

# 碳中和目标下中国能源转型 协同效应与不确定性研究

(申请清华大学管理学博士学位论文)

培养单位：核能与新能源技术研究院

学 科：管理科学与工程

研 究 生：张 枢

指 导 教 师：陈 文 颖 教 授

二〇二四年五月



# **Assessing the Energy Transition, Synergies and Uncertainties toward Carbon Neutrality in China**

Dissertation submitted to  
**Tsinghua University**  
in partial fulfillment of the requirement  
for the degree of  
**Doctor of Philosophy**  
in  
**Management Science and Engineering**

by

**Zhang Shu**

Dissertation Supervisor: Professor Chen Wenying

**May, 2024**



# 学位论文公开评阅人和答辩委员会名单

## 公开评阅人名单

刘宇	教授	北京大学
腾飞	教授	清华大学

## 答辩委员会名单

主席	张希良	教授	清华大学
委员	刘宇	教授	北京大学
	陈敏鹏	教授	中国人民大学
	陈文颖	教授	清华大学
	腾飞	教授	清华大学
秘书	翁玉艳	助理研究员	清华大学



# 关于学位论文使用授权的说明

本人完全了解清华大学有关保留、使用学位论文的规定，即：

清华大学拥有在著作权法规定范围内学位论文的使用权，其中包括：（1）已获学位的研究生必须按学校规定提交学位论文，学校可以采用影印、缩印或其他复制手段保存研究生上交的学位论文；（2）为教学和科研目的，学校可以将公开的学位论文作为资料在图书馆、资料室等场所供校内师生阅读，或在校园网上供校内师生浏览部分内容；（3）根据《中华人民共和国学位条例暂行实施办法》及上级教育主管部门具体要求，向国家图书馆报送相应的学位论文。

本人保证遵守上述规定。

作者签名: 张枢

日 期: 2024.5.19

导师签名: 葛教授

日 期: 2024.5.20



## 摘要

实现碳中和目标需要中国能源环境经济系统深刻变革，并对能源–粮食–水–空气质量系统产生深远影响。识别实现碳中和所需的转型路径、评估碳中和转型与可持续发展目标间的协同与权衡、量化多维不确定性对碳中和转型的影响，对于稳步推动中国实现碳中和目标、支持中国长期可持续发展具有重要现实意义。现有研究多采用确定性模型方法，主要针对能源系统建模，对碳中和转型路径进行年尺度的研究，难以对不同转型路径下的能源系统灵活性、可持续发展目标协同和转型不确定性进行定量研究。

针对上述问题，本论文构建了亚年度级的中国碳中和转型综合评估模型体系，实现了能源、土地利用、水、空气质量模型的连接，采用多情景比较、蒙特卡洛分析等方法对中国能源–粮食–水–空气质量系统碳中和转型进行了定量研究。

基于该模型体系，研究表明：1) 能源转型是中国应对气候变化的重点，能源相关  $\text{CO}_2$  排放争取在“十五五”期间尽早达峰，2060 年实现中和。一次能源供应 2030 年前后达峰，2060 年可再生能源在一次能源供应占比达到 63%，风电和光伏在发电量占比超 75%，电能在终端能源消费占比达到 56%。可再生能源并网带来灵活性挑战，需要电力供应侧和需求侧加强耦合与互动。储能设施将得到大规模开发，到 2060 年锂电池储能和抽水蓄能装机分别超过 1000 GWh 和 360 GW。2) 碳中和转型为应对其他环境问题提供机遇，但需要针对性措施来最大化协同。实现碳中和要求能源作物规模种植，能源作物和粮食作物的竞争可能引起粮食价格波动。通过减少食物浪费和转变膳食结构，能够大幅缓解气候行动对粮食安全的负面影响。碳中和转型大幅缓解水压力，2060 年较 2019 年总取水量下降 28%，电力部门取水量下降 78%。碳中和转型使得 2050 年 26 个省区达到国家二级空气质量标准，强化末端治理措施确保全部省份满足空气质量标准，大幅缩减因大气污染造成的过早死亡人数。3) 碳中和进程受多维不确定性影响，累计碳排放是影响转型路径、成本和技术选择的最重要因素。尽快行动能够更有效控制累计碳排放，为后续强化气候雄心和深度脱碳留出时间。2060 年光伏和风电装机分别将达到 5.6~6.8 TW 和 2.6~3.5 TW。实现碳中和 2020–2060 年能源供应部门需要累计 50~69 万亿元投资，较参考情景增加 24%。尽快行动和可持续发展措施能显著增强气候行动与能源–粮食–水–空气质量系统转型的协同效应并减少潜在权衡，助力碳中和平稳实现。

**关键词：**碳中和；综合评估模型；能源转型；协同效应；不确定性

## Abstract

Achieving carbon neutrality requires profound changes in energy–environment–economy system in China. These changes will have far-reaching implications for the energy–food–water–air quality nexus. Identifying transition pathways, assessing co-benefits and trade-offs, and quantifying the impact of uncertainty on the net-zero transition are crucial for achieving carbon neutrality and supporting sustainable development in China. Previous studies have predominantly employed deterministic modeling approaches, primarily for energy system modeling, to investigate net-zero transition pathways on an annual basis. This has rendered it challenging to conduct a quantitative analysis of energy system flexibility, SDG synergies, and transition uncertainty across different transition pathways.

This thesis develops an integrated assessment model framework for China’s net-zero transition at the sub-annual level, realizes the connection of energy, land use, water, and air quality models, and conducts a quantitative study on the net-zero transition of China’s energy–food–water–air quality system by using multi-scenario comparisons and Monte Carlo analysis.

The study based on the modeling framework conclusively demonstrates that: (1) China is taking decisive action to combat climate change by transforming its energy system. Energy-related CO<sub>2</sub> emissions aim to peak as early as possible during the Fifteenth Five-Year Plan period, and reach net-zero CO<sub>2</sub> by 2060. Primary energy supply would peak around 2030, and the share of renewable energy in primary energy supply would reach 63 % in 2060, with wind and photovoltaic power generation accounting for 75 % among electricity generation mix and electricity accounting for approximately 56 % of final energy consumption. Sub-annual level simulations demonstrate that a considerable proportion of renewable energy integrated into the grid would present flexibility challenges that necessitate increased coupling and interaction between the electricity supply side and demand side. Energy storage needs to be aggressively developed to reach more than 1000 GWh of lithium battery storage and more than 360 GW of pumped hydro storage by 2060. (2) The net-zero transition presents opportunities to tackle other environmental challenges. Targeted policies would be necessary to maximize synergies. Achieving carbon neutrality requires large-scale cultivation of energy crops. However,

---

## Abstract

---

competition between energy crops and food crops could lead to food price volatility. To mitigate the negative impact of climate action on food security, reducing food waste and shifting healthy diets could be significantly helpful. The transition toward carbon neutrality would significantly mitigate water scarcity, with total water withdrawals expected to be reduced by 28 % and water withdrawals from the power sector by 78 % in 2060 compared to 2019. The net-zero transition would enable 26 provinces to meet the national secondary air quality standard by 2050. Enhanced end-of-pipe pollutant treatment measures could ensure that all provinces meet the air quality standard and significantly reduce the number of premature deaths caused by air pollution. (3) Achieving carbon neutrality involves navigating multidimensional uncertainties. However, cumulative carbon emissions are the most significant factors that influence transition pathways, costs and technology choices. Prompt action could be more effective in controlling cumulative carbon emissions and allow ample time for subsequent intensification of climate ambition and deep decarbonization. By 2060, installed capacity of photovoltaic and wind power would reach 5.6 to 6.8 TW and 2.6 to 3.5 TW, respectively. Achieving carbon neutrality requires cumulative investment in energy supply of 50 to 69 trillion CNY, a 24 % increase over the reference scenario. Prompt action and sustainability measures could significantly enhance synergies and reduce potential trade-offs between climate action and the transformation of energy–food–water–air quality systems, contributing to the smooth realization of carbon neutrality.

**Keywords:** Carbon neutrality; integrated assessment model; energy transition; co-benefit; uncertainty

## 目 录

摘要.....	I
Abstract.....	II
目录.....	IV
插图清单.....	VIII
附表清单.....	XII
符号和缩略语说明.....	XIII
第1章 引言 .....	1
1.1 研究背景 .....	1
1.1.1 全球气候变化与碳中和目标.....	1
1.1.2 多能源品种多时序能源系统供需平衡与互动.....	2
1.1.3 能源转型与其他可持续发展目标相互关联.....	3
1.1.4 气候变化治理中的深刻不确定性.....	5
1.2 研究问题 .....	7
1.3 文献综述 .....	8
1.3.1 能源环境经济模型.....	8
1.3.2 储能和部门耦合技术.....	12
1.3.3 气候行动与可持续发展目标之间的协同与权衡.....	15
1.3.4 碳中和转型不确定性分析.....	19
1.4 研究内容 .....	21
1.5 文章结构安排 .....	22
第2章 中国碳中和转型综合评估模型体系的构建 .....	24
2.1 模型概述 .....	24
2.2 自底向上的能源环境经济建模 .....	27
2.2.1 模型简介.....	27
2.2.2 软件平台.....	29
2.2.3 数理表述.....	30
2.2.4 部门建模方法.....	42
2.2.5 能源活动中水资源供需建模.....	48
2.2.6 多品种多时序能源活动建模.....	50
2.2.7 气候变化对能源活动影响评估.....	54

2.3 转型协同效应和潜在权衡评估 .....	55
2.3.1 农业、生物质开发及土地利用 .....	55
2.3.2 淡水开发、管理、保护与利用 .....	59
2.3.3 大气污染治理与健康效应核算 .....	60
2.4 基于蒙特卡洛的不确定性分析 .....	65
2.4.1 关键参数的识别 .....	65
2.4.2 概率分布的选择 .....	65
2.4.3 抽样方法的改进 .....	65
2.4.4 数据存储、计算和可视化 .....	67
2.5 多模型连接方法 .....	68
2.6 本章小结 .....	69
<b>第3章 碳中和目标下中国能源系统转型路径 .....</b>	<b>71</b>
3.1 低碳转型情景设计 .....	71
3.2 温室气体减排路径 .....	73
3.2.1 二氧化碳减排 .....	73
3.2.2 其他温室气体减排 .....	76
3.2.3 二氧化碳捕集与封存量 .....	78
3.3 中国能源转型路径 .....	79
3.3.1 一次能源供应 .....	80
3.3.2 终端能源消费 .....	81
3.3.3 电能和氢能生产 .....	83
3.4 能源消费部门转型 .....	87
3.4.1 工业部门 .....	87
3.4.2 建筑部门 .....	92
3.4.3 交通部门 .....	99
3.5 亚年度级能源生产与消费 .....	104
3.5.1 能源生产与消费的日内平衡 .....	104
3.5.2 能源生产与消费的季节平衡 .....	108
3.5.3 储能装机量和灵活性资源成本 .....	110
3.6 能源转型经济效益分析 .....	112
3.6.1 能源系统新增投资 .....	112
3.6.2 能源系统减排成本 .....	115
3.7 本章小结 .....	118

## 目 录

---

<b>第 4 章 中国能–粮–水–空气质量协同转型路径 .....</b>	121
4.1 可持续发展情景设计 .....	121
4.2 粮食和土地利用 .....	122
4.2.1 土地利用类型 .....	123
4.2.2 农产品供需状况 .....	124
4.2.3 膳食结构变化 .....	126
4.2.4 粮食和生物质价格 .....	128
4.3 水资源 .....	129
4.3.1 水资源供应 .....	129
4.3.2 水资源使用 .....	131
4.4 空气质量 .....	134
4.4.1 污染物控制措施设置 .....	135
4.4.2 大气污染物排放量 .....	135
4.4.3 PM2.5 年平均浓度 .....	137
4.4.4 健康效益 .....	140
4.4.5 成本收益分析 .....	143
4.5 本章小结 .....	145
<b>第 5 章 中国能源环境经济转型不确定性研究 .....</b>	147
5.1 不确定性分析情景设计 .....	147
5.2 温室气体减排 .....	148
5.3 能源供应转型 .....	151
5.4 能源需求转型 .....	153
5.5 关键能源技术 .....	154
5.5.1 可再生能源技术 .....	154
5.5.2 核电技术 .....	157
5.5.3 氢能技术 .....	158
5.5.4 CCS 技术 .....	159
5.6 转型经济分析 .....	161
5.7 土地系统和水系统协同转型 .....	165
5.8 本章小结 .....	167
<b>第 6 章 研究结论与展望 .....</b>	170
6.1 研究结论 .....	170
6.2 政策建议 .....	173

## 目 录

---

6.3 论文主要创新点 .....	174
6.4 研究展望 .....	175
参考文献 .....	177
致 谢 .....	193
声 明 .....	194
个人简历、在学期间完成的相关学术成果 .....	195
指导教师评语 .....	197
答辩委员会决议书 .....	198

## 插图清单

图 1.1 气候变化对于电力系统的影响 .....	3
图 1.2 气候行动和其他可持续发展目标之间的协同效应和潜在权衡 .....	4
图 1.3 地球物理和碳循环过程的不确定性 .....	6
图 1.4 研究思路及研究框架 .....	22
图 2.1 模型采用的主要社会经济假设 .....	25
图 2.2 中国碳中和转型综合评估模型体系示意图 .....	26
图 2.3 China TIMES 2.0 模型简化参考能源系统 .....	28
图 2.4 China TIMES 2.0 模型中的固定需求和弹性需求示意图 .....	31
图 2.5 China TIMES 2.0 模型目标函数非线性部分分段线性化方法 .....	33
图 2.6 China TIMES 2.0 模型水泥和钢铁工序级建模流程图 .....	45
图 2.7 China TIMES 2.0 模型建筑气候区划分 .....	45
图 2.8 China TIMES 2.0 模型基年煤电单位发电取水量 .....	49
图 2.9 China TIMES 2.0 模型单位工业产品取水量 .....	49
图 2.10 China TIMES 2.0 模型时间片划分方法 .....	50
图 2.11 China TIMES 2.0 模型光伏发电和风力发电年度和日度波动情况 .....	51
图 2.12 China TIMES 2.0 模型建筑部门能源服务需求时序拆分 .....	52
图 2.13 China TIMES 2.0 模型交通部门用电模式 .....	53
图 2.14 China TIMES 2.0 模型基年夏季典型日分部门电力负荷曲线 .....	53
图 2.15 RCP2.6 下中国分气候区供暖度日数和供冷度日数变化 .....	54
图 2.16 GLOBIOM-G4M 模型中土地覆盖和土地覆盖变化可能性的矩阵 .....	56
图 2.17 China TIMES 2.0 模型嵌入 GLOBIOM 模拟器示意图 .....	57
图 2.18 China TIMES 2.0 模型和 CWatM 模型连接示意图 .....	60
图 2.19 China TIMES 2.0 模型与 GAINS-Asia 模型的连接 .....	63
图 2.20 随机采样与拉丁超立方采样示意图 .....	66
图 2.21 多模型连接框架示意图 .....	69
图 3.1 中国化石燃料和工业过程二氧化碳排放路径 .....	74
图 3.2 本研究情景同 IPCC 第六次评估报告情景二氧化碳排放范围比较 .....	75
图 3.3 中国甲烷排放路径 .....	76
图 3.4 中国氧化亚氮排放路径 .....	77
图 3.5 中国主要温室气体排放路径 .....	78

---

图 3.6 中国能源系统碳捕集与封存量路径 .....	79
图 3.7 中国一次能源供应路径 .....	80
图 3.8 中国石油和天然气进口依存度 .....	81
图 3.9 中国分燃料终端能源消费路径 .....	82
图 3.10 中国分部门终端能源消费路径.....	83
图 3.11 中国电力装机容量路径.....	84
图 3.12 中国发电量路径.....	86
图 3.13 中国绿氢和网电制氢生产量.....	87
图 3.14 中国主要工业产品产量.....	88
图 3.15 中国钢铁和建材行业脱碳路径.....	89
图 3.16 中国主要工业产品生产技术.....	90
图 3.17 CN60 情景下中国主要工业产品生产能源转型路径.....	91
图 3.18 中国不同气候区按建筑标准划分的建筑面积.....	93
图 3.19 中国分燃料建筑部门能源消费路径.....	95
图 3.20 中国 2060 年不同气候区建筑部门空间供暖需求 .....	96
图 3.21 中国 2060 年不同气候区建筑部门空间供冷需求 .....	97
图 3.22 中国建筑部门炊事能源服务需求.....	98
图 3.23 中国建筑部门热水能源服务需求.....	98
图 3.24 中国建筑部门照明能源服务需求.....	99
图 3.25 中国客货运交通周转量.....	100
图 3.26 中国分燃料交通部门能源消费路径.....	100
图 3.27 中国客运交通出行模式.....	101
图 3.28 中国货运交通出行模式.....	102
图 3.29 中国小型客车低碳发展路线.....	102
图 3.30 中国货运车辆低碳发展路线.....	103
图 3.31 中国航空交通低碳发展路线.....	103
图 3.32 中国夏季典型日电力需求.....	105
图 3.33 中国夏季典型日电力供应.....	105
图 3.34 中国夏季典型日净负荷曲线.....	107
图 3.35 中国 2060 年夏季典型日储能工作状态 .....	108
图 3.36 中国 2060 年夏季典型日氢能供需格局 .....	108
图 3.37 中国 2060 年 CN60 情景分季节分工作日液氢储能平均活动量.....	109
图 3.38 中国 2060 年分季节电力供需格局 .....	109

---

图 3.39 中国 2060 年 CN60 情景分季节氢能供需格局.....	110
图 3.40 中国储能装机容量.....	111
图 3.41 中国能源系统年均投资.....	113
图 3.42 中国 CN60 情景重点部门年均投资较 REF 情景增加额.....	114
图 3.43 中国需求侧管理措施及气候反馈对投资成本的影响.....	115
图 3.44 中国碳中和情景边际减排成本.....	116
图 3.45 中国能源系统转型总成本分解.....	116
图 3.46 中国边际供电成本.....	117
图 3.47 中国边际供氢成本.....	117
图 4.1 中国分年份主要土地利用类型面积变化 .....	123
图 4.2 中国农产品供需状况 .....	125
图 4.3 中国生物质能原料来源 .....	126
图 4.4 中国膳食结构变化 .....	127
图 4.5 中国粮食和生物质价格 .....	129
图 4.6 中国分月份水流量曲线 .....	130
图 4.7 中国分情景供水量 .....	131
图 4.8 中国 2035 年和 2060 年分季节供水量情景对比 .....	131
图 4.9 中国分情景农业灌溉取水量 .....	132
图 4.10 中国分情景取水量.....	133
图 4.11 中国分情景分冷却类型火电和核电装机量.....	133
图 4.12 中国 2035 年和 2060 年分季节取水量情景对比.....	134
图 4.13 中国主要大气污染物排放量.....	138
图 4.14 中国及主要经济体（组织）PM <sub>2.5</sub> 年平均浓度标准.....	139
图 4.15 中国各省区 PM <sub>2.5</sub> 年平均浓度 .....	139
图 4.16 中国大气总 PM <sub>2.5</sub> 浓度和人为源 PM <sub>2.5</sub> 浓度地图 .....	141
图 4.17 中国各省区因大气污染过早死亡人数比例 .....	142
图 4.18 中国温室气体减排协同效应和强化控制措施的成本收益分析.....	143
图 4.19 中国分省区温室气体减排协同效应和强化控制措施的成本收益分析..	144
图 5.1 本研究中主要参数概率密度分布假设 .....	148
图 5.2 不同碳中和情景累计碳排放量对比 .....	149
图 5.3 中国温室气体排放路径不确定性范围 .....	149
图 5.4 中国分部门 CO <sub>2</sub> 排放路径不确定性范围 .....	150
图 5.5 中国一次能源供应（电热当量）不确定性范围及其影响因素 .....	151

图 5.6 中国主要燃料一次能源供应（电热当量）不确定性范围及其占比 .....	152
图 5.7 中国分燃料终端能源消费不确定性范围 .....	153
图 5.8 中国能源服务需求变化不确定性范围 .....	154
图 5.9 中国光伏和风电技术发展不确定性范围及其影响因素 .....	155
图 5.10 中国风电与光伏的耦合关系 .....	155
图 5.11 中国储能技术发展不确定性范围及其影响因素 .....	156
图 5.12 中国风电、光伏与储能的耦合关系 .....	157
图 5.13 中国核能技术发展不确定性范围及其影响因素 .....	158
图 5.14 中国氢能技术发展不确定性范围及其影响因素 .....	159
图 5.15 中国各类 CCS 技术发展不确定性范围 .....	160
图 5.16 中国 BECCS 发电技术发展不确定性范围及其影响因素 .....	161
图 5.17 中国能源转型边际减排成本不确定性范围 .....	162
图 5.18 中国能源供应部门投资需求不确定性范围 .....	163
图 5.19 中国能源系统年均化成本不确定性范围 .....	164
图 5.20 中国耕地和森林面积变化不确定性范围 .....	165
图 5.21 中国分种类生物质不确定性范围 .....	166
图 5.22 中国分情景取水量不确定性范围 .....	167

## 附表清单

表 1.1 国内外主流能源环境经济模型 .....	10
表 1.2 不同应用场景对于储能系统的技术要求 .....	13
表 2.1 China TIMES 2.0 模型主要改进 .....	29
表 2.2 China TIMES 2.0 模型建模主要符号、含义及案例 .....	34
表 2.3 China TIMES 2.0 模型主要决策变量 .....	36
表 2.4 China TIMES 2.0 模型基年主要工业产品能效及其比例 .....	44
表 2.5 中国各气候区居民建筑节能标准发展 .....	46
表 2.6 中国公共建筑节能标准发展 .....	46
表 2.7 China TIMES 2.0 模型交通部门能源技术类型 .....	48
表 2.8 China TIMES 2.0 模型各类车辆年均里程和负载因子假设 .....	48
表 2.9 China TIMES 2.0 模型火电和核电调节能力和成本 .....	51
表 2.10 China TIMES 2.0 模型电力技术对于峰值负荷的可靠容量占比 .....	52
表 2.11 GAINS-Asia 模型描述的大气污染物和温室气体对环境的影响 .....	61
表 2.12 China TIMES 2.0 模型与 GAINS-Asia 模型连接变量表 .....	64
表 3.1 本章情景假设对比 .....	72
表 4.1 REF-SDG 和 CN60-SDG 情景所涉及的可持续发展措施 .....	122
表 4.2 GAINS-Asia 模型中国主要大气污染物末端治理措施普及率 .....	136

## 符号和缩略语说明

AFOLU	农林业及其他土地利用 (Agriculture, Forestry and Other Land Use)
BC	炭黑 (Black Carbon)
BECCS	生物质能结合碳捕集与封存 (Bioenergy with Carbon Capture and Storage)
BIPV	建筑集成光伏 (Building-integrated PV)
CCS	碳捕集与封存 (Carbon Capture and Storage)
CDD–26	供冷度日数 (Cooling Degree Day based on 26 °C)
CGE	可计算一般均衡模型 (Computable General Equilibrium Model)
CHP	热电联产技术 (Combined Heat and Power)
CH <sub>4</sub>	甲烷 (Methane)
CMIP6	第六次国际耦合模式比较计划 (Coupled Model Intercomparison Project phase 6)
COP	《联合国气候变化框架公约》缔约方大会 (UNFCCC Conference of the Parties)
CO <sub>2</sub>	二氧化碳 (Carbon Dioxide)
CSP	聚光太阳能发电 (Centralized Solar Power)
DACS	直接空气碳捕集和储存 (Direct Air Capture and Storage)
FFI	化石燃料和工业过程 (Fossil Fuel and Industrial Processes)
GDP	国内生产总值 (Gross Domestic Product)
GHG	温室气体 (Greenhouse Gas)
GWP	全球增温潜势 (Global Warming Potential)
HDD–18	供暖度日数 (Heating Degree Day based on 18 °C)
HFCs	氢氟烃 (Hydrofluorocarbons)
IAM	综合评估模型 (Integrated Assessment Model)
IEA	国际能源署 (International Energy Agency)
IPCC	政府间气候变化专门委员会 (Intergovernmental Panel on Climate Change)
IRENA	国际可再生能源署 (International Renewable Energy Agency)
ISIMIP	跨部门影响模型相互比较计划 (The Inter-Sectoral Impact Model Intercomparison Project)
LHS	拉丁超立方抽样 (Latin Hypercube Sampling)

LULUCF	土地利用、土地利用变化与林业（Land Use, Land-use Change and Forestry）
NDC	国家自主贡献（Nationally Determined Contributions）
NH <sub>3</sub>	氨（Ammonia）
NO <sub>X</sub>	氮氧化物（Nitrogen Oxides）
N <sub>2</sub> O	一氧化二氮（Nitrous Oxide）
OC	有机碳（Organic Carbon）
PFCs	全氟化合物（Perfluorochemicals）
PM <sub>10</sub>	直径小于等于 10 微米的颗粒物（Particles with a Diameter of 10 Micrometres or Less）
PM <sub>2.5</sub>	直径小于等于 2.5 微米的颗粒物（Fine Particles with a Diameter of 2.5 Micrometres or Less）
PV	光伏（Photovoltaic）
RCP	典型浓度路径（Representative Concentration Pathway）
RES	参考能源系统（Reference Energy System）
SDG	可持续发展目标（Sustainable Development Goals）
SF <sub>6</sub>	六氟化硫（Sulfur hexafluoride）
SO <sub>2</sub>	二氧化硫（Sulfur dioxide）
SSP	共享社会经济路径（Shared Socio-economic Pathway）
TIMES	集成 MARKAL-EFOM 模型系统（The Integrated MARKAL-EFOM System）
V2G	车网互动（Vehicle to Grid）
VOC	挥发性有机物（Volatile Organic Compounds）
VSL	统计生命价值（Value of Statistical Life）

## 第1章 引言

### 1.1 研究背景

能源危机、气候变化、粮食紧缺、环境污染、水资源短缺、生物多样性破坏是当今世界面临的共同挑战。上世纪七十年代以来，人类不断探索可持续发展的道路，探究用系统方法创新解决社会、经济和环境三个维度发展问题的模式。创新、协调、绿色、开放、共享的新发展理念要求中国改变传统“先污染，后治理”的经济发展方式，妥善应对气候变化、环境污染的问题，助力社会经济高质量发展。

#### 1.1.1 全球气候变化与碳中和目标

近年来，因为温室气体（GHG）排放引发的气候变化影响逐渐显著，世界各国正携手应对这一国际挑战。2015年达成的《巴黎协定》<sup>[1]</sup>确定了到本世纪末将全球气温升幅较工业化前水平控制在低于2°C 并努力争取低于1.5°C 的奋斗目标。为了实现这一目标，各国应逐渐强化国家自主贡献目标（NDC），通报本国长期低碳发展战略，最终达到全球人为温室气体排放源和温室气体吸收汇的平衡。根据政府间气候变化专门委员会（IPCC）在《1.5°C 特别报告》<sup>[2]</sup>中的结论，全球应在2050年左右实现净零排放，才有可能将本世纪末温升控制在1.5°C 内。目前实现碳中和逐渐成为了各国长期减排目标的主要形式。根据 Net Zero Tracker 的统计，已有151个国家和地区承诺或宣布了碳中和目标，覆盖了全球经济总量的92%、总人口的89% 和碳排放的88%，其中发展中国家和地区约占70%<sup>[3]</sup>。

目前，中国是全球最大的能源消费国和煤炭消费国，尽管中国的可再生能源发展举世瞩目，但中国85%的一次能源供应仍依赖化石燃料。中国是世界最大的温室气体排放国，2020年温室气体排放约13 GtCO<sub>2</sub>eq，其中化石燃料和工业过程（FFI）排放占总温室气体排放比例接近90%。因此，中国的能源系统减排对于全球气候变化减缓和1.5°C 温控目标的实现至关重要，其脱碳路径一直是国内外研究热点<sup>[4-5]</sup>。中国高度重视气候变化应对行动，在NDC中提出了2030年能源相关二氧化碳排放达峰并争取尽早达峰，又在2020年9月强化国家气候行动，宣布了中国将在2030年以前实现二氧化碳排放达峰，2060年实现碳中和。据气候行动追踪组织测算<sup>[6]</sup>，中国碳中和目标可使2100年全球变暖趋势降低0.2~0.3°C。中国富有雄心的气候目标要求中国在未来十年摆脱贫高排放、高能耗的传统道路，以前所未有的速度快速实现净零排放，这使得中国近中期和长期转型都充满压力和挑战<sup>[7]</sup>。

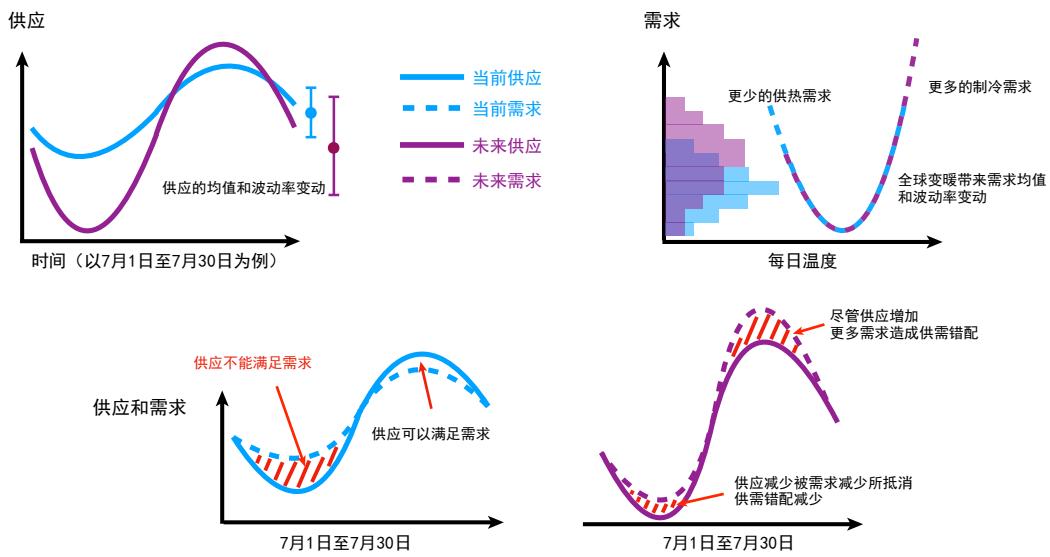
### 1.1.2 多能源品种多时序能源系统供需平衡与互动

以风电和光伏为代表的可再生能源快速接入和火电机组逐渐退役削弱了电力系统的调节能力，调频调峰出现困难，电力系统灵活性遭遇挑战<sup>[8]</sup>。终端部门的进一步电气化带来大量新增电力负荷，从而影响了未来负荷时空分布和用电负荷大小，无序的电力消费将进一步加剧电力供需失衡。此外，气候变化本身也会造成用能需求变动和电力系统运行方式转变。因此，深入分析能源供应侧和能源消费侧的灵活性潜力，开发更高时间分辨率的模型能够更好满足碳中和路径模拟需求。

对于能源供应侧，大量火电机组尚未做好由能量主体电源向调节性电源转变的准备，其调峰调频能力未被充分开发利用，加之国内电力辅助服务市场尚不完备，在受到可再生能源竞争和电力系统减排双重压力下，火电快速退役可能产生大量搁浅成本，并且进一步削弱电力系统调节能力。常规水电和抽水蓄能电站能够快速响应电力调度指令，所配备水库根据设计库容拥有日、周、月、年度调节能力，是极为宝贵的灵活性资源，但由于中国地表水量时空分布不均，现有大中型水库大多承担了防洪、灌溉、航运等诸多功能，应对电力供需不平衡挑战的能力受限。核电在理论上可以进行一定的功率追踪和调节，但是出于安全原因，核电机组很少加入到电力系统的调峰和调频，主要为基荷提供电力。以风光为代表的时变可再生能源存在季节出力分布不均、昼夜出力差异明显、难以调度等间歇性、随机性、波动性的特征，是带来电力系统灵活性挑战的主要因素。为了应对灵活性挑战，电、氢（氨）、热的能量存储技术，在不同时间尺度上成为能源供应侧平抑可再生能源出力波动和平衡电力供需差异的重要利器。而能源需求侧的调节措施如分布式可再生能源的自供能和并网、与可再生能源发电相协调的有序制氢过程、建筑部门的需求侧响应以及车网互动（V2G）技术的推广应用，进一步加强能源需求和能源供应的部门耦合，为高比例可再生能源消纳提供机遇<sup>[9-10]</sup>。

气候变化造成全球气温升高、极端气候频率增加，从而可能扩大供需平衡的难度<sup>[11]</sup>。对于能源需求侧，由于温度上升，空间供暖需求有所下降，但空间供冷需求则快速上升。而对于中国的电力系统，由于温度上升，火电和光伏的工作效率均有所下降，而水电出力季节差异将有所扩大。综合多个因素，可能出现负荷高峰供需平衡更难满足，负荷低谷供需不匹配度降低的情形（如图1.1）。

然而，现有能源环境经济模型往往以年为尺度，无法刻画能源供应和能源需求的日内、季节变化，低估了能源转型难度，长期能源规划模型应加入更多关于亚年度级电力系统运行的考量，方能准确描述碳中和转型的路径和成本。



注：图片援引自 Liu et al.<sup>[11]</sup>

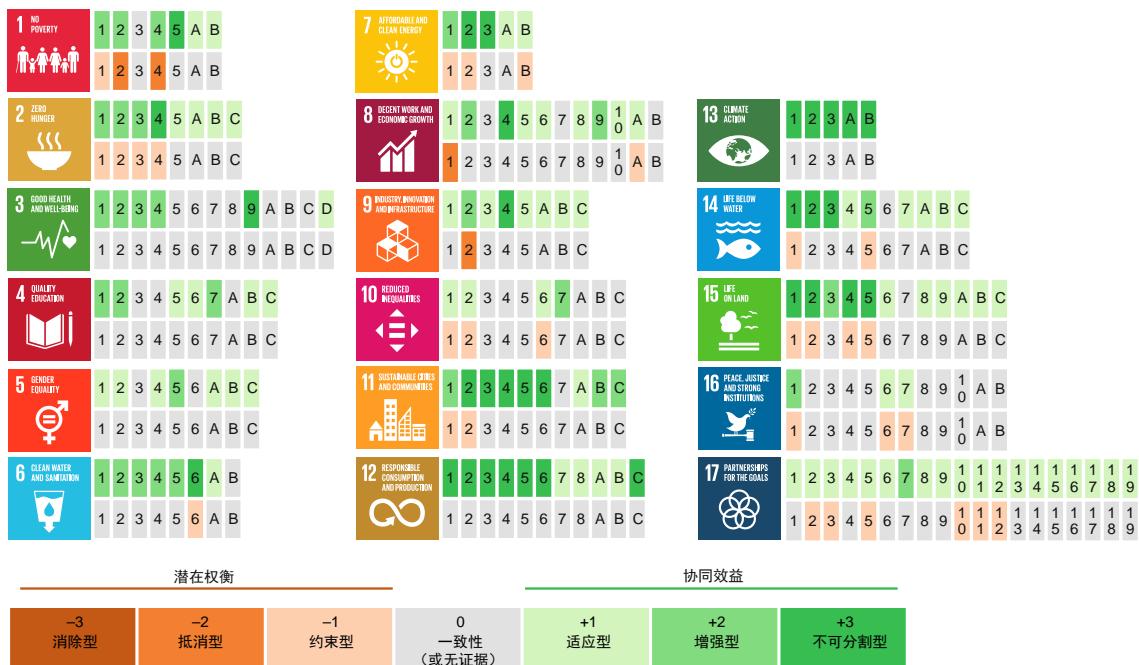
图 1.1 气候变化对于电力系统的影响

### 1.1.3 能源转型与其他可持续发展目标相互关联

面向碳中和的转型要求整个社会和经济以及人类管理环境的方式发生深远改变。应对气候变化和实现可持续发展目标是密不可分的，气候行动是推进可持续发展目标实现的重大机会<sup>[12]</sup>。在气候行动中，要求能源系统向清洁化、低碳化、高效化和平等化的方向转型，从而在气候变化治理的同时，提高了能源效率、增加了可再生能源比重、减少了能源贫困。气候变化治理除了与能源转型关联密切外，也与粮食安全、水资源利用、生态系统保护、大气污染治理有密切的联系<sup>[13-14]</sup>，碳中和目标下的能源转型与整个自然-人类系统的可持续发展产生了明显的协同效应和潜在权衡（如图1.2）<sup>[15-16]</sup>。实现碳中和并达到全球气温的稳定有多条路径，因此，进一步理解气候变化减缓和其他领域的关联关系，深入评估气候变化的物理影响，可以有效帮助政策决策者制定更加可持续的脱碳道路<sup>[17-19]</sup>。

对于碳中和转型和能源系统而言，碳中和转型对巩固能源安全既是机遇也是挑战。中国化石燃料资源禀赋并不突出，储采比均在40年以内，难以保障中国长期高质量发展。随着能源转型，中国对于传统化石燃料的需求降低，石油和天然气对外依存风险减小，增进了能源供应视角下的能源安全。能源转型中，储能、光伏、风电、新能源汽车成为重要的增长点和战略产业，而以镍、钴、锰、锂为代表的关键金属元素，将可能成为未来新的资源限制。时变可再生能源的并网对现有的电力基础设施带来冲击，可能造成新的能源安全隐患<sup>[20]</sup>。

对于碳中和转型和水资源管理而言，碳中和的实现能够大幅减少能源系统耗水量，但也带来新的用水增长点。中国水资源时空分布不均，中西部地区干旱现



注：图片援引自 Fuso Nerini et al.<sup>[12]</sup>

图 1.2 气候行动和其他可持续发展目标之间的协同效应和潜在权衡

象时有发生，华北地区地下水超采严重，全国范围冬春季节普遍缺水少雨，夏秋两季又常发生洪涝灾害。农业是中国最大的用水部门，而能源和重工业的耗水量不容小觑，能源部门对水资源的依赖性是世界关注的话题。火力发电机组很大程度依赖于稳定的水资源供应以进行冷却，在气候变化的背景下，机组面临的物理风险急剧增加。可行的能源转型方案是摆脱基于化石燃料的火力发电和低效工业锅炉，从而减少冷却系统的取水量和用水量。煤炭淘汰、可再生能源推广和干式冷却使用增加，能够减少工业和电力用水量。但大部分碳中和路径都要求电解水制氢、BECCS 等技术的规模使用<sup>[21]</sup>。电解水制氢以水为原料投入，能源作物往往都是耗水量较大的植物品种，从而这些新增水需求可能削减碳中和转型对水资源节约的协同。因此，碳中和背景下的能源转型与水资源管理的耦合关系亟待研究。

对于碳中和转型和局地大气污染物治理而言，能源系统是局地大气污染物的最大来源，几乎所有的 SO<sub>2</sub> 和 NO<sub>x</sub> 以及超过 85% 的一次颗粒物排放都归因于能源的生产和使用。通过关停燃煤电厂、退役内燃机车辆和淘汰传统高排放工业流程，局地大气污染物能够显著减少，带来空气质量的提高，降低大气治理成本，并减少归因于大气污染的过早死亡人数，从而带来可观的健康效益。

土地利用变化、粮食生产加工、畜禽养殖管理、废弃物处理等各个环节的活动都会产生温室气体，农食系统的温室气体排放已占到全球排放 33%。碳中和背景下生物质能发展可能需要占用边际土地和未开发土地，为了满足富有雄心的气

候目标，粮食作物和能源作物可能产生竞争。因此，经济社会的深度脱碳面临土地利用类型的重新调整，将对未来粮食、森林、生态的格局产生影响。在考虑土地利用类型、水资源分布和能源转型的能–粮–水统一框架下，生物质能的利用潜力、土地利用部门温室气体排放量、农业灌溉用水量等发展动态能够得到更好描述。

在中国的更新 NDC 中，要求提升水资源配置及管理能力，促进以水资源为刚性约束的经济社会可持续发展，加强农业和食物系统温室气体减排和畜禽粪污资源化利用<sup>[22]</sup>。2023 年 COP28 会议上，中国签署了《关于韧性粮食体系、可持续农业及气候行动的阿联酋宣言》<sup>[23-24]</sup>，进一步强调将农业和粮食系统纳入到气候变化相关战略中。近年来，中国相继开展蓝天、碧水、净土保卫战，协同推进减污降碳扩绿增长，生态环境治理从重点整治向系统整治转变。在 COP28 会议上，中国同其他 123 个国家一道签署了《气候与健康宣言》，承诺加强跨部门合作以减少排放并最大限度地提高气候行动的健康效益<sup>[25]</sup>。由于政策、经济、技术方面的惯性，碳中和转型不能一蹴而就。能–粮–水系统具有路径依赖性质，新建的基础设施会对未来几十年产生影响。探索碳达峰碳中和的可行路径，对于我国低成本实现社会、经济、环境的协同发展具有重要作用。

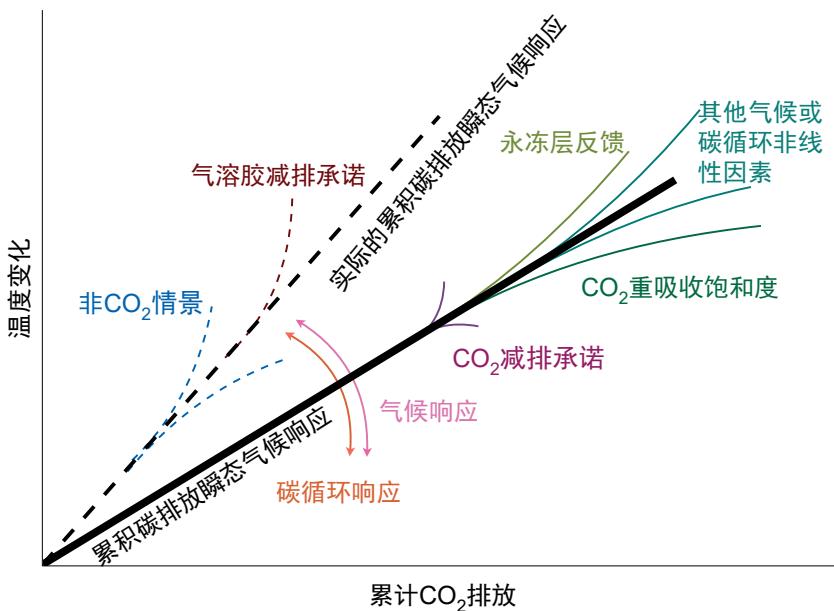
#### 1.1.4 气候变化治理中的深刻不确定性

气候变化是一个长期、缓慢的过程，众多因素影响气候变化物理过程和减缓行动，因此存在大量不确定性<sup>[26]</sup>。广泛存在的不确定性会对未来技术选择、政策规划以及脱碳路径的可行性产生影响，从而影响气候行动的实效和成本。当前，在深层次的不确定性下进行决策已经成为气候变化研究的重大挑战。

当前研究已有极高置信度将气候变化归因为人为温室气体的排放<sup>[27]</sup>。因此，为了使得本世纪末的全球气温升幅不超过2 °C 或1.5 °C，全球温室气体排放必须控制在一定范围之内。尽管学界常用线性关系来反映温室气体排放对全球温升的影响，但是由于地球物理和碳循环过程的不确定性，对于排放会产生不同的气候反应，从而产生了非线性的累计碳排放和温升关系。此外，由于很多非二氧化碳温室气体属于短寿命气体，其排放时间、扩散过程和减排路径都会影响全球温升路径。以上两个因素叠加，产生了范围宽广的全球剩余碳预算（如图1.3）<sup>[28-29]</sup>。

全球剩余碳预算分配到不同国家，需要考虑能力、道德和公平等原则，会产生更大的不确定性范围。目前，依据 IPCC 第五次评估报告，考虑到各国的能力、公平性、责任，可将世界主流的责任分担方法分为平等、人均历史累计、分阶段、责任、能力、责任–能力–发展六类公平性原则。一些分配方法依赖全球减排路径而生成，因此全球路径的差异也会导致国家累计碳预算的波动。由于中国工业化较晚，不同的历史责任计算起始时间（如1850, 1900, 1950 和1990 年），不同的分配

原则（如人均历史累计和能力），不同的国内生产总值度量标准（市场汇率法和购买力平价法）都会对中国的累计碳预算造成影响，从而有巨大的不确定性。



注：图片援引自 Matthews et al.<sup>[28]</sup>

图 1.3 地球物理和碳循环过程的不确定性

2016 年后，中国经济转入新常态，经济由高速增长过渡到高质量增长阶段。中国未来社会经济增长方式很大程度上决定了中国未来能源消费和能源消费者的消费行为，成为影响能源消费重要的不确定性来源。除了经济总量，产业结构也会影 响能源转型的方向。不同的产业对于能源的需求迥异，因此产业结构的不确定 性会传递到能源系统的发展中。尽管速度已经有所放缓，但是中国的城镇化进 程仍在以每年约 1% 的速度提高。未来城镇化的速度会影响能源消费的模式和 结构。人口因素变化缓慢但势大力沉，影响重大深远。2022 年，中国的总和生育率跌破 1.1，远低于发达国家平均水平，我国人口开始负增长。出生率下降的同时，我 国国民预期寿命逐年提高，老龄化趋势愈发明显，65 岁及以上人口占总人口比 例超过 14%。根据《世界人口展望 2019》的估计，在不同的生育率水平下，中国 2100 年的人口将下降到 8–10 亿人。

根据 IEA《全球 2050 年净零报告》<sup>[30]</sup>，目前仍有大量能源系统转型所需的脱 碳技术处于研发和成长阶段，这些技术的未来成本、技术普及率的预测共识水 平较低，从而引发了对未来技术选择的不确定性。而不同的技术选择，可能造成 差异的能源系统格局。资本市场对于技术的研发和规模应用起到助推作用，利率/折 现率体现了时间的成本和资本的平均回报率，该参数的不确定性影响着先进技术 进入市场的时间和减排的节奏<sup>[31]</sup>。

事实上，不同社会经济发展路径之间的成本差异可能大于 $2^{\circ}\text{C}$ 和 $1.5^{\circ}\text{C}$ 目标的中位数估计差异<sup>[32]</sup>。由于在线办公、网络购物、共享经济的兴起，消费者的生活方式正在缓慢变化，消费者对于传统办公室工作、大型商场购物、私家车自驾出行的偏好变化，引起能源消费的不确定性。受公众卫生事件、化石能源价格波动等外部冲击的影响，生产者和消费者也会自主调节自己的行为。

能源作为国家发展的命脉，其发展受到政策和市场的影响。气候变化目标很难完全依靠公众的自觉行动来实现，需要大量的政策引导。而政府制定的能源发展规划、气候目标、技术发展路线图和对新兴技术的补贴，会造成技术路线和发展模式的变化，从而使得中国的能源转型和脱碳路径进入不同的轨道。

因此，识别影响未来低碳发展的关键不确定性因素，并系统地量化其影响，最终形成鲁棒的政策决策，是学界和政界十分关心的话题。

## 1.2 研究问题

实现碳达峰和碳中和是中国的庄严承诺，也是中国加快产业结构转型，扩大绿色产业优势，发展新质生产力，实现经济社会高质量发展的内在要求。在碳达峰和碳中和目标下，未来的能源系统转型与社会经济发展和生态环境治理产生更多的联系。从研究范围上而言，无论是近中期的能源转型还是长期的能源与气候战略，都是十分宏大的问题，涉及到电力、工业、交通、建筑、农业等多个部门的深刻变革，其中有很多技术壁垒和工程现实，难以在一篇博士论文中全面回答。因此，针对碳中和转型和可持续发展领域的研究热点和核心关切，本论文的研究目标是在考虑气候政策和能源政策的基础上，认知我国面向碳达峰碳中和目标转型的复杂特征，提出综合考虑气候变化应对、能源系统转型、能源–粮食–水–空气质量系统协同发展的碳中和路径和政策综合评估理论和方法，分析中国碳中和转型的技术需求和经济代价，利用先进计算方法对碳达峰碳中和过程中关键不确定性进行科学描述并实现动态优化，探究经济、安全、可实现的碳达峰碳中和路径。

为此，本研究着力解决一下三方面的关键科学问题：

(1) **多时间尺度碳中和路径动态优化和决策选择方法。** 碳中和决策的核心是长期转型路径决策问题，实质是能源–环境–经济系统的动态优化。碳中和转型需要以风电和光伏为代表的可再生能源快速发展，不可避免地对电力系统的灵活性产生影响。在能源系统模型长期转型路径优化中嵌套考虑亚年度级的系统运行约束，保证研究所得到的转型路径在系统运行层面的可行性。本论文所研究的路径优化问题需要建立长期规划模型和短期运行约束的嵌套方法，识别在可行性和经济性双重考量下，碳中和目标下的能源系统转型路径特征、技术需求和转型成本。

(2) **能源–粮食–水–空气质量系统综合评估建模。** 碳中和转型与生态环境和社会经济息息相关，为了评估碳中和转型的减排成本和环境协同收益，量化碳中和转型受生物质、水等自然资源的制约，提出促进中国实现长期可持续发展的政策组合，需要构建覆盖能源、土地、水、空气质量系统的综合评估模型框架，其难点是实现多模型多时空尺度的连接。本论文需要构建并完善能源系统模型同土地利用模型、空气质量模型、水资源管理模型之间的连接，量化各系统的可持续发展政策措施，建立实现中国长期可持续的碳中和转型协同优化方法和政策方案。

(3) **量化转型的不确定性因素并形成不确定性下路径优化方法。** 碳中和转型路径决策是一个多部门、多目标、多领域的优化问题，其具有复杂性、长期性和高不确定性。识别、量化和分析蕴藏在物理、社会、经济、技术、政策中的不确定性因素，是稳步实现碳中和的重要议题。本论文需要使用先进的计算方法，识别影响碳中和转型的关键不确定性变量，量化不确定性因素对能源转型路径和转型成本影响，分析不确定性因素对于转型的影响机理和相互关联关系，形成不确定性下路径优化理论和模型方法，为碳中和路径动态优化调整和决策选择提供科学支撑。

## 1.3 文献综述

### 1.3.1 能源环境经济模型

石油危机时期，政府迫切需要了解世界不同情形下能源活动和社会经济的发展可能，第一代能源和经济模型应运而生。这一代模型主要关注经济社会发展和能源消费问题，建立了参考能源系统（RES）框架，有层次地刻画出能源开采、加工、转换、运输、使用的全过程。随着世界对于可持续发展议程的关注，一系列整合能源、环境、经济系统的综合评估模型逐渐涌现。以综合评估模型为代表的第二代能源环境经济模型涵盖范围更广，数据粒度更细。模型研究从对全球能源和经济的整体描绘逐步细化到对不同区域、不同国家的建模，从仅关注货币成本逐步发展为能源环境经济多目标的权衡。同时，温室气体和局地大气污染物排放、水资源、土地利用以及人口流动、收入差距、国际贸易等都被纳入综合评估模型框架。

能源环境经济模型有多种分类方法，根据气候模块和能源系统的连接方式可以分为双向连接（既考虑能源活动对气候的影响，又考虑气候变化对能源活动的影响，以 MERGE、WITCH 模型为代表）、能源到气候单向连接（仅考虑能源活动对气候的影响，以 GCAM、MESSAGE 模型为代表）和气候到能源连接（仅考虑气候变化对能源活动的影响，如大多数非全球模型）。

根据模型构造方法来分类，能源环境经济模型可以归类为自底向上模型、自顶向下模型和混合模型。自底向上模型针对构成国民经济的电力、工业、建筑、交

通等各部门独立建模，在考虑了能源技术进步和学习曲线规律情况下，设定各类技术的减排潜力和成本曲线，加和得到全经济部门的能源和排放。自底向上模型主要包括两类，一类为能源系统模拟模型，以 LEAP 模型为代表，其通过外生给定技术扩散路径，评估能源系统发展规律。另一类为能源系统优化模型，以 TIMES 和 MESSAGE 为代表，其以能源系统总贴现成本最小化为目标函数（或者以社会总福利最大化为目标函数），通过不同技术的相互竞争和技术选择，得到不同情景假设下各部门的减排潜力和减排成本，最终获得具有技术细节的能源系统转型路线图。自底向上模型虽然能够提供非常清晰的能源系统各环节的流转刻画，但是却对基础数据要求很高，时间和空间分辨率的提高意味着需要额外收集大量的参数，同时也很难直接模拟能源转型对宏观经济的影响。自顶向下模型主要以宏观经济学的基本理论为基础，通过定义能够反映经济社会信息的变量，基于生产函数，研究经济、社会、能源、排放的相互依存、相互作用关系。自顶向下模型可以分为对历史实证数据进行研究的宏观经济模型、刻画不同区域和部门商品和价值流动的投入产出模型和可计算一般均衡模型。宏观经济模型和投入产出模型由于难以进一步细化技术和要素替代，往往用于单独的经济预测和国际贸易计算中。可计算一般均衡模型在全经济部门中进行优化，通过要素和商品的量价变动，实现了市场出清，最终达到了一般均衡，因此能够对宏观经济、能源系统之间相互关系有更细致的刻画。与自底向上模型相比，自顶向下模型能够显性刻画能源转型和宏观经济的互动，基础数据需求较少，较易做到更高的时间和空间分辨率，但却很难细致考虑技术进步和不同种技术的竞争。混合模型通过连接自底向上模型和自顶向下模型，集成了两类模型的优点，但在耦合位点、连接方式和参数设置上有很多的取舍，建模和计算的难度较独立运行的模型有明显提升。

经过数十年的发展，综合评估模型分析方法在能源战略规划、气候政策评价、可持续发展评估等领域得到了广泛运用。表1.1中对比了目前国际主流能源环境经济模型，这些模型曾参与了 ADVANCE、CD-LINKS、ENGAGE 等国际比较项目并长期为 IPCC 评估报告提供情景数据。本文也特别关注国内建模团队的最新进展。针对目前模型研究的新趋势，本文从模型机理、时空分辨率、不确定性刻画、温室气体和大气污染物涵盖范围、土地利用建模和水系统建模等维度进行对比（表1.1）。

从模型的模拟期和区域划分而言，大部分模型的基年都是 2015 年，模型模拟期截止到 2050 年或 2100 年，除了少数全球模型将中国同蒙古、日本、韩国等周边国家合并考虑外，几乎所有的全球模型都对中国单独分区来刻画。对仅考虑中国单区域的模型，部分模型开始按照气候区、电网区域、省区等方法进行区域细化，将中国进一步划分为 5、6、30 等多个子区域进行研究。考虑到中国 2015 年以来

表 1.1 国内外主流能源环境经济模型

模型	机构	空间分辨率	时间分辨率	不确定性	非二氧化碳	大气污染	水资源	AFOLU
AIM-Hub <sup>[33]</sup>	NIES,Japan	世界 26 区	年	多情景	包含	包含	不包含	包含
COFFEE-TEA <sup>[34]</sup>	COPPE,Brazil	世界 18 区	年	多情景	包含	不包含	不包含	包含
GCAM <sup>[35]</sup>	PNL,US	世界 32 区	小时级	概率密度	包含	包含	包含	包含
IMAGE <sup>[36]</sup>	PBL,Netherlands	世界 26 区	年	多情景	包含	包含	包含	包含
MERGE-ETL <sup>[37]</sup>	PSI,Switzerland	世界 9 区	年	概率密度	包含	不包含	不包含	不包含
MESSAGEix <sup>[38]</sup>	IIASA,Austria	世界 11 区	季节、日夜	多情景	包含	包含	包含	包含
POLES <sup>[39]</sup>	JRC,Belgium	世界 60 区	年	多情景	包含	包含	仅电力	包含
REMIND <sup>[40-41]</sup>	PIK,Germany	世界 11 区	小时级	多情景	包含	包含	仅电力	包含
TIAM <sup>[42]</sup>	UCL,UK	世界 16 区	小时级	概率密度	包含	不包含	不包含	不包含
WITCH <sup>[43]</sup>	FEEM,Italy	世界 17 区	年	概率密度	包含	包含	不包含	包含
C <sup>3</sup> IAM <sup>[44]</sup>	北京理工大学	世界 17 区	年	多情景	包含	包含	不包含	包含
C-GEM <sup>[45]</sup>	清华大学	世界 16 区	年	多情景	不包含	不包含	不包含	不包含
C-REM <sup>[46]</sup>	清华大学	中国 30 区	年	多情景	不包含	包含	不包含	不包含
CE3METL <sup>[47]</sup>	中国科学院大学	中国单区	年	多情景	不包含	不包含	不包含	不包含
CHEER-BE <sup>[48]</sup>	清华大学	中国单区	年	多情景	不包含	不包含	不包含	不包含
China-MAPLE <sup>[49]</sup>	清华大学	中国单区	年	多情景	包含	包含	不包含	不包含
China TIMES <sup>[50]</sup>	清华大学	中国单区	日夜	多情景	不包含	包含	仅电力	不包含
China-TIMES-30PE <sup>[51]</sup>	清华大学	中国 30 区	季节、日夜	多情景	不包含	包含	仅电力	不包含
China TIMES 2.0	清华大学	中国单区	小时级	概率密度	包含	包含	包含	包含
GCAM-TU <sup>[52]</sup>	清华大学	世界 32 区	年	多情景	包含	包含	包含	包含
IMED CGE <sup>[53]</sup>	北京大学	中国 30 区	年	多情景	包含	包含	包含	包含
IPAC <sup>[54]</sup>	能源研究所	世界 9 区	年	多情景	包含	包含	包含	包含

的快速变革，多数能源环境经济模型的技术设定和存量数据难以反映近期的变化。

就时间分辨率而言，目前的能源环境经济模型基本以年尺度进行研究，亚年度级的模拟通常通过专门的电力系统容量扩张模型来模拟。电力系统模型模拟由外生设定的电能消费数据驱动，主要聚焦于电源侧和电网侧的运行和规划问题。随着可再生能源、储能、需求侧响应技术的发展，新型能源体系中能源供应和需求的联系更加紧密，电力系统模型很难准确反映需求侧措施对于长周期系统转型的贡献。因此，能源环境经济模型时间分辨率的提高日益迫切。由于缺乏对亚年度级系统运行的深入考虑，多数能源环境经济模型生成的结果往往低估了能源转型的难度，难以刻画不同种类电源、储能技术、需求侧管理技术对于系统灵活性的贡献。通过设置电力系统灵活性系数<sup>[38]</sup>、连接专门电力系统模型<sup>[55]</sup>、在一年内划分时间片<sup>[56]</sup>等方法，少数模型团队已经开始考虑能源供应方式在日内和日间的异质性，但是建模重点仍然集中于能源供应部门，缺乏对能源需求详细刻画。

从所包含的温室气体和大气污染物而言，国际主流的能源环境经济模型都已经针对主要温室气体控制进行了建模，大部分模型能够输出局地大气污染物的排放量，而 TM5-FASST、GAINS、REACH、ABaCAS、CHEER-BE 等模型能够进一步得到各地区（甚至网格级）的大气污染物浓度信息。对于农林业及其他土地利用（AFOLU）部门，列出的模型都考虑了农业部门用能和能源相关排放，而国际主流模型大多包含完整的土地利用模块，能够考虑粮食生产、生物质资源和森林碳汇变化。国内的能源环境经济模型中，CHEER-BE 和 IPAC 进行了自主的土地利用模块开发，其余模型组通常都是与 IIASA 的 GLOBIOM、PIK 的 MAgPIE 和 PNNL 的 AgLU 连接。除此之外，气候变化减缓也对淡水安全产生明显的影响。国际主流模型已经搭建了水资源模块，如 IIASA 的 CWatM，PBL 的 IMAGE、PNNL 的 GCAM-Tethys 等实现了流域级的水资源评估建模，而国内大部分模型尚未包含完整供应和需求刻画的水资源模块。

不确定性是气候变化研究的重要内容，但受限于计算量和建模方法，绝大多数模型仅采用多情景对比和灵敏度分析手段来描述不确定性范围。GCAM、REMIND、MERGE-ETL 和 TIAM 模型已经尝试进行概率密度建模，从而增强了对不确定性的表达能力。但是自底向上的能源环境经济模型中，由于模型受计算量的制约更加明显，目前鲜有进行大规模不确定性的研究。

目前，越来越多的国家将气候变化减缓和能源清洁转型纳入了本国长期发展战略，不少国家提出了净零排放甚至长期负排放的规划。而当前的能源环境经济模型在面对深度减排路径的模拟时，由于缺乏对于碳移除、氢能、生物质能的刻画，逐渐显示出局限性，难以形成可行的转型路径<sup>[57]</sup>。以下问题将成为本博士课

题能源环境经济模型重点关注的部分。

1. 先进技术：深度脱碳意味着低碳、零碳、负碳技术的大规模利用，产业结构快速转型，而对于先进技术和绿色燃料的细致考量，目前模型研究仍不完善；
2. 时间分辨率：中国能源系统仍以化石燃料为主，但年尺度的模拟精度难以捕捉可再生能源资源潜力和能源需求的季节和日内波动，电力系统安全性限制被大大低估，从而可能高估了转型的可行性；
3. 部门耦合：能源系统正由集中式供能模式向供需互动的模式转变，电-热-氢多能源系统、分布式可再生能源、需求侧响应、V2G 等新型部门耦合技术，突破了参考能源系统的框架，而多数能源环境经济模型尚未对此建模；
4. 可行性和经济性：大部分模型基于统计数据进行路径模拟，缺乏微观数据和空间数据的支持，难以全面考虑生物质、水、土地利用状况对转型可行性的制约。中国现存的电厂、锅炉多为近年所建设，服役期较短，多数模型并未考虑当前能源基础设施的改造利用选项，可能产生较大的搁浅成本。

### 1.3.2 储能和部门耦合技术

在高比例可再生能源接入的电力系统中，储能和电能供需互动扮演了非常重要的角色。由于风光资源的波动性和随机性，平衡电力供应和需求的压力增大。电储能、需求侧响应、智能电网、灵活电源、供需互动（V2G、有序可再生能源制氢）等途径可以增强电力系统的灵活性<sup>[58]</sup>。从应用领域来分，电能的储存和需求侧管理可以分为 5 类：1) 居民和商业应用（包括户用储能装置和 V2G 技术）；2) 与新能源共场址的储能（如光储打捆电站）；3) 火力发电厂的配套储能；4) 电网储能；5) 独立并网储能（虚拟电厂）。

根据落基山研究所的研究<sup>[59]</sup>，实时电力平衡管理技术主要包括频率控制、日内平衡、季节平衡和分省平衡。提高频率控制水平的方法主要包括：1) 提高对可再生能源出力的预测；2) 可再生能源加装自动发电控制提供调频能力；3) 飞轮、电池储能、受控工业负荷调频；4) 飞轮储能、光热发电、同步调相机提供系统惯量。维护日内供需平衡的主要方法包括：1) 抽水蓄能运行；2) 可再生能源电站配备储能；3) 需求侧管理。维持季节性供需平衡的方法主要包括：1) 使用火电厂配备 CCS 满足季节性变化；2) 燃气机组掺烧氢能提供灵活性；3) 适应可再生能源出力的氢能生产；4) 抽水蓄能。分省层面平衡主要方法包括：1) 灵活的跨省交易；2) 提高燃煤电厂灵活性；3) 电池、氢能和需求侧响应来应对调峰、爬坡需求。

为了有效的评估储能技术，需要综合考虑响应时间、功率容量、能量容量和惯性能力等因素。根据响应时间不同，不同种类的电储能技术各有不同的适用，不同应用场景对电储能的需求如表1.2。对于维持系统惯性（实时，低于 1s）的维度，

表 1.2 不同应用场景对于储能系统的技术要求

序号	应用	规模/MW	释能时间	循环次数	响应时间
1	季节储能	500–2000	30–180d	(1–5)/a	1 d
2	峰谷电价获利	100–2000	8–24h	(0.25–1)/d	1 h
3	调频	1–2000	1–15min	(20–40)/d	<1 min
4	负荷跟踪、爬坡控制	1–2000	15min–1d	(1–29)/d	<15 min
5	电压支撑	1–40	1–60s	(10–100)/d	1 ms–1 s
6	电网黑启动	0.1–400	1–4h	1/a	1 h
7	缓解输配网电力堵塞	10–500	2–4h	(0.14–1.25)/d	>1 h
8	延缓电力建设	1–500	2–5h	(0.75–1.5)/d	>1 h
9	削峰填谷	0.001–1	1min–8h	(1–2)/d	<15 min
10	离网系统	0.001–0.01	3–5h	(0.75–1.5)/d	<1 h
11	可再生能源发电	1–400	1min–8h	(0.5–2)/d	<15 min

抽水蓄能、压缩空气储能能够实时抵抗发电机组突然断开和负荷突然增加带来的频率波动。电池和部分的飞轮被用于系统调频（秒级），目前已在英国的电力市场中广泛应用。对于分钟级维度，大量的电池、飞轮和抽水蓄能作为运行备用。抽水蓄能、压缩空气储能和液流电池都能用于日内小时级的负荷跟踪和时移。对于跨日的储能，则主要由抽水蓄能和压缩空气储能提供。

总体而言，电储能在其所涉及的电力能量市场、辅助服务市场和终端用户领域均会得到大量发展，合理配置储能，能够降低电源电网的建设需求，提高终端用能用户的电力可靠性、降低综合发用电成本、促进可再生能源消纳。

2015年后，随着可再生能源发电成本快速下降，世界各国能源转型加速，时变可再生能源大量并网带来了电力系统灵活性下降，可调度机组减少、系统惯量不足等问题，电储能的重要性逐渐凸显。由于电动汽车的兴起，锂电池产业链逐渐完善，行业规模进一步扩大，大幅降低了电储能技术的成本。根据彭博新能源财经的数据<sup>[60]</sup>，2020年全球电池储能市场新增装机5.3 GW/10.7 GWh，中国、欧盟、美国占比超过50%。光储打捆成本快速下降，太阳能光伏电站储能配比由不足25%逐渐提升至50%左右。在美国光储系统已经具备替代燃气机组进行调峰的经济性。

储能大量应用于调峰、可再生能源并网和电网侧负荷平衡，预期在2040年以后，电池储能将成为支持电力系统可调度性的主要来源<sup>[58]</sup>。过去几年，电池储能的应用领域不断变化，初期市场受政策影响较大，调峰服务（48%）、用户侧储能（居民21%，商业8%）和辅助服务（8%）为储能的主要应用领域。2021, 2022和2023

年中国新型储能装机达到4.1 GW, 8.7 GW 和31.4 GW, 目前已提前完成 2025 年发展目标。近年来风电、光伏、锂电池储能成本下降显著，可再生能源新增装机容量超预期，储能需求也将迎来新一轮快速增长。

为了促进储能技术和可再生能源配套发展，2020 年，已有 24 个省份出台了相关政策文件，鼓励风力发电和光伏发电项目在建设时配置一定容量的储能，从支持力度方面可分为强制性、支持性和鼓励性三类。其中，强制性省份主要包括山东、陕西、山西、青海、新疆、湖北、湖南、贵州、海南等九个省份，支持型省份包括辽宁、甘肃、宁夏、江西、广西、西藏六个省份，鼓励型省份主要包括江苏、安徽等九个省份。调峰是储能获取收益的重要方式。新疆和青海采用固定补偿电价（约 0.5 元/kWh）的方式，鼓励储能发展。而东北电网、华北电网和江苏、浙江、贵州、华南等地，选用报价区间的方式竞价。陕西、河南、湖北、安徽、江西则采用了市场竞价的方式进行补偿。

电化学储能具有极大的增长空间。研究显示，2050 年中国电化学储能将达到510~600 GW，到 2060 年进一步增长到800 GW。在其中储能成为维持电力系统稳定性的重要资源，部分储能也将用于机组的爬坡辅助和尖峰负荷的充裕性保障<sup>[59,61-63]</sup>。抽水蓄能是成熟的大规模储能解决方案，但目前装机量不足以满足碳中和的需求。2020 年抽水蓄能装机31.5 GW，较 2015 年增长38%，但仍低于电力发展“十三五”规划40 GW 的目标。抽水蓄能装机在电力系统装机占比约2%，在碳中和背景下，抽水蓄能电站增速应快速提高。在中国境内，现已测得满足规划要求、不涉及生态保护红线的抽水蓄能装机潜力为421 GW，这可以认为是当前技术条件下中国的抽水蓄能装机潜力。根据国家公布的发展规划<sup>[64-65]</sup>，抽水蓄能装机 2027 年将达到80 GW，2030 年达到120 GW。为了实现高比例可再生能源并网，部分研究机构认为 2035 年抽水蓄能装机将超过300 GW，是 2020 年的 10 倍。

电能供需互动，也称为部门耦合，最初被用于解决弃风和弃光问题。其初衷是通过合理的机制设计使得电能需求可以响应可再生能源的波动，那么就可以减少电力系统的辅助服务需求，应对高比例可再生能源并网带来的电网稳定性挑战。在绝大多数碳中和能源转型路径中，可再生能源都得到快速的发展，并且主要来自光伏和风电等时变可再生能源。这意味着电力系统需要变得更加灵活，以适应高比例可变可再生能源接入。在数字化和智能系统的支持下，如电动汽车、电锅炉、热泵以及电解水制氢等用能需求可以对电价或物理互连网络中的其他信号做出迅速反应。实现能源供需部门耦合可以为系统提供更大的灵活性；反过来，这可以促进可再生能源消纳，从而减少能源相关的碳排放。

从部门耦合的角度来看，能源利用效率是主要评价指标，即能够进一步利用

本难以消纳的可再生电力，同时实现更大的电网灵活性<sup>[66]</sup>。随着分布式发电的增长，可再生能源的波动性开始影响到配电网的稳定性。因而，尽量减少时变可再生能源的电量并入电网有助于减轻可再生能源发电对于电网的影响。通过增加用户侧电池储能消纳户用光伏发电，能够部分解决分布式可再生能源对电网的冲击。将终端用电需求纳入到部门耦合策略的框架中，有助于实现电网功率的实时平衡。建筑部门中，大部分能源用于空间供暖以及炊事热水。将电力部门与建筑部门用热相结合，在电力需求低迷时利用剩余的可再生能源发电供热，实现综合能源利用效率的提高。电能在交通部门的渗透速度正逐渐加快，通过有序充电和V2G技术，不仅能够大大化解电动汽车对于电网的冲击，甚至可能为电网运营提供辅助服务。此外，中国每年产生约3亿吨城市固体废物，其中约50%被焚烧用于发电和供暖。将垃圾焚烧引入到部门耦合中，这也是未来可以利用的灵活发电和供热资源。虽然电池储能，需求侧管理和远距离输电等电力灵活性选项已经能够满足80%电量来自可再生能源的电力系统的供需匹配需求，但氢对于实现近100%可再生能源电力系统至关重要。可再生能源制氢的功率能够在一定范围内灵活调节，并且氢气可以大量储存，因而有序的氢能生产有助于应对太阳能和风能发电出力的波动。

自2015年以来，中国政府便开始推进综合能源系统、多能源系统、部门耦合的试点工作。2015年中国即试点分布式能源交易的电力市场，2016年设置了23个综合能源系统试点，包括6个搭配储能的可再生能源供给侧项目以及17个冷热电三联供、智能配电网、需求侧响应、V2G等部门耦合的消费侧项目。2017年，国家设置了“互联网+智慧能源”项目，第一批包括55个多能源系统项目，涵盖了节能、环保、综合能源系统等多种特征，吸引了地方政府、研究机构以及行业参与者的加入。2019年，人民银行明确了绿色金融的目录，将可再生能源在建筑部门的运用、绿色建筑改造等纳入其中。2020年，国家能源局表示将把综合能源系统纳入“十四五”规划，并进一步推进电动车智能充电设施和储能的建设。近期，部门耦合相关政策文件大量出台。2023年，国家发改委修订电力需求侧管理办法（2023年版）<sup>[67]</sup>，新增需求侧响应章节，鼓励多元主体参与需求侧响应。同年，国家发改委发布关于V2G和新能源汽车有序用电的指导意见，支持发挥新能源汽车在储能领域的作用<sup>[68]</sup>。2024年，国家发改委发布关于调峰储能的指导意见，要求统筹布局电源侧、电网侧和需求侧调峰资源，扩大储能建设，提高电网调度水平<sup>[64]</sup>。

### 1.3.3 气候行动与可持续发展目标之间的协同与权衡

气候变化治理与其他可持续发展目标之间存在密切关系，尤其是能源、粮食、水、健康、土地利用与气候变化减缓之间，存在非常明显的协同效应和潜在权衡<sup>[2,69]</sup>。识别气候行动的协同效应和潜在权衡为政策制定者提供了一个更全面的

利害关系图，提高了应对气候变化行动社会经济效益综合评估的科学性<sup>[70]</sup>。因此，明确不同可持续发展目标之间的关联，充分发挥协同效应，避免潜在的权衡，能够大幅降低政策成本<sup>[71-72]</sup>。

大多数气候行动都能在近期取得明显协同效应，因此考虑了协同效应的行动方案能够促进近期的气候行动。富有雄心的气候行动，不仅对经济发展和技术变革产生明显影响，而且也影响到人类与生物圈的互动方式<sup>[73]</sup>。经测算，如果能源需求快速上升，符合1.5 °C 的气候行动需要大量部署碳移除技术（如 BECCS），可能会对粮食供应和生物多样性产生负面影响<sup>[74-75]</sup>。对于全世界而言，气候行动潜在不利后果是生物栖息地减少、饥饿风险、粮食价格上升，但在人类健康、水压力、海洋生物多样性等领域则出现了净积极影响<sup>[76]</sup>。对于不同国家和同一国家的不同发展时期，气候行动的协同效应和潜在权衡的影响具有显著差异。中国是一个人口大国，年均粮食需求近8亿吨，人均水资源量仅世界平均水平的25%，快速推广的退耕还林政策以及未来可能的大规模 BECCS 部署对耕地的侵占正逐渐引发担忧。中国国内资源分布严重不均，其中 16 个省（区、市）严重缺水，6 个省（区）极度缺水。生物质资源丰富同时也具有 CCS 储存条件的地区多为耕地连片区域，如果大规模部署 CCS 将可能对全国粮食造成不利影响<sup>[77]</sup>。因而，选择未来的碳中和转型路径时，将水、粮、土地、空气质量等可持续发展目标纳入统一的框架，能够获得更具可持续性的脱碳方案。

能源系统和水系统之间存在的密切联系要求将水资源管理纳入到能源环境经济模型中<sup>[78-79]</sup>。目前，火力发电淡水取水量约占全国取水总量的9%，是仅次于农业灌溉的第二大用水部门。除了温室气体减排和大气污染治理，水资源约束正成为能源规划和电力技术选择的一个关键考虑因素<sup>[80]</sup>。总体而言，以往中国电力行业用水和水压力评估的研究主要集中在两个方面：基于发电厂或发电机组的自底向上数据对某一年度水–电关系的评估，很少调查水–电关系的历史演变和未来规律<sup>[81-86]</sup>；使用自顶向下的模型和情景分析工具对未来趋势的预测，主要在国家或省级汇总进行，空间分辨率低，对水资源压力的空间变化认识不足<sup>[87-91]</sup>。总量上来说，由于煤电机组的退出，煤电冷却用水量和煤矿开采用水量减少43亿m<sup>3</sup><sup>[92]</sup>。Li et al.<sup>[93]</sup>得出了气候目标下煤电转型和水压力的评估结果。但随着煤电布局的不断西移，超过60%的燃煤发电量位于高和极高水压力地区，水资源与电力生产的空间错配加剧了西北等缺水地区的水资源压力<sup>[94-95]</sup>。对于工业部门，Wang et al.<sup>[96]</sup>开发了基于技术流程的自底向上的水–能–排放模型体系，刻画了当前钢铁行业的节水措施推广。鉴于化石能源使用和水资源消耗的强耦合关系，IIASA 的 MEESAGE 模型和 CWatM 模型曾进行软连接，在能源系统模型中加入不同技术对于水的需

求，并在 CWatM 中降尺度，评估了居民部门、能源部门水资源需求<sup>[97-98]</sup>。新版的 GCAM 模型中内嵌了流域级别的水资源供应模块，在灌溉、畜牧业、建筑、工业和电力部门产生对淡水的需求，通过计算供需双方的局部均衡，得到不同部门节水技术的普及程度和水资源供应调配技术的发展<sup>[99]</sup>。北京大学 IMED 团队将 CGE 模型与厂级数据相互校核，评估了中国各省农业和工业用水与二氧化碳减排之间的相互关系<sup>[100-101]</sup>。总结而言，目前大部分研究集中于农业和电力部门，对于全部门的研究还较少。对电力部门用水，针对碳中和转型下电力部门节水路径的研究尚不足，多集中在对现状的分析。

应对气候变化与粮食安全之间既存在协同效应，也存在显著权衡。碳定价将可能导致粮食价格上涨，从而引发严重的粮食安全问题<sup>[102]</sup>。Fujimori et al.<sup>[103]</sup>通过多模型比较发现粮食安全和气候减缓之间存在显著的负面权衡，如果在气候减缓政策中不考虑农产品和土地价格，可能造成至少 0.18% 的 GDP 损失，1.6 亿人面临饥饿风险。IMAGE 模型团队发现即使生活方式改变、非二氧化碳温室气体减少、可再生能源快速推广和更快实现电气化的情景，仍然依赖于 BECCS 和（或）植树造林才能达到 RCP1.9 所要求的目标，但这些措施使得 2050 年前能源作物土地使用大幅扩张，直至 2050 年后全球人口趋于稳定甚至下降，生物质能用地与粮食用地之间的竞争才会减弱<sup>[104]</sup>。对于中国而言，中国快速的植树造林对土地、水和粮食造成了的潜在挑战<sup>[105]</sup>。通过建立 PCA-ARIMA 组合模型，Wang et al.<sup>[106]</sup>测算了 2015 年到 2030 年利用秸秆进行生物质能生产的潜力。传统的第一代生物燃料以食品为原料占据了耕地，并可能导致某些地区的粮食供应不足，第二代（非粮食）和第三代（藻类）生物燃料在一定程度上避免了土地与耕地的竞争<sup>[107]</sup>，目前矛盾的中心转移到了森林碳汇和 BECCS 的选择。近年来，中国森林覆盖率的扩大使得森林碳汇量有所增长<sup>[108]</sup>。进一步减少森林砍伐、植树造林和恢复自然森林，具有潜在的环境和健康协同效益，但可能挤占能源作物种植的用地<sup>[109]</sup>。可以看出，无论是大力发展生物质能或者大规模植树造林，这些措施都和粮食安全之间存在明显的关联。但由于缺乏土地利用模型，目前对于中国碳中和转型和土地利用变化之间的协同和权衡关系仍有待研究。

大气污染物和温室气体排放同根同源，化石燃料燃烧、工业过程排放和交通移动源是它们的共同来源<sup>[110]</sup>。气候变化减缓行动能够带来明显的空气质量改善和健康效益。Silva et al.<sup>[111]</sup>模拟了在 RCP2.6/RCP4.5/RCP6.0/RCP8.5 四种路径下的大气污染对人类过早死亡率的影响，全面展示了气候治理对空气质量的协同。2015 年后，气候变化治理与空气质量改善的协同效应得到了广泛研究。Markandya et al.<sup>[112]</sup>通过 GCAM 和 TM5-FASST 的连接，系统地量化了全球实现 2 °C 温升目

标的空气质量可以取得实质性的健康效应，并且产生的协同效益大大超过了实现气候治理目标的政策成本。同样，POLES 模型团队也与 TM5-FASST 进行连接，研究表明 NDC 减排承诺所隐含的能源系统转型已经可以大大减少全球的大气污染。由于空气质量改善对人类健康和农业生产的协同效应可以在全球范围内抵消气候政策的成本<sup>[113]</sup>。对于如中国和印度等新兴市场国家，只要在分析中纳入健康协同效应，1.5 °C 目标下的气候政策仍具有经济收益。Li et al.<sup>[114]</sup>将 GAINS 和 China TIMES 连接，探讨了2°C 目标下分省区的 2015 年至 2050 年空气质量和健康效应。通过 GCAM-China 模型与 ABaCAS 模型连接，Xing et al.<sup>[115]</sup>量化了 2035 年 NDC 情景和增强减排情景下由于气候变化减缓带来的空气质量改善协同效应和健康效应，并对可能避免的过早死亡进行了货币化表征。中国碳中和愿景宣布后，张强教授团队<sup>[116-117]</sup>利用 GCAM-China 模型和 WRF-CMAQ 系统耦合，在0.1° 的网格尺度上模拟了碳中和、2 °C 温升、1.5 °C 温升目标下的 2015–2060 年的空气质量情况：结果显示，2030 年，污染物末端治理措施已经基本耗尽，但由于碳中和政策，到 2060 年，近78 % 人口的 PM<sub>2.5</sub> 暴露都低于 10 μg/m<sup>3</sup>，符合世界卫生组织 2005 版本建议标准。近期，对于协同效应的研究更加深入，不仅仅局限于成本估算和化学传输模拟，而是将不同碳中和路径的成本和协同效益放在一个统一框架下讨论，提出了具有现实可行性的技术发展路径<sup>[118]</sup>。电力部门作为当前的最大二氧化碳排放来源，Tong et al.<sup>[119]</sup>考虑了通过关停高排放的落后小机组“靶向”治理大气污染。Fuhrman et al.<sup>[120]</sup>在分析能源系统转型对于大气污染的协同效应的同时，已经开始考虑到由于负排放技术推广可能会在水资源利用和土地利用方面产生挑战。

目前，越来越多的研究开始关注多个可持续发展目标的连接。能–粮–水系统连接是气候变化综合评估的热点，大多数综合评估模型涵盖了与资源利用（能–粮–水连接）和地球系统（气候治理和陆地生态保护）相关的几个领域<sup>[121]</sup>。Zhang et al.<sup>[122]</sup>综述了能–粮–水连接的概念、研究问题、研究方法和未来挑战。作为影响人类基本生活的资源，能源、粮食、水对气候和生态系统也有重大影响<sup>[123]</sup>，而且还可能间接影响到其他可持续发展目标<sup>[124]</sup>。Wang et al.<sup>[125]</sup>量化了中国能–粮–水关系的可持续性，并表明它远非最佳状态，需要进一步改进。Liang et al.<sup>[126]</sup>利用多区域投入产出模型，量化了中国能–粮–水关系的直接连接影响和由于产品跨省交易导致的间接影响。Mannan et al.<sup>[127]</sup>提出考虑能–粮–水连接应当进行全生命周期建模，聚焦于单一部门可能产生偏颇的结果。Deng et al.<sup>[128]</sup>利用投入产出模型发现了农业、建筑业和服务业的能–粮–水足迹最大，城市消费和固定资产形成对于资源有最大的需求。Yan et al.<sup>[129]</sup>利用中国数据构建了结构向量自回归模型，从产业联动的角度分析了能–粮–水连接的内部机制，结果表明，粮食生产总是对能

源生产产生负面影响，食物和供水之间的联系并不显著。通过多模型比较，投资对于推动气候变化应对、能源转型、可持续发展进程至关重要，气候行动将增加实现能源获取和粮食安全目标的成本，但会降低实现空气质量目标的成本<sup>[130]</sup>。少数的研究团队不满足于关注特定时间节点的静态关系，开始考虑不同时间阶段或随时间推移的动态关系。REMIND 的研究团队对 NDC 目标进行量化，表明这些措施大大推动了可持续发展，同时促进了实现雄心勃勃的气候目标<sup>[75]</sup>。AIM 团队量化了二氧化碳减排对于可持续发展目标指标之间的边际影响<sup>[73]</sup>，实施气候政策和鼓励可持续能源需求同样重要<sup>[131]</sup>。IIASA 团队研究发现通过降低需求和转变用能方式实现1.5 °C 温升目标避免了大量负排放，促进了多项可持续发展目标<sup>[132]</sup>。GCAM 模型团队研究发现通过多样化的负排放技术而非单纯依靠植树造林和 BECCS，能够缓解中国碳中和潜在的水资源压力和土地使用冲突<sup>[133]</sup>。

正如前文所述，从研究趋势而言，目前气候变化与可持续发展目标连接关系的研究正从二元走向多元，从静态走向动态，从理论走向实践。通过将更多的可持续发展目标纳入到统一的研究框架中，能够最大限度的获取协同效益，避免负面权衡。满足人类社会和地球生态系统发展的实际需要是可持续发展目标连接研究的出发点和落脚点。具体到中国，随着中国碳达峰和碳中和目标的宣布，国内各界关注能源系统的碳中和转型，但是能源与可持续发展的协同机制、路径以及配套的政策研究仍有很大差距，目前对中国碳中和目标下能—粮—水—空气质量系统协同转型路径的研究仍非常有限。

#### 1.3.4 碳中和转型不确定性分析

目前绝大多数能源环境经济模型采用情景研究的范式，对经济增长、人口变化、技术发展、消费者行为及未来政策的趋势做出了先验假设（如共享社会经济路径）。由于不同研究者对于未来发展趋势判断不一，尽管比较不同模型结果能够为决策者提供一些信息，但却难以用概率的方式精确捕捉不确定性<sup>[134]</sup>。由于气候系统、国家政策、技术发展和生活方式的巨大不确定性，传统能源环境经济模型的确定性预测逐渐难以准确表征碳中和转型的风险和挑战。进行不确定性分析，其主要目的是增强鲁棒性、提高多样性、实现多目标决策和融合多尺度数据<sup>[135]</sup>。面对未来的不确定性，概率密度预测可以为决策提供最为丰富的信息，这已成为目前气候变化不确定性分析的重要研究方向<sup>[136]</sup>。在能源环境经济模型中，通常用多情景灵敏性分析<sup>[137-138]</sup>、随机规划分析<sup>[139]</sup>、多准优解法<sup>[140]</sup>、多主体行为建模<sup>[141]</sup>、蒙特卡洛分析<sup>[142-143]</sup>等方式，量化低碳转型中的不确定性及其影响。面对多维度的不确定性，传统的灵敏性分析或者参数组合的情景集成方法难以提供稳定可靠结论。采用同一套模型进行系统的概率性建模，能够规避先前不确定性研究的不

足，提供更加鲁棒的结果<sup>[144]</sup>。

随机规划对不同的转型路径设置各异的发生概率，并最终形成加权后的行动方案。随机规划应用于能源系统模型，需要对模型架构进行调整。受制于随机规划的原理，其不确定性参数数量、规划阶段数量和情景丰富度上都较少，一方面难以全面展现不确定参数对结果的概率分布，另一方面无法考虑变量间的关联关系。

多准优方法又名趋优算法，其允许在优化模型中小幅增加系统成本，即可引入大量次优解情景，从而大大增加情景的多样性。该方法无需对确定性预测做出过多改动，能够反映实现某一目标下不同的路径特征，从而可以归纳出在趋优路径下，仍然适用的研究结论。但是多准优方法得到的是同一套情景假设下的不同路径，无法刻画参数不确定性对于路径的影响。

蒙特卡洛分析方法是经典的不确定性分析方法<sup>[145-146]</sup>，通过对多个包含不确定性的参数同时进行程序采样，生成大量符合给定概率分布的输入参数集合。经过模型计算，可以得到输出变量的概率分布情况，最后通过对结果的统计分析，能够获得输出变量的概率分布，变量间的关联关系和各输入变量的重要性排序。同时，由于大量的情景算例，展现了输入变量和输出变量之间的关系，从而增强了模型架构和情景设置的透明性。21世纪初，蒙特卡洛方法被运用于 EPPA、MERGE 等自顶向下模型中<sup>[147-149]</sup>。由于计算能力的限制，自底向上模型此前很少采用蒙特卡洛分析方法。Babonneau et al.<sup>[139]</sup>将基于随机规划的 TIAM 模型和采用蒙特卡洛建模的 WITCH 模型相结合，评估了经济增速、油气价格和 CCS 成本不确定性对于温室气体控制的影响。Bastien-Olvera et al.<sup>[150]</sup>将 GreenDICE 模型同蒙特卡洛分析方法结合，将输出结果拟合了一个随机森林，通过分析每个回归树的最小深度和方差，得到了变量关键性排序。Gillingham et al.<sup>[151]</sup>通过对 DICE、FUND、GCAM、IGSM、MERGE、WITCH 模型的人口、全要素生产率和气候敏感度进行不确定性分析，得到了二氧化碳浓度、温升、气候变化损失、边际减排成本的概率分布，结果表明，参数的不确定性比模型架构的不确定性更加重要。MERGE-ETL 模型团队将经济、人口、技术学习率、替代弹性输入到用同一碳预算约束的 MERGE-ETL 模型中，评估了  $1.5^{\circ}\text{C}$  目标的可达性以及能源需求、技术发展、经济增长的不确定性范围<sup>[152]</sup>。Panos et al.<sup>[143]</sup>在 TIAM 模型中对 4000 条全球脱碳路径进行概率评估，发现在 70% 的情景中，延迟 10 年开始转型实现  $2^{\circ}\text{C}$  目标的成本与当前开始转型实现  $1.5^{\circ}\text{C}$  目标的成本相仿。王鑫<sup>[153]</sup>在 China-MORE 模型中采用了蒙特卡洛分析方法，探讨了不同的累计排放约束对于二氧化碳和其他温室气体减排路径和减排成本的影响。蒙特卡洛分析方法除了能够获得更鲁棒的研究结论和提取气候变化和能源转型的风险信息外，也为实现多目标规划提供了便利。Baležentis et al.<sup>[142]</sup>利

用自底向上的 TIAM 模型和自顶向下的 WITCH 模型，综合评估了能效提高、可再生能源使用增加和碳捕集推广的不确定性，面对技术、环境和经济相互冲突的目标，蒙特卡洛分析方法大大丰富场景数量，通过设定反映决策者偏好的排名方法，得出了能够符合技术、环境、经济要求的最优技术组合方案。

在碳中和背景下，多维不确定性对于转型路径和转型成本的影响愈发明显。目前能源和气候变化模型中对于不确定性的分析逐渐增多。随着计算能力的增强，不确定性分析方法也从多情景分析向随机规划、蒙特卡洛分析和多准优方法发展。不确定性分析方法在综合评估模型的应用，将显著增强模型和情景的透明性，提供更加全面可靠的结果分析，并为未来政策决策提供概率化的风险信息。

## 1.4 研究内容

为回答本研究拟解决的科学问题，本研究开展了下述三方面的工作，以期能够对中国能源转型和长期可持续发展中可能存在的问题提出解决方案和政策建议。三方面工作共享同一套综合评估模型体系，第一部分工作侧重于分析碳中和目标下中国能源系统转型路径，尤其是亚年度级的能源系统运行格局分析；第二部分工作重点关注能-粮-水-空气质量系统之间的关联关系，评估碳中和转型与其他可持续发展目标之间的协同效应和潜在权衡；第三部分工作则是在模型体系中引入不确定性情景生成模块，通过大量情景模拟，分析碳中和转型过程中的不确定性因素及其影响。三部分工作内容具体如下。

(1) 搭建涵盖主要温室气体，模拟期覆盖 2019–2100 年，具有高时空分辨率和技术细节的自底向上能源环境经济模型，能够输出不同约束和假设下中国能源系统长期低碳转型路径。具体而言，该部分工作主要解决：

- 技术需求：不同脱碳路径的实现条件、技术需求、潜在瓶颈研究；
- 能源安全：化石燃料对外依存度、能源系统灵活性、能源价格的模型模拟；
- 路径评估：不同脱碳路径的能源转型技术可行性和经济性分析。

(2) 实现能源环境经济模型同土地利用模型、水资源管理模型、空气质量和健康效应评估模型的连接，开发能-粮-水-空气质量系统综合评估模型体系。利用这一套模型体系，量化碳中和转型与其他可持续发展目标之间的协同效应与潜在权衡，评估不同脱碳路径对于可持续发展的影响。具体而言，该部分工作主要描述：

- 环境影响：评估碳中和转型对能源、粮食（土地）、水、空气质量的综合影响；
- 综合决策：综合能-粮-水-空气质量系统可持续发展的碳中和转型路径；
- 政策协同：提出减少碳中和转型的潜在权衡，提高协同效益的行动方案。

(3) 设计基于蒙特卡洛分析的不确定性分析方法，构建数据输入、情景生成、

模型计算、结果可视化全栈式的概率分析框架。该方法可以用于量化能源环境经济系统转型的不确定性及不同不确定性因素之间的相互影响，根据结果提出具有鲁棒性的政策建议。具体而言，该部分工作主要包括：

- 因素识别：识别和检验影响碳中和转型的关键不确定性因素；
- 量化扰动：根据变量特征选择合适的不确定性范围和分布函数；
- 影响机理：不同类别的不确定性对转型路径的影响机理和关联关系；
- 政策建议：提出在不确定性下仍然鲁棒的结论和政策建议。

## 1.5 文章结构安排

本论文的研究框架如图1.4所示，论文结构安排如下。

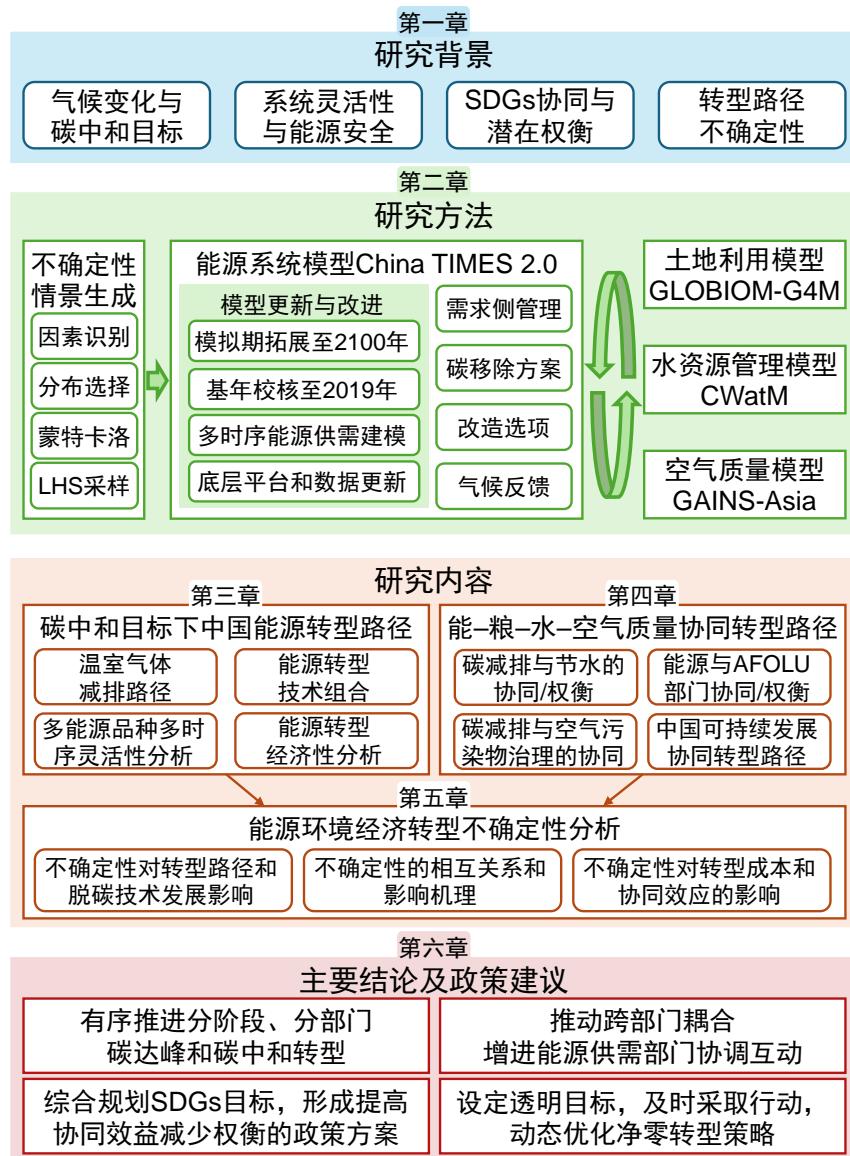


图 1.4 研究思路及研究框架

第1章在研究背景的基础上，提出本研究关注的研究问题，针对研究问题对国内外的文献进行综述，最后对论文研究内容和结构框架进行简介。

第2章介绍中国碳中和转型综合评估模型体系，并分别对各个模型的构建以及不同模型之间的连接进行阐述。

第3章运用模型体系对碳中和目标下中国能源转型路径进行重点研究，评估实现碳中和转型各时期的技术组合，识别各种能源品种和能源技术对于保障系统灵活性的贡献，并对转型的经济代价和投资需求展开分析。

第4章综合运用模型体系研究气候行动对能-粮-水-空气质量系统的影响，评估气候行动和能源转型对于其他系统的协同效应以及不同系统之间的潜在权衡，形成中国可持续发展协同转型路径。

第5章整合第3章的碳中和路径和第4章的可持续发展措施，应用蒙特卡洛分析方法对影响能-粮-水系统转型的关键因素进行不确定性分析，量化多维不确定性对于转型路径和技术发展的影响，识别不同变量的相互关系和影响机理。

第6章总结论文的主要结论并且提出针对性的政策建议，最后指明论文的主要创新点和未来可能的研究方向。

## 第2章 中国碳中和转型综合评估模型体系的构建

本研究搭建了自底向上的能源系统优化模型 China TIMES 2.0，并将其同农业、生物质能开发及土地利用模型 GLOBIOM-G4M，淡水开发、管理与利用模型 CWatM 和大气污染治理与健康效应评估模型 GAINS-Asia 进行连接，构成能-粮-水-空气质量连接的中国碳中和转型综合评估模型体系。该模型体系结果能够用以分析不同情景下中国能源系统转型、气候变化减缓、大气污染物控制、水资源管理、土地利用策略。本章主要介绍模型体系中各个模型（模块）以及各模型（模块）的连接方法，其中 2.1 节概述模型框架；2.2 节主要介绍自底向上的能源系统优化模型；2.3 节主要介绍与能源转型协同效应和潜在权衡评估相关的三个模型；2.4 节主要介绍基于蒙特卡洛的不确定性分析模块；2.5 节主要介绍 China TIMES 2.0 模型同 GLOBIOM-G4M、CWatM 和 GAINS-Asia 模型连接方法；2.6 节为本章小结。

### 2.1 模型概述

本研究构建了一套可以用于分析高度不确定性下社会经济、技术发展、资源潜力、政策法规、行为模式假设对于能源系统转型、气候变化减缓、空气质量改善、土地利用变化、淡水资源管理、生物质能开发影响的研究框架，能够计算得到具有政策指导意义的中国长期能-粮-水-空气质量系统协同的可持续发展路径。本研究所涉及的模型基于大量的社会经济、能源技术、资源潜力、政策法规数据校准并进行未来趋势预测。在共享社会经济路径（SSP）的基础上，结合世界银行、国际货币基金组织和国内知名机构预测，参考本课题组已有研究和预测方法，模型对 GDP、人口、产业结构、城镇化率进行了量化，如图2.1所示。

图2.2展示了本论文课题研究的研究框架。本研究首先建立了模块化、可溯源、自动校核的能源环境经济数据库，并实现了四个自底向上模型的连接。通过基于蒙特卡洛的不确定性分析模块生成大量情景算例输入到 China TIMES 2.0 模型中，以模拟不确定性下未来能源系统低碳发展格局。针对研究中多个模型数据源、时空尺度、代码架构的差异，本文构建了丰富而灵活的模型连接接口，将 China TIMES 2.0 模型同其他模型连接：China TIMES 2.0 模型内建了 GLOBIOM-G4M 模拟器与 GLOBIOM-G4M 主模型连接，从而得到 AFOLU 部门的粮食生产、土地利用变化、生物质资源利用等结果；根据不同情景下气候治理力度假设，匹配相对应的全球气候变化情景，China TIMES 2.0 导入了 CWatM 生成的水资源供应数据（淡水总流量、地下水总流量、地表水总流量等），在 China TIMES 2.0 模型中内建了电力、

工业、居民、商业、农业等部门分技术类别的耗水量和取水量参数，从而评估能源转型对水压力的影响；China TIMES 2.0 模型将分部门分燃料的能源生产和消费数据、工业产品产量等结果降尺度到省区后，导入到 GAINS-Asia 模型中，通过设定不同的大气污染末端治理措施应用比例和施行成本，得到了在不同碳减排情景和不同末端治理措施策略下，大气污染物排放、PM<sub>2.5</sub> 浓度分布、归因于大气污染的过早死亡人数等信息，支持了能源转型协同效应和末端治理措施成本效益评估。

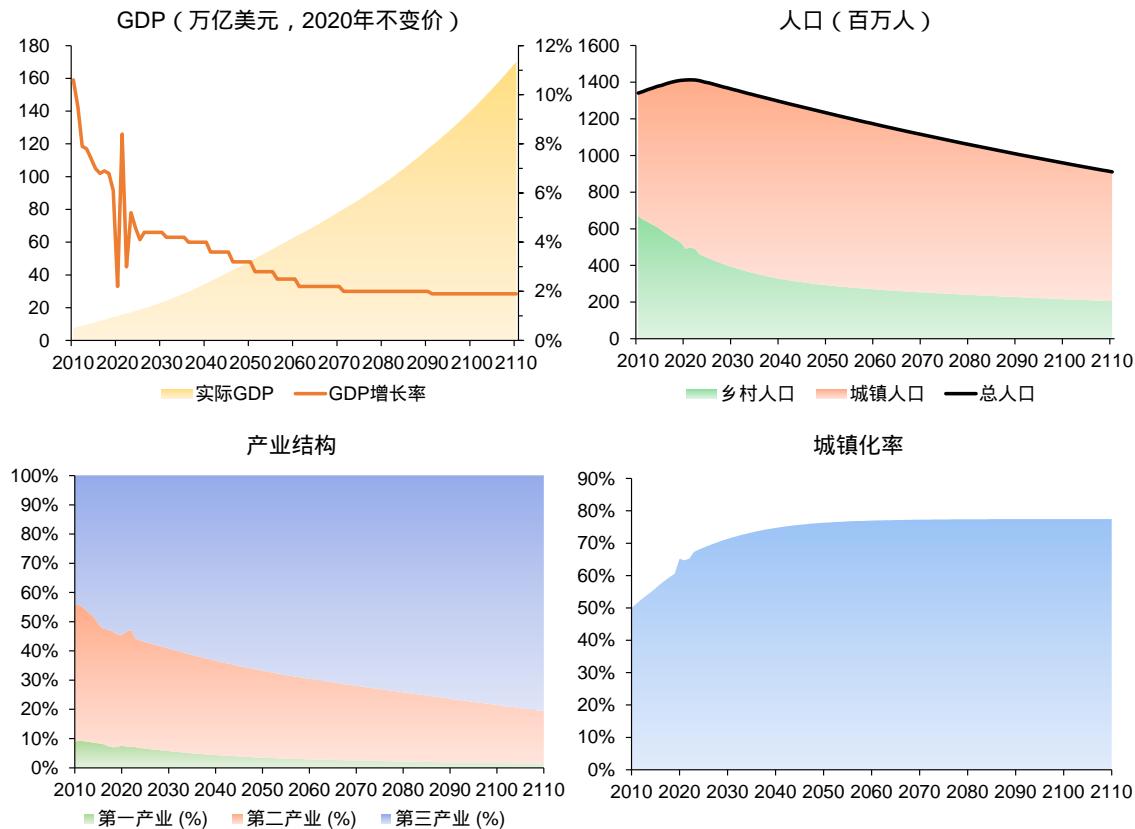


图 2.1 模型采用的主要社会经济假设

模型技术建模详细，时空分辨率高，因而对于数据管理提出了更高要求。China TIMES 2.0 作为研究的核心模型，其不确定性分析模块能够生成数以千计的情景，原始数据文件超过 200 GB；多时序情景求解需要对超过 2000 个能源供需技术，1.8 亿个变量进行同步优化，单步迭代数据就超过 16 GB。与 China TIMES 2.0 相连接的 GLOBIOM-G4M、CWatM、GAINS-Asia 模型，具有长周期网格级时空分辨率，其输出数据量也十分巨大。为了能够有序、规范、透明地进行模型数据输入输出、模型相互连接和结果统计可视化工作，本研究利用 SQL 工具统筹输入输出数据库，统一使用 Shp 文件和 TIFF 文件管理矢量和栅格数据，利用 VEDA 2.0、R、Python、Tableau、ArcGIS、Excel 等软件进行结果分析，并将概率化的结果可视化。



图 2.2 中国碳中和转型综合评估模型体系示意图

## 2.2 自底向上的能源环境经济建模

### 2.2.1 模型简介

本研究开发了 China TIMES 2.0 模型，该模型是一个基于线性规划的能源系统优化模型，模型范围为中国大陆地区，模型基年为 2019 年，典型模型模拟期为 2019–2100 年，其中 2019 年至 2030 年时间间隔为 1 年，2030 年至 2060 年时间间隔为 5 年，2060 年后时间间隔为 15 年。该优化模型目标函数是系统折现总成本最小（社会折现总福利最大），最终达到完全信息、完全竞争市场下的局部均衡。在本文中，模型选择恒定 5% 的折现率。该模型对能源系统的全过程（开采、加工、传输、分配和终端使用）和全部门（农业、工业、建筑、交通、能源供应）进行建模，能够给出不同情景下中国能源系统转型和温室气体减排优化路径<sup>[154-155]</sup>。本模型显性集成了超过 2000 个实体技术，对各个子行业能源活动建立精细的多级供应曲线。模型采用了需求价格弹性来影响能源服务需求，需求从而能够受价格的影响而变化，形成弯曲向下的需求曲线，这也是 TIMES 模型较传统能源技术模型的改进。China TIMES 2.0 模型具有较高的时空分辨率，模型对受气候条件影响较大的建筑部门空间异质性进行了考虑，同时模型具有 56 个时间分片，能够模拟年—季度—星期—日度—小时多时序嵌套多能源品种的能源供需状况。

China TIMES 2.0 涵盖了主要的温室气体和局地大气污染物。模型对来自化石燃料和工业过程的 CO<sub>2</sub>、CH<sub>4</sub>、N<sub>2</sub>O 进行了包含减排技术竞争的详细建模，排放因子选取了 IPCC 排放清单<sup>[156]</sup>推荐数值，其中工业过程排放考虑了来自钢铁、水泥、有色金属工业子部门的排放。通过连接 GLOBIOM-G4M 模型考虑了农业活动、畜牧业、土地利用变化中的 CO<sub>2</sub>、CH<sub>4</sub>、N<sub>2</sub>O 排放。China TIMES 2.0 模型未考虑废弃物相关的温室气体排放。同时，模型根据《第二次全国污染源普查公报》校核了 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub> 等四种局地大气污染物的排放因子，通过与 GAINS-Asia 模型连接能够分析温室气体减排对于局地大气污染物治理的协同作用。

China TIMES 2.0 模型的拓朴结构建立在参考能源系统（RES）上。RES 将能源过程分为技术、商品和商品流，图2.3为本模型的简化 RES。图中描绘了从能源开采、能源加工转换、能源运输分配、终端用能技术和能源服务需求的能源活动全链条。针对每一个能源活动，模型也设置了相应的用水量和取水量指标。以配备 CCS 的燃煤电厂为例，燃煤电厂为“技术”，输入的煤和输出的电力是“商品”，CCS 捕集的 CO<sub>2</sub> 同样也是“商品”，发电所用的煤被视作“商品流”。模型对于三类要素都有大量的参数进行描述。如针对“技术”要素，可以定义投资成本、效率等参数；针对“商品”要素，可以定义资源潜力、排放限值等参数；针对“商品流”要素，可以定义单位活动用水量、排放系数等。

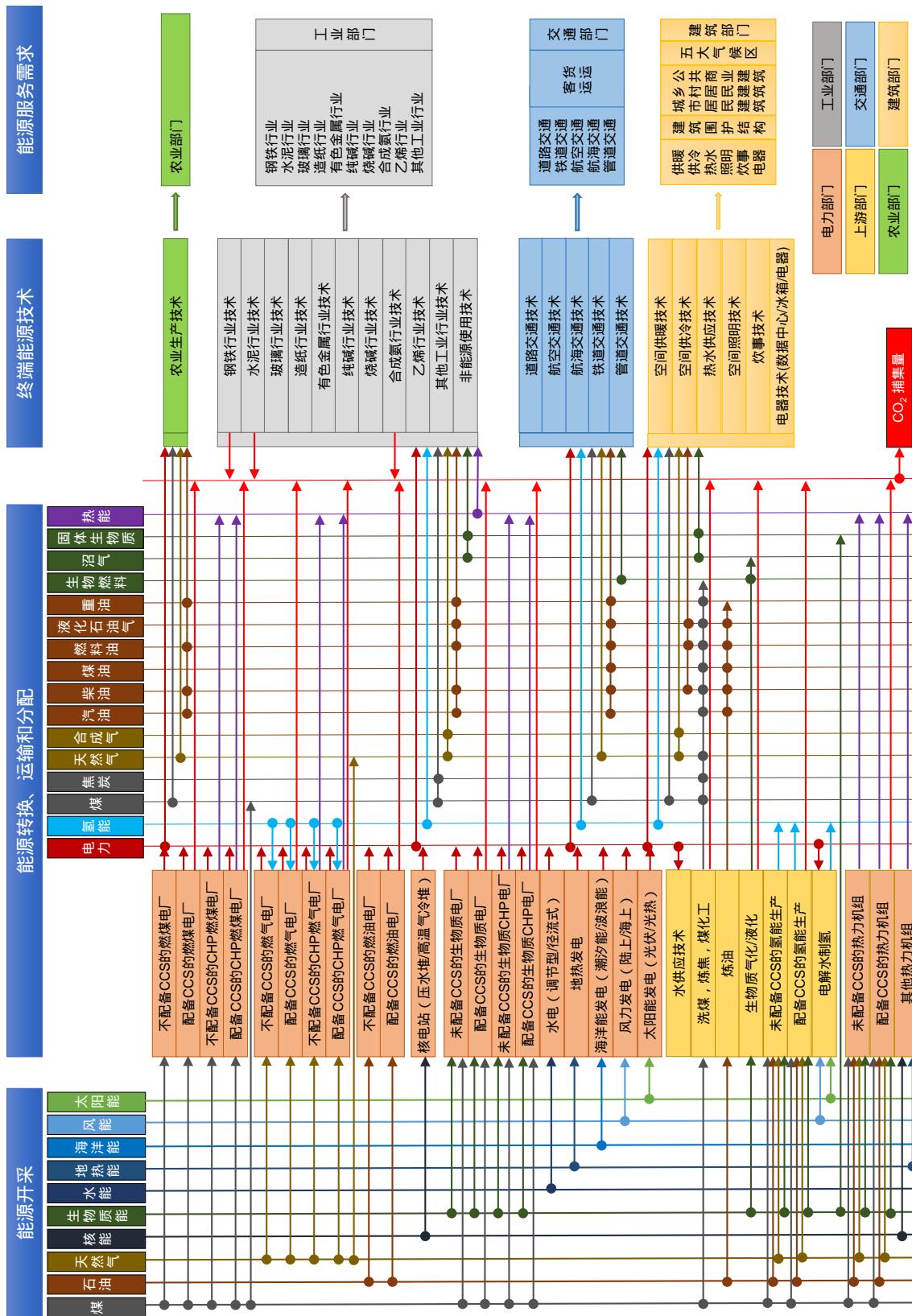


图 2.3 China TIMES 2.0 模型简化参考能源系统

China TIMES 2.0 模型是在 China TIMES<sup>[50,157-159]</sup> 和 China MARKAL<sup>[160-161]</sup> 模型基础上发展而来。在以往建模经验的基础上, China TIMES 2.0 模型在代码实现、基年校核、模拟期限、时空分辨率、温室气体覆盖等多个方面有了创新和改进, 同时模型进一步细化了技术刻画, 能够更加全面准确地刻画中国碳达峰碳中和目标下的能源环境经济转型路径, 如表2.1所示。考虑到 China TIMES 2.0 长期的更新和维护需求, 本模型分模块建立起模型参数自动校核、数据更新功能, 为后续模型更新和改进设置了标准的接口。

表 2.1 China TIMES 2.0 模型主要改进

项目	China TIMES	China TIMES 2.0
平台+数据库	ANSWER(VB6)+MS Access	VEDA2.0(C#.NET)+PostgreSQL
基年	2015	2019
模拟期	2015-2050 (5年间隔)	2019-2100 (间隔灵活, 2030年前1年间隔)
时间分辨率	考虑昼夜2个时间段 未考虑负荷曲线变化	考虑4季*2类周末/工作日*一日4个时段+典型日24个时段, 共56个时段, 考虑各类负荷用能行为特征和负荷曲线变化
温室气体覆盖	能源CO <sub>2</sub>	能源、工业过程、AFOLU的CO <sub>2</sub> 、CH <sub>4</sub> 、N <sub>2</sub> O
水资源	电力部门取水量和耗水量	电力、工业、建筑、农业部门取水量和耗水量, 水资源供应能耗, 并与CWatM模型连接得到分季节水资源供应量
土地利用	虚拟技术, 仅考虑能源消耗	考虑灌溉技术, 与GLOBIOM连接, 刻画作物种植、畜牧业、林业、土地利用变化, 考虑AFOLU排放和森林碳汇
供需互动	仅日内储能	考虑日内和跨期储能、分布式可再生能源并网、需求侧响应、V2G技术、氢能有序生产和储存
能源供应部门	火力发电分技术分燃料, 不区分分布式、集中式电源	火力发电分技术分燃料分年代, 并考虑电厂生物质改造、CCS改造、BECCS改造, 区分分布式电源和集中式电源
能源消费部门	建筑部门隐含考虑气候区, 固定房屋围护结构水平	建筑部门显性考虑气候区, 考虑建筑标准和房屋翻新改造 工业和交通部门丰富生物质、氢能、电气化技术刻画
空气质量	与GAINS 3.0连接(1°网格)	与GAINS 4.0连接(0.5°网格)

## 2.2.2 软件平台

China TIMES 2.0 模型的基础代码源自集成 MARKAL-EFOM 系统 (TIMES), 其最初由国际能源署能源技术系统分析项目 (IEA-ETSAP) 使用 GAMS 语言开发, 在全球、国家、区域、城市等多个尺度得到广泛运用。第一代 TIMES 模型系统以 ANSWER 和 VEDA 套件 (VEDA-FE 和 VEDA-BE) 作为软件平台, 平台使用 Visual Basic 6.0 进行编写, 使用 Microsoft Access 作为数据库, 数据导入、模型计算和结果分析在独立的软件进行。清华大学开发的 China TIMES、China MAPLE、China-TIMES-30P、GTIMES 等模型均基于第一代软件平台进行建模。随着模型规模和功能的扩展, 第一代软件平台单线程、单文件数据库、单用户接入的弊端逐渐显现, 机械的数据库输入输出格式也使得模型维护愈发困难, 难以满足数据快

速更新、版本控制、不确定性分析、多人协作等需求。

China TIMES 2.0 基于 VEDA 2.0 平台（C#.NET）搭建，采用 PostgreSQL 数据库进行数据管理，利用 GAMS 调用 GUROBI 商用求解器进行优化求解。本文使用 VEDA 2.0（3.0.7 版本），TIMES（4.7.9 版本），GAMS（39.3 版本），GUROBI（11.0.0 版本）进行运算。为了能够更加灵活和直观地导入和更新数据，VEDA 2.0 能够读取各种布局的 Excel 表格，减少数据结构预处理的时间，并且允许基于规则的参数设置和声明，只需极少的代码即可导入或修改大量数据。模块化是第二代模型的重大更新，从而使得模型能够解构各个模块的工作，能够更快迭代和更新。为此，模型数据结构进行了大规模调整：将单一文件数据库分拆为模型基本定义（SysSettings）、基年已有技术（Base Scenario）、未来新增技术（Sub RES）、能源服务需求（Demand Scenario）、贸易（Trade Scenario）、情景约束（Regular Scenario）等多个模块，每个模块中的数据还可以进一步分拆保存在不同的数据表格中，由软件自动同步文件进行求解。通过激活、停用、更换数据模块，就可以实现情景切换、数据更新等功能。得益于 SQL 数据库的使用，模型输入输出能够多线程工作，数据处理时间较 Microsoft Access 数据库缩短近 10 倍。除此之外，模型–视图–表示器（Model–View–Presenter, MVP）模式编程框架的引入，隔离了用户界面操作、模型计算和数据读写，从而极大提高了模型的稳定性，减少了数据库意外操作。

对于建模本身，鉴于模型复杂度较高，一方面通过增设异常查验、比例查验、空值查验、引用无效查验等错误查验手段减少底层数据的录入错误，提高底层数据质量。另一方面通过合理设置约束和变量单位，最大程度减少线性规划模型固有的退化性问题和结果波动问题，并尽可能优化数据结构，提高求解速度。

### 2.2.3 数理表述

本文构建的 China TIMES 2.0 模型是一个线性规划模型，其主要由目标函数、决策变量、约束方程所定义<sup>[50-51,159,162]</sup>。China TIMES 2.0 模型和其他能源系统优化模型一样，包含大量的约束来增强模型优化生成的路径可行性和现实意义。这些约束来自于文献、统计数据、物理规律和计量经济学结果，从而对基础设施建设速度、资源利用水平、消费者行为、技术扩张方向等诸多方面进行约束。同时，对于部分尚未大规模商业化的技术，综合评估模型多模型比较研究所反映出来的共识，如碳移除技术的应用水平、海水淡化应用潜力等，也直接或间接地反映在 China TIMES 2.0 模型约束方程中。因此，根据模型结果所提炼出来的优化路径是在符合当前的主流技术发展趋势，给定假设条件（情景）下经济成本最小的转型路径。

### 2.2.3.1 线性规划模型的构成

China TIMES 2.0 是一个基于社会折现总剩余最大化的局部均衡模型，模型的经济含义是同时配置商品（即燃料、材料和能源服务）的生产和消费组合，最终形成均衡价格。当所有商品在市场中都处于均衡状态时，总剩余最大化。因此，商品的生产价格会影响需求，同时需求也影响该商品的价格。一个市场被认为在价格  $p^*$  和产量  $q^*$  达到了一个均衡，即没有消费者以价格  $p^*$  愿意购买低于  $q^*$  数量的商品，也没有生产者愿意以价格  $p^*$  生产高于  $q^*$  数量的产品。

在模型中，一种商品的供应函数是逐步阶梯式上升的，其具有的阶梯表明该商品生产技术的多样性。随着生产数量的增加，生产成本较低的技术因为资源限制而无法满足全部需求（技术潜力或原料可用性等），系统必须开始使用更昂贵的技术，以生产更多单位的商品。因此，随着产量上升，阶梯生产函数对应的成本依次上升，而任何特定阶梯的宽度（能生产的数量）取决于与该阶梯所代表的技术集相关联的技术潜力和资源可用性。

模型的逆需求函数是平滑下降的。经典的自底向上能源模型，能源服务需求均是外生给定的，其逆需求曲线是一条垂直线（如图2.4(a)），模型优化结果是满足需求的情况下尽量减少系统成本。模型中使用总剩余最大化的目标函数代替了经典自底向上能源模型系统成本最小化的方法。

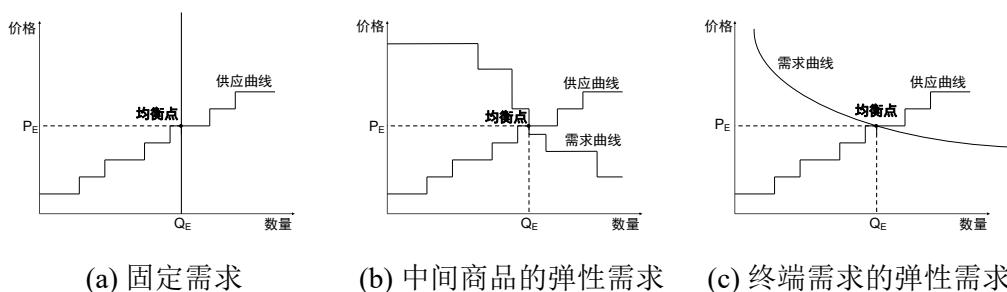


图 2.4 China TIMES 2.0 模型中的固定需求和弹性需求示意图

除此之外，本模型考虑了需求价格弹性，从而可以反映价格变化对能源服务需求的影响。具体而言，模型中逆需求曲线的定义存在两种情形。首先，如果该商品是生产和消费都在模型内生的，例如大多数的能载体（中间量），则它的逆需求函数是隐含在模型内阶梯向下的减函数（如图2.4(b)）。如果商品是终端需求（如能源服务需求），那么它的逆需求曲线是由建模者通过定义参考情景需求（等同于其他模型中的固定需求）和该商品的价格弹性组成的弹性需求，在这种情况下，逆需求曲线是平滑下降的曲线（如图2.4(c)），弹性需求方程如式2.1所示。

$$\frac{DEMAND_i}{DEMAND_i^0} = \left( \frac{p_i}{p_i^0} \right)^{E_i} \quad (2.1)$$

其中,  $(DEMAND_i^0, p_i^0)$  是参考情景的需求和价格数据对,  $DEMAND_i^0$  是用户在参考情景中外生需求预测 (基于社会经济驱动因子运用计量方法得到), 而  $p_i^0$  是参考情景的对偶解中需求的影子价格;  $E_i$  为需求价格弹性 (通常为负值)。经过简单整理可以得到弹性需求价格的表达式 (2.2)。

$$p_i = p_i^0 \cdot \left( \frac{DEMAND_i}{DEMAND_i^0} \right)^{\frac{1}{E_i}} \quad (2.2)$$

本小节首先使用线性规划标准形式来介绍模型, 在后续小节中将针对性地对实际建模设置的目标函数、决策变量和核心约束方程进行详细介绍。在参考情景中, 模型在活动量  $ACT$  大于需求量  $DEMAND$  并且满足一系列约束  $B \cdot X \geq b$  的情况下, 使得系统折现总成本最小, 没有应用需求价格弹性时的线性规划问题可以写作式 (2.3):

$$\begin{aligned} & \min c \cdot X \\ & s.t. \sum_k ACT(k, i) \geq DEMAND_i(t), \forall(i, t) \\ & \quad B \cdot X \geq b \end{aligned} \quad (2.3)$$

其中  $X$  为模型中的全部变量,  $c$  为成本参数,  $i$  代表需求商品品种。

对于参考情景以外的情景, 则需求是弹性的, 模型需要计算价格变动引起的需求变化。应用等效性原理, 可以将该问题转化为最大化社会净总剩余, 将式 (2.2) 带入, 则可得到式 (2.4), 此时  $DEMAND_i(t)$  不再是固定的数值, 而是一组变量。

$$\begin{aligned} & \max \sum_i \sum_t \left( p_i^0(t) \cdot (DEMAND_i^0(t))^{-\frac{1}{E_i}} \cdot \int_a^{DEMAND_i(t)} q^{\frac{1}{E_i}} \cdot dq \right) - c \cdot X \\ & s.t. \sum_k ACT(k, i) \geq DEMAND_i(t), \forall(i, t) \\ & \quad B \cdot X \geq b \end{aligned} \quad (2.4)$$

进一步求取积分, 可以化简得到目标函数的最终表达, 如式 (2.5)

$$\begin{aligned}
 & \max \sum_i \sum_t \left( p_i^0(t) \cdot (DEMAND_i^0(t))^{-\frac{1}{E_i}} \cdot \frac{DEMAND_i(t)^{1+\frac{1}{E_i}}}{(1 + \frac{1}{E_i})} \right) - c \cdot X \\
 & s.t. \sum_k ACT(k, i) \geq DEMAND_i(t), \forall (i, t) \\
 & B \cdot X \geq b
 \end{aligned} \tag{2.5}$$

但为了便于计算，目标函数需要进行分段线性化，将需求函数分段处理为阶梯函数，如图2.5所示。首先选取该曲线上的一段范围。并保证即使考虑了需求变动，需求仍然能够落在这个区间，这一段区间定义为  $R_i(t)$ ，区间的起终点分别为  $DEMAND_i(t)_{min}$  和  $DEMAND_i(t)_{max}$ 。随后将该区间等间距的划分为  $N$  个区间，每个区间的长度  $\beta_i(t) = R_i(t)/N$ 。然后对于阶梯的每一个小段线性系数定义为  $s_{n,i}(t)$ ，其中  $n$  由 1 到  $N$ 。最后实现  $DEMAND_i(t)$  的线性化如式（2.6）和（2.7）所示。

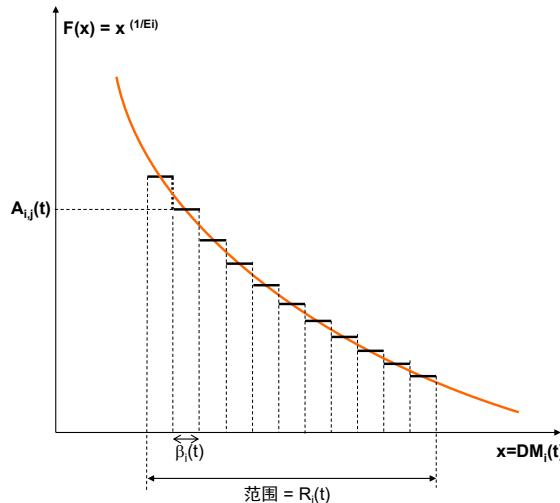


图 2.5 China TIMES 2.0 模型目标函数非线性部分分段线性化方法

$$DEMAND_i(t) = DEMAND_i(t)_{min} + \sum_{n=1}^N s_{n,i}(t) \tag{2.6}$$

$$DEMAND_i(t)^{1+\frac{1}{E_i}} = DEMAND_i(t)_{min}^{1+\frac{1}{E_i}} + \sum_{n=1}^N A_{n,s,i} \cdot s_{n,i}(t) \tag{2.7}$$

其中  $A_{n,s,i}$  代表了对于需求  $i$  的第  $n$  个小时区间的中间值。

### 2.2.3.2 目标函数

为了更好地描述模型机理，本小节首先定义了模型数学表达中经常需要使用的符号，如表2.2所示。

表2.2 China TIMES 2.0 模型建模主要符号、含义及案例

符号	含义	案例
p	技术 (能源活动环节)	<u>“ERNWSOLPV01”技术</u> 新建并网光伏技术
c	商品 (能载体、材料等)	<u>“TRAGSL”商品</u> 交通部门汽油消费
t	时期 (通常用中间年代表)	<u>“2050”时期</u> 2048–2052期间
y	年份 (常用于成本核算和退役决策)	<u>“2050”年份</u> 2050年
v	技术建成年份/当期	<u>“1986”当期</u> 1986年建成的技术
ts	时间片 (细分为季节–星期–日度三级)	<u>“SWdN”时间片</u> 夏季工作日夜时间片
cg	商品组 (商品的集合)	<u>“UPSREFOIL00-NRGO”商品组</u> 该炼油技术的输出能载体集合
pcg	主要商品组 (定义单位技术活动水平的商品组)	<u>“ELCC”是火电技术的PCG</u> 火电单位活动对应单位并网电力

China TIMES 2.0 模型的优化目标是社会折现净总剩余最大，可转换为系统折现净成本最小，净成本既包括系统投资和运行的成本，也包括由于需求降低而造成的福利损失以及由于基础设施退役材料回收产生的收益。尽管模型是按照时段(Period)来定义约束，但成本计算是以年(Year)为单位进行，从而能够更加平滑和现实地描述系统的成本流。在本文中，假设所有的投资均在当年年初进行，与通用的折现方法保持一致。模型的目标函数可以表示为式(2.8)。

$$\begin{aligned}
 OBJ = -SALVAGE + \sum_{y \in (\infty, +\infty)} (1 + d_y)^{\text{REFYR}-y} \times \\
 [CAPEX(y) + CAPTAXSUB(y) + CAPDECOM(y) + \\
 OMEX^{fix}(y) + OMTAXSUB^{fix}(y) - RECREVENUE(y) + \\
 OMEX^{var}(y) + OMTAXSUB^{var}(y) + ELASTCOST(y)]
 \end{aligned} \quad (2.8)$$

其中， $OBJ$ 为系统折现总成本； $SALVAGE$ 为资产残值； $d_y$ 为折现率； $\text{REFYR}$ 为折现参考年(本文为2019年)； $CAPEX(y)$ 为技术投资开支； $OMEX^{fix}(y)$ 为在线运营装

机的固定运营成本;  $OMEX^{var}(y)$  为在线运营装机的可变运营成本;  $CAPTAXSUB(y)$  为针对新增技术投资的税收与补贴;  $OMTAXSUB^{fix}(y)$  为针对存量装机的税收与补贴;  $OMTAXSUB^{var}(y)$  为针对技术活动的税收与补贴;  $CAPDECOM(y)$  为拆除成本;  $RECREVENUE(y)$  为报废收益;  $ELASTCOST(y)$  为因需求下降造成的福利损失。

在启用了需求价格弹性的情景, 当设定了较为严格的碳排放约束时, 能源系统会采用更多的低碳能源技术, 从而推动系统成本上升, 进而抬高需求价格, 最终导致需求减少, 因而出现了福利损失。在模型中, 福利损失定义如下所示。

$$ELASTCOST(y) = \sum_{n=1}^{COM\_STEP_{LO}} COM\_BPRICE_{T(y)} \times \left( \left( 1 - \frac{(n - \frac{1}{2} \times COM\_VOC_{LO,T(y)})}{COM\_STEP_{LO}} \right)^{\frac{1}{COM\_ELAST_{LO,T(y)}}} \right) \times ELAST_{LO,n,T(y)} \\ - \sum_{n=1}^{COM\_STEP_{UP}} COM\_BPRICE_{T(y)} \times \left( \left( 1 + \frac{(n - \frac{1}{2} \times COM\_VOC_{UP,T(y)})}{COM\_STEP_{UP}} \right)^{\frac{1}{COM\_ELAST_{UP,T(y)}}} \right) \times ELAST_{UP,n,T(y)} \quad (2.9)$$

其中  $COM\_ELAST_{LO,T(y)}$  为商品弹性系数, 即式(2.5)中  $E_i$ ;  $COM\_BPRICE_{T(y)}$  表示参考情景下该商品的价格, 即式(2.5)中  $p_i^0$ ;  $COM\_STEP_{LO}$  表示该商品的分段数, 即式(2.6)中  $N$ ;  $COM\_VOC_{LO,T(y)}$  表示需求变化幅度, 即式(2.6)中  $R_i(t)$  相对实际值的比值;  $ELAST_{UP,n,T(y)}$  代表线性化弹性需求小区间, 即式(2.6)中  $s_{n,i}(t)$ 。UP 和 LO 分别代表增加和减少需求, 模型可以建立非对称的弹性需求。

### 2.2.3.3 决策变量

模型中的决策变量是模型中需要被优化求解的变量, 各类决策变量关联了模型在各个时期技术、商品和商品流的相关参数, 模型优化结果是为满足各类约束时能源系统成本最低的资源配置情况和技术选择。模型主要决策变量如表2.3所示。

### 2.2.3.4 约束方程

对于成本驱动的优化模型而言, 无约束的成本优化倾向于尽快将系统切换到成本最低的技术组合, 由于能源系统是一个大惯性系统, 为了使模型生成的路径更加具有现实可操作性和政策指导价值, 需要在模型中加入一些约束条件以反映能源系统的物理特征、逻辑关系和变化趋势。TIMES模型中主要有两种约束, 系统约束和用户定义的约束。以下公式为刻画全部门能源活动所必须的系统约束定义:

**1. 容量转移方程**, 如式(2.10)所示, 其表示了时期  $t$  时的技术装机量  $CAPT(p,t)$  为模拟期以前既有装机在  $t$  时的存续容量  $RESID(p,t)$  与模拟期内仍未退役的新建

表2.3 China TIMES 2.0 模型主要决策变量

决策变量	决策变量定义
$CAP(p, t, v)$	装机容量(产能)
$NCAP(p, t)$	技术新增装机(新增产能)
$RCAP(p, t, v)$	技术退役装机(退役产能)
$ACT(p, c, t, v, ts)$	活动量(能源量、物质量)
$FLOW(p, c, t, v, ts)$	商品流(技术生产/消费的商品量)
$SIN(p, c, t, v, ts)/SOUT(p, c, t, v, ts)$	储能输入/输出商品量
$IRE(p, c, t, ts)/EXP(p, c, t, ts)$	进口/出口商品量
$DEMAND(t, d)$	需求(REF情景外生, 其他情景为弹性需求)
$COMPRD(c, t, ts)$	商品总生产量
$COMNET(c, t, ts)$	商品净生产量

装机的总和。该约束使用装机量将不同时期的能源活动联系起来, 形成了模型动态优化的基础。

$$CAPT(p, t) = \sum_{t'} NCAP(p, t') + RESID(p, t) \quad (2.10)$$

$$t - t' < LIFE(p, t')$$

其中  $NCAP(p, t')$  表示时期  $t'$  的新增装机容量;  $LIFE(p, t')$  表示在时期  $t'$  时技术  $p$  的技术预期寿命。

**2. 技术活动平衡方程**, 如式(2.11)所示, 其表示技术的活动量  $ACT(p, t, v, ts)$  由pcg中商品的商品流量  $FLOW(p, c, t, v, ts)$  与该商品的转换效率  $ACTFLO(p, c, v)$  共同决定。该式将活动量和商品流量两组变量有机联系起来, 并通过定义pcg来实现参数标幺化, 使得能够更加灵活的定义多输入多输出等复杂技术的拓扑结构。

$$ACT(p, t, v, ts) = \sum_{c \in pcg} \frac{FLOW(p, c, t, v, ts)}{ACTFLO(p, c, v)} \quad (2.11)$$

其中  $ACTFLO(p, c, v)$  为折算系数(单位活动量对应商品  $c$  的商品流量)。在模型中, 对于特定技术, 其折算系数(如效率、单位耗水量、单位耗能等参数)假设仅和投产时间有关, 不随着时间推移而变化。在模型中, 有专门的变量来刻画由于设备老化等原因造成的效率随服役时间增加而降低的现象。

**3. 产能利用方程**, 如式(2.12)所示, 其反映了技术的活动量  $ACT(p, t, v, ts)$

由技术的装机量  $CAP(p, t, v)$ 、单位装机容量活动水平（产能–最大产量转换系数） $CAPACT(p)$ 、容量因子  $AF(p, t, v, ts)$  决定。该方程将技术容量和活动量之间建立了联系，能够刻画装机（产能）的实际生产情况。

$$ACT(p, t, v, ts) = AF(p, t, v, ts) \times CAPACT(p) \times FR(ts) \times CAP(p, t, v) \quad (2.12)$$

其中  $AF(p, t, v, ts)$  为容量因子（产能利用率）； $FR(ts)$  为时间片时长比例。

该方程是模型进行多品种多时序建模的重要基础。对于每一个时间片，都可以定义该时间片的时间长度占比  $FR(ts)$ ，该技术在该时间片上的产能利用率  $AF(p, t, v, ts)$ ，从而能够设置在不同季节、不同星期、甚至一天中不同时间技术的活动水平。以光伏为例，对于FWdN（秋季工作日夜间）时间片，根据时间片的定义，其时间长度占比  $FR(FWdN)$  为  $\frac{91\text{天} \times 5/7\text{周} \times 6\text{小时}}{\text{全年} 8760\text{小时}} = 4.452\%$ ；光伏的装机单位为 GW，发电量单位为 PJ，因此转换系数  $CAPUNIT(p)$  为  $8760 \times 3.6 \times 10^{-3} = 31.536$ ；由于光伏夜间无法发电，则在该时间片上的  $AF(p, t, v, FWdN)$  为 0。

**4. 商品平衡方程**，如式（2.13）所示，其描述了商品的流出量不得大于流入量这一逻辑关系。对于所有的材料商品，模型设置更强的约束为商品的流入量必须等于流出量，以保证物料在生产环节中的守恒；对于能载体、排放、需求，则仅要求流入量不小于流出量，即允许一定的过量生产（或弃风、弃光等舍弃量）。

$$\begin{aligned} & \left[ \sum_{p,c \in S\_OUT} [FLOW(p, c, t, v, ts) + SOUT(p, c, t, v, ts) \times STG\_EFF(p, v)] \right. \\ & \left. + \sum_{p,c \in S\_IMP} IRE(p, c, t, ts) + \sum_p Release(p, c, t) \times RCAP(p, t, v) \right] \times COM\_IE(c, t, ts) \\ \geq or = & \sum_{p,c \in S\_IN} [FLOW(p, c, t, v, ts) + SIN(p, c, t, v, ts)] + FR(c, ts) \times DEMAND(c, t) \\ & + \sum_{p,c \in S\_EXP} EXP(p, c, t, ts) + \sum_p Sink(p, c, t) \times NCAP(p, t) \end{aligned} \quad (2.13)$$

其中， $S\_OUT$  为各技术生产的商品的集合； $S\_IN$  为各技术消费的商品的集合； $S\_IMP$  为各技术进口的商品的集合； $S\_EXP$  为各技术出口的商品的集合； $Release(p, c, t)$  为拆除时释放的商品量； $Sink(p, c, t)$  为建设时留存的商品量； $COM\_IE(c, t, ts)$  为商品转换效率； $STG\_EFF(p, v)$  为储能充电效率。 $FR(c, ts)$  为该时间片需求占全年需求的比重。

**5. 商品流关系方程**，如式（2.14）所示，不同于式（2.11）固定了技术的输入输出数值和比例，本组方程定义了流入商品组和流出商品组的关系，两商品组中的商品的数量转换系数即为该技术的效率  $FUNC(p, v, cg1, cg2)$ ，其中  $cg1$  代表流入

商品组， $cg_2$  代表流出商品组。利用该组关系，能够很方便的定义炼油技术，即在相同的效率下，输出油品的比例能够在一定范围变动。

$$\begin{aligned} \sum_{c \in cg_2} FLOW(p, c, t, v, ts) &= FLO\_FUNC(p, v, cg_1, cg_2) \\ &\times \sum_{c \in cg_1} [COEFF(p, c, v, ts, cg_1, cg_2) \times FLOW(p, c, t, v, ts)] \end{aligned} \quad (2.14)$$

其中， $FLO\_FUNC(p, v, cg_1, cg_2)$ ：流入商品组和流出商品组之间的转换系数（效率）为  $COEFF(p, c, v, ts, cg_1, cg_2)$  为同一商品流经该技术流入和流出数量的转换系数（商品效率，如可用于定义电网线损率）。

**6. 商品流比例方程**，如式（2.15）所示，其在式（2.14）的基础上，进一步约束一组商品组中不同商品的比例关系。并且定义  $FLOSSHAR(p, c)$  为商品  $c$  在输入商品组或输出商品组  $cg$  中的份额系数。约束类型则根据实际情况进行选择，通常大于和小于约束成对出现，而形成一个商品流比例约束范围。

$$FLOW(p, c, t, v, ts) \leq, \geq, = FLOSSHAR(p, c) \times \sum_{c' \in cg} FLOW(p, c', t, v, ts) \quad (2.15)$$

上述公式反映了能源系统的内在逻辑关系和物理本质。除此之外，China TIMES 2.0 模型中还包括大量的约束，合理使用约束条件，能够形成更加具有现实性和政策含义的模拟情景。

**7. 商品净产量方程**，能够对各个环节所产生的商品设立数量约束。在模型中，该类约束被用于定义温室气体净排放上限，水资源供应上限等。式（2.16）展示了对于温室气体排放上限的约束方程。

$$\begin{aligned} \sum_p [E\_build(p, c, t) \times BUILD(p, t) + E\_cap(p, c, t, v) \times CAP(t, p, v) + \\ E\_act(p, c, t, v) \times \sum_{ts} ACT(p, t, v, ts)] \leq COMNET\_limit_{c,t}^{up} \end{aligned} \quad (2.16)$$

其中， $E\_build(p, c, t)$  为建造环节排放因子； $E\_cap(p, c, t, v)$ ：单位装机排放因子； $E\_act(p, c, t, v)$  为单位活动排放因子； $COMNET\_limit_{c,t}^{up}$  为设定的排放上限。

**8. 尖峰负荷备用方程**，如式（2.17）所示，该方程表示了在任何时间片并网电力装机容量都要能够满足当期峰值负荷需求，并且还需额外预留一个安全边界比例（尖峰负荷备用比例）。

$$\begin{aligned}
& \sum_{p,c=pcg} (\text{CAPACT}(p) \times \text{Peak}(p,c,v,ts) \times \text{FR}(ts) \times \text{CAP}(p,t,v) \times \text{ACTFLO}(p,c,v)) \\
& + \sum_{p,c \neq pcg} (\text{PEAK}(p,c,v,ts) \times \text{FLOW}(p,c,t,v,ts)) + \text{IRE}(p,c,t,ts) \\
& \geq (1 + \text{PKRSV}(c,t,ts)) \times \sum_{p \in S_c} (\text{FLOW}(p,c,t,v,ts) + \text{EXP}(p,c,t,ts))
\end{aligned} \tag{2.17}$$

其中,  $\text{PKRSV}(c,t,ts)$  为尖峰负荷备用比例;  $\text{FR}(ts)$  为时间片时间长度比例;  $\text{PEAK}(p,c,v,ts)$  为可用容量比例 (在峰值负荷时段可以出力的容量占总容量的比重), 对于仅发电 ( $c = pcg$ ) 机组, 则可以通过装机容量直接计算得到可靠容量, 对于 CHP 机组 ( $c \neq pcg$ ), 则需要在该时段的实际发电量和可用容量比例相乘得到发电可用容量。

**9. 负荷时移方程**, 如式 (2.18) 所示, 其表示了负荷时移的建模过程。在模型中, 将负荷时移的过程视作一种特殊的储能过程, 约束储能的商品输入等于输出, 保证时移前后需求相同, 设置时移负荷比例  $\text{SHIFT}(p,c,t,ts)$ , 规定了每个时间片最多接受/产生的商品量占总商品量的比例, 而  $\text{COMPRD}(c,t,ts)$  则代表该时间片生产的全部商品总量。

$$\begin{aligned}
& SOUT(p,c,t,ts) \leq \text{SHIFT}(p,c,t,ts) \times \text{COMPRD}(c,t,ts), \forall (t,s) \\
& SIN(p,c,t,ts) \leq \text{SHIFT}(p,c,t,ts) \times \text{COMPRD}(c,t,ts), \forall (t,s) \\
& \sum_{ts} SOUT(p,c,t,ts) = \sum_{ts} SIN(p,c,t,ts), \forall t
\end{aligned} \tag{2.18}$$

**10. 爬坡速率方程**, 如式 (2.19) 和 (2.20) 所示, 分别代表向上爬坡速度  $\text{ACT\_UPS}(p,v,ts,UP)$  和向下爬坡速度  $\text{ACT\_UPS}(p,v,ts,LO)$  约束, 其定义为每小时能够提高/降低其上网容量占总容量的比重。

向上爬坡约束:

$$\begin{aligned}
& \left( \frac{\text{ACT}(p,t,v,ts)}{\text{FR}(ts)} - \frac{\text{ACT}(p,t,v,ts-1)}{\text{FR}(ts-1)} - \text{ACT\_UPS}(p,v,ts,FX) \times \right. \\
& \left. (UPS(p,t,v,ts,UP) - UPS(p,t,v,ts,LO)) \right) \times \\
& \frac{2 \cdot \text{RS\_STGPRD}(s)}{8760 \times (\text{FR}(ts) + \text{FR}(ts-1))} \leq \text{COEF\_CPT}(p,t,v) \times \text{CAPACT}(p) \times \\
& \text{ACT\_UPS}(p,v,ts,UP) \times \left( NCAP(p,v) - \sum_{ts' \in TS} UPS(p,t,v,ts',N) \right)
\end{aligned} \tag{2.19}$$

向下爬坡约束:

$$\begin{aligned} & \left( \frac{ACT(p, t, v, ts - 1)}{FR(ts)} - \frac{ACT(p, t, v, ts)}{FR(ts-1)} - ACT\_UPS(p, v, ts, FX) \times \right. \\ & \left. (UPS(p, t, v, ts, LO) - UPS(p, t, v, ts, UP)) \right) \times \\ & \frac{2 \cdot RS\_STGPRD(s)}{8760 \times (FR(ts) + FR(ts-1))} \leq COEF\_CPT(p, t, v) \times CAPACT(p) \times \\ & ACT\_UPS(p, v, ts, LO) \times \left( NCAP(p, v) - \sum_{ts' \in TS} UPS(p, t, v, ts', N) \right) \end{aligned} \quad (2.20)$$

其中, TS 为在启停约束下仍允许爬坡的时间片集合; FR(ts) 为时间片时间长度比例; COEF\_CPT(p,t,v) 为容量转移系数 (在  $v$  建设的机组容量能够存续到  $t$  的比例),  $UPS(p, t, v, ts', N)$  代表离网容量;  $UPS(p, t, v, ts', UP)$  代表启动容量;  $UPS(p, t, v, ts', LO)$  代表停机容量, RS\_STGPRD(s) 代表在一年内该时间片储能的周期数。

**11. 启停时间方程**, 如式 (2.21) 和 (2.22) 所示, ACT\_TIME(p,v,UP) 用于约束刚启动的机组不能立刻关闭 (最小上线时间), ACT\_TIME(p,v,LO) 用以约束刚关闭的机组不能立刻启动 (最小离线时间)。

$$\begin{aligned} & \sum_{ts \in TSL} \left( \text{mod} (\text{Hour}(ts) - \text{Hour}(ts'), 24) < ACT\_TIME(p, v, UP) \right) \times \\ & UPS(p, t, v, ts', UP) \leq (NCAP_{p,v} - \sum_{ts' \in TS} UPS(p, t, v, ts', N)) \end{aligned} \quad (2.21)$$

$$\begin{aligned} & \sum_{ts \in TSL(ts)} \left( \text{mod} (\text{Hour}(ts) - \text{Hour}(ts'), 24) < ACT\_TIME(p, v, LO) \right) \times \\ & UPS(p, t, v, ts', LO) \leq \sum_{ts' \in TS} UPS(p, t, v, ts', N) \end{aligned} \quad (2.22)$$

其中,  $TSL(ts)$  集合代表与时间片  $ts$  属于同一父级的所有时间片基荷; TS 为在启停约束下仍允许爬坡的时间片集合。

**12. 提前退役方程**, 如式 (2.23) 所示, 建立了每一个时期退役的容量和累计退役容量的关系, 模型假设了机组容量可以连续退役 (由混合整数规划简化为线性规划以提高计算速度)。在模型调试中, 可以通过进一步的约束限制每一个时期的退役数量。改造 (延寿) 过程是提前退役的特殊形式, 在模型选择进行改造 (延寿) 时, 相同数量的旧技术装机被提前退役, 新增装机将完全替代原有装机。

$$SCAP(p, t, v) = RCAP(p, t, v) + \sum_{t-1 \in (tt|S(p,tt,v))} SCAP(p, t-1, v) \quad (2.23)$$

其中  $SCAP(p, t, v)$  为累计退役量;  $S$  为在  $v$  时期建成的技术服役周期的集合。

**13. 储能运行方程**, 式 (2.24) 建立了时间片储能运行状态方程。该类储能只允许在时间片层面运行, 其能量存储和释放必须在同一时期内完成。式 (2.25) 建立了跨期储能运行状态方程, 该类储能能够实现跨周期储能(跨年储能)。对于储能设施,  $ACT(p,t,v,ts)$  代表了储能设施的储存能量水平。除了上述介绍的两个方程外, 对于储能建模还需要外生充电量 ( $STG\_CHRG(p,t,ts)$ ) 定义储能设备投运前自带的能量、储能设备能流约束 ( $SIN\_BND(p,ct,ts)$  和  $SOUT\_BND(p,ct,ts)$ ) 定义储能充电和放电的上下限、储能效率 ( $STG\_EFF(p,t)$ ) 定义储能设备充放能之间的效率。

$$ACT(p, t, v, ts) - ACT(p, t, v, ts - 1) = \frac{SIN(p, c, t, v, ts - 1)}{ACTFLO(p,c,v)} - \frac{SOUT(p, c, t, v, ts - 1)}{ACTFLO(p,c,v)} - \frac{ACT(p, t, v, ts - 1) + ACT(p, t, v, ts)}{2} \times STG\_LOSS(p,v,ts) \times \frac{FR(ts)}{RS\_STGPRD(ts)} \quad (2.24)$$

其中,  $STG\_LOSS(p,v,ts)$  为储能设施年能量耗散率,  $FR(ts)$  代表该时间片在一年中的占比,  $FRRS\_STGPRD(s)$  代表在一年内该时间片储能的周期数。

$$ACT(p, t, v) = ACT(p, t - 1, v) \times (1 - STG\_LOSS(p,v))^{D(t)} + \sum_{y \in T} \left( \frac{SIN(p, c, t, v)}{ACTFLO(p,c,v)} - \frac{SOUT(p, c, t, v)}{ACTFLO(p,c,v)} \right) \times (1 - STG\_LOSS(p,v))^{E(t)-y+0.5} \quad (2.25)$$

其中,  $STG\_LOSS(p,v)$  为储能设施年能量耗散率,  $D(t)$  代表该期包含的年份数,  $T$  代表在  $t$  期中的所有年份集合,  $E(t)$  代表  $t$  期最后一年的年份。

除了上述的系统约束外, 模型还可以建立丰富的用户自定义约束。用户自定义约束能够跨技术、跨商品、跨周期、跨时间片设置不同变量之间的线性约束, 这些约束可以作用于模型中的任何变量。以最常使用的容量增长约束为例(如式 (2.26)), 介绍用户自定义约束。

$$CAP(t + 1) \leq (1 + Growth^{M(t+1)-M(t)}) \times CAP(t) + K \quad (2.26)$$

该式中,  $Growth$  代表年化增长率;  $M(t+1)-M(t)$  代表了两期之间相隔的年份数; 常数  $K$  用于提供一个起始容量, 以供技术初始发展, 但值得注意的是, 该常数是对于一个时期的偏置量, 而非对于一年的偏置量。

## 2.2.4 部门建模方法

China TIMES 2.0 模型详细刻画了超过 2000 个现有和未来能源技术，对相应技术的能量流、物质流、资金流进行了考虑。根据能源过程所处环节，模型将能源活动划分到电力（含热力）、上游（如炼焦、炼油、洗煤、煤制油等）、工业、建筑、交通、农业等六个主要部门，其中上游和电力部门统称为能源供应部门，其他为能源消费部门。模型基于《中国能源统计年鉴 2020》<sup>[163]</sup>的 2019 年能源平衡表进行模型校核，并对已经发布的 2020—2023 年数据进行了比对。

### 2.2.4.1 电力部门

China TIMES 2.0 模型的电力部门包括发电、供热和热电联产三大类别。在过去 10 年间，国家大力鼓励火电机组改造为热电联产机组。根据国家统计局数据，2020 年，热电联产机组装机容量占火电装机总容量近 40%，北方城市建筑供热系统中，超过 60% 热量来自热电联产机组。因此，在 China TIMES 2.0 模型将电力和热力供应在电力部门统一考虑，从而能够更好刻画热电联产技术的建设和运营。

基于国家统计局、中国电力企业联合会、世界资源研究所、世界煤电追踪器（Global Coal plant Tracker）等数据来源，本文整理了更新至 2023 年的中国煤电、气电和核电机组级数据库，包含有厂名、厂址、运行年限、燃料类型、机组大小、蒸汽压力、运行模式、发电小时数等数据。对于电厂所采用的冷却方式数据，大部分来自于中国电力企业联合会所公布的机组能效水平对标及竞赛数据，少部分通过电厂验收报告和环评报告获得，并逐一使用卫星地图进行交叉比对检验。根据燃料类型（生物质、煤、天然气、石油、生物质-煤混燃）、机组大小（1000 MW 级、600 MW 级、300 MW 级、100 MW 级、小型机组）、冷却方式（空气冷却、一次直流冷却、循环冷却）、蒸汽压力（超超临界、超临界、亚临界、高压）和是否为热电联产机组，本文将中国近 4000 个 6 MW 级以上的火电机组聚类为 100 种代表性现有机组技术，每种技术包含了该类型机组历史上的容量信息，以提供符合实际的退役曲线。CCS 改造、生物质-煤混燃改造、BECCS 改造可以在相应的机组上实现，模型中设置了 186 种未来可供改造或新建的技术。对于核电，模型根据沿海可供建厂的位置，确定了常见压水堆堆型的发展上限<sup>[164]</sup>。同时模型也刻画了具有更高安全性的第四代核电堆型，如高温气冷堆，而不施加容量限制。所有的火电机组和核反应堆都设定了对应的爬坡成本、爬坡速率约束、启停成本、最小出力水平、启停时间间隔等约束，以更好地描述电力系统的运行动态。

可再生能源在大多数减排情景中被认为会经历快速增长，因其波动性和不可控制性也会带给电力系统灵活性的挑战。在 China TIMES 2.0 模型中，径流式水电

站和水库调节型水电站被分开建模，并且有独立的供应曲线，以反映不同的负荷调节价值。海上风电和陆上风电独立建模，并根据2018年全年8760小时的数据设定其出力曲线。集中式光伏、分布式光伏、建筑集成光伏（Building-integrated PV, BIPV）以及聚光太阳能发电（Centralized Solar Power, CSP）等太阳能发电技术也根据2018年小时级真实数据设置未来运行模式。除此之外，文中还对波浪能、潮汐能、地热能进行了建模。生物质作为零碳能源，加装CCS技术后还可以提供负排放，是未来电力系统脱碳的重要技术选择。模型中对于各个类型的煤电都提供了丰富的生物质燃料替代改造选项，生物质电厂根据燃烧方式划分，可分为生物质直接燃烧、生物质气化、生物质-煤混燃，对于适宜的电厂，还可以加装CCS装置，从而提供负排放。

China TIMES 2.0 模型根据历年《中国能源统计年鉴》<sup>[163]</sup>、《中国电力统计年鉴》<sup>[165]</sup>和所整理的厂级数据对各类发电技术的装机量、燃料投入、发电量、供热量、运行小时数等进行了校核，基年的热电联产机组发电供热比由IEA全球能源平衡表整理得到。模型中电力和热力技术的建造成本、维护成本、运行成本、辅助服务成本和效率等技术经济参数通过IEA<sup>[4,166-169]</sup>、IRENA<sup>[170]</sup>、中国电力企业联合会<sup>[165]</sup>和文献<sup>[171]</sup>获得。

#### 2.2.4.2 上游部门

China TIMES 2.0 模型中上游部门包括化石能源和可再生能源开采、水资源供应、能量和物质传输、洗煤、石油冶炼、炼焦、煤制油/气、生物质制油/气、氢能生产、废品回收、直接空气捕集与封存（DACS）等行业。

模型综合IRENA<sup>[172]</sup>、中国氢能联盟<sup>[173]</sup>、氢能协会<sup>[174-175]</sup>数据对各类制氢技术进行建模，包括煤、煤CCS、油、油CCS、气、气CCS、生物质<sup>[176]</sup>、生物质CCS、电等能量来源。电解水制氢又进一步考虑了碱性电解、质子交换膜电解和高温固体氧化物电解三类电解槽。针对离网制氢发展的趋势，模型特别考虑了网电制氢和利用可再生能源（光伏、陆上风电、海上风电）离网制氢等多种模式。

模型中炼油、炼焦、煤制油/气、生物质制油/气过程均刻画了未包含CCS的技术和包含CCS的技术，炼油行业还支持引入绿氢进一步替代化石燃料，从而丰富能源加工转换环节的低碳技术选择。水资源供应包含地表水、地下水、海水淡化和污水处理等多种供水来源和多级供应函数，以准确反映供水成本。

#### 2.2.4.3 工业部门

China TIMES 2.0 模型中工业部门涵盖除能源供应部门以外的工业门类，共包括200余项能源技术，在China TIMES模型的基础上，重点对钢铁、水泥、化工、

造纸、有色和玻璃等高耗能行业的产品进行生产流程级别的刻画，并参考政策法规<sup>[177-180]</sup>的能效水平标准进行校核，如表2.4所示。China TIMES 2.0 模型丰富了基于电力、氢能和生物质的技术，同时考虑了温室气体工业过程排放。

表 2.4 China TIMES 2.0 模型基年主要工业产品能效及其比例

领域	工艺	单位	标杆水平	基准水平	高于标杆能效设置	低于基准能效设置	中间标准能效设置	2020年高于标杆比例	2020年低于基准比例
水泥	水泥熟料	kgce/t	100	117	95	125	108	5%	24%
玻璃	平板玻璃>800t	kgce/箱	8	12	7	14	10	5%	8%
	平板玻璃500-800t	kgce/箱	9.5	13.5	8	15	11	5%	8%
烧碱	离子膜法30%	kgce/t	315	350	306	367	332	15%	25%
	离子膜法45%	kgce/t	420	470	407	495	445	15%	25%
	离子膜法98%	kgce/t	620	685	603	717	652	15%	25%
纯碱	氨碱法（轻质）	kgce/t	320	370	307	395	345	36%	10%
	联碱法（轻质）	kgce/t	160	245	138	287	202	36%	10%
	氨碱法（重质）	kgce/t	390	420	382	435	405	36%	10%
	联碱法（重质）	kgce/t	210	295	188	337	252	36%	10%
乙烯	石油烃	kgce/t	590	640	577	665	615	20%	30%
电石	电石生产	kgce/t	805	940	771	1007	872	3%	25%
氨	优质无烟煤	kgce/t	1100	1350	1037	1475	1225	7%	19%
	非优质无烟煤	kgce/t	1200	1520	1120	1680	1360	7%	19%
	粉煤	kgce/t	1350	1550	1300	1650	1450	7%	19%
	天然气	kgce/t	1000	1200	950	1300	1100	7%	19%
钢铁	炼铁-高炉工序	kgce/t	361	435	357	438	379	4%	30%
	炼钢-转炉工序	kgce/t	-30	-10	-31	-9	-20	6%	30%
	炼钢-电弧炉冶炼30-50t	kgce/t	67	86	62	95	76	10%	10%
	炼钢-电弧炉冶炼>50t	kgce/t	61	72	58	77	66	10%	10%
铝	铝液电解（铝液电解电耗）	kWh/t	13000	13350	12912	13525	13175	10%	20%
铜	铜冶炼工艺：铜精矿-阴极铜	kgce/t	260	380	230	440	320	40%	10%
	粗铜工艺：铜精矿-粗铜	kgce/t	140	260	110	320	200	40%	10%
	阳极铜工艺：铜精矿-阳极铜	kgce/t	180	290	152	345	235	40%	10%
	电解工序：阳极铜-阴极铜	kgce/t	85	110	78	122	97	40%	10%
铅	粗铅工艺	kgce/t	230	300	212	335	265	40%	10%
	铅电解精炼工序	kgce/t	100	120	95	130	110	40%	10%
	铅冶炼工艺	kgce/t	330	420	307	465	375	40%	10%
锌	火法炼锌：粗锌（精矿-粗锌）	kgce/t	1450	1620	1407	1705	1535	30%	15%
	火法炼锌：锌（精矿-精馏锌）	kgce/t	1800	2020	1745	2130	1910	30%	15%
	湿法炼锌：锌锭（精矿-锌锭）	kgce/t	1100	1280	1055	1370	1190	30%	15%
	湿法炼锌：锌锭（氧化锌-锌锭）	kgce/t	800	950	762	1025	875	30%	15%

水泥行业<sup>[181-183]</sup>在模型中刻画为原材料研磨和预烧结、熟料加工和余热回收、熟料冷却、水泥高效分离和研磨等几个主要过程，并考虑了CCS技术改造、资源配置效率提高、替代材料普及等减排潜力（见图2.6(a)）。钢铁行业<sup>[184-186]</sup>在模型中考虑了丰富的技术细节，包括烧结、球团、高炉炼铁、转炉炼钢、电弧炉炼钢、铸钢和轧钢等工序流程，也考虑了氢能直接还原炼铁、高炉炼铁装备CCS技术（见图2.6(b))。化工部门<sup>[187]</sup>刻画了烧碱（30%，45% 和98% 浓度）、乙烯、纯碱（氨碱法、联碱法）、合成氨<sup>[188]</sup>（无烟煤、非无烟煤、石油焦、天然气、煤CCS、油CCS、气CCS、绿氢）等主要工业产品的生产。有色金属部门<sup>[187,189]</sup>详细刻画了铝<sup>[190]</sup>、铜<sup>[191]</sup>、铅<sup>[192]</sup>、锌<sup>[193]</sup>四种有色金属，并将有色金属的熔融氧化和电解还原过程分别考虑。

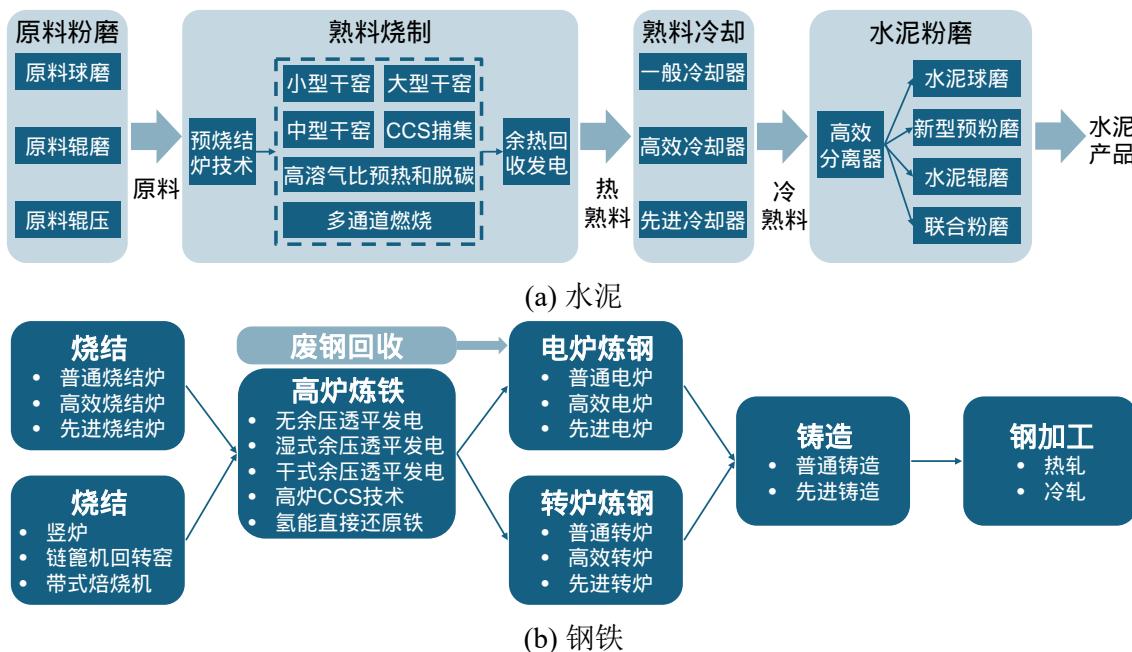


图 2.6 China TIMES 2.0 模型水泥和钢铁工序级建模流程图

#### 2.2.4.4 建筑部门

China TIMES 2.0 模型中的建筑部门描述了建筑运行过程中的能源使用和温室气体排放。综合中国建筑气候区划<sup>[194]</sup>和各省区边界，模型将中国大陆 31 个省（市、自治区）划分为严寒地区、寒冷地区、夏热冬冷地区、夏热冬暖地区和温暖地区，如图2.7所示。在每个气候区中，进一步将建筑物分为城市居民建筑、农村居民建筑和公共商业建筑，区分了不同气候区建筑用能需求和模式差异。

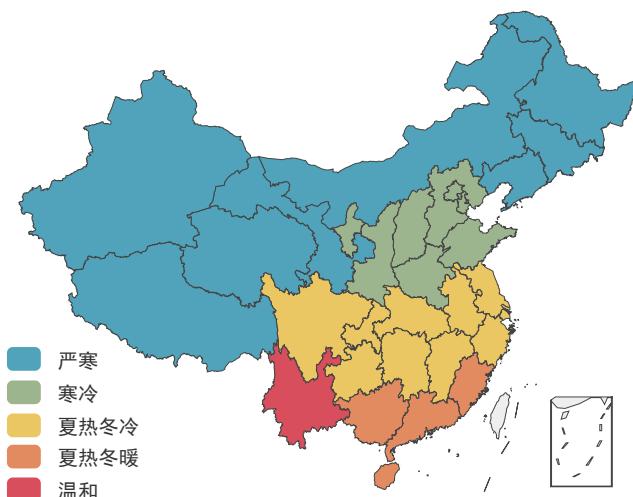


图 2.7 China TIMES 2.0 模型建筑气候区划分

本文对不同时期建筑的建筑节能标准进行了区分，以体现建筑本体围护结构发展对建筑部门用能带来的影响。具体而言，本文参考第七次人口普查<sup>[195]</sup>、国家

统计局数据、住建部数据<sup>[196]</sup>、清华大学江亿院士团队系列报告<sup>[197-199]</sup>校核各时期的存量建筑面积，并按照国家标准（表2.5和表2.6）将各时期建筑划分到不同的围护结构标准下，随后计算得到各类围护结构建筑内的能源服务需求。模型也根据各省区公布的旧房改造完成情况，对各级标准的存量住房面积进行了修正。2020年以前，国内暂无强制性国家标准来规范节能建筑的设计，已有建筑能耗设计主要参考《民用建筑热工设计规范》<sup>[200]</sup>、《民用建筑设计统一标准》<sup>[201]</sup>以及一系列分散的标准文件<sup>[202-212]</sup>。国家强制性标准《建筑节能与可再生能源利用通用规范》<sup>[213]</sup>规定了各气候区、各类建筑中的供暖、供冷、照明、炊事、热水、电器用电等能源服务需求的能源使用和碳排放上限，并为可再生能源在建筑部门渗透提出要求。该标准连同2019年发布的《近零能耗建筑技术标准》<sup>[214]</sup>是模型新建建筑和旧房改造技术参数设置的主要参考。除了依靠节能建筑、低能耗建筑系列标准进行校核以外，本文还参考了绿色建筑相关的系列标准<sup>[215-216]</sup>。本文建模了既有建筑的改造技术，模型能够在建筑拆除新建和翻新改造之间进行优化。

表2.5 中国各气候区居民建筑节能标准发展

标准体系	严寒	寒冷	夏热冬冷	夏热冬暖	温和
基准建筑	80年代初期建筑				
30%节能	1986年标准 <sup>[202]</sup>				
50%节能	1995年标准 <sup>[203]</sup>	2001年标准 <sup>[204]</sup>	2003年标准 <sup>[205]</sup>		
65%节能	2010年标准 <sup>[206]</sup>	2010年标准 <sup>[207]</sup>	2012年标准 <sup>[208]</sup>	2019年标准 <sup>[210]</sup>	
75%节能	2021年标准 <sup>[209,213]</sup>				
83%节能	超低能耗建筑 <sup>[214]</sup>				
90%节能	近零能耗建筑 <sup>[214]</sup>				
100%节能	零能耗建筑 <sup>[214]</sup>				

表2.6 中国公共建筑节能标准发展

标准体系	节能标准	标准体系	节能标准
基准建筑	80年代初期建筑	25%节能	2005年标准 <sup>[211]</sup>
40%节能	2015年标准 <sup>[212]</sup>	50%节能	2021年标准 <sup>[213]</sup>
75%节能	超低能耗建筑 <sup>[214]</sup>	85%节能	近零能耗建筑 <sup>[214]</sup>
100%节能	零能耗建筑 <sup>[214]</sup>		

对于城市居民建筑和农村居民建筑，模型详细刻画了空间供暖、空间供冷、炊事、热水、照明、冰箱和其他家用电器的能源服务需求。对于公共建筑，模型详细

刻画了空间供暖、空间供冷、炊事、热水、照明、数据中心和其他建筑用电。

China TIMES 2.0 具有丰富的终端用能技术刻画。以空间供暖为例，模型刻画了煤、油、气、电、地热、生物质、集中供暖等多种热源形式，并进一步提供区域供暖、燃煤锅炉、户用煤炉、燃油锅炉、天然气锅炉、天然气壁炉、电热空调、电热炉、空气能热泵、地源热泵、地热采暖、固体生物质燃烧、沼气等多样化的技术选择。模型细化了电气设备的能效刻画，如对于空间供冷和电器用能，则设定了不同的能效标准的技术供优化选择。可再生能源在建筑部门的应用得到特别刻画，如固体生物质和沼气在供暖、炊事、热水的综合利用，太阳能在炊事和热水的运用，以及地热能供暖和提供热水等。

#### 2.2.4.5 农业部门

China TIMES 2.0 模型中农业部门刻画了农业、林业及其他土地利用（AFOLU）部门。根据能源平衡表，模型刻画了农业领域的能源使用，具体包括灌溉用能、农业供热和农业机械的用能。通过 GHG 价格、生物质价格和生物质供应量等参数，China TIMES 2.0 模型和 GLOBIOM-G4M 模型<sup>[217]</sup>实现了连接，从而量化了具有成本效益的 AFOLU 部门转型路径和不同 AFOLU 转型路径下生物质能生产潜力。

#### 2.2.4.6 交通部门

China TIMES 2.0 模型对交通能源活动具有丰富的刻画。模型考虑了 21 种交通模式、14 种交通燃料类型、近 300 个交通能源技术，并对城际客运、城市客运、公务客运、国际航空客运、国内货运、国际航空货运、国际航海货运、管道运输、低速货车货运进行了进一步细化（如表2.7所示）。模型完善了氢能、生物柴油在交通部门的刻画，引入了电动飞机、电动船舶等交通技术，丰富了航空、航海和货运交通的技术类型。模型对各类交通燃料进行了刻画。对于电动汽车，模型考虑了快速充电和慢速充电两种充电模式。对于新型燃油，本文考虑 B5 生物柴油（生物柴油和普通柴油按照 5: 95 比例调和）、E10 车用乙醇汽油（无水乙醇和无铅汽油按照 1: 9 比例调和）和生物航油（以可再生资源为原料生产的航空煤油）。

模型对各模式的周转量合并预测，对于每种模式下的车辆选择，则通过模型优化得到，从而得出未来交通运输模式转换情形。各类车辆的历史保有量数据从《交通运输行业发展统计公报》、《中国统计年鉴》等来源获取。由于官方周转量数据仅涵盖营运类车辆，模型中对各类道路交通车辆采用车辆保有量、年均里程、负载因子、能效四因子法综合计算周转量和能源消耗，其中年均里程和负载因子假设如表2.8所示，铁路、航空、航海已有周转量统计数据，则不再进行分拆。

表2.7 China TIMES 2.0模型交通部门能源技术类型

			电能	汽油	柴油	燃料油	煤油	LPG	天然气	生物航油	乙醇汽油	生物柴油	氢能	煤炭
客运	国际航空客运		√				√			√			√	
	公务客运	商用客车	√	√	√			√	√		√	√	√	
	城际客运	小型客车	√	√	√			√	√		√	√	√	
		大型客车	√	√	√			√	√		√	√	√	
		水路客运	√		√	√							√	
		航空客运	√				√			√			√	
		铁道运输	√		√									√
	城市客运	大型客车	√	√	√			√	√		√	√	√	
		出租车	√	√	√			√	√		√	√	√	
		小型客车	√	√	√			√	√		√	√	√	
		轨道交通	√											
		摩托车	√	√							√			
货运	国内货运	公路货运	√	√	√				√		√	√	√	
		铁道货运	√		√									√
		航空货运	√				√			√			√	
		水路货运	√		√	√							√	
	国际航空货运		√				√			√			√	
	国际航海货运		√		√	√							√	
	低速货车货运	三轮车	√	√	√						√	√		
		四轮车	√	√	√						√	√		
	管道货运					√			√					

表2.8 China TIMES 2.0模型各类车辆年均里程和负载因子假设

模式	车辆	年均里程 (km)	负载因子 (人/车, 吨/车)	模式	车辆	年均里程 (km)	负载因子 (人/车, 吨/车)
城市客运	轨道交通	69600	120	商务客运	商用车	19000	2
	公共汽车	55000	32	国际航空客运	民航客运	/	241
	私人汽车	7800	1.6	国际航海货运	远洋船舶	/	20000
	出租车	60000	1.8	国际航空货运	民航货运	/	80
	电动自行车	2500	1.1	国内货运	货运铁路	/	2110
	摩托车	4000	1.1		民航货运	/	50
城际客运	高速铁路	/	848		微型卡车	20000	1
	普通铁路	/	945		轻型卡车	28000	3
	民航客运	/	132		中型卡车	35000	5
	重型客车	54000	19		重型卡车	38000	18
	轻型客车	52000	6.1		内河船舶	/	1000
	私人汽车	5200	1.6				
	内河船舶	/	150				

## 2.2.5 能源活动中水资源供需建模

China TIMES 2.0 模型包含了丰富的水资源开发和利用刻画，并通过和 CWatM、GLOBIOM-G4M 模型进行连接，进一步描述了能–粮–水纽带关系。模型中包含地表水开采、地下水开采、污水处理、海水淡化（多效蒸发、多级闪蒸、反渗透膜、

电渗析膜、正渗透膜)等水资源供应技术<sup>[218-222]</sup>,同时考虑了水利设施的储水功能<sup>[223]</sup>、不同季节的环境水流量等。水资源供应技术的能源消耗也得到了建模。

模型内建全部门的取水耗水量清单,对农业灌溉、火电冷却、工业过程、市政用水、电解水制氢等环节均进行了刻画。对于农业部门,通过文献给定作物种植、牲畜饲养耗水和取水系数,与 GLOBIOM-G4M 模型中获得的作物种植面积和牲畜饲养数量结合得到最终的耗水量和取水量。农业灌溉方面,模型刻画了漫灌、低渗渠灌、管道灌溉、喷灌、微灌和膜下滴灌等传统和节水灌溉技术<sup>[224]</sup>。对于电力部门,模型根据技术类别(超超临界、超临界、亚临界等)和冷却方式(空气冷却、直接水冷、循环水冷)进行了电厂级的描述,最终在聚类后的技术上设定了取水量和耗水量参数(如图2.8)<sup>[94-95,165,225]</sup>。模型中分别刻画了径流式水电和调节型水电,对于径流式水电,模型根据径流量来分配水电的发电量,调节型水电则能够更加灵活地参与电网平衡。模型参考“GB/T 18916”取水定额标准<sup>[226]</sup>、《工业水效提升行动计划》<sup>[227]</sup>及相关报告<sup>[228]</sup>,对重点刻画的工业技术取水量和耗水量进行了设置(如图2.9)。对于建筑部门和其他工业部门,按照统计数据分地区给定取水系数和耗水系数汇总得到全国数据,并和《中国水利统计年鉴》校核<sup>[229]</sup>。

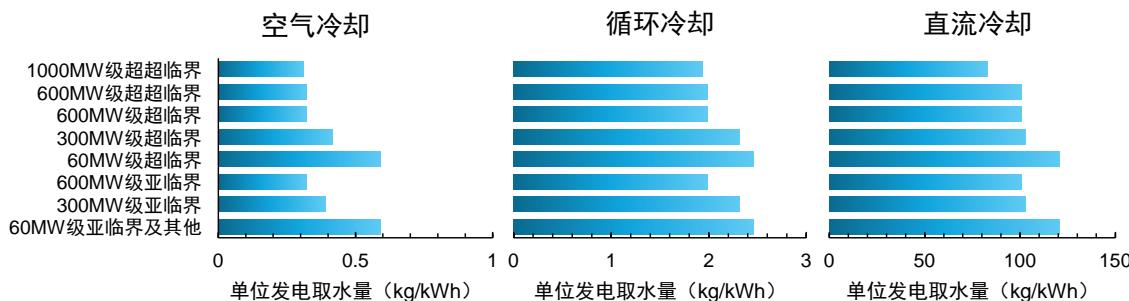


图 2.8 China TIMES 2.0 模型基年煤电单位发电取水量

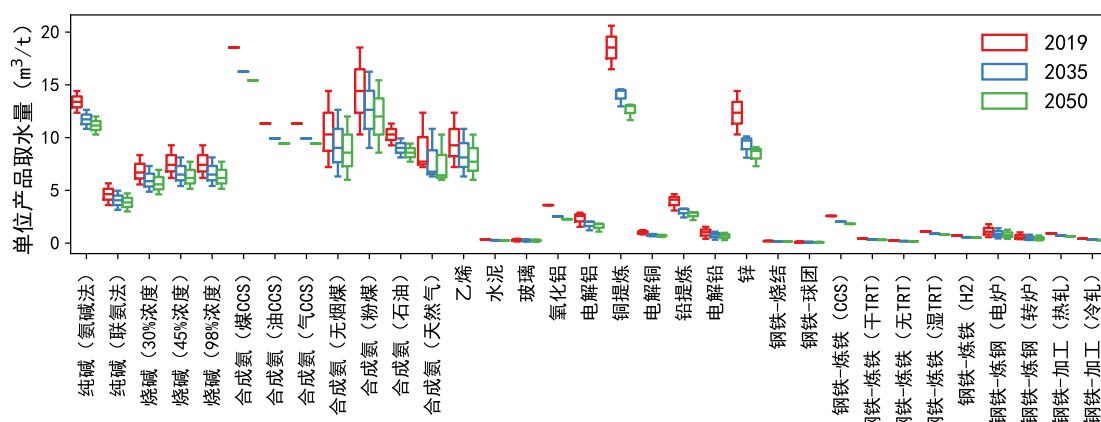


图 2.9 China TIMES 2.0 模型单位工业产品取水量

## 2.2.6 多品种多时序能源活动建模

China TIMES 2.0 模型基年为 2019 年, 模拟期涵盖 2019–2100 年, 各期长度能够灵活调节。为了刻画负荷的日内和季节波动对能源系统投资和运行的影响, 模型对亚年度级的能源系统进行了建模。通过选择代表性时段并划分时间片 (Timeslice) 的方法, 模型将一年 8760 个小时的能源活动情况划分为 32 个包含年度–季节–星期–日度信息的时间片和 24 个包含小时级信息的典型日时间片, 如图2.10所示。

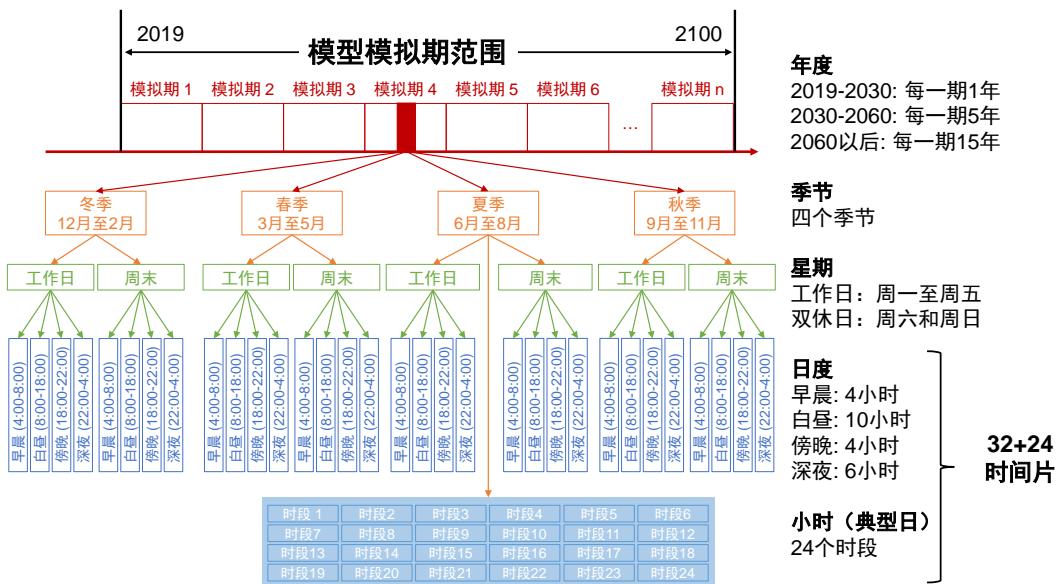


图 2.10 China TIMES 2.0 模型时间片划分方法

China TIMES 2.0 模型从时间分辨率维度大幅细化了对能源和资源供应和需求的建模, 刻画了不同季节和典型日的电力供应和需求情况。与其他考虑亚年度建模的模型相比, 模型不仅考虑了不同电源供应的时空特性, 给出了小时级机组出力曲线, 还对亚年度级电能需求进行建模, 从而能够生成未来的负荷曲线。

对于电源侧建模, 以风电和光伏为例, 模型使用了 2018 年风电和光伏的出力情况作为其出力曲线参考<sup>[230]</sup>。由图2.11可以看出, 光伏发电具有明显的昼夜交替特征, 全年出力较为稳定。风力发电全年均可发电, 呈现夜多昼少, 冬春多夏秋少的特点, 但是风电出力不稳定, 日内和长周期维度都存在较大范围的波动。

由于水电往往具有配套的水利设施, 因此模型假设所有水电均具有日调节能力, 能够在日内灵活调节出力, 但是出力受到径流量影响而存在季节差异。对于调节型的水电, 其具有更大的库容和调节空间, 模型假设其具有季节以上时间尺度的调节能力, 其出力不受季节水量约束, 但是受到年度发电总量的限制。在模型中, 以各类发电机组出力曲线为基准, 设置了每一个时间片的资源上限, 同时也允许在时间片内减少出力以满足平衡需要, 以此来代表弃风、弃光和弃水现象。

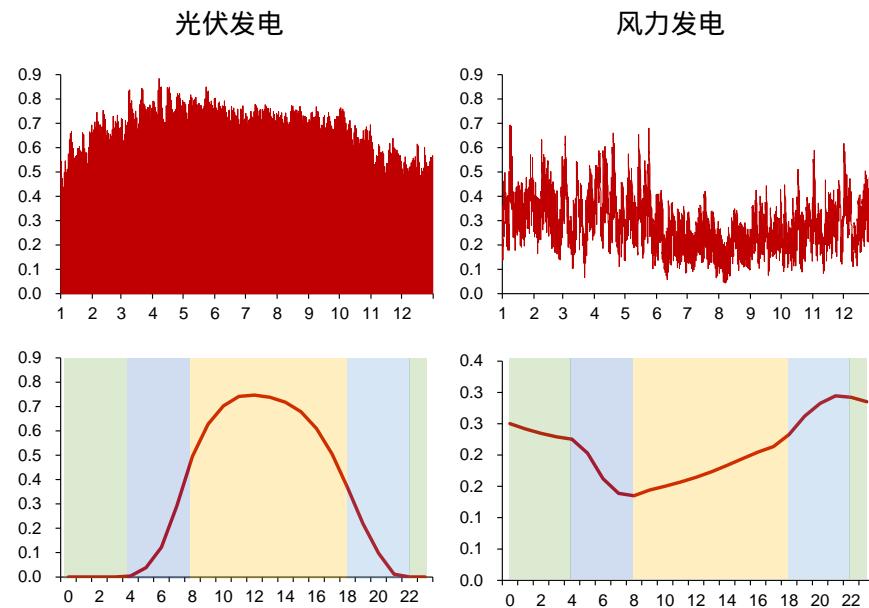


图 2.11 China TIMES 2.0 模型光伏发电和风力发电年度和日度波动情况

火力发电和核电在一定的范围内，能够接受调度进行功率调节。China TIMES 2.0 模型对各类火电和核电的启动成本、爬坡速率、最小负载水平和最短启停时间进行了建模<sup>[231-232]</sup>，如表2.9所示。所有火电机组都能通过额外的投资（500 元/kW）获得深度调峰的能力，从而满足未来灵活性的要求。由于 CHP 技术还有保障民生供暖、工业生产用热等用途，因此，其最小负载水平较纯发电机组更高。

表 2.9 China TIMES 2.0 模型火电和核电调节能力和成本

发电技术	启动成本 (美元/MW)	爬坡速率 (%/小时)	最小运行 时间(小时)	最小离网 时间(小时)	改造前最 小负载(%)	改造后最 小负载(%)	CHP 改造前 最小负载(%)	CHP 改造后 最小负载(%)
IGCC	142	20 %	4	8	40 %	20 %	60 %	30 %
小型煤电	142	35 %	4	8	40 %	20 %	60 %	30 %
中型煤电	142	35 %	8	8	40 %	20 %	60 %	30 %
大型煤电	142	35 %	12	12	40 %	20 %	60 %	30 %
油电	142	50 %	2	4	30 %	15 %	60 %	30 %
气电	85	60 %	2	4	30 %	15 %	60 %	30 %
NGCC	100	20 %	2	4	30 %	15 %	60 %	30 %
核电	1000	5 %	24	24	70 %	50 %	70 %	50 %
沼气	85	60 %	2	4	30 %	15 %	60 %	30 %
生物质	142	35 %	4	8	40 %	20 %	60 %	30 %

为了更好的体现不同发电技术对于灵活性的贡献，模型引入了尖峰负荷备用约束：要求任何模拟期和时间片在线可用容量均要超过峰值负荷10%。各种技术对于峰值负荷的贡献水平如表2.10所示。

对于用电侧，模型通过用能行为建模，克服了传统电力系统容量扩张模型外生

表 2.10 China TIMES 2.0 模型电力技术对于峰值负荷的可靠容量占比

技术	可靠容量占比	技术	可靠容量占比
热电联产机组	95 %	火电机组	97 %
核电机组	97 %	地热能	95 %
水力机组	50 %	海洋能	15 %
太阳能-CSP	100 %	太阳能-PV	15 %
风力发电	15 %	电储能	100 %

电力需求的假设，考虑了需求侧电能替代和需求侧响应引起负荷曲线形状的变化。以建筑部门为例，根据现有的建筑节能规范<sup>[213]</sup>，模型对建筑空间供暖和供冷运行时间、照明系统开关时间、电力设备使用率、人员在室率等进行建模（如图2.12），最终与建筑部门电力需求进行校核形成不同能源服务需求的负荷曲线。

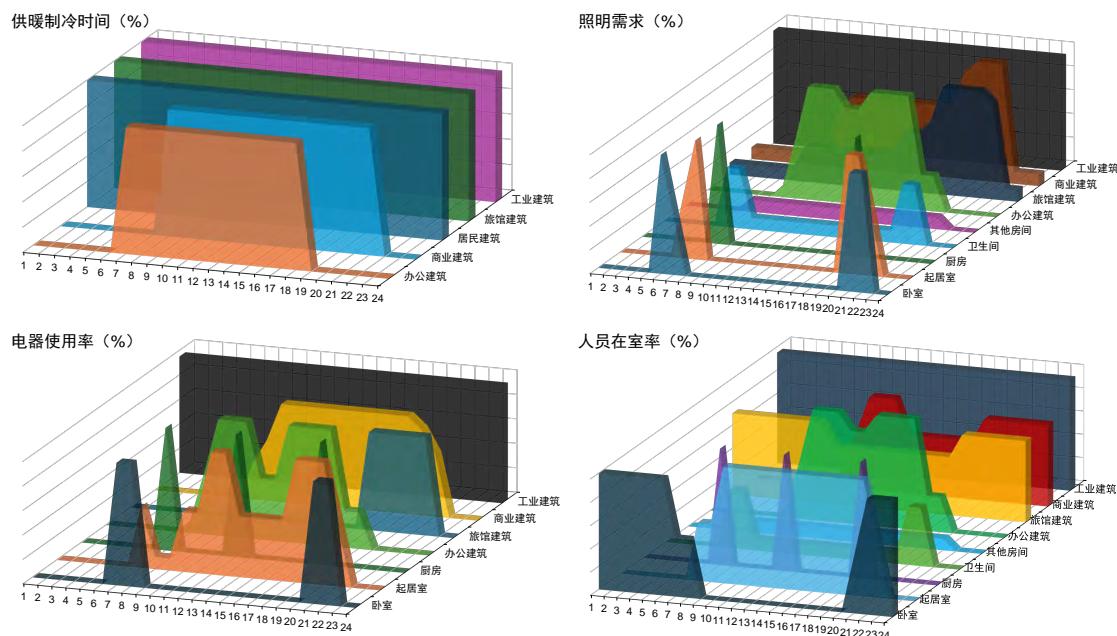


图 2.12 China TIMES 2.0 模型建筑部门能源服务需求时序拆分

工业部门由于生产的连续性，其用电负荷变化较建筑和交通部门小。但是对于电炉炼钢、有色金属冶炼、电解水制氢等过程，其产量能够较为灵活地进行调节，因此在模型中允许其进行有序生产，在满足全年产量要求的条件下，自主优化生产计划。对于氢能而言，除了允许其自主选择生产时间外，模型还刻画了氢能液化储存技术，经过液化后的氢气，能够更长时间的存储。液氢在重新气化后，还能进入到燃气机组作为燃料参与发电，从而最大程度地为系统提供灵活性。

交通部门的电力需求则考虑了快速充电和慢速充电两种模式，不同的模式各自有相应的基础设施寿命、成本、能效设定。模型中预先设置了两种模式的充电

用能曲线，如图2.13所示。交通部门的需求侧管理考虑了负荷时移和V2G两种机制，前者通过给用户货币激励（单位电量单位时间的价格）以转移用能时段，实现错峰有序充电，后者则允许用户反向售电给电网（电量上网成本），相当于广义的储能设施放电，为电网提供灵活性。

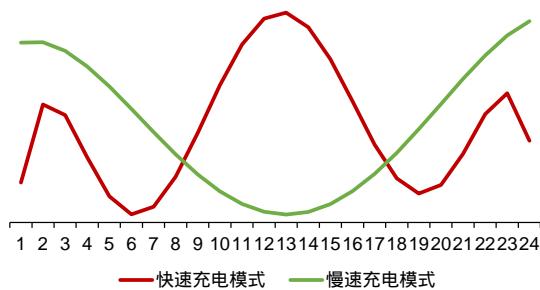


图 2.13 China TIMES 2.0 模型交通部门用电模式

综上，通过对电力消费行为的分析，得到了每种能源服务需求的日内使用时间分布，结合宏观经济驱动的能源服务需求预测和电能在该种需求中的占比，实现了未来电力负荷曲线的内生生成。图2.14展示了基年（2019年）典型日中由各部门电力需求自底向上汇总形成整个系统电力负荷曲线的过程。

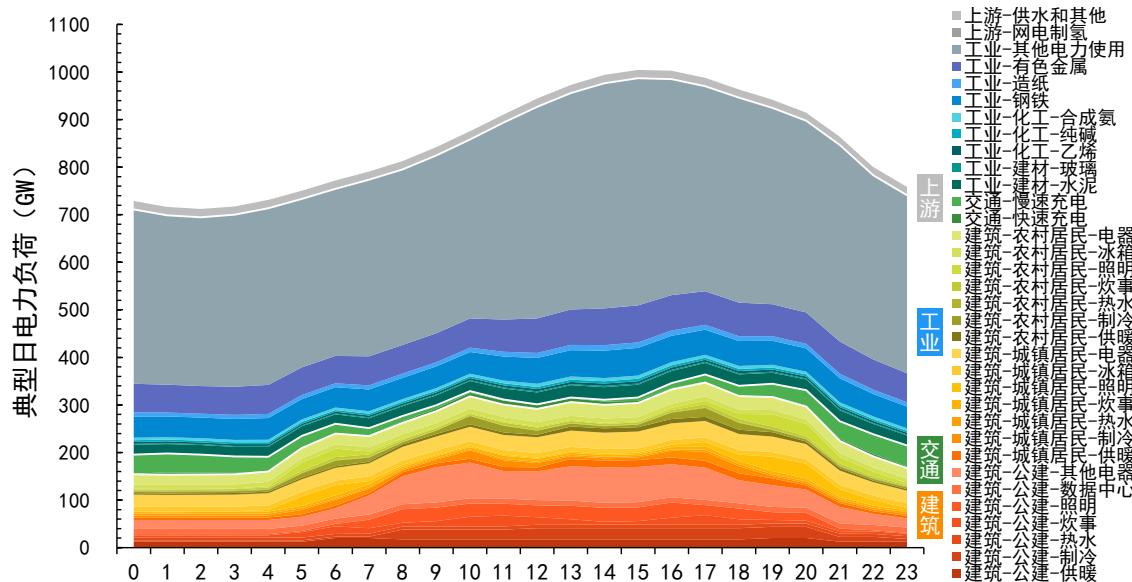


图 2.14 China TIMES 2.0 模型基年夏季典型日分部门电力负荷曲线

模型中需求侧管理考虑了时移和削减两种模式。通过设置工业部门用电、建筑部门空间采暖供冷用电、交通部门充电时移单位电量单位时间的成本（即对用户进行需求侧响应的激励），实现对于时移的建模。而需求削减则通过增加需求价格弹性（即高价时刻用户自主降低用能）来实现。在短期，需求价格弹性的作用可认为是需求侧管理，对于长期，则是生产和生活方式因能源转型而发生改变。

分布式可再生能源并网、V2G技术以及储能技术等源网荷互动的模式得到了刻画。模型独立考虑分布式可再生能源发电和集中发电两种模式，集中发电产生的电量将同时对输电网和配电网建设提出需求，并有更高的效率损失，而分布式可再生能源发电优先满足建筑部门自身用电，当有多余电量时，则并入配电网供应其他部门用电。V2G技术被设置为特殊的储能装置，该储能装置容量与电动车总量存在比例关系，能够根据不同时间电价水平进行价格套利，从而实现削峰填谷的作用。模型刻画了数十种电储能技术，包括以抽水蓄能、压缩空气储能、飞轮储能为代表的机械储能和以锂电池、铅酸电池、液流电池为代表的电池储能，氢储能技术也在模型中得到刻画。所有储能技术均可以在日内不同时间段内进行充放电，而抽水蓄能、压缩空气储能、液流电池、氢储能则允许进行跨季节储能。

### 2.2.7 气候变化对能源活动影响评估

气候变化导致温度和水文条件的时间和空间变化，深刻地影响了供暖和供冷需求、可再生能源产出、水资源供应和火力发电效率，从而对能源的供需产生影响。基于跨部门影响模型相互比较计划第3b阶段（ISIMIP3b）的结果，本研究考虑径流的季节性变化和数量变动趋势，水电的各季度发电量也会有差异。居民和公共建筑部门的供暖和供冷需求在很大程度上取决于供暖度日数（HDD）和供冷度日数（CDD）。在本研究中，根据历史数据和RCP2.6下的预测，选择18°C和26°C作为阈值，形成中国五个气候区（严寒、寒冷、冬冷夏热、冬冷夏热、温和）的HDD-18和CDD-26值（如图2.15），进而改变空间供热和供冷能源需求<sup>[233-240]</sup>。

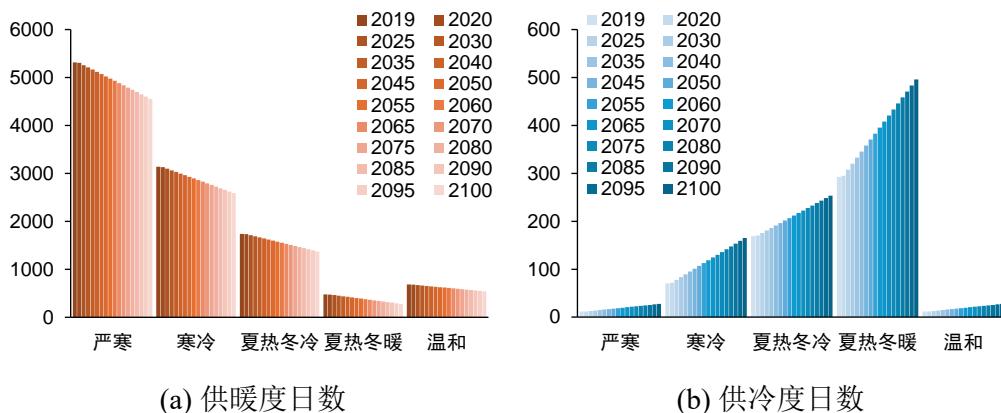


图2.15 RCP2.6下中国分气候区供暖度日数和供冷度日数变化

晶硅电池发电效率-温度系数为-0.35~ -1.55% /°C 不等，即温度越高，光伏的发电效率越小。模型中将对于效率的影响转换为对于成本的反向影响。即因为效率损失，同等发电容量光伏电站的建设成本将会上升。由于模型不能模拟全球气温的升幅，在碳中和情景下，以2019年为基年，假设2060年全球温度较2019年

上升1°C，则光伏电站的投资成本将较不考虑温升情景对应年成本上升1%，2019–2060年期间成本增幅线性插值。火电机组和核电机组的效率及其冷却用水量同样受到气温变化的波动，较不考虑气候影响，模型假设2060年火电和核电效率下降1%（如当年为44%，则下降为 $44\% \times 99\%$ ），火电和核电用水量和取水量增加2%，由2019–2060年期间效率和用水量变化线性插值，2060年以后保持不变。

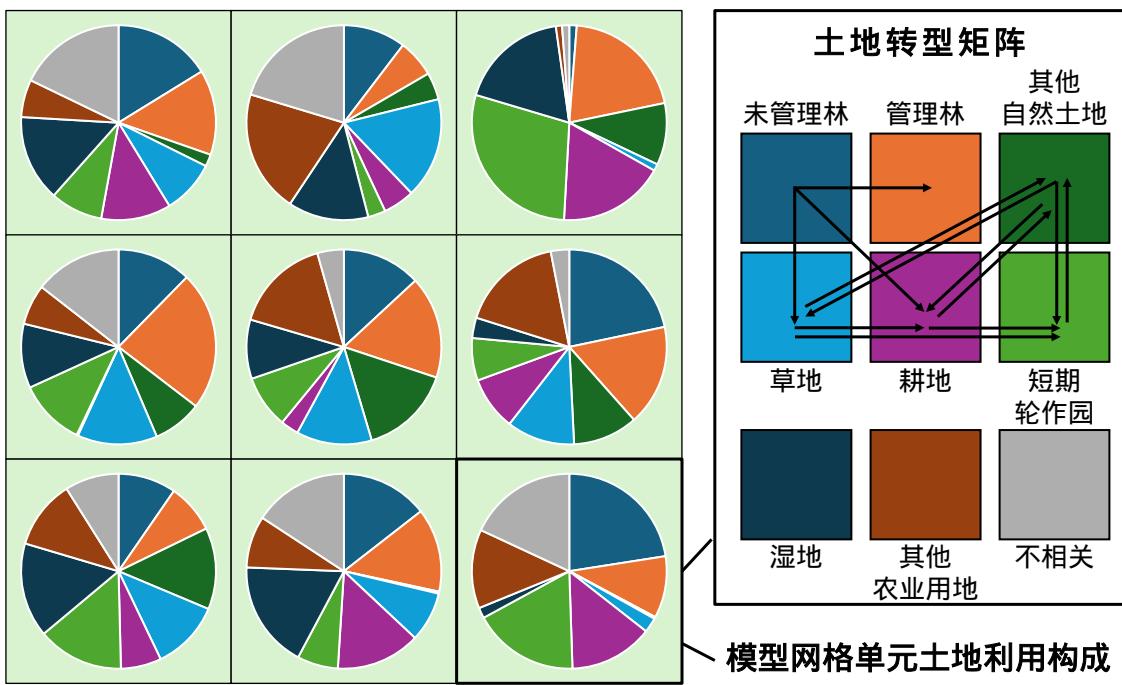
## 2.3 转型协同效应和潜在权衡评估

### 2.3.1 农业、生物质开发及土地利用

全球生物圈管理模型（Global Biosphere Management Model, GLOBIOM）是由IIASA生物多样性和自然资源团队开发的用于分析农业、林业、生物质能发展以及土地利用变化的模型<sup>[241-242]</sup>。该模型为部分均衡模型，以2000年为基年，通过递归动态方式求解，模拟期到2100年，能够输出0.5°精度的网格数据。该模型在全球范围内评估食物、木材、生物质能的生产方式，着重刻画了6类土地覆盖（耕地、草原、轮作种植园、受管理森林、非管理森林、自然植被）的土地利用变化。模型包含了18种农作物、7种牲畜，并刻画了杨树、柳树、桉树等短轮作作物作为第二代能源作物的代表。GLOBIOM模型基于IPCC排放因子校准，涵盖了AFOLU部门的主要温室气体排放，包括化肥使用的N<sub>2</sub>O，动物粪便和反刍动物的CH<sub>4</sub>和N<sub>2</sub>O，水稻种植过程中的CH<sub>4</sub>，以及肠道发酵产生的CH<sub>4</sub>，以及其他自然植被的地上和地下生物量变化的CO<sub>2</sub>排放（或移除）。为了更详细地表示林业系统，GLOBIOM与IIASA开发的全球森林模型（Global Forest Model, G4M）连接，该模型估计了管理林中林业活动产生的CO<sub>2</sub>排放量/移除量。

除了着重刻画的6种土地覆盖类型外，模型中也填补了其他农田、湿地和不相关土地（裸露区域、水面、冰雪、建筑用地）面积，但假设他们面积和分布保持不变。在模型中，每种作物的土地生产力都具体到网格水平。根据需要投入的转换成本和转换的预期收益，可以进行土地类型转换。土地转换矩阵（图2.16）反映了一个地区特有的土地转换模式可能性以及土地转换的成本<sup>[243]</sup>。

对于农业生产，GLOBIOM模型集成环境政策综合模型<sup>[244]</sup>（The Environmental Policy Integrated Model, EPIC），根据土壤、坡度、海拔、气候信息，在网格层面显性刻画了18种主要作物（占作物卡路里供应85%），并根据人类劳动的投入水平分为自给农业、低投入–自然降水、高投入–自然降水和高投入–灌溉四种管理模式，各管理模式的要素输入按照列昂惕夫生产函数固定，但作物产量也受到外部社会经济驱动因素而发生变化，从而改变管理模式而调节产量大小。GLOBIOM模型的生物质供应可以来自能源作物种植园（短轮作人工林）和林业剩余。各地的



注：图片援引自 Havlík et al.<sup>[243]</sup>

图 2.16 GLOBIOM-G4M 模型中土地覆盖和土地覆盖变化可能性的矩阵

生产力基于 NPP 地图<sup>[245]</sup>，能源作物面积扩大的潜力取决于温度、海拔、人口、土地覆盖类型等土地适宜性指标。GLOBIOM 详细刻画了全球畜牧业，包括了牛（奶牛、水牛）、小型反刍动物（山羊、绵羊）、猪、家禽（蛋鸡、肉鸡）等 7 种动物种类。畜牧业管理系统根据 Robinson et al.<sup>[246]</sup> 的多种替代性生产系统来进行划分：对于反刍动物，包含草基（干旱、湿润、温带/高原）、作物牲畜混合（干旱、湿润、温带/高原）和其他区域；对于其他动物，则分为个体户养殖和工业化养殖。对于每种物种，均对其饲料、产品和环境影响进行了单独刻画。GLOBIOM 中的饲料配给是通过消化模型<sup>[247]</sup>（RUMINANT）来定义的，包括草、秸秆、饲料作物和其他饲料；产出包括四种肉类、牛奶和鸡蛋；环境影响包括了粪便、氮排泄和温室气体排放。生产系统之间的切换能够实现饲料变化以及畜牧业生产的集约化或扩展。由于草原生产力在模型中显性建模，结合牲畜食草量的刻画，该模型可以表示草原和畜牧业之间的相互依存关系。

林业部门在 GLOBIOM 中建模为五类木材产品（纸浆木、锯木、林业剩余、薪材和其他工业原木），这些产品可满足工业能源、炊事燃料等需求，或被加工后作为最终产品（木浆和锯木）在市场上销售。

能源模型和土地利用模型的求解均需要较长时间，而之间的多次迭代扩大了计算负担。为了更快捷地进行模拟计算，并且使得两模型能够解耦运行，China TIMES 2.0 模型内嵌了土地利用模拟器，将多组实现连接后求解得到的土地利用方

案集成到了能源系统模型中，从而可以在集成模型中直接考虑 AFOLU 部门温室气体减排贡献、生物质能潜力、生物质发电对排放和系统的影响，如图2.17。该模拟器能够在碳价逐渐增长的情况下（转型压力逐步增加）下，较好地反映土地利用的变化趋势。为了实现 China TIMES 2.0 模型和 GLOBIOM-G4M 模型的连接，本文使用生物质供应作为两个模型的连接点。可供能源部门使用的生物质潜力由 GLOBIOM-G4M 模型决定。对于给定的生物质价格和 GHG 价格，GLOBIOM-G4M 均可以模拟出与之对应的土地利用方案（包括生物质供应、粮食供应和消费、AFOLU 部门排放、土地利用情况等信息）。在模拟器中，共包括 7 种生物质价格和 12 种 GHG 价格轨迹的组合，形成了 84 组方案。生物质价格（美元/GJ）和 GHG 价格（美元/tCO<sub>2</sub>eq）从 2020 年开始线性增加，并在 2100 年达到最大值。生物质价格范围从 0 到 60 美元/GJ（0, 3, 5, 8, 13, 30 和 60 美元/GJ），GHG 价格范围从 0 到 3000 美元/tCO<sub>2</sub>eq（0, 10, 20, 50, 100, 200, 400, 600, 1000, 1500, 2000 和 3000 美元/tCO<sub>2</sub>eq）。这些不同的土地利用方案及其线性组合为 China TIMES 2.0 提供了一系列可用于能源生产的生物质供应曲线及土地利用部门 GHG 排放。

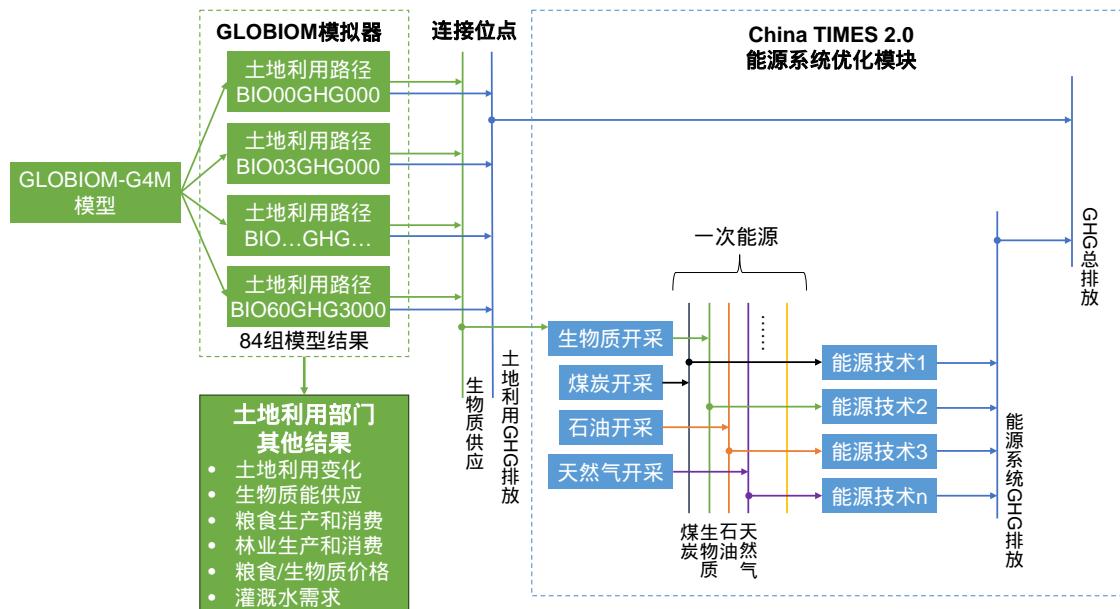


图 2.17 China TIMES 2.0 模型嵌入 GLOBIOM 模拟器示意图

每一个离散的土地利用方案都代表了给定条件下延续到 2100 年的土地利用变化路径。文中将多个土地利用方案路线进行线性组合，从而获得未在土地利用方案矩阵中表示的中间方案，更大程度丰富了 AFOLU 部门的刻画粒度。在进行线性组合时，要求特定年份  $y$  的所有方案  $LAND_{s,y}$  的份额加和为 1，即

$$\sum_{s \in S} LAND_{s,y} = 1 \quad (2.27)$$

其中,  $LAND_{s,y}$  代表年份  $y$  土地利用方案  $s$  的占比,  $S$  为 84 组方案的集合。

由于路径的线性组合无法刻画完整 GLOBIOM-G4M 模型计算时各类土地利用路径之间的潜在依赖关系, 为了使得线性组合后土地利用变化路径可行, 根据 GLOBIOM-G4M 模型测算的最大变化速率, 在模拟器中增加土地利用变化速率约束 (式 (2.28) 和式 (2.29))。通过汇总前一时间段耕地、草地和其他自然土地的面积份额, 进而确定本时间段人工林的面积上限, 即人工林增长约束 (式 (2.30))。因此只有以上三种土地的面积越大, 才可以扩展更大的人工林面积。模型中专门设置了造林活动相关技术, 为便于统计, 模型中仅允许通过专门的造林技术增加森林面积, 禁止直接增加基年已有森林面积 (式 (2.31))。

$$LAND_{s,y} \leq LAND_{s,y-1} \times 1.04 + 0.05 \quad (2.28)$$

$$LAND_{s,y} \geq LAND_{s,y-1} \times 0.96 - 0.05 \quad (2.29)$$

$$Forest_{s,y} \leq Crop_{s,y-1} \times 0.05 + Grass_{s,y-1} \times 0.05 + Others_{s,y-1} \times 0.02 \quad (2.30)$$

$$VintagedForest_{s,y} \leq VintagedForest_{s,y-1} \quad (2.31)$$

其中,  $Forest_{s,y}$  代表年份  $y$  土地利用方案  $s$  中人工林的面积;  $Crop_{s,y-1}$  代表年份  $y-1$  土地利用方案  $s$  中耕地的面积;  $Grass_{s,y-1}$  代表年份  $y-1$  土地利用方案  $s$  中草地的面积;  $Others_{s,y-1}$  代表年份  $y-1$  土地利用方案  $s$  中其他自然土地的面积;  $VintagedForest_{s,y}$  代表年份  $y$  土地利用方案  $s$  中基年已经存在的森林面积。

为了实现 China TIMES 2.0 和 GLOBIOM-G4M 模拟器的连接, 需要将各土地利用方案的生物质潜力、价格以及 AFOLU 部门 GHG 减排量和减排成本引入到 China TIMES 2.0 模型中参与优化。生物质是 China TIMES 2.0 和 GLOBIOM-G4M 连接的商品, 模型将生物质价格和土地利用部门减排成本都并入生物质进行计算, 对于引入 China TIMES 2.0 模型的不同土地利用方案的总成本被表示为:

$$P_{s_b,g,y} = BQ_{s_b,g,y} \times BP_{s_b,y} + (E_{s_b,g-1,y} - E_{s_b,g,y}) \times EP_{s_g,y} \quad (2.32)$$

其中,  $P_{s_{b,g},y}$  代表生物质价格为  $b$ 、GHG 价格为  $g$  的土地利用方案在时间  $y$  的土地利用方案的总成本,  $BQ_{s_{b,g},y}$  为时间  $y$  该土地利用方案下可提供生物质的潜力,  $BP_{s_{b,y}}$  为时间  $y$  该土地利用方案下生物质价格,  $E_{s_{b,g-1},y} - E_{s_{b,g},y}$  为在时间  $y$  相同生物质价格相邻两个 GHG 价格下的土地土地利用方案的 AFOLU 部门 GHG 排放差值(土地利用部门减排量),  $EP_{s_g,y}$  为时间  $y$  该土地利用方案下的 GHG 价格。

### 2.3.2 淡水开发、管理、保护与利用

社区供水模型 (Community Water Model, CWatM) 是由 IIASA 的生物多样性和自然资源团队开发的一个开源模型, 用于研究未来水资源供需模式同社会经济发展和气候变化之间的变化规律<sup>[248-249]</sup>。该模型综合考虑了农业、建筑、能源供应和自然环境用水需求, 考虑了与供水相关的能源需求(抽取地下水、海水淡化、跨流域调配)。CWatM 模型中将地球土地覆盖分为森林、草原、耕地、稻田、城市和水面六类, 每种土地覆盖类型都刻画了三层土壤层, 并包含着不同的渗透、毛细管上升、地表径流、间流、渗入地下水、霜冻等土壤过程。模型考虑了降雨、降雪、融雪等降水过程以及地表水的自然蒸发和植物的蒸腾作用, 地下水、湖泊、水库、河流的水量情况能够得到动态模拟。模型在全球尺度实现了  $0.5^\circ$  的精度, 区域尺度可以实现  $5'$  精度并能实现最高日级的动态模拟。

CWatM 能够使用不同的气候强迫数据集进行输入, 并使用 FAO 推荐的 Penman-Monteith 方法<sup>[250]</sup>计算潜在蒸发量。模型利用大气环流模式模拟结果作为未来气候强迫的输入, 在综合降水量、湿度、长短波辐射、温度、风速等因素后计算出蒸发量。CWatM 分别计算六种土地覆盖类别的水平衡。对四种不同的土地覆盖类型(森林、灌溉、水稻灌溉和其他)分别计算土壤过程、植物对水的拦截和蒸发, 并按网格中每种土地覆盖类型的比例汇总得出每个网格的水流量和蓄水量。

CWatM 模型中刻画了三层土壤, 第一层土壤深度为  $5\text{ cm}$ , 与遥感数据相一致, 第二层和第三层土壤的深度则来自于 FAO 发布的世界土壤数据库 (HWSD)。对于网格单元里面已经水饱和的土壤, CWatM 采用了新安江模型 (VIC/ARNO) 方法<sup>[251]</sup>, 计算了绕过土壤层直接渗入地下水的优先旁路流量。对于非饱和土壤中水的流动、再分布和输送过程, 则适用于一维理查德方程。为了更快地进行模拟, 假设了水流永远以土壤导水率的速率向下流动, 并且最底部土壤层可以自由排水。

在本文中, CWatM 在跨部门影响模型相互比较计划 (ISIMIP) 框架下, 使用 RCP2.6 和 RCP7.0 两组假设, 采用五个大气环流模式生成的气候强迫数据 (GFDL-ESM4, UKESM1-0-LL, MPI-ESM1-2-HR, IPSL-CM6A-LR, MRI-ESM2-0) 作为未来气候强迫输入, 并在全球尺度将模拟数据同 ERA5 观测数据 (W5E5) 校正。CWatM 模型模拟得到 5 组 2015–2100 年逐月的  $0.5^\circ$  网格精度的总径流量、地表水

径流量、地下水径流量的水供应数据。这些数据在均值化、空间和时间聚合、扣除生态流量后，按照2020年水资源公报中载明的取水量占总径流量的比例，输入到China TIMES 2.0模型作为水资源供应上限和水资源季节分配比例，如图2.18所示。

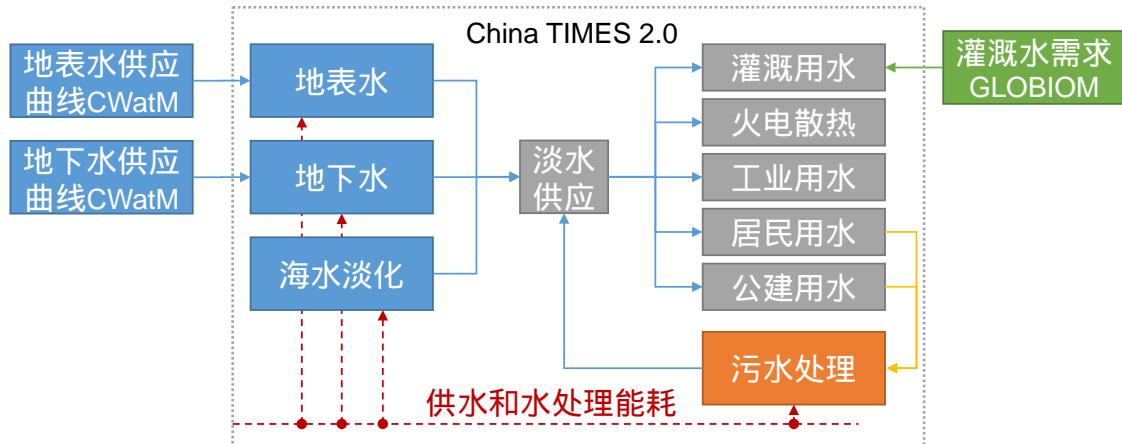


图 2.18 China TIMES 2.0 模型和 CWatM 模型连接示意图

### 2.3.3 大气污染治理与健康效应核算

温室气体与大气污染相互作用和协同效应(Greenhouse Gas and Air Pollution Interactions and Synergies, GAINS)模型由IIASA的污染管理团队(原空气质量和温室气体团队)开发，旨在模拟大气污染物排放及其对生态环境、气候变化和健康影响<sup>[252]</sup>，目前已部分开源。模型重点关注SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、NH<sub>3</sub>、PM、VOC等5种大气污染物和CO<sub>2</sub>、CH<sub>4</sub>、N<sub>2</sub>O以及含氟气体在内的温室气体的排放清单、排放预测和控制技术成本，从而能够分析大气污染导致的酸化、富营养化、臭氧和人类健康效应，最终可以得到具有最优成本效益的控制策略(如表2.11所示)。本研究采用GAINS亚洲本地化版本GAINS-Asia，其内部包含了电力、工业、交通、农业、建筑以及非能源等六个部门自底向上的建模，并且提供不同成本和效益的污染物控制措施，通过连接化学传输模式，能够展示空气质量指标(环境浓度和大气污染物沉降)，最终计算和展示大气污染对于人类健康和自然环境的影响。

2021年9月，GAINS-Asia模型发布了4.0版本，较4年前的版本有了显著提升。该版本中区分了城市和农村的能源活动及排放，细化了城市固体废弃物的回收和排放估计，考虑了不同排放标准的车辆，并且能够同GLOBIOM-G4M模型协同考虑森林火灾对于污染物和生物质资源的影响。该版本对于东亚和南亚地区的空间分辨率由1°网格提高到了0.5°，城市区域达到0.1°。GAINS-Asia 4.0模型以5年为时间节点，可以进行1990至2050年之间的分析。

对于特定的地区 $r$ ，某一项活动技术 $t$ ，采用减排措施 $s$ 的情况下，GAINS-Asia模型在计算排放和排放控制成本时，遵循以下基本原则：

表2.11 GAINS-Asia模型描述的大气污染物和温室气体对环境的影响

PM	HFCs								
(BC, SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , VOC, NH <sub>3</sub> , CO, CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O, PFCs)	SF <sub>6</sub>								
<b>健康效应</b>									
-颗粒物	★	★	★	★	★				
-臭氧		★	★			★		★	
<b>植被破坏</b>									
-臭氧		★	★			★		★	
-酸雨	★	★			★				
-富营养化		★			★				
<b>气候影响</b>									
-长期影响	(★)	(★)	(★)	(★)	(★)	(★)	★	★	★
-近期影响	★	★	★	★	★	★	(★)	★	(★)
-炭黑沉积	★								

$$E_{r,t,s} = AD_{r,t} \times EF_{r,t} \times CTRL_{r,t,s} \quad (2.33)$$

其中,  $E_{r,t,s}$  表示  $r$  地区内  $t$  能源技术在采用  $s$  减排措施的污染物排放总量,  $AD_{r,t}$  为该地区该能源技术的活动水平;  $EF_{r,t}$  表示该地区该能源技术在没有任何末端控制措施时的排放因子;  $CTRL_{r,t,s}$  表示末端控制措施的实施效果。

$$CTRL_{r,t,s} = (1 - EFF_s) \times SHR_{r,t,s} \quad (2.34)$$

其中,  $EFF_s$  代表了该种末端控制措施的减排率;  $SHR_{r,t,s}$  代表了该种末端控制措施在该地区该能源活动技术的普及率。

$$Cost_{r,t,s} = AD_{r,t} \times UnitCost_{r,t,s}^{act} \quad (2.35)$$

其中,  $Cost_{r,t,s}$  表示  $r$  地区内  $t$  能源技术在采用  $s$  减排措施的污染物减排成本,  $UnitCost_{r,t,s}^{act}$  表示该地区该能源技术采用该种控制措施时的单位活动减排成本。单位活动减排成本  $UnitCost_{r,t,s}^{act}$  通常通过污染物控制技术调研获得, 其可折现年化资本投入  $CAPEX^{annual}$ , 固定运维成本  $OMEX^{fix}$ , 可变运维成本  $OMEX^{var}$  并分摊到能源活动  $AD_{r,t}^{typical}$  上计算得到,

$$UnitCost_{r,t,s}^{act} = \frac{CAPEX^{annual} + OMEX^{fix}}{AD_{r,t}^{typical}} + OMEX^{var} \quad (2.36)$$

由上述公式可以看出, GAINS-Asia 模型的排放情景需三类数据组合创建:

1. 活动路径: 外部提供农业生产、能源消费、交通运输、工业过程、含氟温室气体和特定挥发性有机物等活动数据;
2. 排放向量: 根据物理特性设定的无控制措施时各能源活动排放因子;
3. 控制策略: 各种污染物控制措施的减排率及其普及率。

在得到了每类污染物的排放量后, GAINS-Asia 在 $0.1^\circ$  的网格上计算了不同情景和年份的  $PM_{2.5}$  浓度<sup>[253]</sup>。GAINS-Asia 在 $0.5^\circ$  的网格上, 使用欧洲监测和评估计划 (EMEP) 大气化学和传输模型的线性近似模式<sup>[254-255]</sup>估计了由一次颗粒物和二次颗粒物前体形成的大气传输系数, 并对人口超过 10 万的城市的低空排放源进行 $0.1^\circ$  分辨率的模拟<sup>[256]</sup>。人口栅格数据由 JRC 全球人类居住图层获得<sup>[257]</sup>获得, 未来城乡人口变化趋势参考了《世界城市化前景 (2018 年修订本)》<sup>[258]</sup>。在刻画环境  $PM_{2.5}$  暴露和健康影响时, GAINS-Asia 模型考虑了疾病类型和年龄因素, 人群过早死亡计算了缺血性心脏病、慢性阻塞性肺病、中风、肺癌和急性下呼吸道感染、2 型糖尿病等疾病的可归因部分, 对于地区  $c$  因为大气污染对年龄  $a$  造成的疾病  $d$  的人群归因分数  $PAF_{d,c,a}$  (Population Attributable Fraction) 可被表示为:

$$PAF_{d,c,a} = \frac{\sum_i \frac{pop_{c,i}}{pop_c} (RR_{d,a,i} - 1)}{1 + \sum_i \frac{pop_{c,i}}{pop_c} (RR_{d,a,i} - 1)} \quad (2.37)$$

其中,  $i$  代表该地区内的一个网格,  $pop_{c,i}$  代表该网格中的人口,  $RR_{d,a,i}$  是根据各网格的  $PM_{2.5}$  浓度水平的综合暴露响应函数<sup>[259-260]</sup> (Integrated Exposure Response, IER) 计算的具有疾病和年龄特异性的相对风险。

最终, 归因于大气污染的过早死亡人数  $pd_{d,c,a}$  (Premature Deaths) 可以通过 (2.37) 中的 PAF 与该国家特定年龄疾病死亡病例<sup>[261-262]</sup>  $d_{d,c,a}$  相乘而计算得到:

$$pd_{d,c,a} = PAF_{d,c,a} \times d_{d,c,a} \quad (2.38)$$

在 China TIMES 2.0 模型和 GAINS-Asia 模型连接实践中, 主要连接点为活动路径数据, 利用分省区模型 China-TIMES-30PE<sup>[51]</sup>降尺度到省级行政区后, 传输数据到 GAINS-Asia。随后调用 GAINS-Asia 模型内置的排放向量数据库, 在不同的碳排放控制目标和大气污染物控制策略下, 模拟得到污染物排放、空气质量、健康效应结果, 并通过货币化的方式, 分析能源转型的协同效应, 如图2.19所示。

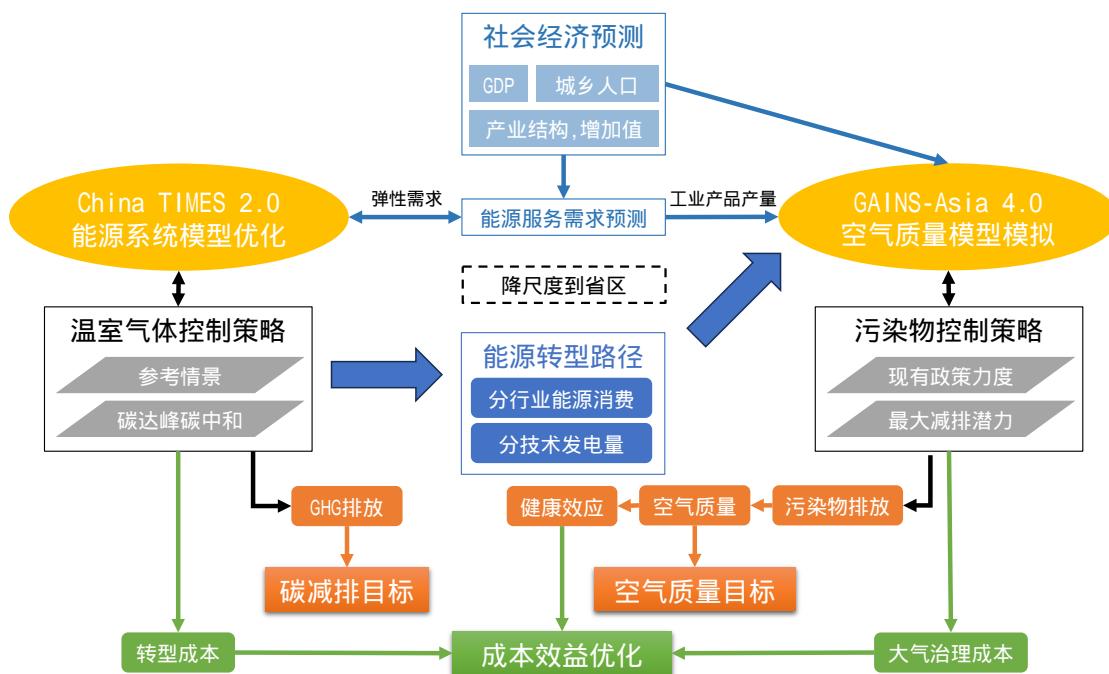


图 2.19 China TIMES 2.0 模型与 GAINS-Asia 模型的连接

在本文中, GAINS-Asia 模型的能源、交通、工业过程的活动数据采用了 China TIMES 2.0 模型的结果, 而农业、氟化气体和可挥发性有机物等未在 China TIMES 2.0 重点描述的排放源则采用了 GAINS-Asia 模型内置的情景路径。China TIMES 2.0 模型和 GAINS-Asia 模型均为自底向上的技术模型, 在共同涉及的能源活动方面均有较为详细的刻画, 但是由于关注角度和数据来源的差异, 在基年校核 (GAINS-Asia 模型基年为 2015 年)、模拟期 (GAINS-Asia 模型模拟期至 2050 年, 并以 5 年为时间间隔)、部门划分 (GAINS-Asia 模型遵行 IEA 部门划分, China TIMES 2.0 模型遵行国家统计局部门划分) 等方面存在不同, 因而在进行模型连接时, 本研究进行了较为细致地燃料对应和协调<sup>[263]</sup>, 如表2.12所示。GAINS-Asia 模型还在 ENGAGE 项目架构下, 同与中国相邻的印度、泰国等国家的 IAM 模型进行连接, 从而能够更合理地描述周边国家大气污染物排放对我国大气状况的影响。为了统一多模型的数据输入输出格式, 模型连接均通过 IIASA 的 Scenario Explorer 进行数据库管理, 采用了 IAMC 标准表格进行数据输入输出。

因为燃料的类型和质量 (热值、硫分、灰分等) 很大程度上影响大气污染物和温室气体的排放因子, 因而 GAINS-Asia 包含非常详细的能载体定义。在本文中, China TIMES 2.0 模型输出结果中的煤按照现有比例对应到 GAINS-Asia 的 3 种硬煤、2 种褐煤和衍生煤制品; 生物质能则根据现有比例对应到 GAINS-Asia 模型的农林剩余、生物燃气、生物燃油、蔗渣、生物质气化、碳质、粪便、木材、黑液及其他生物质和废物燃料; 石油和液体燃料根据现有比例对应到 GAINS-Asia 模型中的

汽油、柴油、燃料油、液化石油气。电力、天然气、热力、氢能、水力、核能、光伏、风电、海洋能、地热等则直接实现燃料的一一对应。电力部门的火电（燃煤发电、燃油发电、燃气发电和生物质发电）则进一步划分为配备 CCS 和不配备 CCS 的机组，对应与 GAINS-Asia 模型中的相应电力部门技术。此外，China TIMES 2.0 模型还将 GDP、人口、三大产业增加值、发电量、水泥和钢铁产量传递给 GAINS-Asia 用于工业部门交叉校核。

表 2.12 China TIMES 2.0 模型与 GAINS-Asia 模型连接变量表

China TIMES 2.0部门		China TIMES 2.0燃料	GAINS-Asia 4.0燃料	GAINS-Asia 4.0部门				
Primary Energy	Electricity	Biomass w/ CCS	- OS1 OS2	Existing Power Plants w/o CCS (PP_EX_L) (PP_EX_S) (PP_EX_OTH)	New Plants w/o CCS (PP_NEW) (PP_NEW_L)	Advanced Plants w/o CCS (PP_MOD) w/ CCS (PP_MOD_CCS)	IGCC Plants w/o CCS (PP_IGCC) w/ CCS (PP_IGCC_CCS)	Diesel Engines (PP_ENG)
		w/o CCS	- OS1 OS2					
		Coal w/ CCS	- HC1 HC2 HC3 BC1 BC2 DC					
		w/o CCS	- HC1 HC2 HC3 BC1 BC2 DC					
		Gas w/ CCS	- GAS					
		w/o CCS	- GAS					
		Oil w/ CCS	- MD GSL LPG HF					
		w/o CCS	- MD GSL LPG HF					
		Geothermal	- GTH					
		Hydro	- HYD					
Primary Energy	Gases	Nuclear	- NUC					
		Ocean	- OTH					
		Solar	- SPV STH					
		Wind	- WND					
		Biomass	- OS1 OS2	Fuel Production & Conversion: Combustion (CON_COMB)	Own use of energy sector and losses during production, transmission & distribution of final product (CON_LOSS)			
		Coal	- HC1 HC2 HC3 BC1 BC2 DC					
		Gas	- GAS					
		Oil	- MD GSL LPG HF					
		Biomass	- OS1 OS2					
		Coal	- HC1 HC2 HC3 BC1 BC2 DC					
		Gas	- GAS					
		Oil	- MD GSL LPG HF					
Primary Energy	Liquids	Biomass	- OS1 OS2					
		Coal	- HC1 HC2 HC3 BC1 BC2 DC					
		Gas	- GAS					
		Oil	- MD GSL LPG HF					
		Biomass	- OS1 OS2					
		Coal	- HC1 HC2 HC3 BC1 BC2 DC					
		Gas	- GAS					
		Oil	- MD GSL LPG HF					
		Biomass	- OS1 OS2					
		Coal	- HC1 HC2 HC3 BC1 BC2 DC					
Primary Energy	Solids	Biomass	- ELE	Services (DOM_COM) + Domestic others (DOM_OTH)				
		Gases	- GAS					
		Heat	- HT					
		Hydrogen	- H2					
		Liquids	- MD GSL LPG HF					
		Other	- GTH					
		Solids	- OS1 OS2					
		Biomass	- HC1 HC2 HC3 BC1 BC2 DC					
		Coal	- HC1 HC2 HC3 BC1 BC2 DC					
		Biomass	- ELE					
Final Energy	Commercial	Gases	- GAS					
		Heat	- HT					
		Hydrogen	- H2					
		Liquids	- MD GSL LPG HF					
		Other	- GTH					
		Solids	- OS1 OS2					
		Biomass	- HC1 HC2 HC3 BC1 BC2 DC					
		Coal	- HC1 HC2 HC3 BC1 BC2 DC					
		Biomass	- ELE	Residential (DOM_RES)	Residential Lighting (DOM_LIGHT)			
		Gases	- GAS					
Final Energy	Residential	Heat	- HT					
		Hydrogen	- H2					
		Liquids	- MD GSL LPG HF					
		Other	- GTH					
		Solids	- OS1 OS2					
		Biomass	- HC1 HC2 HC3 BC1 BC2 DC					
		Coal	- HC1 HC2 HC3 BC1 BC2 DC					
		Biomass	- ELE					
		Gases	- GAS					
		Heat	- HT					
Final Energy	Transportation	Hydrogen	- H2					
		Liquids	- (包括在少数油产品中) MD GSL LPG HF	Cars (TRA_RD_LD4C) Agriculture (TRA_OT_AGR)	Light-Duty Cars (TRA_RD_LD4T) Offroad Machinery and Construction (TRA_OT_CNS)	Buses (TRA_RD_HDB) Offroad 2-&4- Wheelers (TRA_OT_LD2) (TRA_OT_LB)	Heavy-Duty Trucks (TRA_RD_HDT) 2-&4- Wheelers (TRA_RD_M4) Rail (TRA_OT_RAI)	2-Wheelers (TRA_RD_LD2) 4-Wheelers (TRA_RD_M4) Domestic Aviation (TRA_OT_AIR)
		Oil	- (包括在少数油产品中) MD GSL LPG HF					
		Other	- HC1 HC2 HC3 BC1 BC2 DC					
		Electricity	- ELE					
		Gases	- GAS					
		Hydrogen	- H2					
		Liquids	- MD GSL LPG HF					
		Oil	- (包括在少数油产品中) MD GSL LPG HF					
		Passenger	- HC1 HC2 HC3 BC1 BC2 DC					
Final Energy	Industry	Biomass	- ELE	Inland Navigation (TRA_OT_INW) Maritime (TRA_OT_TS)				
		Gases	- GAS					
		Heat	- HT					
		Hydrogen	- H2					
		Liquids	- MD GSL LPG HF					
		Oil	- GTH STH					
		Other	- OS1 OS2					
		Solids	- HC1 HC2 HC3 BC1 BC2 DC					
		Biomass	- ELE					
		Coal	- HC1 HC2 HC3 BC1 BC2 DC					
Final Energy	Industry	Biomass	- GAS	Paper & Pulp (IN_PAP_OC) Paper & Pulp Boilers (IN_PAP_BO)	Iron & Steel (IN_ISTE_OC) Non-Metallic Minerals (IN_NMM_BO)	Chemical Industry (IN_CHEM_OC) Chemical Industry Boilers (IN_CON_BO)	Non-Ferrous Metals (IN_NFME_OC) Conversion Sector Boilers (IN_CON_BO)	Other Industry (IN_OTH_OC) Other Industry Boilers (IN_OTH_BO)
		Gases	- HT					
		Heat	- H2					
		Hydrogen	- MD GSL LPG HF					
		Liquids	- GTH STH					
		Oil	- OS1 OS2					
		Other	- HC1 HC2 HC3 BC1 BC2 DC					
		Solids	- ELE					
		Biomass	- GAS					
		Coal	- HC1 HC2 HC3 BC1 BC2 DC					

## 2.4 基于蒙特卡洛的不确定性分析

### 2.4.1 关键参数的识别

关键参数的识别通过专家判断结合预算算来进行。理论上，模型中所有的参数都存在不确定性，均需要进行不确定性分析。但是受制于能获取的数据和计算量，需要预先选择可能对于未来路径具有较大影响的变量进行预算算。按照来源，可以将未来情景不确定性分为以下几类：

1. 社会经济：GDP、人口、产业结构、城镇化率、折现率；
2. 资源技术：技术成本、不同时期技术部署率、资源成本；
3. 行为模式：需求价格弹性、需求侧响应、社会偏好；
4. 政策法规：累计排放量、短期快速减排和长期负排放的权衡。

预算算后，利用主成分分析、因子分析、随机森林回归树分析等方法，可以筛选出数量合适的关键变量。根据所要研究的问题，确定不同因子对于各项输出变量不确定性的影响大小，从而实现降维和减少共线性。

### 2.4.2 概率分布的选择

决定概率分布形状的有分布类型、均值和方差三个参数。分布函数的选择，可能会影响蒙特卡洛模拟的信度和效度。即使均值和方差都相同，由于分布函数不同，也可能产生迥异的结果。由于所需要输入的参数均为对于未来的估计，绝大部分参数仅有经验数据，且不会重复出现，因此根据历史数据拟合很难得到准确的概率分布。通常情况下，概率分布的设计均由建模者通过专家咨询和自身判断来选取。根据不同变量的特点，研究选择了不同的概率分布类型。本文中所有与成本、价格相关的变量，均选择了对数正态（Log-Normal）分布，以反映价格和成本的比例变化。对于政策相关的变量，由于没有公允的评判标准，因此采用了均匀（Uniform）分布，等权重体现不同政策条件下转型路径。对于其他的变量，则选择正态（Normal）分布，以反映对未来预测的偏差。通过调研、技术学习预测、内生技术学习等方法，可以归纳出该参数未来最有可能的结果，将其定义为均值。方差反映了不同参数的不确定性范围，体现了当前预测的共识程度，同时在3个标准差内，能够涵盖主流的预测结果。

### 2.4.3 抽样方法的改进

为了量化给定概率分布的变量，计算机需要进行大量抽样来还原原有的概率分布。经典的蒙特卡洛分析使用随机抽样对既定分布进行抽样。对于每一次抽样，计算机在0和1之间生成一个随机数（均匀分布），通过累计分布函数对应，最终

得到该次采样的变量数值（如2.20(a)所示）。随机分布每一次采样完全随机，得到的变量数值可能出现在分布的任何位置。可以预见，通过随机采样得到的采样点更有可能会聚集于累积分布函数最陡峭的位置，即概率密度最高的地方。在使用随机抽样的蒙特卡洛分析中，位于分布最边缘的尾部区域则很难被抽取到。考虑这些点所代表的情景，即未来可能出现的极端情况，在长期规划中具有独特的价值和意义。为了能够考虑这些情形，只能大幅增加采样数量，但将带来极大的计算负担。对于多维变量抽样，则聚集问题会更加严重，大大限制输出情景的多样性。

拉丁超立方抽样（Latin Hypercube Sampling, LHS）是一种经过数学证明近似于随机抽样的分层抽样方法。拉丁超立方抽样区别于随机抽样主要体现在需要先对输入的概率分布进行分层，随后再进行抽样：首先将累积分布函数等分为 $n$ 份，随后在每一层（间隔）中随机的抽样，最终得到 $n$ 个采样值（如2.20(b)所示）。

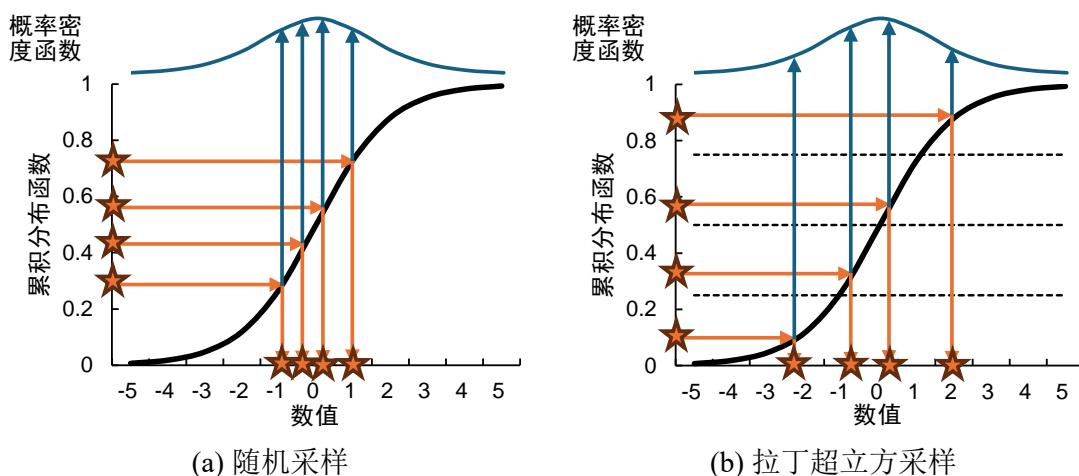


图2.20 随机采样与拉丁超立方采样示意图

对比随机抽样和拉丁超立方抽样，随机采样是一种无记忆的抽样方式，新的采样点不考虑原来已经抽取的采样点，而拉丁超立方采样是一种带记忆的抽样方法，需要记住之前已经抽取的采样点，以保证每个维度的每个间隔中仅抽取一个点。拉丁超立方抽样能够使用相对较少的采样数量，重建原始分布，很好地解决随机采样中可能出现的聚集问题，并确保低概率事件在模型中得到准确体现。拉丁超立方采样具有更优性能的简单证明如下，

对于通用统计估计器，

$$T(y_1, \dots, y_n) = \sum_{l=1}^n w_l g(y_l) \quad (2.39)$$

其中  $y_l = h(x_l)$  代表由采样方法生成的样本， $w_l$  为样本权重， $g(\cdot)$  是任意一个函数。当  $g(y) = I\{y \leq Y\}$  时（其中  $I\{\cdot\}$  表示指示函数）， $T$  即为经验累积分布函

数。

对于随机抽样,  $w_l = \frac{1}{N} \forall l$ , 随机抽样估计器方差  $\text{Var}[T_{MCS}]$  可以表示为,

$$\text{Var}[T_{MCS}] = \frac{\sigma^2}{N} = \frac{\text{Var}[g(Y)]}{N} \quad (2.40)$$

拉丁超立方采样是通过在样本单元之间建立负的协方差来减少方差, 拉丁超立方采样估计器的方差  $\text{Var}[T_{LHS}]$  可表示为,

$$\text{Var}[T_{LHS}] = \text{Var}[T_{MCS}] + \frac{n-1}{n} \frac{1}{n^N(n-1)^N} \sum_R (\mu_i - \tau)(\mu_j - \tau) \quad (2.41)$$

其中  $\tau$  为均值,  $\mu_i$  是拉丁超立方采样单元  $i$  的均值,  $R$  代表  $n^N(n-1)^N$  对没有重叠单元坐标的单元对  $(\mu_i, \mu_j)$ 。第一项  $\text{Var}[T_{MCS}]$  为随机抽样的方差, 即只有当第二项 (单元协方差) 为负数时, 拉丁超立方抽样的方差才会减小。McKay 和 Stein 已经证明, 对于单调线性函数和任何具有有限二阶矩的函数  $h(\cdot)$  ( $n \gg N$ ) 方差都会减小。同时 Stein 还证明, 拉丁超立方抽样可以通过有效地过滤变换的主要影响来减少方差, 使得主要影响越强, 方差减少得越多<sup>[264-266]</sup>。

#### 2.4.4 数据存储、计算和可视化

蒙特卡洛分析中, 需要大量采样才能近似反映一个变量的概率分布, 因此产生了巨大的数据量。本研究中, 整体考虑输入变量、模型架构、输出结构特征, 形成了完整的数据储存、情景读写、模型计算、结果整理和可视化的自动并行流程:

1. **数据存储:** 自底向上的能源技术模型涉及大量的底层数据和约束, 对于单时序 China TIMES 2.0 模型而言, 模型中变量数百万个, 仅模型核心数据库就超过 1 GB。如果按照传统的模型存储方法, 则包含上千次蒙特卡洛情景的数据库大小将为 TB 量级。体积过大的数据库一方面对模型运行的硬件条件提出要求, 另一方面数据库性能也会因为数据库容量增大而受到不利影响。由于本研究主要针对少数关键变量 (小于 100 个) 进行不确定性分析, 不同情景间模型结构相似性很强, 因而, 研究设计了差分存储的方式, 仅保存不同情景间具有差别的数据 (即关键变量的参数取值), 从而将蒙特卡洛生成的情景输入文件大小控制在 2 GB 以内, 大大减少了运算的负担。
2. **情景读写:** China TIMES 2.0 模型的情景数据和输出数据分别保存在以.dd 和.vd 为后缀名的文件中, 其实质为逗号分隔符文本文件。文本文件是读写输入输出数据最为直接的方法, 在数据量不大时, 能够方便地调试模型, 并且在不同平台计算机上相互兼容。但是面对大量数据读写时, 文本文件性能则

会出现明显下降。本研究中，利用 SQL 数据库作为数据交互的桥梁，将基年数据和情景数据导入 SQL 数据库中，利用哈希表运算替代文本正则表达式运算，快速定位不同情景差异，生成一系列的情景输入 GAMS 中进行优化。

3. 模型计算：模型求解是整个流程中最耗时的部分，对于单时序 China TIMES 2.0 模型而言，单个情景计算需要约 3 分钟。通过更改线性规划算法（由单纯形转为内点法），切换为 GUROBI 的障碍法多线程计算，计算时间缩短到 100 秒左右。但此时如果运行 1000 个算例的蒙特卡洛模拟，仍需要超过 1 天的时间。通过拆分模型编译和模型计算过程，将读写密集的模型编译和耗时较长的计算过程并行，提高了硬件的利用率，能够进一步将单情景运算耗时缩短到 12 小时左右。由于本研究通过 SQL 批量输出定制化情景，而单个情景的运算时间较短，因而能够非常便捷地拆分进行多终端并行运算，进一步提高计算效率。
4. 结果整理和可视化：得益于 SQL 数据库在结果储存方面的运用，四千个情景的硬盘占用空间不足 15 GB，较此前采用.vd 格式占用缩小超过 200 倍。同时，SQL 数据库便于同 R、Python、Tableau 等现代数据分析工具集成，为后续分析和可视化提供了便利。

## 2.5 多模型连接方法

本文构建了以 China TIMES 2.0 为核心，GAINS-Asia、GLOBIOM-G4M、CWatM 多模型连接框架（如图2.21所示）。

China TIMES 2.0 模型和土地利用模型 GLOBIOM-G4M 通过模拟器的方式实现集成。China TIMES 2.0 模型中将不同时期的碳价（边际减排成本）和生物质资源需求量传入 GLOBIOM-G4M 模型，通过 GLOBIOM-G4M 模型的求解，得到成本最优的土地利用模式，并将该模式下的生物质资源供应曲线（不同类型生物质的价格和潜力）返回到 China TIMES 2.0 用于调整生物质资源的参数。与此同时，GLOBIOM-G4M 模型还生成了耕地和畜牧业的发展情况，进而可以更新 China TIMES 2.0 模型农业部门的参数，用于后续农业部门耗水量的计算。

CWatM 模型与 China TIMES 2.0 模型和 GLOBIOM-G4M 模型实现软连接。China TIMES 2.0 模型中将未来电力和工业部门的耗水量数据传递到 CWatM 模型，GLOBIOM-G4M 将已经同 China TIMES 2.0 连接后生成的种植面积、灌溉面积和土地利用传输给 CWatM 模型，CWatM 模型自建了以人口降尺度的建筑部门耗水量，通过 CWatM 的模拟，评估各网格水资源的可用量、耗水量和取水量，并向 China TIMES 2.0 和 GLOBIOM-G4M 模型反馈不同地区水资源的可用量和供应

成本数据，为模型供水成本提供参考。

China TIMES<sup>[114]</sup> 和 China TIMES 30P<sup>[267,267-268]</sup> 模型和 GAINS 3.0 模型曾进行过软连接，China TIMES 和 China TIMES 30P 模型将分部门分燃料的能源消费量导入到 GAINS 中，模拟在不同力度的控制策略下，SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub> 的排放量、空气质量和健康影响。China TIMES 2.0 模型首先重建了与架构更新后的 GAINS-Asia 4.0 的连接，并将两个模型中能源消费量调平。随后通过分省区模型 China-TIMES-30PE 将能源活动数据降尺度到省区后，输入到 GAINS-Asia 中。在 GAINS-Asia 中，更新大气污染物末端控制技术渗透率和未来控制策略，最后对 PM<sub>2.5</sub> 浓度构成进行了分解，能够分析人为源造成的 PM<sub>2.5</sub> 浓度和总 PM<sub>2.5</sub> 浓度。

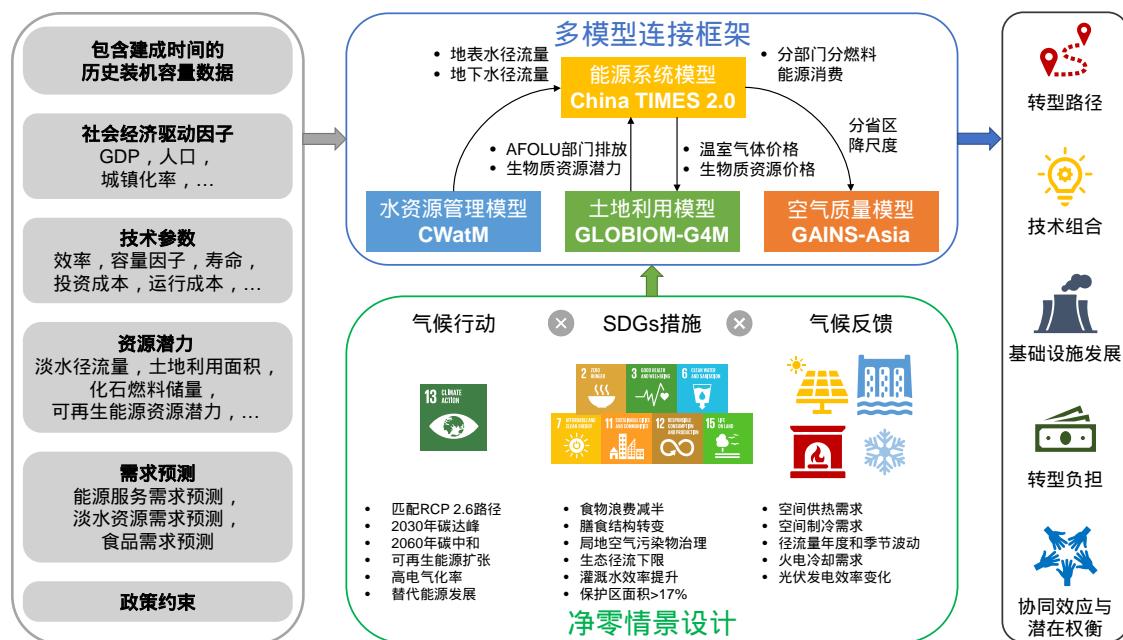


图 2.21 多模型连接框架示意图

## 2.6 本章小结

本章介绍了中国碳中和转型综合评估模型体系的构建，其中包括搭建适应中国碳达峰和碳中和路径模拟需求的能源系统模型 China TIMES 2.0；建立能源系统模型同土地、水、空气质量模型的连接；开发基于蒙特卡洛的不确定性分析模块，形成样本采样、模型计算、数据储存和结果处理全栈式的不确定性分析框架。具体包括以下主要模型工作：

(1) 为适应大型模型并行计算和合作开发的发展需求，China TIMES 2.0 模型重构软件平台和数据库，形成数据自动校验、情景灵活可控、模型模块设计的新一代模型架构；China TIMES 2.0 结合统计数据、点源数据、行业数据，更新基年为 2019 年，开发模拟期可变的优化方法，覆盖二氧化碳、甲烷和氧化亚氮温室气体。

(2) 针对可再生能源快速发展趋势, China TIMES 2.0 采用年-季节-星期-日度-小时嵌套的多时序建模, 描述多能源品种亚年度级运行动态, 基于用户行为模式刻画亚年度级未来用能曲线, 新增火电、建筑围护结构和工业改造技术, 丰富了氢能、CCS、生物质能的用能技术, 为深度减排路径模拟提供支撑。

(3) 建立能源系统模型 China TIMES 2.0 与土地利用模型、水资源管理模型和空气质量模型的连接, 实现模型间的数据交互传递, 刻画了碳中和目标下中国能-粮-水-空气质量系统转型动态, 可用于评估气候行动和其他可持续发展目标之间的协同效应和潜在权衡。

(4) 为应对长期低碳发展的不确定性, 本模型体系自建了基于蒙特卡洛的不确定性分析模块, 通过识别关键参数、选取概率分布和改进抽样方法, 实现了不确定性情景的高效生成、运算、储存和分析, 形成了不确定性下路径优化方法。

## 第3章 碳中和目标下中国能源系统转型路径

《巴黎协定》要求各个缔约方逐步更新国家自主贡献，将全球平均温升限制在远低于工业化前水平的 $2^{\circ}\text{C}$ 以内，并争取控制在 $1.5^{\circ}\text{C}$ 内。各缔约方承诺尽早实现全球GHG排放达峰，并在2050年后实现GHG人为源排放量与汇移除量的平衡，这意味着需要在某个时间点实现碳中和<sup>[1,269]</sup>。目前中国的碳排放和能源消费量全球最高，因而中国能源转型进程将对全球气候变化减缓工作产生重大影响<sup>[4]</sup>。中国2021年向《联合国气候变化框架公约》提交了更新NDC：中国将在2030年前实现碳达峰，并努力在2060年前实现碳中和，同时还对森林蓄积量、可再生能源、节能低碳产业等量化指标上进行了更新和增强<sup>[22]</sup>。

我国高度重视气候变化应对问题，将应对气候变化融入到生态文明建设和经济社会发展规划全局，完成构建碳达峰碳中和“1+N”政策体系，在产业结构、能源结构、能源效率等领域积极采取行动并取得实质进展，2022年碳排放强度较2005年下降超51%，非化石能源消费占能源消费总量比重达到17.5%，可再生能源电力装机首超煤电装机<sup>[270]</sup>。

为了保障碳达峰和碳中和目标的顺利实现，需要对能源系统的脱碳路径、减排技术、转型风险和经济负担等进行科学评估。为此，本章将主要应用中国碳中和转型综合评估模型体系，综合考虑社会经济发展、技术进步和政策法规等因素，对以下几方面进行重点研究：（1）中国温室气体减排路径；（2）中国能源系统转型路径；（3）能源转型所需的技术组合；（4）确保能源系统灵活性的运行策略和储能规划；（5）能源转型的经济性。

本章3.1节介绍了贯穿本章的转型情景设计；3.2节阐述温室气体减排路径；3.3节阐述能源转型总体特征和能源生产格局；3.4节详细介绍各能源消费部门转型的技术路径；3.5节重点分析在亚年度时间尺度上能源生产和消费；3.6节对转型的成本效益进行分析；3.7节进行总结。本章所涉及的相关研究方法和成果已发表于《Engineering》<sup>[155]</sup>。

### 3.1 低碳转型情景设计

中国碳达峰碳中和所覆盖的温室气体范围目前尚未在官方正式文件中加以明确，本文中假设中国的碳达峰和碳中和目标所覆盖的温室气体范围为化石燃料和工业过程（FFI）二氧化碳排放。累计碳排放直接关系到中国对于全球气候变化治理的贡献，不同的分配原则下中国的碳配额不确定性范围较大。在本章和第4章

中，对于碳中和情景，研究使用本课题组开发的碳配额分配模型的结果<sup>[271]</sup>，设定2376亿吨CO<sub>2</sub>作为2020–2050年累计碳排放（排除LULUCF）约束；2020–2100年期间的累计碳排放（排除LULUCF）根据国内外分配模型结果给出的碳预算范围<sup>[271–273]</sup>，设定为2300亿吨CO<sub>2</sub>。在第5章中，累计碳排放将作为重要的不确定性变量进行讨论。

为了分析实现碳达峰碳中和目标所需努力，量化碳中和目标下影响能源转型的重要因素，本研究设计了如下两组情景以识别中国气候变化减缓政策中的优先议程和瓶颈领域。由于气候变化的全球性，为刻画气候变化反馈影响，每个情景都根据气候变化应对力度匹配了减排力度接近的全球路径，具体情景对比如表3.1。

表3.1 本章情景假设对比

情景假设	REF	CN60	CN60-LM	CN60-noCF
2020年前发布的能源、气候政策	√	√	√	√
2030年前碳达峰目标	√	√	√	√
碳达峰后碳排放单调下降	√	√	√	√
2060年碳中和目标	√	√	√	√
2020–2050年累计碳排放2376亿吨CO <sub>2</sub>	√	√	√	√
2020–2100年累计碳排放2300亿吨CO <sub>2</sub>	√	√	√	√
电力机组和工业产能提前退役	√	√	√	√
考虑需求价格弹性的弹性需求	√	√	√	√
需求侧管理（负荷时移、V2G、户用储能）			√	
气候变化反馈路径 SSP3–7.0		√		
气候变化反馈路径 SSP1–2.6		√	√	
冻结气候变化反馈在2020年水平				√

1. **REF:** 作为参考情景，包含2020年以前发布的主要能源、气候政策以及更新NDC中2030年前碳达峰的目标，假设以上目标均能实现，以反映当前政策的减排力度。假设全球气候变化应对力度遵循SSP3–7.0路径（当前政策路径CurPol），该路径在AR6中与C7组别相近，有22%可能性将温升控制在3°C以下。需要说明的是，由于中国2022年和2023年的能源强度、碳排放强度下降幅度不及预期，因此“十四五”规划中相关的约束性目标完成压力较大，这可能使得本研究中情景假设和近期现实路径之间出现差距；
2. **CN60:** 作为碳中和情景，是本文的核心情景，在REF情景基础上，2030年后开始快速减排，到2060年实现碳中和，随后持续产生负排放。碳中和情景允

许多高耗能、高排放电力机组（和工业产能）提前退役，能源服务需求启用价格弹性。假设全球气候变化应对力度遵循 SSP1–2.6 路径，该路径在 AR6 中与 C3b 组别相近，有 17% 的可能将温升控制在 1.5 °C 以下，有 73% 的可能将温升控制在 2 °C 以下；此外，作为 CN60 情景的补充情景，CN60-LM 加入了需求侧管理的措施，如负荷时移、V2G、户用储能并网等技术，从而使得系统有更多的灵活性资源可以调度，其他假设和 CN60 情景保持一致；CN60-noCF 移除了空间供暖、空间供冷、供水量和发电等技术的参数因为气候变化造成的影响，将这些参数冻结在 2020 年水平，以凸显气候变化反馈对于能源转型路径的影响，其他假设和 CN60 情景保持一致。

## 3.2 温室气体减排路径

中国作为当前世界最大的温室气体排放国，要在不到 10 年的时间内实现碳达峰，在不到 40 年的时间内实现碳中和，任务艰巨繁重。中国的温室气体排放主要来自能源系统，但能源系统转型目前还面临需求增长压力巨大、稳定供应制约较多、绿色低碳转型任务艰巨等挑战。2022 年中国人均 GDP 刚刚突破 12 000 美元，制造业仍然为中国的主导产业，根据制造业中长期战略和“十四五”发展规划规划，中国将持续推进实体经济发展，保持制造业占 GDP 比重基本稳定，避免经济“脱实向虚”。同时叠加人民日益增长的美好生活需要带来的消费升级和增量消费需求，能源系统排放仍有较大的上涨空间。对于能源供应部门，中国拥有全世界最大规模的煤电装机量，是世界最大的石油冶炼国，而且这些产能多为近期建设，过早退役将面临巨大的搁浅成本。因此，系统评估二氧化碳和其他温室气体减排路径，对于优化社会经济转型具有重要的意义。

### 3.2.1 二氧化碳减排

图3.1展示了中国 2019–2100 年的分部门化石燃料和工业过程二氧化碳排放路径，黑线代表净排放量。2019 年中国化石燃料和工业过程（FFI）碳排放约 111 亿吨 CO<sub>2</sub>（其中能源相关二氧化碳排放 101 亿吨 CO<sub>2</sub>）。受到新冠疫情的影响，在 2020–2022 年期间，交通部门排放较 2019 年下降 13~17%。在此期间，叠加疫情冲击、能源价格飙升、产业升级等多种因素影响，2020 年高耗能工业部门产量出现下降，工业部门排放逐渐下滑，2022 年后出现较大幅度的下降。全国碳排放近期仍将有小幅度的上升。在假设中国实现“十四五”规划中能源强度和碳强度下降目标的情况下，预计中国在“十五五”前期实现能源相关二氧化碳排放达峰。由于汽车保有量的快速增加和近期大量新建的火电厂并网发电，碳达峰前

碳排放增量主要来自于交通和电力部门（包含电力、热力和热电联产机组），两部门预计分别在2029年和2025年前后实现碳排放达峰。建筑部门当前已经出现碳达峰趋势，到2030年，碳排放较2020年将下降9%。

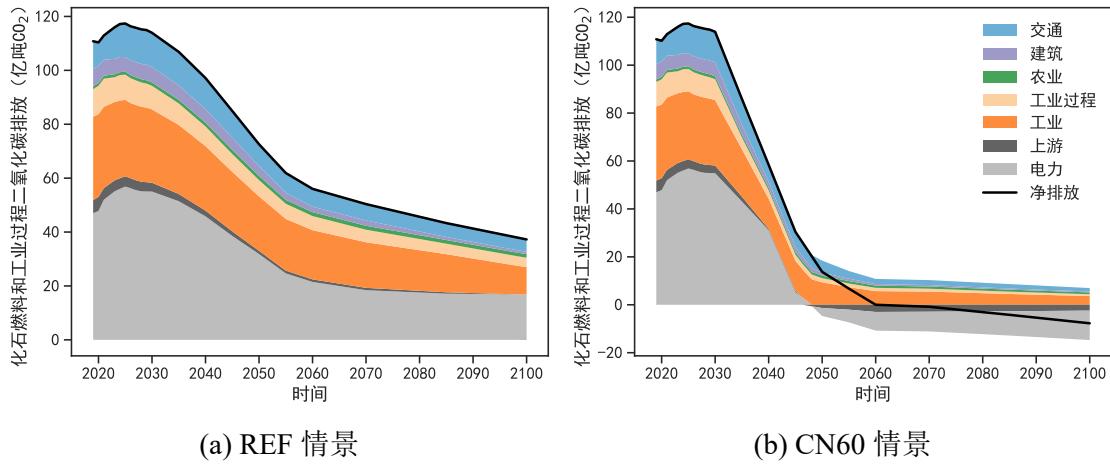


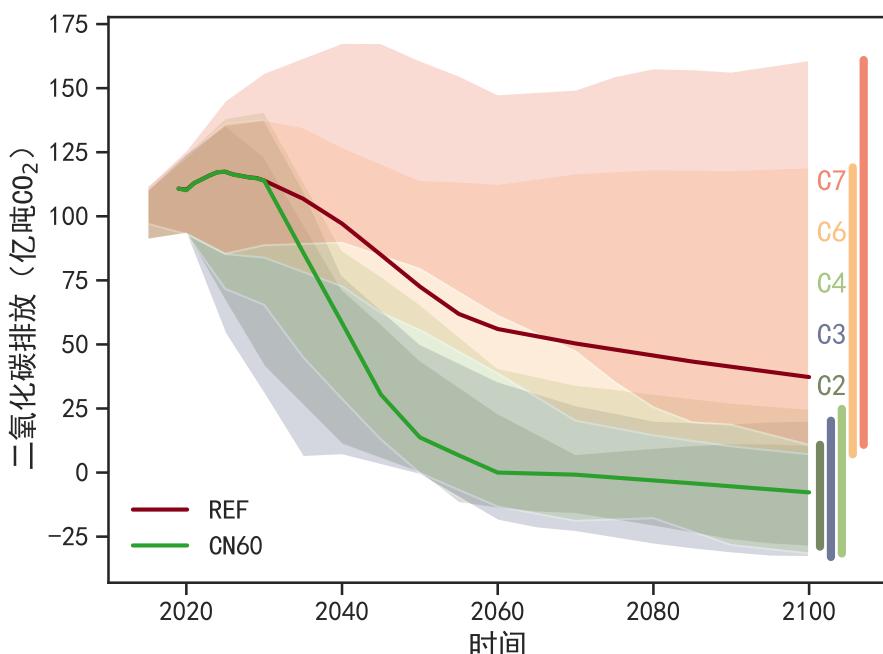
图3.1 中国化石燃料和工业过程二氧化碳排放路径

REF情景下，能源相关碳排放量在2025年后出现下降，但在2035年前仍保持高位（约99亿吨CO<sub>2</sub>）。随后由于火电和工业产能逐渐进入退役期，二氧化碳排放量迅速下降，至2060年排放量仅50亿吨CO<sub>2</sub>。CN60情景则需要在达峰后即有较大规模的减排（2035年降至约81亿吨CO<sub>2</sub>）随后通过多部门的共同努力，在2060年负排放约1.4亿吨CO<sub>2</sub>。由于工业过程排放主要源自于水泥行业的碳酸钙分解、钢铁行业的熔剂消耗和电解铝等电化学工艺中的石墨电极损耗，其排放量与工业产品产量直接挂钩。REF情景工业过程排放减排较为缓慢，2035年工业过程排放近8亿吨CO<sub>2</sub>，至2060年仍有约5亿吨CO<sub>2</sub>的排放。CN60情景通过技术改造、原料替代、碳捕集与封存等方法，叠加需求价格弹性造成的产量下降，减排速度明显加快，2035年工业过程排放约5亿吨CO<sub>2</sub>，2060年约1.4亿吨CO<sub>2</sub>。

2060年后，REF情景下碳排放继续下降，贡献主要来自电力和工业部门。可再生能源在获得成本竞争优势后，进一步取代已有火电机组，电力部门排放从2060年的21亿吨CO<sub>2</sub>下降到2100年的16亿吨CO<sub>2</sub>。工业产品产量下降和技术水平的持续提高使得工业排放由2060年的18亿吨CO<sub>2</sub>下降到2100年的10亿吨CO<sub>2</sub>，工业过程也有约1.8亿吨CO<sub>2</sub>的减排，CN60情景下由于其他部门在达到碳中和前已经实现了深度脱碳，因而2100年排放变化不大，工业、建筑、交通部门较2060年减排仅减排2.1亿吨，0.3亿吨和0.7亿吨CO<sub>2</sub>，工业过程减排约0.6亿吨CO<sub>2</sub>。电力部门则通过增加BECCS装机的方式，贡献更多的负排放。电力部门负排放量由2060年的8亿吨CO<sub>2</sub>增至2100年的超过12亿吨CO<sub>2</sub>。

图3.2展示了REF情景和CN60情景与IPCC第六次评估报告(AR6)数据

库<sup>[274]</sup>中各模型组碳排放结果的比较。本图所引用的数据来自于 20 个全球知名模型在 305 个情景下形成的结果，代表了 IPCC 第六个评估周期（2010 年至 2019 年）期间科学界对于气候变化减缓相关领域进展的梳理和分析。AR6 数据库将气候情景分成了 8 个大情景组，对应了从无过充实现  $1.5^{\circ}\text{C}$  目标到温升超过  $4^{\circ}\text{C}$  的不同情形。格拉斯哥气候大会的召开，极大地推动了全球气候变化治理进程，各国相继提出更具有雄心的气候目标。文中对比了最具代表性的 5 组情景。可以看出， $1.5^{\circ}\text{C}$  (C2) 和  $2^{\circ}\text{C}$  (C3、C4) 情景组的路径范围存在较大的交集，但  $1.5^{\circ}\text{C}$  情景组路径范围更加狭窄，需要近期快速减排，并且在本世纪下半叶长期保持近零甚至负碳排放。 $2^{\circ}\text{C}$  路径则存在更大的不确定性，存在近期减排和长期减排的权衡。而对应温升更高的两组情景由于减排路径和包含政策的差异，展现出极大的不确定性。



注：图中深绿、深蓝、浅绿、橙色、红色范围分别对应 AR6 第三工作组报告中的 C2、C3、C4、C6、C7 情景组。C2 情景组代表在高过充情况下有大于 50% 的可能实现  $1.5^{\circ}\text{C}$  目标，在 AR6 说明性减缓路径 (Illustrative Mitigation Pathway, IMP) 中对应强调二氧化碳清除使用的 Neg 情景；C3 情景组代表有大于 67% 的可能实现  $2^{\circ}\text{C}$  目标，对应了 IMP 中近期转型速度较慢随后逐渐加强的 GS 情景；C4 情景组代表有大于 50% 的可能实现  $2^{\circ}\text{C}$  目标；C6 情景组代表有大于 50% 的可能将温升控制在  $3^{\circ}\text{C}$ ，对应了 AR6 中 SSP2-4.5 以及 AR6 说明性路径 (Illustrative Pathway, IP) 温和转型情景 (Mod-Act)；C7 情景组代表有大于 50% 的可能将温升控制在  $4^{\circ}\text{C}$ ，对应了 AR6 中 SSP3-7.0 以及 IP 当前政策情景 (CurPol)。

图 3.2 本研究情景同 IPCC 第六次评估报告情景二氧化碳排放范围比较

本文中的参考情景 (REF) 考虑了近年来可再生能源、储能、氢能技术的快速发展，采用了对这些技术成本的最新预测，因而低碳技术的普及速度更快，排放也较 AR6 的 C6 和 C7 情景组低；碳中和情景 (CN60) 对 2023 年已公开的统计数

据进行了比对，考虑到已经批准开工建设的火电，近期仍允许少量的碳排放增长，排放在2030年以后才开始快速下降，而不像大多数国际模型组假设2020年排放即开始下降，因而近期排放处在各模型组中偏高位置。2035年以后，本文所提出的路径，排放则大多在 $1.5^{\circ}\text{C}$  和  $2^{\circ}\text{C}$  路径范围的中间位置，这也从一个侧面说明了中国的“双碳”目标时间节点与全球气候变化减缓的国家责任相匹配。

### 3.2.2 其他温室气体减排

尽管甲烷、氧化亚氮、含氟气体等短寿命温室气体排放的排放量较少、作用时间较短，但由于他们具有较高的全球增温潜势（GWP），而对近期温升幅度峰值以及气候变化减缓和适应成本有较大影响。有效管控非二氧化碳温室气体排放是短期内减缓全球变暖速度的有效手段，也是降低气候过冲风险必要举措。

中国的碳中和目标尚未以书面形式明确净零排放中温室气体覆盖范围，考虑到主要发达国家多已提出非二氧化碳温室气体减排计划（如2021年100余个国家共同签署了《全球甲烷承诺》），中国的气候雄心后续仍有进一步强化的空间。本文对非二氧化碳排放占比最高的甲烷和氧化亚氮进行了建模。根据IPCC第六次评估报告的定义，甲烷的GWP取值为27.9，氧化亚氮取值为273<sup>[69]</sup>。

图3.3表示了REF和CN60情景下中国甲烷减排路径。中国目前是世界上最大的甲烷排放国，排放近4400万吨CH<sub>4</sub>，煤炭和油气开发相关的能源活动及水稻种植和畜牧业相关的AFOLU部门活动是甲烷的主要来源。对于能源活动，2019年甲烷排放约2228万吨CH<sub>4</sub>，其中化石燃料开采相关排放占到了总排放的91%。CN60情景下，2035–2045年由于煤电的快速退役而甲烷排放量下降明显。但残余化石燃料开采和废弃煤矿、油气井，仍然有一定量的排放，到本世纪末，预计能源相关甲烷排放将下降到290万吨CH<sub>4</sub>以下。

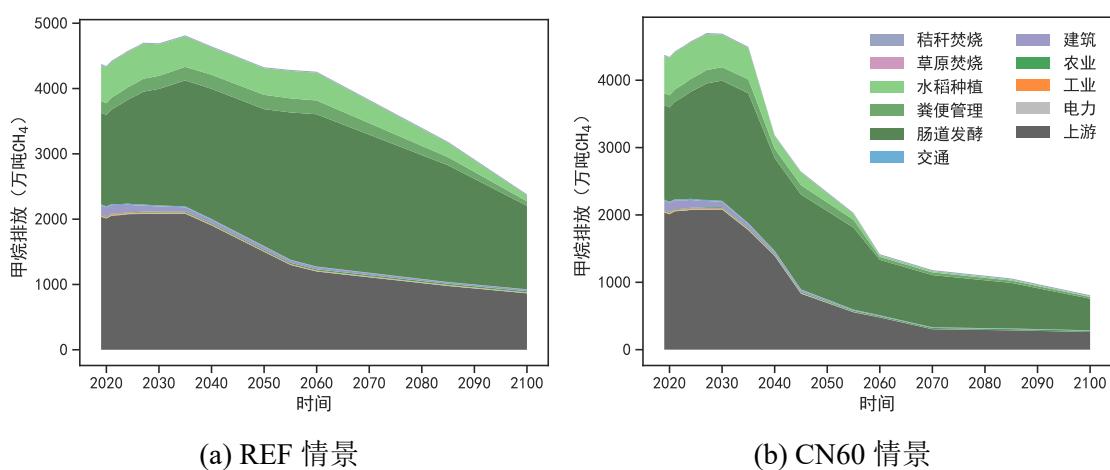
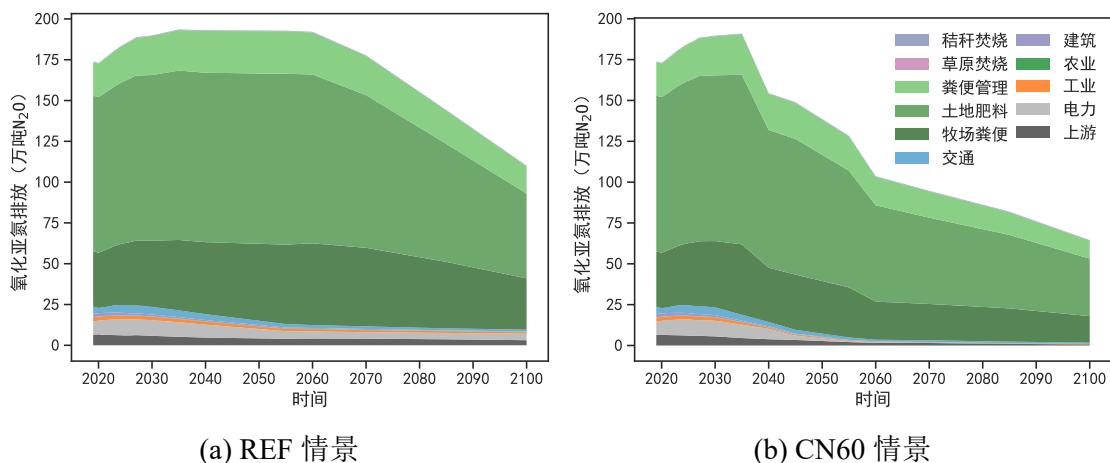


图3.3 中国甲烷排放路径

AFOLU 部门 2019 年排放 2150 万吨 CH<sub>4</sub>，其中畜牧业 1401 万吨 CH<sub>4</sub>。中国刚刚全面建成小康社会，人民生活水平快速提高，动物性食物摄入逐年增加，REF 情景下，到 2035 年畜牧业的甲烷排放量可能继续上升，推升 AFOLU 部门甲烷排放达到 2619 万吨 CH<sub>4</sub>。REF 情景下，AFOLU 部门没有较大动力控制甲烷排放，因而甲烷排放减少速度较慢，而 CN60 情景随着人口减少和畜牧业温室气体控制技术的推广（如调节饲料结构和饲养方法），AFOLU 部门排放甲烷下降到 2060 年的约 907 万吨 CH<sub>4</sub> 和 2100 年的约 520 万吨 CH<sub>4</sub>。水稻生产甲烷排放在 2030 年以前将保持较高的排放水平，随着高标准农田普及和规模化种植推进，在提高灌溉水利用效率的同时也能减少甲烷排放。

图3.4展示了中国的氧化亚氮减排路径。氧化亚氮排放主要源于 AFOLU 部门的土地肥料和畜牧业以及能源系统的工业部门。在本文研究中，将化肥生产和施用过程中的排放均计入 AFOLU 部门的“土地肥料”项中。AFOLU 部门排放占比超过 86%。2019 年，氧化亚氮排放约 174 万吨 N<sub>2</sub>O，其中土地肥料（主要为氮肥）排放约 95 万吨 N<sub>2</sub>O，粪便管理约 21 万吨 N<sub>2</sub>O。通过深层施肥、缓释氮肥、施放有机肥和生物炭等科学的田间管理措施，以及肥料中加入硝化抑制剂、石灰粉等抑制微生物活性和改善土地 pH 值的方法，CN60 情景在 2035 年后 AFOLU 部门氧化亚氮排放开始有所下降，到 2060 年排放降低到 100 万吨 N<sub>2</sub>O，在本世纪末进一步下降到 63 万吨 N<sub>2</sub>O，其中土地肥料部分下降到 35 万吨 N<sub>2</sub>O。与之对比，REF 情景减排措施布局缓慢，到 2060 年 AFOLU 部门 N<sub>2</sub>O 排放仍有近 165 万吨 N<sub>2</sub>O。



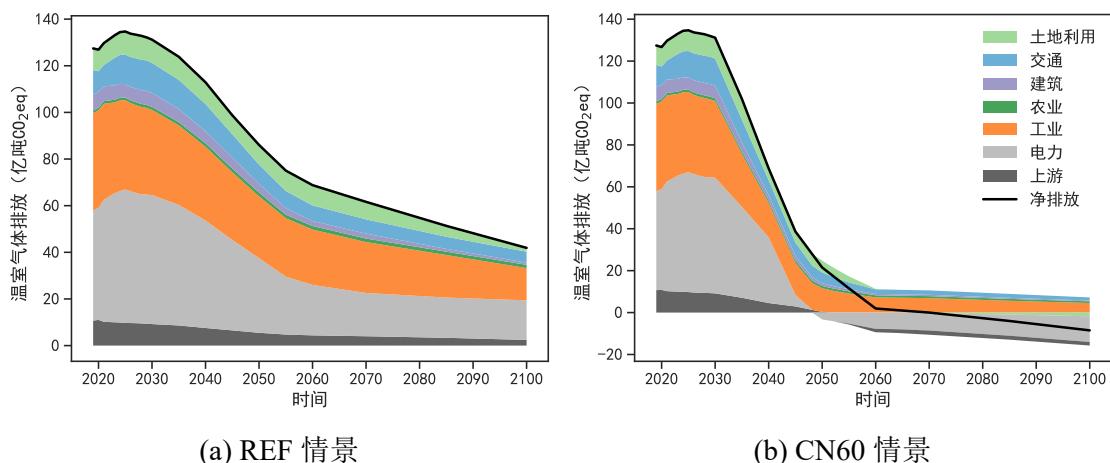
注：“土地肥料”项包括化肥、粪肥、农业残余和有机土壤生产和施用中的氧化亚氮排放。

图 3.4 中国氧化亚氮排放路径

能源相关氧化亚氮排放在 2019 年约 24 万吨 N<sub>2</sub>O。由于电力、工业、交通部门的脱硫脱硝措施的普及，近年来能源部门的氧化亚氮排放增长逐渐放缓，预计 2025 年前后达峰，在 2030 年后，CN60 情景下能源系统快速清洁化，能源部门氧化亚

氮排放急剧下降，到2060年，仅有约3.5万吨N<sub>2</sub>O排放。

图3.5展示了包含二氧化碳、甲烷、氧化亚氮的温室气体减排路径。可以看出，2019年以上三种温室气体排放近127亿吨CO<sub>2</sub>eq，在2025年前后实现达峰，峰值135亿吨CO<sub>2</sub>eq。在快速的能源转型和进一步非二氧化碳的减排措施后，温室气体排放在2035–2050年间快速下降，在2070年实现温室气体中和，并在2100年产生超8亿吨CO<sub>2</sub>eq的负排放。



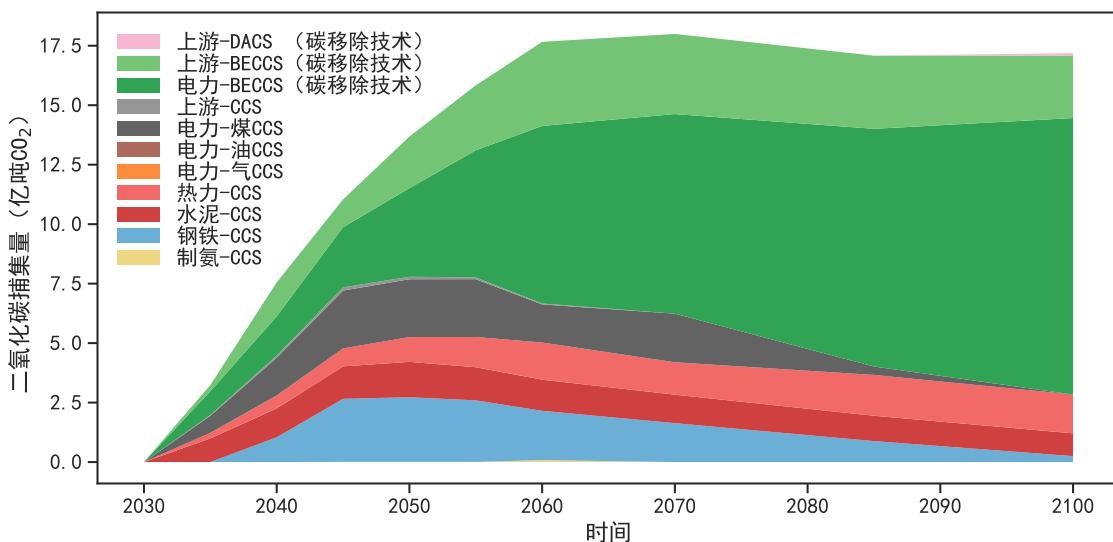
注：包含二氧化碳、甲烷和氧化亚氮，其中甲烷和氧化亚氮采用IPCC第六次评估报告中GWP100值折算为等效二氧化碳<sup>[69]</sup>。

图3.5 中国主要温室气体排放路径

### 3.2.3 二氧化碳捕集与封存量

根据模型测算，碳中和后仍有部分缺乏低成本减排措施的剩余二氧化碳排放和非二氧化碳排放难以削减，因此CCS和CDR技术将成为极其重要的兜底手段。在本模型中，对电力、热力、钢铁、水泥、合成氨、制氢、炼油、煤制油/气等行业均构建了配备（以及改造加装）CCS的技术，对电力、热力、制氢等有较明确生物质能利用途径的行业考虑了BECCS技术刻画。同时，模型还包含了多种直接空气捕集与封存（DACS）技术，以丰富CDR的类型。图3.6展现了CN60情景下各类CCS技术的二氧化碳捕集量。

由图可得，CCS从2035年开始规模部署，捕集量连年攀升。2035年，CCS最初在电力、热力、水泥行业部署，捕集量约为3.2亿吨CO<sub>2</sub>。为了化解资产搁置风险，部分具有改造潜力的煤电机组被改造为BECCS机组和煤CCS机组，成为部署CCS的先驱。水泥、钢铁等行业的出口二氧化碳浓度较高，单位捕集成本较低，故更易在早期CCS推广中得到应用。到2050年，CCS得到更广泛的部署，年捕集量近14亿吨CO<sub>2</sub>。存续煤电机组基本均已加装CCS，为应对碳中和压力，大量的BECCS机组被新建。部分热需求难以用电力替代，CHP和热力供应成为新的排



注：图中电力-BECCS 包含生物质-煤混燃 CCS 机组和纯生物质 CCS 机组。

图 3.6 中国能源系统碳捕集与封存量路径

放增长点，因此 CCS 和 BECCS 在热力行业的运用开始加速。水泥行业由于产量的快速下降，CCS 捕集量增长停滞。到 2060 年，生物质制氢和电力 BECCS 贡献了大量的负排放，总 CCS 捕集量超 17 亿吨 CO<sub>2</sub>，其中负排放为 11 亿吨 CO<sub>2</sub>。由于氢能成本下降，氢能直接还原铁 (H<sub>2</sub>-DRI) 大量取代配备 CCS 的高炉成为生铁制造的主要工艺。同时可以看出，由于更大规模的火电退出，此时热力部门更加依赖于 CCS 技术用于脱碳。2085 年，现有火电及其延寿改造的 CCS 机组均已经达到技术寿命，因此煤 CCS 也不再存续，取而代之的是更大量的负排放技术，使得 2085 年负排放近 13 亿吨 CO<sub>2</sub>，到 2100 年负排放进一步提高到 14 亿吨 CO<sub>2</sub>，总捕集量超过 17 亿吨 CO<sub>2</sub>。

总体而言，CCS 作为一种能源系统脱碳的兜底技术，在能源转型的近中期和长期发挥了独特的作用。近中期通过 CCS 改造，避免了现有煤电机组过早退役，同时在钢铁和水泥产量较高时，大量降低其排放因子，为氢能和替代材料的发展赢得了时间。在碳中和以后，电力和制氢环节的 BECCS 以及 DACS 等作为重要的负排放技术，成为保持净负排放并助力中国实现气候雄心的重要手段。

### 3.3 中国能源转型路径

为了实现“双碳”目标，能源系统需要进行持久、深刻地变革，在能源供应、能源消费侧共同努力。主要措施包括能源供应部门可再生能源替代化石燃料、能源消费部门深度电气化、难减排部门燃料和材料替代、生产和生活方式可持续变化、以及适时部署负排放技术等五个方面。

### 3.3.1 一次能源供应

一次能源供应反映了中国能源消费总量及其结构。图3.7展示了中国一次能源供应的变化趋势。在本文中，一次能源供应采用电热当量法统计，模型除了考虑商品能源外，还考虑了生物质、散煤、地热等未被完全统计的能源品种。2019年，中国一次能源供应总量49亿吨标煤，煤炭占比达59%，可再生能源占比不足10%。REF情景下，一次能源供应呈现缓慢上升态势，2023年一次能源供应总量超52亿吨标煤，可再生能源占比约11%。一次能源供应还将持续增长至2030年前后达到峰值约55亿吨标煤，随后缓慢下降到2060年的46亿吨标煤和2100年的43亿吨标煤。CN60情景下，中国能源系统需要由以煤为主的能源系统转向低碳能源为主体的新型能源体系。CN60情景较REF情景一次能源供应总量有所下降，2060年下降至约42亿吨标煤，随后由于生物质能、氢能等技术发展和终端能源服务需求增加而下降趋缓，至2100年降低至约41亿吨标煤。

以电热当量核算，REF情景下，人均能耗目前仍处于上升期，从101GJ上升到2030年的118GJ和2060年的115GJ。CN60情景近期将有所下降，到2050年前后下降到100GJ后，由于人口数量下降和BECCS等技术推广而又回升到2060年的约106GJ。CN60情景下，单位GDP能耗稳步下降，2020–2060年年均下降率为3.9%，2060–2100年年均下降率为2.0%。

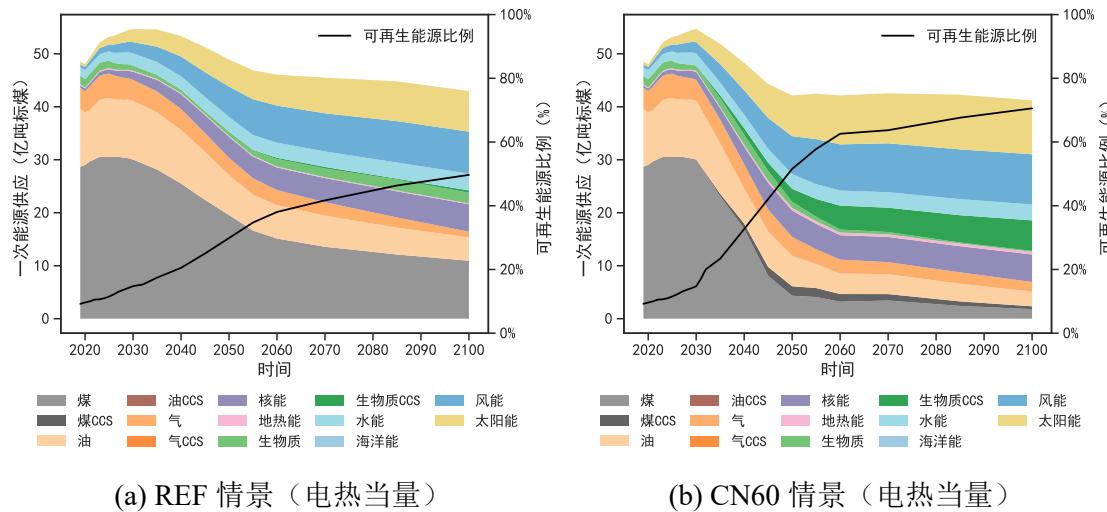


图 3.7 中国一次能源供应路径

以电热当量计算，目前能源体系中第一大能源品种——煤炭在一次能源供应的占比，2035年以前仍将保持在50%以上。随着可再生能源的快速发展，CN60情景下，可再生能源在2040–2045年超过煤炭成为最大的能源品种，2060年可再生能源在一次能源供应中的占比达到63%。石油和天然气在2030年前消费量较为稳定，2035年后在工业部门替代煤炭的速度加快。水能平稳增长，在一次能源供应

中占比从 2019 年的 3.3 % 波动上涨至 2060 年的约 7 %。在碳中和目标下，稳定供应的核能重要性得到充分体现，其占比将从 2019 年的不足 1 % 快速上升至 2060 年的近 11 %。风能和太阳能上升最快，其占比在 2019 年均为 1 % 左右，在 2060 年均将上升至 20 % 以上。生物质能占比先下降后上升，近期生物质能消费下降主要由于居民部门传统生物质燃烧减少，中长期生物质能消费上升则来自于可以贡献负排放的 BECCS 技术大量使用，到 2060 年，生物质能贡献了近 12 % 的一次能源供应。

能源安全关系到国家的长治久安和持续发展，近 10 年来我国石油和天然气对外依存度保持在较高水平，2020 年，石油对外依存度约 73 %，天然气进口依存度对外依存度约 46 %，处于改革开放以来的最高位置，随着外部形势对抗性增大，国家能源安全风险增加。模型假设石油进口上限不高于 2023 年水平，天然气进口上限较 2023 年高 25 %，同时假设中国国内油气资源年开采潜力小幅增长，在优先使用国内油气资源的情况下，由于近年来可再生能源的发展和电动汽车的普及，到 2035 年，CN60 情景下石油需求有所下降，石油对外依存度将降低至约 60 %，而天然气对外依存度依旧较高。到了 2060 年，石油需求进一步下降，从而使得对外依存度可以降低至约 14 %，天然气使用量对外依存度 8 %，能源安全风险逐渐化解。由图 3.8 可以看出，通过可再生能源替代化石燃料，中国的化石燃料能源安全风险得到显著缓解。但是，高比例时变可再生能源的并网将成为未来能源供应不稳定的重要因素，造成新的能源安全问题，而这一问题将在本章 3.5 小节进行详细讨论。

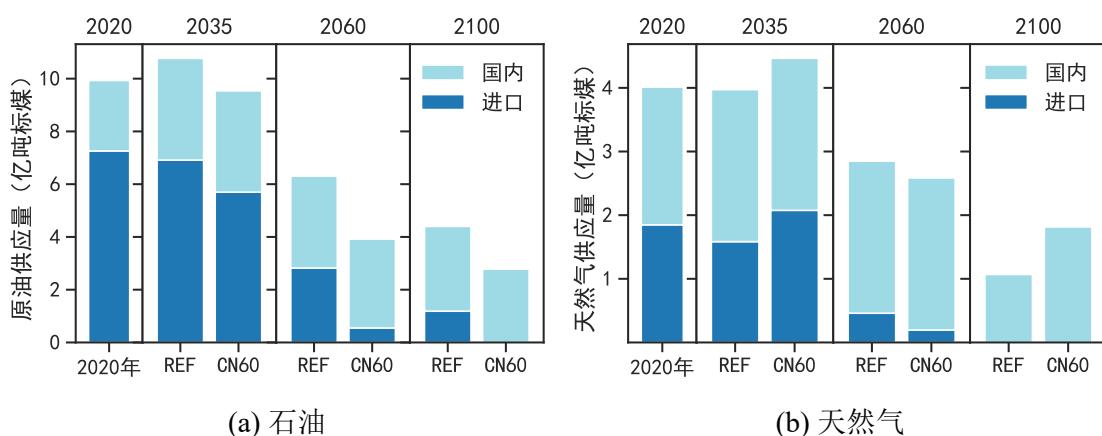


图 3.8 中国石油和天然气进口依存度

### 3.3.2 终端能源消费

我国的终端能源消费（如图 3.9）数量上呈现出先升后降的特征，结构上呈现清洁化特征，电能和氢能等清洁能源在终端部门使用比例快速提高。2019 年中国终端能源消费 35 亿吨标煤，煤炭（包含农村散煤使用）仍然是占比最高的能源品种。对于 REF 情景，终端能源消费在 2035 年左右达到峰值 40 亿吨标煤后缓慢下

降，2060年和2100年分别为38亿吨标煤和35亿吨标煤左右。对于CN60情景，则在2030年达峰之后，通过需求削减、消费者行为改变和终端技术用能效率提高等措施，迅速下探至2060年的35亿吨标煤以下，随后保持稳定。随着中国经济社会的发展，人民生活水平的提高，REF情景下，中国人均终端能源消费量仍在增长，由2019年的72GJ上升至2040年的91GJ，并在2060年达到约95GJ。碳中和目标下，生产生活方式的改变和能效的快速提高使得2035年以后的人均终端能源消费上涨趋势受多种因素牵制，总体呈现先上升，后回落再上升的趋势，在2040年达到阶段性低值80GJ后，逐渐攀升至2060年的86GJ。

对于化石燃料，受疫情的影响，交通部门能源服务需求遭到抑制，油品消费增长存在波折，但由于工业部门电力和煤炭需求增加，终端能源消费总量未受到较大冲击。煤炭终端消费量目前已有下降趋势，燃气消费量增长也已乏力，油品预计到2025年前后也将达峰。对于煤炭和油品而言，CN60情景都比REF情景在2060年前拥有更快的下降速度。2060年较2030年，煤炭和油品在CN60情景中减少62%和64%，同期REF情景下降30%和39%。对于燃气而言，由于工业部门部分高温热需求难以被电力满足，天然气将逐渐替代煤炭，燃气量将在2035年后有小幅上升。需要指出未来15年终端能源消费模式处于必须消费到可选消费过渡的高质量增长时期，因此终端部门用能仍将有较大的成长空间，碳中和目标要求更早地采用高效用能技术，并积极使用电、热、氢等清洁燃料替代传统化石燃料。

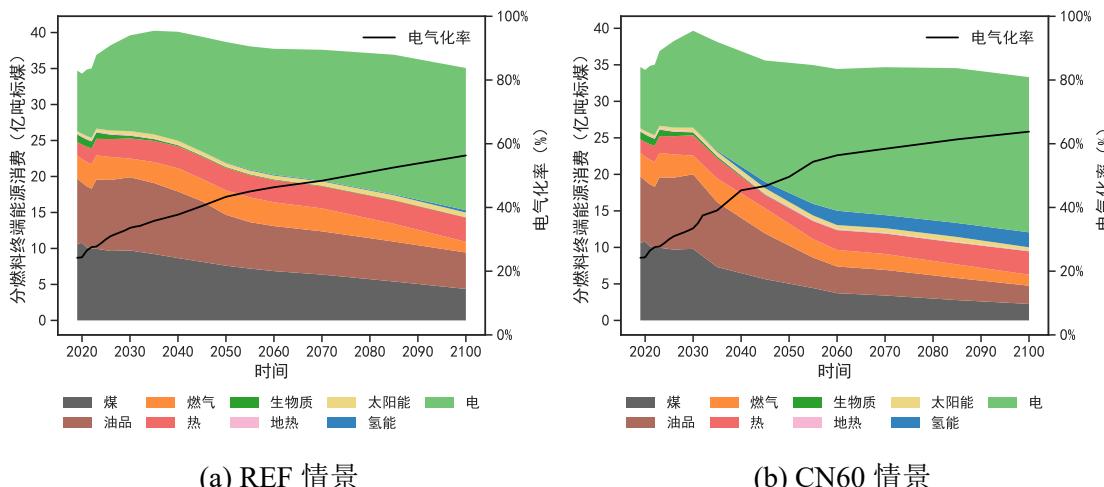


图3.9 中国分燃料终端能源消费路径

对于清洁燃料，REF情景下电气化率稳步提高，由当前的24%逐步上升到2030年的33%、2060年的46%和2100年的56%。在“十四五”期间，我国将实现电力在终端能源中的占比将高于煤炭占比。CN60情景的电气化率在碳中和前平稳上升，平均每年增加近0.8%，并在2060年达到56%，2100年进一步提高到64%。传统生物质在终端的使用逐年下降，至2030年，终端部门生物质能消费将较2020年下

降63%，2060年较2030年进一步下降超过92%，基本实现生物质资源的现代使用。

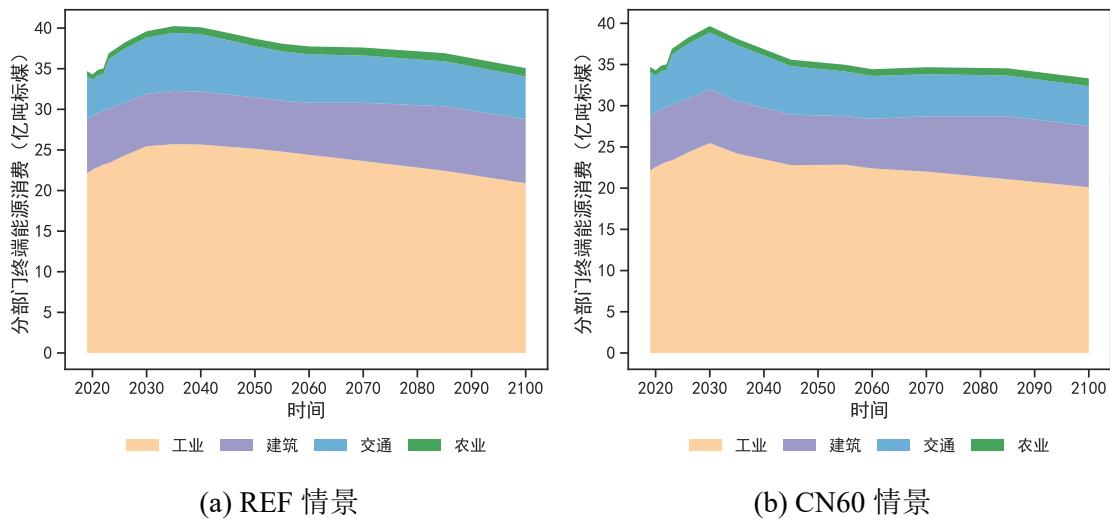


图 3.10 中国分部门终端能源消费路径

从部门结构上而言，2019年，超过63%的终端能源消费均源于工业部门，建筑和交通能耗相对较低（如图3.10）。CN60情景下，随着中国工业升级的推进，工业部门能耗已经进入了平台期，预计能在2030年前后达峰，随后由于产量下滑和节能减排措施运用，工业能耗快速降低。建筑部门的能耗目前已经进入了下行通道，但下降速度较慢，到2060年后，能源效率改善速度无法抵消能源服务需求的增长速度（如数据中心等新兴业态），建筑部门能耗有所反弹。交通部门2019年能耗约5.3亿吨标煤，预期在2030年升至近6.9亿吨标煤。电力和氢能在交通部门的渗透大幅提高了能源效率，减缓了交通部门的终端能耗的增加。由于能效提高，尽管交通需求仍在增长，交通部门能耗将逐渐下降到2060年的5.2亿吨标煤左右。

### 3.3.3 电能和氢能生产

电力部门的低碳转型是中国实现碳中和目标的关键。2023年，全国电力总装机约2900GW，其中煤电1163GW，气电120GW，核电57.5GW，水电422GW，风电441GW，光伏609GW，可再生能源发电装机占比约53%。随着碳中和进程推进，可再生能源发电技术持续发展，风电和光伏装机量快速上升。到2050年，CN60情景下电力总装机近8900GW（如图3.11所示）。

碳中和目标下，可再生能源的蓬勃发展将挤压煤电的发展空间，煤电将从主体性电源向基础保障性电源转变，并在调峰调频、增强系统稳定性等方面发挥作用。2020年以来，受水电出力受限和区域性缺电影响，煤电建设增速，考虑已批准煤电，预计在2025年和2030年煤电装机将达到1250GW和1288GW。煤电在REF情景下将按照服役年限以此退役，其中2030—2040年退役较缓慢，年均容量下降不

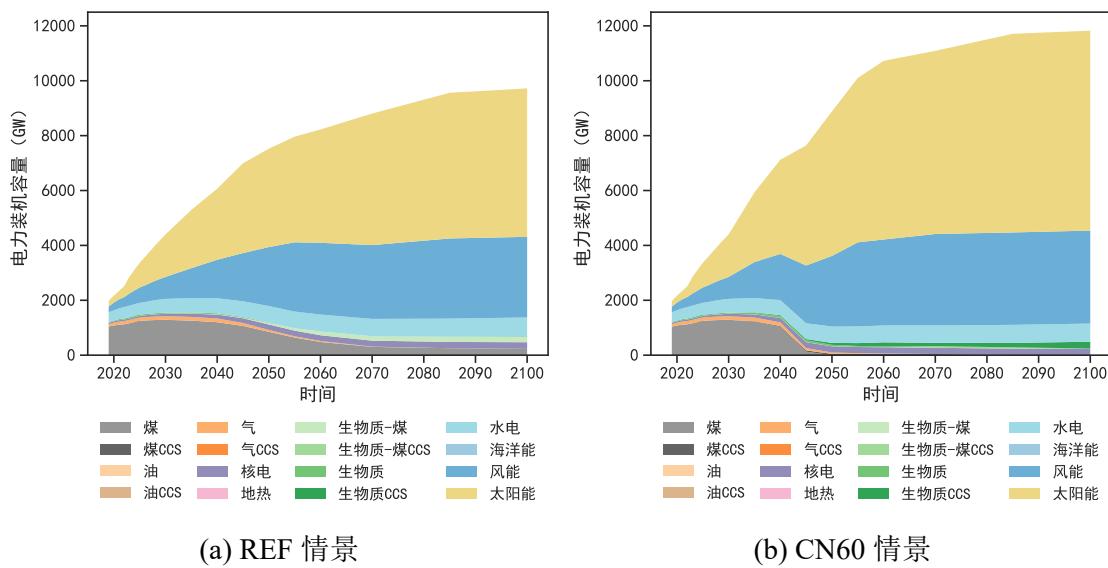


图 3.11 中国电力装机容量路径

是10 GW, 2045–2060年(对应了2005–2020年建成)煤电容量则会以每年超30 GW的速度快速下降。2060年, 煤电装机442 GW, 随后至2100年, 部分煤电会改造掺混生物质, 煤电装机缓慢下降至148 GW。对于CN60情景, 未配备CCS的煤电将在2035年后停止新建, 2035–2060年年均容量下降近50 GW, 2050年后未配备CCS的煤电基本完全退役。2035–2045年间未配备CCS的煤电转型达到1090 GW, 其中20%属于自然退役(假设40年技术寿命), 7%进行生物质或CCS改造, 超三分之二需提前退役。提前退役机组中, 仅有不到100 GW装机提前退役年限超过10年。气电作为灵活性电源在近期经历快速增长, 随着储能和电网平衡技术的成熟以及碳减排压力的加大, 气电装机在2040年附近达峰后逐渐减少。

核电能够稳定提供能源，具有高可靠性、高利用小时数和低运维成本等优势，是重要的清洁能源。在新型电力系统建设过程中，核电建设保持平稳节奏，每年平均并网7~10 GW。REF 情景下，核电预计2030 和 2060 年达到约88 GW 和 208 GW 的装机，而 CN60 情景则发展稍快，在 2060 年达到225 GW。由于沿海核电选址的限制，在未放开内陆核电的情况下，核电发展可能遇到瓶颈。

水电在电力系统中既属于可再生能源又具备灵活调节的能力，在新型能源系统中具有较强的竞争能力，但目前大部分较易开发的水电已经完成建设，后续水电将着眼流域水资源的深度开发以实现水能梯次利用。在 REF 和 CN60 情景下水电发展路径相仿，装机容量增长将逐步放缓，在 2035 年前，水电容量增长年均 2%，后续放缓至不足 1%，CN60 情景下 2035 和 2060 年水电装机达到 525 GW 和 615 GW。

生物质能发电涵盖了垃圾发电、生物质气化、生物质直接燃烧等发电形式，其发电机理与煤电机组较为相似，因此适宜基于煤电厂进行改造或者原厂址重建。在

REF情景下，由于没有强有力的碳排放约束，生物质能发电规模不会得到大幅增长，常年稳定在50GW以内。CN60情景下，由于能够贡献负排放，BECCS发电技术得到了大量的运用。从2030年开始，BECCS发电装机（含生物质-煤混燃发电）迅速扩大，到2050年装机容量超过70GW，到2060年装机容量达到150GW。

光伏是实现能源系统低碳转型的关键技术。2021年光伏已实现了平价上网，2023年光伏行业竞争加剧，产业链成本快速下降，年内价格降幅约48%，组件价格低至1元/W。随着N型组件、钙钛矿组件等新兴工艺的成熟和量产，光伏组件成本仍有至少50%下降空间，未来光伏电站固定投资成本仍将较快下降。2050年以前，光伏装机呈现指数型增长的态势，对于REF情景，光伏主要用于满足增量需求和存量火电退役后的装机空缺。尽管年利用小时较低，但由于近年投资成本快速下降，中国大部分地区光伏度电成本下探至0.2元/kWh。光伏装机在2040年前增长平稳，2040—2060年则出现明显的增长，2060年达到4131GW。对于CN60情景，装机在2030、2050和2060年分别达到1550GW, 5268GW和6509GW，随后增速放缓，到2100年逐渐增长到7285GW。

风电同样是备受瞩目的可再生能源发电品种，2020年以来有近30%的成本降幅，虽然未来成本下降空间较光伏小，但是由于其能够夜间出力的属性，因而被视为未来低碳电力系统中重要电力来源。近年来风电装机稳步增长，到2030年装机容量达到800GW。随着煤电机组的退役，风电增长明显加快，2050年电力系统净零时，REF、CN60情景下风电装机约2147GW和2572GW，随后增速有所放缓。

合并风电和光伏来看，2030年风电光伏总装机将超过2300GW，有希望在2024年提前达到更新NDC中1200GW的政策目标。碳达峰后，风电和光伏装机增速都有所上升，CN60情景增速更快。光伏发电的装机增速整体较风电高50%。至2050年，REF情景风光总装机达到5733GW，CN60情景进一步提高到7840GW。

2023年，中国规模以上电厂发电量约8900TWh，其中煤电占比近六成。如图3.12，REF情景下，由于终端电力消费不断增长，2030, 2060和2100年，总发电量分别增长到11371TWh, 15039TWh和17021TWh。增量电力需求大部分被可再生能源满足，“十五五”期间，煤电在发电量中的占比将低于50%，随后煤电发电量相继被风能、太阳能、水能超越，直至退出主体发电序列。CN60情景下，终端电气化明显提速，总发电量在2060年达到17642TWh，2100年达到19286TWh。火电发电量的下降速度比装机量更快，火电由能量主体电源转为调节型电源，利用系数由当前0.52（约4600小时/年）下降到0.26（约2300小时/年）。生物质发电和生物质-煤混燃发电则由于生物质收集的季节性限制，其综合利用系数也较低。

CN60情景下，核电在系统中的作用不断凸显，发电量占比由当前不到5%逐

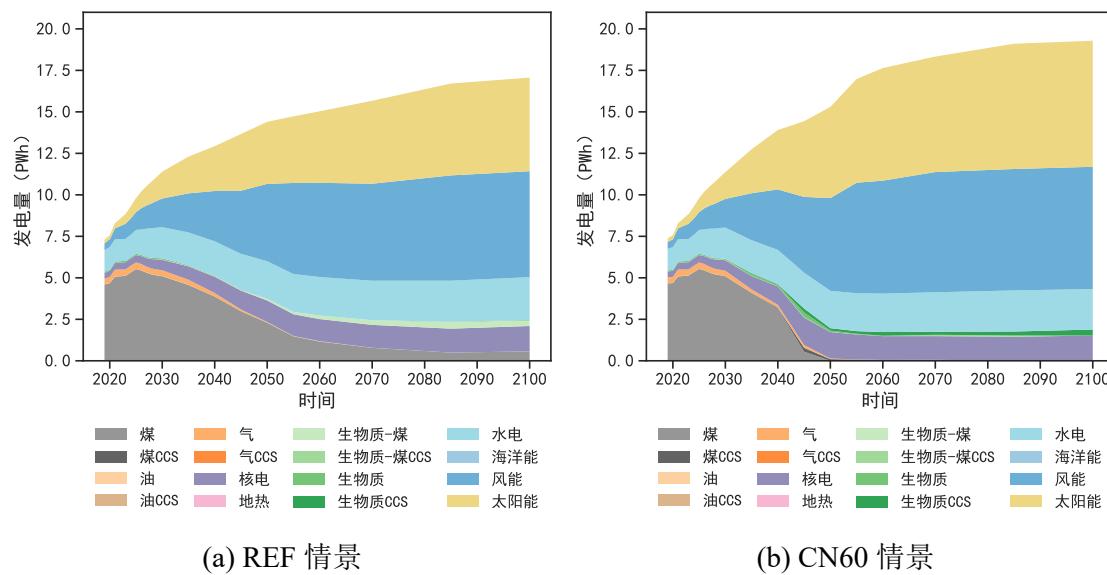


图 3.12 中国发电量路径

步提升至 2050 年 10% 的水平，体现了其作为保障性电源供应基荷的重要作用。

煤 CCS、生物质-煤混燃机组大多为较新的煤电机组改造而来，2035–2045 年对减少搁置资产起到重要作用。BECCS 能够为能源系统提供负排放，在 2060 年贡献了约 1.3% 的发电量，到 2100 年逐步增长到 1.9%。

在CN60情景中，可再生能源发电比例将会明显提高，2030年，可再生能源发电占比达到47%，2040年达到68%，2050年达到89%，基本实现电力系统清洁化。水电在发电量中的占比逐渐下降，由2020年近18%逐步下降到2060年的约13%。

值得关注的是以风电和光伏为代表的可变可再生能源的比例。可变可再生能源因其难以调度和控制，因而其大规模并网存在破坏电力系统稳定性的风险。CN60 情景下，2040 年以前可变可再生能源占比均低于 50%，因此系统灵活性风险尚不严重。随着煤电等旋转机组电源的退役，这一数字快速攀升至 2050 年的 72%，并逐渐上升至 2060 年的 77%。70% 以上的可变可再生能源比例将对电力系统灵活性产生巨大挑战，需要专门的措施来维护电力系统的短期安全稳定运行，本章 3.5 小节将对灵活性展开详细讨论。

进一步电气化能够促使中国的能源转型实现节能增效和减少温室气体排放并举。但由于工业和交通部门仍有部分环节难以低成本实现电气化，可再生能源离网制氢（“绿氢”）和网电制氢是解决“最后一吨碳”的重要手段。受制于氢能的生产、运输环节的效率损失，氢能的能源效率不及电能，成本也高于电能成本。因此，如果没有脱碳目标引导，氢能由于自身成本的限制，发展将会较为有限，仅有少量的使用。在本研究中，不考虑氢能的进出口，所有氢能均为本地生产和消费。本文统计了氢气为最终产物的氢能生产过程，而现有工业流程中（如合成氨和石

油冶炼)由化石燃料生产得到的氢气作为中间产物,并不在文中氢能的统计范畴。这类中间产物氢气目前生产和消费量近4000万吨H<sub>2</sub>。

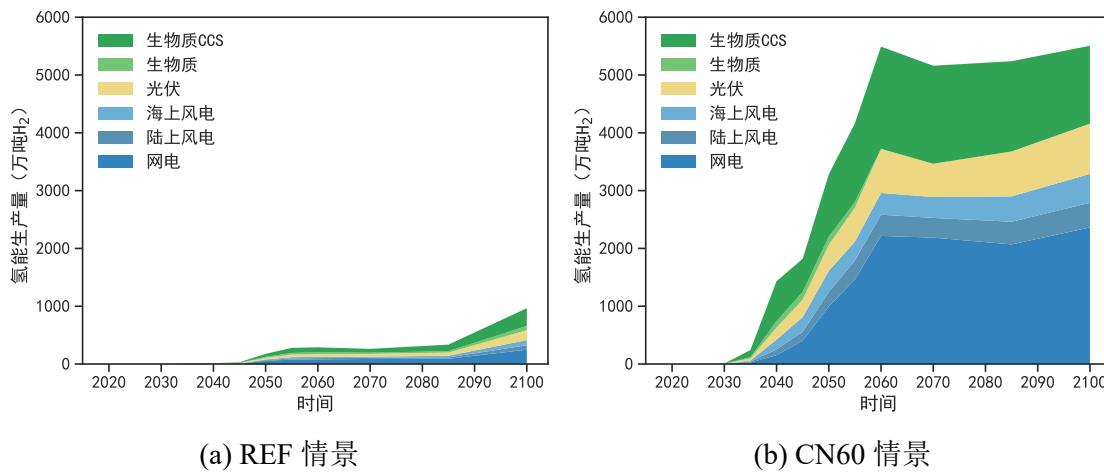


图 3.13 中国绿氢和网电制氢生产量

从图3.13可以看出,当前,氢能产业链条尚处于初期建设阶段,氢能产销量均较低,且化石燃料制氢占比高于50%,2035年以后,随着可再生能源发电的成本进一步下降,电解水制氢成为主流,CN60情景下氢能产量大幅提高。到2050年以后,几乎全部氢能均通过可再生能源和网电制取,电解水制氢比例超过60%,绿氢和网电制氢产量在2060年超5500万吨H<sub>2</sub>,占终端能源比例约7%。对于电解水制氢,2040年以后,并网制氢增长相对较快。离网制氢占比在25%附近波动。BECCS在制氢环节得到较大规模应用,到2060年提供近1800万吨H<sub>2</sub>。在2060年以后,由于更多需求可以被电力满足,氢产量小幅减少,到2100年,BECCS制氢量约1350万吨H<sub>2</sub>,电解水制氢占比扩大到约76%。

## 3.4 能源消费部门转型

### 3.4.1 工业部门

工业部门的节能减排是一个多维度的系统工作。一方面需要控制高耗能产业产品产量,改用替代性材料,根本上减少能源消耗和碳排放;另一方面需要加快燃料更替,采用电能、氢能等清洁能源替代化石燃料;同时还应该不断提高工业能效,进一步挖掘工业副产物、余压余热综合利用潜力;最后在部分碳排放较为富集的工艺环节,采用CCS技术收集温室气体,减少二氧化碳排入大气。

在本研究中,大多数工业产品未来产量与GDP和人均GDP相关,并考虑了人均保有量的饱和值(如图3.14)。据估计,受制于房地产开发增速放缓和产业升级进程,水泥产量在2020年达峰,粗钢产量现已出现达峰迹象,并在高峰平台期波动。

化工行业产量分化明显，纯碱产量已经接近达峰，预计在2026年前达峰，而烧碱达峰稍晚，2035年峰值产量较2023年仍将有11%的增长。合成氨的产量在2020年快速提升后近期保持稳定，稳定在5300万吨附近，2035年后有小幅下降。乙烯由于其广泛的工业和生活用途，产量将经历快速增长，2050年左右产量为2023年的2倍。造纸行业产量先快速上升后缓慢下降，产量预期在2035年达峰，较2023年水平增长约10%，随后缓慢下降。可再生能源、新能源汽车和储能技术的发展，推升了玻璃、有色金属的需求。其中玻璃的产量将小幅增加，峰值在2035年达到，较2023年水平增加7%，随后到2060年回落到2019年水平。铝的需求增长最为明显，但电解铝作为高耗能、高污染的落后产业，国家已经设定了4500万吨的产能上限，因此从2028年前后，中国一次铝产量将逼近产能上限，为满足激增的需求，中国需要扩大铝的进口，并完善铝的循环利用机制。铜、锌、铅作为电化学储能的重要元素，生产和消费量均会不断增长，预期在2035年前均不会达峰，峰值产量分别增长到2023年的150%，136%和102%。

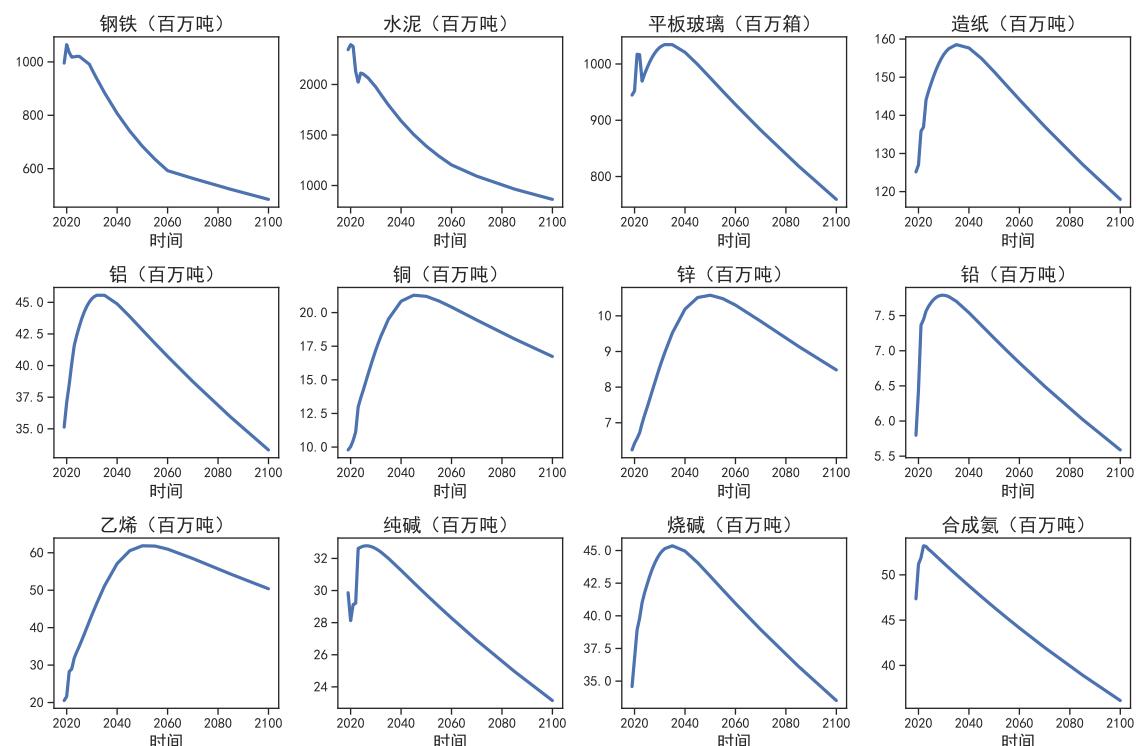


图 3.14 中国主要工业产品产量

除产量变动以外，燃料替代和效率提升是工业部门低碳转型的重要手段。REF情景下，工业部门煤炭消费量已处于峰值区间，但仍将长期处于高位，2035年和2060年仍有8.1亿吨标煤和6.2亿吨标煤，而工业电气化率稳步提高，从2020年约24%，逐渐提升到2060年的约42%。为实现碳中和目标，CN60情景下电能替代化石燃料在2030年后显著加速，到2060年，电能占工业部门能耗约53%，氢

能占工业部门能耗约2%，而煤炭占比不足15%。为实现碳达峰和碳中和，中国工业领域能源利用效率不断提升，2025年，全国单位工业增加值能耗比2020年下降14%，略高于13.5%的政策目标<sup>[275]</sup>。2030年，单位能效较2020年下降24%。碳中和目标驱动下，CN60情景需要保持单位能耗持续下降，到2060年，较2020年降低68%，同期REF情景下降66%。2060年，中国工业单位增加值能耗低于主要发达国家，能源效率达到世界领先水平。

高耗能行业（钢铁、建材、化工等）对工业部门能源消费和碳排放影响较大，其低碳转型是工业深度脱碳的关键（如图3.15）。CN60情景下，钢铁部门碳减排逐渐加速，自2020年的近16亿吨CO<sub>2</sub>（含工业过程）缓慢下降到2035年的8.3亿吨CO<sub>2</sub>，随后通过短流程炼钢、能效提升、氢能直接还原炼铁、碳捕集与封存等途径，快速将钢铁部门排放降低至2040年约5亿吨CO<sub>2</sub>，并在2060年后降低至1.5亿吨CO<sub>2</sub>。建材（主要为水泥和平板玻璃）需求随着建筑面积接近饱和而逐渐放缓，已由2020年13亿吨CO<sub>2</sub>（含工业过程）下降至2023年的11亿吨CO<sub>2</sub>，并在2060年下降至1.2亿吨CO<sub>2</sub>左右。由于水泥行业三分之二的排放来自于石灰石的分解（工业过程排放），建材部门的排放下降主要依靠替代材料的发展和CCS的使用。

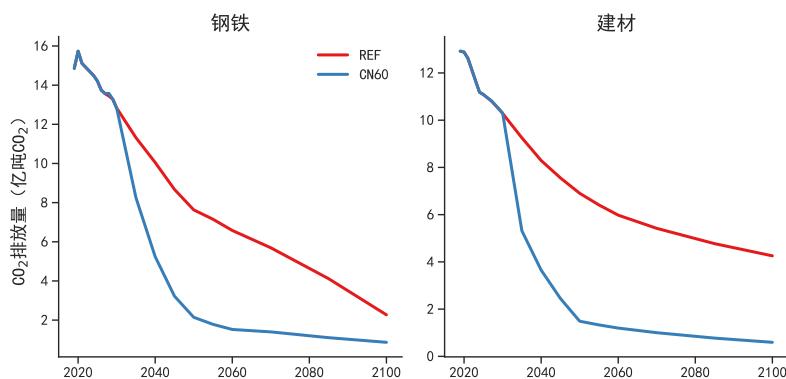


图3.15 中国钢铁和建材行业脱碳路径

钢铁部门的能耗和碳排放集中于生铁冶炼（如图3.16(a)）和粗钢生产（如图3.16(b)）两个阶段。在REF情景下，2060年前生铁冶炼均为高炉生产，随着钢铁产能的集中化和大型化，干式除尘机组逐渐取代小型机组的湿式除尘机组和无除尘装置机组，高炉炼铁的效率也逐步提高。对于CN60情景，从2040年开始，CCS开始在钢铁部门运用，生铁产量占比约18%，随着减排压力的增加，CCS普及率2050年达到60%，随后由于氢能炼铁的普及而逐渐减少。2040年后，随着氢能成本的下降，氢能炼铁开始规模使用，到2050年，氢能炼铁占比30%，在本世纪下半叶煤炭高炉炼铁将逐渐被氢能炼铁所取代。炼钢环节主要分为转炉炼钢和电弧炉炼钢，其中电弧炉炼钢能够利用废钢资源，实现金属资源的循环利用。2019–2023年，中国电弧炉炼钢比例一直维持在10%附近，距离2025年15%的目标仍

有差距，远低于主要发达国家50~70%水平。在REF情景下，在2030年电炉钢比例达到20%，随后作为重要的负荷调节资源而有所上升。CN60情景则需要进一步发展废旧钢铁回收行业，更快的推进电炉钢普及，预期在2035年电炉钢份额达到约37%，在2050年后达到65%。近年来钢铁部门能耗（不含炼焦环节）虽然有所下降，但2023年钢铁部门能耗仍在4.7亿吨标煤左右，吨钢综合能耗462千克标煤/吨（如图3.17）。单耗下降的趋势持续保持到2040年，2040年后有少许反弹，主要源于CCS技术的使用大幅提高了能耗。后续钢铁单耗将持续下降，主要源自于电炉炼钢和氢能炼铁的推广。到2050年，由于短流程炼钢的比例大幅增加，高炉煤气和转炉煤气逐渐减少。2060年，单耗下降至312千克标煤/吨以下。

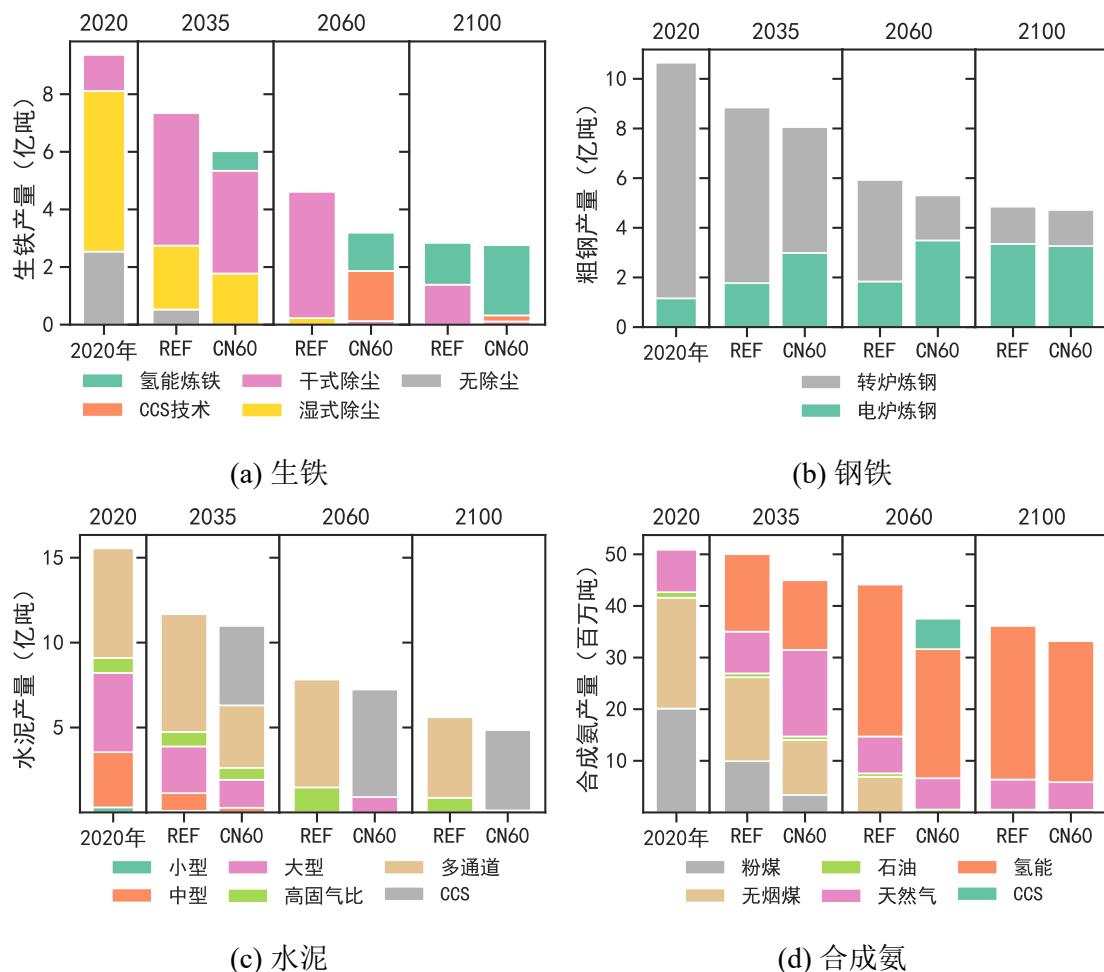


图3.16 中国主要工业产品生产技术

建材行业中，水泥生产和平板玻璃制造为高耗能高排放行业。熟料生产是水泥生产最大的温室气体排放环节，约占水泥温室气体排放的90%。2019年，国内水泥厂数量众多，中小规模水泥厂产能占总产能约24%，配备多通道燃烧器或者高固气比悬浮预热分解装置等先进技术的先进工艺水泥厂占比约46%。产能置换是目前水泥行业转型的重要举措，REF情景下，2035年有69%的中小水泥厂产能退役，

先进工艺产能比例有所提高。CN60 情景下则 2035 年几乎完全淘汰中小规模产能。CCS 在水泥行业自 2030 年开始部署，到 2040 年，约有 58% 的产能配备了 CCS 装置捕集化石燃料和工业过程二氧化碳（如图3.16(c)）。如图3.17，水泥行业 2023 年用能约 1.4 亿吨标煤，单位水泥产品能耗 70 千克标煤/吨。由于 2030 年后 CCS 技术的引入带来效率损失，水泥产品单耗先降后升，在 2040 年下降至 64 千克标煤/吨后，逐渐反升至 2060 年的 69 千克标煤/吨。平板玻璃行业 2023 年能耗约 954 万吨标煤，2060 年将下降至约 608 万吨标煤。其主要的转型路径为燃料替代（电能替代燃气）和材料替代（有机材料替代玻璃），单耗将由 2023 年的约 10 千克标煤/标准箱下降至 2060 年约 6.8 千克标煤/标准箱。

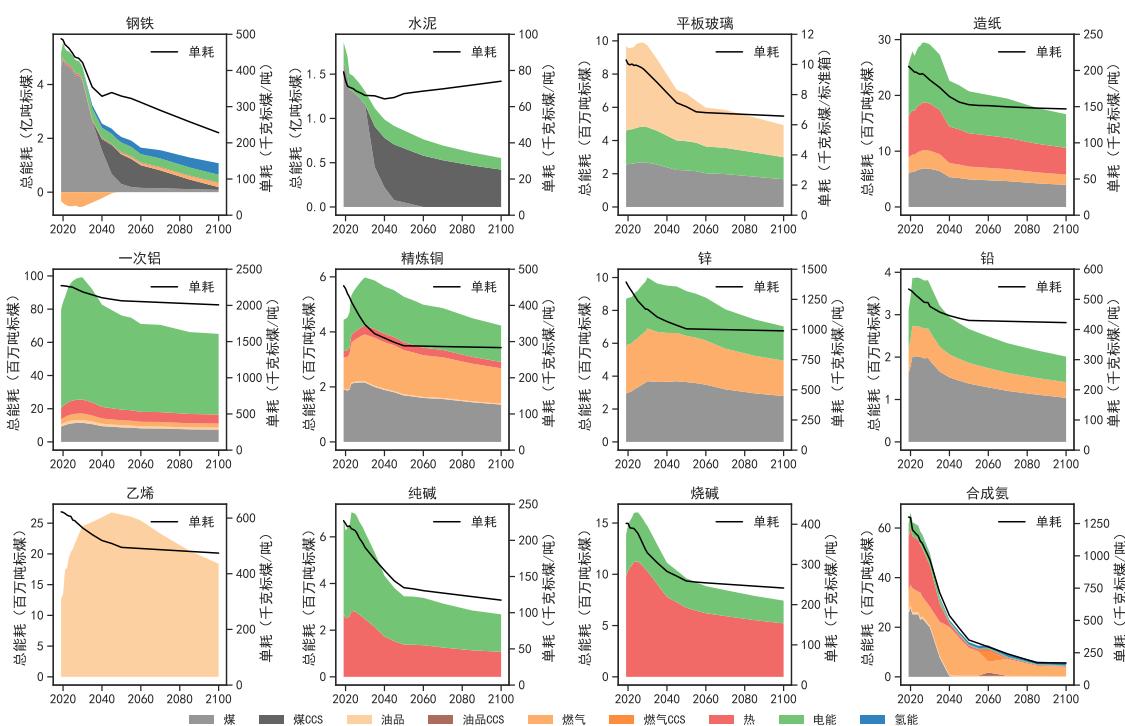


图 3.17 CN60 情景下中国主要工业产品生产能源转型路径

CCS 在合成氨行业同样起到了非常重要的作用（如图3.16(d)）。2019 年，中国 40% 和 41% 的合成氨来自无烟煤和烟煤，剩下的 17% 和 2% 来自天然气和石油。在 REF 情景下，煤头比重逐渐下降到 2035 年占比 52%，到 2050 年占比约 22%。气头的占比保持稳定。CN60 情景下，煤炭（尤其是烟煤）退出的速度明显加快，到 2035 年煤头占比不足 32%。CCS 技术在合成氨行业有少量应用，配备 CCS 比例合成氨产量占比在 2060 年达到 16%。值得一提的是外源氢气制氨技术的快速渗透，2035 年后，通过可再生能源产生的氢气成本逐渐占据优势，从而替代原有的利用化石燃料制氢流程，预计在 2035 年，外源氢气流程占比达到 30%，到 2060 年达到 67%，并在 2100 年占据主要位置。合成氨行业是典型的高耗能行业，2023

年用能超6200万吨标煤。外源氢气制氨的引入大大改变了煤/油/气制氢随后制氨的传统流程，从而大大降低合成氨行业的能耗和排放。到2060年，合成氨行业能耗约1267万吨标煤。近年来，由于产能置换和节能改造，合成氨行业单耗下降速度明显，2023年已经低于1200千克标煤/吨，随着外源氢气制氨占比提高，合成氨行业单耗在2060年下降至340千克标煤/吨以下。

有色金属行业是典型的高耗能行业，其中以一次铝生产最为突出。一次铝生产2023年能耗约9400万吨标煤，并在2030年前后接近1亿吨标煤。由于国家设置的4500万吨的年产能上限以及再生铝循环利用模式的成熟，未来一次铝生产能耗将显著下降，至2060年降低至约7100万吨标煤。单耗而言，一次铝在2023年能耗约2260千克标煤/吨，其中电耗13 645 kWh/吨。碳中和时，单耗水平将会小幅下降至2053千克标煤/吨，电耗降至12 449 kWh/吨。对于铜、锌、铅等其他有色金属，单耗水平也将稳步下降，到2060年分别较2023年下降30%，22%和16%。

### 3.4.2 建筑部门

公众生产和生活的大部分时间均位于室内，建筑部门的能源消费和碳排放和房屋地理位置、居民用能习惯、当地资源禀赋息息相关，并同终端用能技术、房屋围护结构设计等有所关联。气候变化一方面表现为全球气温均值上移，另一方面体现为极端天气发生频率升高，从而对建筑空间供暖和供冷用能产生影响。

如图3.18所示，在经历了过去20年高速城镇化和工业化后，中国的房屋建筑面积增长逐渐放缓，2021年，房屋总面积674亿m<sup>2</sup>，平均每年以不足15亿m<sup>2</sup>的速度增加，到2030年达到约774亿m<sup>2</sup>，并在2040年达到峰值806亿m<sup>2</sup>后逐渐回落到2060年的751亿m<sup>2</sup>和2100年的615亿m<sup>2</sup>。其中，公共建筑面积在2050年以前将持续增长，由2021年的147亿m<sup>2</sup>快速爬升到2050年的约218亿m<sup>2</sup>，随后略有回落。农村居民建筑面积目前已经开始下降，并且呈现先快后慢的趋势，面积由2021年的224亿m<sup>2</sup>下降到2060年的146亿m<sup>2</sup>。城镇居民建筑面积在2035年前会有快速的爬升，将由2021年的305亿m<sup>2</sup>提高到2040年的419亿m<sup>2</sup>的峰值，随后小幅回落。城镇居民建筑面积的快速攀升一方面是由于城镇化率的提高，由2023年的66%提升至2060年的75%，部分农村居民建筑被动转换为城镇居民建筑，另一方面是改善性住房需求驱动的人均住房面积扩大。

房屋的围护结构（隔热标准），很大程度上影响建筑部门空间供暖和空间供冷能耗。以2020年左右出台的建筑节能标准为例，居民节能建筑的空间供暖能耗仅为非节能建筑（1980年代建筑）的25%。建筑一旦建成，将锁定大量的能源消耗和伴随的碳排放。对仍有较长预期使用寿命的建筑进行围护结构改造，能够以较小的成本快速获得节能效果，被认为是建筑部门低碳转型“低垂的果实”。在2020

年前，建筑节能领域标准多为推荐性标准、地方标准和行业标准，标准繁复重叠，使得在建筑的设计、建造、运行方面并未能较好地遵循节能要求。2021年国家出台的强制性标准整合了各个气候区的建筑规范，形成了较为统一的节能建筑评价体系。考虑到建筑建设周期，模型设定了2022年后建成的城市居民建筑和公共建筑至少达到2015年颁布的推荐性标准，2025年后建成的所有建筑必须满足强制性国家标准。节能标准较低的建筑，能够通过建筑围护结构改造提升隔热水平。

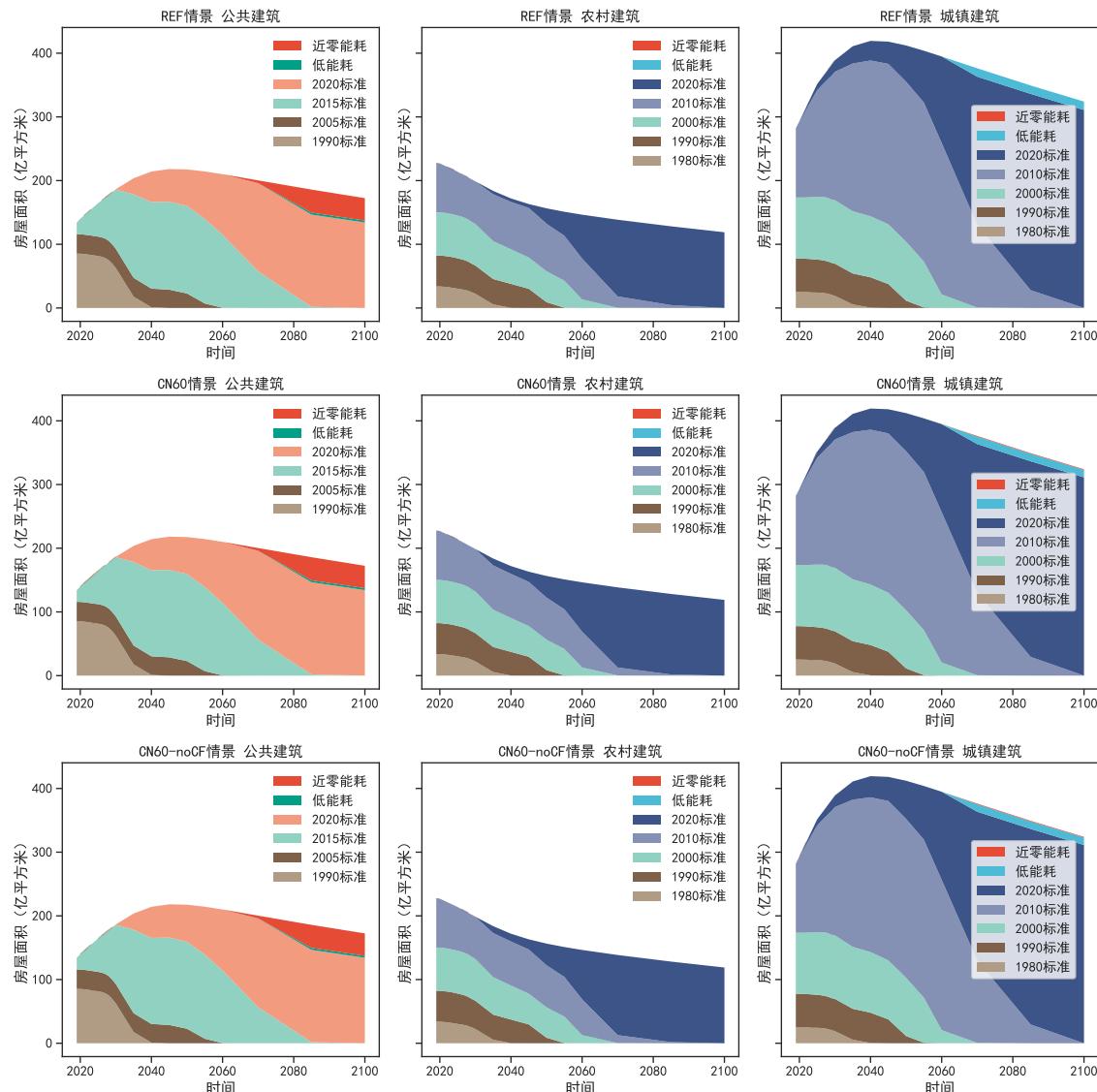


图3.18 中国不同气候区按建筑标准划分的建筑面积

CN60情景下，目前约64%的公共建筑为未采用节能设计的建筑，通过近年的旧房改造行动，2030年，达到2015年标准的建筑比例将达到50%，非节能建筑比例腰斩到34%。随后存量的建筑大量改造为2015年标准建筑，新增建筑达到2020年国标水平。到2060年，存量建筑中达到2020年标准建筑占比46%。2085年后，老旧房屋基本不再存续，新增房屋多为近零能耗设计。对于农村居民建筑，2019

年，15%的房屋建成于1980年代以前，21%的房屋建于1990年代，节能建筑比例相对较低。近年来大规模推广的农村居民建筑节能改造将大量采用1980、1990年标准的建筑改造为2000年标准建筑，相对节能率达到30~50%。2030年后，大量1980年建筑的拆除，新建农村居民建筑执行2020年标准，到2060年，2020年标准建筑占比近53%，由于存量建筑的逐渐拆除，2100年所有建筑均为满足2020年节能水平的建筑。城镇居民建筑则整体较新，2000年代和2010年代建筑占比分别为34%和38%。伴随着城市的发展，节能水平较低的建筑逐渐将隔热水平提高到2010年标准，新增建筑全部为2020年标准。到2060年超过95%和35%的城镇居民建筑达到了2010和2020年建筑标准。对于公共建筑和城镇居民建筑，2060年后，新建建筑多采用超低能耗或近零能耗建筑标准，进一步提高建筑隔热水平。

总体而言，不同情景节能建筑的普及速度整体差异不大，这说明了提高隔热水平是极具成本效率的举措。对比REF和CN60情景，2035年以后，CN60较REF，将会有约1%的较低标准公共建筑和城镇居民建筑会被2020年标准建筑进一步替代。农村居民建筑的变化更为明显，2020年标准建筑比例上升约6%，与此同时，2000和2010年标准的建筑比例有所减少，反映了碳中和目标下，农村居民建筑改造会倾向于成本更高但节能率也更高的2020年标准。除此之外，在新增房屋建设方面，碳中和情景下将有更多低能耗和近零排放房屋在2060年以后被建设。

气候变化影响在以往研究中很少被反映到能源系统建模中。本文对比了RCP2.6温升路径下的气候反馈与不考虑气候反馈情景的差异。气候变化将会导致建筑部门HDD下降，而CDD增加，大幅增加夏季供冷能耗，并减少冬季供暖能耗。从结果可以看出，较没有考虑气候反馈的情景（CN60-noCF），建筑围护结构改造变化不大，但终端用能技术影响较大。对于公共建筑、农村居民建筑和城镇居民建筑，考虑了气候影响的情景采用更高建筑节能标准的比例上升约0.5%。

建筑部门的能耗水平呈现先下降后上升的特点（如图3.19）。2050年前，由于电能取代化石燃料，能效提高抵消了能源服务需求增长带来的能耗提高，而2050年后，由于大部分能源服务已经由较为高效的技术提供，因而出现能耗的反弹。2019年，建筑部门在终端部门中电气化率最高（达37%），但仍有20%和16%的能量由煤和传统生物质提供。在CN60情景下，煤和传统生物质在建筑终端能源中的比重快速下降，2035年约为10%和4%，2060年均在1%以内。电能则在未来快速得到普及，2035、2060和2100年建筑电气化率分别达到55%、77%和87%。

图3.20和图3.21展示了2060年不同气候区空间供暖和供冷的终端能源需求在各情景下的对比。对于公共建筑，北方地区供暖普及率已经较高，尽管建筑面积增加，但由于建筑节能水平提高和电能供暖（如空气能热泵、地源热泵、电热空调

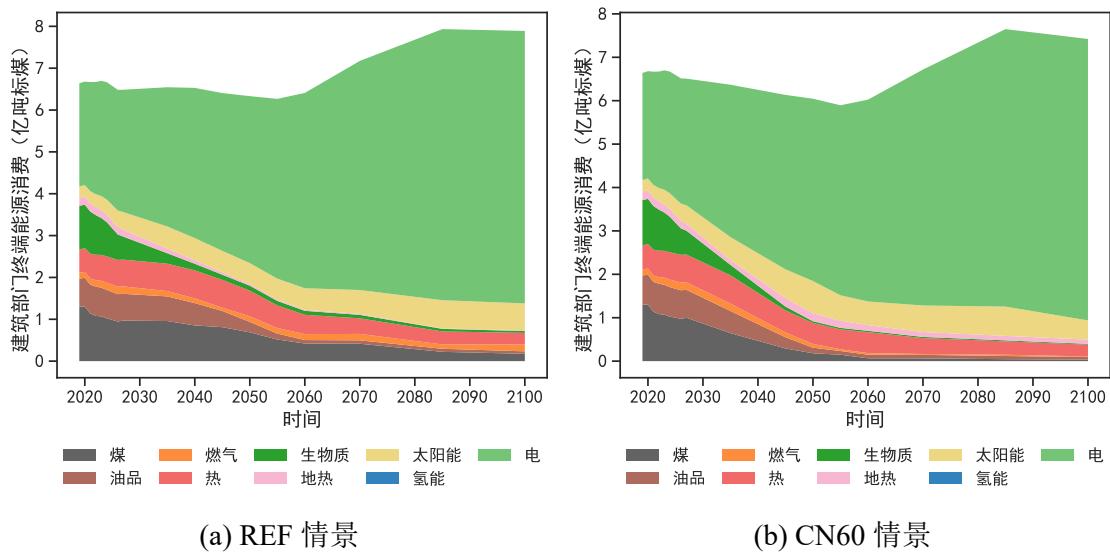


图 3.19 中国分燃料建筑部门能源消费路径

等）的高效率，CN60 情景下，2060 年北方地区空间供暖耗能较 2020 年有近 41 % 的下降。从结构上来看，近期北方地区仍将延续现有的供暖用能结构，电能的使用比例会逐渐上升，到 2060 年，CN60 情景下超过 85 % 的空间供暖均来自于电能。对于南方地区，目前供暖普及率相对较低，多以分布式供暖为主，后续供暖服务需求仍有较大幅度的增长，电能供暖将成为主要能量来源。

对于农村居民建筑，由于建筑面积的下降，空间供暖能耗明显下降，REF 和 CN60 情景下 2060 年能耗分别较 2020 年下降 79 % 和 86 %。目前农村供暖主要依靠固体生物质和煤炭燃烧，随着农村清洁供暖行动不断推进，电能、地热能、沼气等清洁能源逐渐替代高碳能源，实现农村供暖低碳化。

对于城镇居民建筑，南北方供暖情形存在较大差异。CN60 情景下，北方地区 2060 年供暖能耗较 2020 年下降 34 %，但依旧以集中供暖为主。依托现有成熟的热力管网，集中供暖热源主要来自于配备 CCS 的 CHP 机组、生物质、地热、工业余热等低碳热源。南方地区由于供暖普及率的上升抵消了能效提高的效果，REF 情景下供暖能耗下降不明显（15 %），CN60 情景下电能比例得到快速上升，成为供暖能源的主流，能耗水平也有近 35 % 下降。

对比不同的情景，REF 情景煤炭、天然气、传统生物质等传统能源减少较慢，同时由于该类能源品种较电能、地热、沼气等存在效率上的劣势，因此总供暖能耗较 CN60 情景也有不小的上升，对于温和地区城镇居民建筑甚至超过 30 %。较不考虑气候反馈的 CN60-noCF 情景，CN60 情景下全国整体 2060 年和 2100 年供暖能耗分别减少 3.3 % 和 12.4 %。由于不同地区温升幅度不同，严寒、寒冷、夏热冬冷、夏热冬暖和温和地区供暖能耗在 2060 年下降幅度分别为 2.7 %, 3.2 %, 5.0 %, 9.8 %

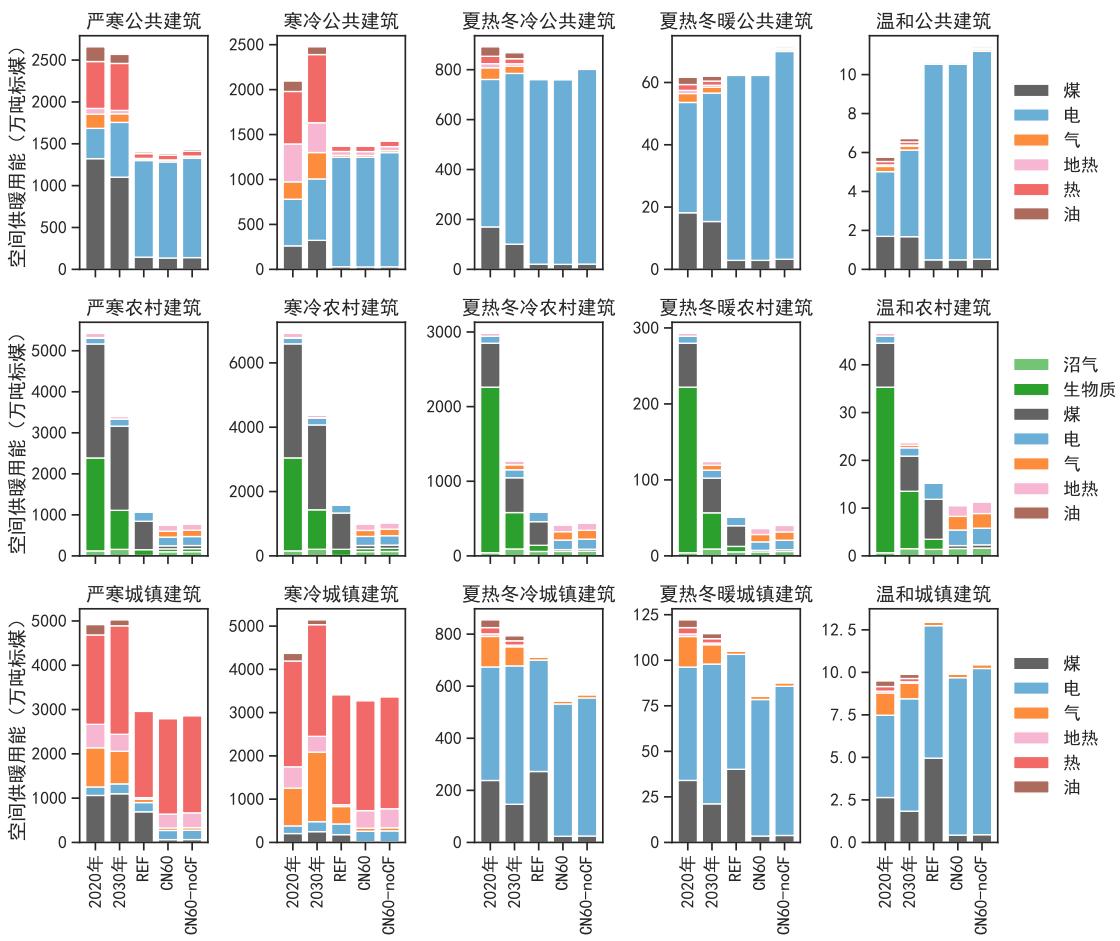


图 3.20 中国 2060 年不同气候区建筑部门空间供暖需求

和 6.0%，在 2100 年下降幅度分别为 10.2%，12.4%，15.3%，30.1% 和 15.2%。总体而言，南方地区，尤其是夏热冬冷地区，供暖能耗受气候变化反馈影响更加显著。

目前国内绝大部分空间供冷需求均由电力满足，燃气空调的使用极少。总体而言，我国单位面积空间供冷的活动水平还比较低，大多数地区空调普及率较发达国家仍有差距，而且空调使用也呈现部分时间、部分空间使用的模式。从 2020 年至 2030 年，REF 情景下，全国整体空间供冷能耗增幅约 24%，公共建筑和城镇居民建筑在除温和地区的其余四个地区供冷能耗增长约 35%，排除房屋面积增长的因素，单位面积供冷能耗增幅约 1.5%。而温和地区公共建筑和城镇居民建筑 10 年间空间供冷能耗接近翻倍，源自于该地区气候温和，当前空调普及率很低，随着生活水平的提高，为了更加舒适的居住和工作环境，空间供冷需求增长较快，但供冷能耗总量增加并不多。2030—2060 年，全国总体空间供冷能耗增加近 8.5%，其中严寒、寒冷和温和地区增幅明显。CN60 情景下，由于采用了更高效率的供冷设备以及建筑节能水平提高，2060 年全国空间供冷能耗较 REF 情景下降约 31%。

由于气候变化的影响，空间供冷能耗将会大幅增加。2060 年，在严寒，寒冷，

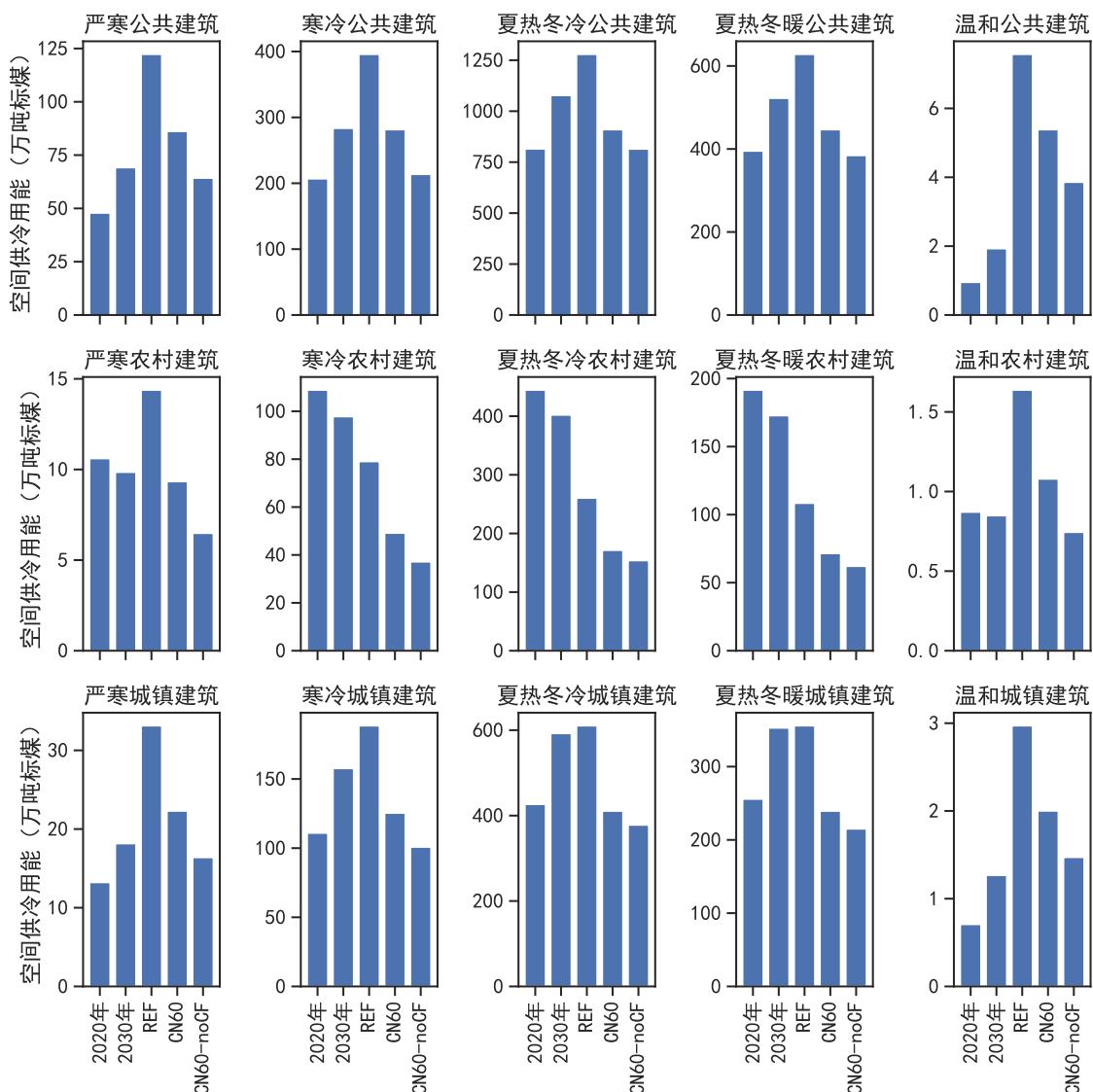


图 3.21 中国 2060 年不同气候区建筑部门空间供冷需求

夏热冬冷、夏热冬暖、温地区的供冷能耗较不考虑气候变化反馈情景升幅分别达到 35%、30%、11%，15% 和 39%，2100 年分别达到 104%、102%、38%、53% 和 105%。可以看出空间供冷需求受到气候变化影响极为显著，严寒地区、寒冷地区和温地区在空间供暖和空间供冷方面气候反馈的影响较大。

观察供冷设备的节能水平可以看出，2019 年约 46% 的存量空调设备使用老国标定频空调，能耗水平相对较高，仅有 50% 的空调采用变频技术，仅约 5% 空调符合新国标一级标准。在 REF 情景中，到 2030 年，78% 的空调满足新国标要求，但由于定频空调具有明显的成本优势，未来定频空调份额将持续占据主要地位。对于 CN60 情景，能效水平更高的变频空调推广更加迅速，到 2050 年，约 68% 的空调符合新国标一级能效标准，采用定频空调的比例不足 21%。

炊事用能方面，公共建筑仍有较大增长的空间，城镇居民建筑能耗小幅扩大，

农村居民建筑则由于建筑存量的减少而有所下降。从图3.22不难看出，当前公共建筑和城镇居民建筑炊事用能主要由液化石油气、天然气和电力提供，随着天然气供应保障机制的健全和天然气管网的完善，近期天然气和电能将成为主要能源载体。CN60情景下，电能取得更加明显的竞争优势。农村居民建筑目前的用能结构较为多元，既有煤炭和液化石油气等化石燃料，还有传统固体生物质、沼气等生物质资源，也部分使用电力。长期来看，散煤和液化石油气使用大幅减少，沼气和电力成为主要替代能源，太阳能灶也在各类建筑中少量得到运用。对于CN60情景，电力将满足绝大部分炊事能源服务需求。

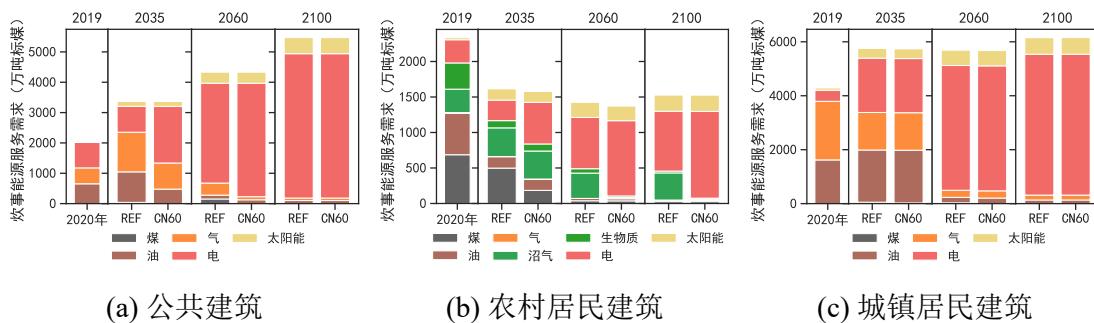


图 3.22 中国建筑部门炊事能源服务需求

与炊事需求相似，城镇居民建筑和公共建筑热水能源服务需求仍有一定的增长空间，目前主要由液化石油气、天然气和电力提供，可以注意到太阳能热水器在居民建筑中已经有不少于20%的渗透率，未来还将会小幅增加。在CN60情景下，电能将大量替代化石燃料和传统生物质资源，成为最主要的能源载体（如图3.23）。

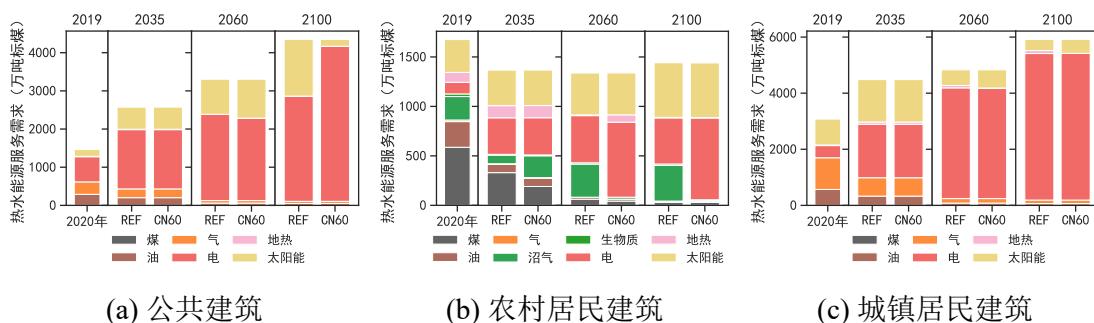


图 3.23 中国建筑部门热水能源服务需求

建筑部门照明呈现LED照明逐步取代高能耗光源的态势（图3.24）。2012年开始，中国逐步开始禁止进口和销售白炽灯，目前除少数地区仍有部分存量外，白炽灯基本已停止使用，取而代之的是荧光灯和近期逐渐普及的LED光源。由于高显色指数、全光谱光源等特殊属性，少量的金属卤素灯仍在公共建筑特定领域使用，但随着替代性低能耗光源发展和成本下降，预计在2035年金卤灯和荧光灯也将退出市场。对于LED而言，目前市场主流产品的平均能效为100 lm/W，最高能

效水平约为180 lm/W，仍有较大的节能增效空间。预计在2030年后，LED平均能效水平将超过200 lm/W。

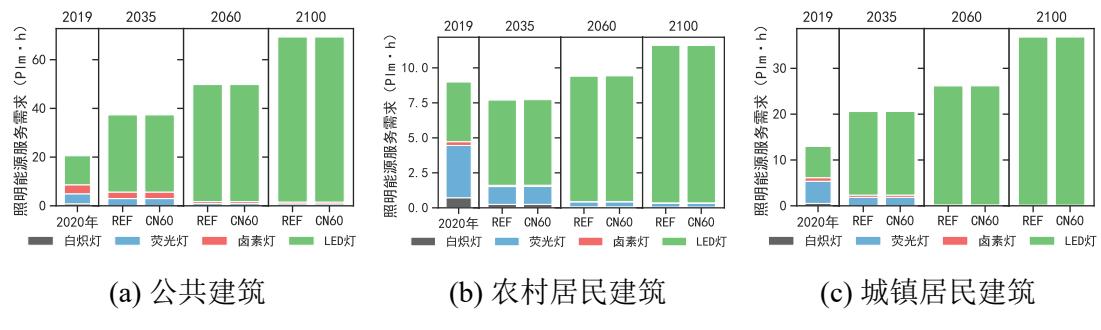


图 3.24 中国建筑部门照明能源服务需求

除了上述建筑用能服务需求外，目前大数据和人工智能相关的数据中心能耗和间接碳排放增长明显。据统计，2019年，约有1200万台（架）在运数据中心机柜，年用电量超过300 PJ（总用电量的1.16%），产生约0.7亿吨CO<sub>2</sub>间接碳排放。从全国各区域存量和新增服务器总数来看，约80%位于华北、华东和华南地区，长三角地区建设规模持续高速增长，领先全国水平。数据中心能耗预期2030年将增至2019年2.38倍，成为建筑部门用能重要的增长来源。到本世纪末，数据中心和人工智能相关服务器需求将预计增长10倍以上，成为建筑部门2050年后终端能耗反弹的重要驱动力。目前，全国平均能耗指标PUE（Power Usage Effectiveness）为1.49，其中东北、华北和华东地区能效较高，PUE达到了约1.4，但距离目前国际先进水平（1.05）仍有差距。在CN60情景下，全国平均PUE在2060年下降至1.15以内，部分地区达到1.05先进水平。

### 3.4.3 交通部门

中国交通运输行业正处于高速发展阶段，客货运周转量连创新高。随着中国经济的高质量发展和人民生活水平提高，交通运输量未来仍将高速增长（图3.25展示了CN60情景的客货运交通周转量）。2019年，交通部门碳排放和能耗约占全国总排放和终端能耗的10%和15%，全口径换算客货运周转量达到32万亿吨公里，其中货运周转量达到21万亿吨公里。2020–2022年公共卫生事件造成交通需求剧烈波动，货运周转量增长基本停滞，客运周转量较2019年下降超20%。

随着疫情防控结束，经济活动日趋活跃，交通服务需求快速增长，到2030年，客货运总周转量较2019年增长56%，随后增速虽有所放缓，但仍将持续增长，2050年全口径换算客货运周转量峰值约64万亿吨公里，随后回落到2100年的60万亿吨公里。对于CN60情景而言，由于碳减排的压力，能源消费者转变生活方式，减少交通需求，在2050年以前，客货运需求分别较REF情景下降约3%和

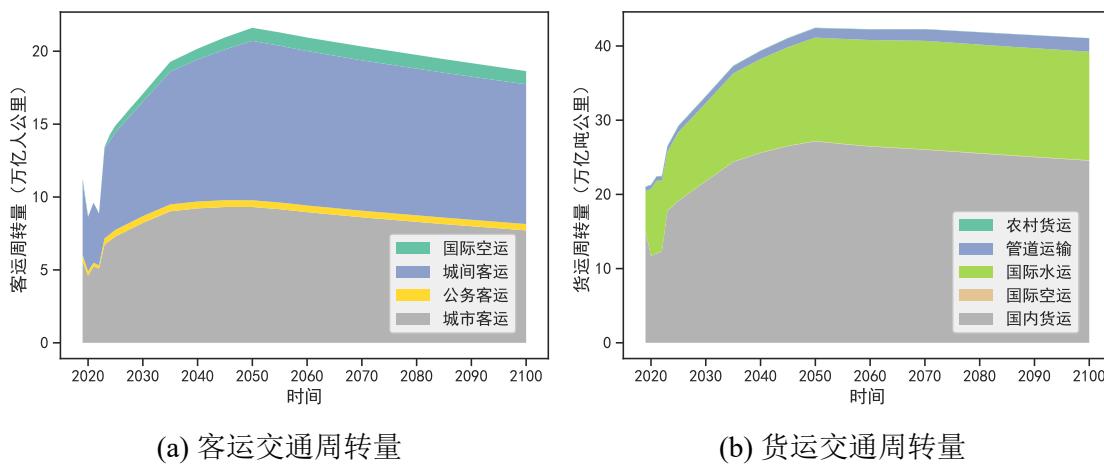


图 3.25 中国客货运交通周转量

10%，其中更难以电气化的重型卡车、航空、航海下降更为明显。从客运结构上看，城间客运逐渐超过城市客运成为客运周转量主体，居民流动性有所增强。2060 年国际航空客运将较 2019 年有近 2 倍的增幅，CN60 情景下也有 1.5 倍的增幅。货运方面国际水运和国际空运增长明显，但国内货运仍是周转量占比最大的部分。

从图3.26可以看出，由于需求增长强劲，交通部门终端能耗在 2030 年前仍然处于上升区间，峰值约 7.2 亿吨标煤，随后将持续下降。结构上看，CN60 情景下，油品在 2045 年前将主导交通部门终端能源消费。电能在小型车辆中逐渐推广已成趋势，交通部门电气化率将从 2019 年的约 5% 上升到 2050 年约 36%。碳中和的目标激励了电能的进一步渗透和氢能的推广，CN60 情景下，2060 年交通电气化率达到 46%，氢能渗透率达到了 31%，氢能成为公路货运和航空、航海领域脱碳的重要手段。2060 年后，氢能和电能继续缓慢替代油品，由于人口数量和结构变化以及能源效率提高双重因素叠加，交通部门能源消费将持续下降。

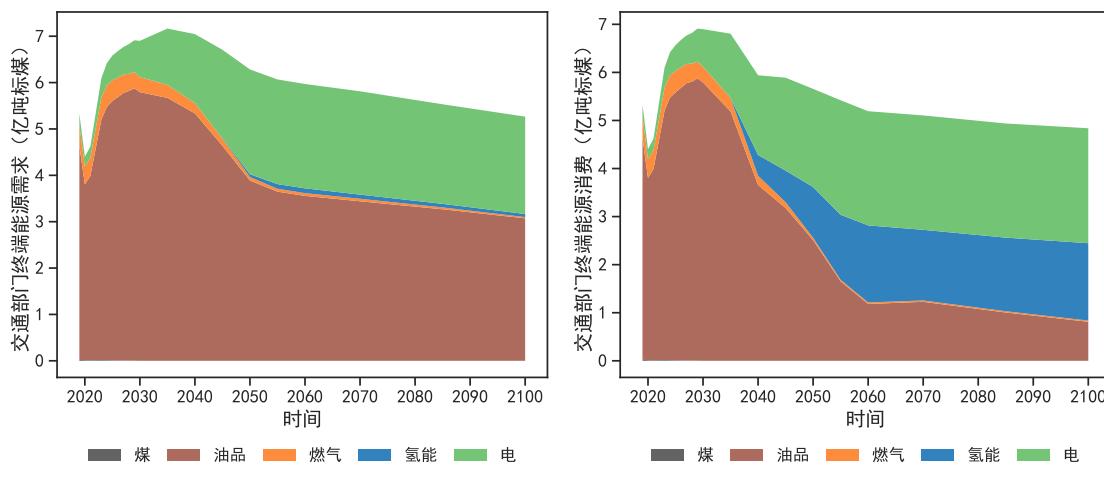


图 3.26 中国分燃料交通部门能源消费路径

近年来，私人汽车增长速度明显，千人私人汽车保有量从2019年的147辆快速增长到2022年的超200辆，但较美国、日本、欧洲等地区600~800辆的规模，仍有极大的增长空间。结合日本、韩国等发达国家汽车增长模式和国内其他单位研究预测，本模型预测私人汽车千人保有量将会在2030年突破300辆，2040年突破400辆并在2050年左右达到460辆水平后保持相对稳定。

公交优先的发展战略带动交通部门公共出行比例逐渐增加（图3.27）。城际客运方面，由于生活水平的提高，客车城际交通周转量迅速下降，2040年后，占比不足10%。随着国家骨干高铁网的逐步建成，城间私家车的占比也将有所下降，铁道运输占比由当前的约30%攀升至2060年的约40%。民航占比也将从不足17%，快速上升到2060年的约30%，成为上升空间最大的运输模式。REF情景和CN60情景运输结构差距不大。城市客运方面，城市私家车和出租车周转量占比长期稳定在42%和8%上下，由于摩托车（包括电动自行车）在越来越多城市受到限制而周转量占比有所下降，公交车和地铁的周转量占比有所提高。城市公交将从2019年的69万辆逐渐增长到2030年的87万辆，并在2050年左右稳定在90万辆水平，周转量占比也将从22%上升到2060年的30%。随着地铁网络的覆盖，地铁服务城市客流的作用逐渐凸显，地铁周转量占比从2019年的4%倍增至2060年的8%。

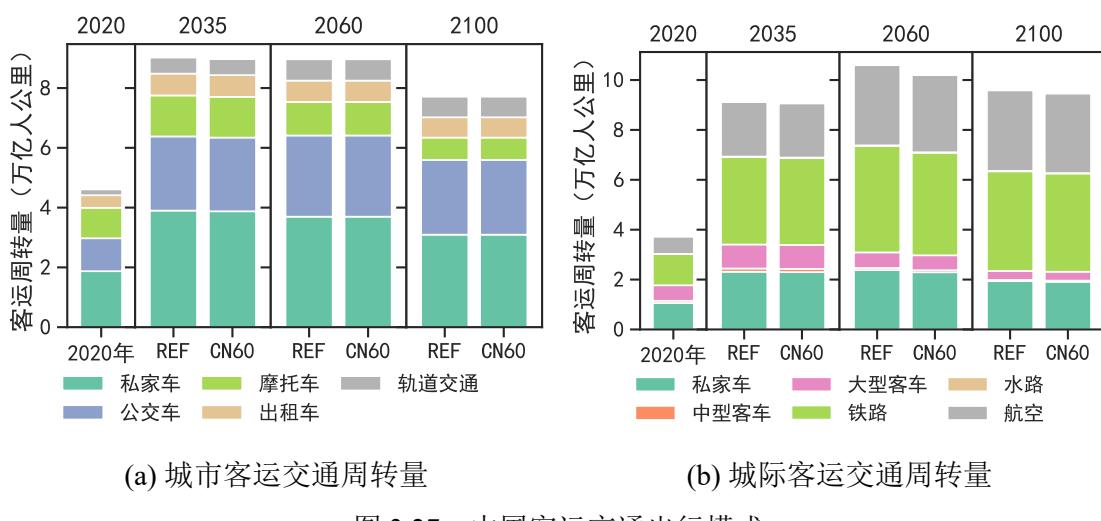


图3.27 中国客运交通出行模式

国内货运格局相对稳定，由于煤炭、钢铁等大宗商品未来产量下滑，铁路货运和内河货运的周转量占比小幅下降，公路货运比例由2019年的47%逐步提升到2060年的58%。公路货运呈现车队化、重型化特点，重型货车占比从2019年的74%提升至2060年的约90%，微型货车在2035年以后基本退出市场（如图3.28）。

从燃料结构上看，客运公路交通呈现电气化趋势（图3.29）。2023年，小型客运电动汽车保有量占比已达5%，新能源汽车市场占有率达到36%，其中约80%为纯电动汽车。新能源汽车客群正从早期使用者向早期大众过渡。面对更加庞大、

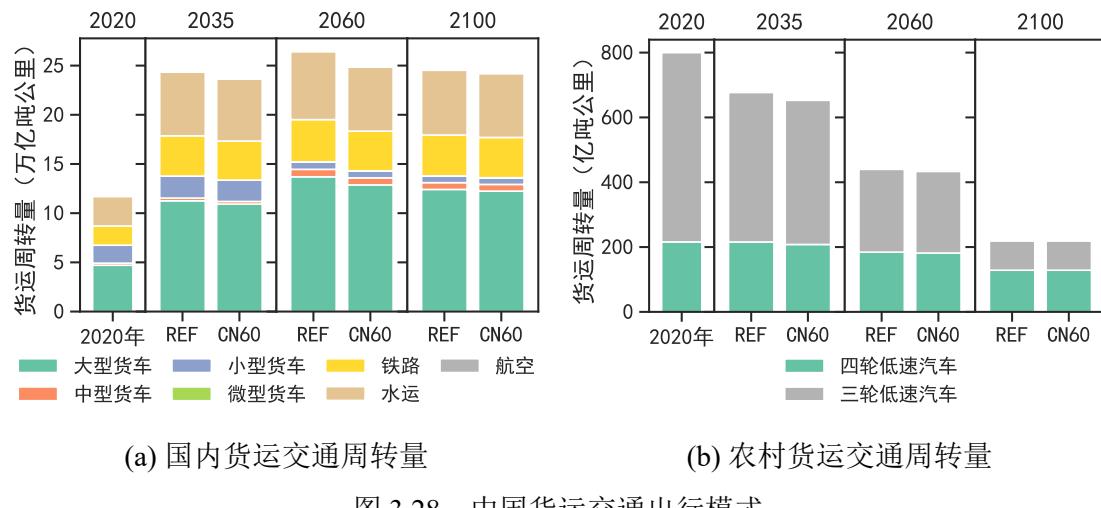


图 3.28 中国货运交通出行模式

更加多元的消费群体，电动车市场占有率达到50%，2030年达到70%以上，从而推升保有量占比超过31%。到2050年，90%小型汽车实现电动化。电动城市公交保有量占比已经超过50%，电动公交作为当下政策主推的城市交通方式，到2030年将有75%的城市公交用电力驱动。对于城际客车，2060年大型客车呈现电能和氢能各占72%和23%的格局，中型车辆电气化比例高至90%。

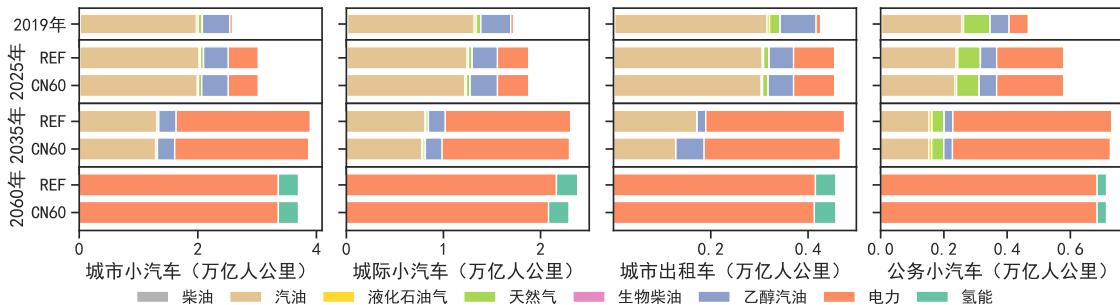


图 3.29 中国小型客车低碳发展路线

货运公路交通呈现轻型货车电气化和重型货车氢能化两条路线发展的态势（图3.30）。目前柴油重卡（含生物柴油）是市场绝对主流（94%），在CN60情景下，电力和氢能成为主要的替代燃料。据估算，2035年，电力重卡将占据约14%的保有量，到2060年电力重卡和氢能重卡保有量份额持续上升到约47%和53%。到2100年，随着氢能的进一步发展，氢能重卡将占据市场主体地位（67%）。中型货车和小型货车在近期同样经历明显的电气化过程，在2035年，电力货车保有量份额分别达到26%和32%，随后增长到2060年的约63%和78%。对比REF和CN60情景，可以发现2030–2045年柴油首先被电力快速替代，随后氢能的发展进一步替代柴油车辆，从而实现了货运公路交通的深度脱碳。

航空航天部门的脱碳是交通部门最难的环节之一，碳中和目标推进氢能、生

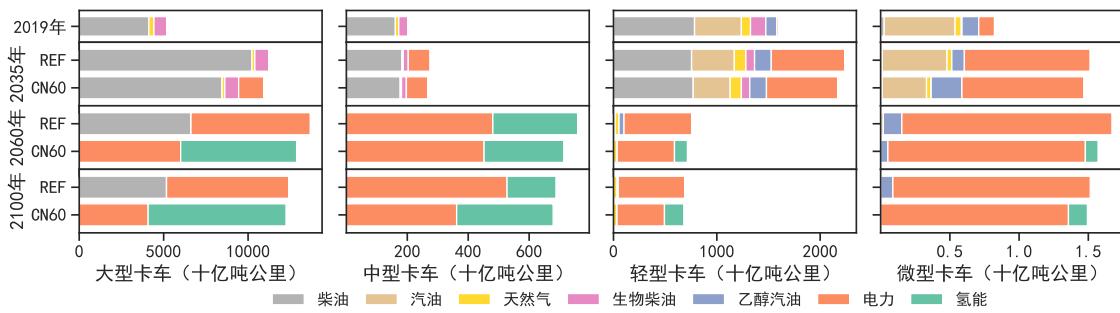


图 3.30 中国货运车辆低碳发展路线

物质能、电能在航空航天领域的突破，但化石燃料仍然占据重要地位（图3.31）。在2035年以前，航空仍然主要依靠煤油来提供能源。REF情景下，电能和氢能飞机几乎不会得到发展。CN60情景下，生物航油可能在近中期会得到一定发展，但由于临近碳中和，生物质被更多用于BECCS等产生负排放的领域，生物航油占比将下降。为了减少航空的碳足迹，在2060年，氢能飞机将占约19%的份额，电力和生物航油各占约20%和13%，但仍有一半的需求需要由化石燃料来满足。在2060年，电能飞机主要运用于中短途航线，对于国际航空，电力份额不到总需求的15%，减排压力将更加巨大。

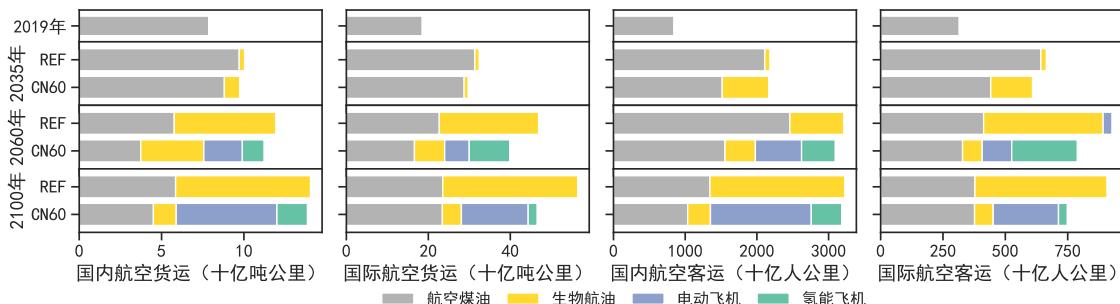


图 3.31 中国航空交通低碳发展路线

水运方面，目前内河航运以柴油为主，远洋航运以重油为主。预期在2030年和2040年以后电力货船和氢基燃料货船相继出现，到2060年，形成氢能（包括氨能）船舶为主体（超过52%），电力、重油、柴油份额相对均衡的格局。

高速铁路加快建设，铁路部门电气化率进一步提高。目前，仍有约13%的客运铁路和25%的货运铁路机车需要依靠内燃机驱动，主要分布在东北地区和西部高海拔地区。随着电气化铁路改造推进，预计2030年前客运铁路机车将基本实现电力驱动。2050年后，包括货运在内的内燃机车将完全退出。2019年，约53%的客流通过高速铁路客运专线进行运输，由于高速铁路网的逐渐密集，2050年以后，高速铁路客流占比将达到约71%。

### 3.5 亚年度级能源生产与消费

为了支撑净零目标下大量的时变可再生能源接入，迫切需要在能源系统中考虑电力系统的短期运行，增强系统调节能力，促进能源供需双方互动，以提供足够的系统灵活性。改进灵活性的方法既包括增强现有电力设备的灵活性（如深度调峰改造和柔性输配电系统），也包括增加网侧和用电侧的储能（如电储能、氢储能），还需要充分利用电力负荷的需求侧响应、电动汽车有序充电和车网互动（V2G）资源等。在火电为主体的传统电力系统中，发电机组根据负荷的波动在小时、日夜、星期和季度等多维度进行调节。当前火电机组接受调度，以极低的成本提供了灵活性资源。随着容量电价机制的推出，灵活性资源的容量价值得到了市场定价。由于可再生能源出力存在明显的随机性和不可调度性，仅考虑能量平衡的传统能源系统模型结果无法确保短期电力供应的稳定性，因此考虑电功率的实时平衡是确保低碳能源系统安全稳定运行的关键。

电力系统灵活性按照时间长短来说分为峰值负荷的容量充裕性，电力供需平衡的灵活性、抵御短期系统负荷激增或机组突然下线的稳定性（频率稳定）以及超短期内电力系统应对暂态扰动的惯性。在本文中，已经约束了任意时段的电力系统可用容量均不小于该时段负荷的1.1倍，即基本满足了峰值负荷容量充裕要求。对于稳定性和惯性，则主要通过核电和水电的持续出力并实时调节来满足。本节后续重点分析在考虑了爬坡、可再生能源出力波动、负荷变动等情况下的电力供需平衡的灵活性，并通过需求侧响应等措施进一步增强系统的灵活性。

#### 3.5.1 能源生产与消费的日内平衡

图3.32展示了中国夏季典型日逐小时的电力需求。可以看出农业和工业部门的负荷曲线较为平稳，而建筑部门负荷曲线存在较大的波动。日间时段（8~17时）为公共建筑用电高峰，而居民建筑在早晨（5~7时）和傍晚（17~20时）出现用电高峰，而夜间用电较少。由于电动汽车的快速普及，交通部门的负荷较2020年明显上升。但可以观察到，大部分电动汽车均在夜间进行慢速充电，电动汽车的有序充电能对电力系统起到了平抑负荷波动的作用。同时，在CN60情景下，交通部门的电气化率更高，交通充电负荷对于负荷曲线的影响加剧，电力负荷由昼高夜低的单峰状曲线变为了日间和夜间双峰状曲线，从而更好地匹配太阳能和风电的出力高峰期。此外，对于CN60情景，电解水制氢的发展，在午间光伏出力最大的时候，电解水制氢装置大量工作，消纳太阳能出力。

当前的电力系统灵活性充足，火电和水电均可承担起调峰调频的任务。火电通过自身差速调节进行一次调频，自动电压控制装置进行二次调频，接受调度指

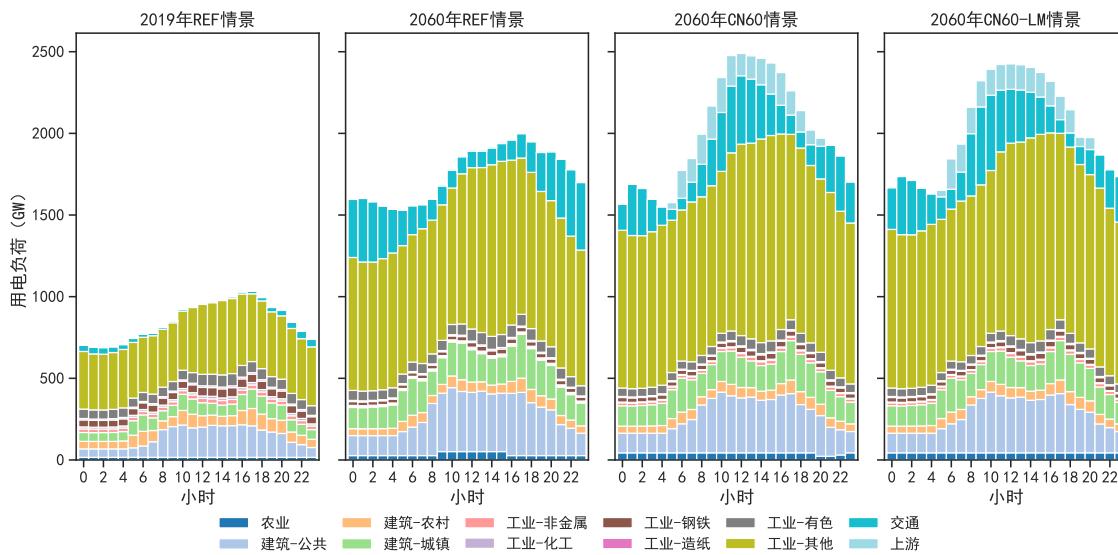


图 3.32 中国夏季典型日电力需求

令进行三次调频。使得电力系统在负荷激增和可再生能源发电出力减少时有充足的发电资源。但在碳中和情景下，火电大量退役，系统灵活性将极其有限，受制于水资源时空特点，水力发电在夏季可承担大量灵活性需求，但在缺乏季节性调节水库的地区，可能形成冬春季灵活性资源不足的格局，此时配备 CCS 的火电、储能、需求侧响应机制将成为灵活性的主要来源。图3.33展示了中国夏季典型日逐小时的电力供应，其中黑色细柱为净发电量。可以看到，在 2060 年，为平衡电力供需，需要供需双方的努力。首先，光伏占据发电的主体地位，但光伏发电的出力高峰位于日间 11~15 时，届时需要大量的储能设备充电来承接多余电量。到了夜间，光伏不再出力，电力主要依靠风电和水电来提供，储能设施弥合供需差额。需求侧响应在傍晚系统供需不平衡情况较严重时发挥重要作用。

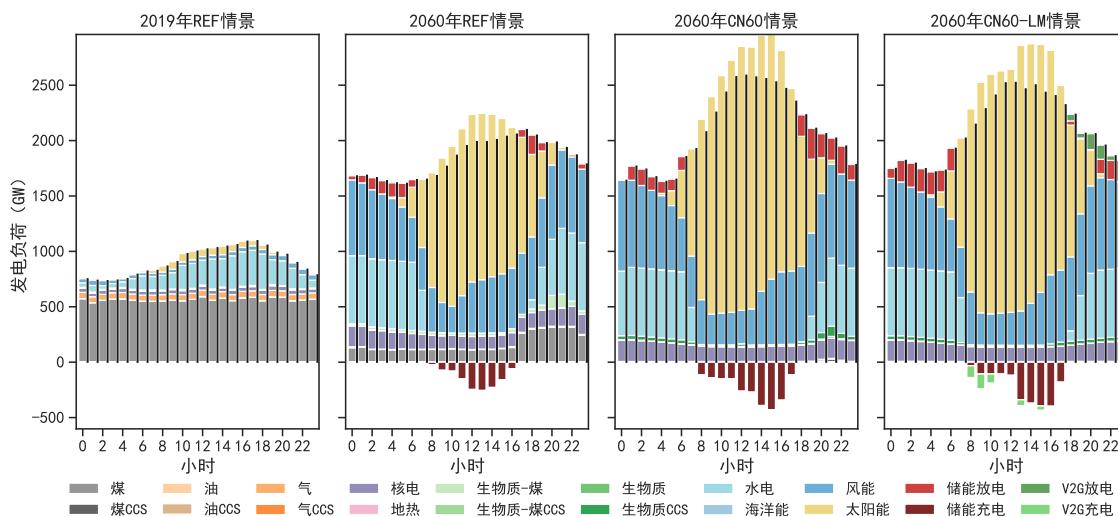


图 3.33 中国夏季典型日电力供应

从图中可以看出，水电和生物质发电均已形成了夜间发电的运行模式，成为电力系统灵活性的主要来源。尽管核电出力较为稳定，但也应在夜间时段增加出力来提供足量的灵活性资源。对比 REF 情景和 CN60 情景可以看出，CN60 情景下，由于风电和光伏更多的建设，电网供需时间错配的状况更加明显，储能需求增长显著，储能工作状态为日间充电夜间放电。对比 CN60 和 CN60-LM 可以看出，通过引入积极的需求侧管理措施，可以显著降低系统对于储能技术的依赖，缓解傍晚时段用能紧张情况，降低能源转型的整体成本。需求侧管理措施包括政策指令类的措施，如限电、限产和分时供电等，也包括价格激励类的措施，如针对户用储能并网和 V2G 的补贴、实行分时电价和电负荷转移削减激励等。

电力系统的峰值负荷快速提升，峰谷差率进一步上升。2019 年，中国峰值负荷超过 1.03 TW，最小用电负荷约 0.69 TW，峰谷差约 0.35 TW，峰谷差率达到 33%。由于电气化率上升，2023 年，峰值负荷约 1.3 TW。随着社会经济的发展，2060 年，REF 情景下峰值负荷约 2.0 TW，最小用电负荷约 1.5 TW，峰谷差小幅上涨到 0.47 TW，峰谷差率下降到 24%。CN60 情景电气化水平更高，2060 年峰值负荷预计超过 2.4 TW，最小用电负荷达到 1.5 TW，峰谷差约 0.93 TW，峰谷差率较 REF 情景小幅上涨到 39%。

影响电力系统灵活性的主要因素是净负荷的数量及其变化。净负荷即实际用电负荷与可变可再生能源（主要为风电和光伏）的差值，其反映了可调度资源所需的出力波动范围。在高比例可再生能源并网时，存在两方面灵活性挑战：一方面，净负荷为负的时期（9~17 时）需要部署储能等设施来消纳过剩的太阳能，否则将造成明显的弃光现象，此时储能系统需要大规模连续储能，如抽水蓄能、锂电池储能、氢储能、V2G 充电等将发挥主要作用。另一方面，净负荷快速变化时期（6~8 时 和 16~20 时）要求可调度机组能够迅速调节出力水平，而具有较好调节性能的水电和储能设施在爬坡时贡献明显。

图3.34展示了 2020–2100 年不同情景下的净负荷变动（排除储能负荷和需求侧管理负荷）。对于 REF 情景而言，2030 年以前净负荷增加集中在夜间，使得净负荷曲线趋于平稳，因而灵活性需求较小。2035 年以后，由于光伏的快速部署，净负荷曲线呈现出“鸭型”曲线，最大净负荷值在 1000~1200 GW·h 之间，并延续到 2100 年。REF 情景首次出现净负荷为负值在 2060 年，最小净负荷值为 -82 GW·h。而 CN60 情景，由于光伏发电的扩张速度更快，在 2060 年夏季典型日的 15 时 出现最小净负荷（-286 GW·h）。对于 CN60-LM 情景，加入了需求侧管理措施，能够转移光伏过量出力，促进了可再生能源的消纳，平滑傍晚用电高峰时的净负荷水平。

所有情景在 2060 年后均会出现明显的负净负荷问题，其中 CN60 情景灵活性问题更为显著，CN60 情景时变可再生能源占比超过 70%，叠加终端电气化水平较

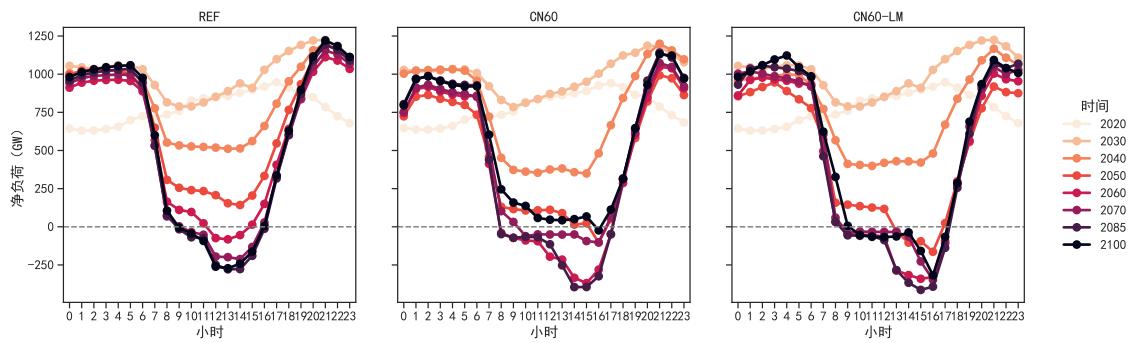


图 3.34 中国夏季典型日净负荷曲线

高，灵活性电源容量不足，需求侧管理措施较少，综合导致了其更大的储能需求。CN60-LM 情景由于拥有更多需求侧管理措施，从而能够更好应对净负荷的剧烈变化。对于爬坡类的灵活性问题，2060 年后，三个情景的净负荷变动率均超过 25 %/时，是当前变动率的近 5 倍，这也将成为未来灵活性的最大挑战。通过施行需求侧管理措施，可以降低净负荷变动率约 1%，减少机组调度和储能运行的压力。

模型中刻画了 8 类代表性的储能系统，既包括机械储能，也包括电化学储能和电磁储能，能够较好地刻画各类储能技术的技术特征（图3.35）。从图中可以看出，电储能和需求侧响应主要用于提供短期灵活性。抽水蓄能和锂电池储能贡献了主要的昼夜储能，压缩空气储能也有少量的贡献。抽水蓄能主要以 5 小时以上的负荷转移为主，充放电过程较为平稳，锂电池储能则主要以满足 5 小时以内的峰值负荷和次峰负荷为主。储能装置充电的功率峰值在日间 13~16 时出现，届时约 13% 的发电量被储存。储能装置的放电高峰在 19~22 时，此时约 14% 的电力负荷由储能满足。包含了负荷管理措施的 CN60-LM 情景长时负荷转移需求仍然存在，但是尖峰负荷转移需求及爬坡储能需求则有所下降，尤其在傍晚时间最为明显。2060 年夏季典型日，V2G 技术日间 7~14 时进行充电，并傍晚 19~22 时进行放电，最大充电功率约 132 GW，最大放电功率达到 139 GW。傍晚净负荷爬坡高峰，V2G 技术大量向电力系统供电，缓解了系统因光伏出力下降造成的能力紧缺问题。

氢能一方面作为重要的低碳能源，对于交通、工业部门脱碳有着重要作用，另一方面，以电解水制氢为主体的制氢格局会较大程度影响中国电力系统负荷，从而对能源生产和消费的日内平衡产生影响，电解水制氢或成为提供季节性储能的重要长期灵活性资源。图3.36展示了中国典型日氢能供需基本格局。2060 年氢能供应以可再生能源和网电为主，其中生物质 CCS 制氢能够稳定提供氢能同时产生负排放，大部分氢能由水电解产生，由于并网制氢能够平衡电网负荷波动、促进可再生能源消纳，因此网电制氢成为氢气的主要来源。日间时段，电解水制氢负荷占总负荷比重超过 10%。离网制氢中，太阳能制氢由于投资成本相对较低而有

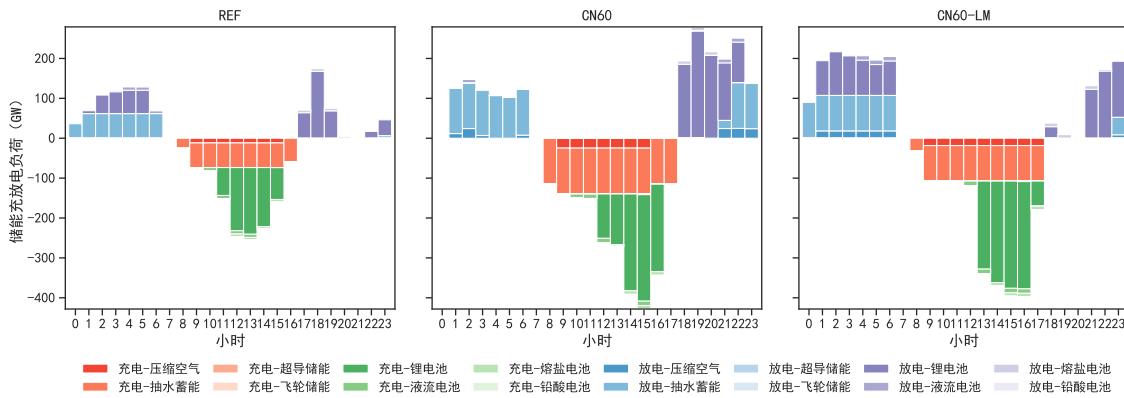


图 3.35 中国 2060 年夏季典型日储能工作状态

更高比例的部署。在日间时段，大量的水电解制氢设备消纳了廉价的可再生能源电力制备氢气后，经过氢储能设备，在夜间的可再生能源出力不足时释放供能。

结合3.36(a)和3.37可以看出，夏季工作日由于整体电力负荷较高，制氢量有所减少，用于液氢储能的量非常有限，跨季节储能用于补充此时的氢能需求。而秋季和冬季的储能量则相对更多，储能功率最高超过200 GW。值得注意的是，由于光照时长的缘故，占发电容量主体的光伏电站夏季能够有更大规模的出力，因而对于各类储能的需求相对较小，而在冬春季节，由于日照时间短叠加枯水期水电出力不足，因而各类储能都需要更大规模的充放能量以提供能量和弥合供需差距。

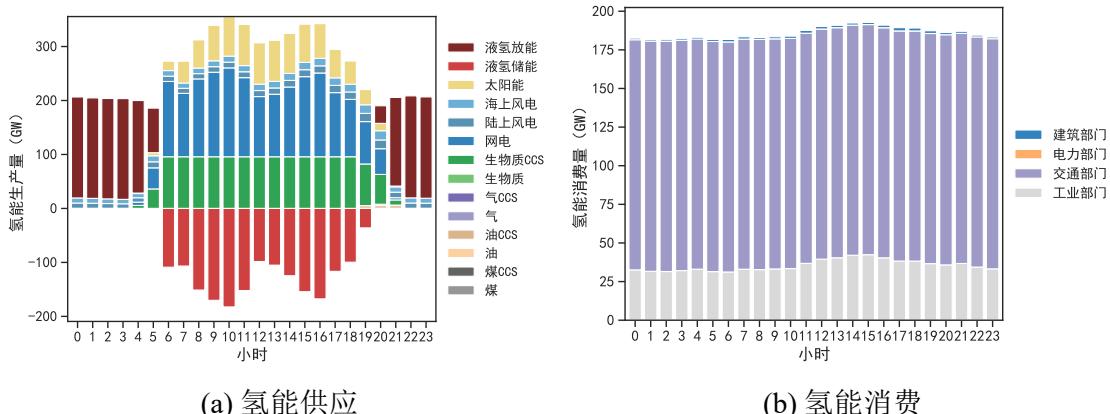


图 3.36 中国 2060 年夏季典型日氢能供需格局

### 3.5.2 能源生产与消费的季节平衡

不同季节的用能模式同温度、节假日、生产周期等因素相关联，而有一定量的波动。2060年，REF情景的用电量低于CN60情景，主要源于工业部门、上游部门电力的渗透率不同。CN60情景各季节的用电量在4.0~4.3 PW h，其中夏季用电负荷最高，冬季用电负荷最低（图3.38(a)）。电力消费的季节差距主要在于建筑部门和工业部门，可以看出建筑部门夏季和冬季的能耗均较高，这主要是由于空间

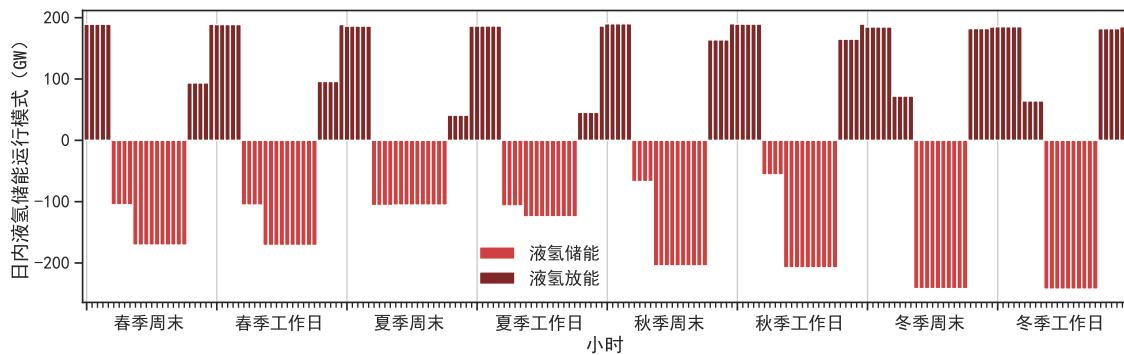


图 3.37 中国 2060 年 CN60 情景分季节分工作日液氢储能平均活动量

供暖和供冷需求在这两个季节最为集中。冬季（12~2月）用电负荷相对较低，这主要是工业生产受到元旦和春节假期停工的影响，从而整体能耗有所下降。CN60 情景一方面是工业部门电气化率增加导致整体用电显著提升，另一方面电解水制氢消耗电能明显上升。电解水制氢能够根据负荷和供给情况选择成本最低时段进行生产，因此在冬春季节电负荷较低时，电解水制氢负荷比例相对更高。

可再生能源除了日内具有波动性和随机性，在季节尺度，同样存在资源分布不均的特点，因此，电力供应在各个季节有较明显的结构差别（图3.38(b)）。冬春季节水电发电量较少，不足夏秋季节的一半，叠加冬季日照时间减少而光伏出力下降，风电在冬季的发电量占比接近50%。由于风电较大的波动性，冬季对于储能的需求也更高，冬季储能设施的充放电量明显高于其他季节。

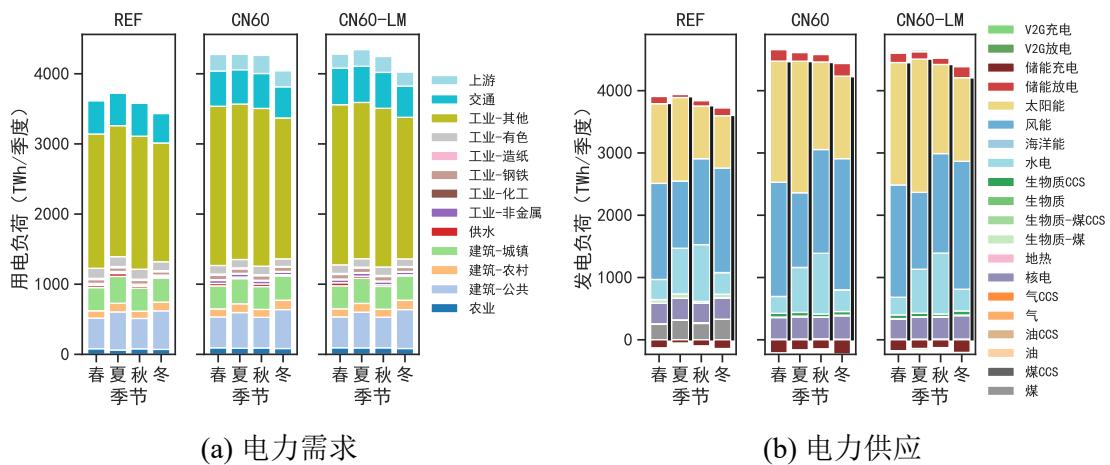


图 3.38 中国 2060 年分季节电力供需格局

特别对氢能进行分析，由于电解水制氢能较为便捷地调节生产，而通过氢能液化可实现较长时间的高能量密度储能，因此液氢储能有希望成为长时间跨季节储能的技术选择。从分季节氢能生产情况（图3.39(a)）和消费情况（图3.39(b)）可以看出，各季节氢能生产和液氢储能量差异相对较大，而消费量保持相对稳定。综合图3.39(c)可以看出，氢储能能在季节内和季节间均发挥了储能的作用。其中夏季为

用能高峰，因此并网制氢量减少，其他来源氢能保持相对稳定，储氢量较少。而秋冬季由于整体电负荷降低，因此并网制氢的比例有所上升，有部分的能量进行了跨季节储能供其他季节使用。但不容忽视的是，液氢储能存在一定的自然耗散率，对低耗散储氢设施的研发是液氢储能更大规模应用的重要举措。

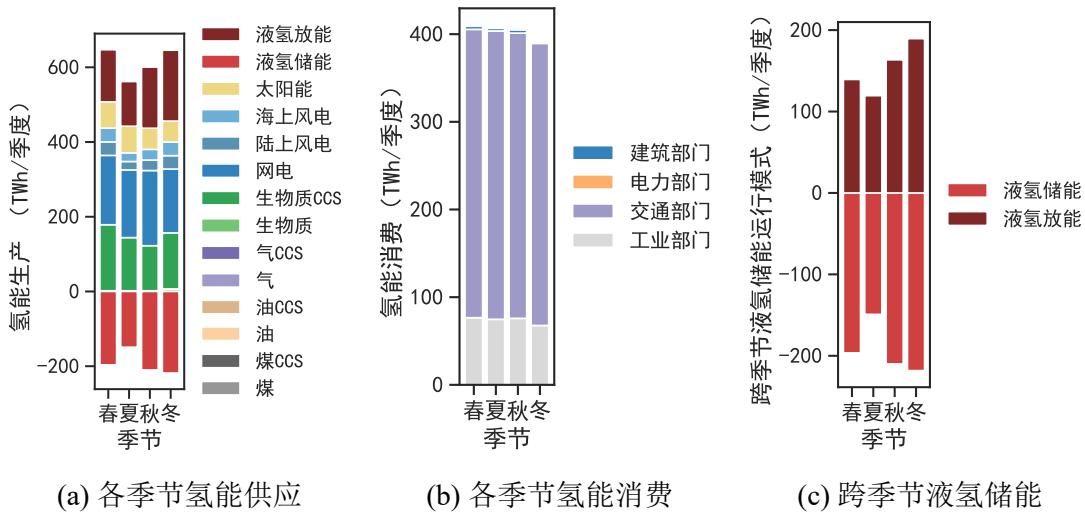


图 3.39 中国 2060 年 CN60 情景分季节氢能供需格局

### 3.5.3 储能装机量和灵活性资源成本

模型中将电储能技术分为机械和电磁储能以及电池储能两类。电池储能通常可以储存的能量为该技术的主要指标，因此容量单位以能量单位GWh 表示（图3.40(a)）；而对于机械和电磁储能技术，其主要性能指标为充放电的速度（功率），因此容量单位为功率单位GW（图3.40(b)）。

锂离子电池具有高效率、高充放电速度、低自放电率等特点，其能够适应从日内到跨日储能的需求，是电池类储能的主流。过去由于锂离子电池的成本较高，锂离子电池往往用于小型电子设备，大规模储能应用较少。近年来，随着锂离子电池技术的快速发展和电动汽车的普及，锂离子电池发展出了钴酸锂电池、三元锂电池、磷酸铁锂电池等多种产品，批量生产成本也快速下降，锂电池用于电力系统大规模储能成为可能。在未来，锂离子电池将在电池储能中占据了超过85 % 的比例，少量新型铅酸电池作为补充。熔盐电池作为太阳能光热发电的互补部分，也将得到一定的发展。到 2060 年，CN60 情景下，锂离子电池储能的容量将达到约1068 GWh，需求侧管理技术对于能量型储能装机影响不大。

机械和电磁储能中比较有代表性的是抽水蓄能技术。作为成熟的电储能技术，抽水蓄能在我国很早就已经开始布局，并已作为大区电网黑启动的能量来源。抽水蓄能的储能效率在60~75 % 之间，其能够基于现有水利设施进行改造，能够适应从日内储能到跨期储能的大部分储能需求。《抽水蓄能中长期发展规划（2021-

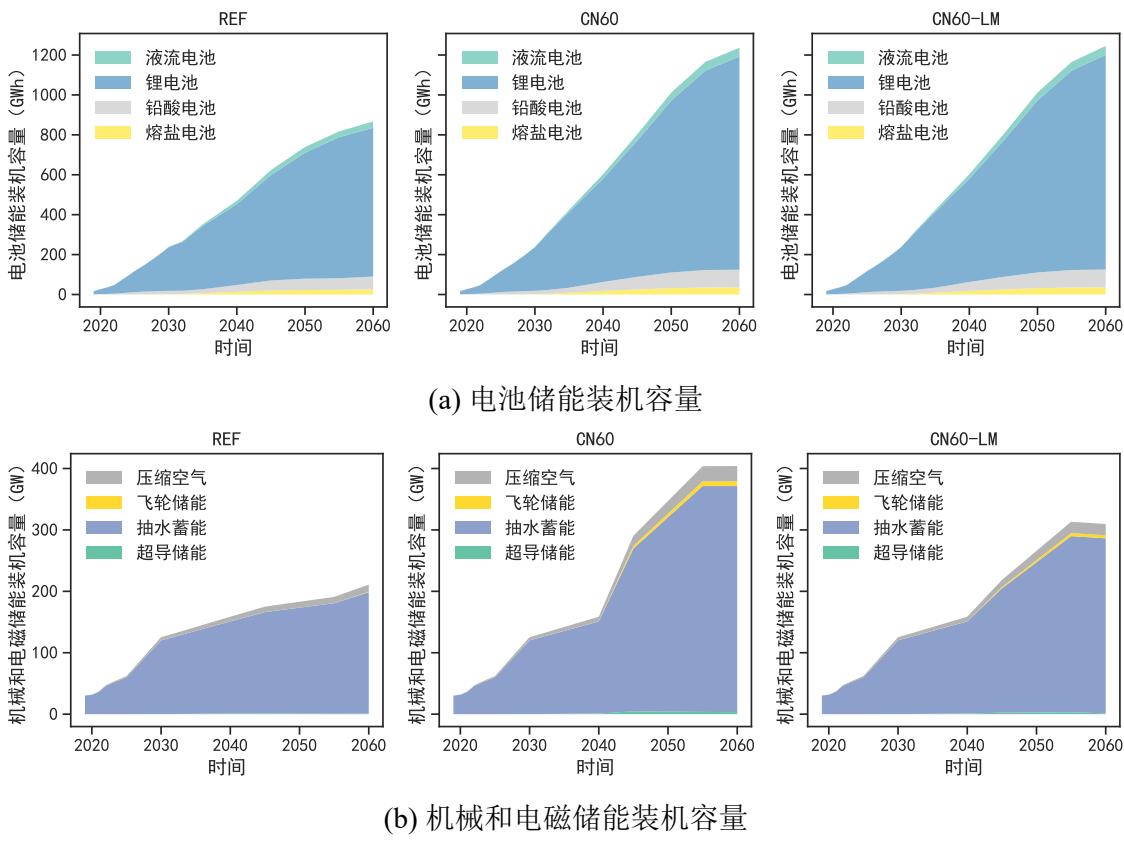


图 3.40 中国储能装机容量

2035 年)》<sup>[65]</sup>明确给出了中国抽水蓄能技术未来的发展潜力、装机规模数量指标。经评估，中国的抽水蓄能现已具有开工条件且不受环境因素制约的项目容量上限为 421 GW，另有 305 GW 的容量存在开发难度和生态红线避让问题而作为后备项目。对于装机规模规划方面，文件提出了具有雄心的规划：在 2025 年储能装机容量较 2020 年翻一番，2030 年较 2025 年再翻一番达到 120 GW。可以看出，由于煤电等可调度资源提前退役和光伏发电急剧增加，CN60 情景更早显现出灵活性问题，从而推升抽水蓄能容量从 2040 年的 150 GW 增长到 2060 年的近 368 GW。压缩空气储能技术是抽水蓄能技术的有力补充，并在长时间储能方面发挥作用。而加入了需求侧管理的 CN60-LM 情景，则能够有效缓解大规模能量转移需求，从而将抽水蓄能的建设规模控制在 287 GW 以内。值得关注的是，随着可再生能源和电力电子器件在电力系统中的进一步渗透，尖峰负荷、低电压穿越、可再生能源出力快速变化等情况发生频率增大，应对短时间储能需求的飞轮储能和超导储能也会在 CN60 情景中得到一定的发展。

## 3.6 能源转型经济效益分析

碳中和的目标下，中国能源系统将发生快速剧烈变化，在能源的开采、转换、传输和终端消费环节均需要大量的新增投资。同时由于可再生能源的普及，社会对于传统化石燃料的需求减少，能源系统的运维成本和燃料成本也会有所减少，因此，系统评估实现碳中和目标的转型压力和投资需求，是实现公正转型、促进经济社会高质量发展的重要举措。

### 3.6.1 能源系统新增投资

中国碳中和路径的主要特征是能源供应部门的可再生能源普及和能源需求部门的替代燃料发展。本研究考虑了2023年以风电和光伏为代表的可再生能源成本快速下降的趋势。较2022年以前进行的研究，即使是REF情景，风电和光伏装机也将快速上升。此外，以氢能、水能、核能为代表的低碳能源蓬勃发展，生物质能作为实现负排放的重要利器，在本世纪中后期发展充满机遇。能源需求侧，电动汽车近年来的快速渗透加速了交通部门碳达峰的进程，成为拉动投资的重要动力，后续氢能汽车在货运交通部门替代燃油车辆，氢能飞机、电动飞机的开发和应用将推动新一轮的脱碳和投资进程。建筑领域的新增投资一方面来自于节能建筑的建设和改造，另一方面来自于供暖、炊事、热水领域能源技术的电气化和清洁化。工业部门的投资来自于产能置换和更新需求，预期在本世纪中叶，CCS、氢能、电力技术在工业部门的渗透将有进一步提升。为实现碳达峰和碳中和，2020—2060年能源供应部门（含电源、热源、制氢和燃料转换环节，不包含电网、输氢管道等能量调配环节）预计需要累计超过62万亿元的新增投资，其中电源建设、氢能生产和储能分别需要约50万亿元、5.1万亿元和5.3万亿元的投资。较REF情景，建筑部门转型和围护结构改造需要新增4.5万亿元投资，2060年后开始部署的DACS也将有接近1000亿元的市场规模。其余部门则由于化石燃料的退出和碳减排压力的增大，较REF情景出现投资萎缩。

图3.41(a)展示了REF和CN60情景的系统年均投资（未折现）情况。由于居民生活水平的提升，与房屋和车辆等相关的建筑部门和交通部门投资，占据了未来绝大部分投资金额，不同情景间变化差异不大。目前人均建筑面积已经趋近于饱和，后续增长空间有限，因此建筑年均投资在2040年后随着人口减少而小幅降低。中国人均车辆保有量仍有至少1倍的增长空间，因此，交通部门投资在2040年前将会经历高速增长，后续逐渐下降。建筑和交通部门外，大部分投资在电力和储能部门，碳中和情景氢能也有较大规模的投资需求。

观察CN60和REF情景的差额（图3.41(b)），可以看出为实现碳中和所需要的

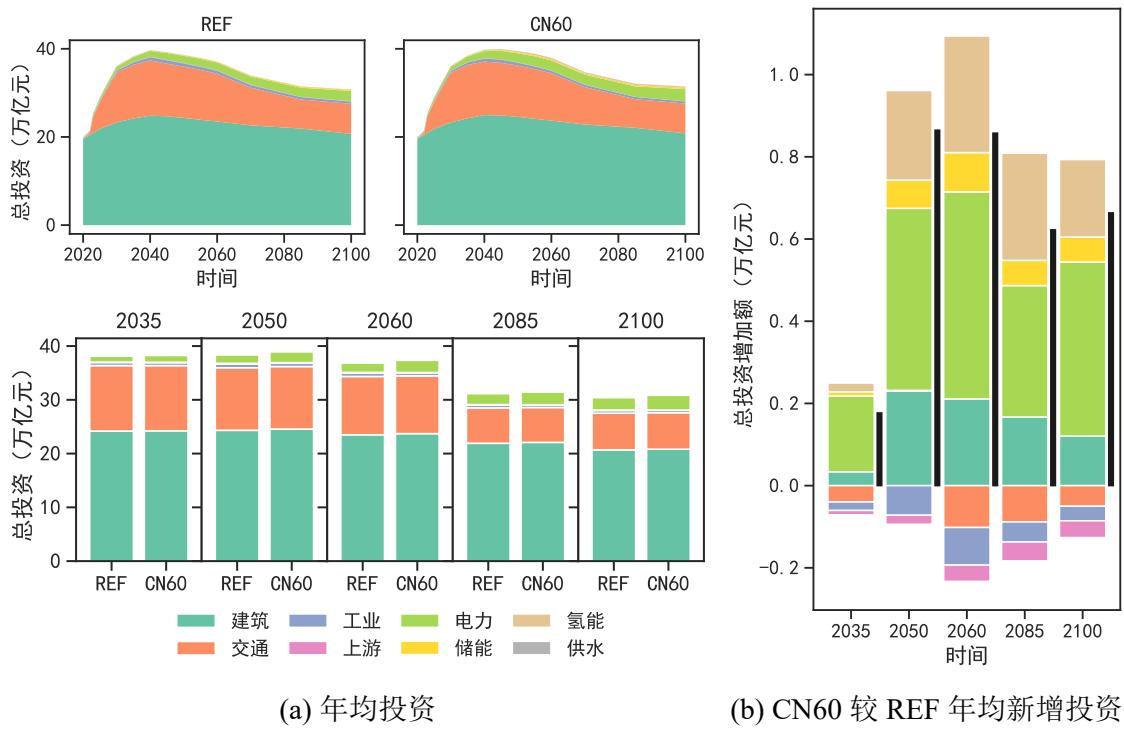


图 3.41 中国能源系统年均投资

额外投资需求。尽管 REF 情景中可再生能源电力装机已经充分发展，终端电气化率也已得到显著提高，但 CN60 情景较 REF 情景，建筑部门和电力部门仍需要大量增额投资，在 2050 年后，储能和氢能的新增投资规模也快速上升。自 2050 年至本世纪末，能源系统年均投资增额超 0.7 万亿元。减排压力传递到终端服务需求，其中缺乏低成本减排手段的货运交通和部分工业环节承压最为明显，在 2035 年后因需求价格弹性而需求降低，进而减少投资。

具体来看 CN60 情景下各个子部门较 REF 情景投资增额（图3.42）。目前中国仍处于城镇化阶段，建筑部门仍将新增大量城镇居民建筑投资，小幅增加农村和城镇居民建筑改造投资，并减少农村居民建筑投资需求。部分低节能水平的建筑被改造为节能建筑。随后建筑面积增长放缓，各类建筑新建投资增额有所减少。对于建筑部门用能技术，碳中和情景将大量使用电力和可再生能源替代化石燃料和集中热力供应，因此在 2060 年前后将会有年均超过 2000 亿元的新增投资需求。

客运交通由于电动化相对较为顺利，且燃油车和电动车平价时代在 2030 年以前到来，因此两情景之间差异不大，CN60 情景整体较 REF 有 1.2% 左右的投资降幅。货运交通整体投资变动不大，但存在较为明显的结构化差异：大量的燃油货车投资增量被氢能货车投资增量替代，2050 年后氢能发展更加成熟，电动货车投资亦被氢能货车投资替代。

工业部门投资的领域在 CCS 和氢能技术。2060 年，工业部门 CCS 和氢能年

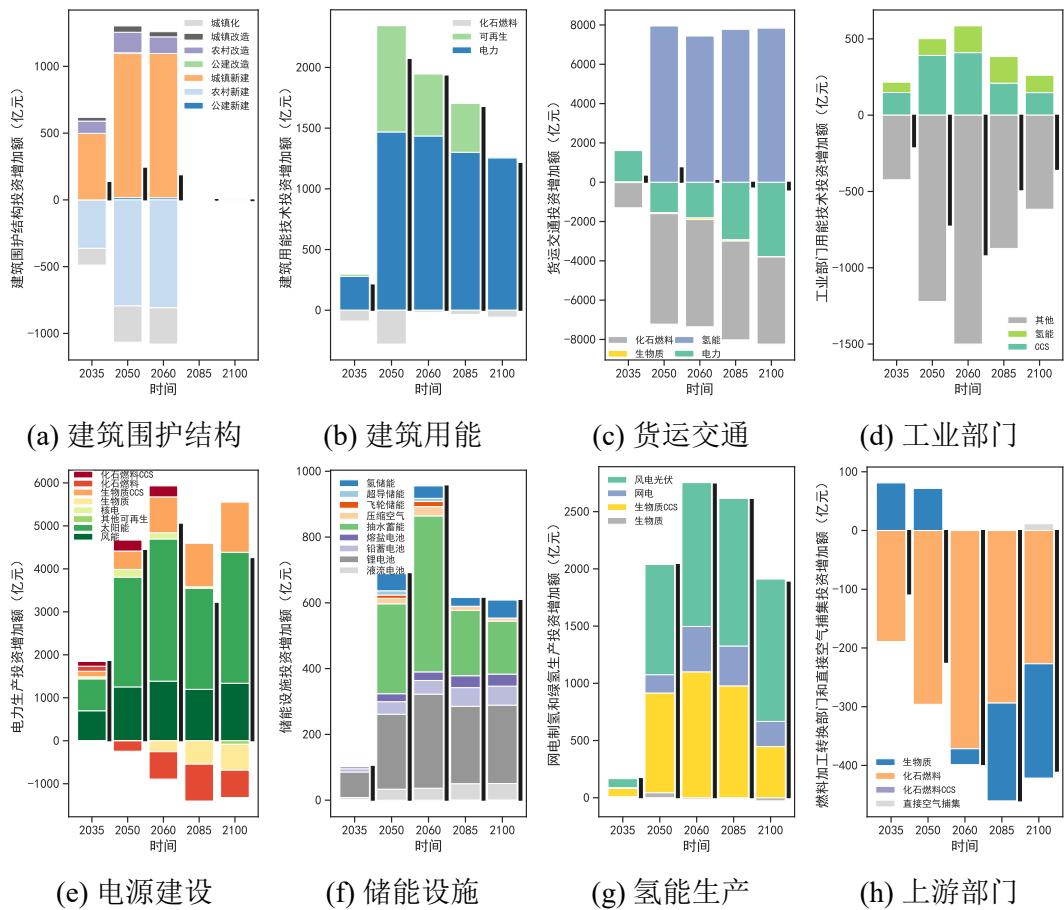


图 3.42 中国 CN60 情景重点部门年均投资较 REF 情景增加额

平均投资增额超585亿元。由于部分行业难以实现电能替代或 CCS 技术覆盖，因此需求受到价格影响较为明显，碳中和情景下工业整体投资有所下降，2060 年净削减约年均1000亿元。

电力机组是能源转型的重点，带来海量新增投资。尽管 REF 情景可再生能源电力和储能已较大发展，CN60 情景较 REF 情景 2035 年年均新增投资达1860 亿元，随后逐步增长到 2050 年的4400 亿元，并维持在较高水平。在各个时期，风电和光伏占投资增额的80 % 以上，在 2050 年后，BECCS 需求也将带来年均约835 亿元的投资增额。在 2035 年后，储能快速发展，到 2060 年，年均新增投资超过600 亿元，尤其是锂电池和抽水蓄能分别达到年均250 亿元 和 320 亿元 的投资增额。

氢能 在碳中和转型中起重要作用，2060 年前后电解水制氢技术存在较大的投资需求，其中离网可再生能源制氢投资增额将达到每年2000 亿元，而仅包含电解槽的并网制氢投资增额也将达到每年300 亿元。碳中和目标下，以生物质为原料的 BECCS 制氢技术得到发展，带来每年1000 亿元 左右的投资。上游部门由于化石燃料使用减少，石油冶炼、洗煤、炼焦等投资急剧降低，投资萎缩年均约400 亿元。

图3.43对比了CN60、CN60-LM和CN60-noCF情景相对于REF情景的建筑和

电力部门投资增额。对比 CN60 和 CN60-LM 情景可知，有效的需求侧管理技术能够显著降低投资需求和转型成本。以 V2G 技术为例，2050 年后 V2G 技术每年激励成本仅 50 亿元，但是每年可以减少超过 200 亿元的储能建设成本。而其他的负荷侧管理措施，如户用储能并网、需求时移等措施，在高比例可再生能源并入的能源系统下具有良好的收益成本比，在 2100 年，平均收益成本比均能达到 3 倍以上。

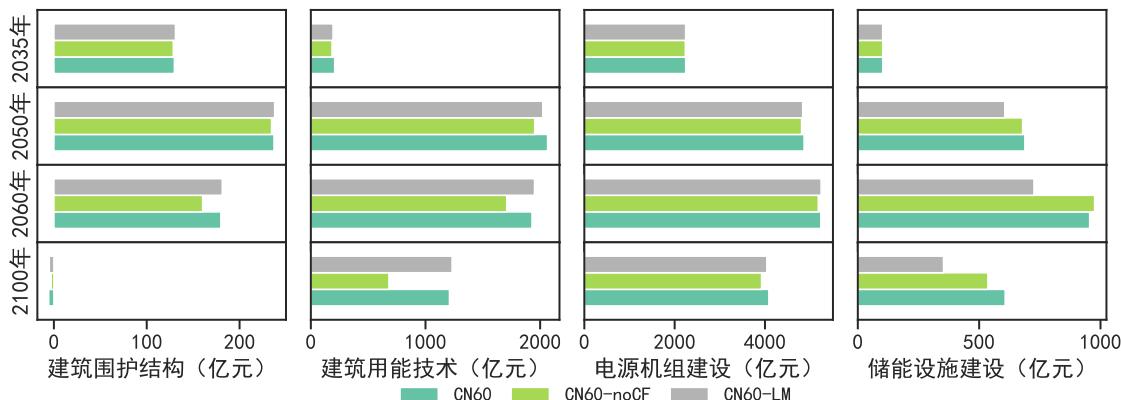


图 3.43 中国需求侧管理措施及气候反馈对投资成本的影响

对比 CN60 和 CN60-noCF 情景，以往模型由于未考虑气候反馈，建筑围护结构和建筑用能的路径优化可能存在较大偏差。由于全球变暖导致未来的供暖需求减少，对围护结构投资的影响较小，可能导致建筑围护结构年均投资增加约 20 亿元。但是由于全球变暖夏季供冷需求成倍增加，忽略气候反馈将导致供冷需求严重低估，从而大幅度低估建筑供冷技术所需的投资水平，到 2060 年和 2100 年，两情景差额可以达到 220 亿元和 528 亿元。对于电力系统方面，2100 年，RCP2.6 假设下，全球气候变化可能会造成火电和光伏效率降低（约 1%），水电总出力小幅上升（不高于 3%），地表水径流量季节差异拉大，电源建设投资会有小幅变化，两情景差异小于 1%。储能设施投资变动略高，情景间差异达到 2.4%。如果没有强有力气候行动，在更强的气候变化影响下，投资差异将会更大。

### 3.6.2 能源系统减排成本

碳中和转型是国家各个领域的重大变革，将会产生明显的转型压力。边际减排成本，即优化模型中二氧化碳的影子价格，是综合评判低碳转型压力和气候行动对社会影响的一个指标（图3.44）。REF 情景在碳达峰以后，没有设置碳排放控制目标，因而边际减排成本为 0。对碳中和情景，边际减排成本随着减排量的增加而平稳提高，净零排放时间和累计碳排放是最重要的影响因素。在 2035 年，单位二氧化碳边际减排成本约为 104 美元/吨 CO<sub>2</sub>，到 2060 年逐渐升高到 147 美元/吨 CO<sub>2</sub>，2100 年接近 180 美元/吨 CO<sub>2</sub>，进入了 DACS 技术的碳移除成本范围。考虑需求侧

管理和气候反馈的影响，分别能使边际减排成本下降2% 和增加0.4%。

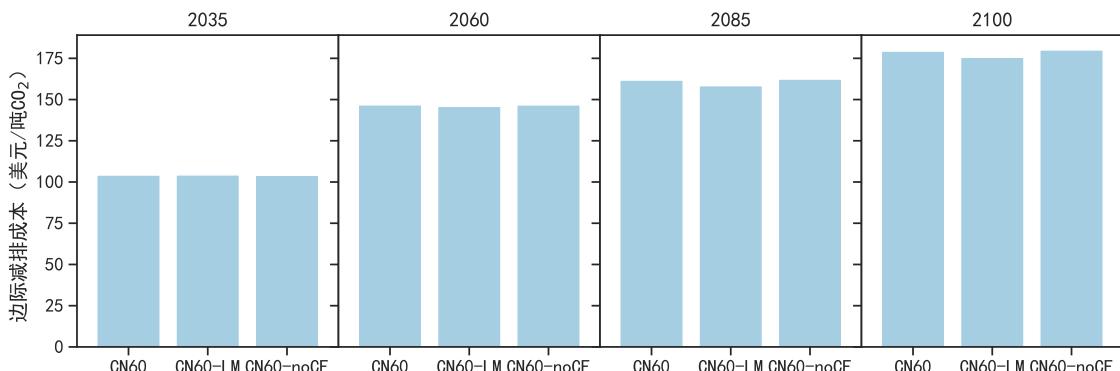


图 3.44 中国碳中和情景边际减排成本

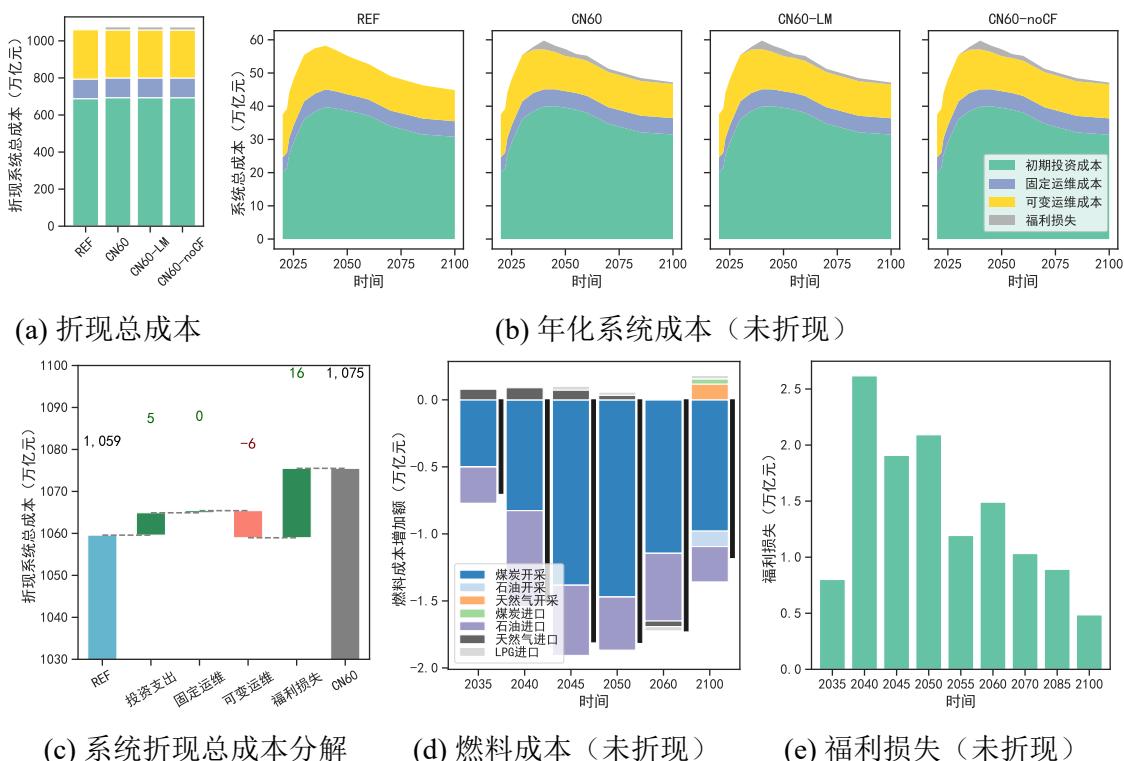


图 3.45 中国能源系统转型总成本分解

从系统总成本的角度，碳中和目标会提高约1.53% 的系统总成本，其成本增加对于经济整体的影响相对可控（图3.45）。除了前文讨论的投资外，可变运维成本和福利损失是对未来影响较大的项目。可变成本的减少，一方面是可再生能源的运维成本较传统能源较低，但更重要的是可再生能源的推广节省了大量化石燃料开采和进口的燃料成本。较 REF 情景，CN60 情景年均节省燃料成本超过1.5 万亿元，其中对于煤炭开采成本节省年均节省超过1 万亿元。对于燃料进口而言，2060 年年均减少石油、天然气和 LPG 进口支出超过5300 亿元。

福利损失是反映温室气体减排压力的另一个宏观指标，与侧重于减排难度的边际减排成本不同，福利损失衡量减排对于生产者和消费者的影响。消费者和生产者由于用能成本的上升，自主改变用能行为，从而使得实际能源服务需求较参考情景有所下降。在2020–2100年期间，相对于REF情景，碳中和情景的折现福利损失为16万亿元，其中福利损失在2040年（火电快速退役）、2050年（电力系统净零排放）和2060年（通过负排放实现碳中和）较高，由2035年每年0.8万亿元（未折现）逐步升高到2040年和2060年的2.6万亿元和1.5万亿元（未折现），随后由于大规模的能源转型和燃料替代告一段落，以可再生能源为主的能源系统具有更低的边际成本，因而用能成本降低，福利损失数额逐渐下降。

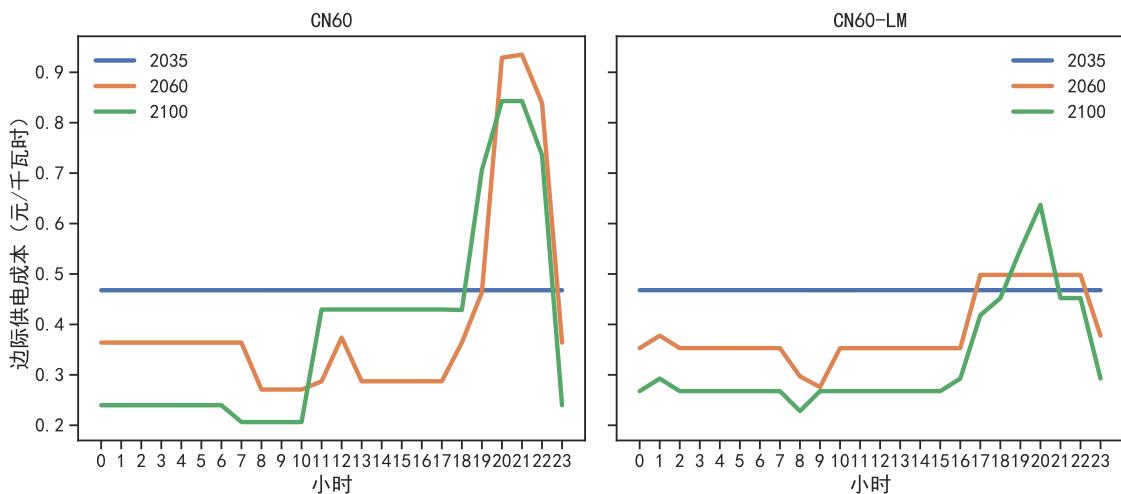


图 3.46 中国边际供电成本

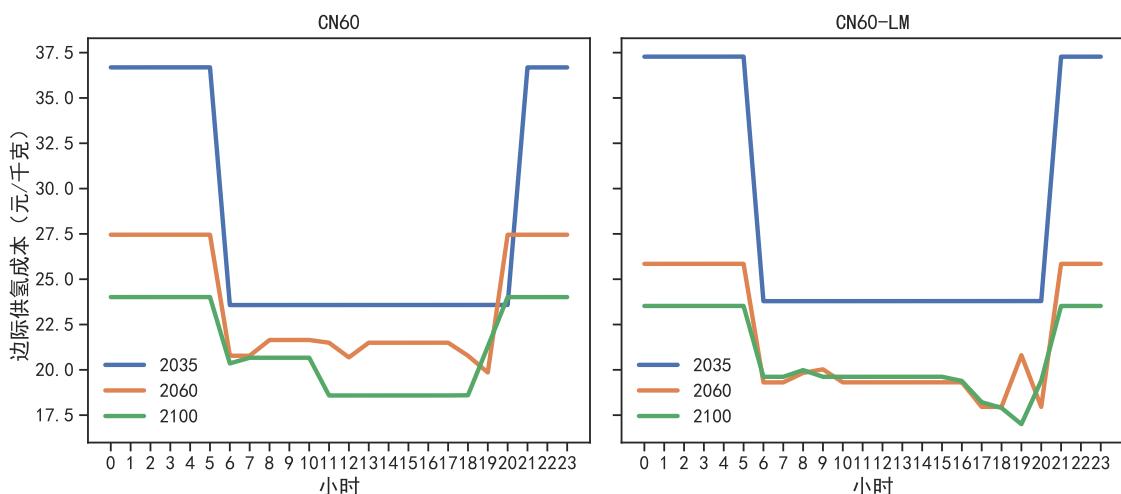


图 3.47 中国边际供氢成本

提供清洁且廉价的能源是能源转型的重要目标，2060年，由于可再生能源禀赋的时间分布，边际供电成本（图3.46）会在日内出现较大波动。对于CN60情景，深夜

时段和日间时段的边际供电成本将低于0.4元/kW h，日间时段则低至约0.3元/kW h，总体用能成本较当前有所下降。但是在傍晚19~23时，由于用能高峰叠加光伏出力退坡，短时用电出现紧张，边际供电成本尖峰将超过0.9元/kW h，如此剧烈的价格波动，将会影响到正常的生产生活秩序。通过采取需求侧管理措施（CN60-LM），边际供电成本尖峰被遏制，同时由于更富灵活性的能源系统消纳了更多可再生能源，因此全日的边际供电成本整体有所下滑。能源价格作为能源安全的重要组成部分，在积极采取需求侧管理措施的CN60-LM情景中，能源价格波动降低，能源价格有所下降，在能源可负担性和能源价格稳定维度，能源安全更加稳固。对于边际供氢成本（图3.47）而言，随着可再生能源价格快速下滑，可再生能源制氢（“绿氢”）价格也将快速下降，边际供氢成本日间将低至20元/kgH<sub>2</sub>，这将和当前工业副产物制氢和化石燃料制氢（“灰氢”）的综合成本相当。而在边际供氢成本较高的夜间，约27元/kgH<sub>2</sub>的边际供氢成本也能和带CCS的化石燃料制氢（“蓝氢”）成本相当。CN60-LM情景相较CN60情景，电网不平衡性减弱，边际供氢成本波动有所减小。考虑到电解槽平均5000小时的年利用小时数，其基本能够在日间边际供氢成本较低时段进行生产。

### 3.7 本章小结

考虑近期能源气候政策和新兴技术发展趋势，本章设计并模拟了参考情景（REF）和碳中和情景（CN60）2个中国2019~2100年长期低碳发展路径，从温室气体减排路径、能源系统转型总体格局、能源消费部门脱碳升级、能源系统灵活性、能源转型的经济效益分析等维度刻画了中国碳中和转型动态，具体如下：

#### （1）分阶段、分部门有序推进碳达峰和碳中和进程，尽量控制二氧化碳排放峰值水平

为稳步实现碳达峰碳中和目标并保持与《巴黎协定》相符合的气候变化应对贡献，中国应分阶段推进气候行动，能源相关二氧化碳排放应争取在“十五五”期间尽早达峰，尽量控制峰值水平；2035年碳排放稳中有降，排放量较峰值下降27%；2035~2050年碳排放加速下降，2050年排放低于15亿吨CO<sub>2</sub>；2050~2060年加快发展氢能和二氧化碳移除技术，2060年实现全经济部门碳中和；2060~2100年压缩剩余排放，进一步扩大负排放规模，在2070年实现温室气体中和。推动分部门的温室气体控制策略，建筑和工业部门实现排放平稳下降，电力、交通分别在2025年和2029年前后达峰，2050年，电力部门实现净零排放。

#### （2）稳步构建清洁低碳、安全高效的新型能源体系，2060年可再生能源消费比重超63%，新型储能装机快速增长

碳中和目标要求我国转变发展方式，调整产业结构，提高能源效率，逐步降低化石燃料在能源消费中的比重，构建以可再生能源为主体的能源系统。我国一次能源供应总量（电热当量）在2030年前后达峰，峰值约55亿吨标煤；能源强度稳步下降，2020—2060年均下降3.9%，2060—2100年均下降2.0%；能源结构持续优化，可再生能源在2040年后超越煤炭成为最大能源品种，2060年可再生能源在一次能源占比约63%，总发电量超17600 TW h，风电和光伏在发电量中的比重超75%，基本解决油气资源对外依赖问题。2060年，锂电池储能装机超1000 GW h，抽水蓄能装机达到368 GW，积极的需求侧响应措施使抽水蓄能装机降低至300 GW以下。

### （3）推进终端部门能效提升、燃料替代，引导生产生活方式低碳转型，电能和氢能占终端能源比例达到56%和7%

终端能源消费在2030年前后达峰后，逐渐下探到2060年约35亿吨标煤。终端部门的用能结构呈现清洁化特征，碳中和目标要求更早地采用电、热、氢等清洁能源代替化石燃料，2030年终端能源消费电气化率达到33%，2060年达到56%，2100年接近64%。2035年后，氢能消费快速上升，2060年，绿氢和网电制氢（排除工业中间环节产氢）超5500万吨H<sub>2</sub>，占终端能源比例约7%。多数工业产品产量已经开始下降，乙烯、有色金属等产品产量未来仍将较快增长。到2030年，单位二产增加值能耗较2020年下降24%；工业部门产能置换持续推进，在2035年前完成大多数中小规模产能置换；到2060年，短流程炼钢占粗钢产量65%，氢能炼钢技术得到规模应用，外源氢能制氨占比达到67%。全国建筑面积增长已经放缓，2030年后，绝大部分建筑满足2010年及更严格建筑围护结构标准；2060年，建筑部门电气化率达到77%。交通部门需求仍在快速上升，2060年客货运总周转量较2019年提高近一倍，其中城际客运和国际航空客运、国际航海货运和管道货运增幅明显；2060年公共出行周转量占比较2020年提升约10个百分点，公路客运交通需求超90%被电能满足，货运呈现电力和氢能两条路线并行发展态势。由于公众生产生活方式转变，各项能源服务需求将较REF同期平均有8%的降幅。

### （4）推动跨部门能源系统耦合，增进能源供需协调互动，储能和需求侧管理提供净负荷高峰14%和7%的功率支持

为支撑大规模时变可再生能源并网，需要引导能源供需双方高效互动以提供足够的灵活性资源而增强电力系统安全性。电动汽车充电和电解水制氢用能的快速增长影响日内电力负荷曲线形态和峰值，最大负荷由2019年的1.03 TW上升至2060年的2.4 TW。2050年后随着火电大量退役，灵活性资源出现紧缺。能源供需的平衡程度是影响电力系统安全的主要因素。日内电力调度中，水电承担主要调峰调频作用，电储能和氢储能主要用于承接冗余电量实现削峰填谷，激励性的需

求侧响应措施用于支持爬坡负荷和尖峰负荷。V2G、负荷时移等需求侧响应措施提供超过130 GW 的功率支持，缓解了电力机组早晨和傍晚的爬坡压力，平抑尖峰负荷时段边际供电成本的波动。

#### **(5) CCS、生物质能、氢能和碳移除技术的应用和推广，2060 年 CCS 捕集量超 17 亿吨 CO<sub>2</sub>**

CCS、生物质能、氢能和碳移除技术对于实现碳中和至关重要。CCS 近期在电力、钢铁、水泥部门开展试点，2035 年后需要快速建设，到 2060 年碳捕集量近17亿吨CO<sub>2</sub>（负排放占比达65%），2100 年 BECCS 和 DACS 捕集量占 CCS 总捕集量比例超过80%。2040 年后绝大部分氢能来自网电和可再生能源，氢能首先在合成氨等工业环节替代煤基燃料，到 2060 年，氢能在钢铁生产、公路货运部门快速渗透，重型卡车中氢能车辆占比分别达到约53%，氢气及其氨基燃料占航空周转量的19%。生物质能则在电力、制氢、工业和航空航天领域起到关键作用。

#### **(6) 碳中和转型带动超 60 万亿元新增投资，产生不可忽略的经济影响**

较 REF 情景，碳中和转型带动62 万亿元 的能源供应投资，绝大部分集中于电源建设。碳中和情景下，燃料供应成本和可变运维成本的减少抵消了固定投资的提高。2060 和 2100 年边际减排成本约147 美元/吨CO<sub>2</sub> 和180 美元/吨CO<sub>2</sub>。较 REF 情景，碳中和情景由于需求下降导致的 2020–2100 年折现福利损失为16 万亿元。较未考虑气候反馈情景，气候反馈使得建筑围护结构投资年均增加20 亿元，建筑用能技术年均投资增加220 亿元，光伏和火电成本上升约1%，储能投资增加2.4 %。

## 第4章 中国能-粮-水-空气质量协同转型路径

碳达峰和碳中和是一场广泛且深刻的系统性变革，其不仅需要能源系统转型，更是涉及自然、社会、环境等多个维度可持续发展的战略选择。碳中和的实现要求转变发展模式，实现科学发展、绿色发展与可持续发展的有机融合，推动经济社会长期高质量发展。除实现碳达峰和碳中和目标外，我国实现可持续发展也面临其他压力和挑战，涉及到经济高质量增长、水资源节约和保护、粮食安全、能源安全和大气污染治理等诸多方面。气候行动作为可持续发展的重要组成部分，与其他可持续发展目标存在显著的关联关系。

本章综合应用中国碳中和转型综合评估模型体系，定量分析气候行动与其他可持续发展目标之间的协同关系和潜在权衡，通过在各系统施行针对性可持续发展措施，提出实现中国能-粮-水-空气质量系统可持续发展的协同转型路径。

本章4.1节阐述本章节的情景设计；4.2节阐述碳中和目标下AFOLU部门转型以及缓解气候行动和粮食安全之间权衡的针对性措施；4.3节从水资源使用和供应方面阐述年度和亚年度级的能-水关联关系；4.4节对大气污染物排放、PM<sub>2.5</sub>浓度、气候行动健康效益和污染物末端治理措施成本收益进行分析；4.5节为总结。本章所涉及的研究方法和研究成果投稿至《Nature Sustainability》，现已原则性接收，待修改格式后刊发。

### 4.1 可持续发展情景设计

本章在第3章的基础上，加入了两个情景以模拟能-粮-水-空气质量系统可持续发展的协同转型路径。本章节中设置了可持续发展政策组合情景，在模型所涵盖的能源、土地、水、空气质量系统中分别引入与可持续发展目标（或代理指标）相一致的政策措施，其中SDG2（食物消费）、SDG12（食物浪费）和SDG15（陆地生物保护）由GLOBIOM-G4M模型的scenSDGs情景组表征，SDG3和SDG11相关的空气污染物治理由GAINS-Asia模型的MFR情景组表征，SDG2（高标准农田）、SDG6（节水灌溉）由China TIMES2.0、GLOBIOM-G4M和CWatM模型中设置相应的约束实现，SDG6（能源部门水效提升）和SDG7（现代能源使用）则由China TIMES 2.0的情景约束和模型运行结果表征。通过和第3章中的REF和CN60情景进行对比，可以反映碳中和转型对于其他可持续发展目标的协同效应。

1. **REF-SDG：**包含可持续发展措施的参考情景，在REF情景基础上加入了表4.1所述的可持续发展措施。

2. **CN60-SDG:** 包含可持续发展措施的碳中和情景，在CN60情景基础上加入了表4.1所述的可持续发展措施。

表 4.1 REF-SDG 和 CN60-SDG 情景所涉及的可持续发展措施

SDG	可持续发展措施	模型
SDG2	保证最低能量摄入标准，营养不良率低于1%	GLOBIOM-G4M
SDG2	膳食结构变化，减少动物性食物能量摄入占比至15%	GLOBIOM-G4M
SDG2	2030年前建成12亿亩高标准农田	China TIMES 2.0 GLOBIOM-G4M
SDG3	强化大气污染治理以减少因大气污染过早死亡人数	GAINS-Asia
SDG6	2030年前完成1.1亿亩新增高效节水灌溉建设	China TIMES 2.0 GLOBIOM-G4M CWatM
SDG6	分部门的用水效率提升目标以及工业水效提升计划	China TIMES 2.0
SDG7	现代能源使用比例超过90%（减少传统生物质使用）	China TIMES 2.0
SDG11	进一步控制建筑物内大气污染物排放	GAINS-Asia
SDG12	2030年较2020年减少50%的食物浪费	GLOBIOM-G4M
SDG15	将保护区面积份额扩大到17%	GLOBIOM-G4M
SDG15	在生物多样性热点地区禁止新增农业和林业的开发	GLOBIOM-G4M

## 4.2 粮食和土地利用

土地资源在保障粮食安全、实现可持续发展和达到碳中和目标过程中发挥重要作用。我国是人口大国，保障国家粮食安全是实现经济社会发展、国家长治久安的先决条件，是我国极为重要的国家安全。美丽中国建设要求减少对于生态系统的干扰，尤其对于生态多样性热点地区应该着重保护，减少人类活动和产业开发。随着应对气候变化的压力逐渐增加，大规模部署具备二氧化碳去除技术的BECCS势在必行，生物质资源需求量显著增加。BECCS的广泛建设可能会影响到粮食生产：若粮食作为固体生物质原料将会直接影响到粮食安全；即使通过种植油料作物、糖料作物、短轮作作物等作为固体生物质的生产原料，也会挤占耕地，高强度消耗水资源，间接影响到粮食安全。如何在不影响粮食安全和其他陆地生物生物多样性的情况下，发展生物质能以实现碳中和是中国必须要思考的问题。

#### 4.2.1 土地利用类型

文中比较了不同年份与能源转型和气候变化减缓关系较大的土地利用类型的面积变化，如图4.1所示。图中虚线代表18亿亩（120万km<sup>2</sup>）的耕地红线指标。管理林和非管理林均描述2000年已有的森林。对于2000年以后人为因素形成的森林，则被统一归类到植树造林类别。能源作物类别专门刻画种植了桉树、柳树和杨树等的短轮作植物园，能源作物类别被包含在耕地中。

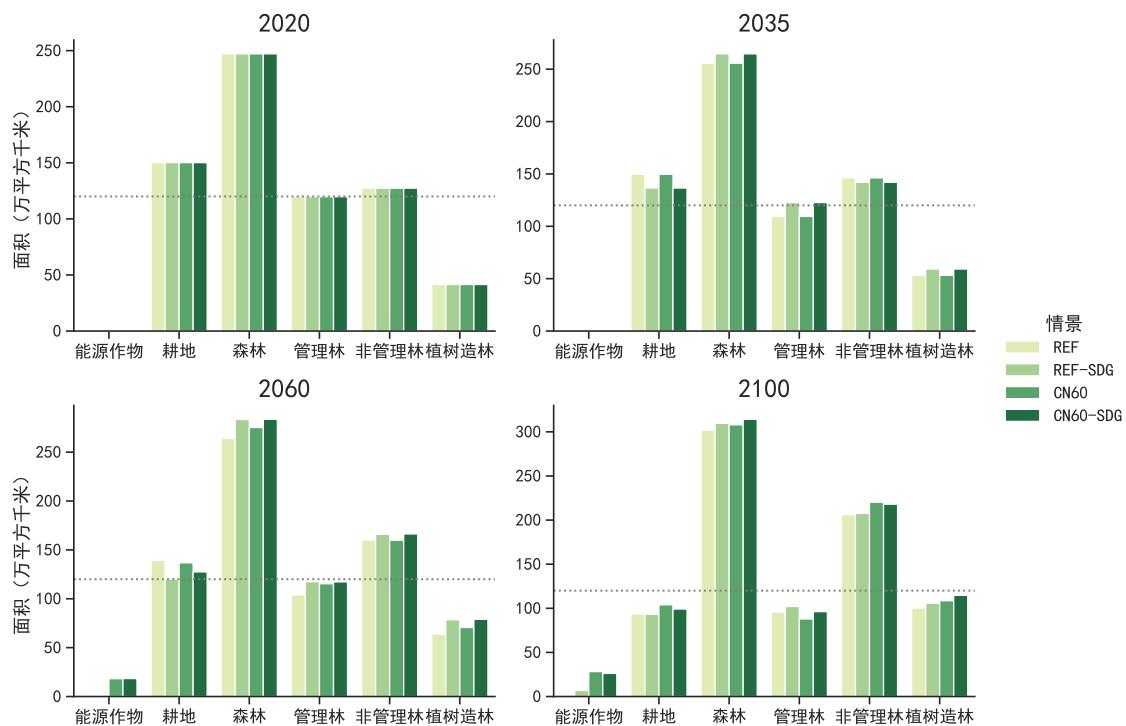


图 4.1 中国分年份主要土地利用类型面积变化

从结果可以看出，2035年以前能源作物种植面积为零，即代表仅靠农林业剩余即可满足生物质需求，生物质能生产不需要占用额外的土地。为了实现碳中和，CN60情景下，预计到2060年需要5.1亿吨标煤的生物质资源，其中67%被用于电力部门的BECCS发电和供热，约27%被用于上游部门BECCS制氢，剩余的则被用于合成各类生物质燃料和直接燃烧，超过18万km<sup>2</sup>的土地被用于专门种植能源作物。到了本世纪下半叶，我国进入长期净负排放阶段，生物质资源的需求也在不断扩大，到2100年将达到约6亿吨标煤，其中75%的生物质都被用作BECCS发电，17%被用于制氢，对于能源作物土地占用面积接近28万km<sup>2</sup>。

在模型中，非能源作物（多数用于粮食生产）所需耕地面积呈现逐年下降的趋势。REF情景和REF-SDG情景在2085年下降到红线水平，而CN60和CN60-SDG情景则由于能源作物的种植同粮食生产用地产生明显竞争，尽管耕地面积仍较高，但用于粮食生产的面积在2060年分别下降到119万km<sup>2</sup>和109万km<sup>2</sup>。到2100年，

所有情景用于粮食生产的用地量在73~94万km<sup>2</sup>。考虑到届时中国人口预计已经不足10亿，尽管耕地面积在下降，但人均耕地面积保持稳定，叠加考虑作物单产的上升，粮食安全基本盘在碳中和目标下仍然能得到保障。从图中不难发现，SDG情景耕地面积较其他情景有所减少，这说明发展高效可持续的食物系统减少了粮食生产需求，有助于节约耕地，以将更多土地资源用于生态保护和植树造林。

对于森林而言，CN60情景下由于森林贡献负碳排放，森林面积较REF情景更快扩大。非管理自然林整体呈现逐年扩大的趋势。对于管理林和植树造林，反映了人类活动对于森林的影响，CN60情景比REF情景管理林和植树造林面积略高，这主要是由于更多采用森林管理、植树造林等方式获取更多的森林碳汇，以支持碳中和目标的实现。对比CN60-SDG和CN60情景，CN60-SDG情景下呈现出森林面积更快速度扩大的趋势，在2060年以前，SDG情景管理林面积较非SDG情景多约12%，其主要源于SDG情景对于生态系统的保护减少了森林砍伐，农林业的开发强度有所下降。随后由于部分树木用作生物质能原料以及能源作物种植对于林地的侵占，两情景间差异缩小，2100年CN60-SDG情景森林面积较CN60情景略高2%。

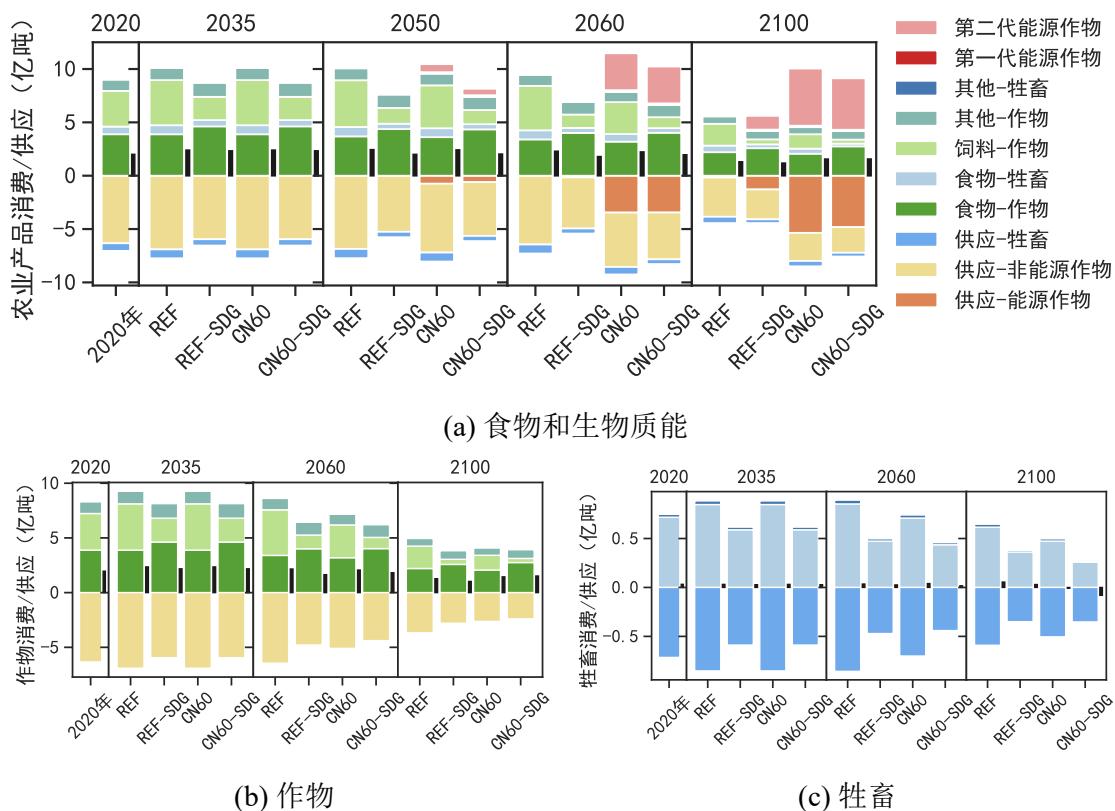
#### 4.2.2 农产品供需状况

图4.2展示了中国的食物和固体生物质供需状况。2020年，食物和动物饲料是农产品最大的用途，非能源作物干重产量超过了6.3亿吨。到2035年，REF情景农业用地面积基本不变，由于单产提高，因而非能源作物干重产量上升至2040年的约7亿吨。消费侧由于人口的小幅下降基本抵消了人均消费量增加的影响，但由于动物性食物的消费快速增加（2035年较2019年增长22%）促进了畜牧业发展，并带动了饲料需求增长26%。到2060年，非能源作物较2035年下降达到9%，但由于2060年人口数量较2035年下降了约12%，农业生产的变化可以归因于人口数量的变化和动物性食物占比增加的影响。随后到2100年，膳食结构保持基本稳定，作物和牲畜产销量较2060年下降约38%。

对于CN60情景，生物质能的扩张增加了国内粮食安全的压力。在2035年前，由于生物质能尚未广泛使用，农产品产销格局与REF情景相似。从2040年开始，能源作物需要开始种植，到2050年，CN60情景需要大量的固体生物质用于BECCS技术，2050年能源作物生产量达到了0.75亿吨，并在2060年和2100年提高到3.5亿吨和5.4亿吨。2060年，CN60情景下的非能源作物生产量较REF情景下降19%，排除人口变动因素，人均非能源作物产量较2020年下降约3%。因此，粮食生产角度可以看出，在不调节农产品消费结构的情况下，粮食安全在2060年前依旧稳固。但实现碳中和后由于长期需要BECCS产生负排放，生物质需求逐年

攀升，粮食供应可能存在挑战。由上可知，在碳中和转型进程中如若不对农食系统进行深刻变革，长期粮食安全与气候目标之间的权衡会愈发明显。

通过一系列可持续发展措施提高农食系统的效率并逐渐转变生活方式，中国的气候行动对粮食安全的冲击将大幅缓解。SDG 情景组通过改变膳食结构措施，大幅减少了牲畜的产销量，从而也带动饲料需求下降，为保障粮食供应和强化土地保护提供了条件。具体而言，在 2060 年，CN60-SDG 情景较 CN60 情景，非能源作物产量和牲畜产量分别下降了 14% 和 37%。CN60-SDG 情景下，人均粮食消费量和牲畜消费量分别是 2020 年的 125% 和 73%。对比粮食和牲畜消费量和生产量的差额可以看到，通过遵循健康的膳食标准，控制动物性食物的食用量，减半食物浪费量，能大幅缩减饲料需求，食品消费量和生产量差额大幅缩小，粮食安全能够得到充分保障。同时牲畜养殖的减少，也能减少反刍动物肠道发酵温室气体的排放，对于缓解温室气体减排压力亦有裨益。



注：文中第一代能源作物指谷物、甘蔗、油菜等粮食和经济作物，第二代能源作物指杨树、柳树、桉树等短轮作作物。

图 4.2 中国农产品供需状况

作为能够提供负排放的重要技术，BECCS 需要大量固体生物质。如图 4.3 所示，REF 情景下，2020 年生物质能原料绝大多数来自于农业剩余，主要用于满足农村地区建筑部门供暖、炊事和热水需求。到 2035 年，传统生物质基本被现代能源取

代，用作直接燃烧的生物质大幅降低，总生物质使用量约0.8亿吨标煤。到2050年以后，不同情景生物质能原料产量开始出现明显差异。CN60情景下，到2060年，农业剩余能提供超过一半的固体生物质，原木收割、采伐剩余和林业剩余提供约24%的固体生物质，能源作物占比接近30%，固体生物质生产量达到约5.5亿吨标煤。随着能源作物的快速种植，到2100年能源作物占比逐渐达到约39%，固体生物质生产量达到6.5亿吨标煤。CN60-SDG情景由于对于林业的保护，生物质资源潜力略低于未引入可持续发展措施的情景，在2060年和2100年分别达到5.4亿吨标煤和6.2亿吨标煤。

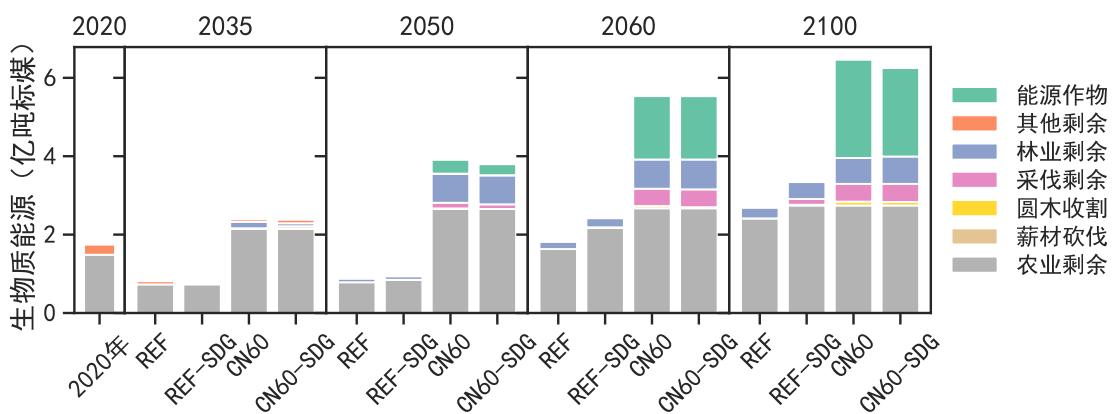


图4.3 中国生物质能原料来源

#### 4.2.3 膳食结构变化

居民膳食结构反映了民众对于各类食品偏好程度和需求量，从而影响了农业和畜牧业的生产活动。与此同时，在农产品价格变动或者资源受限的情况下，居民也会主动调节各类食品的消费量和膳食结构，从而减少价格变动对生活的影响。

根据《中国居民膳食指南》<sup>[276]</sup>的监测研究，近年来，我国居民膳食能量摄入充足，膳食质量显著提高，居民营养状况和体质明显改善，营养不良率小于2.5%，我国成为世界上首个实现了SDG1（消除贫困）和SDG2（零饥饿）的国家。目前居民膳食结构正处于过渡时期，体现为能量摄入量缓慢增加和动物性食物能量摄入占比快速提高，城乡差距逐渐缩小，开始出现结构性营养缺乏和总量过剩并存，现有膳食结构与健康生活方式不相匹配等新特征。

REF情景和CN60情景定义为延续当前膳食模式，膳食结构可以因为食品价格变动有小幅调整。REF-SDG和CN60-SDG情景则结合FAO膳食结构建议和“健康中国2030”规划，增加植物性食物尤其是全谷物消费，优化动物性食物消费结构，减少猪、牛、羊等单一肉类消费结构，适量增加水产品、禽类、蛋类、乳制品的摄入，并在2030年将动物性卡路里摄入逐渐压降到500千卡/人·日。

图4.4展示了我国每日居民植物性食物和动物性食物能量摄入情况。2019年，我国居民动物性食物能量摄入量达到622千卡/人·日，植物性食物能量摄入2043千卡/人·日，到2035年，REF和CN60情景下植物性食物能量摄入量基本保持不变，动物性食物能量摄入量较2019年增长约22%，减排目标此时尚未对农业生产和居民膳食结构产生影响。2035年以后，由于转型压力逐渐增加，REF情景中的动物性食物能量摄入量仍然保持较快的增长趋势，到2060年动物性食物能量摄入量是2019年的141%。实现碳中和的过程（CN60情景）会抑制动物性食物能量摄入的增速，到2060年能量摄入量为2019年能量摄入量的118%，并延续至2100年。对于植物性食物，REF情景预计在2050年以前仍将缓慢增长（相对2019年增加3%），随后逐渐回落，2100年与2019年基本持平。而CN60情景在2050年以后由于存在能源作物与粮食作物的竞争，从而引起食物价格的提高，进而引发植物性食物消费的小幅下降，在2060年，植物性食物消费量约为2019年的97%，到2100年进一步降低到2019年的96%。加总植物类食物和动物类食物可以看出，REF情景下，2019年人均每日能量摄入为2665千卡/(人·日)，在2060年前后达到2972千卡/人·日后保持稳定；动物性食物的消费占比缓慢提高，由2019年的23%逐步提高到2100年的32%。CN60情景的人均每日能量摄入在2050年达峰（2868千卡/人·日）后，逐步回落到2100年的2700千卡/人·日；动物性食物能量摄入占比在2050年达到28%后不再上升。

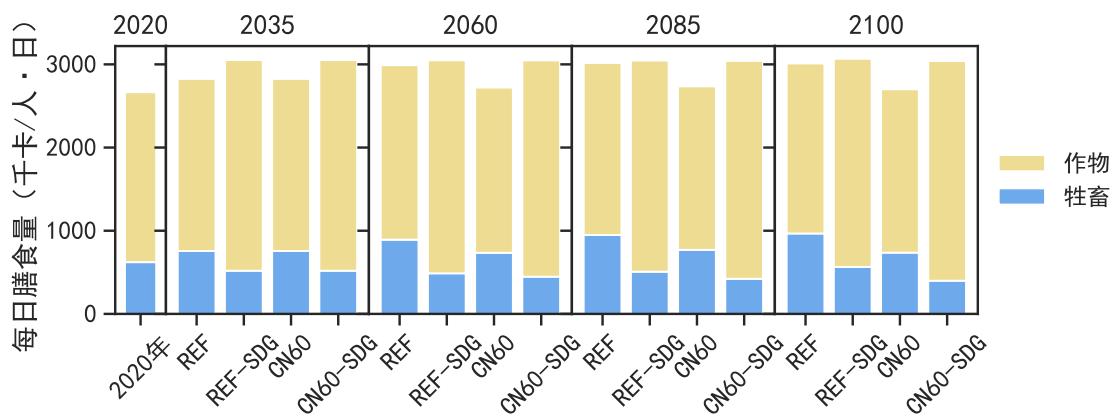


图4.4 中国膳食结构变化

REF-SDG情景下，由于主动调节膳食结构，增加植物性食物能量摄入占比，减少动物性食物能量摄入，粮食供应安全得到巩固。到2035年，动物性食物能量摄入量较2019年减少17%，而植物类食物能量摄入量增加24%，人均日能量摄入较2019年增长约14%，达到3051千卡/人·日。到2060年，动物性食物能量摄入占比进一步下降到2019年的78%，植物类食物能量摄入小幅增长到2019年的125%，总能量摄入同2035年相比变化不大。CN60-SDG情景，到2060年，动物性食物能量

摄入量降低为2019年水平的72%（447千卡/人·日）；植物性食物能量摄入量增长为2019年水平的127%，总能量摄入依旧较2019年水平增长14%以上。结构上看，动物性食物能量摄入占总能量比重从2019年的约23%，下降到2060年约15%，仍在中国居民平衡膳食宝塔（2022年版）的推荐范围15~25%内）。对比CN60-SDG和CN60情景可以发现，通过减少食物浪费和改变膳食结构，在能量摄入仍然增长的情况下，一方面缓解了温室气体减排的压力，另一方面也减少了食物价格上涨对居民生活的影响，能够以更小的代价应对气候行动对于粮食安全的冲击。

#### 4.2.4 粮食和生物质价格

粮食是一种需求价格刚性的商品，价格变动对于粮食需求影响不大，因此粮食价格波动会较快传导到消费者，造成民众生活负担加重。粮价的波动会造成粮食市场的不稳定预期，不确定性将影响到粮食的生产和供应，增加了粮食安全的风险。生物质能在碳中和转型中发挥重要作用，固体生物质的供应量、供应价格因而直接影响了能源转型的成本和可行性。

图4.5展示了谷物、食物和生物质价格在关键时间节点的价格变化。食物不仅包括谷物，还包括了牲畜、乳制品、鱼类等其他门类，是根据当年膳食结构组成的一揽子农产品。对于REF情景而言，2060年以前，由于耕地面积基本稳定，单位面积产量不断提高，粮食供应充足，谷物和食品价格将会不断下降。2060年较2020年谷物价格下降近15%，食品价格综合下降约16%。由于REF-SDG情景下膳食结构的调整，动物卡路里的摄入明显减少，因此食物价格较REF情景下降近15%。对于CN60情景，2035年前，谷物和食物价格与REF情景保持一致，但是2050年后，随着生物质资源需求量的快速上升，谷物和食物价格明显上升。2060年，谷物价格升幅超10%，食品价格升幅超过25%。对于CN60-SDG情景，由于减少了动物性食物能量摄入，进而饲料需求下降，粮食生产和生物质供应的矛盾减弱，从而平抑了谷物价格和食品价格波动。CN60-SDG情景2060年较2020年谷物价格变化和CN60情景相似，但总体食物价格下跌约5%。

生物质价格的变动受到生物质供应和需求双方面的影响。生物质供应方面，农林剩余物、木柴、生活垃圾等可以直接收集的生物质资源成本相对较低，粮食作物、油料作物、能源作物等需要专门种植才能获得的生物质资源成本相对较高。随着社会的发展，传统固体生物质的使用逐渐降低，生物质使用逐渐转向专用的能源作物或经过加工后的产物。因此所有情景生物质价格在2035年前均会呈现逐步上升的趋势。2035年后，REF和REF-SDG情景由于生物质需求量的大幅缩减，生物质价格也随之大幅降低。但是对于CN60情景而言，由于生物质需求量的陡增，在2060年，生物质价格会突破5.4美元/GJ，随后到2100年虽然有所下降，但均

在5美元/GJ以上。CN60-SDG情景由于生态系统保护等因素，减少了可供开发的生物质资源，因此生物质价格较CN60情景小幅上升约8%。

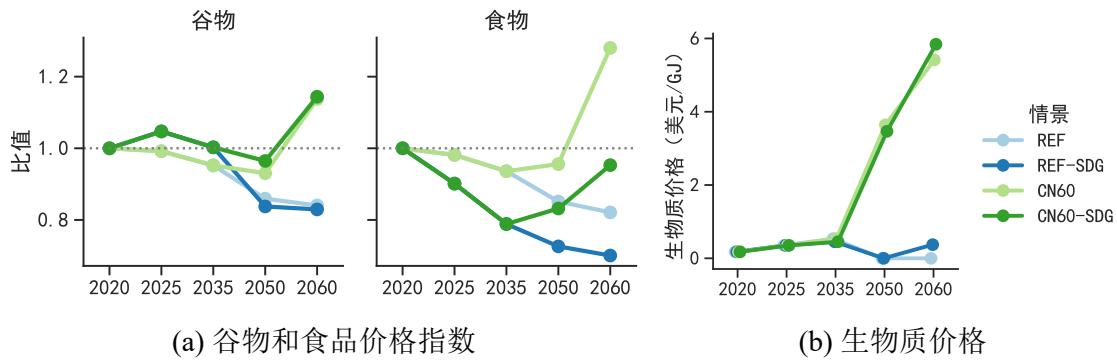


图 4.5 中国粮食和生物质价格

### 4.3 水资源

淡水资源是支持人类社会发展的重要资源，淡水的可用性既影响生态环境，也影响人类生产生活。中国人均淡水资源极为匮乏，仅为世界人均水量的25%，是世界上13个贫水国家之一，其中缺水城市占比达到三分之二，宁夏、陕西、河北、河南、山东和江苏的人均水量低于国际极度缺水线（ $500 \text{ m}^3/\text{人}$ ）。中国水资源呈现南丰北乏，夏秋涝冬春旱的特点，时空分布不均问题突出。通过南水北调系列工程，北方地区缺水问题得到明显缓解，黄河、淮河、海河地区水环境得到改善。

农业、电力和建筑部门是目前取水的主要用户。农业部门高质量农田建设和高效灌溉技术的推广，在提高作物单产的同时，大大减少了水资源的取用量。能源系统尤其是煤电和高耗能工业的转型，减少冷却水需求。然而，由于实现碳中和目标需要负排放，以BECCS为代表的负碳技术普及会增加水资源的消耗，常见的能源作物均为高耗水植物，CCS技术也有不小的耗水量。因此系统评估中国水资源的供需问题，能够为碳中和目标下的能-水协调转型决策提供参考。

#### 4.3.1 水资源供应

为了保证生态系统活动可持续和地质水文环境的稳定，连续且适量的水资源应作为生态径流而不应被人为利用。鉴于生态径流是一个动态变化的指标，综合考虑其各时期的最大值、最小值、水质、水温、营养成分等多种因素并非本文的重点，因此文中仅考虑水量因素，研究采用了Pastor et al.<sup>[277]</sup>的方法，根据水量的不同将全年划分为丰水期和枯水期，并赋予不同的生态径流保留权重，从而形成较为稳定生态径流水平。具体而言，模型根据输入CWatM模型的5组未来气候相关强迫2015–2100年的模拟结果，按照每月流量由大到小排列，形成了年持续水流

量曲线（图4.6）。可以看出中国80%的水量集中在水量最大的6个月，水量最小月的径流量仅为最大月的9%，时间分布严重不均。China TIMES 2.0 模型中水资源模块按照季节建模，将包含较多低径流月份的冬春季视作枯水期，夏秋季视作丰水期，其中丰水期和枯水期分别保留30% 和 60% 的平均月流量用于生态径流。

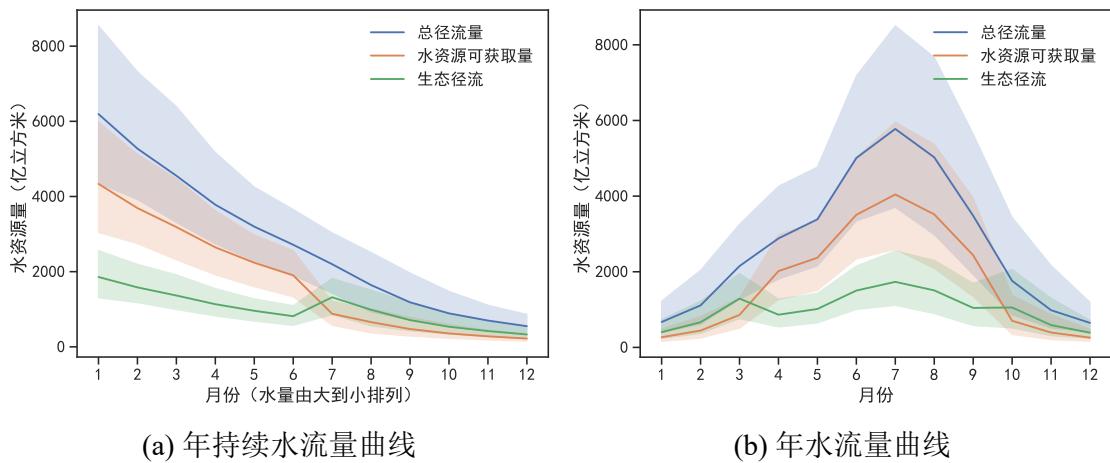


图 4.6 中国分月份水流量曲线

中国供水量短期内保持稳定，长期呈现缓慢下降趋势，可持续发展措施能够促进近期取水量的快速下降，缓解中国大部地区地下水过采的难题（如图4.7和图4.8）。近年来，中国供水量处于 $6000 \text{亿} \text{m}^3$ 附近波动，REF 情景下，2035 年以前取水量下降较为缓慢。2040 年以后，由于需求侧的带动，取水量开始显著下降，到 2060 年和 2100 年分别下降到 $4908 \text{亿} \text{m}^3$  和  $3775 \text{亿} \text{m}^3$ 。而 CN60 情景近期取水量减少也不明显，但在 2035 年后较 REF 情景有明显的下降，2040 年后，CN60 情景较 REF 情景取水量平均减少量约 $500 \text{亿} \text{m}^3$ ，到 2060 年 CN60 情景取水量约 $4376 \text{亿} \text{m}^3$ 。SDG 情景组在近期（2035 年以前）可见明显的取水量减少，其主要原因为农业灌溉水效率提高，叠加食物浪费减少、粮食需求减少导致的灌溉需求减少。CN60-SDG 情景 2035 年取水量低于 $4845 \text{亿} \text{m}^3$ ，到 2060 年约 $3742 \text{亿} \text{m}^3$ ，2100 年约 $2936 \text{亿} \text{m}^3$ 。

从取水来源来看，地表水一直是最主要的取水来源，地下水开采量逐年下降，污水处理能力稳步提升，海水淡化在局部地区小规模使用。中国一方面面临水资源季节分配不均的特点，另一方面面临地区分布不均的问题。我国长期重视水资源的开发和利用，地下水资源对于保障饮水安全、粮食安全和应对旱涝灾害起到了不可或缺的作用。然而由于地下水超采，我国局部地区，尤其是华北平原，面临了地下水位下降、水文地质灾害频发、生态系统退化等问题，对地下水治理和保护刻不容缓。自 2014 年对全国地下水利用和保护进行规划以来，地下水开采量下降超过 $230 \text{亿} \text{m}^3$ ，目前大部地区地下水位下降趋势得到遏制。地表水长期以来占总供水约 83%，随后占比将会缓慢上升至 85% 左右。地下水占比将从当前的 15% 逐

渐下滑到2060年的约10%，随后占比保持稳定。2019–2023年期间地下水开采量均在900亿m<sup>3</sup>左右，较实现全国范围实现地下水资源平衡仍有100亿m<sup>3</sup>的差额。对于REF和CN60情景，在2030年，地下水开采能够下降到800亿m<sup>3</sup>以下，基本解决地下水超采问题。而对于SDG情景，该问题能够在2025年左右得到解决。伴随着地下水绝对量和取水量占比下滑，污水回收量逐年提高，污水处理占总供水量的比重由当前的2%逐渐提升至2060年的5%；SDG情景组要求资源循环利用比率更高，污水处理量占总供水量比重达到将逐步攀升，到2100年达到约8%。

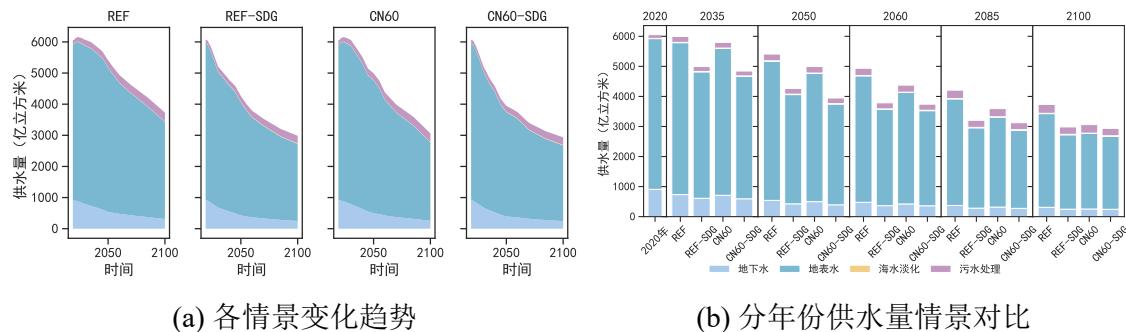


图4.7 中国分情景供水量

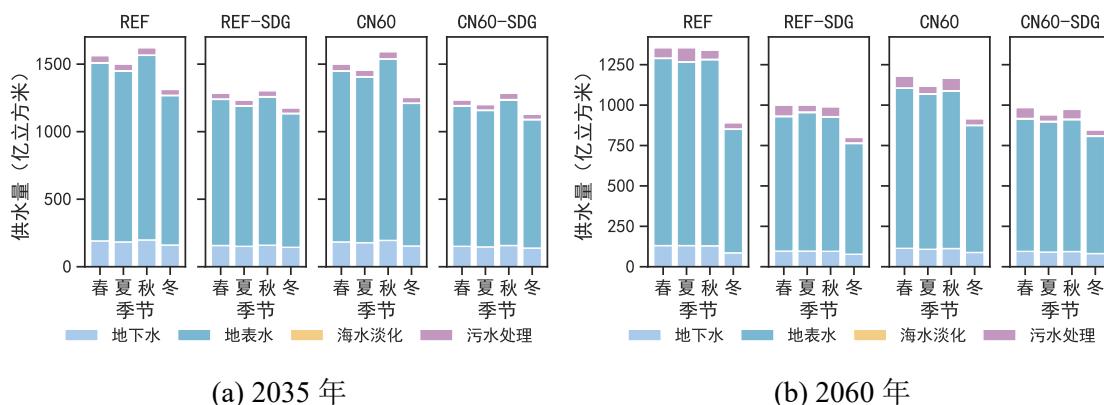


图4.8 中国2035年和2060年分季节供水量情景对比

### 4.3.2 水资源使用

目前国家统计资料中对于各部门的用水量统计口径不同，统计标准的不同导致了工业和电力部门的节水措施往往陷入多头监管但效果不佳的局面。国标中具有用水量和取水量两个概念。取水量是来自常规水源和非常规水源并被第一次利用的水量总和。用水量是从供水单位角度测度的用户用水总量，一般认为是用水量 = 取水量 + 重复利用水量。无论是取水量还是用水量，均没有将一次直流冷却机组的冷凝器取水考虑在内。因而在国标的定义下，循环冷却和空气冷却机组的取（用）水量基本等于全口径用水量，但一次直流冷却机组则相差较大。在农业、建筑等部门，用水量和取水量差异不大，工业部门则由于大量水重复使用，因而

用水量和取水量指标有较大差异。值得注意的是，水利部发布的《水资源公报》中的用水量不同于国标中的概念，其已经包含了一次直流冷却机组的冷凝器取水量。在本研究中，我们采用《水资源公报》的统计口径，计算包括一次直流冷却机组冷凝器取水在内的来自常规水源和非常规水源并被第一次利用的水量总和。

从取水角度，农业灌溉是中国最大的取水部门。2019年，农业灌溉取水达到3682亿m<sup>3</sup>，占总取水量的61%。从图4.9可以看出，REF情景下，中国约45%的农业灌溉取水被漫灌和渠灌消耗，节水灌溉普及率仍有待提高。随着灌溉技术的发展，水资源有效利用系数逐渐提高，2035年农业灌溉水取用量较2020年下降8%，到2060年，农业灌溉水取用量进一步较2035年减少10%到约2984亿m<sup>3</sup>。到2100年，由于单产上升叠加人口的下降，粮食生产压力有所缓解，农业灌溉水取用量较2019年减少43%。对比不同的灌溉方式，漫灌和渠灌比例不断下降，到2060年，比例不足27%，而管道灌溉成为主流，喷灌、微灌和膜下滴灌使用比例提升明显，分别达到19%，19%和11%。

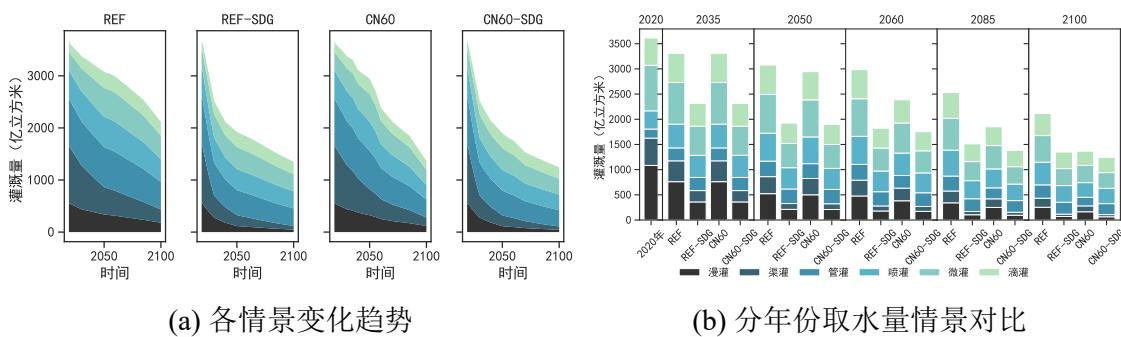


图4.9 中国分情景农业灌溉取水量

对比不同的情景可以看出，CN60情景较REF情景农业灌溉水取用量小幅下降，尤其在2050年以后更加明显。这一方面源自于气候行动需要大量生物质能，从而影响了原有各类植物种植结构，农业灌溉的需求减少；另一方面气候行动也通过推高能源价格的方式，提高了取水成本，进而传导到农业部门减少生产，从而农业灌溉水需求下降。对于可持续发展情景，到2030年，民众转变为更加低碳健康的膳食结构，食物浪费现象减少，因而谷物和饲料的需求均有所下降，灌溉水取用量有明显下降。CN60-SDG情景较CN60情景在2030年农业灌溉节水25%，2060年农业灌溉节水27%。

除农业灌溉以外，能源系统取水量也不容小觑。图4.10展示了各部门取水量变化。2019年，能源部门取水量（除农业灌溉和人工生态补水）2132亿m<sup>3</sup>，电力冷却取水占能源系统取水量的44%，取水量达到946亿m<sup>3</sup>。市政及居民部门取水量占比达到41%。对于REF情景，能源部门取水量预计在“十五五”期间达峰，峰值约2287亿m<sup>3</sup>，到2100年下降到912亿m<sup>3</sup>。而CN60情景由于电力部门取水量快速

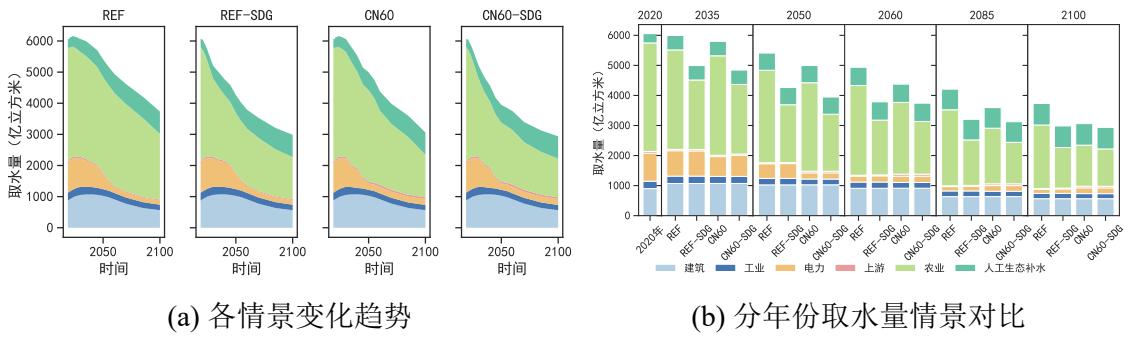


图 4.10 中国分情景取水量

下降，2040 年能源部门取水量较 REF 情景下降 25%，2060 年逐渐下降到 1380 亿  $m^3$ 。

水在电力部门主要用作火电机组的热力循环的介质以及做功乏气的冷却。其中用于热力循环的水通常在机组内部封闭循环，耗散较少。用于乏气冷却的水在冷凝器升温和蒸发过程会产生大量水资源耗散。根据冷却的类型，可以将火电和核电机组分为空气冷却、循环冷却和一次直流冷却。它们的取水量逐一递增，其中一次直流冷却取水量可达前两者的数倍至数十倍。空气冷却机组是专门应对缺水环境而产生的技术，在 2015 年以后得到快速推广，但因其建设成本、运维成本、单位煤耗、占地面积等指标均较水冷机组明显增加，目前多在西北、华北等水压力较高的地区得到推广。图 4.11 对比了不同情景火电和核电不同冷却方式装机容量。2019 年，大多数机组采用了循环冷却的方式，占到总装机量的 67%。REF 情景下，在 2030 年前，由于电力需求量的上升，火电和核电装机量有所增长，空冷机组比例增长明显，空冷机组比例由 2019 年的 18% 扩大到 2030 年的 21%，并不断提高至 2100 年约 29% 左右。CN60 情景下，2050 年以后，由于 BECCS 的快速发展，火电容量有所反弹，循环冷却的机组比例开始回升，2060 年空冷机组比例约 24%。

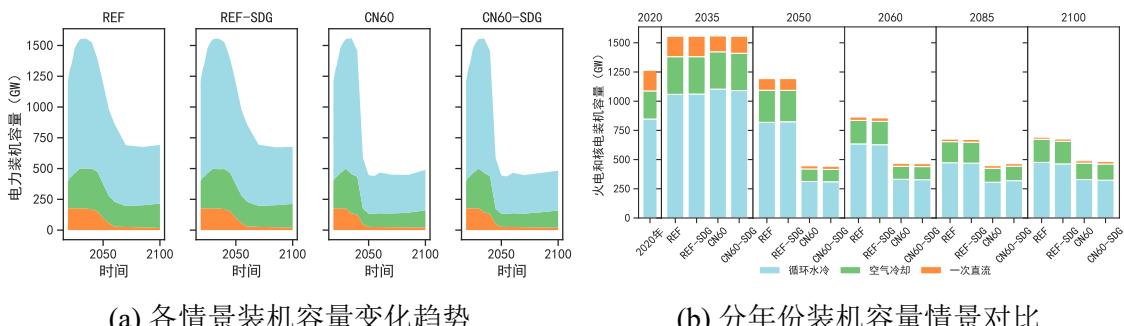


图 4.11 中国分情景分冷却类型火电和核电装机量

在所有情景下，电力部门都将是能源系统最大的取水用户。在 REF 情景下，电力部门的取水量占比在 2055 年前仍保持 20% 以上。CN60 情景由于火电的大量退役，2050 年取水量占比将回落到 14% 以下，后期由于 BECCS 的建设逆转了电力部门取水量快速下降趋势，到 2100 年的取水量约 192 亿  $m^3$ ，占比约 20%。对比 CN60

和 REF 情景，2045 年前后电力部门 CN60 情景最多节约 395 亿  $m^3$  水资源，随后由于 REF 情景下的火电装机也自然退役，两情景取水量差距逐渐缩小。CN60 情景下，建筑部门取水量的占比呈现先上升然后快速下降的态势，到 2060 年建筑部门取水量占比约 66%，2100 年回落到 58%，这与中国 2060 年以后人口数量快速下降有关。工业部门由于大多配备了循环用水措施，因此其取水量长期保持较低水平。REF 情景下，燃料转换部门的取水量因石油冶炼、洗煤、炼焦等生产减少而有所下降。对于 CN60 情景，由于未来电解水制氢和生物质燃料生产的需求剧增，2060 年 CN60 情景较 REF 情景燃料转换取水量增加 35 亿  $m^3$ 。

人工生态补水作为修复生态环境，补充地下水存量的重要举措，取水量逐年上升。在 2020 年，人工生态补水约 307 亿  $m^3$ ，到 2040 年倍增至 509 亿  $m^3$ ，到 2100 年进一步增加到约 700 亿  $m^3$ 。值得关注的是，农业生产的取水量存在明显的季节差异（图 4.12），春、夏、秋季取水量约为全年农业取水量的 90%，而冬季则仅占 10%。建筑、工业和电力部门的取水量季节差异不大。冬季人工生态环境补水，能够适时将水资源重新返回生态系统，防止年初干旱发生，从而人工生态补水冬季取水占比较其他季节更多。

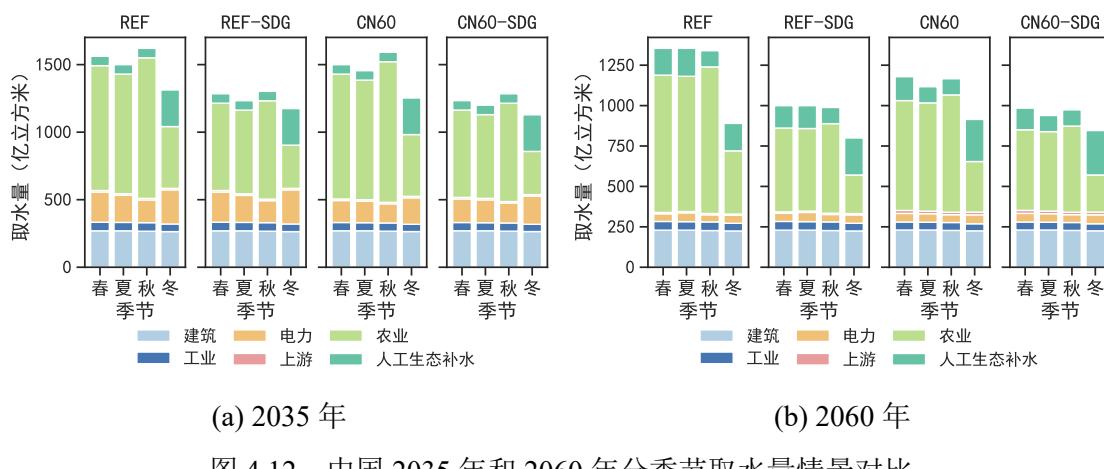


图 4.12 中国 2035 年和 2060 年分季节取水量情景对比

## 4.4 空气质量

中国快速的经济发展和工业化同时，化石燃料消费也急剧增长，大气污染问题逐渐突出。为了治理大气污染，中国相继出台了多项大气污染防治政策法规，并取得了明显的控制效果。碳中和转型进程中，中国的产业结构优化调整，化石燃料的使用量逐渐减少，不同地区的大气污染物排放模式将会重塑，空气质量显著改善，碳中和转型预期产生可观的健康效益。

#### 4.4.1 污染物控制措施设置

大气污染物排放受到活动量、排放因子和末端控制措施等三方面的影响，GAINS-Asia 能够综合考虑以上因素。通过连接 China TIMES 2.0 能源供应、工业、交通、建筑部门的活动量，调用相应燃料的排放因子，并按照设定的污染物控制策略模拟得到实际大气污染物排放量。

不同的污染物控制措施具有差异化的减排率、成本设定，通过设定不同控制技术的渗透率（采用该种措施的活动量占比），即可计算得到排放量。模型中主要使用了两套策略，分别为现行法规策略（Current Legislation Emissions, CLE）和最大减排策略（Maximum Feasible Reduction, MFR）。CLE 考虑现有政策及其执行力度的延续，并且在后期逐渐引入减排率更高的控制技术；MFR 则在可行性的范围内，将控制技术进行最大程度的使用。在表4.2中介绍了模型中主要能源活动过程污染物控制措施的技术普及率设定。其中 REF 和 CN60 情景使用 CLE 策略，CN60-SDG 情景使用 MFR 策略。

#### 4.4.2 大气污染物排放量

近年来，《大气污染防治行动计划》<sup>[278]</sup>、《打赢蓝天保卫战三年行动计划》<sup>[279]</sup>相继颁布和落实，一系列强有力的清洁空气行动不断部署，我国开展了电力部门脱硫脱硝改造、工业部门污染源深度治理等减污降碳重大工程，在能源结构、产业结构、运输结构等方面持续发力，空气质量得到显著提高。2023年，国务院印发《空气质量持续改善行动计划》<sup>[280]</sup>，进一步关注 PM<sub>2.5</sub> 的治理工作，力争在 2025 年重度及以上污染天数比率控制在 1% 以内。

目前中国各项主要大气污染物排放均已达峰并处于下降通道（如图4.13(a)所示）。REF 情景下，2030 年 SO<sub>2</sub>、NO<sub>X</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub> 排放量较 2020 年下降约 24%。到 2050 年，NO<sub>X</sub> 将进一步下降 37%，而其他污染物排放也较 2030 年有 2~12% 的下降。CN60 情景下，伴随碳达峰的实现，主要大气污染物排放更快减少，2030 年各类污染物排放较 2020 年下降约为 33%，由于新能源车辆快速推广，其中 NO<sub>X</sub> 下降最多达到约 41%。大气污染物和温室气体“同根同源”，碳中和的实现对于 SO<sub>2</sub> 和 NO<sub>X</sub> 等主要来自于化石燃料和工业过程的污染物减排有显著协同作用，2050 年排放量将较 2030 年降低约 52%。颗粒物的治理则源自于产业结构和能源结构的升级，2050 年排放量将较 2030 年有超过 44% 的降幅。考虑强化末端治理措施的 CN60-SDG 情景在 2030 年各类大气污染物排放就已经较 2020 年有近 50% 的下降，具有显著的近期收益，而 2050 年排放量则相较 2030 年有约 75% 的下降。

图4.13(b)从污染物来源角度，追溯了各部门大气污染物的排放状况。目前大部

表 4.2 GAINS-Asia 模型中国主要大气污染物末端治理措施普及率

源	类别	技术	污染物	2020		2030		2050		
				REF	REF	CN60	CN60-SDG	REF	CN60	CN60-SDG
移动源	客车	欧1		6	0	0	0	0	0	0
		NO <sub>x</sub>		12	0	0	0	0	0	0
		VOC		6	0	1	0	0	0	0
		PM		58	15	15	12	0	0	0
		CO		18	5	5	4	0	0	0
		欧6		0	79	79	83	100	100	100
	卡车	欧1		9	0	0	0	0	0	0
		NO <sub>x</sub>		15	2	2	1	0	0	0
		VOC		25	6	6	4	0	0	0
		PM		16	15	14	10	0	0	0
煤电	煤电	欧5		1	10	10	7	0	0	0
		CO		0	66	66	76	100	100	100
		湿法脱硫	SO <sub>2</sub>	40	26	26	17	22	22	4
		高效脱硫		60	74	74	83	78	78	96
		燃烧改造		2	0	0	0	0	0	0
		燃烧改造+SCR	NO <sub>x</sub>	7	0	0	0	0	0	0
		SCR		78	97	97	98	97	97	100
	气电	单场静电除尘		4	0	0	0	0	0	0
		双场静电除尘	PM	11	3	3	0	2	2	0
		高效除尘		86	97	97	100	98	98	100
		燃烧改造		4	1	1	1	0	0	0
生物质发电	气电	燃烧改造+SCR	NO <sub>x</sub>	1	2	2	3	1	0	0
		新型SCR		0	0	0	38	0	0	80
		SNCR	NO <sub>x</sub>	0	0	0	23	0	0	45
		新型SNCR		0	0	0	18	0	0	39
		单场静电除尘		39	34	34	17	30	29	0
		双场静电除尘	PM	61	66	66	33	70	71	0
		高效除尘		0	0	0	50	0	0	100
	燃料转换部门	湿法脱硫	SO <sub>2</sub>	94	94	97	98	94	93	93
		炉内喷钙		5	5	2	2	6	5	5
		低硫煤		0	0.2	0.3	0.3	0.4	1	1
		湿法脱硫		39	39	41	57	30	37	69
固定源	燃烧过程	低硫燃油	SO <sub>2</sub>	39	36	38	22	30	36	4
		超低硫油		0	0	0	0	0	0	0
		极低硫油		0	0	0	11	0	0	27
		燃烧改造	NO <sub>x</sub>	15	42	42	31	42	42	20
		燃烧改造+SCR		0	0	0	40	0	0	80
		单场静电除尘	PM	100	100	100	50	100	100	0
		高效除尘		0	0	0	50	0	0	100
	工业燃煤锅炉	湿法脱硫	SO <sub>2</sub>	81	84	83	87	82	85	93
		炉内喷钙		16	15	15	11	17	14	5
		低硫煤		1	1	1	1	1	1	2
		燃烧改造	NO <sub>x</sub>	78	79	79	49	79	79	19
工业	燃煤锅炉	燃烧改造+SCR		0	0	0	23	0	0	44
		燃烧改造+SNCR		0	19	19	26	19	19	35
		旋风除尘		1	1	1	3	1	1	1
		单场静电除尘		68	68	68	37	69	68	6
		双场静电除尘	PM	5	5	5	0	4	3	0
		高效除尘		18	18	18	51	18	19	84
		湿式除尘		8	8	8	8	8	9	9
		湿法脱硫	SO <sub>2</sub>	24	23	24	35	23	24	46
		低硫燃油		24	23	24	13	23	24	2
		超低硫油		0	0	0	0	0	0	0
建筑部门	燃烧过程	极低硫油		0	0	0	26	0	0	52
		燃烧改造	NO <sub>x</sub>	15	42	42	31	42	42	20
		燃烧改造+SCR		0	0	0	40	0	0	80
		燃烧改造+SNCR		0	0	0	0	0	0	0
		燃烧改造	NO <sub>x</sub>	0	0	0	50	0	0	100
		单场静电除尘	PM	100	100	100	50	100	100	0
		高效除尘		0	0	0	50	0	0	100
		低硫焦炭	SO <sub>2</sub>	1	3	2	4	2	2	2
		低硫煤		36	70	72	80	86	95	95
		低硫燃油		0	0	0	14	0	0	20
生物质	锅炉	超低硫油	SO <sub>2</sub>	0	0	0	0	0	0	0
		极低硫油		0	0	0	36	0	0	80
		燃烧改造	NO <sub>x</sub>	0	0	0	50	0	0	100
		改进炉具		13	22	22	55	21	21	64
		高效除尘	PM	0	0	0	0	0	0	6
		风扇辅助		0	0	0	5	0	0	30

注：单位为%。SCR 代表选择性催化还原；SNCR 代表选择性非催化还原。

分电力机组已经完成了超低排放改造，到2030年将基本实现大气污染物末端治理全覆盖，强化末端治理措施的空间有限，后续大气污染物的减排主要依靠电力结构变化（火电退役和新能源发展）实现。工业部门是目前多数大气污染物的最大排放源且末端控制措施普及率尚不高，仍有较大的减排潜力。以 $\text{SO}_2$ 为例，由于结构升级和控制技术的普及，REF情景下2050年排放较2020年下降约46%。工业现代化是实现碳中和的重要支撑，CN60情景2050年排放较2020年下降约62%。但是考虑强化污染物末端治理措施的CN60-SDG情景，则下降88%，到2050年工业部门 $\text{SO}_2$ 排放不足123万吨 $\text{SO}_2$ 。交通部门当前产生了大量的 $\text{NO}_x$ 排放，由于燃油汽车排放标准的不断更新和新能源汽车的发展，所有情景下 $\text{NO}_x$ 排放都会明显下降。碳中和目标倒逼更快地交通运输结构的转型，CN60情景在近期即可看到 $\text{NO}_x$ 排放量明显下降。REF情景下，建筑部门当前贡献了近一半的 $\text{PM}_{2.5}$ 排放，主要源自散煤和传统生物质的燃烧。随着社会经济发展，随传统生物质和散煤使用快速下降，但建筑部门仍将是主要的 $\text{PM}_{2.5}$ 来源。CN60情景下，电力在建筑部门渗透率快速上升， $\text{PM}_{2.5}$ 的排放将有明显的下降。各部门通过高效除尘技术替代普通的静电除尘器等措施，能够进一步将 $\text{PM}_{2.5}$ 排放降低约80%。

图4.13(c)特别关注京津冀、长三角、粤港澳大湾区、成渝经济圈等人口稠密且大气污染严重的地区，这些地区目前已经采用了较为先进的污染物末端治理措施，因此REF情景下排放下降比例较全国平均水平低，其中京津冀地区 $\text{SO}_2$ 、成渝地区颗粒物排放几乎不再下降。CN60情景下，京津冀、粤港澳大湾区 $\text{SO}_2$ 排放在2030年会有明显下降，而颗粒物排放在四个区域的下降幅度均不大。到2050年时，京津冀、长三角、粤港澳大湾区、成渝经济圈的大气污染物排放将会有明显减少，较2030年分别下降59%，50%，32%和43%。对于CN60-SDG情景，这些地区依旧拥有较大的污染物减排潜力，2030年较2020年平均减排46%，2050年较2030年减排约74%。因此，为了提高以上重点地区的空气质量，仅通过碳减排的协同效应已较难对颗粒物排放减排产生明显效果，应强化颗粒物末端治理措施，尤其是扩大高效除尘器在建筑和工业部门的运用，实现颗粒物排放治理的根本变化。

#### 4.4.3 PM2.5年平均浓度

为治理大气污染，中国在2012年设定了大气污染物排放标准(GB3095-2012)，以前所未有的力度治理大气污染，推动空气质量持续改善，成为世界范围内空气质量改善速度最快的国家。但目前我国的空气质量水平较主要发达国家仍有进步的空间。世界卫生组织在2021年更新了空气质量指南，进一步收紧了 $\text{PM}_{2.5}$ 浓度推荐指标，由2005年标准的 $10\text{ }\mu\text{g}/\text{m}^3$ 降低到了 $5\text{ }\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，并设立 $35\text{ }\mu\text{g}/\text{m}^3$ ,  $25\text{ }\mu\text{g}/\text{m}^3$ ,  $15\text{ }\mu\text{g}/\text{m}^3$ 和 $10\text{ }\mu\text{g}/\text{m}^3$ 四个过渡期目标值。目前，世界卫生组织的新标准在世界99%

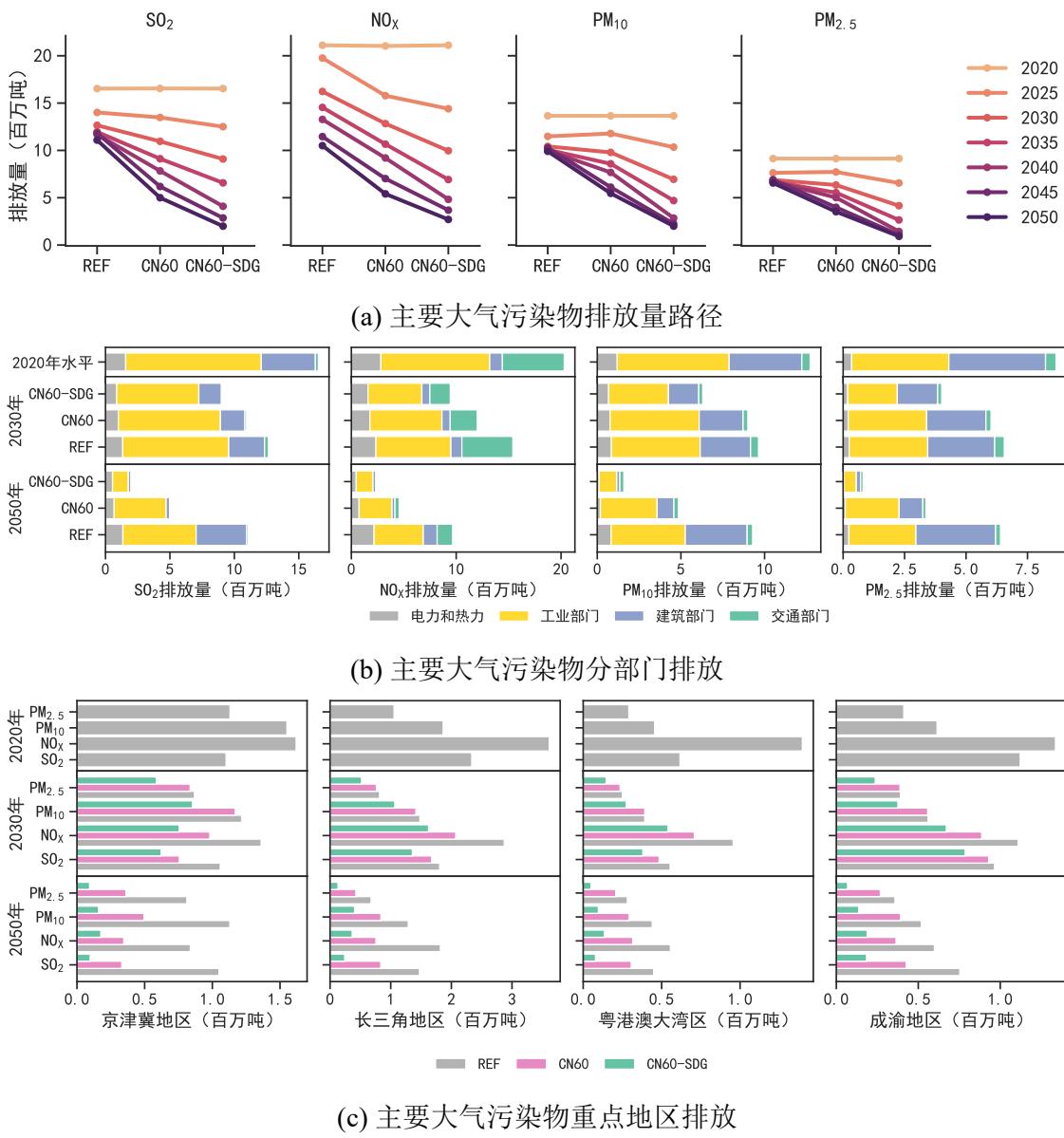
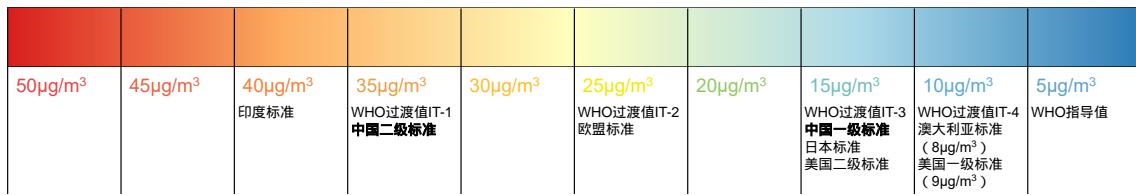


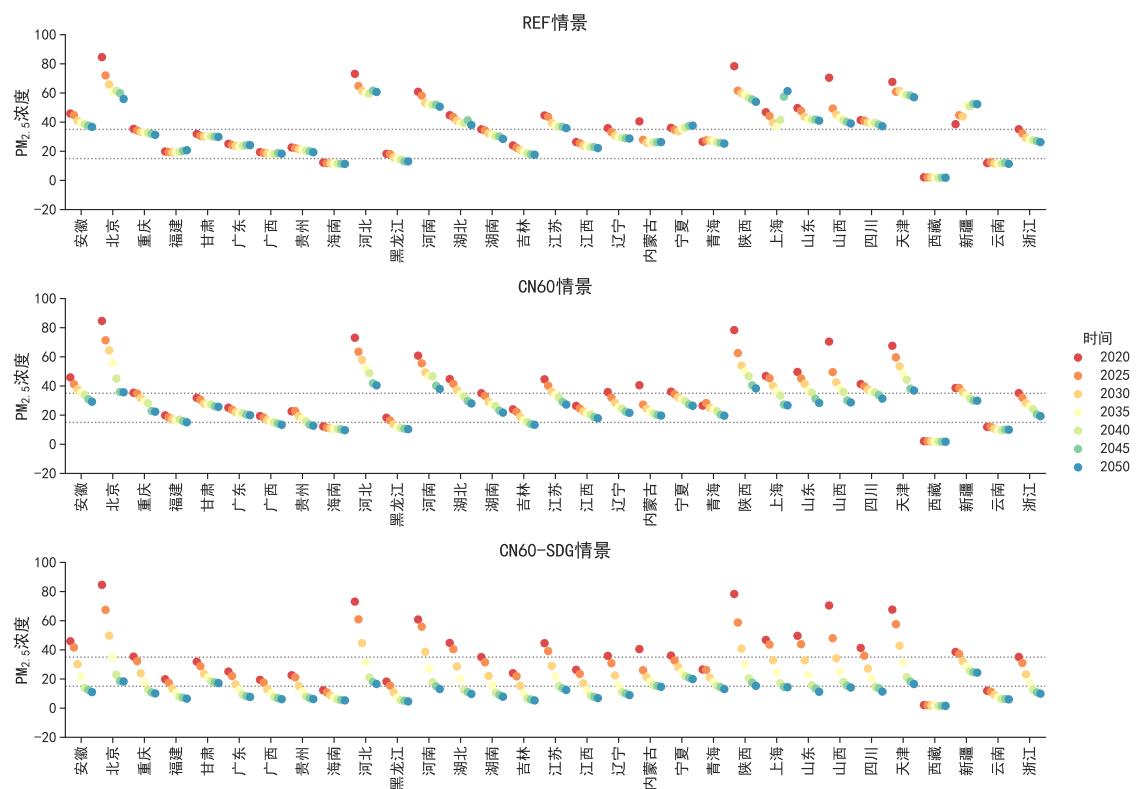
图 4.13 中国主要大气污染物排放量

的人口聚居区均无法满足，各国为此均需不断努力。图4.14对比了各国PM<sub>2.5</sub>年平均浓度标准，中国的二级标准满足了世界卫生组织最宽松的过渡值，但较欧盟、美国、日本、澳大利亚等主要发达经济体仍有一定差距。受中国的本底浓度和西北部自然源的影响，为实现 $5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 的目标，中国不仅需要控制人为源排放，还需要综合利用其他生态治理手段，减少冬春季沙尘对北方地区空气质量影响。

图4.15对比了分省区PM<sub>2.5</sub>浓度变化。2020年，我国空气质量总体向好，全国共有12个省级行政区PM<sub>2.5</sub>浓度符合国家二级标准，西藏、海南、云南三个省（区）优于国家一级标准，但仍有6个省（市、区）浓度在 $50 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 以上。REF情景下，2030年，全国空气质量有18个省（市、区）满足二级标准，但京津冀地区

图 4.14 中国及主要经济体（组织）PM<sub>2.5</sub> 年平均浓度标准

的 PM<sub>2.5</sub> 仍在 60  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  以上。在 CN60 情景下，所有省级行政区的空气质量都不断改善，2030 年的空气质量变化幅度不大，但到 2050 年则有非常明显的协同效应，仅北京、天津、河北、河南、陕西等省（市）的 PM<sub>2.5</sub> 浓度高于国家二级标准，有 7 个省（区）空气质量达到国家一级标准。CN60-SDG 情景在近期就有非常明显的空气质量改善，2030 年所有省区 PM<sub>2.5</sub> 浓度低于 50  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，26 个省（市、区）符合国家二级标准，6 个省（区）优于一级标准。到 2050 年，所有省区空气质量达到二级标准，24 个省（区）达到一级标准，14 个省（区）PM<sub>2.5</sub> 浓度不足 10  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

图 4.15 中国各省区 PM<sub>2.5</sub> 年平均浓度

从 PM<sub>2.5</sub> 浓度地图能够看出不同情景的差异（图 4.16(a) 和 (c)-(h)），该图颜色图例上限为 75  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。2020 年，京津冀、长三角、成渝地区空气质量状况不佳，部分污染严重地区 PM<sub>2.5</sub> 浓度接近 90  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。REF 情景下，2030 年，中国整体 PM<sub>2.5</sub> 浓度有所下降，华北地区下降较为明显，但仍有连片地区浓度在 50  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  以上，到 2050 年，大部地区空气质量改善放缓，仅华北地区 PM<sub>2.5</sub> 浓度有少量改善。而 CN60

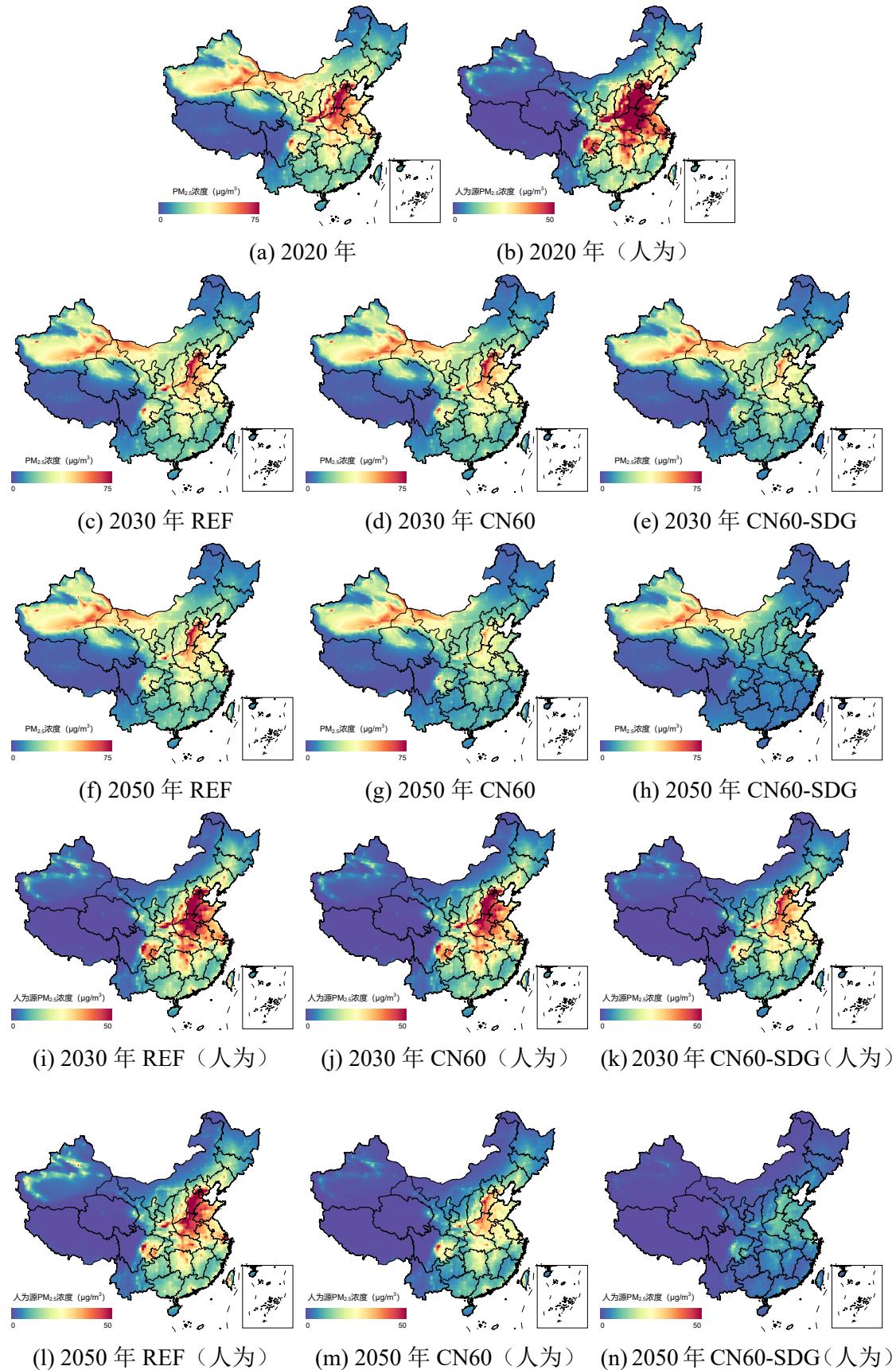
情景，到2050年，华北地区则有非常明显的改善，空气质量较差地区明显减少，但在部分中心城市，空气质量仍有待提高。采用强化末端治理措施的CN60-SDG情景，到2050年，中国人为排放源造成的污染已经微乎其微，主要的PM<sub>2.5</sub>来源在于自然扬尘，空气质量较差的地区为靠近西北部沙漠的新疆、宁夏、甘肃地区。

在GAINS-Asia模型中，自然源排放造成的PM<sub>2.5</sub>本底浓度假设保持不变，图4.16(b)和(i)–(n)对排除自然源因素的人为源PM<sub>2.5</sub>浓度进行了描述，该图颜色图例上限为50 μg/m<sup>3</sup>。可以看出，在中国大多数区域，自然源排放浓度在3~10 μg/m<sup>3</sup>之间，目前中国大气污染的主要原因，仍然是人为源排放。在京津冀、长三角和成渝地区，人为源排放均超过50 μg/m<sup>3</sup>，人为源排放是造成PM<sub>2.5</sub>的主要原因，在REF情景下，随着时间的退役，虽然浓度超过50 μg/m<sup>3</sup>的范围有所缩小，但是在以上三个区域的中心地带，仍然遭受空气质量不佳的困扰。在京津冀、长三角和成渝地区，由于大量的人口聚居和产业聚集，该地区人为源排放长期处于高位。在CN60情景下，2050年人为源排放全国大多数地区低于50 μg/m<sup>3</sup>，仅少量中心城市空气质量较差，而CN60-SDG情景则大幅度控制了人为源排放，包括北京、上海、成都等中心城市在内，全国所有地区空气质量均在35 μg/m<sup>3</sup>以内。新疆和东南沿海城市空气质量也明显改善。对比新疆、甘肃和内蒙古西北部地区，可以看出该地区人为源排放相对较少，但是由于自然源的因素，该地区空气质量在碳中和转型中提升不大。该地区需要更多生态修复和风沙防治的措施以进一步提高空气质量。

综合模型运行结果，可以看出，2030年以后中国的碳中和目标能够大幅减少污染物排放，获得明显的空气质量改善协同效应，但受限于能源转型的进程，近期空气质量改善效果并不显著。为了及早地获得空气质量改善，应当强化污染物末端治理措施。富有雄心的气候政策和强化的污染物控制措施双管齐下，能够使绝大部分省份的空气质量达到国家一级标准，半数省份接近世界卫生组织老的空气质量准则值。随着减污降碳进程推进，人为源排放将大幅度减少，自然源排放在未来PM<sub>2.5</sub>暴露中的贡献不容忽视，全国平均本底浓度约3 μg/m<sup>3</sup>，对于西北部、北部省份，自然源排放的影响甚至可达20 μg/m<sup>3</sup>以上。

#### 4.4.4 健康效益

较高浓度的PM<sub>2.5</sub>环境暴露，会造成人体的呼吸、循环、免疫等系统的功能障碍、进而导致劳动力损失、最终产生寿命降低和过早死亡的后果。其中，又以过早死亡导致的损失成本最高。在可归因于PM<sub>2.5</sub>大气污染的疾病中，缺血性心脏病、慢性阻塞性肺病、肺癌、下呼吸道感染等疾病死亡人数占过早死亡人数的约80%，因而在模型中得到重点刻画。不同年龄对于PM<sub>2.5</sub>暴露的脆弱度不同，老人、儿童、患有基础疾病的人群更易受到影响。随着老年人口的不断增加，我国已经进

图 4.16 中国大气总 PM<sub>2.5</sub> 浓度和人为源 PM<sub>2.5</sub> 浓度地图

入深度老龄化的社会，减少PM<sub>2.5</sub>污染对于保护公众健康的必要性日益凸显。在本研究中，模型考虑了可归因到PM<sub>2.5</sub>大气污染的缺血性心脏病、中风、慢性阻塞性肺病、肺癌、下呼吸道感染、2型糖尿病的过早死亡，通过对比不同情景来说明碳减排和强化污染物末端治理措施的健康效益。

据测算，2020年中国归因于PM<sub>2.5</sub>大气污染过早死亡的人数达到139万人，REF情景下，这一数字在2030年和2050年将上升到161万人和222万人。碳中和行动下（CN60情景），2030年和2050年过早死亡人数将小幅下降到154万人和176万人。对于具有强有力污染物末端治理措施的CN60-SDG情景，2030年和2050年过早死亡人数可以大幅降低至128万人和70万人。

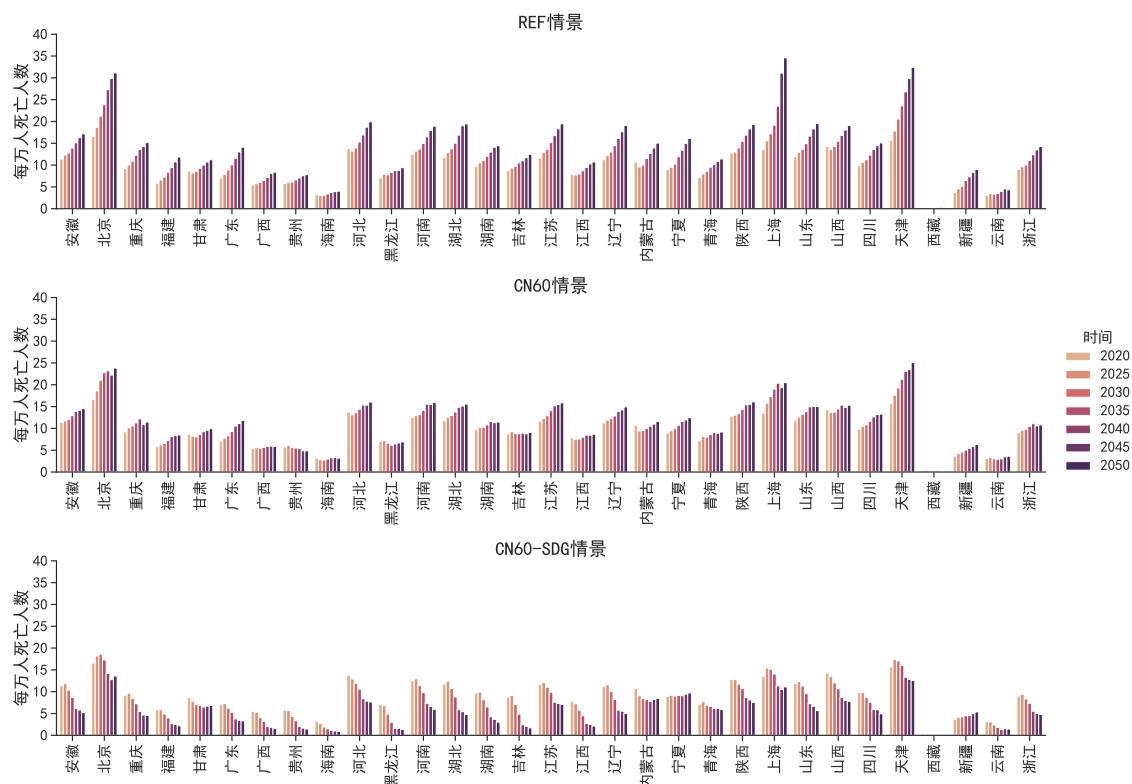


图4.17 中国各省区因大气污染过早死亡人数比例

图4.17反映了各省区历年因PM<sub>2.5</sub>造成的过早死亡人口比例。2020年，北京、天津、河北、山西、上海为过早死亡比例最高的地区，均超过了13人/万人。在REF情景下，空气质量改善的影响不及人口结构变化的影响，所有地区的过早死亡人口比例均在上升，到2030年，北京、天津、上海比例最高，均超过了17人/万人，到2050年，16个省（市、区）过早死亡比例超过15人/万人。CN60情景下，过早死亡人口比例增幅明显缩小，10个省（市、区）过早死亡比例超过15人/万人，天津、北京、上海等地在2050年的过早死亡人口比例仍超过20人/万人，但已较REF情景下降约10人/万人。CN60-SDG情景下，大部分省区过早死亡人口

比例增长趋势被逆转，仅北京、天津、上海等5个地区比例在2030年前仍小幅上升，2050年时，除北京、上海、天津仍在11人/万人以上外，其余所有地区过早死亡人口比例均在10人/万人以下。

#### 4.4.5 成本收益分析

高去除率的污染物末端治理措施推广将引入一定的投资和运维成本，但空气质量的提高带来的过早死亡人数下降也将带来可观的健康效益。目前，世界上衡量生命价值有众多方法，本文选择了较常使用的统计生命价值（VSL）方法。近期发表的研究，针对中国的统计生命价值估算不确定范围较广，根据地区社会经济发展水平不同，分布范围在40~260万美元<sup>[118,281-283]</sup>。为便于计算，本文假设中国各地各年龄平均的统计生命价值为100万美元。通过比较CN60情景和REF情景的净收益差值，可以得到碳中和转型的协同效应。而比较CN60-SDG情景和CN60情景的成本和收益差值，能够对进一步大气污染控制措施成本收益进行分析。

REF情景下，2020年因为大气污染造成的过早死亡带来近1.4万亿美元的经济损失，约占当年GDP的9.4%，2030年和2050年的经济损失也将占当年GDP的6.7%和4.4%。CN60情景下，2030年和2050年因大气污染造成的经济损失占比分别下降到6.4%和3.5%。对于强化污染物末端治理措施的CN60-SDG情景，2030年和2050年因大气污染造成的经济损失大幅缩减到5.3%和1.4%。

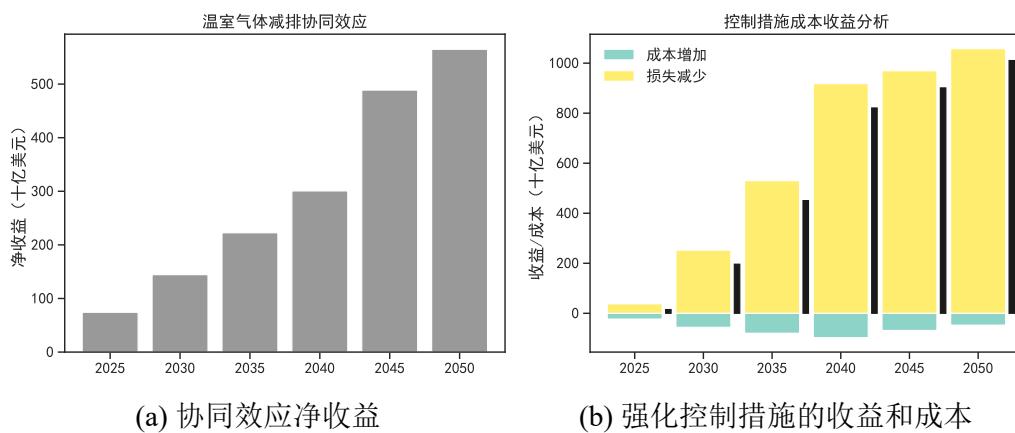


图4.18 中国温室气体减排协同效应和强化控制措施的成本收益分析

通过比较REF情景和CN60情景的污染物末端治理措施成本和因过早死亡造成损失的变化，可以发现，碳中和目标下的气候行动体现出显著的健康效益（图4.18(a)）。碳中和转型的健康效益由2025年的年均约740亿美元逐渐增长到2050年的5600亿美元以上。按照5%的折现率计算，2020—2050年的折现协同效应净收益将接近2.05万亿美元。强化污染物控制措施，需要大规模高效控污设施投资（图4.18(b)）。从全国角度而言，2025年以前，强化大气污染物末端治理措施已

经盈亏平衡，2025年以后，实行大气污染物末端治理措施的收益明显上升，并逐渐达到当年污染物末端治理措施投资的4.5倍（2030年）、9.4倍（2040年）、22.4倍（2050年）。2025年，CN60-SDG较CN60新增污染物治理成本达到230亿美元，随后快速上升至2040年的近1000亿美元，而后由于碳中和转型下污染源的减少，年均治理成本逐步回落到500亿美元附近。因为采取强化措施而带来的净收益由2025年约150亿美元持续上升到2030年2000亿美元，2040年8200亿美元，2050年突破1万亿美元。同样按照5%的折现率进行计算，2020—2050年强化末端治理措施的折现净收益将达到5.4万亿美元。

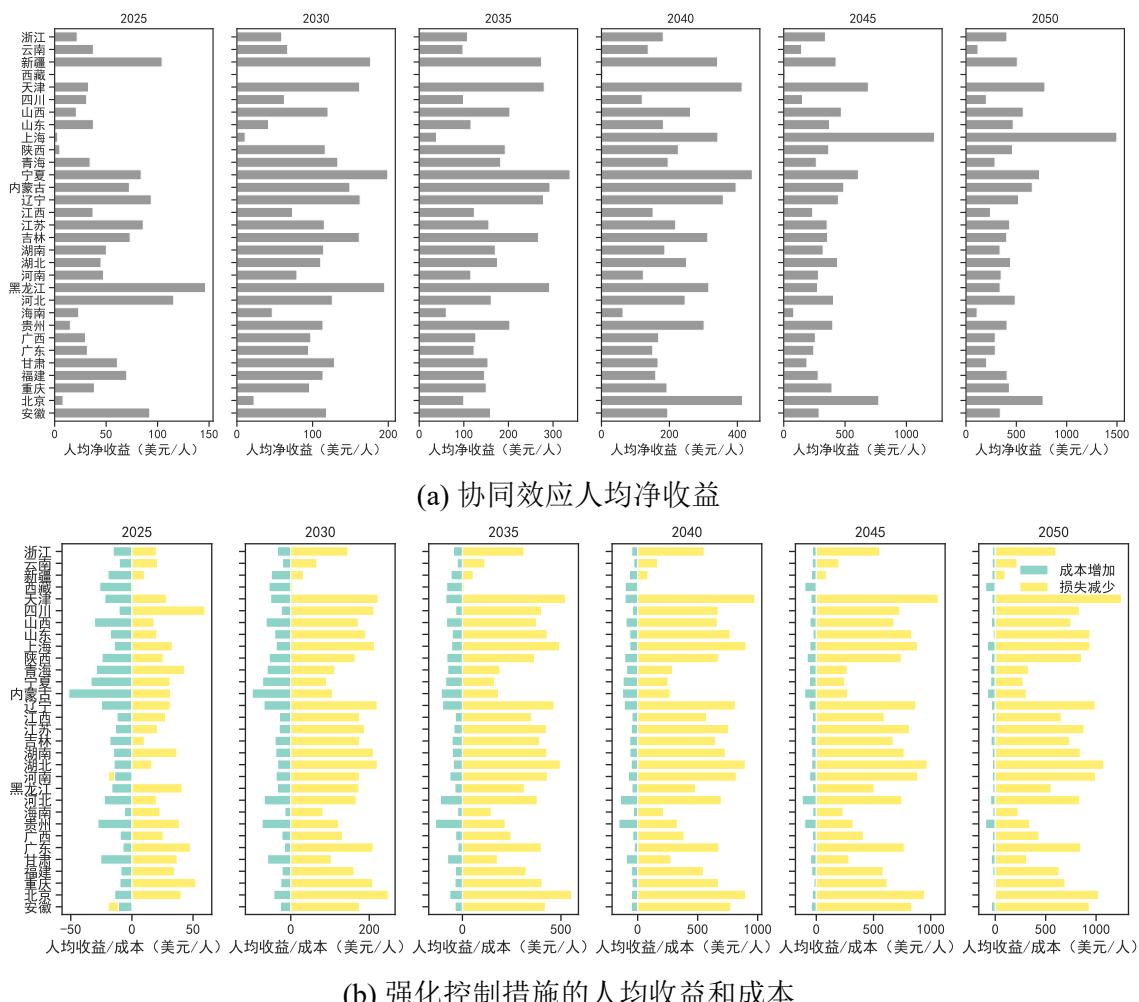


图4.19 中国分省区温室气体减排协同效应和强化控制措施的成本收益分析

图4.19(a)展示了分省区不同时期碳减排协同效应。2030年，东北、西北、华北等地区的协同效应最为明显，这主要源于大量原有高耗能工业产能的退役，在碳中和转型过程中，这些地区的净收益超过全国平均值（106美元/人），但北京、上海、山东等省（市），则净收益不超过50美元/人。到2050年，除空气质量较好的西藏外，所有省区的人均净收益都超过了110美元/人，碳减排对公众的健康效益得到充分

体现。值得注意的是，到本世纪中叶，京津冀、长三角地区协同效应的净收益增长明显，其中北京、天津、上海分别突破了766美元/人、784美元/人和1498美元/人。

图4.19(b)展示了各省区不同时期强化污染物末端治理措施的成本收益分析结果。可以看出，在2025年，四川、广东、重庆等22个省（市）已能实现盈亏平衡，多数南方地区在近期推行污染措施具有较强的经济效益。而2035年以后，除西藏仍然净收益为负以外，其他省级行政区均产生正的经济效益。2035年，收益成本比高于10的有4个省市、7~10之间的有10个省市，2~5之间的有7个省市。2050年，18个省市收益成本比高于20，收益成本比排名较强的多为发达地区，如北京达到137，重庆达到49，广东、湖北、山东、福建也均超过了25。从人均净收益金额来看，天津、湖北、北京、河南等人口稠密省份较高，而人为排放较少的西藏、新疆、云南、海南等则收益较小。在2035年多数省份人均净收益在250~400美元/人，2050年人均净收益多集中于600~1000美元/人。从净收益总额来看，人口稠密的广东、河南、山东、江苏、四川等地常年拥有最高的净收益总额。

总结而言，碳减排在近期的健康效益主要集中在经济欠发达省区，随着时间的推移，绝大多数省份的协同效应都会更加明显，到2050年，东部发达省份和人口稠密地区的协同效应会有快速提高。对于强化污染物末端治理措施的成本收益而言，南方省份在近期有较好的成本回报比，北部能源基地、人口较为稀少的地区则回报比不高。而在长期来看，经济发达地区成本回报比会明显增加。人口稠密地区的空气质量改善影响面大，强化污染物末端治理措施，其人均净收益和净收益总额也预期较大。

## 4.5 本章小结

应用所构建的模型体系，本章在第3章的情景基础上，新增了REF-SDG和CN60-SDG情景，考虑了各系统实现可持续发展所需的针对性措施，对中国的能-粮-水-空气质量系统转型和可持续发展进行了评估。总体而言，应对气候变化和实现可持续发展目标进程紧密关联，系统转型的协同效应远大于潜在权衡。但在应对气候变化的同时不应忽视针对其他可持续发展目标的努力，以确保公正、公平地过渡到净零排放、气候韧性的未来。以下为本章的主要结论和政策需求：

### （1）碳中和转型需要土地部门增效转型，生物质能开发需防范粮食安全风险

碳中和转型的实现需要AFOLU部门的转型和努力，建立高效的农食系统对于避免转型的负面影响至关重要。碳中和带来大量的生物质能需求，2050年以前，农林剩余基本可以满足固体生物质需求，2060年，固体生物质需求量达到5.5亿吨标煤，约2%（18万km<sup>2</sup>）的国土需要用于能源作物种植，能源作物提供

近30% 固体生物质。未来人均耕地面积保持相对稳定，粮食安全的基本盘可以得到保证，但是如果没有针对性措施，碳中和目标下的低碳转型可能使得粮食供应结构性短缺、粮食价格出现较大波动。在确保公众每日能量摄入水平不降低的情况下，通过采取可持续发展措施（减半食物浪费，将动物性食物能量摄入占比由当前的23% 降低至15%），可抑制饲料生产对于粮食生产的挤出效应并减少牲畜温室气体排放，总体降低粮食和饲料需求量，能够有效平抑农产品价格上涨。

### （2）碳中和转型可大幅缓解水压力，但短期应对水供需矛盾仍需针对性努力

中国水资源时空分布不均，用水效率较发达国家差距明显，地下水超采问题突出。水系统可持续发展措施（如用水配额和需求部门节水措施）对于近期缓解水资源紧缺和地下水超采问题仍不可或缺。到2060年，中国总供（用）水量较2020年下降28%，包含可持续发展措施的SDG情景下降38%。随着碳达峰碳中和进程推进，地下水超采问题可以在10年内解决，SDG情景能够提前5年实现地下水供需平衡。农业是中国最大的取水部门，占总取水量的约60%，目前漫灌和渠灌等低效灌溉方式占比仍较高，2060年低效灌溉比例下降至27%，农业灌溉取水量较2019年下降35%。尽管2050年后需要种植大量的能源作物，但在节水措施作用下，农业取水量仍将小幅下降。SDG情景下由于农产品需求下降，叠加膜下滴灌、微灌等先进灌溉技术引入，农业取水量较2019年下降51%。电力部门是仅次于农业的第二大取水部门，火电快速退役导致冷却取水需求下降，到2050年较2019年取水量下降78%，空冷机组占比由18%提升至24%。但由于BECCS发电技术发展，2050年后火电取水量将小幅反弹。由于电解水制氢和生物质加工生产，2060年上游部门取水量将较REF情景增加35亿m<sup>3</sup>。

### （3）碳中和转型与大气污染治理协同明显，但不足以完全实现空气质量目标

二氧化碳和主要大气污染物同根同源，碳减排对空气质量改善有显著的协同效应。碳减排的协同效应主要集中于电力、工业和交通部门，工业部门绝对减排量最大。目前PM<sub>2.5</sub>的末端治理设施普及率有限，到2050年，碳减排的协同效应本身能够使得26个省区达到国家二级标准，更强有力的PM<sub>2.5</sub>末端治理措施使得所有省区达到二级标准，24个省区达到国家一级标准。京津冀、长三角、成渝和西北地区是大气污染治理的重点区域，碳减排的协同效应在华北地区最为明显。人为源是东部沿海地区PM<sub>2.5</sub>的主要因素，西北地区受自然源影响较大。由于人口老龄化程度加深，碳减排带来的协同效应并不能逆转归因到大气污染的过早死亡人数增加的趋势。2020—2050年，碳减排带来货币化健康效益折现累计净收益达到2.1万亿美元，更严格的末端治理措施的折现累计净收益可达5.4万亿美元。

## 第5章 中国能源环境经济转型不确定性研究

由于社会经济、资源潜力、技术发展、行为方式、政策选择都具有极大的不确定性，在研究面向碳中和的低碳转型时，需要考虑转型过程中所关键的不确定性因素对转型路径和转型成本的影响。本章应用中国碳中和转型综合评估模型体系，使用蒙特卡洛分析方法生成4000个不确定性算例后导入模型进行计算，通过对技术和政策不确定性的影响进行量化，使用概率框架描述了中国碳中和目标下的能源转型路径、转型成本以及技术选择策略。

本章5.1节描述重点关注的不确定性变量和不确定性情景设计；5.2节阐述温室气体减排路径的不确定性范围；5.3节概述能源供应部门转型受不确定性的影响；5.4节阐述能源需求部门脱碳和需求变动的不确定性；5.5节重点分析可再生能源、核能、氢能和CCS等能源技术的发展不确定性及其关联关系；5.6节对能源转型的成本效益进行分析；5.7节介绍能源转型的不确定性对土地系统和水系统影响；5.8节进行总结。本章节相关研究成果已发表于《Nature Communications》<sup>[154]</sup>。

### 5.1 不确定性分析情景设计

本研究设置了风电成本、风电装机增速、光伏成本、光伏装机增速、核电成本、核电装机增速、BECCS成本、储能成本、氢能成本、需求价格弹性（图5.1(a)）以及2020–2100年化石燃料和工业过程累计二氧化碳排放（2000~2500亿吨CO<sub>2</sub>均匀分布）等11个不确定性变量。这些变量覆盖了资源禀赋、能源供应、能源消费和气候政策等方面，涵盖了可能影响未来能源系统碳中和转型的主要因素。技术新增装机增速和能源需求价格弹性方面，不确定性情景将较中间情景以正态分布上下各浮动30%（图5.1(b)）。技术成本方面，不确定性情景较中间情景以Log-Normal分布进行扰动，其范围分别为中间情景的70~143%（图5.1(c)）。2020–2100年累计排放约束覆盖了满足1.5°C和2°C目标多种碳配额分配原则的中值。对这些不确定性变量进行拉丁超立方采样后，数据传入到模型中，进而对这些不确定性引起的路径扰动进行系统性量化。本章中REF和REF-SDG情景作为参考情景，并设计了CN60、CN60-SDG、CN60E和CN60-SDGE四个碳中和转型情景组，根据参考情景排放路径冻结时间不同，分为尽快行动（CN60E和CN60-SDGE）情景组和正常行动（CN60和CN60-SDG）情景组。尽快行动情景组刻画了2025年后迅速开始强有力减排，以支持更有雄心的目标；而正常行动组则在碳达峰后，继续按照参考情景的路径保持到2030年，随后开始快速脱碳。蒙特卡洛模拟能够生成宽广的

路径分布，部分情景由于缺乏可行性和经济性而被舍弃。在本章中，任意年份出现边际减排成本高于800美元/吨CO<sub>2</sub>（明显高于DACS成本）的情景将被认为经济不可行而事先排除。

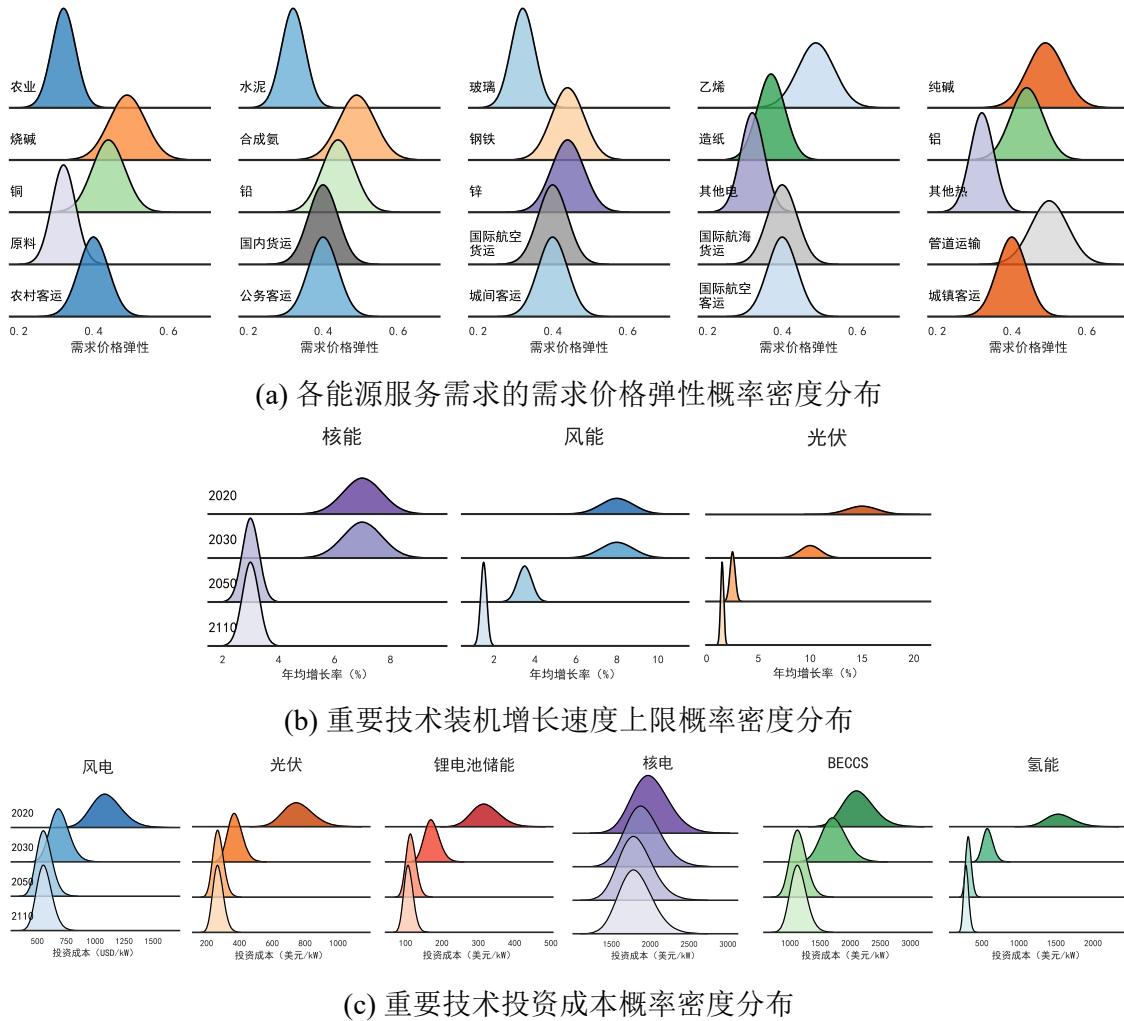


图5.1 本研究中主要参数概率密度分布假设

## 5.2 温室气体减排

更快开始减少排放的CN60E情景组，有着更加宽广的累计碳排放范围，为后续进一步增强气候雄心提供了支持。如果气候行动迟缓，那么即使2030–2060年间排放量快速下降，所有可行的情景累计排放均在220 GtCO<sub>2</sub>以上，表明CN60情景组下，本世纪下半叶如果没有远超当前技术发展预测的负排放技术突破和部署，将较难达到实现1.5 °C所需的累计排放量要求（图5.2）。

图5.3展示了在不确定性参数扰动下的净CO<sub>2</sub>、化石燃料和工业过程CO<sub>2</sub>及温室气体减排路径。总体而言，所有减排情景在2030–2060年间都呈现出排放快速下降的趋势，较中间情景减排力度更小的情景，2060年后的负排放量有所减少，但

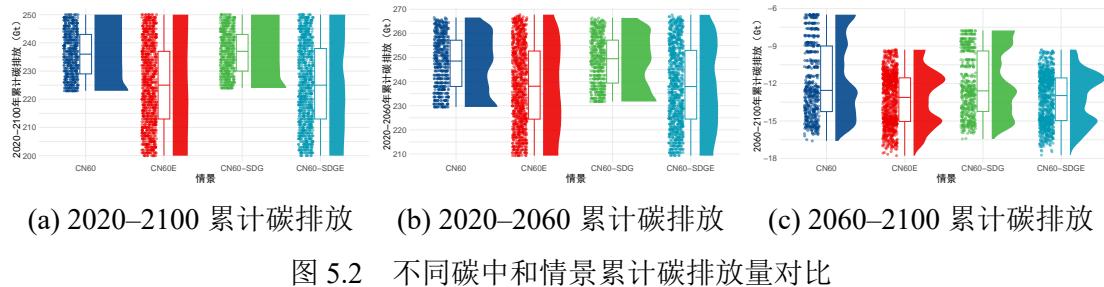


图 5.2 不同碳中和情景累计碳排放量对比

前期减排速度变化不大。对于尽快行动情景组，化石燃料和工业过程 CO<sub>2</sub> 排放在“十五五”期间达峰后，估计“十五五”期间绝对减排量为 17%（8~27%）。碳中和对于所有情景而言均为较大的减排挑战，因此排放不确定性空间随着接近 2060 年而逐渐减少，而 2060 年后负排放范围又逐渐拉大。可以观察到，中国面对较强累计碳排放时，在选择强化近期减排行动和长期依赖负排放之间存在权衡。

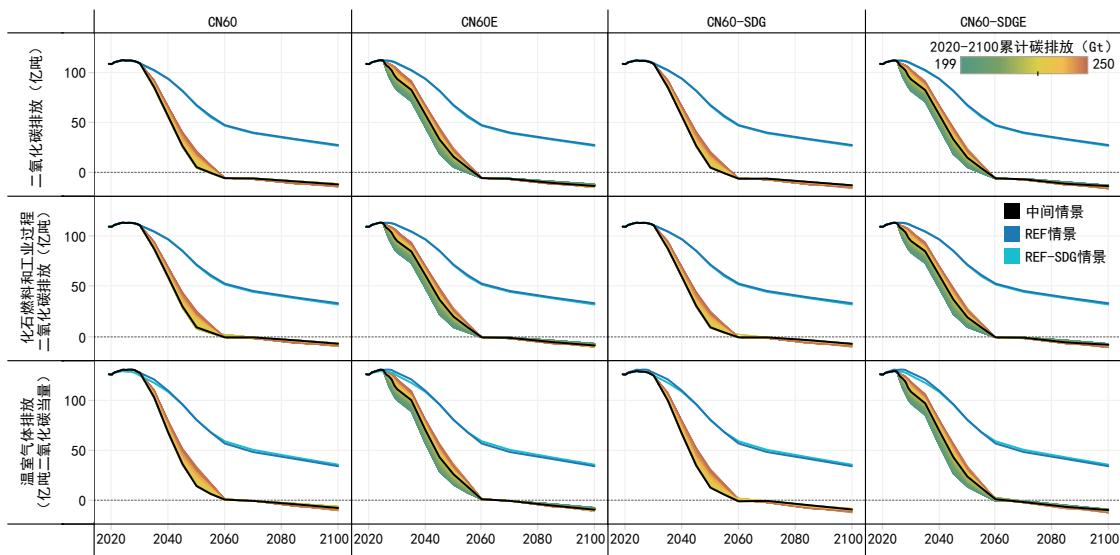


图 5.3 中国温室气体排放路径不确定性范围

如图 5.4 所示，分部门来看，电力部门是目前最大的 CO<sub>2</sub> 排放源，是中国低碳转型的重点，也是未来负排放的重要来源。中国电力系统中的大量煤电机组仍较年轻，在 CN60 情景组下，累计碳排放较多时，大部分机组能够达到技术寿命自然退役。一旦累计碳排放约束收紧，则存在较多提前退役的机组，2010 年后建成机组的提前 10 年退役带动了 2040–2050 年期间排放快速下降。2040 年，电力部门排放仍有超 33 亿吨 CO<sub>2</sub>，到 2050 年，电力部门实现净零排放（-3~4 亿吨 CO<sub>2</sub>）。而对于 CN60E 情景组，更加充足的转型时间使得电力转型更加充分，通过更早开展电力机组改造和停止新建煤电机组等措施，从而减少了电力部门的排放，并为电力部门进一步减排提供可能，2040 年电力部门排放可下探至 23 亿吨 CO<sub>2</sub>。所有情景都显示出电力部门需要先于全系统实现碳中和，具体而言，2050 年 CN60 情景

组下，半数以上情景均需进入负排放，而CN60E情景组则在2045年即有五分之一的情景出现负排放。到2100年，电力部门负排放量受到生物质资源量限制而有一定上限，负排放量分布在9~14亿吨CO<sub>2</sub>区间。

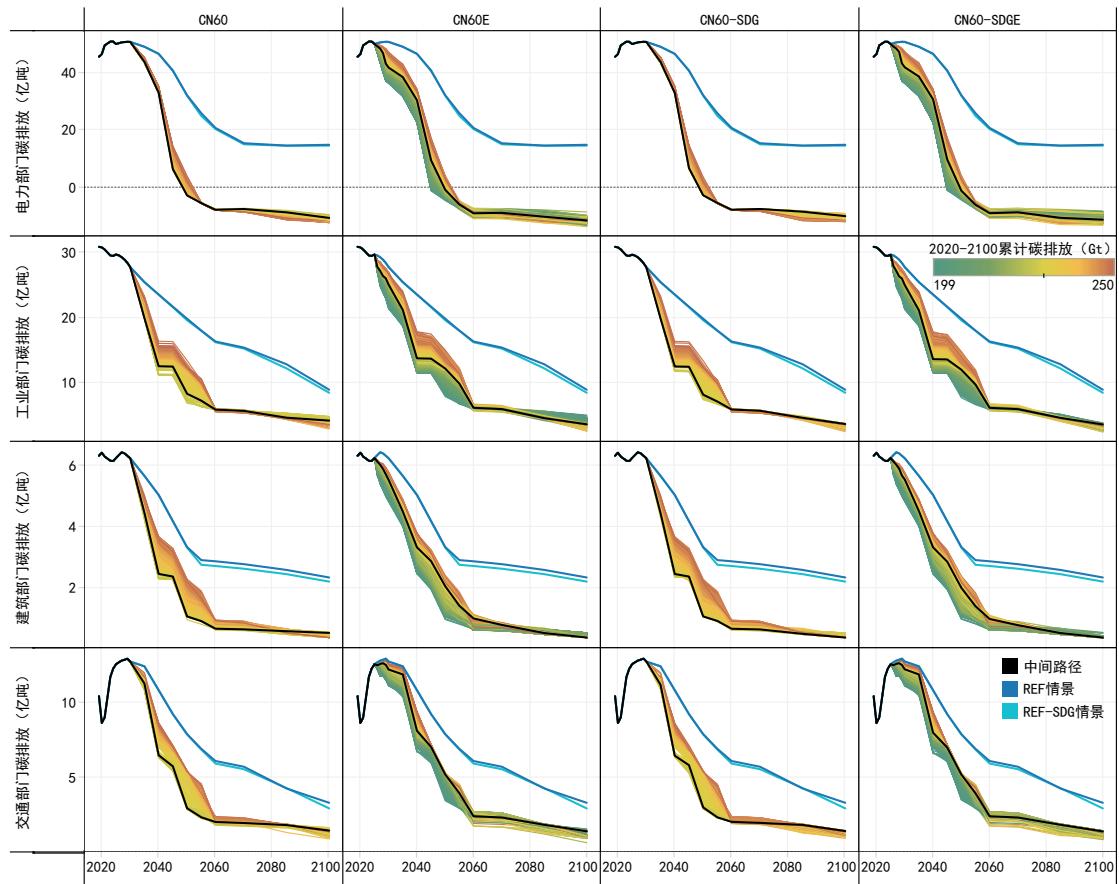


图5.4 中国分部门CO<sub>2</sub>排放路径不确定性范围

对于能源需求部门脱碳，工业和建筑部门排放已达峰，排放量波动下降。工业部门排放路径不确定性范围较建筑部门更大。交通部门的转型受到减排压力影响明显，但减排节奏相对明朗。工业部门目前的转型以效率提升和产业升级驱动，如电能、氢能、生物质能等低碳燃料在工业部门的推广仍需进一步探索和推广。伴随着减排压力的增加，工业部门能够通过部署以上低碳能源实现减排，尤其是在2040—2060年期间形成了较为广阔减排空间（2050年排放范围为7~13亿tCO<sub>2</sub>）。2060年后，由于碳中和的实现要求低碳技术的充分部署，因此不同情景间的差距快速减小。建筑部门的减排既受到建筑围护结构的影响，也受到能源技术发展的推动，还与公众生活方式的密切相关。能源技术的革新是建筑减排的主力，在2050年前各情景下均有极大的减排潜力，到2050年，建筑部门排放1.0~2.3亿tCO<sub>2</sub>。超低能耗和近零能耗建筑在2080年前都普及较少，在累计碳排放较少的情景下，有进一步建筑改造减排的潜力。交通部门由于电动汽车的快速发展抵消了交通周转

量上升的部分影响，目前排放增速已经日益放缓。但是在不采取更有力措施的情况下，交通部门将在2030年前后达峰，到2060年仍有约2亿吨CO<sub>2</sub>排放。交通部门排放主要来自于航空和航海领域，该领域目前缺乏低成本的减排方案，脱碳主要依靠生物燃料、电能和氨基燃料，但以上燃料因成本较高和技术成熟度不足仍需进一步研发和商业化推广。CN60E情景组在面对更强的碳约束时，更早开始推动交通部门转型，从而使近期交通部门排放增长放缓。

### 5.3 能源供应转型

减排的背后是能源系统，特别是能源供应领域的深刻变革。如图5.5所示，所有情景一致反映出中国能源系统转型的核心是逐渐减少化石燃料消费，大幅增加可再生能源的使用。以CN60E情景组为例，绝大多数情景一次能源供应（电热当量）在2030年附近达到峰值51亿吨标煤，随后迅速下降，到2060年，下降至约40~43亿吨标煤。可再生能源在一次能源供应中的份额从2020年的10%上升到2035年的近25%（20~28%），在2060年进一步上升到近64%（60~66%）。

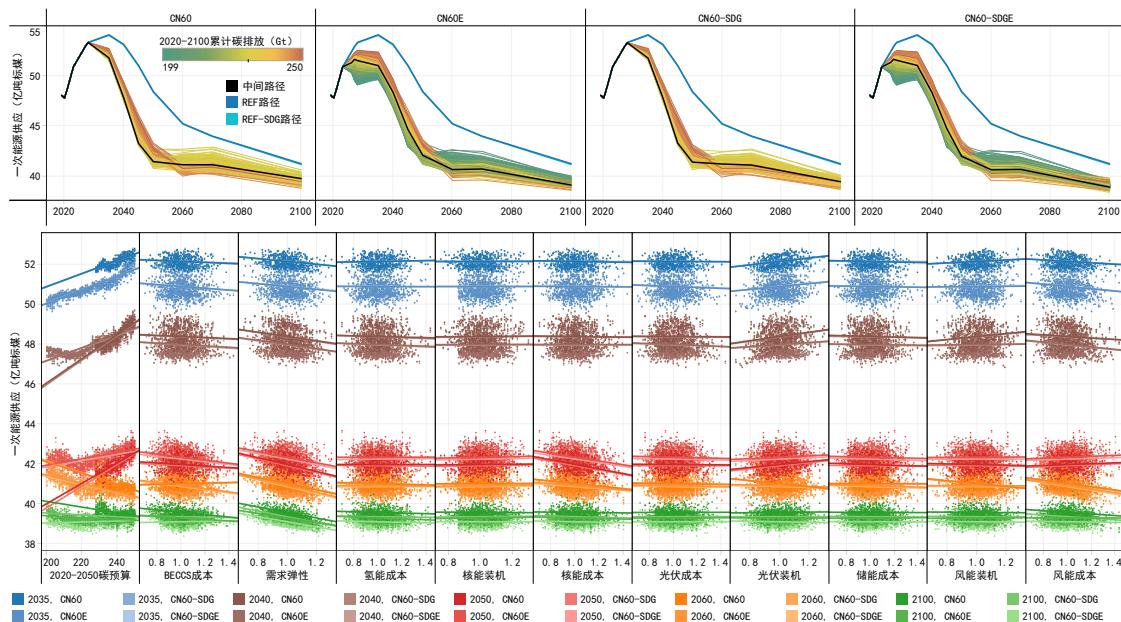


图5.5 中国一次能源供应（电热当量）不确定性范围及其影响因素

伴随可再生能源迅速发展的是煤炭在一次能源供应中占比逐渐下滑。如图5.6，对于正常行动情景组，煤炭在一次能源供应中的份额需要从2030年的54%急剧下降到2060年的11%。发电量与装机量的差异反映出未配备CCS的煤电容量系数快速下降，衬托出煤电转型的紧迫性。2020~2023年，煤电装机经历快速上升。在2021年甚至出现煤电增速超过风能和太阳能发电增速，中国能源系统脱碳未来将

面临更大压力。截至2023年上半年，中国有392GW（其中243GW已经开工建设）的煤电获批，这些新燃煤电厂的加入，可能存在更大的搁置风险<sup>[284]</sup>。根据以往的研究，现有燃煤发电机组的碳锁定和资产减值问题可以通过灵活性改造、碳捕集改造和生物质混燃改造等方式缓解。在现有的火力发电厂基础上进行混燃改造和CCS改造，使其转变为BECCS机组，能够产生有价值的负排放。由于传统生物质直接燃烧的减少以及现代生物质能的发展，生物质能的使用出现先降后升的特点，在2060年在一次能源中的占比将达到12~13%，到2100年扩张到约14%。

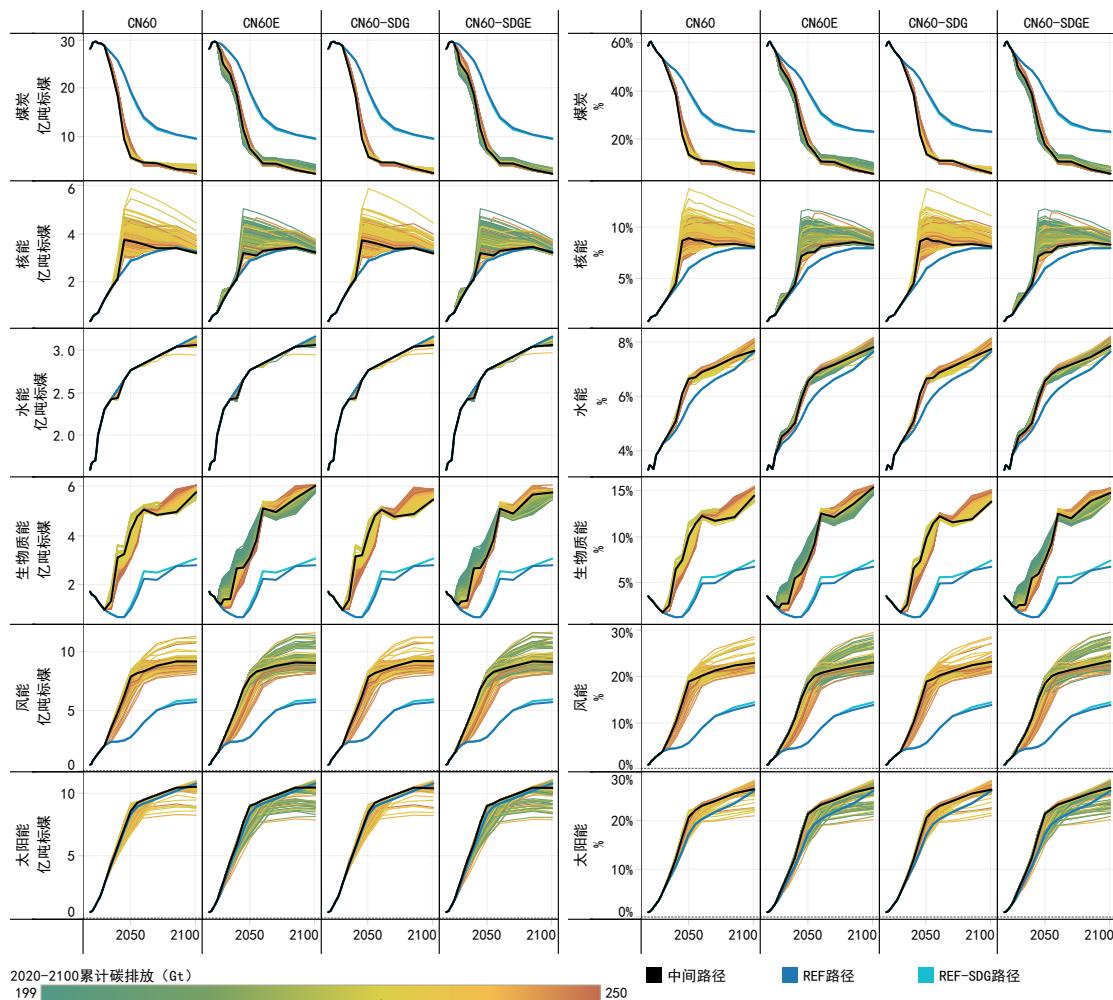


图5.6 中国主要燃料一次能源供应（电热当量）不确定性范围及其占比

核能和水能目前在一次能源供应中占比均较低，但未来其独特作用将充分彰显。核能作为高可靠性电源为电力系统提供惯性，在2020年仅贡献1%的能量，但在2050年后将至少贡献8%，少数情景通过内陆核电机组建设，使得2060年核能占比有较大不确定性（8~13%）。当前三分之二易于开发的水电已经开发完毕，但是由于水电具有出色的调节性能和天然储能特性，因此后续一次能源供应中水电的比例仍会有至少一倍的增长（由2020年的3.5%上升至2060年的6.7~7.1%）。

## 5.4 能源需求转型

终端能源消费在2030年左右达峰后快速下降，2060年终端能源消费约为34~36亿吨标煤，电力和氢能推广是能源需求部门能效提高和碳减排的关键（如图5.7）。电能替代是所有需求部门脱碳的主要途径。在CN60E情景组下，2060年电气化率范围为54~58%，其中最大的贡献来自交通部门，电气化率从2020年的5%上升到2060年的46%，私人汽车电动化率达到90%。建筑部门电气化率稳步提高，由2020年的33%倍增至2060年的75%左右，其中主要来自电供暖（2060年电能占供暖量的62%）和电炊具（2060年电能占总需求量的83%）的贡献。工业电气化程度是影响全国减排路径的重要因素，2060年电气化率范围约为51~53%。

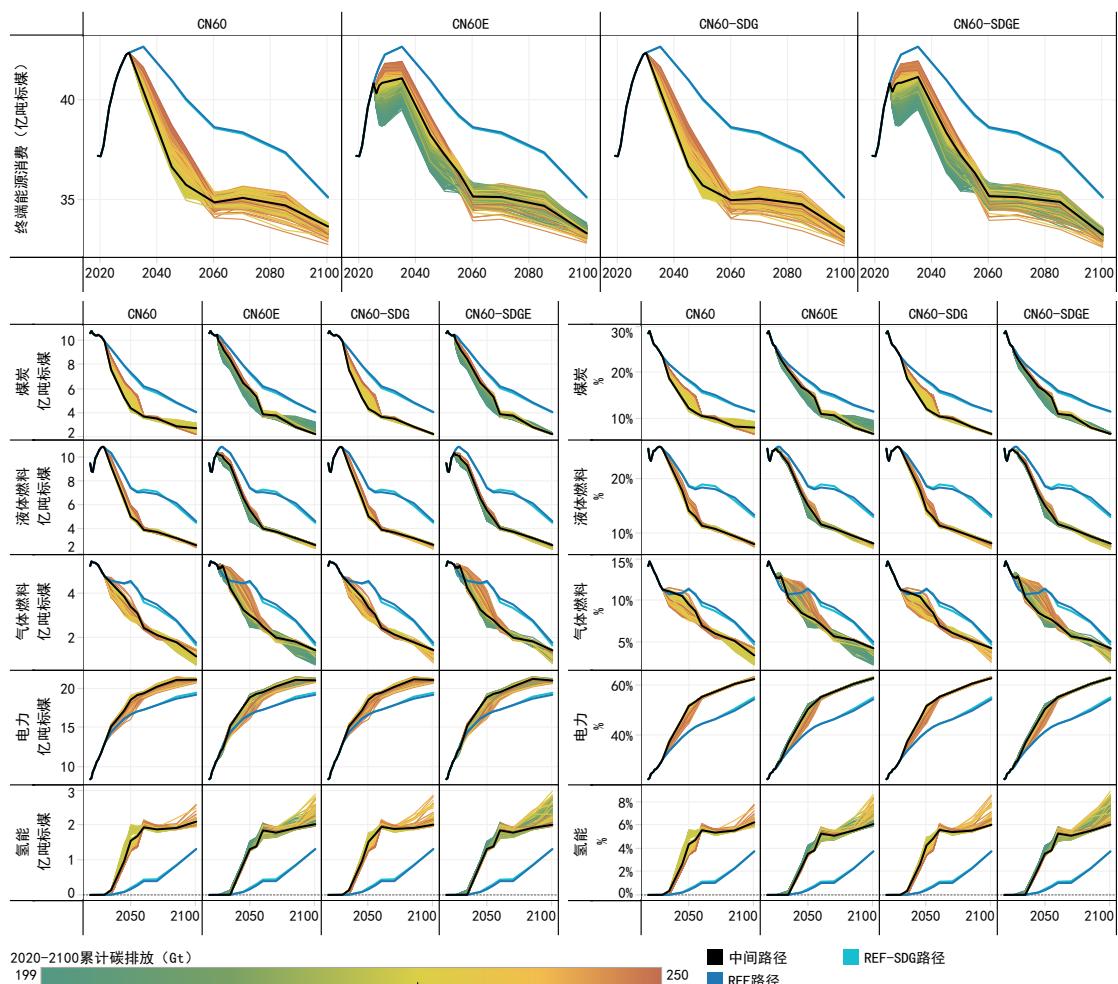


图 5.7 中国分燃料终端能源消费不确定性范围

虽然能源供应部门的能源转型更为紧迫，但需求部门转型不能被忽视。生产模式和消费模式转变、技术效率提高和燃料替代是需求部门脱碳的三大支柱。得益于前两个因素，到2030年，绝大多数情景终端能源消费都将达到峰值。生产

模式变化影响工业能源服务需求，消费行为影响建筑和交通部门的能源服务需求（图5.8）。到2060年，由于产业升级，CN60情景组与REF情景相比，高耗能工业产品产量迅速下降，水泥下降7.5%，钢铁下降12%，合成氨下降15%，铝冶炼下降15%。较REF情景，碳中和情景国内货运周转量到2060年最大下降达8%，而减排较为困难的航空和航海，周转量下降可达15%。总体而言，减排进程越接近碳中和，需求变化的不确定性就越大。结果一方面源于严格的气候政策增加了高排放部门的用能成本，从而由于价格上涨而减少需求，此外，随着社会的发展，有更多的替代技术来满足能源服务需求，从而提高了需求价格弹性。但是应当认识到，价格变化引起的转变远不及社会变化引起的转变，尽管更具弹性的需求能够降低能耗和碳排放，但却导致福利损失的增加，造成巨大的社会成本。

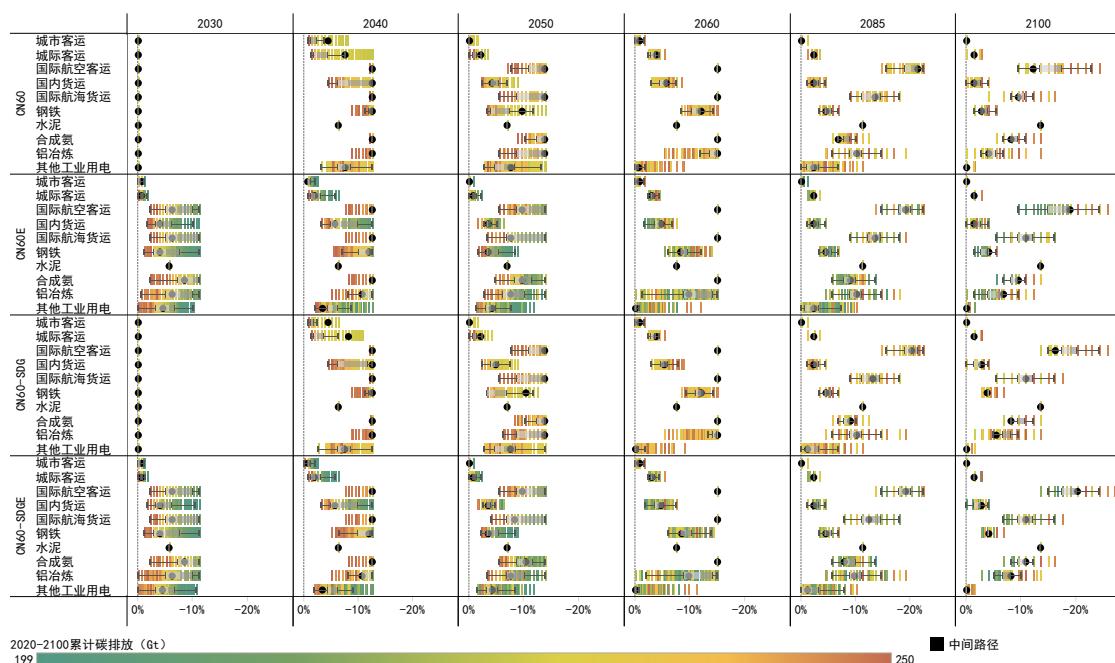


图 5.8 中国能源服务需求变化不确定性范围

## 5.5 关键能源技术

### 5.5.1 可再生能源技术

光伏和风电在能源转型中发挥着独特作用。图5.9展示了光伏和风电自身和外部不确定性对其发展的影响。到2030年，光伏和风电的装机容量在REF情景下将超2300GW，在CN60E下达到约2.5~3TW，这表明更新NDC中对于风电、光伏装机发展的规划相对保守，仍有较大增强的空间。到2060年，光伏发电（5.6~6.8TW）和风电（2.6~3.5TW）的爆炸性增长使得电力系统超90%的装机容量和电量均来自可再生能源。太阳能和风能装机受到国家累计碳排放、投资成本、资

源潜力和技术部署速率的影响。其中光伏受技术部署速率限制较大，而风电受投资成本影响较大。由于光伏和风力发电在所有减排情景中都有很高的需求，尽管成本迅速下降，但它们仍然是能源供应部门最大的投资标的。

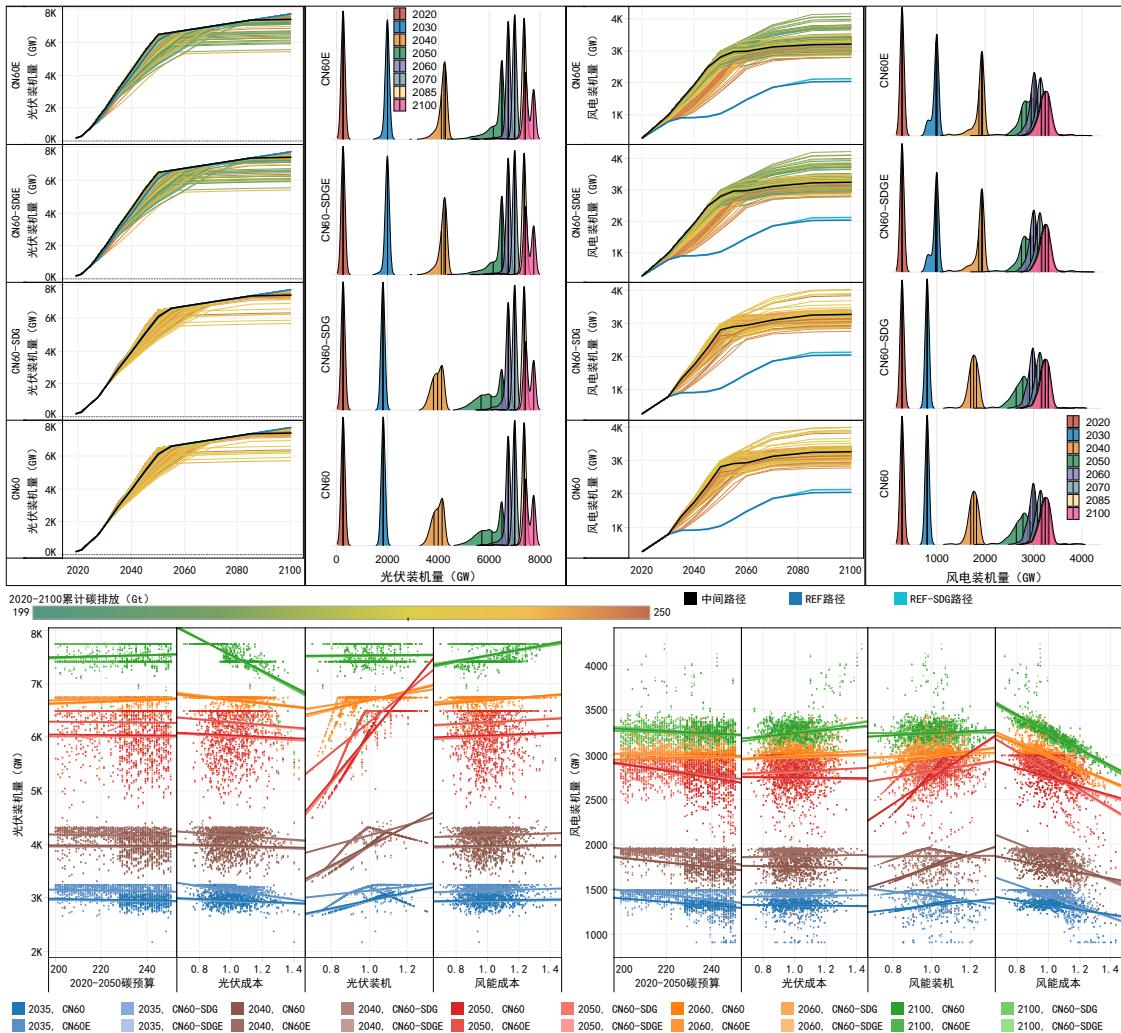


图 5.9 中国光伏和风电技术发展不确定性范围及其影响因素

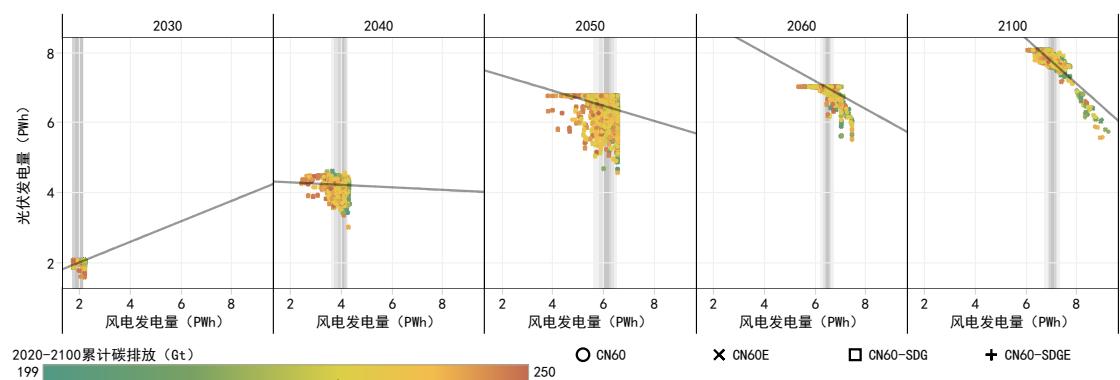


图 5.10 中国风电与光伏的耦合关系

从图5.10可以观察到风电所扮演角色在未来会出现转变。在2035年之前，风电和“光储一体”发电存在互补关系，共同取代化石燃料；而2035年后，风力发电与“光储一体”发电开始竞争夜间负荷的供应，从而形成了相互替代的关系。随着时间推移，光伏与风电的替代关系逐渐显著，并延续至本世纪末。

时变可再生能源的并网对储能提出巨大需求（图5.11）。不同类型的储能具有相对优势的领域，机械储能为电力系统提供功率支持，通常能够提供较为稳定能量输出，多用于平抑波动和提供惯性；而电池储能则具有快速储放，在削峰填谷等负荷转移领域发挥作用。2020–2060年，储能使用量迅速增加，2060年电池储电量约占总发电量的约15%，电池储能装机达到1104~1275 GWh。在2020–2060年期间储能技术需要3~6.2万亿元的投资。可以看出电池储能装机量主要与风电光伏装机规模相关，与其他因素关系不大。而机械储能装机量与自身成本、风电和光伏装机、风电和光伏成本、累计碳排放量均有较大的关联。

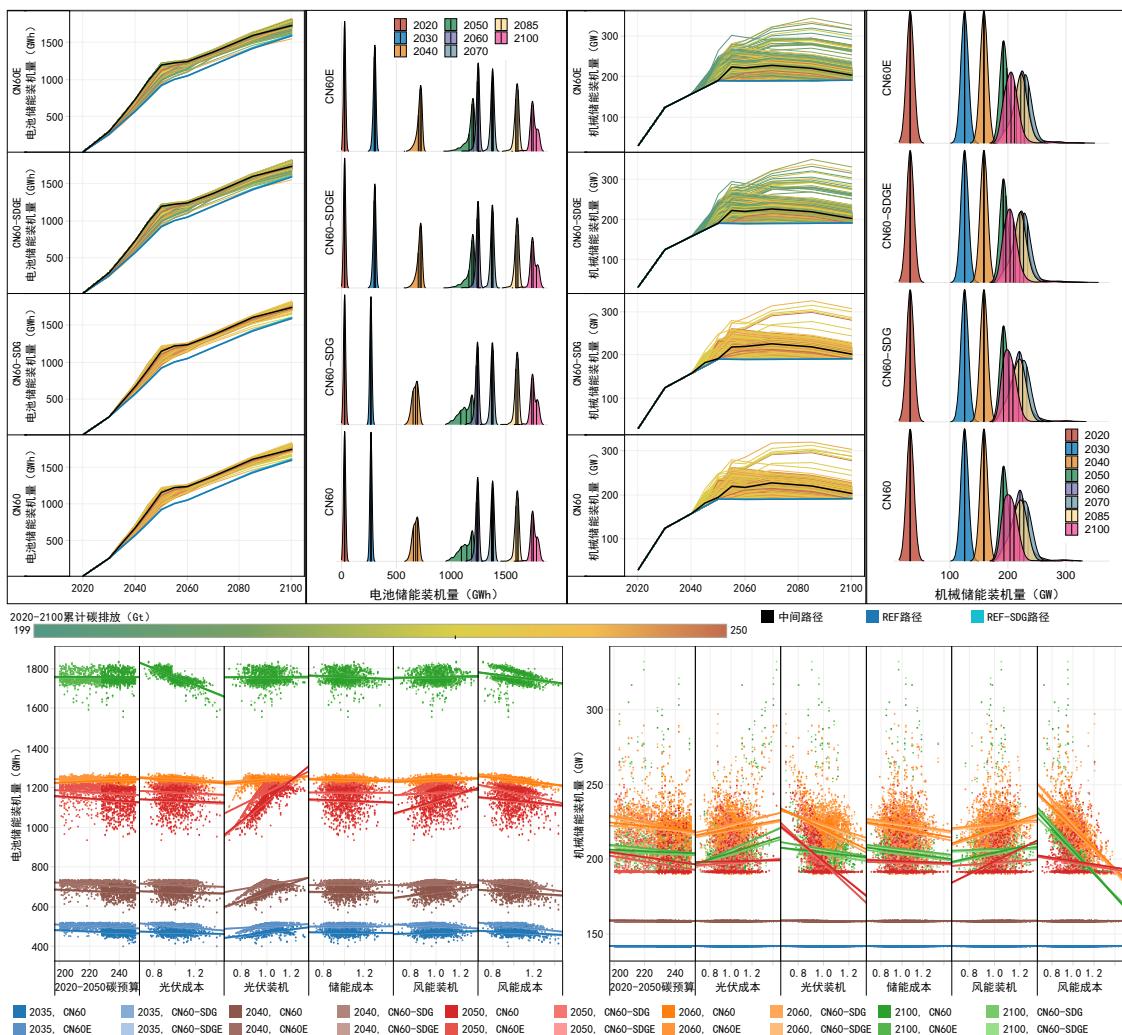


图 5.11 中国储能技术发展不确定性范围及其影响因素

储能装机规模主要与光伏和风电装机规模以及光伏和风电投资成本相关。光伏装机始终与电池储能装机呈现正相关，与机械储能装机呈现负相关（图5.12）。这说明光伏的可预测性较风电更强，因此平抑波动需求较少，但由于出力时间集中于日间，因此需要储能实现能量时间转移。风电装机在2050年前与各类储能装机均呈现正相关，这说明到2050年前，风电对于系统灵活性贡献较小，需要更多灵活性资源进行补充；2060年后，风电装机则主要与机械储能装机呈现正相关，与电池储能装机关系不再显著。

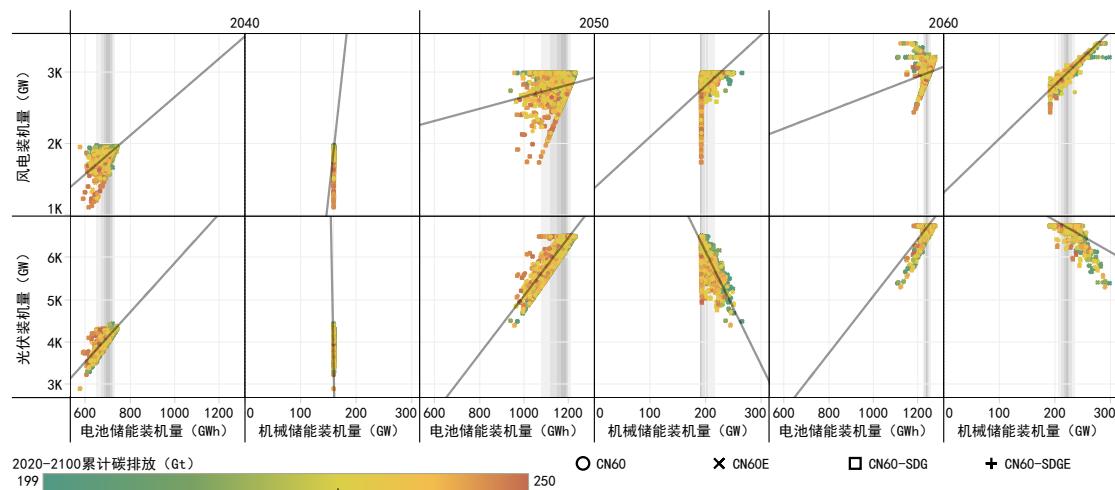


图 5.12 中国风电、光伏与储能的耦合关系

### 5.5.2 核电技术

核电具有高容量因数和出色的供电可靠性，在未来作为电力系统的惯性来源将得到新的发展机遇。根据文献评估，中国目前有31个沿海地点和46个内陆地点可用于核电建设；保守估计，可以建造大约240 GW 和280 GW 的沿海和内陆核电。但多数情景核电仍集中于沿海地区，仅有少数情景核电装机出现明显跃升，即有少部分内陆核电建设。可以看出，较高的投资成本和建设周期是制约核电发展的主要因素，风电和光伏的部署水平，也会对核电的发展带来不确定性。如若可再生能源发展受限时，核电将有更大规模发展。到2040年，所有减排情景都要求沿海核电装机容量达到144~163 GW，比2020年高出3.5倍。到2060年，装机容量将超过208 GW。结果还表明，如果制定了严格的累积碳排放目标，可再生能源发展受到阻碍或者核电成本迅速下降，内陆核电有可能适度建设（小于90 GW）。党的二十大报告指出，需要积极安全有序发展核电。在《“十四五”现代能源体系规划》中，对于核电的定位仍是集中于沿海地区，因而，内陆核电的未来发展仍需要政策方面的进一步明确和支持。

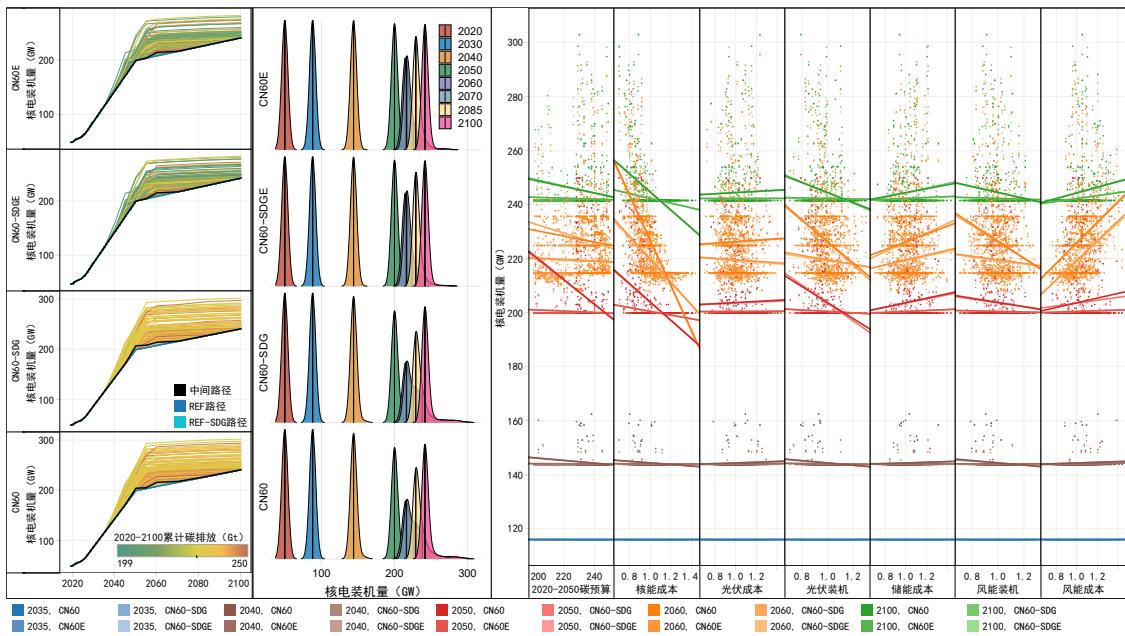


图 5.13 中国核能技术发展不确定性范围及其影响因素

### 5.5.3 氢能技术

氢能是中国在短时间内实现碳中和不可或缺的燃料选择，但不同的研究尚未就需求部门的氢能需求得出相对一致的结论。氢气高昂的生产成本以及储运环节大量基础设施投资需求可能限制氢能的发展。图5.14反映出氢能生产的不确定性。氢能的增长主要集中于2060年以前，气候目标是影响氢能扩张的最重要因素。具体而言，氢能的使用与累计碳排放约束以及当年的CO<sub>2</sub>排放呈显著的指数关系，氢能成本的降低可以在一定程度上增加对氢能的需求。到2060年，氢气消耗量（不包括工业中间产物）的范围为4000~5300万吨H<sub>2</sub>。展开气候行动时间越晚、累计碳排放约束越严格，氢能的生产量就越高。BECCS成本是另一个影响制氢量的重要因素。负排放技术成本较高时，负排放规模变小，为实现碳中和，更多领域需要使用氢能以减少剩余排放，因而氢能的使用量将明显增大。

具体而言，氢能主要用于对难以电气化的工业、交通、上游部门的环节脱碳，大部分氢能用于交通部门，其余用于工业、电力和建筑部门。氢能在2030年以前在交通部门使用均较少，但到2060年逐渐上升到交通部门终端能源消费的27~34%，成为仅次于电力的第二大能源品种。氢能重卡、氢能炼铁、外界氢能制氨等技术在相应领域渗透率较高。对于CN60E情景，氢能飞机可能会在2035年后开始应用，但由于成本和技术成熟度的制约，氢能飞机份额在2050年也不会超过30%。对于氢气的来源，模型产生了非常一致的结果。未来，网电制氢、风电和光伏离网制氢以及BECCS制氢是中国最主要的氢气来源。

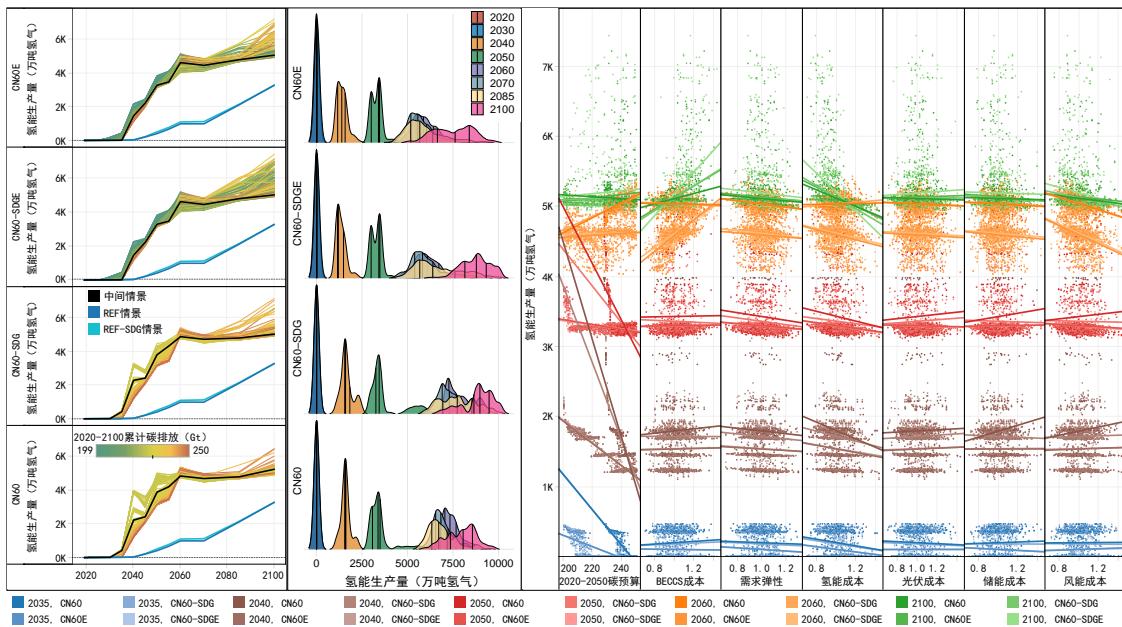


图 5.14 中国氢能技术发展不确定性范围及其影响因素

### 5.5.4 CCS 技术

CCS 技术是解决难减排部门排放的兜底手段，也是缓解资产搁置的重要选择。整合了 CCS 的 BECCS 技术和 DACS 技术能够贡献负排放，为其他部门的脱碳转型争取空间。整体来说，CCS 技术对于碳中和实现不可或缺，但未来近期和长期的发展规模都存在较大的不确定性（如图5.15）。CCS 技术 2030 年后出现需求，2040 年 CCS 的 CO<sub>2</sub> 捕集量在 4~7 亿吨 CO<sub>2</sub>，尽快行动情景组捕集量不确定性范围更大（3~14 亿吨 CO<sub>2</sub>）。到 2060 年和 2100 年，CCS 捕集量分别上升至 16~18 亿吨 CO<sub>2</sub> 和 16~20 亿吨 CO<sub>2</sub>。由于投资和运营成本高，BECCS 的部署很大程度上取决于国家累计碳排放，BECCS 投资成本的变化可以一定程度影响 BECCS 技术发展的前景。对于减排情景而言，BECCS 的应用从 2035 年开始，并在 2040 年后大规模推广。由于部分领域排放通过燃料替代解决，为了实现碳中和，负排放技术是不可或缺的。近中期减排的迟缓将导致未来对负排放技术的更大规模需求，这也反映在 2060 年后累计碳排放较为宽松的情景反而有相对较高的 BECCS 装机容量。

分部门和燃料来看，电力部门 BECCS 技术在实现碳中和过程中必不可少（如图5.16）。累计碳排放和 BECCS 成本是影响 BECCS 发展最主要的因素。除此之外，结果中也能识别到 BECCS 和风能、太阳能、氢能的发展存在替代关系。由于本模型模拟时限至 2100 年，在碳中和后 BECCS 机组能够贡献宝贵的负排放，适宜改造的煤电机组将会优先被改造为 BECCS 机组，同时也需要新建一批燃烧前捕集的 BECCS 机组。CN60 情景组下，到 2060 年电力 BECCS 技术贡献 8~13 亿吨 CO<sub>2</sub> 的负排放。2060 年后 BECCS 增长不确定性增大，2100 年将达到 8~15 亿吨 CO<sub>2</sub>。

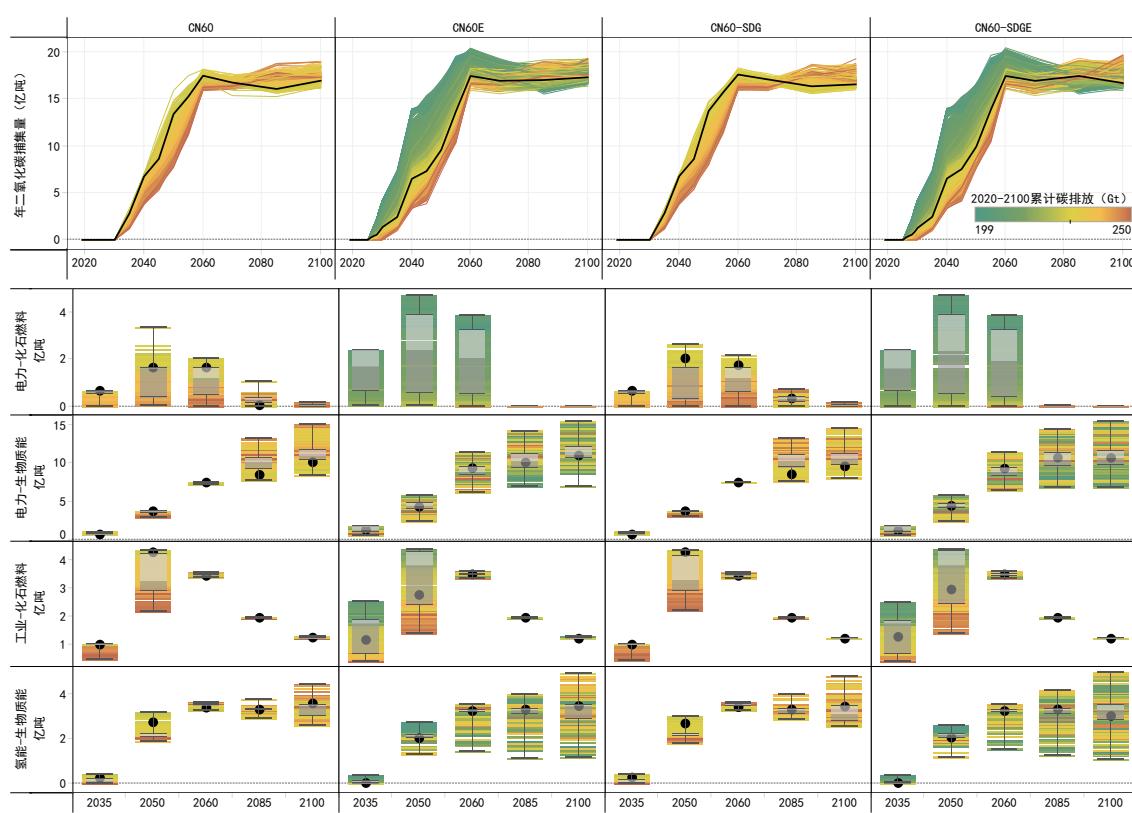


图 5.15 中国各类 CCS 技术发展不确定性范围

CN60E 情景组有更多的脱碳技术选择，电力 BECCS 捕集量分布范围较 CN60 情景组有所扩大。在 2060 年前，在累计碳排放约束较低时，少量煤电机组将会在 2035 年前开始改造为煤 CCS 机组。到 2060 年，煤 CCS 机组捕集不超过 3 亿吨  $\text{CO}_2$ 。

工业部门 CCS 捕集的  $\text{CO}_2$  主要来自于钢铁、水泥和合成氨领域，这些领域的深度脱碳在燃料技术、产业发展、政策等方面仍存在桎梏，氢能和电能难以完全替代化石燃料、资源循环利用机制有待完善。因此，工业部门的 CCS 技术在 2050 年前存在仍有较大的发展空间和不确定性，不确定性主要来自累计碳排放量。在 2055 年前后，约 22~45% 的生铁产能将配置 CCS 技术。2060 年后，氢能炼铁技术的发展减少了 CCS 技术的需求，碳捕集总量及其不确定性范围均有所减少。CN60 情景组下，工业部门 CCS 技术在 2035、2050 年捕集  $\text{CO}_2$  分别为 0.5~1 亿吨  $\text{CO}_2$ 、2.2~4.3 亿吨  $\text{CO}_2$ ，CN60E 情景组下，可以通过更早引入工业 CCS 设施来实现更有力度的减排，2035、2050 年捕集的  $\text{CO}_2$  约为 0.4~2.5 亿吨  $\text{CO}_2$  和 1.4~4.4 亿吨  $\text{CO}_2$ 。

BECCS 制氢也是未来重要的负碳排放来源。可以看出，氢能 BECCS 负排放量呈现出逐渐上升的趋势，但是不确定性逐渐增强。CN60 情景组下在 2060 年可能产生 3.5 亿吨  $\text{CO}_2$  左右负排放，而 CN60E 情景组由于有更充裕的时间进行能源转型，因而其 2060 年可供选择的脱碳技术也更多，氢能 BECCS 的  $\text{CO}_2$  捕集量范围为 1.4~3.5 亿吨  $\text{CO}_2$ 。值得注意的是，由于 CCS 技术需要管道和基础设施的广泛

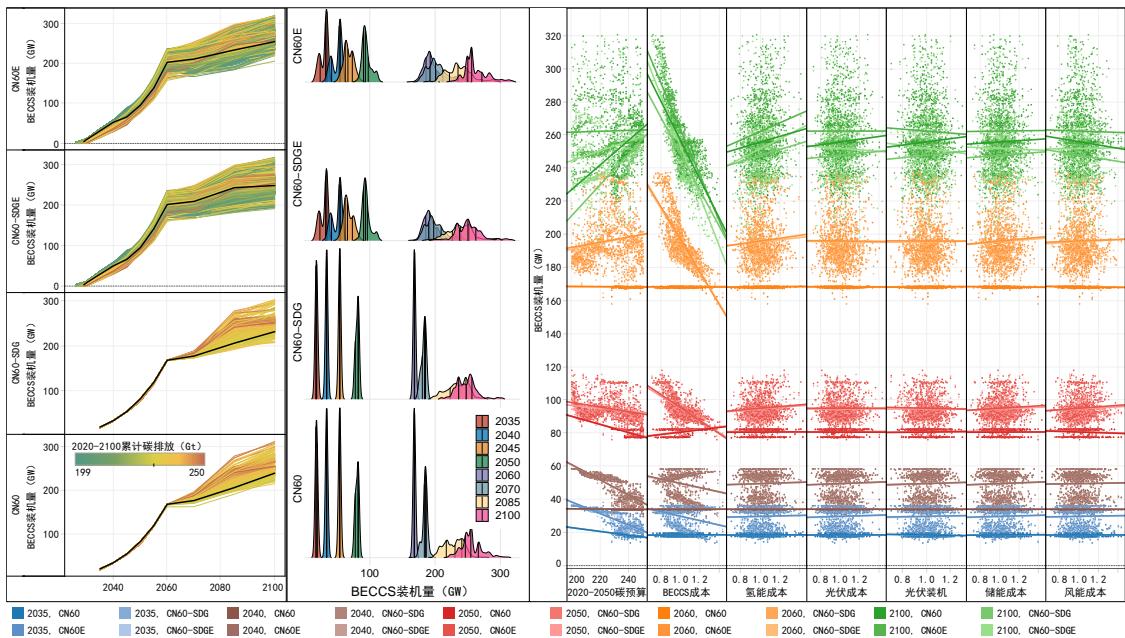


图 5.16 中国 BECCS 发电技术发展不确定性范围及其影响因素

建设，鉴于能源供应和工业领域对 CCS 技术都有高度的需求，共享管道网络的提前规划和适当建设对于 CCS 技术的普及至关重要<sup>[285-286]</sup>。

通过对大量算例的分析，可以获得了以下鲁棒的发现。首先，与 REF 情景相比，可再生能源需要在碳中和情景中得到更快增长。其次，2035 年后，未配备 CCS 的燃煤发电将迅速减少，BECCS 将在 2035 年后逐渐普及。第三，配备 CCS 的火力发电和储能技术在未来可以提供电力系统的稳定性和可靠性，并将受到越来越多的发展关注。第四，除了核电主要由于选址限制而潜力受限外，所有碳中和关键能源技术发展都受到气候行动承诺不确定性的巨大影响。

## 5.6 转型经济分析

如图 5.17 所示，边际减排成本具有很大的不确定性，尤其是碳中和前不确定性范围较大。累计碳排放较严格的情景在技术发展受限的情况下，通过降低能源服务需求（产生福利损失）的方式实现减排，从而造成较高的边际减排成本。排除边际减排成本超过 800 美元/吨 CO<sub>2</sub> 的情景，CN60 情景组的边际减排成本范围在 2035 年为 32~527 美元/吨 CO<sub>2</sub>，在 2060 年为 67~651 美元/吨 CO<sub>2</sub>，2100 年为 120~222 美元/吨 CO<sub>2</sub>；CN60E 情景组的边际减排成本在 2060 年前整体较 CN60 情景组低 20% 以上，同时不会出现边际减排成本明显高于正常范围的情景。但 2060 年后 CN60E 情景组边际减排成本可能反而较 CN60 情景组高 10%。可以看出，不同情景的边际减排成本在 2060 年前后存在差异，累计碳排放较少的情景，2060 年前边

际减排成本高于累计碳排放较多的情景，但在2060年后则低于累计碳排放较多的情景。造成这一背离的原因是由于中国2060年后进入负碳社会，相关深度减排技术和负排放技术是不可或缺的，累计碳排放较少的情景前期即快速导入该类高成本技术从而推高前期边际减排成本，后期则可以利用已有设施，减少相关的投入。而累计碳排放宽松的情景，前期负排放技术规模较小，后续为了实现负排放，同样需要导入这些高成本技术，因此出现了累计碳排放较高的情景2060年后比累计碳排放较少的情景边际减排成本更高的情况。从此也可以看出，负排放技术作为决定中国碳中和及其负碳排放时边际减排成本的重要因素，其技术水平和成本对于中国边际减排成本的影响较大。

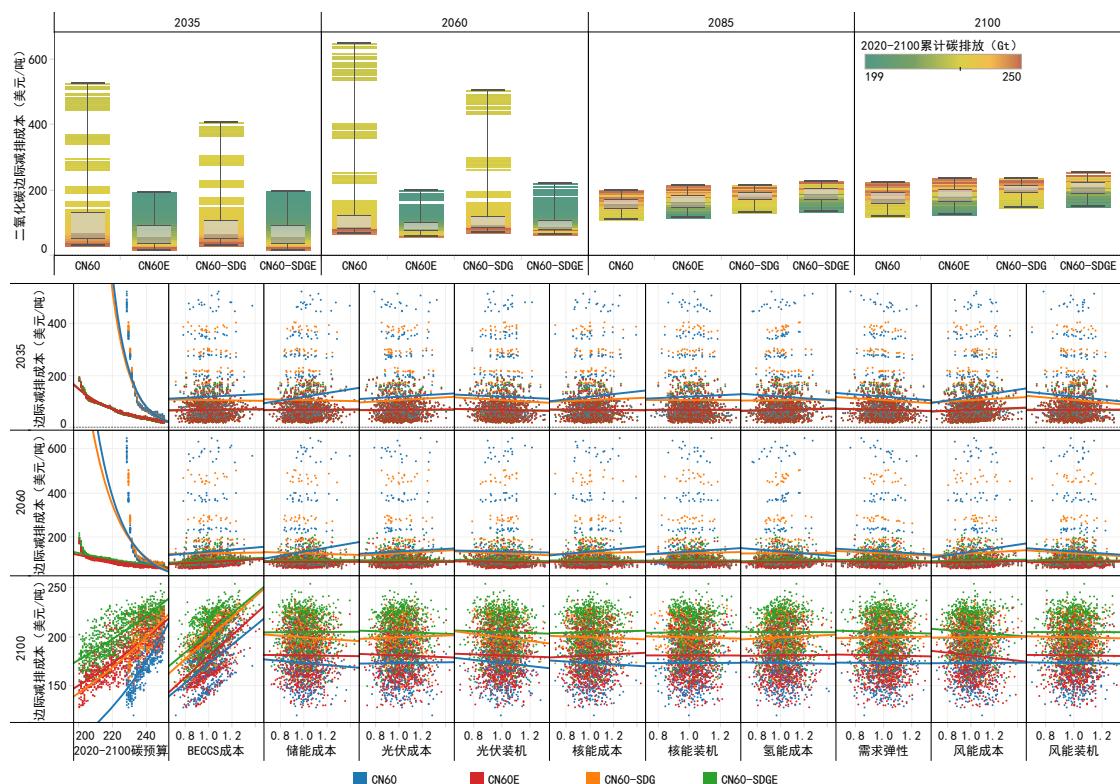
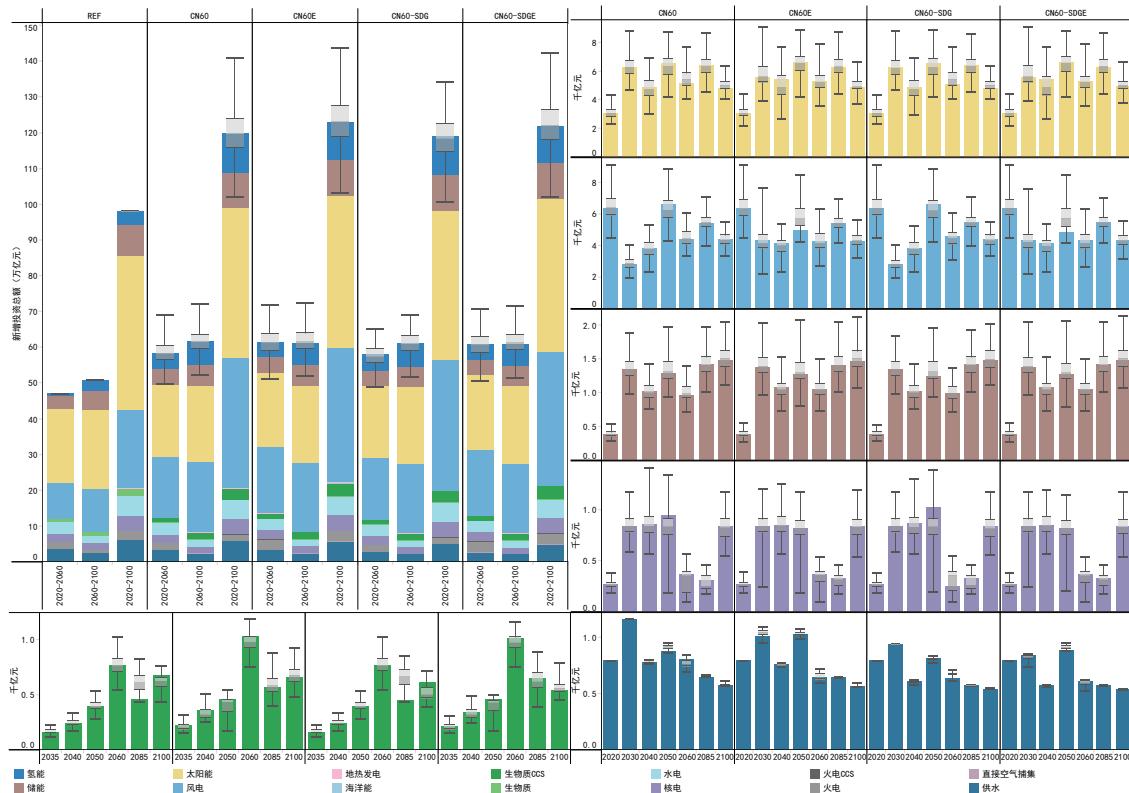


图5.17 中国能源转型边际减排成本不确定性范围

如上所述，2060年前边际减排成本随累计碳排放的降低呈指数级增长，2100年则两者关系不再显著。2060年前光伏、风电和氢能装机潜力和成本是影响边际减排成本的重要技术因素，而2060年后，BECCS为代表的负排放技术的成本成为影响边际减排成本的核心。边际减排成本往往被认为是碳价的理想值，因此政策制定者可以观察不同时期实现相应减排水平所需的碳价水平，更加合理地规划减排目标。尽管储能和氢能投资不如风电和光伏规模庞大，但它们的单位成本降低，可以显著降低2060年以后的边际减排成本，体现了关键零碳技术创新在降低气候治理成本方面的重要性。

能源转型对投资和技术创新提出需求，成为推动经济高质量增长的重要动力，但同时也带来转型负担和福利损失。从图5.18可以看出，能源供应部门在2020—2060年期间需要投入50~69万亿元（较REF增加24%）进行碳中和转型，至2100年，共需投入102~141万亿元（较REF增加22%）。尽快行动情景组需要2060年前扩大投资3%（-1.5~6%），2060年后投资小幅减少，2020-2100投资增加约1.8%。



注：左上方大图表示所列出关键技术新增投资总额，周围小图代表关键技术年均投资额。图中柱状图为中间情景数值，箱线图为对应情景组数据分布范围。

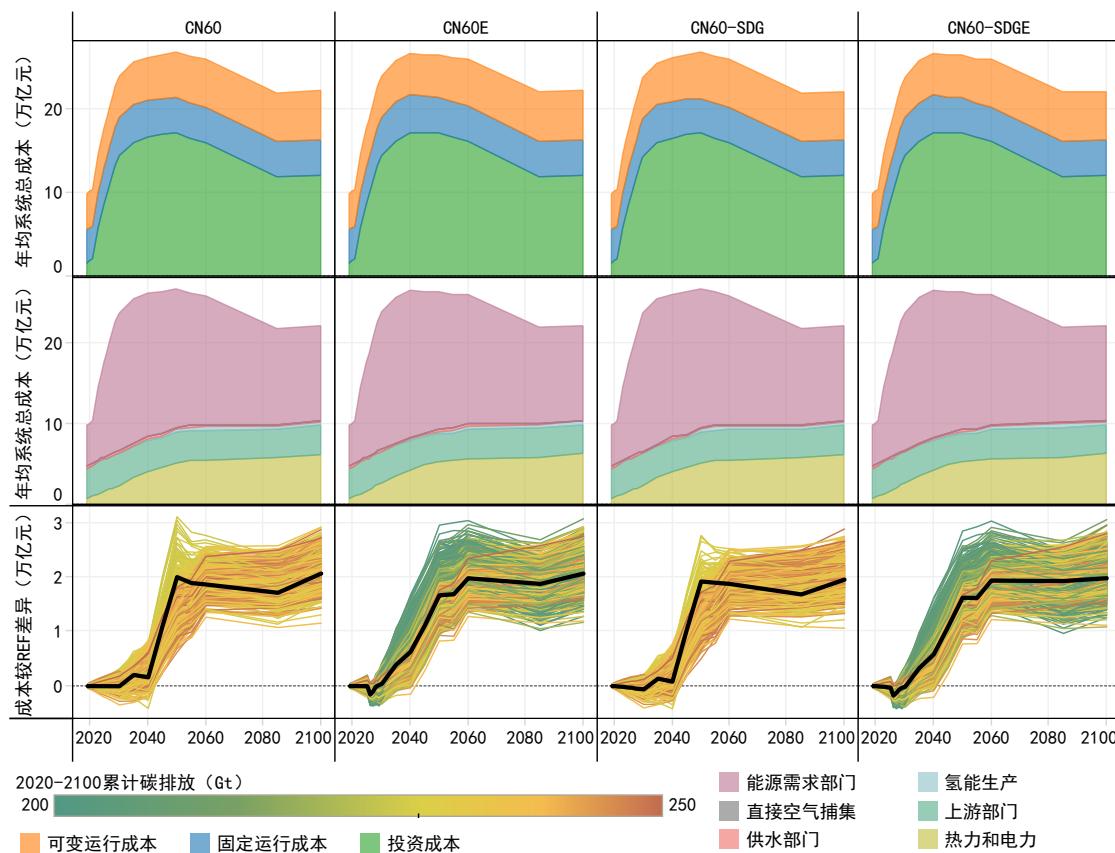
图 5.18 中国能源供应部门投资需求不确定性范围

从细项来看，光伏、风电长期占据超过65%的能源供应投资，其中光伏（年均4000~6900亿元）略大于风电（3400~5700亿元），同时风电的投资周期也更加明显，主要集中在新增负荷较多的2020—2030年和煤电快速退役的2050年前后。与此同时，储能投资逐步上升，年均投资在890~1700亿元区间。对比REF情景，CN60情景组下风电和光伏新增投资最多，这也说明了在火电退役后，风光协同成为新型电力系统的发展趋势。

直接空气捕集和BECCS作为两种负排放技术，其投资额在2035年后将会稳步提升，在2060年所需投资数额最大。2060年，CN60情景组负排放技术的投资额达到年均540~1030亿元，但由于长期的负排放需求，在2060年后，将持续保持600亿元以上的年均投资。

福利损失反映了能源消费者的效用变化。CN60E 情景组下的福利损失值较 CN60 情景组降低0.9~2.8 万亿元。结合投资和福利损失的结果，可以发现，虽然从投资总额来看 CN60E 较 CN60 略有增加，但长期来看可以避免超过新增投资 2 倍的福利损失。尽快行动有助于实现更彻底的能源转型并减轻长期转型负担，从而在经济增长和气候治理之间获得双赢。对于 SDG 情景组，能-粮-水系统的协同转型，取水、BECCS、储能等设施的需求量有所减少，从而导致整体投资总额降低约1%，说明了采取可持续发展措施，能够进一步降低碳中和转型的成本。

如图5.19所示，能源供应部门方面，减排情景下，系统投资、维护和运营成本占当年 GDP 比例逐渐下降，2035 年为3.3~3.8 % (REF 同期3.5 %)，2060 年为2~2.4 % (REF 同期1.7 %)，2100 年为0.9~1.1 % (REF 同期0.8 %)。2060 年前化石燃料供应的可变运营成本大幅降低抵消了大部分可再生能源的投资成本，因而成本差异不大，后续由于长期负排放的需求，因此系统总成本较 REF 有所上升。



注：需求部门包含工业、建筑、交通和农业部门，其中建筑部门不包括围护结构相关成本。

图 5.19 中国能源系统年均化成本不确定性范围

## 5.7 土地系统和水系统协同转型

土地系统为能源系统提供了生物质资源，并且也是温室气体排放的重要来源，碳中和目标下能源系统和土地系统之间产生了密切联系。土地利用类型将随着中国社会经济的发展而逐渐转变（图5.20）。对于非SDG情景组，在2045年前，CN60情景组的路径与REF情景基本类似，随后由于能源作物的种植，土地利用模式出现一定不确定性。到2060年，耕地面积仍保持在120万km<sup>2</sup>左右，而森林面积则达到273~280万km<sup>2</sup>。在整个模拟期，累计碳排放较低的情景其森林面积比累计碳排放较多的情景扩大10万km<sup>2</sup>（3%），这也反映出基于自然的解决方案对于实现碳中和有一定贡献。SDG情景组下，由于农食系统的高效转型和森林管理的增强，森林面积增长速度明显扩大，到2060年，森林面积将达到290~297万km<sup>2</sup>，较非SDG情景组增加17万km<sup>2</sup>。

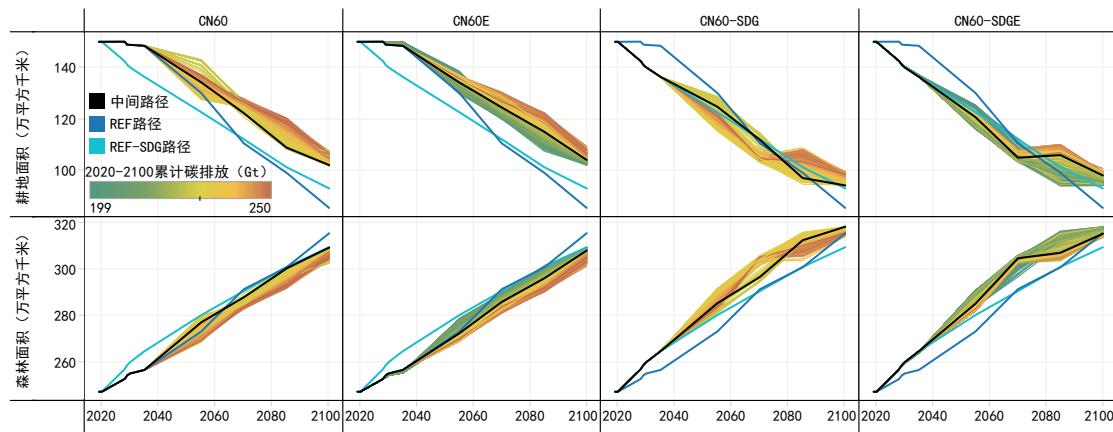


图 5.20 中国耕地和森林面积变化不确定性范围

由图5.21看出，生物质生产量总体呈先降后升的趋势，生物质能生产量最低值在2030年前后出现，约1亿吨标煤，随后到2060年增长到5.4~5.7亿吨标煤，2100年达到至少5.9亿吨标煤。在2050年后农林剩余已不能满足需求，需要专门能源作物种植，大多数情景农业剩余最大供应量约2.7亿吨标煤，林业剩余约1.2亿吨标煤。因此，生物质能需求的不确定性将反映在能源作物规模上，进而影响土地利用类型变化。在2100年，能源作物提供的生物质能将占到总生物质能的三分之一以上。SDG情景组下，由于森林面积增加，林业剩余生物质能供应量小幅增加，因此能够提供更大规模的生物质能。对比CN60情景组，尽快行动情景组CN60E较早开始布局生物质能产业，农林剩余的开发提前到2030年，生物质能消费量在2030年见底，同时更晚和更小规模使用能源作物资源。但碳中和后由于长期大量的生物质能需求用以提供负排放，2060年后各情景组的生物质能消费量基本相同。

由图5.22可以看出，取水量总体上呈现出稳步下降的趋势，到2060年下降

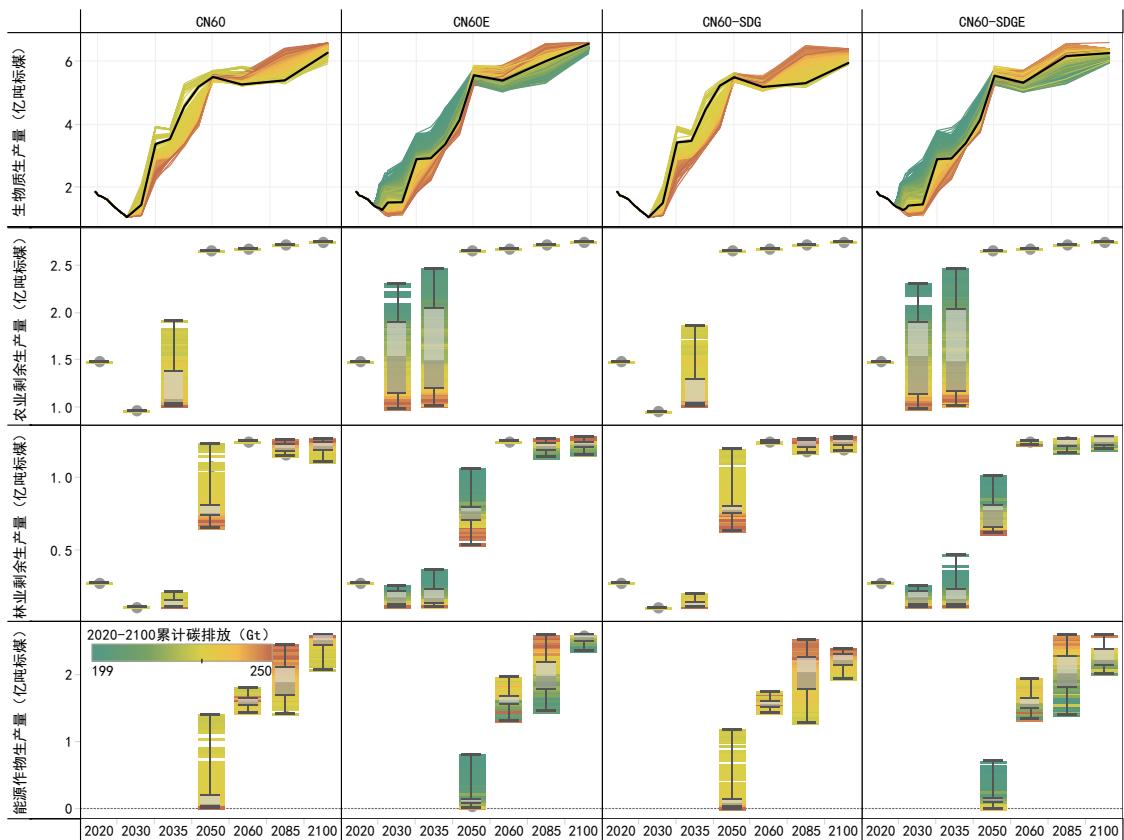


图 5.21 中国分种类生物质不确定性范围

到4200~4400亿m<sup>3</sup>, 2100年下降到3000~3300亿m<sup>3</sup>。CN60情景组较REF情景在2030~2050年期间最多可减少约600亿m<sup>3</sup>取水量,但在2060年后由于REF情景的火电也逐渐退役而差距逐渐缩小。CN60-SDG情景组由于会在近期快速提高节水农业灌溉的比重,因此水资源消耗量在2035年将会比REF情景减少约1000亿m<sup>3</sup>,随后差距逐渐缩小,但2100年两情景组仍相差约100亿m<sup>3</sup>。

从用水部门来看,农业用水占比最高。农业用水主要取决于节水灌溉面积以及节水措施。在CN60情景组下,农业用水下降较为平稳,到2060年下降到2275~2398亿m<sup>3</sup>。CN60-SDG情景组则能快速降低农业用水量,到2060年仅1723亿m<sup>3</sup>。

与能源转型关系最为密切的是电力和工业部门的节水。CN60和CN60E情景组相比,CN60E火电机组转型更早,因此在2035年,CN60E(246~300亿m<sup>3</sup>)中用水量最大的情景也要比CN60(554~653亿m<sup>3</sup>)中用水量最小的情景低250亿m<sup>3</sup>。更强的碳减排力度意味着更快速退煤,进而电力部门冷却用水需求有所下降。值得关注的是2060年以后,碳中和情景的电力冷却用水量全部高于REF情景,这也说明BECCS、煤CCS的加入,在应对减碳挑战的同时,也对水资源产生更高需求。到2100年,CN60情景电力部门用水量为185~226亿m<sup>3</sup>,REF情景为144亿m<sup>3</sup>。

工业部门的用水量总体较为平稳,在2060年以前波动下行。与电力部门不同

的是，在2035年无论CN60还是CN60E情景组的取水量均在230~245亿m<sup>3</sup>，因此尽快开始碳中和转型能为转型留得更多时间。在2040年以后，随着CCS等技术的普及，工业节水的进程放缓，但到2060年，工业部门取水量下降到182~194亿m<sup>3</sup>。对于不同累计碳排放的情景，累计碳排放较少的情景碳中和前会更快进行能效升级，从而带动工业节水的推进；然而碳中和后由于CCS等技术的使用，减排力度较大的情景反而耗水量更高。总体而言，所有碳中和情景下工业部门的取水量少于REF情景，到2100年，工业部门取水量为163~171亿m<sup>3</sup>，REF情景为176亿m<sup>3</sup>。

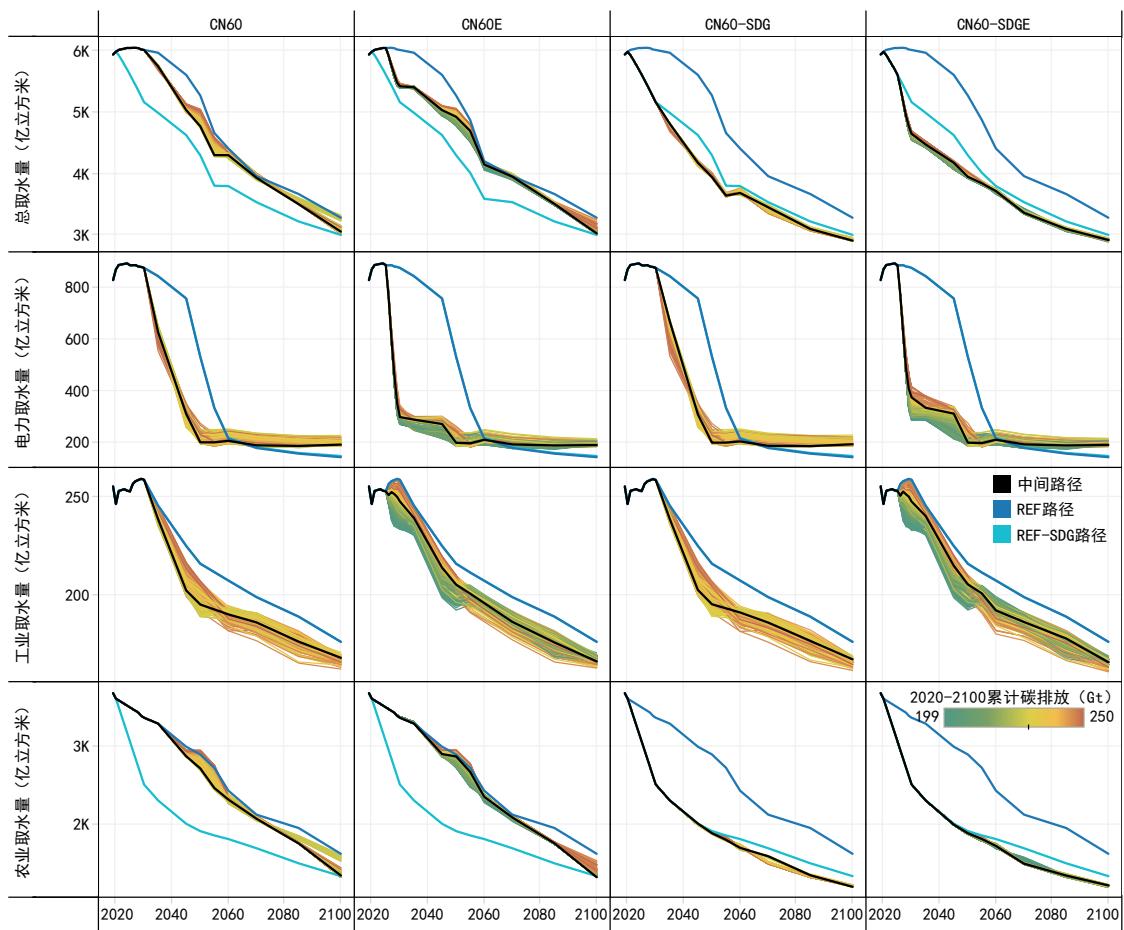


图 5.22 中国分情景取水量不确定性范围

## 5.8 本章小结

在本章节研究中，应用蒙特卡洛分析方法分别模拟CN60、CN60-SDG、CN60E和CN60-SDGE情景组下各1000个情景，以不确定性的视角分析更强有力的气候行动开始时间、累计二氧化碳排放量、重要能源技术成本和潜力、消费者行为、SDG措施等不确定性因素对于能源转型、水资源管理、土地利用变化、粮食和农产品生产相关的影响，模型计算得到的碳中和转型的技术选择和燃料转换动态表明，中

国的碳中和目标富有雄心，但未来发展路径仍存在较大的不确定性。以下为本章的主要结论和政策建议：

### **(1) 尽快行动支持碳达峰和碳中和的平稳、低成本实现**

尽快行动能更有效地控制累计碳排放，较正常行动情景组，尽快行动情景组2020—2100年累计碳排放减少200亿吨CO<sub>2</sub>，支持未来更有雄心的气候行动。越早开始行动，实现碳中和的系统总成本越低，为能源系统减排赢得更多时间和空间。

### **(2) 电力脱碳是碳中和转型重点，工业减排不确定性空间广阔**

为实现碳中和目标，电力部门需在2040年前开始快速减排。尽快行动情景组，2025年后停止新建煤电机组并开始对已有机组进行低碳改造，从而降低近期电力部门排放，2040年排放较正常行动情景组减少约10亿吨CO<sub>2</sub>，2045年开始有情景出现负排放，2100年负排放在9~14亿吨CO<sub>2</sub>。工业部门转型前期主要由效率提升和产业结构调整驱动，2035年后更大的减排压力推动电能、氢能、生物质能等低碳燃料在工业部门应用。不同的碳减排压力下，工业部门在2040—2060年期间形成较为广阔的排放路径，2050年排放范围为7~13亿吨CO<sub>2</sub>。

### **(3) 能源结构不确定性较大，终端部门转型趋势明朗**

一次能源供应（电热当量）波动范围有限，2060年约40~43亿吨标煤。2060年，煤炭和石油占比均下降到10%以下，可再生能源占比60~66%，天然气、核能和风能发展不确定性较大。终端部门电气化趋势较为明确，2060年电气化率达到56~59%，情景间差异集中在未来气体燃料的使用量。减排压力使得碳中和情景能源服务需求较参考情景下降7~15%，其中钢铁、化工、航空、航海等降幅较高。

### **(4) 关键能源技术发展受不确定性影响各异，风、光、储耦合关系2035年后发生转变**

风电和光伏未来均将得到较大规模的发展，2060年光伏和风电装机分别达到5.6~6.8GW和2.6~3.5GW。光伏发电受增长潜力、光伏成本和风能成本影响较大，而风能受风电成本、光伏成本和累计碳排放影响明显。2035年前，光伏和风电协同替代化石燃料，而2035年后，光伏和风电产生竞争。风电和光伏的部署与储能呈现明显关联，风电主要与机械储能相关，以平抑经常性的波动，而光伏则与电池储能相关，以实现大规模能量转移。核电发展不确定性较大，对于可再生能源部署受限情景，内陆核电需要适度建设。

### **(5) 碳减排节奏和力度深刻影响转型负担和经济代价，尽快行动情景边际减排成本下降约20%**

尽快行动情景组整体比正常行动情景组边际减排成本低20%。受制于生物质潜力和二氧化碳封存注入潜力，未来负排放量增长空间有限，累计碳排放较少的

情景倾向于前期更快减排，显著推高碳中和前的碳价水平。2020—2060年能源供应投资约50~69万亿元，较REF情景增加24%，其中光伏、风电、储能年均投资为4000~6900亿元、3400~5700亿元和约890~1700亿元，2060年前后40年能源供应部门投资基本相同，2060年后更多投资转型氢能、储能和负排放技术。整体而言，能源系统总成本占当年GDP比重逐年下降，较REF情景上升的幅度先升后降，2060年系统总成本占GDP比重为2~2.4%，较REF增幅约0.6%。

#### **(6) 土地系统和水系统的可持续发展措施近期收益显著，尽快行动对提高水系统可持续性效果明显**

碳中和目标下，森林面积将会大幅提升，生物质生产则依循农业剩余、林业剩余、能源作物的顺序，分别在2035, 2050和2060年开始大规模部署。农林剩余资源在2060年已完全开发，碳中和后，能源作物生产量1.4~2.6亿吨标煤；SDG情景组则会提前开始布局开发农林剩余资源，但是2060年后能源作物需求量相差不大。供水量总体稳步下降，到2060年减少至4200~4400亿m<sup>3</sup>。碳中和转型要求火电逐渐转型，使得电力部门用水量在2035年左右形成较大路径范围，尽快行动情景组较正常行动情景组至少降低250亿m<sup>3</sup>。

## 第6章 研究结论与展望

本章对全文的主要研究工作进行总结，并根据研究结果提供政策建议。在本章的最后对本文的主要创新点和未来研究的发展方向进行阐述。

### 6.1 研究结论

为实现碳中和愿景与可持续发展目标，中国的能源-环境-经济系统需要深刻变革。在统一的框架内研究碳中和目标下中国能源转型协同效应与不确定性，识别实现碳达峰与碳中和所需的转型路径、评估碳中和转型与实现其他可持续发展目标间的协同和权衡、量化多维不确定性对碳中和转型的影响，对于稳步推动中国实现碳中和目标、支持中国长期可持续发展具有重要意义。

本论文面向中国碳中和目标和长期可持续发展需求，在已有模型和能源及气候政策研究的基础上，构建了充分考虑中国应对气候变化新特征和可持续发展新趋势的能源系统模型 China TIMES 2.0，并发展形成了由能源环境经济数据库、能源系统模型 China TIMES 2.0、土地利用模型 GLOBIOM-G4M、水资源管理模型 CWatM、空气质量模型 GAINS-Asia 和基于蒙特卡洛的不确定性情景生成器模块组成的中国碳中和转型综合评估模型体系。运用中国碳中和转型综合评估模型体系，本论文对以下三个方面进行了探究：（1）识别碳中和目标下中国能源系统转型路径，评估实现碳中和所需的技术组合和政策方案，分析能源系统在亚年度级尺度的能源供需格局和灵活性挑战，量化推动转型所需的投资和经济负担；（2）评估碳中和转型与实现其他可持续发展目标间的协同和权衡，识别实现能-粮-水-空气质量系统可持续发展的协同转型路径；研究减少碳中和转型的潜在权衡提高协同效益的政策方案；（3）量化多维不确定性对碳中和转型的影响，识别影响系统转型和技术发展的关键不确定性因素，形成不确定性下路径优化方法，评估重要能源技术的相互关系和未来发展趋势。研究的主要结论如下：

（1）实现“双碳”目标是高质量发展的内在要求，需要稳中求进，系统规划。能源生产坚持先立后破，有序推动以新能源为特征的能源结构优化；大力推广低碳生活方式，引导能源消费向节约增效、灵活低碳转变；供需双方强化耦合互动，妥善应对能源系统灵活性挑战；加强新兴能源技术研发，统筹发挥氢能、生物质能和 CCS 技术作用；持续扩大绿色投资，向能源供应部门提供超 60 万亿元资金。

a) 碳达峰和碳中和进程分阶段、分部门有序推进。能源相关二氧化碳排放争取在“十五五”期间尽早达峰，2060 年实现二氧化碳中和，随后进一步压缩剩余

排放，保持二氧化碳净负排放。分部门来看，建筑和工业部门已有碳排放达峰迹象，电力和交通部门在2025年和2029年前后达峰，电力部门应在2050年前实现净零排放并逐步扩大负排放规模。

b) 能源转型是实现“双碳”目标的重要保证，中国一次能源供应（电热当量）在2030年前后达峰，峰值约55亿吨标煤。能效提升和燃料替代带动能源强度逐年下降，2020—2060年年均下降3.9%，2060—2100年年均下降2.0%。2060年，可再生能源在一次能源供应中的占比达到63%，风电和光伏发电在发电量的占比超75%，电能在终端能源消费中的比重达到56%，基本解决油气能源安全问题。

c) 高比例可再生能源并网和新型用电负荷加入带来电能消纳和电力系统灵活性挑战。能源系统供需模式须由“源随荷动”向“源荷互动”转变，增强火电、水电、核电的调节能力，挖掘电动汽车充电、网电制氢、有色金属冶炼等需求侧灵活性潜力。积极开发电储能和氢储能设施，到2060年，锂电池储能装机超过1000GW·h，抽水蓄能装机超过360GW，通过V2G、负荷时移等激励性需求侧响应措施能够减少抽水蓄能装机需求，大幅降低电力投资以及能源转型负担。

d) 新兴技术持续研发、应用和推广是碳中和目标平稳实现的关键。CCS、氢能、生物质能在支撑系统减排、保障能源安全、减少转型负担等方面发挥独特作用。CCS能够降低已有能源基础设施搁置风险，在2035年后开始快速建设，到2060年捕集量达17亿吨CO<sub>2</sub>。对于公路货运、航空航天等缺乏低成本电气化技术解决方案的环节，氢能（及氨基燃料）成为该领域脱碳的重要抓手，到2060年氢能将占终端能源消费的7%。BECCS作为负排放技术，在电力、制氢等行业得到应用，2060年后每年贡献超过10亿吨CO<sub>2</sub>的负排放。

e) 持续的绿色投资是推动转型的重要引擎，碳中和转型将产生不可忽略的经济影响。碳中和转型带动62万亿元的能源供应投资，主要集中于电力供应部门。由于燃料和运维成本下降部分抵消了增量投资需求，碳中和情景较参考情景系统总成本上升约1.5%。随着减排力度不断增强，2060年和2100年二氧化碳边际减排成本达到147美元/吨CO<sub>2</sub>和180美元/吨CO<sub>2</sub>，这也要求我国进一步完善碳定价机制，让转型成本得到合理分担。

(2) 碳中和目标下，气候变化减缓与可持续发展之间的关联更加显著，在森林覆盖、水资源管理、空气质量等领域产生明显协同效应，但不足以实现各个领域的可持续发展目标；整体而言，气候行动对其他可持续发展目标的协同效应大于潜在权衡，通过采取各部门针对性的政策措施，统筹气候变化应对、能源转型、粮食安全、水资源管理、大气污染治理，增强碳中和转型和可持续发展目标政策方案的系统性和协同性，可以实现能-粮-水-空气质量系统可持续转型。

a) 土地利用部门转型是碳中和转型的重要组成。固体生物质是生物质能发展的基础,2060年,中国需要5.5亿吨标煤生物质能,农林剩余已不能满足需要,约2%的国土(近18万km<sup>2</sup>)需种植能源作物。虽然人均耕地面积保持稳定,粮食安全基本盘得到保障,但是若无针对性措施,碳中和转型可能使得粮食价格较大幅度波动。通过减半食物浪费、调节膳食结构等可持续发展措施,能够维持农产品价格基本稳定,弱化了碳中和转型与粮食安全的潜在权衡。

b) 碳中和转型为中国水资源管理带来新的机遇。2060年中国总取水量较2020年下降28%,主要贡献来自于农业和电力部门。农业部门目前低效灌溉技术占比高达45%,到2060年,低效灌溉比例下降至27%,农业部门取水量较2019年下降35%。火电的快速退役和转型使得电力冷却取水需求下降,到2050年电力部门取水量较2020年下降78%。

c) 主要大气污染物与二氧化碳同根同源,碳减排对空气质量改善有显著协同效应。对于碳中和情景,到2050年84%的省区达到二级标准,强化污染物末端治理措施可以使得所有省区达到二级标准,77%的省区达到一级标准。随着人口老龄化加深,碳减排带来的协同效应不能逆转归因于大气污染的过早死亡人数增加趋势。通过强化污染物末端治理措施,能够大幅减少过早死亡人数。

(3) 碳中和进程受多维不确定性影响,关键不确定性因素对转型路径、转型成本和技术选择产生深远影响。电力系统脱碳是碳中和转型重点,终端能源电气化趋势较为明确。光伏和风电将大规模发展,核电、天然气、氢能发展不确定性较大。碳中和转型使得能-粮-水系统关联更加紧密,各部门针对性可持续发展措施助力碳中和平稳实现。

a) 碳中和目标倒逼尽快开始强有力的气候行动,尽快行动是系统总成本最低的选择。较正常行动情景组,尽快行动情景组2020—2100年累计碳排放平均减少200亿吨CO<sub>2</sub>,边际减排成本下降20%,并能支持中国实现更有雄心的气候目标。

b) 电力脱碳是碳中和转型重点,尽快行动停止新建煤电并对已有机组进行低碳改造,能够减少搁置资产,较正常行动情景组2040年降低电力部门碳排放约10亿吨CO<sub>2</sub>。2040年后工业部门低碳燃料(电、热、氢)渗透水平受碳减排压力影响较大,形成较宽的排放不确定性范围。

c) 所有情景显示能源系统需要可再生能源大规模替代化石燃料,电能在终端部门大规模运用。2060年煤炭和石油在一次能源供应中的占比均下降至10%以下,可再生能源占比约60~66%,终端能源消费电气化率达到56~59%。碳中和情景下能源服务需求较参考情景下降7~15%,钢铁、化工、航空、航海等领域降幅较高。

d) 碳中和目标下光伏、风电和储能均将大规模发展,但彼此间的耦合方式却

动态变化。2060年光伏和风电装机分别达到5.6~6.8 TW 和2.6~3.5 TW。风电受累计碳排放影响明显，而光伏主要受装机增长潜力制约。风电和光伏在2035年前协同替代化石燃料，随后演变为竞争关系。储能发展同风电和光伏装机水平息息相关，其中机械储能发展与风电呈正相关，而电池储能发展则与光伏呈正相关。

e) 碳减排节奏和力度深刻影响转型负担，实现碳中和能源供应部门累计需要50~69万亿元投资，较参考情景增加24%。2060年前40年和后40年投资额基本相同，但后期更多投资转向储能、氢能和负排放技术。能源系统总成本占当年GDP比重逐年下降，其中2060年占比为2~2.4%，较REF情景的增幅中值为0.6%。

f) 碳中和转型与土地系统和水系统关联密切。农业剩余、林业剩余和能源作物分别在2035, 2050和2060年规模利用。总取水量逐年下降，由2020年的约6000亿m<sup>3</sup>逐步减少到2060年的4200~4400亿m<sup>3</sup>。尽快行动情景组使2035年电力部门冷却取水量较正常行动情景组至少降低250亿m<sup>3</sup>。

## 6.2 政策建议

本文从全国碳中和转型策略规划的角度提出了以下五个方面的政策建议：

### (1) 统筹能源生产脱碳、能源消费升级、二氧化碳移除的节奏，有序推进分阶段、分部门的碳达峰和碳中和转型

近年来，为加快经济发展，国家把能源保供的优先级提高，煤炭消费逆势增长，中国的能源强度和碳排放强度下降进度不及预期。如果不采取更加严格的管控措施，碳达峰峰值将会较高，为后续实现碳中和目标带来更大的压力。不同部门的减排技术、成本和潜力不同，应因地制宜，因时施策，分阶段、分部门的进行碳达峰碳中和转型。近期逐步由能耗总量、强度双控向碳排放总量、强度双控转变，全面落实节约战略，促进节能降碳先进技术研发应用，严格控制煤炭消费总量和煤电新增装机，努力控制碳排放峰值水平；中期坚持清洁能源替代战略，大幅扩大可再生能源装机规模，加快电能、氢能、生物质能在终端部门的应用，完善电能、氢能跨区调配网络，快速削减化石能源使用；长期发展各类碳汇和碳移除技术，扩大中国负排放潜力。

### (2) 推动跨部门耦合，增进能源供需协调互动，应对能源系统灵活性挑战

随着大量风电和光伏并入电网，电力系统实时平衡难度加大，要求源、网、荷、储全环节深度互动，逐步实现电力系统“源随荷动”向“源荷互动”转变。具体应大力推广火电灵活性改造，提高电源调节能力；完善跨区电网建设，为可再生能源基地匹配容量配套的输电通道；挖掘需求侧灵活性潜力，提供补贴支持V2G、负荷移、居民户用储能并网技术应用；扩大多样化的储能部署，建立激励相容的辅

助服务市场机制，将电储能、氢储能、热储能、电源调峰调频、电力跨区调度等灵活性资源统筹考虑，增强能源系统灵活性。

### （3）加快低碳技术研发和试点，构建碳中和技术储备

技术成本和部署潜力的不确定性对转型路径和成本产生显著影响，目前支撑碳中和转型的关键技术尚未完全成熟，应鼓励多样化技术创新，推动低碳技术取得突破，重点聚焦 CCS、绿色氢能、生物质能等领域研发和早期试点，规划现有煤电机组进行 CCS 改造和 BECCS 改造，提前谋划 CCS 和氢能运输管网建设，逐步完善生物质收集、运输、加工、利用产业链布局。

### （4）促进碳中和转型与 SDGs 协同，形成提高协同效益，减少权衡的政策方案

碳中和转型对能、粮、水、空气质量等系统产生重大影响，单纯依靠协同效应不足以实现各系统可持续发展。各系统需要增进协调，处理好重点突破和协同治理的关系，强化目标协同和政策协同，以更好地整合可持续发展目标和气候目标的规划和行动。协同效益应成为国家承诺、报告机制（如《巴黎协定》的国家自主贡献 NDC 和《2030 年可持续发展议程》的自愿国别评估 VNR）的必要组成部分。

### （5）及时采取行动，设定透明目标，动态优化策略，探索可实现的碳中和道路

碳中和转型进程充满不确定性，应加快应对气候变化立法工作，采取及时果断的减排行动、确定公开透明的减排目标，以引导技术创新、扩大金融支持和促进公众参与。社会经济发展、生活方式变迁、科学技术变革中的不确定性对于实现碳中和目标而言机遇与挑战并存，应充分发挥综合评估模型在路径规划、策略支持、现实动态反馈的重要作用，持续评估和优化转型策略，支撑实现可负担、可持续、安全稳定的碳中和转型。

## 6.3 论文主要创新点

本文的主要创新点主要为以下四个方面：

（1）为研究碳中和目标下中国能源转型及其协同效应构建了中国碳中和转型综合评估模型体系，搭建了涵盖主要温室气体、模拟期覆盖 2019—2100 年、考虑年—季度—星期—昼夜—小时多级嵌套 56 个时序的能源系统模型 China TIMES 2.0，实现了能源系统模型与土地利用模型模拟器、水资源管理模型、空气质量模型连接，开发了基于蒙特卡洛分析方法的不确定性分析模块。

（2）应用 China TIMES 2.0 模型，通过用户行为模式内生成未来多时序负荷曲线，将长期能源系统规划与亚年度级能源系统运行有机结合，对中国碳中和目标下温室气体减排、能源供应和需求部门低碳转型、亚年度级能源供需格局、转型的投资需求与经济代价进行了定量分析，在整个能源系统范围内研究了低碳能

源系统可能面临的灵活性挑战及其应对措施。

(3) 基于中国碳中和转型综合评估模型体系，评估了碳中和转型对能-粮-水-空气质量系统的协同效应和潜在权衡，识别并量化了温室气体减排和各部门可持续发展措施对于夯实能源安全、保障粮食供应、扩大森林面积、发展生物质能、减缓供水压力、改善空气质量的重要作用，形成了中国能-粮-水-空气质量系统可持续发展的协同转型路径。

(4) 在不确定性分析模块中利用拉丁超立方分层抽样替代随机抽样生成4000余个情景，构建了贯穿样本采样、模型计算、数据储存和结果处理的全栈式不确定性分析流程，量化了技术发展、行为模式和政策法规等多维不确定性对碳中和转型能-粮-水系统脱碳路径、技术组合和转型成本的影响，评估了风电、光伏、储能等新兴技术的相互关系和未来发展趋势，形成不确定性下路径优化方法。

## 6.4 研究展望

碳中和转型是一个长期、艰巨的系统工程，需要全社会的共同参与。转型目标在各系统、各部门、各地区分解落实过程中，仍有大量问题未能被本文深入考虑，需要在未来的研究中进一步完善。

### (1) 提高模型空间分辨率，考虑各区域公正转型

本文构建的China TIMES 2.0模型着眼于国家层面的能源系统刻画分析，但资源、能源、产业链的区域分布会影响决策过程和结果，对未来经济、产业、能耗和排放情况产生影响。今后可在模型中进一步细分区域，改进多时空尺度建模方法，考虑各地区的资源和产业基础，分析能源、原料、产品在各区域的流动和调配，研究能源基础设施的公正转型，实现分区域能源模型与土地利用模型和水资源管理模型的连接，对协同效应有更深入的认识。

### (2) 更新模型技术刻画，考虑更多尚未进入商业化利用阶段的新兴技术

本文构建的China TIMES 2.0模型已经考虑了BECCS、DACS、氢能炼钢、氢能航空等新兴技术，但是仍然对大量低技术成熟度的技术缺乏考虑。后续可以将更多对未来产业和能源转型具有较大潜在影响的技术纳入模型，在模型中运用内生技术学习等方法，以更好发挥模型对能源和气候政策决策的支持作用。

### (3) 考虑农业现代化、大气污染治理、用水限额对碳中和转型的影响

本文实现了多模型连接，考虑了能-粮-水-空气质量系统的相互关联关系，但是主要以能源系统转型的视角切入。农业现代化、大气污染治理、取用水管理等政策也会对能源转型和气候变化应对产生影响，后续研究可以考虑土地、水资源、空气质量等领域治理措施对能源转型和气候目标实现的协同效应和潜在权衡。

#### (4) 构建多目标决策模型，建立支撑不确定性下决策选择方法

本文已对影响碳中和转型的一些核心因素进行了不确定性分析，并且对不确定性的关联关系和不同因素对碳中和转型的影响进行了分析，但是本研究对于不确定性结果的理解和综合运用仍有改进空间，尤其是在众多不确定性路径中形成确定性路径的选择方法，仍然有待研究。后续可以构建多目标决策模型，结合博弈论、机器学习等相关理论，建立支撑不确定性下决策选择方法，以期更好为国家政策决策提供支撑。

## 参考文献

- [1] UNFCCC. Paris Agreement[R]. Paris: UNFCCC, 2015.
- [2] IPCC. Global Warming of 1.5 °C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5 °C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty[M]. Cambridge: Cambridge University Press, 2018.
- [3] John L, Camilla H, Natasha L, et al. Net Zero Tracker[R]. London: Energy and Climate Intelligence Unit, Data-Driven EnviroLab, NewClimate Institute, Oxford Net Zero, 2023.
- [4] IEA. World Energy Outlook 2021[R]. Paris: IEA, 2021.
- [5] Wei Y M, Chen K, Kang J N, et al. Policy and Management of Carbon Peaking and Carbon Neutrality: A Literature Review[J]. Engineering, 2022, 14: 52-63.
- [6] Climate Action Tracker. Warming Projections Global Update December 2020[R]. Berlin: Climate Action Tracker, 2020.
- [7] Rogelj J, Huppmann D, Krey V, et al. A new scenario logic for the Paris Agreement long-term temperature goal[J]. Nature, 2019, 573(7774): 357-363.
- [8] Lin J, Abhyankar N, He G, et al. Large balancing areas and dispersed renewable investment enhance grid flexibility in a renewable-dominant power system in China[J]. iScience, 2022, 25 (2): 103749.
- [9] Wang Y, Wang R, Tanaka K, et al. Accelerating the energy transition towards photovoltaic and wind in China[J]. Nature, 2023, 619(7971): 761-767.
- [10] IRENA. Sector coupling in facilitating integration of variable renewable energy in cities[R]. Abu Dhabi: IRENA, 2021.
- [11] Liu L, He G, Wu M, et al. Climate change impacts on planned supply–demand match in global wind and solar energy systems[J]. Nature Energy, 2023, 8(8): 870-880.
- [12] Fuso Nerini F, Sovacool B, Hughes N, et al. Connecting climate action with other Sustainable Development Goals[J]. Nature Sustainability, 2019, 2(8): 674-680.
- [13] Ou Y, Iyer G, McJeon H, et al. State-by-state energy-water-land-health impacts of the US net-zero emissions goal[J]. Energy and Climate Change, 2023, 4: 100117.
- [14] 中国科学院可持续发展大数据国际研究中心, 中国科学院“地球大数据科学工程”. 地球大数据支撑可持续发展目标报告 (2023)[R]. 北京: 中国科学院, 2023.
- [15] United Nations. Synergy Solutions for a World in Crisis: Tackling Climate and SDG Action Together[R]. New York: UNDESA and UNFCCC, 2023.
- [16] Moallemi E A, Battaglia M, Bruce J, et al. Coupling net-zero modeling with sustainability transitions can reveal co-benefits and risks[J]. One Earth, 2024, 7(2): 175-179.
- [17] Gidden M J, Gasser T, Grassi G, et al. Aligning climate scenarios to emissions inventories shifts global benchmarks[J]. Nature, 2023, 624(7990): 102-108.

- [18] Drouet L, Bosetti V, Padoan S A, et al. Net zero-emission pathways reduce the physical and economic risks of climate change[J]. *Nature Climate Change*, 2021, 11(12): 1070-1076.
- [19] Köberle A C, Vandyck T, Guivarch C, et al. The cost of mitigation revisited[J]. *Nature Climate Change*, 2021, 11(12): 1035-1045.
- [20] Bento N, Grubler A, Boza-Kiss B, et al. Leverage demand-side policies for energy security[J]. *Science*, 2024, 383(6686): 946-949.
- [21] Nemet G F, Gidden M J, Greene J, et al. Near-term deployment of novel carbon removal to facilitate longer-term deployment[J]. *Joule*, 2023, 7(12): 2653-2659.
- [22] 中华人民共和国. 中国落实国家自主贡献成效和新目标新举措[R]. 北京, 2021.
- [23] UNFCCC. COP28 UAE Declaration on Sustainable Agriculture, Resilient Food Systems and Climate Action[EB/OL]. 2023[2024-03-05]. <https://www.cop28.com/en/food-and-agriculture>.
- [24] 王卫权, 李丹, 李楠, 等. “阿联酋共识”下可再生能源发展机遇与挑战[J]. 可持续发展经济导刊, 2023, 12: 19-21.
- [25] UNFCCC. COP28 UAE Declaration on Climate and Health[EB/OL]. 2023[2024-03-05]. <https://www.cop28.com/en/cop28-uae-declaration-on-climate-and-health>.
- [26] Anadón L D, Baker E, Bosetti V. Integrating uncertainty into public energy research and development decisions[J]. *Nature Energy*, 2017, 2(5): 17071.
- [27] IPCC. Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change[M]. Cambridge: Cambridge University Press, 2021.
- [28] Matthews H D, Tokarska K B, Nicholls Z R J, et al. Opportunities and challenges in using remaining carbon budgets to guide climate policy[J]. *Nature Geoscience*, 2020, 13(12): 769-779.
- [29] Lamboll R D, Nicholls Z R J, Smith C J, et al. Assessing the size and uncertainty of remaining carbon budgets[J]. *Nature Climate Change*, 2023, 13(12): 1360-1367.
- [30] IEA. Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach (2023 Update) [R]. Paris: IEA, 2023.
- [31] Riahi K, Bertram C, Huppmann D, et al. Cost and attainability of meeting stringent climate targets without overshoot[J]. *Nature Climate Change*, 2021, 11(12): 1063-1069.
- [32] van Vuuren D P, van der Wijst K I, Marsman S, et al. The costs of achieving climate targets and the sources of uncertainty[J]. *Nature Climate Change*, 2020, 10(4): 329-334.
- [33] Fujimori S, Krey V, van Vuuren D, et al. A framework for national scenarios with varying emission reductions[J]. *Nature Climate Change*, 2021, 11(6): 472-480.
- [34] Rochedo P, Soares-Filho B, Schaeffer R, et al. The threat of political bargaining to climate mitigation in Brazil[J]. *Nature Climate Change*, 2018, 8(8): 695-698.
- [35] Fuhrman J, McJeon H, Patel P, et al. Food-energy-water implications of negative emissions technologies in a +1.5 °C future[J]. *Nature Climate Change*, 2020, 10(10): 920-927.
- [36] Stehfest E, Vuuren D, Kram T, et al. Integrated Assessment of Global Environmental Change with IMAGE 3.0. Model description and policy applications[M]. The Hague: PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, 2014.

- [37] Marcucci A, Kypreos S, Panos E. The road to achieving the long-term Paris targets: energy transition and the role of direct air capture[J]. Climatic Change, 2017, 144(2): 181-193.
- [38] Huppmann D, Gidden M, Fricko O, et al. The MESSAGEix Integrated Assessment Model and the ix modeling platform (ixmp): An open framework for integrated and cross-cutting analysis of energy, climate, the environment, and sustainable development[J]. Environmental Modelling & Software, 2019, 112(1): 143-156.
- [39] Keramidas K, Kitous A, Despres J, et al. POLES-JRC model documentation[M]. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2017.
- [40] Baumstark L, Bauer N, Benke F, et al. REMIND2.1: transformation and innovation dynamics of the energy-economic system within climate and sustainability limits[J]. Geoscientific Model Development, 2021, 14(10): 6571-6603.
- [41] Pehl M, Schreyer F, Luderer G. Modelling long-term industry energy demand and CO<sub>2</sub> emissions in the system context using REMIND (version 3.1.0)[J]. Geoscientific Model Development, 2024, 17(5): 2015-2038.
- [42] Syri S, Lehtilä A, Ekholm T, et al. Global energy and emissions scenarios for effective climate change mitigation—Deterministic and stochastic scenarios with the TIAM model[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2008, 2(2): 274-285.
- [43] RFF-CMCC-EIIE. WITCH documentation[EB/OL]. 2019[2024-03-05]. <https://doc.witchmodel.org>.
- [44] Wei Y M, Han R, Liang Q M, et al. An integrated assessment of INDCs under Shared Socioeconomic Pathways: an implementation of C3IAM[J]. Natural Hazards, 2018, 92(2): 585-618.
- [45] Wang T, Teng F, Zhang X. Assessing global and national economic losses from climate change: a study based on CGEM-IAM in China[J]. Climate Change Economics, 2020, 11(3): 2041003.
- [46] Qu C, Yang X, Zhang D, et al. Estimating health co-benefits of climate policies in China: an application of the Regional Emissions-Air quality-Climate-Health (REACH) framework[J]. Climate Change Economics, 2020, 11(3): 2041004.
- [47] Duan H, Zhang G, Wang S, et al. Integrated benefit-cost analysis of China's optimal adaptation and targeted mitigation[J]. Ecological Economics, 2019, 160(1): 76-86.
- [48] Weng Y, Cai W, Wang C. Evaluating the use of BECCS and afforestation under China's carbon-neutral target for 2060[J]. Applied Energy, 2021, 299(1): 117263.
- [49] Yang X, Teng F, Xi X, et al. Cost–benefit analysis of China's Intended Nationally Determined Contributions based on carbon marginal cost curves[J]. Applied Energy, 2018, 227(1): 415-425.
- [50] 张宏钧. 新常态下中国低碳发展路径模拟分析体系构建与应用[D]. 北京: 清华大学, 2017.
- [51] 张强. 双碳目标下中国分省区深度脱碳路径研究[D]. 北京: 清华大学, 2023.
- [52] Duan H, Zhou S, Jiang K, et al. Assessing China's efforts to pursue the 1.5 °C warming limit [J]. Science, 2021, 372(6540): 378-385.
- [53] Li B, Chen Y, Zhang S, et al. Climate and health benefits of phasing out iron & steel production capacity in china: findings from the IMED model[J]. Climate Change Economics, 2020, 11(3): 2041008.

- [54] Jiang K, He C, Zhu S, et al. Transport scenarios for China and the role of electric vehicles under global 2 °C/1.5 °C targets[J]. Energy Economics, 2021, 103(1): 105172.
- [55] Gong C C, Ueckerdt F, Pietzcker R, et al. Bidirectional coupling of the long-term integrated assessment model REgional Model of INvestments and Development (REMIND) v3.0.0 with the hourly power sector model Dispatch and Investment Evaluation Tool with Endogenous Renewables (DIETER) v1.0.2[J]. Geoscientific Model Development, 2023, 16(17): 4977-5033.
- [56] Balyk O, Glynn J, Aryanpur V, et al. TIM: modelling pathways to meet Ireland's long-term energy system challenges with the TIMES-Ireland Model (v1.0)[J]. Geoscientific Model Development, 2022, 15(12): 4991-5019.
- [57] O'Neill B C, Carter T R, Ebi K, et al. Achievements and needs for the climate change scenario framework[J]. Nature Climate Change, 2020, 10(12): 1074-1084.
- [58] Li M, Shan R, Abdulla A, et al. The role of dispatchability in China's power system decarbonization[J]. Energy & Environmental Science, 2024, 17: 2193-2205.
- [59] 曹艺严, 陈济, 刘秉祺, 等. 电力增长零碳化（2020-2030）：中国实现碳中和的必经之路[R]. 北京: 落基山研究所, 2021.
- [60] 李岱昕. 中国储能市场展望[R]. 北京: BloombergNEF, 2021.
- [61] 全球能源互联网发展合作组织. 中国 2030 年能源电力发展规划研究及 2060 年展望[R]. 北京: 全球能源互联网发展合作组织, 2021.
- [62] 张楠, 赵立建, 岳芬, 等. 中国低碳技术创新需求评估——以储能行业为例[R]. 北京: 中关村储能产业技术联盟, 2021.
- [63] IEA. An Energy Sector Roadmap to Carbon Neutrality in China[R]. Paris: IEA, 2021.
- [64] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见[R]. 北京: 国家发展改革委, 2024.
- [65] 国家能源局. 抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）[R]. 北京: 国家能源局, 2021.
- [66] 陈启鑫, 吕睿可, 郭鸿业, 等. 面向需求响应的电力用户行为建模：研究现状与应用[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(10): 23-37.
- [67] 国家发展改革委, 工业和信息化部, 财政部, 等. 电力需求侧管理办法（2023 年版）[R]. 北京: 国家发展改革委, 2023.
- [68] 国家发展改革委, 国家能源局, 工业和信息化部, 等. 关于加强新能源汽车与电网融合互动的实施意见[R]. 北京: 国家发展改革委, 2023.
- [69] IPCC. Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change[M]. Cambridge: Cambridge University Press, 2022.
- [70] Jakob M, Steckel J C. Implications of climate change mitigation for sustainable development [J]. Environmental Research Letters, 2016, 11(10): 104010.
- [71] Bertram C, Luderer G, Popp A, et al. Targeted policies can compensate most of the increased sustainability risks in 1.5 °C mitigation scenarios[J]. Environmental Research Letters, 2018, 13 (6): 064038.
- [72] Tosun J, Leininger J. Governing the interlinkages between the Sustainable Development Goals: Approaches to attain policy integration[J]. Global Challenges, 2017, 1(9): 1700036.

- [73] Fujimori S, Hasegawa T, Takahashi K, et al. Measuring the sustainable development implications of climate change mitigation[J]. *Environmental Research Letters*, 2020, 15(8): 085004.
- [74] Roelfsema M, van Soest H L, Harmsen M, et al. Taking stock of national climate policies to evaluate implementation of the Paris Agreement[J]. *Nature Communications*, 2020, 11(1): 2096.
- [75] Soergel B, Kriegler E, Weindl I, et al. A sustainable development pathway for climate action within the UN 2030 Agenda[J]. *Nature Climate Change*, 2021, 11(8): 656-664.
- [76] IPCC. *Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*[M]. Geneva: IPCC, 2023.
- [77] 顾行发, 李闽榕, 徐东华, 等. *中国可持续发展遥感监测报告 (2019)*[M]. 北京: 社会科学文献出版社, 2020.
- [78] Hamiche A M, Stambouli A B, Flazi S. A review of the water-energy nexus[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, 65(1): 319-331.
- [79] Khan Z, Linares P, García-González J. Integrating water and energy models for policy driven applications. A review of contemporary work and recommendations for future developments [J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, 67: 1123-1138.
- [80] Webster M, Donohoo P, Palmintier B. Water–CO<sub>2</sub> trade-offs in electricity generation planning [J]. *Nature Climate Change*, 2013, 3(12): 1029-1032.
- [81] Zhang C, Anadon L D. Life cycle water use of energy production and its environmental impacts in China[J]. *Environmental Science & Technology*, 2013, 47(24): 14459-14467.
- [82] Zhang C, Zhong L, Fu X, et al. Revealing water stress by the thermal power industry in China based on a high spatial resolution water withdrawal and consumption inventory[J]. *Environmental Science & Technology*, 2016, 50(4): 1642-1652.
- [83] Zhang X, Liu J, Tang Y, et al. China's coal-fired power plants impose pressure on water resources[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2017, 161(1): 1171-1179.
- [84] Zheng X, Wang C, Cai W, et al. The vulnerability of thermoelectric power generation to water scarcity in China: Current status and future scenarios for power planning and climate change [J]. *Applied Energy*, 2016, 171(1): 444-455.
- [85] Liao X, Hall J W, Eyre N. Water use in China's thermoelectric power sector[J]. *Global Environmental Change*, 2016, 41(1): 142-152.
- [86] Qin Y, Wang Y, Li S, et al. Global assessment of the carbon–water tradeoff of dry cooling for thermal power generation[J]. *Nature Water*, 2023, 1(8): 682-693.
- [87] Cai B, Zhang B, Bi J. Energy's thirst for water in China[J]. *Environmental Science & Technology*, 2014, 48(20): 11760-11768.
- [88] Huang W, Ma D, Chen W. Connecting water and energy: Assessing the impacts of carbon and water constraints on China's power sector[J]. *Applied Energy*, 2017, 185(1): 1497-1505.
- [89] Feng K, Hubacek K, Siu Y L, et al. The energy and water nexus in Chinese electricity production: A hybrid life cycle analysis[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, 39(1): 342-355.

- [90] Zhou Y, Li H, Wang K, et al. China's energy-water nexus: Spillover effects of energy and water policy[J]. *Global Environmental Change*, 2016, 40(1): 92-100.
- [91] Li N, Chen W Y. Energy-water nexus in China's energy bases: From the Paris agreement to the Well Below 2 Degrees target[J]. *Energy*, 2019, 166(1): 277-286.
- [92] He G, Lin J, Zhang Y, et al. Enabling a Rapid and Just Transition away from Coal in China[J]. *One Earth*, 2020, 3(2): 187-194.
- [93] Li H, Cui X, Hui J, et al. Catchment-level water stress risk of coal power transition in China under 2 °C/1.5 °C targets[J]. *Applied Energy*, 2021, 294(1): 116986.
- [94] Zhang C, Zhong L J, Wang J. Decoupling between water use and thermoelectric power generation growth in China[J]. *Nature Energy*, 2018, 3(9): 792-799.
- [95] 张超, 李佳雯. 中国燃煤机组用水效率评估及用水定额提标效果分析[R]. 北京: 能源基金会, 2020.
- [96] Wang C, Wang R, Hertwich E, et al. A technology-based analysis of the water-energy-emission nexus of China's steel industry[J]. *Resources, Conservation and Recycling*, 2017, 124: 116-128.
- [97] Vinca A, Parkinson S, Byers E, et al. The NExus Solutions Tool (NEST) v1.0: an open platform for optimizing multi-scale energy–water–land system transformations[J]. *Geoscientific Model Development*, 2020, 13(3): 1095-1121.
- [98] Awais M, Vinca A, Byers E, et al. MESSAGEix-GLOBIOM nexus module: integrating water sector and climate impacts[J]. *Geoscientific Model Development*, 2024, 17(6): 2447-2469.
- [99] Dolan F, Lamontagne J, Link R, et al. Evaluating the economic impact of water scarcity in a changing world[J]. *Nature Communications*, 2021, 12(1): 1915.
- [100] Guo C, Dai H, Liu X, et al. Impacts of climate change mitigation on agriculture water use: A provincial analysis in China[J]. *Geography and Sustainability*, 2020, 1(3): 189-199.
- [101] Liu X, Dai H, Wada Y, et al. Achieving carbon neutrality enables China to attain its industrial water-use target[J]. *One Earth*, 2022, 5(2): 188-200.
- [102] Stevanović M, Popp A, Bodirsky B L, et al. Mitigation strategies for greenhouse gas emissions from agriculture and land-use change: consequences for food prices[J]. *Environmental Science & Technology*, 2017, 51(1): 365-374.
- [103] Fujimori S, Hasegawa T, Krey V, et al. A multi-model assessment of food security implications of climate change mitigation[J]. *Nature Sustainability*, 2019, 2(5): 386-396.
- [104] van Vuuren D P, Stehfest E, Gernaat D E H J, et al. Alternative pathways to the 1.5 °C target reduce the need for negative emission technologies[J]. *Nature Climate Change*, 2018, 8(5): 391-397.
- [105] Wise M, Calvin K, Thomson A, et al. Implications of Limiting CO<sub>2</sub> Concentrations for Land Use and Energy[J]. *Science*, 2009, 324(5931): 1183-1186.
- [106] Wang X, Li K, Song J, et al. Integrated assessment of straw utilization for energy production from views of regional energy, environmental and socioeconomic benefits[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2018, 190: 787-798.

- [107] Nazari M T, Mazutti J, Basso L G, et al. Biofuels and their connections with the Sustainable Development Goals: a bibliometric and systematic review[J]. *Environment, Development and Sustainability*, 2021, 23(8): 11139-11156.
- [108] Wang J, Feng L, Palmer P I, et al. Large Chinese land carbon sink estimated from atmospheric carbon dioxide data[J]. *Nature*, 2020, 586(7831): 720-723.
- [109] Fuhrman J, McJeon H, Doney S C, et al. From Zero to Hero?: Why Integrated Assessment Modeling of Negative Emissions Technologies Is Hard and How We Can Do Better[J]. *Frontiers in Climate*, 2019, 1(1): 11.
- [110] 刘卫先, 李诚. 中国温室气体与大气污染物控制协同规划及其保障[J]. *中国人口·资源与环境*, 2022, 32(12): 1-10.
- [111] Silva R A, West J J, Lamarque J F, et al. The effect of future ambient air pollution on human premature mortality to 2100 using output from the ACCMIP model ensemble[J]. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 2016, 16(15): 9847-9862.
- [112] Markandya A, Sampedro J, Smith S J, et al. Health co-benefits from air pollution and mitigation costs of the Paris Agreement: a modelling study[J]. *The Lancet Planetary Health*, 2018, 2(3): e126-e133.
- [113] Vandyck T, Keramidas K, Kitous A, et al. Air quality co-benefits for human health and agriculture counterbalance costs to meet Paris Agreement pledges[J]. *Nature Communications*, 2018, 9(1): 4939.
- [114] Li N, Chen W, Rafaj P, et al. Air quality improvement co-benefits of low-carbon pathways toward well below the 2 °C climate target in China[J]. *Environmental Science & Technology*, 2019, 53(10): 5576-5584.
- [115] Xing J, Lu X, Wang S, et al. The quest for improved air quality may push China to continue its CO<sub>2</sub> reduction beyond the Paris Commitment[J]. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 2020, 117(47): 29535-29542.
- [116] Cheng J, Tong D, Zhang Q, et al. Pathways of China's PM2.5 air quality 2015–2060 in the context of carbon neutrality[J]. *National Science Review*, 2021, 8(12): nwab078.
- [117] Cheng J, Tong D, Liu Y, et al. A synergistic approach to air pollution control and carbon neutrality in China can avoid millions of premature deaths annually by 2060[J]. *One Earth*, 2023, 6(8): 978-989.
- [118] Zhang S, An K, Li J, et al. Incorporating health co-benefits into technology pathways to achieve China's 2060 carbon neutrality goal: a modelling study[J]. *The Lancet Planetary Health*, 2021, 5(11): e808-e817.
- [119] Tong D, Geng G, Zhang Q, et al. Health co-benefits of climate change mitigation depend on strategic power plant retirements and pollution controls[J]. *Nature Climate Change*, 2021, 11 (12): 1077-1083.
- [120] Fuhrman J, Clarens A F, McJeon H, et al. The role of negative emissions in meeting China's 2060 carbon neutrality goal[J]. *Oxford Open Climate Change*, 2021, 1(1): kgab004.
- [121] van Soest H L, van Vuuren D P, Hilaire J, et al. Analysing interactions among Sustainable Development Goals with Integrated Assessment Models[J]. *Global Transitions*, 2019, 1(1): 210-225.

- [122] Zhang C, Chen X, Li Y, et al. Water-energy-food nexus: Concepts, questions and methodologies [J]. *Journal of Cleaner Production*, 2018, 195(1): 625-639.
- [123] Lotz-Sisitka H, Ali M B, Mphepo G, et al. Co-designing research on transgressive learning in times of climate change[J]. *Current Opinion in Environmental Sustainability*, 2016, 20(1): 50-55.
- [124] Olawuyi D. Sustainable development and the water-energy-food nexus: Legal challenges and emerging solutions[J]. *Environmental Science & Policy*, 2020, 103(1): 1-9.
- [125] Wang Q, Li S, He G, et al. Evaluating sustainability of water-energy-food (WEF) nexus using an improved matter-element extension model: A case study of China[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2018, 202(1): 1097-1106.
- [126] Liang Y, Li Y, Liang S, et al. Quantifying direct and indirect spatial food-energy-water (FEW) nexus in China[J]. *Environmental Science & Technology*, 2020, 54(16): 9791-9803.
- [127] Mannan M, Al-Ansari T, Mackey H R, et al. Quantifying the energy, water and food nexus: A review of the latest developments based on life-cycle assessment[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2018, 193(1): 300-314.
- [128] Deng H M, Wang C, Cai W J, et al. Managing the water-energy-food nexus in China by adjusting critical final demands and supply chains: An input-output analysis[J]. *Science of The Total Environment*, 2020, 720(1): 137635.
- [129] Yan X, Fang L, Mu L. How does the water-energy-food nexus work in developing countries? An empirical study of China[J]. *Science of The Total Environment*, 2020, 716(1): 134791.
- [130] McCollum D L, Zhou W, Bertram C, et al. Energy investment needs for fulfilling the Paris Agreement and achieving the Sustainable Development Goals[J]. *Nature Energy*, 2018, 3(7): 589-599.
- [131] Liu J Y, Fujimori S, Takahashi K, et al. The importance of socioeconomic conditions in mitigating climate change impacts and achieving Sustainable Development Goals[J]. *Environmental Research Letters*, 2020, 16(1): 014010.
- [132] Grubler A, Wilson C, Bento N, et al. A low energy demand scenario for meeting the 1.5 °C target and sustainable development goals without negative emission technologies[J]. *Nature Energy*, 2018, 3(6): 515-527.
- [133] Wang J, Duan Y, Jiang H, et al. China's energy-water-land system co-evolution under carbon neutrality goal and climate impacts[J]. *Journal of Environmental Management*, 2024, 352: 120036.
- [134] Keilman N. Modelling education and climate change[J]. *Nature Sustainability*, 2020, 3(7): 497-498.
- [135] Guiavarch C, Lempert R, Trutnevyyte E. Scenario techniques for energy and environmental research: An overview of recent developments to broaden the capacity to deal with complexity and uncertainty[J]. *Environmental Modelling & Software*, 2017, 97(1): 201-210.
- [136] Hong T, Fan S. Probabilistic electric load forecasting: A tutorial review[J]. *International Journal of Forecasting*, 2016, 32(3): 914-938.

- [137] Gi K, Sano F, Akimoto K, et al. Potential contribution of fusion power generation to low-carbon development under the Paris Agreement and associated uncertainties[J]. Energy Strategy Reviews, 2020, 27(1): 100432.
- [138] Peng W, Iyer G, Binsted M, et al. The surprisingly inexpensive cost of state-driven emission control strategies[J]. Nature Climate Change, 2021, 11(9): 738-745.
- [139] Babonneau F, Haurie A, Loulou R, et al. Combining stochastic optimization and Monte Carlo simulation to deal with uncertainties in climate policy assessment[J]. Environmental Modeling & Assessment, 2012, 17(1): 51-76.
- [140] Rosenberg D E. Blended near-optimal alternative generation, visualization, and interaction for water resources decision making[J]. Water Resources Research, 2015, 51(4): 2047-2063.
- [141] Hughes N, Strachan N, Gross R. The structure of uncertainty in future low carbon pathways[J]. Energy Policy, 2013, 52(1): 45-54.
- [142] Baležentis T, Streimikiene D. Multi-criteria ranking of energy generation scenarios with Monte Carlo simulation[J]. Applied Energy, 2017, 185(1): 862-871.
- [143] Panos E, Glynn J, Kypreos S, et al. Deep decarbonisation pathways of the energy system in times of unprecedented uncertainty in the energy sector[J]. Energy Policy, 2023, 180: 113642.
- [144] Huppmann D, Rogelj J, Kriegler E, et al. A new scenario resource for integrated 1.5 °C research [J]. Nature Climate Change, 2018, 8(12): 1027-1030.
- [145] Mastrandrea M D, Schneider S H. Probabilistic integrated assessment of "dangerous" climate change[J]. Science, 2004, 304(5670): 571-575.
- [146] Schneider S H, Mastrandrea M D. Probabilistic assessment of "dangerous" climate change and emissions pathways[J]. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America, 2005, 102(44): 15728-15735.
- [147] Webster M, Paltsev S, Parsons J, et al. Uncertainty in greenhouse emissions and costs of atmospheric stabilization[R]. Cambridge: MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change, 2008.
- [148] Webster M, Babiker M, Mayer M, et al. Uncertainty in emissions projections for climate models [J]. Atmospheric Environment, 2002, 36(22): 3659-3670.
- [149] Kypreos S. Stabilizing global temperature change below thresholds: Monte Carlo analyses with MERGE[J]. Computational Management Science, 2008, 5(1): 141-170.
- [150] Bastien-Olvera B A, Moore F C. Use and non-use value of nature and the social cost of carbon [J]. Nature Sustainability, 2021, 4(2): 101-108.
- [151] Gillingham K, Nordhaus W, Anthoff D, et al. Modeling uncertainty in integrated assessment of climate change: a multimodel comparison[J]. Journal of the Association of Environmental and Resource Economists, 2018, 5(4): 791-826.
- [152] Marcucci A, Panos E, Kypreos S, et al. Probabilistic assessment of realizing the 1.5 °C climate target[J]. Applied Energy, 2019, 239(1): 239-251.
- [153] 王鑫. 中国多温室气体优化减排评价模型构建研究[D]. 北京: 清华大学, 2018.
- [154] Zhang S, Chen W. Assessing the energy transition in China towards carbon neutrality with a probabilistic framework[J]. Nature Communications, 2022, 13(1): 87.

- [155] Zhang S, Chen W. China's Energy Transition Pathway in a Carbon Neutral Vision[J]. Engineering, 2022, 14(7): 64-76.
- [156] IPCC. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories[M]. Hayama: Institute for Global Environmental Strategies, 2006.
- [157] 梁夏. 基于 TIMES 模型和调峰模型的电动车排放研究[D]. 北京: 清华大学, 2017.
- [158] 马丁. 中国碳排放达峰路径模型体系构建与应用[D]. 北京: 清华大学, 2015.
- [159] 尹祥. 中国 CO<sub>2</sub> 排放峰值分析模型构建与应用[D]. 北京: 清华大学, 2014.
- [160] 徐绍峰. 中国 MARKAL-ED 模型研究[D]. 北京: 清华大学, 2004.
- [161] Chen W, Wu Z, He J, et al. Carbon emission control strategies for China: A comparative study with partial and general equilibrium versions of the China MARKAL model[J]. Energy, 2007, 32(1): 59-72.
- [162] Loulou R, Lehtilä A, Kanudia A, et al. Documentation for the TIMES Model[M/OL]. IEA-ET SAP, 2024[2024-04-05]. [https://github.com/etsap-TIMES/TIMES\\_Documentation](https://github.com/etsap-TIMES/TIMES_Documentation).
- [163] 国家统计局能源统计司. 中国能源统计年鉴 2020[M]. 北京: 中国统计出版社, 2021.
- [164] Xiao X J, Jiang K J. China's nuclear power under the global 1.5 °C target: Preliminary feasibility study and prospects[J]. Advances in Climate Change Research, 2018, 9(2): 138-143.
- [165] 中国电力企业联合会. 中国电力统计年鉴 2021[M]. 北京: 中国统计出版社, 2021.
- [166] IEA. Projected Costs of Generating Electricity 2020[R]. Paris: IEA, 2020.
- [167] IEA. Energy Technology Perspectives 2020[R]. Paris: IEA, 2020.
- [168] IEAGHG. Towards Zero Emissions CCS In Power Plants Using Higher Capture Rates Of Biomass[R]. Cheltenham: IEAGHG, 2019.
- [169] IEAGHG. CCS In Energy And Climate Scenarios[R]. Cheltenham: IEAGHG, 2019.
- [170] IRENA. Electricity Storage Valuation Framework: Assessing System Value and Ensuring Project Viability[R]. Abu Dhabi: IRENA, 2020.
- [171] Zhang P. Evaluation of the Techno-Economics of Nuclear Hydrogen Production using HTGR (China)[R]. Vienna: IAEA, 2018: 100-140.
- [172] IRENA. Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5 °C climate goal[R]. Abu Dhabi: IRENA, 2020.
- [173] 中国氢能源及燃料电池产业创新战略联盟. 中国氢能源及燃料电池产业白皮书（2020）——碳中和战略下的低碳清洁供氢体系[M]. 北京: 人民日报出版社, 2021.
- [174] Hydrogen Council, McKinsey & Company. Hydrogen for Net-Zero: A critical cost-competitive energy vector[R]. Brussels: Hydrogen Council, 2021.
- [175] Hydrogen Council, McKinsey & Company. Hydrogen Insights 2023[R]. Brussels: Hydrogen Council, 2023.
- [176] Lepage T, Kammoun M, Schmetz Q, et al. Biomass-to-hydrogen: A review of main routes production, processes evaluation and techno-economical assessment[J]. Biomass and Bioenergy, 2021, 144(1): 105920.
- [177] 国家发展改革委, 工业和信息化部, 生态环境部, 等. 高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南（2022 年版）[R]. 北京: 国家发展改革委, 2022.

- [178] 国家发展改革委, 工业和信息化部, 生态环境部, 等. 高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平(2021年版) [R]. 北京: 国家发展改革委, 2021.
- [179] 工业和信息化部. “十四五”工业绿色发展规划[R]. 北京: 工业和信息化部, 2021.
- [180] 国家发展改革委, 工业和信息化部, 生态环境部, 等. 工业重点领域能效标杆水平和基准水平(2023年版) [R]. 北京: 国家发展改革委, 2023.
- [181] Zhang C Y, Yu B, Chen J M, et al. Green transition pathways for cement industry in China[J]. Resources, Conservation and Recycling, 2021, 166(1): 105355.
- [182] 麦肯锡. “中国加速迈向碳中和”水泥篇: 水泥行业碳减排路径[R]. 北京: 麦肯锡, 2021.
- [183] EMIS Insights. 中国水泥行业研究报告 2021 年-2022 年》(英文版)[R]. 北京: EMIS Insights, 2021.
- [184] 中国节能协会冶金工业节能专业委员会, 冶金工业规划研究院. 中国钢铁工业节能低碳发展报告(2020) [R]. 北京: 中国节能协会冶金工业节能专业委员会、冶金工业规划研究院, 2020.
- [185] 《中国钢铁工业年鉴》编辑委员会. 中国钢铁工业年鉴 2021[M]. 北京: 冶金工业出版社, 2021.
- [186] Ren L, Zhou S, Peng T, et al. A review of CO<sub>2</sub> emissions reduction technologies and low-carbon development in the iron and steel industry focusing on China[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2021, 143(1): 110846.
- [187] 王庆一. 2021 能源数据[R]. 北京: 绿色创新发展中心, 2022.
- [188] 中国氮肥工业协会. 合成氨行业节能降碳改造升级目标与重点 2022[R]. 北京: 中国氮肥工业协会, 2021.
- [189] 中国有色金属工业协会. 中国有色金属工业年鉴 2019[M]. 北京: 中国有色金属工业协会, 2020.
- [190] IAI. 2019 Life Cycle Inventory (LCI) Data and Environmental Metrics[R]. London: IAI, 2022.
- [191] Dong D, van Oers L, Tukker A, et al. Assessing the future environmental impacts of copper production in China: Implications of the energy transition[J]. Journal of Cleaner Production, 2020, 274(1): 122825.
- [192] 王成彦, 陈永强. 中国铅锌冶金技术状况及发展趋势: 铅冶金[J]. 有色金属科学与工程, 2016, 7(06): 1-7.
- [193] 王成彦, 陈永强. 中国铅锌冶金技术状况及发展趋势: 锌冶金[J]. 有色金属科学与工程, 2017, 8(01): 1-7.
- [194] 郑景云, 卞娟娟, 葛全胜, 等. 1981~2010 年中国气候区划[J]. 科学通报, 2013, 58: 3088-3099.
- [195] 国务院第七次全国人口普查领导小组办公室. 2020 年第七次全国人口普查主要数据[M]. 北京: 中国统计出版社, 2021.
- [196] 住房和城乡建设部科技与产业化发展中心(住房和城乡建设部住宅产业化促进中心). 中国建筑节能发展报告(2020 年) [M]. 北京: 中国建筑工业出版社, 2020.
- [197] 清华大学建筑节能研究中心. 中国建筑节能年度发展报告 2020(农村住宅专题) [M]. 北京: 中国建筑工业出版社, 2021.

- [198] 清华大学建筑节能研究中心. 中国建筑节能年度发展研究报告 2021 (城镇住宅专题) [M]. 北京: 中国建筑工业出版社, 2020.
- [199] 清华大学建筑节能研究中心. 中国建筑节能年度发展研究报告 2022 (公共建筑专题) [M]. 北京: 中国建筑工业出版社, 2022.
- [200] 住房和城乡建设部. GB50176-2016. 民用建筑热工设计规范[S]. 北京: 中国建筑工业出版社, 2016.
- [201] 住房和城乡建设部. GB50352-2019. 民用建筑设计统一标准[S]. 北京: 中国建筑工业出版社, 2019.
- [202] 城乡建设环境保护部. JGJ26-86. 民用建筑节能设计标准 (采暖居住建筑部分)[S]. 北京: 城乡建设环境保护部, 1986.
- [203] 建设部. JGJ26-95. 民用建筑节能设计标准 (采暖居住建筑部分)[S]. 北京: 建设部, 1996.
- [204] 建设部. JGJ134-2001. 夏热冬冷地区居住建筑节能设计标准[S]. 北京: 建设部, 2001.
- [205] 建设部. JGJ75-2003. 夏热冬暖地区居住建筑节能设计标准[S]. 北京: 建设部, 2003.
- [206] 住房和城乡建设部. JGJ26-2010. 严寒和寒冷地区居住建筑节能设计标准[S]. 北京: 中国建筑工业出版社, 2010.
- [207] 住房和城乡建设部. JGJ134-2010. 夏热冬冷地区居住建筑节能设计标准[S]. 北京: 中国建筑工业出版社, 2010.
- [208] 住房和城乡建设部. JGJ75-2012. 夏热冬暖地区居住建筑节能设计标准[S]. 北京: 中国建筑工业出版社, 2012.
- [209] 住房和城乡建设部. JGJ26-2018. 严寒和寒冷地区居住建筑节能设计标准[S]. 北京: 中国建筑工业出版社, 2018.
- [210] 住房和城乡建设部. JGJ475-2019. 温和地区居住建筑节能设计标准[S]. 北京: 中国建筑工业出版社, 2019.
- [211] 建设部, 国家质量监督检验检疫总局. GB50189-2005. 公共建筑节能设计标准[S]. 北京: 中国建筑工业出版社, 2005.
- [212] 住房和城乡建设部, 国家质量监督检验检疫总局. GB50189-2015. 公共建筑节能设计标准 [S]. 北京: 中国建筑工业出版社, 2015.
- [213] 住房和城乡建设部, 国家质量监督检验检疫总局. GB55015-2021. 建筑节能与可再生能源利用通用规范[S]. 北京: 中国建筑工业出版社, 2021.
- [214] 住房和城乡建设部, 国家质量监督检验检疫总局. GB/T51350-2019. 近零能耗建筑技术标准[S]. 北京: 中国建筑工业出版社, 2019.
- [215] 住房和城乡建设部. GB/T50378-2019. 绿色建筑评价标准[S]. 北京: 中国建筑工业出版社, 2019.
- [216] 住房和城乡建设部. GB/T51141-2015. 既有建筑绿色改造评价标准[S]. 北京: 中国建筑工业出版社, 2015.
- [217] Frank S, Gusti M, Havlík P, et al. Land-based climate change mitigation potentials within the agenda for sustainable development[J]. Environmental Research Letters, 2021, 16(2): 024006.
- [218] Lin S, Zhao H, Zhu L, et al. Seawater desalination technology and engineering in China: A review[J]. Desalination, 2021, 498(1): 114728.

- [219] Bhojwani S, Topolski K, Mukherjee R, et al. Technology review and data analysis for cost assessment of water treatment systems[J]. *Science of The Total Environment*, 2019, 651(1): 2749-2761.
- [220] 吴云奇, 贾麟, 闫玉莲, 等. 大型海水淡化工程投资和成本分析[J]. *盐科学与化工*, 2021, 50 (03): 6-9.
- [221] Al-Karaghoubi A, Kazmerski L L. Energy consumption and water production cost of conventional and renewable-energy-powered desalination processes[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013, 24(1): 343-356.
- [222] Do Thi H T, Pasztor T, Fozer D, et al. Comparison of Desalination Technologies Using Renewable Energy Sources with Life Cycle, PESTLE, and Multi-Criteria Decision Analyses[J]. *Water*, 2021, 13(21): 3023.
- [223] Tian W, Liu X, Wang K, et al. Estimation of reservoir evaporation losses for China[J]. *Journal of Hydrology*, 2021, 596(1): 126142.
- [224] 徐涛. 节水灌溉技术补贴政策研究: 全成本收益与农户偏好[D]. 陕西: 西北农林科技大学, 2018.
- [225] Zhang C, He G, Johnston J, et al. Long-term transition of China's power sector under carbon neutrality target and water withdrawal constraint[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2021, 329 (1): 129765.
- [226] 国家市场监督管理总局, 国家标准化管理委员会. GB/T18916. 取水定额[S]. 北京: 水利部, 2022.
- [227] 工业和信息化部, 水利部, 国家发展改革委, 等. 工业水效提升行动计划[R]. 北京: 工业和信息化部, 2022.
- [228] 清华 BP 清洁能源研究与教育中心. 中国 2020 年、2030 年能源情景中的水问题[R]. 北京: 清华 BP 清洁能源研究与教育中心, 2018.
- [229] 水利部. 中国水利统计年鉴 2020[M]. 北京: 中国水利水电出版社, 2020.
- [230] Tong D, Farnham D J, Duan L, et al. Geophysical constraints on the reliability of solar and wind power worldwide[J]. *Nature Communications*, 2021, 12(1): 6146.
- [231] Chen X, Liu Y, Wang Q, et al. Pathway toward carbon-neutral electrical systems in China by mid-century with negative CO<sub>2</sub> abatement costs informed by high-resolution modeling[J]. *Joule*, 2021, 5(10): 2715-2741.
- [232] Chen X, Lv J, McElroy M B, et al. Power System Capacity Expansion Under Higher Penetration of Renewables Considering Flexibility Constraints and Low Carbon Policies[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, 33(6): 6240-6253.
- [233] 《东北区域气候变化评估报告: 2020》编写委员会. 东北区域气候变化评估报告: 2020 决策者摘要[M]. 北京: 气象出版社, 2021.
- [234] 《华东区域气候变化评估报告: 2020》编写委员会. 华东区域气候变化评估报告: 2020 [M]. 北京: 气象出版社, 2022.
- [235] 《华南区域气候变化评估报告: 2020》编写委员会. 华南区域气候变化评估报告: 2020 决策者摘要[M]. 北京: 气象出版社, 2021.

- [236] 刘敏, 王凯, 万素琴, 等. 华中区域气候变化评估报告: 2020[M]. 北京: 气象出版社, 2021.
- [237] 马鹏里, 王有恒, 杨金虎, 等. 西北区域气候变化评估报告: 2020 精华版[M]. 北京: 气象出版社, 2022.
- [238] 《西南区域气候变化评估报告: 2020》编写委员会. 西南区域气候变化评估报告: 2020 决策者摘要[M]. 北京: 气象出版社, 2021.
- [239] 《新疆区域气候变化评估报告: 2020》编写委员会. 新疆区域气候变化评估报告: 2020 决策者摘要[M]. 北京: 气象出版社, 2021.
- [240] 《华北区域气候变化评估报告: 2020》编写委员会. 华北区域气候变化评估报告: 2020 决策者摘要[M]. 北京: 气象出版社, 2021.
- [241] Chang J, Havlík P, Leclère D, et al. Reconciling regional nitrogen boundaries with global food security[J]. Nature Food, 2021, 2(9): 700-711.
- [242] Ren M, Huang C, Wu Y, et al. Enhanced food system efficiency is the key to China's 2060 carbon neutrality target[J]. Nature Food, 2023, 4(7): 552-564.
- [243] Havlík P, Valin H, Herrero M, et al. Climate change mitigation through livestock system transitions[J]. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America, 2014, 111(10): 3709-3714.
- [244] Williams J R, et al. The EPIC model[J]. Computer models of watershed hydrology, 1995: 909-1000.
- [245] Cramer W, Kicklighter D W, Bondeau A, et al. Comparing global models of terrestrial net primary productivity (NPP): overview and key results[J]. Global Change Biology, 1999, 5(S1): 1-15.
- [246] Robinson T P, Thornton P K, Francesconi G N, et al. Global livestock production systems [M]. Rome: Food and Agriculture Organization of the United Nations (FAO) and International Livestock Research Institute (ILRI), 2011.
- [247] Herrero M, Thornton P, Kruska R, et al. Systems dynamics and the spatial distribution of methane emissions from African domestic ruminants to 2030[J]. Agriculture, Ecosystems & Environment, 2008, 126(1): 122-137.
- [248] Burek P, Satoh Y, Kahil T, et al. Development of the Community Water Model (CWatM v1.04) – a high-resolution hydrological model for global and regional assessment of integrated water resources management[J]. Geoscientific Model Development, 2020, 13(7): 3267-3298.
- [249] Burek P, Smilovic M, Guillaumot L, et al. Community Water Model CWatM Manual[R]. Laxenburg: IIASA, 2020.
- [250] Allen R G, Pereira L S, Raes D, et al. Crop evapotranspiration-Guidelines for computing crop water requirements-FAO Irrigation and drainage paper 56[R]. Rome: FAO, 1998.
- [251] Zhao R, Liu X. The Xinjiang model[M]//Singh V. Computer Models of Watershed Hydrology. Littleton: Water Resources Publications, 1995: 215–232.
- [252] Kiesewetter G, Sander R. GAINS User guide: Tutorial for advanced users[R]. Laxenburg: IIASA, 2021.

- [253] Amann M, Kiesewetter G, Schöpp W, et al. Reducing global air pollution: the scope for further policy interventions[J]. Philosophical Transactions of the Royal Society A, 2020, 378(2183): 20190331.
- [254] Simpson D, Benedictow A, Berge H, et al. The EMEP MSC-W chemical transport model – technical description[J]. Atmospheric Chemistry and Physics, 2012, 12(16): 7825-7865.
- [255] EMEP MSC-W. Open Source EMEP/MSC-W model v5.0 (202310)[EB/OL]. 2023[2024-03-05]. <https://doi.org/10.5281/zenodo.8431553>.
- [256] Liu J, Zhang S, Wagner F. Exploring the driving forces of energy consumption and environmental pollution in China's cement industry at the provincial level[J]. Journal of Cleaner Production, 2018, 184(1): 274-285.
- [257] Schiavina M, Freire S, Carioli A, et al. GHS-POP R2023A - GHS population grid multitemporal (1975-2030)[EB/OL]. European Commission, Joint Research Centre (JRC), 2023[2024-03-05]. <https://data.europa.eu/89h/2ff68a52-5b5b-4a22-8f40-c41da8332cfe>.
- [258] United Nations. Department of Economic and Social Affairs. Population Division. 2018 Revision of World Urbanization Prospects[R]. New York: UN DESA, 2018.
- [259] Burnett R T, Pope III C A, Ezzati M, et al. An integrated risk function for estimating the global burden of disease attributable to ambient fine particulate matter exposure[J]. Environmental health perspectives, 2014, 122(4): 397-403.
- [260] World Health Organization. Ambient air pollution: A global assessment of exposure and burden of disease[R]. Geneva: World Health Organization, 2016.
- [261] IHME. Global Burden of Disease 2019[R]. Seattle: IHME, 2019.
- [262] Murray C J L, Aravkin A Y, Zheng P, et al. Global burden of 87 risk factors in 204 countries and territories, 1990–2019: a systematic analysis for the Global Burden of Disease Study 2019 [J]. The Lancet, 2020, 396(10258): 1223-1249.
- [263] Rafaj P, Kiesewetter G, Krey V, et al. Air quality and health implications of 1.5 °C – 2 °C climate pathways under considerations of ageing population: a multi-model scenario analysis [J]. Environmental Research Letters, 2021, 16(4): 045005.
- [264] M. D. McKay R J B, Conover W J. A Comparison of Three Methods for Selecting Values of Input Variables in the Analysis of Output From a Computer Code[J]. Technometrics, 2000, 42 (1): 55-61.
- [265] Stein M. Large Sample Properties of Simulations Using Latin Hypercube Sampling[J]. Technometrics, 1987, 29(2): 143-151.
- [266] Shields M D, Zhang J. The generalization of Latin hypercube sampling[J]. Reliability Engineering & System Safety, 2016, 148: 96-108.
- [267] 黎楠. 中国分省区低碳协同发展模型构建与应用[D]. 北京: 清华大学, 2018.
- [268] Li N, Chen W, Zhang Q. Development of China TIMES-30P model and its application to model China's provincial low carbon transformation[J]. Energy Economics, 2020, 92(1): 104955.
- [269] 李政, 张东杰, 潘玲颖, 等. “双碳”目标下我国能源低碳转型路径及建议[J]. 动力工程学报, 2021, 41: 905-909+971.

- [270] 生态环境部. 中国应对气候变化的政策与行动 2023 年度报告[R]. 北京: 生态环境部, 2023.
- [271] 杨雷, 潘勋章, 陈文颖. 碳中和目标的公平性评价: 基于碳配额分配模型[J]. 中国人口·资源与环境, 2023, 33(6): 1-10.
- [272] van den Berg N J, van Soest H L, Hof A F, et al. Implications of various effort-sharing approaches for national carbon budgets and emission pathways[J]. Climatic Change, 2019, 162 (4): 1805-1822.
- [273] Robiou du Pont Y, Jeffery M L, Gütschow J, et al. Equitable mitigation to achieve the Paris Agreement goals[J]. Nature Climate Change, 2016, 7(1): 38-43.
- [274] Byers E, Krey V, Kriegler E, et al. AR6 Scenarios Database[DS/OL]. Intergovernmental Panel on Climate Change, 2022. <https://doi.org/10.5281/zenodo.7197970>.
- [275] 工业和信息化部, 国家发展改革委, 财政部, 等. 工业能效提升行动计划[R]. 北京: 工业和信息化部, 2022.
- [276] 中国营养学会. 中国居民膳食指南科学研究报告 (2021) [M]. 北京: 人民卫生出版社, 2021.
- [277] Pastor A V, Ludwig F, Biemans H, et al. Accounting for environmental flow requirements in global water assessments[J]. Hydrology and Earth System Sciences, 2014, 18(12): 5041-5059.
- [278] 国务院. 国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知[R]. 北京: 国务院, 2013.
- [279] 国务院. 国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知[R]. 北京: 国务院, 2018.
- [280] 国务院. 国务院关于印发《空气质量持续改善行动计划》的通知[R]. 北京: 国务院, 2023.
- [281] 普思斯. 中国公众对大气污染的风险感知和支付意愿空间分布研究[D]. 南京: 南京大学, 2019.
- [282] Hoffmann S, Krupnick A, Qin P. Building a Set of Internationally Comparable Value of Statistical Life Studies: Estimates of Chinese Willingness to Pay to Reduce Mortality Risk[J]. Journal of Benefit-Cost Analysis, 2017, 8(2): 251-289.
- [283] EPA. Guidelines for Preparing Economic Analyses[R]. Washington: EPA, 2000.
- [284] Champenois F, Xing Z, Myllyvirta L, et al. China's new coal power spree continues as more provinces jump on the bandwagon[R]. CREA, 2023.
- [285] Tang H, Chen W, Zhang S, et al. China's multi-sector-shared CCUS networks in a carbon-neutral vision[J]. iScience, 2023, 26(4): 106347.
- [286] Tang H, Zhang S, Chen W. Assessing Representative CCUS Layouts for China's Power Sector toward Carbon Neutrality[J]. Environmental Science & Technology, 2021, 55(16): 11225-11235.

## 致 谢

回望在清华园度过的九载春秋，心中充满了深深的感激和无尽的回忆。这九年不仅是我学术探索的历程，更是我人生历练和自我成长的宝贵时光。

我首先要向我尊敬的导师陈文颖教授表达最深切的敬意和感激。您不仅以卓越的学术成就和深厚的学识引领我的学术旅程，更以高尚的道德风范和崇高的师德成为我人生的榜样。在学术探索的征途上，您为我提供了自由创新和大胆尝试的学术环境，鼓励我跳出“舒适圈”，探索未知领域，引导我形成自己的学术视角和研究方法，让我在学术道路上拥有了更多的自信和坚定。

在本论文的研究和撰写过程中，我有幸获得很多老师的宝贵指导和支持。特别要感谢清华大学能源环境经济研究所的何建坤、张希良、段茂盛、滕飞、刘滨、张达、王宇、欧训民、常世彦、周丽、郭偲悦、翁玉艳、王天鹏等敬爱的老师在我研究的关键时刻提供了极具洞见的建议，激励我不断追求更高的学术标准。同时，我要对清华大学电机系的康重庆、张宁和香港大学的王毅老师表示衷心感谢。您们指导我撰写了自己的第一篇 SCI 论文，并在我读博期间时刻鼓励和帮助着我。

我还要感谢课题组的王欢、李丹阳、张强、杨雷、唐昊天、张乾志、任晋辉、丁琪以及其他一起奋斗过的伙伴们。与优秀的诸位同行，让我在学术探索的道路上不再孤单，这段共同度过的时光，将是我人生中宝贵的回忆。

在 IIASA 的一年多时光中，承蒙 Volker Krey、Keywan Riahi、Bas van Ruijven、Peter Rafaj、Edward Byers、Setu Pelz、Pat Wagner、Adriano Vinca、Muhammad Awais、张少辉、郭非、唐廷等的热心指导与帮助，特此致谢。IIASA 大家庭的同事对科研的热情和对学术的执着追求，深深影响了我，激励我不断追求卓越。此外，我也要对韩晓、谭锦潇、徐铭浩、刘泽慧、杨靖、潘艺蓉和后续前来 IIASA 访学的中国朋友们表达谢意，是你们让我在异国他乡感受到了家的温暖。

最后我要感谢我的家人和挚友，是你们无条件的爱和支持，给了我不断前进的勇气和力量。你们的理解、包容和陪伴，是我能够坚持到底的最大动力。

“士不可以不弘毅，任重而道远。”在博士论文的最后，我以此古训自勉，也与同道共勉。未来之途，虽未知其艰险，然吾心向学，志在千里。愿以吾之所学，贡献于世，以吾之所为，启迪后人。

张枢

2024 年 5 月 8 日于清华园

声 明

---

声 明

本人郑重声明：所呈交的学位论文，是本人在导师指导下，独立进行研究工作所取得的成果。尽我所知，除文中已经注明引用的内容外，本学位论文的研究成果不包含任何他人享有著作权的内容。对本论文所涉及的研究工作做出贡献的其他个人和集体，均已在文中以明确方式标明。

签 名： 张枢 日 期：2024.5.20

## 个人简历、在学期间完成的相关学术成果

### 个人简历

1996年11月22日出生于云南省昆明市。

2015年9月考入清华大学电机工程与应用电子技术系电气工程及其自动化专业，2019年7月本科毕业并获得工学学士学位。2016年9月考入清华大学五道口金融学院金融学（辅修）专业，2019年7月毕业。2017年9月考入清华大学经济管理学院经济学专业，2019年7月毕业并获得经济学（第二学位）学士学位。

2019年9月推荐免试进入清华大学核能与新能源技术研究院能源环境经济研究所攻读管理学博士学位，师从陈文颖教授。在学期间获得国家奖学金、清华大学未来学者奖学金、解振华能源环境奖学金、清华大学综合优秀一等奖学金等奖励。

2022年3月至2023年4月获国家留学基金“国家建设高水平大学公派研究生项目”资助，以联合培养博士生身份赴奥地利国际应用系统分析研究所（IIASA）能源、气候和环境项目（ECE）访问，合作导师为Volker Krey教授。

### 在学期间完成的相关学术成果

#### 学术论文：

- [1] **Zhang S**, Chen W, Zhang Q, Krey V, Byers E, Rafaj P, Nguyen B, Awais M, Riahi K. Targeting net-zero emissions in China without neglecting efforts towards other sustainable development goals [J]. *Nature Sustainability*, 2024. (影响因子 27.6, 已原则性接收, 待刊发)
- [2] **Zhang S**, Chen W. Assessing the energy transition in China towards carbon neutrality with a probabilistic framework [J]. *Nature Communications*, 2022, 13(1): 87. (影响因子 16.6, 高被引论文、热点论文)
- [3] **Zhang S**, Chen W. China's Energy Transition Pathway in a Carbon Neutral Vision [J]. *Engineering*, 2022, 14(7): 64-76. (影响因子 12.8, 高被引论文、热点论文)
- [4] **Zhang S**, Wang Y, Zhang Y, Wang D, Zhang N. Load probability density forecasting by transforming and combining quantile forecasts [J]. *Applied Energy*, 2020, 277(1): 115600. (影响因子 11.2)
- [5] **Zhang S**, Chen W. Modeling the Rapid Development of Electric Vehicles and Energy Storage Technology Under China Carbon Neutral Scenario Based on China-TIMES Model [J]. *Energy Proceedings*, 2020, 10(1): 7202.
- [6] Tang H, Chen W, **Zhang S**, Zhang Q. China's multi-sector-shared CCUS networks

- in a carbon-neutral vision [J]. iScience, 2023, 26(4): 106347. (影响因子 5.8)
- [7] Shao T, Pan X, Li X, Zhou S, **Zhang S**, Chen W. China's industrial decarbonization in the context of carbon neutrality: A sub-sectoral analysis based on integrated modelling [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2022, 170(1): 112992. (影响因子 15.9)
- [8] Tang H, **Zhang S**, Chen W. Assessing Representative CCUS Layouts for China's Power Sector toward Carbon Neutrality [J]. Environmental Science & Technology, 2021, 55(16): 11225-11235. (影响因子 11.4)

### 参与撰写的报告和著作章节：

- [9] Yu S, Fu S, Behrendt J, Chai Q, Chen L, Chen W, Cheng X, Clarke L, Du X, Guo F, Hultman N, Khanna N, Krey V, Li M, Liu J, Lu H, Lou J, Mei C, Qin X, Wang K, Wu Y, Yang Z, **Zhang S**, Zhou N. Synthesis Report 2022 on China's Carbon Neutrality: Electrification in China's Carbon Neutrality Pathways [R]. Beijing: Energy Foundation China, 2022. (主要作者按照姓氏首字母排序)

### 参与项目：

- [10] 国家自然科学基金委重大项目课题，绿色低碳发展转型中的关键管理科学问题与政策研究（国际气候治理与合作机制研究），项目号：71690243.
- [11] 国家科技部重点研发计划重点专项课题，气候变化风险的全球治理与国内应对关键问题研究（我国应对气候变化与经济社会环境协同治理路径模拟研究），项目号：2018YFC1509006.
- [12] 国家自然科学基金委国际合作项目，可持续能源环境转型之路：全球和中爱能源-经济-环境-气候多模型创新集成模拟，项目号：51861135102.
- [13] 国家自然科学基金委国际合作项目，城市能源系统可持续发展：政策设计，运营优化与市场协调，项目号：71961137004.
- [14] 教育部人文社会科学重点研究基地重大项目，2060 年碳中和愿景下的电力转型路径与政策研究，项目号：22JJD480001.
- [15] 世界银行集团项目，Green China: Towards Cleaner and More Sustainable Growth, 项目号：7202065.
- [16] 欧盟 Horizon 2020 项目，Linking Climate and Development Policies-Leveraging International Networks and Knowledge Sharing (CD-LINKS)，项目号：642147.
- [17] 欧盟 Horizon 2020 项目，Exploring National and Global Actions to reduce Greenhouse gas Emissions (ENGAGE)，项目号：821471.
- [18] 欧盟委员会气候理事会项目，Climate Policy assessment and Mitigation Modeling to Integrate national and global Transition pathways for Environmental-friendly Development (COMMITTED)，项目号：CLIMA/2022/EA-RP-0007.

## 指导教师评语

实现碳中和目标需要能源系统的深刻变革，高比例的可再生能源给电力系统灵活性带来挑战，能源转型与粮食安全、水资源利用、空气质量改善等可持续发展目标紧密相关。本论文通过能源系统多时序建模及多模型耦合模拟碳中和目标下能源转型路径及协同效应，选题具有重要的理论和实践意义。

本论文构建了多时序多模型耦合的中国碳中和转型综合评估模型体系。以课题组已有的 China TIMES 模型为基础，在大量数据调研基础上建立了考虑年-季度-星期-昼夜小时多级嵌套的 56 个时序的 China TIMES 2.0 模型，并实现了与 GLOBIOM 模型、CWatM 模型、GAINS 模型的连接，开发了基于蒙特卡洛分析方法的不确定性分析模块。应用模型对碳中和目标下电力、工业、建筑、交通部门转型路径、亚年度级能源供需平衡及储能、投资需求与减排成本、能-粮-水-空气质量的协同转型路径等进行了深入的模拟分析，并应用拉丁超立方分层抽样法生成 4000 多个情景对影响碳中和转型路径的多维不确定性因素进行系统模拟分析。论文工作创新性大、成果丰富，论文写作规范、逻辑清晰，是一篇优秀的博士论文。

## 答辩委员会决议书

论文研究了碳中和目标下中国能源转型路径及其协同效应，并对转型过程中的不确定性进行了分析。论文选题具有重要的理论价值和现实意义。

论文主要创新性成果包括：

1) 构建了中国碳中和转型综合评估模型体系，自主搭建了亚年度级的能源系统模型 China TIMES 2.0，实现了能源系统模型与土地利用模型模拟器、水资源管理模型、空气质量模型连接，开发了基于蒙特卡洛分析的不确定性分析模块；

2) 应用模型体系，模拟了亚年度级能源供需格局、能源转型技术需求与经济代价，研究了低碳能源系统面临的灵活性挑战及其应对措施；分析了能-粮-水-空气质量系统之间的相互作用，评估了碳中和转型与其他可持续发展目标之间的协同效应和潜在权衡；

3) 利用蒙特卡洛分析方法，构建了不确定性分析流程，量化了技术发展、行为模式、政策法规等多维不确定性对碳中和转型路径、技术组合和转型成本的影响，评估了新兴能源技术的相互关系和发展趋势。

论文结构完整，逻辑清晰，内容翔实，书写规范，研究成果具有创新性。答辩表达流畅，回答问题准确。论文及答辩表明，张枢同学在管理科学与工程学科具有坚实的基础理论和扎实的专业知识，具有独立开展研究工作的能力。

答辩委员会表决，一致同意通过论文答辩，并建议授予张枢同学管理学博士学位，推荐申请优秀博士学位论文。