

我国电力碳达峰、碳中和路径研究

舒印彪¹, 张丽英², 张运洲³, 王耀华³, 鲁刚³, 元博³, 夏鹏³

(1. 中国华能集团有限公司, 北京 100031; 2. 国家电网有限公司, 北京 100031;
3. 国网能源研究院有限公司, 北京 102209)

摘要: 电力低碳转型对实现碳达峰、碳中和目标具有全局性意义。本文在电力碳预算评估的基础上构建深度低碳、零碳、负碳 3 类电力转型情景, 研判电力需求等关键边界条件, 构建路径规划优化模型; 采用 GESP-V 软件包进行优化分析, 确定不同情景下包含电源结构、电力碳排放、电力供应成本在内的电力低碳转型路径; 探讨并剖析煤电发展定位、新能源发展利用、清洁能源多元化供应、电力平衡等实现电力系统低碳转型亟待解决的重大问题。研究建议, 加强顶层设计, 稳妥规划转型节奏, 保障电力供应安全; 加强绿色低碳重大科技攻关, 统筹电力全链条技术与产业布局; 优化完善利益平衡统筹兼顾的市场机制, 加快建设绿色金融政策保障体系。通过政策、技术、机制协同, 推动中长期我国电力低碳转型的高质量发展。

关键词: 碳达峰; 碳中和; 电力转型; 碳预算; 碳减排; 情景分析; 电力供应成本

中图分类号: TM73 **文献标识码:** A

Carbon Peak and Carbon Neutrality Path for China's Power Industry

Shu Yinbiao¹, Zhang Liying², Zhang Yunzhou³, Wang Yaohua³, Lu Gang³,
Yuan Bo³, Xia Peng³

(1. China Huaneng Group Co., Ltd., Beijing 100031, China; 2. State Grid Corporation of China, Beijing 100031, China; 3. State Grid Energy Research Institute Co., Ltd., Beijing 102209, China)

Abstract: The low-carbon transformation of power sector is significant for achieving the goal of carbon peak and carbon neutrality in China. Based on the evaluation of power carbon budget, three power transformation scenarios of deep low-carbon, zero carbon, and negative carbon were built, the key boundary conditions such as power consumption demand were studied, and a path planning optimization model was established in the paper. Using the GESP-V software package for optimized analysis, the low-carbon transformation paths were determined for power structure, power carbon emissions, and power supply costs under different scenarios. The major issues that are critical for the low-carbon transformation of the power system were discussed, including coal power development, renewable energy development and utilization, diversified supply of clean energy, and electric power balance. Several suggestions were further proposed. Specifically, the top-level design should be strengthened to steadily plan the transformation pace, major low-carbon technologies should be developed to coordinate the overall technology and industrial layout, and the market mechanism with balanced interests should be improved while establishing a green finance policy system. The high-quality low-

收稿日期: 2021-10-18; 修回日期: 2021-11-05

通讯作者: 张运洲, 国网能源研究院有限公司教授级高级工程师, 研究方向为能源电力及电网规划, E-mail: zhangyunzhou@sgeri.sgcc.com.cn

资助项目: 中国工程院咨询项目“我国碳达峰、碳中和战略及路径研究”(2021-HYZD-16)

本刊网址: www.engineering.org.cn/ch/journal/sscae

carbon transformation of China's power sector in the medium and long term can be promoted through the coordination of policies, technologies, and mechanisms.

Keywords: carbon peak; carbon neutrality; power transformation path; carbon budget; carbon emission reduction; scenario analysis; power supply cost

一、前言

进入 21 世纪以来,与全球气候变化密切相关的极端天气、自然灾害频发,世界各国纷纷制定碳中和、碳中和气候目标,加速能源清洁低碳转型、积极应对气候变化成为全球共同性议题 [1~3]。我国积极宣示并推动碳达峰、碳中和目标的实施 [4,5],既是践行人类命运共同体的重大实践,也体现了推动世界绿色低碳转型的决心与担当。在我国,能源活动是 CO₂ 的主要排放源,相应排放量约占全社会 CO₂ 排放量的 87%、全部温室气体排放量的 73%;其中电力部门是重要的碳排放部门(约占能源碳排放的 40%),相应排放量约为 4×10⁹ t。未来,通过电能替代煤炭、石油、天然气等化石能源的直接使用 [6],提高终端能源消费的电气化水平,可显著减少终端用能部门的直接碳排放。电力是能源转型的中心环节、碳减排的关键领域 [7~10],电力部门将承担更大的减排责任,应加快构建以新能源为主体的新型电力系统 [11],推动能源电力低碳转型发展,为实现我国碳中和目标作出重要贡献。

能源电力低碳转型对于实现碳达峰、碳中和目标至关重要 [12]。目前国内外研究机构在世界能源低碳转型路径研究方面取得了丰富成果,如国际能源署(IEA)、国际可再生能源署(IRENA)等机构按年度发布世界能源发展展望报告 [13,14],开发了一批综合能源经济模型(代表性的有 MARKEL-MACRO 模型、TIMES 模型、C-REM 模型),为碳中和目标下全社会、各行业脱碳转型路径研究提供了方向引导与工具支撑;国内高校、科研院所通过设置政策情景、强化减排情景、2℃和 1.5℃情景等假设,对碳达峰、碳中和目标下我国能源电力转型路径开展了多情景分析并获得诸多研究成果 [15~17]。需要注意到,相较主要发达国家在自然达峰后的漫长减排路径,我国的碳排放峰值、平台期、转型路径将完全不同 [18,19],电力低碳转

型必然面临包括规划、政策、技术、产业、经济性在内的全方位挑战。统筹协调电力行业与全社会其他行业的减排责任和进程,考虑新型储能、CCUS(碳捕集、利用与封存)、氢能等关键新技术对电力低碳转型路径的影响 [20~22],合理确定煤电发展定位、科学发展利用新能源、破解电力平衡挑战等重大问题,都可归纳为在多重不确定的内外部环境多目标权衡与统筹优化事件,需要兼顾安全、经济、清洁等多个方向开展系统深入的研究。

针对于此,本文以我国电力行业未来承担的碳减排实物量为主约束,根据经济发展、能源电力需求、资源环境等关键边界条件,合理计及约束差异,构建深度低碳、零碳、负碳 3 类电力低碳转型情景;对比分析不同情景下电源结构布局、电力碳减排、电力供应成本等优化结果,辨识路径实施亟待解决的关键问题,以期碳达峰、碳中和目标下电力转型及中长期发展研究提供基础参考。

二、碳达峰、碳中和目标下电力转型路径的多情景分析方法

(一) 研究模型与方法

本文采用定量和定性相结合的方式开展具体研究。①评估电力系统碳预算。以碳达峰、碳中和目标实现为约束,从经济社会发展的全局出发,综合考虑国际碳减排现状、不同行业发展趋势和碳减排难度,研判 2020—2060 年我国电力碳排放总预算。②设置转型情景和关键边界条件。考虑电力系统碳减排责任、关键举措实施力度的差异性,结合国民经济增长、能源电力需求、宏观政策目标、能源资源潜力、技术经济性等关键边界条件及其参数,设计电力系统深度低碳、零碳、负碳 3 类转型发展情景。③电力碳减排转型路径优化(见图 1)。针对设计的 3 类发展情景,采用碳达峰、碳中和电力规划软件包 GESP-V 来优化获得电源结构转型路径、电力系统碳减排路径、电力供应成本等。GESP-V 由

国网能源研究院有限公司自主开发，以包含新能源在内的多区域电力规划模型为核心，可反映电力电量平衡、碳排放约束、碳捕集改造、电制氢等减碳与新能源利用等关键技术的影响；集成电源规划、生产模拟、政策分析等系统工具，可针对各类情景下的能源电力发展路径、电源发展规划布局、电力流向规模、传统电源 CCUS 改造后的捕集规模、电力碳减排路径等开展优化分析。④关键问题分析与应对策略建议（见图 2）。基于各发展情景下路径优化结果的对比，探讨煤电发展定位、新能源发展利用、清洁能源多元化供应、电力平衡等关键问题，研究提出低碳转型所需的技术、经济、产业、政策等建议。

（二）电力碳预算

碳预算指在特定时期中将全球地表温度控制在给定范围内所对应的累积 CO₂ 排放量上限。研究表明 [23,24]，全球最大温升与累积 CO₂ 排放量约为线性比例关系，CCR 指数可以衡量这种近似线性关系。

$$\Delta T = CCR \times E_T \quad (1)$$

式（1）中， ΔT 是一段时间内的全球温升， E_T 为这段时间内累积的 CO₂ 排放量。CCR 指数值通常为 1.0~2.1℃/(10¹² t CO₂)。

联合国政府间气候变化专门委员会（IPCC）测算 [25,26]，全球温升控制在 2℃ 以内的剩余碳预算为 1.2×10¹²~1.5×10¹² t CO₂，全球温升控制在 1.5℃ 以内的剩余碳预算为 4.2×10¹¹~5.8×10¹¹ t CO₂。为了实现国际间全球碳预算的合理分配，各国研究机构积极探索碳排放限额分配方法，虽然尚未形成统一的碳排放权分配方案，但基本形成以人均碳排放、累计人均碳排放为基础的两类典型分配思路。在我国，为了将全国碳预算分解至各行业，还需考虑全社会各行业的碳排放现状、碳减排难度、碳减排潜力、技术经济性差异。本研究基于全球剩余碳预算，综合考虑国际间碳排放方案、国内行业间碳排放现状及减排能力差异，预测 2020—2060 年我国电力系统碳排放预算为 7.8×10¹⁰~1.3×10¹¹ t CO₂。

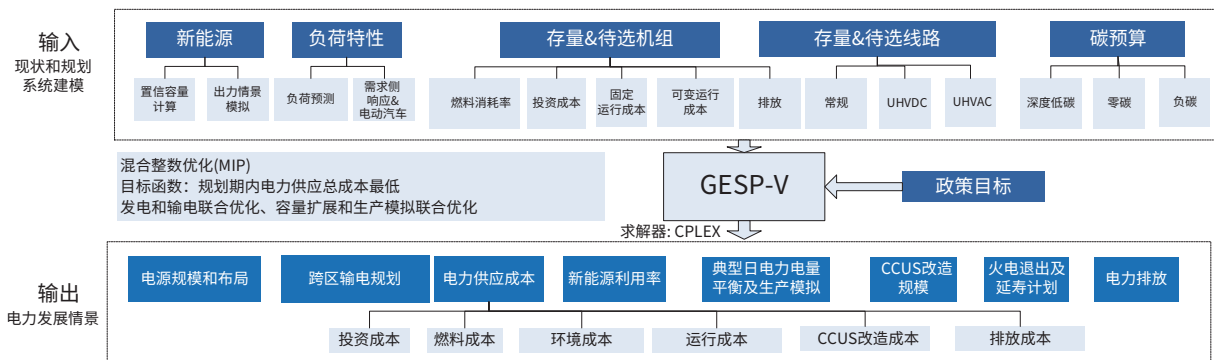


图 1 碳达峰、碳中和目标下电力发展路径优化模型

注：UHVDC 表示特高压直流输电；UHVAC 表示特高压交流输电。

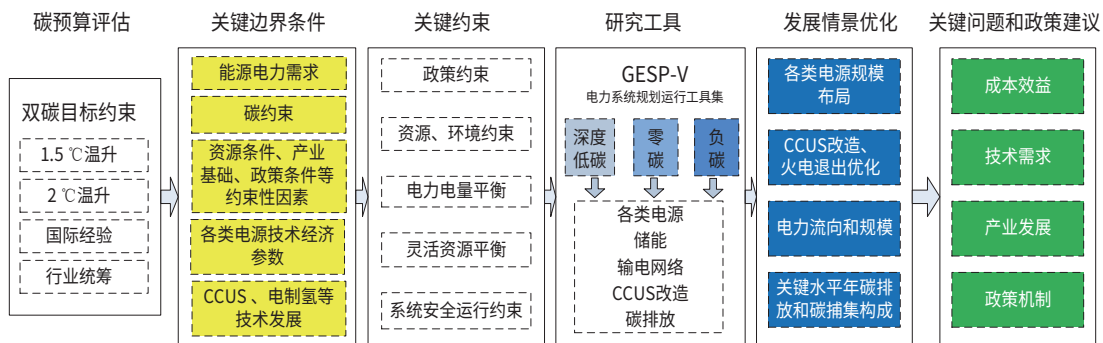


图 2 碳达峰、碳中和目标下电力低碳转型研究思路

（三）发展情景与关键边界条件

以2060年为目标年，考虑电力系统不同的碳减排责任、减排关键举措的不同实施力度，设计了电力系统深度低碳、零碳、负碳3类转型发展情景（见表1），剖析实现碳中和不同路径下存在的重要问题，推演各种发展路径的可行性及面临挑战。

1. 电力需求预测结果

综合考虑经济增长、产业结构调整、节能节电、电能替代、电制氢等影响因素，未来我国电力需求的增长空间还很大（见图3）：2030年全社会用电量约为 1.18×10^{13} kW·h，2040—2045年电力需求增长趋于饱和（年均增速低于1%），2060年全社会用电量约为 1.57×10^{13} kW·h；远期可再生能源制氢电量占比持续提升，2060年约为 1.7×10^{12} kW·h。

2. 其他关键边界条件

电力低碳转型路径优化除了受电力需求影响以外，还受到经济发展目标、能源需求、非化石能源

结构占比、非化石能源开发潜力及目标、碳减排关键目标、电力碳预算等关键边界条件约束（见表2）。

三、电力系统低碳转型路径

针对碳达峰、碳中和目标下电力系统低碳转型的路径优化问题，本研究以2020—2060年电力供应成本最低为优化目标，以各类电源装机、发电量、CCUS改造规模等为优化变量，兼顾电力电量平衡、碳预算、可再生能源发电资源等约束条件，建立了电力系统多情景优化规划模型，优化得到不同情景下电力系统碳减排路径、电力供应成本变化情况。

（一）电源结构转型路径

电源转型路径整体呈现出了电源结构不断清洁化发展的态势，非化石能源装机和发电量占比稳步提升，逐步演变为以新能源为主体的新型电力系统。

表1 电力低碳转型的主要情景

情景名称	情景共同点	情景差异性
情景一 深度低碳	需求侧节能增效、控制能源消费总量；供给侧大力发展非化石能源，实现新能源跨越式发展；构建多元化清洁能源供应体系	终端能效水平稳步提升，非化石能源比重日益提高，电力系统“源网荷储”协调发展；2060年仍保留一定量火电机组和电力系统排放配额，电力碳排放量不超过 1×10^9 t CO ₂
情景二 零碳		进一步加快供给侧非化石能源发展速度，扩大绿氢规模、加快煤电CCUS改造；将产生的CO ₂ 与绿氢结合制取甲烷、甲醇等化工原料，实现电力系统零碳发展和碳循环经济
情景三 负碳		在零碳发展的基础上大力推动生物质掺烧和生物质碳捕集技术（CBEC-CS/BECCS）等负碳技术进步，2050年实现碳中和；2060年电力系统CO ₂ 净排放量 -6×10^8 t以内

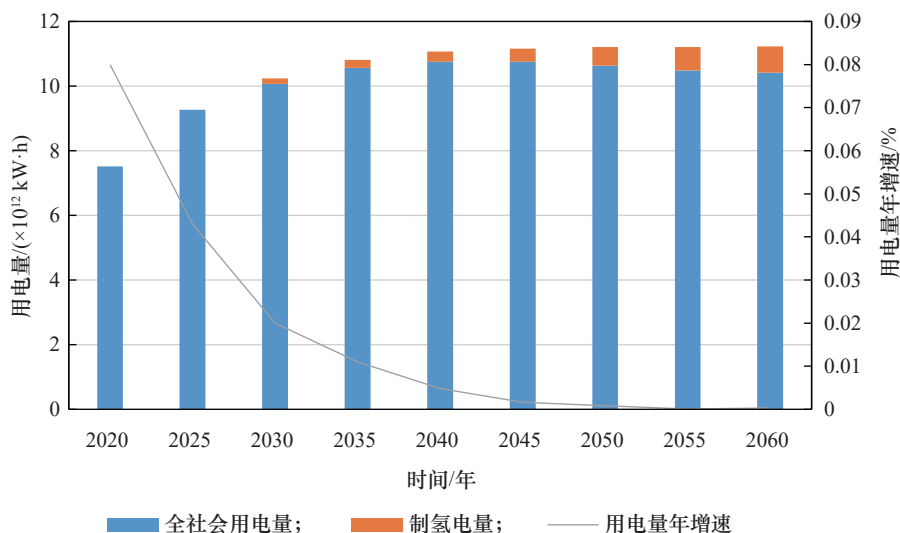


图3 2020—2060年全社会用电量预测结果

对于零碳情景，①在电源装机结构方面（见图4），2030年电力系统总装机达到 4×10^9 kW，非化石能源装机占比从2020年的46%提高至64%；2060年总装机达到 7.1×10^9 kW，非化石能源装机占比提升至89%；②在发电量结构方面（见图5），2030年电力系统总发电量达到 1.18×10^{13} kW·h，非化石能源发电量占比从2020年的36%提升至51%；2060年电力系统总发电量达到 1.57×10^{13} kW·h，非化石能源发电量占比提升至92%，煤电电量占比降至4%。对于深度低碳、负碳情景，2060年非化石能源装机占比分别为85%、92%，2060年非化石能源发电量占比分别为88%、94%。

（二）电力系统碳减排路径

电力碳减排路径主要分为碳达峰、深度低碳、

碳中和3个阶段，各阶段的电力碳减排演化路径特征表述如下。

在碳达峰阶段，对于零碳情景，2028年前后电力系统碳排放达峰，峰值约为 4.4×10^9 t CO₂（不含供热碳排放），约占能源燃烧CO₂峰值的49%，其中煤电排放约 4×10^9 t CO₂、气电排放约 4×10^8 t CO₂。电力行业要承担其他行业电气化带来的碳排放转移，同时碳达峰阶段的新增电力需求难以完全由非化石能源发电满足，两方面因素共同导致电力碳排放达峰可能滞后于其他行业，但整体上有利于全社会碳排放的提前达峰。对于负碳情景，电力系统将承担更多的碳减排责任，预计2025年前后碳排放达峰，较零碳低峰值情景提前2~3 a；相应碳排放峰值降低至 4.1×10^9 t CO₂。对于深度低碳情景，预计“十五五”时期末段电力碳排放达峰，相应峰值约提

表2 电力低碳转型优化的其他关键边界条件

边界条件名称	边界条件表述
经济发展	2035年国民生产总值（GDP）较2020年翻一番，“十四五”、2026—2035年、2036—2050年、2051—2060年期间的GDP年均增速分别约为6.0%、4.4%、3.3%、2.7%
能源消费总量	一次能源消费在2030年前后达峰，峰值控制在 6×10^9 tce
能源结构	2030年非化石能源消费占一次能源消费比重达到25%
碳减排目标	2030年前碳排放达峰，2060年碳中和；2030年单位GDP的CO ₂ 排放量相比2005年下降65%以上
非化石能源开发潜力及目标	常规水电、核电技术可开发量约为 6×10^8 kW、 $4 \times 10^8 \sim 5 \times 10^8$ kW；2030年新能源装机规模在 1.2×10^9 kW以上
2020—2060年电力碳预算	深度低碳情景为 1.3×10^{11} t CO ₂ ，2060年电力碳排放在 1×10^9 t CO ₂ 以下；零碳情景为 1×10^{11} t CO ₂ ，2060年电力碳排放为零；负碳情景为 7.8×10^{10} t CO ₂ ，2060年电力碳排放在 -6×10^8 t CO ₂ 以内

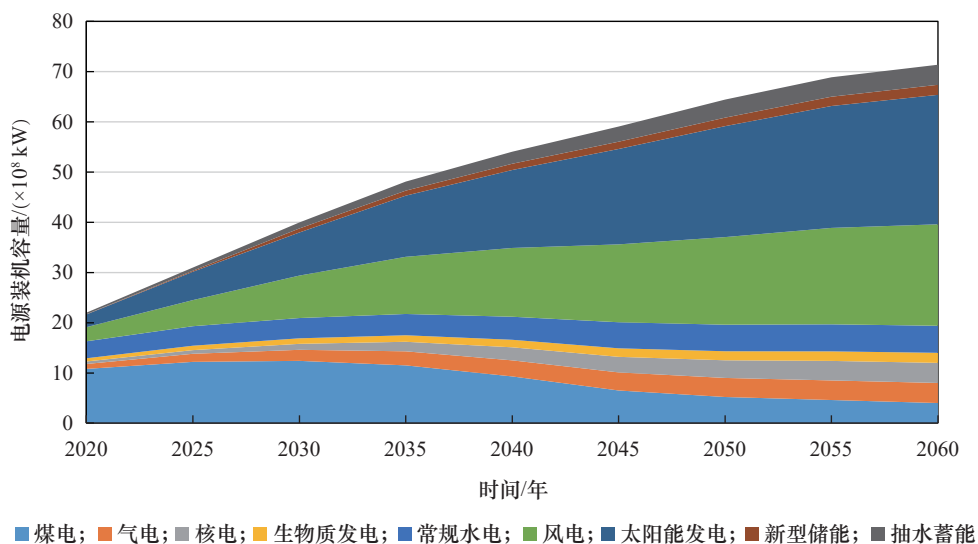


图4 零碳情景下2020—2060年电源装机结构

高至 $4.7 \times 10^9 \text{ t CO}_2$ 。

在深度低碳阶段，电力排放达峰后进入短暂平台期（2~3 a），之后碳减排速度整体呈先慢后快的下降趋势。随着新能源、储能技术经济性进一步提高、新一代 CCUS 技术商业化应用规模扩大，电力系统将实现深度低碳。在零碳情景下，2050 年电力碳排放降低到 $1 \times 10^9 \text{ t CO}_2$ 以下。

在碳中和阶段，2060 年电力系统实现零碳（见图 6）。在零碳情景下，煤电、气电碳排放分别为

$5.3 \times 10^8 \text{ t CO}_2$ 、 $2.5 \times 10^8 \text{ t CO}_2$ （不计 CCUS 碳捕集量），煤电、气电、生物质发电的 CCUS 碳捕集量分别为 $3.2 \times 10^8 \text{ t CO}_2$ 、 $1.2 \times 10^8 \text{ t CO}_2$ 、 $3.4 \times 10^8 \text{ t CO}_2$ 。

（三）电力供应成本分析

根据不同情景下电源装机结构、发电量结构、火电机组 CCUS 改造情况，统计得到电力系统低碳转型路径下、规划周期内的投资成本、运行成

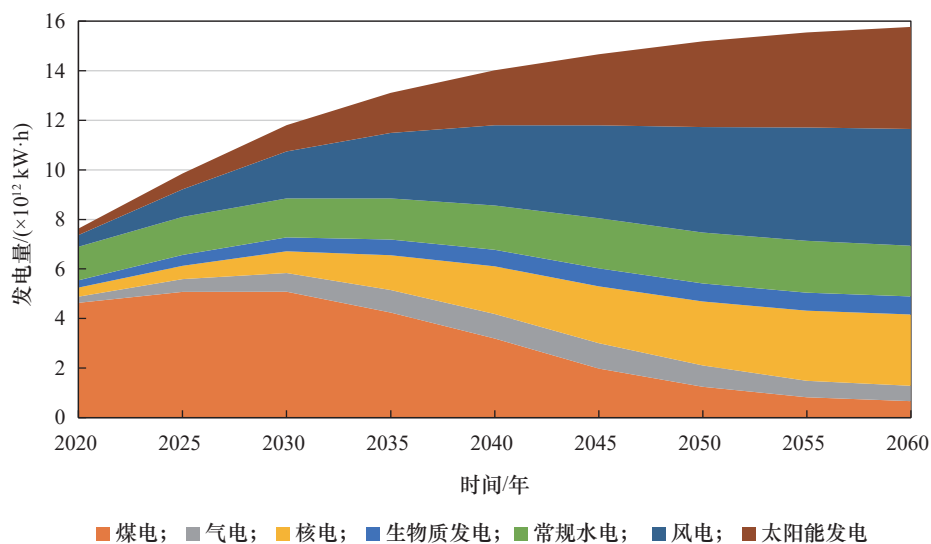


图 5 零碳情景下 2020—2060 年发电量结构

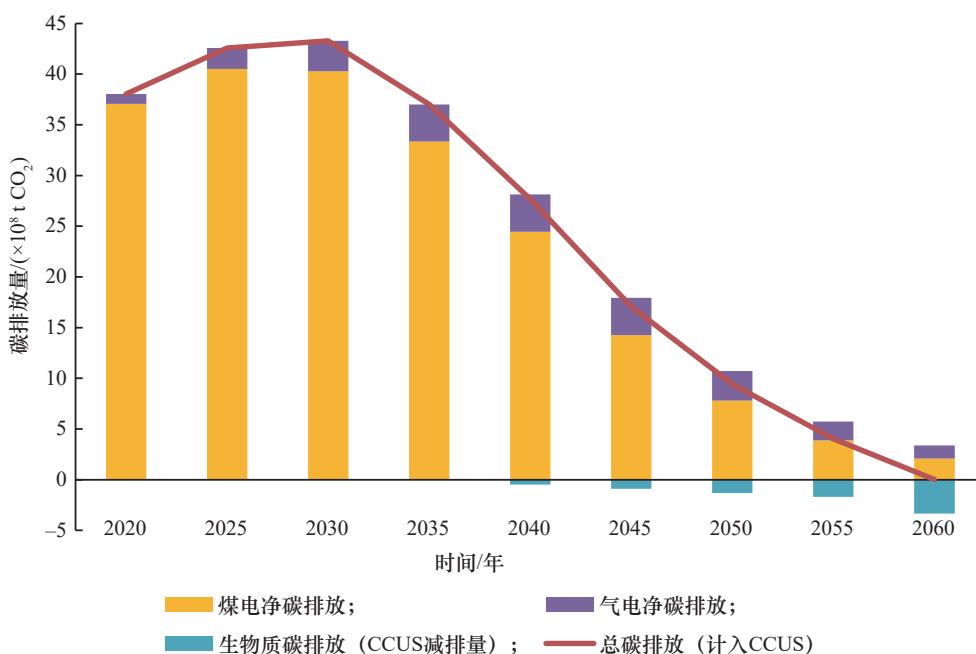


图 6 零碳情景下 2020—2060 年电力碳排放和吸收图

本、碳排放环境成本结构（见图7）。不同碳减排路径对低碳技术、非化石能源需求存在差异，电力转型成本与承担的减排量、实施的减排力度呈明显的正相关关系。在零碳情景下，按4%贴现率考虑，2020—2060年全规划周期电力供应成本贴现到2020年约为60万亿元，其中新增投资在电力系统规划费用组成中的占比最大（约为42%）。相对于零碳情景，负碳情景下的新能源并网比例迅速提高，对灵活资源、输配电网、碳捕捉利用设备的投入也将大幅增加，电力供应成本提高约17%。深度低碳情

景下的电力供应成本最低，较零碳情景降低约12%。

零碳情景下的不同碳减排路径对比表明（见图8）：在相同电力碳预算的情景下，先慢后快的“上凸曲线”减排路径，其技术经济评价相对更好；若电力碳减排路径保持匀速的“下斜直线”或先快后慢的“下凹曲线”趋势，将对新能源规模、脱碳技术应用提出更高要求，预计2020—2060年电力成本需提高4%~8%。因此，碳达峰、碳中和路径的制定，应统筹考虑经济社会发展规律、关键技术发展成熟度等客观因素，合理分配不同历史时期的碳减排责

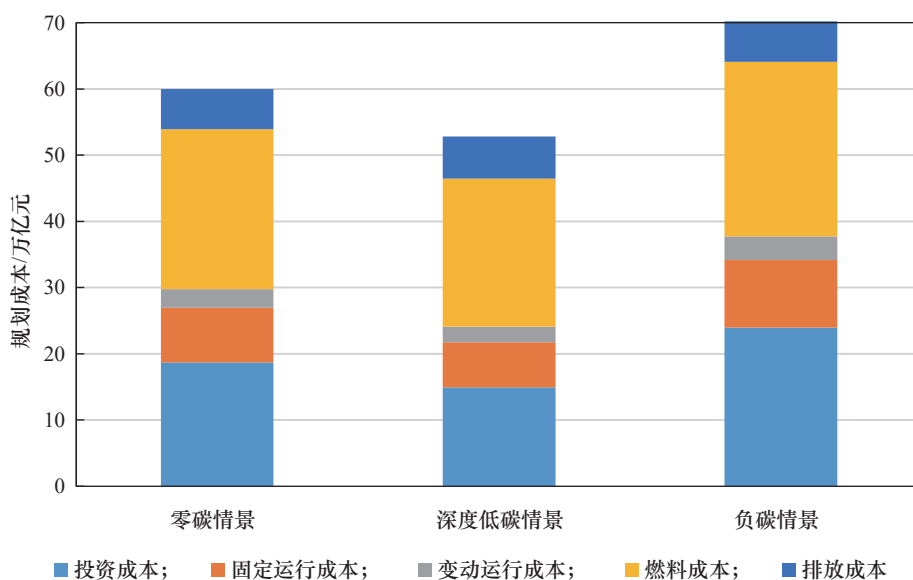


图7 不同情景下的电力供应成本及构成

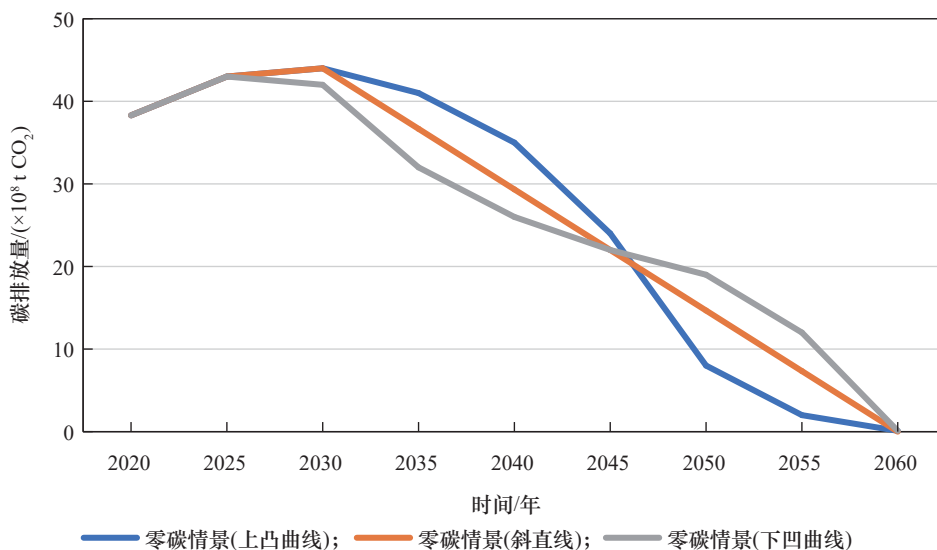


图8 零碳情景下不同碳减排路径对比图

任，避免“抢跑式”“运动式”减碳，力求符合实际、切实可行。

测算数据表明，电力供应成本近中期波动上升，中远期先进入平台期然后逐步下降。在零碳情景下，为满足新增的用电需求，实现碳达峰、碳中和目标，各类电源尤其是新能源需高速发展，相应电力投资将保持在较高水平。新能源电量渗透率超过 15% 后，系统成本到达快速增长的临界点，测算的 2025 年、2030 年系统成本分别是 2020 年的 2.3 倍、3 倍；上述因素将推动供电成本波动上升，预计 2020—2025 年、2025—2030 年、2030—2040 年电力供应成本投入分别约 14.5 万亿元、16.1 万亿元、33.0 万亿元（不考虑折现）；2045 年前后电力供应成本投入进入平台期，电力需求转入低速增长阶段，电力基础设施新增投资较少，电力需求主要由上网边际成本很低的新能源发电提供，系统运行成本进入平台期。

四、实现电力系统低碳转型亟待解决的重大问题

在电力低碳转型发展路径下，以风能、光伏为代表的的新能源将成为电力供应主体，给现有电力系统带来战略性、全局性变革 [27]。在供给侧，新能源逐步成为装机和电量的主体；在用户侧，分布式电源、多元负荷、储能等发/用电一体的“产消者”

大量涌现；在电网侧，以大电网为主导、多种电网形态相融并存的格局逐步形成。电力系统整体运行的机理必然出现深刻变化，为了推动我国电力碳达峰、碳中和发展目标的实施落地，还需要重点关注以下四方面问题。

（一）科学确定煤电发展定位

煤电与非化石能源并非简单的此消彼长，而应是协调互补的发展关系，解决好煤电发展问题是我国稳妥实现电力低碳转型的关键。煤电由电量主体转变为容量主体，在为新能源发展腾出电量空间的同时，提供灵活调节能力以确保能源供给安全。目前，我国煤电装机容量约 1.08×10^9 kW，其中约 9×10^8 kW 的是高参数、大容量煤电机组；应合理利用这些优质存量资产，科学谋划煤电退出路径，协调好煤电与可再生能源的发展节奏，防止煤电大规模过快退出而影响电力安全稳定供应。

综合考虑，按照“增容控量”“控容减量”“减容减量”3 个阶段来谋划煤电发展路径（见图 9~11）。①“增容控量”阶段。“十四五”时期煤电发展难以“急刹车”，装机容量仍需有一定的增长，在此基础上要严控发电量增长；装机容量峰值约为 1.25×10^9 kW，发电量先于装机 2~3 a 达峰，峰值约为 5.1×10^{12} kW·h；新增煤电主要发挥高峰电力平衡和应急保障作用并提供转动惯量，保障电力系统安全稳定运行。②“控容减量”阶段。“十五五”时

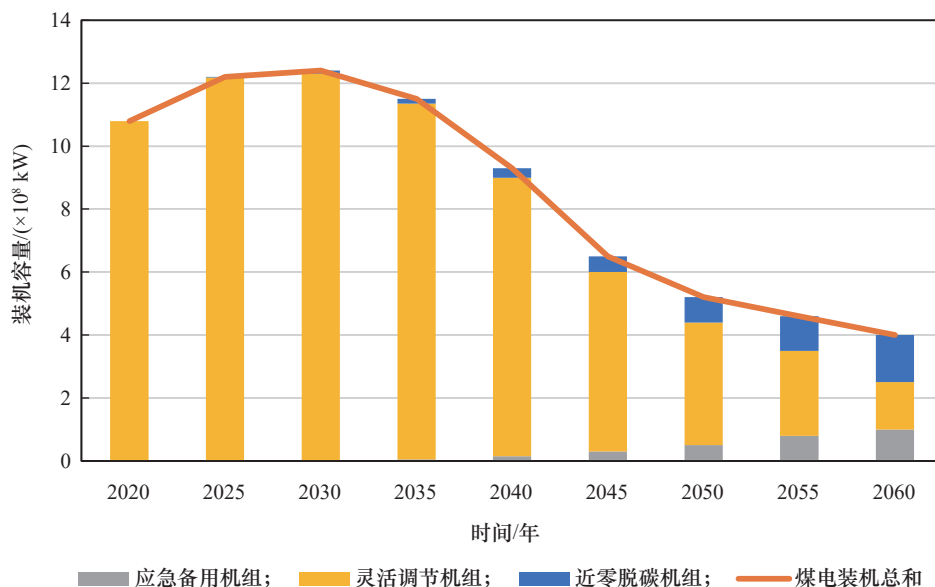


图 9 零碳情景下 2020—2060 年各类型煤电装机结构

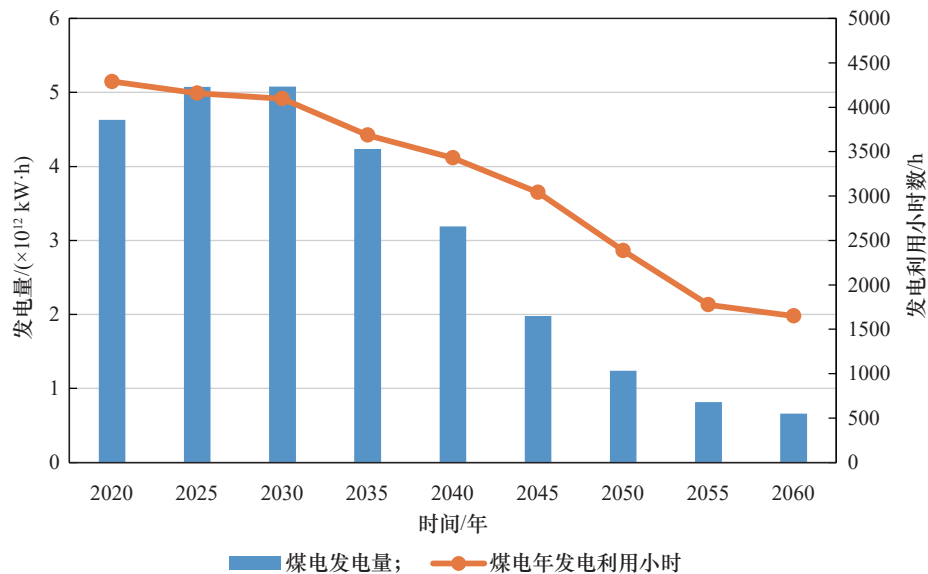


图 10 零碳情景下 2020—2060 年煤电发电量及利用小时数

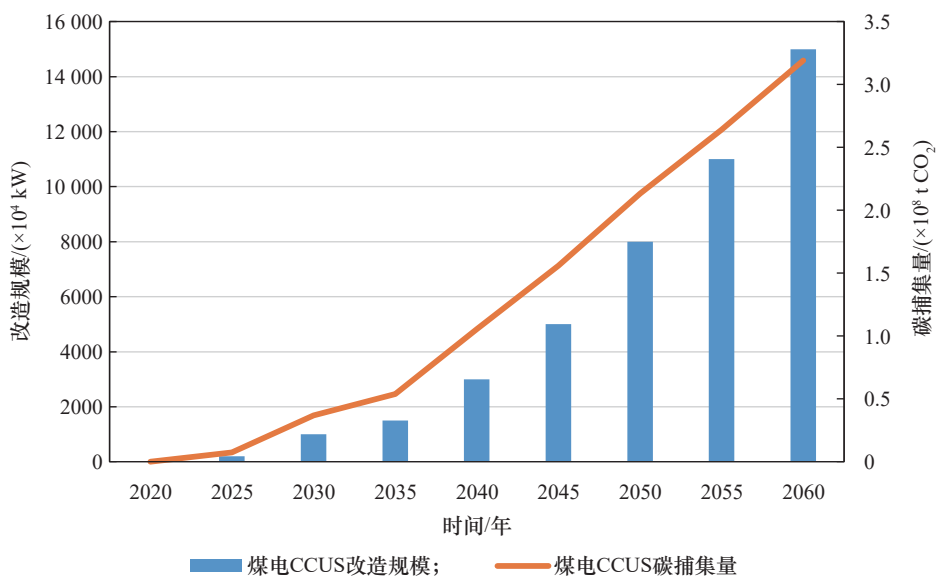


图 11 零碳情景下煤电 CCUS 改造规模及碳捕集量

期煤电进入装机峰值的平台期，发电量、耗煤量稳步下降，更多承担系统调节、高峰电力平衡的功能；预计 2030 年煤电发电量达到 5×10^{12} kW·h，较峰值降低 1×10^9 kW·h，煤电发电利用小时数降低到 4000 h 以下；“十五五”时期煤电 CCUS 改造进入示范应用、产业化培育的初期阶段，2025 年、2030 年累计改造规模为 2×10^6 kW、 1×10^7 kW，碳捕集规模为 8×10^6 t/a、 3.7×10^7 t/a。③“减容减量”阶段。2030 年以后，煤电装机和发电量稳步下降，一部分逐步退出常规运行而作为应急备用；远期加装 CCUS 设

备，逐步增加“近零脱碳机组”并形成碳循环经济发展新模式；2060 年煤电装机降至 4×10^8 kW，相应占比下降为 5.6%。

（二）拓展新能源发展模式和多元化利用

新能源将逐步演变为主体电源，宜坚持集中式与分布式开发并举，分阶段优化布局。我国新能源发电资源丰富，风能、光伏发电的技术经济可开发量分别达到 3.5×10^9 kW、 5×10^9 kW，相关成本也因快速的技术进步、合理的市场竞争而处于快

速下降通道。我国新能源产业链相对完整，光伏组件、风力机整机的年产能分别达到 1.5×10^8 kW、 6×10^7 kW，为大规模、高强度、可持续开发利用提供了坚实保障（见图 12,13）。

在风电方面，近期应因地制宜发展东部、中部地区的分散式风电和海上风电，优先就地消纳，同时稳步推进西部、北部地区的风电基地集约化开发；远期随着东部、中部地区的分散式风电资源基本开发完毕，风电开发重心重回西部、北部地区，同时海上风电逐步向远海拓展，预计 2060 年风电装机

容量为 2×10^9 kW（含海上风电的 5×10^8 kW）。

在太阳能方面，近期仍以光伏发电为主导，优先发展东部、中部地区的分布式光伏，西部、北部地区则推动建设集中式太阳能发电基地；中远期，包括光热发电在内的太阳能发电基地建设将在西北地区及其他有条件的区域持续扩大规模，预计 2060 年太阳能装机容量为 2.6×10^9 kW（含光热发电的 2.5×10^8 kW）。

着眼中远期发展，单纯依靠电力系统难以充分实现新能源利用，因而跨系统发展循环碳经济是新

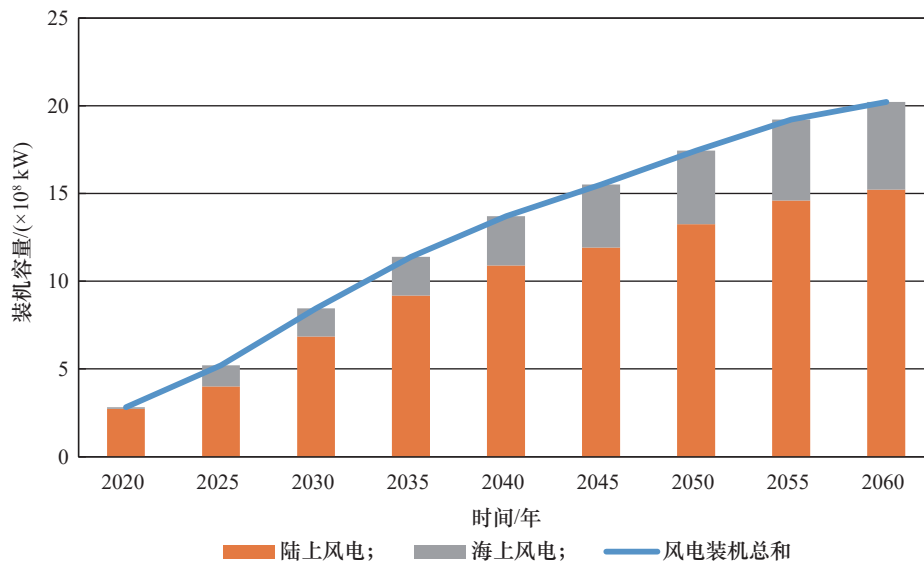


图 12 零碳情景下 2020—2060 年风电发电装机结构

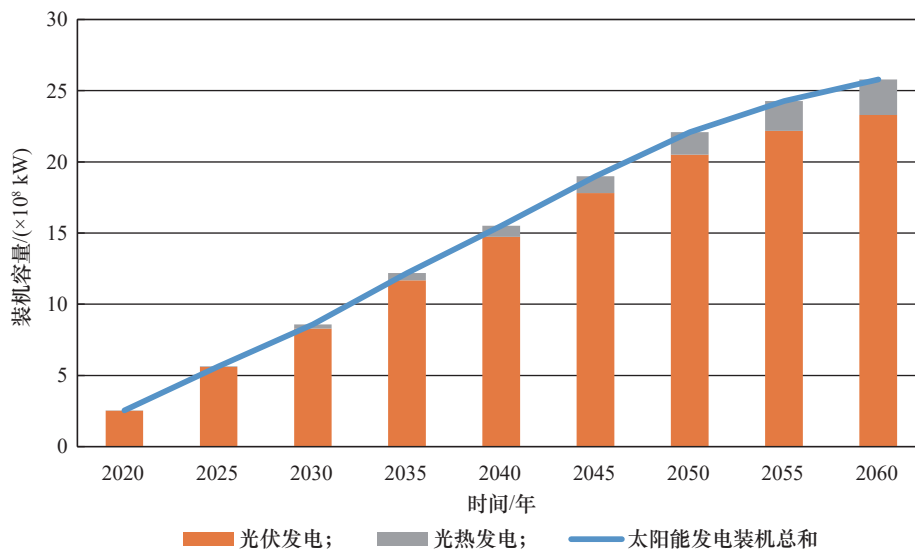


图 13 零碳情景下 2020—2060 年太阳能发电装机结构

能源多元化利用的重要方式。宜积极运用绿电制氢、气、热等电力多元化转换 (Power-to-X) 和跨能源系统利用方式, 与火电 CCUS 捕获的 CO_2 结合来制取甲醇、甲烷等 (应用于工业原料领域), 全面扩大碳循环经济规模。

(三) 构建多元化清洁能源供应体系

未来各类型清洁能源的发展定位是电力低碳转型的焦点问题。单纯依赖新能源增长并不科学, 需要在统筹平衡、功能互补的前提下, 明确各类型电源发展定位, 注重能源绿色低碳转型与灵活性调节资源补短板并重, 实现“水核风光储”等各类电源协同发展。

一是积极推进水电开发, 安全有序发展核电。2030 年以前加快开发西南地区的优质水电站址资源, 而 2030 年后重点推进西藏自治区的水电开发; 2030 年水电总装机容量为 4×10^8 kW 以上, 年发电量约为 1.6×10^{12} kW·h, 开发率 (不含西藏水电) 超过 80%; 2040 年水电基本开发完毕, 2060 年装机容量保持在 5×10^8 kW 以上。在确保安全的前提下有序发展核电, 2030 年前年均开工 6~8 台机组, 2030 年核电装机容量约为 1.2×10^8 kW; 随沿海站址资源开发完毕, 2030 年后适时启动内陆核电建设, 2060 年装机容量增长至在 4×10^8 kW 左右。

二是适度发展气电, 增强电力系统的灵活性并实现电力多元化供应。气电的度电排放约为煤电的

50% 且灵活调节性能优异, 适度发展是保障电力安全稳定供应的现实选择; 气电定位以调峰为主, 预计 2030 年、2060 年装机容量分别为 2.2×10^8 kW、 4×10^8 kW。未来仍需重视天然气对外依存度、发电成本、技术类型等问题, 积极探索天然气掺氢、氢气和 CO_2 制取天然气等碳循环模式作为补充气源。

三是合理统筹抽水蓄能和新型储能发展。近中期, 在站址资源满足要求的条件下, 应优先开发抽水蓄能以保证电力平衡并提供系统惯量; 中远期需进一步挖掘优质站址资源, 预计 2060 年抽水蓄能装机容量达到 4×10^8 kW。为满足电力平衡、新能源消纳等需求, 中远期新型储能将取得快速发展, 预计 2060 年装机容量达到 2×10^8 kW。

(四) 务实解决电力平衡与供应保障问题

电力平衡是电力低碳转型亟需面对的重大难题和挑战, 如近期受电煤供应紧张、煤炭价格涨幅明显等因素的影响, 多地出现了限产限电现象, 引发各方高度关注。值得指出的是, 一定时期内煤炭仍是我国重要的“兜底”保障能源, 应在妥善解决电煤市场供需、秩序、价格等问题的基础上, 着力构建多元化的清洁能源供应体系, 以此充分保障电力供应的充裕性。

近期, 煤电仍是保障电力平衡的主力电源。新能源具有有效出力不稳定且偏小的特点 (见图 14), 预计 2025 年、2030 年在电力平衡中的贡献度占

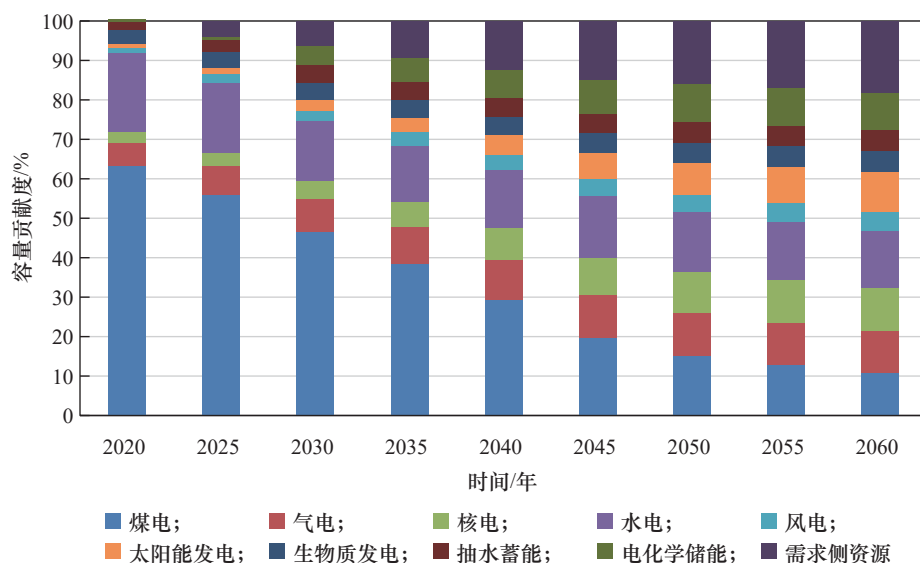


图 14 2020—2060 年我国各类电源电力平衡贡献图

比分别为6%、7%，而煤电的相应占比高达57%、48%。充分挖掘需求侧资源也是保障电力系统安全运行、促进新能源消纳的重要方式，预计2030年、2060年可利用规模超过最大负荷的6%、15%。为此，未来应从规划设计、市场培育、机制完善、基础设施建设等方面着手，建立健全需求侧资源利用体系。

远期，保障电力平衡依赖多元化的清洁能源。预计2060年全国电力平衡容量需求为 $2.8 \times 10^9 \sim 3.2 \times 10^9$ kW；风能、光伏的装机规模约为 4.6×10^9 kW，但参与电力平衡的有效容量仅约 $4 \times 10^8 \sim 5 \times 10^9$ kW，仅能满足约15%的电力平衡容量需求；水电、核电、气电、生物质等清洁能源对电力平衡容量的贡献度达到40%，抽水蓄能与新型储能的贡献度为17%，CCUS改造、调峰、应急备用煤电电力的贡献度分别为5%、5%、3%。

着眼长远，我国电源发展存在多种路径，具有高度的不确定性；为了化解各种不确定性伴生的风险，应建立更加稳定的电力供应体系，提升极端情形下电力安全供应保障水平。基于碳达峰、碳中和目标约束，设置了煤电装机的平稳削减、加速削减两种情景，据此模拟电力供应的保障情况（见图15）。①平稳削减情景。2060年全国煤电装机容量保留 8×10^8 kW，其中近零脱碳机组装机容量为 3.8×10^8 kW，灵活调节机组装机容量为

2.2×10^8 kW，应急备用机组装机容量为 2×10^8 kW。2030年后，通过延寿、新建机组替换退役机组，保持煤电装机容量平缓下降，同时提高“退而不拆”的应急备用煤电规模；需配置的新能源装机规模为 3.9×10^9 kW。②加速削减情景。2060年全国煤电装机容量保留 4×10^8 kW，其中近零脱碳机组装机容量为 1.5×10^8 kW，灵活调节机组装机容量为 1.5×10^8 kW，应急备用机组装机容量为 1×10^8 kW。2030年后，煤电装机的自然退役规模快速增加，有较小规模的延寿和退役替换机组；需配置的新能源装机规模为 4.6×10^9 kW。

相较加速削减情景，平稳削减情景对无风无光、阴雨冰冻等极端天气的电力供应保障能力显著提升；但系统冗余备用成本有着较大增加，CCUS改造需求时间提前且数量上升（如2060年的碳捕集量需达到 1.4×10^9 t），整个规划期的电力供应成本提高约4%。

五、对策建议

（一）优化电力行业顶层设计，稳妥规划电力转型节奏

统筹确定各省份、各行业的碳减排预算，特别是进一步明确电力行业碳预算，科学制定并实施相应的碳排放达峰时间与主要指标。在加快发展新能

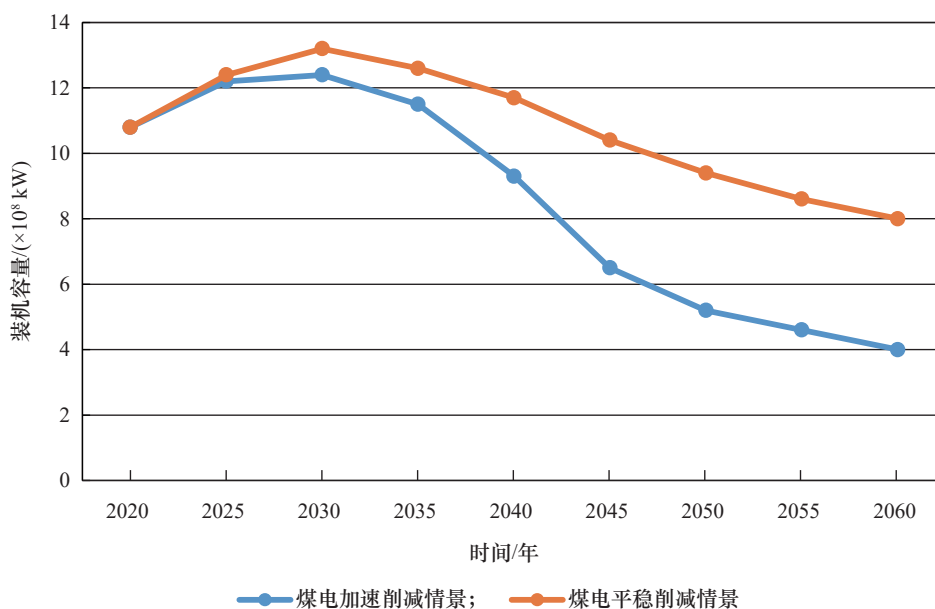


图 15 2020—2060 年全国煤电装机情景对比

源、水电、核电等非化石能源的基础上,综合考虑电力供应保障、系统灵活调节资源等需求,协调煤电退出规模、节奏以及可再生能源发展;积极采取煤电延寿、退役煤电转为应急备用机组等措施,预防因火电大规模快速退出而影响电力安全稳定供应的潜在风险。密切关注碳预算、产业结构、技术、政策等内外部环境的变化,滚动优化电力低碳转型路径,动态调整电力低碳转型发展节奏。

(二) 实施绿色低碳核心科技攻关, 统筹电力全链条的技术与产业布局

加强国家科技战略引领,论证并制定新型电力系统科技发展规划,编制电力行业碳中和和技术发展路线图,针对性部署领域重大专项攻关计划。建议围绕新型电力系统构建,培育国家实验室及创新平台,在国家级科技计划中支持一批重大技术项目,尽快在新型清洁能源发电,新型电力系统规划、运行、安全稳定控制,新型先进输电,新型储能与电氢碳协同利用等技术方向取得突破;加快先进适用技术研发、示范、规模化应用,构建与新型电力系统建设深度融合的“政产学研用”技术产业创新体系;持续加强碳中和关键技术研发和示范工程支持力度,完善配套的科技政策体系,促进电力行业高质量、可持续发展。

(三) 完善利益平衡、统筹兼顾的市场机制, 建立绿色金融政策保障体系

发挥市场在资源配置方面的决定性作用,以市场化手段解决新能源系统利用成本显著提高的问题。积极探索容量补偿机制,挖掘电力系统“源网荷储”灵活性资源配置潜力,保障新能源的高效利用及用户供电的可靠性。完善电力等能源品种价格的市场化形成机制,优化差别化电价、分时电价、居民阶梯电价政策,发挥促进产业结构调整、缓解电力供应紧张矛盾的积极作用。科学设置碳排放总量控制目标、配额分配方式,建立碳价与电价的联动机制,实现碳交易与其他绿色交易品种的协调。发挥政府投资的引导作用,构建与碳达峰、碳中和目标相匹配的投融资政策体系。有序推进绿色低碳金融产品和服务开发,设立碳减排货币政策工具;建立绿色信贷评估机制,完善绿色金融政策框架。

参考文献

- [1] IPCC Working Group. Global warming of 1.5°C [R]. Incheon:IPCC, 2018.
- [2] IPCC Working Group. AR6 climate change 2021: The physical science basis [EB/OL]. (2021-08-24)[2021-10-15]. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>.
- [3] Energy & Climate Intelligence Unit. Net zero emissions race [EB/OL]. (2021-05-15)[2021-10-15]. <https://eciu.net/netzerotracker/map>.
- [4] 习近平. 在第七十五届联合国大会一般性辩论上的讲话 [R]. 北京: 中华人民共和国国务院, 2020.
Xi J P. Speech at the General Debate of the 75th Session of the United Nations General Assembly [R]. Beijing: State Council of the People's Republic of China, 2020.
- [5] 新华网. 习近平在气候雄心峰会上的讲话 [EB/OL]. (2020-12-12)[2021-10-15]. http://www.xinhuanet.com/politics/leaders/2020-12/12/c_1126853599.htm.
Xinhua Net. Xi Jinping's speech at the Climate Ambition Summit [EB/OL]. (2020-12-12)[2021-10-15]. http://www.xinhuanet.com/politics/leaders/2020-12/12/c_1126853599.htm.
- [6] 张运洲, 鲁刚, 王芑, 等. 能源安全新战略下能源清洁化率和终端电气化率提升路径分析 [J]. 中国电力, 2020, 53(2): 1-8.
Zhang Y Z, Lu G, Wang P, et al. Analysis on the improvement path of non-fossil energy consumption proportion and terminal electrification rate under the new energy security strategy [J]. Electric Power, 2020, 53(2): 1-8.
- [7] 李风雷, 尹璐, 赵吉, 等. 以能源转型推进“碳中和”的北欧经验借鉴与中国方案初探 [J]. 可再生能源, 2021, 39(10): 1308-1313.
Li F L, Yin L, Zhao J, et al. The nordic experiences and China's choices for improving “carbon neutrality” by energy transition [J]. Renewable Energy Resources, 2021, 39(10): 1308-1313.
- [8] 陈胜, 卫志农, 顾伟, 等. 碳中和目标下的能源系统转型与变革: 多能流协同技术 [J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 3-12.
Chen S, Wei Z N, Gu W, et al. Carbon neutral oriented transition and revolution of energy systems: Multi-energy flow coordination technology [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 3-12.
- [9] Fuentes S, Villafafila-Robles R, Olivella-Rosell P, et al. Transition to a greener power sector: Four different scopes on energy security [J]. Renewable Energy Focus, 2020, 33: 23-36.
- [10] 张宁, 邢璐, 鲁刚. 我国中长期能源电力转型发展展望与挑战 [J]. 中国电力企业管理, 2018 (13): 58-63.
Zhang N, Xing L, Lu G. Prospects and challenges of medium and long-term energy and power transformation and development in China [J]. China Power Enterprise Management, 2018 (13): 58-63.
- [11] 中华人民共和国国务院. 习近平主持召开中央财经委员会第九次会议 [EB/OL]. (2021-03-15) [2021-10-15]. http://www.gov.cn/xinwen/2021-03/15/content_5593154.htm.
State Council of the People's Republic of China. Xi Jinping presided over the ninth meeting of the Central Finance and Economics Committee [EB/OL]. (2021-03-15) [2021-10-15]. http://www.gov.cn/xinwen/2021-03/15/content_5593154.htm.
- [12] 李俊峰, 李广. 碳中和——中国发展转型的机遇与挑战 [J]. 环境与可持续发展, 2021, 46(1): 50-57.

- Li J F, Li G. Carbon neutrality: Opportunities and challenges for development transformation in China [J]. *Environment and Sustainable Development*, 2021, 46(1): 50–57.
- [13] International Energy Agency. *World energy outlook 2020* [R]. Paris: International Energy Agency, 2021.
- [14] BP p.l.c. *BP technology outlook 2020* [R]. London: BP p.l.c., 2020.
- [15] 清华大学气候变化与可持续发展研究院. 中国长期低碳发展战略与转型路径研究 [R]. 北京: 清华大学气候变化与可持续发展研究院, 2020.
Institute of Climate Change and Sustainable Development, Tsinghua University. *Research on China's long-term low-carbon development strategy and transformation path* [R]. Beijing: Institute of Climate Change and Sustainable Development, Tsinghua University, 2020.
- [16] 国家发展和改革委员会能源研究所. 我国实现全球1.5℃目标下的能源排放情景研究 [R]. 北京: 国家发展和改革委员会能源研究所, 2018.
Energy Research Institute of National Development and Reform Commission. *China's energy emission scenario study under the global 1.5℃ target* [R]. Beijing: Energy Research Institute of National Development and Reform Commission, 2018.
- [17] 中国石油经济技术研究院. 2050年世界与中国能源展望 [R]. 北京: 中国石油经济技术研究院, 2019.
CNPC Economics & Technology Research Institute. *World and China's energy outlook in 2050* [R]. Beijing: CNPC Economics & Technology Research Institute, 2019.
- [18] 李政, 陈思源, 董文娟, 等. 碳约束条件下电力行业低碳转型路径研究 [J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(12): 3987–4001.
Li Z, Chen S Y, Dong W J, et al. Low carbon transition pathway of power sector under carbon emission constraints [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(12): 3987–4001.
- [19] International Energy Agency. *Power system transition in China* [EB/OL]. (2020–02–08) [2021–10–15]. <https://www.iea.org/reports/china-power-system-transformation>.
- [20] 元博, 张运洲, 鲁刚, 等. 电力系统中储能发展前景及应用关键问题研究 [J]. *中国电力*, 2019, 52(3): 1–8.
Yuan B, Zhang Y Z, Lu G, et al. Research on key issues of energy storage development and application in power systems [J]. *Electric Power*, 2019, 52(3): 1–8.
- [21] International Energy Agency. *The role of CCUS in low-carbon power systems* [R]. Paris: International Energy Agency, 2021.
- [22] 何盛宝, 李庆勋, 王奕然, 等. 世界氢能产业与技术发展现状及趋势分析 [J]. *石油科技论坛*, 2020, 39(3): 17–24.
He S B, Li Q X, Wang Y R, et al. Research on current conditions and development trends of global hydrogen energy industry and technology [J]. *Oil Forum*, 2020, 39(3): 17–24.
- [23] 崔学勤, 王克, 傅莎, 等. 1.2℃和1.5℃目标下全球碳预算及排放路径 [J]. *中国环境科学*, 2017, 37(11): 4353–4362.
Cui X Q, Wang K, Fu S, et al. Global carbon budget and emissions pathway of 2℃ and 1.5℃ target [J]. *China Environmental Science*, 2017, 37(11): 4353–4362.
- [24] Quéré C L, Peters G P, Andres R J, et al. *Global carbon budget 2013* [J]. *Earth System Science Data*, 2014 (6): 235–263.
- [25] Zhao J F, Xie H F, Ma J Y, et al. Integrated remote sensing and model approach for impact assessment of future climate change on the carbon budget of global forest ecosystems [J]. *Global and Planetary Change*, 2021, 203(4): 1–15.
- [26] Intergovernmental Panel on Climate Change. *Climate change 2021: The physical science basis* [EB/OL]. (2021-03-15)[2021-10-15]. https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_Full_Report.pdf.
- [27] 陈国平, 董昱, 梁志峰. 能源转型中的中国特色新能源高质量发展分析与思考 [J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(17): 5493–5506.
Chen G P, Dong Y, Liang Z F. Analysis and reflection on high-quality development of new energy with Chinese characteristics in energy transition [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(17): 5493–5506.