，可能来自创造国内就业机会和工业能力，以及加强供应链弹性的潜力。

技术标准和创新计划是各国政府国际合作的两个重要领域。

- 标准：国际标准的制定可以加速能源技术的开发和部署。在多个国家和地区经营的行业需要标准化，以确保协同工作能力并最大限度地降低成本。过去，由于国家政策不协调和缺乏国际认同的标准，重工业等部门的创新和清洁能源技术部署进展受到阻碍。
- 创新与扩散：清洁能源技术研发和专利申请目前集中在美国、欧洲、日本、韩国和中国，它们在 2014–2018 年期间合计占有所有清洁能源专利的 90% 左右，中国就占了近 10%。在没有参与清洁能源技术初始开发的国家，迅速推广清洁能源技术

的经验和知识，并为不同国家的首个示范项目提供资金，将推动全球净零排放进程。资助示范项目的国际计划，特别是在技术规模庞大且复杂的部门，将加速创新进程。

中国巨大的钢铁、水泥和化工企业，不仅要向外国同行学习，而且也要贡献于外国同行。国家和公司之间的工业技术转让，是这种合作的一个具体实例。中国过去在这方面已经展示了自己的能力，类似的机会将出现在低排放工业技术和基础设施领域。鉴于其庞大的工业部门，中国很可能成为重要的专业知识中心。为开发和部署某些技术（包括电动汽车和氢气生产），中国可以在全国设立特区，促进知识交流。利用国际协同效应，可以实现知识和应用外溢好处的最大化。国际知识交流网络，包括公私伙伴关系和跨部门联盟，可以帮助避免重复工作并找出尚未解决的差距。

中国政府要继续鼓励清洁能源创新国际合作与协作。中国已经在欧盟地平线 2020 研究和创新计划、英中 CCUS 中心及将中国开发的技术出口到国外 CCUS 项目（例如澳大利亚的 CTSCO 项目）方面取得了巨大的成功。在发展的早期阶段，推进技术国际伙伴关系可能特别有益。现有多边合作平台为深化合作提供了良好基础，IEA 技术合作计划（TCP）支持 38 个技术领域的独立国际专家组的工作，是世界上最重要的合作计划。2020 年，中国又加入了三个 IEA 的 TCP，累计加入了 27 个，包括可再生能源和氢相关的九个中的八个。中国参加 TCP 的数量位居第四，仅次于美国（36）、日本（30）、韩国（29）和加拿大（27），领先于欧盟（24）。另一个重要多边平台是清洁能源部长级会议机制，它是由世界上最大的国家、公司和国际专家组成的。使命创新，是一个促进清洁能源研发和示范行动和投资的全球倡议。

参考文献

- Central Committee of the Communist Party of China and The State Council (2021), Outline of the National Comprehensive Three-Dimensional Transportation Network Planning, <https://mp.weixin.qq.com/s/0X7uQ6KrrCkuNlT0nh90Ww?scene=1&clicktime=1614491908&enterid=1614491908&from=groupmessage&isappinstalled=0>.
- China Electricity Council (2021), Analysis and Forecast of China Power Demand-Supply Situation 2020-2021, <https://english.cec.org.cn/detail/index.html?3-1128>, accessed July 2021.
- Energy Monitor (2021), China: Energy market reforms offer no quick fix for renewables, <https://energymonitor.ai/policy/market-design/china-energy-market-reforms-offer-no-quick-fix-for-renewables>, accessed July 2021.
- IEA (International Energy Agency) (2021a), Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector, <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>.
- IEA (2021b), 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 (2020a), Energy Technology Perspectives, <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>.
- IEA (2020b), Implementing Effective Emissions Trading Systems, <https://www.iea.org/reports/implementing-effective-emissions-trading-systems>.
- IEA (2020c), Energy Technology Perspectives: Special Report on Clean Energy Innovation, <https://www.iea.org/reports/clean-energyinnovation>.
- IEA (2017), District Energy Systems in China, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/590cc681-349a-4a55-9d3f-609eff6cde0b/DistrictEnergySystemsInChina.pdf>.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2021), Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Masson-Delmotte, V. et al. (eds.), Cambridge University Press.
- Jian, Y. and S. Hu (2021), Paths to carbon neutrality in China's building sector, Heating Ventilating & Air Conditioning, Vol. 51, pp. 1-13, <https://kns.cnki.net/kcms/detail/detail.aspx?dbcode=CJFD&dbname=CJFDLAST2021&filename=NTKT202105001&uniplatform=NZKPT&v=y%25mmd2FuRqjaG8P1LosJ5eUF1LqrjS81sh1S0%25mmd2BC%25mmd2BqiM7DPtQMzDnBx2es%25mmd2FU9wjtjaXVQU>.
- Lin, F. et al. (2021), Low carbon district heating in China in 2025- a district heating mode with low grade waste heat as heat source, Energy, Vol 230, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120765>.

- MEE (Ministry of Ecology and Environment) (2021), 碳排放权交易管理办法（试行） [Interim Rules for Carbon Emissions Trading Management], http://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk02/202101/t20210105_816131.html, accessed 10 January 2021.
- MoT and NDRC (Ministry of Transport and National Development and Reform Commission) (2020), 《绿色出行创建行动方案》的通知 [Notice of Green Travel Creation Action Plan], http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2020-07/26/content_5530095.htm, accessed 29 July 2021.
- World Bank (2021a), Carbon Pricing Dashboard, <https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/>, accessed 30 August 2021.
- World Bank (2021b), State and Trends of Carbon Pricing 2021, <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/35620> License:CC BY 3.0 IGO.
- Xuelan Z., L. Weichi and G. Xingyue (2021), The Guangdong carbon emissions trading scheme: Progress, challenges and trends, Discussion Paper, Harvard Project on Climate Agreements, <https://www.belfercenter.org/publication/guangdong-carbon-emissions-trading-scheme-progress-challenges-and-trends>.

Copyright © 2021: International Energy Agency (IEA)

This work reflects the views of the IEA Secretariat but does not necessarily reflect those of the IEA's individual Member countries or of any particular funder or collaborator. The work does not constitute professional advice on any specific issue or situation. The IEA makes no representation or warranty, express or implied, in respect of the work's contents (including its completeness or accuracy) and shall not be responsible for any use of, or reliance on, the work.

For further information, please contact: timur.guel@iea.org



Rights and Permissions

This work is available under the Creative Commons Attribution-NonCommercial- 3.0 IGO licence (CC BY-NC 3.0 IGO) <https://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0/igo/>. You are free to copy and redistribute the material and to adapt, remix, transform, and build upon the material provided the use is for non-commercial purposes, under the following conditions:

Attribution: Please cite the work as follows: *International Energy Agency (IEA), 2021. All rights reserved. An Energy Sector Roadmap to Carbon Neutrality in China. CC BY-NC 3.0 IGO*

Third-party content: The OECD/IEA does not necessarily own each component of the content contained within the work. Therefore, neither the OECD nor the IEA warrant that the use of any third-party owned individual component or part contained in the work will not infringe on the rights of those third parties. The risk of claims resulting from such infringement rests solely with you. If you wish to re-use a component of the work, it is your responsibility to determine whether permission is needed for that re-use and to obtain permission from the copyright owner. Examples of components can include, but are not limited to, tables, figures, or images.

Translations—If you create a translation of this work, please add the following disclaimer along with the attribution: *This is an unofficial translation of the work from the English language. The translation was not created by the IEA, which takes no responsibility for the accuracy or completeness of this translation.*

Adaptations—If you create an adaptation of this work, please add the following disclaimer along with the attribution: *This is an adaptation of an original work by the IEA. Views and opinions expressed in the adaptation are the sole responsibility of the author or authors of the adaptation and do not necessarily reflect the views or policy of the IEA Secretariat, IEA Member countries.*

Any queries on rights and licenses, including subsidiary rights, except as indicated below, should be addressed to: rights@iea.org.

Chinese translation of *An energy sector roadmap to carbon neutrality in China*

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。

This document 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 Publications

International Energy Agency

Website: www.iea.org

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

Typeset in France by IEA – December 2021

Cover design: IEA

Photo credits: © Getty Images

