中国环境与发展国际合作委员会

专题政策研究报告

# 传统能源地区绿色公正转型路径研究



2026




中国环境与发展国际合作委员会

专题政策研究报告

# 传统能源地区绿色公正转型路径：以煤炭三角区为例

中国环境与发展国际合作委员会2026年年会

2026年9月

# 专题研究项目组成员

（中外组长、成员、支持专家及协调员姓名、单位、职务/职称）

**中外组长*：**

| | |
|---|---|
| 王金南 | 中国工程院院士、生态环境部环境规划院名誉院长 |
| 吕文斌 | 国家发展和改革委员会能源研究所所长 |
| Pete Harrison | 国际环保协会执行总裁 |
| Helen Mountford | 气候工作基金会总裁兼首席执行官 |

**中外副组长*：**

| | |
|---|---|
| 张晓华 | 气候工作基金会北京代表处首席代表 |
| 秦　虎 | 美国环保协会副总裁，北京代表处首席代表 |

**中外成员*：**

| | |
|---|---|
| 阮梓纹 | 生态环境部环境规划院助理研究员 |
| 蔡博峰 | 生态环境部环境规划院研究员 |
| 田智宇 | 国家发展和改革委员会能源研究所研究员 |
| 王　璐 | 国家发展和改革委员会能源研究所助理研究员 |
| 高　霁 | 美国环保协会北京代表处高级政策顾问 |
| 黄海莉 | 美国环保协会北京代表处中国能源转型项目总监 |
| 李晓梅 | 美国环保协会北京代表处电力项目副主任 |
| 胡　弦 | 美国环保协会经济学家 |
| 杜沫儒 | 美国环保协会北京代表处生态项目高级专员 |
| 王秋霞 | 气候工作基金会北京代表处战略规划总监 |
| 陈　怡 | 气候工作基金会北京代表处清洁能源转型项目总监 |
| 刘明明 | 气候工作基金会北京代表处电力项目主任 |
| 胡　敏 | 绿色创新发展研究院（iGDP）主任，西班牙 IE 大学公正转型实验室联合主任 |
| 涂建军 | 博众智合能源转型中国首席顾问 |
| 陈吕军 | 清华大学环境学院教授 |
| 田金平 | 清华大学环境学院研究员 |
| 袁　进 | 太原理工大学环境与生态学院教授，山西省煤炭加工利用学会副理事长 |
| 陈　莎 | 北京工业大学环境科学与工程学院教授 |
| 陈潇君 | 生态环境部环境规划院正高级工程师 |
| 王志凯 | 生态环境部环境规划院高级工程师 |
| 张　哲 | 生态环境部环境规划院助理研究员 |

| | |
|---|---|
| 臧宏宽 | 生态环境部环境规划院助理研究员 |
| 赵文博 | 博众智合能源转型项目主任 |
| 杨　舟 | 博众智合能源转型地方转型项目主任 |
| 张黛阳 | 博众智合能源转型地方转型项目咨询师 |
| 程　志 | 宁夏清洁发展机制环保服务中心总工程师 |
| 杨　帆 | 内蒙古自治区生态环境低碳发展中心副科长 |
| 朱汉武 | 北京计鹏信息咨询有限公司绿色发展研究院副院长 |

**支持专家:**

| | |
|---|---|
| 李　忠 | 国家发展和改革委员会能源研究所副所长 |
| 廖　原 | 中国环境科学学会气候投融资委员会副秘书长 |
| 程　章 | 山西省能源研究会理事长 |
| 韩文科 | 国家发展和改革委员会能源研究所高级顾问 |
| 胡秀莲 | 国家发展和改革委员会能源研究所研究员 |
| 郭　敬 | 生态环境部国际合作司原司长 |
| 别　涛 | 生态环境部法规与标准司原司长 |
| 梁志鹏 | 中国能源研究会可再生能源专委会主任委员 |
| 王志轩 | 中电联专家委员会副主任委员，国家气候变化专家委员会委员 |
| Béla Galgóczi | 欧洲工业协会高级研究员 |
| 曹　丹 | 橡树基金会气候、能源和环境保护事务官 |
| Patricia Espinosa | 联合国气候变化框架公约原执行秘书 |
| Mark Watts | C40 城市气候领导联盟执行总裁 |
| 杨富强 | 北京大学能源研究院气候变化与能源转型项目高级顾问 |
| Sonia Medina | 儿童投资基金会气候变化部执行主任 |
| Fabby Tumiwa | 印尼基本服务改革研究所执行主任 |
| David Elzinga | 亚洲开发银行首席能源专家 |

**中外协调员:**

| | |
|---|---|
| 蔡博峰 | 生态环境部环境规划院研究员 |
| 田智宇 | 国家发展和改革委员会能源研究所研究员 |
| 高　雾 | 美国环保协会北京代表处高级政策顾问 |
| 王秋霞 | 气候工作基金会北京代表处战略规划总监 |

* 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。

# 执行摘要

当前，国际气候治理正由目标承诺阶段加快走向国内履约、政策落地阶段，由单纯重视减缓和适应气候变化走向统筹发展和减排、推动公正转型的综合治理阶段。地缘政治冲突、全球能源格局重塑与绿色贸易发展演进，进一步推动能源安全、产业发展和低碳转型议题深度交织。中国正处于推动碳达峰行动、构建新型能源体系、建设美丽中国、落实2035年国家自主贡献的关键阶段，加快煤炭资源型地区经济社会发展全面绿色转型，是确保协同实现发展、减排和安全目标的关键支撑。以晋陕蒙宁四省为核心的“煤炭三角区”，既在中国煤炭供应、煤电外送和基础原材料供给格局中占据重要地位，又是新能源资源丰富、新兴产业发展迅速的重点区域；既面临高碳产业集聚、生态环境压力显著和转型风险相对集中等困难挑战，又具有协同推进能源转型和产业升级、发展新质生产力等战略机遇。研究煤炭三角区的绿色公正转型路径，对于统筹实现高质量发展、能源安全与气候目标，创新资源型地区绿色低碳发展路径，为国内外类似地区探索兼顾发展、减排与公平的转型模式，都具有重要示范和借鉴意义。

## 一、研究方法与重点

研究综合采用文献研究、实地调研、专家咨询、政府座谈与量化分析等方法，系统梳理国内外传统能源地区绿色公正转型政策与典型实践，并围绕山西、内蒙古、陕西和宁夏四省区及吕梁、阳泉、包头、榆林、石嘴山五个典型城市开展调研，重点识别能源结构、煤基产业、就业、园区建设和生态环境等方面的转型约束与政策需求。在此基础上，依托CAEP-CP 3.0 模型开展区域能源与排放路径、新能源潜力、减排技术和碳移除情景分析，结合多区域投入产出模型刻画区域产业关联与隐含碳驱动关系，并采用平准化度电成本、制氢成本等指标评估风光和绿氢经济潜力，综合比较四省区及典型城市的差异化转型路径、经济效益与碳达峰进程。

## 二、主要发现与结论

**（1）应对气候变化、改善区域生态环境质量、保障能源安全和提升产业竞争力，成为传统煤炭资源型地区转型发展面临的多重约束。煤炭、煤电、煤化工等煤基产业加快转型的必要性和紧迫性空前凸显——如不抓住“十五五”碳达峰前的关键窗口，不仅将面临高碳锁定的风险，也将丧失培育绿色低碳新兴产业、重塑区域竞争优势的历史机遇。**在俄乌冲突延宕、中东局势持续紧张和全球能源供应格局加快重构的背景下，国际油气供给整体紧缺、价格大幅震荡，保障能源安全成为各国发展的优先考量。各国能源政策的重点正由短期保供逐步转向提升能源系统的长期自主可控水平和安全韧性。发展清洁能源也不再只是环境和气候议题驱动，而被赋予保障能源安全、带动产业升级和增强经济竞争力的多重使命。从国内看，“十五五”时期，中国将全面实施碳排放“双控”制度，加快构建新

型能源体系，落实煤炭消费达峰的目标。同时，“十五五”规划在煤炭三角区布局了化石能源生产基地、新型能源基础设施、绿色氢氨醇规模化发展、风电光伏基地等一批重大标志性项目，形成了**“保供压力不减、控碳要求严格、新产业赛道同步打开”**的复杂格局。在这种背景下，传统煤炭资源型地区不能再延续依靠煤炭和煤基产业规模扩张带动发展的传统路径，必须在有限窗口期内，统筹煤炭兜底保供、煤电差异化转型和有序退役、新能源发展和利用、接续和替代产业培育、就业过渡和生态修复，探索协同推进能源安全、绿色低碳发展、产业竞争提升与公正转型的系统路径。

**（2）煤炭三角区转型问题不仅事关本区域发展未来，更事关全国双碳目标实现和高质量发展大局。现阶段该地区的转型困境，本质上是全国能源供给、消费格局和产业分工体系的结构性问题，其破解不能仅靠地方自身努力，而需在全国层面建立成本分担与利益共享机制。**2025 年，煤炭三角区四省区煤炭产量 34.99 亿吨，占全国总产量的 72.4%；原煤消费量占全国 29.4%，其中化工、钢铁和电力行业原煤消费分别占全国同行业的 62.0%、34.7%和 27.1%。区域二氧化碳排放约 25.0 亿吨，占全国约 20%，其中火力发电排放约 14.6 亿吨，占区域排放的 59%。此外，近三年区域年均外调煤炭约 19.5 亿吨，占产量的 56.5%；2025 年外送电量超过 6000 亿千瓦时，其中绿电约 1300 亿千瓦时。从煤炭三角区煤炭及煤基产品的需求来源看，广东、河南、江苏、浙江和北京是五大需求来源地，由相关需求引致的碳排放分别为 0.961 亿吨、0.709 亿吨、0.599 亿吨、0.558 亿吨和 0.525 亿吨。上述数据表明，该区域高碳产能和环境压力，很大程度上服务于保障外区能源消费、原材料需求和产业链分工。《新型能源体系建设“十五五”规划》中明确，晋陕蒙宁在全国能源空间布局中承担化石能源兜底保供和非化石能源增量供给的双重功能。基于全国能源系统与产业链协同发展格局，该地区应统筹系统推进绿色公正转型。立足跨区域能源消费、隐含碳排放、绿电消费责任，建立跨省绿电溢价共担机制，引导能源受端地区合理支付绿色溢价，将资源地绿色资源优势转化为发展收益。同步构建由能源消费地、受电地区和受益产业协同的转型成本分担机制，有序推动煤炭减量退出，可再生能源规模化发展、接续替代产业培育、生态修复等工作，支撑全国平稳构建以非化石能源为主的新型能源体系。

**（3）煤炭三角区四省区资源禀赋、生态约束和产业基础差异显著，传统产业转型和接续替代产业培育应坚持错位布局、分类施策，避免转型模式同质化复制。**模型测算表明，新能源发电与装备制造、氢能和碳移除“新三大建设”将逐步成为对冲煤基产业收缩、重塑煤炭三角区增长结构的重要动力。受资源禀赋、产业基础和生态约束差异影响，四省区转型重点应各有侧重。内蒙古有低成本风光资源和碳封存潜力，应重点发展绿电绿氢、新能源装备和碳移除产业；山西发挥焦化产业基础，适宜推进煤层气和焦炉煤气利用、产业链延伸及存量煤基产业低碳改造；陕西依托陕北风光资源和现代煤化工基础，以榆林为重点，加速推进绿氢耦合规模化应用，推动产品低碳化高端化和园区碳源汇匹配；宁夏立足水资源和生态承载约束，可大力推进宁东基地存量优化、资源循环利用和节水降碳技术。与此同时，从行业来看，区域碳排放高度集中于化工、钢铁和电力行业，全国 70%以上的现代煤化工产能集聚于此，煤制烯烃、乙二醇等产品碳排放强度达 3.6～10.7 吨 $CO_2$/吨，

约为同类石化产品的 3 倍，煤化工深度脱碳压力尤为突出。面对煤炭消费达峰、碳排放双控和“双碳”综合评价考核约束，区域转型需要同步开展传统产业改造与接续产业培育，推进煤炭、煤电、煤化工和冶金材料等产业低碳转型。各地可结合自身条件发展绿色装备、低碳材料、绿色氢氨醇、碳管理、绿色算力和生产性服务业，提升绿能本地消纳水平和产业链增值能力。水资源、大气环境和生态承载力构成产业布局的刚性约束，产业转型需与生态治理协同推进。不同省份的产业定位、转型节奏存在客观差异，统筹“十五五”重点任务与“十六五”及更长周期布局，防范新兴产业出现低水平重复建设问题。

**（4）煤炭三角区典型资源型城市在能源功能、产业依赖和转型条件等方面差异显著，需要因城施策、分阶段推进，统筹稳增长、保就业与深度减排等多目标。**通过对煤炭三角区五个典型城市进行对比分析：榆林目前仍承担煤炭保供和现代煤化工发展任务，尤其值得关注的是，煤化工作为 “十五五”期间的重要产业，将带来显著的碳排放增量，这一高碳产业锁定了全市 42.8%的直接就业，使转型面临沉重的社会成本；吕梁焦煤、焦化产业比重较高，就业占比约 14.1%，面临传统产业收缩和附加值偏低的双重压力；阳泉和石嘴山分别进入煤炭产量平台期和资源衰退阶段，但煤电、煤化工等传统产业仍是经济和就业的重要支撑，煤基产业就业占比分别为 23.9%和 25.0%；包头已经初步形成产业多元化的格局，煤基就业占比仅 5.8%，但钢铁、电解铝等高载能行业仍面临较大减排压力。在省级目标向下传导至城市层面的过程中，不同城市呈现出明显分化。城市公正转型规划需要兼顾产业调整、接续产业培育、就业转换、资产处置、生态修复和社会保障等多重任务。能源保供型、传统产业依赖型、资源衰退型和转型基础较好城市，其转型条件各不相同，与之相对应，目标考核、资金保障和利益共享需适配各城市功能定位、转型阶段和社会承受能力，以此实现减排、产业发展、就业稳定和社区可持续发展的协同效果。

**（5）煤炭三角区高耗煤园区占比较高，应以零碳园区建设为牵引，推进传统产业园区由高碳向低碳、近零碳加快转型；以零碳贸易示范区为抓手，推进新兴产业、外向型产业实现零碳跃升发展。**煤炭三角区区县级以上园区单位能耗碳排放强度普遍高于 1.5 吨 $CO_2$/吨标准煤，以煤炭开采、煤电、煤化工和冶金为主的煤基园区占 23.5%，其中煤化工园区碳排放约占区域园区排放总量的 27%，针对这一类型园区，应结合地区和行业特点，制定科学、合理的区域零碳园区建设目标，引导持续强化节能降碳改造升级、加强可再生能源集成融合发展、深化电气化转型和绿电、绿氢应用、因地制宜发展 CCUS 等。同时，煤炭三角区可再生能源资源丰富，拟建在建制造业项目数量众多，“新三样”产业、算力中心等发展迅速，针对这一类型园区，应立足国际视野，统筹绿电供给、低碳制造、产品碳足迹认证、绿色采购和贸易规则衔接，形成绿色能源供给、低碳产品制造、碳足迹认证、绿色贸易结算和收益回流相衔接的运行机制。政府与企业应协同推动绿色制造的环境效益转化为市场价值，使绿色产品形成合理溢价，并将相关收益用于支持公正转型。通过将绿色溢价与绿色金融、现有高碳资产收益等资金来源相结合，拓宽转型资金渠道，推动煤炭三角区逐步由传统能源和原材料供应基地向绿色能源、低碳产品和绿色供应链服务供给基地转型。

**（6）煤炭三角区绿色公正转型，是区域利益、产业迭代、企业转型、就业保障和社**

**会治理相互交织的系统性变革。**当前，中国在资源型地区发展、煤炭去产能、生态修复及转型金融等方面，已经形成基础政策体系，但仍存在突出制度性短板，包括能源输出地与价值转化生成地利益协调机制不完善，长期顶层规划缺失，公正转型理念未融入产业调整全过程，企业存量资产处置与转型发展支撑有限，就业和社区保障多以阶段性安置为主。，对这类地区的转型支撑模式亟需由分散化、项目化支持转向覆盖区域、产业、企业、劳动者和社区的系统性制度安排。区域内部分市场主体依托既有资源、设施和产业基础，已探索出具备技术可行、经济合理且具有复制推广价值的转型路径，但在存量资产盘活、设施再利用和转型期经营存续等方面，仍存在明显的制度约束。国内外实践表明，成熟的公正转型均以长期区域规划为引领，以差异化补偿和多元化融资体系为支撑，统筹传统产业调整、接续产业培育、企业可持续转型与劳动者就业过渡，并通过多元主体协同参与和全过程监测评估保障政策的落地实效。基于此，公正转型政策体系应整合国家战略引导、区域利益协调、产业分类转型、企业资产处置、转型金融赋能、就业与社会保障、协同治理与成效评估等多维工具，形成上下衔接、相互支撑的系统性政策框架。

## 三、主要政策建议

**一是将煤炭三角区设立为“国家能源绿色公正转型示范区”。**立足煤炭三角区在国家能源发展的定位和黄河流域生态屏障功能，制定示范区建设总体方案，明确转型目标、阶段安排、空间布局和重点任务，在巩固能源保障功能的同时，设定绿色能源供给、低碳产业发展、生态治理和公正转型的目标和指标。建立国家统筹、四省区协同、重点城市落实的推进机制，依据资源禀赋、生态约束和产业基础明确各省区功能分工，建立规划、政策和成效评估的机制闭环。统筹“西电东送”与“西电西用”、能源外送与本地产业升级，健全能源生产地与消费地利益共享和成本共担机制，形成产业转型、社会保障、制度创新和开放合作协同推进的示范格局。

**二是发挥区域绿色资源优势，严控煤化工与煤电装机规模，加快推进产业转型。**依托区域丰富的可再生能源资源和碳封存潜力，推动“新三大建设”与煤化工等行业深度耦合，促进煤基产业重塑和煤电功能转型。制定国家煤化工绿色低碳转型方案，实行煤化工产能与碳排放总量控制，加速淘汰落后低效产能，严控新增产能，设定煤化工绿电消费比重和绿氢耦合比例的强制性要求，推动煤化工高端化、低碳化、绿色化改造，加强四省区产业布局和重大项目统筹。按照由低碳向近零碳、负碳逐步递进的路径，近期推进节能改造和绿电替代，中远期强化绿氢耦合、碳捕集利用与封存及二氧化碳原料化利用，逐步构建净零乃至负排放的化工体系。同步推动煤电向调节性、保障性电源转型，严格控制四省区煤电装机规模，除已核准项目外不再新增煤电项目，制定分省区分时序煤电退役安排和低效机组退出清单，完善容量补偿、资产处置和转型支持政策，设定外送电量中煤电逐年下降目标，推动跨区输电由煤电外送为主向绿电外送为主转变。

**三是开展绿色公正转型风险评估与城市试点工作，建立多层级、全过程的公正转型机制。**国家层面发布试点指引、支持政策和评估规则，建立以财政、就业和产业对煤基产业

依赖度为核心的评估与风险预警体系，选择转型压力突出且具备一定基础的资源型城市先行先试。指导试点城市制定中长期转型路线图，统筹传统产业调整、资产处置、接续产业培育、矿区生态修复和就业转换。整合节能降碳、生态环保等资金渠道，设立公正转型基金，将煤电灵活性改造、废弃矿区储能、碳捕集利用与封存等纳入转型金融支持范围。建立碳市场有偿分配和拍卖机制，其中一定比例的碳市场收入用于重点地区企业改造、产业接续和职工安置。完善技能培训、岗位推荐和社会保障体系，定期评估试点成效，形成可复制、可推广的政策工具和实践模式。

**四是以零碳园区和零碳贸易示范区为载体，开展绿色价值实现的制度集成创新。**完善区域零碳园区建设、运营和评价标准，大力推进以绿制绿、以绿促新发展。针对高耗能产业为主园区，持续强化节能提效要求，显著提升新能源消纳利用水平，加快发展零碳工业流程再造、绿氢耦合、二氧化碳资源化高值化利用等，实现绿色能源对增量和存量化石能源的有序替代。针对新兴产业和外向型产业为主园区，重点是发展绿电直连、智能微电网等新业态，实现新能源供给和需求精准匹配，推动碳核算与国际标准对接，依托零碳贸易示范区建设，推动绿色甲醇、绿氢、低碳铝、绿色钢材和绿色化工品等实现可核证、可交易，为绿色产品市场机制提供制度验证场景。

**五是建立中欧公正转型对话机制。**基于中欧环境与气候高层对话、碳市场合作等现有双边机制基础，设立“公正转型”专项工作组，构建系统化、常态化公正转型专项对话渠道，以推动中欧间地方实践对接、经验互鉴、产业协同与能力建设。依托中欧地方合作平台，搭建中欧资源型地区、转型城市结对合作网络，推动中欧零碳贸易示范区建设，形成风光高比例开发、传统产业迭代、就业保障、生态修复等领域的地方联合项目清单；联动双方智库、产业及金融机构，开展公正转型联合研究与绿色投融资合作，推动新能源、绿电非电利用、碳移除等领域产业链协同与转型金融工具创新。

**关键词：煤炭三角区；能源绿色公正转型示范区；新三大建设；区域协同；零碳园区；城市路径；公正转型试点；中欧对话机制。**

# 术语表

| 缩略词 | 注释 |
| --- | --- |
| CAEP-CP 3.0 | 中国中长期排放路径模型 3.0 版本 |
| CBAM（Carbon Border Adjustment Mechanism） | 欧盟碳边境调节机制 |
| CCUS（Carbon Capture Utilization and Storage） | 二氧化碳捕集利用与封存 |
| CDR（Carbon Dioxide Removal） | 碳移除 |
| Coal Triangle Region | 煤炭三角区 |
| GDP（Gross Domestic Product） | 国内生产总值 |
| LCOE（Levelized Cost of Electricity） | 平准化度电成本 |
| LCOH（Levelized Cost of Hydrogen） | 平准化制氢成本 |
| NDC（Nationally Determined Contribution） | 国家自主贡献 |
| ESR（Effort Sharing Regulation） | 欧盟《减排分担条例》 |
| NECP（National Energy and Climate Plan） | 国家能源与气候计划 |
| LULUCF（Land Use, Land-Use Change and Forestry） | 土地利用、土地利用变化和林业 |
| RED III（Renewable Energy Directive III） | 第三版《可再生能源指令》 |
| JTM（Just Transition Mechanism） | 欧盟公正转型机制 |
| JTF（Just Transition Fund） | 欧盟公正转型基金 |
| MFF（Multiannual Financial Framework） | 欧盟多年期财政框架 |
| NGEU（NextGenerationEU） | “下一代欧盟”计划 |
| RRF（Recovery and Resilience Facility） | 恢复与韧性基金 |
| RRP（Recovery and Resilience Plan） | 国家恢复与韧性计划 |
| ERDF（European Regional Development Fund） | 欧洲区域发展基金 |
| CF（Cohesion Fund） | 欧盟凝聚基金 |
| ESF+（European Social Fund Plus） | 欧洲社会基金+ |
| InvestEU（InvestEU Programme） | “投资欧盟”计划 |
| EIB（European Investment Bank） | 欧洲投资银行 |
| EIF（European Investment Fund） | 欧洲投资基金 |
| PSLF（Public Sector Loan Facility） | 公共部门贷款工具 |

# 目录

**一、新形势下中国能源转型的战略要求 ..... 1**
（一）全球气候治理新形势下中国的减排责任 ..... 1
（二）能源安全与绿色低碳发展的协同要求 ..... 1
（三）传统能源地区绿色公正转型的战略意义与新挑战 ..... 2
**二、煤炭三角区在全国能源、产业与生态环境格局中的功能定位 ..... 3**
（一）煤炭三角区在全国能源发展中的定位 ..... 3
（二）煤炭三角区的区域产业定位 ..... 6
（三）煤炭三角区的生态环境约束 ..... 9
（四）煤炭三角区与外部区域的碳排放驱动关系分析 ..... 11
（五）全国能源与产业重构下煤炭三角区绿色转型目标与挑战 ..... 12
**三、煤炭三角区内部资源禀赋与产业发展异质性分析 ..... 13**
（一）煤炭三角区各省区“十五五”低碳转型政策规划 ..... 13
（二）煤炭三角区煤化工产业发展路径分析 ..... 15
（三）煤炭三角区资源禀赋差异下的“新三大建设”发展路径分异 ..... 16
（四）煤炭三角区“新三大建设”的经济效益分析 ..... 19
**四、煤炭三角区典型城市低碳转型路径 ..... 20**
（一）典型城市转型现状与“十五五”时期低碳转型政策规划 ..... 20
（二）典型城市共同产业基础及差异化低碳路径比较 ..... 22
（三）典型城市转型共性问题提炼与发展展望 ..... 25
**五、煤炭三角区零碳园区与零碳贸易示范区建设路径 ..... 25**
（一）煤炭三角区零碳园区建设的定位与目标 ..... 26
（二）煤炭三角区零碳园区建设的重点模式 ..... 28
（三）零碳贸易示范区的运行机制与实施路径 ..... 29
**六、煤炭三角区绿色公正转型机制与政策创新 ..... 31**
（一）中国公正转型政策仍缺乏系统性制度安排 ..... 31
（二）资源型地区转型的国内外经验总结 ..... 32
（三）煤炭三角区公正转型的模式及政策工具探讨 ..... 33
**七、政策建议 ..... 34**
**参考文献 ..... 36**
**附录 A 研究方法与技术路线 ..... 40**
**附录 B 本报告聚焦的典型城市产业、能源及生态环境现状 ..... 44**
**附录 C 国内外调研与国际合作交流情况 ..... 51**
**附录 D 欧盟气候目标制定与转型资金支持机制 ..... 55**

# 传统能源地区绿色公正转型路径：以煤炭三角区为例

## 一、新形势下中国能源转型的战略要求

### （一）全球气候治理新形势下中国的减排责任

当前，全球气候变化风险持续加剧，全球减排空间进一步收紧。根据《Global Carbon Budget 2025》，自 2026 年起，在实现 1.5℃温控目标概率为 50%的情景下，全球剩余碳预算约为 170 $GtCO_2$，仅相当于当前排放水平下约 4 年的排放量；以 2℃温控目标衡量，剩余碳预算也仅约为 1055 $GtCO_2$。在此背景下，中国作为全球最大的能源消费国和碳排放国，绿色低碳转型不仅关系自身高质量发展，也对全球气候目标实现具有重要影响。中国 2035 年国家自主贡献提出，到 2035 年全经济范围温室气体净排放较峰值下降 7%-10%，并“力争做得更好”，同时明确非化石能源消费和风电、太阳能发展等中长期目标，体现了中国在统筹发展、能源安全与气候责任基础上持续提升减排力度的战略方向。

中国正在加快构建覆盖目标引领、总量控制、过程管理和考核评价的低碳治理体系，推动气候行动由目标承诺加快向政策落实和实际成效转化。国民经济和社会发展第十五个五年规划时期（以下简称“十五五”）是中国实现碳达峰目标、构建新型能源体系和推进经济社会全面绿色转型的关键阶段。近期，《关于更高水平更高质量做好节能降碳工作的意见》《碳达峰碳中和综合评价考核办法》和《美丽中国建设成效考核办法》等政策文件相继出台，从产业结构优化、能源绿色转型、重点行业降碳、零碳园区建设以及生态环境保护等方面强化制度保障。其中，碳排放总量和强度双控、煤炭消费约束、非化石能源发展以及区域差异化管理等要求，推动中国绿色低碳转型由目标引领逐步转向系统治理和刚性约束并重的新阶段。

### （二）能源安全与绿色低碳发展的协同要求

近年来，俄乌冲突延宕、中东局势持续紧张以及全球能源供应链重构表明，**能源安全已成为影响应对气候变化、推进能源转型进程的重要变量**。特别是 2026 年伊朗战争及霍尔木兹海峡运输受阻，再次暴露了国际油气供应链对地缘政治冲突、运输通道和价格波动的高度敏感性。面对化石能源供给中断和价格冲击，各国能源政策的重点正在由短期保供逐步转向提升能源系统的长期自主性与韧性。

**当前，全球能源转型正呈现能源安全、气候目标与产业竞争深度融合的新特征。发展清洁能源已不再仅是应对气候变化的环境议题，而逐渐成为保障能源安全、提升产业竞争力和增强经济韧性的重要战略支撑。**其核心在于降低对脆弱化石能源供应链的依赖，构建以可再生能源和电力系统为核心，兼具安全性、经济性和灵活性的现代能源体系。欧洲将扩大本土清洁能源供给、加强跨境电网建设作为应对能源价格波动和供应风险的重要路径，日本与韩国也进一步加快可再生能源部署以降低化石能源进口依赖。与此同时，部分国家在短期内仍通过增加传统能源储备和优化供应渠道应对能源安全压力，但越来越多实践表明，单纯调整化石能源供应来源难以从根本上降低外部风险，提升电气化水平、扩大本土可再生能源供给、完善电网灵活调节能力和储能体系，才是增强能源安全韧性的长期方向。

**对于中国而言，能源安全与绿色低碳发展相辅相成、一体推进，更是统筹落实“十五五”发展任务、2035 年国家自主贡献、能源强国建设与美丽中国目标的核心抓手。**中国“富煤、贫油、少气”的资源禀赋，叠加油气对外依存度偏高的现状，使得能源供应长期受国际市场、地缘格局影响，保供压力持续存在。大力发展可再生能源、加快能源结构低碳转型，既能落实 NDC2035 中长期减排承诺、夯实

美丽中国生态建设根基，也能提升能源自给率与系统韧性，筑牢能源强国建设的安全底线。与此同时，新能源、绿色装备、低碳服务等绿色产业蓬勃兴起，成为培育新质生产力的重要载体，为能源转型注入持续动能。

由此可见，面向未来，绿色低碳能源不仅是实现“双碳”目标的重要基础，也是保障能源供应安全、提升能源自主能力和增强经济韧性的战略基石。对于煤炭三角区等传统能源地区而言，这一新形势既强化了其继续承担能源保供责任的必要性，也凸显了推动煤炭功能重塑、发展新能源和绿色低碳产业、提升系统调节能力与区域转型韧性的紧迫性。传统能源地区转型已不再是单纯的减煤退煤问题，而是关系国家能源安全、新型能源体系建设和绿色竞争优势形成的系统性任务。

### （三）传统能源地区绿色公正转型的战略意义与新挑战

公正转型（Just Transition）已成为全球气候治理和能源转型的重要议题。国际劳工组织和联合国相关机构强调，绿色低碳转型不仅需要实现减排目标，还应通过制度设计合理分担转型成本、共享转型收益，避免不同地区、行业和社会群体因转型受到不利影响。其内涵已由早期关注就业保障，逐步拓展至产业发展、社会保障、生态修复、区域协调和代际公平等多个维度，核心是在推动绿色转型的同时，实现经济发展、社会稳定与环境改善协同推进。对于长期依赖煤炭等传统能源的资源型地区而言，转型影响不仅来自碳排放约束和能源结构调整，也涉及产业链重构、就业变化、财政转型和发展模式重塑。因此，传统能源地区并非单纯的减排对象，而是实现能源安全、产业升级和区域可持续发展的关键转型主体，如何在降低化石能源依赖的同时维护产业竞争力、保障社会稳定并实现转型成本合理分担和绿色收益共享，已成为全球资源型地区共同面临的重要挑战。

在中国，**由山西省、内蒙古自治区、陕西省和宁夏回族自治区组成的煤炭三角区长期承担煤炭生产、能源化工发展和跨区域能源输送等功能，是国家能源安全保障体系的重要支撑**。未来，在全国“双碳”目标的约束下，当前区域发展模式将由以煤炭、煤电外送为主，逐步转向煤炭兜底保供、煤电灵活调节、绿电开发与外送、绿氢及低碳产品供给并重的综合能源体系。在这一过程中，煤炭三角区需要统筹能源安全、产业转型和社会稳定，通过产业接续、能源替代、生态修复和利益共享机制建设，实现由资源依赖型地区向综合能源和绿色产业基地转型。

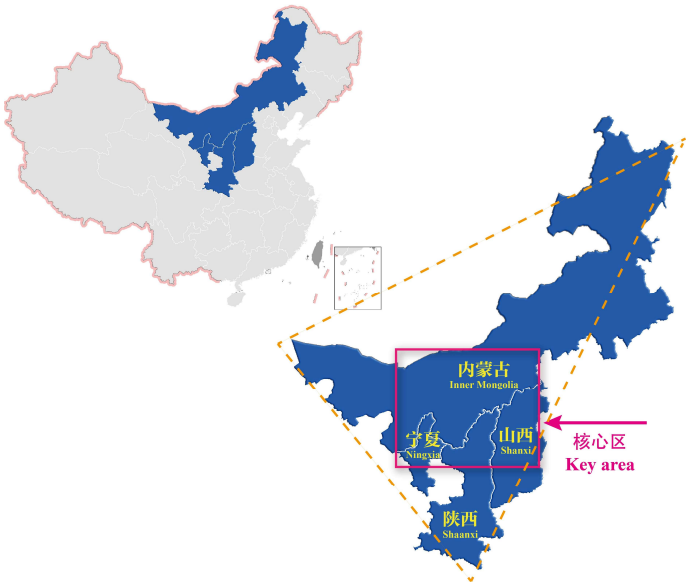



**图 1-1 煤炭三角区地理位置图**

基于上述背景，**本报告将绿色公正转型界定为产业、社会、环境以及区域与代际公平协同推进的系统性过程。**其中，产业公平强调推动新能源、先进制造和现代服务业等接续产业培育，避免资源型产业调整导致区域发展机会流失；社会公平关注产业工人就业、收入和公共服务保障，降低转型冲击；环境公平强调统筹减污降碳、生态修复和历史环境治理，使资源开发地区公平享有良好生态环境；区域与代际公平则关注能源转型成本分担和长期发展能力保障。




**图 1-2 本报告所探讨的绿色公正转型核心维度与目标框架示意**

本报告是在 2025 年《中国传统能源地区低碳转型》研究基础上的进一步深化，聚焦煤炭三角区绿色公正转型路径，探索兼顾能源安全、经济发展、社会公平与气候目标的转型方案，为中国传统能源地区转型发展及全球资源型地区转型提供参考。后续章节将从区域定位、产业发展、环境约束和实践载体等维度展开分析，重点研究区域协同发展与产业转型路径、绿色低碳技术创新与应用、零碳园区建设与典型城市实践，探讨促进就业转型、利益共享和区域协调发展的公正转型机制，提出兼顾能源安全、经济发展、社会公平与生态环境改善的绿色公正转型路径。

## 二、煤炭三角区在全国能源、产业与生态环境格局中的功能定位

煤炭三角区在中国能源安全保障与绿色低碳转型中具有典型的结构性枢纽特征，其功能已超越区域自身发展范畴，嵌入全国能源供给、产业分工与碳排放体系之中。本章从能源供给保障、产业体系分工、生态环境约束及碳排放驱动关系，系统梳理其在国家能源安全支撑区、重化工业承载区、生态环境管控重点区域与高碳排放约束区的复合角色。

### （一）煤炭三角区在全国能源发展中的定位

煤炭三角区是中国能源保供的核心压舱石与重要工业发展基地，在国家能源格局中承担着全国煤炭主产区、电力供给枢纽、跨区能源外送大通道等多重职能。下文将从煤炭三角区的煤炭生产与消费、电力供需、能源外送情况三大维度，系统总结煤炭三角区在全国能源发展中的定位。

#### 1. 煤炭生产与消费

从全国能源系统视角看，煤炭三角区兼具全国煤炭生产核心区和重要煤炭消费区的双重属性。煤

炭三角区煤炭地质储量合计占全国总量的 60%以上，是中国煤炭资源最为富集、开发强度最高的区域。从产量结构看，2015-2025 年间，煤炭三角区煤炭总产量整体呈现持续增长态势，近两年逐步进入高位稳定阶段。截至 2025 年，煤炭三角区煤炭总产量达到 34.99 亿吨。其中，内蒙古、山西和陕西煤炭产量分别达到 12.86 亿吨、13.05 亿吨和 8.05 亿吨，继续保持增长态势；宁夏煤炭产量则逐步趋稳并略有回落，2025 年产量为 1.03 亿吨。从全国占比看，2025 年内蒙古、山西和陕西煤炭产量分别占全国总产量的 26.6%、27.0%和 16.7%，宁夏占比为 2.1%，四省区合计占全国煤炭总产量的 72.4%。高度集中的煤炭生产格局使煤炭三角区成为国家能源安全保障体系的重要基石，其煤炭供应能力直接关系全国能源稳定供应、工业生产运行以及经济社会发展大局。

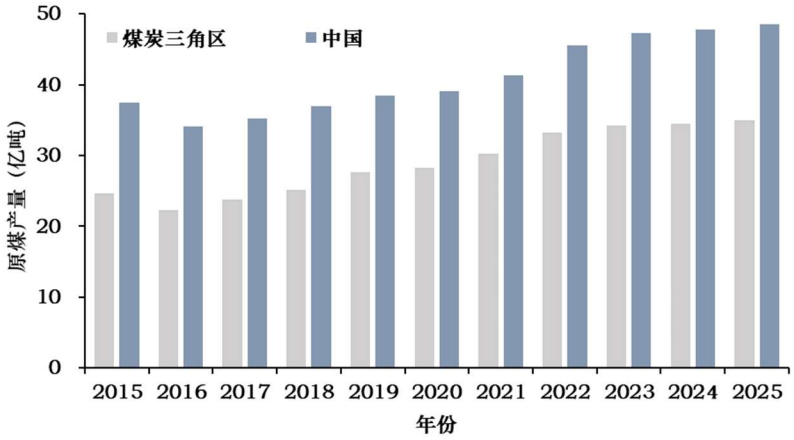



**图 2-1 2015-2025 年煤炭三角区及全国煤炭产量变化趋势**

煤炭三角区同时也是中国重要的煤炭消费区域。依托丰富的煤炭资源和长期形成的能源重化工业体系，区域内集聚了煤电、煤化工、钢铁、有色金属、建材等高耗能、高耗煤产业，对煤炭资源形成较大的本地消纳需求。2025 年，区域原煤消费总量占全国的 29.4%，其中化工、钢铁和电力行业原煤消费量分别占全国相应行业消费总量的 62.0%、34.7%和 27.1%。特别是在煤化工领域，煤炭三角区集聚了中国主要现代煤化工基地，承担煤制油、煤制气、煤制烯烃等重要产业布局，在保障能源安全和基础化工原料供给中发挥重要作用。

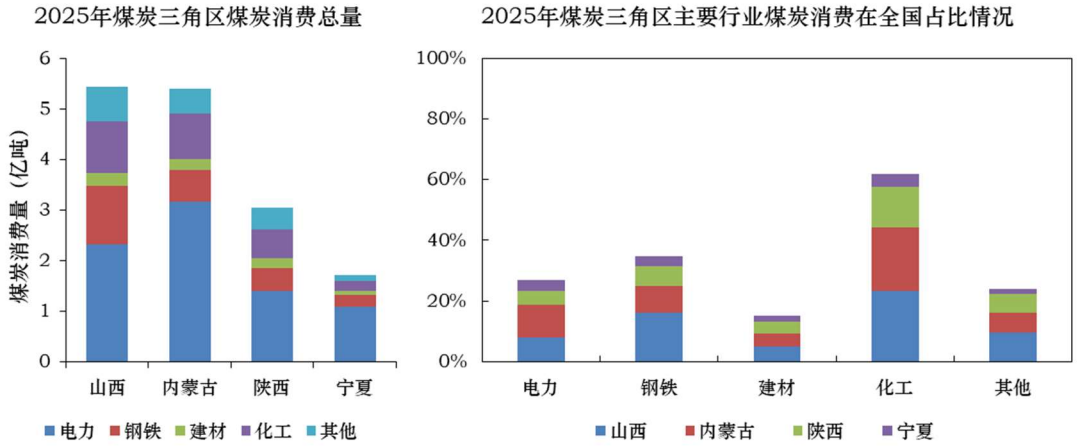



**图 2-2 2025 年煤炭三角区重点行业原煤消费量及占全国比重**

2. 电力供需

煤炭三角区已形成以煤电为基础支撑、风电和光伏快速发展的综合能源供给体系，是中国重要的

电力生产和跨区域外送基地。2025 年，煤炭三角区四省区的火电装机容量合计达到 30256 万千瓦，占全国火电装机总量的 19.7%；火电发电量达到 13988 亿千瓦时，占全国火电发电量的 22.2%。依托较大规模的煤电装机和稳定的外送能力，区域在迎峰度夏、迎峰度冬及极端天气条件下承担着重要保供职责，是国家电力安全和系统稳定的重要支撑。

与此同时，煤炭三角区也是中国新能源开发最集中的区域之一。2025 年，区域风电装机达到 17279 万千瓦，占全国风电装机总量的 27.0%；太阳能发电装机达到 18622 万千瓦，占全国太阳能发电装机总量的 15.5%。其中，内蒙古风电装机达到 10863 万千瓦，居全国首位。大规模风光资源开发为区域能源结构优化和绿电外送创造了条件，但资源优势尚未充分转化为稳定的消纳能力。一方面，区域本地负荷规模和柔性调节能力相对有限，新能源就地消纳空间不足；另一方面，绿电外送还受到跨省供需匹配、输电通道利用率、电力交易机制及落地端电价竞争等因素制约，部分时段难以形成稳定的外送收益。如何扩大本地绿电消纳场景、完善跨区域交易和价格机制，并提升储能与系统调节能力，已成为煤炭三角区新能源高质量发展的关键约束。

在电力消费侧，煤炭三角区既是重要的电力生产基地，也是高耗能产业集聚区。2023 年，区域电力消费总量占全国的 12.2%，工业用电量占全国工业用电总量的 20.0%。钢铁、有色金属、煤化工、建材等产业高度集中，使区域工业用电强度显著高于全国平均水平。当前，绿电消纳仍较多停留在电力系统内部，尚未充分转化为高载能产业绿色生产和低碳产品竞争优势，绿电直供、增量配电网、源网荷储一体化及绿电环境价值核算等机制仍有待完善。

随着新型电力系统建设加快推进，煤炭三角区煤电功能也面临深刻调整。煤电将由以稳定出力为主的基荷电源，逐步转向承担调峰、备用和容量保障功能。运行方式变化将降低部分机组年利用小时数和能效水平，并增加启停、深度调峰和灵活性改造成本。同时，碳市场约束持续强化，区域内超过 80%的火电机组面临碳配额缺口，煤电企业在承担保供和调节责任的同时，也承受较大的履约压力和经营压力。尤其是部分机组仍处于设计寿命中前期，若在缺乏统筹安排的情况下提前退出，可能形成资产搁浅、地方财政减收、就业调整和电力保供能力削弱等多重风险。

因此，煤炭三角区未来的电力转型不宜简单理解为压减煤电规模，而应以控制并逐步压减煤电规模和发电量为总体方向，同时统筹煤电存量改造、新能源消纳、电网调节能力建设和机组有序退出。对于具备保供价值和灵活调节能力的煤电机组，应加快实施节能降碳、灵活性和供热改造，并完善容量补偿、辅助服务和碳市场衔接机制；对于能效偏低、生态环境约束较强或缺乏长期保供价值的机组，则应结合设备寿命、区域供需和替代电源建设进度，建立分类处置和有序退出机制。区域功能也将由以煤电外送为主，逐步转向“煤电兜底保供与灵活调节、绿电规模开发与外送、绿电就地消纳与高载能产业低碳转型”协同推进的综合电力保障模式。

### 3. 能源外送情况

受资源禀赋与能源需求空间分布差异影响，中国长期形成“西煤东输、西电东送、北煤南运”的能源流动格局。作为全国煤炭资源最富集、能源生产能力最集中的区域，煤炭三角区已成为支撑全国能源跨区域配置的核心能源输出基地。近三年，区域年均外调煤炭约 19.5 亿吨，占煤炭总产量的 56.5%，承担着东中部地区煤炭供应保障的重要任务，在全国能源安全体系中发挥着基础支撑作用。

近年来，随着新能源的快速发展，煤炭三角区正在由传统煤炭输出基地加快向综合能源供应基地转变。依托丰富的煤炭、风能和太阳能资源，以及不断完善的特高压输电网络，区域已形成“煤炭外运、电力外送、新能源输出”协同发展的能源外送格局。2025 年，四省区外送电量超过 6000 亿千瓦时，其中绿色电力外送量突破 1300 亿千瓦时，是全国重要的清洁能源输出基地和跨区域新能源消纳枢纽。但区域的绿电外送占比仍然较低，现有外送通道、调节电源、储能配置和跨省交易机制尚未完全适

应大规模新能源波动带来的问题；同时，绿电环境价值和低碳属性尚未充分通过电价、绿证和跨区域收益分配机制转化为本地收益，制约了绿色能源资源优势向产业竞争优势和经济收益优势的有效转化。

在氢能外送布局方面，煤炭三角区依托领先的可再生能源资源、绿氢制备潜力以及煤化工产业基础，正加快由氢能生产基地向跨区域氢能供应基地转型，成为跨区域氢能供应的战略支点。内蒙古自治区绿氢产能接近全国一半，2025 年绿氢产量突破万吨，乌兰察布至京津冀跨省纯氢管道（全长 1132 公里，一期年输氢 10 万吨）已通过安全审查，建成后将向雄安新区、燕山石化等供应绿氢。山西省依托焦炉煤气副产氢优势，2025 年氢能资源指数居全国首位，吕梁至天津 760 公里氢能重卡零碳干线年输氢能力超 10 万吨。但总体看，煤炭三角区氢能产业仍处于产能扩张快于实际利用的发展阶段，长距离输氢管道、储运设施、加氢网络和终端消费场景建设相对滞后，重点领域尚未形成稳定规模化需求，导致绿氢实际产量与建设的产能之间仍存在较大差距，氢能及氢能替代技术在应用中缺乏经济优势。

## （二）煤炭三角区的区域产业定位

### 1. 煤炭三角区产业定位的阶段性演变

立足国家国土空间规划、流域重大战略与能源产业顶层设计脉络，煤炭三角区在全国产业分工中的功能定位呈现清晰的迭代升级轨迹，整体完成从单一煤炭能源输出基地向保供、转型、生态、新能源多元融合的复合型能源产业功能区的重塑，可划分为五个递进阶段。

**第一阶段：“十五”至“十一五”时期，全国原煤与电力核心输出基地，产业导向以规模开采、资源外送为主。**2000 至 2010 年，伴随工业化、城镇化快速推进和能源需求持续增长，国家实施“控制东部、开发西部”的能源布局思路。2006 年《大型煤炭基地建设规划》将神东、陕北、晋北、晋中、晋东和宁东纳入全国十三个大型煤炭基地，叠加西部大开发战略实施，推动全国煤炭产能重心向煤炭三角区集中。区域主要承担原煤外运和坑口火电外送功能，是京津冀、长三角和中原等负荷中心的重要能源供给地。产业发展以煤炭规模开采和初级转化为主，煤制油、煤制烯烃等仅处于试点阶段，整体遵循“资源开发—能源外送—规模扩张”的发展逻辑。

**第二阶段：“十二五”至“十三五”前期，国家级综合能源原材料基地，就地深加工权重提升，生态约束初步落地。**2011 至 2015 年，在《全国主体功能区规划》《呼包银榆经济区发展规划》《能源发展“十二五”规划》等文件引导下，煤炭三角区由单一原煤输出基地，逐步转向煤炭、电力、煤化工和基础原材料协同发展的综合能源基地。区域产业分工进一步明确，山西推动煤炭与能源装备制造协同发展，呼包鄂榆地区延伸煤电、冶金、稀土和新材料产业链，宁东基地加快现代煤化工和物流体系建设。煤炭就地转化比重持续提高，煤化工、冶金和资源深加工成为重要增长方向。与此同时，节水、节能减排和生态治理要求开始强化，但尚未成为核心约束，风电、光伏仍主要作为化石能源的补充供给。

**第三阶段：“十三五”中后期至“十四五”开局，生态约束纳入刚性管控，形成保供、升级、治污三重均衡发展逻辑。**随着黄河流域生态保护和高质量发展上升为重大国家战略，《黄河流域生态保护和高质量发展规划纲要》等政策对水资源约束和生态环境治理提出更严格要求，煤炭三角区的发展逻辑由优先扩大资源开发，转向能源保供、产业升级和生态治理协同推进。受水资源约束、生态脆弱性和高碳产业集聚等因素影响，以水定产、生态优先和污染物总量控制逐步成为刚性约束，煤炭、煤电和煤化工等产业需同步开展节能降碳、污染深度治理和生态修复。区域仍承担全国煤炭保供的重要职责，但单纯依靠化石资源外送的粗放发展模式受到限制，绿色低碳改造成为传统产业转型的基本要求。

**第四阶段：“十四五”期间，化石能源与新能源协同耦合的复合型能源战略支点，风光规模化开发成为转型核心抓手。**进入“十四五”时期，国家“双碳”目标、《“十四五”现代能源体系规划》和《“十四五”可再生能源发展规划》共同推动煤炭三角区由传统化石能源基地转向煤电兜底保供与风

光规模开发协同推进的综合能源战略支点。鄂尔多斯、榆林、宁东和晋北等地区被纳入大型风电光伏基地布局，采煤沉陷区光伏、光伏治沙和风光火储一体化等模式加快推广，跨区域特高压通道和新能源外送基础设施同步建设。可再生能源开始成为区域新的增长支柱，传统能源保供与新能源扩容并行推进，为绿电直供、绿氢开发、零碳园区建设和高载能产业低碳改造奠定了基础。

**第五阶段：“十五五”及以后，新型能源体系支撑下的综合能源产业协同区。**依据《新型能源体系建设“十五五”规划》，煤炭三角区将在全国能源空间布局中承担化石能源保供与非化石能源增量供给的双重功能。内蒙古、陕北和晋北等地区依托“三北”风电光伏基地，强化绿电规模开发和跨区域输送；山西、内蒙古和陕北继续发挥煤炭兜底保供、煤电灵活调节和接续产能保障作用。规划强调，能源资源富集地区应统筹西电西用与西电东送，推动能源开发与产业链延伸协同布局，促进电力与先进制造业、算力、氢能、储能等产业融合发展，加快能源资源就地就近转化利用。这一阶段，区域发展重点将由煤炭、煤电和原材料初级外送，逐步转向绿电高效消纳、煤电功能优化、绿色能源就地转化和产业链低碳延伸。煤炭三角区将进一步由传统能源输出基地，转向兼具国家能源安全保障、清洁能源供给、绿色产业承载、跨区域协同和生态环境治理责任的复合型能源产业功能区。




**图 2-3 煤炭三角区产业定位的阶段性演变**

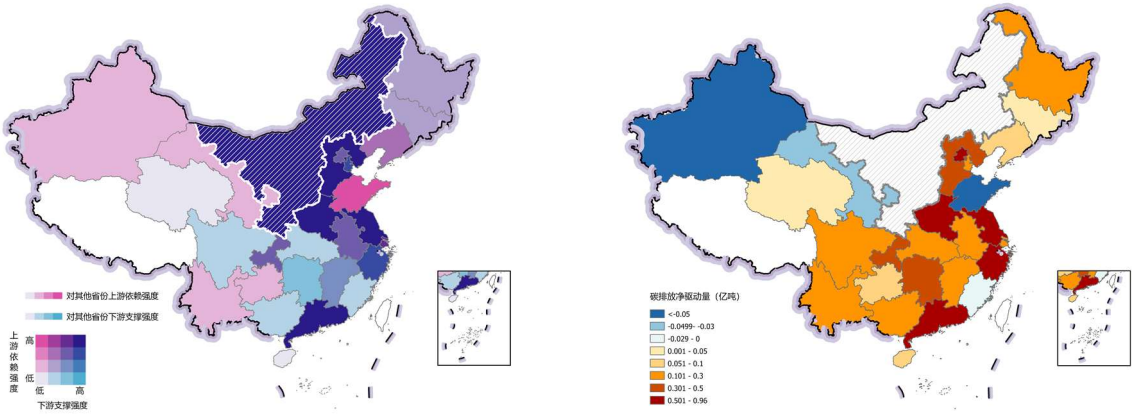
2. 煤炭三角区对外部省份的产业依赖格局

基于多区域投入产出分析，煤炭三角区与全国各省份之间形成了复杂的产业链双向关联网络（图 2-4a）。其中，**完全消耗系数**用于衡量需求侧依赖关系，表示煤炭三角区每增加 1 单位最终需求所引致的其他省份直接和间接产出需求；**完全分配系数**用于衡量供给侧关联关系，表示煤炭三角区每增加 1 单位产出所带动的其他省份直接和间接产出增长。前者反映煤炭三角区对外部地区投入品和服务的依赖程度，后者反映煤炭三角区对外部地区经济活动的带动能力。

**从供给端看，煤炭三角区通过能源供给对全国多数省份产业发展形成强有力的拉动效应。整体而言，对京津冀、长三角等东部沿海经济大省拉动强度最高，对中部制造业大省拉动次之，对东北、西南及西北多数省份拉动处于中等水平，对海南、青海等偏远省份拉动最弱。**京津冀地区是煤炭三角区拉动效应最突出的区域之一，其中对河北的完全分配系数高达 0.115，为所有省份中最高值，因为河北

是煤炭三角区煤炭最大的消费市场之一，煤炭供给直接支撑其钢铁、电力、建材等高耗能产业运行。对江苏省（0.087）、广东省（0.094）、浙江省（0.065）等制造业大省的拉动同样显著，这些东部沿海省份电力、化工、纺织等产业的稳定运行，高度依赖煤炭三角区持续稳定的能源供给。需要进一步指出的是，煤炭三角区的对外能源供给并不应仅限于煤炭供给来理解。随着山西、内蒙古等地新能源装机和跨省区电力外送能力提升，煤炭三角区同时也在通过绿色电力外送支撑外部省份产业发展。例如，山西已成为省间交易外输绿电规模较大的省份之一，内蒙古也依托多条电力外送通道向华北、华东等负荷中心输送新能源电力。因此，煤炭三角区对外部省份的拉动效应，正在由传统煤炭供应逐步扩展为“煤炭保障、电力支撑与绿电外送”并存的能源供给格局。这一变化也为后续公正转型政策提供了重要依据，即煤炭三角区不只是传统能源输出地，也有条件在全国绿色低碳产业链重构中承担新的功能。

**从需求端看，煤炭三角区的省际依赖呈现明显的梯度分化特征。整体表现为对长三角地区依赖度最高，对中部制造业大省、沿海经济大省依赖次之，对京津冀地区处于中等依赖水平，对西南、西北及东北多数省份依赖较弱，对海南、西藏等地区依赖最低。**长三角地区是煤炭三角区外部依赖的首要支撑区域，其中对江苏的完全消耗系数高达 0.103，为所有省份中最高值，表明煤炭三角区每生产 1 元产品，需消耗江苏产品 0.103 元，二者产业链联动最为紧密。江苏在装备制造、电力设备、化工原料、物流服务等方面为区域能源开采与加工转化提供了关键中间投入。此外，中部与东部沿海制造业大省构成煤炭三角区第二层级依赖对象。煤炭三角区对河南省的完全消耗系数为 0.092，仅次于江苏。河南地处中原，交通枢纽地位突出，同时具备较强的装备制造、建材与化工产业能力，在煤炭外运通道、矿山设备、基建配套等方面与煤三角地区形成紧密联动。对广东系数为 0.078、山东为 0.072，均处于中高水平。广东作为全国经济大省，其庞大的电力需求与制造业体系为煤三角地区提供稳定市场与高端配套；山东则依托化工、冶金、机械产业，成为煤三角地区重要的中间品供给方。煤炭三角区对京津冀的依赖处于中等水平，主要源于对河北在钢铁、建材、物流等领域配套功能的需求，而与东北三省、西南及西北多数省份的联动关系较弱。




**a. 煤炭三角区与其他省份经济依赖程度关系**　　**b. 煤炭三角区与其他省份碳排放净驱动关系**

**图 2-4 煤炭三角区与其他省份经济依赖及碳排放驱动关系**

在上述需求侧依赖关系中，也可以看到煤炭三角区未来开展产业协同和承接部分产业转移的基础。长三角在装备制造、电力设备、化工原料、物流服务等方面已经与煤炭三角区形成紧密联系，未来可围绕新能源装备、智能矿山装备、储能设备和绿色化工延链开展合作。河南、山东等中部和近邻制造业大省，可在矿山设备、基建配套、建材、化工、冶金和机械产业方面与煤炭三角区深化协同。广东等沿海经济大省则可依托其制造业体系和电力需求，在绿电消纳、先进制造配套和绿色供应链建设方面形成合作空间。通过这些方向，煤炭三角区有可能在既有产业联系基础上，将部分高附加值环节更多留在

本地，推动产业链增加值进一步增长。

上述关联格局表明，煤炭三角区长期承担国家能源供应和基础产业支撑功能，在全国能源和工业体系中主要发挥煤炭、电力及能源化工产品供给作用。同时，区域发展也高度依赖外部地区在高端装备、先进制造、技术创新和现代服务等方面的支撑，产业链高附加值环节仍较多分布于东部沿海及经济发达地区。这反映出煤炭三角区长期形成的资源型分工格局，即以能源资源供给和初级加工为主要功能，而在技术创新、装备制造和终端产品价值创造方面仍存在提升空间。

因此，面向绿色公正转型，煤炭三角区需要突破传统资源输出型发展路径，推动能源优势向产业优势和经济优势转化。一方面，应依托煤炭资源、风光资源和能源基础设施优势，加快发展新能源装备、绿色化工、氢能、储能及现代服务业等接续产业，提升区域产业链延伸能力和自主发展能力；另一方面，应加强与长三角、京津冀、粤港澳大湾区等产业创新高地的协同联动，推动区域合作由传统能源供需关系向技术协同、产业协同和绿色低碳协同转变，构建“绿电供给—绿色制造—低碳产业链协同”的新型区域分工体系，实现由资源驱动向创新驱动转型。

### （三）煤炭三角区的生态环境约束

**煤炭三角区是黄河中游水土保持、北方防风固沙两大国家级生态屏障的交汇核心，生态战略地位突出。**2021 年 10 月中共中央、国务院印发《黄河流域生态保护和高质量发展规划纲要》，将本区列为流域生态综合治理重点板块；《中华人民共和国黄河保护法》、《“三北”工程总体规划》、黄河生态保护治理攻坚方案及全域“三线一单”分区管控体系接续构建完整政策约束框架，明确本区开发活动必须严守生态安全底线。区域覆盖黄土丘陵、鄂尔多斯沙地、汾渭平原、贺兰山宁夏平原多类脆弱生态单元，风蚀沙化、水土流失、采煤塌陷、土壤盐渍化风险叠加，生态系统抗扰动能力薄弱。长期粗放式煤基产业开发持续放大资源开发强度与生态承载力的矛盾，各类生态退化问题呈现长期性、结构性特征，多重国家级生态保护政策的密集出台，也从顶层层面印证了本区生态保护工作的紧迫性与全局性意义。

**生态保护红线作为区域生态安全的底线，对煤炭三角区的产业扩张形成刚性约束。**红线范围涵盖自然保护地、生态功能极重要区以及生态极敏感脆弱区，在空间上高度嵌套于能源开发核心区域。内蒙古鄂尔多斯、乌海、包头等地区煤矿与草原、沙地生态红线交错分布，红线核心区严格禁止矿产开采与工业建设，一般管控区仅允许低扰动的新能源开发并需同步实施生态修复；陕西榆林等能源富集区矿区与沙地及水源涵养红线高度重叠，煤矿与煤化工项目必须严格避让生态敏感区；山西沿黄及汾河流域生态红线对煤炭开采与煤化工布局形成边界约束；宁夏贺兰山、黄河湿地及沙化防控红线则对能源化工扩张形成全域性约束。生态红线制度正在从空间管控工具转变为制约煤炭开发强度与产业扩张规模的核心制度边界。

**在大气环境方面，煤炭三角区是国家大气污染联防联控的重点区域，区域内城市高度集聚煤电、钢铁、焦化及煤化工等高排放产业，长期面临 $PM_{2.5}$、氮氧化物与 VOCs 协同减排压力。**相关城市既包括纳入汾渭平原国家级重点防控区的太原、阳泉、长治、临汾及西安、咸阳等城市，也包括内蒙古鄂尔多斯、包头、乌海以及宁夏银川、石嘴山、宁东等能源基地。这些地区在保障全国能源供应的同时，也成为污染物总量控制与减污降碳协同治理的核心承载单元。随着空气质量标准及目标的持续加严，区域内重点城市不仅面临细颗粒物浓度下降、臭氧污染防控和重污染天气应对等更高要求，也对煤电、焦化、钢铁、煤化工等高排放产业的新增布局、产能扩张和污染治理提出了更严格约束。

**在水资源约束方面，煤炭三角区位于黄河流域典型缺水区域，但却集中了全国重要的煤炭、电力与煤化工基地，形成典型的“富煤缺水”结构性矛盾。**区域水资源管控已形成多层级约束体系，包括

部分城市地表水超载限批、地下水超采压减治理以及重点高耗水城市严格用水管控等制度安排。“以水定产”已成为煤电、煤化工等高耗水产业发展的基本约束条件，新上高耗水产业项目普遍需要通过严格的水资源论证，并配套落实水权指标配置或等量替代机制，部分地区要求通过再生水替代、跨行业节水挖潜或区域水权交易等方式解决新增用水需求。然而，由于再生水利用比例提升仍受基础设施约束，跨流域调水与水权置换成本较高，叠加煤电、煤化工等存量用水刚性需求较大，使得新增产业用水获取边际成本持续上升，进一步强化了水资源对区域产业结构调整与绿色转型的倒逼作用。

**在固体废物与生态修复方面，煤矸石、粉煤灰、炉渣和脱硫石膏等大宗工业固废长期累积，已成为区域生态环境治理和土地修复成本上升的重要来源。其**中，煤矸石主要集中于矿区及洗选煤环节，粉煤灰则与大规模煤电运行高度相关，二者在重点能源富集区及黄河干流、汾河流域周边形成较大堆存压力。历史堆场不仅占用土地，还可能带来自燃扬尘、淋溶污染、水土流失和地下水环境风险；粉煤灰综合利用受建材市场波动、运输半径和消纳能力限制，部分地区仍面临阶段性积存问题。当前治理体系已由末端处置逐步转向源头减量、资源化利用与生态修复协同推进，但在煤电机组调峰运行、煤炭开采持续和历史存量较大的背景下，大宗固废的长期处置与利用仍是区域绿色转型的重要约束。

**在碳市场方面，煤炭三角区火电行业总体面临较高的配额履约压力，配额缺口及相应购买支出将形成额外碳排放成本。**2024 年，四省区火电行业总体配额缺口率约为 2.4%，其中，内蒙古缺口率最高，达到 3.9%，宁夏和陕西分别为 2.8%和 2.1%。较高的配额缺口同时对煤炭三角区的火电承担保供、调峰和容量支撑任务的机组经营经济性形成压力。区域火电机组在碳市场表现受机组结构和资源约束共同影响：一方面，小容量、老旧机组在供电煤耗和运行效率方面相对处于不利位置，52.2%的机组建成于 2010 年以前，且 61.8%的机组容量低于 35 万千瓦；另一方面，受水资源刚性约束影响，区域火电机组普遍采用空冷技术，在一定程度上增加了机组运行能耗，进而影响碳排放强度和配额履约表现。

综上，煤炭三角区承担煤炭、电力和能源化工产品外部供给功能，但资源开发、能源转化产生的生态环境压力和转型成本主要留在本地，叠加碳市场约束增强，使传统产业低碳改造、煤电功能调整和新兴产业培育面临较大压力。因此，应强化四省区以及能源生产地与消费地之间的跨区域协调，建立与能源保供贡献、生态环境成本和转型压力相匹配的横向补偿、收益共享和政策支持机制，促进绿色转型收益合理回流资源输出地区，推动转型成本合理分担、发展收益公平共享，为煤炭三角区实现有序、公正转型提供制度保障。

**表 2-2 煤炭三角区主要生态环境约束指标与区域**

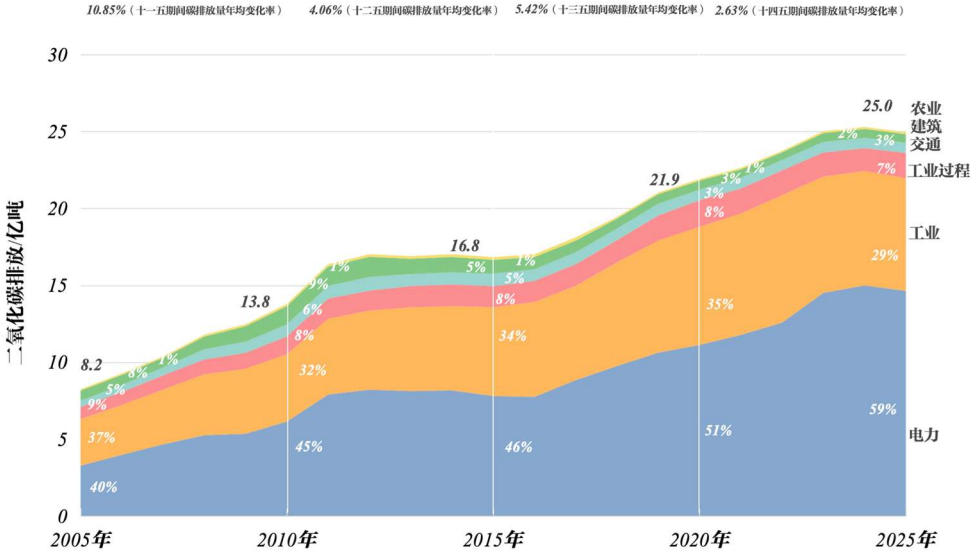
| | 山西 | 内蒙古 | 陕西 | 宁夏 |
|---|---|---|---|---|
| 生态保护红线管控面积（万 $km^2$）（省区生态红线面积在国土面积占比） | 3.41（21.8%） | 59.69（50.5%） | 7.94（38.6%） | 1.29（24.8%） |
| 大气污染防治重点区域 | 太原、阳泉、长治、晋城、晋中、临汾、运城、吕梁 | 单独划定高污染管控片区：乌海、包头、呼和浩特、鄂尔多斯（准格尔旗、达拉特旗为重点管控旗区） | 西安、铜川、宝鸡、咸阳、渭南，以及韩城市（县级市）；杨凌示范区（功能区） | 银川都市圈全域为大气联防联控核心区：石嘴山市、银川市、吴忠市 |
| 水资源刚性管控重点城市 | 临汾（永久限批新增取水许可城 | 包头（永久限批新增取水许可城 | 榆林、渭南、铜川 | 银川、石嘴山、吴忠 |

| | 山西 | 内蒙古 | 陕西 | 宁夏 |
|---|---|---|---|---|
| | 市）；太原、吕梁、晋中、运城、长治 | 市）；鄂尔多斯、乌海 | | |
| 2025 年煤矸石产生量（万吨） | ~21600 | ~14300 | 4831 | 791.5 |
| 煤矸石综合利用率 | ~50% | ~55% | ~60% | ~70% |
| 煤矸石重点管控城市 | 太原古交、临汾、乡宁、蒲县、吕梁、忻州、长治、晋城 | 鄂尔多斯、乌海、包头 | 榆林、咸阳 | 吴忠、石嘴山、银川 |
| 火电机组配额盈余率（2024 年） | +0.5% | -3.9% | -2.1% | -2.8% |

数据来源：煤炭三角区各省区人民政府公开信息、各省区生态环境统计公报、碳市场核查数据等。

### （四）煤炭三角区与外部区域的碳排放驱动关系分析

2025 年，煤炭三角区二氧化碳排放总量约 25.0 亿吨（占全国总排放 20%），其中能源活动排放 23.4 亿吨，占总排放量的 93%；火力发电排放约 14.6 亿吨，占区域总排放的 59%；工业能源消费排放约 7.3 亿吨，占比 29%。虽然 2005-2025 年区域碳排放增速逐步放缓，但电力部门排放占比仍由 2005 年的 40%上升至 2025 年的 59%，煤电主导格局尚未根本改变。




注：图中白色百分比数据为排放占比，上端为二氧化碳排放量。

**图 2-5 煤炭三角区 2005-2025 年二氧化碳排放量**

煤炭三角区碳排放具有鲜明的生产型特征，其排放规模与国家能源保供、煤电外送、煤化工及基础原材料供应等区域功能密切相关。基于多区域投入产出表与排放因子耦合核算，研究刻画了煤炭三角区与全国各省份之间“产业关联—碳排放转移”的双向关系（图 2-4b）。净驱动值为正，表明外部地区的终端消费和产业需求通过供应链拉动煤炭三角区生产及排放；净驱动值为负，则表明煤炭三角区产业发展消耗外省中间产品，相应排放发生在外部地区。结果显示，绝大多数省份对煤炭三角区的净驱动值为正，表明全国终端消费和产业发展通过能源、煤化工产品、钢铁建材及其他中间品需求，间

接驱动了区域高耗能生产和碳排放增长。

其中，广东、河南、江苏、浙江和北京的净驱动规模位居前列，分别为 0.961 亿吨、0.709 亿吨、0.599 亿吨、0.558 亿吨和 0.525 亿吨。广东、江苏、浙江等沿海制造和消费大省，以及河南等中部制造业和交通枢纽省份，主要通过制造业生产、基础设施建设、能源原材料需求和终端消费形成较强拉动。北京的净驱动较高，则更多源于居民消费、服务业、建筑运维、交通物流、信息通信及总部经济组织的跨区域生产活动，经供应链传导形成对煤炭三角区能源、电力和基础原材料的间接需求，体现了终端消费和价值链组织带来的间接排放责任。天津、河北、湖南、江西和重庆等省份处于中等正向驱动区间，与煤炭三角区保持较强的产业供需联系。其中，河北与煤炭三角区在能源、电力、钢铁、建材和物流等领域具有较强实体产业关联，但由于双方中间品流动较为频繁，部分排放转移在净额上相互抵消，因此其净驱动值未进入最高梯队，但实际产业关联强度仍不容忽视。相比之下，东北、西南及西北多数省份的正向驱动相对较弱。

总体来看，煤炭三角区碳排放的跨区域驱动格局，既反映了外部地区对能源和基础原材料的直接需求，也体现了不同省份在全国价值链中的消费、生产组织和产业协同功能。这意味着煤炭三角区承担的高碳生产具有明显的外部需求来源，其减排责任和转型成本不宜由资源型地区单独承担，应在能源消费地、产业受益地和价值链组织地之间建立更加合理的责任分担与协同转型机制。

### （五）全国能源与产业重构下煤炭三角区绿色转型目标与挑战

**2025 年项目组完成的《中国传统能源地区低碳转型》研究，明确了“双碳”目标和全国能源需求变化下煤炭三角区的中长期转型方向，形成煤炭有序压减、风光加快发展、绿氢深度脱碳和碳移除托底的目标体系。**煤炭产量应随全国需求变化有序达峰并逐步下降，由 2025 年的约 35 亿吨降至 2035 年的 28.3 亿吨、2040 年的 19.4 亿吨和 2060 年的 6.8 亿吨。加快风光规模化开发，推动装机规模到 2060 年达到约 21.8 亿千瓦，并通过电网、储能和调节能力建设提升新能源消纳水平。扩大氢能在工业深度脱碳和终端替代中的应用，推动氢源由灰氢为主逐步转向绿氢主导。面向煤化工、钢铁等难减排行业，统筹布局碳捕集、运输、利用和封存基础设施，发展碳移除技术，增强剩余排放抵消能力。

**煤炭三角区能否实现上述目标，不仅取决于本地能源和产业体系调整，也受到全国能源需求、统一市场规则和跨区域产业分工的共同影响。**区域长期处于全国能源和工业产业链上游，煤炭、煤电、焦化和煤化工等产业仍承担能源与原材料保障功能，资源型产业路径依赖较强，而新能源、氢能、储能和低碳制造等接续产业尚处于培育阶段，短期内难以完全承接传统产业的经济、就业和财政功能。随着煤炭消费逐步达峰，钢铁、建材等高耗煤行业需求增速放缓，煤电由主体电源向调节性、支撑性电源转型，相关变化将沿产业链传导至煤炭开采、焦化、煤化工和火电行业。同时，终端用能地区和重点行业日益重视绿电消费、产品碳足迹、绿色采购和低碳供应链，能源与原材料产品的竞争逻辑正由保障供应转向绿色属性、碳排放水平和综合成本并重。区域新能源消纳、储能配置和跨区域交易机制仍不完善，水资源、大气环境容量、生态保护和固废治理等约束相互叠加，进一步增加了传统产业改造和新产业布局的难度，形成保供责任刚性、转型成本集中与绿色替代渐进并存的阶段性挑战。

**在此背景下，煤炭三角区需要由以煤炭和煤电外送为主的传统能源基地，逐步转向兼具能源安全保障、绿色能源供给和低碳产业承载功能的新型综合能源基地。**《煤炭工业发展“十五五”规划》提出，持续推进山西、蒙西、蒙东和陕北等煤炭供应保障基地建设，提高优质先进产能比重，推动煤炭清洁高效利用和煤电转型升级。这意味着煤炭三角区仍需发挥煤炭兜底保供、煤电调节支撑和基础原材料供给作用，同时加快煤炭工业与绿色能源协同发展，提升绿电开发、外送消纳和转化利用能力。区域发展重点应由资源和初级能源外送，逐步拓展至绿电直供、绿氢制备、储能调节、绿色化工、低碳材

料、先进制造和绿色算力等产业，促进能源资源优势转化为绿色产业优势和产业链竞争优势。

因此，**煤炭三角区绿色转型需要由单一地方减排逻辑转向产业公正和区域公正协同推进的系统框架。**在产业公正方面，应统筹考虑区域能源结构、产业基础和转型能力差异，支持煤基产业低碳改造、煤电分类转型、矿区生态修复和就业转移，降低传统产业调整带来的区域发展风险；同时推动绿电、绿氢、低碳材料、零碳园区和绿色贸易示范等接续产业培育，提升产业链延伸能力和绿色价值创造能力。在区域公正方面，应进一步完善跨区域能源消费责任和利益共享机制，将外送能源和重点原材料消费产生的隐含碳排放、生态环境成本和转型压力纳入区域协同治理体系，探索与能源输出规模、绿色转型绩效和生态环境贡献相匹配的补偿与激励机制，推动能源消费地区与资源输出地区共同承担转型责任。通过产业升级与区域协同机制建设，推动煤炭三角区由传统资源输出型地区向综合能源保障基地和绿色产业发展基地转变，实现能源安全、减排目标与区域高质量发展的协同统一。

## 三、煤炭三角区内部资源禀赋与产业发展异质性分析

在 2025 年《中国传统能源地区低碳转型路径》研究基础上，课题组提出以新能源装备制造与发电、氢能产业和碳移除产业为核心的“新三大建设”，以技术创新带动产业重构，推动煤炭三角区由资源输出型发展向绿色产业体系转型。“十五五”时期，绿氢、绿色燃料、绿色算力等有望成为区域产业升级的新增长点。煤炭三角区应依托风光资源、能源通道和既有产业基础，以绿电、绿氢和低碳原材料为支撑，推动能源优势向绿色产业和价值创造优势转化。鉴于四省区在资源禀赋、产业基础、氢能应用和碳封存潜力等方面差异明显，本章重点分析煤基产业与“新三大建设”协同发展路径，综合考虑资源与环境约束，提出四省区差异化功能定位和整体转型路径。

### （一）煤炭三角区各省区“十五五”低碳转型政策规划

在《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》《新型能源体系建设“十五五”规划》等顶层制度框架下，煤炭三角区“十五五”发展需统筹落实黄河流域“四水四定”、碳达峰碳双控和生态环境质量持续改善等要求，形成多重刚性约束。区域既是国家重要煤炭保供基地和“三北”风光新能源重点增长区，承担能源安全保障与绿色低碳转型双重任务，也需严格控制煤化工、煤电等高耗水、高碳产业无序扩张，加快矿区生态修复、节能降碳改造和接续产业培育。在统一约束框架下，四省区因资源禀赋和生态承载能力不同，在转型定位、绿色低碳产业布局及煤基产业发展路径上呈现明显差异（表 3-1）。

**表 3-1 煤炭三角区四省区“十五五”产业规划及绿色低碳发展差异对比表**

| | 山西 | 内蒙古 | 陕西 | 宁夏 |
|---|---|---|---|---|
| **转型核心定位** | 全国唯一全省域能源革命综合改革试点、资源型经济转型综合配套改革试验区 | 全国动力煤兜底保供基地、国家级沙戈荒风光基地、跨区绿电绿氢输出枢纽 | 西部能源科创策源地、现代煤化工技术输出平台（榆林为核心承载区） | 黄河流域生态保护和高质量发展先行区（宁东基地为核心承载区） |
| **煤基产业转型主线** | • 不再扩张原煤外销规模，保障炼焦煤、无烟煤等稀缺战略煤种稳定供给 | • 统筹大规模原煤保供与风光氢储一体化开发 | • 聚焦煤制烯烃、煤制乙醇、高端精细新材料 | • 煤炭产能全部供给宁东基地就地转化 |

| | 山西 | 内蒙古 | 陕西 | 宁夏 |
|---|---|---|---|---|
| | • 聚焦焦化产业链增值与碳基新材料高端化，布局焦化深加工、高端炭素材料、煤层气综合利用 | • 布局大型现代煤化工、低碳聚烯烃产业 | • 构建“关中科创研发、榆林能源转化、联动蒙西协同配套”省内分工格局 | • 严控新增煤化产能，以存量煤化工低碳改造为主线<br>• 全域执行最严格“四水四定”管控 |
| **电力调节功能定位** | 煤电深度调峰，兜底京津冀用电 | 支撑风光大基地，保障跨省电力外送系统稳定 | 仅满足本地用电，不承担大规模外送调峰 | 逐步缩减煤电装机，新能源替代发电负荷 |
| **绿色低碳产业布局** | • 煤电灵活性改造<br>• 绿色算力产业 | • 新能源装备制造<br>• 绿色算力产业<br>• 跨省输氢干线建设 | • 陕北风电光伏基地<br>• 本地煤化工+新能源产业 | • 低碳甲醇、烯烃、硅基新材料<br>• 光伏制造<br>• 绿色数据中心 |
| **绿氢与绿色燃料试点** | 以**焦炉煤气制氢**为核心，配套焦化产业链低碳升级 | 以**风光电解制氢为主**，规模化布局绿氢产业，打造跨区绿氢输出体系 | **风电光伏优先就地消纳**，配套本地煤化工绿氢制备，支撑煤基产业降碳 | **本地光伏资源重点配套煤化工绿氢项目**，以绿氢替代工艺灰氢为核心降碳路径 |
| **CCUS 落地模式** | 以 $CO_2$ 资源化利用、煤层驱替封存为主，不布局大型深部咸水集中封存工程 | 依托连片深部咸水层与整装油气藏，打造千万吨级规模化地质封存基地 | 依托盆地东缘近距离储层，配套百万吨级园区就近封存项目，源汇匹配经济性优势突出 | 仅布局宁东园区配套小型封存工程，不规划区域性集中封存枢纽 |

信息来源：各省区“十五五”专项规划等文件。

**山西**依托《山西省国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《山西省加快能源绿色低碳转型发展实施方案》等文件，立足全省域能源革命综合改革试点和资源型经济转型综合配套改革试验区定位，重点保障炼焦煤、无烟煤等稀缺战略煤种稳定供给，推动焦化产业链增值和碳基新材料高端化，发展焦化深加工、焦炉煤气制氢、高端炭素材料和煤层气综合利用，同步推进煤电灵活性改造和绿色算力产业；**内蒙古**依据《内蒙古自治区“十五五”能源发展专项规划》《自治区 CCUS 产业创新发展实施方案》等政策，承担动力煤兜底保供、国家级“沙戈荒”风光基地建设和跨区绿电绿氢输出枢纽等功能，依托鄂尔多斯盆地发展现代煤化工、低碳聚烯烃和风光制氢，推进跨省输氢通道建设，同步培育新能源装备和绿色算力产业；**陕西**依托《榆林国家级能源革命创新示范区“十五五”实施方案》《黄河流域（陕西段）生态保护和高质量发展专项规划》等文件，将转型重点放在榆林，优先绿电就地消纳并与煤化工绿氢耦合，重点发展煤制烯烃、煤制乙醇和高端精细材料，形成“关中研发、榆林转化、蒙西协同”的产业分工格局；**宁夏**以黄河流域生态保护和高质量发展先行区建设为牵引，依托《宁东能源化工基地“十五五”发展规划》《宁东可再生氢碳减排示范区实施方案》，坚持集约节水和存量改造，严格落实“四水四定”，严控新增煤化工产能，以绿氢替代工艺灰氢为主要降碳路径，发展低碳甲醇、烯烃、硅基新材料、光伏制造和绿色数据中心。

综合来看，四省区均将绿氢、绿色燃料和绿色算力作为新产业发展重点，并前瞻布局 CCUS 等深度减排技术，但转型路径各有侧重：山西突出存量高碳产业提质增效和制度创新，内蒙古强化绿色能源与低碳化工产品外向供给，陕西侧重煤基产业高端化和低碳技术研发转化，宁夏探索水资源强约束

下高载能产业集约低碳发展。

**专栏 3-1：山西省煤电有序退出与转型实践**

山西“十四五”以来持续推动电源结构由“一煤独大”向多元清洁转变。截至 2025 年底，全省煤电装机 7366 万千瓦，占电力总装机约 45%，较“十四五”初下降约 20 个百分点；煤电发电量占比约 70%，下降约 15 个百分点，但仍高于全国平均水平。随着新能源加快发展和存量机组老化，煤电转型压力将进一步加大。全省煤电机组平均运行约 15 年，亚临界机组容量占比近一半，超过 20 年的机组约占五分之一，部分机组运行已超过 35 年，预计“十五五”时期约 15%的机组面临退役或关停。

山西煤电转型总体坚持分类处置、有序退出和功能转型并举。**优先关停服役期满、煤耗较高、无供热任务的 30 万千瓦以下老旧纯凝机组**，对城市热电联产机组实行供暖季运行，对大容量高效机组推进灵活性、节能和供热“三改联动”，部分到期机组转为应急备用。“十四五”时期，全省累计完成“三改联动”改造超过 6300 万千瓦，关停煤电机组 412 万千瓦。另一方面，**积极探索退役资产再利用，推动厂址、送出线路和既有设施“退而不废”，发展新型储能、调相机和新能源项目**。太原第一热电厂关停后建设工业遗址公园，娘子关发电厂建设山西电力工业博物馆，大同第一热电厂利用退役厂址建设储能电站，长治漳泽发电厂则探索建设大型飞轮储能并预留机组改造为调相机。

实践表明，传统能源地区煤电退出不能简单以关停规模为目标，而应统筹能源保供、系统调节、资产处置、地方发展和就业稳定。山西作为重要能源外送基地，煤电仍承担容量保障、调峰、供热和电网支撑等功能；与此同时，煤电长期与地方财政、企业经营和就业密切相关，过快退出可能带来搁浅资产、职工安置和区域经济调整等风险。因此，煤电退出更需要由“关停管理”转向覆盖机组分类、功能转换、资产再利用和人员安置的全过程管理。

下一步，**一是完善分类退役制度**，综合机龄、能效、排放、供热和系统支撑作用建立机组分类分级标准，与新能源发展和电力供需形势衔接制定分年度退出计划，明确退役审批、安全评估和资产处置责任。**二是健全转型保障机制**，完善退役转备用机组容量和辅助服务补偿，探索专项转型资金、转型债券等金融工具；对原址建设储能、调相机等项目，在用地、环评、并网和既有设施复用方面给予政策便利。**三是强化省级统筹和全过程监管**，统筹煤电退出、新能源布局和电网建设，加强能源主管部门、电网企业和地方政府协同，将职工安置、资产再利用和接续产业发展同步纳入退役方案，推动煤电由主体电源逐步向保障性、调节性电源转型，并实现存量资产平稳有序退出。

## （二）煤炭三角区煤化工产业发展路径分析

煤炭三角区是中国煤化工产业发展的核心承载区域，集聚鄂尔多斯、榆林、宁东等国家级现代煤化工基地以及山西焦化产业集群，现代煤化工产能约占全国的 70%，在保障能源安全、基础化工原料供应和产业链安全方面具有重要战略地位。长期以来，区域依托丰富煤炭资源和能源基础设施优势，形成了以煤制油、煤制气、煤制烯烃、煤制乙二醇以及煤基新材料等为代表的现代煤化工体系。进入“十五五”时期，煤化工产业发展模式将由规模扩张逐步转向高端化、低碳化和集约化发展。

2026 年上半年，受国际能源市场波动、能源安全需求增强和产业盈利变化等因素影响，煤化工项目投资和建设热度有所提升。特别是在国际油价高位波动背景下，煤化工产品竞争优势阶段性增强，

叠加能源供应安全和产业链自主保障需求，推动部分煤化工项目加快布局。目前，现代煤化工在建、核准和规划项目规模较大，且高度集中于煤炭三角区鄂尔多斯、榆林、宁东等国家级现代煤化工基地，对区域碳排放控制和资源环境承载能力带来新的挑战。

从碳排放约束看，现代煤化工属于典型高碳排放产业，其单位产品碳排放强度较高。例如，煤制乙二醇、煤制天然气、煤间接液化制油和煤制聚烯烃单位产品碳排放强度分别约为 4.1-8.5 $tCO_2/t$、3.6-5.6 $tCO_2/t$、4.6-7.2 $tCO_2/t$ 和 7.1-10.7 $tCO_2/t$，其中煤制烯烃、乙二醇等产品碳排放强度约为同类石化产品的 3 倍。随着碳排放总量和强度双控制度逐步实施，煤化工产业新增产能将面临更加严格的碳约束要求，传统依靠煤炭资源优势推动规模增长的发展模式难以持续，亟需通过工艺优化、能源替代和碳管理提升降低单位产品碳排放水平。

从资源环境约束看，煤化工产业布局与区域水资源条件存在明显矛盾。煤炭三角区所在的晋陕蒙宁地区虽然煤炭资源丰富，但水资源相对匮乏。以 2023 年为例，山西、陕西、内蒙古和宁夏水资源总量分别仅占全国总量的 0.6%、2.1%、1.9%和 3.4%，工业用水总量占全国比例分别为 1.2%、1.1%、1.5%和 1.2%。尽管近年来现代煤化工水资源利用效率持续提升，但大型基地化项目仍具有较高耗水需求。根据中国石油和化学工业联合会数据，2021 年煤直接液化制油、煤间接液化制油、煤（甲醇）制烯烃和煤制乙二醇单位产品平均水耗分别达到 6.05 吨、7.99 吨、18.18 吨和 16.95 吨水/吨产品。在项目大型化和产业集聚化趋势下，煤化工发展与区域水资源承载能力之间的矛盾仍需高度关注。

绿电绿氢耦合、CCUS 等技术被认为是煤化工深度减排的重要方向，但目前仍面临投资成本高、基础设施不足、绿色产品市场价值尚未充分体现等挑战。**因此，煤炭三角区煤化工产业应由传统资源转化模式向“严控增量、存量提效、高端延伸、多能耦合、区域协同”的新阶段转变：**

（1）在新增产能布局方面，应以碳排放、水资源和生态环境承载能力作为重要约束，优化煤化工项目布局，严控新增产能，避免同质化扩张，同时加强落后产能有序退出和先进产能替换，提高产业整体竞争力。

（2）在存量产业升级方面，应围绕“源头减碳—过程降碳—能源替代—末端治理—资源循环”的技术路径，推进煤化工装置节能降碳改造。近期重点提升能源利用效率和数字化碳管理能力，中长期推动绿电替代、绿氢耦合和 CCUS 示范应用，促进煤化工由高碳生产体系向低碳生产体系转变。同时，应依托重点化工园区建设共享基础设施，降低低碳技术应用成本，提高产业集群整体减排水平。

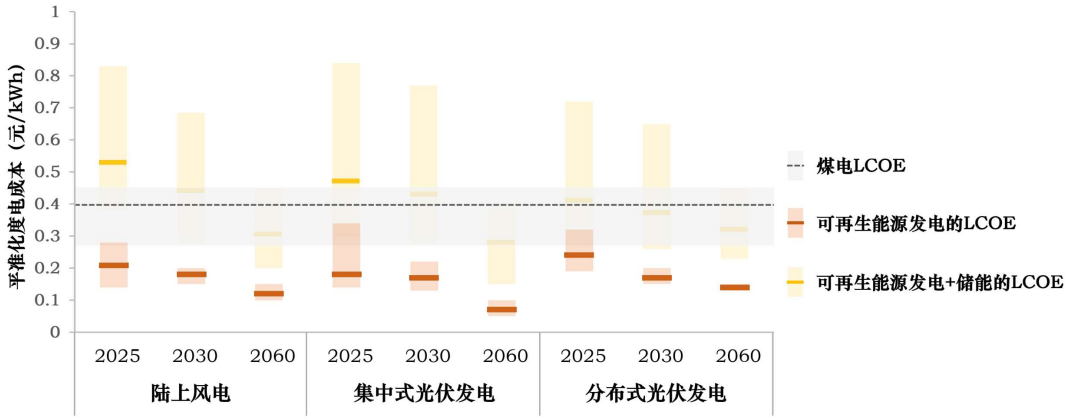
（3）在绿色能源耦合和价值提升方面，应充分发挥煤炭三角区风光资源和能源基础设施优势，推动绿电、绿氢与煤化工产业深度融合，发展绿色甲醇、绿色氨、低碳烯烃和绿色化工材料等新型产业方向。同步完善产品碳足迹核算、绿色认证和市场激励机制，提升绿色产品的市场竞争力，推动煤化工产业由资源优势向绿色产业优势转化。通过产业升级、能源替代和市场机制创新，推动煤炭三角区由传统煤炭资源转化基地向绿色低碳化工和新材料产业基地转型。

### （三）煤炭三角区资源禀赋差异下的“新三大建设”发展路径分异

煤炭三角区四省区在煤炭资源禀赋、绿电绿氢基础及碳移除能力方面存在显著差异，这一结构性分化不仅决定了未来煤炭产业的功能分工，也进一步影响新能源装备制造与发电、氢能产业、碳移除产业“新三大建设”及其下游配套产业的空间布局与发展路径。

从系统经济性看，仅以风电、光伏的发电侧度电成本已难以准确刻画新能源真实竞争力。在高比例可再生能源发展情景下，风光出力的间歇性与波动性决定其必须同步配置储能系统、电网调峰能力及灵活性资源，使能源系统竞争转向“系统综合成本”（图 3-1）。目前风光储一体化项目整体度电成本仍普遍高于煤电基准水平，其中集中式光伏因间歇性更强，对储能依赖更高，其系统成本抬升尤为

显著。随着储能成本持续下降、电力市场机制完善及系统灵活性提升，预计到 2030 年前后，风电与光伏的综合成本（含储能）才将逐步接近煤电基准水平。




注：数据结合行业可再生能源设备投资与运维成本参数，开展区域风电、光伏度电成本（LCOE）量化核算。

**图 3-1 煤炭三角地区风电与光伏发电经济性预测**

在绿电边际成本方面，四省区可再生能源正由资源禀赋差异进一步演化为“经济可开发潜力与边际成本分化”的结构性格局（图 3-2）。内蒙古不仅资源总量优势突出，而且在较大开发区间内维持低且稳定的发电成本，具备规模化开发与持续扩张能力，是全国绿电外送与绿氢制备的核心承载区。山西虽具备一定资源基础，但整体呈现“中等潜力、边际成本上升较快”特征，并受土地与水资源约束制约，更适宜以本地消纳和存量能源低碳替代为主。宁夏光伏成本水平较优，但受国土空间约束明显，呈现“低成本但规模受限”特征，新能源主要服务宁东煤化工基地就地耦合减排。陕西则呈现显著空间异质性，陕北具备规模化开发条件与成本优势，而关中地区受限明显，整体呈“局部高质量可开发、区域不均衡”的结构特征，新能源体系高度依赖陕北基地，并通过外送通道实现跨区域平衡。

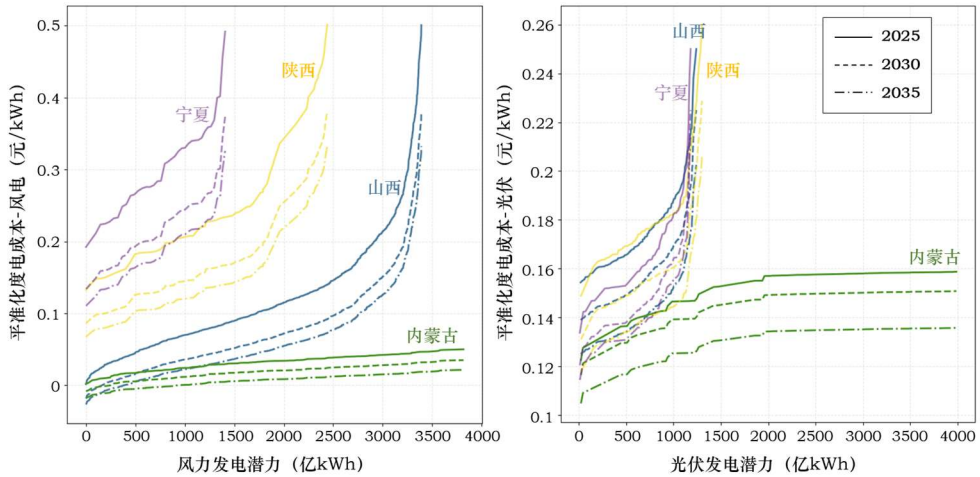



**图 3-2 煤炭三角区可再生能源发电潜力边际成本曲线**

在绿氢经济性方面（图 3-3），氢能制取成本中电力成本占比超过 70%，决定了绿氢本质上是“绿电的高附加值转化形态”。随着电解槽（ALK、PEM）技术进步与设备折旧下降，未来绿氢成本下降的核心驱动仍取决于可再生能源电价与系统利用小时数改善。结合区域绿电条件，内蒙古由于低成本绿电与规模化供给优势，具备绿氢大规模生产与外送能力，是全国绿氢供给核心区；山西受电价与水资源约束，绿氢更适合与工业副产氢及存量用能替代协同发展；宁夏适合围绕宁东煤化工基地形成“就地制氢—就地消纳”的闭环模式；陕西则以陕北为主形成局部绿氢示范与煤化工耦合应用。

在碳移除能力方面（图 3-4），四省区差异同样显著。内蒙古依托鄂尔多斯盆地深部咸水层与油气藏条件，具备千万吨级碳封存潜力，是全国最重要的规模化碳封存承载区；陕西源汇距离较短，煤化工排放源与封存靶区匹配度高，具备封存的经济性优势；宁夏以宁东基地为单元，适合开展中小规模封存与资源化利用示范；山西受地质条件约束，规模化封存潜力相对有限，更依赖煤层气利用与 $CO_2$ 资源化路径。但总体来看，目前碳移除仍处于成本偏高、市场机制不完善阶段，尚未形成稳定的绿色溢价回收机制，其经济性仍需依赖政策机制与碳市场价格信号进一步释放。

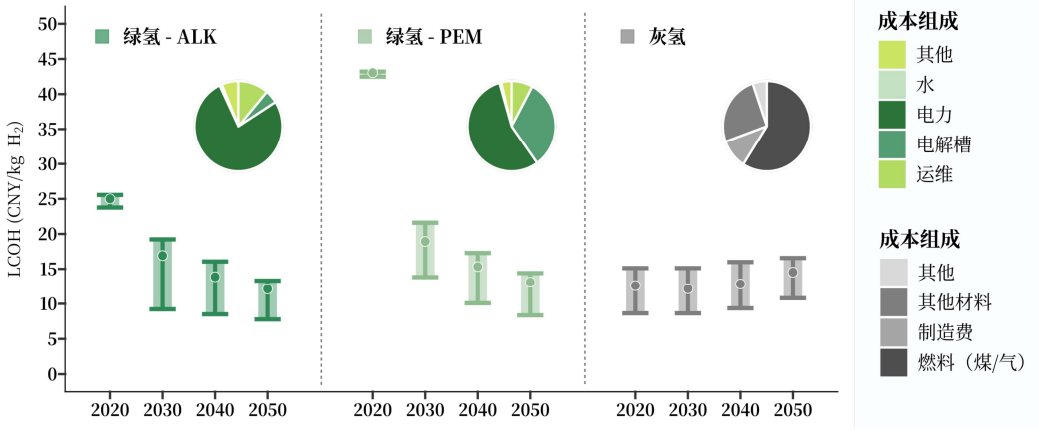



**图 3-3 煤炭三角区氢能发展的经济潜力分析**

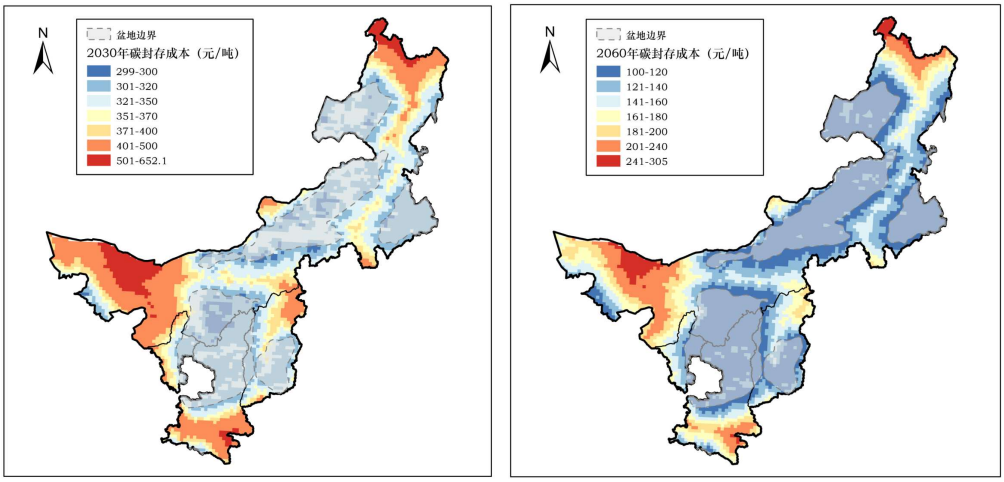



**图 3-4 煤炭三角区 2030 年和 2060 年碳封存经济潜力分析**

在此基础上，“新三大建设”作为煤炭三角区中长期转型的重要方向，但其发展并非均衡扩张，而是在资源禀赋、生态约束与技术条件共同作用下呈现显著路径分化。

- 内蒙古依托沙戈荒风光基地与鄂尔多斯煤化工基础，重点构建“煤电保供+绿电外送+绿氢供给+规模化 CCUS”的一体化能源系统，强化跨区域绿电与绿氢输出能力，形成新能源与碳移除协同发展的国家级综合能源基地。
- 山西受土地约束、水资源约束与碳封存条件限制，“新三大建设”更多服务于存量能源体系低碳改造，依托晋北风光与分布式新能源优化能源结构，以焦炉煤气与煤层气为氢源基础，发展低成本氢能利用，并以资源化利用与小规模碳捕集与封存支撑深度减排，形成“存量替代+局部创新”的转型路径。
- 陕西以榆林为核心，突出能源转化与技术创新导向，重点推动煤制烯烃、煤基新材料与绿色化工的绿氢耦合应用，同时依托相对邻近的封存条件推进园区级 CCUS 示范，构建“绿氢驱

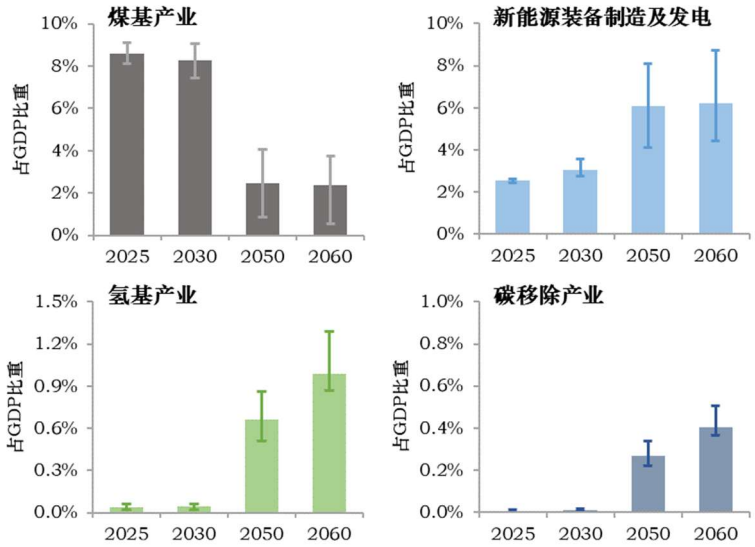
动+煤化工升级+源汇匹配”的技术集成路径。

- 宁夏受水资源与生态承载双重约束，更强调存量优化与集约转型，以宁东基地为核心推进绿电就地消纳与煤化工绿氢替代，在有限封存条件下发展中小规模 CCUS 与碳资源化利用，探索高约束条件下的精细化低碳发展模式。

### （四）煤炭三角区“新三大建设”的经济效益分析

在中长期经济发展进程中，随着中国经济发展阶段转换，资源环境约束不断强化，传统高耗能产业增长空间逐步收窄，绿色能源、先进制造和数字经济等新动能加快成长，经济增长模式将由规模扩张型向创新驱动和绿色转型转变。在此背景下，煤炭三角区作为传统能源和资源型产业集聚区域，也需推动发展逻辑由资源开发和能源输出导向，逐步转向以“新三大建设”为支撑的绿色产业体系，通过提升绿色能源开发利用能力和产业链价值创造水平，实现区域发展动能转换。

从发展阶段看，“十五五”期间“新三大建设”仍处于政策引导向市场化培育过渡的关键阶段，整体呈现“规模较小但战略性强”的特征，预计到 2030 年在煤炭三角区 GDP 中占比约 2%-3%，带动约 2.5-3.5 万亿元经济增量。这一阶段的核心并非依赖市场自发扩张，而是典型的政策驱动型产业成长期，需要通过制度设计降低初期成本与不确定性，推动示范应用向规模化推广过渡。具体而言，绿氢、绿色算力与绿色燃料的经济性高度依赖低成本绿电供给及电力系统灵活性支持，短期内难以实现完全市场化闭环；碳移除产业亦尚未形成稳定碳价信号与商业收益机制，主要依赖政策支持与试点工程推动。因此，该阶段应以“政府引导+市场培育”的混合机制为主，通过政策补贴、绿色金融与试点示范共同降低产业化门槛。




注：图中均为直接的经济影响，不涵盖上下游产业范围；煤基产业参考附录 A 中行业划分范围；新能源装备制造及发电包含以风电、光伏为主的可再生能源装备制造、发电及配套场站的运营全链条；氢基产业覆盖绿氢制备、储运、加注；碳移除产业涵盖二氧化碳捕集、输送、地质封存与资源化利用。

**图 3-5 煤炭三角区煤基产业及“新三大建设”未来 GDP 占比变化分析**

从中长期看，要充分释放“新三大建设”的经济效益，需要在技术降本、制度供给与市场机制协同方面同步发力。随着技术进步、绿电成本下降及碳市场机制逐步完善，“新三大建设”对煤炭三角区经济的支撑作用将持续增强，其 GDP 贡献预计在 2050 年提升至 6%-8%，2060 年进一步达到 7%-9%。其中，新能源装备制造与发电仍为主要增长来源，氢能产业在 2040 年后进入规模化加速阶段，碳移除产

业则在 2050 年后逐步形成制度化市场机制。从绝对规模看，“新三大建设”预计在 2050 年带动约 15-25 万亿元经济增量，2060 年进一步提升至 25-40 万亿元，成为对冲煤基产业收缩的重要替代性增长动力，并逐步重构煤炭三角区的区域经济增长结构。

## 四、煤炭三角区典型城市低碳转型路径

本报告选取山西吕梁、阳泉，内蒙古包头，陕西榆林和宁夏石嘴山 5 个典型城市，开展城市尺度产业现状、低碳转型实践与实施路径调研。结合各城市资源禀赋、产业结构、能源消费、生态环境和碳排放特征（具体信息见附录 B），系统分析能源与主导产业结构，识别转型关键环节和主要约束。在此基础上，对典型城市同类企业的发展现状和转型模式开展对比，重点评估能源结构调整、产业升级和技术替代对企业经营、就业规模及岗位结构的影响，并关注劳动力转移、技能匹配和人员安置等问题，提炼兼顾减排、发展与就业保障的共性经验与建议，为其他传统能源城市推进绿色公正转型提供参考。

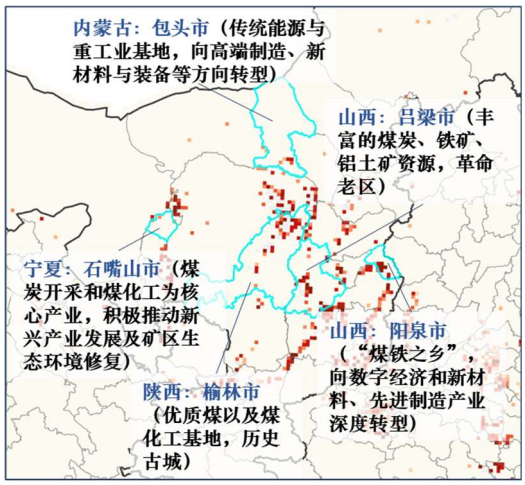



**图 4-1 典型城市位置分布**

### （一）典型城市转型现状与“十五五”时期低碳转型政策规划

#### 1. 山西省吕梁市

吕梁是国内焦化产业集聚区，“十四五”期间该市依托煤焦钢铝联动产业链完成存量高碳产业综合改造，全面清退落后焦炉，实现焦化、钢铁全流程超低排放，大幅提升焦炉煤气资源化利用率；产业延伸聚焦煤焦油深加工、碳基负极等高附加值材料，落地焦炉煤气制氢示范项目，依靠传统产业循环改造实现降碳增效。但城市经济高度绑定煤焦产业，汾渭平原大气治理、黄河水资源双重约束限制大规模风光基地开发，新兴产业整体规模偏小。

依据《山西省加快能源绿色低碳转型发展实施方案》，吕梁被划定为全省核心煤焦化转型示范基地，重点承担焦化绿色升级、煤基固废综合利用、氢能重卡示范、绿电产业园区建设四大示范任务。全省明确到 2030 年吕梁非化石能源消费比重达 18%、新能源装机占比超 60%，布局岚县、兴县两大绿电产业园，统筹推进绿电直供、虚拟电厂建设，提升新能源就地消纳能力。

基于全省对吕梁产业发展的定位，吕梁出台《吕梁市氢能产业中长期发展规划（2022-2035 年）》《吕梁市综合能源站专项规划（2025-2030 年）》等专项文件，计划在“十五五”期间构建“焦化改造—氢能突破—绿电承载—产业延链”完整实施体系。传统煤基产业层面推进焦炉大型化、干熄焦、数字化升级，拓展焦炉煤气制氢、制甲醇、还原铁等应用场景；氢能产业围绕 “一体两翼、三港四链” 布

局气、站、运、车全产业链；通过财政奖补、园区平台、链主企业牵引，系统落地各项低碳转型任务。

### 2. 山西省阳泉市

阳泉碳排放总量约 73%来源于火电行业，“十四五”期间以煤电“上大压小”、机组能效升级为核心转型举措，关停多台低效小火电机组，新建大容量超超临界机组，同步完成存量煤电灵活性、节能、供热综合改造，供电煤耗与电力碳排放强度显著下降。全域煤矿智能化改造全覆盖，依托采煤沉陷区布局分布式光伏、多能互补项目，但市域其他煤基产业的体量有限，低碳转型高度依赖火电技改，新兴产业培育推进缓慢。

山西省“十五五”规划在提出建设国家重要能源原材料基地的同时明确指出，要将能源转型与京津冀协同发展、全国统一大市场建设相衔接，并且主动融入京津冀“六链”“五群”。在这一宏观目标下，省政府将阳泉纳入山西中部城市群，推动阳泉主动融入石家庄都市圈，在京津冀绿电供需对接、算力设施共建、产业配套和都市圈协作等方面赋予了重要的承接功能。此外，更详细的省级能源转型方案将阳泉高新区列入国家首批减污降碳协同创新试点园区，并纳入国家级零碳园区建设名单，赋予其在资源型城市转型路径探索中的示范定位。

阳泉围绕能源转型、零碳园区与特色制造业升级形成政策组合体系，先后出台《阳泉市能源领域碳达峰实施方案》《金融支持阳泉市零碳园区高质量发展行动方案》《阳泉泵阀产业高质量发展实施方案（2025-2030 年）》等文件。“十五五”期间以碳达峰目标为牵引，明确提升新能源与清洁能源装机占比，推动能源消费结构低碳替代。在零碳园区建设方面，突出金融赋能作用，以高新区国家级零碳园区为核心载体，在园区运营、企业技改、绿色生产与碳资产管理等环节，探索碳账户、碳资产与绿证质押、供应链金融、融资白名单及风险补偿等制度安排，推动绿色金融嵌入减碳全过程，实现资金、能源与碳资产协同配置，为资源型城市转型提供金融支撑示范。同时，推动传统产业向新质生产力转化，以泵阀等特色制造业为重点强化技术创新与专精特新培育，推动制造业由资源依赖型向技术驱动型升级。

### 3. 内蒙古自治区包头市

包头兼具优质风光资源与稀土产业基础，是五市在“十四五”期间新动能培育成效最突出的城市。作为国家级氢能试点，建成风光制氢、储氢、工业掺氢完整产业链，打造千亿级光伏全产业集群，同步布局稀土新材料、储能装备制造；本地钢铁行业推进绿氢冶炼低碳改造，依托规模化新能源与多元新兴产业对冲高耗能行业碳排放，跨区域绿电、绿氢外送基础设施配套完善。

依据国家《关于支持内蒙古绿色低碳高质量发展若干政策措施的通知》及自治区“十五五”规划，包头定位为国家碳达峰试点城市、自治区核心高载能产业转型集聚区。要求加快建设两大稀土产业基地，延伸新能源、新材料产业链，推动钢铁、有色、装备制造转型升级，布局新能源重卡、核能等未来产业。同步落实“四水四定”管控，强化再生水利用，为绿氢、新能源基地开发提供水资源保障。

市级层面，包头发布《关于加快实施创新驱动发展战略推进战略性新兴产业发展提质提效的实施意见》，对战略性新兴产业发展作出系统部署。针对重点产业包头市进一步提出具体的发展规划，如《包头市服务晶硅光伏企业高质量发展具体措施（第一批）》《包头市氢能产业发展规划（2023-2030 年）》《包头市支持氢能产业高质量发展若干措施（试行）》等。同时，《包头市落实“四水四定”实施方案》《包头市节水行动实施方案》和《关于进一步加强再生水利用工作若干措施（试行）》等政策相继发布，通过强化节水约束与再生水利用，为新能源基地开发、绿氢生产和高载能产业绿色转型提供资源保障。

### 4. 陕西省榆林市

榆林是国家级现代煤化工核心基地，产业资源锁定问题突出，规上工业能源产业占比长期居高不

下，产能以煤制油、煤制烯烃等初级化工产品为主，精细化工、高端新材料布局零散，产业链附加值偏低。受能耗双控、黄河取水指标、本地科创资源不足制约，风光就地配套煤化工、规模化 CCUS 等低碳技术落地进度偏慢；虽获批国家级能源革命创新示范区，但整体仍以煤化工产能提质为主，深度低碳转型滞后。

陕西省“十五五”时期总体规划中，围绕榆林等陕北能源城市，重点强调能源稳产保供和能源产业转型升级两条主线。一方面，榆林需要继续有序释放煤炭优质产能，促进油气增储上产，同时推动可再生能源装机规模倍增，加快抽水蓄能、陕皖通道、陕豫通道以及陕青互济、陕渝互济等重大工程建设，提升电力外送和区域能源枢纽功能。另一方面，陕西明确以建设榆鄂宁现代煤化工集群为重点，推动煤化工向高端化、多元化、低碳化方向发展，支持榆林与鄂尔多斯、宁东加强产业联动，推广全球首台（套）技术装置，发展煤基特种燃料、煤基生物可降解材料等高附加值产品。

“十五五”期间，现代煤化工仍将是榆林产业发展的重点方向。围绕“稳煤、稳油、增气、增电、增化工”的总体思路，榆林将推进陕煤榆林化学、国能循环经济煤炭综合利用等重大项目建设，延伸煤制烯烃、煤基可降解材料、高性能聚酯等精细化工和新材料产业链，推动形成“能源转化—高端材料—先进制造”协同发展的产业体系。按照规划，到 2030 年，基础化工品产能将达到 5000 万吨，精细化工与新材料产能达到 900 万吨，建设全国一流高端煤基新材料产业基地。与此同时，榆林将低碳技术创新作为煤化工提质升级的重要支撑。依托中科洁净能源创新研究院、榆横综合中试及示范基地，重点推进煤炭清洁高效转化、规模化 CCUS 和工业废水近零排放等关键技术研发与示范应用。

#### 5. 宁夏回族自治区石嘴山市

石嘴山是典型的资源枯竭型工业城市。“十四五”期间，随着贺兰山煤炭开采产能持续收缩，城市传统发展基础进一步弱化；同时，电石、铁合金等高载能产业仍占据较高比重，能源消费和碳排放集中度较高。在黄河流域“四水四定”刚性约束下，石嘴山严格控制新增“两高”项目，重点通过高耗能企业绿电替代、园区循环化改造、余热和固废综合利用等方式挖掘存量减排潜力，并同步培育光伏制造、硅基新材料等接续产业。总体看，受水资源承载上限和生态环境容量约束，石嘴山转型更多依赖存量产业绿色改造与有限增量产业替代，产业扩张空间相对有限。

面向“十五五”，宁夏回族自治区将生态脆弱地区保护修复和产业绿色转型作为重要任务，重点加强黄河流域、贺兰山及荒漠化地区等生态空间治理。在区域功能布局中，石嘴山被赋予发展新型材料、高端装备、生物医药等产业的方向，并通过“一市三城”协调联动，推动产业、人口和公共服务资源优化配置。自治区层面的政策导向表明，石嘴山未来发展需以生态承载能力为前提，在严格控制高耗水、高耗能产业无序扩张的基础上，加快培育低资源消耗、低环境负荷的接续产业。

在此基础上，石嘴山市围绕产业升级、能源替代、生态修复和园区低碳治理形成系统部署。相关规划和政策以“再工业化”和园区提质为抓手，推动现代化工向精细化、绿色化延伸，新型材料向钽铌铍钛、碳基材料、储能材料等高端环节拓展，高端装备、特色冶金和生物制造同步补链。能源方面，重点推进绿电园区建设，推广分布式光伏、绿电直连、虚拟电厂、智能微电网和源网荷储一体化，提高工业园区绿色电力消费比重。生态方面，围绕“一河一山两湖”、贺兰山东麓水源涵养、历史遗留矿山修复和河东沙地治理，推动生态修复、污染治理与产业低碳化协同推进，探索资源枯竭型工业城市在强生态约束下的渐进式转型路径。

### （二）典型城市共同产业基础及差异化低碳路径比较

从上述五个典型城市的发展基础与“十五五”规划可以看出，煤炭三角区资源型城市低碳转型并非简单的产业替代或能源替换，而是在煤基产业依赖和生态环境约束下，因资源禀赋、产业存量、城市

功能和转型能力差异，形成不同的转型节奏、重点任务与路径组合。上述五个城市均不同程度依赖煤炭、煤电、煤化工、冶金建材或资源深加工产业，工业部门仍是能源消费和碳排放的主体，因此其转型具有明显同质性：一是存量高耗能产业规模大，短期内仍承担能源保供、原材料供给和地方就业稳定功能；二是新能源开发、绿电消纳、节能技改、园区循环化改造成为共同抓手；三是碳达峰时间不只取决于资源禀赋和排放基数，也与地方对主导产业的延链补链、存量压降和新兴产业培育策略密切相关。

### 1. 同质性产业基础与差异化转型模式

五个城市均深度嵌入传统能源与重化工业体系，产业链主要围绕煤炭开采、煤电支撑、煤化工转化、冶金建材加工及资源型装备服务展开，具有较强的煤基产业依赖和高耗能特征。由于工业用电、煤炭消费和过程排放占比较高，低碳转型难以仅依靠终端节能实现，而需同步调整产业组织、能源供给和园区治理方式。但共同产业基础并不意味着转型节奏和实施重点相同。表 4-1 显示，五个城市煤基产业规模、产业链位置和就业依赖程度差异明显，因而面临不同的产业与就业转型压力：

- 榆林煤炭开采、煤电和煤化工直接就业约 17.6 万人，煤基产业直接就业在全市占比约 42.8%，是五市中煤基产业就业依赖最强的城市。同时工业增加值占比也是五市最高，煤基产业经济增量占到工业增加值的 80%以上，煤炭开采与现代煤化工扩张仍是其短期内的经济发展基础。
- 吕梁煤基产业直接就业约 11.4 万人，占比约 14.1%，工业增加值占比在五市中位居第二，是山西乃至全国重要的焦煤和焦化产业集聚区。但煤炭开采和焦化产业链仍以资源初级转化为主，附加值提升不足、抗市场波动能力较弱。
- 阳泉煤炭开采从业人员达到 13 万人，叠加煤电、水泥等相关行业就业，煤基产业就业占全市就业比重约 23.9%。中短期内，煤炭开采、煤电等传统产业增长空间受限；与此同时，本市制造业规模不大、新兴产业基础偏弱，接续产业尚难以充分承接传统产业释放的就业岗位。
- 包头煤基产业就业占比仅 5.8%，对煤炭开采的直接依赖较弱，然而煤电、钢铁、电解铝、煤化工等高载能产业仍是本市就业的主要支撑。虽然当地绿电资源丰富，但以包钢为首的高载能企业对煤电保供及高碳原料仍存在较强依赖性，绿电资源未能充分形成工业消纳规模与低碳产品竞争优势。
- 石嘴山煤炭开采规模已明显收缩，但煤电、电石、铁合金和煤化工仍是工业就业和经济运行的重要支撑，煤基产业就业占比约 25.0%。其突出矛盾在于资源枯竭、水资源刚性约束与环境容量偏紧相互叠加，传统产业既缺乏持续扩张空间，也难以短期退出，企业技改和就业稳定压力较大。

总体看，资源趋于枯竭、煤基产业规模较小、接续产业基础较好且新能源消纳条件较优的城市，更具备较早实现排放达峰和结构转型的条件；而仍承担煤炭保供、现代煤化工扩能或跨区域能源外送功能的城市，则需要经历更长的排放平台期，并更加注重能源保供、产业升级、就业稳定和生态治理之间的协同平衡。五个城市由此形成了不同的转型阶段：榆林和吕梁仍处于高排放存量优化与低碳增量培育并行阶段，包头进入高载能产业绿色替代和先进制造升级加速阶段，阳泉处于传统资源产业收缩与接续产业扩张的结构转换阶段，石嘴山则在资源枯竭和生态约束下进入以存量重构、园区治理和生态修复为主的渐进转型阶段。

**表 4-1 典型城市主导产业、能源发展、就业现状与转型模式比较**

| | 山西吕梁 | 山西阳泉 | 内蒙古包头 | 陕西榆林 | 宁夏石嘴山 |
|---|---|---|---|---|---|
| 2025 年 GDP（亿元） | 2575.02 | 870.6 | 4711.9 | 7501.06 | 579.84 |
| 2025 年三产占比（%） | 4.2:54.5:41.3 | 2.1:41.1:56.8 | 3.2:46.0:50.8 | 4.4:68.3:27.3 | 7.9:46.5:45.6 |

| | 山西吕梁 | 山西阳泉 | 内蒙古包头 | 陕西榆林 | 宁夏石嘴山 |
|---|---|---|---|---|---|
| 城市定位 | 焦煤开采与煤基碳材料产业基地 | 传统无烟煤转型、服务业多元示范城市 | 稀土钢铁与新能源装备制造产业新城 | 煤化能源保供与风光创新核心枢纽 | 资源枯竭下具备先行转型压力的节水城市 |
| 2025 年煤炭产量（万吨） | 15395.3 | 6121.3 | ~1800 | ~64000 | <80 |
| 2025 年新能源装机占比 | ~25% | 35.61% | 52.46% | 43% | >50% |
| 碳排放主导产业 | 煤电、煤焦化、钢铁、煤化工 | 煤电、电解铝、水泥、石灰 | 煤电、钢铁、电解铝、煤化工 | 煤化工、煤电、油气生产 | 煤电、钢铁、煤化工、精细化工 |
| 煤炭开采与洗选就业人数（万人） | ~4.2 | ~13 | <0.3 | ~9.6 | <0.5 |
| 煤电行业就业人数（万人） | ~1.3 | ~0.9 | ~3.2 | ~2.3 | ~4.1 |
| 煤化工（现代煤化工+焦化）（万人） | ~4.3 | <0.2 | ~0.2 | ~5.7 | <0.3 |
| 钢铁行业就业人数（万人） | ~1.38 | 0 | ~3.1 | 0 | ~0.44 |
| “十五五”期间低碳转型路径 | 以焦化、冶金和煤化工深度节能改造为重点，同时发展氢能和绿电耦合项目，降低传统产业单位产出碳强度 | 依托较小排放体量、较快服务业和新材料发展，推进煤矿瓦斯利用、光伏开发和工业能效提升，较早进入排放平台期 | 依托稀土和新能源装备优势，扩大绿电替代和绿色制造比例，通过产业高端化消化存量高耗能排放 | 在保障国家能源安全和煤化工延链发展的同时，提高绿电本地消纳、绿氢耦合、CCUS 和源网荷储水平，因此达峰时间相对滞后 | 通过高新区新兴产业培育、经开区存量技改、绿电园区和贺兰山生态修复共同发力，推动较早达峰 |

### 2. 典型城市达峰时间比较

综合产业基础、中短期规划和排放趋势判断，阳泉、石嘴山预计较早进入碳排放平台期或实现达峰，前者煤炭产业扩张动能较弱，随着新材料、装备制造和服务业发展，煤炭对排放增长的拉动将逐步减弱；后者受煤炭资源衰减、生态保护和水资源约束影响，正加快存量工业改造、园区提质和光伏制造、储能材料等接续产业培育。包头和吕梁预计在 2028 年实现碳排放达峰，其中包头依托稀土新材料、新能源装备和绿电优势，以产业高端化和能源绿色替代对冲钢铁、有色等新增排放；吕梁则通过焦化压减、钢铁和煤化工节能改造、氢能培育及园区循环化改造，推动煤焦冶产业有序转型。榆林预计于 2029-2030 年实现碳排放达峰，其相对滞后主要源于国家能源保供和现代煤化工发展功能，应避免缺乏产业接续、就业保障等配套措施的无序退出，同时严格控制新增高碳产能，逐步降低煤炭消费和煤基产业排放，重点推进煤化工过程减排、绿氢替代、绿电直连与本地消纳、CCUS 及产品碳足迹管理，通过提升单位碳排放创造的产业附加值实现高质量达峰。

因此，五个城市应在共同推进节能降碳、清洁能源替代和园区低碳治理的基础上，形成差异化路径。阳泉和石嘴山应突出“早达峰、稳下降”，把较早达峰转化为产业转型窗口期，重点发展新材料、装备制造、光伏制造和绿色园区，防止传统高耗能产业反弹。包头和吕梁应突出“控增量、降强度、促高端”，通过稀土新材料、钢铁冶金绿色制造、焦化和煤化工深度改造推动产业链价值提升。榆林则应突出“保供中降碳、扩能中提质”，在能源安全和现代煤化工基地建设中同步嵌入绿电、绿氢、储能、CCUS 和碳资产管理，使达峰过程与产业升级过程相互耦合。

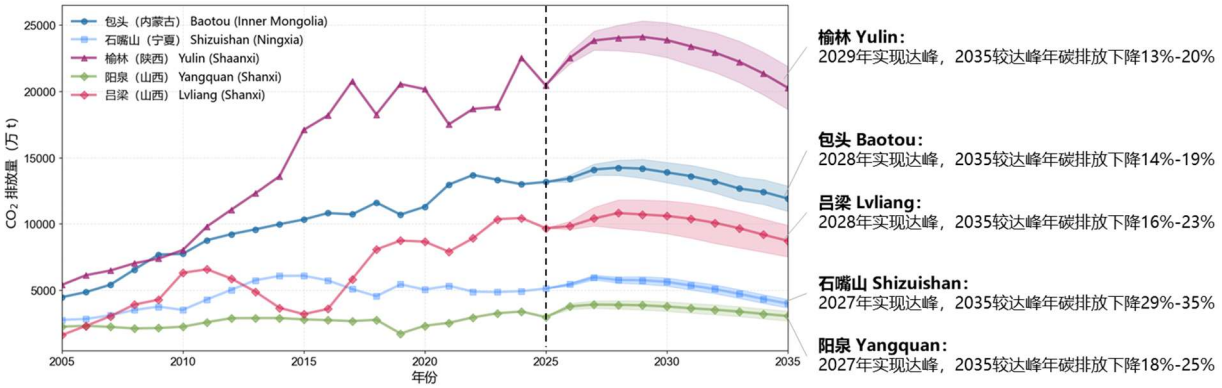



**图 4-2 典型城市碳排放趋势与碳达峰预测**

### （三）典型城市转型共性问题提炼与发展展望

综合五个典型城市的产业基础、能源条件和转型实践（附录 B），煤炭三角区资源型城市正由单一节能改造和新能源项目建设，转向能源、产业、环境与社会协同重构，但总体仍处于由项目示范向系统转型过渡的阶段。当前共性制约主要体现在：绿氢、储能、CCUS 及工业深度减排等技术投资规模大、回收周期长，减排收益尚难通过碳价、产品溢价和绿色金融充分实现；风光资源开发受到土地、生态、水资源和电网接入等条件限制，新能源供给与工业负荷在空间和时序上匹配不足，配套储能、电网和综合能源基础设施仍较薄弱；传统煤基产业路径依赖较强，接续产业规模偏小、产业链带动能力不足，新能源资源优势尚未充分转化为本地产业和就业优势；现有碳核算、碳预算、碳市场及区域考核机制尚未充分体现能源保供、跨区域消费和生态环境成本，绿色能源和减排贡献缺乏稳定的价值实现渠道；同时，地方财政、就业和公共服务对传统产业依赖程度较高，劳动者技能结构与新产业需求衔接不足，长期就业转型和社会保障机制尚不完善。其根本问题在于，能源转型、产业升级、减排收益和社会成本之间尚未形成有效衔接，绿色价值实现、区域利益分担和长期转型保障机制仍需完善。

下一阶段典型资源型城市应重点打通绿色能源开发、传统产业升级、碳价值实现和社会保障之间的协同链条。煤电、煤化工、冶金和建材等传统产业在保障能源和原材料供给的同时，应加快工艺改造、资源循环利用及与新能源、绿氢、储能和 CCUS 等技术的耦合发展，推动产业由规模扩张转向存量提质。绿色能源开发应更加注重本地消纳和产业转化，通过绿电直连、源网荷储和跨区域交易等机制，将风光资源优势转化为低碳产品和产业竞争优势。同时，推动碳治理由单一约束转向责任分担、激励补偿和价值实现协同，就业政策由企业退出后的短期安置转向覆盖技能提升、就业转换、社会保障和社区发展的长期公正转型机制，促进减排、产业接续、就业稳定和城市发展能力协同提升。

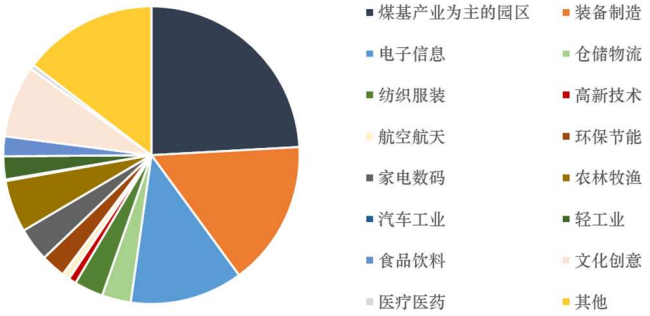
## 五、煤炭三角区零碳园区与零碳贸易示范区建设路径

园区既是能源消费和碳排放高度集中的重要单元，也是推进绿电替代、工艺升级、资源循环利用

和产业绿色转型的关键载体。近年来，中国零碳园区建设由地方探索逐步进入国家层面系统推进阶段。2025 年 12 月，首批国家级零碳园区建设名单发布，**煤炭三角区四省区共有 6 家园区入选，主要依托当地丰富的风光资源以及新能源装备、绿色算力、新材料等产业基础，探索绿色能源与产业协同转型路径。**国家级零碳园区建设也标志着园区降碳由单一项目和企业节能改造，进一步向能源系统优化、产业结构升级和全过程碳管理协同推进。对煤炭三角区而言，如何在园区层面充分发挥新能源资源和既有能源基础设施优势，将绿电资源优势转化为低碳生产能力、绿色产品价值和市场竞争优势，是推动传统产业深度脱碳和绿色接续产业培育的重要路径。

### （一）煤炭三角区零碳园区建设的定位与目标

煤炭三角区区县级以上产业园区工业总产值、能源消费和碳排放占区域总量的比重均超过 90%。依据产业园区数据统计，煤炭三角区中以传统煤基产业为核心的园区数量规模突出，涵盖煤炭开采、现代煤化工、煤电一体化、电力热力、冶金冶炼、精细化工等重点领域，共计 145 家，占区域园区总量的 23.5%；以高端机械、能源装备、配套零部件为主的装备制造类园区共 95 家，占园区总数的 15.3%，反映出区域仍以煤基重化产业为主体、装备制造产业初具规模的园区结构特征（图 5-1）。煤炭三角区的园区单位能耗碳排放强度普遍高于 1.5 吨 $CO_2$/吨标准煤，与国家级零碳园区建设目标的 0.2-0.3 吨 $CO_2$/吨标准煤相比差距显著，短期内实现建设目标面临较大挑战；同时，区域园区单位 GDP 碳排放强度也明显高于全国平均水平。其中，煤炭三角区中的煤化工园区碳排放约占区域园区排放总量的 27%，是园区减污降碳和绿色低碳改造的重点领域。因此，推动煤化工园区率先开展绿电替代、绿氢耦合、流程优化、余热利用和 CCUS 示范，对于降低区域园区整体碳排放具有关键作用。



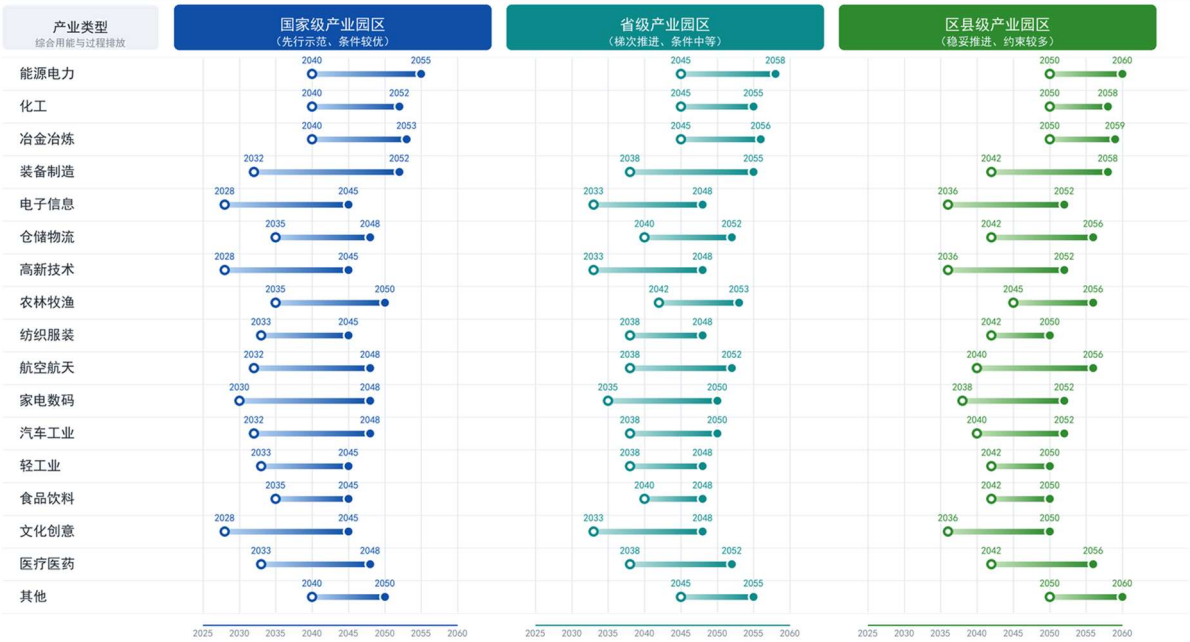

注：数据来源于产业园区网产业园区信息数据；煤基产业为主的园区指以煤炭为主要能源或原料投入，且煤炭开采和洗选、煤电、焦化、现代煤化工、长流程钢铁冶炼及相关材料加工等行业的工业增加值在园区中占主导地位的园区。

**图 5-1 煤炭三角区区县级以上工业园区类型数量统计**

国家已将建设 100 个左右国家级零碳园区纳入“十五五”时期绿色低碳转型的重要部署，并明确通过绿电直连、新能源就近接入增量配电网、园区节能降碳改造、能碳管理平台和基础设施升级等方式，推动园区由单一项目示范转向能源、产业、技术和管理协同的系统性实践。因此，在“十五五”期间，零碳园区的建设也应成为煤炭三角区培育绿色低碳新增长极，推动传统产业深度脱碳、提升绿电消纳能力，将风光资源优势转化为本地绿色制造、低碳产品和产业链增值能力的现实路径。

考虑到园区产业结构、煤炭消费强度和技术替代条件差异较大，煤炭三角区的园区零碳化不宜采取统一节奏，而应形成“低耗煤产业率先零碳化、高耗煤产业分阶段深度脱碳”的总体路径（图 5-2）。依据前期调研、产业园区信息数据及国家级零碳园区建设要求研判，煤炭三角区在“十五五”期间具备达到国家级零碳园区建设目标的园区仅个位数，**整体面临“申报意愿较强、实质创建难度较大”的问题。**区域对支撑 2030 年前建设 100 个左右国家级零碳园区目标具有一定基础，但也面临较为突出的结

构性约束：**一是绿电资源与产业负荷在空间布局、出力特性和用电时序上尚不完全匹配**，电力消费是煤炭三角区园区碳排放的重要来源，区域虽具有丰富的风光资源和较大的新能源装机规模，但当前绿电优势尚未充分转化为园区稳定、高比例的电力消费需求，绿电直连费用分担、储能等灵活性资源成本疏导、激励政策和跨区域绿电交易机制仍有待完善（图 5-3）；**二是园区工业热源电气化替代难度较大**，特别是园区中的高耗能行业存在高温、连续供热和高品质蒸汽需求，高温热泵、电锅炉等技术在供热温度、运行稳定性和用能成本方面尚难全面替代化石燃料；**三是高耗煤园区深度脱碳高度依赖绿氢、CCUS 和工艺流程再造等技术**，但相关技术成本较高、商业模式尚未成熟。




注：图中年份为趋势性判断，受技术进步、政策力度、能源结构、园区条件等因素，各类型园区实际实现时间可能有所不同；区间反映绿电、清洁热力、绿氢、替代燃料、CCUS 及基础设施成熟度差异下的建成窗口，其中以用电为主的园区可较早建成；存在燃料、原料和过程排放的园区因深度脱碳技术约束，较晚建成。

**图 5-2 煤炭三角区不同类型、不同层级园区实现零碳园区建设发展格局分析**




**图 5-3 当前园区获得绿电方式比较分析**

因此，煤炭三角区零碳园区建设应实行分类支持的政策安排。中短期以路径突破和示范创建为重点，优先支持具备绿电资源、产业负荷基础和碳管理能力的园区开展绿电直连、源网荷储一体化、终端电气化、能碳管理平台和重点企业节能降碳改造，形成一批可核算、可认证、可复制的近零碳园区样

板；对煤化工、冶金冶炼等高耗煤园区，则应重点支持工业余热利用、能效提升、低碳工艺改造和辅助设备电力替代，避免以短期“零碳达标”为导向简单压减产业；逐步完善绿电直连的容量电价、储能成本分担、碳资产开发和绿色金融等配套机制。中长期，随着绿氢、长时储能、高温电气化和 CCUS 等技术逐步成熟，应推动高耗煤园区由单项改造转向“绿电—绿氢—低碳工艺—碳捕集利用与封存”系统集成，政策资源应更多向承担国家能源保供、高排放存量改造压力较大、但具备技术示范和产业链带动能力的园区倾斜，以降低其深度脱碳的初始成本和转型风险。

**专栏 5-1：内蒙古自治区鄂尔多斯零碳产业园——风光绿电耦合的多能互补供热体系**

鄂尔多斯零碳产业园依托当地丰富的风光资源，重点布局新能源装备、绿氢及绿色化工等产业，推进风光发电、储能、绿氢与园区用能系统协同建设。针对北方地区工业生产和冬季采暖热负荷较高的特点，园区探索**以绿电和工业余热替代传统化石能源供热，构建零碳化、多能互补的供热体系**。园区构建“余热优先、热泵主供、电锅炉调峰、绿氢备用”的多级供热体系，并与绿电直供和园区能源管理系统联动。其中，生产工艺余热优先满足中低温采暖和生活热水需求，约占供热负荷的 45%；高温空气源、水源热泵利用园区绿电提供主体热源，约占 35%；电极式电锅炉利用富余绿电承担调峰，约占 15%；绿氢锅炉作为极端寒潮和高峰负荷下的备用热源，约占 5%。通过不同热源梯级配置，提高绿电利用效率和供热系统可靠性。

园区规划供热面积超过 1200 万平方米，覆盖工业厂房、办公及生活服务设施。按照现有方案测算，供热环节每年可替代标准煤约 28 万吨、减少二氧化碳排放约 75 万吨，并通过消纳低谷和富余绿电降低传统燃煤供热需求。新能源富集地区的园区供热不宜简单依赖单一电锅炉或单一热泵，而应充分利用工业余热，统筹热泵、电锅炉、储能和绿氢等多种资源，并与虚拟电厂、需求响应和绿电交易机制协同。通过根据新能源出力动态调整热泵和电锅炉负荷，可在保障供热安全的同时提高可再生能源消纳水平，实现“电—热—氢”协同优化，为北方高载能园区低碳供热提供可借鉴模式。

## （二）煤炭三角区零碳园区建设的重点模式

**煤炭三角区零碳园区建设在以提高绿电消纳比例为目标的同时，还需回应煤基高载能产业集聚的核心现实。**煤基产业为主的园区集中了区域 60%以上碳排放，其转型应以逐步降低煤炭消费和高碳产业依赖为中长期方向，同时在保障能源安全和产业链稳定的前提下，推动煤炭、电力、煤化工和冶金等产业向绿色能源支撑、低碳工艺改造、资源循环利用和碳移除协同发展的方向转变。立足现有煤基产业和重化工业基础，在逐步降低煤炭消费和化石能源依赖的同时，以可再生能源为增量动力，通过绿电替代、绿氢耦合、工艺升级、循环利用和 CCUS 等系统措施，逐步降低燃料煤炭消费和工业过程排放，推动煤基产业由高碳资源依赖向低碳原料利用、灵活调节和绿色制造转型。因此，总结煤炭三角区零碳园区建设的重点模式如下：

**一是构建绿色能源系统优化与灵活调节模式。**围绕高比例绿电消纳需求，推动园区周边的新能源基地与高载能园区协同布局，发展绿电直供、源网荷储一体化和园区综合能源管理模式。通过储能配置、风光出力预测、负荷智能调度和能源数字化管理等技术，提升新能源供需匹配能力，降低绿电应用的系统调节成本。同时推进工业蒸汽、低中温热源和可电气化环节清洁替代，结合煤电灵活性改造保障能源系统安全稳定运行。

**二是针对重点园区建设低碳技术集成与产业协同示范平台。**依托重点园区和龙头企业，建设低碳

技术综合示范平台，推动余热、副产氢、工业废气、二氧化碳和固体废物等资源在园区内循环利用。开展绿氢替代、工业用能电气化、储能调节、碳资源利用和碳捕集等技术集成应用示范，探索形成适用于资源型园区的低碳工艺改造路径。

**三是构建绿色能源价值转化与制度创新支撑体系。**积极探索绿电直供、跨区域绿电交易、绿证应用和源网荷储协同等机制创新，推动建立园区碳足迹管理、绿色产品认证和企业碳数据管理体系，探索针对园区重点企业的绿色金融、转型基金、风险分担等支持机制，将绿色能源消费优势转化为企业产品低碳认证优势和市场竞争优势。

综上，零碳园区建设应坚持**“多系统协同、分类别施策”**，根据不同园区的能源结构、产业类型和碳排放来源实施差异化转型。对于煤炭三角区而言，可依托区域丰富的风光资源和既有能源基础设施，应以绿电替代和新能源就地消纳为核心，加快完善绿电直连、源网荷储协同、储能成本分担及绿电环境价值传导等机制，并统筹工业余热利用、能效提升、工艺改造、绿氢耦合和原料替代，对难以通过能源替代实现深度减排的环节合理配置 CCUS 和循环经济措施，形成系统性路径，推动园区由能源低碳化向产业体系绿色化和绿色产品价值提升转变。

**专栏 5-2：山西省阳泉高新区零碳园区建设实践**

阳泉高新区入选首批国家级零碳园区建设名单。园区采用“园中园”模式，开展零碳建设，覆盖数字经济、装备制造、新能源新材料、精细化工等产业，涵盖百度云计算、多氟多、阳泉阀门等 36 家规上企业。园区能源消费以电力为主，占比约 98%。规划到 2028 年底，通过新能源开发、能源系统优化和产业低碳升级，实现总用电量提升至约 15 亿千瓦时，并达到国家级零碳园区建设标准。

阳泉高新区零碳建设主要围绕三个方面展开：一是构建绿色能源供给体系，园区规划推进 1 GW 新能源装机布局，近期建设 500 MW 集中式新能源项目和 50 MW 屋顶光伏项目，并探索绿电直连、专用配电网和一体化能源运营模式，提高绿电供应和消纳能力。二是推动能源、工业和建筑协同降碳，通过余热、生物质等低碳能源替代供热需求，实施重点企业节能改造，多氟多能耗下降约 46%，同步推进建筑低碳改造和智慧能碳管理平台建设。三是推动绿色能源赋能产业升级，园区围绕新能源电池、新材料、高端装备和数字经济培育绿色产业集群，形成锂离子与钠离子电池“双赛道”、算力中心与算电协同发展格局，并布局碳计量设备、碳核算服务等绿色低碳产业链。

当前，阳泉高新区的零碳园区建设仍面临绿电保障和市场机制两方面挑战。一方面，园区远期用电需求增长与新能源资源、电网承载能力之间存在匹配压力，外部集中式新能源、储能和增量配电网建设仍需进一步完善；另一方面，风光电站、储能设施、智慧能碳平台等基础设施当前收益回收周期较长，现有财政支持和市场激励机制尚不足以充分调动社会资本参与。需进一步完善绿电保障机制、绿色金融工具和零碳园区激励政策，推动资源型地区园区向绿色能源和低碳产业协同发展的综合载体转变。

### （三）零碳贸易示范区的运行机制与实施路径

随着产品碳足迹、绿色供应链和国际绿色贸易规则加快发展，产业低碳竞争正由生产端减排向全生命周期碳管理和绿色产品供给能力延伸。**传统能源地区的转型约束将由生产端碳排放控制，进一步拓展至产业链碳管理、绿色采购、产品碳足迹认证及国内外绿色贸易规则衔接。**煤炭三角区钢铁、电解铝、现代煤化工、绿氢及相关材料等产业处于能源资源和产业链上游，能耗排放集中、供应链关联

广，在国内绿色采购和国际贸易中面临日益提高的碳核算、认证和市场准入要求。因此，有必要在零碳园区建设基础上进一步探索零碳贸易示范区，将区域绿电资源和低碳转型成效转化为可核证、可交易的绿色产品价值和产业竞争优势。

综合 2024 年前期研究基础和 2025 年专题政策研究成果，零碳贸易示范区可定义为：**以绿色低碳产业链为核心，以绿色能源供给、产品碳足迹管理和绿色贸易规则为基础，集低碳生产、核算认证、绿色交易、金融支持和国际规则衔接于一体的综合性开放平台。**与零碳园区主要聚焦园区内部能源替代和生产环节减排不同，零碳贸易示范区进一步将碳管理延伸至原料供应、生产加工、物流运输、产品认证、碳资产和贸易等全链条环节，推动绿色能源和减排优势向绿色产品价值和贸易竞争力转化。其本质是在自由贸易试验区、跨境电商综合试验区、进口贸易促进创新示范区等开放平台基础上，叠加零碳目标、碳管理体系和绿色贸易规则形成的新型功能区。

**从运行模式看，零碳贸易示范区应形成“绿色能源供给—低碳产品制造—碳足迹核算认证—绿色贸易—金融支持—国际规则衔接与互认”的闭环。**在能源与生产端，依托零碳园区以及大型风光基地、“源网荷储”建设，为高载能产业提供稳定、可追溯的绿色能源，并通过绿氢耦合、资源循环等降低产品全生命周期碳排放；在核算与认证端，建立覆盖绿电溯源、产品碳足迹、碳标签和第三方核查的统一体系，为绿色产品交易和市场准入提供可信依据；在金融与价值实现端，探索示范区绿色贷款、绿色债券、转型金融和可持续发展挂钩融资，将融资条件与可再生能源消费比例、产品碳强度和减排绩效挂钩，鼓励综合能源服务商、园区运营主体和社会资本通过合同能源管理、能源即服务等模式参与投资运营，并通过能源服务、绿色产品溢价、碳资产和贸易融资等形成多元收益；在国际规则衔接端，围绕绿色甲醇、绿氢、低碳铝、绿色钢铁和绿色化工产品等重点产品，加强与国际通行的碳足迹核算方法、绿色产品认证、供应链信息披露和贸易合规要求衔接，探索碳数据、绿电环境属性和第三方认证结果的互认机制，降低重复核算和认证成本，提升区域绿色产品进入国际供应链和海外市场的便利度。

因此，示范区的**核心功能**可概括为五个方面。**第一，构建零碳产品与低碳贸易规则体系**，率先开展产品碳足迹核算、认证、追溯和信息披露，推动与国际规则接轨。**第二，打造绿电驱动的低碳产业集群**，围绕绿色化工、低碳冶金、绿氢、新材料、储能装备等产业形成可出口、可认证、可溯源的产品体系。**第三，构建绿色贸易与绿色金融协同平台**，将绿电交易、碳排放交易、绿证、碳信用和贸易结算结合起来，增强区域吸引外资、民营资本和国际绿色供应链布局的能力。**第四，形成跨区域低碳产业协同与资源配置平台**，通过绿电外送、低碳原材料供应和零碳产品出口，支撑全国制造业供应链碳足迹下降，推动煤炭三角区由传统能源输出基地转向绿色能源和低碳产品供应基地。**第五，形成绿色转型收益共享与就业带动机制。**示范区建设应将绿色产品溢价、碳资产收益、绿色金融支持和产业链增值，与本地企业技术改造、接续产业培育、劳动者技能培训和公共服务改善相衔接，可扩大绿色转型对本地就业和产业链的带动作用。

**实施路径上，零碳贸易示范区建设应坚持统一规划、系统集成和协同推进**，重点做好五方面工作：

- **完善试点规则。**优先选择绿电资源较好、外向型产业集聚、园区碳管理基础较强的地区，明确产业准入、碳核算边界、重点产品目录和建设评价标准。
- **夯实基础设施。**统筹建设绿电直供、增量配电、储能、绿氢制储输、二氧化碳输送、数字化碳管理和绿色物流等设施，提升低碳能源和原料保障能力。
- **建立产品认证体系。**围绕钢铁、有色、化工材料、绿色甲醇和绿氢等重点产品，开展碳足迹核算、第三方核查、碳标签认证和绿色供应链管理，形成可追溯、可核证的低碳产品体系。
- **推进市场与规则衔接。**探索与国际碳信用、绿色采购和境外认证规则衔接，统筹绿电交易、绿证、碳资产、绿色保险和贸易融资等工具，降低企业技改、认证和市场拓展成本。
- **推动复制推广和收益回流。**将成熟模式向高载能园区推广，促进绿电、绿氢、低碳原材料和

零碳产品跨区域配置；探索将部分绿色产品溢价、碳资产收益和转型金融资金用于职工技能转换、中小企业改造、园区公共设施和矿区社区发展，形成“绿色贸易增值—区域转型投入—就业与公共服务改善”的收益回流机制。

**综上，零碳贸易示范区可依托零碳园区率先探索绿色生产、碳足迹核算认证、绿色交易、金融支持以及国内外规则衔接的一体化机制，通过提升绿色产品市场价值和竞争优势，并促进绿色转型收益向地方、企业、劳动者和社区合理共享，为当地接续产业培育、就业转型和社区可持续发展提供支撑。**

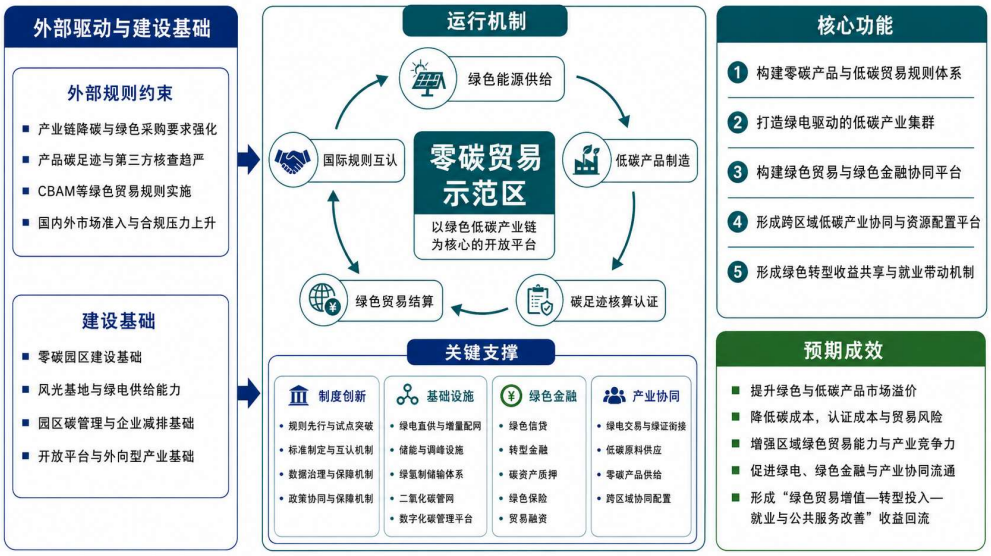



**图 5-4 零碳贸易示范区运行机制示意图**

## 六、煤炭三角区绿色公正转型机制与政策创新

2022 年底，《联合国气候变化框架公约》第二十七次缔约方大会（COP27）通过决定设立《公正转型工作方案》；2025 年 11 月，COP30 进一步决定制定公正转型机制，推动公正转型由国际倡议逐步走向机制化实施。公正转型理念与中国生态文明建设、美丽中国建设和碳达峰碳中和战略高度契合，正成为绿色低碳发展的重要理念。2025 年 4 月，中国国家主席习近平在气候和公正转型领导人峰会致辞中指出，绿色转型必须坚持以人民为中心，统筹环境保护、经济发展、就业创造和民生改善，为中国在绿色低碳转型中协调发展、安全与民生提供了重要遵循。

### （一）中国公正转型政策仍缺乏系统性制度安排

近年来，中国围绕资源型地区可持续发展和高质量发展、煤炭去产能、就业安置、生态修复以及绿色金融等领域出台了一系列政策，为传统能源地区转型积累了较为丰富的制度基础。特别是《全国资源型城市可持续发展规划（2013—2020 年）》和《推进资源型地区高质量发展“十四五”实施方案》，逐步将政策重点由解决资源枯竭、产业单一和历史环境欠账，拓展至能源安全保障、产业动能转换、公共服务提升和绿色低碳发展。但现有政策仍分散于能源、产业、就业、财政、金融和生态环境等不同领域，尚未形成以公正转型为目标、覆盖地区、产业、企业、劳动者和社区的系统性制度框架。

**（1）能源输出地与消费地之间的转型成本分担与发展收益共享机制仍不完善。**随着转型深入，煤矿煤电资产处置、财政减收、就业调整、生态修复等成本主要集中在资源地，而能源消费地和产业链下游获得更多发展收益。现有转移支付、生态补偿和差异化考核尚未充分体现能源保供贡献、跨区域碳

责任和绿电外送价值，区域成本共担与收益共享机制仍需完善。

**（2）尚缺乏长期稳定的公正转型顶层设计。**现有资源型地区政策较多聚焦资源枯竭、产业衰退和生态治理，尚难适应持续数十年的渐进式转型。煤炭三角区不同城市在资源禀赋、产业结构、财政依赖和转型能力等方面差异较大，但国家层面尚未形成专门的公正转型战略，重点地区也普遍缺少涵盖产业调整、接续产业、就业转换、生态修复、资金安排和监测评估的中长期方案。

**（3）公正转型的概念尚未系统嵌入产业调整全过程。**当前政策更加重视新能源、氢能、储能和 CCUS 等新产业培育，但传统产业分类转型、接续产业发展与地方经济社会转型之间衔接不足。接续产业布局通常侧重投资、技术和减排效果，对就业创造、本地产业链带动、社区收益和财政贡献关注不够，新能源资源优势尚未充分转化为地方产业和就业优势。

**（4）企业转型和资产处置支持同样不足。**随着煤炭需求下降和碳约束强化，大量煤炭三角区的企业面临资产搁浅、债务调整和融资能力下降等风险，但现有政策对存量设施再利用、废弃矿区开发、工业遗址更新和企业业务转型支持有限，煤炭煤电领域统一的转型金融标准也尚未建立。

**（5）就业政策仍偏重企业退出后的阶段性安置，长期保障机制尚不完善。**当前就业安置问题仅依靠内部转岗和一次性补偿难以应对技能错配、跨行业流动和新岗位不足等问题。劳动力需求预测、持续技能培训、就业服务、社会保障衔接、社区支持和多方协商等长期制度仍需加强。

**专栏 6-1：传统能源地区公正转型中的女性就业与发展**

煤炭产业调整对女性的影响往往不只体现在煤矿和煤电企业直接减员，还会通过家庭收入、关联就业和照护责任向家庭和社区传导。以山西为例，采矿业城镇非私营单位女性从业人员占比约 13.3%，煤电企业女性员工约占 20%–30%，主要集中在后勤行政、化验、运行辅助和服务等岗位，在企业关停、业务剥离和智能化改造过程中面临较大的岗位调整压力。同时，煤矿减产退出还可能影响矿区餐饮、零售、生活服务等女性就业较为集中的行业，并通过配偶失业、家庭收入下降和照护负担增加进一步放大影响。

山西部分煤矿企业已通过内部调岗、再就业培训、公益性岗位、创业支持以及内退、离岗待退等方式缓解女性职工转型压力。并且随着资源型城市产业多元化，文化旅游、数字服务、社区商业、养老托育、生态修复和新能源运营等也成为女性就业的新渠道。以大同为例，煤炭城市向文旅城市转型后，已有矿工家庭女性进入导游、餐饮等行业，其中部分从业者依托旅游开展餐饮经营，年收入达到 10 余万元，说明接续产业发展能够为矿区女性创造新的本地就业和创业机会。**但现有就业安置仍主要围绕正式职工展开，对女性受到的间接影响覆盖不足。**劳务派遣人员、矿工配偶以及矿区餐饮零售和社区服务业从业者往往难以纳入企业职工安置体系，就近就业、弹性培训、托幼养老服务、非正规就业社保接续和双职工家庭整体安置等政策也较为薄弱。

下一步，应在煤矿关闭和企业调整前开展性别影响评估，建立分性别的就业和生计台账，将受影响的关联就业人员和矿工家庭纳入政策评估范围。职业培训、就业服务、创业支持和接续产业培育应更加注重家庭整体生计恢复和不同群体平等获得转型机会，并保障女性充分参与职工安置、社区更新和转型项目协商，使产业转型成果更公平地惠及劳动者、家庭和社区。

## （二）资源型地区转型的国内外经验总结

国内外资源型地区转型实践表明（调研内容参考附录 C），公正转型需要通过长期规划、区域补

偿、产业接续、企业转型和社会保障等政策组合，对资源型地区的发展基础进行系统重构。从欧盟、西班牙、德国、南非、加拿大以及中国资源型城市实践看，较为有效的转型模式普遍具备五方面特征：

**一是以国家战略和区域方案明确转型方向与实施责任。**西班牙将公正转型战略与气候能源规划及相关法律相衔接，设立专门机构统筹政策、资金和项目实施，并通过重点地区公正转型协议明确产业调整、就业保障、生态修复和资金安排。其经验表明，应构建“国家战略—区域方案—具体项目”的实施体系，将区域转型方案作为财政金融支持和重大项目布局的重要依据，以明确的时间表、责任主体和考核要求稳定各方预期。

**二是推动救济性补偿向全过程转型支持转变。**欧盟根据煤炭就业、高碳产业规模、地区收入和转型压力等因素差异化配置赠款、优惠贷款和市场融资，德国则将企业退出补偿与区域结构转型资金相区分，分别支持资产处置和地方长期发展。公正能源转型伙伴关系的实践进一步表明，转型需要统筹公共资金、开发性金融和社会资本，但应以稳定的国内财政金融制度和治理机制为基础，避免过度依赖短期融资承诺。

**三是统筹传统产业退出、存量资产再利用和接续产业培育。**德国鲁尔区通过政府稳经济、公共资金修复土地和盘活废弃矿区，逐步转向先进制造、现代服务业和科技创新；西班牙将退役煤电释放的电网容量与本地就业、培训和社区收益挂钩；南非科马蒂和辽宁阜新则依托厂区、矿坑及沉陷区发展新能源、储能和文旅产业。相关实践与研究表明，尽早推进机组改造、燃料替代和存量资产再利用，有助于保留关联岗位、缓释转型冲击，避免后期集中关停带来的就业损失和成本上升。因此，产业接续不应依赖单一项目，而应统筹盘活土地、设施、产业和人力资源，培育新的产业链和就业载体。

**四是统筹企业可持续转型与劳动者就业过渡。**德国、南非和加拿大的实践表明，企业资产处置、债务调整和转型融资与劳动者收入保障、技能培训和就业服务需要同步推进，避免企业风险向职工、社区和地方财政传导。中国煤炭去产能期间形成的政府统筹、企业负责和多渠道安置机制具有重要基础，但面对长期渐进式转型，还需进一步衔接劳动力需求预测、职业培训、就业推荐、创业支持和社会保障，形成贯穿职业转换全过程的支持体系。

**五是建立专门治理机制和全过程监测评估制度。**地方政府、企业、工会、劳动者和社区应共同参与转型方案制定、项目选择和实施监督，并通过年度报告、信息公开、第三方评估和动态调整，持续跟踪就业变化、资金绩效、项目进展和社区影响。对于跨越较长周期的资源型地区转型，还需依托稳定的协调机构和规范化程序保持政策连续性，防止支持措施因市场变化或项目调整而中断。

### （三）煤炭三角区公正转型的模式及政策工具探讨

煤炭三角区未来开展公正转型应由以项目补贴和退出补偿为主的分散式支持，逐步转向以中长期转型规划为引领、以差异化政策和资金分配为支撑、以产业和就业平稳接续为核心、以全过程监测评估为保障的系统性制度安排。借鉴欧盟公正转型机制“区域规划+差异化资金分配+多层次融资”的制度设计（附录 D），可将能源安全贡献、产业调整压力、就业影响、生态环境成本和区域发展能力统筹纳入政策支持框架，并形成财政资金、政策性金融和市场化资金协同投入机制。结合煤炭三角区实际，应形成“规划引导—项目实施—资金支持—就业保障—监测调整”相互衔接的公正转型政策体系。具体而言：

- **全国统筹政策工具：**研究制定传统能源地区公正转型战略，完善差异化碳目标、重大项目布局、财政金融支持和相关制度标准。
- **区域利益协调工具：**建立能源生产地、消费地、受电地区和产业链受益方共同参与的横向补偿与收益共享机制，推进绿电采购、低碳产品订单和重大项目共建。

- **产业分类转型工具：**对煤炭、煤电及高碳产业实行保障运行、改造提升、转型重组和有序退出分类管理，围绕新能源装备制造与发电、氢基产业和碳移除培育接续产业。
- **企业转型与资产处置工具：**推动重点企业制定中长期转型计划，统筹技术改造、存量资产再利用、职工安置、生态修复和转型信息披露。
- **转型金融工具：**建立煤炭、煤电及高碳工业转型金融目录，综合运用转型贷款、转型债券、可持续发展挂钩贷款、融资担保和保险增信等工具，并在条件成熟后探索碳市场拍卖收入支持资源型地区转型。
- **就业与社会保障工具：**建立就业影响监测和劳动力需求预测机制，完善“技能培训—职业认证—就业服务—社会保障衔接”体系，并探索签署区域公正转型协议。
- **协同治理与监测评估工具：**建立跨部门、跨区域协调机制，完善转型指标体系、年度报告、第三方评估、信息公开和利益相关方参与制度，推动政策动态调整。

## 七、政策建议

综合 2025 年《中国传统能源地区低碳转型》政策报告提出的煤炭三角区绿色低碳转型目标，以及本报告对区域能源功能、产业转型、典型城市、零碳园区和绿色公正转型机制的系统研究，煤炭三角区应统筹能源安全、绿色低碳转型、产业升级与社会公平，逐步由传统能源供给基地向绿色能源供给和低碳产业发展的重要承载区转型。为此，提出以下政策建议：

### （一）明确煤炭三角区中长期功能定位，将其设立为“国家能源绿色公正转型示范区”，统筹能源保障、绿色发展、生态治理和区域协同。

建议将煤炭三角区绿色公正转型纳入黄河流域生态保护和高质量发展、国家能源发展及区域协调发展等中长期规划，由国家层面制定示范区建设总体方案，明确总体目标、阶段安排、空间布局和重点任务。以保障国家能源安全和建设新型能源体系为导向，推动形成“煤炭兜底保障、煤电灵活支撑、绿电规模供给、多能协同利用”的能源功能体系，在稳定能源保供能力的同时，提升绿色能源供给、低碳产业承载和生态环境治理能力。建立国家统筹、四省区协同、重点城市落实的推进机制，根据资源禀赋、生态约束和产业基础明确各省区功能分工，加强发展规划、重大项目、能源基础设施和成效评估衔接。统筹“西电东送”与“西电西用”、能源外送与本地产业升级，逐步提高绿电外送和就地消纳比重，健全能源生产地与消费地利益共享和成本共担机制，推动区域由传统化石能源输出基地向绿色能源和低碳产品供给基地转型。

### （二）严控煤化工产能和煤电装机规模，以新能源装备制造与发电、氢基产业和碳移除“新三大建设”支撑煤基产业重塑与煤电功能转型。

依托区域丰富的风光资源和碳封存潜力，加快推进新能源装备制造与发电、氢基产业和碳移除“新三大建设”，培育区域绿色增长新动能，支撑煤基产业深度脱碳和能源结构转型。聚焦煤化工行业，统筹市场需求、资源承载力和环境容量，严控新增产能，推动落后产能退出和存量项目高端化、绿色化改造，加强四省区产业布局和重大项目统筹。按照低碳、近零碳、负碳逐步递进的路径，近期推进节能改造和绿电替代，中期强化绿氢耦合与碳捕集利用和封存，远期推动二氧化碳由排放物转化为生产原料，与绿氢耦合制备绿色甲醇及高端化学品，并通过碳移除抵消剩余排放，逐步构建净零排放的化工体系。在发电侧，推动煤电由主体电源向调节性、保障性电源转型，逐步降低外送电量中的煤电占比，推动跨

区输电由煤电外送为主向绿电外送为主转变，并通过容量电价、跨区交易等机制，引导受电地区合理分担送端煤电调峰、备用和转型成本。

**（三）在煤炭三角区开展绿色公正转型试点，将公正转型贯穿区域应对气候变化和碳减排全过程，健全资金、就业和风险保障机制。**

建议在煤炭三角区煤基产业依赖度高、转型压力突出的资源型城市及重点行业开展绿色公正转型试点，建立有序转型的实施路径和保障机制。国家层面明确试点方向、支持政策和评估规则，构建以财政收入、就业和工业产值对煤基产业依赖度为核心的评估体系，建立资源型城市转型风险预警机制，选择煤炭依赖度高、就业压力突出且具备转型基础的城市先行先试。指导试点城市制定中长期转型路线图，统筹传统产业调整、资产处置、接续产业培育、矿区生态修复和就业转换。整合节能降碳、生态环保等现有资金渠道，在研究设立的国家低碳转型基金、黄河流域生态保护和高质量发展基金中增设公正转型支持方向，重点支持生态修复、产业接续、职工培训和公共服务保障。拓展转型金融支持范围，将煤电灵活性改造、废弃矿区储能、碳捕集利用与封存等项目纳入支持目录；建立碳市场配额有偿分配和拍卖机制，将一定比例收入用于重点地区企业技术改造和职工安置，形成碳成本约束高碳发展、拍卖收益反哺绿色公正转型的资金闭环。完善覆盖技能培训、岗位推荐、公益性岗位和社保补贴的职工保障体系，定期开展试点成效评估，形成可复制、可推广的政策工具和实践模式。

**（四）以园区为核心载体推进零碳园区和零碳贸易示范区建设，形成绿色价值生产、认证、转化、消费的综合创新平台。**

国家层面进一步完善零碳园区建设、运维和评价标准，支持煤炭三角区依托可再生能源资源和高载能产业基础，先行探索绿电直连等模式，理顺输配电、系统运行和备用成本分担机制，健全绿电溯源、产品碳足迹和绿色认证等配套制度。集成应用终端电气化、低碳工业供热、余热余压利用、资源循环、绿氢耦合和 CCUS 等技术，发展非煤灵活性资源；创新地方电力市场机制，培育储能、需求响应和综合能源服务等市场主体，提升园区绿电消纳水平和能源系统灵活性。结合国内绿色低碳产品发展需求及出口碳约束要求，对于具备开放平台基础的园区及具有绿色低碳优势的产业和产品，开展零碳贸易示范区建设。健全产品碳足迹核算、绿电溯源、绿证衔接、绿色产品认证和第三方核查体系，推动碳核算规则与国际标准衔接，实现绿色甲醇、绿氢、低碳铝、绿色钢材和绿色化工品等产品的绿色属性可核证、可追溯和国际互认，提升其市场交易能力和出口竞争力。通过零碳园区和零碳贸易示范区联动，把绿电减排优势转化为市场竞争优势，服务国内绿色消费市场建设与应对国际碳贸易规则约束。

**（五）深化中欧绿色公正转型合作，建立涵盖政策对话、地方结对、产业协同、金融创新和能力建设的合作机制。**

基于中欧环境与气候高层对话、碳市场合作等现有双边机制，设立“公正转型”专项工作组，在高层及工作层对话中设置公正转型固定议题，持续开展政策交流与案例互鉴。借鉴西班牙通过公正转型协议统筹煤炭退出、产业导入、就业转换和矿区修复，以及德国依托中长期规划和结构转型资金推进产业链重构、工业空间再利用和社区能源发展的经验，建立煤炭三角区与欧洲转型地区和城市的结对合作网络，推动中欧零碳贸易示范区建设，围绕矿区生态修复与土地再利用、工业遗产更新、零碳园区建设、传统产业脱碳和劳动者技能提升开展联合示范。联动双方智库、企业和金融机构，推动绿电制氢及非电利用、绿色氢氨醇和碳移除等产业链合作，开展公正转型基金、转型金融标准和风险分担工具创新。

# 参考文献


Achakulwisut P, Erickson P, Guivarch C, et al. Global fossil fuel reduction pathways under different climate mitigation strategies and ambitions[J]. Nature Communications, 2023, 14: 5425.

Agora Energy Transition China. A just transition for coal regions: Insights from Shanxi and Europe [R]. Berlin: Agora Energiewende, 2024.

Baran J, Szpor A, Witajewski-Baltvilks J. Low-carbon transition in a coal-producing country: A labour market perspective [J]. Energy Policy, 2020, 147: 111878.

Chen W, Ruan Z, Cai B, et al. Structural lock-in and low-carbon transition in coal-dependent regions: Insights from China's Coal Triangle Region [J]. Energy Strategy Reviews, 2026, 66: 102320.

Cui R Y, Hultman N, Edwards M R, et al. A plant-by-plant strategy for high-ambition coal power phaseout in China [J]. Nature Communications, 2021, 12: 1468.

Guo Y, Peng L, Tian J, et al. Deploying green hydrogen to decarbonize China's coal chemical sector [J]. Nature Communications, 2023, 14: 8104.

Guo Z, Mao X, Lu J, et al. Can a new power system create more employment in China? [J]. Energy, 2024, 295: 130977. doi: 10.1016/j.energy.2024.130977.

He G, Lin J, Zhang Y, et al. Enabling a rapid and just transition away from coal in China [J]. One Earth, 2020, 3(2): 187-194. doi: 10.1016/j.oneear.2020.07.012.

International Energy Agency (IEA). Accelerating Just Transitions for the Coal Sector [R/OL]. https://www.iea.org/reports/accelerating-just-transitions-for-the-coal-sector.

International Energy Agency (IEA). Net Zero by 2050 [R/OL]. https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050.

International Labour Organization (ILO). Guidelines for a Just Transition towards Environmentally Sustainable Economies and Societies for All [EB/OL]. 2015. https://www.ilo.org/publications/guidelines-just-transition-towards-environmentally-sustainable-economies.

Innovative Green Development Program (iGDP). Just Transition of Coal Regions in China [R/OL]. https://www.igdp.cn/wp-content/uploads/2022/07/Just-Transition-in-Coal-Regions-in-China-clean-v2.pdf.

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). AR6 Synthesis Report: Climate Change 2023 [R/OL]. https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-cycle.

Jakob M, Steckel J C, Jotzo F, et al. The future of coal in a carbon-constrained climate [J]. Nature Climate Change, 2020, 10: 704-707.

Lee S. Issue Brief: Just Transition [R/OL]. United Nations Development Programme (UNDP), 2022. https://climatepromise.undp.org/sites/default/files/research_report_document/Just%20Transition%20Issue%20Brief_0.pdf.

Li S, Wang Z, Zhou W, et al. Provincial employment effects of coal mine retirement in China's carbon-neutral transition [J]. Energy Policy, 2026, 210: 115038.

Lou J, Hultman N, Cui R. Navigating the coal transition: Employment impacts in China and the U.S. [J]. Environmental Research Letters, 2024, 19: 094034.

Oei P Y, Hermann H, Herpich P, et al. Coal phase-out in Germany: Implications and policies for affected regions [J]. Energy, 2020, 196: 117004.

Patrizio P, Leduc S, Kraxner F, et al. Reducing US coal emissions can boost employment [J]. Joule, 2018, 2(12): 2633-2648. doi: 10.1016/j.joule.2018.10.004.

Wang C, Wang B, Vu T N A, et al. Quantifying inequalities in the global employment landscape during the low-carbon transition [J]. Nexus, 2026, 3(1): 100120.

Wang Z, Zhang H, Li H, et al. Towards sustainable future: Assessing the impact of coal phase-down on the sustainable development goals in China [J]. Journal of Environmental Management, 2025, 378: 124713.

Sharma V, Loginova J, Zhang R, et al. How do past global experiences of coal phase-out inform China's domestic approach to a just transition? [J]. Sustainability Science, 2023, 18: 2059-2076.

Song M, Wang J, Zhao J. Coal endowment, resource curse, and high coal-consuming industries location: Analysis based on large-scale data [J]. Resources, Conservation and Recycling, 2018, 129: 333-344.

Tan J, Lo K, Qiu F, et al. Regional economic resilience of resource-based cities and influential factors during economic crises in China [J]. Growth and Change, 2020, 51: 362-381.

United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). Sharm el-Sheikh Implementation Plan: Decision 1/CMA.4 [Z/OL]. 2022. https://unfccc.int/sites/default/files/resource/1CMA4_1CMP17_1COP27_preliminary_draft_text.pdf.

United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). United Arab Emirates Just Transition Work Programme: Draft Decision -/CMA.7, FCCC/PA/CMA/2025/L.14 [Z/OL]. 2025. https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2025L_L14_adv.pdf.

Yuan J, Yang X, Zhou Y, Zhang J. The challenge of just transition in China's coal power sector: A city-level employment vulnerability assessment [J]. Climate Policy, 2023, 23(5): 555-576.

Zaussinger F, Schmidt T S, Egli F. Skills-based and regionally explicit labor market exposure to the low-carbon transition in Europe [J]. Joule, 2025, 9(2): 101813.

Zhang B, Niu N, Li H, et al. Assessing the efforts of coal phaseout for carbon neutrality in China [J]. Applied Energy, 2023, 352: 121924.

Zhang S, Chen W, Zhang Q, et al. Targeting net-zero emissions while advancing other sustainable development goals in China [J]. Nature Sustainability, 2024, 7: 1107-1119.

Zhang Y, Miao D, Hou X, et al. Just transition for China's coal regions towards carbon neutrality targets [J]. Social Inclusion, 2024, 12.

北京大学能源研究院, 联合国开发计划署（UNDP）. 走向公正转型的未来：绿色转型对中国不同区域的影响 [R/OL]. 2024. https://pdf.dfcfw.com/pdf/H3_AP202501101641881024_1.pdf.

对外经济贸易大学全球价值链研究院, 中国社会科学院城市发展与环境研究所. 煤炭转型中的就业问题研究 [R/OL]. 2019. https://www.nrdc.cn/Public/uploads/2022-03-17/6232d117247cb.pdf.

国家统计局, 生态环境部.中国环境统计年鉴 2025 [M]. 北京: 中国统计出版社, 2026 年.

国家统计局. 中国能源统计年鉴 2024 [M]. 北京: 中国统计出版社, 2025 年.

国家统计局工业统计司. 中国工业统计年鉴 2025 [M]. 北京: 中国统计出版社, 2026 年.

科城能源环境研究院. “双碳”目标下山西省煤炭行业公正转型路径研究 [R/OL]. 2024. https://mp.weixin.qq.com/s/m8cp0ORLuTznqYbIH-lNaQ.

刘燕斌, 孟续铎, 黄湘闽. 山西省煤炭企业去产能中职工安置问题研究 [M]//化解过剩产能就业政策研究. 北京: 社会科学文献出版社, 2019.

落基山研究所. 建设零碳园区 加速生产侧绿色转型[R]. 北京: 落基山研究所, 2025.

裴善鹏, 杨超. 中国绿电直连落地进展和面临的挑战 [J]. 中国电力企业管理, 2026, (7): 15-17.

生态环境部环境规划院. 中国区域二氧化碳地质封存经济可行性研究 [R]. 北京: 生态环境部环境规划院, 2024.

生态环境部环境规划院. 中国碳中和目标下的工业低碳技术展望[R]. 北京: 生态环境部环境规划院, 清华大学碳中和研究院, 能源基金会, 2025.

王谋, 康文梅, 吕献红, 等. COP30 贝伦会议公正转型议题成果解析与前景展望 [J/OL]. 气候变化研究进展, 1-10 [2026-07-03]. https://link.cnki.net/urlid/11.5368.P.20260616.1500.002.

王永利, 喻睿 , 林陈文, 等. 基于输配电价机制的绿电直连系统优化配置研究 [J]. 煤炭经济研究, 2026, 46 (3): 171-179.

习近平. 习近平在气候和公正转型领导人峰会上的致辞 [EB/OL]. 2025. https://www.mfa.gov.cn/web/ziliao_674904/zyjh_674906/202504/t20250423_11602641.shtml.

杨颖霞, 董文娟, 惠洁洁. 中国煤炭城市公正转型调研报告——基于两个案例的研究 [R/OL]. 2024. https://lce.tsinghua.edu.cn/__local/B/08/B0/C546C8EEAE82D67FACBF2E4F83F_566E025D_292A31.pdf.

# 致　谢

非常感谢中国环境与发展国际合作委员会（国合会）设立并支持“传统能源地区绿色公正转型路径”专题政策研究项目，为中外方专家提供了一个充分讨论和交流的平台。特别感谢国合会副主席解振华先生对本课题的悉心指导。感谢国合会中方首席顾问刘世锦先生、外方首席顾问 Scott Vaughan 先生，以及生态环境部国际合作司司长、国合会副秘书长李永红先生与生态环境部对外合作与交流中心主任张志锋先生在课题实施过程中提供的咨询建议。感谢国合会秘书处处长刘侃女士，国合会秘书处和国际支持办公室为本课题提供的组织和协调等方面的支持。

# 附录 A 研究方法与技术路线

## 1. 研究方法与课题分工

研究方法包括文献和现场调研、专家咨询和政府座谈等形式。

文献调研：系统梳理传统产业绿色公正转型国际国内最新研究和典型案例，归纳总结国际国内传统地区的绿色公正转型经验。

现场调研：在煤炭三角区开展大量现场调研，组织国际国内能源领域权威专家和项目研究团队深入实地调研，摸清煤炭三角区能源消费、生产和就业现状。

专家咨询：针对煤炭三角区未来产业发展方向、煤化工发展路径、零碳园区建设现状、绿电直连政策机制等问题召开系列专家咨询会议，提出发展建议和战略路径。

政府座谈：面向煤炭三角区四省区发改、生态环境主管部门与科研单位组织专题座谈，重点研讨煤炭三角区能源产业转型路径、就业演化问题，分析转型对区域经济、乡村振兴等领域的综合作用，形成支撑区域转型的科学化政策参考。

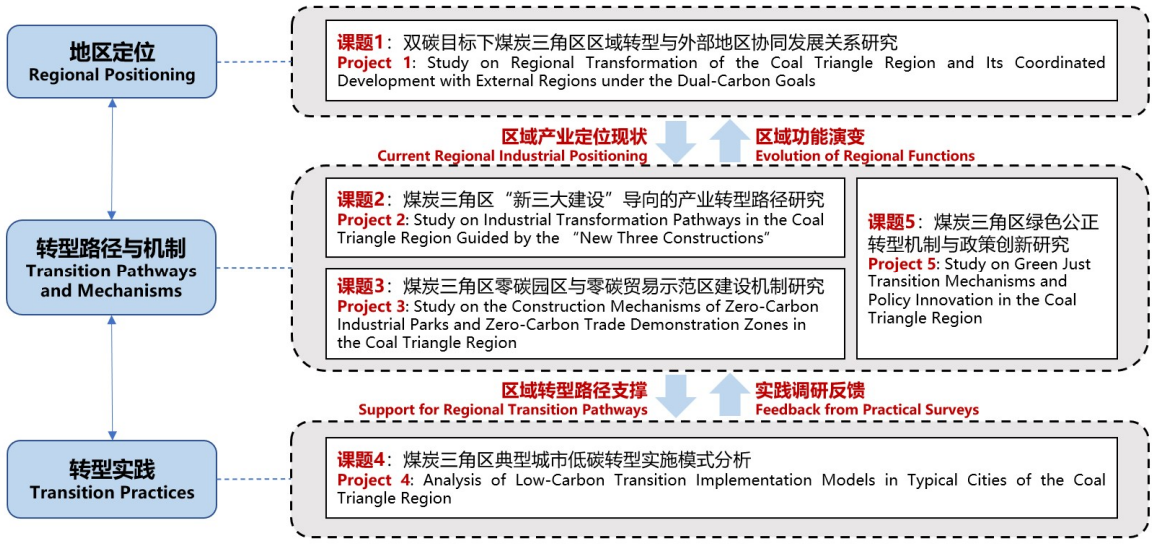



**图 A-1 本项目子课题间的逻辑关系**

## 2. 中国中长期排放路径模型 CAEP-CP 3.0

中国中长期排放路径模型 CAEP-CP 3.0 是生态环境部环境规划院王金南院士牵头建立的中国排放路径综合模型。CAEP-CP 3.0 模型基于自上而下宏观模型和自下而上的演化模型，主要包括高空间分辨率排放网格化模块、中长期能源模块、M3C-CGE 模型、空间化新能源潜力评估模块、减排技术评估模块、碳移除模块和关键产业预测模块等。其中，自上而下宏观模型充分考虑社会经济发展、中国 2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和等目标约束，同时考虑技术可达性、措施可行性等因素，通过反复迭代优化，形成基于行业/领域的排放路径；自下而上方法是在空间排放网格层面，以年为单位，通过特定规则和约束，演化出不同阶段的排放格局。

CAEP-CP 3.0 模型结果已经在中共中央政治局第二十九次集体学习会议、中国工程院高层会议、生态环境部高层会议等重要会议多次汇报。该模型当前作为中国工程院《中国碳达峰碳中和战略及路径研究》重大咨询项目的综合模型，统筹 40 多位院士和 300 多位专家的基础数据和研究成果，持续完

善和迭代升级。

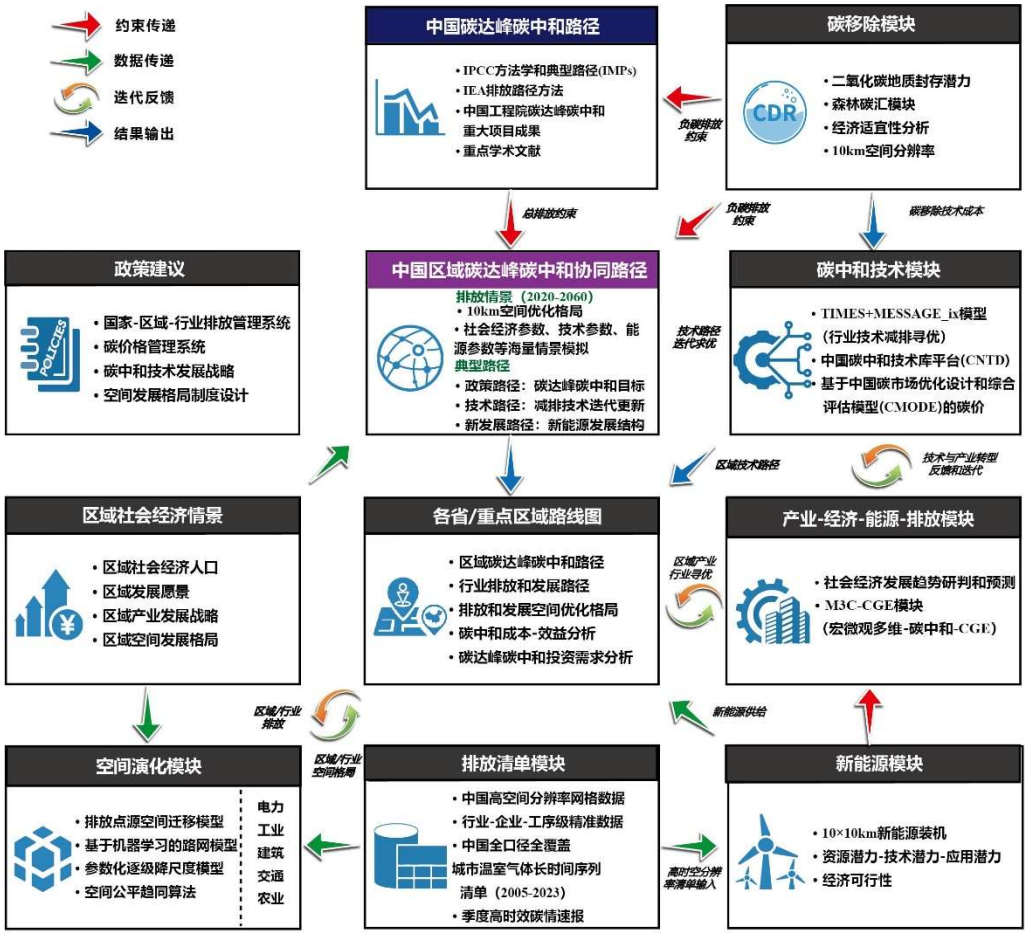



**图 A-2 CAEP-CP 3.0 模型**

CAEP-CP 3.0 模型已经在中国温室气体排放情景分析和碳达峰碳中和路径分析中得到了充分应用，为国家出台各类政策提供了技术支撑。同时该模型在宁夏、江西、福建、山西等省区及烟台市、南平市、武夷山市等城市的碳达峰碳中和路径研究中发挥了重要作用，有力支撑了地方碳达峰方案的出台。

### 3. 煤基产业的范围划分

本报告对煤基产业的研究范围覆盖煤炭资源的生产、加工及其主要下游利用环节，按照产业链逻辑将其划分为上游、中游和下游三大板块。上游环节主要包括煤炭资源的开采与洗选，中游环节聚焦于煤炭加工转化过程，主要为煤化工产业，下游环节则涵盖煤炭的典型使用场景，主要包括燃煤发电与供热、钢铁及其他工业行业。通过上述产业链划分，本报告系统梳理煤基产业各环节的转型动态与经济社会影响，为区域转型路径分析提供基础支撑。

**表 A-1 本报告煤基产业范围的划分**

| 主要行业划分 | 所处煤炭产业链位置 | 具体行业代码 |
|---|---|---|
| 煤炭开采与洗选业 | 上游 | 06 煤炭开采和洗选业（0610 烟煤和无烟煤开采洗选、0620 褐煤开采洗选、0690 其他煤炭采选）；1110 其他煤炭采选 |
| 煤化工 | 中游：煤炭加工 | 252 煤炭加工（2521 炼焦、2522 煤制合成气 |

| | | |
|---|---|---|
| | | 生产、2523 煤制液体燃料生产、2524 煤制品制造、2529 其他煤炭加工） |
| 燃煤发电与供热 | 下游：煤炭使用 | 441 电力生产（4411 火力发电、4412 热电联产）；4430 热力生产和供应 |
| 钢铁 | 下游：煤炭使用 | 3110 炼铁；3120 炼钢 |
| 水泥 | 下游：煤炭使用 | 301 水泥、石灰和石膏制造（3011 水泥制造、3012 石灰和石膏制造） |
| 其他工业行业 | 下游：煤炭使用 | 251 精炼石油产品制；26 化学原料和化学品制造业；303 砖瓦、石材等建筑材料制造；304 玻璃制造；306 陶瓷制品制造 |

## 4. 可再生能源与氢能经济潜力评估方法

在区域新能源转型与氢能产业经济性评估中，平准化度电成本（LCOE）与平准化制氢成本（LCOH）是当前国际通用的核心评价指标，能够有效消除项目生命周期内投资、运维、发电量波动带来的差异，客观反映风电、光伏及绿氢项目的全生命周期真实成本。其中，平准化度电成本 LCOE 用于衡量新能源发电项目全生命周期单位发电量成本，综合考虑初始投资、年度运维费用、残值及折现收益，计算公式如下：

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

式中：$C_t$ 为第 $t$ 年项目总成本，包括初始投资、运维成本、燃料及税费支出；$E_t$ 为第 $t$ 年实际发电量；$r$为折现率；$n$ 为项目运营年限。

与之对应，平准化制氢成本 LCOH 用于量化绿电制氢项目单位氢气生产成本，全面覆盖电解设备投资、运维费用、绿电购电成本、系统损耗等关键要素，是评价区域氢能经济性、研判产业规模化潜力的核心指标，计算公式为：

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{I_t + O_t + E_{ele,t}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{H_t}{(1+r)^t}}$$

式中：$I_t$ 为年制氢设备投资摊销成本；$O_t$ 为年度运维成本；$E_{ele,t}$ 为年度绿电用电成本；$H_t$为年度有效产氢量。通过 LCOE 与 LCOH 模型，可系统对比煤炭三角区不同风光基地、不同制氢场景的经济性差异，为区域新能源消纳机制优化、绿电电价制定及氢能产业布局提供量化支撑。

## 5. 煤炭三角区能源产业转型发展目标

项目组在 2025 年《中国传统能源地区低碳转型》政策报告中，立足全国煤炭消费达峰下降趋势和能源产业结构调整要求，构建了涵盖煤炭生产、电力结构、氢能发展、碳移除和产业就业的煤炭三角区

分阶段转型目标体系。主要内容包括，区域煤炭产量由 2024 年的 34.5 亿吨逐步降至 2035 年的 28.3 亿吨和 2060 年的 6.8 亿吨，风光装机规模持续扩大，非火电发电占比由 21%提高至 2060 年的 89%；氢能需求由约 1800 万吨增至 4500 万吨以上，氢源由灰氢主导转向绿氢占比超过 90%，应用领域由化工拓展至交通、钢铁和水泥等行业；碳移除规模逐步提升至 3-5 亿吨。随着能源结构转型和接续产业发展，煤炭产业直接就业人数由 203 万人降至约 30 万人，新能源产业直接就业人数由 18 万人增至约 65 万人，第三产业增加值占比提高至 60%以上，推动区域在保障国家能源安全的同时，逐步实现能源绿色化、产业多元化和就业结构转型。本年度报告将上述目标与趋势作为研究基础，不再重点展开能源供需和技术路径测算，转而聚焦区域能源功能、产业转型、典型城市、零碳园区以及绿色公正转型机制等问题。

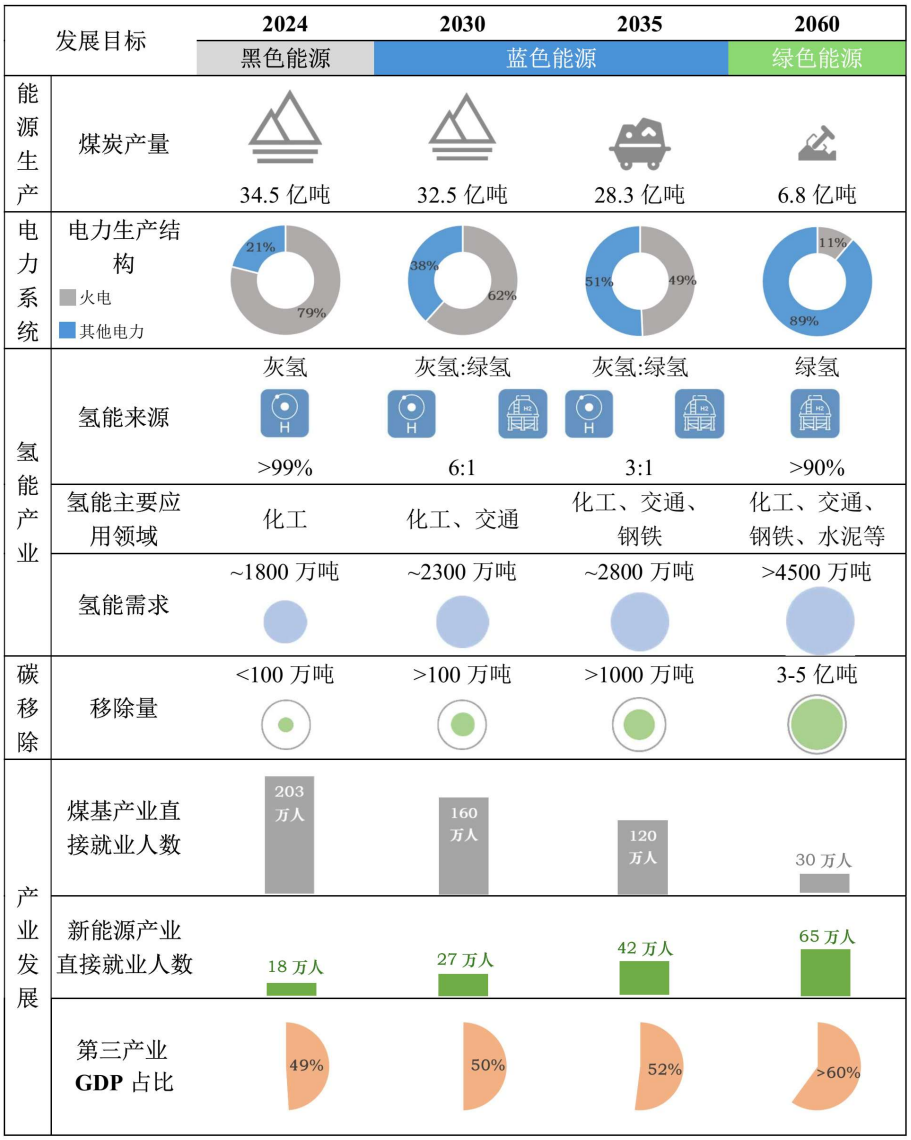



**图 A-3 煤炭三角区能源产业转型发展目标**

# 附录 B 本报告聚焦的典型城市产业、能源及生态环境现状

## 1. 山西省吕梁市

### （1）基本情况

吕梁市位于山西省中部西侧，地处吕梁山脉中段，全市总面积 2.1 万平方公里占全省国土面积的 13.5%。吕梁市下辖 1 个市辖区（离石）、10 个县（交城、文水、交口、石楼、中阳、柳林、方山、岚县、兴县、临县）和 2 个县级市（孝义、汾阳）。区域地处晋陕大峡谷，地势北高南低，至东北方向西南倾斜，境内地形以山地、丘陵为主，山区半山区面积占国土面积的 91.8%，森林覆盖率 26.45%。

吕梁市是山西省重要的资源型城市和能源工业基地，区域发展呈现“东工西农、资源集中”的空间特征，东部平川地区依托煤炭资源形成工业集聚区，西部山区以生态农业和林业为主导。2025 年，煤炭开采和洗选业、黑色金属冶炼、电力热力生产等六大主导行业合计占全市规模以上工业增加值的 90.4%，焦炭和生铁产量分别达到 2274.2 万吨和 698.2 万吨，同比增长 6.3%和 14.6%。煤焦钢产业链是工业经济的核心支撑，经济增长、财政收入和就业结构对传统能源产业的依赖程度较深。

### （2）资源禀赋

吕梁市煤炭资源基础雄厚，是全国五大煤炭主产区之一。全市含煤面积占市域面积的 54.3%，煤炭储量 474.14 亿吨，占山西省的 17.57%。现有煤矿 124 座，总产能 21649 万吨/年，2024 年全市原煤产量 1.55 亿吨，位居山西省第四，2025 年原煤产量 1.53 亿吨，继续保持较高生产规模。非常规天然气主要分布于兴县、临县、柳林等县，累计探明地质储量 4371.4 亿立方米。

吕梁市风光资源也具有较大开发潜力，大部分地区年平均风速在 5.5m/s 以上，部分地区可达 8m/s，风功率密度在 200-550W/$m^2$ 之间，风电可开发规模在 200 万千瓦以上。太阳能多年平均水平面总辐射介于 4700-5750 MJ/$m^2$ 之间， 呈从南至北递增的趋势，光伏可开发面积约为 1331.8 $km^2$，基本分布在中部吕梁山一带区域，全市光伏可开发规模在 500 万千瓦以上。

吕梁市矿产资源种类丰富，全市已发现矿产 61 种，优势金属及非金属矿产为铝土矿（保有资源量 8.17 亿吨）、铁矿（14.34 亿吨）、耐火粘土和含钾岩石，具备规模化综合开发条件。

### （3）能源结构

吕梁市形成了以火力发电为主体，新能源发电快速发展的电源结构。2024 年，全市电力总装机 1300.395 万千瓦，占山西省的 8.61%。其中，已投运火电厂共计 89 户（含自备电厂），330 台机组，总容量 834.5 万千瓦；已建成风电、光伏发电项目 69 个，规模合计 465.895 万千瓦，在建项目 8 个，规模合计 59 万千瓦。这表明吕梁已具备一定新能源开发基础，但电力系统总体仍处于“火电支撑、新能源增长”的阶段，火电在电力供应安全和工业负荷保障中的基础作用短期内仍然突出。

从能源生产看，吕梁市仍具有明显的能源供给型城市特征。2025 年，全市一次能源生产折标准煤 11831.82 万吨，二次能源生产折标准煤 13102.2 万吨，吕梁不仅承担煤炭等一次能源供给功能，也通过焦炭、电力、煤化工产品等形式向外输出二次能源和能源密集型产品。2024 年，全市发电量 394.69 亿千瓦时，其中新能源发电 63.51 亿千瓦时，占比 16.09%。

从电力消费看，吕梁市用电需求高度集中于工业部门。2025 年，全市全社会用电量 365.28 亿千瓦时，同比增长 6.8%。其中，第二产业用电量 296.27 亿千瓦时，占全社会用电量的 81.1%，工业用电量 295.76 亿千瓦时，同比增长 6.3%，几乎构成第二产业用电的全部。这种用电结构表明未来绿电替代、能效提升、工业电气化和需求侧调节应主要围绕重点工业园区和高耗能企业展开。

（4）生态环境与碳排放

吕梁市作为典型的资源型城市，碳排放总量长期居山西省前列，主要源于煤炭开采、焦化、冶金等高耗能产业。根据 2022 年山西省生态环境厅数据，吕梁市碳排放强度为全省平均水平的 1.3 倍，工业源碳排放占比超 85%，其中焦化行业贡献近 40%。从碳排放总量和强度变化趋势来看，吕梁市 2025 年全市碳排放约 8684 万吨，约占全省总量的 13.2%，同比下降 24.1%，单位 GDP 二氧化碳排放由 2020 年的约 5.58 吨/万元下降至 2024 年的约 4.33 吨/万元，降幅约 22.4%，显示出碳排放与经济增长逐步脱钩的积极态势，但高碳产业结构仍未根本改变。

大气污染方面，平川四县煤焦化和重化工业集聚，$PM_{2.5}$、工业烟粉尘、VOCs 治理压力持续存在。生态方面吕梁地处黄土丘陵沟壑区和吕梁山生态脆弱带，水土流失问题本底较为严峻，煤炭开采进一步造成土地塌陷、煤矸石堆积和地表破坏，采煤沉陷区综合治理与废弃矿山生态修复是转型过程中必须同步推进的约束性任务。

## 2. 山西省阳泉市

（1）基本情况

阳泉市地处山西东部、太行山西麓，是晋冀要衡、三晋门户，区域现辖平定、盂县两县及城、矿、郊三区和经济技术开发区，全市面积 4559 平方公里，2025 年底常住人口为 128.02 万人。优越的区位条件赋予了阳泉承东接西、双向支撑的战略性定位，是东部沿海发达地区向中西部辐射的重要通道，铁路公路密度居全省前列。

2025 年全市地区生产总值 870.6 亿元，同比增长 4.4%，三次产业结构为 2.1：41.1：56.8，第三产业占比实现历史性突破，工业生产也稳步加快，规模以上工业增加值同比增长 5.6%，快于“十四五”年均增速 2.3 个百分点。

阳泉市素有“煤铁之乡”之称，是山西煤炭能源重化工基地的重要组成部分，现已形成以煤炭、电力工业为支柱，铝镁、耐火材料、装备制造、新材料等为主导的工业体系，产品达 2400 余种，是一座新兴工业城市。2024 年全市规模以上工业主要产品中，原铝产量 20.8 万吨、铝材 12.7 万吨、阀门产量 4559.6 吨、变压器 158.2 万千伏安、矿山专用设备 13.0 万吨、耐火材料 55.2 万吨、水泥 193.7 万吨。阳泉正依托资源优势和产业基础，重点围绕煤化工、铝工业、装备制造、新材料等方向，积极承接加工贸易型企业转移，加快资源型经济转型步伐。

（2）资源禀赋

阳泉市地处沁水煤田东北部，是全国重要的无烟煤生产基地之一。阳泉矿区含煤面积 1835 平方公里，地质储量 173 亿吨，其中市域范围内含煤面积 1051 平方公里，地质储量 102 亿吨。全市累计探明煤炭储量 114.65 亿吨，现有煤矿 47 座，近年来年原煤产量稳定在 6000 万吨以上。阳泉煤矿多为高瓦斯和突出矿井，年瓦斯抽采量超过 8 亿立方米、利用量超过 4 亿立方米，煤层气综合开发利用具备一定基础。

阳泉市太阳能资源较为丰富，年太阳辐射量约 1394-1860 $kWh/m^2$，具备较好的光伏开发潜力。近年来，阳泉依托采煤沉陷区、工矿废弃地和荒山荒坡等空间资源推进光伏基地建设，为新能源开发提供了重要支撑。相比之下，风能资源总体处于山西省中等水平，开发潜力相对有限。

除能源资源外，阳泉铝土矿和非金属矿产资源较为突出。全市铝矾土保有储量约 7.1 亿吨，氧化铝含量普遍在 65%以上，是国内重要铝土矿资源基地之一。此外，耐火材料、石灰岩等资源也较丰富，为耐材产业、铝镁精深加工和钙基新材料发展提供了资源基础。

（3）能源结构

阳泉市电力系统以煤电为主体，新能源装机规模持续增长。截至 2026 年 5 月，全市清洁能源及可再生能源装机容量达到 330.46 万千瓦，占电力总装机容量的 35.61%。其中，并网地面光伏装机 119.68 万千瓦，分布式光伏装机 1.18 万千瓦，风电装机 11.78 万千瓦。

从能源供给看，阳泉市仍具有较强的能源输出功能。2025 年全市发电量 295.82 亿千瓦时，远高于同期 114.9 亿千瓦时的全社会用电量，表明其仍承担着区域电力供应的职能，具有较强的能源输出功能。其中，全市绿色发电量达到 41 亿千瓦时，占总发电量的 13.9%，已基本接近《阳泉市能源领域碳达峰实施方案》提出的 2025 年新能源和清洁能源装机占比 37%、发电量占比 14%以上的发展目标，为“十五五”期间进一步提升新能源消纳水平和绿电供给能力奠定了基础。与此同时，全市储能并网规模达到 37.8 万千瓦，实现各县区全覆盖，为新能源消纳和电力系统调节提供了重要支撑。

从电力消费看，2025 年，全社会用电量 114.9 亿千瓦时，同比增长 8.8%。其中，第二产业用电量同比增长 8.1%，工业用电量增长 8.7%，明显高于全社会平均增速，反映出工业经济仍是电力消费主体。与此同时，随着新能源汽车推广和新兴服务业发展，用电结构正在逐步优化，第三产业的用电量增长 12.2%。

（4）生态环境与碳排放

阳泉市由于经济体量较小碳排放总量在山西省地级市中排名第 11 名（共计 11 个地级市），但碳排放强度偏高，2025 年全市碳排放约 2990 万吨，碳排放强度约 3.43 吨/万元，高于全省平均水平。从历史趋势看，阳泉碳排放受火电产能置换影响波动明显，2023 年重点企业碳排放量为 4541.45 万吨，2024 年因产能调整降至 2091.76 万吨，随着新建 2×100 万千瓦火电项目投产，碳排放总量预计将回升至 4000 万吨左右，后续将严格落实“十五五”期间碳排放管控要求，因此全市碳排放预计 2027 年达峰。

非 $CO_2$ 温室气体管控是阳泉碳减排的突出短板，全市甲烷排放折合 $CO_2$ 当量超过 2500 万吨，占温室气体总增温效应的 30%以上，且近十年呈缓慢增长趋势。随着中小煤矿关停整合，退役矿井甲烷逸散将成为长期排放源，在全口径温室气体核算框架下，甲烷管控将是制约阳泉深度减排的关键约束。

## 3. 内蒙古自治区包头市

（1）基本情况

包头市位于内蒙古自治区西部，地处阴山山脉中段，总面积约 2.78 万平方公里，辖 6 区 1 县 2 旗（东河区、昆都仑区、青山区、石拐区、白云鄂博矿区、九原区，固阳县，土默特右旗、达尔罕茂明安联合旗），是内蒙古自治区重要的工业中心和区域性中心城市。受大青山地形分隔影响，包头市域空间呈现出南部平原、中部山地、北部高原草地相衔接的格局，山南地区地势相对平坦，城镇建设、产业布局和人口集聚程度较高，而山北地区以高原草地和荒漠草原为主，地域辽阔、人口密度较低。

2025 年，包头市地区生产总值 4711.9 亿元，同比增长 5.4%，第二产业增加值 2166.1 亿元，占地区生产总值比重约 46%，规上工业增加值同比增长 11.1%，连续两年位居内蒙古自治区首位。工业在全市经济结构中占据主导地位，其核心体系围绕稀土新材料、晶硅光伏、钢铁和铝业。稀土新材料产业以磁性材料、抛光材料、储氢材料和稀土合金等为重点方向，2024 年稀土新材料产值突破 1300 亿元，钢铁产业以包钢集团为核心，粗钢产量约 1700 万吨，正向稀土钢、锌铝镁镀层钢板等高附加值产品延伸。

（2）资源禀赋

包头市风光资源禀赋突出，但水资源条件相对受限，山北地区 70 米高度年均风速可达 8.1 米/秒，年均风功率密度 446.7 瓦/平方米，全市风能可开发量约 1542 万千瓦，是国内风资源最富集的区域之一。太阳能方面，全市年可照时数约 3164 至 3168 小时，年可利用天数 300 至 330 天，年总辐射量约 1658 至 1675 千瓦时/平方米，光伏可开发量约 2660 万千瓦。包头多年平均水资源总量约 6.08 亿立方米，地表水资源量约 2.03 亿立方米，黄河取水指标约 5.5 亿立方米。

包头拥有独特的矿产资源，白云鄂博矿是包头最具战略价值的资源禀赋，铁、稀土、铌等多金属共生，其中稀土储量占全国 87%，是支撑包头稀土新材料产业发展的核心资源。依托白云鄂博资源基础，包头形成了较完整的稀土开采、分离、冶炼和深加工体系，并向稀土永磁、储氢材料、稀土合金等高附加值方向延伸。

（3）能源结构

截止 2025 年包头市并网装机容量 2321.14 万千瓦，其中火电装机 1103.37 万千瓦，新能源装机 1217.77 万千瓦，占 52.46%，装机规模已超过火电。新能源装机中，风电占 829.89 万千瓦，光伏占 384.28 万千瓦。2025 年全市累计发电量 873.03 亿千瓦时，其中火电发电量 637.87 亿千瓦时，同比下降 8.51%，新能源发电量 235.16 亿千瓦时，同比增长 51.46%，占全市发电量的 26.94%，这表明尽管新能源装机已经追平火电装机，但发电量结构仍以火电支撑为主。

包头市的用电需求高度集中于高载能产业，2025 年全社会用电量 1115.43 亿千瓦时，其中工业用电量 1052.71 亿千瓦时，占全社会用电量的 94.38%。分行业看，非金属矿物制品业用电 365.24 亿千瓦时，占比 32.74%，主要对应晶硅产业，电解铝行业用电 395.02 亿千瓦时，占比 35.41%，而钢铁行业用电 105.94 亿千瓦时，占比 9.5%。三类行业合计用电接近全社会用电量的八成造。

从供需关系和系统调节来看，包头本地发电规模较大，但由于工业负荷体量高、用电强度大，仍存在一定电力净输入需求。2025 年，全市净输入电量 242.39 亿千瓦时，占全社会用电量的 21.73%。与此同时，截至 2025 年包头储能电站并网装机达到 185.8 万千瓦，其中电网侧独立储能 150 万千瓦，新能源配套储能 35.8 万千瓦。包头市后续绿色转型的关键在于提高新能源发电量占比，并增强绿电供给与重点产业负荷之间的协同匹配。

（4）生态环境与碳排放

包头市是内蒙古碳排放最集中的工业城市之一，碳排放总量长期处于较高水平。包头市碳排放自 2005 年以来总体呈持续上升趋势，2025 年全市碳排放约 13157 万吨，碳排放强度约 2.79 吨/万元，远高于全国平均水平，在全国地级市中属于高强度区间。包钢集团作为全市最大的钢铁企业和重要工业主体，2023 年碳排放量约 3625 万吨，占全市总排放的 25%以上，其吨钢碳排放强度约 2.15 吨 $CO_2$/吨钢。由于白云鄂博特殊矿石中稀土含量每提高 1 个百分点可导致吨产品碳排放增加约 3 公斤，这一资源禀赋特殊性使包钢的减排路径更为复杂。

此外，包头山北地区以草原和荒漠草原生态系统为主，生态承载能力相对脆弱，大规模新能源基地建设草地植被、野生动物栖息环境和区域生态稳定性造成了持续影响。钢铁、稀土、煤化工等产业的长期发展也给包头带来了固体废弃物、尾矿、冶炼渣和工业废水等环境治理压力。近年来，包头在钢渣、粉煤灰等大宗固废综合利用方面已有一定基础，但存量固废消纳、矿区生态修复、工业污染协同治理和新能源开发生态约束仍是其绿色低碳转型过程中需要持续关注的重点问题。

## 4. 陕西省榆林市

### （1）基本情况

榆林市位于陕西省最北部，地处陕甘宁蒙晋五省区交界，东临黄河与山西相望，西连宁夏、甘肃，北邻内蒙古，南接延安市，是陕北地区重要的区域中心城市。全市总面积约 4.29 万平方公里，地貌大体以长城为界，北部为风沙草滩区，南部为黄土丘陵沟壑区，平均海拔约 1220 米。榆林辖 2 个区、1 个县级市、9 个县，既是黄河流域重要生态功能区，也是国家重要能源化工基地，能源开发、生态治理和产业转型在空间上高度叠加。

榆林经济结构具有鲜明的工业主导和能源主导特征，能源资源开发和能源化工产业是支撑城市经济增长的核心基础。2024 年榆林市实现地区生产总值 7548.68 亿元，比上年增长 6%，其中第一产业增加值 317.94 亿元，增长 3.6%；第二产业增加值 5220.48 亿元，增长 6.4%；第三产业增加值 2010.26 亿元，增长 5.8%。榆林工业体系以能源开采、能源转化和能源化工为主要支撑，2024 年榆林规模以上工业企业总产值中能源工业占比高达 84.3%，是国家“西煤东运”的核心腹地、“西气东输”的重要源头和“西电东送”的主要起点。依托煤炭、油气等资源基础，榆林现代煤化工、兰炭、金属镁、聚氯乙烯、聚烯烃等产业基础也较为雄厚，资源深度转化特征明显。

### （2）资源禀赋

榆林资源煤炭、石油、天然气等能源资源富集，组合配置好，开发潜力巨大。区域平均每一平方米的土地下都蕴藏着 6 吨煤，总预测储量 2800 亿吨，探明资源储量 1490 亿吨，占全国 1/5。榆林煤具有特低灰、特低硫、特低磷、中高发热量的“三低一高”特点，是国内最优质的环保动力煤和化工用煤。榆林石油预测储量 10 亿吨，探明储量 3.6 亿吨，是陕甘宁油气田的核心组成部分，而天然气预测资源量 6 万亿立方米，已探明气田 4 个，探明储量 1.18 万亿立方米。

除煤炭、石油和天然气外，榆林还分布有岩盐、湖盐、高岭土、铝土、石灰岩、石英砂等矿产资源，岩盐预测储量 6 万亿吨，约占全国已探明总量的 26%。

### （3）能源结构

榆林能源供给体系仍以煤炭、石油、天然气等一次能源开发为基础，同时电力生产和煤化工转化规模较大，是国家能源安全保障体系中的重要节点。2024 年，榆林共生产原煤 6.24 亿吨、原油 1052 万吨、天然气 241 亿立方米，分别占全国总产量的 13%、5%和 9.8%。“十五五”时期，榆林还计划新建煤矿 16 处、新增产能 8700 万吨/年，煤炭仍将是榆林能源体系和产业体系的基础。

从电力结构看，榆林火电仍占据主导地位，2023 年全市电力总装机 4301.2 万千瓦，其中火电装机 2869.9 万千瓦，新能源装机 1431.3 万千瓦，占总装机的 33%。与此同时，榆林加快推进特高压、超高压工程建设，随着一系列重大工程落地，榆林北电南供能力达到 605 万千瓦，电力外送总规模跃升至 1956 万千瓦，是跨区域能源输送的重要节点。

### （4）生态环境与碳排放

近年来，榆林碳排放总量整体维持在高位，2024 年达到 22502 万吨年排放的峰值水平，2025 年回落至 20425 万吨。但据预测，榆林碳排放短期内仍存在反弹，一直至 2029 年达峰才逐步下降，至 2035 年降至约 20254 万吨。从碳排放强度看，随着经济规模扩大和产业能效改善，榆林碳排放强度从 2020 年的 4.92 吨/万元下降至 2024 年的 2.98 吨/万元。整体情况反映出榆林经济增长与碳排放之间已有一定相对脱钩，但强度水平仍然偏高。

生态环境方面，榆林地处黄河“几”字弯中心，是黄河流域重要生态功能区，北部风沙草滩区和南

部黄土丘陵沟壑区生态基础相对脆弱。近年来，榆林持续推进水土保持、国土绿化和荒漠化治理，林木覆盖率已提高至 36%，境内 860 万亩流沙得到治理，年入黄泥沙量降至 2.12 亿吨。但在长时期能源开发和产能扩张过程中，榆林部分企业和园区的环境治理能力仍未同步跟上，矿井疏干水综合利用、煤矸石和煤气化渣规范处置、采煤沉陷区治理、兰炭行业落后产能淘汰及升级改造等方面仍存在短板。

总体来看，榆林过去能源产业高速发展更多依赖资源规模和项目扩张，部分领域的土地审批、环评落实、污染防治设施建设和资源综合利用能力相对滞后，生态环境治理体系仍需进一步向全过程、精细化和协同治理转变。

## 5. 宁夏回族自治区石嘴山市

### （1）基本情况

石嘴山市位于宁夏回族自治区北部，东、北、西三面与内蒙古自治区毗邻，南与银川市接壤，现下辖大武口区、惠农区和平罗县，总面积 5310 平方公里，总人口 75.3 万人。2025 年，全市达生产总值 579.84 亿元，同比增长 5.0%，三次产业分别增长 6.3%、5.2%和 4.4%。

石嘴山市工业基础较为厚实，是“一五”时期全国十大煤炭工业基地之一和“三线”建设重要城市，被誉为宁夏工业的摇篮。全市现有石嘴山高新技术产业开发区、石嘴山经济技术开发区和宁夏平罗工业园区 3 个开发区，形成了以新材料、装备制造、煤电冶金、精细化工、光伏制造等为重点的产业体系。2025 年，全市规模以上工业增加值增长 5.3%，其中制造业增长 6.9%，电力热力燃气及水生产和供应业增长 4.5%，工业经济保持较快增长。石嘴山市现代农业也形成一定特色，牛奶、枸杞、牛羊肉、葡萄酒、蔬菜制种、脱水菜和富硒农产品等具有较好基础。

### （2）资源禀赋

石嘴山市能源资源以煤炭为主，曾是典型的资源依托型城市和宁夏重要煤炭工业基地。全市煤炭储量约 25 亿吨，全国 12 类煤种中石嘴山市拥有 11 类，其中被誉为“太西乌金”的太西煤储量约 6.55 亿吨，具有低灰、低硫、低磷和高发热量等特点，广泛应用于冶金、化工、建材等行业。但随着本地煤炭资源开采强度下降、贺兰山生态保护约束趋严以及工业用能需求持续增长，石嘴山市资源支撑能力明显弱化，城市发展已由过去的资源依托型逐步转向资源枯竭约束型，煤炭供需矛盾日益突出。2024 年，全市煤炭消费量达到 2902 万吨，能源消耗中煤炭占比约 80%，煤炭对外依存度超过 97%，预计到 2030 年煤炭需求将突破 3500 万吨。为增强能源保障能力，石嘴山市正推进“疆煤入石”，依托西大滩煤炭集中区建设煤炭储运和交易服务体系。

石嘴山市还探明有硅石、方解石、石灰石、白云岩、辉绿岩、白砂岩、白云母、粘土、金、铜、铝、铁等多种矿产，其中硅石、粘土等非金属矿产蕴藏量较大。硅石储量约 5 亿吨，是硅系产品和玻璃工业的重要原料，粘土储量约 1300 万吨，可为陶瓷、水泥等建材产业提供支撑。这些资源为石嘴山市发展硅基材料、光伏玻璃、建材、冶金辅料和化工新材料提供了产业基础。此外，石嘴山市地处银川平原北部，受益于黄河灌溉和较充足日照，耕地面积约 115 万亩，具备发展特色农业和生态农业的条件。

### （3）能源结构

从能源供给看，石嘴山市本地煤炭资源支撑能力下降，煤炭消费高度依赖外部输入。而从能源消费侧看，煤炭仍是全市能源消费主体，2024 年全市煤炭消费量达到 2902 万吨，能源消耗中煤炭占比约 80%。

从电力结构看，石嘴山市电力装机正在由传统煤电主导转向新能源与煤电并重。截至 2025 年底，石嘴山市新能源装机规模达到 415 万千瓦，占电力总装机的比例突破 50%。石嘴山市光伏和储能发展

明显加快，高新区已建成一批分布式光伏项目，光伏装机容量近 90 兆瓦，并推进储能、光伏生态治理等项目，为园区绿电消纳和源网荷储一体化奠定基础。

从电力消费看，电力消费高度集中于工业部门。2025 年 1-10 月，全市全社会用电量 265.81 亿千瓦时，其中工业用电量 252.39 亿千瓦时，占比接近 95%。同时，2025 年石嘴山市工业企业绿电消纳比例已达到 37.3%，带动单位工业增加值能耗较 2020 年下降 22%，有力支撑了“十四五”期间单位地区生产总值能耗下降 16.5%以上目标的实现。

**（4）生态环境与碳排放**

石嘴山市以约 10.2%的 GDP 贡献了宁夏约 16.9%的碳排放，2025 年碳排放总量为 5141 万吨。从碳排放强度看，石嘴山市单位 GDP 碳排放由 2020 年的约 9.34 吨/万元下降至 2024 年的约 8.72 吨/万元，2025 年有所回升，为 8.87 吨/万元。

生态环境方面，石嘴山市曾长期依托煤炭开采和重化工业发展，矿山开采、渣石堆存、洗储煤场集聚等问题一度对贺兰山生态系统和黄河流域生态安全形成较大压力。近年来，石嘴山市生态治理成效持续显现，全市完成贺兰山生态修复、星海湖生态治理、崇岗煤炭集中区综合整治等生态环境保护问题整改任务，环境空气质量六项指标全部达到国家二级标准，$PM_{2.5}$、$PM_{10}$ 浓度分别下降 25%和 17.3%。2017 年以来，石嘴山市持续推进贺兰山清理整治和生态修复，累计依法关闭退出煤矿 39 家、非煤矿山 61 家、涉煤企业 582 家，治理修复面积 146 平方公里。河东沙地系统治理、历史遗留废弃矿山生态修复被确定为国家级示范样板工程，石嘴山市也入选国家“无废城市”建设名单。

# 附录 C 国内外调研与国际合作交流情况

为系统掌握煤炭三角区绿色低碳转型与公正转型实践进展，项目组围绕能源转型、产业升级、零碳园区建设、生态修复、公正转型机制创新等重点领域，深入本报告选取的吕梁、阳泉、包头、榆林和石嘴山五个典型城市开展实地调研，并赴西班牙、德国开展国际经验交流。通过政府座谈、企业访谈、园区考察和专题研讨等方式，全面了解资源型地区转型发展的现状基础、面临挑战及典型实践经验，形成了对区域绿色低碳转型路径和公正转型机制的系统认识。

项目组分别于 2025 年 4 月与 11 月两次前往山西省吕梁市开展调研并与当地市政府座谈，重点关注绿电园区、氢能产业以及煤焦化企业的低碳转型问题。吕梁作为山西重要资源型城市和能源工业基地，煤基产业仍是经济运行的核心支撑，2025 年六大主导煤基产业增加值占规上工业增加值的 90.4%。当地已围绕钢铁节能与工艺改造、灰氢重卡应用、煤化工产业链延伸，以及绿电园区、虚拟电厂和“绿电+电解铝”等模式开展低碳转型探索，初步形成以重点企业改造和园区绿色能源消纳为载体的转型实践。但受煤炭资源禀赋、产业结构和既有能源系统约束，清洁能源布局仍处于示范阶段，高耗煤产业深度脱碳面临技术路线、绿电供给和改造成本等多重挑战，区域经济发展对煤基产业的“锁定”特征依然明显。




**图 C-1 项目组前往山西吕梁开展调研**

2026 年 1 月项目组前往宁夏回族自治区石嘴山市开展调研，重点考察了当地主要工业园区的产业低碳发展路径和生态修复项目。调研表明，石嘴山作为典型资源枯竭型城市，煤炭资源逐步衰减，但能源消费仍以煤炭为主且高度依赖外部输入，产业转型面临较强路径依赖。当地已依托高新区、经开区和平罗工业园区，推进绿色制造、先进制造、循环化改造、资源综合利用和高耗能产能优化，并同步实施历史遗留废弃矿山生态修复，探索产业转型与生态治理协同推进。但受高载能产业集聚、产业链附加值偏低、绿电稳定消纳条件不足和低碳技术改造成本较高等因素制约，绿色转型仍存在较大压力；同时，电网调度机制、绿电直供政策与本地消纳能力尚未有效匹配，形成“绿电外送优先、本地绿色转型受限”的结构性矛盾。




**图 C-2 项目组前往宁夏石嘴山开展调研**

2026 年 3 月项目组赴山西省阳泉市开展调研并与市政府座谈，主要关注零碳园区建设现状与挑战，及阳泉市低碳发展路径。阳泉煤炭资源基础雄厚，煤炭产业仍是经济发展的重要支柱，甲烷等非二氧化碳温室气体管控压力较为突出，未来减排高度依赖电力消费结构优化和煤矿甲烷协同治理。近年来，阳泉依托高新区推进绿电示范园区和国家级零碳园区创建，形成以传统装备制造升级、建材水泥原燃料替代、数字算力和新能源新材料为支撑的转型布局，初步探索出资源型城市产业轻量化、数字化和低碳化协同发展的路径。但受本地绿电规模化开发、稳定消纳和电网调节能力制约，新兴产业总体规模仍有限，短期内尚难完全弥补煤炭产业经济贡献回落带来的发展缺口。




**图 C-3 项目组前往山西阳泉开展调研**

2026 年 4 月项目组前往陕西省榆林市开展调研并与市政府座谈，重点前往煤化工企业开展调研，关注煤化工行业的未来发展路径、零碳及负碳技术发展现状。榆林作为国家现代煤化工产业示范区和重要能源化工基地，煤化工仍是未来 5-10 年的支柱产业，区域低碳转型面临较大的存量锁定和新增排放压力。当地已依托科创新城、中科洁净能源创新研究院和煤化学碳捕集与封存示范项目，探索绿电制储用、煤化工低碳改造、CCS/CCUS 及驱油利用等技术路径，初步形成“技术研发—工程示范—产业应用”协同推进格局。但受绿电开发及落地条件、绿氢和 CCUS 应用成本、二氧化碳利用市场狭窄及封存项目经济性不足等制约，相关技术仍以示范为主，尚难形成可规模复制的商业模式。




**图 C-4 项目组前往陕西榆林开展调研**

2026 年 6 月项目组前往内蒙古自治区包头市开展调研，重点关注了包钢低碳转型现状、包头氢能产业发展现状与规划、绿电直连项目进展等新能源项目。包头市依托稀土、钢铁、电解铝和风光资源的产业基础，积极推进节能改造、余热利用、绿电替代、风光制氢和 CCUS 示范，但仍面临绿电直连成本高、新能源消纳不足、氢能运输与用水成本较高、存量煤电机组调节压力大等问题。总体看，包头具备发展绿色冶金、绿氢和低碳材料产业的基础，但需进一步完善绿电交易、储能调节、氢能基础设施和碳减排的政策与金融激励机制。



**图 C-5 项目组前往内蒙古包头开展调研**

在全球能源转型由目标承诺加快转向政策实施、公正转型日益成为重要制度议题的背景下，为推进中国环境与发展国际合作委员会“传统能源地区绿色公正转型路径”专题研究，项目组于 2026 年 7 月 12 日至 19 日赴西班牙、德国开展国际调研，系统考察欧洲传统能源地区在产业接续、企业转型、就业保障、生态修复和区域治理等方面的实践经验。

出访期间，代表团围绕传统能源地区绿色公正转型参加了两场专题研讨活动。在西班牙 IE 大学举办的绿色与公正能源转型国际研讨会上，与国际劳工组织、亚洲开发银行、联合国拉丁美洲和加勒比经济委员会等机构代表，就全球气候治理、公正转型评估、产业竞争力、就业保障和转型融资等议题进行了交流；在德国伍珀塔尔气候、环境、能源研究所参加第六届中欧清洁能源转型国际研讨会，重点交流中国煤炭三角区、德国鲁尔区、波兰西里西亚及东南亚煤炭地区的转型实践，系统了解不同发展阶段煤炭地区在产业重构、就业过渡、生态治理和区域振兴方面的经验。

在西班牙，代表团赴佩纳普雷拉工业园区、阿斯蓬特斯退役热电厂及矿山生态修复项目开展实地调研，重点考察煤炭和煤电退出后的产业接续、企业业务多元化、劳动者技能转型及矿区生态系统重建。调研表明，阿斯蓬特斯通过提前谋划煤炭退出、同步推进生态修复和替代产业培育，并充分利用原有工业基础、技术能力和人力资源，逐步实现了由煤炭依赖型经济向绿色产业体系转变。

在德国，代表团先后调研杜伊斯堡内港、蒂森克虏伯钢铁公司、埃森关税同盟煤矿工业区、欧瑞府能源园区和 Feldheim 零碳村，系统了解工业遗产再利用、钢铁产业低碳工艺改造、矿区空间功能重塑、零碳园区综合能源管理以及社区能源参与和收益共享机制。相关调研进一步表明，传统能源地区转型不能局限于能源替代，而应统筹产业价值链重构、存量资产再利用、技术创新、就业保障、社区参与和绿色收益共享，推动能源资源优势向产业竞争优势和区域发展优势转化。



**图 C-6 项目组前往西班牙、德国开展国际调研**

# 附录 D 欧盟气候目标制定与转型资金支持机制

基于欧洲调研情况，系统梳理了欧盟在应对气候变化下的总体政策框架、公正转型的政策机制与资金渠道，具体如下。

## 1. 欧盟应对气候变化目标及实施路径

欧盟已形成以**2050 年气候中和目标为长期牵引、2030 年和 2040 年阶段性目标为约束、部门政策与成员国行动计划协同落实**的气候治理体系。2019 年以来，欧盟先后通过长期气候战略、《欧洲绿色新政》和《欧洲气候法》，逐步将气候中和由政策愿景上升为法律目标。其中，到 2030 年温室气体净排放较 1990 年减少至少 55%；2040 年进一步将净排放控制在 1990 年水平的 10%以内；到 2050 年实现气候中和。与此同时，第三版《可再生能源指令》将 2030 年可再生能源占最终能源消费比重提高至至少 42.5%，并争取达到 45%。

欧盟目标向成员国传导并非采取单一方式，而是形成“欧盟统一约束+差异化责任分配+国家自主规划+欧盟评估纠偏”的实施机制。各成员国需制定并定期更新《国家能源与气候计划》（NECP），统筹温室气体减排、可再生能源、能效、能源安全、电力互联以及研发创新等内容。欧盟委员会负责评估各国计划能否共同实现欧盟总体目标；如成员国贡献不足，可要求提高目标或通过欧盟层面的补充政策弥补缺口。

**表 D-1 欧盟气候目标向成员国传导的主要机制**

| 主要机制 | 欧盟层面要求 | 成员国落实方式 |
|---|---|---|
| **欧盟排放交易体系（European Union Emissions Trading System, EU ETS）** | 到 2030 年，EU ETS 覆盖部门排放较 2005 年下降 62%。主要覆盖电力、能源密集型工业、欧盟内部航空以及逐步纳入的航运等部门 | 欧盟统一设定排放总量上限并逐年收紧，成员国不再单独分配统一比例的减排目标，相关企业通过欧盟碳市场履行减排责任 |
| **欧盟建筑、道路交通及其他部门排放交易体系（European Union Emissions Trading System for Buildings, Road Transport and Additional Sectors，EU ETS2）** | EU ETS2 将于 2028 年全面运行，覆盖建筑、道路交通及其他部门燃料燃烧产生的二氧化碳排放，主要包括未纳入现有欧盟碳排放交易体系的部分小型工业活动。该体系实行上游管控，监管对象为燃料供应商而非终端用户；配额总量上限按照到 2030 年覆盖部门排放量较 2005 年下降 42%的目标设定 | 各成员国负责对燃料供应商实施监管，并开展排放监测、报告、核查和履约管理。EU ETS2 配额全部通过拍卖方式分配，拍卖收入必须用于气候行动和社会支持措施，其中一部分将用于为社会气候基金提供资金，支持弱势家庭和微型企业 |
| **《减排分担条例》（Effort Sharing Regulation, ESR）** | 针对 ESR 覆盖的行业范围，到 2030 年排放在欧盟层面较 2005 年下降 40%，主要覆盖道路交通、建筑、农业、废弃物及部分小型工业等领域 | 欧盟综合成员国人均 GDP、减排能力和成本效益等因素分配国家目标，各国 2030 年减排目标约为较 2005 年下降 10%-50% |

| | | |
|---|---|---|
| **国家能源与气候计划（National Energy and Climate Plan, NECP）** | 将欧盟气候、能源、可再生能源、能效及能源安全等总体目标转化为国家行动计划 | 各成员国编制和更新 NECP，提出温室气体减排、可再生能源、能源效率、能源安全、电力互联和创新等目标及政策；欧盟委员会负责评估并提出调整要求 |
| **土地利用、土地利用变化和林业（Land Use, Land-Use Change and Forestry, LULUCF）** | 到 2030 年，欧盟净碳移除量至少达到 3.10 亿吨 $CO_2$ 当量 | 欧盟向成员国分配土地利用和林业净碳移除任务，各国通过森林、农业土壤及其他土地利用措施落实 |
| **第三版《可再生能源指令》（Renewable Energy Directive III, RED III）** | 到 2030 年，可再生能源占欧盟最终能源消费比例至少达到 42.5%，并争取达到 45% | 不按统一比例直接分配为成员国强制目标，各国在 NECP 中提出本国贡献，欧盟委员会依据经济能力、资源潜力和互联水平等因素评估其充分性 |
| **能源效率目标** | 到 2030 年，欧盟最终能源消费较 2020 年参考情景至少下降 11.7% | 各成员国根据既有节能贡献、人均 GDP、能源强度和成本有效的节能潜力等因素确定国家贡献，并纳入 NECP |

## 2. 欧盟气候与能源转型资金总体框架

与气候目标体系相配套，欧盟构建了由财政预算、共同举债、碳市场收入和政策性金融共同组成的多层次资金体系，既提供直接财政支持，也通过担保、贷款等方式撬动社会资本。这一体系的重要特点是，将财政资金的公益性支持、碳市场形成的减排收益以及政策性金融的杠杆作用结合起来，根据区域发展水平和项目风险实施差异化支持。

**表 D-2 欧盟气候与能源转型资金总体框架**

| 资金渠道 | 主要资金来源 | 代表性基金 | 主要支持方式 | 气候资金要求或规模 |
|---|---|---|---|---|
| **欧盟常规预算资金** | 2021-2027 年多年度财政框架（Multiannual Financial Framework, MFF）下的欧盟一般预算，主要来源于成员国缴款、关税、增值税相关自有资源和塑料包装废弃物缴款等 | 欧洲区域发展基金（European Regional Development Fund, ERDF）、凝聚基金（Cohesion Fund, CF）、欧洲社会基金+（European Social Fund Plus, ESF+）、公正转型基金（Just Transition Fund, JTF）、“地平线欧洲”、连接欧洲设施等 | 无偿赠款、共同融资、优惠贷款、担保、股权投资和技术援助，多数项目实行欧盟委员会与成员国共享管理 | MFF 与“下一代欧盟”计划（NextGenerationEU, NGEU）合计约 2.018 万亿欧元，整体气候支出目标约 30%；ERDF 原则上至少 30%用于气候目标，CF 至少 37% |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **欧盟共同举债资金** | 欧盟委员会代表欧盟在资本市场发行欧盟债券、短期票据和绿色债券 | “下一代欧盟”计划（NextGenerationEU, NGEU）、恢复与韧性基金（Recovery and Resilience Facility, RRF）、REPowerEU 计划、REACT-EU | 向成员国提供赠款和贷款，并依据国家恢复与韧性计划（Recovery and Resilience Plan, RRP）设定的改革、投资、里程碑和目标分期拨付 | 按现价计算，NGEU 资金总规模为 8069 亿欧元，其中 7238 亿欧元通过其核心工具——RRF 安排。各成员国 RRP 的支出中，至少 37%须用于支持气候目标 |
| **欧盟排放交易体系拍卖收入** | 企业购买 EU ETS 及第二排放交易体系（Emissions Trading System 2, ETS2）排放配额形成的拍卖收入 | 成员国拍卖收入、创新基金（Innovation Fund）、现代化基金（Modernisation Fund）、社会气候基金（Social Climate Fund）及部分 REPowerEU 资金 | 项目赠款、竞争性招标、固定溢价或差价支持、成员国财政支出和社会补偿 | 2025 年 EU ETS 拍卖收入超过 430 亿欧元，其中约 240 亿欧元进入成员国预算；成员国原则上应将全部拍卖收入或等值资金用于气候能源用途 |
| **预算担保和政策性金融** | 欧盟预算担保、欧洲投资银行集团自有融资及资本市场筹资 | “投资欧盟”计划（InvestEU Programme, InvestEU）、欧洲投资银行（European Investment Bank, EIB）、欧洲投资基金（European Investment Fund, EIF） | 长期贷款、项目融资、贷款担保、股权和风险投资、公私合作、混合融资及项目增信 | InvestEU 计划在 2021-2027 年撬动超过 3720 亿欧元投资，其中至少 30%用于气候目标；EIB 超过 50%的年度融资用于气候与环境项目，并计划在 2021-2030 年支持约 1 万亿欧元绿色投资 |

### 3. 公正转型机制及公正转型基金

针对煤炭、褐煤、泥炭产区以及高碳工业集中地区，欧盟建立了专门的公正转型机制（Just Transition Mechanism，JTM），计划于 2021-2027 年动员约 550 亿欧元，重点缓解低碳转型对地方经济、就业和社会发展的冲击。其政策逻辑不是简单补偿高碳产业退出，而是将产业多元化、企业转型、就业培训、公共基础设施和区域长期发展纳入统一支持框架。

**表 D-3 欧盟公正转型机制的三大支柱**

| 支柱 | 主要资金来源 | 主要资助方式 |
|---|---|---|
| **公正转型基金（Just Transition Fund, JTF）** | 欧盟财政预算及 NGEU 相关资金 | 以财政赠款为主 |
| **“投资欧盟”计划下的公正转型计划（Just Transition Scheme under InvestEU）** | InvestEU 框架下的欧盟预算担保，并结合欧洲投资银行集团及其他开发性金融机构和私人资本 | 贷款、担保、股权投资和风险分担，通过公共资金撬动私人资本 |

| | | |
|---|---|---|
| **公共部门贷款工具（Public Sector Loan Facility, PSLF）** | EIB 贷款与欧盟财政赠款相结合 | 优惠贷款叠加财政赠款 |

其中，JTF 是 JTM 最直接的财政支持工具。欧盟在资金分配中重点考察地区对高碳产业和化石能源生产的依赖程度，其中区域单位产值碳排放、高碳行业就业人数和化石燃料生产行业就业人数是主要指标，权重约为 49%、25%和 25%。因此，资金更多流向煤炭和高碳产业集中、就业依赖程度较高的成员国和地区。

总体来看，欧盟公正转型机制的核心经验是：将减排责任与转型能力相匹配，将产业调整与就业和区域发展相衔接，并通过财政赠款、政策性金融和社会资本形成全过程资金支持体系。这使气候政策不仅关注“减多少碳”，也同时关注“由谁承担转型成本、如何支持受影响地区以及如何形成新的发展能力”。