

# 中国电力系统可在 2035年实现80%零 碳排放



**BERKELEY LAB**

**GOLDMAN SCHOOL  
OF  
PUBLIC POLICY**  
UNIVERSITY OF CALIFORNIA BERKELEY

**ENERGY  
INNOVATION**  
POLICY & TECHNOLOGY LLC



## 作者

Nikit Abhyankar、Jiang Lin\*  
、Fritz Kahrl、Shengfei Yin、Umed  
Paliwal、Xu Liu、Nina Khanna、Amol  
Phadke 和 Qian Luo | 劳伦斯伯克利国  
家实验室

David Wooley | 加州大学伯克利分校高  
曼公共政策学院环境中心

Mike O'Boyle、Olivia  
Ashmoore、Robbie Orvis、  
Michelle Solomon | 能源创新政策与技  
术有限责任公司

\* 通讯作者

本项目由Hewlett基金会、Growald气候基  
金、Climate Imperative和能源基金会(中  
国)资助。

---

## 技术顾问委员会

技术顾问委员会为本项目的设计和评估提供  
了指导，但报告的内容和结论，包括任何错误  
和遗漏，均由作者自行负责。技术顾问委员会  
成员的从属关系不意味着这些组织以任何方  
式支持或认可这项工作。技术顾问委员会成  
员如下：

王万兴，自然资源保护协会(中国)

David Sandalow，哥伦比亚大学

袁家海，华北电力大学

杨富强，北京大学

Joanna Lewis，乔治城大学

刘雨菁，落基山研究所

---

## 致谢

感谢以下人员为本报告提供宝贵的技术支持、  
指导、审阅和帮助：

Ella Zhou，美国可再生能源国家实验室

别朝红，西安交通大学

何钢，石溪大学

孟菲，Climate Imperative

Sara Baldwin，能源创新





# 目录

<b>1</b>	<b>执行摘要</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>概述</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>研究方法</b>	<b>6</b>
3.1	情景分析	6
3.2	模型工具与方法	7
3.3	模型主要输入数据	8
3.4	敏感性分析	12
<b>4</b>	<b>研究结果</b>	<b>13</b>
4.1	发电和输电	13
4.2	成本、可靠性、排放量与就业	18
<b>5</b>	<b>结论、建议与未来研究</b>	<b>27</b>
5.1	主要结论	27
5.2	政策建议	29
5.2.1	政策目标	29
5.2.2	市场与监管	30
5.2.3	土地利用	33
5.3	重点研究领域	34
<b>6</b>	<b>参考文献</b>	<b>35</b>
<b>7</b>	<b>附录 – 即将发布</b>	

图 1. 与现有政策情景相比，清洁能源情景下的增量成本节省、增量成本和增量净成本	3
图 2. 模拟情景中使用的基准年（2020年）发电资源和输电网络	8
图 3. 本项研究中使用的全国电力需求预测及其与近期其他研究的对比	9
图 4. 海上风电、陆上风电、太阳能光伏发电和电池储能（4小时）的技术成本输入数据	10
图 5. 发电能源组合	14
图 6. 发电容量组合	15
图 7. 年度新增风电和太阳能发电容量以及电池储能容量	16
图 8. 跨省和跨区域输电容量（上图）与年度新增输电成本（下图）	17
图 9. 燃煤发电厂的年度容量系数	18
图 10. 平均批发成本	19
图 11. 输发电累计新增投资	19
图 12. 清洁能源情景和海上风电敏感性情景下的平均年度新增容量	20
图 13. 二氧化碳、二氧化硫和氮氧化物排放强度	21
图 14. 清洁能源情景和现有政策情景下的年度死亡人数，以及清洁能源情景下的避免死亡人数地图	22
图 15. 在燃煤发电退役情景下，2035年夏季净负荷高峰周的全国系统调度情况	22
图 16. 使用35年气象数据，2035年夏季净负荷高峰周的全国系统调度情况	23
图 17. 使用35年气象数据，2035年冬季净负荷高峰周的全国系统调度情况	24
图 18. 在10%需求冲击的情况下，2035年夏季净负荷高峰周的全国系统调度情况	24
图 19. 在10%需求冲击的情况下，2035年冬季净负荷高峰周的全国系统调度情况	25
图 20. 清洁能源情景的累计净就业效应	20
图 21. 非化石能源发电量占比，现有政策情景和清洁能源情景	29

# 1

## 执行摘要

太阳能发电、风电和电池储能成本的大幅下降，为中国电力行业在实现现有政策目标后，进一步减少排放和降低电力成本创造了新机会。从中国现有的政策推算，非化石能源发电量占比预计将从2020年的34%提升到到2035年的60%。本报告分析了中国到2035年非化石能源发电量占比提高到80%时，对成本、可靠性、排放量、公共健康和就业等方面的影响。电力行业对于中国的全经济脱碳至关重要，因此实现2035年非化石能源、无碳排放发电占比达到80%，将助力中国达成2060年碳中和目标。

本报告旨在就两个问题展开讨论。首先，近期风电、太阳能发电和电池储能成本的下降，对于未来15年中国加快这些资源的发展速度和扩大发展规模有哪些影响？其次，在中国2060年前实现碳中和的背景下，什么是技术和经济上可行的2035年非化石能源发电量占比目标？

本次研究详细模拟了中国电力系统及其对经济、就业和公共健康的影响。本研究以2025年、2030年和2035年为主要时间节点，使用最先进的容量扩展与小时级生产调度模型（PLEXOS）进行电力分析。模型基于对中国电力系统的详细表述，包括每小时省级负荷、跨省和跨区域输电约束、区域风电和太阳能发电概况以及对中国可再生能源和储能成本的最新（2021年）预测。电力需求预测基于清华大学2020年发表的《低碳发展战略与转型路径研究》中提出的1.5°C情景，体现了为实现全球温升1.5°C目标中国电力需求可能发生的预期变化。

本报告分析了两个主要情景，分别是：现有政策情景，在该情景下，年度风电和太阳能发电部署仅限于政府当前制定的目标；清洁能源情景，在该情景下，到2035年中国非化石能源发电量占比提高到80%。同时，以系统可靠性为重点，对多个变量进行了敏感性分析。

在这两个情景下，风力发电和太阳能发电是成本最低、最适合规模化的非化石发电资源。在现有政策情景下，风电和太阳能发电容量符合中国政府提出的到2030年达到12亿千瓦。非化石能源发电量占比符合政府提出的到2030年达到50%和到2035年预期可达到60%的目标（见表1）。在清洁能源情景下，风电和太阳能发电容量在2025年接近实现当前的2030年目标，并在2030年达到19.94亿千瓦，到2035年达到30.69亿千瓦；非化石能源发电量占比到2030年提高到65%，到2035年达到80%。在这两种情景下，由于电池成本的持续下降和对抽水蓄能水力发电的政策支持，储能容量均快速增长。

**表 1.** 现有政策情景与清洁能源情景的主要区别

指标	年份	现有政策情景	清洁能源情景
与2020年相比燃煤发电量的变化	2025年	4%	-7%
	2030年	0%	-32%
	2035年	-12%	-56%
非化石能源发电量占比	2025年	40%	46%
	2030年	49%	65%
	2035年	60%	80%
燃煤发电装机	2025年	11.89亿千瓦	10.49亿千瓦
	2030年	11.99亿千瓦	10.49亿千瓦
	2035年	11.99亿千瓦	10.49亿千瓦
风电和太阳能发电装机	2025年	8.73亿千瓦	11.53亿千瓦
	2030年	12.73亿千瓦	19.94亿千瓦
	2035年	19.43亿千瓦	30.69亿千瓦
电池储能容量	2025年	9,800万千瓦	1.55亿千瓦
	2030年	2.25亿千瓦	3.56亿千瓦
	2035年	2.44亿千瓦	4.14亿千瓦

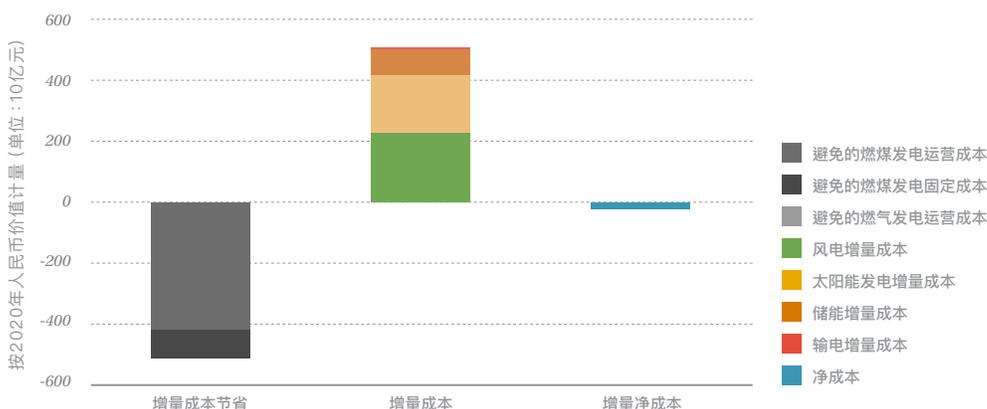
在现有政策情景和清洁能源情景下，几乎所有新增发电容量均来自非化石能源。在现有政策情景下，假设目前正在建设中的部分燃煤发电机组将建成完工，燃煤发电装机净增加1.5亿千瓦。在清洁能源情景下，假设这1.5亿千瓦净燃煤发电装机不会添加到发电组合当中。虽然模型的设计可以出于经济原因增加燃煤发电装机，但在这两个情景下均未加以考虑。这表明，在两个情景下，新增非化石能源发电和储能用于满足电力需求增长的成本均低于新增燃煤发电的成本。

现有政策情景和清洁能源情景的主要区别是现有燃煤发电的运营。在清洁能源情景下，为实现非化石能源发电量目标，新增风电、太阳能发电和电池储能大量取代了现有燃煤发电厂发电。在现有政策情景下，到2035年，现有燃煤发电厂的发电量仅比2020年有小幅减少。两个情景均假设现有燃煤发电厂继续运行而不退役，但在一个敏感性情景下考虑到了燃煤发电厂退役的可能。

在清洁能源情景下批发发电成本和输电成本低于现有政策情景。出现这个结果的原因是相对于现有政策情景，在清洁能源情景下，新增太阳能发电、风电、电池储能和输电的增量成本，低于所替代的化石能源发电的运营（燃料和运营与维护）成本和固定成本（见图1）。这表明，在清洁能源情景下加快部署风电和太阳能发电，从2020年每年1.2亿千瓦的历史高点提高到2030年至2035年期间的平均每年2.15亿千瓦，将降低批发电力成本。

**图 1.** 与现有政策情景相比，清洁能源情景下的增量成本节省、增量成本和增量净成本

**2035年的增量成本、增量成本节省和净成本**



到2035年将非化石能源发电量占比提高到80%将增加减排，带来公共健康效益。相比现有政策情景，在清洁能源情景下，电力行业的二氧化碳排放量到2035年将减少50%（16.6亿吨二氧化碳），因化石能源发电排放导致的死亡率将下降47%（避免过早死亡约50,000人）。电气化将减少交通运输、工业和建筑行业的一次化石能源消费产生的排放，从而增加减排和公共健康效益。快速提高非化石能源发电量占比和电气化将成为中国加快实现碳中和和空气质量目标的一条强大且成本较低的途径。

在清洁能源情境下，燃煤发电大幅减少的同时，对煤炭的需求会持续下降，进而减少煤炭开采行业的就业。本报告预测，煤炭行业流失的就业岗位，将被风电、太阳能发电和储能等上游电力行业的大规模投资所带动的就业增长以及因批发电价下降带动的全经济就业增长所抵消。然而，尽管就业市场整体呈现积极趋势，但电力行业煤炭消费减少50%对劳动力和财政的影响，将带来严峻的挑战，需要谨慎规划，并在国家层面提供相关支持。

在清洁能源情景下，到2035年，陆上风电、海上风电和太阳能光伏发电的总发电量占比达到60%。<sup>1</sup>中国一直存在一个疑问：高比例的可变可再生能源能否保证电力系统的正常运行？本报告在敏感性情景下，根据负荷预测误差，并使用35年模拟气象数据评估风电和太阳能发电预测误差，分析了在清洁能源情景下的发电资源组合能否可靠地满足2035年夏季和冬季两个净负荷（负荷减去风电和太阳能发电量）高峰周的电力需求。结果显示，电力系统需求能够可靠满足，并且有10%的经营备用容量。我们还分析了现有发电厂退役对电力系统可靠性的影响，并发现现有燃煤发电机组退役2.5亿至3亿千瓦，不会影响电力系统可靠性。<sup>2</sup>

<sup>1</sup> 在这种情景下，剩余20%的非化石能源发电量来自核电和水电。

<sup>2</sup> 容量扩展模型建设了大量电池储能用于能源套利，并出于政策原因建设抽水蓄能容量。基于这些新增容量，容量扩展模型中的容量限制在2035年不再具有约束力，这意味着现有燃煤发电将退役，且不影响系统可靠性。我们使用详细的调度模型，评估了不同程度煤电退役时的系统可靠性。

加快部署风电、太阳能发电和储能容量，可能需要修改政策法规，我们将需要修改的内容分为三个领域：政策目标、市场与监管、以及土地使用。表2总结了我们对研究结果针对每个领域提出的修改建议。这些建议旨在为制造商和电力行业提供指导，创建新的可再生能源发电和储能经营模式，以低成本实现可再生能源和储能并网发电，确保电力系统的可靠性，并最大程度减少大规模风电和太阳能发电项目开发对土地使用的影响。

**表 2. 政策建议**

领域	建议
政策目标	提高2025年和2030年的可再生能源发电容量与储能容量目标（百万千瓦）。
	制定2035年非化石能源的总发电量占比目标（百万千瓦时）。
市场与监管	合并可再生能源采购方式，专注于参与远期合约市场。
	持续发展电力现货市场，并支持现货市场向区域市场扩展。
	加强可再生能源配额与绿色证书制度。
	开发储能的市场参与模式。
	整合分布式能源参与批发市场。
	开发正式的、具有约束力的资源充裕度流程和机制。
土地使用	优先考虑土地使用效率。
	将风电和太阳能发电开发纳入土地使用和保护规划。

市场和监管改革有助于刺激创新，持续降低技术成本，支持中国电力行业在未来15年加快实现脱碳。而电力行业加快脱碳与电气化相结合，能够支持其他行业减少二氧化碳排放，实现到2060年的碳中和目标。



## 2 概述

本报告分析了到2035年将中国非化石能源发电量占比提高到80%的技术可行性、成本和影响。分析中使用了最先进的模拟工具，采用了详细的负荷数据、中国风电和太阳能发电概况以及近期对中国风电、太阳能发电和储能成本的预测。

本报告旨在就两个问题展开讨论。首先，近期风电、太阳能发电和电池储能成本下降，对于未来15年中国加快这些资源的发展速度和扩大发展规模有哪些影响？其次，在中国2060年前实现碳中和的背景下，什么是可行的2035年非化石能源发电量占比目标？

电力行业将为中国实现碳中和目标和空气质量目标发挥关键作用。非化石能源发电量占比提高以及交通运输、工业和建筑行业的电气化，能够大幅减少碳排放。为了了解这些效益的量级，本报告还包括排放量和健康影响分析。

提高非化石能源发电量占比将抵消燃煤发电，在制造业和建筑业创造更多就业岗位，但会导致煤矿开采和与煤炭行业相关的其他产业就业减少。为了了解这些影响的程度，本报告中还使用投入-产出模型框架和中国的国家宏观经济数据，分析了就业受到的影响。

本报告分为四个章节。

- **第三节** 概述了电力、健康影响和就业分析所使用的方法。
- **第四节** 介绍了两方面的结果：（1）发电和输电变化，以及（2）成本、投资、排放量、可靠性、健康影响和就业影响。
- **第五节** 总结本项研究的主要结论，提出政策建议，概述了未来的重点研究领域。
- **附录** 提供了模拟方法、数据输入和来源、负荷曲线绘制、风电和太阳能发电概况等详细信息。

# 3 研究方法

本报告以大量情景建设、数据开发和电力系统模拟为基础，使用了详细的最佳可用数据和最先进的模拟工具。本节概述了本项研究所使用的情景、主要输入数据和假设、模拟工具与方法以及敏感性分析。本报告附录中详细介绍了小时负荷、风电和太阳能发电概况的模拟方法和变化。

## 3.1 情景分析

本项研究分析了两个核心情景，分别是：现有政策情景，该情景符合中国当前的政策和技术成本趋势；以及清洁能源情景，即到2035年中国非化石能源发电量占比达到80%。敏感性分析研究了基于清洁能源情景的各种变化（见第3.4节）。

现有政策情景和清洁能源情景使用的三个假设存在差异（见表3）。首先，在现有政策情景下，我们基于目前施工中的发电厂和部分现有发电厂退役情况，在模型中假设燃煤发电装机净增加1.5亿千瓦。<sup>3</sup>在清洁能源情景下，未将净增加的1.5亿千瓦燃煤发电输入模型。在这两个情景下，模型中均可以选择新增燃煤发电作为成本最低的容量扩展方式之一。

表 3. 情景说明

	现有政策情景	清洁能源情景
新增燃煤发电容量	在模型中假设净增加1.5亿千瓦燃煤发电	在模型中假设无新增净燃煤发电
新增风力发电和燃煤发电容量	年度新增风电和燃煤发电容量不超过政策目标（到2030年风电和太阳能发电容量达到12亿千瓦）	由模型根据到2035年清洁电力占比达到80%的目标，确定年度新增风电和燃煤发电容量
非化石能源发电量占比	最低成本优化，受到新增非化石能源发电量限制的约束	2025年46%；2030年65%；2035年80%

<sup>3</sup> 根据现有政策和已经规划的燃煤发电项目，我们到2030年增加了1.5亿千瓦净燃煤发电容量。这符合Cui等人（2022）所做的在不采取其他措施的情况下到2030年新增1.58亿千瓦燃煤发电容量的预估。



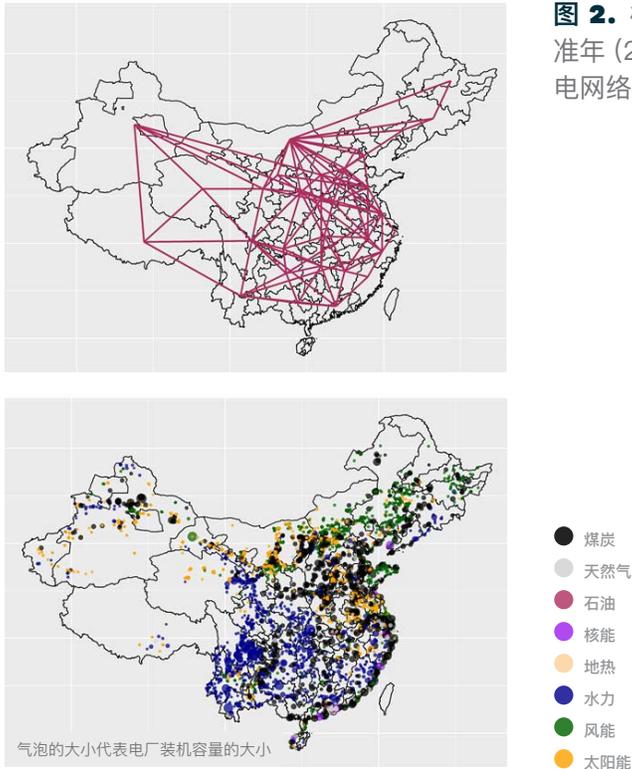
其次，现有政策情景假设在任何年份新增的风电和太阳能发电容量仅限于实现现有政策目标并且符合2035年的预期轨迹。在清洁能源情境下放宽了限制，新增风电和太阳能发电容量取决于年度非化石能源发电量目标。最后，在现有政策情景下，非化石能源发电量通过模型中的最低成本优化计算，并受到新增风电和太阳能发电容量限制以及核电和水电政策目标的约束。在清洁能源情境下，模型根据下列非化石能源发电量占比目标，即2025年达到46%、2030年达到65%和2035年达到80%，建设非化石能源发电。

### 3.2 模拟工具与方法

电力系统分析使用PLEXOS模拟平台，该平台被广泛应用于行业标准电力系统分析。模拟使用两阶段法。在第一个阶段，我们使用PLEXOS的容量扩展工具，在约束条件下模拟每个情景下的最低成本组合。在第二个阶段，我们使用PLEXOS的发电模拟工具以小时为单位分析每个模拟年份的运营成本、排放量和可靠性。我们的调度模拟仅限于直流电，不考虑交流电力系统更复杂的动态。

我们在PLEXOS模型中输入的中国电力系统信息详细描述了发电资源、发电约束、机组组合和省间及区域间输电约束等。图2显示了清洁能源情景下输配容量的地理位置分布，展示了模型中包含的空间详细程度。我们使用32个互联节点，链接182个跨省输电走廊，模拟中国的电网情况。我们假设，电力系统在区域电网层面实现平衡，允许各省之间高效资源共享。<sup>4</sup>

<sup>4</sup> 模型覆盖六个区域电网，分别是：西北电网（新疆、甘肃、青海、宁夏、陕西、西藏）、东北电网（辽宁、吉林、黑龙江、内蒙古东部）、华北电网（北京、天津、河北、山西、山东、内蒙古西部）、华中电网（湖北、湖南、江西、河南、四川、重庆）、华东电网（上海、江苏、浙江、福建和安徽）和南方电网（广东、广西、贵州、海南、云南）。



**图 2.** 模拟情景中使用的基准年 (2020年) 发电资源和输电网络

本研究利用PLEXOS模拟的结果进行了健康和就业影响分析。健康分析采用经过修改的简化空气质量模型InMAP（空气污染干预模型）。就业分析使用能源创新的中国能源政策模拟器，该开源模型中包括投入产出框架，并使用中国的国民收入核算和劳动统计数据。<sup>5</sup> 该模型测算了现有政策情景和清洁能源情景在就业方面的差异。

### 3.3 主要模拟输入数据

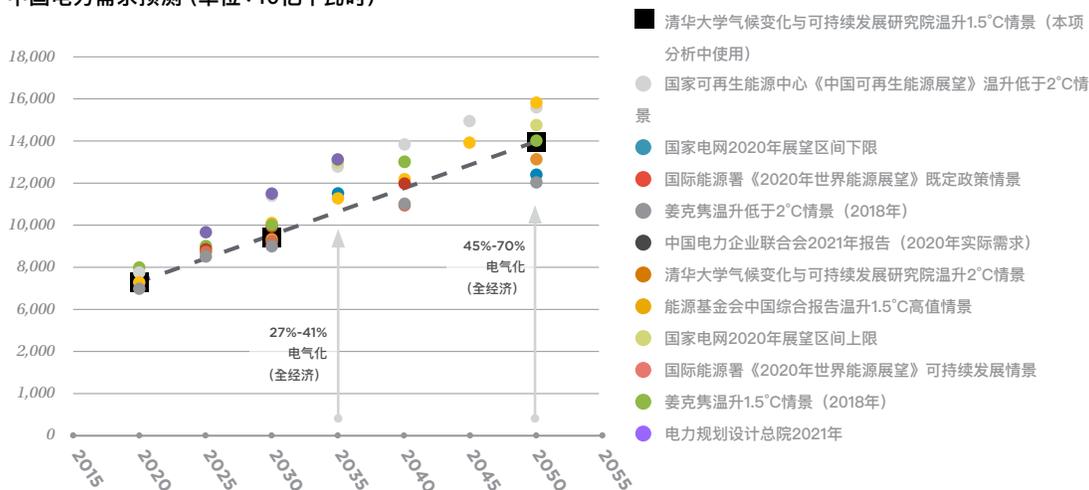
**电力需求。** 中国未来15年的电力需求增长充满不确定性。实际电力需求将取决于中国经济增长的结构和速度以及交通运输业、工业和建筑业的电气化进程。本项研究中的电力需求预测基于清华大学2020年发表的《低碳发展战略与转型路径》中提出的1.5°C情景，体现了为实现全球温升1.5°C的目标中国电力需求可能发生的预期变化。<sup>6</sup>图3显示了本项研究中使用的电力需求预测，并与近期其他研究中的预测进行了对比。

<sup>5</sup> EPS是一款开源系统动态计算机模型，旨在帮助政策制定者和监管机构了解哪些气候和能源政策能够最有效地减少温室气体排放，可以带来最大的财政和公共健康效益。为了计算就业影响，我们将两个情景的模拟结果输入到EPS就业模块，并结合中国的就业、工资和劳动生产率增长率等信息。之后通过输入-输出宏观经济模型，根据国际标准产业分类代码，确定政策对各行业的影响，计算出两种情景对就业的影响。可在线获取EPS就业模块机制的详细文档。参阅能源创新（2022年）。

<sup>6</sup> 气候变化与可持续发展研究院（2020年）。

图 3. 本项研究中使用的全国电力需求预测及其与近期其他研究的对比

中国电力需求预测 (单位: 10亿千瓦时)



资料来源: Jiang等 (2018年); 气候变化与可持续发展研究院 (2020年); 国际能源署 (2020年); 国网能源研究院 (2020年); 国家可再生能源中心 (2020年); 中国电力企业联合会 (2021a); Fu等 (2020年)。

我们根据公开的各省电力需求数据, 将国家年度电力需求转换成31个省的小时负荷曲线 (见附录C), 并与PLEXOS模拟中使用的小时时间尺度相匹配。我们使用的方法假设各省电力系统的负荷系数随着时间推移下降, 产生全国同时峰值需求 (2035年19.92亿千瓦), 在未来15年全国同时峰值需求的增长速度将是能源需求的1.5倍。<sup>7</sup>

**技术和燃料成本。** PLEXOS模型需要输入大量资源成本数据, 其中最重要的是风电、太阳能发电和电池储能技术成本以及煤炭燃料成本。<sup>8</sup> 本项目使用了彭博新能源财经 (BNEF) 提供的中国陆上风电、海上风电、太阳能光伏发电和4小时电池储能的装机成本和固定运营与维护 (O&M) 成本预测, 详情见图4。模型中还考虑了2小时和8小时电池储能; 这些技术的成本下降趋势与图4中所示的4小时电池储能技术的成本下降趋势类似。在成本和技術数据中, 我们没有明确区分输配电并网资源。<sup>9</sup>

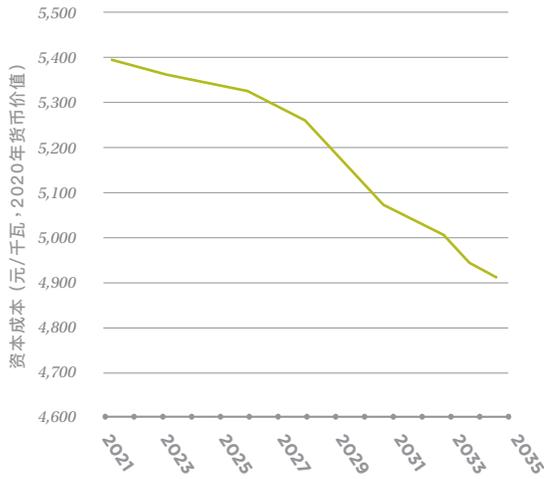
7 系统负荷系数是平均电力需求与峰值电力需求的比率。系统负荷系数下降与工业电力需求占比下降一致, 符合中国近期的趋势。容量扩展模拟假设规划备用容量为15%。本项分析并未考虑电气化或更多响应需求可能导致的负荷曲线变化; 这是未来研究的一个重要领域。容量扩展分析中包含多项技术, 例如燃煤发电、燃气发电、大型水电、核电、太阳能发电、陆上风电和海上风电、2小时/4小时/8小时电池储能和抽水蓄能等。为了简单起见, 分析中并不包括生物质发电、聚光太阳能 (CSP) 或地热能发电。这些资源都面临成本效益和大规模使用方面的问题。

8 容量扩展分析中包含多项技术, 例如燃煤发电、燃气发电、大型水电、核电、太阳能发电、陆上风电和海上风电、2小时/4小时/8小时电池储能和抽水蓄能等。为了简单起见, 分析中并不包括生物质发电、聚光太阳能 (CSP) 或地热能发电。这些资源都面临成本效益和大规模使用方面的问题。

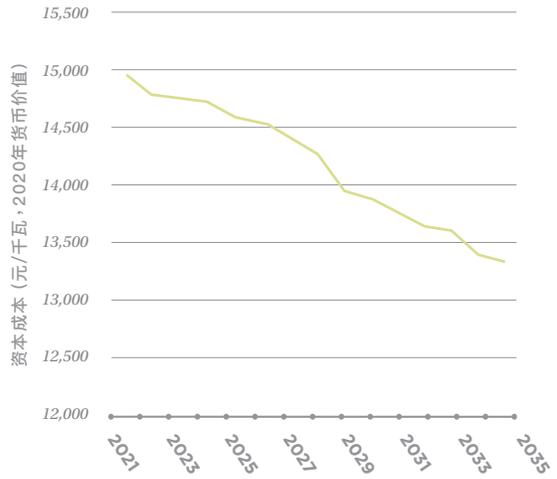
9 我们没有模拟省内输电, 因此在模拟中, 从运营的角度看, 输电和配电并网资源是相同的。我们没有足够详细的土地成本和输配电增量成本信息, 无法更有效地评估大规模地面电站资源和分布式资源之间的权衡。

图 4. 海上风电、陆上风电、太阳能光伏发电和电池储能 (4小时) 的技术成本输入数据

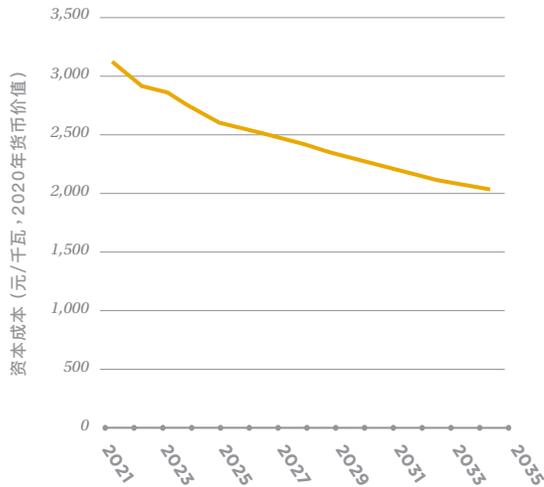
陆上风电发电成本



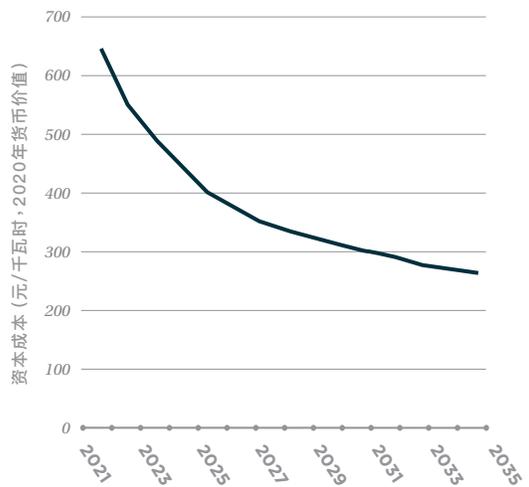
海上风电发电成本;



太阳能光伏发电成本



大规模电池储能 (4小时) 成本



资料来源: 彭博新能源财经数据 (2020年), 按1美元兑6.34元人民币的现行汇率转换。

中国的长期煤炭价格趋势高度不确定。2021年，煤炭价格创历史新高，但预计从长远来看将维持在合理区间。根据国家政策规定以及本项研究的结果，煤炭需求将持续下降，进而会降低煤炭价格，但价格下降会减少供应，使价格更接近边际生产和运输成本。我们在本研究中假设在研究期内，按2019年人民币实际货币价值计算，各省动力煤的价格保持不变，即煤炭价格将按通货膨胀率上涨。

现有政策情景和清洁能源情景使用相同的技术成本和燃料成本假设。附录B详细记录了所有输发电技术和燃料成本输入。

**太阳能发电与风电概况。**本项研究中估算了风电和太阳能发电的资源潜力，并分两步预测了中国各省的太阳能发电和风电具体情况。首先，我们评估各省的资源潜力，或太阳能发电和风电最高可装机容量。我们使用全球风能和太阳能资源数据库中的平均年度容量系数以及多个排除标准评估资源潜力。排除标准包括海拔、坡度、土地覆盖和海洋深度等。其次，我们使用再分析数据中的气象数据，并使用美国国家可再生能源实验室的系统指导模型（SAM）模拟场地级风力发电和太阳能发电，得出小时发电概况。在系统指导模型中可以设计风电厂和太阳能发电厂，并在模型中输入气象数据估算出小时发电量。之后使用聚合算法，合并一个省内多个场地的小时发电量，形成该省具有代表性的风能和太阳能资源概况。附录D详细讨论了完整方法和数据来源。

**水电和核电。**建设水电和核电容量，通常是出于经济以外的原因。例如，建设水电容量的主要目的通常是为了防洪。我们在本研究中采用了与长期政策目标一致的传统水电、抽水蓄能发电和核能发电容量，而不是由模型选择这些资源成本最低的容量。我们假设传统水电、抽水蓄能发电和核能发电容量将从2020年起呈线性增长趋势，到2035年分别达到4亿千瓦、2亿千瓦和1亿千瓦的长期政策目标。<sup>10</sup>

---

<sup>10</sup> 基于国家能源规划和国家能源局（2021b）发布的现有传统水电、抽水蓄能和核电政策目标推算出2035年的容量值。

### 3.4 敏感性分析

分析中主要考虑到三个敏感性情景：

- **煤电退役**。两个情景均假设没有现有燃煤发电退役。在敏感性情景中，我们在容量扩展和发电量模拟分析中，人为将运营寿命满30年的燃煤发电机组退役，减少燃煤发电量。
- **可靠性**。两个情景中使用决定性的风电和太阳能发电量与负荷概况。在敏感性情景中，我们评估了风电和太阳能发电长期低发电量以及意外需求冲击下，清洁能源情景的稳健性。为分析风电和太阳能发电长期低发电量对可靠性的影响，我们使用中国35年高空间分辨率风能和太阳能数据，分别针对2035年夏季和冬季净负荷高峰期，在PLEXOS中进行模拟（见附录D）。为了分析发生意外需求冲击对可靠性的影响，我们假设需求超出预期10%，针对2035年夏季和冬季的净负荷高峰期，在PLEXOS模型中进行模拟。<sup>11</sup>
- **海上风电**。海上风电能够为中国沿海省份供应优质能源，有潜力减少成本较高的输电和储能投资需求。模型根据我们输入的成本和效益数据，选择快速建设大量海上风电。为了确保新增海上风电不会过度依赖尚未在中国大规模部署的技术，我们限制了现有政策情景和清洁能源情景下不同时期可新增的海上风电发电容量。在敏感性分析情景下，我们在不限制海上风电部署的情况下，运行容量扩展和发电量模拟。

<sup>11</sup> 虽然理想情况下可以同时进行两种敏感性分析，但由于数据限制，我们选择单独分析，以研究负荷、风电和太阳能发电预测误差之间的相互关系。



# 4 研究结果

研究结果分为两个章节。第一章节（见第4.1节）包括发电组合、发电装机容量、新增发电容量、输电容量和燃煤发电厂运营。第二章节（见第4.2节）包括批发电力成本、总投资额、减排量、可靠性、健康影响和就业。每个章节中均包括敏感性分析结果。

## 4.1 发电和输电

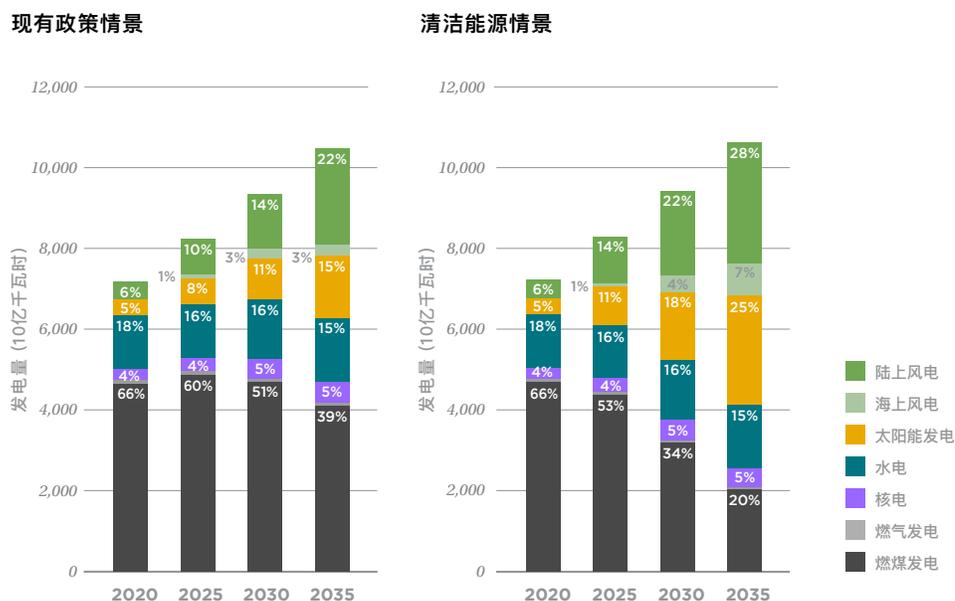
**发电组合。**在现有政策情景下，非化石能源发电量占比从2020年的34%<sup>12</sup>，提高到2035年的60%，燃煤发电量较2020年减少约12%（见图5）。现有政策情景符合国家能源局《能源生产和消费革命战略》中提出的到2030年，非化石能源发电量占全部发电量的比重力争达到50%的目标。<sup>13</sup>在清洁能源情景下，到2035年，非化石能源发电量占比达到80%，燃煤发电量较2020年减少56%。<sup>14</sup>在清洁能源情景下，非化石能源发电量占比高于现有政策情景的主要原因是陆上风电（占新增非化石能源发电量的47%）、海上风电（12%）和太阳能光伏发电（42%）容量增加（见图5）。

<sup>12</sup> 2020年的结果为模拟结果而不是实际结果，但根据2020年的实际数据进行了大致修正。

<sup>13</sup> 国家能源局（2016年）。

<sup>14</sup> 根据本研究中的输入数据和假设，无论现有政策情景还是清洁能源情景都不是最低成本。在不限制年度新增太阳能发电和风电容量并且不设定非化石能源发电量目标的情况下运行PLEXOS模型，得到到2035年成本最低的非化石能源发电量占比约为70%。清洁能源情景相比最低成本容量扩张情景实现了额外减排，并且与现有政策情景相比降低了平均批发成本。

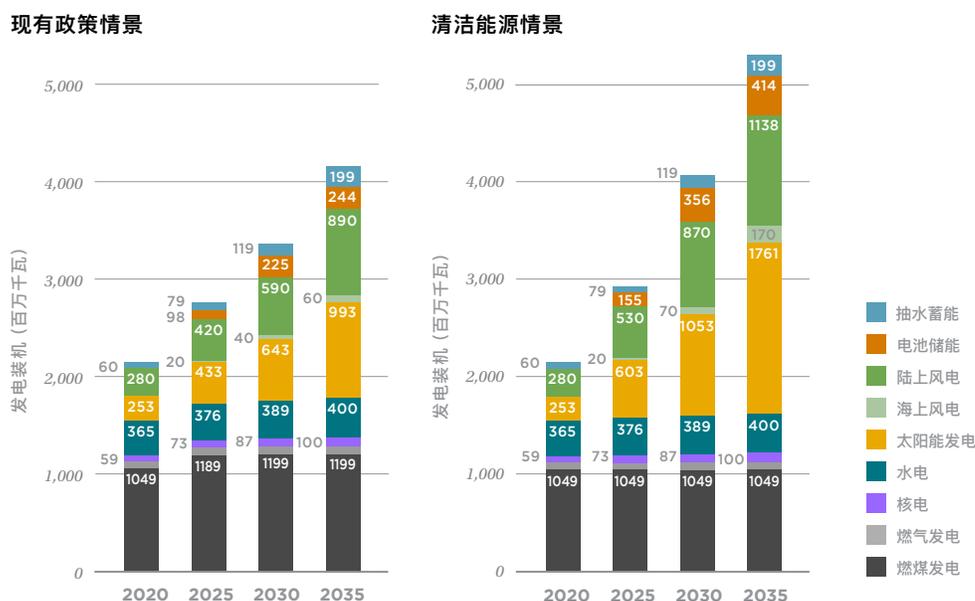
图 5. 发电能源组合



**发电装机容量。**在现有政策情景下，除了正在施工的1.5亿千瓦燃煤发电以外，所有新增发电容量均为非化石能源（见图4）。模型可在现有政策情景下额外建设燃煤发电，但选择不增加燃煤发电。模拟显示，根据本项研究中所使用的输入数据和假设，风电、太阳能发电和储能用于满足电力需求增长的成本低于燃煤发电。这一结果符合政府的现有政策。在现有政策情景下，到2030年，风电和太阳能发电装机达到12.73亿千瓦，符合政府提出的到2030年风电和太阳能发电装机达到12亿千瓦、<sup>15</sup>。在现有政策情景下，成本下降使电池储能容量快速增长，到2025年总计达到9,800万千瓦、到2030年达到2.25亿千瓦、到2035年达到2.44亿千瓦。

15 国家能源局（2021a）。

图 6. 发电装机容量



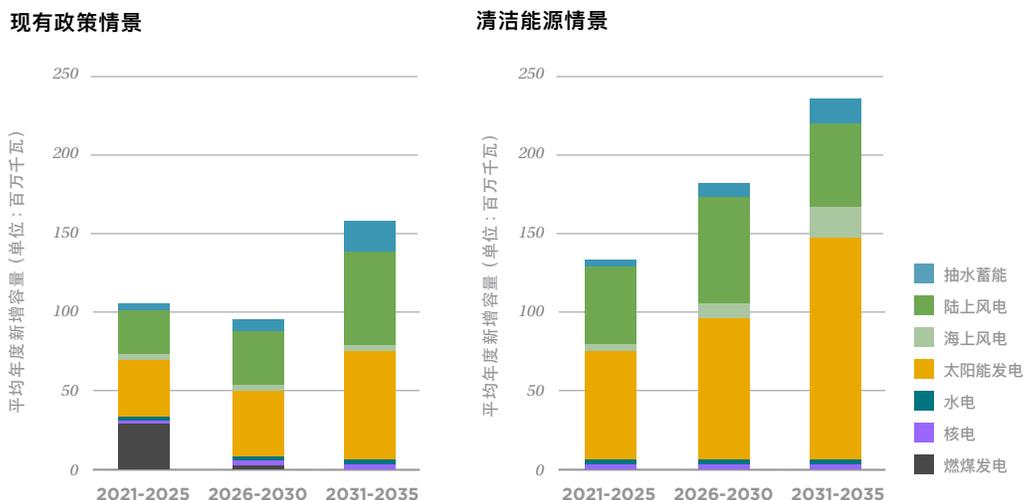
在清洁能源情景下，风电和太阳能发电装机以及电池储能容量增长速度超过现有政策情景（见图6）。两个情景在2020至2025年开始出现差异。在清洁能源情景下，到2025年风电和太阳能发电装机以及电池储能容量分别达到11.53亿千瓦和1.55亿千瓦，在现有政策情景下分别为8.73亿千瓦和9,800万千瓦。在清洁能源情景下，风电和太阳能发电装机到2030年增长到19.93亿千瓦，到2035年达到30.69亿千瓦，远高于现有政策目标。到2030年和2035年，电池储能容量分别增长到3.56亿千瓦和4.14亿千瓦。<sup>16</sup>

**新增发电装机。**在现有政策情景下，年度新增风电和太阳能发电装机限制具有约束力，模型将2021–2025年、2026–2030年和2031–2035年两种资源的年度新增装机分别限制在6,800万千瓦、8,000万千瓦和1.34亿千瓦（见图7）。这些增长速度较为保守；中国在2020年新增风电和太阳能发电装机1.2亿千瓦。<sup>17</sup>在清洁能源情景下，年度新增风电和太阳能发电装机取决于经济因素，因此在三个模拟周期每年平均增加风电和太阳能发电装机1.24亿千瓦、1.68亿千瓦和2.15亿千瓦。在现有政策情景和清洁能源情景下，电池储能容量增长速度远高于历史水平。

<sup>16</sup> 假设电池储能设施将在10年后更换（约3,000个周期）；更换成本包含在我们的成本估算当中。

<sup>17</sup> 中国电力企业联合会（2021b）。

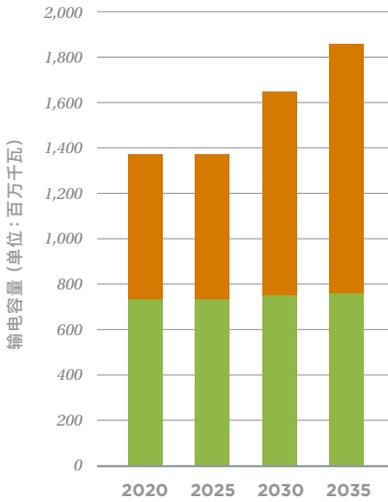
图 7. 年度新增风电和太阳能发电装机以及电池储能容量



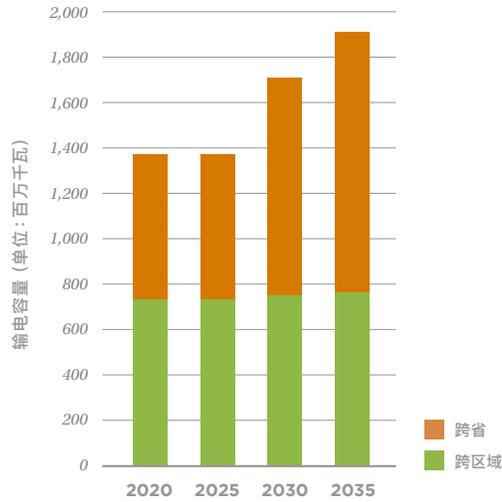
**输电容量。**在现有政策情景和清洁能源情景下，从2020年至2025年，模型中未建设任何新跨区域容量或跨省输电容量，这表明所有具有成本效益的容量在2020年前已经建设完成。在清洁能源情景下，从2025年至2035年，新增跨省输电容量和投资仅有小幅增加（约3%）（见图8）。出现这个结果主要有三个原因：（1）由于太阳能光伏发电和陆上风电装机成本大幅下降，模型可以以具有成本效益的方式，在更接近负荷中心的位置建设这些资源，无需通过长途输电线路从资源质量最高的区域向负荷中心输电；（2）低成本电网规模储能避免了为实现电网平衡所需要的大部分新输电投资；以及（3）在现有政策情景下，2020年至2035年期间的电力需求增长，需要大幅增加基线输电投资，这意味着相对于现有政策情景，清洁能源情景下需要的增量输电投资更低。



现有政策情景



清洁能源情景



年度输电投资成本

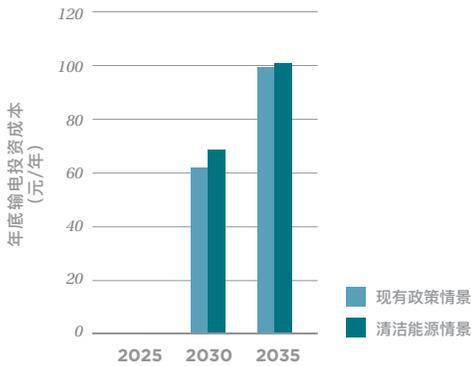
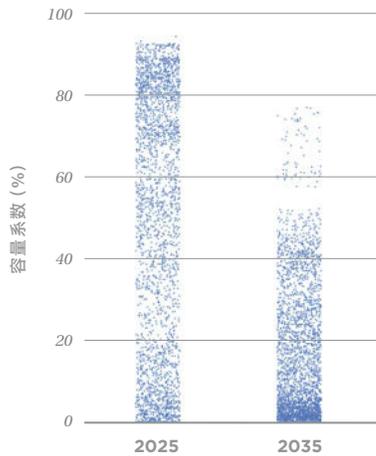


图 8.

跨省和跨区域输电容量 (上图)  
与年度新增输电成本 (下图)

**燃煤发电厂运营。**在现有政策情景和清洁能源情景下，燃煤发电厂运营出现显著变化，大多数燃煤发电厂年度运行小时数大幅减少，并且在两种情况下年度运行小时数的偏差扩大。燃煤发电厂的平均年度运行小时数从2020年的每年4,526小时（年度容量系数52%），在现有政策情景下到2035年下降到3,469小时（40%），在清洁能源情景下下降到1,986小时（23%）。图9显示了在清洁能源情景下燃煤发电机组年度容量系数的变化，表明到2035年燃煤发电机组容量系数出现高偏差，并且容量系数总体下降。

图 9. 燃煤发电厂的年度容量系数



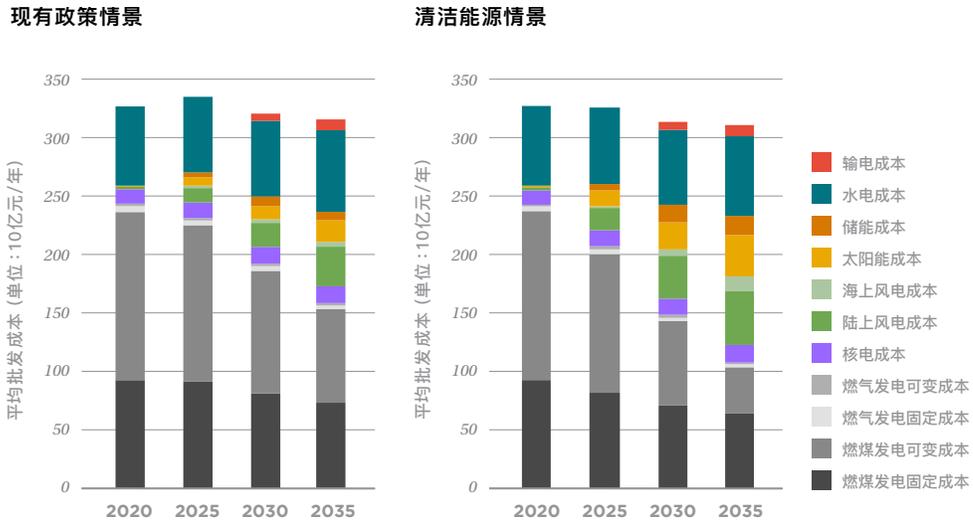
注：每个点代表一家燃煤发电厂的容量系数。

## 4.2 成本、可靠性、排放量与就业

**批发成本。**在清洁能源情景下，到2035年平均批发成本<sup>18</sup>比现有政策情景低6%，因为在清洁能源情景下，新增风电、太阳能发电、电池储能和输电投资的增量年均成本（每年4,970亿元）低于现有政策情景下煤炭和天然气燃料增量成本节省（每年4,260亿元）和燃煤发电新增投资（每年950亿元）之和（见图10）。在清洁能源情景下更低的平均批发成本，意味着在现有政策情景下对年度新增风电和太阳能发电容量的限制不具有成本效益。

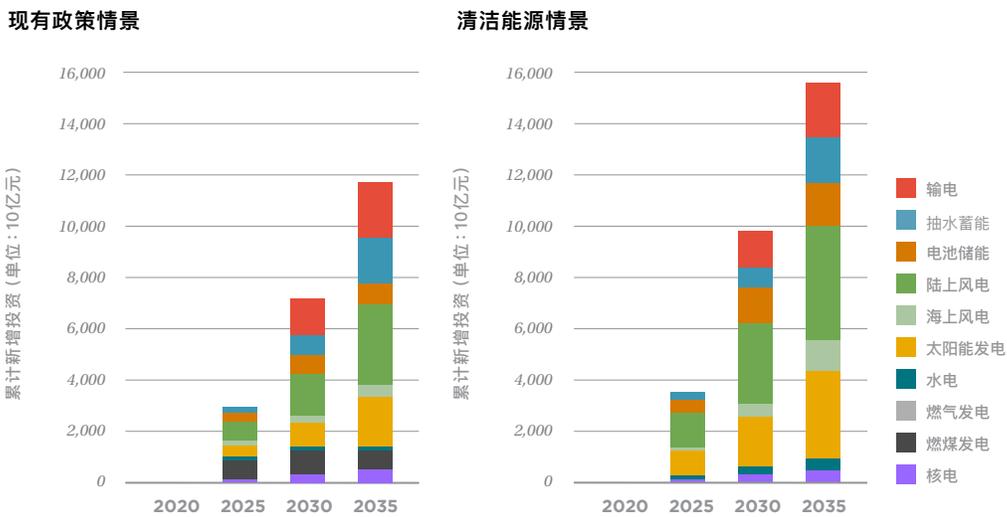
<sup>18</sup> 平均批发成本为总批发成本除以总发电量的商。批发成本包括装机容量、固定运营与维护成本、发电燃料成本、储能和跨省与跨区域输电的装机容量成本。

图 10. 平均批发成本



总投资额。在清洁能源情景下，2025年的累计投资总额高于现有政策情景（高17%，5,160亿元），但到2035年，两个情景之间的累计投资额差额增加到接近4万亿元（40%）（见图11）。如上文所述，大幅增加的投资可以通过减少的煤炭燃料成本来支付。

图 11. 输发电累计新增投资

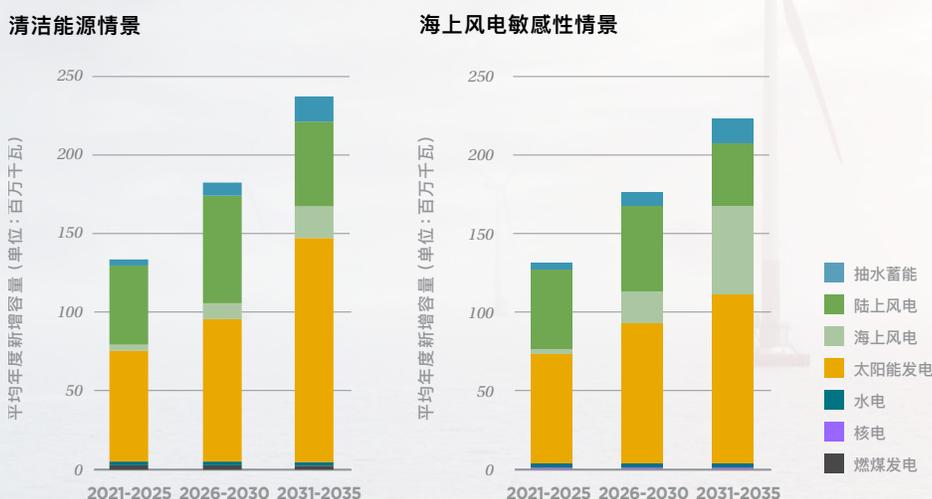


注：每年的投资额为累计总投资额，而不是年均投资额。

## 海上风电敏感性

中国东部沿海地区有丰富的优质海上风电资源。海上风电敏感性情景（相关介绍见第3.4节）允许快速发展海上风电资源。在该敏感性情景下，我们放宽了对年度新增海上风电容量的限制，允许增加海上风电取代陆上风电和太阳能发电。2035年，海上风电在发电组合中的占比从7%提高到15%，陆上风电的发电量占比从28%下降到23%，太阳能发电量占比从25%下降到23%。海上风电装机从1.7亿千瓦增长到4亿千瓦，相对应的2025至2030年年均增长2,000万千瓦，2030至2035年年均增长5,600万千瓦（见图12）。

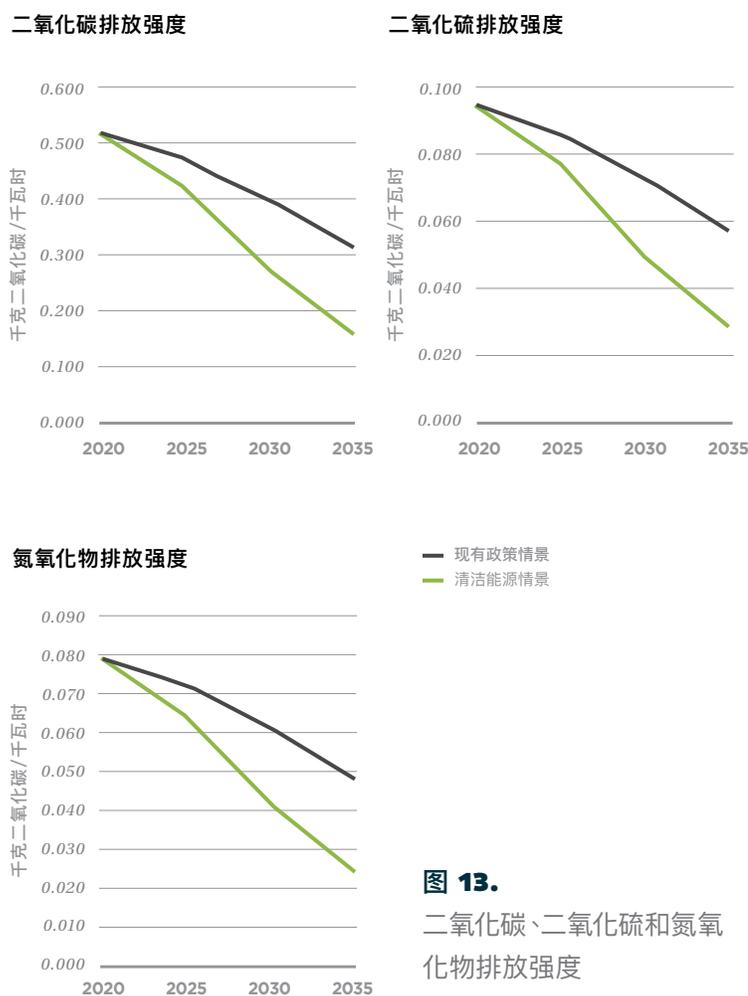
图 12. 清洁能源情景和海上风电敏感性情景下的平均年度新增容量



在海上风电敏感性情景下，2035年的批发成本（322元/兆瓦时）与基准清洁能源情景下的成本（318元/兆瓦时）接近，低于现有政策情景（327元/兆瓦时）。在海上风电敏感性情景下，总输电投资与基准清洁能源情景相当。模拟结果表明，海上风电通过减少发展成本更高（但资源质量较低）的陆上风电和太阳能发电资源的必要性，可以成为中国能源系统实现能源和环境政策目标的一种重要资源。

注：海上风电成本包括电网联络线成本和其他增量输电成本。

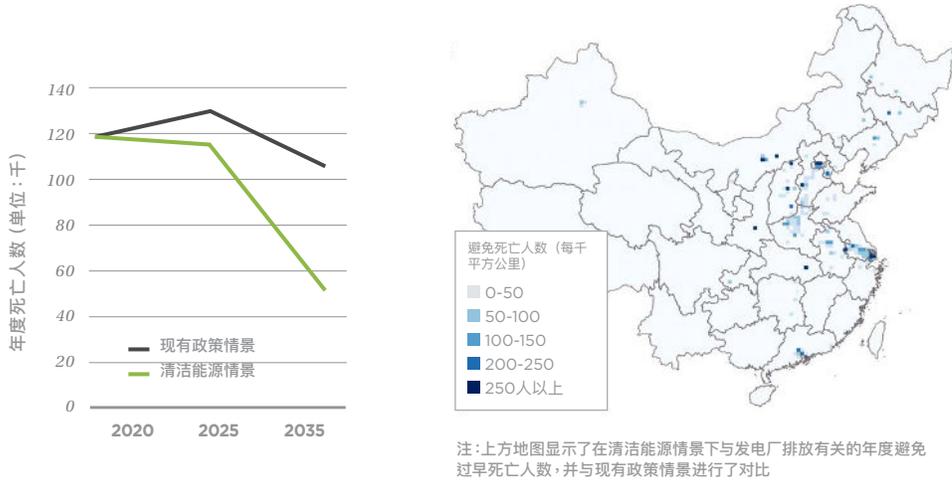
**减排与健康效益。**在现有政策情景下，二氧化碳、二氧化硫和氮氧化物排放强度（每千瓦时发电量排放量）大幅下降，但由于电力需求增长，在短期内绝对排放量增加，到2035年仅比2020年减少排放12%（见图13）。在清洁能源情景下，到2035年，二氧化碳排放强度较2020年减少70%，下降到0.16吨二氧化碳/兆瓦时，绝对排放量减少50%（减少16.6亿吨二氧化碳）（见图13）。在清洁能源情景下，二氧化硫和氮氧化物排放强度同样更低。



**图 13.** 二氧化碳、二氧化硫和氮氧化物排放强度

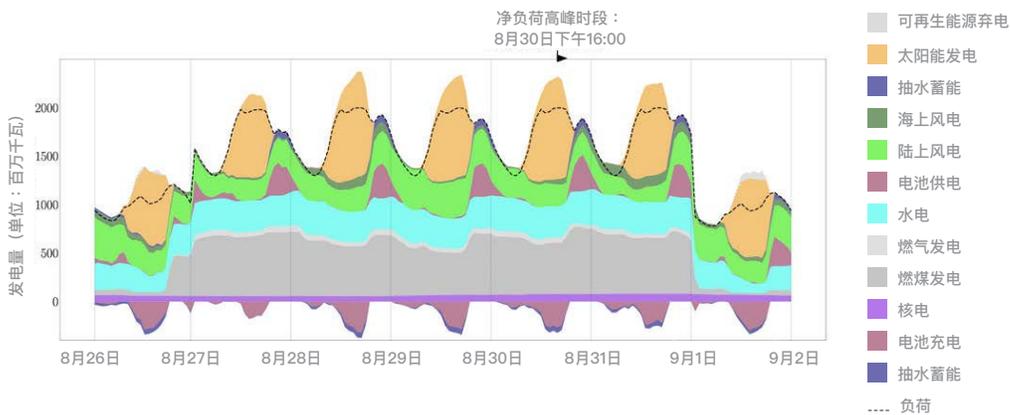
燃煤发电排放量大幅下降降低死亡率，到2035年，在清洁能源情景下与发电相关的年度死亡人数较现有政策情景减少约50%。如图14所示，死亡强度（每平方公里死亡人数）下降在中国各地区的分布较为均匀。

**图 14.** 清洁能源情景和现有政策情景下的年度死亡人数，以及清洁能源情景下的避免死亡人数地图



**可靠性/燃煤发电退役。**在燃煤发电退役敏感性情景下，发电厂的30年使用寿命使燃煤发电容量到2035年减少到约8亿千瓦，减少约2.5亿至3亿千瓦。我们发现，即使燃煤发电容量下降，在夏季和冬季的净负荷高峰周，<sup>19</sup>电力系统依旧能够满足需求并且有10%的系统运行备用容量，因为水库水力发电、燃气发电和储能能够填补因燃煤发电退役所产生的容量缺口（见图15）。

**图 15.** 在燃煤发电退役情景下，2035年夏季净负荷高峰周的全国系统调度情况

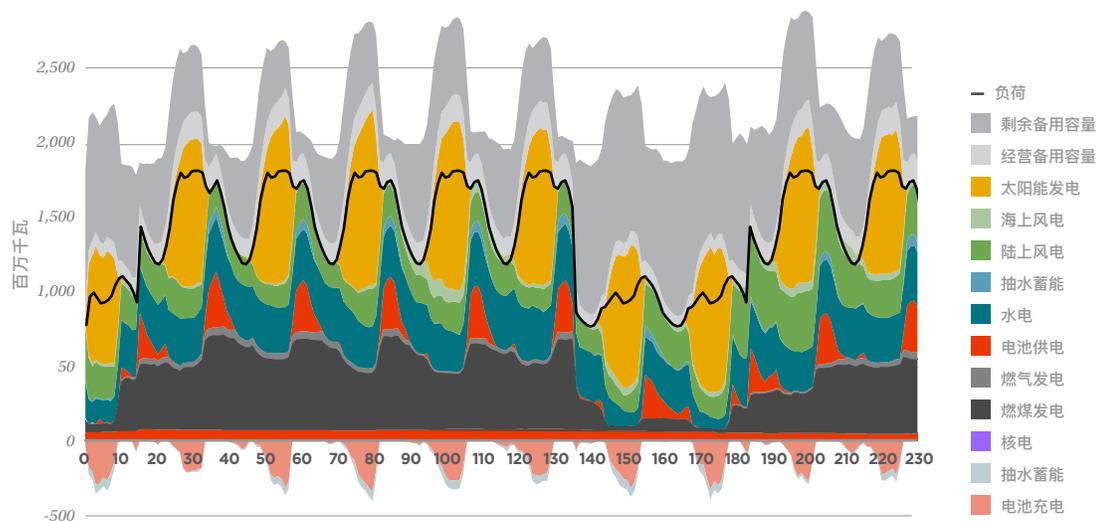


<sup>19</sup> 净负荷高峰周是指负荷减去太阳能和风能发电量得出的净负荷最高的一周。

**可靠性/供需冲击。**在35年风电和太阳能发电数据中的净负荷高峰时段，风电和太阳能发电量较我们的基准气象年（2018）减少了1.62亿千瓦。在夏季净负荷高峰周，全国可再生能源总发电量较我们的基准年减少了12%（见图16）；在冬季净负荷高峰周，全国可再生能源总发电量较基准气象年减少了14%（见图17）。由于区域和资源的多样性，35个气象年的全国可再生能源总发电量在负荷高峰期的下降幅度为12%至14%。<sup>20</sup>

必须有其他容量和能源填补这个缺口。在调度模拟中，风电和太阳能发电被燃煤和燃气发电取代。在10%需求冲击（增长）下，峰值需求增长到近20亿千瓦，但在夏季和冬季净负荷高峰期，电力系统依旧有足够的资源满足需求（见图18和图19）。

**图 16.** 使用35年气象数据，2035年夏季净负荷高峰周的全国系统调度情况



20 在省或场所级别，可再生能源发电量的年度差异可能高于国家总发电量的年度差异。

图 17. 使用35年气象数据，2035年冬季净负荷高峰周的全国系统调度情况

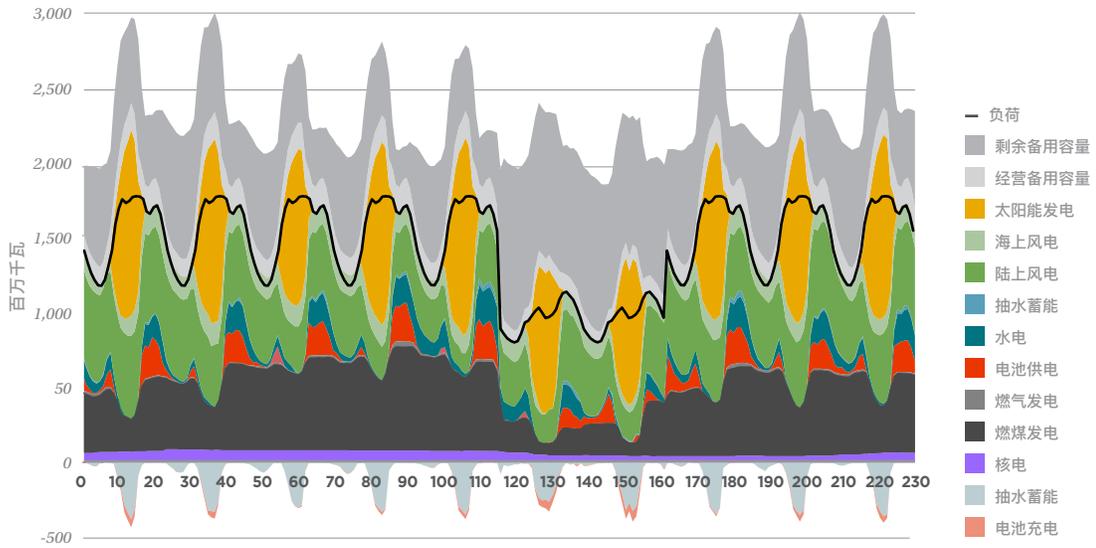


图 18. 在10%需求冲击的情况下，2035年夏季净负荷高峰周的全国系统调度情况

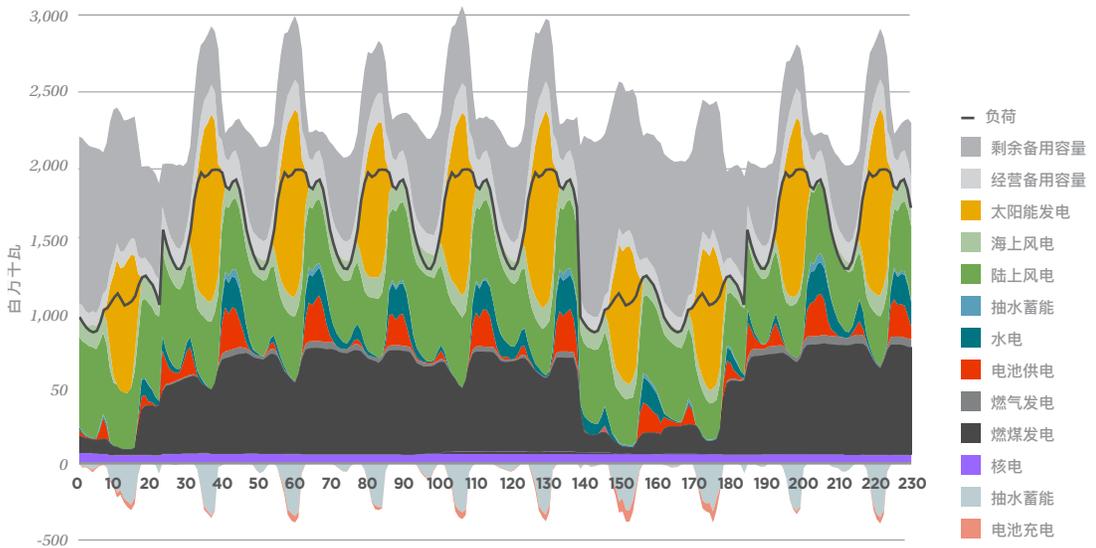
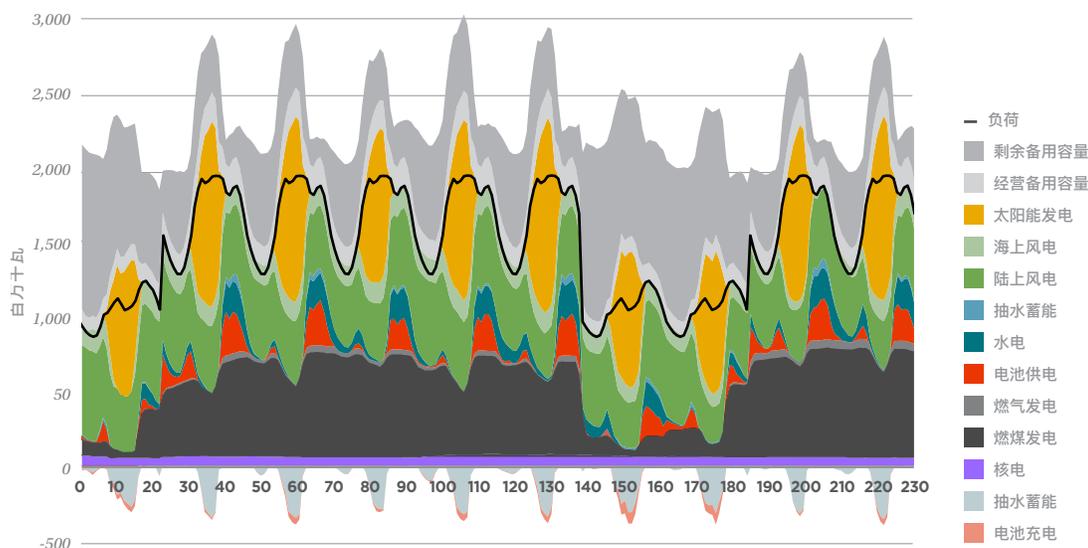


图 19. 在10%需求冲击的情况下，2035年冬季净负荷高峰周的全国系统调度情况



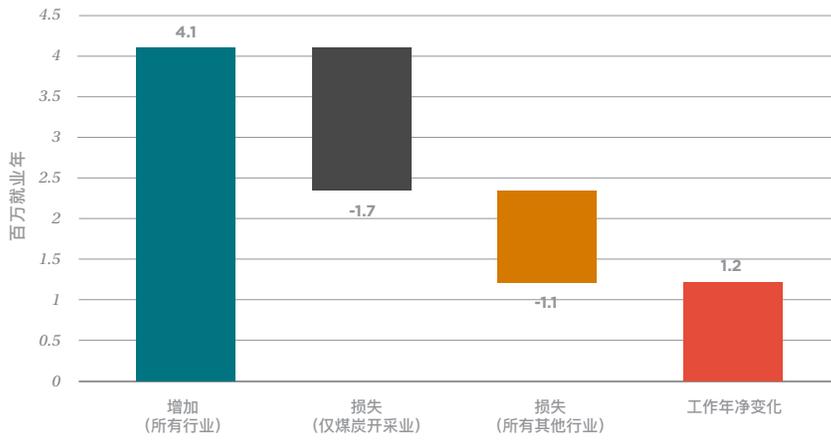
**就业。**在清洁能源情景下，提高非化石能源发电量占比，导致电力行业的支出发生巨大转变，尤其是从煤炭燃料消费向风电、太阳能发电和储能设施建设与制造支出转变。这种转变带动就业市场发生变化，煤炭燃料消费减少导致煤炭开采业的就业人数减少，而建筑和制造业消费支出增加了净就业人数。

我们预计，从2020年到2035年，燃煤发电支出减少将导致煤炭开采业累计损失170万个工作年。其他（非煤炭）行业同期内将累计损失120万个工作年。相比之下，从2020年至2035年，对风电、太阳能发电和储能的支出增加累计将增加480万个工作年，净增加190万个工作年（见图20）。这些结果对于各行业尤其是煤炭开采业的劳动生产率增长率假设非常敏感。在计算结果中去掉生产率增长率，可得出2035年前净增长430万个就业年。

无论从绝对量，还是相对于中国劳动力队伍的庞大规模来看，从化石能源发电向非化石能源发电转型对就业的影响相对较小。然而，由于就业变化在各省和不同时间的分布并不均衡，因此为了控制从化石能源发电向非化石能源发电转型所产生的宏观经济影响，需要政府谨慎提供政策支持。

图 20. 清洁能源情景的累计净就业效应

工作年累计变化 (2020-2035年)





# 5

## 结论、建议与未来研究

风电、太阳能发电和储能技术的成本大幅下降，为中国电力行业降低批发成本和减少排放创造了新的机遇。本项研究的结果表明，到2035年，将非化石能源发电量占比从现有政策下的约60%（现有政策情景）提高到80%（清洁能源情景），能够降低批发电力成本，支持中国政府实现碳中和与空气质量目标。电力系统的非化石能源发电量占比达到80%，需要克服与风电、太阳能发电和储能的发展和并网有关的障碍。

最后一节总结了本项研究的主要结论，基于研究结果提供了政策法规修改建议，并概述了通过本项研究确定的未来研究重点。

### 5.1 主要结论

本项研究通过分析得出了五个主要结论：

**风电、太阳能发电和储能成本下降，正在改变中国电力行业的经济状况。**

现有政策情景和清洁能源情景展示了中国电力行业经济状况未来可能出现的变化。在这两个情景下，满足电力需求增长的最低成本资源是风电、太阳能发电和电池储能组合。这个结果表明，这个组合的成本低于新建燃煤发电的成本。

在清洁能源情景中，增加风电、太阳能发电和储能容量，能够经济高效地减少现有燃煤发电厂的发电量，因为新增风电、太阳能发电、储能和输电的增量成本将低于减少燃煤发电

厂运营所节约的燃料成本。这个结果表明，在清洁能源情景下，新增风电、太阳能发电和电池储能的成本，低于继续运营现有燃煤发电厂的成本。

### **在非化石能源发电量占比达到较高水平的情况下，中国电力系统依旧可以可靠运行。**

可靠性敏感性分析显示，到2035年非化石能源发电量占比达到80%，其中风电和太阳能发电达到60%，在这种情况下中国电力系统依旧可以维持较高水平的可靠性。当风电、太阳能发电、水电和储能占比更高时，可靠性问题的焦点从容量充裕度变成了容量和能源充裕度。然而，即使在风电和太阳能发电量长期较低和负荷突然增加时，中国电力系统依旧可以保证容量和能源充裕度。不需要新建燃煤发电以保证资源充裕度。

在可再生能源占比较高的情况下，保证可靠性的两个关键因素是（1）一种优化储能设施运营的可靠方法，可确保单个储能设施能够支持整个电力系统的可靠性；以及（2）区域和全国协调运营，确保缺电省份和地区无论短期还是长期，均可从邻近省份和地区无缝输入电力。

### **高于现有目标的非化石能源发电量，能够额外带来减排、健康和就业效益。**

将非化石能源发电量占比提高到80%，可支持大幅减少二氧化碳排放，降低与空气质量不佳有关的健康成本和死亡人数。结合电气化实现的减排和健康效益，将远高于本报告的估算（见第4.2节）。例如，交通运输业电气化和加快向非化石能源发电转变，能够减少汽车尾气排放和发电厂排放。因此，将电气化和加快部署非化石能源发电相结合，将是中国加快实现环境目标的强大工具。

减少燃煤发电将导致煤炭开采业就业持续减少，但风电、太阳能发电、水电、核电和电池储能投资带来的就业增长能够抵消煤炭开采业的就业损失。批发电力成本下降，如果转换成零售客户支付的价格，也将推动就业增长。中国政策制定者面临的挑战是如何在不影响新增非化石能源发电的经济性的前提下，控制电力行业从依赖煤炭向依赖非化石能源转变所带来的就业和税收影响。

### **非化石能源发电达到具有成本效益的水平，需要克服风电、太阳能发电和储能发展与并网面临的障碍。**

在清洁能源情景下，风电、太阳能发电和储能的发展将达到前所未有的规模。2025年，风电和太阳能发电容量合计达到11.53亿千瓦，接近目前制定的2030年的目标（12亿千瓦），2030年将进一步增长到接近20亿千瓦，到2035年将超过30亿千瓦。电池储能将从2020年的百万瓦规模增长到2025年的1亿千瓦规模。

将风电、太阳能发电和储能发展到这种规模并且并入电力系统，需要克服规模化障碍。本项研究中使用的情景有效模拟了克服障碍需要满足的条件。在现有政策情景下，年度新增太阳能发电和风电发电容量（百万千瓦/年）被限制为历史水平。在清洁能源情景下，虽

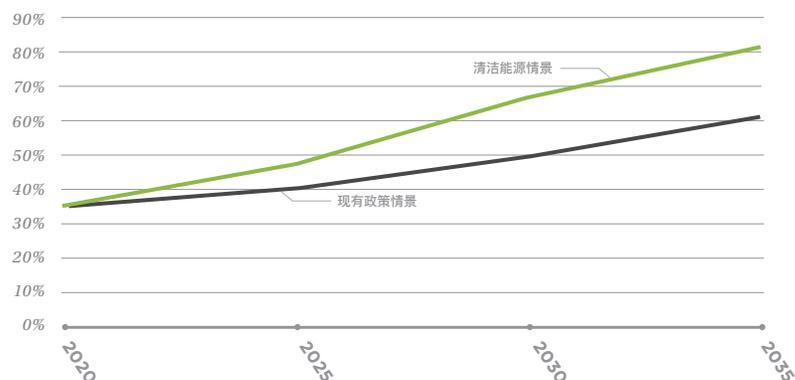
然放宽了这些限制，但为了克服规模化障碍，必须努力推动风电、太阳能发电和储能以前所未有的速度发展和并网。最主要的障碍涉及市场与监管、电力系统运营和土地使用等问题。第5.2节详细探讨了这些障碍。

### 未来五年，中国电力系统将开始向低成本可再生能源路径转型。

在现有政策情景和清洁能源情景下的非化石能源发电量占比，在2020至2025年期间开始出现差异（见图21），这表明应该从“十四五”规划期间（2021 – 2025年）开始进行政策和监管改革，以加快非化石能源部署，而不是等到“十五五”规划期间（2026 – 2030年）再开始行动。尤其是风电和太阳能发电加快扩展的势头已经出现，因此近期的工作重点应该是减少快速扩展电池储能所面临的障碍。

**图 21.** 非化石能源发电量占比，现有政策情景和清洁能源情景

#### 非化石能源发电量占比



## 5.2 政策建议

为减少风电、太阳能发电和储能快速部署所面临的障碍，需重点关注的领域包括政策目标、市场与监管以及土地可用性和土地使用。在这三个领域推行改革，能够促进可再生能源从中国电力系统的外围资源转变成支柱资源。

### 5.2.1 政策目标

历史上，发电装机目标和非化石能源发电量占比目标为中国电力行业提供国家政策方向指导，发挥了至关重要的作用。没有任何迹象表明，这些政策目标未来将不再发挥这种作用。

## 提高2030年非化石能源发电量占比目标和可再生能源发电装机目标，并考虑增加储能目标

本研究的结果显示，将2030年非化石能源发电量占比目标从50%提高到65%，将风电和太阳能发电装机目标从12亿千瓦提高到20亿千瓦，可以以较低成本甚至负成本显著增加减排，带来重要的健康效益，使中国能够在2030年代实现电力行业基本脱碳，增强国家能源安全。

2021年，国家能源局将2030年的抽水蓄能目标提高到1.2亿千瓦。<sup>21</sup>中国《2030年前碳达峰行动方案》提出到2025年，新型储能装机容量达到3,000万千瓦以上。<sup>22</sup>制定明确的长期储能目标，可以为储能制造商和电力行业提供有用的信号，确定储能的预期发展速度和规模以及并网需求。

## 制定2035年非化石能源发电装机目标

中国尚未制定2035年的非化石能源发电和风电、太阳能发电、水电和核电装机目标。制定2035年目标能够帮助制造商、电力行业和各省明确预期的变化速度和规模。

### 5.2.2 市场与监管

修改法规，使风电、太阳能发电和储能成为电力资源采购和市场的主流，并创建稳定的商业模式，对于减少这些资源快速部署面临的障碍至关重要。这些发电资源的主流化需要目前已经开展的一系列相互关联的改革取得进展。

#### 合并可再生能源采购方式，专注于参与中长期交易

第一个改革领域涉及资源采购。目前，中国的可再生能源发电通过上网电价补贴和市场化采购机制组合的方式购买和支付，导致可再生能源发电商面临过度亏损和收入无法预测的问题。<sup>23</sup>此外，这些机制并不支持可再生能源发电与火力发电之间直接展开批发竞争。

为了解决这个问题，可以将不同可再生能源发电采购方式调整为一种方式：通过中长期交易进行采购。通过这种方式，可再生能源发电可以与火力发电直接竞争工业用电单位和电网公司用户的中长期交易。这种方法符合2015年启动的电力市场改革的意图，并且与中国的可再生能源采购保障政策方向一致。<sup>24</sup>

为了确保不同资源公平竞争，可以扩展中长期交易市场（如延长合同期限、推出更有针对性的合约等），提高买卖双方的交易频率和灵活性，同时继续开展短期（如月度）拍卖。美国近期的经验表明，可再生能源发电可以参与远期采购，与火力发电直接竞争。<sup>25</sup>现货

21 国家能源局（2021b）。

22 国务院（2021年）。

23 Yong（2022年）。

24 国家能源局2015年发布的《关于推进电力市场建设的实施意见》鼓励可再生能源参与新兴电力市场（国家能源局，2015年）。2016年发布的《可再生能源发电全额保障性收购办法》提出，对可再生能源发电的最低支持保障最终将被远期和现货市场参与所取代（国家能源局，2016b）。

25 Kahrl（2021a）。

市场可以减少合约发电量物理交割的必要，支持可再生能源发电参与中长期交易市场。

### 持续发展电力现货市场，并支持现货市场向区域市场扩展

可再生能源发电更大规模参与中长期交易，关键在于解决与失衡成本有关的问题。失衡成本包括卖方发电量与买方用电量之间的电量差额、电网阻塞造成的边际成本差额以及因风电和太阳能发电预测误差导致的电力系统成本。实时电力现货市场提供了一种解决这些成本的自然机制，支持卖方和买方支付现货市场价格结算失衡，并在合约中确定失衡成本风险由哪一方承担。根据美国的经验，最适合管理这个风险的实体取决于买方和卖方的规模、资产负债状况和成熟度。

中国已经在多个省开展现货市场试点。大多数试点采用了不同形式的节点电价、15分钟调度和结算，个别试点省份已经允许可再生能源参与现货市场。但这些现货市场仍是试运行模式，需要进一步完善市场设计和监管，支持这些市场的正式运行。现货市场正式实施之后，将成为中长期市场的重要补充。随着中国现货市场的日益成熟，调整到5分钟调度和结算，将减少与预测误差有关的失衡成本，为风电和太阳能发电创造公平的竞争环境。

未来需要开展多个方面的工作，作为现货市场发展的补充。这些工作领域包括：1) 开发由系统运营商运营的辅助性服务（AS）市场，通过竞争机制采购频率调节备用和经营备用，且辅助性服务由负荷单位支付而不是由发电厂支付；2) 继续将远期合约转变为差价合约（CfD），以进一步提高实时运行灵活性；以及3) 开发支持市场参与者对冲长期风险的新型金融产品。

最后，发展现货市场需要加强各省和地区之间的市场与运营协调机制，理想情况下可以通过由一家区域系统运营商运营的单一区域市场相互协调。国家发展和改革委员会和国家能源局2021年发布的《省间电力现货交易规则》提供了省间电力现货市场协调框架，规定省内市场应考虑其他省现货市场的送出需求和受入需求曲线，包括输电费。<sup>26</sup> 但根据美国的经验，相对于多方协调现货市场或公用事业单位之间的双边协调，一家单一区域系统运营商能够更好地管理可靠性，提高调度效率，避免因高输电费导致的无效调度，协调区域资源充裕度和输电投资。<sup>27</sup>

### 加强可再生能源配额与绿色证书制度

即使新增风电和太阳能发电成本较低，近期内在中长期或现货市场中可能无法体现这些成本优势，因为市场需要更长时间发展成熟，而买方和卖方对于市场机制经验不足。例如，随着日前和实时可再生能源市场逐步成形，可再生能源发电商可能面临过高的失衡成本。在向市场化可再生能源采购机制转型的过程中，中国现有超过5亿千瓦风力发电和太阳能发电面临更高成本，需要某种形式的市场外支持机制。

<sup>26</sup> 国家发展和改革委员会和国家能源局（2021年）。

<sup>27</sup> 关于区域系统运营商的效益预估，请参阅PJM（2019年）和MISO（2021年）。

在近期内，加强现有的可再生能源配额与绿色证书制度，可以帮助支持现有可再生能源发电商，继续推动可再生能源市场发展。需要强化的重要领域主要包括：将配额与政策目标进一步挂钩，明晰履行配额的责任，提高配额的执行力度。<sup>28</sup> 如果可再生能源发电商参与中长市场，最有效、最高效的做法是对市场上的购买方（工业用户和电网企业）实行配额制，违规罚款金额应该超过可再生能源证书的溢价。

### 开发储能的市场参与模式

本研究预测到2025年，电池储能需要达到亿千瓦级别才能具有成本效益，但据我们所知，中国并没有采购或运营电池储能的稳定机制。因此，虽然储能在中国电力系统中具有巨大潜力，但却缺少支持储能大规模发展和并网的机制。

储能可以提供一系列服务，例如固定容量、能源套利、阻塞管理、调节和运营备用以及输配电成本节省等。储能尤其是电池储能几乎可以分布在电力系统的任何位置，例如位于发电设施、客户电表后方、高压输电系统、次输电系统或配电系统等。模型中通常只能捕捉储能提供的部分价值，例如本项研究中所使用的模型，这导致无法充分了解储能的最佳位置，例如位于发电设施、直接连接到输电系统或者位于工业设施。市场定价可以帮助更好地确定储能的值及其最佳位置。

允许储能参与中长期和现货市场，有助于为储能创建稳定的商业模式，使买方和卖方能够根据所提供的服务灵活决定对储能的最佳应用、最佳位置及其所有者。这将形成多种储能收入和所有权模式。美国电力市场为确定储能参与现货市场的规则提供了有意义的参考。

### 整合分布式能源，形成批发市场

分布式能源（DER）包括分布式发电、分布式储能和需求响应（DR），可以提供重要的能源和灵活性，作为大容量电力系统资源的补充。需求响应一直是中国政策的重点领域，近期的政策开始鼓励发展分布式发电和储能。为了最大程度挖掘分布式能源的价值，应该将分布式能源的运行纳入批发市场。有多种策略可供选择，例如在电价中体现市场价格，或者分布式能源直接参与批发市场等。将分布式能源纳入批发市场是美国当前的一个创新和改革领域。<sup>29</sup>

### 开发资源充裕度流程和机制

在中国向市场化和新资源转变的过程中，确保中国电力系统的长期资源充裕度，需要更系统性、更正式的资源充裕度流程。有多个流程可以确定实现可靠性目标需要的固定容量水平，包括鼓励充足的固定容量投资、促进投资成本公平高效分配、提高计入固定容量的资源的实时可用性和绩效等机制。美国电力市场采取了多种方法保证资源充裕度，可以为中

---

<sup>28</sup> Yong (2022年)。

<sup>29</sup> 能源系统集成研究会 (2022年)。

国提供有意义的参考。<sup>30</sup>

随着可再生能源发电和储能的比重日益提高，资源充裕度机制变得更加重要。风电和太阳能发电的比重提高，将降低电力市场价格，这意味着为保证可靠性需要维持的发电和储能，将越来越依赖稀缺定价来收回固定成本。美国的研究表明，在可再生能源渗透率提高的情况下，有多种现有方法可以保证资源充裕度和发电商的收入充足性，但这些方法仍需要持续完善，包括：完善可再生能源发电与储能的固定容量价值核算；完善稀缺定价和市场价格形成；完善发电商和储能可用性与绩效；以及增加需求响应。<sup>31</sup>

### 5.2.3 土地使用

10亿千瓦规模的风电和太阳能发电，可能需要数百万甚至数千万公顷的土地。<sup>32</sup> 以经济的成本保证充足的土地供应，并且避免发展风电和太阳能发电与国家地方土地保护目标相冲突，必须加强对风电和太阳能发电土地使用影响的重视。

#### 优先考虑土地使用效率

过去十年，随着电力密度（兆瓦/公顷）和能源密度（兆瓦时/公顷）的提高，技术进步大幅减少了陆上风电和公用事业规模太阳能光伏发电的占地面积。<sup>33</sup> 在美国，这两个领域的技术进步得益于鼓励增加发电量（兆瓦时）和提高容量系数（年度运行小时数）的激励措施。随着风力发电和可再生能源发电在中国电力系统中的地位变得日益重要，政府的政策应该从注重装机容量向重视发电量转变，这也将有助于鼓励创新，支持提高土地使用效率。可再生能源配额制度朝着这个方向迈出了重要一步。

海上风电和分布式太阳能光伏发电也有助于减少10亿千瓦规模的风电和太阳能发电对土地使用的影 响。电力市场设计、分布式发电政策和电价、土地价格和输电可用性等，对于沿海省份确定陆上风电与海上风电平衡、大规模太阳能发电和分布式太阳能发电平衡以及本地发电与输入电力平衡，都将具有重要意义。这意味着需要协调土地使用优先权、电力资源规划和输电规划。

#### 将风电和太阳能发电开发纳入土地使用和保护规划

可再生能源开发商需要政府部门提供明确的指导，帮助企业避免项目场地与土地保护和耕地使用优先权相冲突。综合土地使用规划可以为发展可再生能源提供透明、严格的指导原则。过去十年，美国的综合土地使用规划工具有明显改善，对中国有重要的参考意义。<sup>34</sup>

30 关于美国资源充裕度机制的经验概述，请参阅Kahri等（2021b）。

31 Levin与Botterud（2015）；Frew等（2016）；Wolak（2020）；Ela等（2021）。

32 在清洁能源情景下，风电和太阳能发电量约为30亿千瓦，该范围假设电力密度为每公顷30万千瓦到300万千瓦。

33 关于太阳能光伏技术创新如何减少土地需求的分析，请参阅Bolinger与Bolinger（2021年）。过去20年，风轮直径和轮毂高度的大幅提高（能源部，2021年）减少了陆上风电的土地要求。相关介绍请参阅<https://www.nature.org/en-us/about-us/where-we-work/united-states/california/stories-in-california/clean-energy/>。

34 相关介绍请参阅<https://www.nature.org/en-us/about-us/where-we-work/united-states/california/stories-in-california/clean-energy/>。



### 5.3 重点研究领域

我们通过本次研究确定了几个重点研究领域。下文概述了每个领域的主要研究议题。

**电力需求预测。**基础设施规划和政策模拟中使用的长期电力预测，如何考虑电气化和需求灵活性对负荷曲线的影响？在规划和政策研究中如何充分捕捉电力需求的不确定性？

**资源充裕度规划。**应该由哪些实体负责长期规划，确保电力系统有足够的资源实现可靠性目标？如何将风电、太阳能发电和储能计入资源充裕度？如何设计和执行资源充裕度机制？资源充裕度机制应该是区域性还是全国性机制？如何将资源充裕度机制纳入现货市场？

**储能政策策略。**哪些所有权、商业和经营模式最适合中国的电力系统？哪些政策和市场组合能够帮助快速扩大储能规模？

**海上风电政策策略。**哪些技术、所有权和商业模式以及输电并网方式最适合中国的海上风电行业？哪些政策和市场组合能够帮助快速扩大海上风电生产和部署规模？

**区域批发电力市场的转型路径。**中国如何将新兴的电力现货市场合并成区域市场？美国的区域市场进展不尽人意，中国如何克服建设区域电力市场面临的类似政治挑战？

**排放配额市场与可再生能源配额执行和协调。**在近期内，中国如何执行碳交易机制以及排放配额交易？如何强化可再生能源配额制度？从长远来看，如何协调这两个制度以保证它们能够继续有效支持国家目标，并持续提供激励？

**综合土地使用规划。**土地使用规划如何保证风电和太阳能发电开发商能够高效公平地获得土地，同时最大程度减少风电和太阳能发电开发对于土地保护目标和农业的影响？

**国际合作。**国际合作如何为中国向非化石能源系统转型提供有效支持：有哪些合作议题？可采取哪些合作模式？有哪些合作伙伴？

**系统安全。**随着间歇式太阳能发电和风电的比重提高，中国电力系统如何解决系统安全问题，包括一次调频和电压稳定性等问题？

**技术不确定性管理。**中国能源政策、法规和市场设计如何鼓励净零排放技术创新，使成本最低、最有效的技术能够快速规模化？

## 6 参考文献

- Bolinger, M.与G. Bolinger。2021年。《公用事业规模光伏发电的土地要求：电力密度和能源密度最新经验》。《IEEE光伏杂志》：1-6，<https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=9676427>。
- Chen, Y.、F. Guo、J. Wang、W. Cai、C. Wang、K. Wang。2020年。《2010至2100年共享社会经济路径下中国分省及网格化人口预测》《科学数据》第7期，doi: 10.1038/s41597-020-0421-y。
- 中国电力企业联合会（CEC）。2021a。《2020年全国电力工业统计快报一览表》，中国电力企业联合会，<https://www.cec.org.cn/upload/1/editor/1611623903447.pdf>。
- 中国电力企业联合会（CEC）。2021b。《中国电力行业年度发展报告2021》
- 国家发展和改革委员会能源研究所国家可再生能源中心（2020年）。《中国可再生能源展望2020》。北京：国家可再生能源中心，<https://issuu.com/sandholt/docs/creo-2019-en>。
- Cui, R.、Cui, X.、Cui, D. 等。2022年。《行动的十年：中国逐步淘汰煤炭的战略方法》。马里兰州科利奇帕克与加州伯克利：马里兰大学全球可持续发展中心和加州-中国气候研究所，[https://ccci.berkeley.edu/sites/default/files/Main%20report\\_A%20strategic%20approach%20to%20coal%20phase-down%20for%20china.pdf](https://ccci.berkeley.edu/sites/default/files/Main%20report_A%20strategic%20approach%20to%20coal%20phase-down%20for%20china.pdf)。
- 美国能源部（DOE）2021年。《陆基风电市场报告：2021年》华盛顿特区：美国能源部，[https://www.energy.gov/sites/default/files/2021-08/Land-Based%20Wind%20Market%20Report%202021%20Edition\\_Full%20Report\\_FINAL.pdf](https://www.energy.gov/sites/default/files/2021-08/Land-Based%20Wind%20Market%20Report%202021%20Edition_Full%20Report_FINAL.pdf)。
- Ela, E.、A. Mills, E. Gimon、M. Hogan、N. Bouchez、A. Giacomoni、H. Ng、J. Gonzalez与M. DeSocio。2021年。《未来电力市场：北美无燃料成本设计的潜力》。《IEEE电力与能源杂志》19: 41-52。
- 能源创新。2022年。《能源政策解决方案：输入输出模型》访问时间：2022年3月。
- 能源系统集成研究会（ESIG）2022年。《分布式能源纳入批发市场与运营》。雷斯顿：能源系统集成研究会，<https://www.esig.energy/wp-content/uploads/2022/01/ESIG-DER-Integration-Wholesale-Markets-2022.pdf>。
- Frew、Bethany A.、Michael Milligan、Greg Brinkman、Aaron Bloom、Kara Clark和Paul Denholm。2016年。《零边际成本未来的收入充足性和可靠性》。科罗拉多州戈尔登：国家可再生

能源实验室，<https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/66935.pdf>。

Fu, S.、Du X.、Clarke, L.、和Yu, S. 2020年。《中国现代化的新征程：“十四五”到碳中和的新增长故事》。北京：能源基金会中国，<https://www.efchina.org/Reports-en/report-lceg-20201210-en>。

清华大学气候变化与可持续发展研究院 (ICCSA)。2020年。《中国长期低碳发展战略与转型路径研究综合报告》。《中国人口·资源与环境》，30(11): 1–25。

国际能源署 (IEA)。2020年。《2020年世界能源展望》。巴黎：国际能源署，<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>。

Jiang, K. J.、He C.、Dai H.、Liu J.、Xu X. 2018年。《中国实现全球1.5°C目标下的能源排放情景研究》。《碳管理》9(5): 481–491，<https://doi.org/10.1080/17583004.2018.1477835>。

Kahrl, F. 2021a。《全源竞争号召：国家和电力公用事业实践》。伯克利：劳伦斯伯克利国家实验室，<https://emp.lbl.gov/publications/all-source-competitive-solicitations>。

Kahrl, F.、S. Deorah、L. Alagappan、P. Sotkiewicz和N. Abhyankar。2021b。《支持印度电力行业最低成本发展路径的政策和监管建议》，<https://emp.lbl.gov/publications/policy-and-regulatory-recommendations>，

Levin, T. 与A. Botterud。2015年。《在可变发电增加的情况下保证发电商收入充足性的电力市场设计》。《能源政策》87: 392–406。

中大陆独立系统运营商 (MISO)。2021年。《中大陆独立系统运营商2020年价值主张》，<https://cdn.misoenergy.org/20210219%202020%20MISO%20Value%20Proposition%20Presentation521885.pdf>。

国家发展和改革委员会 (NDRC) 与国家能源局 (NEA)。2021年。《省间电力现货交易规则》。

国家能源局。2015年。《关于推进电力市场建设的实施意见》。<https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201511/W020190905506464110649.pdf>。

国家能源局。2016a。《能源生产和消费革命战略 (2016–2030)》，<https://www.ndrc.gov.cn/fggz/zcssfz/zcgh/201704/W020190910670685518802.pdf>。

国家能源局。2016b。《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》，[http://www.nea.gov.cn/135230445\\_14591534425931n.pdf](http://www.nea.gov.cn/135230445_14591534425931n.pdf)。

国家能源局。2021a。《国家能源局关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》，[http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-05/27/content\\_5612874.htm](http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-05/27/content_5612874.htm)。

国家能源局。2021b。《抽水蓄能中长期发展规划》，[http://zfxgk.nea.gov.cn/1310193456\\_16318589869941n.pdf](http://zfxgk.nea.gov.cn/1310193456_16318589869941n.pdf)。

PJM。2019年。《PJM价值主张》，<https://www.pjm.com/about-pjm/~media/about-pjm/pjm-value-proposition.ashx>。

中华人民共和国国务院。2021年。《国务院关于印发2030年前碳达峰行动方案的通知》，[http://www.gov.cn/zhengce/content/2021-10/26/content\\_5644984.htm](http://www.gov.cn/zhengce/content/2021-10/26/content_5644984.htm)。

国网能源研究院 (SGERI) 。2020年。《2020中国能源电力发展展望》。北京：中国电力出版社 (中文) 。

联合国经济和社会事务部 (UNDESA) 2008年。《所有经济活动国际标准行业分类》。ST/ESA/STAT/SER.M/4/Rev.4。纽约：联合国，[https://unstats.un.org/unsd/publication/seriesM/seriesm\\_4rev4e.pdf](https://unstats.un.org/unsd/publication/seriesM/seriesm_4rev4e.pdf)。

Wolak, F。2020年。《零边际成本间歇式可再生能源未来的市场设计》。斯坦福大学能源与可持续发展项目工作报告，[https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/wolak\\_ieee\\_v6.pdf](https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/wolak_ieee_v6.pdf)。

Wu, R. 、Tessum, C. W. 、Zhang, Y. 、Hong, C. 、Zheng, Y. 、Qin, X. 、Zhang, Q。2021年。《中国低复杂度空气质量干预模型：InMAPv1. 6. 1-中国模型开发及其与CMAQv5.2的对比》。《地球科学模型开发》14(12): 7621–7638。

Yang, H. 、Tao, W. 、Wang, Y. 、Liu, Y. 、Liu, J. 、Zhang, Y. 、Tao, S.。2019年。《中国更新工业排放标准的空气质量和健康影响》。《环境研究快报》14(12): 124058。

Yin, P. 、Brauer, M. 、Cohen, A. 、Burnett, R. T. 、Liu, J. 、Liu, Y. 、Zhou, M。2017年。《庞大的中国男性群体长期暴露于细颗粒物的影响以及非意外和与特定死因有关的死亡率》。《环境与健康展望》125(11): 117002。

Yong Q。2022年。《可再生能源如何参与电力交易》。《南方能源观察》，<http://www.es.cn.com.cn/news/show-1316817.html>。