

专题报告系列  
Special Report Series



PHBS 智库  
北京大学汇丰商学院

# “双碳”目标再评估：

# 中国电力碳中和能否提前实现？

2026年2月



# “双碳”目标再评估：中国电力碳中和能否提前实现？

作者：史蛟<sup>1</sup>、董晓、李玥青、刘心怡

摘要：自中国 2020 年做出“双碳”的承诺以来，局势发生了两个重要变化。一方面，全球气候治理的形势变得更加严峻，部分发达国家在气候问题上出现政策的反复。另一方面，中国可再生能源部署规模呈现超预期增长。本报告聚焦中国电力系统、用最新数据和 LEAP 模型重新评估了供电行业实现“双碳”目标的可行性，并探讨了提前达成碳中和目标的潜在路径。

研究得出了三个主要结论。首先，在现有政策和实践框架下，中国电力供应行业正沿着可行路径发展，将最迟于 2030 年实现碳达峰。在偏保守的技术进步预期下，即可实现 2060 年碳中和。其次，我们模拟了一个更积极的路径，目标是在 2050 年前实现电力供应部门的碳中和。这一目标的关键驱动因素是火力发电的加速淘汰，前提是早期大规模部署碳捕获、利用和储存（CCUS）技术、强有力的政策支持和加速技术创新。第三，我们构建了通往 2060 年碳中和的最低成本优化路径模型。研究结果不仅验证了该目标的可行性，还明确指出：大规模扩展可再生能源装机容量、显著提升能效水平以及发展储能设施，是实现碳中和的核心支柱。

基于研究的结论，我们认为，经过过去一段时间的大力投入与加速发展，2060 碳中和已经是一个合理的预期。同时，将碳中和的时限提早到 2050 年不但是一个可行的政策选项，也对全球气候治理和中国自身的大国责任兑现、绿色制造与技术创新、推动南南国际合作具有重大意义。在研究基础上，我们提出制定煤电退出路线图，实施“风光水储一体化”国家战略，并进一步扩大可再生能源装机容量，启动国家级 CCUS 技术攻坚与商业化示范工程，以及优化碳市场与绿色金融协同机制等建议。

本版日期：2026 年 1 月

<sup>1</sup> 通讯作者。北京大学汇丰商学院副教授。萨金特数量经济与金融研究所副所长。本项目与联合国可持续发展平台的 ASEAN Green Future 项目联合开展，由北京大学汇丰商学院智库提供支持。  
[jiaoshi@phbs.pku.edu.cn](mailto:jiaoshi@phbs.pku.edu.cn)

## 1. 中国“双碳”目标与全球气候治理

2020年9月22日，在第七十五届联合国大会一般性辩论上，国家主席习近平首次向国际社会承诺，中国将在2030年前实现碳排放达到峰值，并于2060年达成碳中和（中华人民共和国外交部，2020年）。这是中国首次明确提出碳达峰、碳中和的“双碳”目标。

中国达成“双碳”目标对全球实现气候治理目标至关重要。作为全球最大的碳排放国，中国产生的温室气体排放量长期超过全球年均排放量的四分之一。国际能源署（IEA）2024年发布的数据进一步显示，2023年中国的碳排放量约占全球总量的35%。中国作为世界最大的制造业国家和出口国，要在不对经济活动产生负面影响的前提下达到全面减碳，本来就比以服务业为主的许多发达经济体更为艰难。考虑到中国仍是一个人均国内生产总值不足美国五分之一的发展中国家，这一气候行动承诺展示了中国的战略主动性和国际责任感，是全球可持续发展路径上的重要里程碑。

在中国作出“双碳”承诺后的几年，中国经济持续增长，同时，中国在减少碳排放方面取得了显著进展：2020年至2024年间实际GDP年均增长率达4.9%，同期CO<sub>2</sub>排放量的年均增长率大幅放缓至2.4%（Myllyvirta，2025年）。尤为重要的是，2024年排放增长率降至仅0.4%（国际能源署，2025年）。这一放缓凸显了中国在减少碳排放、向更可持续的能源体系转型方面所取得的重大进展。

实现全社会减碳的关键基石是能源系统碳中和，其核心是电力系统碳中和。能源系统是导致温室气体排放的主要来源，主要来自化石燃料的燃烧。据估计，中国2024年的能源相关CO<sub>2</sub>排放量将达到12.6吉吨，在全球各国中最高（国际能源署，2025年）。根据国际能源署（IEA）数据，电力部门是中国能源相关二氧化碳排放的最大单一来源，占2022年全国排放量的50%以上。其次，中国正在快速经历电气化进程，电力已占最终能源消费的28%，而美国为22%，欧盟为21%（IEA，2024a）。随着工业、交通和供暖领域电气化进程的深入，这一比例预计将大幅增长。因此，电力部门不仅将继续是排放的最大来源，且在未来若干年将成为决定国家碳排放结果的关键因素。

本报告聚焦中国电力系统、重新评估了中国在供电部门实现“双碳”目标的可行性，并探讨了提前达成碳中和目标的潜在路径。之所以要对“双碳”目标的实现进度与路径进行再评估，主要是因为近期在全球与中国两方面出现的重要变化：

首先，全球气候治理的形势变得更加严峻。2025年，联合国发布了关于加快碳减排行动的严峻警告，其依据主要来自《2025年可持续发展目标报告》（7月发布）和《2025年联合国环境规划署排放差距报告》。这两份文件共同描绘了一幅令人警醒的图景：全球气温的十年移动平均值将突破 $1.5^{\circ}\text{C}$ 临界点，当前各国提交的气候承诺仍将世界引向约 $2.5^{\circ}\text{C}$ 的升温路径。《可持续发展目标报告》指出，在全部169项具体目标中，仅有35%取得进展，近五分之一甚至出现倒退，凸显出气候行动停滞已严重拖累健康、减贫、能源和生物多样性等多领域的发展。与此同时，《排放差距报告》强调，全球温室气体排放仍在持续上升，当前排放水平与实现 $1.5^{\circ}\text{C}$ 目标所需路径之间的差距前所未有地巨大。联合国秘书长安东尼奥·古特雷斯强调，渐进式调整已远远不够，唯有立即采取变革性的碳减排行动，才能避免灾难性气候后果，守护人类可宜居的未来。

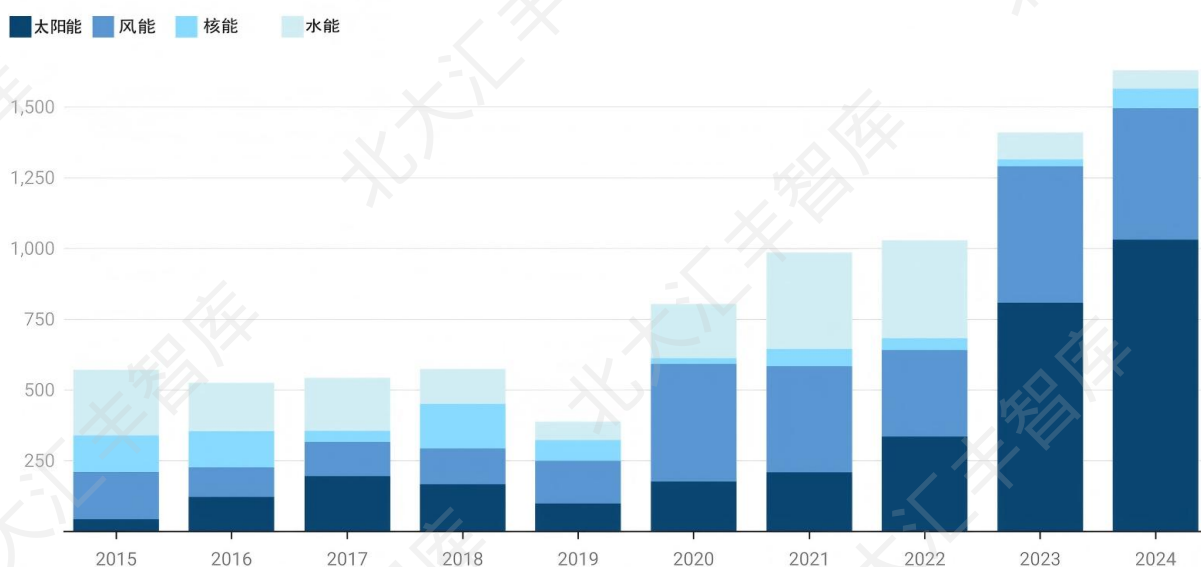
第二个变化是近期中国可再生能源部署规模呈现超预期增长。中国曾于2021年提出，计划到2030年将风电和太阳能发电总装机容量提高至1200吉瓦。然而，根据国家能源局的数据，截至2024年8月，中国风电和太阳能装机容量已达1206吉瓦，已提前六年完成原定目标。到2025年8月，该总容量进一步增长至1700吉瓦。在此基础上，中国于2025年9月提交的更新版国家自主贡献（NDC）中承诺，到2035年将风电和太阳能装机容量提升至3600吉瓦。如此迅猛的发展态势，为本研究重新审视其“双碳”目标的实现潜力提供了现实依据与迫切必要性。

近年来，中国风光（风电与光伏）产业实现跨越式发展，已成为全球清洁能源转型的引领者。截至2024年底，中国风电装机容量达5.2亿千瓦，光伏发电装机约8.9亿千瓦，合计14.1亿千瓦，首次超过火电装机规模。可再生能源占全国总发电装机比重突破60%。更值得注意的是，2024年全年风光新增装机高达3.7亿千瓦，占全球新增装机的60%以上，连续多年稳居世界第一。这一增长并非短期爆发，而是长期积累的结果：近十年来，中国风光年新增装机先后突破1亿、2亿、3亿千瓦三大关口，

2024 年风光发电量达 1.83 万亿千瓦时，占全社会用电量的 18.1%，相当于每新增 3 度电中就有 2 度来自风光。

技术与成本的双重突破是支撑这一奇迹的核心动力。过去十年，陆上风电项目单位千瓦造价从 8000 元降至约 4000 元，降幅达 50%；光伏项目单位造价从 12000 元降至 4000 元左右，降幅约 70%。同时，中国企业持续刷新技术纪录——晶硅电池转换效率全球领先，钙钛矿电池实验室效率达 26.1%。产业链方面，中国占据全球光伏组件产量的 80% 以上，在全球十大风机制造商中占据六席并首次包揽前四名，形成了从原材料、设备到系统集成的完整且极具竞争力的供应链。

图 1.1 展示了 2015 至 2024 年间中国新增清洁能源装机容量的投资规模。随着电动汽车（EV）、电池储能等低碳技术的持续推进，技术进步有望在短期内显著降低碳排放。



**图 1.1: 中国新增清洁能源装机容量投资 (亿元)**

数据来源: CREA, 2025

然而不确定性依然存在。根据国家统计局数据，中国 2024 年碳强度下降 3.4%，未达 3.9% 的年度减排目标。经非能源用途和非化石能源消费调整后，中国能源强度同比降幅为 3.8%（新华社，2025a）。这些数据表明，尽管中国在降低能源和碳强度方面取得阶段性进展，但困难依然是客观存在的。

基于以上的新情况，本报告重点回答两个关键问题：一是中国电力供应行业在2060年实现碳中和的可行性与最优路径是什么？

二是中国是否可能扩大在气候治理中的雄心、在2050年提前实现碳中和？

我们首先要回答的问题是，为什么要考虑将碳中和的时间再提前？要知道，中国2060年前实现碳中和的目标，虽然比大多数发达国家晚十年左右，但对于中国而言已殊为不易。从历史责任看，中国的人均历史累计碳排放远低于美国和欧盟，但当前排放总量却位居世界第一。

与发达国家相比，中国实现碳中和的挑战更为严峻。许多发达国家如美国、德国、英国等在其工业化进程中通常有较长的碳排放平台期和下降期，从达峰到碳中和往往有较长的过渡期。而中国需要在2030年前达峰，2060年前实现碳中和，这意味着从达峰到中和的时间窗口更短，须付出巨大努力。

然而，尽管挑战巨大，中国从未动摇实现碳中和的决心。自“双碳”目标提出以来，中国构建了全球最系统完备的碳减排政策体系——“碳达峰碳中和”1+N政策体系，包括顶层设计和重点领域实施方案。2025年9月，中国在联合国气候变化峰会上又宣布了2035年国家自主贡献目标，明确提出到2035年，全经济范围的温室气体净排放量将在峰值基础上下降7%-10%。11月公布的《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》强调“积极稳妥推进碳达峰碳中和”，“加快经济社会发展全面绿色转型”，进一步彰显了中国实现碳中和的坚定决心。

在当前全球气候治理正面临严峻挑战的背景下，中国作为全球最大的碳排放国和最大的发展中国家，其碳中和承诺的稳定性和执行力显得尤为珍贵。中国政策的连续性和行动的坚定性，使中国成为全球气候治理中少数可靠、笃定的力量。

中国自身条件也使其责无旁贷。中国拥有全球最完整的制造业体系，特别是在新能源领域，中国已建成全球最大、最完整的新能源产业链，为全球提供80%的光伏组件和70%的风电装备。在交通领域，截至2025年6月底，中国新能源汽车保有量已达3689万辆。这种制造能力和创新能力，使中国能够为全球气候治理作出独特贡献。

若中国能够提前十年在 2050 年实现碳中和，将对全球气候治理产生重大而深远的意义。不但将显著缓解全球减排压力，还将加速全球绿色技术扩散、积极推动气候变化南南合作，为其他发展中国家应对气候变化提供支持。

鉴于中国提前实现碳中和具有极大的现实意义，我们需要通过严谨的分析来判断其可行性，明确实现这个目标需要的前提条件。这是本报告要回答的第二个问题。

我们聚焦于能源供给行业，通过运用最新数据和低排放分析平台（Low Emissions Analysis Platform, LEAP）模型，得出三个主要结论。

首先，在现有政策和实践框架下，中国电力供应行业正沿着可行路径发展，将最迟于 2030 年实现碳达峰。在偏保守的技术进步预期下，即可实现 2060 年碳中和。其关键在于清洁能源、储能及碳捕集技术领域持续的技术进步。

其次，我们模拟了一个更积极的路径，目标是在 2050 年前实现电力供应部门的碳中和。这一目标的关键驱动因素是火力发电的加速淘汰，前提是早期大规模部署碳捕获、利用和储存（CCUS）技术、强有力的政策支持和加速技术创新。研究显示，如果技术进步和电网优化能够使太阳能、风能和水能发电达到或接近其理论最大容量因子，电力部门将于 2040 中期实现基本碳中和，为全社会 2050 碳中和提供坚实的基础。

第三，我们构建了通往 2060 年碳中和的最低成本优化路径模型。研究结果不仅验证了该目标的可行性，还明确指出：大规模扩展可再生能源装机容量、显著提升能效水平以及发展储能设施，是实现碳中和的核心支柱。

需要注意的是，在模拟的 2050 与 2060 碳中和路径下，我们都要求电力部门比预计提前 5-10 年实现近似碳中和——即将排放控制在极低的程度，以便为全经济范围碳中和打下坚实的基础。

综上所述，本报告有力论证了中国电力行业在 2060 年前实现碳中和的可行性，同时分析了于 2050 年提前实现碳中和的前提条件。研究表明，加速推进火力发电淘汰、快速提升可再生能源效率以及采用高效碳捕集技术是将碳中和目标提前 10 年的关键前提。在进一步扩大可再生能源装机容量的同时，对相应技术进行战略性投入，可以使碳中和目标提前实现。

## 2. 中国双碳政策及路线图

2020年9月22日，习近平主席在第七十五届联合国大会一般性辩论上正式宣布：“中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，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。”（中华人民共和国国务院新闻办公室，2021）。这一“双碳”目标已被纳入国家中长期发展战略与生态文明建设整体布局，标志着中国在多领域系统性加速向低碳发展模式转型。

### 2.1 电力行业历史趋势

为提供背景信息并全面综述现状，我们首先总结了发电行业的关键历史趋势。

图 2.1 展示了 2014 至 2023 年间不同能源（化石燃料、水电、核能、风能和太阳能）的发电装机容量变化。数据显示整体装机容量呈现逐年稳步增长态势。虽然化石燃料始终占据最大份额，但其增速已明显落后于可再生能源。水电装机容量增长幅度相对有限，而风能和太阳能则以最快增速领跑，反映出能源结构向可再生能源转型的显著趋势。核能装机容量保持稳定，仅实现小幅增长。图 2.2 追踪了不同发电方式的发电量变化。主要趋势包括总发电量持续增长。与发电容量趋势类似，化石燃料仍占主导地位，但随着风能和太阳能等可再生能源发展加速，其占比略有下降。水力发电保持稳定贡献，核电则变化不大。

对比图 2.1 和图 2.2 可以明显看出，提升清洁能源在实际发电中的占比刻不容缓。尽管中国近年来在风电和太阳能装机容量方面取得长足进步，但这些能源因受制于自然条件而存在先天局限。因此，其容量利用率始终远低于燃煤电厂，导致清洁能源装机占比与其实际发电贡献之间存在明显差距。截至 2023 年底，化石燃料仍主导着发电领域。不过正如《2025 年政府工作报告》所强调的，中国在 2024 年实现了重要突破——新能源在实际发电中的占比已接近 40%。



图 2.1: 按来源分类的已安装发电容量

数据来源: 国家能源局, 中国统计年鉴



图 2.2: 各发电方式实际发电量

数据来源: 《中国电力工业年发展报告》, 中国统计年鉴

在扩大清洁能源装机容量的同时，政策重心已转向提升现有设施的运行效率。为此，政府推出了一系列举措，包括推进储能技术发展、培育智能电网建设、优化电力调度机制以及完善需求响应系统。这些举措旨在最大限度发挥清洁能源的贡献，推动中国能源格局的绿色转型。

总体而言，这些数据趋势揭示了能源格局的显著转变，但图 1.1 显示仍存在重大挑战。尽管风能、太阳能等可再生能源在装机容量和发电量方面均呈现快速增长，在中国能源结构中化石燃料仍占据主导地位。这种对化石燃料的依赖是近年来二氧化碳排放量大幅攀升的主要推手。与此同时，水电和核能虽保持稳定贡献，其装机容量和发电量长期波动不大，但其作用虽持续存在却仍不足以抵消化石燃料使用的环境影响。排放量的持续攀升凸显了加快向可再生能源转型的紧迫性，唯有如此才能实现二氧化碳水平的实质性降低。因此，继续投资并优先发展可再生能源至关重要。

## 2.2 双碳政策

中国已建立一套自上而下的“1+N”碳达峰碳中和政策体系。“1”由两份关键文件组成：2021年9月22日发布的《中共中央、国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》，以及2021年10月26日发布的《2030年前碳达峰行动方案》。这些文件明确了“双控”机制（能源消费总量和强度的灵活管理）、非化石能源消费占比的强制性目标（2025年达到20%，2030年达到25%），以及将碳市场扩展至包括钢铁、建材在内的八大高耗能行业（2025年总配额为105亿吨CO<sub>2</sub>）。

“N”代表关键领域、重点行业及相关支持保障计划的实施方案。截至目前，已出台58项国家级政策、31项省级政策、420余项地级政策及120余项专项政策，形成“顶层设计—产业转型—地方实践”的三级政策框架。典型代表包括广东省《碳达峰实施方案》和深圳市《近零碳排放试验区建设指南》等地方性政策。预计到2025年，将有更多政策文件出台，特别是地方层面的实施细则。

鉴于政策文件数量庞大，本文将聚焦国家层面可量化的重点目标。根据实施时间表，划分为短期（2025年前）、中期（2030年前后）和长期（2060年前）目标，涵盖能源转型、工业与交通、碳汇与减排、碳市场等领域。2025年作为十四五规划的收

官之年，是评估中国实现双碳目标的关键里程碑。我们基于最新可获取数据，对 2025 年实现双碳目标的进展进行评估与讨论。

## 2.2.1 电力供应系统

2024 年，中国非化石能源在能源消费总量中的占比达到 19.7%，首次超越石油消费量（中国生态环境部，2024）。这标志着中国能源格局发生重大转变，太阳能、风能等非化石能源正发挥关键作用。在可再生能源装机容量方面，截至 2024 年，中国可再生能源发电总装机容量已达 18.89 亿千瓦，占全国总装机容量的 56%，创下历史新高（新华社，2025e）。随着中国全力推进双碳目标，绿色经济建设正如火如荼展开，可再生能源正是其中的重要引擎。

**表 2.1 电力供应系统中的政策目标**

时间框架	目标内容	文档来源
短期（到 2025 年）	新增储能装机容量将突破 3000 万千瓦；抽水蓄能电站装机容量将达一定规模，各省电网峰值响应能力基本达到 5% 以上。	2030 年前碳达峰行动方案
	全国非化石能源发电比例提高到 39% 左右；全国抽水蓄能和新型储能装机容量分别超过 6200 万千瓦和 4000 万千瓦；各地需求响应能力一般达到最大用电负荷的 3%-5%，年最大用电负荷峰谷差率超过 40% 的地区，需求响应能力达到最大用电负荷的 5% 以上。	2024—2025 年节能降碳行动方案
	严格管控燃煤发电对跨区域可再生能源输电的支撑规模，原则上新建输电线路中可再生能源发电占比不得低于 50%。	2030 年前碳达峰行动方案

表 2.1 (续) 电力供应系统中的政策目标

时间框架	目标内容	文档来源
中期 (2030 年以后)	到 2027 年，显著提升电力系统的调节能力，确保每年新增的 2 亿千瓦以上可再生能源能够有效并网；完成现有燃煤机组的灵活性改造，使全国新能源利用率不低于 90%。	优化电力系统调节能力专项行动实施方案 (2025-2027 年)
	到 2030 年，风电和太阳能发电装机容量将超过 12 亿千瓦，抽水蓄能电站装机容量将增加到 1.2 亿千瓦左右。	2030 年前碳达峰行动方案及中共中央关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见
长期 (至 2060 年)	到 2060 年，全面构建清洁、低碳、安全高效的能源体系，使能源利用效率达到国际先进水平，非化石能源消费占比提升至 80% 以上。	中共中央、国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见

截至 2024 年底，中国新能源储能项目的累计装机容量已达 7376 万千瓦/1.68 亿千瓦时，较 2023 年底增长超 130% (中国储能联盟，2025)。截至 2024 年底，中国抽水蓄能累计投运容量突破 5800 万千瓦，连续第九年稳居全球抽水蓄能装机量榜首 (人民日报，2025)。为更好地支持可再生能源的整合与消纳、保障用电高峰安全、维持电力系统安全稳定运行，需进一步加快抽水蓄能电站及新能源储能建设进度，完善电力市场机制，优化峰谷电价，鼓励需求侧参与调节，提升电力系统的灵活性与调节能力，以满足用电高峰响应需求。

## 2.2.2 工业用电

表 2.2 有关工业电力需求的政策目标

时间框架	目标内容	文档来源
短期（到 2025 年）	与 2020 年相比，单位 GDP 能耗降低 13.5%；单位 GDP 二氧化碳排放量减少 18%；规模以上工业单位增加值能耗降低 13.5%。	中共中央、国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见
	到 2025 年底，将钢铁行业能效基准水平以上的产能占比提升至 30%，完成能效基准水平以下产能的技术改造或淘汰工作，并实现全国超低排放钢铁产能占比超过 80%的转型；与 2023 年相比，将每吨钢综合能耗降低约 2%，同时将废热、余压及余能的自发电率提升超过 3 个百分点。	2024—2025 年节能降碳行动方案
	将国内原油加工能力控制在 10 亿吨以内，同时将主要产品的产能利用率提升至 80%以上。	2030 年前碳达峰行动方案
	到 2025 年底，力争将电炉炼钢产量占粗钢总产量的比例提升至 15%，并将废钢利用量提高至 3 亿吨。	2024—2025 年节能降碳行动方案
中期（2030 年以后）	在重点能源消费行业实现国际先进水平的能源利用效率。	中共中央、国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见
长期（至 2060 年）	实现国际先进水平的能源利用效率。	中共中央、国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见

2024 年，中国单位 GDP 能耗下降 3.8%，使 2020 年以来累计降幅达到 11.6%。与此同时，2024 年单位 GDP 二氧化碳排放量下降约 3.4%，导致 2020 年以来累计降幅约为 9.3%（《中国电力新闻》，2025 年）。按照当前速度，要实现第十四个五年规划目标，到 2025 年还需分别实现能源强度和二氧化碳强度再降低 1.9%和 8.7%，这可能颇具挑战。为此，2024 年 5 月发布的《2024-2025 年节能减排行动方案》呼吁尽最大努

力实现该规划期内设定的具有约束力的节能减排目标（中华人民共和国国务院，2024年）。

工业领域，大型工业单位增加值能耗同比下降约 3.5%，单位工业增加值用水量同比下降 5.6%（中国国家统计局，2025 年），资源利用效率持续提升。为保持这一发展势头，工业企业仍需持续推进技术升级，强化能源管理措施。

在推动制造业绿色低碳转型方面，通信行业已建立起绿色低碳实践的标准体系框架，并创建了众多国家级绿色工厂、工业园区等示范项目。然而，仍需进一步深化产业转型，全面提升制造业整体绿色低碳水平，确保所有关键指标均达到预期目标。

### 2.2.3 交通运输与供暖

表 2.3 关于终端使用电气化和清洁能源替代的政策目标

时间框架	目标内容	文档来源
短期（到 2025 年）	将新能源汽车销量提升至新车总销量的 20%左右。	“十四五”节能减排综合工作方案
	将城市建筑的可再生能源替代率提升至 8%，并力争新建的公共机构建筑和工厂建筑实现 50%的屋顶光伏覆盖率。	2030 年前碳达峰行动方案
	到 2025 年底，将公共机构煤炭消耗占比降至 13%以下。	2024—2025 年节能降碳行动方案
中期（2030 年以后）	到 2030 年，将新增车辆中新能源和清洁能源占比提升至约 40%，与 2020 年相比，降低运营车辆每单位换算周转量的碳排放强度约 9.5%，并使全国铁路每单位换算周转量的综合能耗较 2020 年下降 10%。力争在 2030 年前实现陆路运输石油消费量峰值。	2030 年前碳达峰行动方案
	力争到 2030 年，实现民用运输机场内车辆和设备的全面电气化。	2030 年前碳达峰行动方案
	到 2035 年，新能源汽车将成为新车销售的主流。	中共中央国务院关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见
长期（至 2060 年）	没有明确的长期目标，将其融入到绿色低碳循环经济发展体系的建设中。	-

2024 年，中国新能源汽车（NEV）产销量分别达到 1289 万辆和 1287 万辆，同比分别增长 34.4% 和 35.5%。新能源汽车目前占据国内汽车市场 40.9% 的份额（新华社，2025b）。其中纯电动汽车（BEV）占新能源汽车销量的 60%，较上年下降 10.4 个百分点；插电式混合动力汽车（PHEV）占比升至 40%，增幅达 10.4 个百分点。插电式混合动力汽车的快速增长已成为推动新能源汽车市场整体扩张的新动力。尽管势头强劲，但仍需进一步加强充电基础设施建设，提升充换电便利性，以促进新能源汽车的普及。此外，加大对新能源汽车技术研发的投入至关重要，这将有助于提升新能源汽车的性能、质量和可靠性，持续满足市场不断变化的需求。

## 2.2.4 住宅

表 2.4 住宅政策目标

时间框架	目标内容	文档来源
短期（到 2025 年）	基本完善城市生活垃圾分类制度，将生活垃圾资源化利用率提升至 60% 左右。	2030 年前碳达峰行动方案
	将高效节能家用制冷设备的比例从 2021 年的水平提高到 60%。	2024—2025 年节能降碳行动方案
中期（2030 年以后）	到 2030 年，实现城市生活垃圾分类全覆盖，生活垃圾资源化利用率提升至 65%。	2030 年前碳达峰行动方案
长期（至 2060 年）	没有明确的长期目标，将居住生活消费纳入绿色低碳循环经济发展体系。	-

截至 2024 年，中国通过大规模绿色建筑建设、深度能源改造和系统性创新，已在城乡建筑领域实现碳达峰目标取得显著进展。全国新建绿色建筑面积达 16.9 亿平方米，占城市新建建筑总量的 97.9%，累计绿色建筑总面积已突破 135.4 亿平方米（中华人民共和国国务院，2025）。自实施第十四届五年规划以来，中国已完成 8 亿平方米既有建筑的节能改造，使冬季室内温度平均提升 3℃ 至 5℃。基础设施升级工程包括更新 84 万公里的水、气、热地下管网，打造超过 1.8 万个口袋公园（密集城区内的小型公共绿地）和 2.5 万公里城市绿道，显著提升了城市宜居性和抗风险能力（中国环境新闻，2025）。

2024年，中国建筑节能协会发布了《城乡建设绿色低碳发展十大创新成果》。主要突破包括智能自适应建筑立面、深层地热与跨季节供暖系统、光伏储能柔性能源网络以及人工智能驱动的城市能源管理。在行业层面，全面的碳核算框架和零碳评估标准已建立，推动了系统性排放控制与标准化进程。这些突破性进展共同标志着中国正从分散的节能措施转向协调、创新驱动且可扩展的低碳体系，加速建筑行业对国家碳达峰和碳中和目标的贡献（中国建筑节能协会，2025）。

## 2.2.5 生态环境

表 2.5 生态环境政策目标

时间框架	目标内容	文档来源
短期（到2025年）	将森林覆盖率提高到24.1%，森林蓄积量达到180亿立方米。	中共中央国务院关于全面准确深入贯彻新发展理念、做好碳达峰碳中和工作的意见
中期（2030年以后）	到2030年，将森林覆盖率提高到25%左右，森林蓄积量达到190亿立方米。	中共中央国务院关于全面准确深入贯彻新发展理念、做好碳达峰碳中和工作的意见和2030年前碳达峰行动方案
	到2035年，将全国森林覆盖率提升至26%，水土保持率提高到75%，并基本实现生态系统良性循环。	中共中央国务院关于全面推进美丽中国建设的指导意见
	到2035年，确保国家自然保护区面积占国土面积不低于18%，全面保护典型生态系统、国家重点保护野生动植物及其栖息地。	中共中央国务院关于全面推进美丽中国建设的指导意见
长期（至2060年）	在文件中没有单独说明具体的长期生态系统目标，将其融入到生态文明建设中，创造人与自然和谐共处的新境界。	中共中央国务院关于全面准确深入贯彻新发展理念、做好碳达峰碳中和工作的意见

中国已出台《生态系统碳汇能力巩固与提升实施方案》，明确了相关任务和路径。但截至目前，精准碳核算目标和可靠监测体系尚未完全实现，科研投入与监测工作仍需加强。到第十四个五年规划期末，中国将为构建国际接轨的生态系统碳核算框架奠定基础。

在生态植被建设方面，中国对“绿色发展”的承诺体现在重大生态文明项目的加速推进上，特别是“三北工程”（即三北防护林工程）。截至 2025 年年中，已实施 415 个项目，完成 1.64 亿亩（约 1090 万公顷）的造林工程。该倡议的三大行动——分别针对东部、中部和西部地区——已取得显著成效：东部推进沙漠治理，中部建立区域协同管控机制，西部完成塔克拉玛干沙漠边缘 3046 公里的绿色屏障建设（《中国青年报》，2025 年）。

根据国家林业和草原局及自然资源部的消息，中国还启动了 52 个综合山水林田湖草沙恢复项目，覆盖超过 830 万公顷。此外，还进行了 1780 公里的海岸线修复，并将红树林扩展到 30300 公顷。因此，中国每年通过森林和草原提供的碳汇量现已超过 12 亿吨 CO<sub>2</sub> 当量，位居世界第一（新华社，2025c）。

荒漠化和沙化土地面积将继续减少，2030 年实现土地退化零增长的目标将提前完成。然而，为了进一步提高森林和草原质量，增强其碳汇功能，仍需持续推动生态保护与修复项目，加强森林管理和草原生态保护。

## 2.2.6 其他政策措施

除了电力行业外，中国政府还对其他领域给予了更多关注。

**全国碳交易市场：**自 2017 年起，中国启动了全国碳交易市场，最初覆盖电力行业。目前该市场已逐步扩展至石化、钢铁、建筑等高排放行业。根据生态环境部发布的《国家碳市场发展报告 2025》，截至 2025 年 8 月底，全国碳排放交易市场累计交易配额总量达 6.96 亿吨，累计交易额达 478.26 亿元人民币。

**工业转型与减排：**

- 钢铁、化工和建筑材料行业的低碳战略聚焦于向电力、氢气和碳捕获与储存（中国化学会）技术转型。
- 绿色工厂和工业园区正在建设中，预计到 2024 年将新增 1382 家国家级绿色工厂、123 个工业园区和 126 家绿色供应链企业（新华社，2025 年）。
- 推广了 500 多项先进节能技术，全面提升各行业的能效标准。

生态系统碳封存:

- 中国森林覆盖率和蓄积量已连续 30 年增长，显著增强了自然碳汇。预计到 2030 年，森林蓄积量将较 2005 年水平增加 60 亿立方米（新华社，2020 年）。
- 鼓励采用沼气、液化石油气（LPG）和太阳能等清洁能源，以替代传统生物质能源。

国际合作:

- 积极履行《巴黎协定》义务，代表发展中国家在全球气候谈判中发声。
- 加强气候融资合作以吸引外国投资于低碳项目

### 3. 文献综述

在全球气候变化背景下，中国电力行业碳中和路径研究已成为学术界与政策制定的核心议题。本报告基于大量前期研究的重要基础成果展开。

我们的分析与评估中国双碳目标路径及可行性（尤其是能源领域研究）的文献高度契合。戴彦德等人（2010 年）的研究开创性地探讨了中国中长期能源需求与碳排放问题。通过不同政策强度和发展路径的模拟分析，探索了实现 2050 年低碳转型的可行路径、能源结构转型方案及减排潜力。然而自该研究发表以来，中国在可再生能源装机容量和能效方面取得了超出预期的进展。因此，相较于戴彦德等人（2010 年）的研究结论，我们的分析得出了更为乐观的评估——后者最激进的预测情景仍显示本世纪中叶仍将面临显著碳排放。

相比之下，洪竞科等人（2021 年）的研究主要聚焦于中国实现碳排放峰值的路径。该研究指出，若维持现行政策且不采取新的减排措施，中国的碳排放将在 2035 年后达到峰值，并强调了实现更早峰值的必要条件。我们的报告则将时间线向前延伸，转而聚焦于 2050 年或 2060 年实现碳中和的前景。

Zhang 等人（2022 年）运用中国全球能源模型（C-GEM）研究发现，实现 2060 年前碳中和需满足若干条件：到 2060 年将单位 GDP 能耗较当前水平降低 75% 以上，同时将非化石能源在一次能源消费中的占比提升至 80% 以上。舒印彪等人（2021 年）构建了深度低碳、零碳和负碳三种电力转型情景，并计算出对应的能源结构转型路径。在后续研究中，舒印彪等人（2023 年）基于未公开的模型预测了中国化石能源逐步淘汰与非化石能源替代的时间表，重点探讨了受国际地缘政治环境影响的三种情景。

魏泓屹等人（2022 年）通过解决一系列容量与技术约束下的成本最小化问题，模拟了实现碳排放峰值与碳中和的路径。他们分析了不同情景下中国电力系统转型成果及规划成本。尽管这些研究采用了不同的建模方法，但其结果为评估关键结论的稳健性提供了重要基准。例如，所有研究都不同程度地强调了扩大可再生能源发电的关键作用。

本研究不仅验证了部分核心结论，还采用国际公认的 LEAP 模型进行跨国比较。此外，基于最新数据，我们对可再生能源的预测总体更为乐观，这反映了该领域近年来的迅猛发展。

已有若干研究采用 LEAP 框架分析中国向碳中和的转型。下文将详细探讨其中两项最具相关性的研究。

Huang 等人（2023）将对数平均迪氏指数（LMDI）分解方法与 LEAP 模型相结合，定量评估了 2000 年至 2060 年中国能源消费的碳排放。通过设计五个情景，他们探讨了不同发展路径对能源消费和碳排放的影响。研究表明，2000 年至 2020 年间，能源强度是减排的主要驱动力，而经济增长是增加排放的主要因素，城市化也起到了一定作用。尽管这项研究为中国的“双碳”目标提供了早期评估，但其数据仅延伸至 2020 年——即中国承诺后的第一年。正如我们在引言中所指出的，自那时以来出现了显著的新趋势。我们的论文纳入了这些更近期的数据，从而对目标的可行性进行了更为乐观的重新评估。

与我们的研究类似，Ren 等人（2024 年）探讨了中国能源行业在 2050 年前实现碳中和的可行性及条件。他们利用 LEAP-NEMO 模型，在特定假设条件下，展示了一条可再生能源占比达 75% 的碳中和路径。该研究还分析了碳定价与补贴政策对减排效

果的影响。相比之下，我们的报告采用了不同的方法论：将政府建模为中央计划者，直接决定各类技术的装机容量，并以此作为基准情景。我们的成本参数反映的是技术边界而非市场激励，同时确定了实现碳中和的充分条件。选择这种方法是因为我国能源供应行业主要由国家运营。

Li 等人（2024 年）的研究聚焦需求端，运用 LEAP-China 模型对中国 2060 年前各行业能源需求进行了全面预测，涵盖多种脱碳情景。研究预测显示，在最激进的脱碳情景下，能源需求将呈现先快速增长至 2039 年，随后增速放缓并在 2049 年后逐步下降的态势，其中工业部门将成为主要能源消费领域。本研究的能源需求预测与这些总体趋势高度吻合。

王湑与伦小秀（2024）使用 LEAP 模型研究了一家国有发电企业的零碳转型。该论文从微观层面提供了关于单一实体实现净零排放选项的深刻讨论。文章强调了加速淘汰燃煤发电、推进 CCUS 和氢技术的研发与部署、优化电力系统调度以提高灵活性的必要性。我们的国家级分析验证了这些见解。

我们预测模型的核心假设基于对中国未来电力系统技术可行性研究的深入分析。Li 等人（2021 年）和张智刚与康重庆（2022 年）等学者的研究，为应对未来挑战提供了重要参考：包括可再生能源发电量与用电负荷曲线的低匹配度、高比例可再生能源及电力电子设备带来的电网稳定性风险、电力系统效率与经济效益的潜在下降，以及现有电网结构存在的潜在风险。我们的研究正是在此技术基础之上展开的。

部分文献聚焦于中国境内的较小区域。黄昱杰等人（2023 年）探讨了京津冀地区实现碳达峰与碳中和协调路径。杨峰等人（2024 年）选取长三角地区城市，运用 LEAP 模型分析不同发展路径下的能源消耗与碳排放趋势，评估实现碳达峰的潜在时间线与轨迹。刘耕源等人（2023 年）通过开发带有边际减排成本曲线（MACC）的 LEAP 模型研究北京电力部门，模拟电力、交通、建筑等关键领域典型技术和政策措施的减排潜力与成本效益。王君等人（2024 年）以山东省为例构建多情景模拟系统，重点研究交通部门的碳达峰潜在时机与规模。贾晶迪等人（2025 年）聚焦能源大省山西，分析能源活动部门实现碳达峰的可行性和路径。罗闯等人（2025 年）以江苏省为研究对象，考察工业、交通、建筑等关键领域，模拟不同减排路径下实现碳达峰与碳中和的可行性。Huang 等人（2022 年）以北京为试点城市，重点研究中国“双碳”目

标的实施——即 2030 年实现碳排放峰值，2060 年达成碳中和。杨峰等人（2021 年）则以张家口市为例，该市作为可再生能源示范区，通过研究传统能源向可再生能源转型的实践，不仅实现了减排目标，还带来了创造就业等社会效益。Hua、Ma 和 Jia（2019 年）以深圳为例，通过 LEAP 模型模拟了该快速发展的后工业城市在不同政策情景下的未来能源消耗与成本，该研究为服务型经济转型提供了细致入微的案例分析。

为补充本研究在电力系统之外的视角，报告同时梳理了其他关键非能源部门的排放研究进展。田佩宁等（2023）聚焦中国交通运输部门的碳排放特征与减排路径；Zhang 与 Luo（2023）则将目光投向公共建筑部门——这一在中国城市碳排放中占据重要份额、却相对容易被忽视的排放来源。

#### 4. 中国能源供应概况

中国拥有涵盖煤炭、石油、天然气、核能、水电、风能及太阳能的综合能源供应体系，为国家经济与社会的快速发展和持续增长提供强劲动力。中国国家能源局数据显示，截至 2025 年 11 月底，全国累计发电装机容量达到 3793.51 吉瓦，同比增长 17.1%。其中火电装机容量为 1522.25 吉瓦，占总装机容量的 40.15%，非化石燃料发电装机容量超越火电，具体包括：水电 4444.90 吉瓦、核电 62.48 吉瓦、并网风电 602.64 吉瓦、并网太阳能 1161.2 吉瓦。

中国电力企业联合会数据显示，2024 年全年发电总量达 100869 亿千瓦时，其中火电贡献 63743 亿千瓦时，占比 63.2%；水电 14257 亿千瓦时，占比 14.1%；风电 9970 亿千瓦时，占比 9.9%；太阳能发电 8390 亿千瓦时；核能发电 4509 亿千瓦时。

表 4.1 和图 4.1 概述了当前供电结构的现状。

表 4.1 主要电源技术概述

发电方式	装机容量	发电量	等效满负荷小时数	容量因数
火电	144445	63743	4412.96	0.50
水电	43595	14257	3270.33	0.37
核电	6083	4509	7412.46	0.85
风电	52068	9970	1914.80	0.22
太阳能发电	88666	8390	946.25	0.11

注：数据代表 2024 年底。

数据来源：国家统计局。作者计算。

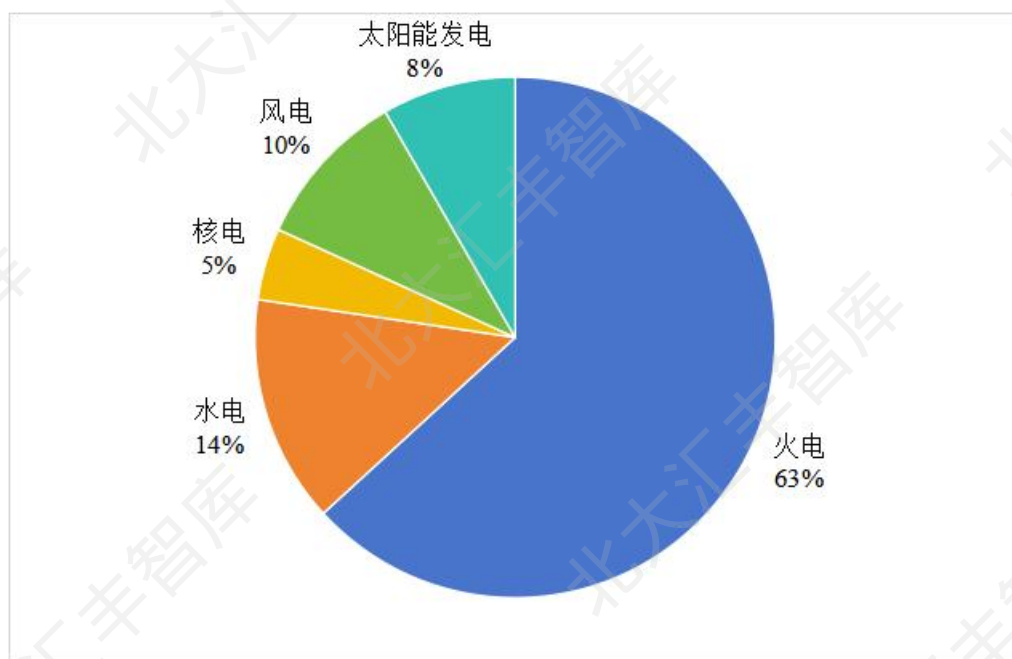


图 4.1：2024 年各能源来源发电量

数据来源：国家统计局

#### 4.1 煤炭、天然气及其他化石燃料

2018 年，中国火电市场份额首次跌破 70%，至 2023 年进一步下滑至 66.3%。但火电装机占比仍达 47.6%，表明其仍是当前电力供应的稳定支柱。中国火电厂的能源供给主要来自煤炭、石油和天然气<sup>2</sup>。中国煤炭资源储量丰富，长期以来始终占据一

<sup>2</sup> 百分比由作者根据中国电力行业年度发展报告的原始数据计算得出。

次能源生产与消费结构的半壁江山。当前，中国正大力推进燃煤电厂的低碳转型。根据规划，到 2025 年，相关项目发电的单位碳排放量将较 2023 年同类燃煤机组的平均碳排放水平降低约 20%。预计到 2027 年，相关项目发电的单位碳排放量将较 2023 年水平再降约 50%，接近天然气发电厂的碳排放水平（国家发展和改革委员会与国家能源局，2024 年）。表 4.2 总结了当前燃煤电厂减排所采用的几项关键技术。

**表 4.2 煤电发电厂减排技术**

分类	标准
生物质共燃	利用农业和林业废弃物等生物质资源，沙漠植物与能源作物。该过程考虑生物质供应、运营安全、灵活性、效率及经济性生物质能与燃煤发电耦合的可行性。改造后，燃煤发电机组应具备协同燃烧更多燃料的能力，超过 10% 的生物质燃料，显著降低煤炭消耗量及二氧化碳排放。
绿色氨共燃	利用过量可再生能源（风能和太阳能）生产绿色能源，通过水电解制取氢气，随后将其合成绿色氨。这种绿色氨与煤炭共同用于发电。改造后，燃煤发电机组应具备协同燃烧更多燃料的能力，绿氨占比超 10%，显著降低煤炭消耗以及二氧化碳排放。
碳捕集、利用和储存	采用化学吸收、吸附、膜分离等技术用于从燃煤锅炉烟气中捕获二氧化碳，随后通过加压进行再生与纯化温度调节。二氧化碳可用于提高石油的回收或转化为甲醇等化学品或储存。改造后，应进行针对特定地点的二氧化碳地质封存，显著减少二氧化碳排放。

来源：国家发展和改革委员会与国家能源局，2024 年

中国能源禀赋呈现“煤多油少气稀”的特征，天然气对外依存度居高不下，目前超过 40%。天然气供应不稳定和价格居高不下，成为制约天然气发电发展的主要瓶颈。随着天然气储量与产量的增加以及技术进步，非常规天然气开采展现出巨大潜力，为天然气发电规模化发展创造了有利条件。

## 4.2 风能与太阳能

中国拥有巨大的风能和太阳能潜力，使得风能与光伏发电成为清洁能源领域的主力军。2023 年，风电发电量达到 8858.7 亿千瓦时，太阳能发电量达 5741.5 亿千瓦时。两者合计占全年发电总量的 15.6%。截至 2023 年底，风电装机容量已达 441 吉瓦<sup>3</sup>，光伏发电累计装机容量为 609 吉瓦，其中分布式光伏发电装机容量超过 250 吉瓦，占光伏发电总装机容量的 40%以上。<sup>4</sup>

<sup>3</sup> 引自《中国电力工业年发展报告》。

<sup>4</sup> 资料来源：国家能源局。

国务院新闻办公室发布的《中国能源转型白皮书》(2024年)提出,要系统推进大型风电光伏基地建设,实现风电光伏发电跨越式发展。该规划包含建设450吉瓦大型风电光伏基地项目,重点布局库布其、乌兰布和、腾格里、巴丹吉林沙漠地区。同时大力推动海上风电规模化集群发展,累计装机容量预计达到37.28吉瓦。

中国地处欧亚大陆东部,大部分地区受季风气候影响,蕴藏着丰富的风能资源。根据100米高空测量数据,陆上可开发风能潜力理论值约为39亿千瓦,海上储备量则达3.6亿千瓦(国务院信息办公室,2024年)。

随着风能技术的不断进步,中国风能利用规模不断扩大,风力发电场建设也从陆上小型设施发展到陆上和海上多种复杂环境下的风力发电场。

### 4.3 低碳替代方案

本部分基于近期发展动态,探讨了中国在近期及远期可能更具可行性的低碳替代方案。

#### a) 水力发电

中国水资源丰富,水电在能源结构中的地位日益凸显。截至2023年底,常规水电装机容量达370吉瓦,年发电量12858.5亿千瓦时,占全国总发电量的13.6%。多年来,中国政府因地制宜推进水电发展:一方面系统推进大型水电基地建设及电站升级改造,其中向家坝、溪洛渡、乌东德、白鹤滩<sup>5</sup>、三峡和葛洲坝等水电站共同构成全球最大的清洁能源走廊;另一方面稳步推进小型水电站绿色转型与现代化升级,截至2023年底,近4000座小型水电站已完成升级改造。

#### b) 核能

核能是一种优质高效的清洁能源。中国正有序推进核能安全发展,目前已形成完整的核电产业链。目前全国在运核电机组55台,核准、在建及在运核电机组共计102台,总装机容量超过113吉瓦,位居全球首位。截至

5 引自《中国电力工业年发展报告》。

2023 年底，在运核电机组装机容量达 56.91 吉瓦，是 2013 年底的 3.9 倍。在运与在建机组的总装机容量达 100.33 吉瓦。2023 年核电发电量达 4347.2 亿千瓦时，占全国发电总量的 4.6%<sup>6</sup>。

### c) 碳捕获

中国拥有地质封存二氧化碳的自然资源和经济基础，并高度重视碳捕集、利用和储存（CCUS）技术的发展。中国已发布超过 70 份与 CCUS 相关的政策文件，包括计划、路线图、技术目录等（《中国碳捕集利用与封存年度报告（2023）》）。目前，中国计划并运营着近百家 CCUS 示范项目，涵盖电力、石油天然气、化工、水泥和钢铁等多个行业。其中，超过一半的项目已经建成并投入运营，年二氧化碳捕集能力超过 400 万吨，年封存能力超过 200 万吨。

在推进技术减排的同时，中国亦系统性地加强各类生态系统的碳汇功能。在森林与草原碳汇方面，2022 年全国完成造林面积 420 万公顷，人工林保有面积达 8660 万公顷。荒漠化与沙化土地面积持续呈现“双缩减”态势，土地退化零增长目标已提前实现，为 2030 年全球土地退化防治目标作出积极贡献。在湿地碳汇方面，中国已设立 82 处国际重要湿地，总面积约 764.7 万公顷，湿地保护体系逐步完善。就农田土壤碳汇而言，国家实施黑土地保护工程，推进退化农田治理试点，并推广秸秆还田等增汇技术。在海洋碳汇领域，中国已建立涵盖红树林、滨海盐沼、海草床等典型蓝碳生态系统的碳储量调查评估与碳汇监测技术规范。此外，针对喀斯特等特殊地质碳汇，中国在西南典型流域开展碳汇本底调查，并于国际喀斯特研究中心启动人工增汇试验基地建设，探索碳汇潜力提升路径。

虽然 CCUS 技术对于实现全球碳中和至关重要，但其当前规模与总排放量相比仍然有限。中国计划到 2030 年每年捕获 1 亿吨 CO<sub>2</sub>（国务院发展研究中心与壳牌国际有限公司 2023 年数据），但 2024 年的排放量达到了 126 亿吨，这意味着 CCUS 只能抵消不到 1% 的排放。要使 CCUS 成为主要的脱碳工具，仍需在成本降低、政策激励和工业规模化方面取得重大进展。

6 资料来源：国家能源局。

## 5. 中国能源需求趋势与政策目标

中国是全球电力消耗量最大的国家，预计到 2025 年将占全球用电总量的三分之一（国际能源署，2025）。近年来，受多重因素推动，中国电力需求自 2020 年以来呈现爆发式增长。在工业领域，传统产业与太阳能光伏组件、电池及电动汽车（EV）等电力密集型制造业的快速发展，叠加其他传统行业稳定产出，共同推动需求攀升。非工业领域方面，交流电库存增加、电动汽车充电网络扩展以及数据中心和 5G 网络建设加速，都是重要推手。此外，各领域电气化进程的加速，使得电力需求增速超过 GDP 增速。国际能源署（2025）预测，到 2027 年，中国电力需求年均增长率将达到 6%。在最极端的预测情景下，2027 年中国电力需求或将翻倍。

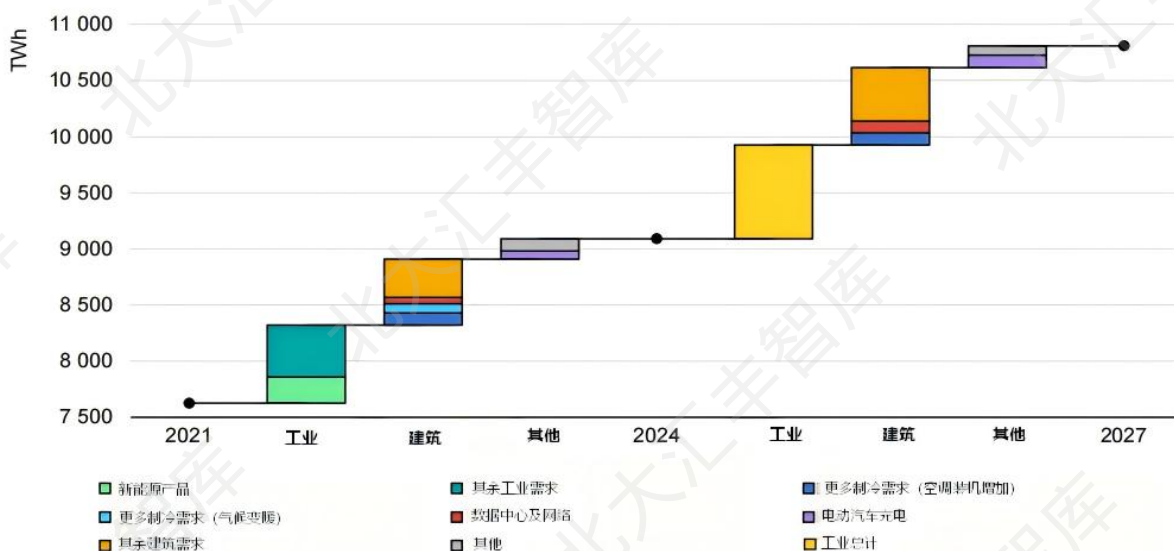


图 5.1: 2021-2027 年中国电力需求变化的估计驱动因素

数据来源：国际能源署，2025 年

### 5.1 工业

作为全球最大的制造业国家，中国超过 70% 的二氧化碳排放来自工业生产或发电过程，工业部门的能源消耗占全国总量的 60% 以上。中国工业增加值从 1952 年的 120 亿元增长至 2023 年的 39.9 万亿元，按不变价格计算年均增长率达 10.5%。中国高度重视产业结构调整 and 新兴产业发展。根据国家发展和改革委员会发布的数据，通过提高能源效率、降低能耗、升级产品设备等措施，过去十年间中国单位工业增加值能耗强度下降了 26.4%。年均能耗增长率 3% 支撑了 6.2% 的经济增速，相当于少消耗 14 亿吨

标准煤、减少近 30 亿吨二氧化碳排放。2012 至 2022 年间，规模以上工业企业单位增加值能耗累计降幅超过 36%，大宗工业固体废物资源综合利用率提升近 10 个百分点。

中国已围绕重点领域和行业制定了具体的节能降碳计划。在钢铁行业方面，中国将加强产能调控与产量管理，并优化产业结构。到 2025 年底，电炉炼钢占粗钢总产量的比例力争提升至 15%，废钢利用率将达到 3 亿吨。与 2023 年相比，每吨钢综合能耗降低约 2%，废热、压力及能源的自产率提升超过 3 个百分点。2024 至 2025 年间，钢铁行业的节能降碳转型将实现约 2000 万吨标准煤的节能效果，同时减少约 5300 万吨二氧化碳排放。在石化行业方面，中国将严格执行政策要求，全面推进节能减排改革。计划全面淘汰年产能 200 万吨及以下的常压蒸馏装置和减压蒸馏装置。到 2025 年底，全国原油加工能力将控制在 10 亿吨以内。届时，炼油、乙烯、合成氨和电石等行业的能效达标产能占比将超过 30%，而未达标的产能将完成技术改造或逐步淘汰。2024 至 2025 年间，石化行业通过节能减排改造，预计可实现约 4000 万吨标准煤的节能效果，同时减少约 1.1 亿吨二氧化碳排放。在有色金属行业方面，中国将优化产能布局并加速转型以降低碳排放。到 2025 年底，再生金属供应占比将超过 24%，直接熔炼铝合金占比将提升至 90% 以上。届时电解铝行业能效达标产能占比将达到 30%，可再生能源使用比例将超过 25%；铜、铅、锌冶炼行业能效达标产能占比将达到 50%；能效未达标产能已完成技术改造或逐步淘汰。2024 至 2025 年间，有色金属行业节能降碳转型将实现约 500 万吨标准煤的节能效果，减少约 1300 万吨二氧化碳排放。在节能产品设备领域，中国将加速推进能耗产品设备及设施的升级改造。与 2021 年相比，到 2025 年工业锅炉和发电厂锅炉的平均运行热效率将分别提升超过 5 个百分点和 0.5 个百分点。到 2025 年，高效节能电机和变压器的运行比例将分别增加超过 5 个百分点和 10 个百分点。在工业制冷设备、家用制冷设备和普通照明设备中，高效节能产品的普及率将分别达到 40%、60% 和 50%。

## 5.2 运输

根据《行动方案》，交通运输排放约占中国碳排放总量的 10%。中国高度重视积极构建绿色低碳的综合交通体系。截至 2022 年底，中国城市公交和有轨电车保有量达 70.32 万辆，其中新能源公交 54.26 万辆，占比 77.2%。全年运营里程达 291.6 亿公里，载客量 353.37 亿人次。2022 年，充电基础设施年新增约 260 万套，累计总量约 520 万套，同比增长近 100%。全国铁路单位运输工作量综合能耗同比下降 4.7%。2022 年，

中国绿色动力船舶新订单占全年新船订单总量的 49.1%。全国机场电动汽车占比约 24%，车辆装备国产化率超过 90%。年旅客吞吐量超过 500 万人次的机场辅助动力装置（APU）更换设备实现“全面安装应用”。具体来看，截至 2023 年 6 月底，中国新能源汽车保有量已达 1620 万辆，占汽车总量的 4.9%。今年上半年，新能源汽车新增注册量达 312.8 万辆，同比增长 41.6%，占全年汽车新增注册量的 26.6%。

中国为交通运输领域制定了具体的节能减排目标：根据《2024-2025 年节能减排行动方案》，到 2025 年底，交通运输领域的二氧化碳排放强度将较 2020 年水平降低 5%。在货运领域，到 2025 年底，铁路和水路货运量将分别较 2020 年增长 10%和 12%，铁路单位换算周转量的综合能耗将较 2020 年下降 4.5%。到 2035 年，中重型卡车的燃料消耗量将较 2020 年水平降低 20%。在电动汽车领域，根据工信部与中国汽车工程师协会联合发布的《节能与新能源汽车技术路线图 2.0》，到 2025 年，乘用车平均油耗将降至每百公里 4 升，混合动力汽车销量将占乘用车总销量的 60%。到 2035 年，新能源乘用车销量将占乘用车总销量的 50%，而混合动力汽车销量将实现全覆盖。

### 5.3 建筑

根据《2023 年中国建筑与城市基础设施碳排放研究报告》，2021 年住宅建设全生命周期能耗约占全国总能耗的 36%，碳排放量占全国总量的 38%。其中建材生产阶段碳排放最高，占全社会排放总量的 16%，其次是施工运营阶段，占比 21.6%，而包含拆除在内的施工阶段占比最小，仅 0.6%。中国正积极推进建筑节能与绿色建筑发展<sup>7</sup>计划，结合各地老旧城区改造工作因地制宜开展节能改造。2022 年全国将完成 5.25 万个老旧城区改造，同时各地还将对 4.83 万公里的水电暖等各类管线进行升级改造。

中国已制定了一系列建筑节能降碳的目标与计划。在建筑材料行业方面，中国将加强生产管控，严格审批新建建材项目，推动水泥错峰生产常态化，鼓励尾矿、废石、废渣、工业副产石膏等资源综合利用。到 2025 年底，全国水泥熟料产能将控制在 18 亿吨左右，重点大气污染防治区域约 50%的水泥熟料产能将完成超低排放改造。2024 至 2025 年间，建材行业节能降碳转型将实现约 1000 万吨标准煤的节能效果，二氧化碳减排量达 2600 万吨。在建筑能效提升方面，中国将加速推进建筑施工方式转型，大力开展既有建筑改造，并强化建筑运营管理。到 2025 年底，新建城市建筑将全面达到绿色建筑标准，新建政府机关建筑和工厂屋顶的光伏覆盖率力争达到 50%。城市建筑

<sup>7</sup> 需注意，根据定义，住宅建设与广义行业之间存在重叠的子行业。

可再生能源替代率将提升至 8%，新建超低能耗建筑和近零能耗建筑面积较 2023 年增加逾 2000 万平方米。到 2025 年底，既有建筑节能改造面积较 2023 年增加逾 2 亿平方米，城市供热管网热损耗较 2020 年降低约 2 个百分点，住宅和公共建筑改造后的节能率将分别提升 30%和 20%。

## 6. LEAP 模型

本研究采用能源排放分析平台 (LEAP) 和其衍生的下一代能源建模优化 (NEMO) 系统进行分析。LEAP是一款专为评估气候变化缓解措施和综合能源规划设计的模型系统，由斯德哥尔摩环境研究所 (SEI) 开发。自 1980 年代问世以来，已成为全球碳排放与能源系统分析领域最具权威性的模型之一。LEAP被广泛应用于学术研究与政策制定。据不完全统计，全球已有超过 60 个国家的政府机构 (包括中国国家发改委、美国环保署、欧盟委员会等) 使用LEAP开展国家或区域温室气体清单编制、减排路径设计及气候政策评估；在学术界，LEAP是能源与气候领域使用频次最高的建模工具之一。其模块化架构可整合能源供应、转换、终端消费及非能源排放，支持从城市到国家尺度的长期低碳发展战略模拟，因而被联合国气候变化框架公约 (UNFCCC) 推荐为发展中国家能力建设的核心工具。

我们的研究将基准年设定为 2023 年，首次模拟年份为 2024 年。LEAP和NEMO框架包含三个核心模块：需求预测、电力生产与传输，以及碳排放分析。

### 6.1 关键假设，所有需求部门的能源相关数据

电力需求按照《中国年度统计报告》的分类标准，划分为六大类别：居民用电、商业用电 (含批发零售贸易、酒店及餐饮服务)、工业用电、农业用电 (涵盖农业、林业、畜牧业和渔业)、建筑用电以及交通运输用电 (包括运输、仓储和邮政)。其中，居民用电需求是根据人口结构和相关活动水平估算得出的。对于农业、商业、工业、建筑和交通运输等其他领域，电力需求的预测则基于实际GDP、行业特定活动水平和能源强度，这反映了能源消耗与经济增长之间的既定关系 (Shui & Lam, 2004 年; Yuan等人, 2007 年; Lin & Moubarak, 2014 年)。所有领域采用的模拟方法遵循统一逻辑：通过将最终能源强度乘以对应活动水平来计算电力需求。

研究以人均能源消费水平为变量，以人口、常住人口城镇化、最终能源强度等外生宏观因素为影响变量，对居民用电需求进行预测。

$$E_R(t) = \sum_{i=1,2} \alpha_i(t) * P_i(t) * EC_i(t)$$

其中 $E_R(t)$ 表示家庭部门在时间点 $t$ 的总电力需求。此处 $i = 1, 2$ 表示该部门是城市还是农村。 $\alpha_i(t)$ 表示部门 $i$ 在时间 $t$ 的电力渗透率。 $P_i(t)$ 表示部门 $i$ 在时间 $t$ 的人口数量，基于时间 $t$ 的总人口和城市化率估算得出。 $EC_i(t)$ 表示部门 $i$ 在时间 $t$ 的人均电力消耗量。

根据中国国家统计局的数据，自 2022 年以来，中国人口已连续三年处于负增长。我们假设，在当前总和生育率（TFR=1.05）、死亡率和净人口迁移率的条件下，到 2027 年，中国总人口将降至 14 亿以下，2035 年降至 13.5 亿，2050 年降至 11.88 亿，2060 年降至 10.26 亿（SWUFE & 清华大学，2026）。

城乡居民的人均能源消耗存在差异。根据 NBSC 数据，截至 2023 年底，中国常住人口的城镇化率已达 66.16%，预计到 2050 年将升至 80%。据国家电网公司数据，2023 年城乡电力普及率分别为 100%和 99%。2023 年，城市居民人均最终能源消耗约为 889 千瓦时，农村居民为 1407 千瓦时。我们假设人均最终能源消耗将按 11%的年增长率增长，直至 2035 年，之后预计将趋于稳定。在此情景下，人均最终能源消耗预计将达到约 3,100 千瓦时，与发达国家的水平相符。



图 6.1: 居民用电量预测 (2023~2060 年)

针对其他行业的电力需求预测，我们主要依据各行业单位 GDP 对应的能耗数据。尽管当前 GDP 与电力消耗呈现脱钩趋势，但现有预测模型普遍采用分解法，主要基于三大驱动因素：经济规模效应（整体 GDP 增速）、工业用电结构效应（经济活动的行业构成）以及用电强度效应（各行业单位产出对应的电力消耗量）（Fang 等人，2019 年）。本研究通过系统化运用这三项关键假设，为电力需求预测提供了科学依据。

具体而言，针对每个部门 X，其计算方程如下：

$$E_X(t) = \text{GDP}(t) * s_X * EI_X(t)$$

$$EI_X(t) = f(e_X(t), EL_X(t))$$

其中， $s_X$  表示部门 X 在 GDP 总量中的占比。 $EI_X(t)$  表示部门 X 在时间 t 的能源强度，由单位 GDP 的电力消耗量  $e_X(t)$  和部门的电气化率  $EL_X(t)$  决定。

根据《中华人民共和国 2035 年远景目标纲要》和中国两个百年奋斗目标，我们假设到 2035 年、2050 年和 2060 年，中国的复合年增长率（CAGR）分别为 4.548%、3.067% 和 2.850%。到 2035 年，中国的实际 GDP 将达到 215 万亿人民币（2023 年不变价），到 2060 年将达到 447.9 万亿人民币。

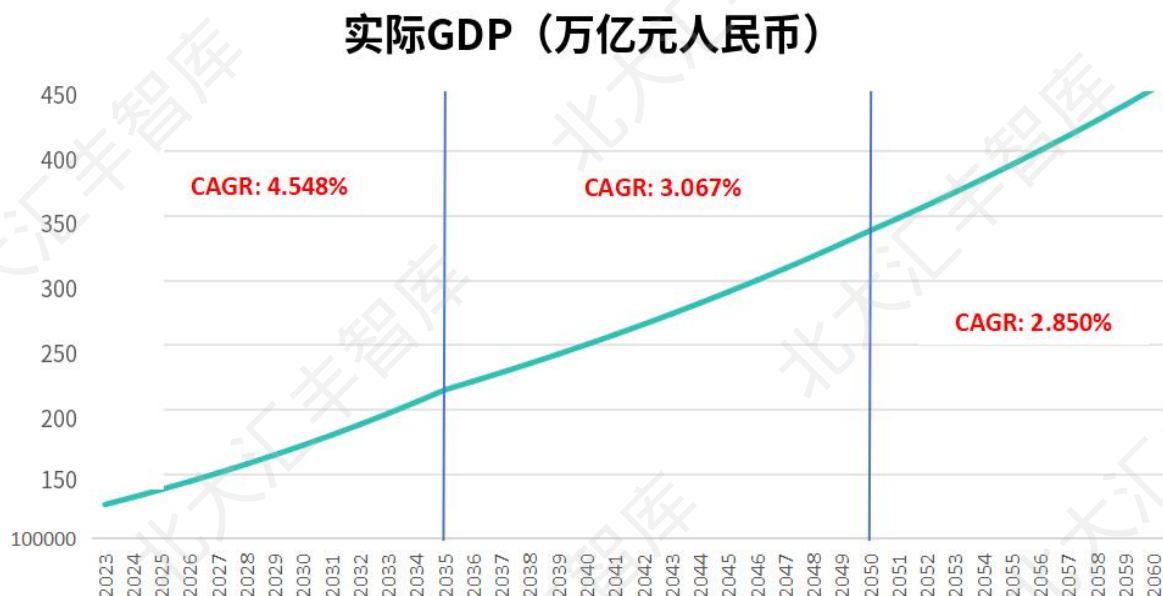


图 6.2：中国实际GDP增长预测（2023~2060）

中国商业、农业、工业、建筑及交通运输等领域的电力需求与整体经济规模及经济结构演变密切相关。在我们的预测中，各行业电力消耗量是根据其占GDP比重估算得出，该比重基于历史趋势推算，并与国家长期经济社会发展规划保持一致。

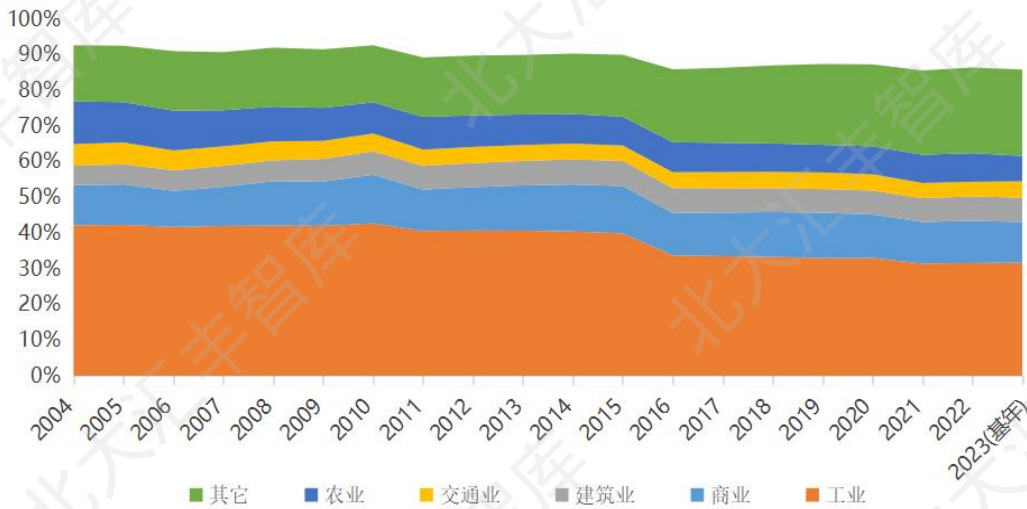


图 6.3: 各行业占GDP比重

科技进步与生产流程优化是提升经济生产力、降低电力消耗强度的关键驱动力。基于对生产力提升预期的建模，我们对电力消耗强度的预测采用 2004 至 2022 年的历史数据。针对工业、建筑和农业领域，我们采用指数衰减模型  $y = c \cdot e^{(-k \cdot x)}$  来估算单位GDP对应的电力消耗量，这体现了效率随时间推移的提升。不过由于商业和交通领域模型拟合度欠佳（R平方值分别为 0.53 和 0.27），我们特别采用了三阶移动平均法来捕捉潜在趋势（如图 6.4 所示）。

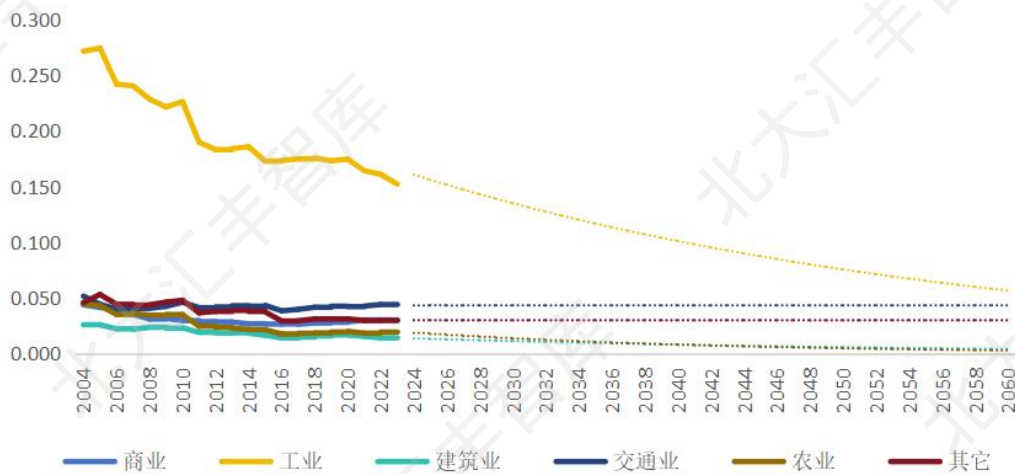


图 6.4: 各行业历史和预计能源强度

## 6.2 技术成本和燃料成本（仅用于 NEMO 优化模型）

本研究中关于发电和储能技术的经济和技术假设来源于现场调查数据、美国国家可再生能源实验室（NREL）发布的 2022 年年度技术基准（ATB）以及丹麦能源署的《技术数据——电力生产和区域供热》（Ren 等，2024）。这些来源提供了从 2023 基年到 2050 年的成本预测，使得不同技术之间的建模得以协调。所有成本参数都被整合到 LEAP 自下而上的模型中，该模型模拟了在各种碳政策情景下的电力供应、需求和排放。

成本构成要素包括资本投资、固定及可变运营维护（O&M）费用，以及适用情况下的燃料支出。所有技术方案均采用 3.5% 的实际贴现率，该数值与中国的五年期贷款基准利率（中华人民共和国国务院，2025 年）保持一致。成本估算涵盖煤炭、天然气、核能、水电、光伏发电、陆上及海上风电、抽水蓄能、电池储能系统（BESS）和生物质能等能源类型。

### 6.2.1 电池储能与可再生能源技术

针对公用事业级锂离子电池储能系统，我们采用能量成本（\$/kWh）与功率成本（\$/kW）相结合的指标进行建模。电池储能系统的运维成本（O&M）按零假设处理，这与全球行业标准保持一致。针对海上风电，我们构建了两种激励框架以反映中国政策环境：一种是地方政府补贴模式（如广东、山东等地），另一种基于欧洲投资模式，即电网运营商承担 25% 的并网成本，并通过输电电价回收。由于太阳能光伏、陆上风电和水力发电等可再生能源技术具有非燃烧特性，我们为其设定最低或零可变燃料成本。

### 6.2.2 化石燃料与 CCUS 技术

对于煤炭和天然气发电，我们纳入额外的成本以反映 2030 时期开始的 CCUS 改造。这些调整包括更高的资本支出和可变运营维护成本，这反映了 CCUS 系统所需的能源和基础设施。CCUS 成本溢价相对于传统发电技术进行了调整，使用了 ATB 和丹麦能源署数据集中的比率。尽管可再生能源技术的成本预计会随时间下降，但配备 CCUS 的化石燃料电厂和海上风电的经济可行性仍然严重依赖于政策支持和碳定价。

### 6.2.3 燃料成本假设

煤炭价格是根据《中国电力年鉴》的国内基准数据和历史趋势估算的，并使用 ATB 和丹麦成本因素进行了调整。考虑到煤炭在中国当前电力结构中的核心地位——以超超临界技术为主——基准年平均煤炭燃料成本设定为 5.03 美元/兆瓦，并根据国内供应和运输成本的波动进行了调整。

天然气价格采用国内管道天然气与进口液化天然气（LNG）的加权混合模型进行测算，模型参数通过国家能源局数据校准，并根据燃气电厂的转换效率进行调整。基准年平均成本设定为 2.77 美元/兆瓦，随着 LNG 进口量的增加，预计成本将逐步上升。

对于配备了 CCUS 的化石燃料发电厂，燃料成本进一步调整以反映碳捕获的支出。LEAP 模型纳入了减排因子和能源转换效率，这导致每单位电力输出所需的燃料输入量增加——尤其是在天然气 CCUS 和煤炭 CCUS 系统中。

### 6.2.4 其他燃料来源

核燃料成本取自 2023 年 ATB，包括铀采购、浓缩和废物处理。由于中国对国内燃料循环能力的投资，核燃料成本建模略低于国际平均水平，与《中国电力年鉴》中的历史数据一致。

对于生物质，由于缺乏本地数据，使用了丹麦能源署提供的代理值来反映中国背景下木屑颗粒和农业残留物的典型成本。采用美国环保署的基准数据并按国内操作规模调整之后，城市固体废物（MSW）燃烧燃料成本估计为每千瓦时 4 美分。

最后，由于电池储能系统（BESS）不消耗燃料而是储存电能，其燃料成本被设定为零。对于抽水蓄能系统，虽未单独核算燃料成本，但系统会产生隐性平衡成本，这些成本已计入提供储能的发电资产中。

## 7. 模拟情景

### 7.1 模拟思路

我们用 LEAP 模型模拟了三种情景。这三种情景均基于当前政策下可再生能源装机容量的预估增长。第一种情景称为基准情景 (Baseline, BAS)，该情景用于模拟现有技术水平下、可再生能源技术进行装机扩容的路径。具体而言，该情景假设未来数年内能源供应路径将遵循政府规划，而装机容量路径则根据政府计划或行业代表性预测确定（在政府计划未明确的情况下，采用行业预测）。基准情景仅模拟政府可完全保证实施的行动方案，不对未来的技术进步作出假设。因此，基准情景下的碳排放路径可视为未来碳排放的上限——任何技术进步都将在基准情景的基础上进一步降低碳排放。

第二种情景称为均衡情景 (Business-as-usual, BAU)。除了 BAS 中的容量增加外，均衡情景还假设了合理的技术进步。技术进步是预期中的，但无法事先确定。BAU 情景包含了从今天的角度来看适度、偏保守的技术进步，并评估了到 2060 年实现碳中和的可行性。在 BAU 情景中，清洁能源技术的研发和部署稳步推进，高碳化石燃料有序淘汰，能效持续提升，CCUS 得以部署。我们的研究表明，2060 年的碳中和是可以实现的。尽管 BAU 的模拟路径可能并非技术发展的实际轨迹，但它提供了一条可行的 2060 碳中和路径，可以作为衡量进展的一个有用基准。

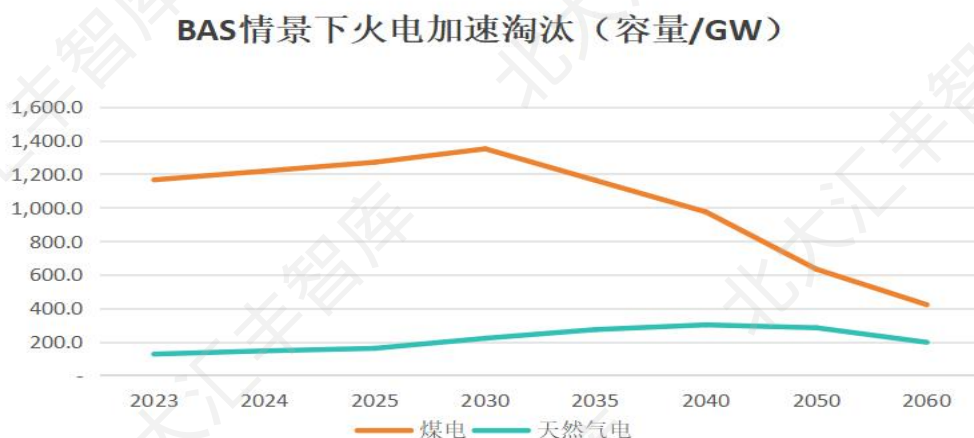
最后，理想情景 (Ambitious, AMB) 设想了一个更加积极主动的政策环境，其特点是快速创新和效率提升，以及清洁能源技术的广泛采用。AMB 情景的目标是在 2050 年前达成碳中和。在此情景下，排放控制机制得到加强，高碳化石燃料以加速的步伐逐步淘汰。主要通过大幅扩展更高效的可再生能源，CCUS 技术发挥辅助作用，碳中和提前实现。AMB 情景代表了一条更为果断的道路，在此道路上必须付出较大努力并取得进展。它确定了一系列 2050 年实现碳中和的条件。

### 7.2 基准情景 (BAS)

预计总装机发电容量将从 2023 年的 2,876.4 吉瓦适度增长至 2030 年的 4,954.1 吉瓦，到 2060 年将增至 11,084.75 吉瓦。其中，预计燃煤发电能力将从 2023 年的 1,164.8 吉瓦（国家能源局，2024 年）增加到 2025 年的 1,270 吉瓦（中国电力委员会，2025 年）。预计在 2030 年达到 1,350 吉瓦的峰值，然后逐步减少到 2050 年的 632 吉瓦

(中国人民大学, 2023年), 并在2060年进一步降至420吉瓦(国务院发展研究中心与壳牌国际有限公司, 2023年)。对于这些关键里程碑之间的年份, 我们采用二次插值法来模拟一个平滑的逐步淘汰轨迹。2023年, 接入电网的燃煤机组发电量为5.247太瓦时, 平均年利用小时数为4,504小时。在LEAP模型中, 这相当于最大可用性, 即发电厂每年可用于发电的总小时数的51.42% ( $=4,504/8,760$ ), 并假设在整个预测期间保持不变。这种方法与国家政策一致, 包括《关于建立煤炭产能储备制度的实施意见》(NDRC, 2024年) 和国家能源局发布的《2025年能源工作指导意见》(2025年), 这些文件强调煤炭作为“压舱石”和“稳定器”在保障能源安全中的作用。

2023年天然气(NG)蒸汽发电装机容量为125.6吉瓦(NEA, 2024年数据), 2024年增至144.6吉瓦, 预计2025年将达到160吉瓦(中国电力委员会, 2025年数据), 2030年将达220吉瓦(Li等, 2023年数据)。预计该容量将在2040年达到300吉瓦的峰值, 随后逐步下降至2060年的196吉瓦。这一趋势反映出天然气作为过渡性“桥梁燃料”的角色, 为煤炭退出阶段的电网灵活性和可靠性提供支撑。天然气蒸汽发电的年均运行时长仍维持在2023年的2401小时水平, 最高可用率为27.41%。根据当前政府指导方针, 在可预见的未来, 煤炭和天然气都不会被完全淘汰, 二者都被视为确保低碳转型期间系统可靠性和能源安全的重要备用资源。图7.1直观展示了BAS情景下火力发电退出路径。



**图 7.1: BAS 情景中热力发电逐步淘汰**

预计核电装机容量将稳步增长, 从2023年的56.9吉瓦(NEA, 2024年)增加到2025年的65吉瓦(中国电力委员会, 2025年), 到2030年达到150吉瓦(Li, 2024年), 并在2035年达到200吉瓦(CNNPN, 2024年)。到2060年, 预计核电总装机

容量将达到 450 吉瓦 (Li, 2024 年), 这反映了核电在中国能源转型中作为清洁、稳定的基载电源的战略地位。2023 年, 核电站的年平均运行时间为 7146 小时, 相当于最高可用性为 87.20%。预计这一数字在整个预测期内将保持不变。

可再生能源装机容量预计将稳步增长。太阳能 (包括集中式和分布式) 预计从 2023 年的 609.5 吉瓦 (NEA, 2024) 增长至 2024 年的 887 吉瓦 (NEA, 2025), 并进一步增长至 2025 年的 1100 吉瓦 (中国电力委员会, 2025)。这一快速增长得益于光伏成本下降和强有力的政策支持, 标志着太阳能进入电网平价时代。继中国提前实现 2030 年风电和太阳能总装机容量超过 1200 吉瓦的目标后, 尚未公布 2030 年新的官方目标。然而, 根据近期政策信号和气候承诺, 我们预计到 2030 年太阳能装机容量将达到 1800 吉瓦, 到 2035 年将达到 2225 吉瓦。结合预计的 1575.4 吉瓦风电装机容量, 到 2035 年风电和太阳能总装机容量将达到 3800 吉瓦, 这与习近平主席在 2025 年气候峰会上宣布的中国新的国家自主贡献 (NDCs) 一致, 中国承诺将风电和太阳能装机容量增加到 2020 年水平的六倍以上 (约 600 吉瓦), 目标是在 2035 年前达到 3600 吉瓦或更多 (中华人民共和国外交部, 2025)。展望未来, 我们预计到 2060 年太阳能装机容量将增长至 3500 吉瓦, 其中集中式 1500 吉瓦, 分布式 2000 吉瓦 (国务院发展研究中心与壳牌国际有限公司, 2023)。值得注意的是, 到 2060 年, 分布式太阳能装机容量预计将达 2023 年水平的 7.86 倍, 而集中式太阳能装机容量将增长 4.23 倍。2023 年, 并网太阳能发电的平均利用时长为 959 小时, 对应最大可用率为 10.94%, 该数值预计在整个预测期内保持稳定。



图 7.2: 太阳能发电装机预测

风能发电领域，包括陆上风电（含集中式与分布式）和海上风电，预计将迎来显著增长。根据英国国家能源局（NEA）2024年预测，装机容量将从2023年的441.3吉瓦增至2024年的521吉瓦，并进一步达到2025年中国电力委员会（CEC）预测的640吉瓦。预计到2030年，风电总装机容量将达750吉瓦，最终在2060年提升至3200吉瓦。这一数据包含3000吉瓦陆上风电和200吉瓦海上风电，数据来源为国务院发展研究中心与壳牌国际有限公司（2023年）的预测。根据LEAP模型设定，风能年平均利用时长为2007小时，对应最大可用率22.91%，该数值在预测期内保持稳定。

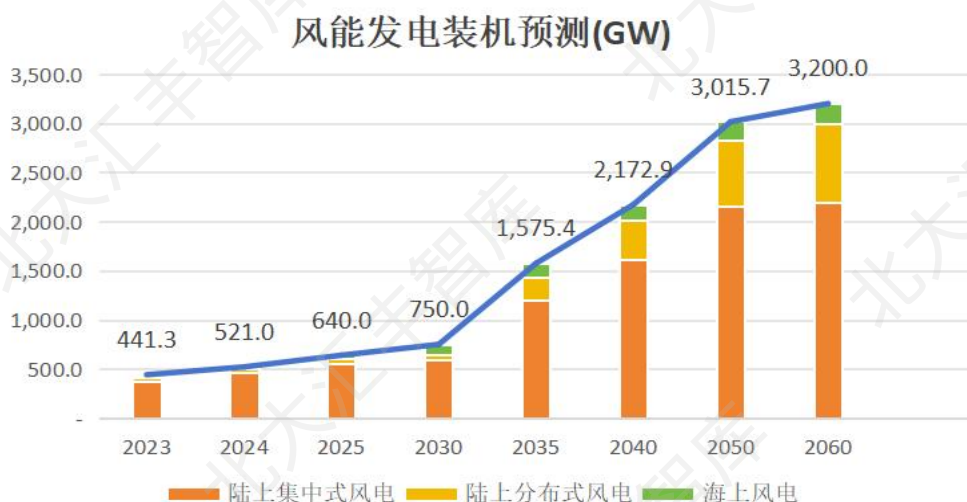


图 7.3：风力发电装机预测

在预测期内，水电仍是中国能源结构中相对稳定的贡献者。装机容量将从2023年的370.6吉瓦（国家能源局，2024）逐步增至377吉瓦（国家能源局，2025），2025年达到388.6吉瓦，并预计到2030年将达430吉瓦（国务院发展研究中心与壳牌国际有限公司，2023）。到2060年，水电装机容量预计将增长至497.8吉瓦（国务院发展研究中心与壳牌国际有限公司，2023）。2035年、2040年和2050年的中间值通过指数回归法进行插值，以确保增长轨迹平滑。年平均利用小时数与2023年水平保持一致，为3470小时，对应LEAP模型中的最大可用率39.61%。

生物质发电装机容量预计将从2023年的44.1吉瓦（NEA，2024年）增至2024年的46吉瓦（NEA，2025年），2025年将达48吉瓦（中国电力委员会，2025年）。清华大学能源环境经济研究所（2025年）预测，到2060年装机容量有望突破140吉瓦。年均发电时长将稳定维持在4486小时。

本情景下的二氧化碳排放量使用了生态环境部（2025 年）于 2023 年发布的发电碳足迹因子，包括全生命周期排放（见表 7.1）。值得注意的是，该情景假设不采用先进的化石燃料技术或碳捕集、利用和储存（CCUS）技术，因此它是一个保守的排放分析基线。

**表 7.1 2023 年主要发电类型碳足迹排放因子**

发电类型	排放因子 (kgCO <sub>2</sub> e/kWh)	发射因子公式
燃煤发电	0.9440	$CFP_{coal} = \frac{(Em_{coal\ raw} + Em_{coal\ O\&M}) \times (1 - \alpha / 100)}{E}$ <p>CFP<sub>coal</sub> 单位电量碳足迹 (kgCO<sub>2</sub> e/kWh)</p> <p>Em<sub>coal raw</sub> 原材料提取排放 (kgCO<sub>2</sub> e)</p> <p>Em<sub>coal O&amp;M</sub>: 运行和维护排放 (kgCO<sub>2</sub> e)</p> <p>E: 电网全生命周期内输送的电量 (千瓦时)</p> <p>α : 供热比 (%)</p>
燃气发电	0.4792	$CFP_{gas} = \frac{(Em_{gas\ raw} + Em_{construction} + Em_{gas\ O\&M} + Em_{retirement}) \times (1 - \alpha / 100)}{E}$ <p>CFP<sub>gas</sub> 单位电量碳足迹</p> <p>Em<sub>gas raw</sub> 原材料提取排放 (kgCO<sub>2</sub> e)</p> <p>Em<sub>construction</sub> 工厂建设排放 (kgCO<sub>2</sub> e)</p> <p>Em<sub>gas O&amp;M</sub>: 运行和维护排放 (kgCO<sub>2</sub> e)</p> <p>Em<sub>retirement</sub>: 退役排放 (kgCO<sub>2</sub> e)</p> <p>E: 电网全生命周期内输送的电量 (千瓦时)</p> <p>α : 供热比 (%)</p>

注：所有排放因子反映的是每千瓦时实际输送到电网的电力的生命周期碳排放量。当电力和热能同时产生时，考虑 α；如果只产生电力，α=0。该方法符合国家行业标准《火电厂经济指标计算技术导则》(DL/T904-2015)。

数据来源：生态环境部，2025 年

在模拟中，发电量的优化并非基于成本考量。我们采用混合调度策略：对于不可调度（必须运行）的能源（如太阳能光伏、风能和水力发电），采用“满负荷运行”规则，即无论实际用电需求如何，都必须按最大可用容量进行发电。而可调度能源（包括燃煤、核能和天然气发电）则遵循“优序原则”。该规则通过预设优先级确定发电技术的调度顺序，决定哪些发电机组优先运行、各机组的发电量占比，以及整体用电需求的满足方式。

**表 7.2 模拟模型中的发电调度规则与优值排序设置**

电源	调度规则	调度顺序	描述
太阳能、风能、水能	满负荷	1	优先调度
核、煤	优先顺序	2	基荷发电
气体，生物质	优先顺序	3	需求调峰

## 存储

随着风能和太阳能占比持续攀升，电力需求日趋峰谷分峰，电力系统对灵活性和调节能力的需求日益凸显。抽水蓄能（PHS）作为当前最成熟且经济高效的技术，展现出大规模部署的巨大潜力。作为清洁低碳的可调度资源，它在维持系统稳定方面发挥着关键作用。但其发展必须遵循生态优先原则。根据国家能源局（NEA）发布的官方统计，抽水蓄能通常与常规水电合并统计。但本模型为清晰起见，将抽水蓄能单独列出。2023 年抽水蓄能装机容量为 50.9 吉瓦（NEA，2024），2024 年增至 58.7 吉瓦（NEA，2025），预计 2025 年将达到 61.4 吉瓦。展望未来，装机容量预计到 2030 年将达 110 吉瓦（NEA，2021），到 2060 年有望达到 421 吉瓦（国务院发展研究中心与壳牌国际有限公司，2023）。2023 年抽水蓄能平均利用时长为 1175 小时（中国电力委员会，2024）。

电池储能系统（BESS）对于平抑可再生能源的间歇性、提升电网灵活性以及促进大规模风电和太阳能的并网具有同等关键作用。2023 年，BESS 装机容量达到 13.1 吉瓦（中国电力委员会，2025 年预测），2024 年将激增至 73.76 吉瓦（美国能源信息署，2025 年预测）。其年均等效使用时长达到 1000 小时（美国能源信息署，2025 年预测）。为支撑未来高比例可再生能源的电力系统，预计到 2060 年，包括 BESS 和电动汽车在

内的储能总容量将攀升至 2260 吉瓦，同时需配备 421 吉瓦的物理储能系统（PHS）容量，以确保电网安全与灵活性（国务院发展研究中心与壳牌国际有限公司，2023 年）。

图 7.4 展示了装机容量随时间变化的演变趋势。

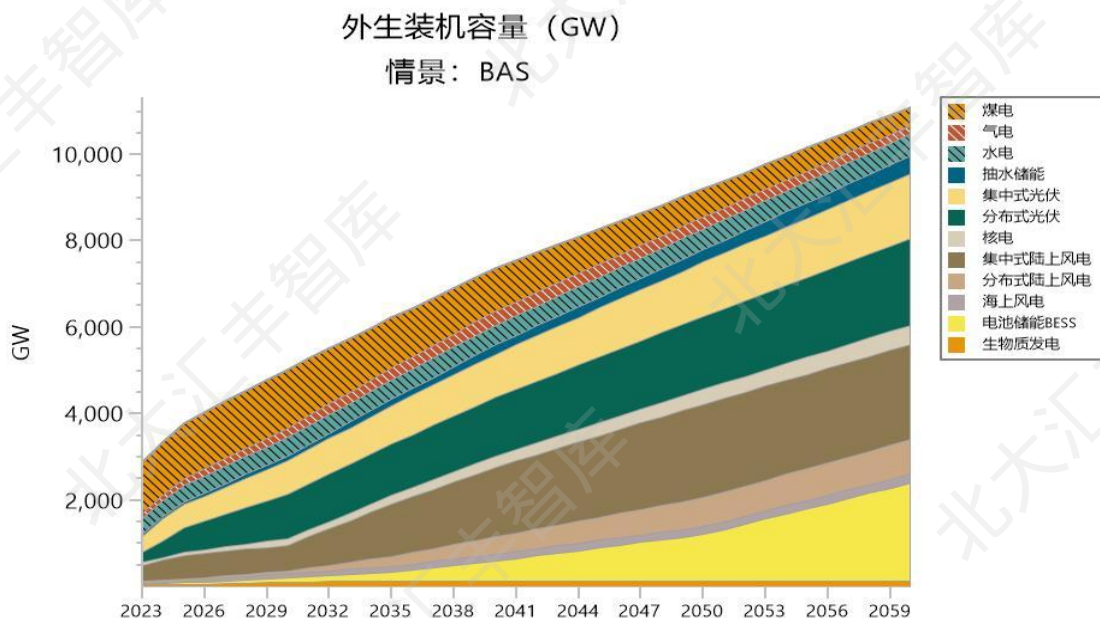


图 7.4: BAS 场景下的容量模型配置方案

### 7.3 均衡情景 (BAU)

基于 BAS 情景，BAU 情景纳入了能效和 CCUS 技术进步的假设。虽然各能源的装机容量与 BAS 情景保持一致，但 BAU 情景假设某些技术的平均年使用小时数有所提高，这反映了效率提升和运营优化。

对于燃煤蒸汽和天然气蒸汽，最大可用性与 BAS 情景保持不变，这与其作为受系统平衡和成本效益限制的可调度资源的角色一致。然而，CCUS 的部署和技术改进预计将减少二氧化碳排放。减排潜力预计到 2030 年开始商业运营，并在 2040 年抵消 30% 的化石燃料排放，2050 年达到 80%，并在 2060 年实现接近完全的脱碳。

在水电领域，由于水流量存在季节性波动（如雨季与旱季）、气候因素带来的不确定性，以及发电效率提升的技术突破预期有限，国际气候变化专门委员会（IPCC）2011 年将容量因子保守设定为 55%，折合年平均发电时长为 4818 小时。

相比之下，太阳能光伏（PV）技术预计将在 2030 年代至 2050 年代期间因创新而显著受益。根据国家可再生能源实验室（NREL，2024 年）的数据，诸如提高模块效率、双面增益、热管理、降低退化率以及增强跟踪系统等进步预计将提高容量因子。因此，到 2060 年容量因子达到 32% 被视为保守估计，相当于每年约 2800 个满负荷小时。

就核能而言，我们假设其运行性能将与美国基准保持一致，美国核电站通常以较高利用率运行。根据美国能源信息署（2024 年）数据，容量因子设定为 92.7%，这意味着模型中核能的最大可用率为 92.7%。

得益于风力涡轮机技术、轮毂高度和转子设计的显著预期改进，风能发电将迎来重大发展。国际可再生能源署（IRENA，2019 年）预测，到 2050 年，陆上风电的容量因子将达到 32% 至 58%，海上风电则为 43% 至 60%。在我们的模型中，我们采用了中等水平的假设值：陆上风电为 45%（相当于每年 3942 小时），海上风电为 50%（每年 4380 小时）。

对于生物质能，采用 80% 的容量系数，基于 IRENA 和 IEA-ETSAP（2015 年）的技术性能基准，折合为 5256 小时/年。

图 7.5 绘制了 BAU 情景在模型范围内的容量改善情况。

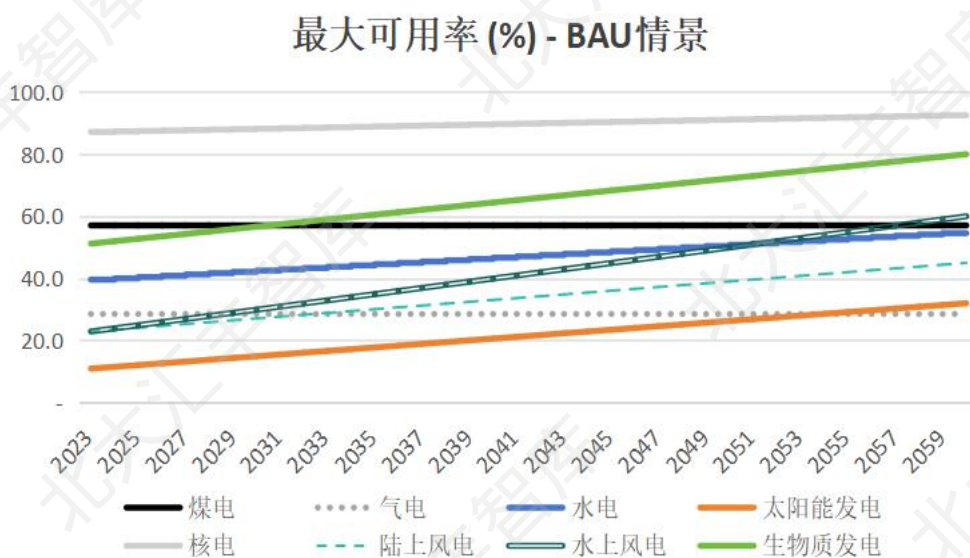


图 7.5: 预计年度最大可用性 - BAU 情景

## 7.4 理想情景（AMB）

在 AMB 情景下，中国将加速实现碳中和转型，这一进程得益于政策的快速推进、清洁能源技术的广泛应用以及支撑体系基础设施的成熟。

与保守的 BAS 和 BAU 路径不同，AMB 情景反映了电力系统的转型重组，在这一过程中化石燃料的作用变得边缘化。一旦储能技术足够成熟以确保稳定的电力供应，到 2060 年，燃煤和燃气发电量将分别逐步减少至 252 吉瓦和 117.6 吉瓦。这些基于化石燃料的发电源主要作为应急备用或事故处理单元保留，而非常规的电力供应来源。图 7.6 比较了 AMB 情景与 BAU 情景下的热力发电装置。它们的最大可用性受到显著限制，煤炭为 10%，天然气为 20%，这一方面限制了它们的运行能力，一方面强调了它们在避免系统停电方面的辅助功能，而非支持基荷或峰荷需求。

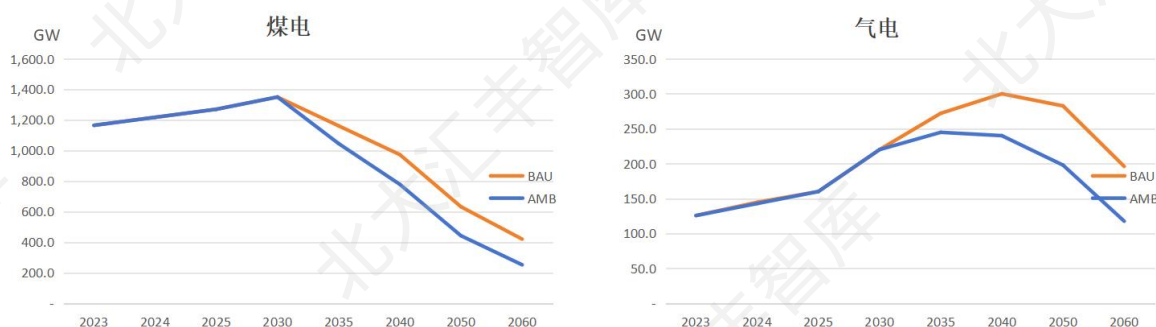


图 7.6: 热电联产加速淘汰路径

AMB 情景的一个基石是早期大规模部署碳捕获、利用和储存 (CCUS) 技术。预计 CCUS 将在 2030 年前实现商业化，此后其对碳减排的贡献将迅速增加。到 2030 年，CCUS 预计将抵消化石燃料使用产生的 30% 排放，到 2040 年这一比例将上升至 80%，并在 2050 年实现完全减排。这一轨迹使电力部门比 BAU 情景提前整整十年实现净零排放，这进一步证明了 AMB 路径在技术创新加速和国际气候承诺背景下，是一个技术上雄心勃勃且日益可行的选择。

在可再生能源方面，AMB 情景假设到 2060 年，技术进步和电网优化将使太阳能、风能和水能发电达到或接近其理论最大容量因子。具体而言，太阳能光伏 (PV) 系统预计将达到 40% 的最大可用性 (每年 3504 个满负荷小时)，这得益于组件效率的持续提升、双面设计以及跟踪系统的改进 (NREL, 2024)。陆上风电的最大可用性达到 58% (5061 小时)，而海上风电则达到 60% (5256 小时)，这与 IRENA (2019) 的长

期预测一致。水力发电性能也将在优化运营和气候适应性规划下得到改善，最大可用性预计达到 80%（7008 小时）（NREL，2019）。这些假设反映了在理想技术和环境条件下可实现的最高利用率。这也意味着到 2060 年，要实现如此高的利用率，需要在可再生能源发电、集成和电网管理方面取得重大技术突破。

相比之下，核能和生物质发电预计会保持与 BAS 和 BAU 情景相同的利用率，因为它们的运行效率已经接近成熟水平。核电保持 92.7% 的高可用性，相当于每年 8116 个满负荷小时，而生物质能则保持 60% 的最大可用性（5256 小时），作为非化石能源组合的一部分，支持稳定和可调度的容量。

图 7.7 展示了 AMB 情景下的最大可用性。

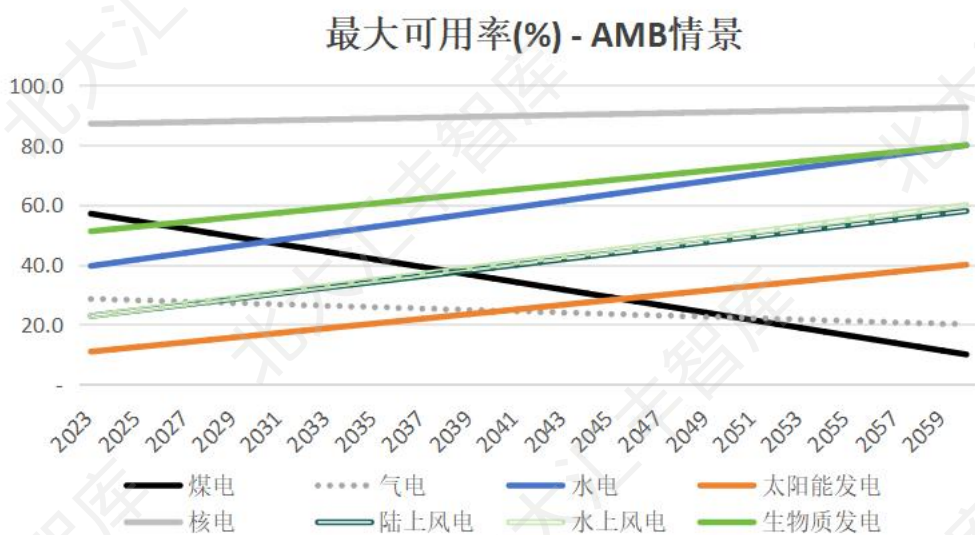


图 7.7: 预测年度最大可用性 - AMB 情景

### 挑战

我们的模拟研究聚焦于能源结构向更可持续、以可再生能源为基础的系统转型。然而，这一转型在现实世界中的实施面临诸多挑战。

首先，可再生能源发电具有固有的间歇性，无法像火力发电那样提供持续稳定的电力供应。以水电为例，其生产高度依赖季节性降雨。典型案例是四川省——这个严重依赖水电的省份，却因 2022 年夏季持续干旱导致电力供应严重短缺（四川省人民政府，2022）。同样，风能和太阳能的开发也受制于地理分布和天气条件。风能发电量会

随风速和风向波动，这种波动在不同季节和地区差异显著；而太阳能则受日照时长影响，阴雨天气发电量锐减，夜间更是完全失效。与火力发电只要燃料充足就能稳定供电不同，可再生能源受制于自然环境的不可预测性，这给电网稳定运行和满足持续用电需求带来了挑战。

其次，从发电机主导型电力系统向逆变器主导型系统的转变带来了重大技术挑战，特别是在维持电网稳定性和安全性方面（国家能源局，2023年）。传统电力系统主要依靠燃煤、水电和核电站的同步发电机驱动，其固有的系统惯性有助于稳定频率波动。然而，随着电网向风能、太阳能等可再生能源转型——这些能源依赖电力电子设备和逆变器而非转动质量——系统逐渐失去了这种天然惯性。这种转变使得频率调节更具挑战性，导致供需突然变化时系统失稳的风险显著增加。此外，电压调节问题变得更加复杂。传统发电厂通过无功功率支撑电网电压，而基于逆变器的能源系统除非专门设计，否则不具备这种能力。若缺乏有效的电网调节控制，大规模可再生能源的接入可能导致电压支撑能力下降，增加系统对扰动的敏感性。此外，来自高压直流输电（HVDC）系统的电压波动，会加剧本就惯性较低的电网不稳定性，引发振荡甚至供电中断。传统保护系统长期依赖同步发电机的可预测故障响应，如今也面临新挑战——由于逆变器资源产生的故障电流强度较低且稳定性差，需要采用更先进的继电保护策略。电网转型之际，应对这些挑战需要创新解决方案，包括采用先进逆变器技术、优化频率与电压控制机制，以及构建自适应保护系统。若缺乏这些技术突破，向逆变器主导型系统的转变可能影响供电可靠性，这凸显了在确保电网稳定的同时，整合可再生能源必须采取协调一致策略的必要性。

第三，另一个重大的技术限制在于碳捕集、利用和储存（CCUS）技术。虽然在雄心勃勃的设想中，该技术旨在捕获高达95%的碳排放，但这一数字是基于高度控制和理想条件下的。在实际应用中，关于该技术的成熟度、效率和大规模可行性仍存在诸多不确定性。CCUS的有效性会因工业设施类型、所采用的具体捕集方法以及合适储存地点的可用性而异。此外，诸如高昂的运营成本、能耗高的工艺以及与碳储存相关的潜在长期风险——如泄漏或环境影响——进一步复杂化了其广泛应用。在这些技术和经济障碍得到解决之前，CCUS对于实现大规模碳中和目标仍是一个不确定的解决方案。

最后一个不容忽视的重大挑战来自成本压力。中国目前拥有数量庞大的火电厂，这些电厂长期以来一直是国家能源供应的支柱。在理想的转型方案中，需要逐步淘汰相当一部分火电厂，并用新型可再生能源设施取而代之。然而，这种转型需要巨额投资——建设大规模风电、太阳能和储能基础设施不仅前期成本高昂，还需额外投入电网现代化和系统集成的费用。此外，短期内燃煤发电仍具有显著成本优势，这得益于中国丰富的煤炭资源和成熟的供应链体系。与新建可再生能源项目需要巨额资金投入相比，维持现有燃煤电厂运营所需的资本支出相对较低，这构成了经济层面的挑战。这种成本差异引发了加速转型的财务可行性担忧，尤其是在煤炭仍占主导地位的地区。要在长期可持续发展目标与短期经济现实之间取得平衡，需要通过审慎的政策规划、投资策略和财政激励措施，既减轻燃煤电厂退役带来的经济冲击，又确保能源转型过程平稳且经济高效。

## 8. 结果与分析（模拟）

本节中，我们展示了基准情景（BAS）、均衡情景（BAU）和理想情景（AMB）的模拟结果，并进行了比较。

### 8.1 最终能源需求

以 2023 年为基准年，对 2024 至 2060 年的电力消费量进行了预测。其中，2024 年预测的总电力需求为 9817.1 太瓦时，而 2024 年实际总电力消耗量为 9852.1 太瓦时（国家能源局，2025 年），两者差异仅为 0.41%，显示出极高的预测准确性。

从总电力需求来看，受中国社会经济持续发展、数据中心与人工智能技术扩张以及各领域电气化进程加速的推动，预计到 2035 年前将以年均 4.16% 的速度保持增长。到 2035 年，中国电力消费总量将达到 15.02 万亿千瓦时，人均能源消耗量约为 11,000 千瓦时。这一数值介于日本、德国等高效国家与美国、加拿大等高耗能国家之间（图 8.1）。2035 年后，电力需求预计将进入饱和增长阶段，2035 至 2060 年间年均增速维持在 0.42%。到 2050 年，总能源消耗量预计达 15.89 万亿千瓦时，人均消耗量升至约 13,377 千瓦时。这与政府预测相符——预计到 2050 年，总电力消耗量和人均消

耗量都将较当前水平翻倍。到 2060 年，能源需求将进一步增长至 16.67 万亿千瓦时，人均消耗量将增至约 16,244 千瓦时。

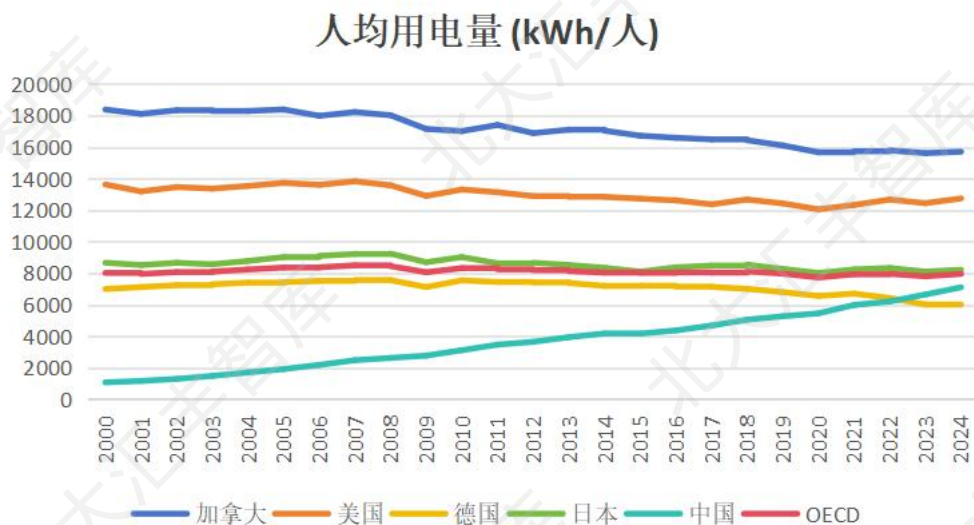


图 8.1: 人均电力消耗量 (Ember)

从电力需求的行业分布来看，图 8.2 和图 8.3 展示了各行业的用电占比。2023 年工业部门以 64.17% 的占比位居榜首，预计到 2060 年将逐步降至 50.73%。这一下降主要源于工业增加值占比的缩减以及行业向更高能效转型。住宅部门以 2023 年 15.87% 的占比位居第二，受人均住宅能耗增长和城镇化率提升的推动，预计到 2034 年占比将增至 29.60%。不过从 2035 到 2060 年，住宅总能耗预计将平均每年下降 1.23%，这反映了中国总人口预期下降的趋势。尽管如此，住宅部门到 2060 年仍将保持第二大用电群体的地位，但占比将降至 19.25%。与工业和住宅部门不同，商业部门在 2023 年仅占 4.96% 的用电需求，却保持着稳定增长态势。预计到 2060 年，商业部门的用电占比将以 3.49% 的年均增长率攀升至 9.96%。交通运输、农业和建筑部门的占比将从 2023 年的 2.27%、1.85% 和 1.31% 分别调整为 2060 年的 4.57%、0.57% 和 0.77%。

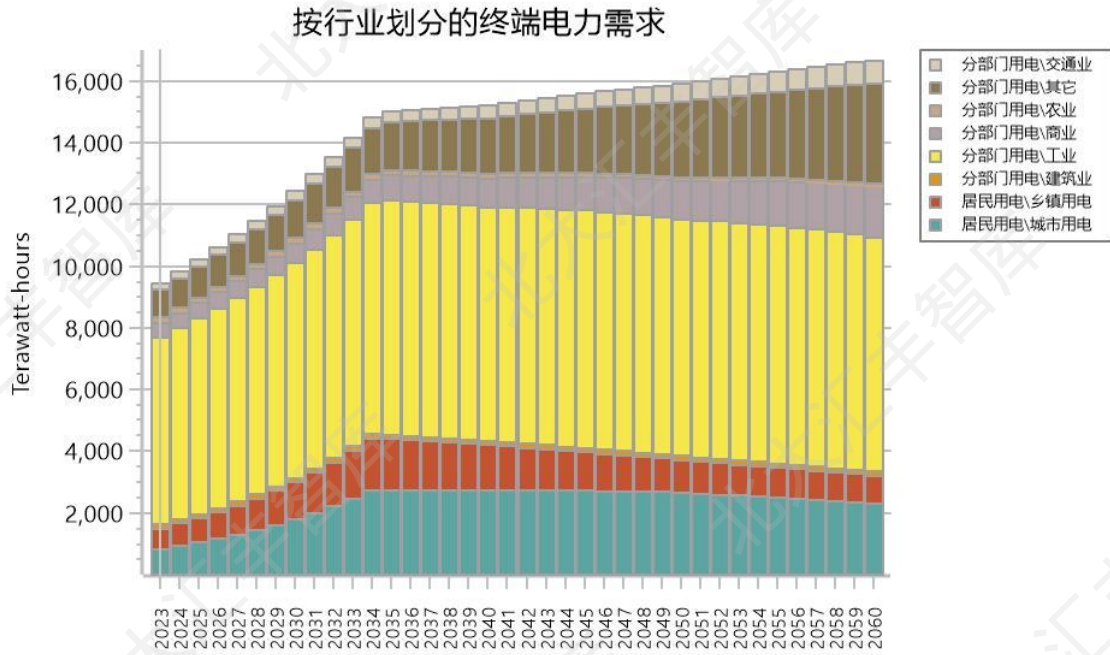


图 8.2: 按行业划分的终端电力需求

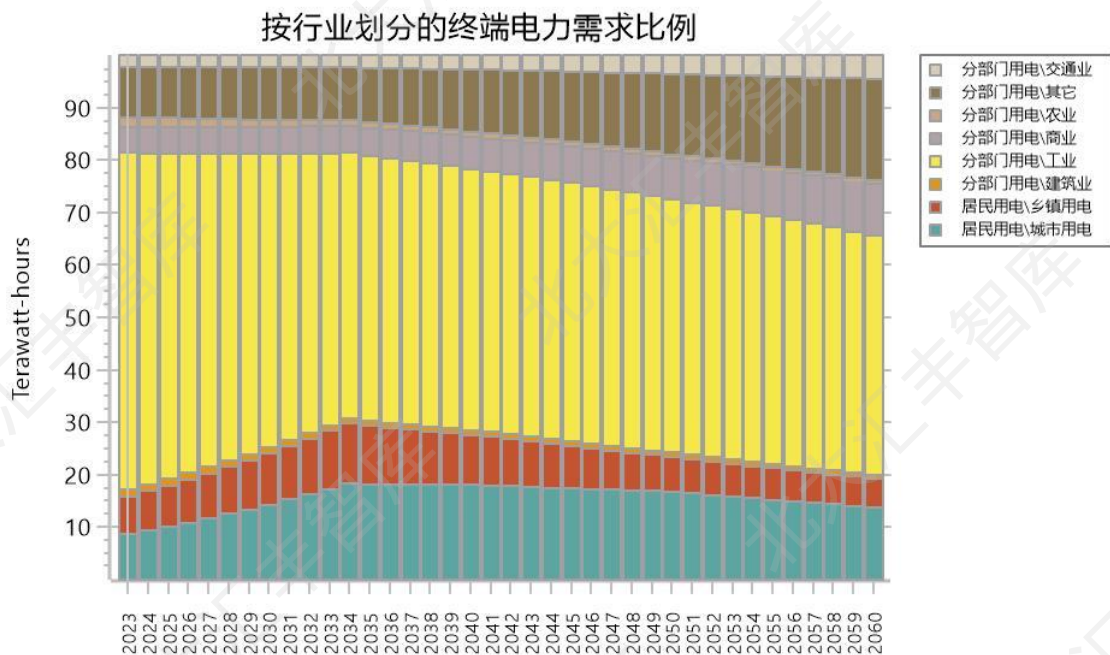


图 8.3: 按行业划分的终端电力需求比例

## 8.2 发电技术占比

### 基准情景

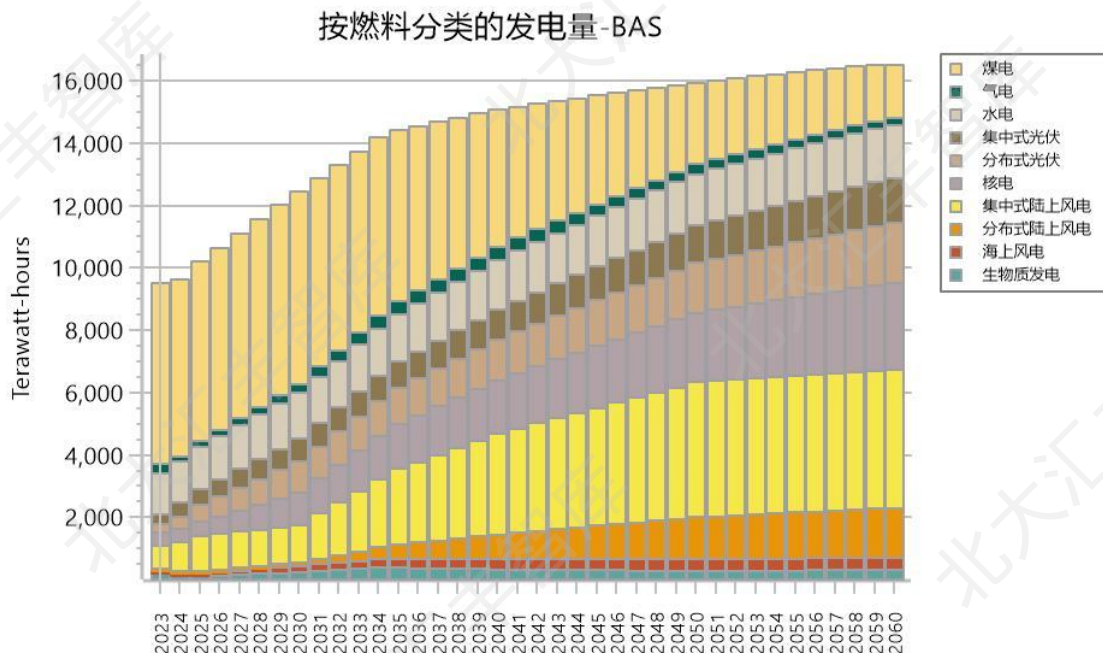


图 8.4：按燃料分类的发电量-BAS

图 8.4 给出了基准情景（BAS）下按燃料划分的发电量结构随时间变化的堆叠柱状图：2023—2060 年间，总发电量总体上升，但增长节奏在 2050 年后明显趋缓；结构上则呈现“煤电占比持续回落、风光核加速抬升”的清晰演进路径，其中 2030 年、2035 年、2050 年与 2060 年是结构转换最具代表性的节点。

到 2030 年，中国总发电量预计增至约 12,450 TWh，相比 2023 年的 9,528 TWh 提升约三成。煤电仍是最大单一来源（约 6,175.7 TWh），但其主导地位已开始松动；非化石电源同步扩张：水电约 1,492.0 TWh 保持稳定支撑，核电升至约 1,048.3 TWh；太阳能规模显著放大，集中式与分布式分别约 728.3 与 996.7 TWh；风电方面，陆上集中式约 1,201.9 TWh、海上约 202.7 TWh，电源结构由“以煤为主”迈向“多能互补”的过渡特征逐步显现。

到 2035 年，总发电量进一步升至约 14,419 TWh，电力需求仍保持较快增长，但结构转折更为突出。煤电发电量回落至约 5,483.9 TWh，占比继续下降；与此同时，低

碳电源进入加速扩张期：核电增至约 1,442.6 TWh；风电成为最重要的增量来源之一，陆上集中式风电约 2,414.9 TWh、陆上分布式风电约 472.2 TWh，叠加海上风电约 274.3 TWh 后，风电总量显著抬升；太阳能亦稳步增长（集中式约 846.5 TWh、分布式约 1,150.0 TWh）。这一阶段可视为由化石电源主导向以低碳电源为主体的关键转换期。

到 2050 年，总发电量预计达到约 15,944 TWh，较 2035 年增幅约一成，增长动能开始放缓。煤电降至约 2,618.3 TWh，天然气发电约 316.5 TWh，化石电源在电力结构中的权重显著降低；与之对应的是风光核的集中放量：陆上集中式风电攀升至约 4,329.5 TWh，陆上分布式风电约 1,353.9 TWh，海上风电约 368.9 TWh，风电合计已成为最核心的支撑电源；太阳能发电量同步提高（集中式约 1,201.1 TWh、分布式约 1,610.0 TWh）；核电增至约 2,215.2 TWh，在稳定电源与系统调节方面的重要性进一步凸显。

到 2060 年，总发电量稳定在约 16,530 TWh 左右，增速进一步趋缓，系统结构则更加清晰地转向非化石主导。煤电降至约 1,708.3 TWh，天然气约 228.9 TWh；风电继续保持第一大电源地位，陆上集中式约 4,415.2 TWh、陆上分布式约 1,605.5 TWh、海上约 401.4 TWh；核电达到约 2,796.1 TWh；太阳能合计约 3,354.2 TWh（集中式约 1,437.5 TWh、分布式约 1,916.7 TWh）。总体而言，至 2060 年，风、光、核与水电共同构成电力供给主体，显示出电力系统向低碳化、清洁化与多元化协同演进的长期趋势。

## 均衡情景

图 8.5 展示了均衡情景（BAU）下，2023—2060 年中国按燃料分类的发电量结构随时间演化的堆叠柱状图。总体来看，总发电量持续增长但在 2050 年后趋于平缓；结构上则表现为煤电逐步收缩、风光持续扩张、核电稳步抬升，同时天然气与生物质发电在中长期阶段退出电力供给序列，2030 年、2035 年、2050 年与 2060 年是结构变化最具代表性的关键节点。

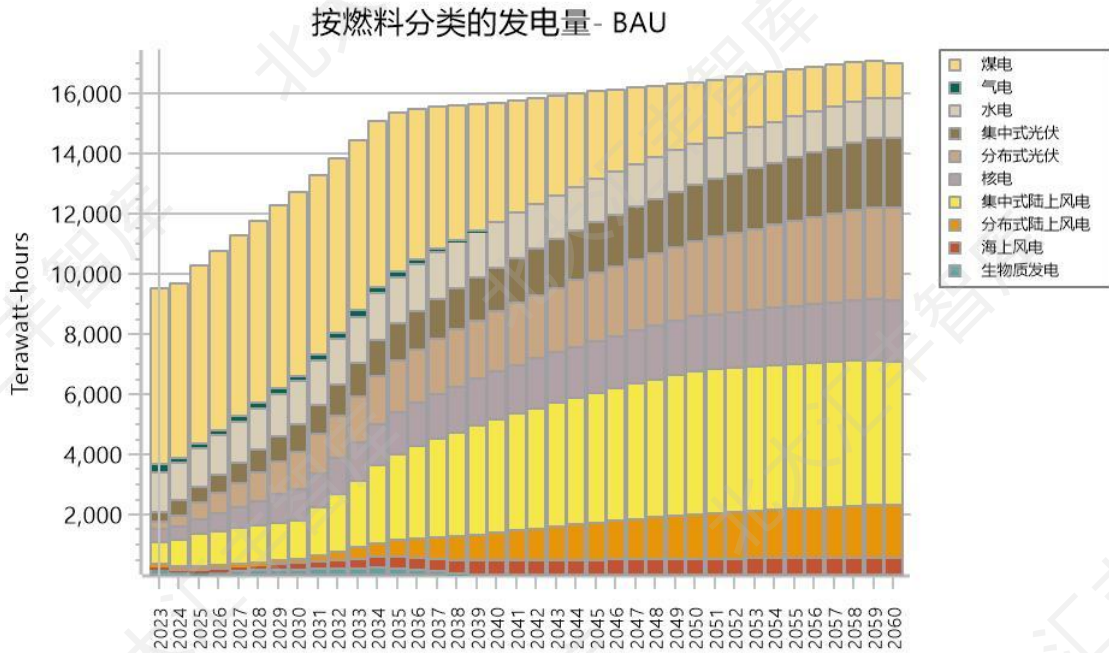


图 8.5: 按燃料分类的发电量-BAU

到 2030 年，中国总发电量预计达到约 12,753.9 TWh，较 2023 年约 9,528 TWh 显著提升。煤电仍为最大电源（约 6,131.0 TWh），但其扩张动能已开始弱化；非化石电源同步抬升，其中水电约 1,454.8 TWh 保持稳定支撑，核电增至约 1,053.1 TWh。风光成为最主要的增量来源：风电合计约 1,639.3 TWh（陆上集中式 1,290.8 TWh、陆上分布式 108.0 TWh、海上 240.5 TWh），太阳能合计约 2,137.3 TWh（集中式 902.4 TWh、分布式 1,234.9 TWh）。这一阶段显示出电源结构由“煤电主导”向“多元低碳并进”的明显过渡特征。

到 2035 年，总发电量进一步升至约 15,363.6 TWh，电力需求仍处于较快增长区间，但结构性转折更加清晰。煤电回落至约 5,256.1 TWh，占比继续下降；与此同时，低碳电源加速扩张：核电升至约 1,410.9 TWh，太阳能合计提升至约 2,935.1 TWh，风电合计跃升至约 3,808.7 TWh（其中陆上集中式风电达 2,869.0 TWh）。这一时期可视为均衡情景下由化石电源向以风光核为主体的低碳体系转换的关键窗口。

到 2050 年，总发电量预计达到约 16,384.1 TWh，相较 2035 年增幅明显放缓，表明需求增长逐渐进入平台期。煤电进一步降至约 2,044.0 TWh；与之相对，风光电源成为系统主体：风电合计约 6,783.1 TWh，太阳能合计约 4,372.6 TWh，核电约 1,808.9

TWh，水电约 1,375.5 TWh。电力结构在此阶段已呈现“高比例非化石+少量煤电支撑”的显著低碳化格局。

到 2060 年，总发电量稳定在约 17,006.4 TWh 左右，增速进一步趋缓，但清洁化程度继续加深。煤电降至约 1,158.0 TWh；风电仍为第一大电源，合计约 7,100.8 TWh（陆上集中式 4,782.1 TWh、陆上分布式 1,739.0 TWh、海上 579.7 TWh），太阳能合计约 5,410.1 TWh（集中式 2,318.6 TWh、分布式 3,091.5 TWh），核电约 2,015.0 TWh，水电约 1,322.5 TWh。总体而言，均衡情景下的电力系统在 2060 年前后形成以风光为主、核水协同、煤电边际支撑的稳定结构，2030—2060 年各关键节点共同刻画了这一长期转型路径。

### 理想情景

在理想情景（AMB）下，图 8.6 所示的按燃料分类发电量结构呈现出更为激进的低碳转型轨迹：总发电量在 2023—2060 年间稳步上升，但电源结构加速“去化石化”，煤电在 2030 年前后即进入下行通道，天然气与生物质在 2040 年前后退出，而风电与太阳能成为支撑电力增长的核心增量来源，核电与水电则提供相对稳定的系统支撑。

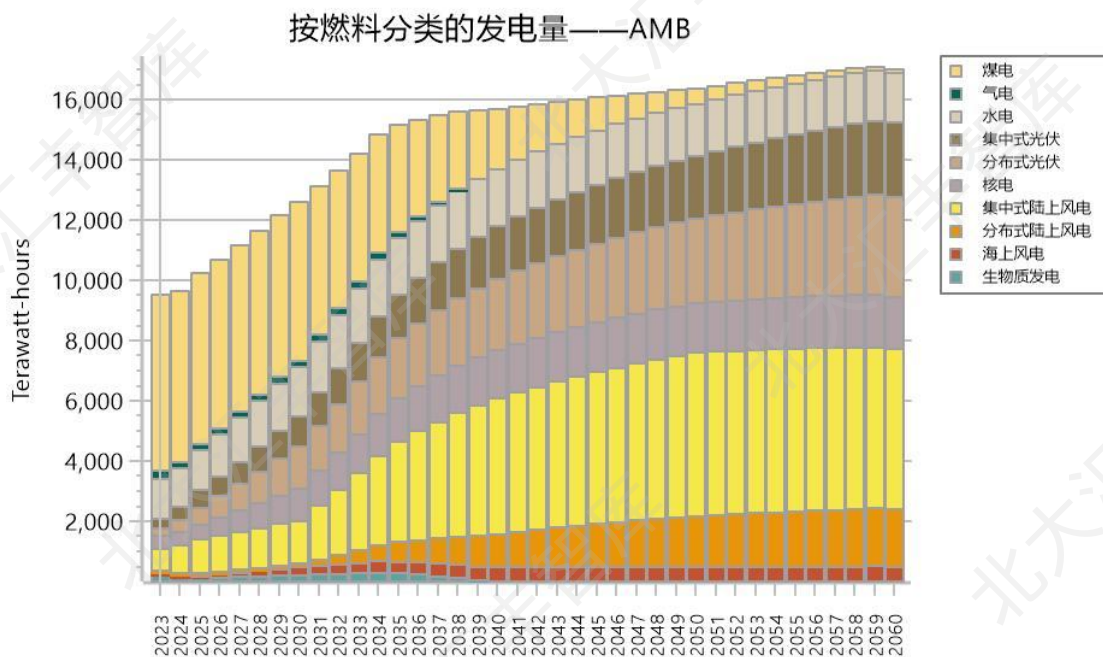


图 8.6：按燃料分类的发电量——AMB

预计到 2030 年，全国总发电量将达到约 12,622.0 TWh。煤电仍为最大单一电源（约 5,276.7 TWh），但已较早显现回落趋势；天然气发电约 205.0 TWh，规模有限。非化石电源快速抬升：水电约 1,648.6 TWh、核电约 1,074.0 TWh 保持增长；太阳能合计约 2,400.7 TWh（集中式 1,013.6 TWh、分布式 1,387.1 TWh），风电合计约 1,801.3 TWh（陆上集中式 1,435.9 TWh、陆上分布式 120.1 TWh、海上 245.3 TWh），结构多元化特征明显增强。

预计到 2035 年，总发电量将进一步增至约 15,165.6 TWh，转型拐点更加清晰。煤电下降至约 3,542.8 TWh；与此同时，风电合计跃升至约 4,385.9 TWh，已超过煤电并成为最重要的电源支柱之一；太阳能合计提升至约 3,439.2 TWh。核电与水电分别达到约 1,442.6 TWh 与 1,865.9 TWh，共同强化系统稳定支撑作用。总体上，理想情景在 2035 年前后已形成以风光为主的增长格局。

预计到 2045 年，总发电量达到约 16,080.7 TWh，较 2035 年继续增长但增速趋缓。结构上，天然气与生物质发电已降为 0，煤电进一步压降至约 1,085.1 TWh，化石电源占比显著收缩；风电合计升至约 6,951.8 TWh，太阳能合计约 4,569.5 TWh，核电约 1,658.5 TWh，水电约 1,815.8 TWh，电力系统基本完成以非化石能源为主体的重构。

到 2060 年，总发电量稳定在约 17,006.3 TWh 左右。煤电仅剩约 104.5 TWh，几乎退出主力电源序列；风电仍居首位，合计约 7,714.0 TWh，太阳能合计进一步扩大至约 5,806.2 TWh；核电约 1,730.0 TWh、水电约 1,651.6 TWh，持续发挥稳定与调节支撑作用。总体而言，理想情景相较基准情景与均衡情景呈现出更快的化石能源衰减速度与更强的风光扩张力度，使电力系统在中长期内更早、更深地迈向低碳化与清洁化。

### 8.3 按燃料分类的装机容量占比（总体）

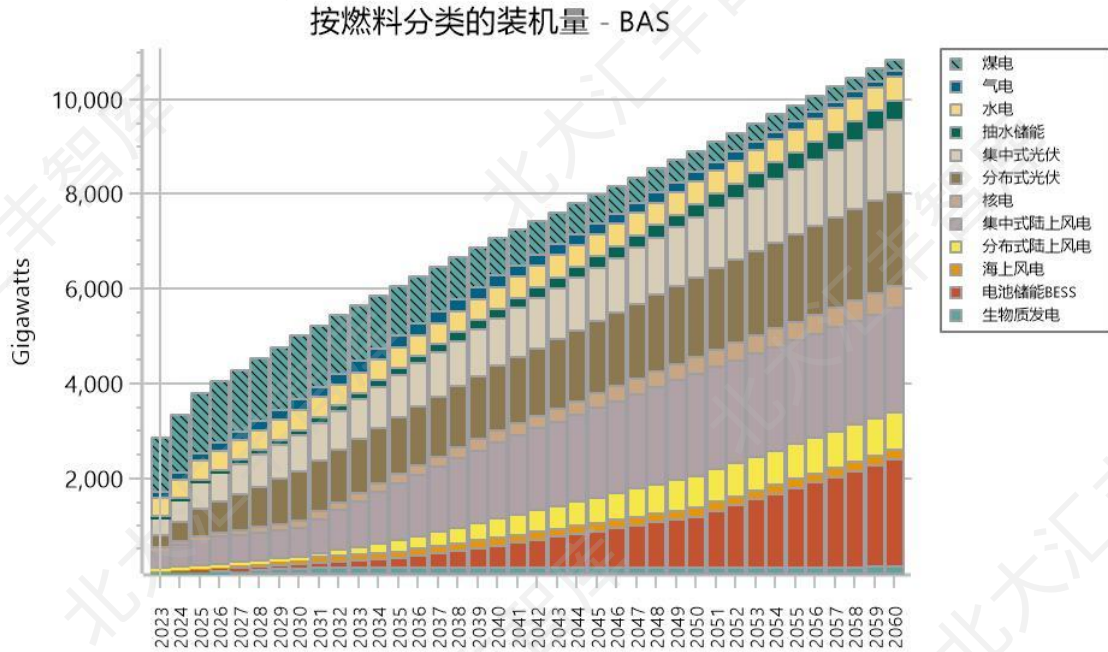


图 8.7：按燃料分类的装机量 - BAS

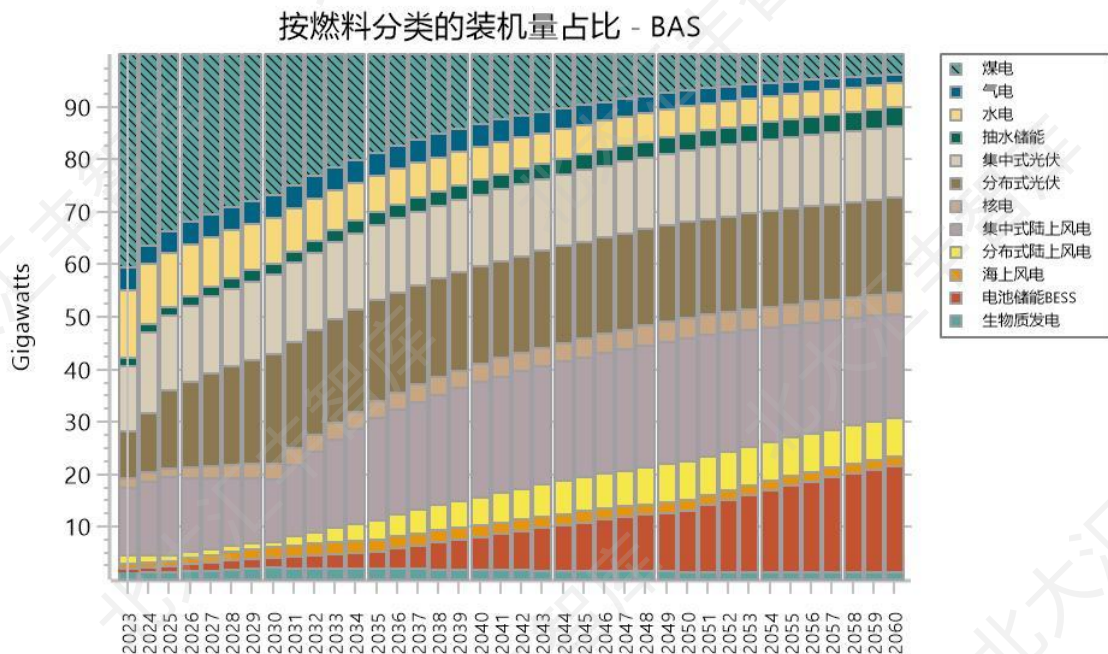


图 8.8：按燃料分类的装机量占比 - BAS

图 8.7 与图 8.8 给出了中国电力系统在 2023—2060 年间的外生装机容量变化趋势，较为系统地刻画了发电装机结构的长期演变过程。结果显示，在 2030 年、2035 年、2050 年和 2060 年等关键节点，各类发电技术的装机占比发生明显调整，电力系统由化石能源为主逐步转向以可再生能源与储能为主导的结构。

2023 年，中国电力系统仍高度依赖燃煤发电。燃煤装机容量为 1164.84 GW，约占全国总装机容量 2876.37 GW 的 40.5%，处于主导地位；天然气装机为 125.62 GW，占比约 4.4%。可再生能源方面，水电（370.6 GW，12.9%）、集中式太阳能（354.5 GW，12.3%）、分布式太阳能（254.4 GW，8.8%）与陆上风电（368.9 GW，12.8%）合计占比约 47%，其中水电仍是当前可再生能源中的最大支撑电源。与此同时，电池储能系统（BESS）仅 13.1 GW，占比约 0.5%，说明储能及其他先进技术仍处于起步阶段。

到 2030 年，随着可再生能源技术加速扩张，中国可再生能源装机规模预计将显著提升，总装机结构开始出现“由煤转绿”的趋势。燃煤装机虽增至约 1350 GW，但占比下降至约 26.9%。光伏增长尤为突出：分布式太阳能（1040 GW）与集中式太阳能（760 GW）合计占比约 35.8%，显示出光伏技术的快速普及。陆上风电装机增至 598.9 GW，占比提升至 11.9%。储能方面，BESS 扩张至约 100 GW（约占总装机 2.0%），标志着规模化储能应用开始进入电力系统。

预计到 2035 年，中国可再生能源装机容量将达到 6210.73 GW，系统结构的转折更加明确。燃煤装机降至 1161.5 GW，占比继续下滑至约 18.7%，意味着化石能源主导地位进一步弱化。光伏仍保持高比例贡献：分布式太阳能（1200 GW）与集中式太阳能（883.33 GW）合计约占 33.5%。陆上风电则显著跃升至 1203.3 GW，占比约 19.4%。与此同时，BESS 装机提升至 200 GW（约 3.2%），其在平抑可再生能源波动、提升系统调节能力方面的作用更加凸显。水电（436.7 GW，7.0%）与核电（200 GW，3.2%）份额相对稳定，为电网运行提供持续支撑。

预计到 2050 年，中国可再生能源装机容量将进一步增至 9179.53 GW，装机结构进入深度调整阶段。燃煤装机降至 632 GW，占比缩减至 6.9%；天然气装机减少至 282.6 GW，占比约 3.1%，表明化石能源技术已明显退居辅助地位。与此同时，太阳能仍是重要支柱：分布式（1680 GW）与集中式（1253.33 GW）合计占比约 32%。陆上风电装机扩大至 2157.3 GW，占比升至 23.5%。储能增长尤为显著，BESS 达到 1067.4

GW（占比约 11.6%），显示储能能在支撑高比例可再生能源并网、提升系统灵活性方面的战略地位持续上升。

到 2060 年，中国总装机容量预计达到 11084.8 GW，电力系统结构趋于稳定，可再生能源与储能技术占据绝对主导。燃煤装机进一步缩减至 420 GW，仅占总装机约 3.8%，表明电力系统已基本完成从化石能源向非化石能源的深度转型。光伏合计占比约 31.6%（分布式 2000 GW、集中式 1500 GW），陆上风电装机达 2200 GW（约 19.8%）。BESS 装机达到 2260 GW（约 20.4%），成为支撑系统安全稳定运行与调节能力的关键技术。核电维持约 450 GW（约 4.1%）的稳定份额，继续提供基荷支撑。

总体来看，2030 年、2035 年、2050 年与 2060 年构成中国发电装机结构演变的关键里程碑，清晰标志着电力系统从“化石能源主导”向“可再生能源+储能主导”的结构性跃迁。

#### 8.4 电力部门的绝对排放量

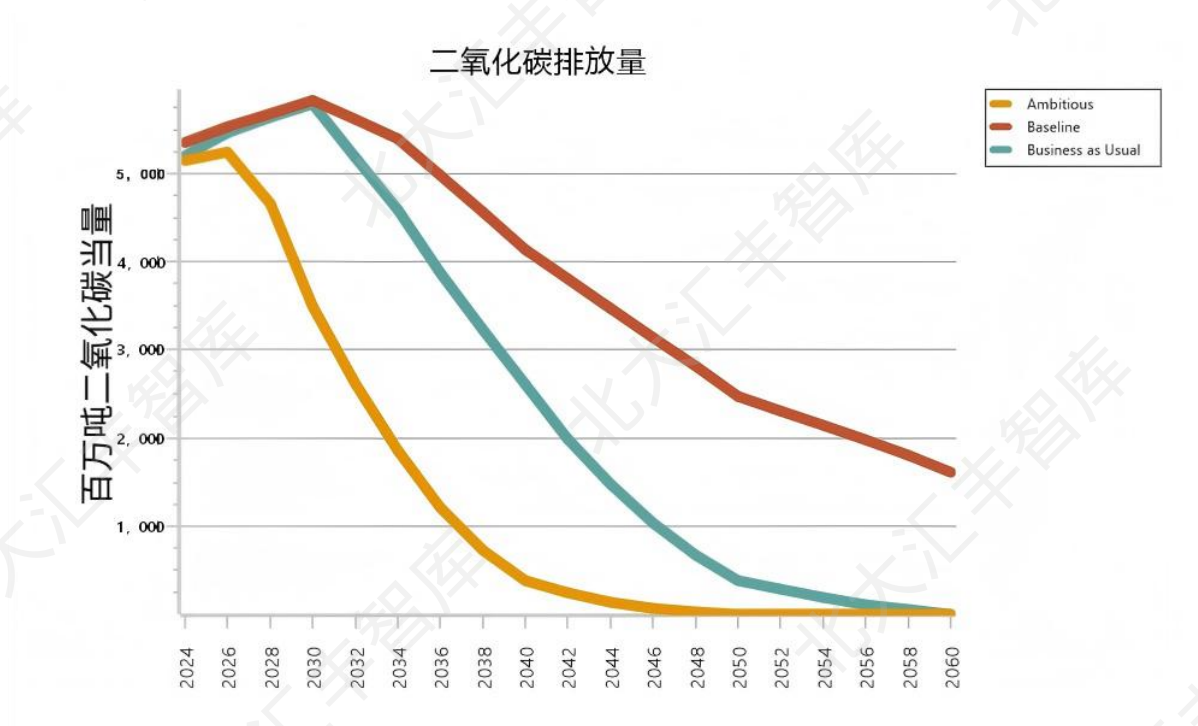


图 8.9：以物理单位表示的环境影响（二氧化碳排放量）

图 8.9 中的环境影响（二氧化碳排放）显示了 2023 年至 2060 年期间，在 BAS、BAU 和 AMB 情景下，电力部门在 100 年全球变暖潜能值（GWP）点产生的直接温

室气体排放。数据显示，排放轨迹以及关键转折点的时间和规模在不同情景中存在显著差异，特别是在 2030 年、2045 年、2050 年和 2060 年。

碳排放量在所有三种情景下均将在 2030 年及之前达到峰值，这与中国国家双碳目标一致。在 BAS 情景中，排放量从 2023 年的 550898 万吨增加到 2030 年的约 584160 万吨，表明在减少化石燃料依赖方面进展有限。同样地，BAU 情景中的排放量从 2023 年的 550898 万吨增加到 2030 年的约 579883 万吨，表明短期内减少化石燃料依赖的进展有限。相比之下，AMB 情景在 2027 年提前达到峰值，为 524419 万吨，然后到 2030 年大幅下降至约 349698 万吨。这一显著减少主要归因于加速淘汰化石燃料发电，不是通过大幅削减容量，而是通过将年使用小时数大幅减少至 3819 小时。此外，CCUS 技术的快速部署，预计将于 2027 年开始商业运营，进一步促进了排放量的大幅减少。

AMB 情景实现了最早的深度脱碳，预计到 2040 年已接近净零排放，这凸显了其在实现严格气候目标下的深度脱碳方面的成功；到 2045 年，该情景实际上达到了净零排放，标志着向脱碳能源系统成功转型的顶峰。与此同时，BAU 情景到 2050 年排放量已降至接近零。相比之下，到 2050 年，BAS 的排放量仍显著较高，达到 247790 万吨。基线情景在 2060 年逐渐趋近于较低的排放水平（约 1617432 万吨），但并未实现完全脱碳，这凸显了在没有像 CCUS 这样的积极干预措施下，化石燃料系统持续存在的惰性。

总之，比较分析显示，尽管所有情景都显示出随时间推移排放量下降，但 AMB 和 BAU 情景实现了快速、深入且持续的减排，远早于其他情景达到关键目标，而 BAS 情景则始终落后，对全球气候目标构成风险。2030 年、2045 年、2050 年和 2060 年的转折点强调了理想情景和技术采纳路径在决定长期气候结果中的重要性。

## 9. 最小成本减排路径（NEMO 优化）

接下来我们从模拟转向优化模型，以模拟电力部门的脱碳过程。前几节基于预定的装机容量路径模拟了三种情景，评估了技术进步、火力发电逐步淘汰以及 CCUS 效率变化下的不同假设结果。尽管这些模拟提供了有用的基准，但它们依赖于固定的

路径，并且忽略了关键的操作约束条件——例如确保电网稳定所需的火力和核能最低利用率——这限制了其真实性。

本节采用一种优化框架，通过内生机制确定发电容量的最优配置路径。该模型不仅纳入了符合实际的技术参数，还设置了最低利用率和最高可用率的约束条件。研究结果不仅验证了前期情景的稳健性，更为未来发电结构调整和容量扩张提供了更具现实依据且经济可行的预测方案。

下一代能源优化建模系统 (NEMO) 是由斯德哥尔摩环境研究所 (SEI) 开发的开源能源系统优化工具。在 LEAP 标准模拟模式下，用户需预先指定外源性新增发电厂类型，而 NEMO 则能根据用户设定的约束条件，自主决定发电技术的添加方案及实施时机。其核心目标是在满足用户定义的约束条件（如电力需求达标、容量扩张限制、排放控制、历史趋势预测、可再生能源配额标准等）的前提下，实现发电总成本（含技术与燃料成本）的最小化。NEMO 的工作原理是将 LEAP 模型的输入参数转化为约束条件体系，这些约束条件被编译成方程组并提交给求解器。在此案例中，求解器采用 CBC 算法进行多轮迭代运算以确定最优解，最终将结果返回至数据库。NEMO 会打包处理这些结果并重新导入 LEAP 系统，以便整合到能源系统模拟中。

所建模的优化情景表示为优化 (OPT) 情景。OPT 情景继承了 BAU 情景中的历史输入和政策假设，包括外生定义的发电容量和最大可用性参数。我们使用与 BAU 相同的参数，因为假设在 AMB 框架下的技术改进过于乐观。在此框架中，外生容量作为下限约束，确保最低的装机容量水平，而最大可用性则设定了每种技术每年可利用的强度上限。

$$GEN_{i,t} \leq CAP_{i,t} \times MaxAvail_{i,t} \times 8760$$

其中， $GEN_{i,t}$  为第 t 年技术 i 的发电量

$CAP_{i,t}$  为总装机容量 (外生+内生)

$MaxAvail_{i,t}$  为最大可用性

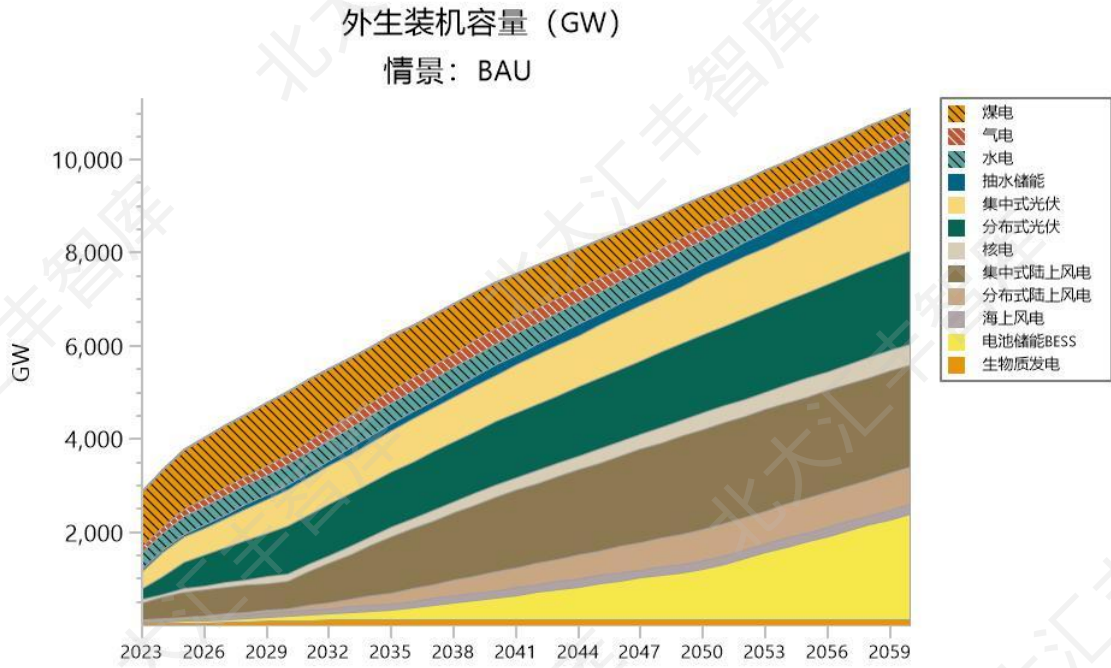


图 9.1: BAU 情景外生装机容量

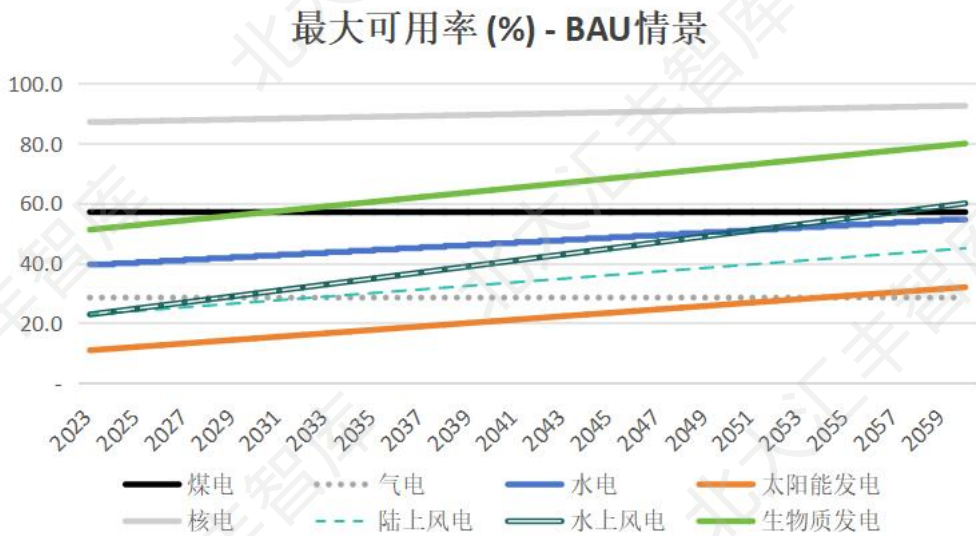


图 9.2: 从 BAU 情景继承的最大可用性

此外，OPT 方案引入了两项关键改进：储能部署与内生容量扩展。内生新增容量由 NEMO 系统根据发电技术与燃料成本的比较结果，决定新增容量的投资类型与规模。这些投资动态调整以满足预期需求，同时遵守关键运营约束。在 OPT 情景下，发电完全由需求驱动，即模型仅生产满足预期消费所需的电力，从而优化资源利用并避免不必要的容量扩张。

$$\sum_{i \in I} GEN_{i,t} + \sum_{k \in K} DIS_{k,t} + IMP_t \geq D_t + \sum_{k \in K} CHG_{k,t} + EXP_t$$

其中， $D_t$  = 第 t 年的电力需求

$CHG_{k,t}$  = 储能 k 在 t 年吸收的电量；

$DIS_{k,t}$  = 储能 k 在 t 年释放的电量；

$SOC_{k,t}$  = 设备 k 在 t 年当前储存的能量

$IMP_t$  = t 年电力进口额

$EXP_t$  = t 年电力出口额

能源供应的限制反映了中国战略能源政策。这些政策包括维持化石燃料发电的最低水平，作为系统的“后备”，确保核电在基荷供应中发挥稳定作用，并支持逐步、不间断地淘汰高排放技术。根据 BAU 情景下的生产水平设定最低发电份额，以确保能源转型期间的供应安全（参见第 8.2 节）。

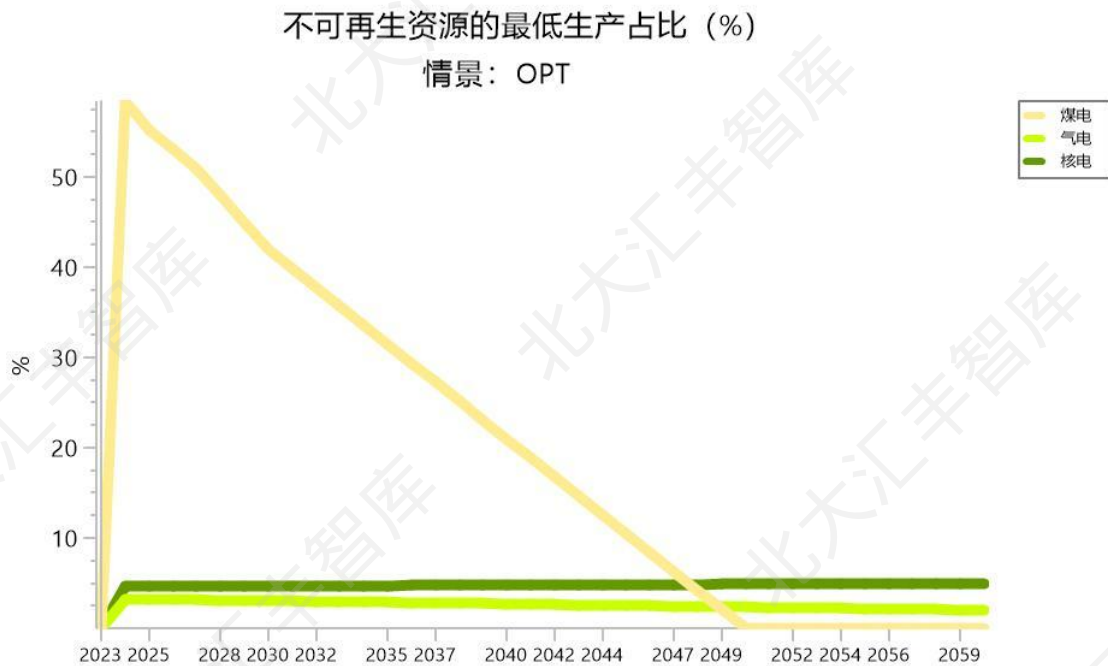


图 9.3 OPT 情景下不可再生资源的最低生产占比

最后，排放上限规定了所有发电技术的总碳排放量：

$$\sum_{i \in I} EF_{i,t} \times GEN_{i,t} \leq CO2Cap$$

其中  $EF_i$  为排放因子 (tCO<sub>2</sub>/MWh)，该数值源自 BAU 情景。为实现中国 2060 年碳中和目标，二氧化碳排放上限 (CO<sub>2</sub>Cap) 将逐步收紧，并于 2060 年设为零，从而有效约束系统实现发电的全面脱碳。

## 10. 结果与分析（优化）

本节中，我们展示 OPT 场景的优化结果。

### 10.1 发电技术占比

图 10.1 和图 10.2 分别展示了各能源来源随时间变化的发电量及 2050 年的发电量。

在 OPT 情景下，总发电量将从 2024 年的 10305.9 太瓦时稳步增长至 2060 年的 17006.4 太瓦时。这一趋势反映出向更清洁、更多元化电力结构的战略转型正在加速推进，预计到 2029 年非化石能源发电量将占总发电量的 50%，比当前国家目标提前一年实现。到 2060 年，非化石发电占比预计将超过 98%，这既彰显了对深度脱碳的坚定长期承诺，又通过控制化石燃料发电量的逐步减少，确保了电力系统的可靠性。

燃煤发电量在预测期内显著下降。2023 年，煤炭占总发电量的 61.1%，到 2027 年降至 51%。到 2050 年，煤炭发电将完全淘汰，尽管部分容量作为备用以维持系统可靠性。加速淘汰煤炭的时间比 BAU 情景提前两年，这不仅是因为 NEMO 模型的成本最小化算法优先考虑了高可变运营维护成本和高排放因子的煤炭，还因为实施了最低生产份额约束。这些约束是故意引入的，以确保过渡过程与现实政策实施和系统可靠性要求一致。同样，天然气也扮演着过渡角色：其份额从 2023 年的 3.3% 降至 2030 年的 1.9%，到 2040 年由于碳约束收紧和经济竞争力有限而变得微不足道。

太阳能成为中国脱碳电力体系的基石。发电量从 2023 年的 583.7 太瓦时增长到 2060 年的 9137.7 太瓦时，到 2050 年占总发电量的 36.9%，到 2060 年达到 53.7%。这一增长得益于大规模容量部署和技术进步，包括利用率的提高（每年 2803 小时）。尽管由于成本和集成限制，太阳能发电最初落后于 BAU，但随着碳排放上限的收紧和太

太阳能成本的持续下降，2049年后其水平将超过BAU。风力发电从2023年的885.9太瓦时增长到2060年的4919.1太瓦时，2035年后仍占总发电量的36%。尽管增长强劲，但风力发电仍低于BAU的预测。这种表现不佳归因于保守的容量因子假设和较高的模型成本。因此，风力发电的部署更多受到经济因素而非资源可用性的限制，这表明通过有针对性的成本降低或政策激励有扩展潜力。水电仍是一个稳定的贡献者，发电量从2023年的1285.9太瓦时温和增长到2060年的2098.6太瓦时，全程保持10-13%的份额。它在系统灵活性方面发挥着关键作用，但受到环境和地理限制的制约。

核电装机容量将从2023年的434.7太瓦时增至2060年的850.3太瓦时，持续贡献总发电量的5%。为确保电网稳定，该比例通过模型设定的最低发电份额得以维持。若取消这一限制，核电可能因高昂的资本成本而逐渐退出市场。生物质能发电量将从2023年的198太瓦时攀升至2049年的峰值1175.5太瓦时，随后在2060年前逐步归零。作为中期脱碳过程中的过渡性低碳能源，生物质能将在太阳能和风能占据主导地位且更具成本效益前，为电网系统提供灵活支撑。

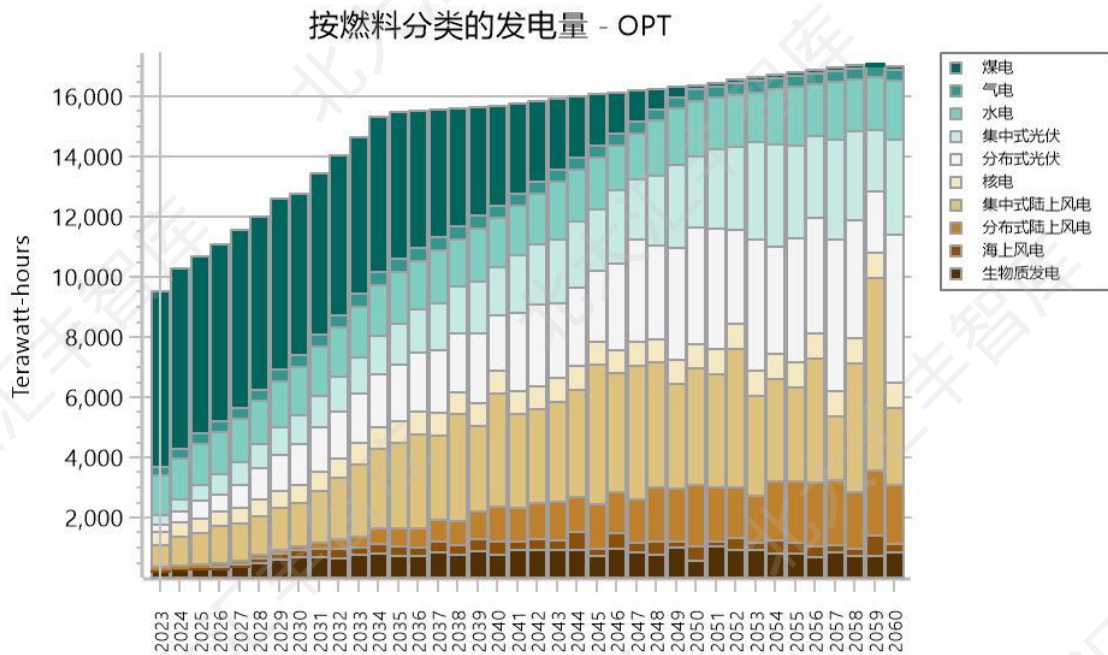


图 10.1: OPT 下按燃料分类的发电量

2050 = 16384.0

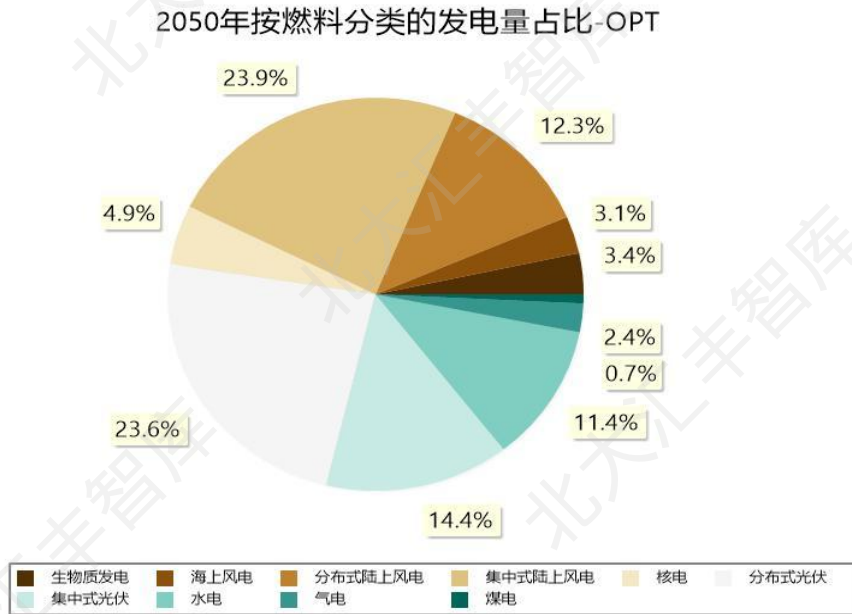


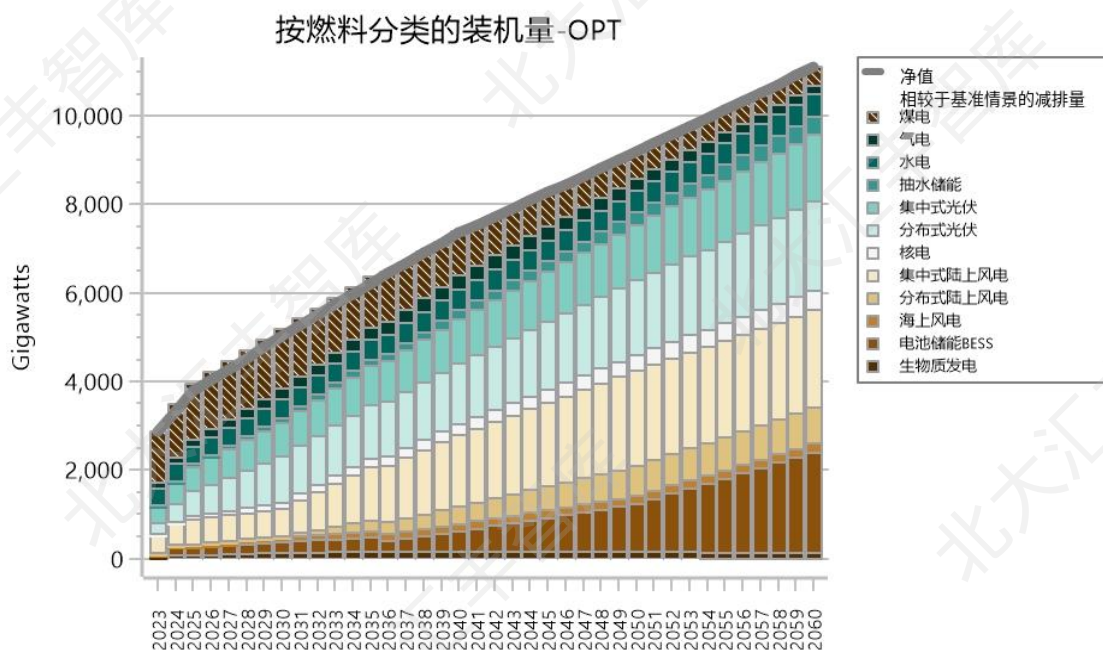
图 10.2: 2050 年各发电来源占比

## 10.2 按燃料分类的装机容量占比

在 OPT 情景下，总装机容量大幅增加，以支持预期的电力需求增长和向更加多元化、低碳的能源体系转型。如图 10.3 所示，总体而言，总装机容量从 2023 年的 2876.4 吉瓦增加到 2060 年的约 11084.4 吉瓦，期间增长超过三倍。清洁能源装机容量占比从 2023 年的 55% 增加到 2030 年的 70%，再到 2060 年的 94%，突显了中国电力部门的稳步脱碳。与 BAU 情景相比，OPT 情景在 2035 年前避免了约 183.8 吉瓦的装机容量，在 2036 年至 2054 年间避免了约 66.4 吉瓦，这表明通过优化投资提高了系统效率。2054 年后，总装机容量与 BAU 路径趋同，这既体现了 BAU 长期路径的合理性，也证明了早期优化的有效性。

煤炭蒸汽发电能力在短期内仍占主导地位，但随着时间的推移呈现峰值下降趋势。该能力在 2030 年达到 1350.0 吉瓦的峰值，与 BAU 情景一致，随后稳步下降至 2060 年的 196.0 吉瓦。这一轨迹表明，煤炭发电能力将按照脱碳目标进行有计划的逐步削减，同时在系统中保持煤炭发电能力的最小份额，主要用于应急备用。天然气（NG 蒸汽）发电能力在中期适度增长，从 2024 年的 128 吉瓦增至 2040 年的峰值 343.4 吉瓦，随后逐渐下降至 2060 年的 196.0 吉瓦。值得注意的是，这一轨迹超过了 BAU 情景中的外生能力假设，即 2025 年为 160 吉瓦，2030 年为 220 吉瓦，这表明优化模型

识别出额外的内生天然气能力具有成本效益且对二氧化碳排放友好。这表明现有发展轨迹与该情景中假设的能力之间可能存在差距，暗示近期可能需要对天然气基础设施进行额外投资，以发挥其作为灵活过渡燃料的作用。



**图 10.3 OPT 下的装机容量**

太阳能在可再生能源中展现出最显著的增长。其在总容量中的份额从 2023 年的 21% 上升到 2060 年的 32%。集中式太阳能容量从 2023 年的 354.5 吉瓦增长到 2060 年的 1500.0 吉瓦，而分布式太阳能在同一时期从 254.4 吉瓦增加到 2000.0 吉瓦。这反映了对大规模太阳能农场和屋顶光伏系统的强有力政策支持，以促进自发电和电网脱碳。同时，随着技术突破在不久的将来发生，太阳能成本预计会下降。值得注意的是，2030 年后，OPT 情景的太阳能容量增长速度将慢于 BAU 情景，这可能是由于投资成本、整合挑战和储能需求之间的优化驱动权衡所致。

风力发电，包括陆上风电（陆基集中式和陆基分布式）和海上风电，将从 2023 年占总装机容量的 15% 增加到 2060 年的 29%。到本世纪中叶，风能和太阳能合计将贡献约 60% 的总装机容量，确立它们作为中国可再生能源主导能源体系的两大支柱。具体而言，陆基集中式风电装机容量将从 2024 年的 463.8 吉瓦增加到 2060 年的 2200.0 吉瓦，而陆基分布式风电则从 2024 年的 43.9 吉瓦稳步增长到 2060 年的 800.0 吉瓦。

海上风电也将强劲增长，从 2024 年的 33 吉瓦增加到 2060 年的 200.0 吉瓦。OPT 情景下的风电装机容量轨迹与 BAU 假设一致，证实了风能在两种情景中的核心作用。

受地理和生态条件限制，水电装机容量保持相对稳定。装机容量从 2024 年的 377 吉瓦小幅增长至 2060 年的 497.8 吉瓦，继续发挥可靠的基础负荷可再生能源作用。

储能技术，包括抽水蓄能（PHS）和电池储能系统（BESS），经历显著扩张，以增强系统灵活性并支持间歇性可再生能源的整合。抽水蓄能容量将从 2024 年的 58.7 吉瓦增长到 2060 年的 421.0 吉瓦，而电池储能容量则从 97.8 吉瓦激增至 2,260.0 吉瓦，反映出电网规模储能解决方案日益重要的地位。到 2035 年前，OPT 地区的电池储能容量约为 BAU 地区的 1.5 倍，表明优化模型对储能在整合可变可再生能源和确保系统灵活性方面依赖性更强。这些趋势凸显了加速投资电网规模储能技术的紧迫性。

核电装机容量将从 2024 年的 61.0 吉瓦稳步提升至 2060 年的 450.0 吉瓦，提供清洁稳定的电力供应，既保障电网稳定运行，又助力实现碳中和目标。生物质能装机容量也将从 2024 年的 46.1 吉瓦小幅增长至 2060 年的 140.0 吉瓦，既推动能源结构多元化，又为可再生能源提供稳定基载供电。

总体而言，最优路径（OPT）情景下的装机容量结构呈现出显著转变：从以化石燃料为主导的能源体系，逐步转向以可再生能源、核能及先进储能技术为主导的格局。预计到 2060 年，非化石能源装机容量将占据绝对优势，这既符合中国‘双碳’目标，又能确保电力行业在满足日益增长的用电需求的同时，最大限度减少温室气体排放。

### 10.3 绝对排放量预测

图 10.4 和图 10.5 分别展示了随时间变化的排放预测及 2050 年的排放预测。

在 OPT 情景下，预计到 2050 年，中国的电力部门将实现接近零的直接温室气体排放，总排放量将从 2024 年的 5426.4 百万吨 CO<sub>2</sub> e 降至 2050 年的 6.7 百万吨 CO<sub>2</sub> e，减少 99.8%。这一转变得益于煤炭的系统性淘汰、非化石发电的快速扩张以及系统灵活性措施的增强。

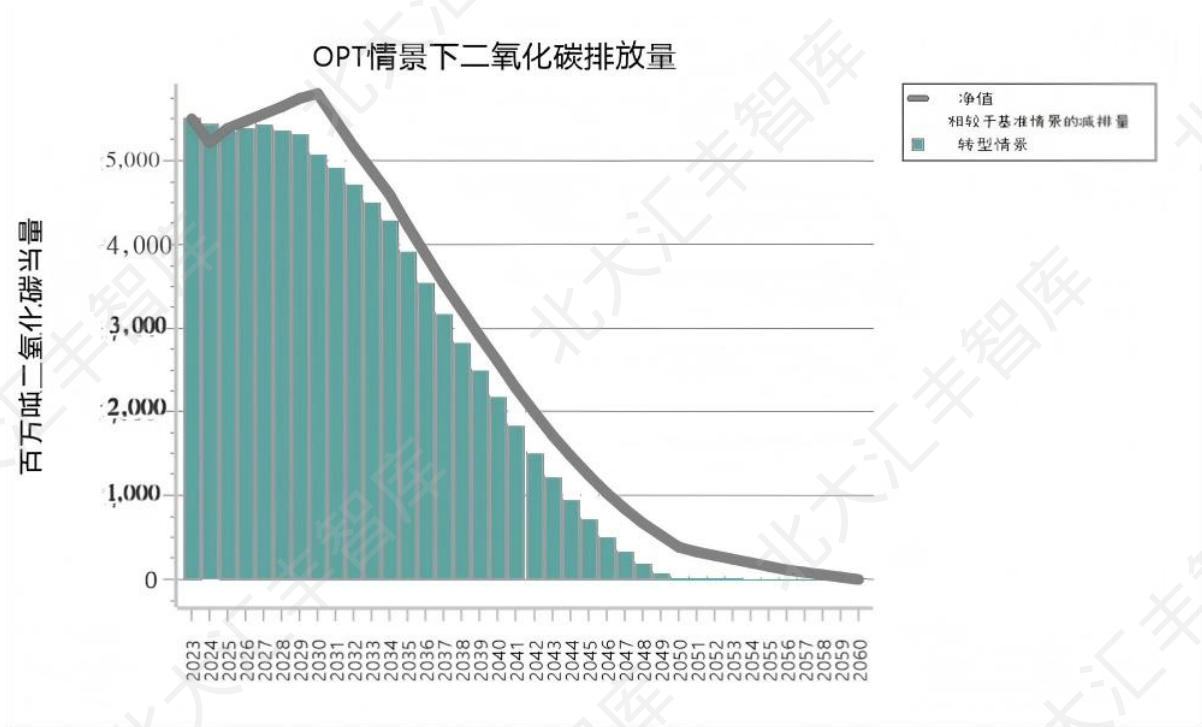


图 10.4: OPT 方案下的环境影响 (排放量)

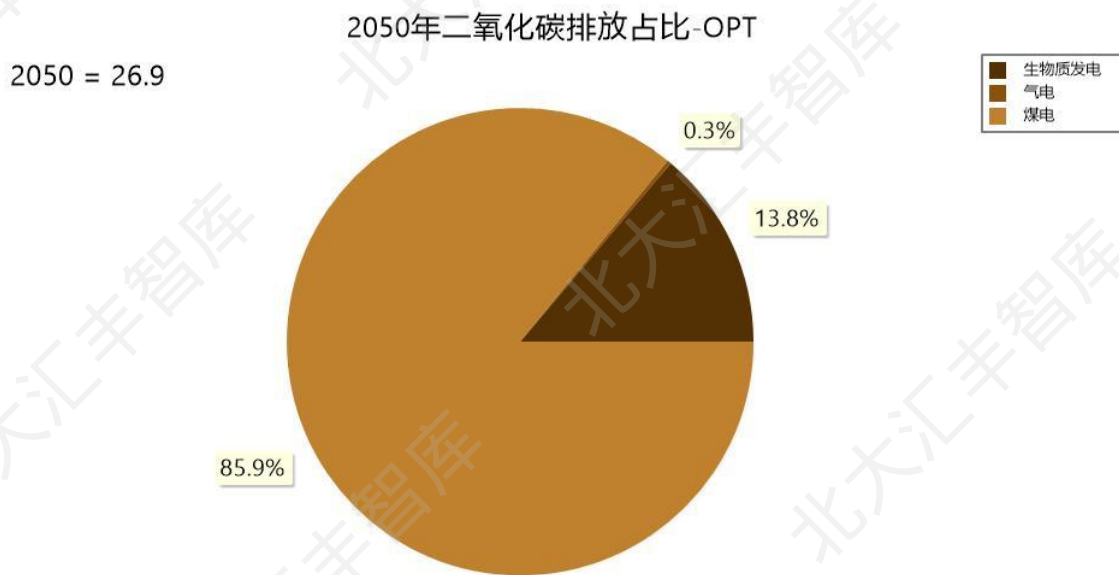


图 10.5: 2050 年 OPT 方案下的排放占比

燃煤发电是脱碳的主要焦点。作为 2025 年排放的主要来源（占电力行业总排放量的 99%），煤炭排放量在 2027 年达到峰值后迅速下降，到 2049 年降至 8150 万 CO<sub>2</sub> e，此后几乎完全消失。这一趋势不仅由 NEMO 模型的成本最小化策略驱动，该策略因煤炭运营和排放成本高而将其优先级降低，还受到最小生产份额限制的影响，以反映与系统可靠性要求相一致的现实逐步淘汰路径。

天然气仅扮演有限的过渡角色，到 2025 年年排放量仍低于 0.1MtCO<sub>2</sub> e，并于 2030 年完全淘汰。这避免了长期锁定效应，减少了价格波动的风险。到 2050 年，仅剩 6.7MtCO<sub>2</sub> e 的排放来自生物质发电的非二氧化碳排放源。这些排放可以通过可持续的生物质原料或碳去除技术如 BECCS 或基于自然的解决方案来抵消。

清洁能源转型通过大规模部署风能、太阳能、水力发电和核能，辅以储能系统和输电网络升级，形成协同效应。这些举措不仅提升了电网灵活性，有效缓解了电力弃置问题，更为能源供应保驾护航。为强化政策激励，碳定价机制、排放标准以及低碳能源优先调度等市场化手段，将加速淘汰化石燃料发电。

## 11. 结论与政策建议

综上所述，本研究重新评估了中国电力行业实现双碳目标的可行性，以应对日益严峻的全球气候危机和国家能源格局的快速演变。我们的分析证实，在当前政策框架和适度技术进步条件下，到 2060 年实现碳中和合理可行，这一结论在模拟与优化建模中均得到验证。

此外，我们还评估了电力行业将碳中和目标提前至 2050 年的可行性。研究结果表明，这一加速路径的实现需要在继续扩大可再生能源装机容量的同时，对关键技术进行大幅投资，并加快火力发电的淘汰进程。

基于研究的结论，我们认为，经过过去一段时间的大力投入与加速发展，2060 碳中和已经是一个合理的预期。此时，将碳中和的时限提早到 2050 年也是一个可行的政策选项。

从收益来看，若中国能够提前十年于 2050 年实现碳中和，将对全球气候治理产生重大而深远的意义。对中国而言，不仅兑现了大国责任，更将以实际行动弥合全球气候信任赤字，为构建公平、有效、包容的新型气候治理体系注入关键动力。

首先，从全球减排总量看，中国作为当前世界最大的二氧化碳排放国，其提前达峰并加速脱碳将极大缓解《巴黎协定》1.5 °C 目标的实现压力。根据中国提出的 2035 年国家自主贡献目标估算，到 2035 年，中国全经济范围温室气体净排放将比峰值下降 7%-10%，其绝对减排量预计超过 10 亿吨二氧化碳当量，远超美欧等发达经济体历史同期水平。这一有力度的承诺，对于在全球气候临界点日益逼近的当下弥合排放差距具有关键意义。

其次，中国强大的绿色制造与技术创新能力将借此全面释放，加速全球绿色技术扩散。目前中国已占据全球光伏组件产量 80% 以上、风电设备产量的约 70%、电动汽车销量也超过全球的 70%，且成本持续下降。若政策信号进一步强化，可推动高效电池、绿氢、智能电网等关键技术更快迭代并以更具竞争力的价格惠及全球，尤其为资金与技术受限的发展中国家提供“用得起”的低碳解决方案。

更重要的是，中国提前实现碳中和将有力推动气候变化领域的南南合作。凭借自身从高碳发展向绿色转型的实践经验，中国可通过“一带一路”绿色发展国际联盟、气候变化南南合作基金等机制，向亚非拉国家输出适宜的技术路径、政策框架与融资模式。这种基于共同发展阶段的合作，能够更切实地满足发展中国家的实际需求。

基于我们的定量研究，为切实推动中国电力行业在保障能源安全的前提下加速迈向碳中和，特提出以下政策建议，以期与“十五五”期间能源转型、产业升级和科学考核等重点方向形成合力：

第一，制定分阶段、差异化的煤电优化升级路线图，并配套建立转型保障机制。建议在国家能源局牵头下，将煤电转型纳入“十五五”能源规划。严格遵循“先立后破”原则，对服役超 20 年、效率低下的机组，优先实施淘汰关停或转为应急备用电源；对于高效机组，核心任务是推进节能、供热和灵活性“三改联动”，并鼓励其开展 CCUS 改造试点。同步研究设立转型基金，用于人员安置与地方发展。

第二，实施“风光水储一体化”国家战略，高质量提升可再生能源供给比重。建议在省级能源考核中，强化对有效装机和系统消纳能力的考核。在推进大型基地建设的同时，全力保障 2026 年新增风光装机 2 亿千瓦以上的年度目标，并为 2030 年风光总装机达到 22 亿千瓦以上的远景目标夯实基础。大力推动分布式光伏与海上风电的规模化、规范化开发。

第三，加速推进 CCUS 技术攻关与全流程规模化示范。建议依托《中国 CCUS 技术发展路线图（2025）》，由科技部等部门设立专项，聚焦低成本捕集、安全封存等关键技术。在内蒙古、新疆等地，择优建设数个 50 万吨级以上的全流程集成示范项目。基于详尽的成本测算，设计阶梯式财政激励政策，并积极探索将 CCUS 减排量纳入全国碳市场抵消机制。

第四，深化碳市场与绿色金融改革，引导资本流向绿色低碳领域。建议稳步扩大全国碳市场覆盖行业范围，并稳妥有序提高配额有偿分配比例。鼓励金融机构创新“碳中和债券”、碳资产质押等产品。同时，将 LEAP 等模型作为辅助工具，以配合国家即将全面实施的碳排放总量和强度“双控”考核制度，确保地方路径与国家目标对齐。

## 参考文献

- [1] Cai, L., Luo, J., Wang, M., Guo, J., Duan, J., Li, J., ... & Ren, D. (2023). Pathways for municipalities to achieve carbon emission peak and carbon neutrality: A study based on the LEAP model. *Energy*, 262, 125435.
- [2] Centre for Research on Energy and Clean Air. (2024). *China's investment in solar power capacity has risen 10-fold in five years* [Graph]. In *Clean energy contributed a record 10% of China's GDP in 2024*. <https://energyandcleanair.org/analysis-clean-energy-contributed-a-record-10-of-chinas-gdp-in-2024/>
- [3] Chen, J., Gao, M., Mangla, S. K., Song, M., & Wen, J. (2020). Effects of technological changes on China's carbon emissions. *Technological Forecasting and Social Change*, 153, 119938.
- [4] China Association of Building Energy Efficiency. (2025, April 10). Top 10 green and low-carbon development innovations in urban and rural construction 2024. <https://www.cabee.org/site/content/25361.html>
- [5] China Electricity Council. (2025, October 27). *2025 年三季度全国电力供需形势分析预测报告 [Analysis and forecast report on China's power supply and demand in Q3 2025]*. WeChat Official Account. [https://mp.weixin.qq.com/s/szvMq5h4cYe\\_HMpvHeRyHQ](https://mp.weixin.qq.com/s/szvMq5h4cYe_HMpvHeRyHQ)
- [6] China Electric Power News. (2025, September 23). *Green transformation requires more technological innovation*. China Energy News Network. [https://www.cpnnews.com.cn/news/zngc/202509/t20250923\\_1834167.html](https://www.cpnnews.com.cn/news/zngc/202509/t20250923_1834167.html)
- [7] China Environment News. (2025, October 11). MOHURD: 800 million square meters of existing buildings retrofitted for energy efficiency during the 14th Five-Year Plan period. <https://www.cenews.com.cn/news.html?aid=1731847>
- [8] China Policy. (2024, December 19). *Non-fossil energy consumption surpasses oil for the first time*. <https://policycn.com/public/commentaries/non-fossil-energy-consumption-surpasses-oil-for-the-first-time-44399>
- [9] China Youth Daily. (2025, August 29). *The 5th anniversary of the "dual carbon" goal: China's development is more "green"*. National Energy Administration of the People's Republic of China. <https://www.nea.gov.cn/20250829/cc01921b69b948d6abd4e5c9206e2102/c.html>
- [10] CNNPN. (2024, August 1). *A foreseeable future: China's nuclear power installations to see greater expansion* [可预见的未来，我国核电装机即将迎来更大释放]. *China Nuclear Power Network*. <https://www.cnnpn.cn/article/42784.html>
- [11] Development Research Center of the State Council & Shell International Ltd. (2023). *Embracing the future, powering growth: An energy system renewed for China* [面向未来 助力增长：构建中国新型能源体系]. China Development Press.
- [12] Fang, Debin, Peng Hao, and Jian Hao. "Study of the influence mechanism of China's electricity consumption based on multi-period ST-LMDI model." *Energy* 170 (2019): 730-743.
- [13] Hu, G., Ma, X., & Ji, J. (2019). Scenarios and policies for sustainable urban energy development based on LEAP model – A case study of a postindustrial city: Shenzhen China. *Applied Energy*, 238, 876-886.
- [14] Huang, Y., Wang, Y., Peng, J., Li, F., Zhu, L., Zhao, H., & Shi, R. (2023). Can China achieve its 2030 and 2060 CO<sub>2</sub> commitments? Scenario analysis based on the integration of LEAP model with LMDI decomposition. *Science of The Total Environment*, 888, 164151.
- [15] Huang, R., Zhang, S., & Wang, P. (2022). Key areas and pathways for carbon emissions reduction in Beijing for the "Dual Carbon" targets. *Energy Policy*, 164, 112873.

- [16] Huanqiu.com. (2024, November 8). *Fulfilling the commitment six years ahead of schedule! China's total installed wind and solar power capacity exceeds 1.2 billion kilowatts*. National Energy Administration of the People's Republic of China. [https://www.nea.gov.cn/2024-11/08/c\\_1310787160.htm](https://www.nea.gov.cn/2024-11/08/c_1310787160.htm)
- [17] Intergovernmental Panel on Climate Change. (2011). *Chapter 5: Hydropower*. In O. Edenhofer et al. (Eds.), *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation* (pp. 437 – 496). Cambridge University Press. <https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/Chapter-5-Hydropower-1.pdf>
- [18] International Energy Agency. (2024b). *Electricity 2025: Analysis and forecast to 2026*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/0f028d5f-26b1-47ca-ad2a-5ca3103d070a/Electricity2025.pdf>
- [19] International Energy Agency. (2024a, March). *The changing landscape of global emissions*. In *CO<sub>2</sub> emissions in 2023*. <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2023/the-changing-landscape-of-global-emissions>
- [20] International Energy Agency. (2025). *Global energy review 2025*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5b169aa1-bc88-4c96-b828-aaa50406ba80/GlobalEnergyReview2025.pdf>
- [21] International Renewable Energy Agency. (2019). *Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation paper)*. Abu Dhabi: IRENA. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Oct/IRENA\\_Future\\_of\\_wind\\_2019\\_summ\\_EN.PDF](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Oct/IRENA_Future_of_wind_2019_summ_EN.PDF)
- [22] International Renewable Energy Agency & IEA-ETSAP. (2015). *Biomass for heat and power (Technology Brief E05)*. Abu Dhabi: IRENA. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA-ETSAP\\_Tech\\_Brief\\_E05\\_Biomass-for-Heat-and-Power.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA-ETSAP_Tech_Brief_E05_Biomass-for-Heat-and-Power.pdf)
- [23] Li, P., Yang, P., Zhu, C., Zhang, C., & Yue, T. (2023, January 11). *Development pathway of natural gas power generation in China under the “dual carbon” goal* [“双碳”目标下我国天然气发电发展路径]. *Economic Herald*. <https://www.jingjidaokan.com/icms/null/null/ns:LHQ6LGY6LGM6MmM5ZTg0ZWI4NDM3MjI1MjAxODU5ZjYyOWZlMTAwMjQscDosYTosbTo=/show.vsm1>
- [24] Li, S., Kong, W., Wang, Y., & Yuan, L. (2024). *Medium and long-term energy demand forecasts by sectors in China under the goal of “carbon peaking & carbon neutrality” : Based on the LEAP-China model*. *Energy*, 310, 133017.
- [25] Liu, Z., Deng, Z., He, G., Wang, H., Zhang, X., Lin, J., ... & Liang, X. (2022). *Challenges and opportunities for carbon neutrality in China*. *Nature Reviews Earth & Environment*, 3(2), 141-155.
- [26] Liu, Z., Guan, D., Moore, S., Lee, H., Su, J., & Zhang, Q. (2015). *Climate policy: Steps to China's carbon peak*. *Nature*, 522(7556), 279-281.
- [27] Mallapaty, S. (2020). *How China could be carbon neutral by mid-century*. *Nature*, 586(7830), 482-483.
- [28] Meng, L., Li, M., & Asuka, J. (2024). *A scenario analysis of the energy transition in Japan's road transportation sector based on the LEAP model*. *Environmental Research Letters*, 19(4), 044059.
- [29] Ministry of Foreign Affairs of the People's Republic of China. (2020, September 22). *Statement by H.E. Xi Jinping, President of the People's Republic of China, at the General Debate of the 75th Session of the United Nations General Assembly*. [https://www.mfa.gov.cn/ziliao\\_674904/zyjh\\_674906/202009/t20200922\\_7946253.shtml](https://www.mfa.gov.cn/ziliao_674904/zyjh_674906/202009/t20200922_7946253.shtml)
- [30] Ministry of Foreign Affairs of the People's Republic of China. (2025, September 25). *President Xi Jinping delivers video remarks at the U.N. climate summit*. [https://www.fmprc.gov.cn/mfa\\_eng/xw/zyxw/202509/t20250925\\_11716513.html](https://www.fmprc.gov.cn/mfa_eng/xw/zyxw/202509/t20250925_11716513.html)

- [31] Myllyvirta, L. (2025, April 24). *Will China fulfil its key climate pledge?* Centre for Research on Energy and Clean Air. <https://energyandcleanair.org/will-china-fulfil-its-key-climate-pledge/>
- [32] National Bureau of Statistics of China. (2025, February 28). Statistical communiqué of the People's Republic of China on the 2024 national economic and social development. [https://www.stats.gov.cn/sj/zxfb/202502/t20250228\\_1958817.html](https://www.stats.gov.cn/sj/zxfb/202502/t20250228_1958817.html)
- [33] National Development and Reform Commission & National Energy Administration. (2024). *Action Plan for the Low-Carbon Transformation of Coal Power (2024-2027)*. [Fagai Huanzi (2024) No. 894].
- [34] National Energy Administration. (2023). *Blue Book on the Development of New Power Systems*. Beijing: National Energy Administration.
- [35] National Renewable Energy Laboratory. *2023 Annual Technology Baseline (ATB) Cost and Performance Data for Electricity Generation Technologies*. 2023. <https://atb.nrel.gov/electricity/2023/data>.
- [36] National Renewable Energy Laboratory. (2024). *2024 Annual Technology Baseline (ATB): Electricity*. U.S. Department of Energy. <https://atb.nrel.gov/electricity/2024/>
- [37] People's Daily. (2025, June 3). *China's pumped-storage power capacity exceeds 58 million kW, ranking first globally for nine consecutive years*. The State Council of the People's Republic of China. [https://www.gov.cn/yaowen/liebiao/202506/content\\_7026193.htm](https://www.gov.cn/yaowen/liebiao/202506/content_7026193.htm)
- [38] People's Government of Sichuan Province. (2022). *Sichuan Provincial Power Source and Grid Development Plan (2022-2025)* [Chuan Fu Fa (2022) No. 34].
- [39] Policy Research Center for Environment and Economy, Ministry of Ecology and Environment of the People's Republic of China, & Environmental Defense Fund. (2024, March). *China's policies and actions for carbon peaking and carbon neutrality (2023)* [Report]. <http://www.prcce.org/yjcg/yjbg/202403/W020240313623893353900.pdf>
- [40] Renmin University of China. (2023, July). *Low carbon transition pathway of coal power in China [中国煤电低碳转型发展路径研究]*. <https://www.efchina.org/Attachments/Report/report-snp-20230731/%E4%B8%AD%E5%9B%BD%E7%85%A4%E7%94%B5%E4%BD%8E%E7%A2%B3%E8%BD%AC%E5%9E%8B%E5%8F%91%E5%B1%95%E8%B7%AF%E5%BE%84%E7%A0%94%E7%A9%B6-%E6%8A%A5%E5%91%8A.pdf>
- [41] Ren, Z., Zhang, S., Liu, H., Huang, R., Wang, H., & Pu, L. (2024). The feasibility and policy engagements in achieving net zero emission in China's power sector by 2050: A LEAP-REP model analysis. *Energy Conversion and Management*, 304, 118230.
- [42] State Council Information Office of the People's Republic of China. (2021, October). *Responding to climate change: China's policies and actions*. [http://www.scio.gov.cn/zfbps/ndhf/2021n\\_2242/202207/t20220704\\_130708.html](http://www.scio.gov.cn/zfbps/ndhf/2021n_2242/202207/t20220704_130708.html)
- [43] State Council of the People's Republic of China. (2024, May 23). Notice on issuing the 2024 – 2025 energy conservation and carbon reduction action plan. State Council Gazette. [https://www.gov.cn/gongbao/2024/issue\\_11406/202406/content\\_6958082.html](https://www.gov.cn/gongbao/2024/issue_11406/202406/content_6958082.html)
- [44] State Council of the People's Republic of China. (2025, September 11). Report on the progress of work in addressing climate change and achieving carbon peaking and carbon neutrality. The National People's Congress of the People's Republic of China. [http://www.npc.gov.cn/npc/c2/c30834/202509/t20250911\\_447643.html](http://www.npc.gov.cn/npc/c2/c30834/202509/t20250911_447643.html)
- [45] SWUFE & Tsinghua University. (2026, January). *China's population projection and policy recommendations, 2025 – 2100*.
- [46] Tao, Z., Zhao, L., & Changxin, Z. (2011). Research on the prospects of low-carbon economic development in China based on LEAP model. *Energy Procedia*, 5, 695-699.

- [47] The State Council Information Office of the People's Republic of China. (2024). *China's energy transition*.
- [48] The State Council of the People's Republic of China. (2025, October 20). *China's loan prime rates remain unchanged*.  
[https://english.www.gov.cn/archive/statistics/202510/20/content\\_WS68f59e8cc6d00ca5f9a06e7a.html](https://english.www.gov.cn/archive/statistics/202510/20/content_WS68f59e8cc6d00ca5f9a06e7a.html)
- [49] U.S. Energy Information Administration. (2024). *U.S. nuclear industry capacity factors (Table 8.1)*. In *Electric Power Monthly*. U.S. Department of Energy.  
[https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm\\_table\\_grapher.php?t=epmt\\_8\\_1](https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_8_1)
- [50] Xinhua News Agency. (2020, December). *Xi Jinping's address at the Climate and Just Transition Leaders' Summit (full text)*. The State Council of the People's Republic of China.  
[https://www.gov.cn/xinwen/2020-12/13/content\\_5569138.htm](https://www.gov.cn/xinwen/2020-12/13/content_5569138.htm)
- [51] Xinhua News Agency. (2025a, February 28). *China's CO<sub>2</sub> emissions per 10,000 yuan of GDP fell by 3.4% in 2024*. The State Council of the People's Republic of China.  
[https://www.gov.cn/lianbo/bumen/202502/content\\_7008644.htm](https://www.gov.cn/lianbo/bumen/202502/content_7008644.htm)
- [52] Xinhua News Agency. (2025b, January 13). *China's production and sales of new energy vehicles exceeded 12 million units in 2024*. The State Council of the People's Republic of China.  
[https://www.gov.cn/yaowen/liebiao/202501/content\\_6998270.htm](https://www.gov.cn/yaowen/liebiao/202501/content_6998270.htm)
- [53] Xinhua News Agency. (2025c, August 15). *Cultivate the green background of high-quality development: Observation from the home event of the 2025 National Ecology Day*. The State Council of the People's Republic of China. [https://www.gov.cn/yaowen/liebiao/202508/content\\_7036794.htm](https://www.gov.cn/yaowen/liebiao/202508/content_7036794.htm)
- [54] Xinhua News Agency. (2025d, January 23). *In 2024, 1,382 national-level green factories were newly cultivated*. The State Council of the People's Republic of China.  
[https://www.gov.cn/lianbo/bumen/202501/content\\_7000784.htm](https://www.gov.cn/lianbo/bumen/202501/content_7000784.htm)
- [55] Xinhua News Agency. (2025e, January 28). *Renewable energy accounts for 56 pct of China's total installed capacity*. The State Council of the People's Republic of China.  
[https://english.www.gov.cn/archive/statistics/202501/28/content\\_WS6798de96c6d0868f4e8ef410.htm](https://english.www.gov.cn/archive/statistics/202501/28/content_WS6798de96c6d0868f4e8ef410.htm)
- [56] Xinhua News Agency. (2025f, April 23). *Xi Jinping's address at the Climate and Just Transition Leaders' Summit (full text)*. The State Council of the People's Republic of China.  
[http://www.gov.cn/yaowen/liebiao/202504/content\\_7020623.htm](http://www.gov.cn/yaowen/liebiao/202504/content_7020623.htm)
- [57] Yang, D., Liu, D., Huang, A., Lin, J., & Xu, L. (2021). Critical transformation pathways and socio-environmental benefits of energy substitution using a LEAP scenario modeling. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 135, 110116.
- [58] Zhang, C., & Luo, H. (2023). Research on carbon emission peak prediction and path of China's public buildings: Scenario analysis based on LEAP model. *Energy and Buildings*, 289, 113053.
- [59] Zhang, X., Huang, X., Zhang, D., Geng, Y., Tian, L., Fan, Y., & Chen, W. (2022). Research on the pathway and policies for China's energy and economy transformation toward carbon neutrality. *Management World*, (1), 35 – 51. <https://doi.org/10.19744/j.cnki.11-1235/f.2022.0005>
- [60] 陈健,李海鹏,林俊豪,等.碳中和目标下我国电力行业的低碳转型问题与路径研究[C]//中国环境科学学会 (Chinese Society for Environmental Sciences) .中国环境科学学会 2021 年科学技术年会论文集
- [61] 戴彦德,朱跃中,白泉.中国 2050 年低碳发展之路——能源需求暨碳排放情景分析[J].经济研究参考,2010,(26):2-22+33.DOI:10.16110/j.cnki.issn2095-3151.2010.26.002.
- [62] 洪竞科,李沅潮,蔡伟光.多情景视角下的中国碳达峰路径模拟——基于 RICE-LEAP 模型[J].资源科学,2021,43(04):639-651.

- [63] 黄晓丹, 张达, 耿涌, 田立新, 范英, & 陈文颖. (2022). 碳中和目标下的能源经济转型路径与政策研究. *管理世界*, (1), 35 – 51. <https://doi.org/10.19744/j.cnki.11-1235/f.2022.0005>
- [64] 黄昱杰, 刘贵贤, 薄宇, 等. 京津冀协同推进碳达峰碳中和路径研究[J]. *中国工程科学*, 2023, 25(02):160-172.
- [65] 贾晶迪, 王飞, 张圆圆, 等. 基于 LEAP 模型的山西省能源活动领域碳达峰路径[J]. *环境科学*, 2025, 46(05):2837-2851. DOI:10.13227/j.hjkx.202403232.
- [66] 李晖, 刘栋 & 姚丹阳. (2021). 面向碳达峰碳中和目标的我国电力系统发展研判. *中国电机工程学报*, 41(18), 6245-6259. doi:10.13334/j.0258-8013.pcsee.210050.
- [67] 刘耕源, 郭丽思, 陈钰, 等. 城市碳中和措施的边际减排成本分析——以北京市为例[J]. *北京师范大学学报(自然科学版)*, 2023, 59(02):249-259.
- [68] 罗闯, 黎林, 王雨豪, 等. 基于 LEAP 模型的江苏省重点行业碳达峰碳中和情景[J]. *环境科学*, 2025, 46(01):1-9. DOI:10.13227/j.hjkx.202401177.
- [69] 舒印彪, 赵勇, 赵良, 邱波, 刘美 & 杨阳. (2023). “双碳”目标下我国能源电力低碳转型路径. *中国电机工程学报*, 43(05), 1663-1672. doi:10.13334/j.0258-8013.pcsee.221407.
- [70] 舒印彪, 张丽英, 张运洲, 王耀华, 鲁刚, 元博 & 夏鹏. (2021). 我国电力碳达峰、碳中和路径研究. *中国工程科学*, 23(06), 1-14.
- [71] 田佩宁, 毛保华, 童瑞咏, 等. 我国交通运输行业及不同运输方式的碳排放水平和强度分析[J]. *气候变化研究进展*, 2023, 19(03):347-356.
- [72] 王湑, 伦小秀. 基于 LEAP 模型的“零碳”电厂建设路径[J]. *环境科学*, 2024, 45(10):5632-5640. DOI:10.13227/j.hjkx.202311011.
- [73] 王君, 解晓燕, 刘文君, 等. 多情景模拟的山东省交通运输碳达峰及减排潜力分析[J/OL]. *环境污染与防治*, 1-15[2025-06-11]. <https://doi.org/10.15985/j.cnki.1001-3865.202404179>.
- [74] 魏泓屹, 卓振宇, 张宁, 杜尔顺, 肖晋宇, 王鹏 & 康重庆. (2022). 中国电力系统碳达峰·碳中和转型路径优化与影响因素分析. *电力系统自动化*, 46(19), 1-12.
- [75] 杨峰, 张贵驰, 孙佶, 等. 基于 LEAP 模型的长三角某市碳达峰情景[J]. *环境科学*, 2024, 45(01):104-114. DOI:10.13227/j.hjkx.202301129.
- [76] 张智刚 & 康重庆. (2022). 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望. *中国电机工程学报*, 42(08), 2806-2819. doi:10.13334/j.0258-8013.pcsee.220467.
- [77] 张希良, 黄晓丹, 张达, 耿涌, 田立新, 范英 & 陈文颖. (2022). 碳中和目标下的能源经济转型路径与政策研究. *管理世界*, 38(01), 35-66. doi:10.19744/j.cnki.11-1235/f.2022.0005.
- [78] 朱法华, 王玉山, 徐振, 李军状, 董月红, 李辉... & 丁力. (2021). 中国电力行业碳达峰、碳中和的发展路径研究. *电力科技与环保*, 37(03), 9-16. doi:10.19944/j.eptep.1674-8069.2021.03.002.



## PHBS 智库

### 北京大学汇丰商学院

北大汇丰智库 (The PHBS Think Tank) 成立于 2020 年 7 月，旨在整合北京大学汇丰商学院各院属研究中心，统筹协调资源，重点从事有关宏观经济、国际贸易与投资、金融改革与发展、粤港澳大湾区可持续发展、城市与乡村发展、海上丝路沿线国家经济贸易与合作等领域的实证分析与政策研究，打造专业化、国际化的新型智库平台。北大汇丰智库由北京大学汇丰商学院创院院长海闻教授兼任主任，智库副主任为王鹏飞、巴曙松、任颀、魏炜、林双林。



北大汇丰智库微信公众号



**PHBS** 智库  
北京大学汇丰商学院

深圳市南山区丽水路2199号北京大学汇丰商学院 518055

Peking University HSBC Business School, Xili University Town, Shenzhen, China

TEL: (+86)755 2603 2270 EMAIL: [thinktank@phbs.pku.edu.cn](mailto:thinktank@phbs.pku.edu.cn)

<http://thinktank.phbs.pku.edu.cn>