



Research and
Development Center

煤炭 2025 年度策略报告：或跃在渊

2025 年 1 月 6 日

证券研究报告

行业研究

行业投资策略

煤炭开采

投资评级 看好

上次评级 看好

左前明：能源行业首席分析师
执业编号：S1500518070001
联系电话：010-83326712
邮箱：zuoqianming@cindasc.com

高升：能源、钢铁行业联席首席分析师
执业编号：S1500524100002
邮箱：gaosheng@cindasc.com

信达证券股份有限公司
CINDASECURITIESCO.,LTD
北京市西城区宣武门西大街甲127号
金隅大厦B座
邮编：100031

煤炭 2025 年度策略报告：或跃在渊

2025 年 1 月 6 日

本期内容提要：

◆ **本轮煤炭景气周期并未结束，板块仍具成长空间。**2021 年以来煤炭板块成为资本市场中累计获得投资回报最为突出的方向，各年度也均获得良好收益（以申万煤炭指数为例，自 2021 年 1 月 1 日至 2024 年 12 月 24 日，累计涨幅 68%，分年度涨幅为 40%/11%/4%/3.5%），期间既有煤价上涨的催化也有估值的修复抬升，但整体走势波动中拾阶而上，并在每次调整中均存在对煤价判断和估值空间的分歧。产生分歧的根本原因在于对煤炭产能周期的理解和价值修复空间的认知差异，尤其是煤炭价格中枢连续三年调整的当下。后市如何展望？在煤炭兜底保障国家能源安全的大格局下，基于我们对煤炭产能周期、成本曲线、重置成本、历史复盘、新疆煤炭产业等深度研究，考虑到中央提出的“加强超常规逆周期调节，全方位扩大国内需求”重点工作，**我们认为应从更宽视角、更长维度来审视煤炭的投资价值，煤炭板块依旧具有成长空间，有望持续兑现估值的系统性抬升，其核心在于行业仍处于高景气周期，刚性的供给、弹性的需求、韧性的煤价，有望带来优质煤企长久期的价值创造与估值修复。**

◆ **煤炭供需基本面并未根本性宽松，中长期仍存供需缺口。**

① **供给端：**自 2021 年能源保供以来，国内原煤产量和进口量大幅增加但同比增速趋缓，进口和疆煤成为煤炭供给的重要补充（相较 2022 年，2024 年进口煤增长约 2.4 亿吨，疆煤外运增长约 0.6 亿吨）。国内看，存量煤矿产能利用率已达满，增量新建矿井产能储备少（主要是过去在建矿井，近两年核准新建较少），主产地山西产量已达峰，陕西和内蒙基本达峰，新疆产能和产量弹性大但受运力和煤价限制，国内产量增长十分有限（2025 年全国能源工作会议预计原煤产量 48 亿吨，同比增长 0.8%/4000 万吨）；**进口看，**近两年蒙古国和印尼产量大幅增长，欧洲、日韩在俄乌冲突后明显减少煤炭进口，导致煤炭出口总量增长且更多份额让渡至中国，叠加国内进口煤政策偏宽松和进口煤利润可观，国内进口量大幅增长。短期看海运煤市场有望见顶，欧洲港口库存已回落至俄乌冲突前水平，且进口利润明显减少甚至高卡煤价格倒挂，我们预计进口量处于峰值平台。

② **需求端：**煤炭需求具有韧性、稳中有增，动力煤消费基本盘仍在，炼焦煤需求也整体趋稳。特别是，随着新质生产力快速发展与我国居民生活水平的稳步提升，电力消费弹性明显提升（2023/2024E，分别为 1.29/1.65），非电煤中化工需求相对旺盛（2023/2024E，分别同比增幅 6%/9%），炼焦煤在基建、制造业对冲和钢铁行业废钢比下降的拉动下较大削弱了房地产下行的消极影响（2022/2023/2024E，

炼焦煤消费量同比增幅 2%/6%/-1%)。

③ **供需基本面**：我们预计 2025 年国内原煤产量净增长 5000 万吨 /+1.1%左右，进口煤基本持平，需求增长 2.0%，动态看供需存在缺口，现有库存一定程度上或可平滑供需矛盾，但仍或面临结构性区域性时段性偏紧局面。中长期看，参照 2022 年国家能源集团技术经济研究院研究成果，若不新建矿井，碳达峰前后国内煤炭累计供需缺口达 8~10 亿吨，其关键在于未来需求减量替代的同时存量煤矿也面临资源枯竭和产能退出。**容易忽视的扰动因素，一是未来煤电深度调峰中 度电煤耗会较大增加；二是尚未完全取得核增批复的保供矿井或面临 政策性调整。**

值得注意的是，在当前能源保供形势看似缓和的情境下，2025 年全国能源工作会议提出“推进实施能源安全新战略”，再度着重强调能源安全，其深刻内涵和重大意义值得深思。某种程度上，或反映出在全球地缘冲突加剧的政治环境下，依靠高进口的能源资源存在着较大不确定性，国内能源保供形势值得关注。

- ◆ **国内外煤炭开采成本明显抬升且难大幅压降，有望支撑煤价维持中高位，现有供需格局下秦港 5500 大卡煤价中枢在 800 元/吨以上。**2022 年俄乌冲突以来，国内外煤价中枢震荡下移但降幅收窄，我们认为主要是俄乌冲突时全球性抢煤导致的高溢价向正常区间的合理回归，并非单纯的趋势性下降，尤其是在全球关切能源安全、煤炭供需依然紧平衡下，煤价中枢存在成本端的支撑。

① 根据信达能源《我国煤炭行业成本曲线研究》深度报告，我国煤炭成本因资源条件不同差异性大，总体陡峭，伴随近年来煤炭消费量持续提升，以及晋陕蒙低成本主力矿区挖潜殆尽，定价越加决定于中东部高成本存量矿区和运输距离远的新疆增量矿区。**特别是，中东部 矿区采深增加、税费上调、安全环保费用支出增长和矿权出让收益大 幅提高，导致煤矿经济可开发产能的刚性成本不断抬升。**2024 年截至 11 月份全国煤炭行业亏损面高达 45%，也间接说明此问题。此外，依据信达能源对新疆煤炭专题的系列研究，新疆地区及其目的地甘肃、川渝等市场和秦皇岛港口价格相关但又略相对独立，趋势一致、节奏稍不同，其对秦港价格的敏感性并不在某个具体点位，然而当秦港 5500 大卡动力煤价格跌至 800 元/吨以下并持续时，会形成疆煤负面扰动，疆内产量和疆煤外运尤其公路侧均会明显受影响，如 2023 年 5-8 月。

② **受油价上涨、人工成本增加等影响，海外煤炭开采成本也明显增长，对进口煤价形成支撑。**2023 年，澳大利亚主要煤炭公司平均综合成本 112.7 美元/吨（多为 5000 大卡以上高卡煤），印尼主要煤炭公司平均综合成本美元 56.8/吨（多为 3800 大卡以下低卡煤）。若考虑海运费、船期、汇率贬值、煤质价差和进口利润等影响，综合换算后

一定程度上也支撑秦港 5500 煤价在 800 元/吨以上。

③ 炼焦煤方面，由于我国炼焦煤进口（2024 年 1-10 月同比 +20%）大幅增加，下游焦化和钢厂均实行“低库存战略”补库意愿较差，以及钢厂亏损调整焦配比，焦煤尤其是主焦煤供应阶段性宽松明显，焦煤现货价格出现较大跌幅。后市看，蒙煤进口挺价情绪明显，澳洲优质焦煤价格倒挂，进口高增长压力或缓解，同时稳经济稳地产等一系列政策逐步落实，焦煤需求和钢厂经营压力有望边际改善，且在过去焦煤和动力煤 2 倍比价关系的规律下，焦煤价格不宜过度悲观，我们预计焦煤价格中枢持平或略降，若需求强兑现，终端钢铁低库存状态下，或将重演快速上涨行情。

我们认为，在能源产能周期背景下，无论油、电、钢等原料端成本还是人工、税费等，叠加条件相对简单的易开发矿井趋少，海内外煤炭开采成本增长态势难以根本逆转，即成本端难以持续大幅压降。此外，在煤炭矿权出让成本明显增长的背景下，或有必要进一步提高煤价中枢，改善煤企盈利预期并增强资本开支意愿，推动提高煤矿建设投资的积极性。

◆ **煤炭仍处价值重估之路，或跃在渊。**我们在 2023 年度策略中提出煤炭开启价值重估之路，虽然煤炭板块整体估值水平较 2022 年已呈现有所提升，当下仍处重估通道。

④ **从一级市场定价看**，依据信达能源《从重置成本角度看煤炭价值修复空间》研究，现阶段重新获得既有煤炭资源和煤矿产能的成本较大提高，若再考虑重建煤矿较长的投资期和资金时间成本，一二级市场依然倒挂严重，煤企重置成本已远高于当前市值（普遍幅度在 150%以上），若按当前矿业权实际成交价水平考虑，则煤炭公司重置成本更高，市值更显低估。

⑤ **从二级市场估值看**，伴随国内宏观经济由过去高增速转至高质量发展，经济增速下滑的同时全社会投资回报预期也有所下降，加之 30 年期国债收益率逐步下降至 2%以下水平，稳定可持续的股东回报有望获得更高的估值溢价，优质核心资产也望获得整体估值提升。

⑥ **从市值管理新规看**，自 2022 年“中特估”政策提出以来，国家相关部门不断加大央国企市值管理力度，如国务院国资委于 2024 年 12 月 17 日印发的《关于改进和加强中央企业控股上市公司市值管理工作的若干意见》中明确提出：“中央企业要将市值管理作为一项长期战略管理行为，要求引导控股上市公司牢固树立投资者回报意识，增加现金分红频次、优化现金分红节奏、提高现金分红比例；推动中央企业和控股上市公司建立常态化股票回购增持机制，规范减持行为，积极解决控股上市公司长期破净问题”。目前，多家煤企实施中期分红、增持回购等措施，持续凸显板块投资价值。

⑦ **从优质煤企属性看**，多数煤企属国央企，在行业高景气周期内，优质煤炭企业高盈利、高现金、高分红的核心资产属性未变（ROE 为 10%~20%，股息率 > 5%，分红比例普遍超 40%且新增中期分红）而估值相对低位（多数公司 PB 小于 1 倍），这是板块较高安全边际的决定因素，也给予未来较大估值修复空间。**此外，在悲观预期下炼焦煤相较动力煤估值折价明显，宏观经济底部向上趋势下其估值或更具弹性。**

- ◆ **投资建议：**结合我们对能源产能周期的研判，煤炭供给瓶颈约束有望持续至“十五五”，仍需新规划建设一批优质产能以保障我国中长期能源煤炭需求。在煤炭布局加速西移、资源费与吨煤投资大幅提升背景下，国内经济开发刚性成本和国外进口煤成本的抬升均有望支撑煤价中枢保持高位。当前，煤炭板块仍属高业绩、高现金、高分红资产，行业仍具高景气、长周期、高壁垒特征，叠加宏观经济底部向好，央企市值管理新规落地，煤炭央企资产注入工作已然开启，以及一二级市场估值倒挂，愈加凸显优质煤炭公司盈利与成长的高确定性。煤炭板块向下调整有高股息安全边际支撑，向上弹性有后续煤价上涨预期催化，我们继续全面看多“或跃在渊”的煤炭板块。**自上而下重点关注：一是经营稳定、业绩稳健的中国神华、陕西煤业、中煤能源、新集能源；二是前期超跌、弹性较大的兖矿能源、电投能源、广汇能源、晋控煤业、山煤国际、甘肃能化等；三是全球资源特殊稀缺的优质冶金煤公司淮北矿业、平煤股份、潞安环能、山西焦煤、盘江股份等；同时建议关注兖煤澳大利亚、天地科技、兰花科创、上海能源、天玛智控等。**
- ◆ **风险因素：**国内外能源政策调整；宏观经济复苏不及预期；水电继续大幅增长；发生重大煤炭安全事故风险；公司资产注入进程不及预期。

目录

韧性一：供给刚性约束，产能短缺底层逻辑未变.....	10
1.1 国内原煤产量增速放缓，进口成为供给补充重要支撑.....	10
1.2 我国中东部煤炭产量衰减，山西产量或已达峰且未来下降明显.....	11
1.3 我国新建煤矿规模有限，且建设周期长达 3-5 年.....	14
1.4 全球主要煤炭出口国产量增幅有限，我国进口煤增速或将进一步放缓.....	17
1.5 焦煤供给稀缺性继续体现，供应或延续收缩态势.....	20
韧性二：煤炭消费增长，中长期看需求尽显韧性.....	24
2.1 煤炭消费稳步增长，电力消费弹性系数持续提升.....	24
2.2 火电旺季承压仍增，电煤需求韧性凸显.....	26
2.3 钢铁与建材用煤需求下滑，煤化工呈向好态势.....	27
2.4 焦煤消费量同比略降，需求仍具有较强韧性.....	31
2.5 全球煤炭需求或将在 2027 年达峰，电煤消费有望保持稳定.....	36
韧性三：煤价震荡下移，合理中枢仍望在中高位.....	39
3.1 煤炭价格震荡下移，中枢仍在中高位.....	39
3.2 供给边际增量澳煤、印尼煤、疆煤均具有较强的成本约束.....	42
3.3 西部主产区煤炭需求增加，产地与港口煤价长时间倒挂.....	46
3.4 我国煤炭成本曲线陡峭，支撑煤价较高位运行.....	47
韧性四：高景气长久期，推动板块估值再抬升.....	50
4.1 行业高景气可持续，优质煤企仍属核心资产.....	50
4.2 一二级市场明显倒挂，多维度打开板块估值空间.....	51
五、主要关注标的及盈利预测.....	60
风险因素.....	61

表目录

表 1：样本煤矿从核准到投产一般需五年或更长时间.....	16
表 2：海外煤炭新建、扩建煤炭产能（万吨/年）.....	19
表 3：2005-2016 年我国主要钢铁联合企业平均炼焦煤配比情况（%）.....	36
表 4：疆煤外运经济性测算.....	45
表 5：2023 年以来我国主要煤炭矿业权成交情况.....	52
表 6：近年来煤炭股权交易估值水平.....	52
表 7：主要煤炭上市公司及所属集团资产负债、经营现金流和资本开支情况（亿元）.....	55
表 8：煤炭板块近年来的分红情况及股息率测算.....	56
表 9：重点上市公司估值表.....	60

图目录

图 1：我国煤炭表观供给增速放缓（亿吨）.....	10
图 2：2021-2024M10 主产地原煤产量情况（亿吨）.....	11
图 3：2024 年 1-10 月我国原煤产量增量占比.....	11
图 4：2018-2024M10 我国煤炭进口量及同比增速.....	11
图 5：2022-2024M10 中国分月度煤炭进口量（万吨）.....	11
图 6：2022-2060 年全国现有煤矿生产趋势预测.....	12
图 7：2020-2060 年各区域产量预测（亿吨）.....	12
图 8：2020-2060 年全国分地区煤炭产量占比.....	12
图 9：2020-2060 年各地区产量年复合增速.....	12

图 10: 2004-2023 年中部各省份煤炭产量 (亿吨)	13
图 11: 2023 年中部各省份煤炭产量占比情况	13
图 12: 2021-2023 年山西省累计增产约 3 亿吨	13
图 13: 2021 年以来山西省维持高强度煤炭开采	13
图 14: 山西省高强度开采引发资源加速衰减 (亿吨, 年)	14
图 15: 10 年内山西约 221 座煤矿资源枯竭, 近 2 亿吨产能	14
图 16: 申万煤炭板块购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金 (亿元、%)	14
图 17: 申万煤炭板块资本开支情况 (亿元、%)	14
图 18: 我国新建煤矿产能规模占比较低	15
图 19: 我国新建煤矿产能以井工开采方式为主	15
图 20: 我国新建煤矿主要集中在晋陕蒙新地区	15
图 21: 我国主要产煤省区新建煤矿产能情况 (万吨/年)	15
图 22: 2002-2011 年和 2020 年至今是煤炭产能周期下的景气周期	16
图 23: 2020-2024 年 1-10 月分国别进口量 (万吨)	17
图 24: 2024 年 1-10 月中国煤炭进口量增量贡献占比	17
图 25: 2019-2024 年印尼产量、出口量	18
图 26: 2019-2024 年澳大利亚产量、出口量	18
图 27: 2019-2024 年俄罗斯产量、出口量	18
图 28: 2019-2024 年蒙古国产量、出口量	18
图 29: 2022-2024E 世界主要煤炭进口国进口量变化 (亿吨)	19
图 30: 2019-2024 国际海运煤炭贸易量 (亿吨)	20
图 31: 2020-2024M1-10 国际海运煤贸易量占比	20
图 32: 我国炼焦原煤、精煤产量对比图 (亿吨, %)	20
图 33: 我国炼焦原煤、精煤产量对比图 (亿吨, %)	21
图 34: 焦原煤与动力煤比价关系	21
图 35: 2022 年煤炭新增产能以动力煤为主 (万吨/年)	22
图 36: 2023-2027 煤炭分煤种新增产能预测 (万吨/年)	22
图 37: 我国炼焦煤进口占比 (%)	22
图 38: 我国炼焦煤分国别进口量 (%)	23
图 39: 我国炼焦煤分国别进口量 (万吨)	23
图 40: 2024 年全国商品煤消费量呈现增长态势	24
图 41: 2024 年商品煤消费呈现前低后高 (亿吨)	24
图 42: 2016 年后我国电力消费弹性维持高位并呈上涨趋势	24
图 43: 全国分部门用电量增速 (%)	24
图 44: 2020-2023 年各部门用电经济增速差的贡献 (%)	25
图 45: 2017-2024M9 全社会分部门电力弹性消费系数	25
图 46: 2019-2024M9 各部门用电量占比 (%)	25
图 47: 2019-2024M9 二产三产 GDP 占比 (%)	25
图 48: 全国数据中心机架和算力总规模有望持续增长	26
图 49: 数据中心用电量占比或进一步提升	26
图 50: 2024 年 1-10 月火力发电增速降低	27
图 51: 2024 年 1-10 月水电发电显著提升	27
图 52: 电煤需求峰值后移, 在 8、9 月表现较强 (亿吨)	27
图 53: 2024 年夏季水电发电量显著高于往年 (亿千瓦时)	27
图 54: 2024 年非电用煤累计同比下降 (亿吨)	28
图 55: 非电用煤需求化工占比提升 (%)	28

图 56: 2020-2024M10 非电用煤细分消费增速 (亿吨)	28
图 57: 非电用煤需求占比 (万吨, %)	28
图 58: 2014-2023 年我国煤制天然气产量逐步上升	29
图 59: 2018-2023 年煤制烯烃项目产能情况 (万吨/年)	30
图 60: 2023 年煤制烯烃产能占全国烯烃总产能比重	30
图 61: 2021 年以来原油价格中枢维持高位	30
图 62: 不同原油价格下的煤制烯烃项目对应的竞争煤价	30
图 63: 我国炼焦煤消费量 (%)	31
图 64: 焦煤消费量、焦炭和铁水产量变动幅度 (%)	31
图 65: 废钢铁水价差 (元/吨)	32
图 66: 电炉钢占比 (%)	32
图 67: 纯高炉企业废钢消耗比 (%)	33
图 68: 我国钢铁未进入集中报废期 (亿吨)	33
图 69: 废钢资源主要来源占比 (%)	34
图 70: 废钢进口量及占比 (万吨)	34
图 71: 各省市高炉炉容分布 (座)	35
图 72: 全国不同容积高炉占比 (% , m ³)	35
图 73: 高炉容积对焦炭 CSR 强度的要求 (%)	35
图 74: 焦煤胶质层厚度 (Y 值) 与 CSR 的关系	36
图 75: 焦煤粘结指数 (G 值) 与 CSR 的关系	36
图 76: 全球煤炭需求或将在 2027 年达峰 (百万吨)	37
图 77: 达峰前煤炭需求增量主要来自中国、印度和东盟 (百万吨)	37
图 78: 2023-2027 年全球发电量变化	37
图 79: 全国煤炭供应趋势与余缺比较 (亿吨)	38
图 80: 2024 年以来秦皇岛港口动力煤现货和长协价格走势 (元/吨)	39
图 81: 2021 年以来国内动力煤价格走势 (元/吨)	40
图 82: 2021 年以来印尼动力煤价格走势 (美元/吨)	40
图 83: 2021 年以来澳洲动力煤价格走势 (美元/吨)	41
图 84: 2021 年以来国内炼焦煤价格走势 (元/吨)	41
图 85: 澳大利亚海角港峰景矿优质炼焦煤价格变化走势 (美元/吨)	42
图 86: 印尼 5000 大卡动力煤华南到岸价与内煤价格对比	42
图 87: 印尼 4500 大卡动力煤华南到岸价与内煤价格对比	42
图 88: 2018-2023 年澳大利亚各公司动力煤吨煤完全成本 (美元/吨)	43
图 89: 2018-2023 年澳大利亚各公司动力煤平均吨煤完全成本与增速 (美元/吨, %)	43
图 90: 2017-2023 年印尼各公司完全成本 (美元/吨)	43
图 91: 2017-2023 年印尼各公司平均完全成本与增速 (美元/吨, %)	43
图 92: 2023 年以来秦皇岛港煤炭价格与新疆产地煤炭价格走势情况 (元/吨)	44
图 93: 2024 年以来铁路疆煤外运量快速提升 (万吨)	44
图 94: 新疆月度产量与港口价格的关系 (万吨、元/吨)	44
图 95: 吐哈矿区-兰州疆煤外运价格回溯 (5000K)	45
图 96: 准东矿区-兰州疆煤外运价格回溯 (4200K)	45
图 97: 2024 年 5 月以来产地与港口煤炭价格持续倒挂 (元/吨)	46
图 98: 2024 年 1-10 月火力发电量 (亿千瓦时)	47
图 99: 国内煤 (甲醇) 制烯烃产能主要集中在西部	47
图 100: 西部地区火电发电量占比 (%)	47
图 101: 晋陕蒙煤矿完全成本曲线图	48

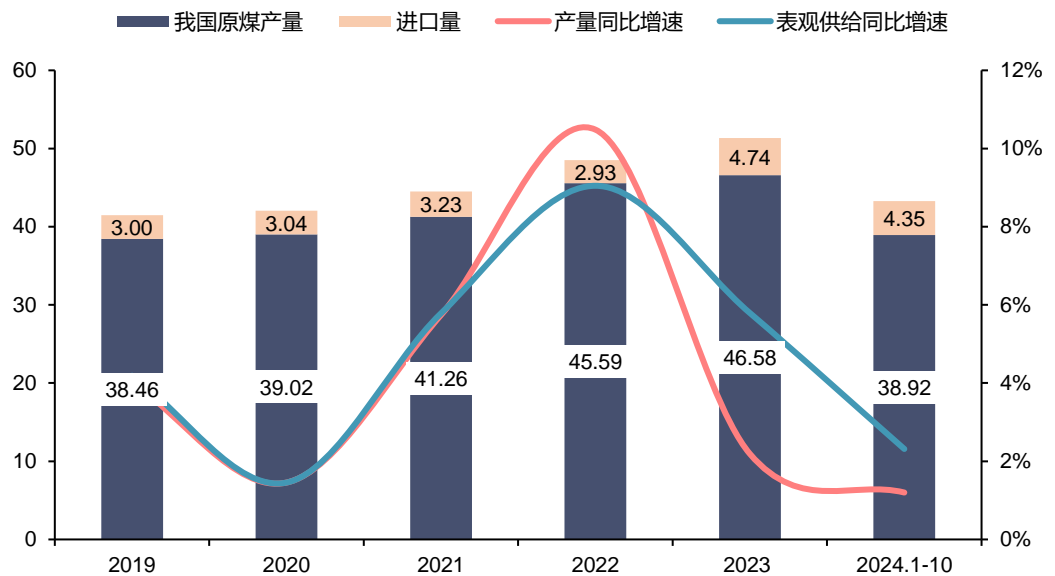
图 102: 山西省煤矿完全成本曲线图	48
图 103: 随煤价下跌, 煤炭亏损企业占比迅速提高 (元/吨)	48
图 104: 四家煤炭上市公司的自产煤生产成本 (元/吨)	49
图 105: 中煤能源 自产煤成本构成 (元/吨)	49
图 106: 2009-2024Q3 煤炭板块净利润、ROE 变化.....	50
图 107: 2009-2024Q3 货币资金变化.....	50
图 108: 2009-2024Q3 煤炭板块负债率变化	50
图 109: 2009-2024Q3 煤炭板块期间费用率变化	50
图 110: 2020-2023 年, 典型煤电一体公司火电板块度电毛利 (分/千瓦时)	51
图 111: 2020-2023 年煤电一体化与火电公司火电板块度电毛利对比 (分/千瓦时)	51
图 112: 2025 年煤炭产业评估均价 (2020-2024 年) 进一步抬升 (元/吨)	53
图 113: 2024 证监会发布《关于加强上市公司监管的意见 (试行) 》	54
图 114: 新 “国九条” :关注 “提高上市公司投资价值” 与 “中长线资金入市”	54
图 115: 2023 年以来国债收益率持续下行 (%)	55
图 116: 全市场各申万行业股息率, 煤炭居首.....	56
图 117: 2024Q3 各行业 PB-ROE 估值水平.....	57
图 118: 申万焦煤板块 PB 走势及分位值	58
图 119: 申万焦煤和动力煤板块 PB 走势及分位值.....	58
图 120: 申万焦煤、焦炭、钢铁板块 PB 走势	59

韧性一：供给刚性约束，产能短缺底层逻辑未变

1.1 国内原煤产量增速放缓，进口成为供给补充重要支撑

2024 年以来我国原煤产量增速明显放缓，1-10 月原煤产量增速 1.2%，含进口表观供给增速 2.3%。自 2021 年增产保供以来，2023 年我国原煤生产量 46.58 亿吨，绝对量和产量同比增速均达到历史高位。2024 年以来，经过连续三年的增产保供，国内煤炭产量增速明显下滑，累计增速持续走低，1-10 月份全国原煤产量 38.9 亿吨，同比增 1.2%。我们预计 2025 年全国原煤产量增速为 1%左右，增速有望进一步放缓。

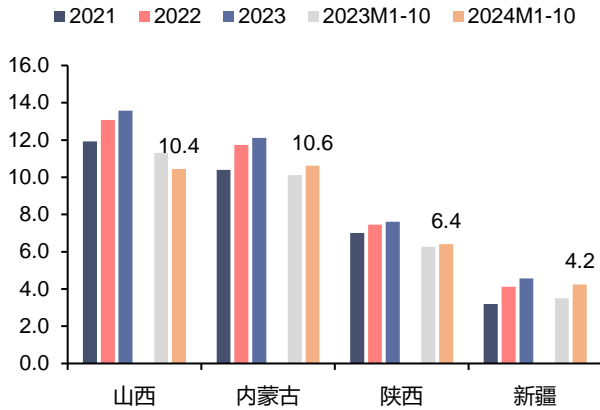
图 1：我国煤炭表观供给增速放缓（亿吨）



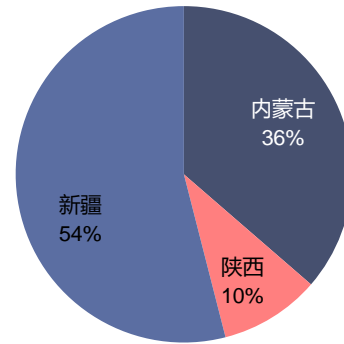
资料来源：iFind, CCTD, 信达证券研发中心

晋陕蒙主产区或基本达峰，增量源于新疆。从主产区来看，由于 23 年下半年以来，煤矿事故频发，产地煤矿安监力度加大，尤其 2024 年上半年山西开展煤矿三超和隐蔽工作面专项整治，减产幅度较大，导致山西上半年产量出现下降，而新疆、内蒙的产量则维持了较明显的上升趋势。前 10 月山西/内蒙 /陕西/新疆地区产量分别为 10.44 亿吨/10.61 亿吨/6.41 亿吨/4.25 亿吨，同比分别-7.7%/+4.9%/+2.1%/+21.0%。在全国原煤产量增量的占比中，新疆占 54%，内蒙古占 36%，新增产能愈发向西部集中。

需注意的是，山西 2024 年下半年的产量环比上半年明显恢复，但不可简单的按照 2024 年下半年产量年化至 2025 年产量，原因在于上半年部分矿井没有完成序时进度，下半年有所赶量直至矿井满产；内蒙和陕西的产量增速也不可简单类比，原因在于 2023 年 2 月露天矿重大事故影响产量基数较低；新疆产能和产量弹性都很大，但受出疆煤价和运力影响且存在超产风险。总体上，未考虑衰减量，我们预计 2025 年山西增加 3200 万吨，内蒙增加 2300 万吨，陕西增加 700 万吨，新疆增长 4000 万吨。

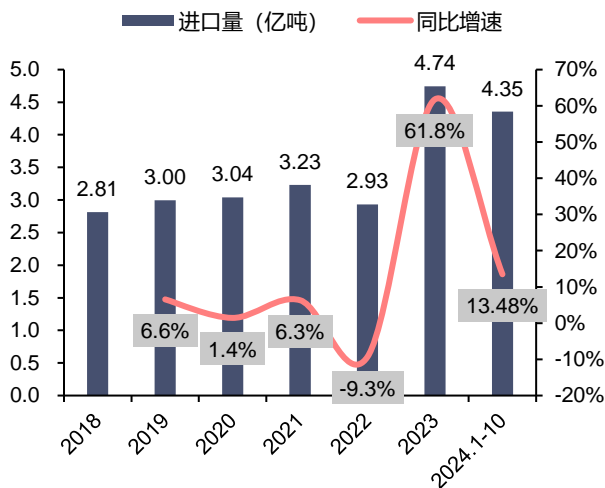
图 2：2021-2024M10 主产地原煤产量情况（亿吨）


资料来源：CCTD，信达证券研发中心

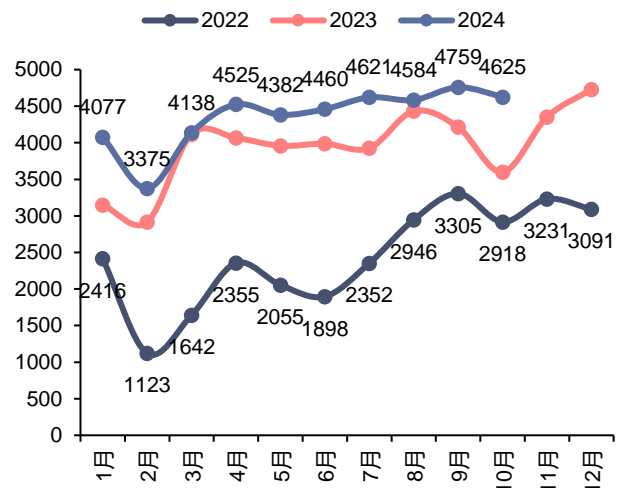
图 3：2024 年 1-10 月我国原煤产量增量占比


资料来源：CCTD，信达证券研发中心

2024 年我国煤炭进口增幅明显，成为供给重要补充。2024 年 1-10 月，全国共进口煤炭 4.35 亿吨，同比增长 13.48%。进口量大幅增加的主要原因有三：一是全球煤炭供需阶段性宽松，海内外煤炭价差扩大，进口煤利润增加，进口煤动力增加；二是澳大利亚煤炭进口放开，蒙古国煤炭进口通关恢复，澳大利亚、印尼和蒙古国成为主要增量来源；三是欧洲、日本和韩国的煤炭消费持续下降，进口持续减量，造成部分煤炭转销至中国。从月度进口量看，2024 年 1-10 月，我国煤炭月度进口量呈现同比上升、环比稳定趋势。2024 年 10 月，我国煤炭进口量为 4625 万吨，同比上涨 29%，环比下降 2.8%。相对去年月度间的波动，2024 年以来各月进口量基本保持稳定。

图 4：2018-2024M10 我国煤炭进口量及同比增速


资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 5：2022-2024M10 中国分月度煤炭进口量（万吨）


资料来源：CCTD，信达证券研发中心

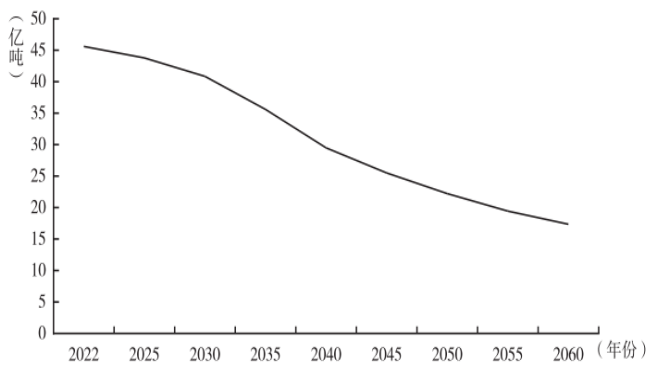
1.2 我国中东部煤炭产量衰减，山西产量或已达峰且未来下降明显

2030 年以前我国煤炭产量仍维持在 41 亿吨以上，2030 年后进入快速下降通道。根据《中国煤炭工业发展报告 2023》，国家能源集团技术经济建立了全国生产在建煤矿数据库，并综合考虑煤矿生产能力、剩余资源情况，以及采深加大、地质条件变差导致产能利用率下降、薄厚煤层配采和薄煤层开采增多、资源压覆、深井逐步退出、落后产能淘汰等。经测算，现有煤矿（截至 2022 年底的生产和在建煤矿）在 2030 年前仍可贡献 41 亿吨左右煤炭产量；2030 年后，随着资源枯竭煤矿范围扩大，现有煤矿产量进入持续快速下降通道，

2035年、2050年分别降至36亿吨、19亿吨；2060年降至17亿吨，较2020年下降56%。

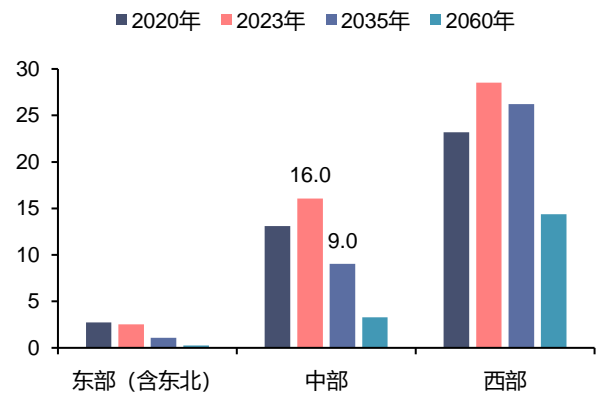
未来我国煤炭产量衰减将主要发生在中部地区，到2035年中部煤炭产量退出约7亿吨。分区域看，东部、中部地区现有煤矿产量衰减速度将逐渐加快，促使煤炭生产西移步伐加快。2035年、2060年，东部地区现有煤矿产量较2020年分别下降60%、90%，中部地区分别下降31%、75%，西部地区分别增长13%和下降38%。2023年-2035年和2035年-2060年，东部（含东北）地区煤炭产量年均复合增速分别为-6.7%、-5.4%，中部地区分别为-4.7%、-4%，西部地区分别为-0.7%、-2.4%。从各地区煤炭产量占比来看，西部现有煤矿产量占比将由2020年的59%，上升至2025年的65%、2030年的69%、2035年的71%、2050年的77%和2060年的80%。**需要注意的是，存量矿井的衰减并不是线性均衡的，越延后衰减退出矛盾越突出，或是加速出现台阶式衰减。**

图 6：2022-2060 年全国现有煤矿生产趋势预测



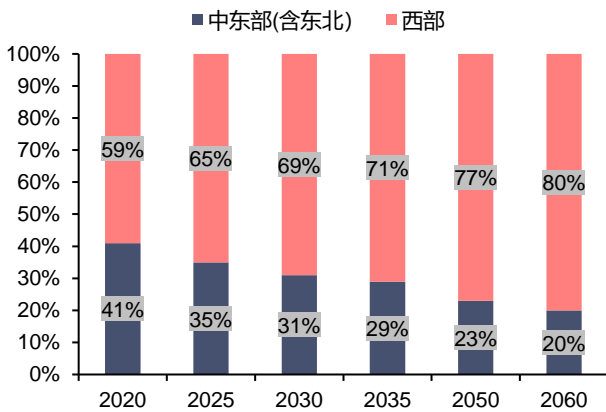
资料来源：中国煤炭工业发展报告 2023，信达证券研发中心

图 7：2020-2060 年各区域产量预测 (亿吨)



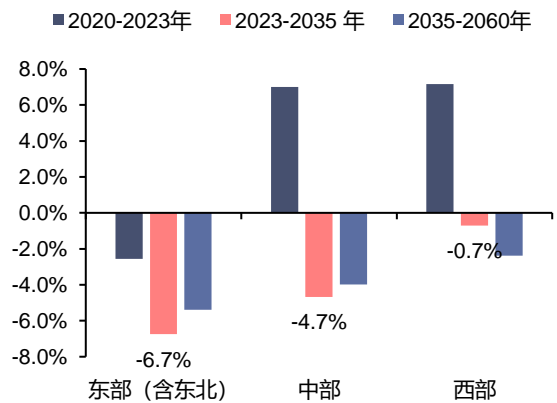
资料来源：iFind、中国煤炭工业发展报告 2023，信达证券研发中心

图 8：2020-2060 年全国分地区煤炭产量占比



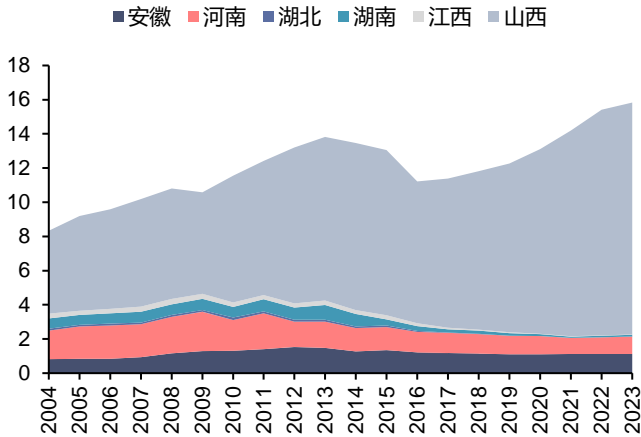
资料来源：中国煤炭工业发展报告 2023，信达证券研发中心

图 9：2020-2060 年各地区产量年复合增速

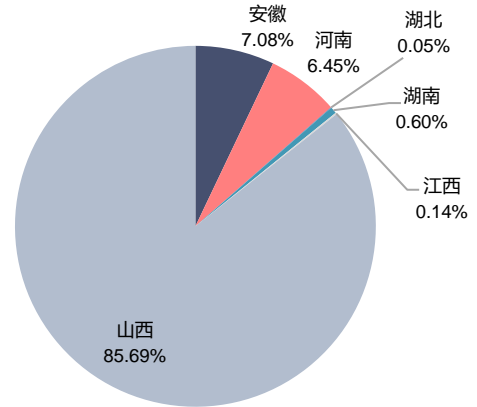


资料来源：中国煤炭工业发展报告 2023，信达证券研发中心

山西是中部地区煤炭主产省份，未来中部地区煤炭减产或将主要发生在山西。从中部地区煤炭生产布局来看，产煤省份为山西、安徽和河南等地，其中山西省为中部地区的煤炭主产省份。2023年，中部地区煤炭产量15.83亿吨，其中山西产量为13.57亿吨，占比85.69%；安徽产量为1.12亿吨，占比7.08%；河南产量为1.02亿吨，占比6.45%。

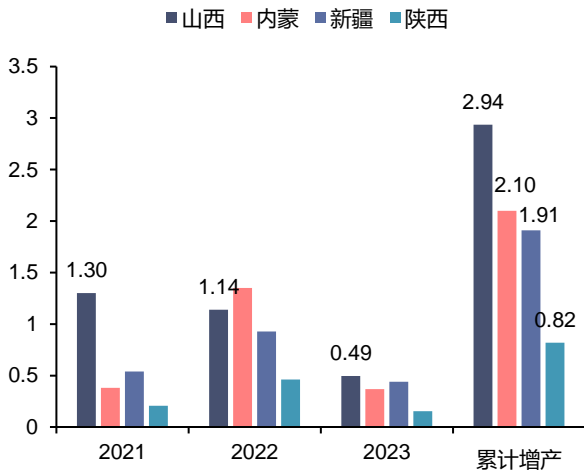
图 10：2004-2023 年中部各省份煤炭产量（亿吨）


资料来源：钢联，信达证券研发中心

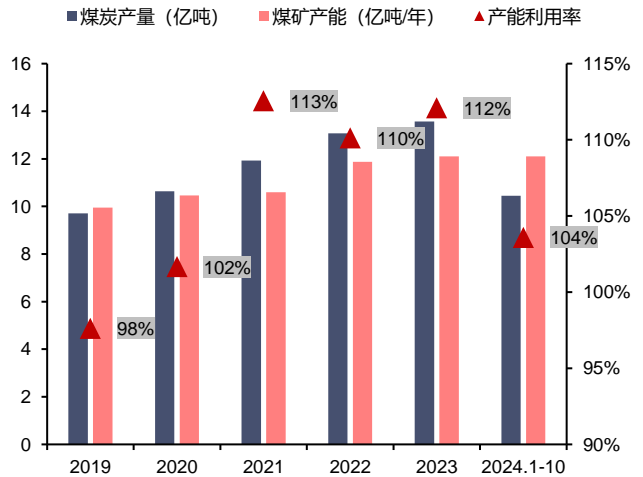
图 11：2023 年中部各省份煤炭产量占比情况


资料来源：钢联，信达证券研发中心

增产保供期间，山西省维持高强度煤炭开采，3 年合计增产 2.94 亿吨。2021 年以来，我国煤炭供应紧张问题突出，库存回落至低位，煤炭等能源价格创多年来新高，区域性出现“拉闸限电”，能源安全和煤炭保供引起国家高层及社会广泛关注。2021 年 5 月国常会提出加强煤炭保供，山西省积极落实煤炭增产保供工作，2021-2023 年合计增产 2.94 亿吨，山西省为全国煤炭增产最多省份，产量增量高于内蒙、山西、新疆等地。2021-2023 年，山西省维持较高强度的煤炭生产，产能利用率分别为 113%、110%、112%。**需注意的是，山西省存在部分难以满产的焦煤矿井和整合矿井，也反映出部分矿井存在明显的超产。比如，国务院安委办山西省矿山安全生产督导组在 2024 年 3 月公告的第二阶段检查发现的部分矿山违法违规典型案例中多矿井超产 10%，其中案例五“山西某矿设计产能 70 万吨/年，2023 年矿井原煤产量 441 万吨，超过全年原煤产量核定生产能力的 630%”。**

图 12：2021-2023 年山西省累计增产约 3 亿吨


资料来源：ifind，信达证券研发中心

图 13：2021 年以来山西省维持高强度煤炭开采


资料来源：iFind、中国能源报、山西煤炭工业协会、国家发改委、煤炭资源网，信达证券研发中心

高强度开采带来安全生产事故频发和资源加速衰减。伴随着煤炭高强度开采，山西煤矿安全生产事故数量显著抬升。此外，山西煤炭高强度开采也带来了资源的加速衰减，2020-2022 年山西省煤炭储量服务年限分别为 33 年、29 年、26 年。山西省煤炭储量服务年限呈现加速衰减趋势。

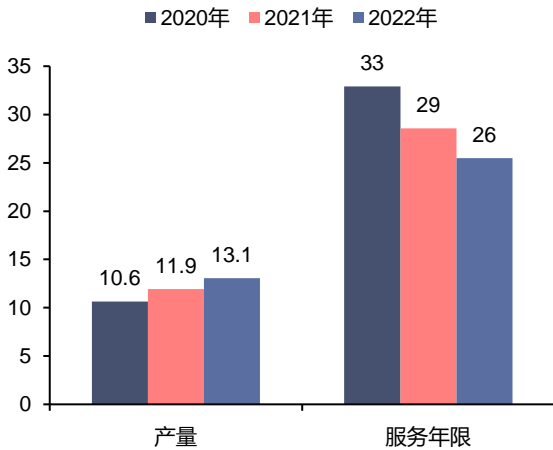
鉴于山西省煤炭高强度开采带来的资源加速衰减问题，山西省也着手推进资源接续工作。

 请阅读最后一页免责声明及信息披露 <http://www.cindasc.com> 13

山西省政府在《2024年山西省煤炭稳产稳供工作方案》也提出“保障新增产能煤矿资源，加快推进探转采项目、资源枯竭矿井相邻煤炭资源接替项目、基金项目 and 空白资源项目出让。”此外，山西省自然资源厅也在积极推进煤炭资源接续配置，通过市场化竞拍的方式出让煤炭资源，确保煤炭资源的稳定供应。

我们预计，在煤矿安全生产监管常态化背景下，叠加山西煤矿衰减退出，山西原煤产量再也难以恢复至2022年和2023年产量，稳态产量13亿吨左右。

图 14：山西省高强度开采引发资源加速衰减（亿吨，年）



资料来源：ifind、钢联，信达证券研发中心 注：以证实储量及可信储量测算，作为趋势研究，实际可采储量大于证实与可信储量

图 15：10年内山西约221座煤矿资源枯竭，近2亿吨产能

三、山西已多年未配置煤炭资源，本次采取网上挂牌方式出让2宗煤炭探矿权，是出于什么考虑？

为全面落实国家环保政策要求、促进资源型地区发展转型，2008年以来，我省对煤炭矿业权配置实行严格管控。

2021年以来，国际国内能源格局发生重大变化，为贯彻落实党中央、国务院保障国家能源资源安全的工作部署，省委省政府作出重大决策，坚决完成国家增产保供任务，“决不能让国家为煤炭发愁”。为了兑现这个承诺，须在“十四五”期间审慎稳妥推进煤炭资源接续配置出让工作，夯实稳产保供基础。

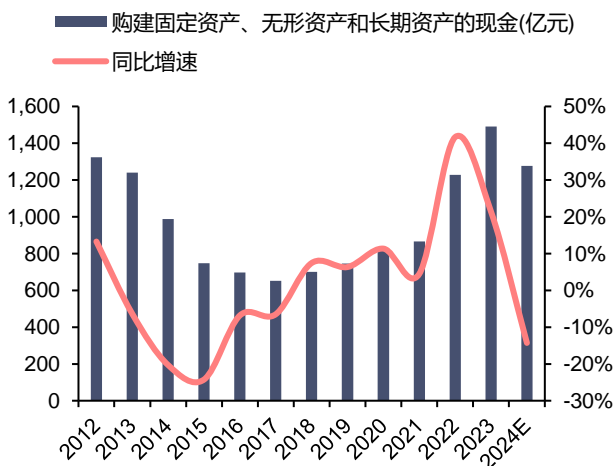
近十年内，我省将有约221座煤矿资源枯竭，影响年产能2亿多吨。根据《山西省人民政府关于有序推进煤炭资源接续配置保障煤矿稳产保供的意见》（晋政发〔2022〕2号文）有关安排，需要统筹推进整装资源投放、优化夹缝资源配置、有序支持大中型矿山已设采矿权深部或上部资源出让，保障我省煤炭工业后劲。2022年以来，经省政府同意，我们已经配置了一批大中型矿山已设采矿权深部或上部煤炭资源，支持了一批煤炭探矿权转采矿权项目，今年挂牌出让2宗空白资源，后续仍将推进煤炭资源有序配置。

资料来源：国际煤炭网，信达证券研发中心

1.3 我国新建煤矿规模有限，且建设周期长达3-5年

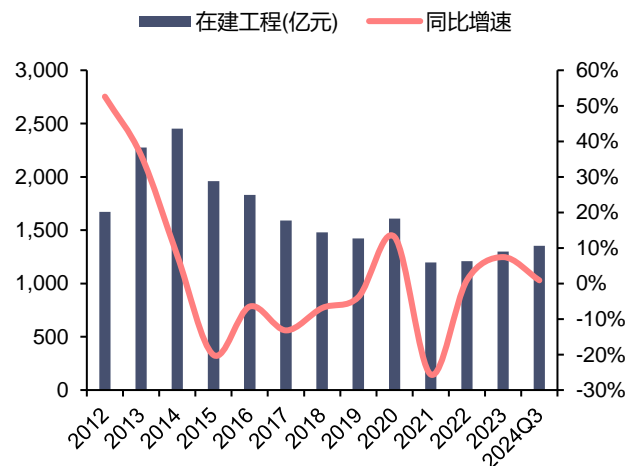
煤企资本开支增速放缓，在建工程小幅增加。2021年以来煤炭行业资本开支稳步提高，但同比增速逐年放缓，我们预计2024年资本开支1278亿元，同比-14.3%。近年来煤企资本开支增加主要用于煤矿智能化建设、设备更新改造、原有在建工程的加速建设和新核准建设矿井，而且需注意的是建矿吨产能投资大幅增加，同等规模资本开支形成有效产能明显下降。从2021年以来申万煤炭板块在建工程规模总体平稳也可得以印证，2024年在建工程规模小幅抬升，可能原因是近两年新核准的小部分项目进入基本建设状态。

图 16：申万煤炭板块购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金（亿元、%）



资料来源：CCTD，信达证券研发中心

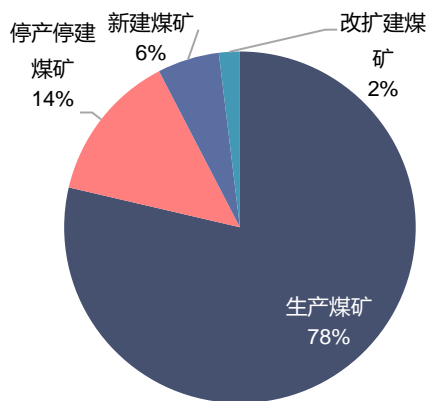
图 17：申万煤炭板块资本开支情况（亿元、%）



资料来源：CCTD，信达证券研发中心

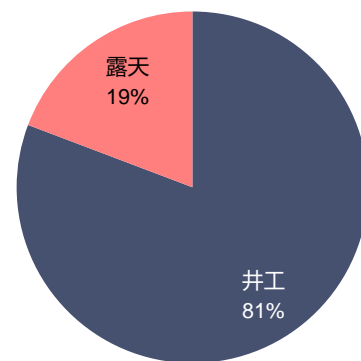
我国正常新建煤矿产能较为有限，仅占全国煤炭产能的 6%。据我们统计，截至 2024 年末，我国新建煤矿产能约为 3.4 亿吨/年，占全国煤炭产能比重约 6%。从新建煤矿的开采方式来看，约 81% 的新建煤矿为井工开采，19% 的新建煤矿产能为露天开采方式，露天矿井新建产能主要分布在内蒙和新疆。从新建煤矿的地域分布情况来看，我国新建煤矿主要集中在晋陕蒙新，合计占比 87%，其中内蒙新建产能约为 9000 万吨/年、陕西新建产能为 8000 万吨/年、山西新建产能为 6800 万吨/年、新疆新建产能为 5400 万吨/年。需要提醒的是，一是现有正常在建矿井中，部分矿井尚未完成竣工验收，但已经进入试生产状态并贡献产量；二是大部分在建矿井为 2022 年前或更早期核准批复的新建项目。

图 18：我国新建煤矿产能规模占比较低



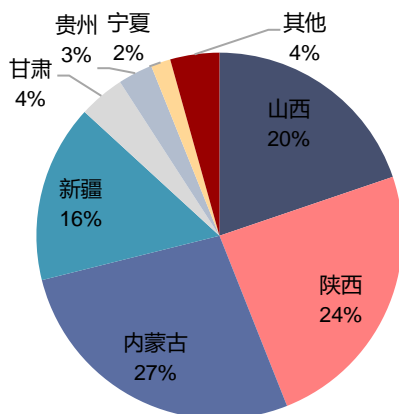
资料来源：信达证券研发中心整理

图 19：我国新建煤矿产能以井工开采方式为主



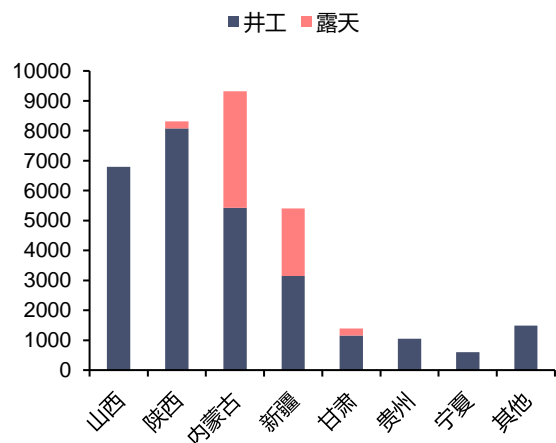
资料来源：信达证券研发中心整理

图 20：我国新建煤矿主要集中在晋陕蒙新地区



资料来源：信达证券研发中心整理

图 21：我国主要产煤省区新建煤矿产能情况（万吨/年）



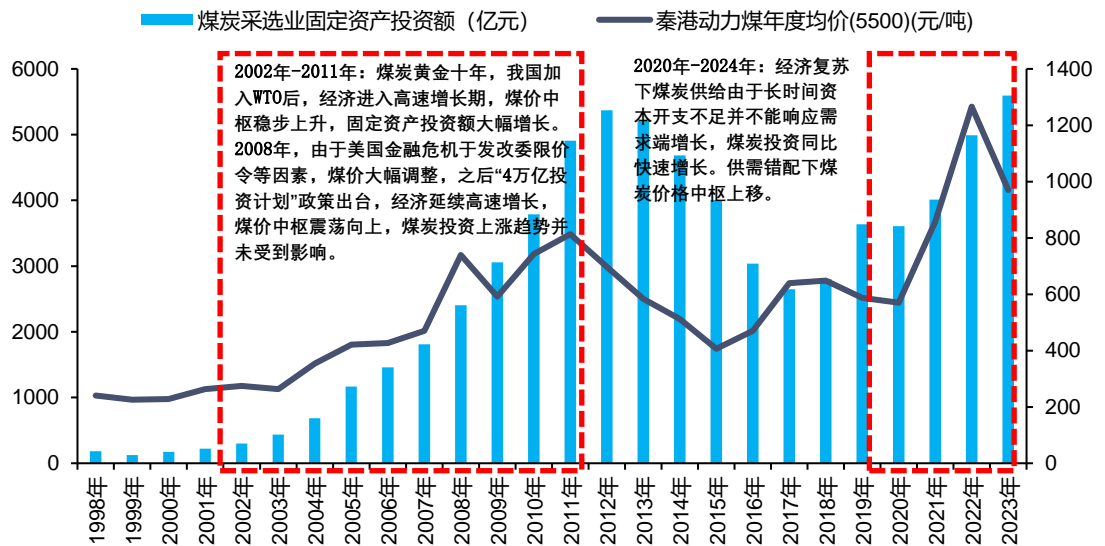
资料来源：信达证券研发中心整理

相较于传统产能周期中的设备投产，我们认为，煤矿建成投产的成本更大、壁垒更高、时间更长。以煤炭采选业固定资产投资额作为观测指标，我们认为我国煤炭行业在 1999 年至 2016 年经历了一轮较为完整的产能周期，对应的景气周期为 2002 年到 2011 年，也就是 2000 年代的煤炭“黄金十年”。新一轮煤炭产能周期为 2016 年至今，对应的景气周期则自 2021 年开始。对于煤矿扩产来讲，资本开支更大、在建工程释放产能时间长，因而产能的扩张过程远长于一般行业的设备投产时间，这也就导致了从投资到产能扩张的滞后性更强，上升周期被拉长；同时，长时间投资建设后，周期见顶后过剩产能的累积也更多，

需要更长时间进行出清。

煤矿建设定额标准提高，产能置换政策影响，导致建矿成本上升。随着我国经济的不断发展，煤矿建设的实际情况也在不断产生新的变化，而煤矿建设定额标准也与时俱进保持更新。随着煤炭建设工程定额标准的不断完善，以及行业整体的建设标准和验收要求的提高，矿建工程、土建工程、安装工程和设备器具购置等各方面的成本均有所增加，致使新建矿井的整体投资金额大幅增加。我们认为，若考虑到2012年后吨产能投资金额的大幅增长，新一轮产能周期下的实际投产产能应远小于上一轮周期顶部的投产产能。

图 22：2002-2011 年和 2020 年至今是煤炭产能周期下的景气周期



资料来源：IFIND，信达证券研发中心，注：虚线框范围内为煤炭景气周期。

我国煤矿建设周期约 3-5 年甚至更长时间。经查询企业公开资料，梳理典型煤矿在建项目，如：晋控煤业色连煤矿（500 万吨/年）于 2013 年通过发改委核准，2019 年 9 月取得竣工验收批复，12 月完成安全生产标准化评级考核验收，2020 年 3 月完成生产要素公示；中煤能源里必煤矿（400 万吨/年）于 2018 年已核准并取得采矿许可证，2025 年建成投产；陕西煤业孙家岔煤矿（400 万吨/年）于 2007 年 10 月获发改委批准设计规模开展前期工作，2015 年 12 月完成煤炭资源整合，2016 年 3 月完成安全验收；小保当一号（1500 万吨/年）于 2013 年开工，2018 年试生产投产；小保当二号（1300 万吨/年）于 2017 年 12 月获发改委核准，2021 年下半年矿井及选煤厂竣工验收。

表 1：样本煤矿从核准到投产一般需五年或更长时间

投资主体	煤矿	规模 (万吨/年)	核准时间/开工时间	完成时间/最新进展	其他	时间周期
晋控煤业	色连煤矿	500	2013 年发改委核准色连一号、二号煤矿	2019 年 9 月完成竣工验收批复，12 月完成安全生产标准化评级考核验收	2022 年 9 月色连一号煤矿生产力由每年 500 万吨核增至 800 万吨	2013 年核准 2019 年验收
中煤能源	里必煤矿	400	2018 年开工，已核准并取得采矿许可证，完成投资 3.51 亿元	2022 年投资 7.27 亿元，累计完成投资 31.50 亿元		/
陕西煤业	孙家岔煤矿	400	2007 年 10 月发改委批准 4.0Mt/a 设计规模，开展前期工作	2015 年 12 月完成煤炭资源整合，2016 年 3 月完成安全验收	2023 年 3 月，首套 7.4 米大采高智能化综采设备联合试运转	2007 年核准 2016 年验收
陕西煤业	小保当二号	1300	2017 年 12 月发改委核准	2021 年下半年，矿井及选煤厂竣工验收	2023 年，小保当风井及选煤厂项目计划投	2017 年核准 2021 年验收

资 4 亿元，四季度主体工程完工

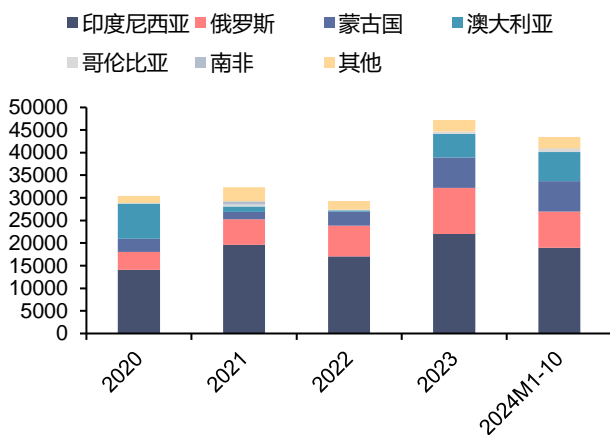
陕西煤业	小保当一号	1500	2013 年开工，2018 年投产	2021 年，矿井及选煤厂基本建设项目全部完成	同小保当二号	2013 年开工 2019 年投产
------	-------	------	-------------------	-------------------------	--------	----------------------

资料来源：晋控煤业、大同煤业、中煤能源、陕北矿业官网、陕西煤业官方网站，煤矿安全网，胡家河矿业公司，国家能源局，煤炭人，信达证券研发中心

1.4 全球主要煤炭出口国产量增幅有限，我国进口煤增速或将进一步放缓

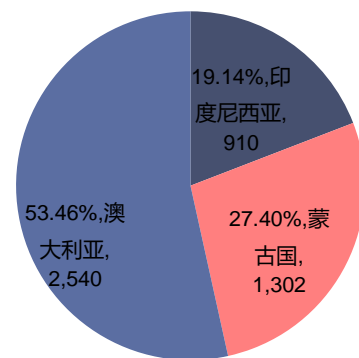
2024 年我国进口煤增量主要来自澳大利亚、蒙古国和印尼。从来源国看，2024 年 1-10 月，我国从印尼、俄罗斯、蒙古国和澳大利亚四国合计进口 4.01 亿吨，占全国进口量的 92.43%。其中，2024 年 1-10 月我国自上述四国进口煤炭量分别为：印度尼西亚仍然是中国最大的煤炭供应国，进口量为 1.90 亿吨，同比增长 5.03%；澳大利亚现已完全回归至中国进口市场，并重又成为中国煤炭进口前四大供应国，2024 年 1-10 月从澳大利亚进口煤炭 6485 万吨，同比增长 64.40%，考虑到澳洲进口自 2023 年进口禁令后的恢复性进口，后续进口继续大幅增长的可能性较少；第三大煤炭供应国是俄罗斯，从俄罗斯进口的大部分煤炭来自该国的远东地区，进口量为 0.80 亿吨，同比下降 8.63%；蒙古国则以焦煤为主，进口量为 0.67 亿吨，同比增长 24.09%。此外，我国进口哥伦比亚煤炭 739 万吨，同比增加 208.42%，南非煤炭 61 万吨，同比下降 63.47%。

图 23：2020-2024 年 1-10 月分国别进口量（万吨）



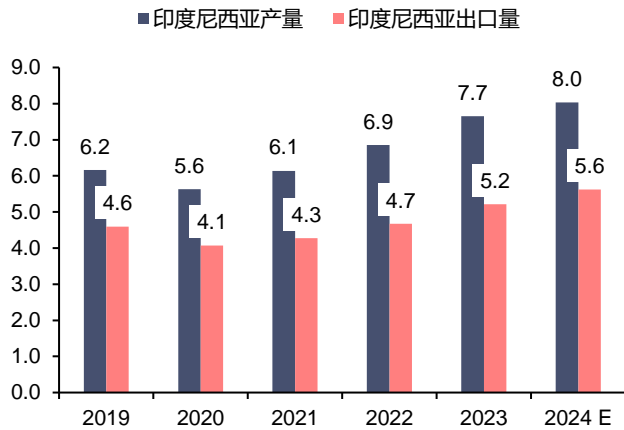
资料来源：CCTD，信达证券研发中心

图 24：2024 年 1-10 月中国煤炭进口量增量贡献占比

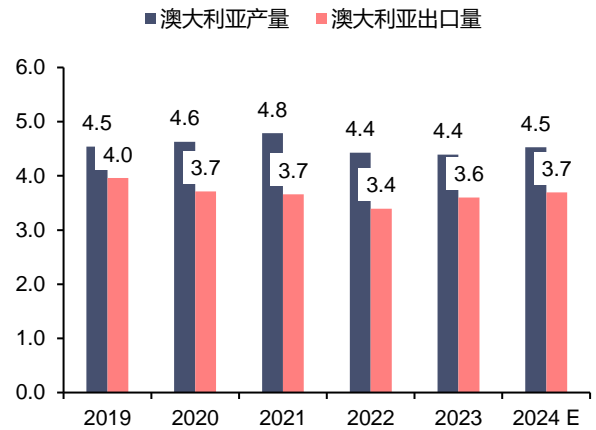


资料来源：CCTD，信达证券研发中心

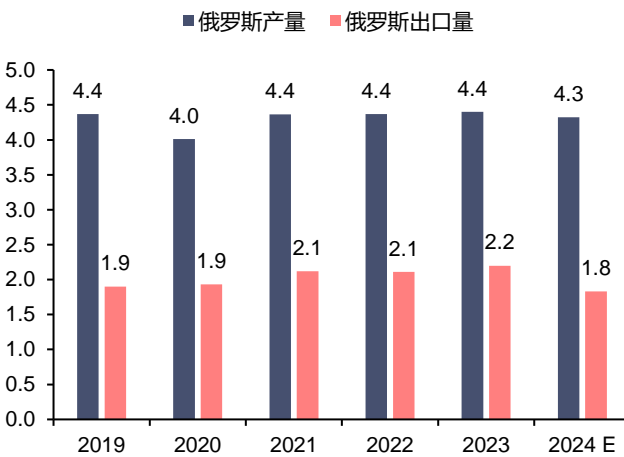
印尼和蒙古国维持增产态势，澳洲产量基本持平，俄罗斯产量呈下滑态势。出口国方面看，2023Q1-3，印尼煤炭出口量为 3.76 亿吨、澳洲出口量为 2.54 亿吨、俄罗斯出口量为 1.65 亿吨、蒙古国出口量为 0.49 亿吨。以 2024Q1-3 产量、出口量线性推算，印尼、澳洲、俄罗斯和蒙古国 2024 全年产量分别有望达到 8.0/4.5/4.3/1.0 亿吨，出口量分别有望达到 5.6/3.7/1.8/0.9 亿吨。整体看，澳洲、俄罗斯在近几年的煤炭产量保持稳定，煤炭出口量的增加集中在印尼和蒙古国。此外，我们认为，2024 年或将是自新冠疫情以来，全球煤炭产量没有显著增长的第一年。

图 25：2019-2024 年印尼产量、出口量


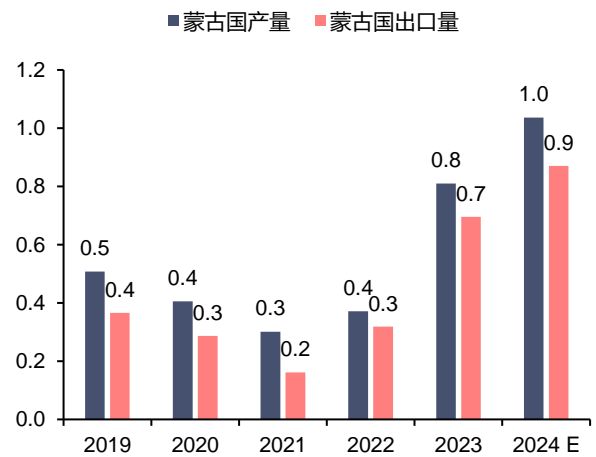
资料来源：CCTD，信达证券研发中心

图 26：2019-2024 年澳大利亚产量、出口量


资料来源：CCTD，信达证券研发中心

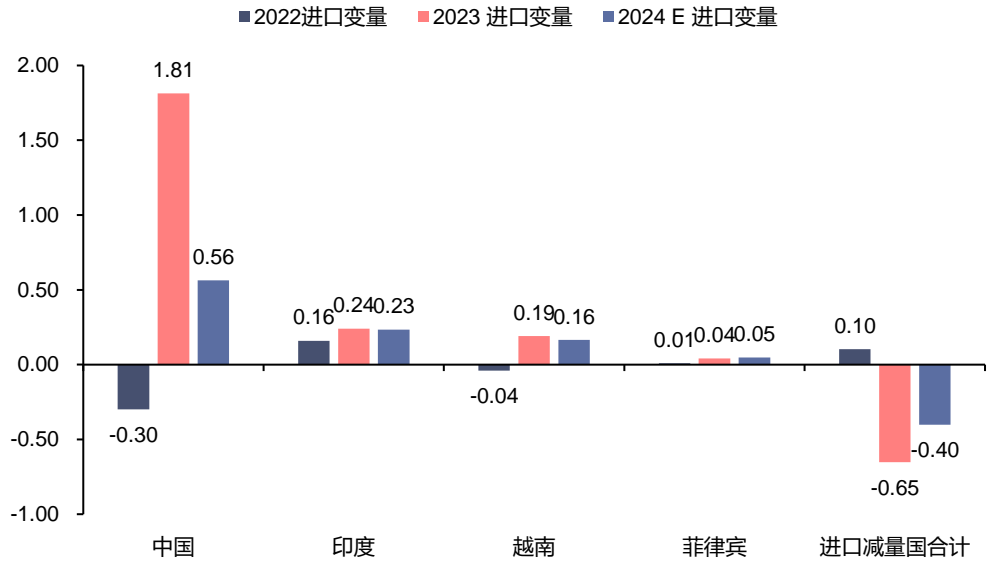
图 27：2019-2024 年俄罗斯产量、出口量


资料来源：CCTD，信达证券研发中心

图 28：2019-2024 年蒙古国产量、出口量


资料来源：CCTD，信达证券研发中心

中国、印度、东南亚等国家和地区仍维持了较高的煤炭进口增长，而日韩、中国台湾等地的进口衰减较小，欧盟则降幅有所收窄。从煤炭进口国家和地区来看，2024 年 1-9 月，中国大陆海运煤炭进口量 3.425 亿吨，比上年同期增长 14.4%，仍保持了高增速，但相对去年增量大幅收窄。印度进口量为 2.029 亿吨，同比增长 3.8%；越南进口 4810 万吨，同比增长 22.7%，基于经济发展带来的煤炭需求增长，印度和东南亚地区维持了较高的煤炭进口增长趋势。中国台湾进口 4740 万吨，同比下降 6.2%；日本进口 1.297 亿吨，同比下降 3.1%；韩国进口 9240 万吨，同比下降 5.6%；各国煤电替代进程有所降速，煤炭进口衰减程度几乎可忽略不计。欧盟国家则在 2022 年短暂的进口突增后，延续了较为快速的进口衰减，1-10 月进口 5130 万吨，同比下降 32.7%，我们预计 2024 年欧盟各国进口衰减约 3000 万吨。

图 29：2022-2024E 世界主要煤炭进口国进口量变化（亿吨）


资料来源：煤炭经济研究会，信达证券研发中心 注：2024 预测数据由 2024 前三季度同比数据计算得，进口减量地区包括日本、韩国、中国台湾、欧盟。

海外煤炭新增产能集中于澳大利亚，且项目建设进度较慢。根据 IEA 统计的 2024-2028 年海外新建、扩建煤矿的情况，多数产能集中于澳洲。澳洲原定于 2025、2026 年投产的产能分别为 9400 万吨/年、5810 万吨/年，然而，项目符合进度的分别只有 1150 万吨/年、900 万吨/年。而根据 IEA 的过去的的数据，其余进度落后的项目取消的可能性是较高的，主要有三个原因：首先，许多项目多年来没有任何进展，可以被视为搁置；其次，在气候政策推进的背景下，一些国家限制煤炭开采项目进展甚至实施禁令，澳洲的 ESG 相关政策对煤炭项目的限制就是其中的代表；最后，不及进度项目更容易受到政府的干预，因为在项目审批阶段政府的影响更大。此外，一些出口导向型国家（例如印度尼西亚）的项目公布缺乏透明度，因此部分产能数据可能遗漏。

表 2：海外煤炭新建、扩建煤炭产能（万吨/年）

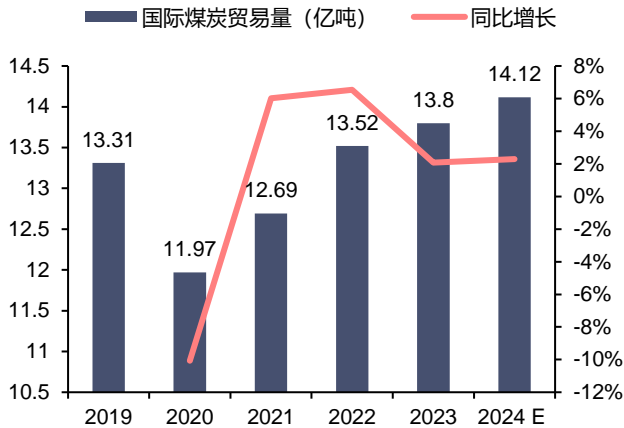
最早投产年份	2024	2025	2026	2027	2028	合计
全部待投产产能	2380	11460	7335	4050	2970	28195
其他国家	880	2060	1525	1000	0	5465
澳大利亚	1500	9400	5810	3050	2970	22730
项目进度落后	700	8250	4910	3050	2970	19880
项目符合进度	800	1150	900	0	0	2850

资料来源：IEA，信达证券研发中心

我国占国际海运煤贸易量比例持续提高，在新增供给有限的情况下，我国进口增速或将进一步放缓。2024 年 1-10 月，国际海运煤炭贸易的装载量（不包括国内沿海运输）累计为 11.324 亿吨，较去年同期的 11.074 亿吨增长 2.3%，而国际煤炭贸易的占比也从 2022 年的 19%快速提升至 2024 年 1-10 月的 33%。在印尼产量增速趋缓和海外新增产能有限的情况下，海外煤炭供给或将达峰，而我国的进口增量或将来自于如欧盟、日韩、中国台湾等地区自主主要煤炭出口国的进口减量。考虑到如印度、东盟国家的煤炭消费增速仍处高位，

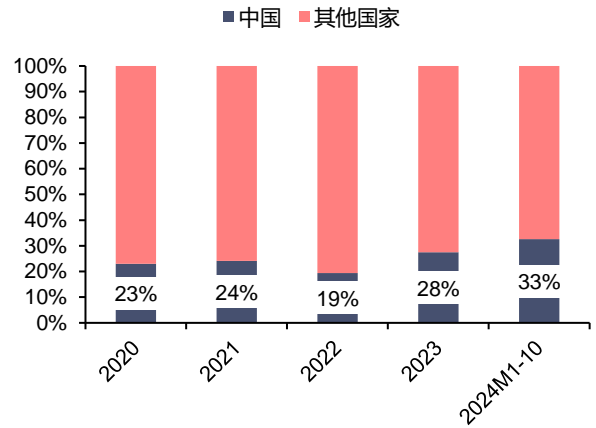
进口仍有增量，我国煤炭进口增速在 2025 年或将进一步放缓。

图 30：2019-2024 国际海运煤炭贸易量（亿吨）



资料来源：中国煤炭经济研究会，信达证券研发中心 注：2024 预测
 数据由 2024 前 10 个月同比数据计算得

图 31：2020-2024M1-10 国际海运煤贸易量占比

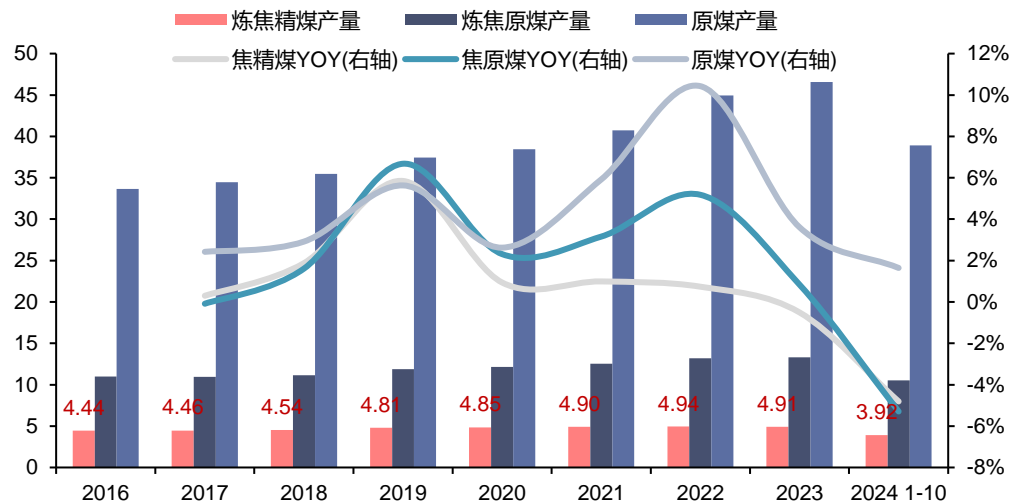


资料来源：中国煤炭经济研究会，信达证券研发中心

1.5 焦煤供给稀缺性继续体现，供应或延续收缩态势

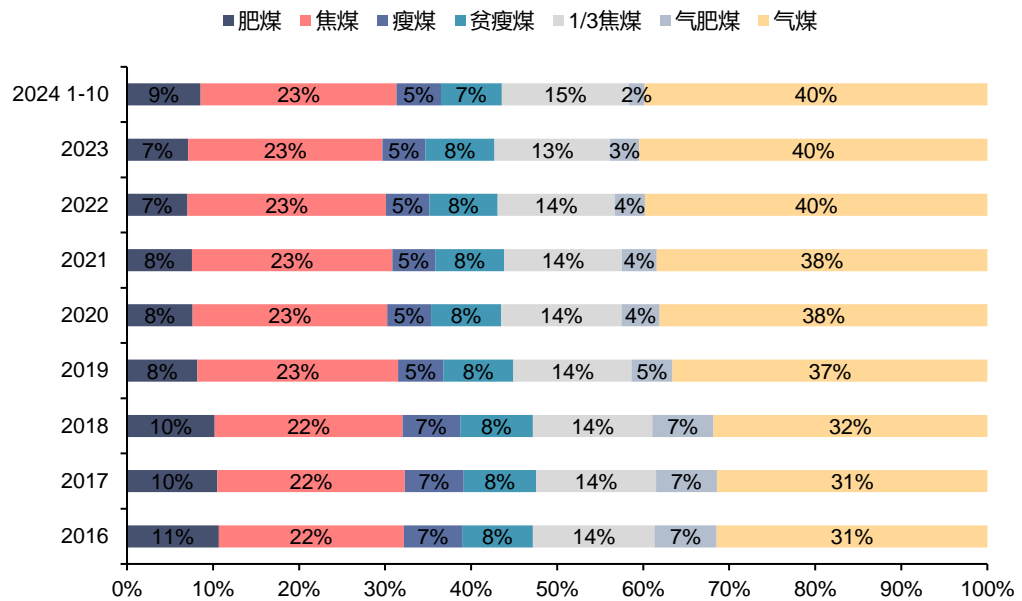
我国炼焦煤产量增速总体低于煤炭产量增速，焦精煤产量增速尤其缓慢。从 2016 年至今的历史产量数据来看，除 2019 年外，其余年份炼焦煤产量增速均低于原煤产量增速，且近几年增速差距越来越大。2024 年 1-10 月我国原煤产量 39.92 亿吨，同比+1.6%；炼焦原煤产量为 10.53 亿吨，同比-5.3%；炼焦精煤产量 3.92 亿吨，同比-4.8%。原煤增速远远高于炼焦煤产量增速，炼焦煤原煤、精煤产量均出现了较大幅下滑。

图 32：我国炼焦原煤、精煤产量对比图（亿吨，%）



资料来源：I/Find，信达证券研发中心

焦炭结构性骨架煤种产量同步下滑。结构上，2024 年 1-10 月，肥煤、1/3 焦煤产量占比上升，气肥煤、贫瘦煤产量占比下降，结构性煤种（肥煤+焦煤）产量占比有所抬升。受炼焦煤产量整体下滑影响，除肥煤、1/3 焦煤产量增长外，其余煤种产量均有所下滑，需要注意的是结构性煤种（肥煤+焦煤）整体产量仍有所下滑，同比下降约 200 万吨（-0.59%）。

图 33：我国炼焦原煤、精煤产量对比图（亿吨，%）


资料来源：IFind，信达证券研发中心

年内比价格大幅下降，焦煤直接转为动力煤销售比例或抬升，造成焦精煤供给进一步收缩。从“十五”开始，煤炭产业迎来了发展的黄金十年。“十一五”期间，煤炭产量猛增，2013年-2016年，焦原煤与动力煤比价长期低于1，进而导致焦煤转为动力煤销售，造成具备稀缺属性的炼焦煤资源被大量浪费，许多焦煤煤层遭到毁灭性的破坏。很多优质炼焦煤被作为动力煤使用（中咨公司初步估算“十二五”期间每年约有2.0亿吨的优质炼焦煤被作为动力煤使用），在山西离柳、乡宁等地，优质炼焦煤矿区已“千疮百孔”，小煤矿“遍地开花”，没能得到有效保护。2021年以来，随着煤炭供给约束及新一轮景气周期的到来，焦原煤与动力煤的比价中枢有所抬升。2024年以来，受炼焦煤价格跌幅大于动力煤的影响，比价关系迅速下降，从年初的1.65降至12月份的1.23左右，或引起更多的焦煤直接转为动力煤销售。

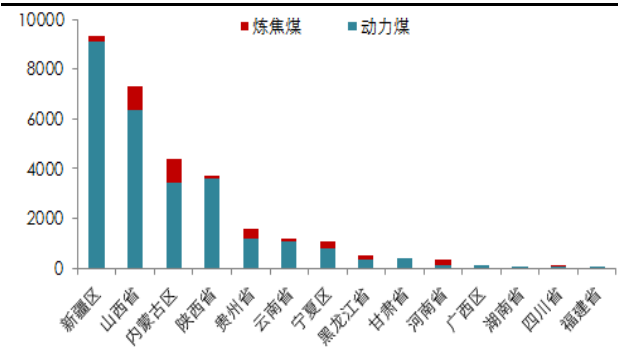
图 34：焦原煤与动力煤比价关系


资料来源：IFind，信达证券研发中心

展望未来，新增炼焦煤产能仍有限。汾渭报告指出，全国新增煤炭产能在2021-2022年达峰后将开始放缓，我们预计2023-2027年全国新增煤炭产能共计50318万吨，其中动力煤

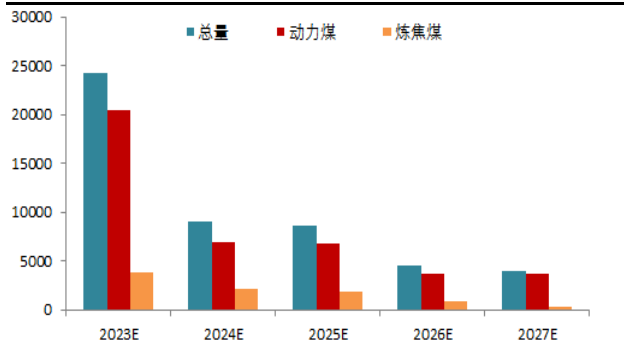
新增产能 41535 万吨，占总新增产能的 82.5%；炼焦煤新增产能 8783 万吨，占总新增产能的 17.5%。需要注意的是，国内焦煤矿井建设周期最短需要 4 年，若先办理审批规划等手续再到建矿，大多数矿需要 5-6 年才能正式投产使用。

图 35: 2022 年煤炭新增产能以动力煤为主 (万吨/年)



资料来源: 煤炭资源网、信达证券研发中心

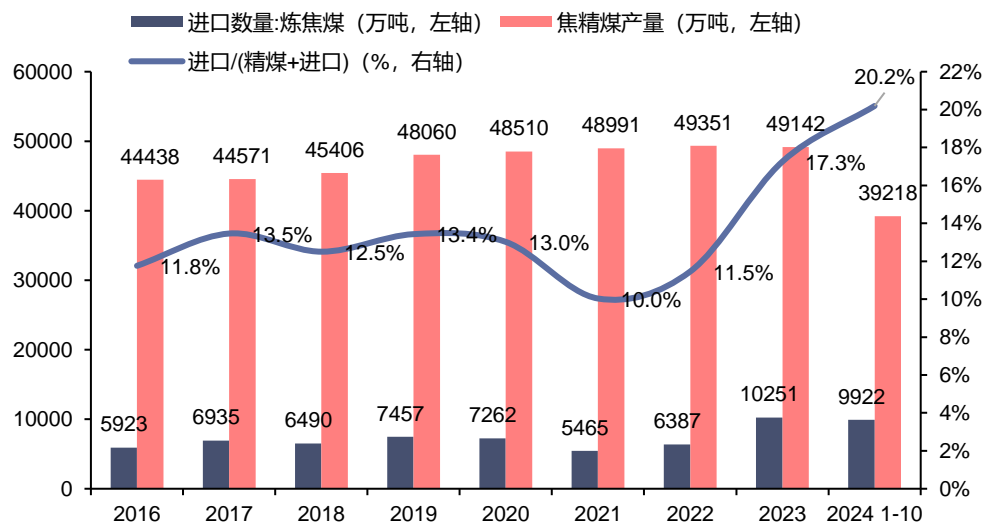
图 36: 2023-2027 煤炭分煤种新增产能预测 (万吨/年)



资料来源: 煤炭资源网、信达证券研发中心

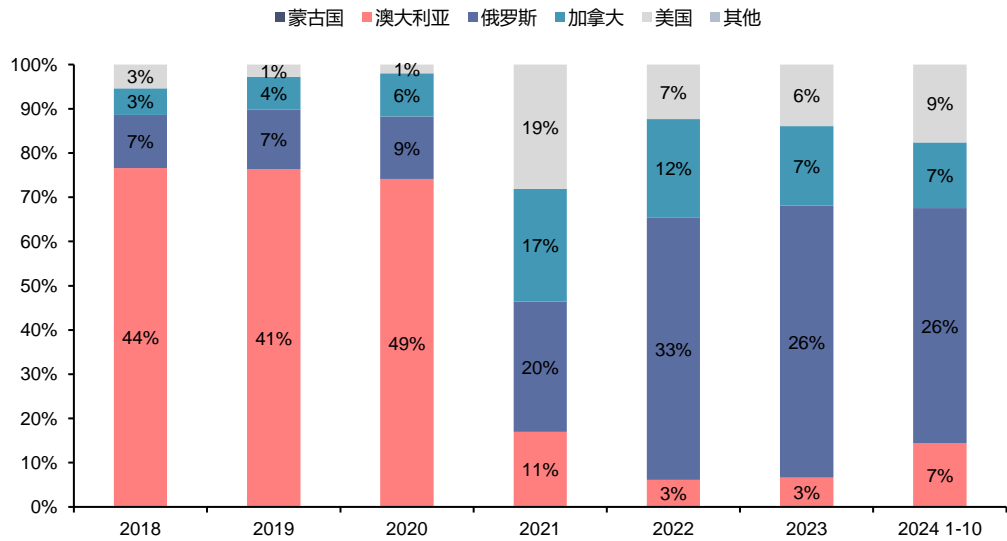
焦煤进口占比继续抬升，但仍以国内供应为主。2023 年我国炼焦精煤产量为 4.9 亿吨，炼焦煤进口量为 1.02 亿吨，炼焦煤进口量/(炼焦精煤产量+炼焦煤进口量)为 17.2%。2024 年 1-10 月，我国炼焦煤进口量为 9922 万吨，同比增长 23.23%，炼焦煤进口比率继续抬升至 20.2%。

图 37: 我国炼焦煤进口占比 (%)

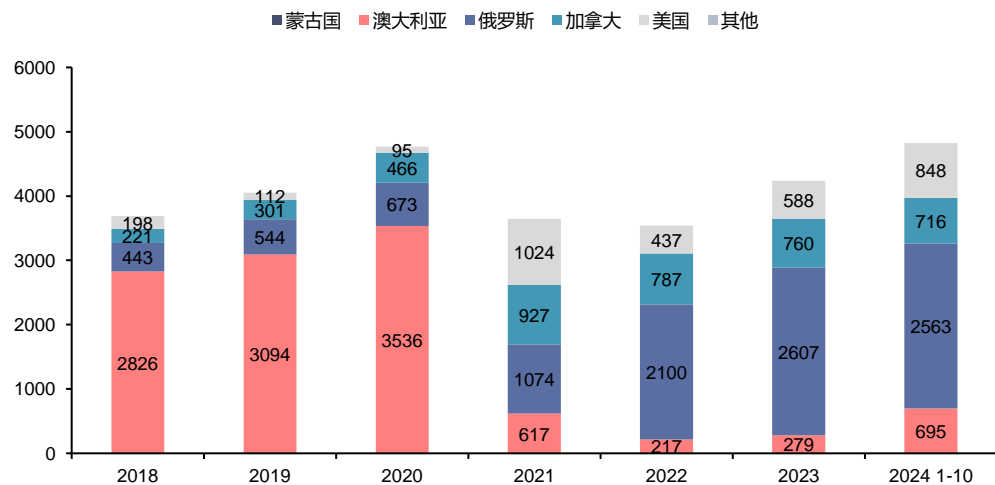


资料来源: IFind, 信达证券研发中心

进口主要来源占比较为稳定。2024 年，我国炼焦煤进口结构基本稳定，从蒙古国的焦煤进口量占比由 2023 年的 53% 降至 2024 年前 10 月的 48%。相对应，从澳大利亚的焦煤进口量由 2023 年的 3% 升至 2024 年前 10 月的 7%。

图 38: 我国炼焦煤分国别进口量 (%)


资料来源: 钢联终端, 信达证券研发中心

图 39: 我国炼焦煤分国别进口量 (万吨)


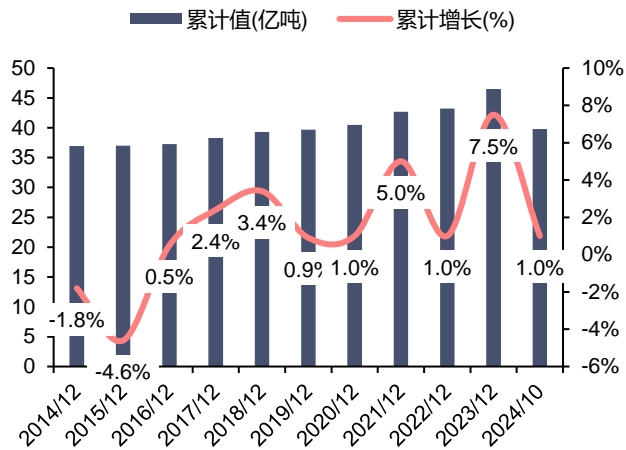
资料来源: 钢联终端, 信达证券研发中心

韧性二：煤炭消费增长，中长期看需求尽显韧性

2.1 煤炭消费稳步增长，电力消费弹性系数持续提升

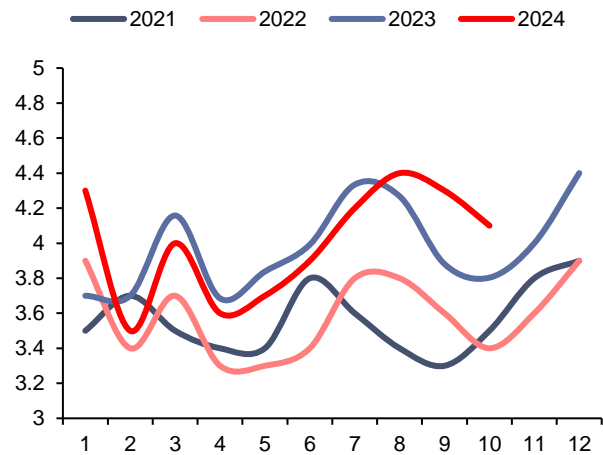
2024年1-10月，我国煤炭消费呈现稳步增长态势。2024年1-10月，我国商品煤消费量39.8亿吨，较去年同期上涨1%。其中，电力行业商品煤消费量为23.3亿吨，同比增长1.2%，增速下滑。非电用煤方面，尽管化工用煤保持增长，但由于地产复苏较弱，钢铁、水泥行业用煤同比降低，非电用煤同比降低。

图 40：2024 年全国商品煤消费量呈现增长态势



资料来源：CCTD，信达证券研发中心

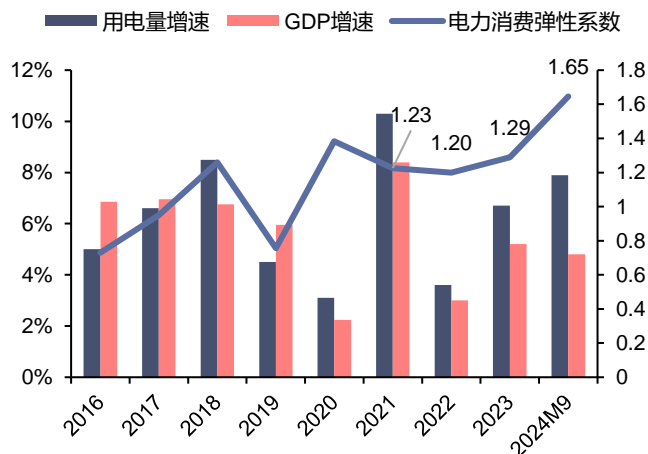
图 41：2024 年商品煤消费呈现前低后高（亿吨）



资料来源：CCTD，信达证券研发中心

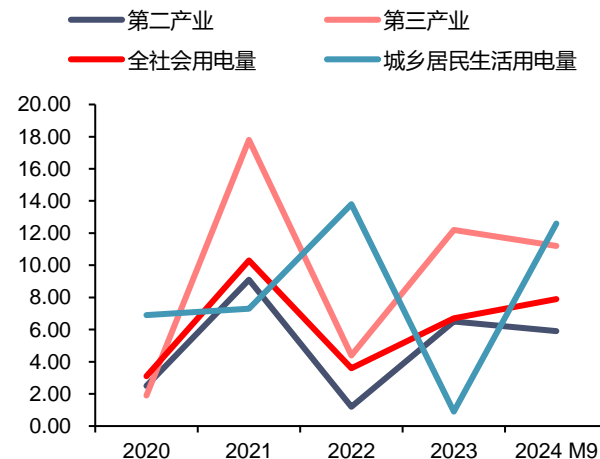
2024年前三季度电力弹性系数延续高位，在经济复苏较弱的环境下依旧实现用电较高增长。2019年以来，尽管经历了疫情影响，我国的电力消费弹性一直高于1.0，2024年前三季度电力弹性消费系数为1.65。分部门看：第二产业用电量同比增长5.9%，高于去年同期，其中高技术及装备制造业增长11.4%，增速领先；高载能行业增长放缓，仅为3.0%。第三产业用电量同比增长11.2%，延续了高速增长的趋势。城乡居民生活用电的提升更为明显，也是2024年以来电力弹性消费系数进一步提升的主要原因，同比增长12.6%，增速比上年同期提高12.0个百分点，其中8、9月增速受西南、华东、华中区域高温因素拉动显著，增速分别为23.7%和27.8%。

图 42：2016 年后我国电力消费弹性维持高位并呈上涨趋势



资料来源：iFind，信达证券研发中心

图 43：全国分部门用电量增速（%）

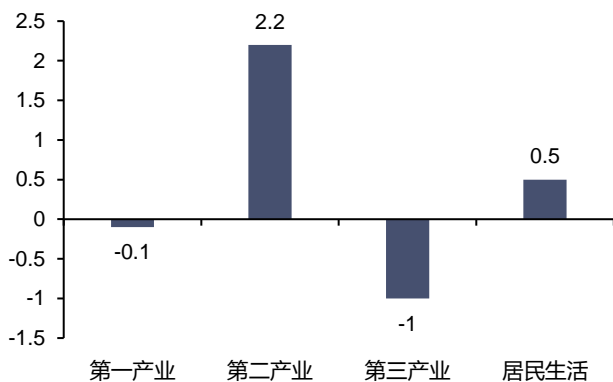


资料来源：iFind，信达证券研发中心

从部门看，用电结构与 GDP 结构偏差大、第二产业用电增速相对较快，是电力消费弹性系数近年来保持高位的重要原因。以 2020-2023 年为例，第二产业用电量年均增速为 5.2%，高于其增加值增速 0.2 个百分点，叠加用电比重大幅高于其增加值比重约 28 个百分点，导致全社会用电增速与 GDP 增速差距扩大 2.2 个百分点，对全社会电力弹性消费系数产生正贡献。第三产业用电量年均增速为 7.8%，高于其增加值增速 3 个百分点，但用电比重显著低于其增加值比重约 35 个百分点，导致全社会用电增速与经济增速差距缩小 1.0 个百分点。居民生活用电年均增速为 7.2%，高于经济增速 2.5 个百分点，导致全社会用电增速高于经济增速 0.5 个百分点。整体看，这种规律特征适用于中国改革开放以来的较多年份或时段，1978 年以来电力消费弹性系数大于 1 的年份，其中绝大部分二产用电量增速快于或者接近其增加值增速，二产是全社会用电量与 GDP 增速差距的主导因素。

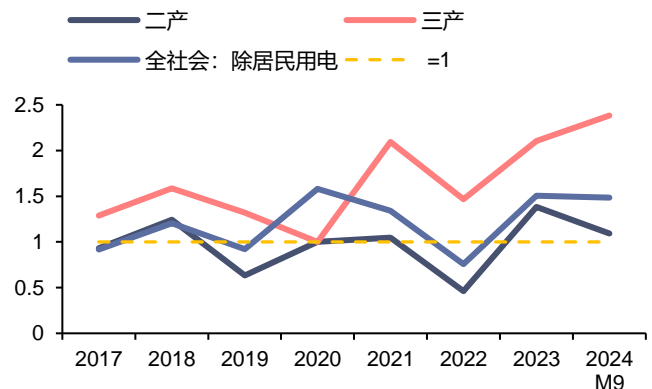
全社会用电的电力弹性消费系数与二产电力弹性消费系数同向变化。由于居民部门用电不产生 GDP，因此居民用电的增长单纯的对电力弹性消费系数产生正贡献，为了更直观地对比二三产与全社会电力弹性消费系数的关系，我们将居民端用电剔除来计算全社会用电的增量。自 2017 年以来，剔除居民用电的全社会电力弹性系数变化趋势与二产同向变化，例如在 2020 年，二产电力弹性系数提升而三产下降，全社会电力弹性系数较 2019 年上涨，又如 2021 年，二产电力弹性系数微增，三产电力弹性系数大幅增长，全社会用电弹性系数反而明显下降。由此也可以说明第二产业是全社会用电量与 GDP 增速差距的主导因素。

图 44：2020-2023 年各部门用电经济增速差的贡献 (%)



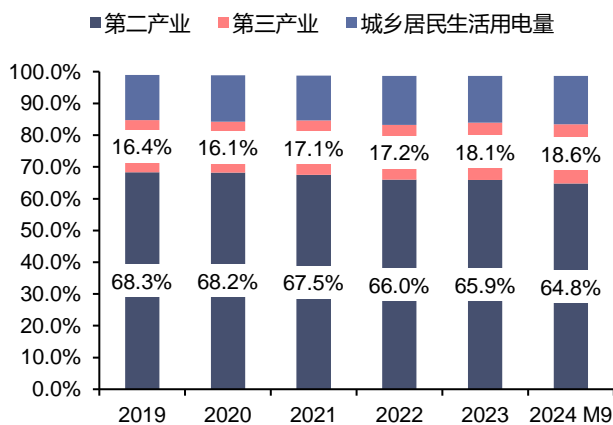
资料来源：iFind，信达证券研发中心

图 45：2017-2024M9 全社会分部门电力弹性消费系数



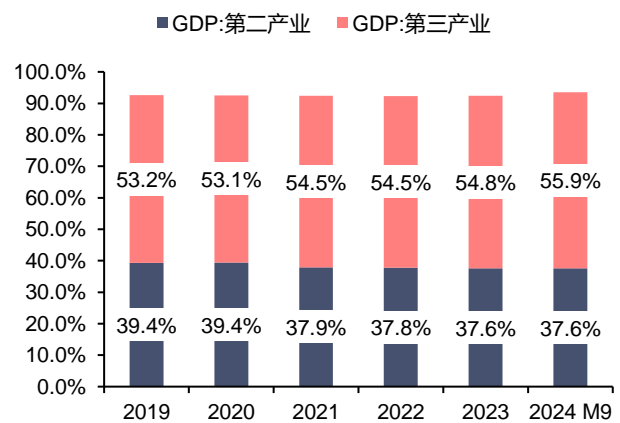
资料来源：iFind，信达证券研发中心

图 46：2019-2024M9 各部门用电量占比 (%)



资料来源：iFind，信达证券研发中心

图 47：2019-2024M9 二产三产 GDP 占比 (%)

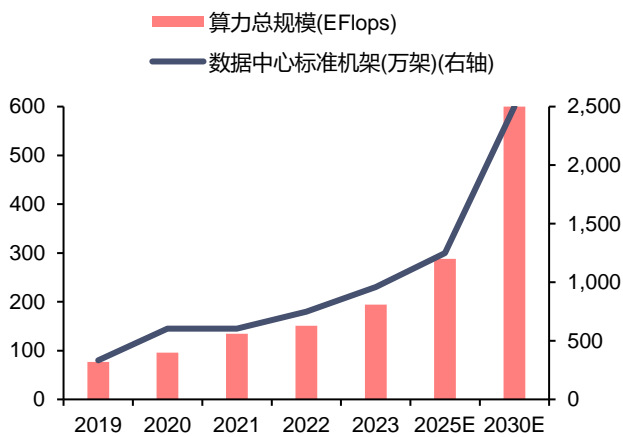


资料来源：iFind，信达证券研发中心

AI 算力相关技术发展有望带动新电力需求。数字经济和人工智能技术加速算力规模较快增长，智能算力成为发展主流。数据中心(IDC)是规模化算力的载体。据工信部统计，截至2023年底，我国在用数据中心标准机架超过810万架，算力总规模达到230EFlops，是2020年的3倍，居全球第2位，算力总规模近5年年均增速近30%。其中，智能算力规模达到了70EFlops，占比超过30%、增速超过70%，呈现较快增长态势。

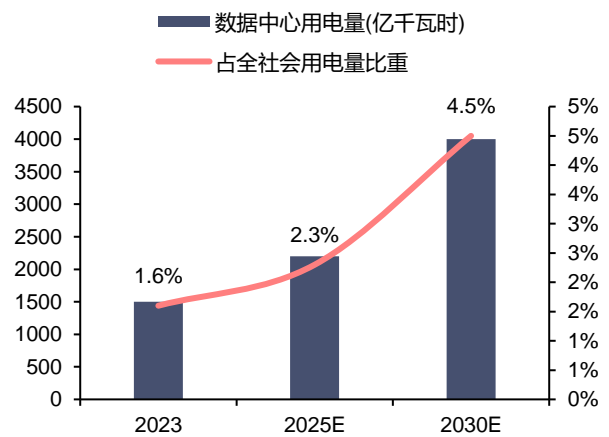
人工智能逐渐步入规模化应用阶段，推动数据中心用电需求不断攀升。按照我国对于2025年中国算力总规模将超过300EFlops、智能算力占比达到35%的发展目标，我们预计今明两年算力总规模年均增长14.2%，设定基础和高速发展情景，考虑未来数据中心电能利用效率(PUE)下降，我们预计今明两年全国数据中心用电量年均增长约290亿~469亿千瓦时，到2025年将达到2053亿~2412亿千瓦时，用电量年均增速约18.0%~27.9%，占全社会总用电量比重将提升至2.0%~2.3%，接近金属制品行业用电量规模。我们预计，随人工智能相关技术与需求发展，至2030年，数据中心耗电量有望达4000亿千瓦时，占社会总用电量比重进一步提升至4.5%左右。

图 48：全国数据中心机架和算力总规模有望持续增长



资料来源：历史数据来自国网冀北经研院，岳昊《智能算力快速发展对电力供需的影响分析》，2025、2030年数据为信达证券研发中心预测

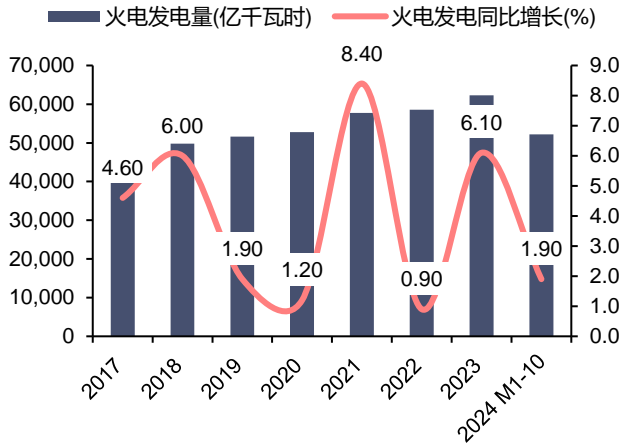
图 49：数据中心用电量占比或进一步提升



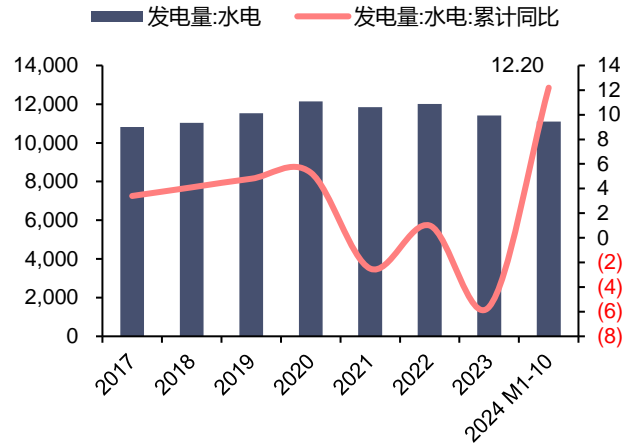
资料来源：历史数据来自国网冀北经研院，岳昊《智能算力快速发展对电力供需的影响分析》，2025、2030年数据为信达证券研发中心预测

2.2 火电旺季承压仍增，电煤需求韧性凸显

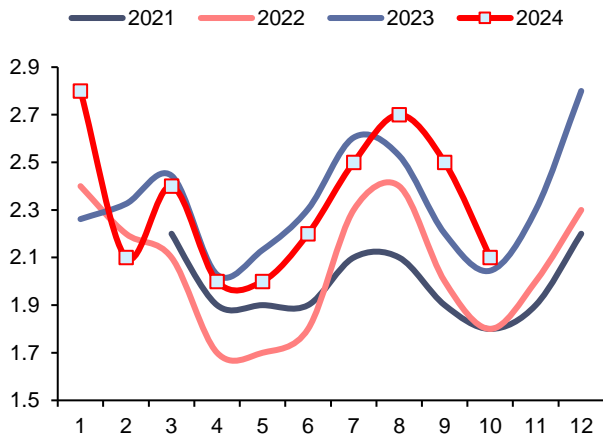
传统旺季火电受水电同比高增长冲击，电煤消费峰值后移。受降水同比增加以及上年同期低基数因素拉动，4-7月水电发电量同比分别增长21.0%、38.6%、44.5%、36.2%。相对应，5-7月，火电发电量同比分别下降4.3%、7.4%、4.9%，煤炭消费旺季不旺。8月以来受主要流域降水减少以及上年基数提高等因素影响，8月水电发电量增速回落至10.7%，9月水电发电量同比下降14.6%。火电则在电力消费增速回升以及水电发电量增速回落拉动下，8月火电发电量转为正增长3.7%，9月火电发电量增速进一步上升至8.9%。整体看，1-10月火电在水电强冲击下仍然实现同比1.9%的增长，尤其是水电转弱后火电发电迅速提升，及时发挥了兜底保供作用。**我们认为，火电在2024年水电高增背景下体现的韧性值得关注，在社会用电量逐年提升、水电高增速难维持的背景下，火电仍将作为兜底能源发挥保障作用。**

图 50：2024 年 1-10 月火力发电增速降低


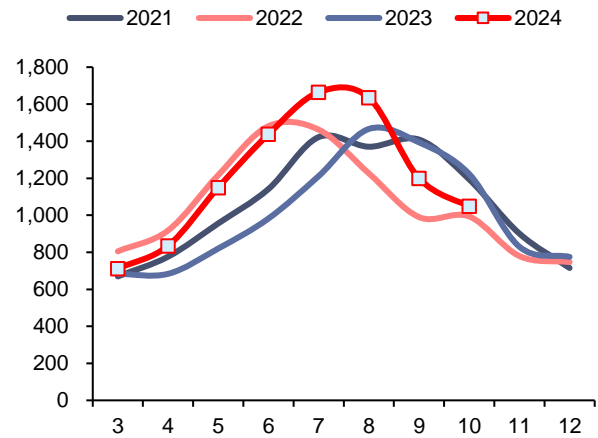
资料来源：iFIND，信达证券研发中心

图 51：2024 年 1-10 月水电发电显著提升


资料来源：CCTD，信达证券研发中心

图 52：电煤需求峰值后移，在 8、9 月表现较强（亿吨）


资料来源：CCTD，信达证券研发中心

图 53：2024 年夏季水电发电量显著高于往年（亿千瓦时）


资料来源：CCTD，信达证券研发中心

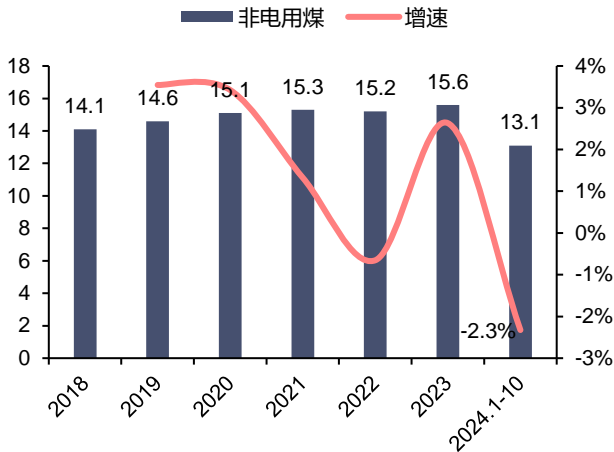
2.3 钢铁与建材用煤需求下滑，煤化工呈向好态势

非电需求方面，由于钢铁建材的下游需求较弱，2024 年 1-10 月非电用煤同比降 2.3%。受益于煤化工行业的产能建设，化工用煤需求自 2020 年来稳步增长，化工用煤在非电用煤方面的占比从 2019 年的 19.2% 提升到 2024 年 1-10 月的 23.7%。2024 年 1-10 月，我国化工用煤保持高位，优于往年同期耗煤情况，同比增速为 7.7%。而由于地产行业的复苏较弱，冶金行业用煤、建材用煤增速则同比下降。

冶金与水泥需求或受益于房地产止跌回稳，我们总体持谨慎乐观态度。冶金行业的下游主要集中于粗钢生产，而水泥行业的下游应用领域则主要涵盖房地产、基础设施建设以及农村建设。这两大行业均与宏观经济密切相关。2024 年 10 月 17 日，国务院新闻办公室发布会上，住房和城乡建设部联合相关部门推出了“4+4+2”房地产政策“组合拳”，具体包括：“**四取消**”：取消限购、限售、限价政策，以及普通住宅与非普通住宅标准的限制；“**四降低**”：降低住房公积金贷款利率 0.25 个百分点，降低首套及二套房的最低首付比例，降低存量房贷利率，减轻“卖旧买新”换购住房的税费负担；“**两新增**”：通过货币化安置等方式新增实施 100 万套城中村和危旧房改造项目；在年底前，将房地产“白名单”项目的贷款规模提升至超过 4 万亿元。这一系列政策组合旨在全面提振房地产市场活力，稳定市场预期，我们对政策刺激下房地产行业实现止跌回稳持谨慎乐观态度，而冶金与水泥相关需求或在

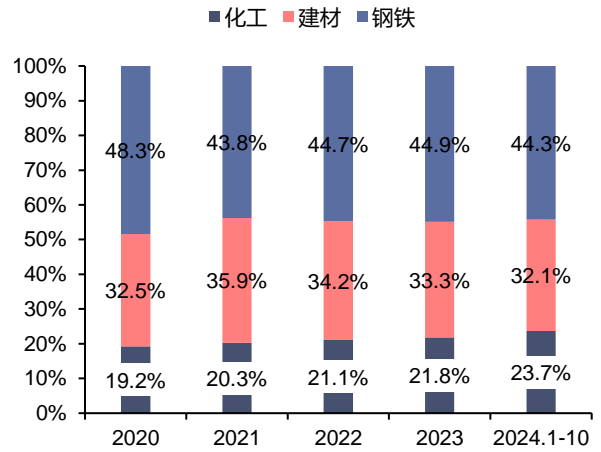
2025 年有边际改善的空间。

图 54：2024 年非电用煤累计同比下降（亿吨）



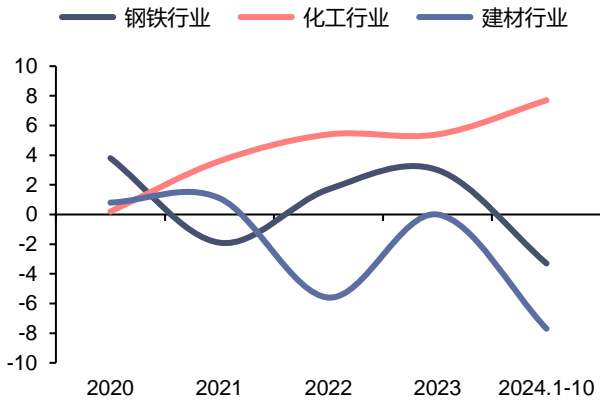
资料来源：CCTD，信达证券研发中心

图 55：非电用煤需求化工占比提升 (%)



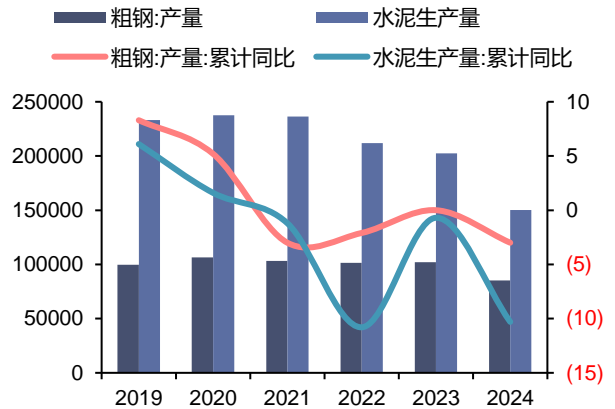
资料来源：CCTD，信达证券研发中心

图 56：2020-2024M10 非电用煤细分消费增速（亿吨）



资料来源：CCTD，信达证券研发中心

图 57：非电用煤需求占比（万吨，%）



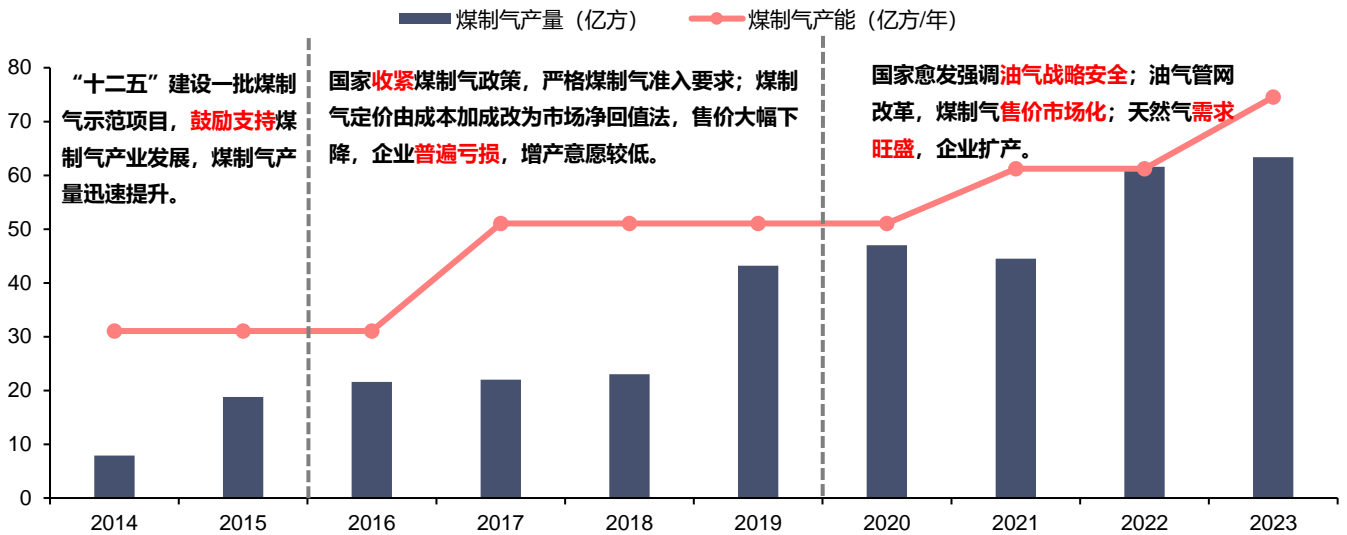
资料来源：CCTD，信达证券研发中心

我国煤制气产量较快增长，政策支持带动产业发展，战略地位日益凸显。我国煤制气产业起步不久，目前仍处于示范阶段，尚未开启规模化、商业化进程，煤制气在整个天然气供给结构中占比仍然最小。我国煤制气行业的发展大致经历了政策支持产能扩张、政策收紧严格准入、示范项目有序发展、战略基地规划布局几个阶段，发展历程有起有落，但总体而言整个行业在向着更加有序规范的方向前进。我国煤制气产量增长较快，由 2014 年的 7.9 亿方增长到 2023 年的 63.35 亿方，年复合增速 26%。“十二五”以来，国家计划建设了一批煤制气示范项目，也制定了煤制气产业的发展目标，但由于当时项目经济性欠佳，已投产项目二期启动资金不足，一些待建项目也处于观望状态，因此产能增量不及预期。2021 年以来，在我国天然气对外依存度持续攀升的背景下，国家突出强调了煤制气行业在保障国家能源安全方面的重要战略地位，发改委发布的“十四五”规划纲要提出“油气核心需求依靠自保”这一底线，并强调“要做好煤制油气战略基地规划布局”，煤制气行业的战略地位日益凸显。2021 年，《煤炭工业“十四五”现代煤化工发展指导意见》提出了“十四五”期间形成 150 亿方/年煤制气产业规模的目标。

2019 年国家管网公司成立，煤制天然气项目迎来新一轮发展机遇。煤制天然气发展初期，项目面临管输限制，不利于煤制天然气向终端市场供应。2017 年 5 月中共中央、国务院印发的《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》，提出要“分步推进国有大型油气企业

干线管道独立，实现管输和销售分开”，完善了油气管网公平接入机制。2019年，国家石油天然气管网集团有限公司（国家管网公司）成立，上下游市场主体均可申请成为天然气托运商，利用开放的管道设施输送天然气。同时，我国长输管道建设不断加强，实现物理上的互联互通，全国管道“一张网”初步建成。随着国家管网公司的成立和全国管道“一张网”的初步建成，煤制天然气项目迎来新一轮发展机遇。

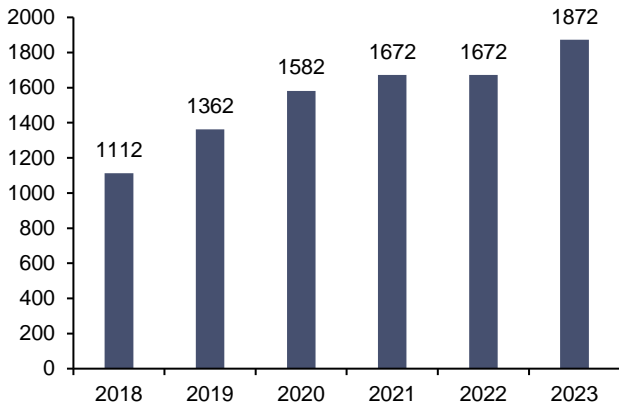
图 58：2014-2023 年我国煤制天然气产量逐步上升



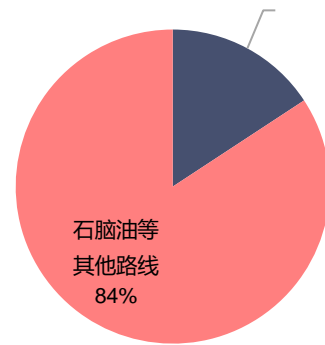
资料来源：中国煤炭工业协会、国家煤化工网、现代煤化工公众号、国际燃气网、中国电力发展促进会、上海证券报·中国证券网、中国能源研究会天然气中心、新华财经、中研网、标准天然气、北极星火力发电网，信达证券研发中心

煤制烯烃路线占全国烯烃总产能 16%，近年来产能提升较快。煤制烯烃是目前我国生产烯烃的重要工艺技术之一，其以煤为原料通过气化、变换、净化、合成等过程首先生产甲醇，再用甲醇生产烯烃（乙烯+丙烯），进而生产聚烯烃（聚乙烯、聚丙烯）等下游产品，其中煤制甲醇、烯烃聚合制聚烯烃均为传统的成熟技术，而甲醇制烯烃则是近年来开发成功的新技术，也是煤制烯烃的核心技术环节。2018年以来，我国煤制烯烃产能稳步提升，由1112万吨/年提升至2023年的1872万吨/年。截至2023年末，煤制烯烃产能占全国烯烃总产能比重达到16%，石脑油为烯烃生产主流路线，煤制烯烃竞争力受油价波动影响较大。

在油价中枢高位维持背景下，煤制烯烃路线拥有竞争优势。自2021年6月以来，原油价格持续位于70美元/桶以上运行，油价中枢维持高位。依据王建立、温亮的《现代煤化工产业竞争力分析及高质量发展路径研究》，当原油价格位于70美元/桶时，石脑油制烯烃的成本为5790元/吨，相对应的煤制烯烃竞争煤价为417元/吨。在油价中枢高位维持背景下，煤制烯烃路线拥有成本优势。

图 59: 2018-2023 年煤制烯烃项目产能情况 (万吨/年)


资料来源: 中国煤炭工业协会, 信达证券研发中心

图 60: 2023 年煤制烯烃产能占全国烯烃总产能比重


资料来源: 中国煤炭工业协会、石油和化工园区公众号、中国化工信息周刊、化工智库公众号, 信达证券研发中心

图 61: 2021 年以来原油价格中枢维持高位


资料来源: iFind, 信达证券研发中心

图 62: 不同原油价格下的煤制烯烃项目对应的竞争煤价

布伦特原油价格 (美元/桶)	石油路线烯烃成本	煤制烯烃竞争煤价
40	3780	34
50	4520	175
60	5136	293
70	5790	417
80	6425	538
90	7130	672
100	7800	800

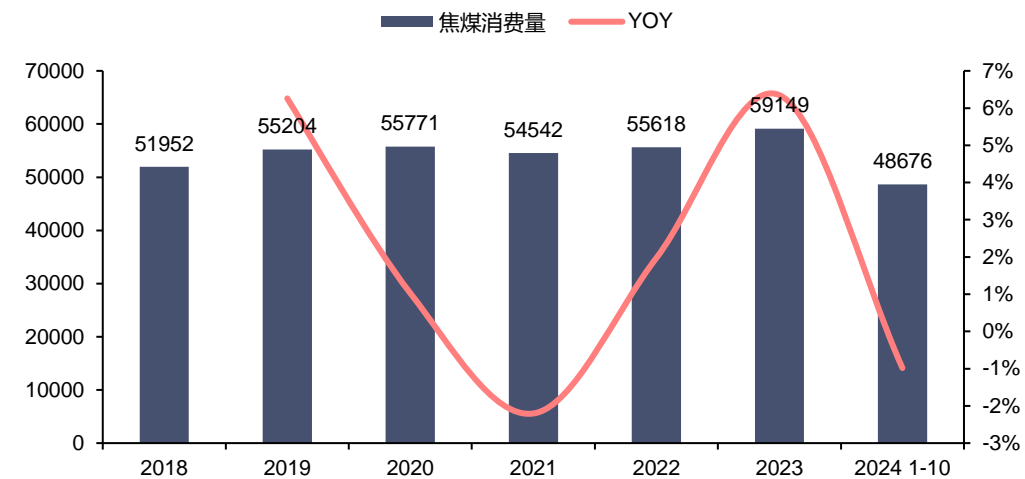
资料来源: 王建立、温亮《现代煤化工产业竞争力分析及高质量发展路径研究》, 信达证券研发中心

2.4 焦煤消费量同比略降，需求仍具有较强韧性

2.4.1 焦煤消费量同比下滑 1%，表现整体优于铁水产量

焦煤消费量同比下滑 1%。2024 年 1-10 月，我国炼焦煤消费量为 48676 万吨，同比下降 1%。受生铁产量下降影响，自 2021 年来消费量再次陷入负增长。

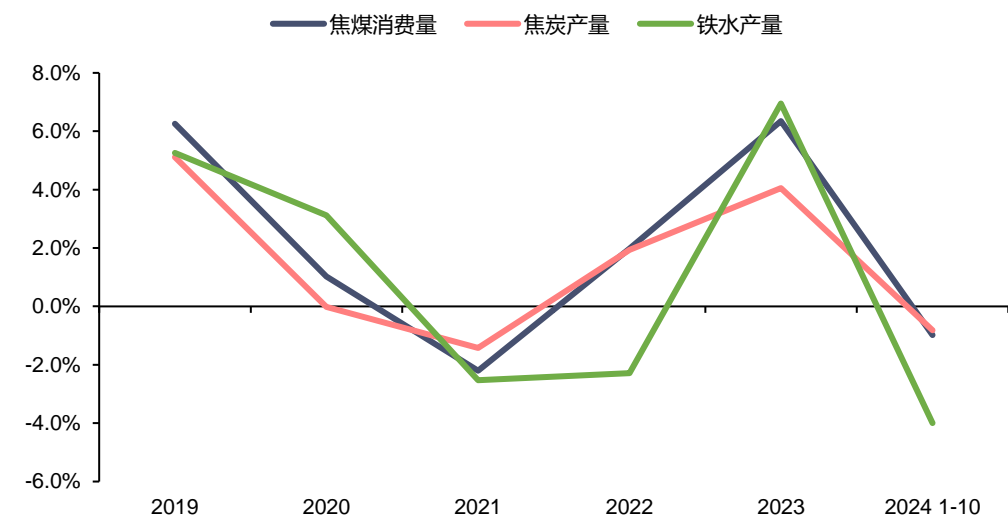
图 63：我国炼焦煤消费量 (%)



资料来源：钢联终端，信达证券研发中心

2021 年以来焦煤消费量整体好于铁水产量表现。2024 年 1-10 月，我国炼焦煤消费量为同比下降 1%，与之相对，焦炭产量下降 0.8%，铁水产量同比-4.0%，焦煤消费量变动趋势基本与焦炭产量一致。2021 年以来，焦煤消费量整体好于铁水产量表现；2024 年 1-10 月，焦煤消费量降幅显著低于铁水产量。

图 64：焦煤消费量、焦炭和铁水产量变动幅度 (%)



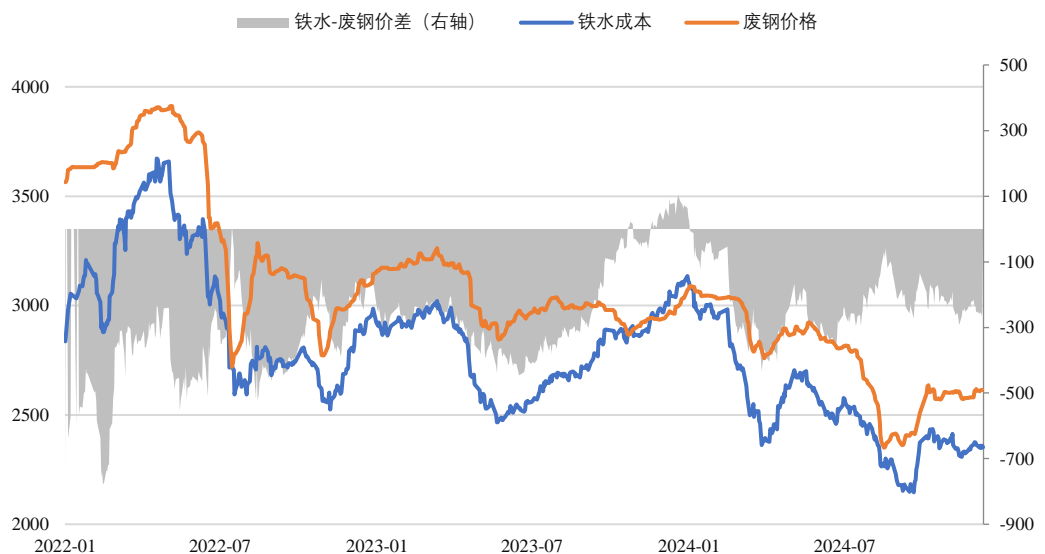
资料来源：IFind，钢联终端，信达证券研发中心

2.4.2 铁水对废钢的替代延续，铁水减量小于粗钢

铁水废钢价差仍为负。2019 年以来，绝大部分时间废钢价格都远高于铁水成本，另外，废钢铁水价差转负也并不意味着主要使用废钢的短流程具备竞争优势，李伟坚等在《电弧炉炼钢成本分析及其竞争力评价》中的研究发现，由于电极、电力成本的影响，当废钢价格

低于铁水价格为 400 ~ 500 元以上时，电炉炼钢相较于转炉炼钢才具备一定的经济优势。截至 2024 年 12 月 12 日，铁水废钢（铁水成本-废钢价格）价差均值为-225.5 元/吨，较 2023 年全年的-231.2 元/吨收窄 5.7 元/吨，但整体上仍为负值，铁水较废钢仍具备优势。

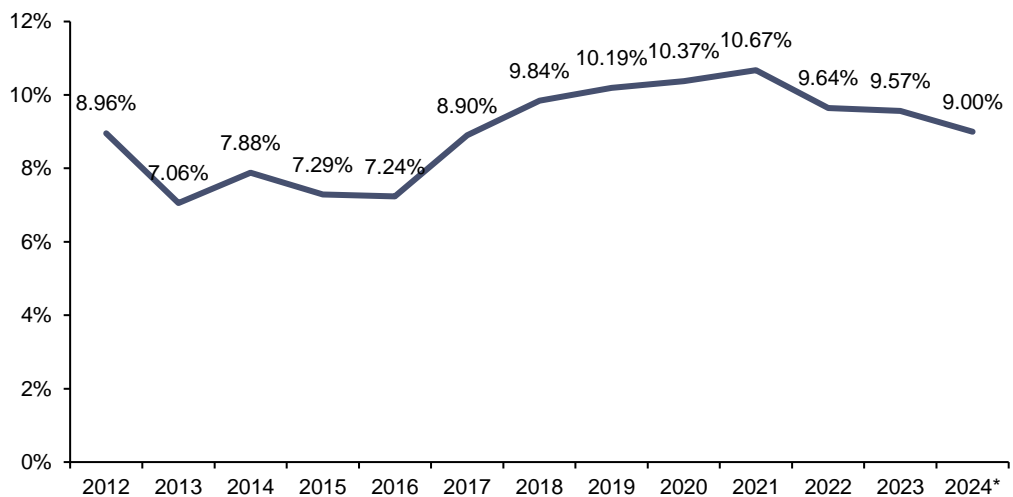
图 65：废钢铁水价差（元/吨）



资料来源：钢联，信达证券研发中心

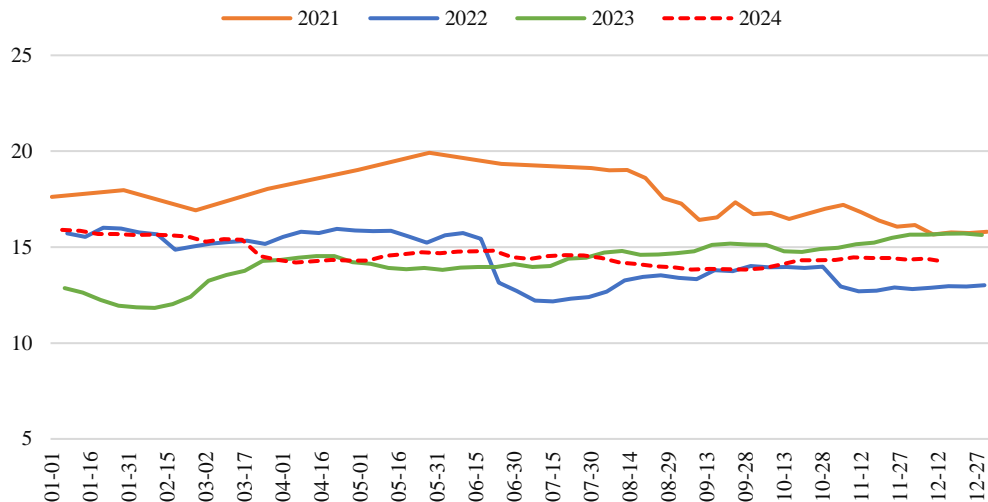
电炉钢产量占比持续下降。截至 2024 年 12 月 13 日，根据长短流程产能利用率粗略折算，我们预计 2024 年电炉钢产量占比为 9.0%，较 2023 年全年继续下降 0.57 个百分点，自 2021 年以来已经连续 3 年持续下降，主要原因为钢铁行业利润趋弱及短流程高比例使用废钢不具备成本优势。

图 66：电炉钢占比 (%)



资料来源：钢联，I find，信达证券研发中心

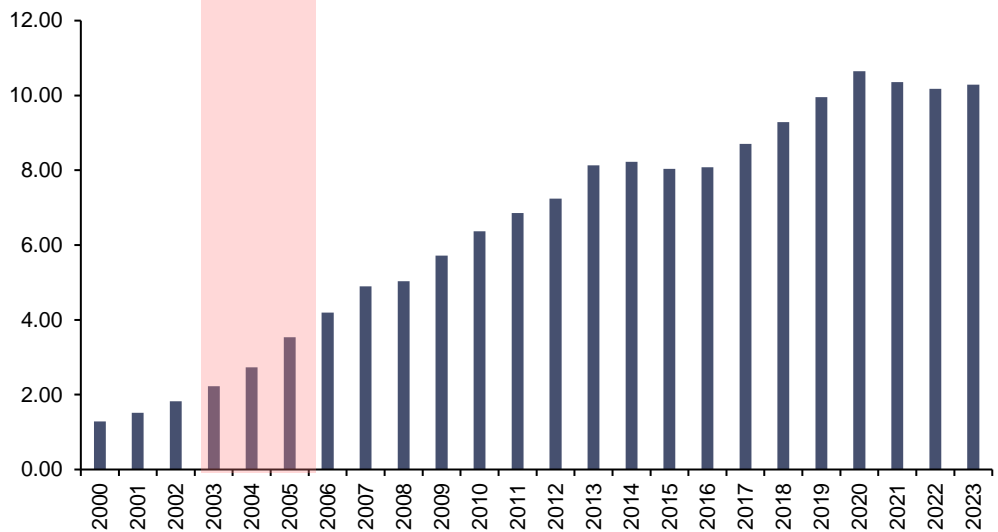
高炉废钢添加比有所回升。受铁水废钢价差收窄等因素影响，2024 年，纯高炉企业废钢添加比均值上升，截至 2024 年 12 月 13 日，纯高炉企业废钢添加比均值为 14.62%，较 2023 年全年的 14.25% 增长 0.37 个百分点，但仍低于 2021 年的 16.49%。

图 67：纯高炉企业废钢消耗比 (%)


资料来源：钢联，信达证券研发中心

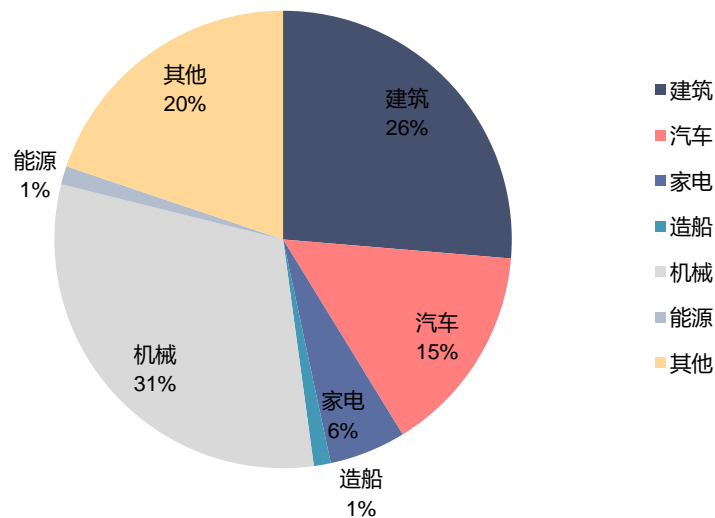
中长期看，废钢仍较为稀缺。其中：

第一，从粗钢产量来看，我国还未进入钢铁大量报废的高峰期。根据 Mysteel，我国钢材大量用于房地产和基础设施建设，通常建筑行业折旧年限为 30 年，设备折旧年限为 10-15 年，这导致我国钢材报废回收需要较长周期。当前我国可用废钢量依托于约 20 年前的粗钢产量，所以当前国内废钢资源并不丰裕。

图 68：我国钢铁未进入集中报废期 (亿吨)


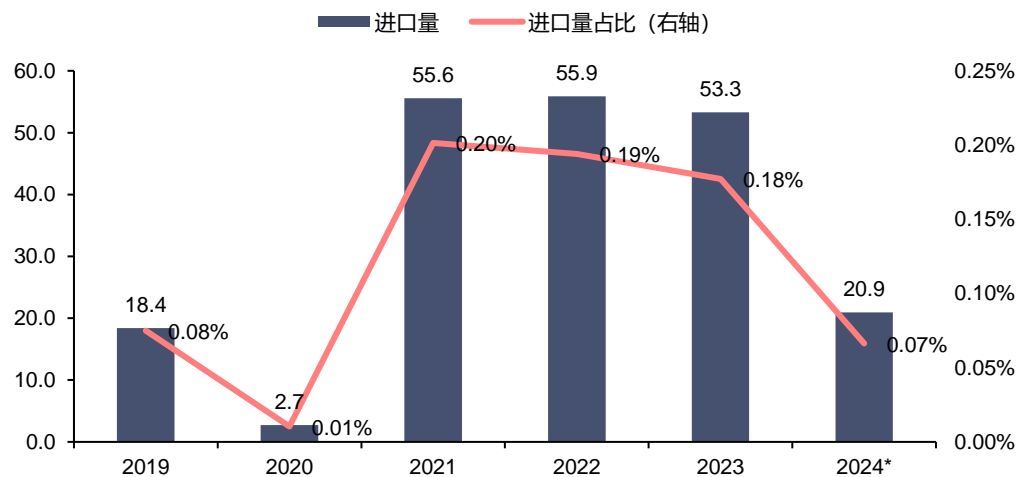
资料来源：IFind，信达证券研发中心

第二，房地产、基建的废钢回收量大幅下降。建筑业和制造业是我国废钢的重要回收来源，根据 Mysteel 统计，2023 年约 26% 的废钢来自建筑（含房地产、基建等）。然而，2024 年工地普遍资金到位差，施工进度缓慢，1-6 月工地废钢回收量同比下滑近 32%，工地废钢回收拖累整体废钢回收量下行。

图 69：废钢资源主要来源占比 (%)


资料来源: Mysteel, 信达证券研发中心

第三，废钢进口补充较少。2021 年国内放开再生钢铁原料进口限制后，废钢进口量有所上升，但由于国外废钢价格倒挂以及我国进口标准严格等，2021-2023 年我国废钢年进口量均只有 50 万吨左右，占我国废钢资源量的比例不足 0.2%。2024 年废钢进口数量更降至近四年低位，2024 年 1-10 月，我国废钢进口量仅有 20.9 万吨，占我国废钢资源量的比例不足 0.1%，进口废钢的补充十分有限。

图 70：废钢进口量及占比 (万吨)


资料来源: 钢联, 信达证券研发中心

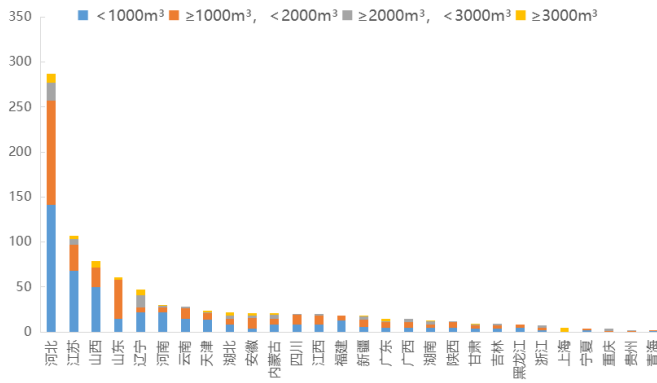
铁水对废钢的结构性替代或持续，粗钢减量发展下焦煤需求仍具韧性。一方面，当前政策背景下，短流程钢企在竞争中成本明显劣势，粗钢产量结构中长流程占比或持续高位甚至继续抬升。另一方面，我国废钢供应量暂时不具备满足大比例短流程占比和转炉高废钢添加比，未来仍有较长期废钢供应持续短缺，以铁水为原料炼钢仍是主流。

2.4.3 高炉大型化支撑结构煤种需求

小容积高炉占比依旧庞大，“以小换大”是产能置换的主要方式。根据 Mysteel 在 2020 年的统计，容积在 1,000m³以下的高炉占了近一半 (约 48.5%)，随着产业政策要求逐步压

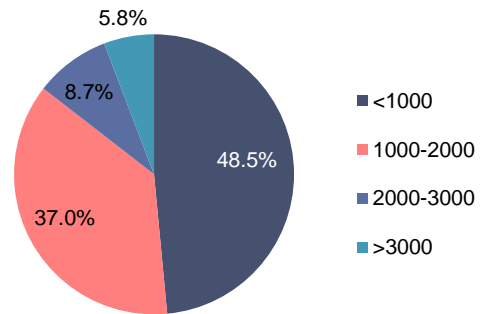
小上大，小型高炉将会继续淘汰，大型高炉将替代小型高炉成为钢厂的首选。据 Mysteel 不完全统计，钢铁产能置换新建炼铁高炉容积大多在 1,101~2000m³之间，退出生产的高炉容积大多在 450~680m³之间。逐步关停 1000m³以下高炉是趋势。唐山 5 月 29 日发布《唐山市产业基础高级化和产业链现代化水平提升实施方案》，要求 22 年底前全面关停 1,000 立方米以下高炉及 100 吨以下转炉。

图 71：各省市高炉炉容分布（座）



资料来源：Mysteel，信达证券研发中心注：不完全统计

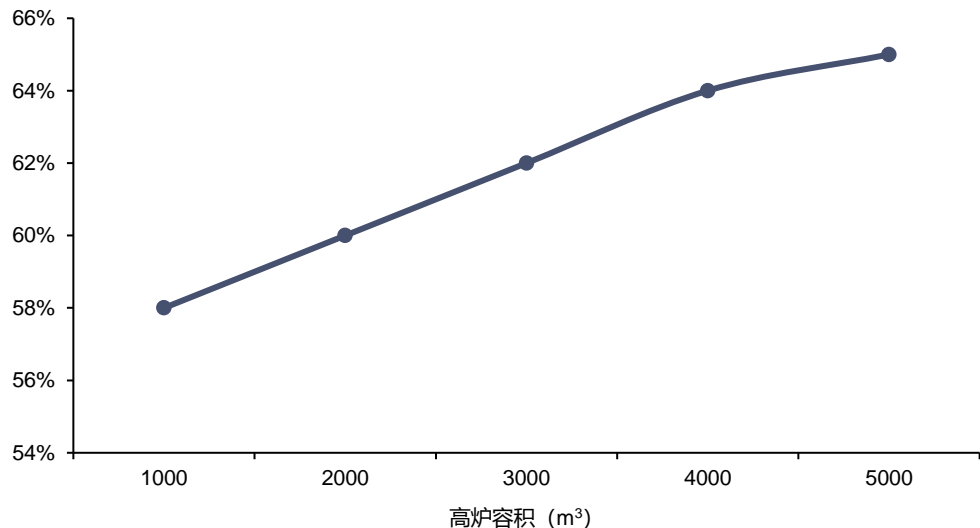
图 72：全国不同容积高炉占比（%，m³）



资料来源：Mysteel，信达证券研发中心注：不完全统计

大型高炉对焦炭反应强度（CSR）的要求提高。高炉炉容增大后，炉料在高炉内的停留时间延长，焦炭与煤气的反应时间长，会加剧焦炭的气化反应，从而恶化焦炭的性质，因此要求高炉内的焦炭料柱必须有足够的反应后强度 CSR（焦炭反应强度是指在高炉中反应后的焦炭在机械力和热应力作用下抵抗碎裂和磨损的能力）。

图 73：高炉容积对焦炭 CSR 强度的要求（%）



资料来源：段宝兴《捣固焦在大容积高炉上的应用分析与探讨》，信达证券研发中心整理

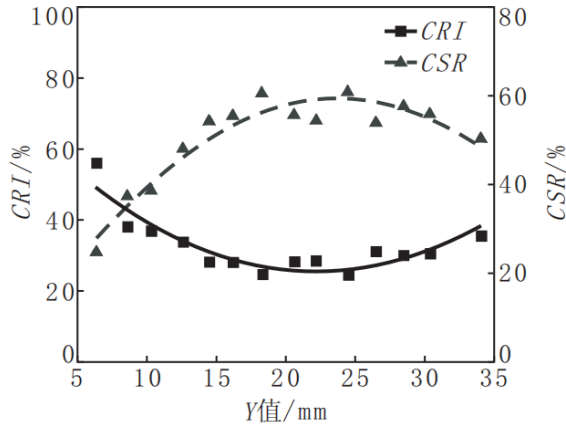
主焦煤配比量与焦炭反应强度（CSR）存在明显的正相关性，焦炭反应强度（CSR）的提升要求焦煤具备中挥发分、高粘结指数等特性。一般来说，提高 CSR 需要增加炼焦配煤中主焦煤和肥煤的配比，主焦煤配比大有助于优化 CSR。根据王超等在《炼焦煤特性对焦炭热态强度影响研究》中的研究发现：

- **胶质层最大厚度约 25mm 时炼得的焦炭 CSR 相对最优。**常用单种煤胶质层最大厚度（Y 值）值分布在 5.0mm~35.0mm 范围，随着 Y 值的增大，CSR 呈现升高后下降趋势，且在 Y 值约为 25mm 时，焦炭 CSR 相对最优，在此之前，随着 Y 值的增大，

CSR 呈现上升趋势。

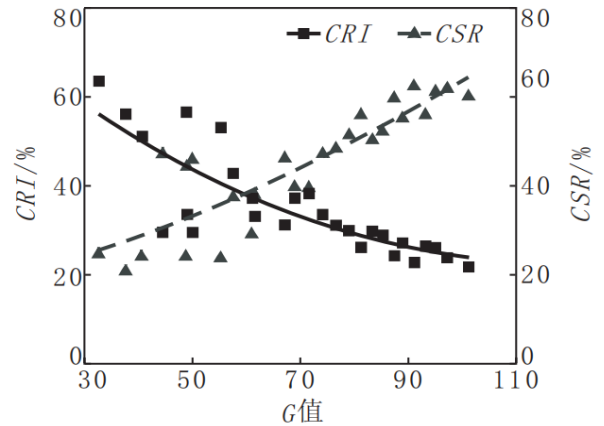
- **高粘结指数焦煤炼得焦炭 CSR 相对最优。**常用单种煤粘结指数 (G 值) 分布在 30~105 范围, 随着 G 值的升高, CSR 呈上升趋势, 在成本可控条件下, 合理提高配合煤 G 值有利于焦炭质量的提高。

图 74: 焦煤胶质层厚度 (Y 值) 与 CSR 的关系



资料来源: 王超等《炼焦煤特性对焦炭热态强度影响研究》, 信达证券研发中心

图 75: 焦煤粘结指数 (G 值) 与 CSR 的关系



资料来源: 王超等《炼焦煤特性对焦炭热态强度影响研究》, 信达证券研发中心

焦煤等结构性煤种配比呈抬升趋势。随着未来高炉大型化的趋势, 主焦、肥煤使用比例的提升或将进一步挤压气煤的配用比例。大量的气煤、气肥煤、贫瘦煤用于生产动力煤, 造成了大量的资源浪费。

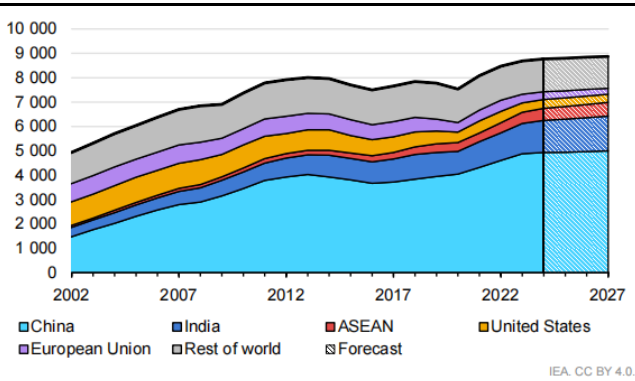
表 3: 2005-2016 年我国主要钢铁联合企业平均炼焦煤配比情况 (%)

年份	焦煤	炼焦煤配比(%)		
		肥煤	瘦煤(含贫瘦煤)	气煤(含 1/3 焦煤、气肥煤)
2005 年	40.39	16.81	8.67	34.13
2007 年	39.56	17.71	8.3	34.43
2009 年	41.18	17.61	9.25	31.97
2010 年	41.74	17.11	8.14	33.01
2011 年	43.32	17.69	8.3	30.69
2012 年	42.66	18.15	7.9	31.3
2013 年	42.85	17.38	7.88	31.88
2014 年	41.55	16.77	8.62	33.07
2015 年	41.51	15.53	9.63	33.34
2016 年	43.14	15.99	9.67	31.2
平均配比	41.79	17.08	8.63	32.5

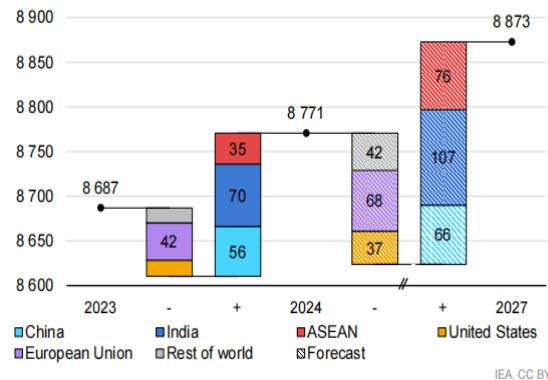
资料来源: 金铃子《中国炼焦煤供应安全评价与风险防控策略研究》, 信达证券研发中心

2.5 全球煤炭需求或将在 2027 年达峰, 电煤消费有望保持稳定

IEA 预测全球煤炭需求或将在 2027 年达峰。根据 IEA 发布的《COAL2024》, IEA 预测在 2027 年之前, 全球煤炭需求将在一个狭窄的范围内波动提升。中国、印度和印度尼西亚等新兴经济体的煤炭需求不断增长, 冲抵了发达经济体的持续下滑。而且, 欧盟和美国煤炭消费下降速度已有所放缓。2024 年欧盟和美国煤炭使用量 IEA 预计分别减少 12%和 5%, 而这一数字在 2023 年却是分别减少 23% 和 17%。中国仍将作为主要因素推动全球煤炭需求缓慢提升。在全球电力需求中, 尽管可再生能源在预测期中依旧保持了扩张, 总电力需求的持续提升预计将煤电保持在与 2024 年相似的水平。此外, IEA 推翻了其去年的预测, 即煤炭使用量将在 2023 年达到峰值后开始下降。

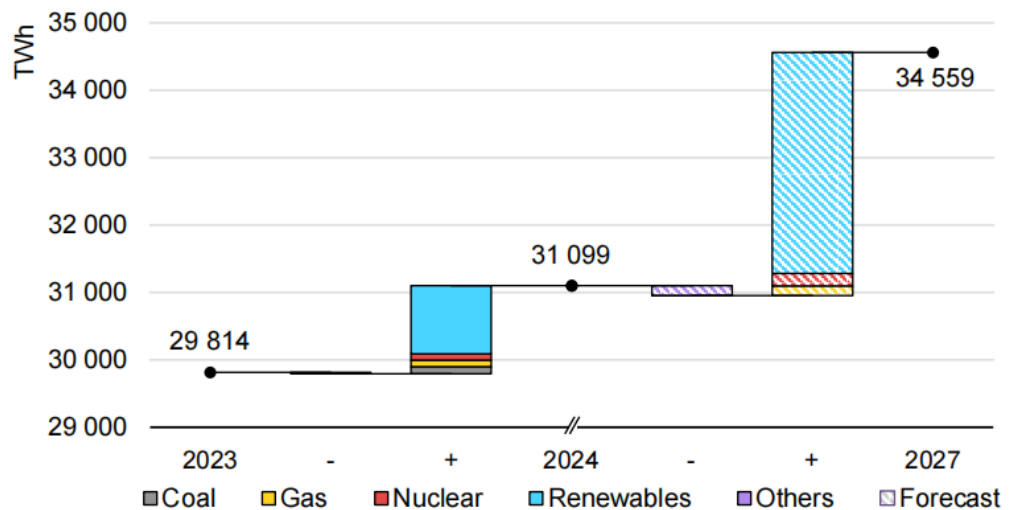
图 76：全球煤炭需求或将在 2027 年达峰（百万吨）


资料来源：IEA, 《COAL2024》信达证券研发中心

图 77：达峰前煤炭需求增量主要来自中国、印度和东盟（百万吨）


资料来源：IEA, 《COAL2024》信达证券研发中心

到 2027 年全球电煤需求量有望维持稳定。 IEA 预测 2024 年全球发电量将增长 4.4%，中国和印度是带动电力需求增加的主力。未来全球可再生能源发电仍将维持较快增长，新增电力需求预计主要由可再生能源提供。IEA 预测 2024-2027 年，可再生能源等非煤发电量增长将与全球电力需求增长保持一致，燃煤发电量维持稳态，全球电煤消费稳定在 60 亿吨水平左右。

图 78：2023-2027 年全球发电量变化


资料来源：IEA, 《COAL2024》信达证券研发中心

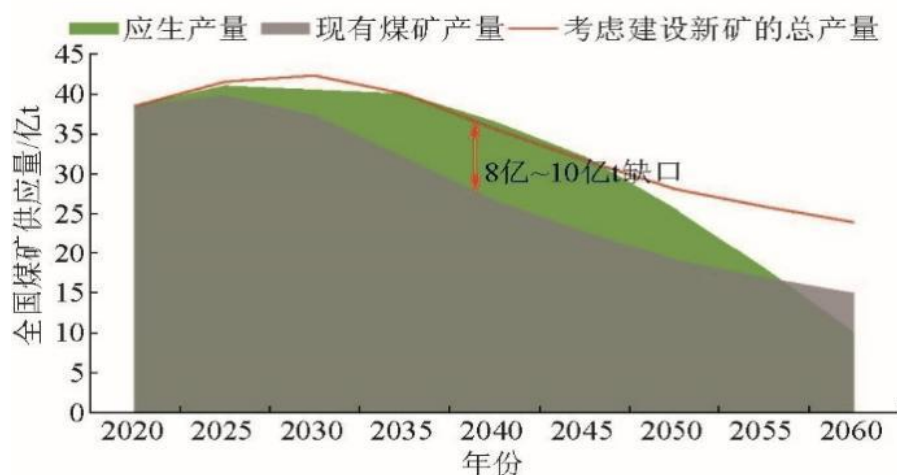
我国未来煤炭需求或将经历达峰-峰值平台-快速下降阶段，2028 年煤炭消费或达峰。 根据国家能源集团技术经济研究院联合中国科学院、清华大学开发的中国能源系统预测优化模型(CESFOM),我国煤炭消费将在 2028 年达到 45 亿 t 左右的峰值,此后经历 10 年左右峰值平台期后进入较为明显的下降通道。

► **达峰阶段（2022 年后 6~8 年）。** 为实现 2030 年前二氧化碳排放达峰目标，煤炭消费尽快达峰是关键。为此，国家明确提出“十四五”控煤、“十五五”减煤的要求。从下游行业耗煤趋势看，发电供热用煤在社会用电量继续攀升的推动下仍处于持续增长阶段，炼焦用煤和其他终端耗煤下降，其中现代煤化工用煤保持增长一定程度上减缓了“其他终端耗煤”的降速。由于该阶段发电供热和化工用煤的增量高于其他领域用煤的减量，煤炭消费持续增长。

- 峰值平台期（10 年左右）。发电供热用煤继续增长，炼焦用煤和其他终端耗煤继续下降。由于该阶段发电供热用煤仍有增长，煤炭总体消费下降并不明显，整体处于峰值平台期，煤炭消费量始终保持在 40 亿吨以上。
- 较为明显的下降阶段（到 2050 年左右）。发电供热用煤、炼焦用煤和其他终端耗煤均进入较为明显下降阶段，煤炭消费总量逐步降至 25 亿吨。
- 面向碳中和的快速下降阶段（到 2060 年）。在碳中和目标约束下，所有用煤环节均进入快速下降阶段，2060 年煤炭消费总量降至 8~15 亿吨。

碳达峰前后全国煤炭缺口或达 8-10 亿吨，“十四五”“十五五”可先期新建 6-7 亿 t/a 煤炭产能。依据国家能源技术经济研究院按照供需均衡要求，对未来一个时期煤炭产能建设需求进行的测算结果，现有煤矿产量难以满足碳达峰前后我国的煤炭需求，存在 8-10 亿 t 的煤炭缺口。为此，“十四五”至“十六五”时期还需新建 9 亿 t/a 的煤炭产能，以保障未来一个时期的煤炭供应安全。值得关注的是，由于我国现有规划煤矿大部分集中在晋陕蒙新等西部地区，且西南、东北等其他区域规划煤矿建设条件欠佳，“十四五”至“十六五”时期需新建的 9 亿 t/a 煤炭产能大部分应布局于晋陕蒙新地区，进一步优化资源配置，促进富煤西部地区煤炭资源开发。同时，由于区域保供压力较大，黑龙江省的一些整合矿也可能在未来一个时期释放产能，西南地区中短期也有提升煤炭产能、保障区域能源安全的需求。鉴于未来能源发展的不确定性，我们认为，“十四五”“十五五”可先期新建 6-7 亿 t/a 煤炭产能，后续视形势变化对煤炭产能安排进行适时调整。

图 79：全国煤炭供应趋势与余缺比较（亿吨）



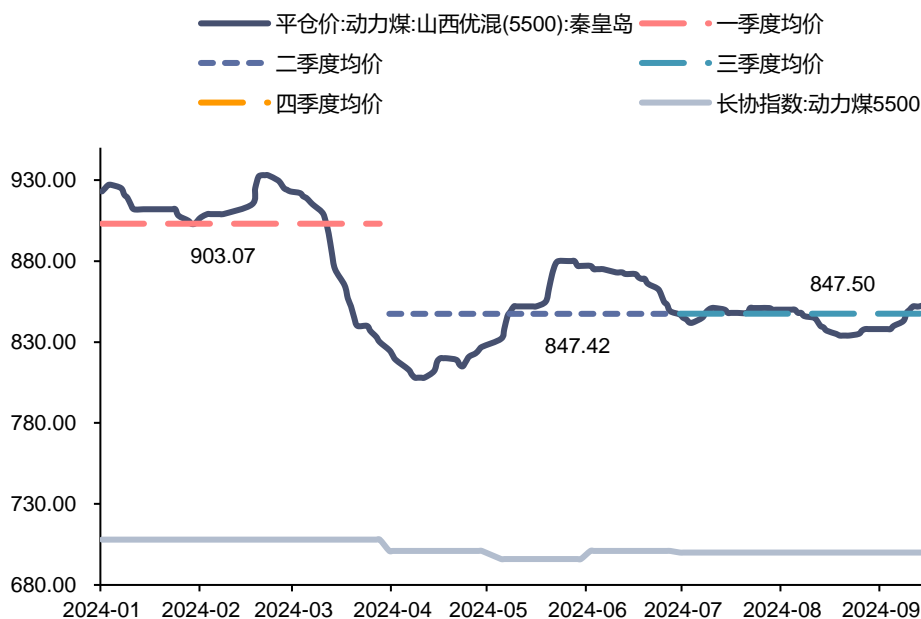
资料来源：朱吉茂等《“双碳”目标下我国煤炭资源开发布局研究》，信达证券研发中心

韧性三：煤价震荡下移，合理中枢仍望在中高位

3.1 煤炭价格震荡下移，中枢仍在中高位

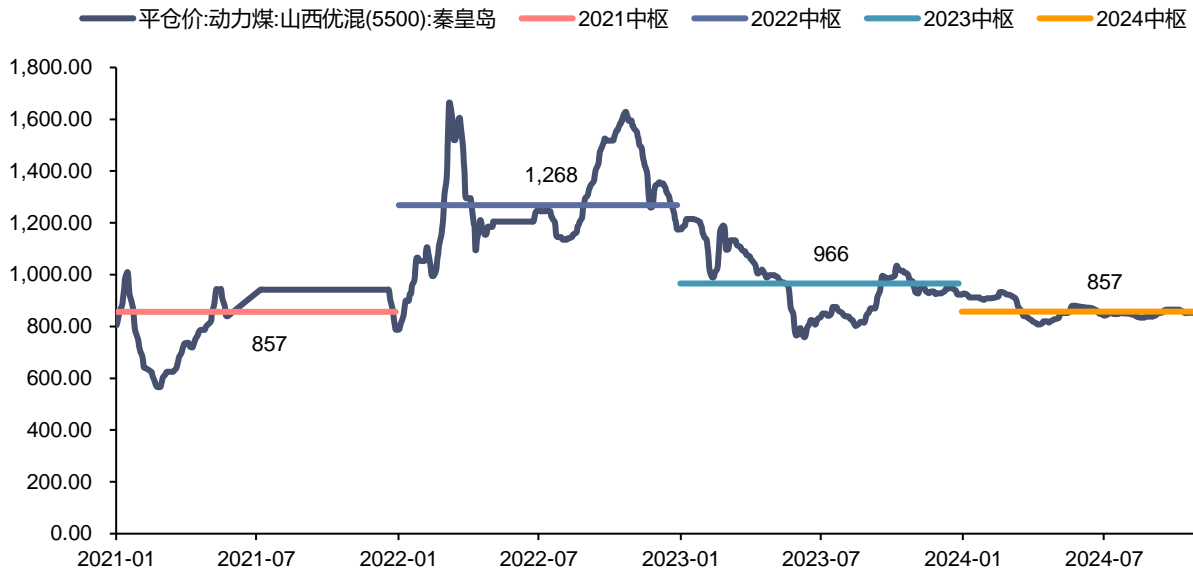
国内动力煤市场价格波动明显，长协价格相对稳定。从煤价运行阶段看，以秦皇岛港动力末煤平仓价（5500大卡·山西产）为例，市场煤价格可划分为以下3个阶段：**第一阶段：**年初是传统煤炭旺季，叠加山西安监力度较强，煤价表现较强，整体维持900元/吨左右运行。3月后，电煤转入需求淡季，终端电厂日耗下降，而非电煤需求则受经济复苏不及预期影响，煤炭库存增多，市场氛围偏于消极，煤价呈现波动下跌态势，4月初至低点808元/吨；**第二阶段：**4月中旬后，电煤则受益于迎峰度夏的补库预期，非电需求环比改善，煤价有所反弹，达到870元/吨左右。而6月正式进入夏季后，我国水电发电明显提升，压制火电出力与电厂耗煤，这也导致在传统用电旺季，火电发电量同比下滑。同时，山西地区产量环比恢复，进口煤维持高位，夏季高温天气来的晚、日耗抬升慢，夏季煤价整体低于预期，但底部韧性较强，价格低点出现在8月底，为834元/吨。**第三阶段：**9月后，高温天气持续，叠加非电需求环比改善，煤价小幅上涨。随后临近冬季，我国整体温度高于往年，终端电厂日耗低于往年，而非电需求转弱，叠加山西复产环比明显增长，尤其11月进口煤近5500万吨，导致产地、港口持续累库至历史高位，压制煤价，整体煤价呈现下跌态势，至12月24日价格为762元/吨。

图 80：2024 年以来秦皇岛港口动力煤现货和长协价格走势（元/吨）



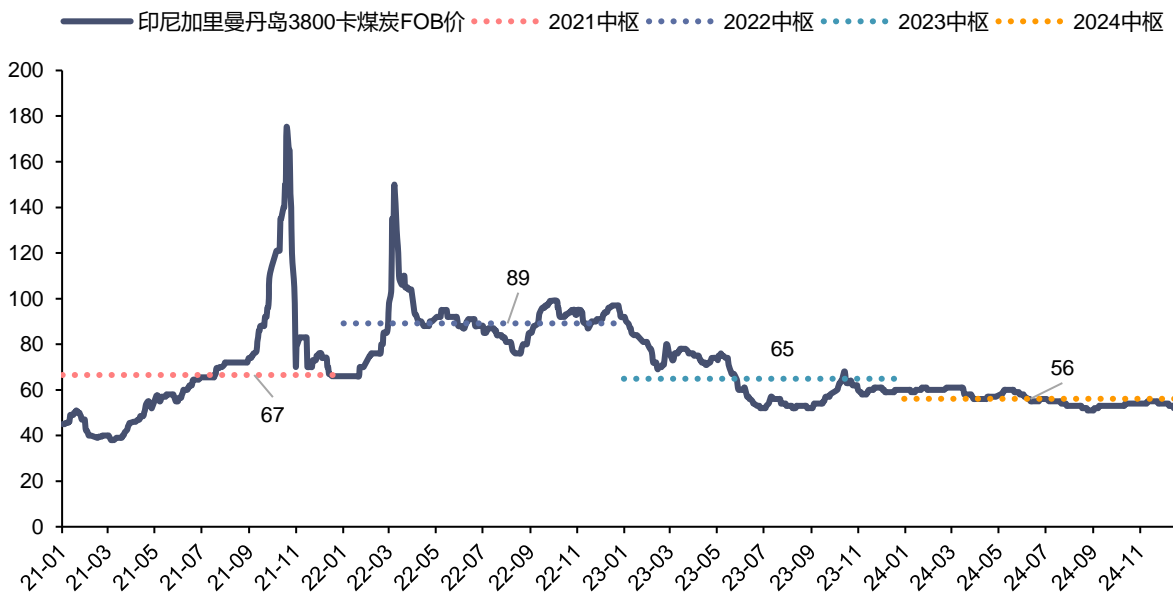
资料来源：IFIND，信达证券研发中心 注：数据截至2024年12月24日

从价格中枢看，截至2024年12月27日，2024年秦皇岛港5500K动力末煤平仓价（山西产）价格中枢为857元/吨，较2023年价格中枢966元/吨累计下跌约100元/吨，略高于2021年价格中枢；从波动幅度来看，2024年的价格表现更为平稳，年内高点为2月末的933元/吨，低点765元/吨，二季度后的波动愈发缓滑。而从年内低点看，相较于2023年6月份的759元/吨，2024年煤价在经济降速、水电大发、非煤依旧较弱、疆煤及进口煤延续增长的情况下，价格低点仍高于去年低点。

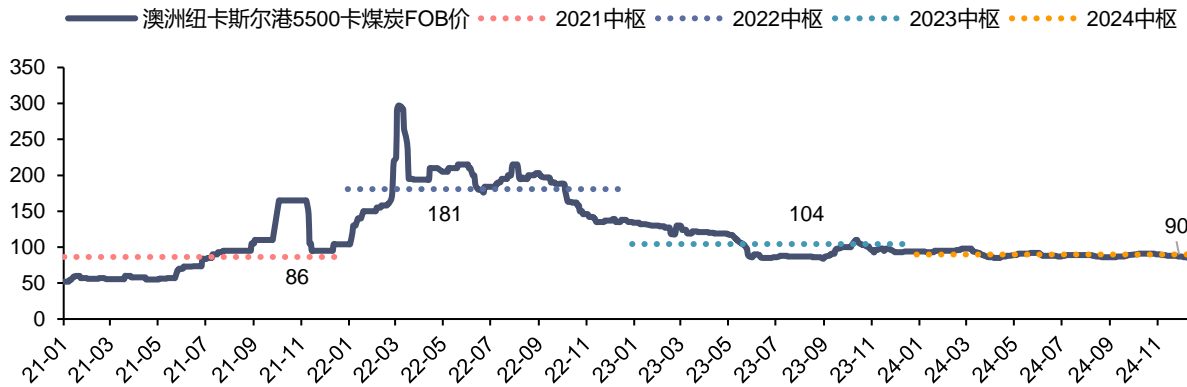
图 81：2021 年以来国内动力煤价格走势（元/吨）


资料来源：IFIND，信达证券研发中心 注：数据截至2024年12月24日

2024 年印尼和澳洲动力煤中枢价格小幅回落。截至 2024 年 12 月 23 日，印尼加里曼丹岛 3800 大卡煤炭价格为 52 美元/吨，澳洲纽卡斯尔港 5500 大卡煤炭价格为 83 美元/吨。从中枢价格看，2024 年印尼和澳洲动力煤中枢均价分别为 56 和 90 美元/吨，较 2023 年中枢价格分别下降 9 和 15 美元/吨。2024 年，海外动力煤中枢价格呈现小幅回落趋势。

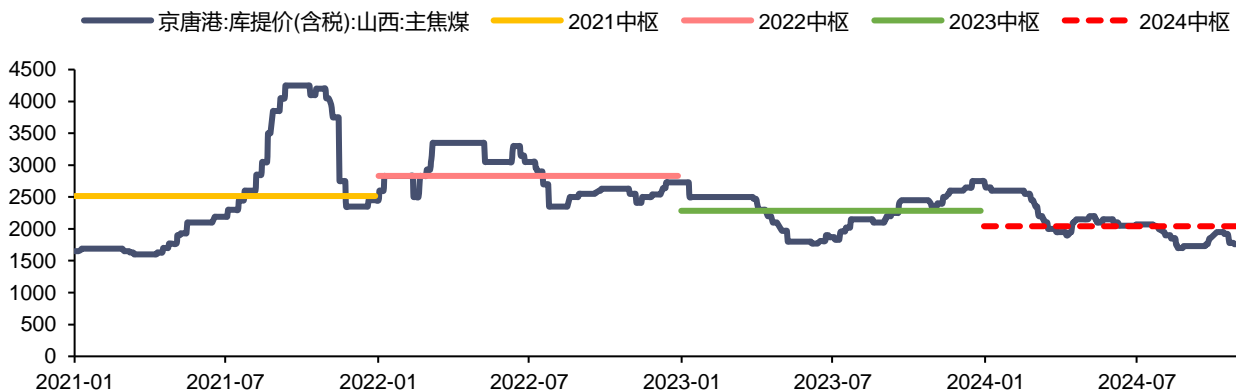
图 82：2021 年以来印尼动力煤价格走势（美元/吨）


资料来源：IFIND，信达证券研发中心 注：数据截至2024年12月24日

图 83：2021 年以来澳洲动力煤价格走势（美元/吨）


资料来源：IFIND，信达证券研发中心 注：数据截至 2024 年 12 月 24 日

2024 年国内焦煤价格震荡下行。从全年趋势来看，价格波动可以分为四个阶段：第一阶段 1 月初至 2 月中，一个半月延续去年高位，京唐港主焦煤价格维持约 2600 元/吨；第二阶段 2 月中至 4 月中，受需求影响，价格急转直下，京唐港主焦煤价格降至 1900 元/吨；第三阶段 4 月中至 6 月中，价格小幅修复性反弹，京唐港主焦煤价格维持 2100-2000 元/吨；第四阶段 6 月中至 8 月底，价格继续下滑，京唐港主焦煤价格跌至约 1700 元/吨。第五阶段，9 月初至今，虽 9 月中收宏观政策影响价格快速回升，但短暂维持后便再次回到 1700 元/吨的区间，价格延续性震荡趋弱。截至 2024 年 12 月 24 日，全年京唐港主焦煤库提价均值为 2042 元/吨，较 2023 年全年的 2284 元/吨下降 10.6%。整体来看，全年价格中枢下移主要由于需求持续维持弱现实局面，叠加下游焦钢企业持续亏损，支撑不起超高成本的煤价，因此焦煤价格空间持续收缩。

图 84：2021 年以来国内炼焦煤价格走势（元/吨）


资料来源：IFIND，信达证券研发中心 注：数据截至 2024 年 12 月 24 日

海外炼焦煤价格年内逐步向下震荡。从全年趋势来看，海外炼焦煤价格以 4 月为拐点，4 月前国际市场需求较强，尤其以印度为代表采买积极性较强，而随着国际环境走弱，国际钢价下跌，钢厂利润持续萎缩，澳煤性价比优势减弱，部分钢材采购焦炭以替代价格较高的焦煤，澳煤随着需求走弱价格也不断走低。九月份价格达到全年低点，随后市场价格小幅向上调整。截至 2024 年 12 月 24 日，澳大利亚昆士兰州峰景矿离岸价均值为 242 美元/吨，较 2023 年全年的 295 美元/吨下降 18.1%。

图 85：澳大利亚海角港峰景矿优质炼焦煤价格变化走势（美元/吨）

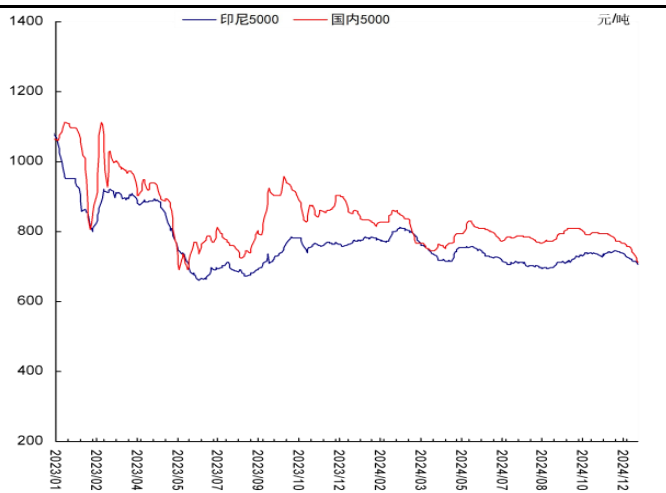

资料来源：IFIND，信达证券研发中心 注：数据截至 2024 年 12 月 24 日

需注意的是，2022 年俄乌冲突以来，国内外煤价中枢震荡下移但降幅收窄，我们认为主要是俄乌冲突时全球性抢煤导致的高溢价向正常区间的合理回归，并非单纯的趋势性下降，尤其是在全球关切能源安全、煤炭供需并未严重过剩的背景下，煤价中枢存在成本端的支撑。

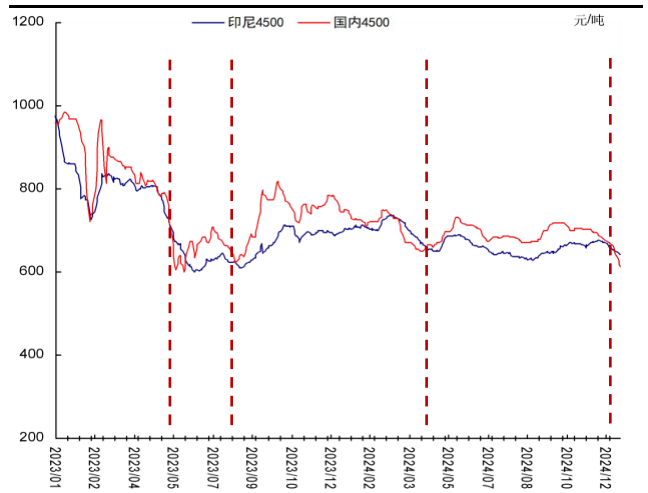
3.2 供给边际增量澳煤、印尼煤、疆煤均具有较强的成本约束

3.2.1 煤炭进口价差持续收窄，海外煤炭开采成本增长，推高进口煤成本

煤炭进口价差逐步收窄，部分出现倒挂，或制约进口煤增量。截至 2024 年 12 月 20 日，印尼 5000 大卡华南地区港口到岸价（巴拿马船型）报收于 707 元/吨，较国内煤华南地区港口到岸价低 5 元/吨，华东港到岸价已高于国内动力煤 5-27 元/吨左右。印尼 4500 大卡华南地区港口到岸价（巴拿马船型）高于国内煤 29-45 元/吨左右，华东港到岸价高于国内煤 39-61 元/吨左右，已大幅高于国内煤价。澳大利亚 5500 大卡动力煤到岸价较国内动力煤同到港口价格略存价格优势，其中华南港到岸价低于国内动力煤 20-25 元/吨左右，华东港到岸价低于国内动力煤 8-16 元/吨左右。整体看，2023-2024 年的国内煤炭价格低点附近往往出现进口煤与内煤倒挂的情况。而在 2024 年 11 月后，煤价下跌至今，印尼和澳洲进口煤炭价差逐步收窄，目前已几乎持平，或制约煤炭进口量增加。

图 86：印尼 5000 大卡动力煤华南到岸价与内煤价格对比


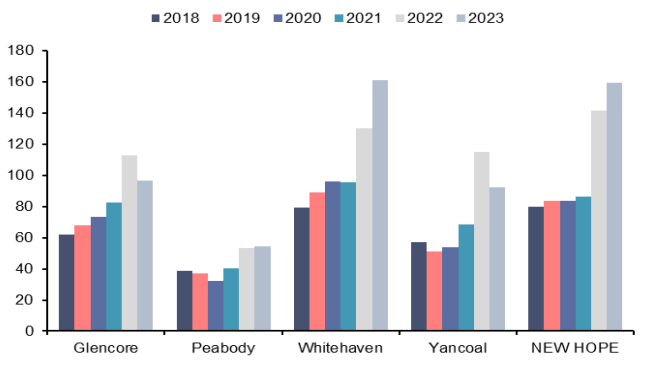
资料来源：CCTD，信达证券研发中心 注：数据截至 2024 年 12 月 20 日

图 87：印尼 4500 大卡动力煤华南到岸价与内煤价格对比


资料来源：CCTD，信达证券研发中心 注：数据截至 2024 年 12 月 20 日

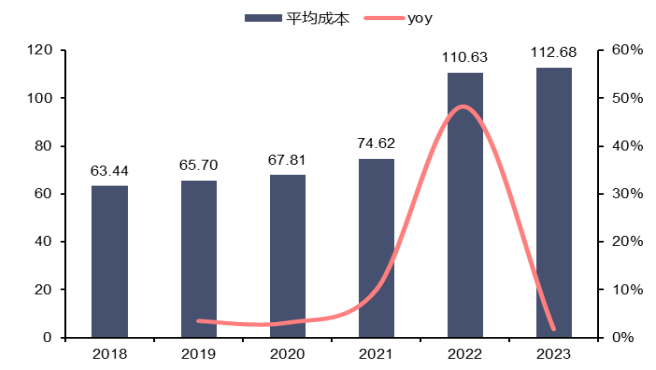
近年来澳洲动力煤成本呈上升趋势。自 2018 年以来澳大利亚动力煤吨煤完全成本一直保持上涨趋势, 特别在 2022 年大幅上涨, 由 2021 年的 74.62 美元/吨上涨到 2022 年的 110.63 美元/吨, 同比增长 48.62%。成本上升的主要原因: 一是油价上涨推高燃料成本; 二是劳动力短缺问题和劳动力成本的上升; 三是露天开采条件的恶化, 剥离比的上升是较为关键的因素; 四是更高的分摊成本和煤炭特许经营权使用费; 五是环境法规的调整, 特别是露天矿的碳补偿费用。此外, 近年来的极端天气变化也是成本上升的不可忽略的原因。**总体上, 成本的上升正在压缩公司利润空间, 增大经营压力, 部分公司报告了负的税前经营现金流, 一定程度上也支撑了煤炭离岸价格。**

图 88: 2018-2023 年澳大利亚各公司动力煤吨煤完全成本 (美元/吨)



资料来源: CCTD, 信达证券研发中心

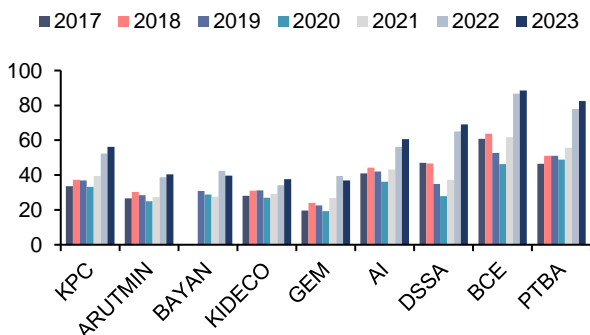
图 89: 2018-2023 年澳大利亚各公司动力煤平均吨煤完全成本与增速 (美元/吨, %)



资料来源: CCTD, 信达证券研发中心

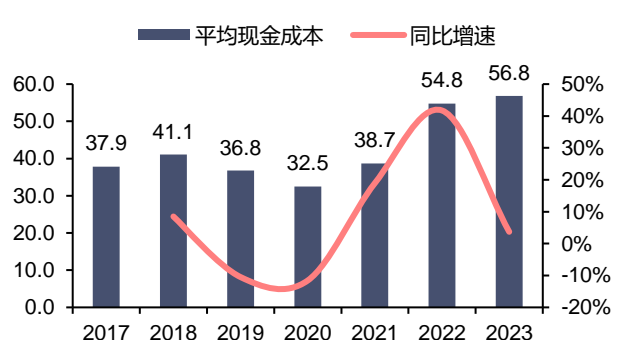
受短倒外运条件和特许使用费影响, 印尼煤炭完全成本普遍提高。印度尼西亚不同矿山的成本略有差异, 加里曼丹岛的矿山生产成本相对较低, 而苏门答腊岛的矿山由于工业发展较晚, 生产成本相对较高。近年来各公司开采成本增加显著, 除增加开采导致成本上升外, 内陆开采的煤炭需运往港口, 采取公路、铁路运输有可能由于暴雨洪水受阻, 运输成本受到气候、地形、运输设施等多种因素影响。2017-2023 年, 各公司平均现金成本呈现先下降后上升的走势, 2020 年平均完全成本 32.24 美元/吨, 为 5 年最低。随着经济逐渐好转及特许经营使用权费用支出增长, 2022 年平均完全成本 54.8 美元/吨, 同比增长 41.73%。此外, 印尼露天煤矿开采剥采比也呈上升趋势, 推高了开采成本。**需要注意的是, 根据 IEA 统计, 印尼 4500 大卡以下的动力煤产能约为 1.7 亿吨, 2023 年, 随开采成本、运输成本以及特许经营使用权相关费用支出的增加, 印尼低卡动力煤的价格 (年内均价 56 美元/吨, 最低价格约 51 美元/吨) 已逼近成本曲线。**

图 90: 2017-2023 年印尼各公司完全成本 (美元/吨)



资料来源: 印尼煤炭公司 BUMI., Byan, Indik, GEM, ADARO,

图 91: 2017-2023 年印尼各公司平均完全成本与增速 (美元/吨, %)

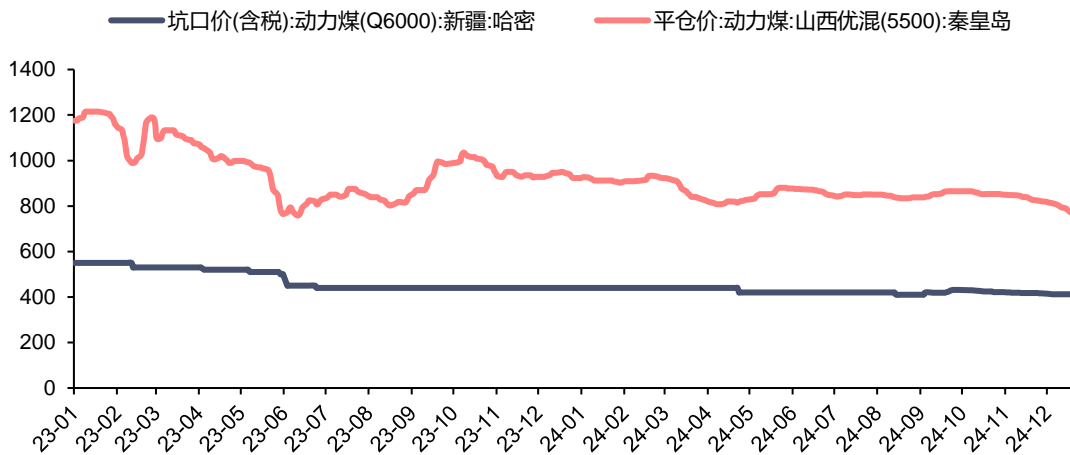


3.2.2 疆煤外运规模快速增加, 支撑煤炭边际价格

疆煤外运规模持续上升, 疆煤融入全国煤炭统一大市场进程加快。2023 年疆煤外运量突破 1.1 亿吨, 其中铁路外运 6023 万吨, 同比增加 9%。2024 年 1-11 月, 疆煤铁路外运量达到 8148 万吨, 同比增长 52%。外运量提升主要是受疆煤外运通道持续完善、煤炭运输“公转铁”等因素影响。2024 年 4 月 16 日至 6 月 30 日期间, 中国铁路乌鲁木齐局和兰州局就“疆煤外运”能源保供出台了跨局运价联合下浮 25% 的优惠政策, 保持了市场淡季“疆煤外运”运量稳定发运势头。

新疆煤价与秦皇岛港口煤价既有相关性也有独立性, 疆内产量也受港口煤价波动影响。通过线性回归分析, 新疆煤炭市场和秦皇岛港口煤炭市场整体变化趋势一致但节奏略有不同, 其相关性系数达 82%。与此同时, 疆内煤炭产量对煤价波动较为敏感。如, 近两年的秦皇岛港口煤价低点分别出现在 2023 年 6 月、2024 年 4 月, 月均煤价分别为 794 元/吨、817 元/吨, 而对应月份的新疆煤炭产量也为年内最低值, 分别为 2898 万吨、3617 万吨。**需解释的是, 因市场传导相对滞后性, 疆煤价格波动缓慢, 且受煤炭购销合同条款约定不同, 进而对新疆煤炭产量影响具有一定滞后性。**

图 92: 2023 年以来秦皇岛港煤炭价格与新疆产地煤炭价格走势情况 (元/吨)



资料来源: IFIND, 信达证券研发中心 注: 数据截至 2024 年 12 月 23 日

图 93: 2024 年以来铁路疆煤外运量快速提升 (万吨)

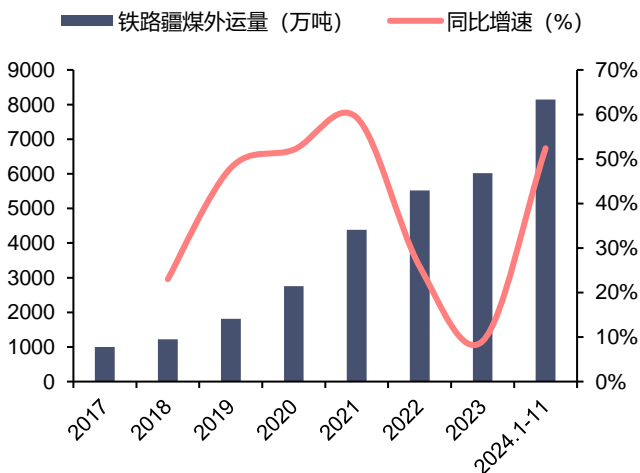
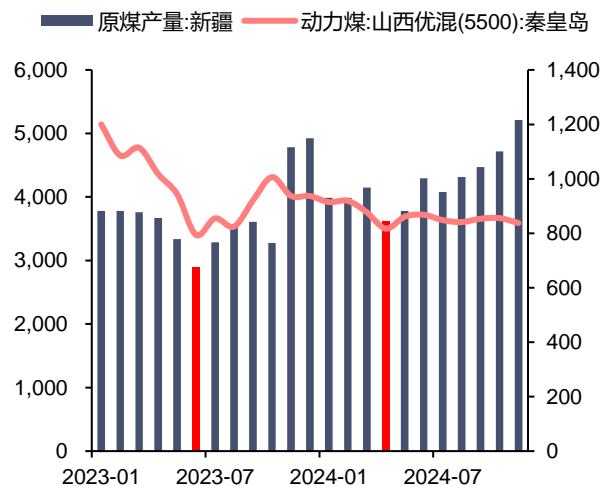


图 94: 新疆月度产量与港口价格的关系 (万吨、元/吨)

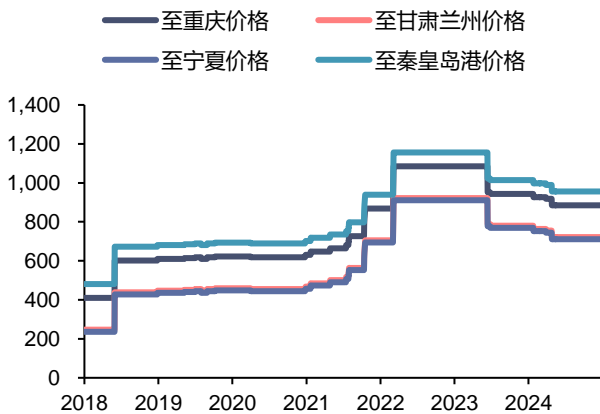


资料来源：新疆煤炭交易中心、天山网、新疆日报、中国煤炭市场网，信达证券研发中心

资料来源：CCTD，信达证券研发中心

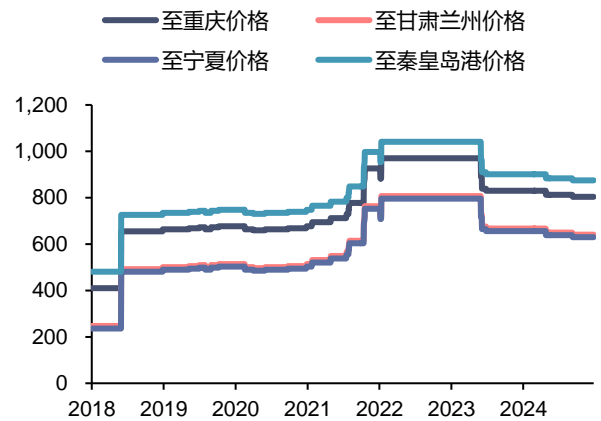
依据最新铁路执行运费，回溯疆煤外运目的省价格。按照装卸费 20 元/吨，短倒平均费用 50 元/吨，以 2024 年 12 月国铁执行运价测算（已下调），将新疆坑口历史价格追溯调整后发现，疆煤自吐哈地区外运至重庆、甘肃兰州、宁夏、秦皇岛地区价格（坑口价+运费）分别为 885、722、711、956 元/吨。疆煤自准东地区外运至重庆、甘肃兰州、宁夏、秦皇岛地区价格（坑口价+运费）分别为 804、641、630、875 元/吨。**需注意的是，从过去价格看，吐哈地区煤炭外运对应秦港（5500 大卡）大概 673 元/吨以上，准东地区煤炭外运对应秦港（5500 大卡）大概 726 元/吨以上。**

图 95：吐哈矿区-兰州疆煤外运价格回溯（5000K）



资料来源：CCTD，信达证券研发中心 注：以 2024 年 12 月最新铁路运费测算

图 96：准东矿区-兰州疆煤外运价格回溯（4200K）



资料来源：CCTD，信达证券研发中心 注：以 2024 年 12 月最新铁路运费测算

按照调整后的铁路运费测算，对应秦港 5500 大卡，疆煤外运成本支撑价 800 元/吨附近。结合信达能源《新疆煤炭供需与疆煤外运形势分析》《疆煤外运竞争力分析》《新疆煤炭产业发展形势与机遇》等多篇报告研究，我们认为，当秦皇岛港（5500K）大致低于 800 元/吨时，准东地区的外运量相较于坑口直接销售利润减少，虽仍可外运但会明显影响外运量；当秦皇岛港（5500K）大致低于 750 元/吨时，吐哈地区的外运量相较于坑口直接销售利润减少，虽仍可外运但会明显影响外运量；当秦皇岛港（5500K）大致低于 650 元/吨时，整个疆煤外运成本亏损，理论上无法外运。**需注意，未考虑成本端的变化，对于煤质较好的企业，价格的耐受性更强一些。**

表 4：疆煤外运经济性测算

煤田	始发到达站	运费	总成本	经济煤价
吐哈煤田	红柳河-重庆	368	518	668
	红柳河-格尔木	201	351	501
	红柳河-兰州	204	354	504
	红柳河-中卫	193	343	493
准东煤田	红柳河-秦皇岛	440	590	740
	将军庙-重庆	519	669	819
	将军庙-格尔木	308	458	608
	将军庙-兰州	355	505	655
	将军庙-中卫	344	494	644
	将军庙-秦皇岛	554	704	854

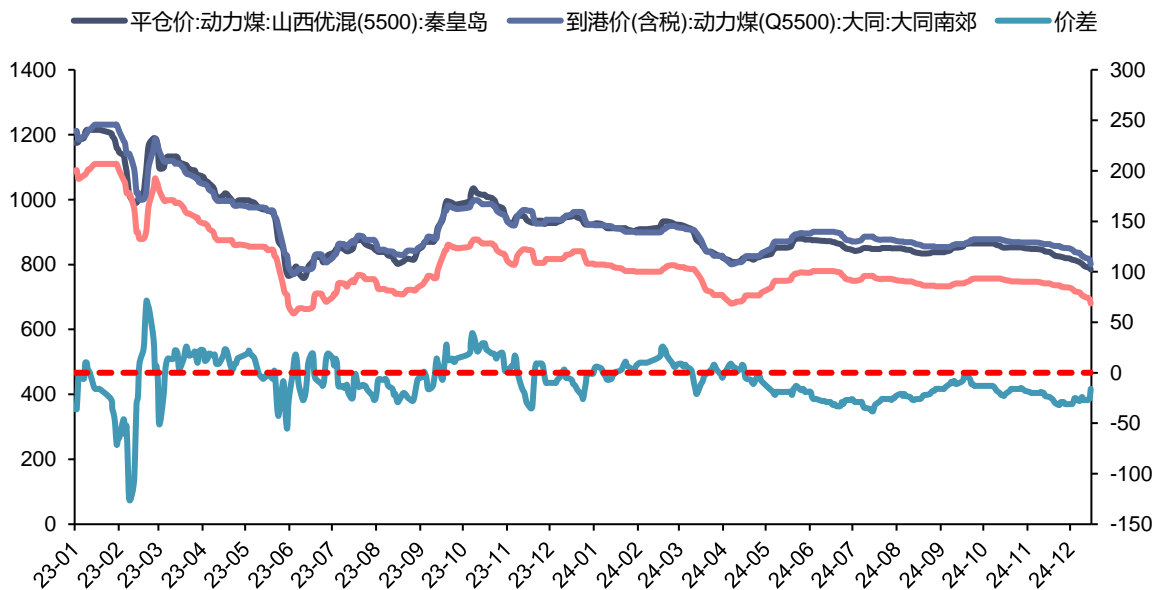
资料来源：中国铁路网，信达证券研发中心 注：(1) 成本以 150 元/吨测算；(2) 总成本=成本+运费；(3) 按照 150 元/吨考虑相关税费、贸易商利润等因素 (4) 经济煤价=总成本+150 元/吨 (5) 铁路运价为 2024 年 12 月 24 日。

针对疆煤外运成本支撑，我们认为，由于新疆地区及其目的地甘肃、川渝等市场和秦皇岛港口价格相关但又略相对独立，趋势一致、节奏也稍不同，再考虑不同煤质、不同成本的影响，其对秦港价格的敏感性并不在某个具体点位，然而当秦港 5500 大卡价格跌至 800 元/吨以下时，虽绝大部分在出疆经济成本上线，但反映了内陆煤炭阶段性宽松，也会形成疆煤负面扰动，疆内产量和疆煤外运尤其公路侧均会明显受影响。

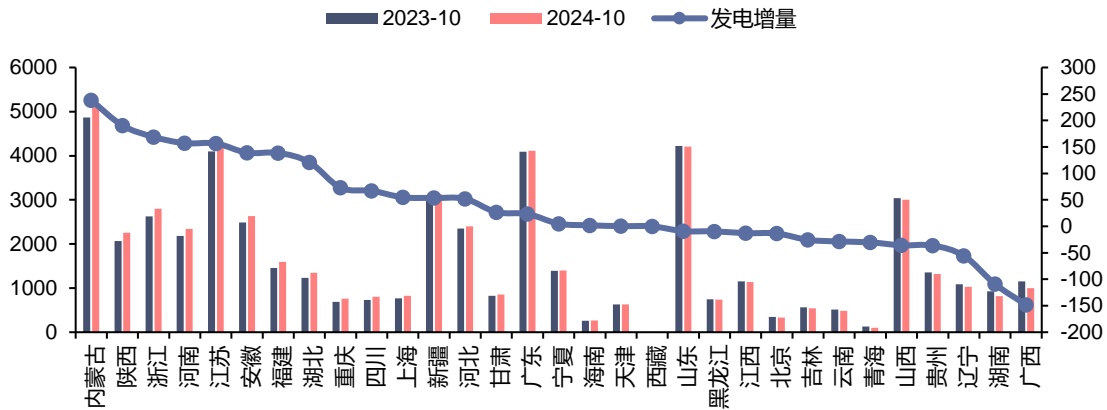
3.3 西部主产区煤炭需求增加，产地与港口煤价长时间倒挂

产地火电和化工需求较好，坑口与港口煤价持续倒挂。自 2024 年 5 月以来，产地与港口煤炭价格持续倒挂，价差维持在 3-38 元/吨之间。截至 2024 年 12 月 17 日，秦皇岛 5500 卡港口价格为 785 元/吨，产地 5500 卡煤炭发运到港价格为 801 元/吨，价差为 16 元/吨。产地与港口煤炭持续存在价差，我们认为主要原因是产地煤炭需求较好。火电方面，2024 年 1-10 月，我国火电发电量 52230 亿千瓦时，同比增加 1153 亿千瓦时（同比+2.3%），其中内蒙古火电发电量同比增加 238 亿千瓦时、陕西同比增加 191 亿千瓦时，内蒙和陕西 2024 年以来火电发电量增加额位居全国第一和第二。化工方面，2024 年以来我国煤化工耗煤量持续维持高位，截至 12 月 13 日周度耗煤量上升至 684 万吨，创近年来新高。我国煤（甲醇）制烯烃产能主要分布在陕西、内蒙和宁夏等地区，靠近煤炭主产地，有力支撑产地煤炭需求。

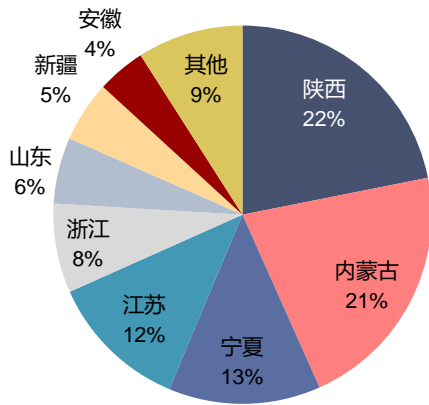
图 97：2024 年 5 月以来产地与港口煤炭价格持续倒挂（元/吨）



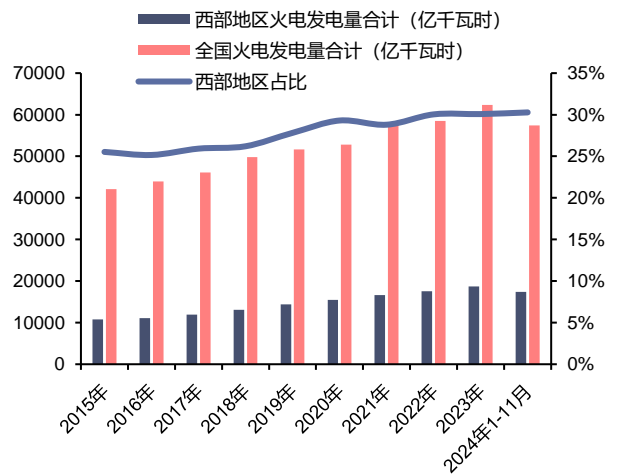
资料来源：IFIND、中国铁路网，信达证券研发中心 注：到港价=车板价+运费；运费以 121 元/吨测算；价差=港口平仓价-到港价

图 98：2024 年 1-10 月火力发电量（亿千瓦时）


资料来源：IFIND，信达证券研发中心

图 99：国内煤（甲醇）制烯烃产能主要集中在西部


资料来源：聚烯烃人公众号，信达证券研发中心

图 100：西部地区火电发电量占比（%）


资料来源：Ifind，信达证券研发中心 注：西部地区包含山西、陕西、内蒙、新疆、甘肃和宁夏

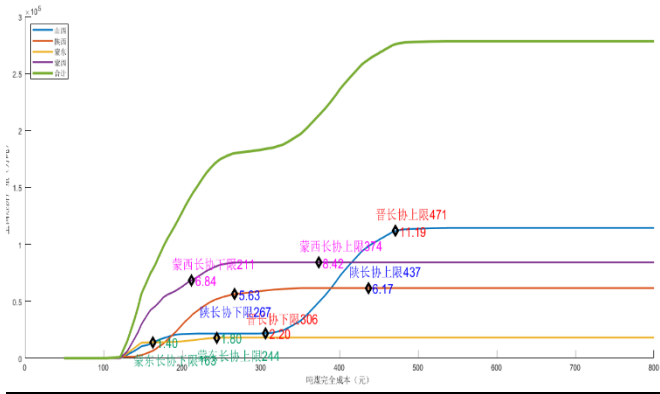
3.4 我国煤炭成本曲线陡峭，支撑煤价较高位运行

我国煤炭开发成本差异大且成本曲线较陡峭，不同区域、不同地质生产条件下的煤炭开发成本具有较大差异，山西地区的煤炭开采成本对价格具有较强的成本支撑作用。根据信达能源团队 2023 年 4 月发布的《我国煤炭行业成本曲线研究》报告，山西、陕西、内蒙古三地煤矿的营业成本分别在 95-429、86-303、104-248 元/吨，完全成本分别在 122-528、104-347、104-347 元/吨。总体讲，晋陕蒙三省煤矿的煤价和成本参差不齐，再放大至全国煤矿更是如此。相比之下，当前山西煤炭管控价格上限具有较强的成本支撑，且仍有进一步提高上限值以稳定部分高成本产能释放保供的空间。**需关注的是，部分煤矿的煤质较差，发热量难以达到 5500 大卡（蒙东 3500 大卡），再考虑到煤企合理的利润水平，将进一步拉低晋陕蒙三省的经济有效产能。当煤价下跌时，全国煤矿亏损企业数量也快速上升，也可给予佐证。**

以山西地区为例，按照山西省现有煤矿坑口含税售价 370-570 元/吨的价格管控区间，假设各煤矿均按 5500 大卡发热量价格，并扣除 8% 的资源税和 13% 的增值税，在坑口最高长协限价 570 元/吨下有 11.19 亿吨/年的产能能够保持盈利，在最低长协限价 370 元/吨下仅有 2.2 亿吨/年的产能能够保持盈利，即，现有价格管控区间下对应山西省的煤炭经济

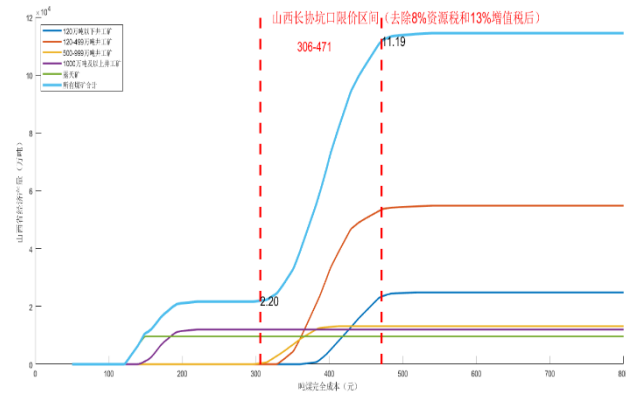
产能为 2.2-11.19 亿吨/年。此外，假设山西坑口含税价格从长协价上限 570 元/吨分别下降至 550、530 元/吨（对应不含税价从 471 元/吨降低到 454.5、438 元/吨）时，经济产能从 11.19 亿吨/年分别下降至 10.54、9.88 亿吨/年。可见，山西地区对经济煤价相对敏感，且价格下跌将迅速影响供给，进而支撑煤炭底部价格。

图 101：晋陕蒙煤矿完全成本曲线图



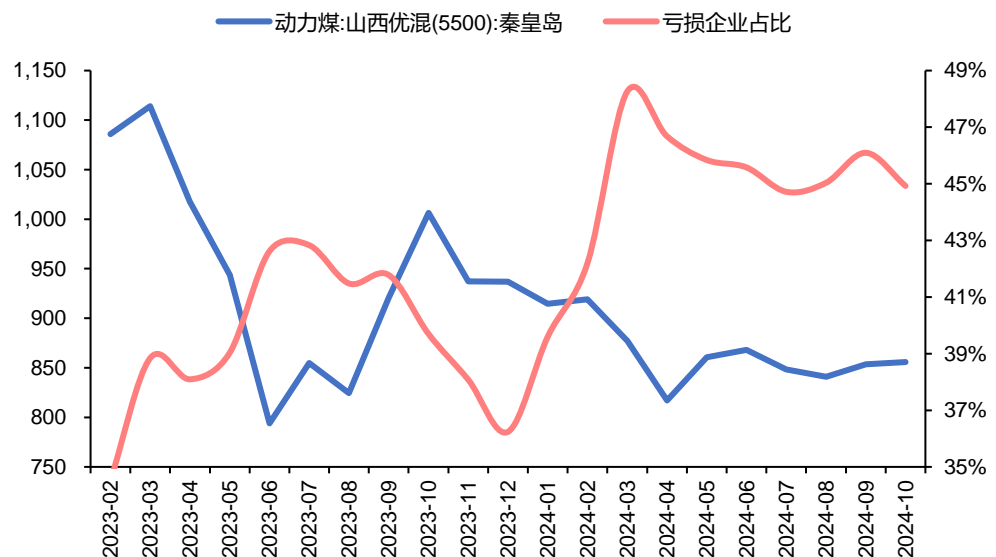
资料来源：信达证券研发中心。注：受研究方法和手段的限制，未能充分考虑其他因素对煤矿成本和不同煤种煤质的价格影响。

图 102：山西省煤矿完全成本曲线图



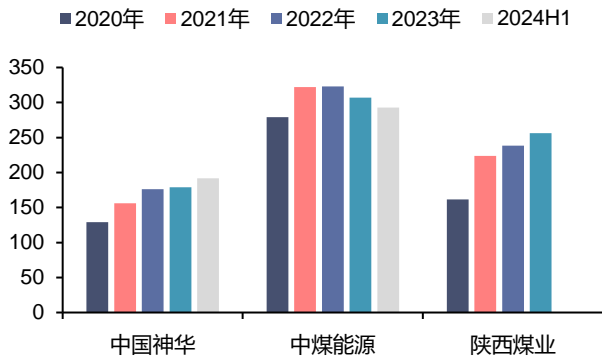
资料来源：信达证券研发中心。注：受研究方法和手段的限制，未能充分考虑其他因素对煤矿成本和不同煤种煤质的价格影响。

图 103：随煤价下跌，煤炭亏损企业占比迅速提高（元/吨）

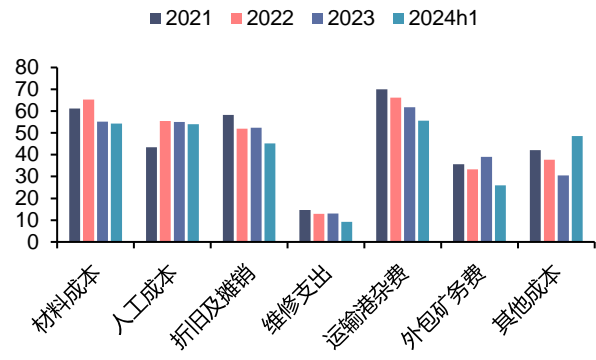


资料来源：iFind，信达证券研发中心

从上市公司看，成本压降空间也较为有限。以中国神华、中煤能源、陕西煤业三家龙头煤企为例，各公司在经历 2021 年煤价快速上涨后，各公司的成本有所抬升。而在之后的 2022 年到 2024 年上半年，各公司的成本保持稳定。一方面，通过一系列成本管控措施，各公司有效抑制了成本的进一步上涨。而另一方面，以人工成本、原料成本为主的刚性成本上涨仍使得进一步压降成本有一定难度，单吨生产成本的明显降低往往来自于新投产矿井分摊成本。如中煤能源，在 2022 年后随大海则煤矿投产核增实现的自产煤成本下降。分结构来看，如折旧摊销、维修支出、运输港杂费用基于产量增加而基本实现了逐年下降，而像材料成本、人工成本，在 2023 年后则压降成本有限。

图 104: 四家煤炭上市公司的自产煤生产成本 (元/吨)


资料来源: 中国神华、陕西煤业、中煤能源年报, 信达证券研发中心

图 105: 中煤能源 自产煤成本构成 (元/吨)


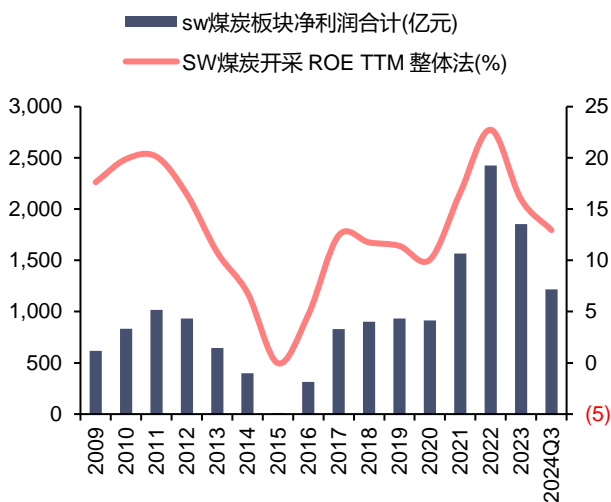
资料来源: 中煤能源年报, 信达证券研发中心

韧性四：高景气长久期，推动板块估值再抬升

4.1 行业高景气可持续，优质煤企仍属核心资产

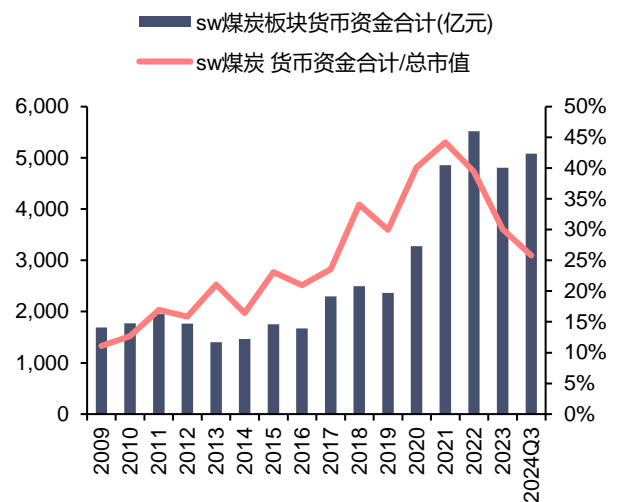
高景气周期叠加“一利五率”考核，煤炭企业资产质量和经营质效持续优化。2012年后，上一轮煤炭景气周期步入尾声，随煤价逐年下降，煤炭板块各公司经历了长时期的经营困境，持续走高的资产负债率直到2021年才转入下降趋势。随着煤价上涨、产量增长、降本增效、优化债务结构等多因素影响下，煤炭企业整体的资产质量、经营效益等大幅改善，资产负债率水平低，货币资金额高，叠加资本开支增速放缓，煤炭板块的资产质量相较上一轮景气周期（2002-2012年）也已大幅改善，这为持续分红和应对市场波动提供了保障。

图 106：2009-2024Q3 煤炭板块净利润、ROE 变化



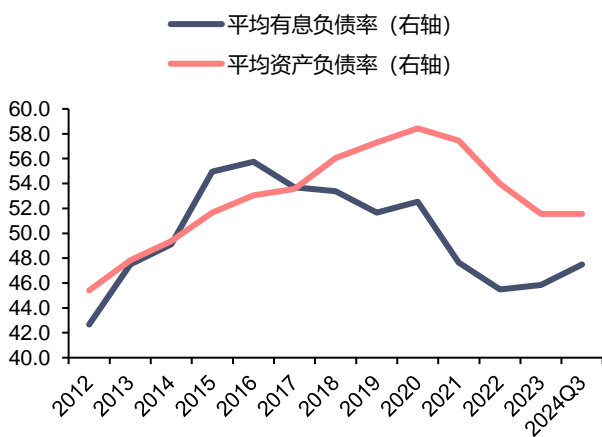
资料来源：CCTD，信达证券研发中心

图 107：2009-2024Q3 货币资金变化



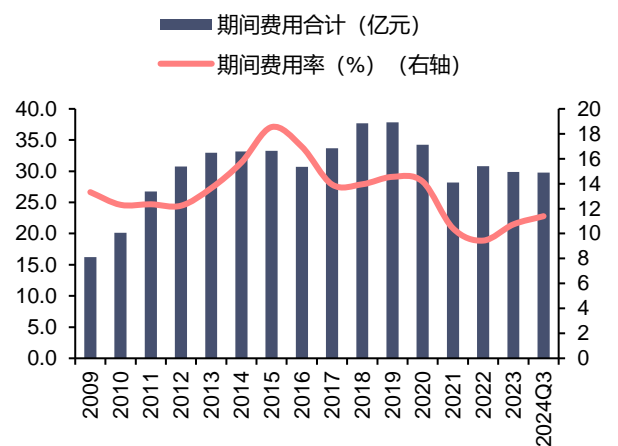
资料来源：CCTD，信达证券研发中心

图 108：2009-2024Q3 煤炭板块负债率变化



资料来源：CCTD，信达证券研发中心

图 109：2009-2024Q3 煤炭板块期间费用率变化

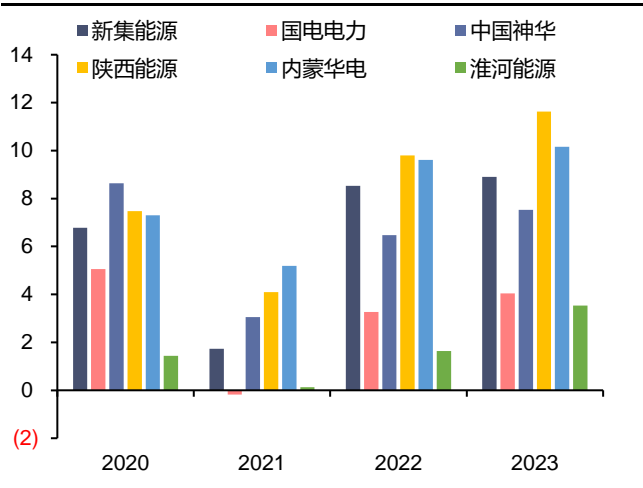


资料来源：CCTD，信达证券研发中心

煤企产业链完整有助于平抑煤价波动，实现盈利的稳定与持续，其中现阶段的煤电一体经营模式占优，煤化一体经营受短期化工低迷影响。煤炭企业发展过程中往往下游延伸产业链，煤炭-煤电和煤炭-煤化工是两种常见的一体化经营模式，有助于稳定经营业绩。现阶段，宏观经济相对疲软，煤化工产业较为低迷，煤化工业务拖累企业整体业绩，而由于全社会用电需求稳定，火电仍是基础电源，煤电一体化模式相对占优，相对煤炭企业盈利稳

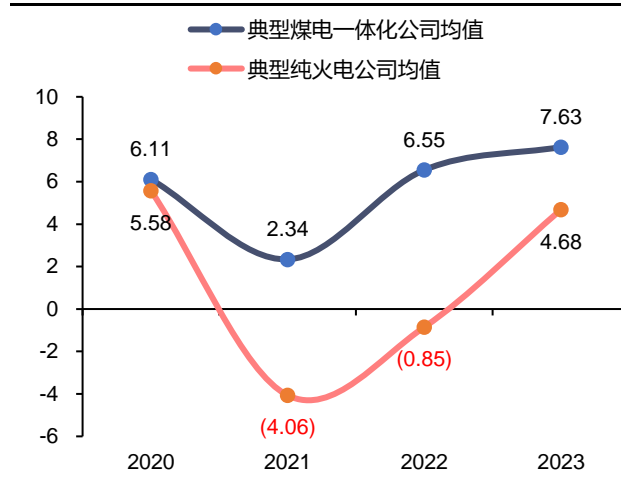
定性强，相对火电企业度电盈利有优势，尤其是在长协保供背景下，长协占比高但拥有煤电的企业可以实现煤炭长协自用，实现煤炭长协让利的自我转化。需要注意的是，煤电一体化公司凭借盈利稳定性、度电毛利优势及抗风险能力，保障了长期价值与安全边际，尤其是在煤价、电价波动频繁的背景下，煤电一体化模式有助于企业熨平行业波动，实现持续的价值创造，如中国神华、新集能源、陕西煤业等相关企业。煤化一体化由于化工板块现阶段处于行业周期底部，在伴随经济回暖复苏和煤化工高端化延链补链等工程，煤化工或进入底部上行期，进而由业绩拖累转为正拉动，带来业绩弹性，如兖矿能源、中煤能源等。

图 110：2020-2023 年，典型煤电一体化公司火电板块度电毛利（分/千瓦时）



资料来源：各公司公告，信达证券研发中心

图 111：2020-2023 年煤电一体化与火电公司火电板块度电毛利对比（分/千瓦时）



资料来源：各公司公告，信达证券研发中心 注：典型纯火电公司样本选取华能国际、华电国际、浙能电力、粤电力 A

4.2 一二级市场明显倒挂，多维度打开板块估值空间

4.2.1 一级市场高溢价，有望牵引二级市场估值修复

2024 年以来我国煤炭矿业权市场呈现交易规模大、吨煤成本高、参与企业多元等特征。

2024 年以来，我国主要煤炭矿业权成交金额达 938 亿元，其中山西省完成 6 宗煤炭探矿权交易，最大的买家山西焦煤于 10 月 23 日以 247.05 亿元拍得吕梁市兴县区块煤炭及共生铝土矿探矿权。此外，山西省属其他大型煤企（如潞安环能、华阳股份等）也积极获取资源，潞安环能以 121.26 亿元竞得襄垣县上马区块煤炭探矿权，华阳股份以 68 亿元竞得寿阳县于家庄区块煤炭探矿权，民营煤企山西教场坪能源产业集团有限公司以 140.03 亿元竞得安泽县白村煤炭探矿权，地方国有大型煤炭企业山西忻州神达能源集团有限公司以 160 亿元拍下保德县化树塔区块煤炭探矿权。

表 5：2023 年以来我国主要煤炭矿业权成交情况

序号	时间	地区	项目	购买方	企业性质	成交价(亿元)	保有资源量(亿吨)	成交单价(元/吨)	基准价(元/吨)	溢价率
1	2023/3/23	陕西	神木市木独石犁南-牛定壕区块煤炭勘探探矿权	神木能源集团牛定壕矿业有限公司	国企	233.81	未披露	-	10	-
2	2023/3/24	陕西	神木市大保当-黑龙沟区块煤炭详查探矿权	陕西黑龙沟矿业有限责任公司	民企	125.28	未披露	-	10	-
3	2023/3/31	内蒙	纳林河巴彦柴达木井田煤炭资源详查探矿权探矿权	中石化长城能源化工(内蒙古)有限公司	国企	301.5	21.3	14.2	6	136%
4	2023/10/19	内蒙	霍林河矿区一号井田煤炭资源详查探矿权	兖矿能源集团股份有限公司	国企	37.17	10.4	3.6	6	-40%
5	2024/3/13	山西	胡底南煤炭探矿权	晋城蓝焰煤业股份有限公司	国企	62.92	未披露	-	7.7	-
6	2024/3/14	山西	白村煤炭探矿权	山西教场坪能源产业集团有限公司	民企	140.03	8.8	16.0	7.7	107%
7	2024/8/21	山西	上马区块煤炭探矿权	山西潞安环保能源开发股份有限公司	国企	121.26	8.2	14.8	7.7	92%
8	2024/8/22	山西	于家庄区块煤炭探矿权	山西华阳集团新能股份有限公司	国企	68	6.3	10.8	7.2	50%
9	2024/9/23	内蒙	准格尔中部矿区哈达图井田煤炭资源探矿权	荣盛能源科技(内蒙古)有限公司	民企	138.62	20.0	6.9	6	16%
10	2024/10/24	山西	兴县区块煤炭及共伴生铝土探矿权	山西焦煤能源集团股份有限公司	国企	247.05	9.5	25.9	9.4	176%
11	2024/11/14	山西	保德县化树塔区块煤炭探矿权	山西忻州神达能源集团	国企	160	5.6	28.6	7.7	271%

资料来源：陕西省自然资源厅、鄂尔多斯人民政府、兖矿能源公司公告、晋城市人民政府、中国能源网、华阳股份公司公告、中国煤炭市场网、忻州生态环境发布公众号，信达证券研发中心。注：不同地域和煤种的矿业权成交价格有所差异；不同地域和煤种对应基准价不同。内蒙基准价为可采储量口径、山西和陕西基准价为资源储量口径；陕西、内蒙、山西执行基准价分别为2019、2018和2022年颁布。

从煤矿股权交易案例看，一级市场相对估值 PE 约为 10 倍，PB 差异较大。在采矿权价款和建矿成本均大幅增加背景下，煤炭企业一级市场并购估值高于二级市场煤炭行业估值。虽然近年来资本市场煤炭板块的估值有所修复，但仍然与产业市场对煤炭企业估值存在较大差异，资本市场对煤企的估值明显低于产业市场对煤企的估值。我们认为，当前一二级市场煤炭企业的估值已明显倒挂，煤炭企业重置价值需重新被市场认识。

表 6：近年来煤炭股权交易估值水平

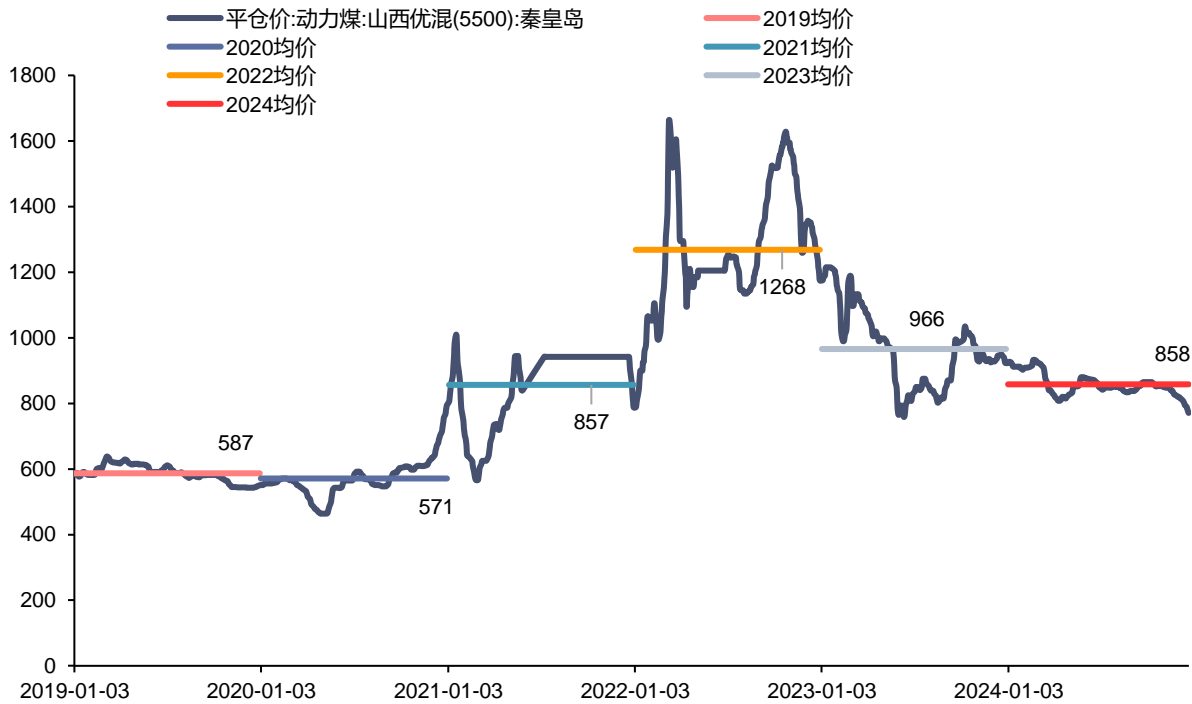
序号	时间	项目	购买方	出让方	资源储量单吨价格(元/吨)	PE	PB
1	2022 年 10 月	彬长矿业 99%股权	陕西煤业	陕煤集团	-	8.1	1.5
2	2022 年 10 月	神南矿业 100%股权	陕西煤业	陕煤集团	9.3	-	3.7
3	2022 年 12 月	锦界能源 30%股权	中国神华	都城伟业	-	5.8	2.4
4	2023 年 4 月	鲁西矿业 51%股权	兖矿能源	山东能源集团	13.9	11.1	3.8
5	2023 年 4 月	新疆能化 51%股权	兖矿能源	山东能源集团	0.7	8.2	12.1
6	2023 年 9 月	新能矿业 100%股权	广东凯鸿科技	新奥股份	10.4	16.5	7.8
7	2024 年 11 月	沁南能源 51%股权	山西煤炭运销集团	天地科技	46.5	-	16.3
8	2023 年 12 月	青东煤业 37.5%股权	淮北矿业	淮北矿业集团	2.5	13.1	1.5
平均值						10.5	6.1

资料来源：各公司公告，信达证券研发中心。注：PE 估值以交易项目当年净利润测算；

值得注意的是，一方面，现阶段高溢价竞拍的矿权或收购的股权，一定程度上抬升了未来矿权开采的成本，推高新建矿井成本曲线，对煤价形成支撑；另一方面，未来 2-3 年的煤炭一级市场交易估值或将继续增长，原因在于一级市场煤炭资产定价通常选取过往 5 年的

煤价均值测算现金流折现价值，或将剔除煤价上涨前的 2019 年，整体评估均价抬升。如 2020-2024 年秦港煤炭均价为 905 元/吨，高于 2019-2023 年均价 849 元/吨。

图 112：2025 年煤炭产业评估均价（2020-2024 年）进一步抬升（元/吨）

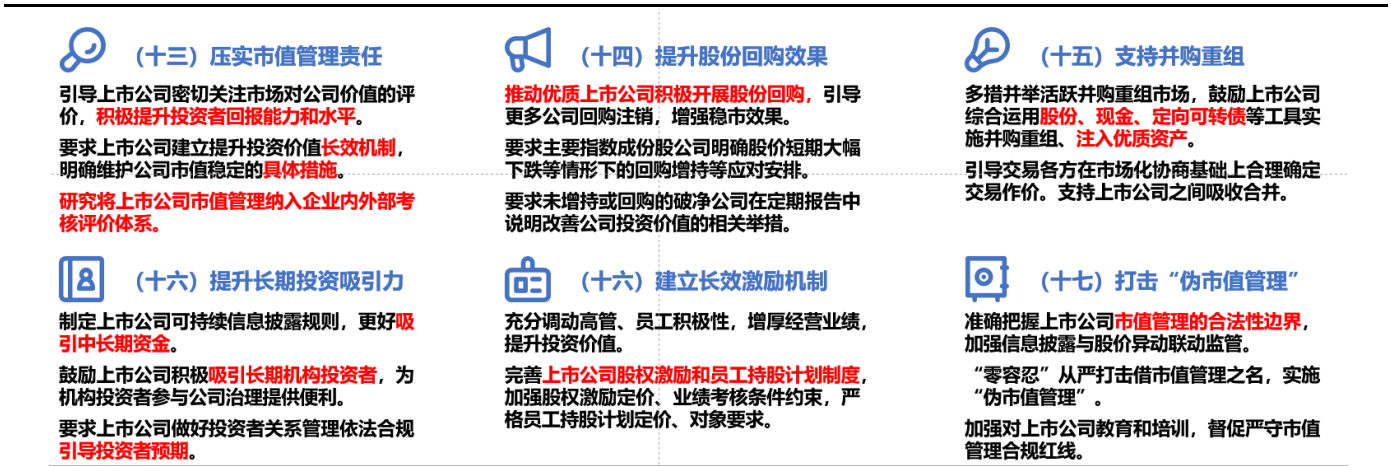


资料来源：IFind，信达证券研发中心

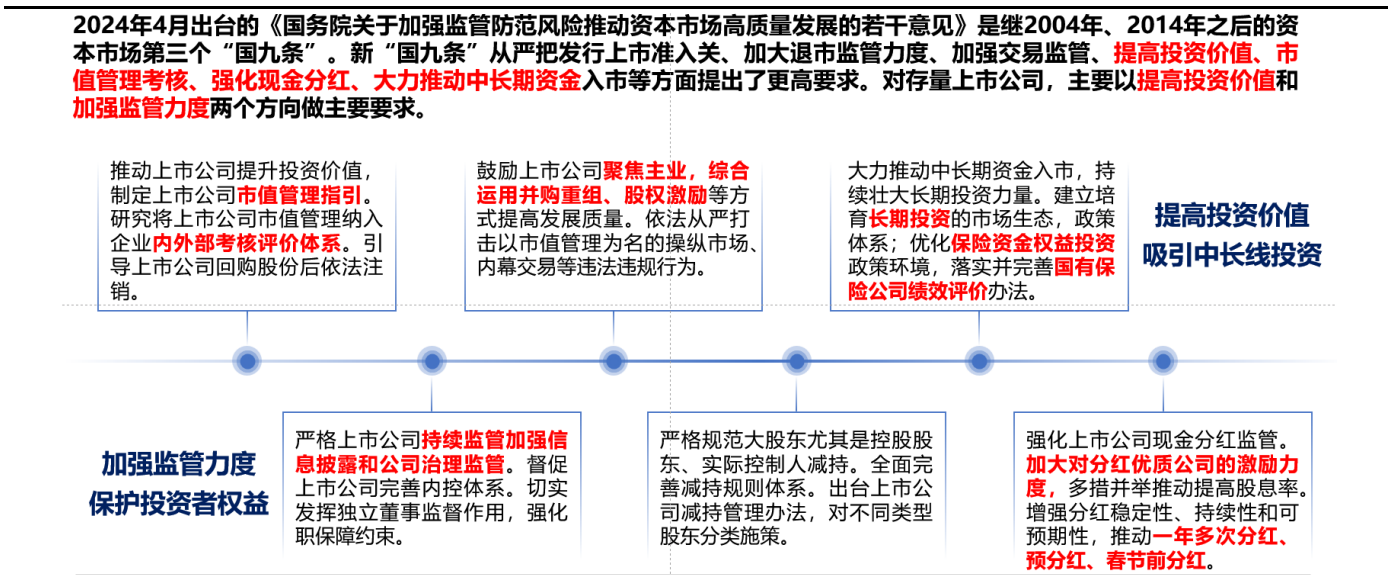
4.2.2 政策引导&股东诉求，煤企高分红有望持续

国家高度重视上市公司尤其央企市值管理工作，鼓励企业积极实施分红、增持回购等。

2022 年“中特估”政策提出后，国家相关部门不断加大央企市值管理力度。2024 年以来，国务院、证监会各会议、文件中更是频繁提及存量上市公司的“市值管理”，提及如“压实市值管理主体责任”，“研究将上市公司市值管理纳入企业内外部考核评价体系”，“提升长期投资吸引力”等具体要求，体现“市值管理”作为央企上市公司改革的新重点。目前，多家煤企实施中期分红、增持回购等措施，持续凸显板块投资价值。2024 年 12 月 17 日，国务院国资委于印发《关于改进和加强中央企业控股上市公司市值管理工作的若干意见》，明确提出：“中央企业要将市值管理作为一项长期战略管理行为，要求引导控股上市公司牢固树立投资者回报意识，增加现金分红频次、优化现金分红节奏、提高现金分红比例；推动中央企业和控股上市公司建立常态化股票回购增持机制，规范减持行为，积极解决控股上市公司长期破净问题”。目前，煤炭企业多为国央企，近来已有中国神华、陕西煤业、中煤能源、兖矿能源、平煤股份、淮北矿业、广汇能源等多家上市公司披露增持回购政策，兖矿能源、中煤能源等煤企实施中期分红，持续凸显板块投资价值。

图 113：2024 证监会发布《关于加强上市公司监管的意见（试行）》


资料来源：信达证券研发中心整理

图 114：新“国九条”：关注“提高上市公司投资价值”与“中长线资金入市”


资料来源：信达证券研发中心整理

控股股东资金需求也是煤炭上市公司进行持续分红较为重要的考虑因素。从负债端来看：上市公司债务负担明显低于母公司，无论是资产负债率还是有息负债率，大部分集团公司都有一定压力，多数集团公司的有息负债率高于 30%，而兖矿能源、晋控煤业、华阳股份的母公司有息负债率接近 50%，在此情况下，集团有通过上市公司高额分红获得资金清偿债务的动力。**从经营性现金流来看：**煤炭上市公司多持有集团公司较为优质的资产，盈利获现能力较强，而上市公司的现金流占集团的总现金流比重较高，往往意味着集团非上市公司的盈利能力及创造现金流的能力薄弱，此时叠加集团公司较大规模的资本开支，上市公司的分红是集团重要的现金来源。以中国神华为例，尽管国家能源集团下属多个能源大型上市公司主体，2023 年中国神华仅占国家能源集团经营现金流的 51%，然而考虑到集团下属清洁能源装机的巨额资本开支需求，中国神华保持高额分红反哺国能集团也较为合理。

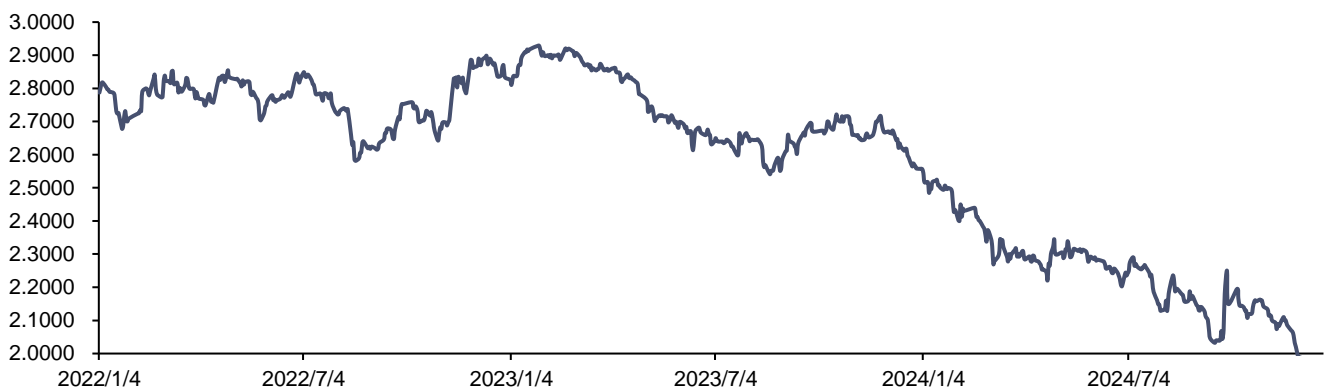
表 7：主要煤炭上市公司及所属集团资产负债、经营现金流和资本开支情况 (亿元)

上市公司	所属集团		资产负债率(%)		有息负债率(%)		经营活动现金净流		资本开支	
	所属集团	控股比例	上市公司	集团公司	上市公司	集团公司	上市公司	集团公司	占比	集团公司
中国神华	国家能源投资集团有限责任公司	70%	24.08	58.85	6.99	39.12	896.87	1,774.08	51%	1,922
陕西煤业	陕西煤业化工集团有限责任公司	65%	36.01	65.49	2.64	41.71	385.98	480.62	80%	246
兖矿能源	山东能源集团有限公司	44%	66.60	72.43	28.03	47.67	161.68	552.77	29%	389
中煤能源	中国中煤能源集团有限公司	57%	47.68	55.90	20.88	30.84	429.65	601.25	71%	295
山煤国际	山西煤炭进出口集团有限公司	58%	49.45	81.25	13.66	10.02	59.85	67.26	89%	20
晋控煤业	晋能控股煤业集团有限公司	57%	35.31	78.44	12.51	47.43	61.69	208.82	30%	92
电投能源	中电投蒙东能源集团有限公司	56%	29.27	53.60	17.26	40.52	68.71	82.06	84%	92
华阳股份	华阳新材料科技集团有限公司	56%	55.06	78.44	27.31	47.10	69.38	88.47	78%	75
淮北矿业	淮北矿业(集团)有限责任公司	60%	52.24	63.32	14.18	18.52	130.31	116.26	112%	29
平煤股份	中国平煤神马控股集团有限公司	44%	62.53	69.78	28.41	34.92	61.10	110.35	55%	92
潞安环能	山西潞安矿业有限责任公司	50%	43.04	75.98	2.72	32.04	88.52	230.81	38%	34
山西焦煤	山西焦煤集团有限责任公司	57%	48.46	72.38	10.69	32.18	136.97	322.62	42%	152
盘江股份	贵州能源集团有限公司	45%	64.51	78.98	34.41	39.53	14.46	38.79	37%	99

资料来源: Wind, 信达证券研发中心 注: 数据截至 2023 年底

4.2.3 长期国债利率趋势下行, 煤炭高股息有性价比

稳定可持续的高股息资产整体估值有望抬升。当前, 我国宏观经济已由高速增长转为高质量发展阶段, 诸多行业生产要素过剩, 行业竞争激烈, 长期依靠资本开支扩张和业绩高增长的时代或已过去。经济增速下滑的同时全社会投资回报预期也有所下降, 长期国债收益率已下降至 2% 以下。此情境下, 对于具有稳定现金流、高分红的优质资产, 其稳健的股东回报或可满足防御型和收入型投资需求, 对于长线资金尤其是偿付率下行的保险资金有着较大吸引力, 进而有望获得更高的估值溢价。

图 115：2023 年以来国债收益率持续下行 (%)


资料来源: iFind, 信达证券研发中心。注: 截止 2024 年 12 月 24 日

煤企既有能力也有意愿进行分红, 股息率相对较高且有望持续。首先, 煤炭行业高景气周期的持续, 煤价中枢趋于合理且稳定, 煤炭企业具有稳健的盈利能力, 同时资产负债表得到显著修复, 部分龙头企业已实现净现金状态, 这为企业实施高比例现金分红提供了充足的财务支持。其次, 在“双碳”目标与当前矿权价格较高、审批建设周期长的背景下, 煤炭行业的新矿投资意愿明显下降, 这不仅减少了资本开支压力, 也有利于促进上市公司进一步将利润回馈于股东。再次, 通过市值管理政策的推动, 以及“一利五率”考核与煤炭企业投资限制的结合, 监管层引导企业以高分红稳定市场预期, 增强投资者信心。自中国

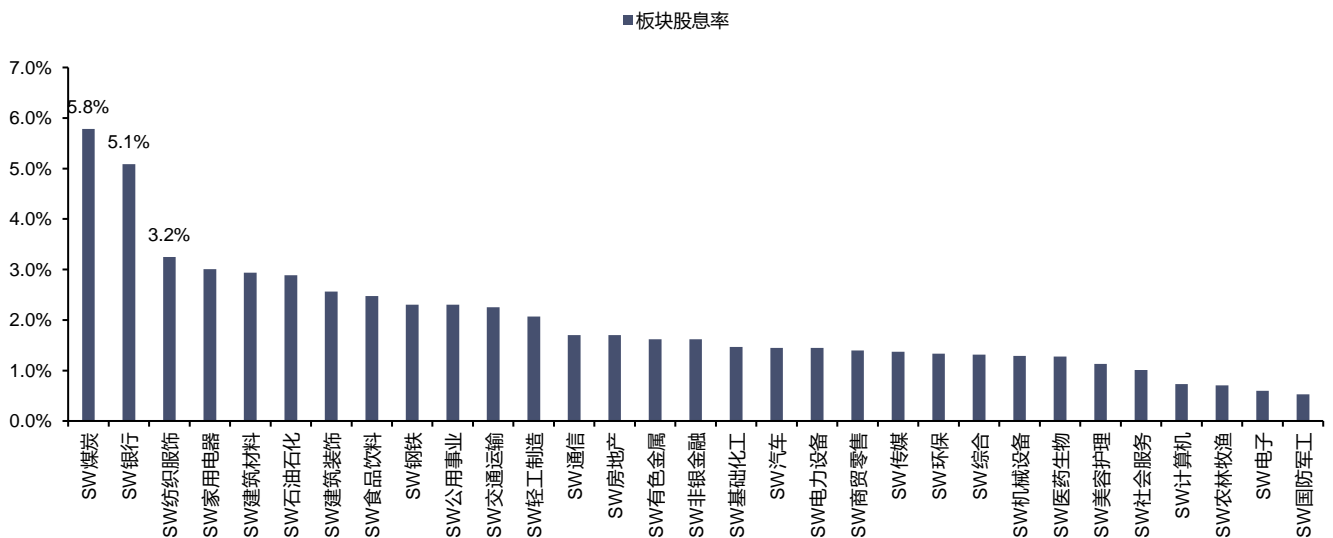
神华开始，陕西煤业、中煤能源、平煤股份等公司发布提质增效重回报的相关计划。值得关注的是，绝大多数煤炭上市公司在 2021 年后随公司盈利上升出具了新的分红承诺，提高了分红比例；仅有部分上市公司如新集能源、电投能源基于未来公司战略与资本开支计划未有相关承诺；而如兖矿能源、中国神华、陕西煤业、平煤股份则自 2021 年前就维持了较高分红比例，尤其是多家煤企发布 2024 年中报时公告中期分红方案。**我们认为，基于稳定的商业模式、持续的现金流、趋近成熟的行业生态以及政策引导激励，煤炭上市公司兼有分红能力与分红意愿，优质煤企股息率普遍超过 5%，仍具性价比。**

表 8：煤炭板块近年来的分红情况及股息率测算

RMB 亿元	公司	市值	分红承诺		实际分红率 (%)					分红率	PE	股息率		
			2024/12/24	原分红承诺	现分红承诺	2019	2020	2021	2022	2023	2024E	2024E	2024E	
601666.SH	平煤股份	240		30% (2022-2024)		60.0	60.1	60.2	35.2	60.6	60%	7.3	8.3%	
600188.SH	兖矿能源	1394		60% (2023-2025)		89.5	68.4	60.9	77.4	66.1	60%	8.4	7.1%	
601699.SH	潞安环能	433		无		30.1	30.0	30.0	60.2	60.0	60%	9.2	6.5%	
600985.SH	淮北矿业	374		30%		35.9	42.8	36.3	37.2	43.3	40%	6.6	6.1%	
000983.SZ	山西焦煤	460	60% (2019-2021)	30% (2022-2024)		73.7	20.9	78.7	63.5	67.1	60%	10.2	5.9%	
600546.SH	山煤国际	237		60% (2024-2026)		10.1	15.8	62.9	63.9	30.3	60%	10.3	5.8%	
601225.SH	陕西煤业	2287	40% (2020-2022)	60% (2022-2024)		30.0	52.1	61.9	60.2	60.0	60%	11.3	5.3%	
601088.SH	中国神华	8301	50% (2019-2021)	60% (2022-2024)		57.9	91.9	100.4	72.8	75.2	70%	14.3	4.9%	
600348.SH	华阳股份	258		30% (2021-2023)		39.6	40.0	34.0	47.1	50.0	50%	10.3	4.8%	
601001.SH	晋控煤业	219		无	30%		0.0	0.0	14.4	34.6	40.1	30%	6.8	4.4%
002128.sz	电投能源	440		无		62.3	37.1	27.0	28.1	33.4	30%	7.6	4.0%	
601898.SH	中煤能源	1572		20%-30%		29.9	30.1	30.0	30.0	30.0	30%	8.3	3.6%	
601918.SH	新集能源	180		无		9.0	10.7	7.5	13.8	18.4	20%	8.0	2.5%	
600395.SH	盘江股份	106		0.10		30.1	30.0	30.0	60.2	60.0	60%	70.6	0.9%	
600582.SH	天地科技	252		无		60.7	76.8	73.2	40.1	49.0	50%	9.5	5.3%	
01171	兖矿能源	862				89.5	68.4	60.9	77.4	66.1	60%	5.2	11.5%	
01088	中国神华	6408				57.9	91.9	100.4	72.8	75.2	70%	10.7	6.6%	
01898	中煤能源	1195				29.9	30.1	30.0	30.0	30.0	30%	6.3	4.8%	

资料来源：iFind，信达证券研发中心 注：PE、股息率计算日期为 2024/ 12/24

图 116：全市场各申万行业股息率，煤炭居首



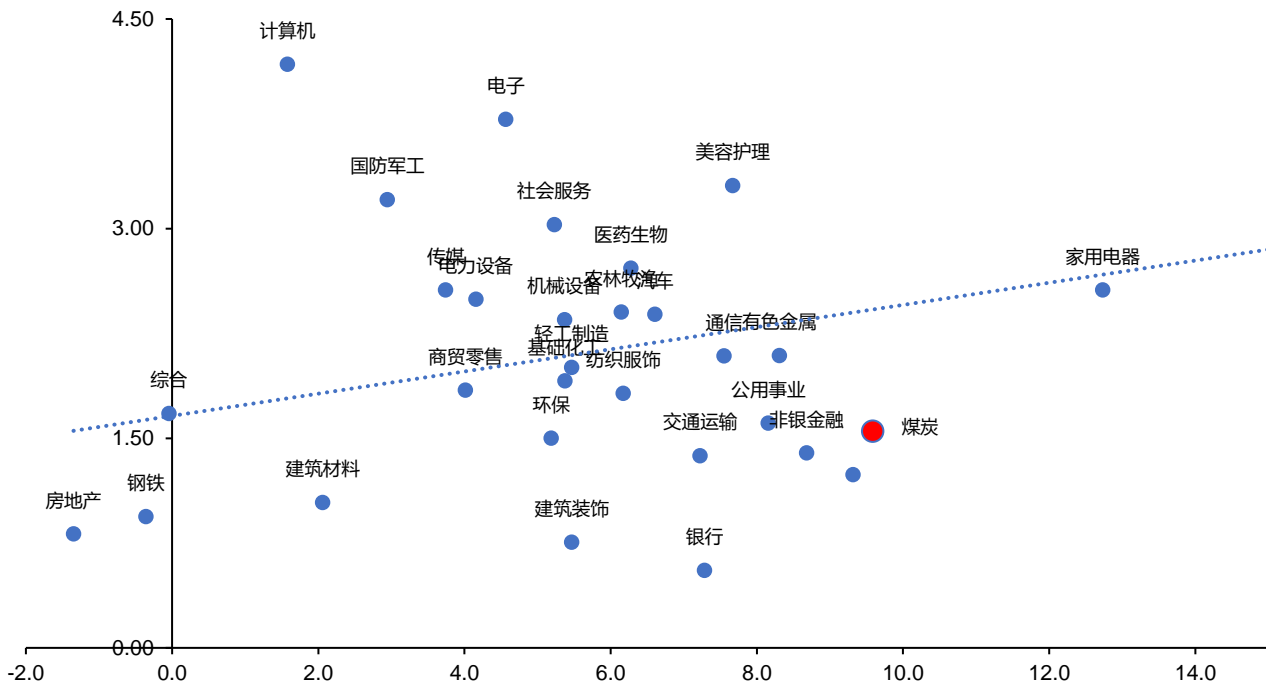
资料来源：Wind，信达证券研发中心。注：分红金额采用 23 年分红总额，市值计算截止 2024 年 12 月 24 日

4.2.4 长景气周期支撑下，煤炭板块资产尚未充分定价

产能短缺驱动的煤炭高景气周期是审视煤炭投资的底层逻辑。2024 年上半年，煤炭板块延续了自 2023 年 8 月以来的上涨行情，市场大部分投资者往往将其归因为高股息资产在二级市场下行期下的防御性配置。然而，我们认为一直强调高股息并不是审视煤炭板块投资唯一的考量因素，原因在于高股息只是反映了煤炭行业低估值、高现金、高分红等属性，而并未反映其底层资产的投资价值。我们还应回归到煤炭产业周期和产业发展阶段来理解煤炭企业的底层投资逻辑。简言之，从产业发展阶段看，相比于 2002-2012 年的黄金十年，伴随的是煤炭供需双增且供给增速远大于需求增速，进而导致出现煤炭供需过剩。而本轮周期起始于供给侧改革、抑制于双碳政策目标，供给的集中度大幅提升，新增供给是十分有限的，行业的稳定性大幅提升，致使景气周期相对更长（相较于 2005 年前后），业绩相对更稳定。我们认为，过剩和稀缺是完全不同的估值定价体系，稀缺理应对应更高的估值。

从 PB-ROE 来看，煤炭板块目前仍具有高盈利和低估值的性价比。与 2023 年对比，煤炭行业的 ROE 水平有所下降，但在申万各板块中的 ROE 仍位居第三，仅次于食品饮料与家用电器。而从 PB 估值来看，煤炭行业的变化则不明显。横向对比煤炭和其他周期板块，煤炭 PB 估值仅为中等水平，而在地产行业整体表现较弱的影响下，与煤炭板块关联较强的地产、钢铁、建材等周期行业则出现了 ROE 的明显衰退，如地产、钢铁板块的 ROE 甚至处于负值。作为周期板块中长期产业逻辑确定性较高的行业，煤炭板块仍有估值抬升空间。

图 117: 2024Q3 各行业 PB-ROE 估值水平



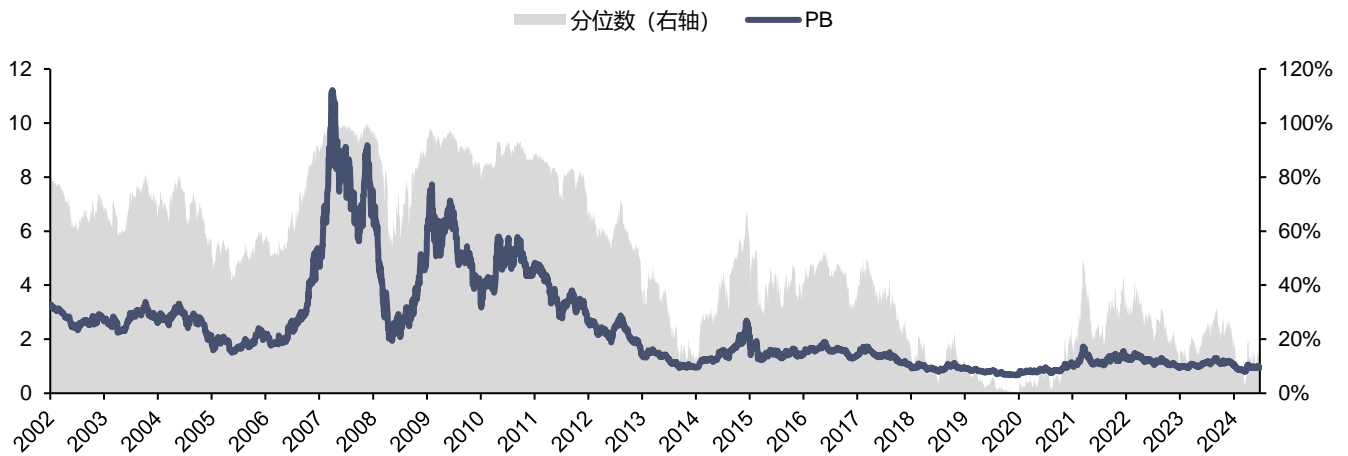
资料来源: Wind, 信达证券研发中心。注: PB 计算截止 2024 年 12 月 24 日

我们认为，相较于上一轮煤炭景气周期（2002-2012 年），当前煤炭产业发展环境和功能定位已然不同，煤企的资产质量、治理能力和股东回报水平均已显著改善，过去普遍给予成熟期周期股 10 倍 PE 的朴素估值定价或不合理，尤其在景气周期趋长情景下，优质煤企乃至煤炭板块整体的估值水平仍需要系统性转折性的修复。

4.2.5 炼焦煤板块相对更低估，预期改善下或推动估值修复

从纵向 PB 估值来看，炼焦煤板块估值仍处于历史低位。截止 2024 年 12 月 23 日，申万炼焦煤板块 PB 为 0.94x，处于 2002 年以来的 10.98%分位，当前炼焦煤板块估值仍处于较低水平。

图 118: 申万焦煤板块 PB 走势及分位值

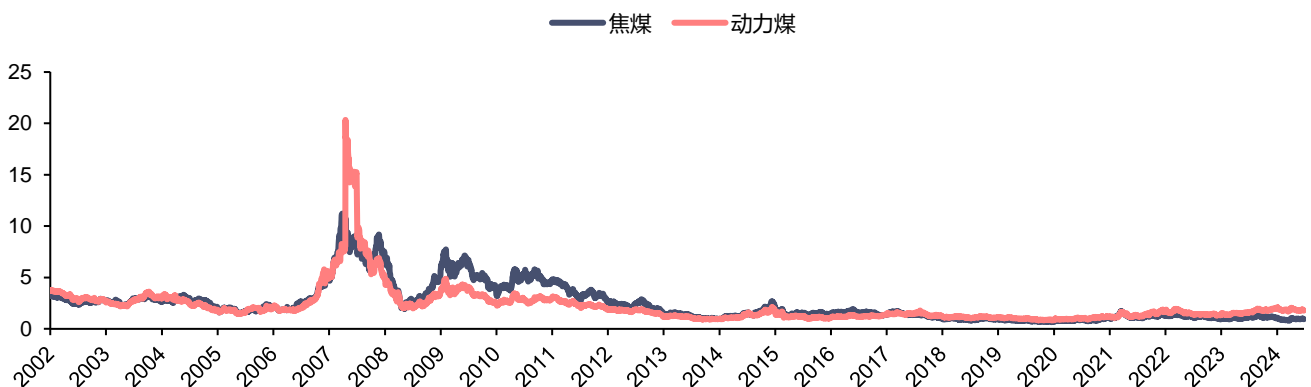


资料来源: IFind, 信达证券研发中心 注: 截止 2024 年 12 月 24 日

从横向产业对比来看，炼焦煤板块估值低于动力煤，也处于煤焦钢产业链较低水平。截止 2024 年 12 月 23 日，申万炼焦煤板块 PE 为 11.19x，低于申万动力煤板块的 11.84x；申万炼焦煤板块 PB 为 0.94x，低于申万动力煤板块的 1.78x，截止 2024 年 12 月 23 日，申万炼焦煤板块 PB 为 0.94x，低于申万焦炭板块的 1.13x，略高于申万钢铁板块的 0.93x。

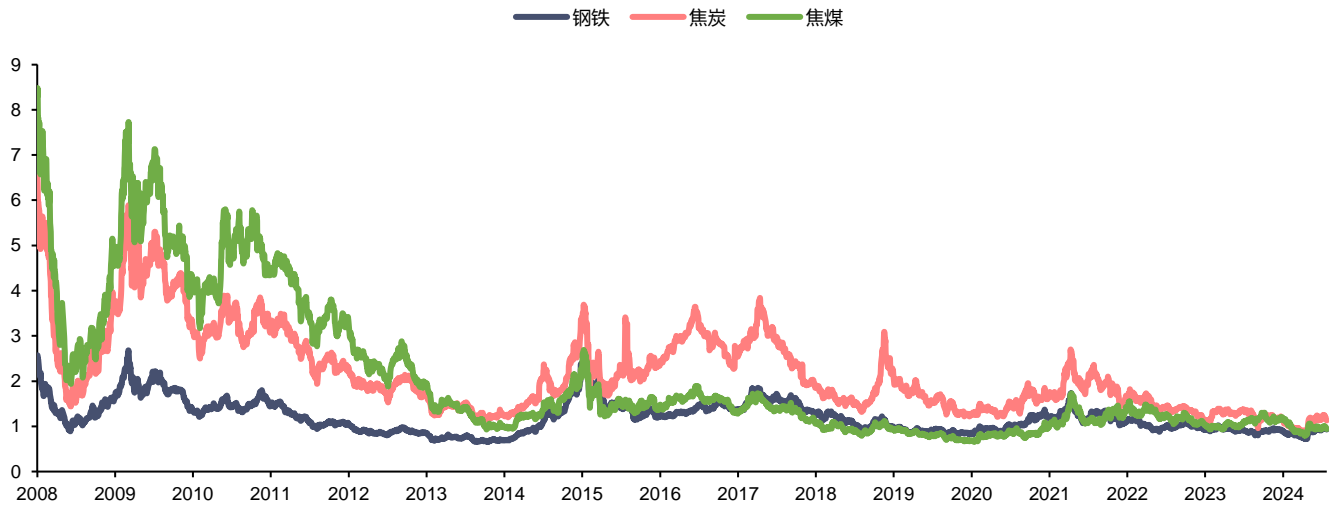
值得注意的是，回顾历史及前几轮牛市，炼焦煤板块估值水平多数时间高于动力煤板块，并在煤焦钢产业链中相应估值溢价，而当前炼焦煤板块估值则一直低于动力煤板块甚至多数破净，或反映对宏观经济的悲观预期。我们认为，伴随国家稳经济稳地产等系列政策的落地见效，地产下行有望到达触底阶段，叠加化债端政策的落地实施，煤焦钢产业链下游需求及盈利预期有望边际改善，叠加全球优质主焦煤相对稀缺，以及印度、印尼、东南亚焦煤钢铁需求旺盛，此时不宜再过度悲观，炼焦煤价格具有底部支撑，板块估值有望逐步修复。

图 119: 申万焦煤和动力煤板块 PB 走势及分位值



资料来源: IFind, 信达证券研发中心 注: 截止 2024 年 12 月 24 日

图 120: 申万焦煤、焦炭、钢铁板块 PB 走势



资料来源: IFind, 信达证券研发中心 注: 截止 2024 年 12 月 24 日

五、主要关注标的及盈利预测

结合我们对能源产能周期的研判，我们认为在全国煤炭增产保供的形势下，煤炭供给瓶颈约束有望持续至“十五五”，或需新规划建设一批优质产能以保障我国中长期能源煤炭需求。在煤炭布局加速西移、资源费与吨煤投资大幅提升背景下，国内经济开发刚性成本和国外进口煤成本的抬升均有望支撑煤价中枢保持高位。当前，煤炭板块仍属高业绩、高现金、高分红资产，行业仍具高景气、长周期、高壁垒特征，叠加宏观经济底部向好，央企市值管理新规落地，煤炭央企资产注入工作已然开启，以及一二级市场估值倒挂，愈加凸显优质煤炭公司盈利与成长的高确定性。

基于此，煤炭板块配置策略不可忽视红利特性，又要把握顺周期弹性。即，煤炭板块向下回调有高股息边际支撑，向上弹性有后续煤价上涨预期催化，我们继续全面看多“或跃在渊”的煤炭板块。**自上而下重点关注：一是经营稳定、业绩稳健的中国神华、陕西煤业、中煤能源、新集能源；二是前期超跌、弹性较大的兖矿能源、电投能源、广汇能源、晋控煤业、山煤国际、甘肃能化等；三是全球资源特殊稀缺的优质冶金煤公司淮北矿业、平煤股份、潞安环能、山西焦煤、盘江股份等；同时建议关注兖煤澳大利亚、天地科技、兰花科创、上海能源、天玛智控等。**

表 9：重点上市公司估值表

股票名称	收盘价 (元/股)	归母净利润 (亿元)				EPS (元/股)				PE			
		2023A	2024E	2025E	2026E	2023A	2024E	2025E	2026E	2023A	2024E	2025E	2026E
兖矿能源	13.82	201	153	178	198	2.0	1.5	1.8	2.0	6.9	9.1	7.8	7.0
陕西煤业	23.53	212	218	223	233	2.2	2.2	2.3	2.4	10.7	10.5	10.2	9.8
山煤国际	11.78	43	28	32	33	2.1	1.4	1.6	1.7	5.5	8.2	7.3	7.1
广汇能源	6.47	52	48	64	76	0.8	0.7	1.0	1.2	8.2	8.8	6.6	5.6
晋控煤业	13.4	33	28	31	33	2.0	1.7	1.8	2.0	6.8	8.0	7.3	6.8
中国神华	42.07	597	584	602	623	3.0	2.9	3.0	3.1	14.0	14.3	13.9	13.4
中煤能源	11.97	195	192	196	203	1.5	1.5	1.5	1.5	8.1	8.3	8.1	7.8
新集能源	6.94	21	23	24	28	0.8	0.9	0.9	1.1	8.5	8.0	7.3	6.4
电投能源	19.61	46	57	61	66	2.0	2.6	2.7	2.9	9.6	7.7	7.2	6.7
平煤股份	9.56	40	30	46	51	1.6	1.2	1.9	2.0	5.9	8.0	5.2	4.7
淮北矿业	13.64	62	55	71	80	2.3	2.0	2.6	3.0	5.9	6.7	5.2	4.6
山西焦煤	7.86	68	37	47	57	1.2	0.7	0.8	1.0	6.6	11.9	9.6	7.8
潞安环能	14.2	79	37	46	59	2.6	1.2	1.6	2.0	5.4	11.6	9.1	7.2
盘江股份	4.99	7.3	0.6	7.3	11	0.3	0.0	0.3	0.5	14.6	191.3	14.6	10.1
华阳股份	6.97	52	22	24	27	1.4	0.6	0.7	0.8	4.9	11.2	10.3	9.3
兰花科创	8.26	21	12	15	17	1.4	0.8	1.0	1.1	5.8	10.2	8.3	7.2
天地科技	5.96	24	26	29	31	0.6	0.6	0.7	0.8	10.5	9.5	8.6	7.8
天玛智控	18.0	4.2	3.8	3.8	4.3	1.0	0.9	0.9	1.0	18.3	20.6	20.5	18.2

资料来源：iFind、信达证券研发中心 注：兰花科创为同花顺一致预测；收盘价截至1月3日。

风险因素

- (1) 国内外能源政策变化带来短期影响；
- (2) 国内外宏观经济失速或复苏不及预期；
- (3) 发生重大煤炭安全事故风险；
- (4) 极端天气扰动旺季电煤需求；
- (5) 地缘政治冲突带来的不确定性影响。

研究团队简介

左前明，中国矿业大学博士，注册咨询（投资）工程师，信达证券研发中心副总经理，中国地质矿产经济学会委员，中国国际工程咨询公司专家库成员，中国价格协会煤炭价格专委会委员，曾任中国煤炭工业协会行业咨询处副处长（主持工作），从事煤炭以及能源相关领域研究咨询十余年，曾主持“十三五”全国煤炭勘查开发规划研究、煤炭工业技术政策修订及企业相关咨询课题上百项，2016年6月加盟信达证券研发中心，负责煤炭行业研究。2019年至今，负责大能源板块研究工作。

李春驰，CFA，CPA，上海财经大学金融硕士，南京大学金融学学士，曾任兴业证券经济与金融研究院煤炭行业及公用环保行业分析师，2022年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力、天然气等大能源板块的研究。

高升，现为信达能源煤炭、钢铁联席首席，中国矿业大学（北京）采矿专业博士，高级工程师，曾任中国煤炭科工集团二级子企业投资经营部部长、下属煤矿副矿长，曾在煤矿生产一线工作多年，从事煤矿生产技术管理、煤矿项目投资和经营管理等工作。2022年6月加入信达证券研发中心，从事煤炭、钢铁及上下游领域研究。

刘红光，北京大学博士，中国环境科学学会碳达峰碳中和专业委员会委员。曾任中国石化经济技术研究院专家、所长助理，牵头开展了能源消费中长期预测研究，主编出版并发布了《中国能源展望2060》一书；完成了“石化产业碳达峰碳中和实施路径”研究，并参与国家部委油气产业规划、新型能源体系建设、行业碳达峰及高质量发展等相关政策文件的研讨编制等工作。2023年3月加入信达证券研究开发中心，从事大能源领域研究并负责石化行业研究工作。

邢秦浩，美国德克萨斯大学奥斯汀分校电力系统专业硕士，天津大学电气工程及其自动化专业学士，具有三年实业研究经验，从事电力市场化改革，虚拟电厂应用研究工作，2022年6月加入信达证券研究开发中心，从事电力行业研究。

程新航，澳洲国立大学金融学硕士，西南财经大学金融学学士。2022年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力行业研究。

吴柏莹，吉林大学产业经济学硕士，2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事公用环保行业研究。

胡晓艺，中国社会科学院大学经济学硕士，西南财经大学金融学学士。2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事石化行业研究。

刘奕麟，香港大学工学硕士，北京科技大学管理学学士，2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事石化行业研究。

李睿，CPA，德国埃森经济与管理大学会计学硕士，2022年9月加入信达证券研发中心，从事煤炭和煤矿智能化行业研究。

李栋，南加州大学建筑学硕士，2023年1月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

唐婵玉，香港科技大学社会科学硕士，对外经济贸易大学金融学学士。2023年4月加入信达证券研发中心，从事天然气、电力行业研究。

刘波，北京科技大学管理学本硕，2023年7月加入信达证券研究开发中心，从事煤炭和钢铁行业研究。

分析师声明

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师在此申明,本人具有证券投资咨询执业资格,并在中国证券业协会注册登记为证券分析师,以勤勉的职业态度,独立、客观地出具本报告;本报告所表述的所有观点准确反映了分析师本人的研究观点;本人薪酬的任何组成部分不曾与,不与,也将不会与本报告中的具体分析意见或观点直接或间接相关。

免责声明

信达证券股份有限公司(以下简称“信达证券”)具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由信达证券制作并发布。

本报告是针对与信达证券签署服务协议的签约客户的专属研究产品,为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考,双方对权利与义务均有严格约定。本报告仅提供给上述特定客户,并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通,对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告是基于信达证券认为可靠的已公开信息编制,但信达证券不保证所载信息的准确性和完整性。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告最初出具日的观点和判断,本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会出现不同程度的波动,涉及证券或投资标的的历史表现不应作为日后表现的保证。在不同时期,或因使用不同假设和标准,采用不同观点和分析方法,致使信达证券发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告,对此信达证券可不发出特别通知。

在任何情况下,本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议,也没有考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况,若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测仅供参考,并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人做出邀请。

在法律允许的情况下,信达证券或其关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易,并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权仅为信达证券所有。未经信达证券书面同意,任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若信达证券以外的机构向其客户发放本报告,则由该机构独自为此发送行为负责,信达证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成信达证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。

如未经信达证券授权,私自转载或者转发本报告,所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数:沪深 300 指数(以下简称基准); 时间段:报告发布之日起 6 个月内。	买入: 股价相对强于基准 15% 以上;	看好: 行业指数超越基准;
	增持: 股价相对强于基准 5%~15%;	中性: 行业指数与基准基本持平;
	持有: 股价相对基准波动在±5%之间;	看淡: 行业指数弱于基准。
	卖出: 股价相对弱于基准 5% 以下。	

风险提示

证券市场是一个风险无时不在的市场。投资者在进行证券交易时存在赢利的可能,也存在亏损的风险。建议投资者应当充分深入地了解证券市场蕴含的各项风险并谨慎行事。

本报告中所述证券不一定能在所有的国家和地区向所有类型的投资者销售,投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估,并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求,必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业顾问的意见。在任何情况下,信达证券不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任,投资者需自行承担风险。