



中国环境与发展国际合作委员会

能源环境协同创新促进高质量发展

项目前期研究2025





**中国环境与发展国际合作委员会
前期研究报告**

能源环境协同创新促进高质量发展
“双碳”目标下能源资源环境协同创新关键问题与策略研究

中国环境与发展国际合作委员会 2025 年年会

2025 年 10 月

项目组成员

中外组长/副组长*:

王志轩	中国电力企业联合会专家组副组长、原专职副理事长
柴发合	中国环境科学研究院首席科学家、前副院长
张洁清	自然资源保护协会（NRDC）北京代表处首席代表兼中国区主任

协调员:

李艳萍	中国环境科学研究院减污降碳协同创新中心执行主任
吴琪	自然资源保护协会（NRDC）北京代表处环境法与治理项目主任

中外核心成员*:

朱法华	国家能源集团首席科学家、低碳智能燃煤发电与超净排放全国重点实验室主任
杨雷	北京大学能源研究院副院长、北京大学碳中和研究院副院长
麦克斯维尔	自然资源保护协会（NRDC）国际项目执行主任
雅米德·达格内特	自然资源保护协会（NRDC）高级副总裁
王鹏	华北电力大学国家能源发展战略研究院执行院长
张晶杰	中国电力企业联合会规划发展部副主任
杨君	自然资源保护协会（NRDC）北京代表处环境法与治理项目高级项目主管
王斯一	中国环境科学研究院副研究员
徐静馨	国家能源集团科学技术研究院有限公司高级工程师
雷雨蔚	中国电力企业联合会规划发展部高级工程师
吕连宏	中国环境科学研究院减污降碳协同创新中心总工、正高级工程师
杨玉峰	北京大学能源研究院研究员、北京大学鄂尔多斯能源研究院首席科学家

王圣 国家能源集团首席专家

支持专家:

周大地 中国能源研究会副理事长、国家发展改革委能源所原所长

陈贵锋 煤炭科学技术研究院有限公司煤化工分院院长

* 本专题政策研究项目组联合组长、成员以其个人身份参加研究工作，不代表其所在单位，亦不代表国合会观点。

封面 Copyright ©TeeFarm_Pixabay

执行摘要

研究意义

中国式现代化是人与自然和谐共生的现代化，在新能源替代传统化石能源为特征的能源转型中，加强能源与环境的协同创新，是中国实现 2030 年前碳达峰和 2060 年前碳中和目标（简称“双碳”目标）以及推进高质量发展实现中国式现代化的必然要求。

党的十八大以来，中国能源生产和消费结构持续向清洁、高效的方向优化，清洁能源消费比重稳步上升，火电厂大气污染物排放量与排放峰值相比下降了约 95%。进入“十四五”时期，在“双碳”目标引领下，中国生态文明建设进入了以降碳为重点的战略方向，这给新能源发展注入了强劲动力——中国新能源装机容量和发电量多年来已位居世界首位，总体技术水平全球领先。随着未来五年碳达峰目标的实现，降碳工作将向碳中和阶段过渡，新能源持续大力发展与煤炭逐步退出是必然趋势。

在新能源替代传统能源过程中，能源转型面临双重挑战：一方面，煤电功能由主力电源逐步向兜底保供、灵活调节转变，进而进入退出通道，相应地煤矿也将逐步由整合到退出，需要警惕此过程中产生的新环境问题；基于中国能源资源禀赋和能源安全的需求，现代煤化工需适度发展，但煤化工项目运行面临着严峻的生态环境保护与降碳压力。另一方面，新能源大力发展与新型电力系统构建，也可能引发新的环境和生态风险。因此，推进高质量发展，必须提前识别和筛选能源转型中的环境挑战与风险，并适当超前开展针对性研究，提供科学规划及政策引导建议。

协同发展要求以系统性思维统筹构建多维目标体系，通过综合性手段实现多重效益，推动政策制定和实施中不同领域、部门的协调配合，形成合力。传统“以能源保增长”或“以污控保环境”的单线治理逻辑，已难以适应高质量发展要求，亟需“协同创新”的系统性治理理念转型。推进能源与环境的协同发展，是破解能源与环境领域“条块分割”治理困境的“关键”，是应对气候变化、环境污染和资源约束三大挑战，实现高质量发展与高水平保护的重要举措，更是践行习近平生态文明思想，建设美丽中国、推进“双碳”目标落地的核心支撑。

研究重点

本研究分为五个部分，核心内容如下：

1. 能源环境协同创新的重要意义：阐述能源环境协同创新对于实现“双碳”目标、促进高质量发展、推动高水平保护的重要意义和战略定位。

2. 国际国内能源环境协同现状及趋势：梳理国际能源转型态势和协同经验，总结中国“双碳”目标下能源转型的成果，聚焦中国能源环境协同创新的顶层设计与部门协同实践。

3. 传统能源转型中的协同问题与挑战：中国能源转型尽管取得显著成效，但随着能源转型进程的持续推进，困难也将如影随形。要在坚定信心的同时，有履霜坚冰的忧患意识，积极主动迎接新的挑战。重点分析煤炭逐步退出过程中，废弃煤矿面临的甲烷排放、酸性废水、重金属污染等生态环境问题；探讨现代煤化工发展过程中，碳排放强度高、碳控排成本高、浓盐水废水处理及废盐处置利用难等新型环境挑战，并从技术与政策两个方面提出协同创新的建议。

4. 新能源持续大力发展中可能面临的资源环境问题：如在规划阶段，用地困境已成为新能源大规模开发的重要制约因素。需要从“规划—建设—运行—退役”全生命周期的视角，加强能源环境政策的协同。

5. 提出协同创新促进高质量发展的建议：基于上述研究，提出国家层面的风险预警机制、法治保障体系，明确深化研究的方向和重点，为能源环境协同创新、促进高质量发展提供政策支撑。

主要政策建议

1. 建立国家层面综合预警协调机制，开展“前瞻性预案”研究

针对未来煤矿逐步退出、现代煤化工规模化发展、新能源持续大力发展可能引发的重大环境资源问题，建议在国家层面建立综合预警协调机制，并于未来五年期间启动“前瞻性预案”研究，筑牢能源环境协同高质量发展的风险防线。

实践中，中国环境质量改善速度、新能源发展的速度规模与成本下降幅度，以及能源消费增速、煤炭消费总量、煤电发展规模等指标，多次超出一些专家预测或规划预期，导致政策与规划要素间出现协同性不足，对能源产业健康发展带来较大隐患。未来五到十年是中国碳达峰与美丽中国建设两个重大战略目标实现的关键阶段，确保能源与环境的高水平协同至关重要。

一是建立国家层面预警协调机制：成立多部门、多行业（包括国家级行业协会）的综合研究与协调机构，整合各方资源，开展“早谋、深研、实备”的综合性、交叉性研究，科学制定预案，在战略层面掌握防范系统性风险的主动权。

二是构建“前瞻性预案”体系：科学评估新能源转型与化石能源退出速度，开展产业演变路径及能源环境资源多维度调控机制的前瞻研究，制定更具“韧性”的政策，抵御形

势波动、自然灾害等因素对能源转型的冲击，形成一套科学研判、精准响应、动态优化的预案构建方法论和治理框架，在战术层面夯实高质量发展的风险防范基础。

2. 加快应对气候变化顶层法律体系立法

将应对气候变化顶层法律体系立法，作为统筹能源转型、环境保护与气候治理的顶层法律基础，为高质量发展与“双碳”目标实现筑牢稳定法治保障。

当前中国应对气候变化行动主要依赖顶层政策文件和部门规章推动，在推进“双碳”工作中，虽已形成以“1+N”政策体系为核心的全面性部署，但存在系统性不足、法制基础薄弱、与现有能源环境法律协同性不足等问题。建议通过国家级立法，将经实践验证有效的国家战略、管理体制、“双碳”责任机制与重大制度举措法定化，明确各级政府、行业及市场主体在能源结构优化、产业低碳转型、气候治理中的法定责任与义务，系统规制减缓和适应气候变化的各项活动，强化气候治理与能源、环境等领域现有法律法规的协同性、一致性，提升国家气候治理能力的法治化、规范化和制度化水平。

3. 深化能源环境协同创新研究

能源安全发展、绿色发展、高效（经济）发展三要素既对立又统一，相互依存、不可分割，需在可持续发展理念约束下实现动态平衡。能源环境协同创新的核心要义，就是要在高质量发展约束下，在协同推进降碳、减污、扩绿、增长的要求中，识别发展中新旧转换的“不协同”问题，分析问题根源与产生的条件，探索破解路径。本前期研究完成了问题的初步筛选与分析，提出初步框架性建议。后续需从以下两方面深化研究：

一是研究制定未来五年及中长期协同发展路线图。结合“双碳”目标和美丽中国建设的重要时间节点，设定近、中、远期发展目标，描绘煤矿淘汰落后产能、现代煤化工规划发展、新能源有序发展与环境资源的协同路径。探索煤矿退出的环境代价最小化路径，研究传统能源基地综合转型、生态修复补偿、能源环境监测监管的多部门协同机制；探究现代煤化工发展路径，规划其与新能源产业耦合发展模式，推动产业绿色升级；创新新能源有序发展规划方法，科学评估新能源基地全生命周期环境影响，提出生态环境保护政策与技术方案，调整完善重点区域（如新能源基地）生态环境影响监测体系。

二是探索跨部门、跨区域决策机制与协同政策工具包。研究跨部门关键政策工具组合优化、绿色低碳标准体系构建、能源环境风险预警体系建设与监管执法联动协同机制；探索区域协同路径，通过“飞地经济”等模式优化跨区域能源布局，设计能源开发的生态补偿、转型成本分摊机制与协同治理机制。

关键词：能源转型；能源环境协同；高质量发展；废弃煤矿；现代煤化工；新能源

目录

一、研究背景及意义	1
二、国际国内能源环境协同现状及趋势	2
（一）国际能源与环境协同趋势.....	2
（二）中国能源转型和环境改善主要趋势.....	3
（三）中国能源环境协同分析.....	6
三、传统能源转型中能源资源环境协同的问题与挑战	10
（一）煤炭逐步退出引发的废弃煤矿的问题与挑战	10
（二）现代煤化工发展面临的环境问题.....	11
四、新能源大力发展可能面临的资源环境问题	16
（一）基本情况：新能源快速发展，风、光发电实现新突破 ..	16
（二）现有政策.....	16
（三）存在问题.....	17
五、对能源环境协同创新促进高质量发展的建议	18
（一）建立国家层面综合预警协调机制.....	18
（二）加快应对气候变化顶层法律体系立法	18
（三）深化能源环境协同创新研究.....	18
参考文献.....	20

能源环境协同创新促进高质量发展

一、研究背景及意义

中国式现代化是人与自然和谐共生的现代化，建设美丽中国是全面建设社会主义现代化国家的重要目标，推进实现 2030 年前碳达峰和 2060 年前碳中和与中国式现代化相辅相成，其中，以新能源大规模替代传统的化石能源，建成以新型能源体系及新型电力系统为核心的能源转型体系是实现“双碳”目标的核心任务和基本动力。

2035 年是中国基本实现社会主义现代化的目标年份，也是全面建成美丽中国，以高品质生态环境支撑高质量发展的时间节点，既承接了 2030 年前碳达峰、2030 年全球可持续发展目标，又衔接 2050 年实现中国式现代化战略目标与 2060 年前碳中和目标。因此，2035 年前如何有效衔接能源转型、高质量发展、美丽中国建设与碳中和长期目标，对中国能源环境协同创新促进高质量发展至关重要，同时也面临着诸多挑战与不确定性。

能源转型是推进高质量发展的主战场，电力是主力军，是现代经济和产业发展的生命线，推动新能源高质量发展是实现经济社会高质量发展的必由之路。近 20 年来，全球能源消费中可再生能源占比增长约 5 个百分点，化石能源下降占比约 3 个百分点，但化石能源占比约为 80%（IEA），依旧是全球能源系统的主体。同期，全球温室气体排放量由 260 亿吨（二氧化碳当量）上升至约 400 亿吨，能源活动约占全球温室气体排放总量的四分之三（IPCC）。

中国作为全球最大的能源生产与消费国，长期以来以煤炭为主的能源结构在支撑经济发展的同时，也承受着气候变化、环境污染、生态破坏和资源约束等多重压力。过去十年间，中国二氧化碳新增排放量约占全球的 80%，是全球二氧化碳排放量的第一大国（UNEP），其中能源活动排放占总排放约 76.9%（生态环境部《中华人民共和国气候变化第一次双年透明度报告》）。进入高质量发展阶段，中国仍将面临区域性复合污染复杂、煤炭比例高、生态系统脆弱、自然资源约束趋紧的严峻挑战。

党的十八大以来，能源生产和消费结构持续向清洁、高效的方向优化，清洁能源消费比重稳步上升，火电厂大气污染物排放量与峰值相比下降了约 95%。“十四五”期间，在“双碳”目标引领下，生态文明建设进入了以降碳为重点的战略方向，为新能源发展注入了强劲动力——新能源装机容量和发电量均位居世界首位，总体技术水平全球领先。随着碳达峰目标在未来五年期间实现，降碳工作将向碳中和阶段过渡，新能源持续大力发展与煤炭逐步退出是必然趋势。

在此过程中，能源转型面临双重挑战：一方面，煤电的功能由主力电源逐步转变为兜底保供、灵活调节，并进入退出通道，相应煤矿也将逐步整合及逐步退出，在退出过程中需要防范产生的新环境问题；另一方面，新能源的大规模发展以及新型电力系统构建，也可能引发新的环境生态风险。因此，推进高质量发展，就要提前识别能源转型中的环境挑战与风险，开展针对性研究，提出科学规划及政策引导。

协同发展要求以系统性思维构建多维目标体系，以综合性手段实现多重效益，推动政策制定和实施过程中不同领域、各部门的相互配合与形成合力。传统的“以能源保增长”或“以污控保环境”的单线治理逻辑，已难以适应当前高质量发展要求。亟须向“协同创新”的系统性治理理念转型。推进能源与环境的协同发展，是破解能源与环境领域“条块分割”治理困境的关键，是应对气候变化、环境污染和资源约束三大挑战，实现高质量发展与高水平保护的重要举措，更是践行习近平生态文明思想，建设美丽中国、推进“双碳”目标实现的核心支撑。

二、国际国内能源环境协同现状及趋势

（一）国际能源与环境协同趋势

1. 国际能源与环境协同趋势

气候变化是全球可持续发展面临的重大威胁之一。为实现《巴黎协定》的控温目标，传统能源淘汰落后产能和新能源有序发展的能源转型变革已成为全球减缓气候变化的关键行动。《联合国气候变化框架公约》第二十八次缔约方大会（COP28）首次就逐步替代化石燃料达成共识性表述，并明确“2030年将全球可再生能源装机产能增加两倍，将能效提高一倍”，能源结构转型成为应对气候变化、推动绿色增长、提升能源安全的全球性战略议题。

尽管能源转型和可再生能源大规模发展为缓解气候变化创造了巨大空间。但越来越多国际研究和经验显示，如若管理不善，这些减排措施可能会对环境造成潜在损害（政府间生物多样性和生态系统服务政策平台和政府间气候变化专门委员会，2021）¹，并导致生物多样性进一步丧失，影响人类赖以生存的生态系统（世界自然保护联盟，2021）²。占用土地或海洋是任何能源开发产生的最显著的影响之一，大规模太阳能电站和风力发电机既可能直接破坏自然栖息地使之碎片化、影响野生动物迁徙路线，也可能加剧农业集约化压力，甚至引发间接的土地利用变化（山水自然保护中心，2024）³。在交通能源领域发展可再生能源也是应对气候变化的重要选择（政府间气候变化专门委员会，2019），但实施过程中特定矿产资源的开采活动也可能对环境造成重大负面影响和巨大的生物多样性风险。

因此，如何实现能源转型发展和气候变化、生物多样性保护等生态环境保护的协同，如何向有利于自然保护的能源转型过渡，实现高质量发展，受到了越来越多的国际关注。联合国的 17 个可持续发展目标也存在协同效应，倡导在制定政策和开展项目时，以综合性的视角，采用协同的方法，避免出现目标之间的冲突和负面影响。

2. 国际能源环境协同案例

许多国家在实践中，通过制定法律法规、动态更新相关标准、技术创新广泛使用、强化制度执行与跨部门协作等路径，为促进能源环境协同发展提供了可借鉴的经验。如下为德国在传统能源转型与可再生能源有序发展中的有益经验。

煤炭清洁转型和甲烷捕集路径

在德国，因燃煤电厂的排放引发了一些空气污染事件，如霍亨诺尔恩地区的酸雨事件、鲁尔区的 NO_x 污染事件，严重影响了周边地区的空气质量和居民健康。德国通过顶层政策设计和减排路径实施，实现了污染物减排和甲烷捕获利用。

政策正规指引。1974 年，德国实施工业排放许可制度并颁布《联邦排放控制法》。2000 年制定清洁空气计划，旨在进一步降低大气污染物排放量，改善空气质量。该计划包括加强对燃煤电厂等工业源的排放控制，促进清洁能源的发展和利用，以及推动技术创新和研发。同时，德国通过《可再生能源发展法》，鼓励和支持可再生能源的发展和利用，以替代煤炭等高污染能源。

减排路径实施。①电力结构调整。1974 年德国颁布《空气质量控制技术指南》，对新建火电厂提出了严格的环保要求，导致火电机组的增长迅速下降，而核电发电量则趋向上升。②燃料对策。《空气质量控制技术指南》要求新建燃煤、燃油较小装置必须使用低硫燃料，较大装置必须安装烟气脱硫设施。这一要求的颁布，使其他的新建企业大多采用低硫燃料，许多行业

¹ IPBES-IPCC CO SPONSORED WORKSHOP, BIODIVERSITY AND CLIMATE CHANGE, 2021

² 关于世界自然保护联盟（IUCN），减缓太阳能与风能开发对生物多样性的影响，2021

³ 山水自然保护中心，中国可再生能源与生物多样性协同发展的机遇与挑战，2024

采用低硫燃料，SO₂排放量大幅度下降。③烟气脱硫对策。1983 年颁布的《大型燃烧设备条例》，主要是针对燃煤电厂的，在这一法案的要求下，绝大多数燃煤电厂在 5 年之内安装了烟气脱硫设施，采用低硫燃料难以满足法案要求。烟气脱硫设施快速发展。④德国鲁尔工业区创新开发“高一低浓度瓦斯掺混提质”技术，通过混合气源将低浓度瓦斯（15%~30%）利用率提升至 90% 以上，配套建成 17 座瓦斯发电厂（总装机 185 兆瓦，年发电 10 亿千瓦时），并接入市政供热网络为社区供能，实现 99% 甲烷捕获率。

德国 1989 年 SO₂ 排放量为 96 万 t，仅是 1970 年的 25.6%，下降了 74.4%，比 1973 年的最高值下降了 75.1%，排放基本稳定。德国鲁尔工业区创新开发“高一低浓度瓦斯掺混提质”技术，实现 99% 甲烷捕获率，位居欧盟首位。

瓦登海生物多样性保护和可再生能源开发协同创新

欧洲瓦登海是全球第一块潮间带世界自然遗产，拥有世界上最大最完整的潮间沙滩带和泥沼地，也是全球仅存的大规模完整的潮间带生态系统之一。德国作为海上发电的主要发展国家之一，通过相关法律法规以及系统完备的项目审批流程实现对瓦登海的保护。

健全法律法规体系。德国瓦登海区域的保护与管理需要同时符合国际、欧盟、德国国内法三个层面的法律法规。而这些法律法规又可以按照内容大致分为程序性法律法规、有关源头的法律法规以及有关保护对象的法律法规。程序性法律法规包括各类环境评价导则等；有关源头的法律法规，指的是水法、海洋法、《国际防止船舶造成污染公约》等从源头控制以保护生态环境的法律法规；而有关保护对象的法律法规，是针对例如迁徙鸟类、海豹等物种的特殊法律保护。同时，德国立法中还包括较有针对性的标准，具有较为清晰的约束性和较强的可执行性。

系统完备的审批流程。海上风电的规划流程中通过战略环境评价贯穿了对生物多样性保护。德国专属经济区范围内的海上风电项目采用了多阶段的规划和审批程序，每一阶段的规划都需要开展战略环评，并且针对具体项目同样需要开展项目环评。并且在每次战略环评中都要要求充分调查环境和生物多样性数据和影响以及确保数据共享（BSH, 2021b）。德国海上风电项目的许可审批和环评审批要求充分考虑社会组织、专家评审建议等多利益相关方参与。

（二）中国能源转型和环境改善主要趋势

1. 能源消费结构持续优化

在“双碳”目标引领与经济高质量发展的双重驱动下，中国能源消费结构持续优化，低碳转型步伐明显加快。从长期趋势看，自党的十八大以来，煤炭消费比重从 68.5% 下降至 53.2%，累计降幅达 15.3 个百分点。煤炭消费虽仍是主体，但占比持续降低且向清洁高效利用转变；石油消费的平台期特征显现，天然气消费则呈现良好增长态势；现代化产业体系构建、居民生活水平提升及电能替代、算力、新能源汽车等因素推动全社会用电量增长，电力占能源消费总量的比重进一步上升，用电增速持续高于经济增速。非化石能源消费比重则从 9.7% 提升至 19.7%，实现了 10 个百分点的增长。中国的能源消费呈现总量趋稳、结构持续优化的特征（图 1）。

中国能源生产结构发展也在契合经济社会发展与能源转型的需求。2012-2024 年间，原煤生产量占能源生产总量的比重由 76% 下降至 69%， “十四五” 以来，煤炭生产重心加快向中西部转移，山西、蒙西、蒙东、陕北、新疆五大煤炭供应保障基地建设稳步推进；煤炭行业加快智能化变革，生产效率与清洁化水平显著提升。石油生产受限于国内资源禀赋，产量增长相对缓慢，在一次能源生产总量中的占比保持稳定；天然气产量连续多年保持增长，在一次能源生产结构中的占比逐步提高。以水电、核电、风电、太阳能发电为代表的清洁能源生产实现了跨越式发展。非化石能源生产比重从 11% 提升至

19%，能源安全保障与绿色发展实现双重推进（图2）。天然气、水电、核电、风电、光伏等清洁能源⁴比重稳步提升，已成为推动能源结构调整、保障能源安全和促进绿色发展的重要支撑力量。

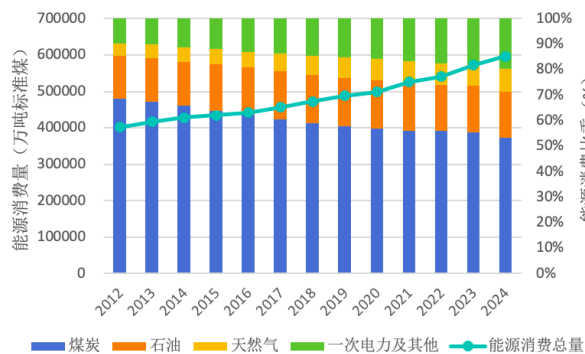


图 1. 2012—2024 年中国能源消费结构

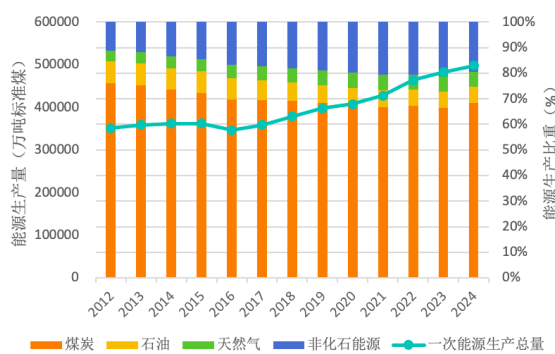


图 2. 2012—2024 年中国能源生产结构

2. 可再生能源发展势头强劲

中国可再生能源凭借政策支持、技术突破与市场需求的三重驱动，展现出前所未有的强劲发展势头，已成为推动能源生产与消费革命的核心力量。

从装机容量规模来看，中国可再生能源装机连续多年稳居全球首位，且增长速度持续领跑。截至2025年7月底，全国发电装机容量36.7亿千瓦，其中，可再生能源发电总装机21.26亿千瓦，占全国发电总装机的比重达到57.9%。太阳能发电装机容量11.1亿千瓦，同比增长50.8%，“十四五”期间年均增长率超过40%；风电装机容量5.7亿千瓦，同比增长22.1%，“十四五”期间年均增长率为16.6%。水电作为传统可再生能源，在优化调度与新电站投产的推动下，装机容量稳定在4.4亿千瓦，仍是清洁能源体系的重要基荷电源；生物质发电、地热能发电等其他可再生能源装机也稳步增长，形成多品类协同发展格局。

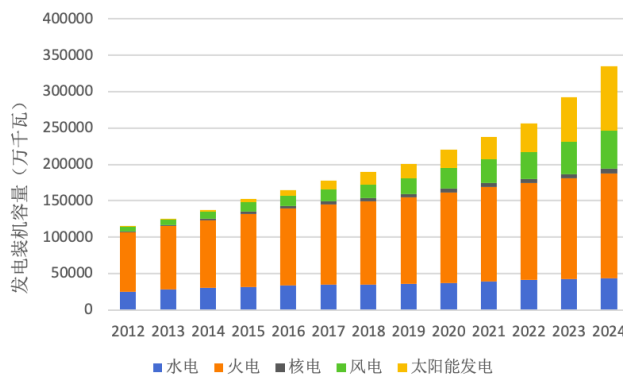


图 3. 2012—2024 年中国各类型发电装机容量

发电量方面，可再生能源对电力系统的贡献度持续提升，成为保障电力供应的重要支撑。2024年，中国可再生能源发电量3.26万亿千瓦时，占全国总发电量的比重提升至32.3%，较2012年的19.3%提高13个百分点。其中，水电发电量1.43万亿千瓦时，占比14.1%；风电发电量9970亿千瓦时，占比9.9%，受风场整体规模化大开发、大容量机型广泛应用与智能运维技术应用等因素影响，风电利用小时数稳步提高至2127小时；太阳能发电量8390亿千瓦时，占比8.3%，受光伏产业技术迭代升级、供需关系影响，中国光伏主要设备材料价格呈现较大幅度下降，2024年，集中式光伏发电工程单位造价约为3141元/千瓦，同比下降17.62%，分布式光伏发电工程单位造价约为3200元/千瓦，同比下降9.94%；

⁴ 根据国家统计局关于清洁能源的定义：清洁能源是指在消费过程对人类环境影响程度较小的能源，如，天然气、水能、核能、风能、太阳能、地热能、海洋能、生物质能及由此产生的电力、热力等。

生物质发电量 2083 亿千瓦时，在垃圾焚烧发电、农林废弃物发电等领域形成稳定供给，助力“双碳”目标下的资源循环利用。

从应用场景拓展来看，可再生能源已从传统电力领域向多场景渗透，形成“源网荷储”一体化发展格局。在分布式应用领域，分布式光伏广泛覆盖工业厂房、公共建筑、户用屋顶，2024 年新增分布式光伏装机超 1.1 亿千瓦，占新增光伏装机比重超 42%，“自发自用、余电上网”模式为企业降本与乡村能源转型提供支撑；在交通领域，光伏公路、港口岸电、船舶电动化等场景加速落地；在乡村振兴领域，“光伏+农业”“光伏+牧业”“光伏+治沙”等融合模式快速推广，实现生态效益与经济效益双赢。

在制造端，中国占据全球 80% 以上的太阳能光伏组件、电池片、硅片与晶硅产能，风电机组制造能力亦占据全球市场 60% 以上，形成全球领先的全产业链竞争优势。与此同时，中国在大规模电池技术领域同步取得突破，锂电池产量占全球比重超过 70%，2024 年全国新型储能累计建成投运装机规模达到 7376 万千瓦，总功率、总能量分别达到 2023 年年底的 2.4 倍、2.5 倍。从单站装机规模看，新型储能集中式、大型化建设趋势逐步显现，10 万千瓦及以上项目装机占比 62.3%，1 万~10 万千瓦项目装机占比 32.8%，不足 1 万千瓦项目装机占比 4.9%。全国已建成投运新型储能平均储能时长 2.1 小时，4 小时及以上项目装机占比 15.4%，2~4 小时项目装机占比 71.2%，不足 2 小时项目装机占比 13.4%。新型储能系统调节作用不断增强，有效参与部分地区电力保供。

在氢能产业政策推动下，氢能供应和消费规模稳步增长。2024 年全国氢能产能超过 5000 万吨/年，同比增长约 1.6%；产量超过 3650 万吨，同比增长约 3.5%。从制氢结构看，利用煤炭、天然气等化石燃料制氢占比超过四分之三，电解水制氢（包括可再生能源电力制氢和利用电网电力制氢）产量占比约 1%。截至 2024 年底，全国累计规划建设可再生能源制氢项目超 600 个，其中已建成项目超 90 个，在建项目超 80 个；已建成产能约 12.5 万吨/年。可再生能源电力制氢示范稳步推进，多元布局加速成形。中国已形成涵盖光伏、风电、先进储能与绿氢制取的完备清洁能源全产业链，具备持续扩大绿色低碳产业的核心竞争力。

3. 能源转型效果显著

“双碳”目标实施以来，中国能源转型效果日益显现。2024 年，非化石能源发电量占比提升至 36.8%，较 2012 年增长 15 个百分点，能源供给的绿色属性显著增强。国家统计局数据显示，2024 年，天然气、水电、核电、风电、太阳能发电等清洁能源消费量占能源消费总量比重为 28.6%，上升 2.2 个百分点，（其中，不含天然气的清洁能源消费量占比为 19.8%，上升 1.9 个百分点），能源消费“增绿”的趋势明显，形成生产与消费两端协同转型的良好格局。

煤电机组的超低排放改造与灵活性改造稳步推进，污染物排放显著下降，灵活性显著提高。中国煤电整体上完成了常规污染物超低排放改造，近年来污染物排放总量与 2011 年的排放峰值相比下降了约 95%。“十四五”期间，全国累计完成煤电节能降碳、灵活性与供热改造超 7 亿千瓦，火电平均供电煤耗 302.4 克标准煤/每千瓦时，较 2012 年下降超过 7%。全国单位火电发电量二氧化碳排放 823 克/千瓦时，比 2005 年降低 21.5%，单位发电量二氧化碳排放量 528 克/千瓦时，比 2005 年降低 38.5%。同时，大型垃圾焚烧、燃煤烟气治理等关键技术达到国际先进水平，充分展现了中国在清洁技术领域的持续进步与竞争优势。

4. 生态环境质量改善成效显著

大气污染防治攻坚纵深推进，空气质量稳中向好。2013—2023 年，中国在 GDP 翻一番的情况下，细颗粒物（PM_{2.5}）和二氧化硫平均浓度分别下降了 54%、81%，重污染天数减少了 83%，改善速度之快前所未有。2024 年，339 个地级及以上城市 PM_{2.5} 平均浓度为 29.3 微克/立方米，优良天数比率为 87.2%，重污染天数比率为 0.9%。与 2015 相比，空气质量达标城市比例从 29% 大幅提升至 66%，重度及以上污染天数比率由 2.6% 降至 0.9%。细颗粒物（PM_{2.5}）年均浓度由 46 微克/立方米降至 29.3 微克/

立方米，达到世卫组织所确定的 35 微克/立方米第一阶段过渡值以下。中国成为全球大气质量改善速度最快的国家，大气污染治理成效被联合国环境规划署誉为“北京奇迹”。

应对气候变化工作有力推进。“双碳”顶层设计不断完善。中国已构建了全球最系统完备的碳减排顶层设计和政策体系，将碳达峰碳中和纳入生态文明建设整体布局 and 经济社会发展全局。建成全球规模最大的碳排放权交易市场并平稳运行。实施国家适应气候变化战略。持续深化应对气候变化南南合作，2011—2022 年累计安排资金超过 12 亿元人民币。10 年来，中国二氧化碳排放强度下降 35% 左右，超额完成向国际社会承诺的目标。

地表水环境质量持续改善。全国地表水优良水质断面比例提高 23.8 个百分点，已接近发达国家水平。长江干流连续三年全线达到Ⅱ类水质，黄河干流首次全线达到Ⅱ类水质。全国近岸海域水质优良比例提高 17.6 个百分点。地级及以上城市建成区黑臭水体基本消除。顺利实现固体废物“零进口”目标。土壤和地下水环境风险得到有效管控。

生态系统稳定性不断提升。实施山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，推动健全生态监管制度，连续 5 年开展“绿盾”自然保护地强化监督。全国自然保护地面积占全国陆域国土面积的 18%，陆域生态保护红线面积占陆域国土面积比例超过 30%。300 多种珍稀濒危野生动植物野外种群数量稳中有升。

生态环境治理能力明显提升。组建生态环境部，整合组建生态环境保护综合执法队伍，实行省以下生态环境机构监测监察执法垂直管理制度，按流域海域设立生态环境监管机构。全面完成国家和省级环境质量监测事权上收，基本建成生态环境监测网络。圆满完成两轮中央生态环境保护督察任务。牵头制定或出台改革文件 40 余件，建立并深入实施排污许可、生态保护补偿、生态环境损害赔偿等制度。制修订 30 余部生态环境保护相关法律和行政法规，制定实施《中央生态环境保护督察工作规定》等专项党内法规。越织越密的制度体系为生态文明建设提供了可靠保障。

（三）中国能源环境协同分析

1. 顶层战略协同

中国持续推进制度创新，推动能源政策从“总量扩张”向“结构优化”、环境政策从“末端治理”向“源头控制”转变，能源、环境政策协同向“多元统筹”不断演进，加快构建以非化石能源为主体的新型能源体系，能源结构不断优化。

2012 年，党的十八大将生态文明建设纳入国家“五位一体”总体布局，标志着绿色发展理念首次全面融入国家治理体系。同年，国务院发布《“十二五”节能减排综合性工作方案》，为节能目标和清洁能源发展划定了政策路径。2014 年 6 月，习近平总书记创造性地提出推动能源消费革命、能源供给革命、能源技术革命、能源体制革命和全方位加强国际合作的“四个革命、一个合作”能源安全新战略，为推动新时代能源高质量发展提供了根本遵循。同年，国务院办公厅印发《能源发展战略行动计划（2014—2020 年）》明确提出“绿色低碳”作为能源发展核心任务，确立了到 2020 年非化石能源消费比重提高至 15% 左右、煤炭消费比重降至 62% 以下的预期目标。

2020 年 9 月 22 日，中国国家主席习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上郑重宣示：“二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。”由此，中国生态文明建设进入了以降碳为重点的战略方向。“十四五”期间，以系统性思维指导能源与环境协同高质量发展的顶层设计文件层出不穷。2021 年，《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》指出，实现碳达峰、碳中和目标，要坚持“全国统筹、节约优先、双轮驱动、内外畅通、防范风险”原则，要积极稳妥推进“双碳”工作，确保转型平稳有序、过程风险可控，中国经济社会发展全面绿色转型取得重要进展。《2030 年前碳达峰行动方案》等顶层设计文件和覆盖能源、工业、交通、建筑等重点领域的支撑性文件，以及各省级政府的碳达峰行动方案，从而构建起推进“双碳”工作的“1+N”政策体系。2022 年，党的二十大报告提出了协同推进降碳、减污、扩绿、增长的要求，提出了加

快构建新型能源体系的要求。2024 年国办印发了《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》，从而使“能耗双控”向“碳排放双控”的顶层设计原则得到制度层面、方案层面的落实。综上所述，加速推进中国能源高质量发展与生态环境保护相融合是关键，需要在构建清洁低碳、安全高效的能源体系过程中，统筹谋划能源发展与生态环境保护，协同推动能源高质量发展与生态环境高水平保护，为经济社会发展与美丽中国建设提供坚实保障。

2. 部门协同特点

各部门政策统筹协调形成能源转型与生态环境保护协同发展趋势。一是能源政策中体现了清洁低碳安全高效的多目标协同要求，能源政策对生态环境要素的融合程度不断提高。中国高度重视能源政策体系建设，围绕能源供给侧结构优化、需求侧管理、能源行业环境保护、体制机制改革等重点领域持续加强政策引导，先后出台了近千项相关政策文件，涵盖法律法规、中长期发展规划、专项政策、市场机制设计与标准规范等内容，逐步构建起以清洁低碳、安全高效为导向，横向协调、纵向贯通的能源政策体系。随着中国生态文明建设不断推进，“绿色”“生态”与“高质量”等表述在能源政策文件中持续增多，绿色发展理念日益成为能源政策的重要价值导向。能源与环境协同政策数量逐年上升，截至2025年5月，在能源转型相关政策中约有44%的政策体现出能源与环境的协同内容，越来越多的能源转型政策将生态环境保护与资源高效利用纳入政策考量，在推动能源结构优化、提高能源效率的同时强化了对生态系统、资源环境承载力和污染控制的协同治理（图5）。例如，《“十四五”可再生能源发展规划》《“十四五”现代能源体系规划》等规划要求在可再生能源推广过程中，注重与土地利用和生态保护政策的衔接，推动风电、光伏开发与生态红线、林地保护的协调布局；《关于加强煤炭清洁高效利用的意见》等煤炭产业结构调整政策文件，强调清洁替代与生态修复同步推进，推动矿区土地复垦与绿色转型发展。二是生态环境政策中体现了能源高质量发展趋势，能源低碳发展成为生态文明制度建设的重要环节。生态环境政策要求能源高质量发展的同时，大大降低对环境的压力，促进生态环境和谐发展，为建设美丽中国提供能源保障。例如，《打赢蓝天保卫战三年行动计划》指出要统筹能源结构调整与大气污染防治，全面加强源头治理和产业结构转型协同；《关于“十四五”大宗固体废弃物综合利用的指导意见》《全国重要生态系统保护和修复重大工程总体规划（2021—2035年）》针对退役光伏组件、风电机组叶片等新兴产业固废，探索规范回收以及可循环、高值化的再生利用途径，指导形成环境保护与新能源产业协同发展的融合路径。

图 4. 中国能源转型政策出台机构协同网络

图 5. 中国能源转型与环境政策协同领域

近年来，国家层面依托多部门协同机制，以试点示范为先导，以制度引导和资金保障为支撑，引导地方探索各具特色的协同模式。目前，已在多个区域积累了能源绿色开发、清洁高效利用与生态环境治理有效衔接的实践经验，为在更大范围内实现能源结构优化与生态环境质量提升的协同转型提供了有效参考。

中国能源相关领域大气污染防治成效显著。2013 年以来，中国先后实施了《大气污染防治行动计划》《打赢蓝天保卫战三年行动计划》和《空气质量持续改善行动计划》，2013—2022 年，重点区域煤炭消费总量下降约 2 亿吨；推动煤炭消费格局由输煤为主转变为输煤与输电并举；完成燃煤机组超低排放改造 10.6 亿千瓦，占全国煤电装机总容量的 96%，建成全球规模最大的清洁燃煤发电基地；全国燃煤锅炉由 2013 年的 52 万台下降至 2022 年不足 10 万台，减少煤炭消耗 4 亿多吨；攻坚北方地区散煤替代，截至 2023 年底累计 3900 多万户农村居民完成“煤改电”“煤改气”。

减污降碳协同创新试点。减污降碳协同增效是积极稳妥推进碳达峰碳中和的重要任务和举措，也是能源环境协同的集中体现。生态环境部联合国家发展改革委、工业和信息化部、国家能源局等部门印发《减污降碳协同增效实施方案》，推动减污降碳协同创新，并发布包括 21 个城市和 43 个产业园区的试点名单，试点地区根据区域特色开展减污降碳协同路径探索，积极创新管理制度。以推动减污降碳协同增效为主线，目前已形成部门协作、协同治理、先行先试、协同创新的工作实践。

能源环境协同路径成效凸显 减污降碳协同增效在探索中推进

鄂尔多斯市是内蒙古自治区唯一入选减污降碳协同创新试点的城市，作为国家重要的能源基地，鄂尔多斯在能源转型升级过程中，摸索出了一条能源环境协同的特色路径——驭“风”而上、逐“光”而行、“零”碳托举、“氢”装上阵，为资源型地区绿色转型提供了试点实践经验。

全面推进“新能源+治沙”融合发展，实施库布齐沙漠“光伏长城”工程，加快建设大型风光基地。国家首批千万千瓦级风光基地——库布其沙漠鄂尔多斯中北部新能源基地先导工程 200 万千瓦已全容量并网。

实施“煤化工+绿氢/绿氧”耦合工程，开展“风光发电—电解水制氢—二氧化碳捕集”制甲醇、航空煤油等示范，建成全球规模最大绿氢+煤制烯烃产业基地。

推进铁路进矿区、园区项目建设，推动煤炭、焦炭等大宗货物“公转铁”和集装箱运输。推进“数字陆港”新能源重型卡车示范应用，率先在全国形成以氢能源为主的新能源重卡应用示范基地。

“十四五”以来，鄂尔多斯市空气质量优良率长期稳定在 90%以上，单位 GDP 能耗、碳排放强度分别下降 25.8%和 13.6%，2024 年全市 GDP 达到 6363 亿元，实现“十四五”以来第 3 次千亿级跨越，实现减污降碳与经济增长协同发展的历史性转变。减污降碳协同度同比提升超过 29%，达到 86.5%⁵。

北方地区冬季清洁取暖试点。北方地区冬季清洁取暖是统筹推进能源供给结构优化与区域生态环境承载能力提升的重要民生工程，也是能源环境协同治理的重要实践。财政部联合住房和城乡建设部、原环境保护部和国家能源局印发《关于开展中央财政支持北方地区冬季清洁取暖试点工作的通知》，推动以清洁能源替代散煤为主的改造措施，先后确定数批试点城市名单。截至 2023 年年底，北方地区清洁取暖面积较 2016 年年底增加 107 亿平方米，清洁取暖率提高 46 个百分点；京津冀及周边地区、汾渭平原 PM_{2.5} 浓度较 2016 年分别下降 41.1%、30.6%，重污染天数分别减少 61.2%、41.8%，清洁取暖替代散煤对区域环境空气质量改善贡献率达 30%以上，大幅提升了人民生活品质。

能源结构优化与环境质量改善协同并进 清洁取暖试点成效显著

⁵ 数据来源：2025 年 8 月 19 日鄂尔多斯市减污降碳协同创新试点专题新闻发布会

石家庄市作为京津冀及周边地区清洁取暖重点城市，是首批入选中央财政支持北方地区冬季清洁取暖试点的城市之一。依托区域能源战略定位，逐步构建起“太阳能+”“电代煤”“气代煤”“地热+”等多能互补的清洁供暖模式，为实现北方采暖地区供热清洁转型提供了示范经验。

全面推进可再生能源供热应用，建设区域性太阳能热泵集中供暖项目，实施地热资源梯级开发利用示范区，加快工业余热规模化纳入城镇供热体系。统筹天然气集中供热、城镇集中供热超低排放改造、清洁电能与余热利用，优先实施燃煤供热机组超低排放改造与集中供热管网延伸，提升区域供热的清洁度与可靠性。

实施“农村分散户改造与能效提升”行动，因地制宜推进“煤改气”“煤改电”“生物质/分布式光伏+电采暖”等技术路线，配套运行补助与售后服务保障，兼顾居民承受能力与长期运行成本，切实降低返煤风险并提高用能效率，农业生产散煤治理全面完成。

围绕增强清洁能源供给保障能力，建设完善天然气、热力、电力输配管网等基础设施，为清洁取暖提供有力支撑。完善天然气集输干线和城区供气支线网络，推进管道气和 LNG 向村镇延伸覆盖。加快城乡电网改造，增强供电可靠性。结合城市热源优化，探索扩大热力管网供热半径，充分发挥热源能力，推动集中供热向周边村镇延伸覆盖。进一步完善洁净型煤生产配送体系，对清洁能源不能替代的用户，全面推广使用洁净型煤。

2022 年，石家庄 PM_{2.5} 平均浓度较 2016 年下降 53.5%，空气质量综合指数排名扭转多年“垫底”局面。同时，形成以“热电联产+工业余热”供热方式为主，天然气、电能、污水源、空气源热泵等清洁能源供热为补充的新型供热格局，实现百分百清洁能源供热。在保障民生取暖的同时有效推进了能源供给结构优化与生态环境改善的协同，清洁取暖工作年度评估绩效得分连续位列全国前列。

中国能源与环境协同发展尽管取得显著成效，在政策机制的推动下，协同发展已呈现出良好趋势，为能源合理利用与生态环境保护的良性互动奠定了坚实基础，**但随着能源转型进程的持续推进，挑战将如影随形。**长期以来，能源开发中积累的历史遗留问题尚未完全解决，包括煤矿退出后的土地修复、地下水治理及产业接续等系统性生态债务，以及过去高速发展期环境治理滞后于能源扩张所带来的结构性矛盾。与此同时，新一轮能源革命正带来新的复杂性，大规模风光电站生命周期环境影响的评估与管理体系仍不完善，新能源密集开发与生态敏感区保护的冲突日益显现。这些问题既涉及传统能源退出产生的环境和社会成本，也关乎新能源可持续开发所需的生态约束和制度保障。要实现“美丽中国”与“双碳”目标的深度融合，必须在巩固现有协同机制的基础上，在坚定信心的同时，要有履霜坚冰的忧患意识，识别能源转型中的历史遗留治理与新兴风险，从而实现真正的高质量协同。因此，第三章与第四章将关注传统能源产能淘汰与新能源蓬勃发展产生的或潜在的能源、资源、环境协同问题与挑战。

三、传统能源转型中能源资源环境协同的问题与挑战

（一）煤炭逐步退出引发的废弃煤矿的问题与挑战

1. 基本情况：煤炭退出数量增大是必然趋势

随着碳中和进程的到来，煤矿因落后淘汰及结构调整原因退出数量增大是必然事件。2014 年全国煤矿数量为 11000 处；2016 年，原煤产量降低与煤矿结构调整，煤矿关闭数量显著增加，全国煤矿数量降至 8000 处以内；2020 年全国煤矿数量进一步降低至 4700 处，其中年产 30 万吨以下的小型煤矿产量占比降至 10% 以下，尽管年产 120 万吨及以上的大型矿山因开采强度集中可能产生更强的区域生态扰动，但其规模化、标准化运营特性显著降低了污染监管难度，大型矿产产量占比提升至 80% 左右；2023 年全国煤矿数量降低至 4300 处。根据国家能源局统计，截至 2024 年年底，全国累计关闭煤矿超 6500 座，淘汰煤炭落后产能约 12 亿吨。

2. 现有政策

中国自 2009 年起逐步构建起矿山生态治理的法律法规与政策体系，推动治理工作从责任制度确立、法治化完善向市场化创新和技术标准化深度发展。

针对仍在开发但未来将退出的煤矿，相关法律法规强调“事前预防、过程控制、闭矿修复”的责任机制，强调企业主体责任，要求提前预留资金、制订方案、闭矿验收，实现“开采—修复”一体化。如根据《煤矿充填开采工作指导意见》（国能煤炭〔2013〕19 号）、《矿山地质环境保护规定》（2019 修订）（自然资源部令第 5 号）、《关于全面推行矿业权竞争性出让的意见》（自然资规〔2019〕7 号）、《中华人民共和国矿产资源法》（2019 年修正）、《关于进一步加强煤炭资源开发环境影响评价管理的通知》（环评〔2020〕63 号）和《煤矿土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T 43934-2024）《矿山土地复垦与生态修复监测评价技术规范》（GB/T 43935-2024）等法律法规，要求仍在生产的煤矿企业必须在开采期间就建立环境治理恢复基金、编制修复方案，并在闭矿前完成生态修复工作，经相关部门验收合格后方可正式退出。强调“谁开发、谁修复”，要求矿业权出让合同明确生态修复要求，强化事中事后监管，实现全过程责任闭环。

针对已历史退出的废弃煤矿（这类煤矿已关闭退出，往往责任主体缺失或不明确），相关法律法规强调“政府主导、社会参与、市场化运作”的修复机制，明确调查评估、资金筹措和责任认定方式，通过政策激励、资金支持、技术规范推动修复，解决“无人管、没钱修”的问题。如根据《土地复垦条例》（国务院令第 592 号）、《关于探索利用市场化方式推进矿山生态修复的意见》（自然资规〔2019〕6 号）、《国务院办公厅关于鼓励和支持社会资本参与生态保护修复的意见》（国办发〔2021〕40 号）、《黄河流域历史遗留矿山生态破坏与污染状况调查评价技术方案》（环办科财函〔2022〕185 号）、《历史遗留矿山核查技术规程》（TD/T 1071-2022）、《全国重要生态系统保护和修复重大工程总体规划（2021—2035 年）》等法律法规，对历史遗留废弃煤矿通过“财政资金+社会资本”多元投入，依托调查评估—分类修复—市场化激励路径推进。强调“谁修复、谁受益”，鼓励社会资本参与并获得土地、资源等权益。通过先核查评估、再差异化修复的策略，解决“无人管、没钱修”的问题。

3. 存在问题

（1）关停煤矿可能带来的生态环境问题

废弃矿井的酸性废水与重金属污染。废弃煤矿长期积存的矿井水通常呈酸性（pH 值低至 2.92），并含有高浓度的重金属（如镉、砷、锌等）。这类废水若未经处理直接排放，会通过地表径流和渗漏污染周边土壤与水源，威胁生物多样性及居民健康。部分废弃煤矿虽采取简单治理措施（如灌注石灰浆中和酸性废水），但沉淀物仍沉积水底，无法根治污染。

甲烷排放。甲烷（CH₄）作为一种强效温室气体，其全球增温潜势（GWP）在 20 年尺度上是二氧化碳的 80 倍以上，在 100 年尺度上约为 25~30 倍。废弃煤矿的甲烷排放约占全球能源相关甲烷排放的 40%。国际能源署（IEA）2023 年《全球甲烷追踪》报告也指出，煤矿是化石燃料行业中甲烷排放增长最快的领域之一。废弃煤矿的甲烷排放问题，长期以来受技术、经济可行性制约等原因，监管处于空白状态，问题一直未能得到有效解决。2024 年修订的《煤层气（煤矿瓦斯）排放标准》将禁止排放的甲烷浓度阈值从 30%降至 8%，但低浓度瓦斯（如乏风瓦斯，浓度低于 1%）仍面临监测和利用难题。

中国是全球最大的煤炭生产和消费国，也是废弃煤矿数量庞大的国家。初步估算，中国废弃煤矿总数在 1 万座左右，其中相当一部分矿井仍有持续的瓦斯（甲烷）溢出，每年可能排放数百万吨甚至上千万吨的甲烷，等效于上亿吨的二氧化碳，对中国实现“双碳”目标构成严峻挑战。

（2）技术与政策难题

技术复杂与标准缺失。弃矿井水治理需结合地质条件选择技术路线，但目前技术标准尚未统一，导致推广困难。甲烷减排技术如低浓度瓦斯直燃供热需突破设备防爆、精准监测等瓶颈，现有安全规程滞后于技术创新需求。

关闭后的煤矿权属责任主体不明确，收益分配机制缺失。采矿权与土地权属矛盾突出，造成修复后的煤矿归属有很大纠纷。大量小型、分散的煤矿关闭后，矿井回填、瓦斯抽采与利用等环节缺乏统一规划和资金投入，导致甲烷直接逸散。矿企业未履行修复义务，地方政府未建立长效监管机制，导致治理停滞。部分废弃矿山因无明确责任主体，修复后的矿山资源被收归国有并重新分配，企业承担修复成本却无法通过后续开发（如旅游、土地复垦）获取收益，引发政企矛盾。有些地方提出“前置式治理”理念，要求煤矿投产前完成压煤村庄搬迁和生态修复方案，但执行中仍缺乏利益协调机制。

（二）现代煤化工发展面临的环境问题

中国能源资源禀赋的特点及能源安全战略的需要，催生了中国现代煤化工的发展。相较于传统煤化工，现代煤化工在技术利用方面具有显著的先进性。目前，中国现代煤化工产量和技术均已位居世界先进水平，成为石化化工的重要补充。但同时，现代煤化工能源资源消耗高、碳排放量大、水资源约束等问题逐渐凸显。

1. 基本情况：现代煤化工产业规模逐年上升

现代煤化工以煤气化技术为核心，聚焦煤制烯烃、煤制油、煤制天然气、煤制乙二醇四大类产业。2017 年，国家发展改革委、工信部印发《现代煤化工产业创新发展布局方案》，规划了内蒙古鄂尔多斯、陕西榆林、宁夏宁东、新疆准东 4 个现代煤化工产业示范区。此后，现代煤化工的产业规模逐步扩大。《2025 年中国煤炭工业发展研究》指出，2024 年现代煤化工产业规模稳中有增，四大类产品总产量约 3173 万吨，同比增长 8.3%；来自中国石油和化学工业联合会的数据显示，2024 年，中国现代煤化工四大类产业的煤炭转化能力为 1.38 亿吨标准煤/年，煤炭转化量约 1.2 亿吨标准煤，替代油气当量约 3810 万吨。

2. 现有政策

中国在积极推动现代煤化工产业发展的同时，也同样注重能源环境的协同发展，要求现代煤化工产业在规模化布局过程中，兼顾能源安全、生态环保、水资源承载能力，构建绿色协同的开发体系、安全环保的生产体系，推动现代煤化工产业的绿色、低碳及高效发展。

2017 年，国家发展改革委、工业和信息化部印发《现代煤化工产业创新发展布局方案》，提出现代煤化工产业在发展过程中需要科学布局，如“选择在煤水资源相对丰富、环境容量较好的地区，规划建设现代煤化工产业示范区”；同时坚持综合治理，促进绿色发展，如“开展二氧化碳减排等技术应用示范，推动末端治理向综合治理转变，提高产业清洁低碳发展水平”。

2023 年，国家发展改革委联合生态环境部等部门，印发《关于推动现代煤化工产业健康发展的通知》，引导现代煤化工产业的规划布局、科技创新、低碳发展及安全环保。如在规划布局过程中，需要关注“国土空间规划、区域生态环境分区管控等要求，大气污染防治重点区域严禁新增煤化工产能”；在科技创新方面，“推动现代煤化工与可再生能源、绿氢、二氧化碳捕集、利用与封存（CCUS）等耦合创新发展”；在推动现代煤化工绿色低碳发展过程中，要“引导现有现代煤化工企业实施节能、降碳、节水、减污改造升级，加快挥发性有机物综合治理、高盐废水阶梯式循环利用、资源化深度处理，以及灰、渣等固体废弃物资源化利用”；同时在项目选址方面，还需要满足建设项目环评、“三同时”等环保要求。

此外，在 2024 年国家发展改革委等部门联合印发的《关于加强煤炭清洁高效利用的意见》中，将现代煤化工作为“典型”的煤炭清洁高效利用的技术路径之一，强调要“推动现代煤化工与绿电、绿氢、储能、二氧化碳捕集利用与封存等耦合发展，促进煤化工产业高端化、多元化、低碳化发展”。

鄂尔多斯市现代煤化工企业创新实践

内蒙古鄂尔多斯市是 2017 年国家发展改革委、工业和信息化部批准的 4 个现代煤化工产业示范区之一。2025 年 4 月，课题组走访了内蒙古鄂尔多斯市，实地走访了煤制油、煤制烯烃等 3 家现代煤化工企业，了解到了企业在绿色低碳技术、水资源综合利用中的创新应用。

利用先进环保设施实现煤炭的清洁高效利用。在走访国内最大规模的煤制烯烃装置和国家煤炭深加工示范项目中，企业通过建设 20 余套环保装置，如污水处理、废水回用、高盐水结晶和烟气脱硫脱硝等，实现了废水“零排放”、废气达标排放和固废合规处置。实现了整体能源清洁转化效率高于 44%，新鲜水耗低于 3 吨/吨标准煤。

创新项目管理模式，提升产业竞争力。企业按照一体化、园区化、集约化、产业联合的模式，在园区内形成企业间相互依存、相互支持的资源共享和副产品互换的产业共生组合，改变传统的工业生产体系，从而有效提高了资源和能源的利用效率，减少了中间产品的运输费用，使最终产品成本大幅降低，有效提高产品的市场竞争力。

建设二氧化碳捕集与封存（CCUS）重大示范项目。鄂尔多斯地区的全球首个 10 万吨/年二氧化碳捕集与深部咸水层封存全流程示范项目，成功解决了鄂尔多斯盆地陆相低渗透储层规模化封存的世界难题，截至 2024 年已安全稳定注入 CO₂ 达 30.26 万吨，技术达到国际领先水平。

推动煤化工与绿氢、风光电的耦合发展。通过采用煤化工与氢能一体化融合的绿色模式，企业建设了从甲醇羰基化制醋酸到 EVA、VAE 等化工产品的全产业链，对现有聚烯烃产业链进行延链、补链和强链。项目将消纳 3 万吨绿氢，扩能增产 24 万吨/年 MT0 级甲醇，并新建醋酸、醋酸乙烯、EVA、VAE 及 LNG 装置，实现煤化工耦合绿氢的降碳发展。建成后预计新增项目内部收益率达 20.35%，年均净利润 8.31 亿元。

此外，某企业正在规划建设 50 万吨/年离网型风光制氢合成绿氨技术示范项目，涵盖风光发电、电解水制储氢和合成绿氨三个核心部分。项目将采用自建可再生能源风光电站直供电的方式，将电力输送至制氢及合成氨工厂，作为电解水制储氢的电源。空分装置和合成氨装置优先利用配套的风光发电，同时与大电网连接，确保在风光发电不足时可通过电网补充电力，保障化工装置的正常生产，推动低碳发展。

3. 存在问题

(1) 现代煤化工减碳难题凸显

现代煤化工以煤炭作为原料，其固有的高碳氢比（C/H 比）使得煤炭转化为化工产品过程中产生二氧化碳高排放。2023 年，中国碳排放总量为 126 亿吨二氧化碳当量，现代煤化工行业（含煤制甲醇）的碳排放量约为 4.08 亿吨，占全国碳排放总量的 3.39%。

一是工艺的高能耗特性决定碳排放强度大。现代煤化工的生产流程较为复杂，绝大部分产品需先经过煤气化过程，将煤炭转化为合成气，再通过一系列化学反应逐步生成最终的化合物。相比之下，石油化工的原料为液态原油或天然气，本身就是碳氢化合物的混合物，仅需较短的工艺步骤即可生成下游基础化工品。煤炭的固态属性和较低的含氢量，使得现代煤化工在生产碳氢化合物时反应步骤更多，且固态物质气化对能量的需求更高。因此，在生成下游初始化工品时，石油化工的相态变化耗能更少，碳排放量也相对较低。以煤制烯烃为例，生产 1 吨烯烃需排放 5.8 吨 CO₂，而乙烷裂解法和石脑油制烯烃的 CO₂排放量分别仅为 0.78 吨和 0.93 吨。课题组在走访中了解到，煤化工尾气中 CO₂浓度高，虽然 CCUS 技术可减少碳排放，但封存成本高，且对地质条件要求严格，限制了其大规模应用。

二是面临巨大的碳控排政策及成本压力。政策法规方面，中国已提出“双碳”目标，全国碳排放权交易市场启动，当前发电、钢铁、水泥、铝冶炼四个行业已被纳入全国碳市场，随着日后石化、化工等更多的碳排放行业被纳入碳交易市场，现代煤化工企业将面临配额限制和碳交易成本，增加其运营负担，能耗双控政策也使其面临审批受限和节能改造压力，部分产品可能会进一步失去原有竞争力。同时，在此背景下社会公众对环境质量关注度提高，现代煤化工项目面临更大的社会监督压力。而在国际贸易中，欧盟碳边境调节机制等“碳关税”政策逐步实施，高碳排放的现代煤化工产品在国际市场上成本增加、竞争力下降，甚至可能被排除在某些市场之外。技术改造方面，产业链上、下游企业和消费者对绿色低碳产品需求增长，现代煤化工产品碳足迹过高会面临“去碳化”压力，然而低碳化转型需要巨额投资。如 CCUS 技术虽关键但成本高昂，延长石油、中石化齐鲁石化等企业虽有示范项目，但投资和运行成本巨大。目前现代煤化工项目的碳捕集主要需要对现有较高浓度 CO₂ 尾气进行进一步的精馏、提纯、加压，然而复杂的程序造成了更高的捕集成本。以某煤制油厂的 CO₂ 捕集成本为例，达到封存利用条件（99%以上）的可变成本可达 100~150 元/t，完全成本约为 189 万元/t。而在不考虑碳交易情景下，以典型煤制烯烃项目为例，吨产品 CO₂ 排放约为 10.5t（其中低温甲醇洗工段排放约 5.8t），低温甲醇洗工段 CO₂ 捕集成本按照 120 元/t 测算，则生产吨烯烃的 CO₂ 捕集成本约为 696 元，以 2024 年末烯烃市场价格大致估算，则每吨烯烃的碳捕集成本约占 10%。由此来看，尽管 CCUS 技术能够缓解一部分碳排放问题，但也会显著增加现代煤化工项目的成本，进一步削弱企业的盈利能力。

（2）浓盐水废水处理成本高及废盐处置与利用难

现代煤化工在生产过程中会产生大量高浓度、成分复杂的废水，其中浓盐水是最具挑战性的部分，其成分复杂，处理难度较大。以煤制油为例，煤炭直接液化每生产 1 吨油品将产生 4.8 吨废水，其中典型污染物浓度分别为：COD 含量为 2000~5000mg/L、氨氮为 200~600mg/L、氰化物为 10~30mg/L，而《污水综合排放标准》（GB8978-1996）则规定第二类污水排放的 COD 含量最高不得超过 500mg/L，氨氮含量不得超过 25mg/L，氰化物含量不得超过 1.0mg/L，都远低于煤制油废水的污染物含量，因此处理难度十分大。当前主流浓盐水处理工艺“超滤反渗透+蒸发结晶”，虽然能实现“废水零排放”，但其高成本、高能耗和副产品处理问题日益突出。

一是高能耗和高成本问题，当前普遍要求废水零排放，现代煤化工项目的环保投资占总投资的比例高达 15%。以鄂尔多斯地区为例，大型煤化工项目年产浓盐水可达数百万吨。采用 MVR（机械蒸汽再压缩）或多效蒸发技术处理每吨浓盐水，根据其盐度不同，能耗通常在 40~80kWh/吨水之间，其中甚至不包括预处理和反渗透的能耗。对于一个年产数百万吨浓盐水的项目，每年因浓盐水处理而产生的电费就高达数亿元人民币，显著增加了运营成本，也间接增加了碳排放。废水处理厂成本与企业经营目标形成尖锐矛盾，造成废水净零处理难以常态化和持续化运行。

二是浓盐水副产品处置与利用难。浓盐水蒸发后的结晶盐，如果不能有效高值化利用，则只能作为危险废物进行填埋，占用土地资源并存在雨水淋溶造成土壤和地下水二次污染的风险。利用纳滤膜和冷却结晶可以实现混合盐的分离，但这些技术还处于示范应用阶段，仍存在一定的不足，如纳滤分

离需要频繁更换纳滤膜，冷冻结晶存在不同程度的腐蚀、泄漏和堵塞问题等，目前整体经济性较差。且废水分盐处理后仍存在一定量的杂盐，需要作为危废处理，给企业造成了较大的经济负担，环境效益不高。此外，当前工业用盐在质量和理化指标方面，没有明确区分煤化工高盐废水进行分盐处理时与工业用盐特征不同的氨氮、重金属等有害物质的参数，这可能影响到现代煤化工项目下游的盐产品处理行业，造成二次污染等问题。

(3) 大气污染物排放制约空气质量改善

一是现代煤化工项目伴随较多大气污染物排放，成为制约区域空气质量持续改善的突出因素。典型工艺流程中，燃烧、气化、合成等环节均会释放大量的二氧化硫（SO₂）、氮氧化物（NO_x）、颗粒物（PM₁₀和PM_{2.5}）、挥发性有机物（VOCs）等污染物。鉴于实际监测数据的可得性与统计口径的统一性，将重点围绕二氧化硫（SO₂）和氮氧化物（NO_x）这两类排放量较大、管控标准明确且数据相对完整的污染物展开具体分析。

根据《大气污染物综合排放标准》《工业炉窑大气污染物排放标准》及《重污染天气重点行业绩效分级技术指南（煤化工）》等核心标准中最严格的排放限值要求，同时参考煤制甲醇、煤制烯烃等典型项目的工艺特性与废气量范围（如煤制甲醇对应3000~4000 m³/t、煤制烯烃对应4500~6000 m³/t），将现代煤化工产品的排放系数设定为：

表 1 现代煤化工各产品 SO₂ 与 NO_x 排放系数

产品	SO ₂ 排放系数 (kg/t)	NO _x 排放系数 (kg/t)
煤制甲醇	0.15	0.3
煤制油	0.38	0.6
煤制天然气 ⁶	0.22	0.4
煤制烯烃	0.56	0.35
煤制乙二醇	0.15	0.35

以鄂尔多斯地区为例，根据上述排放系数及近年来主要现代煤化工产品产量估算，自2020年以来，现代煤化工的SO₂与NO_x排放总量呈现显著上升趋势。在整体工业污染物排放总量稳中有降的背景下，现代煤化工却逆势增长，成为新增污染物的重要来源。2020年鄂尔多斯现代煤化工产业SO₂排放量约0.24万吨，NO_x排放量约0.38万吨，到2023年，SO₂排放量约0.37万吨，NO_x排放量约0.57万吨，分别增长了54.2%和50%。

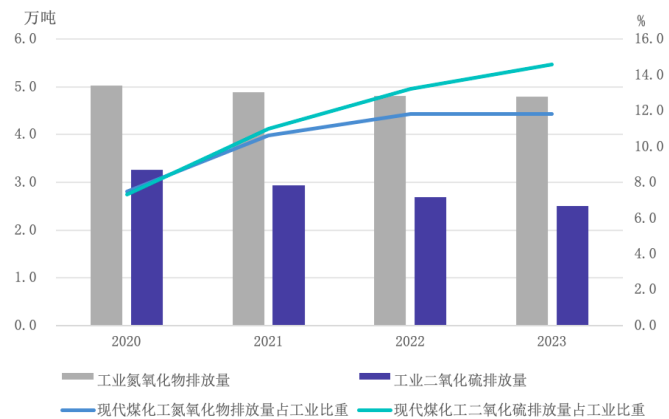


图 6. 2020—2023 年鄂尔多斯工业氮氧化物、二氧化硫排放及现代煤化工占比情况

⁶ 注：煤制天然气的排放系数单位为 kg/km³

尽管传统工业减排成效逐渐显现，但现代煤化工的排放问题正在部分抵消这些成效，成为区域大气环境改善的主要掣肘因素之一。现代煤化工高污染、高排放特性对环境控制目标构成了现实挑战，必须引起足够重视，并加强对现代煤化工行业排放总量控制和清洁技术约束，避免“以新污抵旧减”的局面。

二是现代煤化工气体排放物治理技术有待提高。现代煤化工气体排放物多组分混杂，难以控制，气化过程中产生的 VOCs 种类繁多（如烷烃、烯烃、芳烃、含硫/氮化合物等），很多 VOCs 具有毒性和挥发性，现有治理技术在处理高浓度、多组分、痕量级 VOCs 时，效率和稳定性有待提高，且运行成本较高。现代煤化工装置的复杂管线、储罐、装卸等环节易产生无组织排放的 VOCs，要实现对其进行精准捕集并高效处理，还需要高灵敏度的泄漏检测和修复（LDAR）技术及高效低成本的末端治理技术。此外，也存在低浓度、微量有毒有害气体治理难题，煤的气化和燃烧过程可能产生微量的二噁英、砷、汞等剧毒物质，现有的检测技术灵敏度、准确性有待提高，且针对这些痕量物质的高效吸附剂、催化剂等特效治理技术研发相对滞后。

三是现代煤化工大气污染物排放管理仍有不足。现有的监管体系可能侧重于单一污染物，而对 SO₂、NO_x、VOCs、PM、NH₃ 等多种污染物联合管控的联动机制不完善。部分企业受限于成本，依然使用老旧设备处理 VOCs，或无法将大气污染物治理装置常态化运行，使得治理效果不佳。并且监测数据未纳入统一平台，跨区域联防联控机制缺失。

四、新能源大力发展可能面临的资源环境问题

（一）基本情况：新能源快速发展，风、光发电实现新突破

中国可再生能源发展迅速，近十年实现跨越式发展，已构建起全球最大、发展最快的可再生能源体系，可再生能源发电装机占比由 40% 提升至 60% 左右。2024 年中国可再生能源装机同比增长超 23%，约占总装机的 56%，成为保障电力供应的新力量。2025 年可再生能源继续保持新增装机的主体地位，接近全国总装机的六成。

可再生能源发电也实现新突破。2025 年上半年全国可再生能源发电量达 17993 亿千瓦时，同比增加 15.6%。可再生能源发电量接近全国总发电量的四成，超过同期第三产业用电量与城乡居民生活用电量之和。风电、光伏新增发电量超过全社会用电量增量。

新能源的快速规模化发展也给生态环境和资源保护带来了挑战。风电、光伏发展对土地等资源的需求，运行过程中对生态和环境的影响，以及退役后的回收利用，都因其快速发展而凸显。

（二）现有政策

现有的法律法规、能源发展规划以及配套的相关政策，已经对新能源发展过程中的生态环境影响加以关注，不同程度地提出了政策要求。2025 年 1 月 1 日起施行的《中华人民共和国能源法》指出：“从事能源开发利用活动，应当遵守有关生态环境保护等法律法规的规定，减少污染物和温室气体排放，防止对生态环境的破坏。”2022 年发布的《“十四五”现代能源体系规划》指出要“加强能源生态环境保护政策引领，依法开展能源基地开发建设规划、重点项目等环境影响评价，完善用地用海政策，严格落实区域‘三线一单’生态环境分区管控要求”。同时，针对可再生能源的发展，《“十四五”可再生能源发展规划》也强调要“践行绿水青山就是金山银山的发展理念，把生态环境保护摆到更加突出的位置，贯穿到可再生能源规划建设全过程”。

随着新能源的大规模快速发展，针对新能源发展过程中出现的设备退役回收、用地管理等特征性问题，相关主管部门也及时出台了技术和管理措施。如，针对新能源设备的退役回收，国家发展改革委于 2023 年发布《关于促进退役风电、光伏设备循环利用的指导意见》，提出要“积极构建覆盖绿色设计、规范回收、高值利用、无害处置等环节的风电和光伏设备循环利用体系，补齐风电、光伏产业链绿色低碳循环发展最后一环”；工信部等七部门于 2024 年发布的《关于加快推动制造业绿色化发展的指导意见》中要求“加快废旧光伏组件、风力发电机组叶片等新型固废综合利用技术研发及产业化应用”；生态环境部也于 2024 年发布《废光伏设备回收处理污染控制技术规范（征求意见稿）》，规定了“废光伏组件、支架等设备在拆卸、收集、运输、贮存、拆解、综合利用及处置全过程的污染控制技术要求”。同时，针对新能源开发过程中的用地管理，自然资源部也于 2023 年发布了《关于支持光伏发电产业发展规范用地管理有关工作的通知》，提出“引导合理布局，用地实行分类管理，加快办理项目用地手续，加强用地监管，稳妥处置历史遗留问题”。此外，基于国际贸易政策和市场准入规则，从全生命周期的角度关注新能源发展的生态环境影响已受到国际社会的广泛关注。而中国碳足迹管理制度的逐步完善将有助于追溯新能源设备在产业链前端资源开采、生产制造环节的污染排放和资源消耗，为从全生命周期的角度关注新能源发展的生态环境影响提供了基础。生态环境部在其发布的《产品碳足迹管理体系建设进展报告（2025）》中指出，中国碳足迹管理体系的“两大基石”（产品碳足迹核算标准和碳足迹因子数据库）及“三项制度”（产品碳标识认证制度、产品碳足迹分级管理制度以及碳足迹信息披露制度）已初步建立。同时，生态环境部联合国家统计局等相关部门发布了全国 2023 年度燃煤发电、燃气发电、水力发电、核能发电、风力发电、光伏发电、光热发电、生物质发电、输配电及全

国电力碳足迹因子，并完善常规化发布机制；特别是，光伏行业产品碳足迹管理体系也正在加快推进中，这都将有助于促进新能源产业链供应链的绿色低碳发展。

（三）存在问题

1. 生态环境影响防治制度尚不健全

随着风电、光伏发电的迅猛发展，现行的环境管理要求已不能适应生态环保的新要求。一方面，风电、太阳能发电作为新兴产业，现有的环境政策多沿用传统的建设项目环境影响评价管理办法，缺乏特定的细化评价指南。另一方面，近年来出台的政策多聚焦在风光退役设备的回收，但如何在风光发电行业发展的前期规划阶段，将行业的发展与规划环评、生态环境分区管控、环境准入要求等具体政策相结合，进而实现源头预防，还缺乏细化的指导意见。此外，国家已明确了在“沙戈荒”、采煤沉陷区等土地利用价值低的区域发展新能源，但如何在污染地块、矿山废弃地建设新能源的政策并不完善。

2. 风光设备即将规模化退役

2023 年，中国退役风电设备回收金属等资源 5 万多吨，回收光伏组件约 10 万多片，回收资源 6000 多吨。相关部门及时发布了一系列政策推动风光退役设备的回收处置，但受限于行业标准规范不健全、市场质量监管不充分等相关问题，不科学、不完全回收处理导致的资源浪费、环境污染现象时有发生。比如，光伏组件回收利用流程复杂，但缺乏针对收储运、拆解过程产生污染的控制方案，缺少对回收处置企业尤其是针对小工厂、小作坊等的制度约束和技术指导。此外，风机组件回收利用面临运输成本高、技术不成熟、责任主体不明确等现实问题，缺少相应配套制度标准和财税支持政策，导致行业和企业回收利用积极性不高。

3. 用地等资源困境是重要制约因素

有研究预测，为实现碳中和远景目标，在风电、光伏集中式和分散式发展并举前提下，完成 60 亿 kW 新能源装机需要永久性征用 3.74 万~7.75 万平方公里的土地，而在“沙戈荒”地区开展大型风光基地建设及利用采煤沉陷区发展光伏基地已成为新能源开发的主战场。但“沙戈荒”基地的新能源就地消纳与外送通道规划不完善，同时，“沙戈荒”基地、采煤沉陷区土地的利用要求也制约着新能源的开发。一是“沙戈荒”用地功能被碎片化分割。“沙戈荒”地区多用于开发集中式光伏、风电发电项目，虽然不占用农地、林地，在开发过程中不改变土地用途，但因其多位于生态功能区，部分地区包含大量沙化封禁保护土地；一些地方将未利用地调整为基本农田、林草地等限制性发展区域。选址被碎片化分割，影响了项目集中布局和集约开发。二是缺少对采煤沉陷区再利用的制度安排。资源型城市发展新能源的重要方式之一，是通过对采煤沉陷区加以生态修复等创新模式发展光伏项目，以实现拓展新能源用地及提高土地综合利用效率的协同效果。但在实施过程中，出现了项目土地已是沉陷区荒山、沙地等闲置区域，但在国土空间规划图中的标识却是宅基地、商业用地，甚至是耕地、林地等土地属性。土地性质调整的滞后性成为制约光伏项目“落地难”的重要问题之一。

五、对能源环境协同创新促进高质量发展的建议

（一）建立国家层面综合预警协调机制

针对未来煤矿逐步退出、现代煤化工规模化发展、新能源持续大力发展可能产生的重大环境资源问题，在国家层面建立综合预警协调机制，并在未来五年期间开展“前瞻性预案”研究，筑牢能源环境协同高质量发展风险防线。

实践中，中国环境质量改善速度、新能源发展的速度规模与成本下降幅度，以及能源消费增速、煤炭消费总量、煤电发展规模等指标，多次超出一些专家预测或规划预期，导致政策与规划要素间出现协同性不足，对能源产业健康发展带来较大隐患。未来五到十年是中国碳达峰与美丽中国建设两个重大战略目标实现的关键阶段，确保能源与环境的高水平协同至关重要。

一是建立国家层面预警协调机制：成立多部门、多行业（包括国家级行业协会）的综合研究与协调机构，整合各方资源，开展“早谋、深研、实备”的综合性、交叉性研究，科学制定预案，在战略层面掌握防范系统性风险的主动权。

二是构建“前瞻性预案”体系：科学评估新能源转型与化石能源退出速度，开展产业演变路径及能源环境资源多维度调控机制的前瞻研究，制定更具“韧性”的政策，抵御形势波动、自然灾害等因素对能源转型的冲击，形成一套科学研判、精准响应、动态优化的预案构建方法论和治理框架，在战术层面夯实高质量发展的风险防范基础。

（二）加快应对气候变化顶层法律体系立法

尽快启动并完成应对气候变化顶层法律体系立法工作，作为统筹能源转型、环境保护与气候治理的顶层法律基础，为实现高质量发展与“双碳”目标筑牢长期稳定法治保障。

当前中国应对气候变化行动主要依赖顶层政策文件和部门规章推动，在推进“双碳”工作中，虽已形成以“1+N”政策体系为核心的全面性部署，但存在系统性不足、法制基础薄弱、与现有能源环境法律协同性不足等问题。建议通过国家级立法，将经实践验证有效的国家战略、管理体制、“双碳”责任机制与重大制度举措法定化，明确各级政府、行业及市场主体在能源结构优化、产业低碳转型、气候治理中的法定责任与义务，系统规制减缓和适应气候变化的各项活动，强化气候治理与能源、环境等领域现有法律法规的协同性和一致性，提升国家气候治理能力的法治化、规范化和制度化水平。

（三）深化能源环境协同创新研究

能源安全发展、绿色发展、高效（经济）发展三要素既对立又统一，相互依存、不可分割，需在可持续发展理念约束下实现动态平衡。能源环境协同创新的核心要义，就是要在高质量发展约束下，在协同推进降碳、减污、扩绿、增长的要求中，识别发展中新旧转换的“不协同”问题，分析问题根源与产生的条件，探索破解路径。前期研究完成了问题的初步筛选与分析，提出初步框架性建议。后续需从以下两方面深化研究：

一是研究制定未来五年及中长期协同发展路线图。结合“双碳”目标和美丽中国建设的重要时间节点，设定近、中、远期发展目标，描绘煤矿淘汰落后产能、现代煤化工规划发展、新能源有序发展与环境资源的协同路径。探索煤矿退出的环境代价最小化路径，研究传统能源基地综合转型、生态修复补偿、能源环境监测监管的多部门协同机制；探究现代煤化工发展路径，规划其与新能源产业耦合发展模式，推动产业绿色升级；创新新能源有序发展规划方法，科学评估新能源基地全生命周期环境

影响，提出生态环境保护政策与技术方案，调整完善重点区域（如新能源基地）生态环境影响监测体系。

二是探索跨部门、跨区域决策机制与协同政策工具包。研究跨部门关键政策工具组合优化、绿色低碳标准体系构建、能源环境风险预警体系建设与监管执法联动协同机制；探索区域协同路径，通过“飞地经济”⁷等模式优化跨区域能源布局，设计能源开发的生态补偿、转型成本分摊机制与协同治理机制。

⁷ “飞地经济”是一种打破行政区划限制的区域经济合作模式。具体指在行政上互不隶属的两个及以上地区，打破行政区划界限，在平等协商、自愿合作的基础上，以生产要素的互补和高效利用为直接目的，在特定区域合作建设开发各种产业园区，通过规划、建设、管理和利益分配等合作和协调机制，实现互利共赢的区域经济发展模式。

参考文献

- [1] 邹庆治. 全球环境治理合作的现实困境与中国战略选择[J]. 当代世界社会主义问题, 2025, (1):128-137+168.
- [2] 《人民日报》评论部. 正确处理高质量发展和高水平保护的关系[N]. 《人民日报》, 2023-08-09(005).
- [3] IEA. World Energy Outlook 2023[EB/OL]. (2023-10) [2025-07-10]. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>.
- [4] IPCC. Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report[EB/OL]. (2022-04-04) [2025-07-10]. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3>.
- [5] Liu Z, Deng Z, He G, et al. Challenges and opportunities for carbon neutrality in China[J]. Nature Reviews Earth & Environment, 2022, 3(2):141-155.
- [6] UNEP. Emissions Gap Report 2023: Broken Record – Temperatures Hit New Highs, Yet World Fails to Cut Emissions (A gain)[EB/OL]. (2023-11-20) [2025-07-10]. <https://www.ditan.com/static/upload/file/20250117/1737093852155783.pdf>.
- [7] 中华人民共和国生态环境部. 中华人民共和国气候变化第一次双年透明度报告[EB/OL]. (2023-12-31) [2025-07-10]. <https://www.mee.gov.cn/ywgz/ydqhbh/wsqtkz/202401/P020240101419307109215.pdf>.
- [8] 中华人民共和国国家统计局. 中国统计年鉴 2024[R]. 北京: 中国统计出版社, 2024.
- [9] IRENA. World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5 °C Pathway[EB/OL]. (2023-06-20) [2025-07-10]. <https://www.irena.org/publications/2023/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>.
- [10] He G, Lin J, Sifuentes F, et al. Rapid cost decrease of renewables and storage accelerates the decarbonization of China's power system[J]. Nature Communications, 2020, 11: 2486. DOI:10.1038/s41467-020-16184-x.
- [11] IEA. Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector[EB/OL]. (2021-05-18) [2025-07-10]. <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>.
- [12] 国家能源局. 2022 年度全国可再生能源电力发展监测评价报告[EB/OL]. (2023-09-07) [2025-07-10]. https://zfxgk.nea.gov.cn/2023-09/07/c_1310741874.htm.
- [13] 国家能源局. 2023 年度全国可再生能源电力发展监测评价报告[EB/OL]. (2024-10-10) [2025-07-10]. https://zfxgk.nea.gov.cn/2024-10/10/c_1310787115.htm.
- [14] 国家发展改革委. 关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见[EB/OL]. (2022-01-30) [2025-07-10]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-02/11/content_5673015.htm.
- [15] 中华人民共和国国务院. 2030 年前碳达峰行动方案[EB/OL]. (2021-01-26) [2025-07-10]. https://www.gov.cn/zhengce/content/2021-10/26/content_5644984.htm.
- [16] UN Climate Change Conference (COP28). COP28 Agreement Signals “Beginning of the End” of the Fossil Fuel Era[EB/OL]. (2023-12-13) [2025-07-10]. <https://unfccc.int/news/cop28-agreement-signals-beginning-of-the-end-of-the-fossil-fuel-era>.
- [17] IRENA. Record Growth in Renewables, but Progress Needs to be Equitable[EB/OL]. (2024-03-27) [2025-07-10]. <https://www.irena.org/News/pressreleases/2024/Mar/Record-Growth-in-Renewables-but-Progress-Needs-to-be-Equitable>.
- [18] IEA. Renewables 2023[EB/OL]. (2024-01) [2025-07-10]. <https://www.iea.org/reports/renewables-2023>.
- [19] 中国电力企业联合会. 中国电力行业年度发展报告 2024[R]. 北京: 中电联, 2024.
- [20] 国家发展改革委. 关于加快推动新型能源体系发展的实施意见[EB/OL]. (2024-07-25) [2025-07-10]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202408/content_6966863.htm.
- [21] 生态环境部. 中国应对气候变化的政策与行动 2023 年度报告[EB/OL]. (2023-10-27) [2025-07-10]. <https://www.mee.gov.cn/ywgz/ydqhbh/wsqtkz/202310/W020231027674250657087.pdf>.
- [22] 中华人民共和国国家统计局. 中国能源统计年鉴 2023[R]. 北京: 中国统计出版社, 2023.
- [23] 中国可再生能源学会. 中国可再生能源发展年度报告 2023 年度[R]. 北京: 中国可再生能源学会, 2023.
- [24] USIP. COP28: Transitioning Away from Fossil Fuels, But No Deal on a Phase-out[EB/OL]. (2023-12-14) [2025-07-10]. <https://www.usip.org/publications/2023/12/cop28-transitioning-away-fossil-fuels-no-deal-phase-out>.

- [25] 电力规划设计总院. 中国能源发展报告 2023[R]. 北京: 人民日报出版社, 2023.
- [26] 陶怡,王强,田华,等.现代煤化工项目 CCUS 减排路径问题分析[J].中国煤炭,2023,49(02):103-108.
- [27] 王建立,温亮.现代煤化工产业竞争力分析及高质量发展路径研究[J].中国煤炭,2021,47(03):9-14.
- [28] Shi J, Huang W, Han H, Xu C. Review on treatment technology of salt wastewater in coal chemical industry of China[J]. Desalination, 2020, 493: 114640.
- [29] 李辉, 庞博, 朱法华, 等. 碳减排背景下我国与世界主要能源消费国能源消费结构与模式对比[J]. 环境科学, 2022, 43(11):5294-5304.
- [30] Zeng J, Bao R, McFarland M. Clean energy substitution: The effect of transitioning from coal to gas on air pollution[J]. Energy Economics, 2022, 107:105816.
- [31] Zhao J, Duan Y, Liu X. Study on the policy of replacing coal-fired boilers with gas-fired boilers for central heating based on the 3E system and the TOPSIS method: A case in Tianjin, China[J]. Energy, 2019, 189:116206.
- [32] Liu H, Khan I, Zakari A, et al. Roles of trilemma in the world energy sector and transition towards sustainable energy: A study of economic growth and the environment[J]. Energy Policy, 2022, 170:113238.