中国能源转型展望 2026

中国宏观经济研究院能源研究所

执行摘要



本报告仅反映中国能源转型展望（CETO）项目组的研究发现，不代表各支持机构的观点或立场。

除特别说明外，报告中的数据均来自 CETO 模型数据库及相关的分析结果。

欢迎对《中国能源转型展望2026》报告提出反馈意见，请将意见发送至 ceto@cet.energy。

执行单位

中国宏观经济研究院 能源研究所
Energy Research Institute of Chinese Academy of Macroeconomic Research

资金支持单位

CIFF CHILDREN'S INVESTMENT FUND FOUNDATION

技术支持单位

Danish Energy Agency

Ea Energy Analyses

“能源转型和能源安全是篇大文章，要坚持先立后破，使清洁能源平稳有序替代传统能源，加快世界经济绿色低碳转型。”

习近平主席在 G20 领导人第十九次峰会的讲话
2024 年 11 月

前言

积极推进能源革命，这是中国在世界百年未有之大变局加速演进、科技革命和大国博弈相互交织、全球能源供需格局深度重塑、能源绿色低碳转型步伐加快大背景下，作出的重大战略抉择。

当前，气候变化形势严峻，地区冲突频发加剧地缘政治风险，能源问题政治化、武器化属性更加突出，全球能源市场波动加剧。发展新质生产力，建设现代化产业体系，满足新型基础设施建设和新兴产业用能增长需求，推动产业高端化、智能化、绿色化，都要求中国积极推动能源革命，加快构建清洁低碳安全高效的新型能源体系。

《中国能源转型展望2026》（CETO 2026）结合全球和中国能源转型的最新形势，分析了能源转型与能源安全的内在关系，指出提高能源系统韧性是统筹“绿色、安全、经济”的重要举措。报告通过设定两个情景，分析了不同情景下提高能源系统韧性的重点环节、保障措施和经济社会影响。除了模型分析以外，CETO 2026还对非化石能源十年倍增行动、主配微协同新型电网平台、建筑供热系统绿色低碳转型、零碳运输走廊等热点话题开展了专题研究。

《中国能源转型展望 2026》执行摘要总结了报告的主要结论，是整个报告的精华，可单独阅读。

《中国能源转型展望2026》是智库研究报告，每年会根据上一年中国发展动态和对未来技术发展的最新判断定期更新。我衷心希望今年这份报告能为分析能源转型过程中的能源韧性问题提供有益参考，在携手应对全球气候变化挑战的同时，更妥善地应对当前和长远的风险挑战，更有前瞻性地制定能源战略规划和重大能源政策。

在此，我衷心感谢能源研究所课题组和中方其他参与单位的全体同事在报告研究和编写过程中付出的不懈努力，特别感谢有关部门和单位对报告修改完善提出的重要意见和建议。同时，感谢丹麦能源署（DEA）、Ea能源分析机构（Ea）等机构对本研究的长期、持续的技术支持和宝贵建议。最后，感谢我们的长期合作伙伴——儿童投资基金会（CIFF），多年来对能源研究所开展《中国能源转型展望》研究和编写报告提供的资助和支持。

吕文斌

中国宏观经济研究院能源研究所 所长

目录

前言 01
目录 02
CETO2026 课题组 03
《中国能源转型展望2026》阅读指南 05
研究的背景 07
主要结论 09
中国能流图 14
主要情景分析结果 17
第一部分：全球和中国能源转型的形势 18
（一）全球气候变化风险持续提高，各国更加关注能源转型和能源系统韧性问题 18
（二）中国加快推进能源转型，能源系统韧性不断提升 19
（三）国际形势跌宕起伏、国内能源转型持续深入，进一步增强能源系统韧性势在必行 20
第二部分：中国能源系统净零碳排放的路径 24
（一）持续推进能源低碳转型，是提高能源资源可获得性的长久之计 24
（二）提高能效、电气化和柔性用能，是能源消费侧低碳转型的主要途径 25
（三）电力系统迎来两大重要转折，风光发电逐步成为主力电源 27
（四）风光高比例发展对电力系统稳定提出更高要求，部分地区面临更大挑战 28
（五）提高电力系统调节能力势在必行，重点是保障“困难时刻”和“困难日”的电力供应 30
（六）提高主干电网互补互济能力，防止电力故障跨区域跨层级传导 32
（七）统筹双碳目标与能源系统韧性，需加强电力与热力燃料/原料制备系统耦合 33
（八）能源转型带动投资就业，促进中国经济高质量发展 35
第三部分：专题分析 37
第七章 非化石能源十年倍增行动 37
第八章 新型能源体系中的光热发电角色 39
第九章 主配微协同的新型电网平台 40
第十章 建筑热力系统绿色低碳转型 41
第十一章 零碳运输走廊建设和交通能源融合的影响 42
第十二章 算力设施绿色低碳发展 43
第十三章 非二氧化碳温室气体减排 44
第十四章 全国统一电力市场体系 46
第十五章 协同推进产能治理和碳排放双控的方式方法——以云南省为例 47
第十六章 能源转型及对区域经济发展影响——以山西省大同市为例 48

CETO2026 课题组

课题组组长
吕文斌

课题组副组长
白　泉　赵勇强

国内首席专家
王仲颖

国际首席专家
Kaare Sandholt（单国瑞）

首席顾问
韩文科

课题组成员

中国宏观经济研究院能源研究所

所领导

吕文斌　孙　颖

能源效率中心

白　泉　谷立静　符冠云　伊文婧　裴庆冰　田聿申　刘政昊　马劭越　郑雄领

新能源与可再生能源研究中心

赵勇强　郑雅楠　何　则　王婧怡　时璟丽　陶　冶　轩　昂　胡润青　任东明

能源环境与气候变化研究中心

熊华文　杨宏伟　惠婧璇　匡文舒　谭琦璐　种　珊　胡珮琪　郭敏晓

能源经济与发展战略研究中心

田　磊　刘　凡　林　寰　李　海　杨万涛

能源可持续发展研究中心

田智宇　付毕安　刘赫川　王　璐　王文宇

能源系统分析研究中心

冯升波　邓良辰　赵晓东

国际能源合作研究中心

朱跃中　刘建国　戢时雨　刘　强　李东雅

能源经济模型组

杨宏伟　蒋茂荣　刘　强　林　寰

科研外事处

苏　铭　姚明涛　张思遥　李　楠

项目办公室

樊丽娟　涂　亮　于　霏　王　月

办公室

侯文森

技术支持单位

丹麦能源署（DEA）

Xu Jie（许洁）, Matteo D’Andrea, Paolo Zuliani, Francesco Lovat Arranz, Konstantinos Athanasiou

DEA合同技术支持团队

Ea能源分析公司（Ea）

Lars Møllenbach Bregnbæk, Phil Swisher, Helena Uhde, Sara Shapiro-Bengtsen, Jens Christian Rørbæk Kruse

高级顾问

Wang Xinnan（王心楠）

课题组对提供研究建议的以下机构致谢：

生态环境部宣传教育中心，山西大同市建筑设计研究院，云南省生态环境科学研究院，西安交通大学经济与金融学院，北京计科能源技术有限公司，中国能源杂志社。

《中国能源转型展望 2026》阅读指南

《中国能源转型展望2026》（CETO 2026）由摘要和三大部分组成，报告将在不久之后发布。

《中国能源转型展望2026》执行摘要总结了报告的主要结论，是整个报告的精华，可单独阅读（网址为：https://www.cet.energy）。

在《中国能源转型展望2026》报告中：

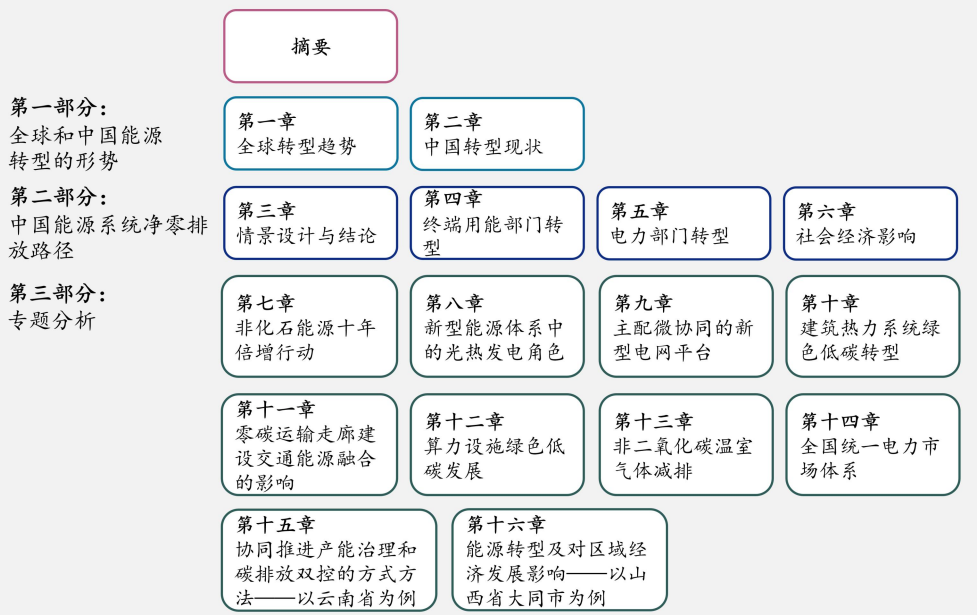
第一部分，简要分析了全球气候变化、全球能源转型的新形势（第一章），回顾了近几年中国能源生产消费的新变化（第二章）。

第二部分，利用模型对2060年前实现碳中和的目标愿景下，中国能源转型前景进行情景分析[1]，主要分为四章。其中，第三章总结了中国能源转型的前景，包括情景设计和主要结论；第四章分析了终端用能部门的能源转型前景与增强能源韧性的措施，具体可分为工业、建筑、交通运输等领域；第五章分析了电力部门转型和增强电力系统韧性的前景，重点描绘了可再生能源、电网发展、电力系统调节能力的发展前景以及未来电力系统风险与应对措施；第六章分析了中国能源转型与增强系统韧性的措施对中国经济转型和社会发展的影响。

第三部分，主要包含近年在中国发生显著变化，并受到各方关注的热点话题，主要分为10章。其中，第七章分析了非化石能源十年倍增行动；第八章探讨了新型能源体系中的光热发电角色；第九章分析了主配微协同的新型电网平台；第十章分析了建筑部门热力系统绿色低碳转型的形势、任务和前景；第十一章探讨了零碳运输走廊建设及交能融合影响；第十二章分析了算力设施绿色低碳发展的当前与未来；第十三章研究了非二氧化碳温室气体减排；第十四章介绍了全国统一电力市场体系；第十五章以云南为例分析了协同推进产能治理和碳排放双控的方式方法；第十六章以山西省大同市为例分析了能源转型及对区域经济发展影响。第三部分的分析，为第二部分的模型构建、转型路径分析，提供了更加充分的政策、信息和技术支持。

[1] 如无特殊说明，报告第二部分相关数据（包括基年数据）基于 CETO 数据库及模型测算。

图 1 《中国能源转型展望 2026》的结构



对模型分析感兴趣的读者，可以阅读《中国能源转型展望2026》的第二部分，更全面、更深入地了解各重点部门的分析过程和具体结论。对热点话题感兴趣的读者，可以阅读《中国能源转型展望2026》第三部分，各章可以独立阅读。

期待您能通过本报告更好地了解中国能源转型的最新动态与最新认识，发现加强合作、携手应对能源危机的新机遇。祝您阅读愉快！我们非常欢迎您对报告内容提供反馈意见。请将您的意见发送到以下邮箱：ceto@cet.energy。

本报告仅反映中国能源转型展望（CETO）项目组的研究发现，不代表各支持机构的观点或立场，不代表官方意见。

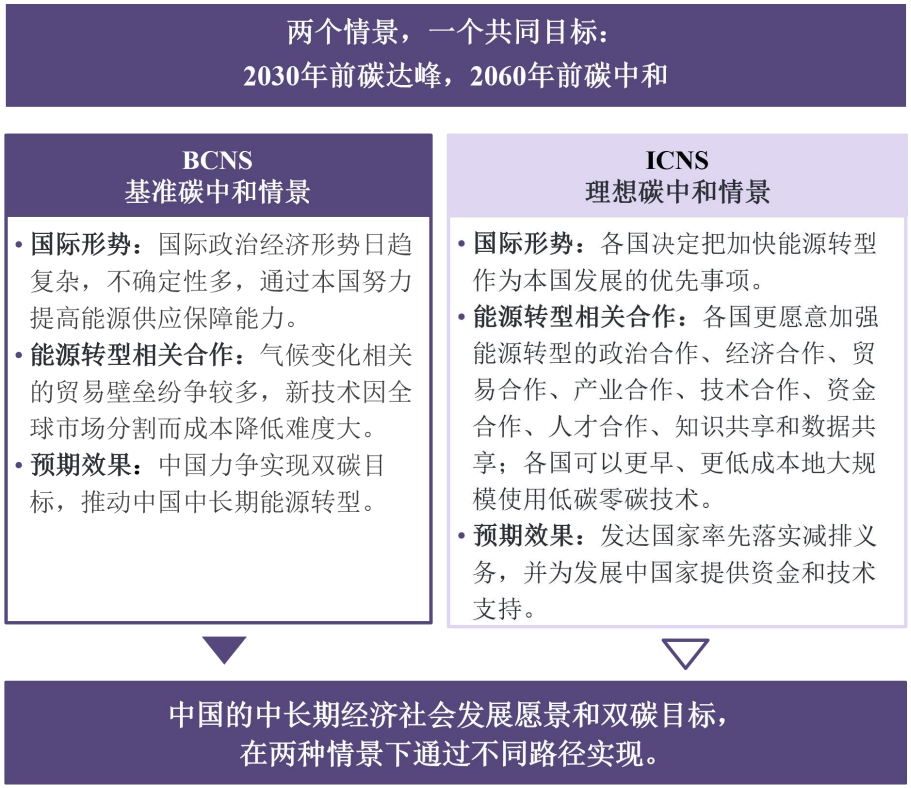
研究的背景

《中国能源转型展望2026》（CETO 2026）展望了中国2060年前能源转型的路径和前景：“十五五”时期（2026~2030）中国碳达峰目标如期实现，努力争取2060年前实现碳中和。能源生产和消费是中国应对气候变化的关键，立足中国国情，借鉴国际经验，统筹中国经济社会发展和碳排放目标愿景，通过增强能源系统韧性保障能源转型的可持续性，是2026年研究的关注点所在。

《中国能源转型展望2026》报告在分析全球能源转型形势的基础上，回顾了中国能源转型成效，借助模型对2060年前中国经济发展、能源转型前景进行分析，重点探讨两个情景条件下，中国能源系统实现净零碳排放的路径和技术解决方案。课题组采用中国终端能源需求分析模型（ERI-LEAP）、中国电力热力部署优化模型（ERI-EDO）和中国能源经济分析模型，定量分析了终端能源消费、电力热力供应及分布、能源转型对经济发展和投资等的影响，**努力探索出一条在本世纪中叶实现社会主义现代化强国目标和2060年前碳中和目标下，以碳达峰碳中和为牵引，实现绿色、安全、经济统筹兼顾的能源转型道路，实现人与自然和谐共生的中国式现代化。**

在对2060年前中国能源转型的分析中，课题组设置了两个情景。两个情景的共同点，是中国将在2030年前实现碳达峰、2060年前实现碳中和。考虑到全球气候变化形势日益紧迫，但国际政治经济态势更加复杂多变，技术创新和推广应用潜力巨大但其进程有赖于更高水平国际合作。课题组设置了**基准碳中和情景（BCNS）**和**理想碳中和情景（ICNS）**。

图 2 《中国能源转型展望2026》的两个碳中和情景



基准碳中和情景（BCNS）描述的前景是：经过一系列巨大努力，中国中长期经济社会发展愿景和碳达峰碳中和目标愿景如期实现。但是，未来国际政治经济形势日趋复杂，地缘冲突时有发生，应对气候变化在某些国家退居次要位置甚至发生“退群现象”，不确定性增多；**各国更强调能源系统韧性，通过本国的努力提高能源供应保障能力；**应对气候变化在部分国家、部分时间的优先程度有所下降；气候变化相关的贸易壁垒纷争较多，达成一致难度大；低碳零碳技术研发合作、产业合作难度大；新技术因全球市场分割而成本降低难度大。在这种国际形势下，中国要坚持做好自己该做的事，力争2030年前二氧化碳排放达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和为目标，推动中国中长期能源转型。

理想碳中和情景（ICNS）描述的前景是：经过一系列巨大努力，中国中长期经济社会发展愿景和碳达峰碳中和目标愿景如期实现，全球气候变化的严峻形势唤醒了各国采取行动的强烈意识，各国决定把加快能源转型作为本国发展的优先事项。**尽管政治经济冲突在个别地区、个别时间段偶尔发生，但绝大多数国家更深刻地认识到加快能源转型对保障本国经济安全乃至国家安全的重要意义，更愿意加强能源转型的政治合作、经济合作、贸易合作、产业合作、技术合作、资金合作、人才合作、知识共享和数据共享**。通过各国携手形成合力，持续推动降低低碳、零碳、负碳技术的研究开发成本，各国可以更早、更低成本地大规模使用低碳零碳技术。全球绿色转型过程中，更加注重公平公正，全球充分尊重发展中国家的发展权。各国坚持“共同但有区别”的责任原则，发达国家率先落实减排义务，并为发展中国家提供资金和技术支持，帮助能力不足的发展中国家提高应对气候变化能力。

在CETO2025研究的基础上，CETO2026报告对模型进行了优化和调整，主要包括五个方面：一是补充了对能源系统韧性的分析。从长期战略、日常管理、应对突发事件三个角度分析能源转型对能源系统韧性的影响。**二是全面更新了能源统计数据和基准年。**结合中国国家统计局最新发布的能源平衡表，校核了2020~2024年经济数据、工业产品产量、服务业发展、居民生活改善、一次能源生产、能源加工转换、回收能、能源损失和终端能源消费等数据，使模型的计算与统计局的数据更新保持一致。将模型分析基准年从2024年调整为2025年，对“十五五”和中长期能源发展和碳排放进行分析。**三是优化了终端用能和能源开发、加工转化部门的分析模块。**工业模块中，丰富了工业热泵的定量分析功能，校核了工业用氢的模型与数据；建筑模块中，优化了各类建筑的建筑面积保有量分析方法，深化了北方地区集中采暖大幅度降低碳排放的技术路径分析；交通模块中，结合中国市场最新动态，对乘用车、重载货车近期、中期和远期的电动化进程进行评估。对化工、炼油、供热等模块进行了校核和优化，初步搭建了回收能的分析方法。优化电热氢碳供给联合优化及多时空布局模型的分析模块，完善氢能时序负荷与季节储能机制，优化风光空间规划分析模块，完善能源系统成本测算方法，改进区域碳封存模拟分析方法。**四是深化可再生能源发展研究。**根据中国风电、光伏、储能等产业发展和电力市场化的最新进展（中国风电和光伏发电于2025年6月开始全面参与电力市场，这是一项重大的历史性转变），对模型基准年参数和未来情景预测进行调整。增加了光热发电和余能发电等技术，优化了核电水电装机预测、电力热力及氢供应的分省分析模块，更新了风光水等技术可开发资源潜力。结合CETO2025提出的按风光比例将电力系统演进分为五个阶段的思路，初步探讨了不同风光发电比例、不同地

区提高电力系统稳定性的方法。**五是自主搭建了能源经济综合分析模型。**立足一般均衡模型（CGE模型）的思路，能源所新建课题团队，对能源转型相关的投资、消费、进出口的影响进行分析，并对未来投资前景细化定量分析。

图 3 理想碳中和情景下中国能源转型目标愿景



主要结论

面对传统能源体系难以适配新时代发展新需求的形势下，中国能源转型以新发展理念为根本遵循，以能源科技创新为核心支撑，推动能源生产与消费方式深刻转型，进而带动能源产业链供应链、能源治理体系、国际合作格局乃至全球气候治理体系系统性重塑，稳步构建新型能源体系。展望中长期能源转型将推动能源消费、能源供给、能源科技和装备、能源治理、能源国际合作格局五个维度发生重大变化。

通过模型分析和专题研究，课题组围绕中国能源转型相关的能源系统韧性、传统能源、新能源与未来能源关系、化石能源定位、能源“有序替代”重点、新型能源体系关键环节等进行了一系列模型研究、专题分析和实地调研，得到以下重要结论：

（一）从提高能源系统韧性角度看，能源转型需推动“绿色、安全、经济”相互促进，从战略、日常、应急三个维度提高能源系统韧性

把“能源三重困境”转变为绿色、安全、经济相互促进，是推动能源转型的努力方向。三个指标中：**绿色**，需要 2060 年前实现能源从高碳排放向低碳排放的结构性、系统性变革；**安全**，需要提高能源系统的稳定性和韧性，在满足广大人民日益增长的电力、热力和燃料/原料需求的同时，防范断供、突发事故等各类风险；**经济**，需要转型过程中能源价格不大幅上涨，让百姓用得起，增进民生福祉。统筹三者关系，需要树立底线思维，坚持先立后破、破立并举，不能从单一维度采取极端措施，要在长期有序替代全过程中把握好动态平衡。把发展新能源作为提高能源战略保障能力的主要方向，推动非化石能源与化石能源比例从“2:8”向“8:2”转变，才是解决中国能源体系“绿色、安全、经济”

发展的长久之计。2030 年前，中国将实现碳达峰，这是中国能源转型任务最重、挑战最大的攻坚阶段，更要处理好“绿色、安全、经济”三者之间的关系，推动能源转型顺利前行。

能源转型过程中要关注三个维度的能源系统韧性：一是长期战略视角下的能源资源可获得性。化石能源时代，石油与天然气资源的可获得性是各国最关注的议题，利用基于本土的可再生能源替代国外进口的煤炭、石油、天然气，有利于提高本国的资源可获得性。加快中国能源转型，可使石油需求 2026 年后进入下行通道，逐步降低中国的石油外采率，并使中国的天然气外采率保持在合理区间。**二是日常管理视角下的系统运行稳定性**。风电、光伏发电具有波动性、间歇性的特征，随着风光发电占比进一步升级到较高比例阶段和高比例阶段，电力系统稳定运行压力将越来越大。预计到 2035 年后，电力系统运行的稳定性将成为全局性、长期性挑战，必须建立全新的电力系统调节能力和体制机制，保障电网正常运行。中国 2060 年的零碳电力系统调节能力要提高到 2025 年的 25 倍以上，跨省跨区输电量提高 4 倍以上，加强调压、调频等技术措施提高系统稳定性，保障未来电力系统的正常运行。**三是突发事件冲击下的应急保障能力**。近中期，地缘政治冲突加剧对局部地区油气产量和跨国油气运输通道带来严重挑战。远期连续多日无风、阴雨等极端天气会大幅降低风电光伏出力，台风、冰雹、大雪等会导致发电装置损毁，连续的酷热、严寒天气会大幅提高电力负荷需求。提前做好“困难时刻”和“困难日”的电力供应预案，加强电力热力基础设施互联互济、推动储电储热装置规模化发展、增强电动汽车反向送电能力、适当保留火力发电供热能力，都有利于防范突发事件的冲击。

（二）从演进路径看，能源转型需统筹火电、新能源发电与未来能源发电，梯次接续建设新型电力系统

从发电电源的演进路径看，从火电为主体，到非化石能源发电为主体、再到风电光伏发电为主体，是一个分多个阶段、持续演进的发展过程。预计2030年，中国非化石能源发电量比重将达到50%左右，非化石能源发电作为电源“主力军”的作用更加凸显。预计2045年非化石能源占全部发电量的比例将超过80%，其中风光发电量比例为60%左右。展望2060年，中国发电量将达到21.8~23.6万亿千瓦时，其中非化石能源发电量将超过95%，风光发电量将超过74%，中国的电源结构将形成“风光发电挑大梁、其他非化石能源发电提供支撑、传统火电应急保障”的全新格局。

从能源系统的演进路径看，要从系统出发统筹好新能源、未来能源、传统化石能源三者之间的关系。一是推动风能、太阳能发电高质量发展。风电、光伏等发电已成为中国新增装机的主体，并将逐步成为电力装机主体和发电主力。2025年，风电光伏占全部发电量的比重为22%，已经进入电力系统演进的中等比例阶段。预计2030年风光发电比重为33%~40%，2045年左右比重为60%左右，进入风光发电高比例阶段。在装机规模持续扩大的过程中，提高电力系统调节能力，做好可再生能源消纳和消费至关重要。值得关注的是，中国不同地区的风光发电比例存在明显差异。预计2030年前，中国西北地区风电光伏占本地发电量的比重将超过60%，电力系统演进的速度最快，能源转型面临的压力也最大。二**是谋划好远期多种能源融合发展路径**。风电太阳能发电的规模化发展，不仅推动中国发电格局的重塑，也为中国迈向未来能源奠定了重要基础。依托大规模绿电供给体系发展绿氢制备、新型燃料/原料生产、新型储能应用等，可实现能源转型从电力发展的

单一场景，向全链条融合与全方位替代升级。在新型电源领域，太阳能光热发电、第四代核电技术、小型模块化反应堆、海洋能等前沿技术将为电力系统提供更加多元的供应保障。在新型储能领域，长时电化学储能、熔盐储热、跨季储热、压缩空气储能等将逐步融入新型电力系统、新型热力系统，为电力、热力系统稳定运行提供支撑。在氢能领域，规模化制氢、氢能运输和存储体系，将推动氢能工业副产的灰氢向绿氢平稳过渡。在新型燃料/原料领域，绿电丰富地区制备的氢氨醇等燃料/原料，可依托现有油气输配、加注体系实现规模化应用，与既有燃料供应网络无缝衔接。三**是推动传统能源向调节支撑乃至应急保障逐步转型**。火电厂将转变为“灵活调节能力提供者”，帮助风光发电解决波动性、间歇性、随机性的痛点，在必要时发挥能源供应断供等突发事件发生时的“救火队”的角色，为极端情况、突发性事件做好准备。

（三）从能源替代前景看，能源转型需要增量替代与存量优化协同发力，全面迈向“有序替代”新阶段

清洁能源对传统能源的“有序替代”，是统筹能源转型节奏与保障能源稳定供应的核心命题。从新增电力需求的替代前景看，未来5~10年，是中国推进“有序替代”化石能源，满足新增电力需求的关键期。预计到2030年，中国可实现新增用电量由新增清洁能源电量覆盖；2035~2040年间，新增用电量由新增可再生能源电量覆盖，风光发电成为支撑新增电力需求的主要来源。**从终端用能的替代前景看**，中国电气化率2025年为29.5%，预计2030年提高到35%左右，2060年电力占终端能源需求的比重（狭义电气化率）提高到62%~67%，计入电制氢、电制合成燃料等的广义电气化率提高到70%~79%。**从燃料/原料和热力的替代前景看**，绿色氢氨醇的市场规模将从2025年的约20万吨提高到2060年的1~1.4亿吨；中国电制热（大型热泵、电锅炉等）的需求规模将从2025年几乎忽略不计，到2060年的0.8~1.2亿吨标准煤。

推动非化石能源有序替代化石能源，核心任务集中在提高供给效能、增强系统韧性、调整用能方式、优化体制机制四个方面：一是提高供给质量。近几年，风光发电比重提高背后面临电源出力波动性加大的现实挑战，需要推动风电、光伏、水电、储能等一体化发展，不断提高供给质量。**二是增强系统韧性**。面对未来高比例风光发电的调峰需求，不仅要持续扩大调节资源的规模，更要优化调节资源的时空布局，强化电网电设，使调节资源建设、电网互济能力与本地电力系统演进阶段相匹配。**三是调整用能方式。**持续推进工业、建筑、交通等重点用能领域的电能替代，在风光比例较高的地区提高终端用户用电、用热的灵活性和韧性，调动重点用能单位参与电力系统调节的积极性，使绿色、智慧、节约日益成为全社会用能方式变革的鲜明导向。预计工业领域柔性可调负荷占比，将从2025年不到5%提高到2060年的35%以上，工业绿电消费占比提高到90%左右。**四是优化体制机制。**结合电力系统演进的不同阶段，探索适配“有序替代”的价格形成机制和成本疏导机制，让价格更好反映调节资源和备用容量的市场价值、低碳零碳能源的环境价值，打破跨区域交易壁垒，发挥全国统一电力市场作用。同时，要建立健全适应能源转型规律和节奏的投资机制、能源系统成本合理分担机制。

（四）从关键环节看，要加快发展电力系统新型调节能力，提高电力系统韧性

以储能、电制氢等为代表的零碳调节能力，是实现传统能源与新能源深度融合、协同发展的核心支撑。在运行层面，储电、储热、储氢设施是支撑新型能源体系运行的“稳定器”，平抑风光发电出力波动、提升发电和供热可靠性与并网消纳水平。储电、储热系统与煤电厂耦合运行，支持煤电从主力电源向调节型、应急保障性电源转型。**在产业层面，**电化学储能、跨季节储热、高温熔盐储热等新型储能是能源产业转型升级的“新引擎”，既能拓展新能源的应用场景，也为进一步提高煤电灵活性提供技术支撑。展望中长期，储电、储热、储氢等零碳调节资源需求将大幅增长，“十五五”“十六五”是规模化布局的窗口期。预计2060年，中国电力系统调节能力提高到51.7~56亿千瓦，其中无二氧化碳排放的电力系统调节能力（电制氢和电制合成燃料、电化学储能、电动汽车车网互动、抽水蓄能等）比重超过70%。

激发零碳调节能力的内生动力，需要从技术、价格、产业层面协同推进。在技术层面，加快发展长时储能等技术，全面支撑风光发电长时稳定出力，强化太阳能光热发电、构网型储能等科技创新，为电力系统提供转动惯量和电压支撑。**在价格层面，**优化辅助服务电价、容量电价政策和系统运行费用疏导机制，稳定新型经营主体参与调峰、调频的市场预期和收益机制，为低碳零碳调节能力提供制度保障。**在市场机制层面，**深化能源领域市场化改革，以市场化手段激活系统灵活性，以零碳园区、零碳工厂、零碳运输走廊建设为契机，打造可复制、可推广的商业模式，增强调节能力规模化发展的信心。**在产业协同层面，**针对当前分头规划、时序错配等问题，优化新能源、储能建设周期和空间布局，推动装备制造、项目投资、调度运营等环节顺畅衔接，形成适应不同区域特点的“风—光—水—火—储—网—调”一体化解决方案，让零碳调节能力能发挥更大的支撑作用。

（五）从化石能源的定位看，近期主要发挥系统调节和支撑作用，远期向化工原料与应急备用转变

2026年，化石能源对保障电力系统运行、应对电力峰值负荷冲击、保障经济运行发挥着重要作用。一是通过煤电调峰支撑电力系统的稳定运行。截至2026年7月，中国多个省级电网风光发电出力占本地用电负荷最大比例接近60%，风光发电固有的波动性、间歇性特性给电网稳定运行带来较大压力，中国电力系统调峰目前主要依靠煤电提供支撑。**二是应对短期电力峰值负荷冲击。**2026年8月，在夏季高温影响下，全社会用电量再次突破1万亿千瓦时，达到1.03万亿千瓦时，同比增长1.7%；用电负荷创历史新高，达到15.6亿千瓦，比上年最大负荷高4969万千瓦，共有7天超过上年最大负荷。煤电在迎峰度夏、迎峰度冬及用电高峰等关键时段，为全社会用电需求提供重要支撑。**三是缓解国际油气市场冲击。**通过加大国内勘探开发、推进进口多元化、提高石油储备能力等举措，中国较好地防范了国内能源价格过快上涨，保障了国内能源市场平稳运行，妥善应对了2025年以来多轮地缘冲突相关的风险冲击。

展望未来，随着能源转型持续深入，化石能源的功能和定位将发生三个重要转变：一是向调节支撑乃至应急备用转变。燃煤发电近期将全面转为调节支撑性电源，中期转为深度调峰、快速响应电源，远期转为应急备用电源，在未来新能源出力大量不足、负荷高峰难以应对、系统负荷超预期波动时，及时补位。**二是从燃料用能向原料用能转变。**过去化石能源以火力发电、锅炉供热为主，未来，化石能源用

作化工原料、特种材料制备原料的比重更高，“碳元素提供者”的特点更加突出，预计2060年中国用于原料的化石能源需求为4~6亿吨标准煤。**三是为特殊场景提供能源供应方案。**2060年时，预计电力、热力、零碳燃料能解决绝大多数行业和场景的能源供应问题。但在高海拔地区、极寒地区、深海勘探、高温用热等场景，仍需要少量化石能源提供能源动力。

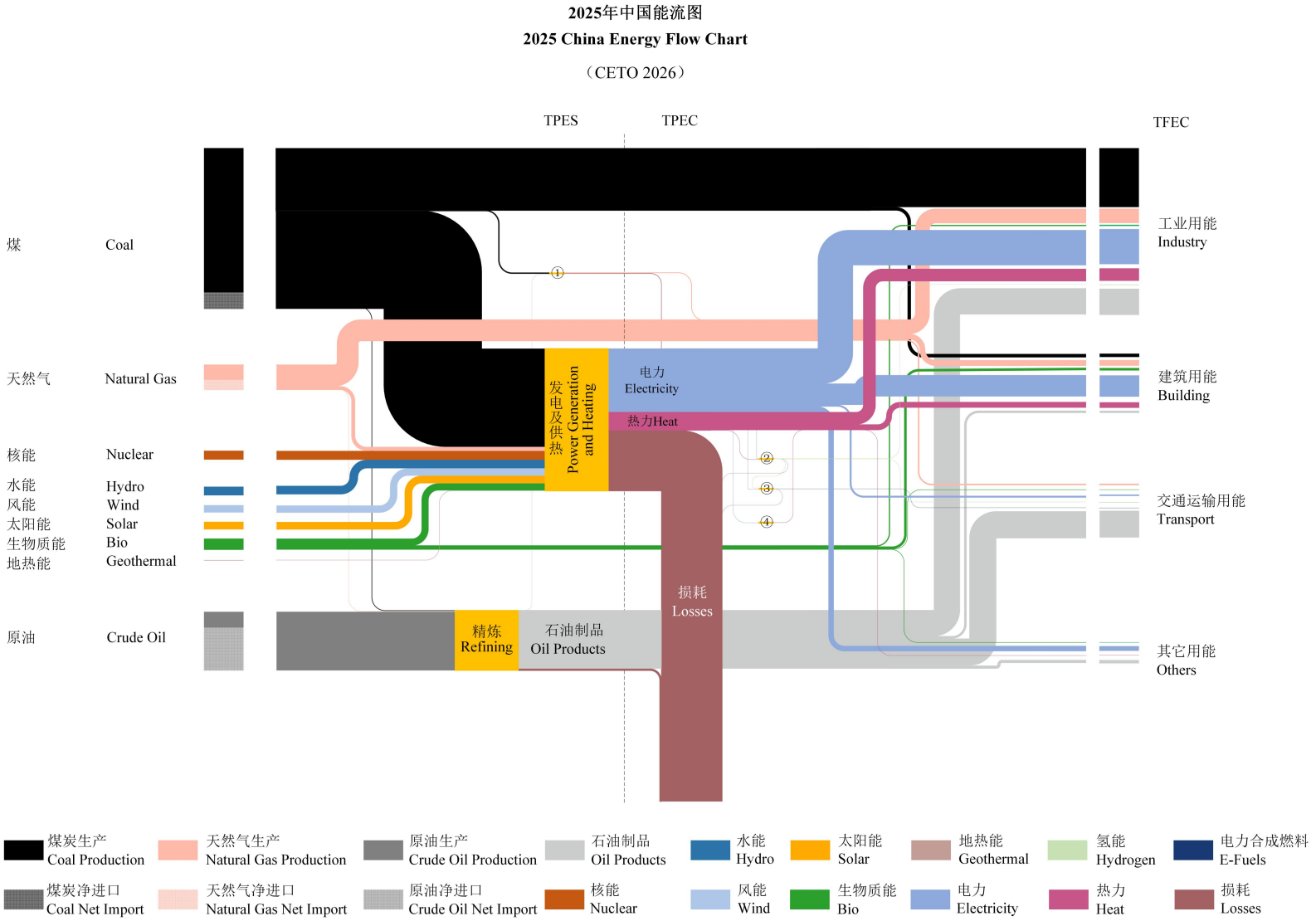
（六）全球能源转型持续推进，中国将做出应尽的贡献

在世界变局加速演进、全球气候危机日趋严峻、各类风险跌宕起伏的今天，以能源转型为长期战略，通过增强能源系统韧性保障经济发展和社会稳定，已经成为越来越多国家的共识。中国加快规划建设新型能源体系，已形成全球最大的可再生能源体系，展望2060年，随着各类清洁低碳零碳能源技术逐步实现突破，中国将走出一条全新的绿色低碳增长之路。

我们呼吁各国携手推进能源转型，积极务实行动，共同拯救人类命运。

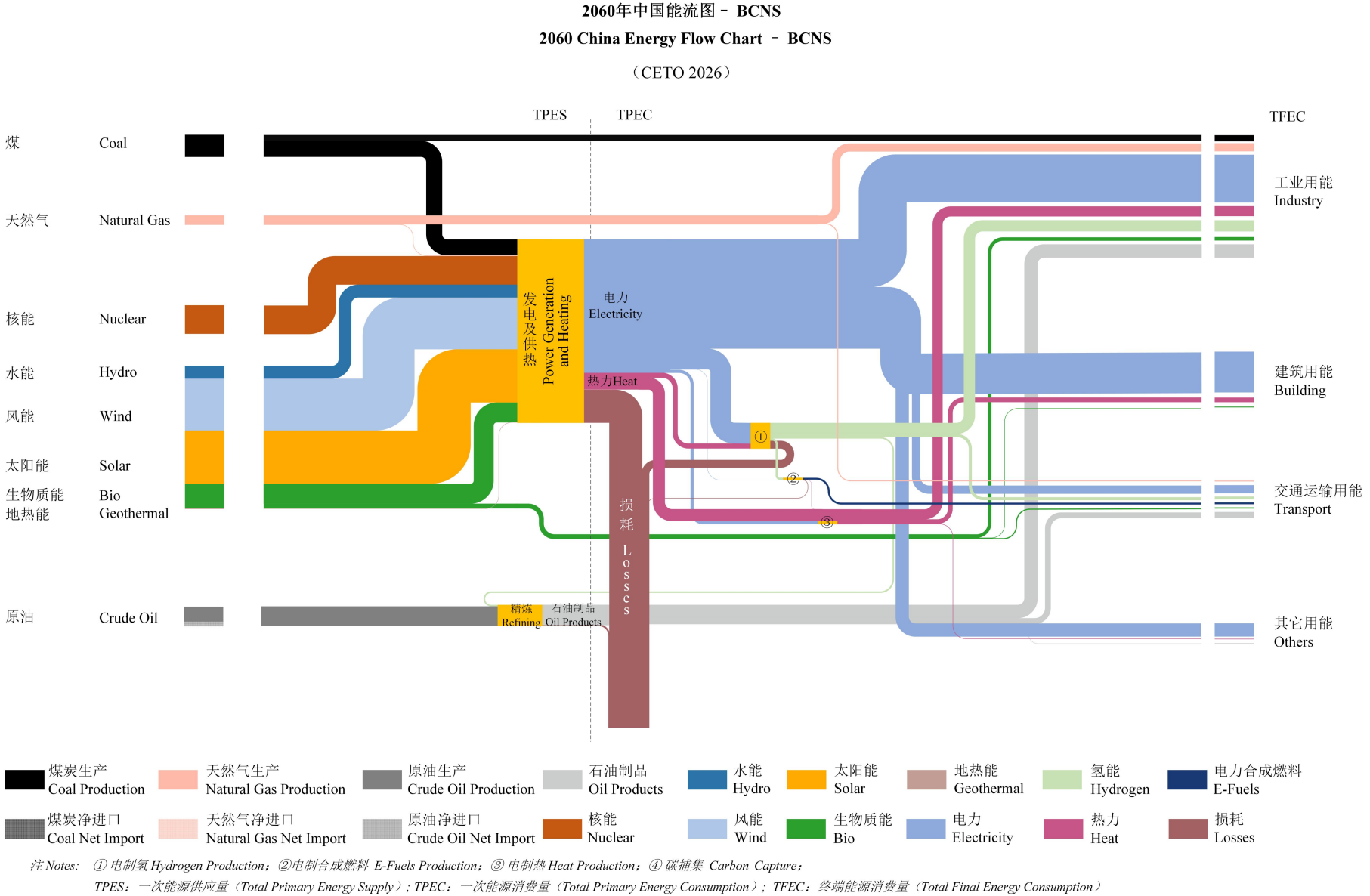
中国能流图

图 4 2025 年中国能流图



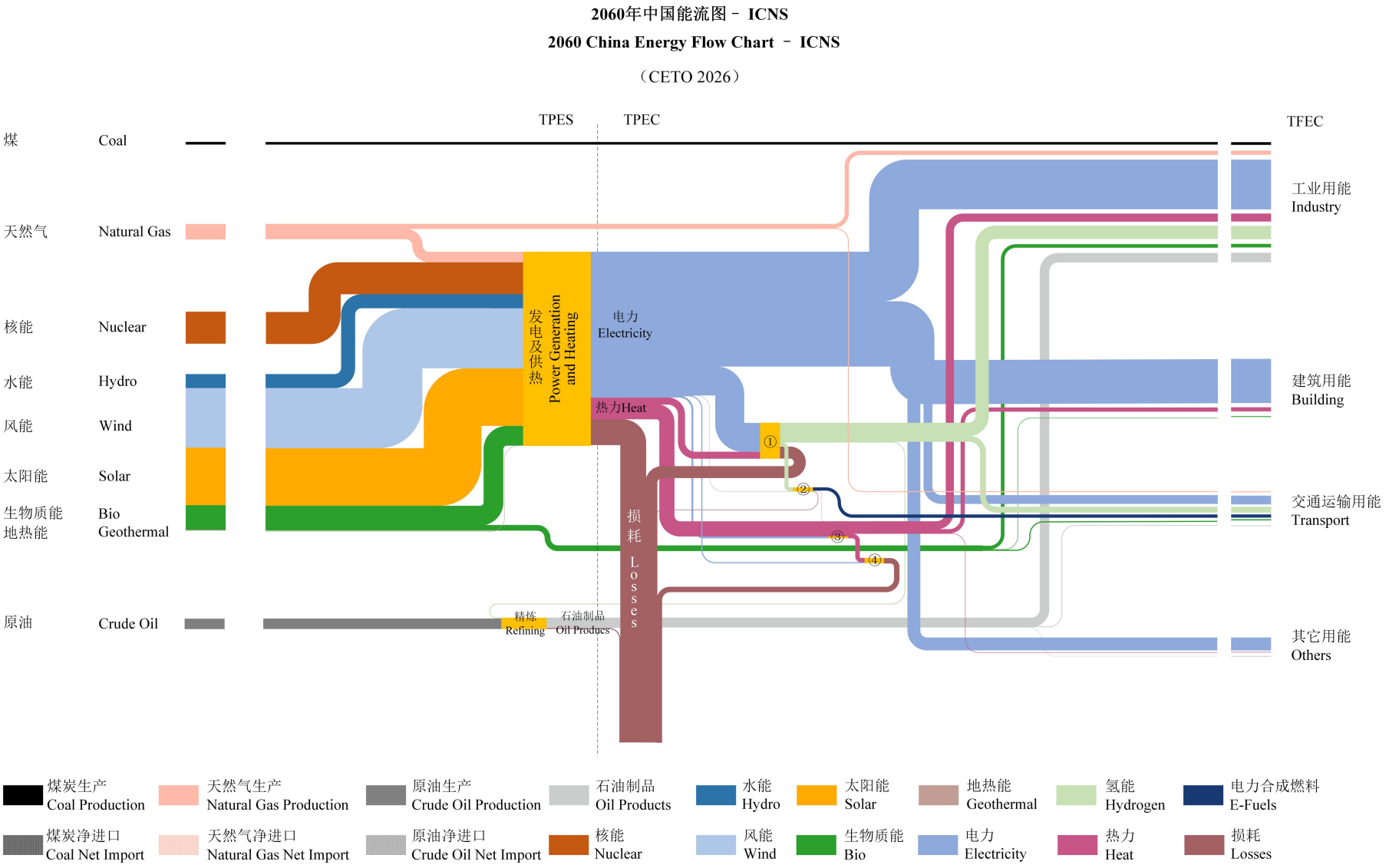
注 Notes：①煤制气 Coal Gasfication；②电制氢 Hydrogen Production；③电制合成燃料 E-Fuels Production；④电制热 Heat Production；⑤ 碳捕集 Carbon Capture；
TPES：一次能源供应量（Total Primary Energy Supply）；TPEC：一次能源消费量（Total Primary Energy Consumption）；TFEC：终端能源消费量（Total Final Energy Consumption）

图 5 2060 年 BCNS 情景下中国能流图



注 Notes：① 电制氢 Hydrogen Production；②电制合成燃料 E-Fuels Production；③ 电制热 Heat Production；④ 碳捕集 Carbon Capture；
TPES：一次能源供应量（Total Primary Energy Supply）；TPEC：一次能源消费量（Total Primary Energy Consumption）；TFEC：终端能源消费量（Total Final Energy Consumption）

图 6 2060 年 ICNS 情景下中国能流图



注 Notes：① 电制氢 Hydrogen Production；②电制合成燃料 E-Fuels Production；③ 电制热 Heat Production；④ 碳捕集 Carbon Capture；
TPES：一次能源供应量（Total Primary Energy Supply）；TPEC：一次能源消费量（Total Primary Energy Consumption）；TFEC：终端能源消费量（Total Final Energy Consumption）

主要情景分析结果

图 7 2025~2060 年全社会用电需求和结构

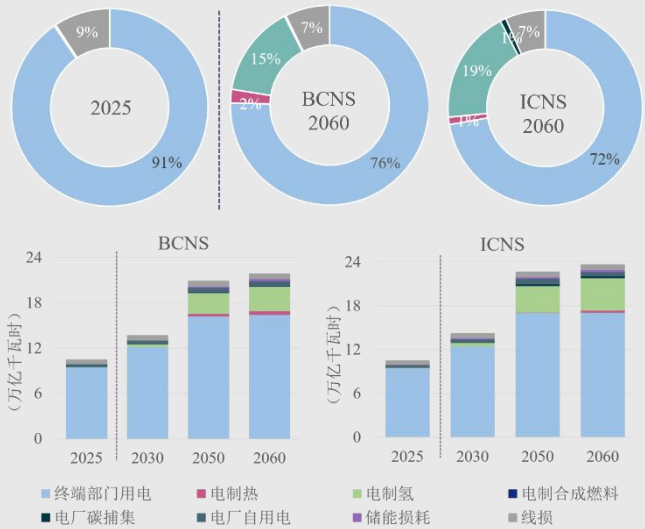


图 8 2025~2060 年发电装机规模和结构

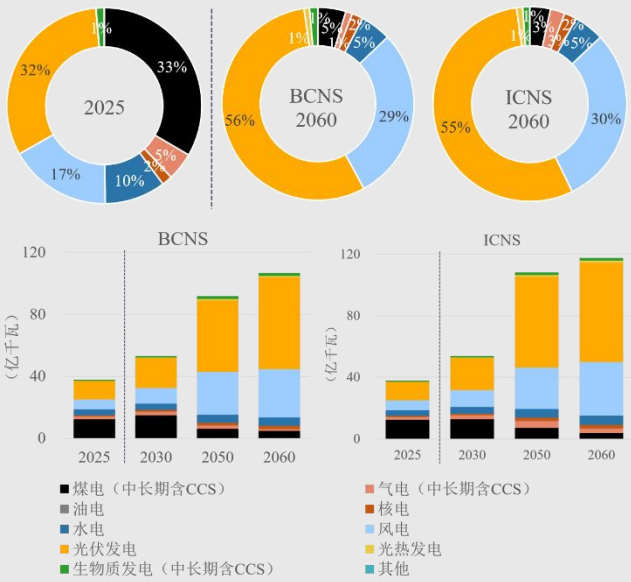


图 9 2025~2060 年发电量规模和结构

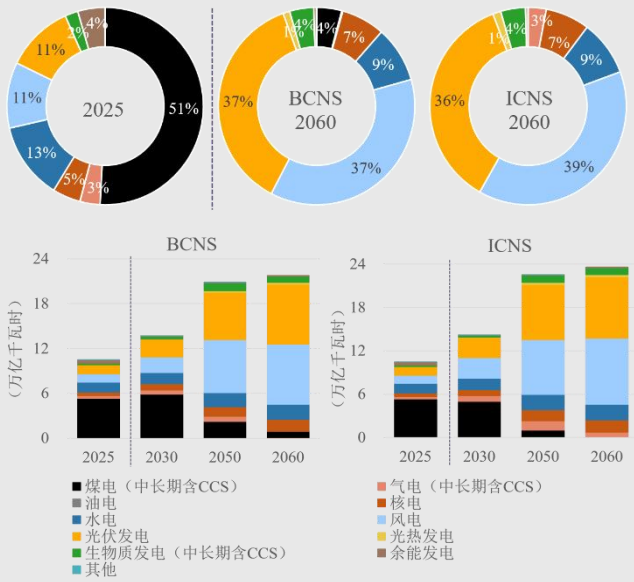


图 10 2025~2060 年风电装机和结构

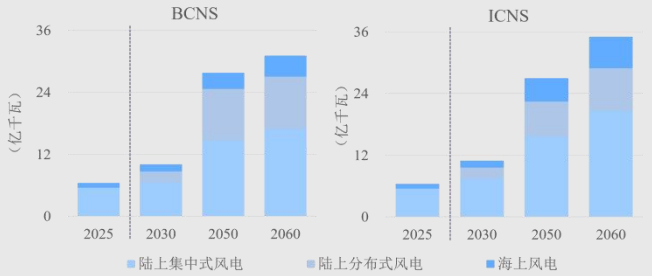


图 11 2025~2060 年光伏发电装机和结构

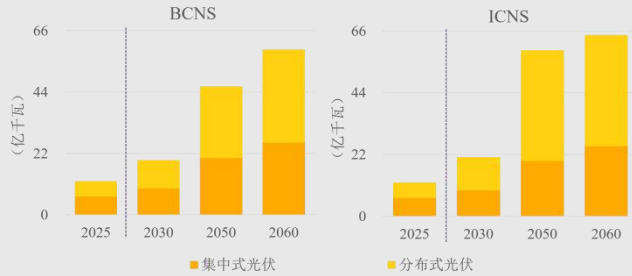
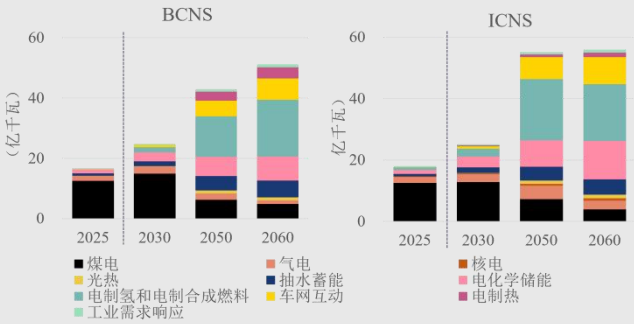


图 12 2025~2060 年电力系统调节能力



第一部分：全球和中国能源转型的形势

（一）全球气候变化风险持续提高，各国更加关注能源转型和能源系统韧性问题

全球气候系统释放强烈预警，能源转型形势日趋紧迫。2023年至2025年的全球平均气温已高于工业化前水平1.5°C以上，实现《巴黎协定》设定的全球温升控制在 2°C 以内、努力控制在 1.5°C 以内的目标形势愈发严峻。2025年全球极端天气频发，热浪席卷欧洲、亚洲多地并致上千人死亡，灾害造成的经济损失超过1200亿美元。世界经济论坛连续多年将极端天气列为未来十年全球首要长期风险。2026年6月发布的《全球气候变化指标》（IGCC）年度评估报告指出，地球能量失衡处于有记录以来最高水平，海洋热浪天数自1991年以来增加两倍以上，气候系统承受的压力持续加大，推动全球能源转型已刻不容缓。

中东局势紧张导致油气保供难度加大，能源转型和能源系统韧性备受关注。2026年以来，乌克兰危机延宕的外溢效应持续显现，委内瑞拉危机、美以伊冲突相互叠加，多个产油国的油气生产和炼制能力受到扰动；霍尔木兹海峡通航受阻，海上油气输送通道稳定性明显下降。国际油价高位震荡，布伦特原油期货价格一度逼近每桶120美元，能源供应可靠性成为各方的普遍关切。全球油气消费国的能源供应受到巨大冲击，过度依赖进口化石燃料的风险暴露无遗，能源转型的战略重要性日趋突出。国际社会更加清醒地认识到，推进能源转型不仅是应对气候危机的必由之路，更是保障经济发展和社会稳定的现实选择。扩大本土清洁能源产能、降低对进口化石燃料的依赖，已成为最可靠的长期能源解决方案。

全球能源转型稳步推进，各国推进能源转型面临的挑战各有不同。2025年全球可再生能源新增装机达8亿千瓦，连续23年刷新纪录，太阳能首次成为全球能源供应增量的最大单一来源。全球电力需求增速达3%，约为整体能源增速的2.3倍，世界正加速进入以电力为中心的新阶段。欧盟处于碳中和加速期，2025年风光发电占比达30%、首次超过化石燃料，碳边境调整机制已于2026年1月实施。2019年以来欧盟依据《电力市场条例》建立欧洲资源充裕度评估（ERAA），2024年生效的电力市场设计改革（EMDR）将容量机制从“最后手段”转变为常态工具。美国处于政策剧烈调整期，《通胀削减法案》部分核心补贴条款被削弱，未来能源政策走向尚不明朗。中国处于碳达峰攻坚期，“十五五”碳达峰方案明确2030年单位GDP碳排放比2025年降低17%。多数发展中国家仍处于能源可及性不足与低碳发展能力薄弱的两难境地，面临能源贫困与气候目标的双重压力，技术、能力、资金缺口尤为突出。

全球能源转型合作面临现实挑战，亟待增进互信、突破瓶颈制约。一是在技术方面，部分发展中国家电力系统基础薄弱，储能等系统调节能力不足，弃风弃光与电力短缺风险并存；与此同时，低碳零碳技术研发合作、技术转移、知识共享和能力建设仍不充分，制约先进技术和系统解决方案的跨国扩散与规模化应用；**二是在制度层面**，地缘冲突与贸易壁垒，清洁能源装备的贸易摩擦增多、关键矿产跨国供应链受到严控、碳排放相关的关税壁垒，抬高了各国转型的成本；**三是在资金层面**，气候融资落地进展缓慢，发达国家承诺的气候资金交付不足、渠道不畅等问题突出，发展中国家急需的能源转型投融资缺口持续扩大。

2026年是《巴黎协定》生效十周年，也是落实新一轮国家自主贡献的行动之年。面对全球温度升高的严峻局面，以及地缘冲突叠加治理分化的复杂外部环境，国际社会比以往任何时候都更需要以务实态度深化能源转型合作，在不确定性中找到确定性，在分化中培育新共识。

（二）中国加快推进能源转型，能源系统韧性不断提升

近年来，日趋纷繁复杂的国际形势对中国经济社会发展带来更加严峻的挑战，但中国经济运行总体平稳，一次能源稳步增长，能源结构更优更绿，能源系统运行整体稳定。在新的形势下，以风电光伏为代表的新能源和可再生能源承载着前所未有的历史使命，成为解决中国能源问题的关键钥匙、重塑能源体系的最大动力、提高能源可获得性的重要保障。

一次能源消费持续增长，电力消费呈中高速增长。中国目前是全球能源消费量最大的国家。2025年，中国一次能源消费量为61.7亿吨标准煤，比2024年增长3.5%（如图 13所示）。“十四五”时期（2020~2025）中国一次能源消费量增长了12亿吨标准煤。2025年，中国全社会电力消费量达到10.4万亿千瓦时，电力消费量增速5.0%（如图14所示）。

能源结构加快优化，煤炭消费占比明显下降。2025年，中国非化石能源占一次能源消费比重达到21.7%，比2015年提高了9.7个百分点。非化石能源的消费规模，已经从2015年的5.2亿吨标准煤提高到2025年的13.4亿吨标准煤，成为中国经济发展重要的支撑力量。2025年煤炭在中国一次能源消费中的占比下降到51.4%，比2015年下降了12.4个百分点，经济发展对煤炭的依赖程度明显下降（如图 15所示）。

国内能源生产能力持续提高，石油天然气外采率较高。中国一次能源生产总量从2015年的36.2亿吨标准煤提高到2025年51.3亿吨标准煤，国内产量占一次能源消费量的比重始终保持在80%左右，2025年为83.1%。中国2025年国内石油产量2.16亿吨，天然气产量2621亿立方米。石油天然气产量虽然有所增长，但中国石油消费增长得更快。近十年，中国石油的外采率从2015年的61.7%提高到2025年的72.9%，提高11.2个百分点；中国天然气的外采率从2015年的30.3%提高到2025年的40.9%，提高10.6个百分点（如图 16所示）。

终端电气化扎实推进，第三产业和居民生活用能比重持续提高。最近十年，中国终端电气化率从2015年的21.2%提高到2025年的29.5%，提高了8.3个百分点（如图 17所示）。中国第三产业和居民生活占一次能源消费的比重从2015年的28.2%提高到2024年的30.4%，提高了2.2个百分点；工业能源消费占一次能源消费的比重从2015年的68.2%下降到2024年的66.5%，下降1.7个百分点，能源消费的“后工业化”特征越来越突出。

建成全球最大可再生能源体系，绿电占比接近40%。2025年中国装机容量达到38.9亿千瓦，同比增长16%。其中，水电装机4.5亿千瓦，核电装机0.62亿千瓦，风电装机6.4亿千瓦，太阳能发电装机12.0亿千瓦（如图 18所示），风电光伏发电装机合计超过火电装机容量。2025年，中国新增电力消费5161亿千瓦时，当年可再生能源发电量增量为5193亿千瓦时，首次超过了全年电力需求增量。2025年，中国新增发电装机容量5.5亿千瓦，其中风电、光伏发电合计新增装机达到4.3亿千瓦，约占全国新增电力总装机的八成以上，创下历史新高。2025年可再生能源发电量3.99万亿千瓦时（如图 19所示），占全社会用电量的38.5%，这意味着中国每消费10度电中，将近4度电都是绿电。

新型储能、新能源乘用车、电动重卡加快发展，为能源系统韧性奠定基础。2025年，储能装机规模为213.3吉瓦，新型储能占储能装机的比重达到67.8%（如图 20所示）。新型储能装机容量首次超过100吉瓦大关，达到144.7吉瓦，在2023年“翻一番”的基础上，又再次接近“翻一番”。2025年中国汽车产量和销售量分别为3453.1万辆和3440.0万辆，其中新能源汽车产量和销售量分别为1662.6万辆和1649.0万辆，2025年电动汽车渗透率达到48.3%（如图 21所示）。电动重卡替代传统燃油卡车的步伐已经开启。在重载货车方面，中国2025年12月销售纯电动重卡4.08万辆，当月市场渗透率高达48.6%，标志着电动重卡替代传统燃油卡车的转型大幕正式开启。

碳达峰碳中和为牵引，成为中国“十五五”规划的新亮点。《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》描绘了中国2026~2030年的发展蓝图。“十五五”时期8个约束性指标中，3个指标与能源紧密相关。规划《纲要》首次提出“以碳达峰碳中和为牵引”，充分体现了碳达峰碳中和在中国经济社会发展中的新定位。为配合碳排放总量和强度双控工作，中国政府制定了一系列配套文件和《新型能源体系建设“十五五”规划》《新型电力系统建设“十五五”规划》等多个规划推进能源转型，牵引着中国社会向绿色低碳方向全面转型。

表 1《新型能源体系“十五五”规划》的主要目标

	指标	2025 年	2030 年	属性
1	能源综合生产能力	51.3 亿吨标准煤	58 亿吨标准煤	约束性
2	电力总装机	38.9 亿千瓦	54 亿千瓦	预期性
3	非化石能源消费比重	21.7%	25%	约束性
4	非化石能源发电量比重	42.3%	50%	预期性
5	单位发电量碳排放下降 (a)	>10%		约束性
6	重点行业节能量	>1.5 亿吨标准煤		预期性
7	电能占终端能源消费比重	30%	35%	预期性
8	西电东送能力	3.4 亿千瓦	>4.2 亿千瓦	预期性
9	源储调节能力增长 (b)	>40%		预期性
10	电力需求响应能力	>3%	>5%	预期性
11	能源领域专利合作条约（PCT）国际专利申请量年均增长	>5%		预期性
12	能源领域首台（套）重大技术装备工程示范落地成果	>100 个		预期性

注：(a) 单位发电量碳排放为发电行业二氧化碳排放总量与全口径发电量的比值。(b) 源储调节能力为电源和储能调节能力之和。

（三）国际形势跌宕起伏、国内能源转型持续深入，进一步增强能源系统韧性势在必行

从长期战略角度看，随着国际形势日趋复杂，从国外获取石油资源、保障石油通道顺畅面临的难度加大，不确定性越来越高。过去十年，中国石油外采率和天然气外采率每年提高1个百分点左右，本国只能保障不到30%的石油供应、一半左右的天然气供应，油气外采率持续提高，这是转型前必须正视的结构性短板。如果中国走以油气为主体的能源发展道路，未来油气“卡脖子”风险将越来越高，油气供应紧张和高企的油气价格，将对中国的经济发展和社会稳定带来冲击。

从日常管理角度看，虽然风电、光伏、水电都是来自于本土的能源，但随着风电、太阳能发电量在本地发电量中的比重持续提高，可再生能源波动性、随机性、间歇性对电力系统的影响越来越大，保障电力系统稳定运行难度越来越高。负荷峰值时间段发电“顶峰能力不足”，已经成为电力系统运行的“心腹之患”。传统的电网结构和电网构建方式，也很难满足大量分布式电源就地上网、就近利用的新需求。

从应对突发事件角度看，随着煤炭、石油、天然气开采量和开采难度持续提高，能源资源开采相关的风险压力和治理难度也会有所加大。能源基础设施规模越来越大，极端天气发生频率越来越高，电站、电网、油气管网、储罐等能源基础设施受台风、山火、山体塌陷、泥石流的潜在风险也在加大。随着电化学储能规模快速发展，储能电站相关的火灾风险等也值得警惕。这些突发事件风险，都威胁着中国能源转型的顺利推进。

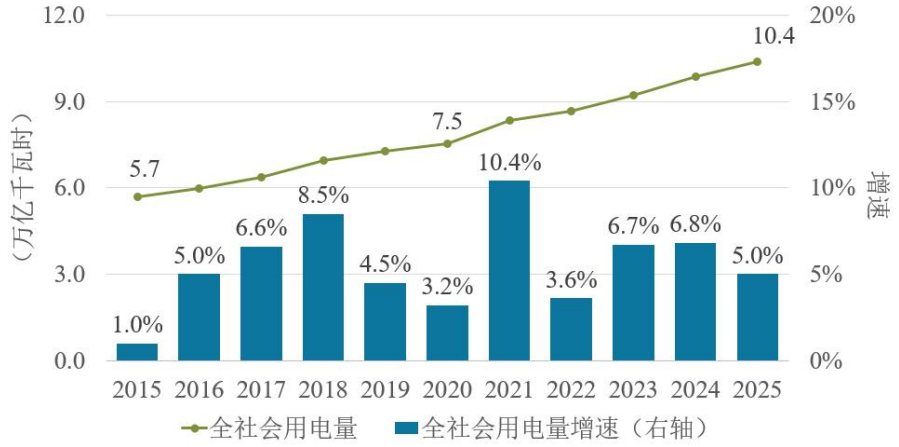
面对各种风险挑战，课题组汇集了中国、丹麦等专家的经验和智慧，携手开展国际形势研讨、模型分析和国际国内实地调研，为更好地增强能源系统的韧性，积极稳妥推进能源绿色低碳转型，努力探索一条具有中国特色、可为更多国家借鉴的能源转型之路。

图 13 2015~2025 年中国一次能源消费量及增幅



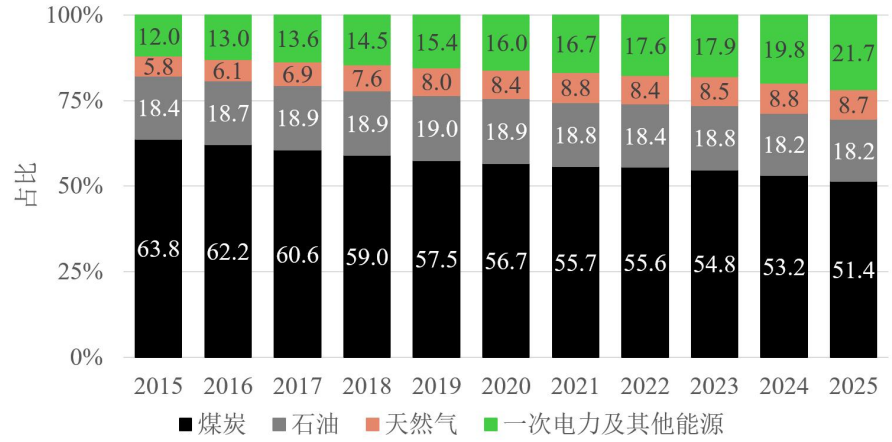
来源：国家统计局，《中国统计年鉴 2025》、《中国统计摘要 2026》

图 14 2015~2025 年中国电力消费量及增速



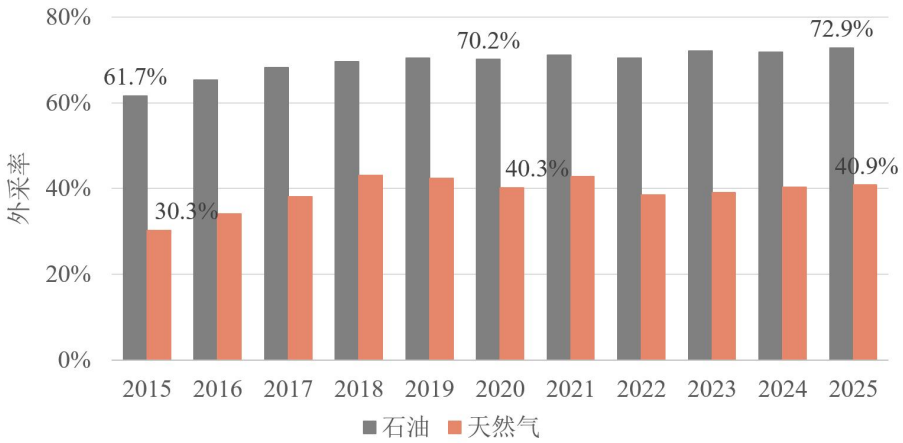
来源：国家能源局，中国电力企业联合会

图 15 2015~2025 年中国能源消费结构



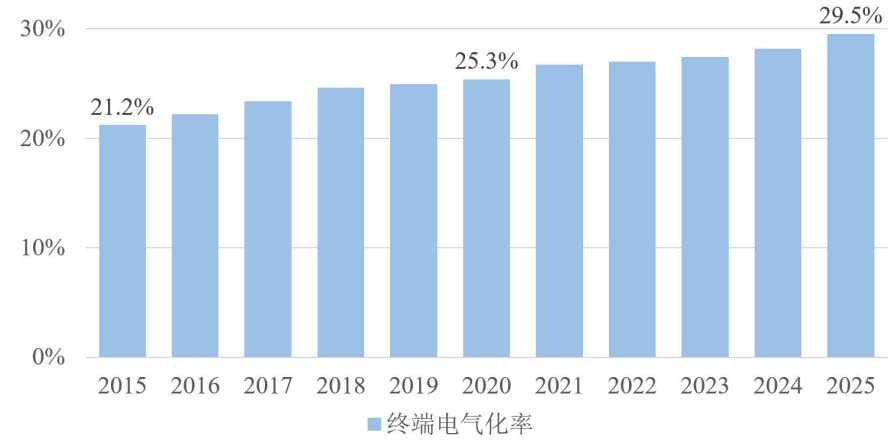
来源：国家统计局，《中国能源统计年鉴 2025》、统计公报 2025

图 16 2015~2025 年中国石油、天然气的外采率



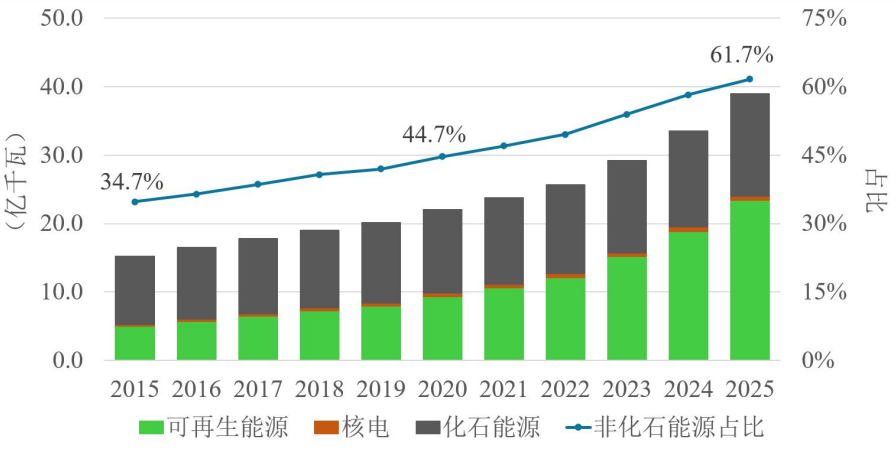
来源：国家统计局，《中国能源统计年鉴 2025》、统计公报 2025

图 17 2015~2025 年中国终端用能电气化率



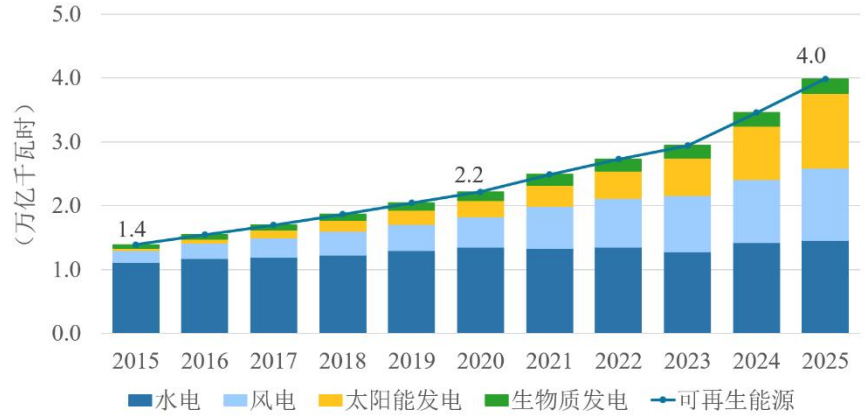
来源：国家统计局，中国电力企业联合会

图 18 2015~2025 年中国发电装机规模



来源：国家能源局

图 19 2015~2025 年中国可再生能源发电量



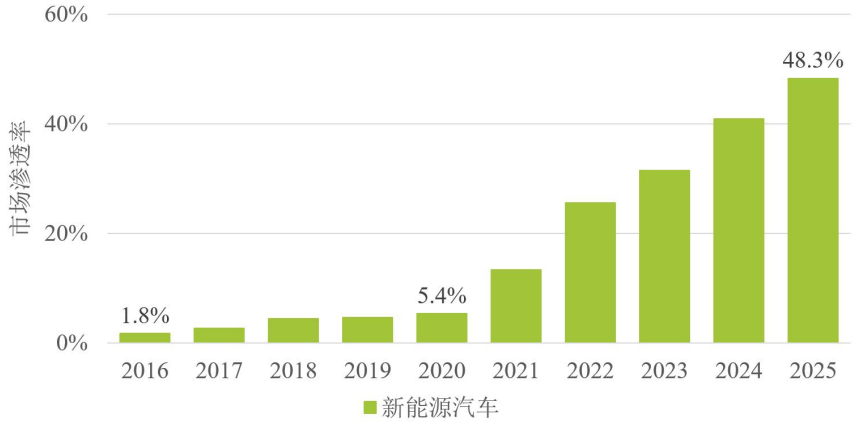
来源：国家能源局

图 20 2015~2025 年中国储能装机规模



来源：中关村储能产业技术联盟，储能产业研究白皮书 2026

图 21 2016~2025 年中国新能源汽车市场渗透率



来源：中国汽车工业协会

第二部分：中国能源系统净零碳排放的路径

实现中国的碳达峰碳中和目标愿景，是中国2035年基本建成社会主义现代化国家，本世纪中叶实现中华民族伟大复兴、全面建成社会主义现代化强国的重要组成部分。

课题组分析表明，2035年中国基本实现社会主义现代化时，人均国内生产总值比2020年至少翻一番，达到目前的中等发达国家水平（人均2~3万美元）；到本世纪中叶全面建成社会主义现代化强国，要求2050年人均GDP比2020年翻两番，达到发达国家平均水平（人均4~6万美元）。妥善处理好“绿色、安全、经济”这个“能源三重困境”，是中国经济社会发展面临的一项艰巨挑战。特别是在全球发展面临百年未有之大变局、地缘政治冲突和经贸格局不确定性的新形势下，在确保碳达峰碳中和目标实现的基础上，妥善处理好能源“绿色、安全、经济”的关系，成为2026年各国关注的焦点。

在中国经济社会发展展望的基础上，课题组通过设定“基准碳中和情景”（BCNS）和“理想碳中和情景”（ICNS），探讨了中国能源系统2060年前实现净零碳排放的各种途径，并在今年的报告中，重点分析了增强能源系统韧性相关的主要任务和路径选择，得到以下重要结论。

（一）持续推进能源低碳转型，是提高能源资源可获得性的长久之计

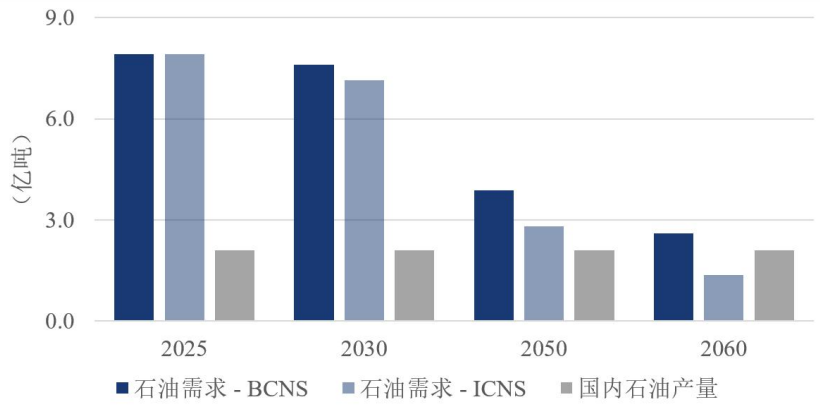
一次能源需求强度 2025~2030 年期间降低 10%，能源综合生产能力从 2025 年的 51.3 亿吨标准煤提高到 2030 年的 58 亿吨标准煤。按发电煤耗法计算，BCNS 情景和 ICNS 情景下单位国内生产总值的一次能源需求在 2025-2030 年下降 10%，能源综合生产能力在 2025 年的基础上再增加 13%左右，化石能源比重将由 2025 年的 78%下降到 2030 年的 75%左右。2060 年时非化石能源比重进一步提高到 84%-91%，成为届时能源供应的绝对主体（如图 22 所示）。

图 22 2025 和 2060 年一次能源需求结构（发电煤耗法（上）、电热当量法（下））



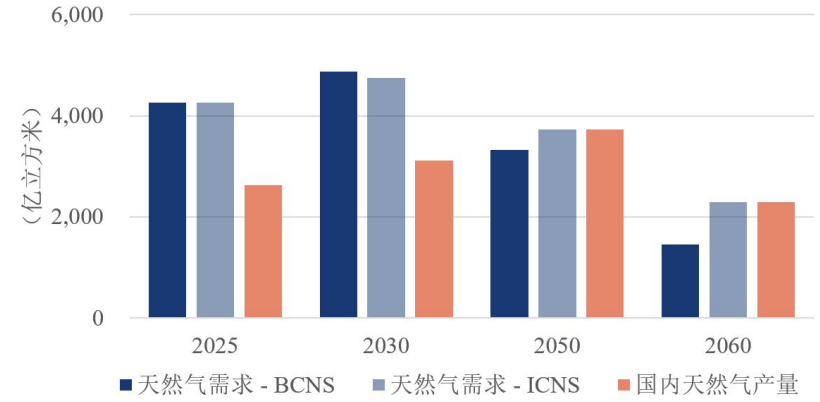
中国石油外采率已开始逐步下降，石油进口压力将逐步缓解。2025 年石油需求为 8 亿吨左右，随着中国能源转型持续推进，中国石油需求已达到峰值平台阶段并开始逐步下降。BCNS 情景下，中国石油需求 2030 年为 7.6 亿吨，比 2025 年下降 4%，2060 年为 2.6 亿吨，比 2025 年下降 67%；ICNS 情景下，石油需求 2030 年为 7.2 亿吨，比 2025 年下降 10%，2060 年为 1.2 亿吨，比 2025 年下降 85%（如图 23 所示）。从获取能源资源的角度看，中国的石油外采率 2025 年为 73%，BCNS 情景下石油外采率 2030 年下降到 72%、2060 年下降到 24%，仍需要从国外进口石油；ICNS 情景下石油外采率 2030 年下降到 70%，2060 年不需要再进口石油。

图 23 2025~2060 年石油需求与国内供应量



中国天然气需求将在2035年~2040年达峰，天然气外采率将保持在合理范围。BCNS情景下，中国天然气需求于2035~2040年达到峰值，需求峰值为5500亿立方米左右，达峰后逐步下降。在ICNS情景下，中国天然气需求于2030~2045年一直处于峰值平台期，2045年后逐步下降（如图 24所示）。从获取能源资源的角度看，2040年前，国内天然气产量持续增长，之后逐步覆盖天然气需求，天然气外采率将保持在合理范围。

图 24 2025~2060 年天然气需求与国内供应量



（二）提高能效、电气化和柔性用能，是能源消费侧低碳转型的主要途径

节能和提高能效可以遏制能源需求过快增长，降低能源供应压力。能源消费弹性系数是表征经济发展对能源消费依赖程度的重要指标。“十四五”时期，中国经济年均增速为5.4%，一次能源消费年均增长4.4%，能源消费弹性系数为0.8。如果延续“十四五”时期经济发展对能源消费的比例关系，2030年能源需求将高达78.6亿吨标准煤，2035年能源需求将接近100亿吨标准煤，2060年能源需求超过130亿吨标准煤。模型分析的两个情景，均把节能和提高能效放在突出地位，2030年中国一次能源需求才能控制在71亿吨标准煤左右。因此，节能和提高能效是实现2030年前碳达峰、2035年全经济范围温室气体净排放降低和2060年前实现碳中和的重要前提。

推进终端用能电气化，是推动能源转型的重要途径。2030年中国全社会用电需求将达到13.7~14.2万亿千瓦时，2060年将进一步提高到21.8~23.6万亿千瓦时（如图 25所示）。工业、建筑、交通运输等终端部门可再生能源强制消费和自愿消费加快推进，用能将从化石燃料直接燃烧为主，向电力、氢能、生物质能等二次能源和零碳能源转变（如图 26所示）。2025年，电力占终端能源需求的比重为29.5%、氢能需求的比重几乎忽略不计，预计2060年狭义电气化率将提高到62%~67%，广义电气化率70%~79%（如图 27所示）。

图 25 2025~2060年全社会用电需求和结构

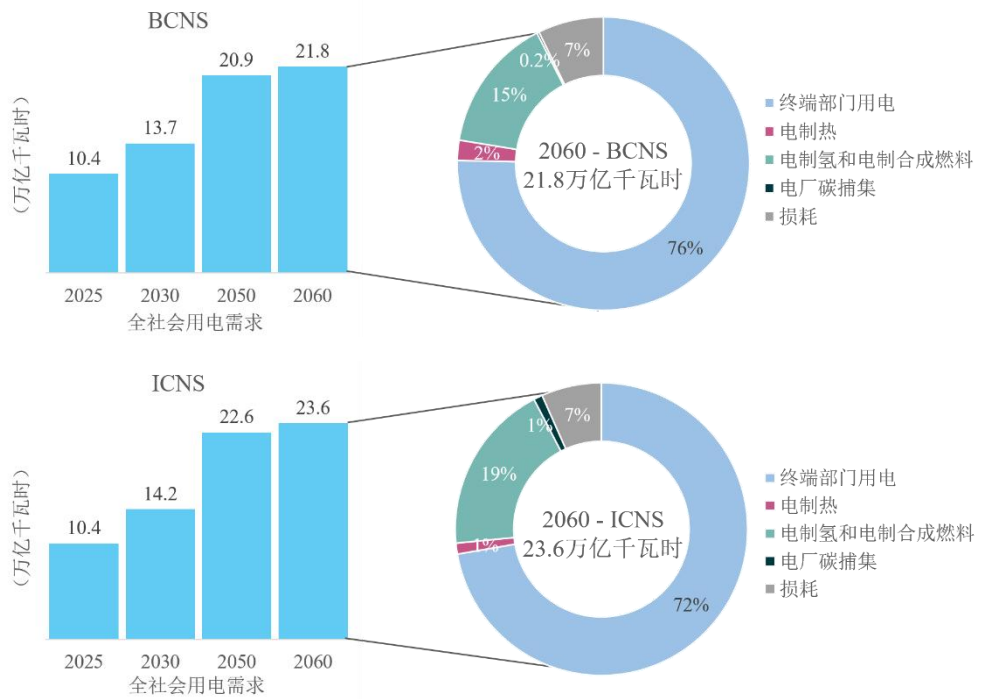


图 26 2060年终端能源需求结构（电热当量法）

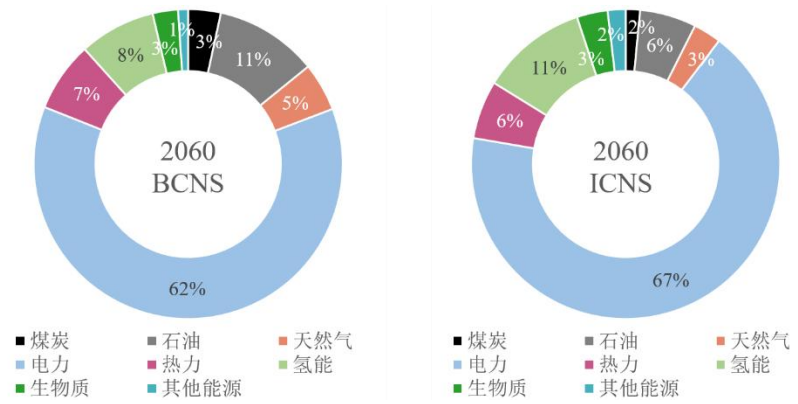
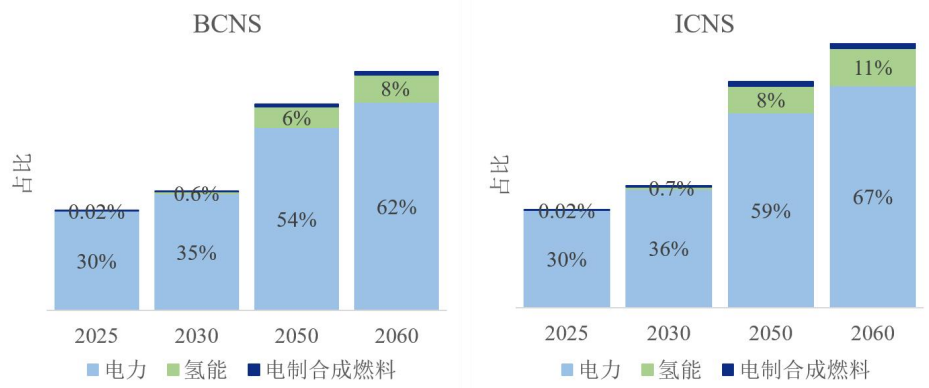


图 27 2025~2060年终端能源需求中电能、氢能、电制合成燃料占比



以智能化管理精准提高终端用能灵活性，是能源用户统筹降碳与发展的主动之举。随着用户侧降低碳排放的压力越来越大，工业、建筑、交通运输等终端能源用户通过需求侧管理，主动提高用能系统灵活性，主动适应可再生能源波动性、间歇性特征的需求也越来越大。不同领域、不同行业、不同生产工艺，终端用能的灵活性潜力各不相同，本报告的潜力评估结果如表 2所示。从近期看，电力需求侧响应能力将从2025年的3%左右提高到2030年的5%以上。从部门看，工业领域对空压机、水泵、制冷系统等通用辅助工序实施变频改造与智能管控技术，在氯碱、电解铝等连续生产型高载能行业推行可中断负荷、错峰生产运行机制，工业领域柔性可调负荷占比可从2025年不到5%提高到2060年的35%以上，使工业用电负荷从目前的“刚性平直”向未来的“弹性可调”转变，使工业领域2060年绿电消费占比提高到90%左右。

表 2 典型行业的终端用能灵活性潜力分析评估

		高	中	低	很低
工业领域	食品饮料烟草加工业	√			
	木材、家具制造业	√			
	黑色金属冶炼和压延加工业			√	
	非金属矿物制品业				√
	化学原料和化学制品制造业			√	
	有色金属冶炼和压延加工业		√		
	电气机械和器材制造业		√		
	通用设备制造业	√			
	汽车制造业	√			
	……				
建筑领域	集中供热系统		√		
	分布式/分散供热系统			√	
	商用空调系统		√		
	房间空调器			√	
	……				
交通运输领域	私家车	√			
	重载货车			√	
	高速公路服务区		√		
	火车站			√	
	机场			√	
	……				
其它领域	农田灌溉	√			
	鱼塘供氧		√		
	……				

（三）电力系统迎来两大重要转折，风光发电逐步成为主力电源

从未来电力系统供需格局演变来看，将迎来两大重要里程碑。在两个情景下，第一个里程碑发生在2030年前后，新增用电量将全部由新增清洁能源电量（包括天然气发电、核电、可再生能源等）覆盖；第二个里程碑预计发生在2035-2040年间，新增用电量全部由新增可再生能源电量覆盖。

从装机规模来看，中国发电总装机将从2025年的38.9亿千瓦提高到2030年的54亿千瓦，其中非化石能源发电装机占比达到65%。2060年，中国发电装机将进一步提高到106.4~117.2亿千瓦，其中非化石能源发电装机占比约94%。风光发电装机占比将从2025年的47%提升到2030年的50%以上，以及2060年的85%左右（如图 28所示）。

从发电量水平来看，2030年中国发电量将达到13.7~14.2亿千瓦时，其中非化石能源发电量比重达到50%。2060年，中国发电量将进一步提高到21.8~23.6万亿千瓦时，其中非化石能源发电量占比达到95%~97%。风光发电量占比将从2025年的22%提升到2030年的30%以上，以及2060年的74%~75%（如图 29所示）。

图 28 2025~2060 年发电装机规模和结构

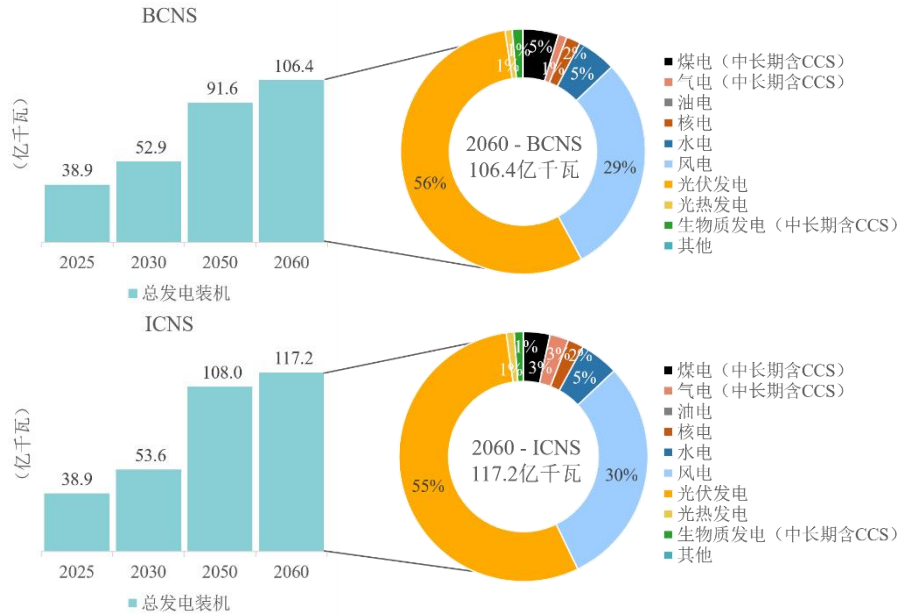
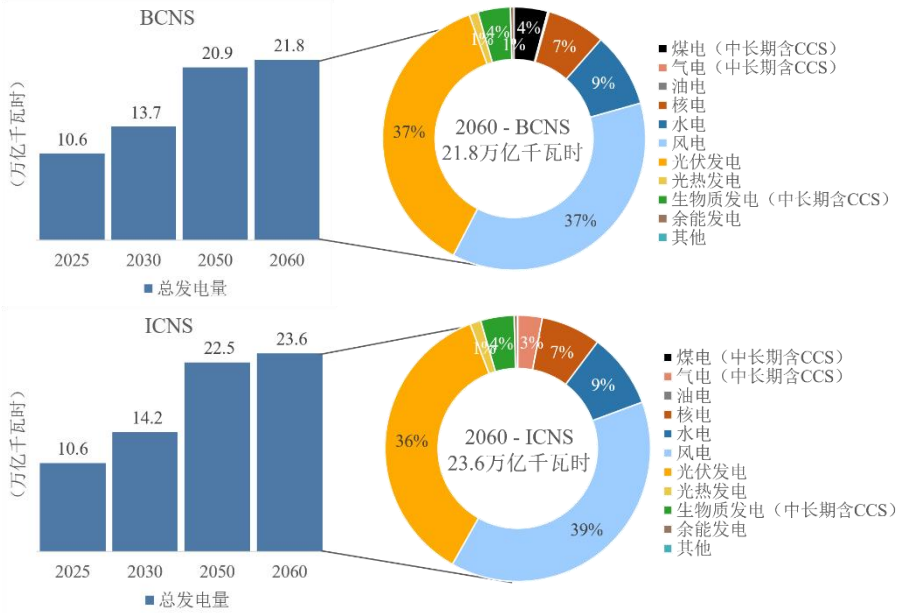


图 29 2025~2060 年发电量规模和结构



（四）风光高比例发展对电力系统稳定提出更高要求，部分地区面临更大挑战

按风光发电量占全部发电量的比重，电力系统的发展可以分为五个阶段：风光发电极低比例（<5%）、风光发电低比例（5%~20%）、风光发电中等比例（20%~40%）、风光发电较高比例（40%~60%）、风光发电高比例（≥60%）。其中系统顶峰保障能力随阶段逐步演进，第一阶段煤电出力可覆盖高峰需求；第二阶段随着净负荷峰谷差拉大，仍然可以依靠煤电快速调节填补风光出力缺口；第三阶段则需转向风光、火电、抽蓄、新型储能、需求响应等多元支撑；第四阶段需要向源网荷储协同作用转型；第五阶段需要实现多能系统深度融合与跨能源品种互济。风光发电量比重占比越高，顶峰保障难度越大，电力系统成本也将随之改变（如表 3所示）。

表 3 电力系统发展五个阶段的顶峰保障和系统成本特征

阶段	风光发电量占比	顶峰保障特征	系统成本特征
第一阶段	＜5%	▪ 峰谷差平缓，依靠火电容量保障顶峰	▪ 化石电源主导，成本以燃料为主，电价随煤、气价格波动
第二阶段	5%~20%	▪ 净负荷峰谷差拉大，晚高峰出力缺口，煤电频繁快速调峰补缺	▪ 风光影响显现，火电燃料成本下降，调峰启停成本上升，系统成本抬升
第三阶段	20%~40%	▪ 煤电难以兼顾保供与双碳，风光、火电、抽蓄、新型储能多元支撑	▪ 风光波动影响加剧，预测、改造、储能配套成本上涨，运行成本持续走高
第四阶段	40%~60%	▪ 配储+协同调度提升风光置信出力，源网荷储协同保顶峰	▪ 降碳进入深水区，运行成本、碳成本成为用电成本主体
第五阶段	≥60%	▪ 电-热-燃料系统深度耦合；电制氢、合成燃料跨能源互济，多能互补优化风光利用	▪ 多系统深度耦合，临近净零碳价走高，呈现“一低两高”新常态（燃料成本低、运行成本高、碳排放成本高）

中国2025年已迈入风光发电中等比例发展阶段，预计2045年前后进入高比例阶段。回顾发展历程，2015年以前中国风光发电量占比低于5%，处于第一阶段（极低比例阶段）；2016-2024年风光发电量占比从5%提升至18%，处于第二阶段（低比例阶段）；2025年风光发电量占比达22%，正式进入第三阶段（中等比例阶段）。展望未来，不同情景下阶段演进节奏存在差异：BCNS情景下，2030年风光占比为33%，仍处于第三阶段；2035年达39%，接近第四阶段；2046年后进入第五阶段，2050年、2060年占比分别达65%、75%，处于第五阶段中后期。ICNS情景下演进节奏加快，2030年风光占比达40%，进入第四阶段；2035年达47%，处于第四阶段中期；2043年后进入第五阶段，2050年、2060年占比分别达69%、76%，处于第五阶段中后期（如图 30所示）。

中国各地区风光资源禀赋差异显著，风光电力发展呈现梯度分化特征，部分资源富集地区已提前迈入高比例风光发展阶段。2025年，全国超半数省（自治区、直辖市）已进入风光发电中等、较高比例阶段（第三、四阶段）。预计2030年，“三北”地区部分省份将率先进入风光发电高比例阶段（第五阶段）。2035年，全国约50%的省份（自治区、直辖市）处于第三、四阶段，22%~34%的省份进入第五阶段；分区域看，“三北”地区省份风光发电量占比平均为58%，非“三北”地区省份平均为24%，区域发展差距较为突出。2050年，全国38%~60%的省份（自治区、直辖市）将进入第五阶段。至2060年，全国60%~70%的省份（自治区、直辖市）处于第五阶段；届时“三北”地区省份风光发电量占比平均达80%，非“三北”地区省份平均达53%（如表 4所示）。

图 30 2025~2060年风光发电量占比及相应发展阶段

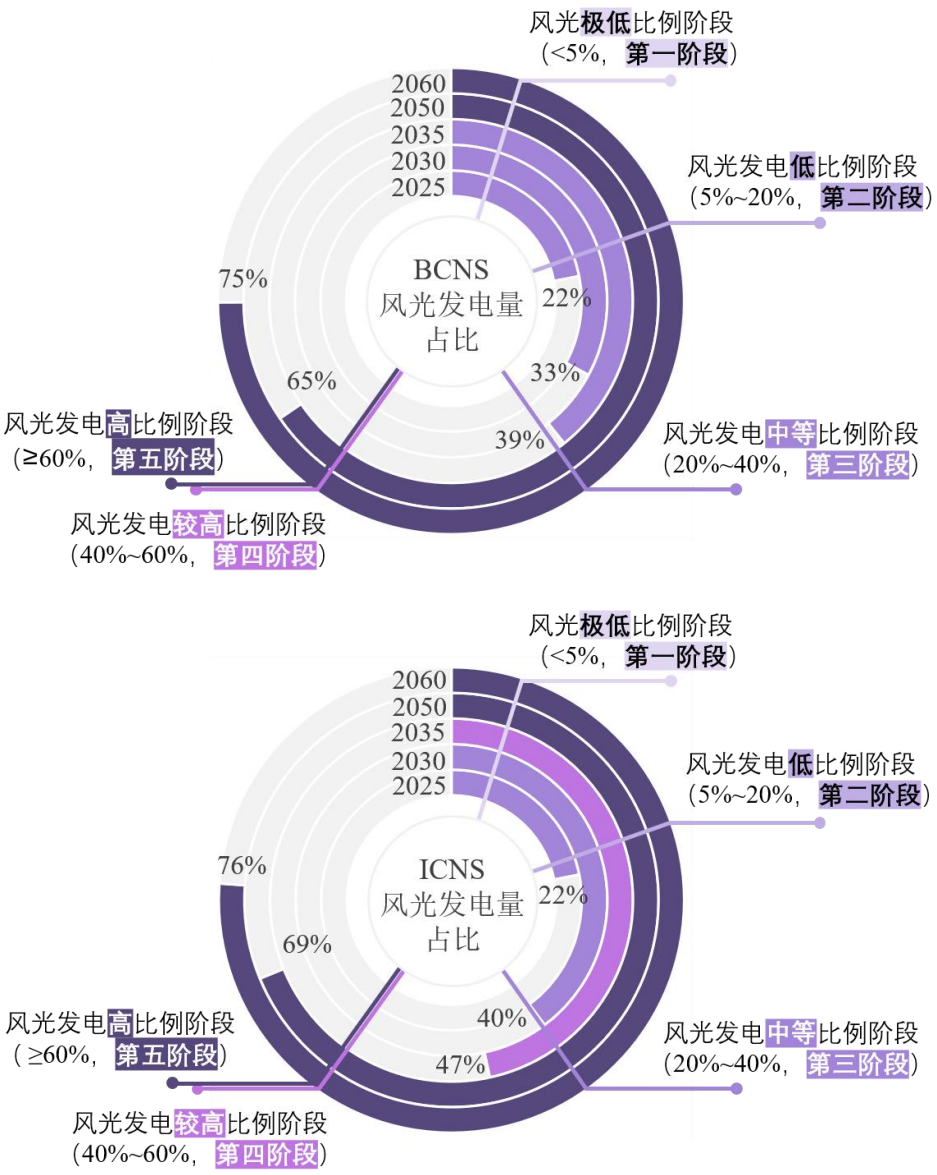


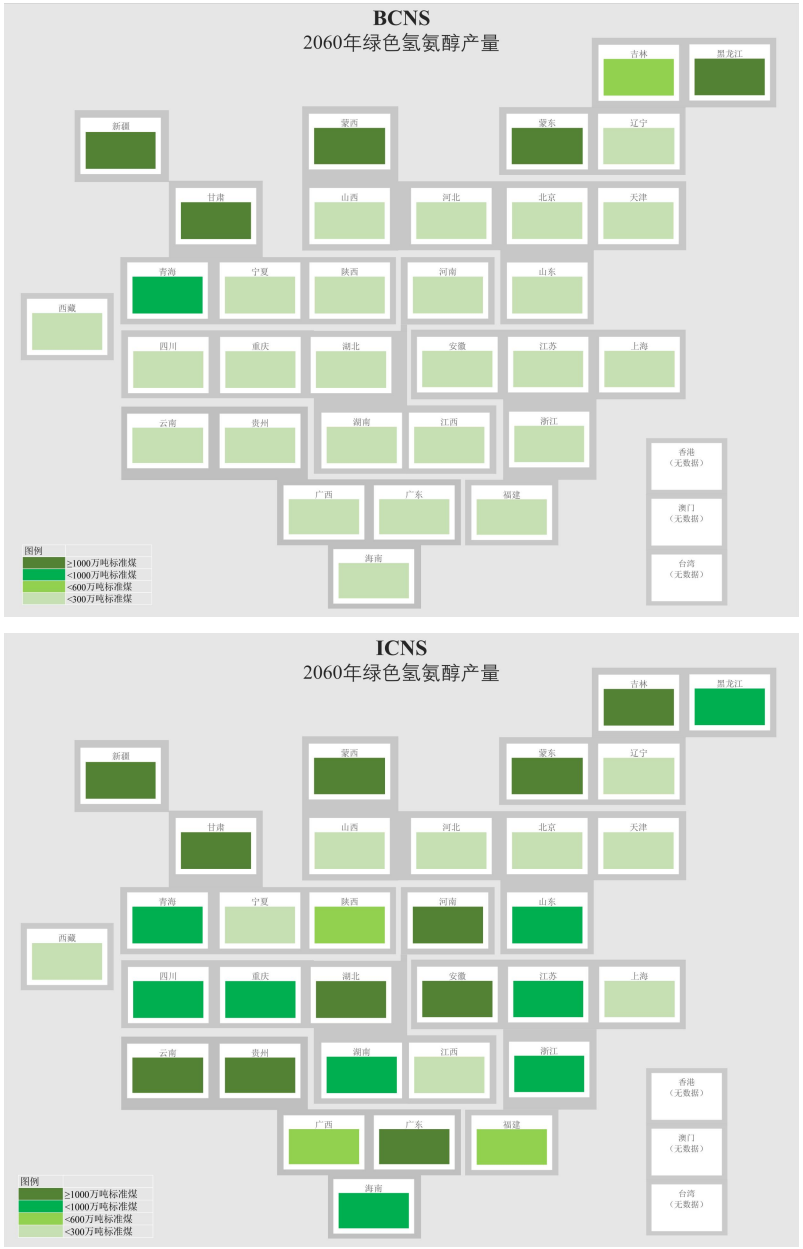
表 4 2025~2060年分区域风光发展阶段示意图

BCNS	2025	2030	2035	2050	2060
西北					
华北					
东北					
华中					
华东					
南方					

ICNS	2025	2030	2035	2050	2060
西北					
华北					
东北					
华中					
华东					
南方					

风光发电高比例阶段（≥60%,第五阶段）
风光发电较高比例阶段（40%-60%，第四阶段）
风光发电中等比例阶段（20%-40%，第三阶段）
风光发电低比例阶段（5%-20%，第二阶段）
风光极低比例阶段（<5%，第一阶段）

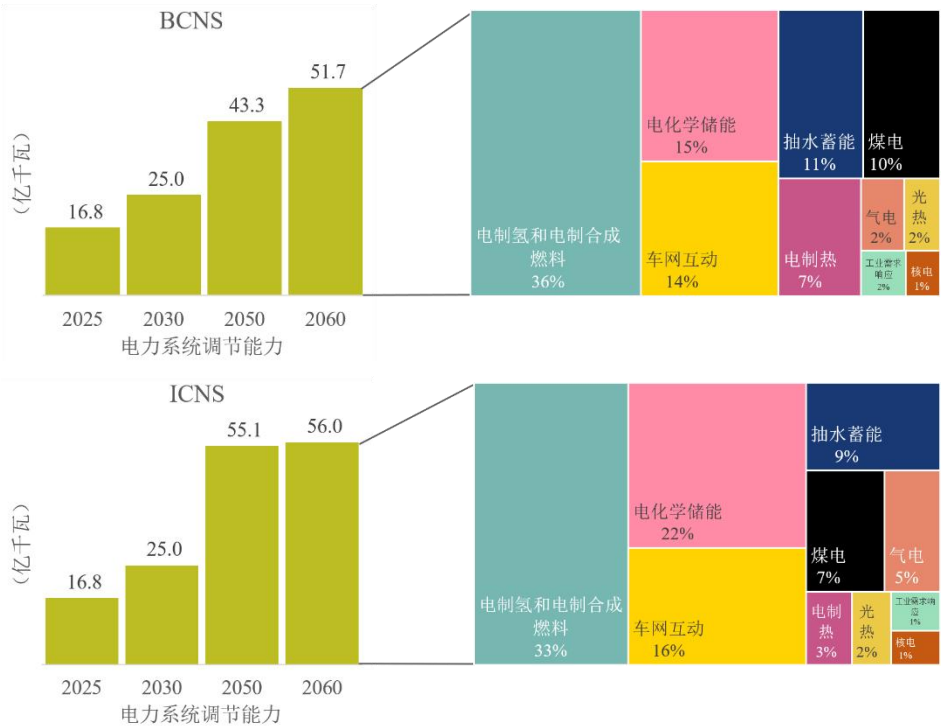
图 31 2060年绿色氢氨醇产量省级分布



（五）提高电力系统调节能力势在必行，重点是保障“困难时刻”和“困难日”的电力供应

电力系统调节将由灵活煤电为主的传统模式向多元资源协同支撑转型。2025年，中国电力系统调节能力仍以燃煤、燃气电厂为主要支撑，二者合计占全部调节能力的85%。为保障电力系统稳定运行，预计2060年全国电力系统调节能力将提升至51.7~56.0亿千瓦，电制氢与电制合成燃料、电化学储能、车网互动、抽水蓄能将成为核心调节资源，系统对煤电、气电等传统调节电源的依赖程度显著降低。分类型来看，2060年电制氢和电制合成燃料提供的调节能力将达18.5~18.8亿千瓦，占全部调节能力的33%~36%，全国半数以上绿色氢氨醇产自“三北”地区（如图 31所示）；电化学储能装机规模为8~12.5亿千瓦，占比15%~22%；车网互动（含电动汽车智能有序充电、双向充放电等）提供调节能力7.1~8.8亿千瓦，占比14%~16%（如图 32所示）；抽水蓄能装机规模5~5.5亿千瓦（如经济可开发资源充裕，规模可进一步提高）。

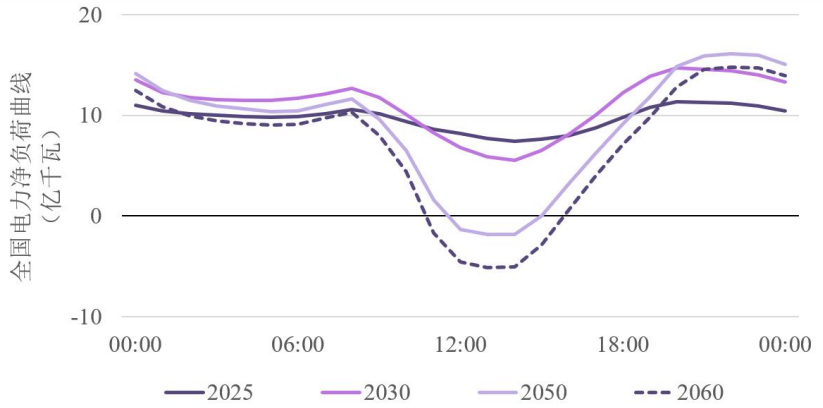
图 32 2025~2060年电力系统调节能力结构



午间净负荷曲线由“鸭子曲线”向“峡谷曲线”深度演变，新型调节资源支撑作用持续凸显。2025~2060年，随着风光电源逐步替代煤电成为系统主体，电力典型日净负荷的“鸭子曲线”特征不断强化（如图 33所示），系统调节压力持续攀升。2025年曲线形态相对平缓，全天净负荷均为正值；2030年、2035年午间低谷逐步加深；2050年、2060年午间净负荷转为负值，光伏出力对系统运行的影响进一步凸显，表现出鲜明“峡谷”特性。当发电出力超出基础负荷时，需要抽水蓄能、电化学储能、电制氢与电制合成燃料、车网互动及各类需求侧响应资源同步启动，午间时段各类调节资源合计提供的调节能力占电力负荷的比重可达40%以上（如图 34所示）。

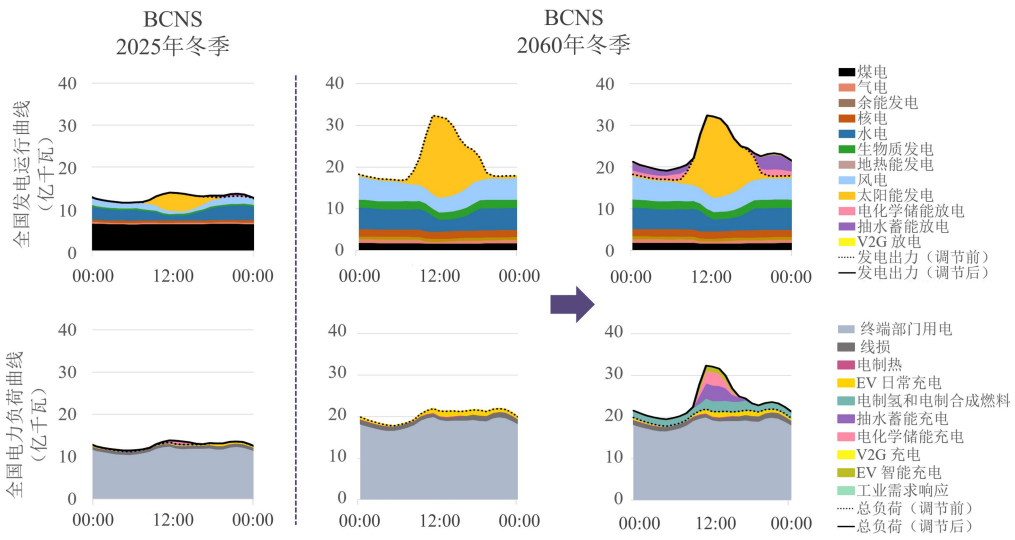
晚高峰保供逐步进入“困难时刻”，多元调节能力全面发挥托底支撑作用。傍晚时段伴随日落与用电高峰叠加到来，光伏出力快速归零，系统供电能力进入承压阶段。以BCNS情景下2月初运行场景为例（如图 34所示），抽水蓄能、电化学储能等资源进入大规模放电状态，合计出力增至日落前的15倍，占负荷比重由1%提升至24%；部分地区同步实施需求侧管理，电制氢与电制合成燃料生产负荷累计下降35%，占总负荷比重由10%降至7%，需要通过源侧调节与荷侧响应协同保障晚高峰电力供应。

图 33 BCNS情景下全国电力系统典型日的“鸭子曲线”演变 – 2025~2060年冬季



注：净负荷等于电网需要火电、水电、核电等可调度电源承担的负荷，也等于基础负荷与风光出力合计的差值。

图 34 BCNS情景下2025年和2060年全国冬季电力系统小时级电力平衡



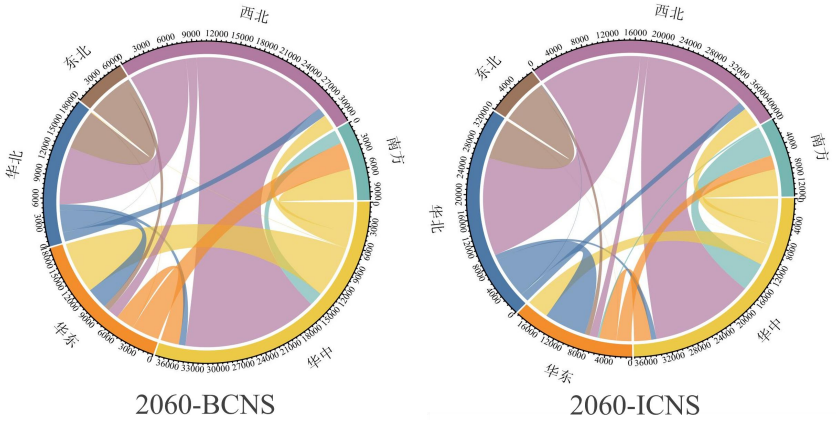
注：调节前的负荷为终端部门用电、电制热、电动汽车日常充电等基础用电负荷，不包括电制氢和电制合成燃料、抽水蓄能、电化学储能、V2G、EV 智能充电和工业需求响应等。

为了应对区域性连续多日无风、弱光的极端情况，必须要建立多时间尺度、多源协同、跨区域互济的电力供应保障体系。在源侧，要保留一定规模的灵活煤电、气电及核电作为兜底保障，通过灵活性改造和掺氨掺氢燃烧等技术，使其具备长周期低出力待机与快速爬坡能力，在多日静稳期承担持续性供电的兜底角色。**在储能侧，**形成“短时+中长时”的梯次配置，电化学储能应对小时级波动，压缩空气、液流电池覆盖日内至数日尺度，氢（氨）储能、大型抽水蓄能则发挥跨日乃至跨周的能量时移功能，填补多日电量缺口，提高长时间尺度的电力供给能力。**在网侧，**依托特高压骨干网架和区域互联，发挥大电网时空互补效应，当某区域连续静稳时，通过跨区跨省输电从风光出力较好或水电富余地区引入电力，将局部极端事件平滑为全局可调度的资源余缺。**在荷侧，**深度挖掘需求响应潜力，通过虚拟电厂聚合可中断负荷、电动汽车车网互动（V2G）、工商业可调负荷等，在紧张时段削减或转移用电，形成与供给侧对等的调节资源。

（六）提高主干电网互补互济能力，防止电力故障跨区域跨层级传导

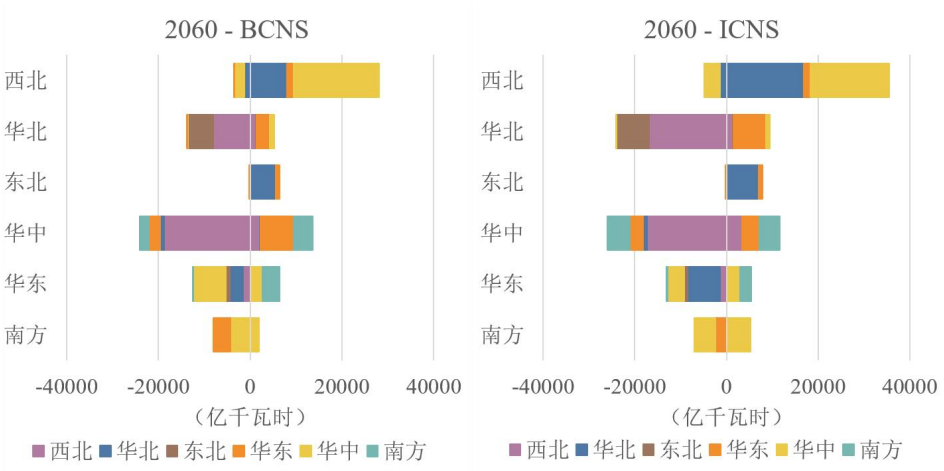
主干电网层面，需要着力提升国家级大电网的资源互补与事故互济能力。通过构建“西电东送、东电西济，北电南送、南北互供”的全国大联网格局，破解西北风光资源富集与中东部负荷集中的区域供需错配问题。中国西电东送能力预计将从2025年的3.4亿千瓦提高到2030年的4.2亿千瓦以上。展望2060年，全国跨省跨区输电电量将达到6.1~7.5万亿千瓦时，为当前水平的5~7倍（如图 35所示）。相较BCNS情景，ICNS情景下的远距离外送规模将进一步扩大。BCNS情景中，“三北”地区外送电量为3.6万亿千瓦时，是当前的4倍；中-东-南地区互济电量为2万亿千瓦时，是当前的6倍。ICNS情景中，“三北”地区外送电量可达4.9万亿千瓦时，是当前的6倍；中-东-南地区互济电量可达1.9万亿千瓦时，是当前的6倍（如图 36所示）。

图 35 2060年跨省跨区输电（亿千瓦时）



2060-BCNS　　2060-ICNS

图 36 2060年区域电网互济



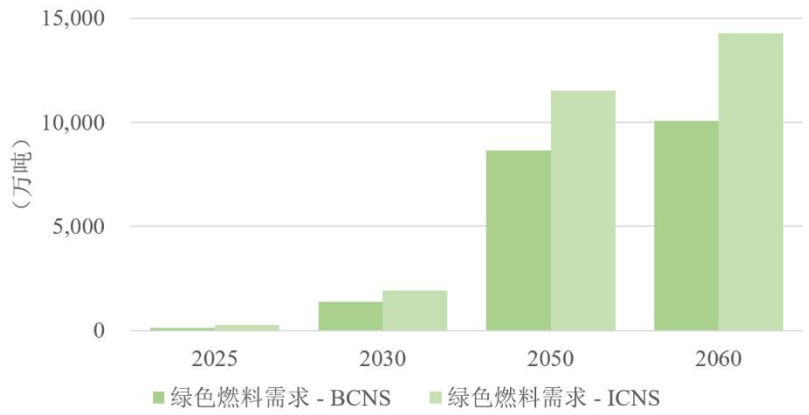
随着跨区互联程度提升和分布式电源大量接入，更要注重防止电力故障跨区域、跨层级传导。提高电网稳定性需要从三个方面加强：**一是筑牢大电网稳定供应的物理基础**。统筹送受端网架、重要输电通道和关键枢纽建设，保持合理分区和必要的裕度，强化频率、电压支撑与故障隔离，防止局部扰动演变为大面积停电。**二是建立主配微网协同的风险防御机制**。将分布式电源、储能和微电网纳入统一调度、分级控制，完善涉网性能要求、保护配合和运行监测，实现风险预警与故障协同处置。推广应用构网型控制技术，增强分布式电源、储能和微电网的主动频率电压支撑与自主组网能力。**三是提高极端情景下的供电恢复能力**。面向极端天气和重要通道故障，完善跨区应急支援、重要用户保底供电和黑启动方案，发挥具备条件的微电网离网保供作用，优先保障关键负荷，推动受损区域尽快恢复供电。

（七）统筹双碳目标与能源系统韧性，需加强电力与热力燃料/原料制备系统耦合

加强新型电力系统、新型热力系统、新型燃料/原料系统三大体系的相互连接、相互支撑，可为增强能源系统韧性提供重要支撑。中国提出建设清洁低碳安全高效的新型能源体系，要“以安全充裕为前提、经济可行为基础、科技创新为引领、体制改革为动力”。从用能品种看，未来的新型能源体系，主要由新型电力系统、新型热力系统、新型燃料/原料系统等子能源系统组成。新型电力系统、新型热力系统、新型燃料/原料系统的互动衔接，可提高灵活性，促进更多可再生能源消纳，在减少二氧化碳排放的同时降低成本。

新型电力系统与新型燃料/原料系统耦合，有助于提高电力系统韧性和应急保障能力。新型燃料/原料系统是指绿色氢、氨、醇等产品的产供储销系统，具有“源网荷储”的特点：其中，源是指绿色氢氨醇制备装置，网是指氢氨醇输送管道或运输通道，荷是指燃料电池或内燃机等终端用能设备，储是指氢氨醇储罐或基础设施。两个情景下，中国绿色氢氨醇的市场规模从2025年的20万吨左右，提高到2030年的1400~1900万吨和2060年的1~1.4亿吨（如图 37所示）。与此同时，制备绿色氢氨醇所需的电力占全社会用电量的比重从2025年的0.3%，提高到2030年的2.8%~3.2%和2060年的15%~19%（如图 25所示）。新型燃料/原料系统的规模越大，生产和储存的容量越大，应急时能转化为电力的能力越强，对新型电力系统稳定性和应急保障能力越大。

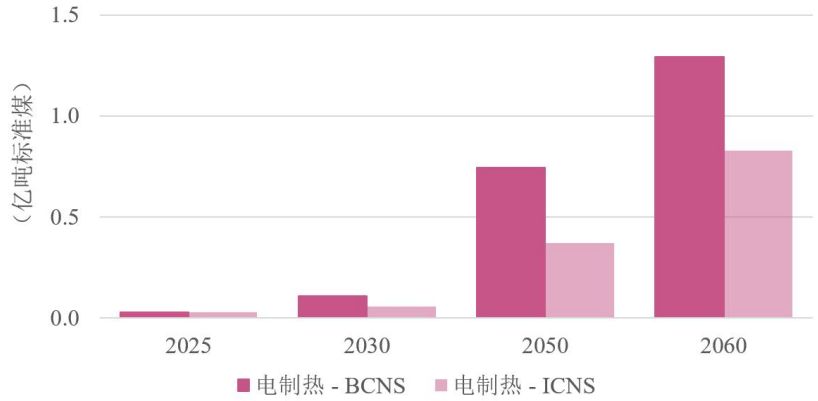
图 37 2025~2060年绿色燃料需求规模



新型电力系统与新型热力系统耦合，可有效降低热力系统低碳转型的成本。新型热力系统是指绿色热力的产供储销系统，具有“源网荷储”的特点：其中，源是指来自环境能、绿电直连电锅炉、工业余热等碳排放为零的热源（工业余热相关的化石能源燃烧碳排放，已计入工业碳排放），网是指热力输送管网和换热站等基础设施，荷是指终端用热设备，储是指跨季储能、熔盐储热等设施。2025年时中国绿色热力的市场规模非常小。两个情景下，中国电制热（大型热泵、电锅炉等）规模在2040年前在3000万吨标准煤以内，在BCNS情景下，2060年，电制热规模将提高到1.2亿吨标准煤以上；ICNS情景下，由于采用“少用热、用更便宜的热”的路径实现脱碳，即建筑能效标准执行更早、节能水平和工业余热利用比例更高，电制热需求更低，2060年为8000万吨标准煤以上（如图 38所示）。与此同时，在BCNS情景下，2060年，电制热所需电量约5000亿千瓦时，占全社会用电量的比重相应提高到2.2%；ICNS情景下，2060年所需电量将超过2800亿千瓦时，比重为1.2%（如图 25所示）。

新型热力系统的最大优势，在于常用的储热介质成本低廉。储热的材料成本仅为锂离子电池的十分之一左右，即使是8小时级的熔盐储能，整个系统成本仅为电化学储能系统的1/3~1/2。把波动性、间歇性、随机性强的太阳能发电和风力发电，以更低成本的方式转化为热力使用，或储存后再加以利用，使新型能源体系的系统韧性大幅提高，综合成本有所下降。

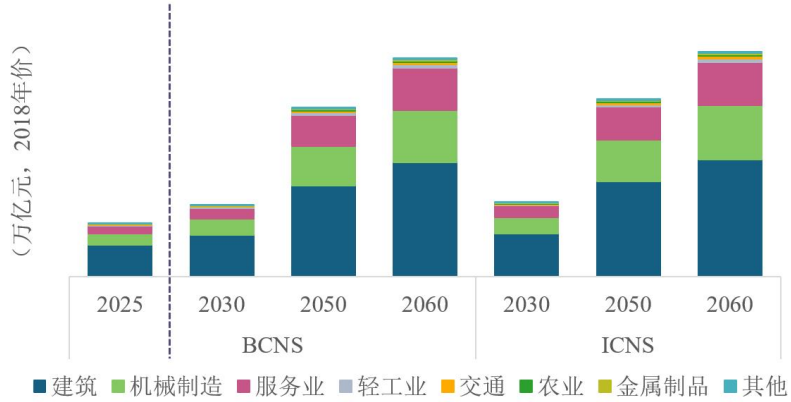
图 38 2025~2060年电制热规模



（八）能源转型带动投资就业，促进中国经济高质量发展

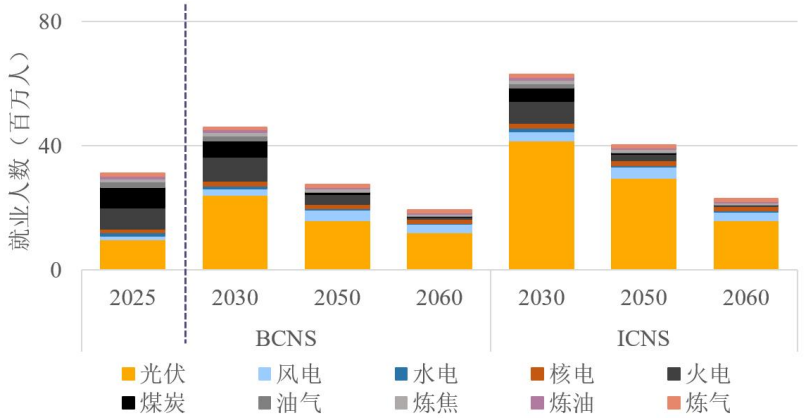
能源转型驱动中国全口径投资需求增长和投资结构升级。建筑、机械制造、服务业三部门是两个情景下投资需求增量的主要来源，合计贡献增量的95%左右。2060年时，服务业、机械制造、建筑相关投资分别为2025年的5.5倍、4.5倍和3.6倍。这表明，能源转型将使中国投资结构进一步向高端装备制造、技术类服务等新质生产力部门集中。

图 39 2025~2060年全口径投资品需求及部门构成



可再生能源部门创造大量岗位，能源部门成为吸纳就业的重点行业。从全局看，能源转型虽然导致煤炭等化石燃料部门的就业岗位缩减，但可再生能源部门创造了更多的就业岗位。到2030年，两情景下能源部门吸纳就业人数分别增加47.5%（BCNS）和102.1%（ICNS），分别新增就业岗位1500万人（BCNS）和3000万人（ICNS）左右。即使随着人口数量回落，2060年能源部门就业岗位总数仍有2000万人和2300万人（如图 40所示）。其中，可再生能源相关产业成为能源部门就业的主体，到2030年分别提供能源部门58.6%（BCNS）和72.5%（ICNS）的就业岗位，到2060年进一步增加到77.9%（BCNS）和83.1%（ICNS）。

图 40 2025~2060年能源部门就业岗位需求



持续推进能源转型，可为国民经济稳定运行和产业转型升级提供有力支撑。以电气化为例，当前全社会用电主要在工业生产、服务业发展、城乡居民生活和农业生产性用电四大领域。**在工业领域**，随着制造业绿色低碳转型持续推进，钢铁、有色等原材料行业用电需求将保持稳定，高技术制造业、装备制造业发展将推动工业用电稳步增长、绿电占比持续提高。**在服务领域**，新能源汽车充换电、人工智能、5G基站、数据中心等应用场景持续扩大，支撑服务业加快发展。**在农业领域**，智慧农业、设施农业的进一步普及，将推动农业用电高质量发展。**在居民生活领域**，随着电热水器、电动汽车、扫地机、家政机器人等进入千家万户，将进一步改善居民生活质量、提高人民福祉。

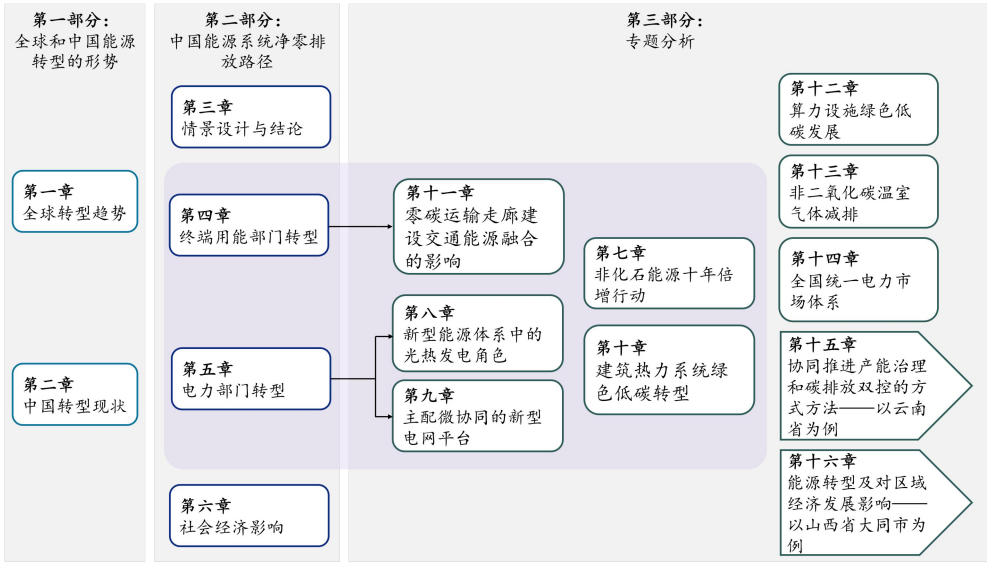
值得一提的是，本报告的模型分析结果主要是探讨不同情景假设下中国能源系统的可能演进路径，并非对未来的精确预测。经济增长速度、技术成本变化、资源禀赋条件、政策推进速度、全球合作意愿、全球合作成效等因素，都会直接影响模型的计算结果。本报告重点关注不同情景下相对稳定的发展趋势，从不确定性中寻找确定性。**帮助读者前瞻性地研判中国能源转型的发展前景，把握好能源市场发展机遇，关注潜在的风险挑战，是本报告的初衷所在。**

中国走能源绿色转型道路的信心是坚定不移的，行动是扎实稳妥的，市场是稳定可预期的。要从提高能源资源可获得性、增强系统运行稳定性、提升应急保障能力三个视角出发，全面提高能源系统韧性，积极稳妥推进能源转型，支撑中国经济走上一条更绿色、更安全、更经济的可持续发展道路，为应对全球气候变化做出更大贡献。

第三部分：专题分析

CETO 2026报告的第三部分围绕非化石能源十年倍增行动、新型能源体系中的光热发电角色、零碳运输走廊建设等热点话题开展了专题研究，包括10个专题分析章节。这10个专题分析章节，与第二部分的模型分析互为支撑（如图 41所示）。以下为第三部分各章的主要结论。如果您对详细内容感兴趣，我们推荐您阅读完整版报告。

图 41 《中国能源转型展望 2026》各章关系图



第七章 非化石能源十年倍增行动

非化石能源十年倍增目标可如期实现。《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》明确实施非化石能源十年倍增行动。行动跨越“十五五”“十六五”两个规划期接续推进：“十五五”为规模集中建设和增量替代化石能源决战期，“十六五”为系统融合与存量替代化石能源全面开启期，在发展定位、系统挑战、开发布局和消纳方式上梯次演进。模型测算表明，2035年非化石能源供应总量约为2025年的2倍，确保2030年前碳排放达峰，助力实现2035年新国家自主贡献目标。

开发建设坚持风光水核等多能并举、纵深发展。“十五五”为规模集中建设期。滚动推进“三北”沙戈荒大基地建设，坚持基地化、一体化开发，风光储与外送通道统一规划、同步投运，新增装机3.7亿千瓦以上；海上风电新增开工1亿千瓦左右，推动集群规模化开发；推进分散式风电和分布式光伏能建尽建，分布式新能源新增装机3亿千瓦以上；以流域梯级开发带动水风光一体化基地建设，雅鲁藏布江下游水电工程全面施工，常规水电装机4.1亿千瓦左右；按基地化、滚动式安排沿海核电核准建设，在运装机达到1.1亿千瓦左右；新增可再生能源可靠顶峰发电能力3亿千瓦以上，新建集中式风光电站置信出力不低于10%、鼓励达到20%的可靠容量。“十六五”布局向纵深升级，开发重心转向海上风电、主要流域水风光一体化基地、光热发电与长时储能，核电进入集中投运期，调节资源建设与利用并重，推动长时储能由示范走向规模化商用。

促进新能源电力消纳要强化电网建设并完善市场机制。“十五五”以电网扩容和制度消纳为主。实施配电网升级改造和跨省区输电通道扩容工程，配电网承载分布式新能源能力提升至9亿千瓦以上，省间电力互济能力达到1.2亿千瓦，西电东送规模超过4.2亿千瓦；注重以消纳促开发，将消纳责任权重分解至有关责任主体；提高风光储协同建设运行水平和顶峰能力，晚高峰风光电量占比达到20%以上；推行绿电直连和源网荷储一体化项目模式，建设国家级零碳园区；2027年电力现货市场全面正式运行，价格信号全面形成；加快健全分时电价、可中断负荷和需求响应机制，常态化挖掘需求侧削峰资源，虚拟电厂、车网互动等新型主体加快推广，2030年车网互动5000万千瓦、虚拟电厂超5000万千瓦成为常态化调节资源。“十六五”强化市场消纳和多元互补，健全现货、辅助服务与容量市场衔接的市场体系，动态分时价格为全国范围常态调节提供有效信号，引导储能充放、制氢等可调节负荷跟随价格布局；新能源电力消纳责任转向“市场出清+绿证消费”双轨，消纳矛盾从“能不能并网”转向“有没有经济性”。

非电应用由示范培育转向规模替代。“十五五”加速发展灵活电制热和电制氢，推进风光制氢一体化示范，2030年可再生能源制氢产能超过200万吨，向绿氨、绿色甲醇延伸产业链；开展绿氢冶金、可持续航空燃料掺混、船用绿色燃料加注等应用试点；重点健全绿色氢氨醇认证标准与碳足迹核算体系，探索跨区域输运与储配网络布局。“十六五”末，随着电解水制氢与电制合成燃料技术经济性持续改善，绿色氢氨醇在可再生能源非电利用中的占比有望由2025年的4%升至37%~42%，在航运、航空、钢铁冶金、化工原料等难电气化领域形成对化石能源的实质性替代，储运网络由试点连线转向成网运行。

体制保障由制度落地走向市场主导。“十五五”重在制度落地。完善新能源入市交易机制，全面落实可再生能源消费最低比重目标和电力消纳责任权重制度；绿证核发交易全覆盖，健全绿电直连价格机制和零碳园区支持政策；完善容量电价与可靠容量补偿制度，合理反映调节资源的系统支撑价值。“十六五”重在市场主导和高效协同运行，碳市场、电力市场与绿证市场耦合深化，绿证国际互认与产品碳足迹衔接支撑绿色贸易，市场化配置资源成为主导方式。到2035年，非化石能源供应总量较2025年翻一番，非化石能源发电成为电力供应主体，新型能源体系基本建成。

第八章 新型能源体系中的光热发电角色

光热发电可实现用新能源调节支撑新能源，未来功能和系统价值更为多元。国家政策长期支持光热发电发挥调峰电源和长时储能的双重功能，支撑建设高比例新能源的新型电力系统。未来光热发电将发挥绿电供应、长时储能、灵活调节、煤电替代、热电联供、多能耦合等多重作用，成为新型能源体系的重要支撑。

光热发电加速技术迭代和产业升级。集热技术方面，多路线并存、互补融合是长期趋势，其中塔式方向是高参数、双塔/多塔一机等，槽式方向是大开槽、高参数等，菲涅尔方向是大容量、管路优化等，“槽式/菲涅尔式中温预热+塔式高温终热”等融合方案有望提升综合效率。系统容量方面，“十五五”重点突破30万千瓦等级光热电站建设运行，其后实现60万千瓦及以上光热电站替代燃煤电站。通过二元熔盐升级至三元熔盐等新型介质提升传热储热效率和可靠性，光热发电可普遍实现长时储能以保障全天候发电。建设运维方面，通过持续推进数字化智能化，根据场景优化储能时长设计和运行调度，以AI赋能提升运行效率和可靠性。

主要光热发电技术路线均具有经济性提升能力，综合降本增收潜力显著。青海光热发电项目招标电价已降至0.47~0.55元/千瓦时，预计2030年光热发电的度电成本可普遍降至0.4~0.5元/千瓦时，长期有望降至0.3~0.4元/千瓦时。更重要的是，随着未来不断完善容量电价、容量补偿和容量市场，可合理反映光热发电的系统支撑价值，使其在电力市场中具有经济竞争力。

光热发电应用场景广泛，2060年前规模装机有望超过1亿千瓦。预期2030年、2035年光热发电装机分别达到1500、3500万千瓦，2060年装机规模超过1亿千瓦，调节支撑西部数亿千瓦风光发电。在沙戈荒大基地配套场景，将提升外送绿电比例和电量；在“三北”就地消纳调峰场景，逐步实现替代传统煤电；在绿电直连产业场景，以热电联产重点提供稳定热电能源；在离网独立供能场景，重点构建热电储自平衡能源系统。

破解产业发展瓶颈，系统施策推动光热发电高质量发展。分类推动多元发展，“十五五”统筹安排建设时序与布局重点，探索打造100%绿电直供。优化市场规则设计，完善价值定价机制，建立全国统一的光热发电可靠容量补偿制度，“十五五”期间对光热发电落实机制电价。支持研发创新示范，补齐产业链供给短板健全产业标准体系。

第九章 主配微协同的新型电网平台

建设主配微协同的新型电网平台，是适应新能源大规模高比例发展、保障电力稳定可靠供应、支撑全国统一电力市场建设的重要任务。必须坚持系统观念，一体推进主干电网、配电网和智能微电网发展，推动电网从传统输配电网络向资源优化配置平台、多元主体接入平台、协同调度控制平台和风险管理平台转变，形成界面清晰、功能完善、运行智能、互动高效的新型电网平台。

新能源规模跃升和终端用能转型将同步提升电能广域调配与就地消纳需求，推动主配微协同由局部探索转向系统建设。到2030年，电网需要满足全国每年新增2亿千瓦以上新能源的合理消纳需求，接纳分布式新能源能力达到9亿千瓦，支撑充电基础设施建设超过4000万台；到2035年，风电、光伏总装机容量力争达到36亿千瓦，非化石能源消费占比达到30%以上。随着大型新能源基地外送、分布式新能源就近开发和新型负荷增长同步推进，电力系统供需平衡将由主要依靠主干电网集中调节，向主干电网广域调配、配电网灵活承载和智能微电网就地消纳协同支撑转变。

主干电网网架结构和跨省跨区输送能力持续增强，对主配微协同运行的全局平衡和稳定支撑作用更加突出。随着大型新能源基地加快开发，新能源资源与负荷中心空间分布不匹配的特征将更加明显，跨区域电力流动规模和大电网稳定运行压力持续增加。到2030年，“西电东送”规模将超过4.2亿千瓦，新增省间电力互济能力达到4000万千瓦左右。跨省跨区输电通道、送受端网架与区域互济网络将加快协同布局，推动主干电网形成跨区域电力配置、备用资源共享和重大故障支援相统一的系统支撑能力，为配电网灵活承载和智能微电网自主调节提供更加坚强的全局保障。

分布式新能源和新型负荷规模化接入，要求配电网与智能微电网协同提升资源承载、灵活调节和韧性保供能力。配电网应加快向有源双向交互系统转变，增强分布式资源接入、双向互动和分层调控能力；智能微电网应立足工业园区、建筑楼宇、偏远地区和重要用户等场景，发挥新能源就近消纳、局部自主平衡和重要负荷保障作用。针对数量多、分布广、单体容量小的终端资源，应依托虚拟电厂加强聚合调控，完善主配微调度和市场接口，形成主干电网统筹支撑、配电网高效承载、智能微电网就地平衡的格局。

主配微协同运行需要完善与多元主体相适应的市场机制和监管体系，发挥价格信号对资源配置和灵活调节的引导作用。健全分布式新能源、储能、虚拟电厂和智能微电网参与中长期、现货及辅助服务市场的机制，推动市场价格信号有效传导至终端资源。厘清公共电网与新型经营主体在资产、调控、风险防控和经济等方面的责任边界，规范自然垄断业务与竞争性业务边界，完善成本分担和收益分配机制。结合不同地区资源禀赋和负荷特征，东中部负荷密集地区宜率先推进分布式资源聚合、配微协同调度和用户侧市场建设，新能源富集地区重点完善基地外送与就地消纳机制，偏远地区重点强化智能微电网供电保障功能。

第十章 建筑热力系统绿色低碳转型

推动热力系统绿色低碳转型，是构建新型能源体系的必然要求。冬季供热是建筑部门能耗和碳排放的最主要来源，既关系“双碳”目标实现，也关乎基本民生保障。当前，中国建筑供热仍高度依赖化石能源，北方城镇地区化石能源供热占比超过95%，转型任务艰巨而紧迫。

低碳供热技术日趋成熟、经济性持续改善，为建筑供热深度脱碳提供了可行路径。火电厂、核电厂、制造业、数据中心等生产领域蕴含大量余热资源，随着余热回收和长输供热技术的发展，余热供热经济性不断提升，正逐步成为北方城镇地区集中供热的重要低碳热源；热泵利用电力从空气、土壤、江河、地下水等自然环境中提取热量进行供热，节能降碳效果显著，是夏热冬冷和农村地区建筑、超低能耗和近零能耗建筑以及集中供热管网难覆盖建筑低碳供热的优选技术方案；地热、生物质、太阳能供热在资源丰富地区具有良好降碳和经济效益。多元技术路线相互补充，共同支撑供热系统低碳转型。

热力系统绿色低碳转型需统筹减排与风险防控，分阶段、梯次推进，并立足地区实际制定差异化转型方案。北方城镇地区是建筑热力系统低碳转型的重点和难点，可分阶段推进：近期，仍需依靠大型燃煤燃气热电联产承担供热基荷，重在大力推动余热、热泵等低碳供热技术应用，加快低效燃煤锅炉替代；中期，随着低碳供热技术成熟和成本下降，着力推动低碳零碳热源由补充热源转为基荷热源，逐步清退燃煤锅炉供热，替代老旧低效热电联产；远期，在“源网荷储”全方位协同推进下，全面建成低碳零碳供热系统。其他地区以热泵为主要方式，逐步实现低碳零碳供热。各地区依托资源禀赋差异化推进转型，形成北方余热为主、南方热泵主导、可再生资源丰富地区多能互补的多元转型路径。

伴随热力系统绿色低碳转型，未来建筑热源结构和供热用能将发生深刻改变。从热源结构看，北方城镇分散化石能源供热预计到2040年左右全面退出，热泵供热稳步增长，集中供热占比进一步提升，且热源逐步由火电厂余热（热电联产）为主过渡到核电厂、制造业、数据中心余热为主，2060年余热将承担77%的北方城镇供热需求，其余由热泵、生物质供热等方式满足；其他地区全面转向以热泵方式为主的零碳电力供热。从供热用能看，北方城镇的热源结构调整、建筑节能深化、建筑面积先增后降等因素共同驱动供热终端能源消费稳步下降，2060年，北方城镇地区的建筑供热终端能源消费将低于2025年水平。

第十一章 零碳运输走廊建设和交通能源融合的影响

零碳运输走廊依托公路、海运、铁路等骨干货运通道，统筹车辆、场站、能源与数字化调度，实现货运全链路脱碳。

欧盟、美国依托既有交通网络，形成了一些成熟经验，可为中国发展提供借鉴。欧盟出台“清洁运输走廊倡议”，依托泛欧交通网络，通过立法确立交通领域降碳硬性指标，对车辆减排、替代燃料、岸电使用设置强制约束，兼顾本土汽车产业竞争力与关键原材料供应链安全。选取两条货运繁忙线路开展试点，明确重卡快充站、加氢站布设标准，试点成熟后向全网推广。资金上整合既有基金，运用PPP、混合融资等方式撬动社会资本参与基础设施建设。

北美零碳运输走廊处于规划落地阶段。美国发布国家级零排放货运走廊战略，分四个阶段建设全国充加氢网络，尽管联邦层面新能源政策收缩，但受产业竞争、地方强制法规、民生环保、两党供应链共识等多重因素驱动，各州、港口仍持续推进项目落地。加拿大、墨西哥分别出台政策，设定中重型车辆零排放销售目标，配套购车、基建补贴，美加墨打造差异化跨境走廊，美墨走廊商业化进度领先。域外实践启示中国应强化国家级分阶段顶层设计，建立跨部门协同机制，推进交通能源一体化规划，构建多元投融资模式，搭建统一数字化监管平台。

中国零碳运输走廊探索起步较早，但应用场景相对有限。道路货运是中国交通碳排放主要来源，发展零碳运输走廊意义重大：一是推动货运降碳，助力交通领域“双碳”目标实现；二是降低柴油消耗，缓解石油对外依存度，减少国际石油价格冲击、防范石油供应紧张风险；三是带动零碳重卡、充换储装备产业链升级，培育绿色经济增长点；四是依托新能源重卡全生命周期成本优势，降低全社会物流成本；五是补齐多式联运公路接驳环节的减排短板，完善绿色综合运输体系。当前中国新能源重卡销量快速增长，但应用大多局限于矿山、港口等短途封闭场景，长途干线渗透率仍然偏低。

中国零碳运输走廊建设将按“三步走”稳步推进。“十五五”规划明确建设零碳运输走廊和3万公里零碳公路通道，规划约3000座重卡充换电站，预计将迎来2026~2027年试点扩面、2028~2030年规模化建设、2031~2035年网络化普及三个阶段，需要综合运用特别国债、中央预算投资、绿色金融提供保障。地方涌现多元实践：港口—钢厂—矿区短倒换电走廊商业模式成熟；晋鲁跨省干线验证长途电动重卡盈利可行性；西部陆海新通道开展氢能走廊示范，但受制于氢气成本，复制推广难度较大；京杭运河开展内河船舶换电示范，实现显著节能减排成效。

技术经济评估显示，中国电动重卡电池、兆瓦级大功率充电技术实现突破，燃料电池零部件国产化持续推进，但长途应用场景下仍存在续航短板、故障率偏高、保险费用高、残值低等现实制约。成本对比表明，充电、换电重卡全生命周期具备经济性，补贴条件下投资回收期可压缩至1年，燃料电池重卡暂不具备市场竞争力。按照2030年规划目标，160万辆新能源重卡每年可节约柴油2100万吨，实现可观碳减排效益；“十五五”期间零碳走廊建设可直接拉动万亿级投资，带动动力电池、光伏、储能等上下游产业发展。

为推动中国零碳运输走廊高质量建设，提出五方面建议。一是强化顶层规划与跨部门、跨区域协同，划定示范走廊清单，打通审批壁垒，规避碎片化建设。二是构建“干线枢纽站服务区站物流港园节点

站”三级补能网络，统一充电接口与结算体系，补齐干线补能短板。三是深化交通能源融合，将重卡用电负荷纳入配网规划，推广光储充换一体化场站，完善绿电交易机制，避免形式化零碳。四是完善零碳走廊建设评价国家标准，建立全生命周期碳核算方法学，探索对接CCER机制，挖掘减排经济价值。五是优化财政、金融与用地保障政策，推动补贴由设备购置向运营绩效转变，发挥产业基金作用，缓释社会资本投资风险。

第十二章 算力设施绿色低碳发展

算力快速发展带来巨大的电力消费及碳排放。近年来，随着人工智能技术不断发展，全球算力规模及用电量实现快速增长。据国际能源署（IEA）估计，2025年全球数据中心用电量约4850亿千瓦时，在全球总用电量的1.6%左右。未来，随着人工智能技术与各行各业深度融合，全球算力规模将持续扩大，带动算力用电量进一步增长。IEA在2026年发布的《Key Questions on Energy and AI》报告预计，到2035年，全球数据中心用电量将达到9420亿~16370亿千瓦时。受全球电力供应仍离不开煤电、气电等化石能源影响，算力用电需求的快速增长还将带来不可忽视的二氧化碳排放，预计到2035年全球数据中心相关的碳排放量将较当前实现翻倍，达到约3.5亿吨，成为新增碳排放的重要来源。

扩大绿电消费成为全球算力设施建设的必由之路。为积极应对气候变化，助力全球实现净零排放，以谷歌、微软、Meta等为代表的头部企业积极购买绿色电力、投资可再生能源项目，不断拓展绿色电力在算力产业的应用场景。从绿电来源看，目前以风电、太阳能发电和水电等可再生能源为主，未来核电在数据中心零碳电力供给方面具有巨大潜力。从供应模式看，数据中心与发电企业签订长期购电协议（PPA）是实现绿电消费的最主要方式，这意味着数据中心绿电供应仍依靠大电网进行电力输送，物理层面“点对点”绿电直连供电项目较为少见。

中国积极推进算力设施绿色低碳发展。考虑智算需求、能源结构及资源禀赋，预计到2030年，中国算力设施用电量较2025年将翻一番以上，为实现“双碳”目标带来较大挑战。为此，中国高度重视算力

绿色低碳发展，已将算力设施与钢铁、炼油、合成氨、水泥、电解铝、煤电等传统高耗能行业一同纳入节能降碳重点推进领域，并提出国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例不低于80%的目标要求。从算力设施绿电供应模式看，主要包括绿证、绿电交易等市场交易以及配置分布式新能源、源网荷储一体化、绿电直连等物理直连两大类。凭借操作简便、灵活性强、地理限制少等优势，绿证、绿电交易是目前中国算力设施提升绿电消费占比的最主要方式，源网荷储一体化、绿电直连等新模式尚处于发展初期。

建议强化算电协同，提升算力绿色发展水平。一是持续加强算力与绿色电力协同布局。深入实施东数西算工程，推动非实时性算力业务进一步迁移到西部地区，以绿电资源为引导，支持“算随电走”。二是积极创新算力设施绿电供应模式。推进大型风电光伏基地与大型算力设施协同发展，结合新能源资源分布、零碳园区建设情况，因地制宜开展绿电直连等新模式应用。鼓励东部地区探索沿海核电、海上风电、生物质发电以及LNG冷能利用等与算力设施融合发展。三是不断完善算力设施绿色消费机制。健全绿证、绿电交易机制，研究绿色算力标识制度，鼓励政府、公共机构优先采购绿色算力，研究绿色算力交易机制，为有绿电溯源需求的用户提供购买绿色算力的平台，提升绿电消费积极性。

第十三章 非二氧化碳温室气体减排

加快非二氧化碳温室气体减排，是近期遏制全球温升的有效路径。甲烷是仅次于二氧化碳的第二大温室气体，对全球温升的贡献约0.5℃；氧化亚氮百年增温潜势为二氧化碳的273倍，部分含氟气体达数万倍。非二氧化碳温室气体约占全球人为温室气体排放的四分之一，其中甲烷大气寿命仅约12年，减排见效快。2024年是首个全球平均气温高于工业化前1.5℃的年份，气候变化形势日趋严峻。在此形势下，加强非二氧化碳温室气体管控、减缓温升速率，已成为全球气候治理的共识。

中国已构建非二氧化碳温室气体管控政策体系，有力有效推进减排。2023年11月《甲烷排放控制行动方案》印发，这是中国开展甲烷排放管理控制的顶层设计文件，也是中国积极应对气候变化的自主行动。2024年12月《煤层气（煤矿瓦斯）排放标准》发布，要求甲烷浓度8%以上的煤矿瓦斯回收利用或销毁、不得直接排放，浓度门槛由原标准的30%大幅收紧。2025年8月《工业领域氧化亚氮排放控制行动方案》印发，推动己二酸、硝酸、己内酰胺行业单位产品氧化亚氮排放量持续下降。截至2026年7月，全国温室气体自愿减排交易市场已发布方法学中6个涉及甲烷；18种氢氟碳化物纳入配额许可管理。《甲烷排放控制行动方案》确定的煤矿瓦斯利用量等主要“十四五”目标均超额完成。中国还连续三届与有关国家共同主办联合国气候变化大会甲烷与其他非二氧化碳温室气体峰会，通过中国角边会等平台分享监测核算与行业管控实践，以实际行动展现负责任大国担当。

“十五五”时期，中国非二氧化碳温室气体减排将从制度构建转向工程落地。2025年11月，中国正式向《联合国气候变化框架公约》秘书处提交《2035年中国国家自主贡献报告》，自主提出全经济范围温室气体净排放较峰值下降7%~10%的目标，这是中国首个覆盖全部温室气体的全经济范围量化减排目标，明确提出了非二氧化碳减排任务。“十五五”规划纲要首次将非二氧化碳温室气体减排列为109项重大工程之一。《国家应对气候变化“十五五”规划》首次单设“加强非二氧化碳温室气体管控”专章，明确到2030年形成3000万吨二氧化碳当量减排能力，部署低浓度瓦斯蓄热氧化与富集提纯、工业氧化亚氮回收利用、电力设备六氟化硫回收替代三大工程。

中国非二氧化碳温室气体减排技术较为成熟，但实现减排目标仍需付出艰苦努力。能源领域，瓦斯发电提纯、蓄热氧化、泄漏检测与修复等技术已具备工程应用条件。工业领域，己二酸、硝酸、己内酰胺生产尾气催化分解减排率达90%~99%，单位减排成本较低。农业和废弃物领域，稻田节水灌溉、测土配方施肥、畜禽粪污厌氧消化等技术路径清晰。但同时，中国作为发展中国家，非二氧化碳温室气体减排仍面临底数不清、部分领域减排技术经济性不足、跨部门协同机制尚不健全等短板，需在“十五五”期间着力补齐。

中国将在“十五五”期间系统推进非二氧化碳温室气体减排。中国将加强非二氧化碳温室气体排放监测、报告与核查体系建设，持续更新国家温室气体排放因子数据库，推进重点领域本地化排放因子实测；加强减排关键技术研发攻关，重点突破低浓度和乏风瓦斯利用、农业面源减排、含氟气体替代等难减排环节；健全减排市场激励机制，扩大全国温室气体自愿减排交易市场方法学供给，研究甲烷、氧化亚氮等温室气体有序纳入全国碳市场的路径；建立部门协同管理机制，加强数据共享和任务衔接，形成非二氧化碳温室气体管控合力；深化国际交流合作，坚持《联合国气候变化框架公约》主渠道地位和“共同但有区别的责任”原则，呼吁发达国家率先大幅减排并向发展中国家提供资金和技术支持。

第十四章 全国统一电力市场体系

全国统一电力市场体系建设取得显著成效。跨省跨区交易规模持续扩大，市场协同能力显著增强。2025年，跨省跨区中长期交易电量达1.59万亿千瓦时，同比增长14.4%；省间现货交易量达386亿千瓦时。批发侧市场体系初步形成，零售侧竞争格局初现。2025年，全国各电力机构注册经营实体达109万家，同比增长33.6%。全国市场化交易电量增至6.64万亿千瓦时，占全社会用电量的比重提升至64%。绿证和绿电交易快速发展，不断推进实现环境价值的市场化。2025年绿电交易规模达3285亿千瓦时，占新能源发电量约14%，绿证交易9.3亿个，交易量超过历年累计总和。

全国统一电力市场体系建设仍存在不足。对照“统一开放、竞争有序、安全高效、治理完善”目标要求，当前市场建设上仍存在差距，主要体现在：市场层级协同不足，区域分割问题仍然存在，跨省交易以中长期协议为主，跨区域交易的组织、数据、结算衔接不足；市场品种衔接不深，协同联动机制尚未理顺，多市场联合出清、价值协同传导的机制不健全；跨市场融合不够，绿色价值传导路径不畅，电力市场与绿证、碳市场衔接不畅，绿电环境价值难形成统一价格锚与消费凭证。

深化建设全国统一电力市场体系。推动全国统一电力市场建设由扩大交易范围转向提高运行质量，重点提升资源配置效率、价格信号质量与风险管理能力；加强跨省交易与省内供需安排的协调，推动省间与省内市场共享核心信息，衔接交易组织、安全校核、调度执行与费用结算；完善中长期合同与现货市场的衔接，中长期合同稳定电量与价格预期，现货市场根据实际情况调整发用电安排；健全批发市场、零售合同和终端用电成本之间的传导机制，规范零售合同各环节要求，加强公平导向的市场竞争监管。健全绿色价格机制，打通“电-碳-证”价值链条畅通绿色溢价，巩固绿证唯一凭证地位，完善核发交易溯源机制，扩大绿电消费场景，推动绿色溢价传导。

第十五章 协同推进产能治理和碳排放双控的方式方法——以云南省为例

云南协同推进能源转型和产业升级取得显著成效。一是绿色能源大规模开发和高水平消纳协同推进。截至2025年底，云南清洁能源装机超过1.55亿千瓦，占比超过90%。新能源装机突破7000万千瓦，较“十三五”末净增5500万千瓦，新能源利用率稳定在95%以上。二是绿色高载能行业实现跨越式发展。2025年，绿色铝、硅光伏、新能源电池产业增加值分别增长12.1%、3.2%、75.9%，对规上工业贡献率达31.3%。电解铝运行产能达660万吨/年，居全国第2位。三是传统工业绿色转型持续推进。着力推动有色、稀贵等特色优势产业延链提质，加速钢铁、石化等传统产业绿色转型。2025年，云南省规模以上单位工业增加值能耗下降5.4%。

云南聚焦绿色能源和先进制造业融合发展形成一系列创新经验。一是因地制宜构建高比例清洁能源新型电力系统示范区。楚雄建成通过多能互补实现电源侧灵活调节的千万千瓦级新能源基地。昆明打造“光储充+配网自愈”的用户侧绿电高效利用模式。二是因产制宜打造绿色高载能产业集群。将绿电优势转化为产业链、产业集群竞争优势，形成“铝土矿—氧化铝—绿色铝—铝材精深加工—再生铝—综合利用”产业集群，以及“硅料—多晶硅—单晶硅—电池片—组件”全产业链闭环。三是以绿色低碳为标尺健全激励约束机制。以能效标准倒逼与财政资金激励实现“双轮驱动”，推动化工、钢铁、有色等行业落后低效生产工艺装备加快淘汰，并对节能降碳、超低排放等技术改造项目给予资金奖补激励。

建议进一步协同推进产能治理和碳排放双控。一是点线面结合高水平建设零碳工厂、园区、产业链。加大多层次、多场景零碳业态发展力度，推动绿电直连、绿电溯源、碳足迹认证等方面探索创新。二是以提升碳生产力为引领，促进产业集群化、低碳化协同发展。统筹考虑各州（市）资源禀赋与产业基础，推动硅铝等高载能产业在省内优化布局。三是创新碳排放等要素配置方式，推动落后和低效产能加快出清。探索以碳强度为标尺的要素配置机制，对电解铝、硅光伏、磷化工、水泥等重点行业开展碳效对标，支持低效存量项目通过产能置换、兼并重组、指标交易等方式有序退出。

第十六章 能源转型及对区域经济发展影响——以山西省大同市为例

山西省大同市作为国家传统能源基地，长期依托煤炭资源驱动经济发展。长期以来，大同经济高度依赖煤炭采掘、火电输出，煤炭产业是财政、就业的核心支柱，但存在产业结构单一、抗风险能力弱、生态环境压力大等短板，经济增长随煤炭市场周期大幅波动，非煤产业发育不足，新旧动能接续不畅。

2012年以来，大同市加快推进能源革命综合改革试点，以能源转型促经济转型升级，取得了显著成效。过去10多年间，大同市由“一煤独大”向“多能互补”加速转型，能源结构深刻重塑，对投资、产业升级、绿色低碳发展产生了系统性影响。煤炭产量总体稳定在1.5亿吨左右，煤电从主体电源向调节兜底电源转变，风电光伏实现快速发展，新能源装机突破1100万千瓦，占电力总装机比重超57%，进入全省第一方阵，储能、特高压外送配套加快落地，非煤工业产值占比超过煤炭工业，经济逐步摆脱对煤炭的单一依赖。

面向“十五五”，大同市将加快建设清洁低碳、安全高效的新型能源体系。能源供给端，持续巩固煤炭先进产能，扩大风光基地建设规模，发展抽水蓄能与新型储能，完善特高压外送通道，形成“风光火储”一体化供给格局，推动非化石能源成为电量供给重要主体。能源消费端，推进能耗双控向碳排放双控转型，建设绿电园区、零碳园区，推动绿电就地消纳，支撑算力、先进制造等高载能绿色产业发展，优化工业、城市用能结构。能源关联产业方面，延伸新能源装备、储能、换电重卡产业链，深化“算电融合”，依托绿电优势做强算力产业，推动城市由“输煤炭、输电力”向“输算力、输服务”转变。

大同市新型能源体系加快建设，将对当地经济社会发展产生多重深刻影响。一是拉动大规模固定资产投资，风光基地、储能、电网、算力、煤电改造等重大项目集中落地，带动能源、制造、数字领域投资增长。二是倒逼产业转型升级，一方面推动煤炭、煤电传统产业智能化、绿色化改造；另一方面带动储能装备、大数据算力、新能源应用等新兴产业快速成长，产业结构持续优化。三是持续改善碳排放指标，新能源替代直接降低化石能源消耗，带动全市碳排放总量与强度稳步下降，采煤沉陷区风光项目同步实现生态修复，碳捕集利用与封存等低碳技术逐步布局。

中国能源转型展望 2026

执行摘要